

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について 補足説明資料

平成 28 年 8 月
東北電力株式会社

目 次

- 1 有効性評価に係る各設備の概要
- 2 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて
- 3 アクセスルート図及び可搬型設備配置図
- 4 屋内操作機器配置図及び屋内操作機器へのアクセスルート
- 5 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 6 重大事故等対策時の要員の確保及び所要時間について
- 7 原子炉水位及びインターロックの概要
- 8 T B Dシーケンスにおける炉心冷却評価について
- 9 他号炉との同時被災時における成立性について
- 10 ベント実施までの代替格納容器スプレイの運用について
- 11 原子炉隔離時冷却系による注水継続及び原子炉の減圧操作について
- 12 原子炉隔離時冷却系の水源切替について
- 13 運転手順書における重大事故等への対応について
- 14 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 15 原子炉停止機能喪失時の運転操作について
- 16 原子炉停止機能喪失時の運転点について
- 17 炉心損傷開始の確認について
- 18 重大事故時における原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁等手動操作時の被ばく線量
- 19 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果
- 20 原子炉隔離時冷却系による注水時の原子炉圧力挙動について
- 21 スペーサ位置における燃料被覆管温度について
- 22 原子炉水位がレベル 1 付近まで低下した状態での燃料の健全性について
- 23 給水温度条件の根拠について
- 24 重要事故シーケンス等の選定
- 25 サブプレッションチェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について
- 26 LPRM 較正用導管等破損時の影響について
- 27 重大事故時におけるベント実施時の待避時間について
- 28 I-131 の追加放出量について
- 29 真空破壊装置が水没した場合の被ばく評価への影響について
- 30 原子炉格納容器フィルタベント系以外からの系外放出を考慮した場合の被ばく評価結果への影響
- 31 燃料被覆管の円周方向応力の算出方法について
- 32 有効性評価における解析条件の変更等について
- 33 インターフェイスシステム L O C A 発生時の判断について

- 34 I S L O C A発生時の操作の成立性及び設備への影響評価について
- 35 D C Hシナリオにおける逃がし安全弁及び水位計の信頼性について
- 36 D C Hシナリオにおける減圧の考え方について
- 37 原子炉格納容器下部注水手順及び注水確認手段について
- 38 水蒸気爆発評価の解析コードについて
- 39 水素燃焼評価におけるドライ条件を仮定した評価結果について
- 40 格納容器下部（ペデスタル）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮
- 41 溶融炉心ペデスタル落下時の挙動について
- 42 格納容器下部への初期水張りの考え方について
- 43 燃料被覆管に含まれるジルコニウム量の 75%が水と反応すると仮定した場合における水素燃焼評価について
- 44 格納容器内における気体のミキシングについて
- 45 使用済燃料プールサイフォンブレイク孔について
- 46 定期検査工程の概要について
- 47 反応度の誤投入における引抜制御棒の選択について
- 48 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線
- 49 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
- 50 格納容器スプレイ時の格納容器下部の水位上昇の影響について
- 51 G 値について
- 52 水素の燃焼条件
- 53 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
- 54 地震 PRA, 津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性
- 55 深層防護の考え方について
- 56 希ガス保持による減衰効果について
- 57 事象発生時の状況判断について
- 58 原子炉再循環ポンプからのリークについて
- 59 平均出力燃料集合体に燃料被覆管最高温度が発生することの代表性について
- 60 サプレッションチェンバの水位上昇に係る構造的な耐性について
- 61 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について
- 62 逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性について
- 63 原子炉満水操作の概要について
- 64 外部水源温度の条件設定の根拠について
- 65 注水温度の違いによる解析結果への影響について
- 66 格納容器頂部注水について
- 67 LOCA 解析における燃料の代表性について

- 68 エントレインメントの影響について
- 69 有効性評価の主要解析条件と設置変更許可申請書添付書類八との整合性について
- 70 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
- 71 放射線防護具類着用の判断について
- 72 放射線環境下における作業の成立性
- 73 非常用炉心冷却系における系統圧力上昇時の対応操作について
- 74 高圧代替注水系使用時の原子炉隔離時冷却系駆動蒸気ラインの隔離等について
- 75 サブプレッションチェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
- 76 格納容器ベント操作について
- 77 ほう酸水注入系のほう酸濃度、貯蔵量、¹⁰B の比率等の初期条件
- 78 ATWS 時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について
- 79 全制御棒挿入失敗の想定が、部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて
- 80 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
- 81 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由
- 82 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
- 83 給水流量をランアウト流量(約 70%)で評価することの妥当性
- 84 高圧炉心スプレイ系による実際の注水手順と解析との差異
- 85 実効 G 値に係る電力共同研究の追加実験について
- 86 使用済燃料プールの状態監視について
- 87 想定事故 2 においてサイフォン現象を想定している理由について
- 88 使用済燃料プール(SFP)ゲートの健全性について
- 89 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて
- 90 有効性評価における燃料プール代替注水系について
- 91 中性子束振動の判断について
- 92 非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の燃料評価について
- 93 ほう酸水注入による不安定性事象抑制効果について
- 94 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
- 95 高圧・低圧注水機能喪失シナリオにおけるシュラウド外水位の推移について
- 96 ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について
- 97 中小破断 L O C A 時における敷地境界外の実効線量評価
- 98 ほう酸水注入系 (SLC) 起動後の炉心状態について
- 99 復水器水位低下により給水ポンプがトリップしない場合の評価結果への影響
- 100 I S L O C A 発生時の低圧配管破断検知について

- 101 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系作動台数の考え方について
- 102 L O C A時注水機能喪失時における系統隔離操作について
- 103 安定状態の考え方について
- 104 ベントガス流量の考え方について
- 105 デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響
- 106 外部水源注水量限界の見直しについて
- 107 復水補給水系の機能確保の妥当性について
- 108 事象発生後長期の格納容器の健全性について
- 109 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について
- 110 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための代替設備
- 111 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
- 112 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について
- 113 溶融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェル床ドレンサンプの影響について
- 114 格納容器 pH 調整の効果について

下線部：本日提示資料

1. 有効性評価に係る各設備の概要

1. 1 単線結線図

1. 2 高圧代替注水系の機器仕様等について

1. 3 低圧代替注水系（常設）の機器仕様等について

1. 4 原子炉補機代替冷却水系の機器仕様等について

1. 5 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の機器仕様等について

1. 6 原子炉格納容器フィルタベント系の機器仕様等について

1. 7 常設代替交流電源の機器仕様等について

1. 8 所内常設蓄電式直流電源及び可搬型代替直流電源の機器仕様等について

1. 9 代替自動減圧機能の概要について

1. 10 可搬型窒素ガス供給装置の機器仕様等について

1. 11 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の概要について

1. 12 代替制御棒挿入機能の概要について

1. 13 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の概要について

1. 14 ほう酸水注入系の機器仕様等について

1. 15 原子炉格納容器頂部注水系（常設）の機器仕様等について[自主対策設備]

1. 16 原子炉格納容器下部注水系（常設）の機器仕様等について

1. 17 中央制御室待避所の概要について

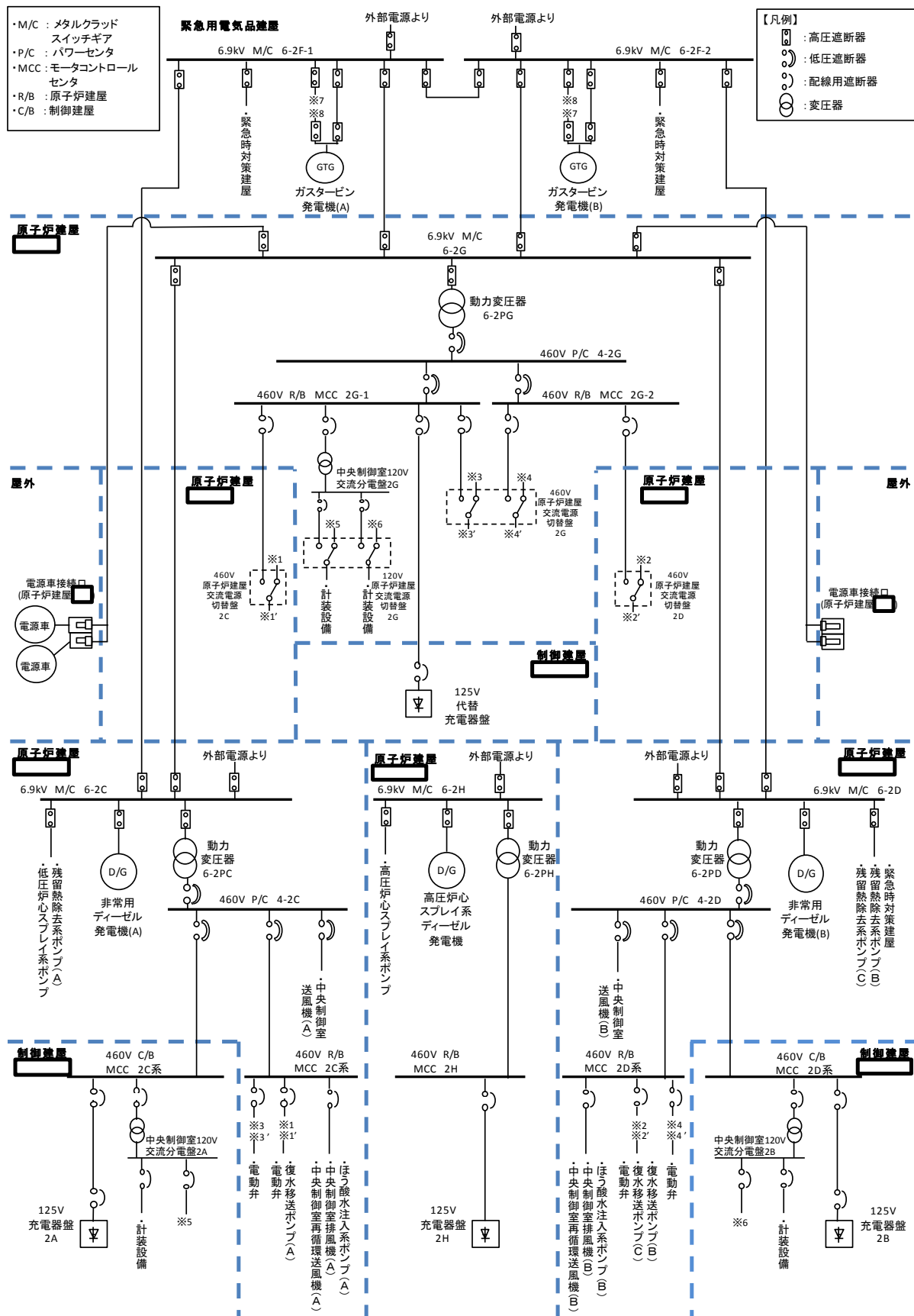
1. 18 燃料プール代替注水系の機器仕様等について

1. 19 燃料プールのスプレイ系の機器仕様等について

1. 20 代替所内電気設備の機器仕様等について

下線部：本日提示資料

1. 1 単線結線図





1. 2 高圧代替注水系の機器仕様等について

(1) 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、設計基準事故対処設備が有する冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する設備として、高圧代替注水系を設ける。

高圧代替注水系は、蒸気タービン駆動の高圧代替注水系ポンプ等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、所内常設蓄電式直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備からの給電により、中央制御室からの手動操作によって、復水貯蔵タンクの水を原子炉冷却材浄化系及び復水給水系を経由して原子炉へ注水する。仮に、所内常設蓄電式直流電源設備及び可搬型代替直流電源設備が機能しない場合でも、現場での手動操作により、高圧注水が必要な期間にわたって運転継続ができる。

(2) 機器仕様

a. 高圧代替注水系ポンプ

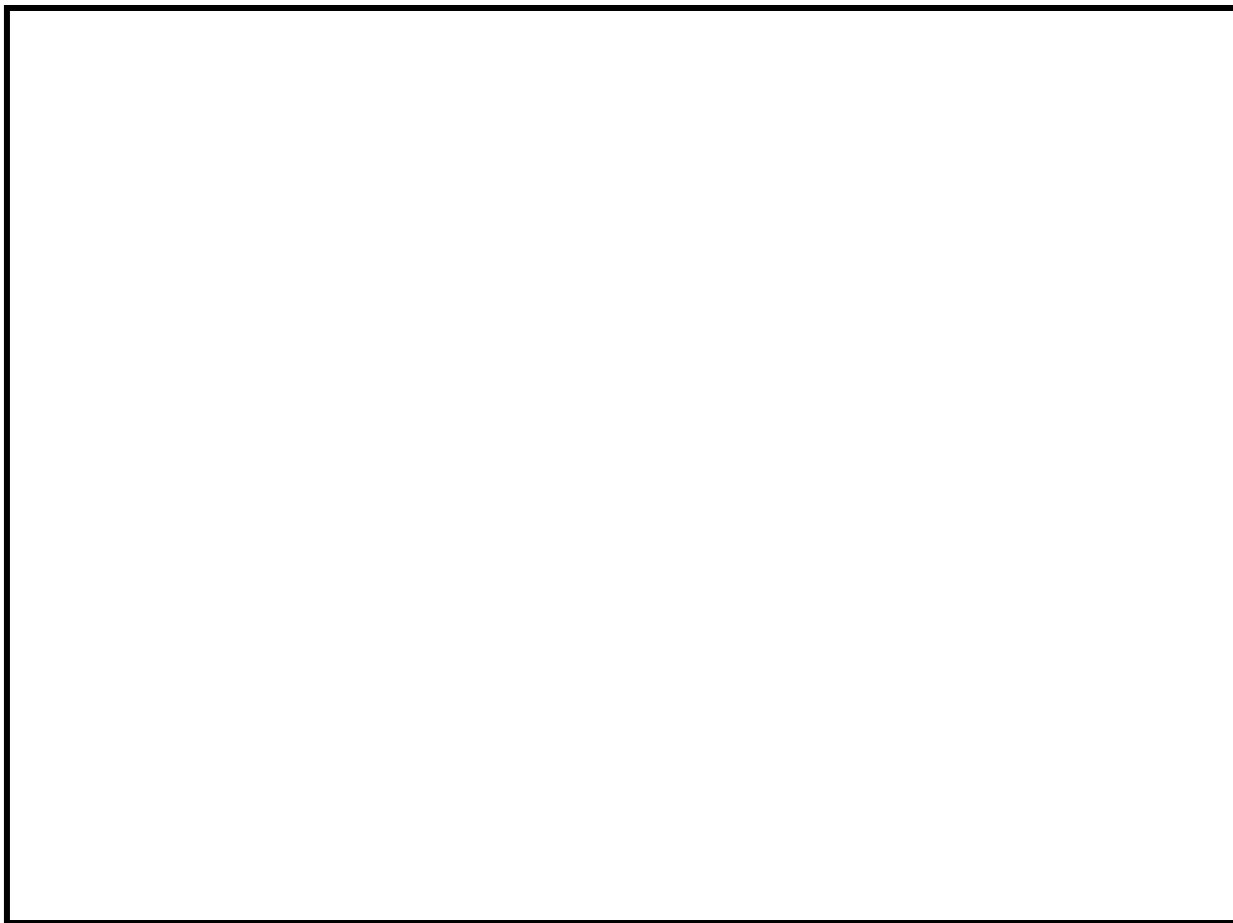
(a) ポンプ

種 類	:	ターボ型
容 量	:	90.8 m ³ /h
揚 程	:	882 m
個 数	:	1
取付箇所	:	原子炉建屋 (二次格納施設内)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

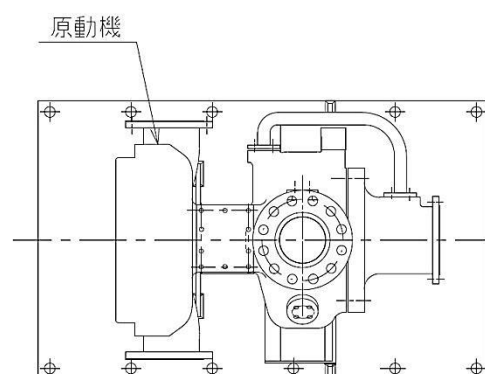
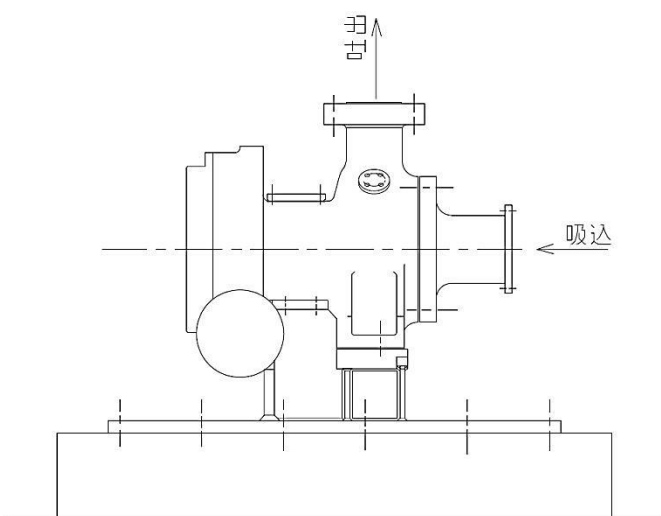
(3) 設備概要

a. 配置場所



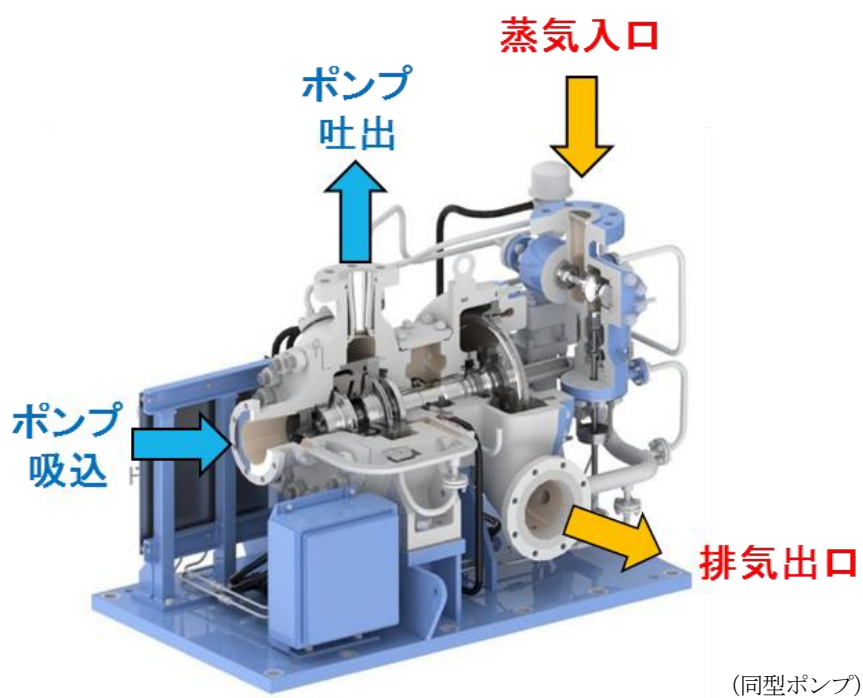
原子炉建屋

b. 外形図

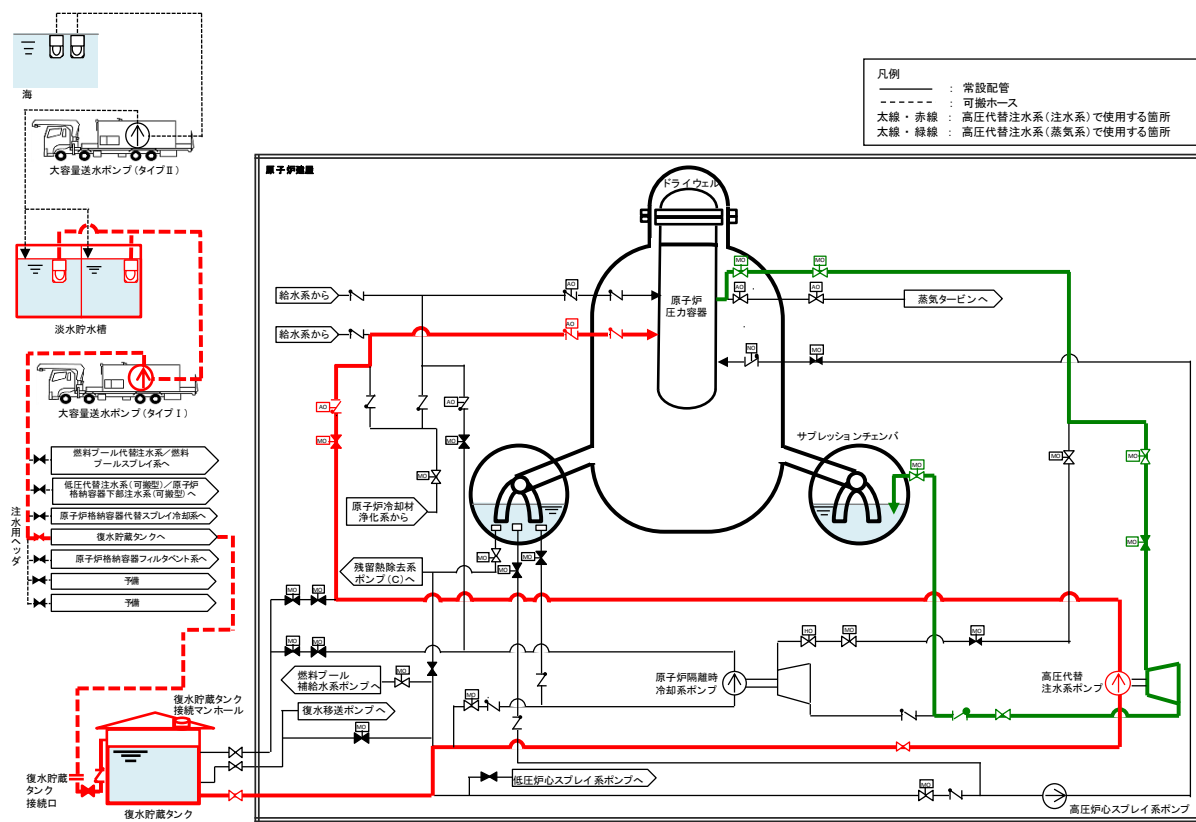


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



1. 3 低圧代替注水系（常設）の機器仕様等について

(1) 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する設備として、低圧代替注水系を設ける。

低圧代替注水系（常設）は、復水移送ポンプ等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電により、中央制御室からの手動操作によって、復水貯蔵タンクの水を残留熱除去系 A 系の配管を経由して原子炉へ注水する。

(2) 機器仕様

a. 復水移送ポンプ

(a) ポンプ

種 類	:	うず巻形
容 量	:	100 m ³ /h/個
揚 程	:	85 m
個 数	:	3（うち予備 1）
取付箇所	:	原子炉建屋 （二次格納施設内）

(b) 原動機

種 類	:	誘導電動機
出 力	:	45 kW
個 数	:	3（うち予備 1）
取付箇所	:	原子炉建屋 （二次格納施設内）

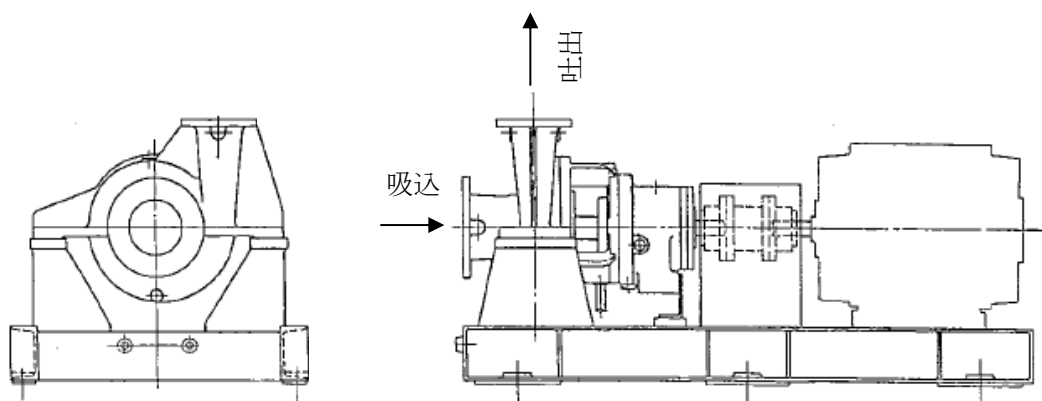
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- (3) 設備概要
- a. 配置場所



原子炉建屋 

- b. 外形図

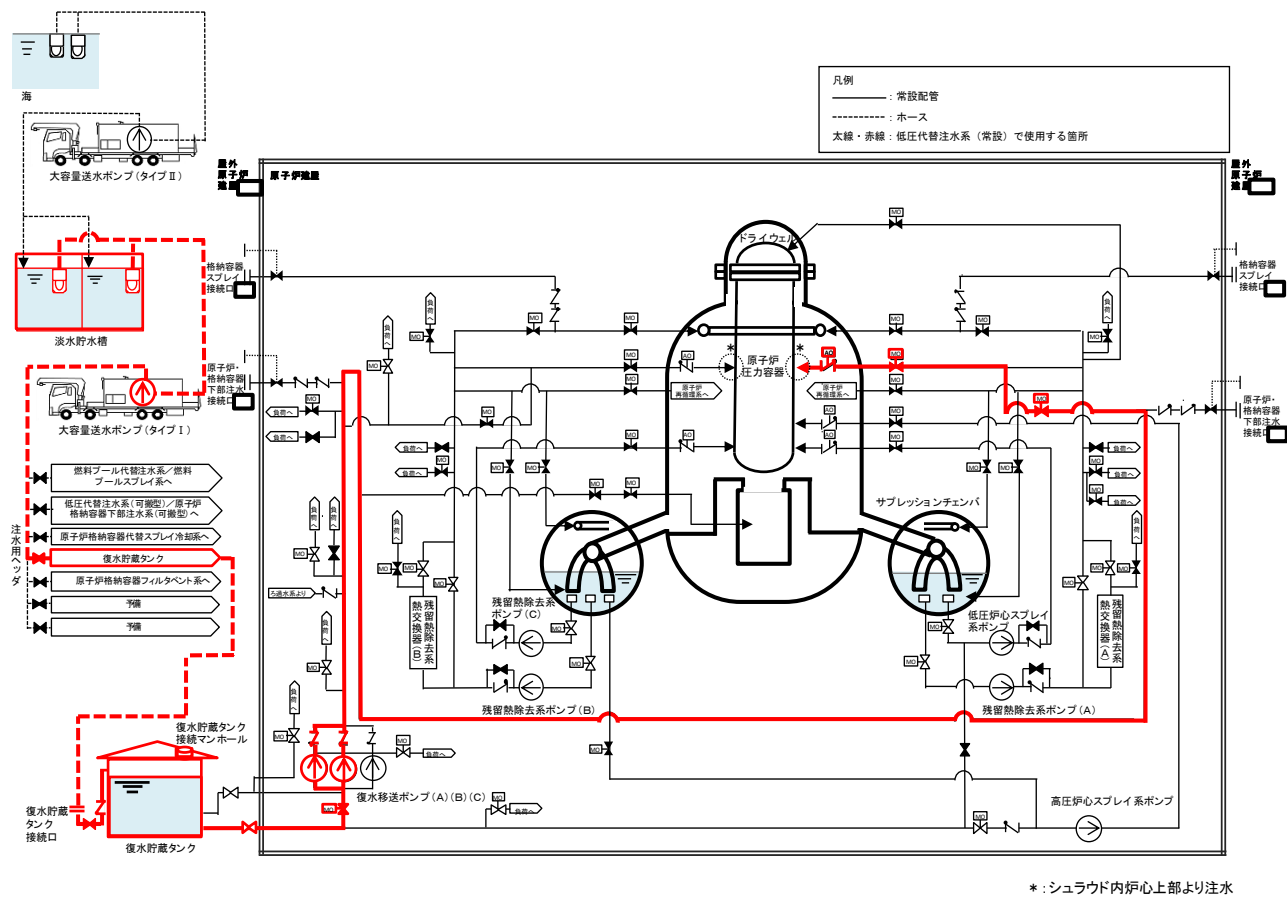


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

1. 4 原子炉補機代替冷却水系の機器仕様等について

(1) 概要

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、海を最終ヒートシンクとし原子炉から発生する熱を残留熱除去系熱交換器を介して輸送する設備として、原子炉補機代替冷却水系を設ける。

原子炉補機代替冷却水系は、熱交換器ユニット、接続口及び大容量送水ポンプ（タイプⅠ）等で構成する。熱交換器ユニットは、大容量送水ポンプ（タイプⅠ）から送水される海水により原子炉補機冷却水系の水を冷却する。

(2) 機器仕様

a. 熱交換器ユニット

容 量	:	MW/個（海水温度 26℃において*1）
個 数	:	2（うち予備 1）
使用場所	:	原子炉建屋近傍
保管場所	:	屋外（第 1 保管エリア及び第 3 保管エリア）

b. 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）*2

種 類	:	うず巻型
容 量	:	m ³ /h/個
揚 程	:	122 m
原動機の種類	:	ディーゼルエンジン
原動機出力	:	847 kW
個数	:	6*3（うち予備 4）
使用場所	:	淡水貯水槽*4，取水口又は海水ポンプ室*5
保管場所	:	屋外（第 1 保管エリア，第 2 保管エリア，第 3 保管エリア 及び第 4 保管エリア）

*1：原子炉補機冷却水系の設計海水温度として過去の発電所海水温度を基に設定。

*2：「低压代替注水系（可搬型），原子炉格納容器代替スプレイ冷却系，原子炉格納容器下部注水系（可搬型），燃料プール代替注水系，燃料プールのスプレイ系，原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の各系統の注水設備として使用，及び「原子炉補機代替冷却水系」と兼用する。

*3：「低压代替注水系（可搬型），原子炉格納容器代替スプレイ冷却系，原子炉格納容器下部注水系（可搬型），燃料プール代替注水系，燃料プールのスプレイ系，原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」で 1 台，「原子炉補機代替冷却水系」で 1 台使用する。

枠囲みの内容は商業機密上の観点から公開できません。

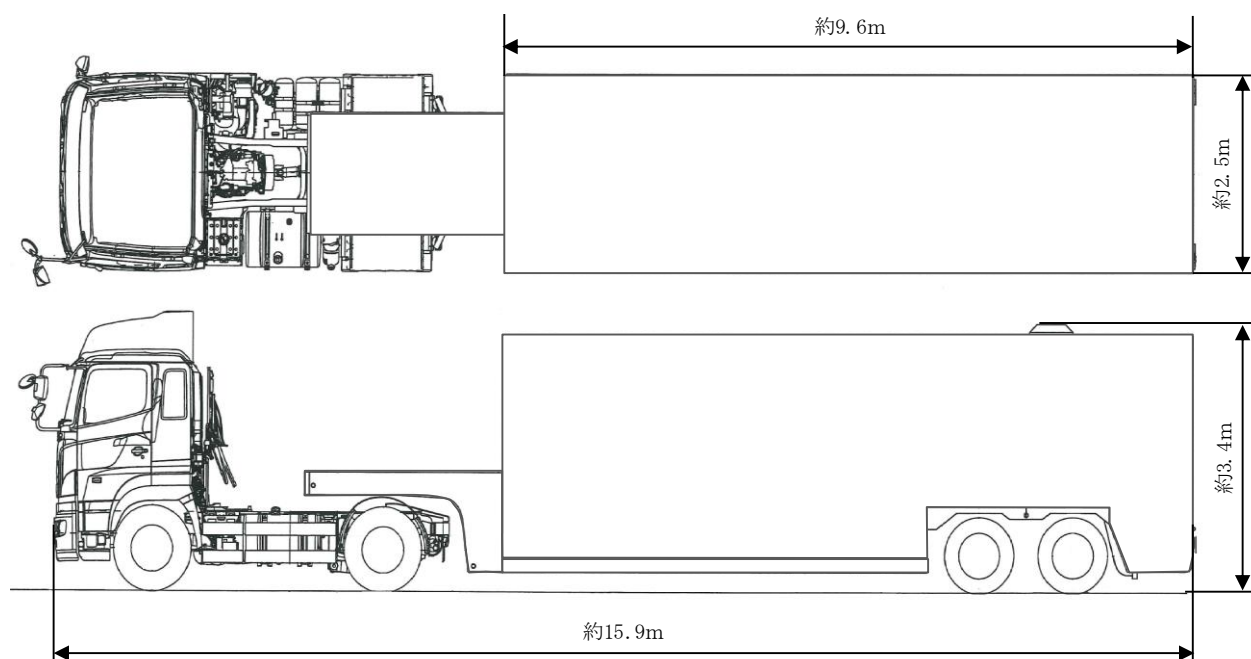
*4：「低圧代替注水系（可搬型），原子炉格納容器代替スプレイ冷却系，原子炉格納容器下部注水系（可搬型），燃料プール代替注水系，燃料プールのスプレイ系，原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の使用時を示す。

*5：「原子炉補機代替冷却水系」の使用時を示す。

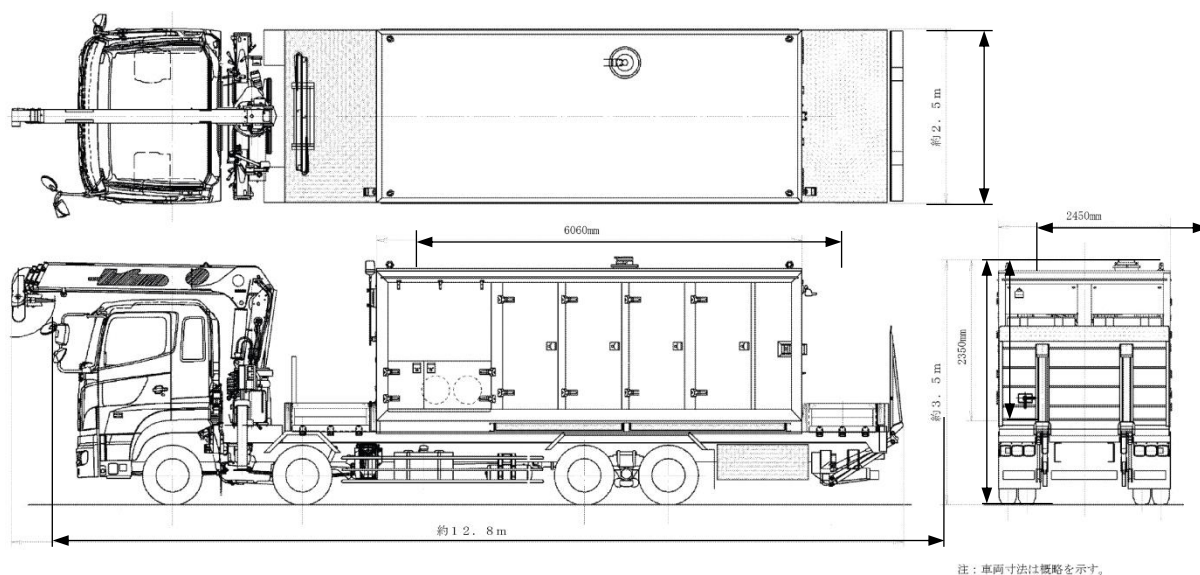
(3) 設備概要

a. 外形図

(a) 熱交換器ユニット

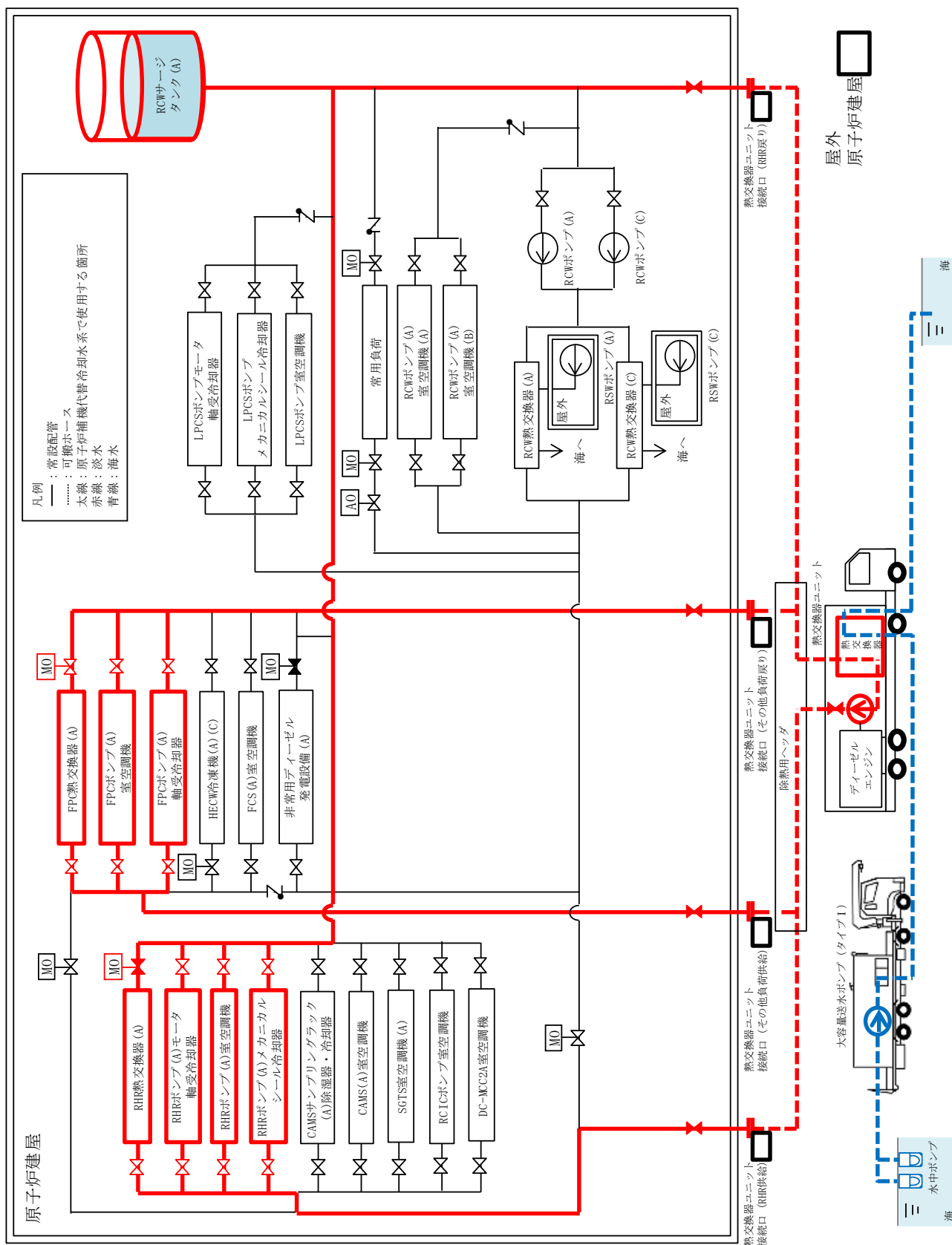


(b) 大容量送水ポンプ（タイプ I）



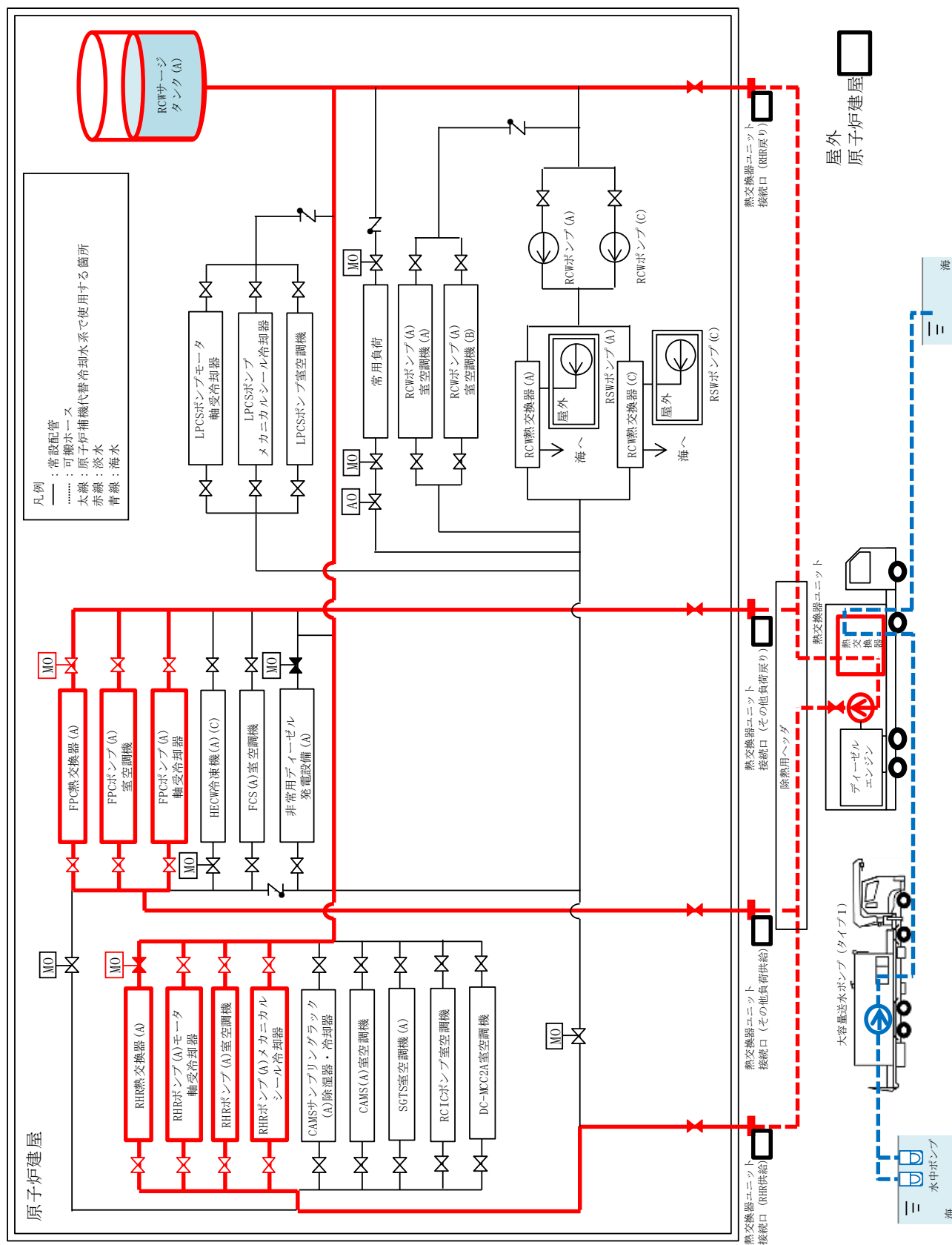
b. 系統図

(a) 原子炉補機代替冷却水系 A 系



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(b) 原子炉補機代替冷却水系 B系



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

1. 5 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の機器仕様等について

(1) 概要

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる設備として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を設ける。

また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質濃度を低下させるために必要な設備として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を設ける。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系は、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び接続口等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、淡水貯水槽の水を残留熱除去系 A 系又は B 系の配管及びスプレイ管を経由して原子炉格納容器へスプレイする。

(2) 機器仕様

a. 大容量送水ポンプ（タイプ I）^{*1}

種 類	: うず巻型
容 量	: m ³ /h/個
揚 程	: 122 m
原動機の種類	: ディーゼルエンジン
原動機出力	: 847 kW
個 数	: 6 ^{*2} （うち予備 4）
使用場所	: 淡水貯水槽 ^{*3} 、取水口又は海水ポンプ室 ^{*4}
保管場所	: 屋外（第 1 保管エリア、第 2 保管エリア、第 3 保管エリア及び第 4 保管エリア）

*1: 「低圧代替注水系（可搬型）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、燃料プール代替注水系、燃料プールのスプレイ系、原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の各系統の注水設備として使用、及び「原子炉補機代替冷却水系」と兼用する。

*2: 「低圧代替注水系（可搬型）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、燃料プール代替注水系、燃料プールのスプレイ系、原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」で 1 台、「原子炉補機代替冷却水系」で 1 台使用する。

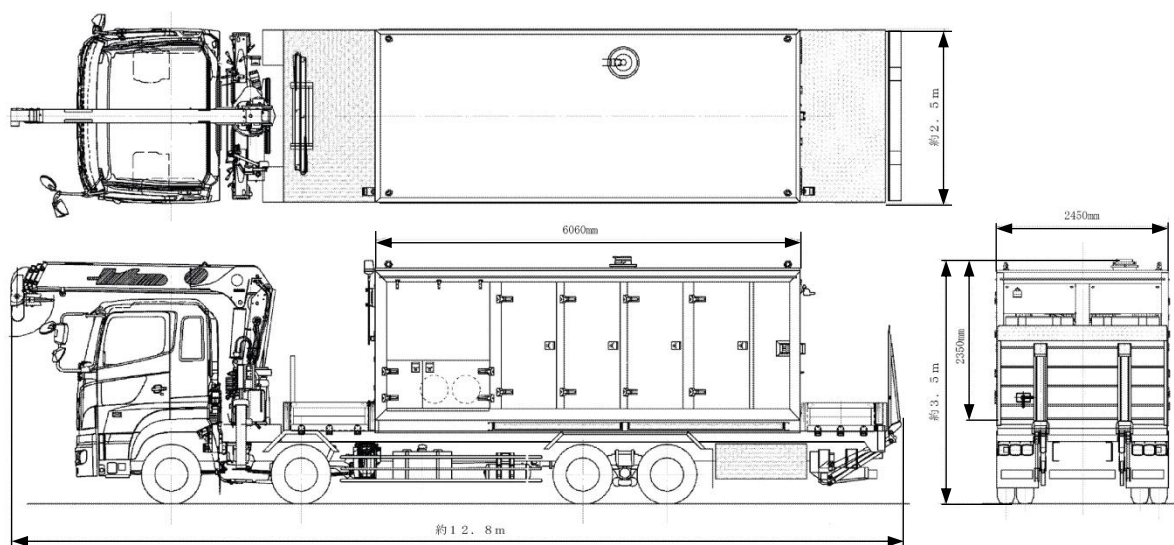
*3: 「低圧代替注水系（可搬型）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、燃料プール代替注水系、燃料プールのスプレイ系、原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の使用時を示す。

*4: 「原子炉補機冷却水系」の使用時を示す。

枠囲みの内容は商業機密上の観点から公開できません。

(3) 設備概要

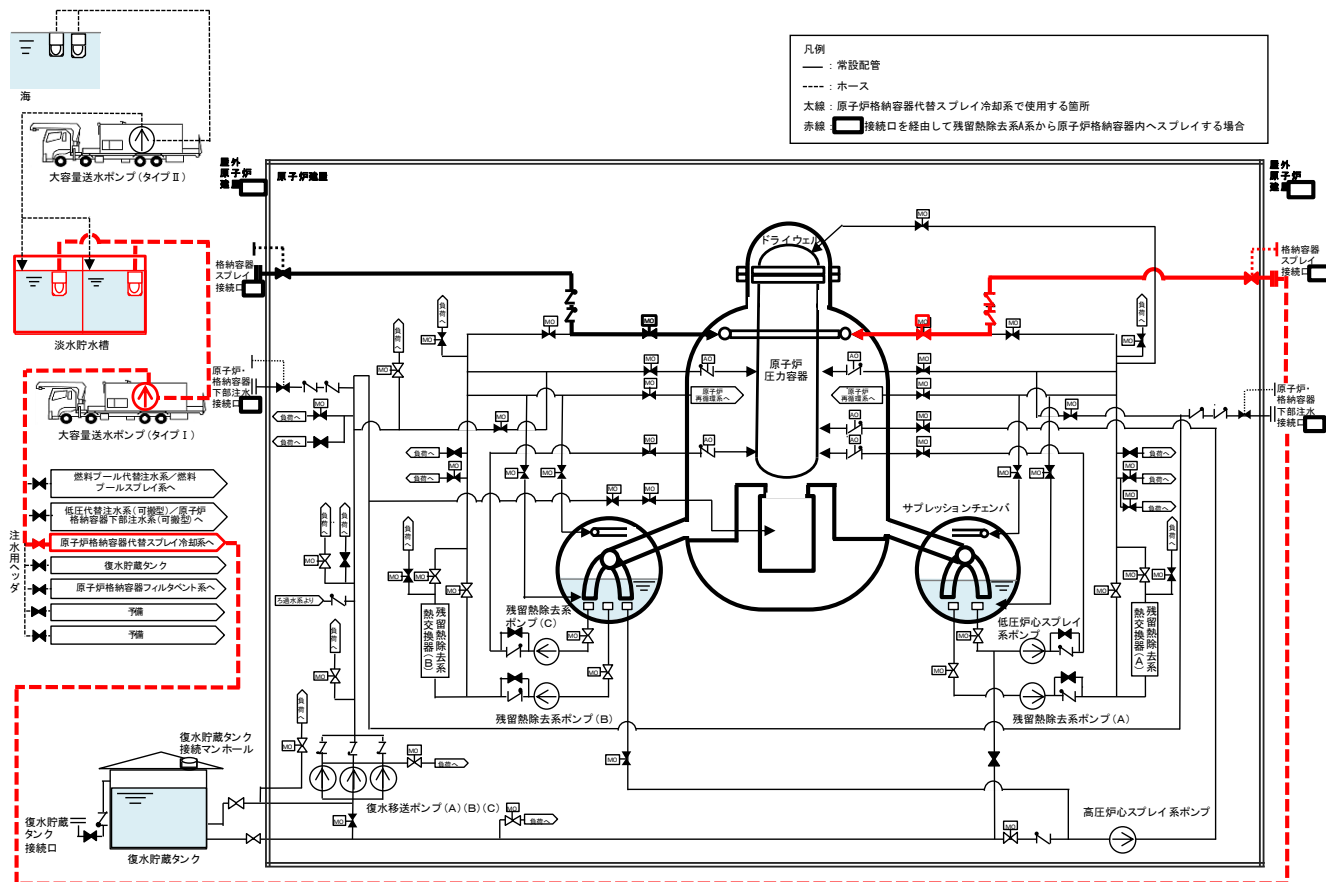
a. 外形図



b. 外観



c. 系統図



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

1. 6 原子炉格納容器フィルタベント系の機器仕様等について

(1) 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の雰囲気ガスを放出し、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることにより原子炉格納容器の過圧による破損を防止する設備として、原子炉格納容器フィルタベント系を設ける。

原子炉格納容器フィルタベント系は、フィルタ装置及び圧力開放板等で構成し、フィルタ装置を介して排気に含まれる放射性物質を低減させる機能を有するとともに、原子炉格納容器内に滞留する水素ガスを環境へ放出する機能を有する。

本系統には、電動駆動の隔離弁を設置し、原子炉格納容器からの排気は、この弁を開操作することにより行う。隔離弁は、全交流動力電源喪失した場合でも、重大事故等に対処するための電源から給電が可能であり、さらに、隔離弁には人力により遠隔で操作する機構を設ける。

また、設計基準事故対処設備に係る最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、かつ残留熱除去系の使用が不可能な場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送するための機能も併せ持つ。

原子炉格納容器フィルタベント系の附帯設備として給水設備及び可搬型窒素ガス供給装置を設ける。

給水設備は、ベント時に、フィルタ装置に捕集した放射性物質の崩壊熱によりスクラバ溶液が減少した場合に、原子炉建屋原子炉棟外からフィルタ装置へ水及び薬液の補給が可能なよう、配管及び外部接続口等で構成する。この外部接続口は、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び薬液補給装置を用いて水及び薬液の補給ができる。

可搬型窒素ガス供給装置は、原子炉格納容器フィルタベント系の使用後、ベントガスに含まれる水素及びフィルタ装置で捕集した放射性物質による水の放射線分解によって発生する水素が系統内に滞留し、可燃限界に至ることを防止するため、窒素を供給することにより、系統内の掃気及び不活性化を行う。可搬型窒素ガス供給装置の詳細については、「1. 10 可搬型窒素ガス供給装置の機器仕様等について」に示す。

(2) 機器仕様

a. フィルタ装置

型 式	:	たて置円筒形容器
材 質	:	ステンレス鋼 (SUS316L)
胴 内 径	:	約 2.6 m
高 さ	:	約 6 m
個 数	:	3

b. ベンチュリスクラバ

(a) ベンチュリノズル

材 質 :
全 高 :
個 数 :

(b) スクラバ溶液

濃 度 :

c. 金属繊維フィルタ

材 質 :
サ イ ズ :
繊 維 径 :

個 数 :
総 面 積 :

d. 放射性よう素フィルタ

材 質 : 銀ゼオライト
充 填 量 :
ベッド厚さ :

e. 流量制限オリフィス

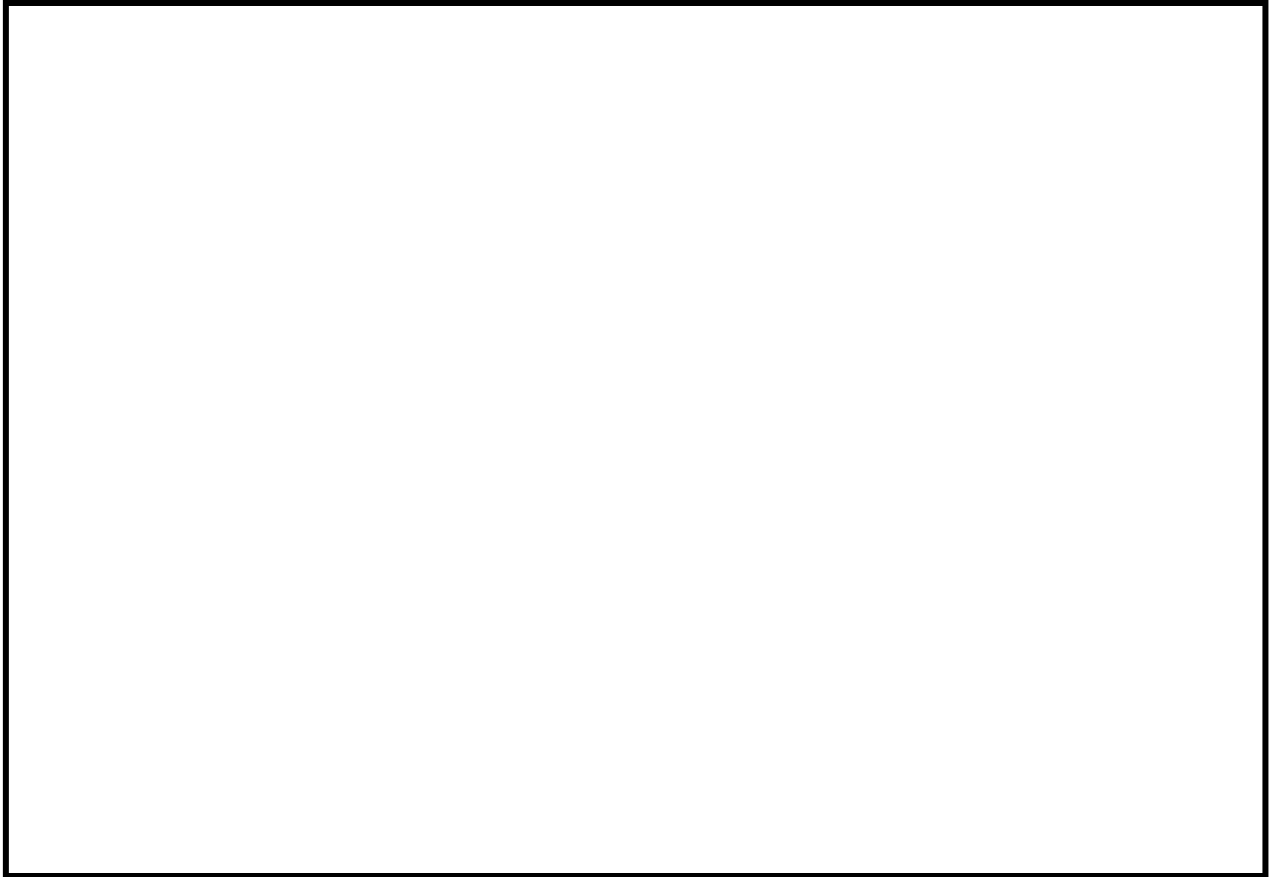
型 式 : 同心オリフィス板
材 質 :
個 数 :

f. 圧力開放板

型 式 : 複合引張型ラプチャディスク
個 数 : 1 個
設定圧力 : 100kPa (差圧)
材 質 : ステンレス鋼

枠囲みの内容は商業機密上の観点から公開できません。

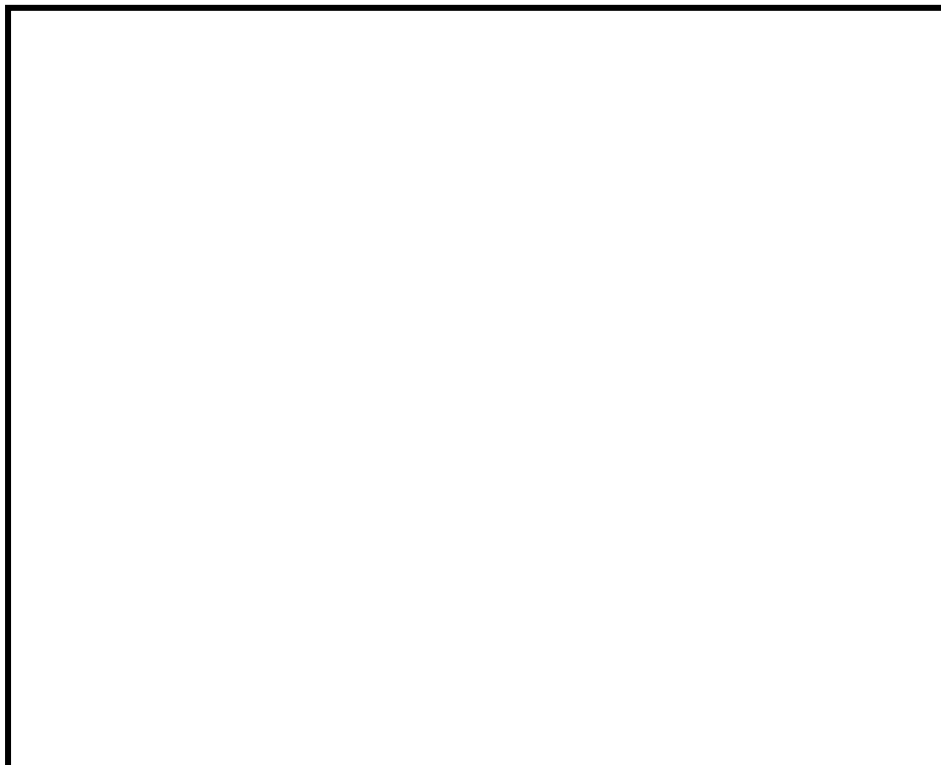
- (3) 設備概要
- a. 配置場所



原子炉建屋

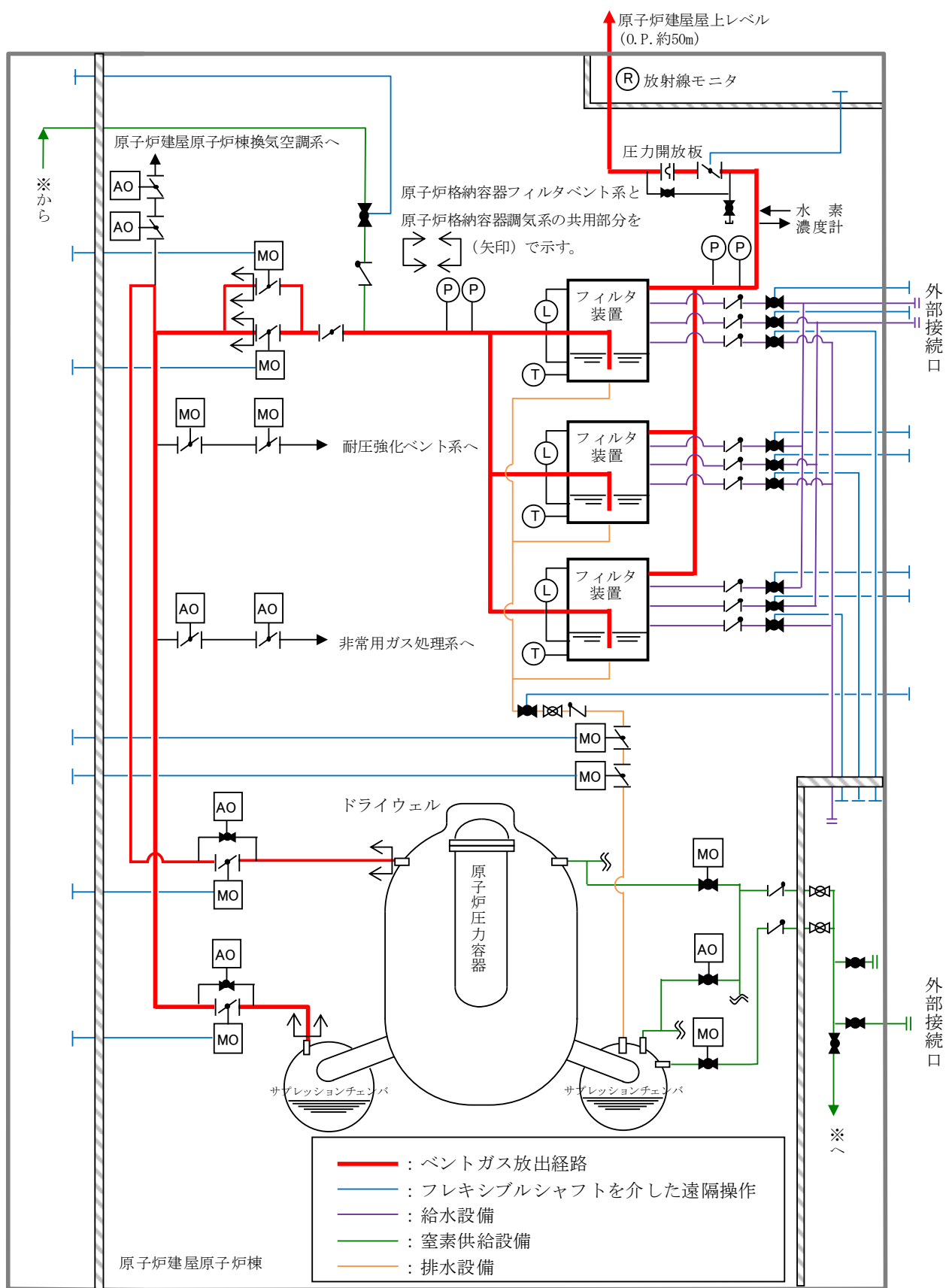


- b. 模式図



枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

c. 系統図



原子炉建屋

1. 7 常設代替交流電源の機器仕様等について

(1) 概要

設計基準事故対処設備の電源喪失により重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損等を防止するための必要な電力を供給するため、常設代替交流電源設備として、ガスタービン発電機を設ける。

ガスタービン発電機は、外部電源の喪失時に自動起動し、中央制御室からの操作により代替所内電気設備及び非常用所内電気設備に電源供給することで、残留熱除去系、補給水系及び 125V 蓄電池充電器等へ電力を供給する。

(2) 機器仕様

a. ガスタービン発電機

(a) 機関

種 類	:	ガスタービン
使用燃料	:	軽油
個 数	:	2
取付箇所	:	緊急用電気品建屋 ☐

(b) 発電機

種 類	:	横軸回転界磁 3 相同期発電機
容 量	:	4,500kVA/台(常用連続運用定格：約 3,791kVA/個)
電 圧	:	6,900 V
冷却方法	:	空冷
個 数	:	2
取付箇所	:	緊急用電気品建屋 ☐

(3) 設備概要

a. 外観



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

1. 8 所内常設蓄電式直流電源及び可搬型代替直流電源の機器仕様等について

(1) 概要

重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための必要な電力を供給するため、所内常設蓄電式直流電源設備として、125V 蓄電池を設ける。

125V 蓄電池は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、原子炉隔離時冷却系、主蒸気逃がし安全弁、原子炉格納容器フィルタベント系及び高压代替注水系等へ電力を供給する。

また、設計基準事故対処設備の電源喪失により重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための必要な電力を供給するため、可搬型代替直流電源設備として、125V 代替蓄電池及び 125V 代替充電器を設ける。

可搬型代替直流電源設備は、125V 代替蓄電池及び 125V 代替充電器に可搬型代替交流電源設備から充電することにより、24 時間にわたり、主蒸気逃がし安全弁、原子炉格納容器フィルタベント系及び高压代替注水系等へ電力を供給する。

(2) 機器仕様

a. 125V 蓄電池（所内常設蓄電式直流電源）

種 類	:	制御弁式据置鉛蓄電池
容 量	:	A 系 8000 Ah, B 系 6000 Ah (現行容量は A 系, B 系とも 4000 Ah)
電 圧	:	125 V
個 数	:	2 組
取付箇所	:	A 系 制御建屋 B 系 制御建屋

b. 125V 代替蓄電池（可搬型代替直流電源）

種 類	:	制御弁式据置鉛蓄電池
容 量	:	2000 Ah
電 圧	:	125 V
個 数	:	1 組
取付箇所	:	制御建屋

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

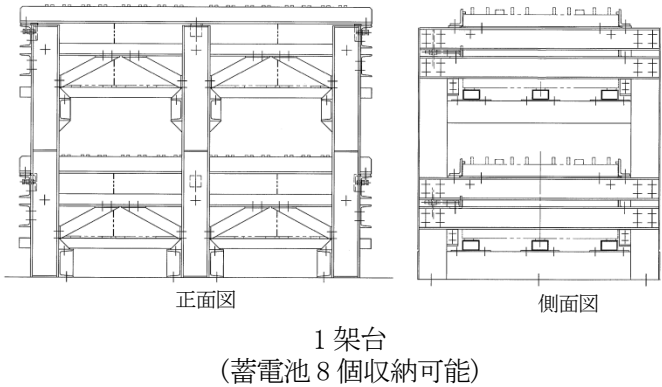
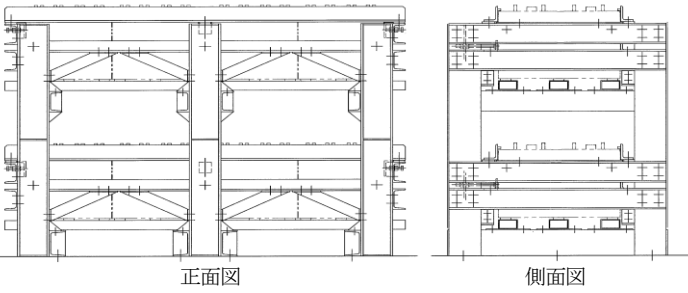
(3) 設備概要

a. 125V 蓄電池（所内常設蓄電式直流電源）

(a) 設置場所



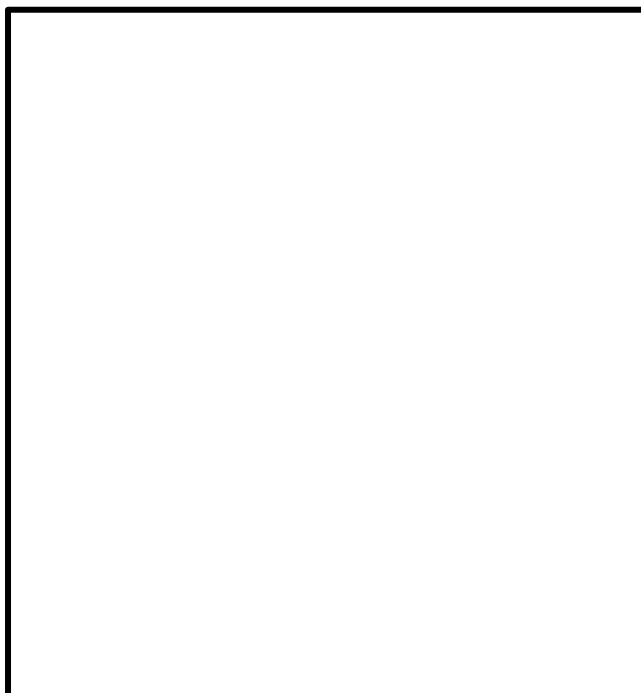
(b) 外形図

①125V 蓄電池 2A (3000Ah×2 並列) 16 架台(蓄電池 120 個) ②125V 蓄電池 2B (3000Ah×2 並列) 15 架台(蓄電池 120 個)	③125V 蓄電池 2A (2000Ah×1 並列) 8 架台(蓄電池 60 個)
 正面図 側面図 1 架台 (蓄電池 8 個収納可能)	 正面図 側面図 1 架台 (蓄電池 8 個収納可能)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

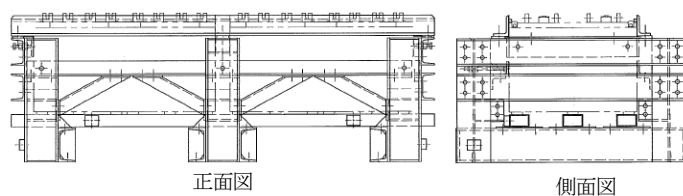
b. 125V 代替蓄電池（可搬型代替直流電源）

(a) 設置場所



(b) 外形図

④125V 代替蓄電池（2000Ah×1 並列）
15 架台（蓄電池 60 個）



1 架台
（蓄電池 4 個収納可能）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

1. 9 代替自動減圧機能の概要について

(1) 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能による原子炉の減圧が行われない場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、代替自動減圧機能を設ける。

代替自動減圧機能は、原子炉水位低及び残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプの運転の場合に、逃がし安全弁 2 弁を作動させ、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧させる機能を有する。

(2) 代替自動減圧機能の作動信号

作動に要する信号の種類	: 原子炉水位低
検出器の種類	: 差圧検出器
検出器の個数	: 4
作動に要する信号数	: 2
作動設定値	: レベル 1 (原子炉圧力容器零レベルより 947cm 上)
作動信号	: 逃がし安全弁作動
その他	: 残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転中のみ作動信号が発信される

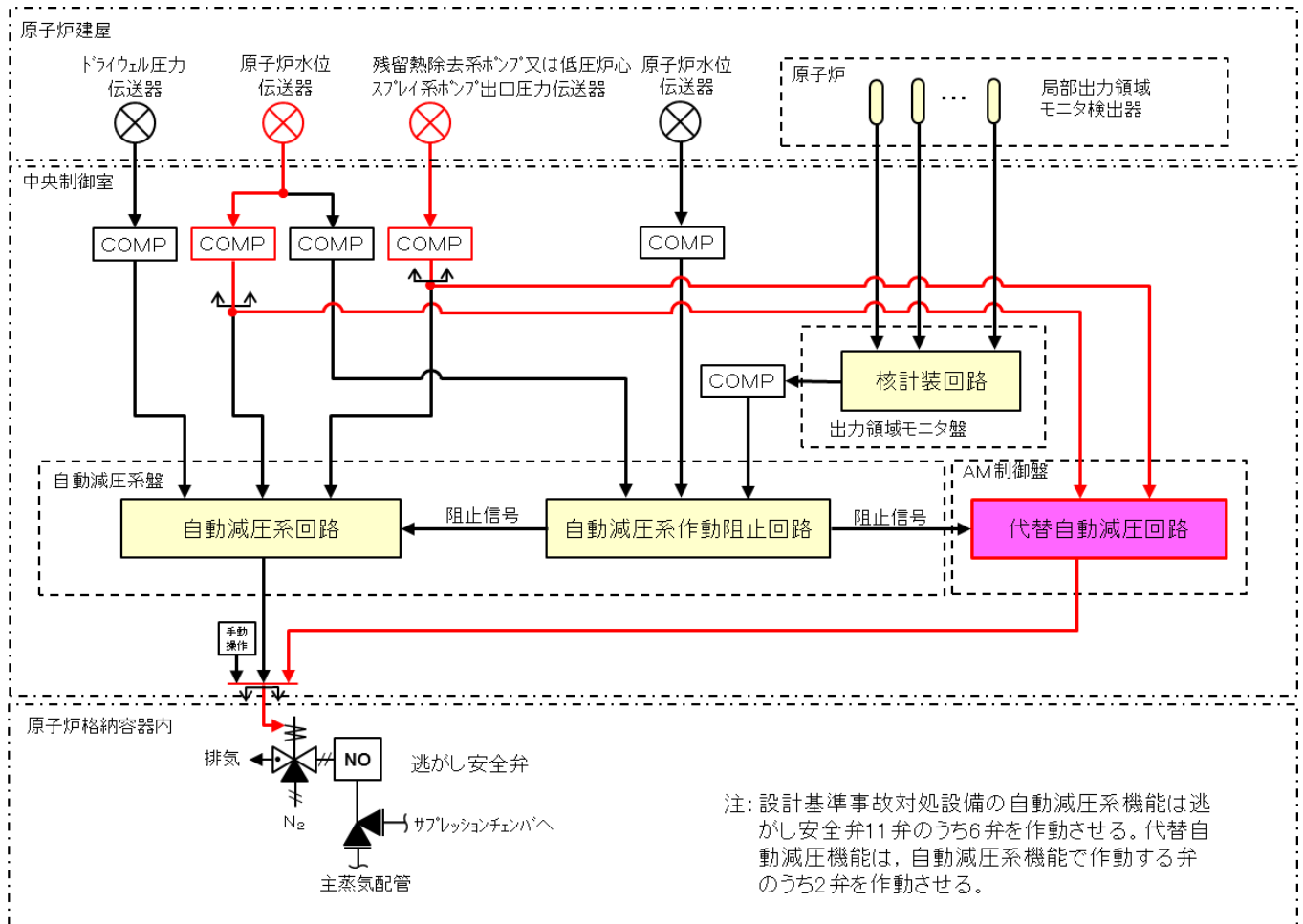
(3) 代替自動減圧回路の設置場所



制御建屋

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成

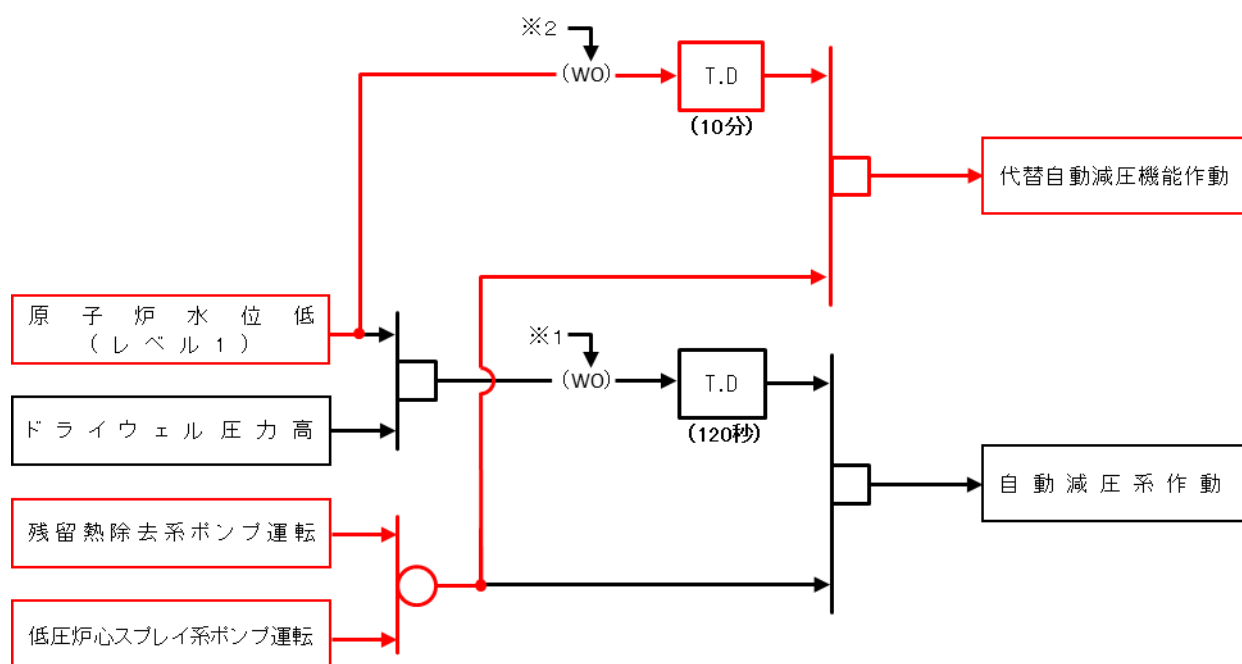


代替自動減圧機能と自動減圧系機能の共用部分を  (矢印) で示す。

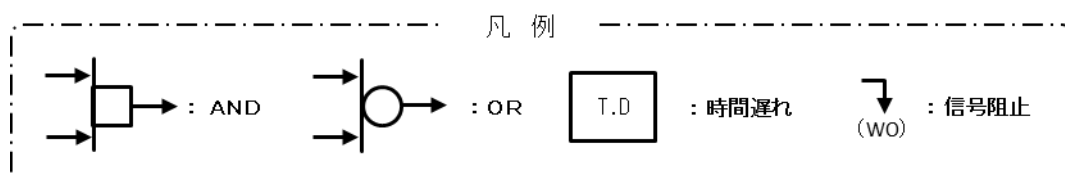
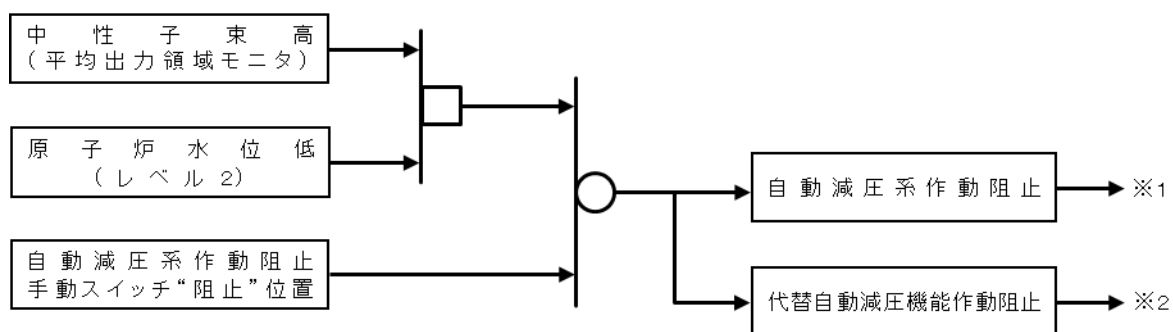


(5) 論理回路

(自動減圧系回路)



(自動減圧系作動阻止回路)



1. 10 可搬型窒素ガス供給装置の機器仕様等について

(1) 概要

原子炉格納容器内及び原子炉格納容器フィルタベント系における水素爆発による破損を防止する必要がある場合に、雰囲気ガスを不活性化し水素爆発を防止する設備として、可搬型窒素ガス供給装置を設ける。

可搬型窒素ガス供給装置は、原子炉建屋原子炉棟外の外部接続口から原子炉格納容器内及び原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置内へ窒素ガスを供給する。また、全交流動力電源喪失した場合でも装置内に発電機を搭載し、窒素ガスの供給が可能である。

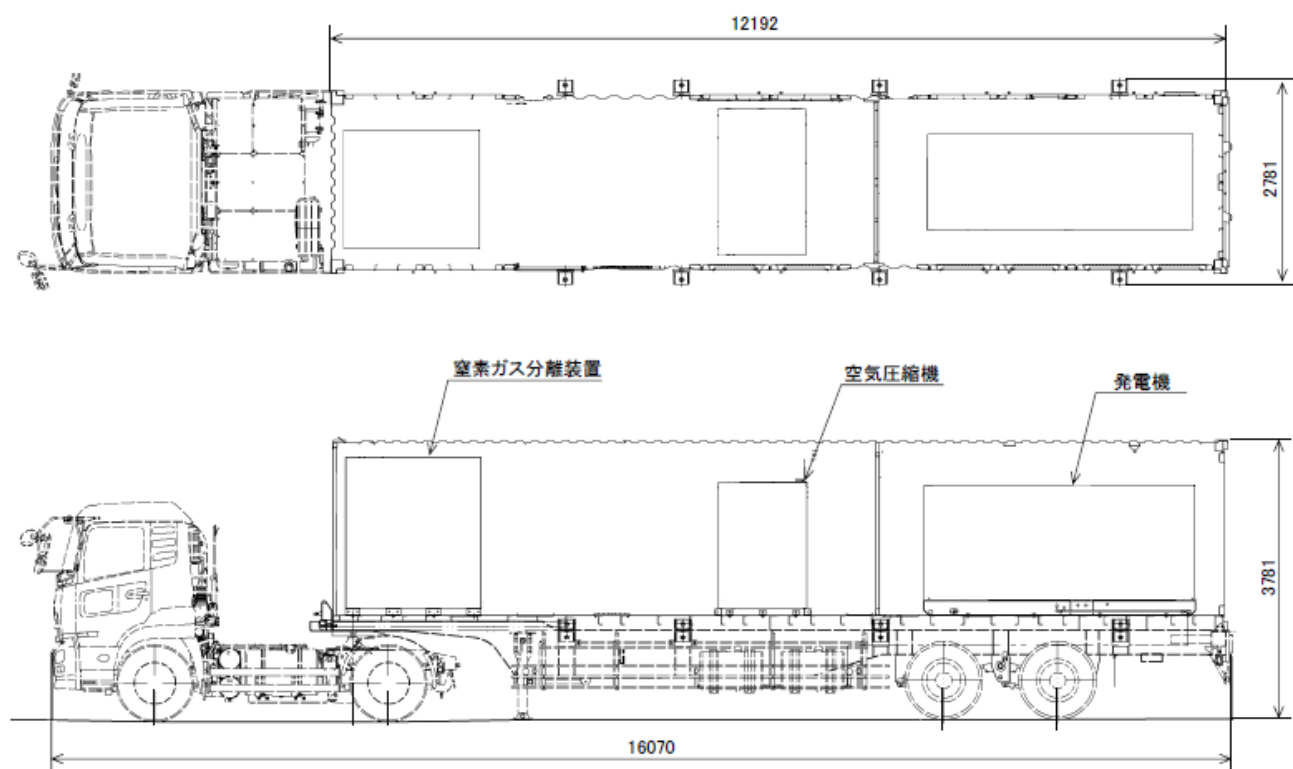
(2) 機器仕様

a. 可搬型窒素ガス供給装置

種 類	: 圧力変動吸着方式
容 量	: 約 220 m ³ /h(normal)
純 度	: 99.0 vol%以上（不活性ガス）
供給圧力	: 427 kPa[gage]
個 数	: 2（うち予備 1）
使用場所	: 原子炉建屋近傍
保管場所	: 屋外（第 1 保管エリア及び第 4 保管エリア）

(3) 設備概要

a. 外形図

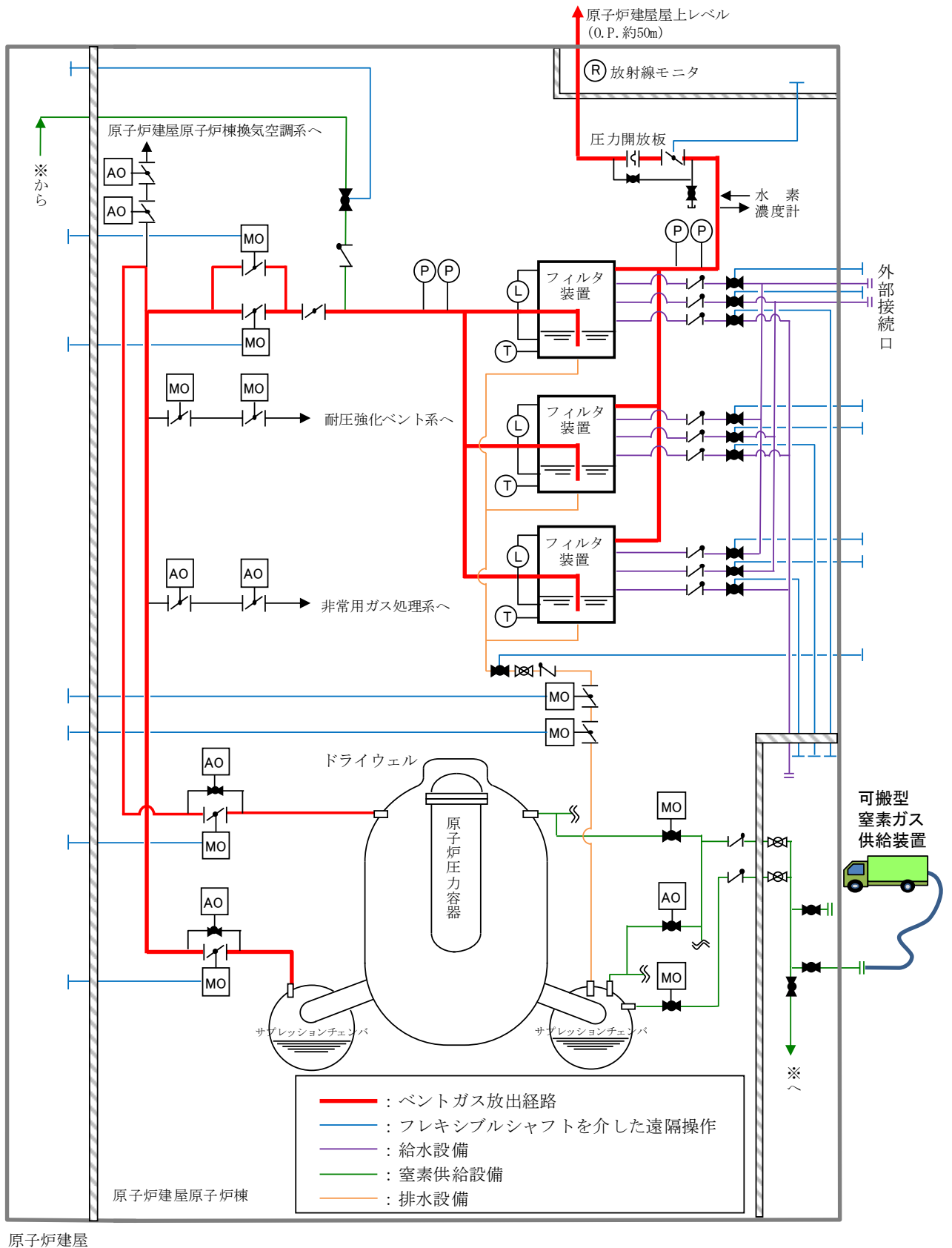


注：車両寸法は概略を示す。

b. 外観



c. 系統図



1. 1 1 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の概要について

(1) 概要

原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉出力を制御するため、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能を設ける。

代替原子炉再循環ポンプトリップ機能は、原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により原子炉再循環ポンプを停止させる機能を有する。

(2) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の作動信号

作動に要する信号の種類 : 原子炉圧力高又は原子炉水位低

検出器の種類 : 圧力検出器, 差圧検出器

検出器の個数 : 圧力検出器 4
差圧検出器 4

作動に要する信号数 : 原子炉圧力高 2
原子炉水位低 2

作動設定値 : 原子炉圧力高 7.35 MPa[gage]
原子炉水位低 レベル 2 (原子炉圧力容器零レベルより 1216cm 上)

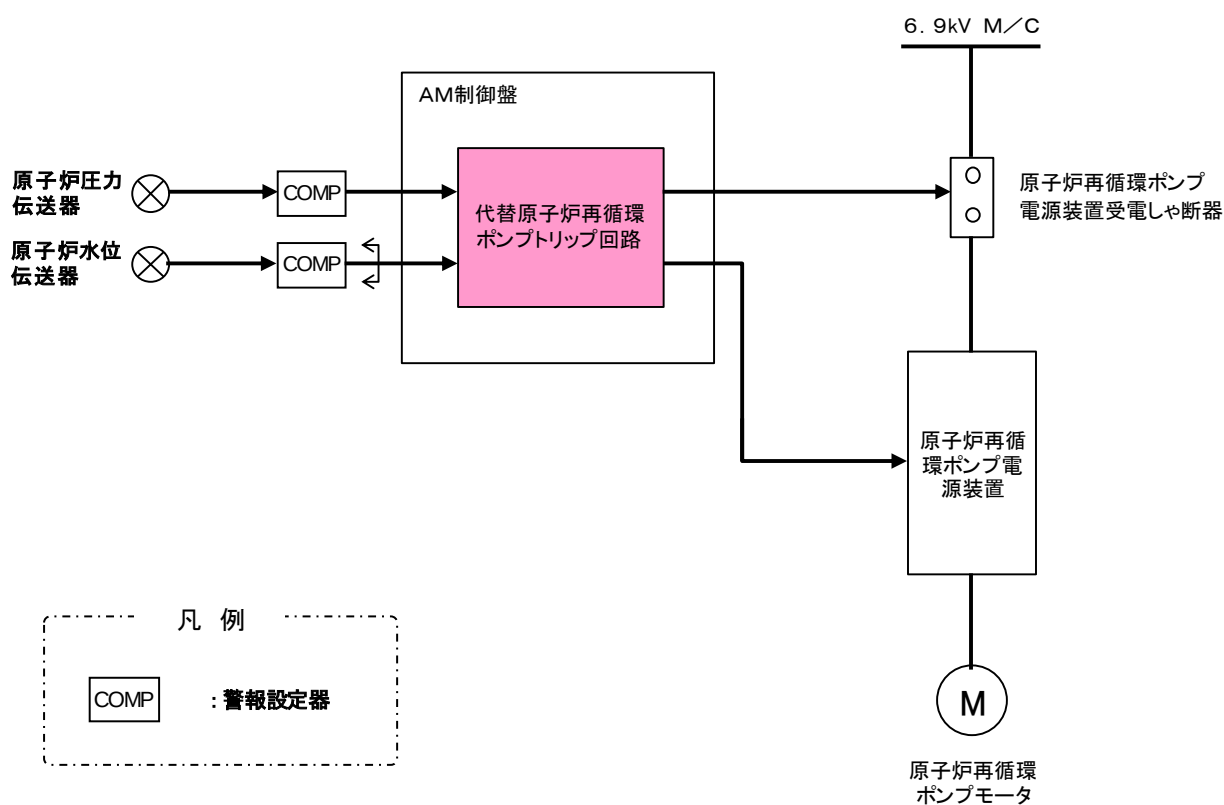
(3) 代替原子炉再循環ポンプトリップ回路の設置場所



制御建屋

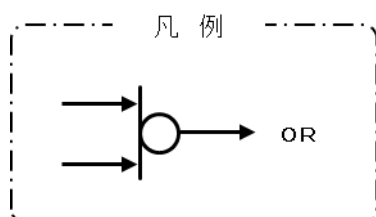
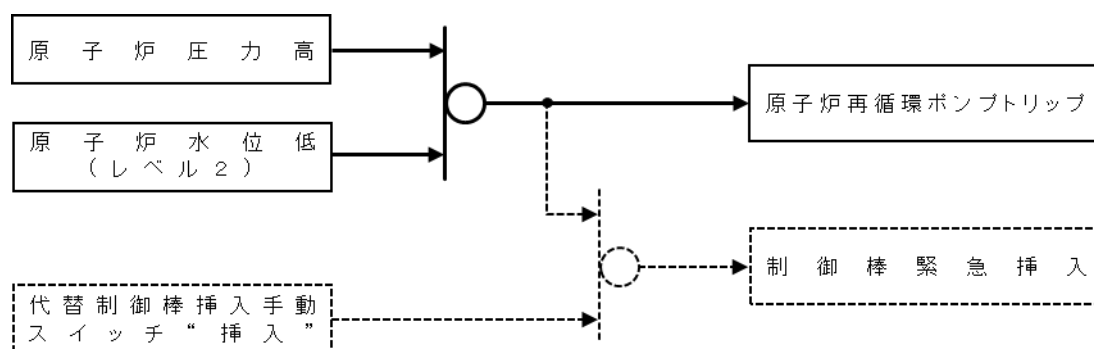
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成



代替原子炉再循環ポンプトリップ機能と他系統との共用部分を  (矢印) で示す。

(5) 論理回路



* 代替制御棒挿入回路と代替原子炉再循環ポンプトリップ回路は同じ回路であり、条件成立により、制御棒緊急挿入信号及び原子炉再循環ポンプトリップ信号が発信される。

1. 1 2 代替制御棒挿入機能の概要について

(1) 概要

原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉を未臨界に移行するため、代替制御棒挿入機能を設ける。

代替制御棒挿入機能は、原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により全制御棒を挿入させる機能を有する。

なお、スクラム失敗時は手動により代替制御棒挿入機能を動作させることが可能である。

(2) 代替制御棒挿入機能の作動信号

作動に要する信号の種類 : 原子炉圧力高又は原子炉水位低

検出器の種類 : 圧力検出器, 差圧検出器

検出器の個数 : 圧力検出器 4
差圧検出器 4

作動に要する信号数 : 原子炉圧力高 2
原子炉水位低 2

作動設定値 : 原子炉圧力高 7.35 MPa[gage]
原子炉水位低 レベル 2 (原子炉圧力容器零レベルより 1216cm 上)

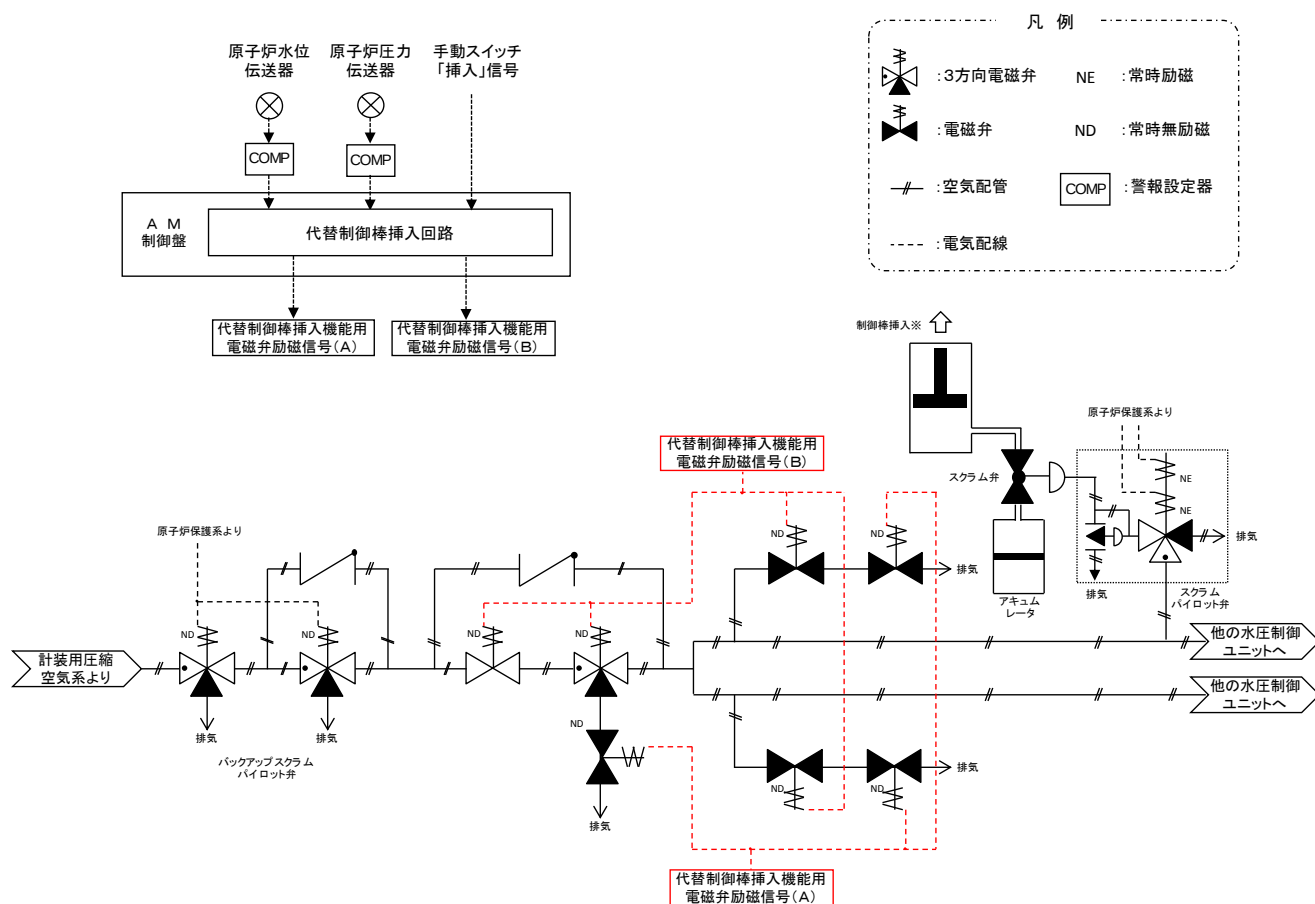
(3) 代替制御棒挿入回路の設置場所



制御建屋

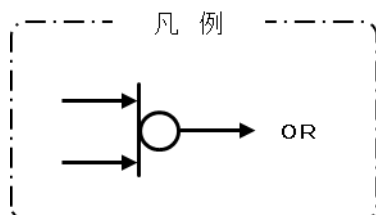
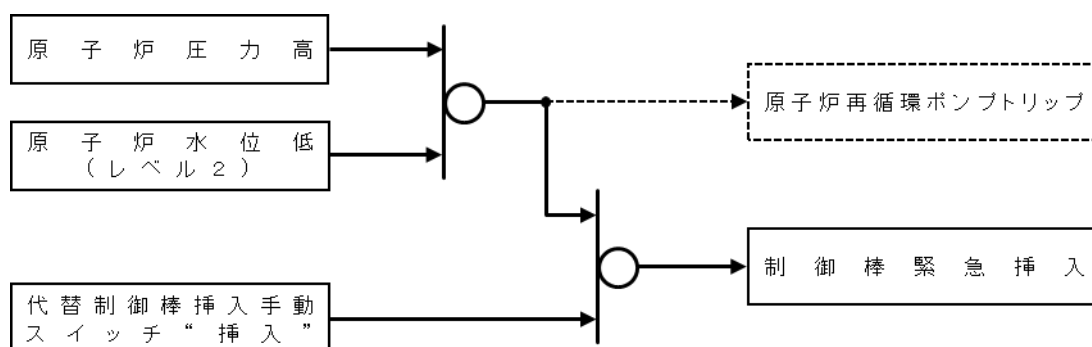
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成



※代替制御棒挿入回路による電磁弁の励磁から25秒以内に全制御棒が全挿入される。

(5) 論理回路



* 代替制御棒挿入回路と代替原子炉再循環ポンプトリップ回路は同じ回路であり、条件成立により、制御棒緊急挿入信号及び原子炉再循環ポンプトリップ信号が発信される。

1. 1 3 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の概要について

(1) 概要

制御棒挿入機能及び代替制御棒挿入機能が喪失し、原子炉の出力が維持されている状態において、自動減圧系又は代替自動減圧機能が作動することにより、原子炉への注水に伴う急激な出力上昇が生じる。この急激な出力上昇による炉心の著しい損傷を防止するため、自動減圧系作動阻止機能を設ける。

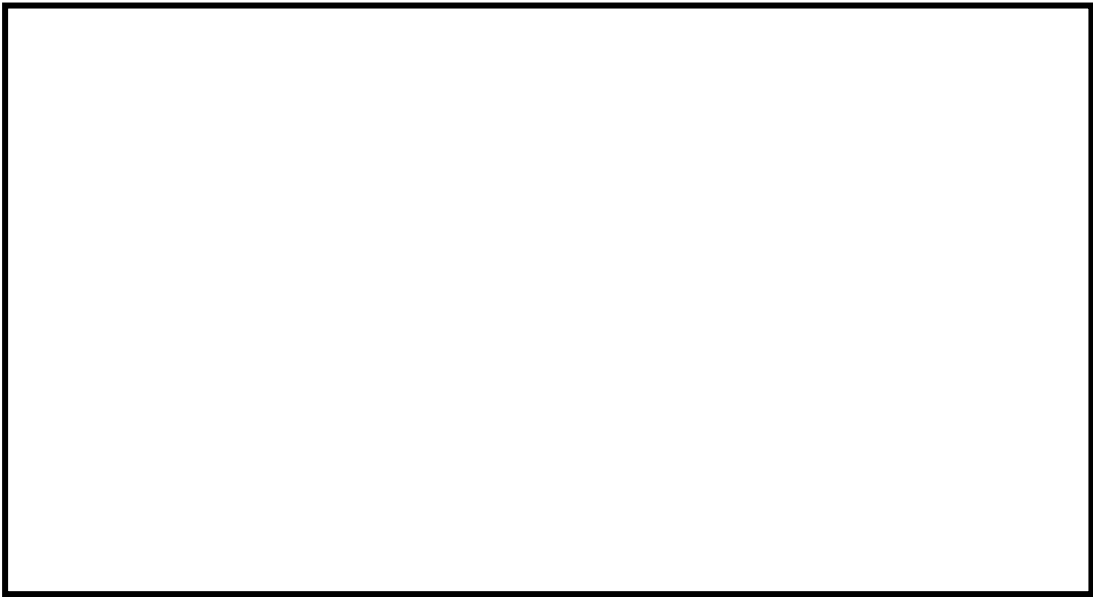
自動減圧系作動阻止機能は、中性子束高及び原子炉水位低の信号により自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動を阻止できる機能を有する。

(2) 自動減圧系作動阻止機能の作動信号

作動に要する信号の種類	原子炉水位低及び中性子束高		
検出器の種類	差圧検出器，核分裂電離箱		
検出器の個数	差圧検出器	6	
	核分裂電離箱	6	
作動に要する信号数	原子炉水位低	4	
	中性子束高	4	
作動設定値	原子炉水位低	レベル 2 (原子炉圧力容器零レベルより 1216cm 上)	
	中性子束高	10 %*	

* 定格出力時の値に対する比率で示す。

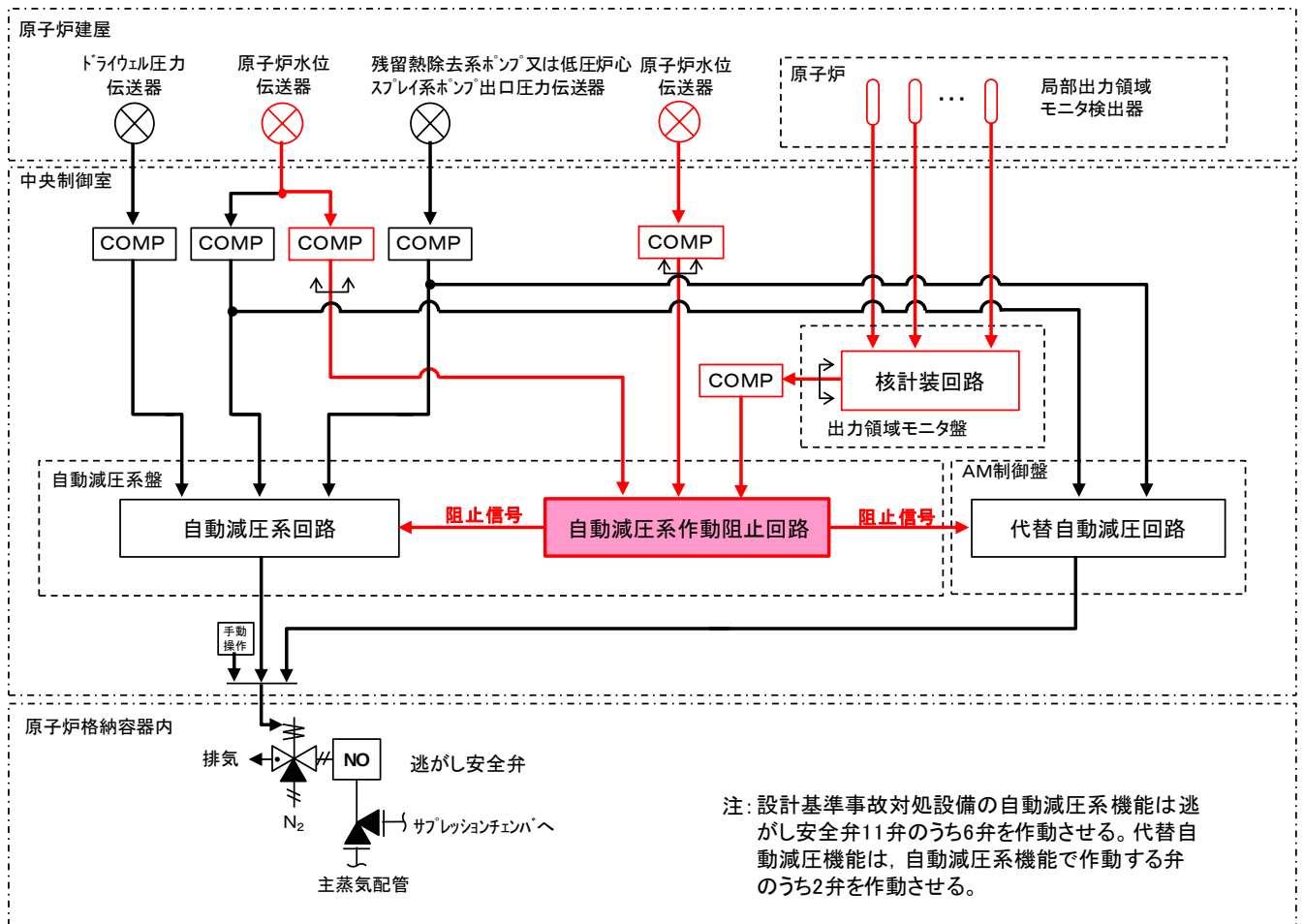
(3) 自動減圧系作動阻止回路の設置場所



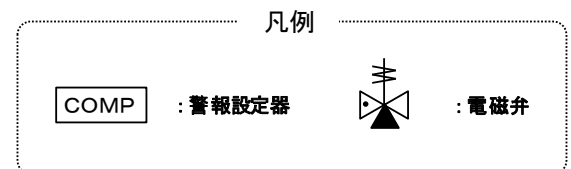
制御建屋

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成

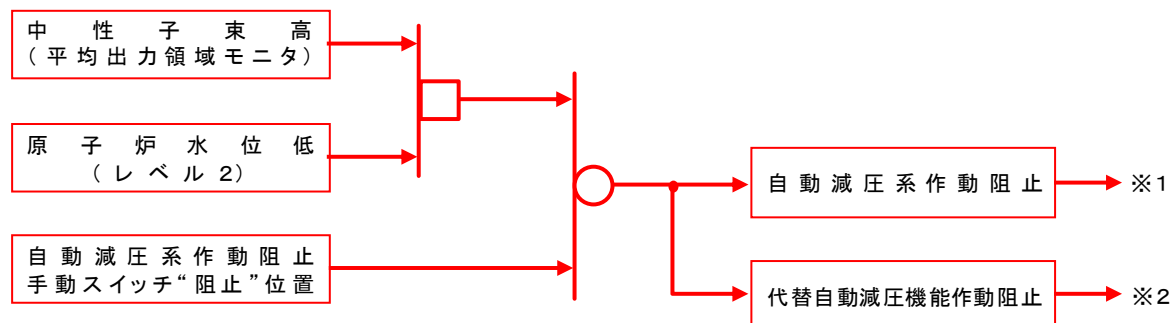


自動減圧系作動阻止機能と他系統との共用部分を  (矢印) で示す。

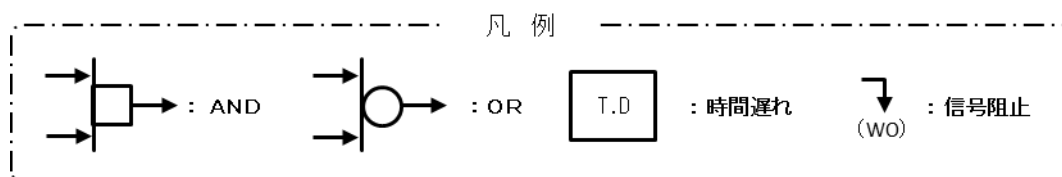
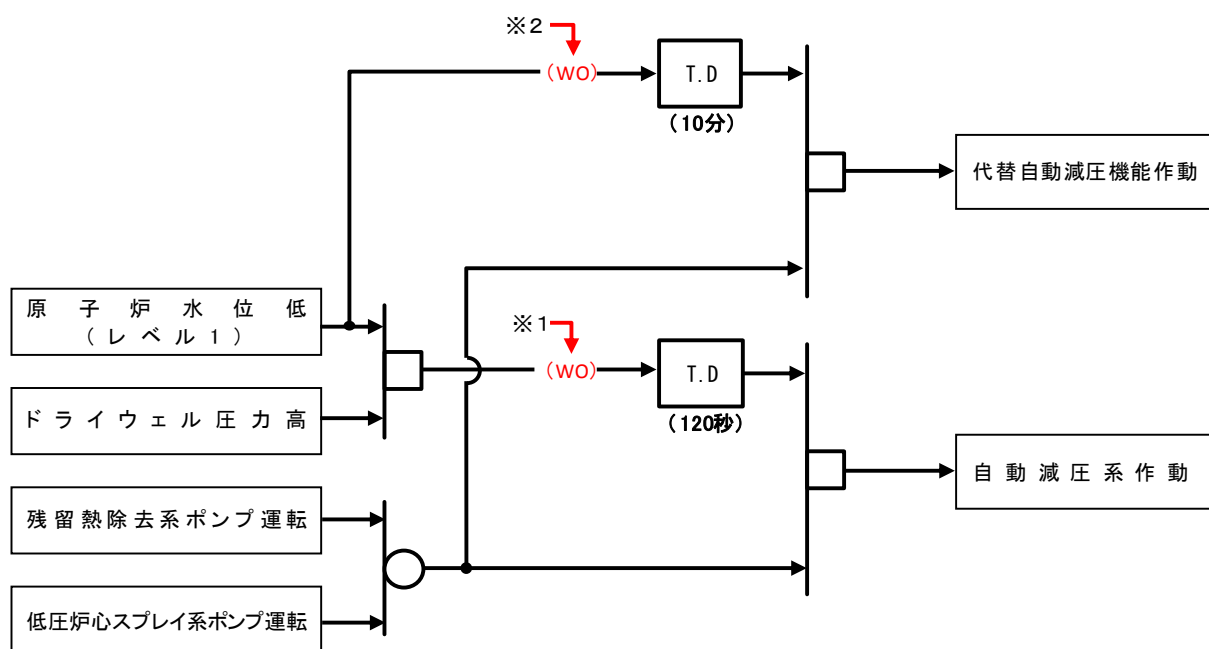


(5) 論理回路

(自動減圧系作動阻止回路)



(自動減圧系回路及び代替自動減圧回路)



1. 1 4 ほう酸水注入系の機器仕様等について

(1) 概要

運転時の異常な過渡変化時において、原子炉を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉を未臨界にするために、設計基準事故対処設備であるほう酸水注入系を使用する。

ほう酸水注入系は、ほう酸水注入系貯蔵タンク、ほう酸水注入系ポンプ等で構成し、中性子吸収材として、五ほう酸ナトリウム溶液を使用し、単独で定格出力運転中の原子炉を臨界未満に維持できる。

(2) 機器仕様

a. ほう酸水注入系貯蔵タンク

種 類 : たて置円筒形
容 量 : 18.6 m³/個
個 数 : 1
取付箇所 : 原子炉建屋 ☐ (二次格納施設内)

b. ほう酸水注入系ポンプ

(a) ポンプ

種 類 : 往復式
容 量 : 163 L/min/個
吐出圧力 : 8.4 MPa [gage]
個 数 : 2 (うち予備 1)
取付箇所 : 原子炉建屋 ☐ (二次格納施設内)

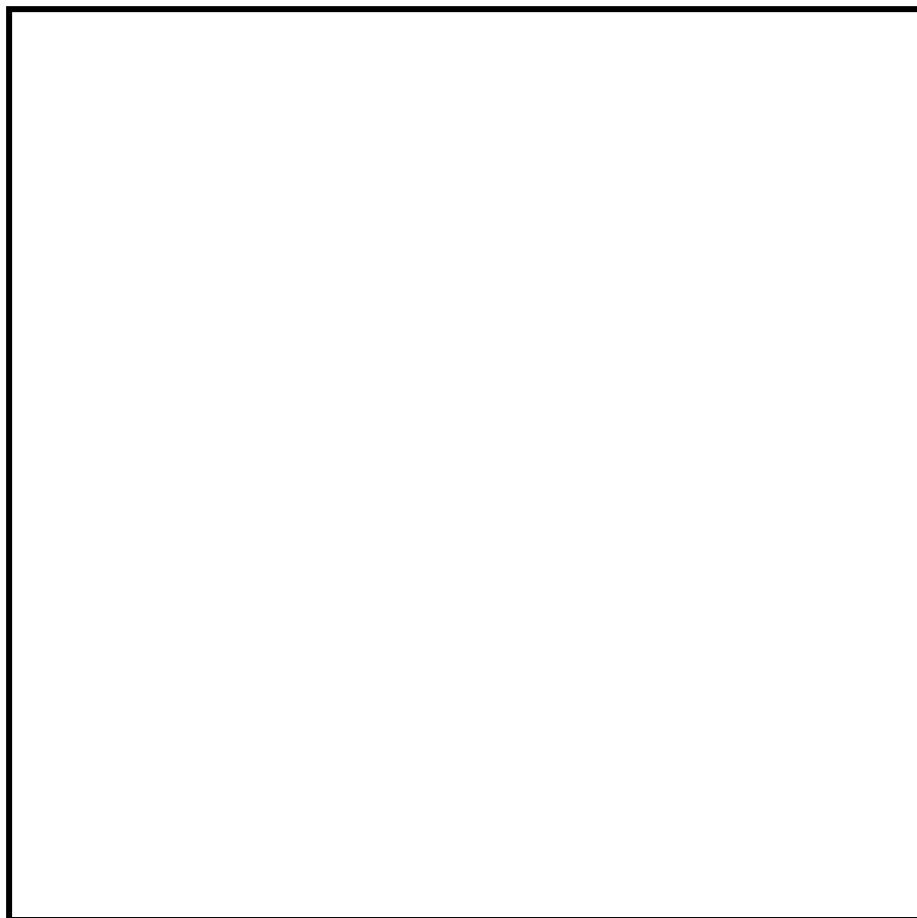
(b) 原動機

種 類 : 誘導電動機
出 力 : 37 kW/個
個 数 : 2 (うち予備 1)
取付箇所 : 原子炉建屋 ☐ (二次格納施設内)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(3) 設備概要

a. 配置場所



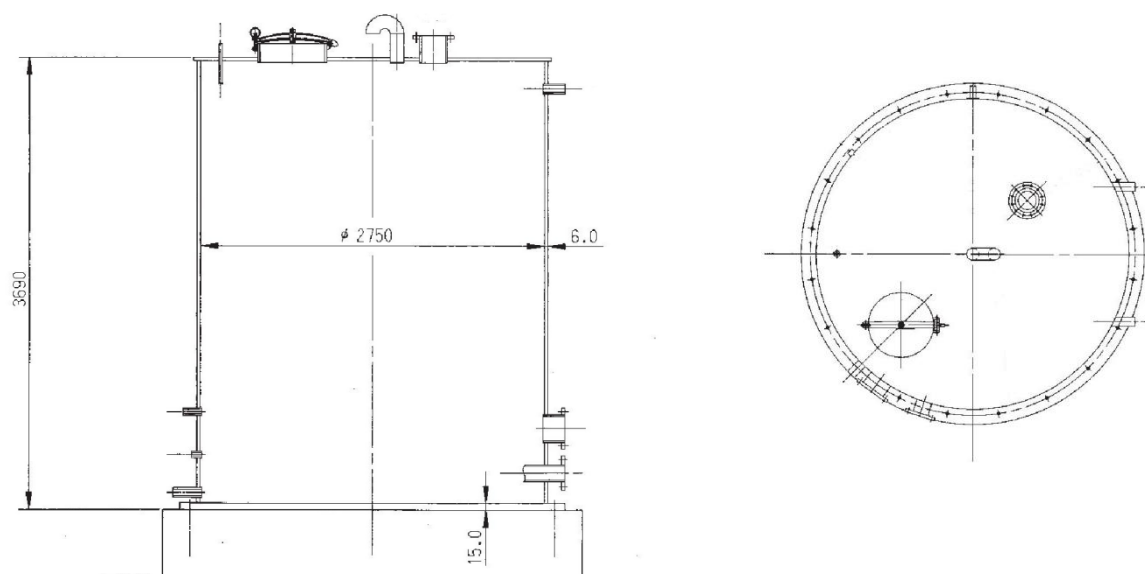
原子炉建屋



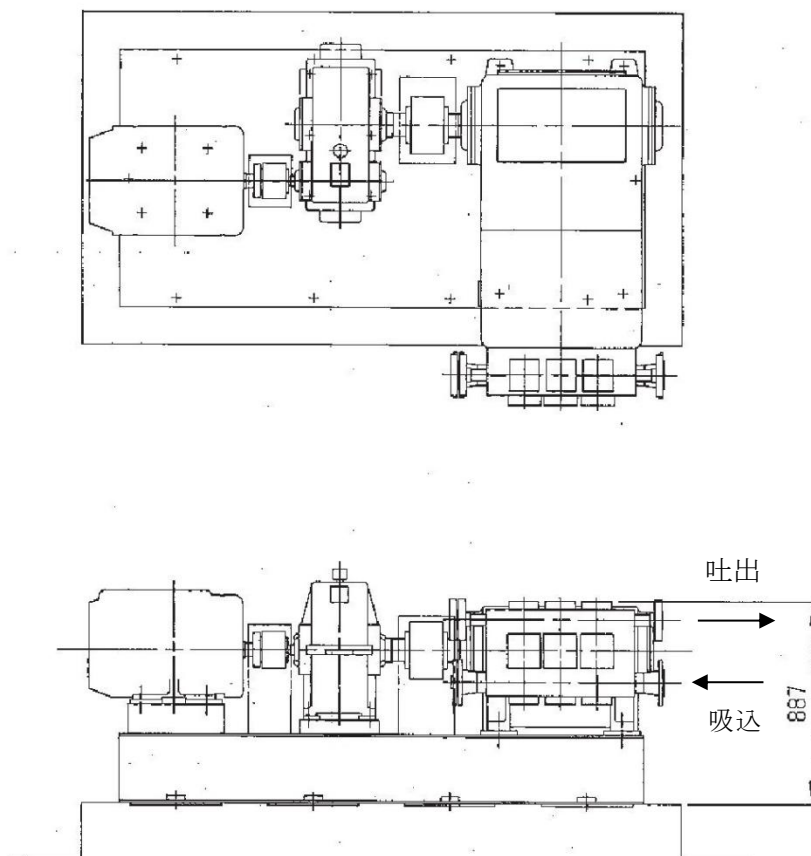
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

b. 外形図

(a) ほう酸水注入系貯蔵タンク



(b) ほう酸水注入系ポンプ



c. 外観

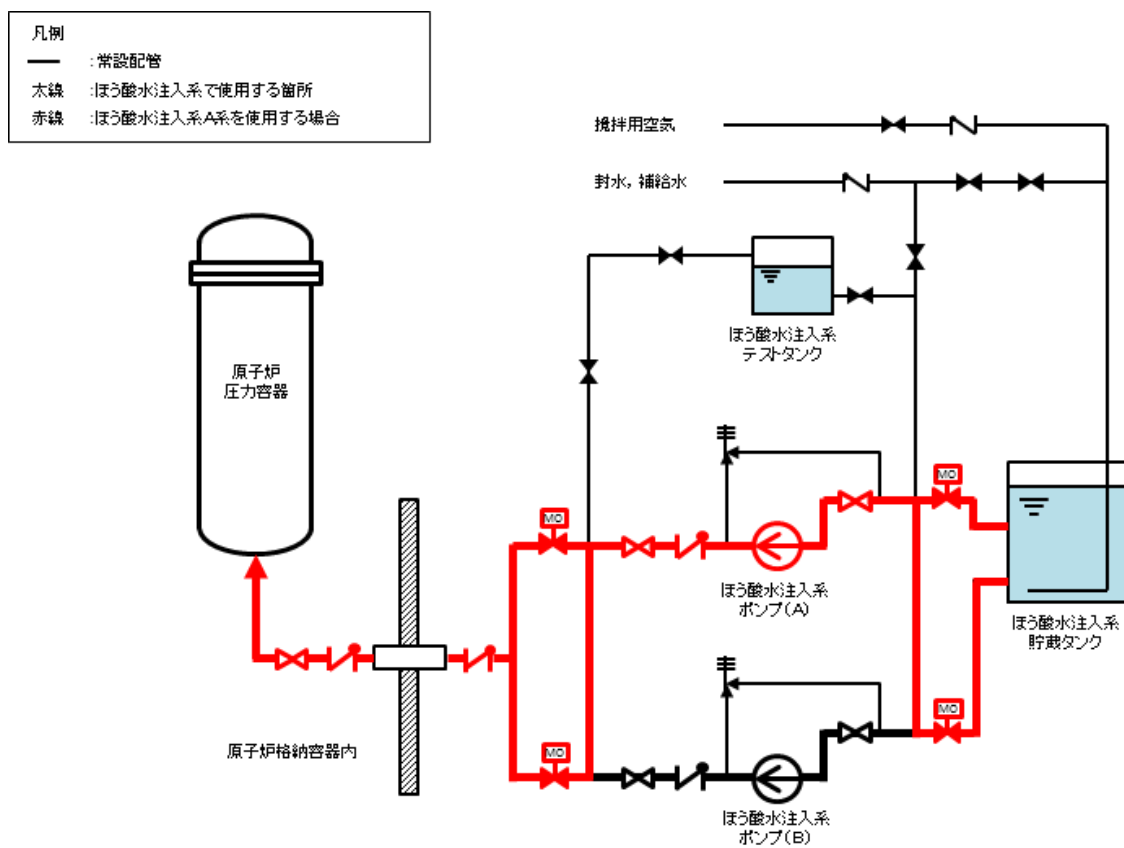
(a) ほう酸水注入系貯蔵タンク



(b) ほう酸水注入系ポンプ



d. 系統図



1. 1 6 原子炉格納容器下部注水系（常設）の機器仕様等について

(1) 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、熔融し、原子炉格納容器下部に落下した炉心を冷却する設備として、原子炉格納容器下部注水系を設ける。

原子炉格納容器下部注水系（常設）は、復水移送ポンプ等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電により、中央制御室からの手動操作によって、復水貯蔵タンクの水を原子炉格納容器下部注水配管を経由して格納容器下部へ注水する。

(2) 機器仕様

a. 復水移送ポンプ

(a) ポンプ

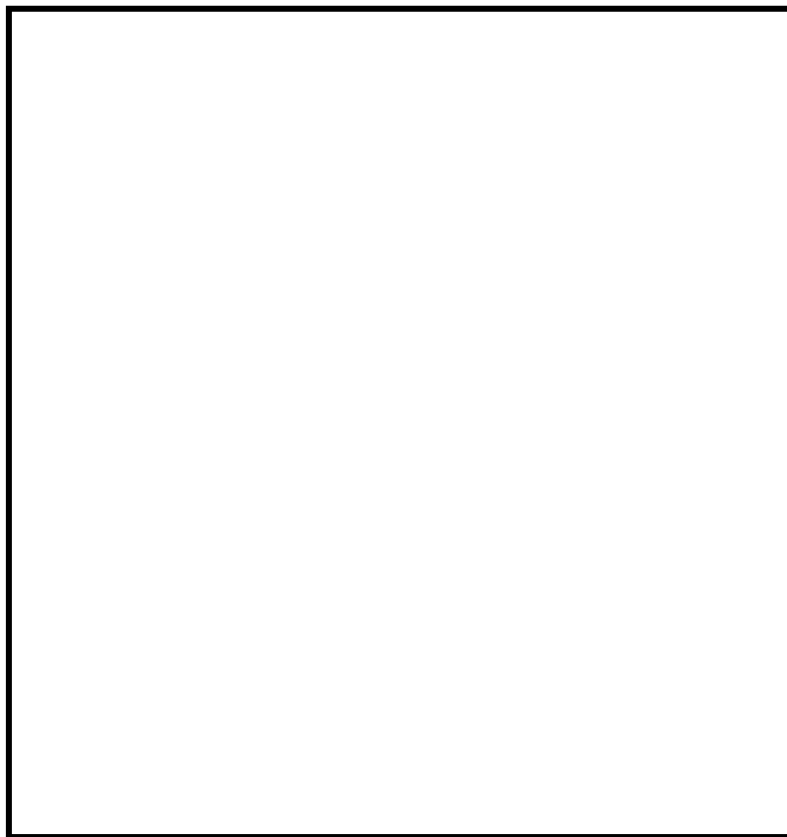
種 類	:	うず巻形
容 量	:	100 m ³ /h/個
揚 程	:	85 m
個 数	:	3（うち予備 1）
取付箇所	:	原子炉建屋 （二次格納施設内）

(b) 原動機

種 類	:	誘導電動機
出 力	:	45 kW
個 数	:	3（うち予備 1）
取付箇所	:	原子炉建屋 （二次格納施設内）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

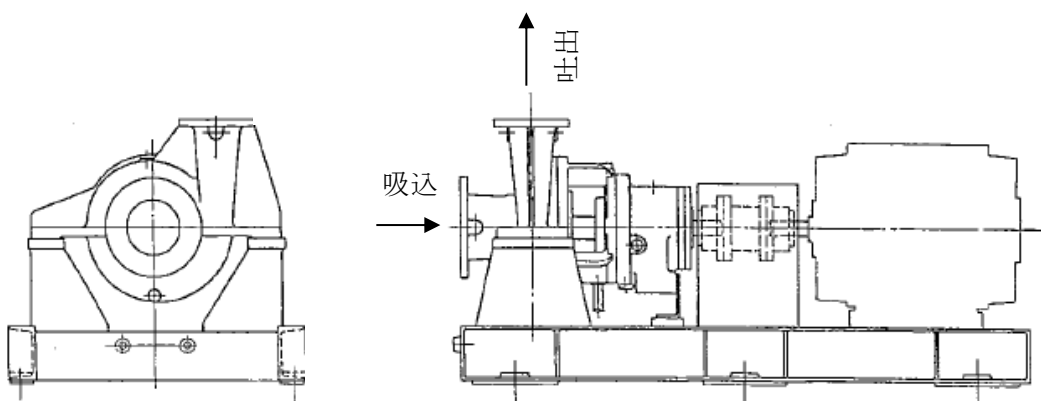
- (3) 設備概要
- a. 配置場所



原子炉建屋



- b. 外形図

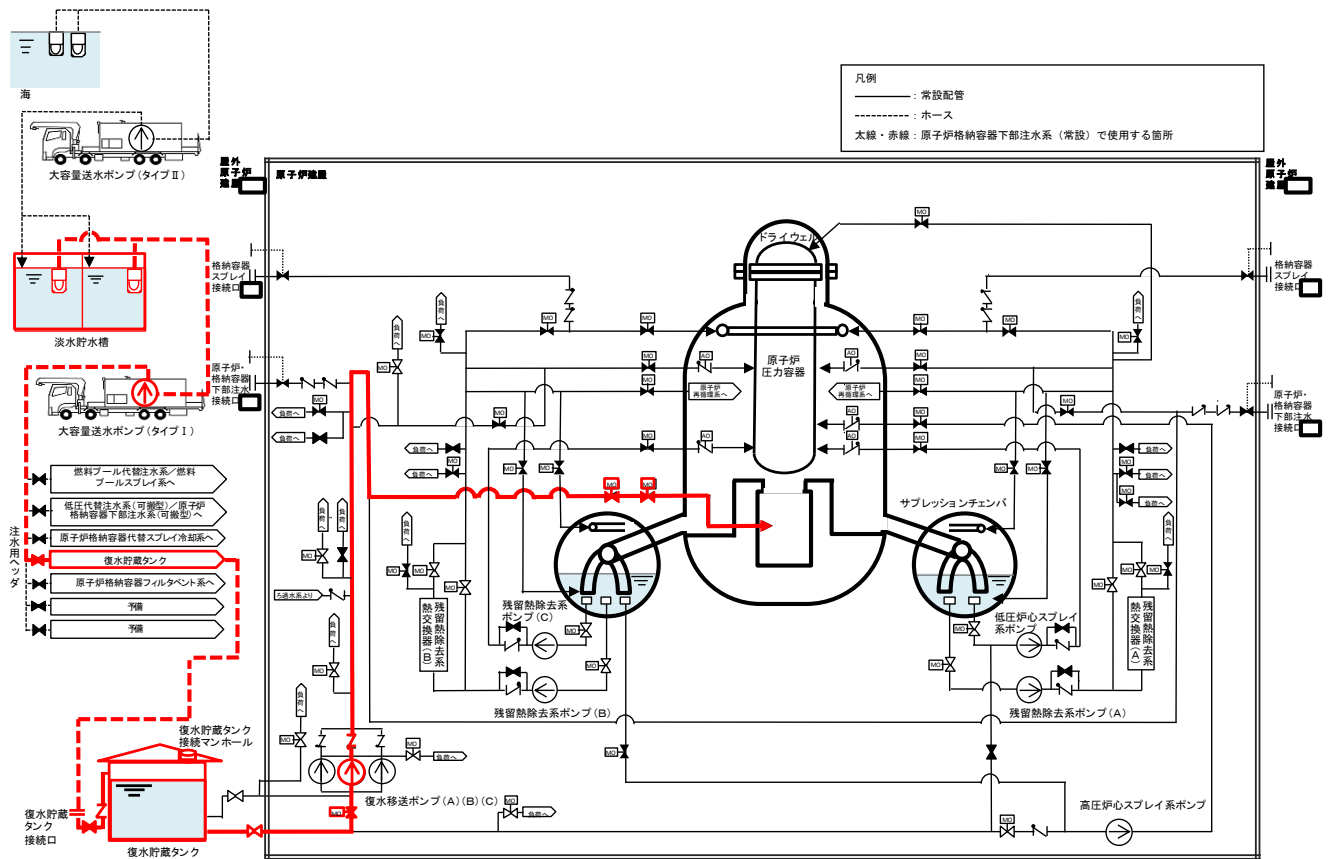


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

1. 17 中央制御室待避所の概要について

(1) 概要

中央制御室待避所は、原子炉格納容器フィルタベント系を作動させた後、プルーム通過中の運転員の被ばく低減のために使用するものである。

中央制御室待避所は、中央制御室内に流入した放射性物質による放射線を遮蔽するため、コンクリート構造とし、中央制御室待避所への放射性物質の流入防止のため、空気ボンベで加圧し、正圧に維持できる設計とする。

運転員がプルーム通過中に中央制御室待避所に避難している間、プラントの運転操作は行わない。万が一、運転員が一時的に出入りすることも考慮し、出入口にはチェン징ングエリアを設置し、放射性物質が流入しないように2重扉構造とする。

(2) 中央制御室待避所の設置場所



制御建屋



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(3) 収容人数

1 2 名

(4) 監視設備

待避所内には，運転員が原子炉格納容器フィルタベント系作動後の待避期間中にプラントパラメータを監視できるようプラントパラメータ表示端末を設置する。

(5) 通信設備

待避期間中における緊急時対策所との通信連絡手段を確保するため待避所内にトランシーバーを設置する。

(6) 加圧設備

原子炉格納容器フィルタベント系作動後，プルーム通過中においても待避所内への放射性物質の流入防止のため，待避所内を 10 時間以上正圧に維持する容量を有する加圧設備を設置する。

(7) 資機材

中央制御室が放射性物質で汚染されるような状況においても活動できるよう汚染防護服（タイベック）等を配備する。

1. 20 代替所内電気設備の機器仕様等について

(1) 概要

設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備の機能喪失により重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損等を防止するため、常設代替交流電源設備であるガスタービン発電機等から必要な設備に電源を供給するための回路を確保する代替所内電気設備として、緊急用高圧母線等を設ける。

代替所内電気設備である緊急用高圧母線等は、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備と同時にその機能が損なわれないよう位置的分散を図り、また、中央制御室からの遠隔操作が可能な設計とする。

(2) 機器仕様

a. ガスタービン発電機接続盤^{*1}

電 圧	:	6.9kV
定格電流	:	1200A
取付箇所	:	緊急用電気品建屋

b. 緊急用高圧母線^{*2}

電 圧	:	6.9kV
定格電流	:	1200A
取付箇所	:	緊急用電気品建屋 及び原子炉建屋

c. 緊急用動力変圧器^{*3}

冷 却	:	自冷
容 量	:	750kVA
電 圧	:	1 次側・・・6.9kV 2 次側・・・460V
取付箇所	:	原子炉建屋

d. 緊急用低圧母線^{*4}

電 圧	:	460V
定格電流	:	5000A 又は 800A
取付箇所	:	原子炉建屋

e. 緊急用交流電源切替盤^{*5}

電 圧	:	460V
取付箇所	:	原子炉建屋 及び

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- *1：ガスタービン発電機接続盤は，ガスタービン発電機(A)接続盤及び(B)接続盤により構成される。
- *2：緊急用高压母線は，6.9kV メタルクラッドスイッチギア 6-2F-1，6-2F-2 及び 6-2G により構成される。
- *3：緊急用動力変圧器は，動力変圧器 6-2PG により構成される。
- *4：緊急用低压母線は，460V パワーセンタ 4-2G，460V 原子炉建屋モータコントロールセンタ 2G-1 及び 2G-2 により構成される。
- *5：緊急用交流電源切替盤は，460V 原子炉建屋交流電源切替盤 2C，2D 及び 2G により構成される。

(3) 代替所内電気設備による給電

設置許可基準規則の第 47 条，第 48 条及び第 49 条の重大事故防止設備は，設計基準事故対処設備に対して，多様性及び独立性を有し，位置的分散を図ることを要求されている。

このため，第 47 条の低压代替注水系，第 48 条の耐圧強化ベント系，原子炉格納容器フィルタベント系及び第 49 条の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系への電源供給については，設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備 3 系統が機能喪失した場合にも，必要な重大事故防止設備へ電力を供給するため，非常用所内電気設備と独立性を有し，位置的分散を図る代替所内電気設備を設ける設計とする。

【機能喪失を想定する所内電気設備】

原子炉建屋 及び に設置する 3 系統の非常用所内電気設備

- ・非常用高压母線 2C 系，2D 系及び 2H 系
- ・非常用低压母線 2C 系，2D 系及び 2H 系

この場合，非常用所内電気設備の 3 系統が機能を喪失しても，代替所内電気設備を使用することにより，原子炉又は原子炉格納容器を安定状態に収束させることが可能である。

代替所内電気設備による給電に使用する設備は以下のとおりである。

- ・ガスタービン発電機
- ・ガスタービン発電機接続盤
- ・緊急用高压母線
- ・緊急用動力変圧器
- ・緊急用低压母線
- ・緊急用交流電源切替盤
- ・ガスタービン発電設備軽油タンク
- ・ガスタービン発電設備燃料移送ポンプ

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

代替所内電気設備から低圧代替注水系への給電について

低圧代替注水系（常設）の操作に必要なポンプ及び弁を表1に、系統概要を図1に示す。

また、低圧代替注水系（可搬型）の操作に必要なポンプ及び弁を表2に、系統概要を図2に示す。

表1 低圧代替注水系（常設）の操作に必要なポンプ及び弁

No	機器名称	状態の変化	操作方法	操作場所	備考
1	CRD 復水入口弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
2	MUWC サンプリング取出止め弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
3	FPMUW ポンプ吸込弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	直流負荷
4	T/B 緊急時隔離弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
5	R/B B1F 緊急時隔離弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
6	R/B 1F 緊急時隔離弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
7	復水貯蔵タンク常用, 非常用給水管連絡ライン止め弁	弁閉→弁開	スイッチ操作	中央制御室	
8	復水移送ポンプ (A)	起動停止	スイッチ操作	中央制御室	うち2台 使用
9	復水移送ポンプ (B)	起動停止	スイッチ操作	中央制御室	
10	復水移送ポンプ (C)	起動停止	スイッチ操作	中央制御室	
11	RHR A系 LPCI 注入隔離弁	弁閉→弁開	スイッチ操作	中央制御室	
12	RHR ヘッドスプレイライン洗浄 流量調整弁	弁閉→弁開	スイッチ操作	中央制御室	

表2 低圧代替注水系（可搬型）の操作に必要なポンプ及び弁

No	機器名称	状態の変化	操作方法	操作場所	備考
1	ホース	ホース接続	手動操作	屋外	
2	T/B 緊急時隔離弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
3	R/B B1F 緊急時隔離弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
4	R/B 1F 緊急時隔離弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室	
5	RHR A系 LPCI 注入隔離弁	弁閉→弁開	スイッチ操作	中央制御室	
6	大容量送水ポンプ (タイプ I)	起動停止	スイッチ操作	屋外	
7	注水用ヘッダ (流量調整弁付き)	弁閉→弁開	手動操作	屋外	
8	緊急時原子炉東側外部注水入口 弁	弁閉→弁開	手動操作	屋外	
9	RHR ヘッドスプレイライン洗浄 流量調整弁	弁閉→弁開	スイッチ操作	中央制御室	

低圧代替注水系（常設）に使用する復水移送ポンプ及び系統構成に必要な電動弁、並びに低圧代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な電動弁は、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備3系統が喪失した場合においても、非常用所内電気設備3系統とは独立した重大事故等対処設備である代替所内電気設備を用いて、ガスタービン発電機又は電源車から受電可能な設計としている。

ガスタービン発電機から非常用所内電気設備を経由して供給する場合の電源系統図を図3に、ガスタービン発電機から代替所内電気設備を経由して供給する場合の電源系統図を図4に示す。

復水移送ポンプ及び系統構成に必要な電動弁は、中央制御室からの遠隔操作によりポンプの起動及び弁の開閉を行うことが可能であり、また、給電母線の切替えについても、中央制御室からの遠隔操作により切替えが可能である。

なお、給電母線の切替え操作については、配線用遮断器が同時に入ることがないように構成し、給電母線の切替え後は、専用の制御盤にて、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ及び系統構成に必要な電動弁の操作が可能である(図5及び図6参照)。

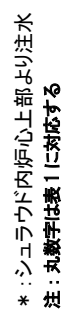


図1 低圧代替水系(常設) 系統概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

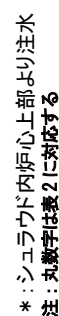


図2 低圧代替注水系（可搬型）系統概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

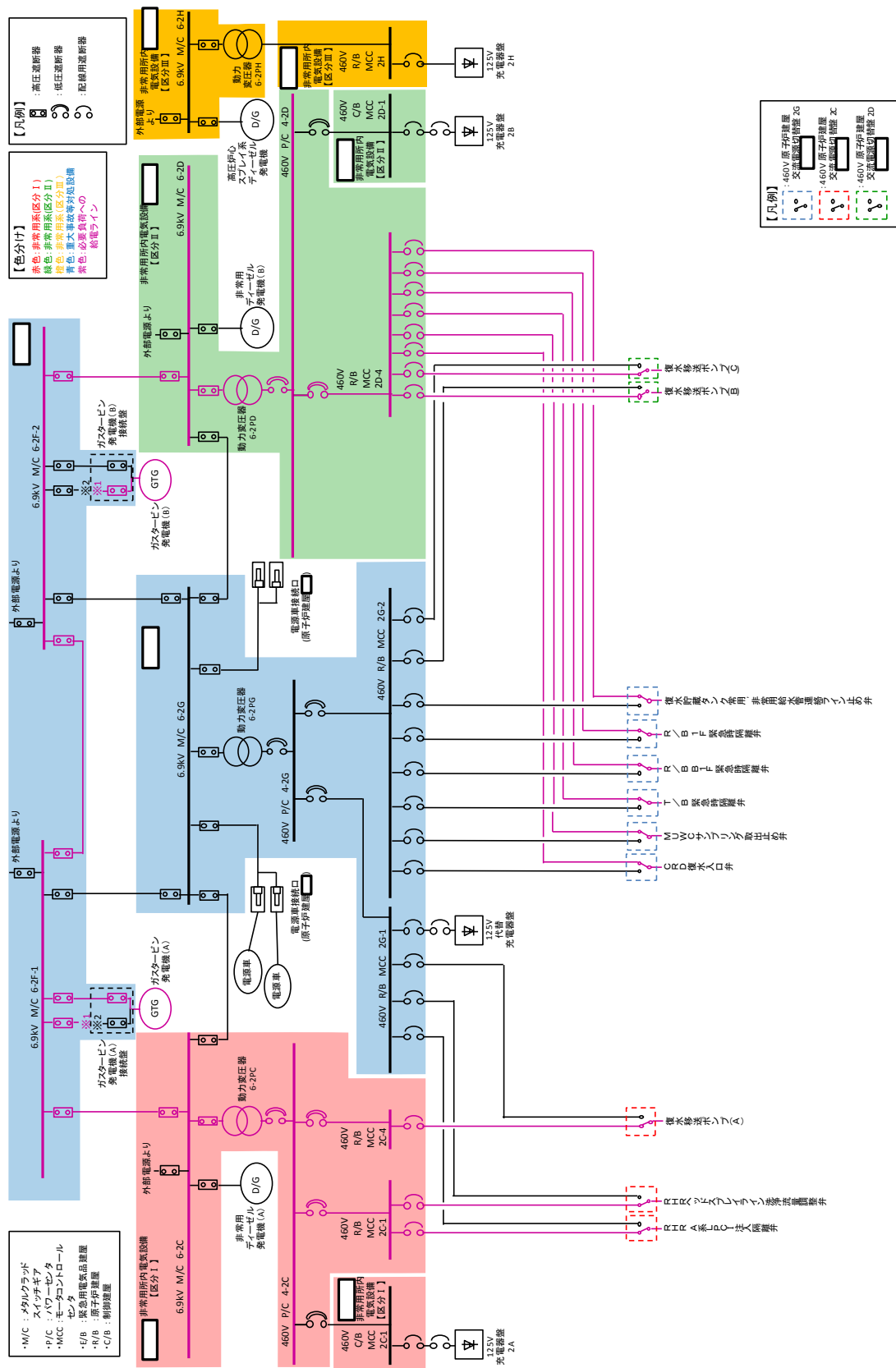


図 3 低圧代替注水系 (常設) 電源系統図 (非常用所内電気設備による給電の場合)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

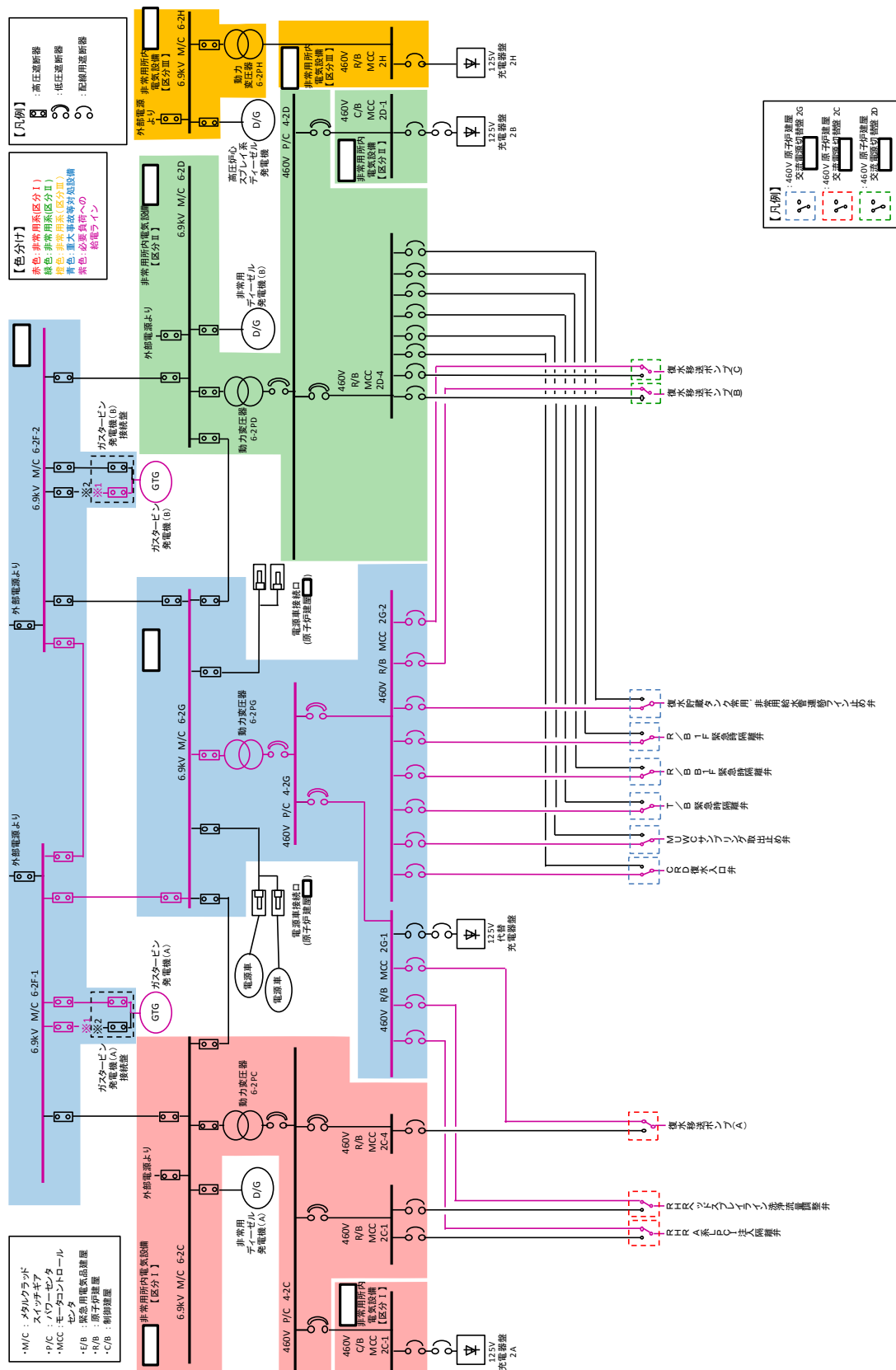


図 4 低圧代替注水系 (常設) 電源系統図 (代替所内電気設備による給電の場合)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

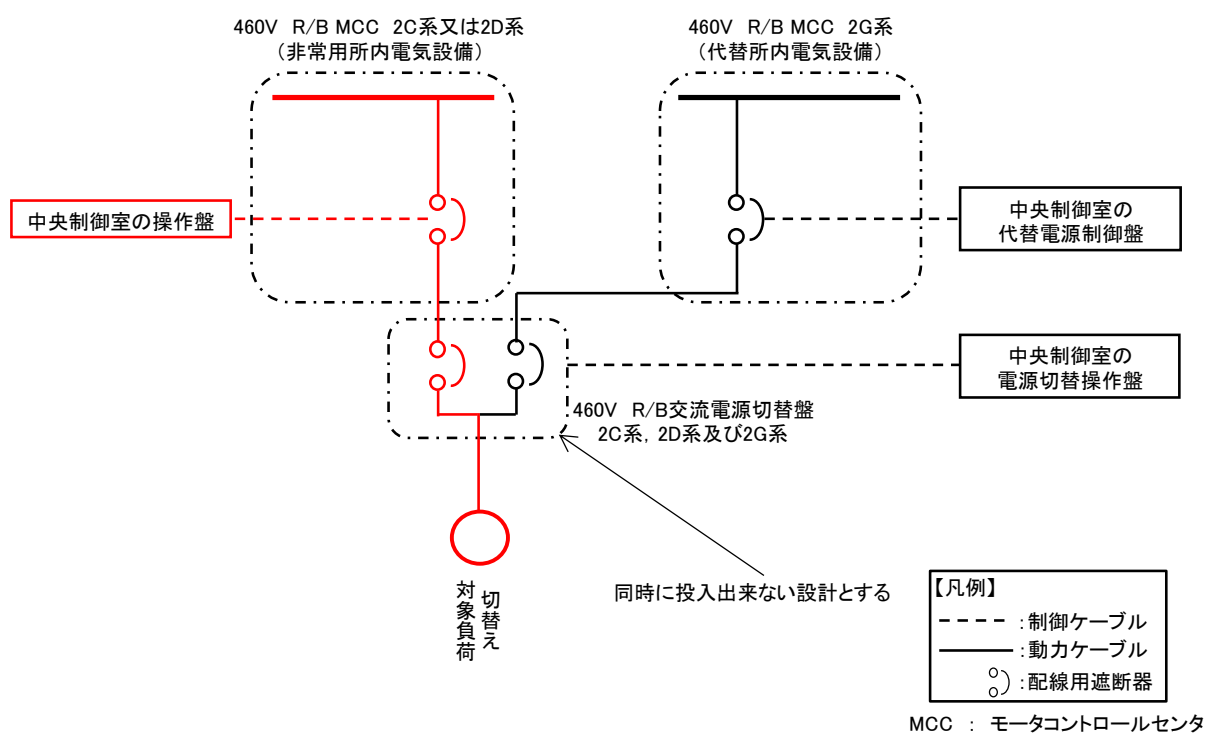


図 5 母線切替え及び操作系統図 (460V R/B MCC2C 系又は 2D 系から電源供給時)

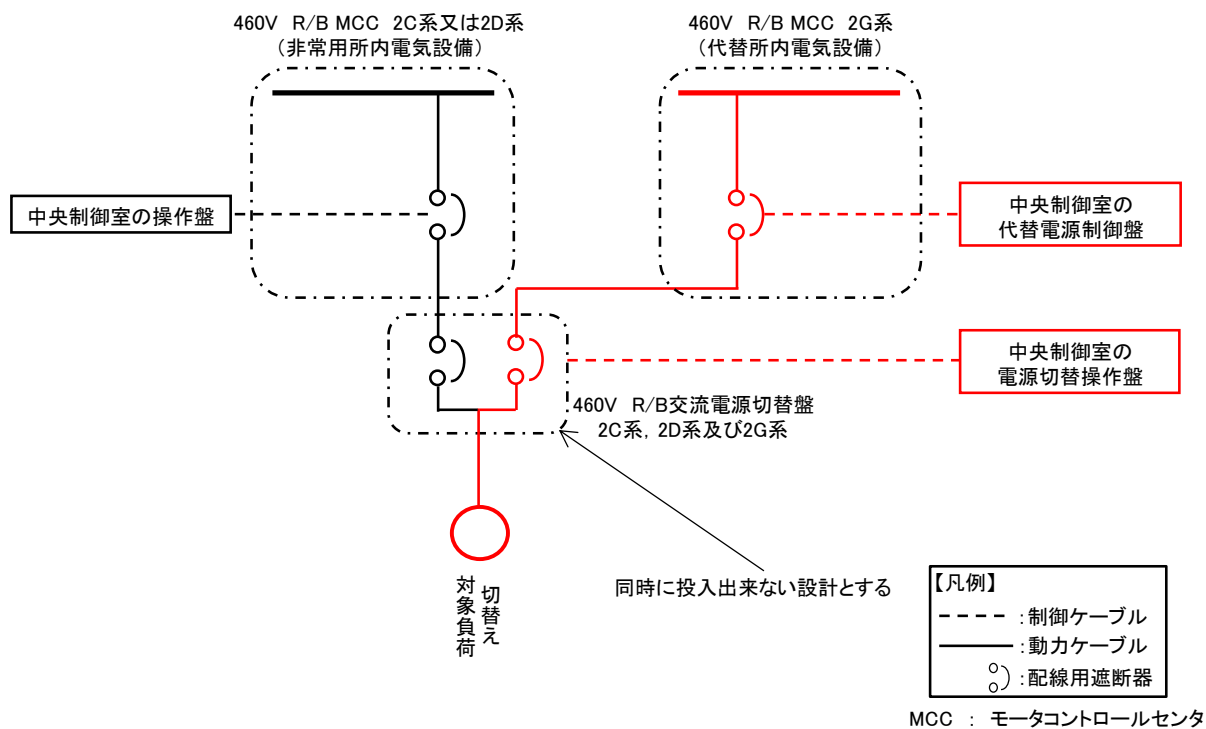


図 6 母線切替え及び操作系統図 (460V R/B MCC2G 系から電源供給時)

2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて

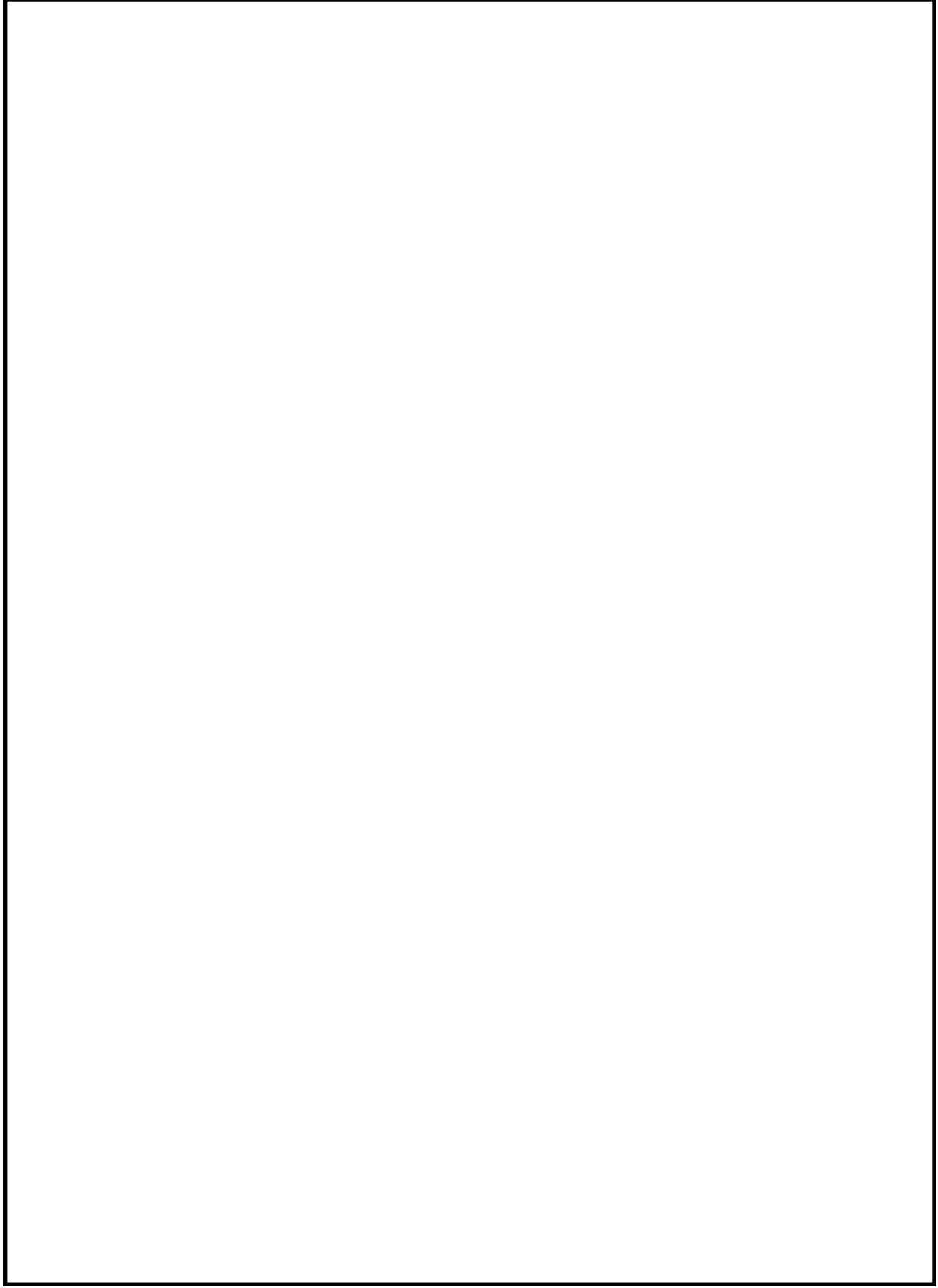


図 2－1 可搬型設備保管場所及びアクセスルート

(時間評価では、作業時間が最大となるルートを使用している。)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

3. アクセスルート図及び可搬型設備配置図

図 3-1 構内における要員宿直箇所及び緊急時対策建屋等の配置図

図 3-2 可搬型設備配置図

(大容量送水ポンプ (タイプ I) の設置 【ホース敷設: ルート 1 使用時】)

図 3-3 可搬型設備配置図

(大容量送水ポンプ (タイプ I) の設置 【ホース敷設: ルート 2 使用時】)

図 3-4 可搬型設備配置図

(原子炉補機代替冷却水系の設置 【取水: 2 号海水ポンプスクリーンエリア使用時】)

図 3-5 可搬型設備配置図

(原子炉補機代替冷却水系の設置 【取水: 2 号取水口エリア使用時】)

図 3-6 可搬型設備配置図

(可搬型窒素ガス供給装置の設置)

図 3-7 可搬型設備配置図

(電源車の設置)

図 3-8 可搬型設備配置図

(薬液補給装置の設置)

図 3-9 可搬型設備配置図

(高圧・低圧注水機能喪失, 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時)

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合】

図 3-10 可搬型設備配置図

(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗)+H P C S 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗)+高圧 E C C S 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗)+S R V 再閉失敗+H P C S 失敗, 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】

図 3-11 可搬型設備配置図

(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+D G失敗)+直流電源喪失)

【第1優先であるルート2を使用してホースを敷設した場合及び2号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】

図 3-12 可搬型設備配置図

(原子炉停止機能喪失, 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA))

【第1優先であるルート2を使用してホースを敷設した場合】

図 3-13 可搬型設備配置図

(LOCA時注水機能喪失, 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損), 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱, 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用, 水素燃焼, 溶融炉心・コンクリート相互作用)

【第1優先であるルート2を使用してホースを敷設した場合及び2号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】



図 3-1 構内における要員宿直箇所及び緊急時対策建屋等の配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

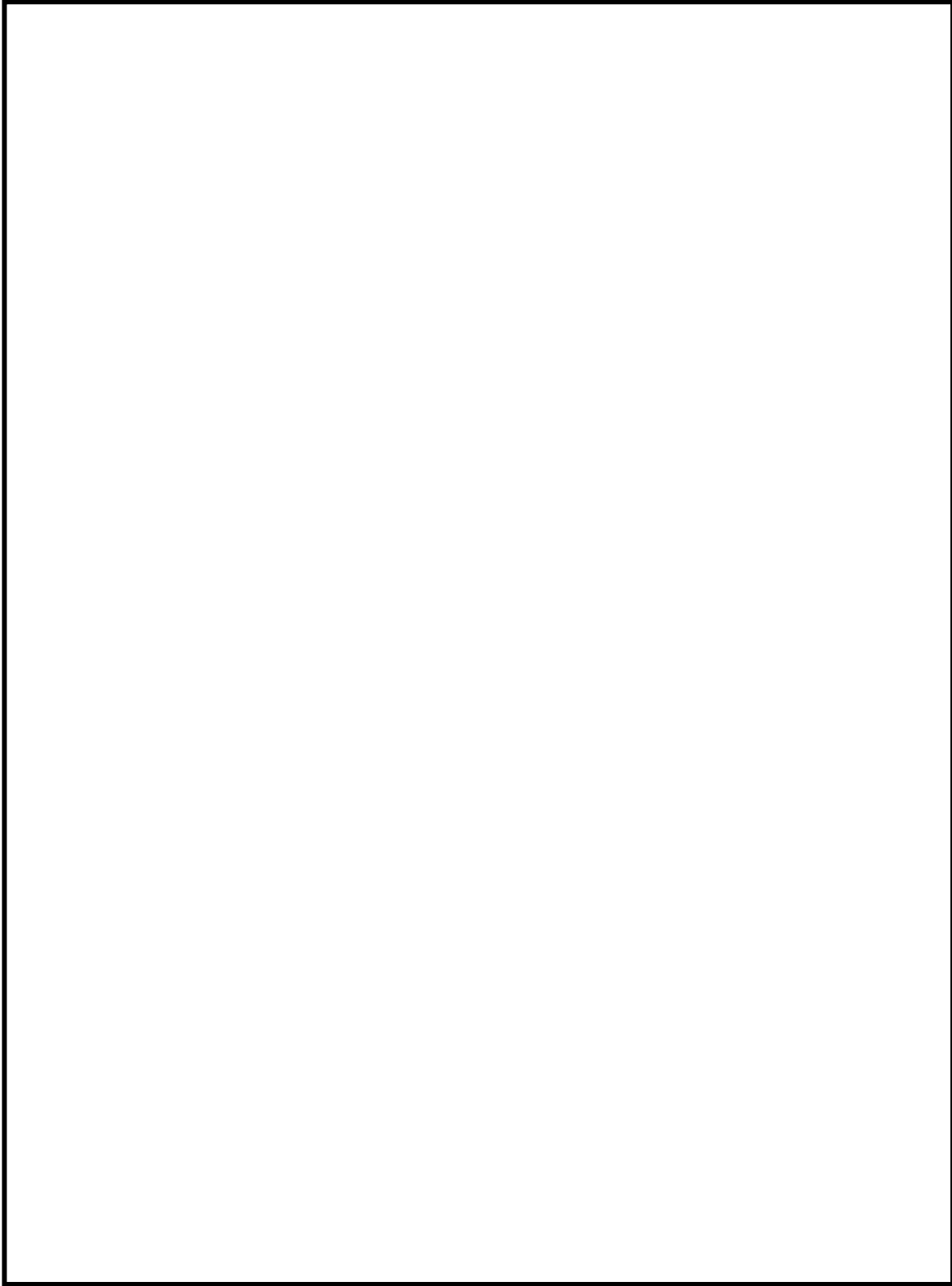


図 3-2 可搬型設備配置図（大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置【ホース敷設：ルート1 使用時】）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

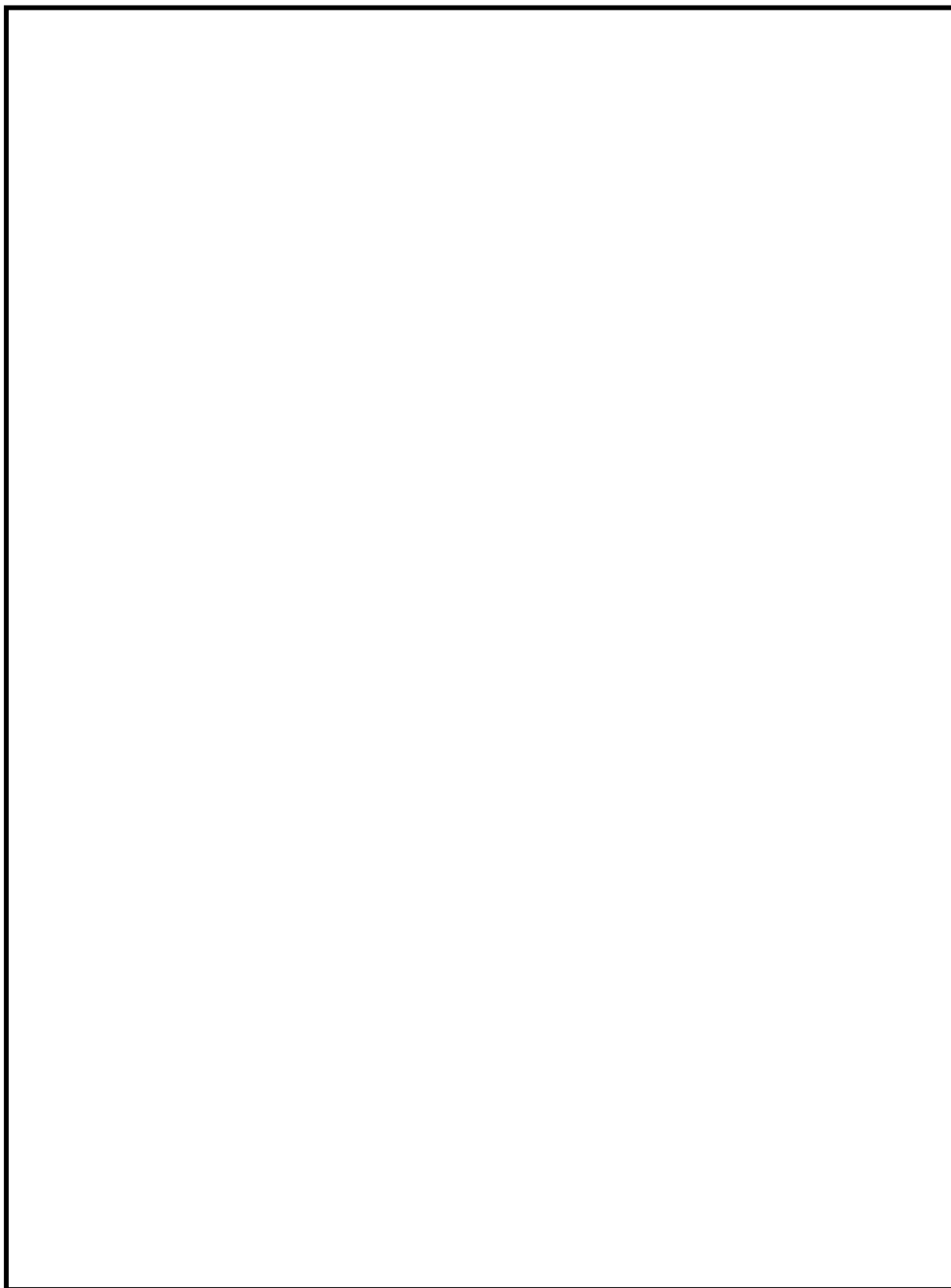


図 3-3 可搬型設備配置図（大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置【ホース敷設：ルート2使用時】）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

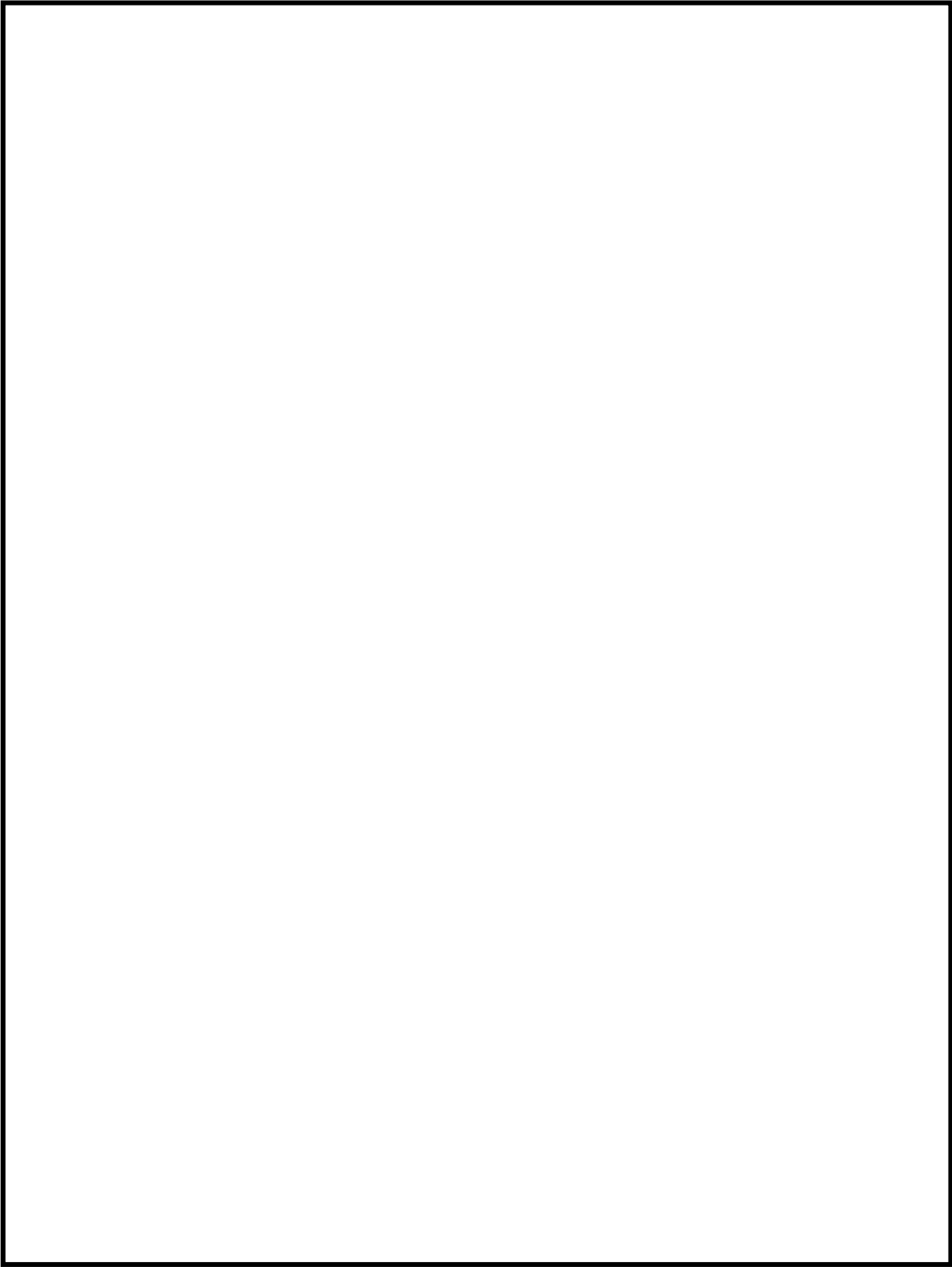


図 3-4 可搬型設備配置図 (原子炉補機代替冷却水系の設置 【取水：2号海水ポンプスクリーンエリア使用時】)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

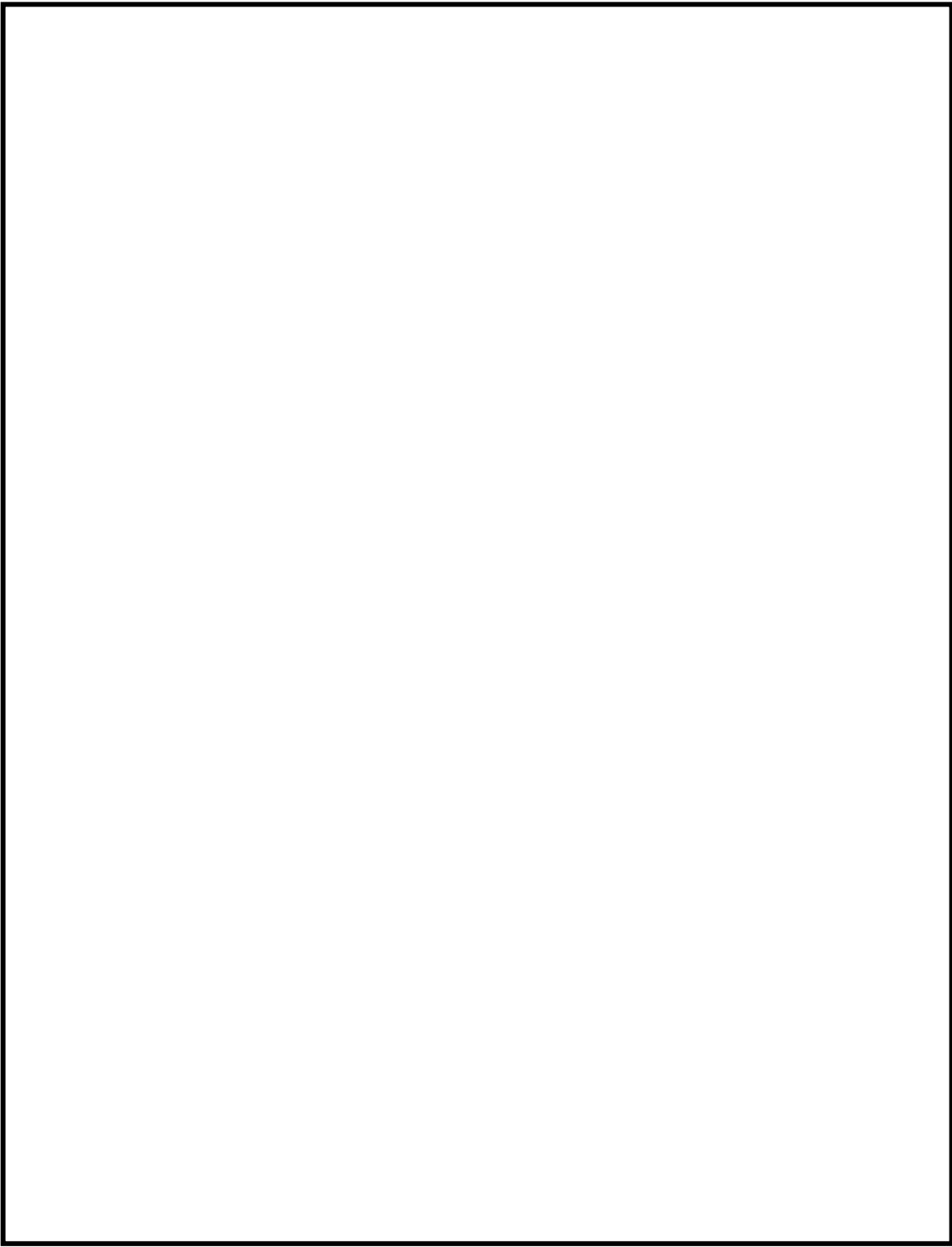


図 3-5 可搬型設備配置図（原子炉補機代替冷却水系の設置【取水：2号取水口エリア使用時】）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

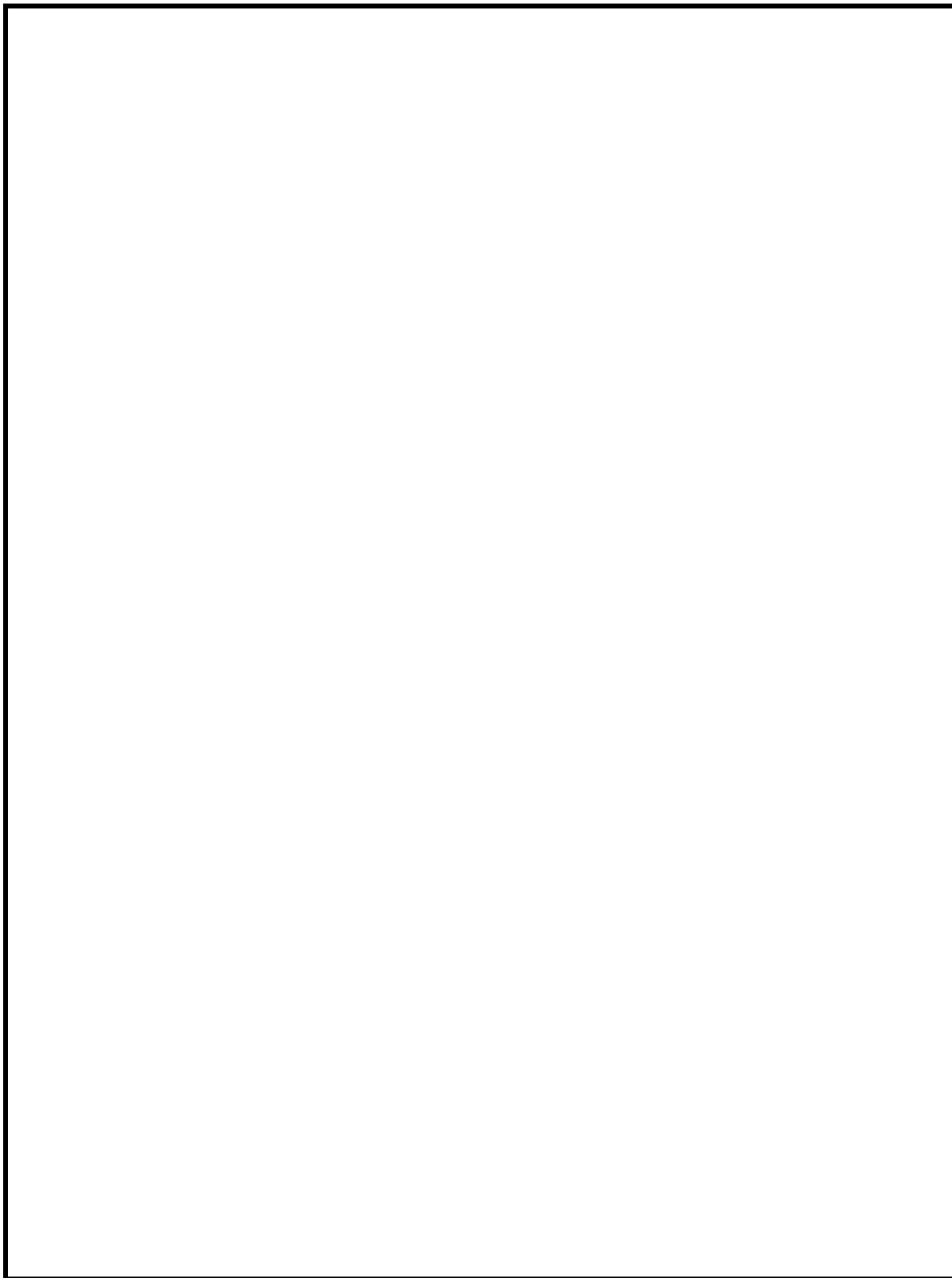


図 3-6 可搬型設備配置図（可搬型窒素ガス供給装置の設置）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

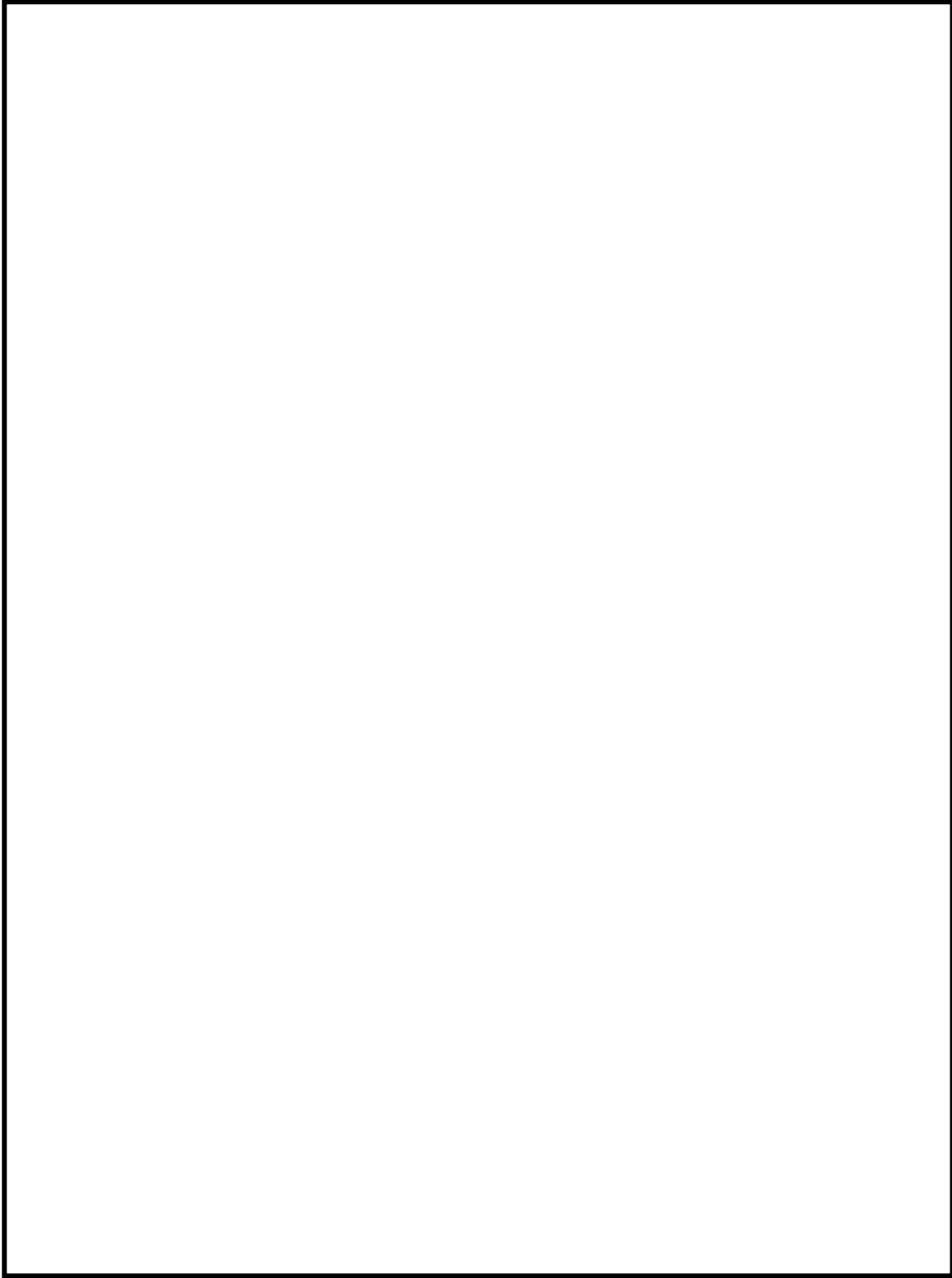


図 3-7 可搬型設備配置図 (電源車の設置)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

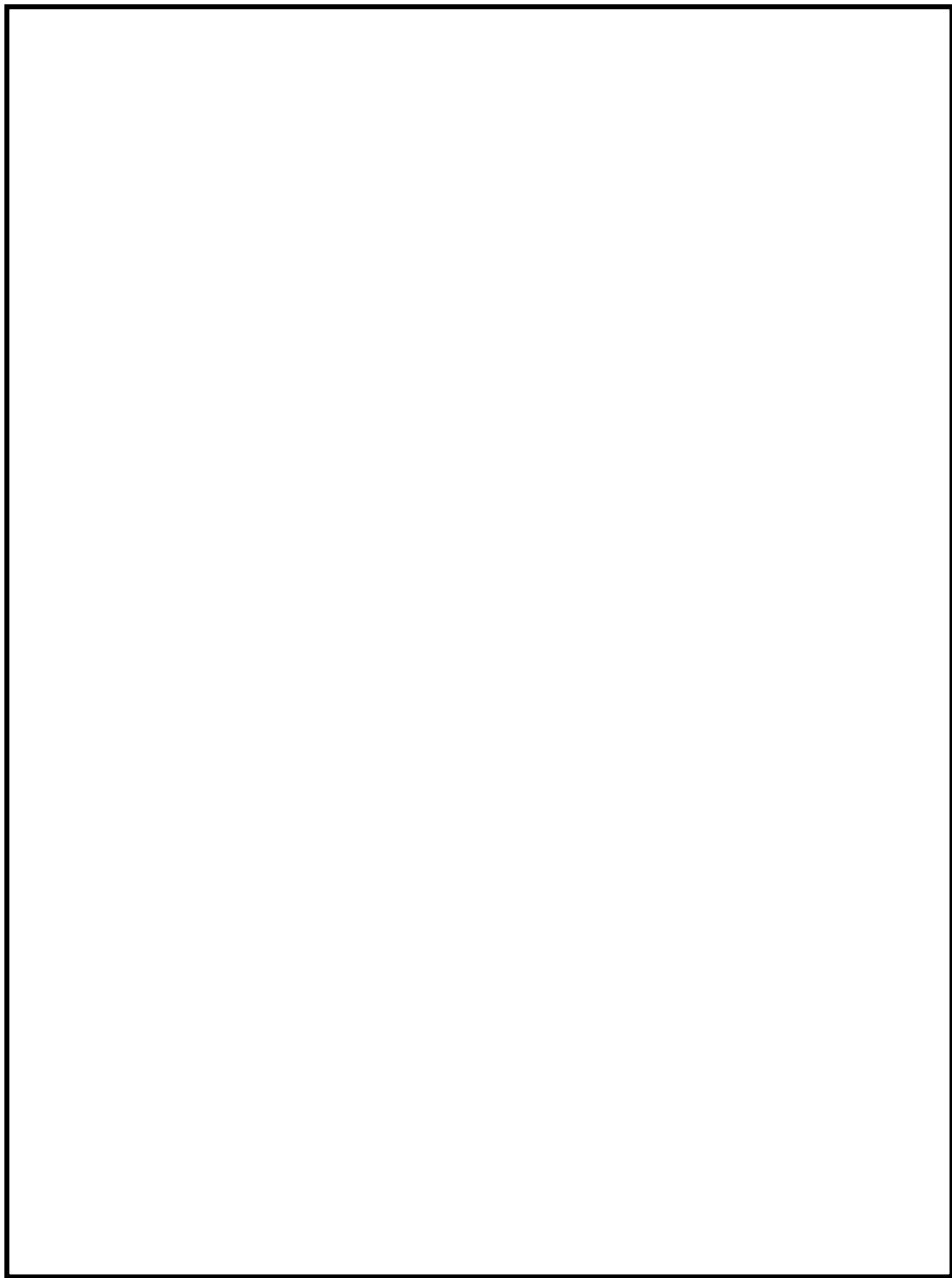


図 3-8 可搬型設備配置図（薬液補給装置の設置）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

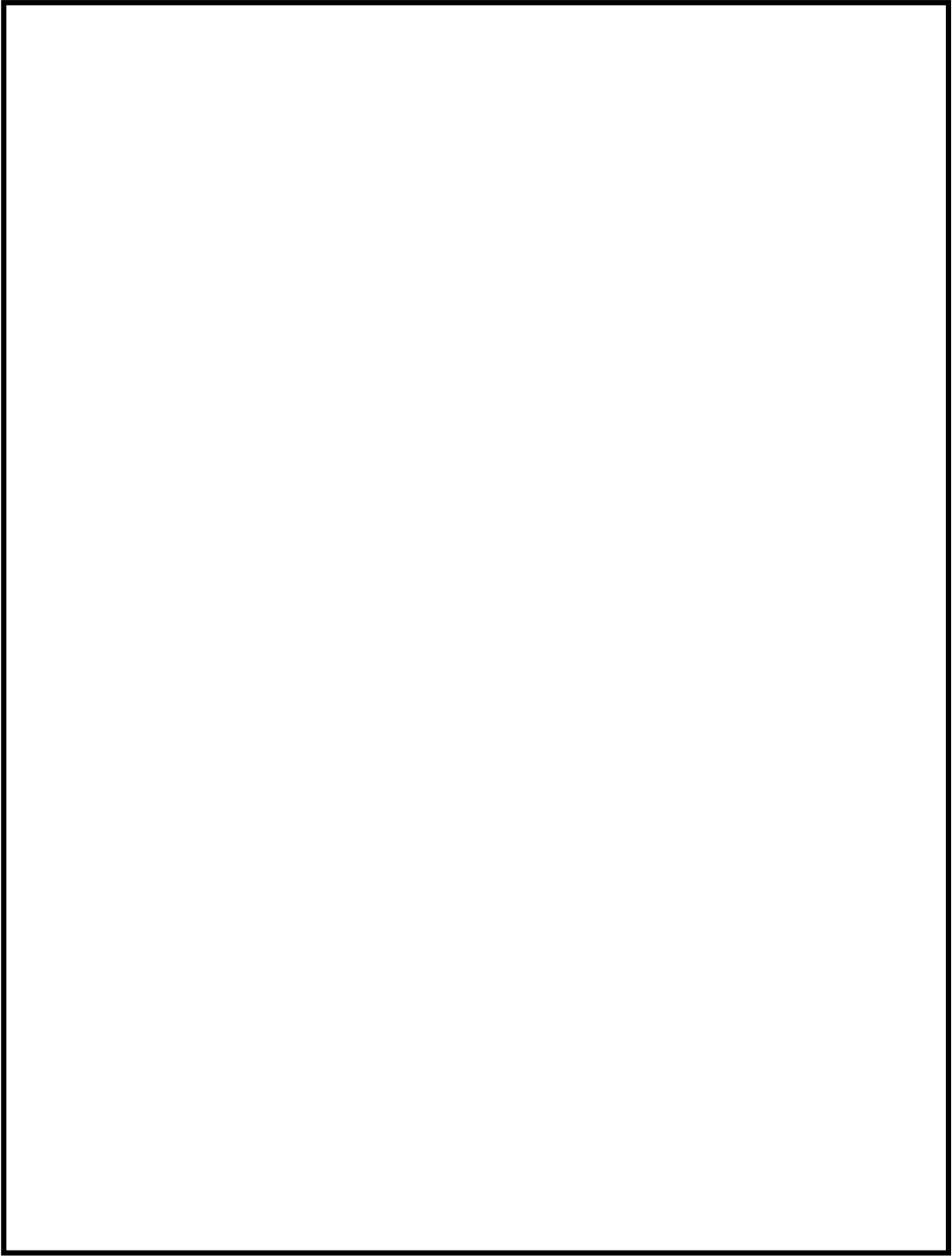


図 3-9 可搬型設備配置図（高圧・低圧注水機能喪失、崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時）

【第1優先であるルール2を使用してホースを敷設した場合】
（時間評価では，作業時間が最大となるルール1を使用している。）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

図 3-10 可搬型設備配置図 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗) +H P C S 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗) +高圧 E C C S 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗) +S R V 再閉失敗+H P C S 失敗, 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))
 【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】
 (時間評価では, 作業時間が最大となるルート 1 を使用している。)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

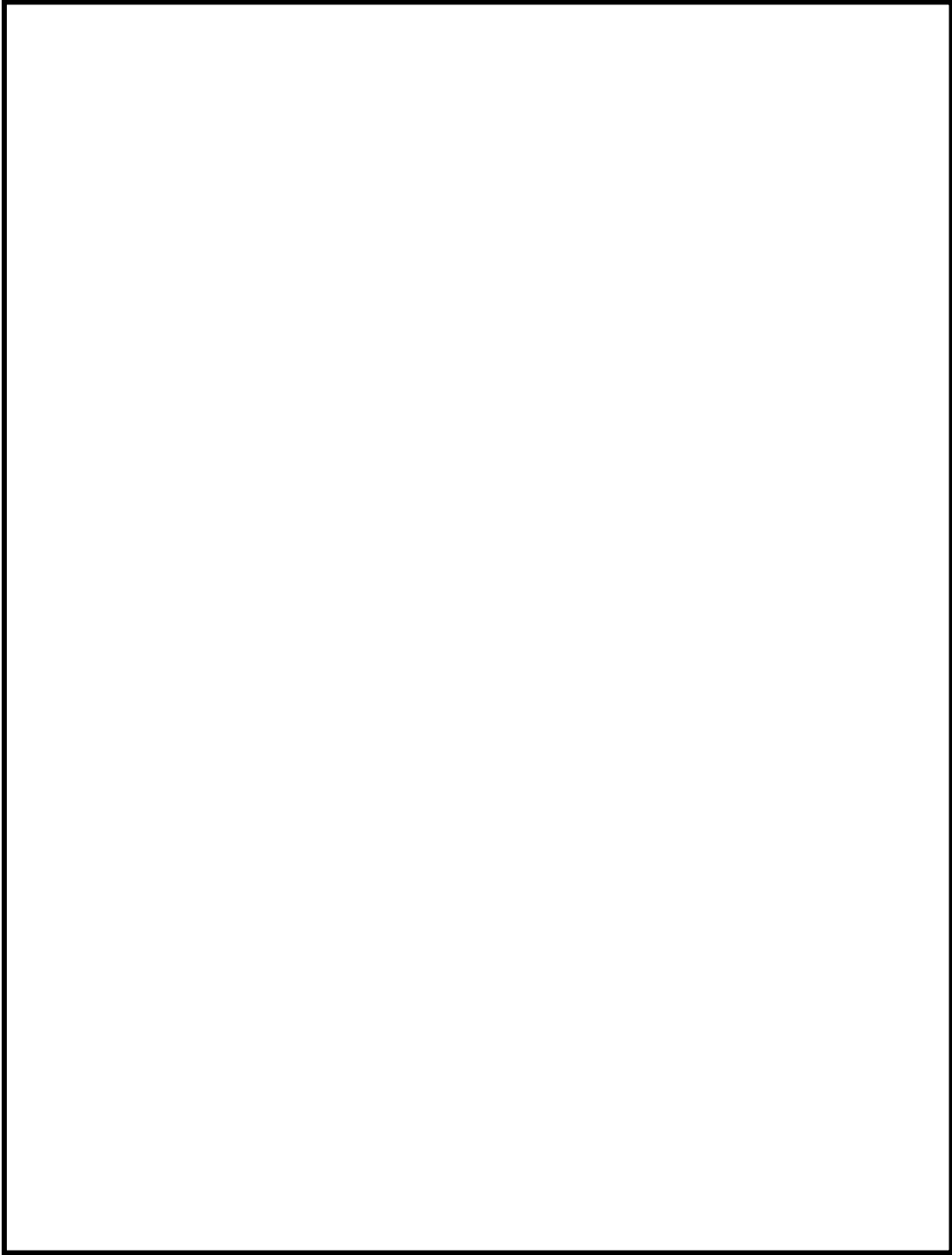


図 3-11 可搬型設備配置図（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失）
【第1優先であるルート2を使用してホースを敷設した場合及び2号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】
（時間評価では，作業時間が最大となるルート1を使用している。）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

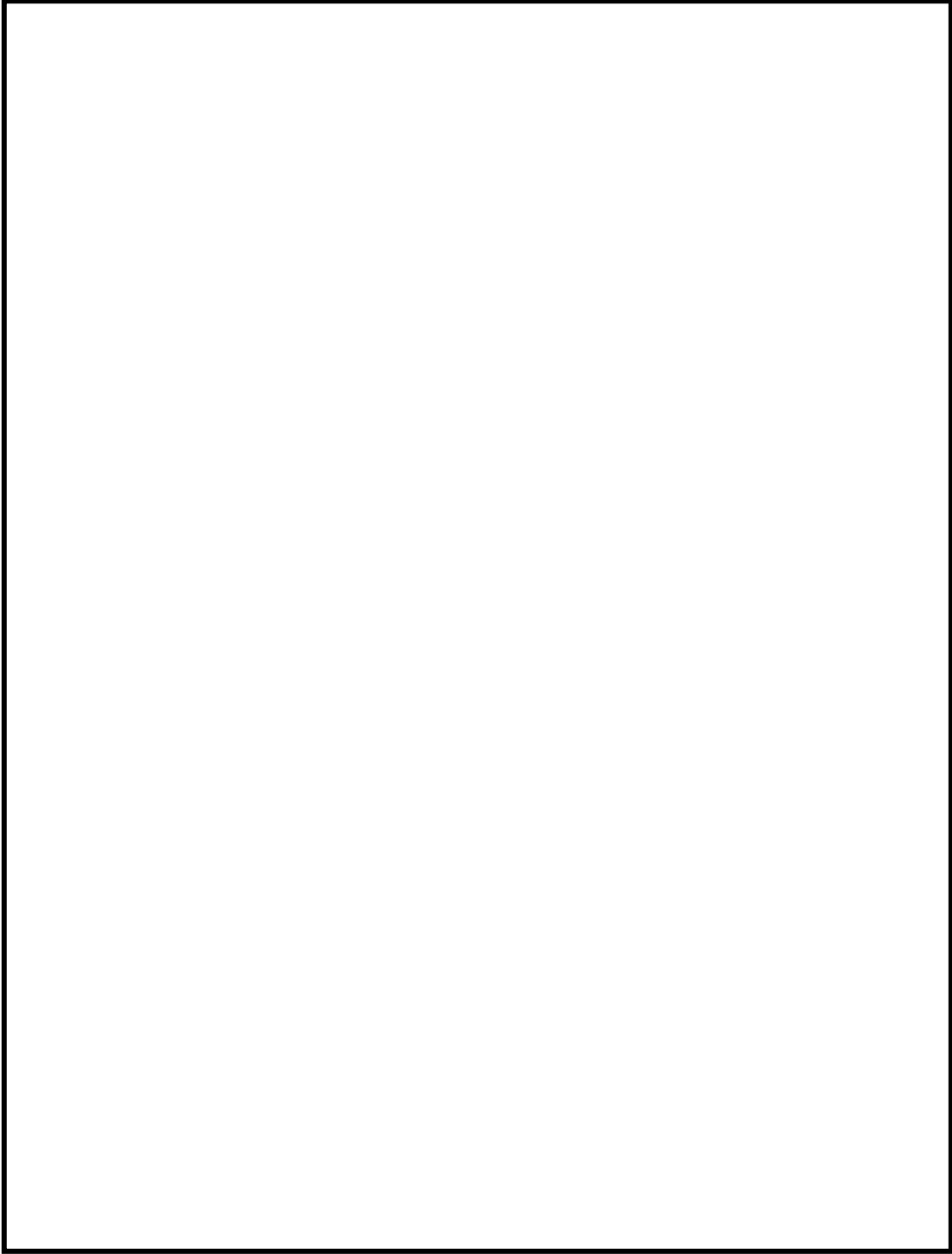


図 3-12 可搬型設備配置図（原子炉停止機能喪失，格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合】

（時間評価では，作業時間が最大となるルート 1 を使用している。）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

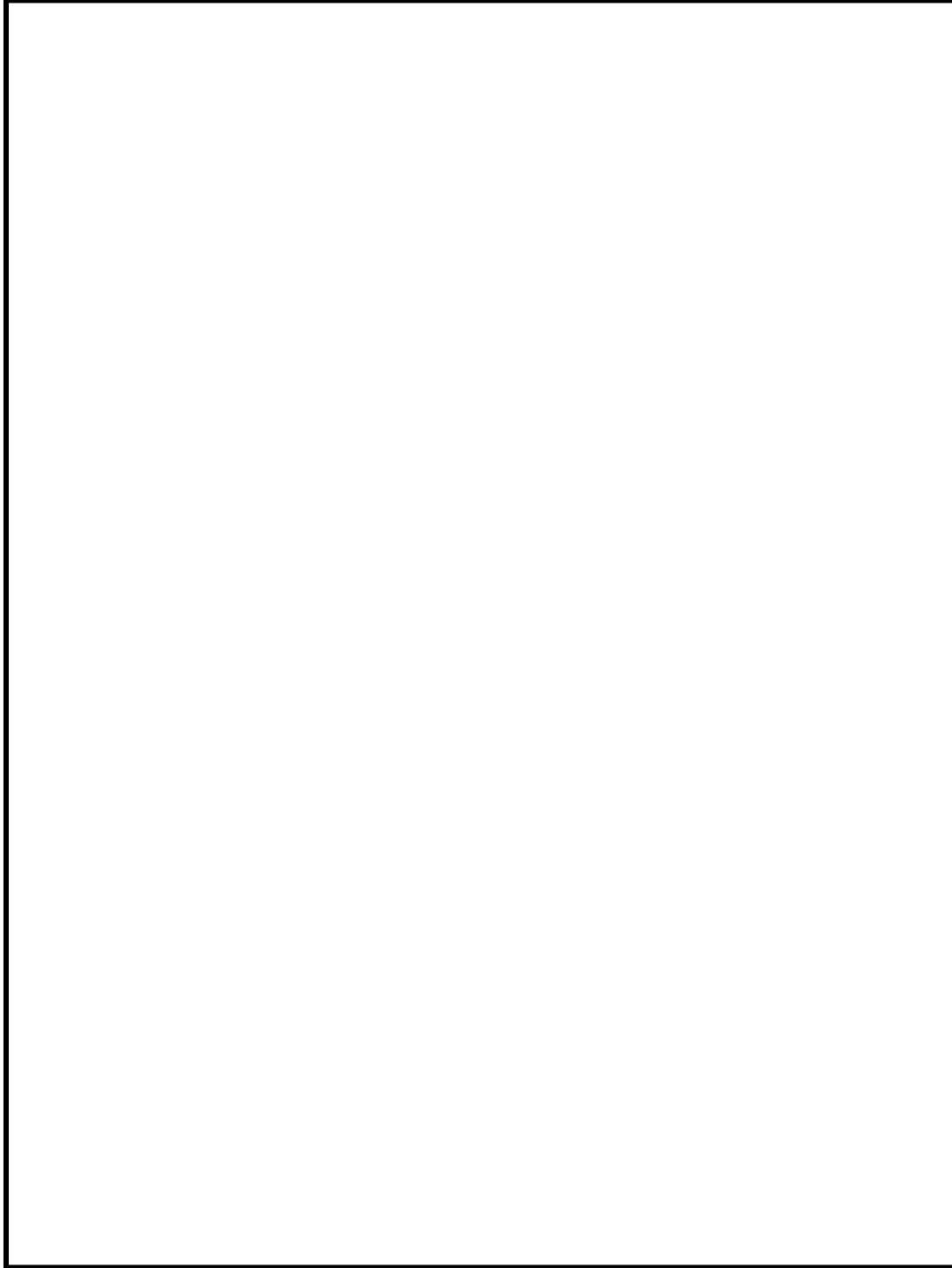


図 3-13 可搬型設備配置図（L O C A 時注水機能喪失，雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），高圧溶融物放出／格納容器
 雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用，水素燃焼，溶融炉心・コンクリート相互作用）
 【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】
 （時間評価では，作業時間が最大となるルート 1 を使用している。）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4. 屋内操作機器配置図及び屋内操作機器へのアクセスルート

- 4.1 重要事故シーケンス（高圧・低圧注水機能喪失）
- 4.2 重要事故シーケンス（高圧注水・減圧機能喪失）
- 4.3.1 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋H P C S失敗）
- 4.3.2 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋高圧E C C S失敗）
- 4.3.3 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失）
- 4.3.4 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋S R V再閉失敗＋H P C S失敗）
- 4.4 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 4.5 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
- 4.6 重要事故シーケンス（原子炉停止機能喪失）
- 4.7 重要事故シーケンス（L O C A時注水機能喪失）
- 4.8 重要事故シーケンス（格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A））
- 4.9 格納容器破損モード（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼）
- 4.10 格納容器破損モード（高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用，熔融炉心・コンクリート相互作用）
- 4.11 想定事故1及び想定事故2
- 4.12 重要事故シーケンス（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））
- 4.13 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（運転停止中））
- 4.14 重要事故シーケンス（原子炉冷却材の流出）
- 4.15 重要事故シーケンス（反応度の誤投入）

下線部：本日提示資料

4.1 重要事故シナリオ (高圧・低圧注水機能喪失)

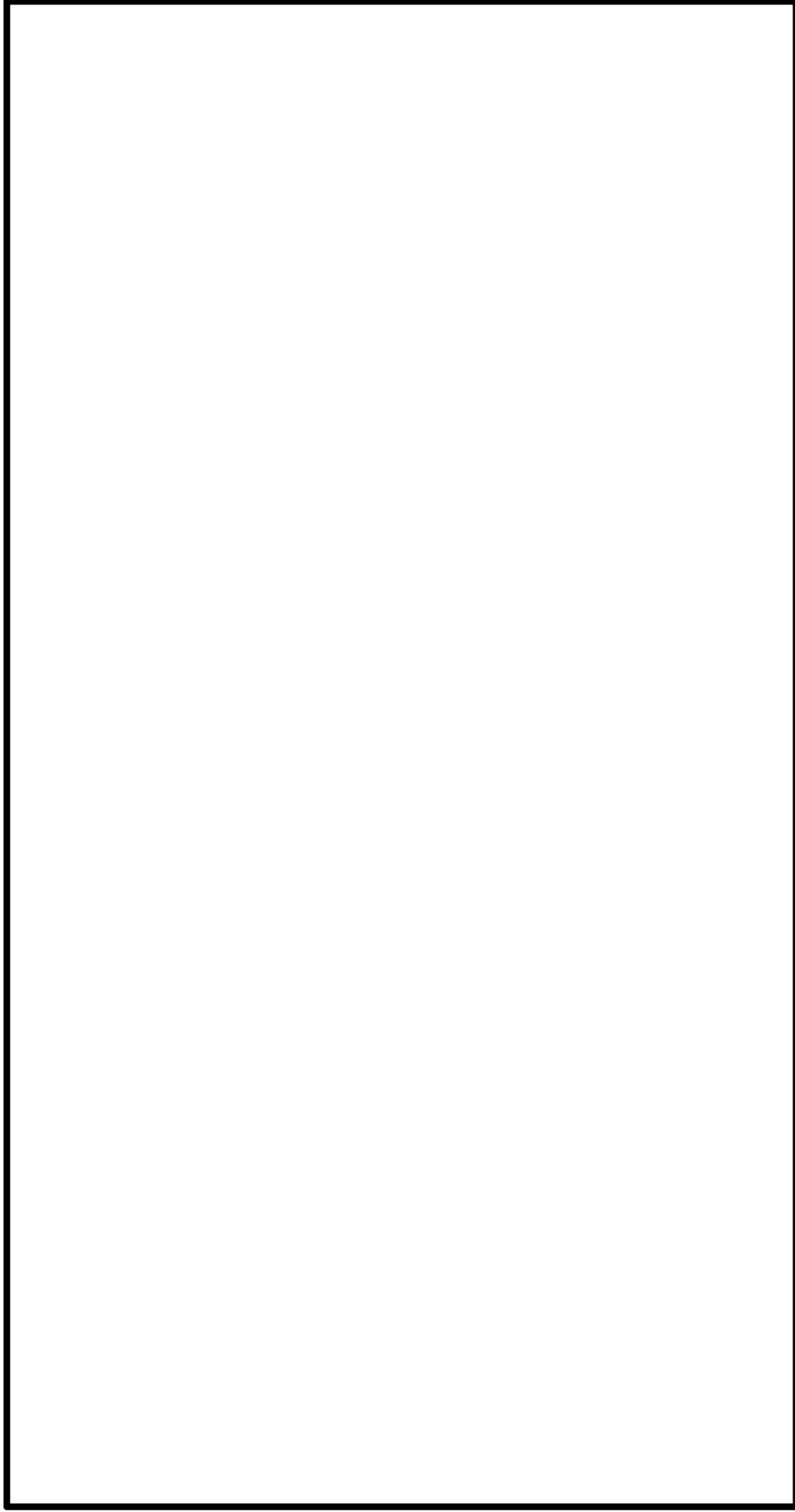


図 1 現場操作機器配置図「高圧・低圧注水機能喪失」 1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

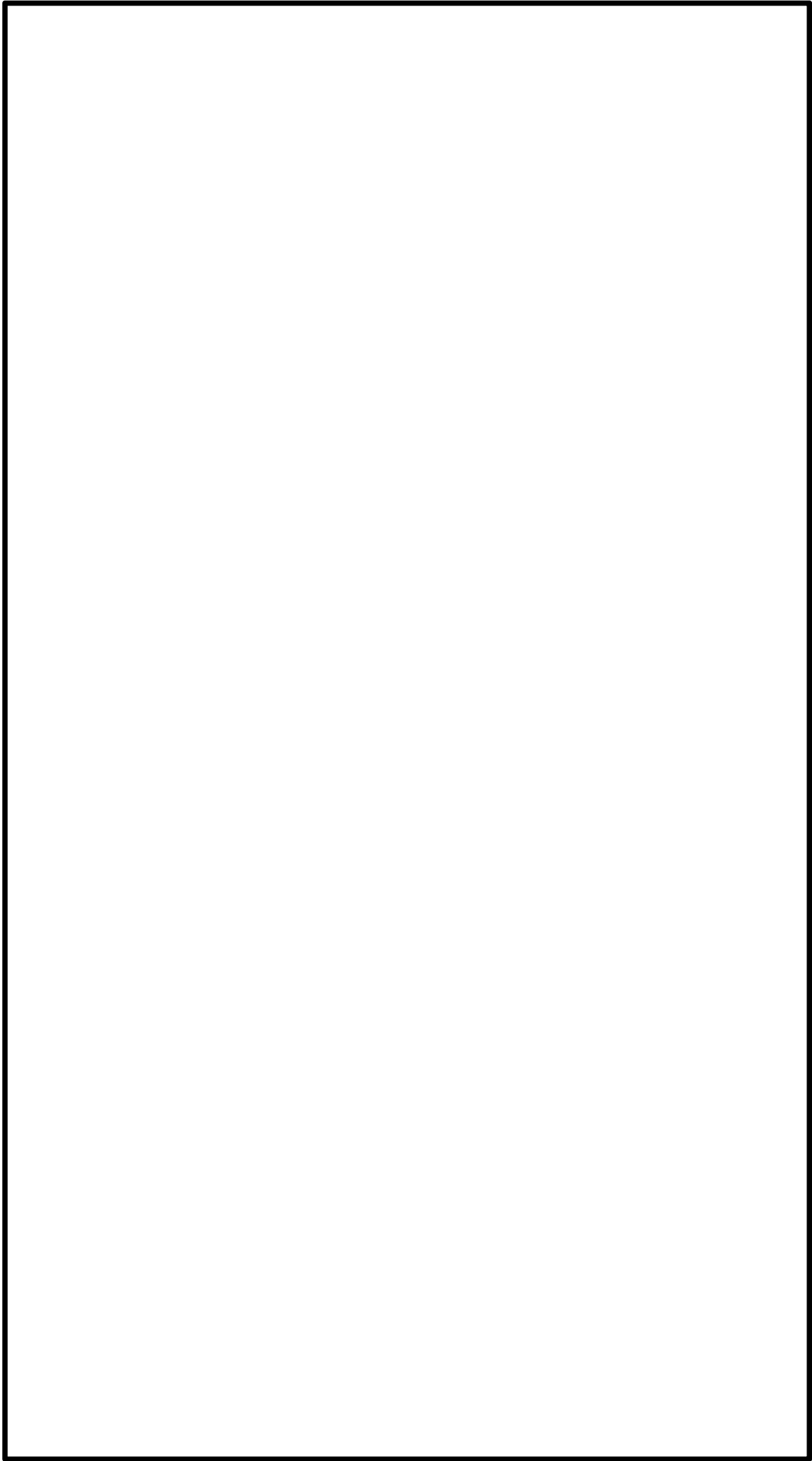


図 1 現場操作機器配置図「高圧・低圧注水機能喪失」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.3.1 重要事故シナシス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗）

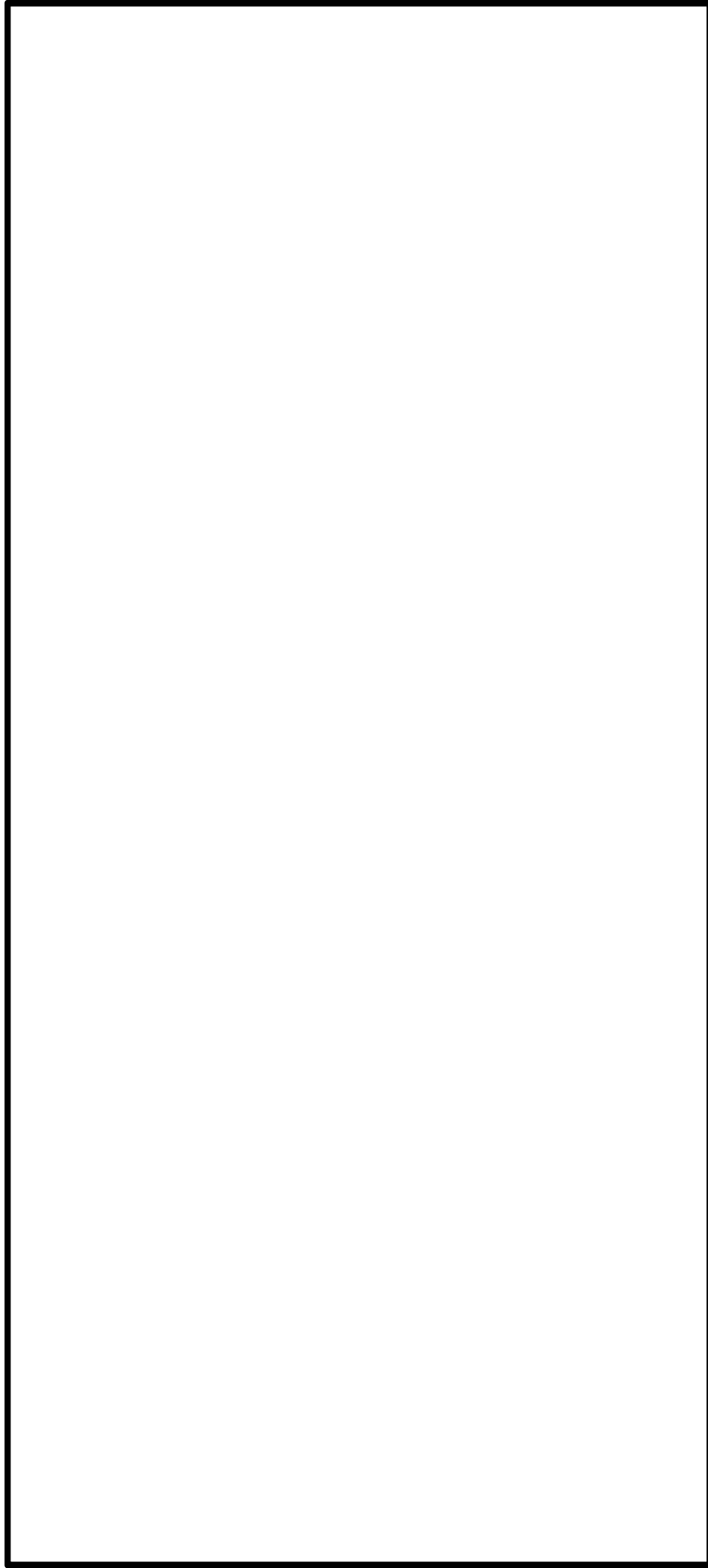


図2 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗」 1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



図 2 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.3.2 重要事故シナシス (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 高圧 E C C S 失敗)

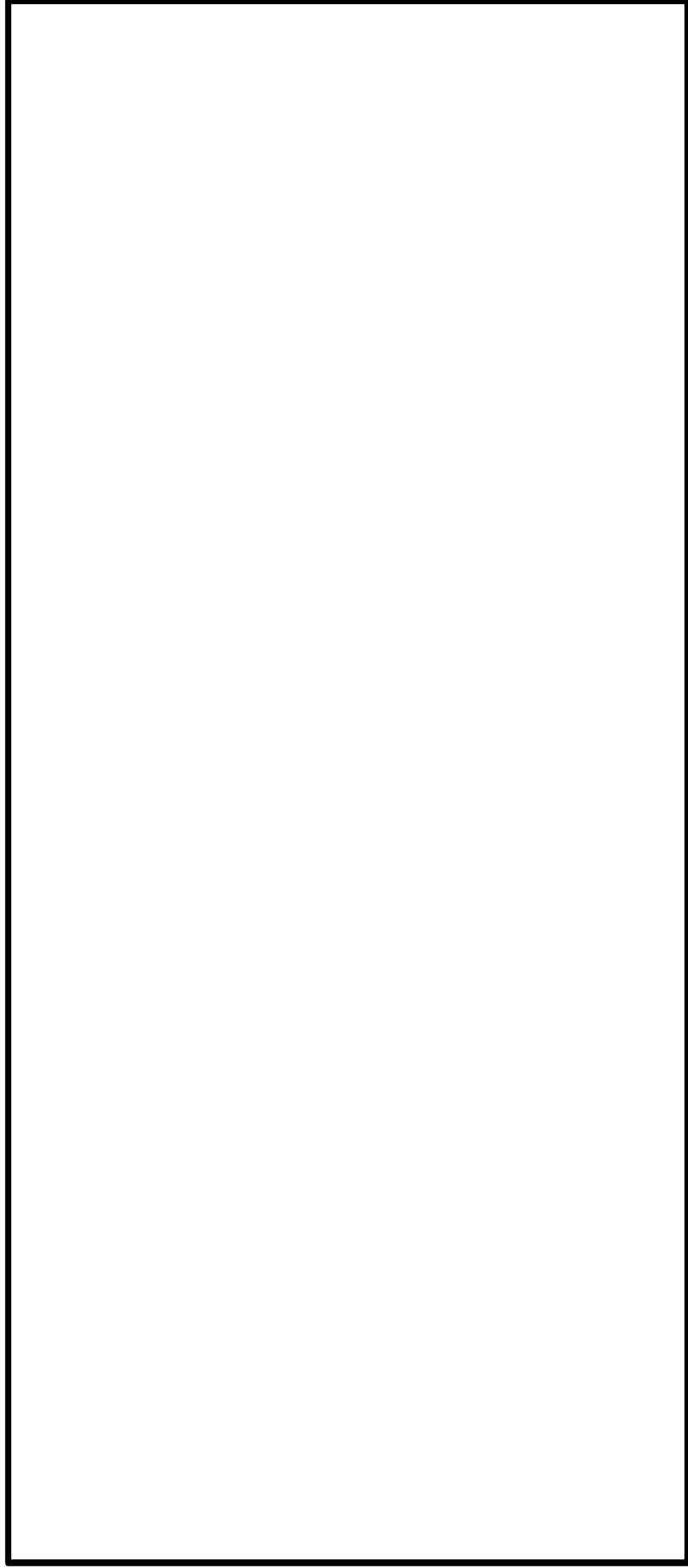


図 3 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 高圧 E C C S 失敗」 1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

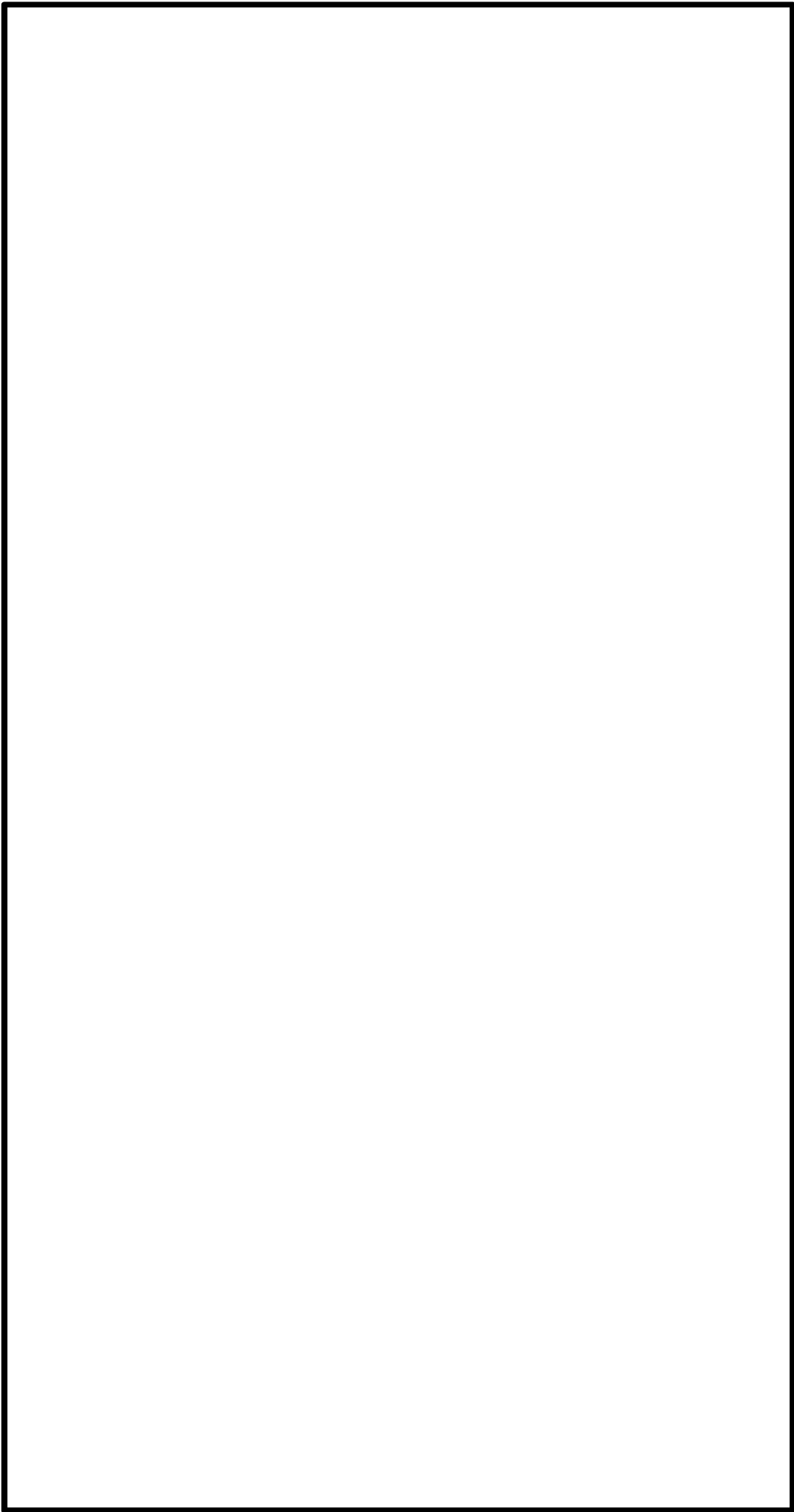


図3 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧ECCS失敗」2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.3.3 重要事故シナシス (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 直流電源喪失)

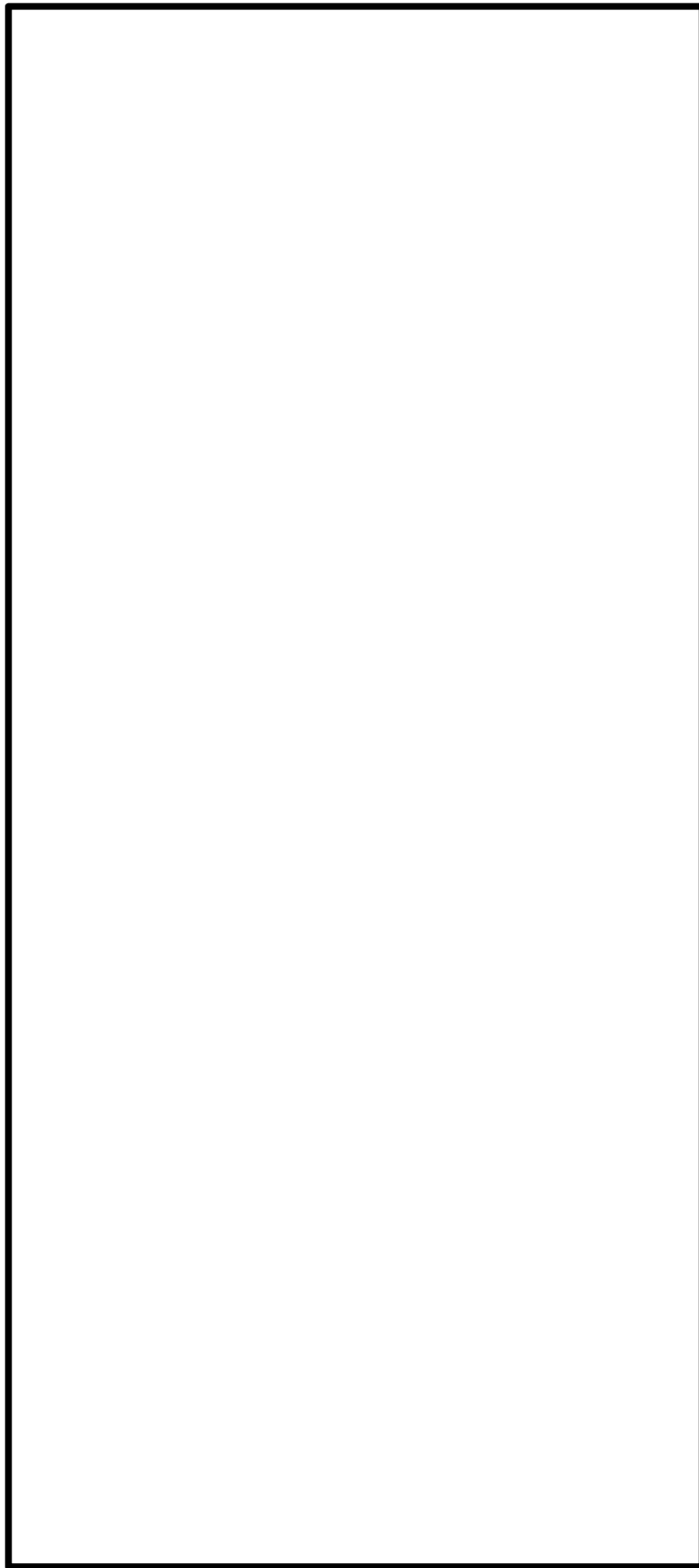


図 4 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 直流電源喪失」 1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

図 4 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.3.4 重要事故シナシス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗）

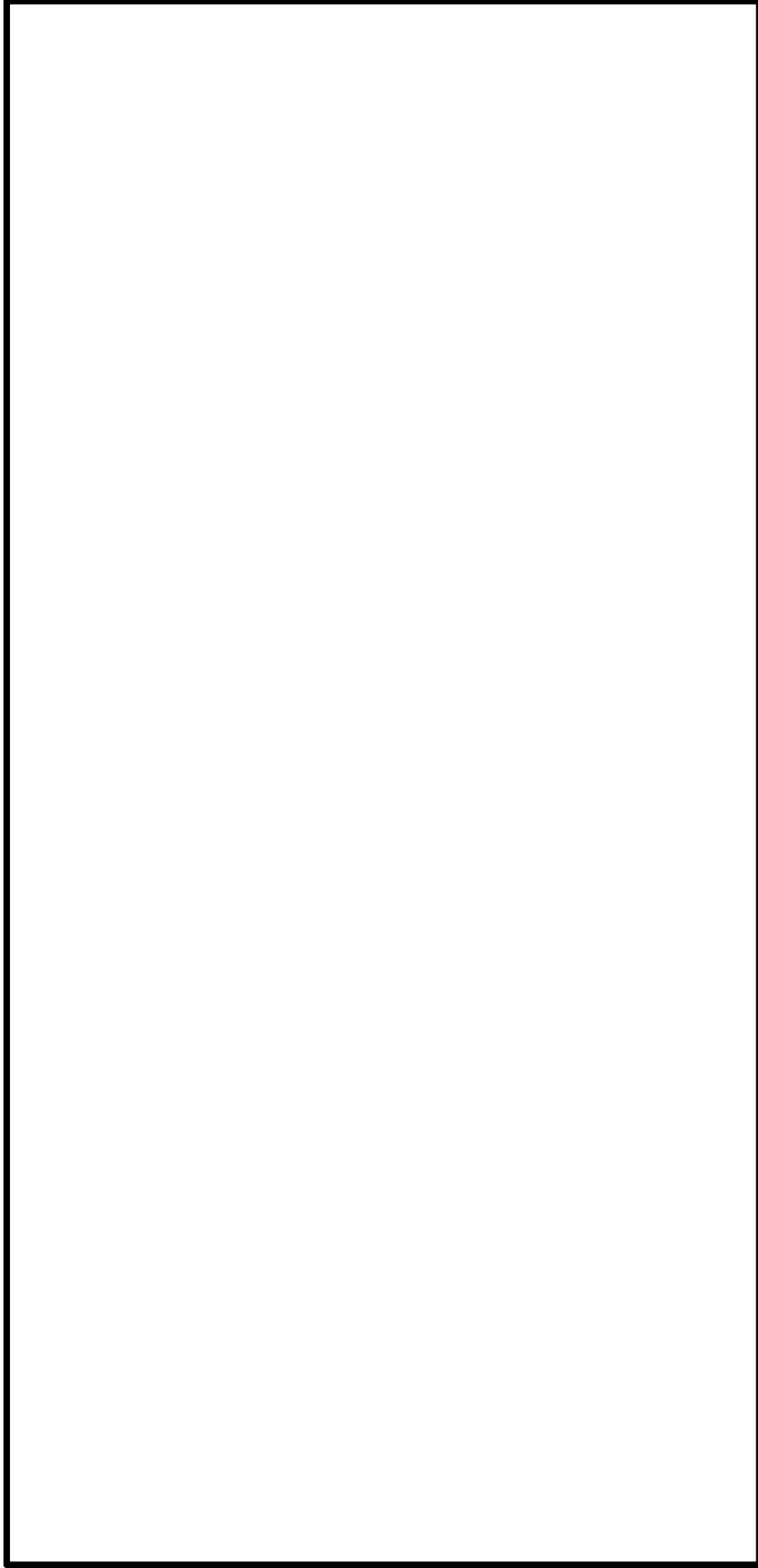


図5 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

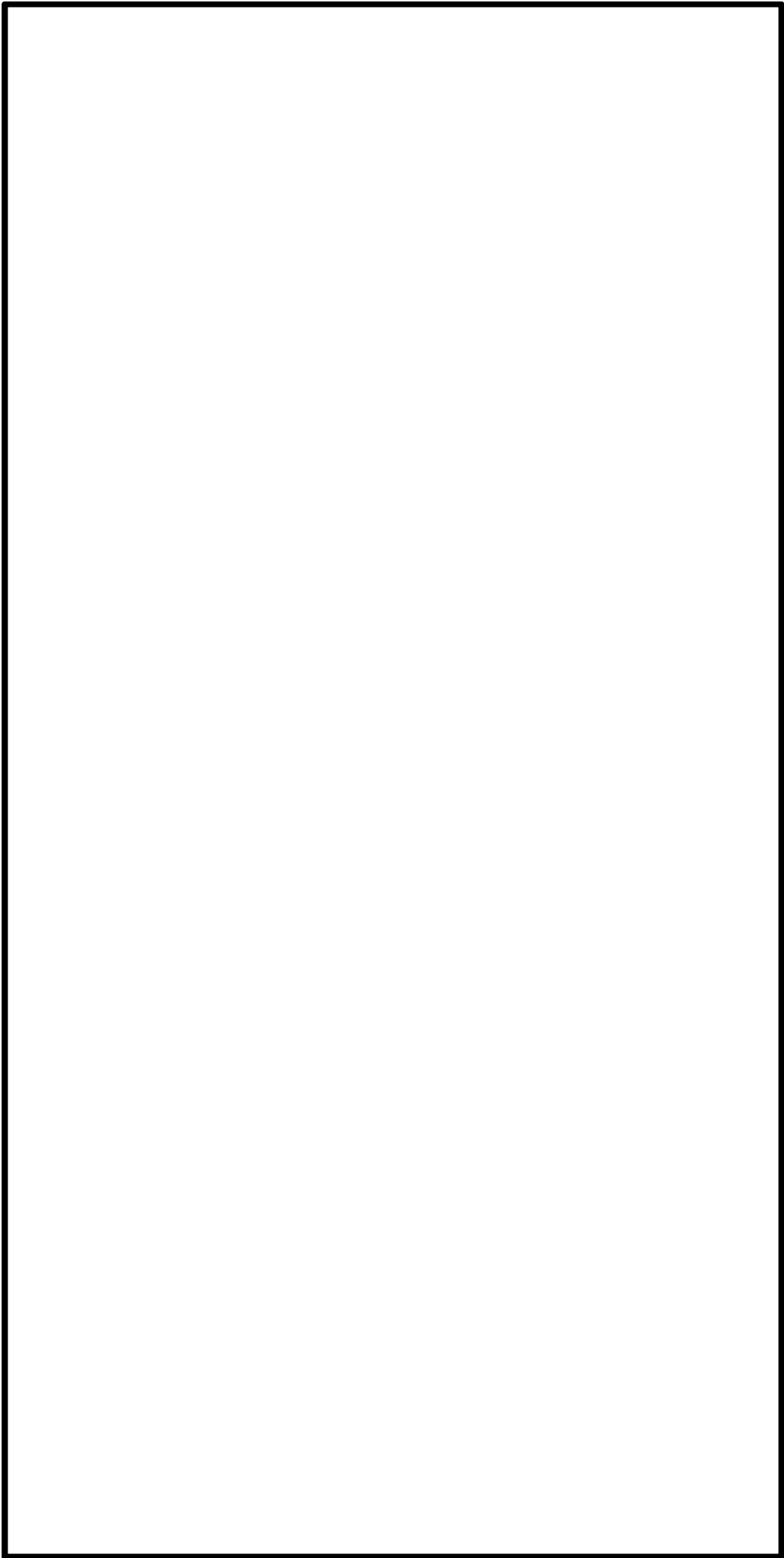


図 5 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.4 重要事故シナシエンス（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

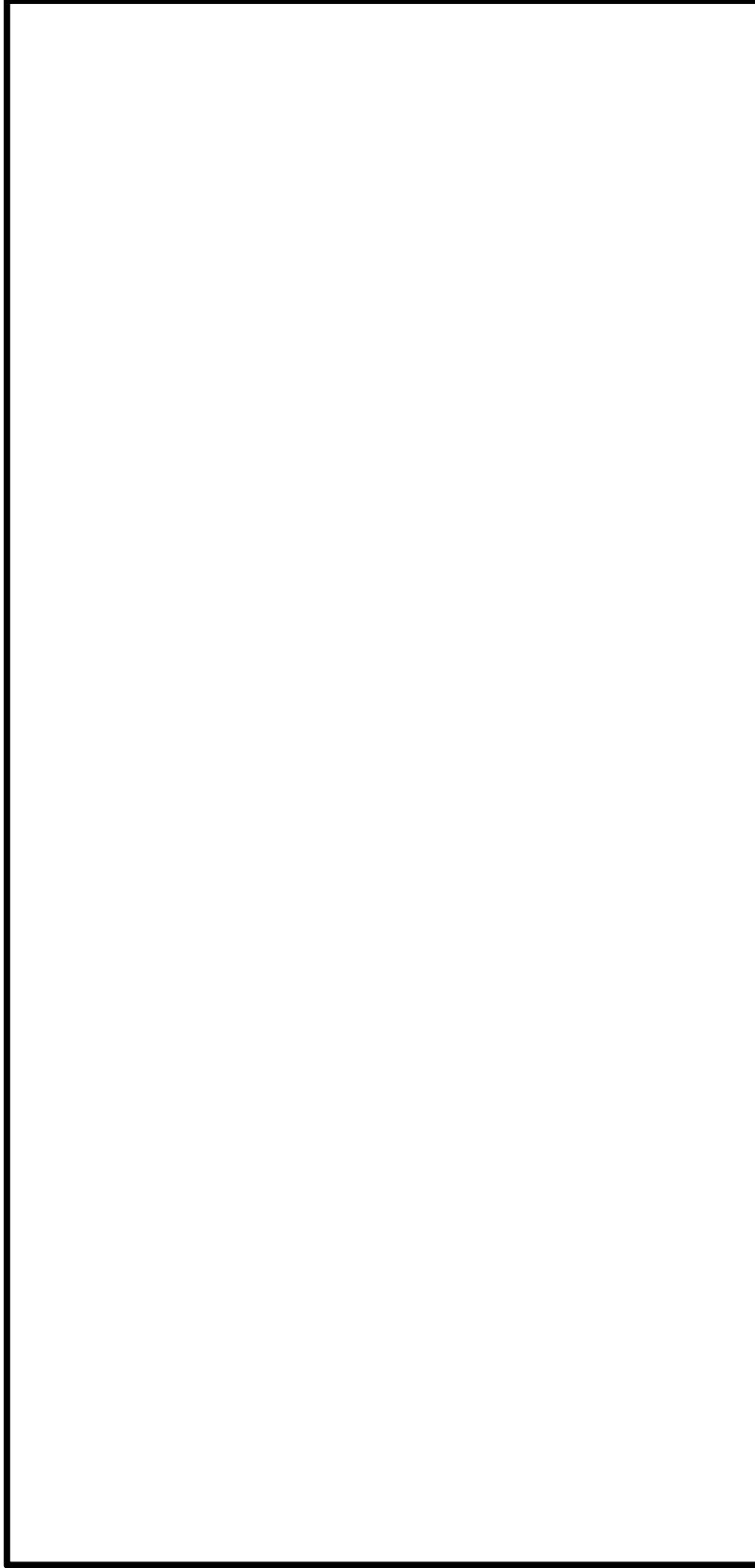


図6 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

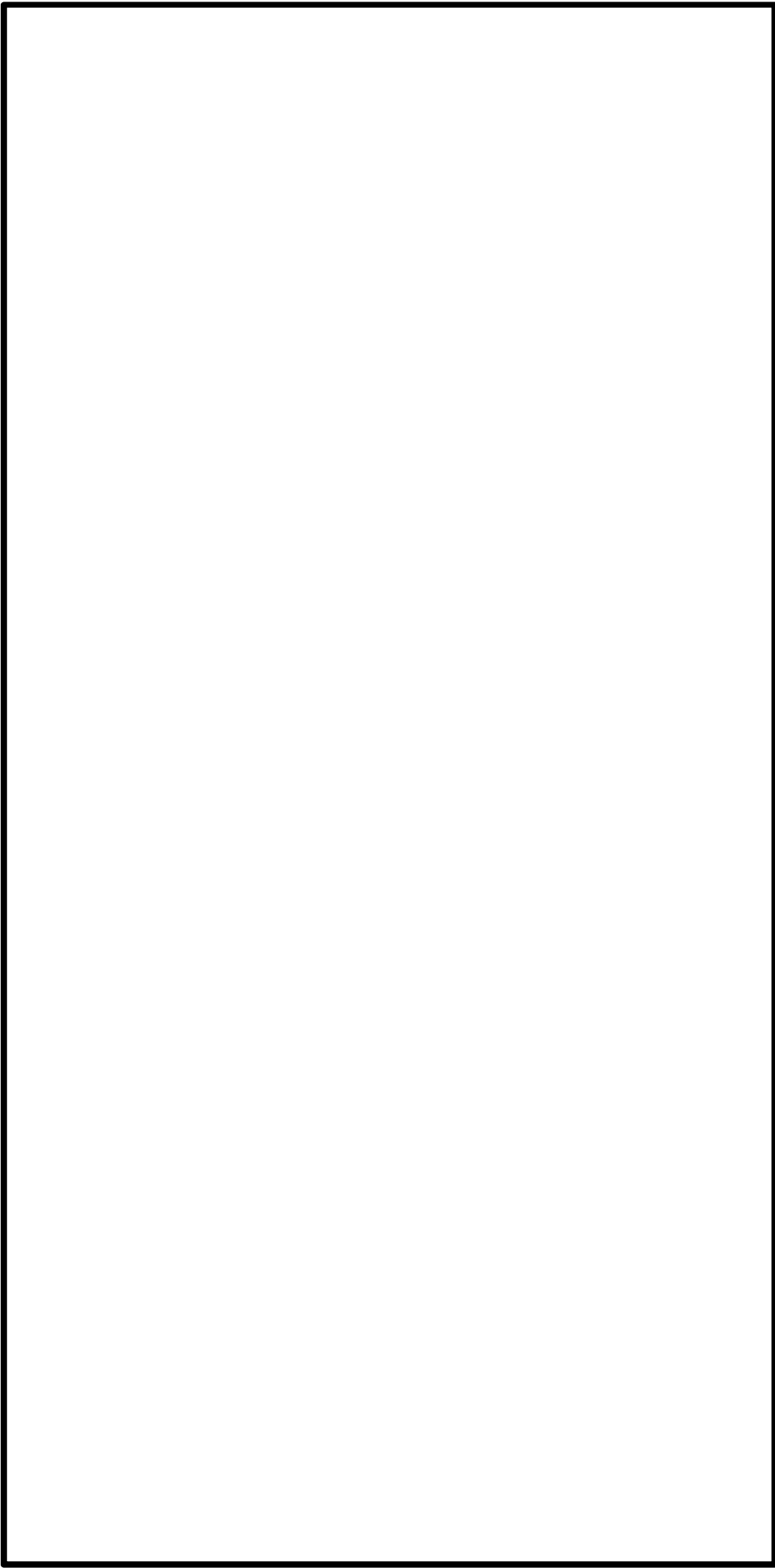


図 6 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.5 重要事故シナシエンス（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

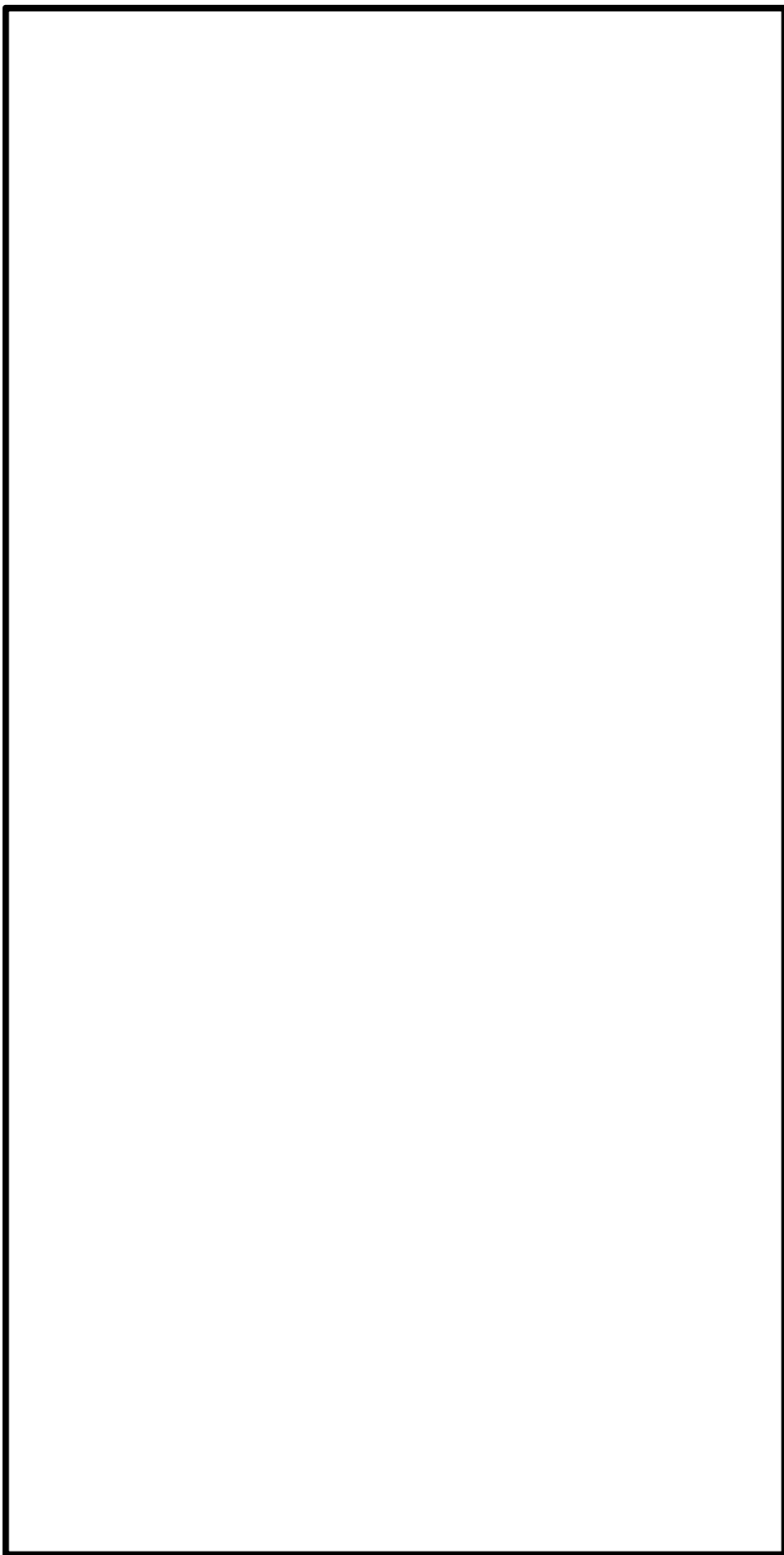


図 7 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」 1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

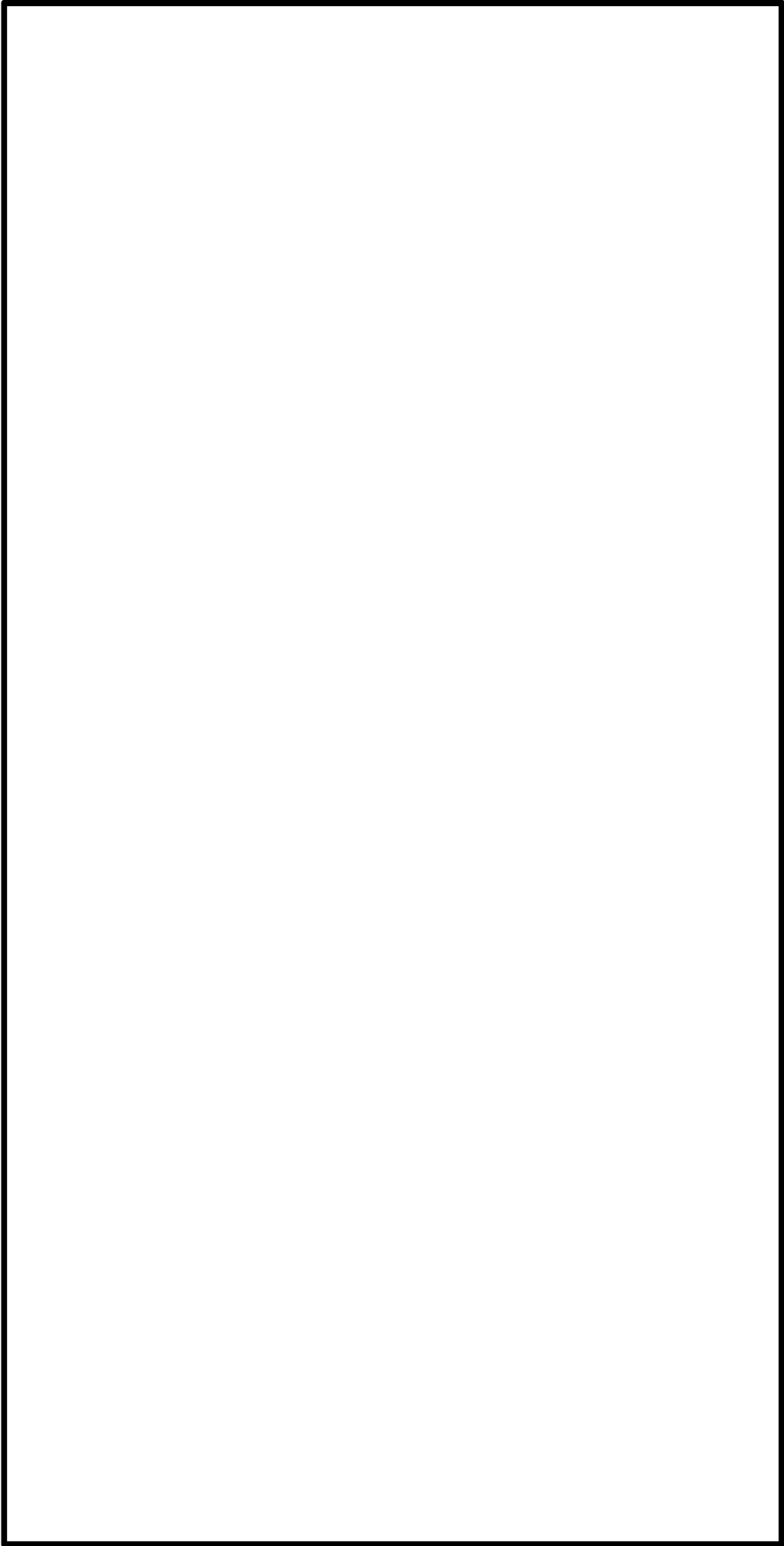


図 7 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.6 重要事故シナシエンス（原子炉停止機能喪失）

本重要事故シナシエンスにおいては中央制御室での操作のみである。

4.7 重要事故シナシエンス（LOCA時注水機能喪失）



図8 現場操作機器配置図「LOCA時注水機能喪失」1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

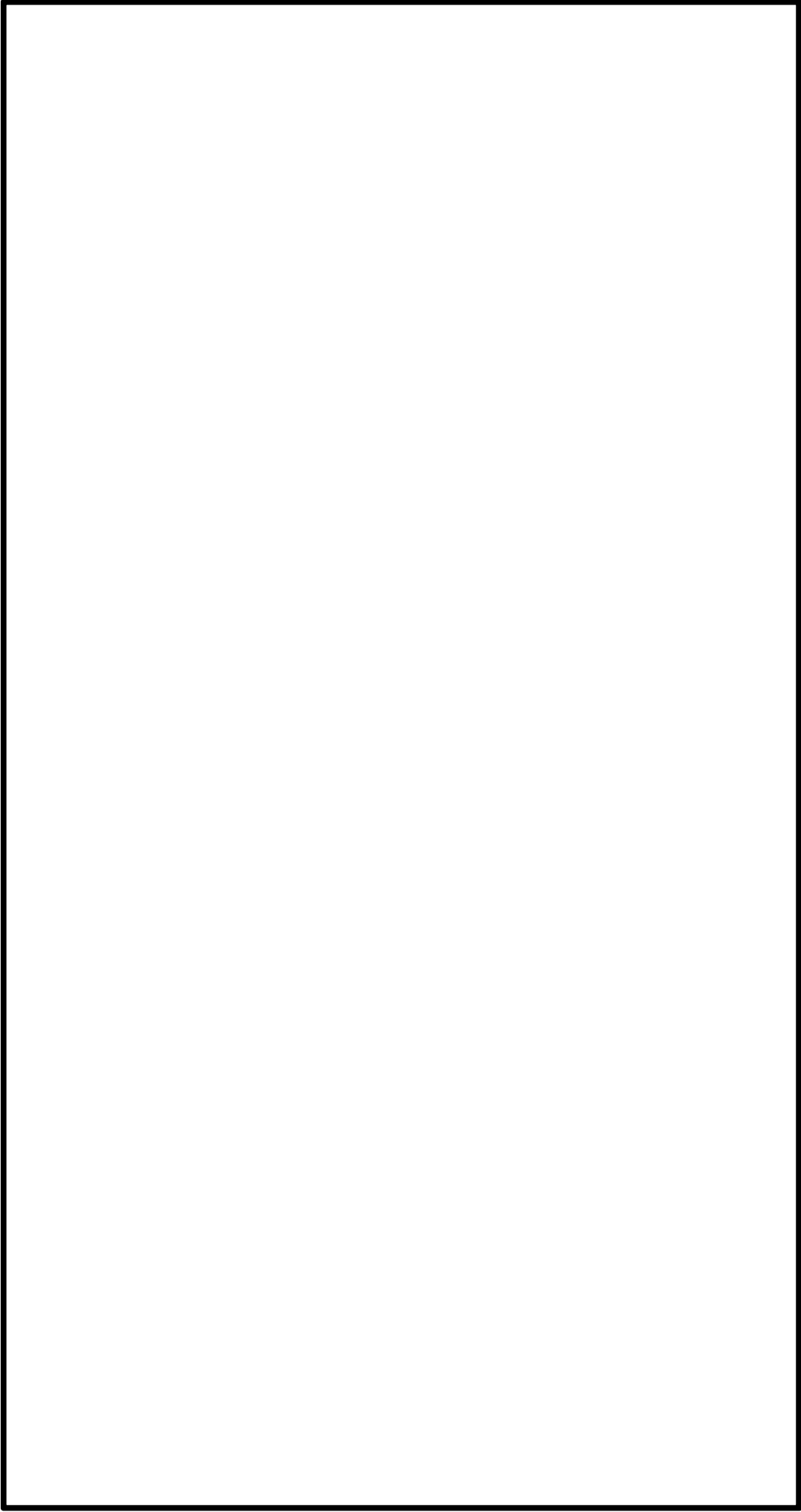


図 8 現場操作機器配置図「LOCA時注水機能喪失」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.8 重要事故シナシエンス（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

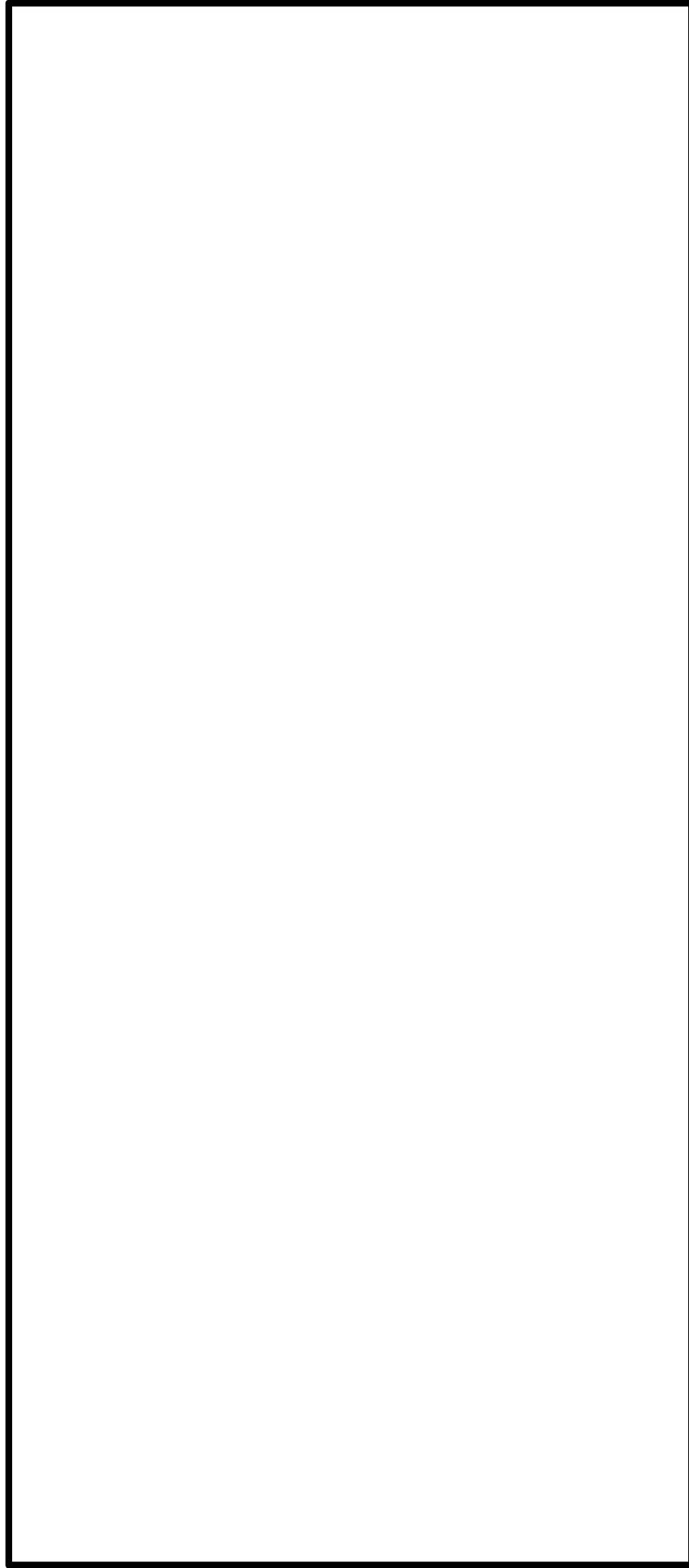


図9 現場操作機器配置図「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

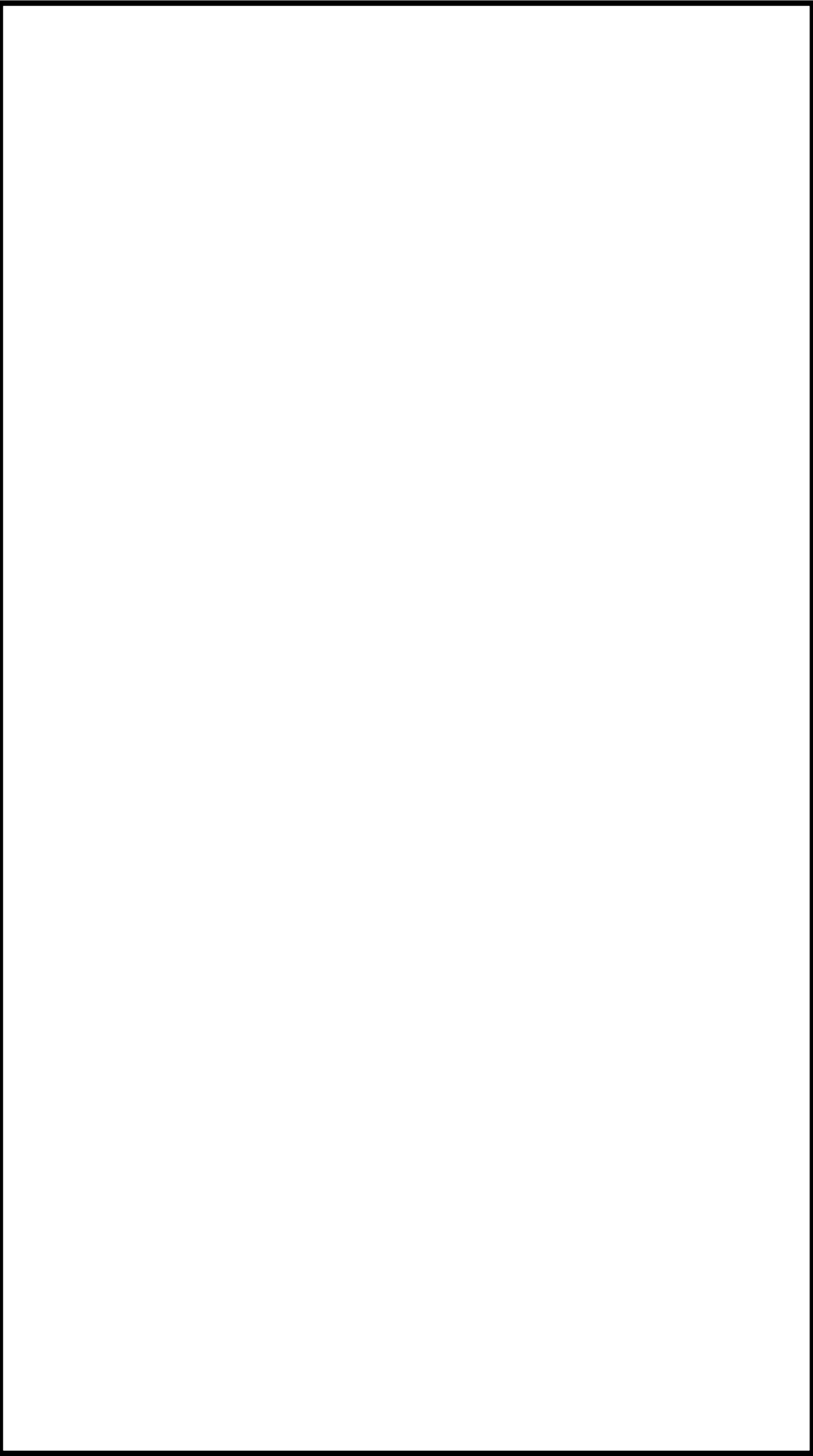


図 9 現場操作機器配置図「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.9 格納容器破損モード（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼）

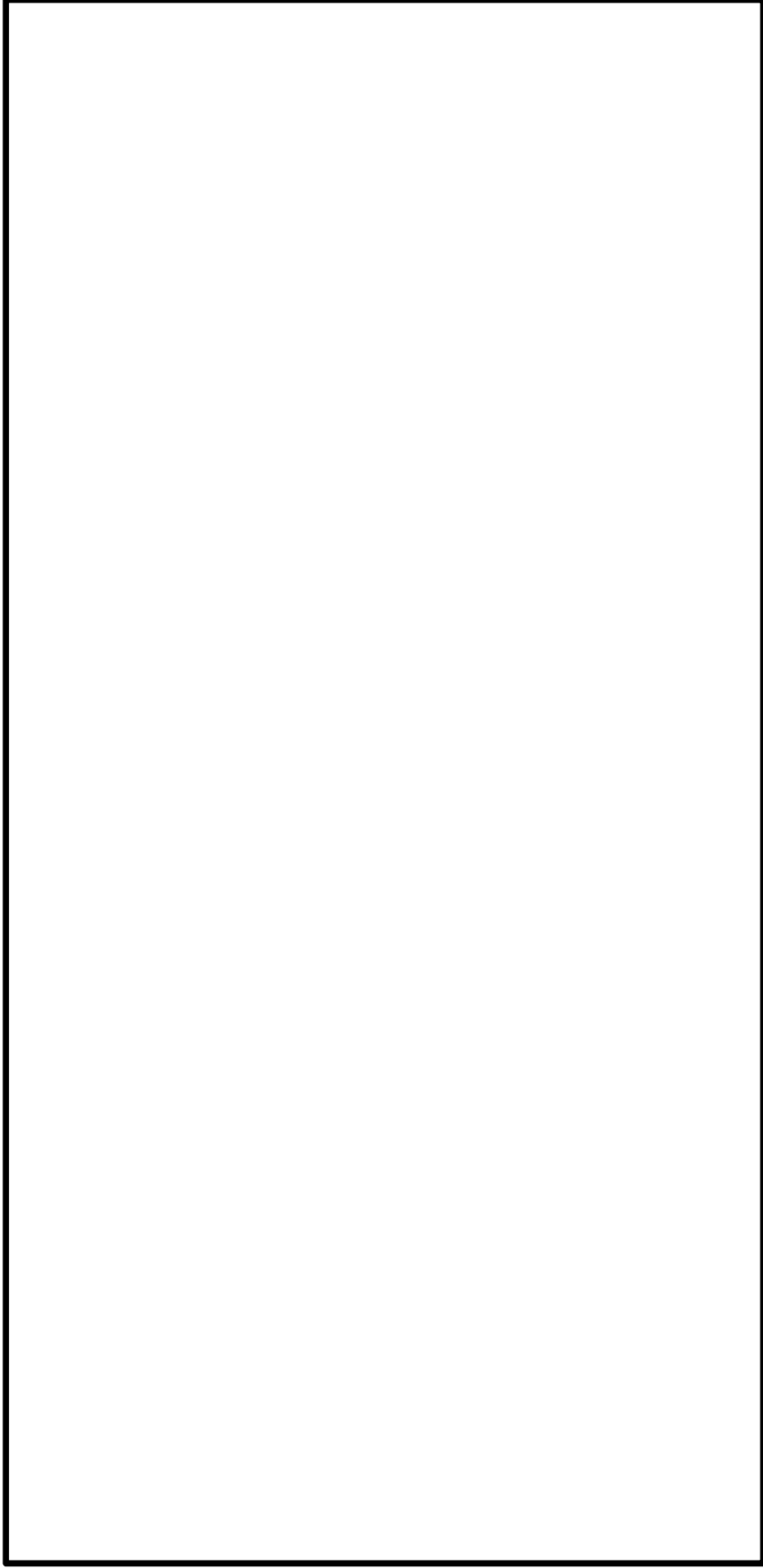


図 10 現場操作機器配置図「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼」 1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

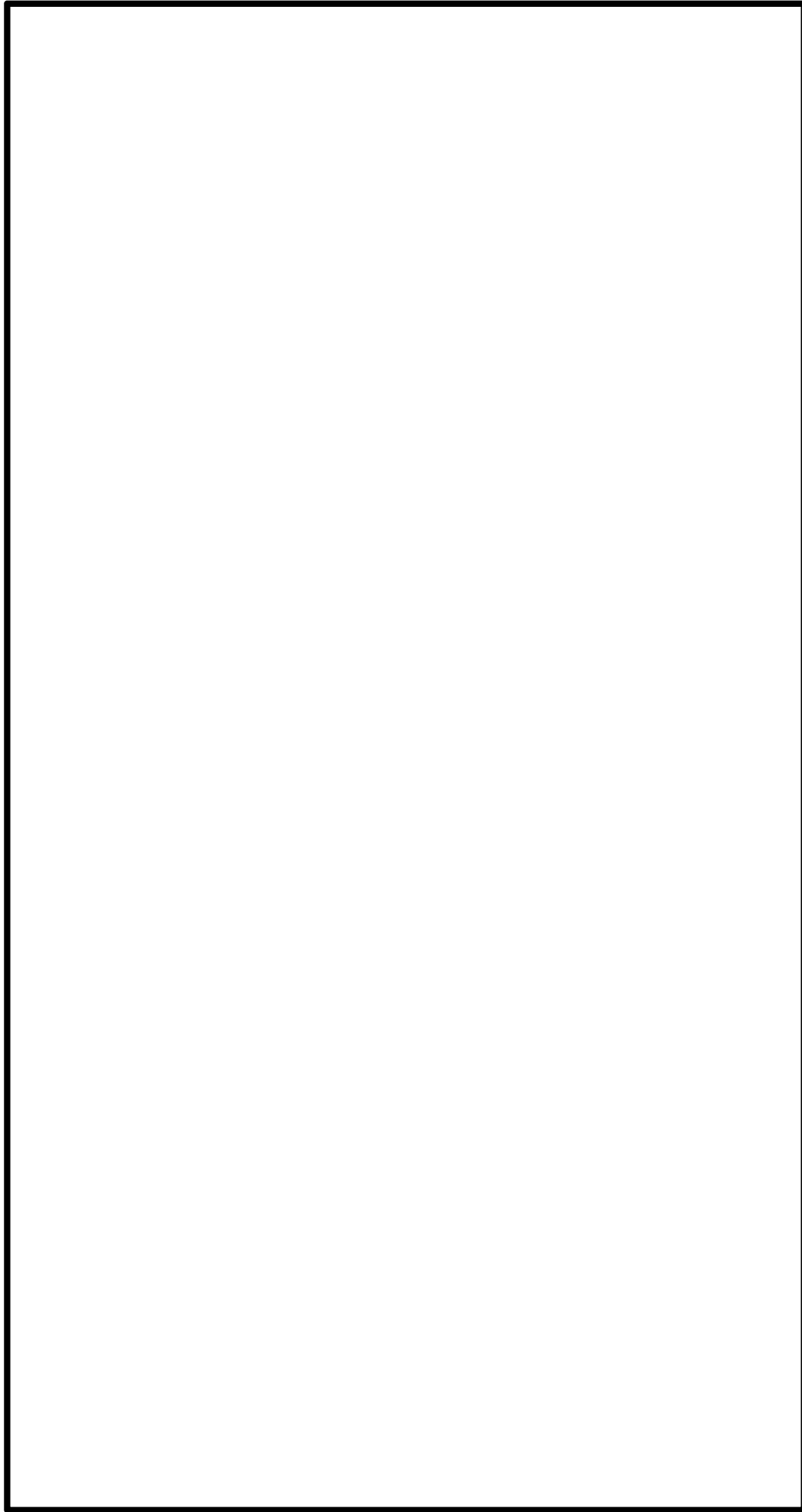


図 10 現場操作機器配置図「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4.10 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，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用）

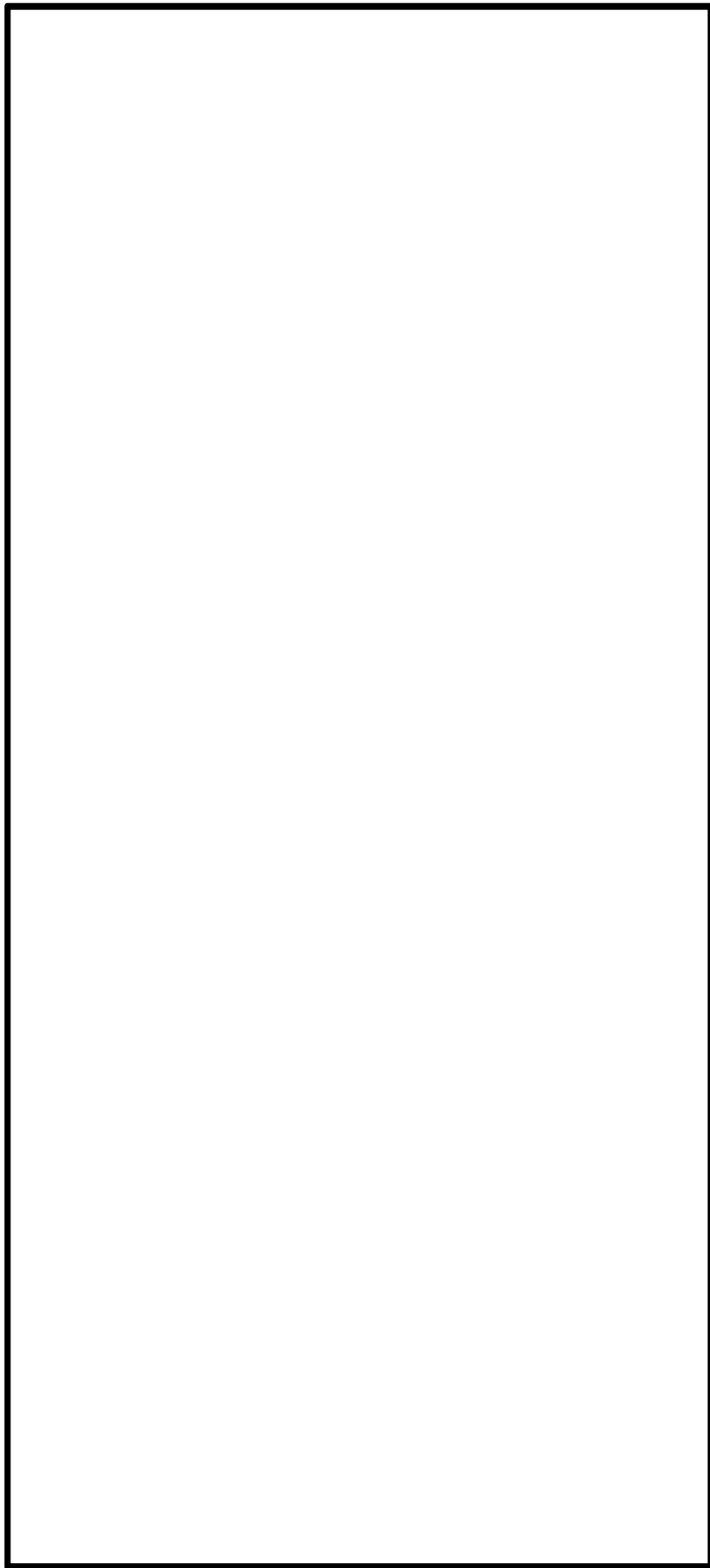


図 11 現場操作機器配置図「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用」 1/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

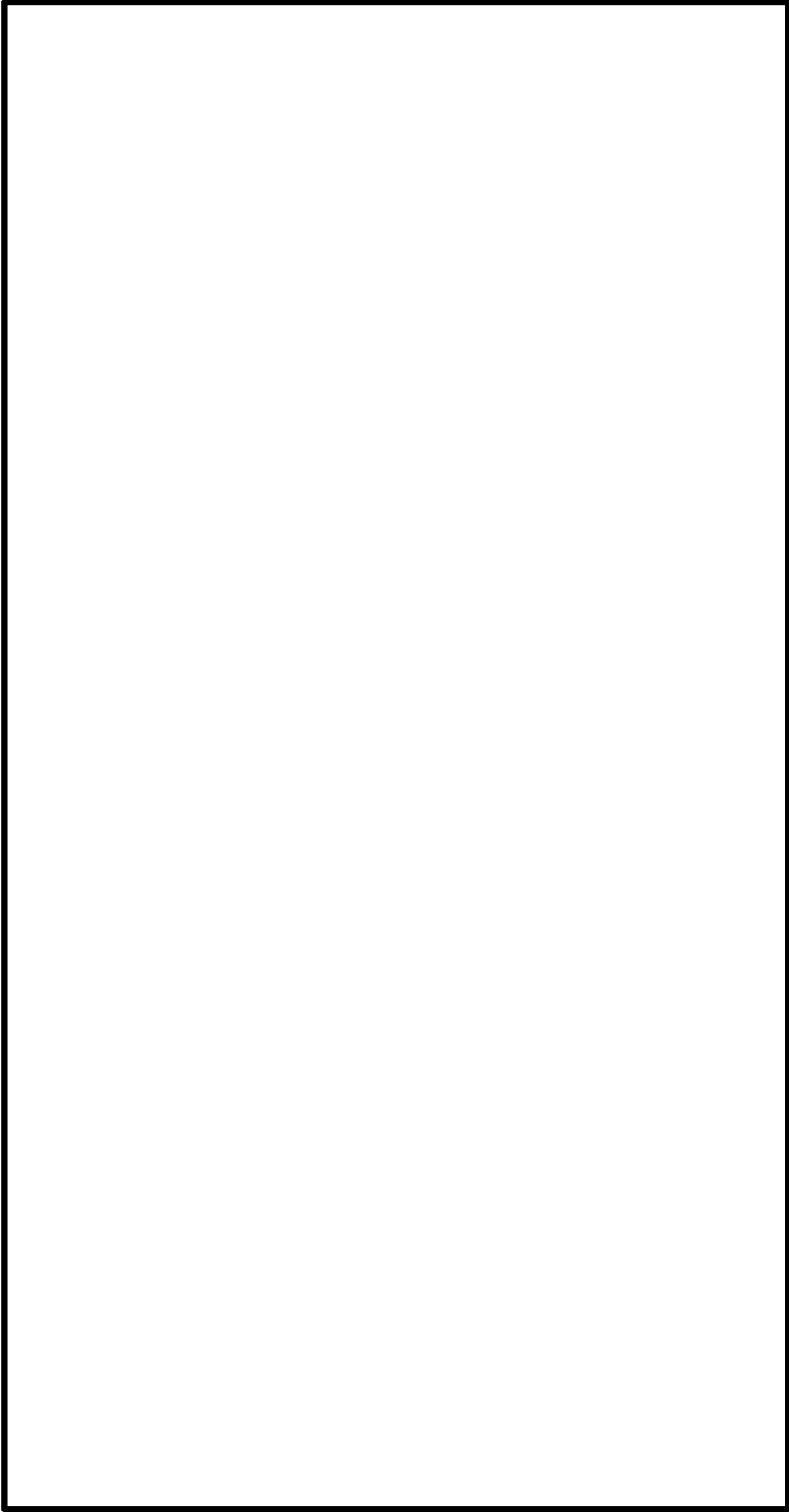


図 11 現場操作機器配置図「高圧溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶解燃料－冷却材相互作用，溶解炉心・コンクリート相互作用」 2/2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

5. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について

重大事故等対策の有効性評価において行われる各作業について、作業の概要、操作時間及び操作の成立性について下記の要領で確認した。

個別確認結果とそれに基づく重大事故等対策の成立性確認を「表 1 重大事故等対策の成立性確認」に示す。

「操作名称」

1. 作業概要 : 作業項目, 具体的な運転操作・作業内容, 対応する事故シーケンスグループ等の番号
2. 操作時間
 - (1) 想定時間 : 移動時間+操作時間に余裕を見て5分単位で値を設定
(要求時間)
 - (2) 操作時間 : 現地への移動時間(重大事故等発生時における放射線
(実績又は模擬) 防護具着用時間は別途確保), 訓練による実績時間,
模擬による想定時間等を記載
3. 操作の成立性について
 - (1) 要員 : 対応者, 操作場所を記載
 - (2) 作業環境 : 現場の作業環境について記載
アクセス性, 重大事故等の状況を仮定した環境による
影響, 暗所の場合の考慮事項 他
 - (3) 連絡手段 : 各所との連絡手段について記載
 - (4) 操作性 : 現場作業の操作性について記載
 - (5) その他 : 対応する技術的能力条文番号を記載

表 1 重大事故等対策の成立性確認(1/13)

作業概要				操作時間		作業環境				操作の成立性について		技術的 能力審査 基準 No
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナゲージ No. (資料 No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビ リティ	連絡手段	操作性	
低圧代替注水系(常設) による原子炉注水操作	低圧代替注水系(常設) 準備操作	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.6 3.1	5分	約5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により段々により上 昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.4
	低圧代替注水系(常設) 系統構成 ・復水移送ポンプ起動/運転確認											
	低圧代替注水系(常設) 注水操作 ・低圧代替注水系(常設) による水位制御		適宜実施	適宜実施			【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中					
逃がし安全弁による 原子炉減圧操作	原子炉急速減圧操作	2.1 2.3.1~4 2.4.1~2 2.6 2.7 3.2	5分	約1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により段々により上 昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.3
	逃がし安全弁 手動開放操作						【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中					
原子炉格納容器代替ス プレイ冷却系による格 納容器冷却操作	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器 冷却	2.1 2.4.2 2.6 3.1 3.2	5分	約1分	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	車河付属の作業用照明、可 動照明(ヘッドライト、機中 電灯等)により夜間における 作業性を確保している	アクセシビリティに支障 となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備(PHS端末) 及び受話器(ページング)を 配備しており、重大事故等の環 境下において、通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも、 トランシーバー(携帯)により 緊急時対応本部へ連絡すること が可能である	大容量送水ポンプ(タイ プ1)からのホースの接 触は、汎用の結合金具で あり、容易に操作可能で ある。また、作業エリア 周辺には作業を実施する 上で支障となる設備はな く、十分な作業スペース を確保している	1.6
	・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容器冷 却 系統構成						【炉心損傷後】 ベント前： 3.7mSv/h (マスク着用)					
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器 冷却		5分	約1分			【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度					
	・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容 器冷却 系統構成、冷却開始(間欠運転)		5分	約1分	運転員 (中央制御室)		【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中				中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (2/13)

作業概要										操作時間				作業環境				操作の成立性について		技術的 能力審査 基準 No
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No								
						中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない											
復水貯蔵タンクへの補給	低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水操作	2.2 2.7	適宜実施	適宜実施	運転員 (中央制御室)					—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作可能である	—								
	代替注水等確保 ・大容量送水ポンプ (タイプ I) の設置、ホースの敷設、接続	2.1 2.3.1~4 2.4.1~2 2.5 2.6 2.7 3.1 3.2	6 時間	約 5.5 時間	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 3. 7mSv/ h (マスク着用)	車両付風の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセサルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受話器 (ページング) を備えており、重大事故等の発生時において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、周辺には作業を実施する上で支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	1. 13									
	代替注水等確保 ・大容量送水ポンプ (タイプ I) 監視		適宜実施	適宜実施			【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 3. 7mSv/ h (マスク着用) ベント後： 4. 9mSv/ h (マスク着用)													

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (3/13)

作業概要				操作時間		操作の成立性について				技術的 能力審査 基準No		
作業項目	具体的な運転・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ		連絡手段	操作性
復水貯蔵タンクへの補給	大容量送水ポンプ (タイプ1) による淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給 ・ 復水貯蔵タンク補給準備 (ホース搬送)	2.1 2.3.1~4 2.4.1~2 2.5 2.6 2.7 3.1 3.2	4 時間	約 3.7 時間	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 ベント前： 3.7mSv/h (マスク着用)	車内付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセシビリティに支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安システム (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を利用しており、重大事故等の発生環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、トランシーバー (携帯) により緊急時対応本部へ連絡することが可能である	大容量送水ポンプ (タイプ1) からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には作業を実施する上で支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	1. 13
		大容量送水ポンプ (タイプ1) による淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給 ・ 復水貯蔵タンク補給		適宜実施		適宜実施	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 ベント前： 3.7mSv/h (マスク着用) ベント後： 4.9mSv/h (マスク着用)					
各機器への給油	燃料補給 ・ 燃料補給準備	2.1 2.4.2 2.7	30 分	約 26 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作可能である	—

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (4/13)

作業概要				操作の成立性について					技術的 能力審査 基準No			
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナゲーム No. (資料No.)	操作時間		要員	作業環境				操作性	連絡手段	1.14
			想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)		温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビ			
各機器への給油	燃料補給 ・タンクローリーへの移送 ・大容量送水ポンプ (タイプ1) へ給油 ・原子炉補機代替冷却水系へ給油 ・電源車へ給油	2.1 2.3.1~4 2.4.1~2 2.5 2.6 2.7 3.1 3.2	大容量送水ポン プ (タイプ1) : 300 分に1回給 油	大容量送水ポン プ (タイプ1) への給 油 : 約 80 分	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	車面付属の作業用照明、可搬 型照明 (ヘッドライト、懐中 電灯等) により夜間における 作業性を確保している	アクセシビリティ上に支障 となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受話器 (ペー ジング) を 備 有し、容易に操作可能で ある。また、作業エリア 周辺には作業を実施する 上で支障となる設備はな く、十分な作業スペース を確保している	1.14	
			原子炉補機代替 冷却水系 : 300 分に1回給 油 電源車 : 120 分に1回給 油	原子炉補機代替冷 却水系への給油 : 約 80 分 電源車への給油 : 約 80 分								
原子炉格納容器フィル タベント系による格納 容器除熱操作	原子炉格納容器フィルタベント系による格納 容器除熱準備	2.1 2.4.2 2.6 3.1 3.2	5 分	約 5 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により設備に上昇す る可能性があるが、作 業に影響を及ぼす程 度は少なく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより通 信操作に必要な照度が確保 できるため運転操作に影 響はない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.5 1.7 1.9
	原子炉格納容器フィルタベント系による格納 容器除熱準備 ・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器 除熱 系統構成 (現地操作)		1.3 時間	約 50 分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前 : 1.0mSv/h (自給式呼吸器 用)	ヘッドライト・懐中電灯を携 行しており、建屋内部用照明 消灯時における作業性を確 保している	アクセシビリティ上に支障 となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受話器 (ペー ジング) を 備 有し、容易に操作と直接 であるため、容易に操作 可能である	1.5 1.7 1.9	

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (5/13)

作業概要										操作の成立性について				技術的 能力審査 基準No
作業項目	事故シナリオ No. (資料No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)	要員	温度・湿度	作業環境			連絡手段	操作性				
						放射線環境	照明	アクセシビリティ						
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器過熱 熱操作	2.1 2.4.2 2.6 3.1 3.2	5分	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作であることから、容易に操作可能である				
						【炉心損傷後】 29mSv/7日間* (マスク着用) ※再評価中								
		2時間	約88分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・懐中電灯を携帯しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携帯型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である	人が遠隔操作については、通常の弁操作と同様であるため、容易に操作可能である				
						【炉心損傷後】 ベント後： 4.2mSv/h (自給式呼吸器着用)								
		5時間	約4時間	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ベント前： 3.7mSv/h (マスク着用)	車両付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、トランシーバー (携帯) により緊急時対策本部へ連絡することが可能である	乗換給電装置からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には作業を支援する上で支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している			
						【炉心損傷後】 ベント後： 4.9mSv/h (マスク着用)								
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器過熱 熱準備		5時間	約5時間			【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ベント前： 3.7mSv/h (マスク着用)				1.5 1.7 1.9			

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (6/13)

操作の成立性について												
作業概要			操作時間		要員	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準No
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No.（資料No.）	想定時間 （要求時間）	操作時間 （実績又は模擬）		温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビ リティ			
残留熱除去系（サブプレ ッションプール水冷却 モード）運転操作	残留熱除去系1系統 （サブプレッションプール水冷却モード）運転 ・低圧注水モードからサブプレッションプール水冷却 モードへ切り替え	2.2 2.7	5分	約3分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に影響を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.6
	残留熱除去系2系統 （サブプレッションプール水冷却モード）運転 ・低圧注水モードからサブプレッションプール水冷却 モードへ切り替え	2.5	10分	約6分								
残留熱除去系（原子炉 停止時冷却モード）運 転操作	残留熱除去系1系統 （原子炉停止時冷却モード）運転 ・原子炉停止時冷却モード準備	2.2	1時間	約50分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に影響を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	—
	残留熱除去系1系統 （原子炉停止時冷却モード）運転 ・原子炉停止時冷却モード起動による原子炉冷却材 温度調整		30分	約20分								
常設直流電源確保操作	直流電源確保 ・直流電源負荷切り離し（中央制御室）	2.3.1～2	5分	約2分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に影響を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.14
	直流電源確保 ・直流電源負荷切り離し（現場）		60分	約40分		運転員 （現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・懐中電灯を携 行しており、建屋内常用照明 消灯時における作業性を確 保している	アクセッスルード上に支障 となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備（PHS端末） 及び送受話器（ページング）を 配備しており、重大事故等の発 生時に、通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも、 携行型通話装置により中央制御 室へ連絡することが可能である	

表 1 重大事故等対策の成立性確認(7/13)

作業概要				操作時間		作業環境				操作の成立性について		技術的 能力審査 基準No	操作性	連絡手段	技術的 能力審査 基準No
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセス性						
常設直流電源設備の復旧操作	直流電源確保 ・直流電源切り離し負荷復旧 (中央制御室)	2. 3. 1～2	5 分	約 2 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合に、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—	—	—	—
	直流電源確保 ・直流電源切り離し負荷復旧 (現場)		30 分	約 20 分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受話器 (ベージャック) を配属しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である	操作は通常の負荷復旧操作と同じであり、容易に操作可能である	—	—	—	—
可搬型代替直流電源設備からの受電	可搬型代替直流電源設備切替 ・125V 直流主母線盤を 125V 代替蓄電池からの受電へ切り替え操作	2. 3. 3	25 分	約 16 分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受話器 (ベージャック) を配属しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である	充電器盤の操作は通常の操作と同じであり容易に操作可能である	1. 14	—	—	—
	可搬型代替直流電源設備切替 ・可搬型代替直流電源設備を電源車から 125V 代替蓄電池へ切り替え操作		10 分	約 8 分											
可搬型代替交流電源設備から可搬型代替直流電源設備への切替操作	可搬型代替直流電源設備切替 ・可搬型代替直流電源設備を電源車から 125V 代替蓄電池へ切り替え操作	2. 3. 3	5 分	約 1 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合に、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1. 14	—	—	—

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (8/13)

作業概要										操作の成立性について				技術的 能力審査 基準No
作業項目	作業内容 具体的な運転・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作時間		要員	作業環境				連絡手段	操作性			
			想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)		温度・湿度	放射線環境	照明	アクセス性					
常設代替交流電源設備 からの受電操作	常設代替交流電源設備受電準備・受電操作 ・非常用交流電源受電準備 ・非常用交流電源受電操作	2.3.1～4 2.4.1 2.6 3.1 3.2	2.3.3 の場合：10分	約7分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 29mSv/7日間* (マスク着用) ※再評価中	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.14		
			上記以外の場合 ：5分	約5分										
原子炉補償冷却系に よる原子炉注水操作	原子炉注水操作 ・原子炉補償時給水係 原子炉注水確認	2.3.1 2.4.1 2.7	適宜実施	適宜実施	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	—		
			2時間	約2時間										
電源車運転は操作	電源確保 ・電源車設置／起動操作 (可搬型代替交流電源設備 用) 電源確保 ・電源車運転状態確認 (可搬型代替交流電源設備用)	2.3.3	2時間	約2時間	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 ベント前： 3.7mSv/h (マスク着用) ベント後： 4.9mSv/h (マスク着用)	車面付風の作業用照明、可搬 型照明 (ヘッドライト、懐中 電灯等) により夜間における 作業性を確保している	アクセスルート上に支障 となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を 配備しており、重大事故等の発 生下において、通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも、 トランシーバー (携帯) により 緊急時対策本部へ連絡すること が可能である	電源車は現場操作・パネル での簡易なボタン操作で ありケーブル接続は屋外 式 (コネクタ接続) であ ることから容易に操作可 能である	1.14		
			適宜実施	適宜実施										
原子炉補償代替冷却水 系を用いた残留熱除去 系 (低圧注水モード) による除熱運転は操作	残留熱除去系 起動操作 ・残留熱除去系 (低圧注水モード) による除熱運転	2.3.1～4 2.4.1	30分	約20分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.5		

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (9/13)

作業概要										操作時間				作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準No
作業項目	作業内容 具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセス性											
原子炉補機代替冷却水 系運転操作	原子炉補機代替冷却水系 準備操作 ・ 原子炉補機冷却水系 系統構成		10 分	約 9 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度を確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作であることから、容易に操作可能である									
	原子炉補機代替冷却水系 準備操作 ・ 原子炉補機冷却水系 系統構成 (現場操作)		1.1 時間	約 42 分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前であり非管理区域でもあるため高線量となることはない	ヘッドライト・懐中電灯を携帯しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携帯型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である										
	原子炉補機代替冷却水系 準備操作 ・ 原子炉補機代替冷却水系系統経路後の原子炉補機冷却水空気を抜き	2. 3. 1～4 2. 4. 1 2. 6 3. 1 3. 2	60 分	約 40 分			【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 3. 7mSv/h (マスク着用)	車面付風の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、トランシーバー (携帯) により緊急時対策本部へ連絡することが可能である	大容量送水ポンプ (タイプ1) 及び熱交換器ユニットからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には作業を実施する上で支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している									
	原子炉補機代替冷却水系 準備操作 ・ 可搬型設備保管場所への移動 ・ 原子炉補機代替冷却水系準備 (熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ (タイプ1) の設置、ホース敷設、接続)		9 時間	7.5 時間	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 3. 7mSv/h (マスク着用) ベント後： 4. 9mSv/h (マスク着用)	車面付風の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、トランシーバー (携帯) により緊急時対策本部へ連絡することが可能である	大容量送水ポンプ (タイプ1) 及び熱交換器ユニットからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には作業を実施する上で支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している									
	原子炉補機代替冷却水系 運転 ・ 熱交換器ユニットの起動、監視			適宜実施	適宜実施															

表 1 重大事故等対策の成立性確認(10/13)

作業概要				操作時間		作業環境 操作の成立性について				技術的 能力審査 基準No
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセス性	
高圧代替注水系による 原子炉注水操作	高圧代替注水系起動操作 ・ 高圧代替注水系 系統構成・起動操作	2.3.2～4 2.6	5 分	約 3 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である
	高圧代替注水系 起動／停止操作 ・ 高圧代替注水系 運転確認		適宜実施	適宜実施						
減圧機能確保操作	減圧機能確保 ・ 高圧窒素ガス供給系 (非常用) 系統構成	2.3.1～4	50 分	約 32 分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・懐中電灯を携帯しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の弁操作であり、容易に操作可能である
高圧炉心スプレレイ系による原子炉注水操作	高圧注水 (高圧炉心スプレレイ系) による注水 ・ 高圧炉心スプレレイ系による原子炉水位制御	2.4.2	適宜実施	適宜実施	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である
高圧炉心スプレレイ系による注水確保操作	高圧炉心スプレレイ系水源切り替え ・ 高圧炉心スプレレイ系水源切り替え操作 (サブレーションプール側⇒復水貯蔵タンク側)	2.4.2 2.5	5 分	約 2 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である

表 1 重大事故等対策の成立性確認(11/13)

作業概要				操作時間		作業環境				操作の成立性について			技術的 能力審査 基準No
作業項目	事故シーケンス No. (資料No.)	具体的な運転操作・作業内容	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビ リティ	連絡手段	操作性		
ほう酸水注入系運転操 作	2.5	原子炉停止 ・ほう酸水注入系手動起動、注入確認	5 分	約 2 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により設備に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す ることから、容易に操作可能で ある	1.1	
原子炉冷却材喪失時の 隔離操作	2.6 3.1	漏えい隔離 ・原子炉冷却材浄化系配管の隔離	5 分	約 3 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により設備に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す ることから、容易に操作可能で ある	—	
高圧炉心スプレイ系の 破断箇所隔離	2.7	高圧炉心スプレイ系からの漏えい停止操作 (現場操 作) ・保護具装備/装備補助	30 分	約 30 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により設備に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す ることから、容易に操作可能で ある	1.3	
		高圧炉心スプレイ系からの漏えい停止操作 (現場操 作) ・現場移動 ・高圧炉心スプレイ系 注入隔離弁閉鎖操作	40 分	約 19 分	運転員 (現場)	操作現場の温度は 44℃程度、湿度は 100%程度となる可 能性はあるが、保護具を 装着することから、問 題はない	【炉心損傷前】 最大 9mSv/h 程度 (自給式呼 吸器着用)	ヘッドライト・懐中電灯を携 行しており、建屋内常用照明 消灯時における作業性を確 保している	アクセスルート上に支障 となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ペーシンク) を 配備しており、重大事故等の環 境下において、通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも、 携行型通話装置により中央制御 室へ連絡することが可能である	通常の運転操作で実施す ることから、容易に操作可能で ある		

表 1 重大事故等対策の成立性確認(12/13)

作業概要										操作の成立性について				技術的 能力審査 基準 No	操作性	連絡手段	—	1.8
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナークセス No. (資料 No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)	要員	作業環境				アクセシ性								
						温度・湿度	放射線環境	照明										
原子炉格納容器内の酸 素濃度測定操作	格納容器内雰囲気放射線モニタ起動操作 ・格納容器内雰囲気放射線モニタによる酸素濃度測 定開始	3.1 3.2	10 分	約 4 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある							
原子炉格納容器下部注 水系 (常設) による注 水操作	格納容器下部注水系準備操作 ・原子炉格納容器下部注水系 (常設) 系統構成	3.2	5 分	約 5 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷後】 29mSv/7 日間* (マスク着用) ※再評価中	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作できる							
	格納容器下部注水系操作 ・原子炉格納容器下部注水系 (常設) による格納容 器下部へ初期水張り		1.8 時間	1.8 時間														

表 1 重大事故等対策の成立性確認(13/13)

作業概要			操作時間		操作の成立性について						技術的 能力審査 基準 No	
作業項目	事故シナケケンス No.（資料 No.）	具体的な運転操作・作業内容	想定時間 （要求時間）	操作時間 （実績又は模擬）	要員	作業環境				連絡手段		操作性
						温度・湿度	放射線環境	照明	アクセス性			
原子炉格納容器下部注 水系（常設）による注 水操作	3. 2	格納容器下部注水系操作 ・原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容 器下部へ注水操作	適宜実施	適宜実施	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷後】 29mSv/7 日間 [※] （マスク着用） ※再評価中	中央制御室の全照明が点灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作できる	1. 8

7. 原子炉水位及びインターロックの概要

	圧力容器基準点からの水位	主なインターロック等
レベル 8 (L ₈)	約 14.6m	原子炉隔離時冷却系トリップ 高圧炉心スプレイ系注入隔離弁閉
レベル 3 (L ₃)	約 13.4m	原子炉スクラム
レベル 2 (L ₂)	約 12.2m	主蒸気隔離弁閉 原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 原子炉再循環ポンプトリップ
レベル 1 (L ₁)	約 9.5m	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動
TAF	約 9.0m	(有効燃料棒頂部)
レベル 0 (L ₀)	約 7.8m	-
BAF	約 5.3m	(有効燃料棒底部)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

13. 運転手順書における重大事故等への対応について

1. 手順書の体系について

女川原子力発電所では、プラントに異常が発生した場合等において、重大事故への進展を防止するため、「警報処置運転手順書」、「非常時操作手順書（事象ベース）」及び「非常時操作手順書（徴候ベース）」を整備している。また、重大事故に至る可能性が高い場合あるいは重大事故に進展した場合に備えて「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」、「アクシデントマネジメントガイド」及び「重大事故等対応要領書」を整備する。

事故発生時における手順書の体系を図1に示す。

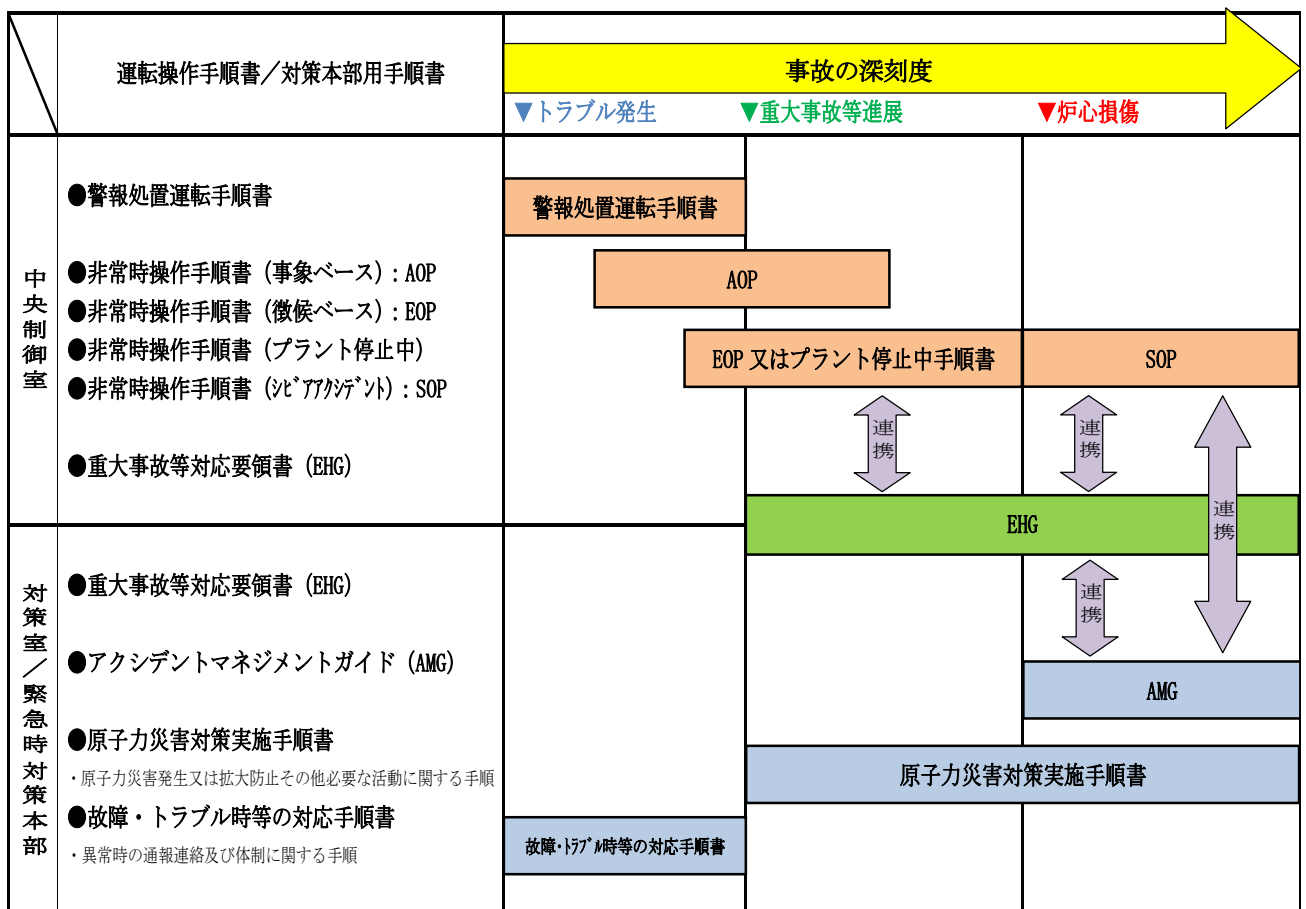


図1 事故発生時における手順書の体系

2. 運転員が使用する手順書の概要について

運転員が使用する手順書（以下、「運転手順書」という。）の概要を以下に示す。

(1) 警報処置運転手順書

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

中央制御室及び現場制御盤の警報発生時に適用する。

手順書に記載され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・事故状況の把握及び事故の収束・拡大防止を図る。

(2) 非常時操作手順書（事象ベース）（以下、「AOP」という。）

単一故障等で発生する可能性のある異常又は事故が発生した際に、事故の進展を防止するために必要な対応操作を定めた手順書。

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

(3) 非常時操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）

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

観測されるプラントの徴候（パラメータの変化）に応じて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。

事故時には、原子炉未臨界、炉心の冷却維持、原子炉格納容器及び電源等の健全性確保等に関するパラメータを確認し、徴候毎に用意された各手順の導入条件が成立した場合には、その手順を使用し対応処置を実施する。

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

(4) 非常時操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）

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

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

(5) 重大事故等対応要領書（以下、「EHG」という。）

重大事故等発生時又は大規模損壊発生時において、EOP、SOP、アクシデントマネジメントガイドと連携を図り、可搬型設備等による炉心損傷及び原子炉格納容器破損防止対策等の個別手順を定めた手順書。

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

なお、EHG は、運転員及び発電所対策本部双方が使用する手順書である。

3. 各種運転手順書間のつながり、移行基準について

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

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

(1) 警報処置運転手順書から非常時操作手順書への移行

警報処置運転手順書に基づく対応において、事象が進展し AOP 事象として特定された場合は、警報処置運転手順書の記載内容に従い AOP に移行する。

また、警報処置運転手順書で対応中にスクラム等 EOP 導入条件が成立した場合は EOP に移行する。

(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. 原子炉を手動スクラム、若しくは自動スクラムが発生（スクラム失敗を含む）した場合
- b. EOP における格納容器制御導入条件が成立した場合。
- c. EOP における二次格納容器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

【EOP 移行後の AOP の使用について】

EOP 導入条件が成立した場合は AOP から EOP へ移行するが、原子炉スク

ラム時の確認事項、タービン・発電機側の対応操作等、AOP に具体的内容を定めている初動対応について AOP を参照する。

(3) EOP から SOP への移行

EOP 対応中に以下の条件で炉心損傷を判断し SOP に移行する。

【SOP 移行条件】

- ・ 格納容器雰囲気モニタ (CAMS) γ 線線量率が各種事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の 10 倍以上

(4) EHG の使用

EOP 又は SOP での対応中に、可搬型設備等による対応が必要となった場合、具体的な操作手順を記載した EHG を使用する。

4. 運転員の対応操作の流れについて

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

「止める」の対応

異常や事故発生時に作動する原子炉スクラム信号を確認し、原子炉の停止を確認する。自動で原子炉スクラムしない場合には、手動によるスクラム操作を実施し、原子炉の停止を確認する。制御棒の挿入と中性子束の低下状況を確認することにより、原子炉の停止を判断する。

「冷やす」の対応

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

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

「閉じ込める」の対応

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

これらプラント対応の原則をベースに、運転員は、運転手順書を用いて炉心

の損傷防止, 格納容器破損防止を目的とした対応操作の判断を以下の流れで行う。

- ・ 異常又は事故の発生時, 警報処置運転手順書により初期対応を行う。
- ・ 事象が進展し, その事象の判断が可能な場合には, あらかじめ定めた AOP に移行し対応を行う。
- ・ 警報処置運転手順書及び AOP で対応中に, EOP 導入条件が成立した場合には, EOP に移行し対応を行う。
- ・ 原子炉スクラムに至る事故が発生した場合, EOP では事故直後の操作として原子炉自動スクラムを確認する。自動スクラムしていない場合は, 手動により原子炉をスクラムする。

その後, プラントで観測されるパラメータの徴候により, 原子炉水位, 原子炉圧力, タービン・電源の各制御を並行して行うとともに, 原子炉の未臨界維持, 炉心の冷却確保・損傷防止, 原子炉格納容器の健全性を確保するため, 導入条件が成立すれば, 徴候毎に用意した手順を使用する。

- ・ EOP による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は, SOP に移行し炉心損傷後の原子炉圧力容器破損防止及び格納容器破損防止のための対応を行う。
- ・ EOP 又は SOP での対応中, 恒設の電源設備・注水設備等が使用できない場合もしくはそのおそれがある場合には, 可搬型設備等の具体的な操作手順を記載した EHG を使用し, 事故収束に向けた対応処置を実施する。

有効性評価の各シナリオについて, 運転手順書における重大事故対応について以降に示す。

高压·低压注水機能喪失

事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L-3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

A: スクラム「RC」

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

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

全給水喪失により原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B:水位確保「RC/L」

原子炉水位 $1 \sim 2$ にて原子炉離離時冷却系及び高圧炉心スプレ
イ系の自動起動信号が発信するが、起動に失敗する。高圧注水機能
喪失を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプ
レイ系を手動起動、又は原子炉水位 $1 \sim 1$ にて自動起動信号が発信
されるが、全て機能喪失することを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失^{※1}に伴い、原子炉水位が低下するため、復水移送ポンプ2台を起動し「急速減圧」へ移行する。

※1 高圧代替注水系の起動は解析では考慮しない。

C:急速減圧「C2」

復水移送ポンプ2台起動を確認後、逃がし安全弁6弁を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認し「水位確保」へ移行する。

D:水位確保「RC/L」

復水移送ポンプによる注水が開始され原子炉水位を $L-3 \sim L-8$ に維持する。

E: PCV压力制御「PC/P」

残留熱除去系の除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇する。格納容器圧力を監視し、格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。

PCV圧力0.38MPa[gage]:大容量送水ポンプ(タイプI)による
格納容器代替スプレイ実施。(間欠運転)

格納容器（圧入型）を、（間欠運転）
P CV圧力0.42MPa[gage]：原子炉格納容器フィルタメント系によるベント実施。

事故対応操作補足説明

原子炉冷温停止に移行するため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を運転する。

全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗	
事故対応操作補足説明	
外部電源が喪失し、主蒸気止め弁閉により原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（飯俣ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。 A：スクラム「RC」 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。 全交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。 B：水位確保「RC/L」 原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉隔離時冷却系により注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。 原子炉水位をL-2～L-8※1に維持する。 ※1 実際の原子炉水位調整はL-3～L-8で維持するが、解析ではL-2～L-8で維持する。 C：交流電源喪失「C6」 外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。 常設代替交流電源設備からの受電までの間、直流電源確保のため直流電源負荷の切り離しを行う。 24時間後、常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。 D：S/P温度制御「SP/T」 原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴い、残留熱除去系が起動不能となり、サブプレッションプール水温度が上昇する。 サブプレッションプール水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。 E：急速減圧「C2」 復水移送ポンプを1台※2起動後、逃がし安全弁2弁※3を開放し原子炉を減圧する。 減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。 ※2 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析では1台起動とする。 ※3 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。 F：減圧冷却「CD」 原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水位及びサブプレッションプール水を冷却する。	

図 2.3-1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +HPCS失敗

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

--	--

全交流動力電源喪失 (外部電源喪失＋DG失敗)＋高圧 ECCS 失敗	
事故対応操作補足説明	
外部電源が喪失し、主蒸気止め弁閉により原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（飯俣ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。	
A：スクラム「RC」 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。 全交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。	
B：水位確保「RC/L」 原子炉水位 L-2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発信するが、起動に失敗する。その後、高圧代替注水系を手動起動し、高圧代替注水系により原子炉への注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。 原子炉水位を L-2～L-8※1に維持する。 ※1 実際の原子炉水位調整は L-3～L-8で維持するが、解析では L-2～L-8で維持する。	
C：交流電源喪失「C6」 外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。 常設代替交流電源設備からの受電までの間、直流電源確保のため直流電源負荷の切り離しを行う。 24 時間後、常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。	
D：S/P 温度制御「SP/T」 原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴い、残留熱除去系が起動不能となり、サブプレッションプール水温度が上昇する。 サブプレッションプール水温度の上昇に伴い、S/P 熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。	
E：急速減圧「C2」 復水移送ポンプを 1 台※2起動後、逃がし安全弁 2 弁※3を開放し原子炉を減圧する。 減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。 ※2 実際の操作では復水移送ポンプ 2 台を起動するが、解析では 1 台起動とする。 ※3 実際の操作では逃がし安全弁 6 弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数 2 弁にて減圧する。	
F：減圧冷却「CD」 原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブプレッションプール水を冷却する。	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 2.3-2 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失＋DG 失敗)＋高圧 ECCS 失敗)

全交流動力電源喪失 (外部電源喪失＋DG失敗)＋直流電源喪失	
事故対応操作補足説明	
外部電源の喪失により原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（復旧ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。 A：スクラム「RC」 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。 直流電源喪失により「直流電源喪失」へ移行する。 交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行する。 B：直流電源喪失「C5」 125V代替蓄電池からの受電により直流電源を復旧し、高圧代替注水系を手動起動して原子炉水位をL-2～L-8^{※1}で維持する。 125V代替蓄電池から電源車へ切替える。 ※1 実際の原子炉水位調整はL-3～L-8で維持するが、解析ではL-2～L-8で維持する。 C：交流電源喪失「C6」 外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失により、全交流電源喪失となる。 24時間後、常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。 D：S/P温度制御「SP/T」 原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴い、残留熱除去系が起動不能となり、サブレーションプール水温度が上昇する。 サブレーションプール水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」へ移行する。 E：急速減圧「C2」 復水移送ポンプを1台^{※2}起動後、逃がし安全弁2弁^{※3}を開放し原子炉を減圧する。 減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。 ※2 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析上では1台起動とする。 ※3 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。 F：水位確保「RC/L」 復水移送ポンプによる注水が開始され原子炉水位をL-3～L-8に維持する。 G：減圧冷却「CD」 原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブレーションプール水を冷却する。	

図 2.3-3 （全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

Patient Information	
Full Name	
Date of Birth	
Gender	
Address	
City	
State	
Zip	
Phone	
Medical History	
Current Medications	
Previous Surgeries	
Chronic Conditions	
Family History	
Physical Examination	
Vital Signs	
General Appearance	
Head and Neck	
Chest and Lungs	
Heart and Circulation	
Abdomen	
Genitourinary	
Neurological	
Musculoskeletal	
Skin	
Laboratory and Diagnostic Tests	
Blood Tests	
Urine Tests	
Imaging Studies	
Treatment Plan	
Medications	
Therapies	
Follow-up	
Patient Education	
Health Education	
Consent	
Physician Information	
Physician Name	
Physician Title	
Physician Address	
Physician City	
Physician State	
Physician Zip	
Physician Phone	

崩壊熱除去機能喪失
(取水機能が喪失した場合)

事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L-3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

A：スクラム「RC」

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

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

全交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉に注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位をL-2～L-8^{※1}で維持する。

※1 実際の原子炉水位調整はL-3～L-8で維持するが、解析ではL-2～L-8で維持する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源および非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。

常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D：S/P温度制御「SP/T」

原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴い、残留熱除去系が起動不能となり、サブプレッションプール水温度が上昇する。

これにより「減圧冷却」に移行する。

E：減圧冷却「CD」

サブプレッションプール水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

F：急速減圧「C2」

復水移送ポンプの1台^{※2}起動を確認し、逃がし安全弁2弁^{※3}を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。

※2 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析では1台起動とする。

※3 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。

G：減圧冷却「CD」

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブプレッションプール水を冷却する。

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 2.4-1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系が故障した場合)

事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L-3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（儀候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

A：スクラム「RC」
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また、「格納容器制御導入」を継続監視する。
全給水喪失により原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：水位確保「RC/L」
原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉への注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。
原子炉水位をL-2～L-8^{*1}で維持する。
※1 実際の原子炉水位調整はL-3～L-8で維持するが、解析ではL-2～L-8で維持する。

C：S/P温度制御「SP/T」
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）を起動するが、起動に失敗しサブプレッションプール水温度が上昇する。これにより「減圧冷却」に移行する。

D：減圧冷却「CD」
サブプレッションプール水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

E：急速減圧「C2」
高圧炉心スプレイ系の起動を確認し、逃がし安全弁2弁^{*2}を開放し原子炉を減圧する。
減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。
※2 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。

F：PCV圧力制御「PC/P」
残留熱除去系の除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇する。格納容器圧力を監視し、格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。
PCV圧力 0.384MPa[gage]：大容量送水ポンプ（タイプ1）による格納容器スプレイ実施（間欠運転）
PCV圧力 0.427MPa[gage]：原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施。

図 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）

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

原子炉停止機能喪失	
事故対応操作補足説明	
主蒸気隔離弁全閉により原子炉スクラム信号が発信する。これにより、非常時操作手順書（微候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。 A：スクラム「RC」 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。 原子炉スクラム失敗のため、「反応度制御」へ移行する。 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。（「反応度制御」実施中は、「直流電源喪失」、「交流電源喪失」以外の操作は実施しない。） B：反応度制御「RC/Q」 原子炉スクラム失敗を確認し、「SLC」「水位」「CR」*1の操作を並行して行う。 「SLC」操作 サブプレッションプール水温度が49℃**を確認した10分後、ほう酸水注入系を起動し、ほう酸水注入操作を行う。 ほう酸水全量注水が完了したら、ほう酸水注入ポンプを停止し原子炉未過熱を確認する。 なお、原子炉水位はL-3～L-8で維持する。 また、サブプレッションプール水温度の上昇により残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始する。 「水位」操作 格納容器圧力 13.7kPa [gage]で高圧炉心スプレイス、原子炉水位L-2で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水を開始する。また、復水器ホットウエルの水位低下に伴う給水ポンプトリップにより全給水喪失に至るが、原子炉水位は高圧炉心スプレイス及び原子炉隔離時冷却系により維持される。 自動減圧系作動阻止機能作動確認 中性子束高（10%以上）かつ原子炉水位L-2にて自動減圧機能及び代替自動減圧機能の作動が阻止される。 ※1 解析では「CR」操作を期待しないものとする。 ※2 実際の操作ではサブプレッションプール水温度が49℃到達を確認後、ほう酸水注入操作を行うが、解析では10分後起動する。	

図 2.5 原子炉停止機能喪失

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

LOCA時注水機能喪失

事故対応操作補足説明

中小破断LOCAの発生及び全給水喪失により原子炉炉水位が低下し、原子炉水位低（L-3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

A：スクラム「RC」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。
全交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが、起動に失敗する。このため高圧代替注水系を起動するが、原子炉水位が低下し、有効燃料棒頂部以上維持不可となり「水位回復」へ移行する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。
常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D：水位回復「C1」

原子炉水位L-1にて残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の自動起動信号は発生するが、起動に失敗する。

原子炉水位は有効燃料棒頂部以下を継続し、最長許容炉心露出時間の禁止領域となり「炉心損傷初期対応」へ移行する。

E：炉心損傷初期対応「C4」

格納容器雰囲気乾燥モニタにより炉心損傷なしを確認する。

F：SP/T温度制御「SP/T」

残留熱除去系の除熱機能喪失により、サブプレッションプール水温度が上昇する。

サブプレッションプール水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

G：急速減圧「C2」

復水移送ポンプの1台*1起動後、速がし安全弁2弁*2を開放して原子炉を減圧する。

減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認する。

*1 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析では1台とする。

*2 実際の操作では速がし安全弁6弁開放するが、解析では減圧するため最小弁数2弁にて減圧する。

H：水位確保「RC/L」

復水移送ポンプによる注水により原子炉水位が上昇し、有効燃料棒頂部以上となる。その後、原子炉水位L-3～L-8に維持する。

I：PCV圧力制御「PC/P」

残留熱除去系の除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇する。格納容器圧力を監視し、格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。
PCV圧力 0.384MPa[gage]：大容量送水ポンプ（タイプ1）による格納容器スプレイ実施。（間欠運転）
PCV圧力 0.427MPa[gage]：原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施。

格納容器バイパス
(インターフェイスシステムLOCA)

事故対応操作補足説明

インターフェイスシステム LOCA の発生及び全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低 (L-3) 信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書 (緊急ベース) における「スクラム (RC)」に移行する。

A : スクラム「RC」

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

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉冷却材の流出により、原子炉水位は継続低下し、原子炉水位 L-2 にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始される。さらに原子炉水位が低下し原子炉水位 L-1 にて残留熱除去系 (低圧注水モード) 及び低圧炉心スプレイス系が自動起動する。

原子炉建屋の漏えいを確認し、「二次格納容器制御」へ移行する。

B : 二次格納容器制御「SC」

インターフェイスシステム LOCA 確認後、高圧炉心スプレイス系の隔離操作を実施するが、隔離不能のため「急速減圧」に移行する。

C : 急速減圧「C2」

残留熱除去系及び低圧炉心スプレイス系の起動を確認し、速がし安全弁 2 弁を開放して原子炉を減圧する。

減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位正常を確認後、「二次格納容器制御」に移行する。

D : 二次格納容器制御「SC」

原子炉冷却材の流出が継続しているため、原子炉水位を有効燃料棒頂部付近に維持する。

現場にて漏えい箇所の隔離操作が成功し、原子炉水位を L-3 ~ L-8 に維持する。

図 2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

雰囲気圧力・温度による静的負荷
 (格納容器過圧・過温破損)
 水素燃焼

事故対応操作補足説明
大破断LOCAが発生し、格納容器圧力高により原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（微候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。 A：スクラム「RC」 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。 全交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。 B：水位確保「RC/L」 原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却水系の機能喪失に伴い、非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。 原子炉水位1-2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが、起動に失敗する。 また、原子炉水位が低下し、有効燃料棒頂部維持不可のため「水位回復」へ移行する。 C：D/W温度制御「DW/T」 D/W温度上昇により「水位不明判断曲線」の水位不明領域となるため「水位不明」に移行する。 なお、水位不明になった時刻を炉心を炉心露出時刻として露出時間の測定を開始する。 D：水位不明「C3」 原子炉への注水機能喪失を確認する。 E：水位回復「C1」 原子炉への注水手段がないため「炉心損傷初期対応」へ移行する。 F：炉心損傷初期対応「C4」 炉心損傷に伴い、格納容器内γ線線量率が上昇する。格納容器内γ線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上を確認し「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」へ移行する。 G：交流電源喪失「C6」 外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。 常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 2.8 格納容器破損モード（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
 水素燃焼
 (1/2)

図 2.8 格納容器破損モード (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

水素燃焼 (2/2)

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 溶融炉心・コンクリート相互作用	
事故対応操作補足説明	全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L－3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。 A：スクラム「RC」 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。 全交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。 B：交流電源喪失「C6」 外給電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。 常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。 C：水位確保「RC/L」 原子炉水位低信号にて非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の自動信号が発生するが、起動に失敗する。 また、復水移送ポンプを起動するが、原子炉への注水失敗により低圧代替注水機能喪失を確認する。 これにより原子炉への注水機能が喪失するため、原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となり「水位回復」へ移行する。 D：水位回復「C1」 原子炉への注水手段がないため「炉心損傷初期対応」へ移行する。 E：炉心損傷初期対応「C4」 原子炉注水不能及び原子炉水位L－0を確認し、ベデスタルの初期水張りを実施する。 炉心損傷に伴い、格納容器内々線線量率が上昇する。格納容器内々線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の1.0倍以上を確認し「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」へ移行する。

図 2.9 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
溶融炉心・コンクリート相互作用
(1/2)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

This image shows a completely blank white rectangular area. It is surrounded by a thin, solid black border that forms a frame around the white space. There are no markings, text, or illustrations on the page.

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

14. 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスにおける、破断位置及び口径設定の考え方について、以下に示す。（「添付資料1.5.2 有効性評価におけるLOCA時の破断位置及び口径設定の考え方について」から抜粋）

2. 重大事故

（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）

① 破断位置

破断箇所は、以下の理由から再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を想定している。（図2-1）

- ・ 炉心燃料位置よりも下方にある最大口径の配管破断を考慮することで、冷却材漏えい量の観点で厳しい事象となる。また早期に原子炉冷却材が系外に放出されるため、原子炉水位低下等の事象進展が早く、主要事象の発生時刻が早まり、厳しい破断想定となる。

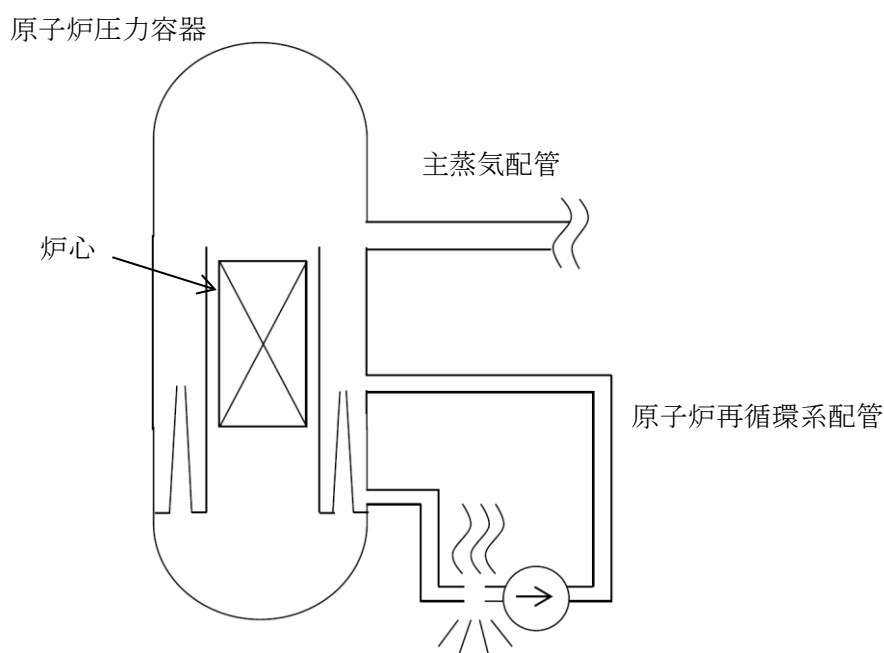


図2-1 再循環ポンプ吸い込み側配管破断の概要

② 破断口径

原子炉からの冷却材漏えい量が多くなり、格納容器へのエネルギー放出量が多くなること、また、炉心の著しい損傷によって発生する水素などの高温のガスが格納容器へ直接放出されるため、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる、再循環ポンプ吸い込み側配管（ ）の両端破断を想定する。

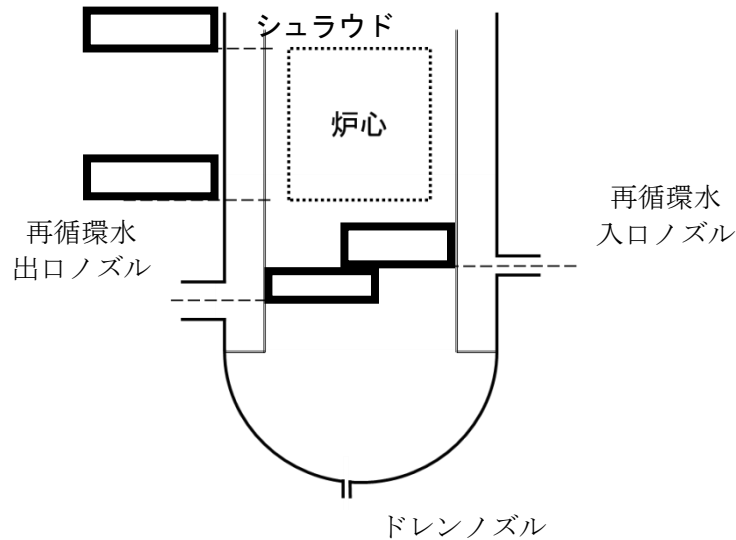


図2-2 原子炉圧力容器断面図

破断箇所	破断配管位置(mm) ^{※1}	配管口径	破断面積 ^{※2}
原子炉再循環配管 (出口ノズル)			
原子炉再循環配管 (ジェットポンプノズル部)			
主蒸気配管(出口ノズル)			
給水配管(給水ノズル)			
高压炉心スプレイ系配管 (スプレイノズル)			
低压炉心スプレイ系配管 (スプレイノズル)			
低压注水系配管			
底部ドレン配管			

※1 原子炉圧力容器と接続する位置の原子炉圧力容器底部からの高さ

※2 スパーギャ部又はノズル部で臨界流となるため、破断する配管の面積ではなくスパーギャ部又はノズル部の面積が破断面積となる

※3 大破断 LOCA では、再循環ポンプ吸い込み側配管の瞬時両端破断を想定しているため、ジェットポンプ吐出側からの流路等も考慮し約 0.23m²の破断面積を想定している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

③ 再循環水出口ノズルより下部でのＬＯＣＡについて

大破断ＬＯＣＡの配管破断選定に当たっては、配管の両端破断を想定した上で、破断位置及び破断面積を考慮し、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を選定している。

一方、大口径配管ではないが、他にも再循環水出口ノズルより下部に位置する配管があり、これらの配管破断は冷却材漏えいの観点からは厳しくないものの、考慮する必要がある。しかしながら、全般的に静的な過圧・過温という観点では、今回選定した大破断ＬＯＣＡシナリオより格納容器圧力・温度は緩慢に推移するため、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断は、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）として想定した大破断ＬＯＣＡシナリオに包絡される事象となる。

24. 重要事故シナシケンス等の選定

2 4 . 1 炉心損傷事故シナシケンスと炉心損傷防止対策及び重要事故シナシケンスの選定

事故シークエンス グループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下欄は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シークエンス)				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d	
高圧・低圧 注水機能喪失	◎ ①過渡事象＋高圧ECCS失敗 ＋低圧ECCS失敗	・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉格納容器代替 スプレイ冷却系 ・原子炉補機代替冷却水系 ・原子炉格納容器 フィルターバベント系	低	高	高	高	<aの観点> 「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」としては系統間の機能喪失の依存性が高いことから、「低」とした。 <bの観点> 「過渡事象(全給水喪失)」は原子炉水位低（レベル3）が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。 <cの観点> SRV再開失敗を含む場合は、SRVにより一定程度減圧されるため、再開成功時よりも速やかに低圧状態に移行し、原子炉減圧を必要とせず低圧系による注水を開始できることから「低」とし、SRV再開失敗を含まない場合を「高」とした。 <dの観点> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて、「高」とした。また、事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて、「中」とし、10%未満の事故シークエンスについて、「低」とした。
	②過渡事象＋SRV再開失敗 ＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		低	高	低	中	
	③手動停止＋高圧ECCS失敗 ＋低圧ECCS失敗		低	低	高	低	
	④手動停止＋SRV再開失敗 ＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		低	低	低	低	
	⑤サポート系喪失＋高圧ECCS失敗 ＋低圧ECCS失敗		中	低	高	低	
	⑥サポート系喪失＋SRV再開失敗 ＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		中	低	低	低	

事故シークエンス グループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シークエンス)				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d	
高圧注水 ・減圧 機能喪失	◎ ①過渡事象＋高圧ECCS失敗 ＋原子炉手動減圧失敗		低	高	中	高	<aの観点> 「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「過渡事象」及び「手動停止」については、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。 <bの観点> 「過渡事象(全給水喪失)」は原子炉水位低(レベル3)が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。 <cの観点> 設備容量としては、いずれのシークエンスにおいても、新たな減圧手段を必要とするため「中」とした。 <dの観点> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて、「高」とした。また、事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて、「中」とし、10%未満の事故シークエンスについて、「低」とした。 【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シークエンスが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「過渡事象＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗」 を重要事故シークエンスとして選定した。 【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】 ①以外に重要性が高く評価されている事故シークエンスはない。
	②手動停止＋高圧ECCS失敗 ＋原子炉手動減圧失敗	・高圧代替注水系 ・代替自動減圧機能	低	低	中	低	
		③サポート系喪失＋高圧ECCS失敗 ＋原子炉手動減圧失敗		中	低	中	低

事故シークエンス グループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a: 系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表シークエンス)					選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d		
全交流動力 電源喪失	◎	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DC失敗) + HPCS失敗	-	-	-	-	抽出されたシークエンスが1つであることから着眼点に 照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」 とした。	①を重要事故シークエンスとして選 定。
	◎	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DC失敗) + 高圧ECCS失敗	-	-	-	-	抽出されたシークエンスが1つであることから着眼点に 照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」 とした。	①を重要事故シークエンスとして選 定。
	◎	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DC失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗	-	-	-	-	抽出されたシークエンスが1つであることから着眼点に 照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」 とした。	①を重要事故シークエンスとして選 定。
	◎	① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DC失敗) + 直流電源喪失 + HPCS失敗	-	-	-	-	抽出されたシークエンスが1つであることから着眼点に 照らした整理は行わず、全ての着眼点について「一」 とした。	①を重要事故シークエンスとして選 定。

各重要事故シークエンスそれぞれ
に対し、地震PRAからは、全
交流動力電源喪失と最終ヒー
トシンク喪失の重畳を伴う事故
シークエンスも抽出されるが、最
終ヒートシンクの機能を有する
設備も電源喪失によって機能喪
失に至るため、地震による損傷
の有無に係らず最終ヒートシン
クの喪失が生じる。交流電源の
復旧後については、電源供給に
伴う最終ヒートシンクの復旧可
否の観点で対応に違いが表れる
と考えられ、設備損傷によって
最終ヒートシンクの機能喪失が
生じている場合の方が緩和手段
が少なくなる。但し、設備損傷
によって最終ヒートシンクの喪
失が生じている場合においても
原子炉格納容器フィルタベント
系による除熱が可能であり、交
流電源の復旧によって最終ヒー
トシンクの機能を復旧可能な場
合には、これに加えて原子炉補
機代替冷却系の有効性を確認す
ることができる。

事故シークエンス グループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下欄は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シークエンス)				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d	
崩壊熱 除去機能喪失	◎ ①過渡事象＋崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起因事象を含む)	- 原子炉格納容器代置 スプレイ冷却系 - 原子炉補機代替冷却水系 - 原子炉格納容器 フィルターベント系	高	中	高	高	【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より, ①の事故シークエンスが最も「高」と「中」が多いことから, ◎「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」を重要事故シークエンスとして選定した。 なお, 崩壊熱除去機能喪失としては, 審査ガイドに従い, 「取水機能が喪失した場合」及び「残留熱除去系が故障した場合」を想定することとした。 【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】 ・②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」については, ①の事故シークエンスに「SRV再閉失敗」を加えている点異なる。「SRV再閉失敗」については, ①の事故シークエンスに対する対策である「低圧代替注水系(常設)」により対応できることから, ①の重要事故シークエンスに包絡されている。
	②過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起因事象を含む)		高	中	高	低	
	③手動停止＋崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	④手動停止＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	⑤サポ－ト系喪失＋崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑥サポ－ト系喪失＋SRV再閉失敗 ＋崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑦中小破断LOCA＋崩壊熱除去失敗		低	中	高	低	
	⑧大破断LOCA＋崩壊熱除去失敗		低	中	高	低	

事故シークエンスグループ	事故シークエンス (⑥は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シークエンス)				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d	
原子炉 停止機能喪失	◎ ①過渡事象＋原子炉停止失敗		低	高	中	高	<aの観点> 「過渡事象」及びLOCAについては、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。 <bの観点> 「過渡事象(主蒸気隔離弁閉)」は、反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しいことから、「高」とした。また、LOCAについては、水位低下の観点で事象進展が早いいため、「高」とした。 <cの観点> 設備容量としては、原子炉停止機能に関しては差がない。原子炉内が中圧～高圧で維持されるシークエンスにおいては、注水可能な系統が高圧系に限定されることから、過渡時のスクラム失敗に高圧系で炉心冷却を維持できるシークエンスをベースとして「中」とした。高圧系のうちRCICに期待できない場合がある中小破断LOCAを「高」、低圧シークエンスである大破断LOCAは低圧系に期待できることから「低」とした。 <dの観点> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて、「高」とした。また、事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて、「中」とし、10%未満の事故シークエンスについて、「低」とした。
	◎ ②中小破断LOCA＋原子炉停止失敗	・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系の制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による自動減圧系作動阻止 ・高圧ECCS ・残留熱除去系 ・代替制御棒挿入機能	低	高	高	低	【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シークエンスが最も「高」と「中」が多いことから ◎「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シークエンスとして選定した。 【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】 ・②の事故シークエンスについては、LOCAを起因とするシークエンスに が、①の事故シークエンスと異なる。LOCAを起因とするシークエンスについては、「代替制御棒挿入機能」及び「代替原子炉再循環ポンプトリップ機能」による反応度制御により対応できる。本シークエンスは①のシークエンスにおいて「代替制御棒挿入機能」の有効性を確認することと①の重要事故シークエンスに包絡されている。なお、LOCAに伴う水位低下の影響については、高圧ECCS及び低圧ECCSの機能喪失を含めて事故シークエンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において評価する。
			低	高	中	高	
	◎ ③大破断LOCA＋原子炉停止失敗		低	高	低	低	

事故シークエンス グループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シークエンス)				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d	
事故シークエンス グループ LOCA時 注水機能喪失	◎ ① 中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		低	高	高	中	【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より, ①の事故シークエンスが最も「高」と「中」が多いことから, ①「 <u>中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗</u> 」を重要事故シークエンスとして選定した。 なお, 以上に加え, 審査ガイド記載の解析条件(「低圧注水機能として低圧ECCSの機能喪失を仮定する」), また, 原子炉自動減圧失敗及び崩壊熱除去機能喪失の重量を考慮し, 有効性評価において, ①「 <u>中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗</u> 」 + <u>原子炉自動減圧失敗 + 崩壊熱除去機能喪失</u> について対策の有効性を確認する。 【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】 ・②の事故シークエンスについては, 原子炉自動減圧に失敗している点が, ①の事故シークエンスと異なる。「原子炉自動減圧失敗」については, 重要事故シークエンスにおいて重量を考慮しているため, 重要事故シークエンスに包絡されている。
	② 中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 原子炉自動減圧失敗		低	中	中	高	<aの観点> LOCAについては, 系統間機能喪失の依存性が低いことから, 「低」とした。 <bの観点> LOCAについては, 事象進展が早いいため, 「高」とする。なお, 低圧ECCS失敗を含まない事故シークエンスについては, 十分な台数が備えられているSRVを用いた手動減圧により低圧ECCSに期待でき, かつ設備容量の大きい低圧ECCSに期待できるため手動減圧の余裕時間を大きく取れることから「中」とした。 <cの観点> 減圧に用いるSRVは十分な台数が備えられている一方, 低圧注水の代替となる設備は, 注水設備容量が低圧ECCSに比減少しないため, 低圧ECCS失敗を含むシークエンスを「高」とし, 原子炉自動減圧失敗を含むシークエンスを「中」とした。 <dの観点> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについては, 「高」とした。また, 事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて, 「中」とし, 10%未満の事故シークエンスについて, 「低」とした。
	◎ ① ISLOCA	・減圧による漏えい低減 ・隔離操作 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧ECCS	-	-	-	-	①「 <u>ISLOCA</u> 」を重要事故シークエンスとして選定。 格納容器バイパスに至る事故シークエンスは①のシークエンスのみであり, 対策により炉心損傷防止が期待できる。

2.4.2.1 格納容器破損防止対策の評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定

解釈で想定する格納容器 破損モード	破損モード別 CFT (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFT に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と 選定した PDS
雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過圧破損)	1. 3E-09	TQUV	0. 0%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・LOCA は一次系冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いいため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。 ・またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 【事象進展の厳しさの観点】 ・LOCA は破断口から格納容器ドライウェルへ直接冷却材のブローダウンが起こるため、圧力上昇が厳しい。 ・また、炉心水位の低下・炉心露出が早いいため、早期のジルコニウム-水反応による大量の水素発生により、圧力上昇が厳しい。 なお、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX であり、寄与割合は約 100%であるが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。なお、TQUX については、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードに対して厳しく、評価対象として選定している。 以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シナケンスである AE に全交流動力電源喪失 (SBO) を加え、過圧への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	AE+SBO
		TQUX	100. 0%		
		長期 TB	0. 0%		
		TBD	0. 0%		
		TBU	<0. 1%		
		TBP	<0. 1%		
		AE	0. 0%		
		S1E	0. 0%		
		S2E	0. 0%		
雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過温破損)	9. 4E-13	TQUV	0. 0%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いいため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。 ・またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 【事象進展の厳しさの観点】 ・LOCA は炉心損傷に伴って発生する高温のガスが、破断口より直接格納容器に放出されるため、温度上昇が厳しい。 なお、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX、TBU 及び TBP である。TQUX の寄与割合が 97. 7%と高いが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。 以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シナケンスである AE に全交流動力電源喪失 (SBO) を加え、過温への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	AE+SBO
		TQUX	97. 7%		
		長期 TB	0. 0%		
		TBD	0. 0%		
		TBU	1. 1%		
		TBP	1. 1%		
		AE	0. 0%		
		S1E	0. 0%		
		S2E	0. 0%		

解釈で想定する格納容器 破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選 定した PDS
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気 直接加熱	0. 0E+00	—	—	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 - 原子炉が高圧の状態で炉心損傷に至るシーケンスは、長期 TB, TBU, TBD, S2E 及び TQUX である。 - 事象初期において RCIC による冷却が有効な長期 TB と比べ、減圧までの時間余裕の観点で TBU, TBD, S2E 及び TQUX が厳しい。 【事象進展の厳しさの観点】 - 高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX, TBD, TBU 及び S2E に PDS 選定上の有意な違いは無い。 なお、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードについては、格納容器圧力と格納容器破損確率のフ ラジリティの設定、確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリング、パラメータと格納容器圧力ピー ク値との因果関係から格納容器ピーク圧力を求め、格納容器フラジリティを参照することで評価している。評価の結 果、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損確率は、極めて低いいため、本評価においては、「高 圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」は発生しないものとしている。 以上より、事象進展が早く、炉心損傷時の圧力が高く厳しい事故シーケンスである TQUX を代表として選定する。 原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、原子炉減圧後の低圧注水機能喪失を考慮する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	TQUX
		TQUV TQUX 長期 TB TBD TBU TBP AE SIE	0. 0% 75. 5% 0. 0% 0. 0% 0. 9% 0. 9% 0. 3% 22. 1%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 - FCI については、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 - TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくなかつ大量の溶融炉心がペデスタルに落下する。 【事象進展の厳しさの観点】 - FCI による発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが 大きい程大くなるが、溶融炉心の重量及び保有エネルギーが大きくなるのは、低圧シーケンス (TQUV, LOCA , TBP) となる。 - LOCA は、一次冷却材流出を伴い発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスよりも少ないため、 酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧シーケンスより小さくなり、溶融炉心の内部エネルギーが小さくなると考 えられる。 - また、FCI は低水温でより厳しくなるが、LOCA においては、破断水 (飽和水) がペデスタル部に滞留することか ら事象は厳しくならないと考えられる。 - TBP については、事象初期の RCIC による一時的な注水を考慮すると、TQUV に比べて水位低下が遅く、事象進展が 遅い。 なお、「原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX 及び SIE である。TQUX の寄与割合が 75. 5%と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さく なると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。SIE の寄与割合が 22. 1%と高い が、ペデスタル部に破断水の滞留が生じると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定してい ない。また、TQUV については RHR 格納容器スプレイ冷却モードによる注水ができないため、格納容器下部に冷却材 がなく、冷却材中に溶融炉心が落下する事象が発生しないことから、FCI 破損モード内 CFF に対する割合は 0 (%) とな る。有効性評価においては、原子炉格納容器下部注水系 (常設) が機能し、格納容器下部に水張りを実施されること を前提とした上で、厳しい PDS として TQUV を考慮する。	TQUV
原子炉圧力容器外の 溶融燃料/ 冷却材相互作用	5. 0E-15			以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	

解釈で想定する格納容器 破損モード	破損モード別 (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 OFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選 定した PDS
溶融炉心・コンクリート 相互作用	1. 1E-10	TQUV	25. 7%	【事象進展緩和の余裕時間の厳しきの観点】 ・MCCI については、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 ・TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がペデスタルに落下する。 【事象進展の厳しきの観点】 ・MCCI の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。 ・この観点から、高圧の状態が維持される TQUX 及び TBD、TBU、長期 TB は、厳しくならないことから選定対象から除外した。 ・原子炉圧力容器が低圧破損に至る事象として、TQIV (TQIX における炉心損傷後の手動減圧を含む)、中破断 LOCA (SIE) 及び大破断 LOCA (AE) が抽出される。 ・LOCA はペデスタルへの冷却材の流入の可能性があり、MCCI の観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から外した。 なお、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、長期 TB、TQUV 及び TQUX である。長期 TB の寄与割合が 53. 3%と高いが、事象進展が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。TQUX の寄与割合が 13. 1%と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。 以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	TQUV
		TQUX	13. 1%		
		長期 TB	53. 3%		
		TBD	4. 0%		
		TBU	0. 6%		
		TBP	0. 4%		
		AE	<0. 1%		
		SIE	2. 8%		
		S2E	<0. 1%		
水素燃焼	0. 0E+00	—	—	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準との整合】 ・審査ガイド 3. 2. 3 (4) b. (a) では「P R A に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、女川 2 号炉は格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮した。 【事象の厳しさ(酸素濃度の上昇の早さ)の観点】 ・格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれていることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。なお、「水素燃焼」発生の判断基準は、格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して 13vol%以上かつ酸素濃度が 5vol%以上である。 ・酸素濃度を厳しく見積もる観点では、水素発生量が少ない(相対的に酸素濃度が大きくなる)シーケンスが厳しい。また、BWR の格納容器内における酸素の発生源は、水の放射線分解により発生する分であるため、これ以外の要因により酸素以外の気体が格納容器内に発生した場合、相対的に酸素濃度が低下することとなる。このため、RPV 破損シーケンスにおいては、MCCI による非凝縮性ガスの発生により酸素濃度が低下することとなる。 ・LOCA では、炉内での蒸気の発生状況の差異から、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧シーケンスより小さく、水素発生量が小さい。 以上より、AE に電源の復旧等、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくする観点から全交流動力電源喪失 (SB0) を加えた PDS とする。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	AE+SB0

2.4. 2. 2 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シーケンス※	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	AE+SBO	大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 長期冷却失敗	○	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 一 事象進展の厳しさの観点】 【対策の有効性の観点】 格納容器過圧・過温破損に対する対策とその有効性を確認する観点から、AEに全交流動力電源喪失を重量させることで、電源復旧、注水機能確保のための設備が多く、格納容器破損防止対策による対応時間が厳しく、格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認できるシーケンスを選定した。
	AE+SBO	大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水失敗	○	
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	TQIX	過渡事象+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH発生	○	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 対応時間が厳しいシナリオとして、過渡事象を選定する。 【事象進展の厳しさの観点】 原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高圧で維持されるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器が高圧で維持されるシーケンスを選定した。
		手動停止+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH発生	—	
		サポート系喪失+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH発生	—	
		過渡事象+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	○	
原子炉圧力容器外の溶融燃料 /冷却材相互作用	TQIV	過渡事象+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	○	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。 【事象進展の厳しさの観点】 SRV再閉失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による圧力上昇が厳しくなる場合においても、格納容器圧力バウンダリの健全性が維持されることを確認する観点から、重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施せず、原子炉圧力容器破損前の原子炉圧力容器下部注水系（常設）による水張が実施されていることにより、ペダスタル床面に水が存在する状態で圧力容器破損に至るシーケンスを選定した。
		過渡事象+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	—	
		手動停止+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	—	
		手動停止+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	—	
		サポート系喪失+高圧注入失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	—	
		サポート系喪失+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI発生	—	

※○は選定した重要事故シーケンスを示す。また、各シーケンスにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シナリオ※	格納容器破損防止対策	評価事故シナリオの選定の考え方
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQIV	過渡事象＋高圧注入失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリー冷却失敗	○	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。 【事象進展の厳しさの観点】 SRV再開失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再開失敗を含まないシナリオを選定した。 【対策の有効性の観点】 ・原子炉圧力容器の下部から溶融炉心（原）が流れ出す時点で、格納容器下部において溶融炉心の冷却に寄与する十分な水量及び水位の確保、かつ、溶融炉心の落下後に炉内熱等を上回る注水）
		過渡事象＋SRV再開失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリー冷却失敗	－	
		手動停止＋高圧注入失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリー冷却失敗	－	
		手動停止＋SRV再開失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリー冷却失敗	－	
		サポート系喪失＋高圧注入失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリー冷却失敗	－	
		サポート系喪失＋SRV再開失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリー冷却失敗	－	
水素燃焼	AE+SB0	－	－	【事象進展の厳しさの観点】 － 【対策の有効性の観点】 水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点から、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化の効果を確認するため、水素発生量が少なく、相対的に酸素濃度が大きくなるシナリオを選定した。また、原子炉格納容器フィルタメント系により酸素/水素混合ガスを原子炉格納容器外に排出し、事象収束することを想定したシナリオを選定した。

※○は選定した重要事故シナリオを示す。また、各シナリオにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシナリオを示す

24.3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の評価事故シナリオの選定

事故シナリオグループ	事故シナリオシナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)				選定した重要事故シナリオと選定理由
			a	b	c	備考 (a:余裕時間, b:設備容量, c:代表シナリオ)	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗	・待機中RHR (低圧注水モード) ・低圧代替注水系 (常設)	中	中	高	<a, bの観点> 崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シナリオについては、最大で約20.8MWtの崩壊熱量を除去する必要があり、余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから、「中」と設定した。	【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」 を重要事故シナリオとして選定した。 【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ・②「外部電源喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、対応する時間余裕については、①の事故シナリオと同等である。外部電源喪失を起因とするシナリオについては、事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」において評価する。
	②外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗		中	中	低	<cの観点> 事故シナリオグループの中で最もCDFの高い事故シナリオについては、「高」とした。また、事故シナリオグループのうち最もCDFの高い事故シナリオのCDFに対して10%以上の事故シナリオについて、「中」とし、10%未満の事故シナリオについて、「低」とした。	

事故シークエンス グループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)					選定した重要事故シークエンスと選定理由
			備考 (a:余裕時間, b:設備容量, c:代表シークエンス)					
			a	b	c			
全交流動力 電源喪失			中	中	低	<a, bの観点> 崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シークエンスについては, 最大で約20.8MWtの崩壊熱量を除去する必要があるため, 余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから, 「中」と設定した。また, HPCS失敗を含まないシークエンスはPOS-Sを含まず, 崩壊熱量は最大でもPOS-A2の約9.9MWtとPOS-Sの約半分であるため「低」とした。 <cの観点> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて, 「高」とした。また, 事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて, 「中」とし, 10%未満の事故シークエンスについて, 「低」とした。	【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, c の評価結果より, ①と②の事故シークエンスがともに「中」の数が同じであるが, c の観点から相対的に②の方が①より頻度が高いことから, ②「<u>外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗</u>」を重要事故シークエンスとして選定した。 【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】 ①③については, 選定したシークエンスにおいて直流電源復旧操作の有効性を確認することで重要事故シークエンスに包絡されると考えられる。	
	①外部電源喪失 +直流電源喪失 +HPCS失敗		中	中	低			
	◎ ②外部電源喪失 +DG失敗+HPCS失敗	・<u>低圧代替注水系</u> (常設) ・原子炉補機代替冷却水系 ・<u>常設代替交流電源設備</u>	中	中	低			
		【直流電源喪失の対策】 ・可搬型代替直流電源設備又は ・大容量送水ポンプ (タイプⅠ)	低	低	高			
	④外部電源喪失+DG失敗		低	低	中			

事故シークエンス グループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	備考 (a:余裕時間, b:設備容量, c:代表シークエンス)	
原子炉 冷却材 の流出	◎	①RHR切替時の冷却材流出 ＋注水系失敗	中	低	高	＜aの観点＞ 緩和措置の実施に必要な時間はいずれのシークエンスにおいても同程度であることから、「中」とした。	【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より, ①の事故シークエンスが最も「高」が多いことから, ①「RHR切替時の冷却材流出＋注水系失敗」を重要事故シークエンスとして選定した。 【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】 ・②「CUWブロー時の冷却材流出＋注水系失敗」については, CDFが比較的大きいものの, 冷却材流出発生時には, ブロー水の排水先のRW設備の運転員による異常の認知にも期待でき, 認知は容易であると考えられるため, 選定から除外した。 ・③「CRD交換時の冷却材流出＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗」については, 必要な設備容量が大きいものの, 運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり, 作業・操作場所と流出発生個所が同一であるため認知は容易であると考えられるため, 選定から除外した。
		②CUWブロー時の冷却材流出 ＋注水系失敗	中	低	中	＜bの観点＞ 原子炉冷却材の流出流量が大きい「CRD交換時の冷却材流出」は, 約701m ³ /hの冷却材流出量であり, ECCSによる注水が必要であることから, 設備容量の観点で, 「中」とした。また, その他の事故シークエンスについては, 「低」とした。	
		③CRD交換時の冷却材流出 ＋注水系失敗	中	中	低	＜cの観点（1事象発生当たりの頻度）＞ 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて, 「高」とした。また, 事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて, 「中」とし, 10%未満の事故シークエンスについて, 「低」とした。	
		④LPRM交換時の冷却材流出 ＋注水系失敗	中	低	低		
反応度 の誤投入	◎	①制御棒の誤引き抜き	-	-	-	＜a, bの観点＞ 事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため, それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要であり, 「-」とした。 ＜cの観点＞ PRAにおいて選定していない起因事象による事故シークエンスであるため, 「-」とした。	選定した重要事故シークエンスと選定理由 ①「<u>制御棒の誤引き抜き</u>」を重要事故シークエンスとして選定 代表性の観点から, 停止余裕検査や停止時冷温臨界試験などの制御棒が2本以上引き抜ける試験時に, 制御棒1本が全引き抜きされている状態から, 他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ, 臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定した。

25. サプレッションチェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について

1. はじめに

外部水源による原子炉への注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却等を継続した場合，ドライウエル及びサプレッションチェンバの水位は上昇する。ドライウエル水位は，ドライウエルとサプレッションチェンバを接続するベント管の下端位置 [] に到達以降，格納容器スプレイ水がサプレッションチェンバへ流入するため安定する。また，サプレッションプール水位は，外部水源注水量限界（通常水位から+約 2m []）に到達した場合，格納容器スプレイを停止する。

重大事故等時のドライウエル及びサプレッションチェンバの水位上昇時における計装設備への影響について評価する。

2. 評価結果

ドライウエル内に設置する重大事故等時に使用する計装設備としては，原子炉圧力容器表面温度計，ドライウエル温度計，格納容器下部水位計，ドライウエル水位計及び格納容器内水素濃度計(D/W)がある。ドライウエル水位がベント管下端位置 [] に到達した場合，格納容器下部水位計及びドライウエル水位計が水没するが，水位計であり，また，検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで，水没により計測不能とならない設計としている。

サプレッションチェンバ内に設置する重大事故等時に使用する計装設備としては，サプレッションプール水温度計，圧力抑制室内空気温度計及び格納容器内水素濃度計(S/C)がある。サプレッションプール水位が外部水源注水量限界 [] に到達した場合，サプレッションプール水温度計が水没するが，水温度計であり，また，検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで，水没により計測不能とならない設計としている。

表 25-1 に重大事故等時に使用するドライウエル内の計装設備の設置高さ，図 25-1 に重大事故等時に使用するドライウエル内の計装設備の配置を示す。また，表 25-2 に重大事故等時に使用するサプレッションチェンバ内の計装設備の設置高さ，図 25-2 に重大事故等時に使用するサプレッションチェンバ内の計装設備の配置を示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 25-1 重大事故等時に使用するドライウェル内の計装設備の設置高さ

計装設備（＊1）		個数	検出器設置高さ	水没の有無	影響評価
①	原子炉圧力容器表面温度計	5		水没しない	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
②	ドライウェル温度計	11		水没しない	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
③	格納容器下部水位計	12		<u>水没する</u>	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
④	ドライウェル水位計	6		<u>水没する</u>	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
⑤	格納容器内水素濃度計(D/W)	2		水没しない	重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。

＊1：表中の丸数字は図 25-1 の丸数字に対応する。

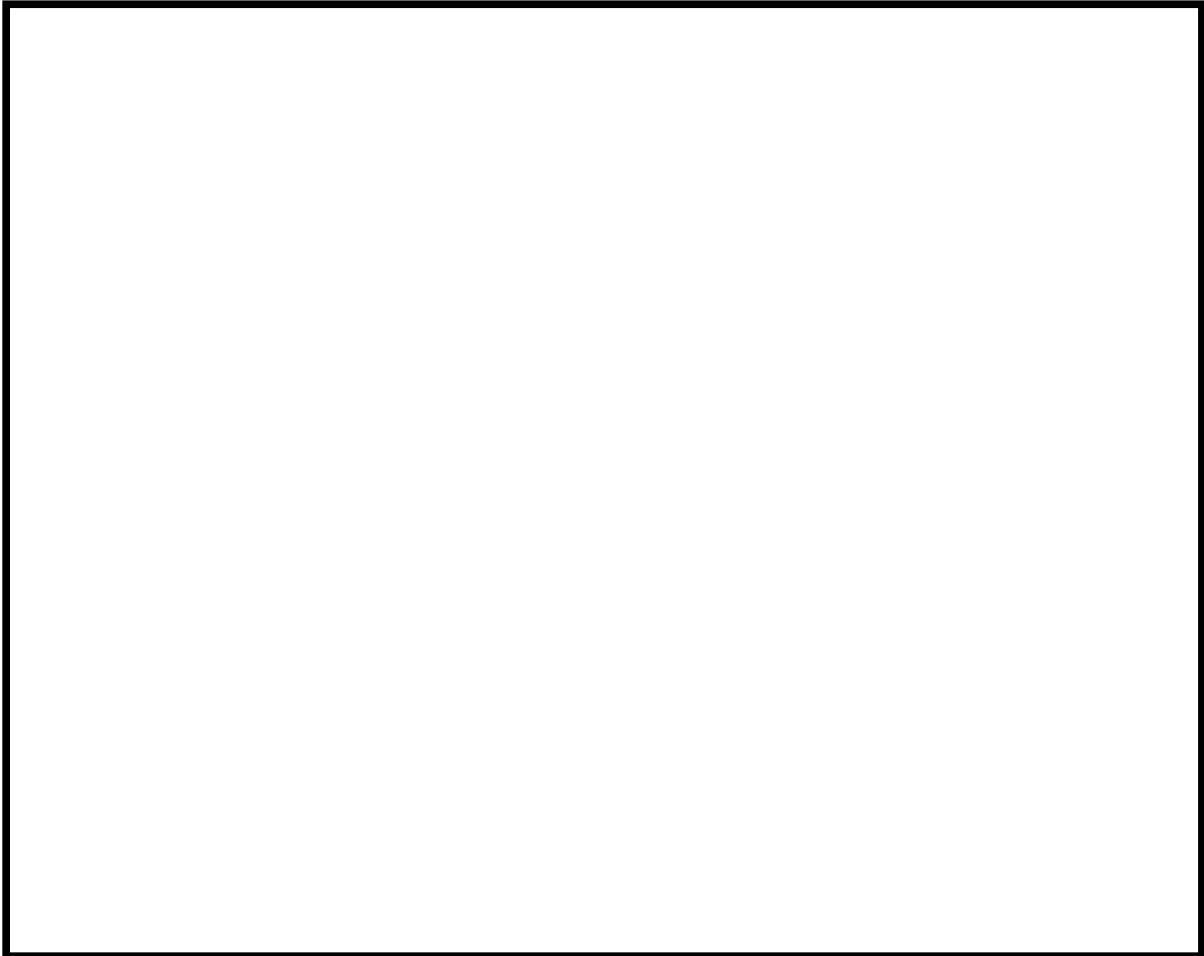


図 25-1 重大事故等時に使用するドライウェル内の計装設備の配置図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 25-2 重大事故等時に使用するサプレッションチェンバ内の計装設備の設置高さ

計装設備（＊1）		個数	検出器設置高さ	水没の有無	影響評価
①	サプレッションプール水 温度計	16		水没する	検出器から電気貫通部までの間に 接続部を設けない構造とすること で、重大事故等時の耐環境性を考 慮した設計としている。
②	圧力抑制室内空気温度計	4		水没しない	検出器から電気貫通部までの間に 接続部を設けない構造とすること で、重大事故等時の耐環境性を考 慮した設計としている。
③	格納容器内水素濃度計(S/C)	2		水没しない	重大事故等時の耐環境性を考慮 した設計としている。

＊1：表中の丸数字は図 25-2 の丸数字に対応する。

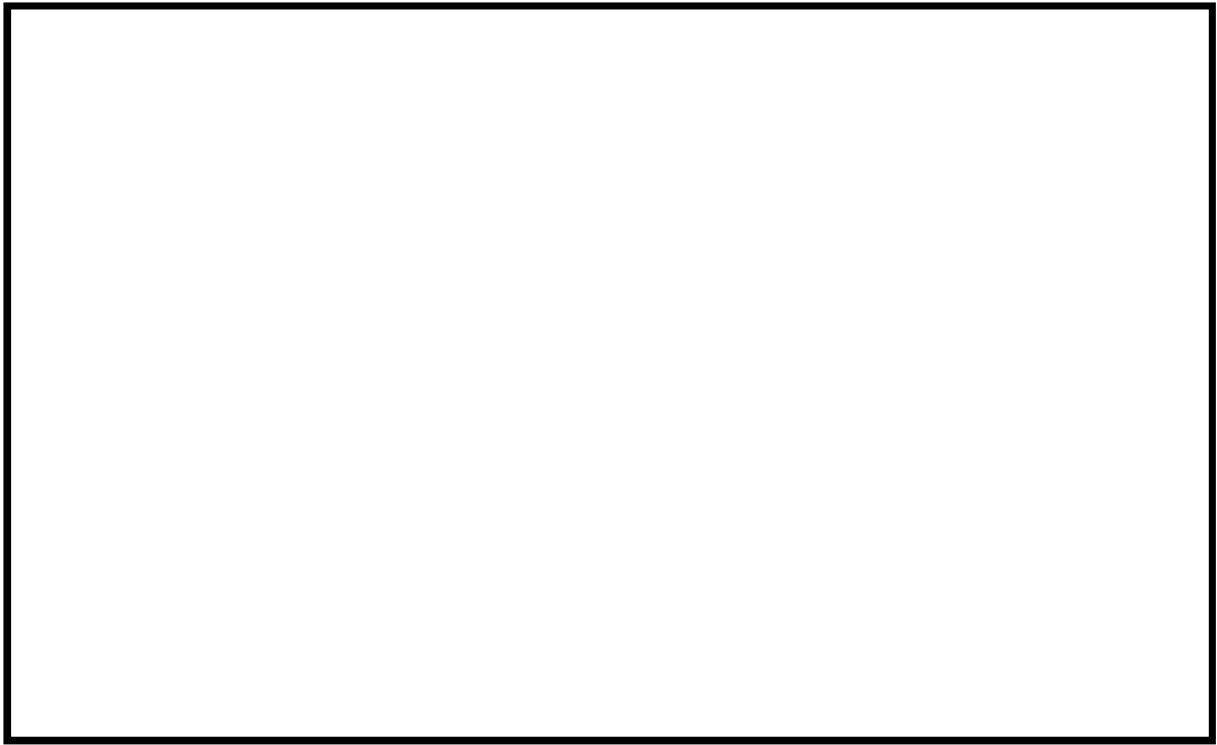


図 25-2 重大事故等時に使用するサプレッションチェンバ内の計装設備の配置図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

32. 有効性評価における解析条件の変更等について

1. 有効性評価における解析条件等の変更について

(1) 申請書の解析結果から 2015 年 3 月 17 日審査会合までの変更点

設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月 27 日付）の有効性評価のうち、「原子炉格納容器フィルタベント系使用時の敷地境界外実効線量評価」、「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「想定事故 1」及び「想定事故 2」について、設計変更及び詳細検討結果を踏まえ、解析条件を下表のとおり変更した。

表 1 「原子炉格納容器フィルタベント系使用時の敷地境界外実効線量評価」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
原子炉格納容器フィルタベント系による除染係数	無機よう素：100 有機よう素：1	無機よう素：500 有機よう素：50	放射性よう素フィルタを追加設置するため、除染係数を変更した。

表 2 「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
原子炉手動減圧操作	考慮せず	事象発生 30 分後に減圧操作実施	建屋内の環境条件を踏まえた対応操作の成立性に係る詳細検討の結果、原子炉手動減圧操作及び隔離操作を含めた評価に変更した。
隔離操作	考慮せず	事象発生 4 時間後に隔離操作実施	

表 3 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
原子炉手動減圧開始の判断をする水位	シュラウド内水位	シュラウド外水位 (原子炉水位計(燃料域))	運転操作手順書との整合を図るため変更した。

表 4 「想定事故 1」及び「想定事故 2」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
燃料プールへの注水操作	事象発生 8 時間後	事象発生 13 時間後	屋外アクセスルートの詳細検討結果を踏まえ、変更した。

(2) 2015 年 3 月 17 日審査会合からの変更点

[I] 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

- a. 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のシーケンス細分化
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスとしては、長期 TB の 1 シーケンスのみとしていた。

しかし、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系等の機能喪失が重畳する事故シーケンス (TBU, TBD, TBP) の取扱いについては、長期 TB とは安全機能の喪失状態及び期待する緩和系が異なることから、異なる重要事故シーケンスとして抽出することとし、以下の 4 シーケンスとする。

- ① 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗[長期 TB]
- ② 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧 ECCS 失敗 [TBU]
- ③ 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失[TBD]
- ④ 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗[TBP]

b. 解析条件の変更

これまで説明してきた有効性評価のうち、炉心損傷防止対策の各重要事故シーケンスについて、詳細検討等を踏まえ、解析条件を変更した。変更した解析条件、解析結果について以下に示す。

(a) 解析条件の主要な変更点

変更した解析条件を表 5 に示す。詳細については、別紙のとおり。なお、原子炉停止機能喪失については、解析条件の変更はない。

TQUV	: 高圧・低圧注水機能喪失
TQUX	: 高圧注水・減圧機能喪失
TB	: 全交流動力電源喪失
TW	: 崩壊熱除去機能喪失
TC	: 原子炉停止機能喪失
LOCA	: LOCA 時注水機能喪失
ISLOCA	: 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)

表5 有効性評価（炉心損傷防止対策） 解析条件変更内容一覧

項目	変更前	変更後	TQUV	TQUX	TB(長期TB)	TW(取水喪失)	TW(RHR故障)	LOCA	ISLOCA
解析入力	SAFER におけるダウンカマ部の入力データ	ダウンカマ部通常水位からシュラウドヘッドまでの流路面積を一定とした簡易的な取扱い	○	○	○	○	○	○	○
	SAFER における低圧注水設備	LPCI 1 台及び LPCS にて実施		○					○
機器条件	低圧代替注水系（常設）注水特性	108.5m ³ /h（ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa[dif]において）			○	○		○	
	高圧代替注水系注水特性	注水下限圧力 1.04MPa[gage]						○	
	原子炉補機代替冷却水系除熱量	18.6MW（サブプレッションプール水温 100℃, 海水温度 26℃において）			○	○			
操作条件	原子炉初期注水設備	高圧代替注水系にて実施	○						
	格納容器除熱手段	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による除熱			○	○			
	外部水源注水量限界	約 3,800m ³	○				○	○	
		約 2,200m ³ （サブプレッションプール水位が真空破壊装置下端 -0.4m）							

(b) 評価結果

解析条件の変更に伴う各重要事故シーケンスの評価結果を表 6 から表 12 に示す。なお、敷地境界外での実効線量の評価シーケンスは、LOCA 時注水機能喪失であり、変更はない。また、資源の評価結果について、各重要事故シーケンスのうち最大のものを表 13 に示す。

表 6 評価結果（高圧・低圧注水機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	約 859℃ (燃料被覆管の破裂無し)	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	約 7. 69MPa[gage]	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0. 427MPa[gage]	同左	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 153℃	約 154℃	200℃以下
(格納容器ベント時間)	約 70 時間	約 45 時間	—

表 7 評価結果（高圧注水・減圧機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 761℃	約 749℃	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	約 7. 69MPa[gage]	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	十分低い	約 0. 034MPa[gage]	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	十分低い	約 83℃	200℃以下

表 8 評価結果（全交流動力電源喪失（長期 TB））

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	同左	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7. 75MPa[gage]	約 7. 77MPa[gage]	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	約 0. 362MPa[gage]	約 0. 366MPa[gage]	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	約 153℃	同左	200℃以下

表 9 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	同左	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	同左	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	約 0. 294MPa[gage]	約 0. 309MPa[gage]	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	約 141℃	約 143℃	200℃以下

表 10 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 310℃	初期値以下	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	同左	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	約 0. 427MPa[gage]	同左	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	約 154℃	同左	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 68 時間	約 44 時間	—

表 11 評価結果（LOCA 時注水機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 397℃	約 666℃	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	燃料被覆管厚さの 1%以下	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	約 7. 69MPa[gage]	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	約 0. 427MPa[gage]	同左	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	約 149℃	約 154℃	200℃以下
敷地境界外での 実効線量	約 $6. 8 \times 10^{-2}$ mSv (S/C) 約 $1. 3 \times 10^{-1}$ mSv (D/W)	約 $8. 0 \times 10^{-2}$ mSv (S/C) 約 $1. 4 \times 10^{-1}$ mSv (D/W)	5mSv 以下
（格納容器ベント時間）	約 62 時間	約 43 時間	—

表 12 評価結果（インターフェイスシステム LOCA）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	約 357℃	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	同左	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	通常停止と同程度	同左	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	通常停止と同程度	同左	200℃以下

表 13 必要な資源の評価結果

評価項目	変更前	変更後	判定基準
水源	約 7, 477m ³ (LOCA)	約 3, 854m ³ (LOCA)	11, 192m ³
燃料	約 672. 5kL (ISLOCA)	約 627kL* (TC)	880kL
電源 (常設代替交流電源設備 の最大負荷)	約 4, 060kW (TW (取水喪失))	約 4, 038kW (長期 TB)	6, 000kW

※:非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の燃料評価については補足 92 参照

c. 発電所常駐要員の人数の変更

有効性評価における夜間・休日の発電所常駐要員としてこれまで39名としていたが、設備の運用見直し、設計の進捗により発電所常駐人数を39名から原子炉運転時は36名、原子炉停止時は34名に変更した。具体的な内容は以下のとおり。また、各重要事故シーケンスのうち、最も要員が必要なシーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+直流電源喪失」で、必要な要員は30名であるため、発電所の常駐要員にて対応可能である。

[変更内容]

以下の①及び②の見直しにより、重大事故等対応要員の実施する作業が20名から17名で対応可能となった

- ① 原子炉補機代替冷却水系の熱交換器ユニットを電源車からの給電からディーゼル駆動に設計変更したことにより、原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットに給電するための電源車設置に係る要員が不要となった。
- ② 緊急時対策所を当初申請していた3号炉の原子炉建屋内から、将来設置とした高台の緊急時対策建屋に一本化した。それに伴い緊急時対策所の電源を常設代替交流電源設備から受電可能とすること及び電源車を使用した場合においても電源車への給油を自動的に行える設計とすることを踏まえ、電源車設置の運用を見直し、要員数を変更した。

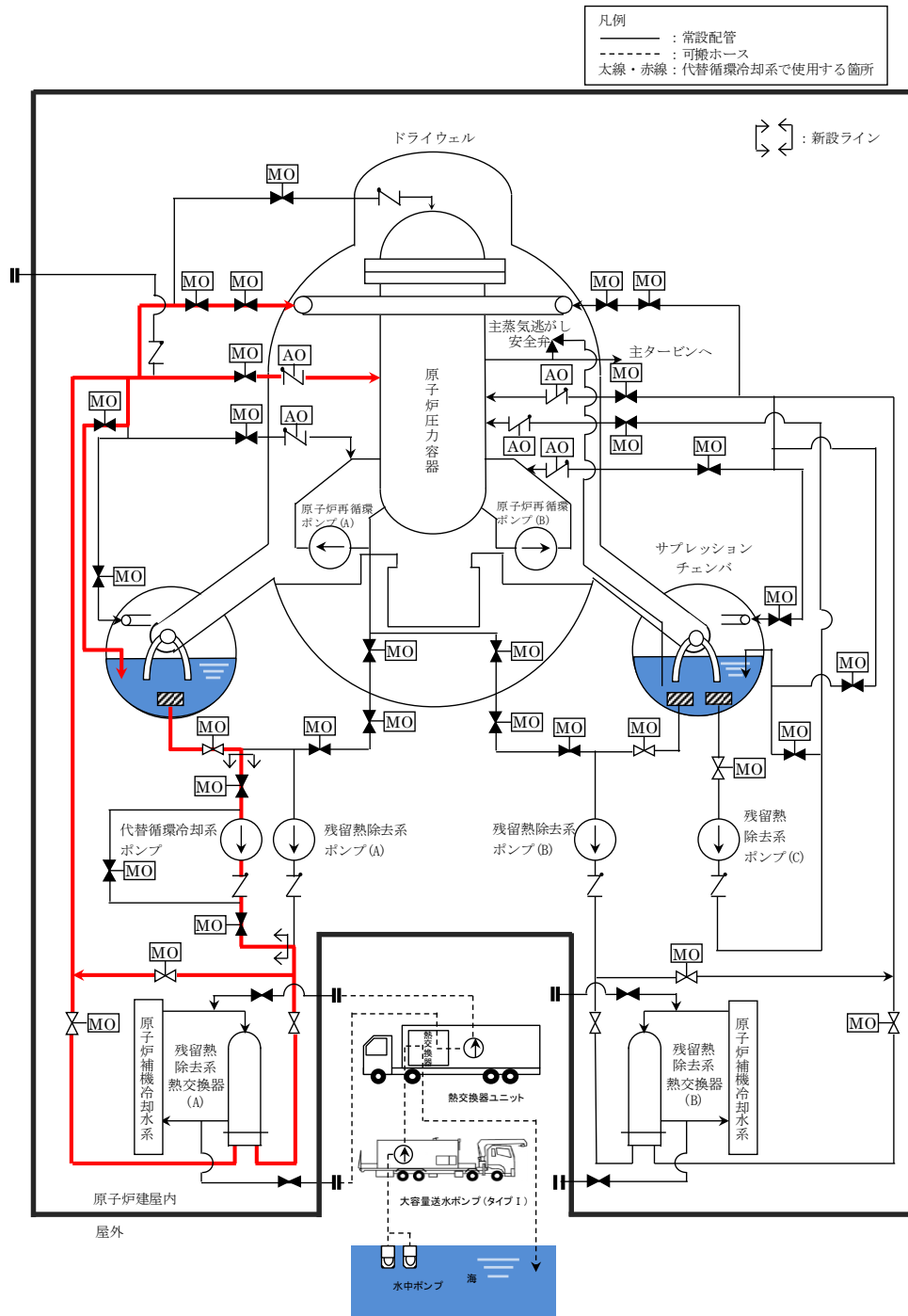
[発電所常駐要員]

	変更前	変更後	
		原子炉運転時	原子炉停止時
緊急時対策本部要員	6名	同左	
重大事故等対応要員	20名	17名	
運転員	7名	同左	5名
初期消火要員	6名	同左	
合計	39名	36名	34名

d. 設備の追加

(a) 代替循環冷却系

原子炉格納容器フィルタベント系を使用して安定状態を確立した後の安定状態の維持について、これまで残留熱除去系の復旧により格納容器除熱機能確保を説明してきた。さらなる除熱機能の確保及び維持のために自主対策設備として代替循環冷却系を整備する。



<代替循環冷却系の系統概要図>

[Ⅱ] 重大事故

a. 解析条件の変更

これまで説明してきた有効性評価のうち、格納容器破損モードに対する各評価事故シーケンスに対して、解析条件を変更した。変更した解析条件、解析結果について以下に示す。

(a) 解析条件の主要な変更点

i. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）、水素燃焼

(i) 低圧代替注水系（常設）による注水開始時間

バウンダリ解析という観点で低圧代替注水系（常設）の注水開始時間を事象発生 1 時間後としていたが、実作業時間を考慮した時間の積み上げを行い、注水開始時間を事象発生 25 分後に変更した。

(ii) 低圧代替注水系（常設）の注水特性

[Ⅰ] 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と同様に低圧代替注水系（常設）の注水特性について、以下の変更を行った。

変更前：108.5m³/h（ポンプ 1 台当たり，0.427MPa[dif]において）

変更後：120m³/h（ポンプ 1 台当たり，0.427MPa[dif]において）

詳細は別紙の 3. のとおり。

(iii) 外部水源注水量限界

[Ⅰ] 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と同様に外部水源注水量限界について、以下の変更を行った。

変更前：約 3,800m³

変更後：約 2,200m³

（サプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m）

詳細は別紙の 8. のとおり。

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

(i) 格納容器下部とドライウェルサンプ間の経路閉塞

格納容器下部事前水張りでは、格納容器下部とドライウェルサンプが繋がった状態とし、原子炉圧力容器破損以降は格納容器下部とドライウェルサンプ間の経路が閉塞しドライウェルサンプ水は冷却に寄与しないという現実的な評価に変更した。

(ii) MAAP における逃がし安全弁の開設定

MAAP における手動減圧後の逃がし安全弁の開設定において、逃がし安全弁の自重閉を考慮していたが、実機における逃がし安全弁の自重閉によって生じる原子炉圧力容器とサプレッションプール間の差圧は無視できる程度であるので、実機により即した解析とするため、逃がし安全弁の自重閉を考慮しないものとした。

(iii) 格納容器下部の溶融炉心と冷却水の間の上面熱流束

格納容器下部に落下後の溶融炉心と冷却水の間の上面熱流束を、現実的な範囲内で保守側の特性である大気圧状態において 800kW/m^2 で圧力依存性を考慮した値に変更した。

(iv) 外部水源注水量限界

[I] 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と同様に外部水源注水量限界について、以下の変更を行った。

変更前：約 $3,800\text{m}^3$

変更後：約 $2,200\text{m}^3$

(サプレッションプール水位が真空破壊装置下端 -0.4m)

詳細は別紙の 8. のとおり。

(b) 評価結果

解析条件の変更に伴う各重要事故シーケンスの評価結果を表 14 から表 18 に示す。また、資源の評価結果について、各評価事故シーケンスのうち最大のものを表 19 に示す。

表 14 評価結果（格納容器過圧・過温）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.854MPa[gage]	同左	0.854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 187℃	約 178℃	200℃以下
Cs-137 の総放出量	約 2.6×10^{-5} TBq (S/C)	約 7.7×10^{-4} TBq (S/C) 約 3.8×10^{-1} TBq (D/W)	100TBq 以下
(格納容器ベント時間)	約 78 時間	約 51 時間	—

表 15 評価結果（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力	約 0.5MPa[gage]	約 0.2MPa[gage]	2.0MPa[gage] 以下
(格納容器ベント時間)	約 75 時間	約 41 時間	—

表 16 評価結果（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
圧力スパイクにより原子炉格納容器にかかる圧力	限界圧力に対して低い	約 0.25MPa[gage]	0.854MPa[gage] 以下

表 17 評価結果（水素燃焼）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
気体濃度	酸素 4.0vol% (水素は 13vol%以上)	同左	酸素 5vol%以下 又は 水素 13vol%以下

表 18 評価結果（溶融炉心・コンクリート相互作用）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
コンクリート侵食量	壁面 約 0.2m 床面 約 0.2m	壁面 約 0.01m 床面 約 0.01m	(コンクリート厚さ) 壁面 約 1.7m 床面 約 4.3m

表 19 必要な資源の評価結果

評価項目	変更前	変更後	判定基準
水源	約 5,132m ³ (TQUV (RPV 破損))	約 3,690m ³ (大破断 LOCA)	11,192m ³
燃料	約 378.1kL (TQUV (RPV 破損))	約 357kL* (大破断 LOCA)	880kL
電源 (常設代替交流電源設備 の最大負荷)	約 4,020kW (大破断 LOCA)	約 3,460kW (大破断 LOCA)	6,000kW

※:非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の燃料評価については補足 92 参照

b. 発電所常駐要員の人数の変更

[I] c. と同様の変更を行った。

c. 設備の追加

[I] d. と同様の変更を行った。

[Ⅲ]使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

以降，追而

2. 有効性評価における柏崎刈羽 6， 7 号炉との主要な相違について

(1) 高圧・低圧注水機能喪失
(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし (ただし, RPT は L-2)	外部電源あり	女川においては, 外部電源なしとしているが, 再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず, 原子炉水位低 (レベル 2) の信号でトリップすることで, 原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いいため, 炉心冷却上厳しくなる評価としている。
機器条件	原子炉格納容器フィ ルタベント系	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	設備の相違。女川においては, 格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている。
操作条件	原子炉急速減圧	事象発生 25 分後	事象発生 14 分後	女川においては, 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後, 低圧系による注水より高圧系である高圧代替注水系の注水を優先して実施する手順であることから, その操作時間を考慮した解析を実施している。
	格納容器スプレイの 停止	外部水源注水量限界 到達	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達	格納容器型式及び運用の相違。女川においては, 格納容器スプレイは外部注水量限界到達により停止する。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器代替スプレイ及び原子炉注水に使用する設備	[原子炉注水] 復水移送ポンプ [格納容器代替スプレイ] 大容量送水ポンプ (タイプⅠ)	[原子炉注水と格納容器代替スプレイ併用] 復水移送ポンプ	設備の相違。女川においては、原子炉注水とは別に整備した可搬型設備による格納容器代替スプレイにより有効性を評価している。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし (ただし、RPT は L-2)	外部電源あり	女川においては、外部電源なしとしているが、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる評価としている。

(3) 全交流動力電源喪失

a. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗[長期 TB]

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず 事象発生 25 時間後に残留熱 除去系及び原子炉補機代替 冷却水系による格納容器除 熱	格納容器ベント実施後に残 留熱除去系及び代替原子炉 補機冷却系による格納容器 除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残 留熱除去系による格納容器除熱実施前に 格納容器ベント基準に到達することで格 納容器ベントを実施する。
敷地境界における実効 線量評価シナシス	中小破断 LOCA	長期 TB	女川においては、長期 TB で格納容器ベン トを実施しないため、実効線量評価シナ シスが異なる。

b. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧 ECCS 失敗[TBU]

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
操作条件	原子炉初期注水	事象発生 40 分後に高 圧代替注水系による 原子炉注水	事象発生 25 分後に高 圧代替注水系による 原子炉注水	女川においては、原子炉隔離時冷却系の機 能喪失や直流電源喪失時等、中央制御室内 が過酷な環境となった場合であっても十分 対応可能と考えられる時間余裕を考慮して 高圧代替注水系による注水時間を事象発生 40 分後としている。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず事 象発生 25 時間後に残留熱除 去系及び原子炉補機代替冷却 水系による格納容器除熱	格納容器ベント実施後に 残留熱除去系及び代替原 子炉補機冷却系による格 納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残 留熱除去系による格納容器除熱実施前に 格納容器ベント基準に到達することで格 納容器ベントを実施する。

c. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失 [TBD]

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
操作条件	原子炉初期注水	事象発生 40 分後に高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生 25 分後に高圧代替注水系による原子炉注水	設備の相違。女川においては、直流電源喪失時に現場にて代替直流電源設備への切替操作を実施後、高圧代替注水系による注水を実施するため事象発生 40 分後に注水開始となる。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず事象発生 25 時間後に残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱	格納容器ベント実施後に残留熱除去系及び代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベント基準に到達することで格納容器ベントを実施する。

d. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗[TBP]

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
機器条件	逃がし安全弁	逃がし安全弁 6 個による原子炉急速減圧	逃がし安全弁 2 個による原子炉急速減圧	逃がし安全弁 1 個が開固着する事象に対しては、女川の方が事象進展が厳しいため、逃がし安全弁 2 個による原子炉減圧では被覆管破損を防止できないことから、手順上の標準ケースである逃がし安全弁 6 個による原子炉急速減圧を実施する。
操作条件	原子炉初期注水	事象発生 15 分後、高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 (L-2 にて自動起動)	事象発生後、原子炉水位低下に伴う原子炉隔離時冷却系の自動起動による原子炉注水によって炉心損傷を防止する場合よりも、原子炉隔離時冷却系による注水を解析上期待せず高圧代替注水系の手動起動による原子炉注水によって炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉への無注水時間が長く、事故対応として厳しくなる評価としている。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず事象発生 24 時間後に残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱	格納容器ベント実施後に残留熱除去系及び代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベント基準に到達することとで格納容器ベントを実施する。

(4) 崩壊熱除去機能喪失

a. 取水機能が喪失した場合

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器代替スプレイは実施せず 事象発生 24 時間後に残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱	格納容器代替スプレイ実施後に 残留熱除去系及び原子炉補機冷却系による格納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、 残留熱除去系による格納容器除熱実施前に 格納容器代替スプレイの実施基準に到達すること で格納容器代替スプレイを実施する。

b. 残留熱除去系が故障した場合

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし (ただし, RPT は L-2)	外部電源あり	女川においては、外部電源なしとしているが、 再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、 原子炉水位低 (レベル 2) の信号でトリップすること で、原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムまでは 原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い ため、炉心冷却上厳しくなる評価と している。
機器条件	原子炉格納容器フィルター タベント系	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	設備の相違。女川においては、格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている。

(5) 原子炉停止機能喪失

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
機器条件	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉圧力高 (7.35MPa[gage]) にて作動 (全台トリップ)	再循環ポンプが、原子炉圧力高 (7.48MPa[gage]) で4台、原子炉水位低 (レベル2) で残りの6台がトリップ	設備の相違。女川における代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値として設定している。
操作条件	残留熱除去系 (サブレーションプール水冷却モード) 切替操作	事象発生 10 分後 サブレーションプール水の冷却開始は切替操作から 10 分後 (事象発生 20 分後)	サブレーション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動 (事象発生 10 分後)	女川においては、サブレーションプール水温 32℃到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮して事象発生 10 分後から低圧注水モードからサブレーションプール水冷却モードへの切替操作を開始する。操作時間を 10 分として事象発生 20 分後から運転開始としている。
	ほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入操作	サブレーションチェンバのプール水温度高 (49℃) から 10 分後 (事象発生約 11 分後)	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後	運用の相違。女川においては、サブレーションチェンバのプール水温度高 (49℃) を確認後、ほう酸水注入を行う手順としている。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
自動減圧系の自動起動阻止	インターロック (原子炉水位低及び中性子束高) にて自動減圧系の自動起動阻止	運転員による自動減圧系の自動起動阻止	設備の相違。女川においては、自動減圧系の自動起動阻止をするインターロックを整備する。
高圧炉心スプレイ系の水源切替操作	サブレーションチェンバ水温 100℃到達前にサブレーションチェンバ側から復水貯蔵タンク側へ水源を切替	高圧炉心注水系の水源切替は実施せず	運用の相違。女川においては、サブレーションチェンバ水温 80℃到達を確認後、水源を切り替える手順としている。

(6) LOC A時注水機能喪失

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	起因事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積約 6 cm ²	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積約 1 cm ²	女川においては、高圧代替注水系による原子炉注水により水位の維持が可能な破断面積を設定している。
	外部電源	外部電源なし 非常用 D/G も機能喪失 (ただし, RPT は L-2)	外部電源なし 非常用 D/G により給電	女川においては、外部電源なしとしているが、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低 (レベル 2) の信号でトリップすることで、原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる評価としている。
機器条件	原子炉格納容器フィルタベント系	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	設備の相違。女川においては、格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器代替スプレイ及び原子炉注水に使用する設備	[原子炉注水] 復水移送ポンプ [格納容器代替スプレイ] 大容量送水ポンプ (タイプ I)	[原子炉注水と格納容器代替スプレイ併用] 復水移送ポンプ	設備の相違。女川においては、原子炉注水とは別に整備した可搬型設備による格納容器代替スプレイにより有効性を評価している。
原子炉初期注水	高圧代替注水系	低圧代替注水系 (常設)	女川においては、破断面積約 6 cm ² の LOCA を高圧代替注水で炉心損傷防止でできることの有効性を示している。

(7) 格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCA）

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	起因事象	高圧炉心スプレイスの吸込み配管の破断 破断面積約 35cm ²	高圧炉心注水系の吸込み配管の破断 破断面積約 127cm ²	女川においては、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行い、その評価結果に対し保守的な値として破断面積を設定している。
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧	事象発生 30 分後	事象発生 15 分後	女川においては、中央制御室からの破断箇所の隔離操作に失敗するものとして、余裕時間を考慮し、減圧時間を設定している。

(解析条件以外)

項目		女川	柏崎	理由
現場環境評価時の想定		実耐力評価：漏えい面積 25cm ² 以下 漏えい面積：約 35cm ² 隔離時間：5 時間後	実耐力評価：漏えい面積 1 cm ² 以下 漏えい面積：10cm ² 隔離時間：5.5 時間後	女川においては、実耐力を踏まえた評価を行い、漏えい面積が 25cm ² を超えないことを確認した上で、保守的な破断面積 (35cm ²) でのインターフェースシステム LOCA 発生時の現場環境評価を行い、作業の成立性及び設備の機能維持を確認している。

〔Ⅱ〕重大事故

(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), 水素燃焼
(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 原子炉再循環ポンプ 吸い込み側配管の両 端破断	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込 配管の破断	格納容器型式の相違。原子炉圧力容器内の 保有水量の観点で厳しい箇所の破断を設定 している。
機器条件	原子炉スクラム信号	ドライウエル圧力高 (遅れ時間: 1.05 秒)	事象発生と同時に原 子炉スクラム	女川においては, 事象発生と同時にスクラ ムせず, ドライウエル圧力高でスクラムす ることにより原子炉保有水量を保守的に評 価するため, 設定している。
	原子炉格納容器フイ ルタベント系	流路特性 (0.427MPa[gage]に おいて 10.0kg/s の流 量) に対し, 原子炉格 納容器隔離弁を全開 操作にて格納容器除 熱	格納容器圧力 0.62MPa[gage]におけ る最大排出流量 31.6kg/s に対して, 原子炉格納容器二次 隔離弁の中間開操作 (流路面積約 50%開) にて格納容器除熱	設備の相違。女川においては, 格納容器隔 離弁全開にて格納容器ベントを実施する設 計としている。
操作条件	原子炉格納容器代替 スプレー冷却系によ る格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達 時	炉心冠水後, 格納容器 温度が約 190℃到達 時	事象進展の相違。女川においては, 格納容 器圧力が先に格納容器スプレー実施基準に 到達するため, 格納容器圧力基準で格納容 器スプレーを実施する。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
評価シナリオ	原子炉格納容器フイルタベント系による格納容器破損防止	代替循環冷却防止及び代替循環冷却系が使用できない場合の格納容器破損防止	設備の相違。女川においては、代替循環冷却系を自主対策設備として整備する。
格納容器代替スプレイ及び原子炉注水に使用する設備	[原子炉注水] 復水移送ポンプ [格納容器代替スプレイ] 大容量送水ポンプ (タイプⅠ)	[原子炉注水と格納容器代替スプレイ併用] 復水移送ポンプ	設備の相違。女川においては、原子炉注水とは別に整備した可搬型設備による格納容器代替スプレイにより有効性を評価している。

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

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
初期条件	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板及び外側鋼板，リブ鋼板は考慮しない	内側鋼板，外側鋼板は考慮する リブ鋼板，ベント管は考慮しない	女川においては，MCC I による侵食量の評価について，保守的にコンクリート以外の構造材は考慮しない。
事故条件	外部電源	外部電源なし 非常用 D/G も機能喪失 (ただし，RPT は L-2)	外部電源なし 非常用 D/G により給電	女川においては，外部電源なしとしているが，再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップすることで，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる評価としている。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） (遅れ時間：1.05 秒)	事象発生と同時に原子炉スクラム	女川においては，事象発生と同時にスクラムせず，原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定している。
操作条件	格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の事前水張り)	原子炉水位（レベル 0）未滿かつ原子炉への注水系なしを確認した場合に開始	原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達したことを確認して開始	運用の相違。女川においては，原子炉圧力容器破損前に格納容器下部へ満水相当の注水を確認するため，原子炉水位（レベル 0）未滿かつ原子炉への注水系なしを確認した時点で格納容器下部への事前水張りを開始する運用としている。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
評価シナリオ	原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器破損防止	代替循環冷却系による格納容器破損防止	設備の相違。女川においては、代替循環冷却系を自主対策設備として整備する。
原子炉圧力容器破損前の事前水張り水位	3.4m (格納容器下部満水相当)	2 m	運用の相違。女川においては、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発が発生した場合の評価により格納容器の健全性を確認した上で、溶融炉心・コンクリート相互作用緩和のために初期水張りの水位を高く設定するという考えから初期水張りとして格納容器下部を満水とする運用としている。
原子炉圧力容器破損前における原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却	実施せず	原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始	設備及び運用の相違。女川においては、逃がし安全弁に遮熱板を設置することにより DCH 時の逃がし安全弁の機能維持が可能なため、逃がし安全弁の温度上昇抑制を期待した格納容器スプレイを実施しない。

[Ⅲ]使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故以降、追而

以上

解析条件の変更内容について

1. SAFER におけるダウンカマ部の入力データ

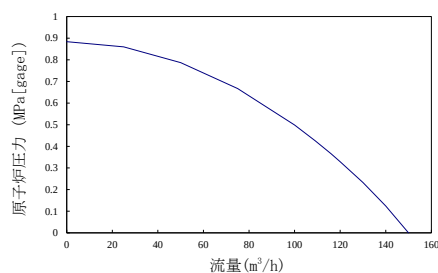
SAFER において、事象発生直後の水位挙動をより適切に模擬するため、スクラムタイミング等に影響するダウンカマ部の入力データをより実機に近い REDY 相当に修正した。

2. SAFER における低圧注水設備

低圧の ECCS 系に機能喪失を仮定していない TQUX 及び ISLOCA シーケンスにおいて、原子炉減圧後の低圧注水はバウンダリ解析という観点で低圧注水系 1 台及び低圧炉心スプレイ系により実施する解析としていたが、実機挙動を考慮し、低圧注水系 3 台及び低圧炉心スプレイ系により実施する解析に変更した。

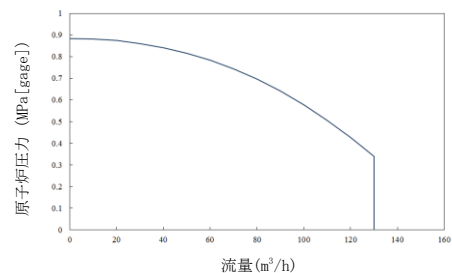
3. 低圧代替注水系（常設）注水特性

設計進捗を踏まえ、配管圧損を現実的な値に見直した低圧代替注水系（常設）の注水特性に変更した。



108.5 m³/h (ポンプ 1 台当たり, 0.427 MPa [dif] において)

[変更前]



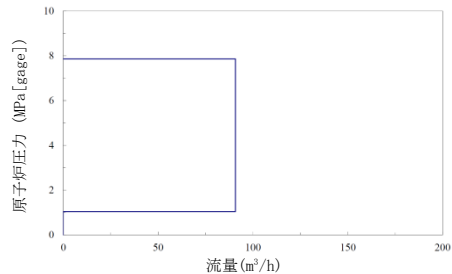
120 m³/h (ポンプ 1 台当たり, 0.427 MPa [dif] において)

[変更後]

<復水移送ポンプ 1 台による注水特性>

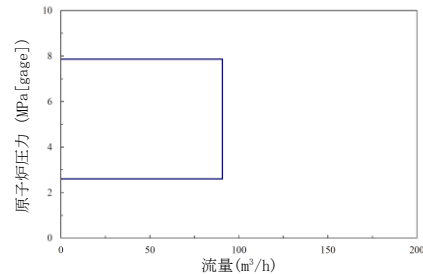
4. 高压代替注水系注水特性

設計進捗を踏まえ、性能評価結果を反映した高压代替注水系の注水特性に変更した。



注水下限圧力 1.04MPa [gauge]

[変更前]



注水下限圧力 2.60MPa [gauge]

[変更後]

5. 原子炉補機代替冷却水系除熱量

運転中の全交流動力電源喪失又は取水機能喪失が発生する事故時は、原子炉や格納容器の除熱と併せて原子炉補機代替冷却水系を用いた燃料プールの除熱を実施する必要がある。そのため、原子炉補機代替冷却水系の負荷として燃料プールの除熱を考慮する設計変更を行ったことを踏まえ、原子炉及び格納容器に対する除熱量を変更した。

[変更前] 18.6MW (サブプレッションプール水温 100℃,
海水温度 26℃において)

[変更後] 16.0MW (サブプレッションプール水温 154℃,
海水温度 26℃において)

6. 高压・低压注水機能喪失時の原子炉初期注水設備

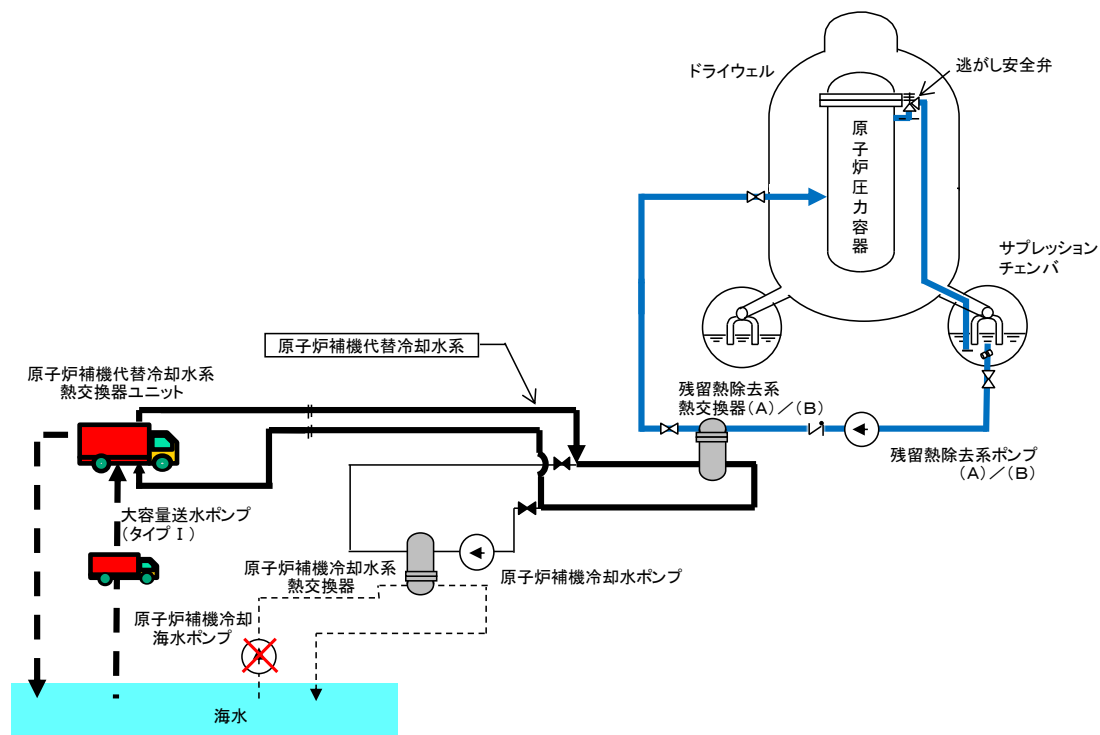
これまで事故シーケンスグループ「高压・低压注水機能喪失」の重要事故シーケンスにおいて、事象初期の原子炉注水は重大事故等対処設備の高压代替注水系により実施する解析としていた。

しかしながら、高压・低压注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生の後、重大事故等対処設備によって高压注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高压注水に期待せず、減圧の後、低压注水を実施して炉心損傷を防止する場合の方が、減圧により原子炉内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、より厳しい事象の有効性を示すため、高压の注水機能に期待しない対策の有効性を評価することとした。

なお、高圧及び低圧の注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段として高圧注水のみに期待可能な事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失がある。これについては、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+高圧 ECCS 失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

7. 残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱

長期冷却に残留熱除去系の使用が可能なシーケンスである TB 及び TW（取水機能喪失）において、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を実施する際、格納容器のみの除熱を実施し原子炉注水を外部水源により継続すると、長期的にサプレッションプール水位上昇が継続することから、残留熱除去系の低圧注水モードによる除熱手段を採用した。

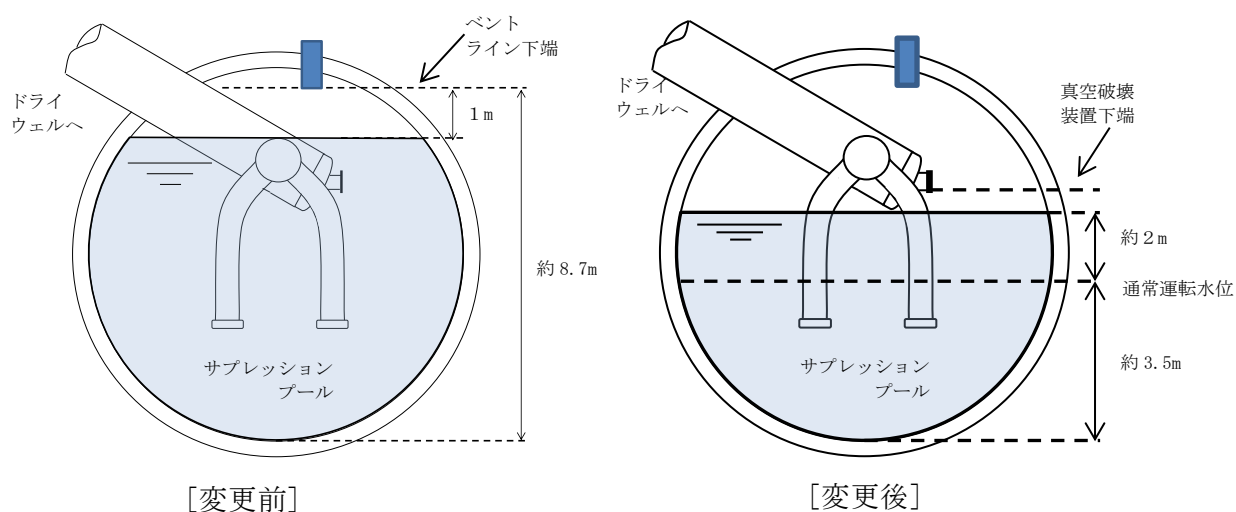


8. 外部水源注水量限界

外部水源注水量限界については、フィルタベント機能維持（S/C ベントライン水没防止）のため、外部水源（S/C 水源以外の水源）による原子炉および格納容器への注水量の制限値として設定したものであり、注水量積算値が外部水源注水量限界に到達した場合、格納容器スプレイの停止及び格納容器ベントを

実施する運用としている。

事故後の中長期マネジメント成立性（耐震性確保，水移送の成立性等）を考慮して，注水量積算値約 $3,800\text{m}^3$ （ベントライン下端-1 m）から，サプレッションプール通常運転水位+約 2 m（真空破壊装置-0.4 m，約 $2,200\text{m}^3$ ）に変更することとした。



〈真空破壊装置，ベントライン下端とサプレッションプール水位の関係〉

36. DCHシナリオにおける減圧の考え方について

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器直接加熱」に対する緩和措置として、原子炉水位が「有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 10%高い位置（BAF+10%）」に到達したことを確認し、逃がし安全弁 2 個で原子炉減圧を実施する手順としている。以下にDCHシナリオにおける減圧の考え方を示す。

なお、有効性評価においては、減圧の観点からより厳しい条件として、逃がし安全弁 1 個により減圧した場合の評価を実施している。

1. 減圧のタイミング

減圧のタイミングについては、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待し、原子炉圧力容器の破損時間を遅くするという観点で原子炉減圧を遅くする一方で、有効燃料棒底部に到達すると水位計による確認ができなくなるため、その前の目安として、水位が 10%高い位置において減圧操作を実施することとしている。

原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧について、逃がし安全弁 1 個、2 個、3 個及び自動減圧機能付逃がし安全弁を用いて、原子炉水位が「原子炉水位低(レベル 1)」に到達してから 10 分、20 分、30 分、40 分、50 分、60 分後のそれぞれのタイミングで減圧する場合の原子炉圧力容器破損時間等を評価し、その評価結果を表 1 に示す。本評価結果より原子炉水位が BAF+10%（原子炉水位低（レベル 1）に到達してから約 40 分後）における減圧により原子炉圧力容器破損までに減圧が完了できることを確認した。

なお、海外における同様の判断基準を調査した結果、米国の緊急時操作ガイドライン(EPG)^[1]の例では、不測事態の蒸気冷却の手順において、原子炉へ注水できない場合の減圧の判断基準を BAF+70%程度としていることを確認した。これは、BAF+70%程度よりも原子炉水位が高い状況では、注水が無くかつ減圧していない状態でも冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。

当社の判断基準は、米国の例との差違はあるものの、上述の考え方に基づき定めているものであり、妥当であると考ええる。

2. 減圧の弁数

表 1 の評価結果より、減圧の弁数が多いほうが原子炉圧力容器破損時間は遅くなるという結果となった。ただし、減圧の弁数が多いほうが減圧時の蒸気流量が増えることから、燃料被覆管にかかる荷重※が大きくなると考えられ

る。原子炉圧力容器破損時間を遅くしつつ、燃料被覆管にかかる荷重を低く抑える観点から、減圧時に開放する適切な弁数は2個と判断した。

また、減圧完了までの時間については、図1に示すとおり、弁数が少ないほど長くなるが、いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時間に対しては十分な余裕があるため、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心落下量など、原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。

以上から減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁2個とした。

※減圧時に燃料被覆管にかかる荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられる。減圧の弁数が多い（蒸気流量が多い）ほうが急速に減圧されるため、減圧の弁数が多いほうが燃料被覆管にかかる荷重は大きくなるとしている。

3. 原子炉水位の確認手段について

原子炉水位は、原子炉水位計（燃料域）によって確認する。原子炉水位が「BAF+10%」に到達する時点（事象発生から約56分後）では、原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが、ドライウェル内の気相部温度は約90℃以下であることから、原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。

また、仮に水位不明となった場合は急速減圧を実施する手順となっており、同等の対応となることから、運転員の対応に影響はない。

以上

[参考文献]

- [1] “ABWR design Control Document [Tier 2, Chapter 18 Human Factors Engineering]” ,GE Nuclear Energy, Mar. , 1997

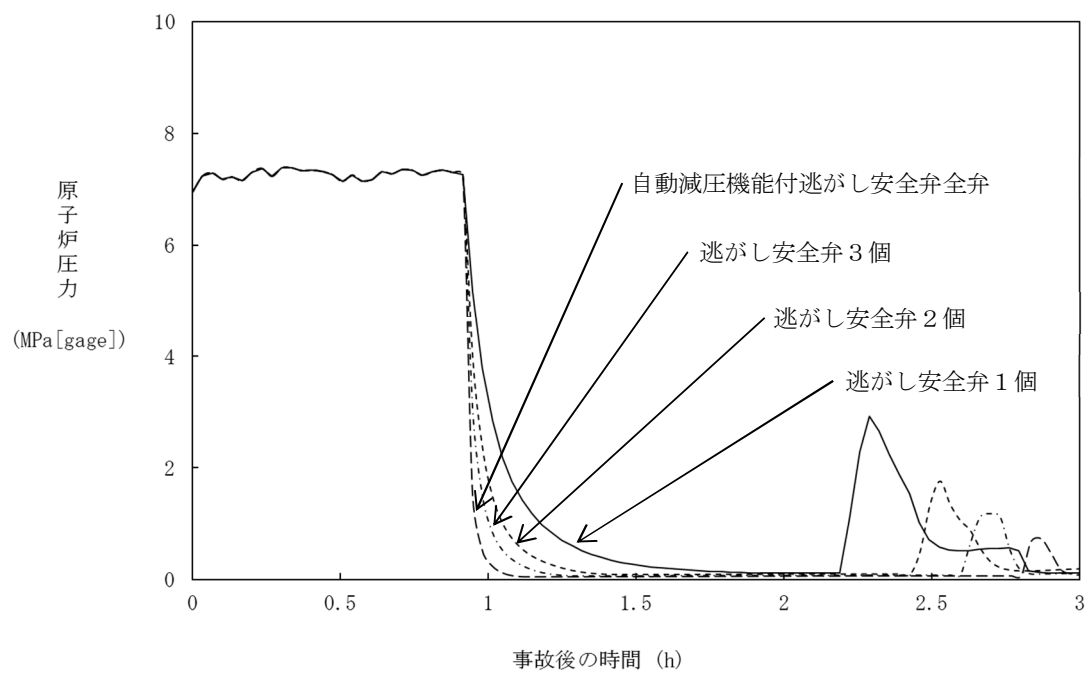


図 1 減圧時の原子炉圧力の推移

表 1 原子炉減圧のタイミングに関する評価結果

減圧弁数	原子炉水位低 (L-1) 到達後の時間遅れ	原子炉圧力容器 破損時間 [時間]	減圧完了時間 [時間]	水素発生量[kg] (168 時間後)
1 個	10	4.0	1.8	522
	20	4.1	1.8	561
	30	4.1	2.0	571
	40	3.8	2.1	722
	50	3.7	3.0	779
	60	4.0	3.3	672
2 個	10	4.0	1.0	514
	20	4.2	1.2	493
	30	4.3	1.3	498
	40	4.2	1.5	653
	50	3.8	1.6	759
	60	4.3	1.8	690
3 個	10	4.1	0.9	444
	20	4.5	1.0	435
	30	4.5	1.2	438
	40	4.3	1.3	528
	50	4.1	1.5	717
	60	4.2	1.6	705
自動減圧 機能付 逃し安全弁 全弁	10	4.2	0.7	437
	20	4.4	0.8	429
	30	4.6	1.0	422
	40	4.6	1.2	430
	50	4.3	1.3	717
	60	4.6	1.5	659

37. 原子炉格納容器下部注水手順及び注水確認手段について

1. 格納容器下部注水手順

格納容器下部注水は、炉心損傷後に溶融炉心が原子炉压力容器下部プレナムに落下し、原子炉压力容器が破損に至る可能性がある場合に、予め格納容器下部に注水することで、原子炉压力容器破損後の溶融炉心の冷却性を向上させ、MCCI の緩和を図ることを目的としている。

さらに格納容器下部に落下した溶融炉心への注水を継続し、溶融炉心を冠水冷却する。

原子炉格納容器下部注水系は、復水移送ポンプを用いた原子炉格納容器下部注水系（常設）又は大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた原子炉格納容器下部注水系（可搬型）により実施する。操作に必要となる電動弁は非常用電源に接続されており、常設代替交流電源設備等からの給電も可能である。

原子炉格納容器下部注水系の系統概要図を第 37-1 図及び第 37-2 図に、格納容器下部注水時に確認する格納容器内水位計の概要図を第 37-3 図に、単線結線図を第 37-4 図から第 37-7 図に示すとともに、格納容器下部注水の実施条件及び手順を以下に示す。

(1) 格納容器下部注水の実施条件

原子炉への全注水機能が喪失し、原子炉水位がレベル 0 となった時点、又は原子炉压力容器下鏡温度が 300℃以上となった時点で、格納容器下部に約 90m³（水位約 3.4m 相当）の水張り（初期水張り）を実施する。初期水張り実施後、原子炉压力容器破損を確認した場合は、溶融炉心を継続的に冷却するためドライウェル水位計を監視し注水を実施する。原子炉压力容器破損は、原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等のパラメータが同時に顕著な変動を示したことで判断する。

(2) 注水手順

a. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水

- (a) 原子炉系以外の負荷への流出を防止するため、CRD 復水入口弁、MUWC サンプリング取出止め弁、FPMUW ポンプ吸込弁、T/B 緊急時隔離弁、R/B B1F 緊急時隔離弁、R/B 1F 緊急時隔離弁（第 37-1 図 ①）を全閉にする。
- (b) 復水移送ポンプの水源確保として、復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁（第 37-1 図 ②）の全開操作を実施する。
- (c) 復水移送ポンプを起動後、原子炉格納容器下部注水用復水仕切弁（第 37-1 図 ③）を全開にする。
- (d) 原子炉格納容器下部注水用復水流量調整弁（第 37-1 図 ④）を開

補足 37-1

し、格納容器下部への注水を開始する。必要な流量が確保できるように当該弁の開度を調整する。

- (e) 原子炉格納容器下部注水流量計及び原子炉格納容器下部水位計にて注水状態を監視し、格納容器下部に約 90m^3 （水位約 3.4m 相当）の水張りが完了したことを確認後、注水を停止する。
- (f) 原子炉圧力容器の破損が確認された場合はドライウェル水位計を確認し、中間水位のランプ点灯まで格納容器下部への注水を実施する。以降はドライウェル水位計を監視し、最下部のランプが消灯した場合に格納容器下部への注水を実施し、ドライウェル水位計の中間水位ランプが点灯後、注水を停止する。

なお、このとき原子炉へは崩壊熱相当量（第 37-8 図参照）の注水を継続して実施する。

b. 原子炉格納容器下部注水系（可搬型）による格納容器下部注水

原子炉格納容器下部注水系（可搬型）は、原子炉 ☐ 又は原子炉 ☐ ☐ の外部注水接続口を使用することとなるが、代表して原子炉 ☐ 外部注水接続口使用の場合の手順を示す。

なお、原子炉 ☐ 外部注水接続口を使用する場合も同様の手順で実施可能である。

- (a) 原子炉系以外の負荷への流出を防止するため、T/B 緊急時隔離弁、R/B B1F 緊急時隔離弁、R/B 1F 緊急時隔離弁（第 37-2 図 ①）を全閉にする。
- (b) 原子炉格納容器下部注水用復水仕切弁（第 37-2 図 ②）を全開にする。
- (c) 大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホース敷設及び接続を実施する。
- (d) 大容量送水ポンプ（タイプ I）の起動を行い、注水ヘッダに設置されている流量調整弁（第 37-2 図 ③）及び緊急時原子炉北側外部注水入口弁（第 37-2 図 ④）の全開操作を実施する。
- (e) 原子炉格納容器下部注水用復水流量調整弁（第 37-2 図 ⑤）を開し、格納容器下部への注水を開始する。必要な流量が確保できるように当該弁の開度を調整する。
- (f) 以降の手順については、「a. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水」の(e)～(f)と同様。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

2. 注水確認手段

格納容器下部への初期水張りの確認は、原子炉格納容器下部注水流量計及び原子炉格納容器下部水位計により行う。また、原子炉圧力容器破損後の注水は、ドライウェル水位計及び原子炉格納容器下部注水流量計により確認する。

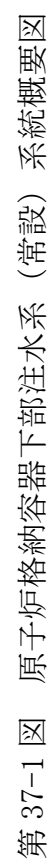
原子炉格納容器下部水位計及びドライウェル水位計の設置場所は格納容器内であるが、事故時の格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。格納容器下部注水流量、格納容器下部水位及びドライウェル水位は、中央制御室で確認することができる。

3. 原子炉格納容器下部注水設備の多重性又は多様性及び独立性、位置的分散

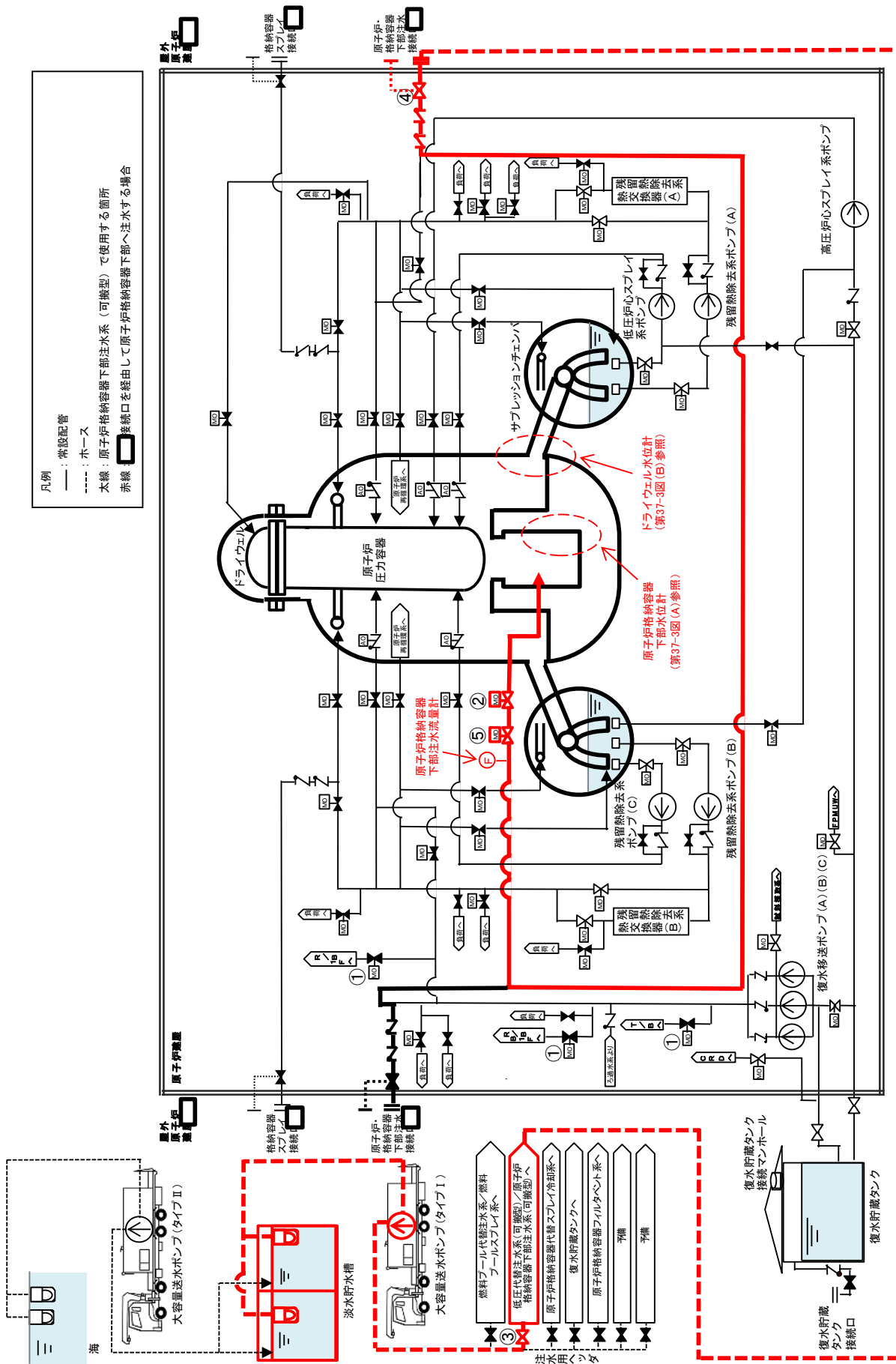
原子炉格納容器下部注水設備については、設置許可基準規則第五十一条において、「多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。（ただし、建屋内の構造上の流路及び配管を除く。）」（解釈 1 a） ii））が要求されている。

原子炉格納容器下部注水設備は、原子炉建屋内の復水移送ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水系（常設）、及び屋外に分散して保管する大容量送水ポンプ（タイプ I）を使用した原子炉格納容器下部注水系（可搬型）を設けることで、建屋内の構造上の流路及び配管を除く部分について、多様性及び独立性、位置的分散を図る設計としている。

なお、原子炉格納容器下部注水系（常設）に使用する復水移送ポンプ及び系統構成に必要な電動弁、並びに原子炉格納容器下部注水系（可搬型）の系統構成に必要な電動弁は、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備 3 系統が喪失した場合においても、非常用所内電気設備 3 系統とは独立した重大事故等対処設備である代替所内電気設備を用いて、ガスタービン発電機又は電源車から受電可能な設計としている。（第 37-4～7 図参照）

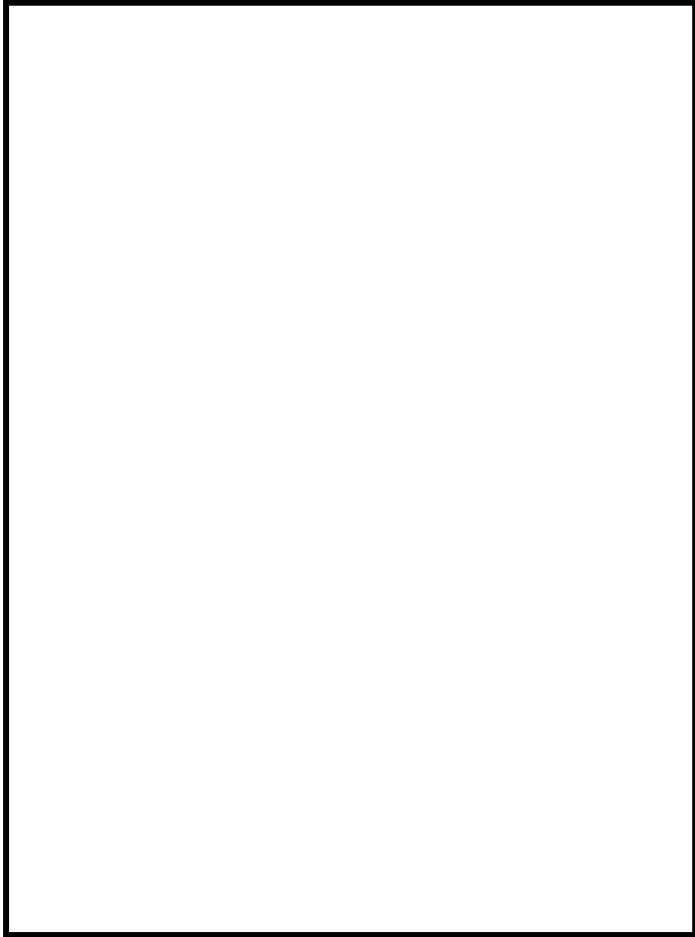


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

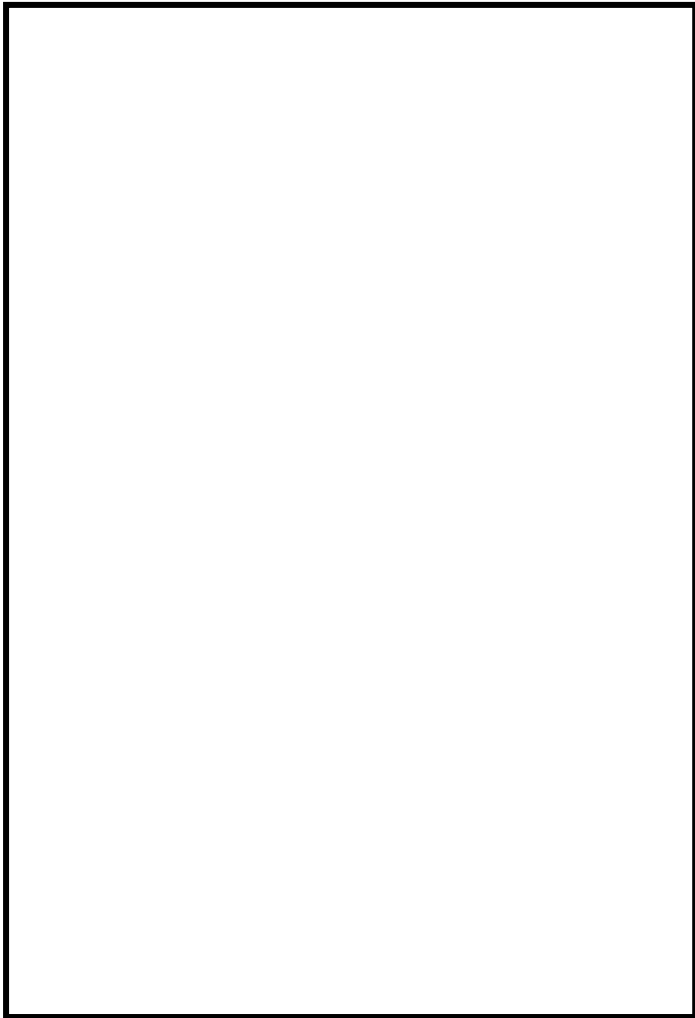


第 37-2 図 原子炉格納容器下部注水系（可搬型） 系統概要図（外部注水接続口使用の場合）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



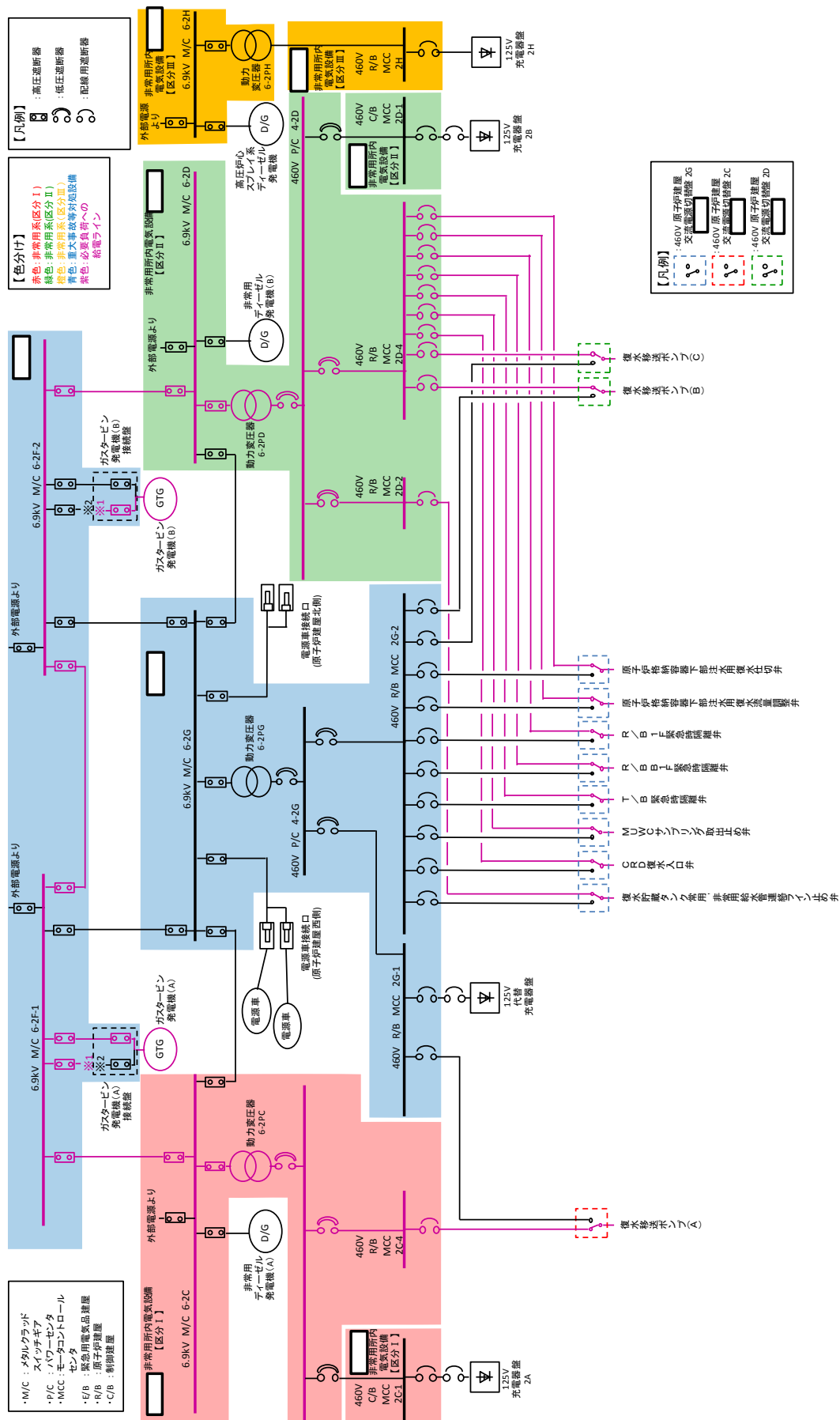
(A) 格納容器下部水位計の設置概要



(B) ドライウェル水位計の設置概要

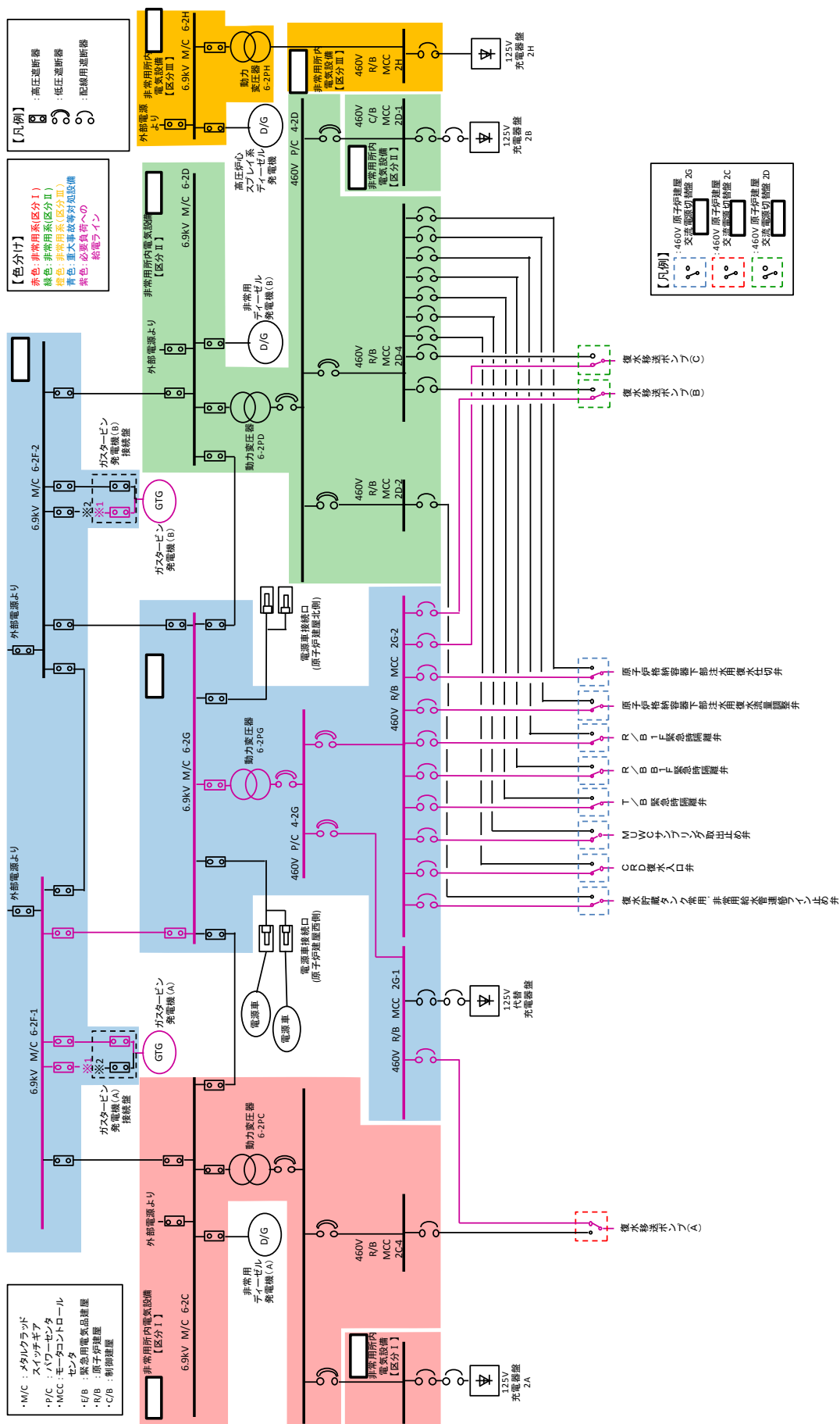
第 37-3 図 格納容器内水位計概要図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



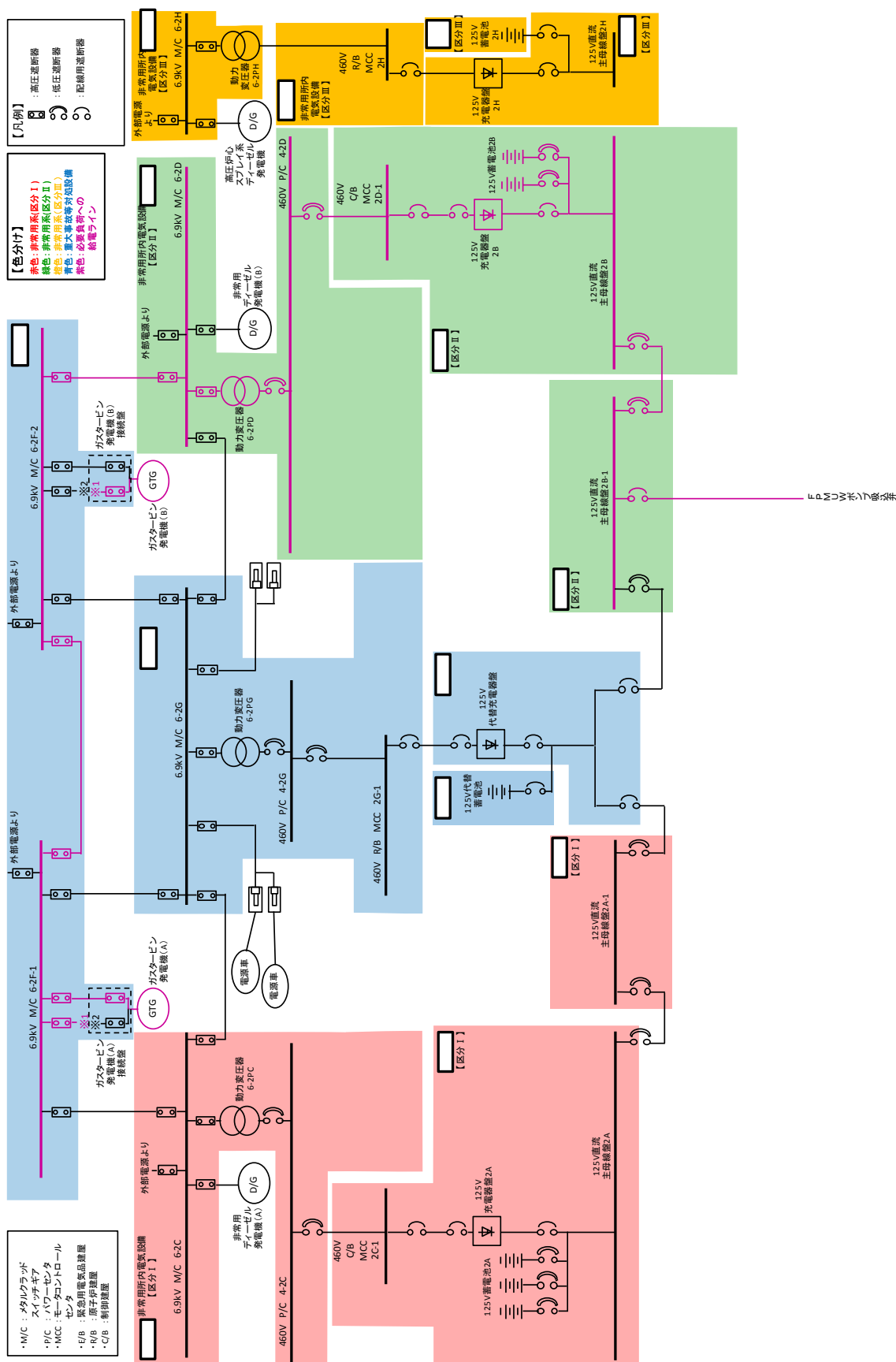
第 37-4 図 格納容器下部注水に係る交流電源単線結線図 (非常用所内電気設備による給電の場合)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

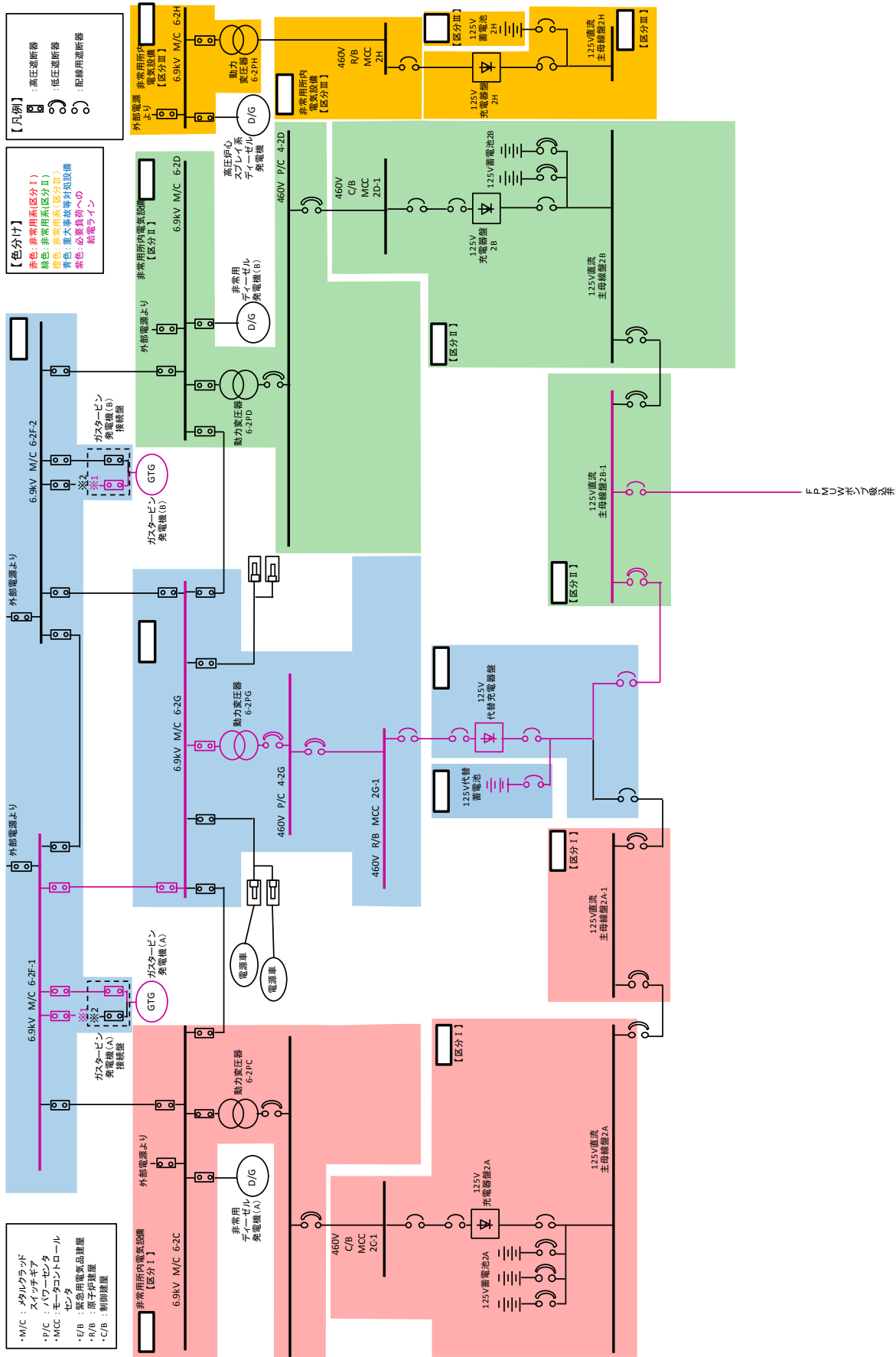


第 37-5 図 格納容器下部注水に係る交流電源単線結線図 (代替所内電気設備による給電の場合)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



第 37-7 図 格納容器下部注水に係る直流電源単線結線図 (125V 代替充電器による給電の場合)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



第 37-8 図 崩壊熱の除去に必要な注水量

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 37-11

38. 水蒸気爆発評価の解析コードについて

重大事故等対策の有効性評価に適用する解析コードに関しては、審査資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント対策コードについて」の中で、適用性等を示している。

一方、水蒸気爆発の解析については、種々の実験結果から、実機において大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられ、水蒸気爆発が生じるとした場合の参考解析の位置付けで実施しているため、上記の審査資料には含んでいない。

ここでは、水蒸気爆発による格納容器への影響評価で使用している二つの解析コードについて、その概要を示す。

1. J A S M I N E

(1) 解析コードの概要

水蒸気爆発解析コード J A S M I N E は、水蒸気爆発現象に伴う流体の圧力及び運動エネルギー並びに融体デブリの振る舞いを評価するコードであり、水蒸気爆発の粗混合過程（水蒸気爆発発生時の融体挙動に比べてゆっくりとした融体の分裂と混相混合）と伝熱・膨張過程（衝撃波による高速な融体の細粒化と伝熱、衝撃波の成長）に対応する構成式が組み込まれている。J A S M I N E では、始めに初期境界条件に基づいた粗混合過程の解析を行い、その結果のある時点の状態を引継いだ上で、水蒸気爆発の爆発源として仮定するセルに初期爆発のトリガ圧力を与えて伝播・膨張過程の解析を行うことにより、水蒸気爆発の負荷（機械エネルギー）を評価する。

融体モデルは、水中に落下する融体ジェットの垂直方向 1 次元モデル、融体ジェットの分裂により発生し水中に分散する融体液滴に関する Lagrange 粒子群モデル、及び、水プールの底に到達して広がる融体プールの半径方向 1 次元モデルから成る。

(2) 解析条件

水蒸気爆発による格納容器への影響を評価するため、格納容器下部の領域を 2 次元でモデル化する。格納容器内の雰囲気条件や溶融炉心の放出条件は、事象進展を考慮し、M A A P で評価された結果に基づいて設定した。また、水蒸気爆発のトリガリングのタイミングは、爆発に寄与する粗混合融体粒子の質量が第一ピークをとる時刻とした。

(3) 解析結果の妥当性

水蒸気爆発発生時の融体の熱エネルギー約 2700MJ に対して、J A S M I N E で評価された水蒸気爆発に寄与するエネルギーは約 19MJ であり、熱から機械エネルギーへの変換効率（機械的エネルギー変換効率）は約 0.7%となった。溶融物にコリウムを用いた S E R E N A 試験（フェーズ 2）では、アルミナと比べて機械的エネルギー変換効率が小さく 0~0.66%の範囲であり（参考文献(1)）、本評価結果はこの範囲に対して同程度以上であることから、妥当なものとする。

2. L S - D Y N A

(1) 解析コードの概要

L S - D Y N A は、Livermore Software Technology Corporation が開発した汎用陽解法有限要素解析コードであり、構造の変形応答を伴う衝撃解析に適している。時間と共に接触条件や構造物形状が変化するような非線形解析が可能であり、境界条件として圧力を設定することで、衝撃や爆発的燃焼による圧力伝播、構造物の塑性歪み、健全性の解析に対応している。L S - D Y N A は自動車、航空宇宙、製造業、軍需産業等で数多くの利用実績がある。

(2) 解析条件

水蒸気爆発時の構造応答評価として、注水したペデスタルプール内部に配置した圧力源から発生する圧力波が周囲の水を伝播し、鋼板（縦リブ鋼板を含む）とコンクリートからなるペデスタル構造物に作用した際の構造応答を評価対象としている。空気（理想気体）、水（衝撃モデルの状態方程式）、圧力源*を作動流体としてオイラーモデルで、鋼板やコンクリートを構造体としてラグランジュモデルで定義し、A L E 法で流体-構造体の連成解析を実施することで、ペデスタルへの水蒸気爆発の影響を模擬している。解析条件を以下に示す。

*：水プールの中心領域に高圧蒸気を置き、この蒸気の膨張によって所定の仕事をさせるモデル

- ・水蒸気爆発に関する R P V 下のペデスタル領域は 3 次元でモデル化している。
- ・モデル化した各領域の物性値を以下に示す。

- 充填コンクリート : 密度 2400kg/m^3 , ヤング率 28000MPa ,
ポアソン比率 0.2
- 鋼板 : 密度 7860kg/m^3 , ヤング率 203000MPa ,
ポアソン比率 0.3
- 作動流体部（液相部） : 密度 992.2 kg/m^3 , 粘性率 $653\text{ }\mu\text{Pa}\cdot\text{s}$
- 作動流体部（気相部） : 密度 1.112 kg/m^3 , 粘性率 $19.2\text{ }\mu\text{Pa}\cdot\text{s}$

- ・ J A S M I N E による評価で得られた粗混合融体粒子領域より圧力源の形状を模擬する。
- ・ J A S M I N E による評価で得られた中心領域の最大圧力を圧力源の初期圧力として使用する。
- ・ J A S M I N E による評価で得られた水の運動エネルギーの最大値を再現するような圧力源の機械的エネルギーを設定する。

(3) 解析結果の妥当性

水蒸気爆発時の応答挙動は、図 1 に示す解析モデルを用いて 3 次元体系で解析した。これは、ペデスタルには一部開口部があり、かつ、縦リブ鋼板が入っている場所で局所的な応力集中が発生するためである。

今回の評価結果では、ペデスタル内側鋼板及び外側鋼板に塑性歪みは発生していない。

ペデスタルの降伏応力は 490MPa であり、発生応力がこの値以下である場合は塑性歪みが発生しないことから、内側鋼板の応力履歴を確認する。図 2 に内側鋼板の応力履歴、図 3 に外側鋼板の応力履歴を示す。また、参考として、図 4 に内側鋼板における応力履歴（3 次元方向）、図 5 に最大応力発生時の内側鋼板及び外側鋼板の応力分布に示す。図 2 及び図 3 に示すとおり、鋼板に掛かる最大応力は降伏応力を下回っていることが確認できる。このため塑性歪みは発生していない。

内側鋼板に最大応力が発生した後も応力が変動しているが、最初の応力ピークを超えることはない。これらを考慮すると、今回の事象がペデスタルの健全性に与える影響は小さいと言える。

なお、溶接部の強度は母材と同等以上となるように施工しているため、溶接部を考慮しても内側鋼板及び外側鋼板の降伏応力は 490MPa として問題ない。

3. 参考文献

- (1) OECD/NEA, OECD/SERENA Project Report -Summary and Conclusions-, NEA/CSNI/R(2014)15, Feb. 2015.

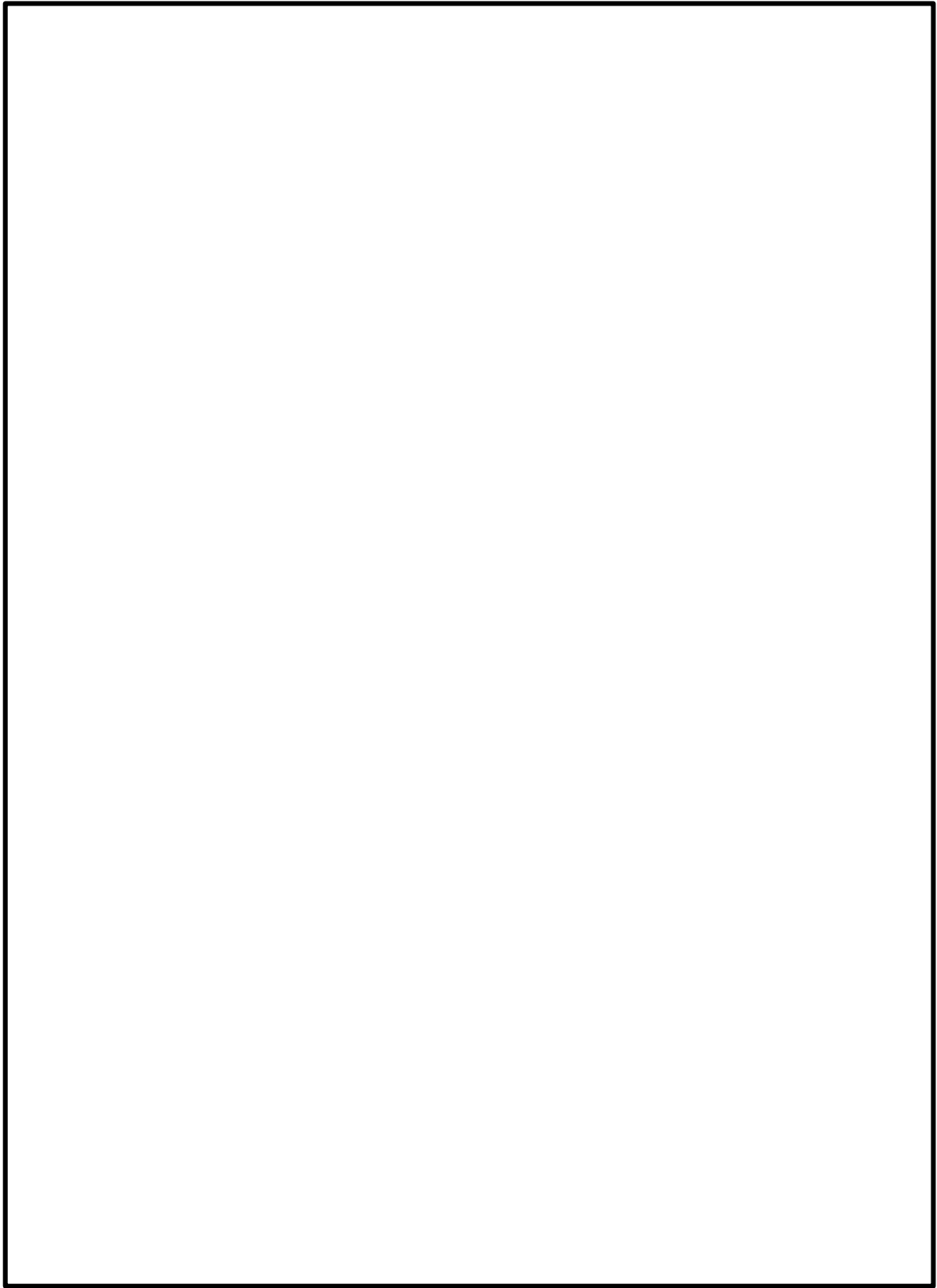


図 1 解析モデル（単位：mm）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 38-4

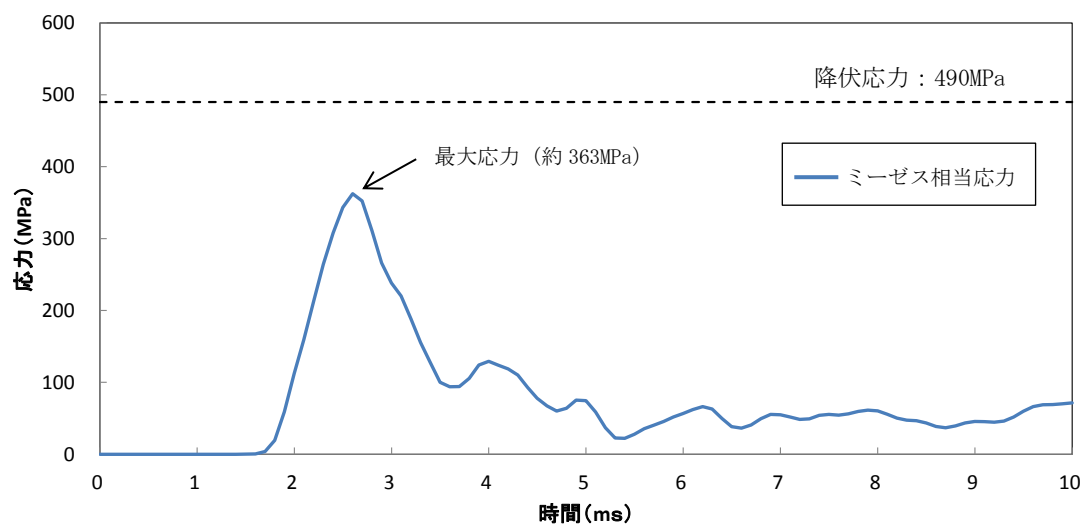


図2 ペデスタル内側鋼板の応力履歴

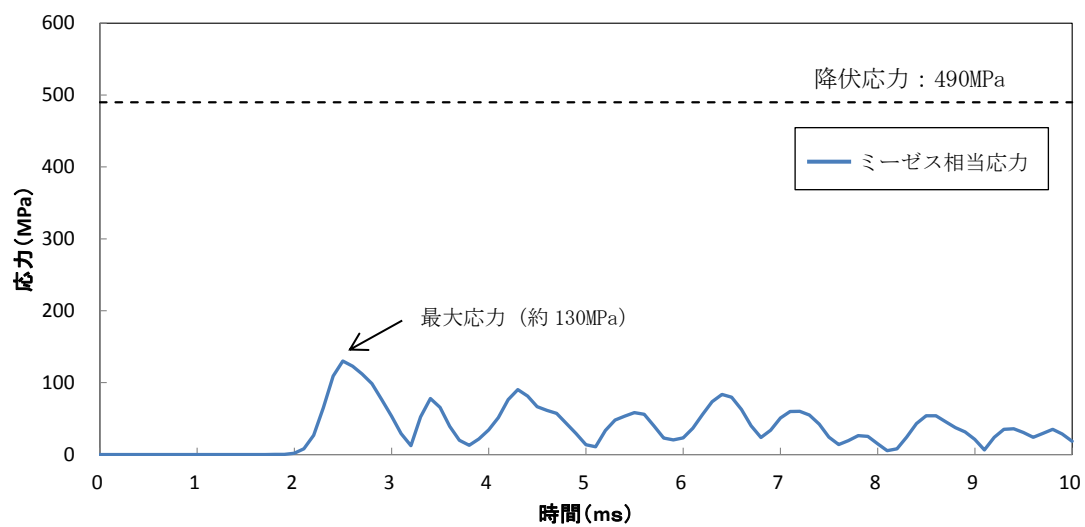


図3 ペデスタル外側鋼板の応力履歴

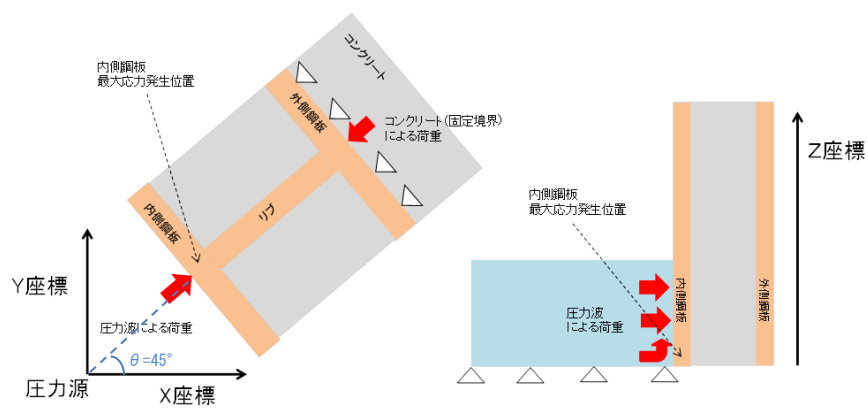
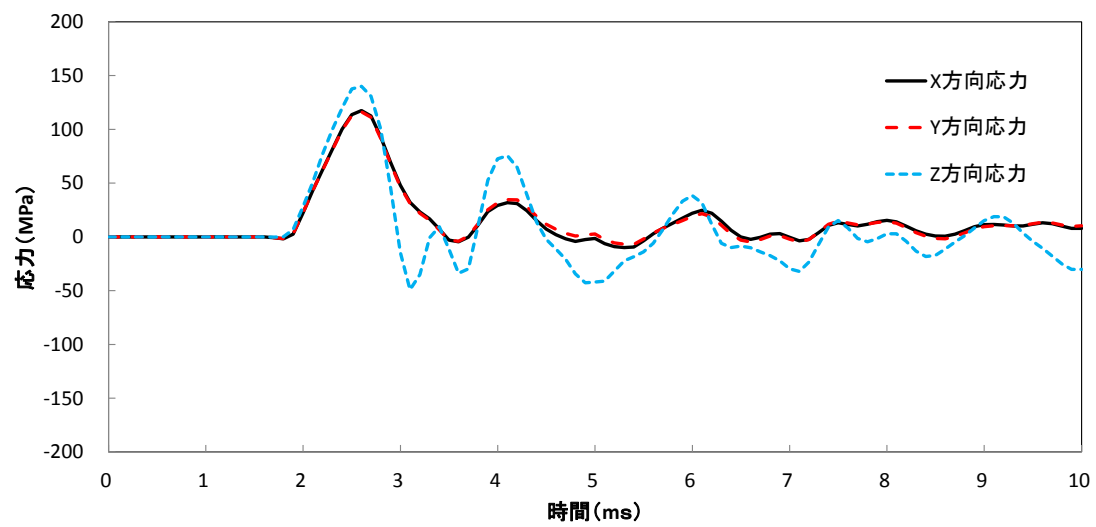


図4 ペデスタル内側鋼板の応力履歴（3次元方向）

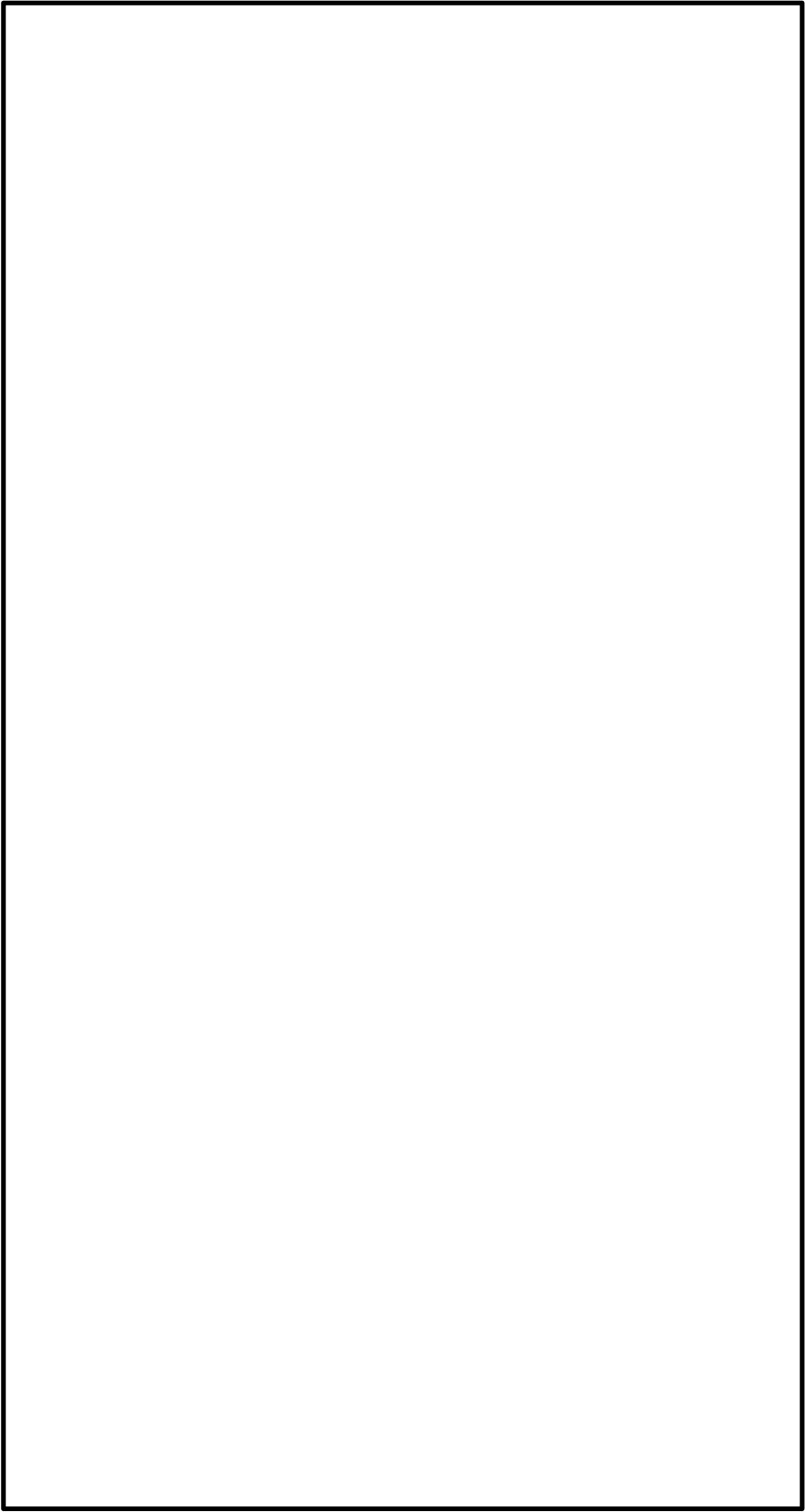


図 5 最大応力発生時の内側鋼板及び外側鋼板の応力分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

40. 格納容器下部（ペデスタル）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮

1. 溶融デブリの評価条件

女川2号炉では、MCCIの評価にMAAPコードを用いている。MCCIの評価においては、全炉心に相当する量が溶融デブリとしてペデスタルに落下するものとしており、この溶融デブリには炉内構造物等を考慮している。溶融デブリの拡がりに関する評価条件を表1に示す。

2. 女川2号炉のMCCIの評価における溶融デブリの堆積高さ

女川2号炉のMCCIの評価では、落下した溶融デブリがペデスタルに一様に広がるものとしており、この場合、堆積高さは約 m となる。ペデスタルに落下した溶融炉心とペデスタルの構造の位置関係を図1に示す。図1に示すとおり、ペデスタルの側面の開口部であっても約 m の高さがあることから、仮に溶融デブリが全量落下してもペデスタル以外に溶融デブリが拡がるおそれはないと考える。

3. 溶融デブリの堆積高さの不確かさ

(1) ペデスタル内の構造物等の影響

ペデスタル内には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。

したがって、制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当の UO_2 及びZr等のデブリ容積に加えて、ペデスタル内の構造物等が溶融した場合のデブリ増加分を考慮した場合、原子炉压力容器下部の構造物として、CRDハウジング、中性子束計測ハウジング等、原子炉運転中にペデスタル内にある構造物として、CRD自動交換機プラットフォーム等を想定した場合においても、デブリ堆積高さは約 m となり、増加分は約 m であることから、ドライウェル床に溶融デブリが拡がることはないと考える。

(2) 溶融デブリの粒子化に伴う影響

シビアアクシデント対策であるペデスタル内の初期水張りを実施した際、落下してくる溶融デブリの一部は粒子化すると考えられる。この粒子化したデブリを考慮するとその分堆積デブリの高さは増加する。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 40-1

もっとも厳しい条件として、全量が粒子化した際の堆積高さを評価する。このとき粒子化したデブリが、密度が低く堆積高さが高くなると考えられる単純立方格子として堆積すると仮定すると、ポロシティは0.48であり、堆積高さは(1)で考慮した堆積高さ約 m に対し、デブリ堆積高さは約 m となるが、ペDESTAL床からペDESTAL開口部までの高さ約 m 以下であることから、保守的な仮定においてもドライウェル床にデブリが拡がることはないと考える。

なお、溶融デブリ落下前の格納容器下部への事前水張りは、満水相当量を速やかに注水する運用としている。そのため、格納容器下部満水時には格納容器下部の側面の開口部から粒子化した溶融デブリが流れ出ることも懸念されるが、溶融デブリの比重は8程度であり、水に比べて非常に重く、仮に格納容器下部水位を満水とした場合であっても、粒子化したデブリは水面に浮遊し格納容器下部から流出することはないと想定される。模擬溶融物（比重2.5～8.0）を水プールに落下させた DEFOR 試験の溶融ジェットの様子を図2に示す。この実験結果においても、上面への溶融粒子の移行は確認されていない。

(3) 溶融デブリの落下の位置及び拡がりの影響

原子炉圧力容器下部からペDESTALへの溶融デブリの落下の経路については、制御棒駆動機構ハウジングの逸出に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉圧力容器の構造からは、溶融炉心は原子炉圧力容器底部の中心に流れ込むと考えられ、原子炉圧力容器底部の中心近傍に開口部が発生し、溶融デブリがペDESTALに落下する可能性が高いと推定されるが、開口部の発生箇所については不確かさがあると考ええる。

ここで溶融デブリが偏って堆積した場合を考慮すると、ペDESTAL開口部の高さ(約 m)に到達するためには溶融デブリが直径約 m の円柱を形成する必要がある。また、粒子ベッド内の沸騰により粒子が吹き上げられて再堆積する過程で厚さが均一化されるという知見^[1]があることに加え、MAAPの溶融物落下履歴として溶融デブリの全量が一度に落下していることを踏まえると溶融デブリは一様に拡がりやすいと考えられる。したがって、多少偏って堆積した場合においても、ペDESTAL開口部の高さまで溶融デブリが堆積する状況は考え難い。

以 上

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 40-2

表 1 溶融デブリに関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
溶融デブリ落下割合	100%(約 t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
溶融デブリの組成	表 2 参照	—
ペDESTAL床面積	約 24m ²	設計値

表 2 ペDESTAL内へ落下するコリウム重量及び体積

項目	重量／体積 ^(注 1)	備考
燃料 (UO ₂)		
被覆管 (Zr)		標準長燃料棒，短尺燃料棒を考慮
チャンネルボックス／ ウォーターロッド／ スパーサ (Zr)		チャンネルボックス： ウォーターロッド： スパーサ：
CRD 関係 (SUS)		CR，CRD ハウジング，CRD ガイドチューブの合計
CR (B ₄ C)		CR における B ₄ C の質量
炉心支持板／ 燃料支持金具＋下部タイ プレート／ 上部タイプレート (SUS)		炉心支持板： 燃料支持金具＋下部タイプレート： 上部タイプレート：
合計 ^(注 2)		—

(注 1) 重量から体積への換算は以下の密度(密度は温度によって変化するが，常温での値で代表)を用いているため，体積は参考値扱いである。

UO₂ : 10100 (kg/m³)

Zr : 6500 (kg/m³)

SUS : 7860 (kg/m³)

B₄C : 2520 (kg/m³)

(注 2) MAAP では，Zr，SUS の酸化を考慮するため，ペDESTALへの落下重量は約 となる。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

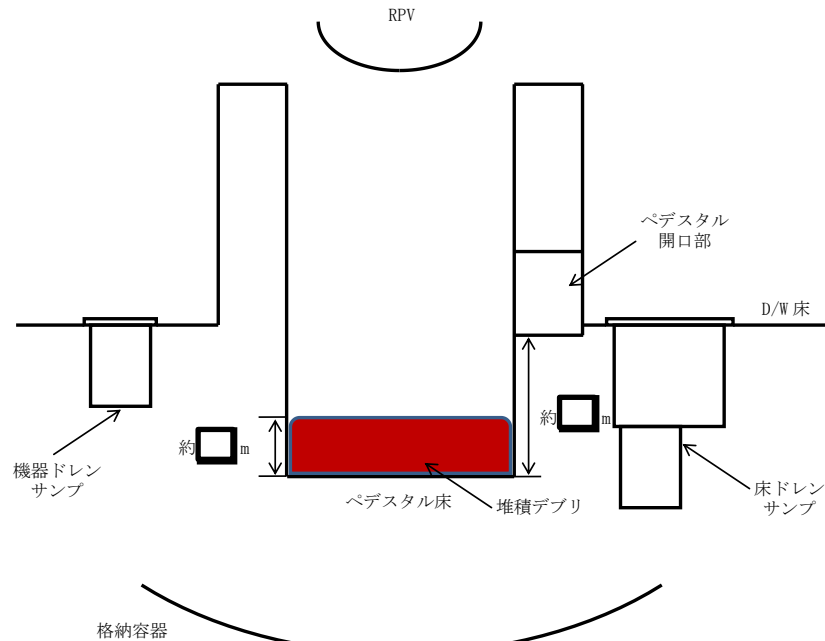


図 1 ペデスタル内堆積デブリ状況

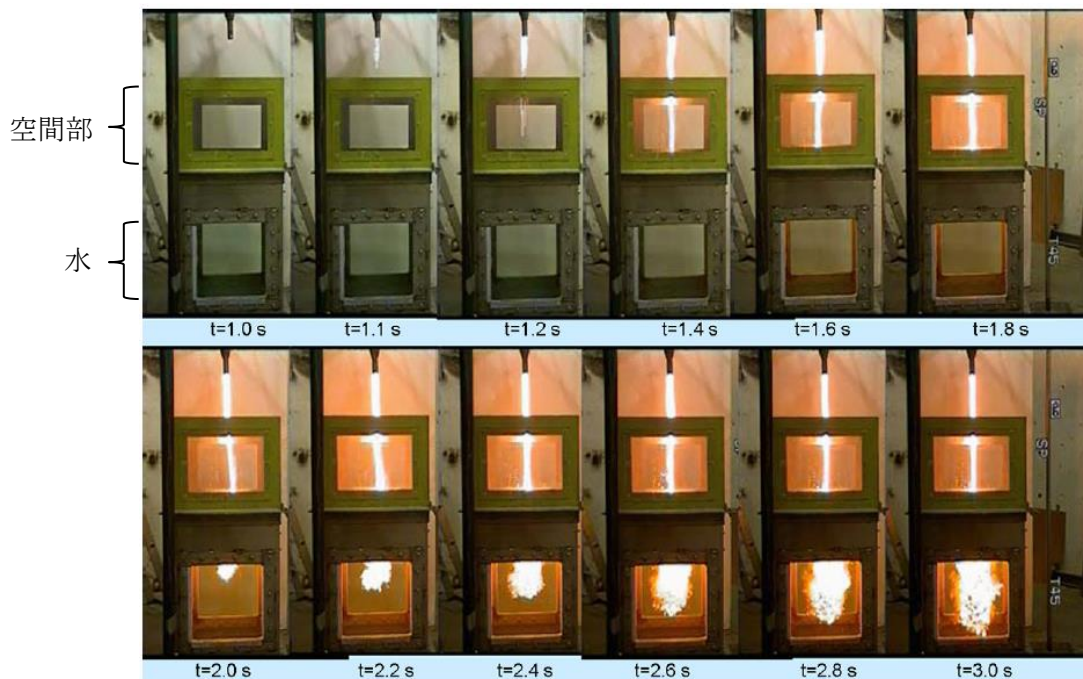


図 2 DEFOR 試験において模擬溶融物を水中に落下させた場合の粒子化の様子^[2]

[1] J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), "Studies on Heat Removal and Bed Leveling of Induction-heated Materials Simulating Fuel Debris," SAND76-9008 (1976).

[2] A. Karbojian, et al., "A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility," Nucl. Eng. Design 239 1653-1659, 2009.)

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 40-4

43. 燃料被覆管に含まれるジルコニウム量の 75%が水と反応すると仮定した場合における水素燃焼評価について

水素燃焼の有効性評価においては、事故時にジルコニウム－水反応で水素が大量に発生することから、水の放射線分解による酸素発生量に着目して評価事故シーケンスを選定し、MAAPによる評価結果（全炉心内のジルコニウム量の約 13%が水と反応）を用いて評価を実施しているが、ここでは同じ評価事故シーケンスで仮に燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応した場合に生じる水素が格納容器内に放出された場合の評価を行った。

ベント実施時（約 51 時間後）におけるドライウェル、サプレッションチェンバの酸素濃度について、有効性評価で示した結果を表 1 に、燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応したと仮定した場合の結果を表 2 に示す。燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応したと仮定した場合、MAAP による評価結果から得られた値に比べて多くの水素が格納容器内の体積を占めることとなり、酸素濃度は小さくなる。

表 1 ベント実施時（約 51 時間後）の酸素濃度
（MAAP 評価結果から得られた水素発生量を用いた場合）

	ウェット条件	ドライ条件
ドライウェル	約 0.5%	約 3.4%
サプレッションチェンバ	約 1.8%	約 3.4%

表 2 ベント実施時（約 51 時間後）の酸素濃度
（燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応したと仮定した場合）

	ウェット条件	ドライ条件
ドライウェル	約 0.5%	約 2.5%
サプレッションチェンバ	約 1.5%	約 2.5%

以上

44. 格納容器内における気体のミキシングについて

BWRの格納容器内の気体のミキシング効果については、電力共同研究^[1]によって確認している。その結果として、格納容器内は格納容器スプレイや温度差による自然対流に伴う攪拌効果がある場合には十分なミキシング効果が短時間に得られることを確認している。

今回の申請における「水素燃焼」のシナリオでは、事象発生後約44時間までは間欠的なスプレイの実施および格納容器内の温度差により、格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。約44時間以降は格納容器内の温度差によってミキシングされるものと考えられる。また、崩壊熱により炉心で発生した蒸気が格納容器内へ放出されることによってもミキシングが促進される。

格納容器スプレイを実施している場合の格納容器内の気体の流動については、本研究にて実験的に確認されている。実験結果を図1に示す。ガスの供給を停止すると、格納容器スプレイにより短期間で十分なミキシング効果が得られることが示されている。

温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果を図2に示す。図2は5℃の温度差がある場合のミキシング効果を示しており、He等の軽密度気体を含んでいても、実験開始から約10分後には十分にミキシングされることを示している。BWRの格納容器内では、原子炉圧力容器が熱源として考えられるため、少なくとも5℃以上の温度差は生じているものと考えられる。このため、BWRの格納容器内において、気体が成層化する等の位置的な濃度の著しい偏りが生じる可能性は低いと考える。

また、シビアアクシデント条件下における格納容器内の気体のミキシング効果については、比較的単純な形状から大規模で複雑な形状の試験装置に至る国内外の試験において検討されている。代表的なものとして、旧（財）原子力発電技術機構による試験で得られた知見^[2]を以下にまとめる。

- ・軽密度気体（試験では水素をヘリウムで模擬）の放出による自然循環のみでも、ミキシングは比較的良好であった。
- ・水蒸気発生を考慮したケースでは、ミキシングは促進された。
- ・上部区画へ軽密度気体を放出して濃度の偏りを生じさせたケースでも、格納容器スプレイを作動させることによりミキシングは達成された。

本試験はPWRプラントを模擬したものであるが、複雑な区画を含む形状においても十分なミキシングが得られることが確認されており、BWRプラントでも同様の効果が期待できると考えられる。

従って、これらの知見を踏まえると、今回の申請における「水素燃焼」のシナリオでは、格納容器スプレイの実施、格納容器内の温度差等によりミキシング効果が得られると考えられる。

- [1] 共同研究報告書、格納容器内ミキシング確認試験に関する研究（S57 年度）
- [2] 重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書，財団法人 原子力発電技術機構（平成 15 年 3 月）

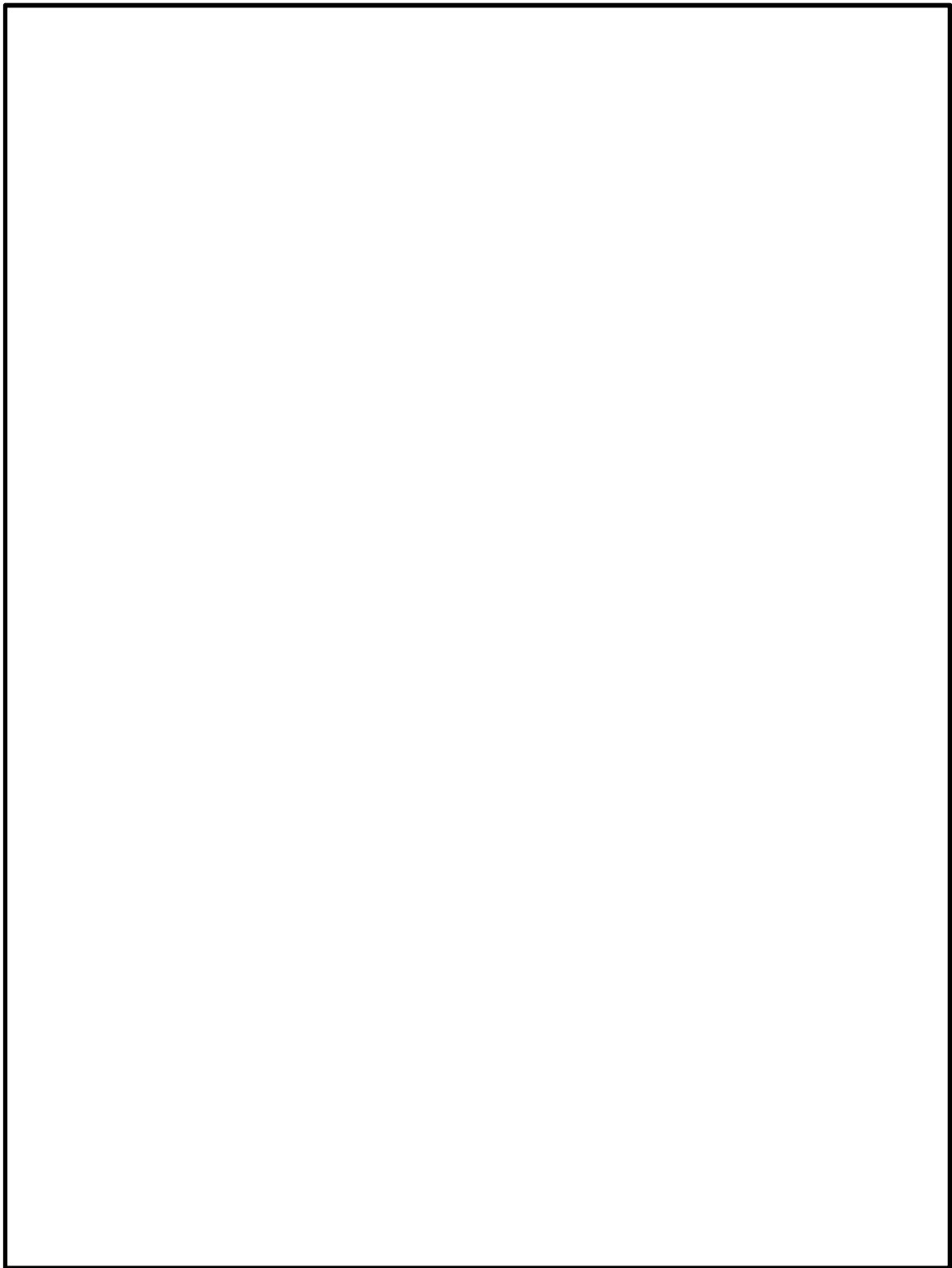


図 1 格納容器スプレイ実施時のガス濃度変化

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

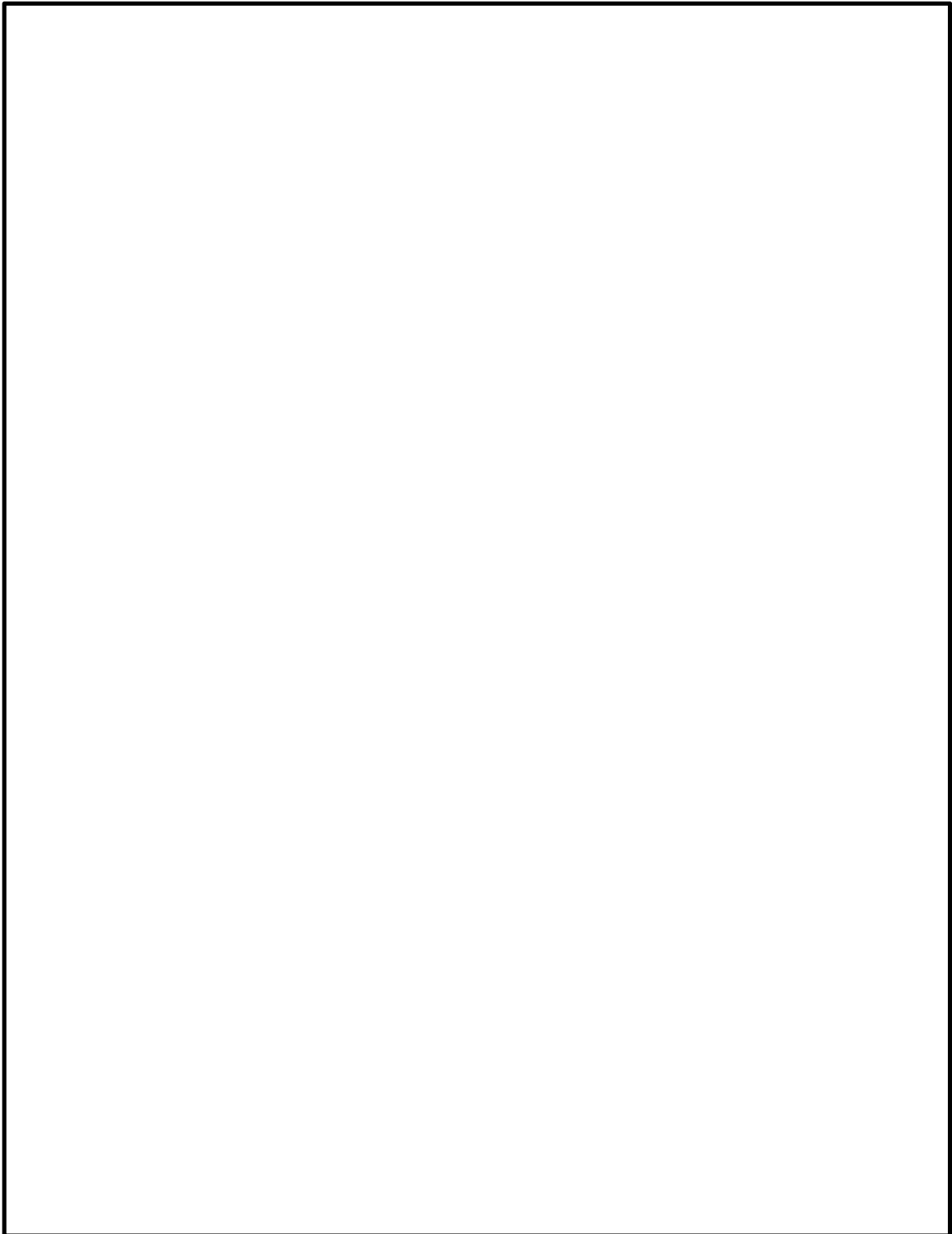


図 2 温度差によるミキシング効果（ガス濃度変化結果）

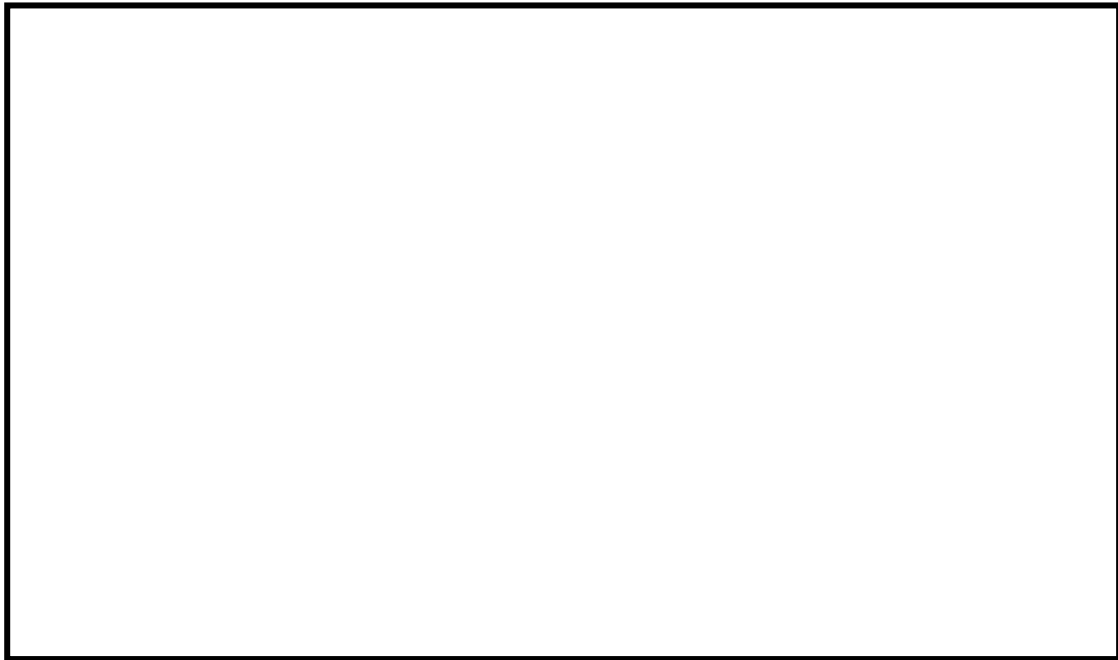
枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 44-4

48. 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線

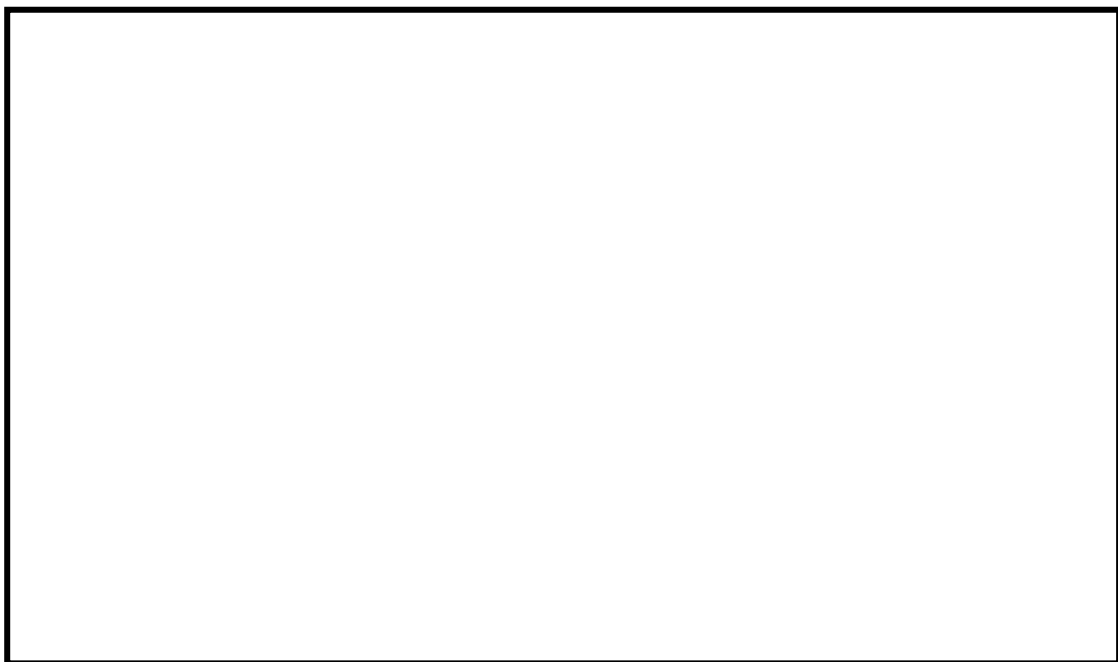
「最長許容炉心露出時間」

手順書に記載している原子炉停止後の経過時間と炉心の健全性が確保される時間（最長許容炉心露出時間）の関係図



「水位不明判断曲線」

手順書に記載しているドライウェル空間部温度と原子炉圧力の関係図



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

49. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について

重要事故シーケンスの選定にあたり、多くの事故シーケンスグループにおいて、過渡事象を起因事象とした事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。

過渡事象は、事象発生後のプラントの応答に応じて、事象分類しており、各事象分類をグループ化することで代表事象の選定を行っている。表 1 に過渡事象・事故による起因事象の同定結果を、表 2 にグループ化の結果をそれぞれ示す。

上記の整理を実施した上で、有効性評価において過渡事象を起因事象とする重要事故シーケンス（TQUV, TQUX, TW, TB 及び TC）について解析を実施する際には、事象進展の厳しさや事故シーケンスグループの特徴等の観点で過渡事象を設定している。

(1) TQUV, TQUX 及び TW：全給水喪失

TQUV 及び TQUX については、注水機能が喪失することから、事象進展の厳しさの観点で、原子炉水位の低下が激しい事象を想定する。

TW については、注水が継続するものの崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器が先行して破損するシーケンスであるが、TQUV 及び TQUX と同様に事象進展が厳しい事象として、全給水喪失を想定する。

全給水喪失は、給水が停止し、原子炉水位まで水位が低下して原子炉スクラム、タービントリップに至ることにより、原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムまでに大きな出力低下がない。また、原子炉水位低（レベル 2）信号による主蒸気隔離弁閉まで原子炉冷却材が原子炉冷却材圧力バウンダリ外へ放出されることとなる。すなわち出力が高く維持された状態で隔離までの時間が遅くなることから、最も厳しい結果を与えられられる。

同様に水位低下事象である外部電源喪失との比較を図 1 及び図 2 に示す。

外部電源喪失は、事象発生直後に全給水喪失が併せて発生する起因事象であるが、起因事象が全給水喪失時の方が、原子炉出力が高いまま維持されており、また原子炉水位の低下が大きくなることがわかる。

また、有効性評価の実施に当たっては、炉心損傷防止対策（注水機能の確保等）を講じるための対応時間を厳しくする観点から、外部電源喪失を重畳させている。

(2) TB：外部電源喪失

TB については、事故シーケンスグループの特徴の観点により、起因事象として送電系統又は所内主発電設備の故障等によって外部電源が喪失することを想定する。

(3) TC：主蒸気隔離弁の誤閉止（隔離事象）

TC については、事象進展が厳しく、炉心損傷防止対策の有効性に影響する反応度が厳しい事象を想定する。

隔離事象のうち、主蒸気隔離弁の誤閉止時は、原子炉圧力が急上昇し、原子炉冷却材中のボイドが減少することにより正の反応度が加わり、中性子束が大きく上昇することから、最も厳しい結果を与えられと考えられる。

また、有効性評価の実施に当たっては、出力上昇を維持させるため、給水を継続させることとすることから、外部電源喪失は考慮しないものとする。

以 上

表 1 過渡事象等の起因事象の分類 (1 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)	EPR1 NP-2230Iによる過渡事象	事象分類
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	RPS誤動作等
		出力運転中の制御棒引き抜き	
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	再循環ポンプ1台トリップ 再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量減少)	起因事象対象外 (原子炉を停止させた場合、 「通常停止」に分類)
		再循環停止ループの誤起動	非隔離事象
		外部電源喪失 補助電源喪失	外部電源喪失
		復水器真空度喪失	隔離事象
	原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	給水加熱喪失	非隔離事象
		再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加)	非隔離事象
		発電機負荷遮断 タービントリップ 圧力制御装置の故障(蒸気流量減少) バイパス弁または主蒸気加熱弁の誤閉鎖 発電機負荷遮断バイパス弁不動作 タービントリップバイパス弁不動作	非隔離事象
		主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖	隔離事象
		主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	非隔離事象
		給水制御系の故障(流量増加、出力運転時) 給水制御系の故障(流量増加、起動・停止時) 圧力制御装置の故障(蒸気流量増加) タービンバイパス弁誤開放	非隔離事象
過渡事象	原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	全給水流量喪失	隔離事象
		給水または復水ポンプ1台トリップ 給水制御系の故障(流量減少、出力運転時) 給水制御系の故障(流量減少、起動・停止時)	全給水喪失 水位低下事象

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 過渡事象等の起因事象の分類 (2 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)	EPR1 NP-22301による過渡事象	事象分類
過渡 事象	-	HPG1/HPG5の誤起動	非隔離事象
		遮し安全弁誤開放／開固着	S/R弁誤開放
		原子炉保護系故障によるスクラム プラント異常によるスクラム 原子炉保護系計装の故障によるスクラム	RPS誤動作等
事故	原子炉冷却材の喪失（事故）	原子炉冷却材喪失	冷却材喪失
	原子炉冷却材喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材流量の喪失	非隔離事象
	反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	原子炉冷却材ポンプの軸固着	非隔離事象
		制御棒落下	起因事象対象外
	環境への放射性物質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施設の破損	起因事象対象外
		主蒸気管破断	起因事象対象外 (主蒸気隔離弁閉成功時は隔離事象、主蒸気隔離弁閉失敗時は格納容器バイパス)
		燃料集合体の落下	起因事象対象外
		原子炉冷却材喪失	冷却材喪失
		制御棒落下	起因事象対象外
		原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	冷却材喪失

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 過渡事象及び事故のグルーピング化

事象分類	事象の特徴（グルーピング化の観点）
非隔離事象	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して給復水系が利用できる。
隔離事象	主蒸気隔離弁（MSIV）などが閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。事象初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生じる。
全給水喪失	タービンからの給水流量が全喪失する事象であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。このため、事象初期には、給復水系が利用できず、他の事象とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では、給復水系が利用できないことから、「水位低下事象」時よりも厳しい事象と考えられる。
水位低下事象	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能である。
RPS 誤動作等	原子炉保護系（RPS）の誤動作が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象など出力の増加が軽微な事象である。事象初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。
外部電源喪失	外部電源が喪失する事象（所内電源が非常用電源以外にない状態）であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事象とはプラント応答が異なる。
SRV 誤開放	原子炉運転中に SRV が誤開放する事象であり、原子炉冷却材（蒸気）の流出を伴う。SRV を通じて S/P に蒸気が放出されるため、主復水器ホットウェルの水位が低下し、主復水器ホットウェルへの復水補給が必要となるが、原子炉水位の低下に対し給水系が利用可能である。なお、誤開放する SRV は発生頻度の観点から 1 弁とする。また、ADS 等の回路の誤動作による複数の SRV の誤開放は、より影響が大きく、頻度も高いと考えられる中 LOCA に含まれる。

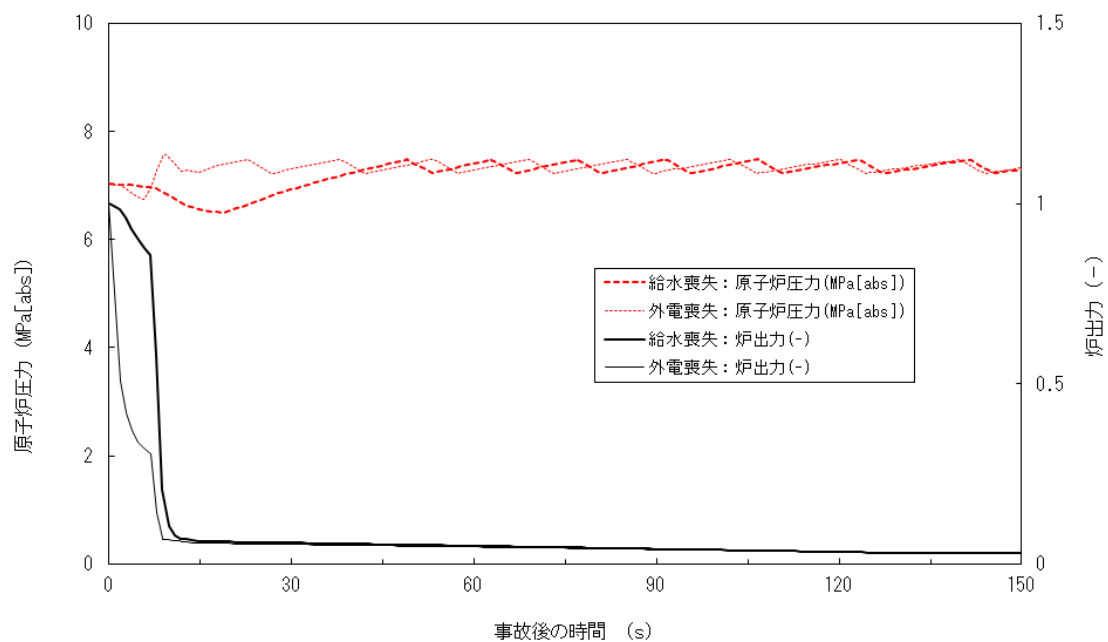


図 1 原子炉圧力と原子炉出力の変化

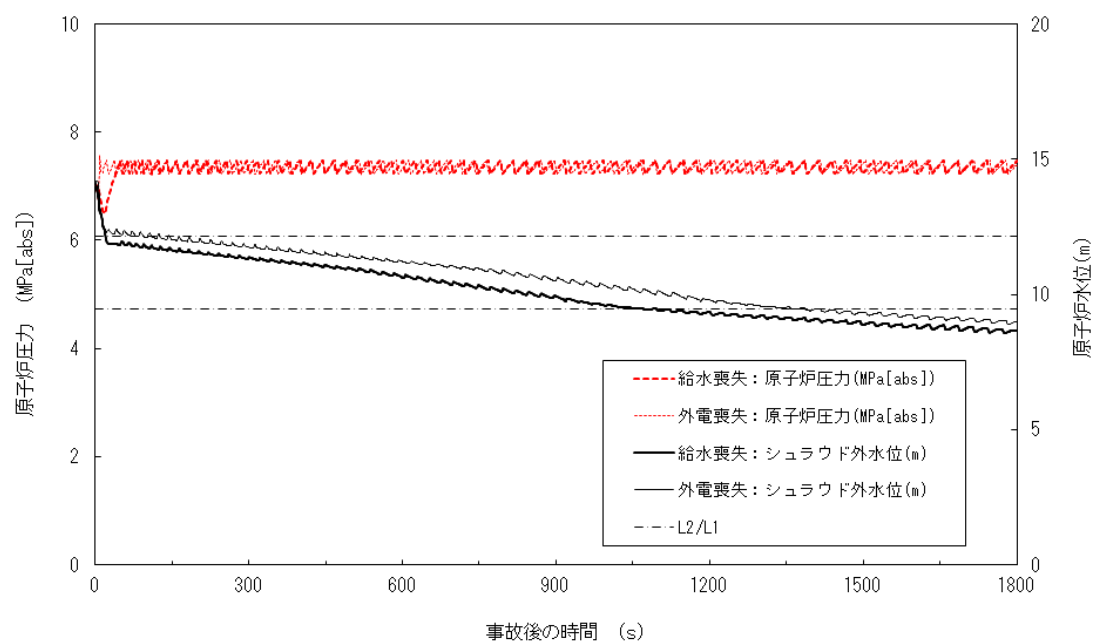


図 2 原子炉圧力と原子炉水位の変化

50. 格納容器スプレイ時の格納容器下部の水位上昇の影響について

1. 格納容器下部の構造について

重大事故等時に格納容器スプレイを実施した場合、図1に示すとおりドライウエル床へ落水したスプレイ水が、格納容器下部開口部から格納容器下部に直接流入（図1 ①）するとともに、ドライウエル床ドレンサンプ（以下、「サンプ」という）へと流入（図1 ②）することで、格納容器下部及びサンプの水位を上昇させる。

ドライウエルとサプレッションチェンバを接続するベント管の下端高さは、ドライウエル床から約 m 上部であるが、格納容器下部開口部はドライウエル床面と同じ高さであることから、ドライウエルから格納容器下部にスプレイ水の流入が継続している間は、サプレッションチェンバ側へスプレイ水が流出していくことはない。その後、ベント管下端高さまで水位が到達した場合、ベント管を経由して、サプレッションチェンバに蓄水することとなる。

2. 格納容器下部水位上昇に伴う影響について

高圧・低圧注水機能喪失の重要事故シーケンスにおける格納容器下部水位の推移を図2に示す。本重要事故シーケンスでは、事象発生約 28 時間後に格納容器スプレイが開始され、事象発生約 40 時間後に停止するが、格納容器下部水位は、ベント管下端位置到達以降、一定となる。なお、格納容器下部に水位が形成されて場合においても、事故対応に影響しない。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 1 格納容器の構造図 (BWR, Mark-I 改良型格納容器)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

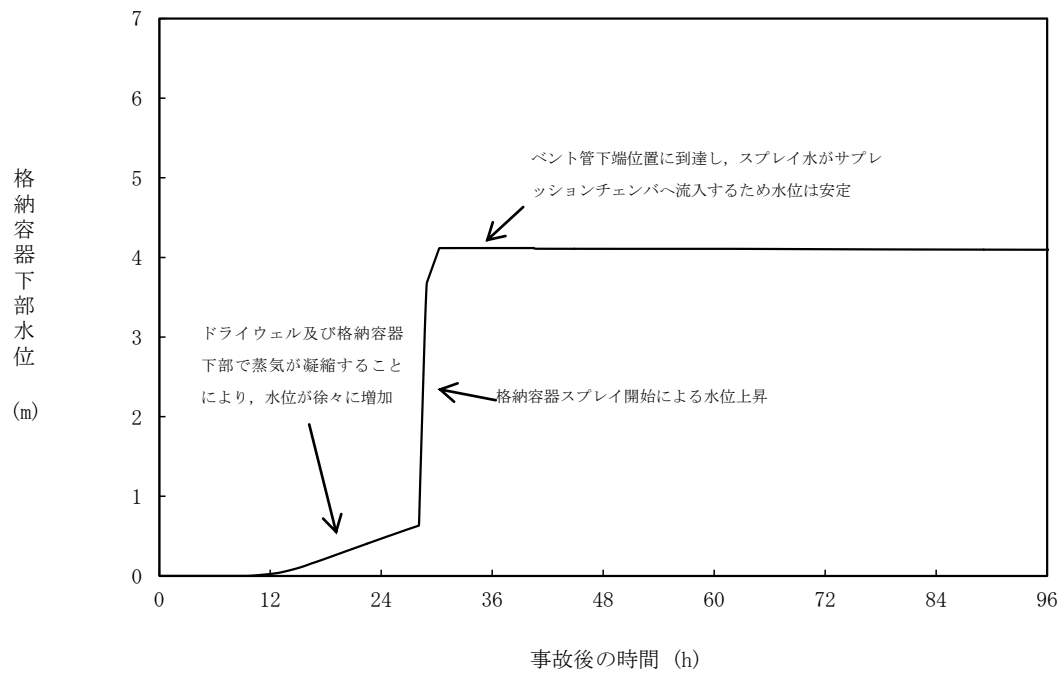


図2 格納容器下部水位の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

51. G 値について

1. これまでの許認可解析に用いた G 値と今回の申請で採用した G 値について

従来、G 値は可燃性ガス濃度制御系性能評価解析で使用しており、以前にはその値として、Regulatory Guide 1.7 (Rev. 2) の記載に基づき、 $G(\text{H}_2)/G(\text{O}_2)=0.5/0.25$ が使用されていた。この値は Regulatory Guide 1.7 の前身である Safety Guide 7 (1971 年 3 月)^[1] に既に記載されている。当時、既に、一般的知見として水の放射線分解の短時間内の 1 次反応に基づく G 値(以下「初期 G 値」という。)は $G(\text{H}_2)=0.43\sim 0.45$ となることが知られており、Regulatory Guide 1.7 (Rev. 2) の G 値はこの初期 G 値を包絡するものとなっている。

しかし、この初期 G 値は水の放射線分解の 1 次反応に基づく値であるため、その後の 2 次反応、つまり水素と酸素の再結合反応を含めた最終的な水素、酸素の発生割合を示す実効的な G 値(以下「実効 G 値」という。)に比べてかなり大きい値となる。

格納容器内の可燃性ガス濃度の評価においても必要となるのは正味の発生割合を表すこの実効 G 値である。これに関して電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和 61 年～62 年度)^[2] (以下「電共研」という。)にて水の放射線分解に関する実験を実施し、可燃性ガス濃度制御系性能評価条件下での実効 G 値として次の結果を得た。

沸騰状態 : $G(\text{H}_2)<0.4$, $G(\text{O}_2)<0.2$

非沸騰状態 : $G(\text{H}_2)<0.25$, $G(\text{O}_2)<0.125$

この結果に基づき、女川原子力発電所 2 号炉等の沸騰水型原子力発電所では、可燃性ガス濃度の評価^[3]において、沸騰状態で $G(\text{H}_2)/G(\text{O}_2)=0.4/0.2$ 、非沸騰状態で $G(\text{H}_2)/G(\text{O}_2)=0.25/0.125$ を採用している。

電共研では、苛酷事故条件を想定した環境下でも実験を実施しており、実効 G 値として次の結果を得ている。

沸騰状態 : $G(\text{H}_2)<0.27$, $G(\text{O}_2)\doteq 0$

非沸騰状態 : $G(\text{H}_2)<0.06$, $G(\text{O}_2)<0.03$

この結果に基づき、今回の申請では、水素燃焼の評価において、非沸騰状態での G 値 ($G(\text{H}_2)/G(\text{O}_2)=0.06/0.03$) を採用している。

2. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」^[2]の概要

(1) 実験装置及び実験方法

電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」では、BWRの実機事故条件を模擬した水の放射線分解実験を実施することにより、種々の事故条件下で生成される可燃性ガスの生成割合(G 値)の検討を行った。

実験に使用した実験装置を図 2-1 及び図 2-2 に示す。非沸騰実験では 15 リットルの硬質ガラス製照射容器を使用。また沸騰実験では 1.8 リットルのステンレス製照射容器を使用している。

実験は照射容器内に純水を所定量注入した後、高純度アルゴン(Ar)ガスで脱気し、水素ガス、酸素ガスポンプを用いて雰囲気条件(気液相の水素、酸素初期濃度)を設定する。その後よう素、鉄、銅等の不純物を所定量添加し、循環ポンプで均一混合させる。沸騰実験の場合、更にマントルヒータにより加熱、沸騰させる。

全ての条件が定常状態に達した後、⁶⁰Co の γ 線源に照射を開始、水の放射線分解で生成される水素、酸素濃度を溶存水素計(DH 計)、溶存酸素計(DO 計)及びガスクロマトグラフで測定する。水の吸収線量は、水を媒体とした標準的な換算係数を用いて評価した。

実機の事故条件を考慮して、実験では LOCA 条件、FCS 性能解析条件、苛酷事故条件 3 種類の事故条件を想定し、各事故条件下で G 値の実測を実施した。

なお、以下で示す図 2-3～図 2-8 は、連続測定である液相中の濃度を除き、サンプリングにより計測された濃度測定値に基づいてフィッティングを行っている。

(2) 実験条件及び実験結果

表 2-1 に実験でのパラメータ設定範囲と実機の想定事故条件との比較を示す。実機の想定事故条件は実機の事故時の環境条件及び照射設備を考慮して設定した。

実験結果を表 2-2、図 2-3～図 2-8 に示す。

実験結果は、 γ 線の吸収線量に対する液相中及び気相中の水素及び酸素濃度(絶対量)で整理している。また、 γ 線の吸収線量とこれによる分子量の増加量から実効 G 値を求めている。

なお、G 値とは 100eV の放射線エネルギー吸収により発生する分子数であるが、水の放射線分解で生成する水素及び酸素は、水中で起こる化学反応により分子数が変化するため、ここでは、化学反応による変化(よう素等の不純物の影響)を考えに入れた値を実効 G 値として評価している。

(a) LOCA ベースの結果：図 2-3, 2-4

非沸騰条件の場合には、液相中及び気相中の水素及び酸素濃度にほとんど変化がないことから、実効 G 値は 0 と見なしうる。

沸騰条件の場合には、水素濃度の実効 G 値は、照射開始初期は約 0.4 分子/100eV と高いが、その後安定し 0.2 分子/100eV 程度になる。また、酸素濃度の場合には 0 と見なしうる。

沸騰実験で得られた実効 G 値は、非沸騰実験に比べガスの気相への移行速度が大きくなるため全般に大きくなる。

(b) FCS 性能解析ベースの結果：図 2-5, 2-6

非沸騰条件の場合には、得られた実効 G 値として水素は 0.14 分子/100eV、酸素は 0.06 分子/100eV である。

沸騰条件の場合には、照射開始初期の水素は 0.43 分子/100eV だが、その後安定し 0.36 分子/100eV 程度になる。また、酸素は 0.14 分子/100eV である。

FCS 性能解析では、沸騰条件の水素の G 値として実験結果の 0.36 分子/100eV に余裕を見て 0.4 分子/100eV の一定値を用いている。

(c) 苛酷事故ベースの結果：図 2-7, 2-8

非沸騰条件の場合には、初期水素濃度が高いことによる抑制効果(再結合効果)によって、得られた実効 G 値として水素は 0.06 分子/100eV、酸素は 0.03 分子/100eV となり、FCS 性能解析ベースの約半分である。

沸騰条件の場合には、非沸騰条件の場合と同様、水素による抑制効果により実効 G 値は低減され、水素は 0.27 分子/100eV、酸素はほぼ 0 になる。

(3) 実験から得られた知見

以上の実験結果及び他のパラメータ実験結果からの知見を以下に示す。

(a) よう素放出の無い LOCA 条件下、非沸騰状態での実効 G 値は水素、酸素のいずれも 0 と見なしうる。LOCA 条件下での実効 G 値は以下の値となる。

沸騰状態 : $G(\text{H}_2) < 0.2$, $G(\text{O}_2) < 0.1$

(b) 多量のよう素放出と小さな金属－水反応を仮定した FCS 性能解析条件下での実効 G 値は以下の値となる。

沸騰状態 : $G(\text{H}_2) < 0.4$, $G(\text{O}_2) < 0.2$

非沸騰状態 : $G(\text{H}_2) < 0.25$, $G(\text{O}_2) < 0.125$

(c) 多量のよう素放出と大きな金属－水反応を仮定した苛酷事故条件下での実効 G 値は以下の値となる。上記(b)項の FCS 性能解析条件下での値より小さくなる理由は、金属－水反応によって格納容器中に水素が多く存在す

るため、水素と酸素の再結合反応が促進されたことによるものと考えられる。

沸騰状態 : $G(\text{H}_2) < 0.27$, $G(\text{O}_2) \doteq 0$

非沸騰状態 : $G(\text{H}_2) < 0.06$, $G(\text{O}_2) < 0.03$

- (d) (a)～(c)項より、実効 G 値はよう素放出量が高くなると増加し、金属－水反応割合(水素放出量)が大きくなると減少する。
- (e) 初期酸素濃度の実効 G 値に及ぼす影響は小さい。ただし、酸素濃度が高くなると若干増加する傾向がある。
- (f) よう素以外の不純物(Fe^{2+} , Cu^{2+} 等)の実効 G 値に及ぼす影響は小さく、よう素を多量に含む場合は無視しうる。また、よう素を含まない場合には、実効 G 値を幾分増加させるが、 Fe^{2+} については酸素を減少させる傾向がある。

表 2-1 実験条件のパラメータ範囲と実機の想定事故条件との比較

条件 パラメータ	実験条件	想定事故条件		
		LOCA	FCS 性能解析	苛酷事故
初期水素濃度 (金属－水反応)				
初期酸素濃度				
初期よう素濃度 (炉心からの 放出割合)				
不純物				
温度				
pH				

表 2-2 実験結果

事故条件		パラメータ					実測値(実効G 値) [分子/100eV]	
		金属－水 反応割合	初期酸素 濃度	よう素 放出割合	不純物 添加	温度	G(H ₂)	G(O ₂)
LOCA 条件	非沸騰							
	沸騰							
FCS性能 解析条件	非沸騰							
	沸騰							
苛酷事故 条件	非沸騰							
	沸騰							

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

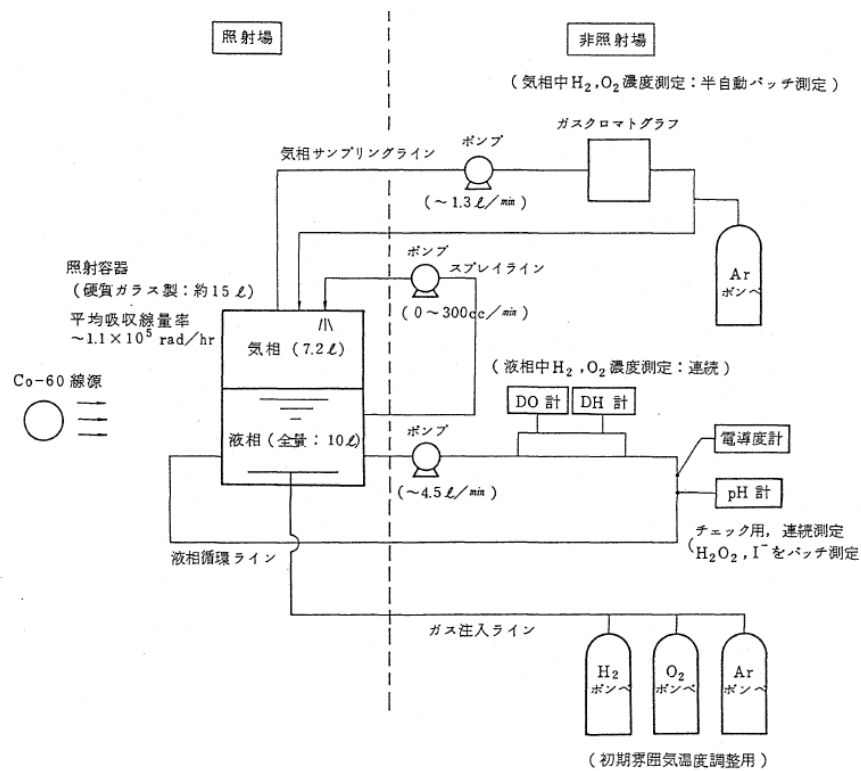


図 2-1 非沸騰実験装置の概要



図 2-2 沸騰実験装置の概要

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

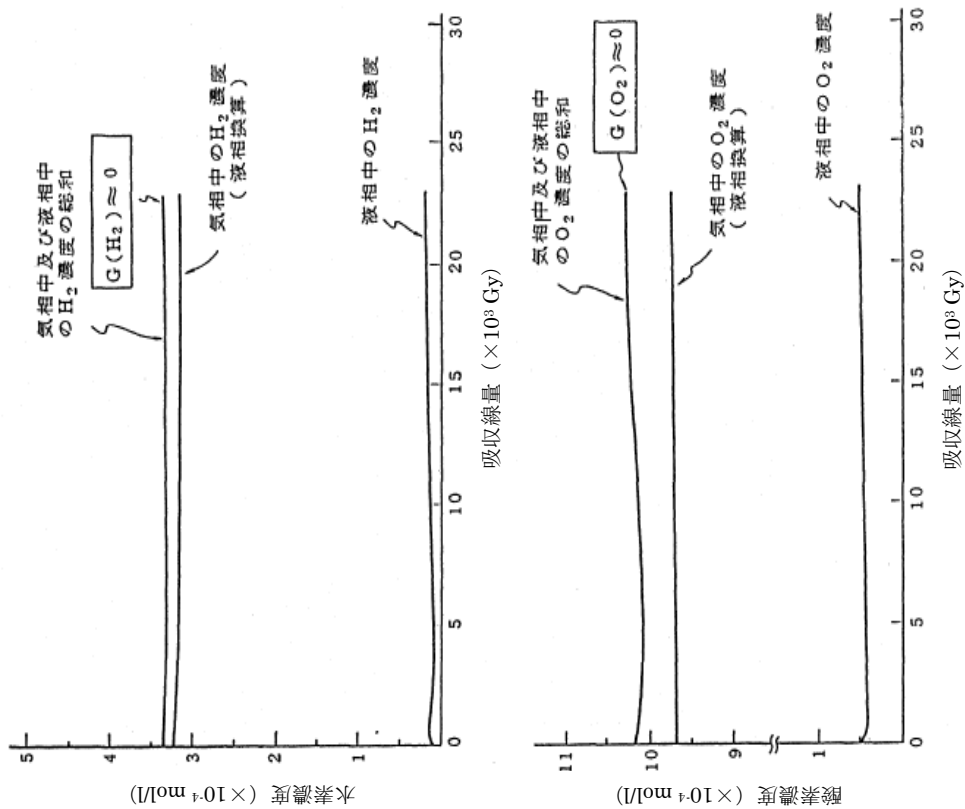


図 2-3 気相部と液相部における水素及び酸素濃度
(LOCA ベース：非沸騰状態)

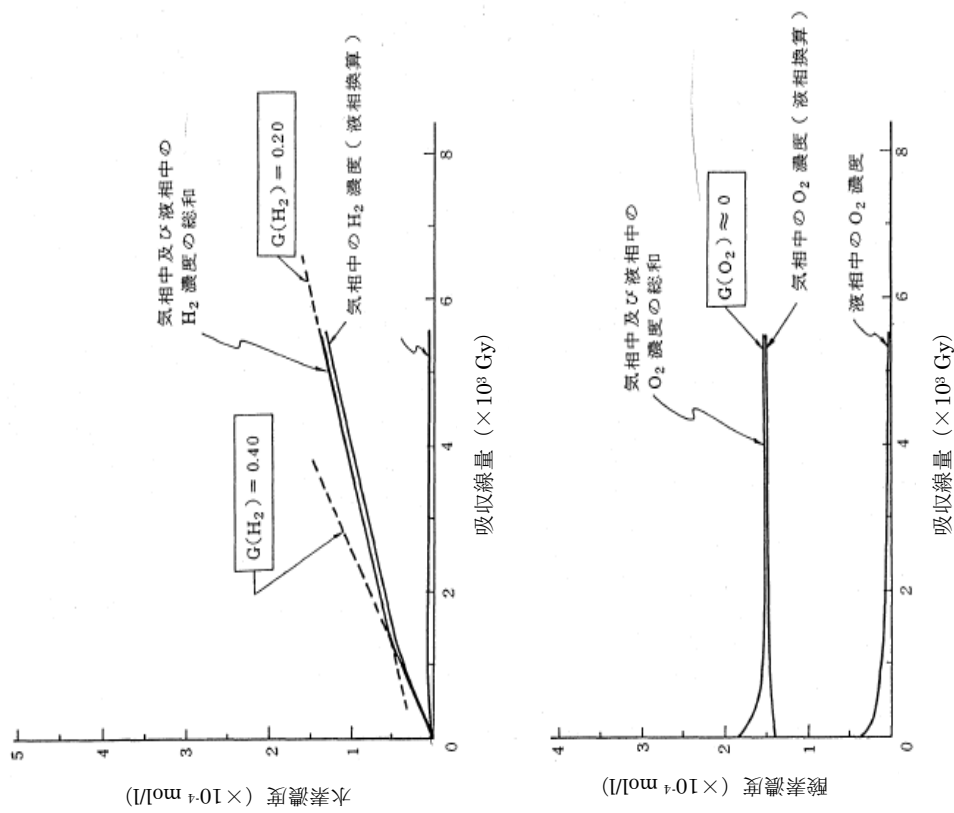


図 2-4 気相部と液相部における水素及び酸素濃度
(LOCA ベース：沸騰状態)

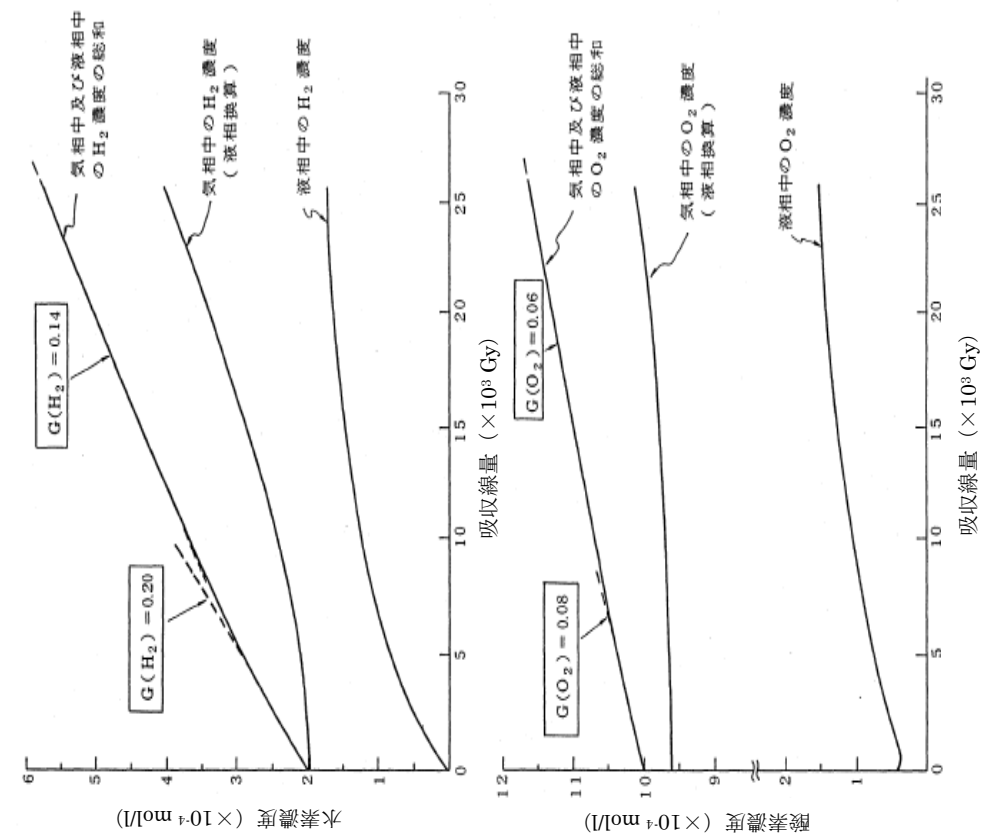


図 2-5 気相部と液相部における水素及び酸素濃度
(FCS 性能解析ベース：非沸騰状態)

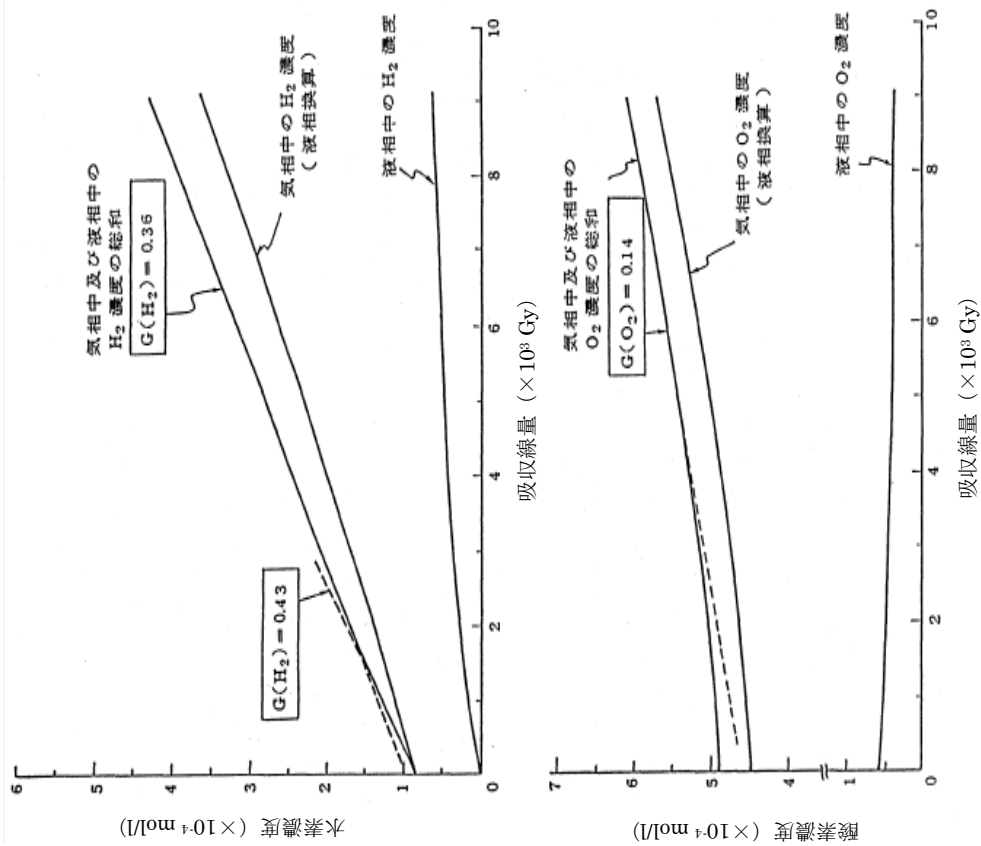


図 2-6 気相部と液相部における水素及び酸素濃度
(FCS 性能解析ベース：沸騰状態)



図 2-7 気相部と液相部における水素及び酸素濃度
(苛酷事故ベース：非沸騰状態)

図 2-8 気相部と液相部における水素及び酸素濃度
(苛酷事故ベース：沸騰状態)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」^[2]の妥当性に関する補足
電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(以下、「電共研」という。)では、研究を進める上での手法の妥当性を確認するため、実験結果に関する過去の知見^[4, 5]との比較を行っている。また、この電共研の結果から得られたG値は、可燃性ガス濃度制御系の性能確認に使用されている^[3]。以下、電共研の概要について示す。

(1) 実験方法について

電共研では、純水に対する照射を行い、照射量と水素及び過酸化水素濃度について、確認している。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)においても純水に対する照射の実験が行われており、照射量と水素濃度の関係が報告されている^[4]。これらの結果は、照射量に対する水素の生成割合が照射開始から徐々に低下する点で同等の傾向を示している。純水に対する照射試験について、電共研及びORNLにおける実験の概要を図3-1及び図3-2に、実験の結果を図3-3及び図3-4に示す。

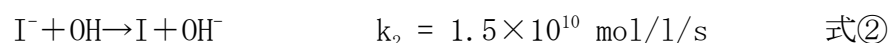
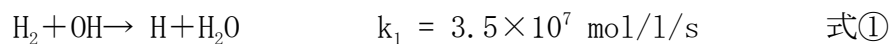
電共研では、上記の純水に対する照射を行った試験装置を用い、よう素や水素濃度を上昇させた条件での実験を行っている。このことから、照射及びこれに伴って生じる水素及び酸素の濃度を測定する点で、電共研での実験方法は妥当なものとする。

(2) 添加物の影響とG値の増減

添加された場合、G値に影響を及ぼすよう素と水素について、添加量とG値の変化の傾向について確認するとともに、過去の知見^[5]と電共研の実験結果の傾向が同様であることを確認している。

○よう素を添加した場合

水中へのよう素の添加がG値を上昇させる側に作用することについては、従来から知られていたものの^[5]、電共研では、実験系内による素を添加した場合についての、添加量とG値の関係を確認している。傾向として、よう素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG値は上昇する傾向を示している。また、この増加の要因は、式①の再結合反応が、式②のよう素がOHラジカルを還元する反応によって阻害されることによるものと考えられている。これは、式②の反応速度定数 k_2 と式①の反応速度定数 k_1 に大きな差があることから推定できる。



○よう素及び水素を添加した場合

電共研では、実験系内に水素を添加した場合についての、添加量と G 値の関係を確認している。傾向として、水素の添加量が増加すると水素及び酸素共に G 値は低下する傾向を示している。水素の G 値の傾向については、米国原子力規制委員会 (NRC) によって反応モデルの作成及び評価が実施されており、よう素が添加されていても水素の添加量が増加すると G 値は低下すると報告されている^[5]。また、この低下の要因は、水素濃度の増加によって式①の再結合反応が促進されることで、水素及び酸素の発生割合が低下することによるものと考えられる。NRC における評価の結果を図 3-5 に、電共研における実験の結果を図 3-6 に示す。

4. 参考文献

- [1] Regulatory Guide 1.7 (Rev. 2 Nov. 1978) Control of Combustible Gas Concentrations In Containment Following A Loss-of-Coolant Accident.
- [2] 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和 63 年 3 月)
- [3] 「沸騰水型原子力発電所 可燃性ガス濃度制御系について」(株式会社東芝, TLR0002A 改訂 3, 平成 10 年 2 月)
- [4] Zittel, H. E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412 Part VIII (1970).
- [5] Przewski, K. I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’s”, U.S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug. (1984).

容積	カプセル液相	100cm ³
	タンク気相	350cm ³
	タンク液相	250cm ³
循環流量		15cm ³ /min
初期温度 (実験パラメータ)		15℃, 95℃

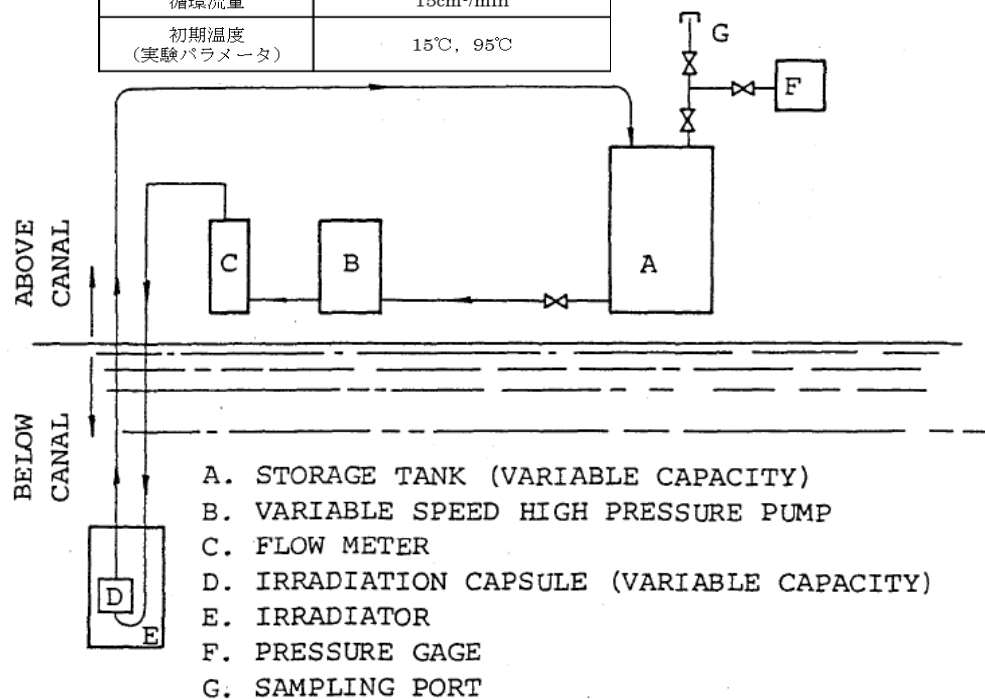


図 3-1 ORNL による照射実験のループ



図 3-2 電共研による純水照射の手順と実験で用いた容器の略図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

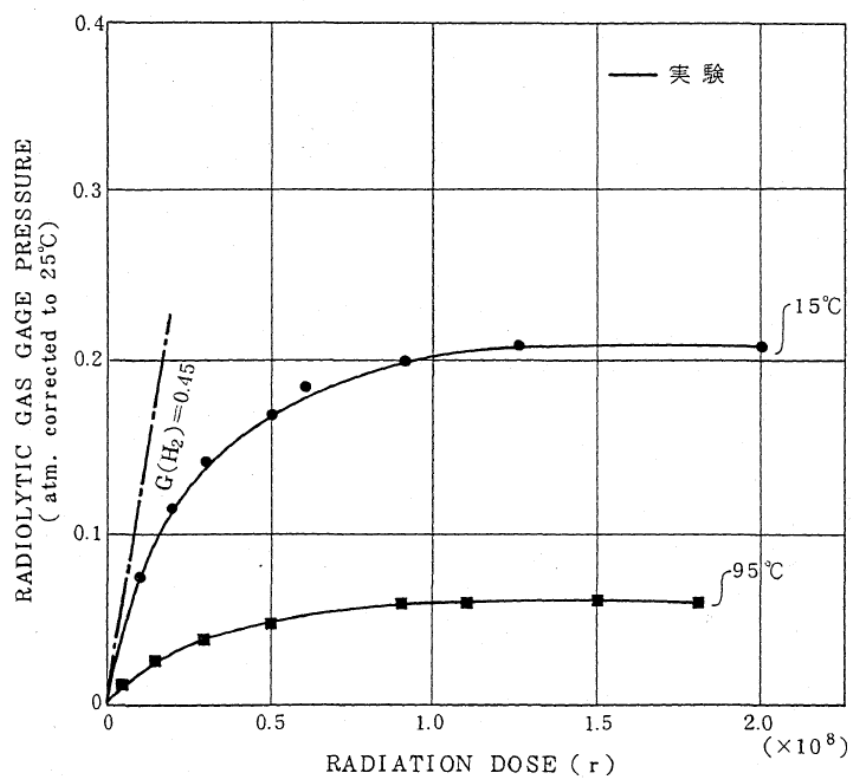


図 3-3 ORNL による実験結果(純水に対する照射)

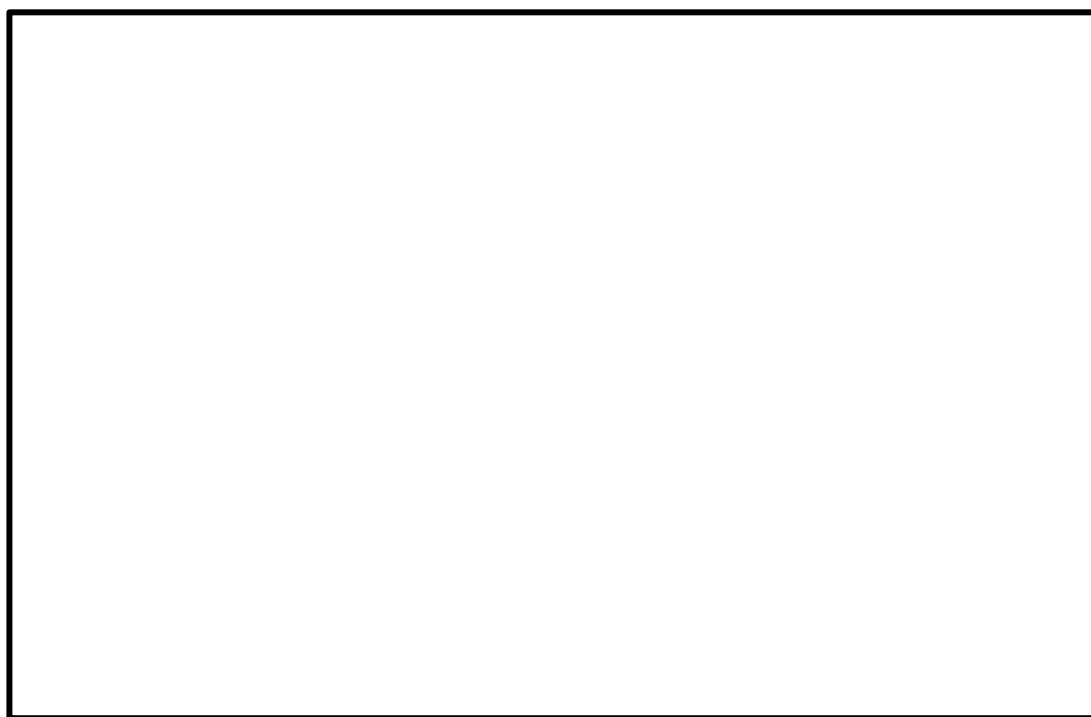
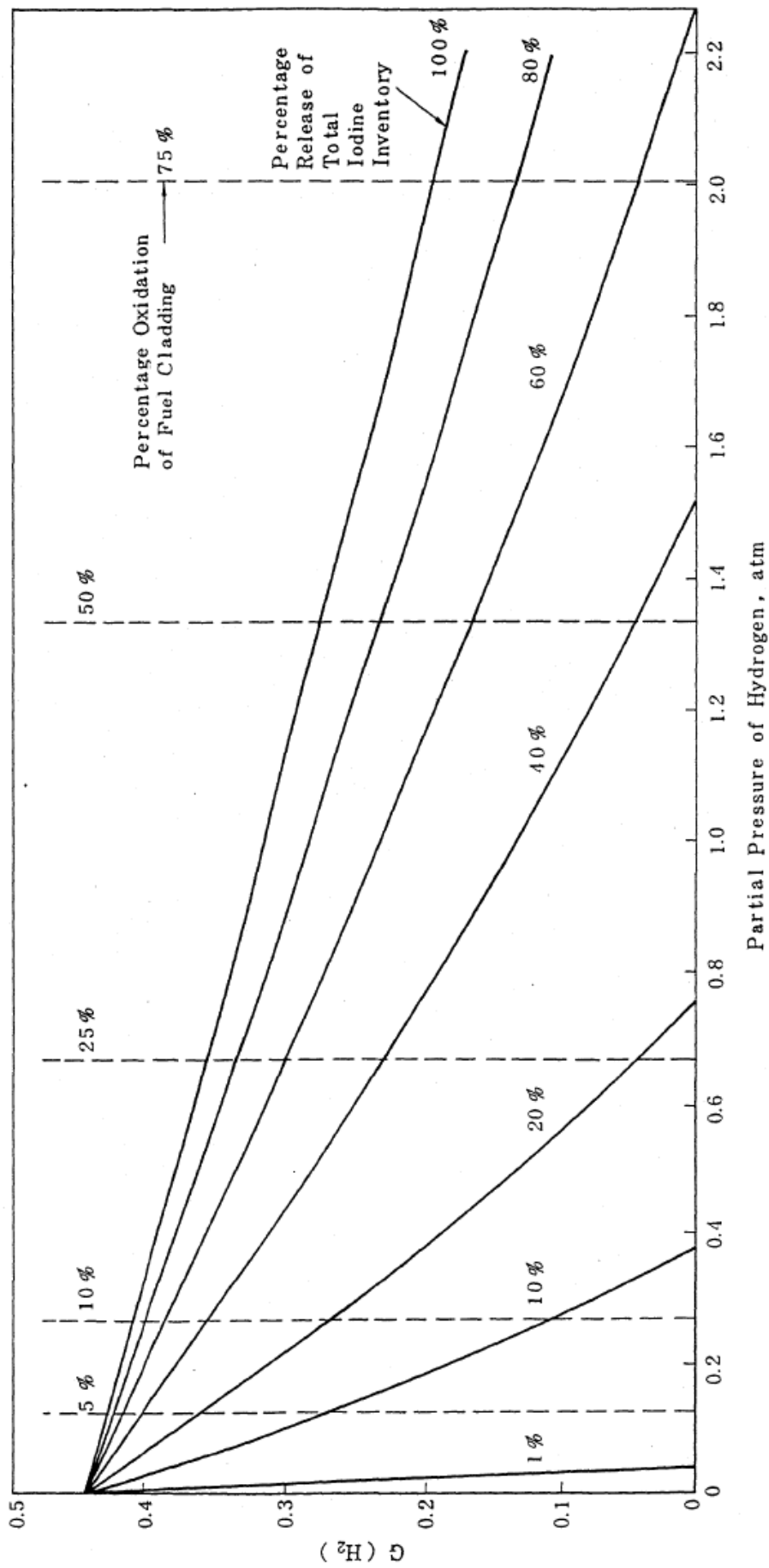


図 3-4 電共研による実験結果(純水に対する照射)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



G(H₂) values in BWR with Mark I containment
 図 3-5 NRC による評価結果(よう素及び水素の濃度と G(H₂) の変化)

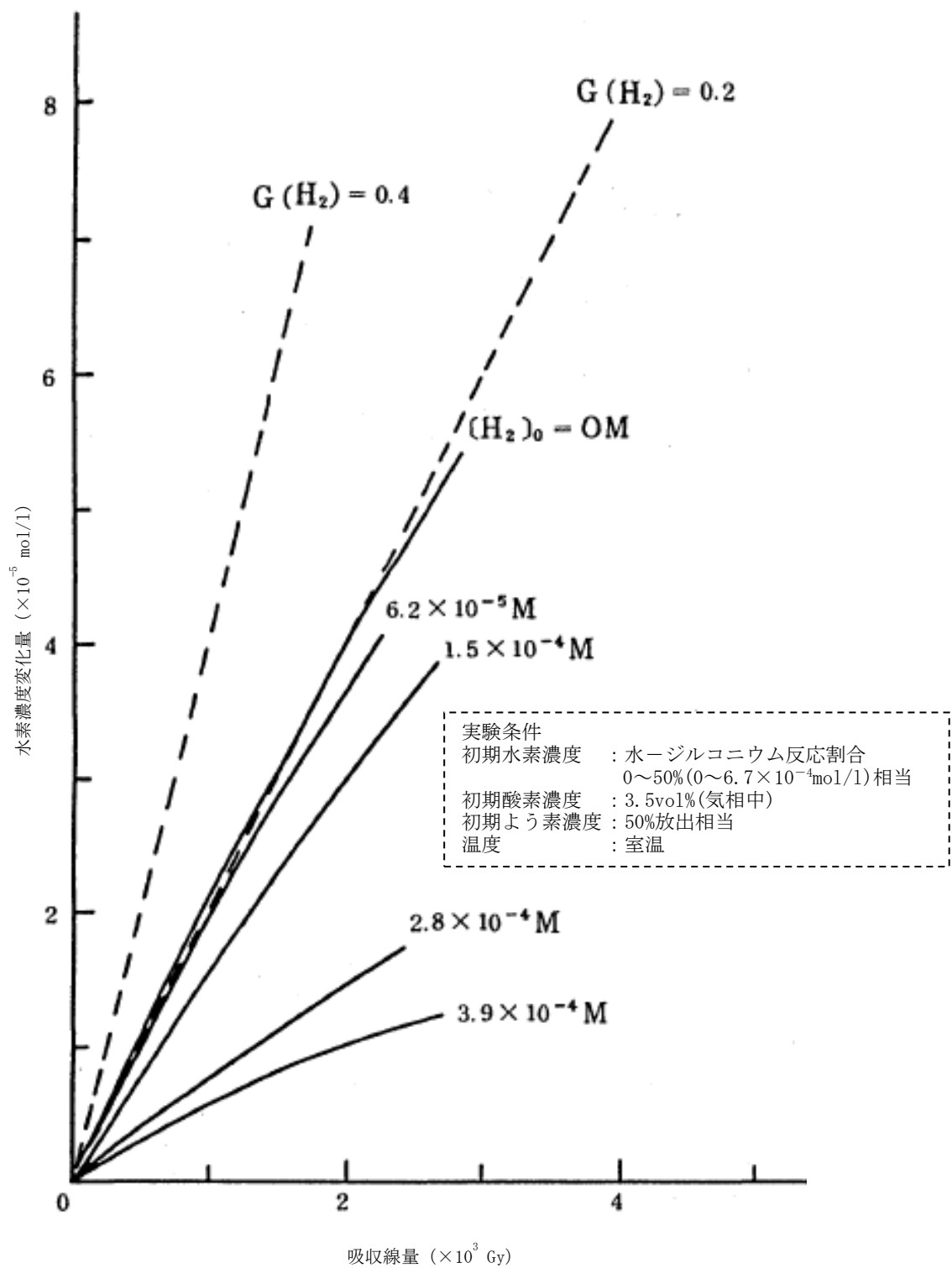


図3-6 電共研による実験結果
(溶存水素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合))

52. 水素の燃焼条件

水素の燃焼又は爆轟が生じる条件については、図1のような水素、空気、水蒸気の3元図が知られている^[1,2]。図1は、水素の燃焼又は爆轟が生じる可能性がある水素、空気、水蒸気の濃度の比率を図中に可燃領域又は爆轟領域として示している。

格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シーケンスでは、水素濃度は、ジルコニウム-水反応に伴う大量発生によって、13vol%を超えるものの、酸素濃度は、格納容器ベント実施前までの最大値は事象初期の4.0%（ウェット条件）である。一般に空気中の酸素の割合が21%であることから、酸素濃度4.0%に対応する空気の濃度を考えると約20%となる。これは図で示された可燃領域又は爆轟領域と重ならない。

[1] Camp, A. L. et al, “Light Water Reactor Hydrogen Manual”, NUREG/CR-2726(1983)

[2] “Status Report on Hydrogen Management and Related Computer Codes”, NEA/CSNI/R (2014)8, <http://www.oecd-nea.org/nsd/docs/2014/csni-r2014-8.pdf>

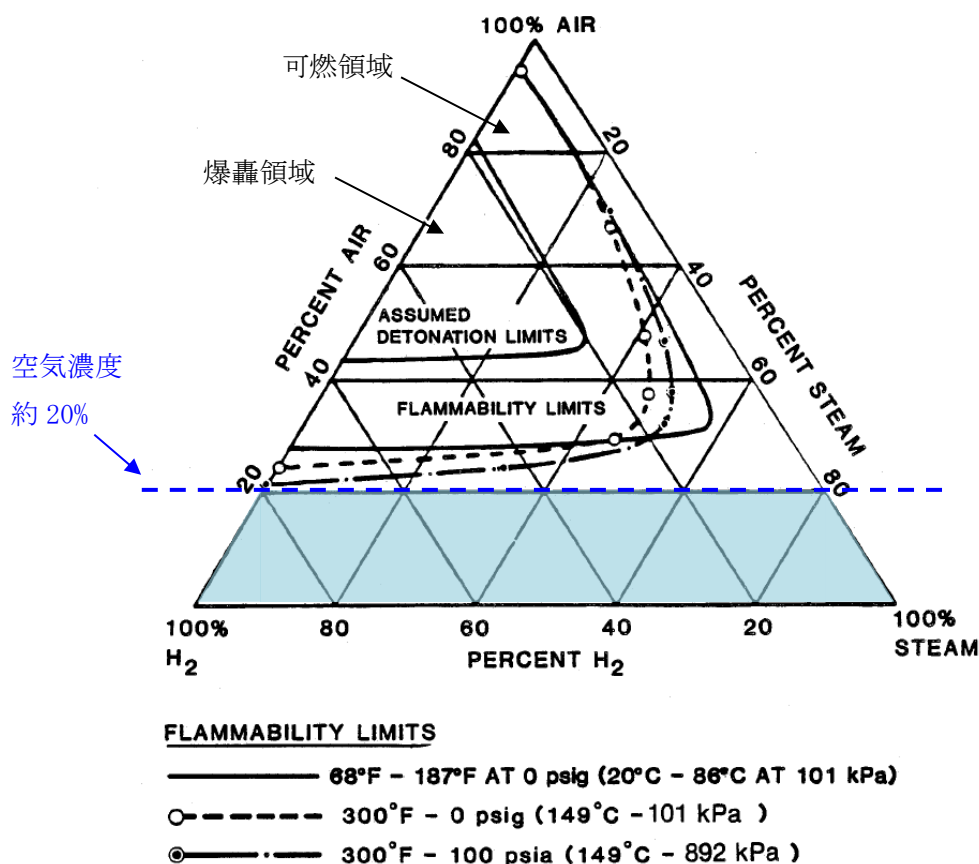


図1 水素、空気、水蒸気混合条件下における可燃限界と爆轟限界^[1]

53. 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

1. 内部事象レベル 1PRA

1. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 主要なカットセットの抽出

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・炉心損傷頻度が $1.0E-7$ (／炉年) 以上のカットセット
- ・事故シーケンスの中で上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 1-1 表～第 1-7 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表～第 1-7 表に示した通り、一部に「大破断 LOCA+低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止することが可能となることを確認した。

一方、PRA では様々な故障モードや人的過誤を考慮しており、そのシーケンス上の違いを考慮するが、類似するものはまとめられて 1 つの事故シーケンスとして扱っている。そのため、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在しうる。

事故シーケンスに含まれる機器の故障モードを分析した結果、事故シーケンスグループのうち、「LOCA 時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。ただし、このようなカットセットは発生頻度が低く、リスクへの寄与が小さいことを確認した。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスグループそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度(CDF)に対しては小さな割合となる場合もある。このため、今回確認したカットセットの CDF の合計が事故シーケンスグループの CDF に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約 5～95%の幅が生じた。また、全 CDF から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約 99.9%を占めており、今回、「崩壊熱除去機能喪失」については CDF の約 89%のカットセットを確認したことから、全 CDF に対しても約 89%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスグループであることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考ええる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタベント系を設置し、その機能を多様化している。格納容器フィルタベント系は残留熱除去系等に対して独立な系統であり、共通原因故障による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては CDF の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものと考ええる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「LOCA 時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(手動減圧操作失敗)と計測制御系の故障(計器や自動信号故障)の重畳が抽出されている。全 CDF から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されている他の計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるように訓練等による対応能力の向上に努めていく。

上記のとおり、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴う様なカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立な系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全 CDF の約 99%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器フ

イルタベント系が設けられていることから，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧・低圧注水機能喪失）

事故 シーケンス	CDF (/10年)	主要なカットセット	CDF (/10年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	1. 5E-11	S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	2. 9E-13	1. 9%	・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系（常設）	○
		非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ + RCIC手動操作失敗 + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	2. 8E-13	1. 8%		○
		S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 2E-13	1. 4%		○
過渡事象 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	5. 4E-12	非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	1. 3E-13	2. 4%	・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系（常設）	○
		非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9. 9E-14	1. 8%		○
		非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	8. 4E-14	1. 5%		○
手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4. 6E-13	通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 + HPCS計画外停止+125V直流分電盤(2A-1)電源喪失	2. 5E-14	5. 3%	・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 + HPCS計画外停止+直流母線(2A)機能喪失	9. 8E-15	2. 1%		○
		通常停止 + HPCS計画外停止+RCICポンプ起動失敗 + 復水補給操作失敗+RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9. 7E-15	2. 1%		○
手動停止 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	2. 1E-13	通常停止+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 8E-14	8. 4%	・ 低圧代替注水系（常設） ・ 原子炉補機代替冷却水系	○
		通常停止+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 2E-14	5. 9%		○
		通常停止+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+復水補給操作失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	5. 8E-15	2. 7%		○
サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	7. 7E-12	直流A母線喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	7. 0E-13	9. 2%	・ 高圧代替注水系 ・ 大容量送水ポンプ（タイプⅠ） ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		直流A母線喪失 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	2. 9E-13	3. 8%		○
		直流A母線喪失 + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 + HPCSポンプ室空調機能喪失	2. 2E-13	2. 9%		○
サポート系喪失 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	3. 1E-13	補機冷却系A系喪失+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	4. 9E-15	1. 6%	・ 低圧代替注水系（常設） ・ 原子炉補機代替冷却水系	○
		直流B母線喪失+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3. 6E-15	1. 1%		○
		直流B母線喪失+SR弁再閉鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3. 6E-15	1. 1%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については CDF の約 8%のカットセットを確認した。なお、「高圧・低圧注水機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 「過渡事象＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」、「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、高圧 ECCS と低圧 ECCS に関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障、補機冷却系である RCW ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「手動停止＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」、「手動停止＋SRV 再閉失敗＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、HPCS に関連する人的過誤や区分Ⅰ直流電源、区分Ⅱ交流電源に関する機器の故障、補機冷却系である RCW/RSW ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「サポート系喪失＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、起因事象により片区分の緩和設備が期待できなくなり、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、HPCS に関連する人的過誤や期待できる区分の電源に関する機器が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、HPCS に関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障の他に、期待できる区分の交流電源に関する機器故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 上記カットセットに対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。ただし、一部のカットセットでは格納容器除熱機能も併せて喪失しているものがあり、補機冷却系が機能喪失した場合は原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系が、RHR が機能喪失した場合は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が必要となる。

第 1-2 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧注水・減圧機能喪失）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1. 8E-07	非隔離事象 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	1. 4E-08	7. 6%	・ 代替自動 減圧機能	○
		非隔離事象 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	8. 6E-09	4. 8%		○
		非隔離事象 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5. 5E-09	3. 1%		○
手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	8. 5E-09	通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止 + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	2. 3E-10	2. 7%		○
		通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止 + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	1. 5E-10	1. 7%		○
		通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	8. 8E-11	1. 0%		○
サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1. 7E-09	補機冷却系B系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5. 7E-11	3. 4%		○
		タービンサポート系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5. 7E-11	3. 4%		○
		補機冷却系B系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	3. 6E-11	2. 2%		○
		タービンサポート系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	3. 6E-11	2. 2%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-2 表より，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については CDF の約 5% のカットセットを確認した。なお，「高圧注水・減圧機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が約 0. 3% であり，全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスについては，高圧注水・減圧機能が喪失する要因として，ポンプ故障や人的過誤，原子炉手動減圧失敗などが主要なカットセットとして挙げられている。
 いずれの主要な事故シーケンスからも手動減圧失敗の人的過誤が抽出されている。このカットセットに対して，代替自動減圧機能による低圧状態への移行により，注水による炉心冷却を確保できる。
- 注水による炉心冷却の確保に成功した後は，原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。
- 全 CDF から見た場合，炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考える。カットセットとして抽出されているヒューマンエラーについては，訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-3 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス		CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
長期TB	全交流動力 電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗	6. 1E-11	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	9. 8E-12	16. 0%	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替交流電源設備	○
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6. 7E-12	10. 9%		○
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6. 7E-12	10. 9%		○
TBP	全交流動力 電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗	9. 3E-13	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1. 4E-13	14. 7%	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・常設代替交流電源設備	○
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G起動失敗	9. 2E-14	10. 0%		○
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	9. 2E-14	10. 0%		○
TBU	全交流動力 電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧ECCS失敗	1. 3E-12	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	7. 4E-14	5. 5%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・常設代替交流電源設備	○
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	5. 0E-14	3. 7%		○
			外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機起動失敗 +RCICポンプ起動失敗	5. 0E-14	3. 7%		○
TBD	全交流動力 電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 直流電源喪失 + HPCS失敗	4. 5E-12	外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1. 6E-12	34. 6%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替直流電源設備 ・常設代替交流電源設備	○
			外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗	1. 1E-12	23. 5%		○
			外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +保守作業によるHPCS-D/G待機除外	5. 9E-13	13. 1%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-3 表より，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については，CDF の約 39%のカットセットを確認した。なお，「全交流動力電源喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0. 1%未満であり，全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち，「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗」（長期 TB）については，全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が，HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障が主要なカットセットとして挙がっている。炉心損傷防止対策としては，所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給の他，高圧代替注水系による注水，常設代替交流電源設備により電源復旧したうえでの低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち，「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗」（TBP）については，全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が，

HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障が主要なカットセットとして挙げられている。SR 弁再閉鎖失敗のため、長時間の RCIC や高圧代替注水系による注水には期待できない。このため、RCIC や高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系(常設)による注水に期待でき、炉心損傷防止が可能である。

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧 ECCS 失敗」(TBU)では、全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が、高圧 ECCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障や RCIC ポンプ起動失敗が主要なカットセットとして挙げられている。このカットセットに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による交流電源復旧後の低圧代替注水系(常設)による注水が炉心損傷防止対策として有効である。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失+HPCS 失敗」(TBD)では、外部電源喪失後、直流電源喪失の要因として蓄電池の共通原因故障が、HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G の機能喪失が主要なカットセットとして挙げられている。可搬型代替直流電源設備の蓄電池による直流電源供給が炉心損傷防止対策として有効である。

第1-4表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故 シーケンス	CDF (/年)	主要なカットセット	CDF (/年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
過渡事象 + 除熱失敗	5.1E-05	非隔離事象 + RHR手動操作失敗	2.8E-05	56.0%		○
		RPS誤動作等 + RHR手動操作失敗	9.2E-06	18.1%		○
		隔離事象 + RHR手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
		水位低下事象 + RHR手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
過渡事象 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗	1.4E-07	非隔離事象 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR手動操作失敗	7.7E-08	56.2%	・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		RPS誤動作等 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR手動操作失敗	2.5E-08	18.2%		○
		隔離事象 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
		水位低下事象 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
手動停止 + 除熱失敗	2.7E-06	通常停止 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9.1E-07	34.2%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	6.4E-07	24.0%		○
		通常停止 + RHR手動操作失敗 + RSWポンプ起動失敗	1.6E-07	5.9%	・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
手動停止 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗	7.2E-09	通常停止 + SR弁再閉鎖失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.5E-09	34.1%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + SR弁再閉鎖失敗 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.7E-09	23.9%		○
		通常停止 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR手動操作失敗 + RSWポンプ起動失敗	4.2E-10	5.9%	・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
サポート系喪失 + 除熱失敗	1.7E-06	補機冷却系B系喪失 + RHR-A熱交換器伝熱管閉塞	2.2E-07	13.5%		○
		補機冷却系B系喪失 + RHR手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
		タービン・サポート系喪失 + RHR手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
サポート系喪失 + SRV再閉失敗 + 除熱失敗	4.3E-09	補機冷却系B系喪失 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR-A熱交換器伝熱管閉塞	6.0E-10	14.1%	・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		補機冷却系B系喪失 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
		タービン・サポート系喪失 + SR弁再閉鎖失敗 + RHR手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
中小破断LOCA + 除熱失敗	8.6E-08	小破断LOCA + RHR手動操作失敗	5.0E-08	58.2%		○
		中破断LOCA + RHR手動操作失敗	3.3E-08	38.8%		○
		小破断LOCA + RHRポンプ起動失敗共通原因故障	2.8E-10	0.3%	・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
大破断LOCA + 除熱失敗	3.4E-09	大破断LOCA + RHR手動操作失敗	3.3E-09	97.1%		○
		大破断LOCA + RHRポンプ起動失敗共通原因故障	1.9E-11	0.6%		○
		大破断LOCA + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.1E-11	0.3%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○

【主要なカットセットに対する検討】

○第1-4表より、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については、CDFの約89%のカットセットを確認した。なお、「崩壊熱除去機能喪失」は全CDFに占めるCDFの割合が約99.7%であり、全CDFのほとんどを占める事故シーケンスグループである。

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、崩壊熱除去機能の喪失によりS/P水温が上昇する等の要因により注水機能が喪失し、格納容器破損に至るシーケンスである。崩壊熱除去機能が喪失する要因としては、RHR手動操作失敗や補機冷却系であるRCW/RSWポンプの共通原因故障によるRHR機能喪失が支配的となっている。

これらの基事象に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉

心損傷を防止できる。

- 主要な事故シーケンスのうち、RHR 手動操作失敗による炉心損傷に対しては、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 主要な事故シーケンスのうち、RCW/RSW ポンプの共通原因故障による炉心損傷に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる原子炉格納容器フィルタベント系は、RHR、RCW 及び RSW に対して独立な系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全 CDF の約 99.7%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-5 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
過渡事象 + 原子炉停止失敗	3.9E-09	非隔離事象 + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.8E-09	72.1%	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	○
中小破断LOCA + 原子炉停止失敗	8.3E-12	小破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	5.0E-12	59.8%		○
大破断LOCA + 原子炉停止失敗	3.3E-13	大破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-5 表より，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については CDF の約 95%のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全 CDF に占める割合が 0.1%未満であり，全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは，運転時の異常な過渡変化又は LOCA が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが，原子炉トリップに失敗するカットセットとして，トリップアクチュエータリレーの共通原因故障による原子炉保護系の機能喪失が主要因となっている。

炉心損傷防止対策としては，代替制御棒挿入機能，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能が有効である。さらに，過渡事象においては，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能，ほう酸水注入系，制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能により，炉心損傷防止が可能である。

第 1-6 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット (LOCA 時注水機能喪失)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4. 3E-13	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4. 3E-14	10. 1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3. 0E-14	7. 1%	-	×※
		中破断LOCA + HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-14	5. 3%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-14	5. 3%	-	×※
中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 原子炉自動減圧 失敗	2. 9E-12	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗	9. 1E-14	3. 1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗	8. 5E-14	2. 9%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗	5. 7E-14	2. 0%	-	×※
大破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4. 2E-14	大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4. 3E-15	10. 3%	-	×※
		大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3. 0E-15	7. 2%	-	×※
		大破断LOCA + HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-15	5. 4%	-	×※
		大破断LOCA + HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-15	5. 4%	-	×※

※中破断 LOCA, 大破断 LOCA では高圧代替注水系, 低圧代替注水系 (常設) とともに注水容量が不足するため。

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-6 表より, 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」については CDF の約 11%のカットセットを確認した。なお, 「LOCA 時注水機能喪失」については全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり, 全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは, 「中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉自動減圧失敗」が支配的となっている。このシーケンスにおいて, 主要なカットセットは中破断 LOCA を起因事象とするもので占められている。高圧 ECCS 失敗の要因としては, HPCS に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられている。減圧失敗の要因としては, 水位または圧力トランスミッタの共通原因故障が支配的であり, また, 自動減圧失敗時のバックアップ操作に失

敗する人的過誤である手動減圧操作失敗が挙げられている。この場合、原子炉を減圧できない一方で、中破断 LOCA の場合、高圧代替注水系にも期待できないことから、炉心損傷を防止できない。

- 「中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」についても、主要なカットセットは中破断 LOCA を起因事象とするもので占められている。高圧 ECCS 失敗の要因としては、HPCS に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられ、低圧 ECCS 失敗の要因としては低圧 ECCS の補機冷却系である RCW/RSW ポンプの共通原因故障が支配的である。補機冷却系の喪失時にも注水可能な設備として低圧代替注水系(常設)があるものの、中破断 LOCA 時には容量不足のために炉心損傷を防止することができない。
- 「大破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」については、国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待することができる。
- 人的過誤については、LOCA が発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにも係らずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷頻度は非常に小さな値に抑えられているが、原子炉手動減圧操作の失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。

第 1-7 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（格納容器バイパス）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
ISLOCA	2.4E-09	ISLOCA（低圧配管_隔離失敗）	2.2E-09	90.5%	・ 減圧による漏えい低減 ・ 隔離操作	○
		ISLOCA（高圧配管_隔離失敗）	2.3E-10	9.5%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象としてインターフェイスシステム LOCA が発生するものである。

炉心損傷防止対策としては、減圧による漏えいの低減、漏えい箇所の隔離操作が有効である。

1. 2 FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 実施内容

今回は、FV 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。

なお、今回の整理は定量的に評価した FV 重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上で PRA を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象レベル 1PRA のみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別に FV 重要度を分析し、その値が 10^{-3} を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、CDF の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は 10^{-3} を基準とすることとし、 10^{-3} 未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧注水・低圧注水機能喪失 (TQUV)」、「高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)」、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失 (TW)」、「原子炉停止機能喪失 (TC)」、「インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失 (S1E, S2E)」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。

今回の内部事象運転時レベル 1PRA では、TW がその CDF のほぼ 100% を占めており、TW に対しては FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(具体的には原子炉格納容器フィルタベント系による除熱機能の確保)が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の全 CDF は 10^{-3} 程度低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は 99% 以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故防止等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、HPCS の注入元弁開け忘れや低圧注水系の不動作につながる信号系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系や低圧代替注水系による原子炉注水によって対応することが可能である。

○高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故防止等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、手動減圧操作失敗が抽出された。これに対して、代替自動減圧系により、D/W 圧力高を伴わない過渡事象時においても減圧され、その後の低圧注水に期待できるため、炉心損傷を防止することが可能である。

○崩壊熱除去機能喪失 (TW)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系の操作失敗や原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、独立した系統である原子炉格納容器フィルタベント系や原子炉補機代替冷却水系によって除熱機能を確保することが可能である。

○全交流動力電源喪失 (長期 TB, TBU, TBP, TBD)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、長期 TB 及び TBP では非常用 D/G の喪失及び HPCS の機器故障が抽出された。また、TBU ではこれに加えて RCIC の機器故障が、TBD では蓄電池の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による電源復旧により、原子炉注水機能を確保することが可能である。

○LOCA 時注水機能喪失 (S1E, S2E)

小破断 LOCA (S2E) について、FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象について重大事故等防止対策が有効であることを確認した。支配的な基事象として高圧注水の機能喪失や減圧失敗が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系による原子炉注水により対応することが可能である。

中破断 LOCA (S1E) については、小破断 LOCA と同様に HPCS の機能喪失や減圧失敗に関連する基事象が抽出された。ただし、中破断 LOCA の場合、高圧代替注水系は有効とならず、重大事故等対処設備による炉心損傷の防止が困難である。

○原子炉停止機能喪失 (TC)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉保護系の共通原因故障や制御棒挿入失敗が抽出された。これらに対して、代替制御棒挿入機能や代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、ほう酸水注入系により原子炉停止が可能である。

○インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

起因事象である破断箇所の隔離失敗による ISLOCA 発生が支配的であった。これに対しては、減圧による漏えい低減や発生個所の隔離による対応が可能である。

2. レベル 1.5PRA

各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるプラント損傷状態と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

(1) 選定条件

レベル 1.5PRA では炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）により、事故シーケンスをグループ化し、各 PDS から個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に上位 5 位までのカットセットを抽出し、主要なカットセット及び重大事故防止対策の整備状況等の対比について整理した。（第 2-1 表参照）

なお、発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となる PDS と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した重大事故防止対策により格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

第 2-1 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット

格納容器破損モード	格納容器破損モード毎のCFF (/ 炉年)	PDS	主要なカットセット	CFF (/ 炉年)	寄与割合	主要なカット セット上位5 つの割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	1. 3E-09	TQUX	非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	9. 0E-11	7. 2%	19. 4%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		TQUX	非隔離事象 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗 + 保守作業によるRCIC待機除外	5. 7E-11	4. 6%			○
		TQUX	非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3. 7E-11	3. 0%			○
		TQUX	RPS誤動作等 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗	2. 9E-11	2. 3%			○
		TQUX	非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + HPCSポンプ室空調機能喪失	2. 9E-11	2. 3%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	9. 4E-13	TQUX	非隔離事象 + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	2. 2E-14	2. 4%	6. 5%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	○
		TQUX	非隔離事象 + L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	1. 4E-14	1. 5%			○
		TQUX	非隔離事象 + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 + 格納容器注水失敗+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	9. 0E-15	1. 0%			○
		TQUX	非隔離事象 + L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗	8. 3E-15	0. 9%			○
		TQUX	RPS誤動作等 + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	7. 1E-15	0. 8%			○
高压溶融物放出/ 格納容器雰囲気直 接加熱	0. 0E+00 [*]	—	—	—	—	—	・迷し安全弁による手動減圧 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
原子炉圧力容器外の 溶融燃料/冷却 材相互作用	5. 0E-15	TQUX	非隔離事象 + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + RCIC手動操作失敗+FCI発生	9. 4E-17	1. 9%	5. 3%	— (格納容器バウンダリの機能は喪失しない)	○
		TQUX	非隔離事象 + L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + RCIC手動操作失敗+FCI発生	6. 0E-17	1. 2%			○
		TQUX	非隔離事象 + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 + FCI発生+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3. 8E-17	0. 8%			○
		TQUX	非隔離事象 + L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+FCI発生	3. 5E-17	0. 7%			○
		S1E	中破断LOCA + D/重圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + FCI発生	3. 1E-17	0. 6%			○
溶融炉心・コンク リート相互作用	1. 1E-10	長期TB	外部電源喪失 + デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗 + 外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	9. 8E-12	8. 6%	27. 5%	・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系（常設）	○
		長期TB	外部電源喪失 + デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G起動失敗 + 外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6. 6E-12	5. 8%			○
		長期TB	外部電源喪失 + デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗 + 外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6. 6E-12	5. 8%			○
		長期TB	外部電源喪失 + デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G起動失敗 + 外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	4. 5E-12	4. 0%			○
		長期TB	外部電源喪失 + デブリ冷却失敗+保守作業によるHPCS-D/G待機除外 + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	3. 7E-12	3. 2%			○
水素燃焼	0. 0E+00 [*]	—	—	—	—	—	・窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化	○

※発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

第 2-2 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）)

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (／炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の 有効性
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	過渡事象 + 高圧注入失敗 + 手動減圧失敗 + 長期冷却失敗	1.2E-09	94.6%	・ 代替自動減圧機能 ・ 低圧代替注水系（常設）による 原子炉注水系 ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
非隔離事象 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗 + 保守作業によるRCIC待機除外					
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
RPS誤動作等 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗					
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + HPCSポンプ室空調機能喪失					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時，RPS 誤動作等といった過渡事象時の手動減圧操作失敗，HPCS や RCIC に関する人的過誤である。（第 2-2 表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却，原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により，格納容器過圧破損の防止が可能である。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

第 2-3 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）)

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (／炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の 有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	過渡事象 + 高圧注入失敗 + 手動減圧失敗 + 格納容器注水失敗	8.7E-13	92.4%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +格納容器注水失敗+保守作業によるHPCS/HPSW待機除外					
非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗					
RPS誤動作等 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタ関連の共通原因故障や手動減圧操作失敗、HPCS や RCIC に関する人的過誤である。（第 2-3 表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却により、格納容器過温破損の防止が可能である。

○高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

【主要なカットセットに対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、0 と評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性がある PDS は TQUX, 長期 TB, TBD, TBU, S2E が挙げられ, CDF の割合では約 100%を TQUX が占める。第 1-2 表より, TQUX における主要カットセットとして, ポンプ故障や人的過誤, 原子炉手動減圧失敗などが挙げられている。

これらに対し, 原子炉圧力容器破損までの逃がし安全弁の手動操作及び原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器減圧により, 本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用

第 2-4 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/ 炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の 有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	過渡事象 +高圧注入失敗 +手動減圧失敗 +FCI発生	3. 5E-15	71. 4%	（格納容器バウンダリの機能は喪失しない）	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +FCI発生+保守作業によるHPCW/HPS待機除外					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+FCI発生					
中破断LOCA +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +FCI発生	中小破断LOCA +高圧注入失敗 +原子炉自動減圧失敗+FCI発生	9. 7E-16	19. 6%		

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタやD/W圧力トランスミッタの共通原因故障、手動減圧操作失敗、HPCS や RCIC に関する人的過誤である。（第 2-4 表参照）

しかしながら、解析により、原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による発生エネルギーが小さく格納容器圧力バウンダリの機能は喪失しないことが確認されている。

○溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-5 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(溶融炉心・コンクリート相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/炉年)	事故シーケンス 害与割合	格納容器破損防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	外部電源喪失 +DG失敗+HPCS失敗 +デブリ冷却失敗	6.0E-11	52.4%	・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系（常設）	○
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+保守作業によるHPCS-D/G待機除外 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、外部電源喪失時の非常用 D/G の共通原因故障や継続運転、及び起動の失敗、外電復旧の失敗である。（第 2-5 表参照）

これらに対し、常設代替交流電源設備による電源供給の対策に加え、原子炉格納容器下部注水系（常設）により、溶融炉心の落下までに格納容器下部への注水により溶融炉心の冷却に十分な水量及び水位を確保、且つ溶融炉心の落下後の崩壊熱を十分に上回る流量で注水することにより、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○水素燃焼

【主要なカットセットに対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、0 と評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性がある PDS は TQUX, TBU, TBP が挙げられ、CDF の割合では約 100%を TQUX が占める。第 1-2 表より、TQUX における主要カットセットとして、ポンプ故障や人的過誤、原子炉手動減圧失敗などが挙げられている。

これらのカットセットによらず、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損は生じない。

3. 停止時レベル 1PRA

3. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスの中で上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 3-1 表～第 3-3 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 3-1 表～第 3-3 表に示した通り全ての事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷防止が可能となることを確認した。

第 3-1 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故 シーケンス	C D F (／炉年)	主要なカットセット	C D F (／炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
崩壊熱除去機能喪失 ＋崩壊熱除去失敗 ＋注水系失敗	9. 0E-07	RHR 機能喪失 (POS-B1) ＋MUWC 操作失敗	3. 2E-7	35. 3%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		RHR 機能喪失 (POS-C1) ＋MUWC 操作失敗	2. 6E-7	28. 6%		○
		RHR 機能喪失 (POS-B2) ＋MUWC 操作失敗	9. 9E-8	11. 0%		○
外部電源喪失 ＋崩壊熱除去失敗 ＋注水系失敗	3. 2E-08	外部電源喪失 (POS-B1) ＋除熱に対する診断失敗 ＋注水に対する診断失敗	5. 6E-9	17. 3%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-C1) ＋除熱に対する診断失敗 ＋注水に対する診断失敗	4. 6E-9	14. 3%		
		外部電源喪失 (POS-B1) ＋パワーセンタ動力変圧器 C 機能喪失	2. 6E-9	7. 9%		

【主要なカットセットに対する検討】

- 「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗」については、POS-B1、POS-B2、POS-C1 のように待機除外となっているシステムが多い POS における崩壊熱除去機能喪失が主要な起因事象として挙げられている。これらの POS においては、緩和設備として MUWC にのみ期待していることから、MUWC 操作失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態である POS-B1、POS-B2 においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による炉心損傷防止も可能である。

- 「外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗＋注水系失敗」については、除熱や注水に対する診断の失敗による崩壊熱除去、注水失敗、パワーセンタ動力変圧器の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。

第 3-2 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故 シーケンス	C D F (/炉年)	主要なカットセット	C D F (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS 失敗	2. 2E-13	外部電源喪失 (POS-D) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗	5. 6E-14	26. 0%	・ 大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-D) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 起動失敗	3. 8E-14	17. 7%		○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗	1. 9E-14	9. 0%		○
外部電源喪失 + DG 失敗 + HPCS 失敗	1. 7E-12	外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 継続運転失敗共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1. 5E-13	9. 0%	・ 低圧代替注水系 (常 設) ・ 常設代替交流電源 設備	○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 継続運転失敗 CCF + 非常用 HPCS-D/G 起動失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1. 0E-13	6. 1%		○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 起動失敗 CCF + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1. 0E-13	6. 1%		○
外部電源喪失 + 直流電源喪失	3. 5E-8	外部電源喪失 (POS-B1) + 蓄電池 A 機能喪失	8. 3E-9	23. 9%	・ 大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-B1) + 蓄電池遮断器 A 誤開	6. 9E-9	19. 9%		○
		外部電源喪失 (POS-C1) + 蓄電池 B 機能喪失	6. 9E-9	19. 8%		○
外部電源喪失 + DG 失敗	1. 6E-8	外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	4. 4E-9	27. 6%	・ 低圧代替注水系 (常 設) ・ 常設代替交流電源 設備	○
		外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 D/G 起動失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	3. 0E-9	18. 7%		○
		外部電源喪失 POS-A2 + 非常用 D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	2. 3E-9	14. 4%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 「外部電源喪失＋直流電源喪失＋HPCS 失敗」では、全交流動力電源が喪失する要因として、蓄電池の共通原因故障や HPCS-D/G の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失＋DG 失敗＋HPCS 失敗」については、非常用 D/G の共通原因故障や HPCS-D/G の故障、外部電源復旧失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失＋直流電源喪失」については、POS-B1 や POS-C1 等の片区分の電源が待機除外となっている POS において、使用可能な区分の蓄電池等の直流電源機器における故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態である POS-B1 においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失＋DG 失敗」についても上記と同様に、POS-A2 や POS-C1 等片区分の電源が待機除外となっている POS において、使用可能な区分の非常用 D/G の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。

第 3-3 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉冷却材の流出）

事故 シーケンス	C D F (／炉年)	主要なカットセット	C D F (／炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
冷却材流出 ＋注水系失敗	3. 5E-10	RHR 切替時の LOCA (POS-B2) ＋LOCA 時の運転員認知失敗	1. 7E-10	48. 7%	【認知成功の場合】 待機中 RHR (低圧注水モード) 等	—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-C1) ＋LOCA 時の運転員認知失敗	1. 1E-10	32. 5%		—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-D) ＋LOCA 時の運転員認知失敗	5. 7E-11	16. 4%	【認知失敗の場合】 教育等による発生頻度の低減	—

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは，原子炉冷却材の流出が発生する事象である。LOCA の認知失敗による事象緩和失敗が支配的である。
炉心損傷防止対策としては，運転員認知に成功した場合には，待機中の RHR（低圧注水モード）等による原子炉注水が有効である。
- 「LOCA 時の運転員認知失敗」については，RHR の起動時や CUW によるブロー時には，手順書にて原子炉水位の確認を確認事項として定めていることから，PRA 上の想定よりも水位低下時の運転員の認知は容易になると考えられる。
- 認知失敗に対する対策として，教育等によりその発生可能性の低減に努めていく。

3. 2 FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

FV 重要度が 1.0×10^{-4} ※1 を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下のとおり抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様、注水機能の多様化や運転員への注意喚起等の継続的实施によって炉心損傷の発生頻度をさらに低下させることが可能であることを確認した。

a. MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象

停止時レベル 1PRA においては、重大事故対処設備である MUWC による原子炉等への注水に期待している。そのため、この機能が喪失する基事象が有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として第 3-4 表に抽出される。

これらの基事象の FV 重要度が高い原因は、POS-B1, POS-B2, POS-C1 の崩壊熱除去機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは、待機除外となっているシステムが多いため、MUWC 以外の注水設備がないことによるものである。ただし、これらの POS においては余裕時間が長く、待機中 RHR (低圧注水モード) や MUWC 以外の対策として低圧代替注水系 (可搬型) を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。

b. 冷却材流出事象において待機中 RHR (低圧注水モード) , MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象

冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は、考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る (第 3-5 表)。

対策として、運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している。具体的には、RHR 切替時の LOCA について、RHR の切替による停止時冷却モード起動の際には、原子炉水位に注意することを手順書にて定めている。RHR 切替時の LOCA に次いで寄与割合の高い CUW ブロー時の LOCA については、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための余裕時間があること、ブロー水の排水先である RW 設備の運転員による異常の検知にも期待できる。これらのことから、PRA 上の想定より、運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

※1 停止時 PRA における FV 重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実

施した。その際、全 CDF に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、運転時レベル 1PRA よりも一桁小さい 1.0×10^{-4} を基準として、それを超える基事象について抽出を実施した。

第 3-4 表 MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
MUWC 操作失敗	7.8E-01	MUWC による原子炉注水操作に失敗する基事象
MUWC ポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.2E-03	複数台の MUWC ポンプが共通原因により運転継続に失敗する基事象

第 3-5 表 冷却材流出事象において待機中 RHR (低圧注水モード)、MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-B2)	1.7E-04	冷却材流出事象が発生し、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-C1)	1.2E-04	同上

55. 深層防護の考え方について

1. 基本的な考え方

深層防護の3層と4層との境界は、著しい炉心損傷の防止という原子炉安全上の重要な目的に照らして、著しい炉心損傷があるか否かで区分する。すなわち、3層＝著しい炉心損傷防止、4層＝著しい炉心損傷後の格納容器損傷防止、とすることが適切である。

ここで、著しい炉心損傷の有無の境界となる3層と4層の間は、防護策間の独立性が特に重要となるが、実運用上は、3層と4層で同じ設備を用いる場合もあることから、従属要員及び共通要因が排除できること、それぞれのレイヤーで多様な設備を有し、高い信頼性を確保していることに加え、(後述の)事象評価上の仮定であり、3層と4層間の独立性の要求とは異なる考慮であることを明確にする。

2. 実態を踏まえた運用

1. で述べたような深層防護のレイヤー設定を踏まえ重大事故等対処設備を設置・運用しているが、原子炉压力容器内に燃料がある以上は、炉心損傷の前後によらず原子炉压力容器内に注水する必要がある、「著しい炉心損傷」の前後という深層防護の考え方における境界と、注水先としての原子炉压力容器・格納容器の境界は必ずしも一致しない。

BWRでは、制御棒のみで未臨界を確保でき、原子炉注水も格納容器下部注水も低圧条件ならほぼ同じ設備構成で可能となる。したがって、格納容器下部への注水について、専用のポンプ、弁、配管、電源等を設けることを考えたとしても、少しの設備追加で原子炉压力容器への注水も可能となるため、炉心損傷の防止(3層での事象収束)を一層確実にする観点からも、格納容器下部への注水に特化した設備にするよりも、原子炉压力容器内にも注水できる設備とするほうが原子炉安全上有益である。

また、BWRは事象進展(水位低下)が極めて早い大破断LOCAであっても、炉心のリロケーションが発生するまでには無注水が継続しても、約1時間程度あり、3層での事象収束が不可能な場合(炉心損傷する場合)でも、原子炉压力容器内での損傷炉心冷却とするために原子炉压力容器内への注水を何より優先すべきである。よって、深層防護の考え方としては、3層と4層を明確に区別しているものの、実際の設備としては、3層用・4層用といった明確な区別をしないほうが原子炉安全上有益であり、例えば注水手段は、原子炉压力容器と格納容器のどちらにも注水できる設備として設置・運用していくことになる。

一方、重大事故のうち、原子炉压力容器外における格納容器破損モードを評価するうえでは、著しい炉心損傷や溶融炉心の格納容器内への落下に伴う格納容器内の現象を生じさせるために、あえて原子炉压力容器内への注水をしないといった評価上の仮定を置いたものであり、個々のレイヤー内に十分な信頼性をもたせようとする3層と4層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。

したがって、あるレイヤーで特定の現象を生じさせることを目的とした機能停止を、次のレイヤーにおける機能喪失と扱う必然性はなく、当該機能の信頼性を踏まえて個別に設定すべきである。

3. 復水補給水系（MUWC）について

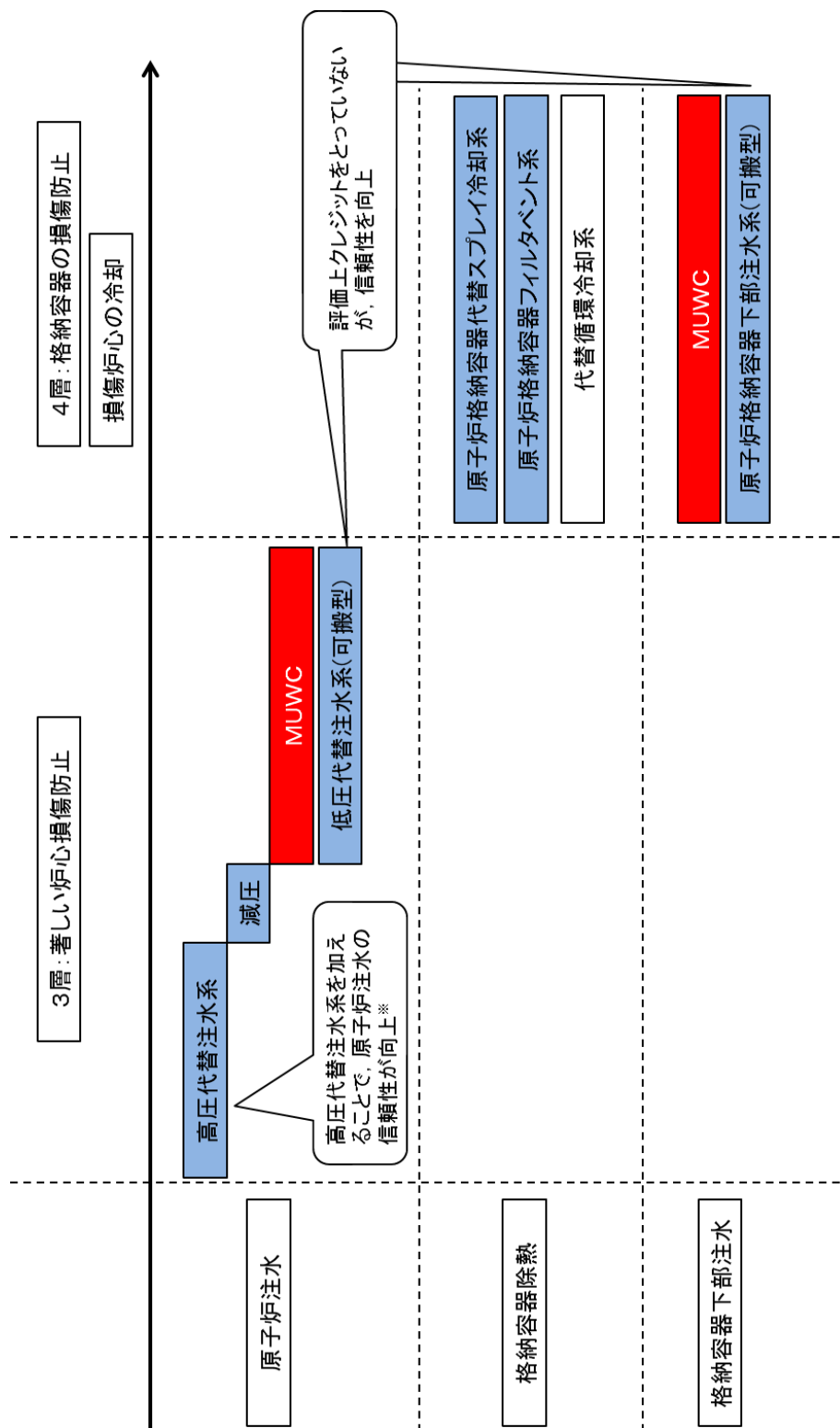
MUWCは、深層防護の3層（著しい炉心損傷の防止）における原子炉压力容器内への注水として、4層（格納容器の損傷防止策）における損傷炉心の冷却のための格納容器下部への注水手段として、個々の評価にあたりクレジットをとっている。

MUWC自体は3台のポンプをもっていることに加え、3層の原子炉注水機能を構成するものとしては、MUWCの他にも高圧代替注水系（HPAC）や低圧代替注水系（可搬型）を有している。同じく4層の格納容器の損傷防止機能としては、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）を有している。

以上を踏まえると、3層・4層それぞれのレイヤーで高い信頼性を有していることから、現象を生じさせるための評価上の仮定として3層でMUWCによる原子炉注水を期待しない場合でも、4層の格納容器下部への注水としてクレジットをとることは適切である。（表及び図参照）

表 重大事故の各現象におけるクレジットのとり方

代表シーケンス			3 層	4 層		
現象	原子炉注水		損傷炉心の冷却	格納容器下部注水	格納容器スプレイ	
3. 1	静的過圧・過温破損	大破断 LOCA＋ECCS 機能喪失＋SB0	ガスタービン発電機が炉心損傷までに電源を供給できないため原子炉注水が実施できず、著しい炉心損傷に至る＝3 層では現象を生じさせるために注水機能に期待せず	MUWC 1 台で RPV 内の損傷炉心に注水	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイ	
3. 4	水素燃焼					
3. 2	HPME／DCH	TQUX＋SB0	全ての原子炉注水機能が喪失するため、原子炉注水ができず、著しい炉心損傷に至る＝3 層では現象を生じさせるために注水機能に期待せず	MUWC 1 台でペデスタルに溶融炉心の落下に先立ち水張り・落下後の注水	同上	
3. 3	炉外 FCI	TQUV＋SB0		同上		
				落下した溶融炉心と格納容器下部の水との反応に伴い格納容器下部に付加される荷重を評価することで格納容器の健全性を確認		
				同上		
3. 5	MCCI			落下した溶融炉心が格納容器下部で冷却され、コンクリートの侵食量を評価することで格納容器の健全性を確認		



※: TQUV, TW, SB0 等の一次圧力バウンダリの喪失 (LOCA 等) を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能

図 3 層, 4 層における注水等に期待する設備

56. 希ガス保持による減衰効果について

希ガスは、炉心損傷に伴い、燃料被覆管内より放出される燃料の核分裂生成ガスに含まれる。Kr, Xe の同位体が主な核種で、気体であり、化学的に安定であり、配管、機器等への付着が期待できず、また、水等の液体にも溶解しないため、環境へ放出されやすく外部被ばくの主たる要因となる。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断 L O C A + H P C S 失敗 + 低圧 E C C S 失敗 + 全交流動力電源喪失」では、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出する事で炉心損傷に至る。本事故シーケンスをもとに、燃料被覆管より全ての希ガスが格納容器内に放出されると仮定し、事故から 24 時間後に格納容器ベントする場合と事故から 51 時間後に格納容器ベントする場合の希ガスの放出割合（0.5MeV 換算値 [Bq]）を図 1 及び図 2 に示す。

図 1 に示すとおり、プラント停止時（事故時）の燃料被覆管インベントリは、Kr-87（半減期：76.3 分）及び Kr-88（半減期：2.80 時間）が支配的であるが、これらの核種は減衰が早く、事故から 24 時間後以降の格納容器ベントでは希ガスの放出量には寄与しない。一方、図 2 に示すとおり、事故から 24 時間後の格納容器ベントでは、希ガスの放出量に占める Xe-135（半減期：9.083 時間）の割合が高いが、この Xe-135 の減衰の効果により、事故から 51 時間後の格納容器ベントでは、事故 24 時間後の格納容器ベントに比べ希ガス合計の放出量が約 5 割に低減する。

希ガスは、このような特性を有するため、格納容器内にできるだけ長くとどめ、放射エネルギーを可能な限り時間減衰させることが環境中への希ガスの放出量を低減させるための有効な対策となる。（実効線量評価においても、希ガスに対して、格納容器圧力逃がし装置やサブプレッションチェンバプールによるスクラビングの除去係数は加味していない）

このため、炉心損傷後は、格納容器の圧力上昇を抑制し、格納容器ベントの実施に至るまでの時間をできるだけ延ばすために、格納容器スプレイの実施や水源への補給等の対策を講じている。

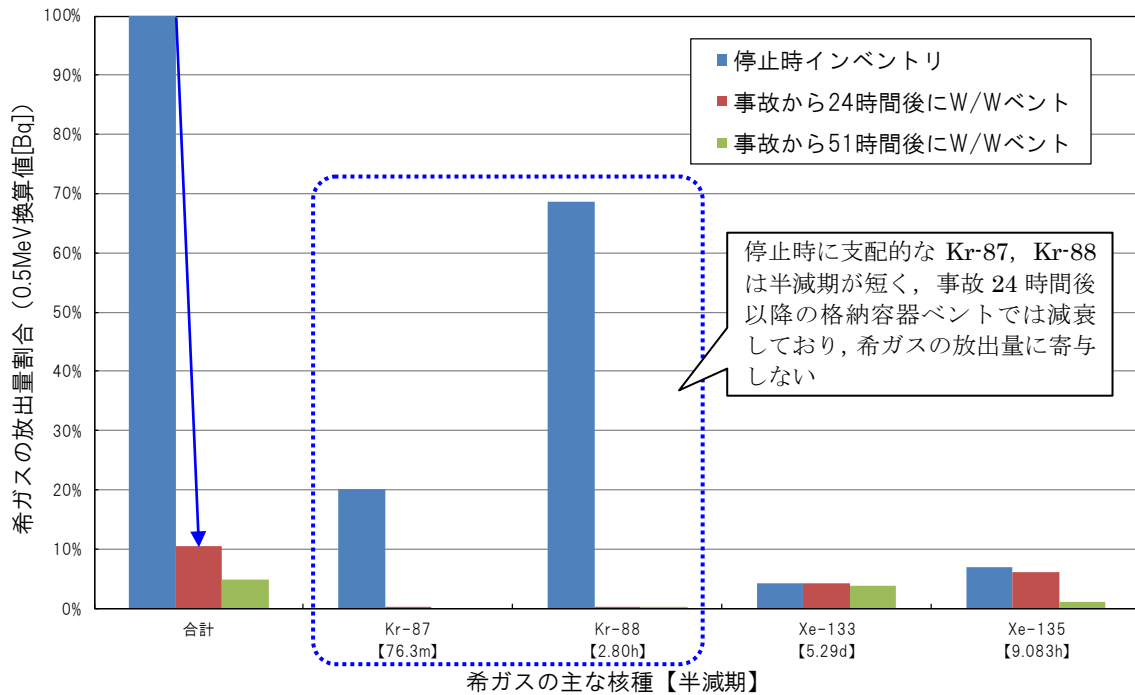


図1 希ガスの放出量割合※ その1

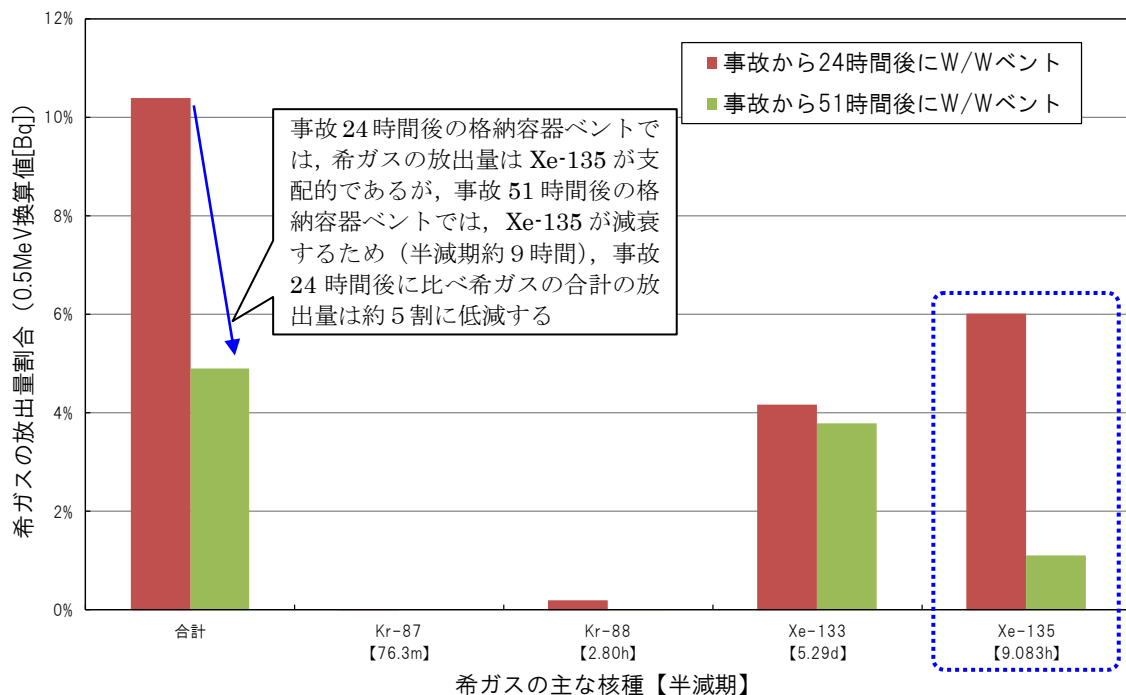


図2 希ガスの放出量割合※ その2 (その1を拡大)

※希ガスの放出量割合：プラント停止直後の燃料被覆管内の希ガスのインベントリを 100%として、全ての希ガスが格納容器内に放出されると仮定し、事故から 24 時間後、51 時間後に格納容器ベントした場合に格納容器内での減衰を加味した希ガスの放出量 (0.5MeV 換算値) の割合

57. 事象発生時の状況判断について

有効性評価においては、事故事象発生後「10 分間」は状況判断としており、原則事故対応操作は「10 分後」から開始するものとしている。

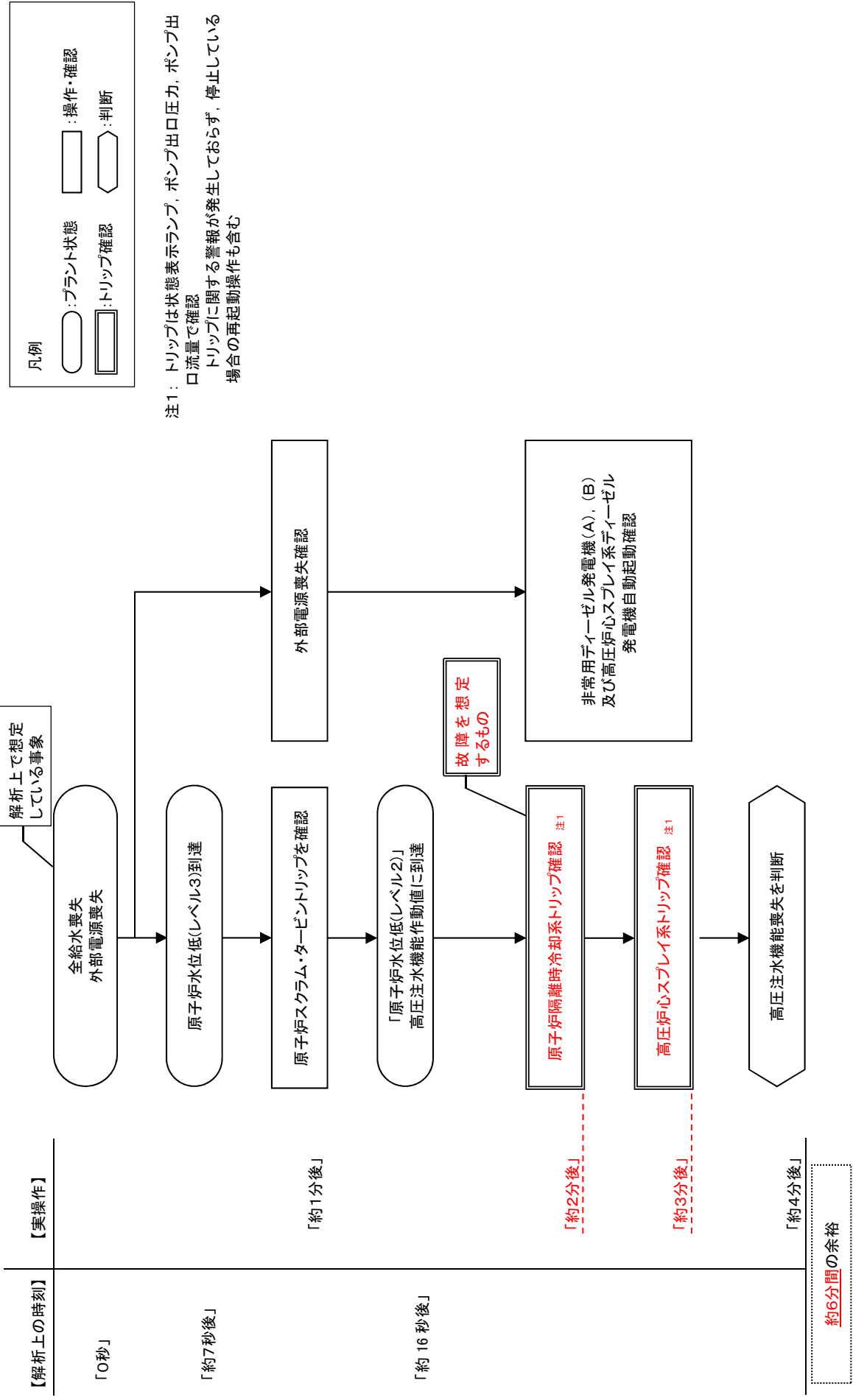
各事故事象では、機能喪失する設備が多数に及ぶ場合がある。

そのため、「10 分間」での機能喪失判断が必要な有効性評価における事故シナリオについて、実際の操作において「10 分間」で機能喪失判断が可能であること及び「10 分後」から事故対応操作が開始可能であることを確認する。

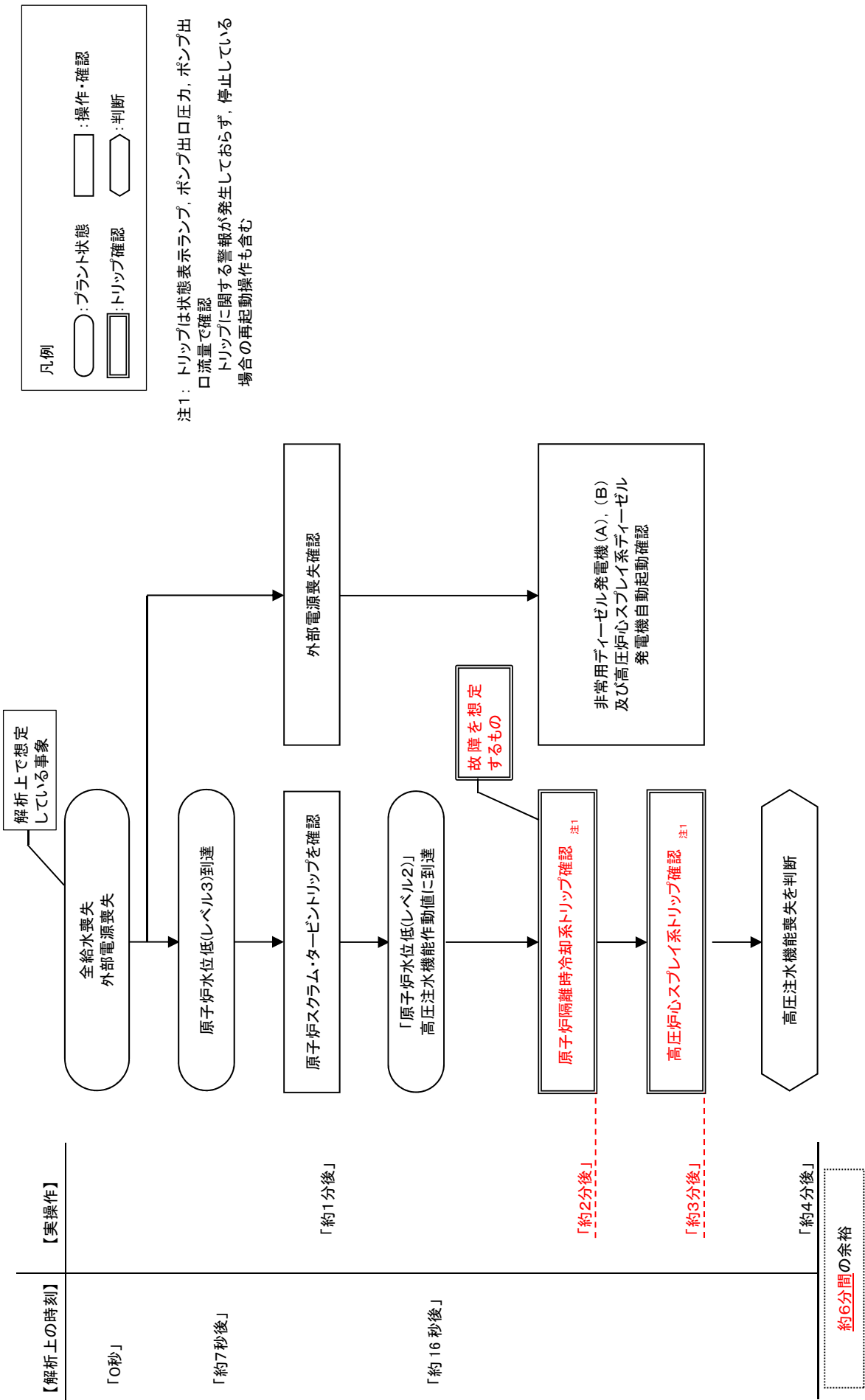
以下に、有効性評価の事故シナリオにおける状況判断「10 分間」の実際の操作について整理し、余裕時間を持って対応可能であることを示す。

以上

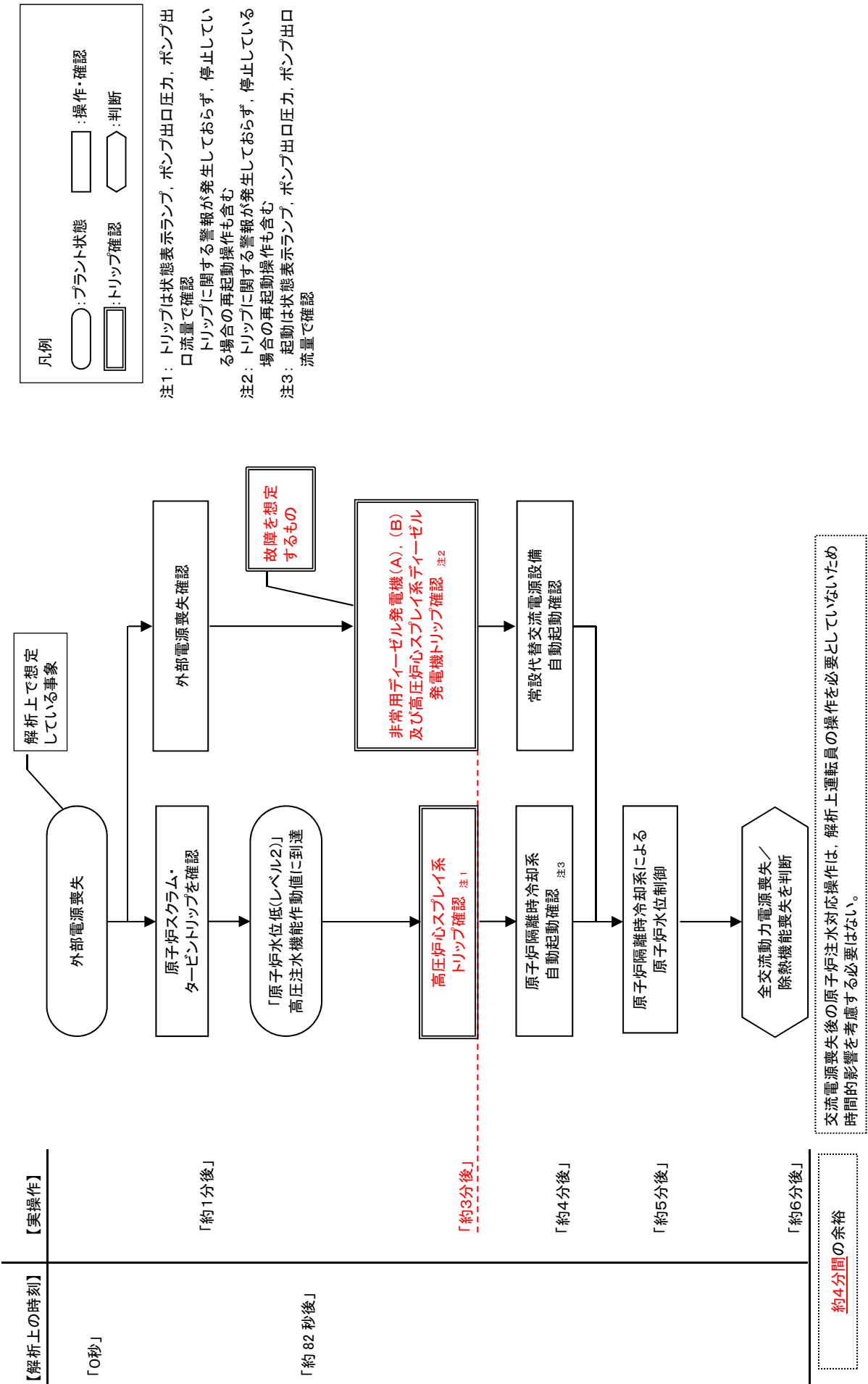
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)



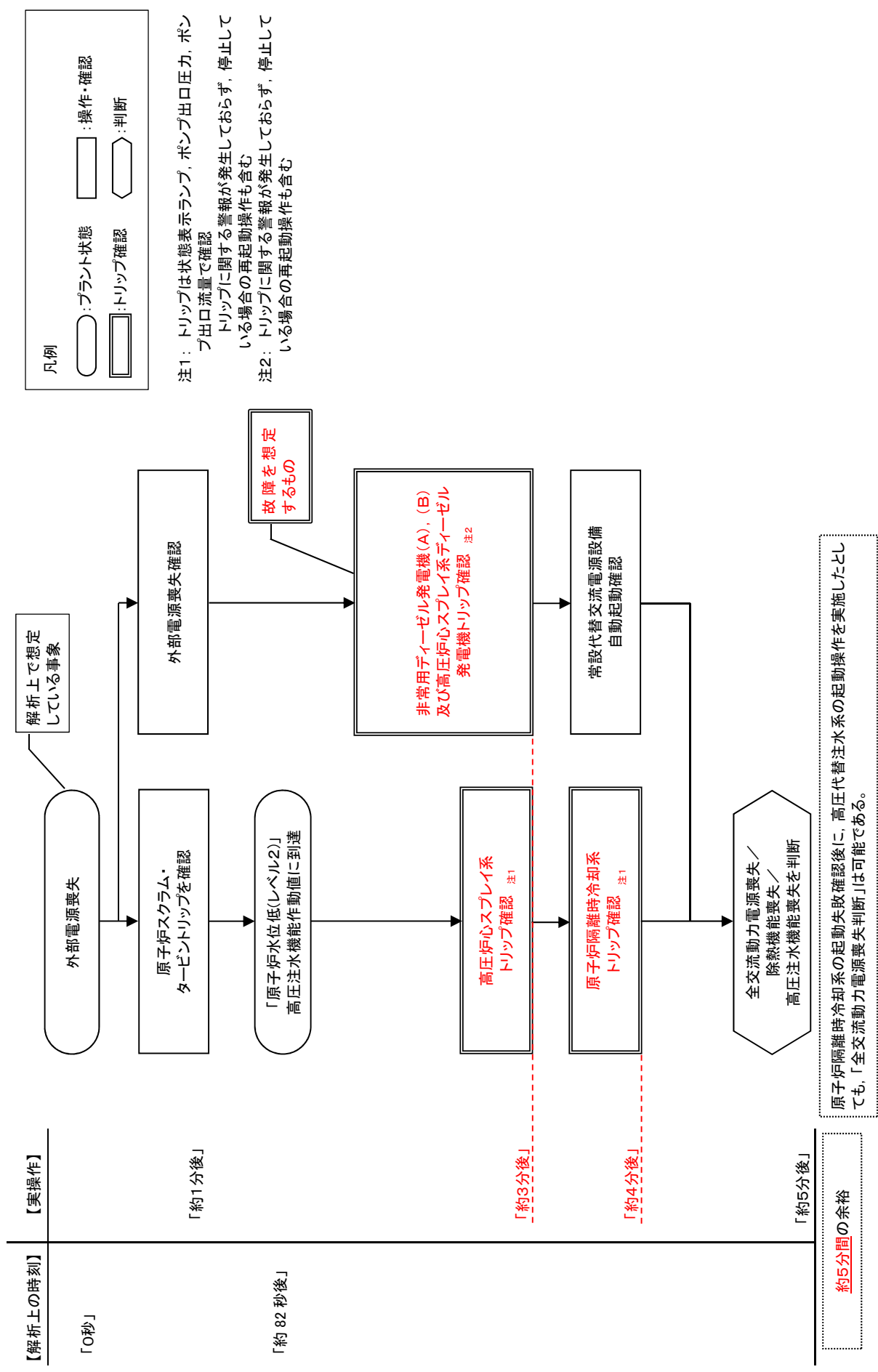
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)



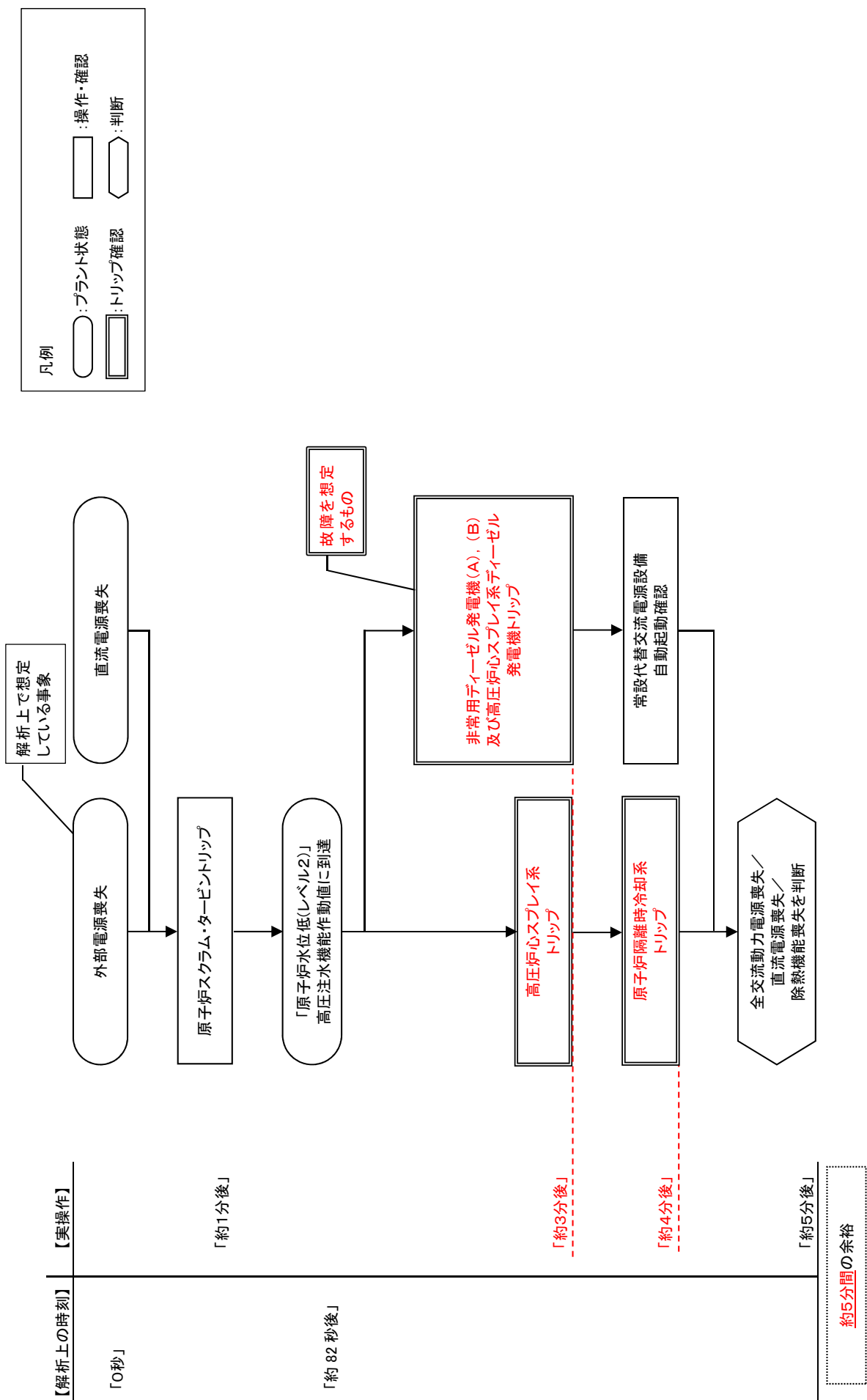
全交流動力電源喪失 (TB)



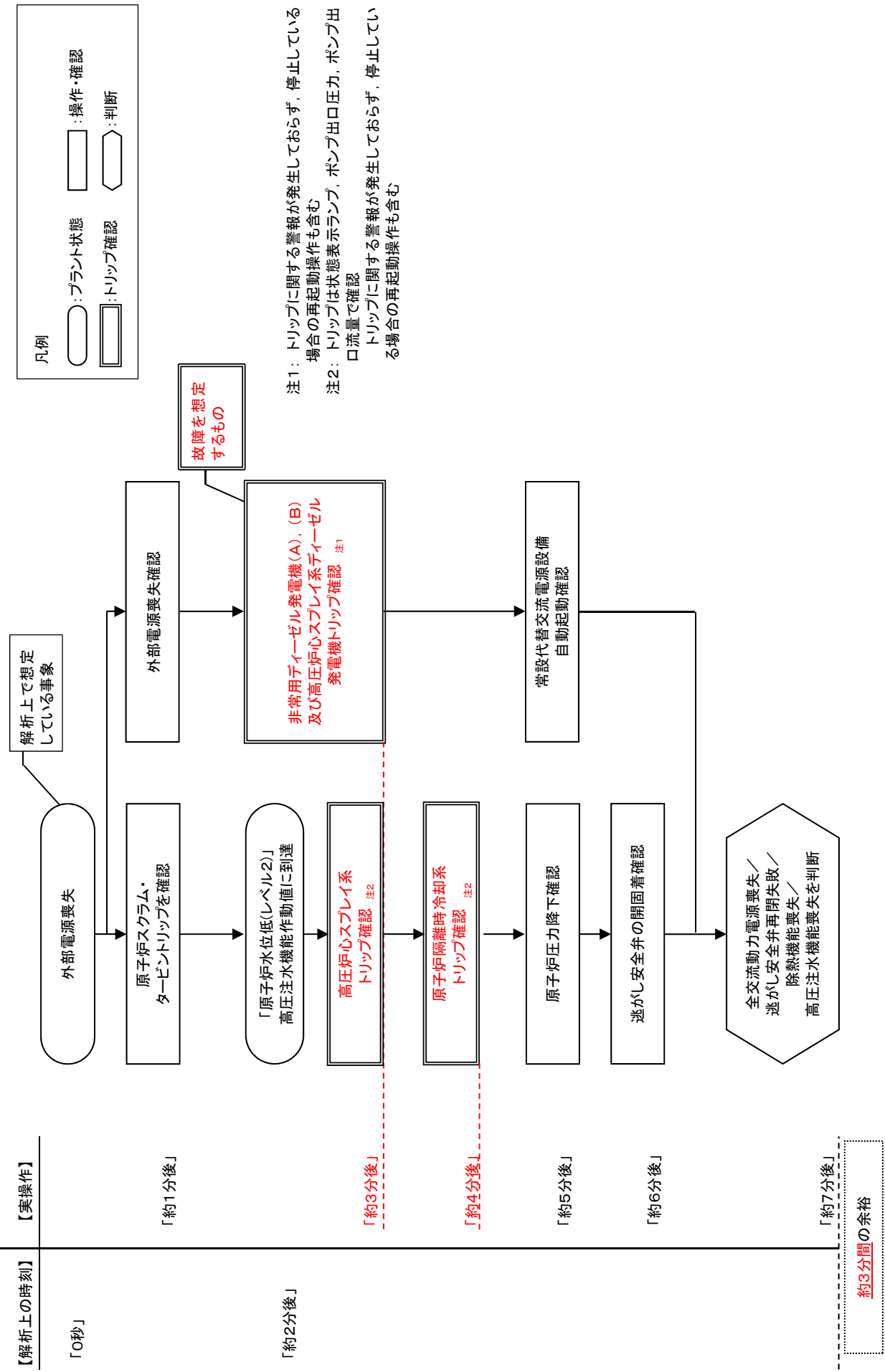
全交流動力電源喪失・原子炉隔離時冷却系機能喪失 (TBU)



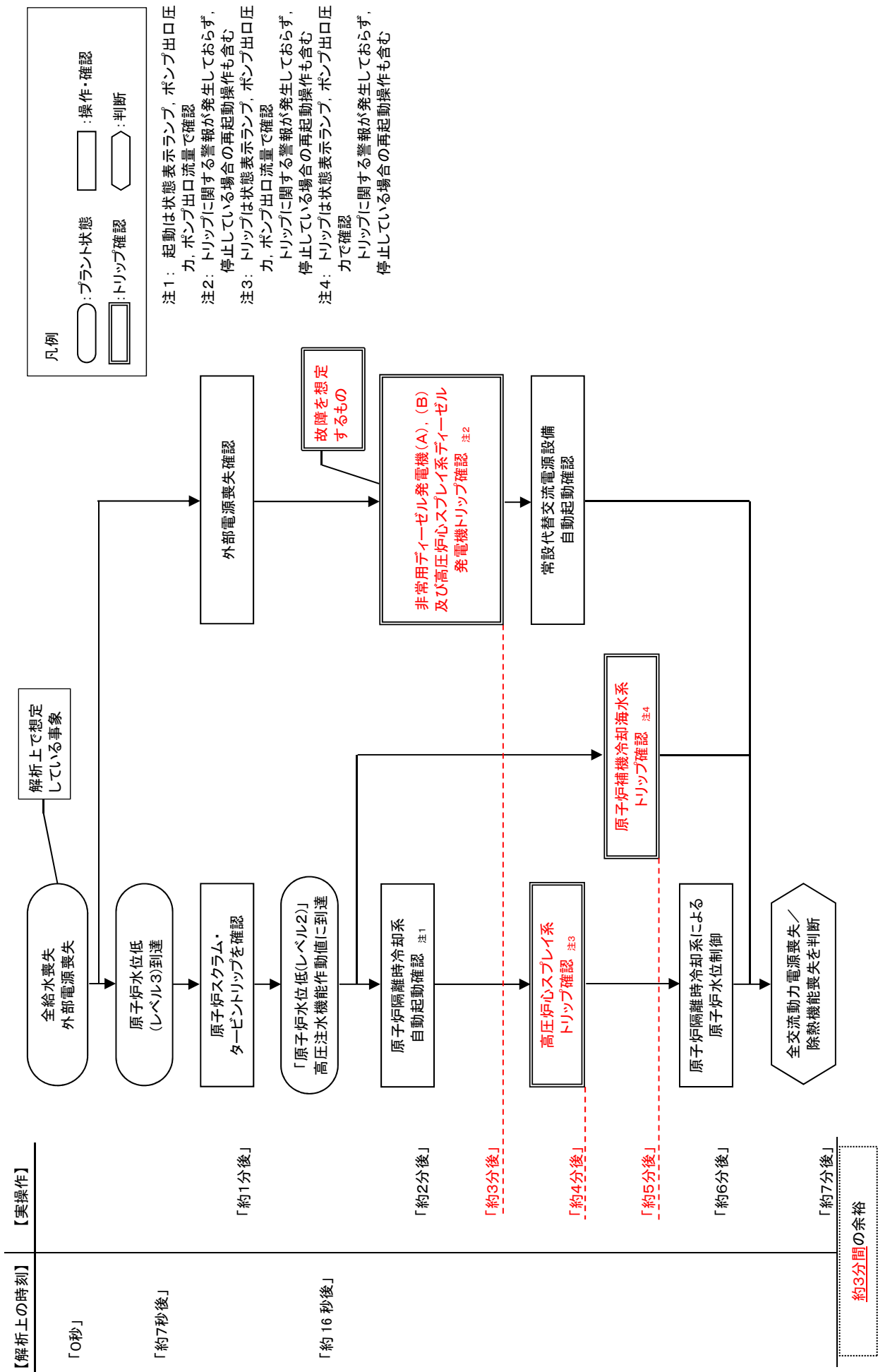
全交流動力電源喪失・直流電源喪失（TBD）



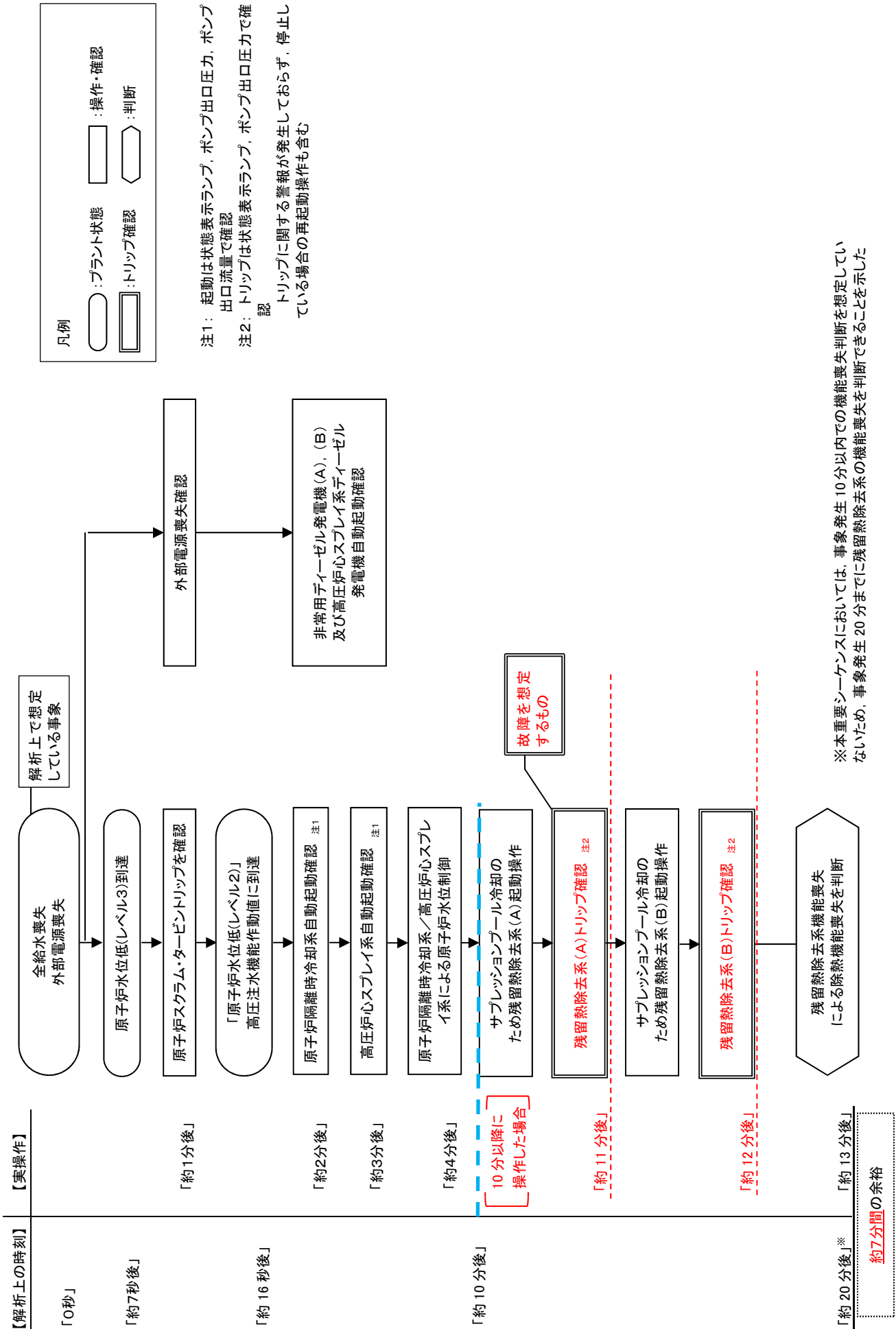
全交流動力電源喪失・減圧機能喪失 (TBP)



崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）（TW）

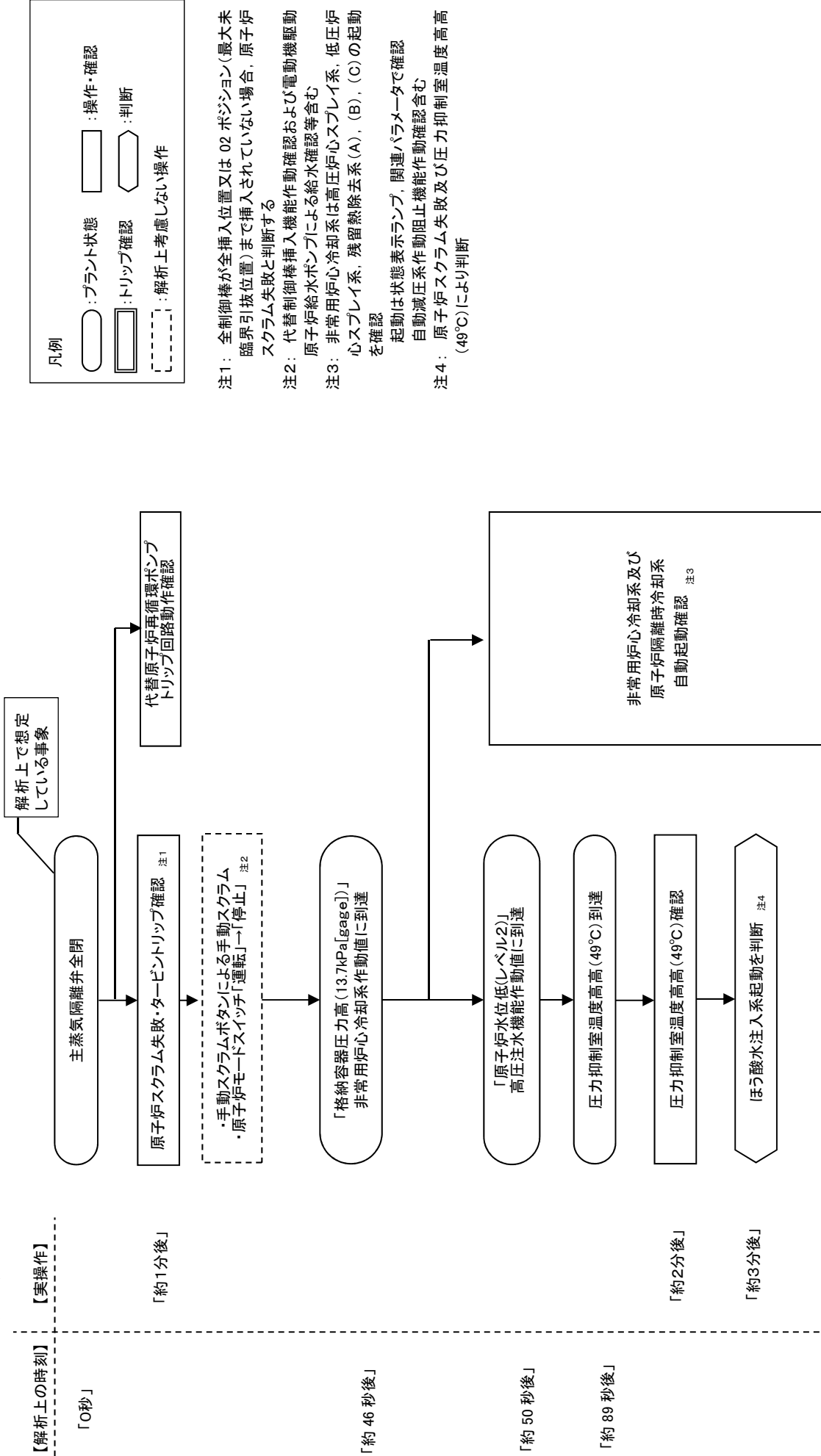


崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失）（TW）



※本重要シーケンスにおいては、事象発生10分以内での機能喪失判断を想定していないため、事象発生20分までに残留熱除去系の機能喪失を判断できることを示した

原子炉停止機能喪失 (TC)



凡例

- : プラント状態
- : トリップ確認
- : 解析上考慮しない操作
- : 操作・確認
- : 判断

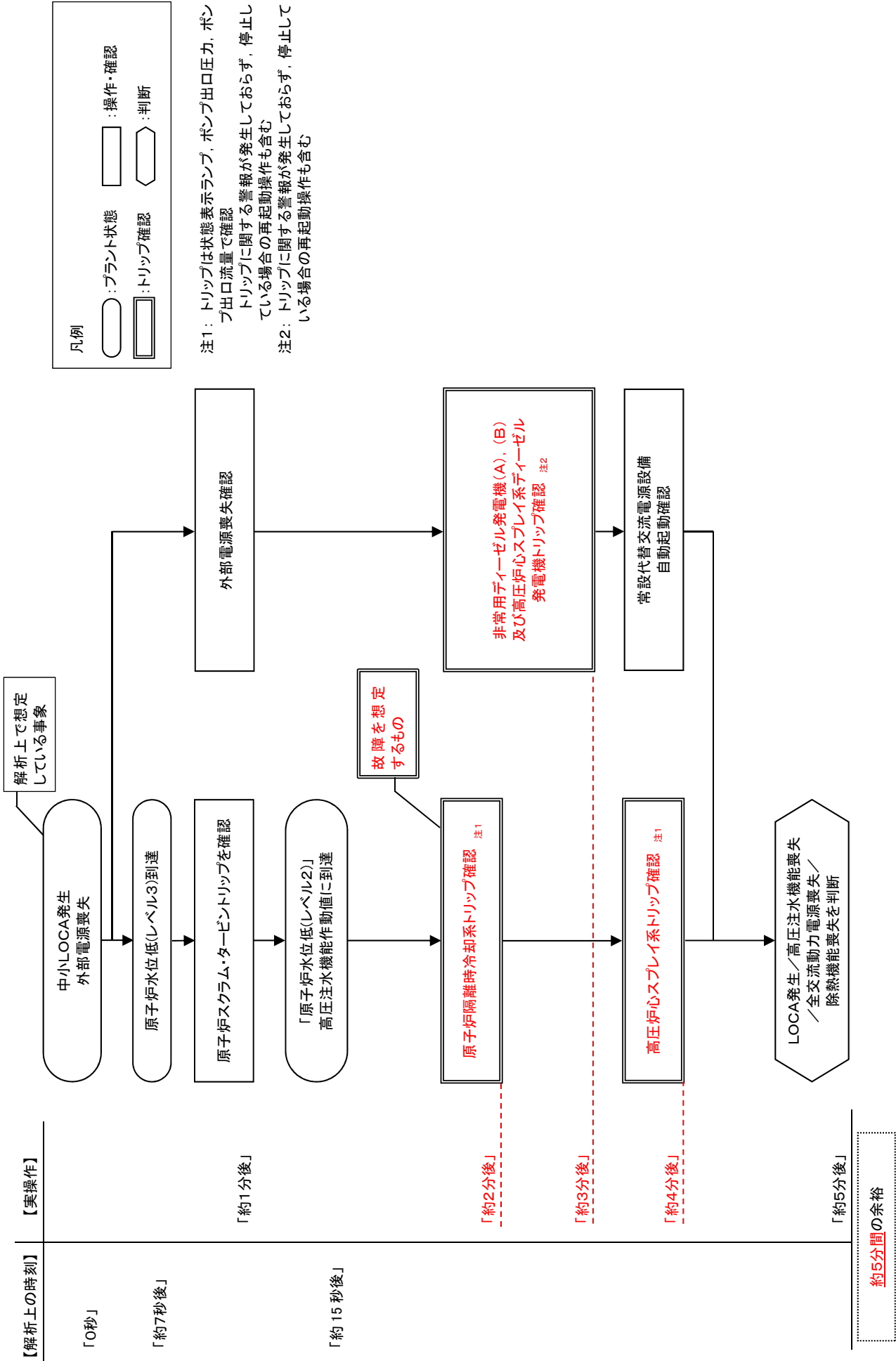
注1: 全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション(最大未臨界引抜位置)まで挿入されていない場合、原子炉スクラム失敗と判断する

注2: 代替制御棒挿入機能作動確認および電動機駆動原子炉給水ポンプによる給水確認等含む

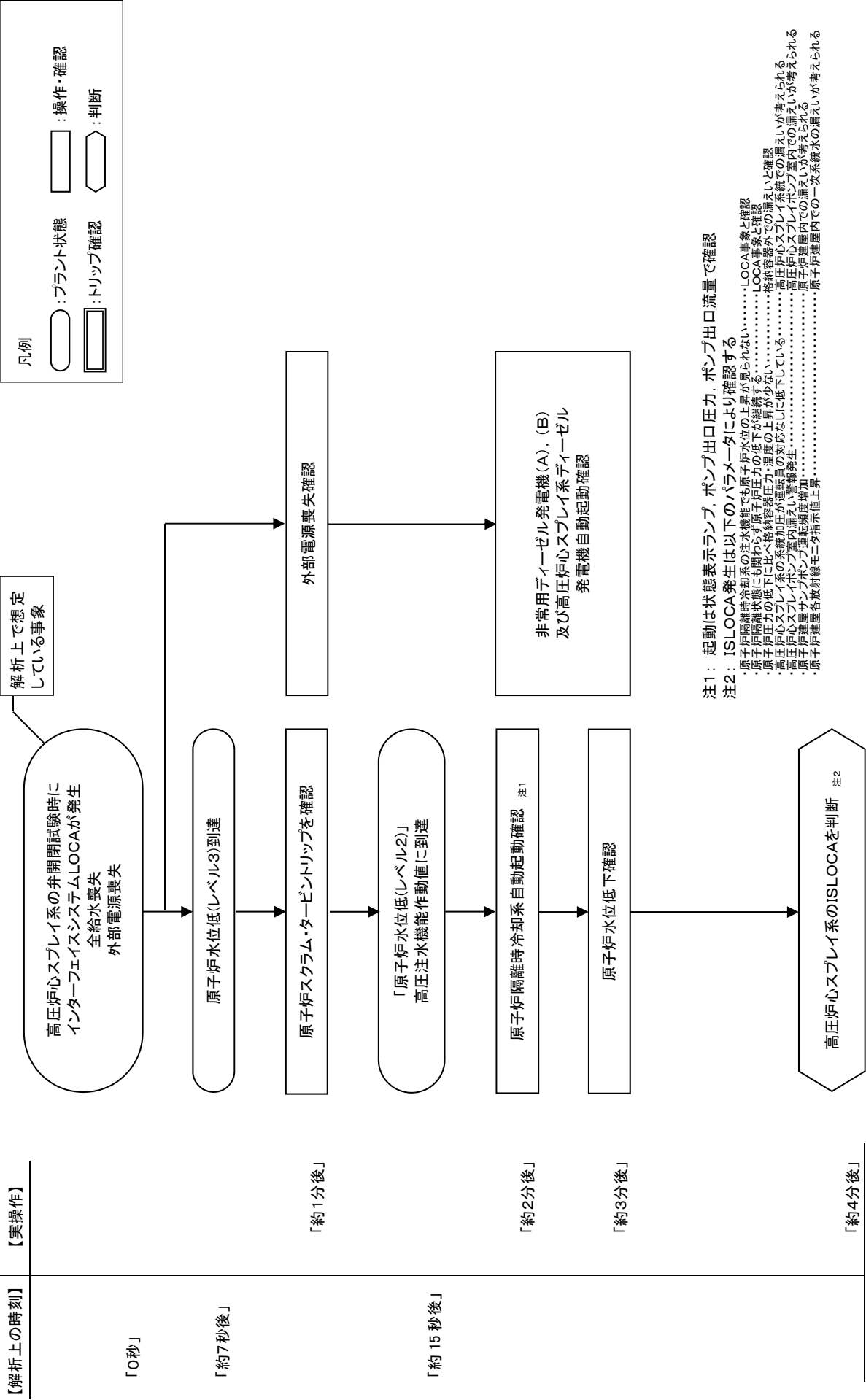
注3: 非常用炉心冷却系は高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系(A), (B), (C)の起動を確認

注4: 原子炉スクラム失敗及び圧力抑制室温度高高 (49℃)により判断

LOCA時注水機能喪失（中小破断LOCA）



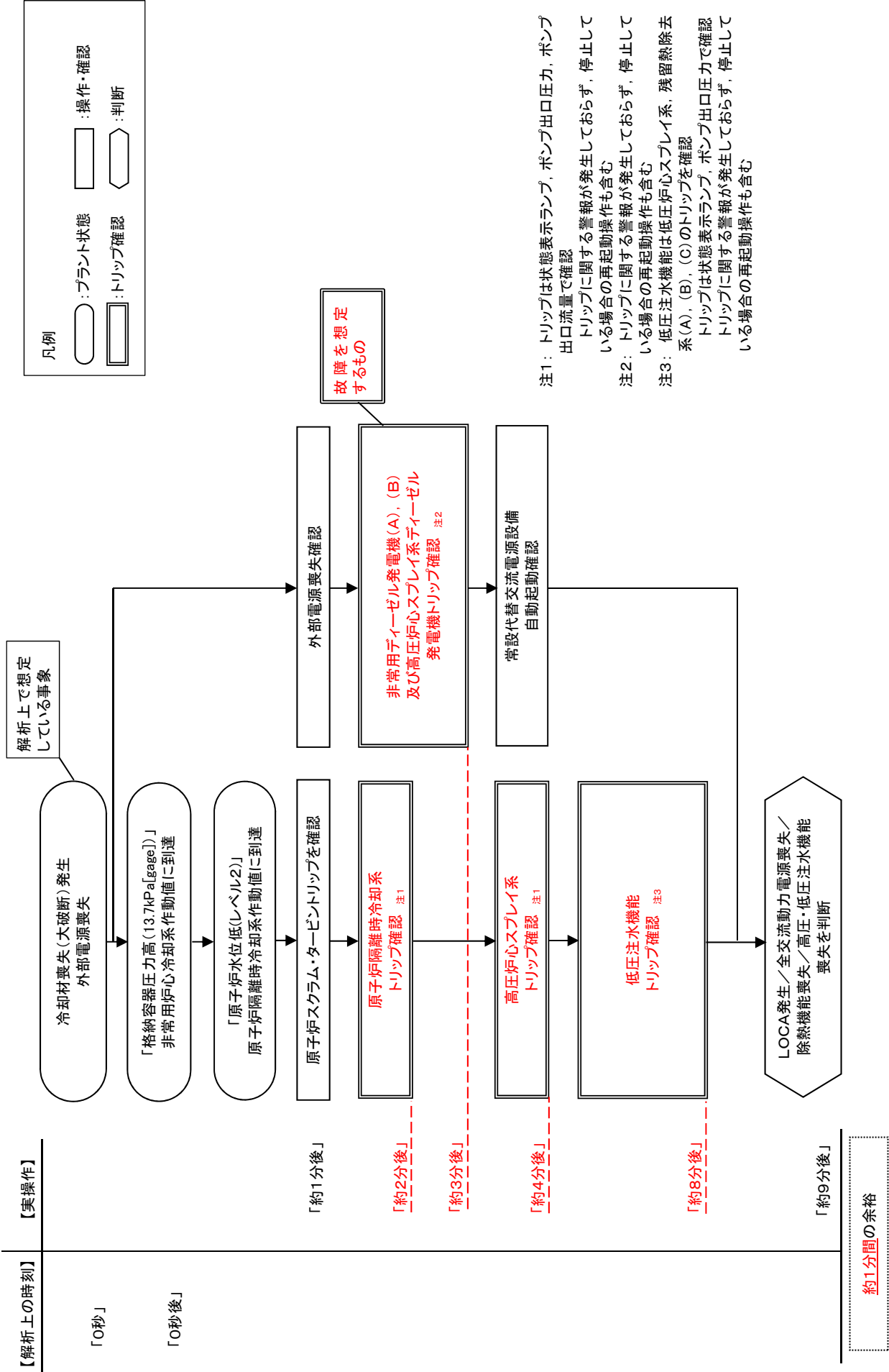
格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

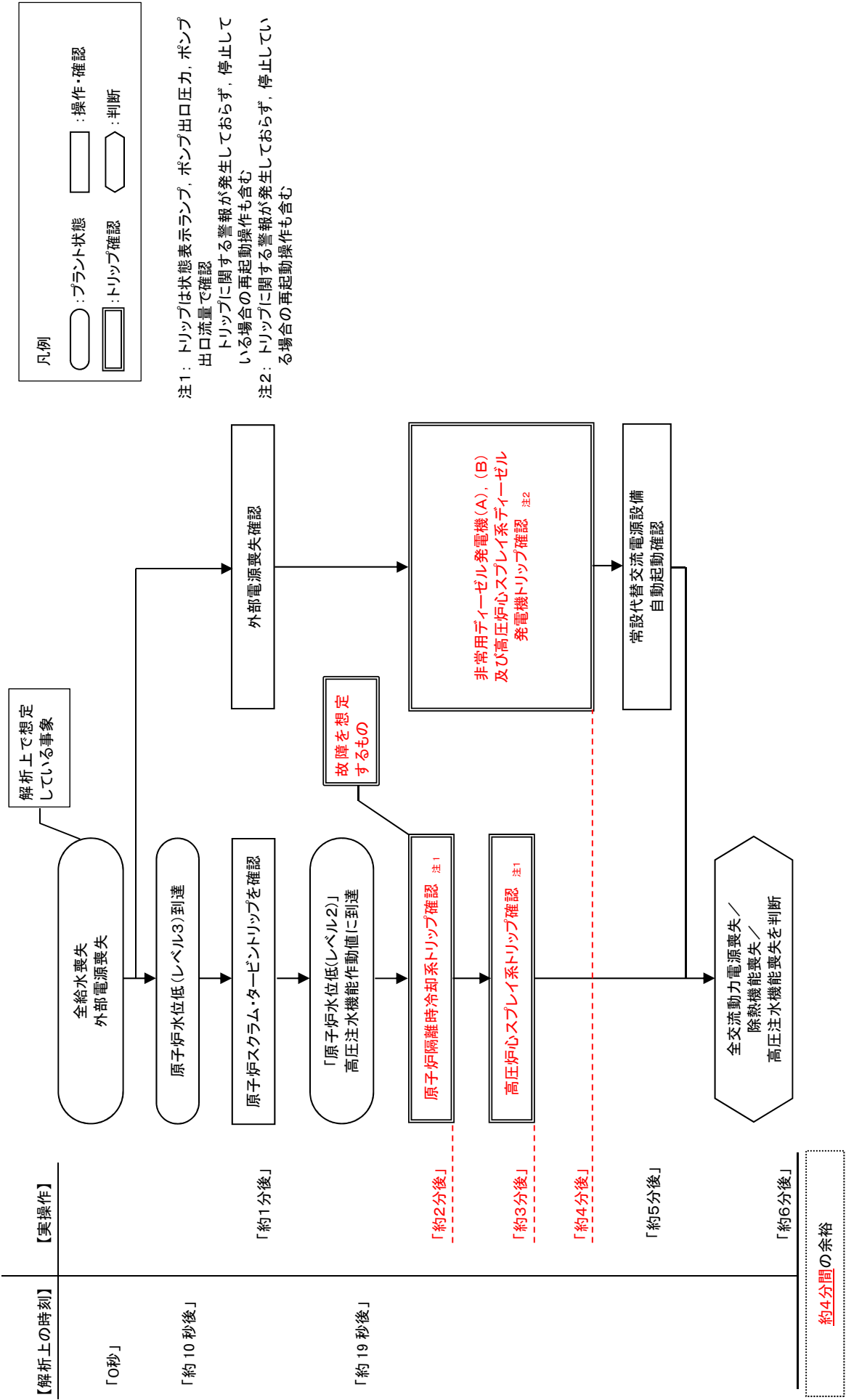


注1： 起動は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認

注2： 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機能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
- ・原子炉圧力の低下に比し格納容器圧力・温度の上昇が小さい……………格納容器外の漏えいと確認
- ・高圧炉心スプレイス系の系統加圧が運転員の対応値に低下している……………高圧炉心スプレイス系での漏えいと考えられる
- ・高圧炉心スプレイス系の系統加圧が運転員の対応値に低下している……………高圧炉心スプレイス系での漏えいと考えられる
- ・原子炉建屋ヤシロポンプ建屋内部の漏えい……………原子炉建屋内部での漏えいと考えられる
- ・原子炉建屋ヤシロポンプ建屋内部の漏えい……………原子炉建屋内部での一次系水の漏えいと考えられる





注1：トリップは状態表示ランプ，ポンプ出口圧力，ポンプ
出口流量で確認
トリップに関する警告が発生しておらず，停止して
いる場合の再起動操作も含む

注2：トリップに関する警告が発生しておらず，停止してい
る場合の再起動操作も含む

63. 原子炉満水操作の概要について

1. 不測事態「水位不明 (C 3)」からの満水操作

水位不明又は水位不明判断曲線にて水位不明領域に入った場合は、原子炉を急速減圧した後に満水操作を行う。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために、11 個設置されている S R V のうち 3 個を開又は開確認し、給復水系、H P C S、L P C S、L P C I にて原子炉へ注水する。その後、原子炉圧力とサブプレッションプール圧力の差圧を MPa 以上とし、原子炉満水を確認する。これにより原子炉水位が T A F 以上であることを確認する。

原子炉圧力とサブプレッションプール圧力の差圧を MPa 以上に維持できない場合は S R V の開個数を減らし (最小 1 弁) 差圧を MPa 以上に維持する。
 MPa 以上に維持できない場合は他の代替手段で満水を確認する。

原子炉満水を確認できない場合は A D S 機能付き S R V 6 個を開とし代替注水系を用いて原子炉へ注水する。

本満水操作は、原子炉を急速減圧した後、低圧状態で原子炉への注水を行う操作であり、S R V 1 個以上を開保持し、満水確認に必要な差圧を確保する手順としている。また、満水確認に際しては、L P C S や L P C I といった低圧注水系統を使用し、S R V の開個数と注水系統数、注水流量を調整することにより、必要な差圧を確保したうえで、出来るかぎり低い原子炉圧力に維持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。

低圧注水系統にて満水確認ができない場合には、高圧注水系統を用いるが、この場合も低圧注水系統を使用する場合と同様な手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。このように高圧注水系統を用いた満水操作時においても S R V 1 個以上を開保持しているが、万一、原子炉が加圧された場合でも、残りの S R V の開設定圧力に到達した時点で自動開することから、原子炉を過圧するおそれはない。

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

【水位不明とは】

- (1) 水位計の電源が喪失した場合
- (2) 水位計の指示に“バラツキ”があり T A F 以上であることが判定できない場合
- (3) 水位不明判断曲線（第 1 図）の水位不明領域に入った場合
- (4) 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



第 1 図 不測事態「水位不明（C 3）」水位不明判断曲線

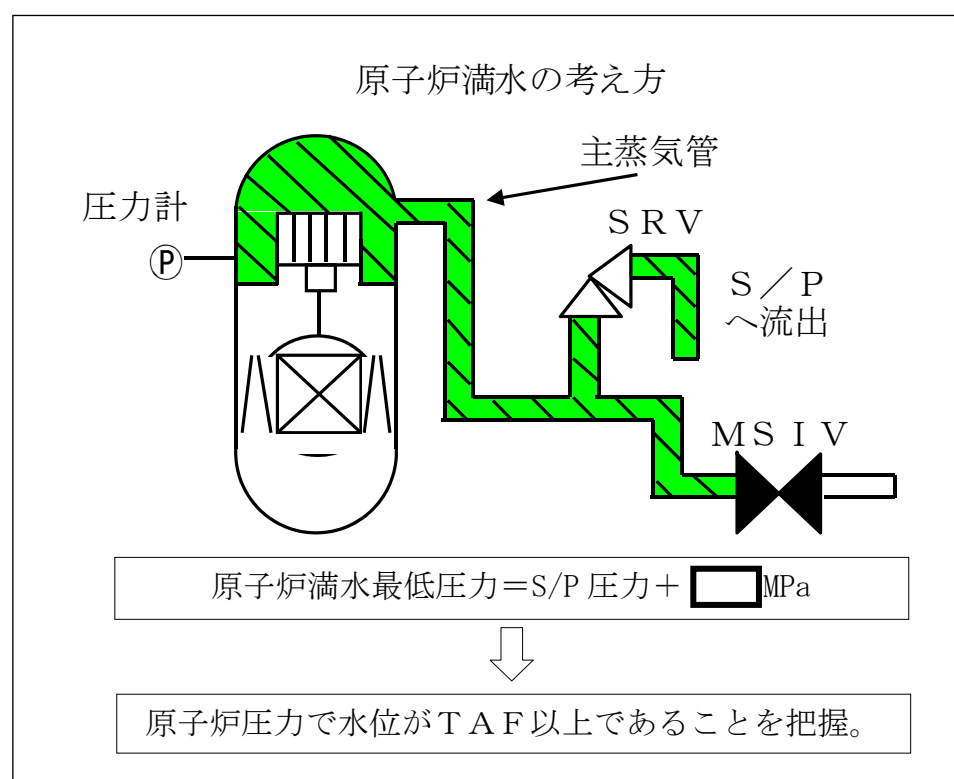
枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. 満水操作フロー概要（「水位不明」時）



枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

【原子炉満水確認方法】



原子炉圧力は S / P 圧力より原子炉満水化に必要な差圧以上で、かつ出来るかぎり低い圧力に維持すること。

LOCA 時及び代替注水設備を使用しての注水時等、RPV と S / P 間の差圧を MPa に確保できない場合の R P V 満水状態の確認方法としては、以下により行うこと。

- (1) 開放 S R V 排気管に設置されている温度計の指示値を、温度記録計にて確認する。この開放 S R V 排気管温度が R P V 本体の水温とほぼ同一であり、かつ、他の S R V 排気管温度と有意な差があることを確認する。

これにより、R P V へ注入された流体は開放 S R V 及び排気管を経由して、S / P へ移送されていることが確認でき、また、R P V の水位は M S ノズルレベル以上に確保されていることが確認できる。

- (2) ポンプ追加起動で炉圧が上昇すれば満水状態であり、炉圧があまり変化しなければ満水していないと予想される。

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

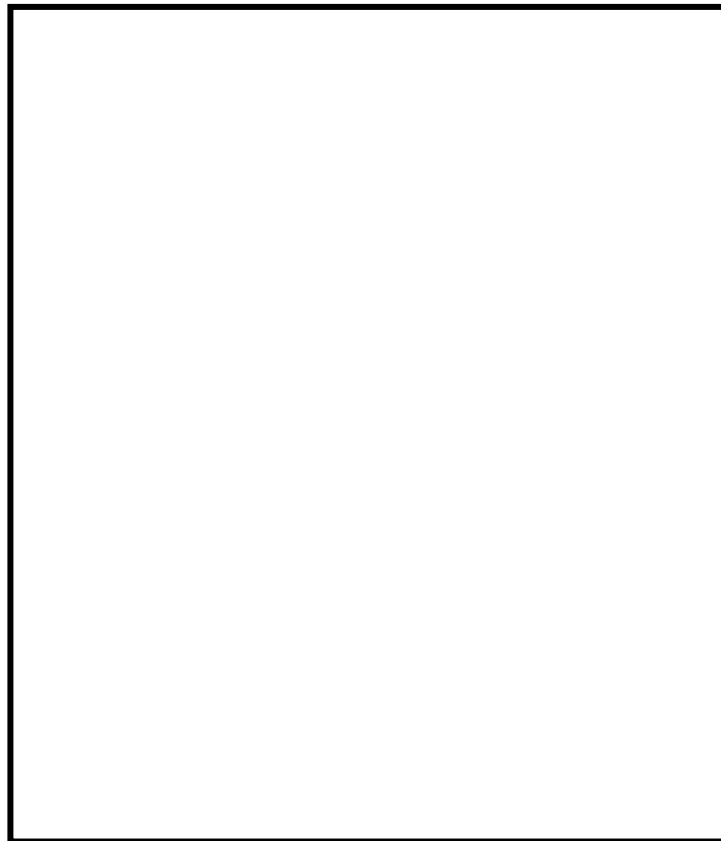
3. PCV圧力制御（PC/P）からの満水操作

PCV圧力が 384kPa[gage]を超えた場合には原子炉を満水にすることにより直接、格納容器空間部へ熱が放出されることを防ぐ。更に、冷却水の注入により格納容器内の蒸気が凝縮し、格納容器減圧を促進する効果も期待する。

原子炉水位をできるだけ高く維持するためにSRV 1 個以上開または開確認をし、注水可能な系統（LPCS系、LPCI系、HPCS系、給復水系）にて注水を実施する。

なお、1. に示した原子炉水位が不明となった場合の満水操作と同様に、SRV 1 個以上を開保持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。

4. 満水操作フロー概要（「PCV圧力制御」時）



枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

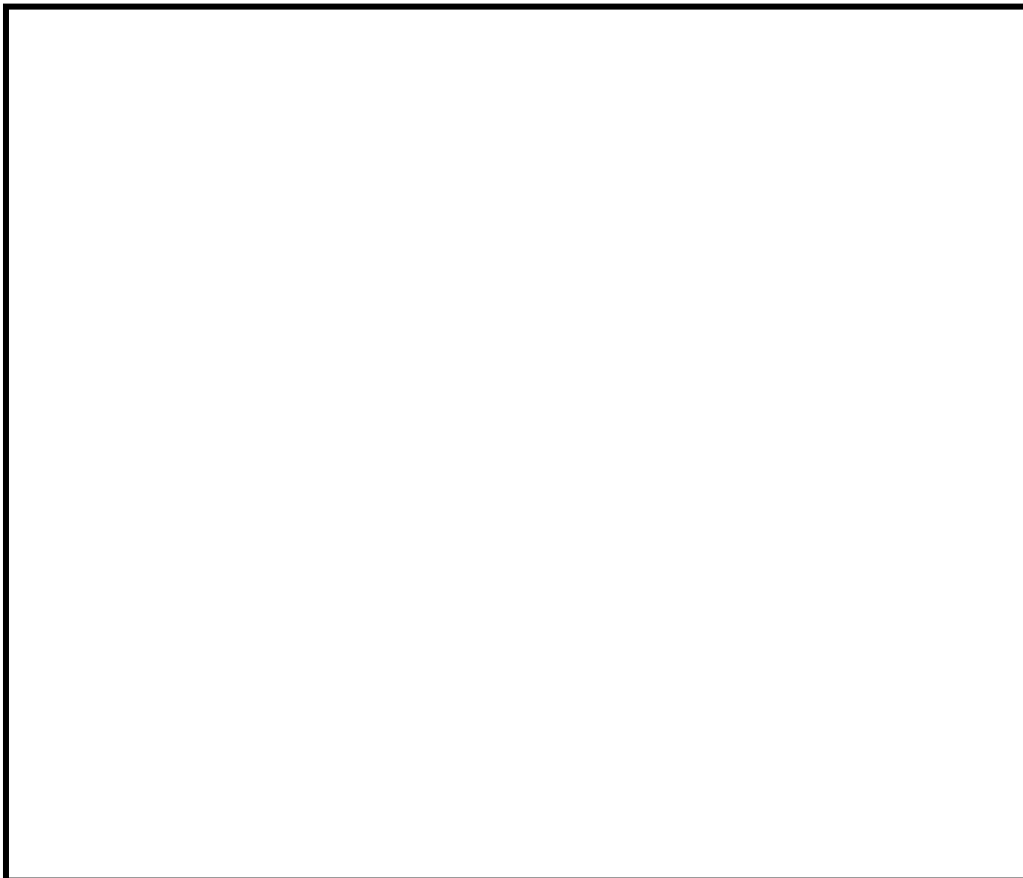
5. 有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」
における水位不明時の対応について

有効性評価の格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは、原子炉冷却材喪失事故（大破断 L O C A）の発生により第 1 図に示す水位不明領域となるため、運転員は「水位不明」と判断する。

この場合、炉心損傷判断後の対応手順に従い、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。

以上のような対応を行う目的は、原子炉へ注水可能な系統が外部水源を使用している場合、原子炉満水操作を回避し外部水源注水量限界到達までの時間を遅延させることで、放射性物質を格納容器内に可能な限り保持することにより、格納容器ベントに伴う公衆被ばくや環境への影響を低減するためである。

【長期の損傷炉心への注水フロー概要】

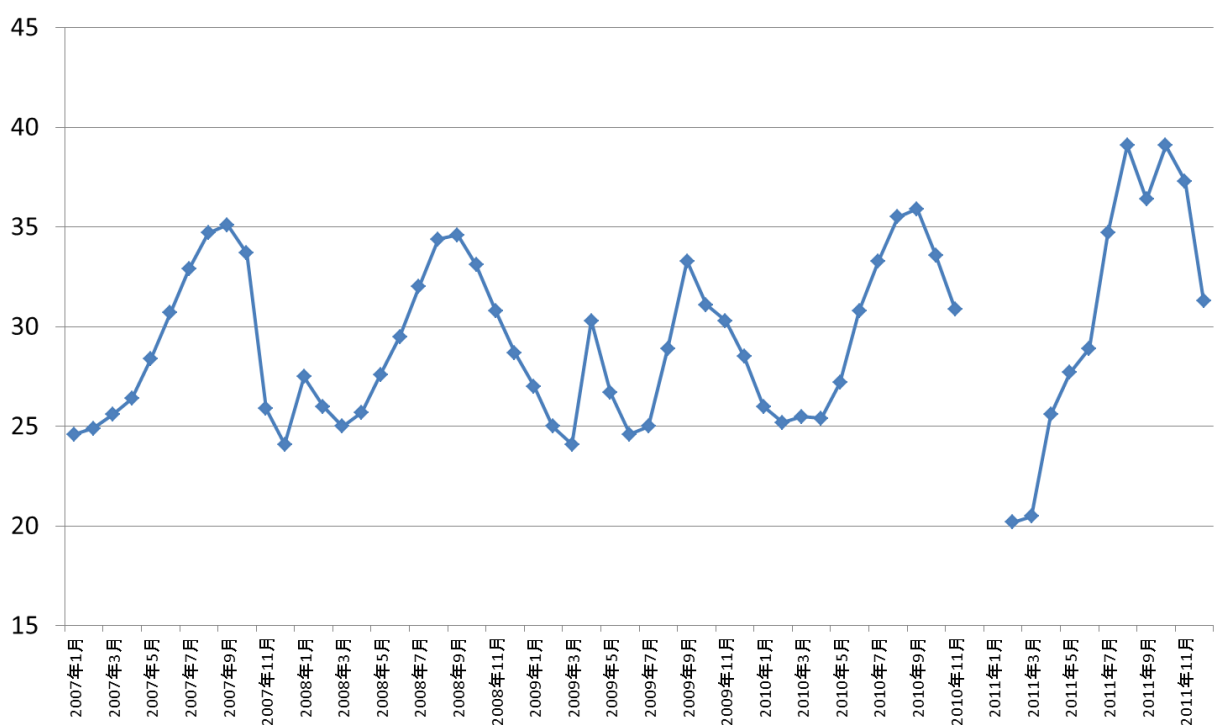


枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

64. 外部水源温度の条件設定の根拠について

主要解析条件のうち、高圧代替注水系や低圧代替注水系（常設）等の水源である復水貯蔵タンク水温は、復水貯蔵タンクの過去の実測データを踏まえて設定している。

図1に女川2号炉における過去の復水貯蔵タンク水温を示す。プラント停止中も含めた過去5年間（2007年～2011年）の最大値（月平均）は39.1℃となっており、それを包絡する値として有効性評価においては40℃を設定している。



※機器点検等により、一部データに欠損がある

図1 復水貯蔵タンク水温（月平均（2007年～2011年））

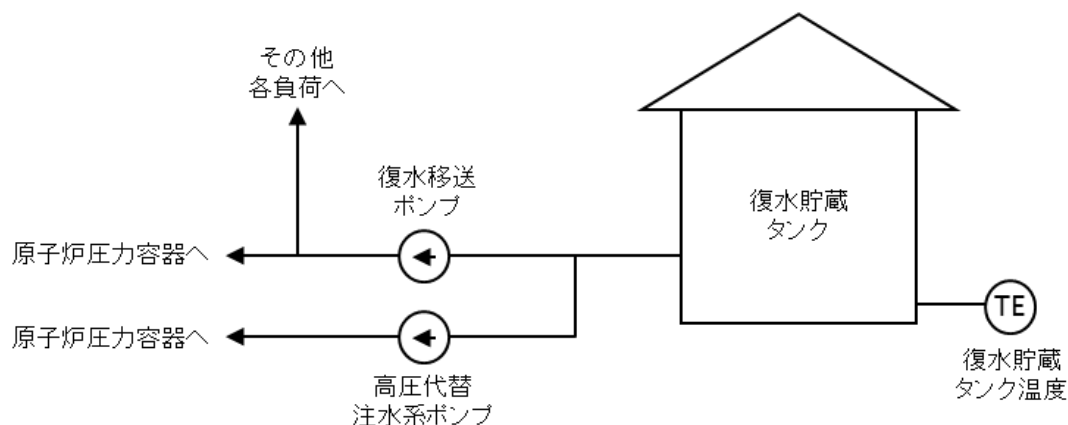


図2 復水貯蔵タンク廻りの系統構成（概要図）

66. 格納容器頂部注水について

1. 格納容器頂部注水の位置づけ

東京電力福島第一原子力発電所の事故の分析では、格納容器トップヘッドのフランジ部がシール機能を喪失したために、放射性物質の放出につながった可能性が高いと評価している^[1]。1F 事故では、シール材が高温高圧条件の蒸気環境下に長時間さらされることによって劣化し、格納容器の閉じ込め機能を喪失したものと考えられるが、こうした状況は、損傷炉心に対する注水や格納容器スプレイによる除熱が十分に機能しなかったことから、結果として格納容器内は高温環境となり、シリコン製シール材の劣化が時間経過と共に進行したと考えられる。

このことから、速やかに炉心への注水及び格納容器スプレイができるよう安全対策を講じるとともに、原子炉格納容器トップヘッドフランジ部のシール材として耐環境性に優れた改良 E P D Mを採用することで、当該開口部からの漏えいを防止する対策を講じていることから、これらにより局所的な影響を含めた格納容器の過温破損を防止できると考える。

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器頂部への注水は、有効性評価では、直接の漏えい防止としての機能には期待していない設備であり、格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えい防止を更に確実にすることを目的として自主的に整備しているものである。

2. 格納容器頂部注水の運用について

格納容器頂部注水の運用の手段として、プラント運転中より事前に水張りしておく手段も考えられる。しかしながら、格納容器頂部の事前水張り運用については、もともと P C Vヘッド周りに水を張って長時間運転することは P C Vヘッドの腐食影響等による悪影響の懸念がある。

よって、1. で述べた事故マネジメントの組み合わせによる格納容器内温度・圧力を適切に制御することを前提に、格納容器頂部注水は格納容器上部雰囲気温度の上昇（171℃を超過）を確認した以降、適宜実施するとの運用としている。

[1]福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 4 回進捗報告（平成 27 年 12 月 17 日 東京電力株式会社）

以上

67. LOCA 解析における燃料の代表性について

重大事故等対策の有効性評価において、燃料の代表性は以下の観点で整理できる。

- ・ 炉心／燃料集合体の出力（崩壊熱）
- ・ 燃料の冷却性（燃料形状）
- ・ 燃料動特性
- ・ 炉心損傷後の FP 移行挙動

また、女川 2 号炉に装荷される可能性のある燃料は以下のとおりである（全てウラン燃料である）。

- ・ 9 × 9 燃料（A 型）
- ・ 9 × 9 燃料（B 型）

1. 崩壊熱

ウラン燃料においては、燃料型式によって燃料の組成がほぼ変わらない。崩壊熱においては、燃料組成が同等であれば燃焼度、照射時間のみが影響するが、有効性評価においては燃焼度、照射時間は運転実績を踏まえ崩壊熱を評価する上で厳しい条件を設定している。このため、ウラン燃料に関しては、燃料タイプが評価結果に与える影響はないと言え、9 × 9 燃料（A 型）で代表できる。

2. 燃料の冷却性

LOCA 時の炉心冷却評価においては、燃料被覆管の最高温度は 9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9（B 型）の結果の差は高々 50℃ 程度であり、大きな相違はない。この差の要因として、わずかに異なる燃料棒径があるが、これが重大事故等対策の有効性を示す観点で重要な因子ではない。従って、重大事故等時の炉心冷却性評価を取り扱う上では、両燃料のいずれかで評価できる。このため、9 × 9 燃料（A 型）で代表できる。

3. 燃料動特性

スクラム後のプラント挙動を評価する事象である LOCA については影響がない。

4. 炉心損傷後の FP 移行挙動

中小 LOCA については、燃料損傷を伴わないため影響はない。

また、大 LOCA についても、ウラン燃料は燃料型式によって燃料の組成がほぼ変わらないことから、インベントリもほぼ変わらず、燃料タイプが評価結果に与える影響は少ないと言え、9 × 9 燃料（A 型）で代表できる。

また、9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）について、設計基準事故の LOCA 解析（再循環配管両端破断）の結果を図 1 から図 5 に示す。図 1 から図 5 のとおり、9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）の解析結果に有意な差は生じていない。

以 上

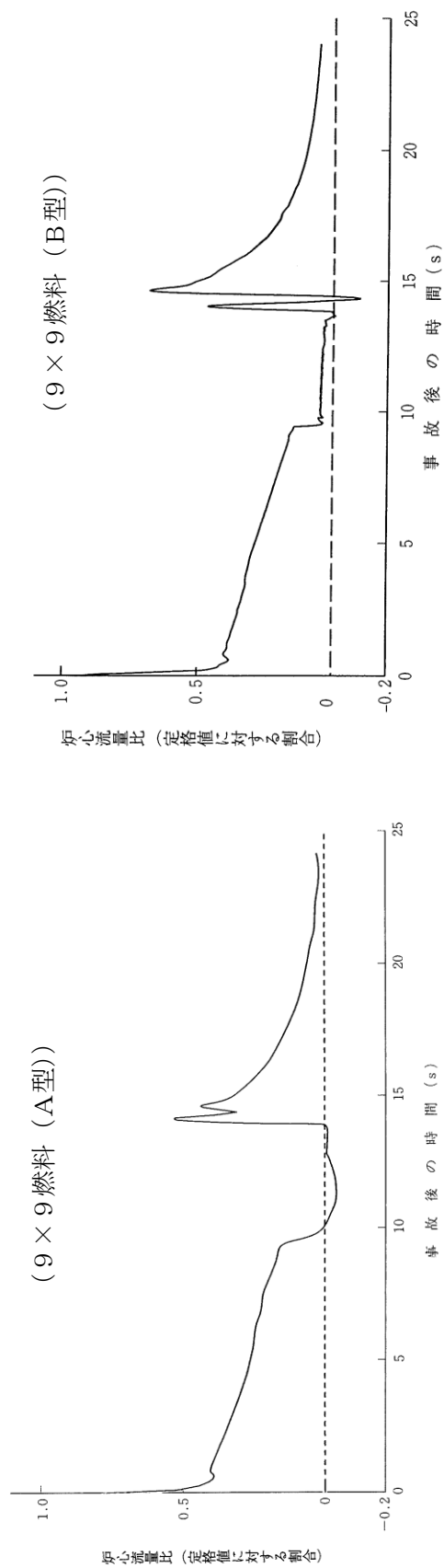


図1 女川2号炉 再循環配管両端破断事故時における炉心流量の変化

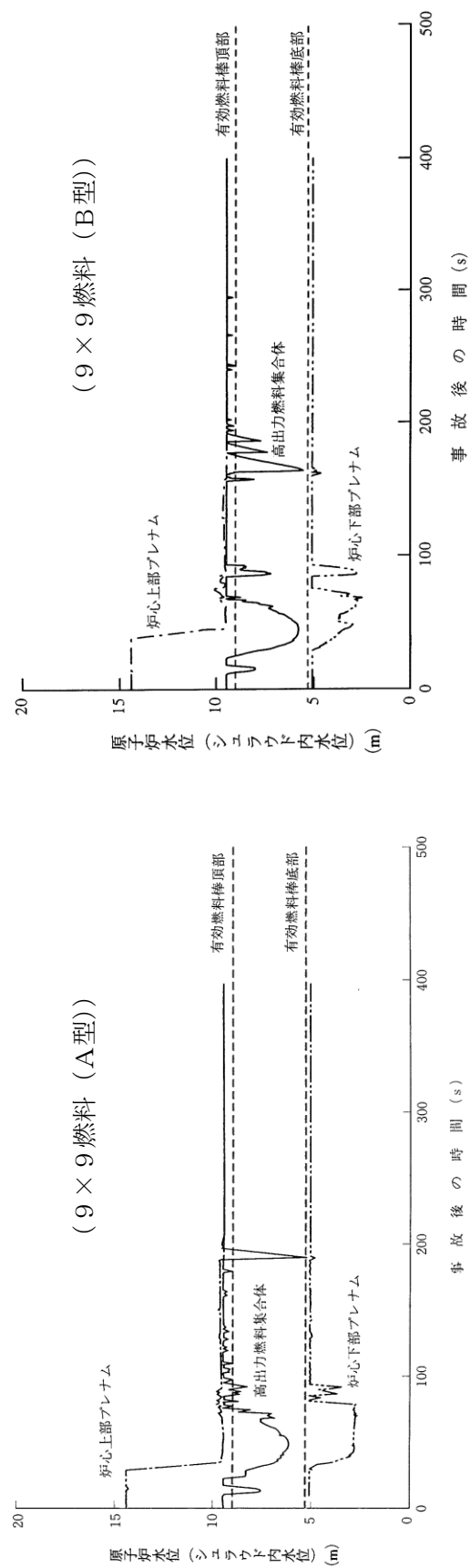


図2 女川2号炉 再循環配管両端破断事故時における原子炉水位の変化

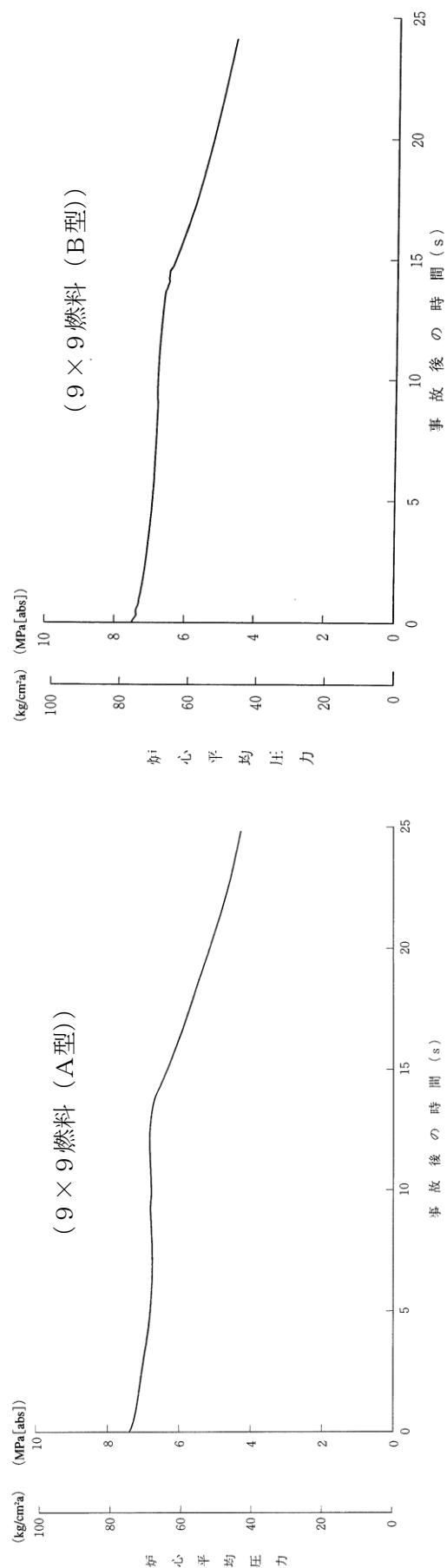


図3 女川2号炉 再循環配管両端破断事故時における原子炉圧力の変化

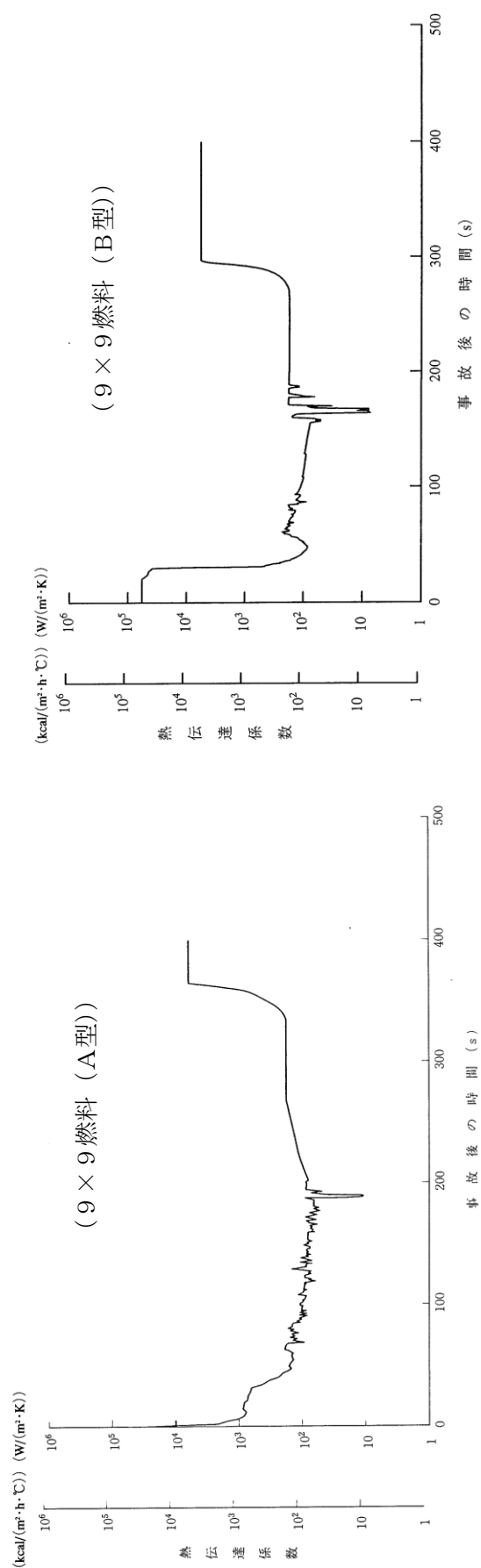


図4 再循環配管両端破断事故時における燃料被覆管最高温度を与える位置での熱伝達係数の変化

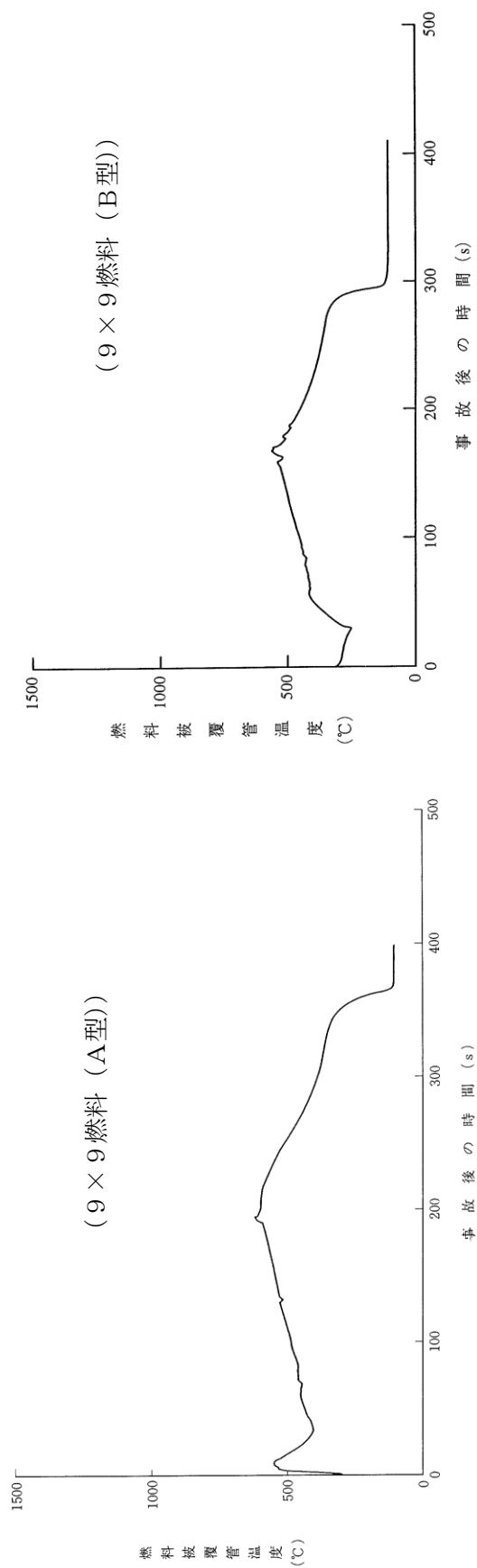


図 5 再循環配管両端破断事故時における燃料被覆管最高温度を与える位置での温度変化

68. エントレインメントの影響について

1. はじめに

有効性評価シナリオにおいて、最もサプレッションプール水位が上昇するシナリオは、格納容器過圧・過温破損の評価事故シーケンスであり、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッションプール水位は上昇し、格納容器ベント実施後に、サプレッションプール水位は最も高くなる。

ここでは上記状態におけるエントレインメントの影響について評価する。

2. エントレインメントの影響

格納容器過圧・過温破損の評価事故シーケンスにおけるサプレッションプール水位の最大値は約 5.79m である（図 1 参照）。

このとき、以下に示すようにサプレッションチェンバ水が全て減圧沸騰するという保守的な仮定により水位上昇を評価すると、サプレッションプール水位は約 0.08m 上昇し、約 5.87m となる。サプレッションチェンバのベントライン下端高さは約 8.7m であるため、エントレインメントは回避できると考えられる。

なお、現実的にはサプレッションチェンバの下部には水頭圧がかかるため全体が減圧沸騰することはないことから、水位は約 5.87m より小さくなると考えられる。

また、サプレッションチェンバのプール水面の飛沫が、ベント時に同伴してベント配管内に取り込まれたとしても、配管内に滞留水が形成されない構造の設計としているため、ベントラインが閉塞することはない。

<サプレッションプール水位上昇評価>

減圧沸騰時のボイド率からサプレッションプール水位の上昇分を求める。

サプレッションチェンバのプール水中で様な蒸気発生がある場合の平均ボイド率は、ドリフトフラックスモデルから以下の計算により求める。

$$\alpha = \frac{j_g}{V_g + j_g C_0}$$

j_g ：サプレッションプール表面での見かけの蒸気速度 ($3.3 \times 10^{-3} \text{m/s}$)

V_g ：ドリフト速度 (0.225m/s)

C_0 ：分布定数 (1.0)

よって、平均ボイド率 α を求めると約 0.014 となる。

以上より，減圧沸騰によりサブプレッションチェンバのプール水は約 1.4%体積膨張する。格納容器ベント時のサブプレッションプール水位は約 5.79m に対して，減圧沸騰により水位は約 0.08m 上昇し，約 5.87m となる。

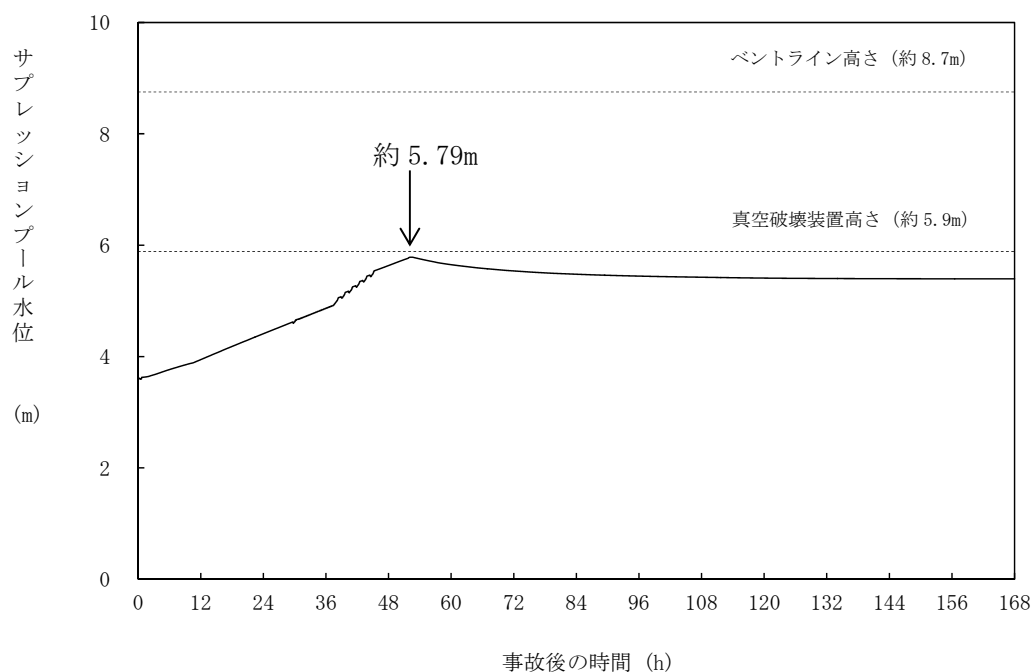


図1 サブプレッションプール水位変化（格納容器過圧・過温シナリオ）

69. 有効性評価の主要解析条件と設置変更許可申請書添付書類八との整合性について

有効性評価で使用している主要解析条件と現行（許可済）設置変更許可申請書の添付書類八記載値との整合性を確認した。

概ね整合が取れていることを確認したが、主要解析条件と添付書類八の数値が異なる項目として、「格納容器空間体積（ドライウエル）」を抽出した（表 1 参照）。

表 1 主要解析条件と添付書類八との記載が異なる項目及びその値

項目	有効性評価の主要解析条件	添付書類八の記載値
格納容器空間体積 （ドライウエル）		7,900 m ³

有効性評価で使用している格納容器体積は、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、設備の設計値を採用している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

事故シーケンス グループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧・低圧注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系(常設)により炉心に注水し、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により格納容器冷却し、原子炉格納容器フィルタベント系により格納容器除熱する。 【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系) ・低圧注水機能(低圧炉心スプレイ系、低圧注水系)	【高圧注水】－ 【減圧】<u>逃がし安全弁</u>(6個) ・事象発生から約25分後に手動減圧 【低圧注水】<u>低圧代替注水系(常設)</u> ・MUWCポンプ2台で注水 ・原子炉の減圧後に、145m³/h(0.427MPa[di f])においての流量で注水	【PCVスプレイ】<u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</u> ・大容量送水ポンプ(タイプⅠ)にてPCV圧力0.384MPa[gage]到達以降88m³/hでスプレイ(間欠運転) 【海水除熱】－ 【ベント】<u>原子炉格納容器フィルタベント系</u> ・PCV圧力0.427MPa[gage](1Pd)で実施(約45時間後)	【電源】<u>非常用ディーゼル発電機</u> ・外部電源無し 【水源(補給含む)】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> ・約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプⅠ)(150m³/h)により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給	×	＜炉心損傷防止＞ 炉心損傷回避のためには、約40分までに低圧で注水する必要があるが、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)の使用開始は6時間を、低圧代替注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では炉心損傷を防止できない ＜格納容器破損防止＞ リロケーション後、MCCIの発生防止のために格納容器下部に約3.8時間までに水深3.4mまで水張りを完了させる必要があるが、原子炉格納容器下部注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では格納容器破損を防止できない
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧注水機能の喪失および手動減圧に失敗する。これに対し代替自動減圧機能により原子炉を減圧、低圧ECCSIにより注水し、残留熱除去系により除熱する。 【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系) ・手動減圧	【高圧注水】－ 【減圧】<u>代替自動減圧機能(逃がし安全弁2個)</u> ・原子炉水位L1到達10分後に自動減圧 【低圧注水】<u>低圧注水系、低圧炉心スプレイ系</u> ・定格流量、原子炉水位L3～L8水位維持	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】<u>残留熱除去系(サブプレッション水冷却モード)×1、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)×1</u> ・原子炉水位L8到達後に残留熱除去系1系列を低圧注水モード→サブプレッション水冷却モードに移行、事象発生12時間後に原子炉停止時冷却モードで除熱 【ベント】－	【電源】<u>非常用ディーゼル発電機</u> ・外部電源無し 【水源(補給含む)】<u>サブプレッションプール</u>	－	－
全交流動力電源喪失＋HPCS 失敗 (TB)	【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し容量を増強した直流電源により24時間原子炉隔離時冷却系の注水を継続する。24時間後からは常設代替交流電源設備から給電した低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。 【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) ・取水機能(RCW、RSW)	【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u> ・原子炉水位L2～L8で水位維持 【減圧】<u>逃がし安全弁</u>(2個) ・事象発生24時間後に手動減圧 【低圧注水】<u>低圧代替注水系(常設)</u> ・MUWCポンプ1台で注水 ・原子炉の減圧後に、120m³/h(0.427MPa[di f])においての流量で注水	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】<u>原子炉補機代替冷却水系を用いた、残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u> ・事象発生25時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 【ベント】－	【電源】<u>所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替交流電源設備</u> ・外部電源無し ・所内常設蓄電式直流電源設備の負荷切離しを実施し、24時間原子炉隔離時冷却系に供給 ・24時間後に常設代替交流電源設備から給電 【水源(補給含む)】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> ・約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプⅠ)(150m³/h)により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給	○	＜炉心損傷防止＞ 事象発生24時間後までは、原子炉隔離時冷却系による注水を継続し、その後、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)または低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水と原子炉格納容器フィルタベント系によるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる
全交流動力電源喪失＋高圧 ECCSI失敗 (TBU)	【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、RCICの機能喪失が重畳する。これに対し所内常設蓄電式直流電源設備により24時間高圧代替注水系の注水を継続する。24時間後からは常設代替交流電源設備から給電した低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。 【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) ・原子炉隔離時冷却系 ・取水機能(RCW、RSW)	【高圧注水】<u>HPAC</u> ・事象発生40分後に注水 ・原子炉水位L2～L8で水位維持 【減圧】<u>逃がし安全弁</u>(2個) ・事象発生24時間後に手動減圧	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】<u>原子炉補機代替冷却水系を用いた、残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u> ・事象発生25時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 【ベント】－	【電源】<u>所内常設蓄電式直流電源設備(可搬型代替直流電源設備)、常設代替交流電源設備</u> ・外部電源無し ・所内常設蓄電式直流電源設備(可搬型代替直流電源)により、24時間高圧代替注水系に供給 ・24時間後に常設代替交流電源設備から給電 【水源(補給含む)】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> ・約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプⅠ)(150m³/h)により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給	○	＜炉心損傷防止＞ 事象発生24時間後までは、高圧代替注水系による注水を継続し、その後、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)または低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水と原子炉格納容器フィルタベント系によるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる
全交流動力電源喪失＋直流 電源喪失 (TBD)	【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、直流電源の機能喪失が重畳する。これに対し可搬型代替直流電源設備により24時間高圧代替注水系の注水を継続する。24時間後からは常設代替交流電源設備から給電した低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。 【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) ・直流電源 ・取水機能(RCW、RSW)	【低圧注水】<u>低圧代替注水系(常設)</u> ・MUWCポンプ1台で注水 ・原子炉の減圧後に、120m³/h(0.427MPa[di f])においての流量で注水				
全交流動力電源喪失＋SRV 再開失敗 (TBP)	【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、SRV再開失敗が重畳する。これに対し高圧代替注水系及び低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。 【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) ・SRV再開失敗 ・取水機能(RCW、RSW)	【高圧注水】<u>高圧代替注水系</u> ・事象発生約15分後に、手動操作により起動 【減圧】<u>逃がし安全弁</u>(6個) ・事象発生約23分後に手動減圧 【低圧注水】<u>低圧代替注水系(常設)</u> ・MUWCポンプ2台で注水 ・原子炉の減圧後に、145m³/h(0.427MPa[di f])においての流量で注水	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】<u>原子炉補機代替冷却水系を用いた、残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u> ・事象発生24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 【ベント】－	【電源】<u>常設代替交流電源設備</u> ・外部電源無し ・15分後に常設代替交流電源設備から給電 【水源(補給含む)】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> ・約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプⅠ)(150m³/h)により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給		

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンス グループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に取水機能喪失が発生する。これに対し原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）で注水を継続する。24時間後に原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。 【機能喪失の前提】 - 非常用ディーゼル発電機 - 取水機能(RCW, RSW)	【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u> - 原子炉水位L2～L8で水位維持 【減圧】<u>逃がし安全弁</u> (2個) - 事象発生約8時間後に手動減圧 【低圧注水】<u>低圧代替注水系（常設）</u> - MUWCポンプ1台で注水 - 原子炉の減圧後に、120m³/h(0.427MPa[dif]において)の流量で注水	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】<u>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱×1</u> 事象発生24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱を実施 【ベント】－	【電源】<u>常設代替交流電源設備</u> - 外部電源無し 15分後に常設代替交流電源設備から給電 【水源(補給含む)】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> - 約10時間以降から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）（150m³/h）により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給	-	-
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失) (TW)	【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に残留熱除去系機能喪失が発生する。これに対し原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系で注水を継続し、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系で格納容器冷却し、原子炉格納容器フィルタベント系によるベントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 残留熱除去系	【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系（減圧後も使用）</u> - 原子炉水位L2～L8で水位制御 【減圧】<u>逃がし安全弁</u> (2個) - 事象発生約8時間後に手動減圧	【PCVスプレイ】<u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</u> - 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）にてPCV圧力0.384MPa[gage]到達以降8m³/hでスプレイ（間欠運転） 【海水除熱】－ 【ベント】<u>原子炉格納容器フィルタベント系</u> - PCV圧力0.427MPa[gage]（1Pd）で実施（約44時間後）	【電源】<u>非常用ディーゼル発電機</u> - 外部電源無し 【水源(補給含む)】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> - 約10時間以降から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）（150m³/h）により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給	-	-
原子炉停止機能喪失 (TC)	【事象概要】過渡事象(MSIV閉)発生と共に全CR挿入失敗(ARI含む)が発生する。これに対し、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能で出力上昇を抑制し、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系で冠水を維持し、SLCにより未臨界を確保する。 【機能喪失の前提】 - スクラム機能(RPS) - 代替制御棒挿入機能(ARI)	【原子炉停止】<u>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、SLC</u> - SLC注入はS/C水温高高(49℃)から10分後 【高圧注水】<u>M/D-RFP、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系</u> - M/D-RFP運転はホットウェル水位「低」トリップまで - 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（L2）で起動、高圧炉心スプレイ系はD/W圧力「高」で起動 【減圧】－ 【低圧注水】－	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】<u>残留熱除去系（サブプレッション水冷却モード）</u> 事象発生から20分後 【ベント】－	【電源】<u>外部電源</u> ※給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくするため外部電源「有り」を想定 【水源】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> 約10時間以降から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）（150m³/h）により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給	-	-
LOCA時注水機能喪失 (中小破断LOCA)	【事象概要】中小破断LOCA発生と共に高圧・低圧注水機能喪失、原子炉減圧機能喪失及び崩壊熱除去機能喪失が発生する。これに対し高圧代替注水系および低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により格納容器冷却し、原子炉格納容器フィルタベント系によるベントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 - 高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系) - 低圧注水機能(低圧炉心スプレイ系、低圧注水系) - 自動減圧機能(ADS) - 非常用ディーゼル発電機 - 取水機能(RCW, RSW)	【高圧注水】<u>高圧代替注水系</u> - 事象発生15分後から定格流量で注水 【減圧】<u>逃がし安全弁</u> (2個) - 事象発生約8時間後に手動減圧 【低圧注水】<u>低圧代替注水系（常設）</u> - MUWCポンプ1台で注水 - 原子炉の減圧後に120m³/h(0.427MPa[dif]において)の流量で注水	【PCVスプレイ】<u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</u> - 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）にてPCV圧力0.384MPa[gage]到達以降8m³/hでスプレイ（間欠運転） 【海水除熱】－ 【ベント】<u>原子炉格納容器フィルタベント系</u> - PCV圧力0.427MPa[gage]（1Pd）で実施（約43時間後）	【電源】<u>常設代替交流電源設備</u> - 外部電源無し 15分後に常設代替交流電源設備から給電 【水源(補給含む)】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> - 約10時間以降から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）（150m³/h）により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給	×	<炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約1時間までに低圧で注水する必要があるが、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)の使用開始は6時間を、低圧代替注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では炉心損傷を防止できない
						<格納容器破損防止> リロケーション後、MCCIの発生防止のために格納容器下部に約3.8時間までに水深3.4mまで水張りを完了させる必要があるが、原子炉格納容器下部注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では格納容器破損を防止できない <可搬型設備の実力値を考慮した場合> 保守的に設定しているアクセスルートの斜面崩落を考慮しない場合、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)による事象発生3時間後の原子炉注水または格納容器下部注水により、格納容器の破損は回避できると考えられる
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	【事象概要】ISLOCA(HPCSポンプ吸込み配管の破断を想定)が発生する。これに対し原子炉隔離時冷却系で水位を維持しつつ、原子炉減圧を行う。減圧後は 低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系で注水すると共に、破断箇所を隔離する。 【機能喪失の前提】－	【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u>(事象初期) - 原子炉水位L2～L8で水位制御 【減圧】<u>逃がし安全弁</u> (2個) - 事象発生約30分後に手動減圧 【低圧注水】<u>低圧炉心スプレイ系、低圧注水系</u> - 定格流量、原子炉水位L3～L8水位維持	格納容器バイパス事象であるため、格納容器側のマネジメントは不要 (ただし、破断箇所の隔離後は通常の停止手順で冷温停止に移行)	【電源】<u>非常用ディーゼル発電機</u> - 外部電源無し 【水源】<u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽、サブプレッションプール</u> - 約10時間以降から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）（150m³/h）により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給	-	-

評価事故シーケンス(格納容器破損防止)の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替	
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源		
雰囲気圧力・温度による 静的負荷 （格納容器過温・過圧破損）	【事象概要】大破断LOCA(再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断を想定)発生と共に非常用炉心冷却系機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、常設代替交流電源から給電し低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により格納容器冷却し、原子炉格納容器フィルタベント系によるベントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・非常用炉心冷却系(高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系) ・全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機)	【高圧注水】－ 【減圧】(破断口からの減圧) 【低圧注水】 <u>低圧代替注水系（常設）</u> ・MUWCポンプ1台で注水 ・事象発生25分後から注水開始、原子炉水位L0到達まで定格流量 ・原子炉水位L0到達後、崩壊熱による蒸発量相当の注水	【PCVスプレイ】 <u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</u> ・大容量送水ポンプ（タイプⅠ）にてPCV圧力0.640MPa[gage]到達以降88m ³ /hでスプレイ（間欠運転） 【海水除熱】－ 【ベント】 <u>原子炉格納容器フィルタベント系</u> ・PCV圧力0.854MPa[gage]（2Pd）で実施（約51時間後）	【電源】 <u>常設代替交流電源設備</u> ・外部電源無し ・15分後から給電 【水源(補給含む)】 <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> ・約10時間以降から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）（150m ³ /h）により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給	×	＜格納容器破損防止＞ リロケーション後、MCCIの抑制のためにRPV破損後に格納容器下部に注水する必要があるが、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では格納容器破損を防止できない
水素燃焼						＜可搬型設備の実力値を考慮した場合＞ 保守的に設定しているアクセスルートの斜面崩落を考慮しない場合、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)による事象発生3時間後の原子炉注水または格納容器下部注水により、PCVの破損は回避できると考えられる
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気 直接加熱 (HPME／DCH)	【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に、高圧・低圧注水機能喪失及び自動減圧機能喪失が発生し、炉心損傷に至る(※)。その後、原子炉の手動減圧を実施しRPV破損前に減圧する。溶融炉心落下前に原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部への初期水張りを行う。落下溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが、PCVの健全性は維持される。また水張り及び溶融炉心落下後の格納容器下部への注水によりコア・コンクリート反応は抑制される。 ※重大事故等対処設備（高圧代替注水系又は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）に期待する場合、上記事象による炉心損傷は防止できるため、重大事故等対処設備による原子炉注水には期待しない。 ・本来炉心損傷防止が成立する事象であるが、着目する物理化学現象による格納容器破損防止対策の有効性を評価するため、保守的に設定したシナリオである。 【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系) ・自動減圧機能(ADS) ・低圧注水機能(低圧炉心スプレイ系、低圧注水系) ・高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）	【高圧注水】－ 【原子炉減圧】 <u>逃がし安全弁</u> (1個) ・原子炉水位BAF+10%燃料棒有効長さ到達で手動減圧 ・上記対応により原子炉を減圧し、DCHを防止する。 ・上記対応により原子炉を減圧することで、溶融炉心落下時のFCI、MCCIに対して厳しい条件とする。 【低圧注水】－	【格納容器下部注水】 <u>原子炉格納容器下部注水系（常設）</u> ・RPV破損前に「原子炉水位L0未満かつ注水系なし」を確認し、MUWCポンプで約90m ³ （水深3.4m相当）水張り ・RPV破損後はMUWCポンプで崩壊熱相当量の注水 ・上記水張り及びその後の注水により、溶融炉心落下後のMCCIを抑制する。 【PCVスプレイ】 <u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</u> ・大容量送水ポンプ（タイプⅠ）にてPCV圧力0.640MPa[gage]到達以降88m ³ /hでスプレイ（間欠運転） 【海水除熱】－ 【ベント】 <u>原子炉格納容器フィルタベント系</u> ・PCV圧力0.854MPa[gage]（2Pd）で実施（約34時間後）	【電源】 <u>常設代替交流電源設備</u> ・外部電源無し ・15分後から給電 【水源(補給含む)】 <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u> ・約10時間以降から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）（150m ³ /h）により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給	×	＜格納容器破損防止＞ リロケーション後、MCCIの抑制のために格納容器下部に約3.8時間までに水深3.4mまで水張りを完了させる必要があるが、原子炉格納容器下部注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では格納容器破損を防止できない
原子炉圧力容器外の 溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)						＜可搬型設備の実力値を考慮した場合＞ 保守的に設定しているアクセスルートの斜面崩落を考慮しない場合、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系（常設）による事象発生3時間後の原子炉注水または格納容器下部注水により、PCVの破損は回避できると考えられる
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)						＜可搬型設備の実力値を考慮した場合＞ 保守的に設定しているアクセスルートの斜面崩落を考慮しない場合、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系（常設）による事象発生3時間後の原子炉注水または格納容器下部注水により、PCVの破損は回避できると考えられる

71. 放射線防護具類着用の判断について

初動対応時における重大事故等対策要員の放射線防護具類については、以下の通り整備している。初動対応時における放射線防護具類の選定については、発電課長又は緊急時対策本部が判断し、着用を指示する。

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等発生時は事故対応に緊急性を要すること、通常時とは汚染が懸念される区域も異なること等から、通常の放射線防護具類の着用基準ではなく、作業環境及び緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで、被ばく線量を低減する。

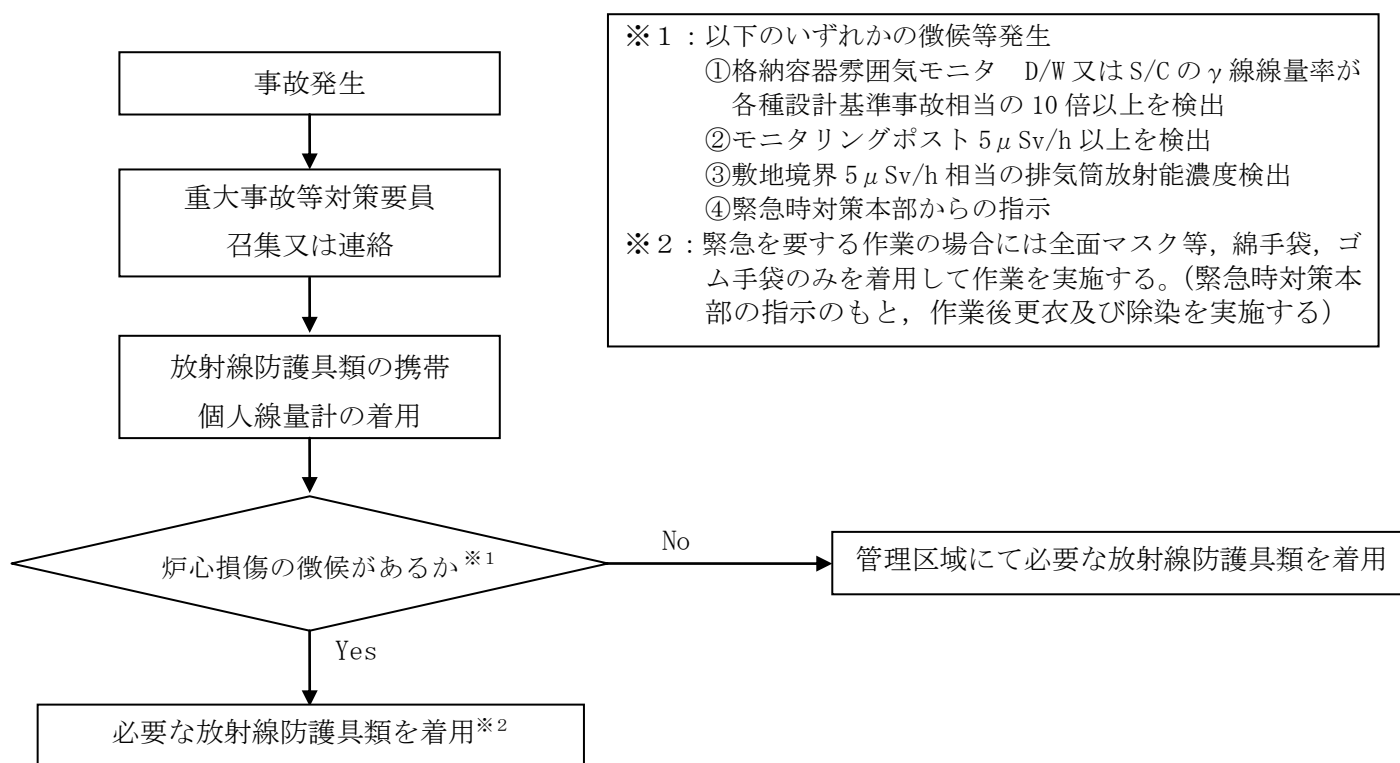


図 1 放射線防護具類の選定方法

2. 初動対応時における装備

- 必要な放射線防護具類は、発電課長又は緊急時対策本部が着用について判断した場合に速やかに着用できるように、常時、中央制御室、緊急時対策建屋に必要数を保管する。
- 重大事故等対策要員は召集又は連絡を受けた後、個人線量計（ガラスバッジ）を着用する。
- 重大事故等対策要員のうち、現場作業を行う要員については、初動対応時から個人線量計（電子式線量計）を着用することにより、要員の外部被ばく線量を適切に管理することが可能である。なお、作業現場に向かう際には、放射線防護具類を携帯する。
- 炉心損傷の徴候がある場合には、放射性物質の放出が予想されることから、発電課長又は緊急時対策本部が放射線防護具類を判断し、要員に着用を指示する。指示を受けた要員は指示された放射線防護具類を着用する。
- 炉心損傷の徴候がある場合、かつ、汚染防護服（タイベック）を着用する時間もない緊急を要する作業の場合は、発電課長又は緊急時対策本部の指示の下、中央制御室内及び屋外作業の場合は全面マスク、綿手袋、ゴム手袋のみを着用して作業を実施する。また、中央制御室内を除く屋内作業の場合は自給式呼吸器、綿手袋、ゴム手袋のみを着用して作業を実施する。なお、身体汚染が発生した場合には、作業後に更衣及び除染を実施する。
- 高線量対応防護服（タングステンベスト）は、重量があることから、移動を伴わない高線量下での作業を行う場合に着用する。
- 管理区域内で内部溢水が起こっている場所へのアクセスや雨天時に作業を行う場合には EVA スーツ、長靴、胴長靴を追加で着用する。

（表 1，図 2 参照）

表 1 重大事故等対策要員の初動対応時における装備

名称	着用基準	
	炉心損傷の徴候有り	炉心損傷の徴候なし
個人線量計 (ガラスバッジ)	必ず着用	同左
個人線量計 (電子式線量計)	現場作業を行う場合に必ず着用	同左
綿手袋・ゴム手袋	必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
汚染防護服 (タイベック)	緊急を要する作業を除き着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
EVA スーツ・長靴・胴長靴	湿潤作業を行う場合に着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある湿潤作業を行う場合に着用
高線量対応防護服 (タングステンベスト)	移動を伴わない高線量下での作業を行う場合に着用	—
全面マスク	中央制御室内及び屋外作業時に必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
自給式呼吸器	中央制御室内を除く屋内作業時に必ず着用	—



図2 放射線防護具類

72. 放射線環境下における作業の成立性

格納容器過圧・過温破損の重要事故シーケンスにおける作業の成立性を確認するため、被ばく線量の評価を行った。

1. 想定する作業と作業時間帯，作業エリア

成立性を確認する上で対象とする作業は，「5. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について」に示す作業とする。各作業の作業エリア（原子炉建屋内，原子炉建屋外），作業時間帯（格納容器ベント実施前，格納容器ベント実施後）を表 1 に示す。

2. 想定シナリオ

格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気圧力・温度による静的負荷のうち，格納容器過圧の破損モードにおいて想定している，「大破断 L O C A + H P C S 失敗 + 低圧 E C C S 失敗 + 全交流動力電源喪失」を想定シナリオとして選定する。

3. 被ばく経路

各作業で評価対象とする被ばく経路を表 1 に示す。また，被ばく経路の概念図を図 1-1 及び図 1-2 に示す。

表 1 想定する作業及び被ばく経路

評価経路	評価内容	格納容器ベント実施前								格納容器ベント実施後			
		水源確保※1		除熱確保		ベント準備		ベント操作	燃料補給※1	水源確保	燃料補給	フィルタ装置への水・薬液補給	
		屋外	屋内	屋外	屋内	屋外	屋内	屋内	屋外	屋外	屋外	屋外	屋外
①二次格納施設内からのガンマ線による被ばく	二次格納施設内に存在する放射性物質からのガンマ線による実効線量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
②大気中へ放出された放射性物質による被ばく	原子炉建屋から大気中に漏えいた放射性物質による実効線量 ベントにより大気中に放出された放射性物質による実効線量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
③地表面に沈着した放射性物質のガンマ線による被ばく	原子炉建屋から漏えいた地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による実効線量 ベントにより大気中に放出された放射性物質が地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による実効線量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
④操作場所（室内）に取り込まれた放射性物質による被ばく	操作場所に取り込まれた放射性物質（原子炉格納容器から漏えいたもの）による実効線量 操作場所に取り込まれた放射性物質（ベントに伴い環境中に放出されたもの）による実効線量	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
⑤原子炉格納容器圧力逃がし装置本体及び配管からのガンマ線による被ばく	ベント時に原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置及び配管内を通過する希ガス及び付着する放射性物質からのガンマ線による実効線量	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
作業開始時間（事象開始後）		4 時間後	10 時間後	10～19 時間後	19 時間後	29.3 時間後	49 時間後	8 時間後以降※2	61 時間後以降※2	75 時間後以降※3			
作業時間		6.4 時間	9 時間	2.1 時間	5 時間	1.3 時間※4	2 時間※4	2.4 時間※5	0.5 時間	2.4 時間※5	2 時間		

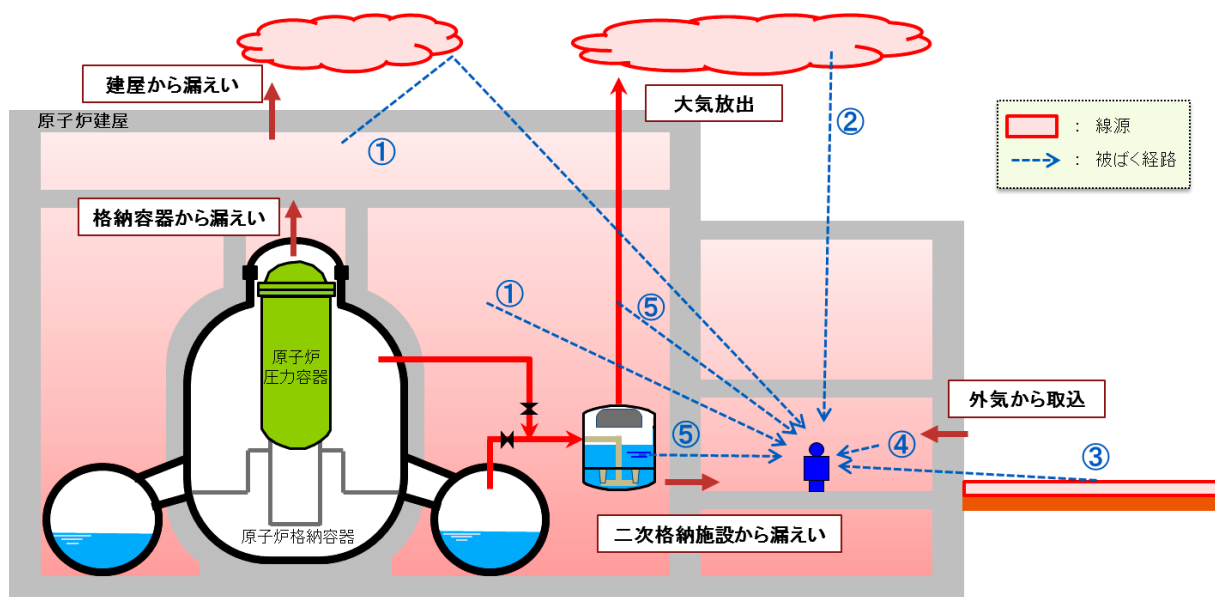
※1 準備完了後は補給作業を適宜実施。格納容器ベント前には待避準備及び一時待避を実施する。

※2 格納容器ベント実施（約 51 時間後）に伴い作業を中断して一時待避を行い、現場の線量率が低下したことを確認して作業を再開する。ここでは現場の線量率が作業可能な値まで低下する 10 時間後（約 61 時間後）を設定する。なお、大容量送水ポンプについては待避前に停止するが、約 61 時間後においても復水貯蔵タンクが枯渇しないよう事前に補給を実施する。原子炉補機代替冷却水系については、10 時間燃料補給なしで運転継続することが可能である。

※3 原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置への水及び薬液補給については、格納容器ベント開始（約 51 時間後）から 24 時間以降実施する。

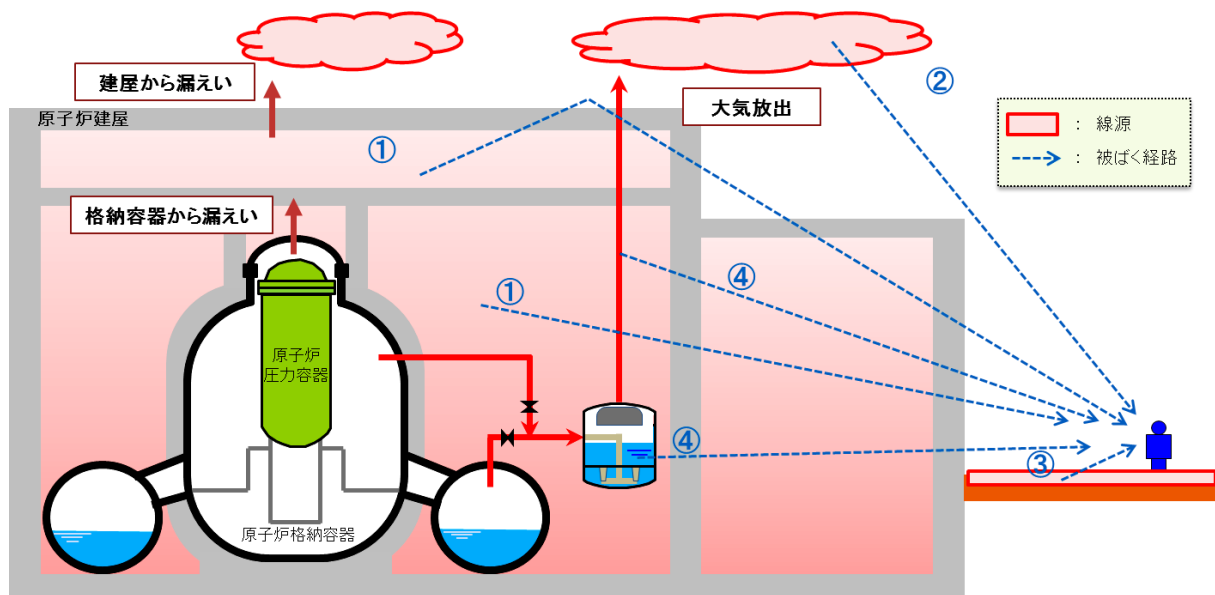
※4 現場手動操作の場合（操作場所への移動時間含む）。

※5 大容量送水ポンプ（タイプ I）（2 台）、熱交換器ユニットへの給油。



- ① 二次格納施設内からのガンマ線による被ばく
- ② 大気中へ放出された放射性物質による被ばく
- ③ 地表面に沈着した放射性物質のガンマ線による被ばく
- ④ 操作場所(室内)に取り込まれた放射性物質による被ばく
- ⑤ 原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置及び配管からのガンマ線による被ばく

図 1-1 被ばく経路概念図 (原子炉建屋内)



- ① 二次格納施設内からのガンマ線による被ばく
- ② 大気中へ放出された放射性物質による被ばく
- ③ 地表面に沈着した放射性物質のガンマ線による被ばく
- ④ 原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置及び配管からのガンマ線による被ばく

図 1-2 被ばく経路概念図 (原子炉建屋外)

4. 評価方法

(1) 格納容器から原子炉建屋に漏えいする放射性物質

原子炉建屋外の作業エリアにおいては、原子炉建屋内の放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量を、作業エリアの位置、建屋の配置、形状等から評価する。直接ガンマ線については、QAD-CGGP2R コードを用い、スカイシャインガンマ線については、ANISN コード及び G33-GP2R コードを用いて評価する。

原子炉建屋内の作業エリアにおいては、二次格納施設内の放射性物質からのガンマ線による実効線量を、QAD-CGGP2R コードを用いて評価する。

(2) 大気中へ放出される放射性物質

大気中へ放出された放射性物質による作業エリアでの被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を元に、大気拡散効果及び作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮へい効果を考慮して作業員の実効線量を評価する。

なお、屋外作業では全面マスクを着用するため、内部被ばくについては防護係数 50 を考慮した実効線量としている。

(3) 操作場所（室内）に取り込まれた放射性物質

室内に取り込まれた放射性物質による被ばくは、格納容器から漏えいした放射性物質が二次格納施設を介して室内に取り込まれるものと、前述の（2）で評価した屋外の放射性物質が換気率 0.2 回/日で室内に侵入してくるとした2つの経路で室内濃度を評価し、サブマージョンモデルで外部被ばくによる実効線量を評価している。

なお、室内作業では自給式呼吸器を着用するため、内部被ばくは無いものとして評価している。

(4) 原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置及び配管内の放射性物質

原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置及び配管内に取り込まれた放射性物質による作業エリアでの被ばくは、原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置内に取り込まれた放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量を、作業エリアの位置、原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置及び配管の位置、形状等から評価する。評価に当たっては、直接ガンマ線については、QAD-CGGP2R コードを用い、スカイシャインガンマ線については、ANISN コード及び G33-GP2R コードを用いて評価する。

5. 評価条件

評価条件は表 2-1 から表 2-5 に示すとおり。

6. 評価結果

格納容器ベント実施前は、原子炉建屋から漏えいする放射性物質による影響を考慮していることから、表1に示す作業のうち、作業時間が長い「除熱確保」（屋外）の作業に伴う被ばく量が特に大きくなる。また、格納容器ベント実施後は、原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置内の放射性物質が強い線源となることから、表1に示す作業のうち、格納容器ベント実施後に原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置近傍で行う「燃料補給」の作業に伴う被ばく量が特に大きくなる。これら2つの作業における線量率の評価結果を表3に示す。

「除熱確保」（屋外）の作業に伴う被ばく量は約 34mSv（＝約 3.7mSv/h×9h），「燃料補給」の作業に伴う被ばく量は約 12mSv（＝約 4.9mSv/h×2.4h），となり、何れも作業可能である。

表 2-1 大気中への放出放射エネルギー評価条件 (1/2)

項 目	評 価 条 件	選 定 理 由
原子炉熱出力	2,436 MWt	定格熱出力として設定
運転時間	1 サイクル : 10,000h (416 日) 2 サイクル : 20,000h 3 サイクル : 30,000h 4 サイクル : 40,000h 5 サイクル : 50,000h	1 サイクル 13 ヶ月 (395 日) を考慮して、燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル : 0.229 2 サイクル : 0.229 3 サイクル : 0.229 4 サイクル : 0.229 5 サイクル : 0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
よう素の形態	粒子状よう素 : 5% 無機よう素 : 91% 有機よう素 : 4%	R. G. 1.195 ^{※1} に基づき設定
原子炉格納容器からの漏えい率	～1.0Pd : 0.9%/day 1.0～1.5Pd : 1.1%/day 1.5～2.0Pd : 1.3%/day	AEC ^{※2} モデルに基づき設定
原子炉建屋の漏えい率	0.2 回/day	代表性のある 2012 年の敷地内気象データと設計値から保守的に設定
放出開始時刻	格納容器漏えい : 事象発生直後 格納容器ベント : 約 53 時間後	格納容器ベント開始時刻は格納容器漏えいを考慮した場合の MAAP 解析結果に基づき設定
格納容器からベントラインへの流入割合	炉内内蔵量に対して、 希ガス類 : 約 9.4×10^{-1} よう素類 (粒子状) : 約 1.5×10^{-6} Cs 類 : 約 1.1×10^{-6} Te 類 : 約 2.1×10^{-7} Ba 類 : 約 8.2×10^{-8} Ru 類 : 約 1.1×10^{-8} La 類 : 約 8.2×10^{-10} Ce 類 : 約 2.1×10^{-9}	MAAP 解析結果及び NUREG-1465 の知見に基づき設定 よう素類については、よう素の化学形態に応じた格納容器内での除去のされかたの違いを考慮

※1 : Regulatory Guide 1.195 “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors”

※2 : ORNL-NSTC-26, Safety standards, Criteria, And Guides For The Design, Location, Construction, And Operation Of Reactors, 1966, U.S. AEC

表 2-1 大気中への放出放射エネルギー評価条件 (2/2)

項 目	評 価 条 件	選 定 理 由
格納容器の漏えい孔における捕集係数	粒子状物質：450	粒子状物質に対しては、格納容器漏えい孔での捕集効果を考慮 ^{※1}
格納容器内での粒子状放射性物質の除去効果	MAAP 解析に基づく	MAAP 解析に基づく
格納容器内での有機よう素の除去効果	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
原子炉格納容器等への無機よう素の沈着速度	9.0×10^{-4} (1/s) (DF200 まで)	CSE 実験 ^{※2} に基づき設定
サプレッションチェンバプール水による無機よう素の除染係数	5	SRP6. 5. 5 ^{※3} に基づき設定
原子炉格納容器フィルタベント系による除染係数	粒子状放射性物質：1000 無機よう素：500 有機よう素：50	設計値

※1：シビアアクシデント時の格納容器貫通部リークパスでの FP エアロゾル捕集効果（Ⅱ）貫通部での除染係数と実機への適用」（渡辺氏，山田氏，大崎氏 日本原子力学会和文論文誌，Vol. 8, No. 4, p. 332-343 2009 年）

※2：R. K. Hilliard, A. K. Postma, J. D. McCormack and L. F. Coleman, “Removal of Iodine and Particles by Sprays in the Containment Systems Experiment,” Nucl. Technol. Vol. 10, p499-519(1971)

※3：Standard Review Plan 6. 5. 5, “Pressure Suppression Pool as a Fission Product Cleanup System”, Rev. 1, 3/2007

表 2-2 作業時被ばく評価に係る停止時炉内内蔵量及び放出量（7 日間積算値）

核種グループ	停止時炉内内蔵量[Bq] (gross 値)	放出放射エネルギー[Bq] (gross 値)	
		原子炉建屋からの漏えい	原子炉格納容器ベント
希ガス類	約 1.6×10^{19}	約 9.3×10^{16}	約 4.3×10^{18}
よう素類	約 2.1×10^{19}	約 1.5×10^{15}	約 1.7×10^{15}
Cs 類	約 8.4×10^{17}	約 5.9×10^{10}	約 8.4×10^8
Te 類	約 6.0×10^{18}	約 2.7×10^{10}	約 5.5×10^8
Ba 類	約 1.8×10^{19}	約 3.3×10^{10}	約 5.4×10^8
Ru 類	約 1.8×10^{19}	約 5.0×10^9	約 1.1×10^8
La 類	約 4.1×10^{19}	約 9.6×10^8	約 1.8×10^7
Ce 類	約 5.5×10^{19}	約 3.4×10^9	約 6.4×10^7

表 2-3 放射性物質の大気拡散評価条件

項 目	評 価 条 件	選 定 理 由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	審査ガイドを参照
気象データ	女川原子力発電所における 1 年間の 気象データ（2012. 1～2012. 12）	建屋影響を受ける大気拡散評価を行 うため地上風（地上約 10m）の気象デー タを使用 審査ガイドに示されたとおり発電所 において観測された 1 年間の気象資 料を使用
実効放出継続時間	原子炉建屋からの漏えい：60 時間	「気象指針」に基づき、全放出量を 1 時間当たりの最大放出率で除した値 から適切に設定
	格納容器ベント：1 時間	
放出箇所	原子炉建屋からの漏えい： ブローアウトパネル	放出箇所を考慮し設定
	格納容器ベント： 原子炉格納容器 フィルタベント系排気管	
累積出現頻度	小さい方から累積して 97%	「気象指針」に基づき設定
建屋の影響	考慮する	審査ガイドを参照
巻き込みを生じる 代表建屋	2 号炉原子炉建屋	放出源から最も近く、巻き込みの影響 が最も大きい建屋として選定
大気拡散評価点	作業エリア	—

表 2-4 線量換算係数及び地表面への沈着速度等

項 目	評 価 条 件	選 定 理 由
線量換算係数	成人実効線量換算係数を使用 (主な核種を以下に示す) I-131 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq I-132 : 3.1×10^{-10} Sv/Bq I-133 : 4.0×10^{-9} Sv/Bq I-134 : 1.5×10^{-10} Sv/Bq I-135 : 9.2×10^{-10} Sv/Bq Cs-134 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq Cs-136 : 2.8×10^{-9} Sv/Bq Cs-137 : 3.9×10^{-8} Sv/Bq 上記以外の核種は ICRP Pub. 71 等に基づく	ICRP Pub. 71 等 (Pub. 71 に記載の無い核種は Pub. 72) に示される線量換算係数のうち、よう素については最も保守的な元素状よう素の換算係数を、その他の核種に関しては、エアロゾルの中で最も保守的評価になる換算係数を設定
呼吸率	1.2 m ³ /h	ICRP Publication 71 に基づき、成人活動時の呼吸率を設定
地表への沈着速度	エアロゾル : 1.2 cm/s 無機よう素 : 1.2 cm/s 有機よう素 : 4.0×10^{-3} cm/s 希ガス : 沈着なし	線量目標値評価指針を参考に、湿性沈着を考慮して乾性沈着速度の 4 倍を設定 (エアロゾル及び無機よう素 : 0.3cm/s, 有機よう素 : 1.0×10^{-3} cm/s) エアロゾル及び無機よう素の乾性沈着速度は NUREG/CR-4551 ^{※1} の推奨値から、有機よう素の乾性沈着速度は NRPB-R322 ^{※2} より設定
配管内への放射性物質の沈着割合	10%/100m	NUREG/CR-4551 ^{※1} を参照し、付着量を設定する主要なパラメータとして沈着速度に着目し、配管内面への沈着割合を設定

※1 : NUREG/CR-4551 Vol.2 "Evaluation of Severe Accident Risks: Quantification of Major Input Parameters"

※2 : NRPB-R322 "Atmospheric Dispersion Modelling Liaison Committee Annual Report", 1998-99

表 2-5 防護措置

項 目	評 価 条 件	選 定 理 由
全面マスク	屋外作業時に着用 (DF=50)	実運用に合わせて設定
自給式呼吸器	屋内作業時に着用 (内部被ばくを考慮しない)	
安定よう素剤	考慮しない	服用を考慮しないものとした
防護服	考慮しない	服用を考慮しないものとした

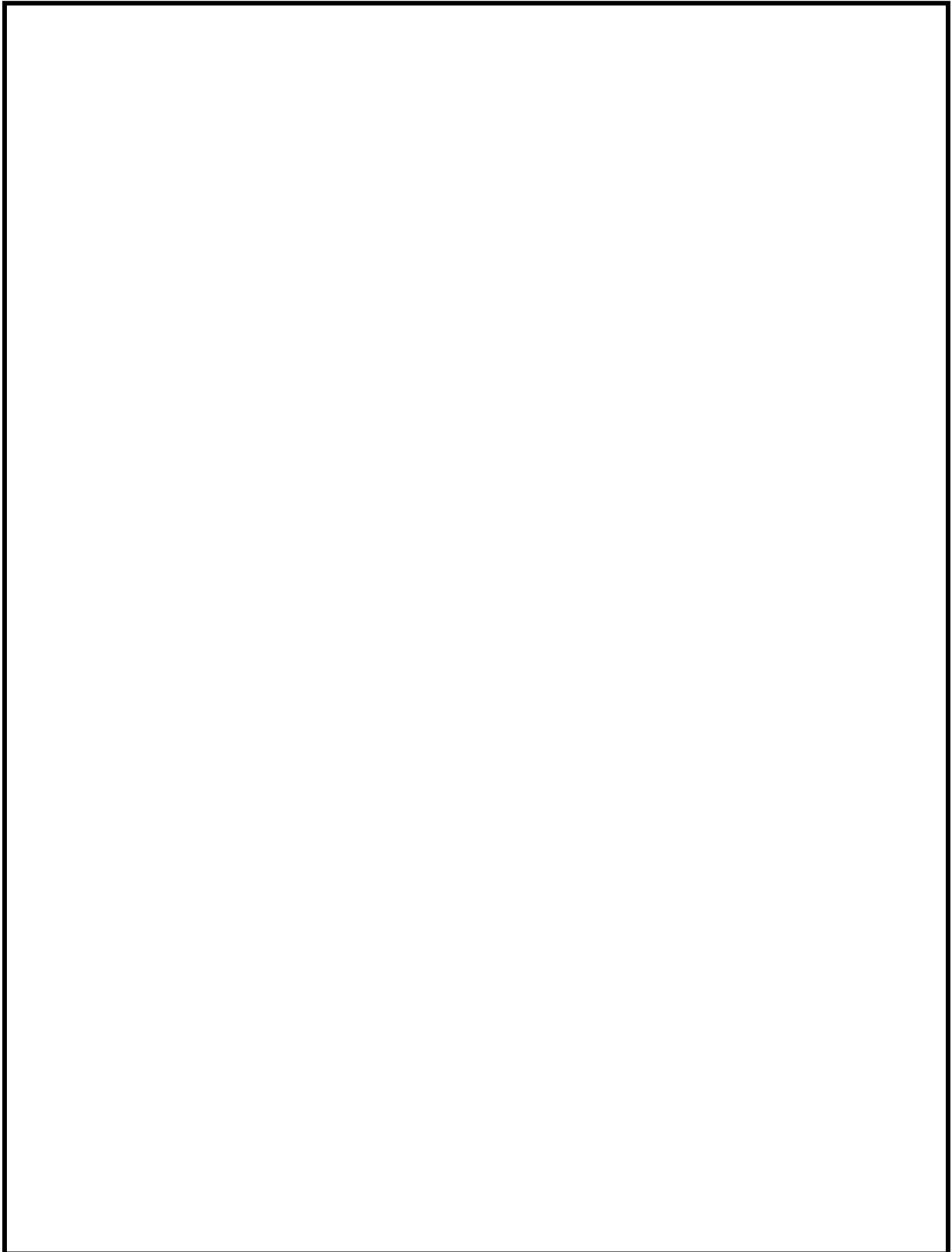


図 2-1 原子炉建屋からの直接線・スカイシャイン線のモデル

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

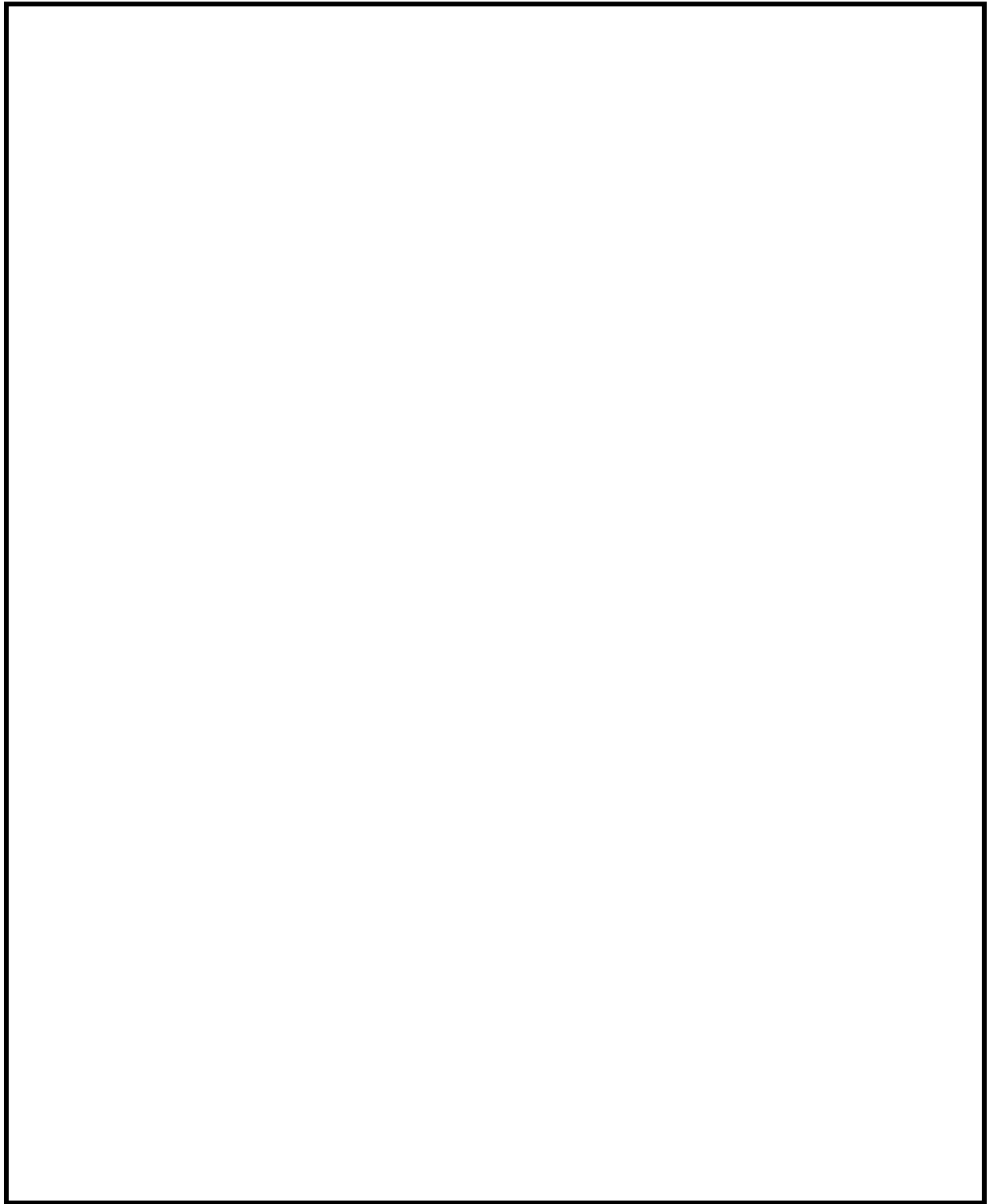


図 2-2 原子炉建屋からのスカイシャイン線のモデル

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

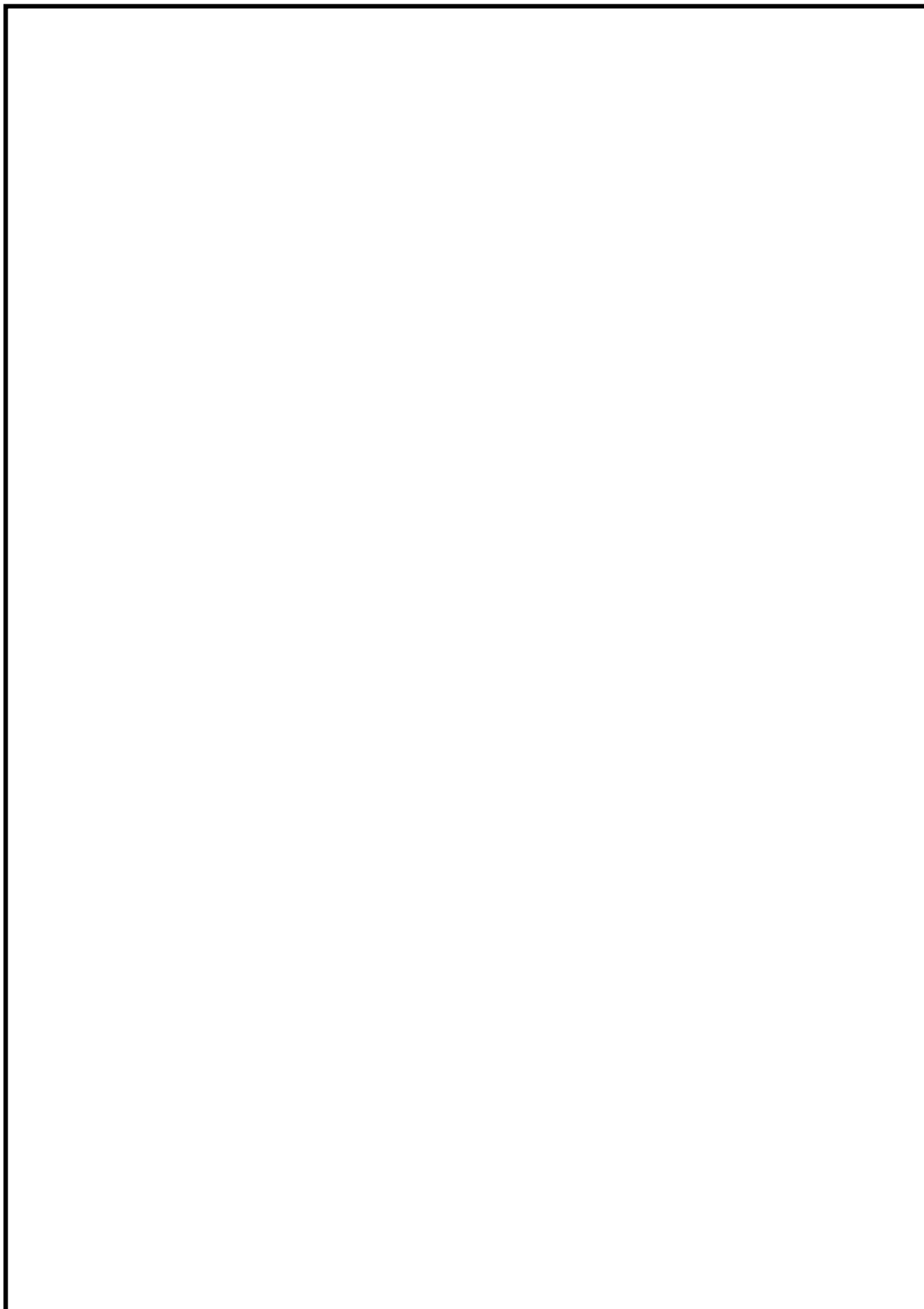


図 2-3 原子炉格納容器フィルタベント装置からの
直接線・スカイシャイン線のモデル

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 72-12

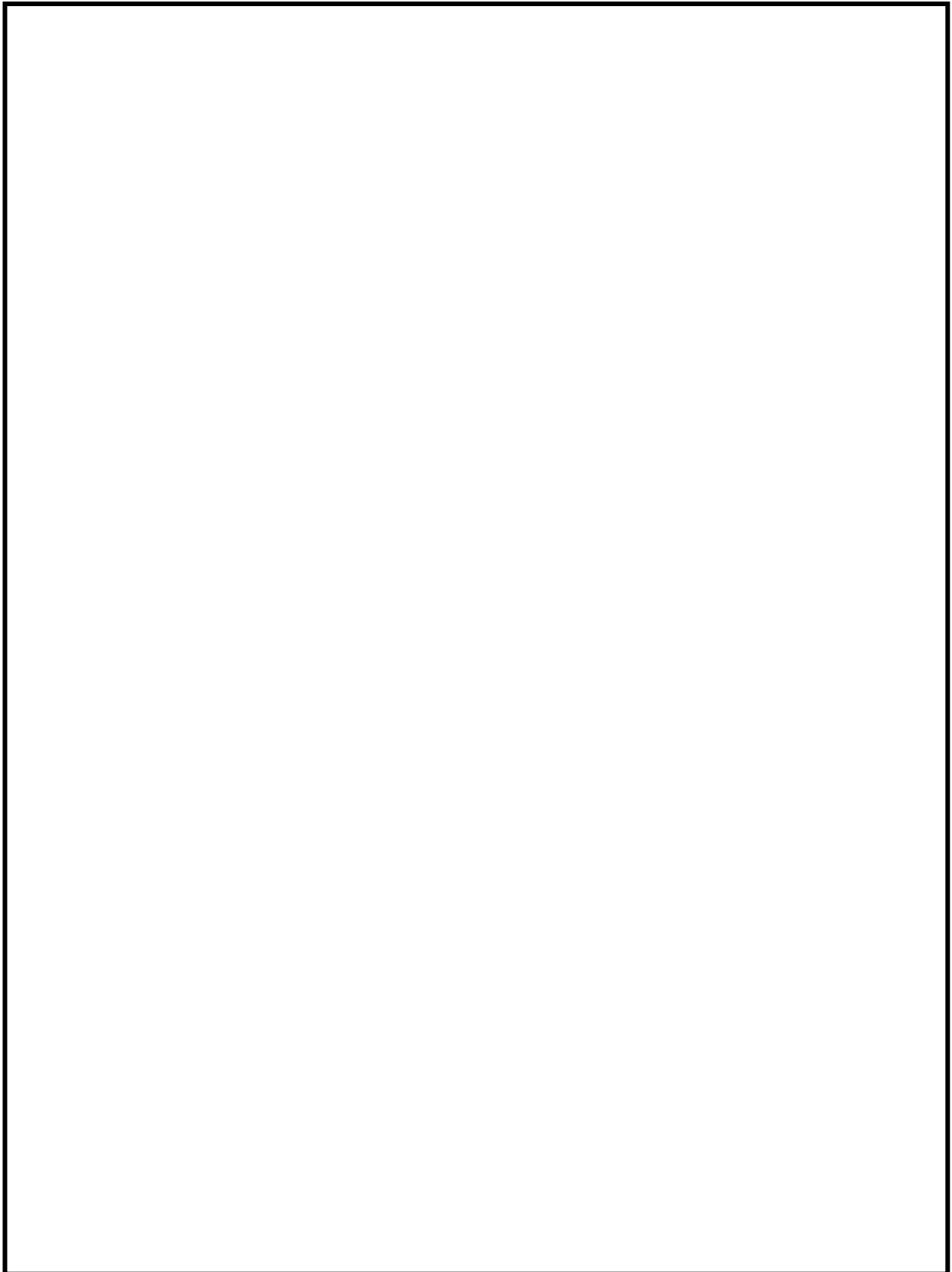


図 2-4 原子炉格納容器フィルタベント系配管からの
直接線・スカイシャイン線のモデル（希ガス）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 72-13

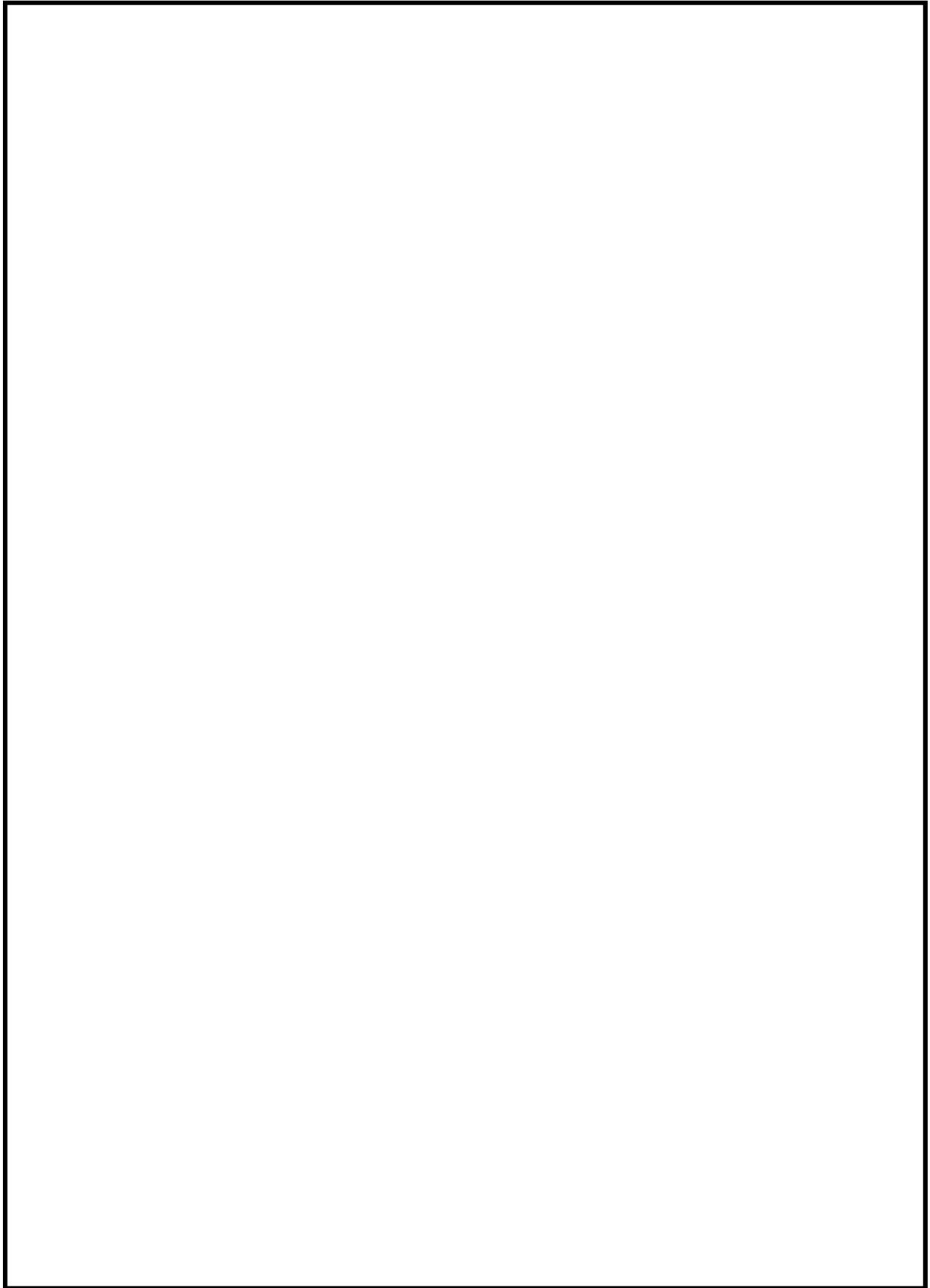


図 2-5 格納容器フィルタベント系配管からの
直接線・スカイシャイン線のモデル（沈着した放射性物質）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 72-14

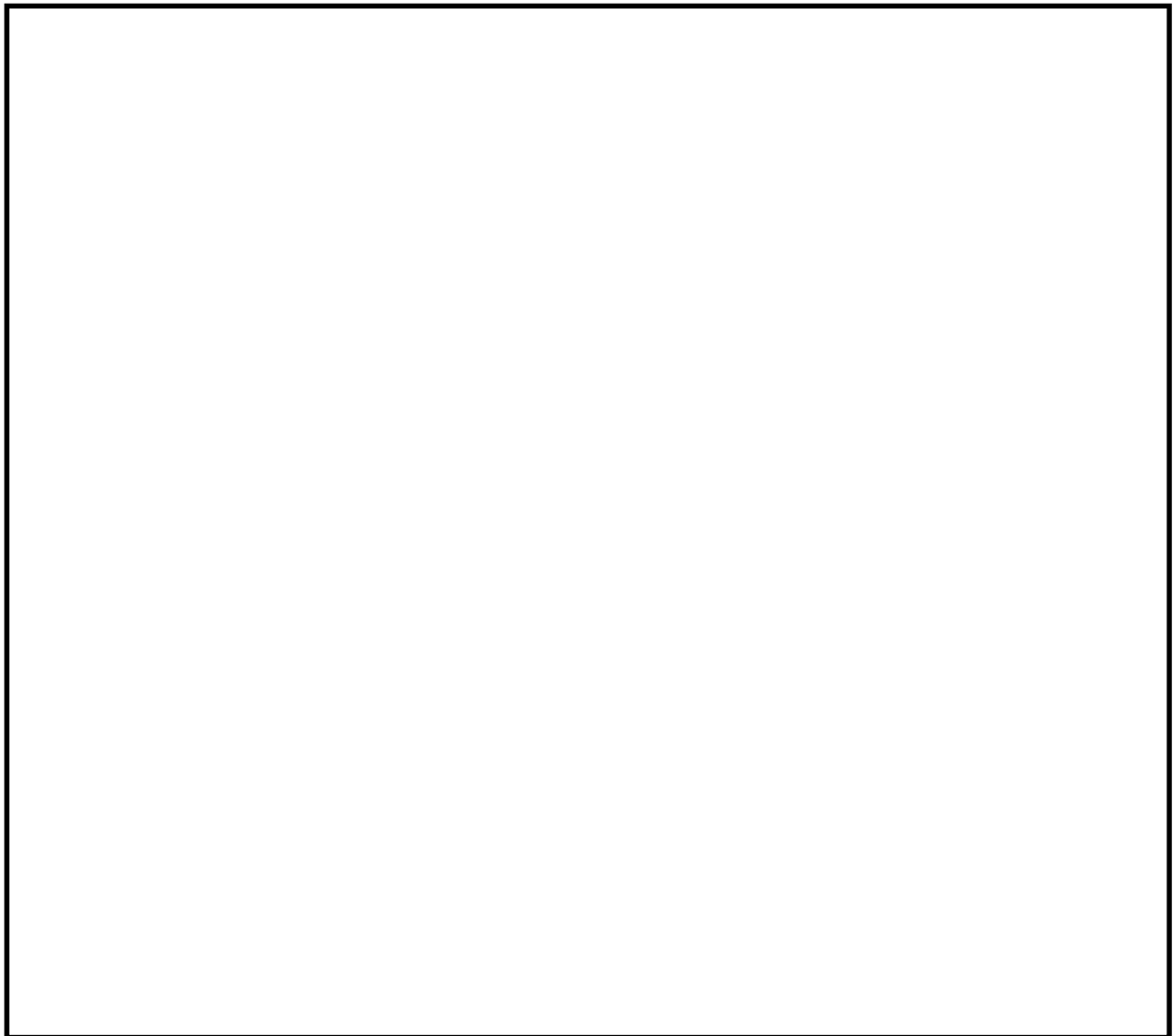


図 2-6 原子炉格納容器フィルタベント系配管からの
スカイシャイン線のモデル（沈着した放射性物質）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

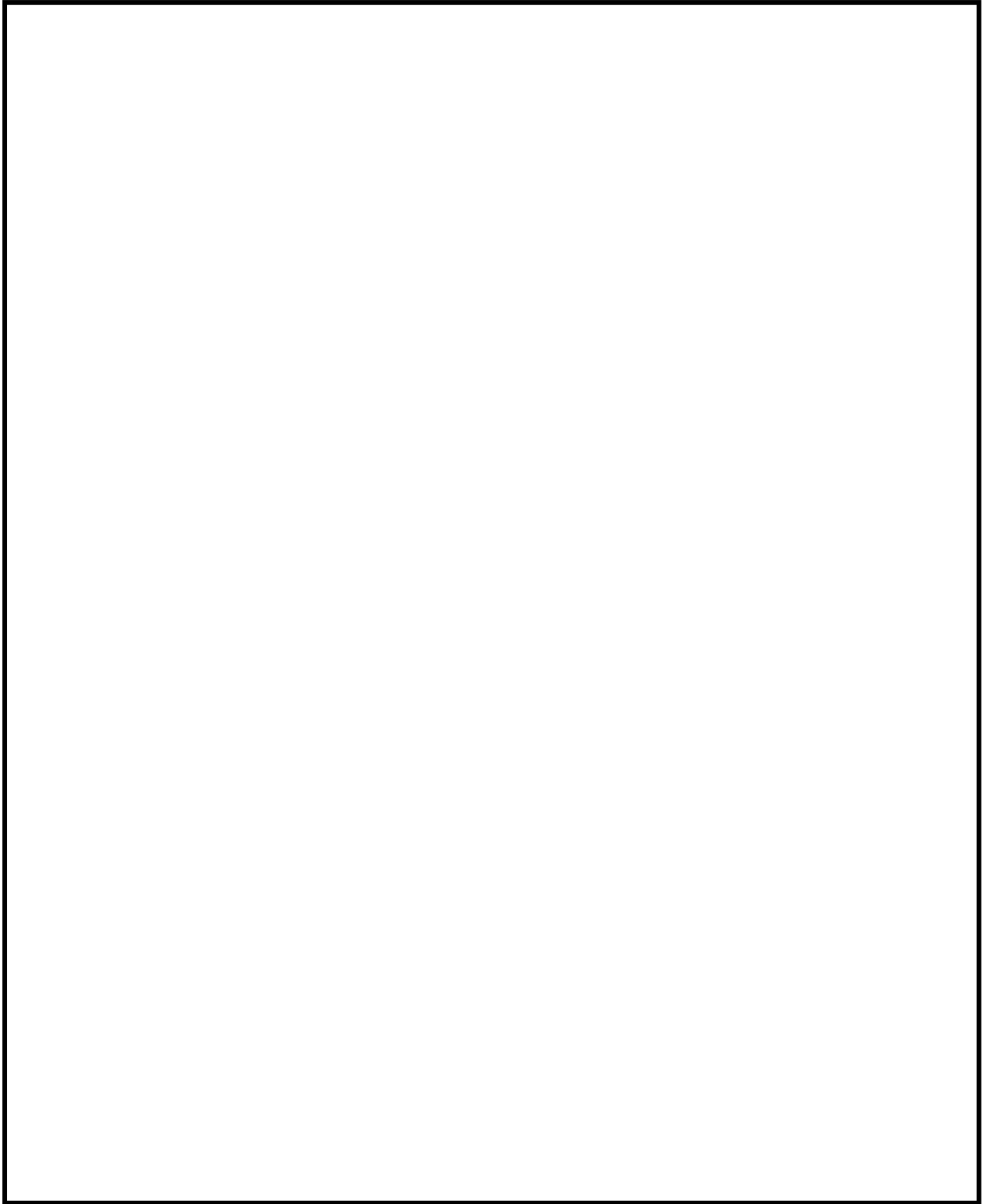


図 2-7 原子炉格納容器フィルタベント系配管からの
スカイシャイン線のモデル（沈着した放射性物質）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

表 3 被ばく評価結果

[単位：mSv/h]

評 価 経 路	格納容器ベント実施前	格納容器ベント実施後
	除熱確保	燃料補給
	屋外	屋外
① 二次格納施設内からの ガンマ線による被ばく	約 3.9×10^{-1}	約 7.8×10^{-2}
② 大気中へ放出された放射性物質 による被ばく	約 1.2	約 8.7×10^{-1}
③ 地表面に沈着した放射性物質の ガンマ線による被ばく	約 2.2	約 3.4
④ 操作場所（室内）に取り込まれた 放射性物質による被ばく	—	—
⑤ 原子炉格納容器フィルタベント 系フィルタ装置及び配管からの ガンマ線による被ばく	—	約 5.2×10^{-1}
合 計（①＋②＋③＋④＋⑤）	約 3.7	約 4.9

75. サプレッションチェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果

「添付資料 3.1.2」で評価している“雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における Cs-137 放出量評価について”は、サプレッションチェンバのスクラビングによるエアロゾル状の放射性物質の捕集についても期待しており、その捕集効果は MAAP コード内（SUPRA 評価式）で考慮している。

事故発生後サプレッションチェンバのプール水は沸騰するが、そのような状態では気泡中の水蒸気凝縮に伴う除去効率の向上が見込めないため、捕集効果に影響を及ぼす可能性がある。

ここでは、サプレッションチェンバのプール水の沸騰による、捕集効果への影響について検討を行った。

1. スクラビング時のサプレッションチェンバのプール水の状態

事故発生後、CsI 及び CsOH は原子炉圧力容器からドライウエルへ移行し、また、その大部分はサプレッションチェンバに移行する。MAAP 解析により得られたサプレッションチェンバのプール水中の CsI 及び CsOH の存在割合の時間推移を図 1 に、サプレッションチェンバのプール水温の時間推移を図 2 に示す。

図 1 より、初期の段階において蒸気流におけるスクラビング効果等により、CsI 及び CsOH の約 3 割がサプレッションチェンバのプール水中へと移行することがわかる。また、図 2 より、最初の数時間においては、サプレッションチェンバのプール水温のサブクール度は大きいことがわかる。すなわち、サプレッションチェンバのプール水でスクラビングされる大部分の CsI 及び CsOH は最初の数時間でサブクール度は大きい状態下で捕集され、残りの CsI 及び CsOH が飽和温度に近い状態下でスクラビングを受けることになる。

また、その後、核分裂生成物はドライウエル床面に蓄水した液相破断流がドライウエルベント管からサプレッションチェンバへ流入する分や、代替ドライウエルスプレイによりドライウエル壁面等に付着していた核分裂生成物が洗い流される効果によってサプレッションチェンバ内に移行するが、核分裂生成物は既に水中に存在しているため、スクラビングの影響は受けない。

このことから、サプレッションチェンバのプール水の捕集効果に対しては、飽和温度に近い状態下でのスクラビング効果の影響よりも、サブクール度が大きい状態下でのスクラビング効果の影響の方が支配的になると考えられる。

なお、参考として格納容器液相部中の CsI 及び CsOH の存在割合を図 3 に示す。

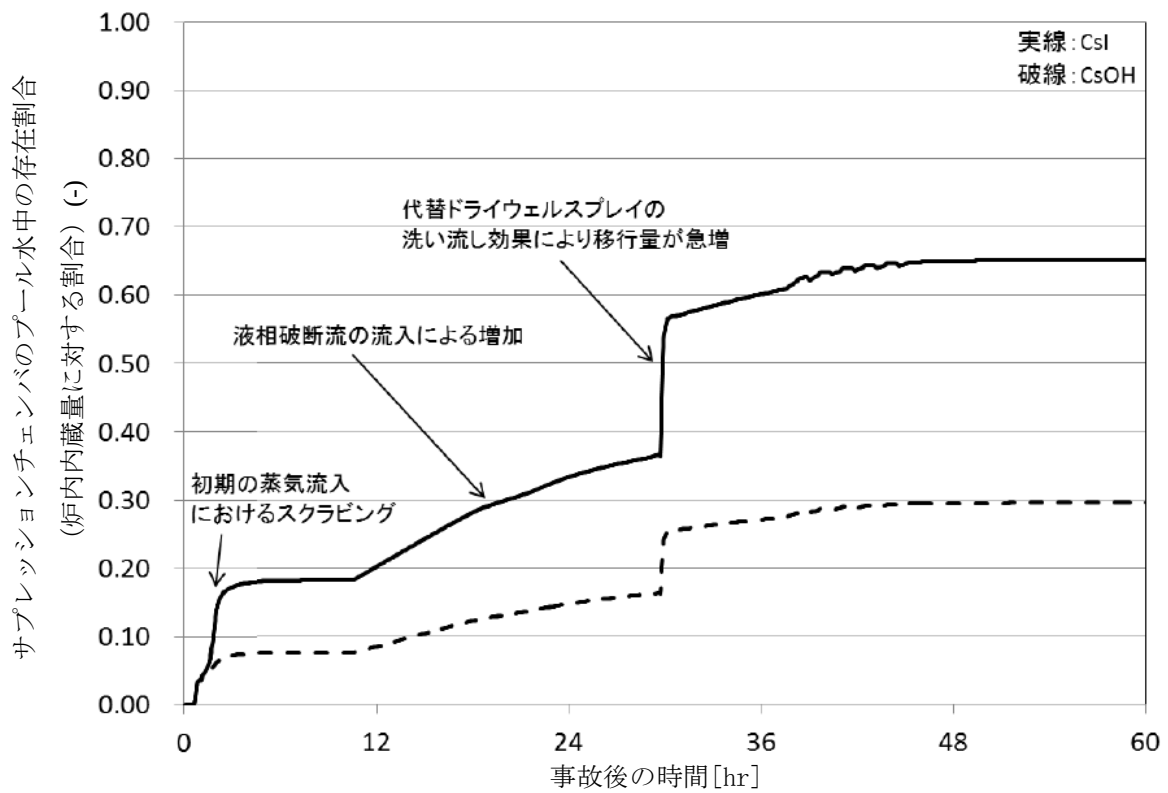


図1 サプレッションチェンバのプール水中の存在割合

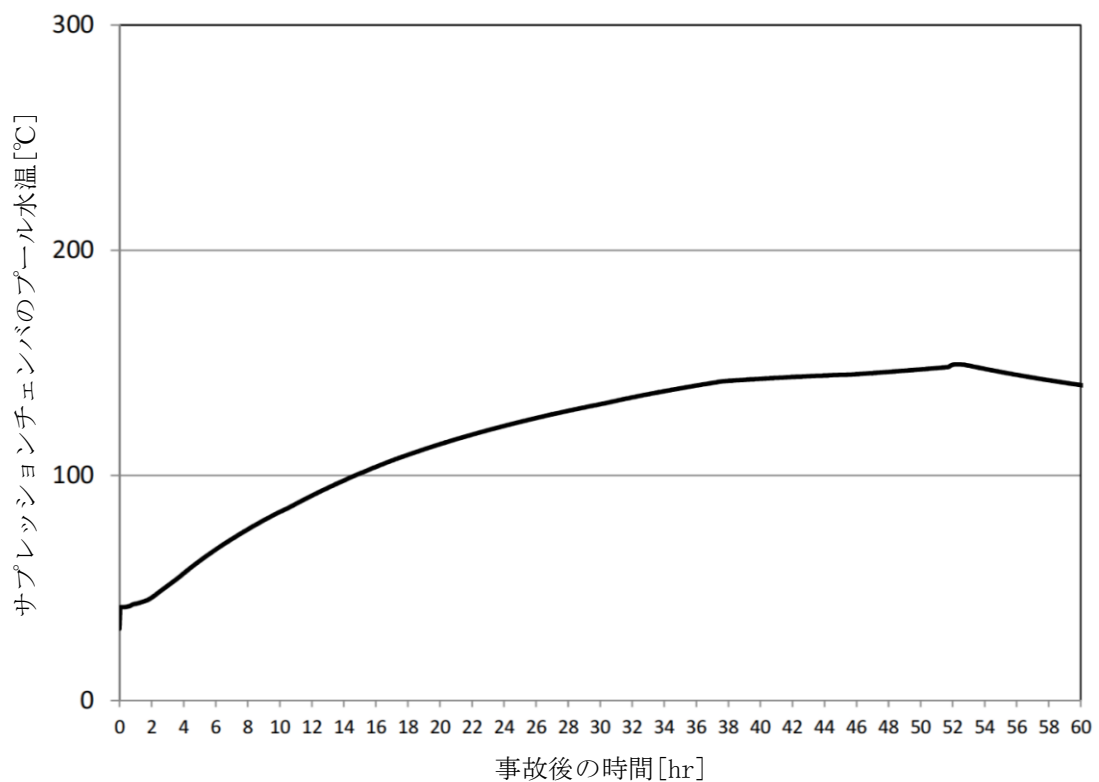


図2 サプレッションチェンバのプール水温

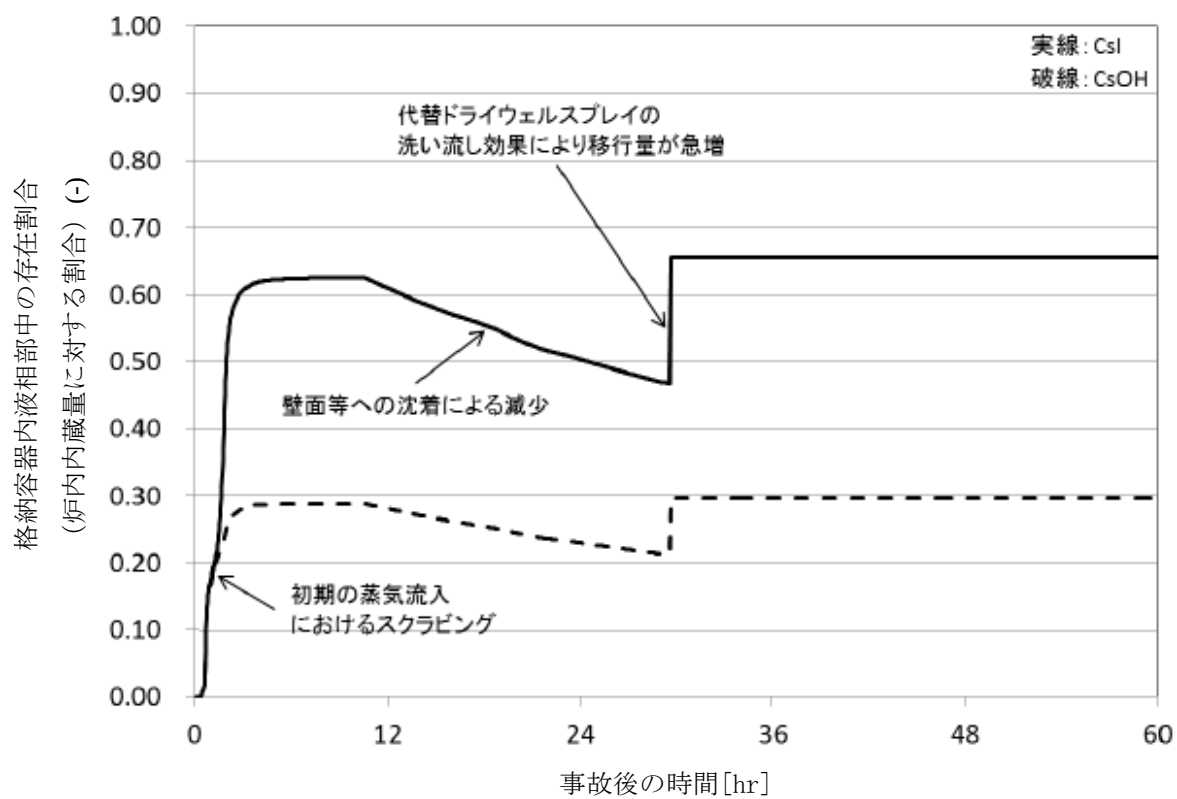


図3 格納容器液相部中の存在割合

2. 沸騰時のスクラビング効果

沸騰後においても少量のエアロゾル粒子がサプレッションチェンバのプール水によるスクラビングを受けるため、沸騰時のスクラビング効果が極めて小さい場合は、サプレッションチェンバのプール水の総合的な捕集効果に与える影響は大きくなる可能性がある。

沸騰時のスクラビング効果については、電力共同研究にて実験が行われており、未飽和時のスクラビング効果との比較が行われている。試験の概要と試験結果を以下に示す。

(1) 試験の概要

試験装置は直径約 1m、高さ 5m の図 4 に示す円筒状容器であり、表 1 に示す試験条件のもと、スクラバ水のスクラビング効果を測定している。

(2) 試験結果

スクラバ水が未飽和である場合と、沸騰している場合の試験結果を図 5 に示す。図 5 では未飽和時の実験データを白丸、沸騰時の実験データを黒丸で示しており、スクラバ水の水深を実機と同程度（約 3m）とした場合では、スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから、実機においても、沸騰後にサプレッションチェンバのプール水によるスクラビング効果が全くなくなる（DF=1）ことにはならず、沸騰後のスクラビングがサプレッションチェンバのプール水の総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。

表 1 試験条件

Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.8
Hydraulic property	pool water temperature (°C)	80	20~110
	carrier gas temperature (°C)	150	20~300
	steam fraction (vol.%)	50	0~80
	carrier gas flow rate (L/min)	500	300~2000
Aerosol property	particle diameter (μm)	0.21~1.1	0.1~1.9
	material	LATEX	LATEX, CsI

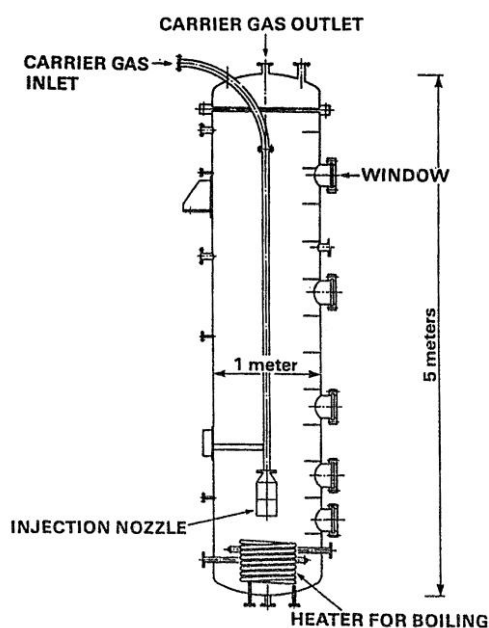


図 4 試験装置の概要

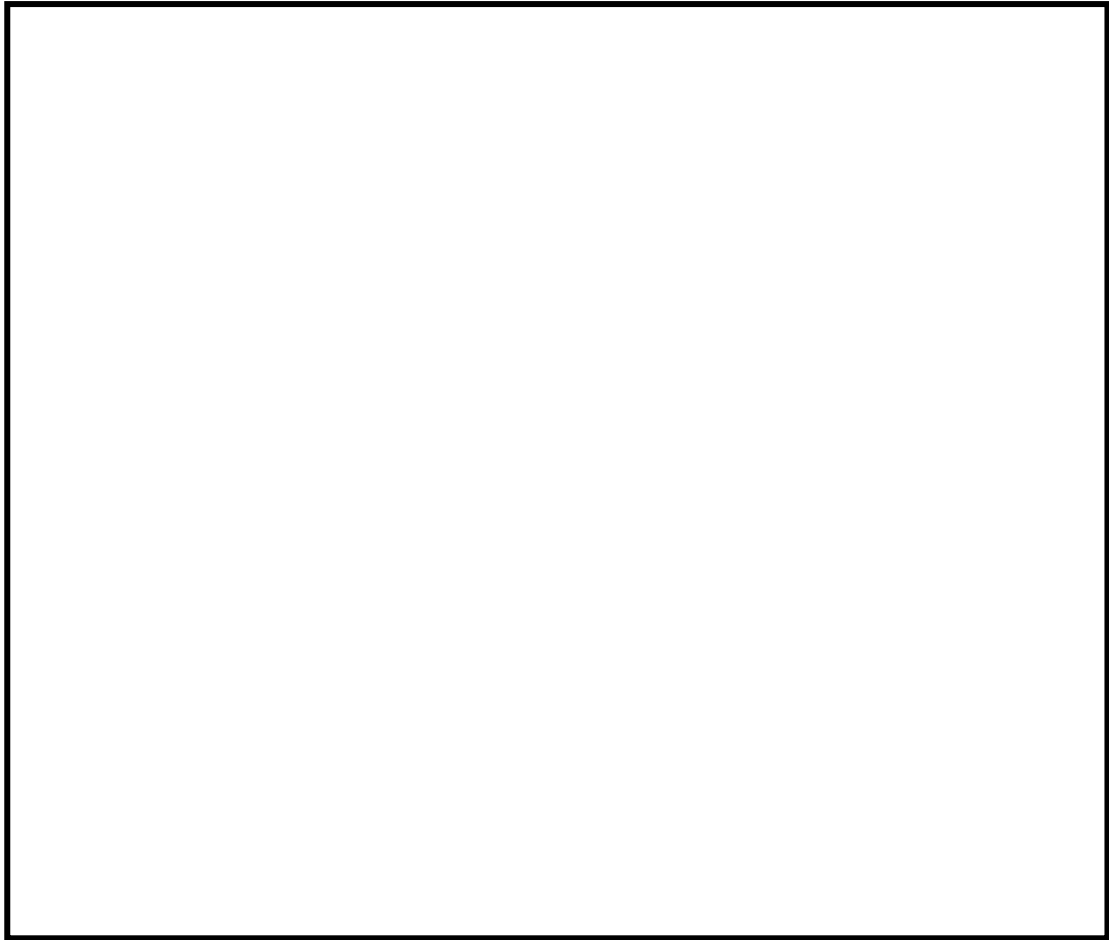


図5 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果

出典：共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」（PHASE2）最終報告書
平成5年3月

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

76. 格納容器ベント操作について

格納容器ベント操作に係る主要な事項について、「原子炉格納容器圧力逃がし装置（原子炉格納容器フィルタベント系）について」の資料「02-NP-0013(改 8)」(平成 28 年 8 月 4 日)より抜粋する。

4 運用方法

4.1 格納容器ベント操作について

格納容器ベント操作は、格納容器圧力を継続監視することにより、ベント実施タイミングを予測することが可能であり、格納容器ベントが必要になった場合（格納容器最高使用圧力到達が予想される場合《炉心損傷前》、格納容器限界圧力到達が予想される場合《炉心損傷判断後※1》、格納容器からの異常な漏えい発生時、格納容器内の酸素濃度が可燃限界に接近した場合）に速やかに緊急時対策本部長が自らの責任と権限において指示し、運転員が操作する。

重大事故等時に、格納容器設計漏えい率を超える漏えいが発生した場合、原子炉建屋オペレーティングフロア上部の原子炉建屋水素濃度及び静的触媒式水素再結合装置の動作状況により漏えいを認知することができる。

また、格納容器内の酸素濃度が上昇した場合は、格納容器内雰囲気酸素濃度により認知することができる。

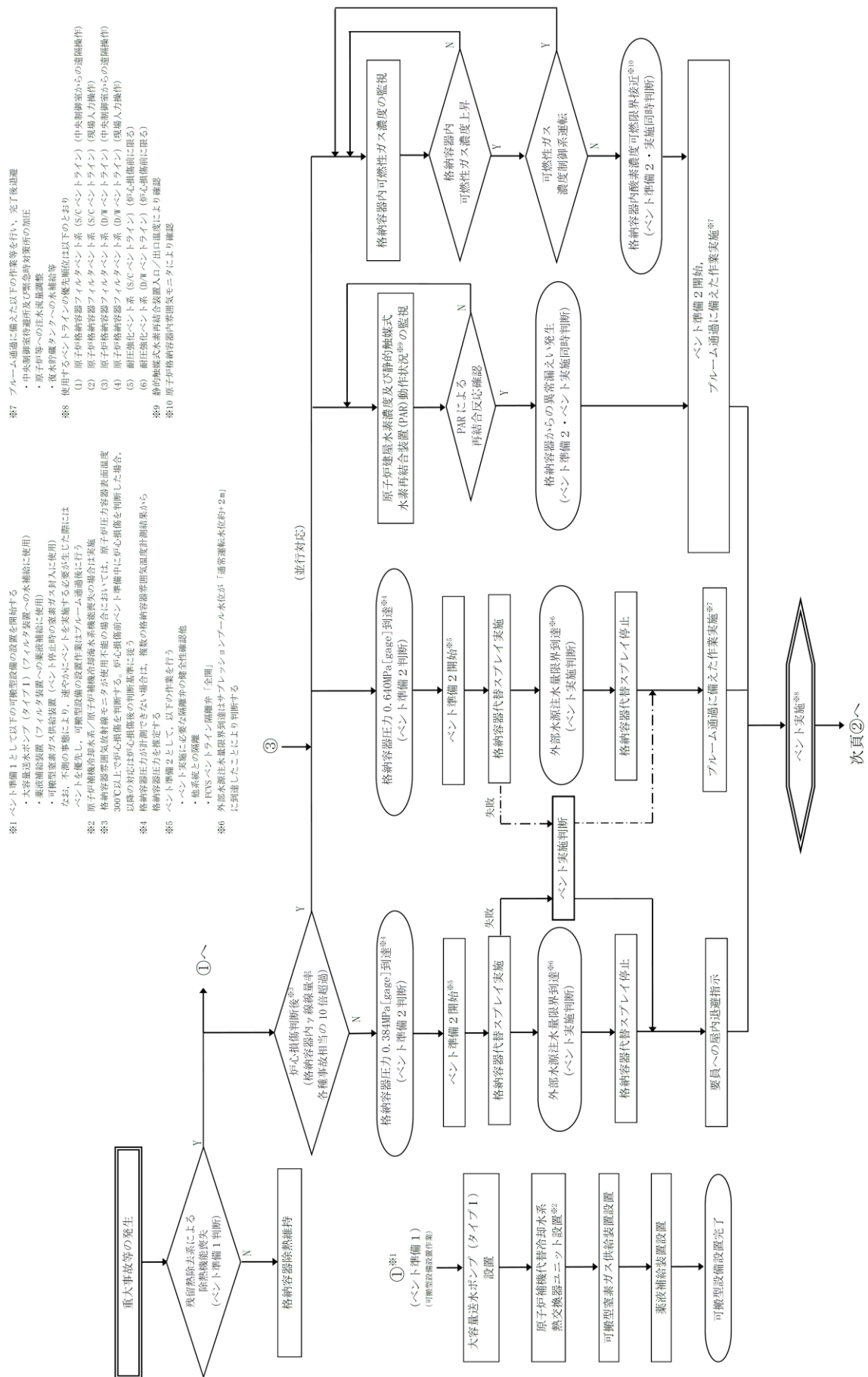
※1 格納容器内雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍を超過で判断。格納容器雰囲気放射線モニタが使用不能の場合においては、原子炉圧力容器表面温度300℃以上で判断。

これら格納容器ベント操作手順については、運転手順書へ記載する。原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施フローを第4.1-1図に示す。

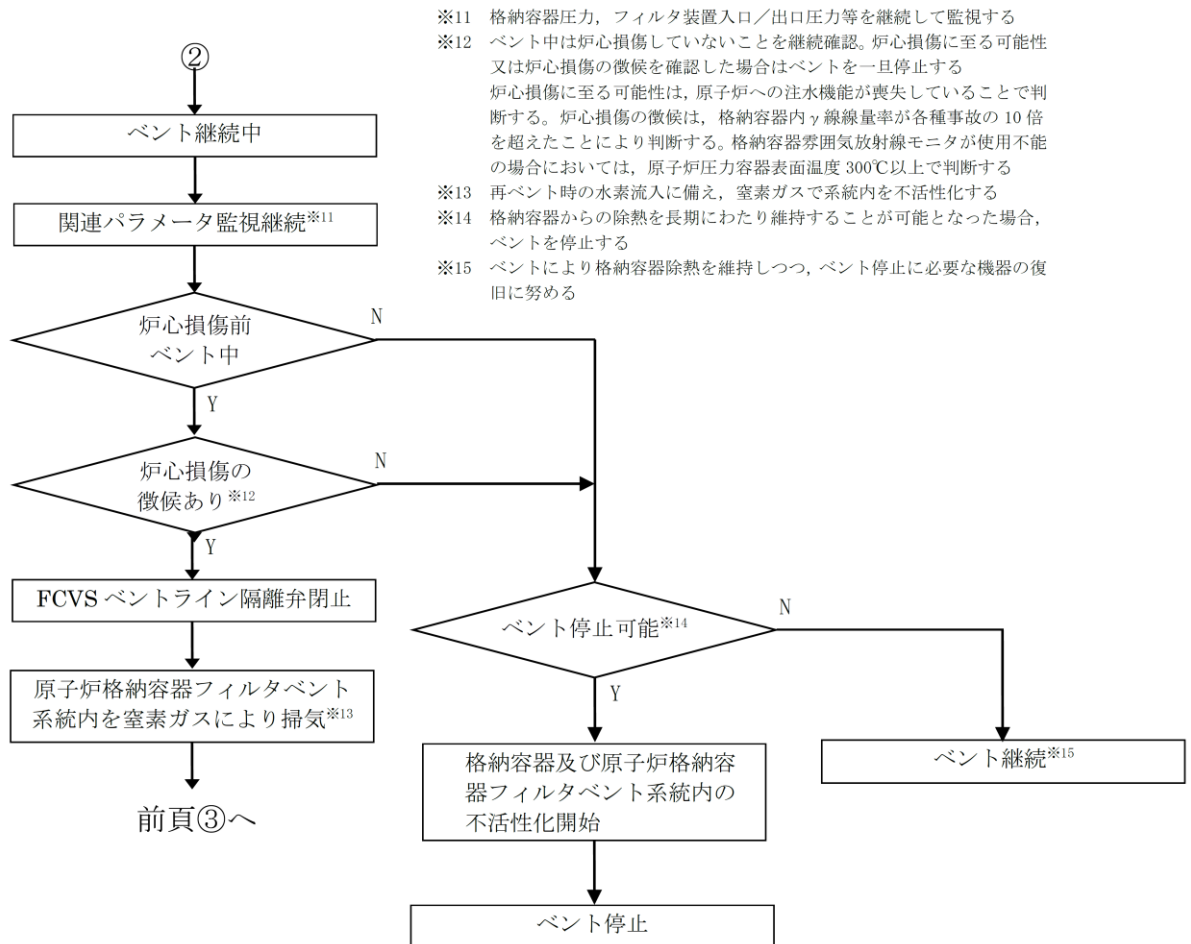
格納容器ベント操作は、格納容器圧力による格納容器ベント判断、格納容器からの漏えいによる格納容器ベント判断及び格納容器内の酸素濃度上昇による格納容器ベント判断により実施する方針であり、放射性物質は可能な限り格納容器内に閉じ込めることを基本とする。この間、代替設備による除熱、故障設備の復旧に努めるが、格納容器限界圧力に到達する可能性のある場合は、格納容器の破損により公衆への影響が過大にならないことを目的として格納容器ベントを実施する。ベントは、最終ヒートシンクへの熱輸送として使用するため、格納容器除熱機能等が復旧するまで継続する。

また、格納容器ベントに伴い放出される希ガスについては、原子炉格納容器フィルタベント系で除去できないことから、格納容器内に長くとどめ、放射エネルギーを可能な限り時間減衰させることが、環境中への希ガスの放出量を低減させるための有効な対策である。

そのため、格納容器圧力の上昇を抑制し、格納容器ベントの実施に至るまでの時間をできるだけ延ばすために、格納容器スプレイの実施や水源への補給対策を講じている。格納容器スプレイが実施できない場合においても、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを試みる。



第 4.1-1 図 原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施フロー (1/2)



第 4.1-1 図 原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施フロー (2 / 2)

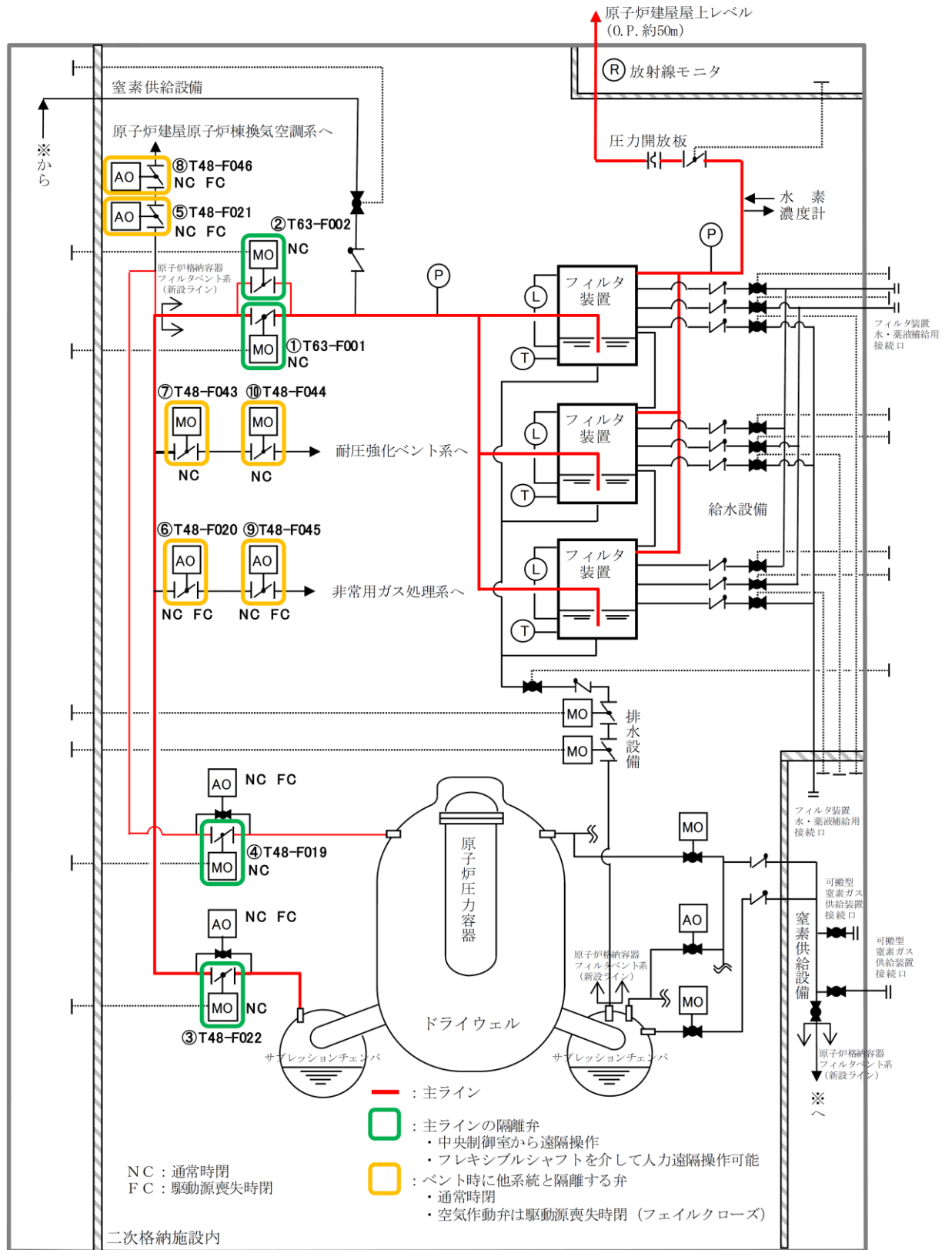
4.3 操作手順の概要 (別紙 19, 5 項, 別紙 20, 別紙 21, 別紙 22)

ベントガスは, サプレッションチェンバからフィルタ装置を経由して放出する。これにより, フィルタ装置における放射性物質の低減効果に加えサプレッションチェンバのプール水におけるスクラビング効果を期待している。

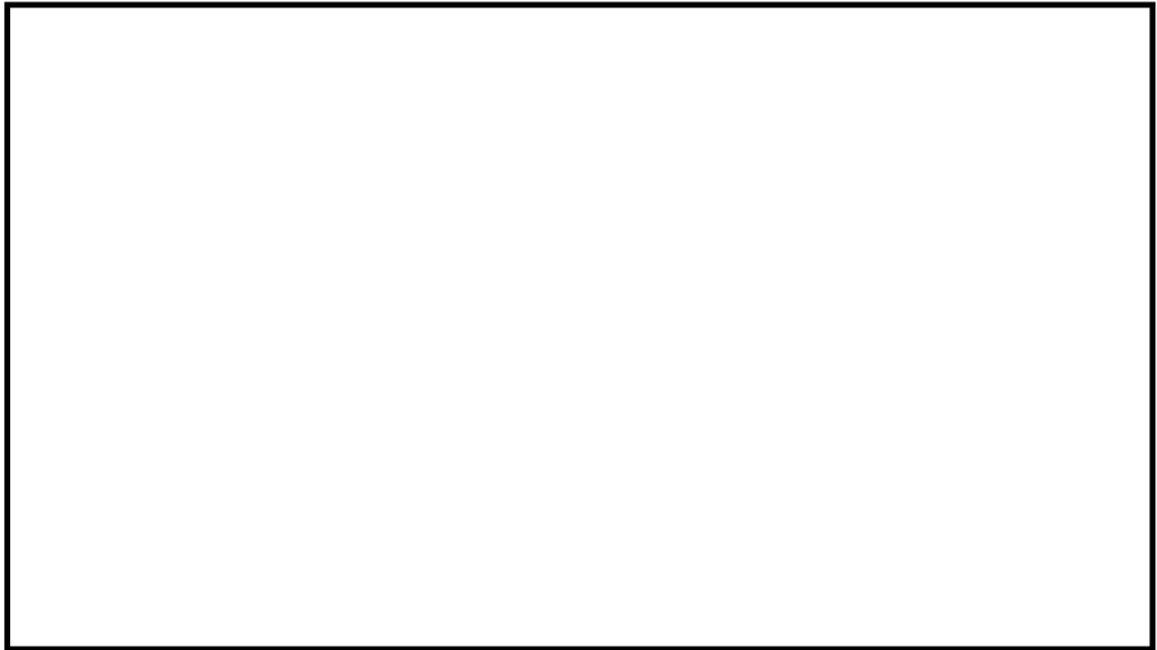
また, サプレッションチェンバからのベントラインが使用できない状況においては, ドライウェルからフィルタ装置を経由してベントガスを放出する。

ベントガスの放出経路を第 4.3-1 図に, また, 中央制御室での操作場所を第 4.3-2 図に示す。

以下, 操作手順の概要を示す。これら操作手順については, 運転手順書へ記載する。



第 4.3-1 図 ベントガスの放出経路



第 4.3-2 図 原子炉格納容器フィルタベント系 中央制御室操作場所

(1) 原子炉格納容器フィルタベント系のベント準備及び実施の判断基準

ベント準備の判断基準を第 4.3-1 表に、ベント実施の判断基準を第 4.3-2 表に示す。

第 4.3-1 表 ベント準備の判断基準

炉心状態	ベント準備判断基準
炉心損傷前	[ベント準備 1 ^{※1}] 残留熱除去系による除熱機能喪失
	[ベント準備 2 ^{※1}] 格納容器圧力 384kPa[gage] ^{※2} (0.9Pd) 到達
炉心損傷判断後 ^{※3}	[ベント準備 1 ^{※1}] 残留熱除去系による除熱機能喪失
	[ベント準備 2 ^{※1}] 格納容器圧力 640kPa[gage] ^{※2} (1.5Pd) 到達

※1：ベント準備 1 及びベント準備 2 の詳細な作業内容については第 4.3-4 表に記載

※2：確認不能の場合は、格納容器内雰囲気温度から格納容器圧力を推定
(飽和温度：約 150℃ (0.9Pd 相当)，約 167℃ (1.5Pd 相当))

※3：格納容器内雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が各種事故(原子炉冷却材喪失)
相当の 10 倍を超過で判断。格納容器雰囲気放射線モニタが使用不能の場合に
おいては、原子炉圧力容器表面温度 300℃以上で判断。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

第 4.3-2 表 ベント実施の判断基準

炉心状態	ベント実施判断基準
炉心損傷前	外部水源注水量限界（サプレッションプール水位「通常運転水位＋約 2m」）到達
	格納容器代替スプレイに失敗した場合 (0.9Pd)
炉心損傷判断後	外部水源注水量限界（サプレッションプール水位「通常運転水位約＋約 2m」）到達
	格納容器代替スプレイに失敗した場合 (1.5Pd)
	格納容器からの異常漏えいを検知した場合
	格納容器内酸素濃度が可燃限界に接近した場合

(2) 原子炉格納容器フィルタベント系の運用

a. 系統待機時の確認パラメータ

原子炉格納容器フィルタベント系の待機状態においては、第 4.3-3 表のパラメータを中央制御室、緊急時対策本部にて確認する。

第 4.3-3 表 原子炉格納容器フィルタベント系待機状態確認パラメータ

確認項目	確認目的
フィルタ装置水位	所定の性能が発揮できるよう、フィルタ装置内の水位が確保されていることを確認する。
フィルタ装置入口／出口圧力	圧力を確認することにより、不活性状態が維持されていることを確認する。

b. ベント準備

(a) ベント準備判断

ベント準備判断は、ベント操作が必要になった場合に速やかに実施できるよう、第 4.3-1 表に示すベント準備判断基準により行う。

(b) ベント準備事項

ベント準備判断により、第 4.3-4 表に示すベント準備を行う。

第 4.3-4 表 ベント準備事項及び作業内容

区分	ベント準備事項	作業内容	ベント実施後に 繰り延べ可能な作業
ベント 準備 1	i. フィルタ装置への水 及び薬液補給の準備	ベント実施後、フィルタ装置のスクラバ溶液が 減少した場合に、水及び薬液を補給するため、 大容量送水ポンプ（タイプ I） ^{※1} 及び薬液補 給装置 ^{※2} を準備する。	○
	ii. 可搬型窒素ガス供給 装置 ^{※2} の準備	ベント停止操作にあたり、格納容器及び原子炉 格納容器フィルタベント系統内を掃気し不活 性化を行うことを目的に、可搬型窒素ガス供給 装置を準備する。	○
ベント 準備 2	iii. ベント実施に必要な 隔離弁の健全性確認	中央制御室にて、ベント実施に必要な隔離弁操 作が可能であることを確認するため、電源が供 給されていることを弁状態表示により確認す る。（第 4.3-1 図①～④）	—
	iv. 他系統との隔離	ベント操作前に、中央制御室にて他系統（原子 炉建屋原子炉棟換気空調系、非常用ガス処理系 及び耐圧強化ベント系）と隔離する弁が全閉と なっていることを確認する。（第 4.3-1 図⑤～ ⑩）	—
	v. 「FCVS ベントライン 隔離弁」の開操作	ベント実施判断後に速やかにベントを開始で きるよう、ベントを行うために開操作が必要な 隔離弁 2 弁のうち、「FCVS ベントライン隔離弁」 を開操作する。（第 4.3-1 図①又は②）	—

※1：原子炉格納容器代替スプレイ冷却系等に使用する大容量送水ポンプ（タイプ I）と兼用

※2：可搬型窒素ガス供給装置及び薬液補給装置の準備は、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び原子炉補機代替冷却水系の設置に引き続き実施する

(c) ベント準備作業の考え方

ベント準備 1 は可搬型設備の準備時間を考慮し、炉心損傷前後によらず残留熱除去系による除熱機能喪失により準備作業を開始する。これは、炉心損傷後のベント中に作業を実施した場合、現場の放射線量の上昇による被ばく線量の増加、防護具を着用した状態での作業により作業員の負担が増加することからベント実施判断を行う外部水源注水量限界到達前までに可搬型設備の設置作業を完了させるためである。

なお、格納容器からの異常漏えいを検知した場合等、速やかにベントを実施する必要が生じた際には、ベントを優先し、ベント準備 1 はプルーム通過後に行う。

また、ベント準備 2 は格納容器圧力が 0.640MPa[gage] (1.5Pd) (炉心損傷前においては 0.384MPa[gage] (0.9Pd)) に到達した時点で開始する。これは、ベント準備 2 で行う操作及びベント実施判断後に行う隔離弁操作（いずれも現場人力の場合を含む）を格納容器圧力が 0.854MPa[gage] (2Pd) (炉心損傷前においては 0.427MPa [gage] (1Pd)) 到達までに完了させるためである。

c. ベント実施

(a) ベント実施判断

ベント実施判断は、第 4.3-2 表に示すベント実施判断基準により行い、ベント実施判断後、格納容器圧力が 427kPa[gage] (1Pd) (炉心損傷後においては 854kPa[gage] (2Pd)) に到達するまでにベント操作を完了する。

なお、炉心損傷後においては、プルーム通過に備えた作業を実施し、ベントを開始する。

(b) ベント操作

FCVS ベントライン隔離弁の開操作については、ベント準備作業として操作完了していることから、ベント操作は、S/C ベント用出口隔離弁又は D/W ベント用出口隔離弁を開操作し、ベントを開始する。

この操作順序は、ベント開始までの間、格納容器内の放射性物質を含むガスを閉じ込める範囲が拡大することを防止し、ベント開始直前まで格納容器内にガスを閉じ込めておくことを目的としている。

具体的な弁の操作順序を以下に示す。

【操作対象弁（サブプレッションチェンバからのベント時）】

- i. FCVS ベントライン隔離弁 （第 4.3-1 図 ①又は②）
（ベント準備作業として開操作完了）

- ii. S/C ベント用出口隔離弁 (第 4.3-1 図 ③)
- 【操作対象弁 (ドライウェルからのベント時)】
- i. FCVS ベントライン隔離弁 (第 4.3-1 図 ①又は②)
(ベント準備作業として開操作完了)
- ii. D/W ベント用出口隔離弁 (第 4.3-1 図 ④)

(c) ベント開始時の確認パラメータ

ベントが開始されたことを、第 4.3-5 表のパラメータを中央制御室、緊急時対策本部にて確認する。

第 4.3-5 表 ベント開始時確認パラメータ

確認項目	確認目的
格納容器圧力	指示値の低下により、ベントが開始されたことを確認する。
フィルタ装置入口／出口圧力	指示値の変動により、ベントが開始されたことを確認する。
フィルタ装置出口放射線モニタ	

(d) ベント放出経路の優先順位

原子炉格納容器フィルタベント系によるベントは、フィルタ装置による放射性物質の低減効果に加えサブプレッションチェンバのプール水によるスクラビング効果を期待し、サブプレッションチェンバ側からのベントを基本とする。

万一、サブプレッションチェンバ側からのベント開始を確認できない場合は、サブプレッションチェンバ側からのベント機能喪失を判断後、ドライウェル側からのベントを実施する。この際、ドライウェル側からのベント開始を優先し格納容器除熱機能の確保を図る。

なお、炉心損傷前のベントに限り、原子炉格納容器フィルタベント系が使用できない場合に耐圧強化ベント系によるベントを実施する。

(e) ベント実施判断の考え方

炉心損傷があると判断した場合には、格納容器内に放出された希ガスの減衰のため、できる限り格納容器内に保持することを基本とする。この間、代替設備による除熱、故障設備の復旧に努めるが、格納容器限界圧力 854kPa[gage] (2Pd) に到達するような状況においては、格納容器の破損により公衆及び環境への影響が過大にならないことを目的としてベントを実施する。

したがって、ベント実施の判断は、人力による隔離弁の操作やブルーム通過に備えた作業を考慮しても、格納容器圧力 854kPa[gage] (2Pd) 到達までにベント操作を完了することができるよう、外部水源注水量限界到達で行うこととしている。なお、ベント実施判断は発電所対策本部長が行う。

また、格納容器からの異常な漏えいが確認された場合、格納容器内酸素濃度が可燃限界に接近した場合及び格納容器スプレイに失敗した場合のベント実施の考え方を以下に示す。

i 格納容器からの異常な漏えいが確認された場合

炉心損傷後のベントにおいては、格納容器圧力 854kPa[gage] (2Pd) 到達前であっても、格納容器から原子炉建屋への異常漏えいの徴候が見られた場合には、漏えい緩和の観点からベント実施を判断する。

なお、格納容器からの異常漏えいは、原子炉建屋水素濃度及び静的触媒式水素再結合装置の動作状況により判断する。

ii 格納容器内酸素濃度が可燃限界に接近した場合

炉心損傷後のベントにおいては、格納容器圧力 854kPa[gage] (2Pd) 到達前であっても、格納容器内酸素濃度が可燃限界に接近した場合には、水素・酸素の化学反応に伴う燃焼を防止する観点からベント実施を判断する。

なお、格納容器内の酸素濃度上昇は、格納容器内雰囲気酸素濃度計を監視することにより判断する。

iii 格納容器スプレイに失敗した場合のベント

格納容器スプレイは、格納容器圧力が 640kPa[gage] (1.5Pd) に到達した時点で開始する。万一、格納容器スプレイに失敗した場合は、人力によるベント操作を考慮しても、限界圧力 2Pd 到達までにベントを実施できるよう、速やかにベント実施を判断する。

d. ベント継続中の対応

(a) ベント継続時の確認パラメータ

ベント継続時は、第 4.3-6 表のパラメータを中央制御室、中央制御室待避所、緊急時対策本部にて確認する。

第 4.3-6 表 ベント継続時確認パラメータ

確認項目	確認目的
格納容器圧力，温度，水素濃度，酸素濃度	指示値の変動を監視し，ベントの継続状況を確認する。
フィルタ装置入口／出口圧力	
格納容器内雰囲気放射線モニタ	
フィルタ装置出口放射線モニタ	
フィルタ装置水位	フィルタ装置水位が運転範囲内にあることを確認する。また，蒸発による水位低下時には，水の補給を行う。

(b) ベント継続の考え方

ベントは、最終ヒートシンクへの熱輸送として使用するため、格納容器除熱機能等が復旧するまで継続する。

また、ベント継続中においては、格納容器の負圧破損防止の観点から、格納容器スプレイ操作は実施しないものとする。

(c) ベント継続中の作業

フィルタ装置内で捕集した放射性物質の放熱により、フィルタ装置水位が「mm (通常水位)」を下回り「mm (許容最小水量)」に到達する前に、水及び薬液を外部接続口からフィルタ装置へ補給する。

なお、ベント継続中のフィルタ装置への水補給作業については、ベント開始後 24 時間は不要であり、以降、適宜補給を実施することとしている。また、水補給作業に合わせて薬液補給を行うこととしている。

e. ベント停止

(a) ベント停止時の確認パラメータ

ベント停止時は、第 4.3-7 表のパラメータ等により、ベント停止が可能であることを中央制御室、緊急時対策本部にて確認し、ベントを停止する。

第 4.3-7 表 ベント停止時確認パラメータ

確認項目	確認目的
格納容器圧力、温度、水素濃度、酸素濃度	設備の復旧状況及び各指示値により、ベント停止の可否を確認する。
フィルタ装置出口水素濃度	

(b) ベント停止の考え方

i. 残留熱除去系等の復旧に伴うベント停止

原子炉格納容器フィルタベント系によるベントを実施することで、格納容器温度及び圧力が低下し始めるが、下記の条件を満足することにより、格納容器からの除熱を長期にわたり維持することが可能となった場合、ベントを停止する。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

- ・ 残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系使用による格納容器除熱機能確保
- ・ 格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系復旧又は格納容器内への窒素封入
- ・ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧

なお、ベント停止前には、第 4.3-3 図に示すとおり、可搬型窒素ガス供給装置により格納容器に窒素を供給し、原子炉格納容器フィルタベント系から放出することにより格納容器内の水素及び水蒸気を掃気し、不活性化する。

(第 4.3-3 図 ①～③)

ii. 炉心損傷前ベント中に炉心損傷に至る可能性があるとは判断された場合の対応

炉心損傷前ベント中に、炉心損傷に至る可能性があるとは判断された場合、もしくは炉心損傷の徴候が確認された場合は、公衆及び作業員の被ばく低減の観点から、FCVS ベントライン隔離弁を閉弁し、ベントを一旦停止する。

炉心損傷前ベント中の炉心損傷に至る可能性は、原子炉への注水機能が喪失していることで判断する。また、炉心損傷の徴候は、格納容器内雰囲気放射線モニタの指示値により判断する。

格納容器ベント停止後は、残留熱除去系による格納容器除熱及び格納容器可燃性ガス濃度制御機能が回復するまでは、格納容器内酸素濃度が可燃限界濃度に到達する前に、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガス放出を実施する。

なお、ベント停止後、系統内の掃気及び不活性化を行うことを目的に窒素供給操作を行う。(第 4.3-3 図④、⑤)

原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの停止操作は、S/C ベント用出口隔離弁(サブプレッションチェンバからのベント時)又は D/W ベント用出口隔離弁（ドライウェルからのベント時）及び FCVS ベントライ

ン隔離弁を中央制御室からの遠隔操作又は二次格納施設外からの人力操作にて「全閉」する。(第 4.3-1 図 ①～④)

格納容器ベント停止操作時に設備の故障が発生した場合については、S/C ベント用出口隔離弁又は D/W ベント用出口隔離弁及び FCVS ベントライン隔離弁とともに電気作動弁であるため、駆動電源喪失時は、二次格納施設外からの人力操作により「全閉」する。

(c) ベント停止操作

以下の操作対象弁を閉弁することにより、ベントを停止する。

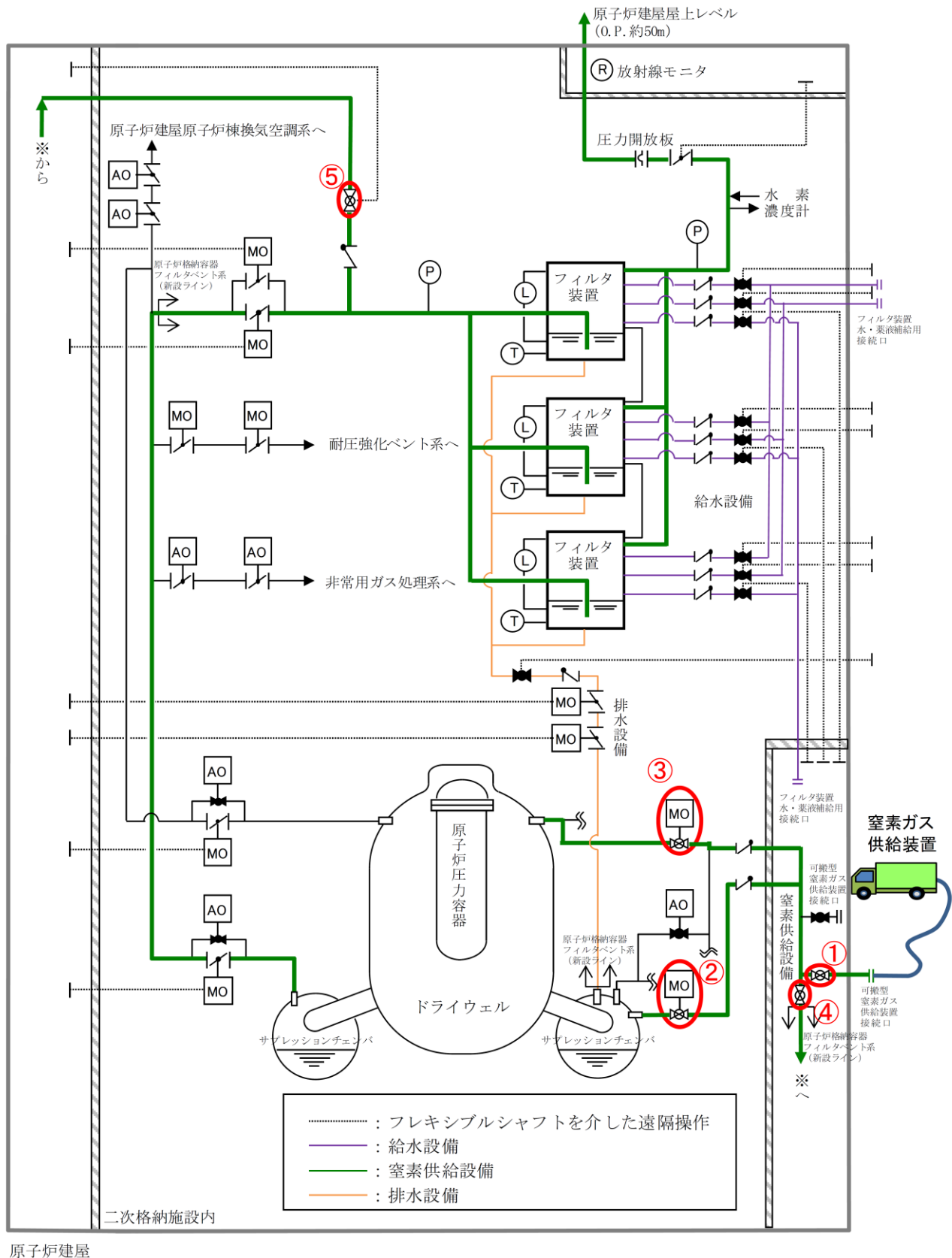
なお、以下の操作対象弁を閉弁した後に、可搬型窒素ガス供給装置により原子炉格納容器フィルタベント系の掃気を行う。(第 4.3-3 図 ④, ⑤)

【操作対象弁 (サプレッションチェンバからのベント時)】

- ・ FCVS ベントライン隔離弁 (第 4.3-1 図 ①又は②)
- ・ S/C ベント用出口隔離弁 (第 4.3-1 図 ③)

【操作対象弁 (ドライウェルからのベント時)】

- ・ FCVS ベントライン隔離弁 (第 4.3-1 図 ①又は②)
- ・ D/W ベント用出口隔離弁 (第 4.3-1 図 ④)



第 4.3-3 図 窒素供給の系統概要図

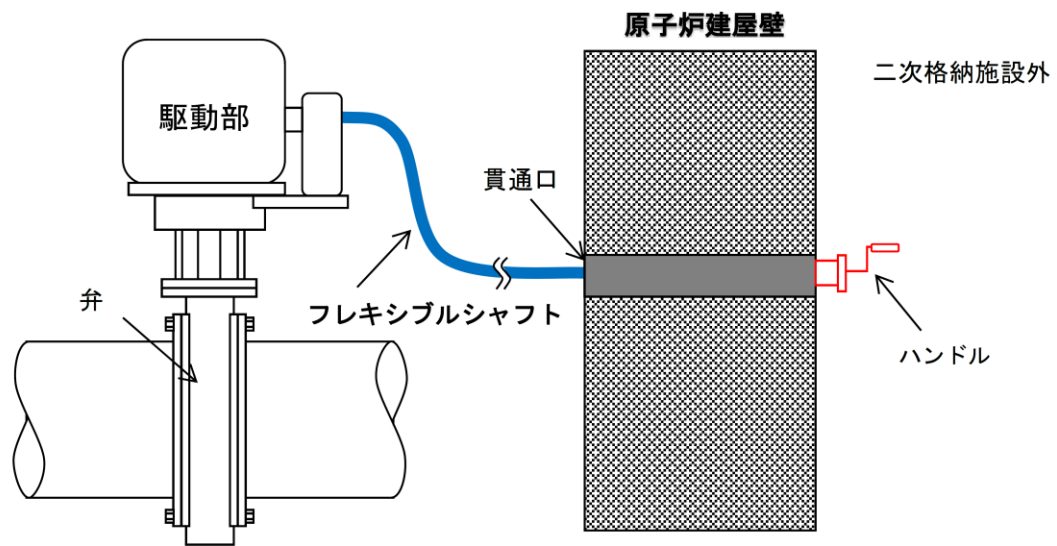
4.4 現場における隔離弁等の操作 (別紙 28)

ベントに関連する現場操作の概要を以下に示す。

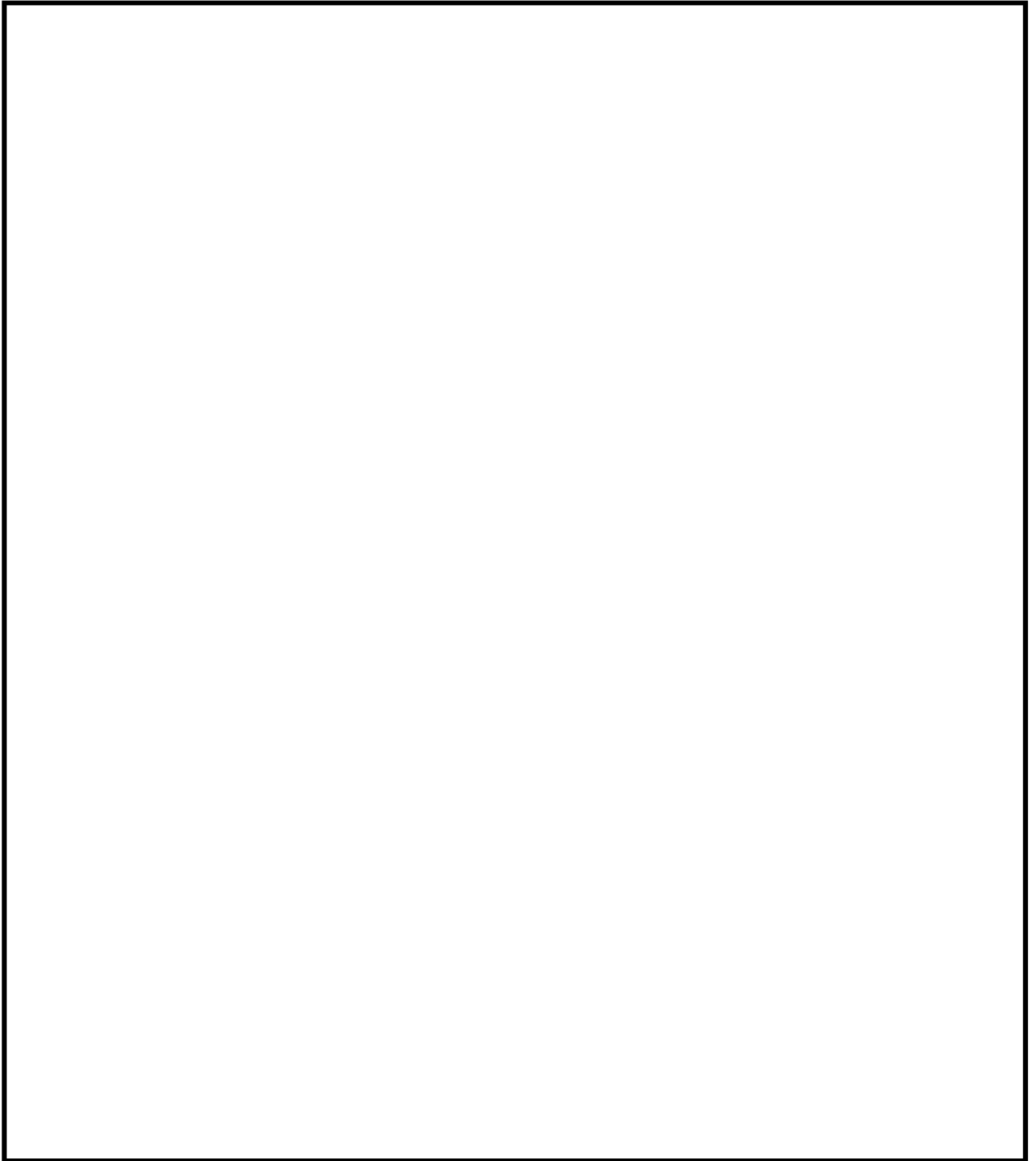
4.4.1 隔離弁手動操作

ベントに必要な隔離弁は、全交流動力電源喪失時に重大事故等に対処するための電源より受電し、中央制御室から遠隔操作する。万一、全ての電源が喪失し、ベントに必要な弁の操作が中央制御室からできない場合には、二次格納施設外からフレキシブルシャフトを介して人力にて弁を操作する。人力による隔離弁操作機構の模式図を第 4.4.1-1 図に示す。

また、第 4.3-1 図に示すベントガスの放出経路に設置する隔離弁について、S/C 用出口隔離弁の遠隔手動操作場所を第 4.4.1-2 図に、D/W 用出口隔離弁及び FCVS ベントライン隔離弁の遠隔手動操作場所を第 4.4.1-3 図に示す (別紙 19 1 項, 2 項)。

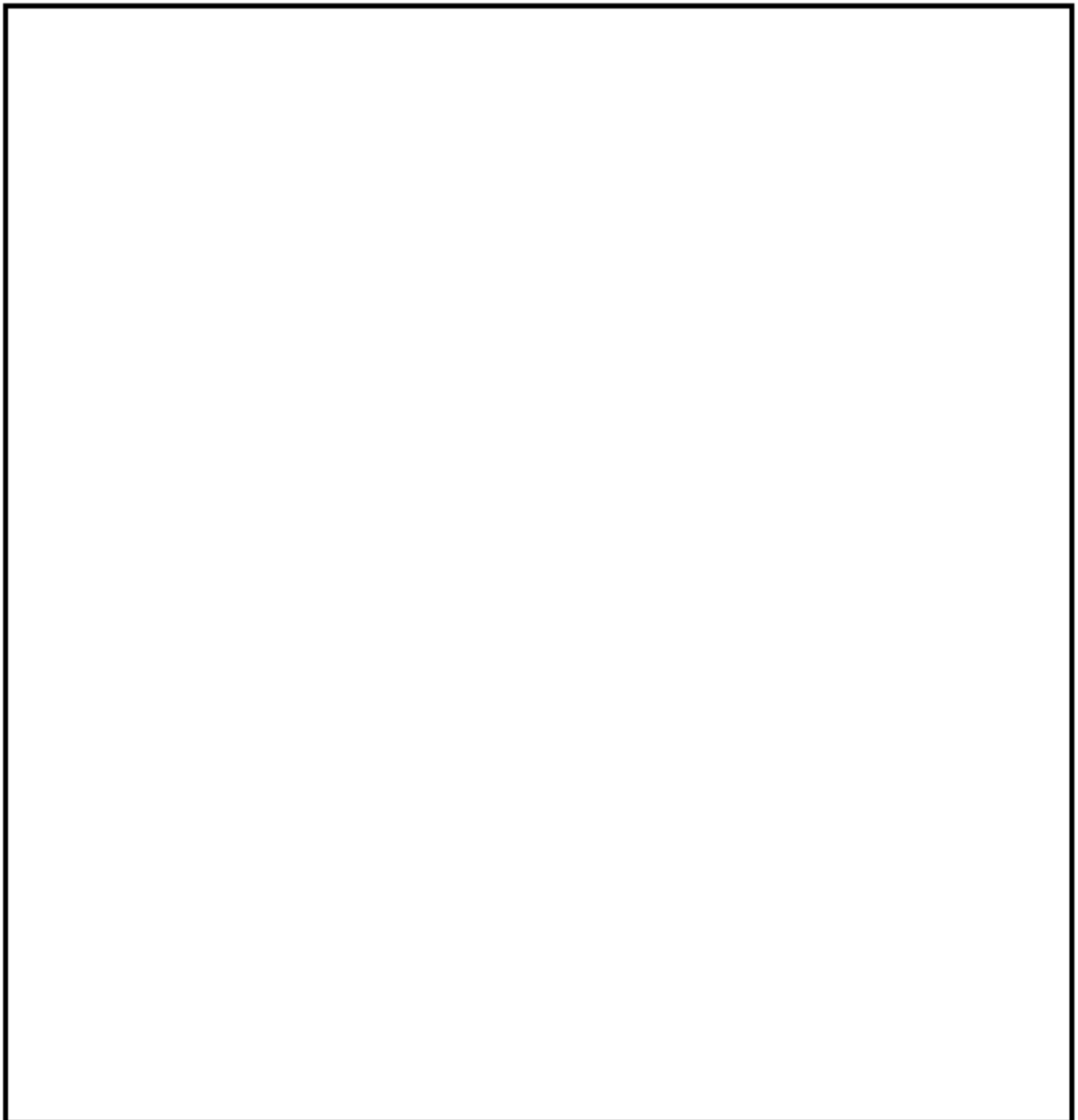


第 4.4.1-1 図 人力による隔離弁操作機構の模式図



第 4.4.1-2 図 S/C ベント用出口隔離弁 遠隔手動操作場所

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



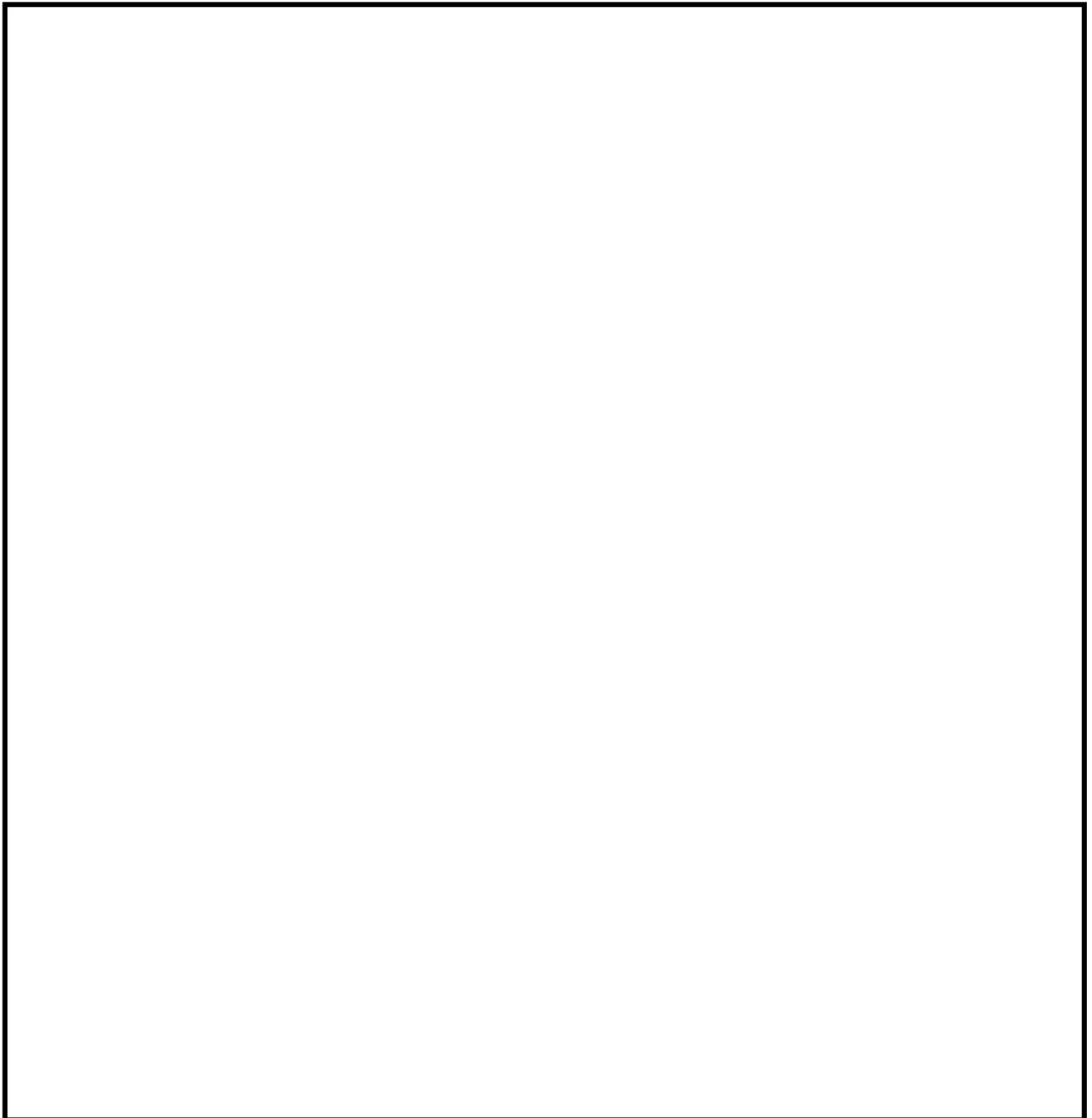
第 4. 4. 1-3 図 D/W ベント用出口隔離弁及び FCVS ベントライン隔離弁 遠隔手動操作
場所

4. 4. 2 フィルタ装置への水等の補給

二次格納施設外に設置する外部接続口に大容量送水ポンプ（タイプ I）を接続し、フィルタ装置内に水を補給する。水の補給に使用する配管に設置する弁は、二次格納施設外からフレキシブルシャフトを介して人力にて操作を行う。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。





第 4.4.2-2 図 フィルタ装置水・薬液補給用接続口及び弁の遠隔手動操作場所

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

85. 実効 G 値に係る電力共同研究の追加実験について

1. 電力共同研究（基本実験）

有効性評価における水の放射線分解の評価では、電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究（以下、「電共研（基本実験）」）」^[1]の実験結果をもとに、水素及び酸素の実効 G 値（100eV あたりの分子発生量）を、それぞれ 0.06, 0.03 としている。

電共研（基本実験）では、苛酷事故の際の格納容器内の環境を想定し、試験条件を設定した。

実験装置及び実験方法を別添 1 に示す。試験条件及び実験結果を表 1 に示す。また、吸収線量と水素濃度・酸素濃度の相関を図 1 に示す（有効性評価「3.4 水素燃焼」 添付資料 3.4.2 図 1 と同じ）。図 1 のとおり、水素・酸素の増加量は吸収線量の増加とともに飽和する傾向にあり、有効性評価に用いた実効 G 値（水素：0.06, 酸素：0.03）は、事象発生から 2.1 時間後までのサプレッションプールでの吸収線量に相当する $1 \times 10^4 \text{Gy}$ の傾きから求めたものである。

2. 電力共同研究（追加実験）

その後、電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究（以下、「電共研（追加実験）」という。）」^[2]において、水の放射線分解に係る追加実験を行った。追加実験では、試験条件の温度、沸騰状態、水素濃度、酸素濃度の感度による G 値への影響を確認した。実験装置及び実験方法を別添 2 に示す。電共研（追加実験）の試験条件及び実験結果を表 2 に示す。表 2 に示すとおり、沸騰している場合は、水素・酸素の G 値が 0 であること、また、沸騰していない場合は試験条件により G 値に若干のばらつきがあることを確認した。

加えて、ベースケースの B④では、長期試験を行い吸収線量と水素・酸素の変化量の相関を確認した。吸収線量と水素・酸素の変化量の相関として図 2 に示す。図 2 に示すとおり、水素・酸素共にその増加量が吸収線量の増加とともに飽和する傾向を確認できた。吸収線量 $1 \times 10^4 \text{Gy}$ における実効 G 値は、水素：0.036, 酸素：0.023 であり、電共研（基本実験）と同程度であった。

3. 実験結果の不確かさについて

電共研（基本実験）と電共研（追加実験）は、異なる実験装置、異なる実験実施者によって行われたが、追加実験により同程度の実効 G 値が確認できたことから、実効 G 値の有する不確かさは小さいと考える。また、水素・酸素の増加量が吸収線量の増加とともに飽和する点で同様の傾向を確認できたことから、

実効 G 値を事象発生初期 (2.1 時間後※) の吸収線量から定めていることは事象発生 168 時間後までを評価する本事象に適用する上で保守的な設定と考える。

よって、前回の実験結果をもとに有効性評価に用いる実効 G 値を定めていること及び長期試験の結果を踏まえて、 1×10^4 [Gy] における G 値を用いるのは妥当と考える。

【参考文献】

- [1] 「事故時放射線分解に関する研究」BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月
- [2] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR 電力共同研究平成 12 年 3 月

表 1. 電共研（基本実験）の試験条件及び実験結果

	試験条件					実験結果		
試験 ケース	温度 [°C]	沸騰	水素濃度 M-W 反応 相当 [%]	酸素濃度 [vol%]	よう素濃度 放出相当 [%]	吸収線量 [Gy]	水素 G 値	酸素 G 値
A①	室温	非沸騰	5.5	3.5	50	2×10^3	0.12	0.06
A①'	室温	非沸騰	5.5	1.5	50	1×10^4	0.06	0.03

表 2. 電共研（追加実験）の試験条件及び実験結果

1. **Introduction**

2. **Background**

3. **Methodology**

4. **Results**

5. **Discussion**

6. **Conclusion**

7. **References**

8. **Appendix**

9. **Figure 1**

10. **Figure 2**

11. **Figure 3**

12. **Figure 4**

13. **Figure 5**

14. **Figure 6**

15. **Figure 7**

16. **Figure 8**

17. **Figure 9**

18. **Figure 10**

19. **Figure 11**

20. **Figure 12**

21. **Figure 13**

22. **Figure 14**

23. **Figure 15**

24. **Figure 16**

25. **Figure 17**

26. **Figure 18**

27. **Figure 19**

28. **Figure 20**

29. **Figure 21**

30. **Figure 22**

31. **Figure 23**

32. **Figure 24**

33. **Figure 25**

34. **Figure 26**

35. **Figure 27**

36. **Figure 28**

37. **Figure 29**

38. **Figure 30**

39. **Figure 31**

40. **Figure 32**

41. **Figure 33**

42. **Figure 34**

43. **Figure 35**

44. **Figure 36**

45. **Figure 37**

46. **Figure 38**

47. **Figure 39**

48. **Figure 40**

49. **Figure 41**

50. **Figure 42**

51. **Figure 43**

52. **Figure 44**

53. **Figure 45**

54. **Figure 46**

55. **Figure 47**

56. **Figure 48**

57. **Figure 49**

58. **Figure 50**

59. **Figure 51**

60. **Figure 52**

61. **Figure 53**

62. **Figure 54**

63. **Figure 55**

64. **Figure 56**

65. **Figure 57**

66. **Figure 58**

67. **Figure 59**

68. **Figure 60**

69. **Figure 61**

70. **Figure 62**

71. **Figure 63**

72. **Figure 64**

73. **Figure 65**

74. **Figure 66**

75. **Figure 67**

76. **Figure 68**

77. **Figure 69**

78. **Figure 70**

79. **Figure 71**

80. **Figure 72**

81. **Figure 73**

82. **Figure 74**

83. **Figure 75**

84. **Figure 76**

85. **Figure 77**

86. **Figure 78**

87. **Figure 79**

88. **Figure 80**

89. **Figure 81**

90. **Figure 82**

91. **Figure 83**

92. **Figure 84**

93. **Figure 85**

94. **Figure 86**

95. **Figure 87**

96. **Figure 88**

97. **Figure 89**

98. **Figure 90**

99. **Figure 91**

100. **Figure 92**

101. **Figure 93**

102. **Figure 94**

103. **Figure 95**

104. **Figure 96**

105. **Figure 97**

106. **Figure 98**

107. **Figure 99**

108. **Figure 100**

109. **Figure 101**

110. **Figure 102**

111. **Figure 103**

112. **Figure 104**

113. **Figure 105**

114. **Figure 106**

115. **Figure 107**

116. **Figure 108**

117. **Figure 109**

118. **Figure 110**

119. **Figure 111**

120. **Figure 112**

121. **Figure 113**

122. **Figure 114**

123. **Figure 115**

124. **Figure 116**

125. **Figure 117**

126. **Figure 118**

127. **Figure 119**

128. **Figure 120**

129. **Figure 121**

130. **Figure 122**

131. **Figure 123**

132. **Figure 124**

133. **Figure 125**

134. **Figure 126**

135. **Figure 127**

136. **Figure 128**

137. **Figure 129**

138. **Figure 130**

139. **Figure 131**

140. **Figure 132**

141. **Figure 133**

142. **Figure 134**

143. **Figure 135**

144. **Figure 136**

145. **Figure 137**

146. **Figure 138**

147. **Figure 139**

148. **Figure 140**

149. **Figure 141**

150. **Figure 142**

151. **Figure 143**

152. **Figure 144**

153. **Figure 145**

154. **Figure 146**

155. **Figure 147**

156. **Figure 148**

157. **Figure 149**

158. **Figure 150**

159. **Figure 151**

160. **Figure 152**

161. **Figure 153**

162. **Figure 154**

163. **Figure 155**

164. **Figure 156**

165. **Figure 157**

166. **Figure 158**

167. **Figure 159**

168. **Figure 160**

169. **Figure 161**

170. **Figure 162**

171. **Figure 163**

172. **Figure 164**

173. **Figure 165**

174. **Figure 166**

175. **Figure 167**

176. **Figure 168**

177. **Figure 169**

178. **Figure 170**

179. **Figure 171**

180. **Figure 172**

181. **Figure 173**

182. **Figure 174**

183. **Figure 175**

184. **Figure 176**

185. **Figure 177**

186. **Figure 178**

187. **Figure 179**

188. **Figure 180**

189. **Figure 181**

190. **Figure 182**

191. **Figure 183**

192. **Figure 184**

193. **Figure 185**

194. **Figure 186**

195. **Figure 187**

196. **Figure 188**

197. **Figure 189**

198. **Figure 190**

199. **Figure 191**

200. **Figure 192**

201. **Figure 193**

202. **Figure 194**

203. **Figure 195**

204. **Figure 196**

205. **Figure 197**

206. **Figure 198**

207. **Figure 199**

208. **Figure 200**

209. **Figure 201**

210. **Figure 202**

211. **Figure 203**

212. **Figure 204**

213. **Figure 205**

214. **Figure 206**

215. **Figure 207**

216. **Figure 208**

217. **Figure 209**

218. **Figure 210**

219. **Figure 211**

220. **Figure 212**

221. **Figure 213**

222. **Figure 214**

223. **Figure 215**

224. **Figure 216**

225. **Figure 217**

226. **Figure 218**

227. **Figure 219**

2

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

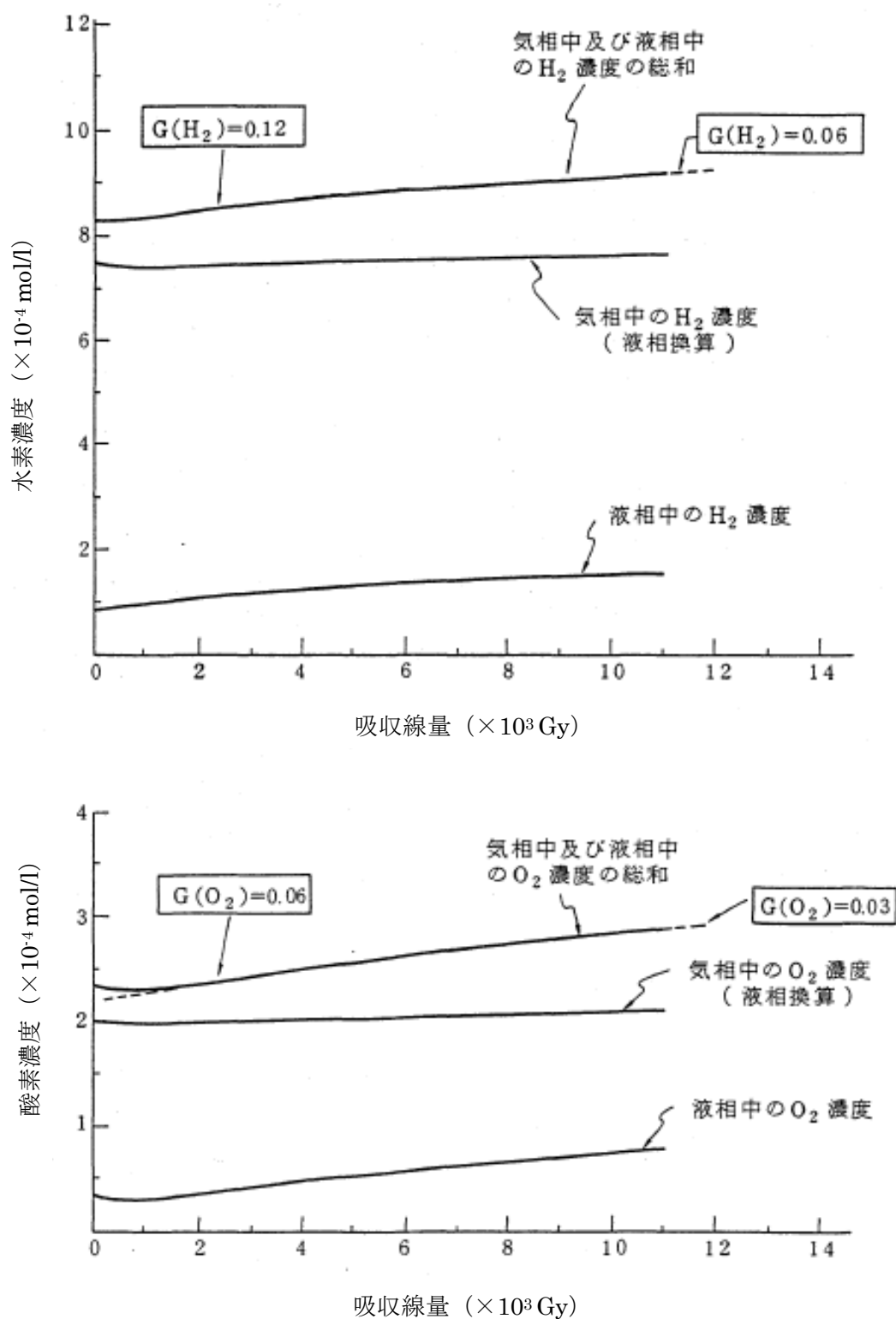


図1. 電共研 (基本実験) の実験結果: 水素・酸素濃度と吸収線量の関係 (A①及びA①' の G 値)

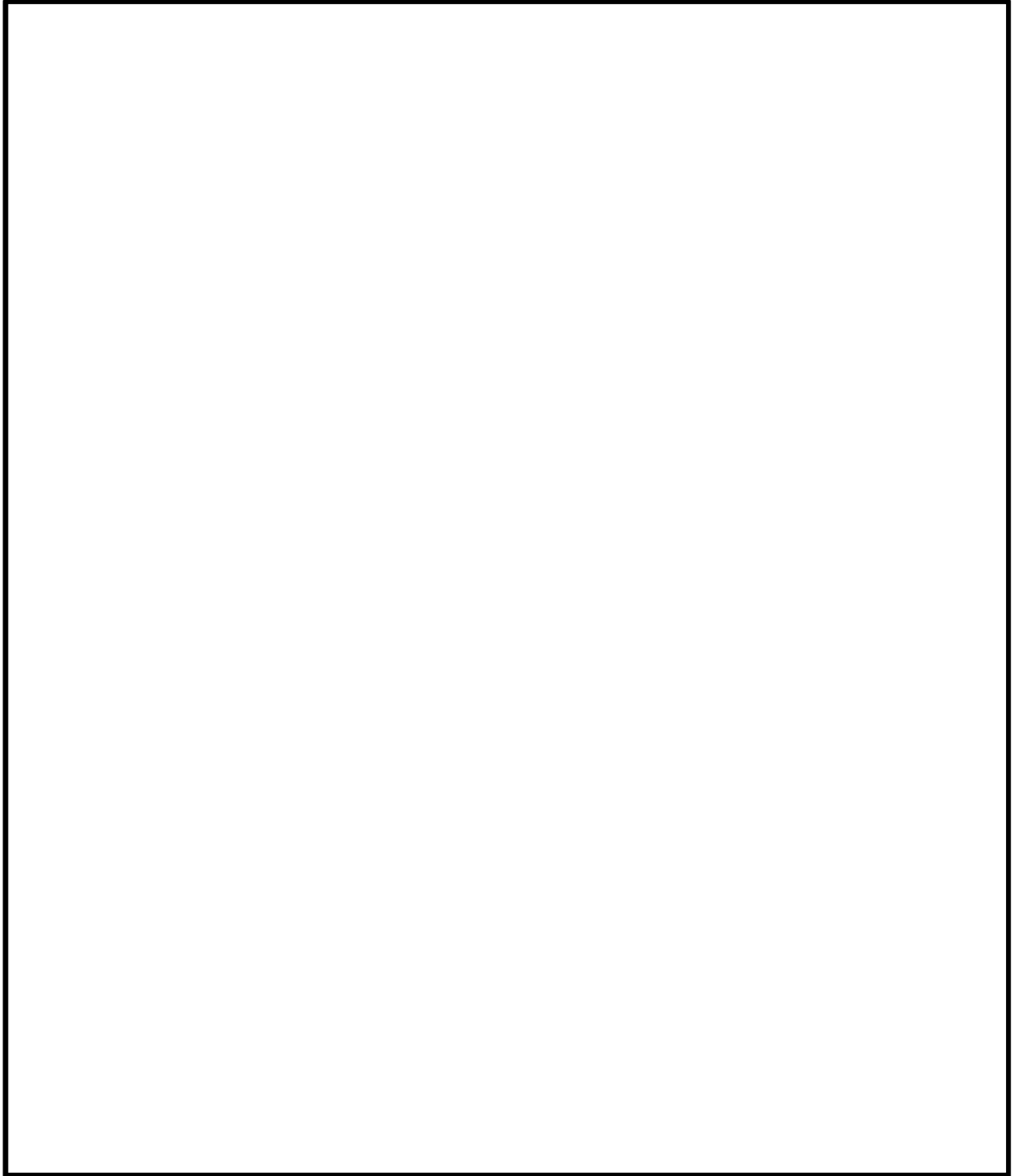


図 2. 電共研（追加実験）の実験結果：水素・酸素の変化量と吸収線量の関係
(B④及びB④' の G 値)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

別添 1

電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究（電共研（基本実験）」（昭和 61 年度～昭和 62 年度）では、実機事故時を模擬した照射実験装置により、多量のような素を含む系及び沸騰状態の系等、総合的かつ広範囲に水の放射線分解に関する実験を行った。

実験に使用した装置を図 1 及び図 2 に示す。装置は照射容器、液相循環ライン、気相サンプリグライン、ガス注入ライン等から成る。非沸騰実験の照射容器は約 15ℓ の硬質ガラス、沸騰実験では約 1.8ℓ のステンレス製容器を使用する。照射容器及び液相循環ラインに所定の純水を注入後、Ar ガスで脱気し、 H_2 、 O_2 ガスで気相及び液相の H_2 、 O_2 初期濃度の調整を行う。その後、よう素、鉄、銅などの不純物を添加し、循環ポンプで均一混合させた。沸騰実験の場合、更にマントルヒーターにより加熱、沸騰させる。

全ての条件が定常状態に達した後、Co-60 γ 線源にて照射を開始し、溶存水素計（DH 計）及び溶存酸素計（DO 計）で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリグを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。

実機の事故条件（ライセンスベース、各種事故ベース、苛酷事故ベース）を模擬し、各事故条件下での G 値の実測を実施した。

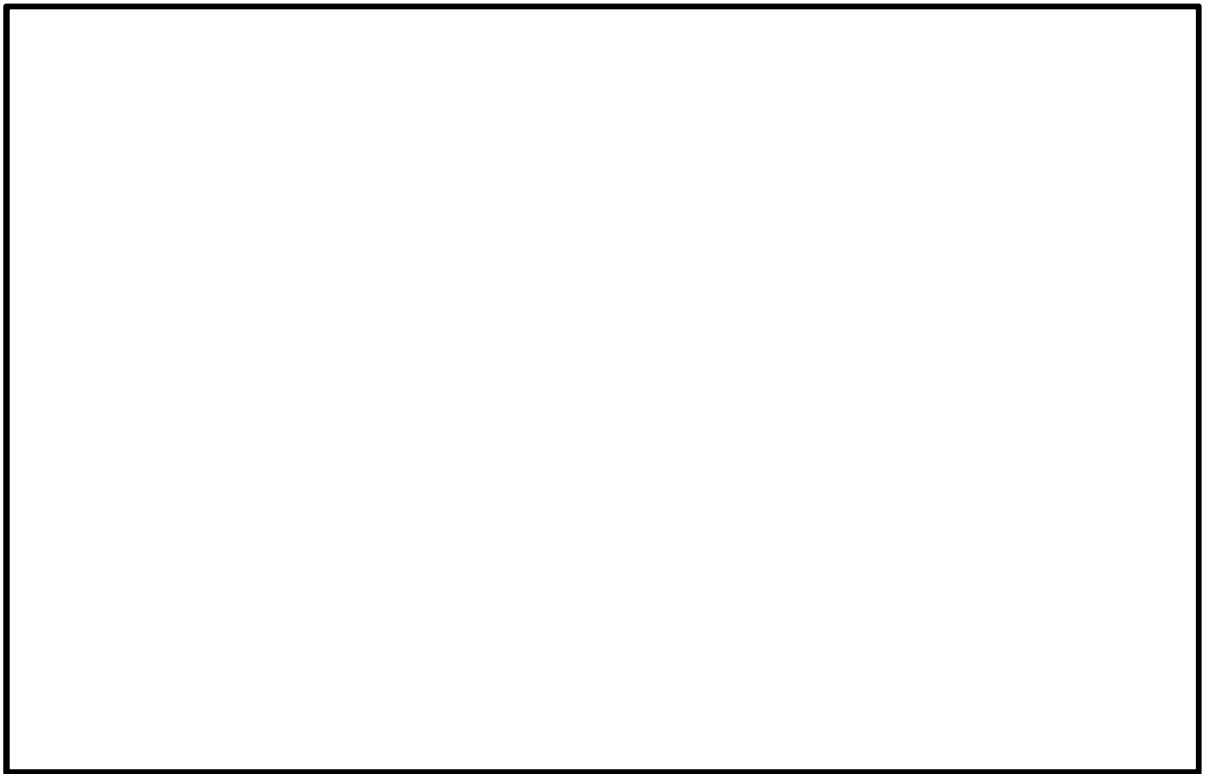


図 1．電共研（基本実験）の非沸騰実験装置



図 2．電共研（基本実験）の沸騰実験装置

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

別添 2

電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究（電共研（基本実験）」（平成 11 年度）では、常温から高温に至るケースについて試験を行うため、170℃（飽和蒸気圧 691kPa [gage]）までの試験が可能な照射容器を用いた。

実験に使用した装置を図 1 に示す。装置は照射容器、液相循環ライン、気相サンプリグライン、ガス注入ライン等から成る。照射容器はステンレス製で、容量は 2ℓ である。照射容器内には 3 本のガス注入ラインが接続されており、水素、酸素、窒素ガスにより所定の初期水質に調整することができる。照射容器内の水はバンドヒーターにより所定の温度に昇温される。液相中の水はポンプにより循環される。液相循環ラインには DH 計、DO 計、導電率計等が設置されている。試験水は冷却された後、DH 計、DO 計により、液相中の水素、酸素濃度を連続測定される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相循環ラインにはガスクロマトグラフが設けられている。ガンマ線照射により発生したガスは冷却された後、ガスクロマトグラフで気相中の水素、酸素濃度をバッチ測定する。

全ての条件が定常状態に達した後、Co-60 γ 線源にて照射を開始し、溶存水素計（DH 計）及び溶存酸素計（DO 計）で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリグを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。

実験は、温度、沸騰の有無、初期水素濃度、酸素濃度を試験パラメータとして変化させ G 値の実測を実施した。

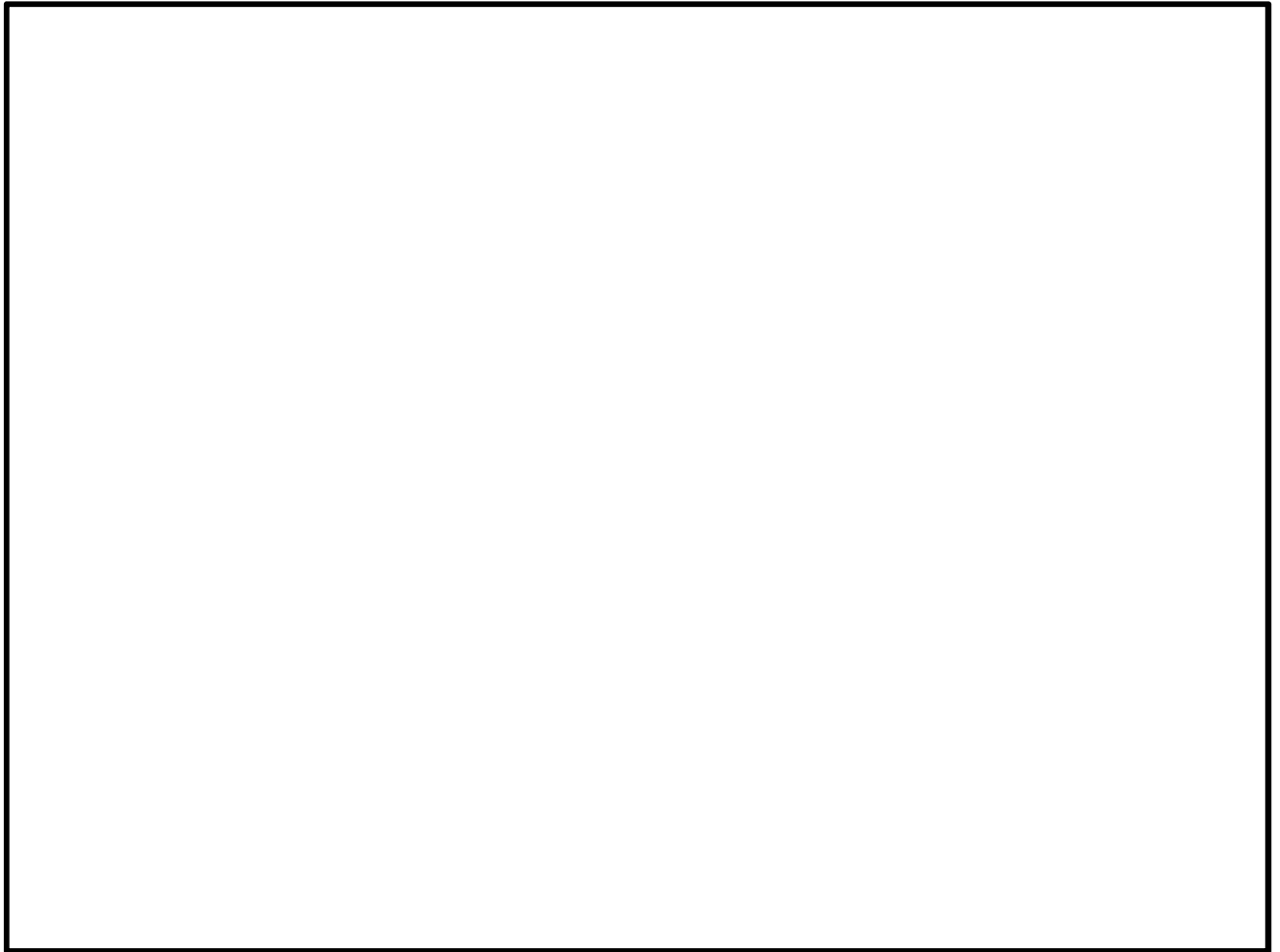


図 1 電共研（追加実験）の実験装置

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 85-9

92. 非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の燃料評価について

1. はじめに

有効性評価の燃料評価では、非常用ディーゼル発電機（以下「D/G」）、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「HPCS D/G」）及び常設代替交流電源設備（以下「GTG」）の燃料消費量について、重大事故等対応時に想定される負荷での燃料消費率を用いて算出している。この考え方について以降に示す。

2. 想定負荷で燃料評価を行う目的

燃料消費率の大きな D/G 等や GTG については、定格出力で燃料評価を行った場合、燃料消費量について実態との差が大きくなるため、想定負荷で燃料評価を行うこととする。これにより、実態に近い燃料消費量を把握し、重大事故等対応における軽油保有量の余裕や、実態ベースで要員の動き等を把握することで、重大事故等時のマネジメントに寄与することを目的としている。この想定負荷の考え方及び燃料評価の考え方について 3. 以降に示す。

なお、D/G 等又は GTG について、先行他社と同様に定格出力で燃料評価を行った場合であっても、以下に示すとおり、2 号炉用の軽油タンク（約 580kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて保有している軽油量（合計約 880kL）にて 7 日間の対応は可能である。（下記[参考 1]、[参考 2]参照）

[参考 1] D/G 等が定格出力で 7 日間運転した場合の燃料消費量

D/G(A)、D/G(B) 及び HPCS D/G の定格出力運転時の燃料消費率は、以下のとおり。

D/G(A) 及び(B) : 1736L/h

HPCS D/G : 894L/h

7 日間運転継続した場合の燃料消費量は、

D/G(A) 及び(B) : $1736\text{L/h} \times 168\text{h} = 291648\text{L} = \underline{\text{約 } 292\text{kL}}$

HPCS D/G : $894\text{L/h} \times 168\text{h} = 150192\text{L} = \underline{\text{約 } 151\text{kL}}$

以上のとおり、D/G 等が 7 日間定格出力で運転継続した場合の燃料消費量は約 735kL であり、有効性評価において同時使用を想定している他の重大事故等対処設備が 7 日間運転継続した場合（大容量送水ポンプ（タイプ I）（約 32kL）、常設代替交流電源設備（約 26kL））を考慮しても、合計で約 793kL であり、2 号炉で保有している軽油量（合計約 880kL）にて 7 日間の対応は可能である。

[参考 2] GTG が定格出力で 7 日間運転した場合の燃料消費量

GTG の定格出力運転時の燃料消費率は、以下のとおり。

GTG : 1, 230L/h/台

7 日間運転継続した場合の燃料消費量は、

GTG : $1, 230\text{L/h} \times 168\text{h} \times 2\text{台} = 413280\text{L} = \underline{\underline{\text{約 } 414\text{kL}}}$

以上のとおり、GTG が 7 日間定格出力で運転継続した場合の燃料消費量は約 414kL であり、有効性評価において同時使用を想定している他の重大事故等対処設備が 7 日間運転継続した場合（大容量送水ポンプ（タイプ I）（約 32kL）、原子炉補機代替冷却水系（約 43kL）及び電源車（約 17kL）を考慮しても、合計で約 506kL であり、2 号炉で保有している軽油量（合計約 880kL）にて 7 日間の対応は可能である。

3. 電源設備の想定負荷の考え方

(1) 外部電源喪失を想定している事故シーケンス（外部電源健全の場合を含む）

外部電源喪失時には D/G 及び HPCS D/G（以下「D/G 等」）が自動起動し電源供給が行われる。

外部電源喪失を想定している重大事故等の想定負荷の考え方については以下のとおりである。

外部電源喪失時には D/G 等が自動起動し電源供給が行われる。外部電源喪失を想定している重大事故等における D/G 等の負荷については、定格出力をベースとしているが、以下の機器については運転を想定しないため、負荷としては計上していない。

- ・ 有効性評価上、機能喪失を想定している機器
- ・ LOCA 信号（「原子炉水位低（レベル 1）」又は「ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）」等により自動停止する機器（燃料評価においては、保守的な想定として事象発生 2 時間後に LOCA 信号等が発信するものと想定。LOCA 信号等により自動停止するまでは負荷として計上している。）

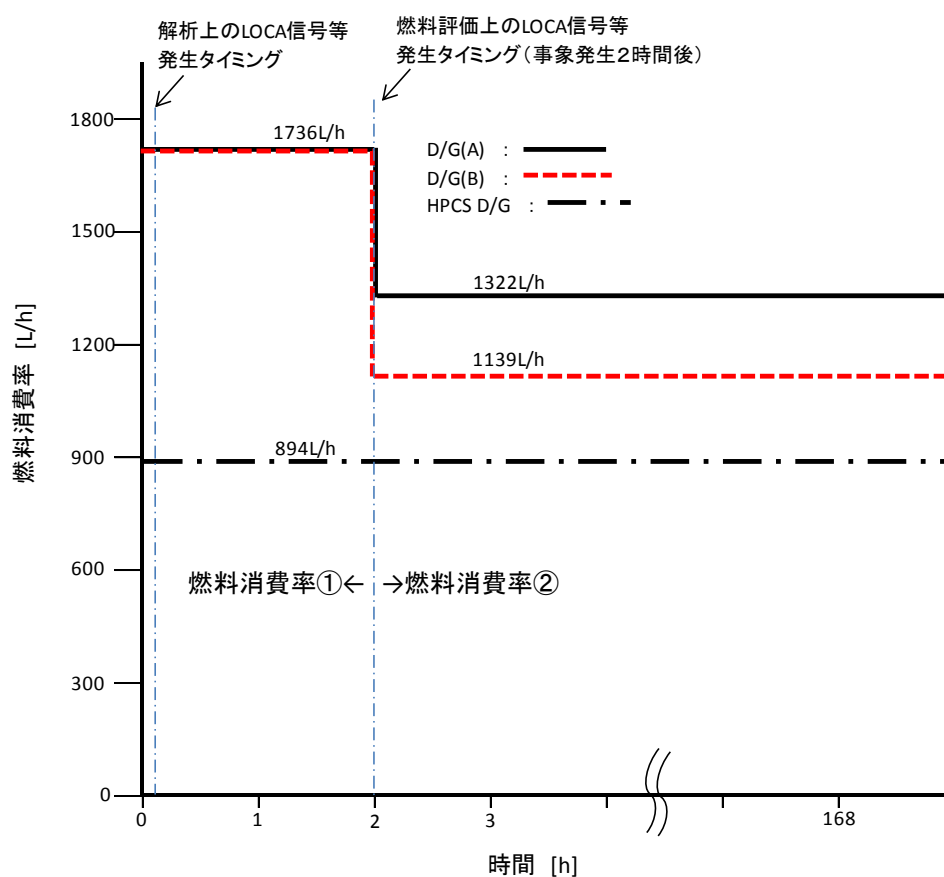
なお、機能喪失を想定している機器等の付帯設備については、重大事故等対応上、負荷として計上する必要のない機器が多数存在するものの、保守的に負荷容量として想定することとしている。

以上の考え方に従い、評価事故シーケンス毎に D/G 等の想定負荷容量と燃料消費率を第 1 表に示す。

第 1 表において、想定負荷①及び燃料消費率①は LOCA 信号等発生前におけ

る想定負荷及び燃料消費率であり，想定負荷②及び燃料消費率②は LOCA 信号発生に伴い自動停止する機器を考慮した想定負荷及び燃料消費率である。

燃料評価で想定している燃料消費率の概略について「原子炉停止機能喪失」時の例を第 1 図に示す。



第 1 図 燃料評価で想定している燃料消費率の概略
（「原子炉停止機能喪失」時）

第1表 各評価事故シナリオにおけるD/G等の想定負荷容量と燃料消費率（1／3）

(1) 高圧・低圧注水機能喪失(事象発生約18分後に「原子炉水位低(レベル1)」(信号発信))								
電源設備名称	D/G(A)		機器名称	負荷容量[kW]	D/G(B)	機器名称 負荷容量[kW]	HPCS D/G	
	機器名称	負荷容量[kW]					機器名称	負荷容量[kW]
機能喪失／自動停止を 想定する機器	LPCSポンプ (機能喪失)	947.4	RHポンプ(B) (機能喪失)	511.6	機能喪失／ 自動停止機器	HPCSポンプ (機能喪失)	1800.0	
	RHポンプ(A) (機能喪失)	511.6	RHポンプ(C) (機能喪失)	511.6				
	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0				
	CRDポンプ(A) (L-1で自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (L-1で自動停止)	284.3				
	HNCWターボ冷凍機(A) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8	HNCWターボ冷凍機(B) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8				
	TCWポンプ(A) (L-1で自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (L-1で自動停止)	312.7				
	TSWポンプ(A) (L-1で自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (L-1で自動停止)	331.6				
			TCWポンプ(C) (L-1で自動停止)	312.7				
			TSWポンプ(C) (L-1で自動停止)	331.6				
	機能喪失等を想定する 機器容量合計		2913.4	3121.9				1800.0
想定負荷①(LOCA信号等発信前)		4641.0	5076.8			1200.0		
燃料消費率Q[L/h]		1321	1445			358		
想定負荷②(LOCA信号等発信後)		3186.6	2978.1			1200.0		
燃料消費率②[L/h]		907	848			358		
(2) 高圧注水・減圧機能喪失(事象発生約18分後に「原子炉水位低(レベル1)」(信号発信))								
電源設備	D/G(A)		機器名称 自動停止機器	負荷容量[kW]	D/G(B)	機器喪失／ 自動停止機器	HPCS D/G	
	機器喪失／ 自動停止機器	負荷容量[kW]					機器喪失／ 自動停止機器	負荷容量[kW]
機能喪失／自動停止を 想定する機器	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0	機能喪失／ 自動停止機器	HPCSポンプ (機能喪失)	1800.0	
	CRDポンプ(A) (L-1で自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (L-1で自動停止)	284.3				
	HNCWターボ冷凍機(A) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8	HNCWターボ冷凍機(B) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8				
	TCWポンプ(A) (L-1で自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (L-1で自動停止)	312.7				
	TSWポンプ(A) (L-1で自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (L-1で自動停止)	331.6				
			TCWポンプ(C) (L-1で自動停止)	312.7				
			TSWポンプ(C) (L-1で自動停止)	331.6				
	機能喪失等を想定する 機器容量合計		1454.4	2098.7				1800.0
	想定負荷①(LOCA信号等発信前)		6100.0	6100.0				1200.0
	燃料消費率Q[L/h]		1736	1736				358
想定負荷②(LOCA信号等発信後)		4645.6	4001.3			1200.0		
燃料消費率②[L/h]		1322	1139			358		

[各D/Gの定格出力]

D/G(A)：6100kW

D/G(B)：6100kW

HPCS D/G：3000kW

[信号略称]

L-2：原子炉水位低（レベル2）

L-1：原子炉水位低（レベル1）

13.7kPa：ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）

[想定負荷①]

D/G定格出力－機能喪失負荷容量

[想定負荷②]

D/G定格出力－機能喪失負荷容量－自動停止負荷容量

第1表 各評価事故シナリオにおけるD/G等の想定負荷容量と燃料消費率（2／3）

(3) 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)(事象発生約1時間後に「ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])」(信号発信))										
電源設備		D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G				
機能喪失/自動停止を 想定する機器	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]		
	LPCSポンプ (機能喪失)	947.4	RHRポンプ(B) (機能喪失)	511.6						
	RHRポンプ(A) (機能喪失)	511.6	RHRポンプ(C) (機能喪失)	511.6						
	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0						
	CRDポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	284.3						
	HNCWTターボ冷凍機(A) 圧縮機	435.8	HNCWTターボ冷凍機(B) 圧縮機	435.8						
	TCWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	312.7						
	TSWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	331.6						
			TCWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)		312.7					
			TSWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)		331.6					
	機能喪失等を想定する 機器容量合計		2913.4			3121.9			3000.0	0
	想定負荷①(LOCA信号等発信前)		4641.0			5076.8			3000.0	894
	燃料消費率①[L/h]		1321			1445			3000.0	894
想定負荷②(LOCA信号等発信後)		3186.6			2978.1			894	894	
燃料消費率②[L/h]		907			848					
(4) 原子炉停止機能喪失(事象発生約46秒後に「ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])」(信号発信))										
電源設備		D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G				
機能喪失/自動停止を 想定する機器	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/ 自動停止機器	負荷容量[kW]		
	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0						
	CRDポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	284.3						
	HNCWTターボ冷凍機(A) 圧縮機	435.8	HNCWTターボ冷凍機(B) 圧縮機	435.8						
	TCWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	312.7						
	TSWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	331.6						
			TCWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)		312.7					
			TSWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)		331.6					
	機能喪失等を想定する 機器容量合計		1454.4			2098.7			3000.0	0
	想定負荷①(LOCA信号等発信前)		6100.0			6100.0			3000.0	894
	燃料消費率①[L/h]		1736			1736			3000.0	894
	想定負荷②(LOCA信号等発信後)		4645.6			4001.3			894	894
	燃料消費率②[L/h]		1322			1139				

[各D/Gの定格出力]

D/G(A) : 6100kW

D/G(B) : 6100kW

HPCS D/G : 3000kW

[信号略称]

L-2 : 原子炉水位低 (レベル2)

L-1 : 原子炉水位低 (レベル1)

13.7kPa : ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage])

[想定負荷①]

D/G定格出力－機能喪失負荷容量

[想定負荷②]

D/G定格出力－機能喪失負荷容量－自動停止負荷容量

第1表 各評価事故シナリオにおけるD/G等の想定負荷容量と燃料消費率(3/3)

(5) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)(事象発生約7分後に「原子炉水位低(レベル1)」(信号発信))				D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G	
電源設備	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	HPCS D/G	負荷容量[kW]
機能喪失/自動停止を想定する機器	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0	HPCSポンプ (機能喪失)	1800.0			
	CRDポンプ(A) (L-1で自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (L-1で自動停止)	284.3					
	HNCVターボ冷凍機(A) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8	HNCVターボ冷凍機(B) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8					
	TCWポンプ(A) (L-1で自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (L-1で自動停止)	312.7					
	TSWポンプ(A) (L-1で自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (L-1で自動停止)	331.6					
			TCWポンプ(C) (L-1で自動停止)	312.7					
			TSWポンプ(C) (L-1で自動停止)	331.6					
機能喪失等を想定する機器容量合計		1454.4		2098.7		1800.0			
想定負荷①(LOCA信号等発信前)		6100.0		6100.0		1200.0			
燃料消費率①[L/h]		1736		1736		358			
想定負荷②(LOCA信号等発信後)		4645.6		4645.6		1200.0			
燃料消費率②[L/h]		1322		1322		358			

[各D/Gの定格出力]

D/G(A) : 6100kW

D/G(B) : 6100kW

HPCS D/G : 3000kW

[信号略称]

L-2 : 原子炉水位低 (レベル2)

L-1 : 原子炉水位低 (レベル1)

13.7kPa : ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage])

[想定負荷①]

D/G 定格出力ー機能喪失負荷容量

[想定負荷②]

D/G 定格出力ー機能喪失負荷容量ー自動停止負荷容量

(2) 全交流動力電源喪失を想定している事故シーケンス

外部電源喪失時に D/G 及び HPCS D/G が機能喪失した場合、事故対応に必要な機器への電源供給は GTG により行われる。

全交流動力電源喪失を想定している重大事故等の想定負荷の考え方については以下のとおりである。

なお、詳細な負荷の積み上げについては、各評価事故シーケンスの添付資料「7 日間における電源負荷評価結果について」に示す。

- ・GTG からの電源供給による母線電圧回復に伴い自動起動する機器について想定負荷として積算する（運転員が運転手順書に従い行う負荷抑制の対象機器については対象外）
- ・解析上考慮していない機器であっても、実際には運転することが想定される負荷（燃料プール冷却浄化系ポンプ等）については積算する

4. 想定負荷による燃料評価結果

これまでの想定負荷の考え方に基づき算出した各評価事故シーケンスにおける D/G 等及び GTG の燃料消費量を第 2 表に示す。

第 2 表に示す D/G 等及び GTG の燃料評価結果を各評価事故シーケンスの燃料評価結果に記載している。

なお、これら評価結果のうち D/G 等の燃料消費量が最大となる評価事故シーケンスは「原子炉停止機能喪失」の約 569kL であり、GTG の燃料消費量が最大となる評価事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D/G 失敗）＋SRV 再閉失敗＋HPCS 失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の約 299kL である。

第2表 各評価事故シーケンスにおける D/G 等及び GTG の燃料消費量

Sq.No.	評価事故 シーケンス	使用設備	評価期間	[A] 燃料消費量	審査資料記載値 [約 kL] ([A]列 切り上げ)
A1	高圧・低圧注水 機能喪失	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1321 L × 1台 × 2 h = 2642 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	907 L × 1台 × 166 h = 150562 L	151
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1445 L × 1台 × 2 h = 2890 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	848 L × 1台 × 166 h = 140768 L	141
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	358 L × 1台 × 168 h = 60144 L	61
				7日間合計	359
A2	高圧注水・減圧 機能喪失	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2 h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1322 L × 1台 × 166 h = 219452 L	220
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2 h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1139 L × 1台 × 166 h = 189074 L	190
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	358 L × 1台 × 168 h = 60144 L	61
				7日間合計	479
A3-1	全交流動力電源 喪失(外部電源 喪失+DG失敗) +HPCS失敗	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生24時間後	580 L × 2台 × 24 h = 27840 L	28
			事象発生24時間後～事象発生25時間後	860 L × 2台 × 1 h = 1720 L	2
			事象発生25時間後～事象発生28時間後	960 L × 2台 × 3 h = 5760 L	6
			事象発生28時間後～事象発生7日後	910 L × 2台 × 140 h = 254800 L	255
					7日間合計
A3-2	全交流動力電源 喪失(外部電源 喪失+DG失敗) +高圧ECCS失 敗	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生24時間後	580 L × 2台 × 24 h = 27840 L	28
			事象発生24時間後～事象発生25時間後	860 L × 2台 × 1 h = 1720 L	2
			事象発生25時間後～事象発生28時間後	960 L × 2台 × 3 h = 5760 L	6
			事象発生28時間後～事象発生7日後	910 L × 2台 × 140 h = 254800 L	255
					7日間合計
A3-3	全交流動力電源 喪失(外部電源 喪失+DG失敗) +直流電源喪失	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生24時間後	580 L × 2台 × 24 h = 27840 L	28
			事象発生24時間後～事象発生25時間後	840 L × 2台 × 1 h = 1680 L	2
			事象発生25時間後～事象発生28時間後	950 L × 2台 × 3 h = 5700 L	6
			事象発生28時間後～事象発生7日後	890 L × 2台 × 140 h = 249200 L	250
					7日間合計
A3-4	全交流動力電源 喪失(外部電源 喪失+DG失敗) +SRV再閉失 敗+HPCS失敗	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生1時間後	890 L × 2台 × 1 h = 1780 L	2
			事象発生1時間後～事象発生24時間後	860 L × 2台 × 23 h = 39560 L	40
			事象発生24時間後～事象発生27時間後	960 L × 2台 × 3 h = 5760 L	6
			事象発生27時間後～事象発生7日後	890 L × 2台 × 141 h = 250980 L	251
					7日間合計
A4-1	崩壊熱除去機能 喪失(取水機能 が喪失した場 合)	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生1時間後	970 L × 2台 × 1 h = 1940 L	2
			事象発生1時間後～事象発生24時間後	860 L × 2台 × 23 h = 39560 L	40
			事象発生24時間後～事象発生27時間後	960 L × 2台 × 3 h = 5760 L	6
			事象発生27時間後～事象発生7日後	890 L × 2台 × 141 h = 250980 L	251
					7日間合計
A4-2	崩壊熱除去機能 喪失(残留熱除 去系が故障した 場合)	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1321 L × 1台 × 2 h = 2642 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	907 L × 1台 × 166 h = 150562 L	151
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1445 L × 1台 × 2 h = 2890 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	848 L × 1台 × 166 h = 140768 L	141
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	894 L × 1台 × 168 h = 150192 L	151
				7日間合計	449
A5	原子炉停止機能 喪失	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2 h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1322 L × 1台 × 166 h = 219452 L	220
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2 h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1139 L × 1台 × 166 h = 189074 L	190
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	894 L × 1台 × 168 h = 150192 L	151
				7日間合計	569
A6	LOCA時注水機 能喪失	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生1時間後	890 L × 2台 × 1 h = 1780 L	2
			事象発生1時間後～事象発生24時間後	860 L × 2台 × 23 h = 39560 L	40
			事象発生24時間後～事象発生27時間後	880 L × 2台 × 3 h = 5280 L	6
			事象発生27時間後～事象発生7日後	830 L × 2台 × 141 h = 234060 L	235
					7日間合計
A7	格納容器バイパ ス(インターフェイス システムLOC A)	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2 h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1322 L × 1台 × 166 h = 219452 L	220
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2 h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1139 L × 1台 × 166 h = 189074 L	190
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	358 L × 1台 × 168 h = 60144 L	61
				7日間合計	479

※ 青枠は D/G 等の燃料消費量
赤枠は GTG の燃料消費量

94. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方

女川2号炉では、炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し、原子炉圧力容器（以下、「RPV」という。）破損に至った場合の緊急時対策本部の対応をアクシデントマネジメントガイド（以下、「AMG」という。）にまとめており、運転員による対応を非常時操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）に定めている。このため、有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はSOPに従ったものとなっている。

SOPには、炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており、対応の優先順位等についても定めている。このため、想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順となっていると考えるが、ここでは、炉心損傷後の格納容器内の状況を場合分けし、それらについてSOPによる対応が可能であることを確認する。SOPの対応フローを図1に示す。また、格納容器の構造を図2に示す。

1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち、格納容器先行破損の炉心損傷モード¹を除くと、TQUV, TQUX, TB（長期TB, TBU, TBD, TBP）, LOCAが抽出される。

このうち、TQUV, TQUX, TB（長期TB, TBU, TBD, TBP）は、炉心損傷の時点でRPVが健全であり、RPV内の冷却材は逃がし安全弁を通じてサブプレッションチェンバに放出されている点で、炉心損傷の時点でのRPVの健全性及び格納容器の冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV, TBPは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていることに対し、TQUX, 長期TB, TBU, TBDでは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていないが、SOPにおいて、原子炉水位が有効燃料棒底部（BAF）から燃料棒有効長さの10%上の位置に到達した時点でRPVを減圧する手順としていることから、その後は同じ対応となる。

一方LOCA（LOCA後の注水失敗による炉心損傷）は、炉心損傷の時点でRPVのバウンダリ機能を喪失しており、RPV内の冷却材がドライウェルに直接放出される炉心損傷モードである。このため、炉心損傷時点での格納容器圧力、温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが、各々のパラメータに応じた運転操作がSOPに定められており、対応は可能である。

また、LOCAが発生し、ドライウェルに放出された冷却材は、サブプレッションチェンバ及び格納容器下部に流入し、格納容器下部に水位が形成され则认为られる。

炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び格納容器下部への熔融炉心落下に備え

1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合、炉心損傷時点で格納容器が破損していることから、SOPに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え、ここでの考察から除外した。しかしながら、現実的にはSOPに準じ、注水及び除熱を試みるものと考えられる。

た格納容器下部への注水を定めており、注水量は約 90m³（水位約 3.4m 相当）としている。前述の通り、LOCA の場合には予め水位が形成されている可能性が考えられるため、格納容器下部水位計が示す高さに応じて、格納容器下部水位約 3.4m 相当までの水張りに必要な注水量を注水することとしている。

なお、この注水量は水位ではなく注水の積算量で確認する手順としている。

溶融炉心落下時の格納容器下部水位は、原子炉圧力容器外の溶融炉心－冷却材相互作用（以下、「炉外 FCI」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下、「MCCI」という。）への対応を考慮し、3.4m としている。しかしながら、仮に格納容器下部水位が 3.4m より低い 3.0m の場合であっても、炉外 FCI や MCCI による格納容器の機能維持に問題は無いことを確認²している。

以上より、いずれの炉心損傷モードを経た場合についても SOP によって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

2. 注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、RPV の破損の有無で大別している。

まず、RPV の破損に至る前の段階においては、RPV 内の炉心の状況によらず RPV への注水を優先する手順としている。その後、RPV を破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合は、RPV への注水及び必要に応じて格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし、RPV 下鏡温度が 300℃に到達し、RPV 下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合は、RPV への注水と並行して格納容器下部への注水（注水量約 90m³（水位約 3.4m 相当））を実施する手順としている。

また、炉心損傷前でも RPV への全注水機能が喪失し、原子炉水位がレベル 0 に到達した場合は、格納容器下部への注水を実施する手順としている。

次に、SOP 及び AMG に定める RPV 破損の判定方法に基づき RPV の破損を判定した後は、ドライウェル水位計を監視し適宜注水を実施することとしており、その注水流量は格納容器外の流量計にて確認する手順としている。

なお、この流量計の先に格納容器下部以外への分岐はなく、確実に格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また、格納容器からの除熱が必要な場合は RPV への注水及び格納容器下部の水位維持と格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

2 女川原子力発電所 2 号炉 重大事故等対策の有効性評価について 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料 3.3.3 格納容器下部の水張りの適切性」参照。格納容器下部の水位が高いほうが物理現象発生時の格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外 FCI について、格納容器下部の水位が 3.4m（格納容器下部満水）の場合であっても、格納容器下部の内側鋼板の最大塑性ひずみ量 0%であり、格納容器破損に至るおそれはないことを確認している。格納容器下部の水位上昇の要因が LOCA に起因する冷却材である場合、サブクール度は低くなり炉外 FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに、発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものとする。

しかしながら、RPV が破損した後は、RPV 内の溶融炉心の状態、RPV 破損口の状態、格納容器下部への溶融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、SOP 及び AMG では RPV 破損判定後の運転操作の優先順位を次のように定めている。

優先順位 1 : D/W スプレー (格納容器代替スプレー)

- ・ 開始条件 : 格納容器圧力 0.640MPa[gage] (1.5Pd) 以上又は格納容器温度 190℃以上
- ・ 停止条件 : 格納容器圧力 0.540MPa[gage]以下又は格納容器温度 150℃以下
- ・ 流量 : 88m³/h

優先順位 2 : 格納容器下部注水 (水位維持)

- ・ 開始条件 : ドライウェル水位計の最下部のランプ消灯
- ・ 停止条件 : ドライウェル水位計の中間水位のランプ点灯
- ・ 流量 : 50m³/h (水位制御に必要な流量に適宜調整)

優先順位 3 : RPV 破損後の RPV への注水

- ・ 流量 : 崩壊熱相当量 (図 3 参照) で注水 (S/C 水源で ECCS を運転できる場合は定格流量にて注水)

これらは可能な限り並行して実施すべきであるが、中でも格納容器スプレーを優先する理由は、格納容器スプレーを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり、これに即応する必要があるためである。外部水源を用いた原子炉格納容器代替スプレー冷却系による格納容器スプレーについては、S/C より広い空間にスプレーすることにより格納容器圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられる D/W スプレーを実施することとしている。

なお、残留熱除去系が使用可能な場合は、格納容器代替スプレーに優先して、格納容器圧力 0.245MPa[gage]以上となった時点で D/W スプレー及び S/C スプレーを実施することとしている。

格納容器下部の溶融炉心の冷却については、RPV 破損前の注水により約 90m³ (スクラム後 4～8 時間後の崩壊熱に換算すると約 3.2 時間分) の冷却材が確保されていること、また、格納容器スプレーされた冷却材の流入による格納容器下部への注水にも期待できることから、格納容器スプレーに次ぐ優先順位としている。格納容器下部注水は、ドライウェル水位計で水位低下を確認した場合に、適宜注水を実施し、格納容器下部水位を維持することとしている。

RPV 破損後の RPV への注水は、RPV 内に残存する溶融炉心の冷却及び RPV 破損口

から冷却材が流出することによる格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できるが、格納容器破損防止の観点から格納容器下部水位を確保した後の優先順位としている。

しかしながら、RPV が破損した後の注水及び除熱の優先順位については、現在改めて検討を進めているところであり、検討の結果によっては今後、前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

格納容器スプレイ又は注水により、サブプレッションプール水位が通常運転水位＋約 2 m に到達した時点でスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。ベント開始後は、RPV への崩壊熱相当量の注水を継続するとともに、ドライウェル水位計を監視し、水位を維持することにより格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり、格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、SOP によって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

以 上

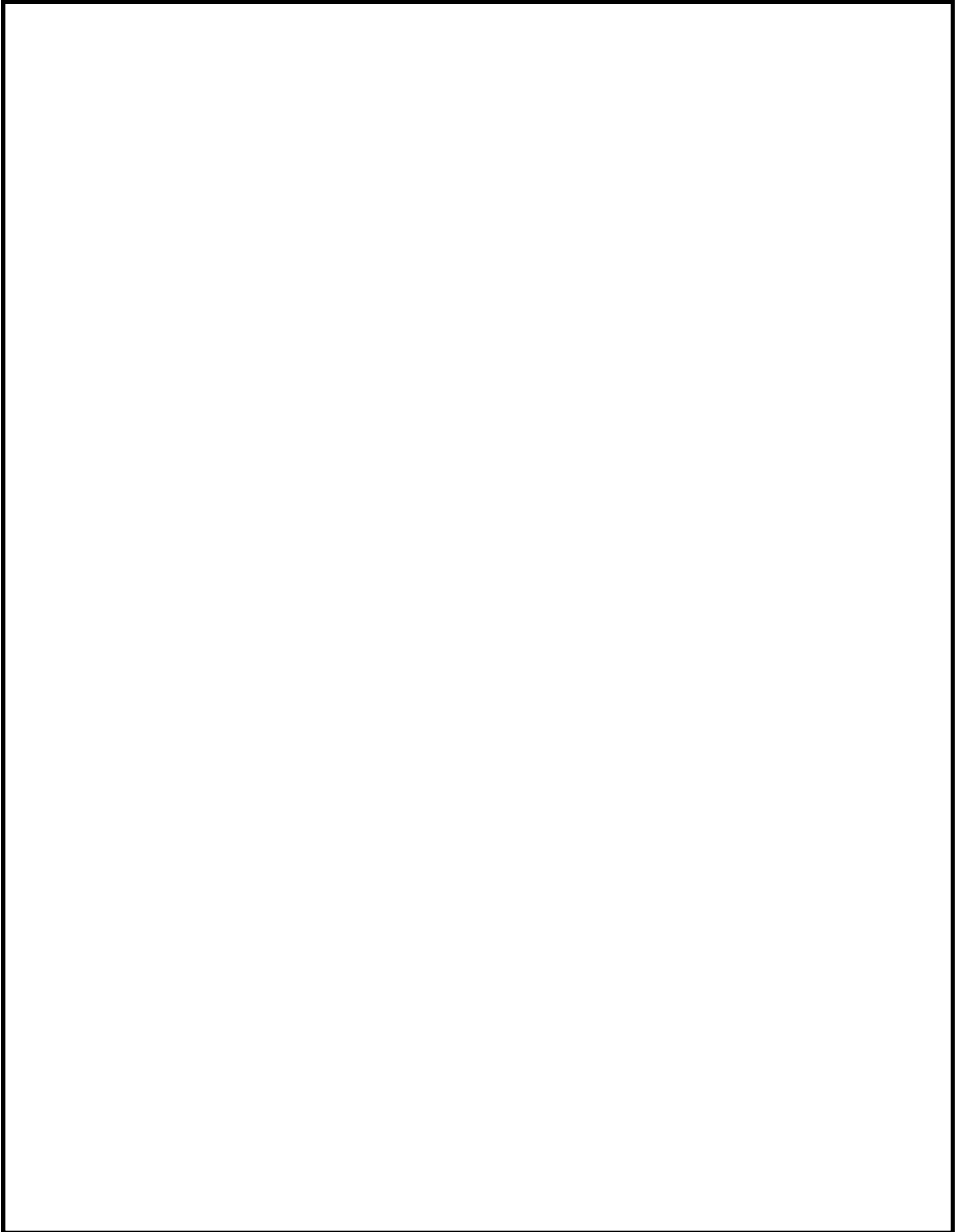


図 1 SOP の対応フロー（全体）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 94-5

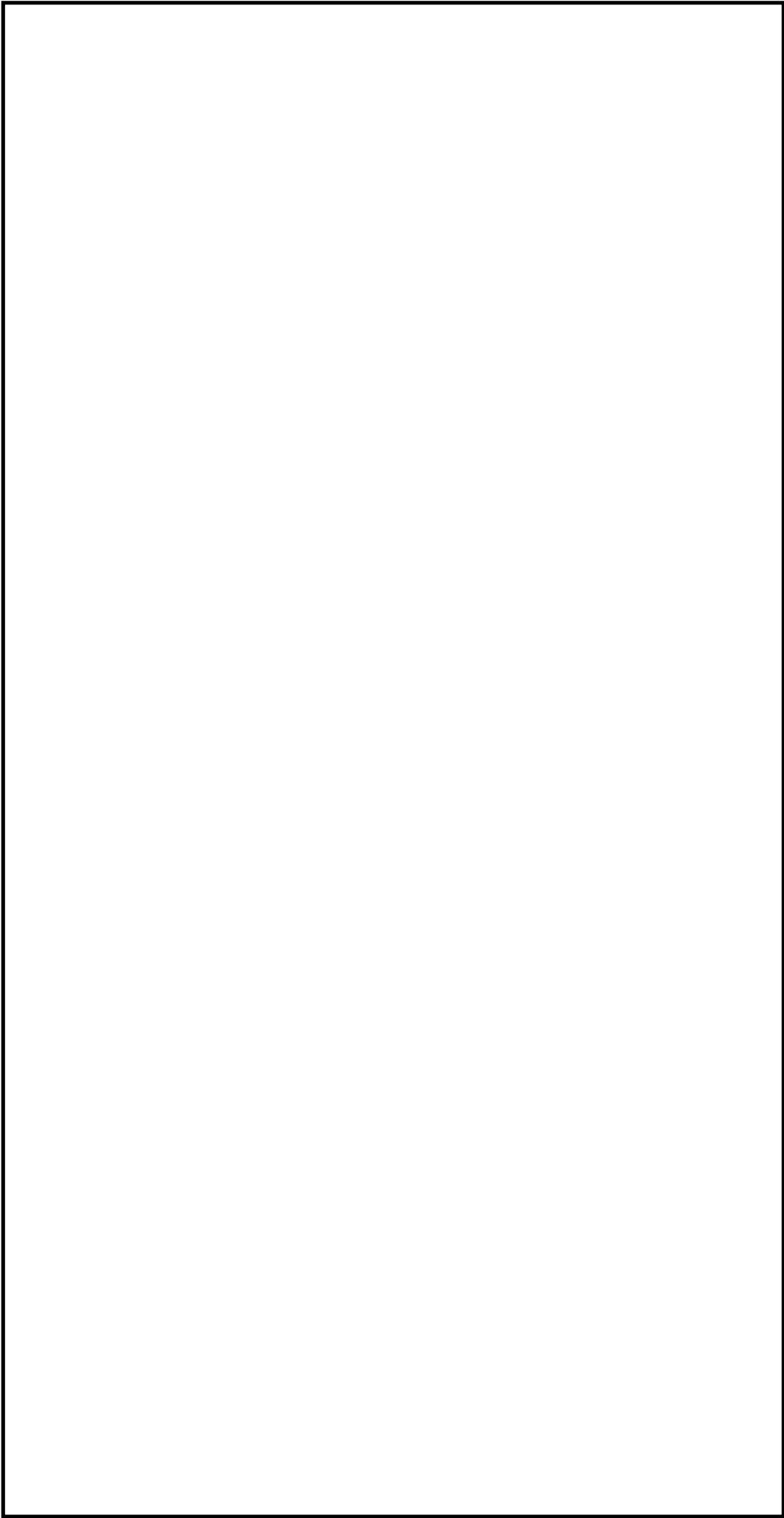


図 2 格納容器の構造図 (BWR, Mark-I 改良型格納容器)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

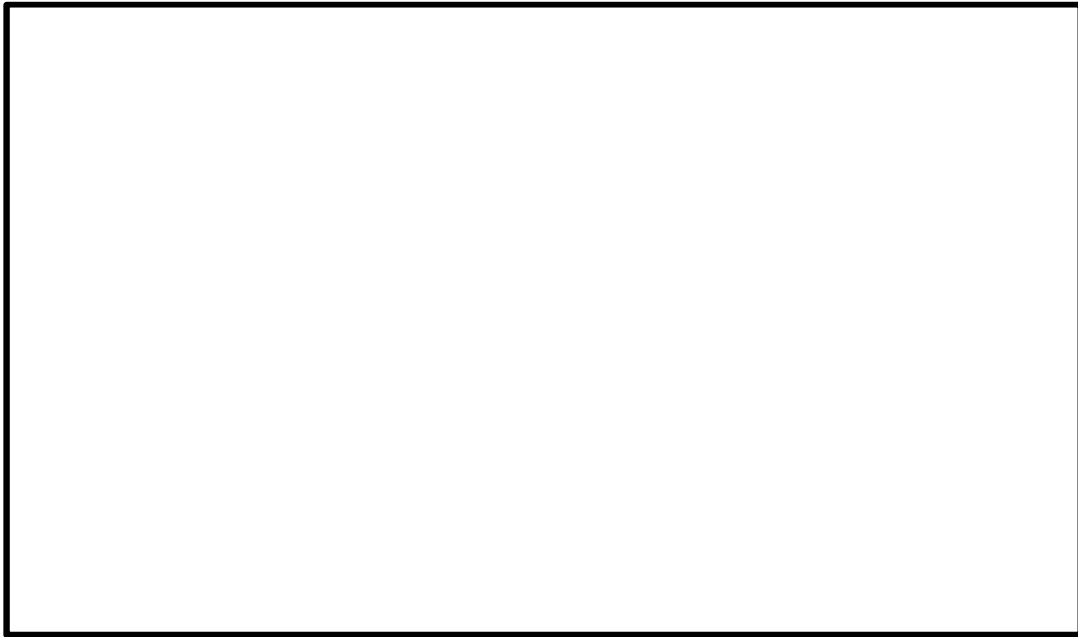


図 3 崩壊熱の除去に必要な注水量

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 94-7

96. ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について

残留熱除去系機能が喪失している場合の格納容器代替除熱手段として、ドライウェルクーラの冷却器又は除湿冷却器の冷却コイルに通水することにより送風機を使わずに冷却する方法がある。

ここでは、格納容器過圧・過温破損シナリオを対象に、ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器からの除熱効果について示す。

1. 評価条件

格納容器過圧・過温破損の評価事故シーケンスにおいて、ドライウェルクーラを使用する場合（冷却器冷却コイルへの通水）を想定し、格納容器過圧・過温破損の評価事故シーケンスにおける格納容器ベント時間の遅延効果を評価する。

ドライウェルクーラの冷却器は、格納容器スプレイ開始時点から1系列で設計流量にて通水し使用開始すると仮定した。格納容器過圧・過温破損の評価事故シーケンスの雰囲気条件におけるドライウェルクーラの除熱量と、崩壊熱の比較検討を実施した。

ドライウェルクーラによる除熱性能は、(財)原子力発電技術機構（NUPERC）が作成した、ドライウェルクーラ冷却性能試験に基づく。

※：NUPERCの格納容器除熱試験（平成11年度～平成13年度）では、ドライウェルクーラ冷却コイルを模擬し、シビアアクシデント雰囲気条件下のため送風機が作動せず冷却コイルへの通水のみを想定した試験（単体性能試験及びシステム挙動試験）が実施され、その結果、ドライウェルクーラのケーシング開口面で自然循環が形成されて、バルク雰囲気条件に応じた一定凝縮量が定常的に得られることが確認された。

2. 解析結果

図1に格納容器過圧・過温破損の評価事故シーケンスの格納容器圧力の推移を、図2に崩壊熱とドライウェルクーラによる除熱量の比較を示す。ドライウェルクーラ1系列の作動では、40時間で約4MWの除熱量と評価され、格納容器スプレイ（約88m³/h）による蒸気凝縮性能の約半分に相当する。そのため、ドライウェルクーラ作動により、格納容器スプレイ流量を低減可能であり、格納容器ベントまでの時間の遅延が可能と考えられる。

一方で、本評価事故シーケンスにおいては原子炉注水を継続していることから、格納容器内の水位が上昇し、いずれはベントラインの水没を回避するためにベントに至ることになる。これはドライウェルクーラの作動台数にはよらず、結果としては格納容器ベントの遅延効果は限定的となる。

3. ドライウェルクーラによる格納容器除熱の課題

上記のとおり、ドライウェルクーラを使用することによる格納容器除熱に効果

があり、代替の除熱手段としては、従前より自主的に考慮されているものである。ただし、有効性評価の観点からは以下の課題がある。

- ・ドライウェルクーラは常用系であり、サポート系を含めて耐震性が確保された系統ではない。
- ・ドライウェルクーラを使用した除熱が十分でない場合や注水系が復旧しない場合には、外部水源による炉心注水や格納容器スプレイを継続する必要がある、いずれは格納容器内の水位上昇からベントに至ることになる。
- ・ドライウェルクーラに通水する際は、その他の機器にも通水されることから、原子炉補機冷却系が使用できない場合には、ドライウェルクーラへの通水量は定格の通水量よりも少なく、除熱効果は限定的となる。(定格の通水量を確保するためには、原子炉補機代替冷却水系以上の系統流量を有する設備の確保等が必要となる。)

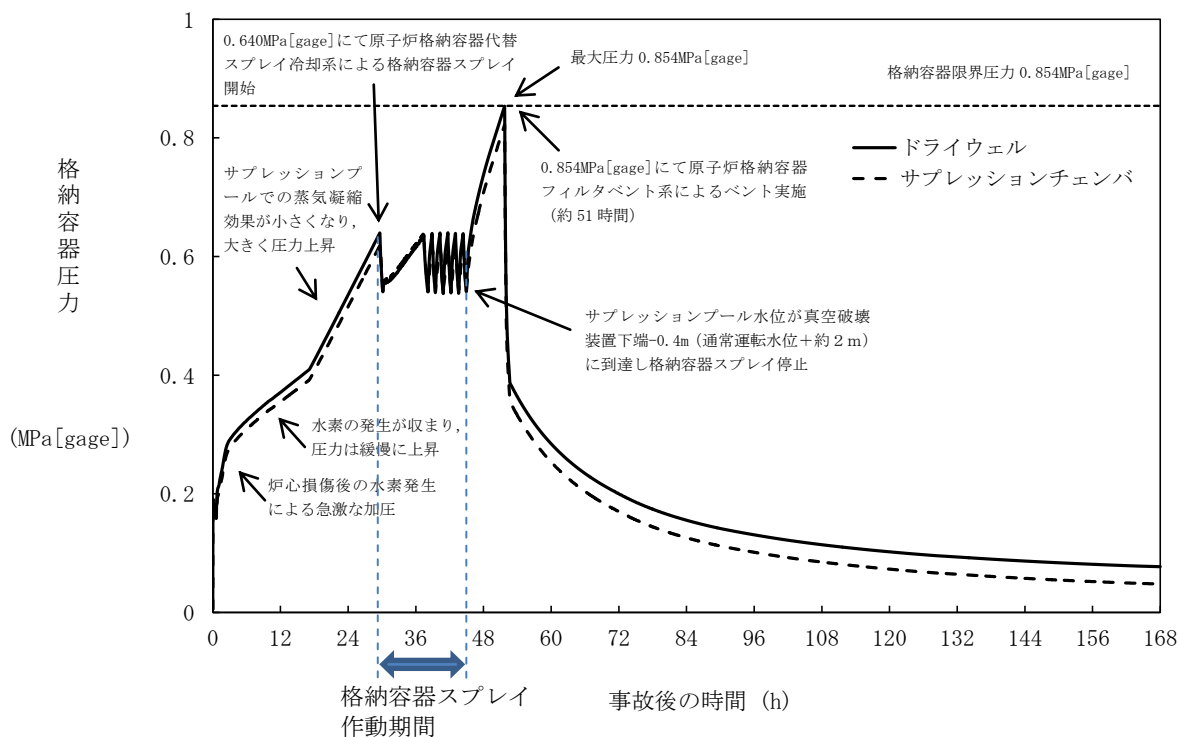


図 1 格納容器圧力の推移

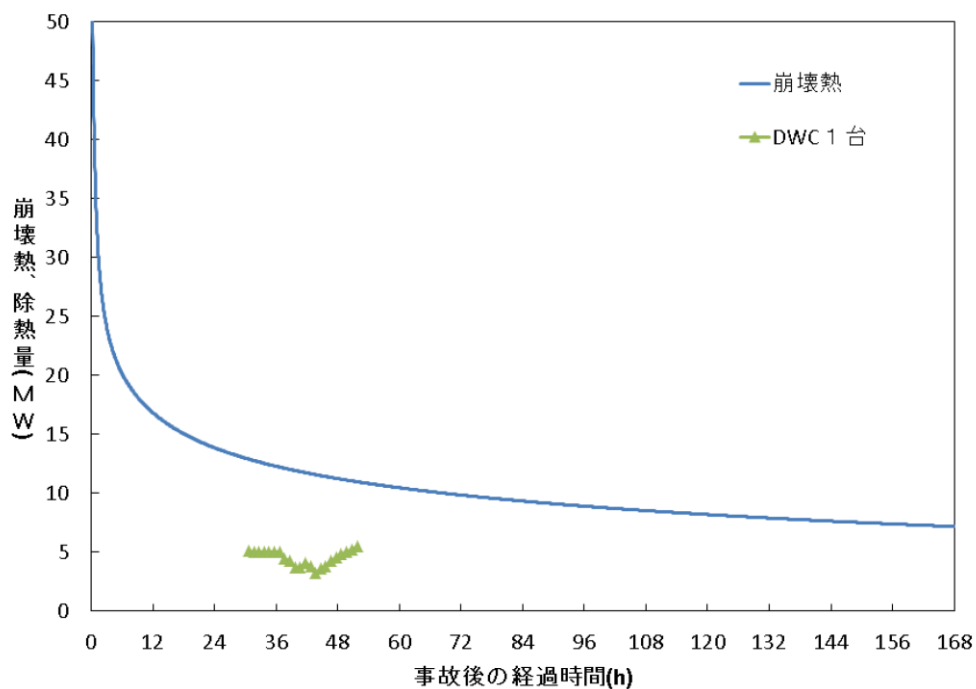


図 2 ドライウェルクーラによる除熱量と崩壊熱の比較

103. 安定状態の考え方について

1. 基本的な考え方

(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

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定停止状態（高温停止状態又は低温停止状態）に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

ー安定状態に対する考え方

1) 安定状態

○原子炉

事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

○格納容器^{※1}

炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系又は残留熱除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

※1：審査ガイドの要求事項として、格納容器側に対する安定状態に対する要求はない。しかしながら、炉心冷却を安定的に維持するためには格納容器側の挙動の静定は必要要件となることから、格納容器側の安定状態についても定義した。

(2) 重大事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態は維持できることを示すこと。）

一安定状態に対する考え方

1) 安定状態

○原子炉

事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

○格納容器

損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系）等により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱等のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする^{※2, ※3}。

※2：安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおりであり、重大事故を評価するにあたって安全機能の喪失を仮定した設備の復旧等の措置が必要となる。

- ①格納容器除熱機能として残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系による冷却への移行
- ②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保^{※4}

※3：高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価上の扱いについて

高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用は，炉心損傷後，損傷炉心の冷却が十分でなく，原子炉圧力容器破損が生じることで発生する可能性がある物理化学現象である。したがって，損傷炉心の冷却により原子炉圧力容器破損に至らないことが示されれば，これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成されることから，第一義的にはこれら物理化学現象による格納容器破損防止対策は損傷炉心の冷却になると考える。

一方、これら物理化学現象への対策の有効性については、審査ガイドにおいて、これら物理化学現象の発生を前提とした評価を求めていることから、これら物理化学現象の観点から厳しい結果となるように、格納容器過圧・過温の観点で格納容器破損防止対策となる損傷炉心の冷却手段に期待せずに評価を行っている（図 1.1 参照）。したがって、着目する物理化学現象の進展が防止又は停止した後の、格納容器のパラメータの推移は、着目する物理化学現象を厳しくするよう仮想的に設定された評価条件に基づくものであり、重大事故等対処設備等について安定状態の達成、維持の観点から評価することは適切でないと考えられる。

したがって、安定状態の達成、維持の観点からの評価は雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスである「大破断LOCA+HPCCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」を対象とすることとし、原子炉圧力容器破損を伴う事故シーケンスである「過渡事象+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗」については、対象としない。

なお、重大事故等対策の有効性評価においては、着目する物理化学現象の進展の防止又は停止について着目パラメータを評価することとしているものの、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスである「大破断LOCA+HPCCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」に加えて、「過渡事象+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗」についても、静的負荷による過圧・過温の評価を実施している。

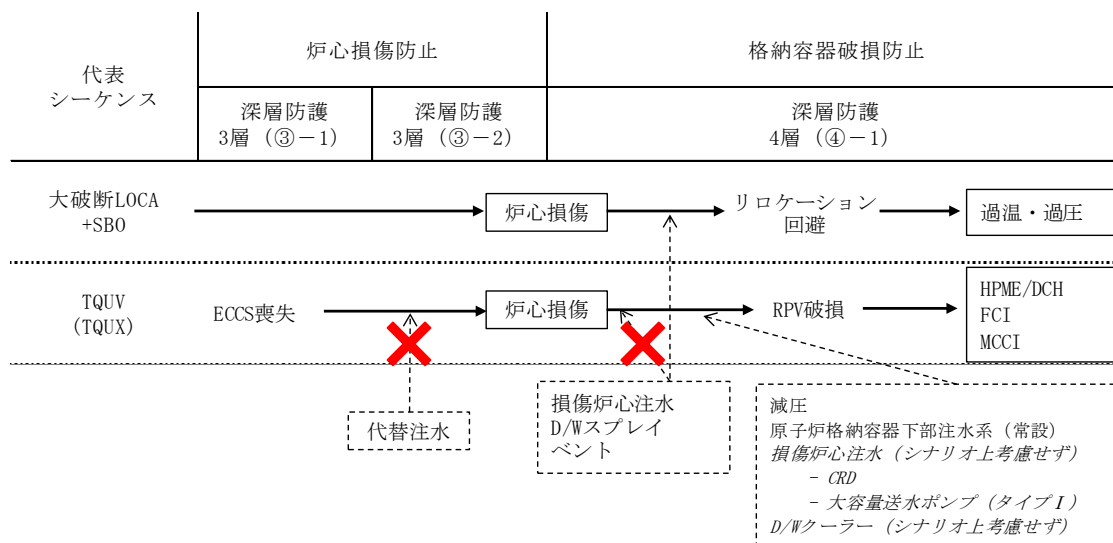


図 1.1 代表シーケンスの事象進展と対策

※4：長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）での、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故発生時における格納容器の耐震性評価として対象となる事故シーケンスは、格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンス（格納容器過圧・過温破損シナリオ）が対象となる。

格納容器の耐震評価に際しては、

- ① 事故後の運転状態 V (L) のうち初期（例：3 日後）における適切な地震力との組合せ評価
- ② 事故後の運転状態 V (L) のうち長期（例：60 日後）における適切な地震力との組合せ評価

を行なうこととなる。②に対しては、保守的な想定として、原子炉格納容器フィルタベント系によるフィード・アンド・ブリード冷却が継続することを前提に評価するという方法もあるが、崩壊熱除去機能が喪失した福島第二でも、ベントすることなく 3 日程度で残留熱除去系が復旧したことを踏まえれば、例えば 60 日以内での格納容器除熱の復旧を考えることは合理的といえる。

よって、②においては、残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の使用に期待することを前提に評価を実施すべきであると考ええる。また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用、溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、※3 で示した理由と同様に評価シナリオとはしない。

（3）使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、使用済燃料貯蔵槽の水位が回復し、水位及び温度が安定した状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして 7 日間評価する。ただし、7 日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

ー安定状態に対する考え方

1) 安定状態

事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールの冷却により、ある時点で、水位及び温度が安定した状態であり、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系等を復旧させ、除熱を行なうことがで

きる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

(4) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定状態に導かれる時点までを評価する。
--

ー安定状態に対する考え方

1) 安定状態

事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた運転停止中における原子炉の冷却により、ある時点で、水位及び温度が安定した状態であり、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行なうことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

2. 各重要事故シーケンス等の安定状態に至るまでの事象進展

表 2.1 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（1／3）

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
2.1 高圧・低圧注水機能喪失 （過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗）	低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 45 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 （過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗）	残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 12 時間後に残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
2.3.1 全交流動力電源喪失 （全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗）	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）による注水継続により、引き続き炉心冠水が維持される。その後は、約 25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
2.3.2 全交流動力電源喪失 （全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧ECCS失敗）	2.3.1 と同様（初期の原子炉注水は高圧代替注水系）

表 2.1 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（2／3）

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
2.3.3 全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋直 流電源喪失＋H P C S 失敗）	2.3.2 と同じ
2.3.4 全交流動力電源喪失 （全交流動力電源喪 失（外部電源喪失＋ D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗） [24 時間以内の交流 動力電源復旧に期待 する場合]	低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 24 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失し た場合） （過渡事象（給水流 量の全喪失）＋崩壊 熱除去失敗）	低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。 その後は、約 24 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
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） （過渡事象（給水流 量の全喪失）＋崩壊 熱除去失敗）	高圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 44 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 2.1 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（3／3）

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
2.5 原子炉停止機能喪失 （過渡事象（主蒸気 隔離弁の誤閉止）＋ 原子炉停止失敗）	ほう酸水を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。その後は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による注水により炉心は冠水し、炉心の冷却が維持される。また、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。また、制御棒挿入機能の復旧を試み、制御棒を挿入することにより、ほう酸水による未臨界維持に代わる安定状態後の長期的な状態維持のための未臨界維持が可能となる。
2.6 LOCA時注水機能喪失 （中小破断LOCA ＋高圧ECCS失敗 ＋低圧ECCS失敗）	低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約43時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
2.7 格納容器バイパス （インターフェイス システムLOCA）	事象発生5時間後に漏えいが停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 2.2 重大事故（1／2）

評価事故シーケンス	有効性評価における事象進展
3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （大破断LOCA＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗＋全交流動力電源喪失）	低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持される。 その後は、約 51 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ①格納容器除熱機能として残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系使用による冷却への移行 ②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ） ③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧 ④長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保
3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 （過渡事象＋高圧注入失敗＋手動減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋DCH発生））	逃がし安全弁を用いた手動開操作による原子炉急速減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約 0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） その後は、原子炉格納容器フィルタベント系により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。

表 2.2 重大事故（2／2）

評価事故シーケンス	有効性評価における事象進展
3.3 原子炉圧力容器外の 溶融燃料－冷却材相 相互作用 （過渡事象＋高圧注 入失敗＋低圧ECC S失敗＋損傷炉心冷 却失敗（＋FCI発 生））	圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力 0.854MPa[gage]よりも低い値であり、また、水蒸気爆発の発生を想定した場合でも格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は約 363MPa、外側鋼板にかかる応力は約 130MPa（降伏応力：490MPa）であり、格納容器のバウンダリ機能は維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） その後は、原子炉格納容器フィルタベント系により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。
3.4 水素燃焼 （大破断LOCA＋ HPCS失敗＋低圧 ECCS失敗＋全交 流動力電源喪失）	事象発生から約 51 時間で原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。これにより、格納容器内の可燃性ガスは環境に排出されるため、7 日後まで水素及び酸素濃度が可燃限界に到達することはない（安定状態）。 その後は、残留熱除去系を復旧又は代替循環冷却系を使用して除熱を行い、格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。
3.5 溶融炉心・コンクリ ート相互作用 （過渡事象＋高圧注 入失敗＋低圧ECC S失敗＋損傷炉心冷 却失敗＋（格納容器 注水成功＋デブリ冷 却失敗））	原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への溶融炉心落下前の水張りとは溶融炉心落下後の注水継続により、溶融炉心・コンクリート相互作用による格納容器下部床面及び壁面の侵食の停止を維持でき、格納容器安定状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） その後は、原子炉格納容器フィルタベント系により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。

表 2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

想定事故	有効性評価における事象進展
4.1 想定事故 1 (使用済燃料プール 冷却機能又は注水機 能喪失)	事象発生 13 時間後に燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復，維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。(安定状態) 残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ，除熱を行い保有水の温度を低下させることで，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
4.2 想定事故 2 (使用済燃料プール 内の水の小規模な喪 失)	事象発生直後，サイフォンブレイク孔により漏えいが停止し，事象発生 13 時間後に燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復，維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。(安定状態) 残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ，除熱を行い保有水の温度を低下させることで，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去失敗 ＋注水系失敗)	事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードで注水を行うことにより原子炉水位が回復し、水位回復から約90分後に、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態) 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
5.2 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失＋D G失敗＋HPCS失敗)	事象発生2時間後から、常設代替交流電源設備により電源供給された低圧代替注水系(常設)による注水により水位が回復し、事象発生から24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態) 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
5.3 原子炉冷却材の流出 (RHR切替時の冷却 材流出＋崩壊熱除去 失敗＋注水系失敗)	事象発生から約2時間後に冷却材の流出を停止させ、待機中の残留熱除去系を低圧注水モードで注水することにより水位が回復し、その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態) 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
5.4 反応度の誤投入	事象発生から約9.3秒後に原子炉がスクラムされ、未臨界が確保される。(安定状態) 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

3. 安定状態の整理

重大事故等に応じて整理した安定状態を表 3.1 に示す。また、表 3.2 に事故シーケンスグループ毎の安定状態、及び安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策を示す。

なお、格納容器については、「原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果」に示すとおり、格納容器の限界温度・圧力の 200℃, 2Pd（最高使用圧力の 2 倍：0.854MPa[gage]）において、少なくとも 7 日間の健全性が確保できることを確認している。

表 3.1 安定状態の整理

重大事故等	安定状態
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	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
重大事故	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	使用済燃料プールの水位，温度安定状態
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉安定停止状態

表 3.2 安定状態における主な対策（1／4）

重大事故等	事故シナリオ	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
運転中の原子炉における重大な事故 運転中の原子炉に重大な事故 運転中の原子炉に重大な事故	2.1 高圧・低圧注水機能喪失	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	低圧代替注水系（常設） 原子炉格納容器フィルタベント系等	残留熱除去系 循環冷却系
	2.2 高圧注水・減圧機能喪失	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	残留熱除去系（低圧注水モード） 低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系	残留熱除去系
	2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + D G 失敗） + H P C S 失敗	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系（常設） 残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	残留熱除去系
	2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + D G 失敗） + 高圧 E C C S 失敗	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	高圧代替注水系 低圧代替注水系（常設） 残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	残留熱除去系
	2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + 直流電源喪失 + H P C S 失敗）	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	高圧代替注水系 低圧代替注水系（常設） 残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	残留熱除去系

表 3.2 安定状態における主な対策 (2 / 4)

重大事故等	事故シナリオ	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
運転中の原子炉における重大な事故 原子炉停止機能喪失	2.3.4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗 [24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合]	原子炉安定停止状態	高圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	
	2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	原子炉安定停止状態	原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	
	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)	原子炉安定停止状態	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フィルタベント系等	
	2.5 原子炉停止機能喪失	原子炉安定停止状態	ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	制御棒挿入機能復旧 残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.6 LOCA 時注水機能喪失	原子炉安定停止状態	高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フィルタベント系等	
	2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	原子炉安定停止状態	原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 (低圧注水モード) 低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系

表 3.2 安定状態における主な対策 (3 / 4)

重大事故等	事故シナシエンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
重大事故	3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フィルタベント系	可燃性ガス濃度制御系復旧 格納容器への窒素封入
	3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉安定停止状態	—	外部電源, 冷却水等復旧 格納容器の頑健性確保
		格納容器安定状態	逃がし安全弁 原子炉格納容器フィルタベント系	3.1 のとおり
	3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	原子炉安定停止状態	—	
		格納容器安定状態	原子炉格納容器下部注水系 (常設) 原子炉格納容器フィルタベント系	3.1 のとおり
	3.4 水素燃焼	原子炉安定停止状態	3.1 のとおり	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	3.1 のとおり	
	3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉安定停止状態	—	
		格納容器安定状態	原子炉格納容器下部注水系 (常設) 原子炉格納容器フィルタベント系	3.1 のとおり

表 3.2 安定状態における主な対策（4／4）

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
使用済燃料プールにおける重大事故 燃料プールにおける重大事故 燃料プールにおける重大事故	4.1 想定事故 1	使用済燃料プールの水位，温度安定状態	燃料プール代替注水系	残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系復旧
	4.2 想定事故 2	使用済燃料プールの水位，温度安定状態	燃料プール代替注水系	残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系復旧
運転停止中の原子炉重大事故 原子炉重大事故 原子炉重大事故 原子炉重大事故	5.1 崩壊熱除去機能喪失	原子炉安定停止状態	残留熱除去系（低圧注水モード）	残留熱除去系
	5.2 全交流動力電源喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設） 残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	残留熱除去系
	5.3 原子炉冷却材の流出	原子炉安定停止状態	残留熱除去系	残留熱除去系
	5.4 反応度の誤投入	原子炉安定停止状態	スクラム	残留熱除去系

4. 安定状態後の長期的な状態維持に関する定量評価

サプレッションプール水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

(1) サプレッションプール水温に関する長期間解析

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッションプール水温の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サプレッションプール水温が高く推移するシーケンスとして、重大事故として「格納容器過圧・過温破損」シナリオについて、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として、格納容器ベントを行い、事象発生 168 時間時点のサプレッションプール水温が最も高い「高圧・低圧注水機能喪失」シナリオについて、サプレッションプール水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 4.1 から図 4.3 に、格納容器過圧・過温シナリオにおける格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッションプール水温の解析結果を示す。同様に図 4.4 から図 4.6 に、高圧・低圧注水機能喪失シナリオの解析結果を示す。

図 4.3 及び図 4.6 に示すように、いずれの解析結果においても事象発生 7 日後時点では、サプレッションプール水温は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕を持たせた温度）を上回っているものの、格納容器の構造部は、事象発生後の経過時間にかかわらず 200℃、2Pd において健全性を確保できることを確認している。また、ドライウェル主フランジや機器搬出入用ハッチ等のシール部についても、200℃、2Pd において 7 日間の健全性を確認しているとともに、それ以降の 150℃（シール部に用いている改良 EPDM 製シール材の一般特性としての耐熱温度）環境下におけるシール機能の維持についても試験により確認している。いずれの解析結果においても、事象発生 7 日後以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたり 150℃を下回っているため、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事象発生 7 日後以降にサプレッションプール水温が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。

また、復旧した残留熱除去系や代替循環冷却系によりベント閉止後の格納容器除熱を実施可能である。

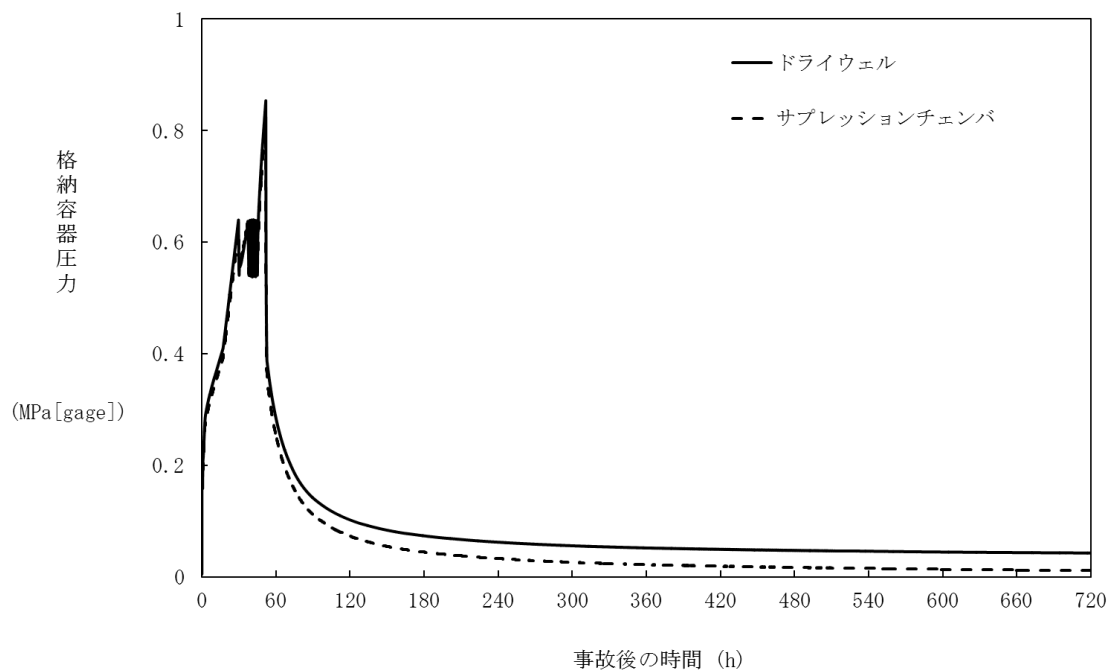


図 4.1 格納容器圧力の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (格納容器ベントを継続する場合))

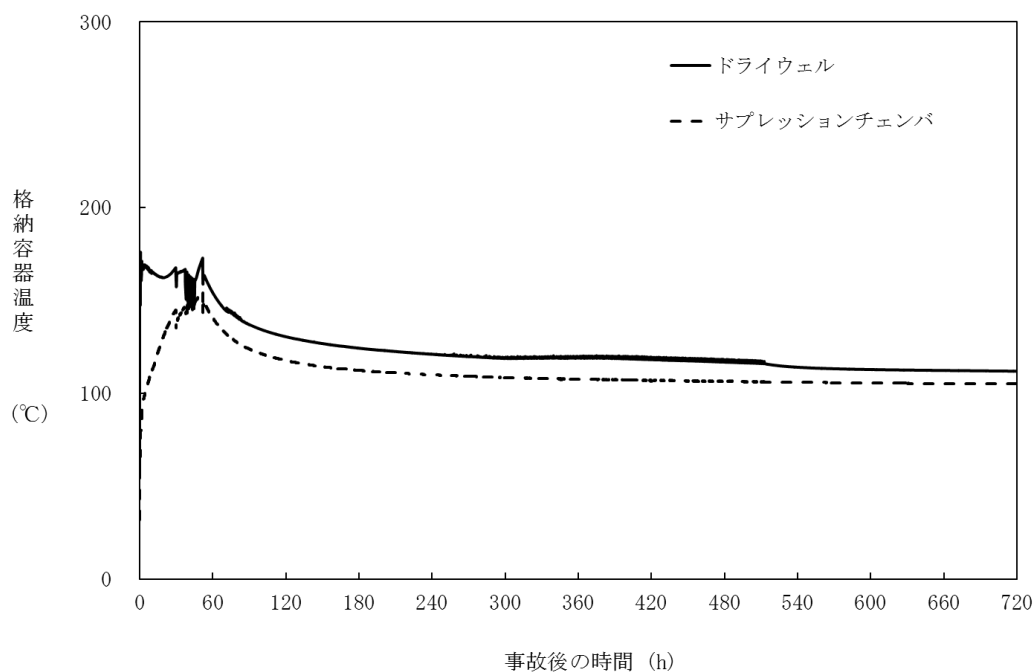


図 4.2 格納容器温度の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (格納容器ベントを継続する場合))

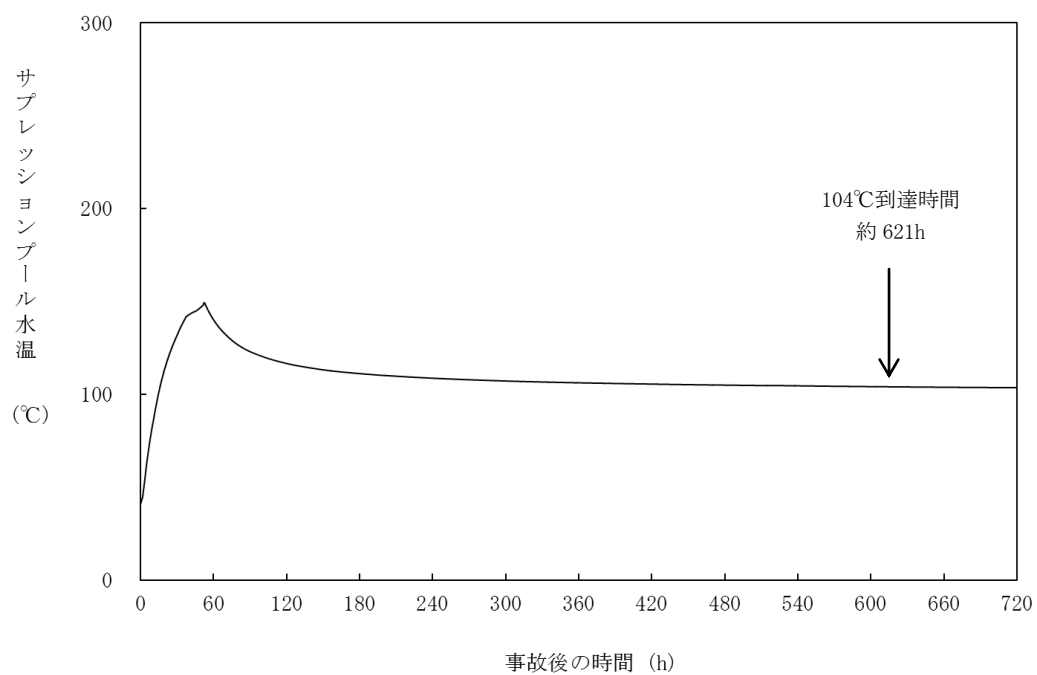


図 4.3 サプレッションプール水温の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (格納容器ベントを継続する場合))

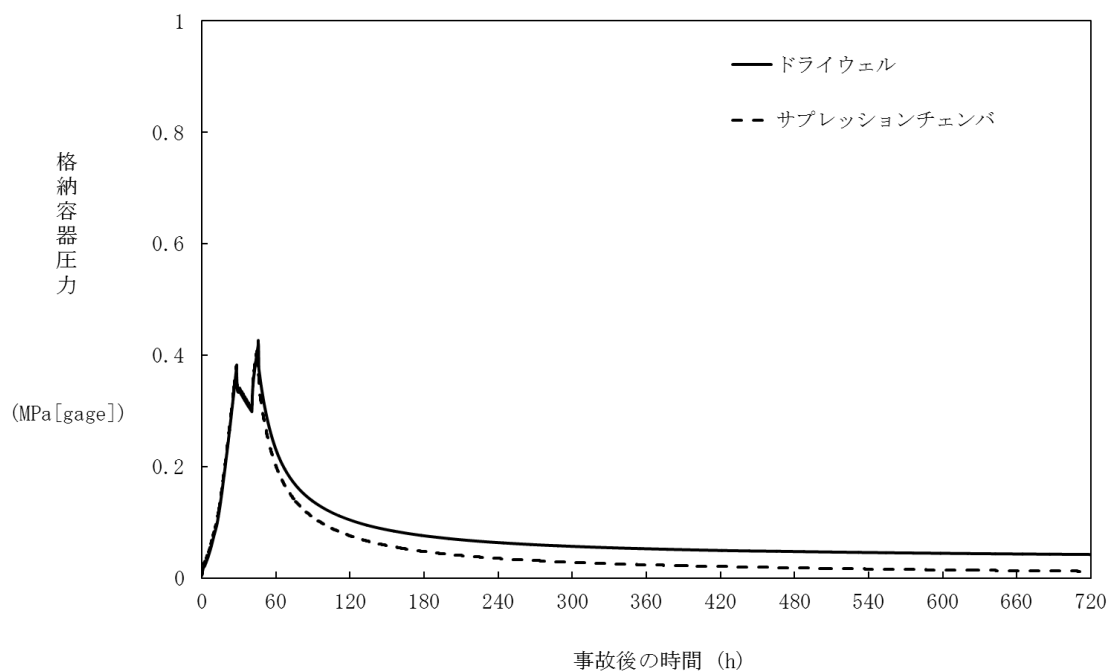


図 4.4 格納容器圧力の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

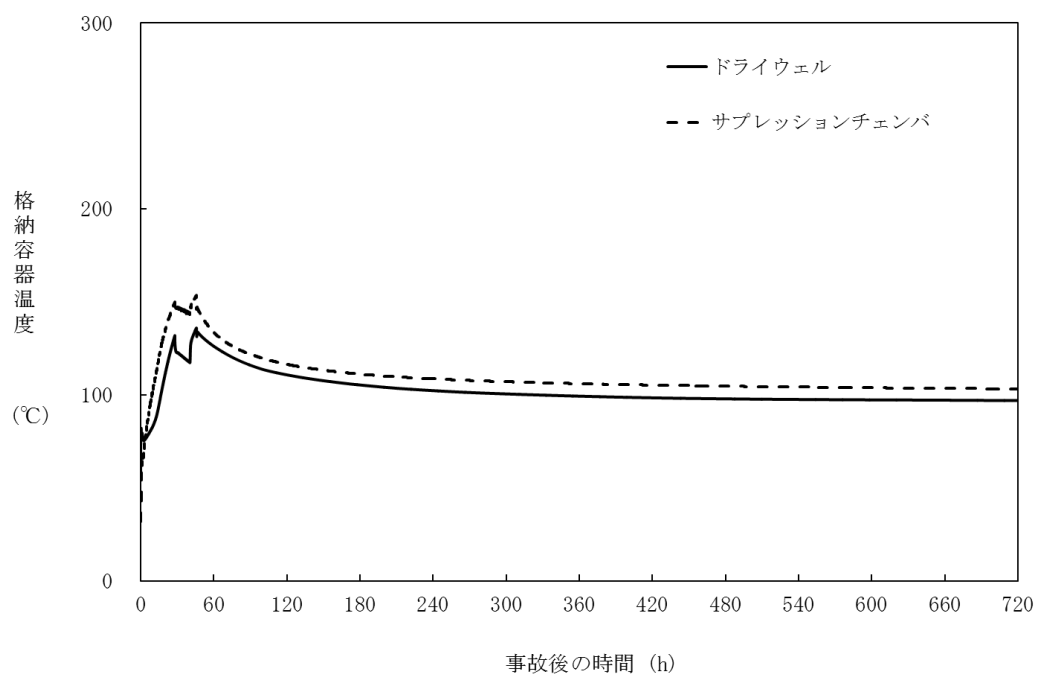


図 4.5 格納容器温度の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

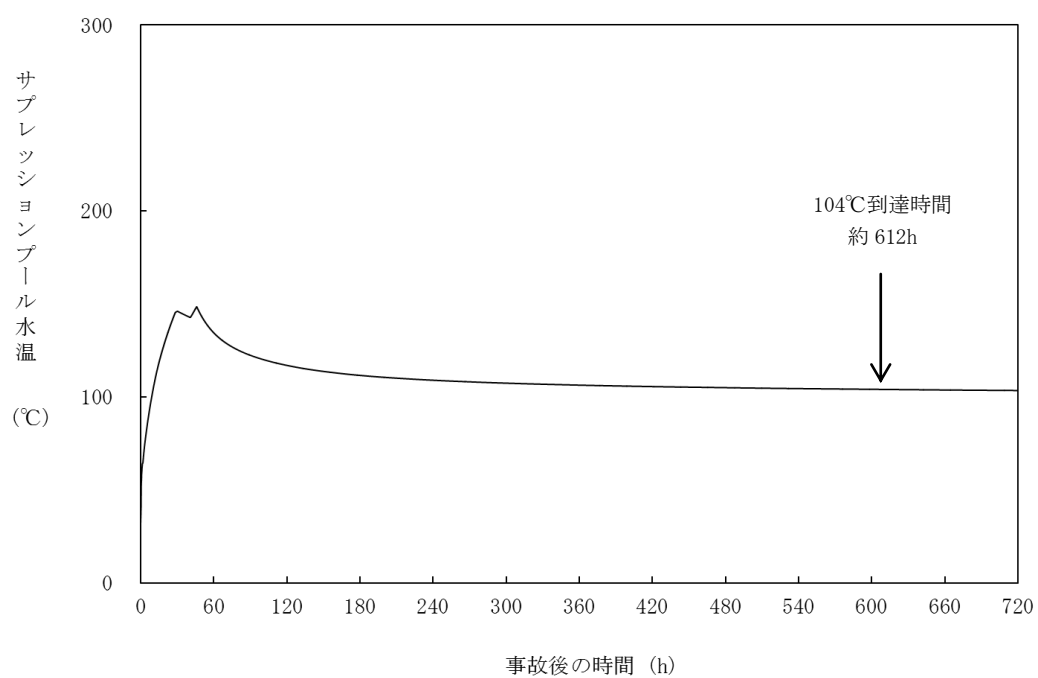


図 4.6 サブプレッションプール水温の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

(2) 残留熱除去系の復旧及び代替循環冷却系に関する定量評価

a. 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

残留熱除去系が復旧した場合の長期的な格納容器パラメータの挙動を確認するため、重大事故として、「格納容器過圧・過温破損」シナリオについて、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として、除熱容量が原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系に比べて小さい原子炉補機代替冷却水系を用いて、残留熱除去系にて冷却を実施する「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」シナリオを例に評価を行った。

図 4.7 から図 4.10 に、格納容器過圧・過温シナリオにおける格納容器圧力、格納容器温度、サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の時間変化を、同様に図 4.11 から図 4.14 に、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の解析結果を示す。

(a) 格納容器過圧・過温シナリオ

図 4.9 に示すように、格納容器過圧・過温シナリオにおいては、格納容器ベントの実施により、サプレッションプール水位の上昇は抑制されるが、復旧した残留熱除去系による除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行うことにより、サプレッションプール水位は低下する。

また、図 4.7、図 4.8 及び図 4.10 に示すように、事象発生 40 日後に、可搬型窒素ガス供給装置による格納容器への窒素封入により一時的に格納容器圧力及び温度が上昇するものの、残留熱除去系による除熱運転を開始することで、格納容器温度及びサプレッションプール水温は大幅に低下する。

(b) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行うことにより、図 4.13 に示すようにサプレッションプール水位の上昇は抑制される。

図 4.14 に示すように、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）においては、サプレッションプール水温は事象発生 24 時間後に残留熱除去系による除熱運転を開始した以降、低下が継続し、事象発生 7 日後までには最高使用温度（104℃）を下回る。事象発生 7 日後に残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで運転することにより、除熱能力が改善され、図 4.11、図 4.12 及び図 4.14 に示すように、格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッションプール水温は大幅に低下する。

以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態後の長期的な状態維持が可能である。

b. 代替循環冷却系に関する定量評価

「格納容器過圧・過温破損」シナリオにおいて、事象発生7日後より代替循環冷却系による除熱を実施した場合の時間変化を、図4.15から図4.18に示す。

図4.15に示すように、格納容器ベントの実施により、サプレッションプール水位の上昇は抑制されるが、代替循環冷却系による除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行うことにより、サプレッションプール水位は低下する。

また、図4.15、図4.16及び図4.18に示すように、事象発生7日後に、可搬型窒素ガス供給装置による格納容器への窒素封入により一時的に格納容器圧力及び温度が上昇するものの、代替循環冷却系による除熱運転を開始することで、格納容器温度及びサプレッションプール水温は大幅に低下する。

以上から、代替循環冷却系により安定状態後の長期的な状態維持が可能である。

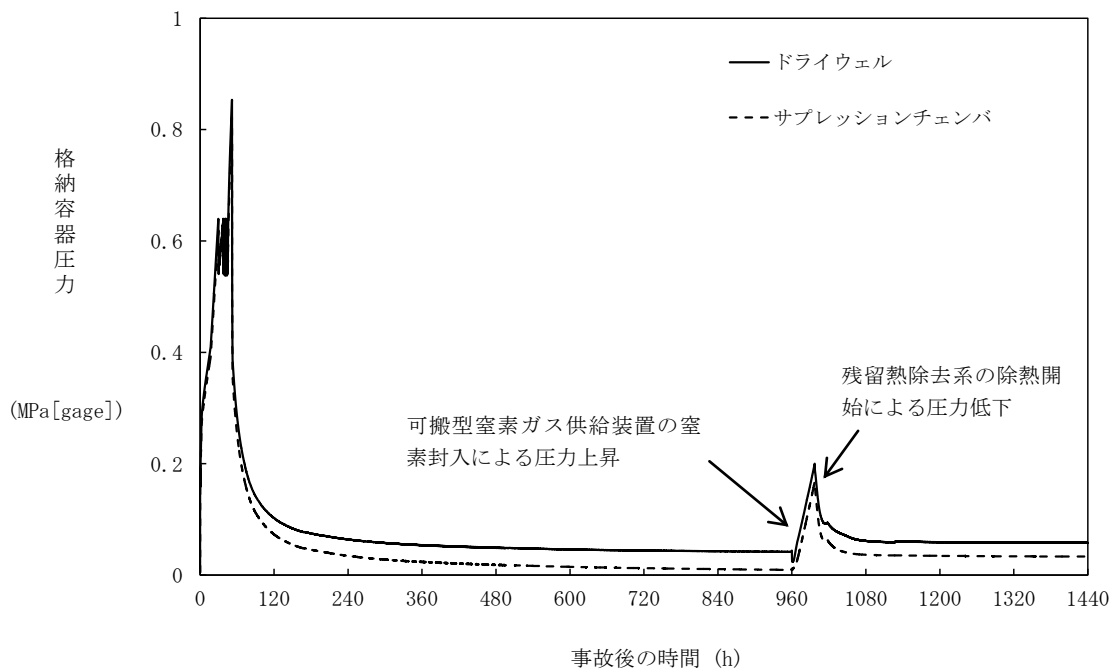


図 4.7 格納容器圧力の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (残留熱除去系が復旧した場合))

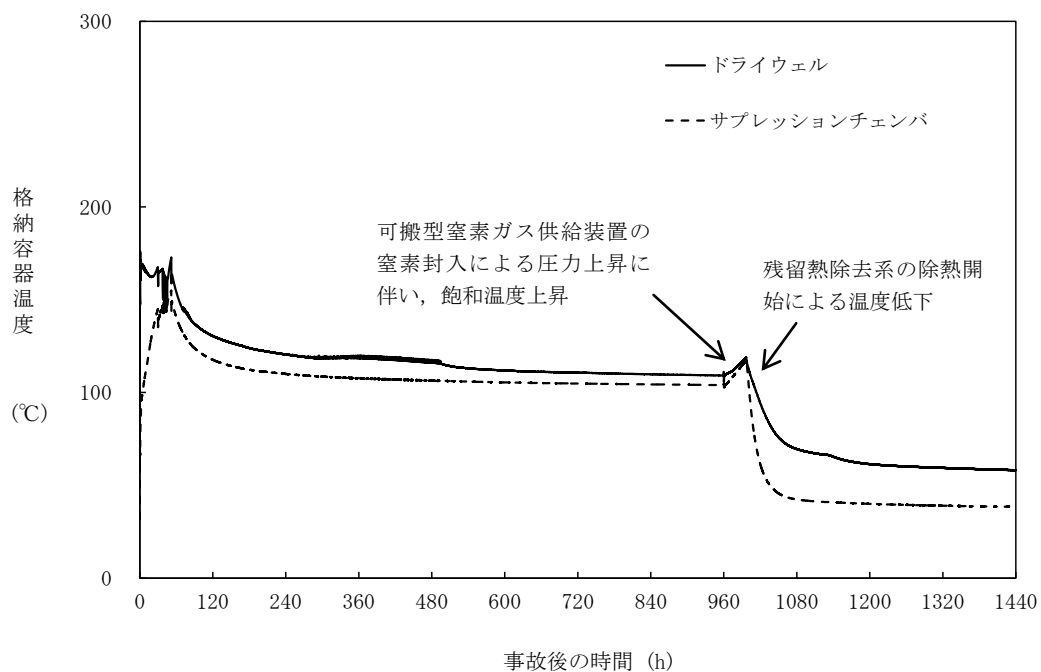


図 4.8 格納容器温度の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (残留熱除去系が復旧した場合))

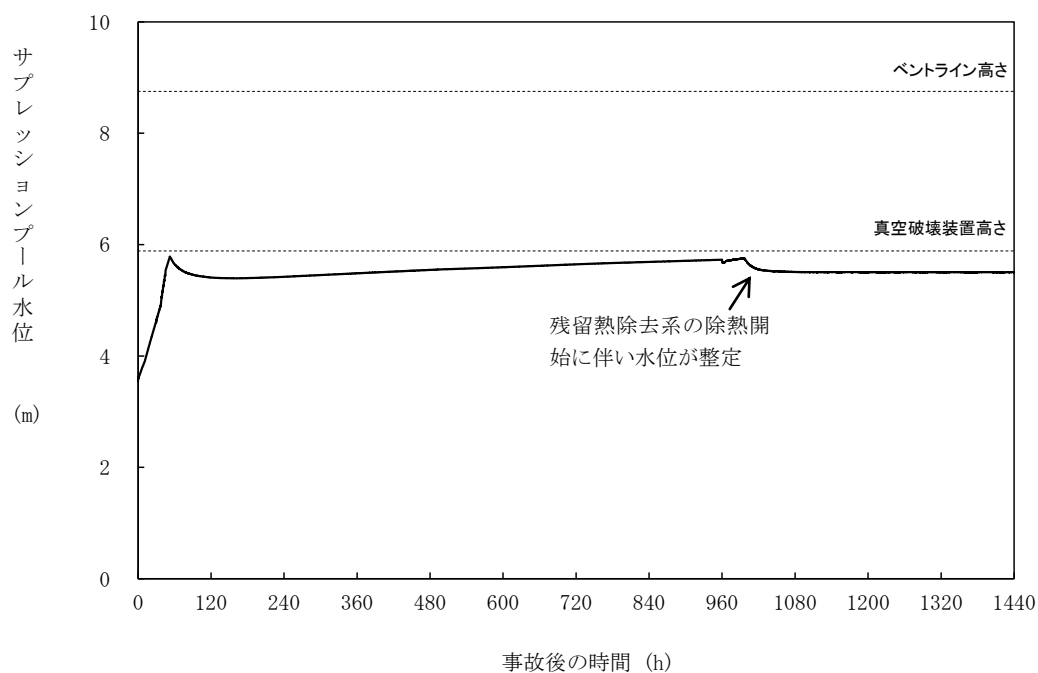


図 4.9 サプレッションプール水位の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (残留熱除去系が復旧した場合))

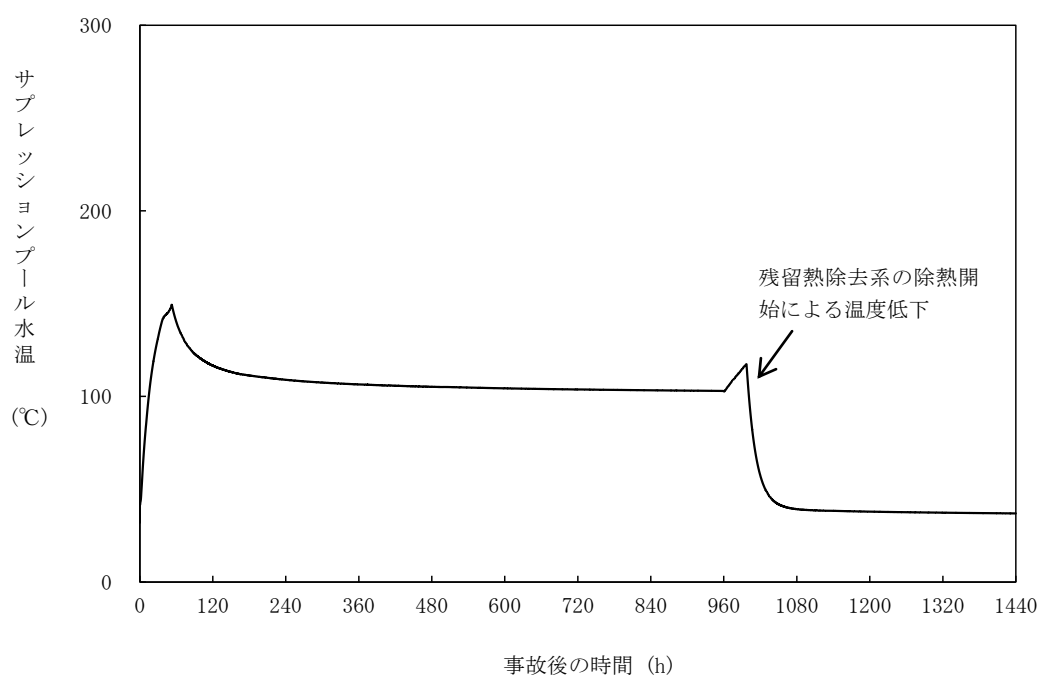


図 4.10 サプレッションプール水温の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (残留熱除去系が復旧した場合))

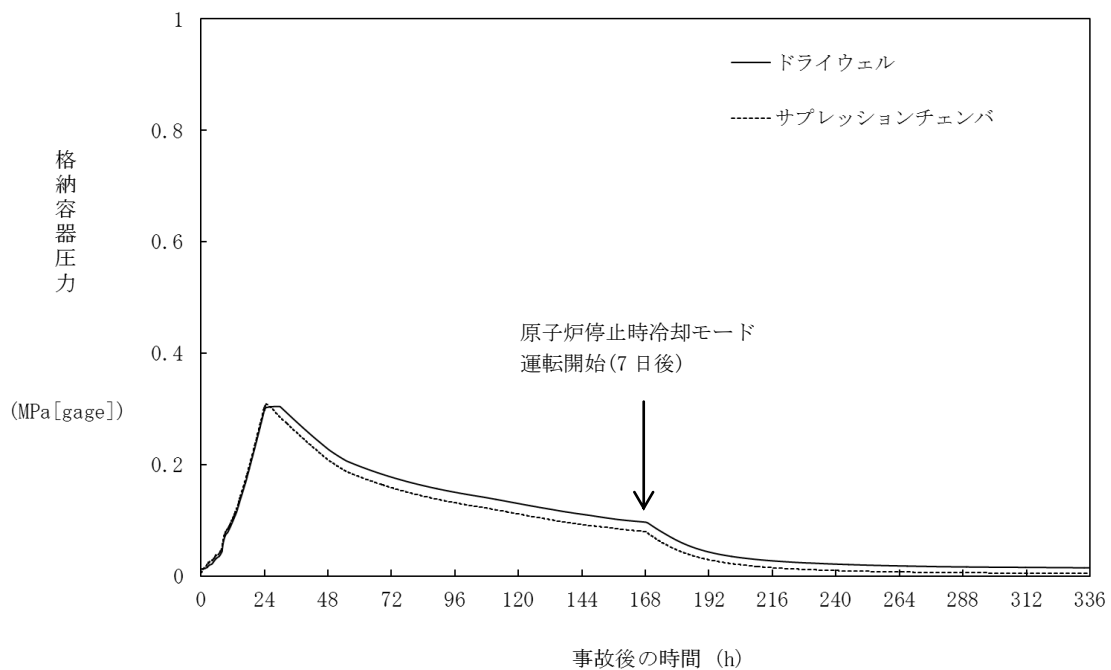


図 4.11 格納容器圧力の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

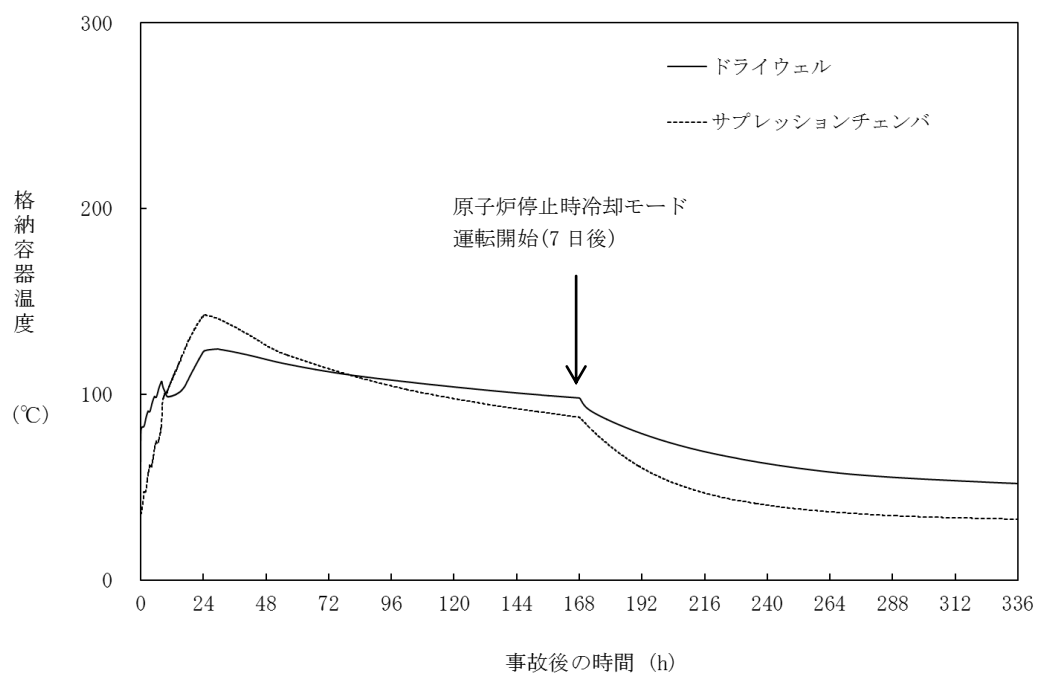


図 4.12 格納容器温度の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

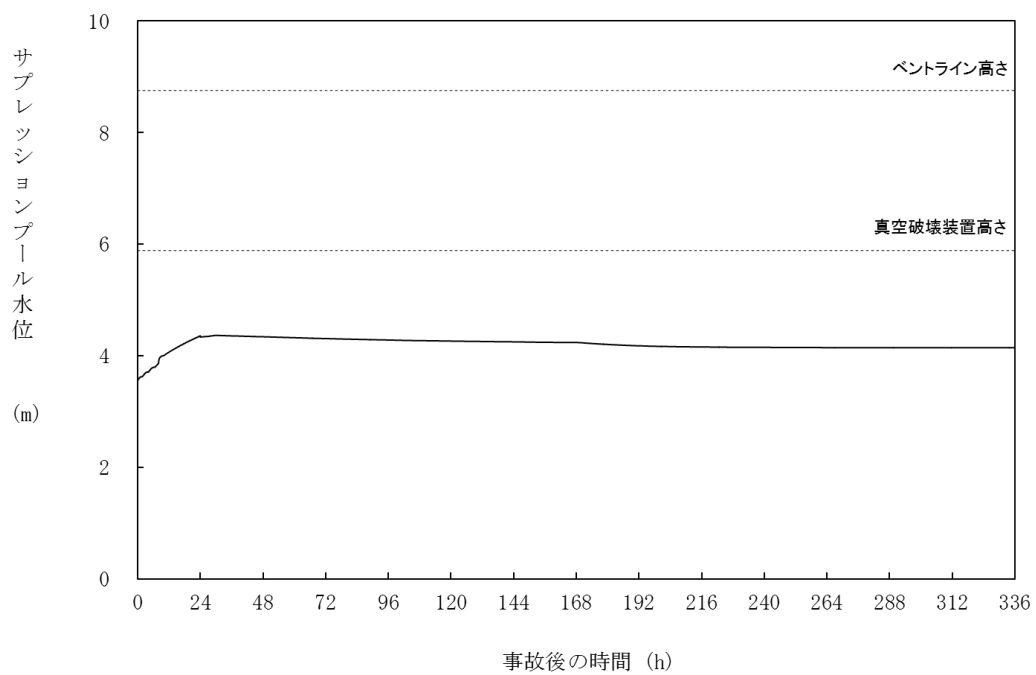


図 4.13 サプレッションプール水位の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

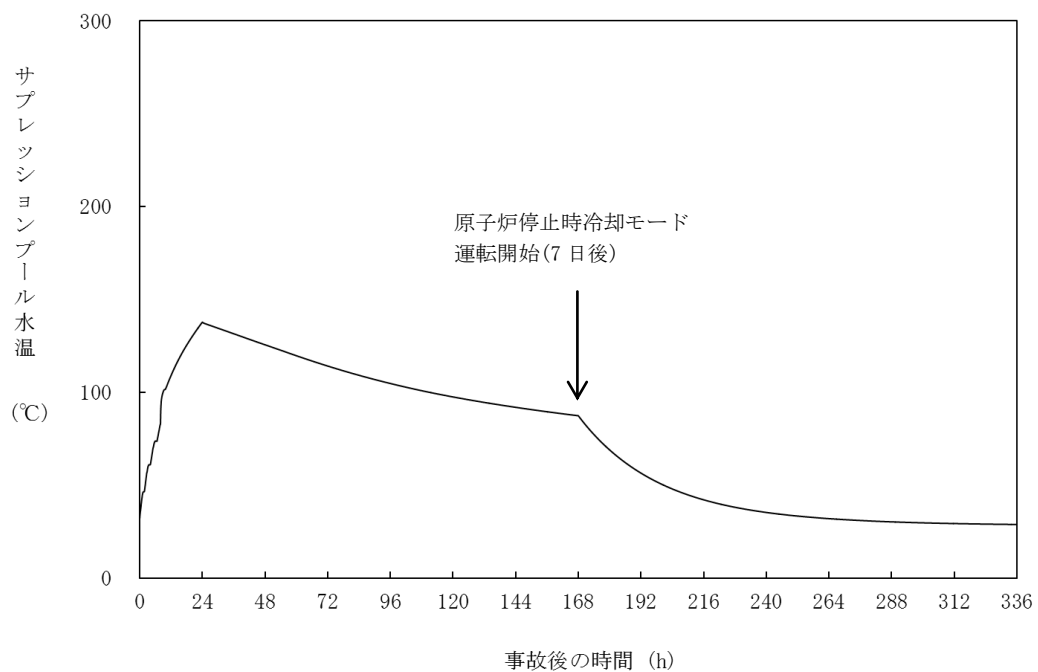


図 4.14 サプレッションプール水温の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

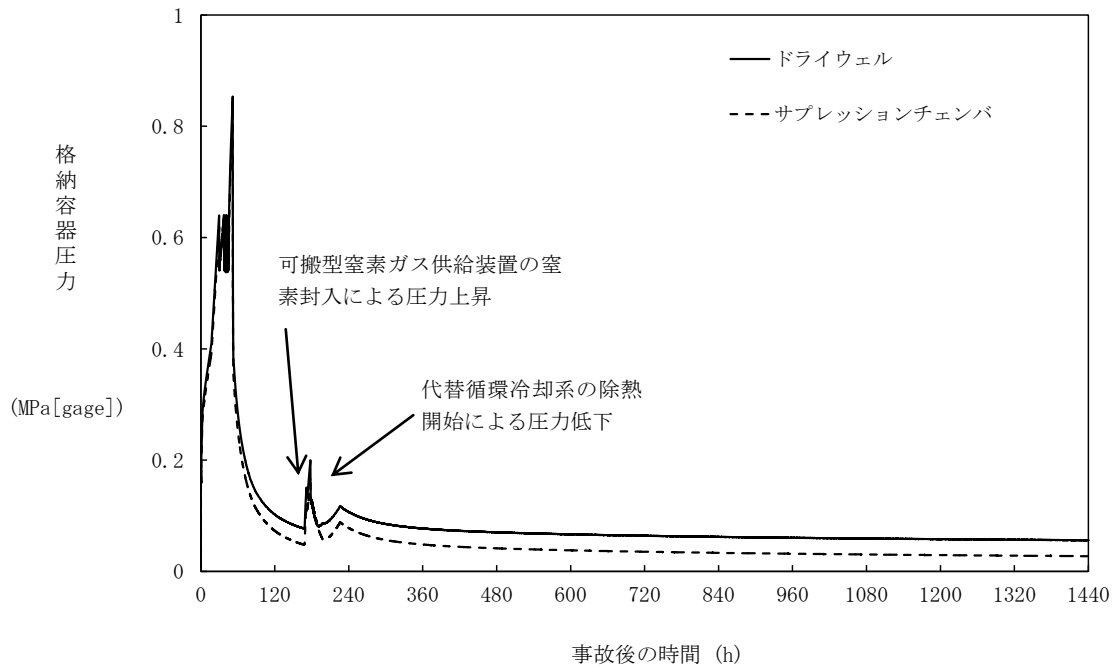


図 4.15 格納容器圧力の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (代替循環冷却系を使用する場合))

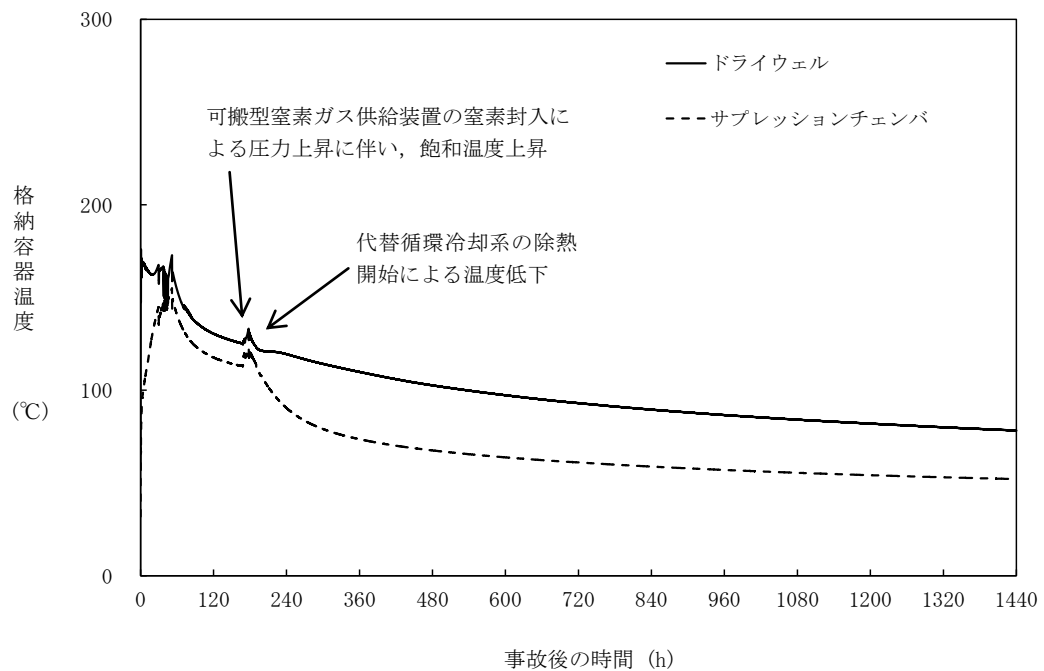


図 4.16 格納容器温度の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ (代替循環冷却系を使用する場合))

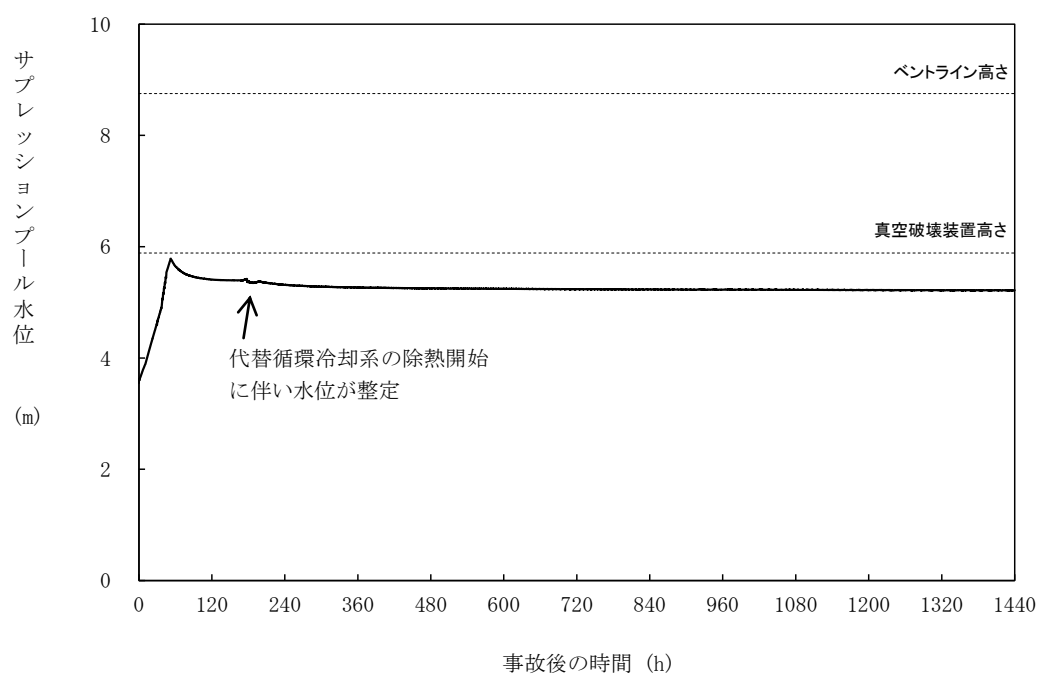


図 4.17 サプレッションプール水位の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却系を使用する場合））

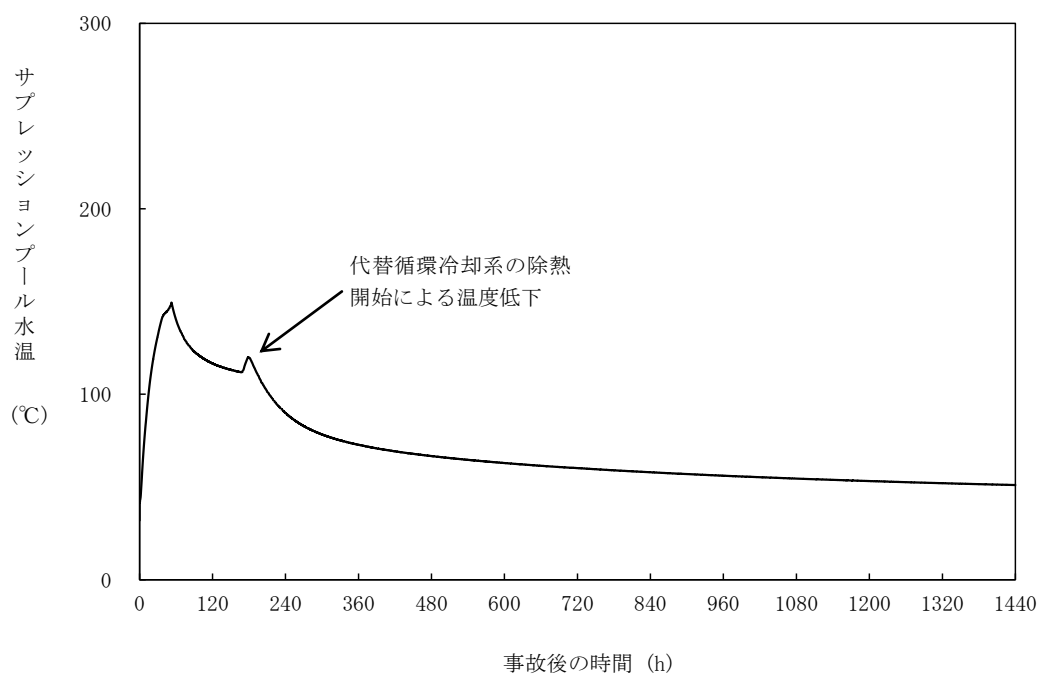


図 4.18 サプレッションプール水温の推移
(格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却系を使用する場合））

5. 残留熱除去系の復旧について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり、復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧することが可能であると考えられる。

残留熱除去系が機能喪失した場合であっても、復旧作業をより確実なものにするため、復旧に関する手順を整備するとともに、残留熱除去系、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系については、予備品を確保することで復旧までの時間が短縮でき、また、作業の成立性が高く、かつ機能回復が可能な機器として、電動機及びポンプ部品を予備品として確保する。これらの予備品は、重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管する。

(2) 残留熱除去系の復旧手順

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、重大事故等対策要員等により残留熱除去系を復旧するための手順を整備している。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。

具体的には、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順により作業を行う。残留熱除去系の復旧手順書の記載例を図 5.1 に示す。

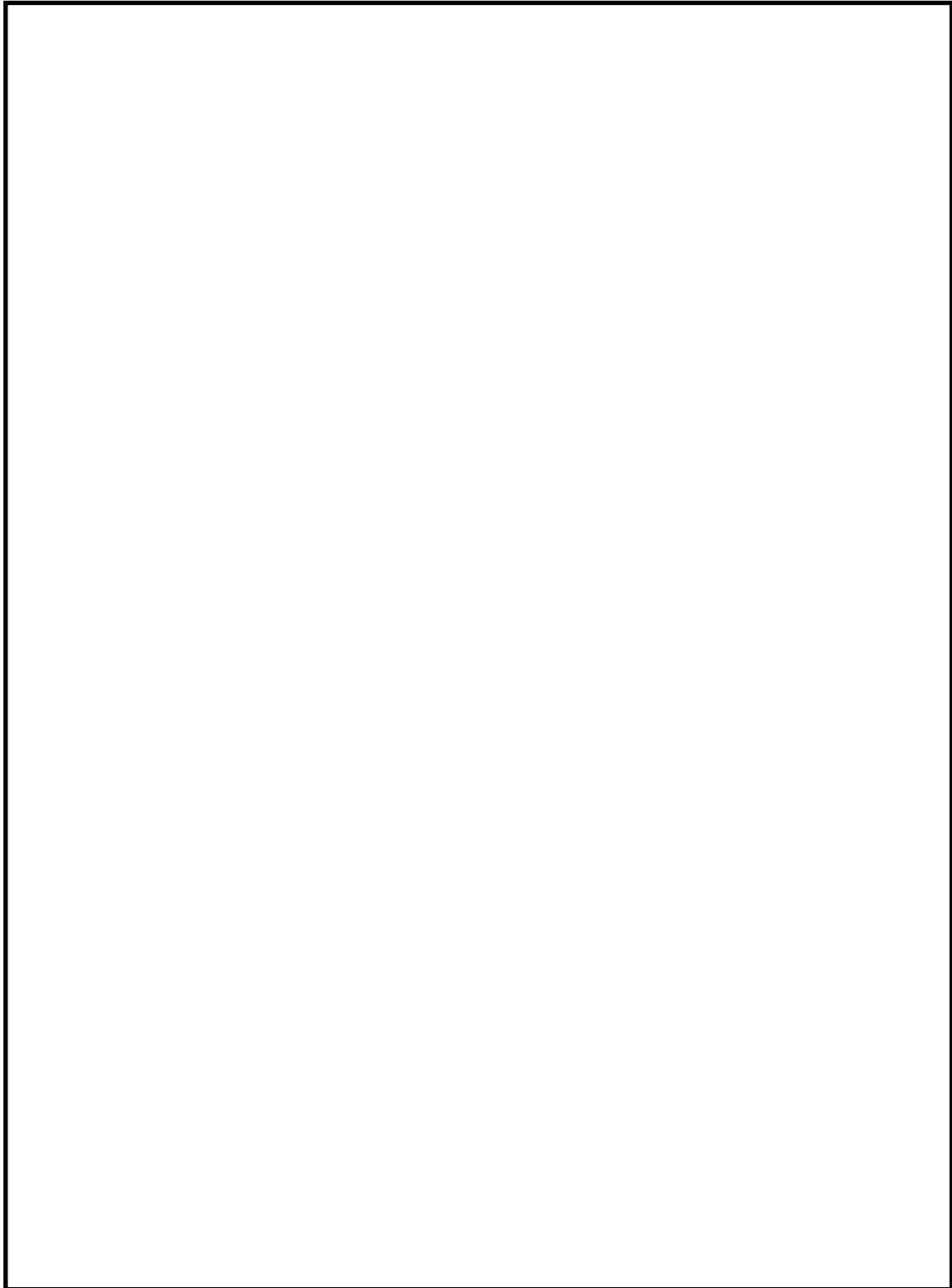


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

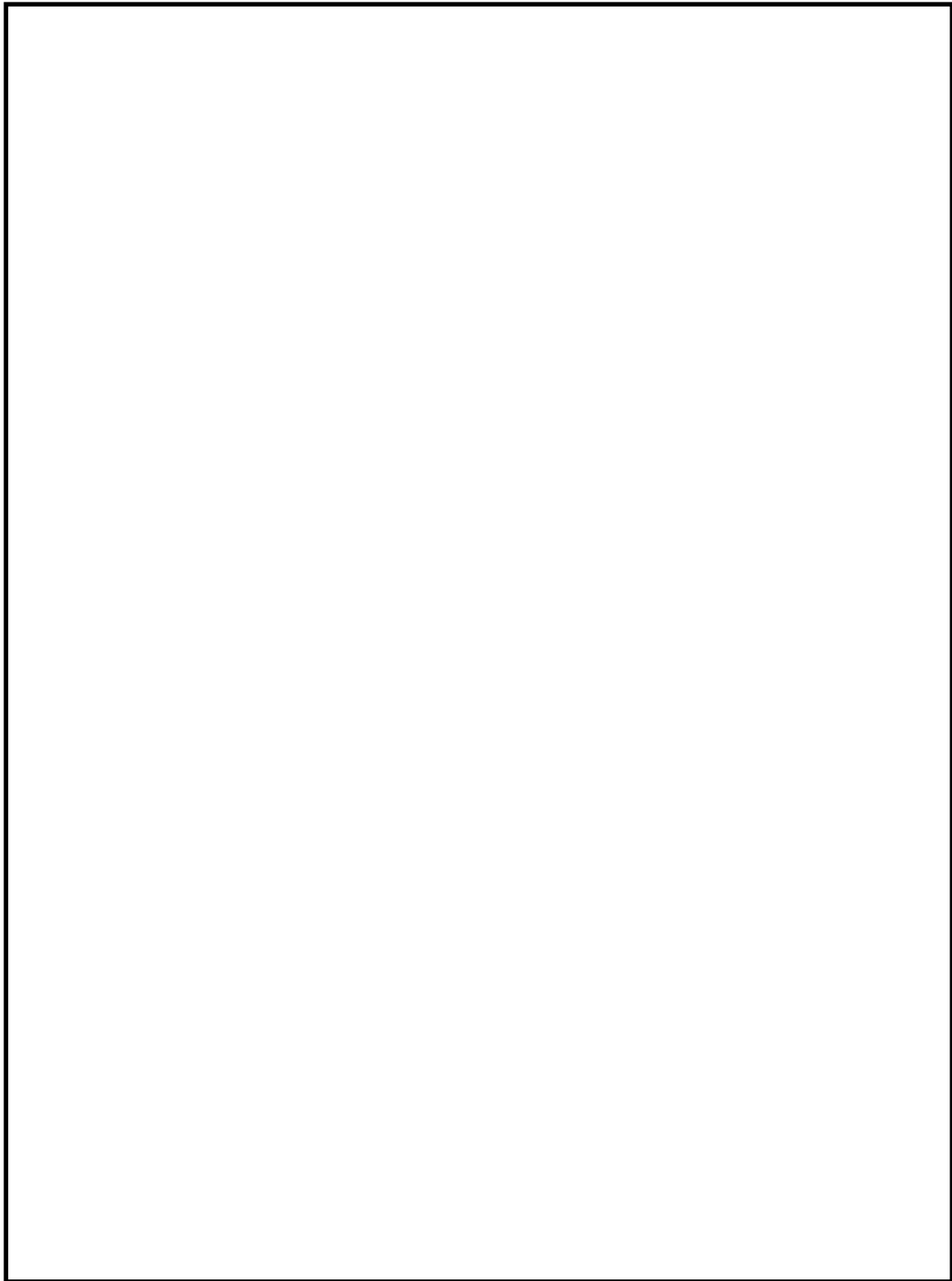


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

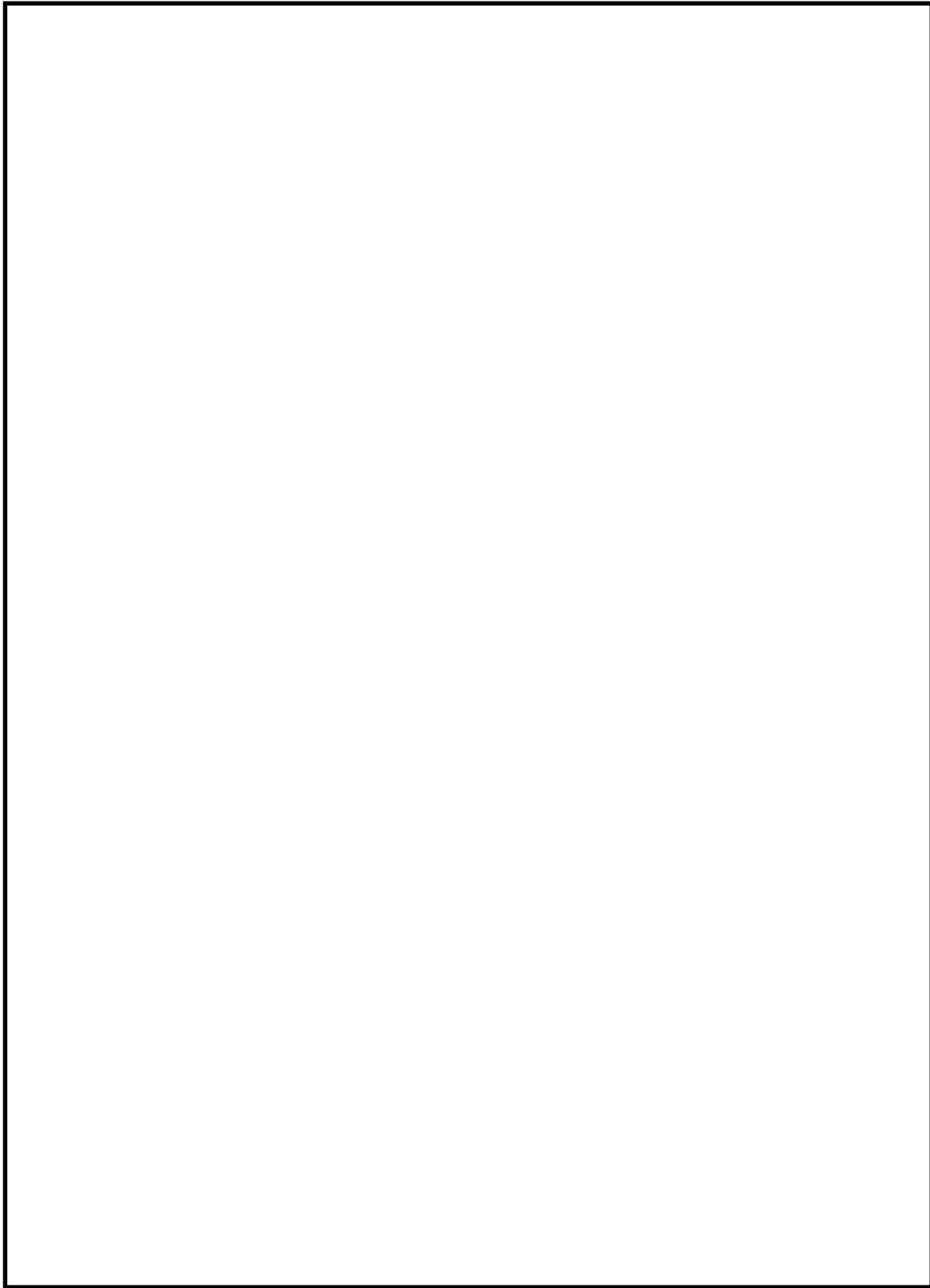


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

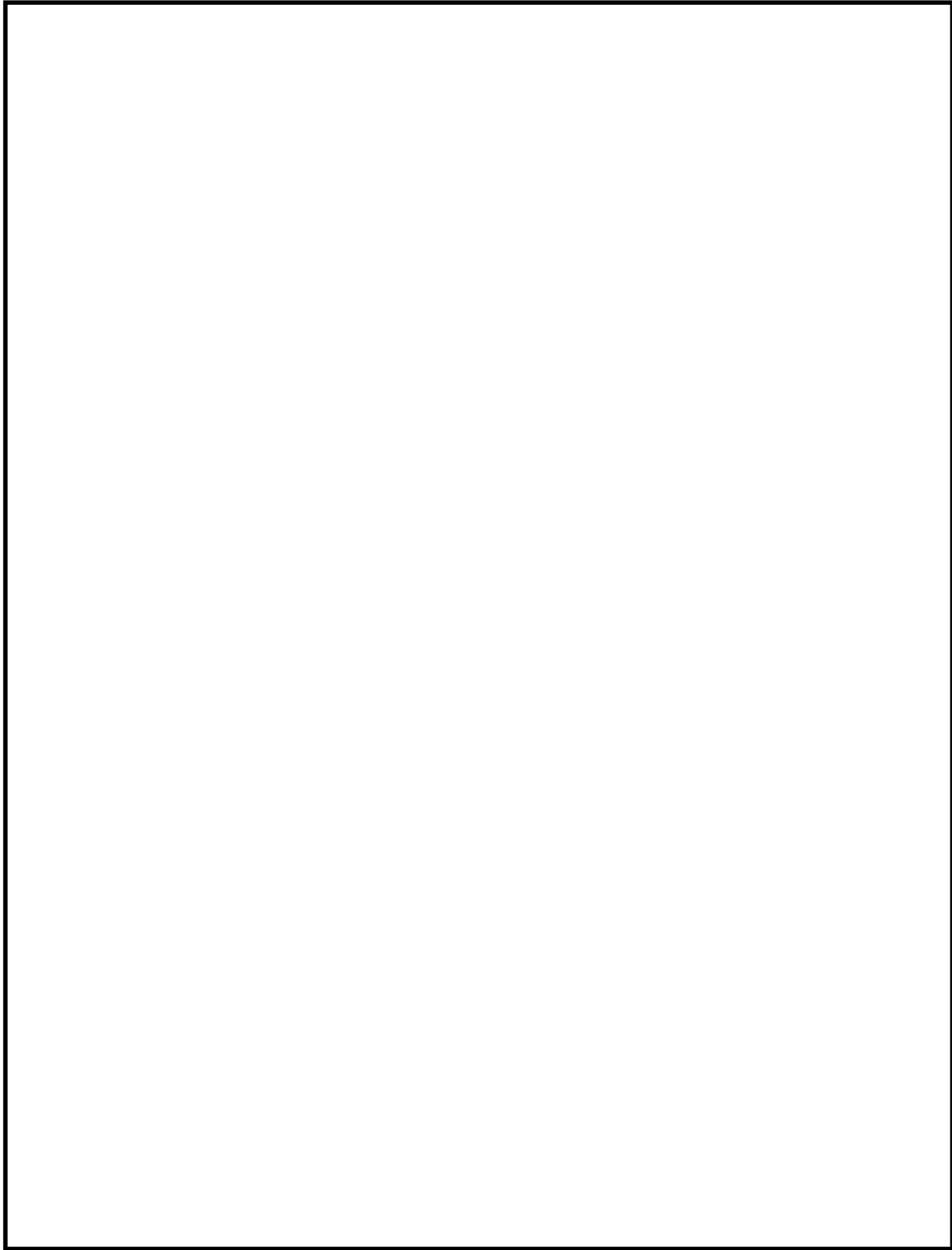


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4/6）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

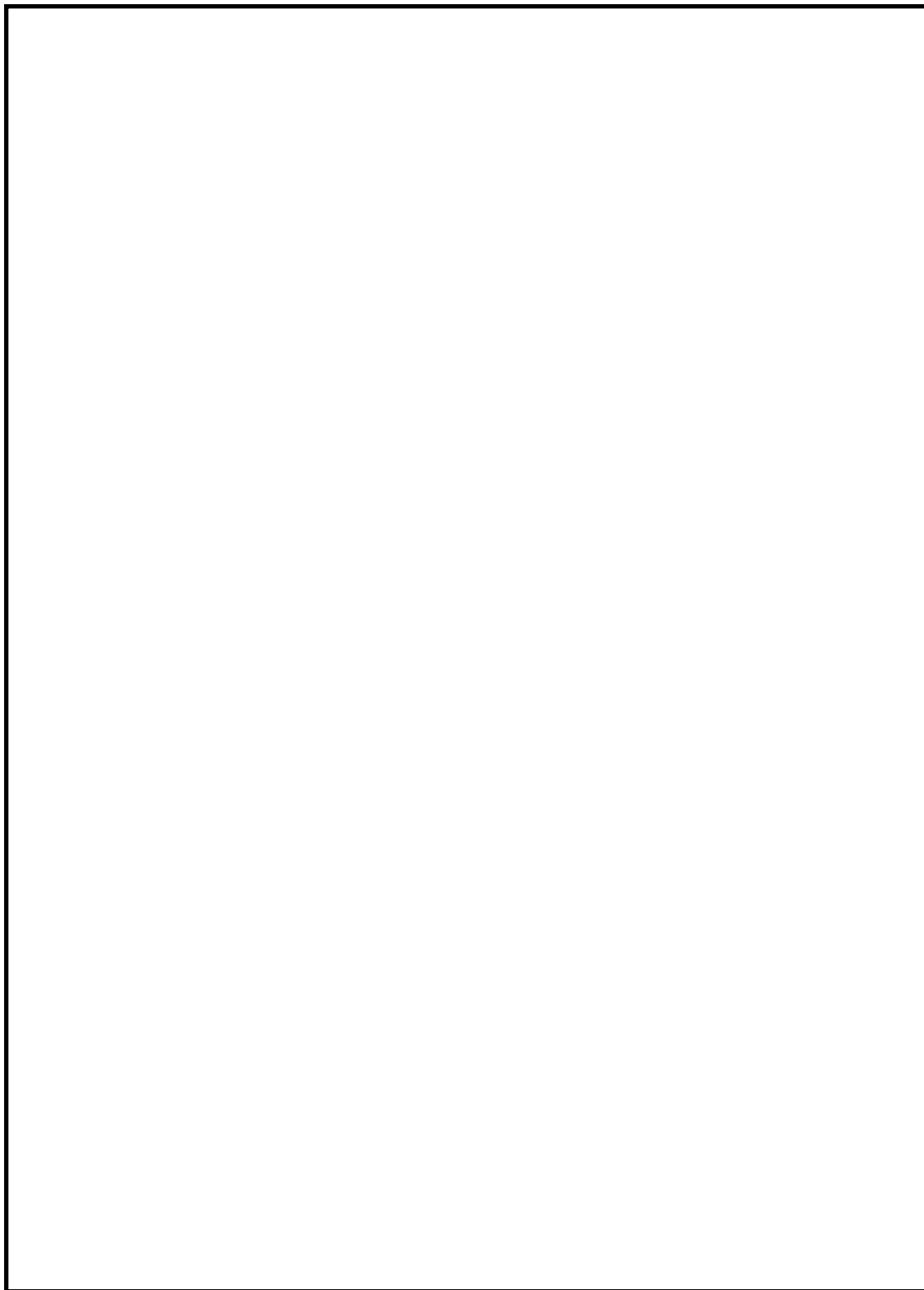


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

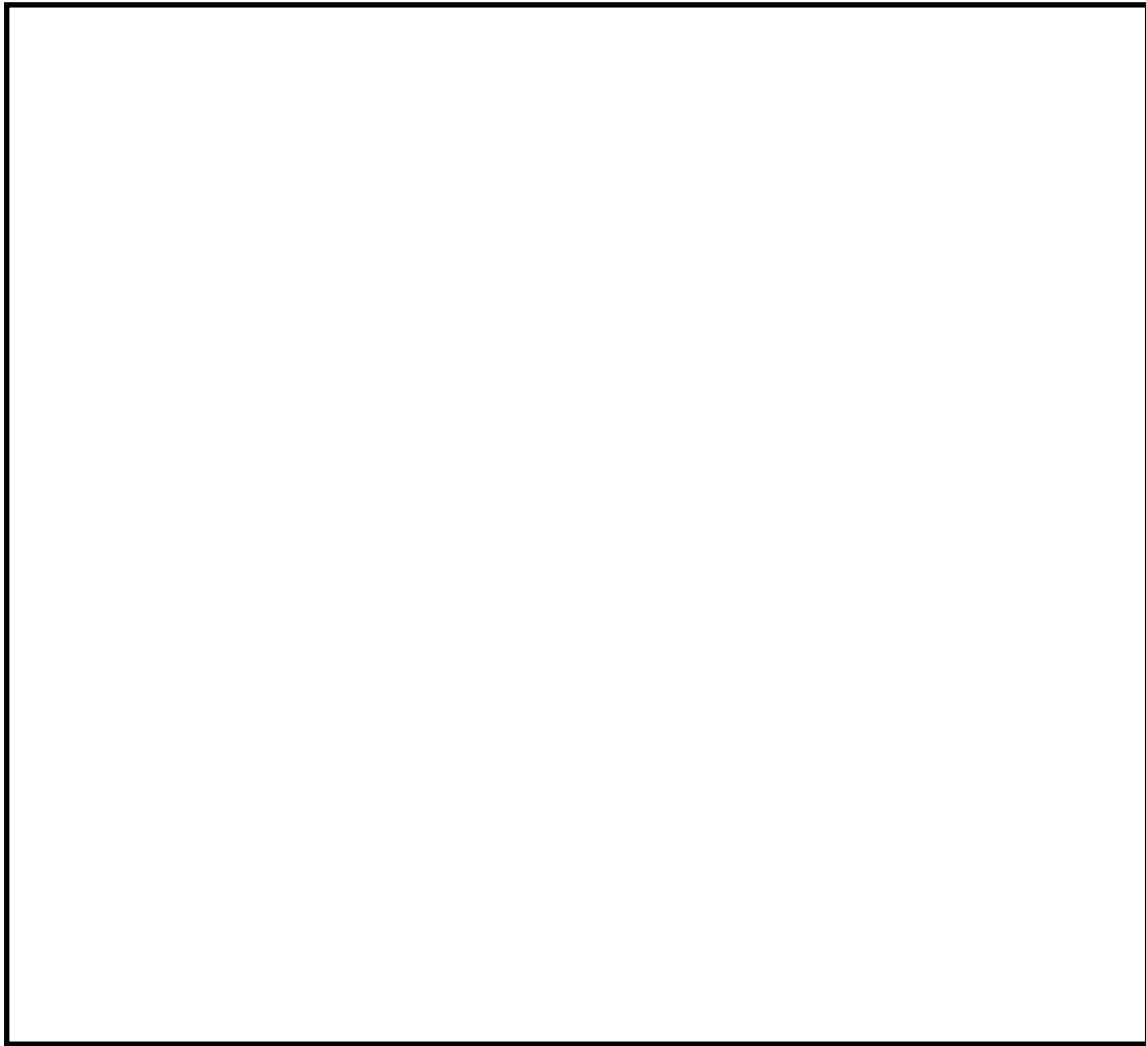


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6/6）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(3) 残留熱除去系の復旧作業の成立性

重大事故発生後、残留熱除去系の復旧による循環冷却へ移行するまでの間、原子炉格納容器フィルタベント系により安定状態を確実に維持できることを確認していることから、残留熱除去系復旧については、事故対応がある程度収束して外部支援等による復旧体制を構築した上で実施する。そのため、重大事故発生後における残留熱除去系の復旧時期については、事故発生後1ヶ月程度から復旧作業に着手することを想定する。

復旧作業は、故障箇所に応じた復旧手順により行うが、復旧作業の難易度及び所要時間を踏まえ電動機の故障を想定し、電動機を予備品と交換する作業の成立性を確認する。

過去の点検実績をもとに、予備品の保管場所から予備の電動機を運搬し交換する作業時間を試算した結果、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が発生した場合で5日程度、重大事故に至った場合は現場作業環境の悪化を考慮しても10日程度で復旧可能と考えている。

重大事故に至った場合の残留熱除去系の電動機交換による復旧工程を図5.2に示す。

なお、残留熱除去系の復旧は、ベント実施状態においては、放射線影響低減の観点から、原子炉格納容器フィルタベント系配管から、より離れた位置にあるA系の復旧を優先するが、ここではより条件が厳しいB系の復旧の成立性について確認する。

a. 作業環境

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が発生した場合の作業環境は通常時と同程度であり、復旧作業は可能と考えられるため、ここでは重大事故に至った場合について検討する。

残留熱除去系の復旧作業を実施する場合、復旧要員に対し温度、湿度及び放射線の影響を考慮する必要がある。温度及び湿度は復旧作業開始までに1ヶ月程度の期間があるため非常用ガス処理系等により改善できると考えているが、放射線に関しては炉心損傷及び原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施の可能性があり、厳しい放射線環境下での作業が想定されるため、各エリアにおける放射線影響の考慮が必要である。

b. 資機材搬入ルート及び作業場所

資機材搬入ルート及び作業場所を図5.3に示す。

復旧に必要な予備品を含む資機材は、原子炉建屋大物搬出入口から原子炉建屋内へ搬入し、原子炉建屋 の残留熱除去系ポンプ室まで、ハッチ及び通路を経由して運搬する。

原子炉建屋 の大物搬出入口付近では、ハッチ開放及び資機材の吊り降ろし作業を行う。当該エリアは、原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置の設置エリアに近く放射線影響が想定されるが、フィルタ装置設置エリアはコンクリート壁で覆われているため遮へい効果を期待できる。ただし、フィルタ装置設置エリアの出入り口の扉部分については、コンクリート遮へい効果を期待できないため、カーテン状の遮へい材等を設置して被ばく線量の低減を図る。なお、原子

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

炉格納容器フィルタベント系配管からの放射線影響も想定されるが、当該配管は原子炉建屋内の作業エリアとは反対側に位置していることから、十分な遮へい及び距離があるため、考慮は不要である。

原子炉建屋[]では、資機材の運搬、ハッチ開放及び資機材の吊り降ろし作業を行う。当該エリアは、A系復旧時においては付近に高線量となる設備がないため作業は可能である。一方、B系復旧時においては、吊り降ろし作業場所付近に原子炉格納容器フィルタベント系配管が敷設されており放射線影響が想定されるため、カーテン状の遮へい材等を設置した上で、原子炉格納容器フィルタベント系配管から可能な限り離れた位置で吊り降ろし作業を行い、被ばく線量の低減を図る。

原子炉建屋[]では、ハッチ開放作業を行う。当該エリアは、A系復旧時及びB系復旧時ともに、汚染水を大量に保有するサプレッションチェンバが設置されているトーラス室に隣接しており放射線影響が想定されるが、トーラス室との間にはコンクリート壁があるため遮へい効果を期待できる。ただし、B系復旧時においては、ハッチ開放作業場所付近に原子炉格納容器フィルタベント系配管が敷設されており放射線影響が想定されるため、カーテン状の遮へい材等を設置した上で、原子炉格納容器フィルタベント系配管から可能な限り離れた位置で吊り降ろし作業を行い、被ばく線量の低減を図る。

原子炉建屋[]では、電動機の交換作業を行う。当該エリアは、A系復旧時及びB系復旧時ともに、汚染水を大量に保有するサプレッションチェンバが設置されているトーラス室に隣接しており放射線影響が想定されるが、トーラス室との間にはコンクリート壁があるため遮へい効果を期待できる。また、当該エリアとトーラス室との間にある通路等開口部に対しては、カーテン状の遮へい材等を設置して被ばく線量の低減を図る。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

[illegible]

図5.2 残留熱除去系の復旧工程

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

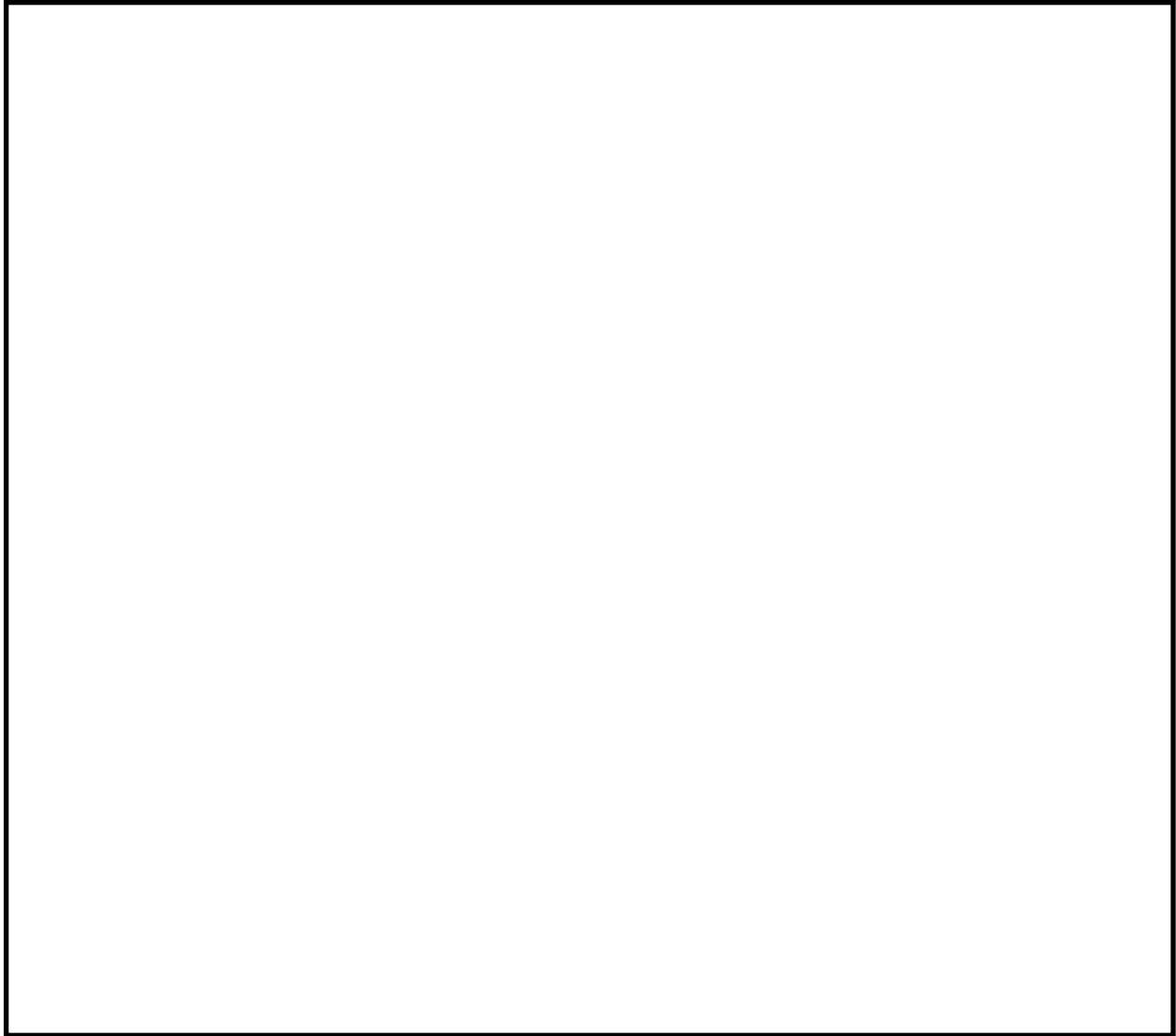


図 5.3-1 資機材搬入ルート及び作業場所（原子炉建屋 )

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

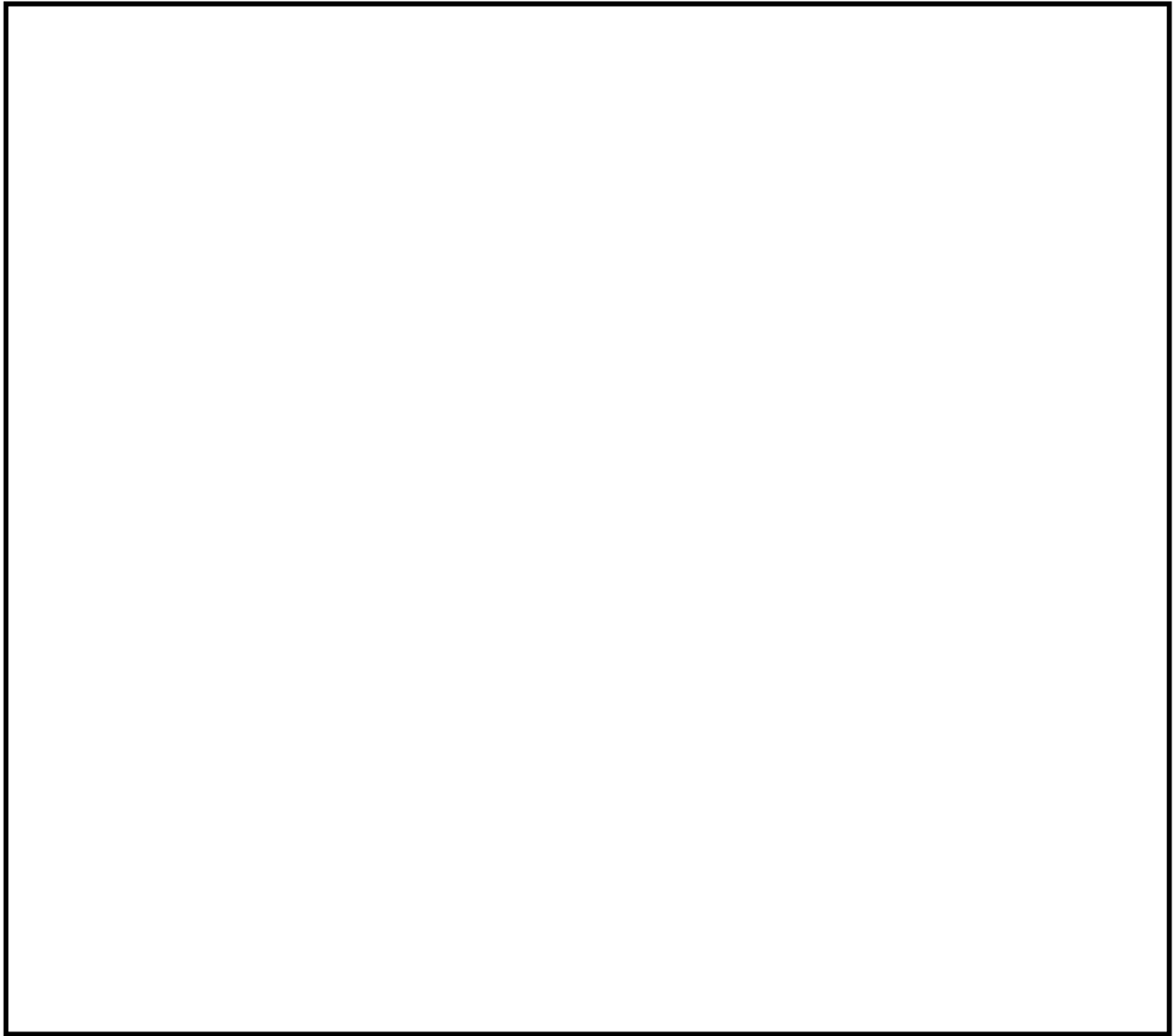


図 5.3-2 資機材搬入ルート及び作業場所（原子炉建屋 ）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

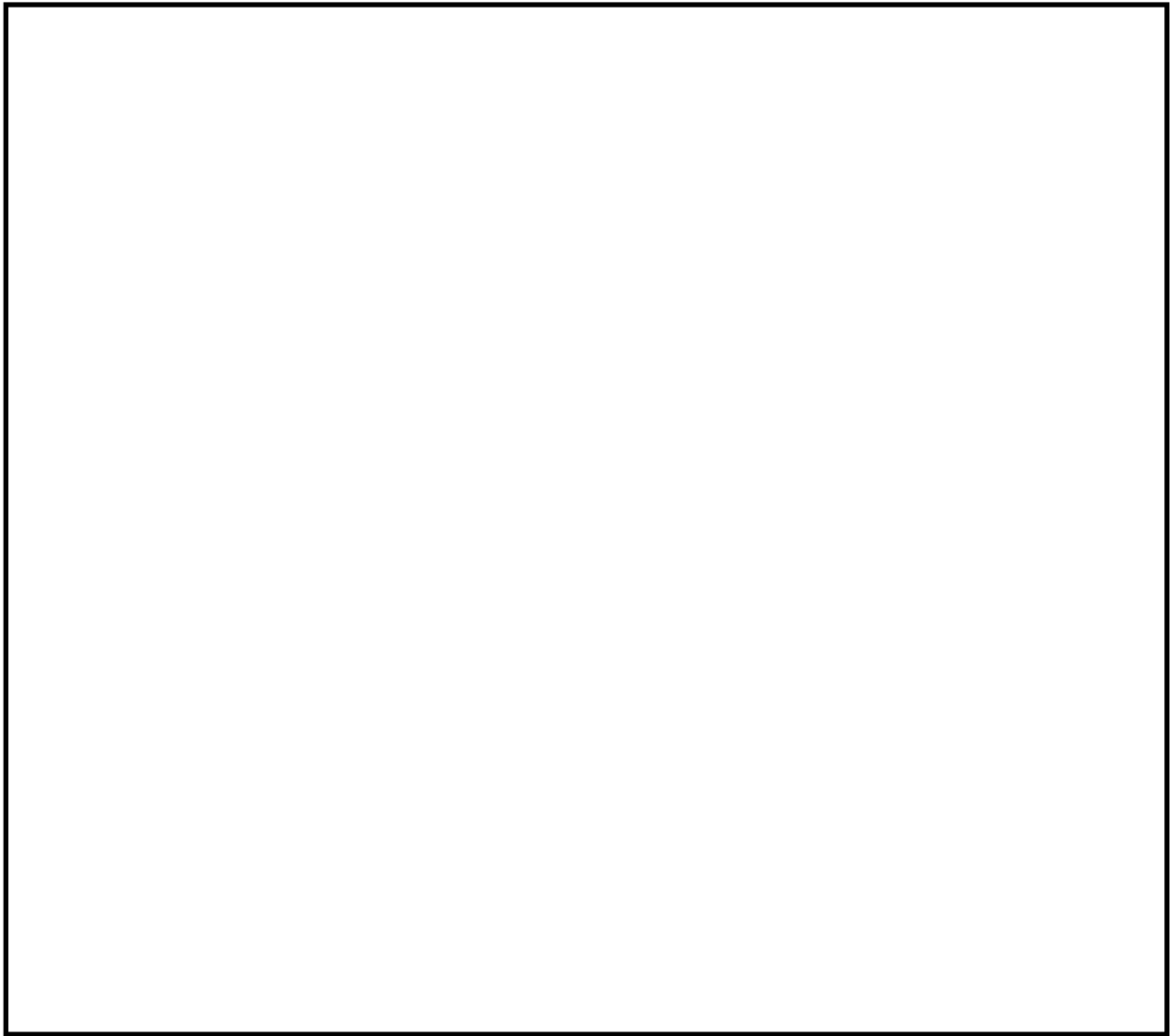


図 5.3-3 資機材搬入ルート及び作業場所（原子炉建屋 )

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

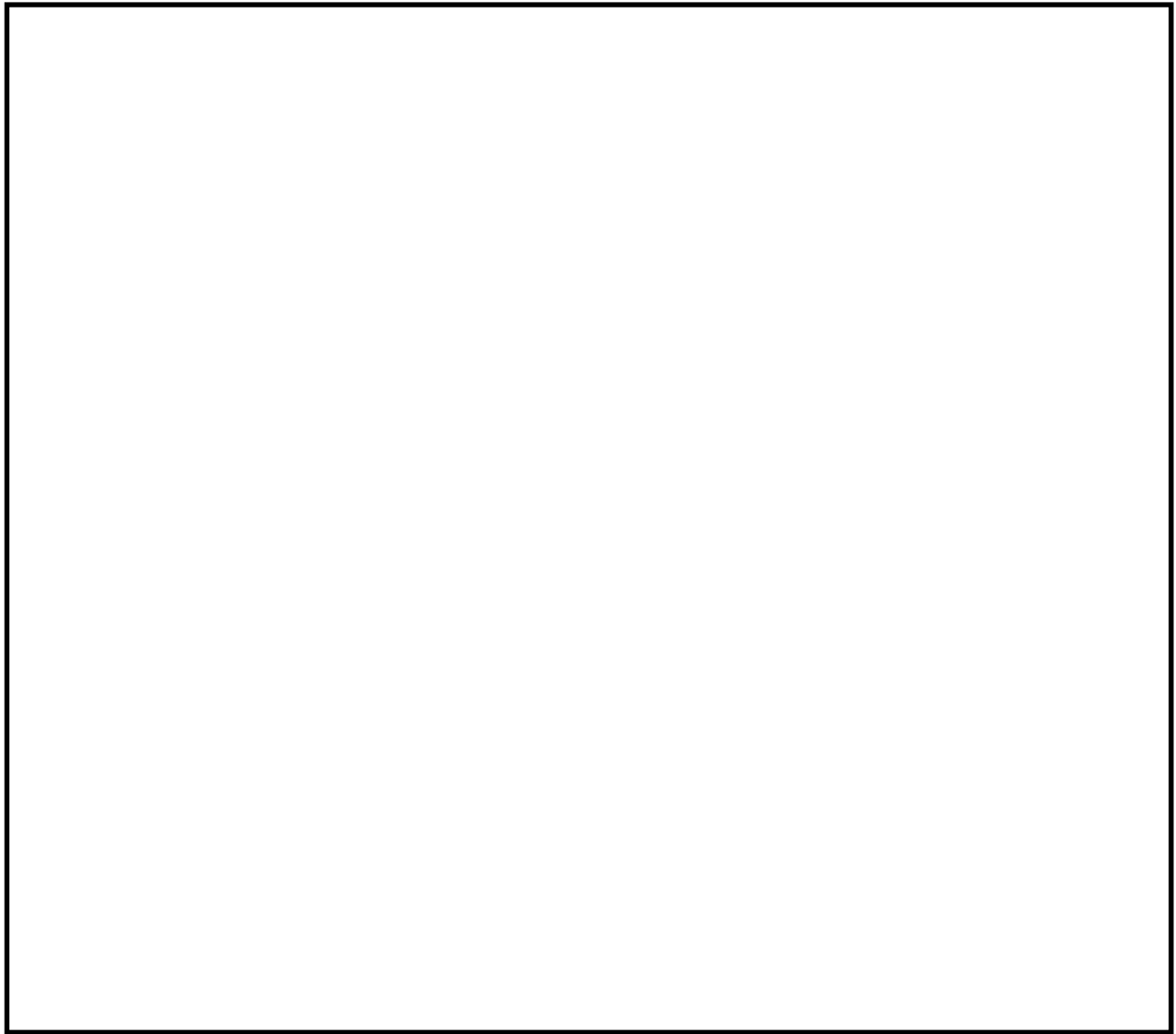


図 5.3-4 資機材搬入ルート及び作業場所（原子炉建屋 ）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 作業成立性

図 5.2 で示した残留熱除去系の復旧工程をもとに、被ばくの観点から残留熱除去系 B 系の復旧作業の成立性について評価した。なお、実際の復旧作業においては放射線影響を低減するための遮へい材を設置するが、ここでは遮へい材を使用しない場合の被ばく線量の評価結果を表 5.1 に示す。

重大事故発生後における残留熱除去系の電動機の交換作業時の被ばく線量は、最大で mSv 程度であるため復旧作業は可能であると考えている。

また、復旧要員については、復旧作業が事象発生 1 ヶ月後からの対応と想定しているため外部支援により確保可能と考えている。

以上より、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が発生した場合、及び重大事故発生後においても、残留熱除去系の復旧は可能である。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 5.1 残留熱除去系 B 系復旧時の被ばく線量評価結果

No.	手順の内容	対応要員	作業場所	線量率 [mSv/h]	作業時間 [h]	累積被ばく線量 [mSv]	要員数 ^{※1}	備考
1	作業準備 系統構成(隔離処置)	運転員(中央制御室) 運転員(現場)			2			
2	資機材・予備品の積み込み・運搬	重大事故等対策要員等			18 3 3 1			
3	遮へい材(フィルタ装置室)の 運搬・設置	重大事故等対策要員等			3			
4	仮設クレーン(原子炉建屋 ¹) の設置	重大事故等対策要員等			8			
5	大物搬出入口前ハッチ (原子炉建屋 ¹) 開放	重大事故等対策要員等			2			
6	資機材・予備品の吊降ろし	重大事故等対策要員等			8			
7	遮へい材(原子炉建屋 ¹) の運搬・設置	重大事故等対策要員等			2			
8	資機材・予備品の運搬	重大事故等対策要員等			8			
9	仮設クレーン(原子炉建屋 ¹) の設置	重大事故等対策要員等			3			
10	RHRポンプ上部ハッチ (原子炉建屋 ¹) 開放	重大事故等対策要員等			2			
11	遮へい材(原子炉建屋 ¹) の運搬・設置	重大事故等対策要員等			2			
12	RHRポンプ上部ハッチ (原子炉建屋 ¹) 開放	重大事故等対策要員等			2			
13	遮へい材(RHRポンプ(B)室)の 運搬・設置	重大事故等対策要員等			5			
14	系統構成(隔離処置)	運転員(現場)			2			
15	資機材吊降ろし	重大事故等対策要員等			5			
16	足場組立	重大事故等対策要員等			8			
17	故障電動機取外し	重大事故等対策要員等			13			
18	故障電動機搬出	重大事故等対策要員等			8			
19	予備電動機吊降ろし	重大事故等対策要員等			13			
20	予備電動機取付け	重大事故等対策要員等			50			
21	系統復旧	運転員(中央制御室) 運転員(現場)			2			
22	足場解体	重大事故等対策要員等			4			
23	ハッチ復旧	重大事故等対策要員等			4			
合計	運転員(中央制御室) : 1人			181 h (約7.5日)				
	運転員(現場) : 2人							
	重大事故等対策要員等 : 60人(10人×6班)							

※1 : 重大事故等対策要員等は、6班(1班:10人)で4時間交代・24時間体制での作業を想定する。なお、線量率の高い場所での作業については、被ばく線量の均平化を考慮して短時間で交代する。
 ※2 : 線量評価は保守的に遮へいが無い場合で実施しているため、累積被ばく線量評価には遮へい材の設置作業時の被ばく量を考慮しない。

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

(4) 残留熱除去系の復旧が困難な場合

現場作業が困難な場合等，残留熱除去系の機能回復が見込めない場合は，自主対策設備である代替循環冷却系による除熱を行う。

a. 系統概要

代替循環冷却系は，サブプレッションチェンバのプール水を水源とし，残留熱除去系ポンプ（A）と並列に設置する常設の代替循環冷却系ポンプにより，残留熱除去系の配管及び熱交換器を経由して原子炉，原子炉格納容器又はサブプレッションチェンバへ送水可能な設計とする。また，代替循環冷却系の系統水は，残留熱除去系熱交換器を介し，原子炉補機代替冷却水系により冷却可能な設計とする。なお，操作は，中央制御室から遠隔で実施可能な設計とする。

代替循環冷却系ポンプは，設計基準事故対処設備である残留熱除去系ポンプと共通要因により同時に機能喪失することはない設計とする。

また，代替循環冷却系は，全交流動力電源喪失時においても，常設代替交流電源から給電が可能な設計とする。

代替循環冷却系の系統概要図を図 5.4 に，機器配置図を図 5.5 に示す。

b. 代替循環冷却系ポンプの仕様※

種類 : うず巻型

容量 : 150m³/h

全揚程 : 80m

個数 : 1

取付箇所：原子炉建屋 （二次格納施設外）

※：設計進捗により変更の可能性あり

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

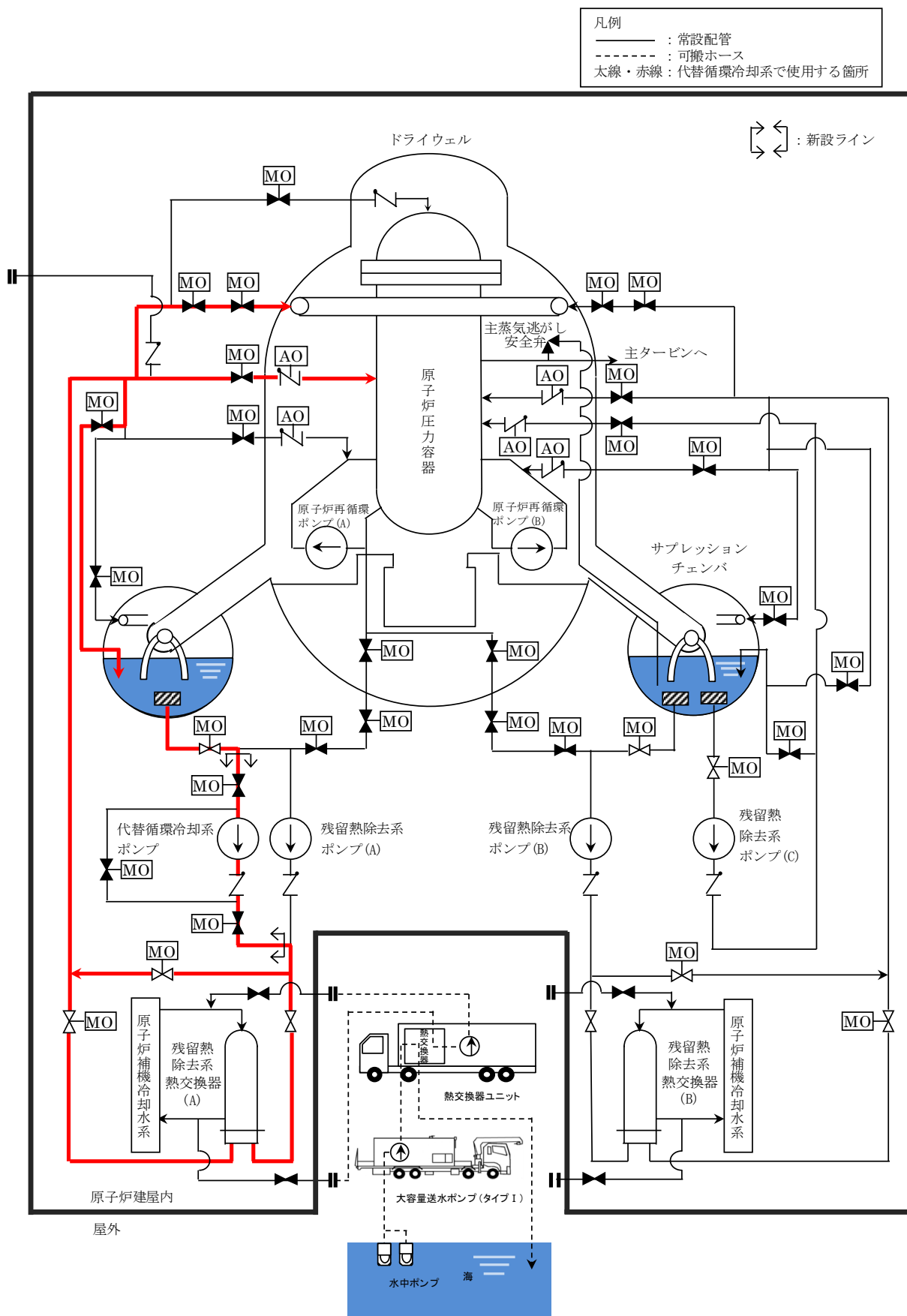


図 5.4 代替循環冷却系系統概要図

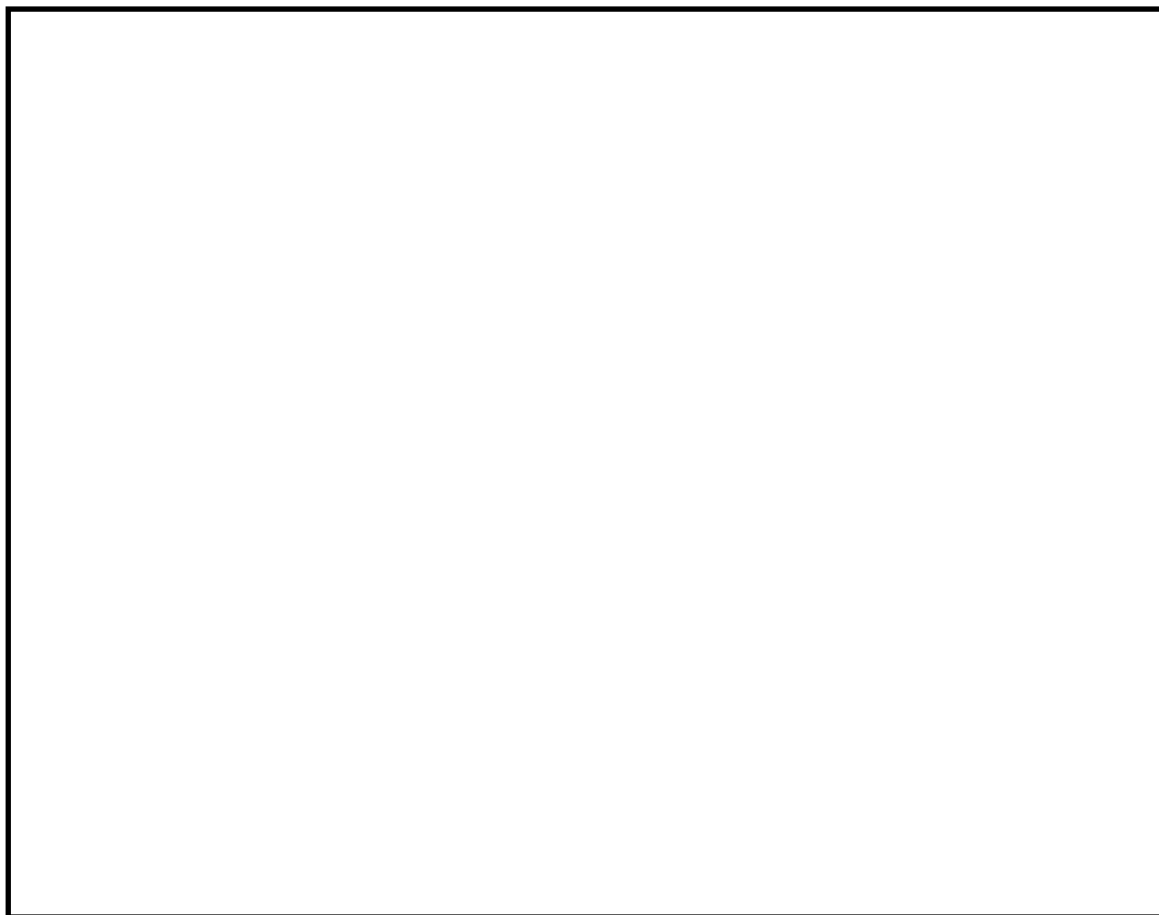


図 5.5 機器配置図（原子炉建屋 )

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

104. ベントガス流量の考え方について

1. 格納容器圧力の設定

原子炉格納容器フィルタベント系は，格納容器と大気との差圧により格納容器内で発生するベントガスを排出する。

また，ベントは，格納容器圧力が 1 Pd ～ 2 Pd の間に実施する。

以上から，ベントの駆動力である格納容器と大気との差圧が小さく，ベントガスの排出がより厳しい条件においてもベントガスが排出可能なよう，ベントガス排出時の格納容器圧力を 1 Pd と設定する。

2. ベントガス流量の設定

格納容器内での蒸気発生量が保守的となるよう，原子炉定格熱出力の 1 % に相当する蒸気流量とする。崩壊熱が原子炉定格熱出力の 1 % 程度になるのは炉停止後約 2 ～ 3 時間後であり，実際のベントタイミングと比べ十分保守的な設定である。

$$W = Q_R \times 0.01 / (h_s - h_f)$$

ここで，

W : ベントガス流量 kg/s

Q_R : 原子炉定格熱出力 $2,436 \times 10^3 \text{ kW}$

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー $2,750.55 \text{ kJ/kg}$ (1 Pd において)

h_f : 冷却水の比エンタルピー 251.58 kJ/kg (1 Pd, 60°C において)

以上より，ベントガス流量は， 10.0 kg/s (1 Pd において)となる。

なお，格納容器圧力が 1 Pd より高い圧力でベントする場合には，そのときの格納容器圧力と系統全体の圧力損失から系統流量が決まり (2 Pd の場合， kg/s)，より蒸気を排出しやすい状況となる。

3. 有効性評価と実機モデルの圧力損失計算の違い

有効性評価 (MAAP 解析モデル) では，格納容器と放出口 (オリフィス) のモデルで評価している。実機モデル及び MAAP 解析モデルを図 1 及び図 2 に示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

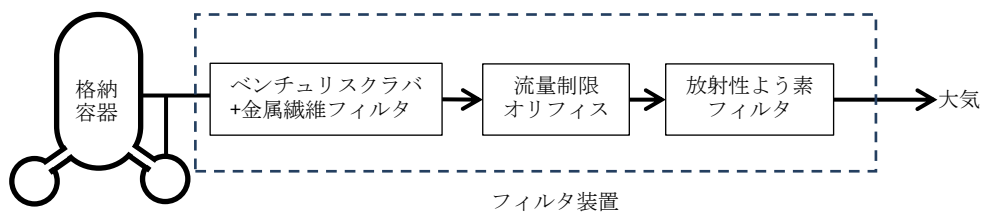


図1 実機モデルの概念図

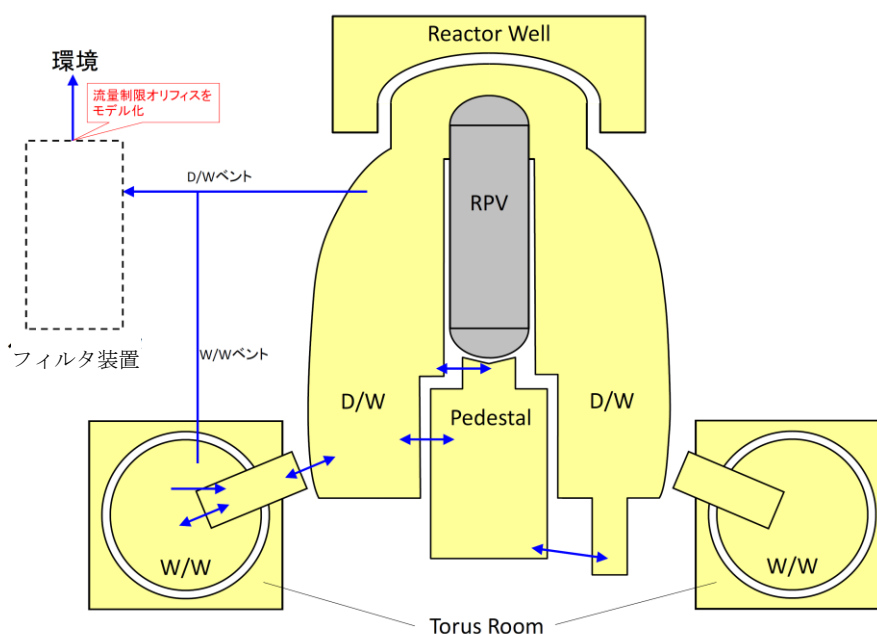


図2 MAAP 解析モデルの概念図

どちらの計算モデルにおいても、「格納容器圧力 1 Pd においてベントガス流量 10.0kg/s がベント可能」となるように穴径を設定している。したがって、MAAP 解析モデルでは放出口（オリフィス）において原子炉格納容器フィルタベント系の系統圧損も考慮するため、オリフィス穴径の大きさは実機モデルに比べて小さくしており、ベントガス流量は実機モデルとほぼ同等となる。MAAP 解析モデル及び実機モデルにおけるベントガス流量を表 1 に示す。

表 1 実機モデル及び MAAP 解析モデルにおけるベントガス流量

		1 Pd	2 Pd
ベントガス流量 (kg/s)	実機モデル	10.0	
	MAAP 解析モデル	10.0	

4. 有効性評価の解析におけるベントガス流量の設定

有効性評価の解析においては，格納容器圧力が 1 Pd においてベントガス流量が 10.0kg/s となることを基本とし，表 1 に示すように格納容器圧力に応じたベントガス流量となるよう設定している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

105. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響

有効性評価「水素燃焼」では「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」によって炉心損傷に至るものの、低圧代替注水によって損傷炉心を原子炉圧力容器内に保持する事故シーケンスにて水素燃焼リスクの影響を評価している。この事故シーケンスと、仮に炉心が溶融し、原子炉圧力容器を貫通して格納容器下部床面に落下する場合を比較すると、後者は炉心損傷の程度がより著しいと考えられる。このため、水-ジルコニウム反応による水素の発生量が多くなり、また、溶融炉心落下後のコア・コンクリート反応による非凝縮性ガスの発生が加わることから、格納容器内の非凝縮性ガス（水素含む）の量が前者（損傷炉心を原子炉圧力容器内に保持する事故シーケンス）に比べて多くなると考えられる。

上記の理由により、後者（溶融炉心が格納容器下部に落下する事故シーケンス）の方が、溶融炉心落下後のコア・コンクリート反応による非凝縮性ガスの発生等によって酸素の存在割合が押し下げられる傾向にあると考えられることから、水素燃焼リスクの影響を評価する観点では、前者（損傷炉心を原子炉圧力容器内に保持する事故シーケンス）の方がより厳しい（酸素濃度が高くなる）傾向にあるものとする。

以 上

106. 外部水源注水量限界の見直しについて

1. はじめに

外部水源注水量限界については、フィルタベント機能維持（S/C ベントライン水没防止）のため、外部水源（S/C 水源以外の水源）による原子炉および格納容器への注水量の制限値として設定したものであり、注水量積算値が外部水源注水量限界に到達した場合、格納容器スプレイの停止及び格納容器ベントを実施する運用としている。

女川2号炉においては、事故後の中長期マネジメント成立性（耐震性確保等）を考慮して、注水量積算値約 3,800m³（ベントライン下端-1m）から、サプレッションプール通常運転水位+約 2m（真空破壊装置-0.4m, 約 2,200m³）に変更することとしている。

外部水源注水量限界の見直しによる影響評価を以下に示す。

2. 外部水源注水量限界の見直し等の条件変更による評価結果の違いについて

格納容器過圧・過温破損防止の評価事故シーケンスに対して、外部水源注水量限界等の解析条件の見直しに伴う評価結果の違いを表1に示す。

表1に示すとおり、外部水源注水量限界を見直したことにより格納容器スプレイの実施期間が短くなるため、格納容器ベントを実施するまでの時間は短くなるものの事象発生2日後以降であり、また、各評価項目について判定基準を満足していることを確認している。各評価結果に対する影響を以下に示す。

表1 評価結果（格納容器過圧・過温）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
（格納容器ベント時間）	約 78 時間	約 51 時間	—
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.854MPa[gage]	同左	0.854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 187℃	約 178℃	200℃以下
Cs-137 の総放出量	約 2.6×10^{-5} TBq (S/C)	約 7.7×10^{-4} TBq (S/C)	100TBq 以下

(1) 格納容器圧力及び温度

格納容器圧力について、限界圧力である $2P_d$ にて格納容器ベントを実施するという解析条件としているため、表 1 に示すとおり、変更前後で最大値は変わらず約 $0.854\text{MPa}[\text{gage}]$ である。

格納容器温度について、表 1 に示すとおり、変更後の評価結果は、変更前に比べて低くなっている。ただし、最大値を示しているのは事象の初期の段階であり、他の解析条件（低圧代替注水系（常設）による注水開始時間）の変更によるものであるため、外部水源注水量限界の見直しによる影響ではない。

(2) Cs-137 放出量

Cs-137 の大部分は炉心損傷に伴ってエアロゾル粒子として格納容器の気中に放出されたものである。これらエアロゾル粒子は格納容器内で重力による自然沈着や格納容器スプレイによって洗い流されることで、気中に浮遊する総量が時間とともに減少する。

したがって、外部水源注水量限界の見直しにより格納容器スプレイの実施期間が短くなること及び格納容器ベントの時間が早くなることで Cs-137 の放出量は増加する。

しかし、表 1 に示すとおり、事象発生約 51 時間後に格納容器ベントした場合であっても、フィルタベント装置によって Cs-137 の大部分が除去されることから、サプレッションチェンバのベントラインを経由した場合の原子炉格納容器フィルタベント系による大気中への Cs-137 の総放出量は約 $7.7 \times 10^{-4}\text{TBq}$ （7 日間）であり、 100TBq を下回る。

なお、希ガスに関しては、プラント停止時に支配的な Kr-87 及び Kr-88 が、24 時間後には減衰効果により、放出量への寄与が十分に低減している。また、事象発生約 51 時間後の格納容器ベント時においては、Xe-135 も減衰効果が得られることから、比較的半減期の長い Xe-133（半減期：5.29d）の影響が寄与するのみとなる。このように、2 日程度の希ガスの保持により、希ガスの影響は十分に低減を図ることが可能である。（図 1 参照）

3. 代替循環冷却系を使用した場合による事象進展について

2. で示したとおり、外部水源注水量限界の見直しにより、格納容器ベントを実施するまでの時間が短くなる。格納容器ベント時間を遅延させる方法としては、代替循環冷却系を使用するという方法があり、その場合の事象進展について以下に示す。

(1) 代替循環冷却系の位置づけについて

当社においては、原子炉格納容器フィルタベント系を使用して安定状態を確立した後の安定状態の維持について、残留熱除去系の復旧による格納容器除熱機能確保に加え、さらなる除熱機能の確保及び維持のために自主設備として代替循環冷却系を整備するものであり、重大事故等対処設備として設置する原子炉格納容器フィルタベント系により安定停止状態を確立した後の安定停止状態の維持にのみ使用することを想定している。

しかし、仮に本設備を原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱の前に使用し、代替循環冷却系により格納容器除熱する場合の事象進展について以下に示す。

(2) 事象進展について

格納容器過圧・過温防止の評価事故シーケンスにおいて、代替循環冷却系による格納容器除熱を仮に事象発生 24 時間後から使用した場合の事象進展を以下に示す。なお、事象発生 24 時間後からとした理由は、原子炉補機代替冷却水系の設置時間からの使用としている。

a. 格納容器圧力及び温度

図 2 及び図 3 に格納容器圧力及び温度の推移を示す。評価結果より、代替循環冷却系を用いた場合、格納容器圧力及び温度の低下が遅いものの、短期的には格納容器ベントを回避することは可能である。

しかしながら、代替循環冷却系を使用した場合におけるドライウェル及びサプレッションチェンバにおける気相濃度の推移について、図 3 及び図 4 に示すとおり、長期間にわたり高酸素濃度が維持され、また、事象発生約 1312 時間後にドライ条件で酸素濃度が 5 % に到達するため、原子炉格納容器フィルタベント系により酸素を格納容器外に排出する必要がある。

b. Cs-137 放出量

2. (2) で述べたように、格納容器ベント時間を遅延した場合は、Cs-137 の放出量は減少する。

しかしながら、表 1 に示すとおり、事象発生約 51 時間後に格納容器ベントした場合であっても、サプレッションチェンバのベントラインを経由した場合の原子炉格納容器フィルタベント系による大気中への Cs-137 の総放出量は約 7.7×10^{-4} TBq (7 日間) であり、100TBq を下回っているた

め、判定基準を満足する。

なお、希ガスに関しても、2.(2)で述べたように、2日程度の希ガスの保持により、希ガスの影響は十分に低減を図ることが可能である。

4. まとめ

上記のとおり外部水源注水量限界の見直しは評価項目に対して大きな影響はない。

また、仮に原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱の前に代替循環冷却系を用いることによって、短期的に格納容器ベントを回避することが可能である。しかしながら、格納容器圧力及び温度の低下が遅いこと並びに高酸素濃度が長期間にわたり維持され、最終的に原子炉格納容器フィルタベント系による酸素の排出が必要となることから、当社においては、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱により安定状態を確立した上で、安定状態の維持のために格納容器を隔離する観点から代替循環冷却系を使用することとしている。

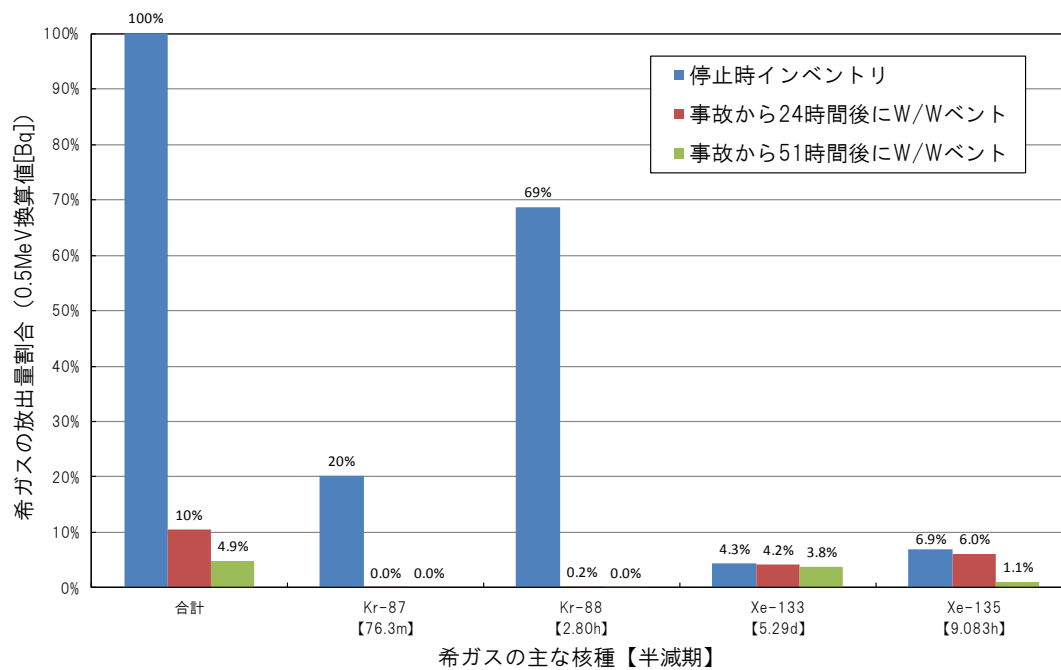


図1 希ガスの放出割合

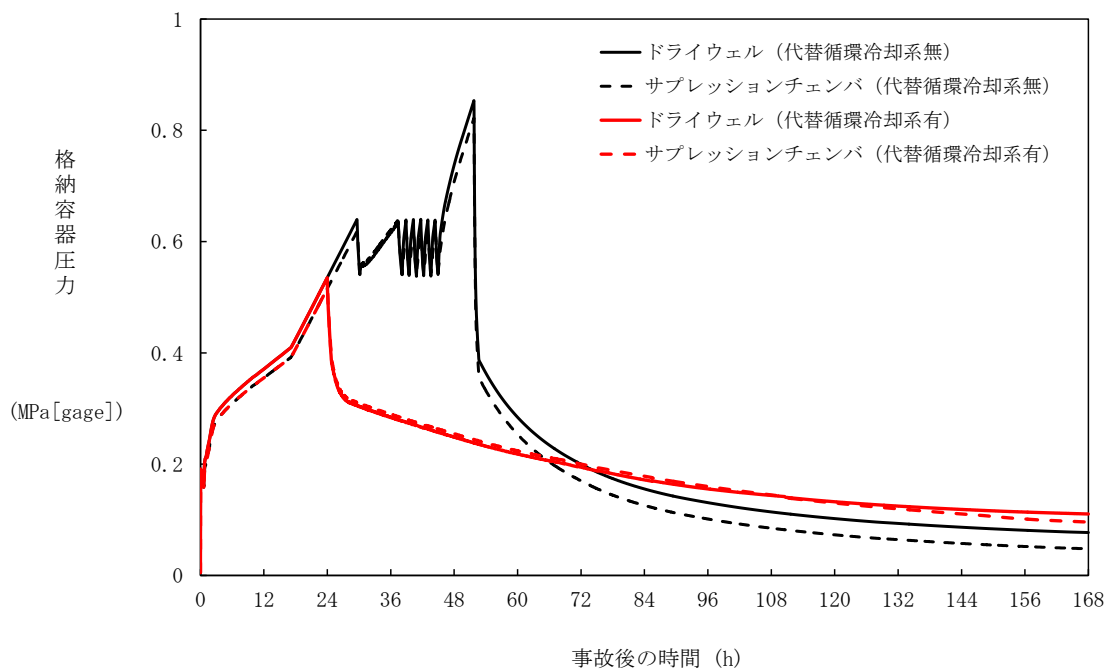


図2 格納容器圧力の推移

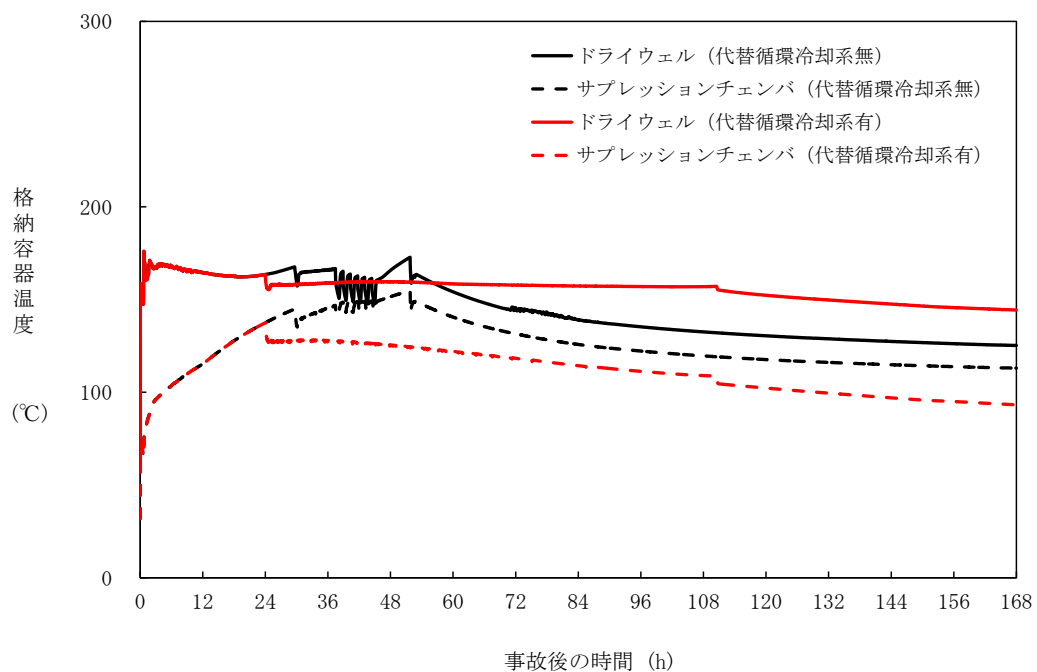


図3 格納容器温度の推移

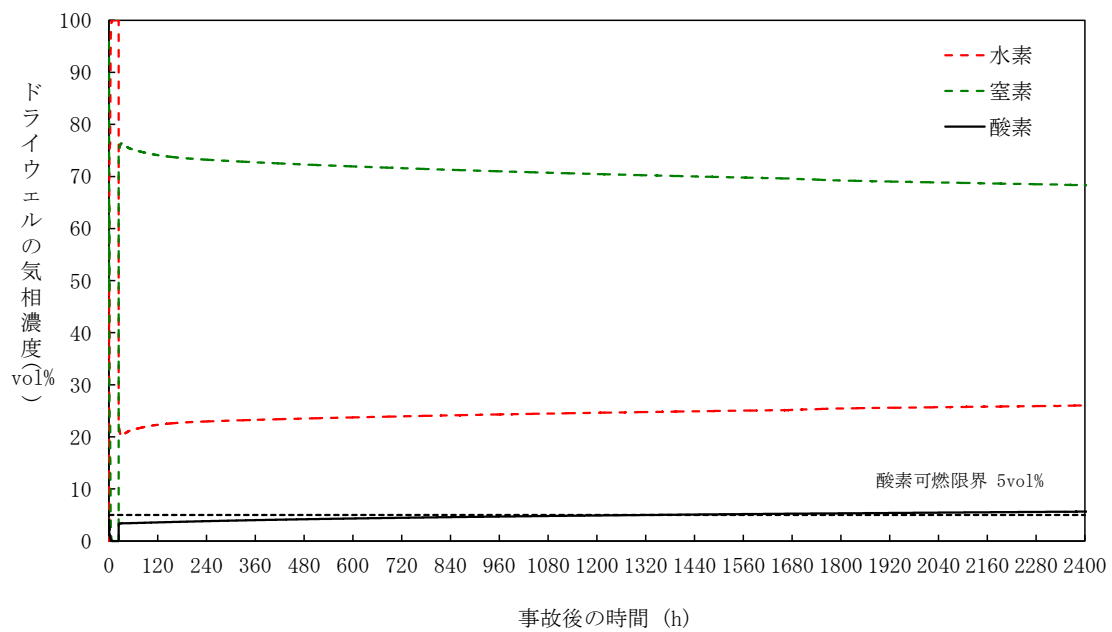


図4 ドライ条件におけるドライウェルの気相濃度の推移
(代替循環冷却系有)

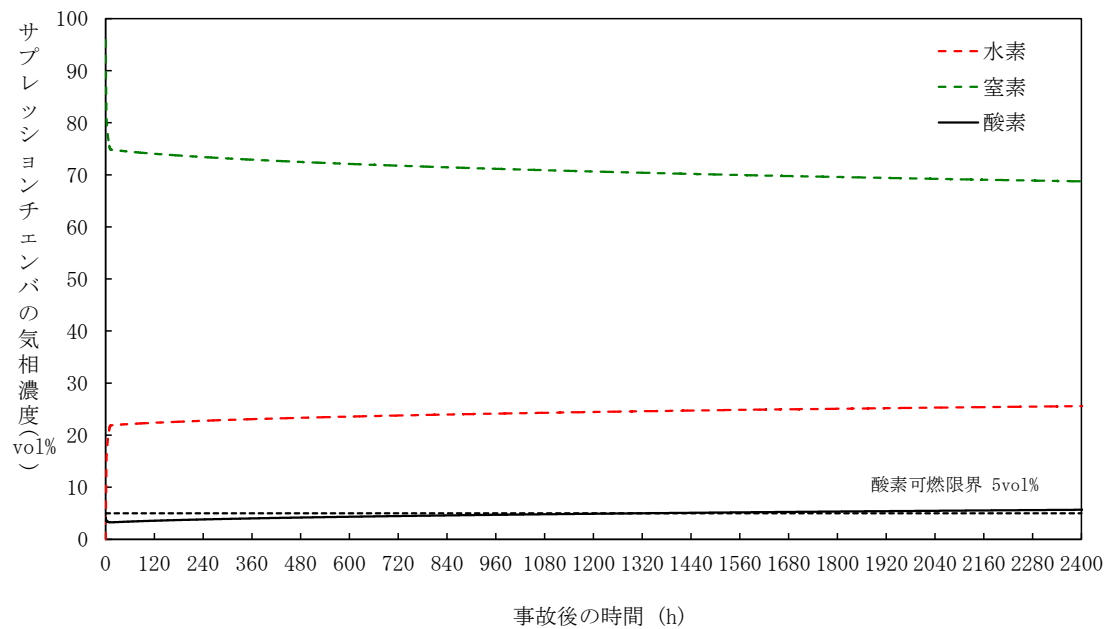


図5 ドライ条件におけるサプレッションチェンバの気相濃度の推移
(代替循環冷却系有)

107. 復水補給水系の機能確保の妥当性について

1. 復水補給水系の機能

復水補給水系は以下の2つの機能に期待している。

○深層防護の3層（著しい炉心損傷の防止）

- ・原子炉水位を維持し炉心損傷を防止するための低圧代替注水機能

○深層防護の4層（原子炉格納容器の損傷防止策）

- ・格納容器内での損傷炉心冷却のための格納容器下部注水機能

第1表に機能別の整理を示す。

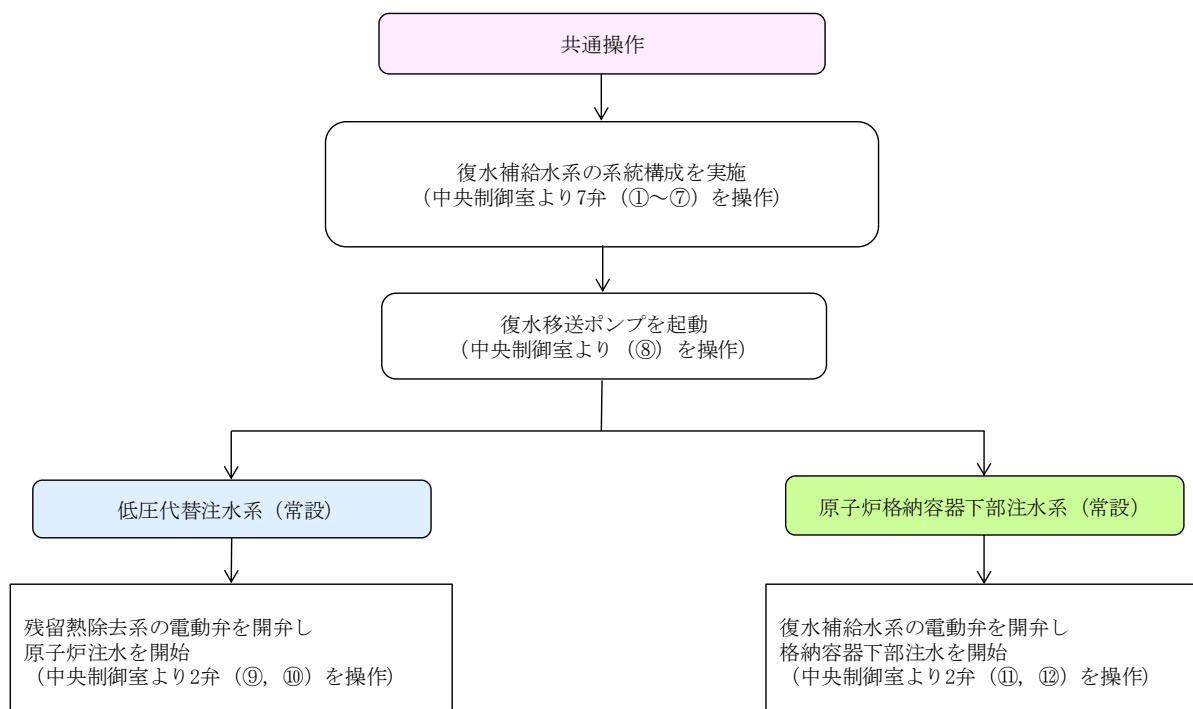
第1表 機能別設備の整理

機 能	重大事故等対処設備	
原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	低圧代替注水系	低圧代替注水系（常設） （復水補給水系（MUWC））
		低圧代替注水系（可搬型）
原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備	原子炉格納容器下部注水系	原子炉格納容器下部注水系（常設） （復水補給水系（MUWC））
		原子炉格納容器下部注水系（可搬型）

2. 復水補給水系の操作

(1) 復水補給水系に期待する機能の単独操作

第1図に復水補給水系による基本的な操作の流れを示す。低压代替注水系（常設）及び原子炉格納容器下部注水系（常設）の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、それぞれの操作の相違点は、各注水先の弁の開操作のみである。このように、共通の系統構成を行った後は、簡便な操作により注水が可能であり、特段困難な操作はない。



※：図中丸数字は、第2図 復水補給水系系統概要図の数字に対応する。

第1図 復水補給水系の操作

(2) 復水補給水系に期待する複数の機能の同時使用操作

復水補給水系は、低圧代替注水系（常設）及び原子炉格納容器下部注水系（常設）の2つの機能を持つが、弁操作により、それぞれの機能に応じた系統の切替が可能で設計としている。また、同時に複数の機能を使用する場合であっても、必要な容量を確保することで、他の機能に対して悪影響を及ぼさない設計としている。

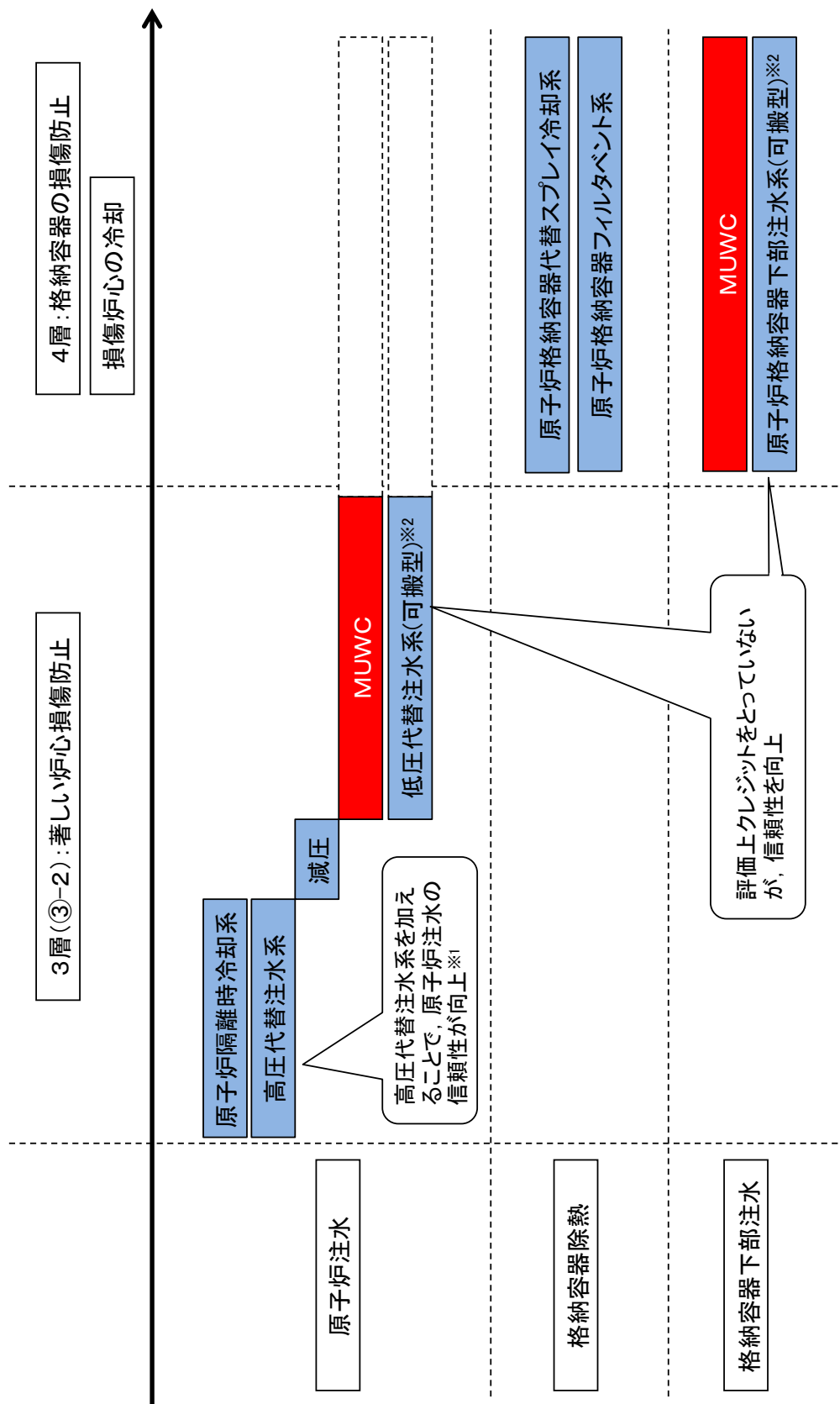
有効性評価においては、同時に複数の機能を使用することは想定していない。ただし、実際の状況によっては複数機能の同時使用が考えられ、原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達し原子炉圧力容器下部プレナムへの熔融炉心の落下が想定される場合には、格納容器下部注水を優先して実施し、更に原子炉注水が可能な場合には、原子炉注水を実施する手順としている。この操作は中央制御室からの遠隔による弁操作にて実施可能であり、必要な要員数も確保していることから、特段困難な操作とはならない。

また、復水移送ポンプにはミニマムフローラインがあることから、一時的な切替え等により弁を閉止した場合でも、ポンプが締切運転となることはない。

3. 機能確保

重大事故等対策の有効性評価にて示しているとおり、原子炉への注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後（有効性評価上では事象発生後 10 時間後と設定）であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。また、格納容器下部注水についても、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）によって機能を補うことが可能である。このように、復水補給水系による各機能については冗長性を持たせることで機能確保を図っている。（第3図）

復水補給水系は低圧代替注水系（常設）及び原子炉格納容器下部注水系（常設）の機能を持っているが、有効性評価においては、同時に複数の機能を使用することは想定していない。仮に各機能を同時に使用する場合であっても、運転員操作や設備容量に問題はなく、復水補給水系以外にも同様の機能を持たせ機能確保を図っている。



※1: TQIV, TW, SBO 等の一次圧力バウンダリの喪失 (LOCA 等) を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能。
 ※2: 原則として事故発生 10 時間 (アクセスルート確保 (4 時間) + 可搬準備 (6 時間)) までは常設設備での対応とし、可搬型注水設備はアクセス性を考慮し、10 時間以降に期待できると整理していることから、有効性評価では、代替スプレー以外の可搬型注水設備のクレジットをとっていないが、信頼性を向上させている。

第 3 図 3 層 (③-2), 4 層における注水等に期待する設備

108. 事象発生後長期の格納容器の健全性について

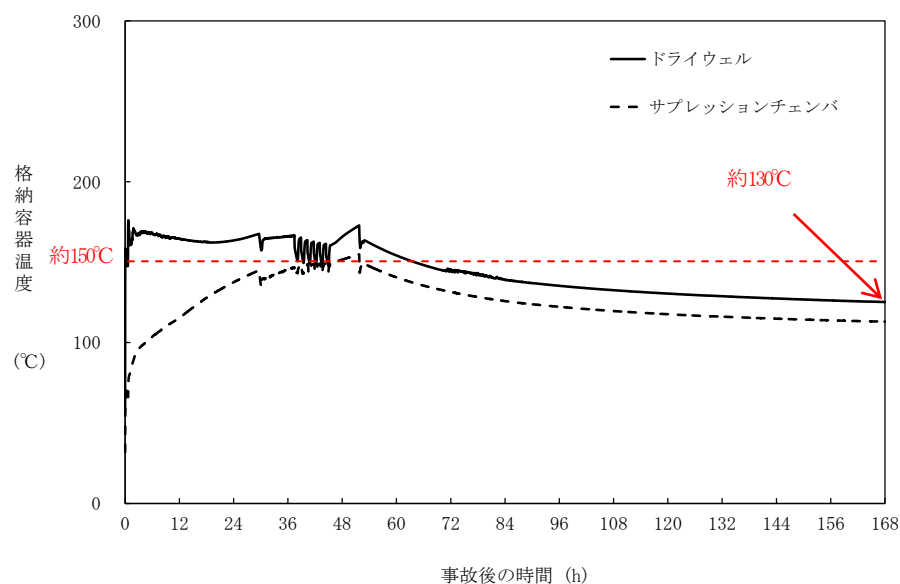
格納容器の健全性については、各部位について想定される機能喪失要因を考慮した評価を行い、200℃、2Pd の環境下で事象発生後 168 時間（7 日間）の放射性物質の閉じ込め機能を維持できることを確認している。

格納容器の各部位のうち、シール部については、時間経過の考慮が必要であるため、事象発生後 168 時間以降の健全性を確認する。なお、構造部については、想定される機能喪失要因より、時間による変化の考慮は不要と考えられる。

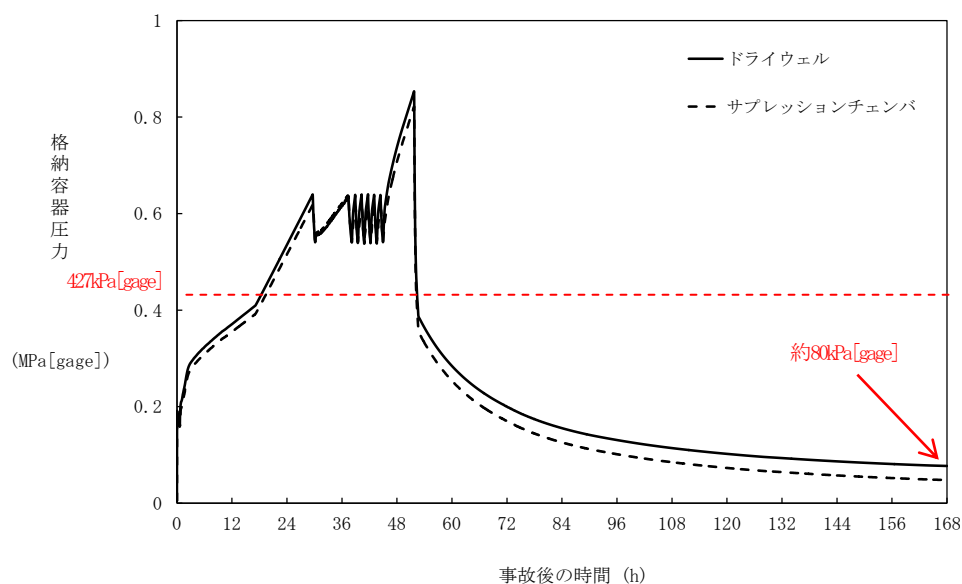
1. 事象発生後 168 時間以降の格納容器温度・圧力の推移

事故シーケンスグループのうち、格納容器内の雰囲気が高圧、高圧で維持される時間が長い「格納容器過圧・過温破損」シナリオであっても、格納容器内の温度及び圧力は、事故発生後 168 時間で約 130℃、約 80kPa[gage]であり、以降も徐々に低下する。

「格納容器過圧・過温破損」シナリオの格納容器内の温度の推移を第 1 図、圧力の推移を第 2 図に示す。



第 1 図 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）



第2図 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）

2. 事象発生後 168 時間以降の格納容器圧力と閉じ込め機能の関係

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は、格納容器圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し、シール材の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。

すなわち、格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても、圧縮永久ひずみ試験結果におけるシール材の復元量が十分であれば、シール部の機能は健全であると判断できる。

シール部を有するフランジ部の開口量と許容開口量（復元量）の関係を第1表に示す。各フランジ部の限界圧力(2Pd)時の開口量は改良 EPDM 材の許容開口量より小さいことから、シール機能を確保できると考える。

また、格納容器内の雰囲気が高圧、高圧で維持される時間が長い「格納容器過圧・過温破損」シナリオにおける 168 時間時点での格納容器圧力は約 80kPa [gage] であり、そのときのフランジ部の開口量は、第1表に示すとおり限界圧力(2Pd)時と比較して十分小さい。

第1表 フランジ部の開口量と許容開口量

フランジ部位	168 時間時点の開口量 (約 80kPa [gage])	2Pd 時の開口量 (854kPa [gage])	許容開口量* (復元量)
ドライウェル主フランジ	mm	mm	mm
機器搬出入用ハッチ	mm	mm	mm
所員用エアロック	mm	mm	mm
逃がし安全弁搬出入口	mm	mm	mm

*：圧縮永久ひずみ率 %における許容開口量

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. 事象発生後 168 時間以降の格納容器温度と閉じ込め機能の関係

格納容器温度の上昇に伴う、時間経過によるシール材の長期的（150℃を下回る状況）な影響を評価する。ここでは、ドライウェル主フランジ等のシール部に使用する改良 EPDM 材について、168 時間以降の温度・時間とシール材の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。第 2 表に試験結果を示す。

第 2 表 改良 EPDM 材の長期劣化を考慮した基礎特性試験結果

No	試験時間	試験温度	圧縮永久ひずみ率 (%)		硬さ		質量変化率 (%)	
			実測値	平均値	実測値	平均値	実測値	平均値
1	168h	200℃						
2	168h +168h	200℃ +150℃						
3	168h +30 日	200℃ +150℃						

注：γ線 Gy 照射済の試験体を用い、飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第 2 表に示すように、168 時間以降、150℃の環境下においては、改良 EPDM 材の基礎特性はほとんど変化がなく、経時劣化の兆候は見られない。したがって、事象発生後 168 時間以降における格納容器温度を 150℃と仮定した場合においてもシール機能は維持される。

改良 EPDM 材の一般特性としての耐熱温度は 150℃であり、第 2 表の結果から、改良 EPDM 材が 200℃条件を 168 時間経験しても、一般特性としての耐熱温度 150℃まで低下すれば、それ以降は有意な劣化傾向はないと考えられる。

4. 時間を踏まえた限界温度・限界圧力の考え方

有効性評価結果より、168 時間以降の格納容器温度は、改良 EPDM 材の一般特性としての耐熱温度である 150℃を下回るため、168 時間以降の圧縮永久ひずみ率に有意な変化はないと考えられる。

また、168 時間以降の格納容器圧力は、ベントの有無に関わらず低下しており、フランジ部の開口量は限界圧力（2Pd）時と比較して小さい。

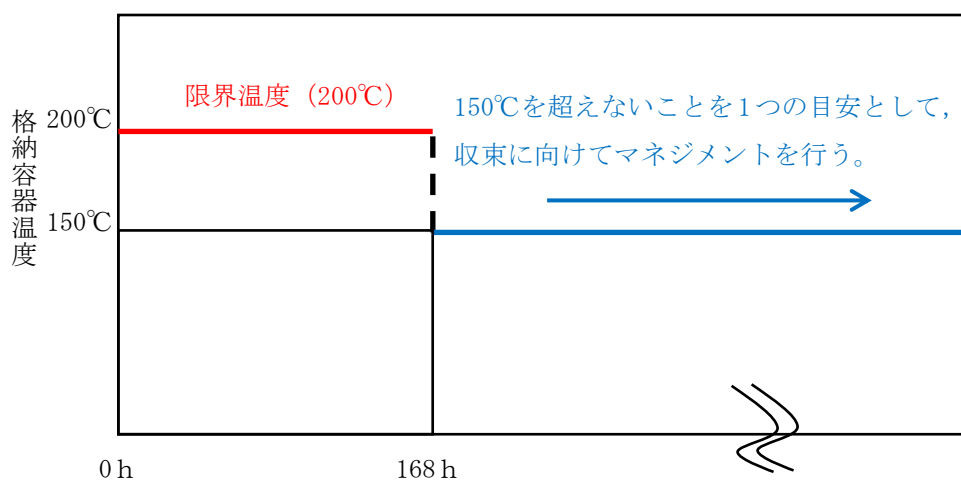
よって、限界温度・限界圧力（200℃，2Pd）を 168 時間経験した場合においてシール機能に問題がないことを確認することで、168 時間以降の長期の格納容器閉じ込め機能を確保することができると考えられる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

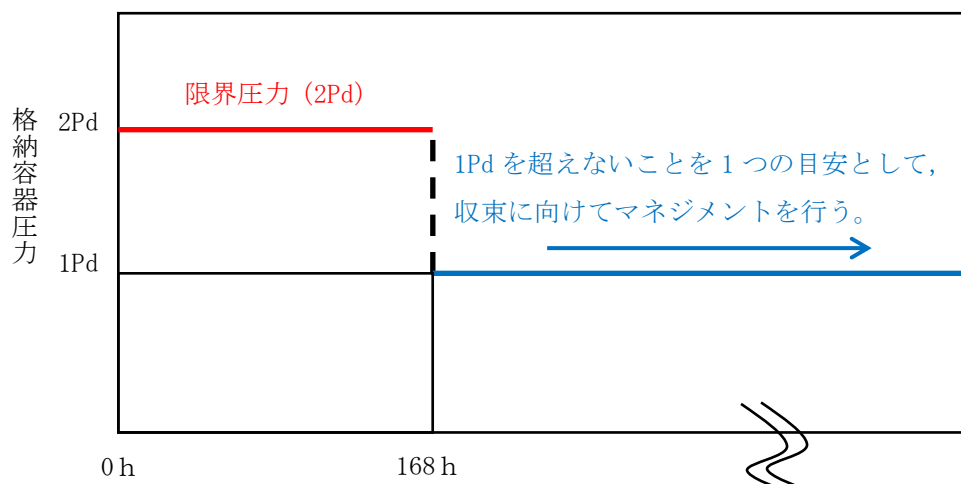
5. 168 時間（7 日間）以降の考え方

事象発生後 168 時間以降については、格納容器圧力・温度は低下していることから、168 時間までは限界温度・限界圧力を超えないように管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持される。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することから、長期的なプラントマネジメントの目安として、168 時間以降の領域においては、格納容器温度が 150℃を超えない範囲で、また、格納容器圧力が 1Pd を超えない範囲でプラント状態を維持する。

格納容器温度、圧力の 168 時間以降の考え方を第 3 図及び第 4 図に示す。



第 3 図 格納容器温度の 168 時間以降の考え方



第 4 図 格納容器圧力の 168 時間以降の考え方

109. 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について

格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する条件は設計基準事故相当の γ 線線量率の10倍（追加放出相当の10倍）であり，そのソースタームは全燃料の1%程度の燃料被覆管破裂に相当する。

以下の評価条件にて，全燃料の1%相当の燃料被覆管が破裂した場合に格納容器ベントを実施した際の敷地境界外での実効線量について評価する。

1. 評価条件

格納容器ベント実施時の希ガス及びよう素の被ばく評価手法及び評価条件について，以下の条件のうち，（3）～（9）は「2.6 LOC A時注水機能喪失」と同じである。

- （1）事象発生時の燃料からの希ガス及びよう素の放出量は，それぞれ全燃料の1%破裂に相当する炉内内蔵量の希ガス：0.02%，よう素：0.01%とする。
- （2）事象発生前の冷却材中のよう素の濃度は，炉内内蔵量の0.01%に比べ十分小さいため考慮しないこととする。
- （3）燃料棒から原子炉压力容器内へ放出されるよう素のうち，有機よう素は4%とし，残りの96%は無機よう素とする。
- （4）燃料棒から原子炉压力容器内へ放出される希ガスは，すべて瞬時に気相部に移行するものとする。また，有機よう素のうち，10%は瞬時に気相部に移行するものとし，残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素，無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。
- （5）原子炉压力容器気相部の核分裂生成物は，逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気と共に格納容器内へ移行するものとする。この時，希ガス及び有機よう素は全量が移行し，無機よう素はベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。
- （6）サプレッションチェンバ内の無機よう素は，スクラビング等により除去されなかったものが格納容器気相部に移行するものとする。希ガス及び有機よう素については，スクラビングの効果を考えない。また，核分裂生成物の自然減衰は，ベント開始までの期間について考慮する。
- （7）敷地境界外における実効線量は，内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し，よう素の内部被ばくによる実効線量 H_{I2} は(1)式で，また，希ガスの外部被ばくによる実効線量 H_{γ} は(2)式で，それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad \dots \dots \dots (1)$$

R : 呼吸率 (m³/s)

呼吸率 R は、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動時の呼吸率 0.31m³/h を秒当たりに換算して用いる。

H_∞ : よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量
(1.6×10⁻⁷Sv/Bq)

χ/Q : 相対濃度 (s/m³)

Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)
(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \quad \dots \dots \dots (2)$$

K : 空気カーマから実効線量への換算係数 (1 Sv/Gy)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

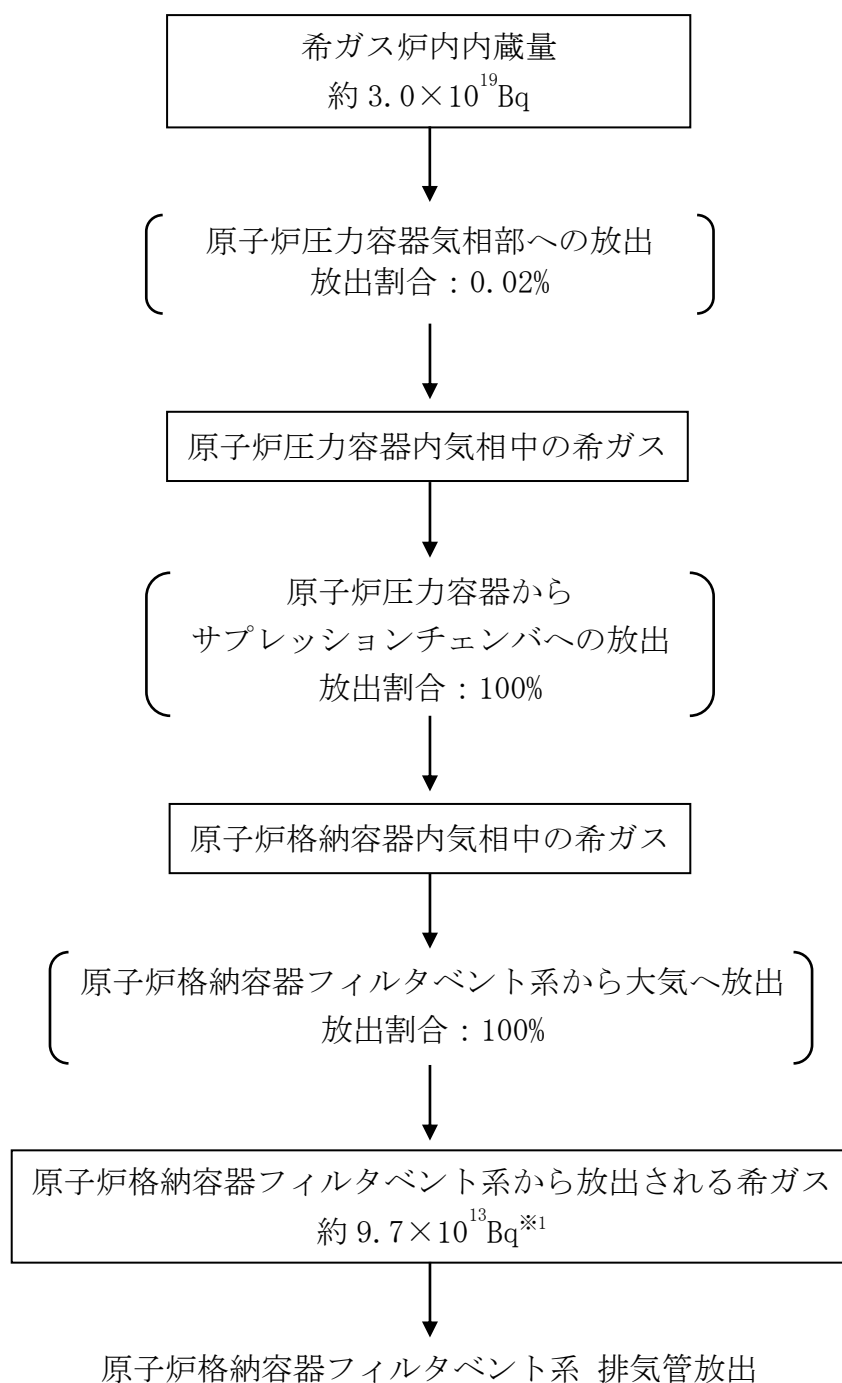
Q_γ : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)
(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

(8) 大気拡散条件については、原子炉格納容器フィルタベント系排気管放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 5.6×10⁻⁴ (s/m³)、相対線量 (D/Q) は 2.7×10⁻¹⁸ (Gy/Bq) とする。

(9) サプレッションチェンバのラインを経由した場合、無機よう素に対するサプレッションチェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 5 とする。また、原子炉格納容器フィルタベント系による除染係数は、無機よう素に対する除染係数は 500 とし、有機よう素に対する除染係数は 50 とする。

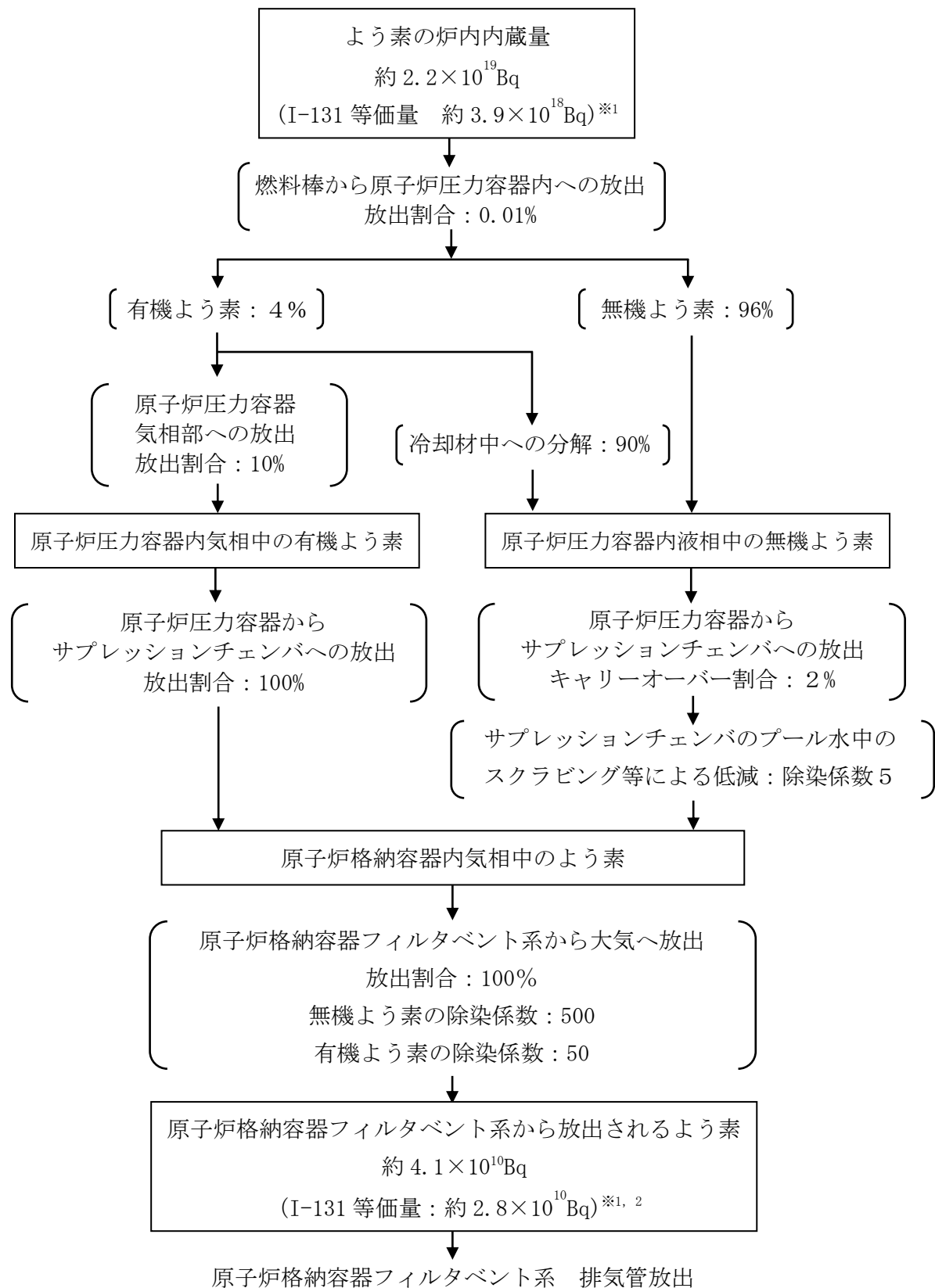
2. 敷地境界外での実効線量評価の結果

設計基準事故相当の γ 線線量率の 10 倍の格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて格納容器フィルタベントを実施した際の敷地境界外での実効線量は約 4.7×10⁻¹mSv となり、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと (発生事故あたり概ね 5 mSv 以下) を確認した。



※1：ベント開始（事象発生 43 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図 1 格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合における
原子炉格納容器フィルタベント系によるベント時の
放射性希ガスの大気放出過程（ γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



※1：内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素（小児実効線量係数換算）

※2：ベント開始（事象発生 43 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図2 格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合における
原子炉格納容器フィルタベント系によるベント時の
放射性よう素の大気放出過程

110. 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための代替設備

「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価においては、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの10%高い位置に到達した時点で、原子炉を手動減圧することとしている。このとき、通常の減圧手段により原子炉の減圧操作が実施できない場合に取り得る対策について、概要を以下に示す。

1. 対応の概要

原子炉圧力容器の高圧破損を防止するための原子炉減圧の対応概要について、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」時の対応手順の概要を図1に示す。

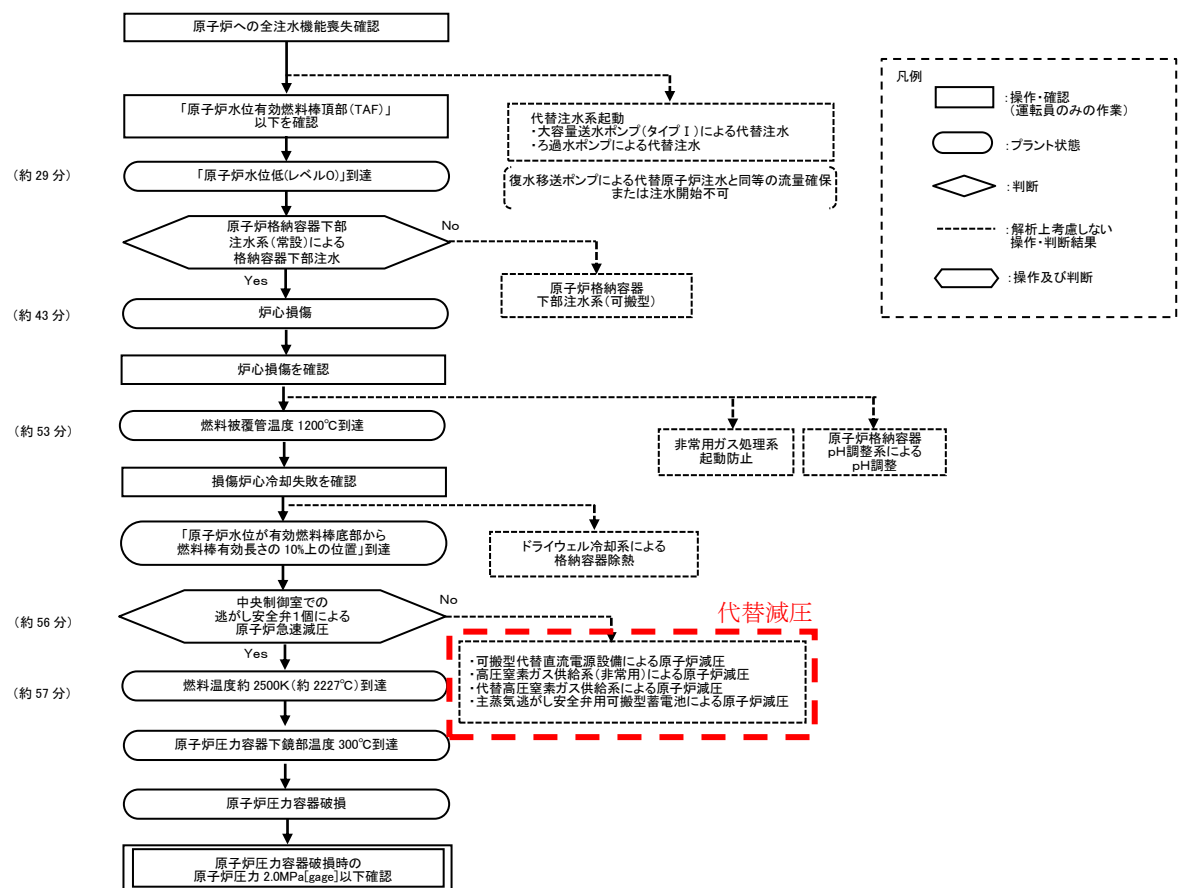


図1 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」時の対応手順の概要

2. 設備概要

設計基準事故対処設備である原子炉の減圧機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な重大事故等対処設備として、可搬型代替直流電源設備、高圧窒素ガス供給系（非常用）、代替高圧窒素ガス供給系を設ける。

(1) 主蒸気逃がし安全弁機能回復（代替直流電源給電）

a. 概要

主蒸気逃がし安全弁機能回復に用いる可搬型代替直流電源設備（125V 代替蓄電池、125V 代替充電器盤及び電源車の組み合わせ）は、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）の作動に必要な所内常設蓄電式直流電源設備が機能喪失した場合においても、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）用電磁弁に給電することにより、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することが可能な設計とする。

可搬型代替直流電源設備は、現場において 125V 直流主母線盤 2A, 2B, 2A-1 及び 2B-1 の遮断器操作により、系統構成を行い、125V 代替蓄電池から必要な設備に 8 時間電源供給し、その後、電源車から代替所内電気設備を経由して、125V 代替充電器盤を受電することにより、必要な設備に 24 時間電源供給することを可能な設計とする。

b. 単線結線図

(a) 所内常設蓄電式直流電源設備による給電

所内常設蓄電式直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁への給電ラインを図2に示す。

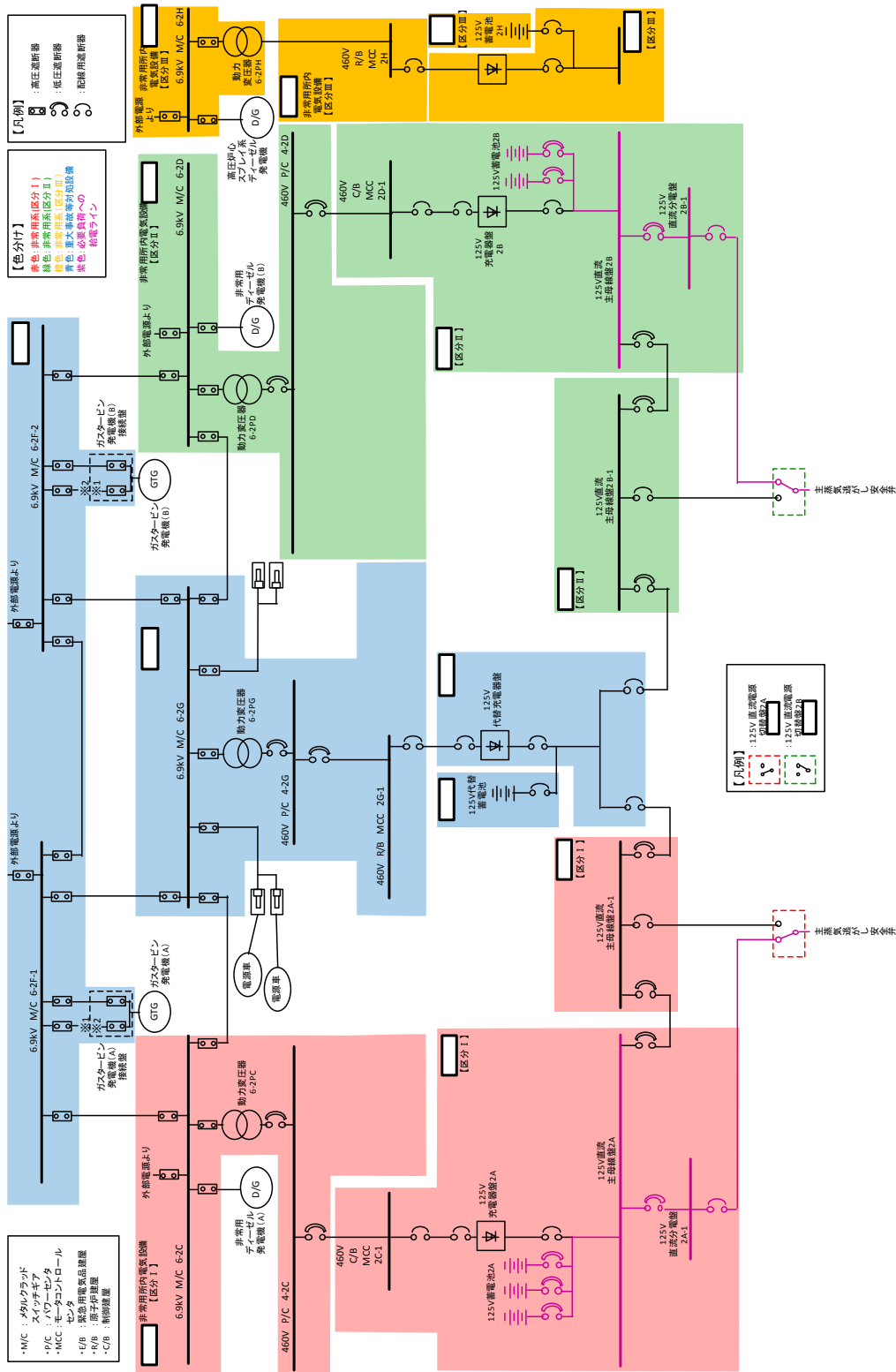


図2 所内常設蓄電式直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁への給電

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁への給電ラインを図3に示す。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(2) 主蒸気逃がし安全弁機能回復（高圧窒素ガス供給系（非常用））

a. 概要

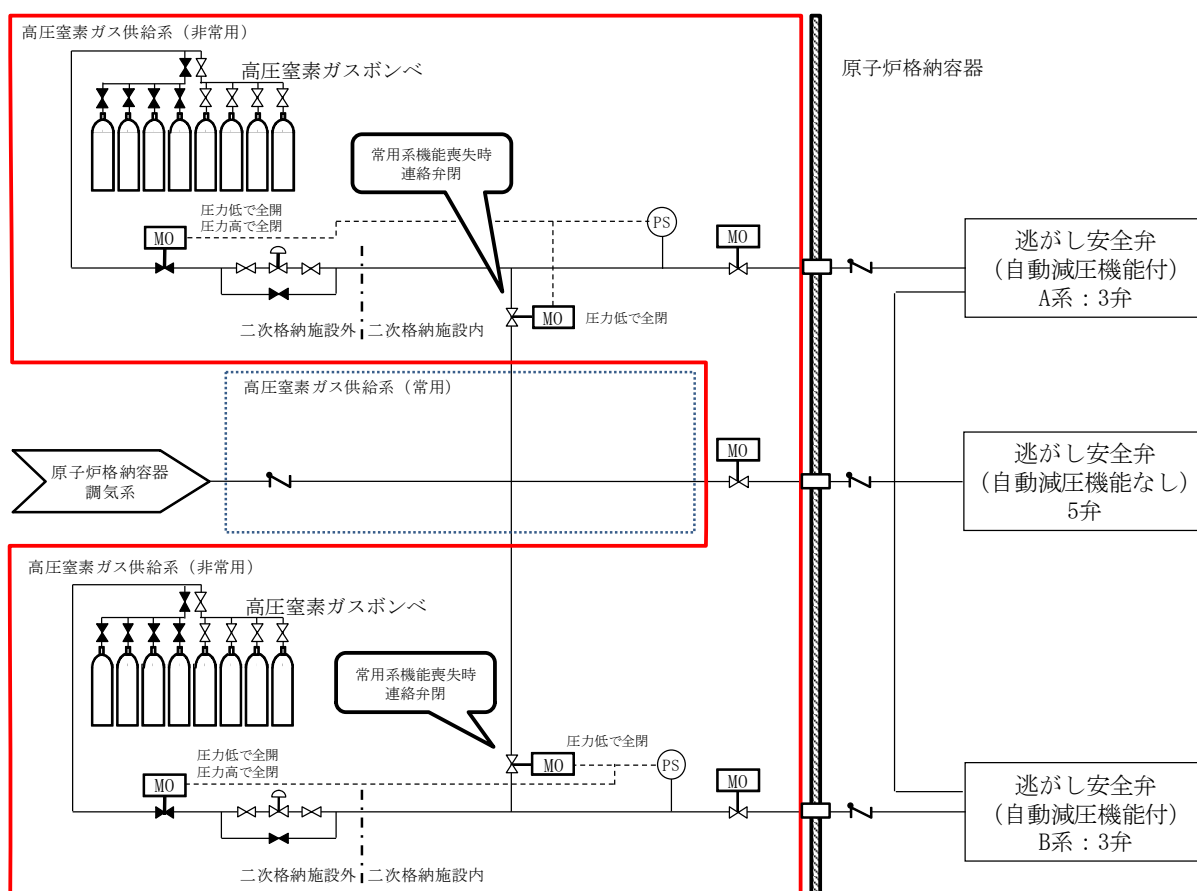
本系統は、窒素ガス供給源である高圧窒素ガスボンベ、流路である高圧窒素ガス供給系（非常用）、主蒸気系の配管及び弁で構成し、設計基準事故対処設備である自動減圧機能用アキュムレータの窒素ガス供給圧力が喪失した場合においても、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）（6 個）のアクチュエータへ窒素ガスを供給し作動させることが可能な設計とする。

本系統は、独立した 2 系列で構成し、位置的分散を図る設計とする。

本系統の操作にあたっては、中央制御室又は現場での弁操作により主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）のアクチュエータへ窒素ガスを供給する。なお、本系統の各系列には、使用側及び待機側の 2 系列の高圧窒素ガスボンベを設置しており、ボンベ圧力が低下した場合においても、現場操作により高圧窒素ガスボンベの切替えが可能な設計とする。

b. 系統図

高圧窒素ガス供給系（非常用）の系統概要図を図 4 に示す。



(3) 主蒸気逃がし安全弁機能回復（代替高压窒素ガス供給系）

a. 概要

本系統は、想定される重大事故等時の環境条件において、原子炉格納容器内圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力(1Pd=427 kPa[gage])を超えて上昇することにより、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）の作動に必要な高压窒素ガス供給系（非常用）の窒素ガス供給圧力が不足する可能性がある場合においても、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧し炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止可能な設計とする。

本系統は、減圧弁等を経由して主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）（4個）のアクチュエータへ窒素ガスを供給し、原子炉格納容器内圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（2Pd=854kPa[gage]）の状況においても、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することが可能な設計とする。

本系統による主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）の作動は、電磁弁操作を必要とせず、排気ポートから直接主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）のアクチュエータへ窒素ガスを供給することで開操作することができ、高压窒素ガス供給系（非常用）に対して独立した設計とする。

本系統は、独立した2系列で構成し、位置的分散を図る設計とする。

b. 系統図

代替高压窒素ガス供給系の系統概要図を図5に示す。

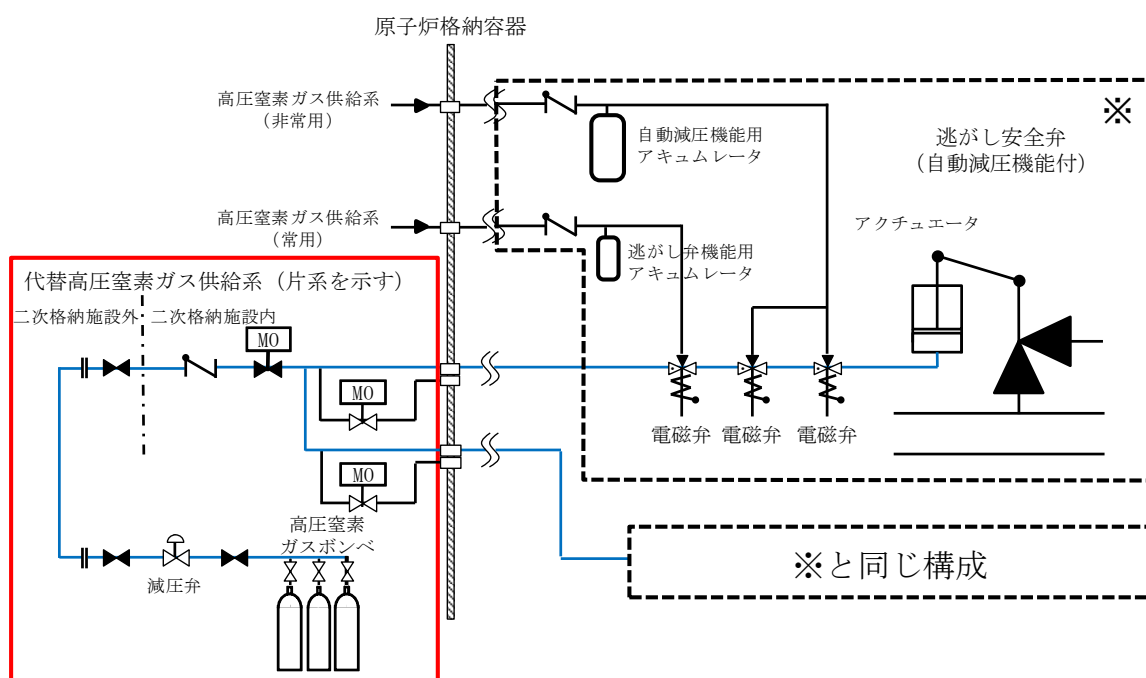


図5 代替高压窒素ガス供給系の系統概要図

(4) 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池【自主対策設備】

主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池は、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）の作動に必要な所内常設蓄電式直流電源設備が機能喪失し、原子炉の減圧機能が喪失した場合においても、制御建屋□のケーブル処理室で主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）用電磁弁の作動回路に給電することにより、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することが可能な設計とする。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

111. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について

逃がし安全弁（以下「SRV」という）については、電力共同研究「安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究」において設計基準事故時を想定した環境試験を実施し、その信頼性を確認している。

試験条件を図 1 に示す。図 1 の環境試験中、SRV が正常に作動することを確認したことから、少なくとも図 1 に包絡される環境下では SRV の機能は正常に維持され则认为る。

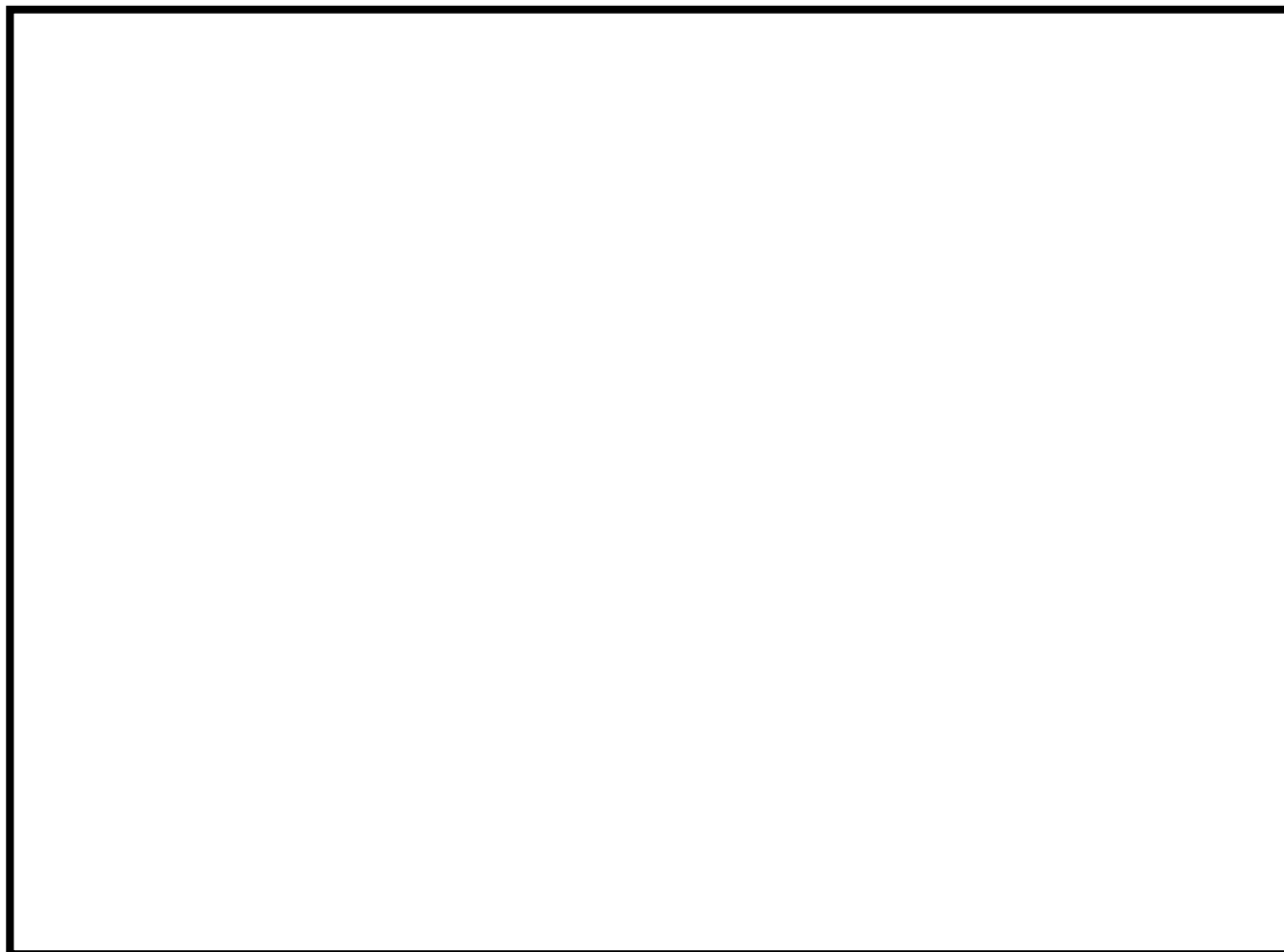


図 1 設計基準事故環境下における加速劣化試験の試験条件

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

112. 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について

炉心の著しい損傷時に原子炉格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲で水素濃度を監視するため、格納容器内水素濃度及び格納容器内雰囲気水素濃度を設ける。

また、原子炉格納容器内に水素及び酸素が発生するため、水素濃度の監視設備に加え、格納容器内雰囲気酸素濃度を設ける。

これらの設備は、全交流動力電源又は所内常設蓄電式直流電源が喪失した場合には代替電源設備からの給電により、中央制御室において監視が可能である。なお、格納容器内雰囲気水素濃度及び格納容器内雰囲気酸素濃度については、サンプリングガスを原子炉補機代替冷却水系により冷却して、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能である。

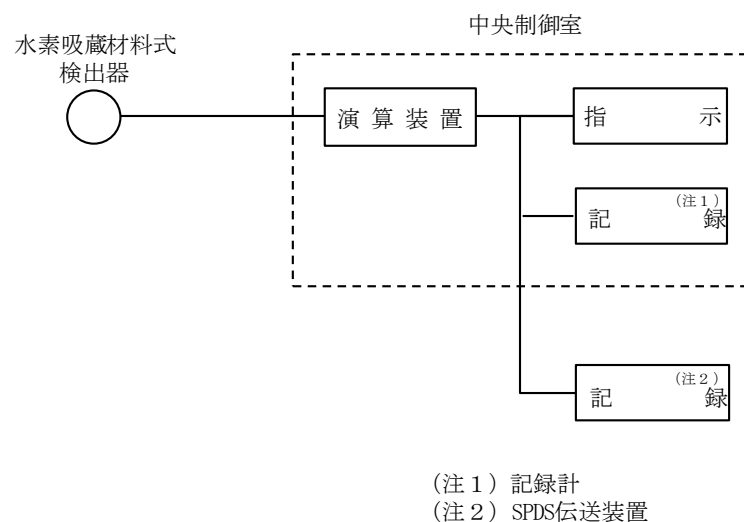
(1) 格納容器内水素濃度

a. 主要仕様

検出器の種類	: 水素吸蔵材料式検出器
計測範囲	: 0～100vol%
検出器の個数	: 4（ドライウェル：2，サブプレッションチェンバ：2）
検出器の取付箇所	: 原子炉格納容器内
監視可能時間	: 常時

b. システム構成

水素吸蔵材料式検出器により計測した電気信号は、演算装置にて水素濃度信号に変換した後、中央制御室に指示し、記録する。格納容器内水素濃度の概略構成図を第112-1図に示す。



第112-1図 格納容器内水素濃度の概略構成図

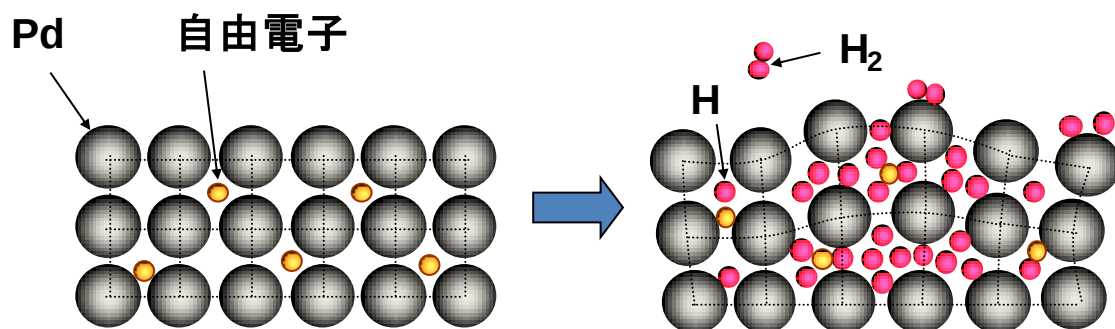
c. 測定原理

水素吸蔵材料式検出器は、水素吸蔵材料（Pd：パラジウム）が水素を吸蔵すると電気抵抗が増加する性質を利用している。

水素吸蔵材料式の測定原理を第 112-2 図に示す。パラジウムに水素分子が吸着すると水素分子は水素原子へ分離する。分離した水素原子はパラジウムの内部へ侵入し、パラジウムの格子の歪みと水素原子のポテンシャルの影響により、パラジウムの中で自由電子が散乱することにより、パラジウムの電気抵抗が増加する。

水素検出器に内蔵しているパラジウム素子に水素を含む原子炉格納容器内の雰囲気ガスが接触すると、水素吸蔵によりパラジウム素子の電気抵抗が大きくなる。この電気抵抗の変化を計測することにより、水素濃度を測定する。

なお、格納容器内水素濃度は、 $\pm 2\text{vol}\%$ 程度の誤差を有している。

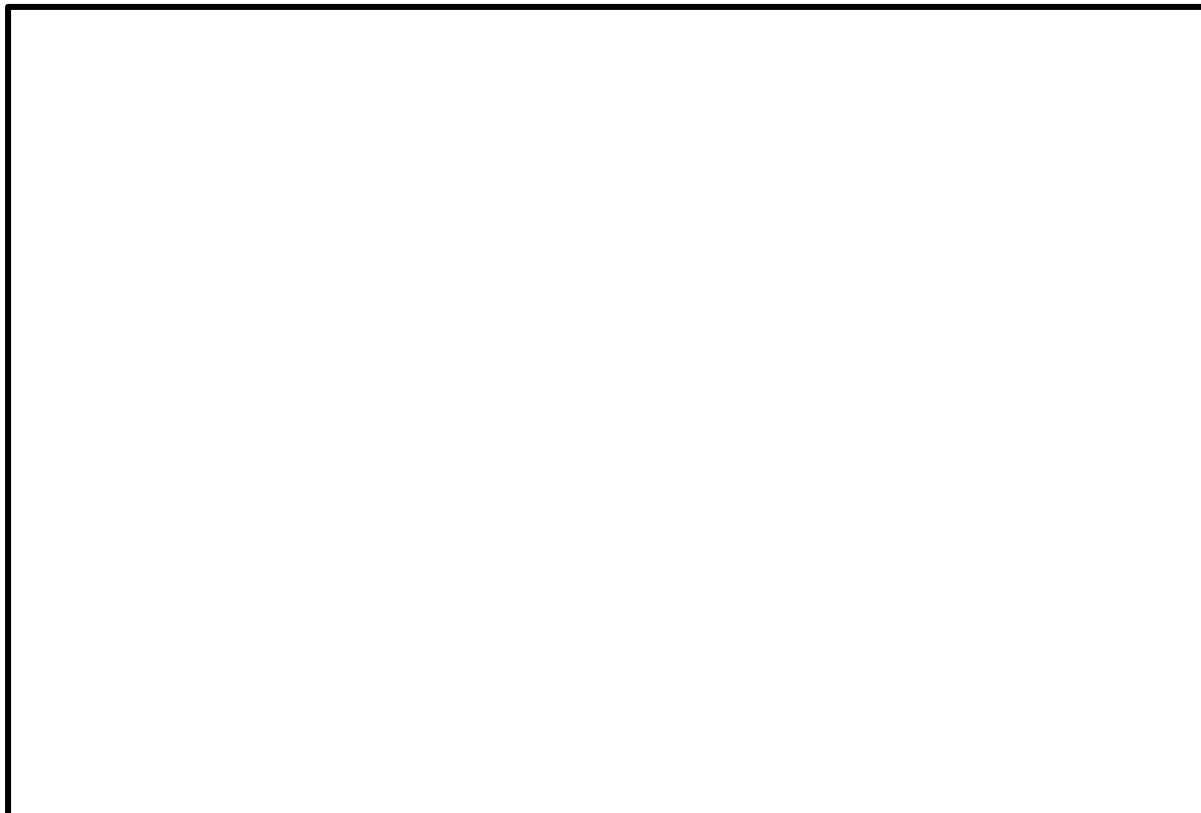


第 112-2 図 格納容器内水素濃度の測定原理

d. 配置場所



第 112-3 図 格納容器内水素濃度の配置図



第 112-4 図 格納容器内水素濃度，格納容器内雰囲気水素濃度
及び格納容器内酸素濃度の配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 112-3

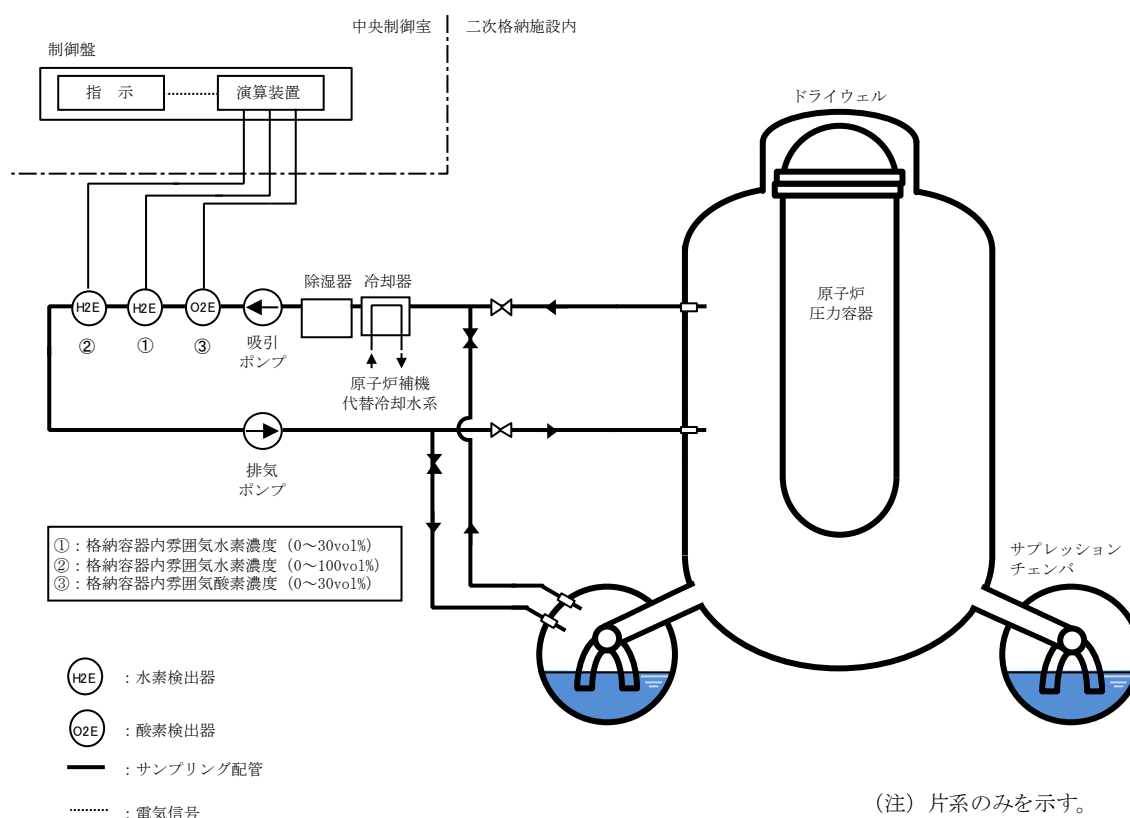
(2) 格納容器内雰囲気気水素濃度

a. 主要仕様

検出器の種類	: 熱伝導率式検出器
計測範囲	: 0～ 30vol% 0～100vol%
検出器の個数	: 4 (0～30vol% : 2, 0～100vol% : 2)
検出器の取付箇所	: 原子炉建屋地上 〇 階（二次格納施設内）
監視可能時間	: 原子炉補機代替冷却水系復旧後（約 24 時間後を想定）

b. システム構成

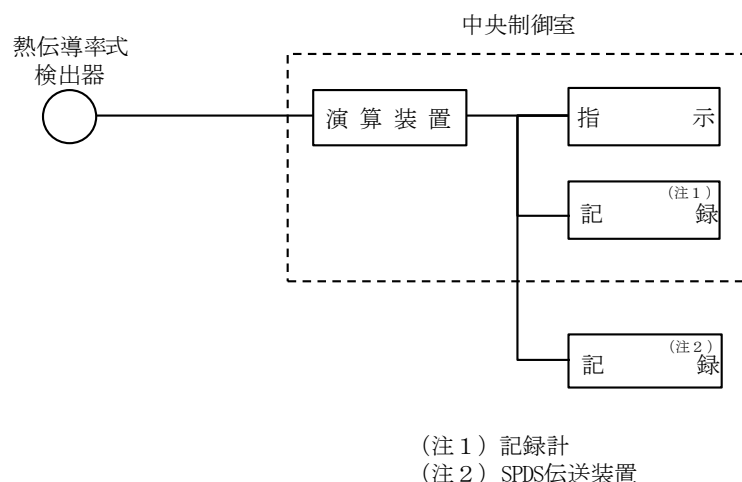
格納容器内雰囲気気水素濃度は、原子炉格納容器内の雰囲気気ガスをサンプリング設備の吸引ポンプで吸引し、冷却器及び除湿器により冷却及び除湿を行った後、水素検出器にて測定する。なお、格納容器内雰囲気気酸素濃度も格納容器内雰囲気気水素濃度と同じサンプリング設備により測定する。格納容器内雰囲気気水素濃度及び格納容器内雰囲気気酸素濃度のシステム構成図を第 112-5 図に示す。



第 112-5 図 格納容器内雰囲気気水素濃度及び格納容器内雰囲気気酸素濃度のシステム構成図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

熱伝導率式検出器により計測した電気信号は、演算装置にて水素濃度信号に変換した後、中央制御室に指示し、記録する。格納容器内雰囲気水素濃度の概略構成図を第 112-6 図に示す。



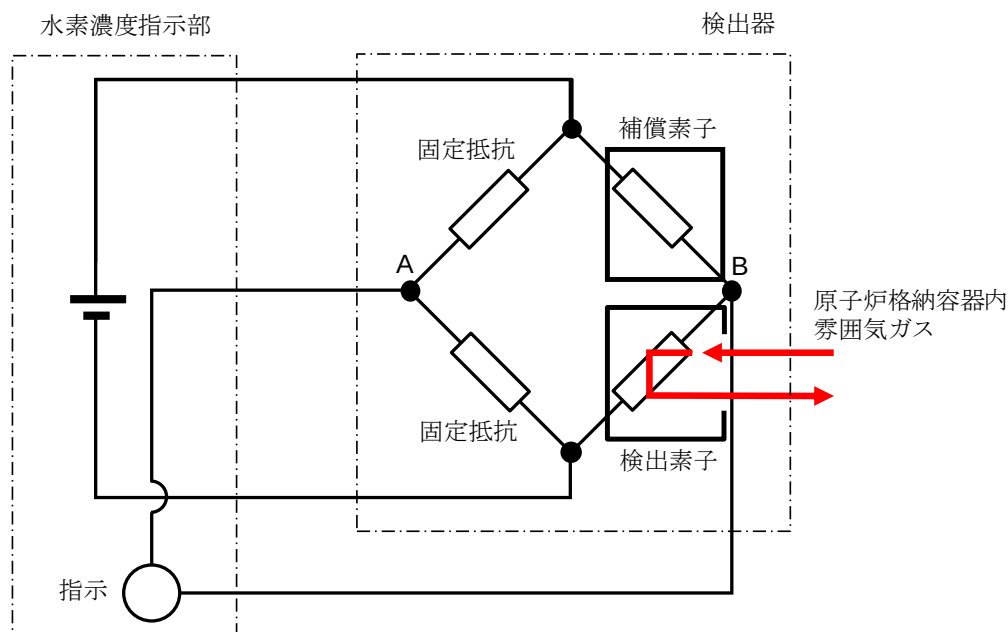
第 112-6 図 格納容器内雰囲気水素濃度の概略構成図

c. 測定原理

熱伝導率式検出器は、第 112-7 図に示すとおり、検出素子、補償素子及び 2 つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されている。検出素子にはサンプリングされた原子炉格納容器内の雰囲気ガスが流れ、補償素子には基準ガスである窒素が封入されており、サンプリングされた原子炉格納容器内の雰囲気ガスとは接触しない構造になっている。

水素濃度指示部より電圧を印加して検出素子と補償素子の両方を加熱した状態で、検出素子側に水素を含むガスを流すと、ガスが熱を奪い、検出素子の温度が低下することにより抵抗が低下する。この検出素子の抵抗が低下するとブリッジ回路の平衡が失われ、第 112-7 図の AB 間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例する原理を用いて、水素濃度を測定する。

なお、格納容器内雰囲気水素濃度は、 $\pm 0.6\text{vol}\%$ (0～30vol%) 程度及び $\pm 2\text{vol}\%$ (0～100vol%) 程度の誤差を有している。



第112-7図 格納容器内雰囲気水素濃度の測定原理

d. 配置場所

格納容器内雰囲気水素濃度の配置を第112-4図に示す。

(3) 格納容器内雰囲気酸素濃度

a. 主要仕様

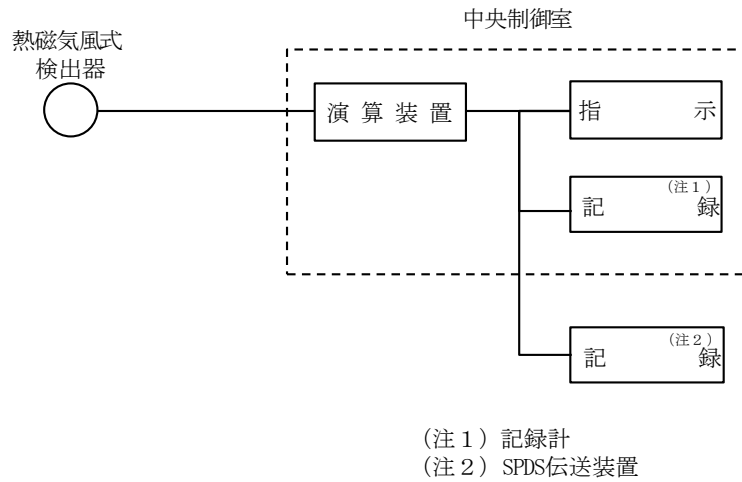
検出器の種類	: 熱磁気風式検出器
計測範囲	: 0～30vol%
検出器の個数	: 2
検出器の取付箇所	: 原子炉建屋地上□階（二次格納施設内）
監視可能時間	: 原子炉補機代替冷却水系復旧後（約 24 時間後を想定）

b. システム構成

格納容器内雰囲気酸素濃度は、原子炉格納容器内の雰囲気ガスをサンプリング設備の吸引ポンプで吸引し、冷却器及び除湿器により冷却及び除湿を行った後、酸素検出器にて測定する。なお、格納容器内雰囲気水素濃度も格納容器内雰囲気酸素濃度と同じサンプリング設備により測定する。格納容器内雰囲気水素濃度及び格納容器内雰囲気酸素濃度のシステム構成図を第 112-5 図に示す。

熱磁気風式検出器により計測した電気信号は、演算装置にて酸素濃度信号に変換した後、中央制御室に指示し、記録する。格納容器内雰囲気酸素濃度の概略構成図を第 112-8 図に示す。

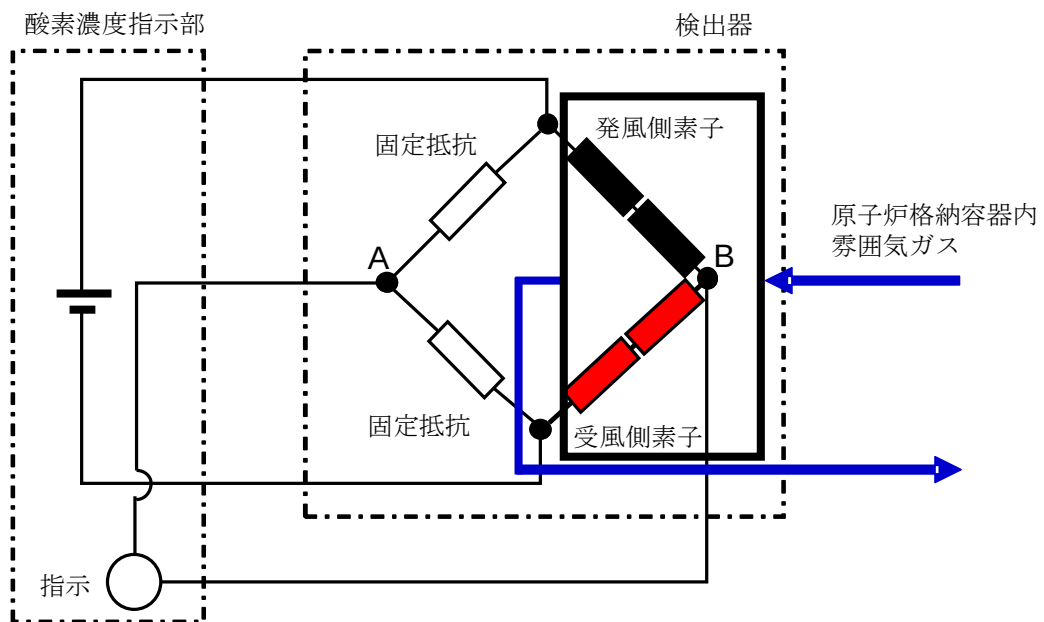
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



第 112-8 図 格納容器内雰囲気酸素濃度の概略構成図

c. 測定原理

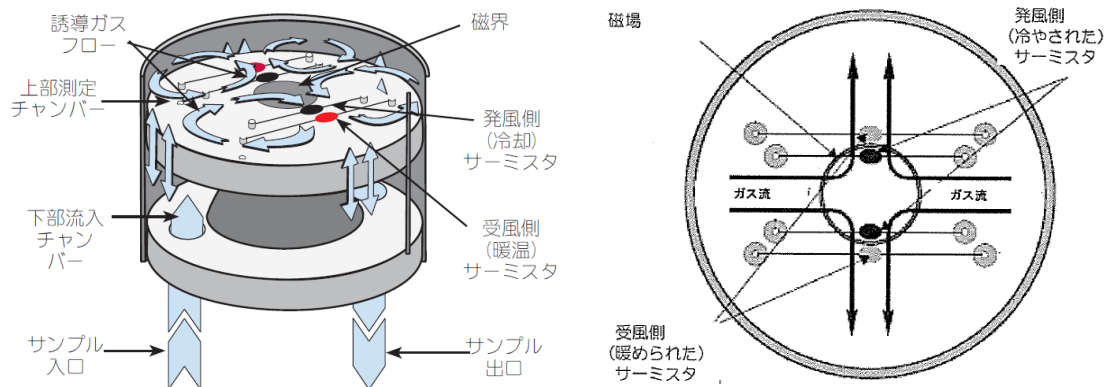
熱磁気風式検出器は、第 112-9 図に示すとおり、サーミスタ温度素子（発風側素子、受風側素子）及び 2 つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されており、検出素子及び補償素子は一定温度で保温されている。



第 112-9 図 格納容器内雰囲気水素濃度の測定原理

酸素を含むガスの流れを第 112-10 図に示す。検出器は 2 層構造のチャンバーで構成されており、サンプル入口より下部流入チャンバー内にサンプルガスが流入する。サンプルガスの大部分は下部流入チャンバーを通過しサンプル出口へ流出するが、

少量のサンプルガスは上部測定チャンバー内に流入する。酸素は極めて強い常磁性体であることから、上部測定チャンバーに流入したサンプルガスは磁界中心部に引き寄せられ、加熱された発風側素子により温度が上昇する。磁化率は温度に反比例することから、後から流入してくる低温のサンプルガスにより、高温となったサンプルガスは磁界中心部から追い出されることとなる。発風側素子は低温のサンプルガスに熱を奪われることで冷やされることとなり、磁界外の受風側素子は発風側素子が奪われた熱を受け取り、暖められることとなる。



第 112-10 図 酸素含有ガスの流れ

チャンバー内に酸素を含む原子炉格納容器内の雰囲気ガスを流すと、磁気風により発風側素子の温度が下がることで、発風側素子の抵抗は小さくなる。一方、受風側素子の温度が上がることで、受風側素子の抵抗は大きくなる。発風側素子と受風側素子の抵抗値が変化することで、ブリッジ回路の平衡が失われ、第 112-9 図の AB 間に電位差（電流）が生じる。この電位差が酸素濃度に比例する原理を用いて、酸素濃度を測定する。

なお、格納容器内雰囲気酸素濃度は、 $\pm 0.6\text{vol}\%$ 程度の誤差を有している。

d. 配置場所

格納容器内雰囲気酸素濃度の配置を第112-4図に示す。

113. 溶融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェル床ドレンサンプの影響について

1. はじめに

女川2号炉において、ドライウェル内で発生した水を集水し、ポンプによって格納容器外へ移送するためにドライウェル床ドレンサンプ（以下、「ドレンサンプ」という。）が図1及び図2のとおり配置されている。また、格納容器下部とドレンサンプはドレン配管にて接続されている。

溶融炉心が格納容器下部に落下する場合には、格納容器下部注水により水位が形成されており、溶融炉心の冷却が促進し粘性が増加することから、格納容器下部に落下した溶融炉心がドレンサンプに流入する可能性は低いと考えられる。そのため、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下、「MCCI」という。）のベースケースにおいては、原子炉圧力容器破損によって格納容器下部へ落下した溶融炉心がドレンサンプへ流入することを考慮していないが、溶融炉心がドレンサンプに流入することを考慮すると、ドレンサンプと格納容器バウンダリまでの距離が近いことや、溶融炉心の堆積厚さが増すことにより、MCCIによる格納容器バウンダリの損傷リスクが高くなると考えられる。ここでは、溶融炉心がドレンサンプに流入した場合を考慮し、MCCIによる侵食量及び格納容器バウンダリへの到達の有無を確認する。

なお、女川2号炉においては、ドレン配管にコリウム流入防止対策を実施することから、ドレンサンプへ溶融炉心が流入する可能性はさらに低減できるものとする。コリウム流入防止対策の設備概要を参考に示す。

2. 解析条件

- ・溶融炉心の堆積厚さは、格納容器下部と水頭圧が釣り合うところまで溶融炉心がドレンサンプに流入した場合を想定して設定する。
- ・溶融炉心からプール水への熱流束は、圧力依存ありとした Kutateladze の式から算出された値（約 $1,500 \text{ kW/m}^2$ ）とする。
- ・溶融炉心の崩壊熱を保守的に設定するため、溶融炉心の崩壊熱を事象発生から約 3.1 時間後^{*}の値とした。
- ・上記以外は、有効性評価（MCCI 評価）の条件と同じとする。

※事故シーケンスを「大破断 L O C A + H P C S 失敗 + 低圧 E C C S 失敗 + 全交流動力電源喪失」とし、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する場合、溶融炉心が格納容器下部に全量落下するまでの時間が事象発生約 3.1 時間後となることから設定。

3. 解析体系

- ・MAAP コードでは、サンプのような直方体の形状を模擬できないため、床面積を実際の大きさに合わせた円柱で模擬した。ドレンサンプ侵食量の解析体系を図3に示す。
- ・熔融炉心の堆積厚さは、ドレンサンプ床から約1.8mとした。

4. 解析結果

ドレンサンプにおけるコンクリート侵食量の推移を図4に示す。コンクリート侵食量は、壁面約0.16m、床面約0.20mとなった。ドレンサンプと格納容器バウンダリまでの距離は約0.8mであり、格納容器バウンダリまで侵食は到達しない。

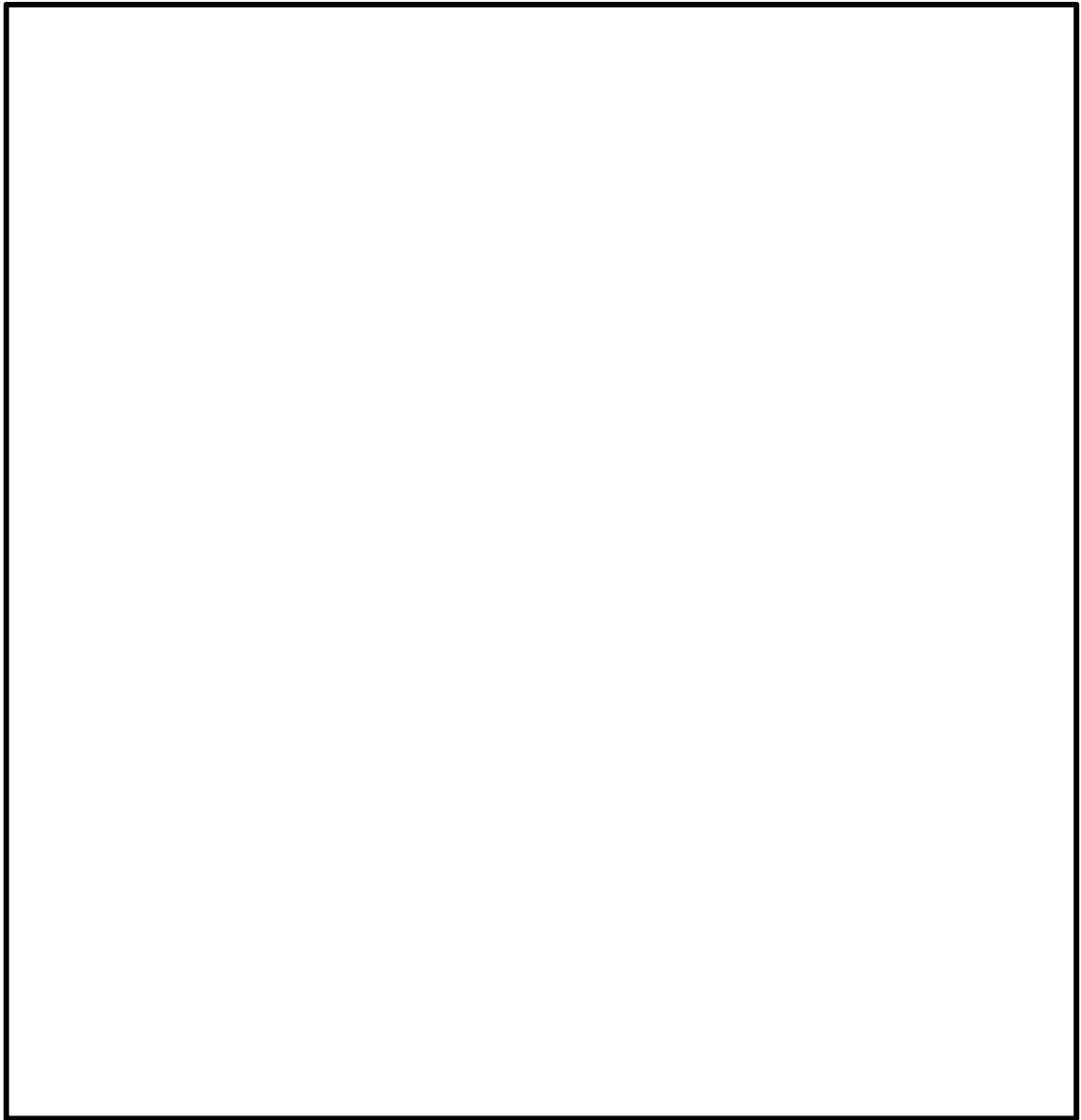


図 1 格納容器の構造図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図 2 ドライウェル床ドレンサンプの配置

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

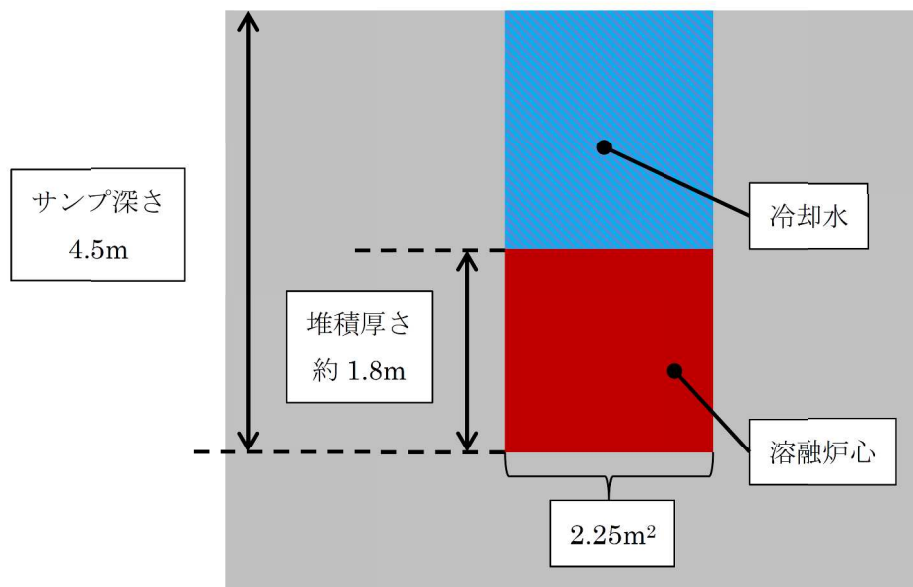


図3 ドレンサンプル侵食量の解析体系

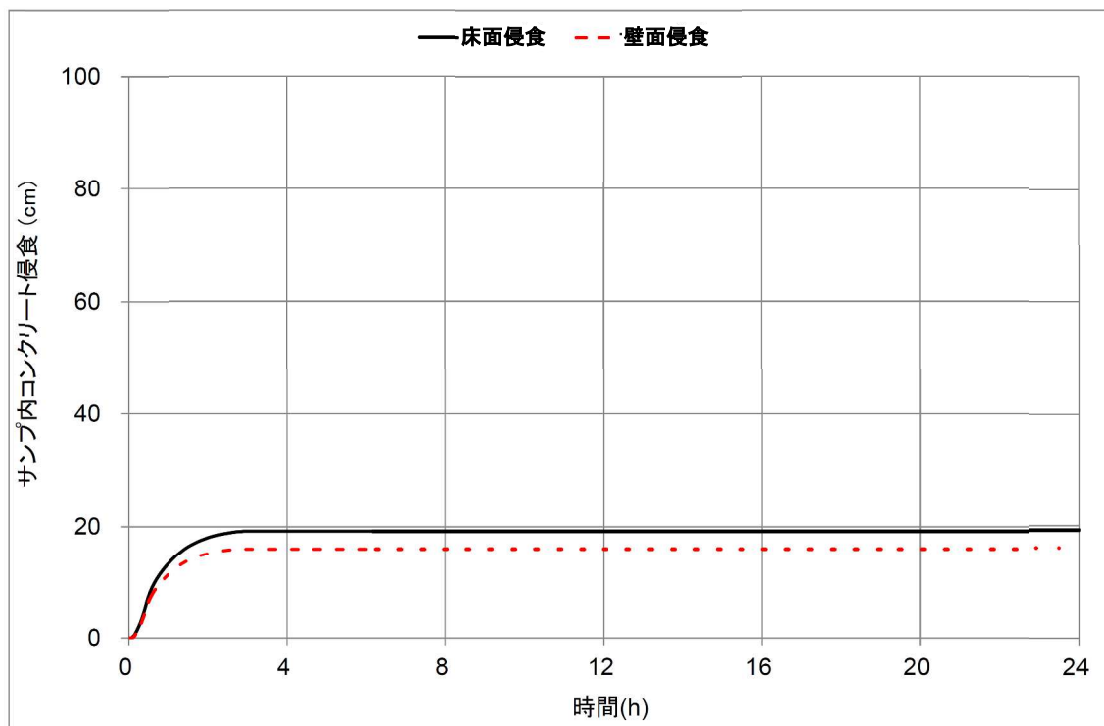


図4 ドレンサンプルの壁面及び床面の侵食量の推移

(参考) コリウム流入防止対策の設備概要

炉心損傷後に原子炉圧力容器底部が破損し、溶融炉心が原子炉圧力容器から原子炉格納容器下部へと落下する場合に、ドライウェル床ドレンサンプへの溶融炉心の流入を防ぎ、かつ原子炉格納容器下部注水系と合わせて、ドライウェル床ドレンサンプ底面のコンクリートの侵食を抑制し、溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために、自主対策設備として、原子炉格納容器下部にコリウムシールドを設置する。

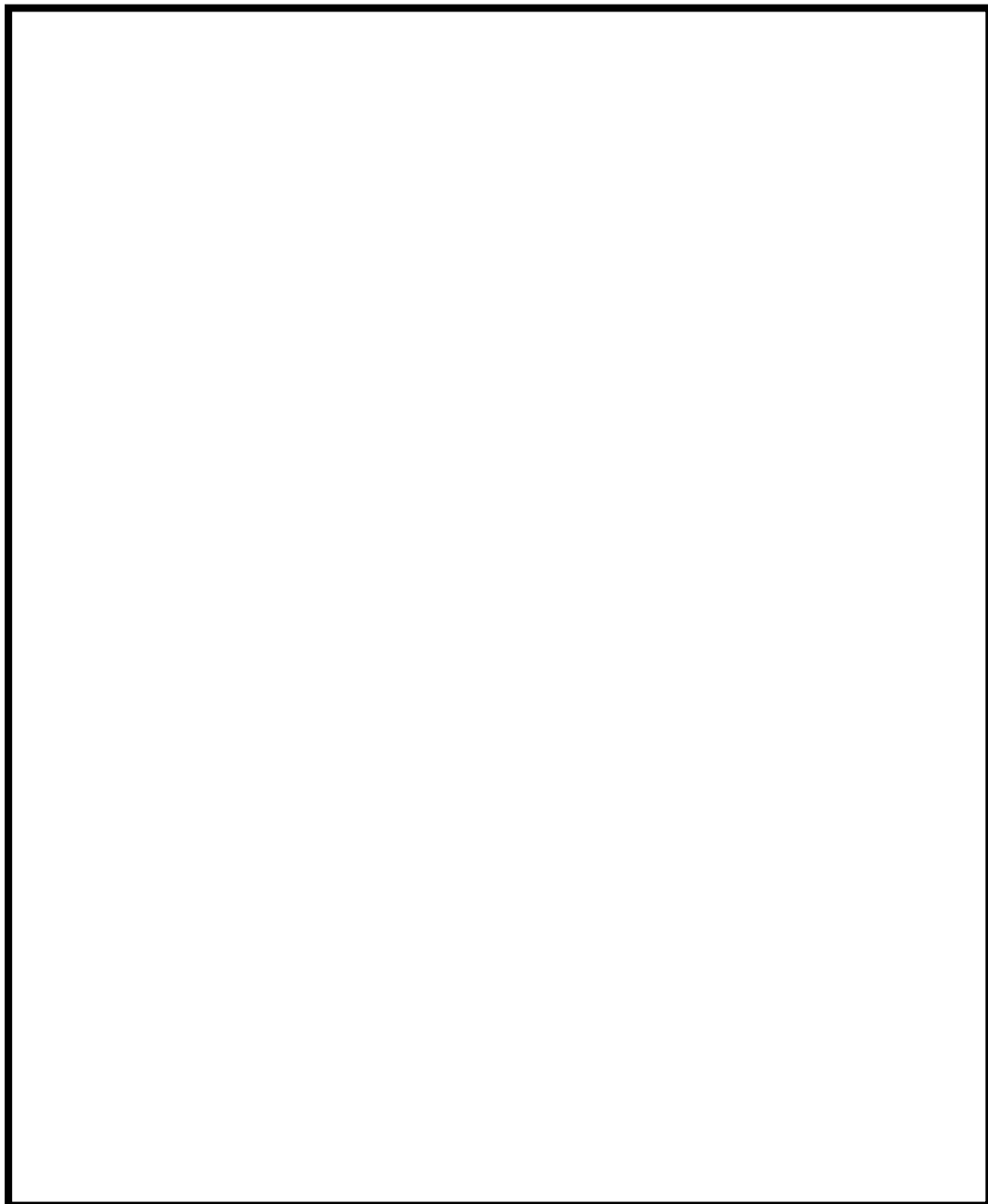


図 コリウムシールド概要図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

114. 格納容器 pH 調整の効果について

よう素放出量の低減対策として導入する女川 2 号炉の格納容器 pH 調整系は、有効性評価等においては、格納容器 pH 調整系の効果に期待しないものとしており、格納容器に放出されるよう素の形態を、R.G.1.195 “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light Water Nuclear Power Reactors” で示されている、「有機よう素 4 %，無機よう素 91 %，粒子状よう素 5 %」の割合を用いて評価している。

以下では、格納容器 pH 調整による、よう素の化学形態への影響について整理した。

1. よう素の化学形態

(1) pH 調整時のよう素化学形態について

NUREG-1465 には、よう素の化学形態に対する存在割合について記載しており、格納容器液相部の pH を 7 以上に維持できれば、格納容器内に放出される無機よう素は約 5 % を越えないこと、有機よう素は無機よう素の 3 % (0.15 %) を越えないことが示されている。

また、よう素の化学形態に関する研究の成果をまとめた報告書である NUREG/CR-5732^{*1} では、pH が 7 以上の場合と 7 未満の場合について、重大事故時のよう素形態に関して複数のプラントに対する評価を行っている。

pH 調整した場合の結果及び pH 調整しない場合の結果を表 1 及び表 2 に示す。女川 2 号炉 (BWR-MARK I 改) と同型である、Peach Bottom (BWR-MARK I) の評価結果では、pH 調整を実施しない場合においては、有機よう素 0.07 %，無機よう素 28.9 %，粒子状よう素 71.0 %，pH 調整を実施した場合においては、有機よう素 0.0004 %，無機よう素 0.05 %，粒子状よう素 99.95 % と示されている。評価結果を比較すると、pH 調整した場合には、有機よう素及び無機よう素の割合が小さく、大部分が粒子状よう素となっている。これは、格納容器液相部を pH 7 以上にするにより、格納容器内に放出される無機よう素が抑制されると共に、無機よう素から転換される有機よう素も少なくなるためであると考えられる。

表 1 重大事故時に pH 調整した場合 ($\text{pH} \geq 7$) のよう素の化学形態
(NUREG/CR-5732)

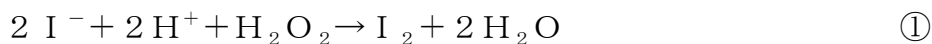
Plant	Accident	Fraction of total iodine in containment (%)			
		I_2 (g)	I_2 (l)	I^- (l)	CH_3I (g)
Grand Gulf	TC γ	0.05	0.03	99.92	0.001
	TQUV γ	0.01	0.03	99.96	0.0003
Peach Bottom	AE γ	0.002	0.03	99.97	0.0001
	TC2 γ	0.02	0.03	99.95	0.0004
Sequoyah	TBA	0.21	0.03	99.76	0.004
Surry	TMLB' γ	1.9	0.03	98.0	0.03
	AB γ	2.4	0.03	97.5	0.03

表 2 重大事故時に pH 調整しない場合のよう素の化学形態
(NUREG/CR-5732)

Plant	Accident	Fraction of total iodine in containment (%)			
		I_2 (g)	I_2 (l)	I^- (l)	CH_3I (g)
Grand Gulf	TC γ	26.6	15.3	58.0	0.2
	TQUV γ	6.6	18.3	75.1	0.06
Peach Bottom	AE γ	1.6	21.6	76.8	0.01
	TC2 γ	10.9	18.0	71.0	0.07
Sequoyah	TBA	69.2	9.9	20.5	0.4
Surry	TMLB' γ	97.1	1.5	0.7	0.7
	AB γ	97.6	1.2	0.6	0.6

(2) pH 調整によるよう素揮発抑制効果について

NUREG/CR-5950^{※2}によると、水の放射線分解で生成する過酸化水素が、以下に示す反応式により「 I^- を I_2 にする反応」と「 I_2 を I^- にする反応」の両方を引き起こすことから、放射線照射環境下において、 I^- と I_2 の平衡関係が成立し、その平衡関係は線量率に依存しない、と仮定している。



すなわち、 H_2O_2 依存下においては、 H^+ 濃度が高い（pH 低）場合は、①式が優勢に進行して I_2 が生成する。一方、 H^+ 濃度が低い（pH 高）場合は、②式が優勢となり、 I^- が生成する。

この仮定に基づく評価結果として、Lin らの試験結果^{※1}を図1に示す。アルカリ性領域（ $pH \geq 7$ ）では、よう素の揮発が抑制されている試験結果となっていることが分かる。

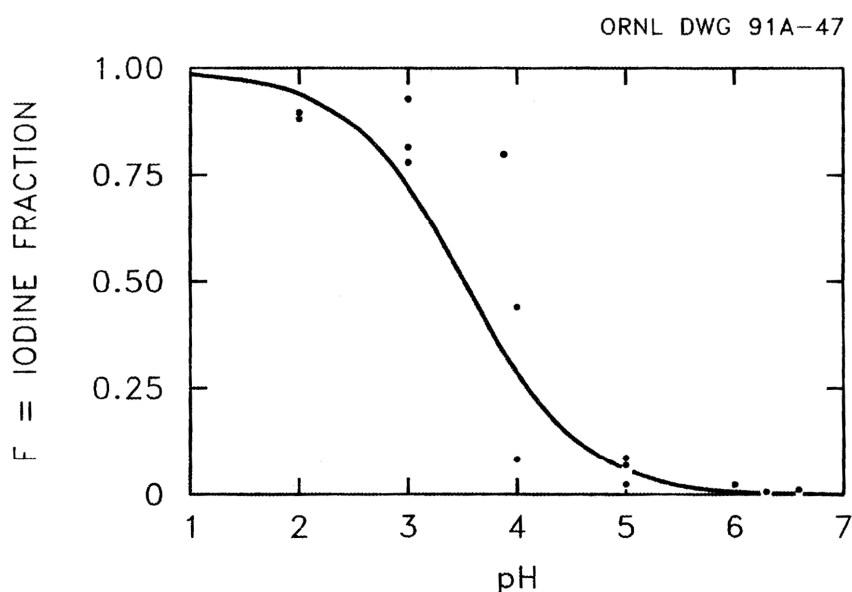


Fig. 5. Radiolytic conversion of I^- to I_2 [data from C. C. Lin, *J. Inorg. Nucl. Chem.* 42, 1101 (1980)].

図1 液相中における I_2 と I^- の平衡とpHの関係

※1 : NUREG/CR-5732 “Iodine Chemical Forms in LWR Severe Accidents”

※2 : NUREG/CR-5950 “Iodine Evolution and pH Control”