

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対処設備について (補足説明資料)

平成 31 年 2 月
東北電力株式会社

目次

- 39 条 地震による損傷の防止
- 41 条 火災による損傷の防止
- 共通 重大事故等対処設備
- 44 条 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
- 45 条 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
- 46 条 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
- 47 条 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
- 48 条 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
- 49 条 原子炉格納容器内の冷却等のための設備
- 50 条 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
- 51 条 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
- 52 条 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備
- 53 条 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備
- 54 条 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- 55 条 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備
- 56 条 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給設備
- 57 条 電源設備
- 58 条 計装設備
- 59 条 運転員が原子炉制御室にとどまるための設備
- 60 条 監視測定設備
- 61 条 緊急時対策所
- 62 条 通信連絡を行うために必要な設備
- その他 原子炉圧力容器，原子炉格納容器，燃料貯蔵設備，非常用取水設備，
原子炉建屋原子炉棟

下線部：今回提出資料

52 条

52-1 SA 設備基準適合性一覧表

52-2 単線結線図

52-3 配置図

52-4 系統図

52-5 試験及び検査

52-6 容量設定根拠

52-7 接続図

52-8 保管場所図

52-9 アクセスルート図

52-10 その他設備

52-11 計装設備の測定原理

52-12 水素ガス及び酸素ガス発生時の対応について

52-1

SA 設備基準適合性一覽表

女川原子力発電所2号炉 SA 設備基準適合性一覧表（可搬型）

第52条：水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備		可搬型窒素ガス供給装置		類型化区分		
第43条	第1項	第1号	環境条件における健全性	温度・湿度・圧力 ／屋外の天候／放射線	屋外	D
			荷重		(有効に機能を発揮する)	—
			海水		海水を通水しない	対象外
			他設備からの影響		(周辺機器等から悪影響により機能を失うおそれがない)	—
			電磁的障害		(電磁波により機能が損なわれない)	—
			関連資料	52-7 接続図, 52-8 保管場所図		
		第2号	操作性	現場操作 (工具, 設備の運搬・設置, 操作スイッチ操作, 弁操作, 接続作業)		B b, B c, B d, B f, B g
		関連資料	52-3 配置図, 52-4 系統図, 52-7 接続図			
		第3号	試験・検査 (検査性, 系統構成・外部入力)	圧縮機, 発電機		A, I
		関連資料	52-5 試験及び検査			
		第4号	切替え性	本来の用途として使用一切替必要		B a
	関連資料	52-4 系統図				
	第5号	悪影響防止	系統設計	通常時は隔離又は分離		A b
			その他 (飛散物)	対象外		対象外
		関連資料	52-4 系統図, 52-5 試験及び検査			
	第6号	設置場所	現場操作 (設置場所で操作可能)		A a	
	関連資料	52-3 配置図, 52-7 接続図				
	第3項	第1号	可搬S Aの容量	その他設備		A
			関連資料	52-6 容量設定根拠		
		第2号	可搬S Aの接続性	フランジ接続, より簡便な接続		B, C
			関連資料	52-7 接続図		
		第3号	異なる複数の接続箇所の確保	単独の機能で使用		A b
			関連資料	52-7 接続図		
		第4号	設置場所	(放射線量の高くなるおそれの少ない場所を選定)		—
			関連資料	52-7 接続図		
		第5号	保管場所	屋外 (共通要因の考慮対象設備あり)		B a
			関連資料	52-8 保管場所図		
第6号		アクセスルート	屋外アクセスルートの確保		B	
		関連資料	52-9 アクセスルート図			
第7号		共通要因故障防止	環境条件, 自然現象, 外部人為事象, 溢水, 火災	緩和設備 (又は防止・緩和以外) — 対象外 (同一目的の設備なし又は代替対象DB設備なし)		B
	サポート系要因		対象 (サポート系あり) — 異なる駆動源又は冷却源			
	関連資料	52-3 配置図, 52-4 系統図, 52-7 接続図, 52-8 保管場所図				

女川原子力発電所 2 号炉 SA 設備基準適合性一覧表（常設）

第 5 2 条：水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための設備		格納容器内水素濃度 (D/W)		類型化区分	
第 4 3 条	第 1 項	環境条件における健全性	温度・湿度・圧力 ／屋外の天候／放射線	原子炉格納容器内	A
			荷重	(有効に機能を発揮する)	—
			海水	海水を通水しない	対象外
			他設備からの影響	(周辺機器等から悪影響により機能を失うおそれがない)	—
			電磁的障害	(電磁波により機能が損なわれない)	—
			関連資料	52-3 配置図	
			第 2 号	操作性	操作不要
	関連資料	—			
	第 3 号	試験・検査 (検査性, 系統構成・外部入力)	計測制御設備	K	
		関連資料	52-5 試験及び検査		
	第 4 号	切替え性	本来の用途として使用一切替不要	B b	
		関連資料	52-4 系統図		
	第 5 号	悪影響防止	系統設計	その他	A e
			その他 (飛散物)	対象外	対象外
		関連資料	—		
	第 6 号	設置場所	操作不要	対象外	
		関連資料	—		
	第 2 項	第 1 号	常設 SA の容量	重大事故等への対処を本来の目的として設置するもの	A
			関連資料	52-6 容量設定根拠	
		第 2 号	共用の禁止	(共用しない設備)	対象外
			関連資料	—	
第 3 号		共通要因故障防止	環境条件, 自然現象, 外部人為事象, 溢水, 火災	緩和設備 (又は防止でも緩和でもない設備) — 対象 (同一目的の SA 設備あり)	B
			サポート系故障	対象 (サポート系あり) — 異なる駆動源, 冷却源	C a
		関連資料	52-2 単線結線図 52-3 配置図		

女川原子力発電所 2 号炉 SA 設備基準適合性一覧表（常設）

第 5 2 条：水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための設備		格納容器内水素濃度 (S/C)		類型化区分	
第 4 3 条	第 1 項	環境条件における健全性	温度・湿度・圧力 ／屋外の天候／放射線	原子炉格納容器内	A
			荷重	(有効に機能を発揮する)	—
			海水	海水を通水しない	対象外
			他設備からの影響	(周辺機器等から悪影響により機能を失うおそれがない)	—
			電磁的障害	(電磁波により機能が損なわれない)	—
			関連資料	52-3 配置図	
			第 2 号	操作性	操作不要
		関連資料	—		
	第 3 号	試験・検査 (検査性, 系統構成・外部入力)	計測制御設備	K	
		関連資料	52-5 試験及び検査		
	第 4 号	切替え性	本来の用途として使用一切替不要	B b	
		関連資料	52-4 系統図		
	第 5 号	悪影響防止	系統設計	その他	A e
			その他 (飛散物)	対象外	対象外
			関連資料	—	
	第 6 号	設置場所	操作不要	対象外	
		関連資料	—		
	第 2 項	第 1 号	常設 SA の容量	重大事故等への対処を本来の目的として設置するもの	A
			関連資料	52-6 容量設定根拠	
		第 2 号	共用の禁止	(共用しない設備)	対象外
			関連資料	—	
第 3 号		共通要因故障防止	環境条件, 自然現象, 外部人為事象, 溢水, 火災	緩和設備 (又は防止でも緩和でもない設備) — 対象 (同一目的の SA 設備あり)	B
			サポート系故障	対象 (サポート系あり) — 異なる駆動源, 冷却源	C a
	関連資料		52-2 単線結線図 52-3 配置図		

女川原子力発電所2号炉 SA設備基準適合性一覧表（常設）

第52条：水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための設備		格納容器内雰囲気水素濃度		類型化区分		
第43条	第1項	環境条件における健全性	温度・湿度・圧力 ／屋外の天候／放射線	原子炉建屋原子炉棟内	B	
			荷重	(有効に機能を発揮する)	—	
			海水	海水を通水しない	対象外	
			他設備からの影響	(周辺機器等から悪影響により機能を失うおそれがない)	—	
			電磁的障害	(電磁波により機能が損なわれない)	—	
			関連資料	52-3 配置図		
			第2号	操作性	中央制御室操作	A
		関連資料	52-3 配置図			
	第3号	試験・検査 (検査性, 系統構成・外部入力)	計測制御設備	K		
		関連資料	52-5 試験及び検査			
	第4号	切替え性	本来の用途として使用一切替不要	B b		
		関連資料	52-4 系統図			
	第5号	悪影響防止	系統設計	DB施設と同じ系統構成	A d	
			その他(飛散物)	対象外	対象外	
			関連資料	—		
	第6号	設置場所	中央制御室操作	B		
		関連資料	52-3 配置図			
	第2項	第1号	常設SAの容量	設計基準対象施設の系統及び機器の容量等が十分	B	
			関連資料	52-6 容量設定根拠		
		第2号	共用の禁止	(共用しない設備)	対象外	
			関連資料	—		
		第3号	共通要因故障防止	環境条件, 自然現象, 外部人為事象, 溢水, 火災	緩和設備(又は防止でも緩和でもない設備) — 対象(同一目的のSA設備あり)	B
				サポート系故障	対象(サポート系あり) — 異なる駆動源, 冷却源	C a
				関連資料	52-2 単線結線図 52-3 配置図	

女川原子力発電所2号炉 SA設備基準適合性一覧表（常設）

第52条：水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための設備		格納容器内雰囲気酸素濃度		類型化区分		
第43条	第1項	環境条件における健全性	温度・湿度・圧力 ／屋外の天候／放射線	原子炉建屋原子炉棟内	B	
			荷重	(有効に機能を発揮する)	—	
			海水	海水を通水しない	対象外	
			他設備からの影響	(周辺機器等から悪影響により機能を失うおそれがない)	—	
			電磁的障害	(電磁波により機能が損なわれない)	—	
			関連資料	52-3 配置図		
			第2号	操作性	中央制御室操作	A
		関連資料	52-3 配置図			
	第3号	試験・検査 (検査性, 系統構成・外部入力)	計測制御設備	K		
		関連資料	52-5 試験及び検査			
	第4号	切替え性	本来の用途として使用一切替不要	B b		
		関連資料	52-4 系統図			
	第5号	悪影響防止	系統設計	DB施設と同じ系統構成	A d	
			その他(飛散物)	対象外	対象外	
			関連資料	—		
	第6号	設置場所	中央制御室操作	B		
		関連資料	52-3 配置図			
	第2項	第1号	常設SAの容量	設計基準対象施設の系統及び機器の容量等が十分	B	
			関連資料	52-6 容量設定根拠		
		第2号	共用の禁止	(共用しない設備)	対象外	
			関連資料	—		
		第3号	共通要因故障防止	環境条件, 自然現象, 外部人為事象, 溢水, 火災	緩和設備(又は防止でも緩和でもない設備) — 対象(同一目的のSA設備あり)	B
				サポート系故障	対象(サポート系あり) — 異なる駆動源, 冷却源	C a
				関連資料	52-2 単線結線図 52-3 配置図	

52-2
単線結線図

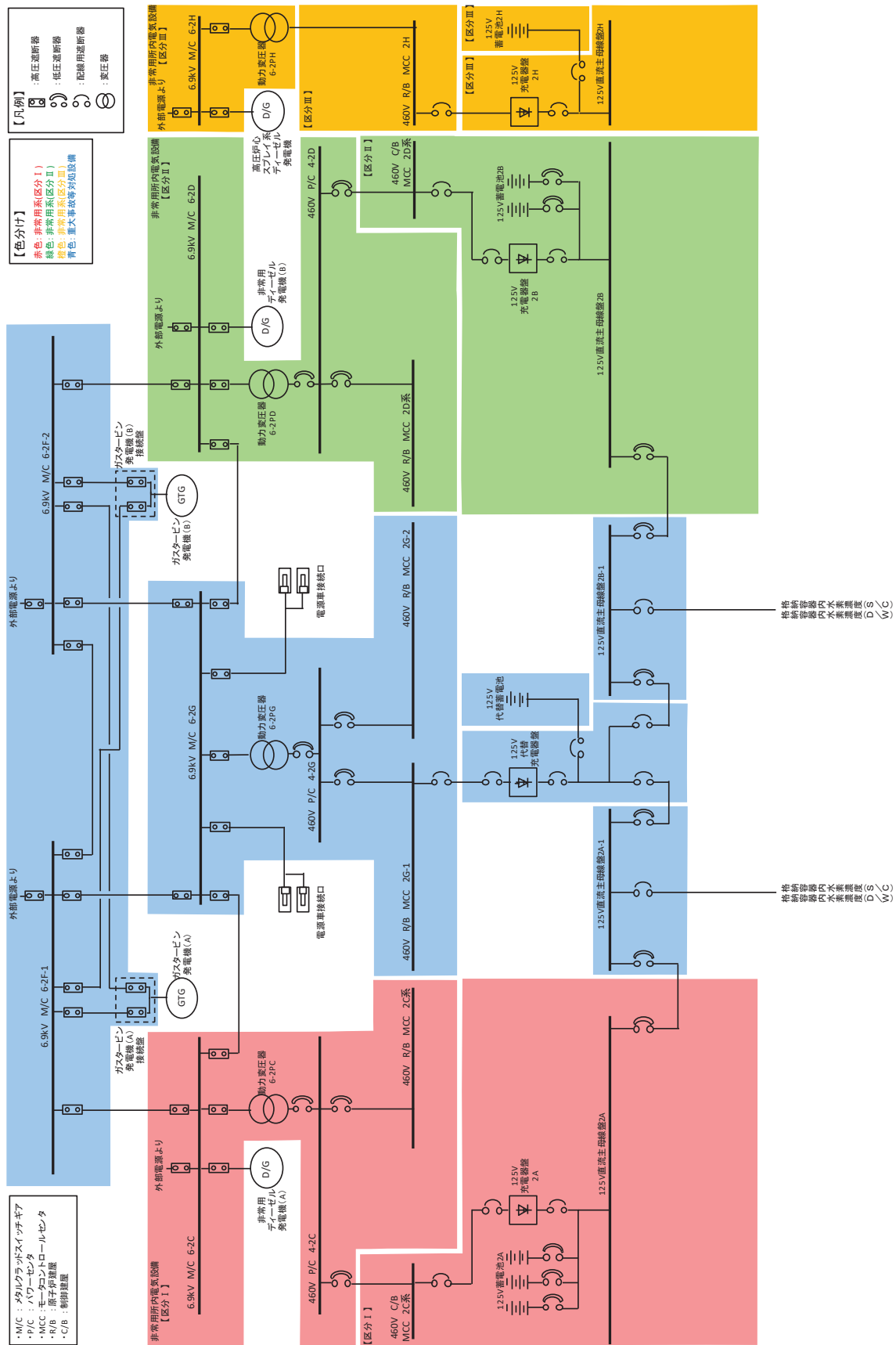


図 52-2-1 単線結線図 (直流)

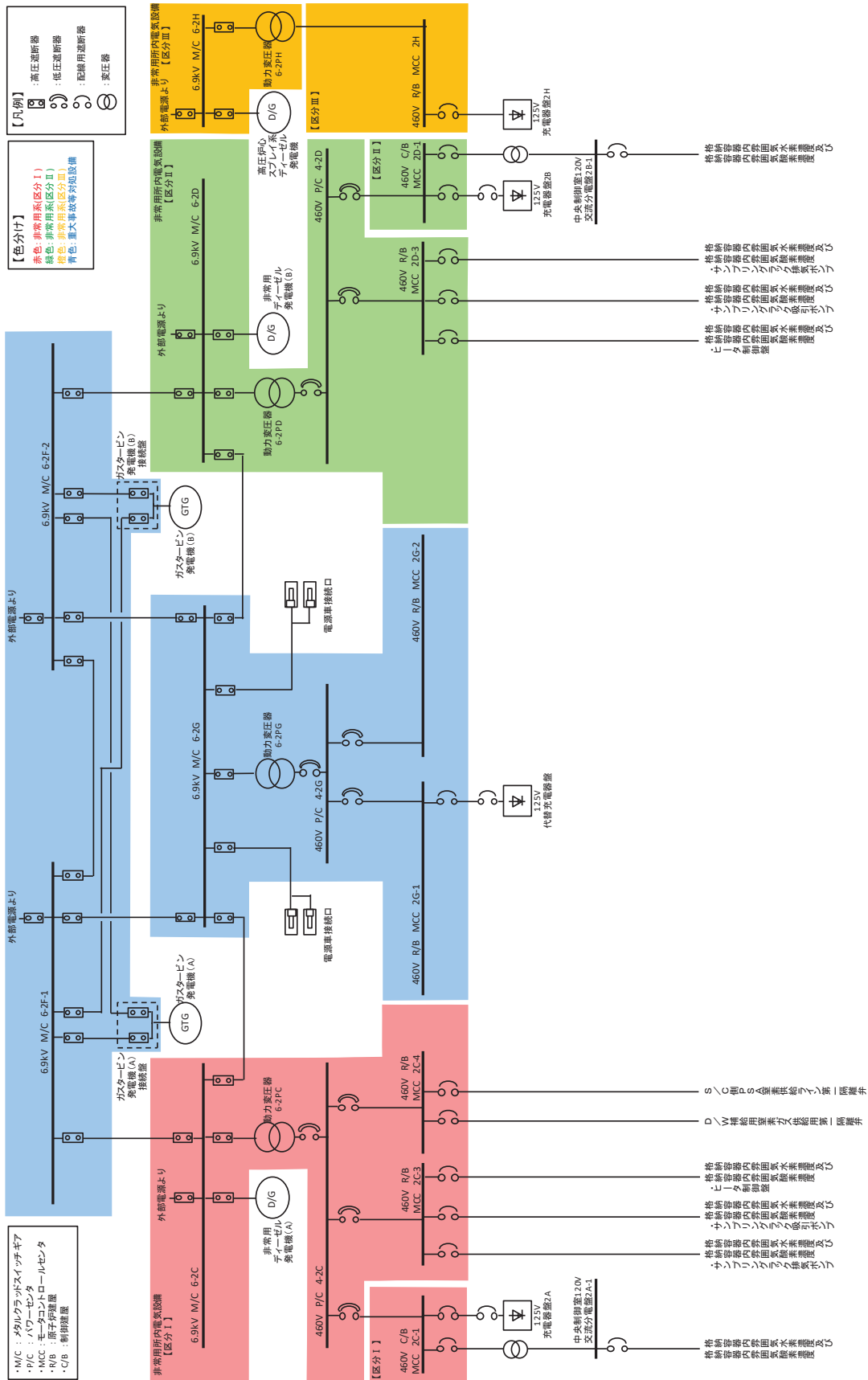



図 52-2-2 単線結線図 (交流)

52-3
配置図

 : 重大事故等対処設備を示す。

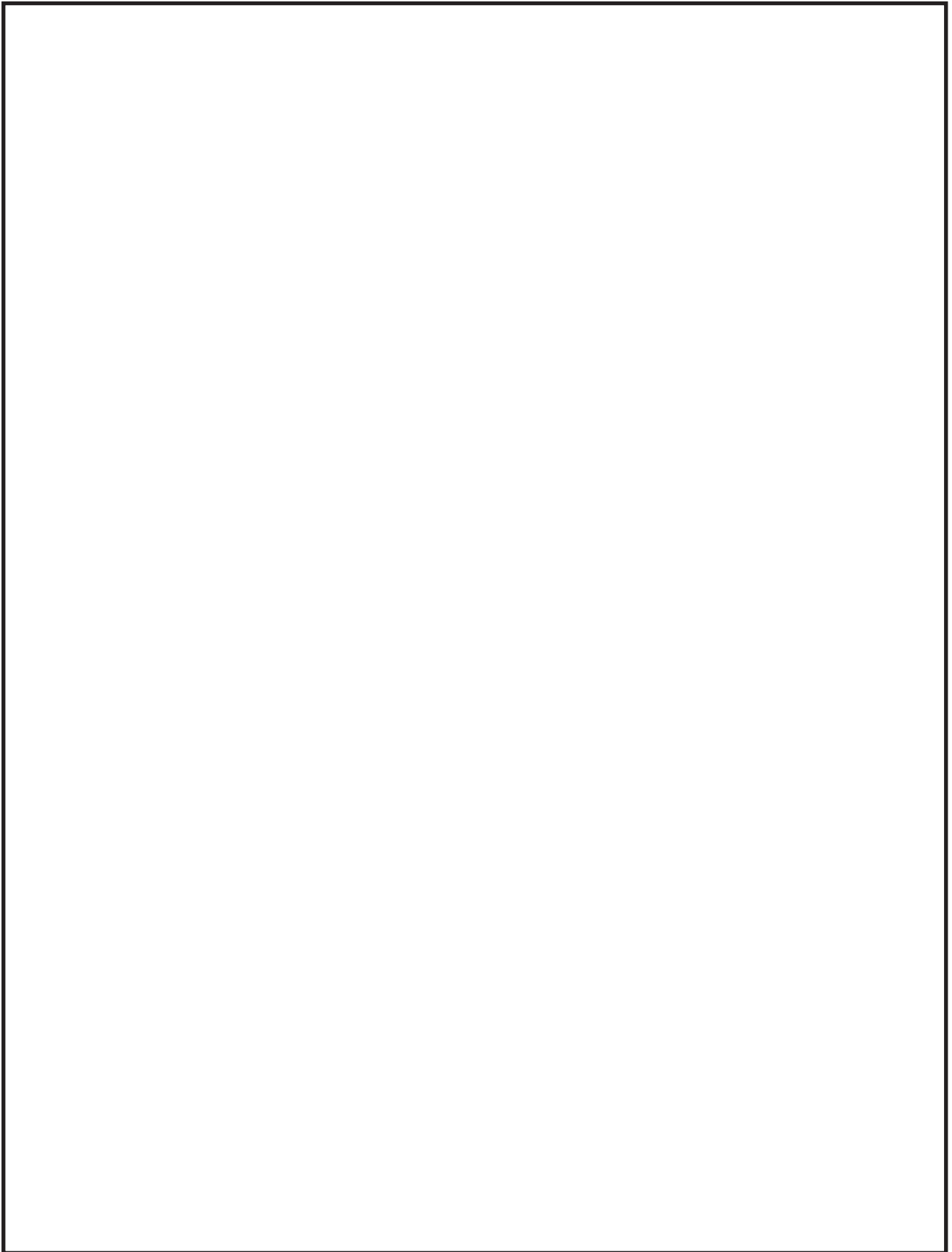


図 52-3-1 配置図（原子炉建屋地下 2 階）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-3-1

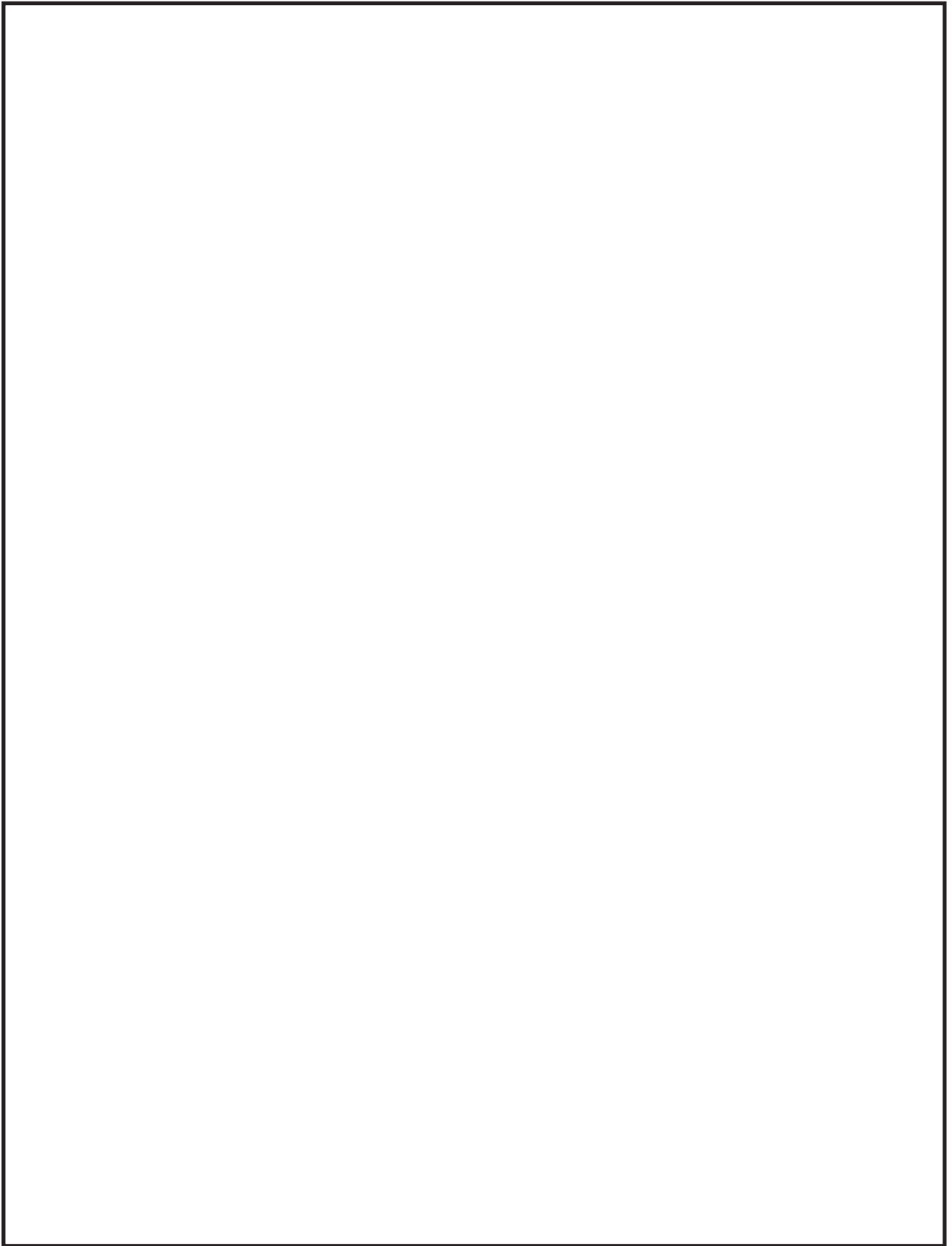


図 52-3-2 配置図（原子炉建屋地上 1 階）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-3-2

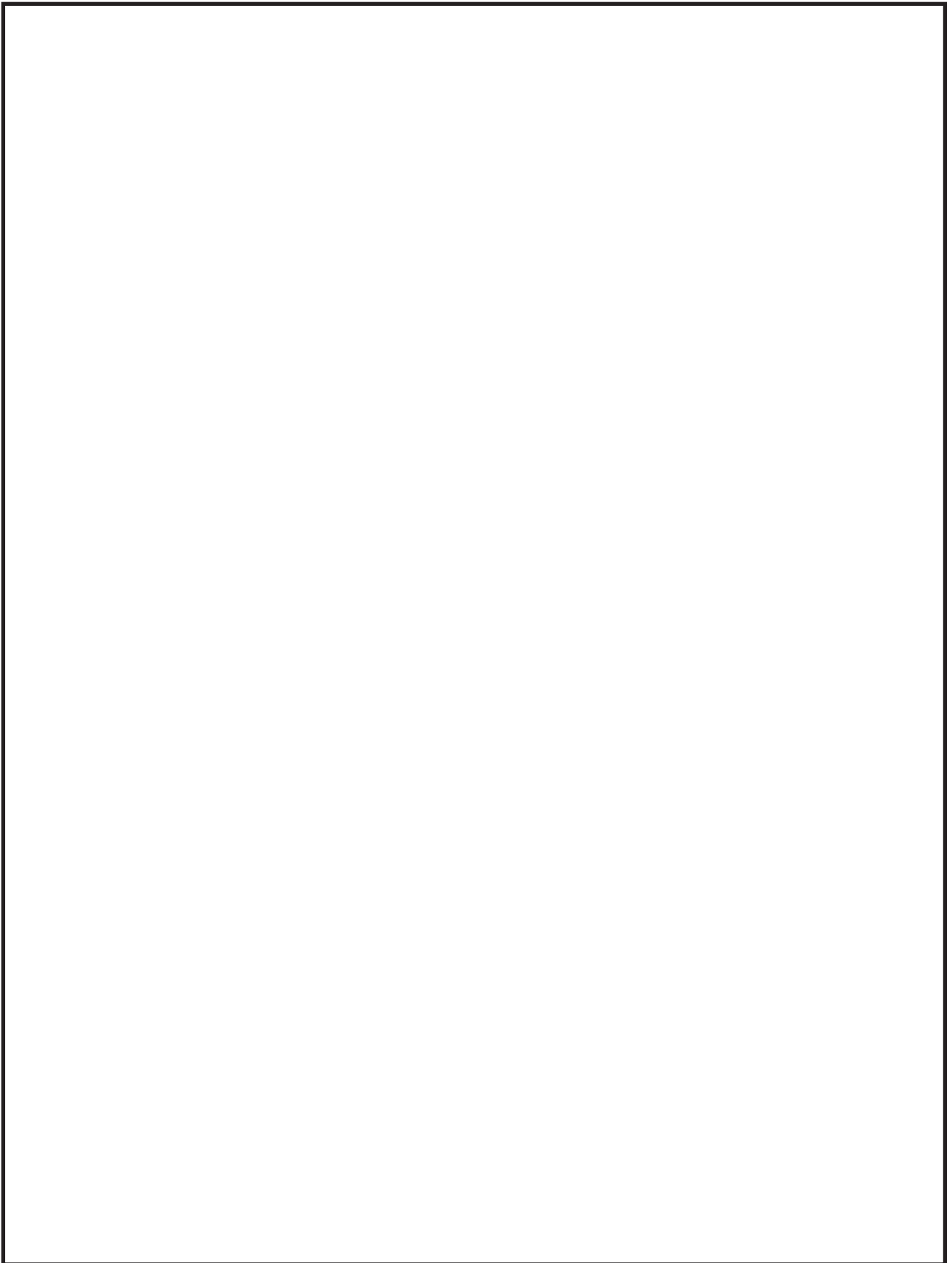


図 52-3-3 配置図（原子炉建屋地上 2 階）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-3-3

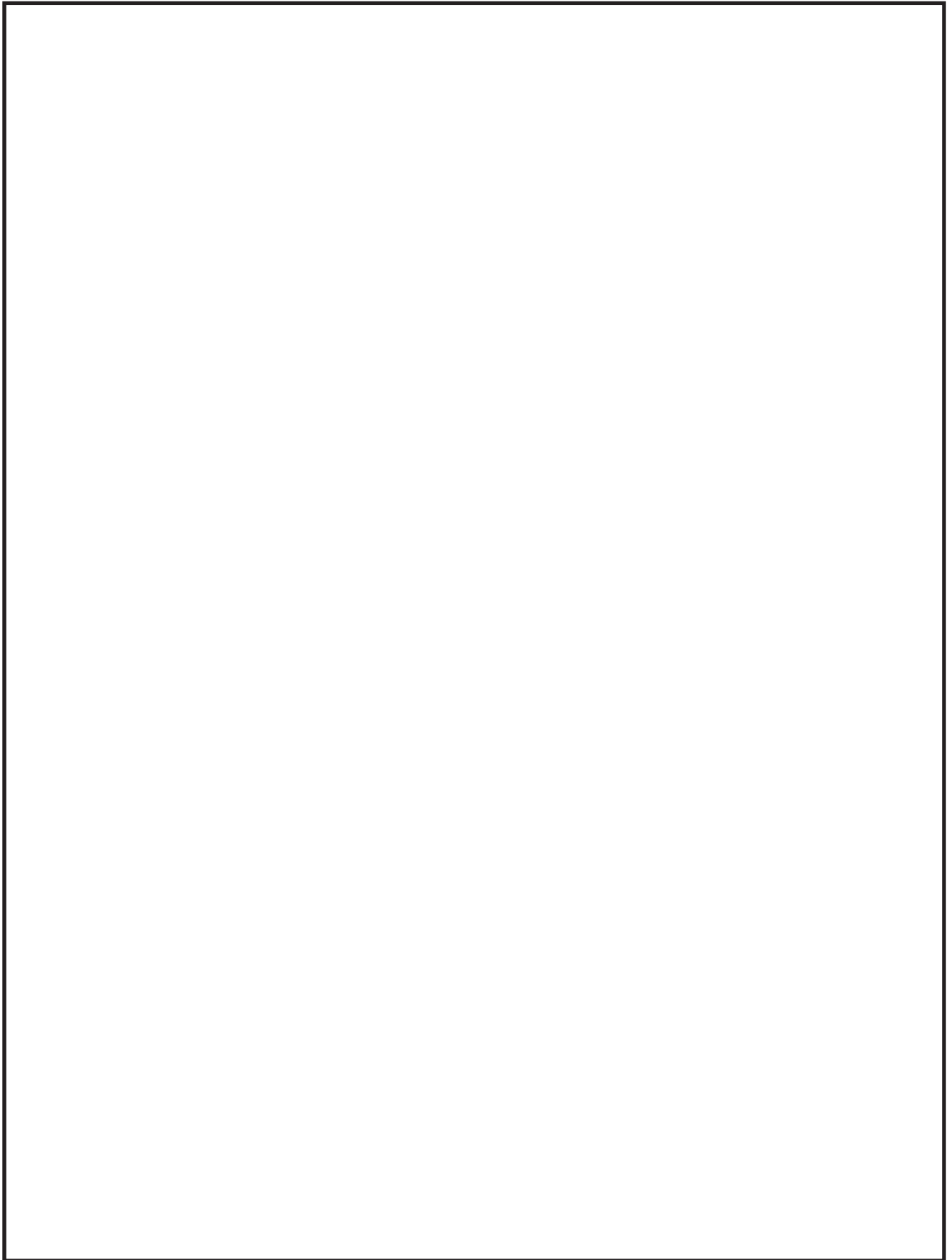


図 52-3-4 配置図（中央制御室（制御建屋地上 3 階））

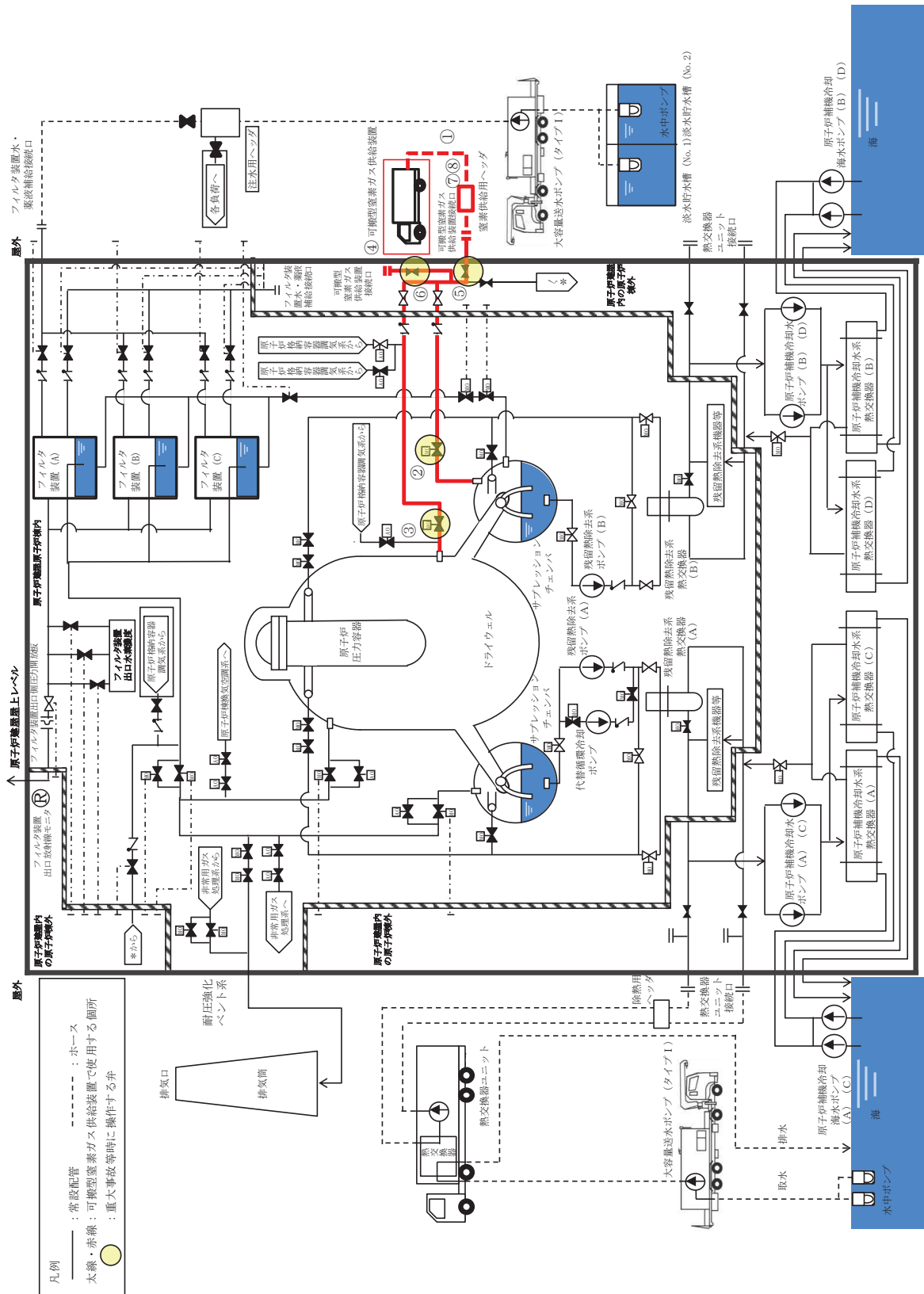
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-3-4

52-4
系統図

表 52-4-1 可搬型窒素ガス供給装置 機器リスト

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	S/C 側 PSA 窒素供給ライン第一隔離弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	サプレッションチェンバ側への窒素供給時
③	D/W 補給用窒素ガス供給用第一隔離弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	ドライウェル側への窒素供給時
④	可搬型窒素ガス供給装置	停止→起動	スイッチ操作	屋外	
⑤	PSA 窒素供給ライン元弁	全閉→全開	手動操作	原子炉建屋 地上1階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)	屋外接続時
⑥	建屋内 PSA 窒素供給ライン元弁	全閉→全開	手動操作	原子炉建屋 地上1階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)	屋内接続時
⑦	窒素ガス発生装置出口共用ヘッダ分岐弁 A	全閉→全開	手動操作	屋外	窒素供給用ヘッダ付属弁
⑧	窒素ガス発生装置出口共用ヘッダ分岐弁 C	全閉→全開	手動操作	屋外	窒素供給用ヘッダ付属弁



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雰囲気酸素濃度の系統概要図を図 52-4-2 に示す。

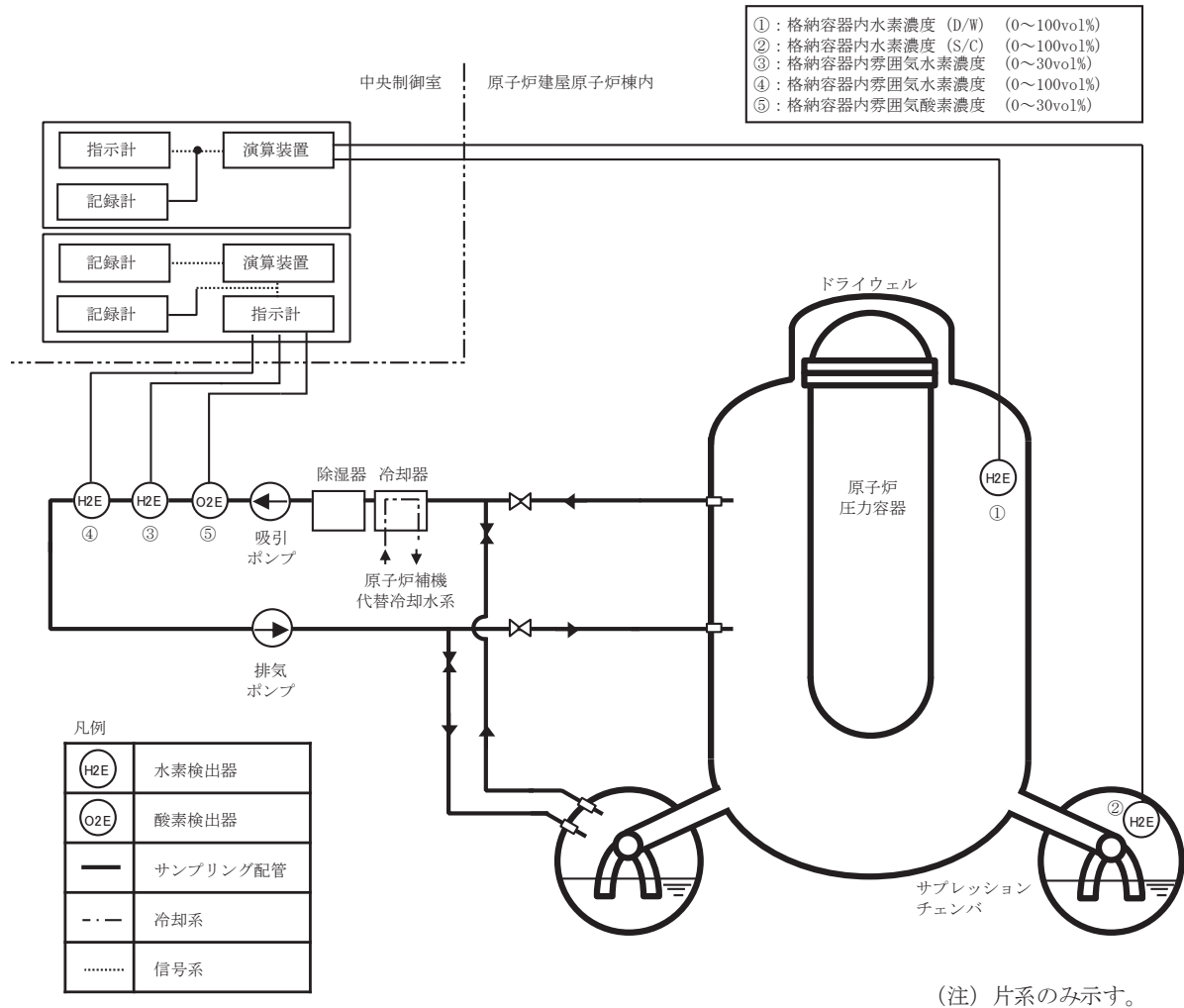


図 52-4-2 水素濃度及び酸素濃度監視設備に関する系統概要図

52-5
試験及び検査

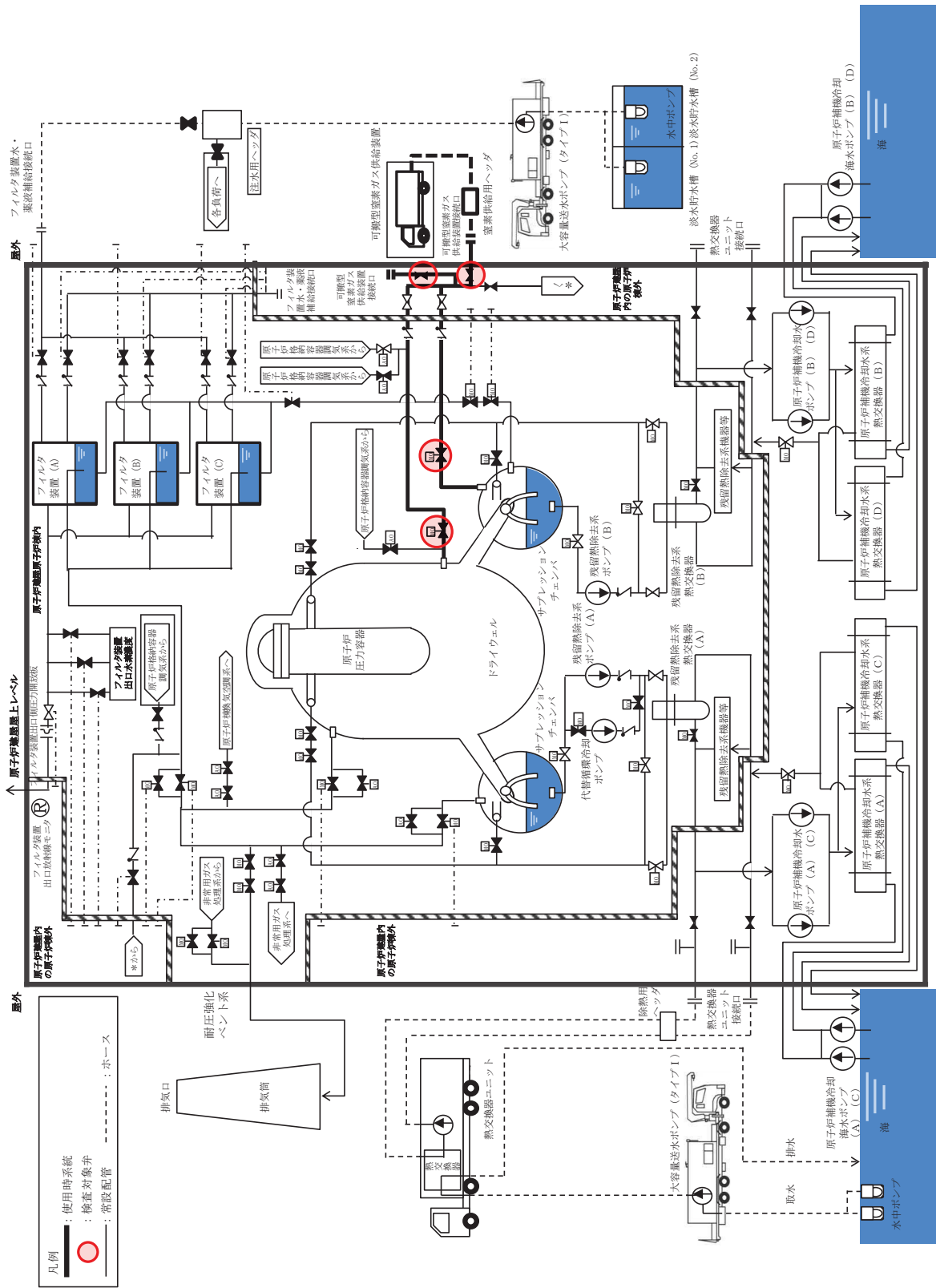


図 52-5-1 可搬型窒素ガス供給装置の試験及び検査

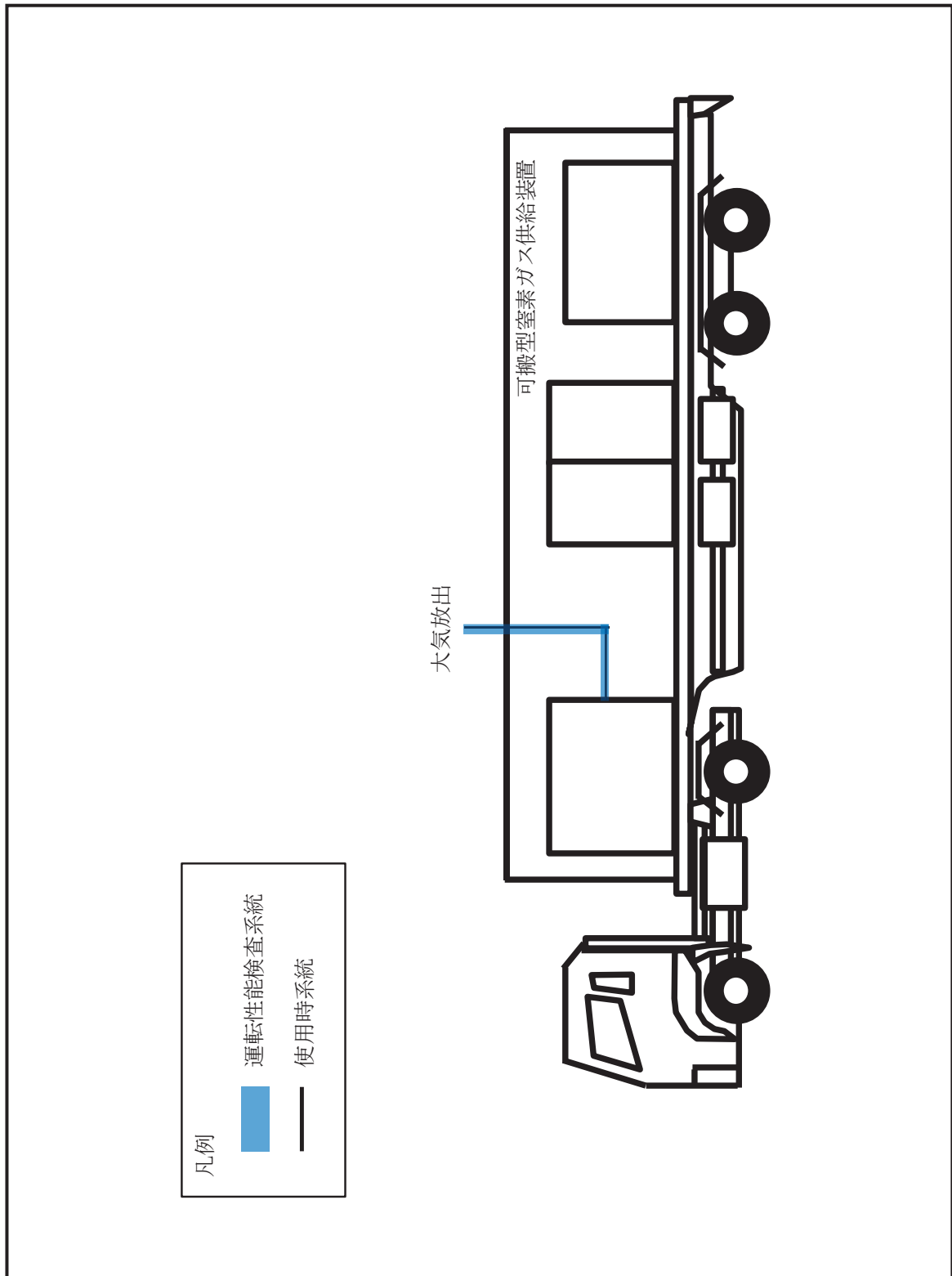


図 52-5-2 運転性能検査系統図（可搬型窒素ガス供給装置）

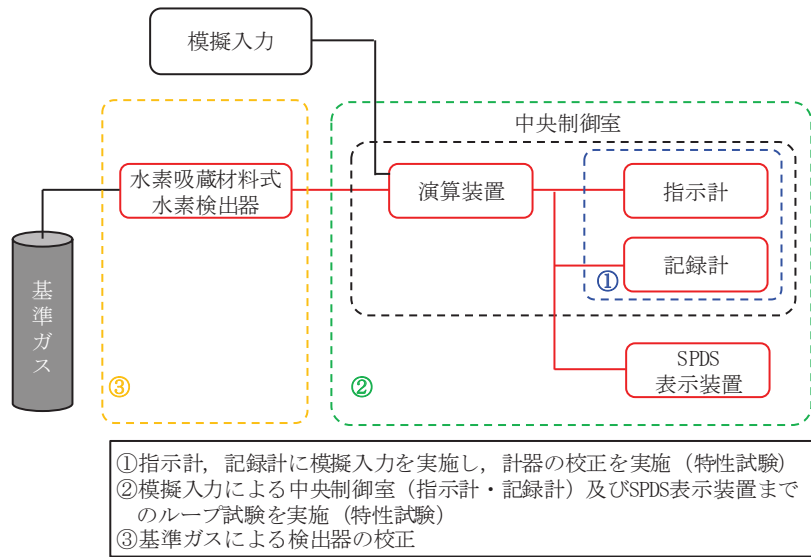


図 52-5-3 格納容器内水素濃度の試験及び検査

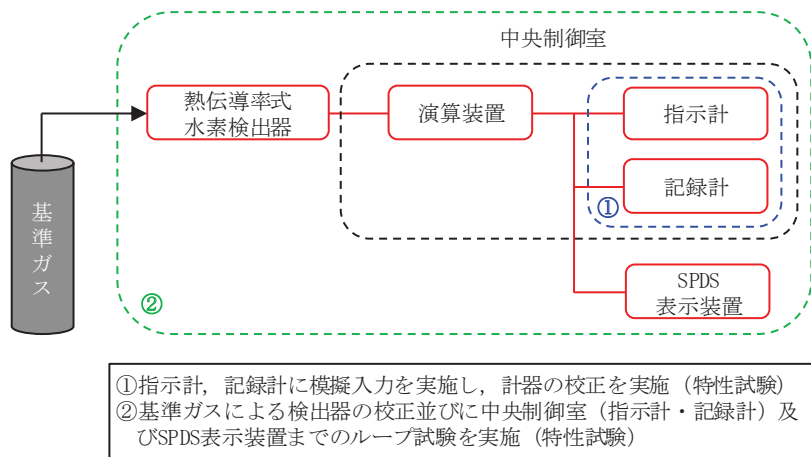


図 52-5-4 格納容器内雰囲気水素濃度の試験及び検査

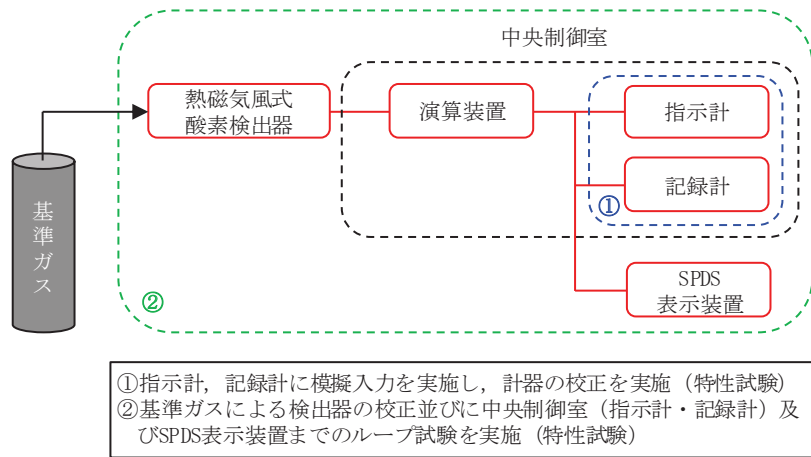


図 52-5-5 格納容器内雰囲気酸素濃度の試験及び検査

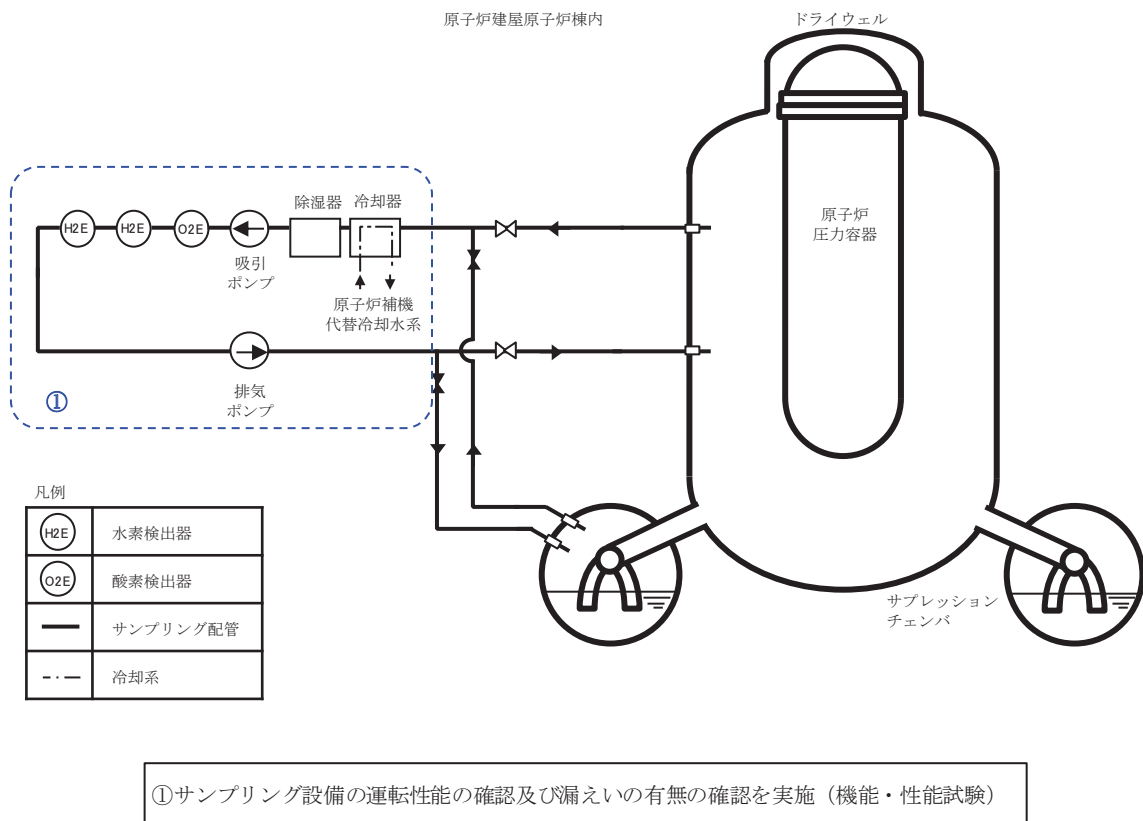


図 52-5-6 格納容器内雰囲気水素濃度及び格納容器内雰囲気酸素濃度のサンプリング装置の試験及び検査

52-6
容量設定根拠

名 称		可搬型窒素ガス供給装置
窒素供給量	Nm ³ /h	220
窒素純度	Vol%	99.0 以上
供給圧力	kPa	427

【設定根拠】

(1) 窒素供給量及び純度

可搬型窒素ガス供給装置は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、水の放射線分解によって発生する酸素の濃度上昇を抑制可能な設計とし、原子炉格納容器酸素濃度がドライ条件において 4.0vol%に到達した時点で原子炉格納容器への窒素供給を実施する。

有効性評価シナリオ「水素燃焼」において、設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価で使用している G 値を採用した場合のドライウエル及びサプレッションチェンバの気相の推移（ドライ条件）を図 52-6-1 及び図 52-6-2 に示す。事象発生約 48 時間後にサプレッションチェンバの酸素濃度がドライ条件において 4.0vol%に到達するため、サプレッションチェンバへの窒素供給を開始し、最大 220Nm³/h にて窒素供給を実施する。その後、格納容器圧力の上昇に伴い、格納容器内への窒素の注入量が減少することから、ドライウエル及びサプレッションチェンバの酸素濃度が上昇するが、事象発生 7 日後においても、原子炉格納容器の酸素濃度が可燃限界である 5.0vol%に到達することはない。

LOCA 後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサプレッションチェンバに送り込まれるため、事象発生から数時間後のドライウエルの気体濃度はほぼ 100%が水蒸気となる。このため、この時のドライ条件での気体組成は水の放射線分解によって生じる水素ガス及び酸素ガスの割合となるが、そのウェット条件での濃度は 1vol%未満であり、ドライウエルの圧力が低下すればサプレッションチェンバから気体が流入することから、この時点でのドライ条件が成立することは現実には起こり得ない。

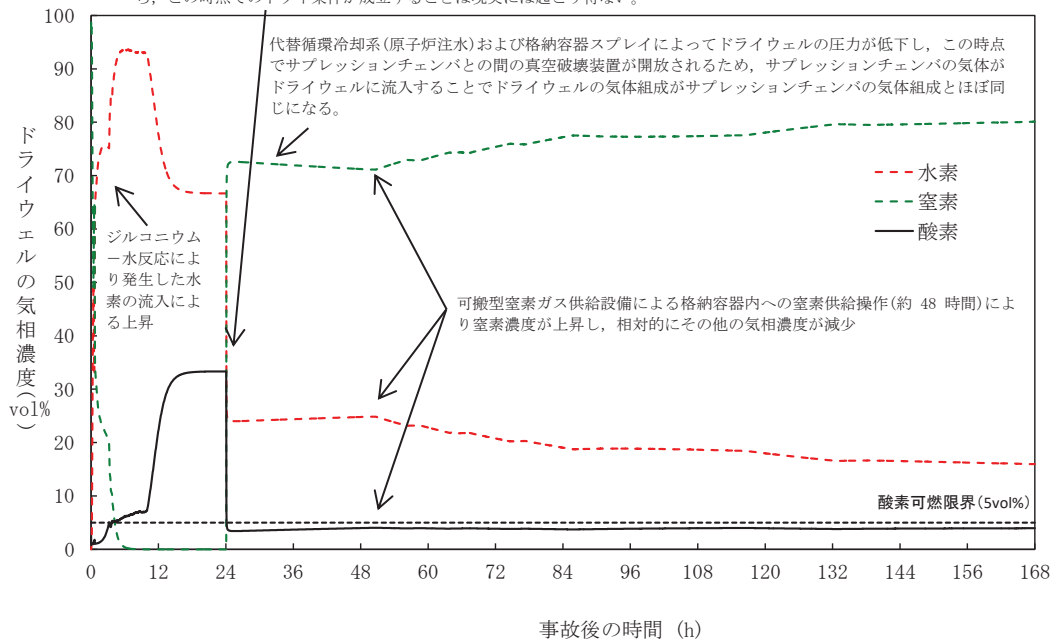


図 52-6-1 「水素燃焼」において可燃性ガス濃度制御系の性能評価で使用している G 値を採用した場合のドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）

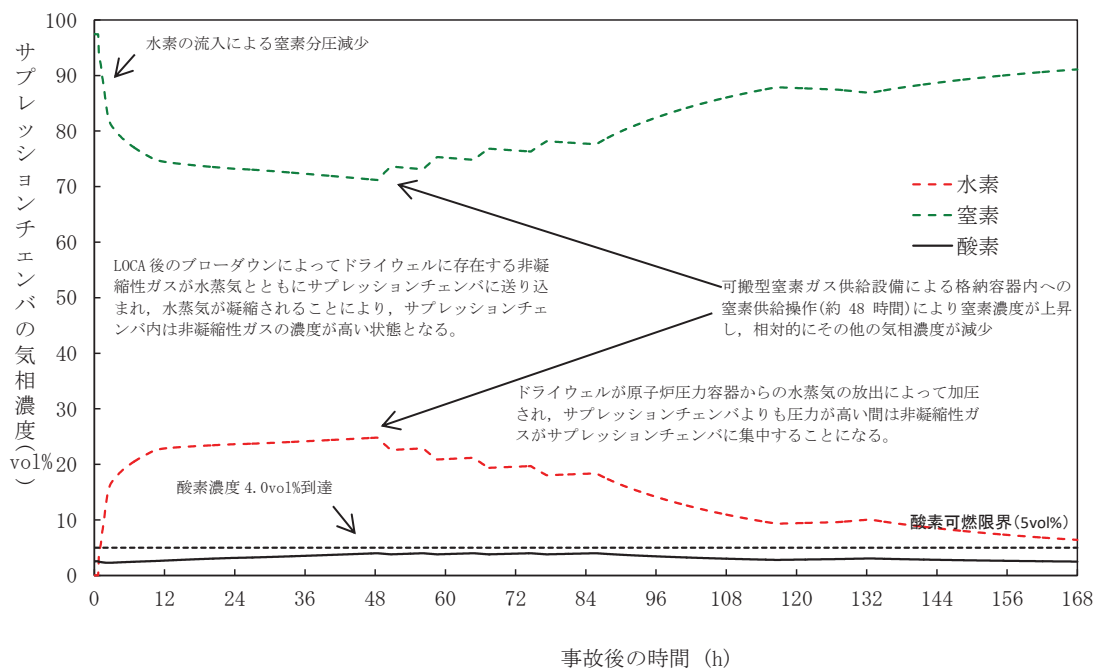


図 52-6-2 「水素燃焼」において可燃性ガス濃度制御系の性能評価で使用している G 値を採用した場合のサブプレッションチェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）

(2) 供給圧力

可搬型窒素ガス供給装置は、原子炉格納容器の最高使用圧力である 427kPa[gage]以上に過圧することがないように、窒素の供給圧力を 427kPa[gage]とする。

窒素ガス供給量の特性を図 52-6-3 に示す。

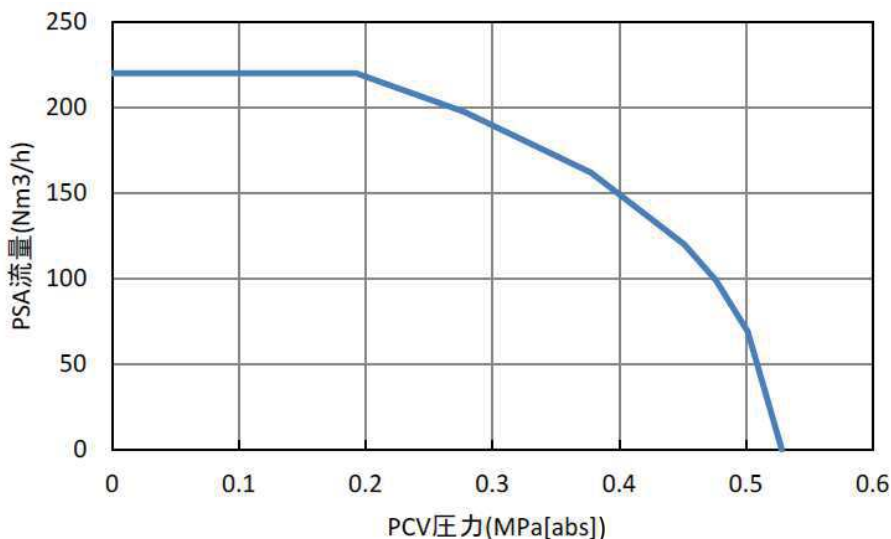


図 52-6-3 窒素ガス供給量特性表

1. 格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C)

(1) 設置目的

格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) は、炉心の著しい損傷時に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ことを目的として、原子炉格納容器内に検出器を設置し、水素濃度を測定する。

(2) 設備概要

格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、水素吸蔵材料式水素検出器にて水素濃度を抵抗値として検出する。検出した抵抗値は、演算装置にて水素濃度信号に変換した後、格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) として中央制御室に指示し、記録する。(図52-6-4「格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) の概略構成図」参照。)

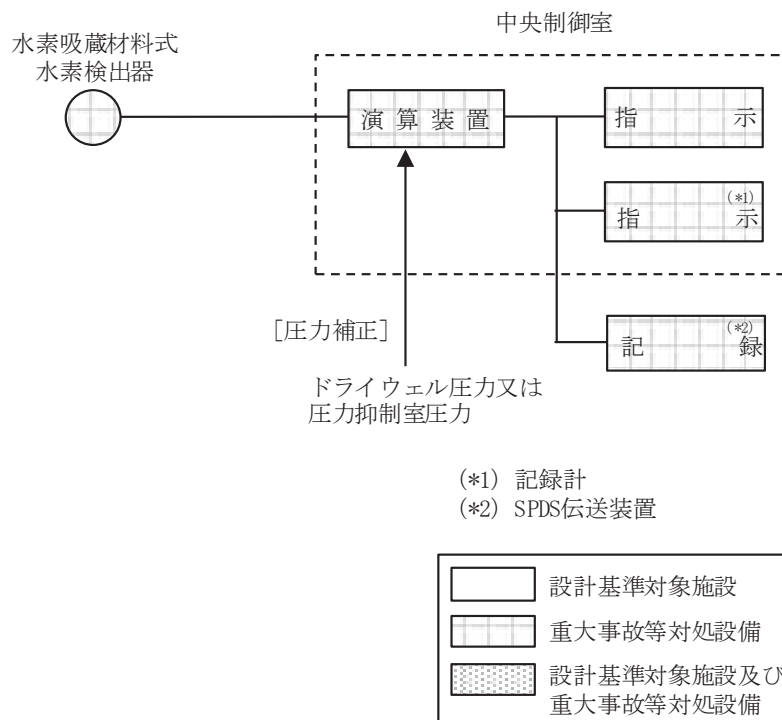


図52-6-4 格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) の概略構成図

(3) 計測範囲

格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) の仕様を表 52-6-1 に、計測範囲を表 52-6-2 に示す。

表 52-6-1 格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) の仕様

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
格納容器内水素濃度 (D/W)	水素吸蔵材料式 水素検出器	0~100vol%	2	原子炉格納容器内
格納容器内水素濃度 (S/C)	水素吸蔵材料式 水素検出器	0~100vol%	2	原子炉格納容器内

表 52-6-2 格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) の計測範囲

名称	計測範囲	発電用原子炉の状態*と予想変動範囲				計測範囲の設定に関する考え方
		通常 運転時	設計基準事故時 (運転時の異常な過 渡変化時を含む)	重大事故等時		
				炉心損傷前	炉心損傷後	
格納容器内 水素濃度 (D/W)	0~100vol%	0vol%	0~1.9vol%	0vol%	0~ 23.9vol%	重大事故等時において、 原子炉格納容器内の水 素燃焼の可能性 (水素濃 度: 4vol%) を把握する上 で監視可能。 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 (0 ~ 100vol%) を監視可能。
格納容器内 水素濃度 (S/C)						

*: 発電用原子炉の状態の定義は、以下のとおり。

- ・通常運転時：計画的に行なわれる起動、停止、運転、高温停止、低温停止、燃料取替等の発電用原子炉施設の運転であって、その運転状態が所定の制限内にあるもの。通常運転時に想定される設計値を記載。
- ・運転時の異常な過渡変化時：発電用原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一故障もしくは誤動作又は運転員の単一の誤操作、及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態。運転時の異常な過渡変化時に想定される設計値を記載。
- ・設計基準事故時：「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって、発生する頻度は稀であるが、発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定されるもの。設計基準事故時に想定される設計値を記載。
- ・重大事故等時：発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定される事故を超える事故の発生により、発電用原子炉の著しい損傷が発生するおそれがある状態又は炉心の著しい損傷が発生した状態。重大事故等時に想定される設計値を記載。

2. 格納容器内雰囲気水素濃度

(1) 設置目的

格納容器内雰囲気水素濃度は、炉心の著しい損傷時に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ことを目的として、原子炉建屋原子炉棟内に検出器を設置し、原子炉格納容器内の雰囲気ガスをサンプリングすることで水素濃度を測定する。

(2) 設備概要

格納容器内雰囲気水素濃度は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、熱伝導率式水素検出器にて水素濃度を電流信号として検出する。検出した電流信号は、演算装置にて水素濃度信号に変換した後、格納容器内雰囲気水素濃度として中央制御室に指示し、記録する。（図52-6-5「格納容器内雰囲気水素濃度の概略構成図」参照。）

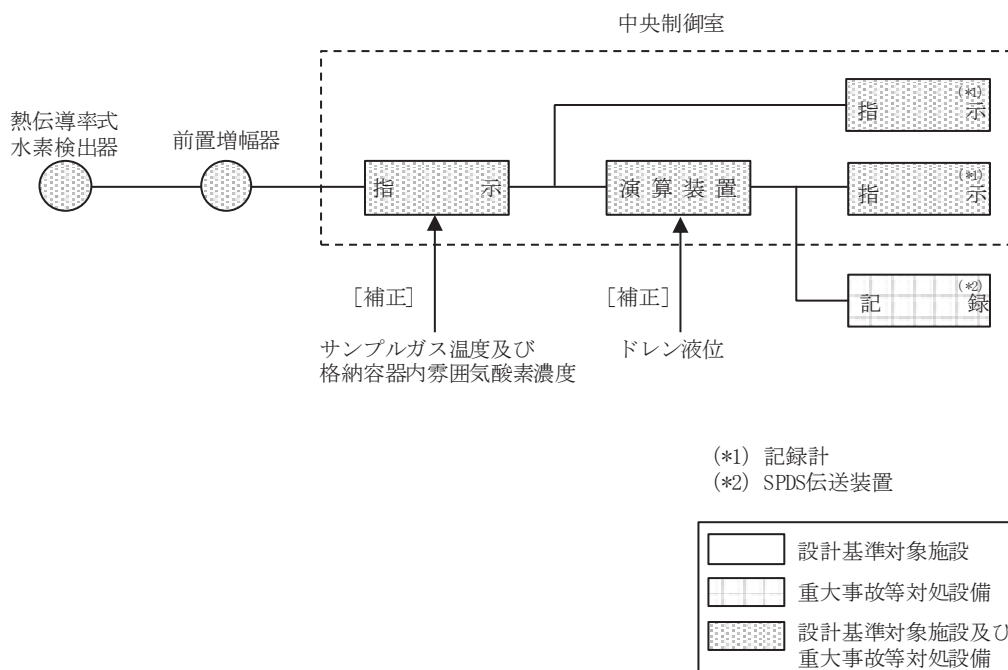


図52-6-5 格納容器内雰囲気水素濃度の概略構成図

(3) 計測範囲

格納容器内雰囲気水素濃度の仕様を表 52-6-3 に、計測範囲を表 52-6-4 に示す。

表 52-6-3 格納容器内雰囲気水素濃度の仕様

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
格納容器内雰囲気水素濃度	熱伝導率式 水素検出器	0~30vol%	2	原子炉建屋地上 2 階 (原子炉建屋原子炉棟内)
		0~100vol%	2	原子炉建屋地上 2 階 (原子炉建屋原子炉棟内)

表 52-6-4 格納容器内雰囲気水素濃度の計測範囲

名称	計測範囲	発電用原子炉の状態*と予想変動範囲				計測範囲の設定に関する考え方
		通常 運転時	設計基準事故時 (運転時の異常な過 渡変化時を含む)	重大事故等時		
				炉心損傷前	炉心損傷後	
格納容器内 雰囲気水素濃度	0~30vol% 0~100vol%	0vol%	0~1.9vol%	0vol%	0~ 23.9vol%	重大事故等時において、原子炉格納容器内の水素燃焼の可能性(水素濃度:4vol%)を把握する上で監視可能。 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(0~100vol%)を監視可能。

*: 発電用原子炉の状態の定義は、以下のとおり。

- ・通常運転時：計画的に行なわれる起動、停止、運転、高温停止、冷温停止、燃料取替等の発電用原子炉施設の運転であって、その運転状態が所定の制限内にあるもの。通常運転時に想定される設計値を記載。
- ・運転時の異常な過渡変化時：発電用原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一故障もしくは誤動作又は運転員の単一の誤操作、及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態。運転時の異常な過渡変化時に想定される設計値を記載。
- ・設計基準事故時：「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって、発生する頻度は稀であるが、発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定されるもの。設計基準事故時に想定される設計値を記載。
- ・重大事故等時：発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定される事故を超える事故の発生により、発電用原子炉の著しい損傷が発生するおそれがある状態又は炉心の著しい損傷が発生した状態。重大事故等時に想定される設計値を記載。

3. 格納容器内雰囲気酸素濃度

(1) 設置目的

原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施後は、原子炉格納容器内に蓄積されていた可燃性ガスが放出され、ほぼ水蒸気雰囲気となるため、水素燃焼の可能性は極めて低いですが、ベント実施により窒素も併せて排出されること、また、原子炉格納容器内に蓄積した放射性物質により、水の放射線分解で水素ガス及び酸素ガスが発生するため、水素濃度の監視設備に加え、格納容器内の酸素濃度を監視することを目的として、原子炉建屋原子炉棟内に検出器を設置し、原子炉格納容器内の雰囲気ガスをサンプリングすることで酸素濃度を測定する。

(2) 設備概要

格納容器内雰囲気酸素濃度は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、熱磁気風式酸素検出器にて酸素濃度を電流信号として検出する。検出した電流信号は、演算装置にて酸素濃度信号に変換した後、格納容器内雰囲気酸素濃度として中央制御室に指示し、記録する。（図 52-6-6「格納容器内雰囲気酸素濃度の概略構成図」参照。）

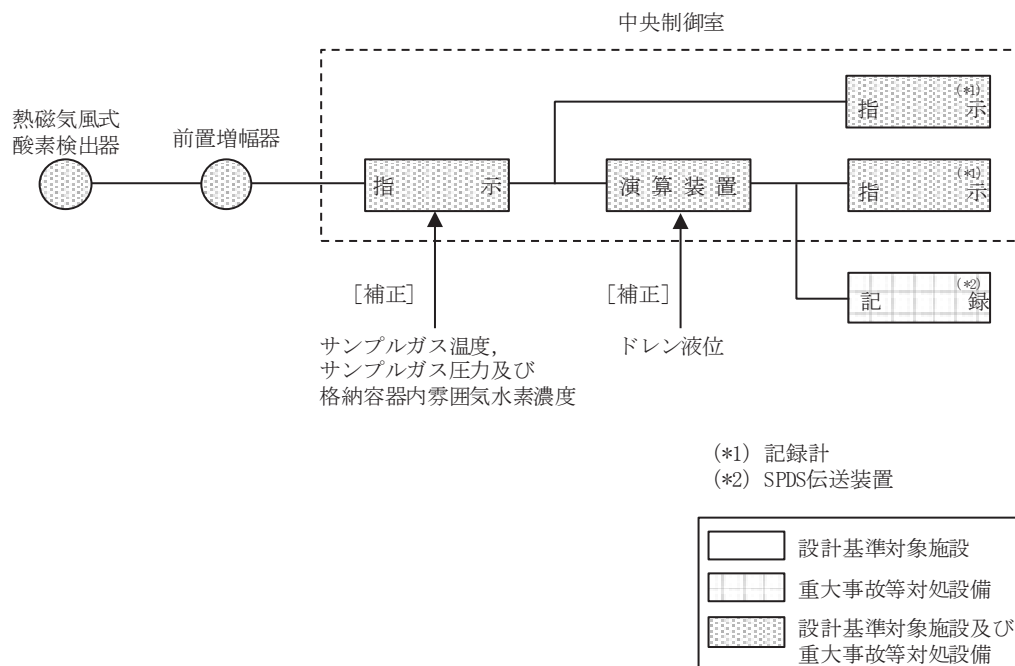


図 52-6-6 格納容器内雰囲気酸素濃度の概略構成図

(3) 計測範囲

格納容器内雰囲気酸素濃度の仕様を表 52-6-5 に、計測範囲を表 52-6-6 に示す。

表 52-6-5 格納容器内雰囲気酸素濃度の仕様

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
格納容器内雰囲気酸素濃度	熱磁気風式酸素検出器	0～30vol%	2	原子炉建屋地上 2 階 (原子炉建屋原子炉棟内)

表 52-6-6 格納容器内雰囲気酸素濃度の計測範囲

名称	計測範囲	発電用原子炉の状態*と予想変動範囲				計測範囲の設定に関する考え方
		通常 運転時	設計基準事故時 (運転時の異常な過渡変化時を含む)	重大事故等時		
				炉心損傷前	炉心損傷後	
格納容器内 雰囲気酸素濃度	0～30vol%	2.5vol% 以下	約 4.3vol%	2.5vol% 以下	約 3.4vol%	重大事故等時に原子炉格納容器内の酸素濃度が変動する可能性のある範囲(0～4.3vol%)を監視可能。

*: 発電用原子炉の状態の定義は、以下のとおり。

- ・通常運転時：計画的に行なわれる起動、停止、運転、高温停止、冷温停止、燃料取替等の発電用原子炉施設の運転であって、その運転状態が所定の制限内にあるもの。通常運転時に想定される設計値を記載。
- ・運転時の異常な過渡変化時：発電用原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一故障もしくは誤動作又は運転員の単一の誤操作、及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態。運転時の異常な過渡変化時に想定される設計値を記載。
- ・設計基準事故時：「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって、発生する頻度は稀であるが、発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定されるもの。設計基準事故時に想定される設計値を記載。
- ・重大事故等時：発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定される事故を超える事故の発生により、発電用原子炉の著しい損傷が発生するおそれがある状態又は炉心の著しい損傷が発生した状態。重大事故等時に想定される設計値を記載。

52-7
接続図

- ・可搬型窒素ガス供給装置

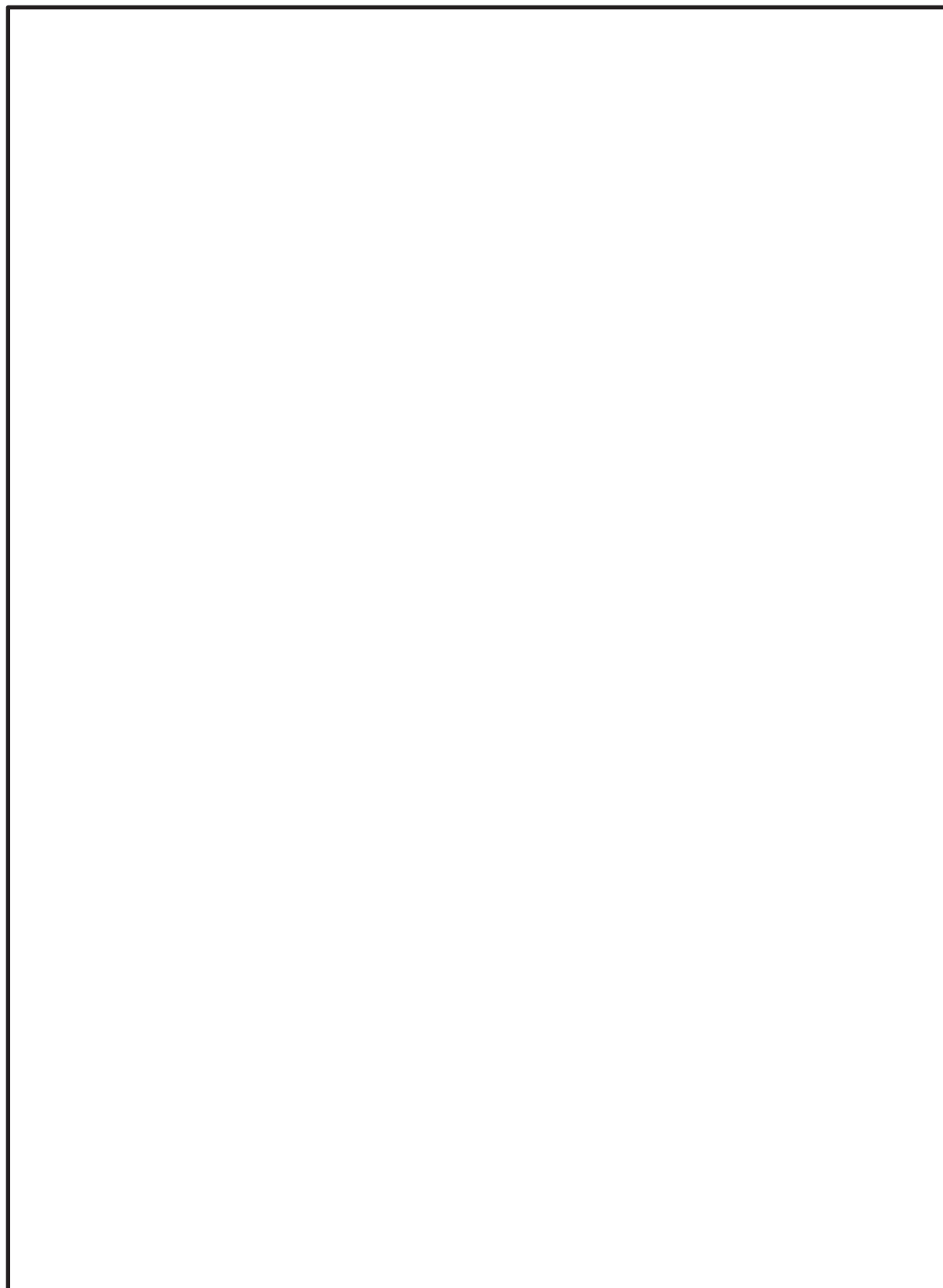


図 52-7-1 接続図
(可搬型窒素ガス供給装置から接続口までの接続)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-8
保管場所図

- ・可搬型窒素ガス供給装置

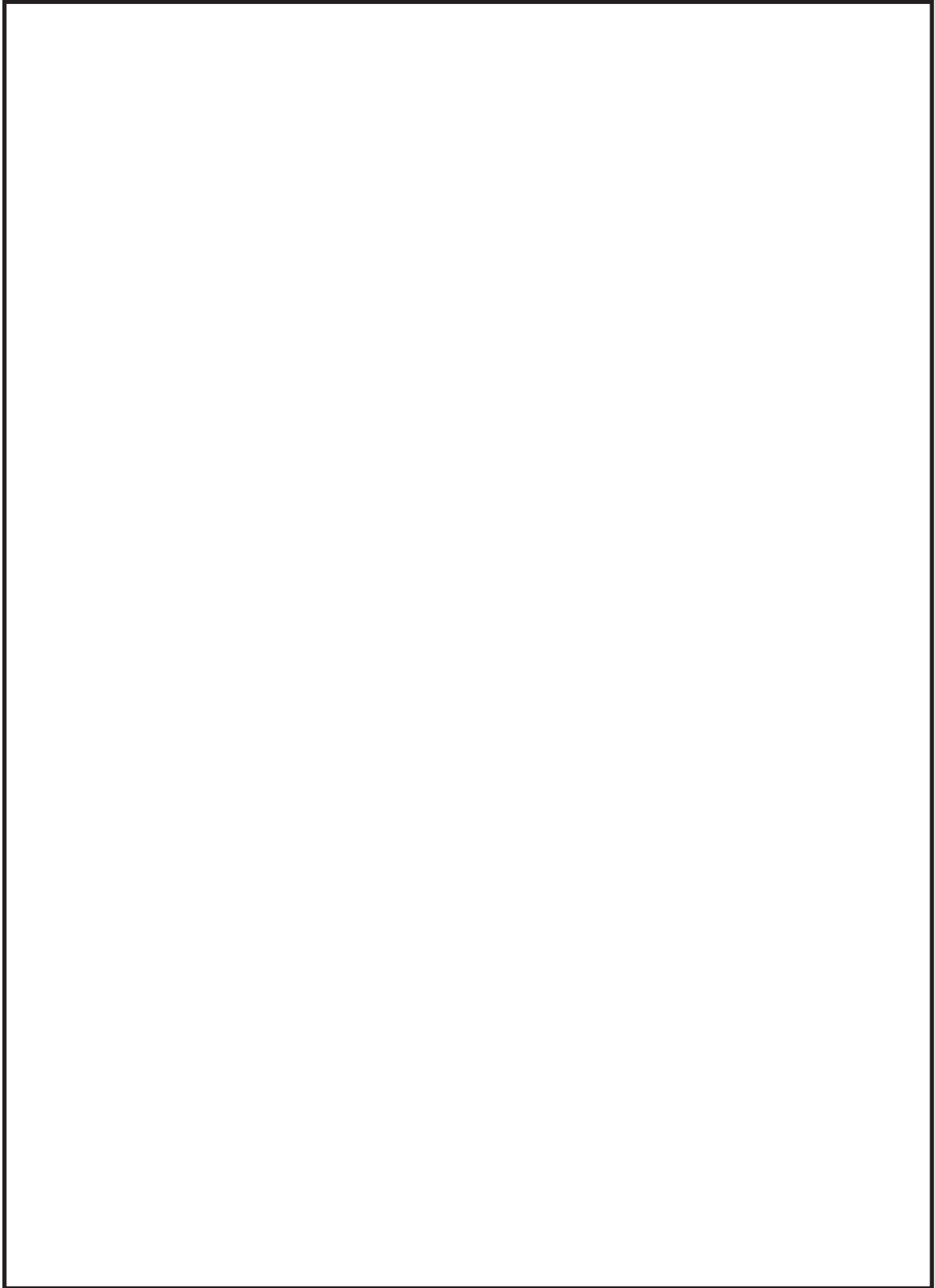


図 52-8-1 保管場所図（位置的分散（原子炉建屋からの離隔距離））

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-8-1

- ・可搬型窒素ガス供給装置

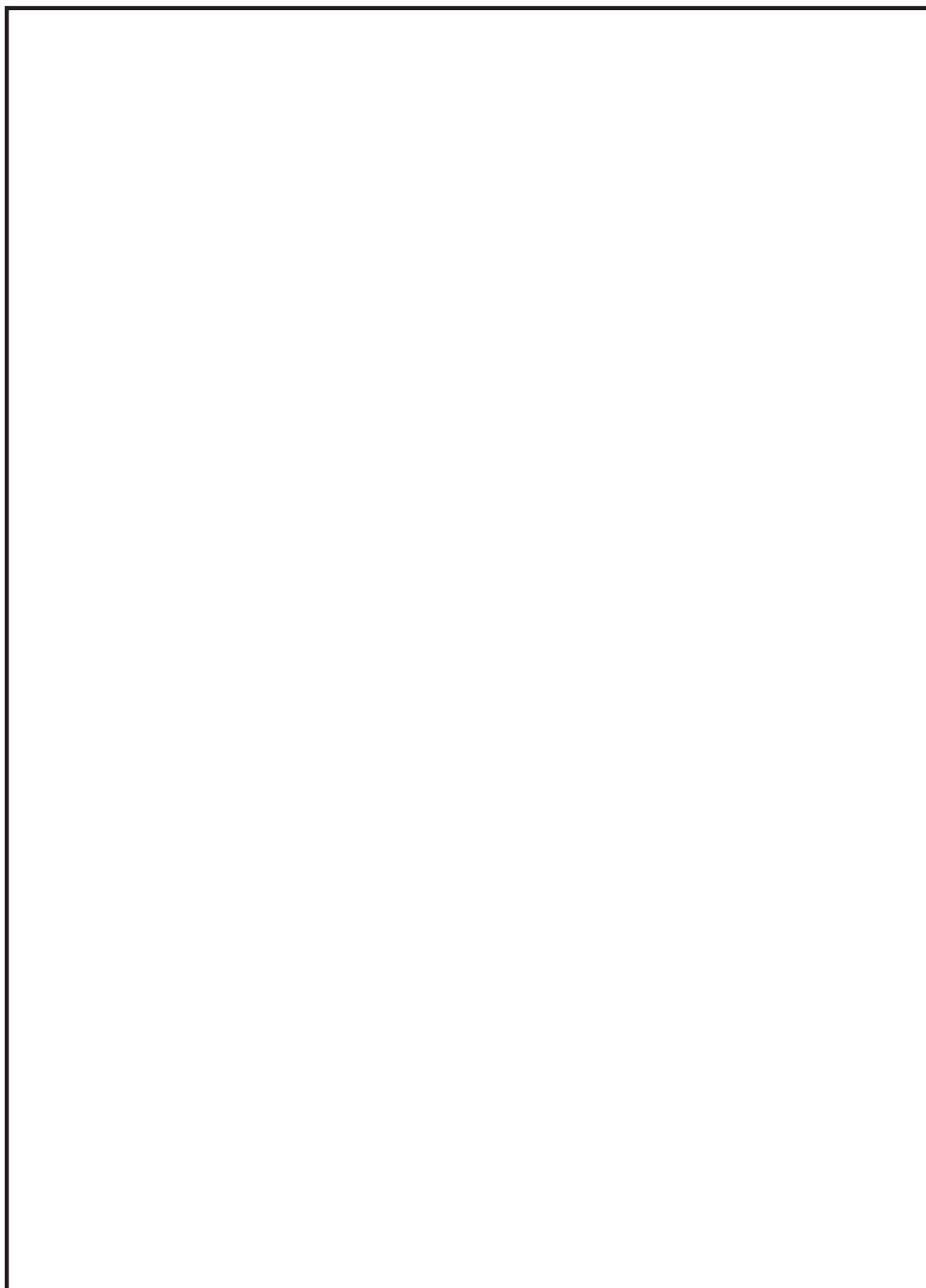


図 52-8-2 保管場所図（位置的分散（保管エリアの離隔距離））

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- ・可搬型窒素ガス供給装置

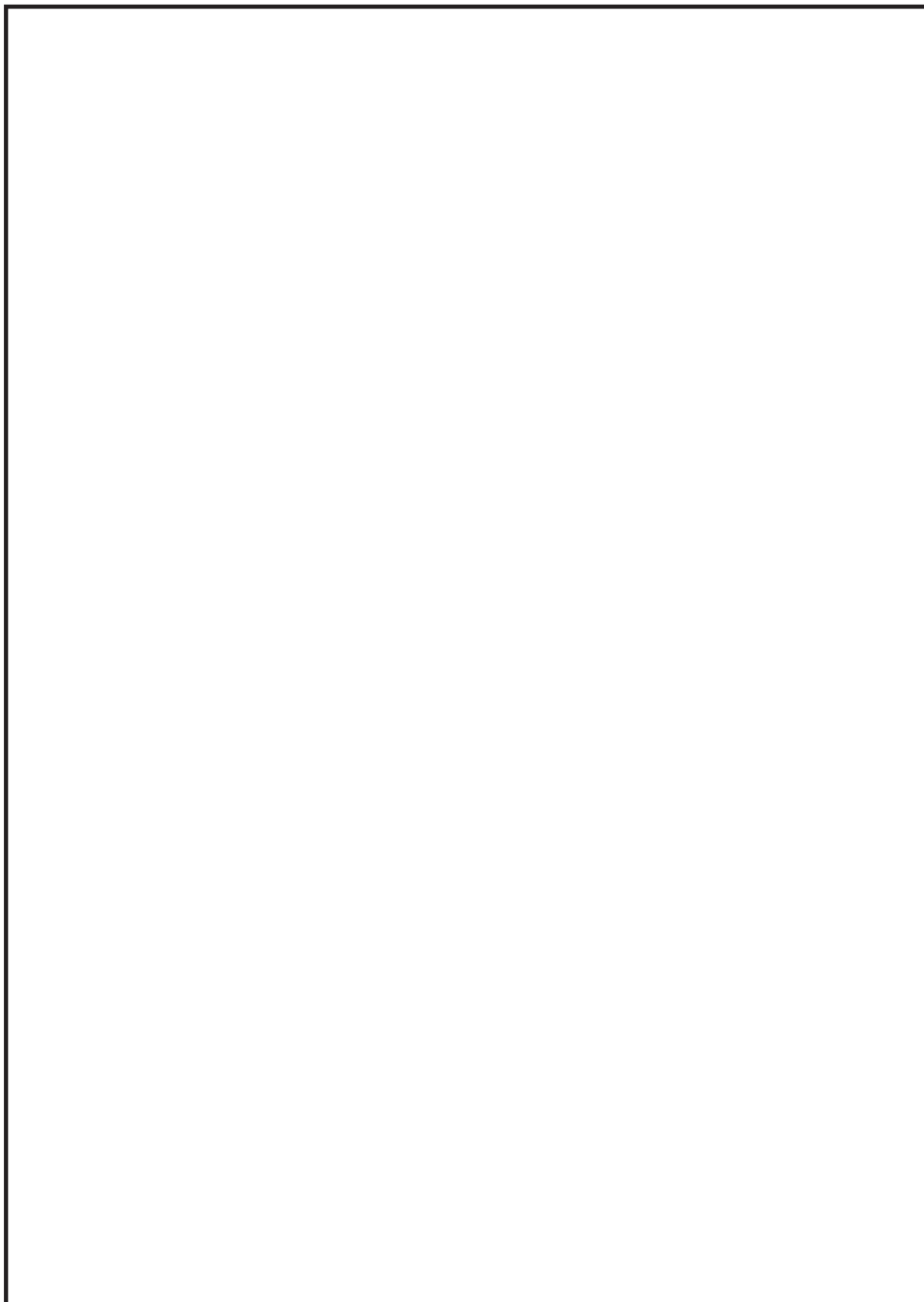
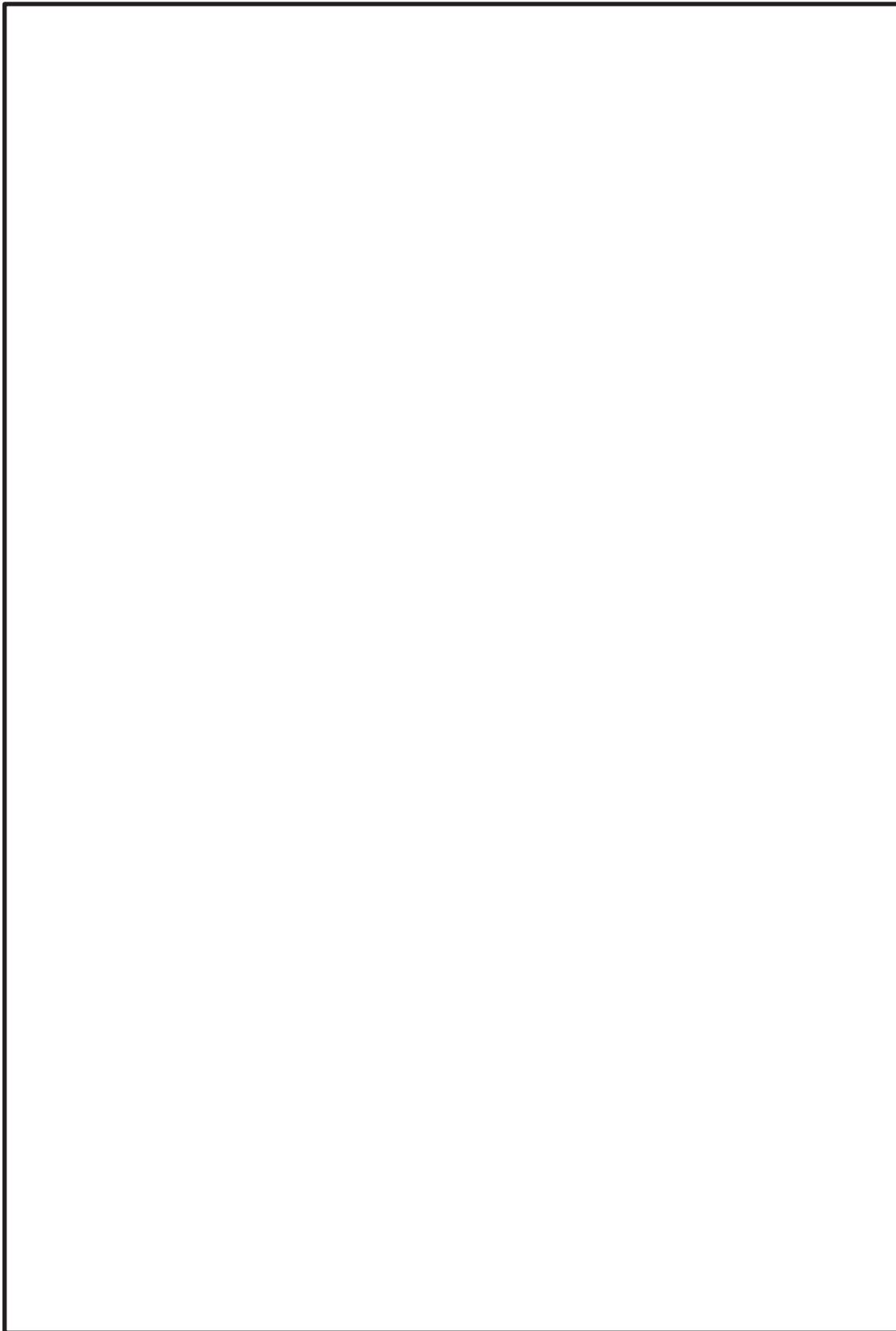


図 52-8-3 保管場所図（機器配置）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-9
アクセスルート図

- ・可搬型窒素ガス供給装置



女川原子力発電所2号炉「可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて（02-NP-0026（改7）」
（平成30年4月19日 提出版）より抜粋

図 52-9-1 保管場所及びアクセスルート図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- ・可搬型窒素ガス供給装置

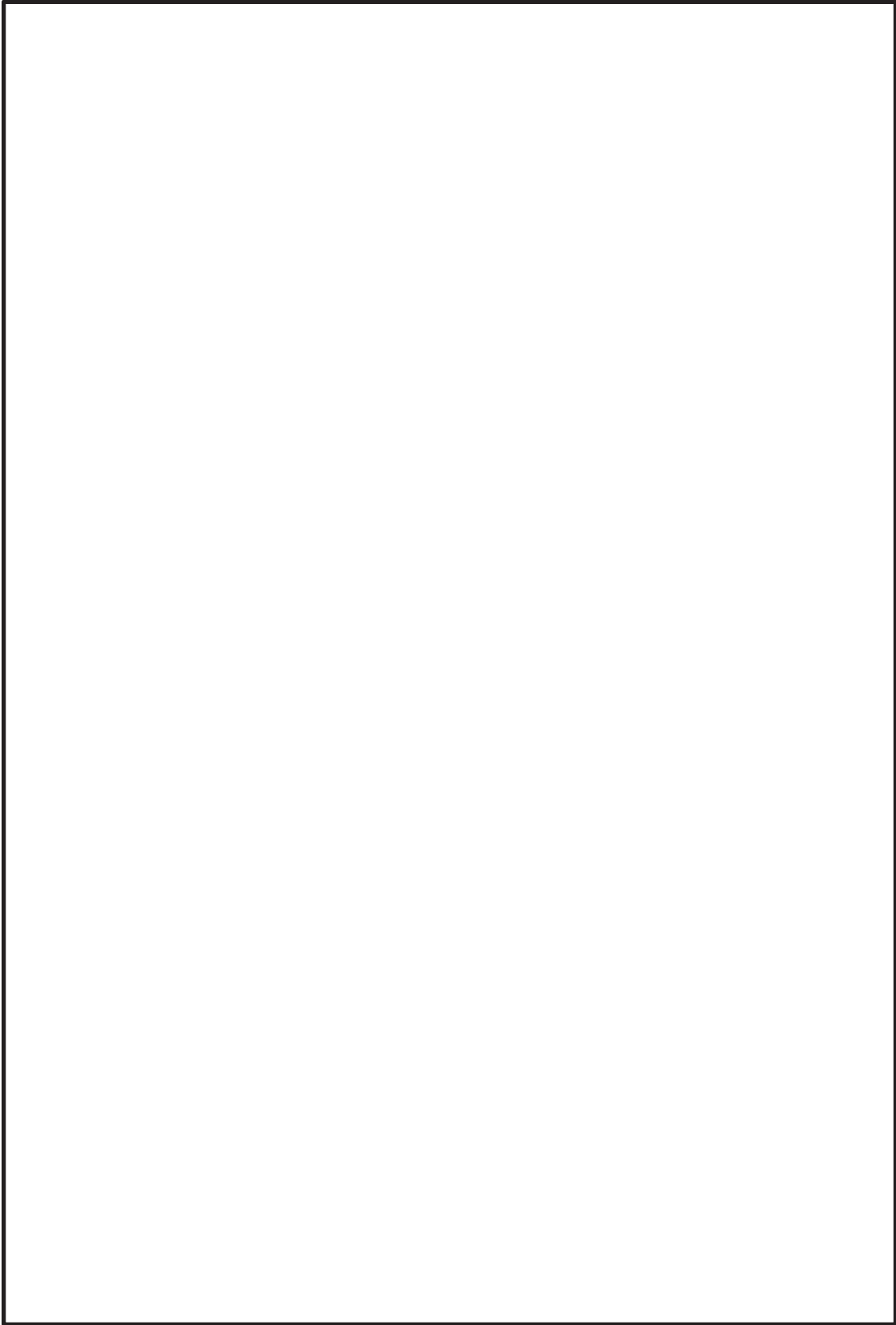


図 52-9-2 地震時のアクセスルート図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- ・可搬型窒素ガス供給装置

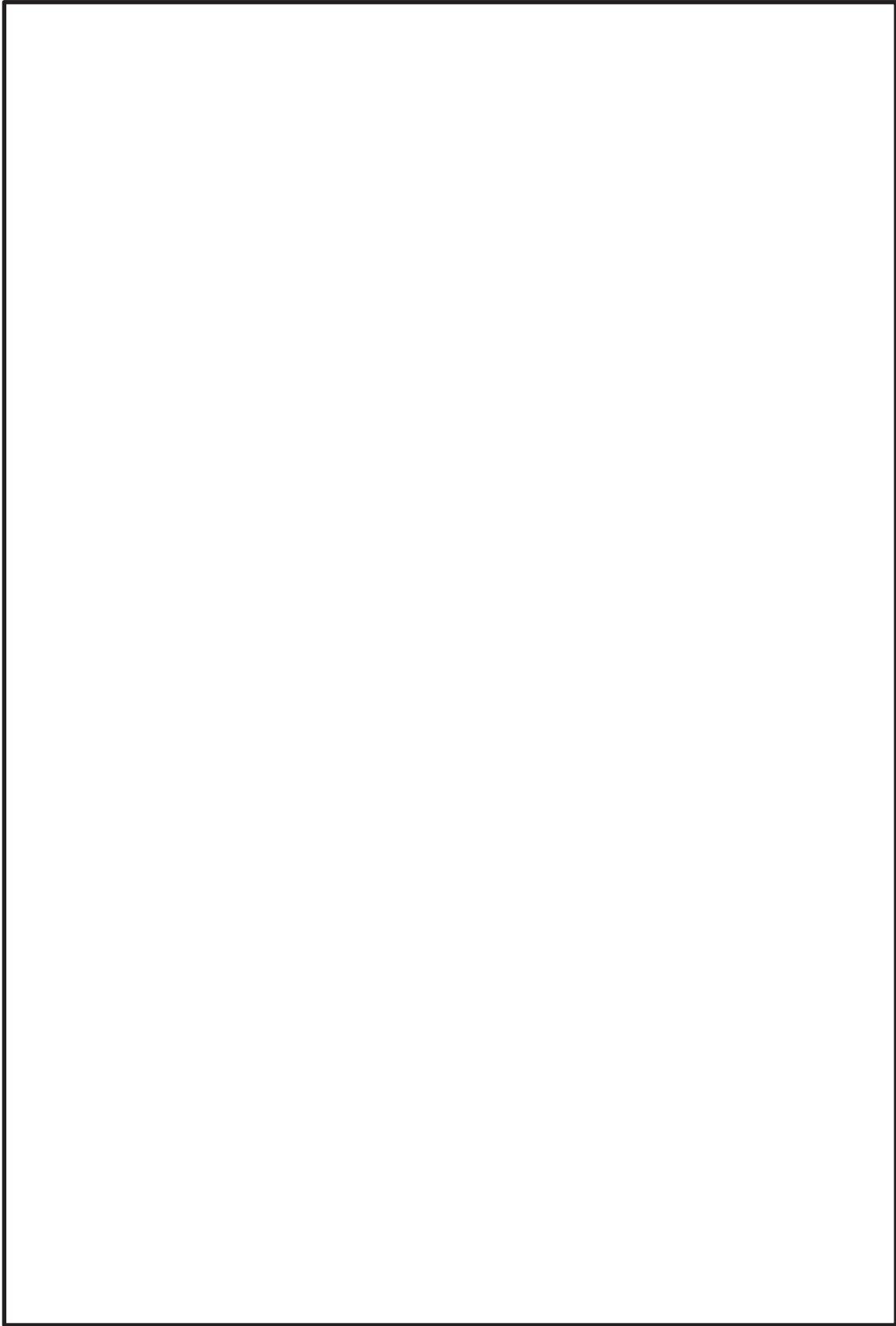


図 52-9-3 津波時のアクセスルート図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- ・可搬型窒素ガス供給装置

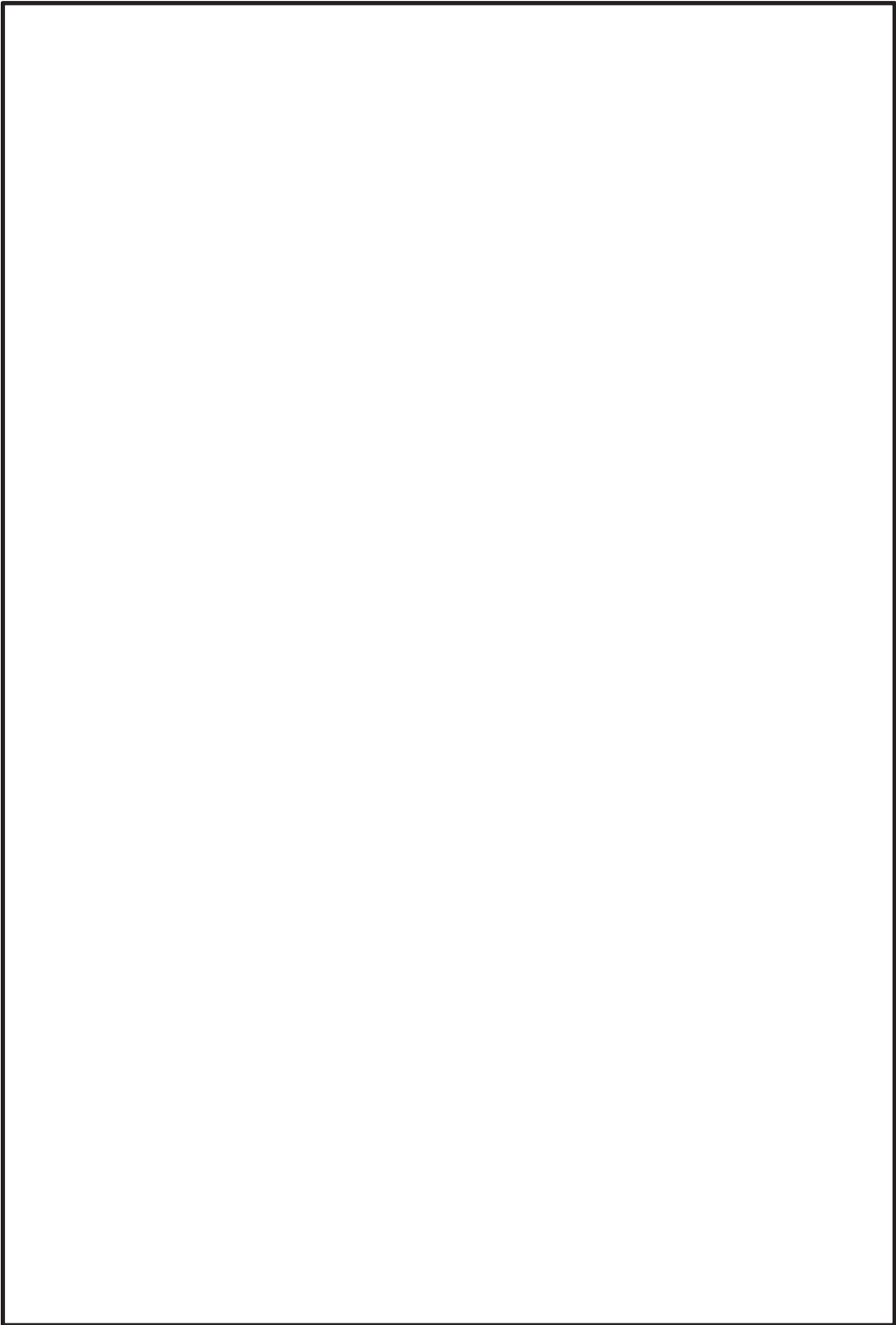


図 52-9-4 可燃物施設損壊時のアクセスルート図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

52-10
その他設備

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための自主対策設備として、以下を整備する。

1. 可燃性ガス濃度制御系を用いた格納容器内水素濃度制御

可燃性ガス濃度制御系は設計基準事故対処設備として設置するものであり、重大事故時には使用できない可能性があるが、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手段として有効であるため、可燃性ガス濃度制御系を用いた格納容器内水素濃度制御の手段を自主対策設備として整備している。

可燃性ガス濃度制御系は、ドライウェルのガスを FCS 再結合装置ブロワによって吸気し、再結合器でガス中の水素ガスと酸素ガスを再結合させる。再結合反応により生じた水蒸気は、冷却器で冷却凝縮した後、サプレッションチェンバへ戻す設計とする。

No	機器名称	状態の変化	操作方法	操作場所	備考
①	FCS 再結合装置ブロワ (A)	停止→起動	スイッチ操作	中央制御室	FCS 再結合装置ブロワ (A) 起動で一括連動
②	FCS A 系入口隔離弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	
③	FCS A 系入口流量調節弁	全閉→調整開	スイッチ操作	中央制御室	
④	FCS A 系出口隔離弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	
⑤	FCS A 系冷却水止め弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	
⑥	FCS A 系冷却水入口弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	

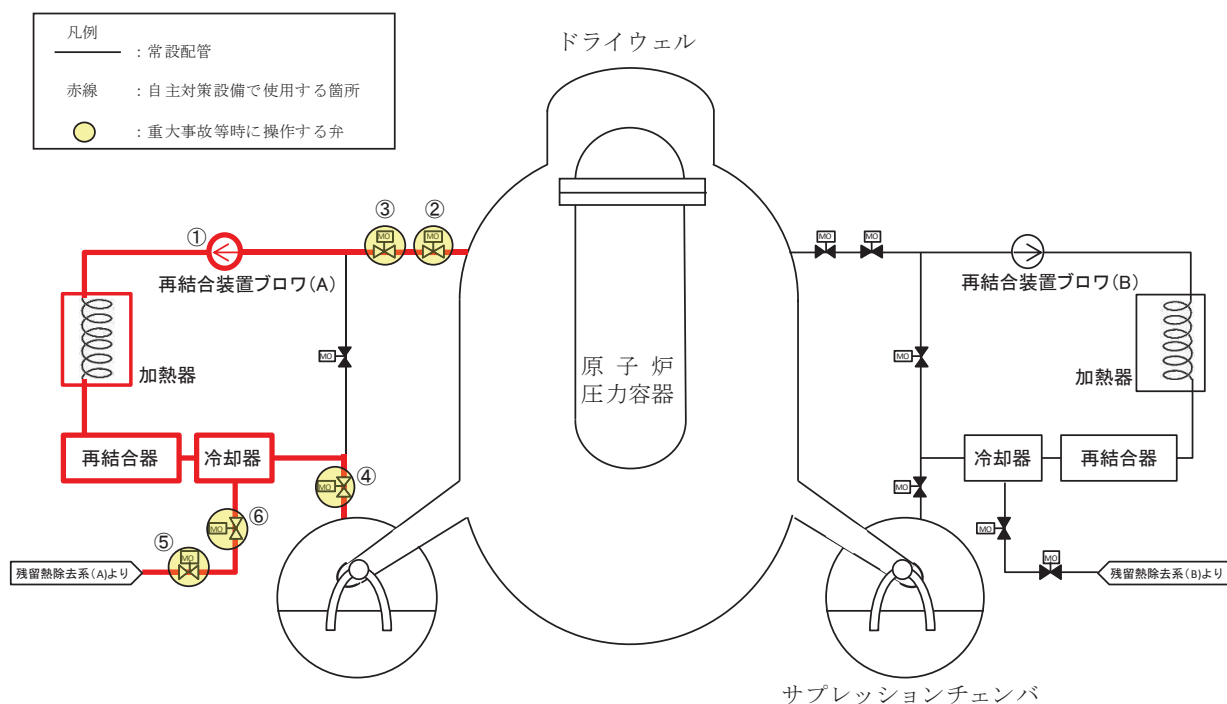


図 52-10-1 可燃性ガス濃度制御系 A 系による格納容器内水素濃度制御

No	機器名称	状態の変化	操作方法	操作場所	備考
①	FCS 再結合装置ブロワ (B)	停止→起動	スイッチ操作	中央制御室	FCS 再結合装置ブロワ (B) 起動で一括連動
②	FCS B系入口隔離弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	
③	FCS B系入口流量調節弁	全閉→調整開	スイッチ操作	中央制御室	
④	FCS B系出口隔離弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	
⑤	FCS B系冷却水止め弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	
⑥	FCS B系冷却水入口弁	全閉→全開	スイッチ操作	中央制御室	

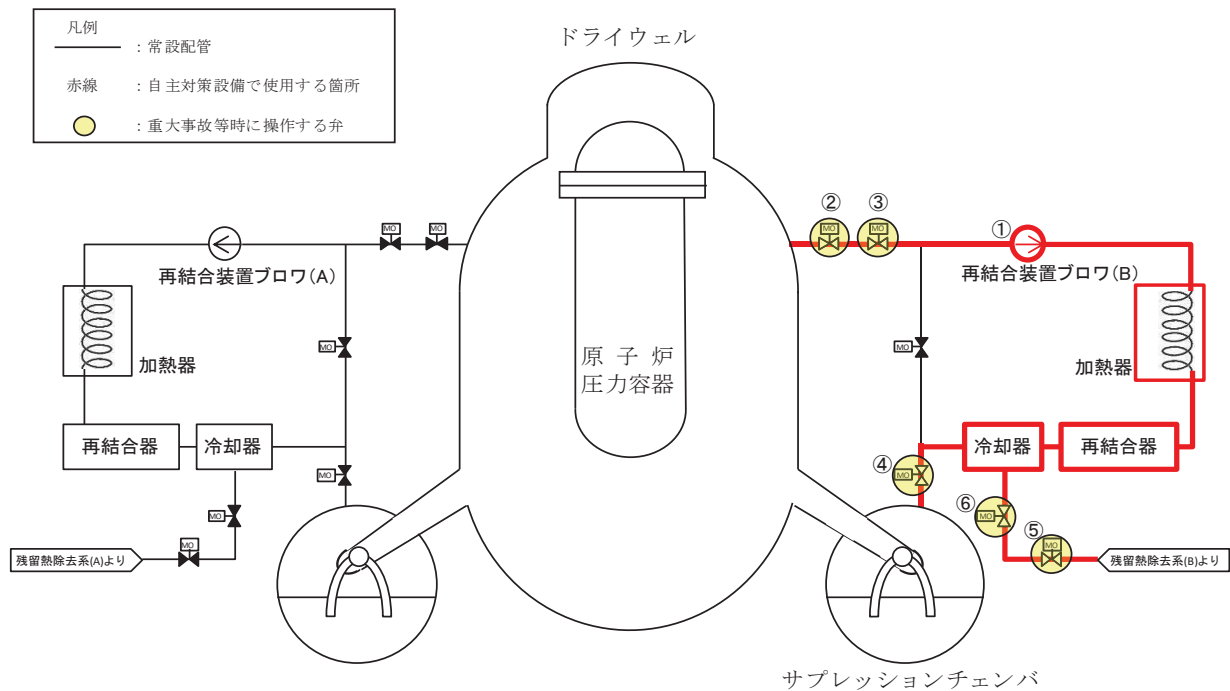


図 52-10-2 可燃性ガス濃度制御系 B 系による格納容器内水素濃度制御

52-11
計装設備の測定原理

1. 計装設備の測定原理

(1) 格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C)

原子炉格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器内水素濃度 (D/W) 及び格納容器内水素濃度 (S/C) は、水素吸蔵材料式水素検出器を用いる。

水素吸蔵材料式水素検出器は、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。

水素吸蔵材料式水素検出器の測定原理を図 52-11-1 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。

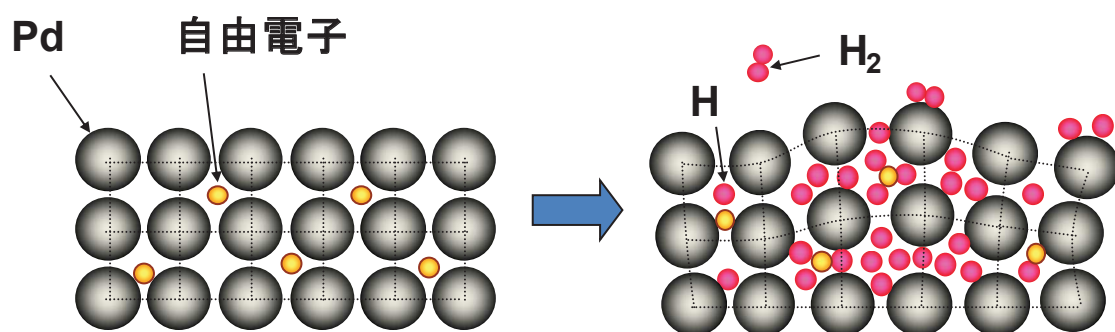


図 52-11-1 水素吸蔵材料式水素検出器の測定原理

(2) 格納容器内雰囲気気水素濃度

原子炉格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器内雰囲気気水素濃度は、熱伝導率式水素検出器を用いる。

熱伝導率式水素検出器は、図 52-11-2 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、図 52-11-2 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。

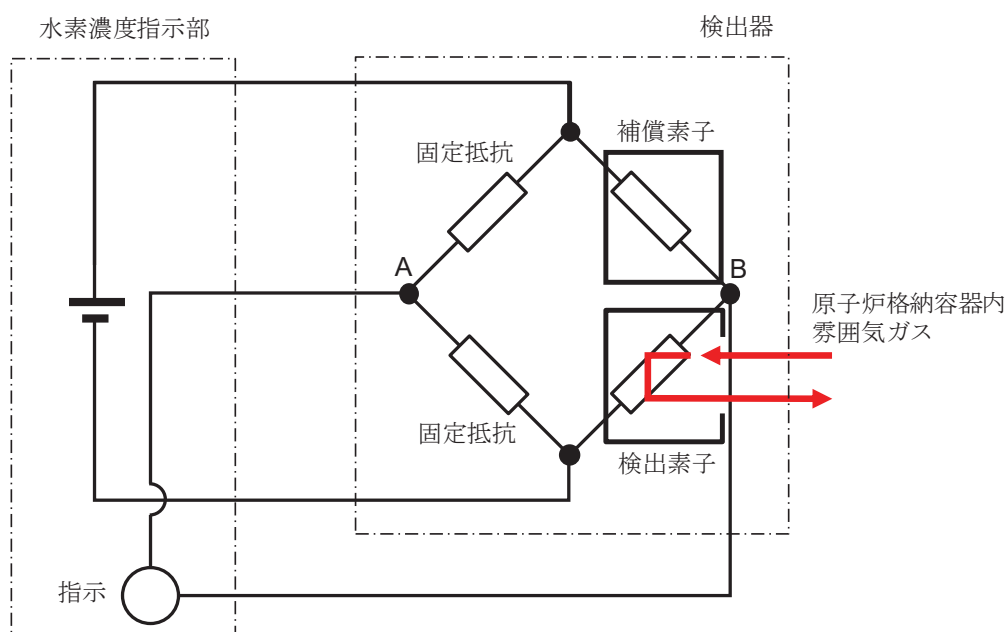


図52-11-2 熱伝導率式水素検出器の測定原理

(3) 格納容器内雰囲気酸素濃度

原子炉格納容器内の酸素濃度を測定するために用いる格納容器内酸素濃度は、熱磁気風式酸素検出器を用いる。

熱磁気風式酸素検出器は、図 52-11-3 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いる。

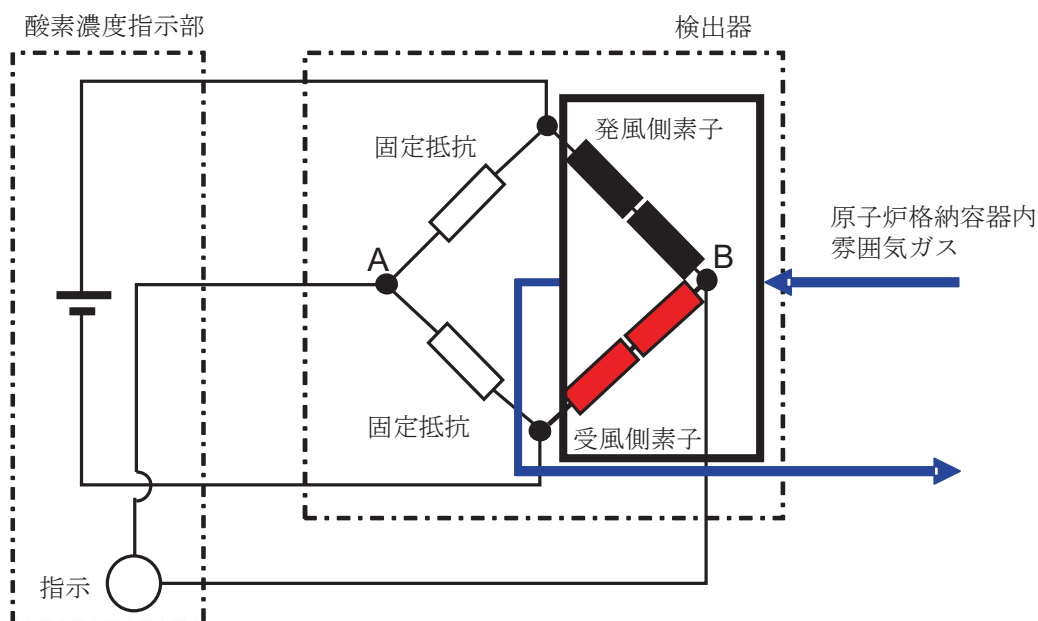


図 52-11-3 熱磁気風式酸素検出器の測定原理

酸素を含むガスの流れを図 52-11-4 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、サンプリング入口より下部流入チャンバー内にサンプリングガスが流入する。サンプリングガスの大部分は下部流入チャンバーを通過しサンプリング出口へ流出するが、少量のサンプリング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リング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リングガスにより、高温となったサンプリング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リング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。

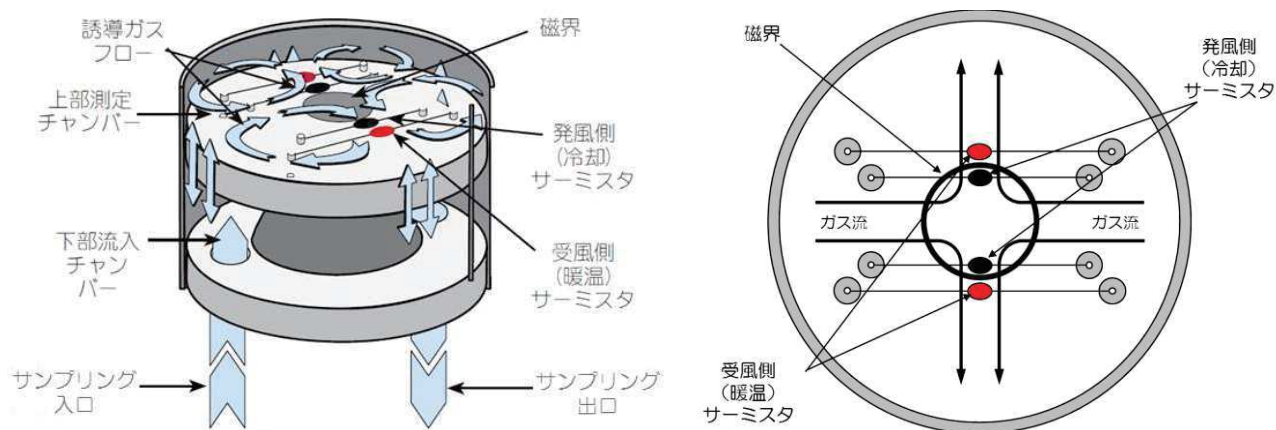


図 52-11-4 酸素含有ガスの流れ

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、図 52-11-3 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。

1. サンプル装置における測定ガス条件の水素濃度及び酸素濃度計測精度への影響について

(1) 温度

原子炉格納容器内の雰囲気ガスは、冷却器において原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）又は原子炉補機代替冷却水系の冷却水と熱交換することにより、検出器の許容温度範囲内（水素検出器：50℃以下，酸素検出器：40℃以下）に冷却し、ほぼ一定温度で検出器にサンプルングガスを供給することが可能である。よって、重大事故等時において、原子炉格納容器内の雰囲気ガスの温度による水素濃度及び酸素濃度測定への影響は小さい。

(2) 流量

検出器へ流れるサンプルングガスの流量は、 ℓ/min の小流量としており、流量の変動がないよう流量の制御を行う。なお、検出器へ流れるサンプルングガス流量を ℓ/min の範囲で変動させた試験を行っており、水素濃度及び酸素濃度の指示に有意な変化が認められなかったことを確認している。

(3) 湿度

検出器へ流れるサンプルングガスに含まれる水蒸気が除去されていない場合は、水素濃度及び酸素濃度の計測値へ影響することが考えられるが、サンプルングする原子炉格納容器内の雰囲気ガスは冷却器により原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）又は原子炉補機代替冷却水系の冷却水と熱交換されることで冷却され*、下流の除湿器によりサンプルングガス中の湿分を除去する設計としており、水素濃度及び酸素濃度の検出器に水分が付着するような状態となることはない。また、湿度が変動する要因としては、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）又は原子炉補機代替冷却水系の供給温度（冷却性能）及び雰囲気温度が考えられるが、いずれも急激な変動は考えられず、冷却器及び除湿器を用いることにより、検出器での湿度をほぼ一定に保つことで、測定が可能な状態にあることから、水素濃度及び酸素濃度の測定へ影響を及ぼすことはない。

* 重大事故時の原子炉格納容器内温度を約 178℃とし、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）又は原子炉補機代替冷却水系の冷却水の温度を最大値の 35℃とした場合でも、冷却器により約 40℃に冷却できる。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

2. サンプル装置内における水素ガスの滞留について

サンプル装置では、以下の理由から水素燃焼及び爆轟が生じないことを確認した。

- 通常運転時、原子炉格納容器内は窒素ガスによって不活性化され、酸素濃度は2.5vol%以下に維持されており、常時サンプルしていることから、サンプル装置の配管内においても同様である。
- 設計基準事故時（運転時の異常な過度変化時を含む）においては、原子炉設置変更許可申請書添付書類十の事故解析（可燃性ガスの発生）で示しているとおおり、水素濃度はドライ換算で1.9vol%、酸素濃度はドライ換算で4.3vol%であるため、水蒸気凝縮を考慮しても水素燃焼及び爆轟は生じない。
- 重大事故時においては、有効性評価で示しているとおおり、水素濃度はドライ換算で13vol%を上回るが、酸素濃度はドライ換算で約3.4vol%以下であるため、水蒸気凝縮を考慮しても水素燃焼及び爆轟は生じない。
- 水素の燃焼又は爆轟が生じる条件については、図 52-11-5 に示す水素、空気及び水蒸気の三元図が知られている。図 52-11-5 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。重大事故等対策の有効性評価（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「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」）におけるシナリオでは、ドライ条件下で最大の酸素濃度となる事故発生から7日後（168時間）の酸素濃度が約3.4vol%である。一般に空気中の酸素の割合が約21%であることから、酸素濃度が約3.4vol%以下に対応する空気の濃度を考えると約16.2vol%以下となる。これは図 52-11-5 で示された可燃領域又は爆轟領域とは重ならない。

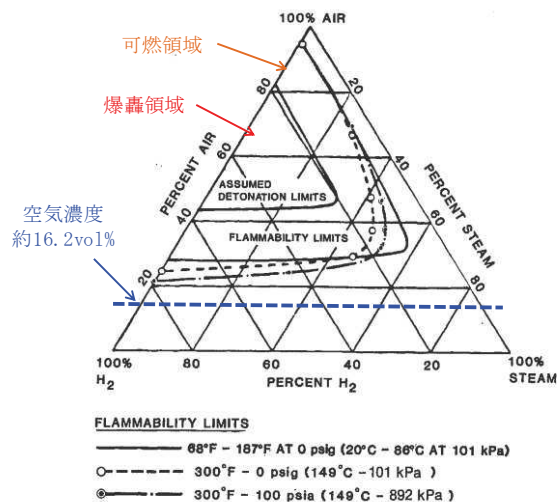


図 52-11-5 水素、空気、水蒸気混合条件下における可燃限界と爆轟限界*

*出典：NUREG/CR-2726

3. 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計測に伴うサンプリングガスの冷却について

重大事故等対策の有効性評価（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）」及び「水素燃焼」における評価事故シーケンス「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」）における原子炉格納容器内の雰囲気温度は、最大で約 178℃まで上昇する。一方、重大事故時の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計測では、除湿器を使用するが、その吸込み温度条件は、40℃以下の制限を受ける。したがって、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計測のためには、サンプリングガスを冷却する必要があるが、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）より冷却水が供給されるが、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失時には、原子炉補機代替冷却水系より冷却水が供給される。

原子炉補機代替冷却系を用いた場合の冷却性能を評価した結果を以下に示す。

(1) 評価条件

- ・サンプリング入口温度：℃
- ・サンプリング出口温度：℃
- ・サンプリング流量： ℓ/min
- ・原子炉格納容器内の蒸気割合：90%
- ・冷却水入口温度：35℃
- ・冷却水出口温度：制約なし
- ・冷却水流量：400 kg/h

(2) 評価条件の根拠

- ・サンプリング入口温度：℃
(根拠) 原子炉格納容器設計限界圧力 (0.854 MPa) における飽和蒸気温度に余裕を見込んだ値で設定している。
- ・サンプリング出口温度：℃
(根拠) 除湿器の吸込み温度条件 (℃以下) を設定している。
- ・サンプリング流量： ℓ/min
(根拠) 酸素検出器の流量保証範囲が ℓ/min であるため、流量は ℓ/min に設定している。
- ・原子炉格納容器内の蒸気割合：90%
(根拠) 格納容器スプレイ後の原子炉格納容器内の水蒸気割合が 90%以下で使用可能となる設備としている。
- ・冷却水入口温度：35℃
(根拠) 重大事故等時の原子炉補機代替冷却水温度の最大値 35℃を設定して

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

いる。

- ・ 冷却水出口温度：制約なし

(根拠) 原子炉補機代替冷却水系統側の循環による温度上昇は考慮する必要がないため、制約はない。

- ・ 冷却水流量：400 kg/h

(根拠) 原子炉補機代替冷却水系による通水流量 (0.4 m³/h) を 10≒1kg で換算。

(3) 冷却性能の評価

以上の条件においてサンプリング出口温度を °C へ冷却するために必要な伝熱面積を評価した結果、必要断面積約 m² を上回る冷却器伝熱面積 m² を有することを確認した。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

4. サンプルング装置からの水素漏えい防止対策について

サンプルング装置を用いた格納容器内水素濃度及び格納容器内酸素濃度の計測は、計測後のガスを原子炉格納容器内へ戻す構成としており、外部に対して閉じた系である。系外への漏えいが発生しないよう表 52-11-1 に示すと通りの漏えい防止対策を行う設計である。よって、サンプルング装置からの水素漏えいの可能性は低い。

表 52-11-1 サンプルング装置の漏えい防止対策について

No.	機器	漏えい防止対策
1	配管, 弁	サンプルング装置の配管, 弁は原子炉格納容器内の雰囲気ガスを測定するために設計された系統であり, 系外へサンプルングガスが漏えいするような設計ではない。
2	冷却器	配管接続部は溶接構造としており, 内部ガスの気密を保持している。なお, 溶接部を含む当該冷却器は, 事故時に想定される温度, 圧力を包絡した仕様である。
3	除湿器	配管接続部はシール構造としており, 内部ガスの気密を保持している。なお, シール構造部を含む当該除湿器は, 事故時に想定される温度, 圧力条件を包絡した仕様である。
4	水素検出器 酸素検出器	配管接続部はシール構造としており, 漏えい防止対策をとっている。なお, シール構造部を含む当該水素検出器及び酸素検出器は, 事故時に想定される温度, 圧力を包絡した仕様である。
5	サンプルングラック	サンプルング装置のラック内の配管と機器の接続部はシール構造としており, 漏えい防止対策がとられている。また, ラック内は減圧弁により, ほぼ大気圧に減圧しており, 系内外への圧力差で系外への大きな漏えいが発生する可能性は十分に低い。

5. サンプル装置の計測時間遅れについて

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サンプリング点は原子炉格納容器であり、サンプリング装置によりサンプリングを行い、原子炉建屋地上2階（原子炉建屋原子炉棟内）に設置される水素検出器及び酸素検出器にて計測を行っているため、サンプリング配管長等に応じた計測時間遅れが生じる。以下に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計測時間遅れを示す。

表 52-11-2 サンプル配管長による計測時間遅れ

サンプリング点		サンプリング配管長*	サンプリング配管の内容積*	吸引ポンプの定格流量	時間遅れ*
A系	D/W				
	S/C				
B系	D/W				
	S/C				

* 詳細設計により変更となる可能性がある。

表 52-11-3 冷却器及びサンプリングラック内配管による計測時間遅れ

機器・配管	配管長*	配管の内容積*	吸引ポンプの定格流量	時間遅れ*
冷却器				
サンプリングラック内配管				

* 詳細設計により変更となる可能性がある。

表 52-11-4 サンプル点から検出器までの計測時間遅れ

サンプリング点		時間遅れ*
A系	D/W	
	S/C	
B系	D/W	
	S/C	

* 詳細設計により変更となる可能性がある。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

52-12

水素ガス及び酸素ガス発生時の対応について

1. 想定水素ガス及び酸素ガス発生量

(1) 監視が必要となる状況と監視計器に求められる性能

原子炉格納容器が窒素置換により不活性化されている BWR では、水素燃焼防止の観点で、酸素濃度が重要となる「水素燃焼」の観点で評価することが適切と考えられる。評価事故シーケンスとしては、水素発生量が少なく、相対的に酸素濃度が大きくなるシーケンスであり、かつ、炉心損傷防止対策が有効とならないシーケンスである「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」が選定される。

よって、「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」の対応の中で想定される水素濃度及び酸素濃度を監視できる能力を備えることが、重大事故等時の原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視に最低限要求される性能となる。

(2) 重大事故等時の原子炉格納容器内の環境と水素濃度及び酸素濃度

「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」事故時における各パラメータの推移は、重大事故（格納容器破損モード「水素燃焼」）の有効性評価に示すとおりである。水素濃度及び酸素濃度の監視能力を決定する上で必要な情報である原子炉格納容器内の気体の組成の推移を図 52-12-1 及び図 52-12-2 に示す。

(3) 重大事故等時の水素濃度及び酸素濃度の監視計器に求められる性能

a. 測定範囲について

一般に気相中の体積割合で 5vol%以上の酸素ガスと共に水素ガスが存在する場合、水素濃度 4vol%で燃焼、13vol%で爆轟が発生するとされている。この観点から、水素濃度は 4vol%、酸素濃度は 5vol%までの測定が可能であることが必要である。

b. 測定が必要となる時間

図 52-12-1 及び図 52-12-2 のとおり、解析上は事象発生から約 168 時間後まで酸素濃度が可燃限界である 5vol%を超えることは無く、原子炉格納容器内の水素燃焼は生じない。しかしながら、徐々にではあるが、酸素濃度は上昇し続けることから、除熱系（原子炉補機代替冷却水系）が使用可能となった時点で速やかに酸素濃度を測定可能とすることが必要である（水素濃度については事故初期から継続して監視が可能）。

除熱系（原子炉補機代替冷却水系）が復旧されない場合、炉心から発生する崩壊熱が原子炉格納容器内に蓄積され、それに伴い発生する蒸気の過圧によって格納容器内圧力は上昇する。そのため、格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器内圧力の上昇を抑制し、格納容器スプレイによる外部水源注水量限界に到達後、原子炉格納容器ベントを実施することとなる（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）」のうち「代替循環冷却系を使用できない場合」では約 45 時間後に原子炉格納容器ベントを実施)。原子炉格納容器ベントを実施する約 45 時間までは、水の放射線分解によって発生する酸素ガスの濃度は緩やかに上昇することから、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界である 5vol%に到達するおそれはない。

なお、「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」事故時において、G 値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いた値（沸騰状態の場合 $G(\text{H}_2)=0.4$, $G(\text{O}_2)=0.2$, 非沸騰状態の場合 $G(\text{H}_2)=0.25$, $G(\text{O}_2)=0.125$) とした場合においても、図 52-12-3 及び図 52-12-4 のとおり、解析上は事象発生から除熱系（原子炉補機代替冷却水系）が復旧する約 24 時間後まで酸素濃度が可燃限界である 5vol%を超えることはなく、原子炉格納容器内での水素燃焼は生じない。また、原子炉補機代替冷却水系の運転開始以降は酸素濃度を監視しながらの対応が可能となるため、酸素濃度を可燃限界（5vol%）未満に抑制しながらの運転操作が可能である。

さらに、過圧破損の回避を目的とした原子炉格納容器ベントを実施することにより、発生する蒸気とともに原子炉格納容器内の非凝縮性ガスのほとんどは原子炉格納容器ベントを通じて排出されることになることから、酸素濃度の監視は必要とはならない。

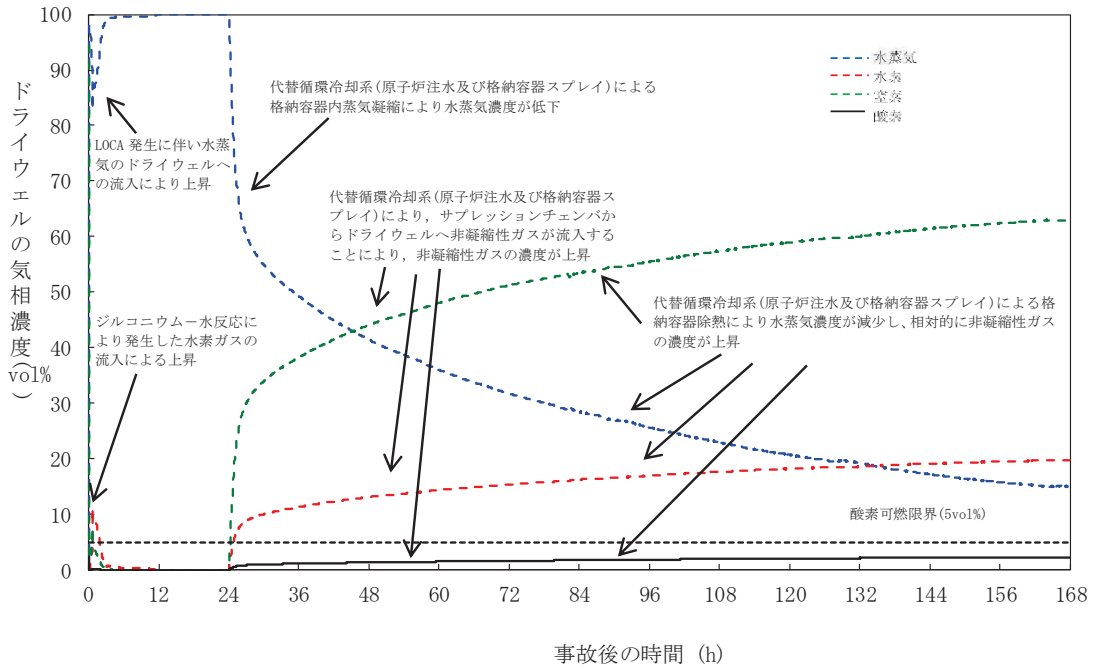


図 52-12-1 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)
水素燃焼 (代替循環冷却系を使用する場合)

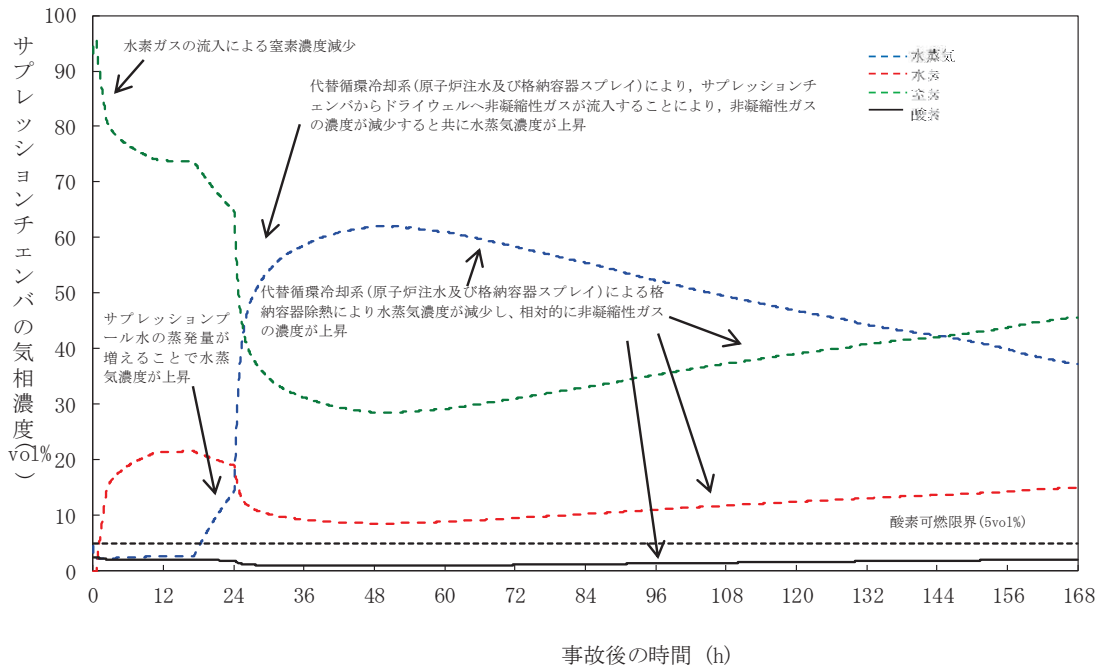


図 52-12-2 サプレッションチェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)
水素燃焼 (代替循環冷却系を使用する場合)

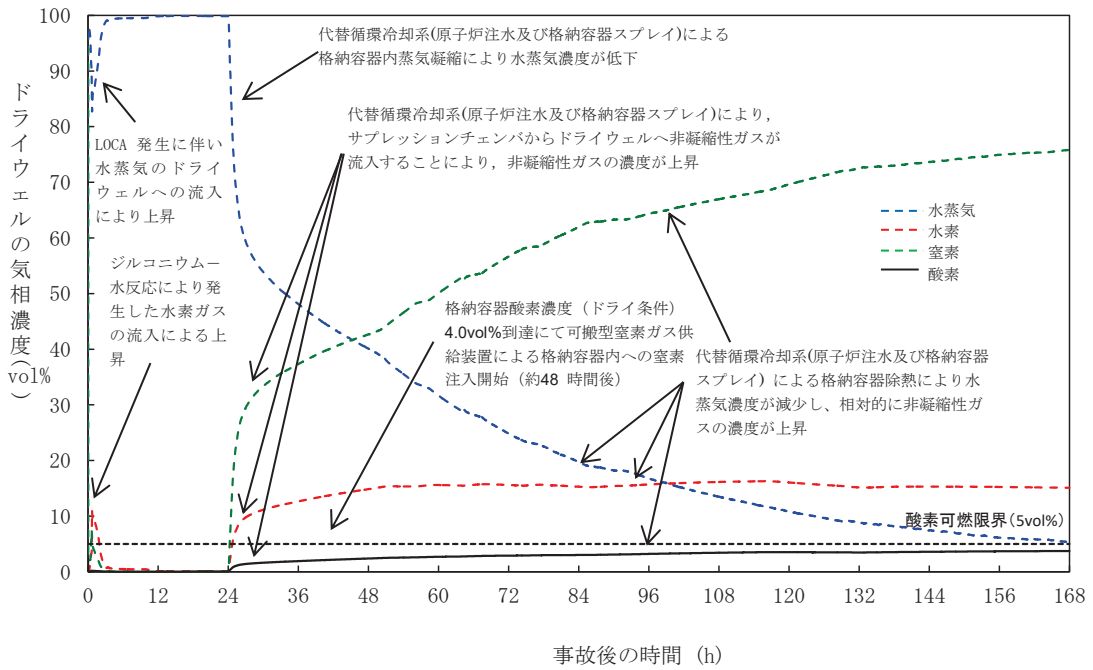


図 52-12-3 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

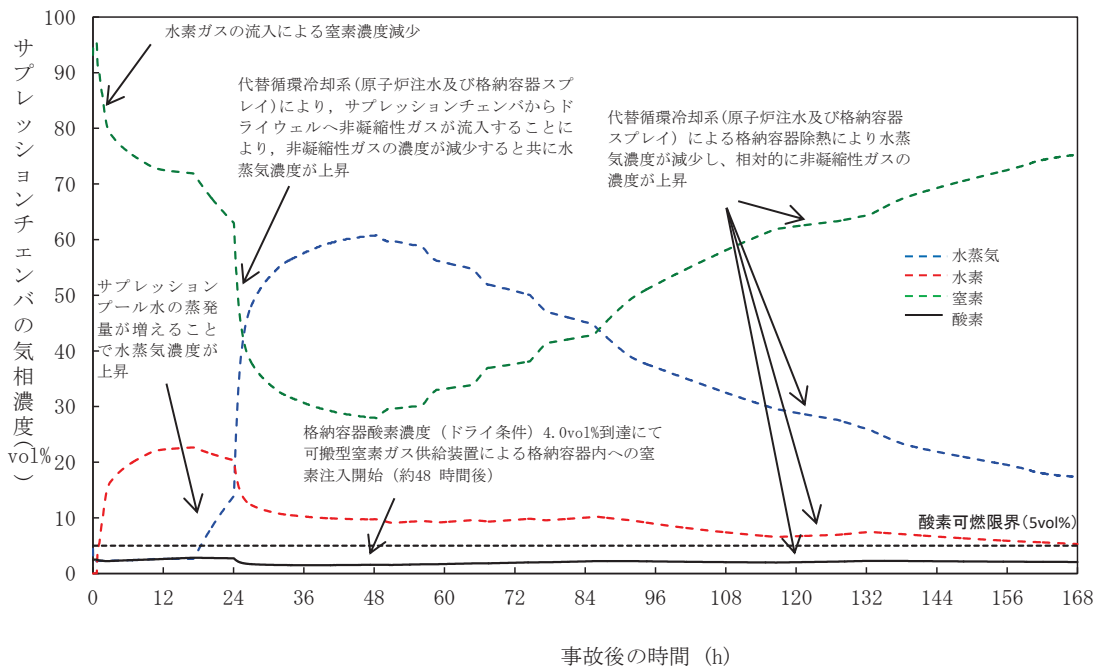


図 52-12-4 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッションチェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

2. 水素濃度及び酸素濃度の監視方法

水素濃度は4vol%，酸素濃度は5vol%までの測定が必要であることから、「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」事故時における原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視は、以下の設備により実施する。

表 52-12-1 計装設備の主要仕様

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
格納容器内水素濃度 (D/W)	水素吸蔵材料式水素検出器	0~100vol%	2	原子炉格納容器内
格納容器内水素濃度 (S/C)	水素吸蔵材料式水素検出器	0~100vol%	2	原子炉格納容器内
格納容器内雰囲気水素濃度	熱伝導率式水素検出器	0~30vol%	2	原子炉建屋地上2階 (原子炉建屋原子炉棟内)
		0~100vol%	2	原子炉建屋地上2階 (原子炉建屋原子炉棟内)
格納容器内雰囲気酸素濃度	熱磁気風式酸素検出器	0~30vol%	2	原子炉建屋地上2階 (原子炉建屋原子炉棟内)

3. 水素ガス及び酸素ガスの処理方法

有効性評価では、機能喪失を仮定した設備の復旧には期待せず、重大事故等時の環境下におけるG値に基づき、7日間以内に水素ガス及び酸素ガスの両方の濃度が水素燃焼の可能性が生じる濃度に到達しないことを確認している。

しかしながら、ここでは7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が水素燃焼の可能性が生じる濃度に到達した場合と事故発生後8日目以降の水素ガス及び酸素ガスの扱いについて以下に示す。

(1) 7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達した場合

機能喪失を仮定した設備の復旧には期待しないという前提においては、原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを処理する方法は原子炉格納容器フィルタベント系により格納容器外へ放出する手段となる。よって、酸素濃度が5vol%に至るまでに原子炉格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器外への放出を実施する。なお、原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器外への放出の実施により蒸気と共に非凝縮性ガスは排出され、その後の原子炉格納容器内の気体組成は水蒸気がほぼすべてを占めることとなる。

(2) 事故発生後8日目以降の水素ガス及び酸素ガスの処理方法

この場合、機能喪失を仮定した設備の復旧又は外部からの支援等に期待することができ、多様な手段を確保することができる。

状況に応じて、可燃性ガス濃度制御系の復旧を試みることで、水の放射線分解

により発生する酸素ガスを処理する。また、(1)と同様に原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器外への放出も可能であり、水素ガス及び酸素ガスの処理については多様な手段を有する。

4. 原子炉補機代替冷却水系の運用以前における原子炉格納容器内の酸素濃度の推定
原子炉格納容器内の酸素を把握する目的としては、事故後の原子炉格納容器内の水素ガスが燃焼を生じる可能性の把握である。

有効性評価においては、原子炉補機代替冷却水系による除熱機能の復旧が完了する事故発生後約 24 時間以前に原子炉格納容器内の酸素濃度が 5vol%に至らないことを確認しているが、事故発生後から約 24 時間までの原子炉格納容器内の酸素濃度を把握する方法として、推定手段を整備している。

格納容器内雰囲気酸素濃度の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び格納容器内雰囲気放射線モニタ (S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている保守的な G 値 (沸騰状態の場合 $G(H_2)=0.4$, $G(O_2)=0.2$, 非沸騰状態の場合 $G(H_2)=0.25$, $G(O_2)=0.125$) を入力とした評価結果 (解析結果) により推定する。格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内酸素濃度の推移を図 52-12-5 及び図 52-12-6 に示す。

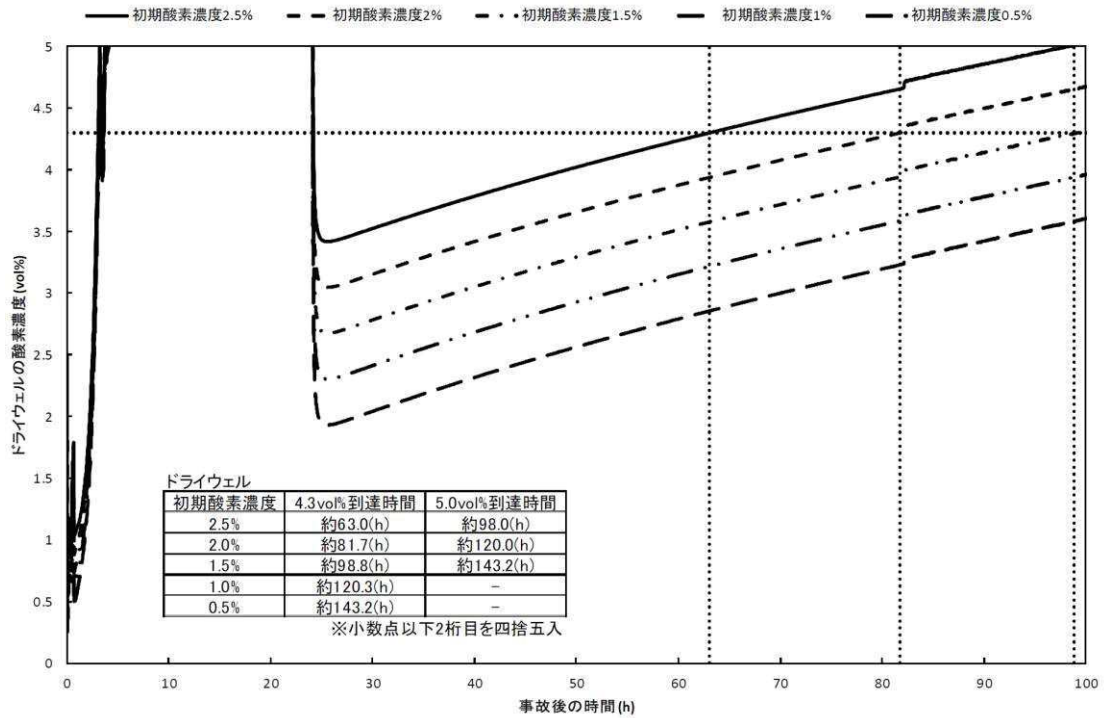


図 52-12-5 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内酸素濃度（ドライウエル）（原子炉格納容器内への窒素供給なし）

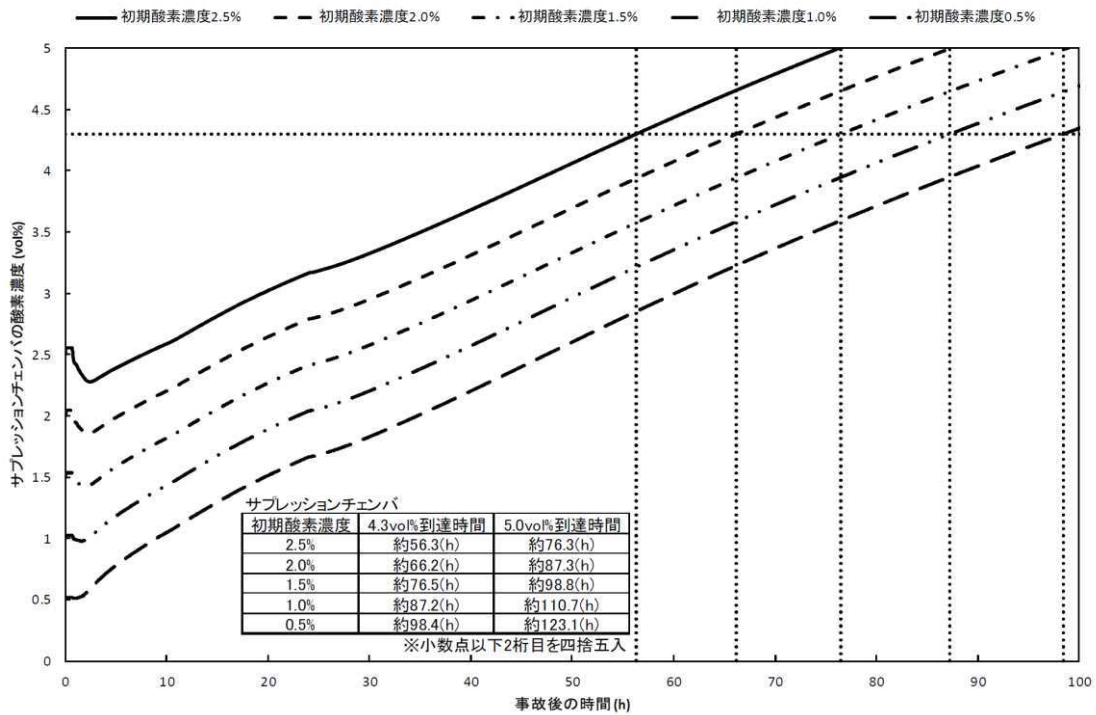


図 52-12-6 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内酸素濃度（サブプレッションチェンバ）（原子炉格納容器内への窒素供給なし）

また、ドライウエル圧力及び圧力抑制室圧力により、原子炉格納容器内の圧力が正圧であることを確認することで、事故後の原子炉格納容器内への空気（酸素）の流入有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。

なお、非常時操作手順において、原子炉格納容器内の圧力を変化させる原子炉格納容器スプレイ実施時には、原子炉格納容器内への空気（酸素）の流入防止を目的として、ドライウエル圧力又は圧力抑制室圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認してスプレイ操作を判断することとしている。

格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器圧力の変化を図 52-12-7 に示す。有効性評価の結果では、原子炉格納容器の圧力が正圧に保たれる結果となっており、原子炉格納容器への空気流入の可能性がないことを確認している。

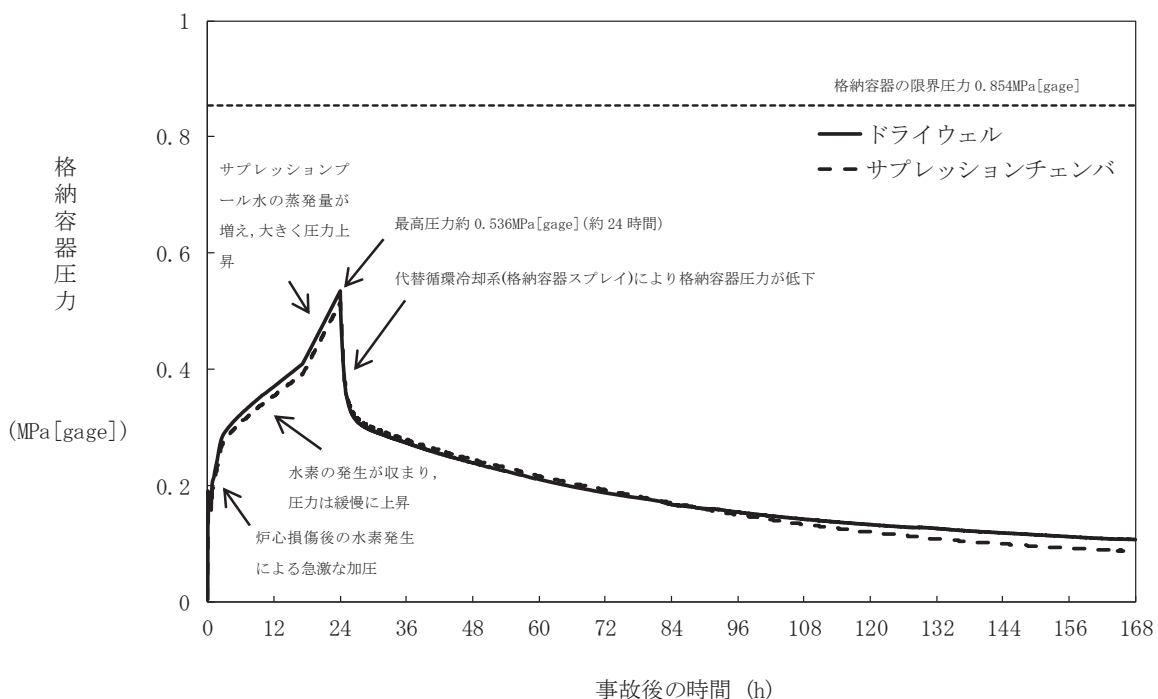


図 52-12-7 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器圧力の推移

炉心損傷判断後の初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした評価結果(解析結果)では、実際の原子炉格納容器内の酸素濃度よりも高く評価されることになるが、原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する目的のためには、妥当な推定手段である。

また、格納容器内圧力を確認し、事故後の原子炉格納容器内への空気（酸素）の流入有無を把握することは、炉心損傷判断後の初期酸素濃度と可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている保守的なG値を入力とした評価結果（解析結果）の信頼性を上げることとなるから、原子炉格納容器内での水素燃焼の可能性を把握する目

的のためには、妥当な推定手段である。

なお、原子炉格納容器内の酸素濃度を監視する目的は、原子炉格納容器内の水素ガスが燃焼を生じる可能性の高い濃度にあるかどうかを把握することであり、代替パラメータ（格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)、格納容器内雰囲気放射線モニタ(S/C)、ドライウェル圧力、圧力抑制室圧力)による原子炉格納容器内の酸素濃度の傾向及び原子炉格納容器への空気流入の有無の傾向を把握でき、計器誤差（格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)の誤差： ± 0.29 デカード($5.2 \times 10^{-3} \sim 1.9 \times 10^5$ Sv/h)、格納容器内雰囲気放射線モニタ(S/C)の誤差： ± 0.29 デカード($5.2 \times 10^{-3} \sim 1.9 \times 10^5$ Sv/h)、ドライウェル圧力の誤差： ± 0.006 MPa、圧力抑制室圧力の誤差： ± 0.006 MPa)を考慮した上で対応することにより重大事故等時の対策を実施することが可能である。

57 条

57-1 SA 設備基準適合性一覧表

57-2 配置図

57-3 系統図

57-4 試験及び検査

57-5 容量設定根拠

57-6 アクセスルート図

57-7 バウンダリ系統図

57-8 電源車接続に関する説明書

57-9 代替電源設備について

57-10 全交流動力電源喪失対策設備について(直流電源設備について)

57-11 燃料補給に関する補足説明資料

57-12 その他設備

下線部：今回提出資料

57-5
容量設定根拠

名称		電源車
個数	個	6(うち予備 1)
容量	kVA/個	400

【設定根拠】

設計基準事故対処設備の電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、重大事故等に対処するために必要な電力を供給するために電源車を配備する。

1. 可搬型代替交流電源設備としての容量

電源車の容量は、以下の①及び②について必要な負荷を基に設定する。

- ① ガスタービン発電機が使用不能の場合のバックアップ給電
- ② 代替所内電気設備から 125V 代替充電器盤及び 250V 充電器盤を経由し、直流負荷へ給電

- ① ガスタービン発電機が使用不能の場合、復水移送ポンプを使用した低圧代替注水系(常設)にて炉心の冠水を実施するために必要となる負荷は以下のとおり、最大負荷 644.05kW 及び連続負荷 643.30kW である。したがって、電源車 2 台分を必要容量(680kW=400kVA×力率 0.85×2 台)とする。

負荷名称	負荷容量
125V 充電器盤	105.00 kW
125V 充電器盤	105.00 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
非常用照明	56.00 kW
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00 kW
その他負荷	107.30 kW (108.05 kW)
合計(連続負荷)	643.30 kW
(最大負荷)	(644.05 kW)

- ② 125V 充電器盤が使用不能の場合、代替所内電気設備から 125V 代替充電器盤を経由し高圧代替注水系に給電し、低圧注水系が使用不能の場合、代替所内電気設備から 250V 充電器盤を経由し直流駆動低圧注水系に給電する。高圧代替注水系による炉心の冠水を実施するために必要となる負荷は 125V 代替充電器盤の容量となり、連続負荷 105kW である。また、直流駆動低圧注水系による炉心の冠水を実施するために必要となる負荷は 250V 充電器盤の容量となり、連続負荷 179kW であるため、合計で 284kW となる。したがって、電源車 1 台分を必要容量(340kW=400kVA×力率 0.85×1 台)とする。

2. 緊急時対策所用代替交流電源設備としての容量

電源車の容量は、ガスタービン発電機が使用不能の場合のバックアップ給電について必要な負荷を基に設定する。

ガスタービン発電機が使用不能の場合、緊急時対策所の換気空調設備、照明設備、必要な情報を把握できる設備等の負荷は以下のとおり、最大負荷 334.18kW 及び連続負荷 304.18kW である。したがって、電源車 1 台分を必要容量 (340kW=400kVA × 力率 0.85 × 1 台) とする。

負荷名称	負荷容量
換気空調設備	169.70 kW (199.70 kW)
照明設備 (コンセント負荷含む)	40.00 kW
通信連絡設備	4.24 kW
充電器盤 (安全パラメータ表示システム (SPDS) , 通信連絡設備含む)	67.00 kW
その他負荷	23.24 kW
	合計 (連続負荷) (最大負荷)
	304.18 kW (334.18 kW)

名称		軽油タンク
基数	基	6
容量	kL/個	110
最高使用圧力	kPa[gage]	静水頭
最高使用温度	℃	66

【設定根拠】

軽油タンクは、重大事故等時において、同時にその機能を発揮することを要求される重大事故等対処設備が7日間連続運転する場合に必要な燃料を保有する。

1. 容量

設置許可基準規則第三章（重大事故等対処施設）において配備を要求される設備のうち、軽油タンクより燃料補給を必要とする設備は以下のとおり。

条文	重大事故等対処設備
46条	可搬型代替直流電源設備 ^{*1}
47条	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
48条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
49条	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
50条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
51条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
52条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）, 可搬型窒素ガス供給装置
54条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
55条	大容量送水ポンプ（タイプⅡ）
56条	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）, 大容量送水ポンプ（タイプⅡ）
57条	可搬型代替交流電源設備 ^{*1} , 常設代替交流電源設備 ^{*2} , 可搬型代替直流電源設備 ^{*1}

*1：電源車

*2：ガスタービン発電機

軽油タンクの容量は、重大事故等時において、同時にその機能を発揮することを要求される重大事故等対処設備が、7日間（168時間）の連続運転にて消費する燃料消費量を基に設定する。

使用機器	①台数 (台)	②燃料消費率 (kL/h)	①×②燃料消費量 (kL/168 時間)
ガスタービン 発電機	2	1.230	約 160*
大容量送水ポン プ (タイプ I)	2	0.188	約 64
熱交換器ユニッ ト	1	0.056	約 10
計			約 234

※ガスタービン発電機の燃料消費量は約 414kL であるが、軽油タンクからタンクローリによるガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給量である約 160kL を記載。(タンクローリの容量設定根拠参照。)

以上のとおり、使用する設備に対して、7日間連続運転した場合の必要容量の最大値約 234kL に対し、軽油は合計で 660kL (110kL/個×6 個) 保有し、必要容量に対して余裕を有している。

【参考】

可搬型窒素ガス供給装置 1 台 (52 条)、大容量送水ポンプ (タイプ II) 2 台 (55 条, 56 条) 及び電源車 2 台 (46 条, 57 条) は上記設備と同時に使用するものではないが、各設備が定格出力にて 7 日間連続運転した場合の燃料消費量は以下のとおり、約 234kL 以下となることから、軽油タンクの必要容量は約 234kL となる。

使用機器	①台数 (台)	②燃料消費率 (kL/h)	①×②燃料消費量 (kL/168 時間)
可搬型窒素ガス 供給装置	1	0.044	約 8
大容量送水ポンプ (タイプ II)	2	0.230	約 78
電源車	2	0.100	約 34
計			約 120

2. 最高使用圧力の設定根拠

軽油タンクの最高使用圧力は、軽油タンクが開放型であることから静水頭とする。

3. 最高使用温度の設定根拠

軽油タンクの最高使用温度は、非常用ディーゼル発電設備燃料移送系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電設備燃料移送系の最高使用温度と同じ 66℃とする。

名称		ガスタービン発電設備軽油タンク
個数	—	3
容量	kL/個	110
最高使用圧力	kPa[gage]	静水頭
最高使用温度	℃	50

【設定根拠】

ガスタービン発電設備軽油タンクは、重大事故等時において、その機能を発揮することを要求される重大事故等対処設備が 7 日間連続運転する場合に必要な燃料を、軽油タンクからの燃料補給量を考慮して保有する。

1. 容量

ガスタービン発電設備軽油タンクの容量は、ガスタービン発電機 2 台の常用連続運用仕様の燃料消費量及び軽油タンクからタンクローリによるガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給量を基に設定する。

①ガスタービン発電機の燃料消費量 (7 日間 (168 時間))

$$V = c \times H \times n = 1.230\text{kL/h} \times 168\text{h} \times 2\text{台} \approx \text{約 } 414\text{kL}$$

V:燃料消費量 (kL)

H:運転時間 (h)

c:燃料消費率 (kL/h)

n:個数 (個)

②軽油タンクからの燃料補給量

約 160kL (タンクローリの容量根拠参照。)

③ガスタービン発電設備軽油タンクの必要容量

①-②より、

$$\text{約 } 414\text{kL} - \text{約 } 160\text{kL} = \text{約 } 254\text{kL}$$

必要容量約 254kL に対し、軽油は合計で 330kL (110kL/個×3 個) 保有しており、必要容量に対して余裕を有している。

また、重大事故等時に非常用ディーゼル発電機から電源供給している場合において、同時にその機能を発揮することを要求される可搬型重大事故等対処設備が 7 日間連続運転する場合に必要な燃料の必要容量約 74kL に対しても、余裕を有している。

2. 最高使用圧力の設定根拠

ガスタービン発電設備軽油タンクの最高使用圧力は、開放型タンクであることから静水頭とする。

3. 最高使用温度の設定根拠

ガスタービン発電設備軽油タンクの最高使用温度は、ガスタービン発電設備燃料移送系の最高使用温度と同じ 50℃とする。

名称		タンクローリ
個数	個	3 (うち予備 1)
容量	kL/個	4.0
最高使用圧力	kPa[gage]	24
最高使用温度	℃	40

【設定根拠】

タンクローリは、重大事故等時に、ガスタービン発電機、大容量送水ポンプ(タイプ I)、熱交換器ユニット、可搬型窒素ガス供給装置、大容量送水ポンプ(タイプ II)及び電源車に燃料を補給する。

なお、重大事故時において、同時にその機能を発揮することを要求されている重大事故等対処設備に対して燃料補給を行うことを想定する。

1. 容量

重大事故等対処設備への燃料補給は、タンクローリ 2 台で行い、それぞれガスタービン発電機に対してタンクローリ 1 台、注水用の大容量送水ポンプ(タイプ I)、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ(タイプ I)及び熱交換器ユニットに対してタンクローリ 1 台にて補給を行う。

(1) タンクローリ A

a. 各機器の運転可能時間

○注水用の大容量送水ポンプ(タイプ I)の運転可能時間

$$\text{運転可能時間} = V_w \div C_w = 990\text{L} \div 188\text{L/h} = 5.2\text{h} \quad (312\text{min})$$

V_w : 注水用の大容量送水ポンプ(タイプ I)の燃料タンク容量(L) = 990L

C_w : 燃料消費率(L/h) = 188L/h

保守的に 300 分とする。

○熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ(タイプ I)の運転可能時間

$$\text{運転可能時間} = V_w \div C_w = 990\text{L} \div 188\text{L/h} = 5.2\text{h} \quad (312\text{min})$$

V_w : 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ(タイプ I)の燃料タンク容量(L) = 990L

C_w : 燃料消費率(L/h) = 188L/h

保守的に 300 分とする。

○熱交換器ユニットの運転可能時間

$$\text{運転可能時間} = V_h \div C_h = 900\text{L} \div 55.5\text{L/h} = 16.2\text{h} \quad (972\text{min})$$

V_h : 熱交換器ユニットの燃料タンク容量(L) = 900L

C_h : 燃料消費率(L/h) = 55.5L/h

保守的に 900 分とする。

b. 燃料補給手順

注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）、熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプⅡ）への燃料補給の手順は以下のとおり。

【所要時間の考え方】

- ・重大事故等対応要員の移動時間は、移動時間が最大となる緊急時対策所から、タンクローリを保管している第3保管エリアまでの移動を想定し20分とする。
- ・タンクローリの移動時間は、移動時間が最大となる注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所から熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所までの移動を想定し15分とする。
- ・軽油タンクからタンクローリの補給時間は、軽油補給作業の実績に余裕を見込んだ時間を想定し105分とする。7回目以降（手順⑧）はマンホール開放作業20分を見込まないため、作業時間を85分とする。
- ・各機器への補給時間は、補給時間が最大となる注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）への補給（準備作業を含む）を想定し30分とする。

【タンクローリAによる補給手順（注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）及び熱交換器ユニットへの補給）】

- ① 移動（重大事故等対応要員（緊急時対策所⇒保管エリア））：20分
- ② 移動（タンクローリ（保管エリア⇒軽油タンク））：15分
- ③ 補給（軽油タンク⇒タンクローリ）：105分
- ④ 移動（タンクローリ（軽油タンク⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所））：15分
- ⑤ 補給（タンクローリ⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ））：30分
- ⑥ 補給（タンクローリ⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ））：30分
- ⑦ 移動（タンクローリ（注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所⇒軽油タンク））：15分
- ⑧ 補給（軽油タンク⇒タンクローリ）：105分
- ⑨ 移動（タンクローリ（軽油タンク⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所））：15分
- ⑩ 補給（タンクローリ⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ））：30分
- ⑪ 移動（タンクローリ（注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所⇒熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所））：15分
- ⑫ 補給（タンクローリ⇒熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ））：30分
- ⑬ 移動（タンクローリ（熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）設置場所⇒熱交換器ユニット設置場所））：15分
- ⑭ 補給（タンクローリ⇒熱交換器ユニット）：30分

⑮ 移動（タンクローリ（熱交換器ユニット設置場所⇒軽油タンク））：15分

タイムチャートは、「図 57-5-1 タンクローリ A から注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）及び熱交換器ユニットへの補給のタイムチャート」に示す。移動ルートは「57-11 燃料補給に関する補足説明資料」に示す。

c. タンクローリ A の補給成立性

(a) 注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への補給成立性

注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）は、事象発生 10 時間後に起動するため、1 回目の補給を行うのは事象発生から 10 時間以降であり、手順①②③④はアクセスルートの復旧が完了する事象発生後 4 時間から注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）が起動する事象発生後 10 時間までに実施する。注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への 1 回目の補給（手順⑤）以降の燃料補給時間（ n 回補給完了から $(n+1)$ 回補給完了までの時間）は以下のとおり。

- 1 回目 運転開始 30 分後に補給完了
- 2 回目 1 回目の補給後から 210 分後に補給する。
 $210 + \textcircled{6} = 240$ 分
- 3 回目 $\textcircled{7} + \textcircled{8} + \textcircled{9} + \textcircled{10} = 165$ 分 + 余裕時間 70 分
- 4 回目 $\textcircled{11} + \textcircled{12} + \textcircled{13} + \textcircled{14} = 90$ 分
 $\textcircled{15} + \textcircled{8} + \textcircled{9} + \textcircled{10} = 165$ 分
 90 分 + 165 分 = 255 分

5 回目以降は、4 回目と同じサイクルを実施する。

したがって、注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の燃料補給時間は最大で 255 分である。

(b) 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への補給成立性

熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）は、事象発生 19 時間後に起動するため、1 回目の補給を行うのは、事象発生から 19 時間以降に実施する。熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への補給は、注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）へ補給後に実施する。

熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への 1 回目の補給（手順⑪）以降の燃料補給時間（ n 回補給完了から $(n+1)$ 回補給完了までの時間）は以下のとおり。

- 1 回目 運転開始 30 分後に補給完了
- 2 回目 $\textcircled{13} + \textcircled{14} = 45$ 分
 $\textcircled{15} + \textcircled{8} + \textcircled{9} + \textcircled{10} + \textcircled{11} + \textcircled{12} = 210$ 分
 45 分 + 210 分 = 255 分

3 回目以降は、2 回目と同じサイクルを実施する。

したがって、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の燃料補

給時間は最大で 255 分である。

(c) 熱交換器ユニットへの補給成立性

熱交換器ユニットは、事象発生 19 時間後に起動するため、1 回目の補給を行うのは事象発生から 19 時間以降に実施する。熱交換器ユニットへの補給は、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）へ補給後に実施する。

熱交換器ユニットへの 1 回目の補給（手順⑭）以降の燃料補給時間（n 回補給完了から（n+1）回補給完了までの時間）は以下のとおり。

1 回目 運転開始 75 分後に補給完了

2 回目 ⑮+⑧+⑨+⑩+⑪+⑫+⑬+⑭=255 分

3 回目以降は、2 回目と同じサイクルを実施する。

したがって、熱交換器ユニットの燃料補給時間は最大で 255 分である。

d. 評価結果

注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）及び熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の燃料補給時間は 255 分であり、運転可能時間である 300 分以内に燃料補給は可能である。

熱交換器ユニットの燃料補給時間は 255 分であり、運転可能時間である 900 分以内に燃料補給は可能である。

軽油の必要量は、上記 3 台全てに補給する場合が最大で 990L+990L+900L=2,880L であり、タンクローリの容量は 4,000L を有していることから、必要量に対して余裕を有している。

(2) タンクローリ B

a. ガスタービン発電機の運転可能時間

運転可能時間 = $(V_G + V_R) \div C_G = (300\text{kL} + 160\text{kL}) \div 2.46\text{kL/h} = 186\text{h}$

V_G : ガスタービン発電設備軽油タンクの容量 (kL) = 300kL

V_R : タンクローリの補給量 (kL) = 160kL (補給回数 = 40 回)

C_G : 燃料消費率 (kL/h) = 2.460kL/h

b. 燃料補給手順

ガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給の手順は以下のとおり。

【所要時間の考え方】

・重大事故等対応要員の移動時間は、移動時間が最大となる緊急時対策所から、タンクローリを保管している第 3 保管エリアまでの移動を想定し 20 分とする。

・タンクローリの移動時間は、移動時間が最大となる軽油タンクからガスタービン発電設備軽油タンクまでの移動を想定し 15 分とする。

・軽油タンクからタンクローリの補給時間は、軽油補給作業の実績に余裕を見込んだ時間を想定し 105 分とする。7 回目以降（手順⑦）はマンホール開

放作業 20 分を見込まないため、作業時間を 85 分とする。

・ガスタービン発電設備軽油タンクへの補給時間は、軽油補給作業に余裕を見込んだ時間を想定し 40 分とする。

【タンクローリ B による補給手順（ガスタービン発電設備軽油タンクへの補給）】

①移動（重大事故等対応要員（緊急時対策所⇒保管エリア））：20 分

②移動（タンクローリ（保管エリア⇒軽油タンク））：15 分

③補給（軽油タンク⇒タンクローリ）：105 分

④移動（タンクローリ（軽油タンク⇒ガスタービン発電設備軽油タンク））：15 分

⑤補給（タンクローリ⇒ガスタービン発電設備軽油タンク）：40 分

⑥移動（タンクローリ（ガスタービン発電設備軽油タンク⇒軽油タンク））：15 分

⑦補給（軽油タンク⇒タンクローリ）：105 分

補給時間は、「図 57-5-2 タンクローリ B からガスタービン発電設備軽油タンクへの補給のタイムチャート」に示す。ガスタービン発電設備軽油タンクの移動ルートは、「57-11 燃料補給に関する補足説明資料」に示す。

c. タンクローリ B の補給成立性

ガスタービン発電設備軽油タンクへ 1 回目の補給を行うのは事象発生から 10 時間後に燃料補給を実施する。

1 回目 運転開始 40 分後に補給完了

2 回目 1 回目の補給後から 4 時間以内に補給する。

⑥+⑦+④+⑤=175 分+余裕時間 65 分

3 回目以降は、2 回目と同じサイクルを実施する。

d. 評価結果

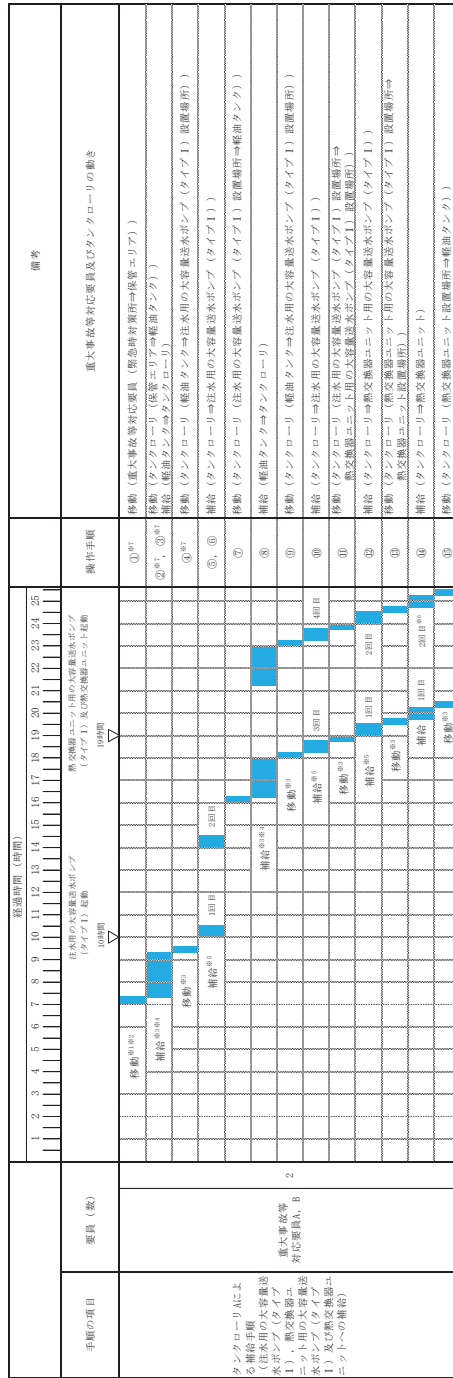
ガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給時間は 240 分であり、7 日間の必要容量 160kL（補給回数 40 回）を、補給可能な時間である。

2. 最高使用圧力の設定根拠

タンク内圧が上昇すると、 $20\text{kPa}[\text{gage}] < \text{タンク内圧} \leq 24\text{kPa}[\text{gage}]$ の範囲内で安全装置が作動し、内圧の上昇が抑えられることから $24\text{kPa}[\text{gage}]$ とする。

3. 最高使用温度の設定根拠

タンクローリの最高使用温度は、屋外温度が 40°C を下回るため、 40°C とする。



※1: タンクローリの保管場所は第2保管エリア、第3保管エリア
 ※2: 重大事故対応要員の移動は、緊急時対応所から保管エリアまでの移動を想定した時間
 ※3: タンクローリの移動は、移動時間が最大となる注水用の大容量送水ポンプ(タイプ1) 設置場所から熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ(タイプ1) 設置場所までの移動を想定した時間
 ※4: タンクローリへの補給は、移動補給作業の実際には余裕を見込んだ想定時間
 ※5: 各機器への補給は、補給作業の実際には余裕を見込んだ想定時間
 ※6: 熱交換器ユニットへの補給は15分間に1回で評価するため、実運用の際は必要
 ※7: タンクローリAの手順②③④はアクセルートの傾斜が完了する事故発生後4時間から、注水用の大容量送水ポンプ(タイプ1) が起動する事故発生後10時間までに実施する

図 57-5-1 タンクローリ Aから注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ (タイプ I) 及び熱交換器ユニットへの補給のタイムチャート

名称		ガスタービン発電機（発電機）
個数	個	2
容量	kVA/個	4,500（連続定格：約 3,791.2）

【設定根拠】

ガスタービン発電機は，設計基準事故対処設備の電源が喪失時，重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 容量

最大負荷は 4,614.24kW である。また，その際の連続負荷は 3,220.00kW である。

負荷名称	負荷容量
緊急時対策建屋	305.00 kW
緊急用電気品建屋	375.00 kW
125V 充電器盤	105.00 kW
125V 充電器盤	105.00 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
非常用照明	180.00 kW
非常用照明	180.00 kW
中央制御室送風機	110.00 kW
中央制御室再循環送風機	15.00 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00 kW
非常用ガス処理系排風機等*1	35.00 kW
非常用ガス処理系排風機等*1	35.00 kW
代替循環冷却ポンプ	90.00 kW
原子炉格納容器 pH 調整系ポンプ	22.00 kW
補機類	593.50 kW
その他負荷	799.50 kW
合計（連続負荷）	3,220.00 kW
（最大負荷）	（4,614.24 kW）

*1： 非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む

したがって，発電機の出力は最大負荷である 4,614.24kW に対し，余裕を有する 7,200kW（3,600kW×2 台）とする。（連続定格：6,066kW（3,033kW×2 台））

なお，ガスタービン発電機 1 台あたりの容量は以下のとおり，4,500kVA（連続定格：3,791.2kVA）とする。

$$Q = P \div \text{Pf} = 3,600 \div 0.8 = 4,500 \text{（連続定格：} 3,033 \div 0.8 \doteq 3,791.2 \text{）}$$

$$Q \text{ : 発電機の容量 (kVA) , } P \text{ : 発電機の出力 (kW) = 3,600 (連続定格 : 3,033) ,}$$

$$\text{Pf : 力率 = 0.80}$$

名称	ガスタービン発電設備燃料移送ポンプ
台	2
m ³ /h/個	3.0
MPa	0.5
kW	1.5

【設定根拠】

ガスタービン発電設備燃料移送ポンプは、重大事故等時にガスタービン発電設備軽油タンクからガスタービン発電機に燃料を補給するために設置する。

なお、ガスタービン発電設備燃料移送ポンプは、ガスタービン発電機1台あたり、100%容量を1台設置する。

1. 容量の設定根拠

ガスタービン発電設備燃料移送ポンプの容量は、ガスタービン発電機1台の単位時間当たりの燃料最大消費量 1,400L/h (約 24L/min) をガスタービン発電機に供給するため、それよりも容量の大きい 50L/min (3.0m³/h) とする。

2. 全圧力の設定根拠

ガスタービン発電設備燃料移送ポンプの必要となる全圧力は、以下のとおり、0.24MPa (約 27.6m) である。

軽油タンク吸込管下端及び燃料小出槽レベル H との差	:	約 4.6m
配管圧損	:	約 23.0m
合 計		: 約 27.6m

以上より、ガスタービン発電設備燃料移送ポンプの全圧力は、0.24MPa を上回る 0.5MPa とする。

3. 原動機出力の設定根拠

上記に示す容量及び揚程を満足するポンプの必要軸動力は以下のとおり 0.40kW となる。

$$\begin{aligned}
 P &= (g \times \rho \times Q \times H) \div (\eta \times 60) \\
 &= (9.80665 \times 0.86 \times 0.05 \times 27.6) \div (\text{ } \times 60) \\
 &= 0.40\text{kW}
 \end{aligned}$$

P : 必要軸動力 (kW) g : 重力加速度 (m/s²) Q : 吐出量 (m³/min)
 ρ : 比重 (t/m³) *1 H : 全揚程 (m) η : ポンプ効率 (-)

*1 : 比重は JIS K 2204:2007 より 15°C における軽油密度 0.86 (t/m³) を使用

上記の必要軸動力を満足する原動機を選定すると、原動機出力は 1.5kW となる。よって、電動機として出力 1.5kW の電動機を選定する。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

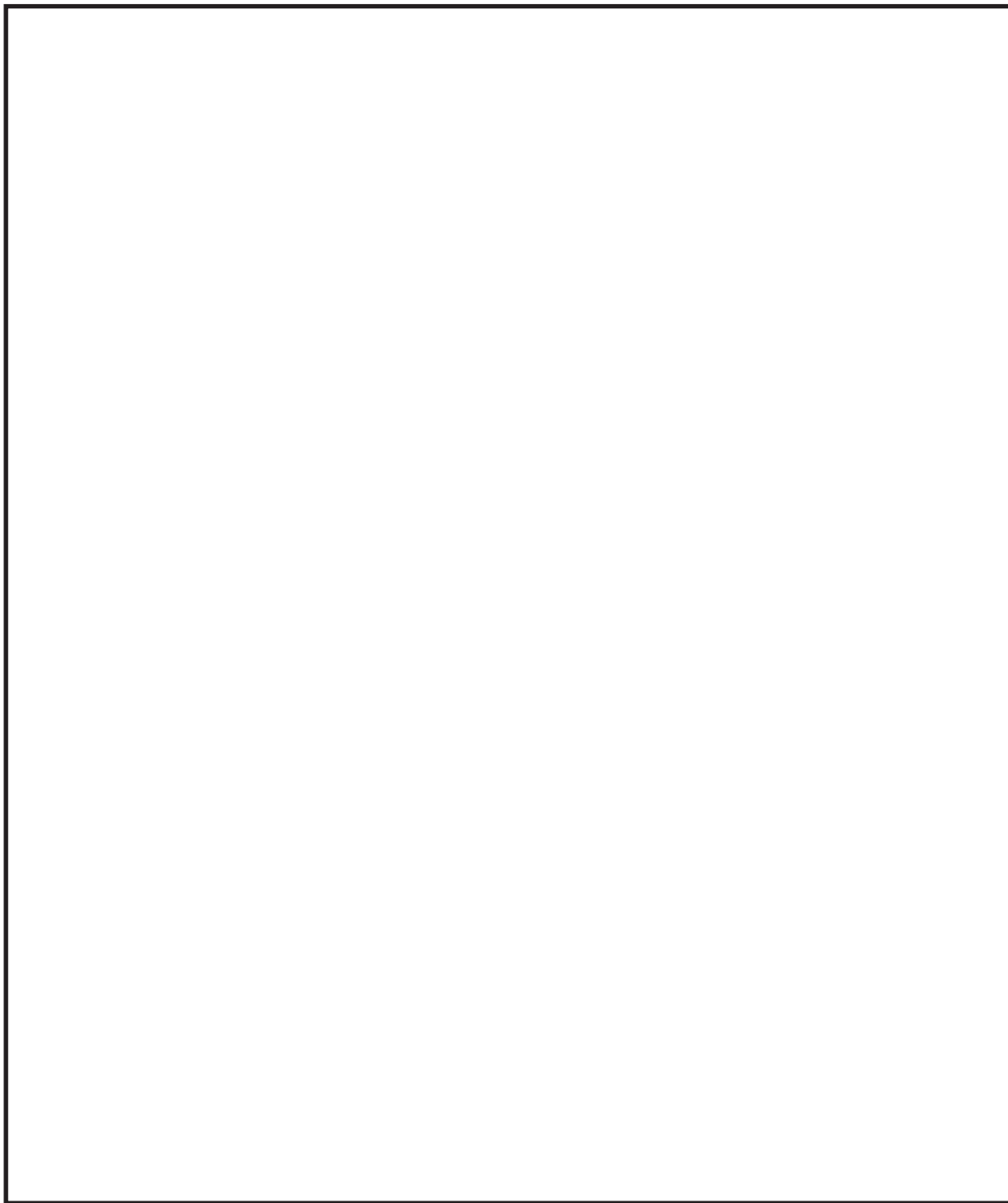


図 57-5-3 ガスタービン発電設備燃料移送ポンプ性能曲線

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

名称	125V 蓄電池 2A		
容量	Ah	8,000	

【設定根拠】

125V 蓄電池 2A は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、全交流動力電源喪失から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、全交流動力電源喪失から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、125V 蓄電池 2A から必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

1. 容量

125V 蓄電池 2A の負荷は以下のとおりとなる。

125V 蓄電池 2A 一覧表

負荷名称	0～1 分	1～60 分	1～480 分	480～1,440 分
	I_{1m}	I_{1h}	I_{8h}	I_{24h}
原子炉隔離時冷却系真空ポンプ	89.0	45.0	45.0	45.0
原子炉隔離時冷却系復水ポンプ	113.0	57.0	57.0	57.0
原子炉隔離時冷却系制御	3.0	3.0	3.0	3.0
原子炉格納容器フィルタベント系制御	7.0	7.0	7.0	7.0
中央制御室直流照明	2.0	2.0	2.0	2.0
主蒸気逃がし安全弁制御	1.0	1.0	1.0	1.0
直流駆動低圧注水系制御	8.0	8.0	8.0	8.0
非常用ディーゼル発電機初期励磁*1	(177.0)	-	-	-
メタルクラッドスイッチギア並びに パワーセンタの投入及び引外し*1	215.0	-	-	-
その他負荷	1,507.1	575.1	159.4	88.6
合計(A)	1,945.1	698.1	282.4	211.6

*1：非常用ディーゼル発電機初期励磁とメタルクラッドスイッチギア及びパワーセンタ投入及び引外しは重なって操作されることがないため、値の大きい方のみを、蓄電池容量計算上含める。

容量計算条件

- (1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。
電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)
- (2) 蓄電池温度は+10℃とする。
- (3) 放電終止電圧は 1.75V/セルとする。
- (4) 保守率は 0.8 とする。
- (5) 容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})]$$

ここに、

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって
決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番

なお、各容量換算時間 K は下表の値及び計算値を用いた。

制御弁式蓄電池の容量換算時間は下表の通りであり、10 時間以降は以下の式にて計算した値を用いる。

$$K = K_m - T_m + T$$

K_m: 放電時間 T_m (時) に対応する容量換算時間 (時)

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K _{1m}	0.58
59	K _{59m}	1.83
60 (1h)	K _{1h}	1.85
420 (7h)	K _{7h}	7.60
479 (7h59m)	K _{7h59m}	8.38
480 (8h)	K _{8h}	8.39
600 (10h)	K _{10h}	9.89

$$16 \text{ 時間} \quad K_{16h} = 9.89 - 10 + 16 = 15.89$$

$$23 \text{ 時間} \quad K_{23h} = 9.89 - 10 + 23 = 22.89$$

$$23 \text{ 時間 } 59 \text{ 分} \quad K_{23h59m} = 9.89 - 10 + 23.983 = 23.87$$

$$24 \text{ 時間} \quad K_{24h} = 9.89 - 10 + 24 = 23.89$$

125V 蓄電池 2A の容量計算結果

- 1 分時の定格放電率換算容量 C_1

$$C_1 = \frac{1}{L} [K_{1m} I_{1m}]$$

$$C_1 = \frac{1}{0.8} [0.58 \times 1,945.1]$$

$$= 1,410.2$$

- 1 時間時の定格放電率換算容量 C_2

$$C_2 = \frac{1}{L} [K_{1h} I_{1m} + K_{59m} (I_{1h} - I_{1m})]$$

$$C_2 = \frac{1}{0.8} [1.85 \times 1,945.1 + 1.83 \times (698.1 - 1,945.1)]$$

$$= 1,645.6$$

- 8 時間時の定格放電率換算容量 C_3

$$C_3 = \frac{1}{L} [K_{8h} I_{1m} + K_{7h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{7h} (I_{8h} - I_{1h})]$$

$$C_3 = \frac{1}{0.8} [8.39 \times 1,945.1 + 8.38 \times (698.1 - 1,945.1) + 7.60 \times (282.4 - 698.1)]$$

$$= 3,387.8$$

- 24 時間時の定格放電率換算容量 C_4

$$C_4 = \frac{1}{L} [K_{24h} I_{1m} + K_{23h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{23h} (I_{8h} - I_{1h}) + K_{16h} (I_{1h} - I_{24h})]$$

$$C_4 = \frac{1}{0.8} [23.89 \times 1,945.1 + 23.87 \times (698.1 - 1,945.1) + 22.89 \times (282.4 - 698.1) + 15.89 \times (211.6 - 282.4)]$$

$$= 7,577.8$$

上記計算より、125V 蓄電池 2A の蓄電池容量は、7,577.8Ah を上回る 8,000Ah を選定する。

名称		125V 蓄電池 2B
容量	Ah	6,000

【設定根拠】

125V 蓄電池 2B は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、全交流動力電源喪失から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、全交流動力電源喪失から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、125V 蓄電池 2B から必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

1. 容量

125V 蓄電池 2B の負荷は以下のとおりとなる。

125V 蓄電池 2B 一覧表

負荷名称	0～1 分	1～60 分	1～480 分	480～1,440 分
	I_{1m}	I_{1h}	I_{8h}	I_{24h}
高圧代替注水系制御	17.5	6.0	6.0	6.0
原子炉格納容器フィルタベント系制御	3.0	3.0	3.0	3.0
中央制御室直流照明	22.0	22.0	22.0	22.0
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4	0.4	0.4	0.4
非常用ディーゼル発電機初期励磁*1	(177.0)	-	-	-
メタルクラッドスイッチギア並びに パワーセンタの投入及び引外し*1	215.0	-	-	-
その他負荷	1,062.0	575.5	148.5	77.3
合計(A)	1,319.9	606.9	179.9	108.7

*1：非常用ディーゼル発電機初期励磁とメタルクラッドスイッチギア及びパワーセンタ投入及び引外しは重なって操作されることがないため、値の大きい方のみを、蓄電池容量計算上含める。

容量計算条件

- (1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。
電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)
- (2) 蓄電池温度は+10℃とする。
- (3) 放電終止電圧は 1.75V/セルとする。
- (4) 保守率は 0.8 とする。
- (5) 容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})]$$

ここに、

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって
決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番

なお、各容量換算時間 K は下表の値及び計算値を用いた。

制御弁式蓄電池の容量換算時間は下表の通りであり、10 時間以降は以下の式にて計算した値を用いる。

$$K = K_m - T_m + T$$

K_m: 放電時間 T_m (時) に対応する容量換算時間 (時)

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K _{1m}	0.58
59	K _{59m}	1.83
60 (1h)	K _{1h}	1.85
420 (7h)	K _{7h}	7.60
479 (7h59m)	K _{7h59m}	8.38
480 (8h)	K _{8h}	8.39
600 (10h)	K _{10h}	9.89

$$16 \text{ 時間} \quad K_{16h} = 9.89 - 10 + 16 = 15.89$$

$$23 \text{ 時間} \quad K_{23h} = 9.89 - 10 + 23 = 22.89$$

$$23 \text{ 時間 } 59 \text{ 分} \quad K_{23h59m} = 9.89 - 10 + 23.983 = 23.87$$

$$24 \text{ 時間} \quad K_{24h} = 9.89 - 10 + 24 = 23.89$$

125V 蓄電池 2B の容量計算結果

- 1 分時の定格放電率換算容量 C_1

$$C_1 = \frac{1}{L} [K_{1m} I_{1m}]$$

$$C_1 = \frac{1}{0.8} [0.58 \times 1,319.9]$$

$$= 957.0$$

- 1 時間時の定格放電率換算容量 C_2

$$C_2 = \frac{1}{L} [K_{1h} I_{1m} + K_{59m} (I_{1h} - I_{1m})]$$

$$C_2 = \frac{1}{0.8} [1.85 \times 1,319.9 + 1.83 \times (606.9 - 1,319.9)]$$

$$= 1,421.3$$

- 8 時間時の定格放電率換算容量 C_3

$$C_3 = \frac{1}{L} [K_{8h} I_{1m} + K_{7h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{7h} (I_{8h} - I_{1h})]$$

$$C_3 = \frac{1}{0.8} [8.39 \times 1,319.9 + 8.38 \times (606.9 - 1,319.9) + 7.60 \times (179.9 - 606.9)]$$

$$= 2,317.3$$

- 24 時間時の定格放電率換算容量 C_4

$$C_4 = \frac{1}{L} [K_{24h} I_{1m} + K_{23h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{23h} (I_{8h} - I_{1h}) + K_{16h} (I_{1h} - I_{24h})]$$

$$C_4 = \frac{1}{0.8} [23.89 \times 1,319.9 + 23.87 \times (606.9 - 1,319.9) + 22.89 \times (179.9 - 606.9) + 15.89 \times (108.7 - 179.9)]$$

$$= 4,509.7$$

上記計算より、125V 蓄電池 2B の蓄電池容量は、4,509.7Ah を上回る 6,000Ah を選定する。

名称	125V 充電器盤 2A	
出力	A	700

【設定根拠】

125V 充電器盤 2A は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、ガスタービン発電機や電源車を非常用所内電気設備へ接続することにより、125V 充電器盤 2A を経由し、125V 蓄電池 2A による 24 時間給電以降において、原子炉隔離時冷却系、原子炉格納容器フィルタベント系等の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 125V 充電器盤 2A の負荷は以下のとおりとなる。

125V 充電器盤 2A 負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
原子炉隔離時冷却系真空ポンプ	45.0 A
原子炉隔離時冷却系復水ポンプ	57.0 A
原子炉隔離時冷却系制御	3.0 A
原子炉格納容器フィルタベント系制御	7.0 A
中央制御室直流照明	2.0 A
主蒸気逃がし安全弁制御	1.0 A
直流駆動低圧注水系制御	8.0 A
その他負荷	88.6 A
合計	211.6 A

容量計算条件

- (1) 充電器盤容量計算は、通常時の使用負荷電流と、125V 蓄電池 2A への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器盤容量計算は、125V 蓄電池 2A が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 充電器盤電流容量(A) I_L : 通常使用負荷電流(A) (211.6A)
C : 125V蓄電池2A容量(8,000Ah) 20 : 充電時間(20時間)

125V 充電器盤 2A の容量計算結果

$$I = 211.6 + \frac{8,000}{20}$$

$$= 611.6$$

したがって、125V 充電器盤 2A の出力は最大所要負荷である、611.6A に対し、余裕を有する 700A とする。

名称	125V 充電器盤 2B	
出力	A	700

【設定根拠】

125V 充電器盤 2B は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、ガスタービン発電機や電源車を非常用所内電気設備へ接続することにより、125V 充電器盤 2B を経由し、125V 蓄電池 2B による 24 時間給電以降において、高圧代替注水系等の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 125V 充電器盤 2B の負荷は以下のとおりとなる。

125V 充電器盤 2B 負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
高圧代替注水系制御	6.0 A
原子炉格納容器フィルタベント系制御	3.0 A
中央制御室直流照明	22.0 A
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4 A
その他負荷	77.3 A
合計	108.7 A

容量計算条件

- (1) 充電器盤容量計算は、通常時の使用負荷電流と、125V 蓄電池 2B への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器盤容量計算は、125V 蓄電池 2B が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 充電器盤電流容量(A) I_L : 通常使用負荷電流(A) (108.7A)
C : 125V蓄電池2B容量(6,000Ah) 20 : 充電時間(20時間)

125V 充電器盤 2B の容量計算結果

$$I = 108.7 + \frac{6,000}{20}$$

$$= 408.7$$

したがって、125V 充電器盤 2B の出力は最大所要負荷である、408.7A に対し、余裕を有する 700A とする。

名称		125V 代替蓄電池 (24 時間放電)
容量	Ah	2,000

【設定根拠】

125V 代替蓄電池は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、全交流動力電源喪失から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、125V 代替蓄電池から高圧代替注水系等の必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

なお、可搬型代替直流電源設備として使用する場合、24 時間以降は電源車より必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 容量

125V 代替蓄電池の負荷は、以下のとおりとなる。

125V 代替蓄電池負荷一覧表

負荷名称	0～1 分	1～480 分	480～1440 分
高圧代替注水系制御	17.5	6.0	6.0
中央制御室直流照明	2.0	2.0	2.0
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4	0.4	0.4
その他負荷	979.8	66.2	45.2
合計(A)	999.7	74.6	53.6

容量計算条件

(1)蓄電池容量算定法は下記規格による。

電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)

(2)蓄電池温度は+10℃とする。

(3)放電終止電圧は 1.75V/セルとする。

(4)保守率は 0.8 とする。

(5)容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})]$$

ここに、

C: +10℃における定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番

なお、各容量換算時間 K は下表の値を用いた。

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K _{1m}	0.58
479 (7h59m)	K _{7h59m}	8.38
480 (8h)	K _{8h}	8.39
600 (10h)	K _{10h}	9.89

$$\begin{aligned}
 16 \text{ 時間} \quad K_{16h} &= 9.89 - 10 + 16 = 15.89 \\
 23 \text{ 時間 } 59 \text{ 分} \quad K_{23h59m} &= 9.89 - 10 + 23.983 = 23.87 \\
 24 \text{ 時間} \quad K_{24h} &= 9.89 - 10 + 24 = 23.89
 \end{aligned}$$

125V 代替蓄電池の容量計算結果

- 1 分時の定格放電率換算容量 C_1

$$C_1 = \frac{1}{L} [K_{1m} I_{1m}]$$

$$\begin{aligned}
 C_1 &= \frac{1}{0.8} [0.58 \times 999.7] \\
 &= 724.8
 \end{aligned}$$

- 8 時間時の定格放電率換算容量 C_2

$$C_2 = \frac{1}{L} [K_{8h} I_{1m} + K_{7h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{7h} (I_{8h} - I_{1h})]$$

$$\begin{aligned}
 C_2 &= \frac{1}{0.8} [8.39 \times 999.7 + 8.38 \times (74.6 - 999.7)] \\
 &= 794.0
 \end{aligned}$$

- 24 時間時の定格放電率換算容量 C_3

$$C_3 = \frac{1}{L} [K_{24h} I_{1m} + K_{23h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{23h} (I_{8h} - I_{1h}) + K_{16h} (I_{1h} - I_{24h})]$$

$$\begin{aligned}
 C_3 &= \frac{1}{0.8} [23.89 \times 999.7 + 23.87 \times (74.6 - 999.7) + 15.89 \times (53.6 - 74.6)] \\
 &= 1,833.8
 \end{aligned}$$

上記計算より、125V 代替蓄電池容量は、1,833.8Ah を上回る 2,000Ah を選定する。

名称	250V 蓄電池	
容量	Ah	6,000

【設定根拠】

250V 蓄電池は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、全交流動力電源喪失から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、250V 蓄電池から直流駆動低圧注水系等の必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

なお、可搬型代替直流電源設備として使用する場合、24 時間以降は電源車より必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 容量

250V 蓄電池の負荷は、以下のとおりとなる。

250V 蓄電池負荷一覧表

負荷名称	0～ 1分	1～ 30分	30～ 31分	31～ 60分	60～ 840分	840～ 930分
直流駆動低圧注水ポンプ	—	—	600	206	206	0
その他負荷*1	1,725	855	855	855	0	0
合計(A)	1,725	855	1,455	1,061	206	0

負荷名称	930～ 931分	931～ 990分	990～ 1,080分	1,080～ 1,081分	1,081～ 1,140分	1,140～ 1,230分
直流駆動低圧注水ポンプ	600	206	0	600	206	0
その他負荷*1	0	0	0	0	0	0
合計(A)	600	206	0	600	206	0

負荷名称	1,230～ 1,231分	1,231～ 1,290分	1,290～ 1,380分	1,380～ 1,381分	1,381～ 1,440分
直流駆動低圧注水ポンプ	600	206	0	600	206
その他負荷*1	0	0	0	0	0
合計(A)	600	206	0	600	206

*1：重大事故等時に使用しない負荷（タービン非常用油ポンプ，大型機器用非常用油ポンプ，タービン発電機初期励磁及び計算機用無停電電源装置等）

容量計算条件

(1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。

電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)

(2) 蓄電池温度は+10℃とする。

(3) 放電終止電圧は 1.75V/セルとする。

(4) 保守率は 0.8 とする。

(5) 容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})]$$

ここに、

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって
決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番

なお、各容量換算時間 K は下表の値及び計算値を用いた。

制御弁式蓄電池の容量換算時間は下表の通りであり、10 時間以降は以下の式にて計算した値を用いる。

$$K = K_m - T_m + T$$

K_m: 放電時間 T_m (時) に対応する容量換算時間 (時)

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K _{1m}	0.58
59	K _{59m}	1.83
60 (1h)	K _{1h}	1.85
150 (2h30m)	K _{2h30m}	3.55
209 (3h29m)	K _{3h29m}	4.55
210 (3h30m)	K _{3h30m}	4.60
300 (5h)	K _{5h}	5.87
359 (5h59m)	K _{5h59m}	6.74
360 (6h)	K _{6h}	6.75
450 (7h30m)	K _{7h30m}	8.01
509 (8h29m)	K _{8h29m}	8.81
510 (8h30m)	K _{8h30m}	8.82
600 (10h)	K _{10h}	9.89
1,380 (23h)	K _{23h}	22.89
1,409 (23h29m)	K _{23h29m}	23.37
1,410 (23h30m)	K _{23h30m}	23.39
1,439 (23h59m)	K _{23h59m}	23.87
1,440 (24h)	K _{24h}	23.89

250V 蓄電池の容量計算結果

- 24 時間運転（間欠運転）時の定格放電率換算容量 C_{24}

$$C_{24} = \frac{1}{L} [K_{24}I_{1m} + K_{24-1m}(I_{30m} - I_{1m}) + K_{24-30m}(I_{30m} - I_{31m}) \cdot \cdot \cdot \cdot K_{1h}(I_{23h} - I_{24h})]$$

$$\begin{aligned} C_{24} &= \frac{1}{0.8} [1,725 \times 23.89 + (855 - 1,725) \times 23.87 + (1,455 - 855) \times 23.39 + \\ &\quad (1,061 - 1,455) \times 23.37 + (206 - 1,061) \times 22.89 + (0 - 206) \times 9.89 + (600 - 0) \times \\ &\quad 8.82 + (206 - 600) \times 8.81 + (0 - 206) \times 8.01 + (600 - 0) \times 6.75 + (206 - 600) \times \\ &\quad 6.74 + (0 - 206) \times 5.87 + (600 - 0) \times 4.6 + (206 - 600) \times 4.55 + (0 - 206) \times 3.55 + \\ &\quad (600 - 0) \times 1.85 + (206 - 600) \times 1.83] \\ &= 5,803.0 \end{aligned}$$

上記計算より、250V 蓄電池容量は、5,803.0Ah を上回る 6,000Ah を選定する。

名称	125V 代替充電器盤	
出力	A	700

【設定根拠】

125V 代替充電器盤は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失及び直流電源が喪失した場合、電源車を代替所内電気設備へ接続することにより、125V 代替充電器盤を経由し、125V 代替蓄電池による 24 時間給電以降において、高圧代替注水系等の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 125V 代替充電器盤の負荷は以下のとおりとなる。

125V 代替充電器盤負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
高圧代替注水系制御	6.0 A
中央制御室直流照明	2.0 A
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4 A
その他負荷	45.2 A
合計	53.6 A

容量計算条件

- (1) 充電器盤容量計算は、通常時の使用負荷電流と 125V 代替蓄電池への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器盤容量計算は、125V 代替蓄電池が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 代替充電器盤電流容量(A) I_L : 通常使用負荷電流(A) (53.6A)
C : 125V 代替蓄電池容量(2,000Ah) 20 : 充電時間(20 時間)

125V 代替充電器盤の容量計算結果

$$I = 53.6 + \frac{2,000}{20}$$

$$= 153.6$$

したがって、125V 代替充電器盤の出力は最大所要負荷である、153.6A に対し、余裕を有する 700A とする。

名称	250V 充電器盤	
出力	A	600

【設定根拠】

250V 充電器盤は、設計基準事故対処設備の交流電源及び直流電源が喪失した場合、ガスタービン発電機や電源車を非常用所内電気設備へ接続することにより、250V 充電器盤を経由し、250V 蓄電池による 24 時間給電以降において、直流駆動低圧注水系の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 250V 充電器盤の負荷は以下のとおりとなる。

250V 充電器盤負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
直流駆動低圧注水ポンプ	206.0 A
合計	206.0 A

容量計算条件

- (1) 充電器盤容量計算は、通常時の使用負荷電流と 250V 蓄電池への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器盤容量計算は、250V 蓄電池が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 250V 充電器盤電流容量(A) I_L : 通常使用負荷電流(A) (206.0A)
 C : 250V 蓄電池容量(6,000Ah) 20 : 充電時間(20 時間)

250V 充電器盤の容量計算結果

$$I = 206.0 + \frac{6,000}{20}$$

$$= 506.0$$

したがって、250V 充電器盤の出力は最大所要負荷である、506.0A に対し、余裕を有する 600A とする。

名称		ガスタービン発電機接続盤
電流容量	A	1,200
<p>【設定根拠】</p> <p>ガスタービン発電機接続盤は、常設重大事故等対処設備として設置する。 ガスタービン発電機接続盤は、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>ガスタービン発電機接続盤は、ガスタービン発電機 1 台が接続可能であることから、ガスタービン発電機 1 台の定格電流*1 以上に設定する。</p> <p>ガスタービン発電機 1 台分の定格電流である約 377A に対し、余裕を有する 1,200A とする。</p> <p>*1:ガスタービン発電機 1 台分の定格電流：$4,500\text{kVA} \div (\sqrt{3} \times 6.9\text{kV}) = \text{約 } 377\text{A}$</p>		

名称		緊急用高圧母線
母線電流容量	A	1,200
<p>【設定根拠】</p> <p>緊急用高圧母線は，常設重大事故等対処設備として設置する。</p> <p>緊急用高圧母線 2F 系及び緊急用高圧母線 2G 系は，設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>緊急用高圧母線の母線電流容量は，最大でガスタービン発電機 2 台が接続可能であることから，ガスタービン発電機 2 台の定格電流*1 以上に設定する。</p> <p>ガスタービン発電機 2 台分の定格電流である約 754A に対し，余裕を有する 1,200A とする。</p> <p>*1:ガスタービン発電機 1 台分の定格電流：$4,500\text{kVA} \div (\sqrt{3} \times 6.9\text{kV}) = \text{約 } 377\text{A}$ ガスタービン発電機 2 台分の定格電流：約 $377\text{A} \times 2 \text{ 個} = \text{約 } 754\text{A}$</p>		

名称		緊急用動力変圧器								
容量	kVA	750								
<p>【設定根拠】</p> <p>緊急用動力変圧器は、常設重大事故等対処設備として設置する。 緊急用動力変圧器は、設計基準事故対処設備の電源が喪失した場合、重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量 負荷は約 340kVA である。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>負荷名称</th> <th>負荷容量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>460V 原子炉建屋 MCC 2G-1</td> <td>約 220kVA</td> </tr> <tr> <td>460V 原子炉建屋 MCC 2G-2</td> <td>約 120kVA</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約 340kVA</td> </tr> </tbody> </table> <p>したがって、約 340kVA に余裕を考慮し、750kVA とする。</p>			負荷名称	負荷容量	460V 原子炉建屋 MCC 2G-1	約 220kVA	460V 原子炉建屋 MCC 2G-2	約 120kVA	合計	約 340kVA
負荷名称	負荷容量									
460V 原子炉建屋 MCC 2G-1	約 220kVA									
460V 原子炉建屋 MCC 2G-2	約 120kVA									
合計	約 340kVA									

名称	緊急用低圧母線（パワーセンタ）	
母線定格電流	A	3,000
<p>【設定根拠】</p> <p>緊急用低圧母線は，設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合，重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>緊急用動力変圧器(750kVA)からの電力を通電可能な母線容量とする。</p> <p>緊急用動力変圧器の電流約 942A(=750kVA÷(√3×460V))に余裕を考慮し, 3,000Aとする。</p>		

名称	緊急用低圧母線（モータコントロールセンタ）	
母線定格電流	A	800

【設定根拠】

緊急用低圧母線は，設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合，重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 緊急用低圧母線 2G-1 の容量

負荷は 170.7kW である。

負荷名称	負荷容量
復水移送ポンプ	45.00 kW
125V 代替充電器盤	105.00 kW
中央制御室 120V 交流分電盤 2G 用変圧器	14.00 kW
フィルタベント装置出口水素・酸素濃度計吸引ポンプ	0.75 kW
フィルタベント装置出口水素・酸素濃度計排気ポンプ	0.75 kW
FCVS pH 測定装置サンプルポンプ	1.50 kW
計測制御電源室排風機	3.70 kW
合計	170.70 kW

したがって，約 270A（ $= (170.7\text{kW} \div \text{力率 } 0.8) \div (\sqrt{3} \times 460\text{V})$ ）に余裕を考慮し，800A とする。

2. 緊急用低圧母線 2G-2 の容量

負荷は 90.0kW である。

負荷名称	負荷容量
復水移送ポンプ	45.0 kW
復水移送ポンプ	45.0 kW
合計	90.0 kW

したがって，約 150A（ $= (\text{約 } 90.0\text{kW} \div \text{力率 } 0.8) \div (\sqrt{3} \times 460\text{V})$ ）に余裕を考慮し，800A とする。

なお，緊急用電源切替盤については，緊急用電源切替盤に接続される負荷の容量にあわせた定格電流値を設定する。

名称		非常用高压母線
母線電流容量	A	1,200
<p>【設定根拠】</p> <p>非常用高压母線 2C 系及び非常用高压母線 2D 系は、常設重大事故等対処設備として設置する。</p> <p>非常用高压母線 2C 系及び非常用高压母線 2D 系は、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>非常用高压母線 2C 系及び非常用高压母線 2D 系は、ガスタービン発電機からの電力を通電可能な設計とする。</p> <p>具体的には、非常用高压母線 2C 系(又は非常用高压母線 2D 系)の母線電流容量は、ガスタービン発電機の定格容量 4,500kVA と非常用ディーゼル発電機約 7,625kVA の容量の大きい非常用ディーゼル発電機の定格電流以上に設定する。</p> <p>非常用ディーゼル発電機1個分の定格電流である約639A ($7,625\text{kVA} \div (\sqrt{3} \times 6.9\text{kV}) = \text{約 } 639\text{A}$) に対し、十分余裕を有する約 1,200A とする。</p>		

57-11

燃料補給に関する補足説明資料

本資料はタンクローリの容量設定根拠書に記載した内容について補足するものである。

以下，図中並びにタイムチャート中の手順番号は容量設定根拠書に記載の手順番号と同じとする。

11.1 タンクローリの移動及び補給ルートについて

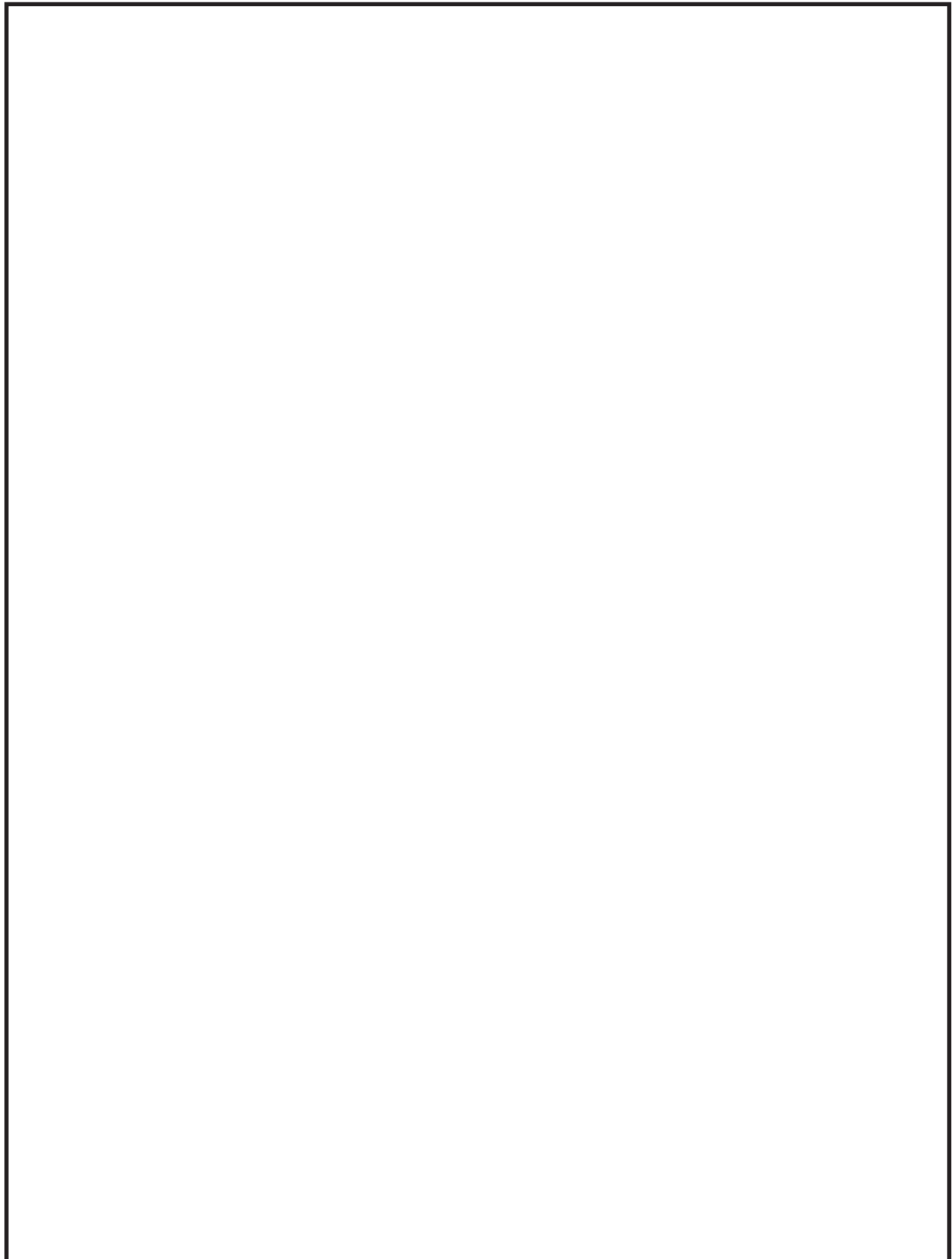


図 57-11-1 タンクローリ A 移動及び補給ルート (1/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

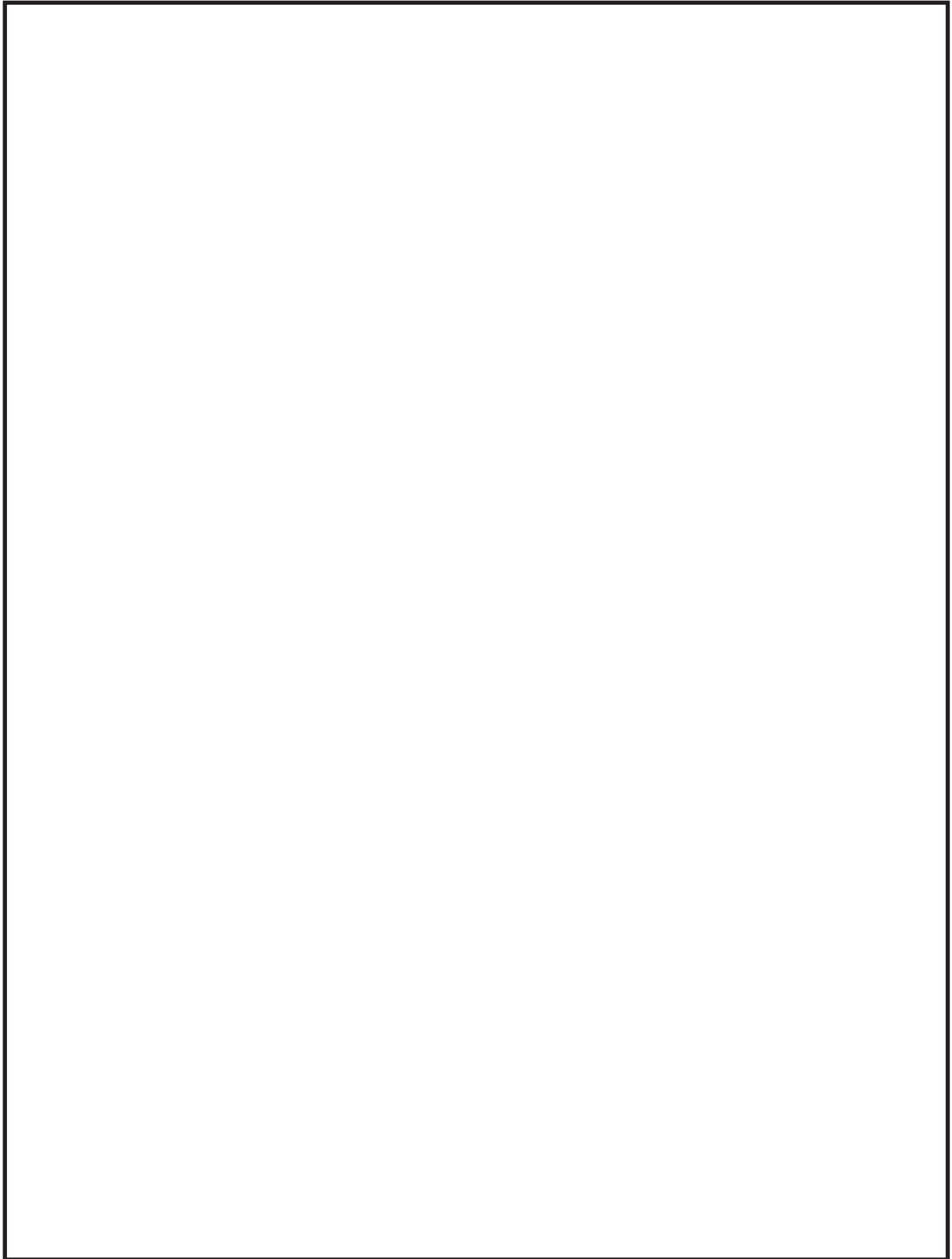


図 57-11-2 タンクローリ A 移動及び補給ルート (2/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

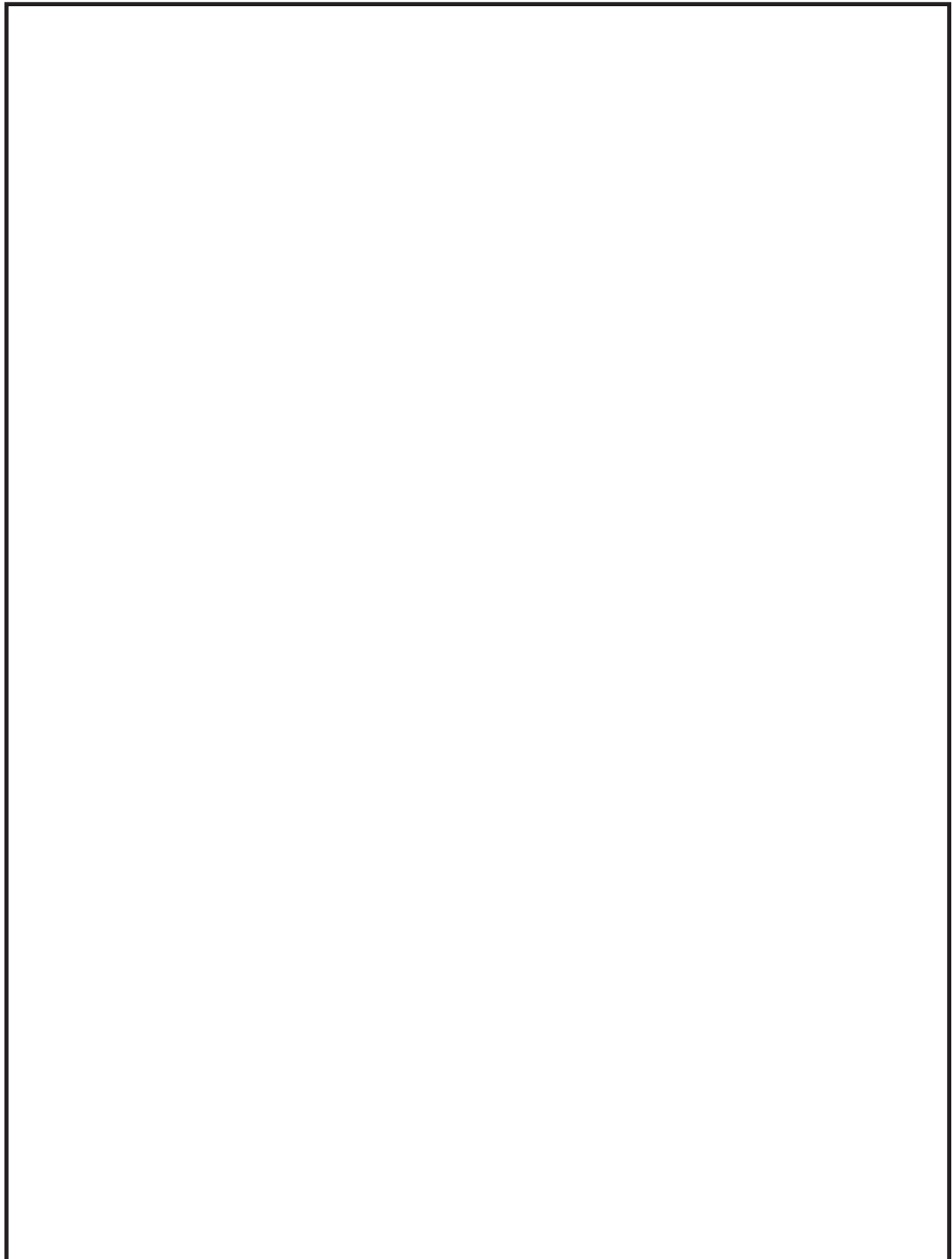


図 57-11-3 タンクローリ A 移動及び補給ルート (3/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

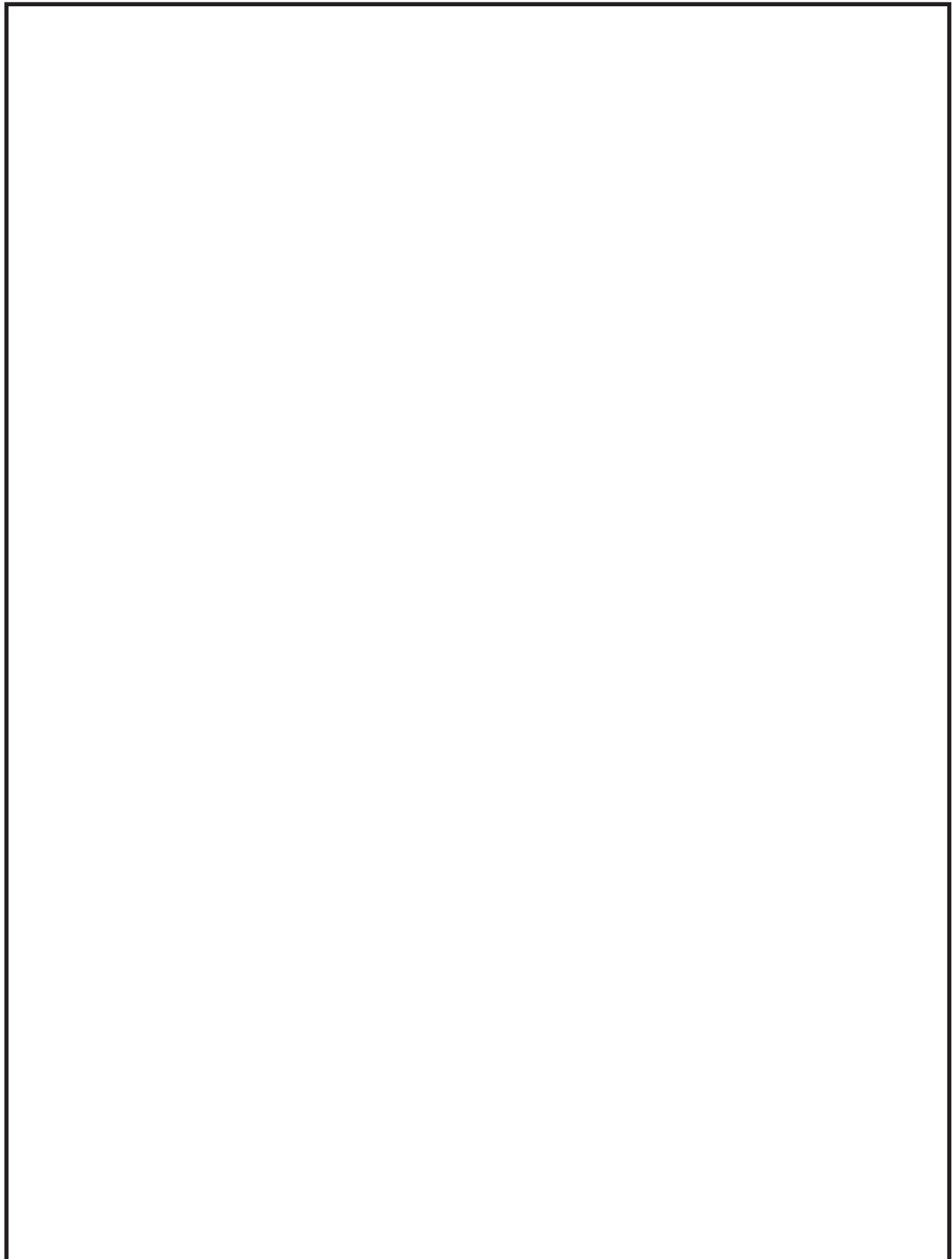


図 57-11-4 タンクローリ A 移動及び補給ルート (4/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

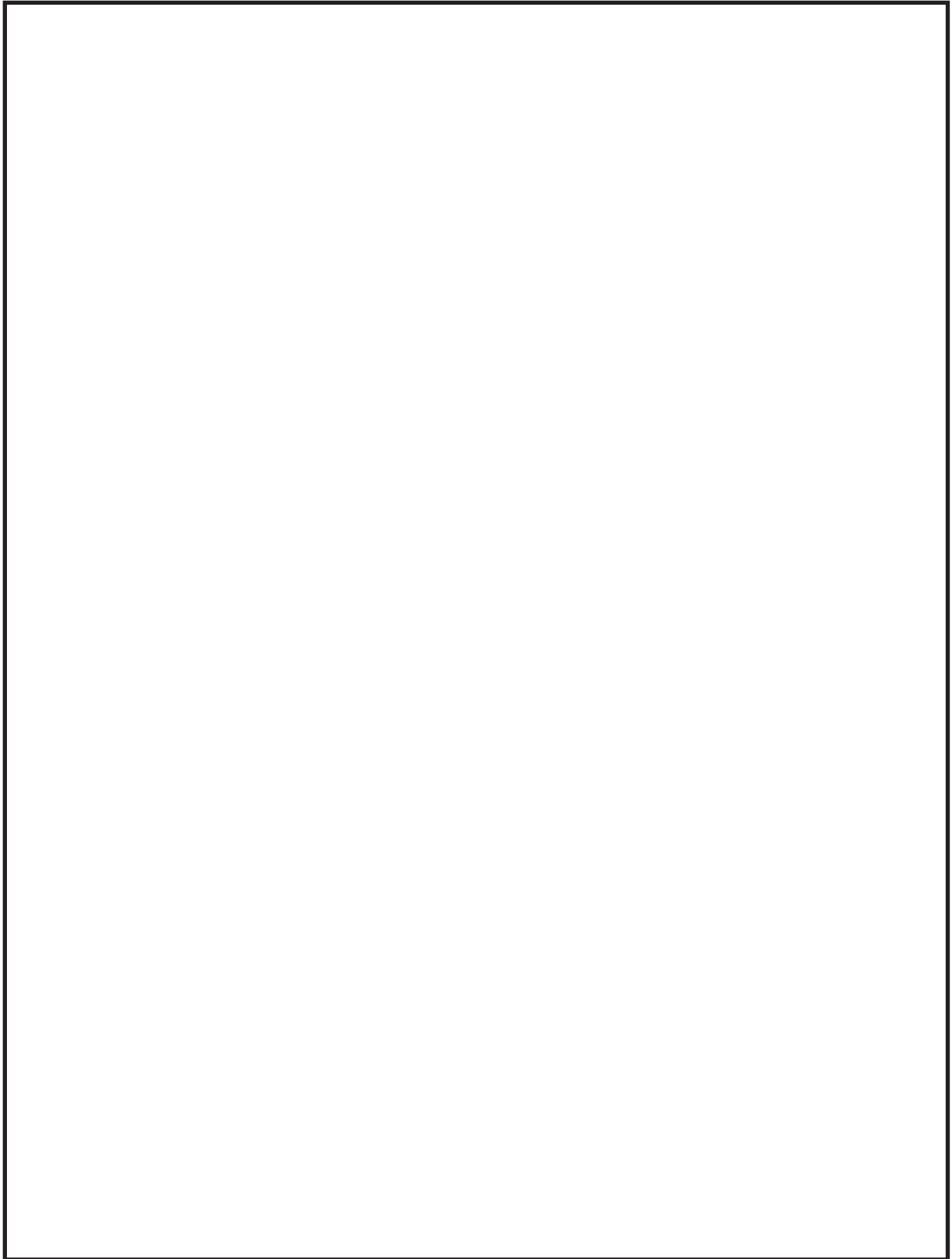


図 57-11-5 タンクローリ A 移動及び補給ルート (5/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

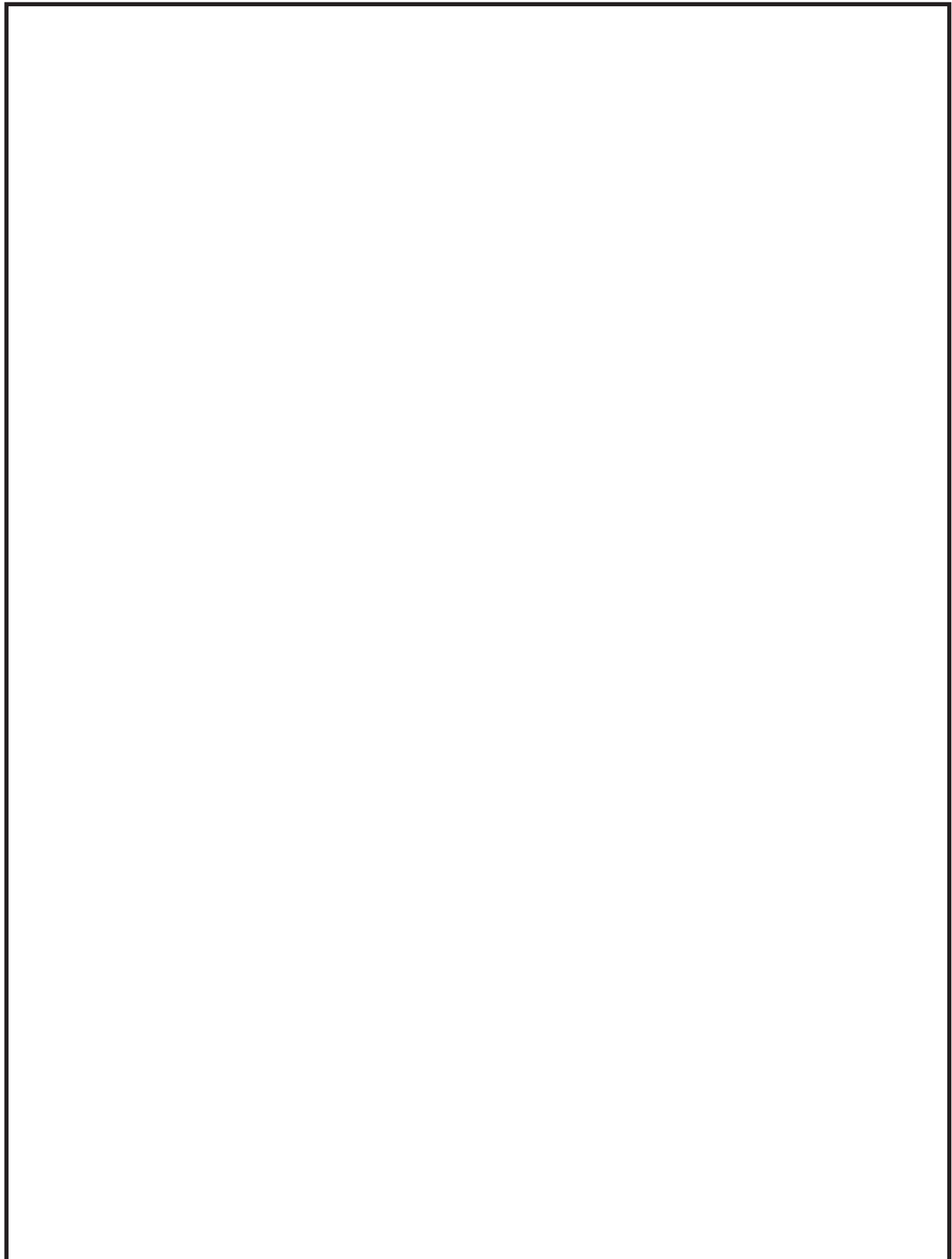


図 57-11-6 タンクローリ A 移動及び補給ルート (6/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

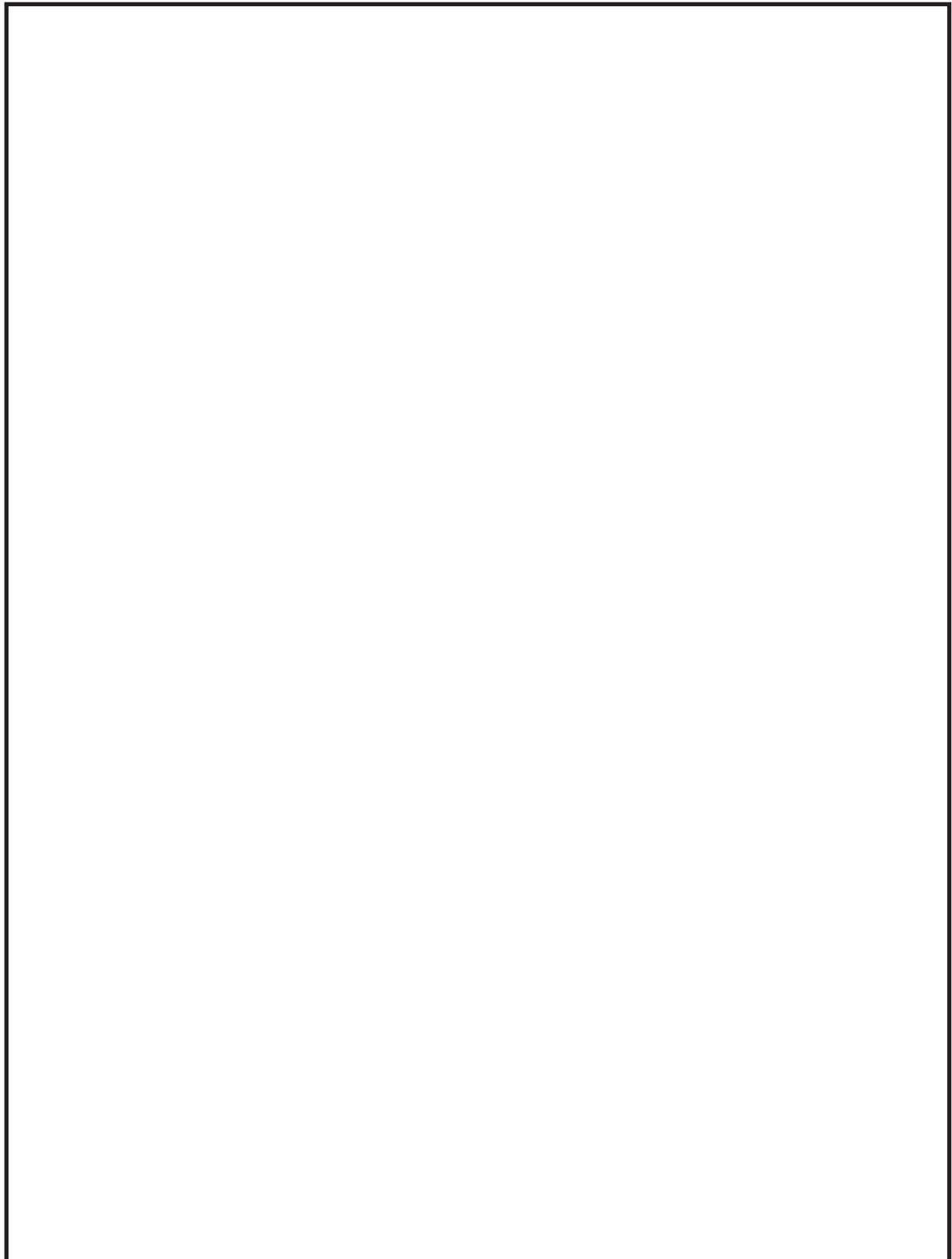


図 57-11-7 タンクローリ A 移動及び補給ルート (7/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

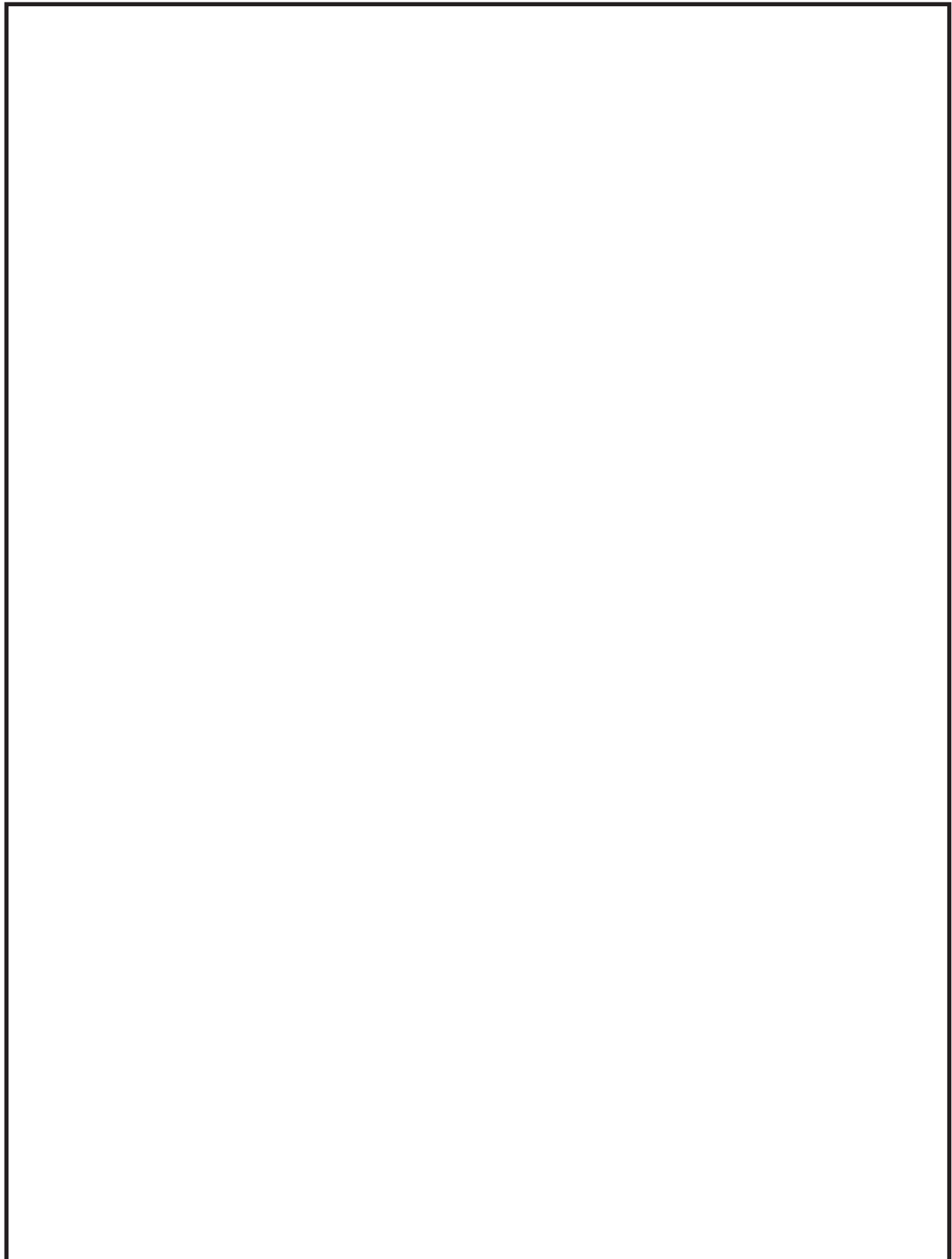


図 57-11-7 タンクローリ A 移動及び補給ルート (8/8)
(注水用の大容量送水ポンプ (タイプ I), 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ
(タイプ I) 及び熱交換器ユニット)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

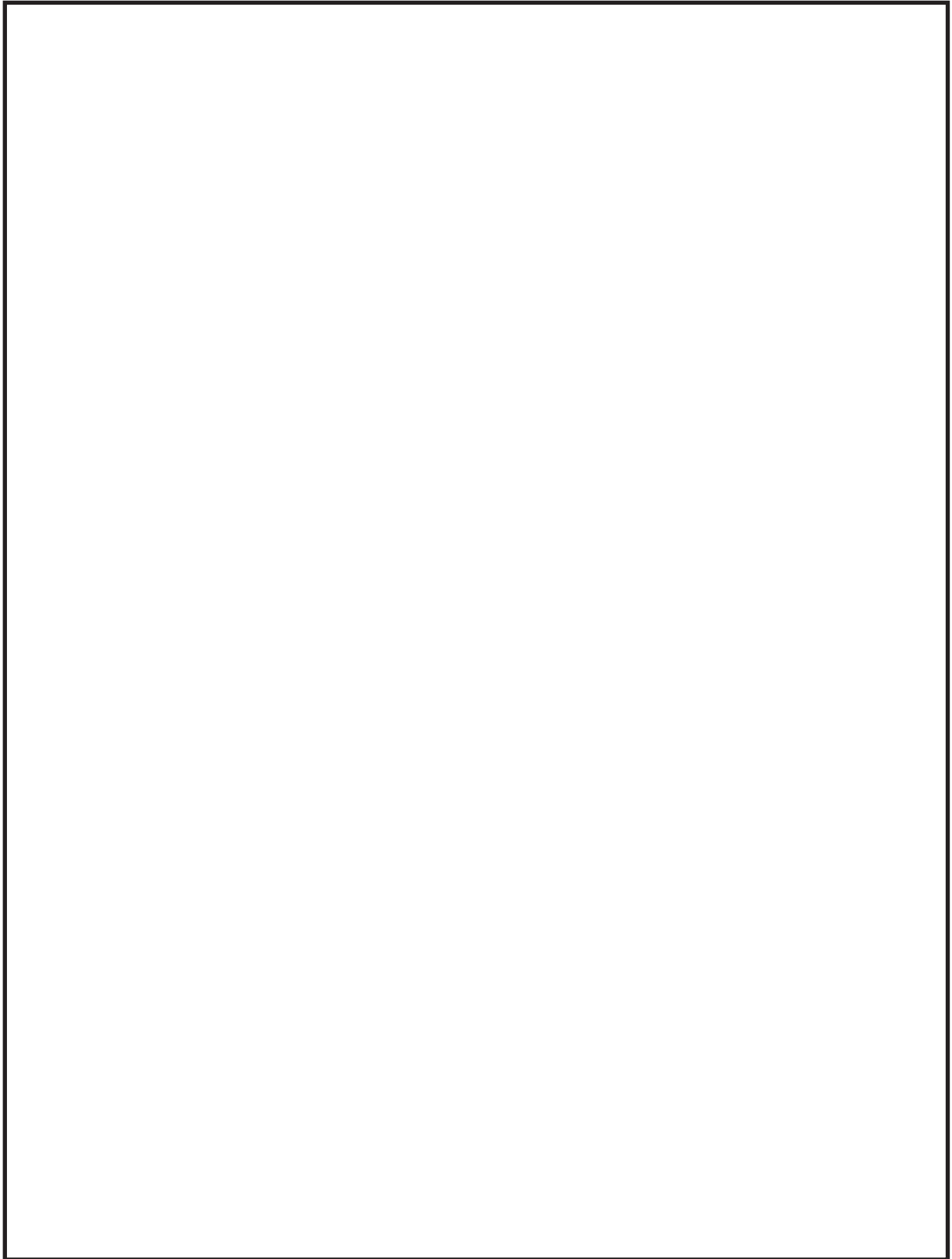


図 57-11-8 タンクローリ B 移動及び補給ルート (1/3)
(ガスタービン発電設備軽油タンク)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

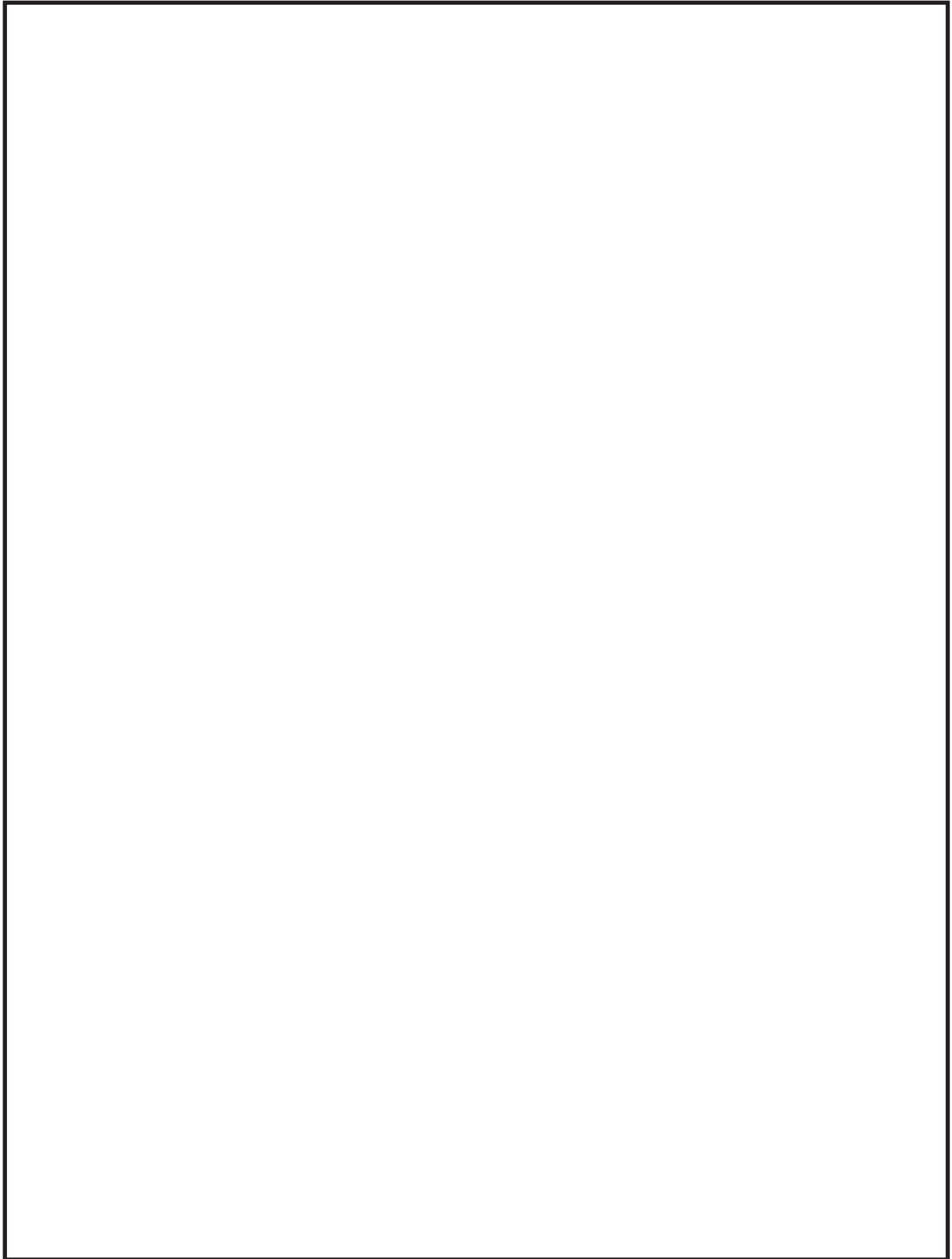


図 57-11-9 タンクローリ B 移動及び補給ルート (2/3)
(ガスタービン発電設備軽油タンク)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

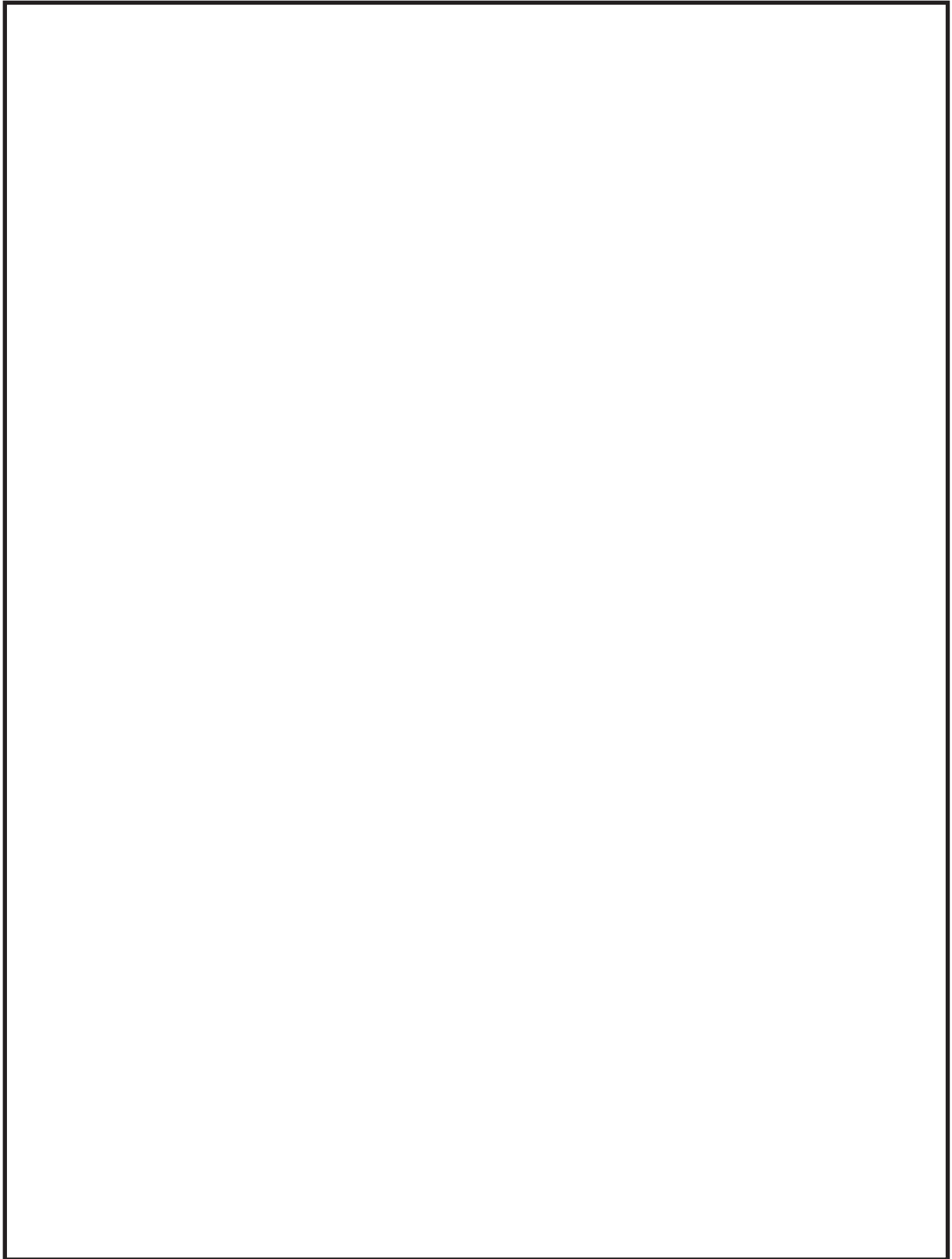


図 57-11-10 タンクローリ B 移動及び補給ルート (3/3)
(ガスタービン発電設備軽油タンク)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

11.2 原子炉格納容器ベントに伴う補給作業への悪影響有無について

原子炉格納容器ベント後数時間においては、プラント周辺の雰囲気線量が上昇するため、各可搬型重大事故等対処設備への補給が困難になる可能性がある。ここでは、原子炉格納容器ベント後の補給作業成立性について述べる。

11.2.1 検討条件

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）が発生し、原子炉格納容器ベントに至ることを想定する^{*}。交流電源はガスタービン発電機によりプラントに供給されていると仮定する。

※中央制御室設計における被ばく評価にて想定する基本シナリオと同じ

11.2.2 プルーフ通過時の補給の必要性

同条件下において、機能を発揮することを要求される重大事故等対処設備は以下のとおり。

ガスタービン発電機 2 台

注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）1 台

熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）1 台

熱交換器ユニット 1 台

事象発生から約 45 時間以降に原子炉格納容器ベントに至ることを考慮し、ガスタービン発電設備軽油タンク、熱交換器ユニット及び熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）は原子炉格納容器ベントに伴う待避前までに一度補給を行うこととする。注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）は、事象発生から約 44 時間後の外部水源注水量限界到達後に停止させる。

11.2.3 タンクローリを用いた補給作業時の被ばく線量について

ガスタービン発電機、熱交換器ユニット及び熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）について実負荷での燃料消費量から、連続運転可能時間の評価を行う。なお、ガスタービン発電設備軽油タンクへの補給にタンクローリ 1 台、熱交換器ユニット及び熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）設備への補給にタンクローリ 1 台で行うことを想定する。熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）は、原子炉格納容器除熱等に必要な流量は約 1,200m³/h (1.2MPa) であるが、残留熱除去系及び代替循環冷却系が使用できず、原子炉格納容器ベントを実施する状況において必要な流量は 600m³/h (0.7MPa) 以下であるため、残留熱除去系及び代替循環冷却系の機能喪失確認後に、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の流量を絞ることにより、連続運転可能時間を延長することができる。

【ガスタービン発電機】

ガスタービン発電機は、連続運転可能時間は、

$$(300\text{kL}+160\text{kL}^{\ast}) \div 2.46\text{kL/h}=186\text{h}$$

※ガスタービン発電機は、軽油タンクからタンクローリにて160kL（補給回数40回）を燃料補給する。

【熱交換器ユニット】

熱交換器ユニットの連続運転可能時間は、

$$900\text{L} \div 56\text{L/h} \approx 16\text{h}$$

【熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）】

残留熱除去系及び代替循環冷却系の機能喪失確認後に、以下のとおり流量を $600\text{m}^3/\text{h}$ 及び吐出圧を 0.7MPa に調整を実施する。

流量： $600\text{m}^3/\text{h}$ 吐出圧： 0.7MPa 燃料消費量： 60L/h

大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の連続運転可能時間は、

$$990\text{L} \div 60\text{L/h} \approx 16\text{h}$$

ガスタービン発電機は、原子炉格納容器ベント開始後からプルーム通過するまで10時間であり、また、ベント前後の要員の移動等で約1時間を要するが、連続運転可能時間は $(300\text{kL}+160\text{kL}-12\text{kL}^{\ast}) \div 2.46\text{kL/h}=182\text{h}$ となるため、原子炉格納容器ベント中に補給作業する必要なく、プルーム通過後、適宜補給を行う必要がある。

熱交換器ユニット及び熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）は、原子炉格納容器ベント開始後からプルーム通過するまで10時間であり、また、ベント前後の要員の移動等で約1時間を要するが、連続運転可能時間は $16\text{h}-12\text{h}=4\text{h}$ となるため、原子炉格納容器ベント中に補給作業する必要はなく、プルーム通過後、適宜補給を行う必要がある。

※タンクローリにて4時間に1回（ $4\text{kL}/\text{回}$ ）燃料補給するため、プルーム通過中は $12\text{h} \div 4\text{h}=3$ 回分の燃料補給ができなくなる。

11.2.4 タンクローリを用いた補給作業時の被ばく線量について

タンクローリを用いた補給作業場所である、ガスタービン発電設備軽油タンクを設置するガスタービン発電設備地下軽油タンクピット付近、注水用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）を設置する淡水貯水槽付近、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプⅠ）を設置する海水ポンプ室付近及び熱交換器ユニットを設置する原子炉建屋大物搬出入口付近のうち、被ばく線量が一番高い場所は、原子炉格納容器フィルタベント系の排気口に近い原子炉建屋大物搬出入口であり、当該場所で補給作業を実施した場合、補給に伴う現場作業を約45分

と見積もると以下のとおりとなる。

$$7.1\text{mSv/h} \times (45 \div 60) \text{ h} = 5.4\text{mSv}$$

なお、プラント周辺の雰囲気線量率は時間経過に伴い低下していくことから、これ以降の補給作業時の被ばく線量は上記の値以下となる。

11.2.5 検討結果

上記のとおり、原子炉格納容器ベント後のプラント周辺の雰囲気線量を考慮し、補給作業の成立性を確認した結果、原子炉格納容器ベント後の補給作業時の被ばく線量は最大で 5.4mSv となり、緊急時の作業基準である 100mSv を下回っているため、補給作業は実施可能である。