

島根原子力発電所 2 号炉 運転中の原子炉における 炉心損傷防止対策の有効性評価について

LOCA時注水機能喪失
格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

令和元年10月
中国電力株式会社

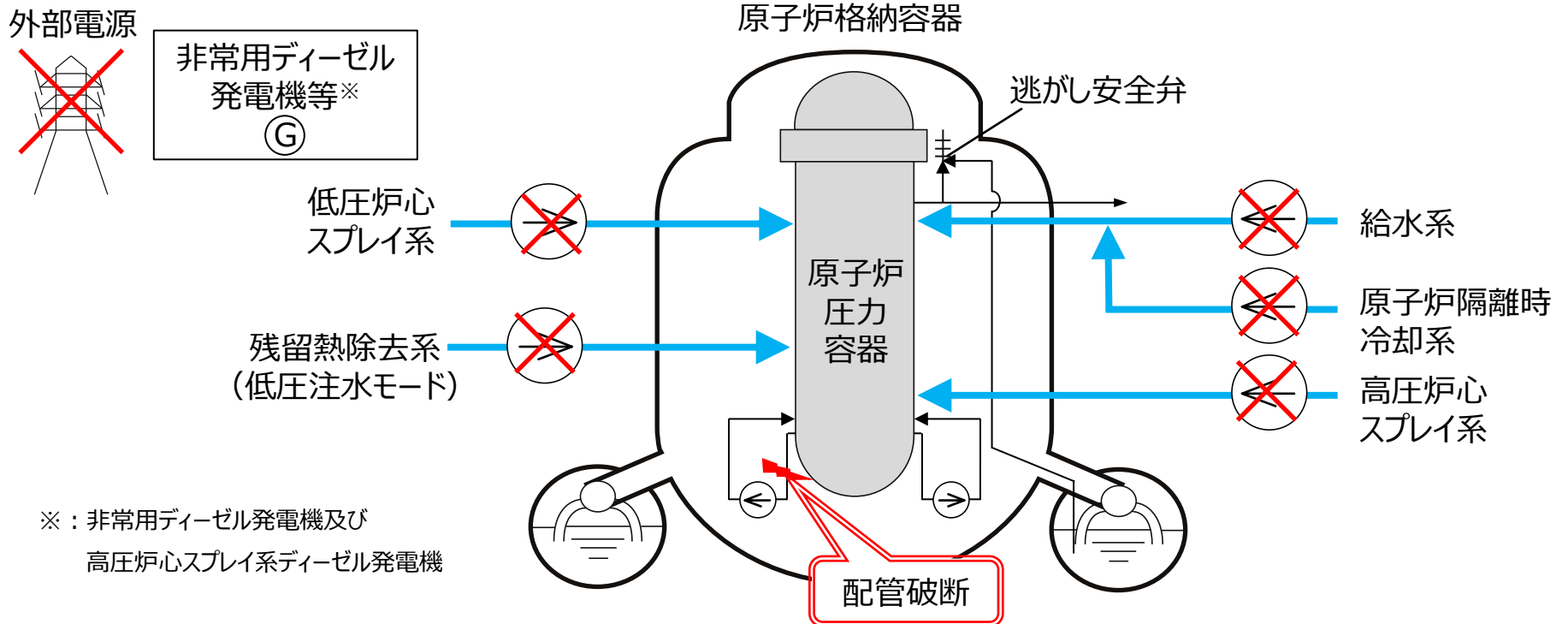
- 1. LOCA時注水機能喪失 P 2
- 2. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） P16

1. LOCA時注水機能喪失

1.1 LOCA時注水機能喪失 事象の概要

【LOCA時注水機能喪失の特徴】

- 原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）、低圧注水機能（低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード））が喪失する。
- 破断箇所からの原子炉冷却材の流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

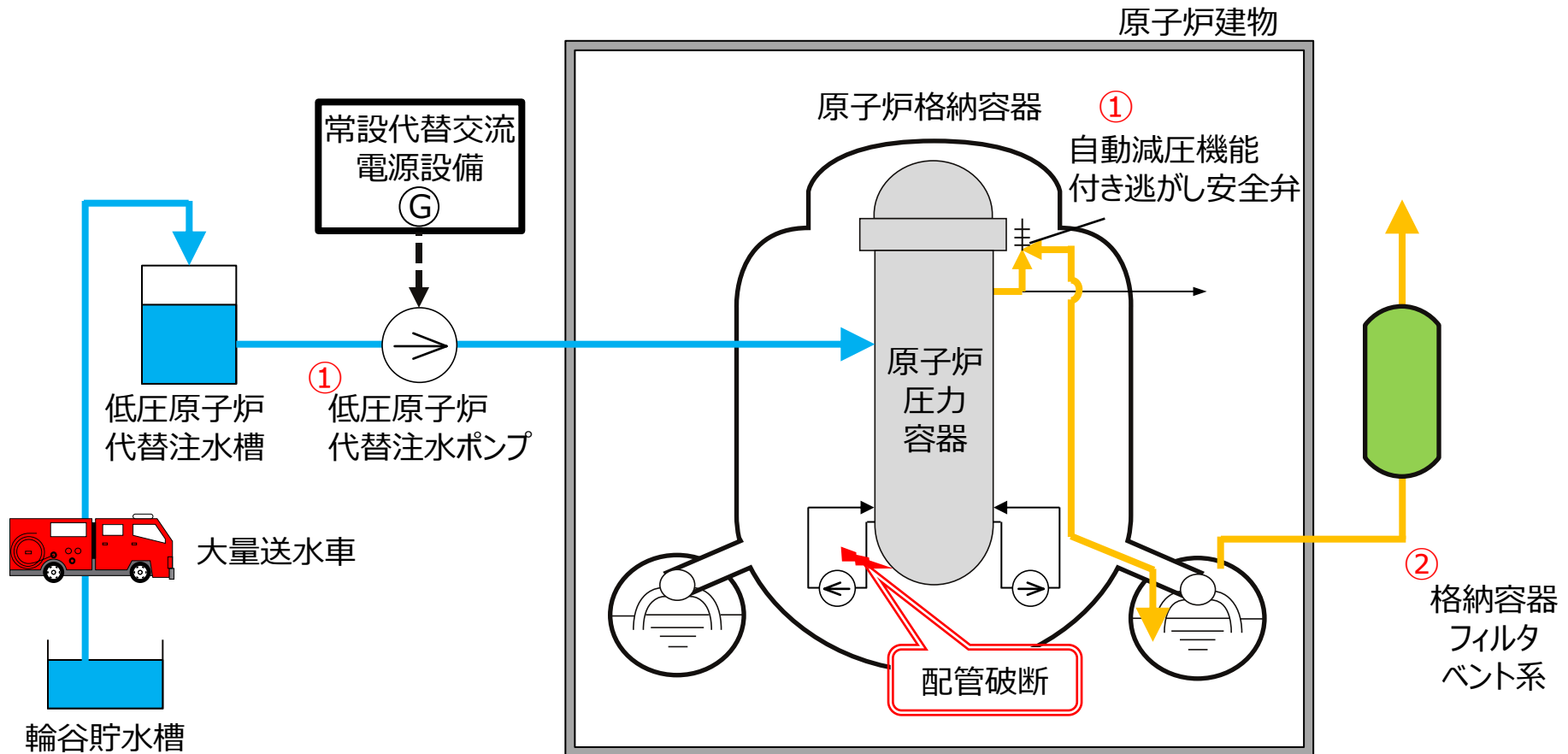


※：非常用ディーゼル発電機及び
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機

1.2 LOCA時注水機能喪失 炉心損傷防止対策

【LOCA時注水機能喪失の対策概要】

- ① 自動減圧機能付き逃がし安全弁を手動開操作し，低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却
- ② 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

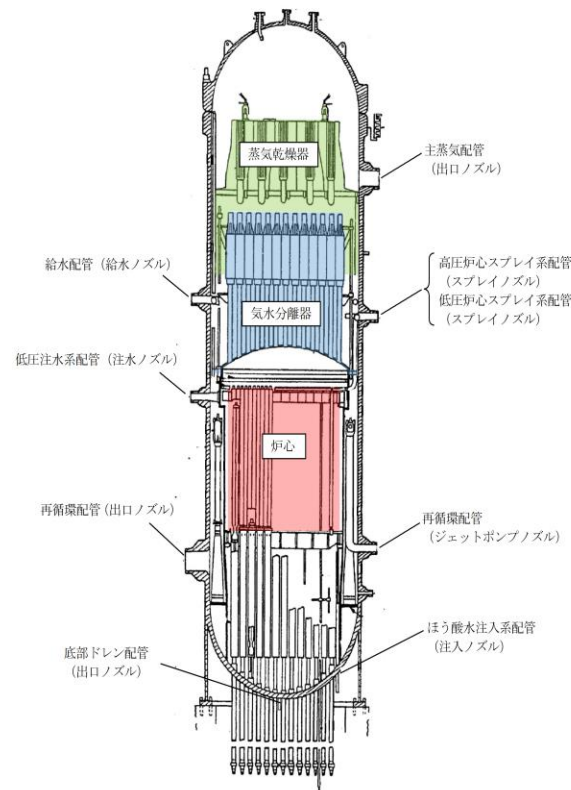


【LOCA時注水機能喪失の事故条件の設定】

- LOCA時注水機能喪失の破断に関する解析条件は下記のとおり。
 - ・破断位置 : 再循環配管 (出口ノズル)
 - ・破断面積 : 約3.1cm²

<破断に関する解析条件の考え方>

- ・気相部に接続する主蒸気配管, 液相部に接続する再循環配管と底部ドレン配管における事象進展の比較において, 気相部の主蒸気配管の場合, 液相部配管よりも燃料被覆管の最大温度が低くなること, また, 液相部の再循環配管と底部ドレン配管では, 事象進展に有意な差はないことから, 格納容器過圧・過温破損シナリオにおいて再循環配管※を想定していることを考慮し, 再循環配管を破断位置として設定。
- ・破断面積については, 燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき, 操作時間余裕が確保できる破断面積として約3.1cm²を設定。

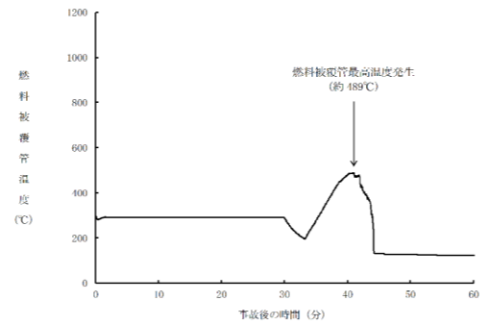
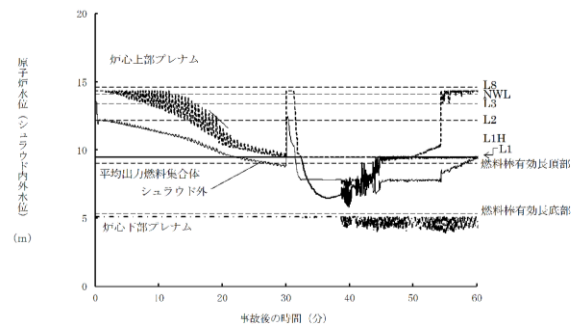
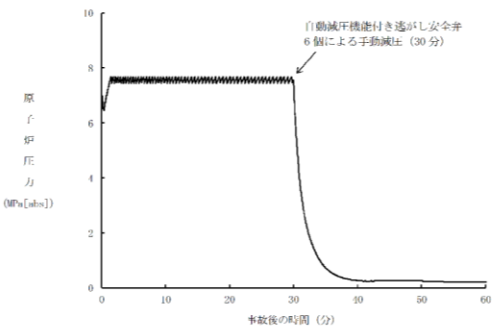


※ 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する液相部配管の中で接続位置が低く最大口径である配管

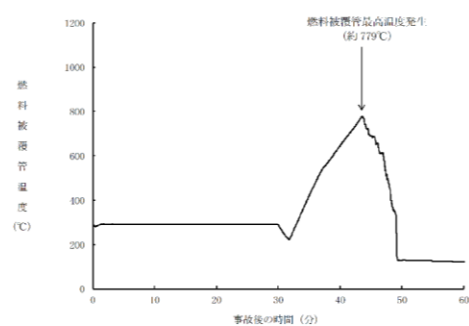
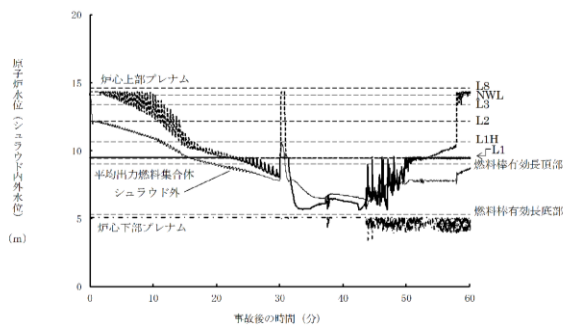
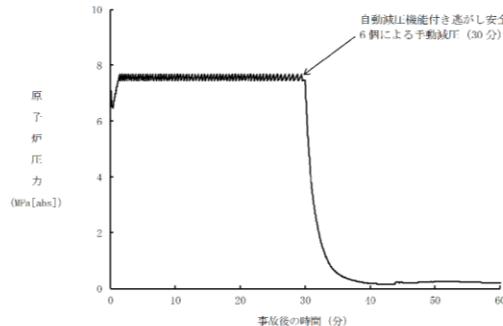
1.3 LOCA時注水機能喪失 主要解析条件 (2/6)

【破断位置の違いによる事象進展の比較】

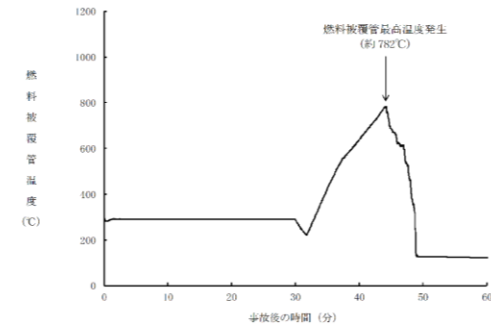
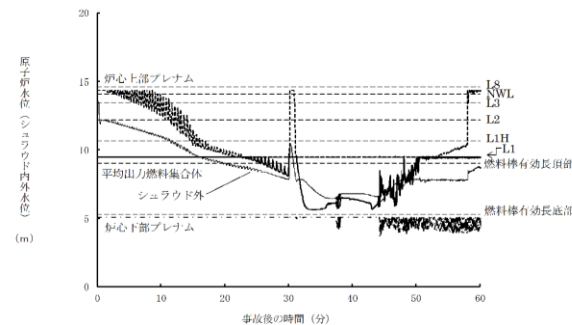
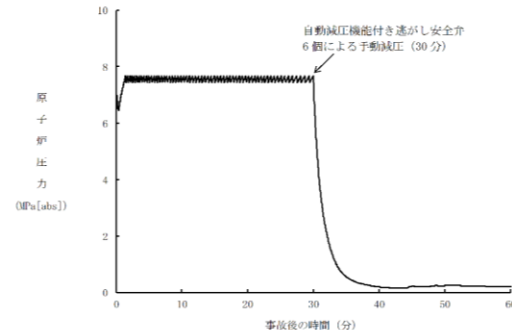
主蒸気配管
(破断面積：約3.1cm²)



再循環配管
(破断面積：約3.1cm²)



底部ドレン配管
(破断面積：約3.1cm²)



1.3 LOCA時注水機能喪失 主要解析条件 (3/6)

表1-1 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	-
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がM O X燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, M O X燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値 (高出力燃料集合体)
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
	格納容器空間容積 (ドライウェル)	7,900m ³	ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
	格納容器空間容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定

1.3 LOCA時注水機能喪失 主要解析条件 (4/6)

表1-1 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	再循環配管の破断 破断面積は約3.1cm ²	<p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約3.1cm²を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）、再循環ポンプトリップは原子炉水位低（レベル2）にて発生するものとする

1.3 LOCA時注水機能喪失 主要解析条件 (5/6)

表1-1 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	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)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa[gage]において)にて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して, 格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

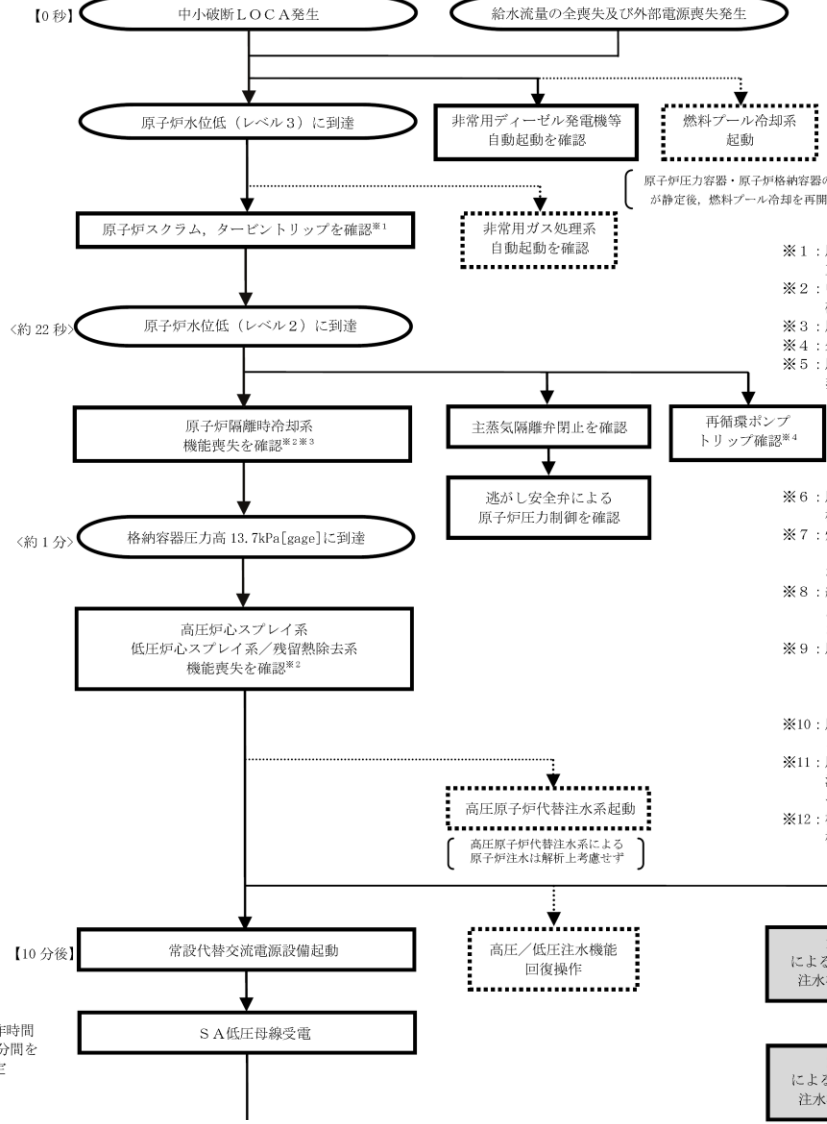
1.3 LOCA時注水機能喪失 主要解析条件 (6/6)

表1-1 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (4/4)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備の起動, 受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動, 系統構成	事象発生から10分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から10分後に開始し, 操作時間は20分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力427kPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

1.4 LOCA時注水機能喪失 対応手順の概要 (1/2)

【 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)



- ※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※2：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約 22 秒) する。
- ※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
- ※5：原子炉水位低 (レベル1) 及び格納容器圧力高 13.7kPa[gage] 到達により、自動減圧機能論理回路のタイマーが動作する。非常用炉心冷却系等による原子炉注水手段が確保されていない場合、自動減圧系の作動阻止を実施する。

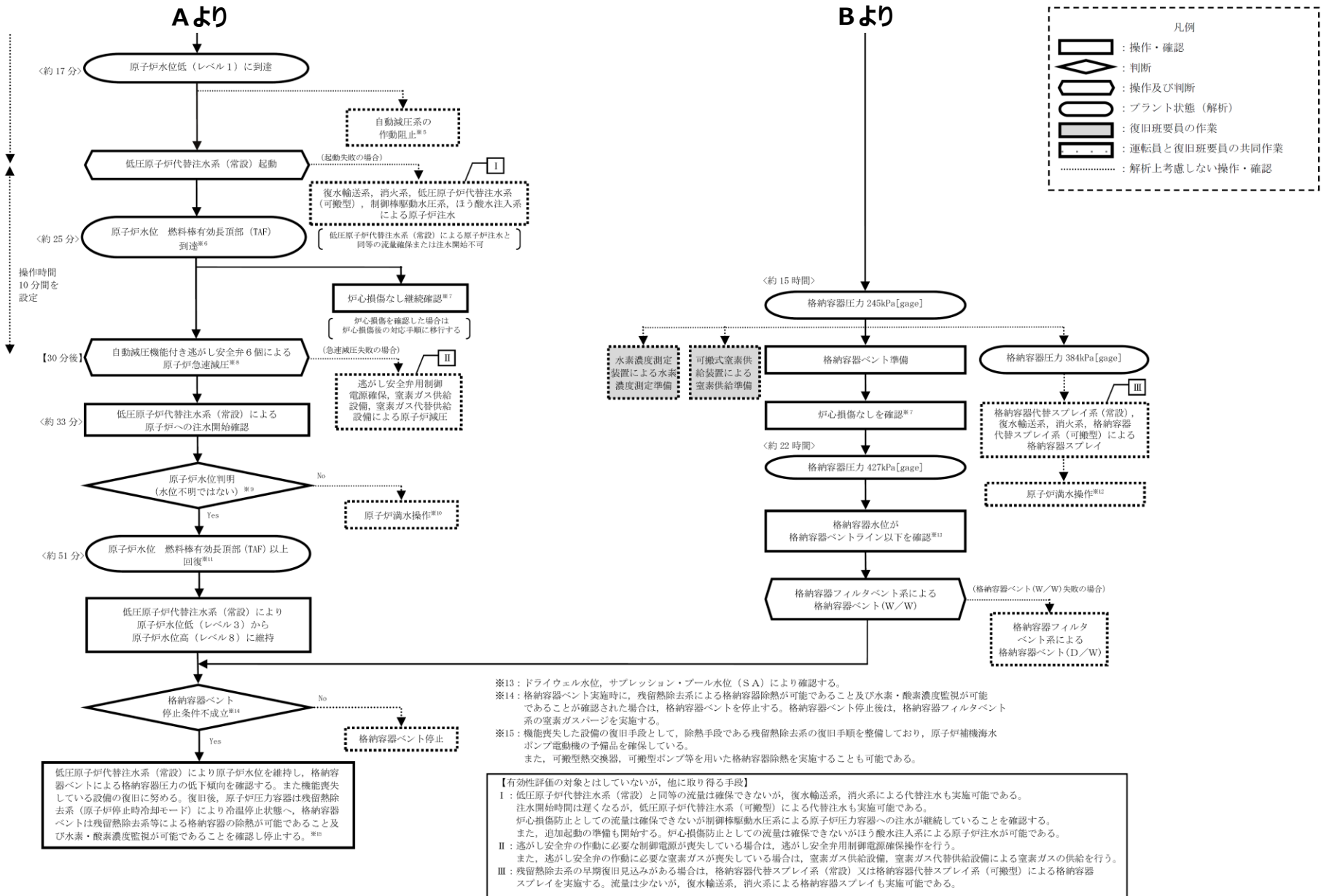
- ※6：原子炉水位 (燃料域) が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※7：炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線検量率が設計基準事故相当のガンマ線検量率の 10 倍を超えた場合
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生時の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※8：給水・復水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず、原子炉水位が下降中となり、代替注水系を起動した場合、原子炉を減圧する。原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
- ※9：原子炉水位不明は以下により判断する。
 - ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
- ※10：原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※11：原子炉水位 (燃料域) により燃料棒有効長頂部 (TAF) 回復を確認した場合は、燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下継続時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
- ※12：格納容器ベント操作前に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。格納容器への熟放出を抑制し圧力上昇を抑制する。

操作時間
10 分間を
設定

A^

B^

1.4 LOCA時注水機能喪失 対応手順の概要 (2/2)



1.5 LOCA時注水機能喪失 有効性評価の結果 (1/2)

【LOCA時注水機能喪失における有効性評価の結果】

- 表1-2に示す評価項目について、解析結果が判断基準を満足することを確認した。
- 原子炉水位（シュラウド内外水位）及び燃料被覆管温度の推移を図1-1及び図1-2に示す。

表1-2 解析結果 (1/2)

評価項目	解析結果	判断基準
燃料被覆管の最高温度	約779℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.89MPa[gage]	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）未満

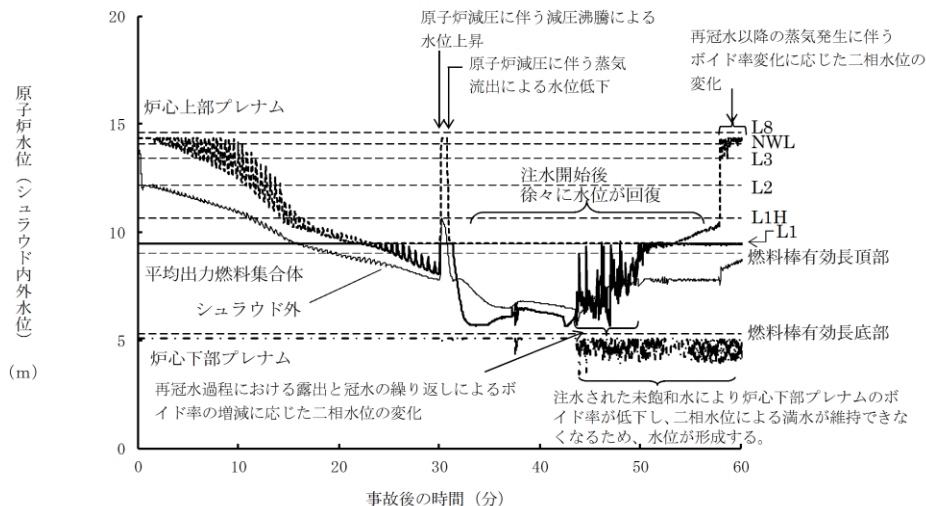


図1-1 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

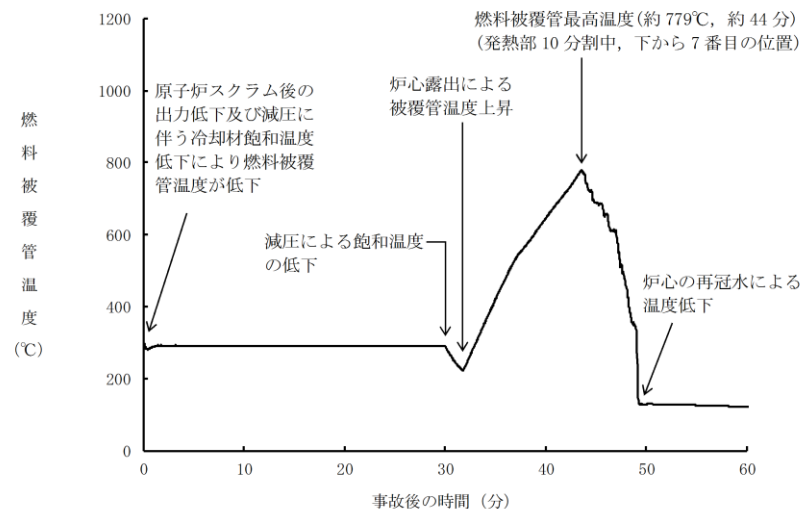


図1-2 燃料被覆管温度の推移

1.5 LOCA時注水機能喪失 有効性評価の結果 (2/2)

【LOCA時注水機能喪失における有効性評価の結果】

- 表1-2に示す評価項目について、解析結果が判断基準を満足することを確認した。
- 格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図1-3及び図1-4に示す。
- 敷地境界での実効線量の評価結果は、格納容器ベント実施までの時間が短く、本事象より放射性物質の減衰効果が少ない「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG失敗） + HPCS失敗」（約 2.2×10^{-2} mSv）以下であり、5 mSvを下回る。

表1-2 解析結果 (2/2)

評価項目	解析結果	判断基準
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約427kPa[gage]	853kPa[gage]（格納容器限界圧力）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約154℃	200℃（格納容器限界温度）未満

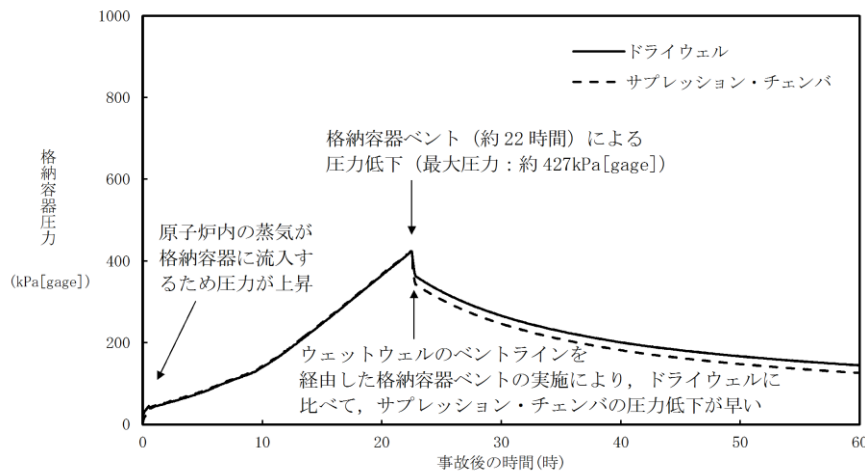


図1-3 格納容器圧力の推移

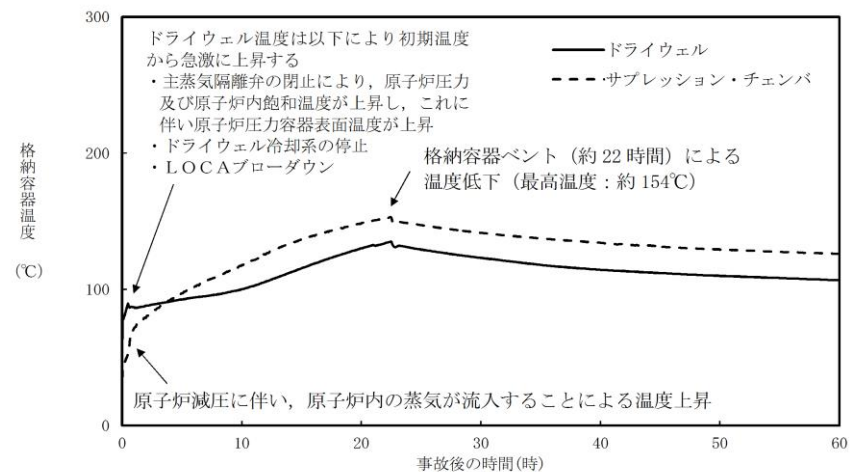


図1-4 格納容器温度の推移

1.6 LOCA時注水機能喪失 必要な要員及び資源の評価

【LOCA時注水機能喪失における必要な要員及び資源の評価結果】

➤ 表1-3のとおり、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員にて確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

表1-3 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員, 数量	保有要員, 数量
要員	緊急時対策要員：29名 【内訳】 〔 運転員：6名 通報連絡等※を行う要員：5名 復旧班要員：18名 〕	緊急時対策要員：42名 【内訳】 〔 運転員：7名 通報連絡等※を行う要員：5名 復旧班要員：30名 〕
水源	約4,100m ³	低圧原子炉代替注水槽：約740m ³ 輪谷貯水槽（西）：約7,000m ³
燃料	常設代替交流電源設備による 電源供給等：約363m ³	ガスタービン発電機用軽油タンク ：約450m ³
	非常用ディーゼル発電機等による 電源供給：約700m ³	ディーゼル燃料貯蔵タンク ：約730m ³
	緊急時対策所用発電機による 電源供給：約9m ³	緊急時対策所用燃料地下タンク ：約45m ³
電源	約354kW	常設代替交流電源設備：4,800kW

※：指示者1名，連絡責任者1名，連絡担当者3名

2. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

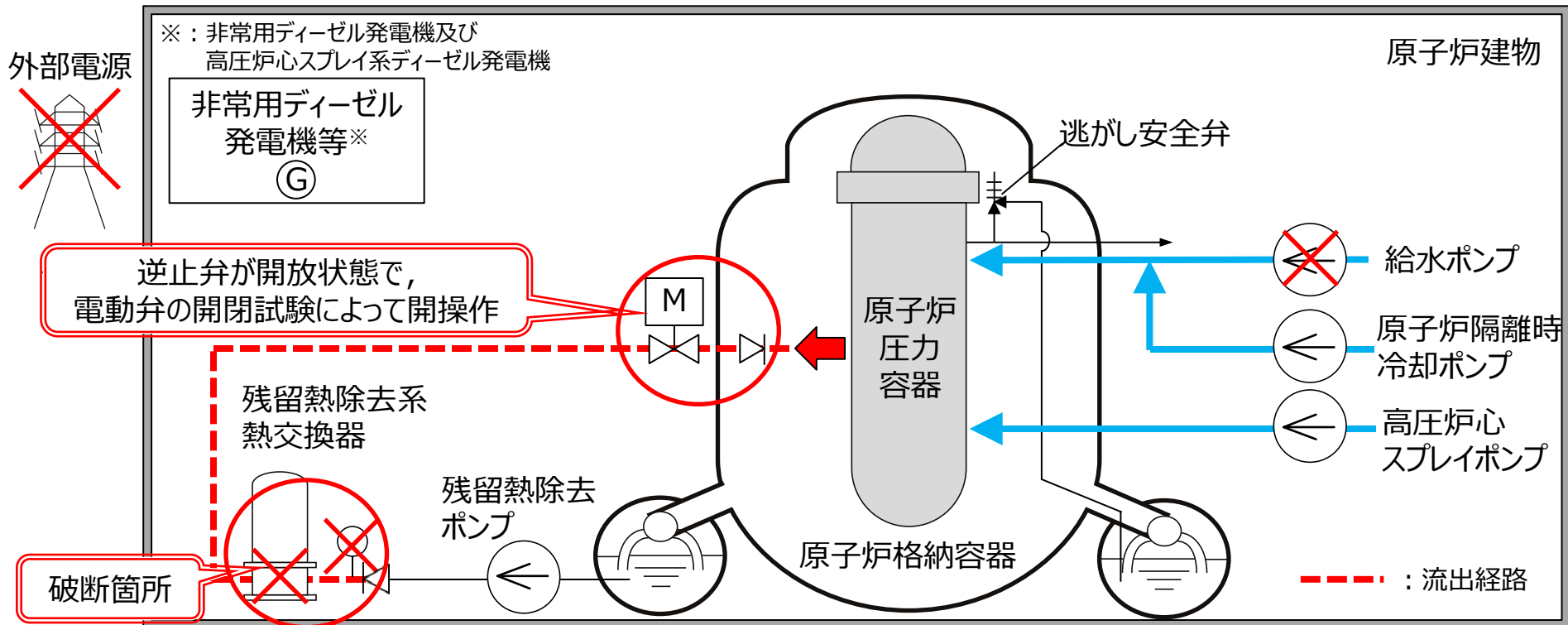
2.1 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 事象の概要

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）の特徴】

- 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能の喪失（隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断）に伴い、原子炉格納容器外への漏えいが継続することで、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）のシナリオ】

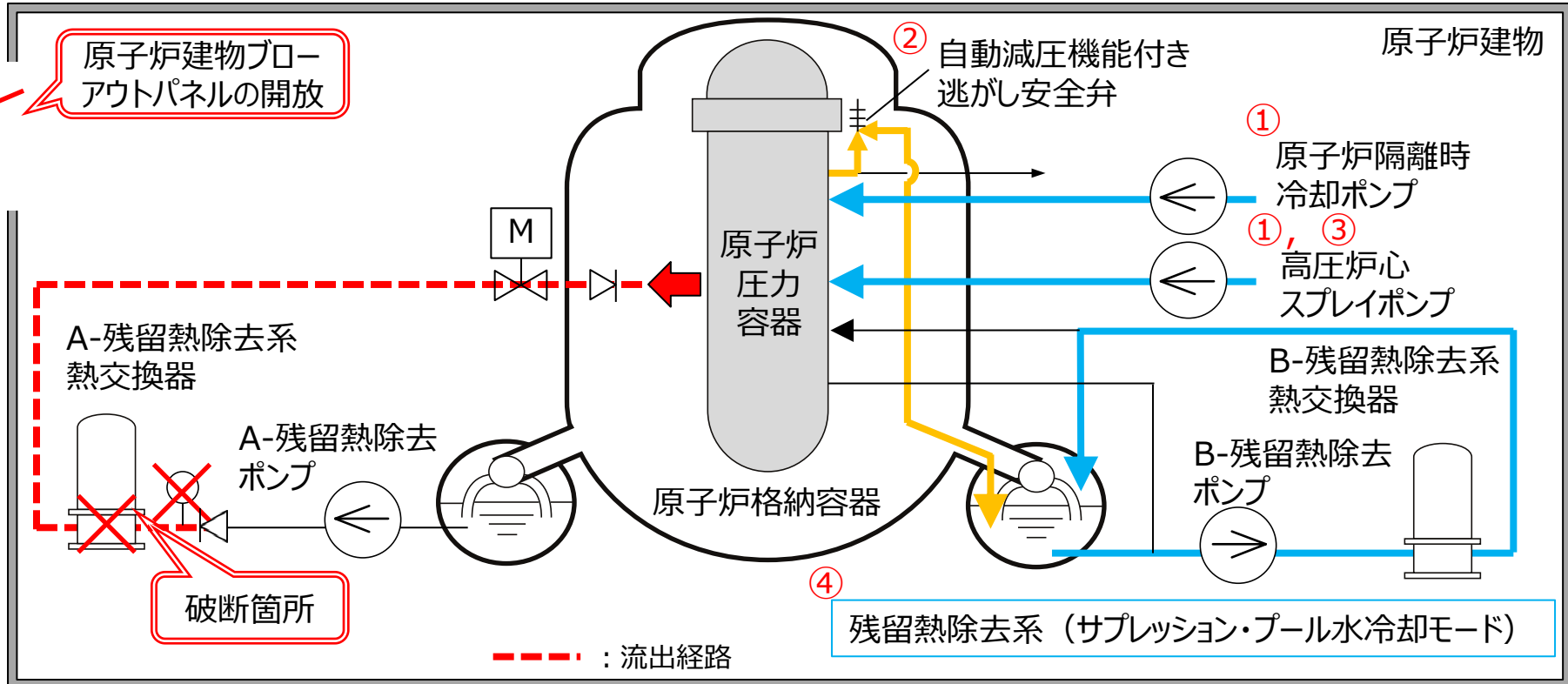
- 残留熱除去系（低圧注水モード）の逆止弁が開放状態で、電動弁の開閉試験によって開操作し、低圧設計部分が過圧され破断



2.2 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 炉心損傷防止対策（1/2）

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）の対策概要（1/2）】

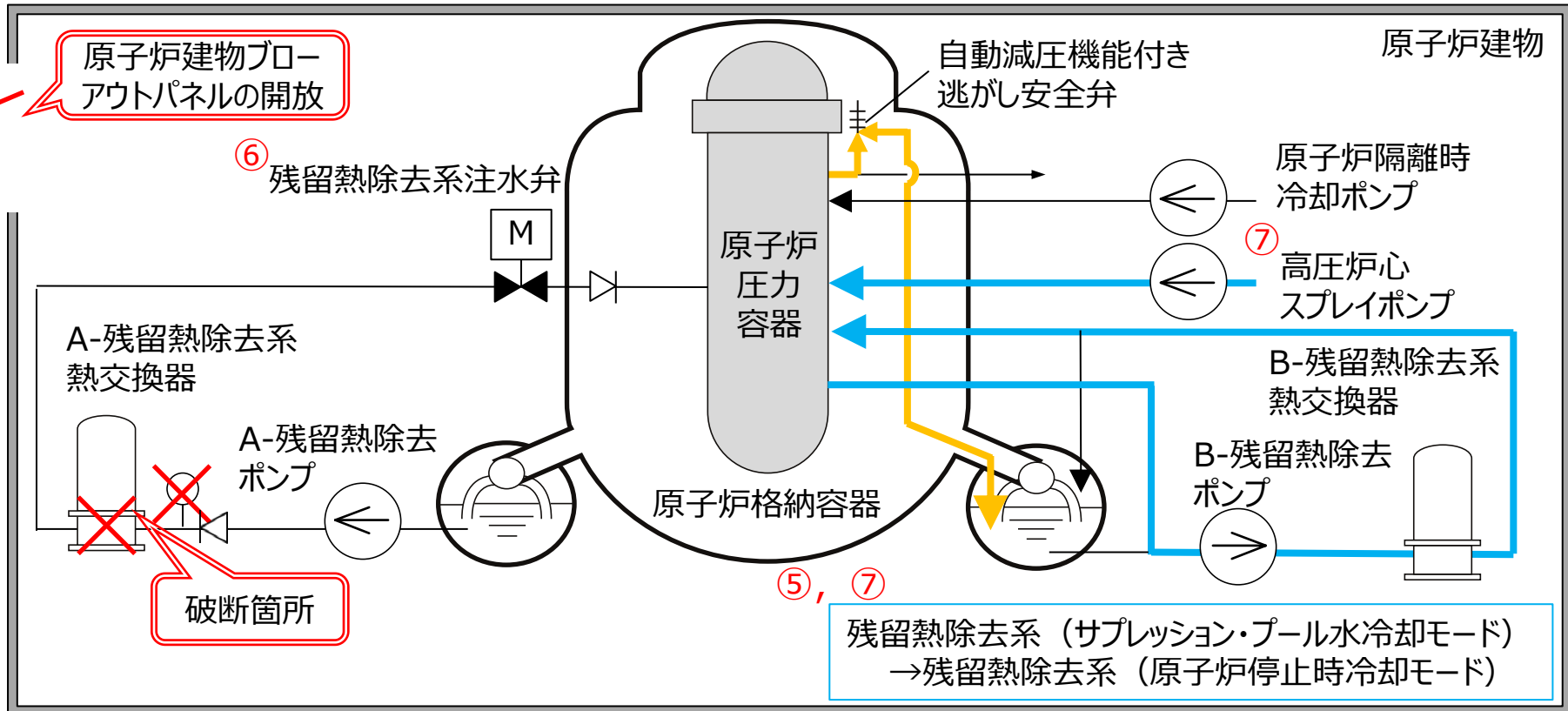
- ① 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水によって炉心を冷却
- ② 破断箇所からの漏えい量抑制のため、自動減圧機能付き逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を急速減圧（原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失）
- ③ 漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位を低めに維持
- ④ 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器を除熱



2.2 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 炉心損傷防止対策（2/2）

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）の対策概要（2/2）】

- ⑤ 破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に切り替え
- ⑥ 現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、破断箇所を隔離
- ⑦ 破断箇所の隔離後、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持。以降、残留熱除去系により炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を継続的に実施



2.3 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 主要解析条件（1/4）

表2-1 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		S A F E R	-
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	燃料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値（高出力燃料集合体）
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

2.3 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 主要解析条件（2/4）

表2-1 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系（低圧注水モード）の破断 破断面積 残留熱除去系熱交換器フランジ部：16cm ² 残留熱除去系機器：1cm ²	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系の機能喪失	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする

2.3 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 主要解析条件（3/4）

表2-1 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））（3/4）

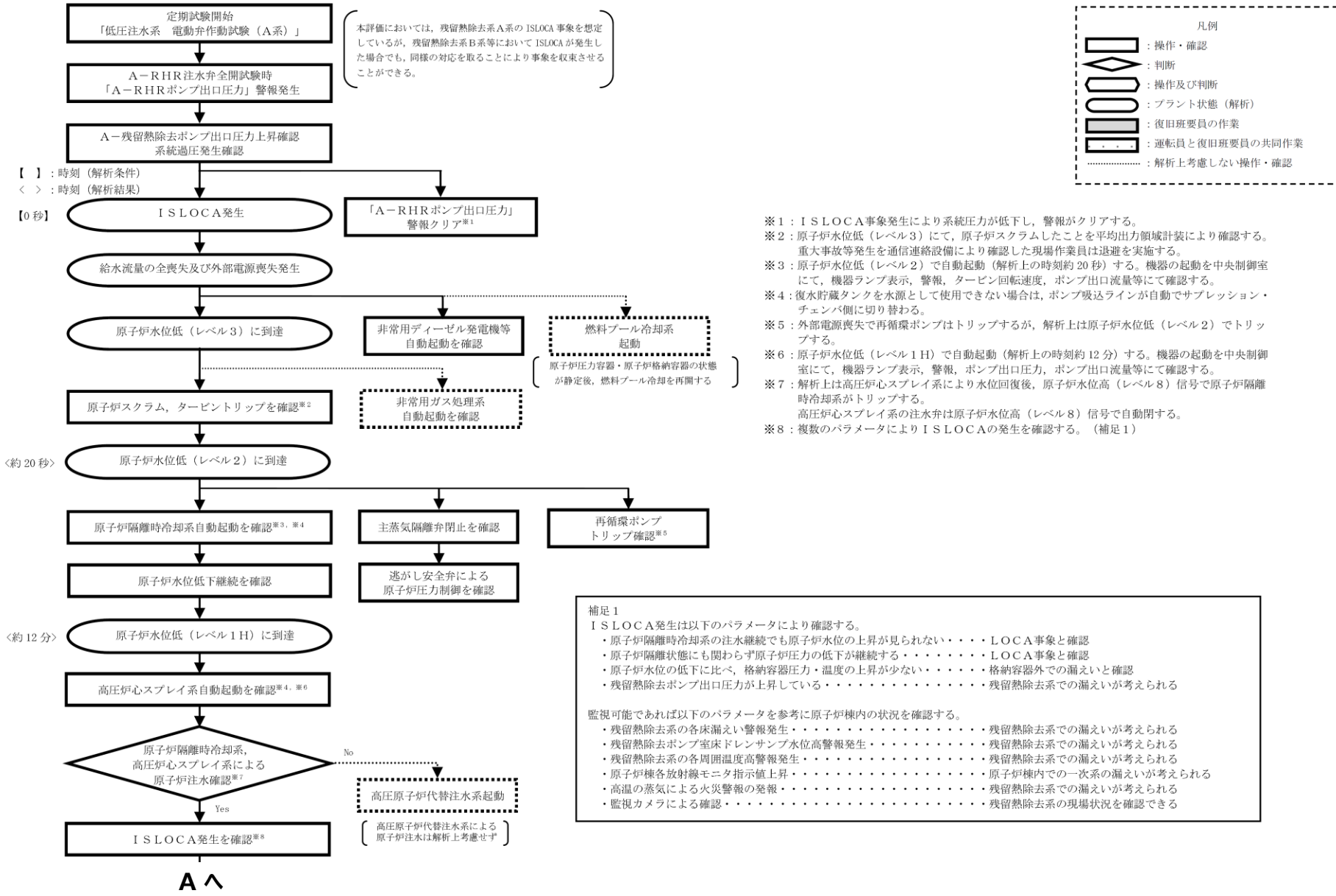
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル1H）にて自動起動 318～1,050 m ³ /h（8.14～1.38MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開 することによる原子炉急速減圧		逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の 関係から設定	

2.3 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 主要解析条件（4/4）

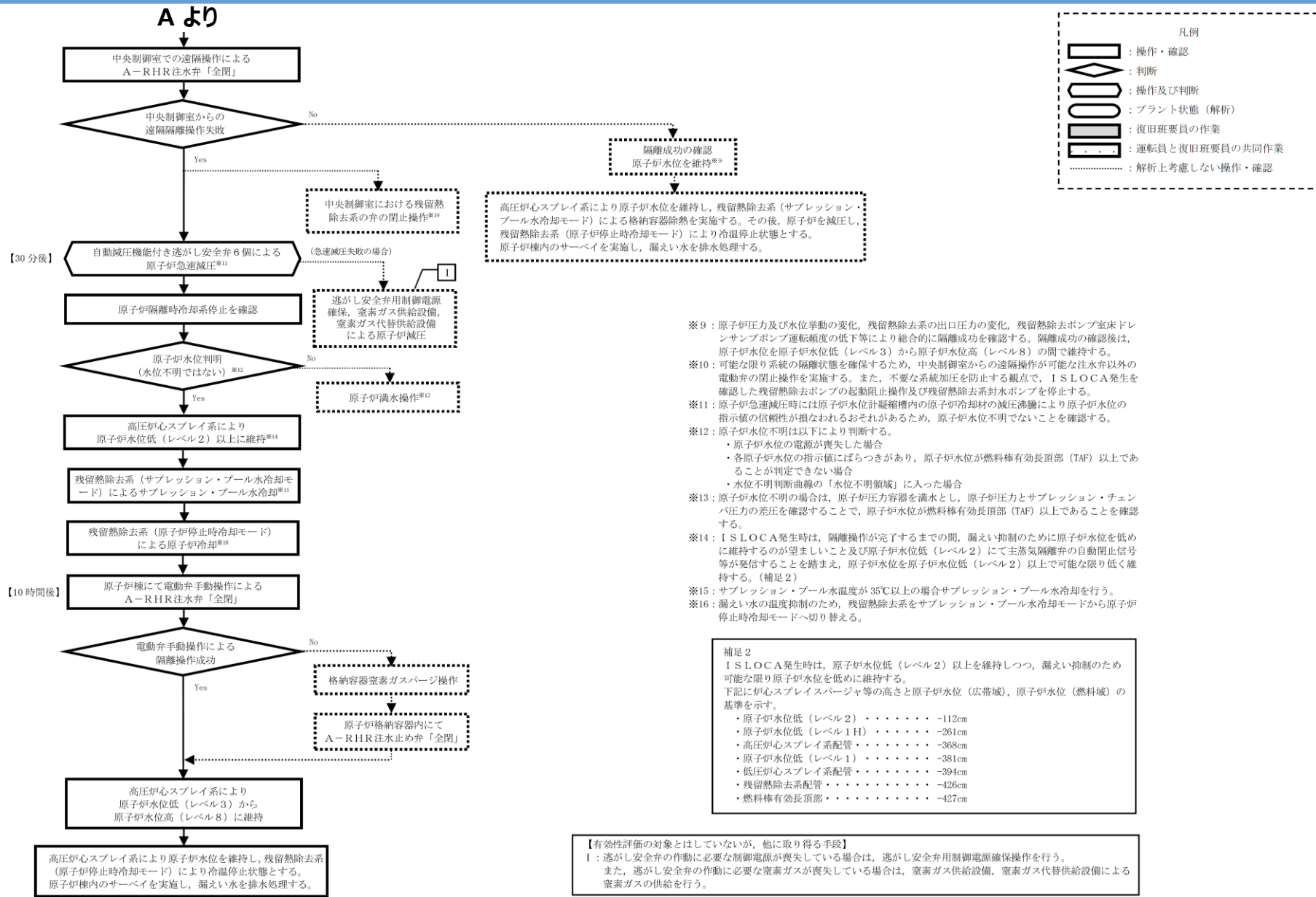
表2-1 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	事象発生30分後	インターフェイスシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生30分後を設定
	残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生10時間後に隔離完了	破断面積合計17cm ² のインターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉建物原子炉棟の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

2.4 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) 対応手順の概要 (1/2)



2.4 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 対応手順の概要（2/2）



2.5 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）有効性評価の結果

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）における有効性評価の結果】

- 表2-2に示す評価項目について、解析結果が判断基準を満足することを確認した。
- 燃料被覆管温度及び原子炉建物内温度の推移を図2-1及び図2-2に示す。
- 想定される原子炉建物内の環境においても、現場にて隔離操作を実施することが可能であることを確認した。

表2-2 解析結果

評価項目	解析結果	判断基準
燃料被覆管の最高温度	約309℃（初期値）	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.89MPa[gage]	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）未満

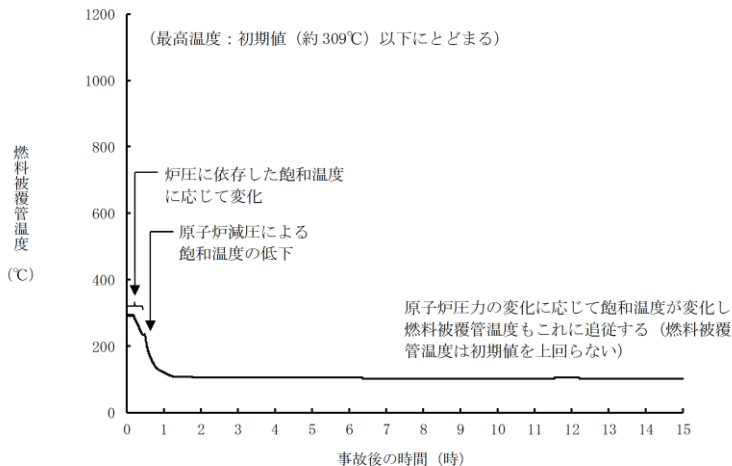


図2-1 燃料被覆管温度の推移

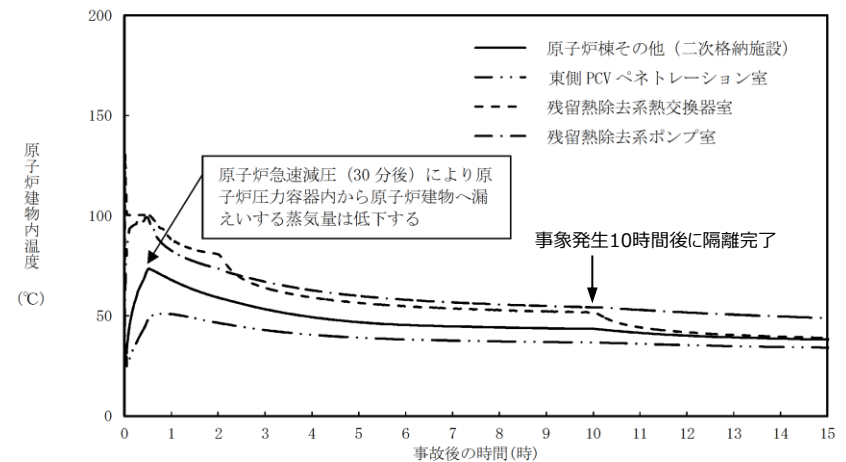


図2-2 原子炉建物内温度の推移

2.6 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 必要な要員及び資源の評価

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）における必要な要員及び資源の評価結果】

- 表2-3のとおり、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員にて確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

表2-3 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員，数量	保有要員，数量
要員	緊急時対策要員：10名 【内訳】 〔 運転員：5名 通報連絡等※を行う要員：5名 〕	緊急時対策要員：42名 【内訳】 〔 運転員：7名 通報連絡等※を行う要員：5名 復旧班要員：30名 〕
水源	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）発生後の隔離までの流出量は約600m ³ となる。高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の水源は、サプレッション・チェンバのプール水であり、約2,800m ³ の水を保有していることから、水源が枯渇することはない。	
燃料	非常用ディーゼル発電機等による 電源供給：約700m ³	ディーゼル燃料貯蔵タンク ：約730m ³
	緊急時対策所用発電機による 電源供給：約9m ³	緊急時対策所用燃料地下タンク ：約45m ³
電源	重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。	

※：指示者1名，連絡責任者1名，連絡担当者3名

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 屋外への蒸気排出条件について

ISLOCAが発生した場合、原子炉建物ブローアウトパネル（以下「BOP」という。）の開放により原子炉棟内の環境が緩和される。屋外へ通じる原子炉棟の開口面積は、下記を踏まえBOP 1.5個分にて解析を行っている。

- BOP 個数
原子炉建物燃料取替階に設置しているBOP 3個（北側2個，西側1個）に対して，西側のBOPは要求機能（主蒸気管破断時等における開放機能と弾性設計用地震動Sdでの閉維持機能の両立）を担保出来ない可能性があることから，西側BOPの開放は期待せず，ISLOCA発生時に開放するBOPは2個とする。
- BOP 閉止装置※の設置
設置許可基準規則第五十九条の要求に従い，BOP 閉止装置を設置する。
※欧州加圧水型炉（EPR）に設置されている気密ダンパをベースに詳細設計中

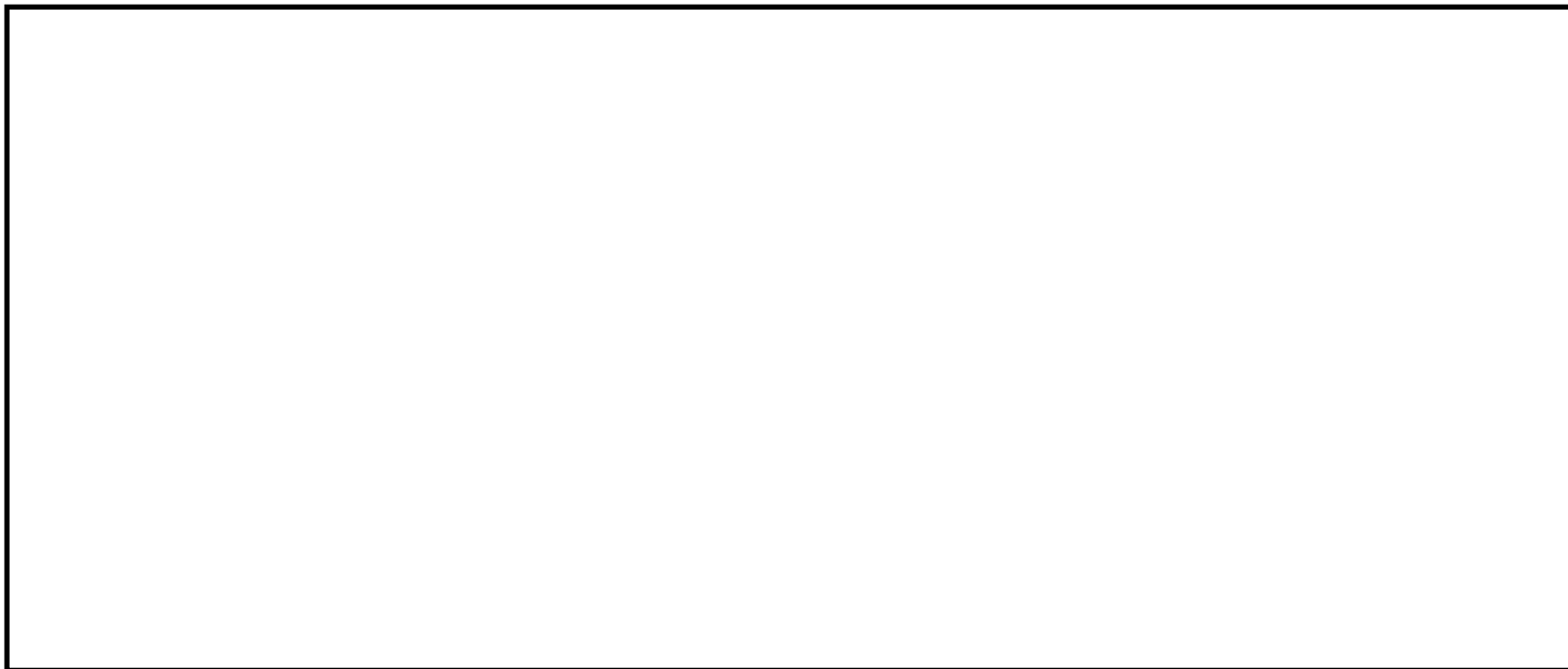


図 BOP 閉止装置概要図

（注）詳細設計中であり，変更の可能性有り