

第1.15-57表 MAAPにおける重要現象の不確かさ等 (5/5)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉 容器 (炉心 損傷後)	1次系内核分裂生成物 (FP) 挙動	核分裂生成物 (FP) 挙動モデル	<p>PHEBUS-FP実験解析により、ギャップ放出のタイミングについては適切に評価されるが、燃料被覆管温度を高め評価し、燃料破損後のFP放出開始のタイミングも早く評価する結果となったが、実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられることを確認。</p> <p>ABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動をほぼ適正に評価できることを確認。</p> <p>炉心溶融検知に影響する項目として「炉心からのFP放出速度」を低減させた場合の感度解析を行い、原子炉格納容器上部区画の希ガス量への影響は小さいことを確認。</p>
原子炉 格納 容器 (炉心 損傷後)	原子炉格納容器内核分裂生成物 (FP) 挙動		

第1.15-58表 GOTHICにおける重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉 格納 容器	区画間・区画内の流動	保存式、流動を模擬する 構成式及び相関式	NUPEC試験TestM-7-1の試験解析により、ヘリウム濃度のコード予測性から、モデルの不確かさが各区画の水素濃度予測に与える影響は約2.4%と推定。
		非凝縮性ガスの輸送モデル	
		ノーディングスキーム	
	構造材と熱伝達及び内部熱伝導	多相流モデル	区画間・区画内の流動と同じ。
		熱伝達モデル	流動に影響する凝縮熱伝達モデルについて±40%程度。
		熱伝導モデル	不確かさはない。
	スプレイ冷却	多相流モデル	区画間・区画内の流動と同じ。
		界面積モデル	
		界面伝達モデル	
	水素処理	PAR特性モデル	実規模試験に基づき、製造元が供給する水素処理に係る性能評価式を使用(組込誤差約0.3%)。 THAI試験再現性より、水素処理量を少なく予測する傾向となる。
イグナイタによる 水素燃焼モデル		コード開発元による解析解との比較により、圧力で0.5%、 温度で1%。	

第1.15-59表 COCOにおける重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器	構造材と熱伝達及び内部熱伝導	ヒートシンク熱伝達モデル	CVTR Test-3試験解析より、熱伝達モデルとして修正内田の式を適用することで、原子炉格納容器圧力についてはピーク圧力を約1.6倍高く、原子炉格納容器内雰囲気温度については約20℃高めに評価することを確認。
		ヒートシンク内熱伝導モデル	

第1.15-60表 解析に使用する初期定常運転条件

	定 格 値	定 常 誤 差
原 子 炉 出 力	2,660MWt	±2%
1次冷却材平均温度	302.3℃	±2.2℃
原 子 炉 圧 力	15.41MPa	±0.21MPa

第1.15-61表 解析に使用する原子炉トリップ
限界値及び応答時間

原子炉トリップ信号	解析に使用するトリップ限界値	応答時間 (秒)
出力領域中性子束高 (高設定)	118%(定格出力値に対して)	0.5
出力領域中性子束高 (低設定)	35%(定格出力値に対して)	0.5
過大温度 ΔT 高	1次冷却材平均温度等の関数 (第1.15-68図参照)	6.0
過大出力 ΔT 高	1次冷却材平均温度等の関数 (第1.15-68図参照)	6.0
原子炉圧力高	16.61MPa	2.0
原子炉圧力低	12.73MPa	2.0
1次冷却材流量低	87%(定格流量に対して)	1.0
1次冷却材ポンプ 電源電圧低	65%(定格値に対して)	1.2
蒸気発生器水位異常低	狭域水位検出器下端水位	2.0
タービントリップ	—	1.0

第1.15-62表 解析に使用する工学的安全施設作動信号の
作動限界値及び応答時間

工学的安全施設作動信号	解析に使用する作動限界値	応答時間 (秒)
非常用炉心冷却設備作動信号		
a.原子炉圧力低と加圧器水位 低の一致	12.04MPa(圧力) 水位検出器下端水位(水位)	2.0
b.原子炉圧力異常低	11.36MPa	2.0
c.主蒸気流量高と主蒸気ライン 圧力低の一致	(注) 参照(流量) 3.35MPa(圧力)	2.0
d.原子炉格納容器圧力高	0.030MPa	2.0
主蒸気ライン隔離信号 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧 力低の一致	非常用炉心冷却設備作動信号 のcと同じ	2.0
原子炉格納容器スプレイ作動信号 原子炉格納容器圧力異常高	0.119MPa	2.0

(注)主蒸気管破断で使用するが、この場合「主蒸気流量高」は瞬時に発生するため作動限界値は不要である。

第1.15-63表 よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数
及びI-131等価量への換算係数

核種	よう素の吸入摂取による 小児の実効線量係数 (mSv/Bq)	I-131等価量への換算 係数
I-131	1.6×10^{-4}	1
I-132	2.3×10^{-6}	1.44×10^{-2}
I-133	4.1×10^{-5}	2.56×10^{-1}
I-134	6.9×10^{-7}	4.31×10^{-3}
I-135	8.5×10^{-6}	5.31×10^{-2}

第1.15-64表 よう素の炉心内蓄積量

核 種	核分裂収率(%)	半減期	炉心内蓄積量(Bq)
I-131	2.84	8.06 d	2.46×10^{18}
I-132	4.21	2.28 h	3.65×10^{18}
I-133	6.77	20.8 h	5.86×10^{18}
I-134	7.61	52.6 min	6.59×10^{18}
I-135	6.41	6.61 h	5.55×10^{18}
合 計	—	—	2.41×10^{19}

第1.15-65表 希ガスの炉心内蓄積量

核種	核分裂 収率(%)	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	β線実効エネルギー (MeV/dis)	炉心内蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量 (γ線 0.5MeV 換算) (Bq)	炉心内蓄積量 (β線強度) (MeV・Bq/dis)
Kr- 83m	0.53	1.83 h	0.0025	0.037	4.59×10^{17}	2.29×10^{15}	1.70×10^{16}
Kr- 85m	1.31	4.48 h	0.159	0.253	1.13×10^{18}	3.61×10^{17}	2.87×10^{17}
Kr- 85	0.29	10.73 y	0.0022	0.251	4.15×10^{16}	1.83×10^{14}	1.04×10^{16}
Kr- 87	2.54	76.3 min	0.793	1.323	2.20×10^{18}	3.49×10^{18}	2.91×10^{18}
Kr- 88	3.58	2.80 h	1.950	0.377	3.10×10^{18}	1.21×10^{19}	1.17×10^{18}
Xe- 131m	0.040	11.9 d	0.020	0.143	3.44×10^{16}	1.38×10^{15}	4.92×10^{15}
Xe- 133m	0.19	2.25 d	0.042	0.190	1.66×10^{17}	1.39×10^{16}	3.15×10^{16}
Xe- 133	6.77	5.29 d	0.045	0.135	5.86×10^{18}	5.28×10^{17}	7.91×10^{17}
Xe- 135m	1.06	15.65 min	0.432	0.095	9.15×10^{17}	7.91×10^{17}	8.70×10^{16}
Xe- 135	6.63	9.083h	0.250	0.316	5.75×10^{18}	2.87×10^{18}	1.82×10^{18}
Xe- 138	6.28	14.17 min	1.183	0.611	5.44×10^{18}	1.29×10^{19}	3.32×10^{18}
合計	—	—	—	—	2.51×10^{19}	3.31×10^{19}	1.04×10^{19}

第1.15-66表 主要解析条件(2次冷却系からの除熱機能喪失)(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度(1次系保有エネルギー)が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水の喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	補助給水系機能喪失	補助給水系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプの運転が継続され、蒸気発生器1次側と2次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなり、炉心崩壊熱が大きい状態でフィードアンドブリードを開始することから、炉心冷却上厳しい設定。

第1.15-66表 主要解析条件(2次冷却系からの除熱機能喪失)(2/2)

	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	原子炉トリップ信号	蒸気発生器水位異常低 (狭域水位11%) (応答時間2.0秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	充てん/高圧注入ポンプ	最小注入特性 (2台) (高圧注入特性: 0~約150m ³ /h、 0~約16.9MPa)	炉心冷却性が厳しくなる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	加圧器逃がし弁	95t/h/個 (2個)	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
重大事故等対策に 関連する操作条件	フィードアンドブリード 開始 (安全注入信号手動発信+加 圧器逃がし弁手動開)	蒸気発生器広域水位 0%到達から5分後	蒸気発生器がドライアウトに至る水位として設定した蒸気発生器広域水位からフィードアンドブリード開始までの運転員等操作時間余裕として、蒸気発生器ドライアウト検知に対する時間余裕として2分、「非常用炉心冷却設備作動」信号手動発信及び充てん/高圧注入ポンプの起動確認として2分、加圧器逃がし弁の手動開として1分を想定しており、必要な時間を積み上げて設定。 なお、運転手順書における操作開始条件として設定されている蒸気発生器広域水位10%の根拠は、広域水位計はすべて停止中に使用するため低温で校正されており、出力運転状態でドライアウトに至った時の指示に計器誤差を見込んだものとしている。

第1.15-67表 主要解析条件(全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合))(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5/COCO	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチノイド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチノイドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
事故条件	安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	RCP からの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約109m ³ /h/台 (480gpm/台)相当となる 口径約1.6cm(約0.6インチ)/台 (事象発生時からの漏えいを仮定)	米国NRCにて、保守的な漏えい率とされ、評価で使用されている値を使用。国内のRCPとNRCで評価された米国製RCPとで、漏えい量を決定する流路構造が同等であること及び臨界流モデルで評価した国内製RCPのシールからの漏えい率が米国評価の使用値より更に小さいことを確認していることより、保守的な設定。

1.15-968

第1.15-67表 主要解析条件(全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合))(2/2)

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	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間 1.2 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m ³ /h/3SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m ³ /hから、ミニフロー流量50m ³ /hを除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%/個 (定格運転時)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	標準的に最低の保有水量を設定。
常設電動注入ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	想定する流出流量に対して、1次系圧力0.7MPa到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。	
重大事故等対策に関連する操作条件	2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から 30 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現地開操作に20分を想定して設定。
	1次系温度、圧力の保持	1次冷却材温度 208℃(約 1.7MPa 到達時)及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa 到達時)	208℃については、蒸気発生器2次側冷却による1次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPaに対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	1次系圧力約 1.7MPa 到達及び代替交流電源確立(60分)から 10 分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
	2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプ起動	1次系圧力 0.7MPa 到達時	運転員等による代替炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次系の温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa到達後に注水を実施するものとして設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第1.15-68表 主要解析条件(全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生しない場合))(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃ 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定) 標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基 蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起回事象	外部電源喪失 外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし 起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	RCP からの漏えい率 (初期)	定格圧力において1.5m ³ /h/台 相当となる 口径約0.2cm(約0.07インチ)/台 (事象発生時からの漏えいを仮定) RCPシールが健全な場合の漏えい率を評価した値に基づき設定。

第1.15-68表 主要解析条件(全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生しない場合))(2/2)

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	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.2秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m ³ /h/3SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m ³ /hから、ミニフロー流量50m ³ /hを除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%/個 (定格運転時)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	標準的に最低の保有水量を設定。
漏えい停止圧力	0.83MPa	RCP封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。	
重大事故等対策に関連する操作条件	2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現地開操作に20分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生後24時間	—
	1次系温度、圧力の保持	1次冷却材温度208℃ (約1.7MPa)到達時及び 1次冷却材温度170℃ (約0.7MPa)到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却による1次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPaに対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	1次系圧力約1.7MPa到達及び代替交流電源確立(24時間)から10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
	2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止+10分	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第1.15-69表 主要解析条件(原子炉格納容器の除熱機能喪失)(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
事故条件	起因事象	中破断 LOCA 破断位置:低温側配管 破断口径:約 10cm(4インチ)	破断位置の差異は小さいものの、蒸気発生器2次側保有水の有する熱量が、原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて、低温側配管の破断を設定。破断口径は、原子炉格納容器圧力上昇を厳しくする約10cm(4インチ)を設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	格納容器スプレイ注入機能喪失	格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替えの時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプル水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点から厳しい設定。

第1.15-69表 主要解析条件(原子炉格納容器の除熱機能喪失)(2/3)

	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	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa) (応答時間 2.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 (11.36MPa) (応答時間 0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、応答時間は0秒と設定。
	充てん/高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性: 0～約 220m ³ /h、 0～約 19.4MPa) (低圧注入特性: 0～約 1,730m ³ /h、 0～約 1.2MPa)	原子炉格納容器圧力を厳しくするように、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から60秒後に 注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
280m ³ /h/3SG		電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー流量除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。	

第1.15-69表 主要解析条件(原子炉格納容器の除熱機能喪失)(3/3)

	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	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	標準的に最低の保持圧力を設定。 蓄圧タンクの保持圧力が低いと、炉心への注水のタイミングが遅くなり、原子炉格納容器内に放出されるエネルギー量が減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、標準的に最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	標準的に最低の保有水量を設定。 蓄圧タンクの保有水量が少ないと、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、標準的に最低の保有水量を設定。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低(16%)到達	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。 燃料取替用水タンク水量については標準値として設定。
	格納容器 再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 (100℃～約155℃、 約1.9MW～約8.1MW)	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	格納容器 再循環ユニットによる 格納容器内自然対流冷却開始	原子炉格納容器最高使用圧力到達から30分後	運転員等操作時間として、原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、格納容器内自然対流冷却の開始操作に、原子炉格納容器の最高使用圧力(設計値)より高めの値である0.283MPa(標準値)到達から30分を想定して設定。

第1.15-70表 主要解析条件(原子炉停止機能喪失(主給水流量喪失))(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力(初期)	100%(2,652MWt)	定格値を設定。
	1次系圧力(初期)	15.41MPa	定格値を設定。
	1次冷却材平均温度(初期)	302.3℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数(初期)	$-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$	事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、2ループ、3ループ、4ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が $-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$ となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心を代表するドップラ特性	標準値として設定。 ドップラ特性は装荷炉心ごとに大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいが、燃料温度の低下に伴う正の反応度帰還効果を大きくすることにより評価結果は厳しくなる方向であるため、ドップラ係数を保守的に設定。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
蒸気発生器2次側保有水量(初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。	

第1.15-70表 主要解析条件(原子炉停止機能喪失(主給水流量喪失))(2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水の喪失を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが作動していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)(主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動)	蒸気発生器水位異常低(狭域水位7%)(応答時間2.0秒)	多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)(電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動並びに主蒸気ライン隔離の自動作動)の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	主蒸気ライン隔離	多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)作動設定点到達から17秒後に隔離完了	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び主蒸気隔離弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)作動設定点到達から60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m ³ /h/3SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー流量除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第1.15-71表 主要解析条件(原子炉停止機能喪失(負荷の喪失))(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力(初期)	100%(2,652MWt)	定格値を設定。
	1次系圧力(初期)	15.41MPa	定格値を設定。
	1次冷却材平均温度(初期)	302.3℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチノド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチノドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数(初期)	$-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$	事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、2ループ、3ループ、4ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が $-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$ となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心を代表するドップラ特性	標準値として設定。 ドップラ特性は装荷炉心ごとに大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいが、燃料温度の低下に伴う正の反応度帰還効果を大きくすることにより評価結果は厳しくなる方向であるため、ドップラ係数を保守的に設定。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
蒸気発生器2次側保有水量(初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。	

第1.15-71表 主要解析条件(原子炉停止機能喪失(負荷の喪失))(2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水の喪失が同時に起こる全主蒸気隔離弁誤閉止若しくは復水器の故障を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが作動していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)(主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動)	蒸気発生器水位異常低(狭域水位7%)(応答時間2.0秒)	多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)(電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動並びに主蒸気ライン隔離の自動作動)の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	補助給水ポンプ	多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)作動設定点到達から60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m ³ /h/3SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー流量除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第1.15-72表 主要解析条件 (ECCS注水機能喪失) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃ 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度(1次系保有エネルギー)が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定) 標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基 蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起因事象	中破断LOCA 破断位置:低温側配管 破断口径:約15cm(6インチ) 約10cm(4インチ) 約5cm(2インチ) 中破断LOCAが発生するものとして設定。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための1次系の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	高圧注入機能喪失 高圧注入系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第1.15-72表 主要解析条件(ECCS注水機能喪失)(2/2)

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	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa) (応答時間2.0秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (12.04MPa、水位検出器下端) (応答時間2.0秒) あるいは 原子炉圧力異常低 (11.36MPa) (応答時間2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	
	余熱除去ポンプ	最小注入特性 (2台) (低圧注入特性: 0～約830m ³ /h、 0～約0.7MPa)	余熱除去ポンプ注入特性の標準値として設定。 炉心冷却性が厳しくなる観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。	
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から60秒後に注水開始		補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m ³ /h/3SG		電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー流量除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%/個 (定格運転時)		定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa(最低保持圧力)		炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基(最低保有水量)		標準的に最低の保有水量を設定。	
重大事故等対策に関連する操作条件	2次系強制冷却開始(主蒸気逃がし弁開)	非常用炉心冷却設備作動信号発信から10分後に開始し1分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の中央制御室開操作に1分を想定して設定。	
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。	

第1.15-73表 主要解析条件(ECCS再循環機能喪失)(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなり、1次冷却材の蒸散量が大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、燃料被覆管温度が高くなり厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと、ECCS注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度が高いと、ECCS注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチノド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチノドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 破断位置:低温側配管 破断口径:完全両端破断	破断位置は、炉心冠水遅れや炉心冷却能力低下の観点から低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は、1次冷却材配管(約0.70m(27.5インチ))の完全両端破断として設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	ECCS 再循環機能喪失	ECCS再循環機能(低圧再循環機能)が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。
	再循環切替	燃料取替用水タンク水位低(16%) 到達時に ECCS 再循環に失敗	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。 燃料取替用水タンク水量については標準値として設定。

第1.15-73表 主要解析条件(ECCS再循環機能喪失)(2/3)

	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	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa) (応答時間2.0秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 (11.36MPa) (応答時間0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は0秒と設定。
	原子炉格納容器スプレ イ作動信号	原子炉格納容器圧力異常高 (0.136MPa) (応答時間0秒)	原子炉格納容器スプレイ作動限界値の標準値として設定。 原子炉格納容器スプレイ設備の作動が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は0秒と設定。
	充てん／高圧注入ポン プ 余熱除去ポンプ	最大注入特性(2台) (高圧注入特性:0～約350m ³ /h、 0～約15.6MPa) 低圧注入特性(0～約1,820m ³ /h、 0～約1.3MPa)	充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ注入特性の標準値として設定。 再循環切替時間が早くなるように、最大注入特性を設定。 炉心への注水量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	格納容器スプレイポン プ	最大流量 (注入時:2台) (再循環時:1台)	格納容器スプレイポンプ流量は、設計値より多めの値である標準値として設定。 再循環切替時間が早くなるように、最大流量を設定。 原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達 から60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
280m ³ /h/3SG		電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー流量除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。	

第1.15-73表 主要解析条件(ECCS再循環機能喪失)(3/3)

	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	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa(最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基(最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環注水流量	200m ³ /h	再循環切替時間約19分時点での崩壊熱に相当する蒸散量(約112m ³ /h)を上回る流量として設定。
重大事故等対策に 関連する操作条件	代替再循環開始	再循環切替失敗から30分後 (この間は注水がないと仮定)	運転員等操作時間として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の現場での系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、代替再循環の開始操作に30分を想定して設定。なお、運用上は解析コードMAAPの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるECCS再循環切替失敗から15分後(訓練実績:7分)までに開始する。

第1.15-74表 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))(1/3)

項目	主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5		本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2.652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸気量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	余熱除去系統入口隔離弁の誤開 又は破損		余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとして設定。
	破断箇所	破断口径	余熱除去ポンプ入口逃がし弁については、実機における口径を基に設定。
	原子炉格納容器外の余熱 除去冷却器出口逃がし弁	約3.3cm (約1.3インチ)	余熱除去冷却器出口逃がし弁については、口径の標準値として設定。
	原子炉格納容器内の余熱 除去ポンプ入口逃がし弁	約11cm (約4.2インチ)	余熱除去系機器等については、実機での破断面積に係る評価結果を上回る値として、NUPEC報告書の値を基に設定。
	原子炉格納容器外の余熱 除去系機器等	約4.1cm (約1.6インチ)	なお、本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と等価である。
			また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却材系統の圧力、温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。
安全機能の喪失 に対する仮定	余熱除去機能喪失		余熱除去機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし		外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第1.15-74表 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))(2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa) (応答時間2.0秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 (11.36MPa) (応答時間2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
充てん/高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2台) (高圧注入特性: 0~約220m ³ /h、 0~約19.4MPa)	充てん/高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
	280m ³ /h/3SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー流量除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	標準的に最低の保有水量を設定。
主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%/個 (定格運転時)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の10%を処理できる流量として設定。
余熱除去系逃がし弁 吹止まり圧力	余熱除去冷却器出口逃がし弁及び 余熱除去ポンプ入口逃がし弁の設計値	余熱除去系逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。

重大事故等対策に関連する機器条件

第1.15-74表 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))(3/3)

	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	2次系強制冷却開始	安全注入信号発信から25分後	運転員等操作時間として、事象判断に10分、安全注入信号のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去系統の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気逃がし弁開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	非常用炉心冷却設備から充てん系への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後	運転員等操作時間として、充てん/高圧注入ポンプの高圧モードから充てんモードへの切替操作に2分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。

第1.15-75表 主要解析条件(格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故))(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃ 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定) 標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t/基 蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起回事象	1基の蒸気発生器の伝熱管1本の 両端破断 1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	主蒸気安全弁1個の開固着 破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第1.15-75表 主要解析条件(格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故))(2/3)

	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	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa) (応答時間2.0秒) あるいは 過大温度ΔT高 (1次冷却材温度等の関数) (応答時間6.0秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (12.04MPa、水位検出器下端) (応答時間2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2台) (高圧注入特性: 0～約220m ³ /h、 0～約19.4MPa)	充てん／高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m ³ /h/3SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー流量除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%/個 (定格運転時)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の10%を処理できる流量として設定。	

第1.15-75表 主要解析条件(格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故))(3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損SGへの補助給水停止 ②破損SGからのタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損SG主蒸気隔離弁閉止	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、①、②及び③の操作に約2分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
健全側主蒸気逃がし弁開	破損SG隔離操作完了後1分で開始	運転員等操作時間として、破損SG隔離操作完了後、主蒸気逃がし弁の中央制御室開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
非常用炉心冷却設備から充てん系への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後	運転員等操作時間として、充てん/高圧注入ポンプの高圧モードから充てんモードへの切替操作に2分を想定して設定。
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。
余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去システムによる炉心冷却を開始するよう設定。

重大事故等対策に関連する操作条件

第1.15-76表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失))(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間 評価結果を厳しくするように、定期事業者検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次系圧力(初期)	大気圧(0MPa) ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度(初期)	93℃(保安規定モード5) 評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと1次系の保有熱が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくくなることから、厳しい設定。
	1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口配管中心高さ+8cm 評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと1次系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチノイド:ORIGEN2(サイクル末期を仮定) 標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチノイドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	燃料取替用水タンク水量	1,900m ³ 燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	1次系開口部	加圧器安全弁3個取外し 加圧器のベント弁2個開放 ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	2次系の状態	2次系からの冷却なし 崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量の減少を早める観点から、2次系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	運転中の余熱除去系機能喪失 余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去系機能喪失 運転中の余熱除去系の機能喪失後に待機中の余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 外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。

第1.15-76表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失))(2/2)

	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する機器条件	充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	原子炉停止後55時間後を事象開始として、充てん／高圧注入ポンプの起動時間50分時点における崩壊熱による蒸散量約29.7m ³ /hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関する操作条件	充てん／高圧注入ポンプ起動	事象発生から 50 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に計50分を想定して設定。

第1.15-77表 主要解析条件(全交流動力電源喪失)(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間 評価結果を厳しくするように、定期事業者検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次系圧力(初期)	大気圧(0MPa) ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度(初期)	93°C(保安規定モード5) 評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと1次系の保有熱が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくくなることから厳しい設定。
	1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口配管中心高さ+8cm 評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと1次系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2(サイクル末期を仮定) 標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	燃料取替用水タンク水量	1,900m ³ 燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器のベント弁2個開放 ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	2次系の状態	2次系からの冷却なし 崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量の減少を早める観点から、2次系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	外部電源喪失 外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 外部電源喪失時に非常用所内交流電源及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源喪失	外部電源なし 起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

第1.15-77表 主要解析条件(全交流動力電源喪失)(2/2)

	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する機器条件	常設電動注入ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	原子炉停止後55時間後を事象開始として、常設電動注入ポンプの起動時間50分時点における崩壊熱による蒸散量約29.7m ³ /hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関する操作条件	常設電動注入ポンプ起動	事象発生から 50 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに常設電動注入ポンプによる炉心注水操作に計50分を想定して設定。

第1.15-78表 主要解析条件(原子炉冷却材の流出)(1/2)

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5		本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間		評価結果を厳しくするように、定期事業者検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次系圧力(初期)	大気圧(0MPa)		ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度(初期)	93℃(保安規定モード5)		評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと1次系の保有熱が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくくなることから厳しい設定。
	1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口配管中心高さ+8cm		評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと1次系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)		標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	燃料取替用水タンク水量	1,900m ³		燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	1次系開口部	加圧器安全弁3個取外し 加圧器のベント弁2個開放		ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	2次系の状態	2次系からの冷却なし		崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量の減少を早める観点から、2次系からの冷却は想定しない。
事故条件	起回事象	余熱除去系からの1次冷却材の流出	380m ³ /h (余熱除去機能喪失まで流量一定で流出)	余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量を設定(ミッドループ運転中に原子炉冷却材系統と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系があるが、1次系保有水の早期流出の観点で、流量の多い余熱除去系からの流出を設定)。
			燃料取替用水タンク戻り配管の口径である約20cm(8インチ)口径相当の漏えい(余熱除去機能喪失後)	誤開した弁の復旧を見込まず、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また、流出口径は余熱除去系統の最大口径を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	1次系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失		余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点で、浄化運転中の余熱除去系の機能喪失し、更にこれに伴い待機中の余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		外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。	

第1.15-78表 主要解析条件(原子炉冷却材の流出)(2/2)

	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	充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量	31m ³ /h	原子炉停止後55時間後を事象開始として、充てん／高圧注入ポンプの起動時間約23分時点における崩壊熱による蒸散量約29.8m ³ /hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	充てん／高圧注入ポンプ起動	余熱除去機能喪失から20分後	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に計20分を想定して設定。

第1.15-79表 主要評価条件(反応度の誤投入)(1/2)

項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	制御棒	全挿入状態		低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。
	1次系有効体積	215m ³		1次系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加する。よって、加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた1次系の有効体積として設定。 1次系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。
	初期ほう素濃度	2,700ppm (燃料取替え時のほう素濃度)		原子炉停止中の1次系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、同タンクのほう素濃度として保安規定にて定められた制限値を設定。 運転停止中の1次系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、制限値以上のほう素濃度となっていることから厳しい設定。
	臨界ほう素濃度	1,800ppm		サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、ウラン炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は、高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから厳しい設定。
事故条件	起回事象	1次系への 純水注水	81.8m ³ /h	原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注入されるとして設定。1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量(約78.7m ³ /h)に余裕をもたせた値として設定。 1次系純水注水流量は、大きいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。
	外部電源	外部電源あり		1次系補給水ポンプにより原子炉への純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源がある場合を設定。

第1.15-79表 主要評価条件(反応度の誤投入)(2/2)

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する機器条件	「中性子源領域炉停止時 中性子束高」	停止時中性子束レベルの 0.8デカード上	この警報は、原子炉停止時に中性子束レベルが上昇した場合の運転員への注意喚起のため、信号の揺れを考慮して、停止時中性子束レベルから0.5デカード($10^{0.5}$ =約3.2倍)上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した0.8デカード($10^{0.8}$ =約6.3倍)上として設定。
重大事故等対策に関する操作条件	希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から10分後に開始し1分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定して設定。

第1.15-80表 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損))(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器2次側 保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m ³	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値(標準値)として設定。

第1.15-80表 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損))(2/3)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断LOCA 破断位置:高温側配管 破断口径:完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、1次冷却材配管(約0.74m(29インチ))の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する 仮定	低圧注入機能、高圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を 考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第1.15-80表 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損))(3/3)

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	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.2秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m ³ /h/3SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m ³ /hから、ミニフロー流量50m ³ /hを除いた値により設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設電動注入ポンプによるスプレー流量	140m ³ /h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 (100°C～約155°C、約1.9MW～約8.1MW)	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレー開始	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレー開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレー停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して24時間を想定して設定。

第1.15-81表 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損))(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器2次側 保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m ³	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値(標準値)として設定。

第1.15-81表 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損))(2/3)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	RCP からの漏えい率(初期)	定格圧力において1.5m ³ /h/台相当となる 口径約0.2cm(約0.07インチ)/台(事象発生時からの漏えいを仮定)	RCPシールが健全な場合の漏えい率を評価した結果に基づき設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第1.15-81表 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損))(3/3)

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	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.2秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から 厳しい設定。	
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	標準的に最低の保有水量を設定。	
	加圧器逃がし弁	95t/h/個 (2個)	加圧器逃がし弁の設計値として設定。	
	常設電動注入ポンプ によるスプレイ流量	140m ³ /h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。	
	格納容器再循環 ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 (100℃～約155℃、約1.9MW～約8.1MW)	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。	
	静的触媒式水素再結合装置 及び イグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ の効果については期待しない。	
重大事故等対策に関連する 操作条件	加圧器逃がし弁開	炉心溶融開始から10分後	運転員等操作時間として、加圧器逃がし弁への現場空気供給操作や中央制御室での加圧器 逃がし弁開操作に10分を想定して設定。	
	常設電動注入ポンプによる代替格 納容器スプレイの 運転条件	開始	炉心溶融開始から30分後	運転員操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現 地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
		一旦停止	原子炉格納容器保有水量1,700m ³ 到達 +原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見た値として設定。(燃料取替用水タンク保有水 のほぼ全量に相当する水量)
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達 から30分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ再開操作に係る 現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
		停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
格納容器再循環 ユニットによる格納容器内 自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮 して24時間を想定して設定。		

第1.15-82表 主要解析条件(高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチノイド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチノイドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器2次側 保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m ³	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値(標準値)として設定。

第1.15-82表 主要解析条件(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(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	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	RCP からの漏えい率(初期)	定格圧力において1.5m ³ /h/台相当となる 口径約0.2cm(約0.07インチ)/台 (事象発生時からの漏えいを仮定)	RCPシールが健全な場合の漏えい率を評価した結果に基づき設定。
	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第1.15-82表 主要解析条件(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.2秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	標準的に最低の保有水量を設定。
加圧器逃がし弁	95t/h/個 (2個)	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
常設電動注入ポンプ によるスプレイ流量	140m ³ /h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
格納容器再循環 ユニット	2基 1基当たりの除熱特性: (100°C～約155°C、約1.9MW～約8.1MW)	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
静的触媒式水素再結合装置 及び イグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
リロケーション	炉心の温度履歴に応じて発生	TMI事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。
原子炉容器破損	最大歪みを超えた場合に破損	複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損に対し、健全性が維持される最大の歪みを設定。

重大事故等対策に関連する機器条件

第1.15-82表 主要解析条件(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(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	加圧器逃がし弁開	炉心溶融開始から10分後	運転員等操作時間として、加圧器逃がし弁への現場空気供給操作や中央制御室での加圧器逃がし弁開操作に10分を想定して設定。	
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの 運転条件	開始	炉心溶融開始から30分後	運転員操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
		一旦停止	原子炉格納容器保有水量1,700m ³ 到達 + 原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見た値として設定。(燃料取替用水タンク保有水のほぼ全量に相当する水量)
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達 から30分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ再開操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
		停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環 ユニットによる格納容器内 自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して24時間を想定して設定。	

第1.15-83表 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器2次側 保有水量 (初期)	48t基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m ³	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値(標準値)として設定。

第1.15-83表 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)(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	大破断LOCA 破断位置:高温側配管 破断口径:完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、1次冷却材配管(約0.74m(29インチ))の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する 仮定	低圧注入機能、高圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を 考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第1.15-83表 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)(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	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.2秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m ³ /h/3SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m ³ /hから、ミニフロー流量50m ³ /hを除いた値により設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設電動注入ポンプによるスプレイ流量	140m ³ /h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2基	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
		1基当たりの除熱特性 (100℃～約155℃、約1.9MW～約8.1MW)	
	静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
	原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径	計装用案内管の径と同等	複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損における破損口径を設定。
エントレインメント係数	Ricou-Spaldingモデルにおけるエントレインメント係数の最確値	原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された推奨範囲の最確値を設定。	
溶融炉心と水の伝熱面積	原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用の大規模実験のベンチマーク解析の粒子径より算出	原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された粒子径ファクタの推奨範囲の最確値に基づき設定。	

第1.15-83表 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)(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	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始	炉心溶融開始から 30分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して24時間を想定して設定。

第1.15-84表 主要解析条件(水素燃焼)(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
	GOTHIC	区画間及び区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器スプレイ及び水素処理を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力(初期)	100%(2.652MWt)×1.02 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力(初期)	15.41+0.21MPa 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃ 評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチノイド;ORIGEN2 (サイクル末期を仮定) サイクル末期炉心の保守的な値を設定。 燃焼度が高いと高次のアクチノイドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。 このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器2次側保有水量(初期)	48t/基 蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水タンク水量	1,900m ³ 燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	80,100m ³ (最小自由体積) 設計値を基に設定。 体積が小さいと、原子炉格納容器内の水素濃度の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した大きめの値 設計値を基に設定。 ヒートシンクが大きいと、水蒸気が凝縮されやすいため水素濃度の観点から厳しい設定。
	原子炉格納容器初期温度	50℃ 設計値を基に設定。 初期温度が高いと空気量が少なくなり、同じ水素量でも水素濃度が高くなるため、水素濃度の観点から厳しい設定。
	原子炉格納容器初期圧力	大気圧(0kPa) 設計値を基に設定。 初期圧力が低いと空気量が少なくなり、同じ水素量でも水素濃度が高くなるため、水素濃度の観点から厳しい設定。

第1.15-84表 主要解析条件(水素燃焼)(2/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	大破断LOCA 破断位置:高温側配管 破断口径:完全両端破断	1次系保有水量が早期に減少し、ジルコニウム-水反応により水素が発生する時間が早くなるため、静的触媒式水素再結合装置の水素処理が厳しくなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、1次冷却材配管(約0.74m(29インチ))の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低压注入機能及び 高压注入機能喪失	低压注入機能及び高压注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、格納容器スプレイが早期に起動し、水蒸気が凝縮されることにより、水素濃度の観点から厳しい設定。
	水素の発生	・全炉心内のZr量の75%と水の 反応による発生を考慮 ・水の放射線分解及び金属腐 食による発生を考慮	水の放射線分解による水素の生成割合は、標準値として設定。 金属腐食で考慮する金属量及び表面積は標準値として設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ	事故初期からの 原子炉トリップを仮定	水素発生量は、炉心内のジルコニウム重量で定まるため、原子炉トリップ時刻の影響は受けないことから、事故初期からの原子炉トリップを仮定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基(最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	静的触媒式水素 再結合装置性能	1.2kg/h/基 (水素濃度4vol%、 圧力0.15MPa[abs]時)	設計値を基に設定。
	静的触媒式水素 再結合装置基数	5基	配備基数を設定。
	イグナイタ	効果を期待せず ³⁾	水素濃度の観点で厳しくなるようイグナイタの効果は期待しない。
	格納容器スプレイポンプ	事象発生112秒後に スプレイ開始	格納容器スプレイの作動時間は、信号遅れと作動遅れを考慮して設定。
最大流量		格納容器スプレイポンプ流量は、設計値より多めの値である標準値として設定。 原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと、水蒸気の凝縮が促進されるため、水素濃度の観点から厳しい設定。	

第1.15-85表 主要解析条件(熔融炉心・コンクリート相互作用)(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器2次側 保有水量 (初期)	48t/基	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m ³	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m ³	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値(標準値)として設定。

第1.15-85表 主要解析条件(熔融炉心・コンクリート相互作用)(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	<p>大破断LOCA 破断位置:高温側配管 破断口径:完全両端破断</p>	<p>原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、1次冷却材配管(約0.74m(29インチ))の完全両端破断を設定。</p>	
	<p>安全機能の喪失に対する 仮定</p>	<p>低圧注入機能、高圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失</p>	<p>低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。</p>
		<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 	<p>外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。</p>
	<p>外部電源</p>	<p>外部電源なし</p>	<p>安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。</p>
	<p>水素の発生</p>	<p>ジルコニウム-水反応を 考慮</p>	<p>水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。</p>

第1.15-85表 主要解析条件(熔融炉心・コンクリート相互作用)(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	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.2秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m ³ /h/3SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m ³ /hから、ミニフロー流量50m ³ /hを除いた値により設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設電動注入ポンプ によるスプレイ流量	140m ³ /h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環 ユニット	2基	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
		1基当たりの除熱特性 (100℃～約155℃、約1.9MW～約8.1MW)	
	静的触媒式水素再結合装置 及び イグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
	熔融炉心の原子炉下部 キャビティ床面での拡がり	原子炉下部キャビティ床底面の全面	米国の新設炉に対する電力要求では炉心出力から原子炉下部キャビティ床面積を求める要求があり、熔融炉心が床全面に均一に拡がることを前提にした考え方が採用されているため、本有効性評価においても同様の考え方に則り設定。
熔融炉心から原子炉下部 キャビティ水への熱流束の上 限	0.8MW/m ² 相当(大気圧条件)	水による冷却を伴った熔融物とコンクリートの相互作用に関する実験に基づき設定。	
熔融炉心とコンクリートの 伝熱	熔融炉心とコンクリートの伝熱抵抗を考慮 せず	熔融炉心が原子炉下部キャビティ床面に堆積し、コンクリートと直接接触している場合、熔融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となることに基づき設定。	

第1.15-85表 主要解析条件(熔融炉心・コンクリート相互作用)(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	常設電動注入ポンプによる代 替格納容器スプレイ開始	炉心熔融開始から 30分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始 操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設 定。
	常設電動注入ポンプによる代 替格納容器スプレイ停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環 ユニットによる格納容器内 自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の 時間を考慮して24時間を想定して設定。

第1.15-86表 主要評価条件(想定事故1)

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	8.489MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。 崩壊熱の計算に当たっては、FPについては日本原子力学会推奨値、アクチニドについてはORIGEN2を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温(初期水温)	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。
	事象発生前使用済燃料ピット水位(初期水位)	使用済燃料ピット水位低警報レベル(NWL-0.08m)	使用済燃料ピット水位の実運用に基づき設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	A、Bピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、蒸発に寄与する水量は、補給までの余裕時間の観点からA、Bピットのみを考慮して設定。また水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。
重大事故等対策に 関連する 機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から約4.21m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱建屋の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。
	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量	20m ³ /h	崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に 関連する 操作条件	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生から6時間20分後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達する前までに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

第1.15-87表 主要評価条件(想定事故2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	8.489MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。 崩壊熱の計算に当たっては、FPについては日本原子力学会推奨値、アクチノイドについてはORIGEN2を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温(初期水温)	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	A、Bピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、蒸発に寄与する水量は、補給までの余裕時間の観点からA、Bピットのみを考慮して設定。また水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	冷却系配管の破断によって想定される初期水位	通常水位(NWL)一約1.3m	使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、使用済燃料ピット冷却系出口配管の破断による漏えいを想定。評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレイカの効果を考慮。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から約4.21m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱建屋の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。
	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量	20m ³ /h	崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生から6時間20分後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達する前までに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

第1.15-88表 制御棒飛び出し解析結果(高温零出力)

項目	ケース	サイクル 初期	サイクル 末期
燃料エンタルピー最大値 (kJ/kg・UO ₂)		428	461
ピーク出力部燃料エンタルピー最大値 (kJ/kg・UO ₂)		393	449
ピーク出力部燃料エンタルピー増分の最大値 (kJ/kg・UO ₂)	燃焼度 25,000MWd/t 未満	316	372
	燃焼度 25,000MWd/t 以上 40,000MWd/t 未満	203	340
	燃焼度 40,000MWd/t 以上 65,000MWd/t 未満	203	241
	燃焼度 65,000MWd/t 以上 75,000MWd/t 程度まで	該当燃焼度の ペレットなし	227

第1.15-89表 大破断解析結果(低温側配管両端破断)

流出係数	1.0	0.6	0.4
燃料被覆管最高温度 (°C)	934	955	1,027
局所的最大ジルコニウム-水反応量 (%)	0.5	1.7	3.6
全炉心平均ジルコニウム-水反応量 (%)	0.3以下	0.3以下	0.3以下

第1.15-90表 大破断解析結果
(低温側配管両端破断、流出係数0.4)

燃料被覆管最高温度	1,027℃
燃料被覆管最高温度出現位置	炉心下端から2.13m
高温燃料棒のバースト発生時間	事故発生後の35秒後
高温燃料棒のバースト位置	炉心下端から1.83m
局所的な最大ジルコニウム-水反応量	3.6%
全炉心平均ジルコニウム-水反応量	0.3%以下

第1.15-91表 小破断解析結果

項 目	液相部破断			気相部破断
	30.5	25.4	20.3	13
破断配管口径 (cm)	30.5	25.4	20.3	13
燃料被覆管最高温度 (℃)	684	713	630	炉心露出せず
局所的な最大ジルコニウム- 水反応量 (%)	0.1	0.1	0.1	—
全炉心平均ジルコニウム- 水反応量 (%)	0.1以下	0.1以下	0.1以下	—

第1.15-92表 原子炉停止機能喪失(主給水流量喪失)時の感度解析結果

解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バ ウンダリにかかる圧力 の最高値
基本ケース	$-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$	標準値	考慮しない	約 18.5MPa
感度解析 ケース	$-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$	標準値+20%	考慮する*	約 19.0MPa

*:初期定常誤差として、炉心熱出力:定格値+2%、1次冷却材平均温度:定格値+2.2°C、1次系圧力:定格値+0.21MPaを考慮。

第1.15-93表 原子炉停止機能喪失(負荷の喪失)時の感度解析結果

解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バ ウンダリにかかる圧力 の最高値
基本ケース	$-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$	標準値	考慮しない	約 18.5MPa
感度解析 ケース	$-13 \times 10^{-5} (\Delta K/K) / ^\circ C$	標準値+20%	考慮する*	約 19.2MPa

*:初期定常誤差として、炉心熱出力:定格値+2%、1次冷却材平均温度:定格値+2.2°C、1次系圧力:定格値+0.21MPaを考慮。

大破断LOCA	低圧注入	蓄圧注入	低圧再循環	事故シーケンス
				炉心冷却成功 大破断LOCA+低圧再循環失敗 大破断LOCA+蓄圧注入失敗 大破断LOCA+低圧注入失敗

中破断LOCA	高圧注入	蓄圧注入	格納容器スプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	格納容器スプレイ再循環	事故シーケンス
							炉心冷却成功 中破断LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗 中破断LOCA+高圧再循環失敗 中破断LOCA+低圧再循環失敗 中破断LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗 中破断LOCA+蓄圧注入失敗 中破断LOCA+高圧注入失敗

小破断LOCA	原子炉トリップ	補助給水	高圧注入	格納容器スプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	格納容器スプレイ再循環	事故シーケンス
								炉心冷却成功 小破断LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗 小破断LOCA+高圧再循環失敗 小破断LOCA+低圧再循環失敗 小破断LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗 小破断LOCA+高圧注入失敗 小破断LOCA+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理

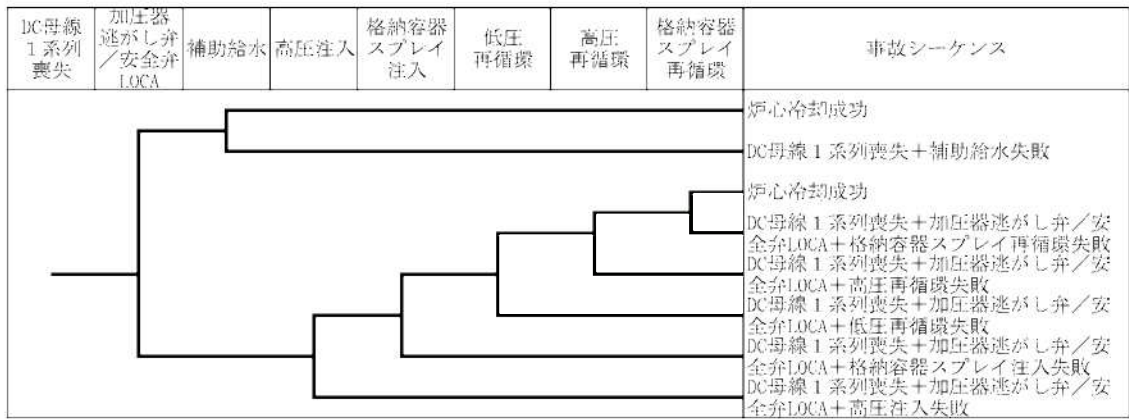
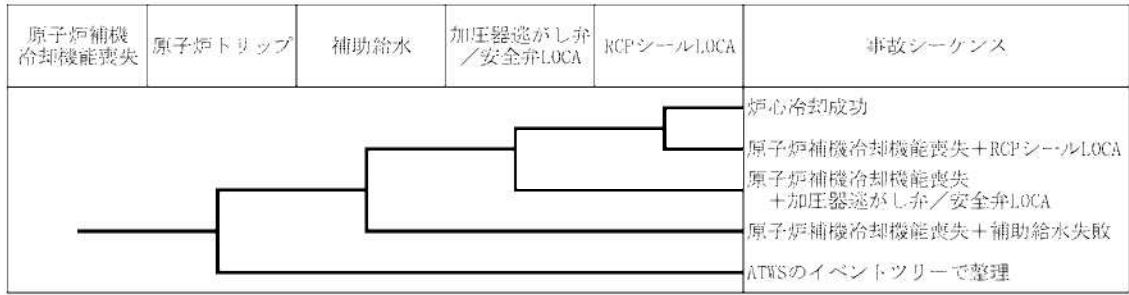
極小LOCA	原子炉トリップ	補助給水	充てん/高圧注入	事故シーケンス
				炉心冷却成功 極小LOCA+充てん/高圧注入失敗 極小LOCA+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理

インターフェイスシステムLOCA	原子炉トリップ	事故シーケンス
		インターフェイスシステムLOCA ATWSのイベントツリーで整理

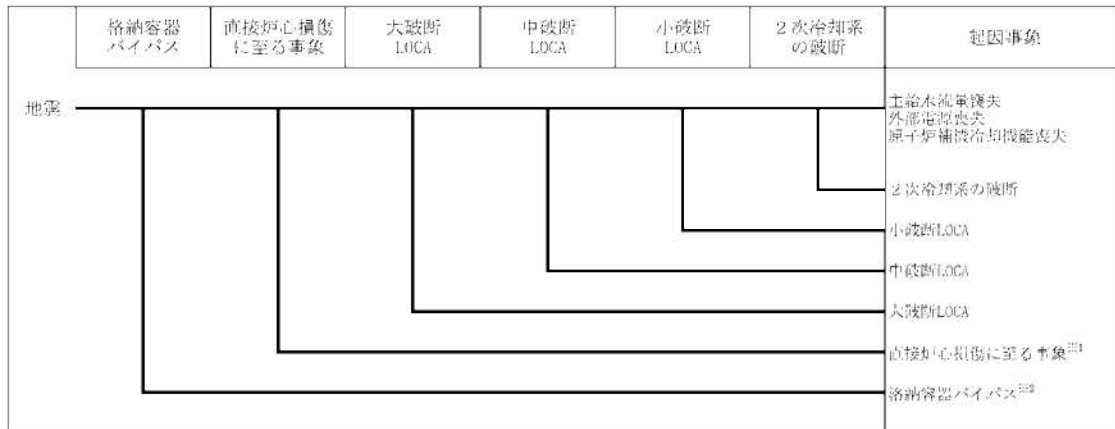
第1.15-1図 PRAにおけるイベントツリー(1/3)

主給水流量喪失	原子炉トリップ	補助給水	事故シーケンス	
			炉心冷却成功 主給水流量喪失+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理	
外部電源喪失	原子炉トリップ	非常用所内交流電源	補助給水	事故シーケンス
				炉心冷却成功 外部電源喪失+補助給水失敗 外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 ATWSのイベントツリーで整理
ATWS			事故シーケンス	
			炉心冷却成功 起回事象+原子炉トリップ失敗	
2次冷却系の破断	原子炉トリップ	主蒸気隔離	補助給水	事故シーケンス
				炉心冷却成功 2次冷却系の破断+補助給水失敗 2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗 ATWSのイベントツリーで整理
蒸気発生器伝熱管破損	原子炉トリップ	補助給水	破損側蒸気発生器の隔離	事故シーケンス
				炉心冷却成功 蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗 蒸気発生器伝熱管破損 +補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理
過渡事象	原子炉トリップ	補助給水	事故シーケンス	
			炉心冷却成功 過渡事象+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理	

第1.15-1図 PRAにおけるイベントツリー(2/3)



第1.15-1図 PRAにおけるイベントツリー(3/3)

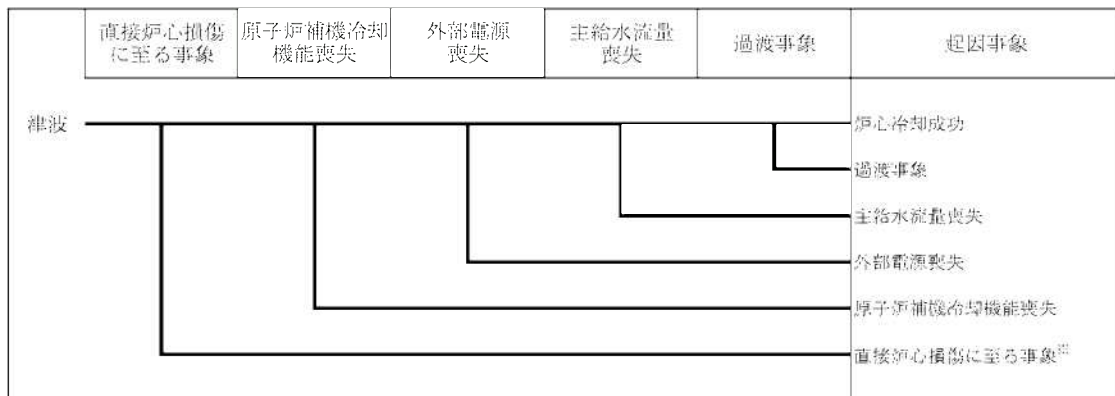


※1: 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)、原子炉格納容器損傷、原子炉建屋損傷、

原子炉補助建屋損傷、炉内構造物損傷 (過渡事象 + 補助給水失敗)、複数の信号系損傷

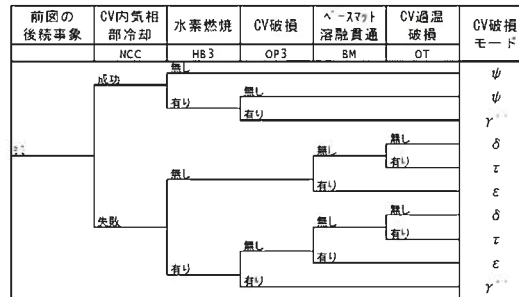
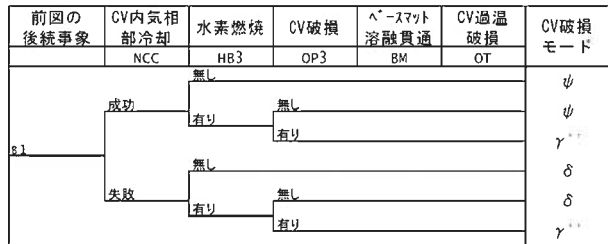
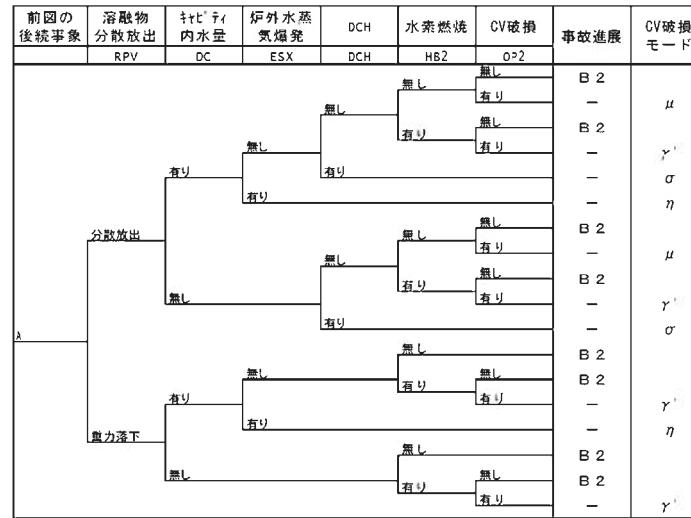
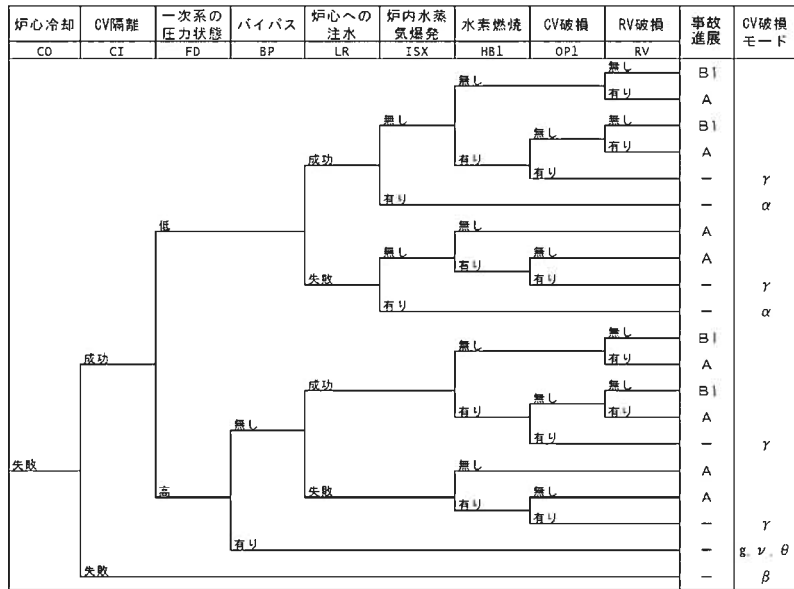
※2: 蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)

第1.15-2図 地震PRA階層イベントツリー



※: 複数の信号系損傷

第1.15-3図 津波PRA階層イベントツリー



(注1) 事故進展の-は、その時点での格納容器破損を意味する。

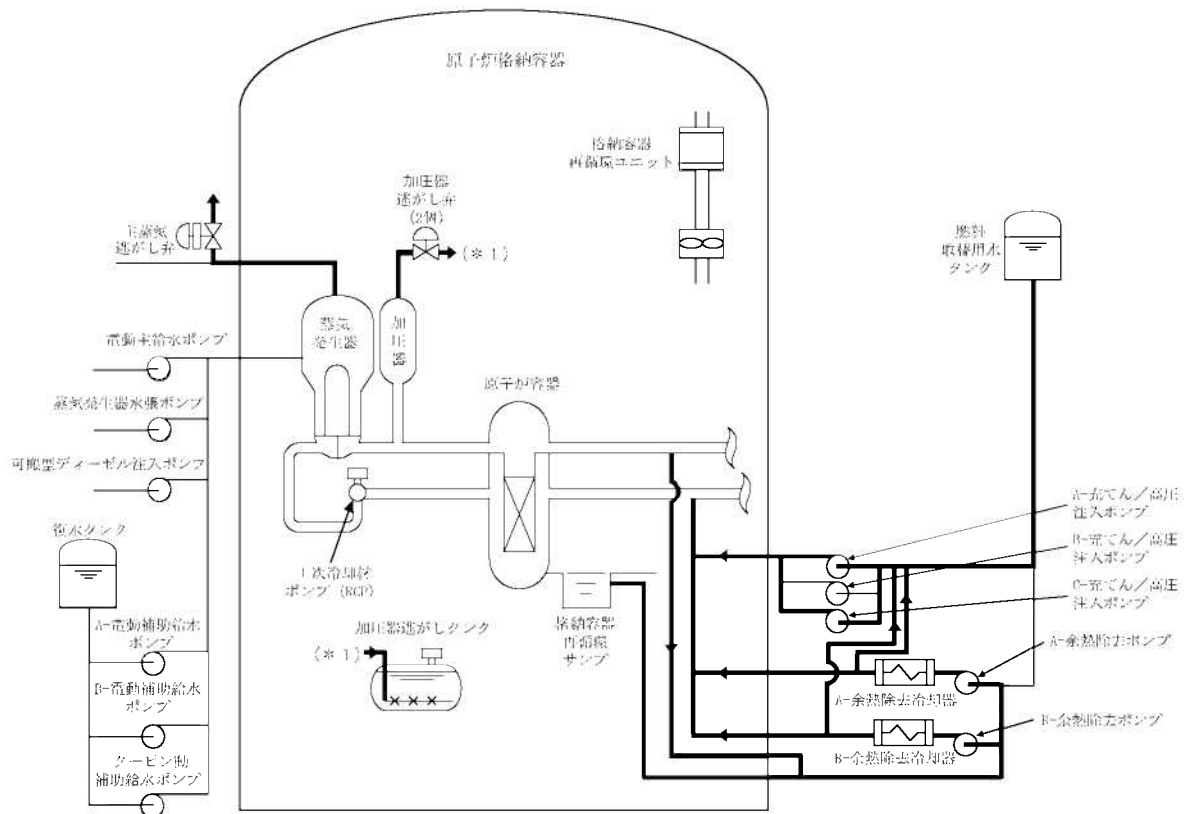
(注2) 格納容器破損モード:
 α = 原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
 β = 格納容器隔離失敗
 γ、γ'、γ'' = 水素燃焼または水蒸気爆発による格納容器過圧破損
 δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
 ε = デブリ・コンクリート相互作用によるベースマツト溶融貫通
 θ = 水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
 η = 格納容器内での水蒸気爆発または水蒸気ス・ハイクによる破損
 ο = 格納容器穿通気直接加熱による破損
 g = 蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
 v = 余熱除去系隔離弁LOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
 μ = デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
 τ = 格納容器貫通部過温破損
 ψ = 格納容器が健全に維持され、事故が収束

(注3) A : 原子炉容器破損有り
 B1: 原子炉容器破損無し
 B2: 原子炉容器破損有り

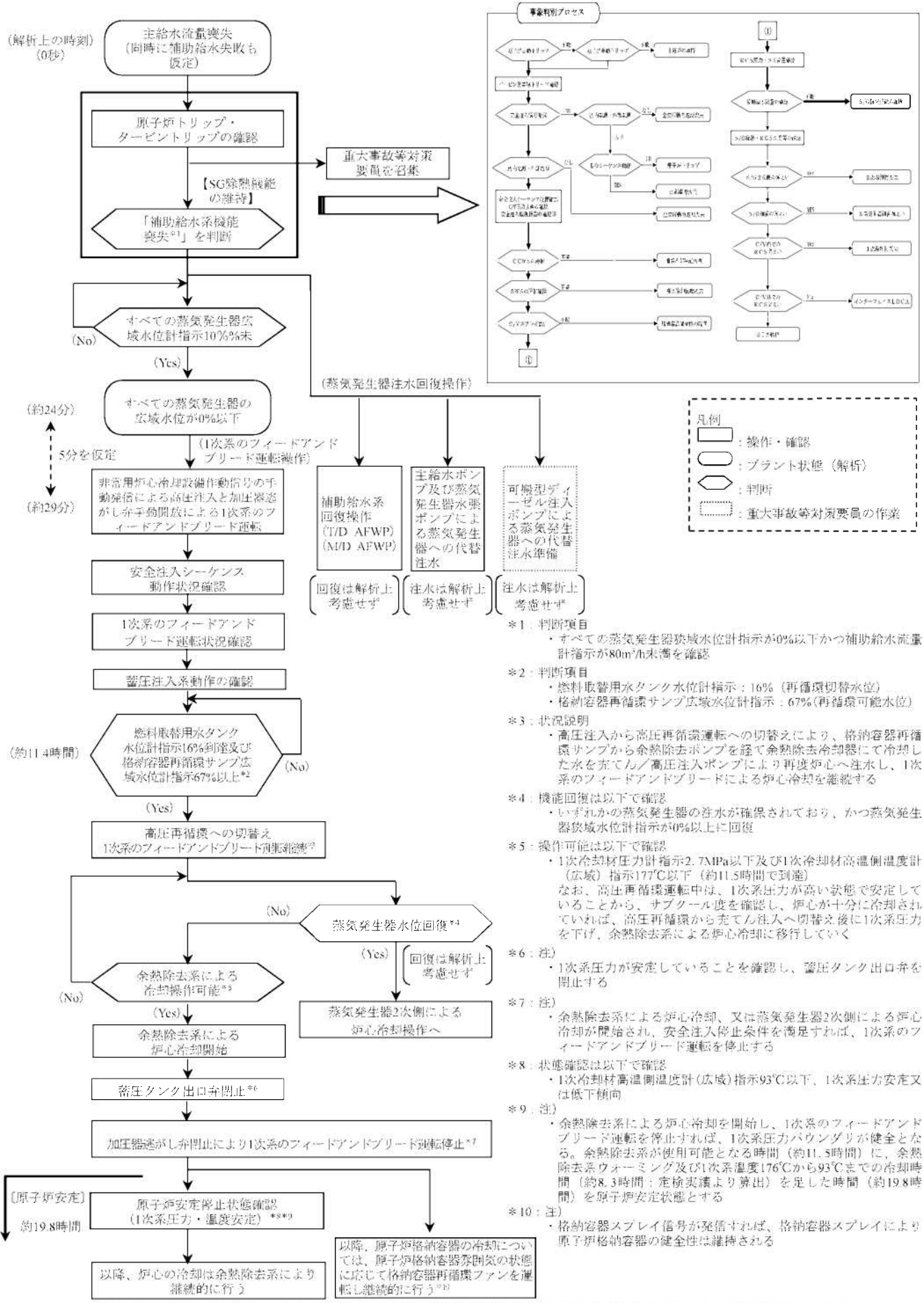
第1.15-4図 格納容器イベントツリー

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失			事故シーケンス
_____			原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
オーバードレン			事故シーケンス
_____			オーバードレン
水位維持失敗			事故シーケンス
_____			水位維持失敗
余熱除去機能喪失			事故シーケンス
_____			余熱除去機能喪失
外部電源喪失	非常用所内交流電源	余熱除去系による冷却	事故シーケンス
_____			炉心冷却成功
_____			外部電源喪失 + 余熱除去系による冷却失敗
_____			外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失
原子炉補機冷却機能喪失			事故シーケンス
_____			原子炉補機冷却機能喪失
反応度の誤投入			事故シーケンス
_____			反応度の誤投入

第1.15-5図 停止時PRAにおけるイベントツリー



第1.15-6図 2次冷却系からの除熱機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



第1.15-7図 事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要 (重要事故シーケンス「主給水流量喪失+補助給水失敗」の事象進展)

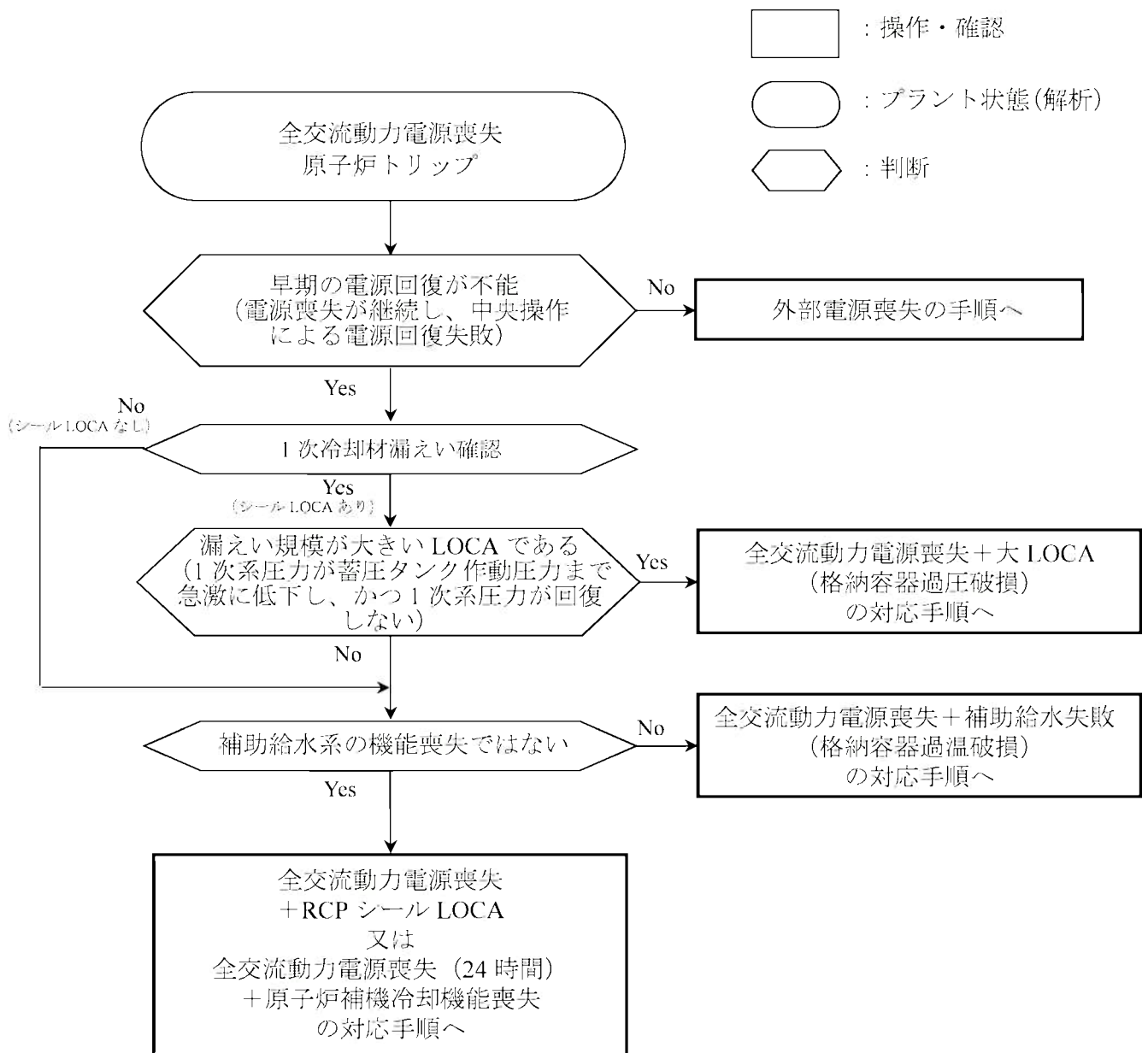
必要な要員と作業項目				経過時間(時間)												備考	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数)		手順の内容	約9.0時間 ▽可搬型ディーゼル 注入ポンプによる 蒸気発生器への代替注水													
	【 】は他作業後 移動してきた要員																
蒸気発生器 注水回復操作	1号	2号		1時間													事象発生後2時間14分で アクセスルトが復旧され アクセスルトを考慮す ると10時間14分で注水可 能となる 蒸気発生器水位回復は解 析上考慮せず
	重大事故等対策要員 (初動) 12名 + 重大事故等対策要員 (初動後) 12名	【12】	【12】	6.5時間													
		【1】	【1】								起動、監視、給油	約1.4時間ごとに給油					
	運転員B	【1】	【1】	5分													
	重大事故等対策要員 (初動) 運転対応要員 E,F	【2】	【2】								75分	適宜流量調整					

・給油間隔は可搬型ディーゼル注入ポンプ定格負荷連続運転時の目安時間を記載

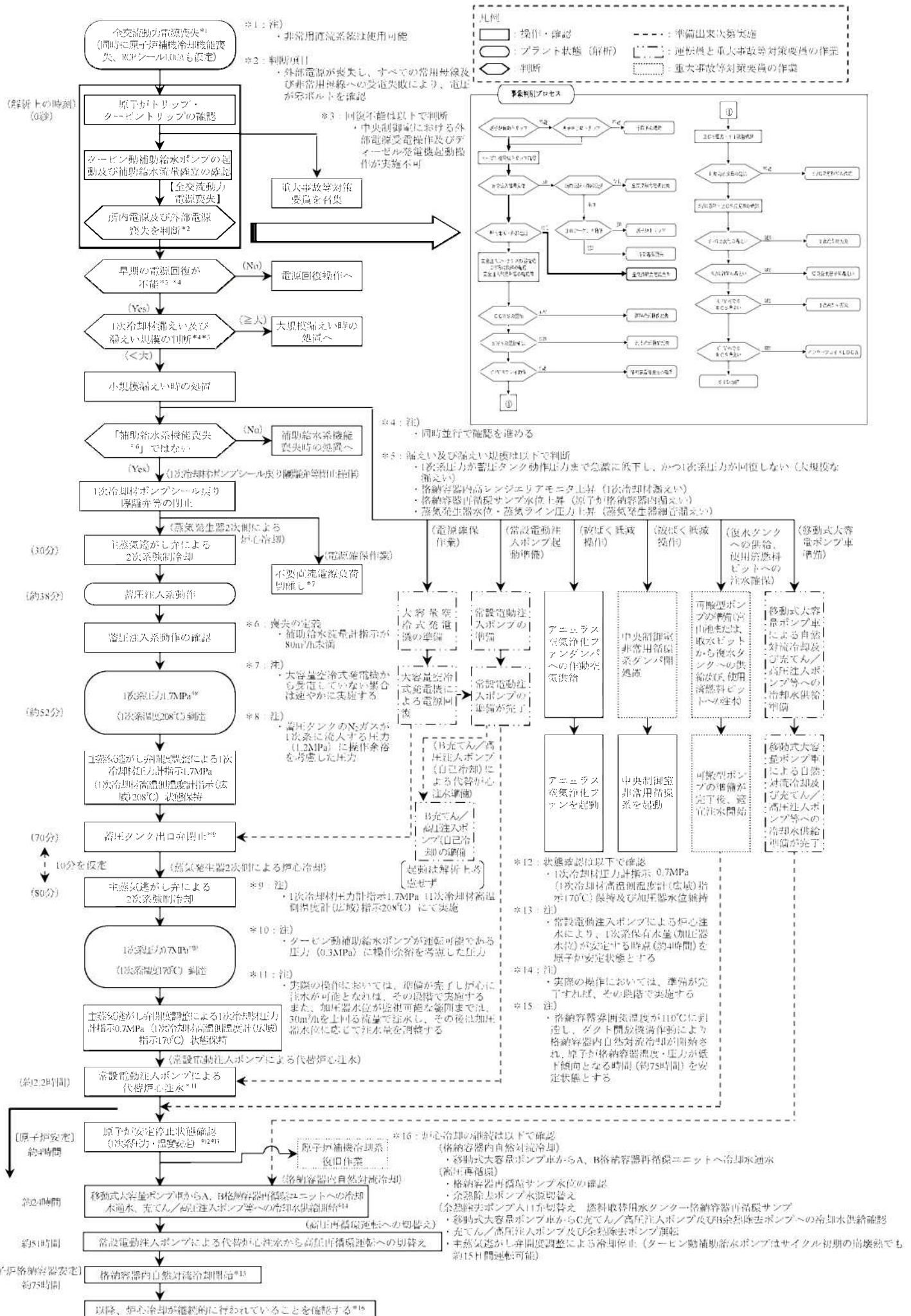
■ 放射線防護具着用なし

第1.15-8図 2次冷却系からの除熱機能喪失(主給水流量喪失+補助給水失敗)の作業と所要時間(2/2)

全交流動力電源喪失時の初期対応に対する手順

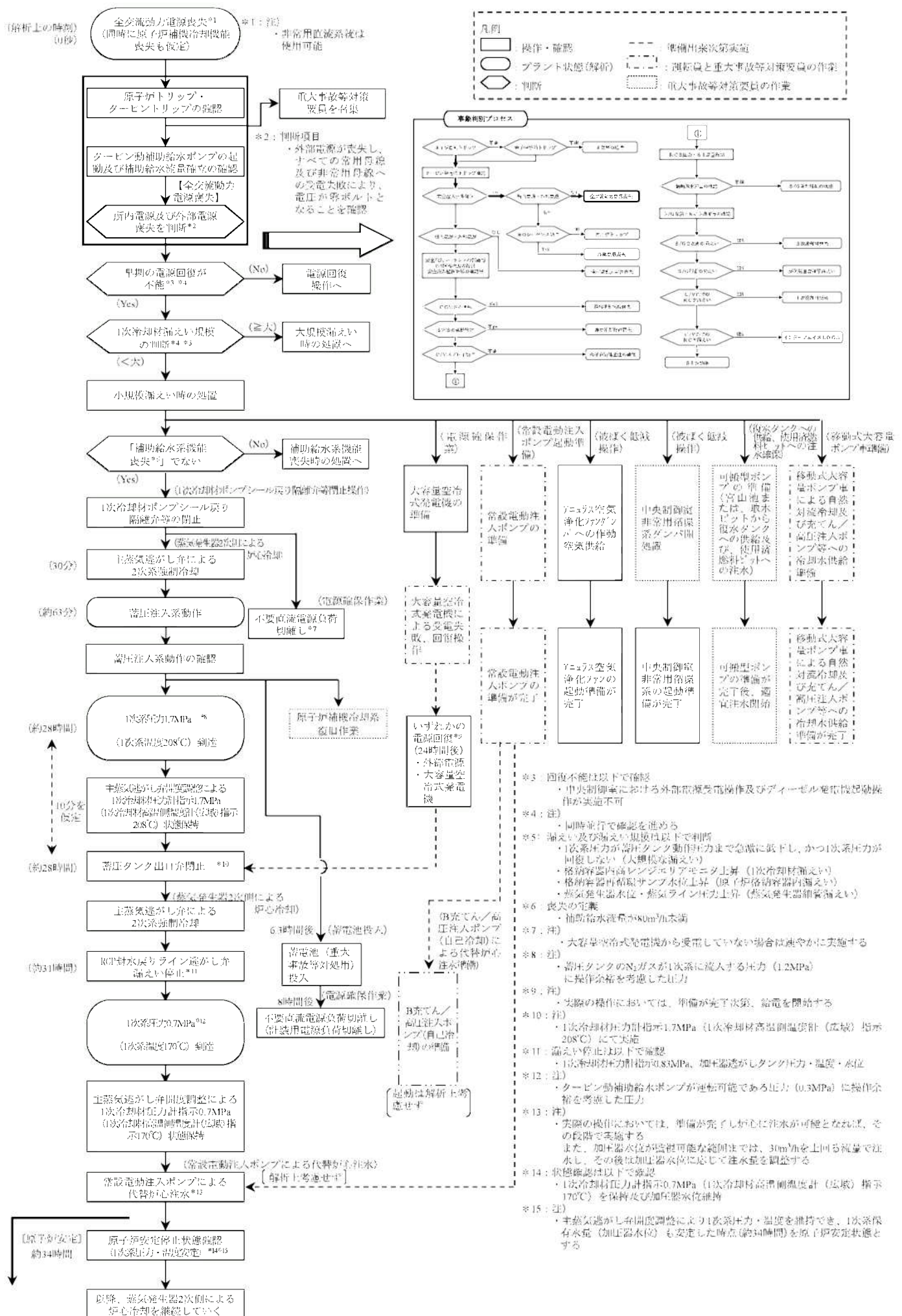


第1.15-10図 全交流動力電源喪失時の初期対応手順



第 1.15-11 図 事故シナシスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

(重要事故シナシス「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)



第 1.15-12 図 事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
(重要事故シナリオ「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)

必要な委員と作業項目				経過時間(分)																経過時間(時間)			備考
手順の項目	委員(名) (作業に必要な委員数) 【 】は他作業後 移動してきた委員	1号 2号		手順の内容	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	4	5	50	備考				
		状況判断	運転員		-	-	●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●タービンの補助給水ポンプ運転・補助給水流量確認 ●全交流動力電源喪失確認 (中央制御室) ●現地移動/管内電源母線受電準備 (運転室操作) ●現地移動/不要直流電源負荷切断し*1 (現場操作)	10分															
電源確保作業	運転員B 重大事故等対策委員(初動) 係修対応委員	1	1	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成(炉心注水) (現場操作) ●現地移動/常設電動注入ポンプ準備 (ディスタンススペース取替え) (現場操作)																			
蒸気発生器2 次側による 炉心冷却	運転員C、D + 運転員E 重大事故等対策委員(初動) 係修対応委員 運転員D	3	3	●現地移動/蒸気発生器2次側開閉 (現場操作) ●現地移動/タービン補助給水ポンプ 給水流量制御弁開度調整 (現場操作)																	大容量空冷式発電機からの給電により、蓄圧タンク出口弁を約70分までに閉止することができる *1 大容量空冷式発電機から受電していない場合は速やかに実施する		
常設電動注入 ポンプ起動 準備	運転員B 重大事故等対策委員(初動) 係修対応委員	2	2	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成(炉心注水) (現場操作) ●現地移動/常設電動注入ポンプ準備 (ディスタンススペース取替え) (現場操作)																	常設電動注入ポンプ系統構成が、解析上注水を期待している約2.2時間までに実施できる		
常設電動注入ポンプによる代替 炉心注水	運転員B	1	1	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成・起動操作 (現場操作)																			
被ばく低減 操作	運転員E、G 重大事故等対策委員(初動) 係修対応委員	2	2	●現地移動/アンモニア空気浄化ファン ダンパ空気供給操作 (現場操作) ●現地移動/中央制御室非常用緊急系 ダンパ開閉 (現場操作)																			
B充てん/ 高圧注入ポンプ(自己冷却) による代替 炉心注水 準備	運転員E、G 重大事故等対策委員(初動) 係修対応委員	2	2	●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却)系統構成 (現場操作) ●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却)準備(ディスタンススペース取替え) (現場操作)																		起動は解析上考慮せず	
充電器受 電操作	重大事故等対策委員(初動) 係修対応委員	2	2	●現地移動/蓄電池空給排気ファンダンパ開閉 (現場操作)																		運転員による充電器の受電操作は、事象発生約6時間後までに実施できる	
中央制御室 操作	運転員A	1	1	●大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作 ●常設電動注入ポンプ系統構成 ●蓄圧タンク出口弁閉止 ●1次冷却ポンプシーリング分離弁等閉止 ●アンモニア空気浄化ファン起動 ●中央制御室非常用緊急系起動 ●B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)系統構成*2 ●高圧再循環運転への切替え (中央制御室操作)																		*2 起動は解析上考慮せず	
可搬型計測 器取付	重大事故等対策委員(初動) 係修対応委員	1	1	●可搬型計測器取付け (現場操作)																			

* 各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の破器については想定時間により算出)

* 緊急時対策委員は2名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

■ 放射線防護員専用なし

第 1.15-13 図 全交流動力電源喪失時(全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA)の作業と所要時間(1/2)

必要な要員と作業項目			経過時間(時間)																								備考																						
			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48		50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容																																															
大容量空冷式発電機対応	6	●大容量空冷式発電機用燃料タンクへの給油	115分																									専員発生後2時間14分でアクセスルートが復旧される																					
復水タンクへの供給	【10】+10	●水中ポンプ、中間受槽、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の運搬	10時間																									重大事故等 対策要員(初動) 係修対応要員 10名 + 重大事故等 対策要員(初動後) 係修対応要員 16名																					
	【5】	【5】	●取水用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の設置	30分	4時間																																												
	【1】	【1】	●給水、取水用水中ポンプ運転監視、水中ポンプ用発電機への給油	20分	見地、監視、給油																																												
	【5】	【5】	●復水タンク補給用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機中間受槽、可搬型ホース等の設置	1時間	30分	3時間																																											
	【2】	【2】	●給水、復水タンク補給用水中ポンプ・使用済燃料ピット補給用水中ポンプ監視、復水タンク水位監視、水中ポンプ用発電機への給油	20分	起動、監視、給油																																												
	【7】	【7】	●使用済燃料ピット補給用水中ポンプ可搬型ホース等の設置・運転監視	20分																																													
	【6】	【6】	●移動式大容量ポンプ車の設置(水中ポンプの設置含む)	2時間																																													
移動式大容量ポンプ車準備	【4】	【4】	●移動式大容量ポンプ車可搬型ホース等の運搬、設置	3時間																									アクセスルート復旧を考慮すると、24分増加となるが、移動式大容量ポンプ車による高圧再循環切替準備及び格納容器内自然対流冷却は、燃料取扱用水タンクを承認とするが心注水継続時間(約58時間)中に対応可能である																				
	【7】	【7】	●海水ストレーナ監視取替及び可搬型ホース接続	8時間																																													
	【2】	【2】	●海水系統 →原子炉補給冷却水系統ディスタンスピース接続	18時間																																													
	【2】	【2】	●可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度(SA)用)取付け	1時間																																													
	【4】	【4】	●給水、移動式大容量ポンプ監視、給油	約3.1時間 起動、監視、給油																																													
	運転員	【3】	【3】	●A、B格納容器再循環ユニット及び必要補機への海水通水業務構成*	50分	80分	30分	10分																																									
原子炉補機冷却系復旧作業	参集要員	●前水ポンプ用電動機予備品との取替等																									適宜実施																						

・給油開始は発電機等定速負荷運転開始時の目安時間を記載
 ・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を2ヶ所(海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側)設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、前設距離は長くなるもののホース展開回車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフレンジ取替が、海水ストレーナ監視取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間には含まれることから、海水ストレーナ側の接続を記載
 ・上記対応の他、代止緊急時対策所の確保確保対応者：2名(重大事故等対策要員(初動後)係修対応要員のうち2名が対応)
 ・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが、要員に余裕があれば準備出来次第実施する

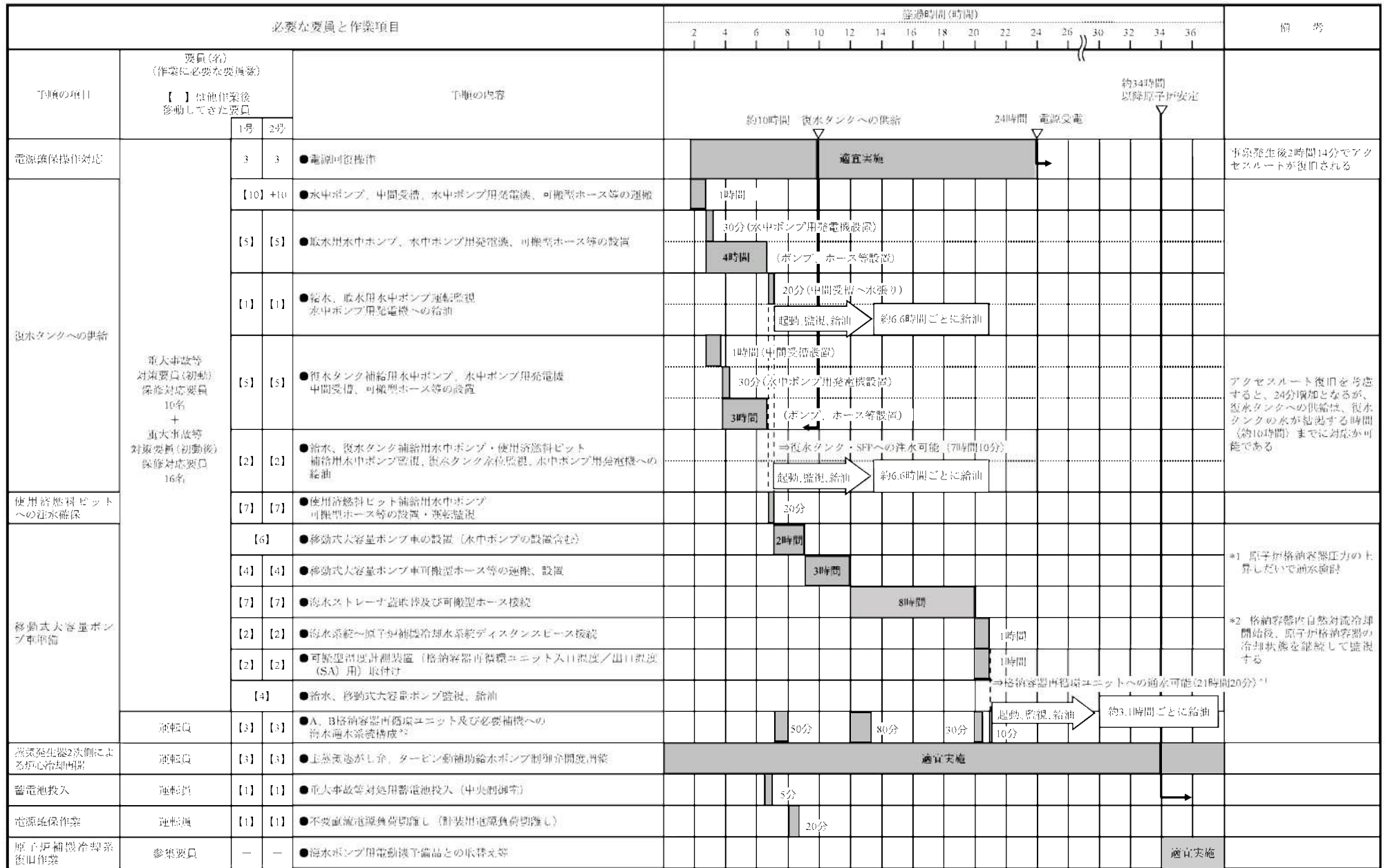
■ 放射線防護員着任なし

第 1.15-13 図 全交流動力電源喪失時(全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA)の作業と所要時間(2/2)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)																備考
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280			
			事象発生 原子炉トリップ プラント状態判断 全交流動力電源喪失判断 30分 2次系強制冷却開始																
状況判断	運転員	●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●タービン補助給水ポンプ運転・補助給水流最確認 ●全交流動力電源喪失確認 (中央制御室)	10分																
電源確保作業	運転員B 重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	●現地移動/炉内電源母線受電準備(遮断器操作) (現場操作) ●現地移動/不要直流電源負荷切除 ^{#1} (現場操作) ●現地移動/大容量空冷式発電機電源回復操作 (現場確認)	10分	10分														*1 大容量空冷式発電機から受電していない場合は速やかに実施する	
蒸気発生器2 依拠による炉 心冷却	運転員C,D + 重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員E	●現地移動/1次蒸気逃がし弁開放 (現場操作)	20分															1次蒸気逃がし弁自動開放操作による蒸気発生器を使用した2次系強制冷却を30分(解析上の仮定)までに開始することができる	
前段電動注入 ポンプ 起動準備	運転員B + 重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員F,G	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成 (炉内注入) ^{#2} (現場操作) ●現地移動/常設電動注入ポンプ準備 (ディスタンスピース取替え) (現場操作)																*2 電源回復後、起動操作を行う	
破ばく/低減操作	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員E,F,G 重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	●現地移動/アニュラス空気を浄化ファンダンパ 空気を供給操作 (現場操作) ●現地移動/中央制御室非常用循環系 タンク開閉 (現場操作)																	
B充てん/高 圧注入ポンプ (自己冷却) による代替炉心 冷却準備	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員E,G 重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却) 系統構成 (現場操作) ●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却) 準備(ディスタンスピース取替え) (現場操作)																起動は解析上考慮せず	
充電器受電 操作	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	●現地移動/充電器冷却ファン出入口 タンク開閉 (現場操作)																充電器受電操作は、大容量空冷式発電機より受電後、速やかに実施する	
1次冷却材 ポンプシャトル 戻り隔離弁等閉 止操作	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員H 運転員C	●現地移動/1次冷却材ポンプシャトル戻り隔離弁及び 原子炉格納容器隔離弁の閉止 (現場操作) ●現地移動/主給水隔離弁の閉止 ^{#3} (現場操作)																*3 主給水隔離弁の閉止操作実施後は速やかに1次蒸気逃がし弁の適宜調整操作に備える	
中央制御室操 作	運転員A	●大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作及び 受電失敗後の回復操作 ●常設電動注入ポンプ系統構成 ^{#4} ^{#5} ●高圧タンク出口弁閉止 ^{#4} ●アニュラス空気を浄化ファン起動 ^{#4} ●中央制御室非常用循環系起動 ^{#4} ●B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却) 系統構成 ^{#4} (中央制御室操作)																*4 電源回復後、操作を行う *5 起動は解析上考慮せず	
可搬型計測 器取付け	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	●可搬型計測器取付け (現場操作)																適宜実施	

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現地移動時間又は作業時間を確認した上で算出している。(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対応必要要員は4名であり、全体情報、通報連絡等を行う
 ■放射線防護器具着用なし

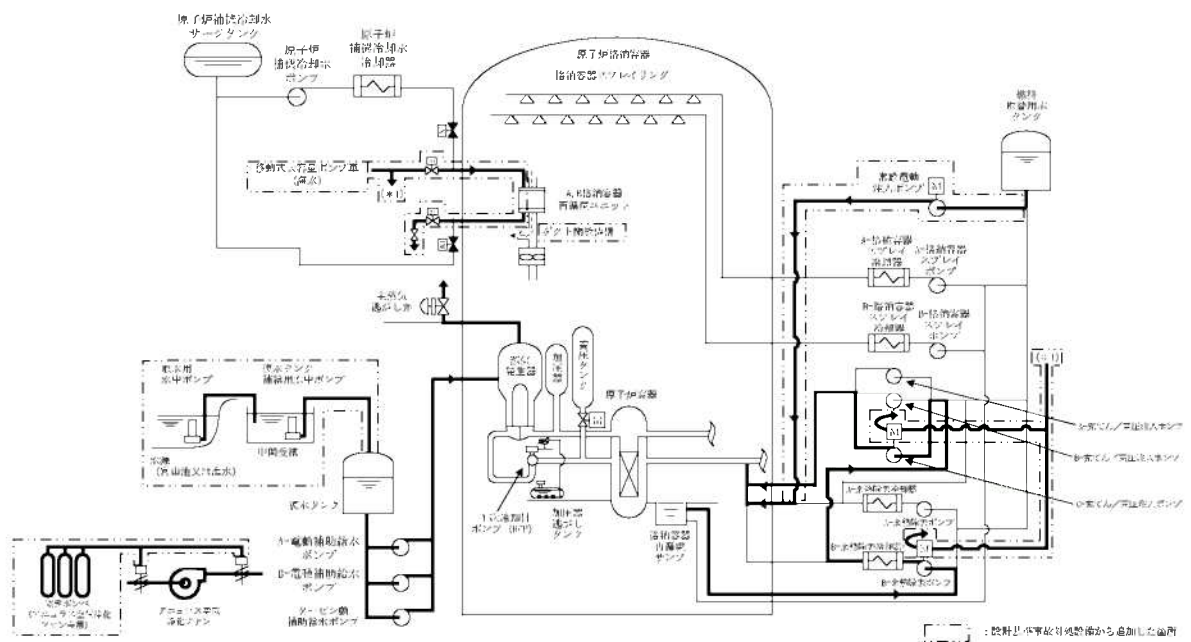
第 1.15-14 図 全交流動力電源喪失時(全交流動力電源喪失(24 時間) + 原子炉補機冷却機能喪失)の作業と所要時間(1/2)



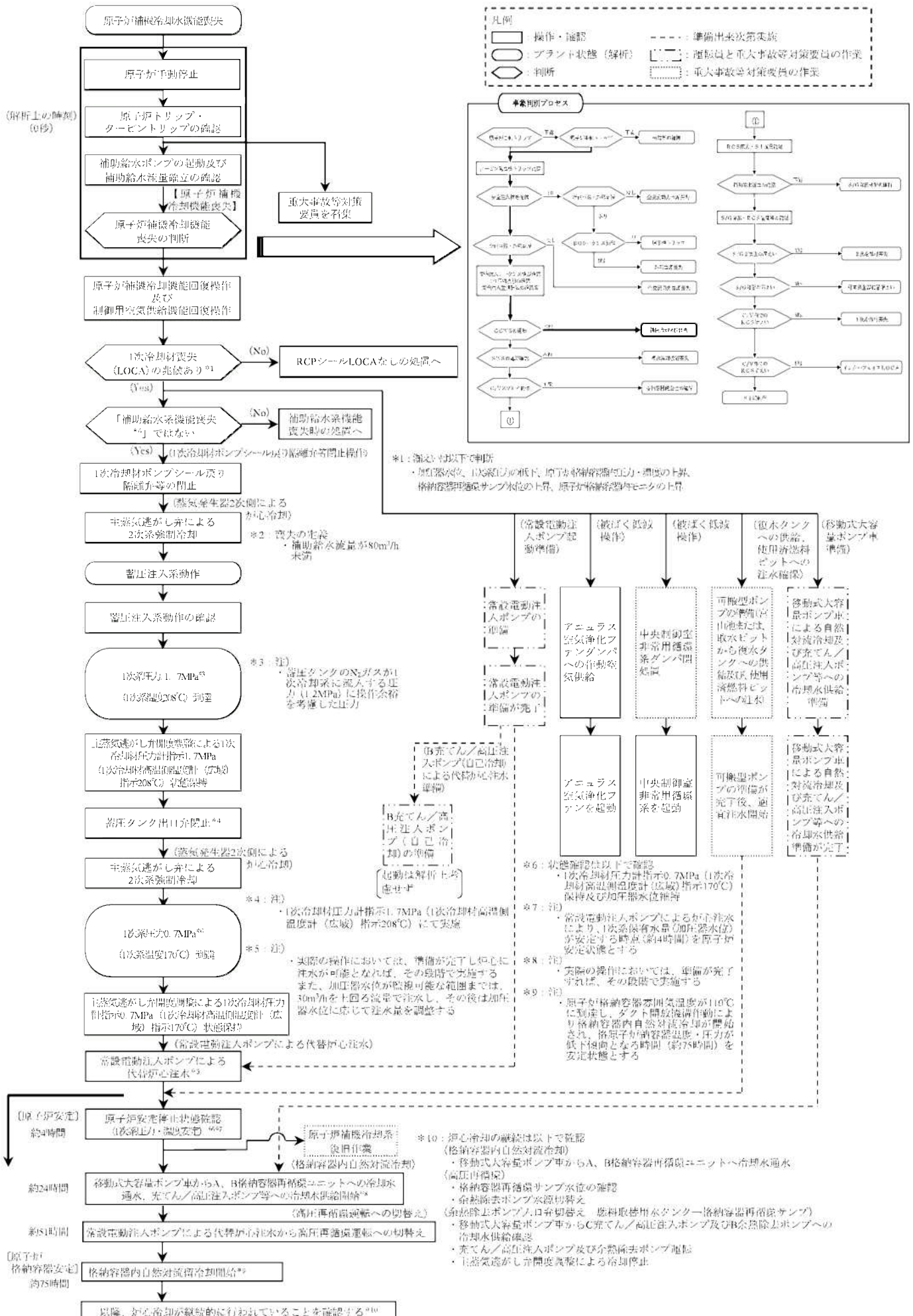
*給油開始は発電機等定格負荷運転時の目安時間を記載
 *移動式大容量ポンプ車準備: ホース接続目を2ヶ所(海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側)設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展開回取車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間には含まれることから、海水ストレーナ側の接続を記載
 *上記対応の他、代替緊急時対策用の電源確保対応者: 2名(重大事故等対策要員(初動後) 保修対応要員のうち2名が対応)
 *原子炉補機冷却系復旧作業: 他の作業が完了する24時間後からの対応としているが、要員に余裕があれば準備用未次第実施する

■放射線防護具着用なし

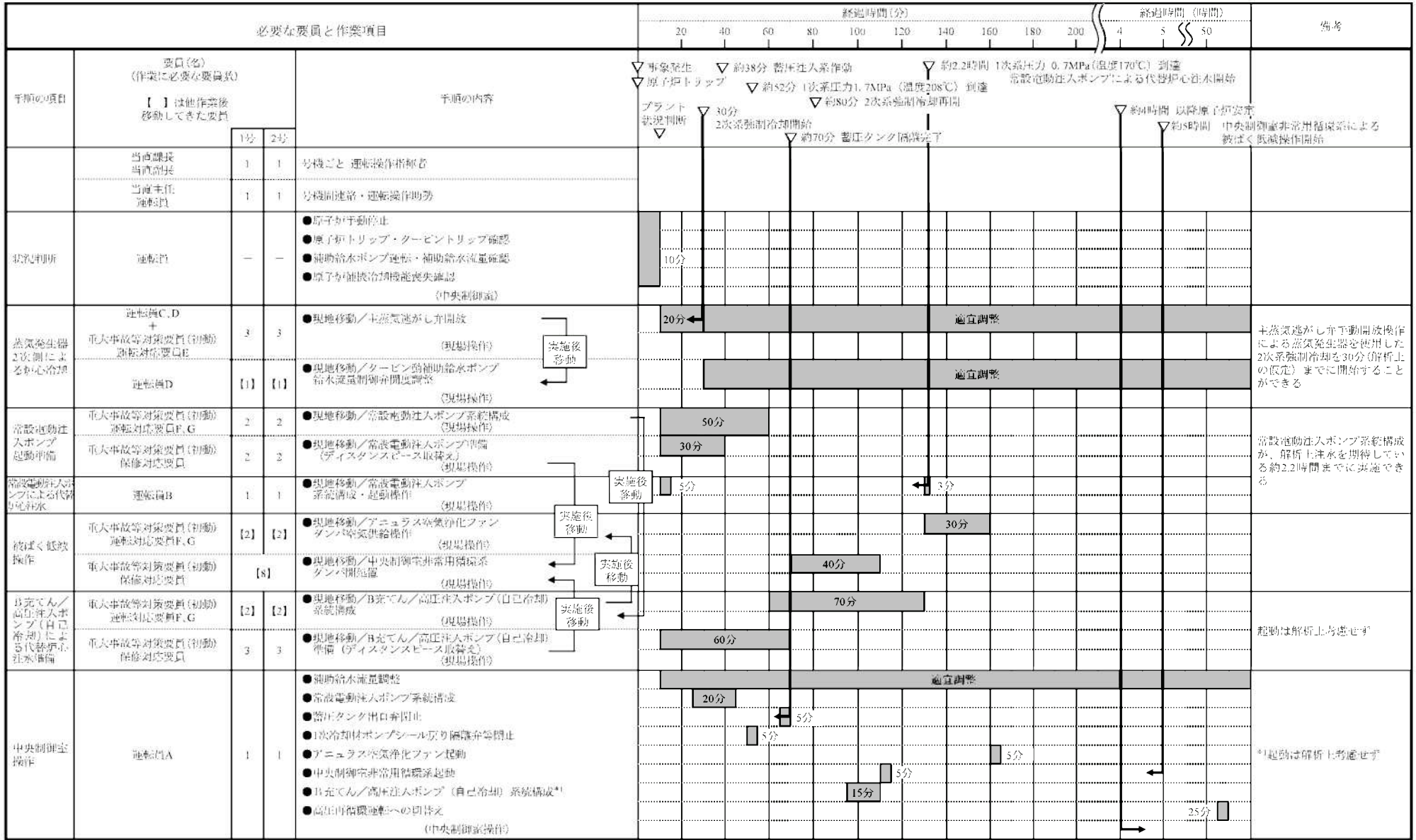
第 1.15-14 図 全交流動力電源喪失時(全交流動力電源喪失(24 時間) + 原子炉補機冷却機能喪失)の作業と所要時間(2/2)



第1.15-15図 原子炉補機冷却機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



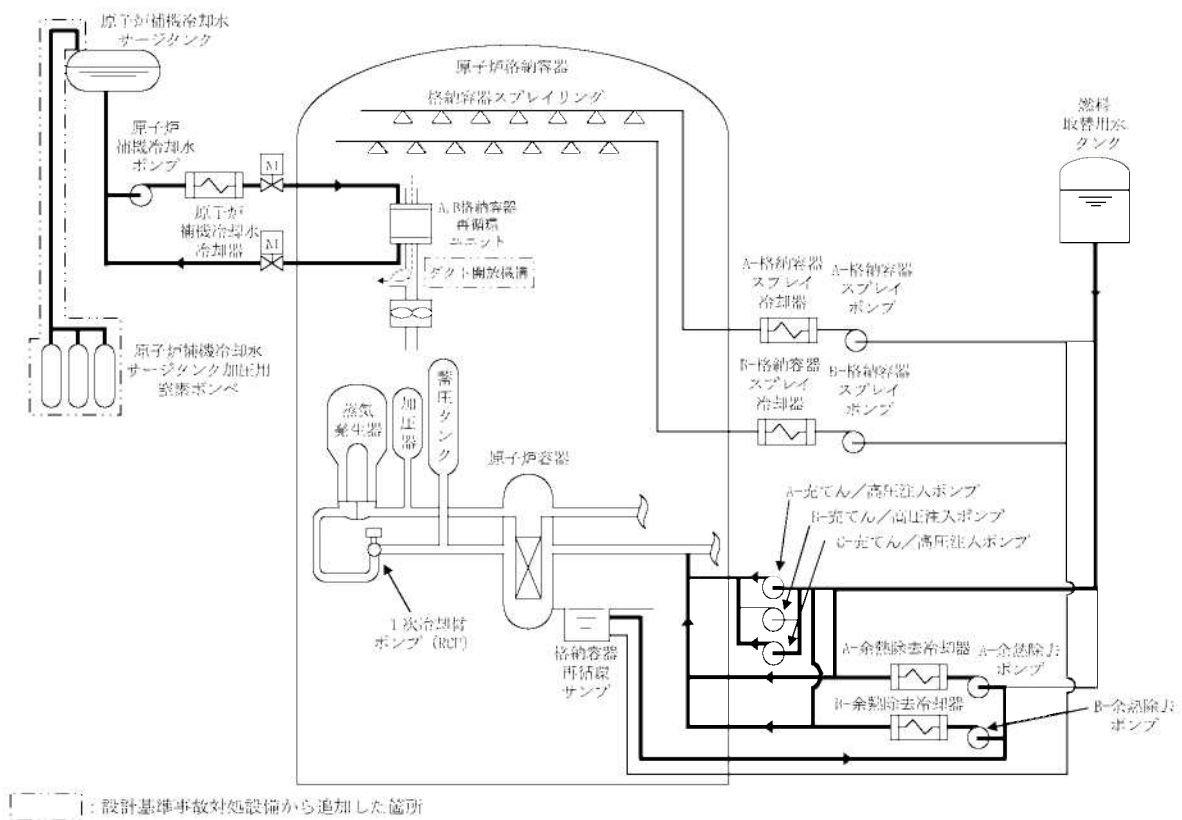
第 1.15-16 図 事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要



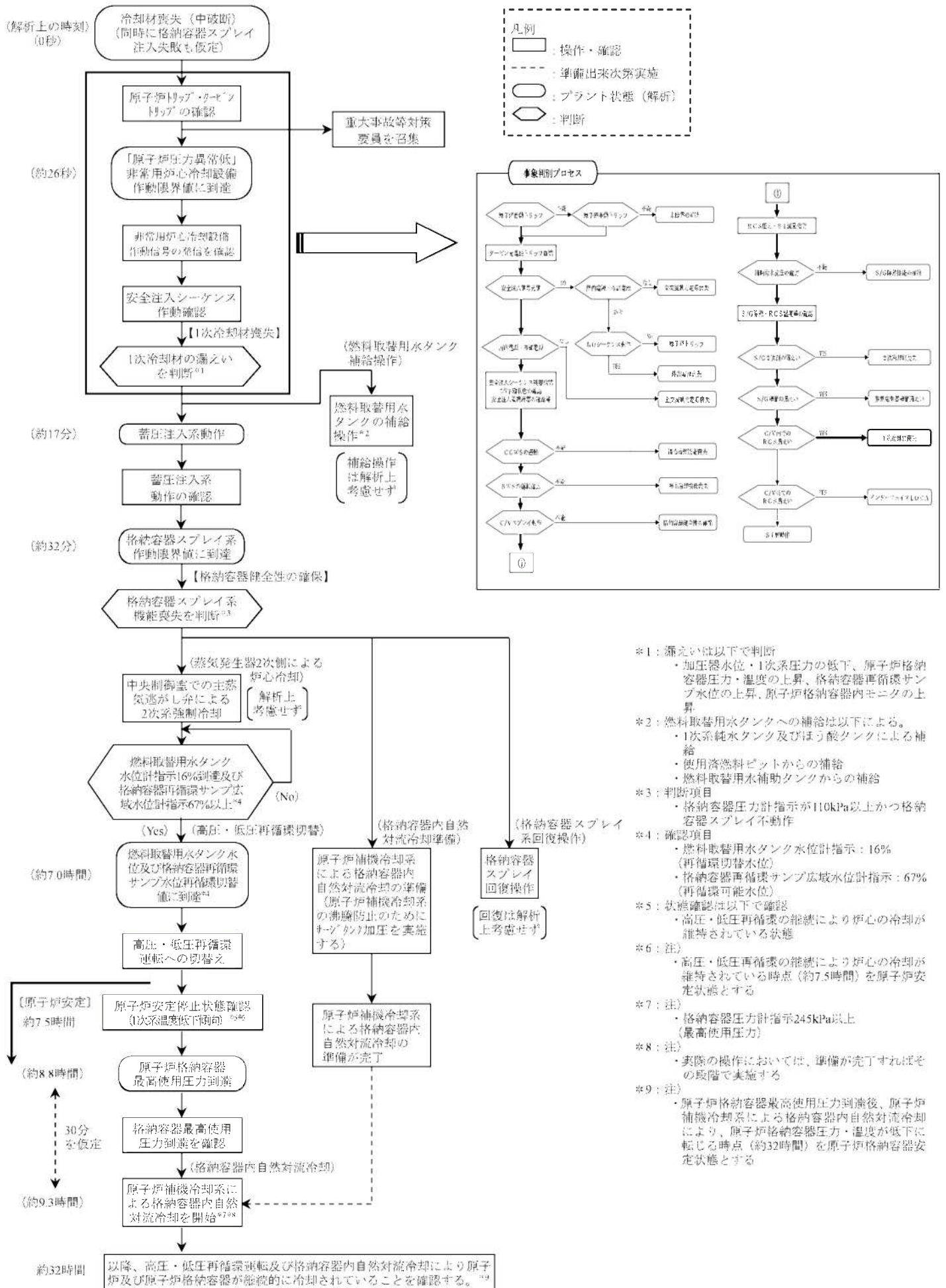
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している。(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員4名であり、全体指揮・通報連絡等を行う

■放射線防護用具着用なし

第1.15-17図 原子炉補機冷却機能喪失時の作業と所要時間(1/2)



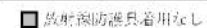
第1.15-18図 原子炉格納容器の除熱機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



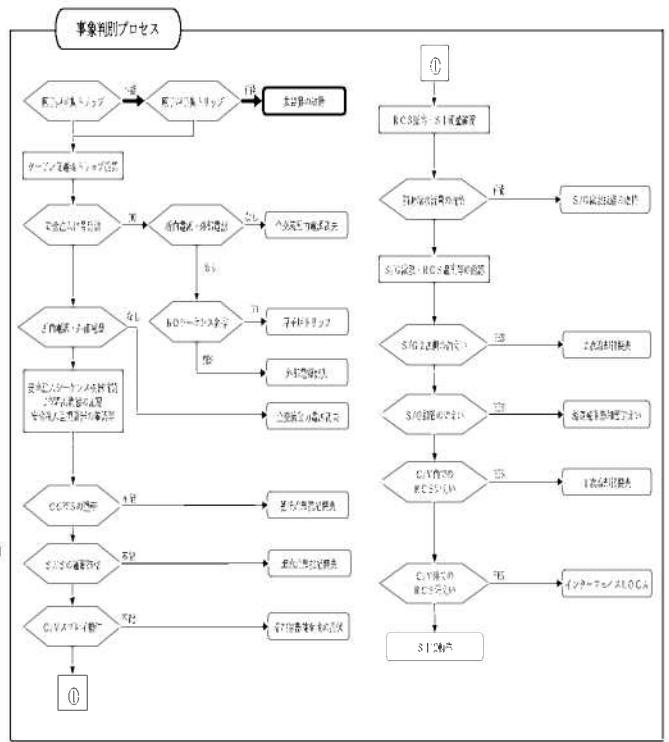
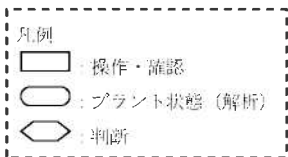
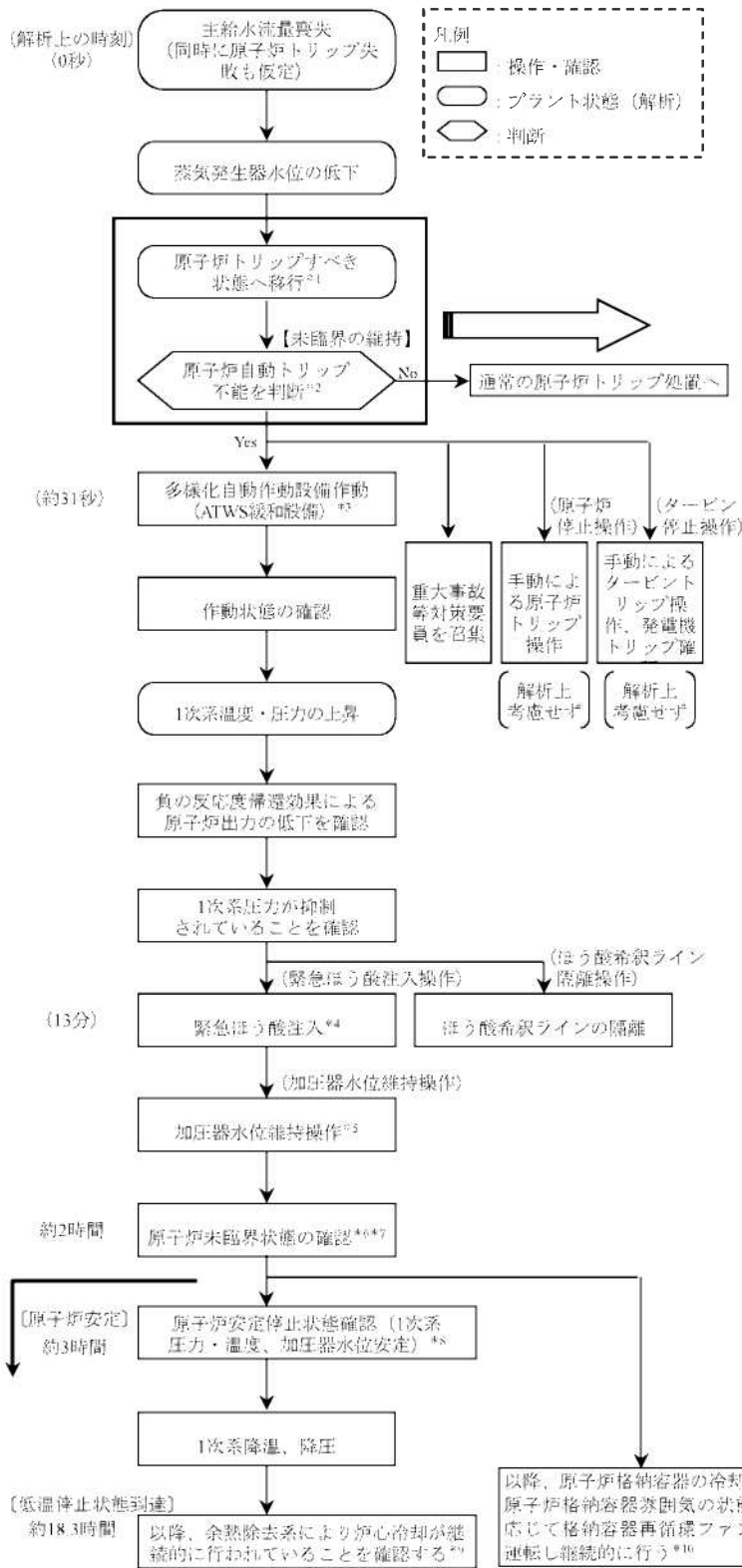
第1.15-19図 事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
 (重要事故シーケンス「中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)					経過時間(時間)					備考		
			10	20	30	40	50	1	2	7	8	9		10	11
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	事象発生 原子炉トリップ 約7.5時間 以降原子炉安定 約8.8時間 原子炉格納容器最高使用圧力到達 (245kPa以上) 約9.3時間 格納容器内自然対流冷却開始												
	1号 2号		約32分 格納容器スプレイ条件動限界値到達 約7.5時間 以降原子炉安定 約9.3時間 格納容器内自然対流冷却開始												
	当直課長 当直副長 当直主任 運転員	1 1 1 1	異機ごと 運転操作指揮者 号機間連絡・運転操作助勢												
状況判断	運転員	— —	●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●安全注入シーケンス作動状況の確認 ●補助給水ポンプ運転・補助給水流量の確認 (中央制御室確認)												
	運転員A	1 1	●格納容器スプレイ注入失敗確認 (中央制御室確認)												
蒸気発生器2次側 による熱心冷却	運転員B	1 1	●主蒸気逃がし弁開放 (中央制御室操作)												主蒸気逃がし弁開放は、解析上考慮せず*
格納容器スプレイ系 回復操作	運転員A	【1】 【1】	●格納容器スプレイポンプ手動起動 (中央制御室操作)												適宜実施
	運転員C、D	2 2	●現地移動/格納容器スプレイポンプ 起動操作・失敗原因調査 (現場操作)												回復は解析上考慮せず*
燃料取替用水タンク 補給操作	運転員A	【1】 【1】	●燃料取替用水タンク補給操作 (中央制御室操作)												適宜実施
	重大事故等対策要員 (初動) 運転対応要員 E	1 1	●現地移動/燃料取替用水タンク 補給系統構成 (現場操作)												補給操作は解析上考慮せず
格納容器内自然対流 冷却準備	重大事故等対策要員 (初動) 運転対応要員 E	【1】 【1】	●現地移動/原子炉補給冷却系加圧操作*1 (現場操作)												*1 格納容器内自然対流冷却開始後、 原子炉格納容器の冷却状態を継続し て監視する
	重大事故等対策要員 (初動) 保修対応要員	2 2	●現地移動/可搬型密度計測装置 (格納容器再循環 ユニット入口温度/出口温度(SA)用) 取付け (現場操作)												
	運転員A	【1】 【1】	●原子炉補給冷却系加圧操作準備 (中央制御室操作)												
高圧・低圧再循環 助勢え	運転員A	【1】 【1】	●高圧・低圧再循環運転切替操作 (中央制御室操作)												格納容器再循環サンプル広域水位計指 示67%以上及び燃料取替用水タンク 水位計指示16%到達すれば実施
格納容器内自然対流 冷却	運転員A	【1】 【1】	●A、B格納容器再循環ユニットによる 冷却操作*1 (中央制御室操作)												格納容器内自然対流冷却が、解析上、 期待している約9.3時間までに実施 できる
	運転員C	【1】 【1】	●現地移動/A、B格納容器再循環ユニット冷却水切り 電源操作*1 (現場操作)												

* 各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 * 緊急時対応本部要員は4名であり、全席指揮、運転連絡等を行う



第1.15-20図 原子炉格納容器の除熱機能喪失(中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗)の作業と所要時間



- *1: 注) 蒸気発生器狭域水位計指示13%以下
- *2: 判断項目
・原子炉トリップ遮断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯、炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動停止不能と判断する
- *3: 作動信号項目
・タービントリップ
・主蒸気ライン隔離
・タービン動補助給水ポンプ起動
・電動補助給水ポンプ起動
- *4: 注)
・原子炉を未臨界とするため、燃料取替ほう素濃度まで緊急ほう酸注入を実施する
・実際の操作においては、準備が完了すれば、その段階で実施する
- *5: 注)
・燃料取替用水タンクを取水源とし、充てん注入により加圧器水位計指示30%に維持する
- *6: 未臨界の確認は以下で確認
・出力領域中性子束計指示が5%未満かつ中間領域起動率計指示が等又は負
- *7: 注)
・サンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認する
- *8: 注)
・1次系圧力・温度及び加圧器水位については、10分以内で安定しているが、減速材温度係数により原子炉出力がわずかに上昇傾向を示すため、燃料取替ほう素濃度まで濃縮操作が完了したことを確認した時点 (約3時間) で原子炉安定とする
- *9: 注)
・余熱除去系が使用可能となる時間 (約10時間) に、余熱除去系ウォーミング (約2時間: 定検実績より算出) 及び1次系温度176℃から93℃までの冷却時間 (約6.3時間: 定検実績より算出) を足した時間 (約18.3時間) にて低温停止状態となる
- *10: 注)
・格納容器スプレイ信号が整信すれば、格納容器スプレイにより原子炉格納容器の健全性は維持される

第1.15-22図 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要 (重要事故シーケンス「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目				経過時間(分)												経過時間(時間)		備考				
				3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42		3	4		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	1号	2号	手順の内容	▼ 事故発生 ▼ 0秒 主給水流量喪失発生 ▼ 約48秒 多核化自動作動設備 (ATWS緩和設備) による主蒸気ライン隔離 ▼ プラント状況判断 約3時間 以降原子炉安定																	
	当直課長 当直副長	1	1	号機ごと 運転操作指揮者																		
	当直主任 運転員	1	1	号機間連絡・運転操作助勢																		
状態判断	運転員	-	-	● 主給水流量喪失確認 ● 原子炉自動トリップ不能確認 ● 多核化自動作動設備 (ATWS緩和装置) 作動確認 ● 多核化自動作動設備の作動状態確認 (補助給水ポンプ起動・補助給水流量確立の確認 及び主蒸気ライン隔離確認・タービントリップ信号監視) (中央制御室操作)	10分														タービン自動停止は解析上考慮せず			
原子炉停止操作	運転員 A	1	1	● 原子炉自動トリップ操作 (中央制御室操作)													1分		原子炉停止操作は解析上考慮せず			
	運転員 B	【1】	【1】	● 電動発電機電源所 制御盤落下操作 (中央制御室操作)													2分					
	運転員 C	1	1	● 現地移動/電動発電機遮断器現場開放 ● 現地移動/原子炉トリップ遮断器現場開放 (現場操作)													5分					
																	10分					
タービン停止操作	運転員 B	1	1	● タービン自動トリップ操作、 発電機トリップ確認 (中央制御室操作)													1分		タービン停止操作は解析上考慮せず			
緊急ほう酸注入操作	運転員 A	【1】	【1】	● 緊急ほう酸注入操作 (中央制御室操作)													継続操作					
ほう酸希釈ライン降 階操作	運転員 A	【1】	【1】	● ほう酸希釈ライン降階操作 (中央制御室操作)													5分					
加圧器水位維持操作	運転員 A	【1】	【1】	● 加圧器水位維持操作 (中央制御室操作)													適宜実施		燃料取替用水タンクを取水源とし、充てん注入により加圧器水位を30%に維持する			

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している (一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

■ 放射線防護具着用なし

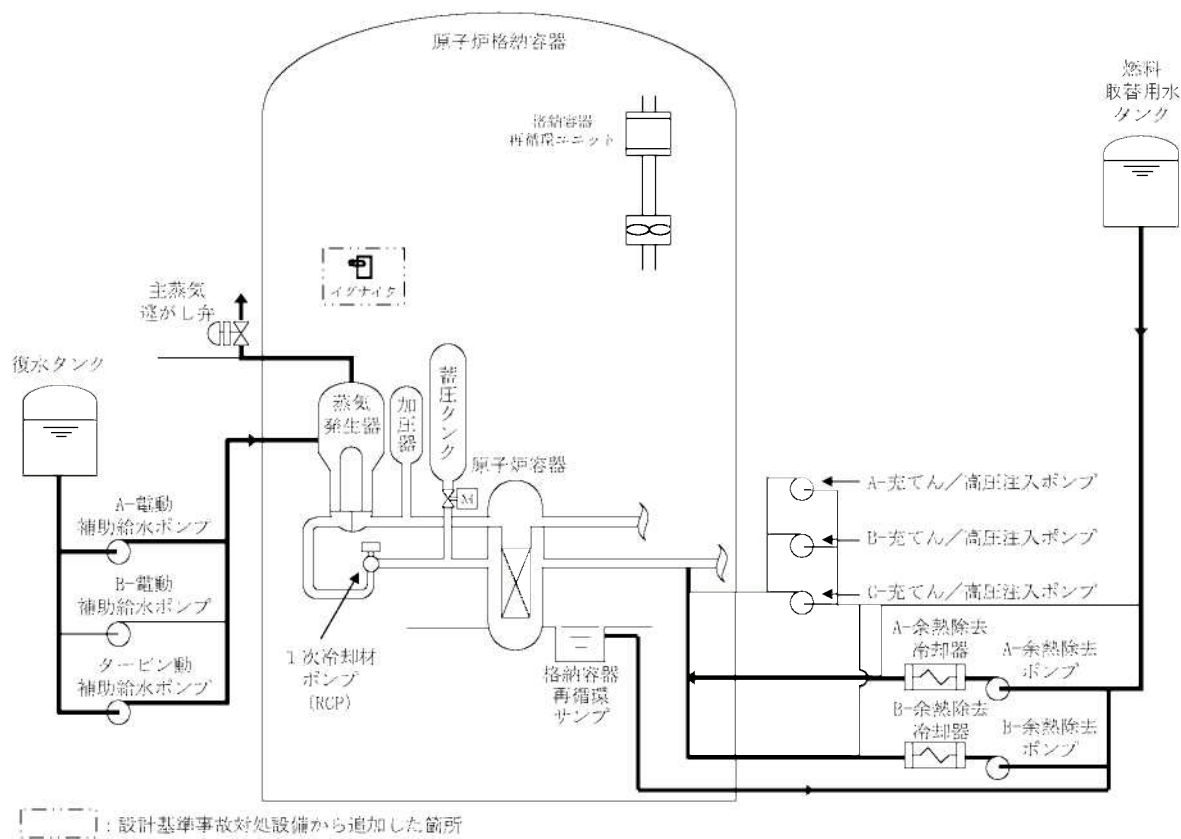
第1.15-24図 原子炉停止機能喪失時(主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗)の作業と所要時間

必要な要員と作業項目				経過時間(分)												経過時間(時間)		備考				
				3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42		3	4		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	1号	2号	手順の内容	▼事象発生 ▼0秒 負荷喪失発生 ▼約115秒 多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)による補助給水ポンプ自動起動 ▼アラート状況判断 約38時間 以降原子炉安定																	
	当直課長 当直副長	1	1	号機ごと 運転操作指揮者																		
	当直主任 運転員	1	1	号機間連絡・運転操作助勢																		
状態判断	運転員	—	—	<ul style="list-style-type: none"> ● 主給水流量喪失確認 ● 原子炉自動トリップ不能確認 ● 多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)作動確認 ● 多様化自動作動設備の作動状態確認 (補助給水ポンプ起動・補助給水流量確立の確認 及び主蒸気ライン隔離確認・タービントリップ信号装置) (中央制御室操作) 	10分													タービン自動停止は解析上考慮せず				
原子炉停止操作	運転員 A	1	1	● 原子炉手動トリップ操作(中央制御室操作)														原子炉停止操作は解析上考慮せず				
	運転員 B	【1】	【1】	● 電動発電機電源所 制御棒落下操作 (中央制御室操作)	1分																	
	運転員 C	1	1	● 現地移動/電動発電機電源所現場開放 ● 現地移動/原子炉トリップ遮断器現場開放 (現場操作)	2分																	
タービン停止操作	運転員 B	1	1	● タービン手動トリップ操作、 発電機トリップ確認 (中央制御室操作)	5分													タービン停止操作は解析上考慮せず				
緊急ほう酸注入操作	運転員 A	【1】	【1】	● 緊急ほう酸注入操作 (中央制御室操作)	10分													継続操作				
ほう酸希釈ライン降圧操作	運転員 A	【1】	【1】	● ほう酸希釈ライン隔離操作 (中央制御室操作)	5分																	
加圧器水位維持操作	運転員 A	【1】	【1】	● 加圧器水位維持操作 (中央制御室操作)	適宜実施													燃料取替用水タンクを取水源とし、充てん注入により加圧器水位を30%に維持する				

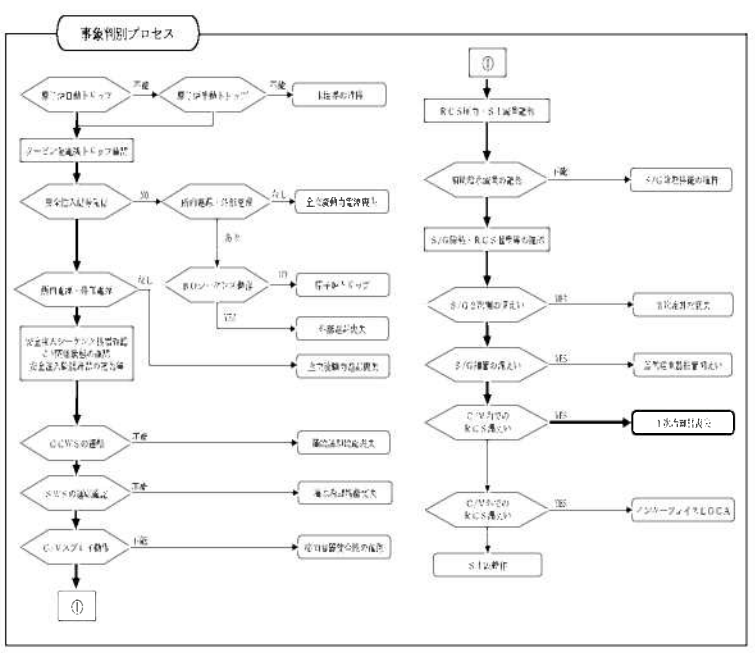
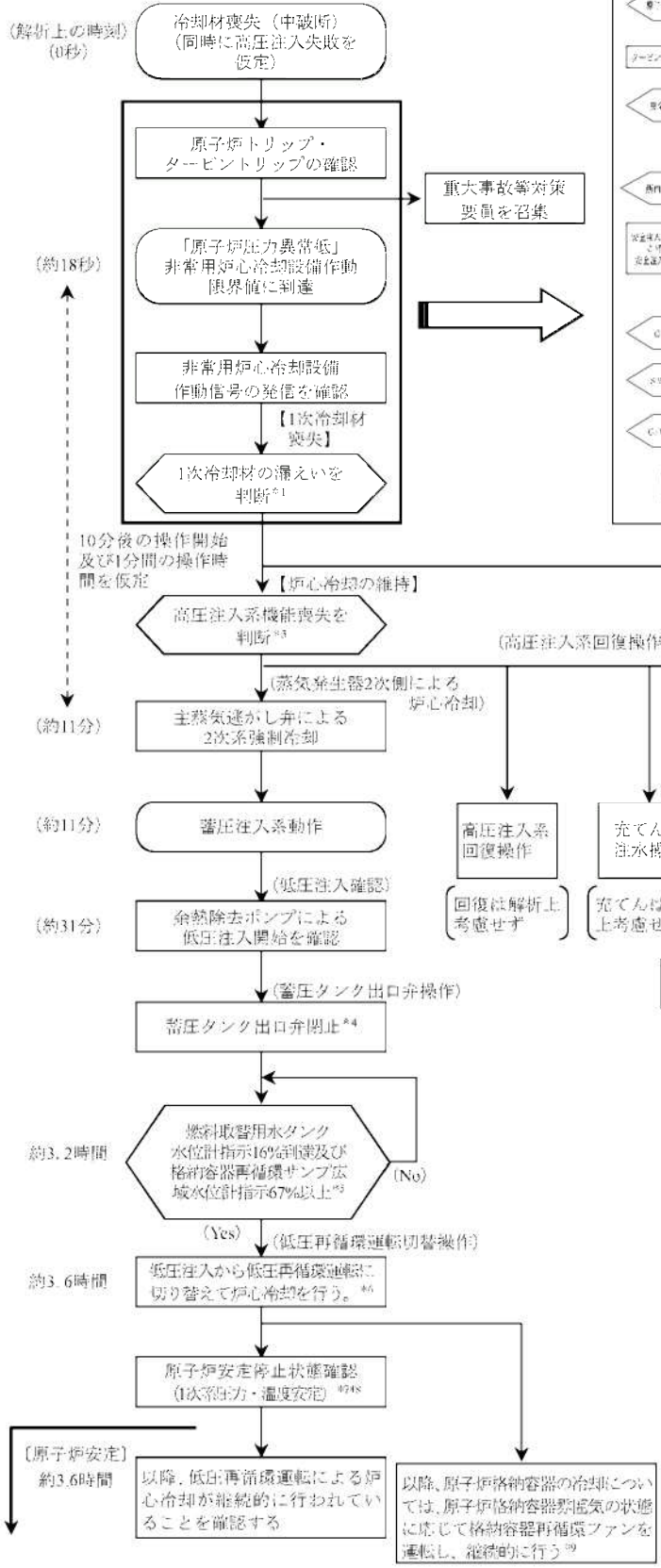
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間または作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

□ 放射線防護着用品なし

第1.15-25図 原子炉停止機能喪失時(負荷の喪失+原子炉トリップ失敗)の作業と所要時間

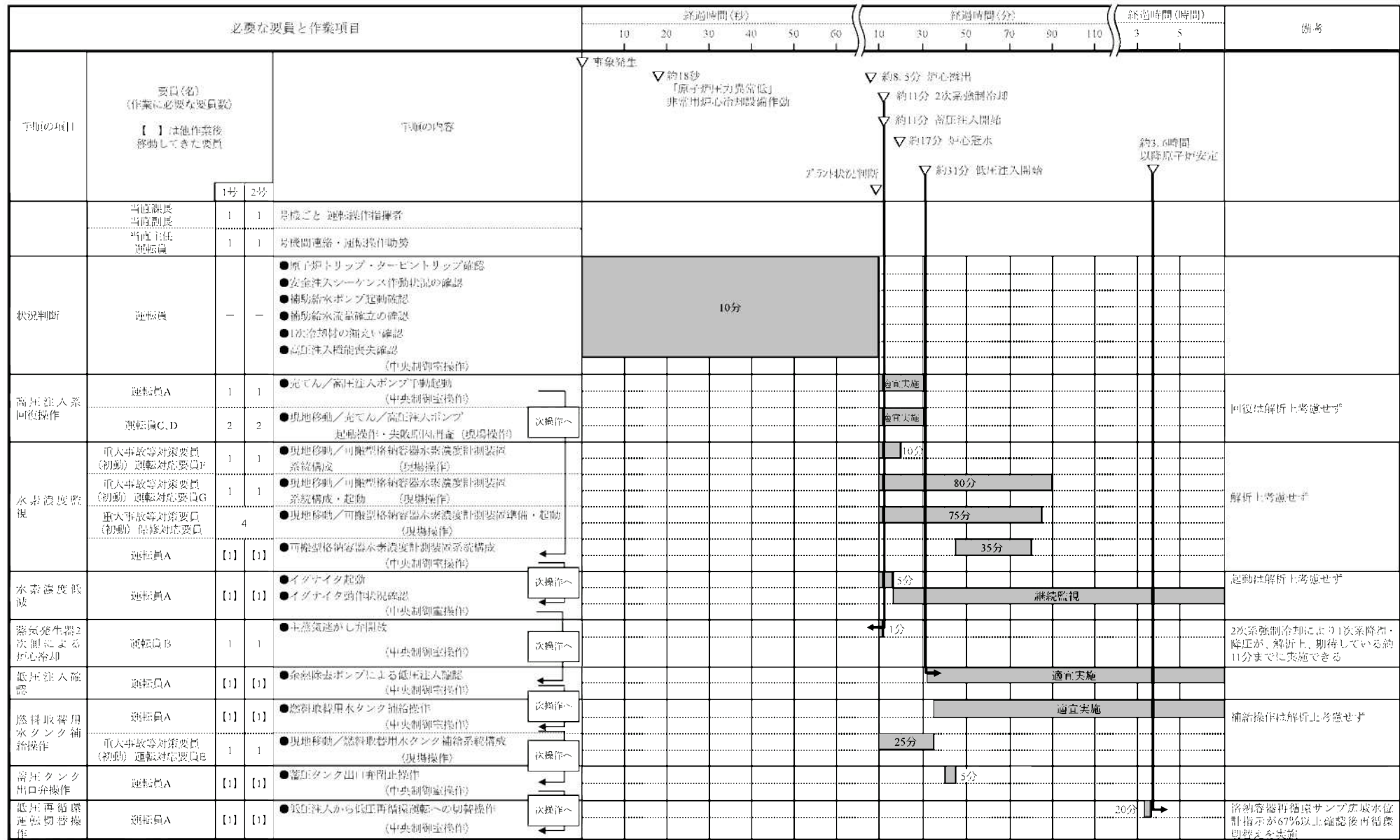


第1.15-26図 ECCS注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



- *1: 漏えいは以下で判断
 - ・加圧器水位、1次系圧力の低下
 - ・原子炉格納容器内圧力・濃度の上昇
 - ・格納容器再循環サンプル水位の上昇
 - ・原子炉格納容器内モニタの上昇
- *2: 燃料取替用水タンクへの補給は以下による。
 - ・1次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
 - ・使用済燃料ピットからの補給
 - ・燃料取替用水補助タンクからの補給
- *3: 判断項目
 - ・充てん/高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又はほう酸注入ライン流量が確認できない。
 - ・すべての高圧注入系が作動しない場合は、2次系強制冷却を行う。
- *4: 1次冷却材圧力計指示0.6MPaにて実施
- *5: 確認項目
 - ・燃料取替用水タンク水位計指示: 16% (再循環切替水位)
 - ・格納容器再循環サンプル広域水位計指示: 67% (再循環可能水位)
- *6: 冷却前に以下を確認
 - ・低温停止ほう酸濃度 (必要により濃縮)
- *7: 状態確認は以下で確認
 - ・1次冷却材高温側温度計 (広域) 指示93℃以下
- *8: 注
 - ・事象発生後約3.6時間後に低圧再循環運転に切り替え、炉心の長期冷却が可能となることから、この時点を実験室で原子炉安定状態とする
- *9: 注
 - ・格納容器スプレイ信号が発信すれば、格納容器スプレイにより原子炉格納容器の健全性は維持される

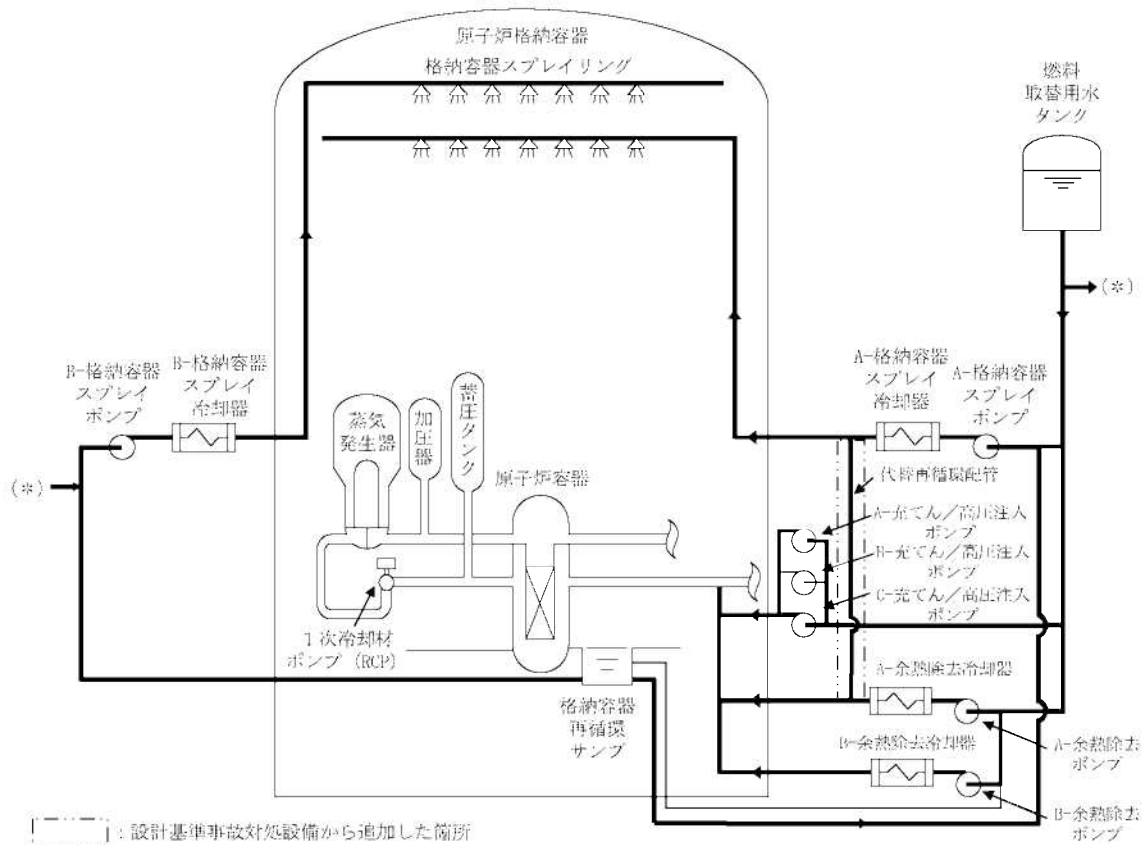
第1.15-27図 事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」の対応手順の概要 (重要事故シーケンス「中破断LOCA+高圧注入失敗」の事象進展)



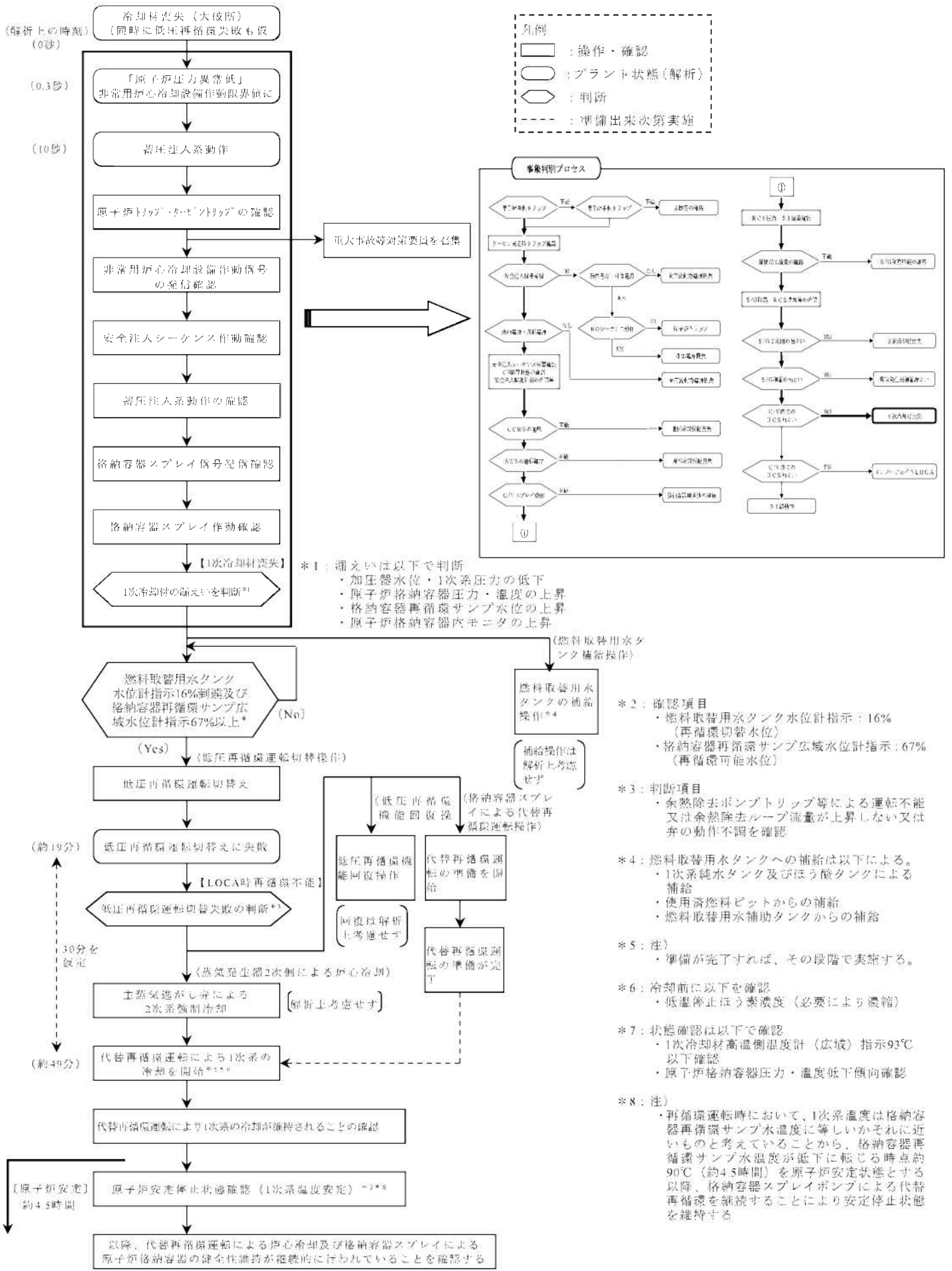
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している。(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全休指席、通称連絡等を行う。

■ 放射線防護員着用なし

第1.15-28図 ECCS注水機能喪失時(中破断LOCA+高圧注入失敗)の作業と所要時間



第1.15-29図 ECCS再循環機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



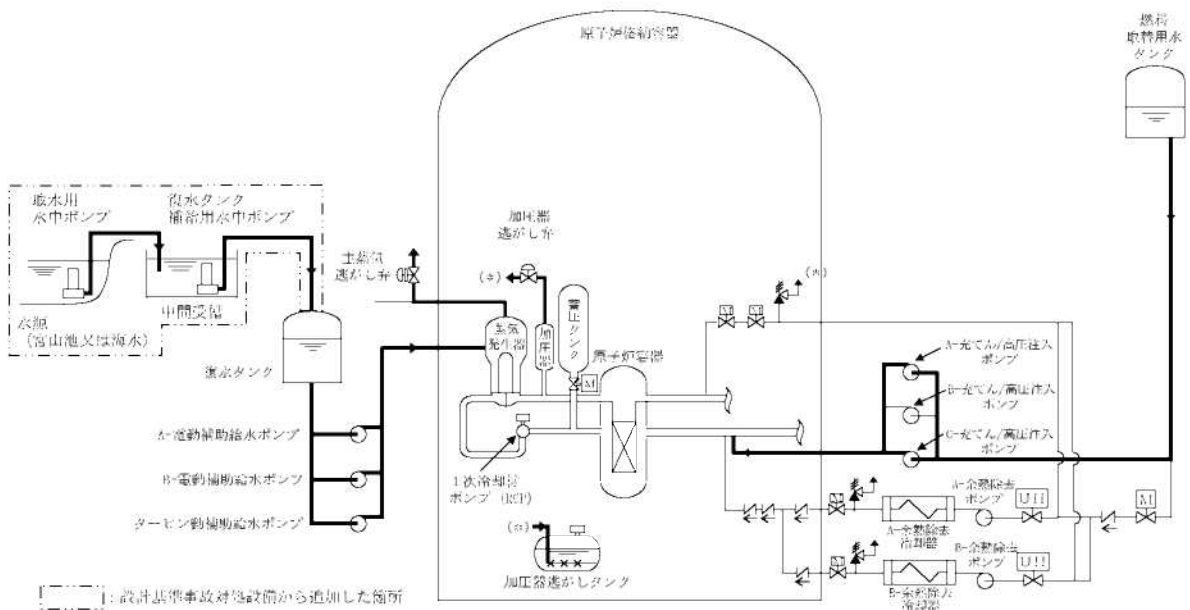
第1.15-30図 事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要
(重要事故シーケンス「大破断LOCA+低圧再循環失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)												経過時間(時間)						備考												
			10	20	30	40	50	60	66	72	78	84	90	96	102	108	114	120	2	6		10	14	18	22	26							
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	1号	2号	手順の内容	東京発生 原子炉トリップ プラント状況判断 約19分 非常用炉心冷却設備再循環失敗 約49分 代替再循環による炉心への注水開始 約4.5時間 以降炉心が安定																												
	当直課長 当直副長 当直主任 運転員	1	1	号機ごと運転操作指揮者 号機副運転、運転操作助勢																													
状況判断	運転員	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●安全注入シーケンス作動状況確認 ●格納容器スプレイ作動状況確認 ●1次冷却系漏えい確認 (中央制御室操作)	10分																												
低圧再循環切替操作	運転員 A	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●低圧再循環切替操作・切替成功失敗判断 (中央制御室操作)	10分 → 適宜実施																												格納容器再循環タンク貯水水位計指示が67%以上及び燃焼状態格納容器用タンク水位指示16%到達にて実施
低圧再循環機能回復操作	運転員 A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●低圧再循環切替操作・失敗原因調査 (中央制御室操作)	適宜実施																												回復は解析上考慮せず
	運転員 D	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●現地移動/低圧再循環切替操作・失敗原因調査 (現場操作)	適宜実施																												
蒸気発生器 2次側による冷却	運転員 B	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●蒸気発生器2次側弁開閉 (中央制御室操作)	1分 → 適宜調整																												解析上考慮せず
燃料取替用水タンク補給操作	運転員 A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●燃料取替用水タンク補給操作 (中央制御室操作)	適宜実施																												補給操作は解析上考慮せず
	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●現地移動/燃料取替用水タンク補給系統構成 (現場操作)	25分																												
格納容器スプレイによる代替再循環操作	運転員 A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器スプレイによる代替再循環操作 (中央制御室操作)	15分 → 継続監視																												代替再循環を解析上、期待している約49分までに実施できる(実際は約34分までに実施できる) 切替之機作動確認実績: 7分 *代替再循環により1次系の冷却状態が維持していることを確認
	運転員 C	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●現地移動/代替再循環ライン電動弁電源投入 (現場操作)	10分																												

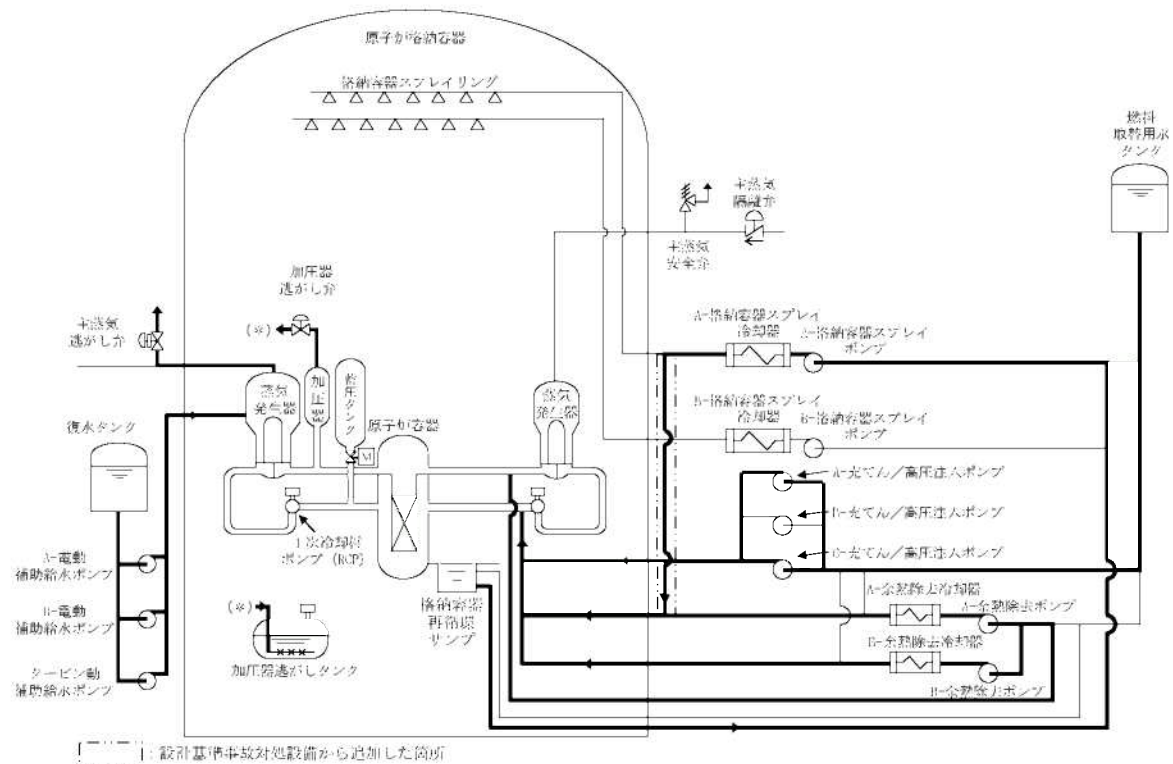
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間または作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については理想時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う。

■ 放射線防護具着用なし

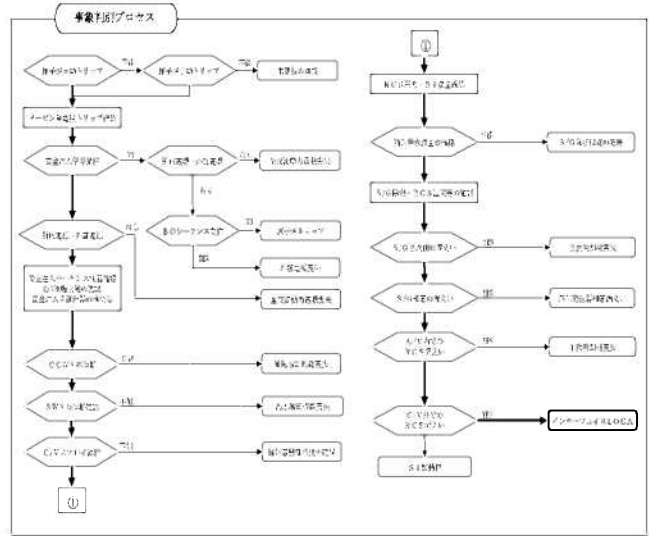
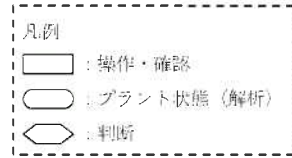
第1.15-31図 ECCS再循環機能喪失時(大破断LOCA+低圧再循環失敗)の作業と所要時間



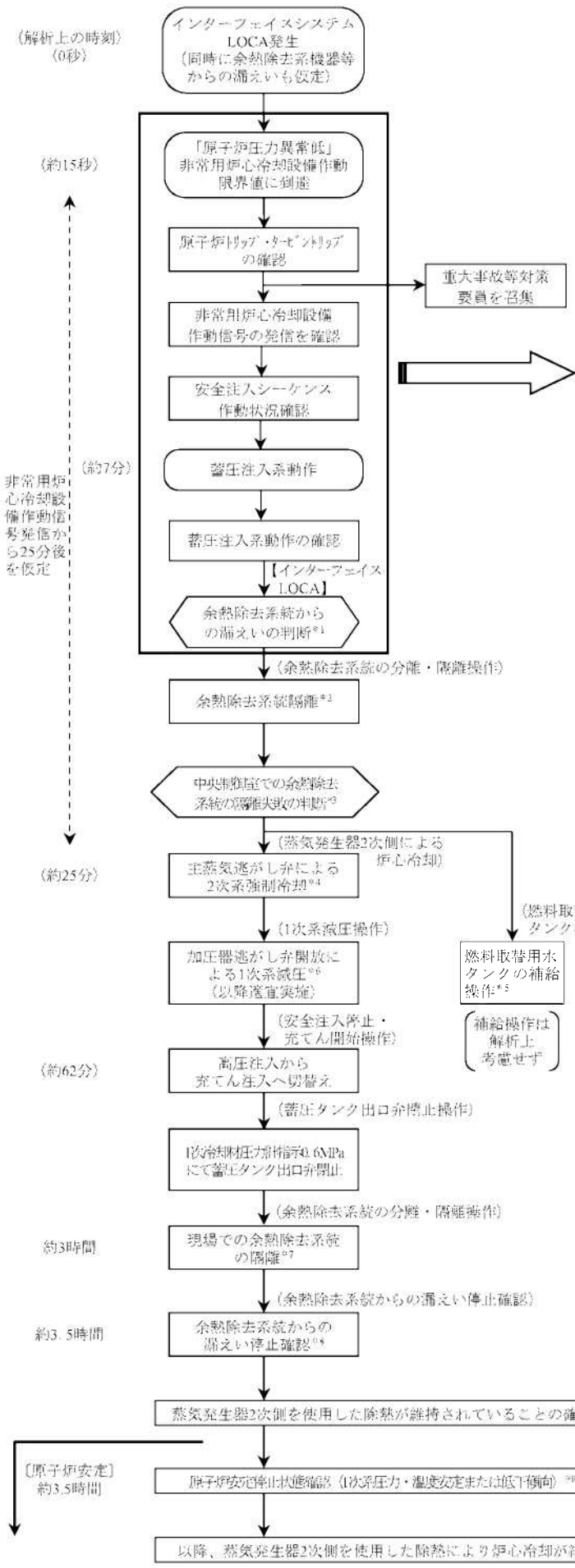
第1.15-32図 格納容器バイパス時の重大事故等対策の概略系統図
（インターフェイスシステムLOCA）



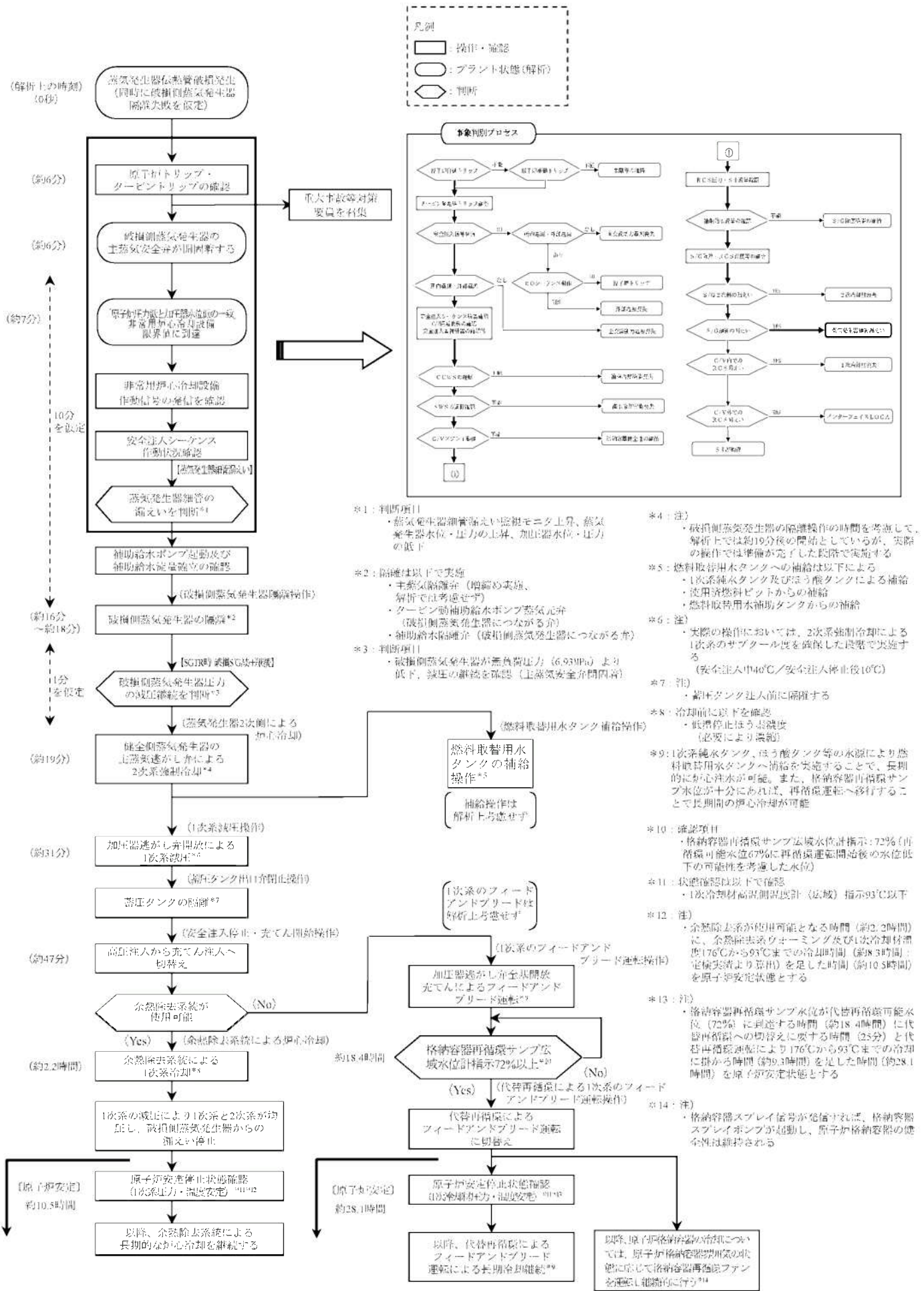
第1.15-33図 格納容器バイパス時の重大事故等対策の概略系統図
（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）



- *1: 漏えいは以下で判断
 - ・1次系圧力の低下
 - ・加圧器水位の低下
 - ・原子炉格納容器内及び補助建屋内の漏えい
 - ・補助建屋排気筒ガスモニタ等の指示上昇
 - ・放射線モニタ上昇
 - ・余熱除去ポンプ出口圧力上昇を確認
 - ・蒸気発生器関連モニタ指示正常
- *2: 余熱除去系統の隔離は以下による
 - ・余熱除去ポンプの停止
 - ・燃料取替用水タンクから余熱除去系統を隔離
 - ・1次冷却材系統から余熱除去系統を隔離
- *3: 隔離失敗は以下で判断
 - ・1次系圧力の低下継続
- *4: 注
 - ・漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約25分後の開始としているが、実際の操作では、準備が完了した段階で実施する
 - ・蒸気発生器への注水は、補助給水ポンプによる
- *5: 燃料取替用水タンクへの補給は以下による
 - ・1次系補水タンク及びほう酸タンクによる補給
 - ・使用済燃料ピットからの補給
 - ・燃料取替用水補助タンクからの補給
- *6: 注
 - ・実際の操作においては、2次系強制冷却による1次系のサブクール度を確保した段階で実施する (安全注入中40℃/安全注入停止後10℃)
- *7: 隔離は以下による
 - ・余熱除去ポンプ入口弁閉止。
 - ・評価上は約3時間で閉止するが、実際には可能な限り早急に閉止する
- *8: 漏えい停止確認は以下による
 - ・余熱除去ポンプ出口圧力、1次系圧力、充てん流量、原子炉水位、燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の挙動から総合的に漏えい停止を確認。
- *9: 冷却前に以下を確認
 - ・低温停止はう濃度 (必要により濃縮)
- *10: 状態確認は以下で確認
 - ・漏えいが停止し、1次系温度・圧力が安定又は低下傾向
 - ・1次冷却材高濃度側温度計 (広域) 指示93℃到達は事象発生後約400時間
- *11: 注
 - ・余熱除去系の隔離に成功し、漏えい停止を確認、かつ1次系圧力・温度の安定又は低下傾向を確認した時点 (約3.5時間) を原子炉安定状態とする



第1.15-34図 事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」の対応手順の概要 (重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展)



第1.15-35図 事故シーケンスグループ「格納容器バイパス
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)」の対応手順の概要
(重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目				経過時間(分)							経過時間(時)					備考				
				10	20	30	40	50	60	70	3	4	5	6	7					
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	1号	2号	手順の内容	▼市原発生 ▼原子炉トリップ安全注水作動 ▼プラント状況判断 ▼25分 2次系強制冷却 ▼約3.5時間 余熱除去系統隔離完了 ▼約3.5時間 以降原子炉安定															
状況判断	運転員	-	-	●原子炉トリップ・タービントリップの確認 ●安全注水シーケンス作動状況の確認 ●余熱除去系統漏えい確認 (中央制御室操作)	10分															
余熱除去系統の分離・隔離操作	運転員A	1	1	●余熱除去系統を燃料取扱用水タンクより隔離操作 ●余熱除去系統を1次系より隔離操作 ●余熱除去系統からの漏えい停止確認 (中央制御室操作)	5分	5分	適宜実施	適宜実施												
蒸気発生器2次側による炉心冷却	運転員B	1	1	●主蒸気速がし弁開放 (中央制御室操作)	1分		適宜調整													2次系強制冷却による1次系冷却・減圧が、稼働上、期待している25分までに実施できる
1次系減圧操作	運転員A	【1】	【1】	●加圧器速がし弁開放 (中央制御室操作)			適宜実施													1次系のサブクール度を確保した段階で実施する (安全注水1140℃/安全注水停止後10℃)
燃料取扱用水タンク補給操作	運転員A	【1】	【1】	●燃料取扱用水タンク補給操作 (中央制御室操作)			適宜実施													補給操作は最新上考慮せず
	重大事故対策要員(初動) 運転対応要員E	1	1	●現地移動/燃料取扱用水タンク補給系統構成 (現場操作)		25分														
安全注水停止・充てん開始操作	運転員A	【1】	【1】	●安全注水停止操作 ●充てん水注入開始操作 (中央制御室操作)																
蓄圧タンク出口弁閉止操作	運転員A	【1】	【1】	●蓄圧タンク出口弁閉止操作 (中央制御室操作)																
余熱除去系統の分離・隔離操作	運転員C、D + 重大事故対策要員(初動) 運転対応要員F	3	3	●現地移動/破断系列の余熱除去系統隔離操作 (現場操作)			適宜実施													

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している
 (一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全権指揮、通報連絡等を行う

☑ 汚染防護服(ダイベック・ギム手袋等)、全面マスク、ボケット綿量計等着用
 ☑ 放射線防護具着用なし

第1.15-36図 格納容器バイパス時(インターフェイスシステムLOCA)の作業と所要時間

必要な要員と作業項目		経過時間(分)							経過時間(時)						備考					
		10	20	30	40	50	60	70	2	3	4	5	6							
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	1号	2号	手順の内容	事象発生 蒸気発生器伝熱管破損発生 ▼約6分 破損側蒸気発生器主蒸気安全弁閉鎖 ▲約16分 破損側蒸気発生器隔離操作開始 ▼約18分 破損側蒸気発生器隔離操作完了 ▲約19分 健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開放 アウト状況判断															
状況判断	運転員	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●安全注入シーケンス作動状況確認 ●補助給水ポンプ起動確認 ●補助給水流量確立の確認 ●蒸気発生器細管漏えい確認 (中央制御室操作)	10分															
破損側蒸気発生器隔離操作	運転員B	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●破損側蒸気発生器隔離操作 (タービン動補給水ポンプ駆動蒸気元弁、主蒸気隔離弁等) (中央制御室操作)	2分														破損側蒸気発生器の隔離操作は、原子炉トリップ10分後に開始できる	
	重大事故等対策要員 (初動対応要員)	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●現地移動/破損側蒸気発生器隔離弁閉鎖操作 (解析では考慮せず) (現場操作)	10分														解析上、増締め操作は想定せず	
蒸気発生器2次側による炉心冷却	運転員B	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開放 (中央制御室操作)	1分														健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開放後、破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始できる	
1次系減圧操作	運転員A	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●加圧器逃がし弁開放 (中央制御室操作)	適宜実施														1次系のサブクール度を確保した段階で実施する(安全注入中40℃/安全注入停止後10℃)	
留圧タンク出口弁閉止操作	運転員A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●留圧タンク出口弁閉止操作 (中央制御室操作)	5分															
燃料取扱用タンク補給操作	運転員A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●燃料取扱用タンク補給操作 (中央制御室操作)	適宜実施														補給操作は解析上考慮せず	
	運転員D	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●現地移動/燃料取扱用タンク補給系統構成 (現場操作)	25分															
安全注入停止・充てん開始操作	運転員A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●安全注入停止操作 ●充てん水注入開始操作 (中央制御室操作)	5分														5分	
<余熱除去系が使用可能な場合> 余熱除去系統による炉心冷却	運転員C	1	1	<ul style="list-style-type: none"> ●現地移動/余熱除去系統電動弁確認操作 (現場操作)	15分														1次系の減圧により1次系と2次系が均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止したことを確認	
	運転員A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●余熱除去系統使用開始操作 (中央制御室操作)	継続操作															
<余熱除去系が使用不能な場合> 1次系のフイードアンドブリード運転操作	運転員A	【1】	【1】	<ul style="list-style-type: none"> ●加圧器逃がし弁開放 (中央制御室操作)	継続操作														解析上考慮せず	

各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策必要要員は4名であり、全係指揮、通報連絡等を行う

■ 全面マスク、ポケット線量計着用
 ■ 放射線防護具着用なし

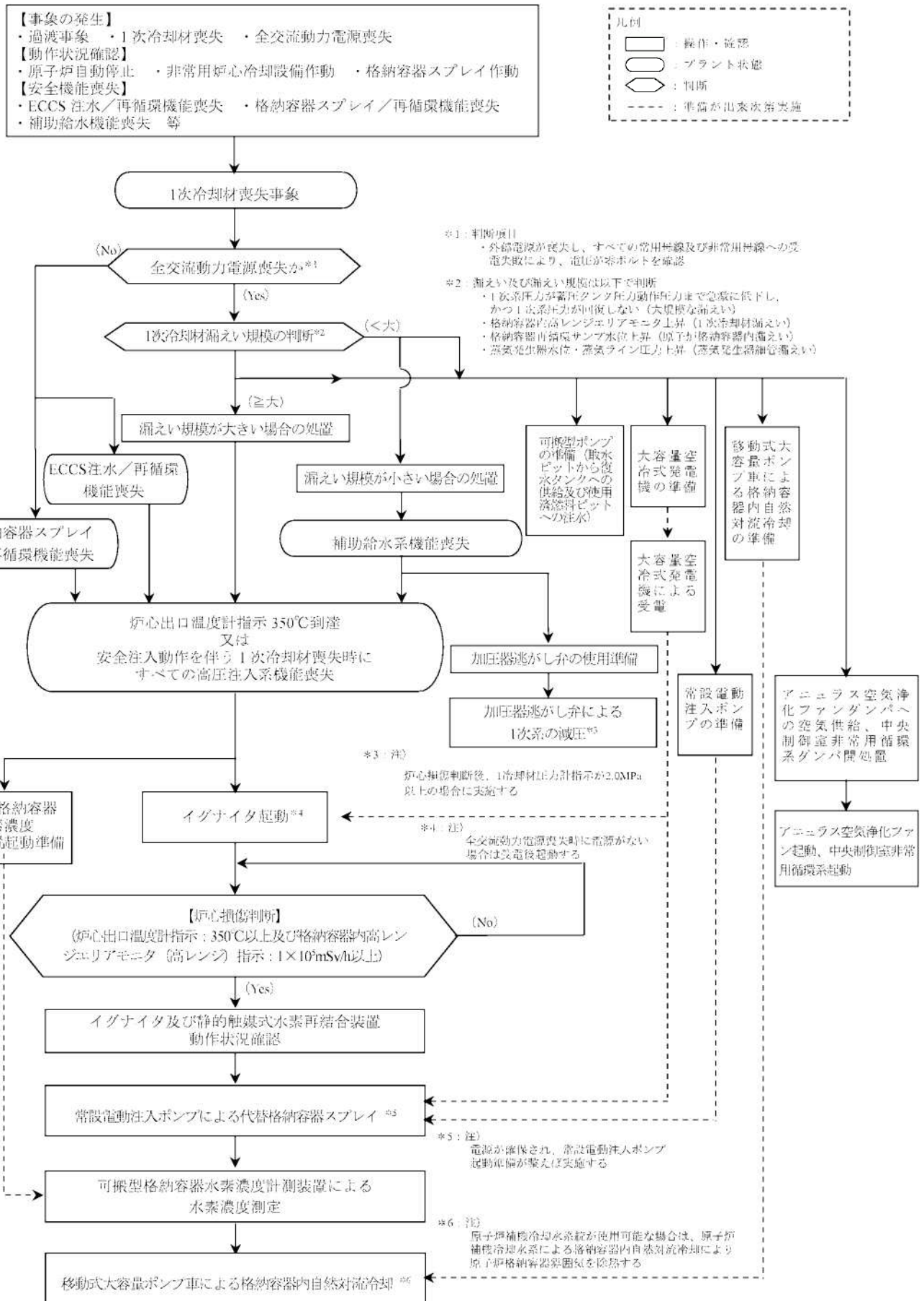
第1.15-37図 格納容器バイパス時(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)の作業と所要時間(1/2)

必要な要員と作業項目			経過時間(時間)																		備考	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員																					
		1号	2号	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30						
燃料取替用水タンク補給操作	運転員A	【1】	【1】	●燃料取替用水タンク補給操作 (中央制御室操作)																		解析上考慮せず
<余熱除去系が使用可能な場合> 余熱除去系統による炉心冷却	運転員A	【1】	【1】	●余熱除去系統による冷却継続監視 (中央制御室操作)																		
<余熱除去系が使用不能な場合> 代替再循環による1次系のフィードアンドブリード運転	運転員A	【1】	【1】	●減圧器逃がし弁開放 (中央制御室操作)																		解析上考慮せず
<余熱除去系が使用不能な場合> 代替再循環による1次系のフィードアンドブリード運転	運転員C	【1】	【1】	●現地移動/代替再循環ライン電動弁電源投入 (現地操作)																		格納容器再循環サンプ以放水 水位計指示が72%以上となれば 実施
	運転員A	【1】	【1】	●代替再循環切替操作 (中央制御室操作)																		解析上考慮せず

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については仮定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

■ 全面マスク、ポケット線量計着用
 ■ 放射線防護具着用なし

第1.15-37図 格納容器バイパス時(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)の作業と所要時間(2/2)



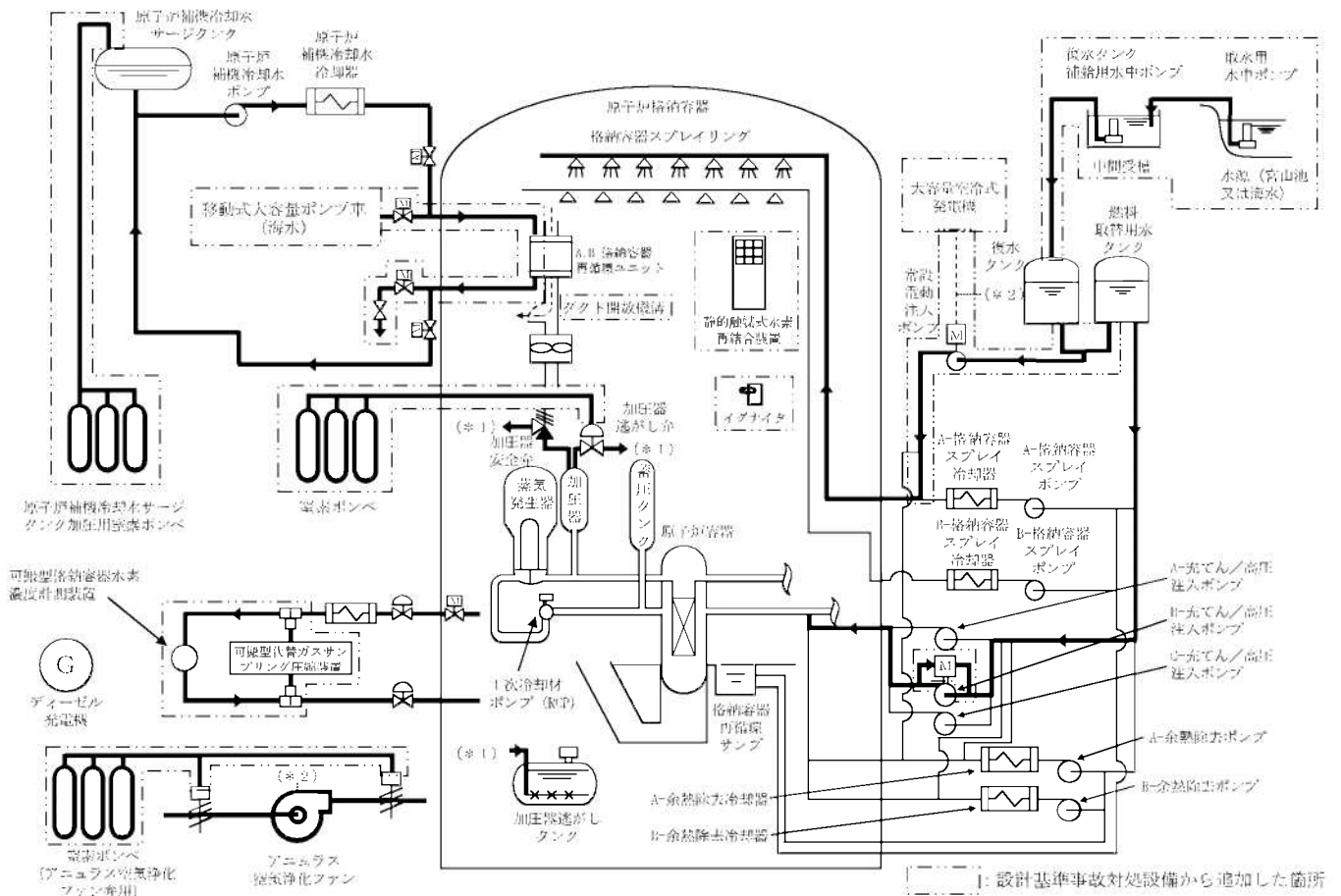
第1.15-39図 格納容器破損モードの対応手順の概要
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損))

必要な要員と作業項目			経過時間(時間)																								備考
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【1】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容																									
			1号	2号	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	
大容量空冷式発電機対応	6	●大容量空冷式発電機用燃料タンクへの給油	<p>約10時間 復水タンクへの供給</p> <p>約12.3時間 燃料取替用水クランク補給操作完了</p> <p>約12.8時間 燃料取替用水クランク水供給</p> <p>約48時間 以降原子炉格納容器安定</p> <p>約115分 (ホースの取巻・設置)</p> <p>給油</p> <p>約8時間ごとに給油</p> <p>格納容器内自然対流冷却開始</p>																								事象発生後2時間14分でアクセスルートが復旧される
		●水中ポンプ、中間受槽、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の運搬	<p>1時間</p>																								
復水タンクへの供給	[10] +10	●水中ポンプ、中間受槽、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の運搬	<p>1時間</p>																								
	[5] [5]	●取水用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の設置	<p>30分 (水中ポンプ用発電機設置)</p> <p>4時間 (ポンプ、ホース等設置)</p>																								
	[1] [1]	●給水、取水用水中ポンプ運転監視、水中ポンプ用送電機への給油	<p>20分 (中間受槽へ水送り)</p> <p>起動、監視、給油</p> <p>約6.6時間ごとに給油</p>																								復水タンクへの供給は、復水タンクの水が枯渇する時間(約10時間)までに対応が可能である
	[5] [5]	●復水タンク補給用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、中間受槽、可搬型ホース等の設置	<p>1時間 (中間受槽設置)</p> <p>30分 (水中ポンプ用発電機設置)</p> <p>3時間 (ポンプ、ホース等設置)</p>																								
	[2] [2]	●給水、復水タンク補給用水中ポンプ・使用済燃料ピット補給用水中ポンプ監視、復水タンク水位監視、水中ポンプ用発電機への給油	<p>⇒復水タンクへの供給可能(10時間00分)</p> <p>起動、監視、給油</p> <p>約6.6時間ごとに給油</p>																								
使用済燃料ピットへの給水確認	[7] [7]	●使用済燃料ピット補給用水中ポンプ可搬型ホース等の設置・運転監視																									2、4日以内に実施
移動式大容量ポンプ車準備	[6]	●移動式大容量ポンプ車中の設置(水中ポンプの設置含む)	<p>2時間</p>																								
	[4] [4]	●移動式大容量ポンプ車可搬型ホース等の運搬、設置	<p>1時間</p>																								
	[7] [7]	●海水ストレーナ取替及び可搬型ホース接続	<p>8時間</p>																								移動式大容量ポンプ車による格納容器自然対流冷却は、解析で安定している時間(約24時間)までに対応可能である
	[2] [2]	●海水系統へ原子炉補機冷却水系統ディスタンスピース接続	<p>1時間</p>																								*1 格納容器内自然対流冷却開始後、原子炉格納容器の冷却状態を継続して監視する
	[2] [2]	●可搬型温度計設置(格納容器用節電ユニット入口温度/出口温度(SA)用)取付け	<p>1時間</p>																								
	[4]	●給水、移動式大容量ポンプ監視、給油	<p>⇒格納容器再循環ユニットへの通水可能(23時間50分)</p> <p>起動、監視、給油</p> <p>約3.1時間ごとに給油</p>																								
	重大事故等対策要員(初動)運転対応要員	[3] [3]	●A、B格納容器再循環ユニット及び必要補機への海水通水系統構築*	<p>50分</p> <p>80分</p> <p>30分</p> <p>10分</p>																							
燃料取替用水クランク補給操作	運転員	●燃料取替用水クランク補給操作	<p>25分</p>																								
水素濃度監視	[1] [1]	●移動式大容量ポンプ車によるガスサンプリング冷却器への海水通水	<p>35分</p>																								移動式大容量ポンプ車による海水通水が可能となれば、ガスサンプリング冷却器の海水通水準備を開始する
	重大事故等対策要員(初動) 保守対応要員	[4]	●ガスサンプリング冷却器用海水戻り線外挿出ラインの接続、可搬型ガスサンプリング冷却器冷却ポンプ停止	<p>70分</p>																							

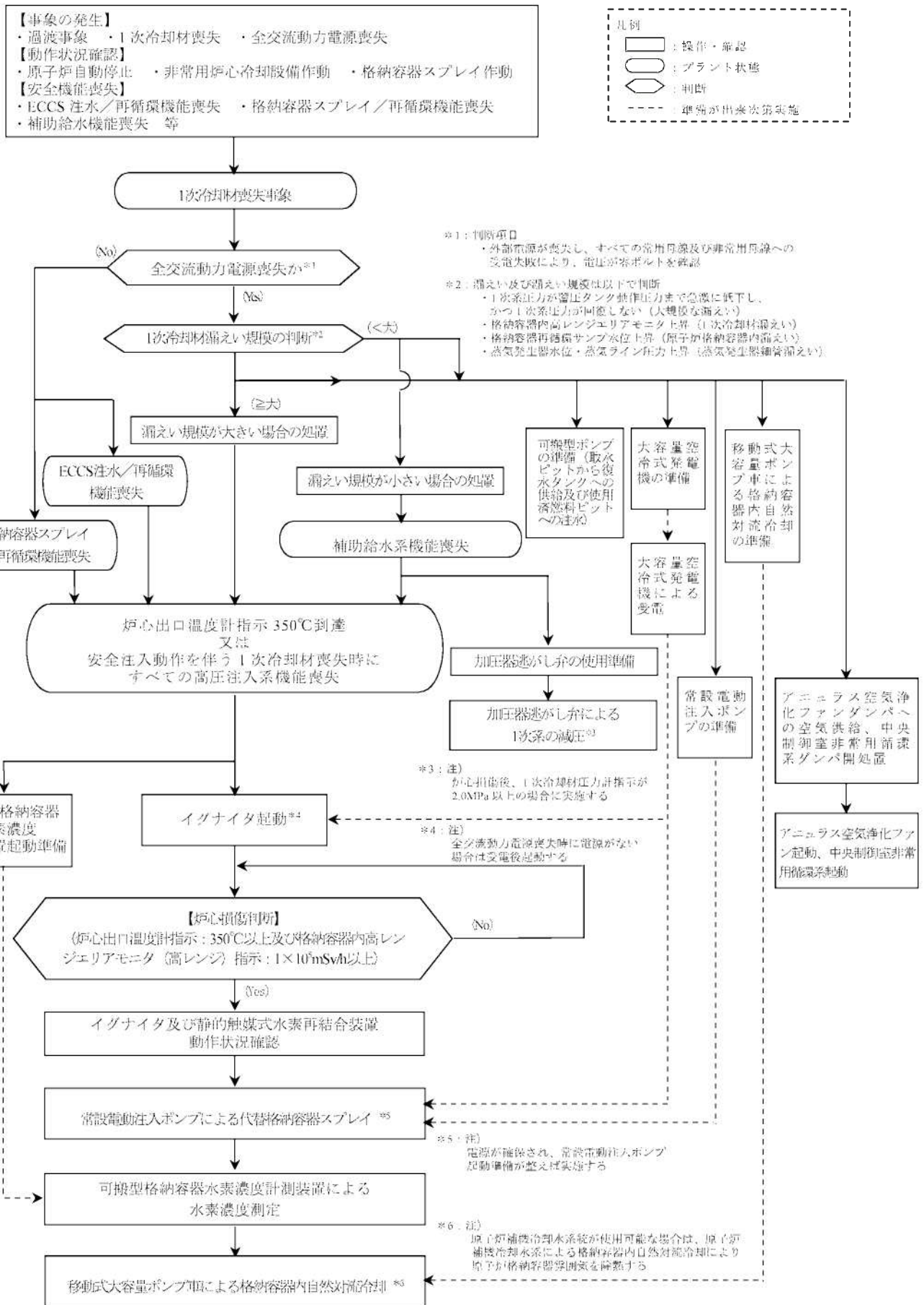
・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載
 ・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続(1)を2分所(海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側)設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布置距離は長くなるもののホース展開回収車により容易に施設可能であり、またラプチャーディスクのブランチ取替が、海水ストレーナ取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間には含まれることから、海水ストレーナ側の接続を記載
 ・上記対応の他、代替緊急時対策用の電源確保対応者 2名(重大事故等対策要員(初動後) 保守対応要員のうち2名が対応)

☑ 汚染防護服(タイベック・ゴム手袋等)、全面マスク、ポケット線量計着用

第1.15-40図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)
 (大破断LOCA+ECCS注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗)時の作業と所要時間(2/2)



第1.15-41図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)モードでの重大事故等対策の概略系統図



第1.15-42図 格納容器破損モードの対応手順の概要
 (雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損))

1.15-1071

必要な要員と作業項目			経過時間(分)										経過時間(時間)					備考															
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員名) 【1】他部署等 移動してきた要員	1号	2号	20	40	60	80	100	120	140	3	4	5	6	7																		
				事故発生 厚手グローブ プラント状況確認 全交流動力電源喪失判断												約3.0時間 加圧器速がし弁による1次送油調整 約3.5時間 常設電動注入ポンプによる格納容器スプレイ開始 約3時間 中央制御室非常用道路商業による格納容器減圧調整開始																	
状況判断	当直班長 当直副長 当直主任 運転員	1	1	1号機ごと 運転操作指示 号機調整等・運転操作助勢																													
電源設備作業	運転員B	1	1	●原予トリップ・タービントリップ確認 ●タービン補助給水ポンプ運転・補助給水流量確認 ●全交流動力電源喪失確認 (中央制御室経由) ●現地移動/屋内電線母線高電圧(表計器操作) (現場操作) ●現地移動/不変直流電源負荷解除** (現場操作) ●現地移動/大容量空冷式発電機起動確認 (現場確認)												10分	10分	10分										大容量空冷式発電機からの給電を常設電動注入ポンプによる格納容器への送水開始(3.5時間)までに開始できる *1 大容量空冷式発電機から送電していない場合は速やかに実施する					
加圧器速がし弁開放	運転員C,D 重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	3	3	●現地移動/加圧器速がし弁開放準備 (現場操作)																			大容量空冷式発電機から送電後、補助給水ポンプ起動不能にて1号機待機し2号機への作業へ移動する										
補助給水ポンプ回復操作	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員B	1	1	●現地移動/電動補助給水ポンプ起動操作・失敗原因調査 (現場操作)												実施後移動								回復は解析上考慮せず									
常設電動注入ポンプ起動準備	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員D,G	2	2	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成(格納容器スプレイ) (現場操作)												実施後移動								常設電動注入ポンプの送水準備を解析上、スプレイを期待している約3.5時間までに開始できる									
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	運転員B	[1]	[1]	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成・起動操作 (現場操作)												実施後移動								3分	運転員による元電置換の調整操作後、事故発生約3時間までに実施する								
高電圧送電操作	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員C,D	[2]	[2]	●現地移動/高電圧送電機出力アップ タンク開放 (現場操作)												実施後移動									40分								
加圧器速がし弁開放準備	運転員B 重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員D,G	[3]	[3]	●現地移動/加圧器速がし弁開放準備 (現場操作)												実施後移動									30分								
減圧・減速操作	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員C,D 重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	[2]	[2]	●現地移動/アモニウス空気浄化ファン ダンper空気供給操作 (現場操作)												実施後移動									30分								
水素濃度監視	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員B 重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	[1]	[1]	●現地移動/可搬型格納容器水素濃度計調整 系統構成 (現場操作)												実施後移動									40分								
	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員G	[1]	[1]	●現地移動/可搬型格納容器水素濃度計調整 系統構成・起動 (現場操作)												実施後移動									35分	可搬型格納容器水素濃度計調整運転開始後は、圧力出口温度350℃到達にて開始する							
	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	[4]	[4]	●現地移動/可搬型格納容器水素濃度計調整 準備・起動 (現場操作)												実施後移動									30分								
B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)による代替格納容器スプレイ	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員C,D 重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	[2]	[2]	●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)系統構成 (現場操作)												実施後移動									70分	起動は解析上考慮せず							
	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	3	3	●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)準備 (現場操作)												実施後移動									60分								
アモニウス水素濃度検定	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	[2]	[2]	●現地移動/アモニウス水素濃度検定用可搬型 検量器計取付け (現場操作)												実施後移動									60分								
中央制御室操作	運転員A	1	1	●大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作 ●常設電動注入ポンプ系統構成 ●インナイタ起動** ●静的簡易式水素再結合装置及びインナイタ動作状況確認 ●1次制御ポンプシール水戻り調整等停止 ●アモニウス空気浄化ファン起動 ●可搬型格納容器水素濃度計調整系統構成 ●加圧器速がし弁開放 ●中央制御室非常用道路商業起動 ●B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)系統構成・運転** (中央制御室操作)												実施後移動																15分	加圧器速がし弁開放による1次送油圧が約3.1時間までに実施できる *2 起動は解析上考慮せず
可搬型計測器計取付	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	[1]	[1]	●可搬型計測器計取付 (現場操作)												実施後移動										35分							

* 各操作・作業の必要時間については、実際の現場移動時間(作業時間を確認した上で算出している)・(部、装備品の装置については想定時間により算出)
 ** 緊急時対応本部員は1名であり、全作業員、運転員等を行う

☒ 汚染防護服(タイベック・ゴム手袋等)、全面マスク、ポケット濃度計着用
 ☒ 全面マスク、ポケット濃度計着用
 ☑ 放射線防護器具着用なし

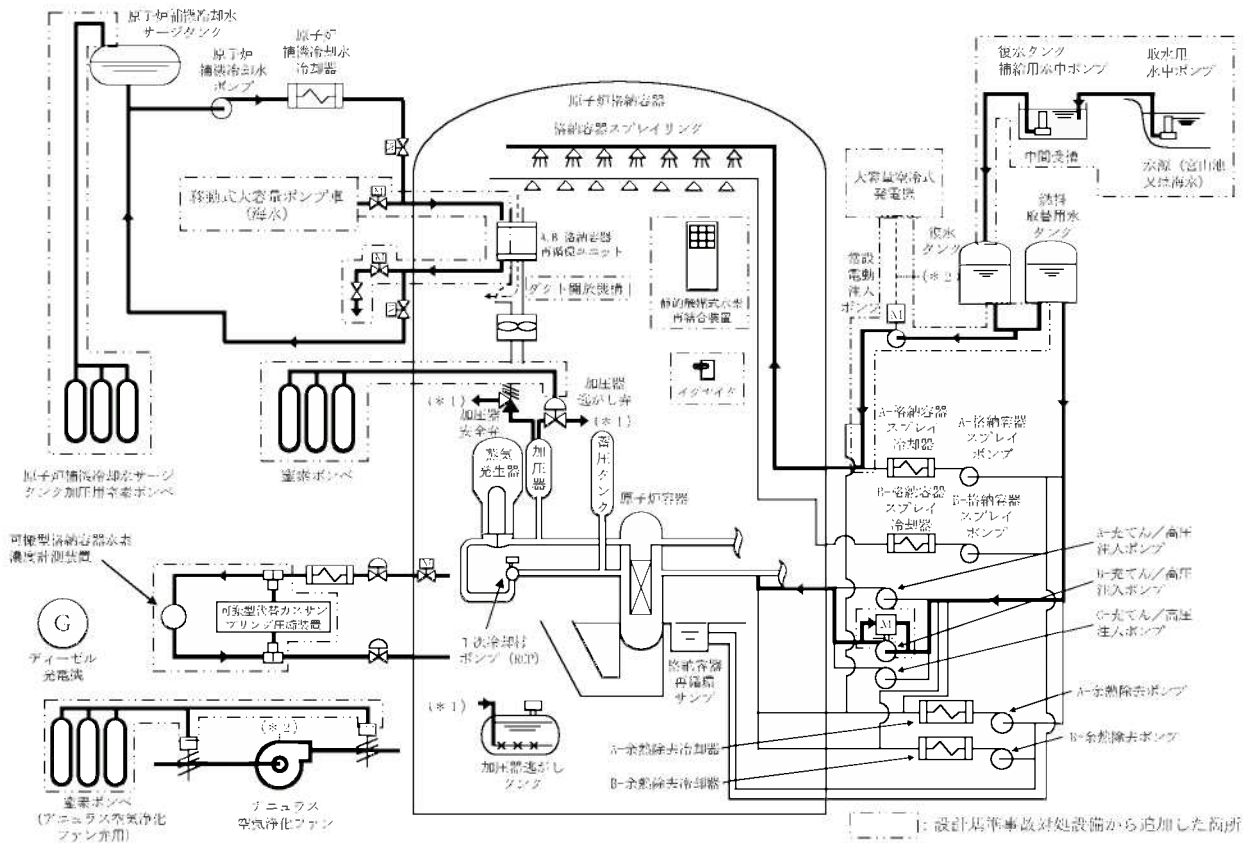
第1.15-43図 雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)(全交流動力電源喪失+補助給水失敗)時の作業と所要時間(1/2)

1.15-1072

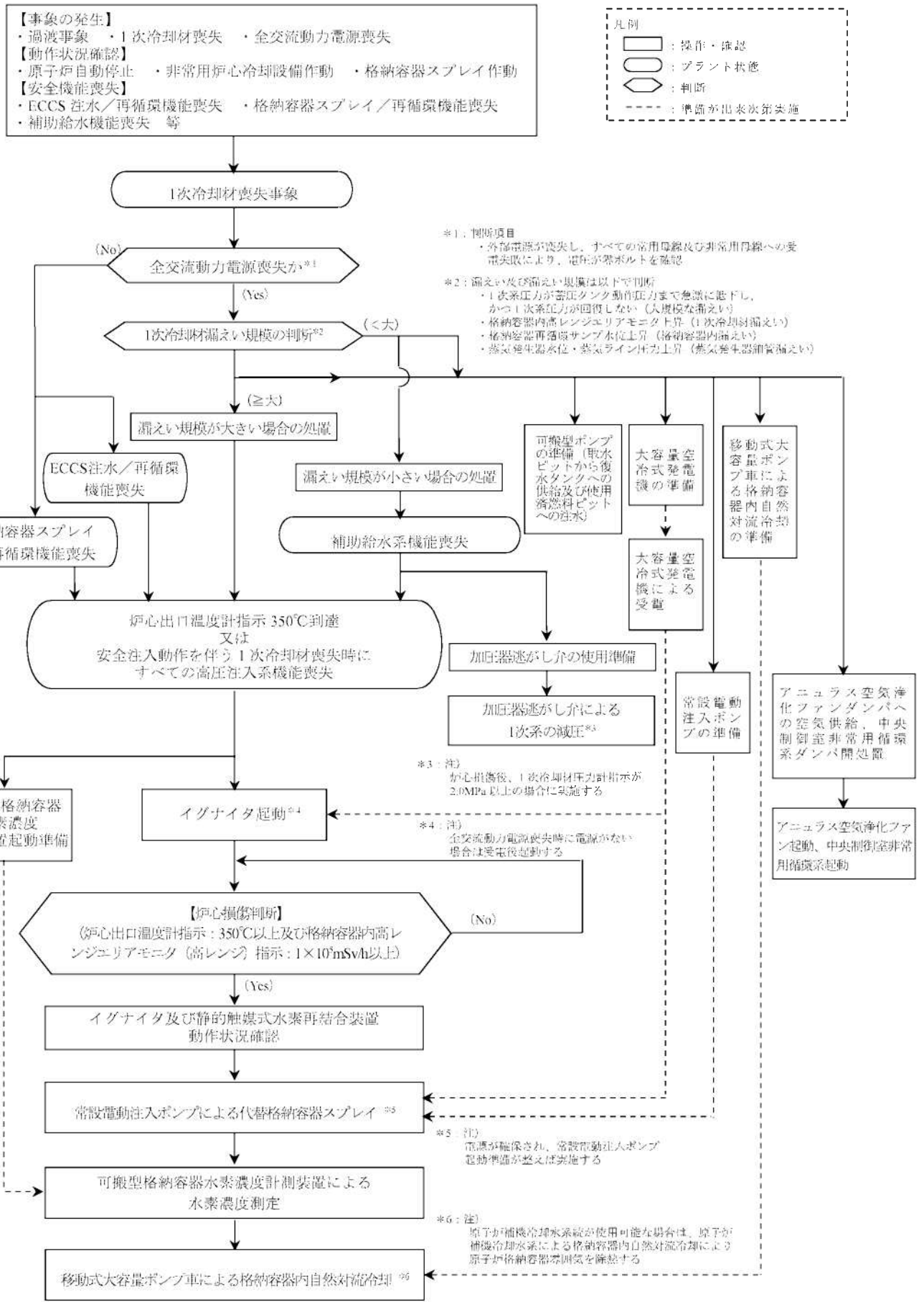
必要な要員と作業項目			経過時間(時間)																								備 考		
下順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48		50	
大容量空冷式発電機対応	6	●大容量空冷式発電機用燃料タンクへの給油																											
復水タンクへの供給	【10】+10	●水中ポンプ、中間受槽、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の運搬																											
	【5】	【5】	●取水用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の設置																										
	【1】	【1】	●給水、取水用水中ポンプ運転監視、水中ポンプ用発電機への給油																										
	【5】	【5】	●復水タンク補給用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、中間受槽、可搬型ホース等の設置																										
	【2】	【2】	●給水、復水タンク補給用水中ポンプ・使用済燃料ビット補給用水中ポンプ監視、復水タンク水位監視、水中ポンプ用発電機への給油																										
	使用済燃料ビットへの排水確保	【7】	【7】	●使用済燃料ビット補給用水中ポンプ、可搬型ホース等の設置																									
移動式大容量ポンプ準備	【6】	●移動式大容量ポンプ車の設置(水中ポンプの設置含む)																											
	【4】	【4】	●移動式大容量ポンプ車可搬型ホース等の運搬、設置																										
	【7】	【7】	●海水ストレーナ器取付及び可搬型ホース接続																										
	【2】	【2】	●海水系統へ原子炉油機冷却水系統ディスタンスピース接続																										
	【2】	【2】	●可搬型温度計測器(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度(SA)用)取付け																										
	【4】	●給水、移動式大容量ポンプ監視、給油																											
燃料取替用タンク補給操作	運転員	●A、B格納容器再循環ユニット及び必要補機への海水通水系統構築*																											
水素濃度監視	【3】	【3】	●燃料取替用タンク補給操作																										
	【1】	【1】	●移動式大容量ポンプ車によるガスサンプリング冷却器への海水通水																										
	重大事故等対策要員(初期)	【4】	●ガスサンプリング冷却器用海水風外排出ラインの接続、可搬型ガスサンプリング冷却器ポンプ停止																										

●給油開始は発電機等定格負荷運転時の目安時間を記載
 ●炉心損傷が起きた場合は、作業員は一時退避する
 ●移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を2ヶ所(海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側)設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布敷距離は長くなるもののホース展開回収車により容易に布敷可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包摂されることから、海水ストレーナ側の接続を記載
 ●上記対応の他、代替緊急時対策所の電源確保対応者：2名(重大事故等対策要員(初期後)係対応要員のうち2名が対応)
 □ 初期防護服(タイベック・ゴム手袋等)、全面マスク、ボケット線量計着用

第 1.15-43 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)(全交流動力電源喪失+補助給水失敗)時の作業と所要時間(2/2)



第1.15-44図 水素燃焼モードでの重大事故等対策の概略系統図

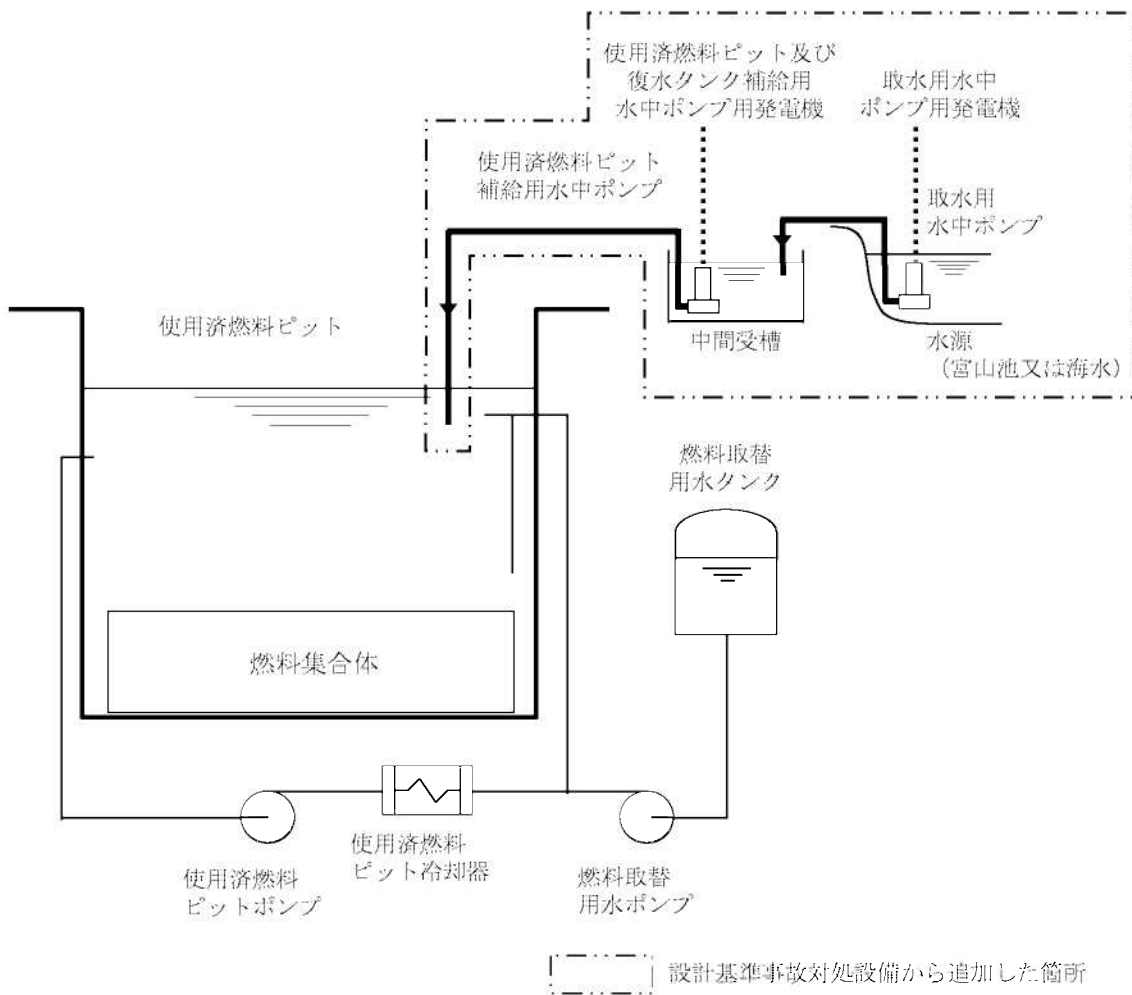


第1.15-45図 格納容器破損モードの対応手順の概要 (水素燃焼)

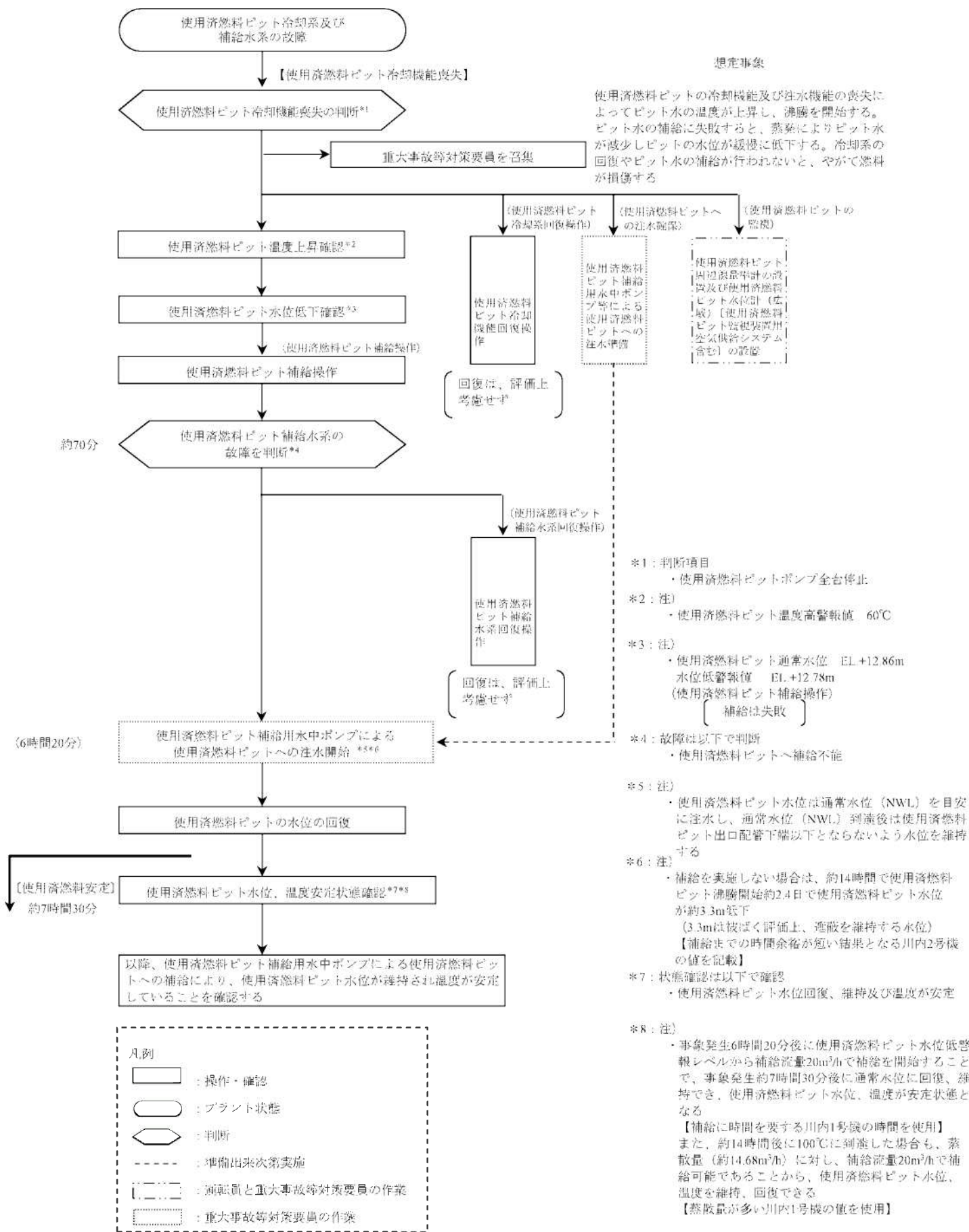
必要の要員と作業項目			経過時間(分)										経過時間(時間)				備考								
			10	20	30	40	60	80	100	2	3	4	27	28											
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員の) 【 】は操作前後移動してきた要員	1名 2名	手順の内容																			*格納容器再循環サンブスクリーンが閉塞し、自然対流冷却に切替えた場合。			
監視判断	運転員	-	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉トリップ・タービントリップ確認 安全注入シーケンス作動状況確認 高圧注入系動作状況の確認 格納容器スプレイ動作状況確認 炉心冷却確認 	10分																					
蒸気発生器2次側による炉心冷却	運転員B	1	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気送りがし再開 	1分																					解析上は考慮せず
高圧注入系回復操作	運転員A	1	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプ手動起動 		10分																				可成り解析上考慮せず
	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員B	1	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/充てん/高圧注入ポンプ 起動操作・失敗原因調査 		10分																				
	運転員C	1	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/充てん/高圧注入ポンプ 起動操作・失敗原因調査 		10分																				
高圧注入系回復操作	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 予熱除去ポンプ手動起動 			10分																			再度は解析上考慮せず
	運転員D	1	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/予熱除去ポンプ 起動操作・失敗原因調査 			10分																			
	運転員C	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/予熱除去ポンプ 起動操作・失敗原因調査 			10分																			
水素濃度監視	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> イグナイタ起動 特設燃焼式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認 			5分																			起動は解析上考慮せず
格納容器スプレイ再循環切替操作	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器スプレイ再循環切替操作 			10分																			*格納容器再循環サンブスクリーンが約1.3時間以上閉塞し、再度再循環切替えを実施し、格納容器水位が低下することを確認
燃料取替用水タンク補給操作	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク補給操作 				10分																		補給中は燃料取替用水タンク水位を適宜監視する
	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員B	1	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/燃料取替用水タンク補給系統構築 				25分																		補給操作は解析上考慮せず
水素濃度監視	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員C	1	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置 系統構築 				10分																		設備運転後、サンプリングを実施し、水素濃度が徐々に低下していることを確認
	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員H	1	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置 系統構築、起動 				80分																		
	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型格納容器水素濃度計測装置系統構築 				35分																		
アンモニア系水素濃度測定	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	4	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置 設置、起動 				75分																		
	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/アンモニア系水素濃度測定用可搬型 濃度計設置 				60分																		
格納容器内自然対流冷却準備	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器冷却水添加圧操作準備 																						*1 格納容器内自然対流冷却開始後、原子炉格納容器の布理状態を継続して監視する
	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員B	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/原子炉格納容器冷却水添加圧操作* 																						
	重大事故等対策要員(初動) 保安対応要員	【2】	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/可搬型濃度計測装置(格納容器再循環ユニット)設置/出口濃度(SA)用 																						
格納容器内自然対流冷却	運転員A	【1】	<ul style="list-style-type: none"> A、B格納容器再循環ユニットによる冷却操作* 																						格納容器再循環サンブスクリーンが閉塞した場合は実施する
	運転員C	【1】	<ul style="list-style-type: none"> 現地移動/A、B格納容器再循環ユニット冷却水漏り確認操作* 																						

*各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している
 (一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 *緊急時対策本部要員は4名であり、全操縦員、運転員等を行う

第1.15-46図 水素燃焼(大破断LOCA+ECCS注入失敗)における作業と所要時間



第1.15-47図 想定事故1の重大事故等対策の概略系統図



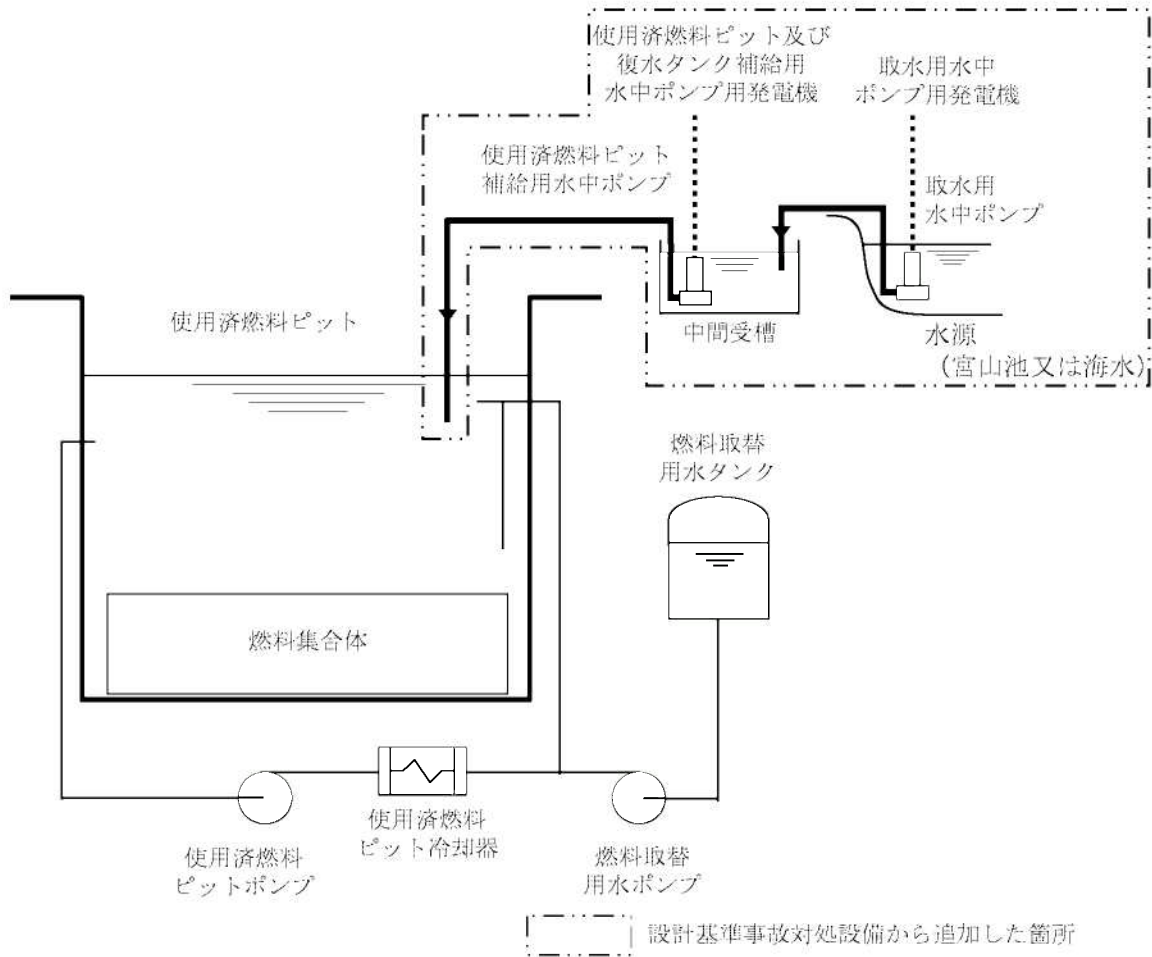
第1.15-48図 想定事故1「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」の対応手順の概要 (想定事故1の事象進展)

必要な要員と作業項目				経過時間(分)												経過時間(時間)				備考	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	要員		手順の内容	経過時間(分)												経過時間(時間)				
		1号	2号		20	40	60	80	100	120	140	160	6	12	18	24					
					約76分 緊急発生 約76分 補給水系の故障を判断 約7時間30分 以降使用済燃料安定 約14時間 燃焼開始 (補給操作なしの場合) 6時間30分 補給用水中止 による注水開始														補給操作なしの場合、約2.4日で使用済燃料ピット水位が約3.3m低下		
	当直課長 当直副長 当直主任 運転員	1	1	号機ごと 運転操作指揮者																	
		1	1	号機間連絡・運転操作助勢																	
状況判断	運転員	-	-	●使用済燃料ピット冷却系故障確認 (中央制御室確認)	10分																
使用済燃料ピット冷却系回復操作	運転員A	1	1	●使用済燃料ピット相度、水位の確認 ●使用済燃料ピット冷却系回復操作・失敗原因調査 (中央制御室操作)															使用済燃料ピットへ注水開始後は、水位が維持されていることを確認		
	運転員C、D	2	2	●現地移動/使用済燃料ピット冷却系回復操作 (現場操作)																回復は、評価上考慮せず	
使用済燃料ピット補給操作	重大事故等対策要員 (初動)運転対応要員E	1	1	●現地移動/2次系純水からの補給 ●現地移動/燃料取替用水タンクからの補給 (現場操作)																補給は、評価上考慮せず	
使用済燃料ピット補給水系回復操作	運転員A	【1】	【1】	●使用済燃料ピット補給水系回復操作・失敗原因調査 (中央制御室操作)																回復は、評価上考慮せず	
	重大事故等対策要員 (初動)運転対応要員E	【1】	【1】	●2次系純水からの補給水系回復操作・失敗原因調査 ●燃料取替用水タンクからの補給水系回復操作・失敗原因調査 (現場操作)																	
使用済燃料ピットの監視	重大事故等対策要員 (初動)運転対応要員F	1	1	●使用済燃料ピット周辺線量率計用電源操作 (現場操作)																	
	重大事故等対策要員 (初動)保守対応要員	2	2	●使用済燃料ピット周辺線量率計設置 ●使用済燃料ピット水位計(広域)等設置 (現場操作)	30分																

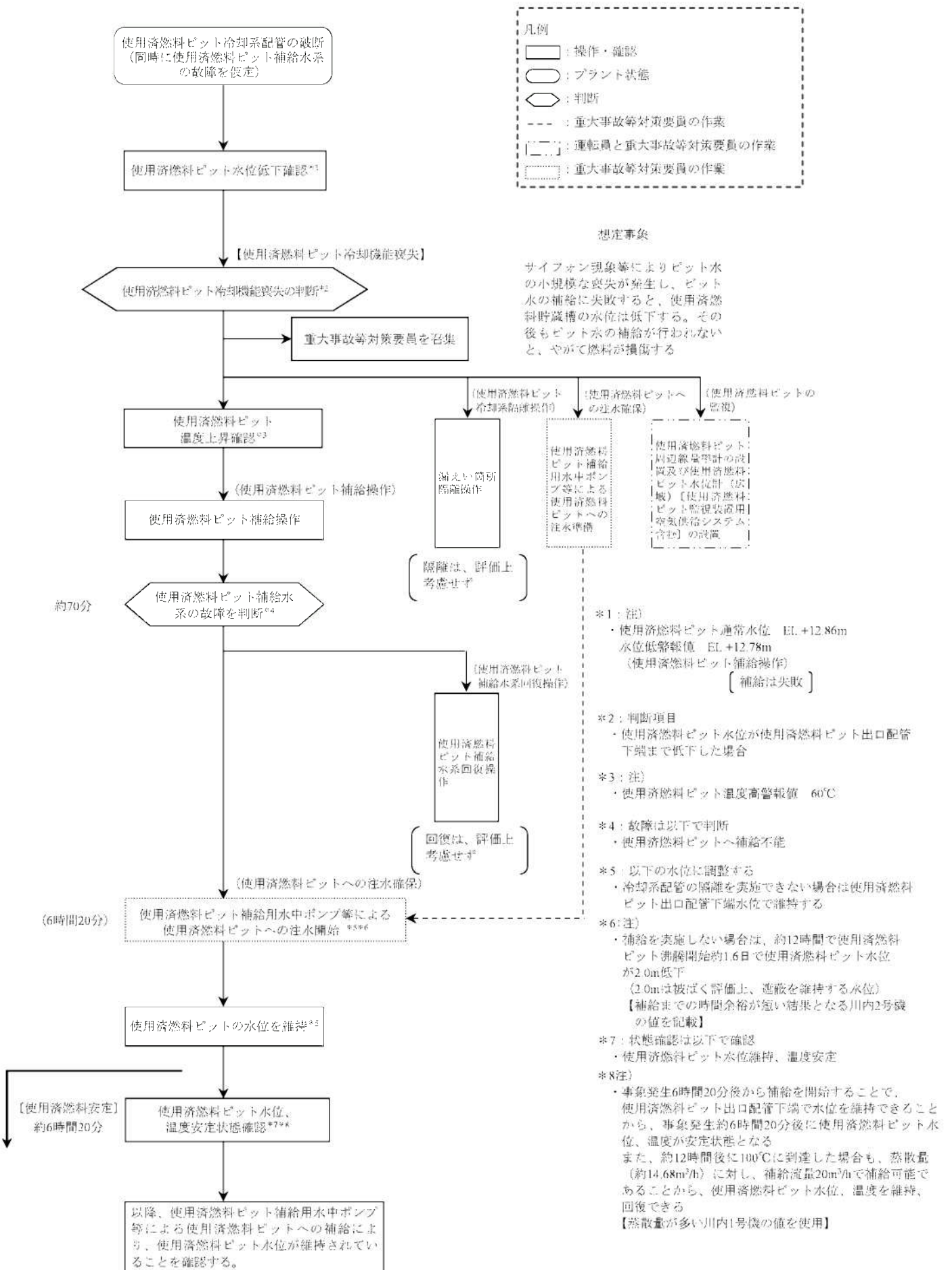
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通電連絡等を行う

■ 放射線防護器具着用なし

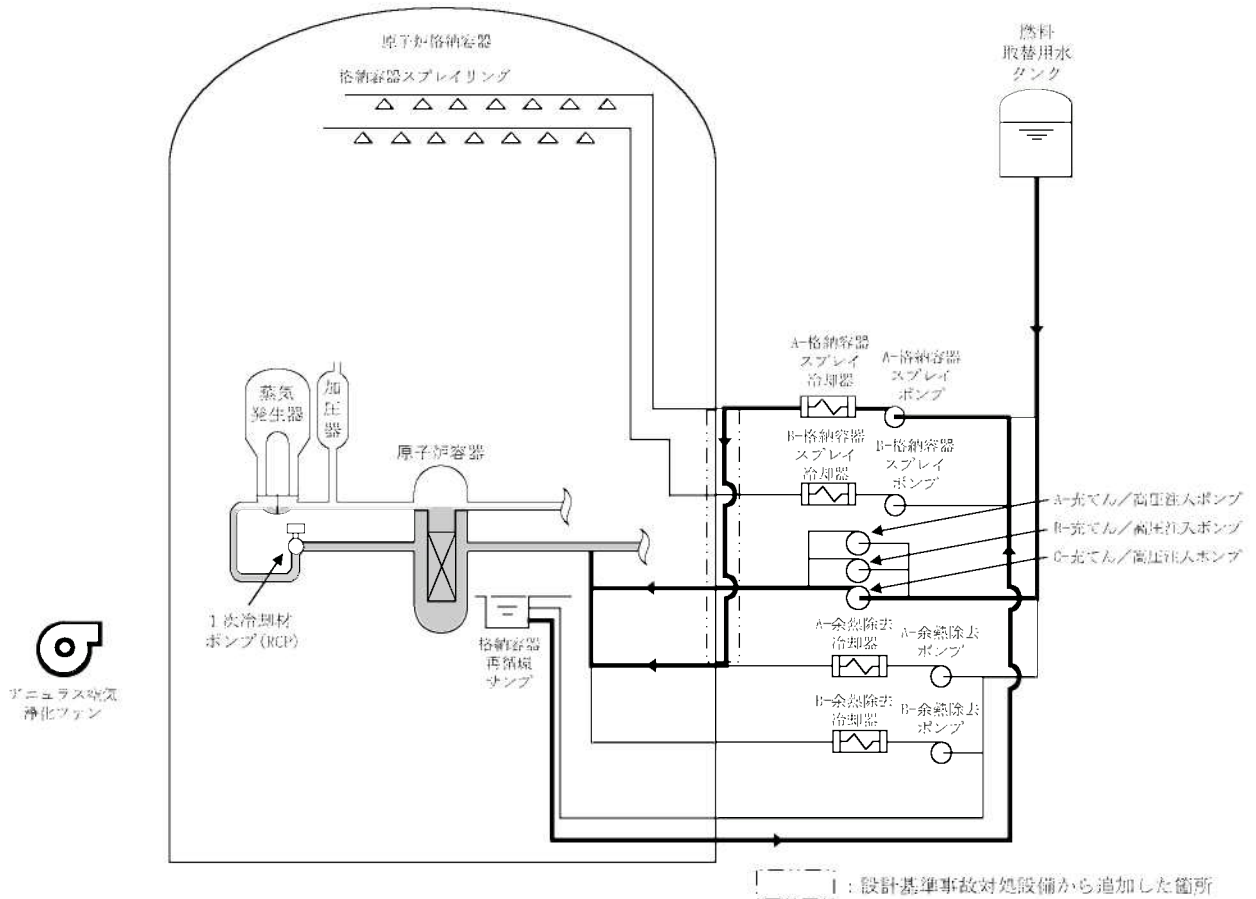
第1.15-49図 想定事故1(使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障)の作業と所要時間(1/2)



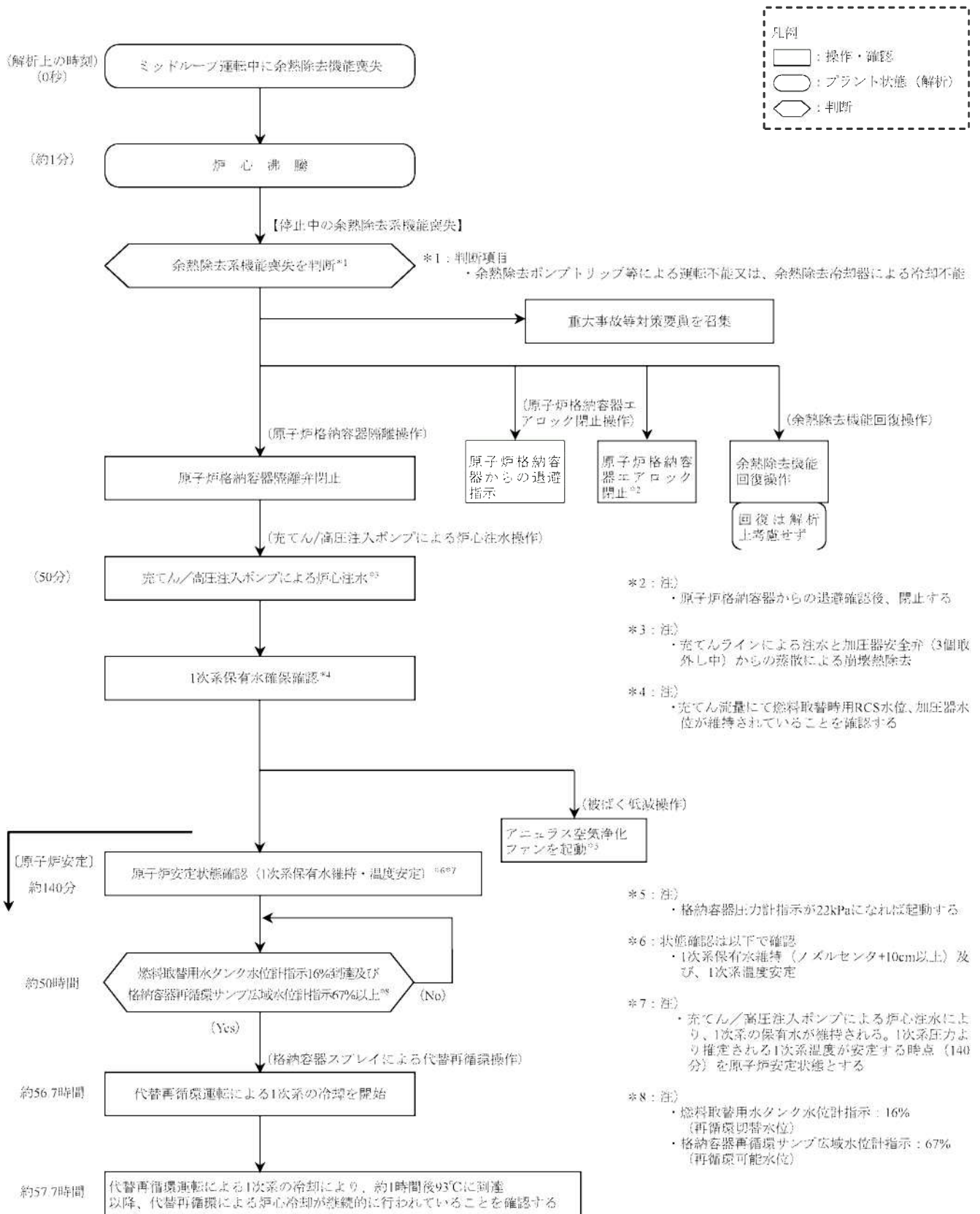
第1.15-50図 想定事故2の重大事故等対策の概略系統図



第1.15-51図 想定事故2「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の対応手順の概要
(想定事故2の事象進展)



第1.15-53図 崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)時の重大事故等対策の概略系統図



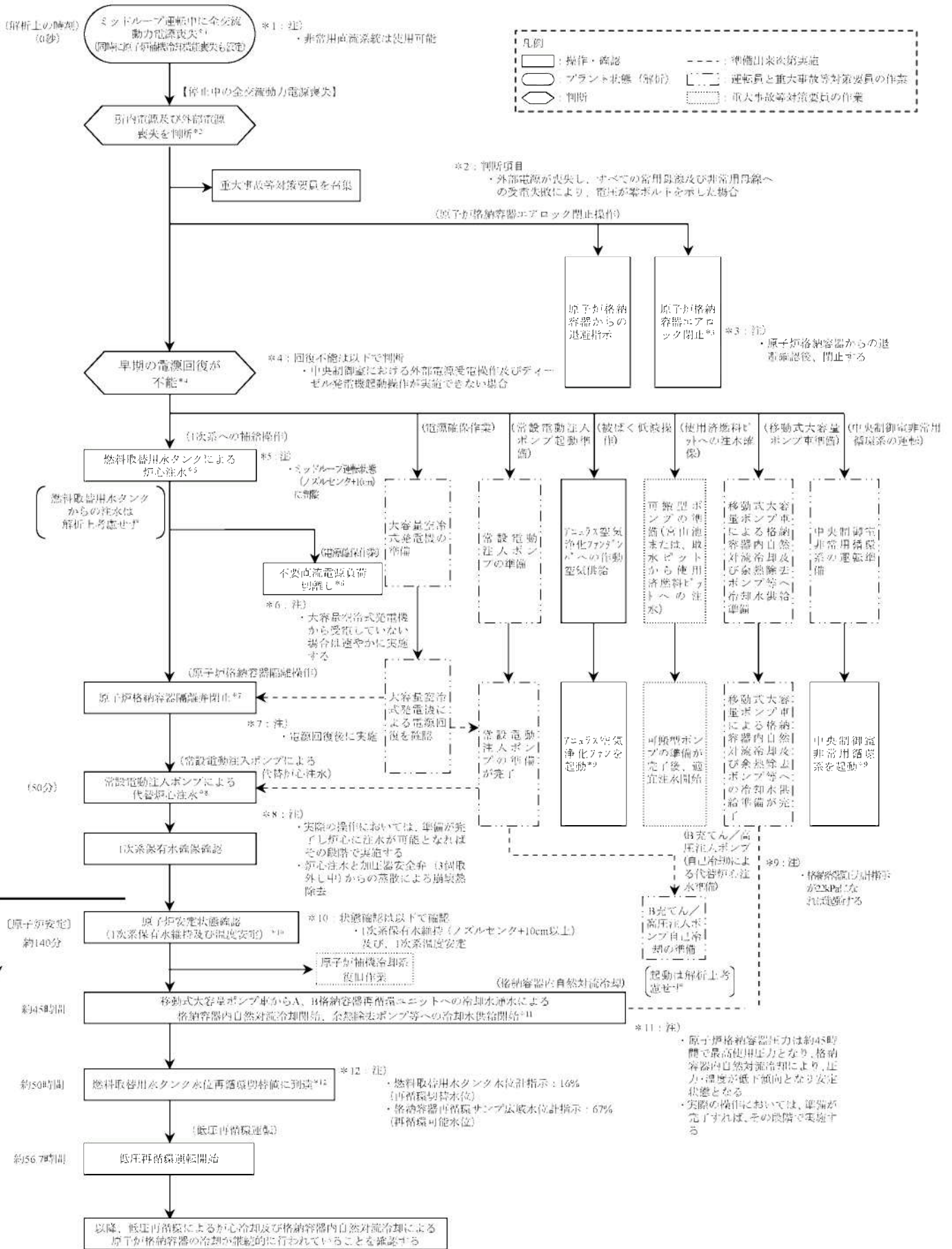
第1.15-54図 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の対応手順の概要
 (重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	100	120	140	160	40	50		60		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	事象発生 50分経過までに充てん/高圧注入ポンプによる炉心への注水 約140分 以降炉子炉安定 プラント状況判断 原子炉格納容器からの退避指示															
	1号 2号																	
	当直課長 当直副長	1 1	号機ごと 運転操作指揮者															
	当直主任 運転班員	1 1	号機間連絡・運転操作助勢														モニタ画面のグラフ又はバーゲン 装置により退避を指示	
状況判断	運転員	- -	●余熱除去機能喪失確認 (中央制御室確認)														10分	
原子炉格納容器隔離操作	運転員A	1 1	●原子炉格納容器隔離弁閉止操作 (中央制御室操作)														5分	
原子炉格納容器エアロック閉止操作	運転員D + 重大事故等対策要員 (初動)運転対応要員B	2 2	●現地移動/原子炉格納容器からの退避指示及び退避確認、原子炉格納容器エアロック閉止操作 (現場操作)														30分	原子炉格納容器からの退避確認後、閉止する
充てん/高圧注入ポンプによる炉心注入操作	運転員A	【1】 【1】	●充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水操作 (中央制御室操作)														適宜実施	1次系の水位を一定範囲に保持
余熱除去機能回復操作	運転員C	1 1	●現地移動/余熱除去系統回復操作 (現場操作)														適宜実施	回復は解任上考慮せず
	重大事故等対策要員 (初動)運転対応要員F	1 1	●現地移動/余熱除去系統回復操作 (現場操作)														適宜実施	
格納容器スプレイによる代替再循環操作	運転員C	【1】 【1】	●現地移動/代替再循環ライン電動弁電源投入 (現場操作)														10分	燃料取扱用水タンク水位計指示10%到達及び格納容器再循環サンプル圧力水位計指示67%以上にて実施
	運転員A	【1】 【1】	●格納容器スプレイによる代替再循環操作 (中央制御室操作)														15分	
緩やかに低減操作	運転員A	【1】 【1】	●デモエラス密気浄化ファン起動操作 (中央制御室操作)														適宜実施	格納容器圧力計指示が22kPaにならば起動する

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

■ 放射線防護具着用なし

第1.15-55図 崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)時
 (燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故)の作業と所要時間



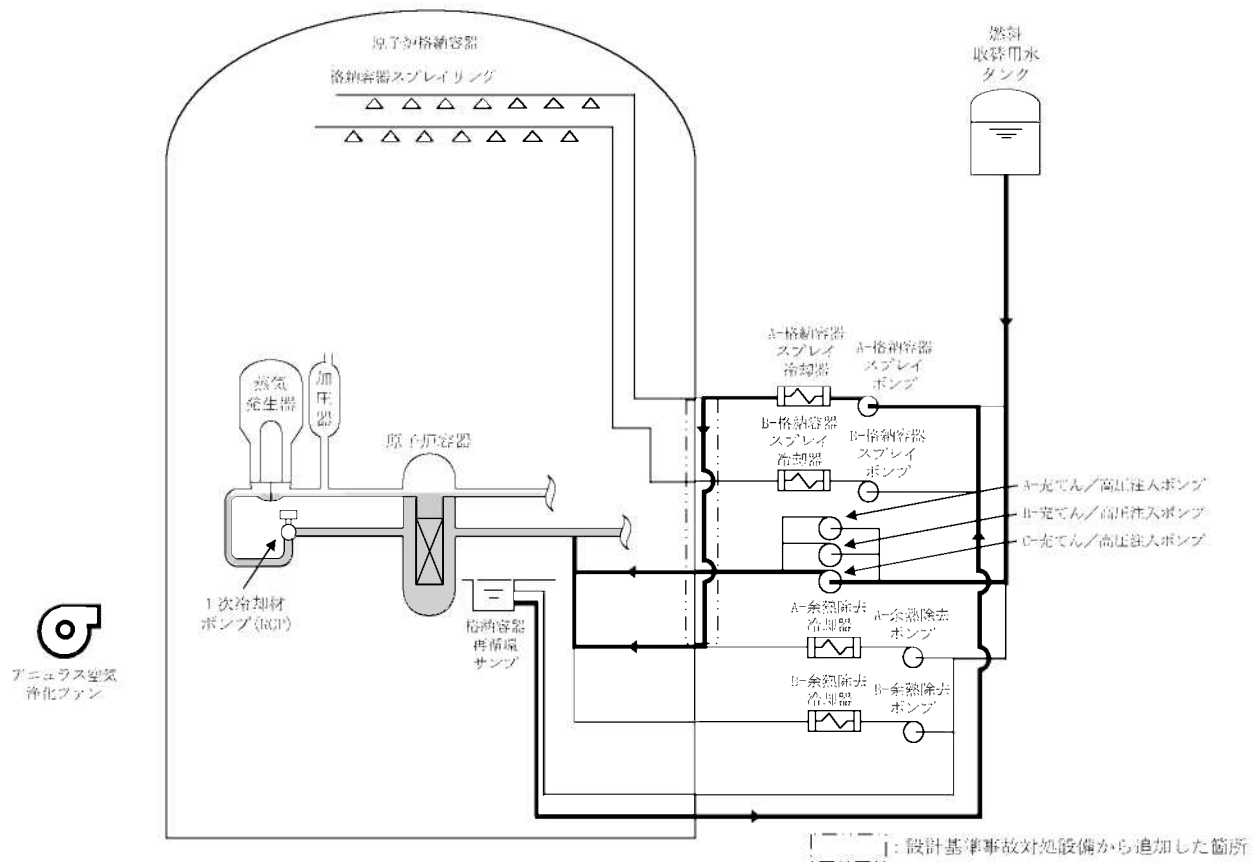
第1.15-57図 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
 (重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)

必要な委員と作業項目			経過時間(分)															備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150				
手順の項目	委員(名) (作業に必要な委員数) 【 】は他作業後移動してきた委員	1号	2号	手順の内容	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> ▽ 事故発生 ▽ プラント状態判断 全交流動力電源喪失判断 ▽ 50分 常設電動注入ポンプにて代替炉心注水開始 約140分 以降原炉心安定 </div>																
当直副長 当直副長 当直主任 運転員	1 1 1 1	1 1 1 1	号機ごと 運転操作指揮者 号機間連絡・施設操作助勢		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 原子炉格納容器からの退避指示 原子炉格納容器からの退避確認後、閉止する </div>															原子炉格納容器からの退避確認後、閉止する	
状況判断	運転員	-	-	●全交流動力電源喪失確認 (中央制御室確認)	10分																
原子炉格納容器エアロック閉止操作	運転員C, D	2	2	●現地移動/原子炉格納容器からの退避指示及び退避確認、 原子炉格納容器エアロック閉止操作 (現場操作)	30分																
原子炉格納容器隔離操作	運転員A	【1】	【1】	●原子炉格納容器隔離閉止操作 (中央制御室操作)	5分																
最終確保作業	運転員B	1	1	●現地移動/炉内電源向け受電準備(遮断器操作) (現場操作) ●現地移動/不要直流電源負荷切離し ^{*)} (現場操作)	10分	10分															#1 大容量空冷式発電機から発生していない場合は速やかに実施する
		1	1	●現地移動/大容量空冷式発電機起動確認 (現場確認)	適宜実施																
1次系への補給操作	重大事故等対策委員(初動) 運転員対応委員H	1	1	●現地移動/燃料取出用水タンクによる炉心注水 (現場操作)	適宜実施																解析上考慮せず
常設電動注入ポンプ起動準備	重大事故等対策委員(初動) 運転員対応委員E, F, G	3	3	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成 (炉心注水) (現場操作)	35分																常設電動注入ポンプ系統が、解析上注水を期待している50分までに実施できる
		2	2	●現地移動/常設電動注入ポンプ準備 (ディスタンスヒース取替え) (現場操作)	30分																
常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	運転員B	【1】	【1】	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成・起動操作 (現場操作)	3分																
被ばく低減操作	運転員C, D	【2】	【2】	●現地移動/アニュラス空気浄化ファンダンプ 空気供給操作 (現場操作)	30分																
		【8】	【8】	●現地移動/中央制御室非常用給電系ダンプ開処置 (現場操作)	40分																
B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)による代替炉心注水準備	重大事故等対策委員(初動) 運転員対応委員F, G	【2】	【2】	●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却)系統構成 (現場操作)	70分																起動は解析上考慮せず
		3	3	●現地移動/B充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却)準備(ディスタンスヒース取替え) (現場操作)	60分																
充電器受電電機操作	重大事故等対策委員(初動) 運転員対応委員	【2】	【2】	●現地移動/蓄電池給電種別ファン出入口 ダンプ開処置 (現場操作)	40分																運転員による充電器側の受電操作は、事故発生約6時間後までに実施する
中央制御室操作	運転員A	1	1	●大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作 ●常設電動注入ポンプ系統構成 ●アニュラス空気浄化ファン起動 ^{*)} ●中央制御室非常用給電系起動 ^{*)} ●B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)系統構成 ^{*)} (中央制御室操作)	15分	20分														#2 格納容器圧力計指針が22kPaにならば起動する #3 起動は解析上考慮せず	
		【1】	【1】	●可搬型計測器取付け	適宜実施																適宜実施

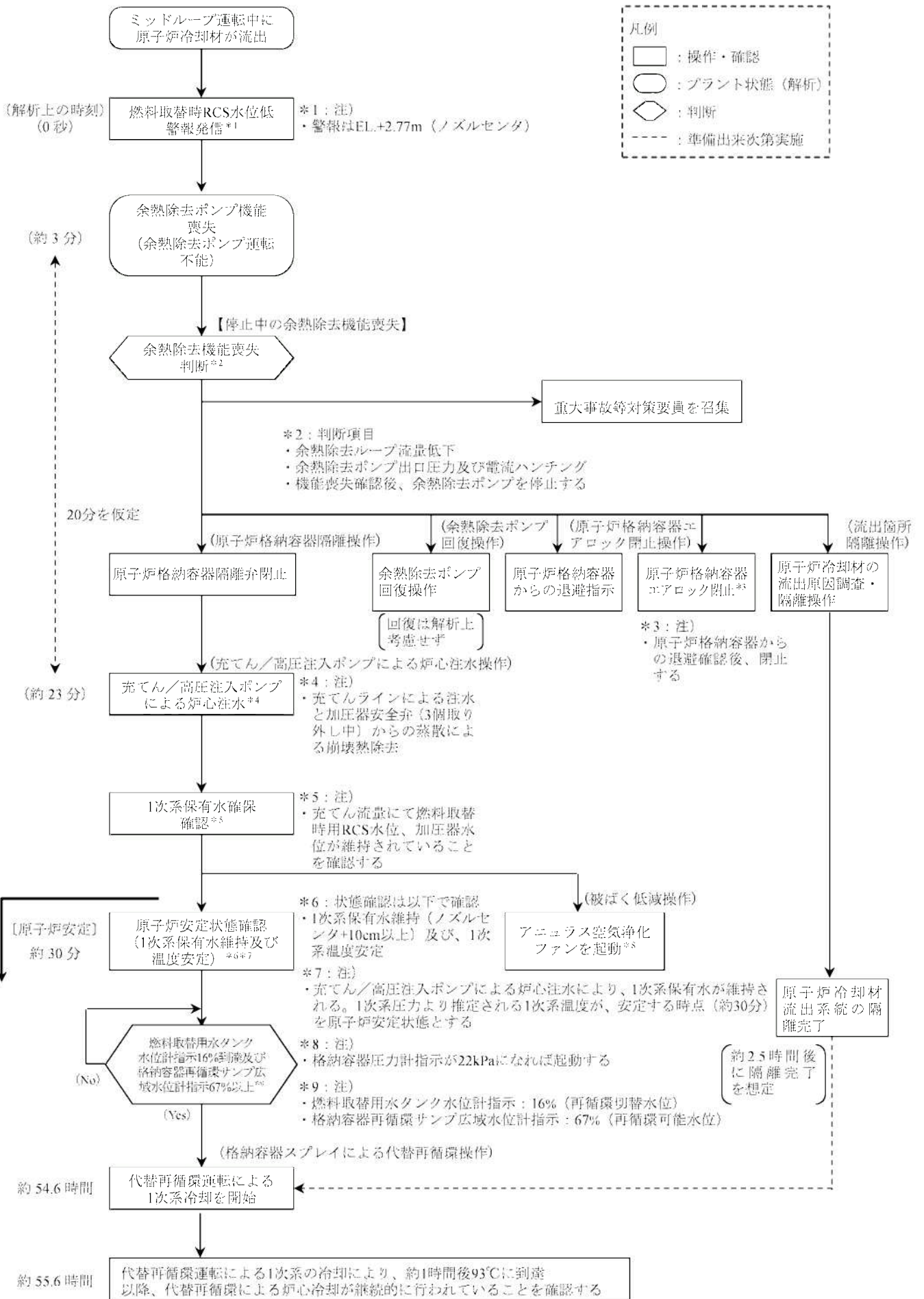
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
・緊急時対策必要委員は4名であり、全乗組員、通訳連絡等を行う

■ 放射線防護器具着用なし

第1.15-58図 全交流動力電源喪失時(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)の作業と所要時間(1/2)



第1.15-59図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図



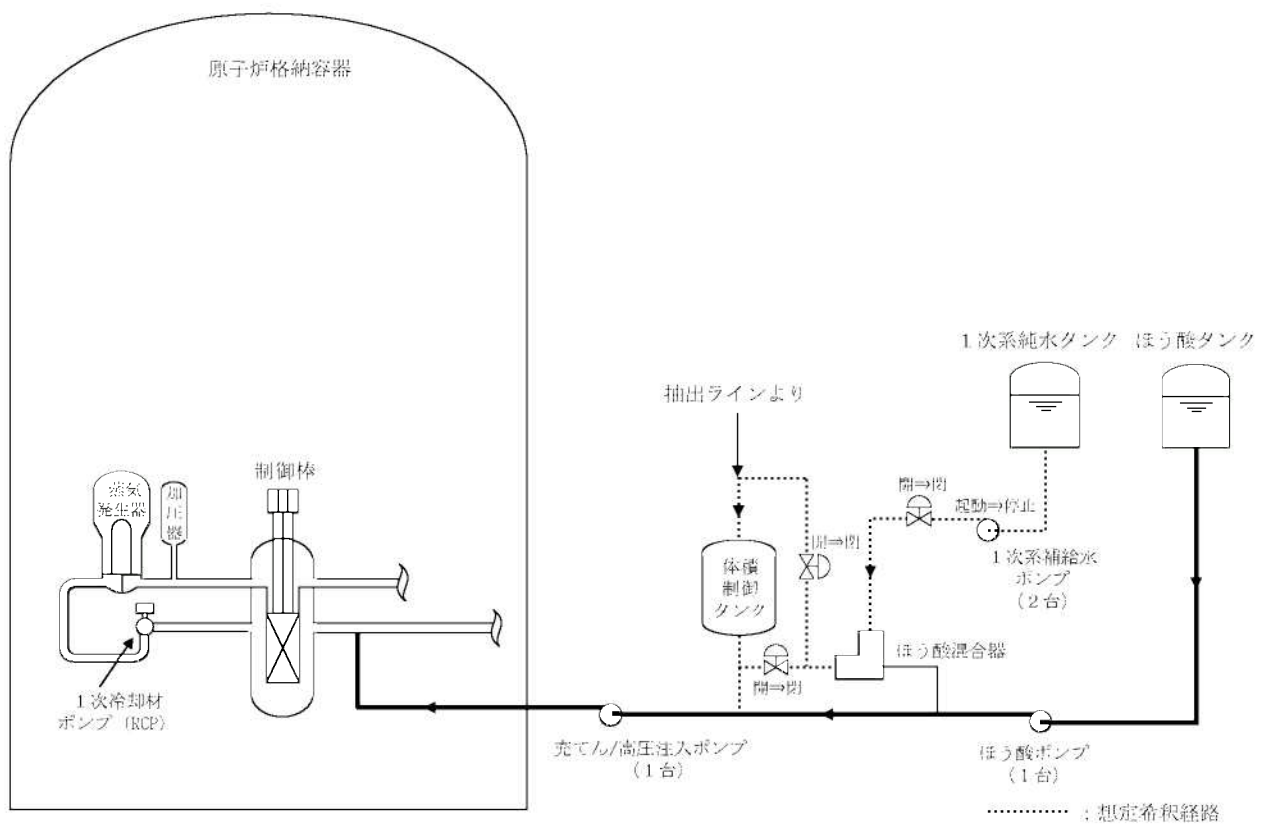
第1.15-60図 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要 (重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展)

必要な要員と作業項目				経過時間(分)										経過時間(時間)						備考		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の内容																			
	1号	2号		10	20	30	40	50	60	70	80	90	30	40	50	60						
				事故発生 ▼約3分 余熱除去ポンプ機能喪失 プラント状況判断 ▼約23分 充てん/高圧注入ポンプによる炉心への注水 ▼約30分 以降炉心安定 原子炉格納容器からの過電指示																		
	当直課長 当直副長	1	1	号機ごと 運転操作指導者																		
	当直主任 運転員	1	1	号機間連絡・運転操作助勢																		エボリューションターボ又はバージョンが 状態により選定を指示
状況判断	運転員	-	-	●原子炉冷却材の流出確認 ●余熱除去系統機能喪失確認 (中央制御室確認)	10分																	
余熱除去ポンプ停止操作	運転員A	1	1	●余熱除去ポンプ停止操作 (中央制御室操作)	1分																	
原子炉格納容器 エアロック閉止操作	運転員D + 重大事故等対策要員 (初動)運転対応要員E	2	2	●現地移動/原子炉格納容器からの過電指示及び過電確認 原子炉格納容器エアロック閉止操作 (現場操作)	30分																	原子炉格納容器からの過電確認 後、閉止する
原子炉格納容器隔離操作	運転員A	【1】	【1】	●原子炉格納容器隔離弁閉止操作 (中央制御室操作)	5分																	
充てん/高圧注入 ポンプによる炉心 注水操作	運転員A	【1】	【1】	●充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水操作 (中央制御室操作)	適宜調整																	1次系の水位を一定範囲に保 持
余熱除去ポンプ回復操作	運転員C	1	1	●現地移動/余熱除去ポンプ回復操作 (現場操作)	適宜実施																	回復は解析上考慮せず
	重大事故等対策要員 (初動)運転対応要員F	1	1	●現地移動/余熱除去ポンプ回復操作 (現場操作)	適宜実施																	
流出箇所隔離操作	運転員A	【1】	【1】	●原子炉冷却材の流出原因調査・隔離操作 (中央制御室操作)	適宜実施																	
格納容器スプレイ ポンプによる代替 再循環操作	運転員A	【1】	【1】	●格納容器スプレイによる代替再循環操作 (中央制御室操作)	15分 適宜実施*																	燃料取器用水タンク水位計指 示16%到達及び格納容器再循 環サンプル圧力水位計指示67% 以上となれば実施
	運転員C	【1】	【1】	●現地移動/代替再循環ライン起動弁選定投入 (現場操作)	10分																	*代替再循環により1次系の 処理が維持されることを確 認
概ぼく低減操作	運転員A	【1】	【1】	●ガニョラス空気浄化ファン起動 (中央制御室操作)	適宜実施																	格納容器圧力計指示が22kPa になれば起動する

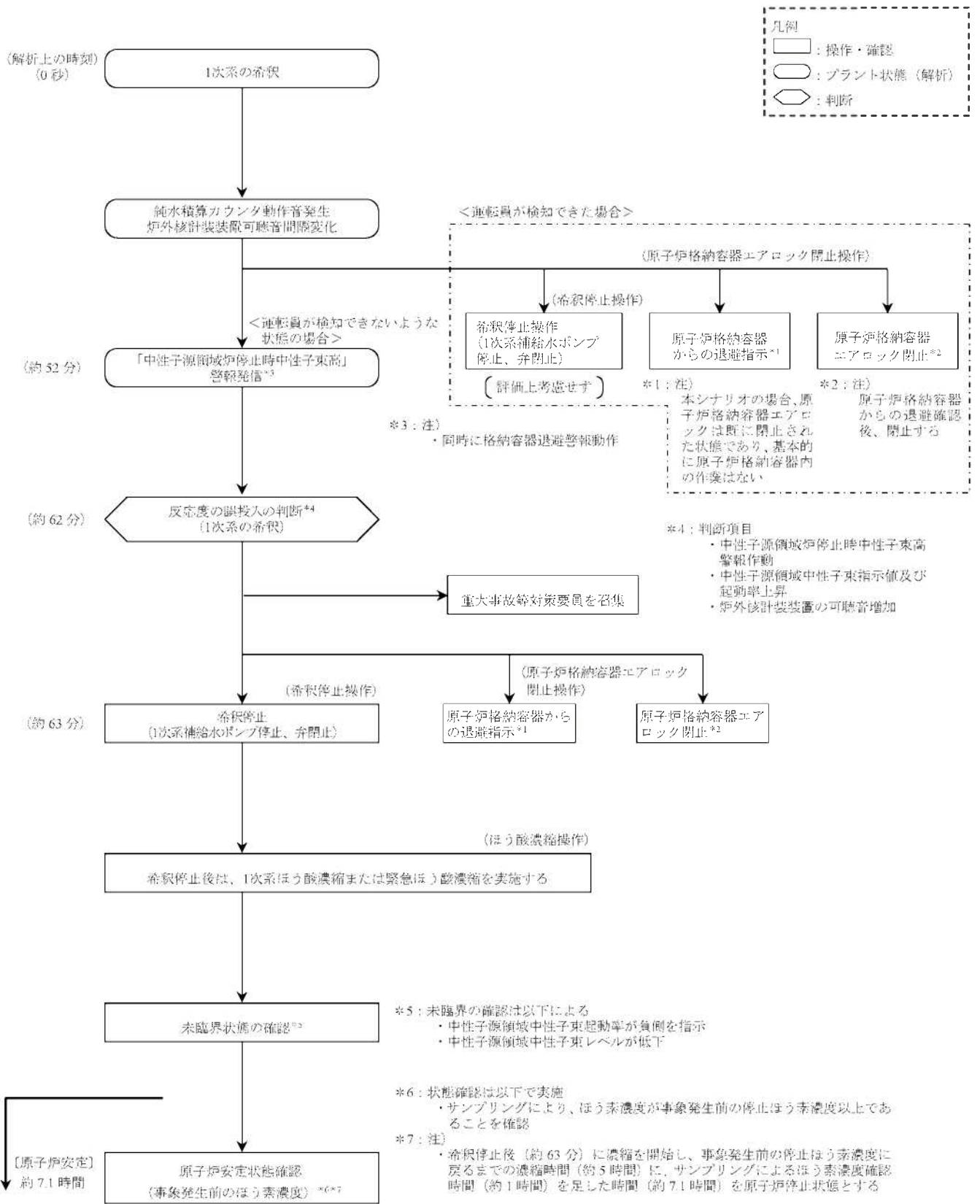
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

■ 放射線防護具着用なし

第1.15-61図 原子炉冷却材の流出時(燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故)の作業と所要時間



第1.15-62図 反応度の誤投入時の重大事故等対策の概略系統図



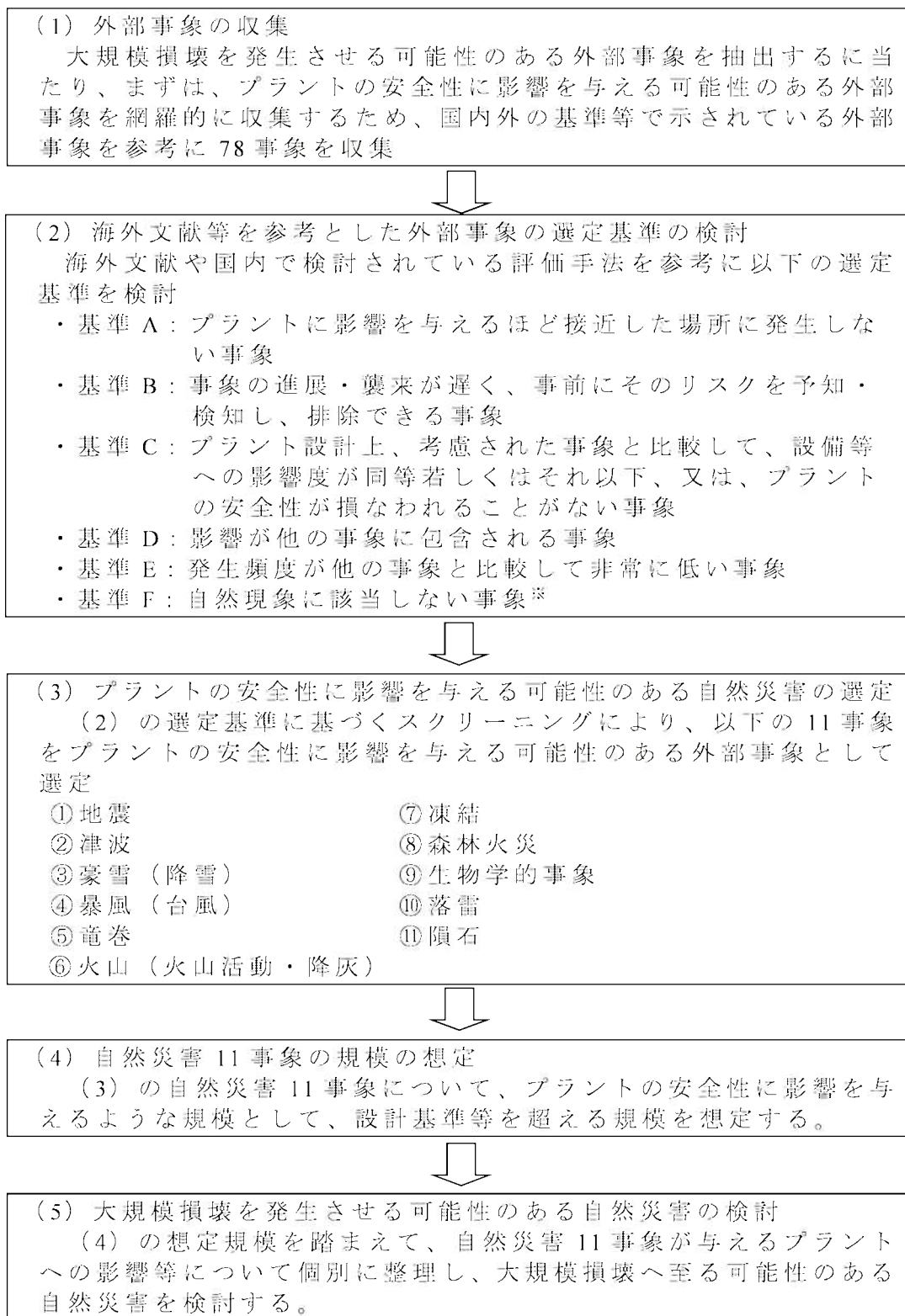
第1.15-63図 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要
(重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展)

必要な要員と作業項目				経過時間(分)				経過時間(時間)				備考			
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数)		手順の内容	経過時間(分)				経過時間(時間)							
	1号	2号		30	60	90	3	4	5	6	7				
				事象発生 ▼ 約52分「中性子源領域停止時 中性子束高」警報発信 ▼ 約64分 臨界											
	当直課長 当直副長	1 1	号機ごと 運転操作指揮者												
	当直主任 運転員	1 1	号機間連絡・運転操作助勢												
状況判断	運転員	—	●中性子源領域指示値確認 (中央制御室確認)	原子炉格納容器からの逃避指示 10分											エバネーションシステム又はベージングにより逃避を指示
原子炉格納容器エアロック閉止操作	運転員 C,D	2	●現地移動/原子炉格納容器からの逃避指示及び逃避確認、原子炉格納容器エアロック閉止操作 (現場操作)	30分											原子炉格納容器からの逃避確認後、閉止する
希釈停止操作	運転員 A	1	●希釈停止操作 (1次系補給水ポンプ停止、弁閉止) (中央制御室操作)	1分											評価上考慮せず
ほう酸濃縮操作	運転員 A	[1]	●ほう酸濃縮操作 (中央制御室操作)	適宜実施 サンプルング結果確認											
未臨界状態の確認	運転員 A	[1]	●未臨界の確認 (中央制御室確認)	1分											

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している。(一部、未配備の機器については想定時間により算出)
 ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

■ 放射線防護具着用なし

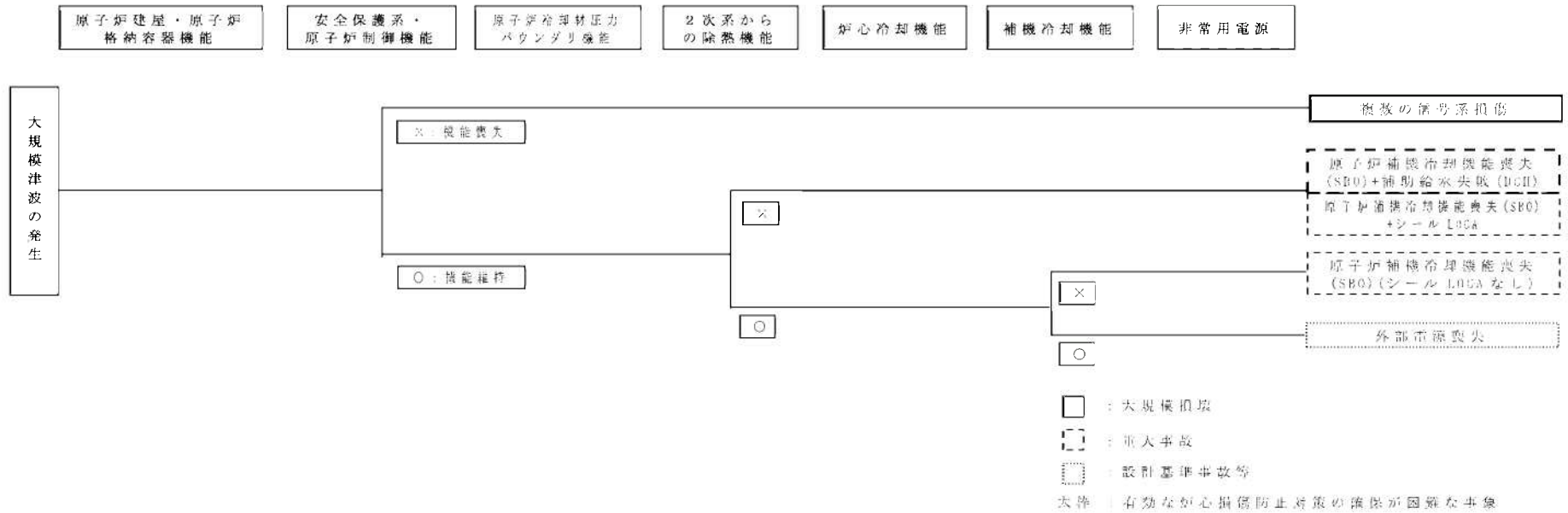
第1.15-64図 反応度の誤投入時(原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故)の作業と所要時間



※ 23 事象が該当するが、これらは「故意による大型航空機の衝突」に含まれる又は適切な管理により防護できるものと考えられる。

第 1.15-65 図 大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討プロセスの概要

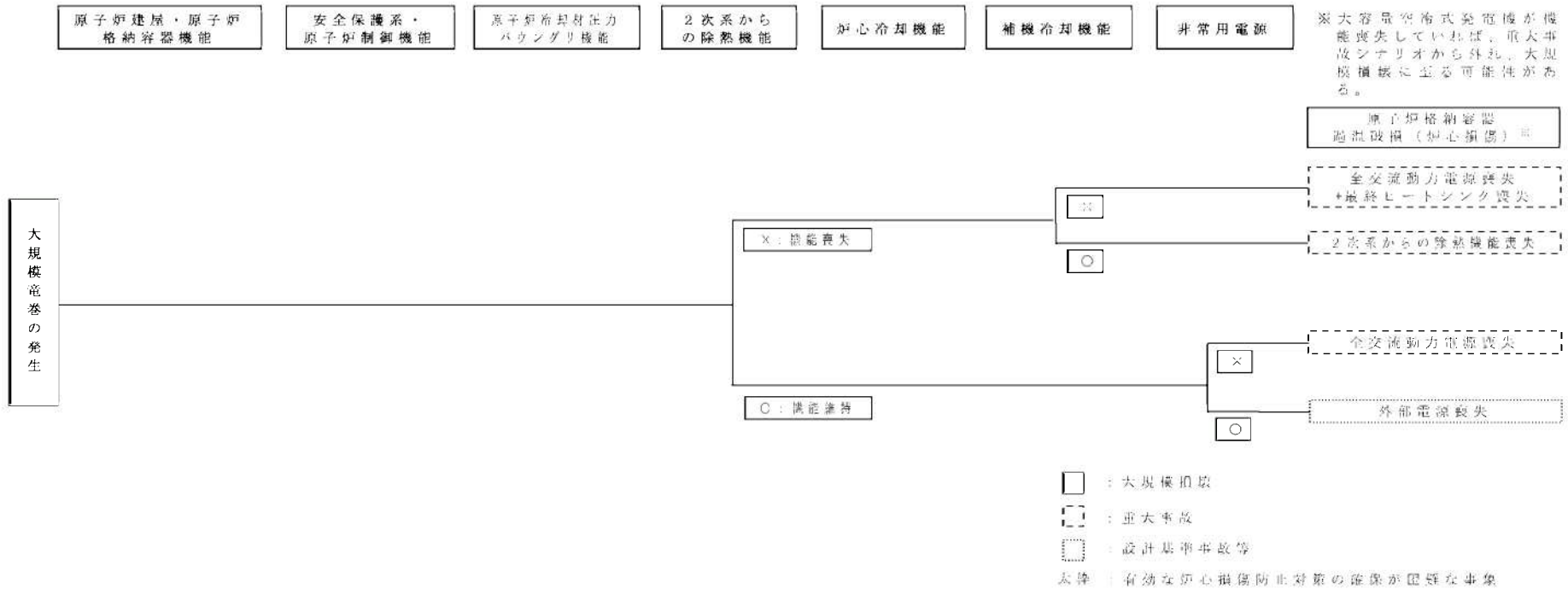
津波



1.15-1099

第1.15-66図 大規模な自然災害により生じ得るプラントの状況 (2/7)

竜 巻



1.15-1100

第1.15-66図 大規模な自然災害により生じ得るプラントの状況 (3/7)

豪雪(降雪)

原子炉建屋・原子炉
格納容器機能

安全保護系・
原子炉制御機能

原子炉冷却材圧力
バウンダリ機能

2次系から
の除熱機能

炉心冷却機能

補機冷却機能

非常用電源

豪雪(降雪)の発生

外部電源喪失

火山(降灰)

原子炉建屋・原子炉
格納容器機能

安全保護系・
原子炉制御機能

原子炉冷却材圧力
バウンダリ機能

2次系から
の除熱機能

炉心冷却機能

補機冷却機能

非常用電源

火山(降灰)の発生

外部電源喪失

1.15-1101

第1.15-66図 大規模な自然災害により生じ得るプラントの状況(4/7)

暴風(台風)

原子炉建屋・原子炉格納容器機能

安全保護系・原子炉制御機能

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能

2次系からの除熱機能

炉心冷却機能

補機冷却機能

非常用電源

暴風(台風)の発生

外部電源喪失

凍結

原子炉建屋・原子炉格納容器機能

安全保護系・原子炉制御機能

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能

2次系からの除熱機能

炉心冷却機能

補機冷却機能

非常用電源

凍結の発生

通常運転(影響なし)

1.15-1102

第1.15-66図 大規模な自然災害により生じ得るプラントの状況(5/7)

森林火災

- 原子炉建屋・原子炉格納容器機能
- 安全保護系・原子炉制御機能
- 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能
- 2次系からの除熱機能
- 炉心冷却機能
- 補機冷却機能
- 非常用電源

森林火災の発生

外部電源喪失

生物学的事象

- 原子炉建屋・原子炉格納容器機能
- 安全保護系・原子炉制御機能
- 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能
- 2次系からの除熱機能
- 炉心冷却機能
- 補機冷却機能
- 非常用電源

生物学的事象の発生

X: 機能喪失

O: 機能維持

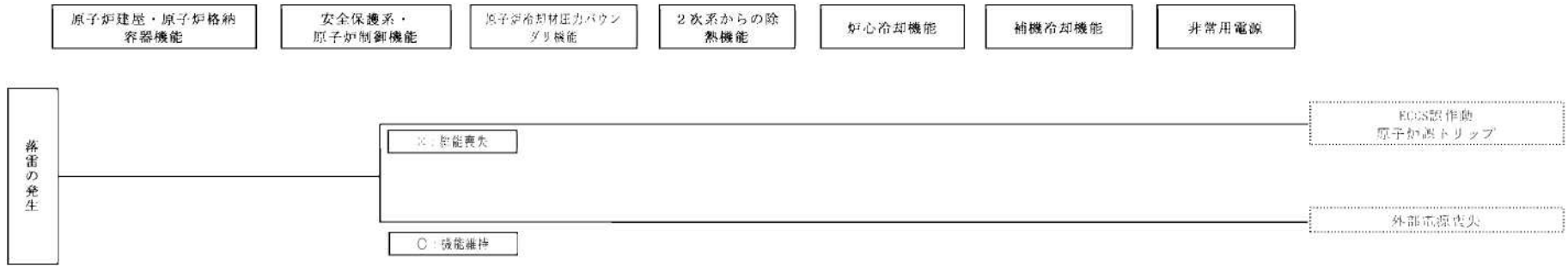
原子炉補機冷却機能喪失
(外部電源あり)

通常運転

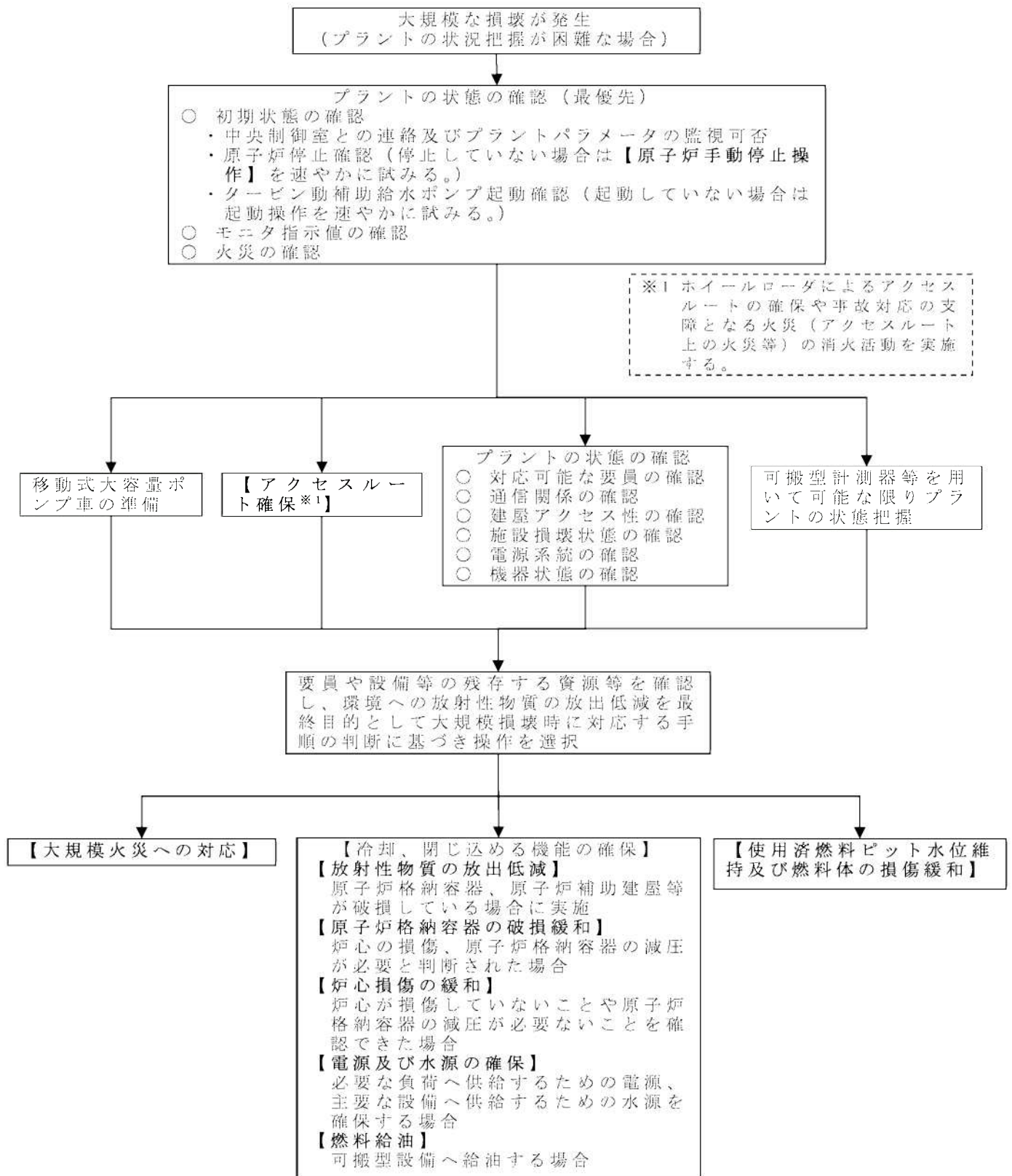
1.15-1103

第1.15-66図 大規模な自然災害により生じ得るプラントの状況 (6/7)

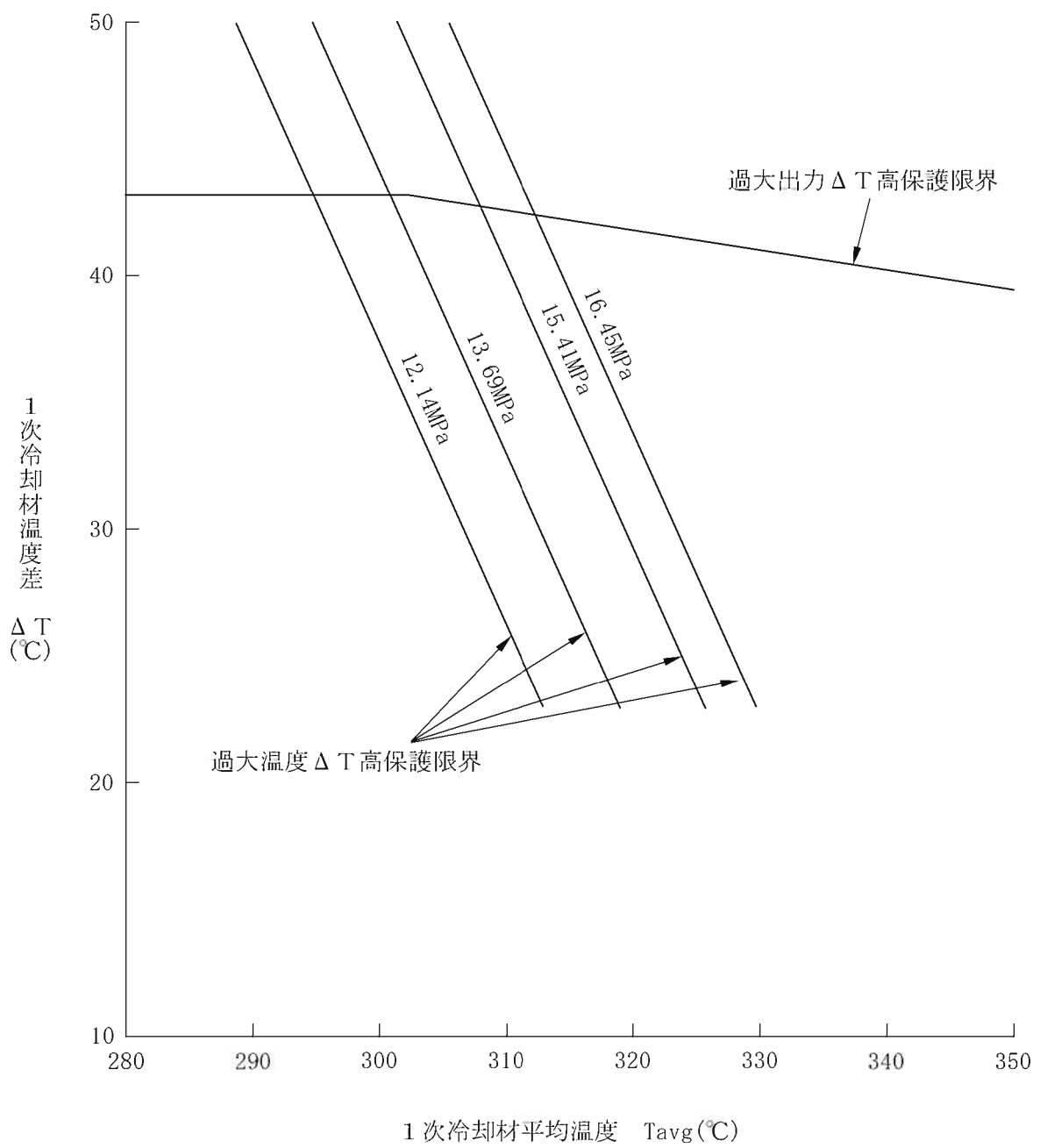
落 雷



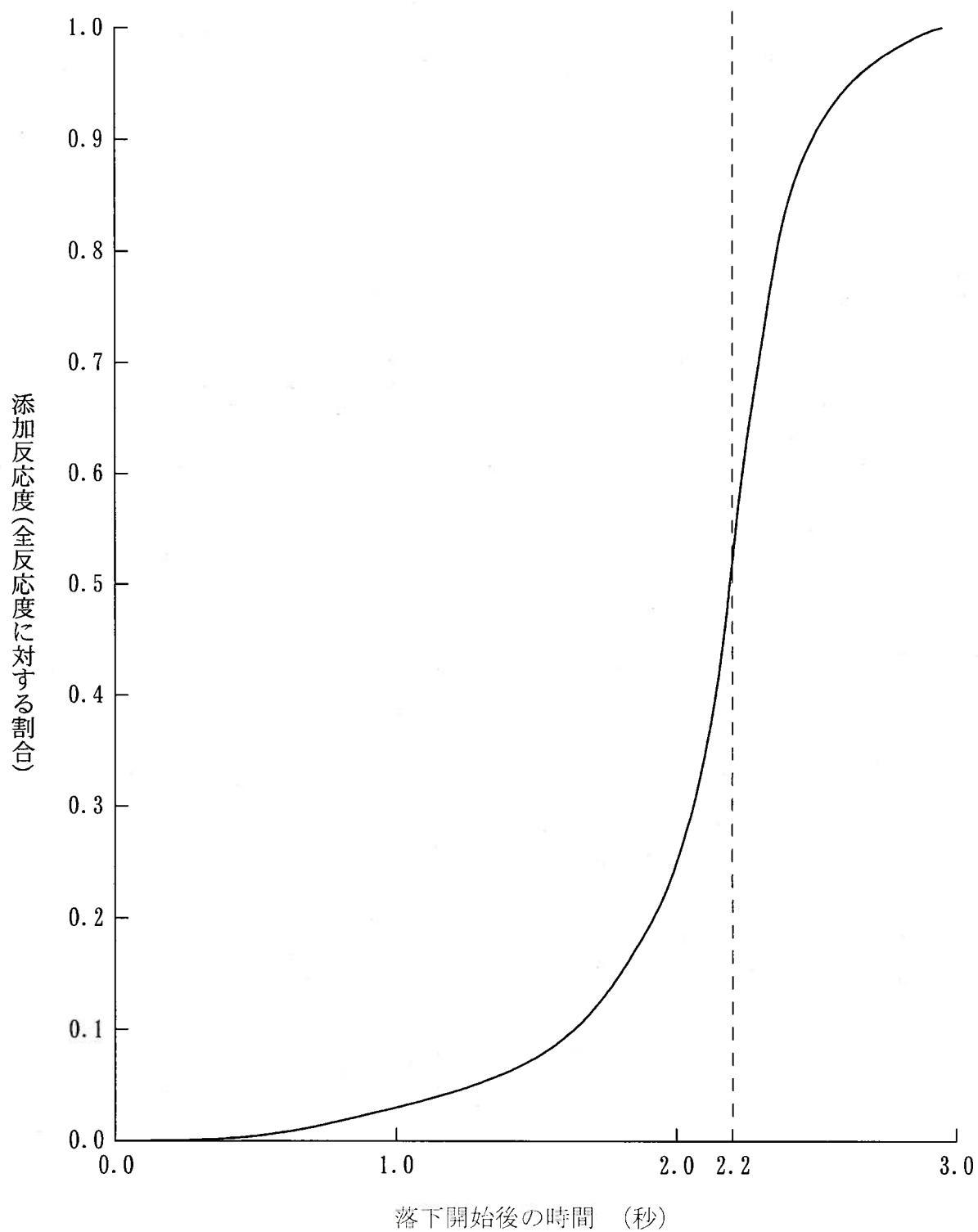
第1.15-66図 大規模な自然災害により生じ得るプラントの状況(7/7)



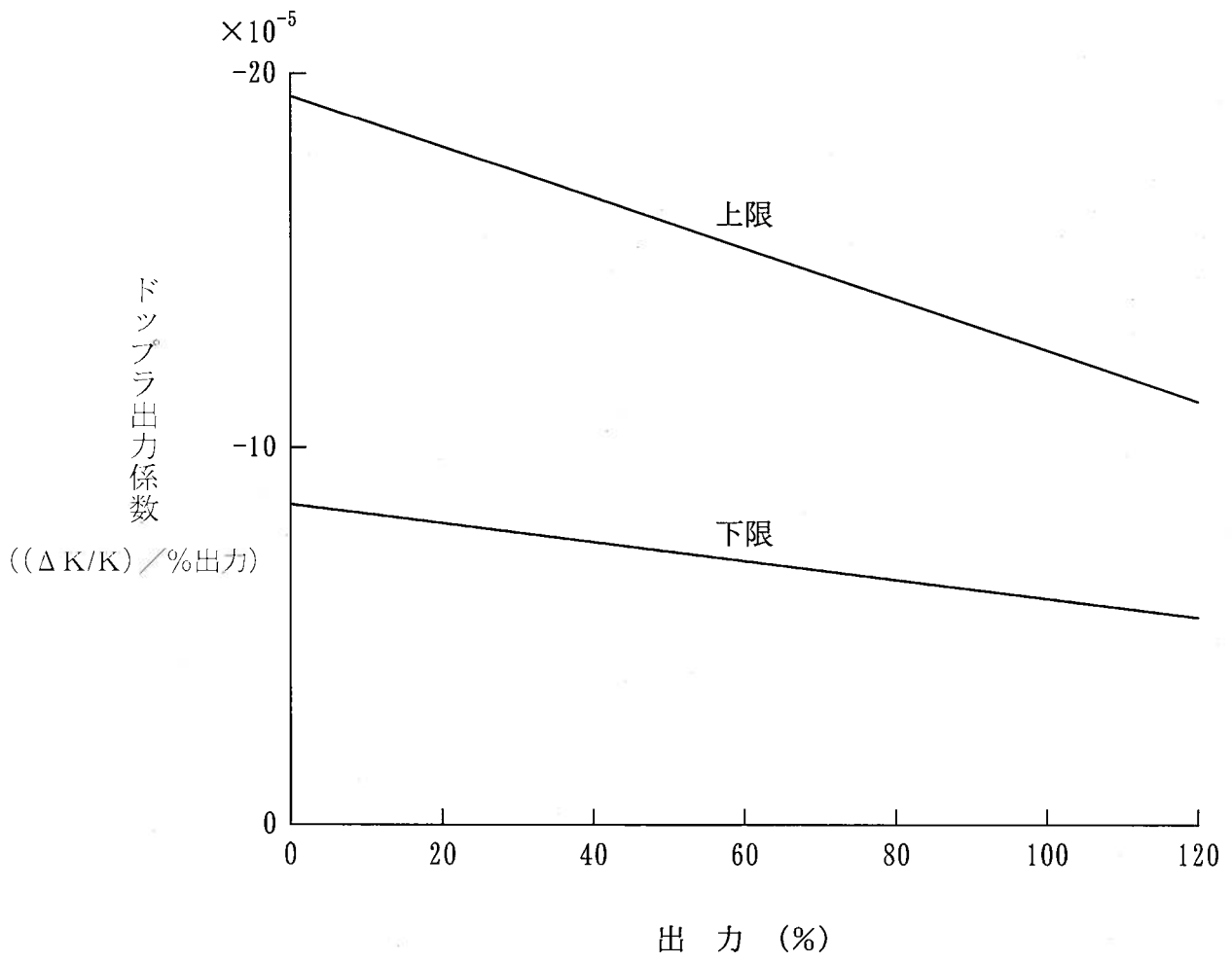
第1.15-67図 大規模損壊発生時の対応全体フロー (状況把握が困難な場合)



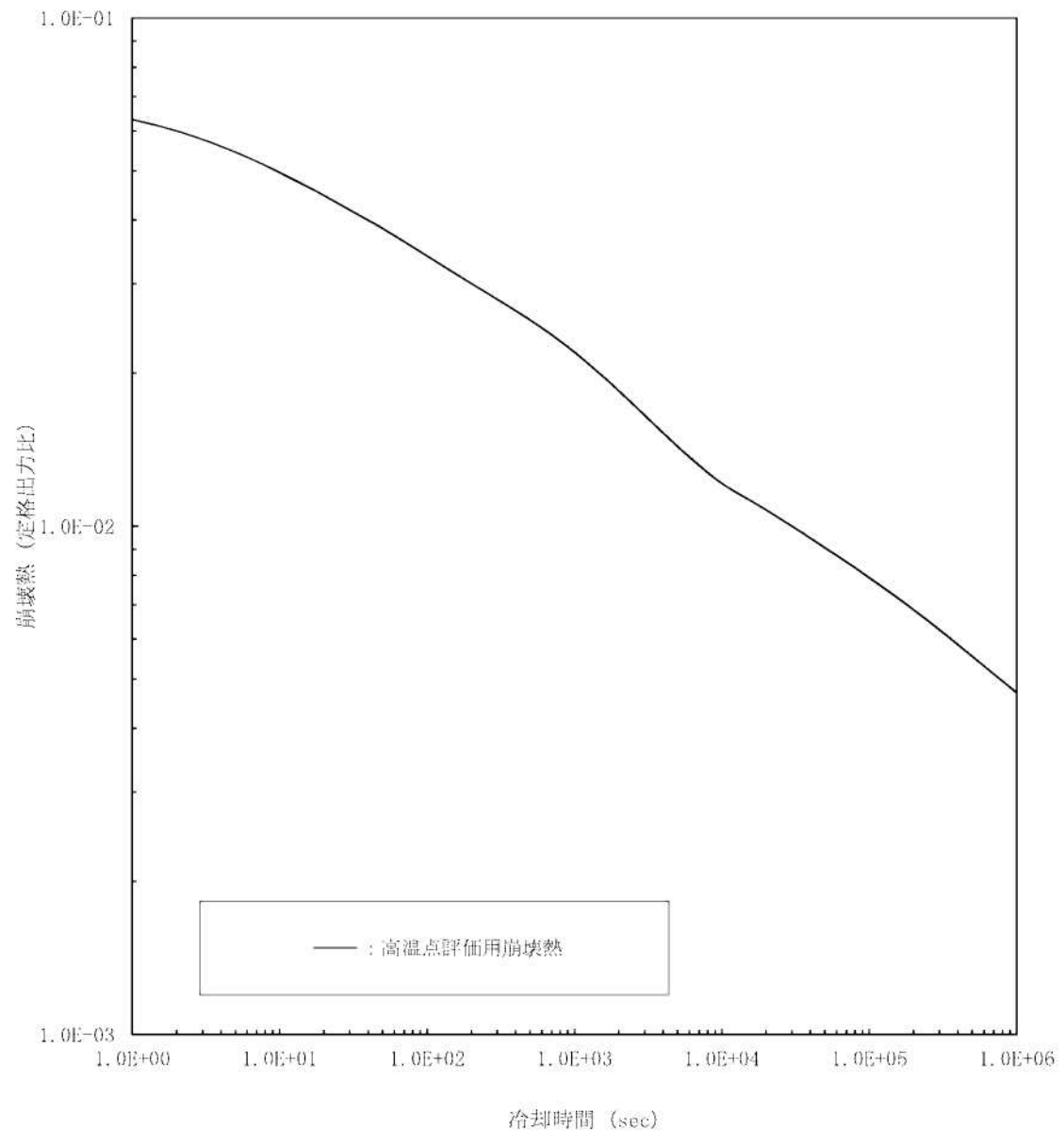
第1.15-68図 過大出力 ΔT 高及び過大温度 ΔT 高による保護限界図(代表例)



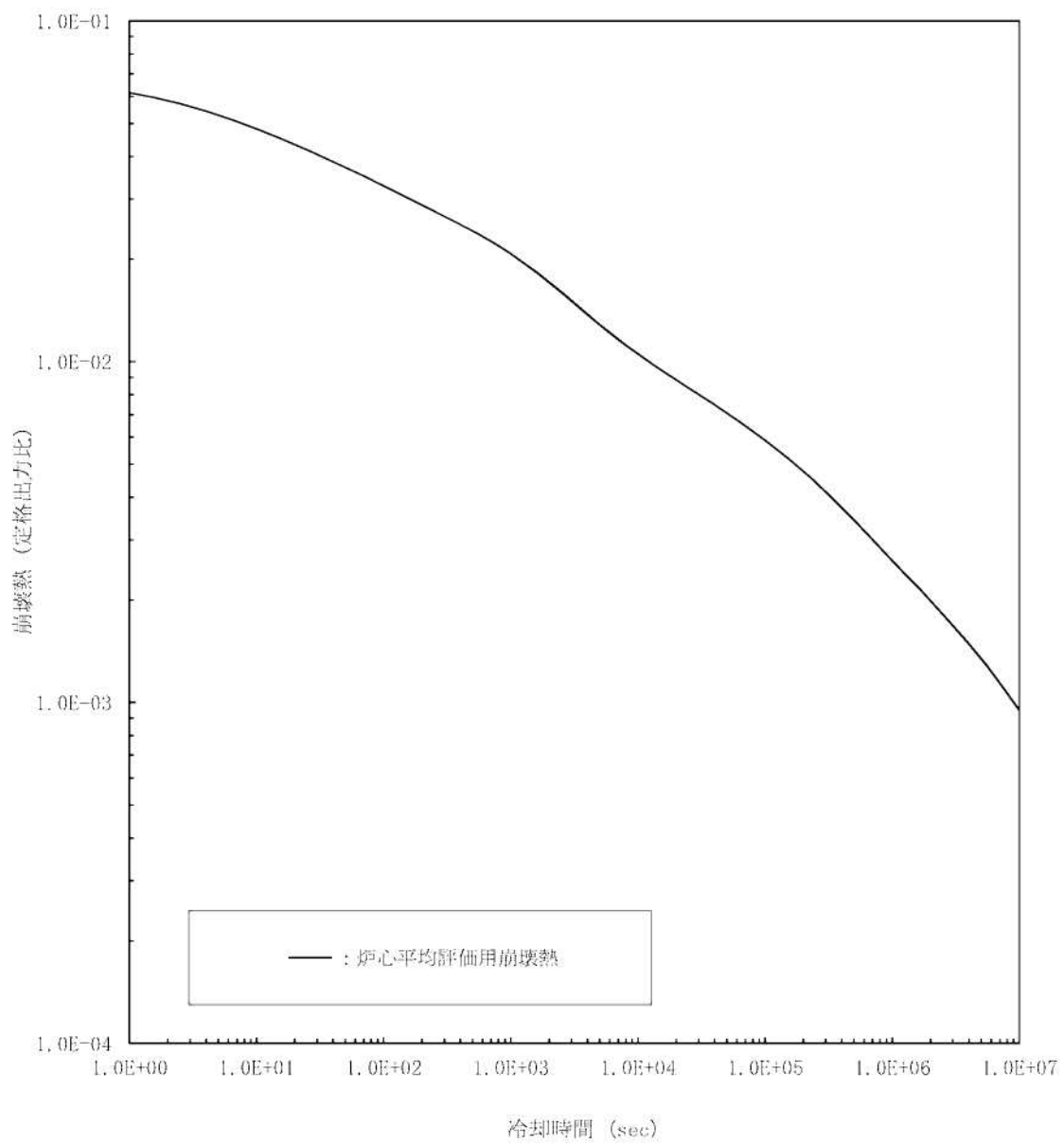
第1.15-69図 トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度添加曲線



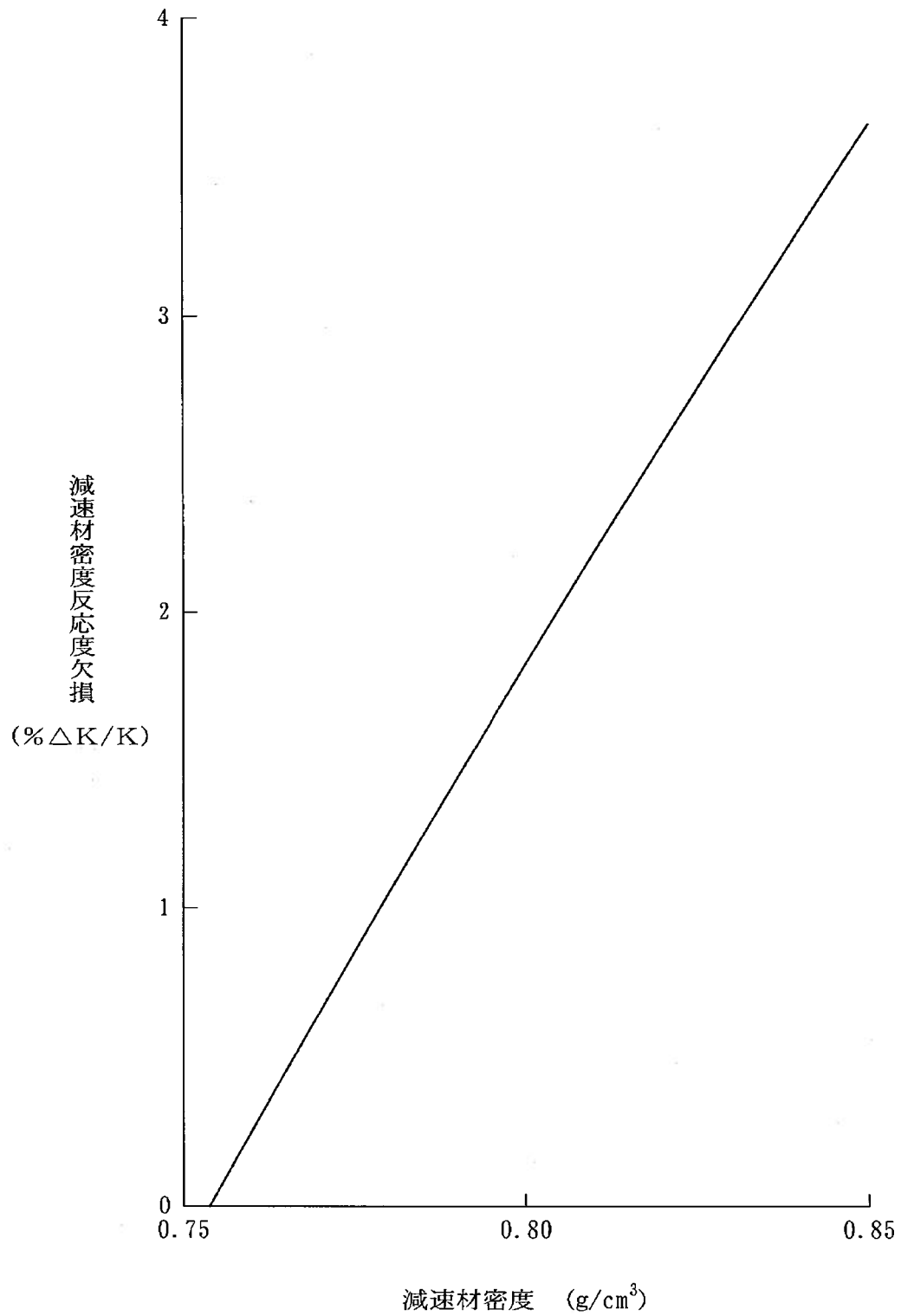
第1.15-70図 解析に使用したドップラ出力係数



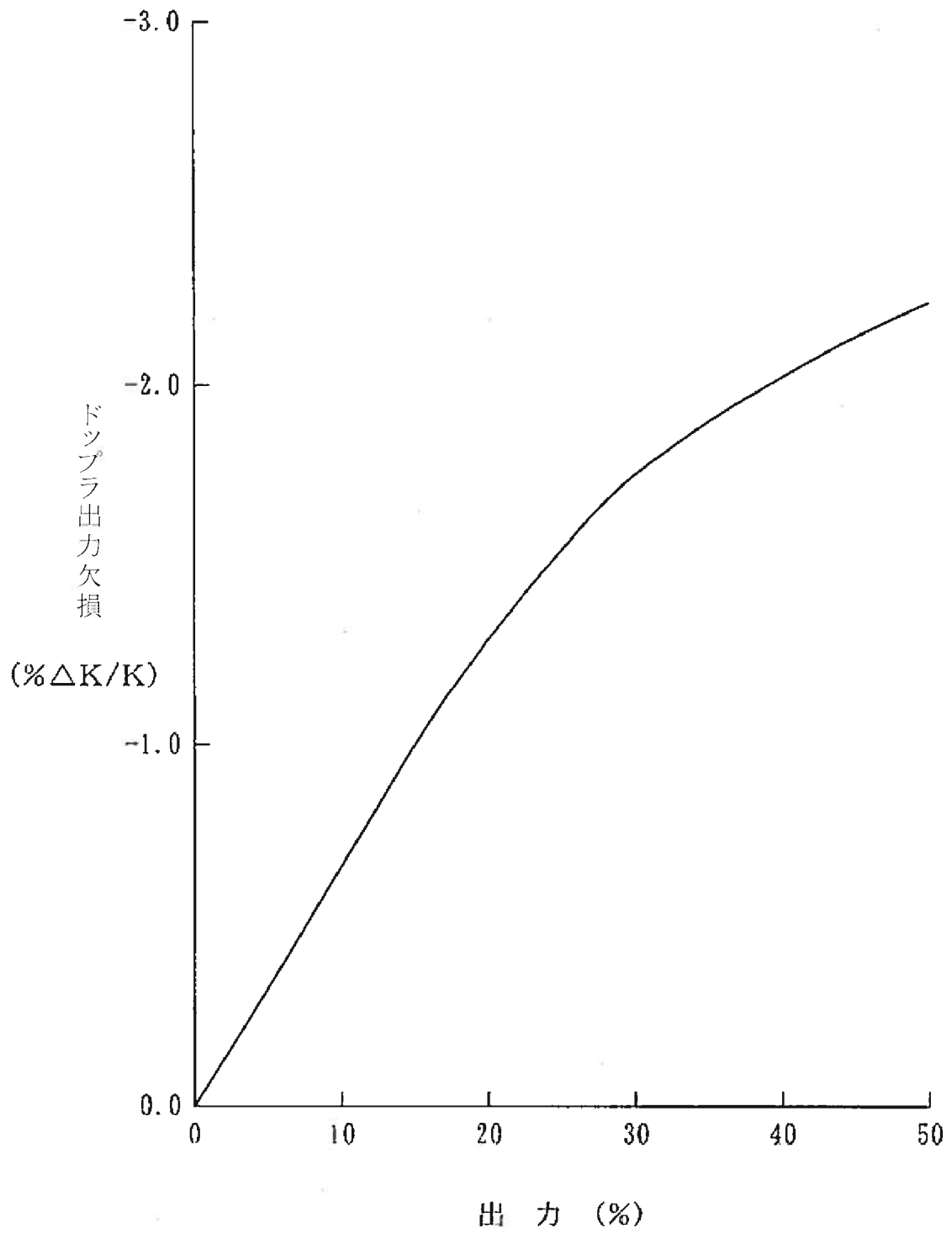
第 1.15-71 図 高温点評価用崩壊熱



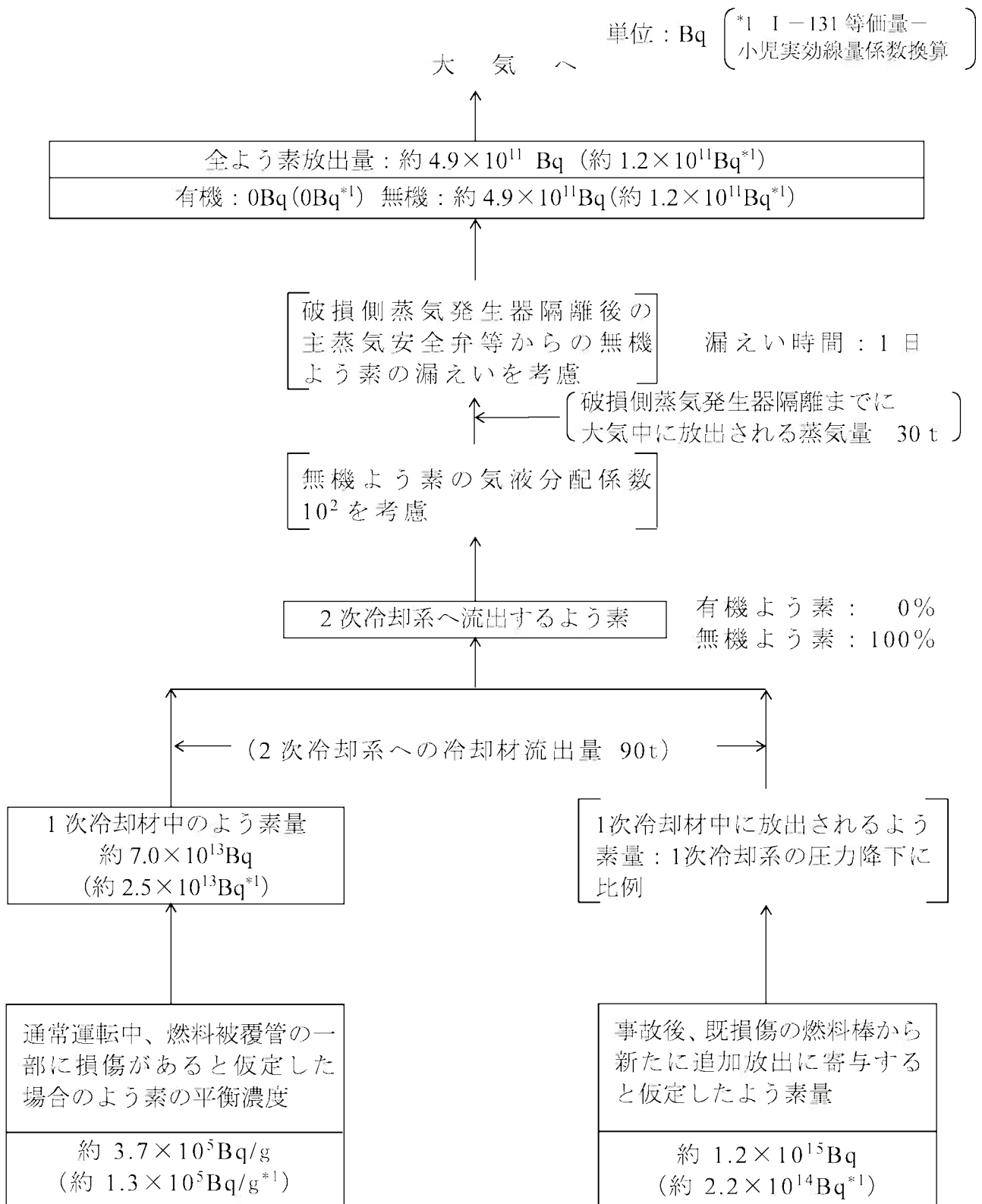
第 1.15-72 図 炉心平均評価用崩壊熱



第1.15-73図 解析に使用した減速材密度反応度欠損

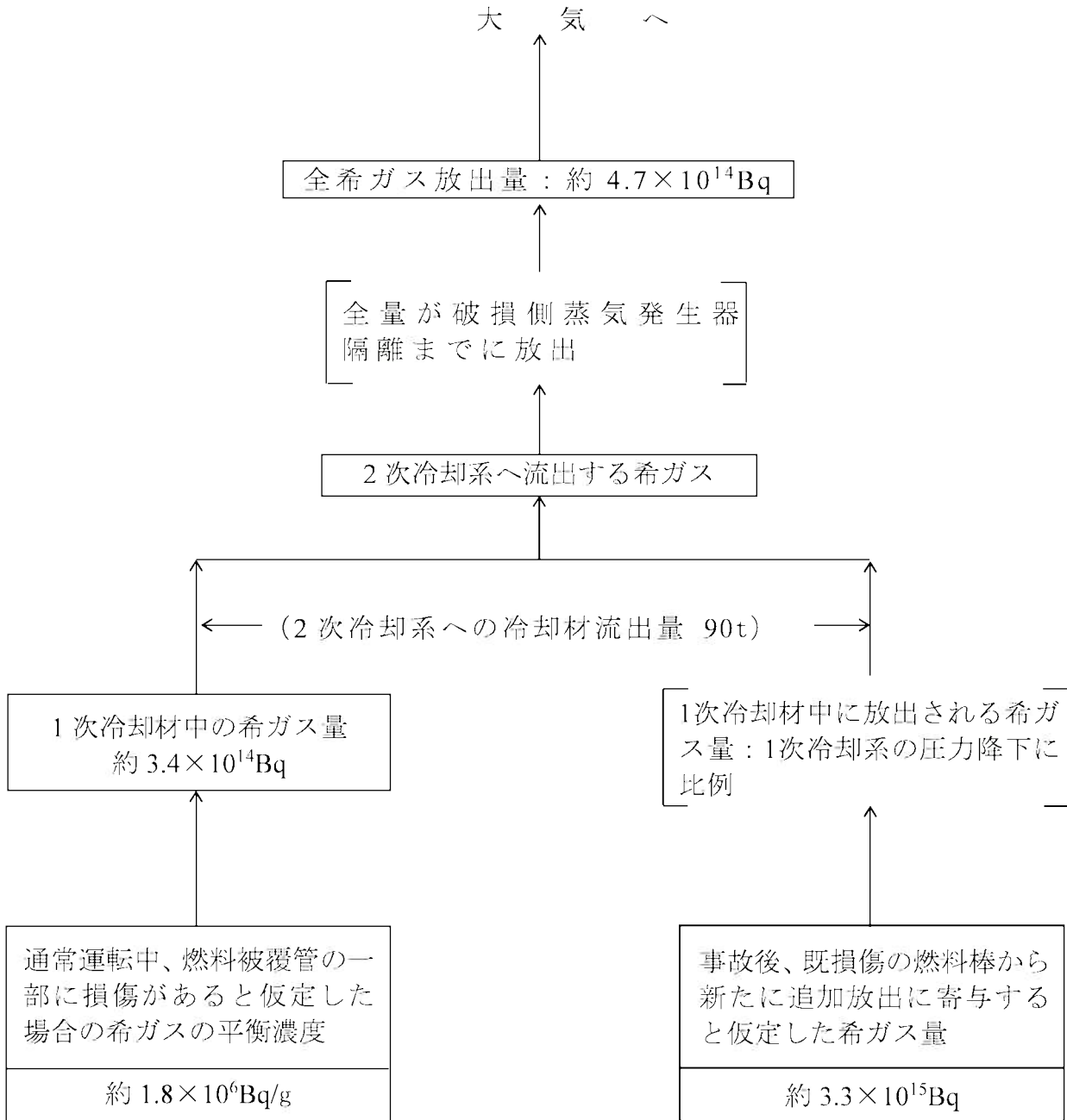


第1.15-74図 解析に使用したドップラ出力欠損

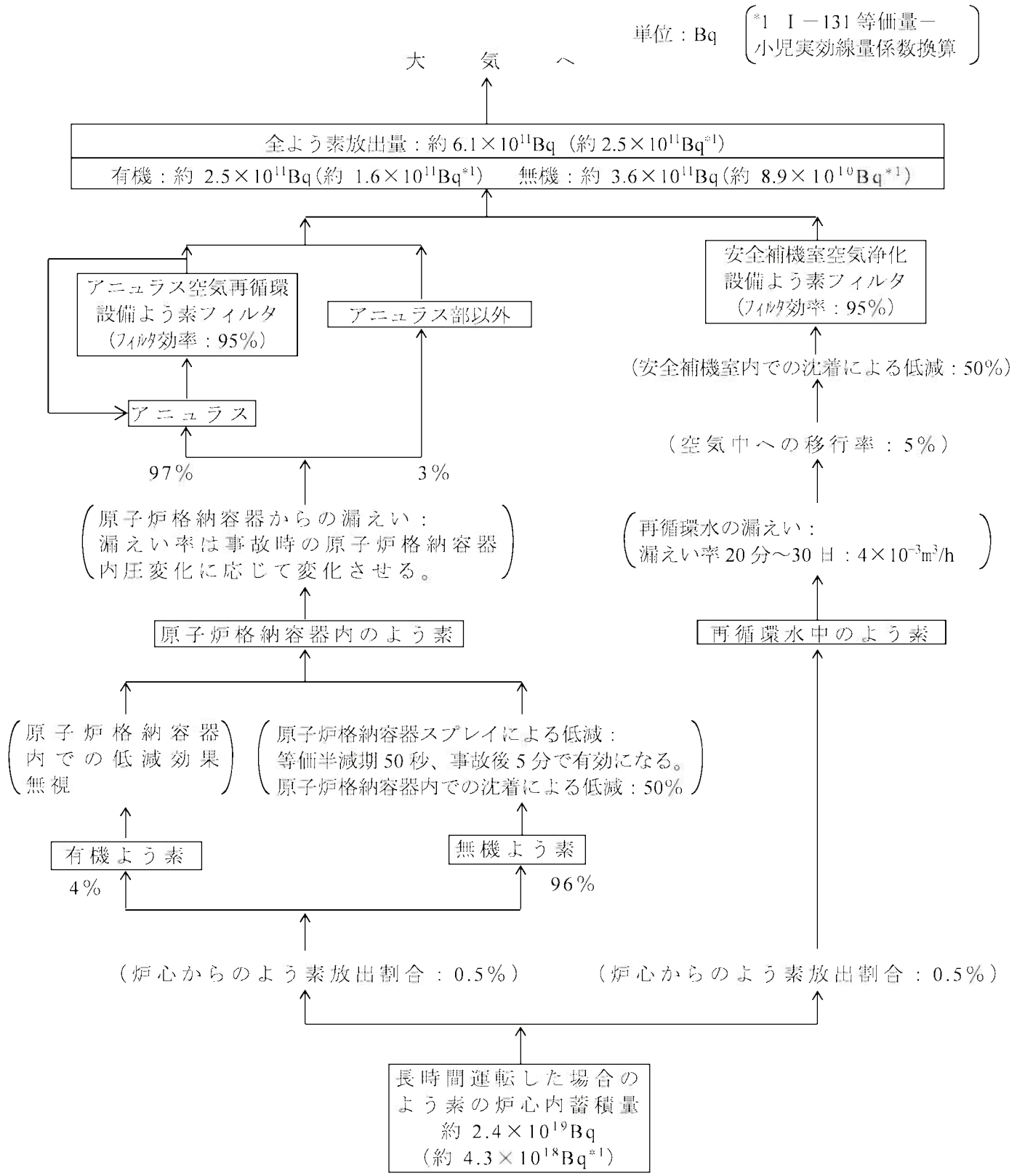


第 1.15-75 図 蒸気発生器伝熱管破損時のよう素の大気放出過程

単位：Bq $\left(\begin{array}{l} \gamma \text{線エネルギー} \\ 0.5\text{MeV 換算} \end{array} \right)$

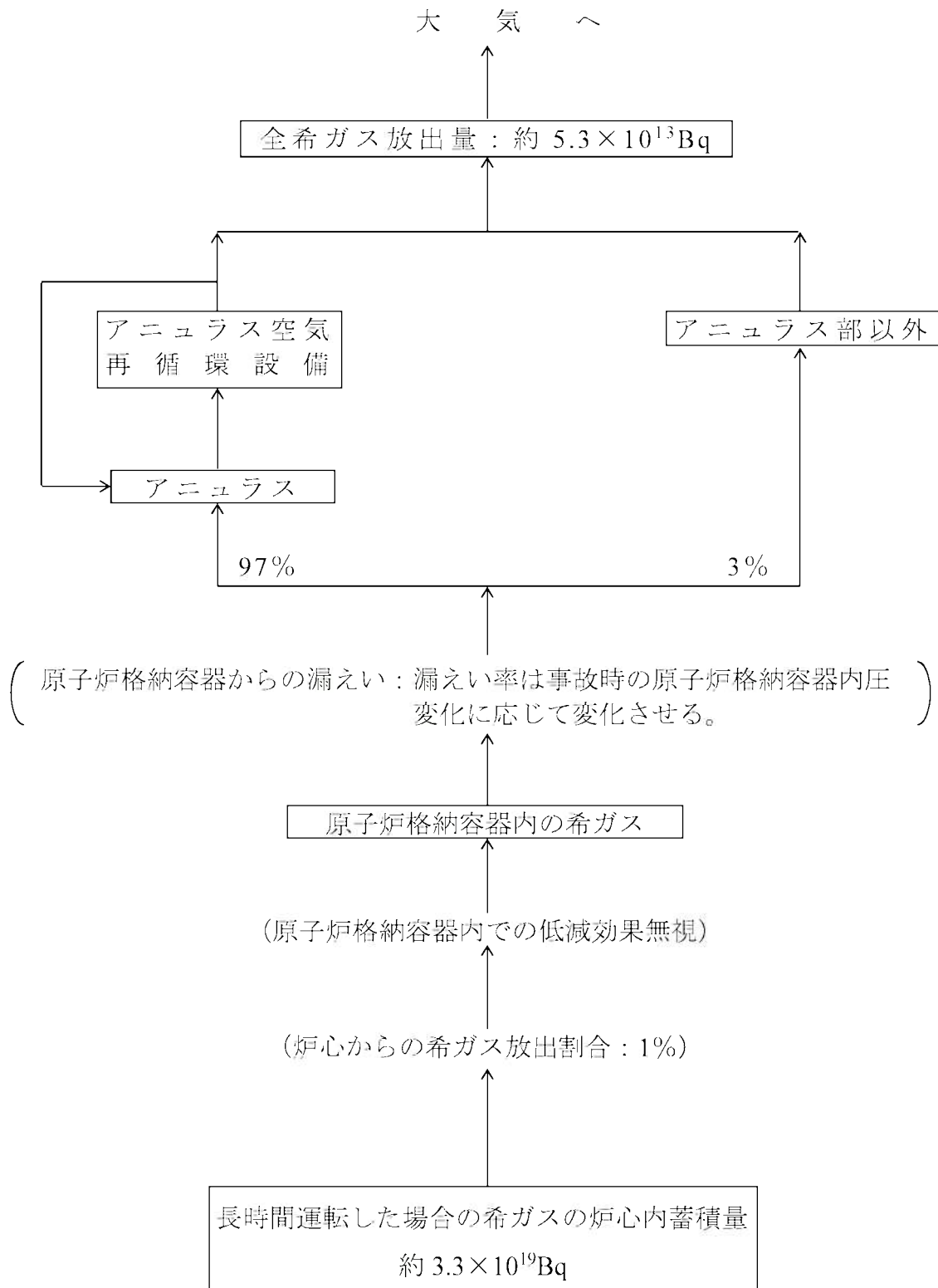


第 1.15-76 図 蒸気発生器伝熱管破損時の希ガスの大気放出過程

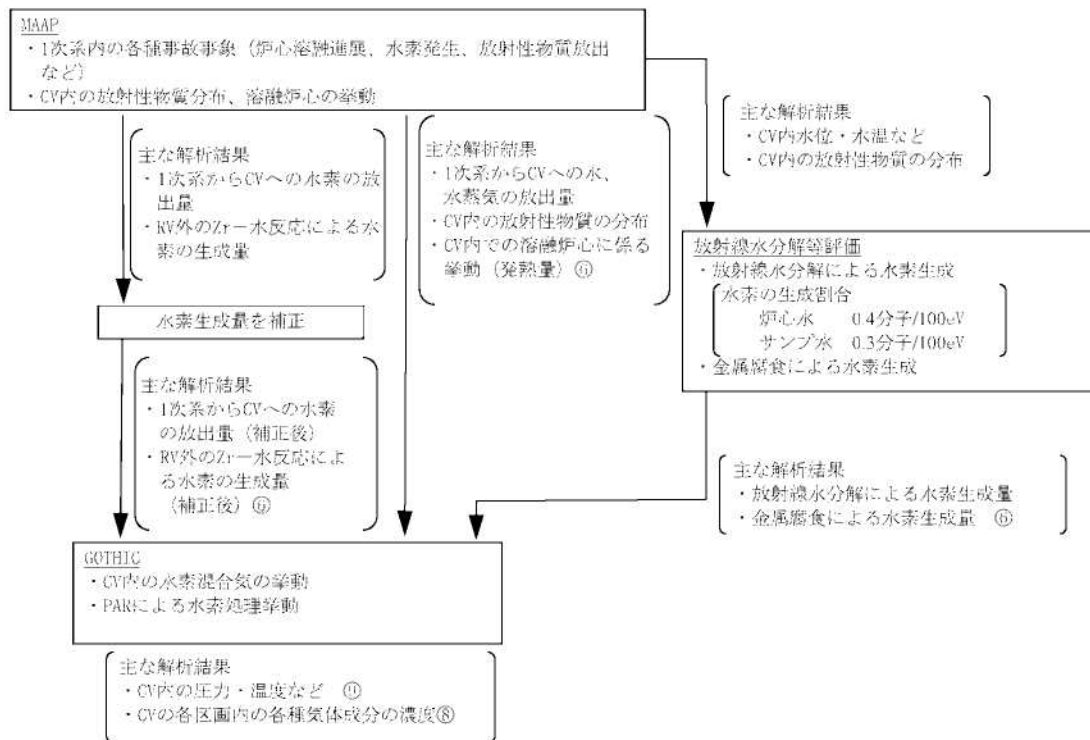


第 1.15-77 図 原子炉冷却材喪失時のよう素の大気放出過程

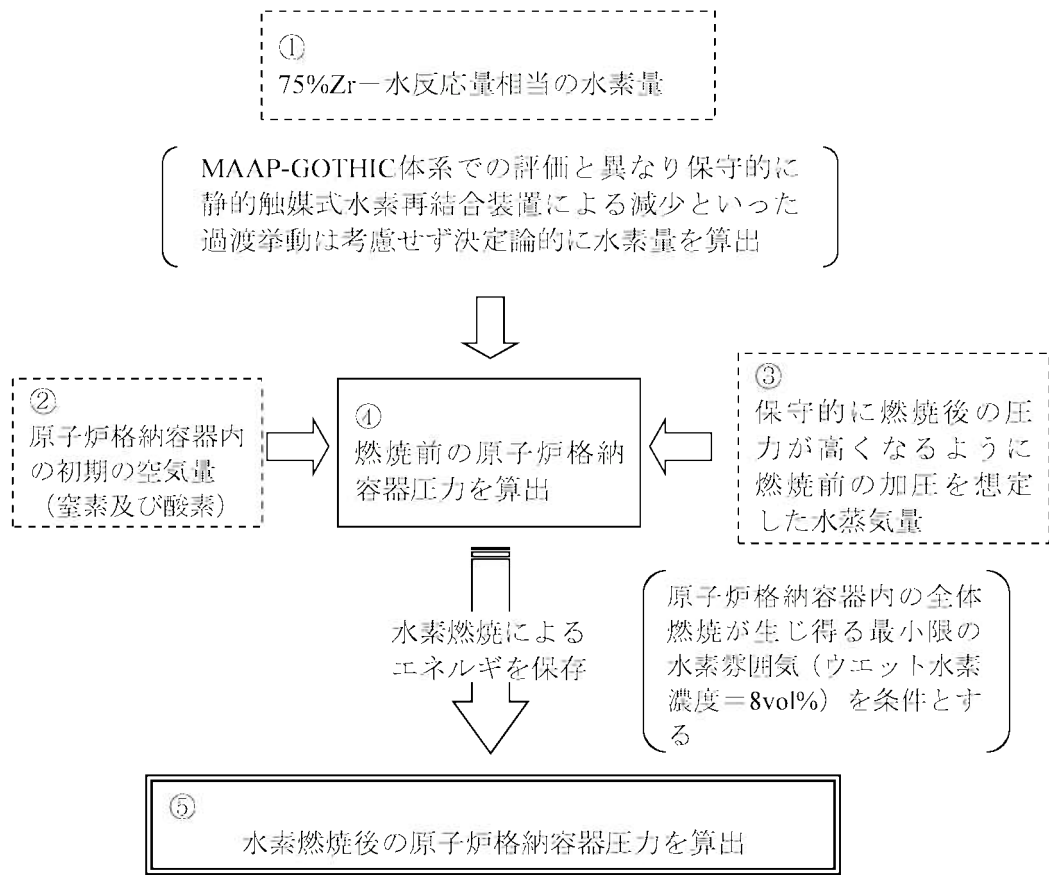
単位：Bq (γ線エネルギー)
0.5MeV換算



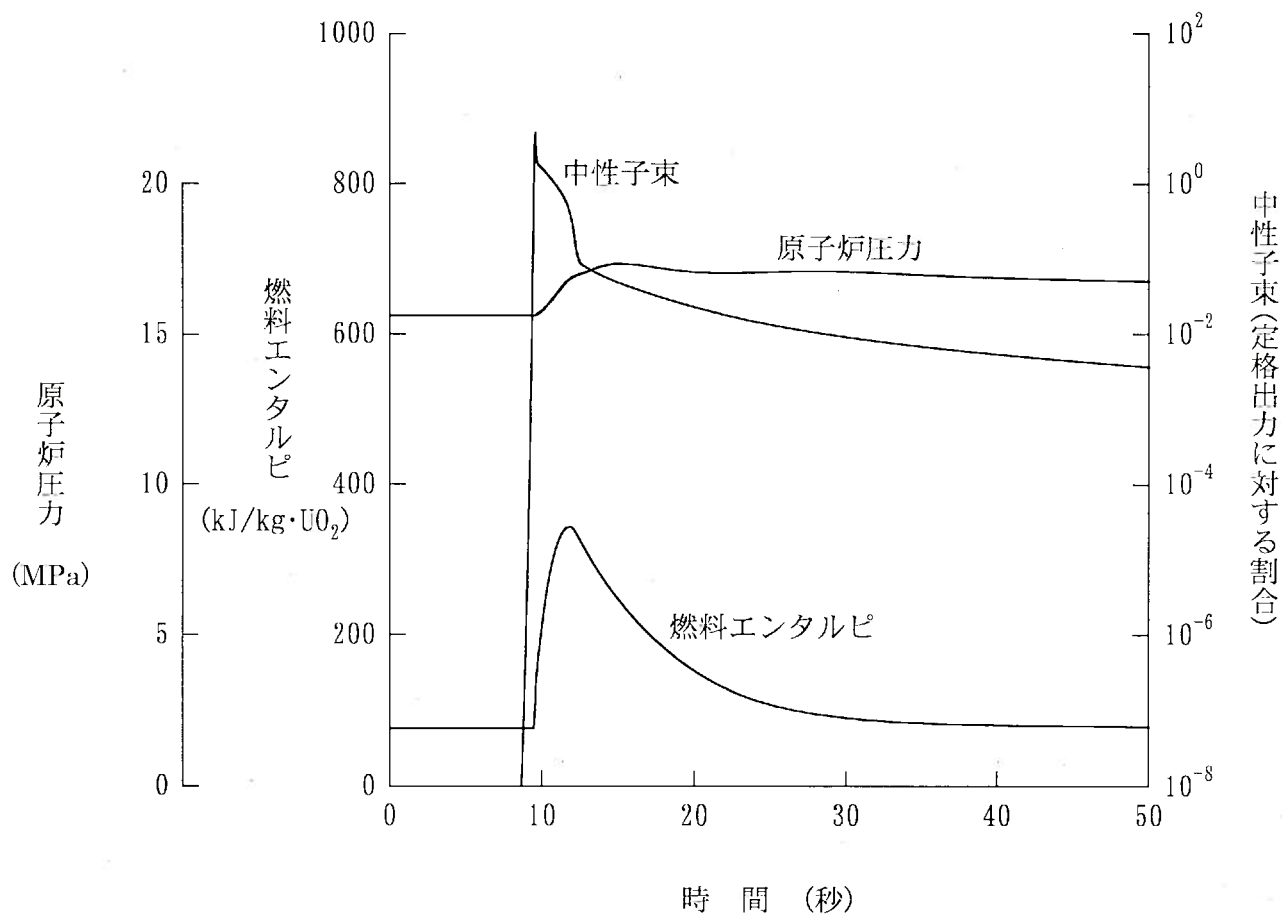
第 1.15-78 図 原子炉冷却材喪失時の希ガスの大気放出過程



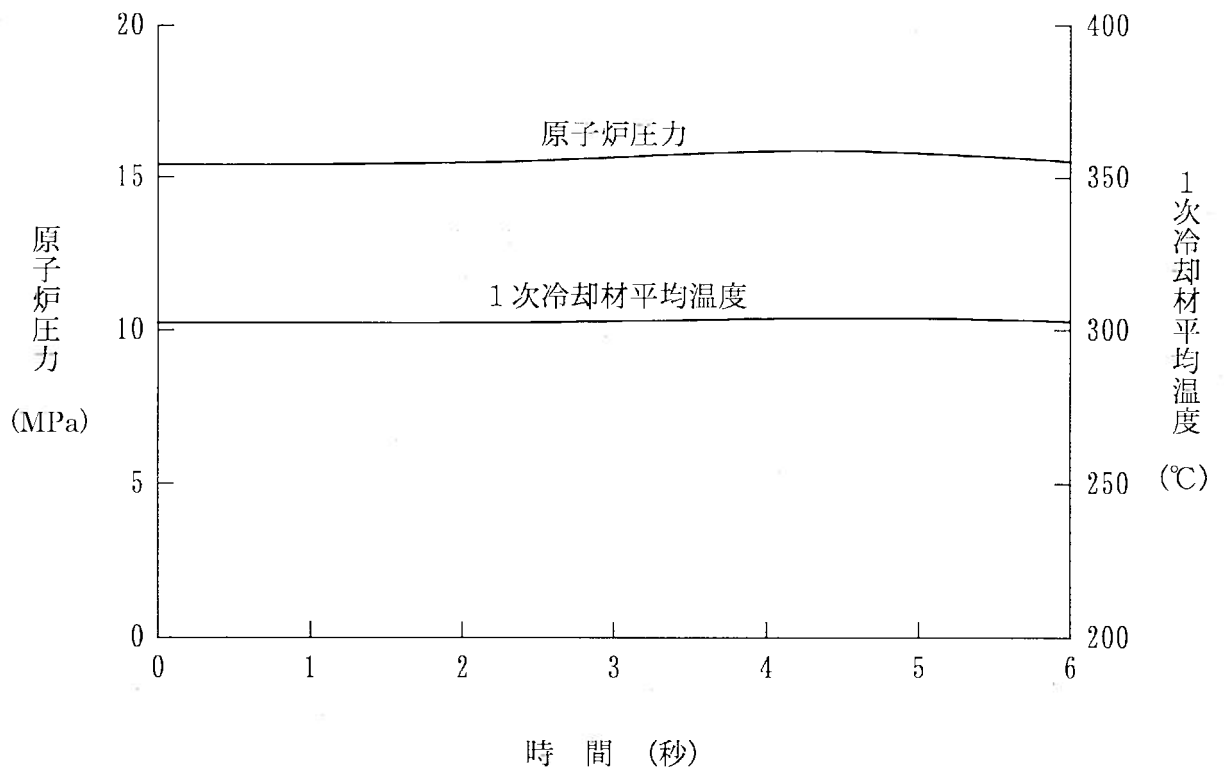
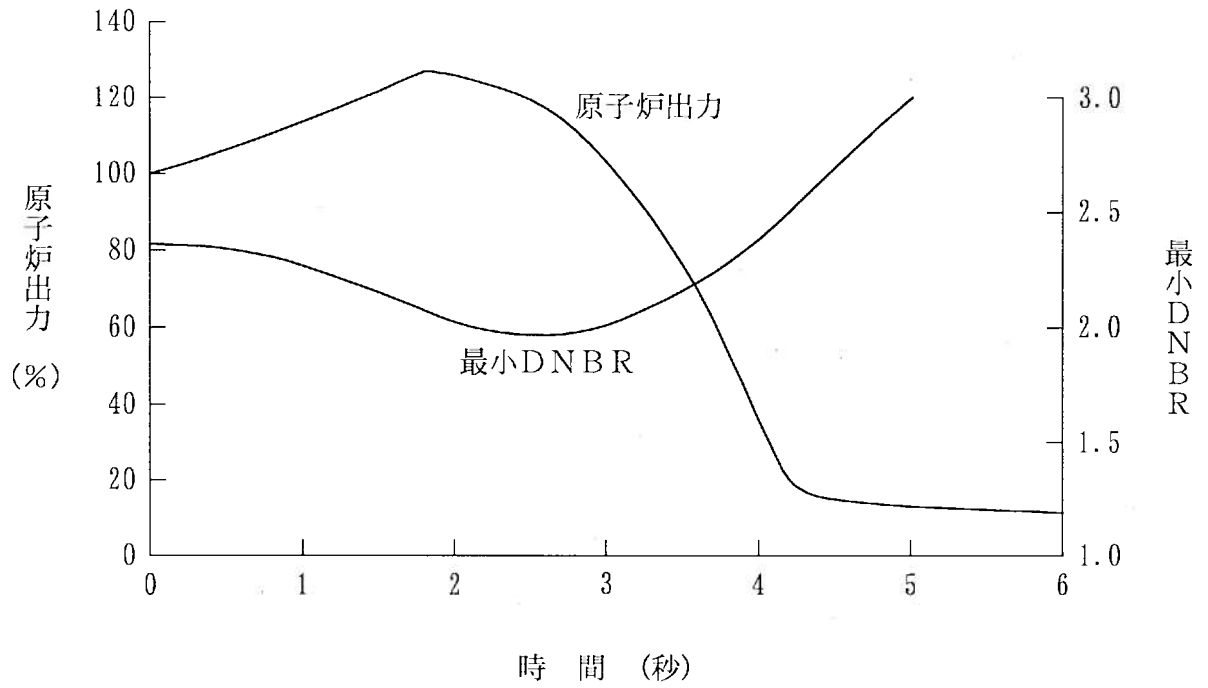
第1.15-79図 水素濃度評価の概要



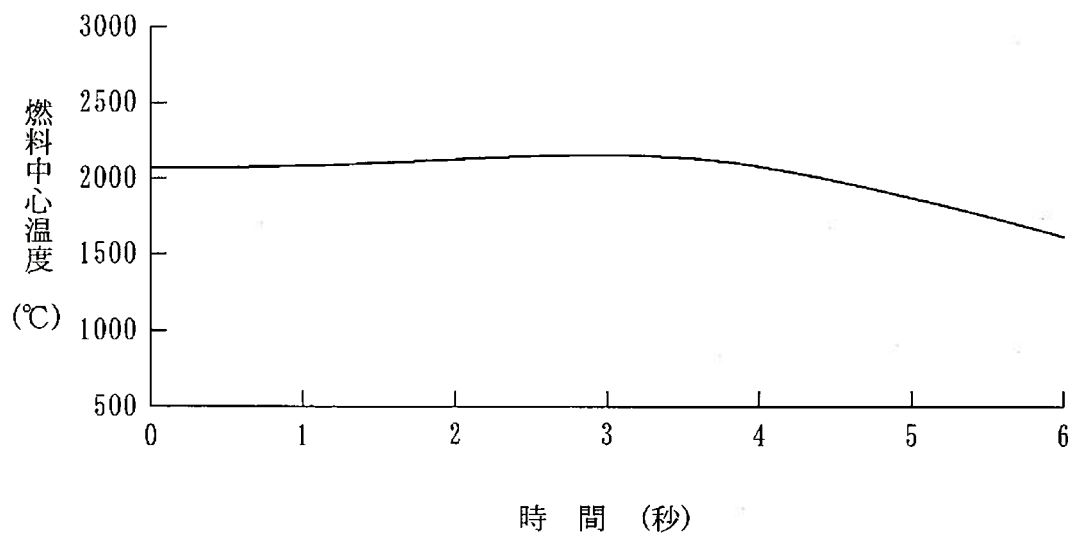
第1.15-80図 水素燃焼後の原子炉格納容器圧力評価の流れ



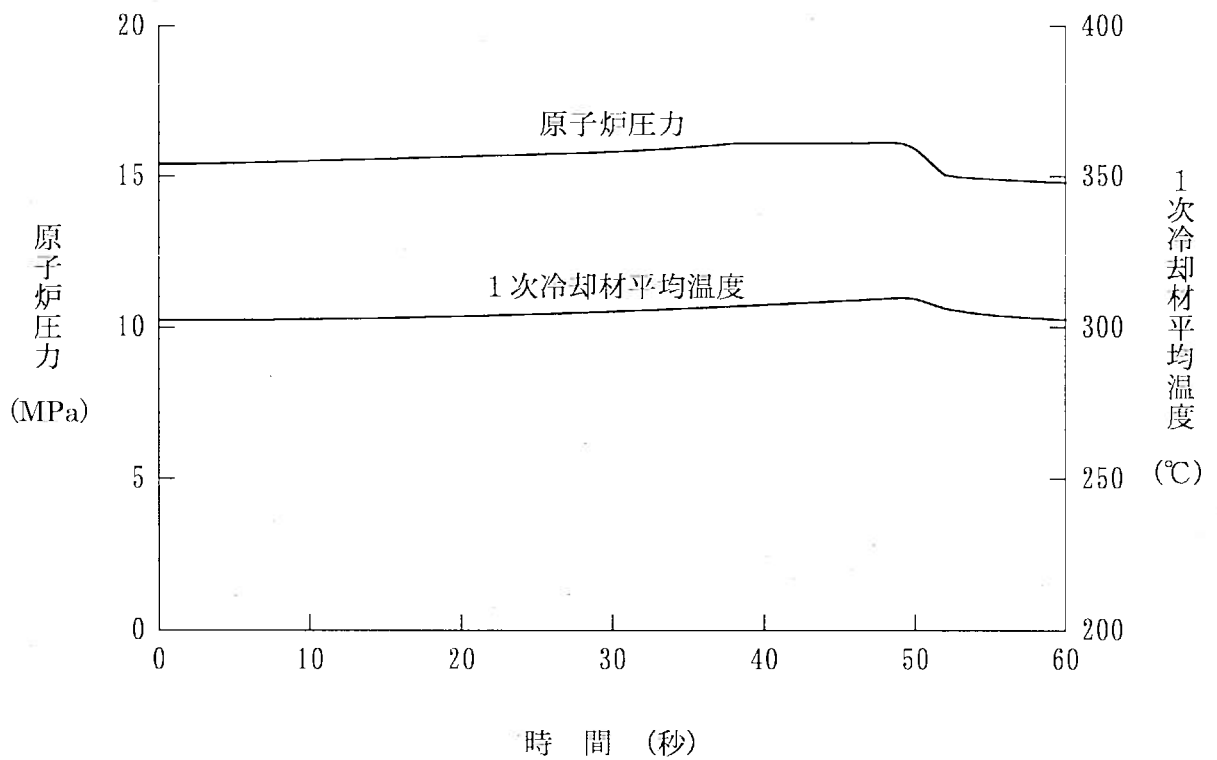
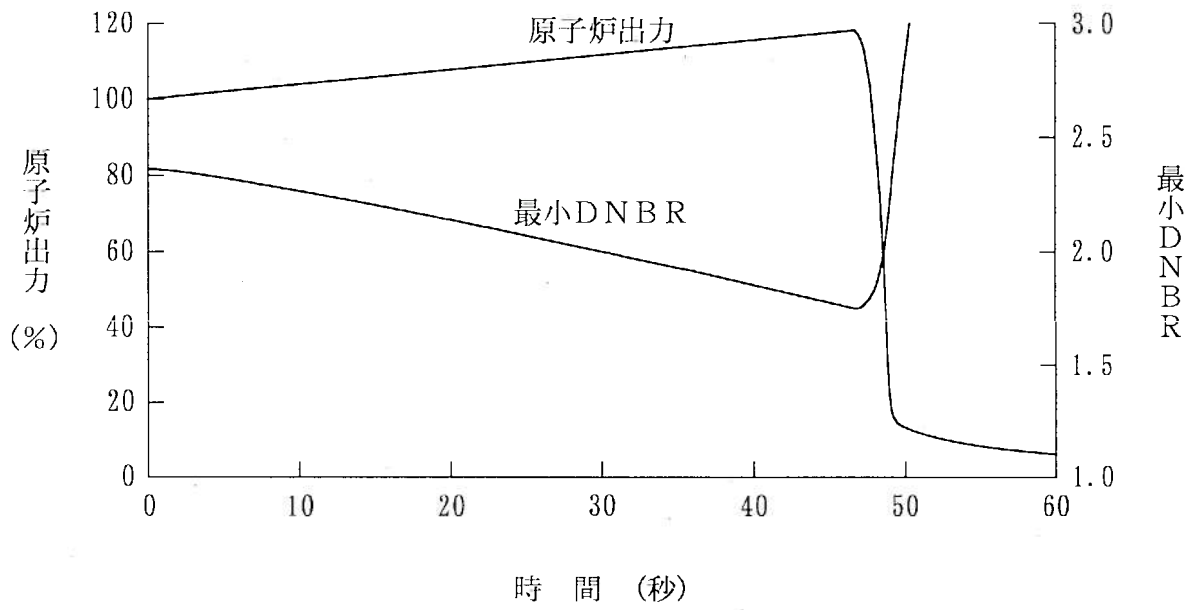
第1.15-81図 原子炉起動時における制御棒の異常な引抜き



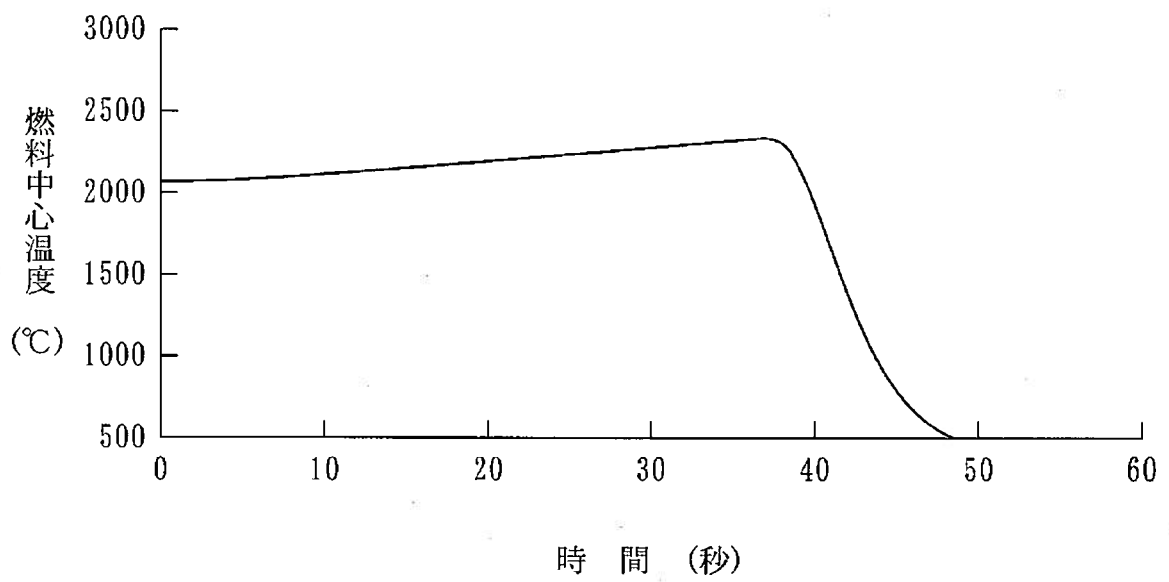
第1.15-82図 出力運転中の制御棒の異常な引抜き
—速い引抜きの場合(1)



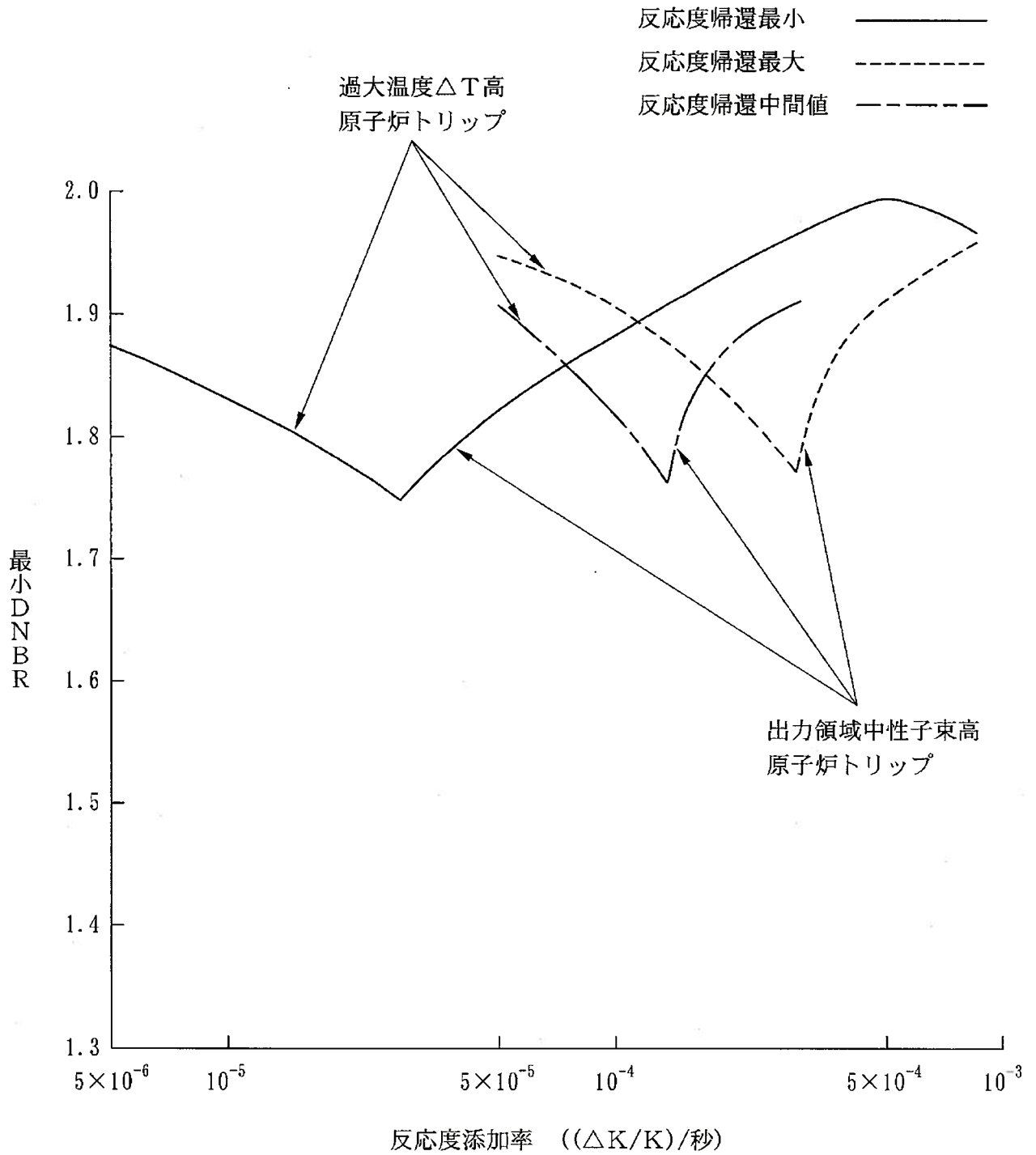
第1.15-83図 出力運転中の制御棒の異常な引抜き
—速い引抜きの場合(2)



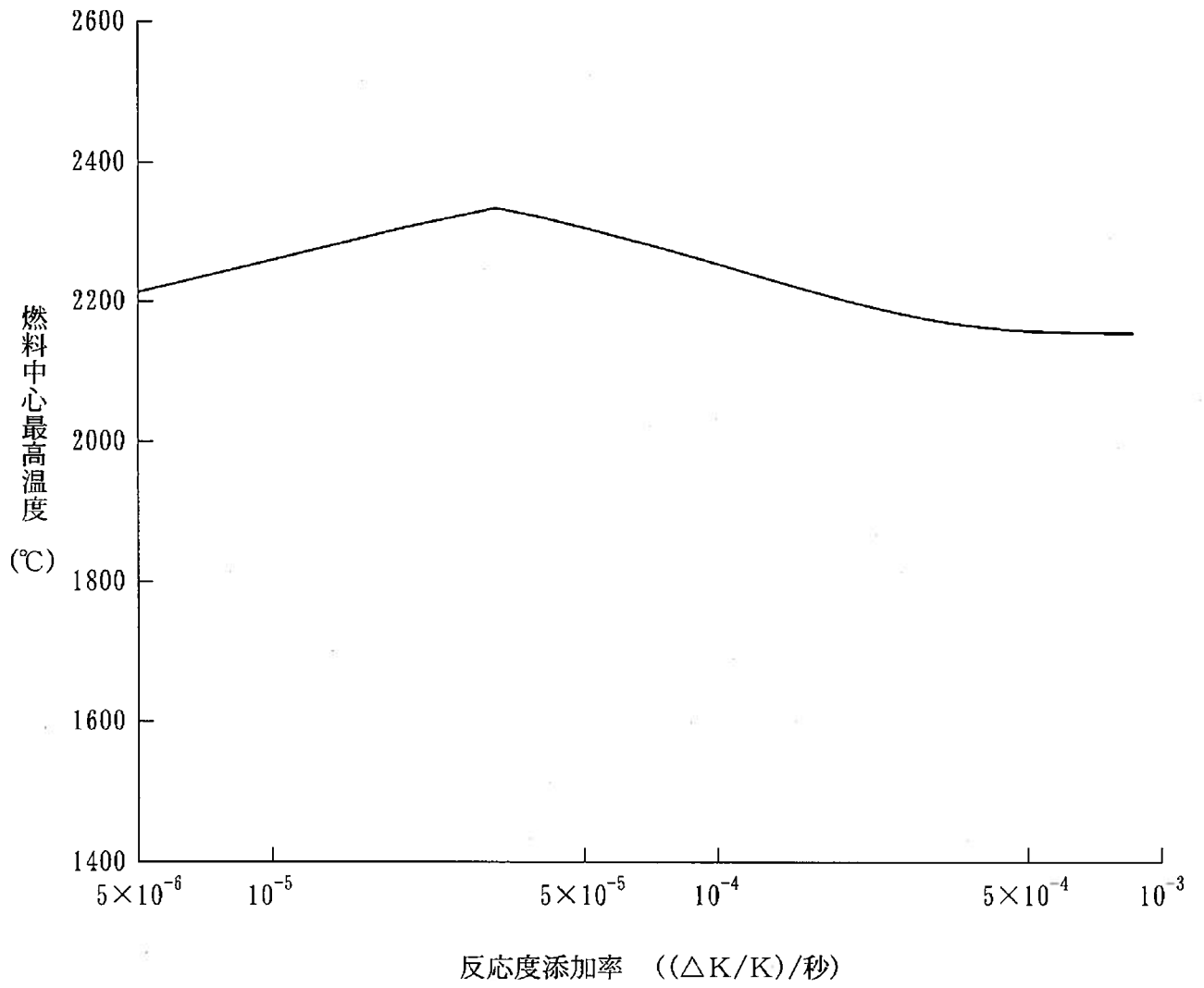
第1.15-84図 出力運転中の制御棒の異常な引抜き
—遅い引抜きの場合(1)



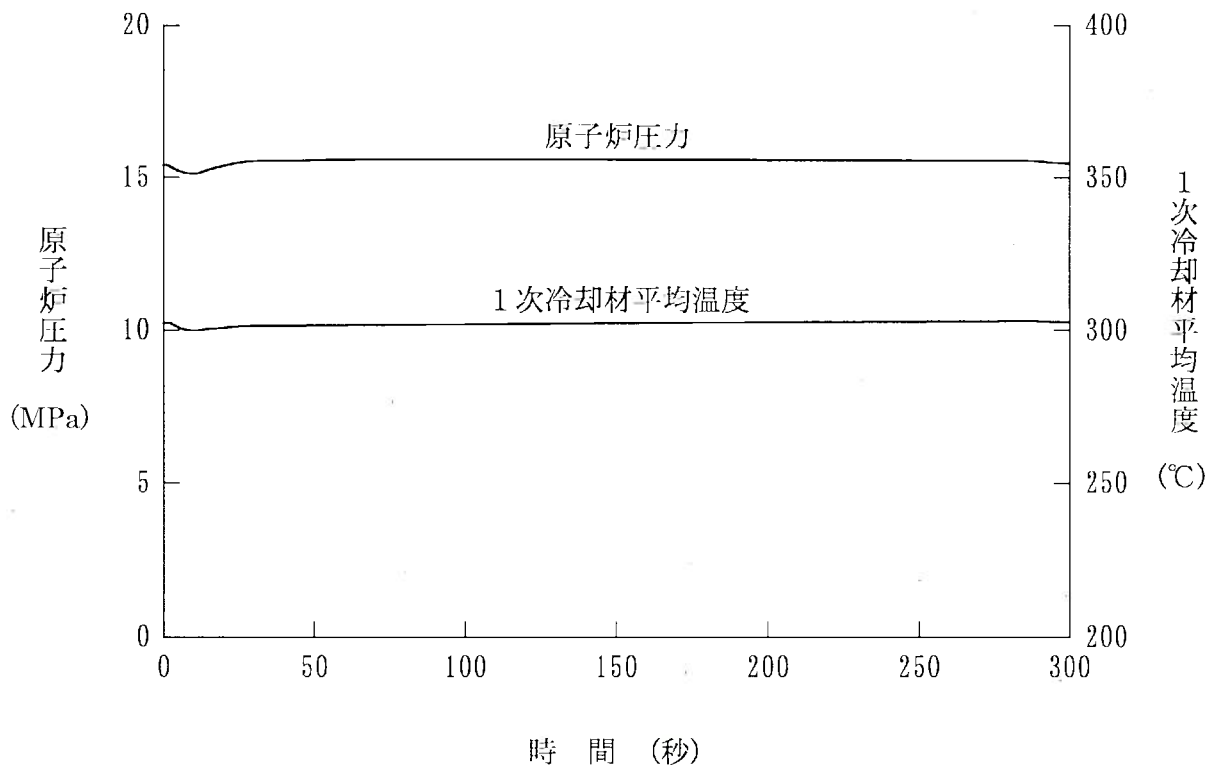
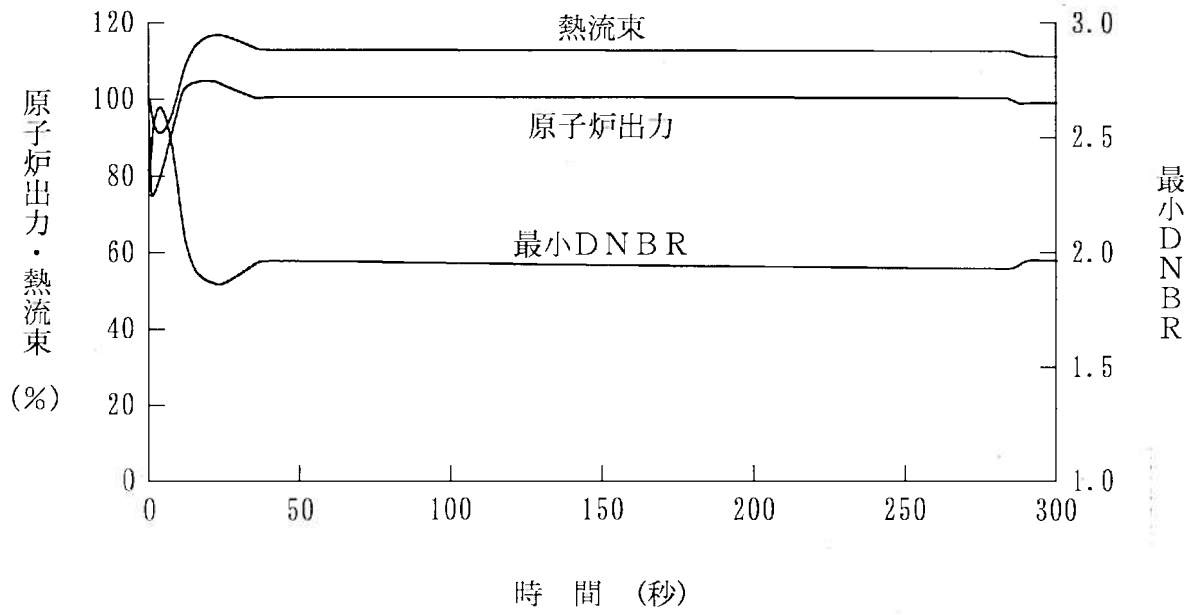
第1.15-85図 出力運転中の制御棒の異常な引抜き
—遅い引抜きの場合(2)



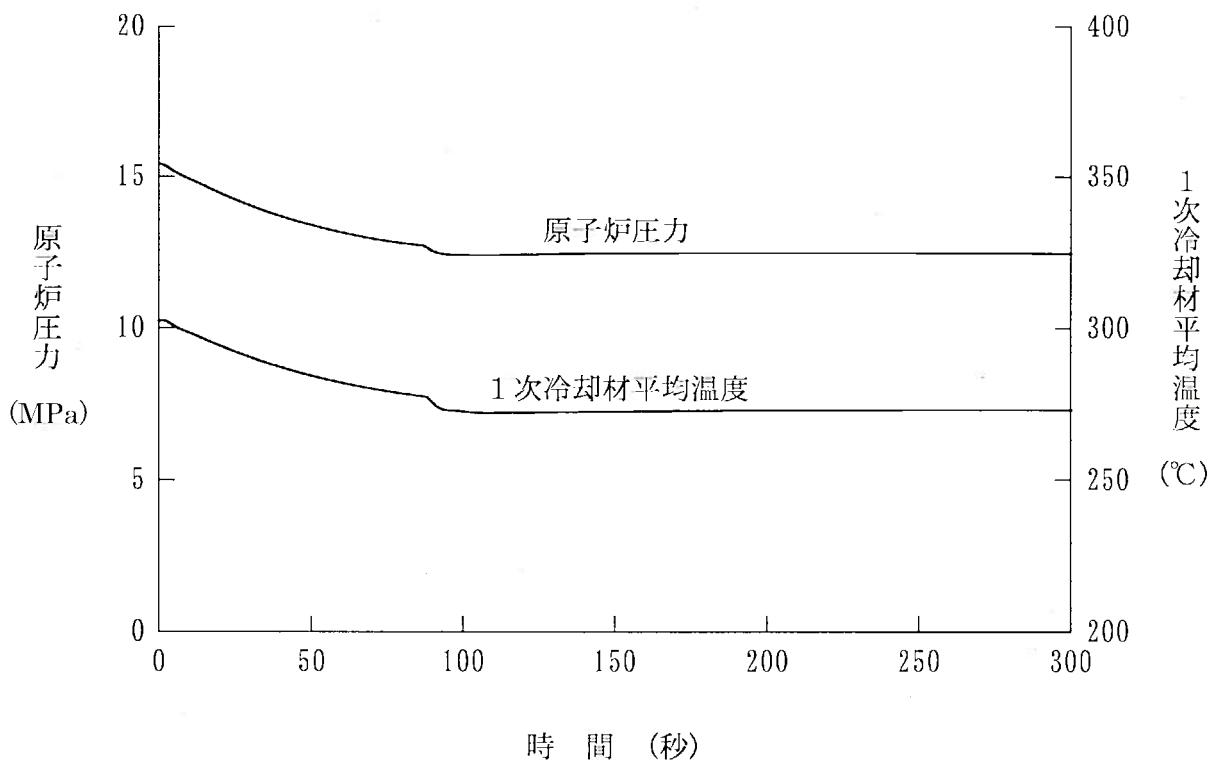
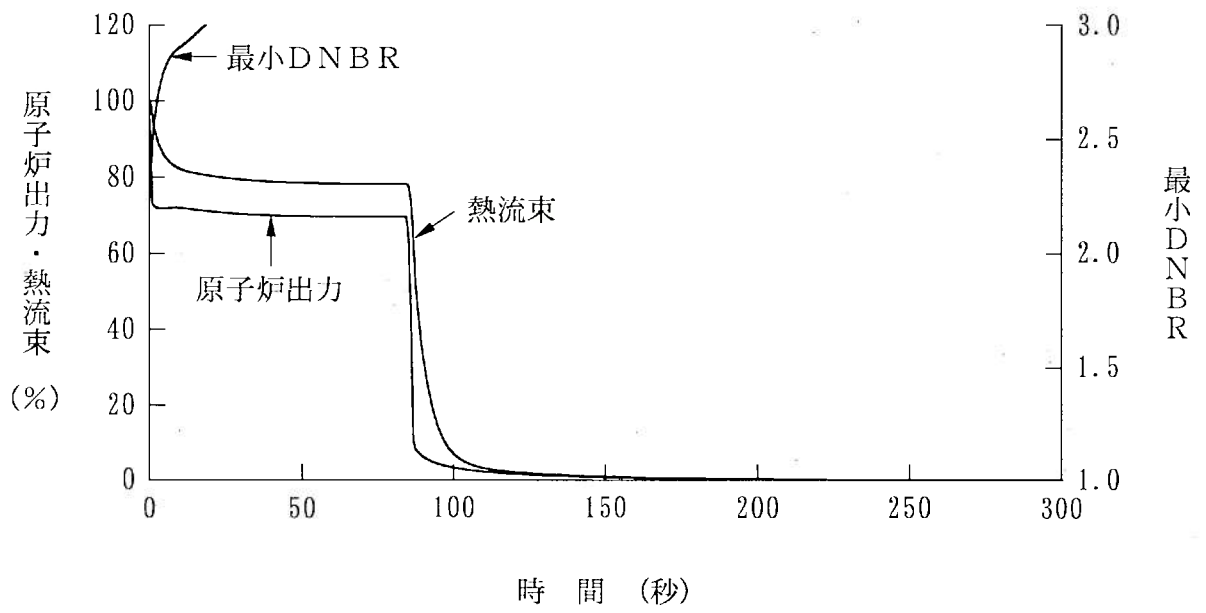
第1.15-86図 出力運転中の制御棒の異常な引抜き



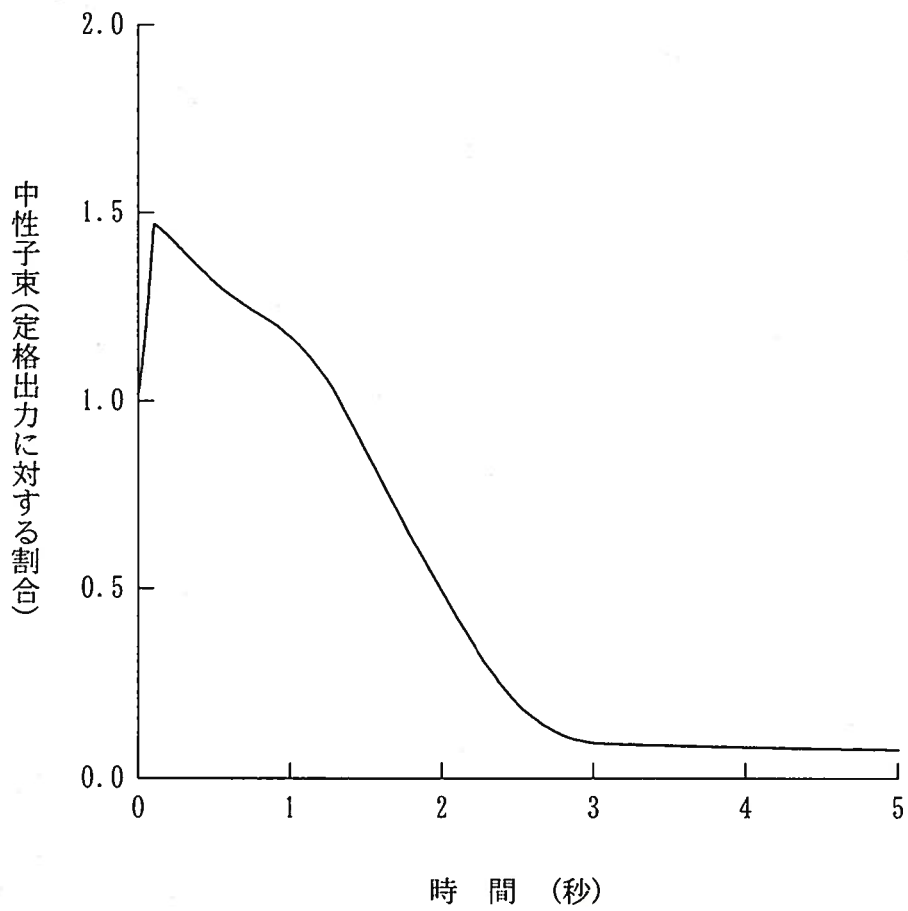
第1.15-87図 出力運転中の制御棒の異常な引抜き



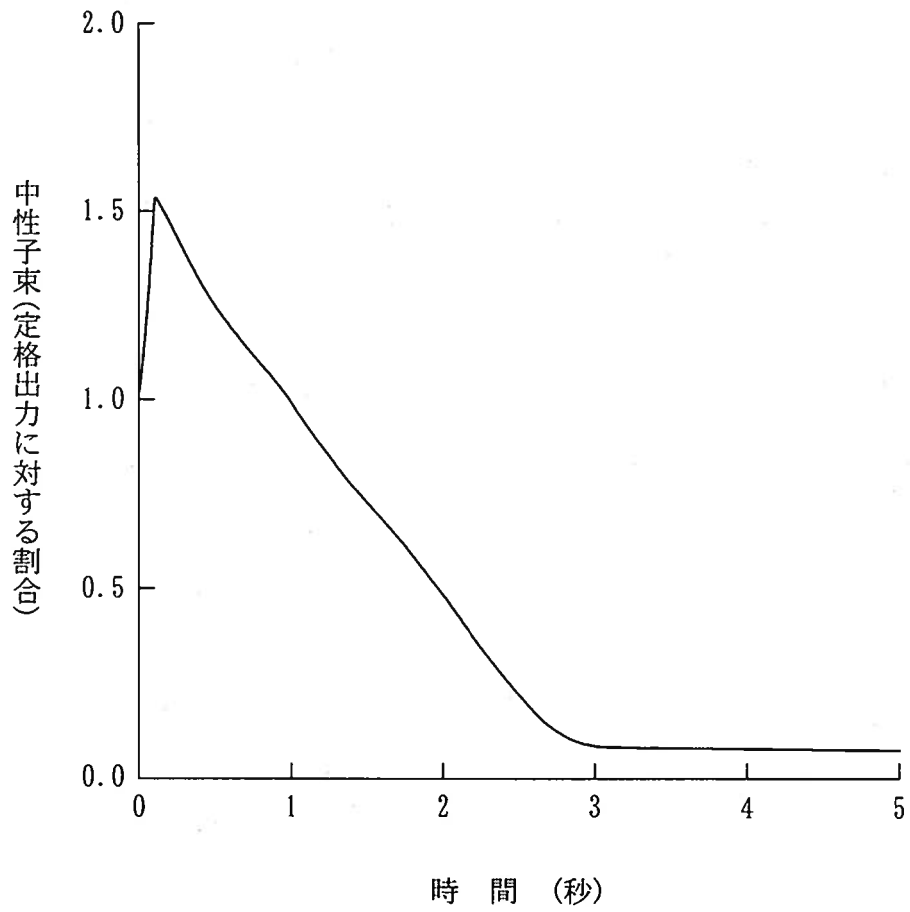
第1.15-88図 制御棒の落下—制御棒クラスタ自動制御運転



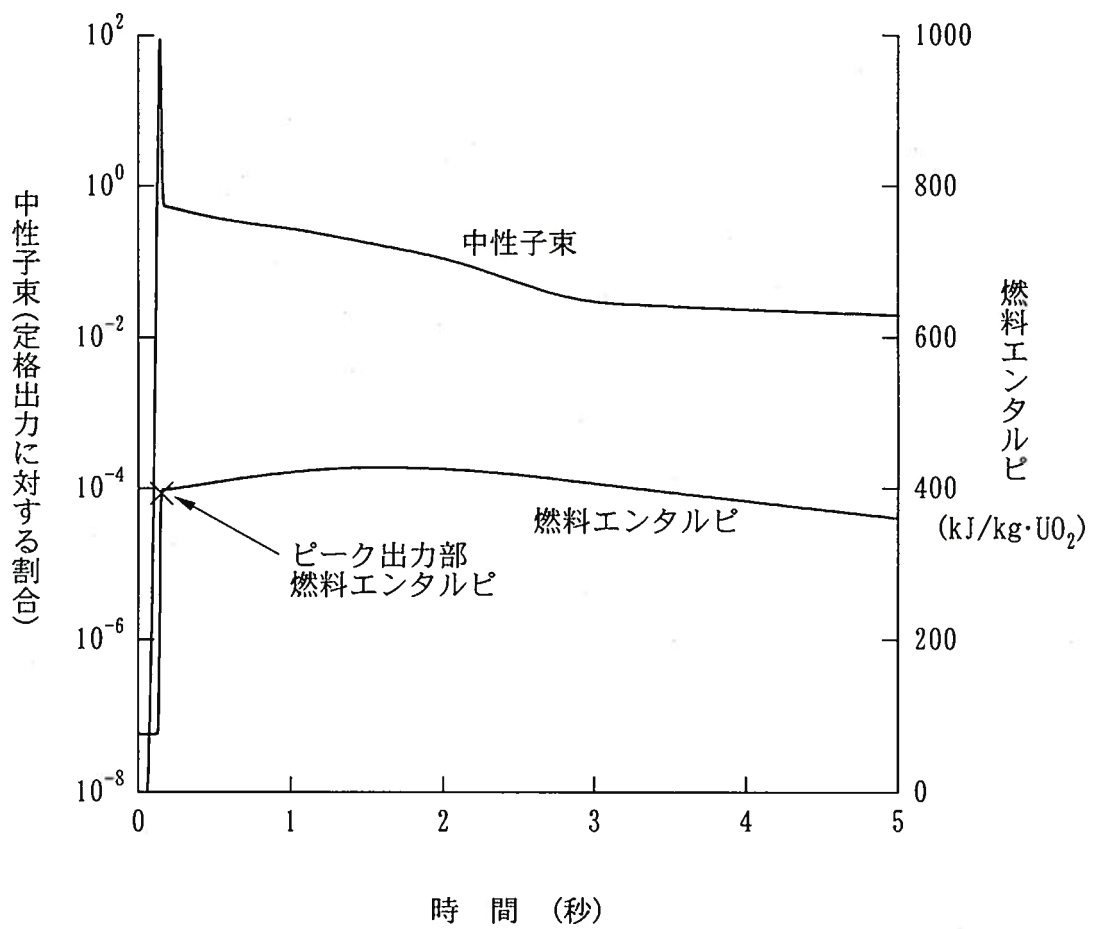
第1.15-89図 制御棒の落下—制御棒クラスタ手動制御運転



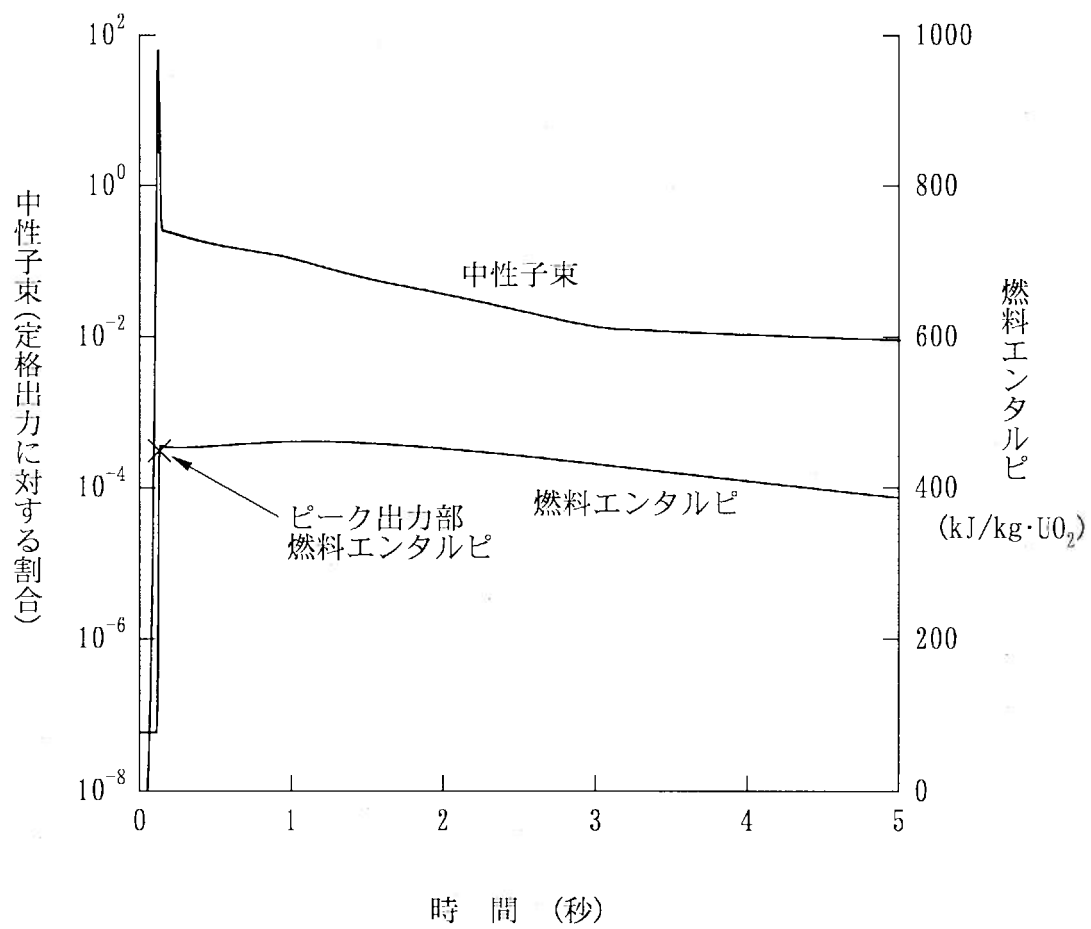
第1.15-90図 制御棒飛び出しーサイクル初期高温全出力



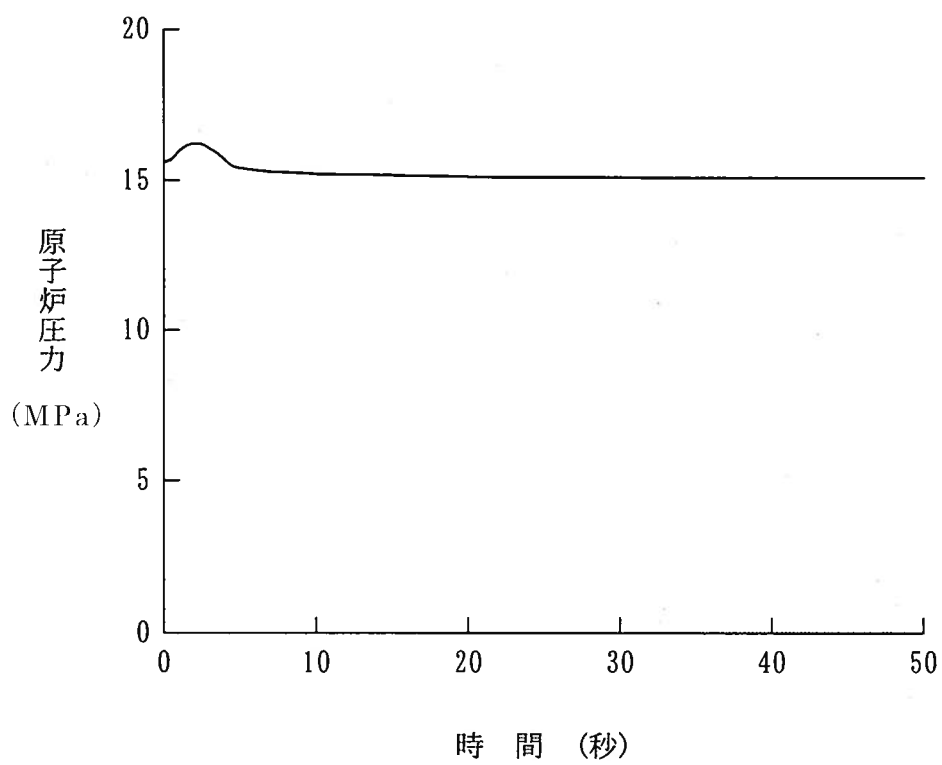
第1.15-91図 制御棒飛び出しーサイクル末期高温全出力



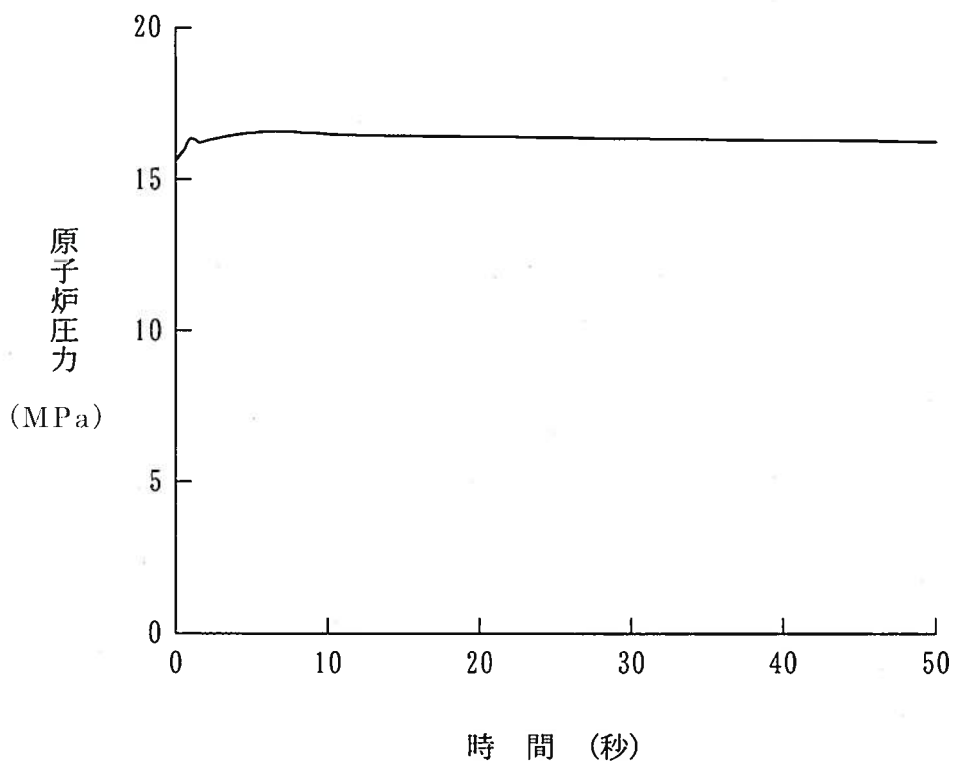
第1.15-92図 制御棒飛び出し—サイクル初期高温零出力



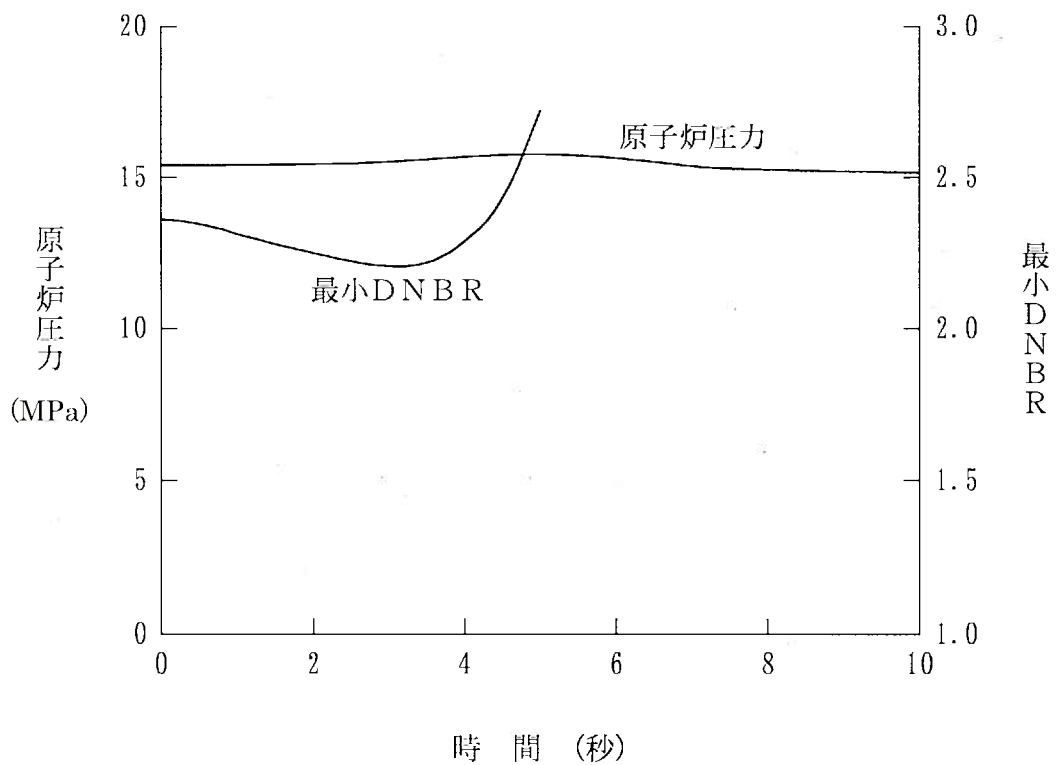
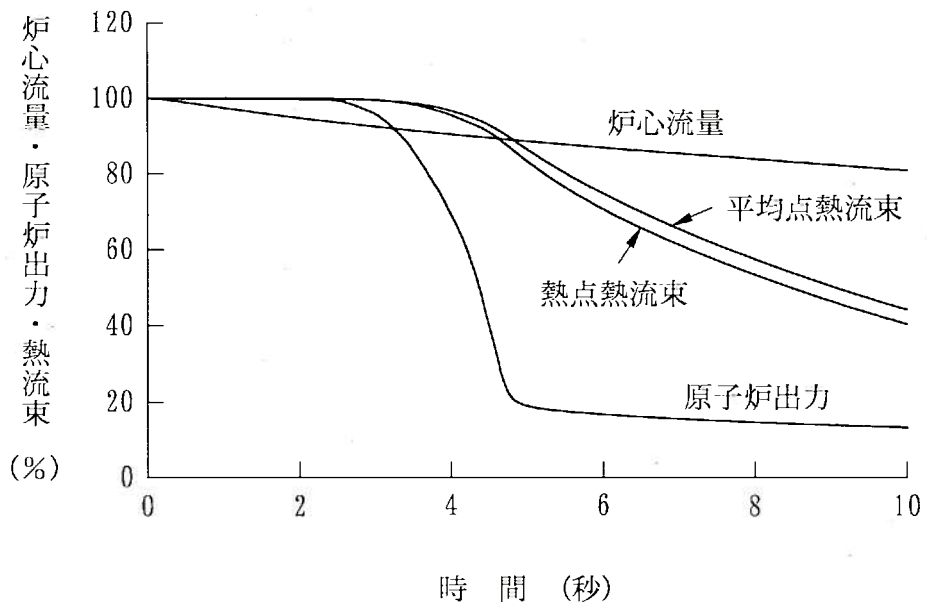
第1.15-93図 制御棒飛び出しーサイクル末期高温零出力



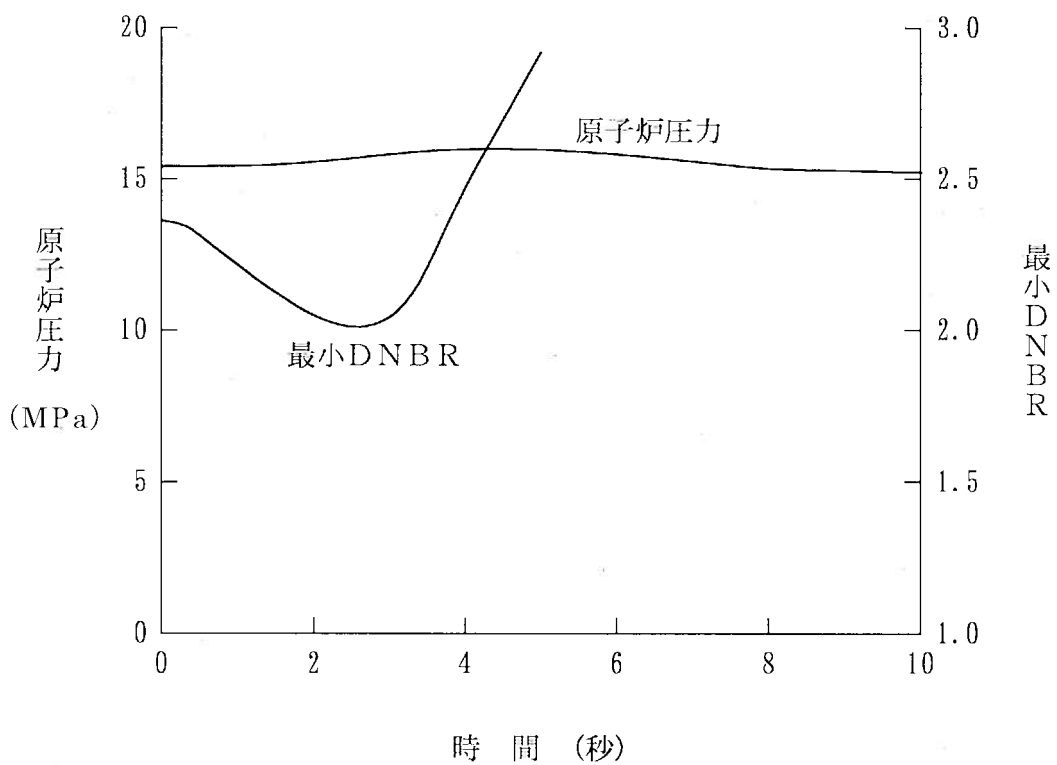
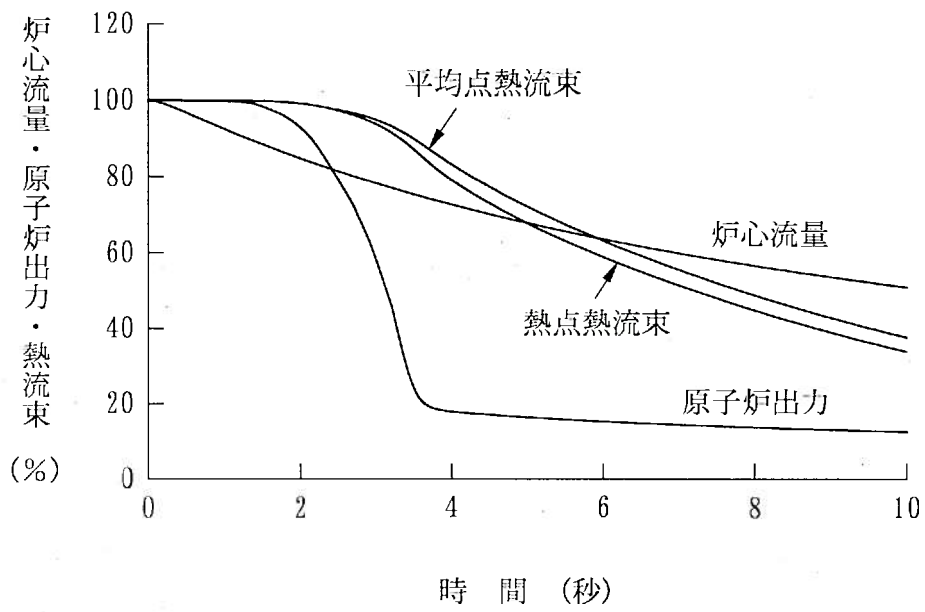
第1.15-94図 制御棒飛び出し—サイクル初期高温全出力—圧力解析



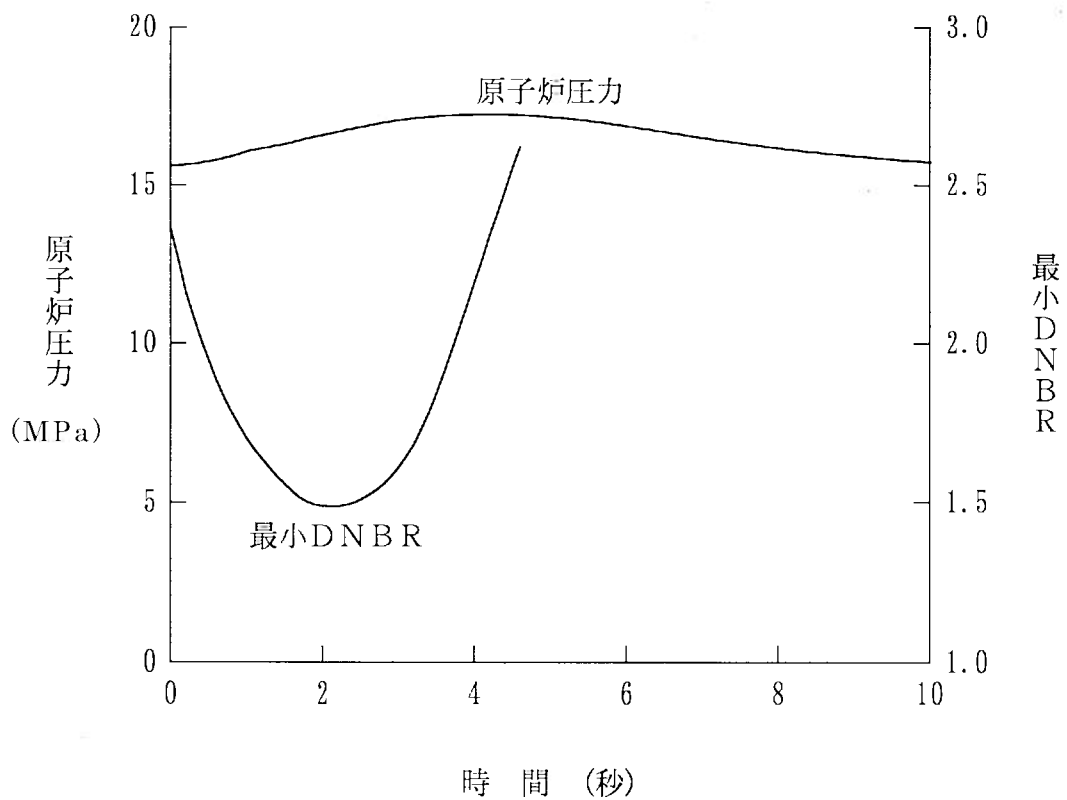
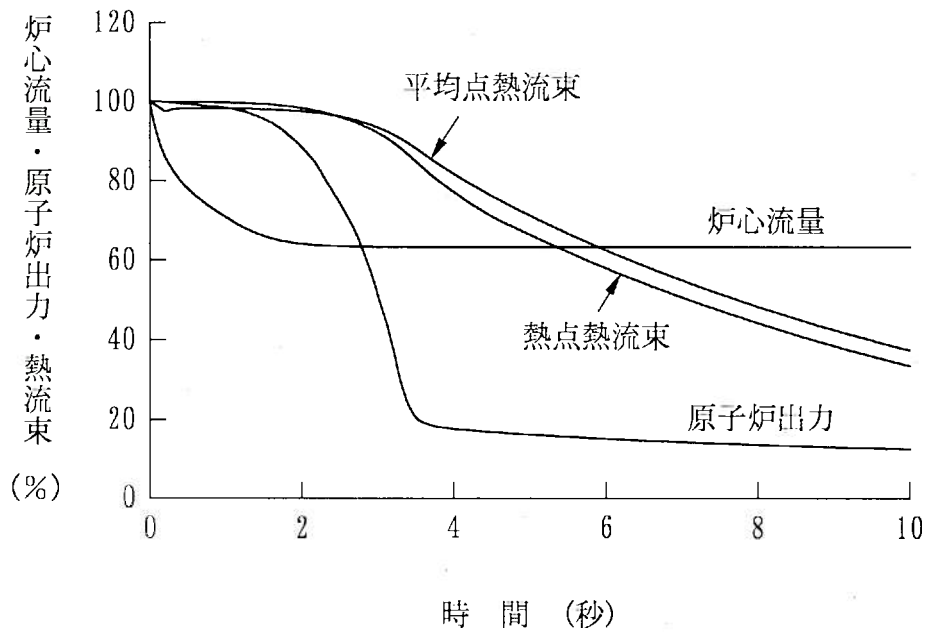
第1.15-95図 制御棒飛び出し—サイクル初期高温零出力—圧力解析



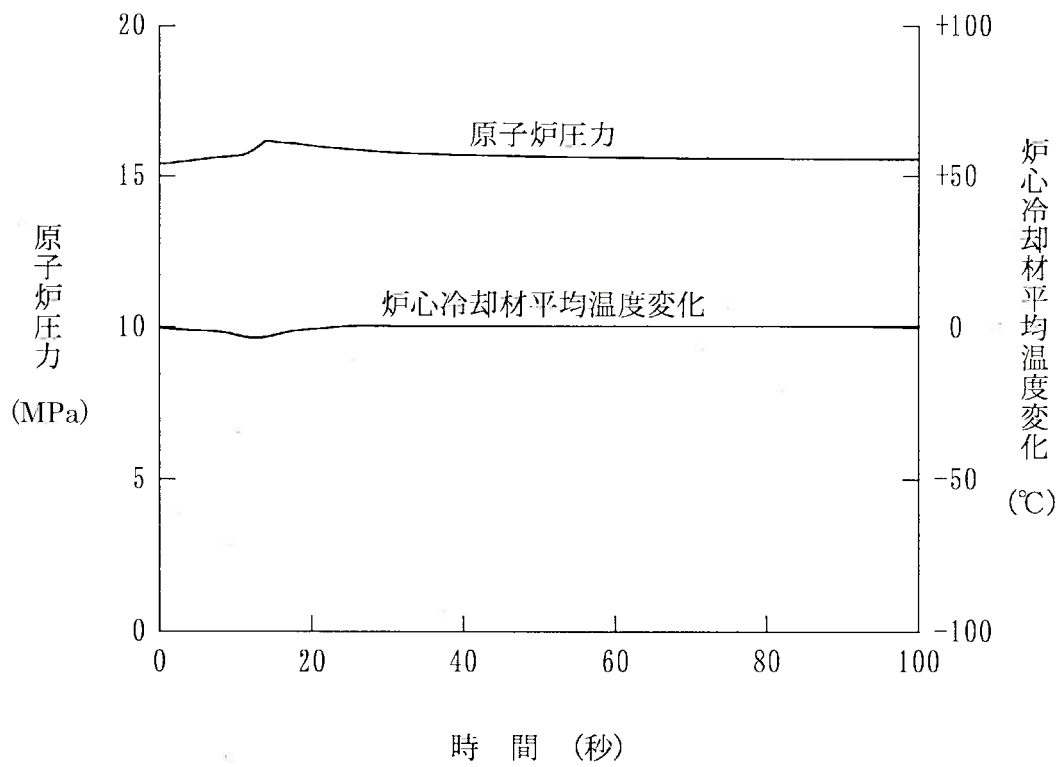
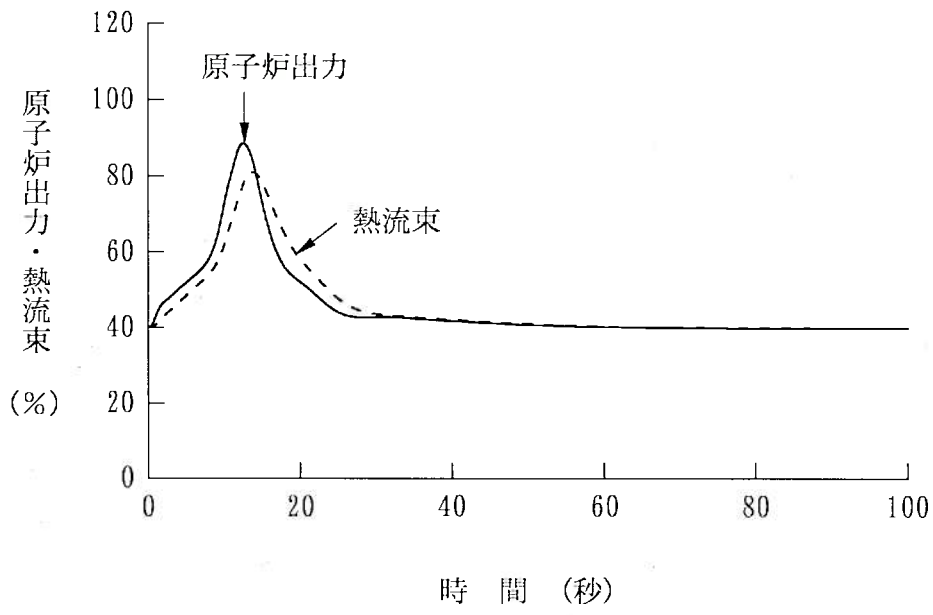
第1.15-96図 原子炉冷却材流量の部分喪失



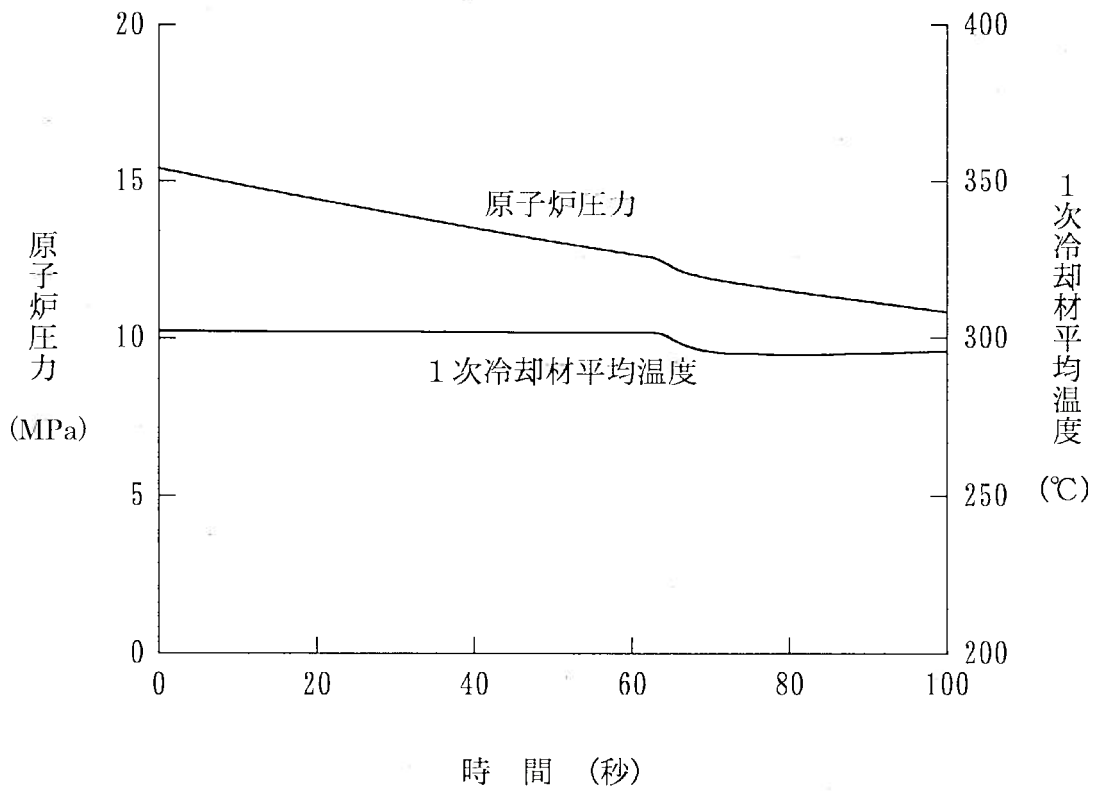
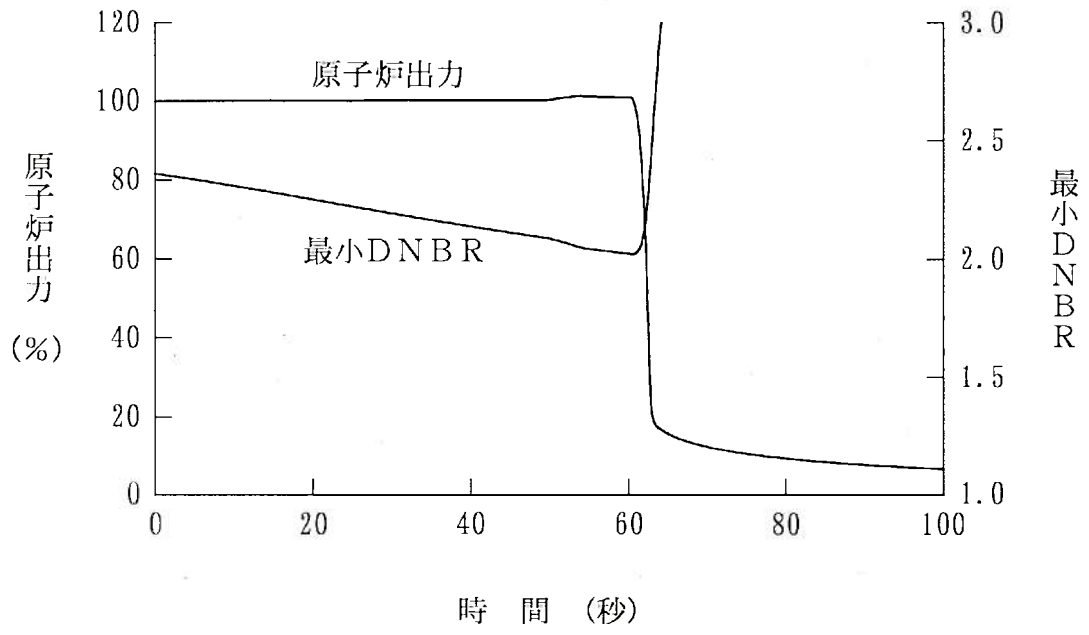
第1.15-97図 原子炉冷却材流量の喪失



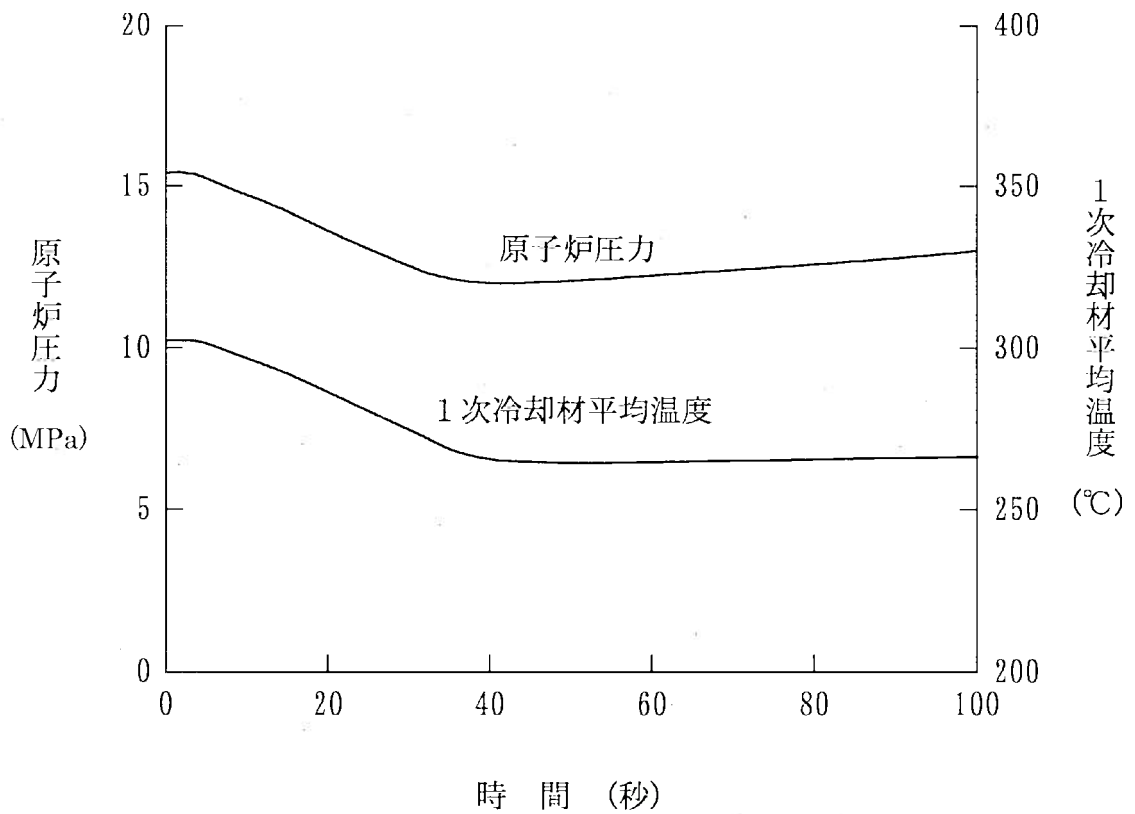
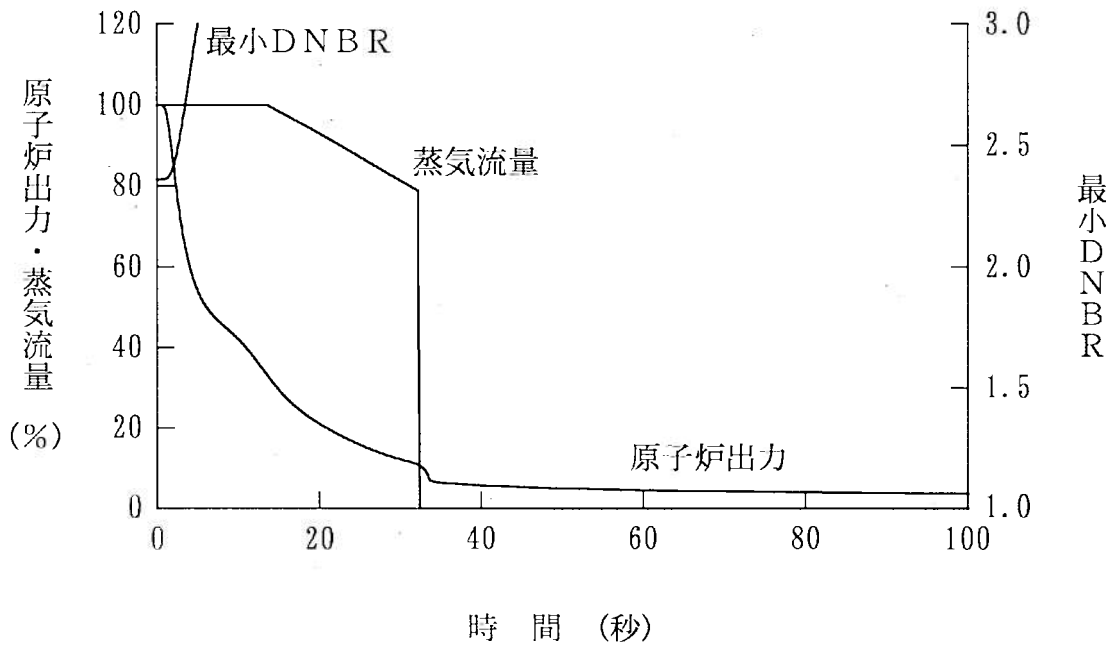
第1.15-98図 原子炉冷却材ポンプの軸固着



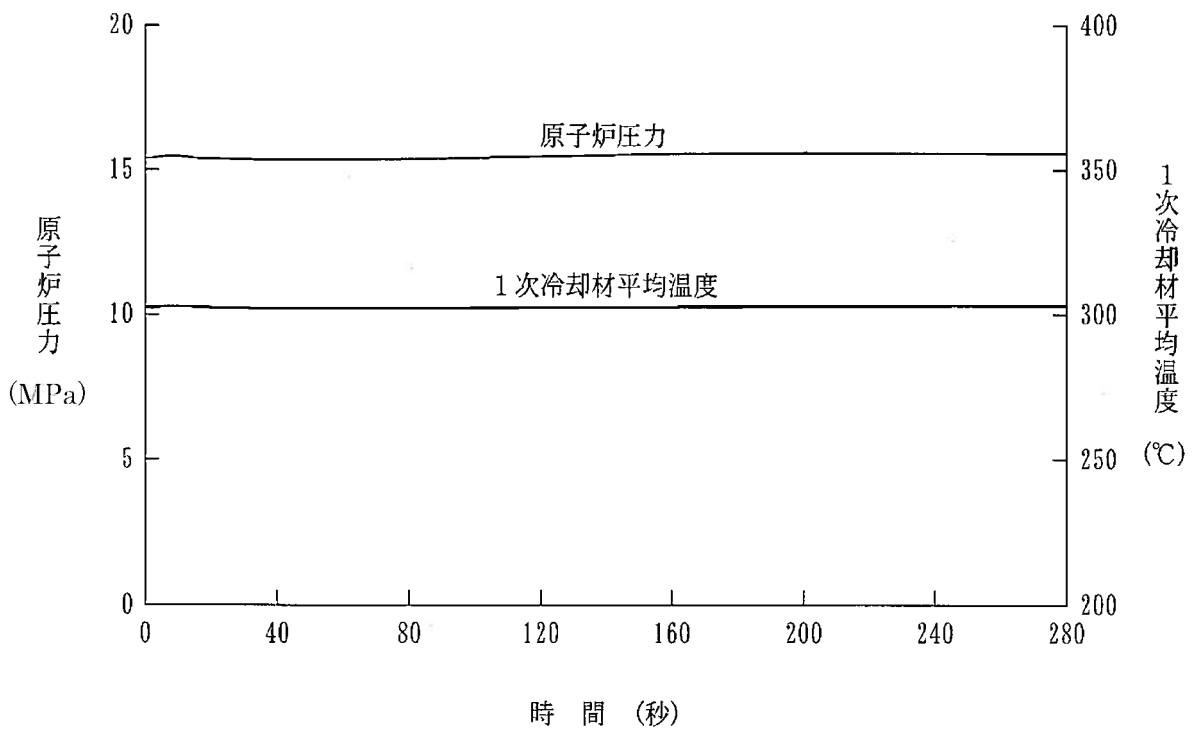
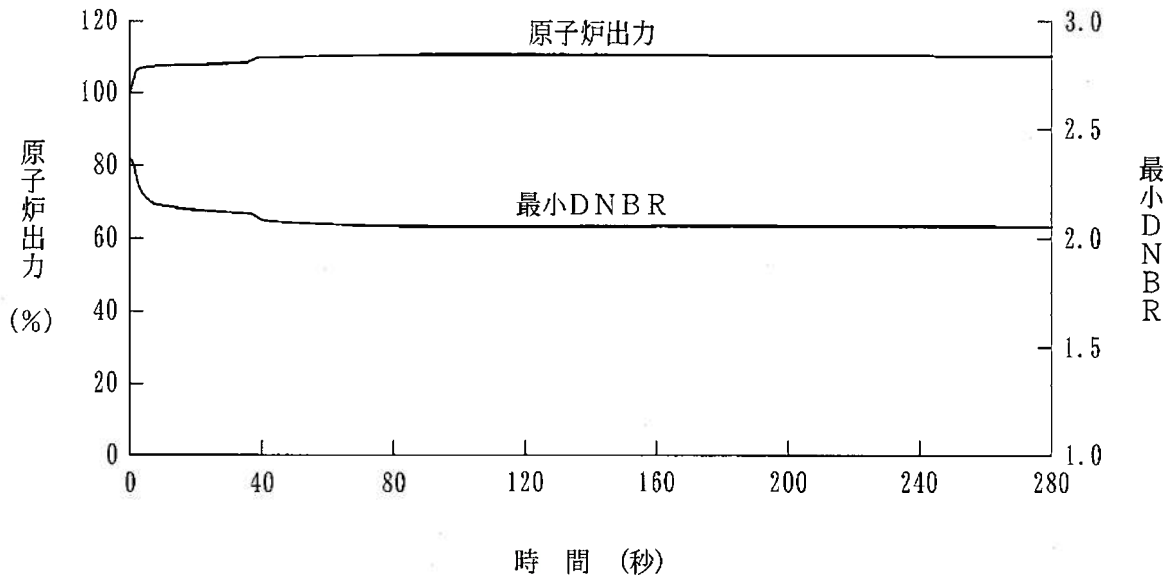
第1.15-99図 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動



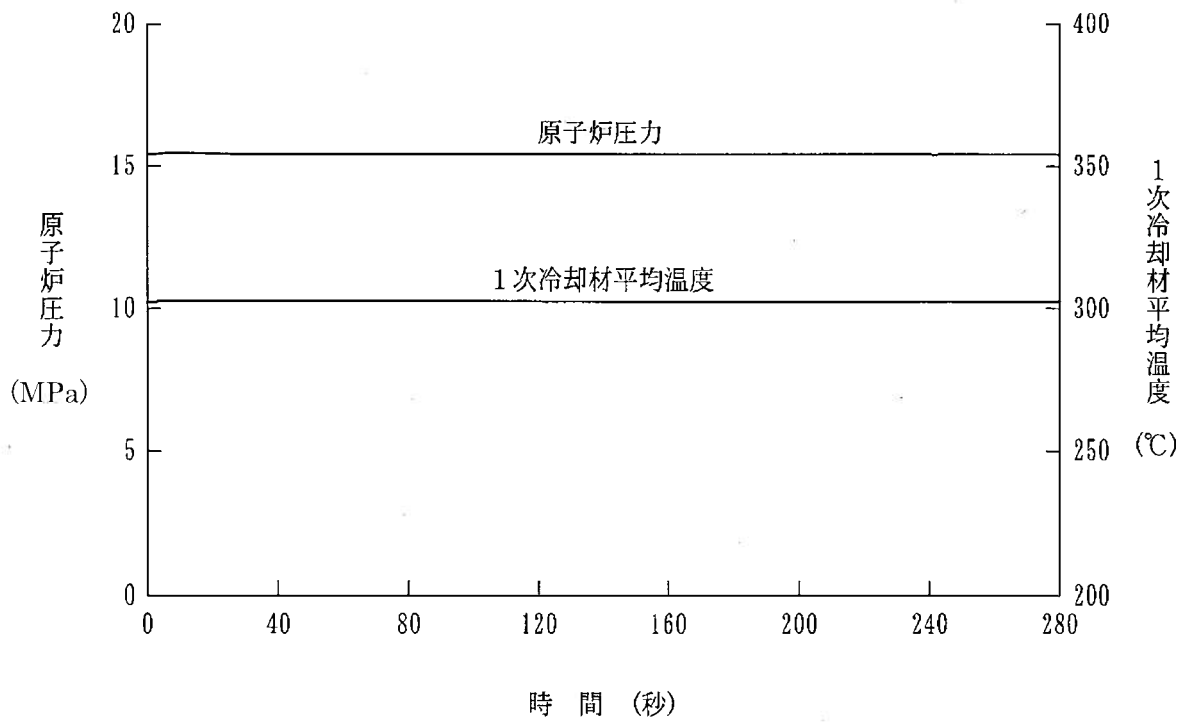
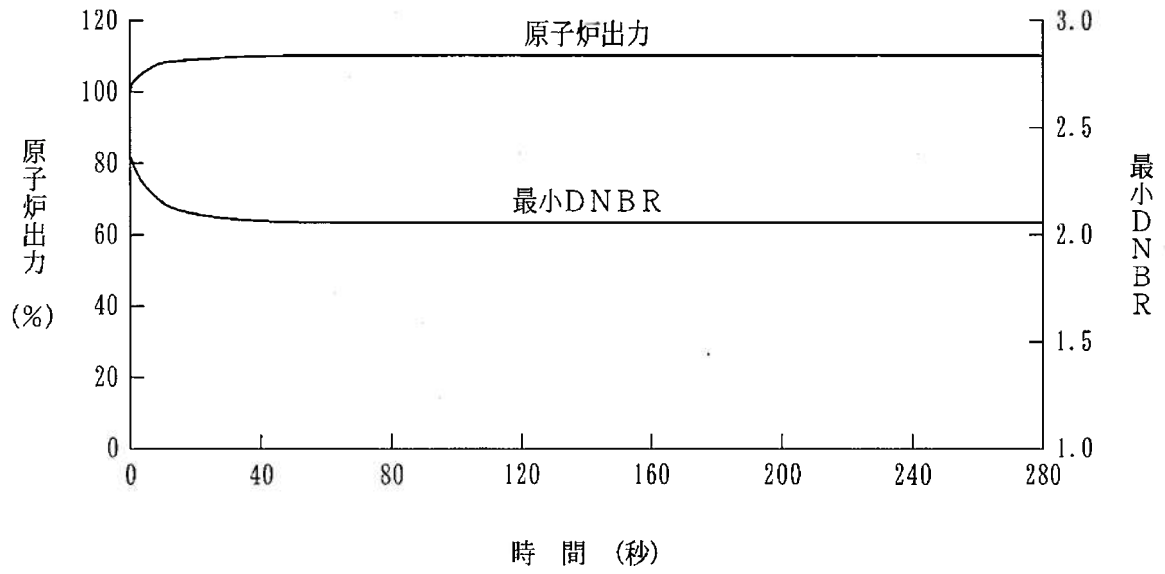
第1.15-100図 原子炉冷却材系の異常な減圧



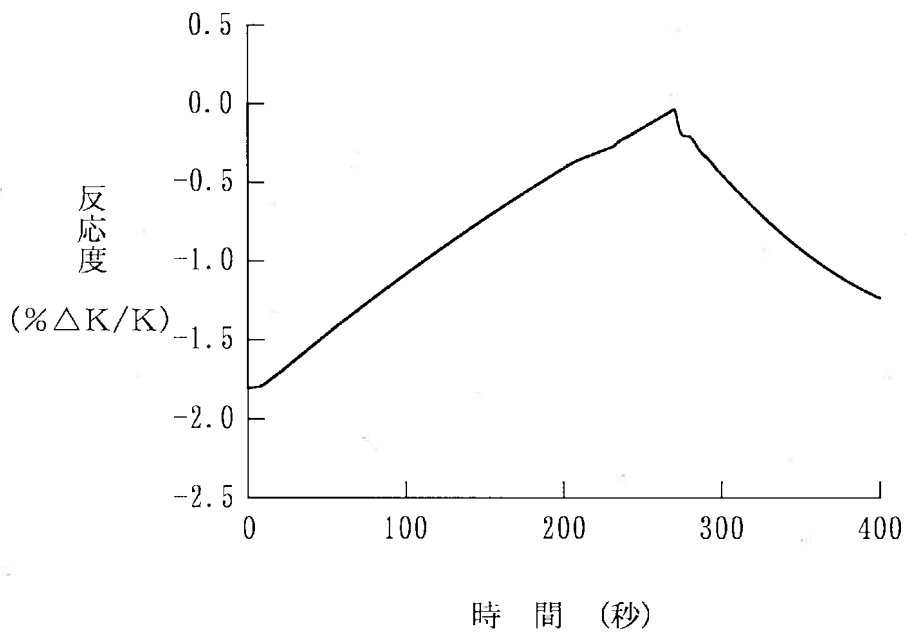
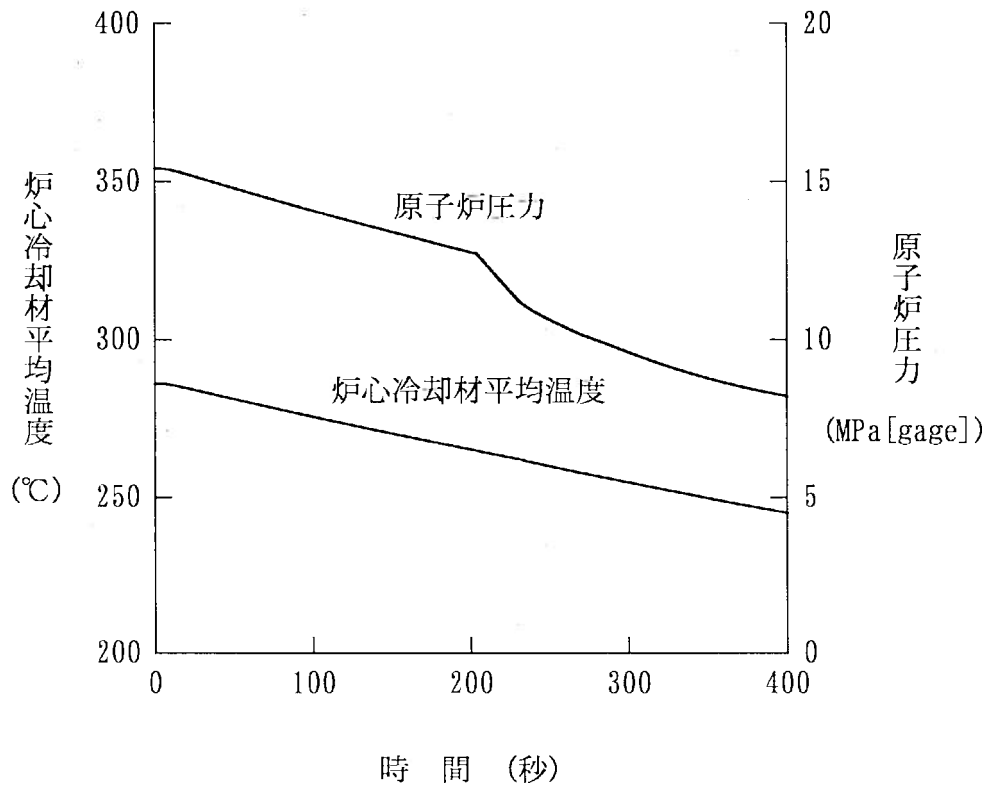
第1.15-101図 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動



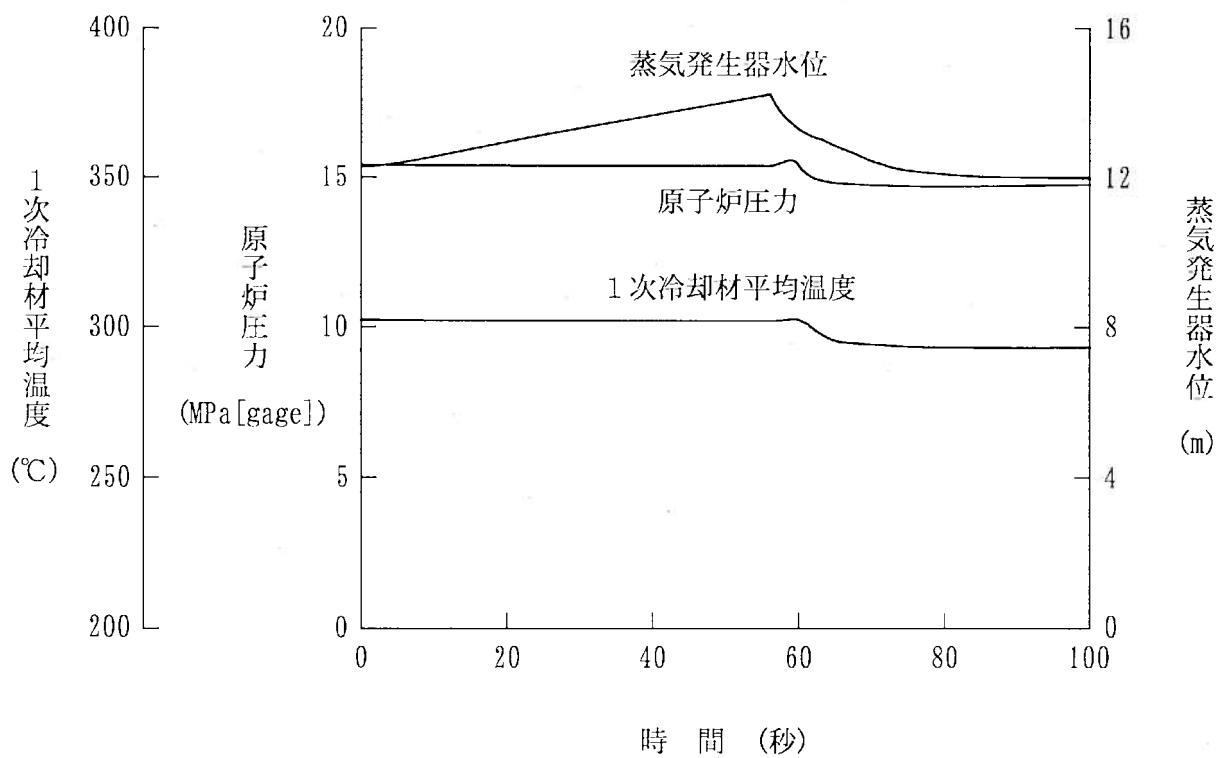
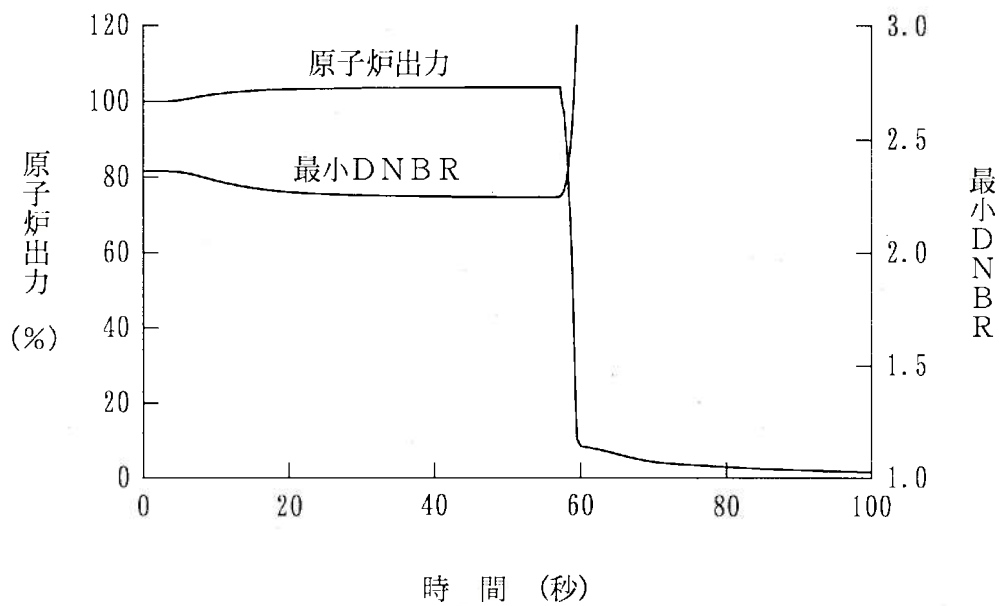
第1.15-102図 蒸気負荷の異常な増加ーケースC
(自動運転・サイクル初期)



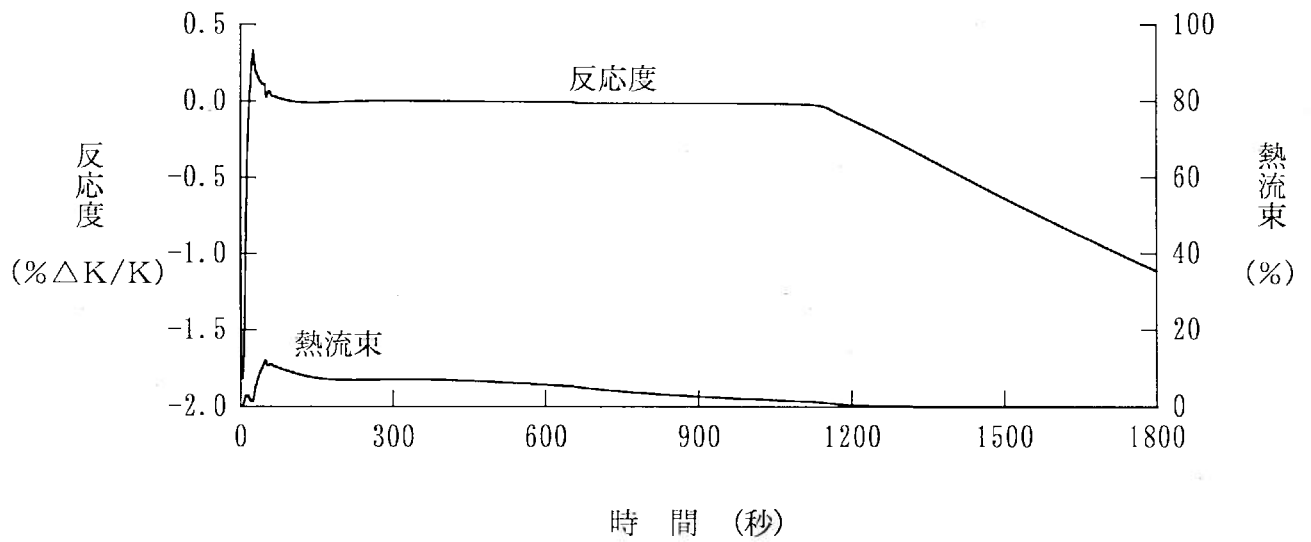
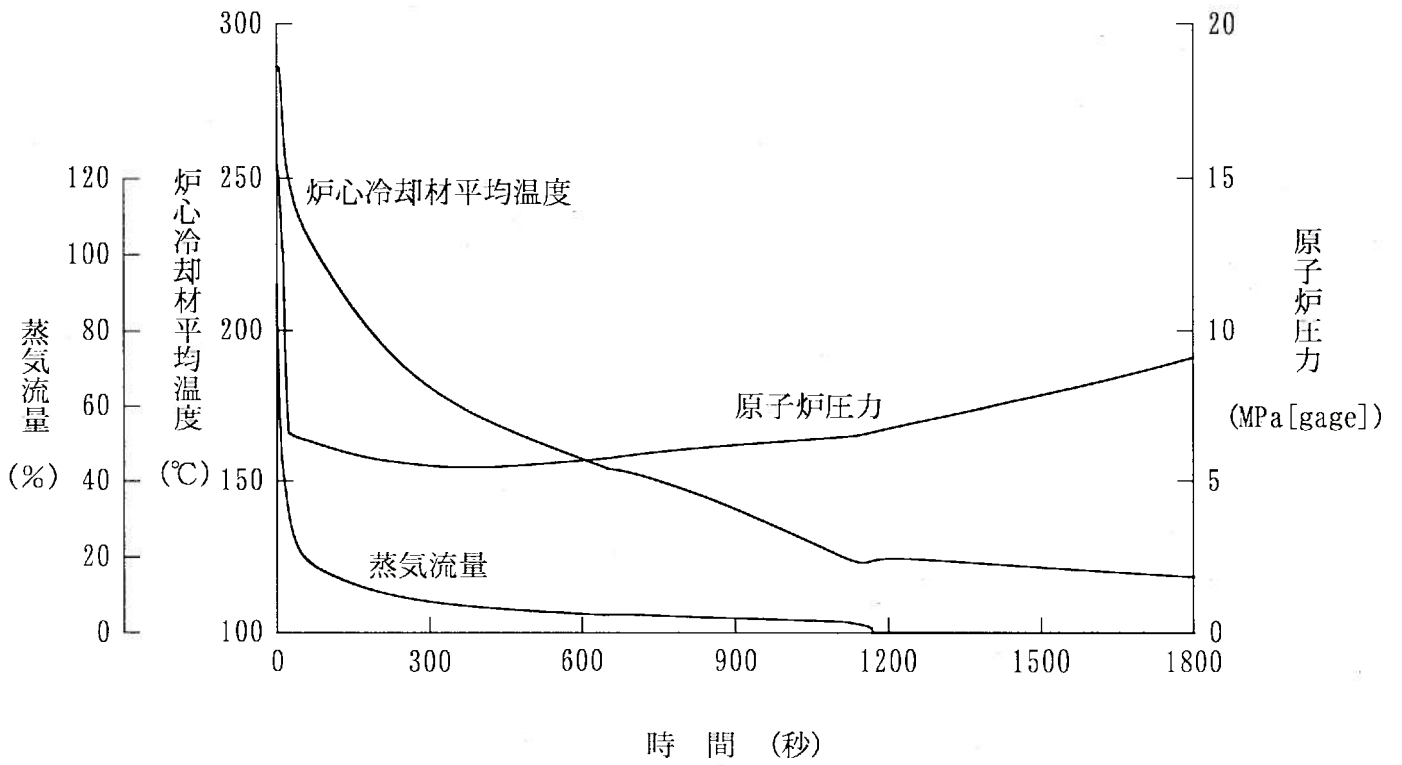
第1.15-103図 蒸気負荷の異常な増加—ケースD
(自動運転・サイクル末期)



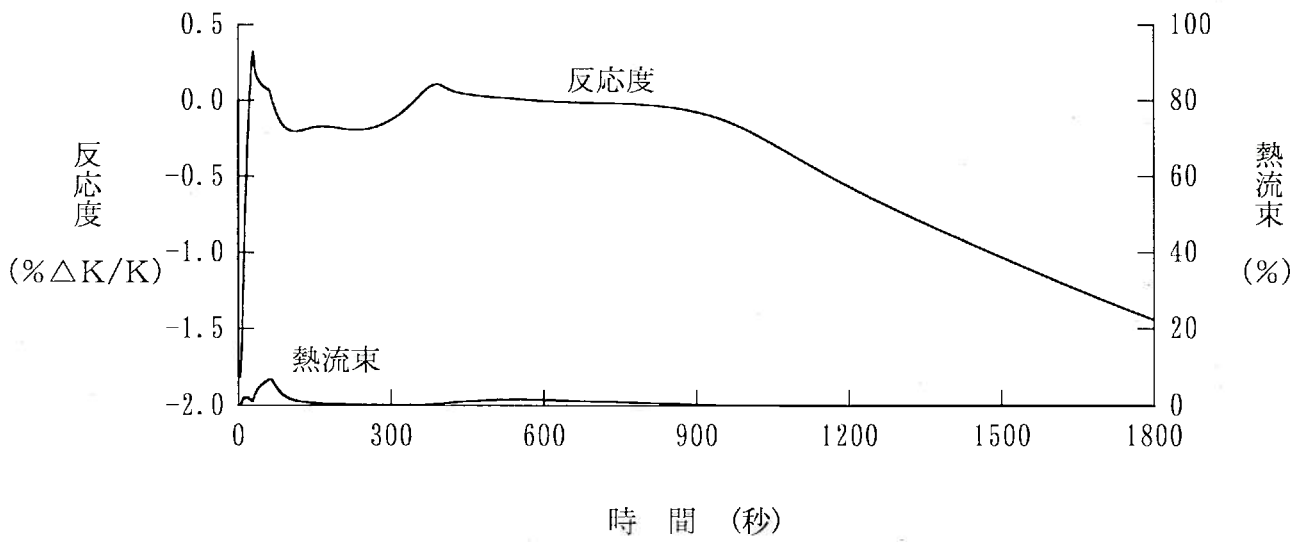
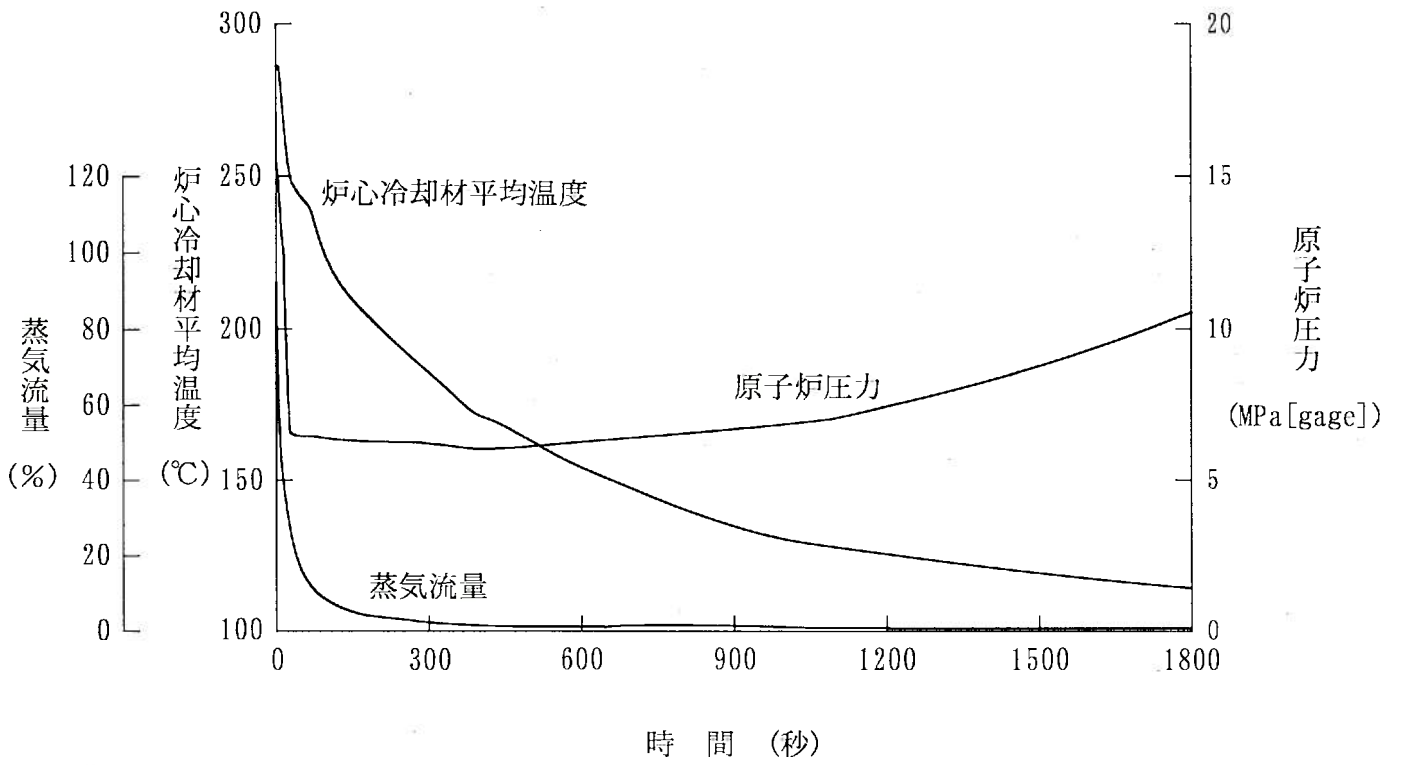
第1.15-104図 2次冷却系の異常な減圧



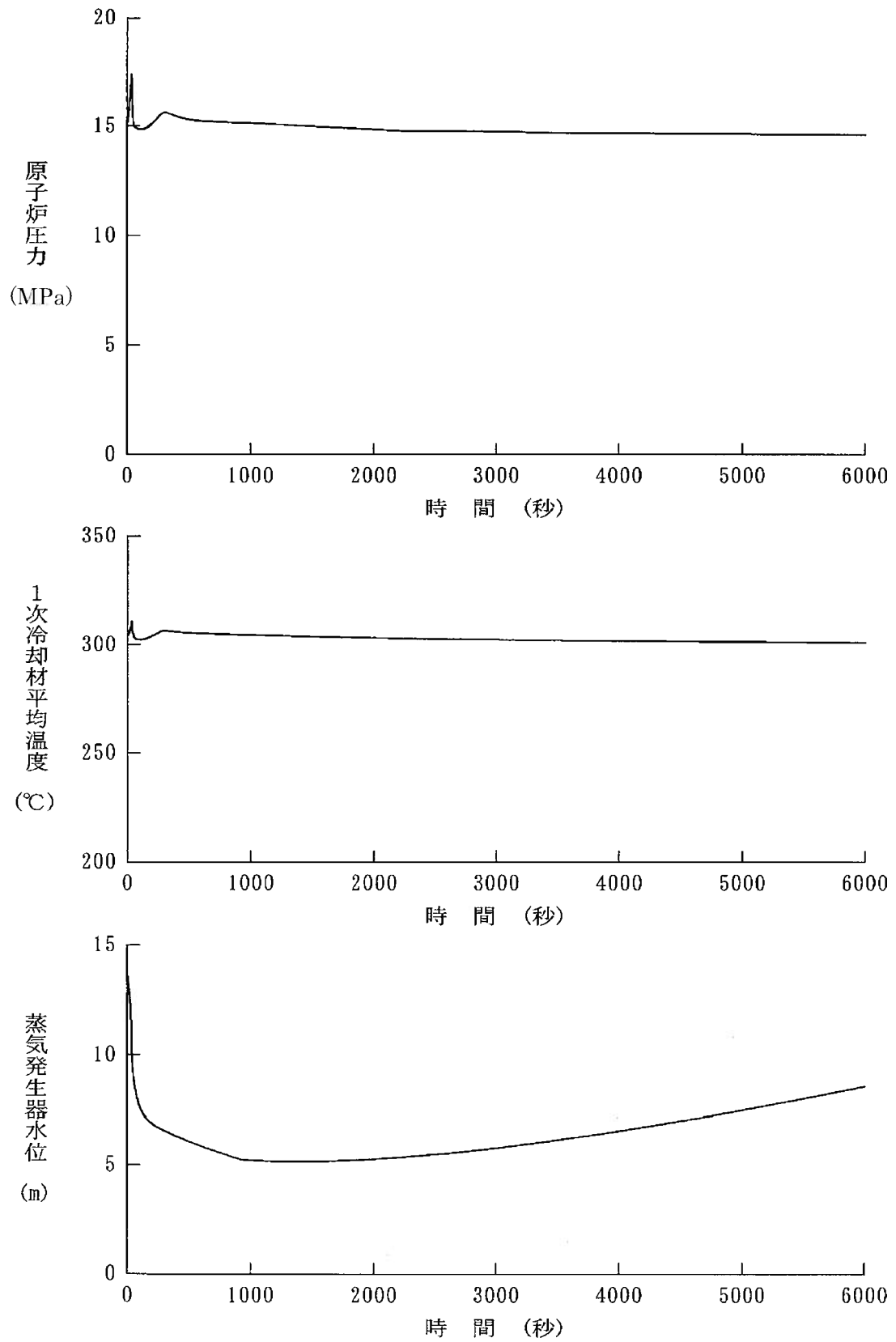
第1.15-105図 蒸気発生器への過剰給水



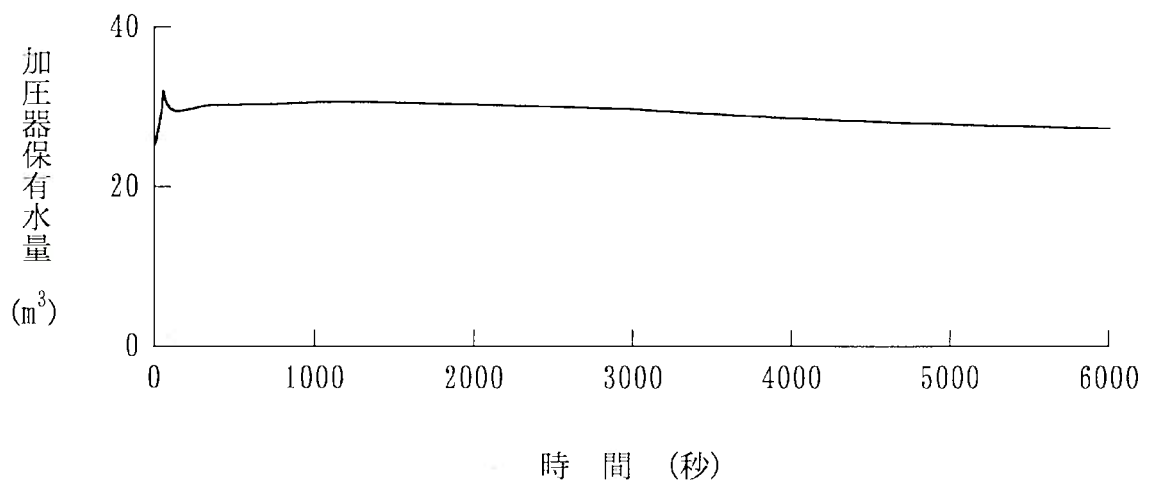
第1.15-106図 主蒸気管破断一ケースA(外部電源あり)



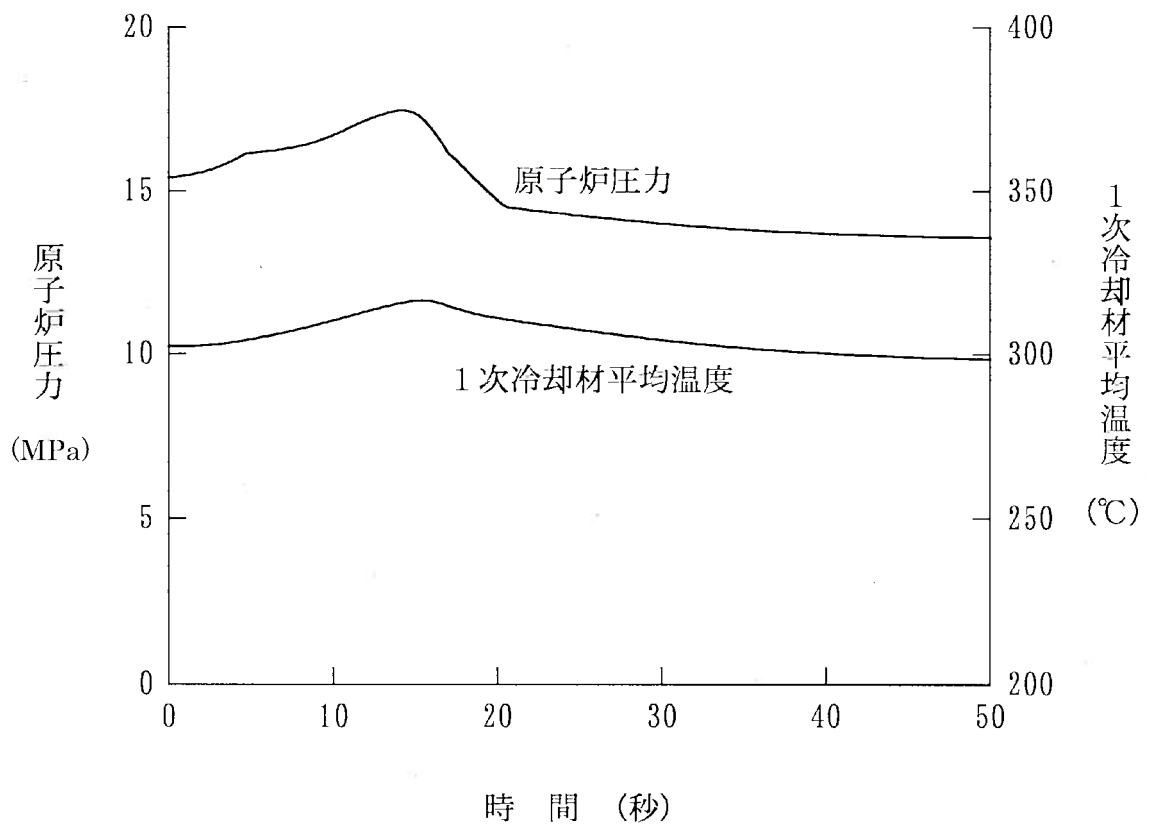
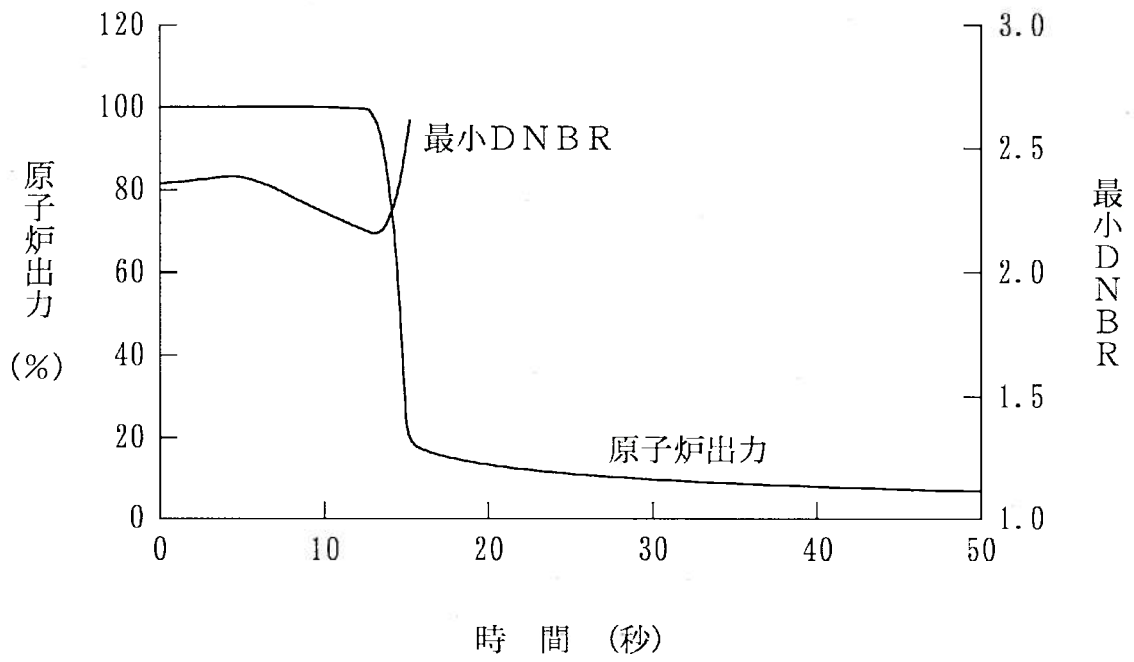
第1.15-107図 主蒸気管破断—ケースB(外部電源なし)



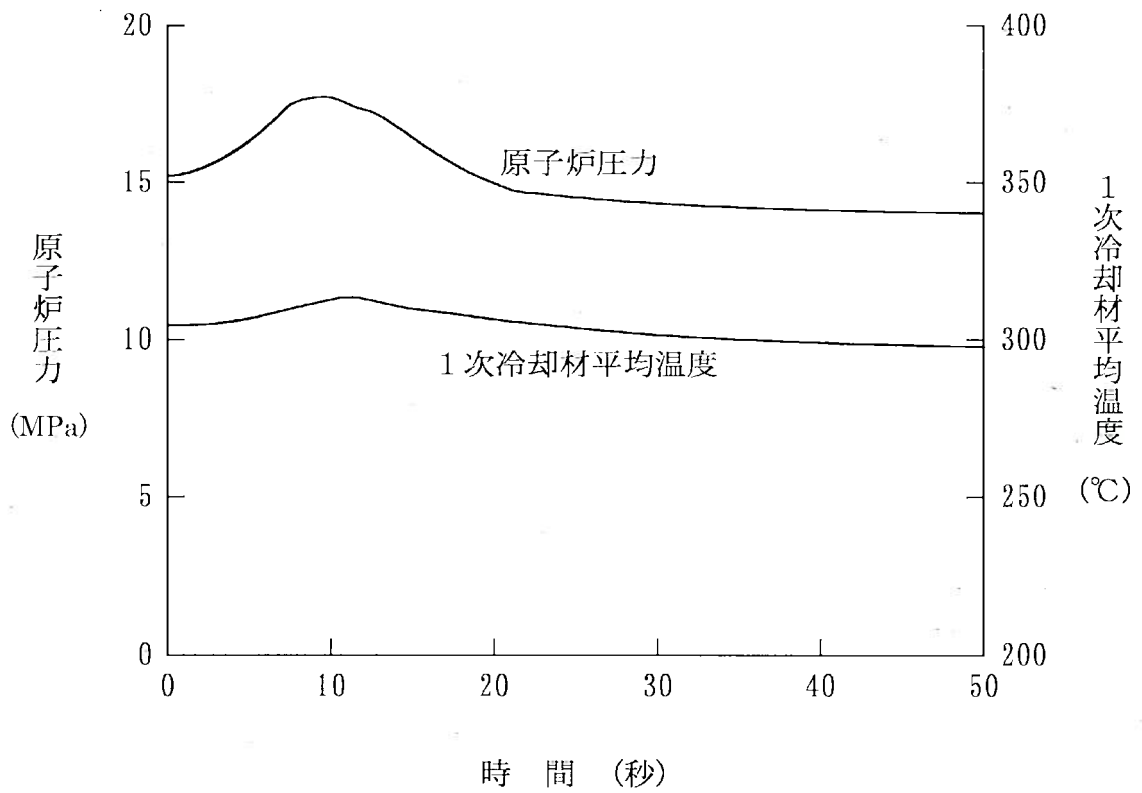
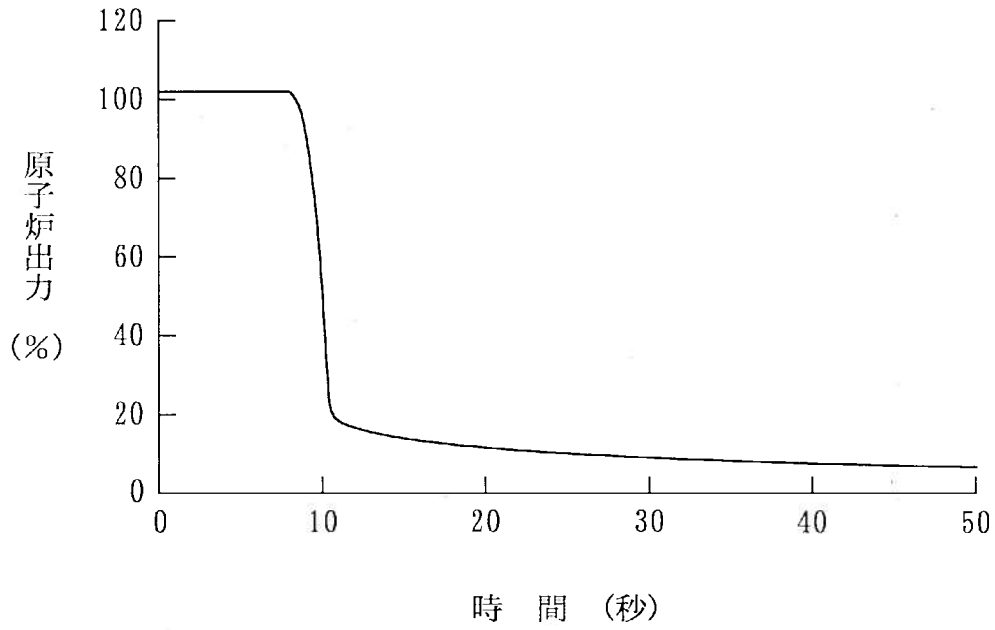
第1.15-108図 主給水流量喪失(1)



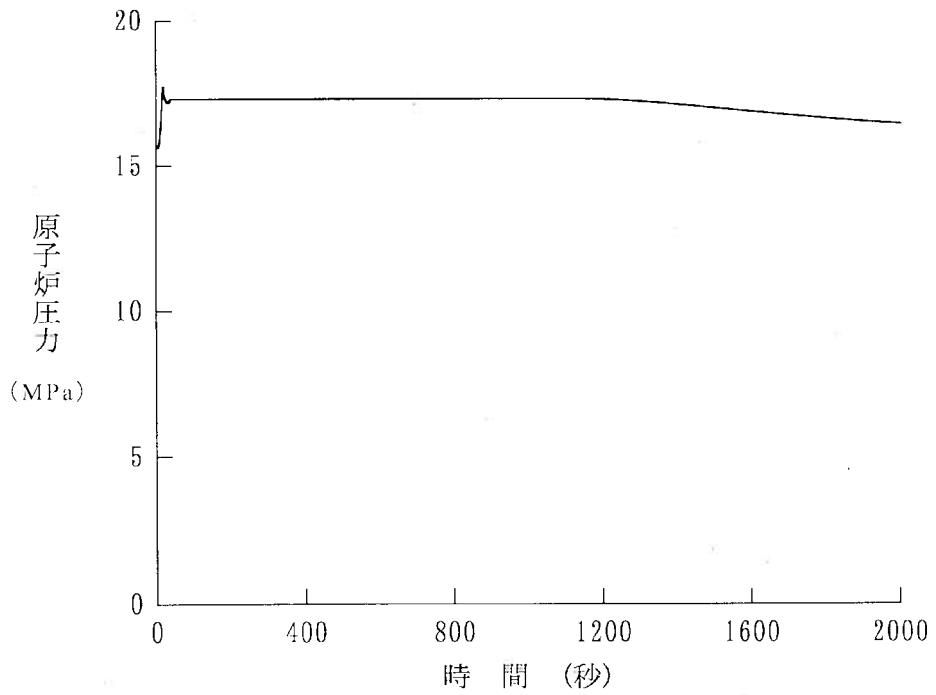
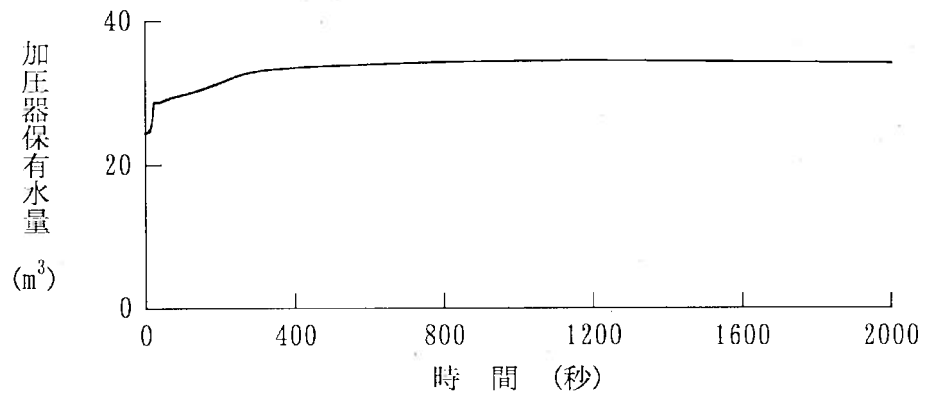
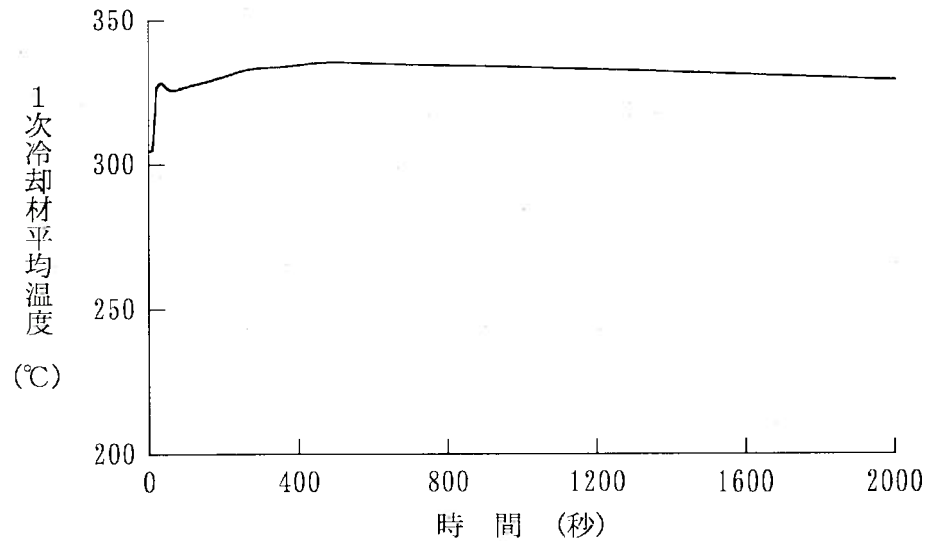
第1.15-109図 主給水流量喪失(2)



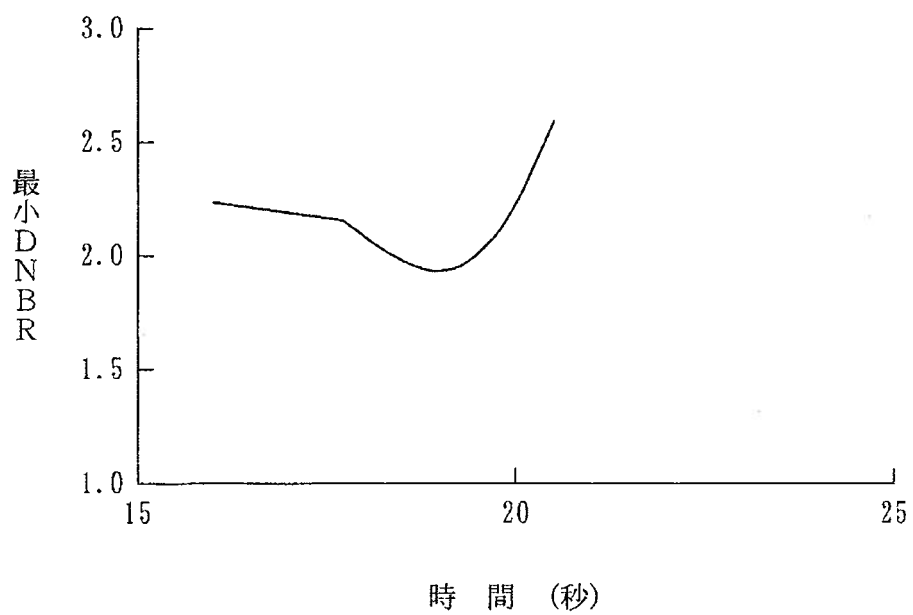
第1.15-110図 負荷の喪失—加圧器圧力制御系作動



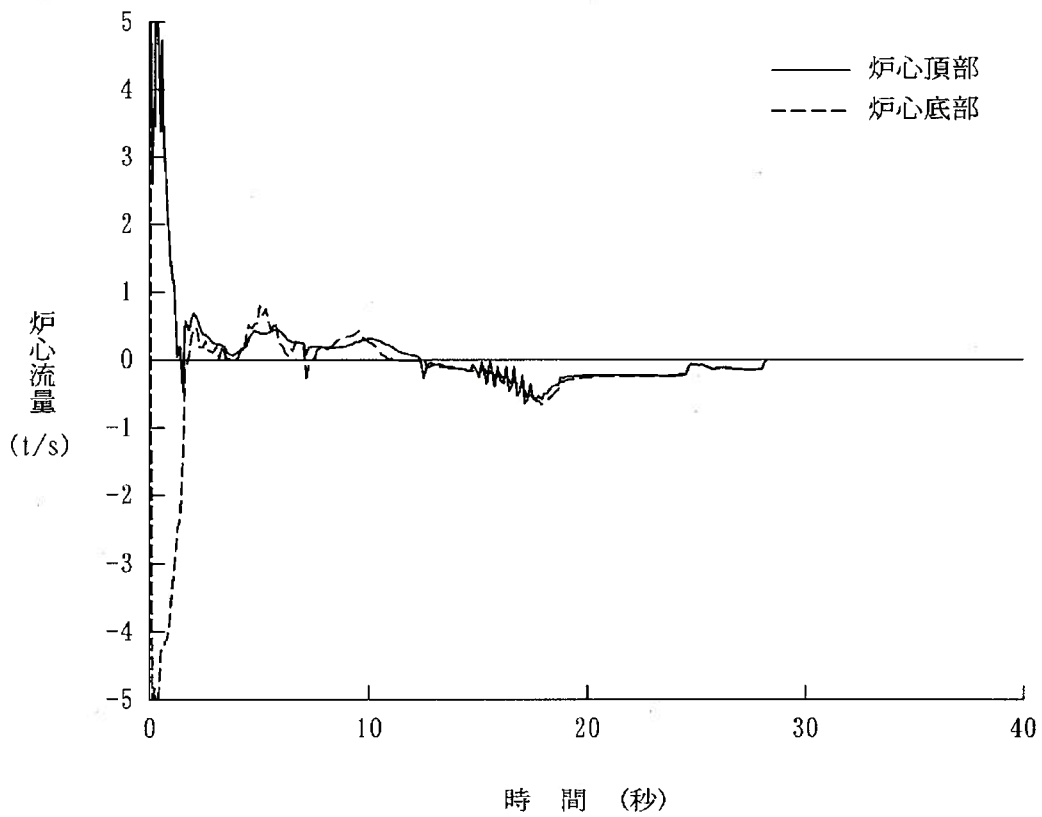
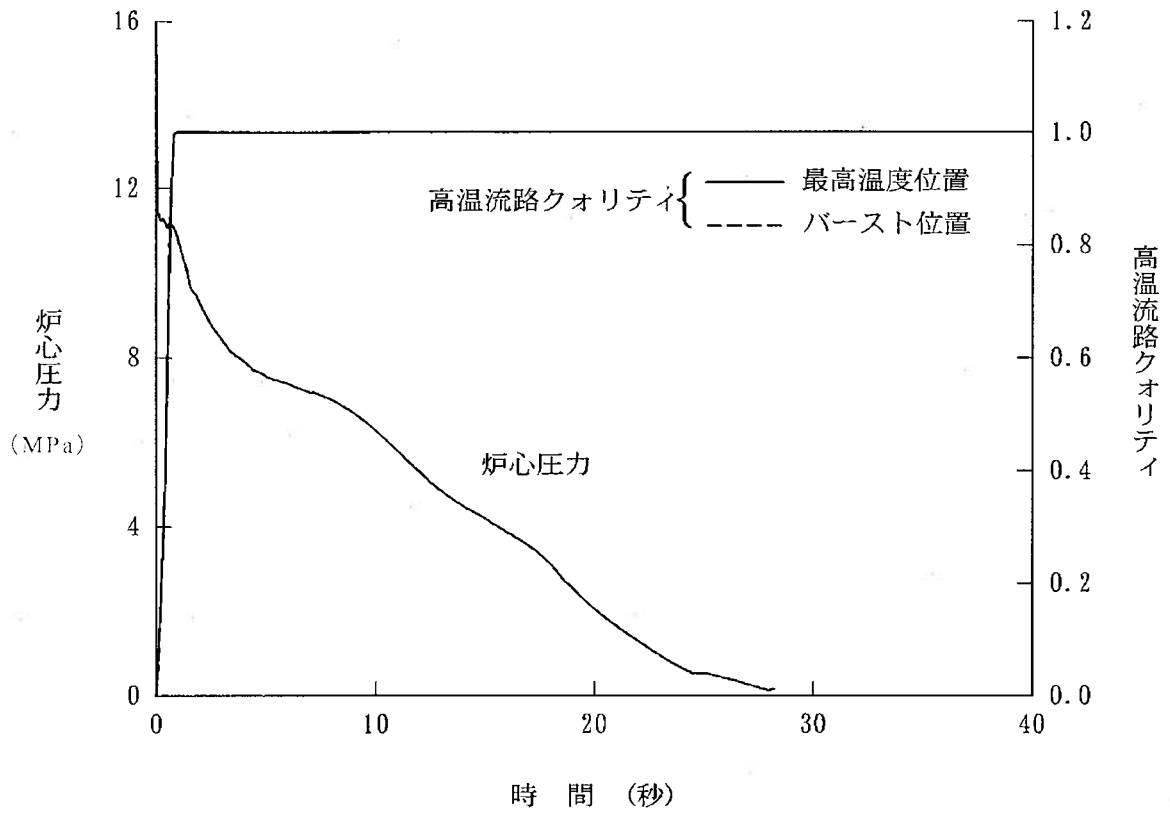
第1.15-111図 負荷の喪失—加圧器圧力制御系不作動



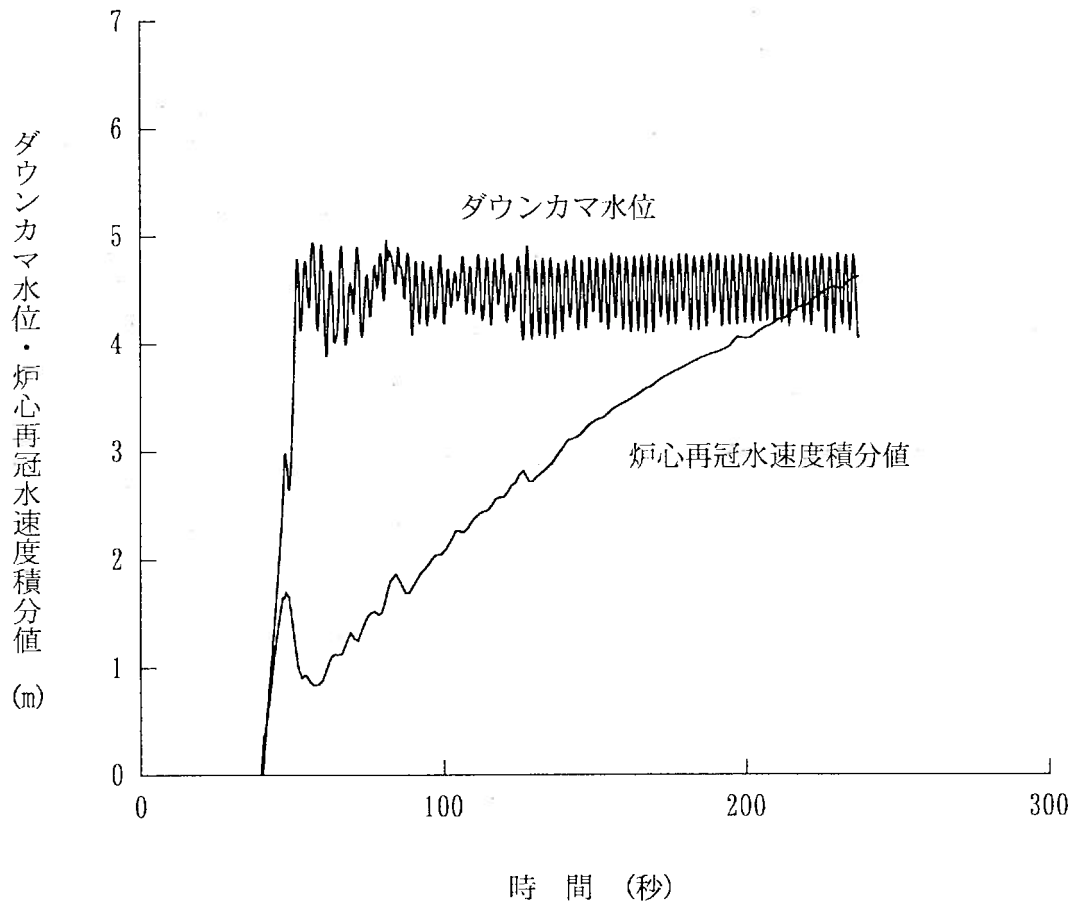
第1.15-112図 主給水管破断(1)



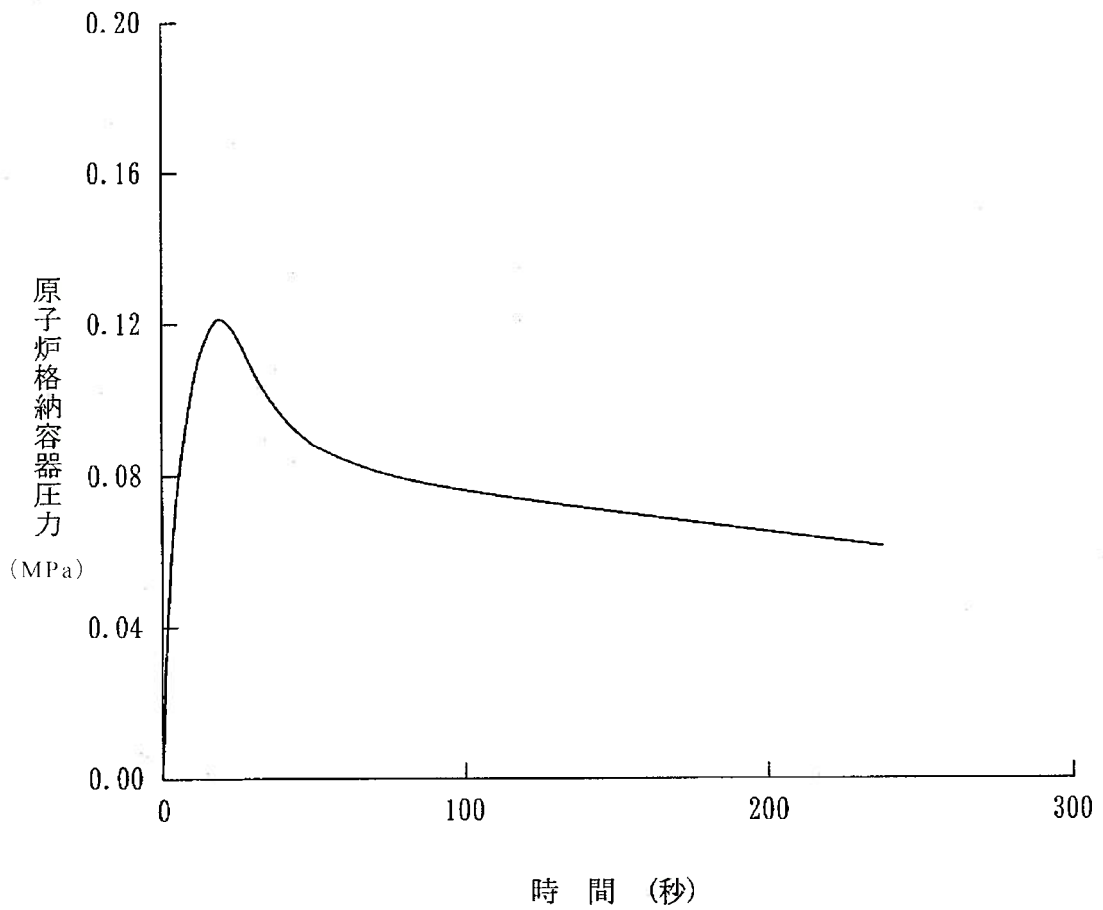
第1.15-113図 主給水管破断(2)



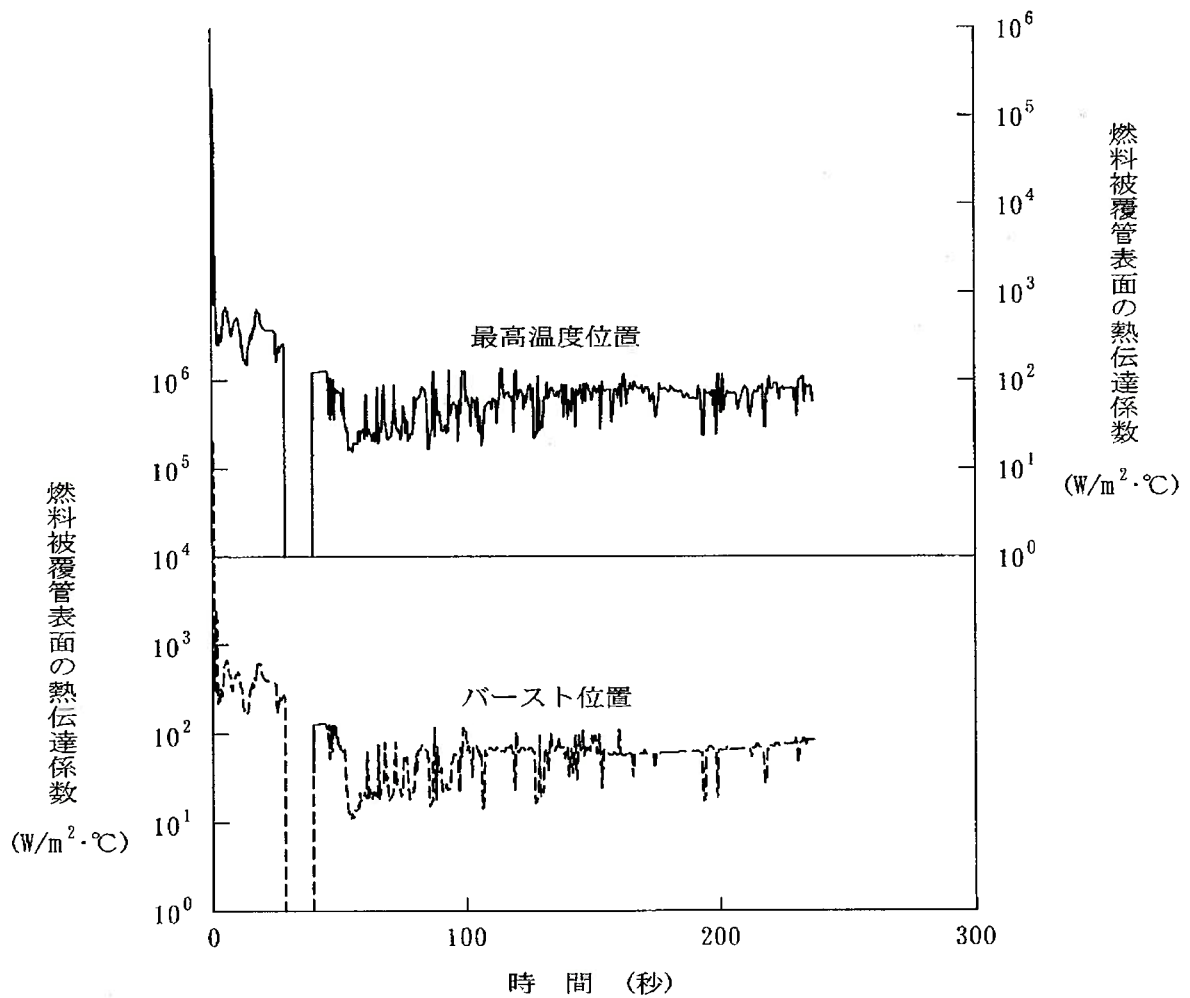
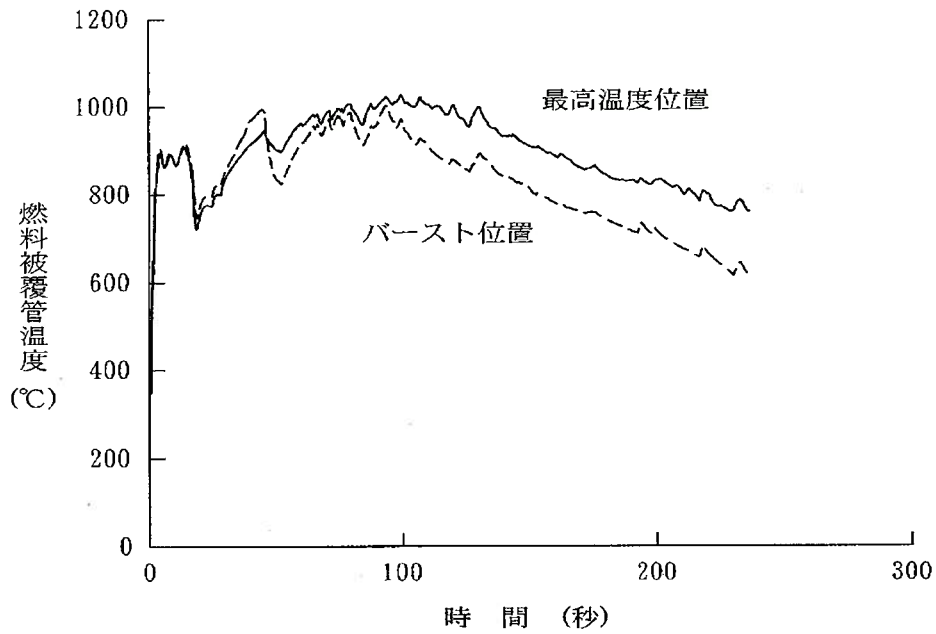
第1.15-114図 原子炉冷却材喪失—非常用炉心冷却設備性能評価解析—大破断(1)



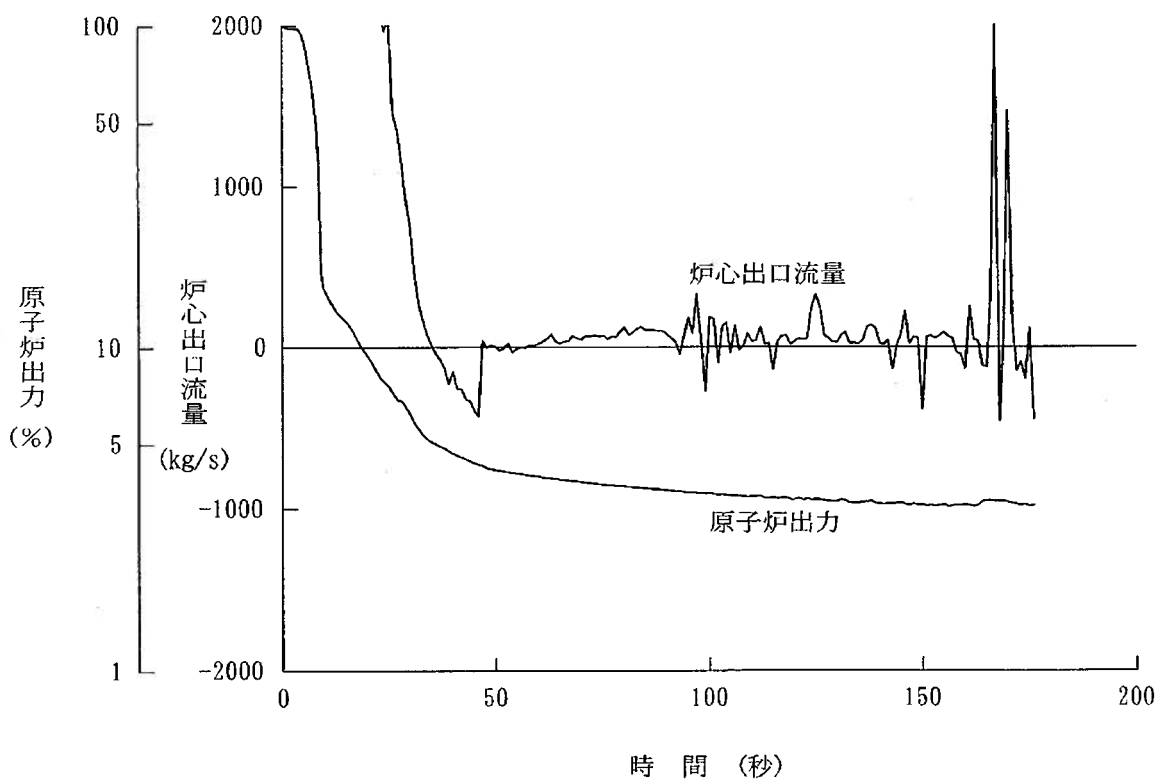
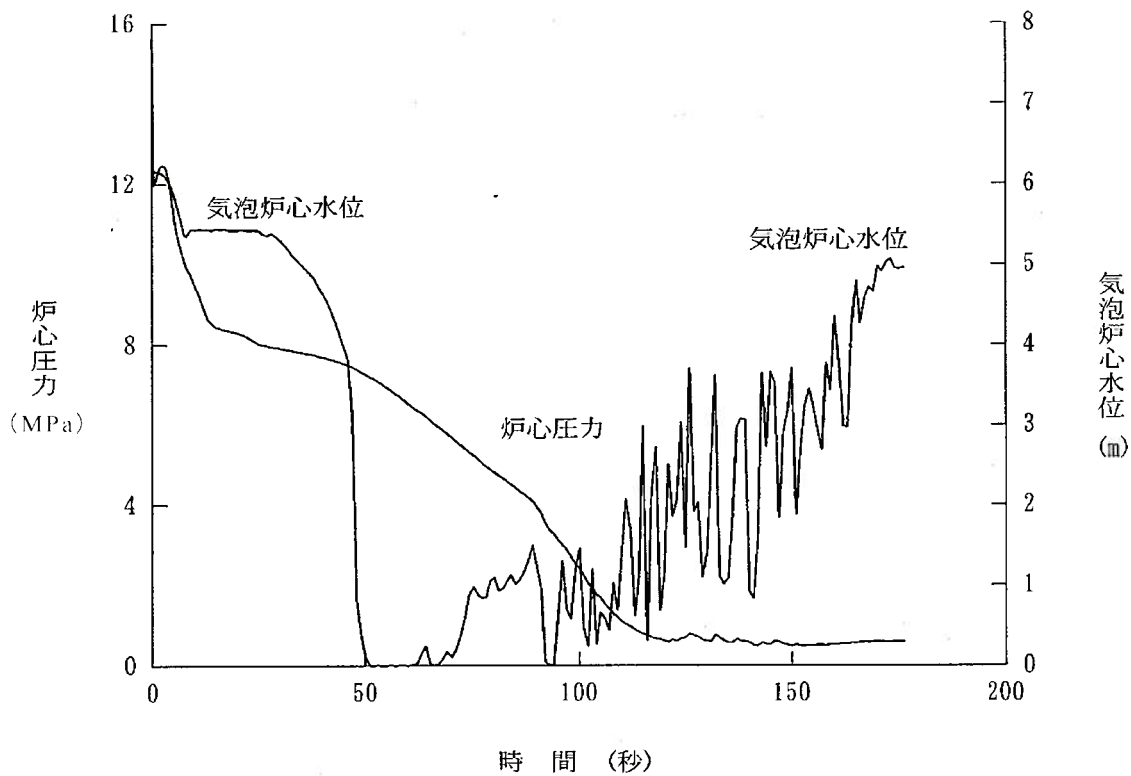
第1.15-115図 原子炉冷却材喪失—非常用炉心冷却設備性能評価解析—大破断(2)



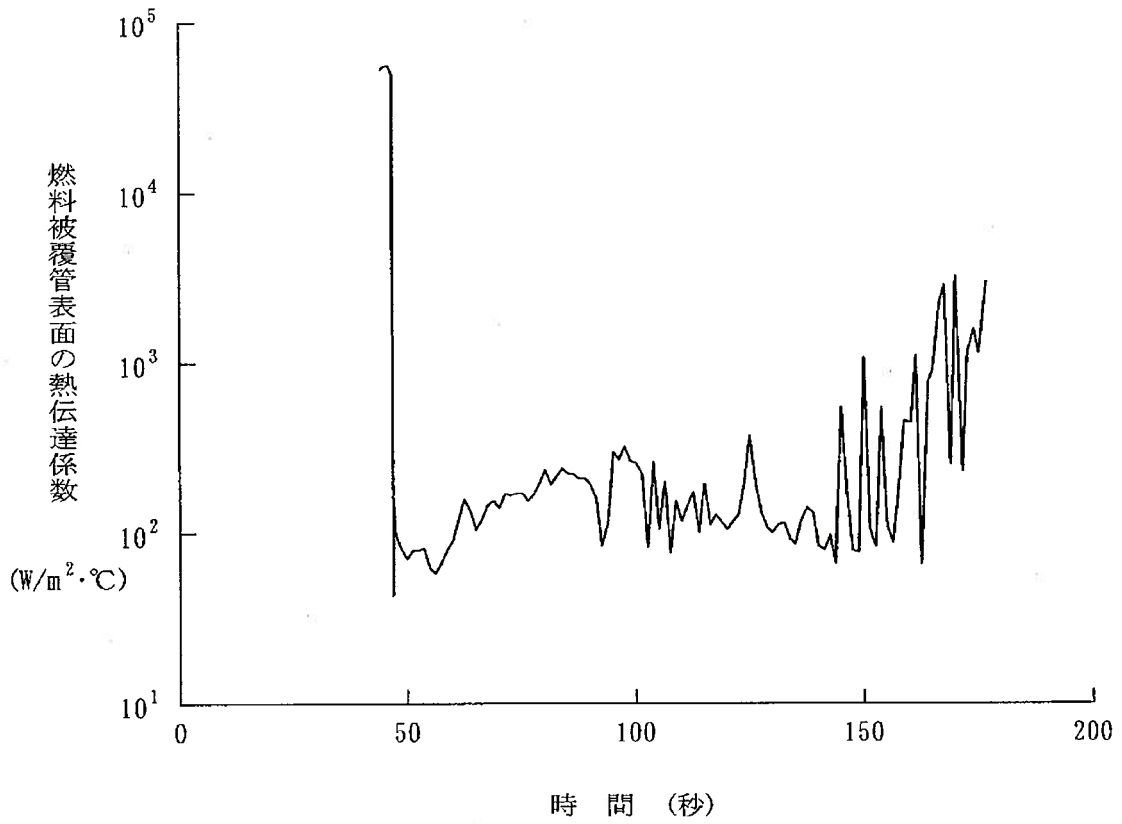
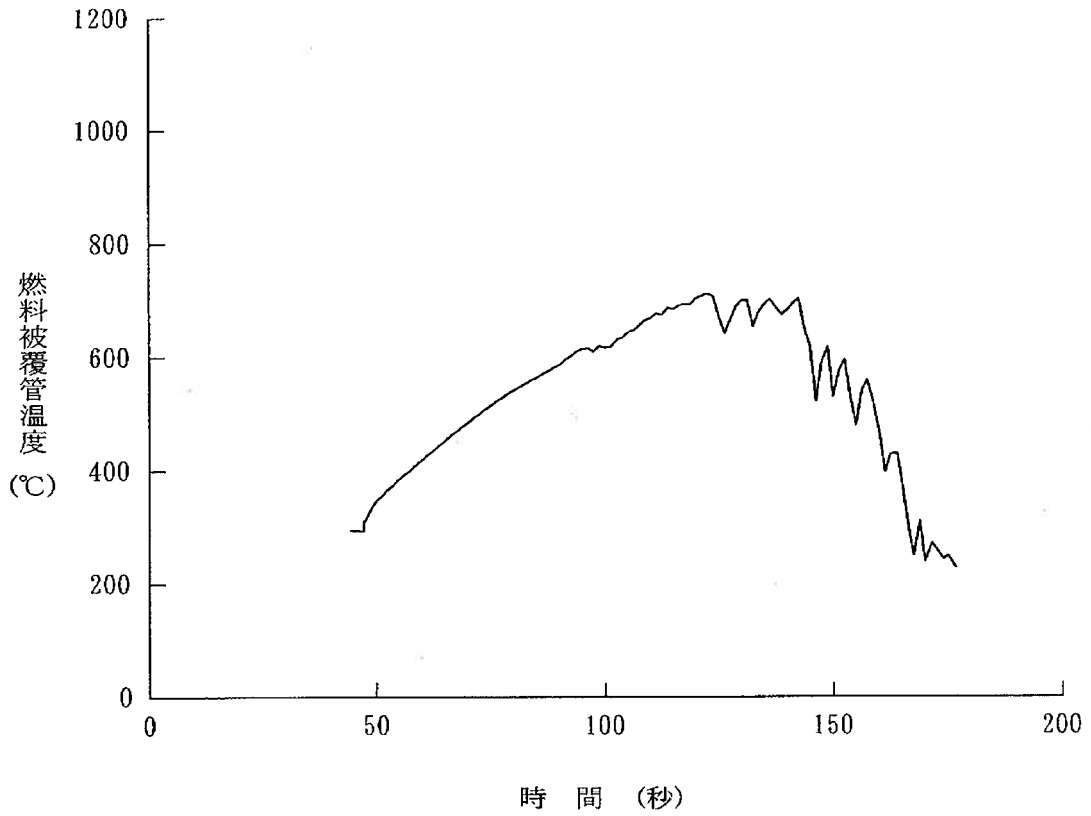
第1.15-116図 原子炉冷却材喪失—非常用炉心冷却設備性能評価解析—大破断(3)



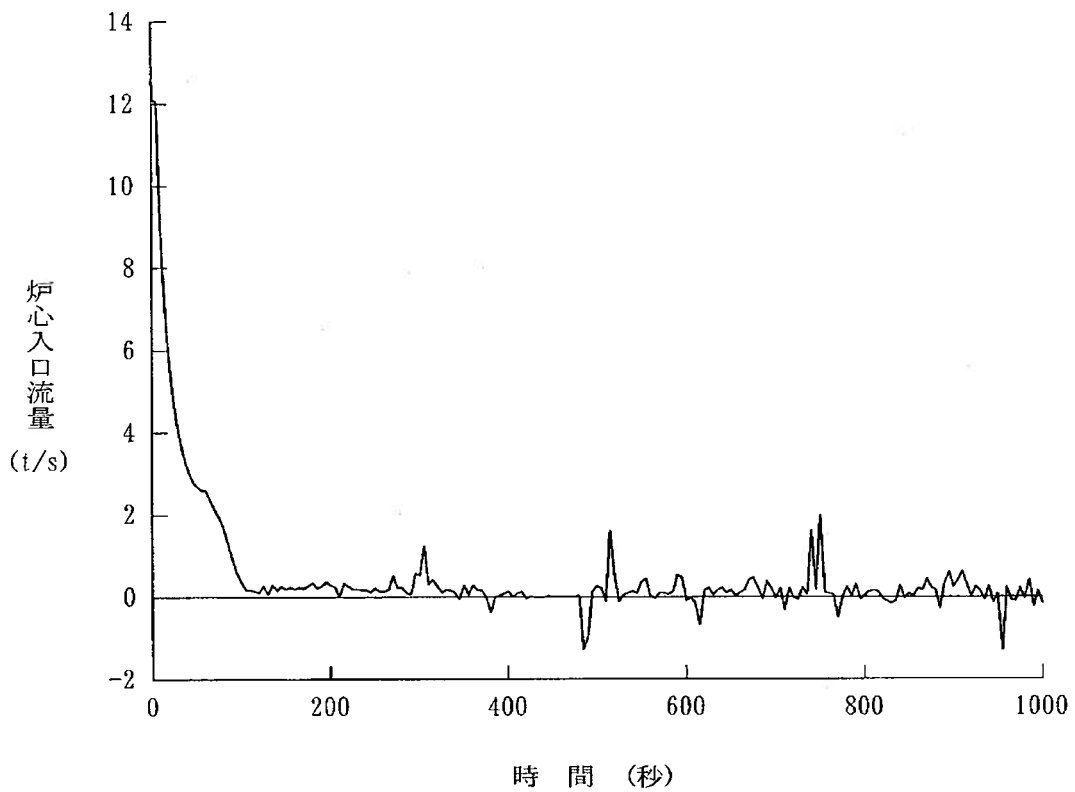
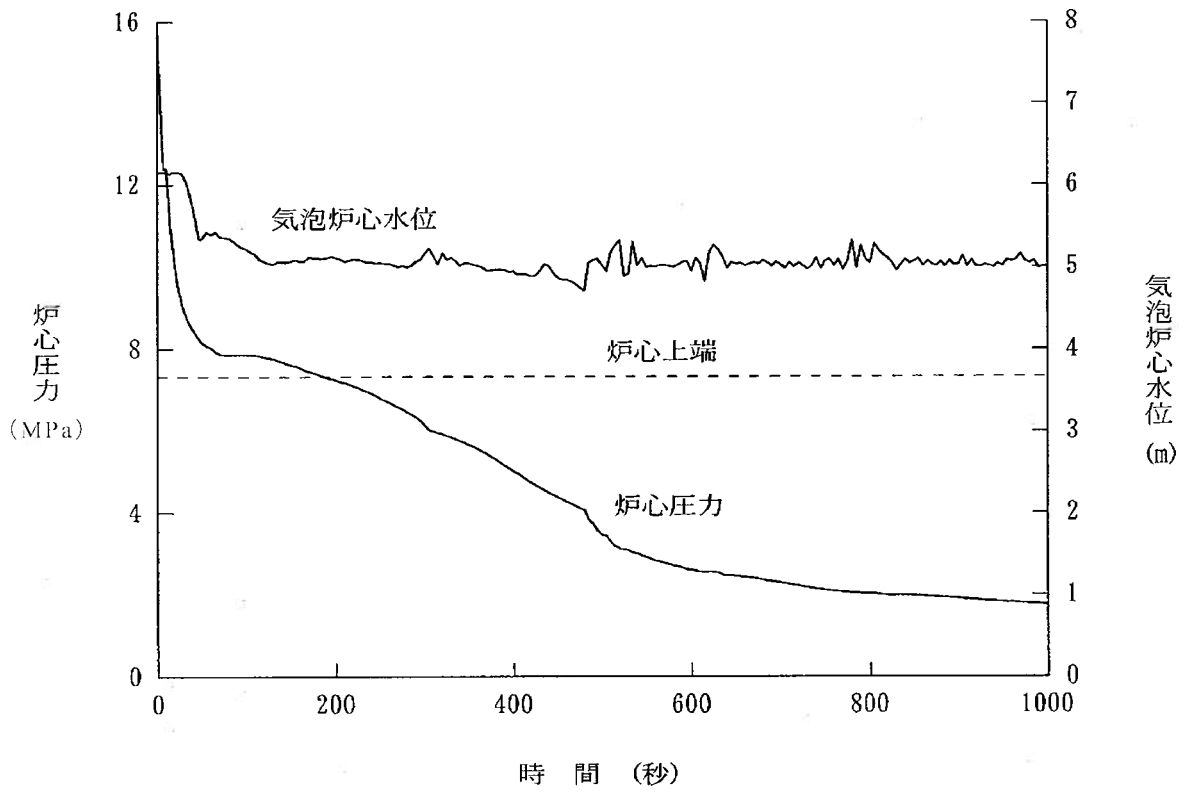
第1.15-117図 原子炉冷却材喪失—非常用炉心冷却設備性能評価解析—大破断(4)



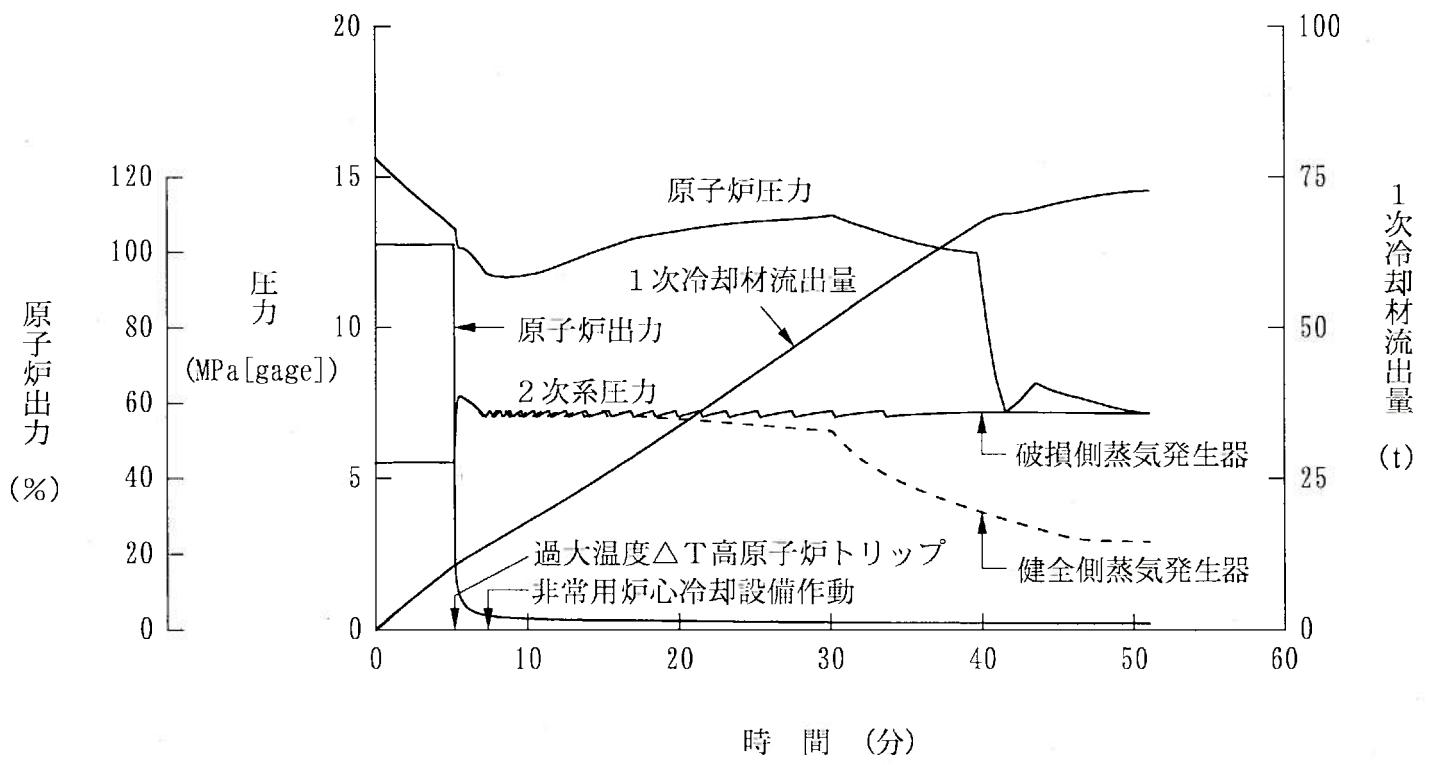
第1.15-118図 原子炉冷却材喪失—非常用炉心冷却設備性能評価解析—小破断(1)—液相部破断



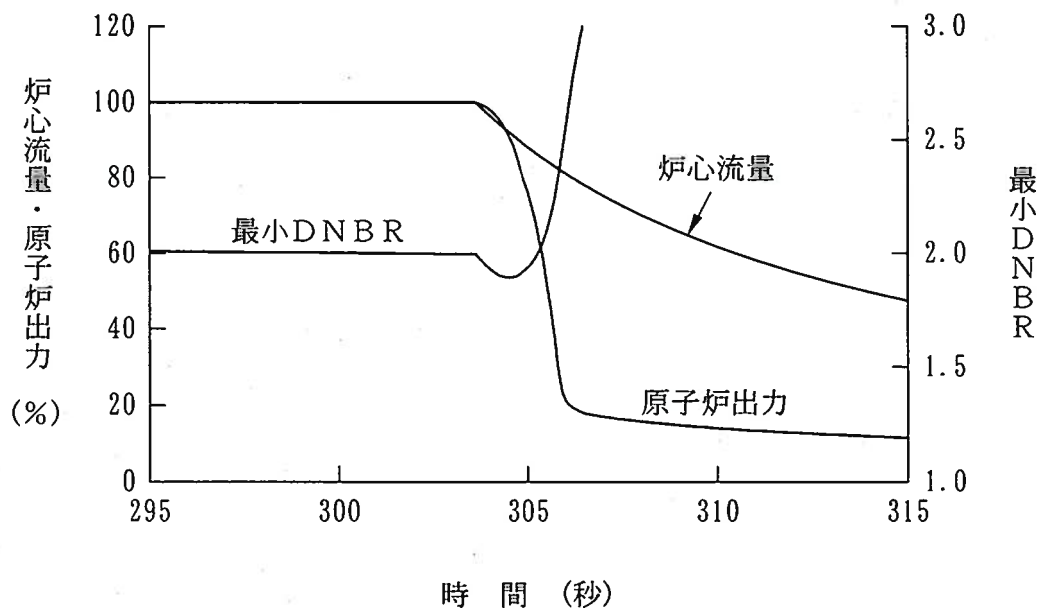
第1.15-119図 原子炉冷却材喪失—非常用炉心冷却設備性能評価解析—小破断(2)—液相部破断



第1.15-120图 原子炉冷却材喪失—非常用炉心冷却設備性能評価解析—小破断(3)—気相部破断

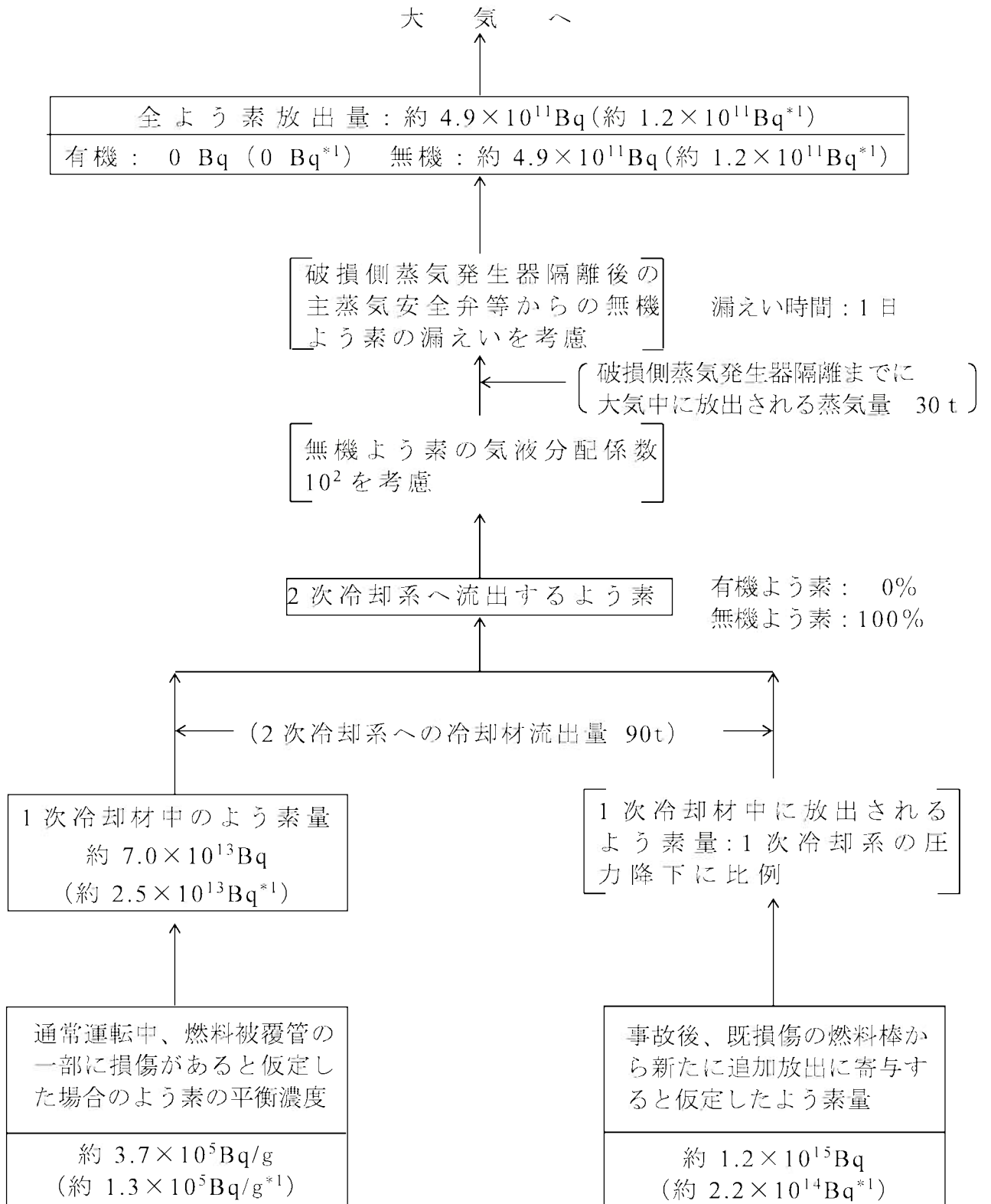


第1.15-121図 蒸気発生器伝熱管破損(1)



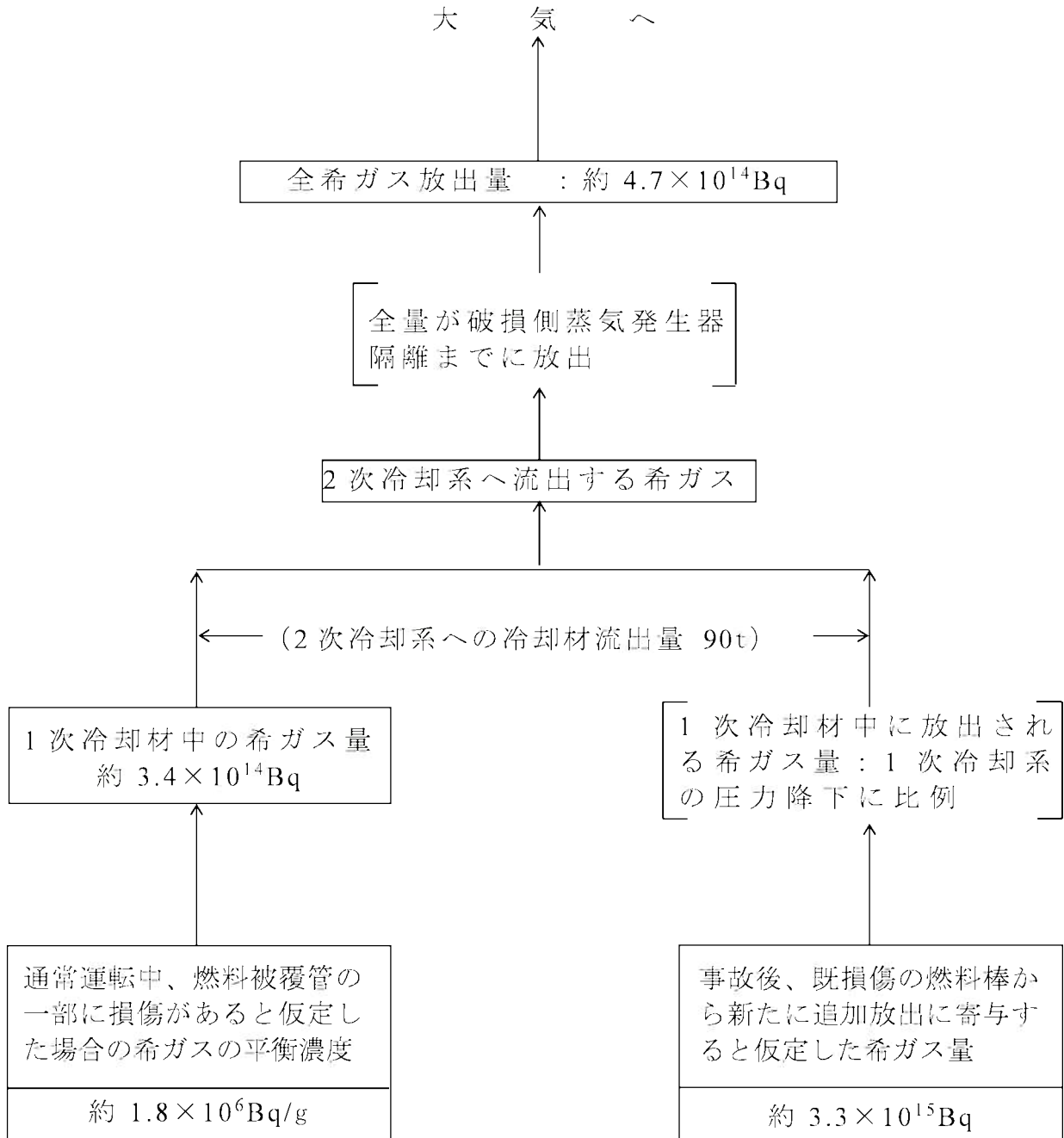
第1.15-122図 蒸気発生器伝熱管破損(2)

単位：Bq ^(^{*}1 I-131 等価量 - 小児実効線量係数換算)

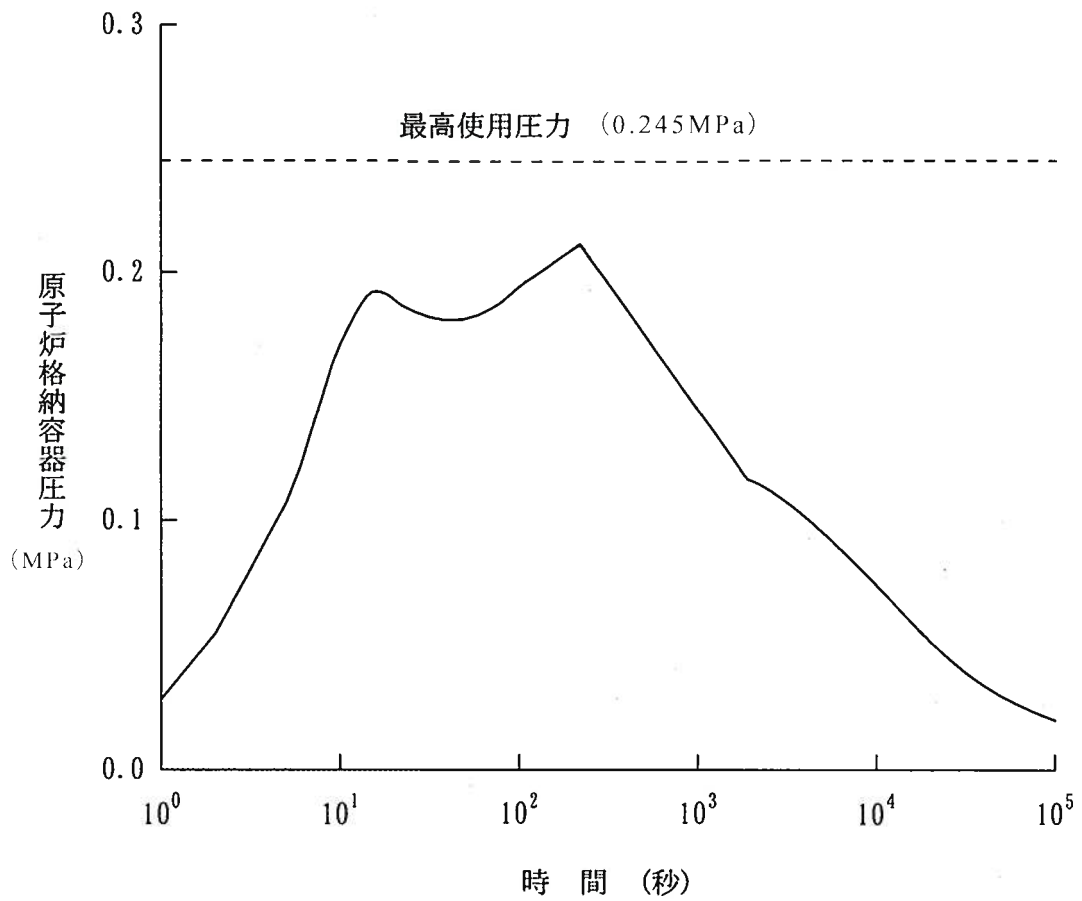


第1.15-123図 蒸気発生器伝熱管破損時のよう素の大気放出過程

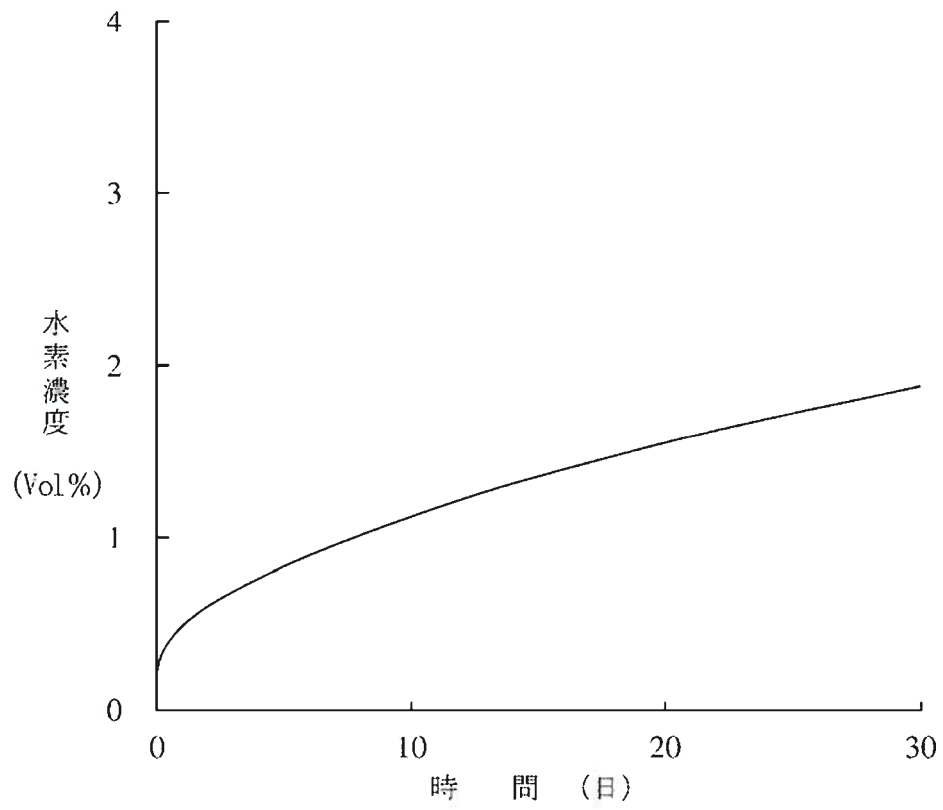
単位：Bq〔 γ 線エネルギー〕
〔0.5MeV換算〕



第1.15-124図 蒸気発生器伝熱管破損時の希ガスの大気放出過程

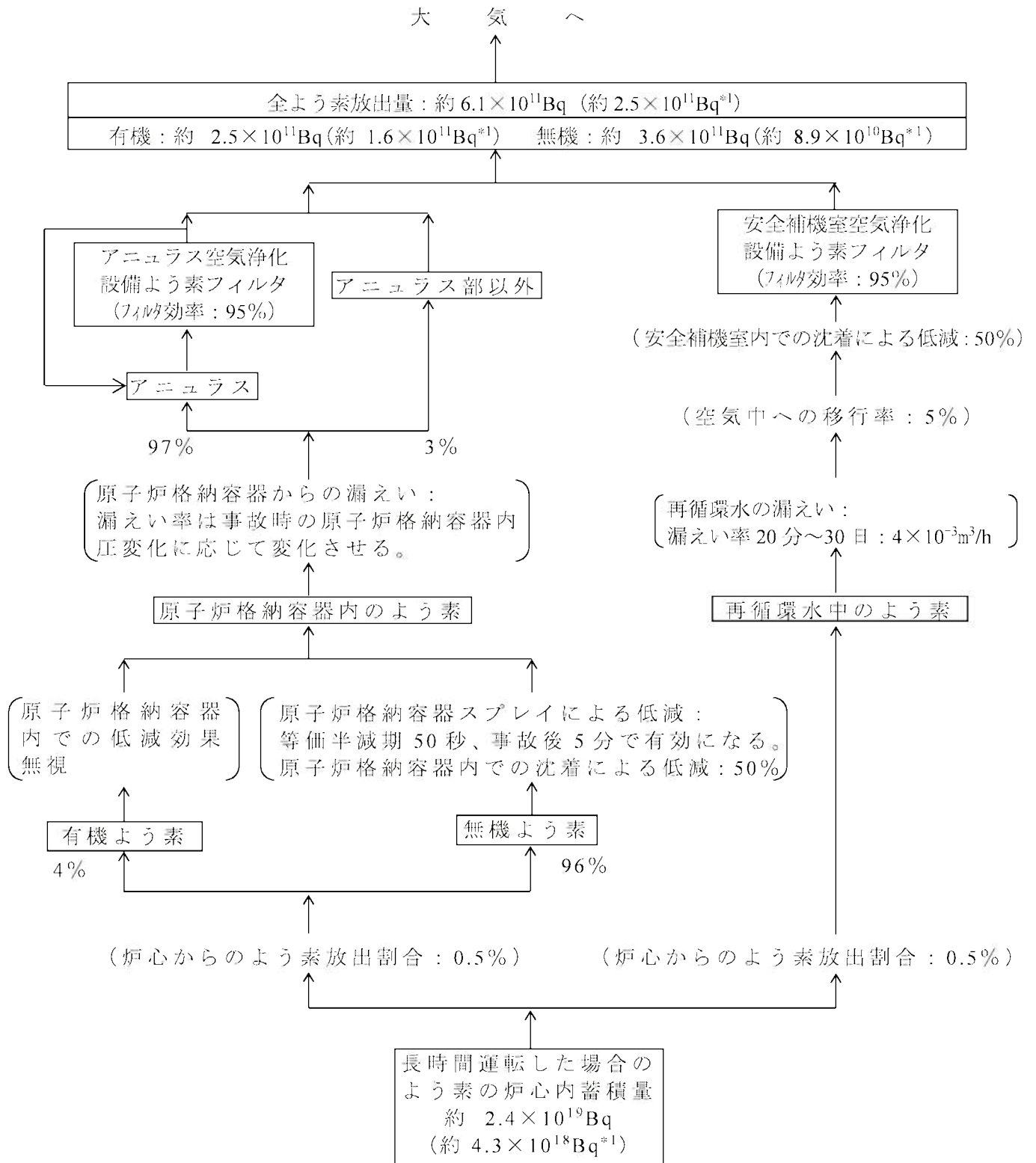


第1.15-125図 原子炉冷却材喪失—原子炉格納容器健全性評価用内圧解析



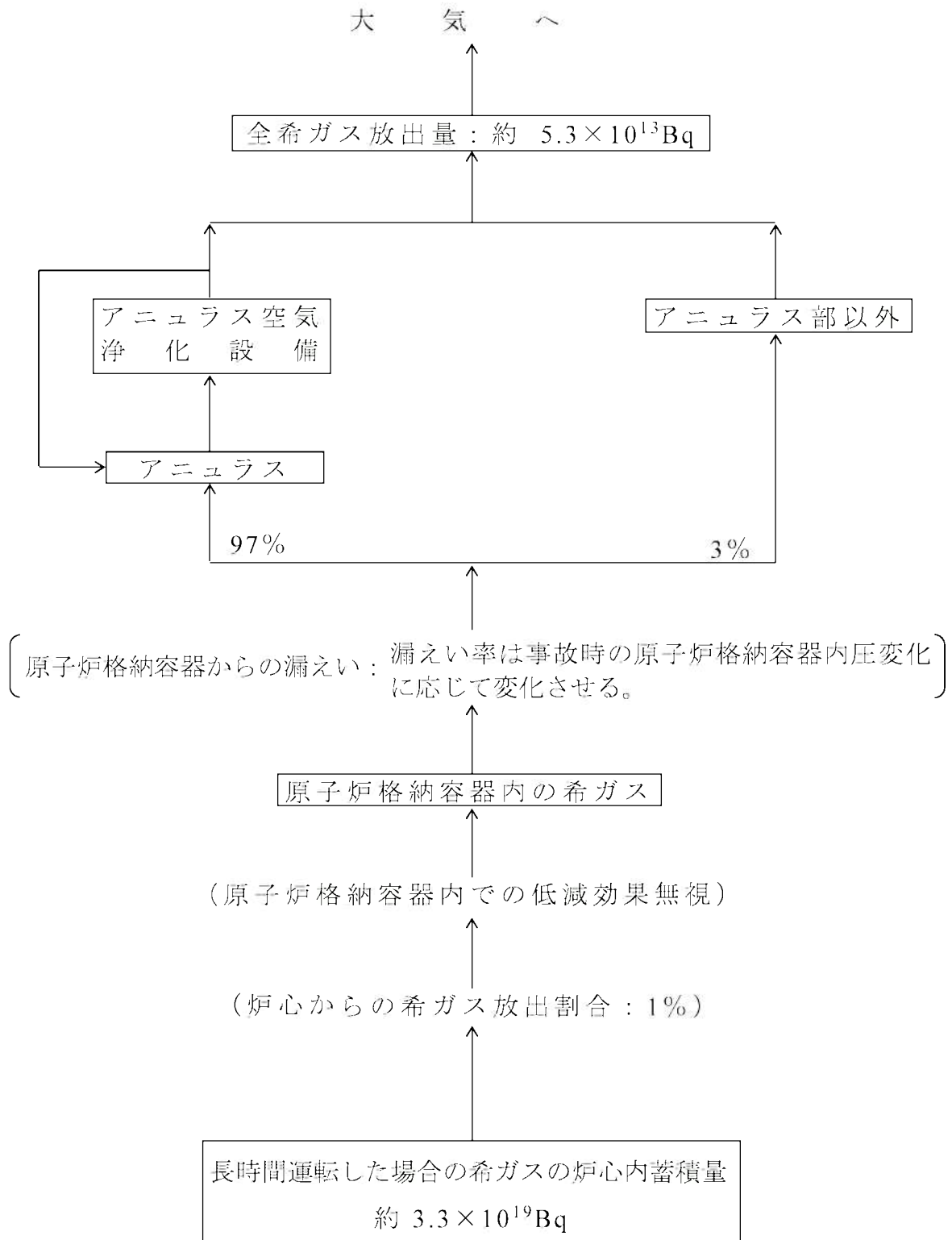
第1.15-126図 可燃性ガスの発生—原子炉格納容器内の水素濃度評価

単位：Bq 〔*1 I-131 等価量-小
児実効線量係数換算〕



第1.15-127図 原子炉冷却材喪失時のよう素の大気放出過程

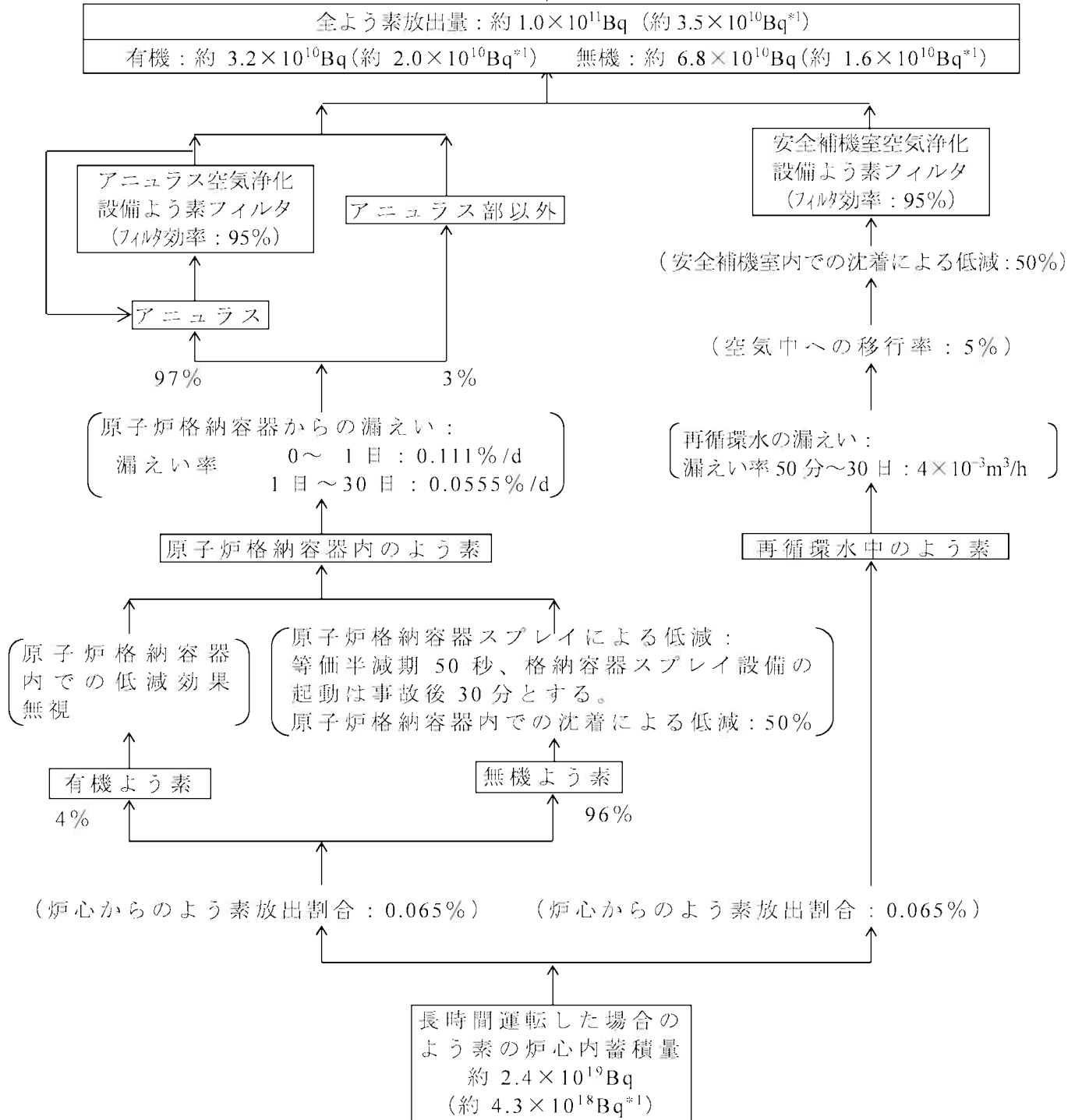
単位：Bq (γ線エネルギー)
0.5MeV換算)



第1.15-128図 原子炉冷却材喪失時の希ガスの大気放出過程

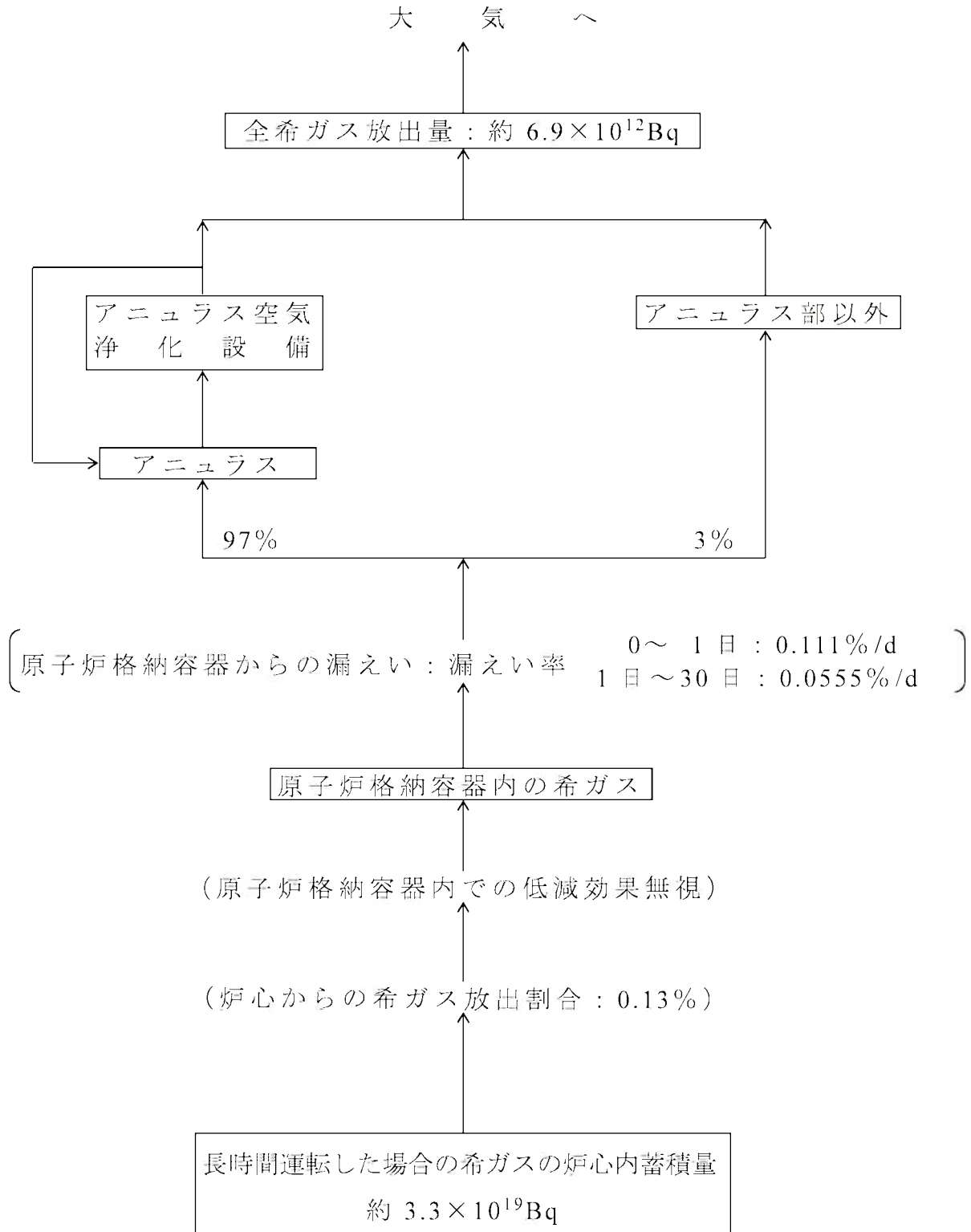
単位：Bq *1 I-131 等価量—
小児実効線量係数換算

大 気 へ

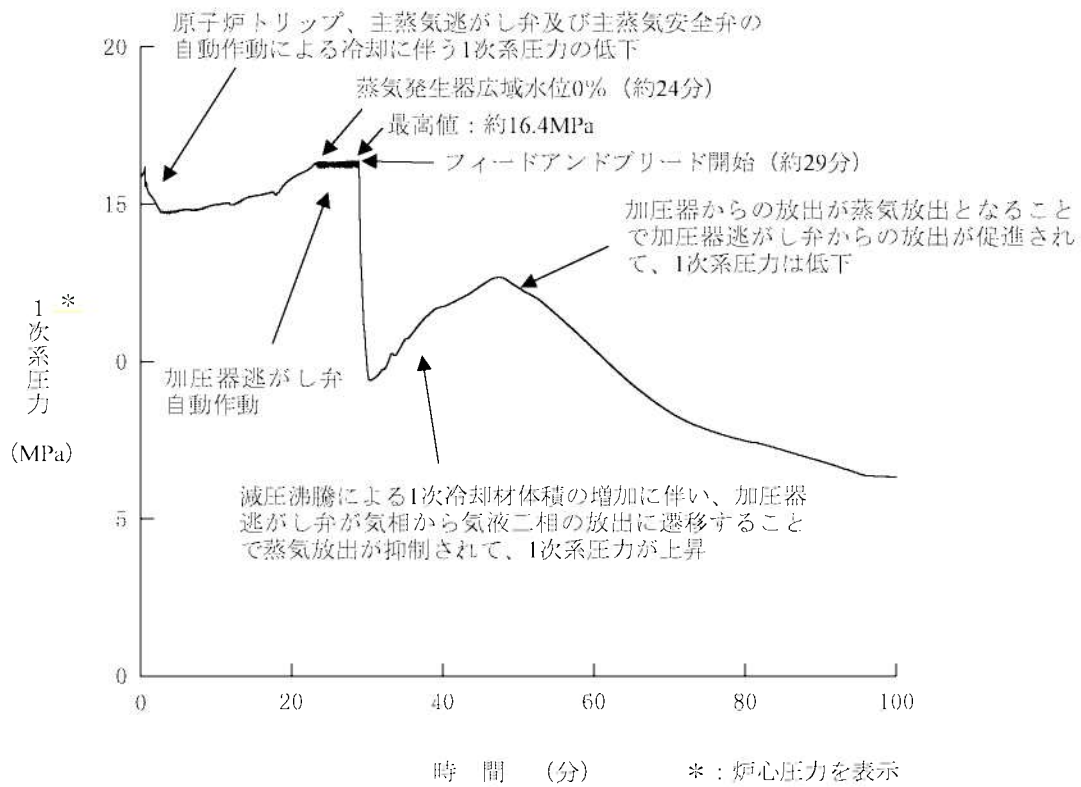


第1.15-129図 制御棒飛び出し時のよう素の大気放出過程

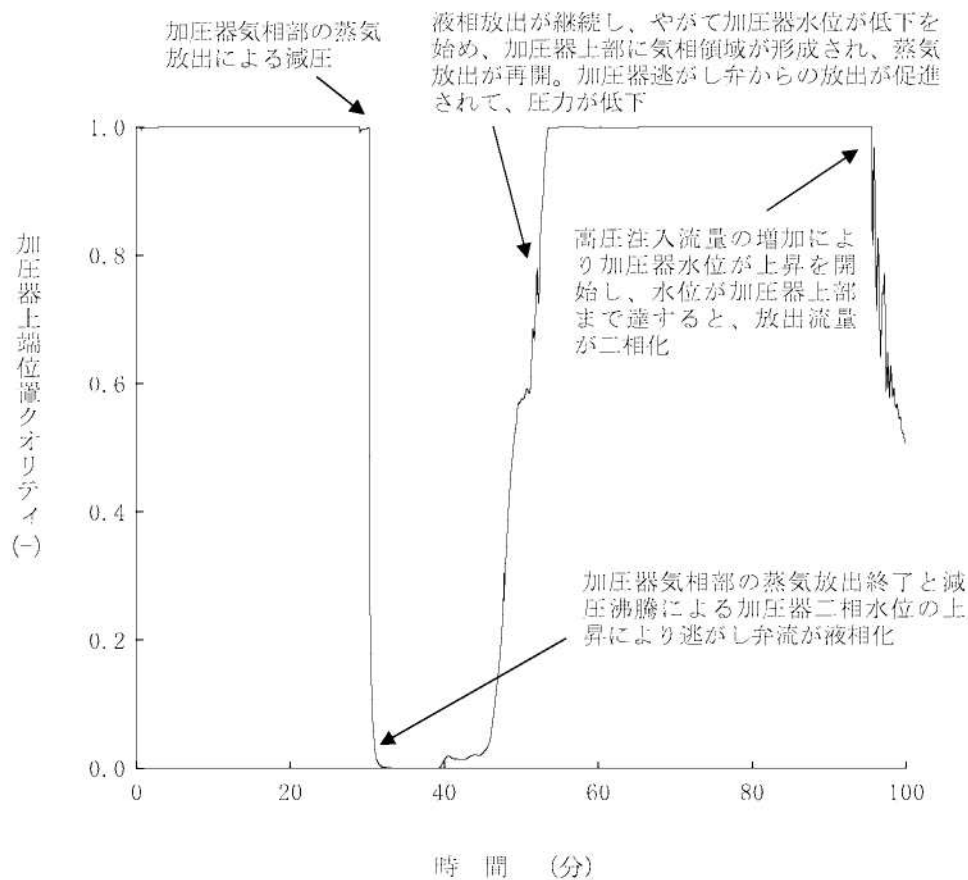
単位：Bq (γ線エネルギー)
0.5MeV換算



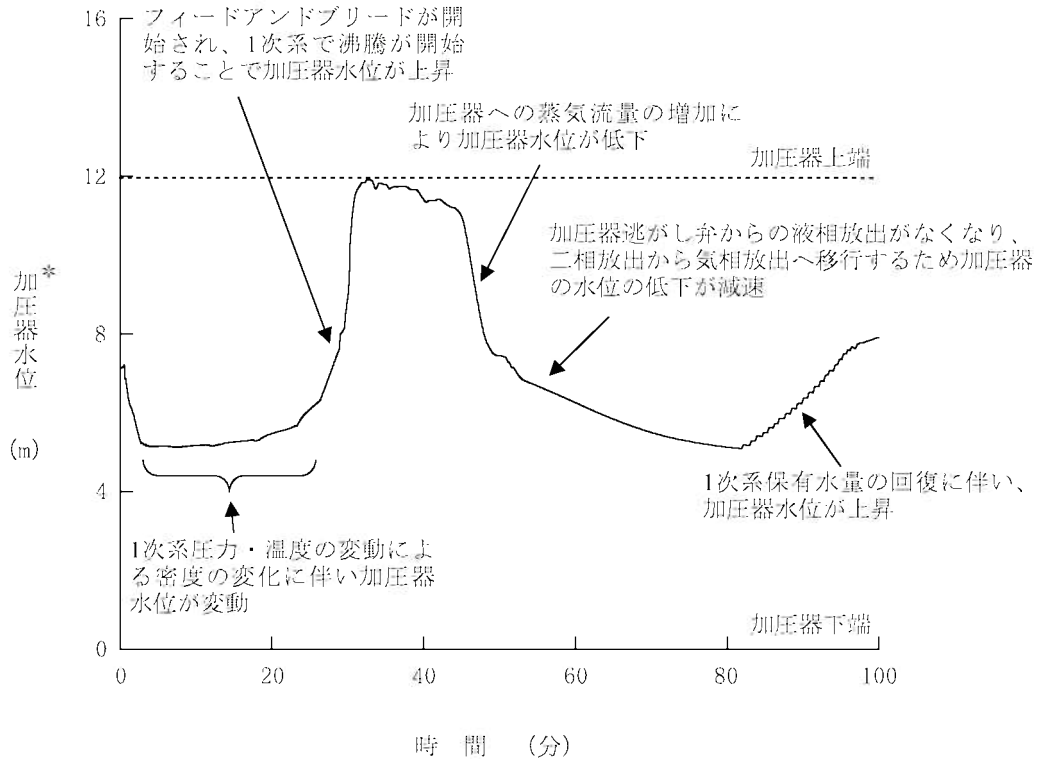
第1.15-130図 制御棒飛び出し時の希ガスの大気放出過程



第1.15-131図 1次系圧力の推移

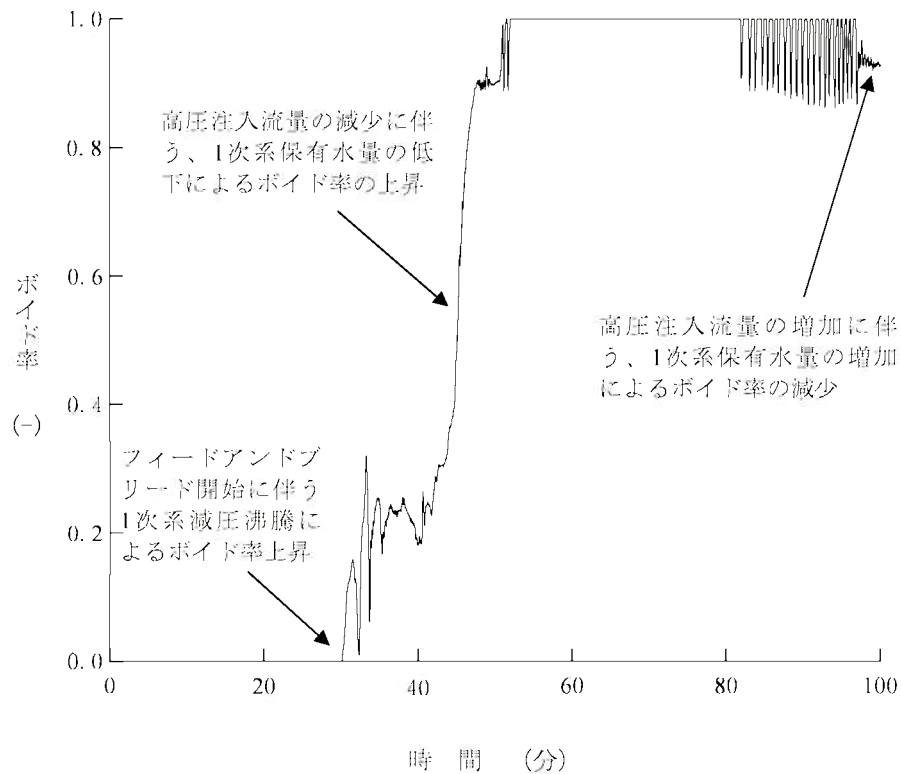


第1.15-132図 加圧器上端部クオリティの推移

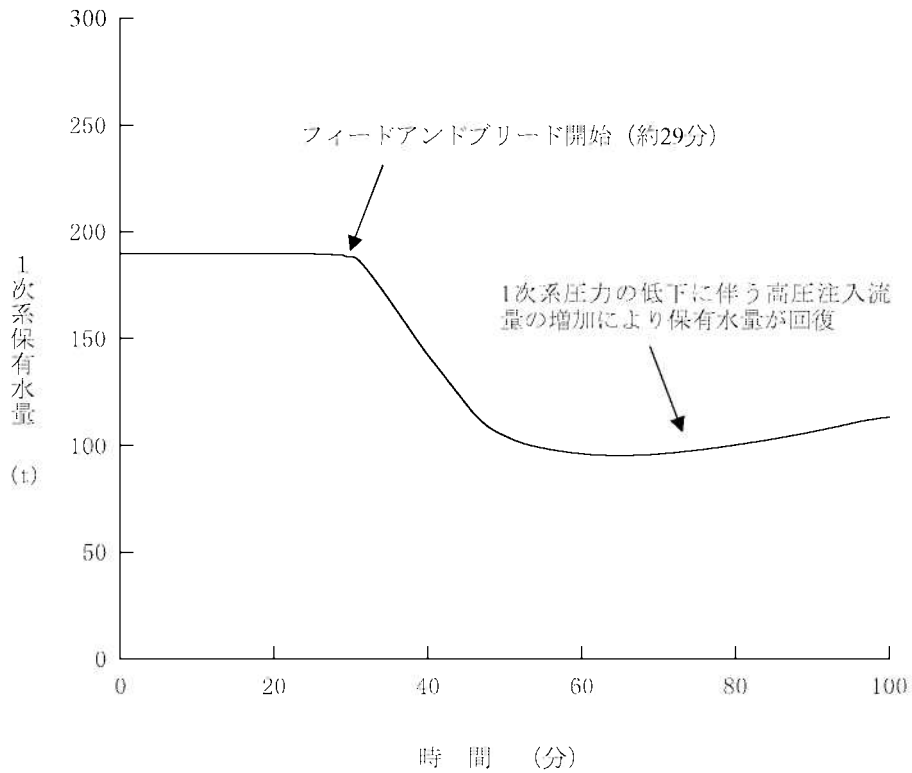


* : コラプス水位を表示

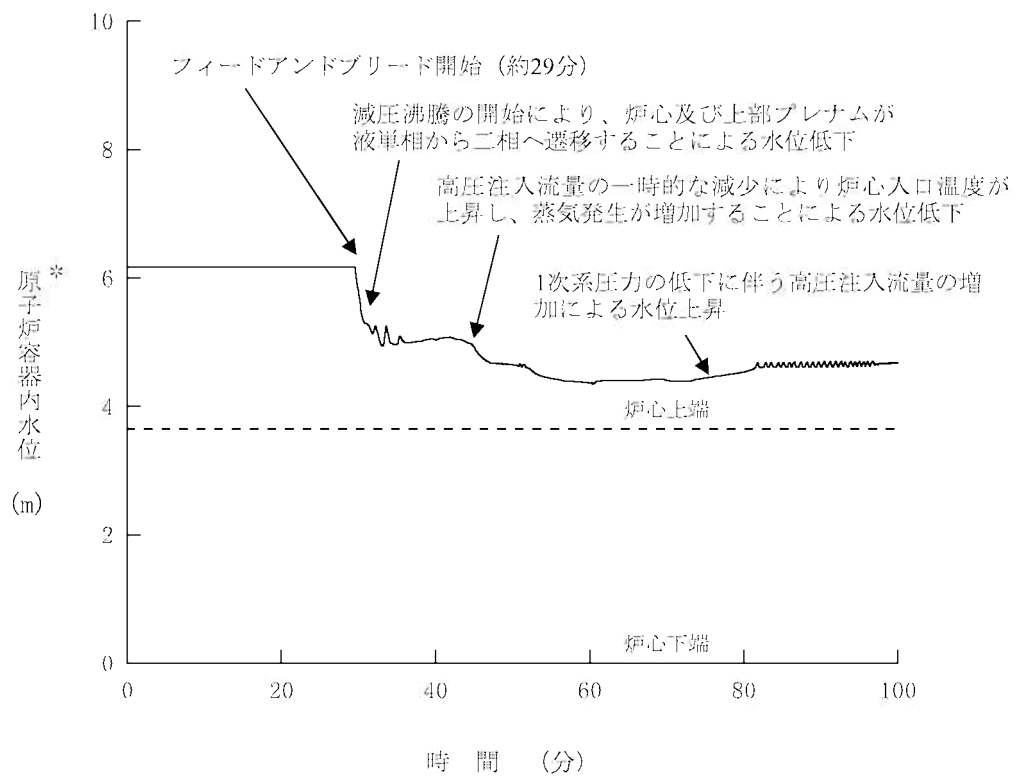
第1.15-133図 加圧器水位の推移



第1.15-134図 高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率の推移

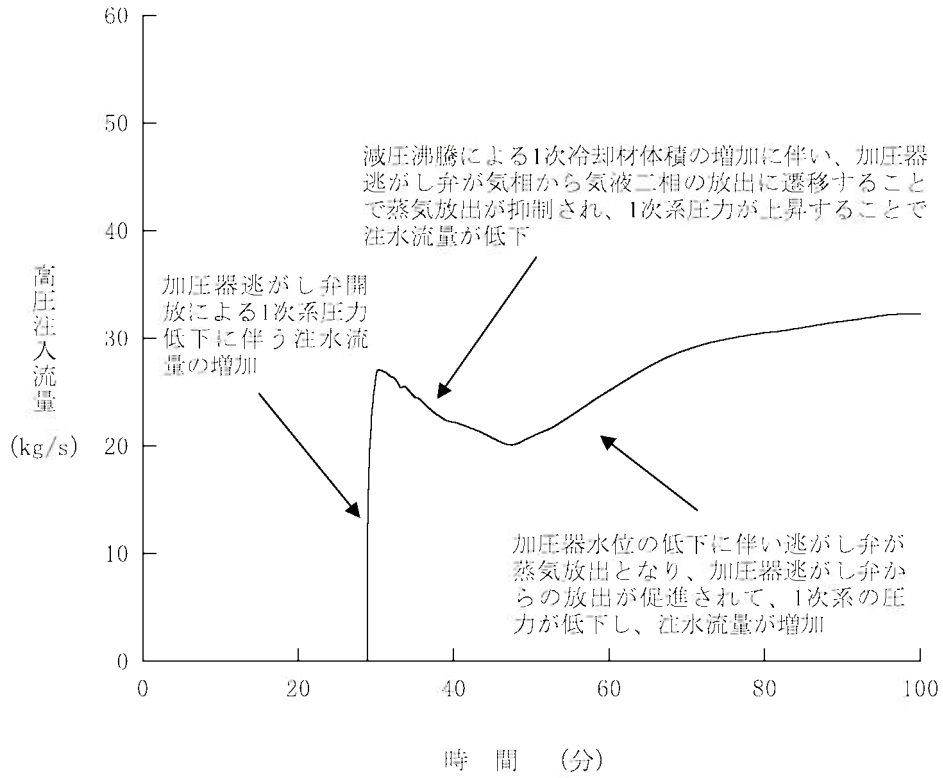


第1.15-135図 1次系保有水量の推移

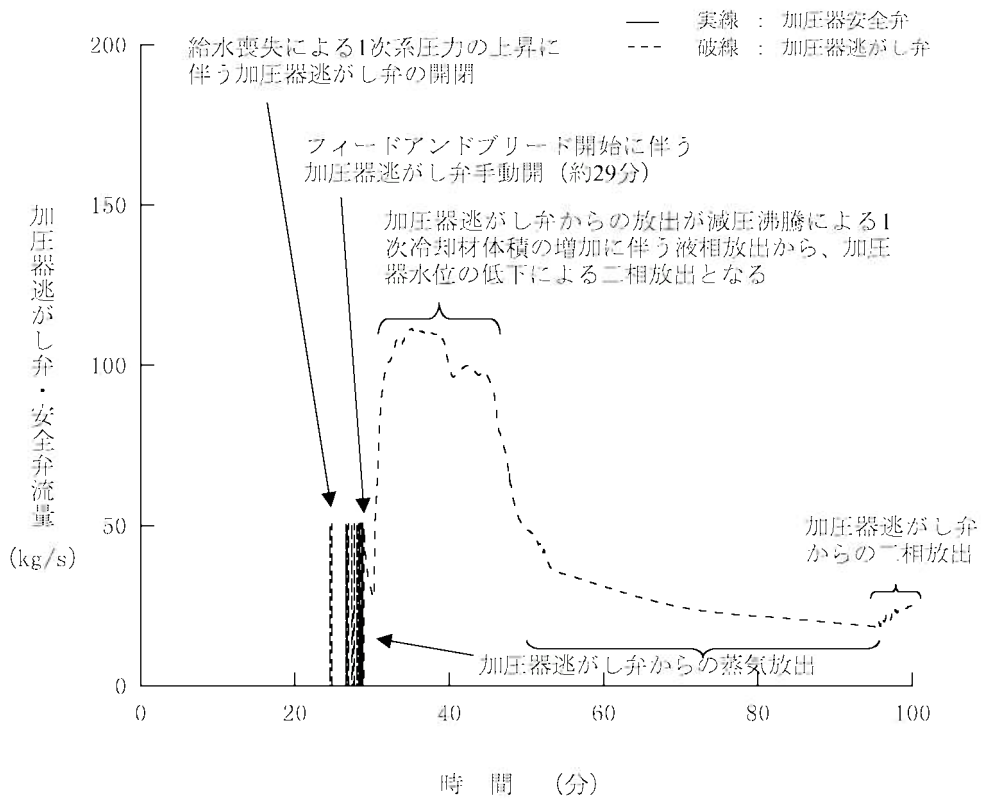


* : コラプス水位を表示

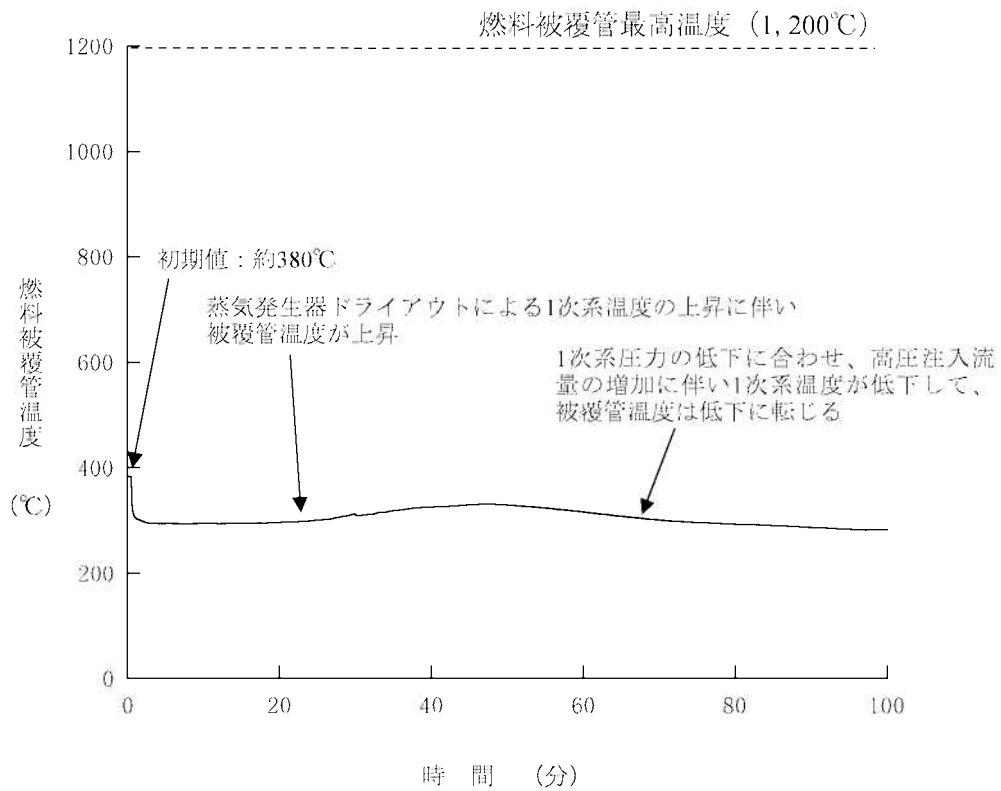
第1.15-136図 原子炉容器内水位の推移



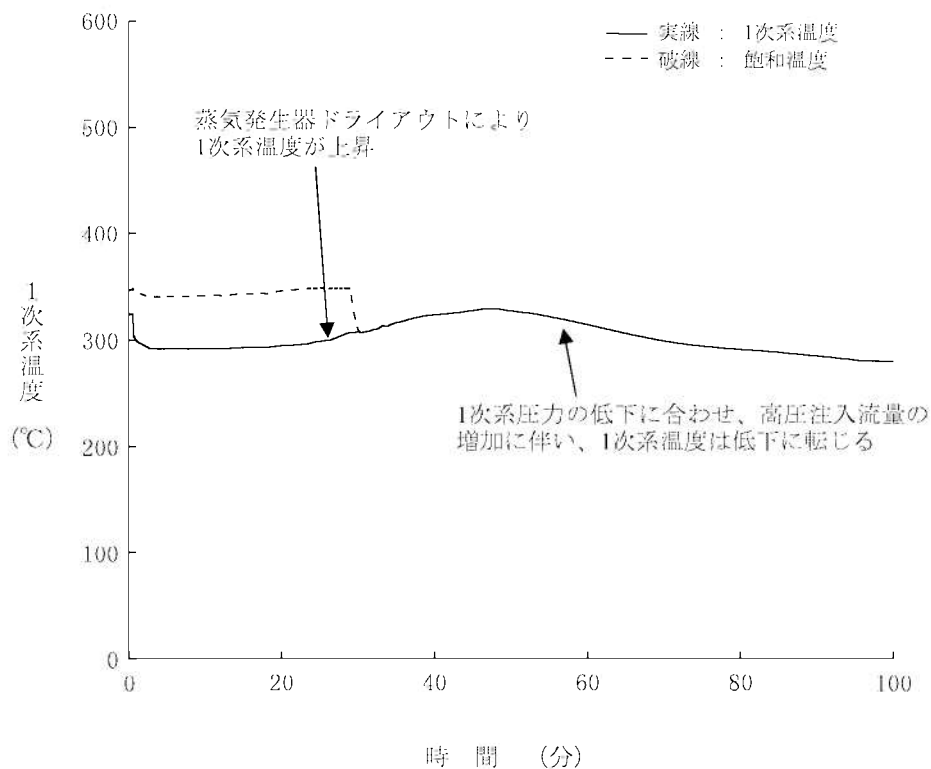
第1.15-137図 高圧注入流量の推移



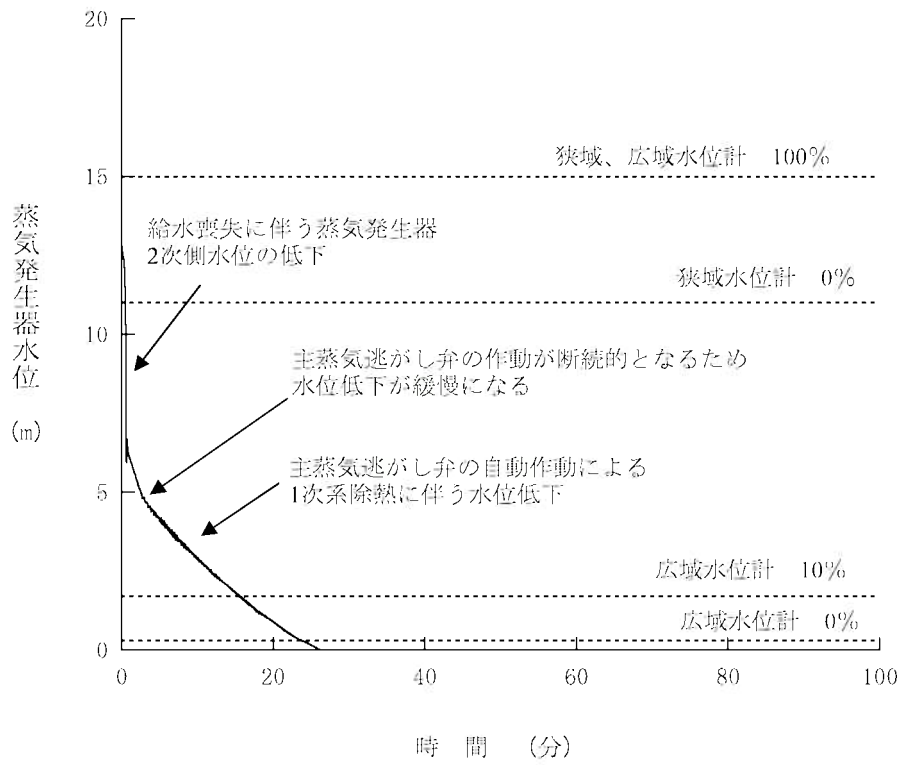
第1.15-138図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移



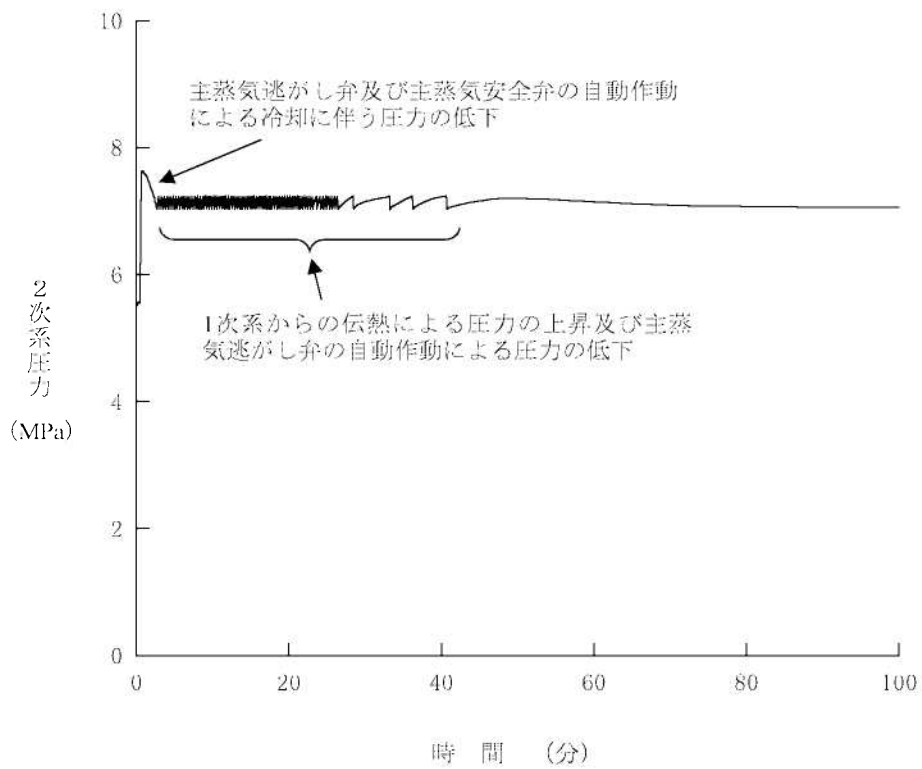
第1.15-139図 燃料被覆管温度の推移



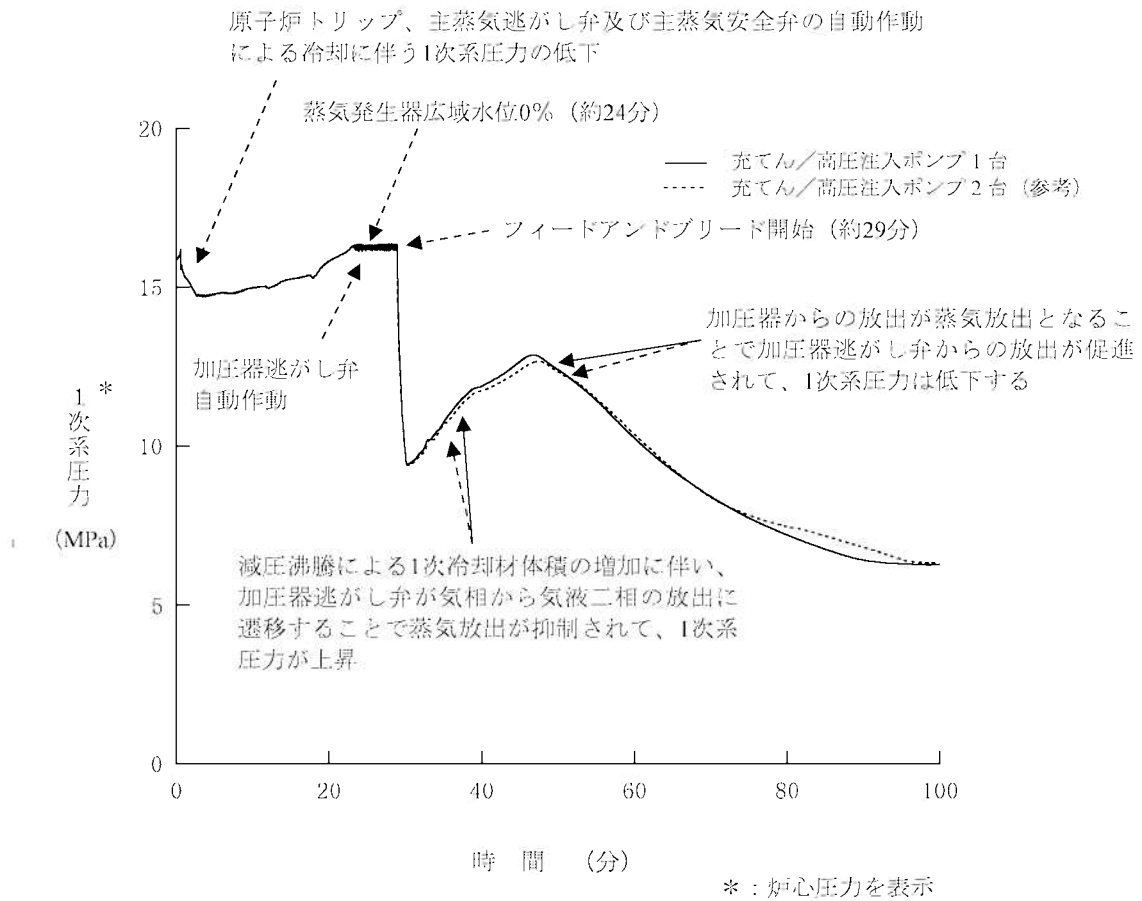
第1.15-140図 1次系温度の推移



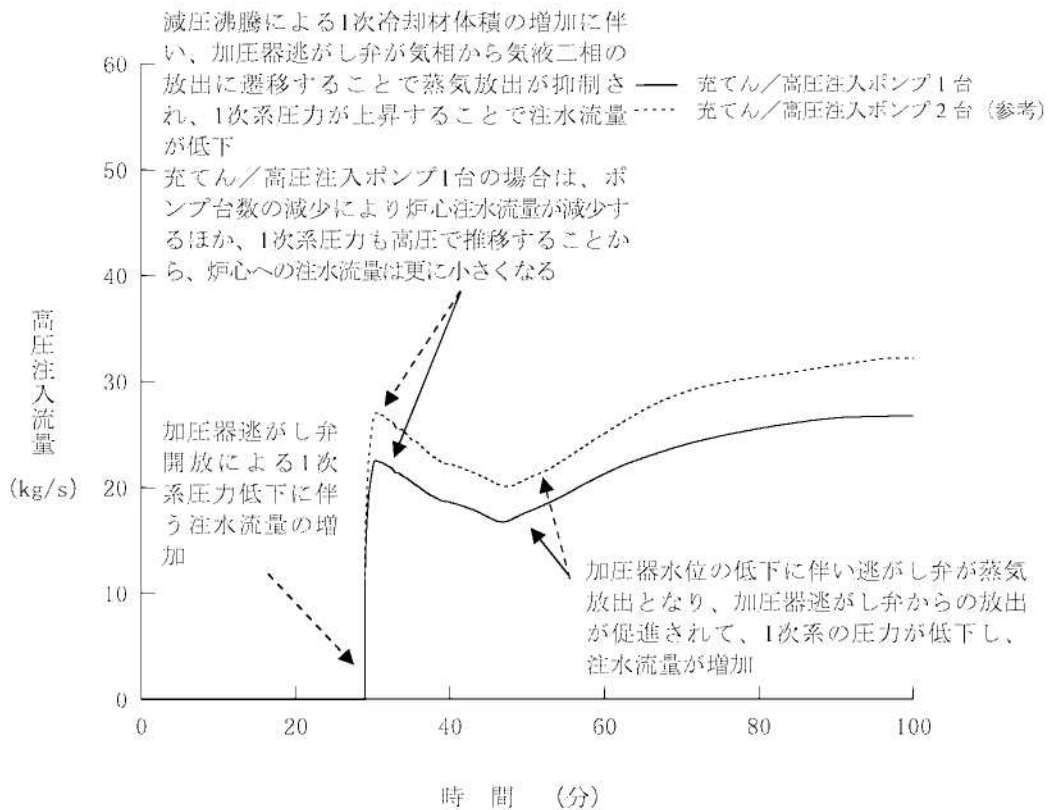
第1.15-141図 蒸気発生器水位の推移



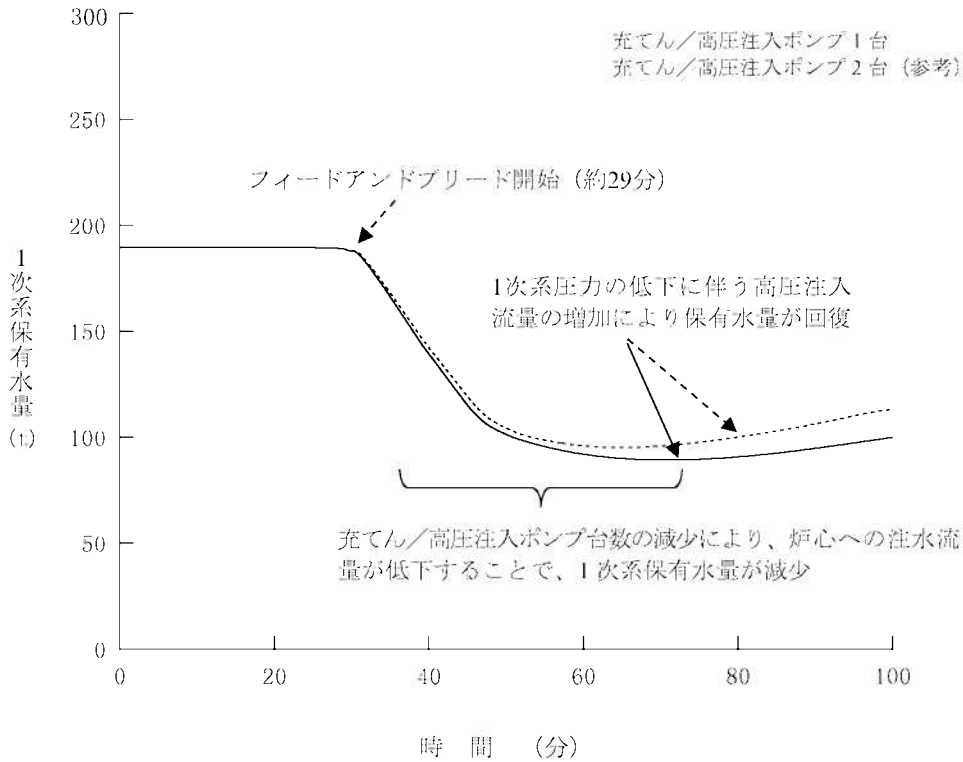
第1.15-142図 2次系圧力の推移



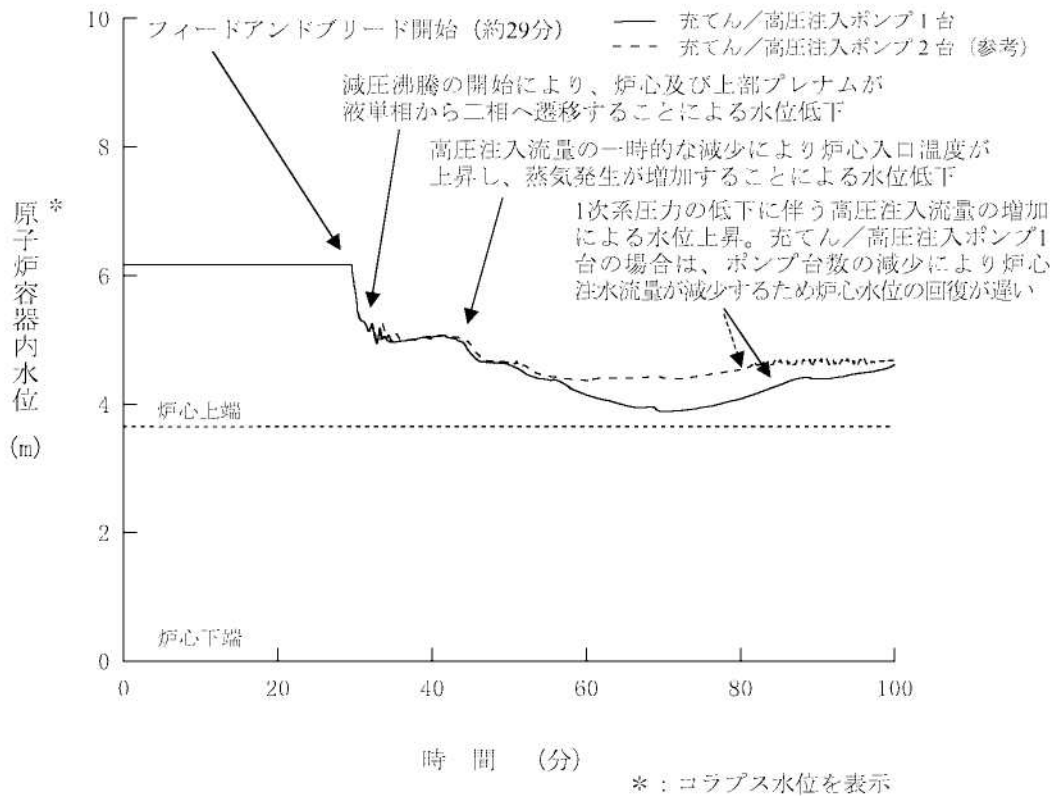
第1.15-143図 1次系圧力の推移(充てん/高圧注入ポンプ1台の場合)



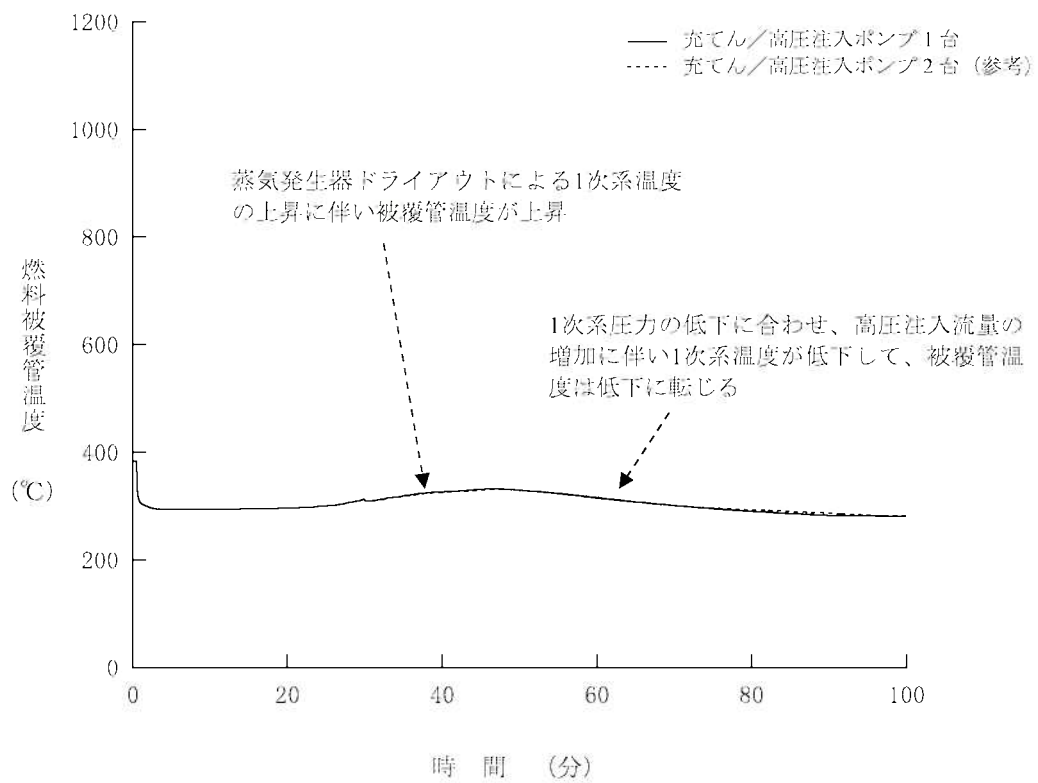
第1.15-144図 高圧注入流量の推移(充てん/高圧注入ポンプ1台の場合)



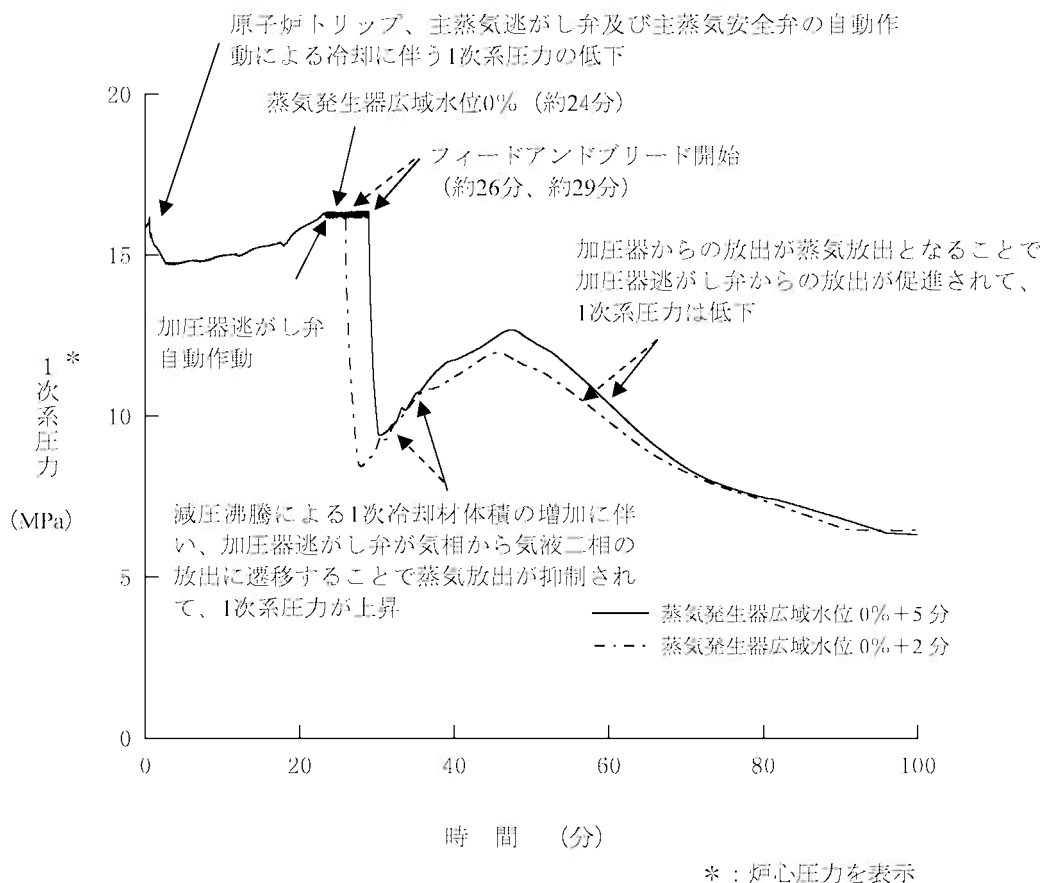
第1.15-145図 1次系保有水量の推移(充てん/高圧注入ポンプ1台の場合)



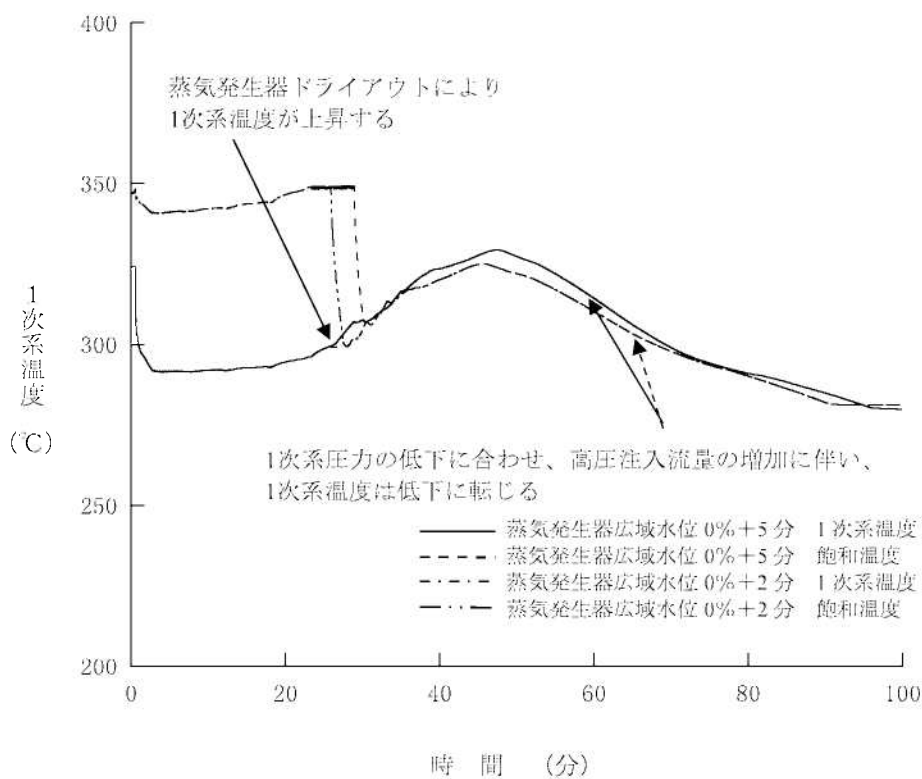
第1.15-146図 原子炉容器内水位の推移(充てん/高圧注入ポンプ1台の場合)



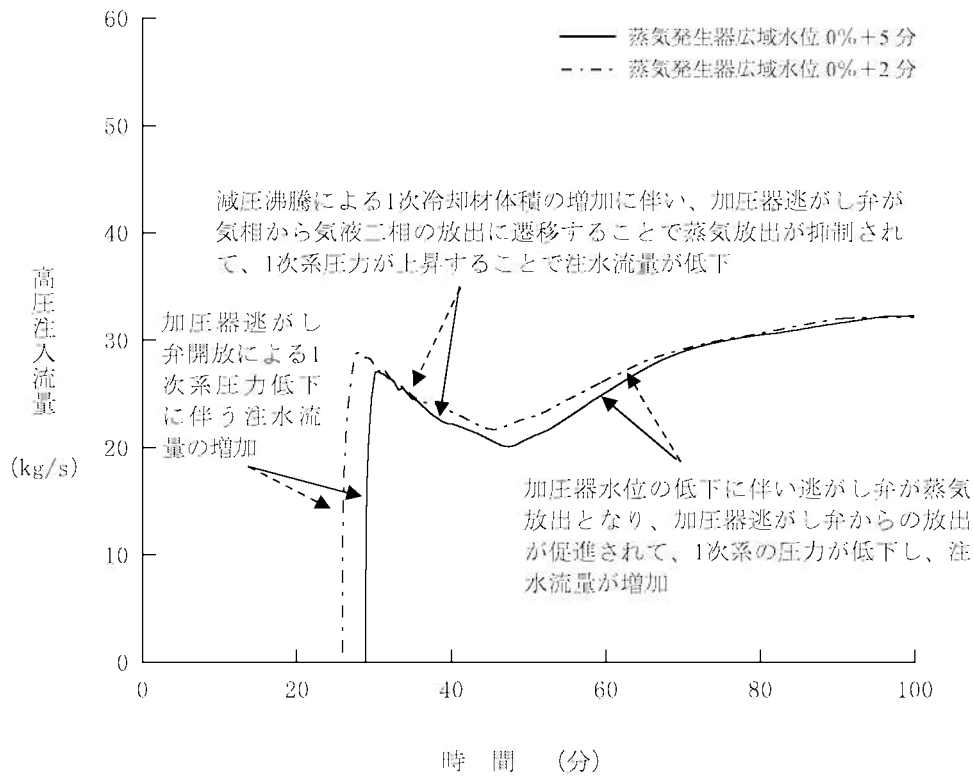
第1.15-147図 燃料被覆管温度の推移(充てん／高圧注入ポンプ1台の場合)



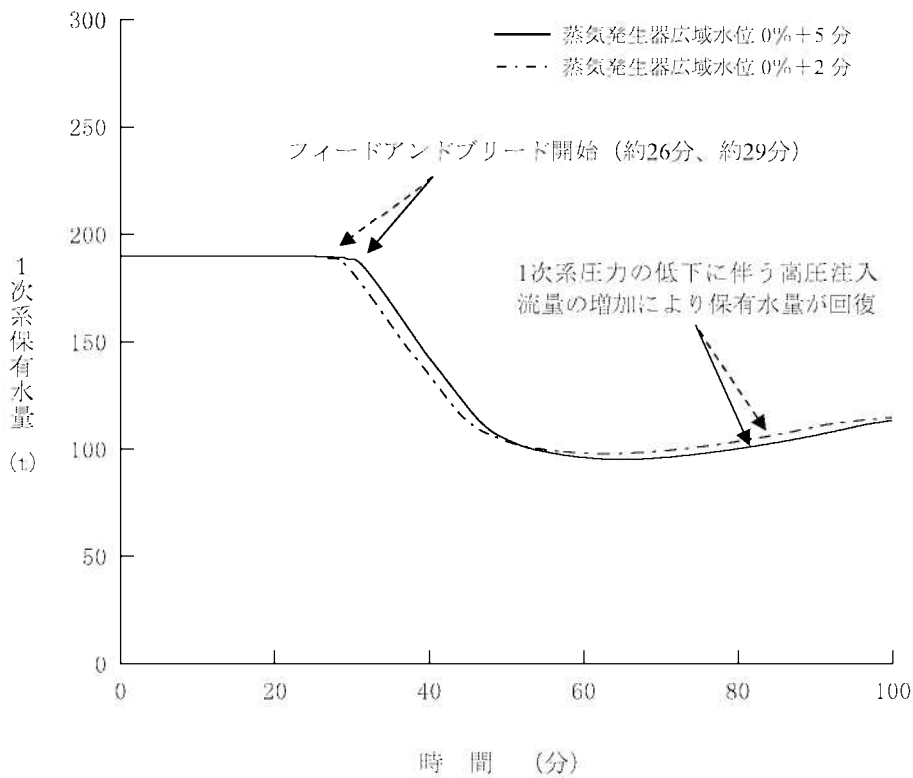
第1.15-148図 1次系圧力の推移(開始が早くなる場合)



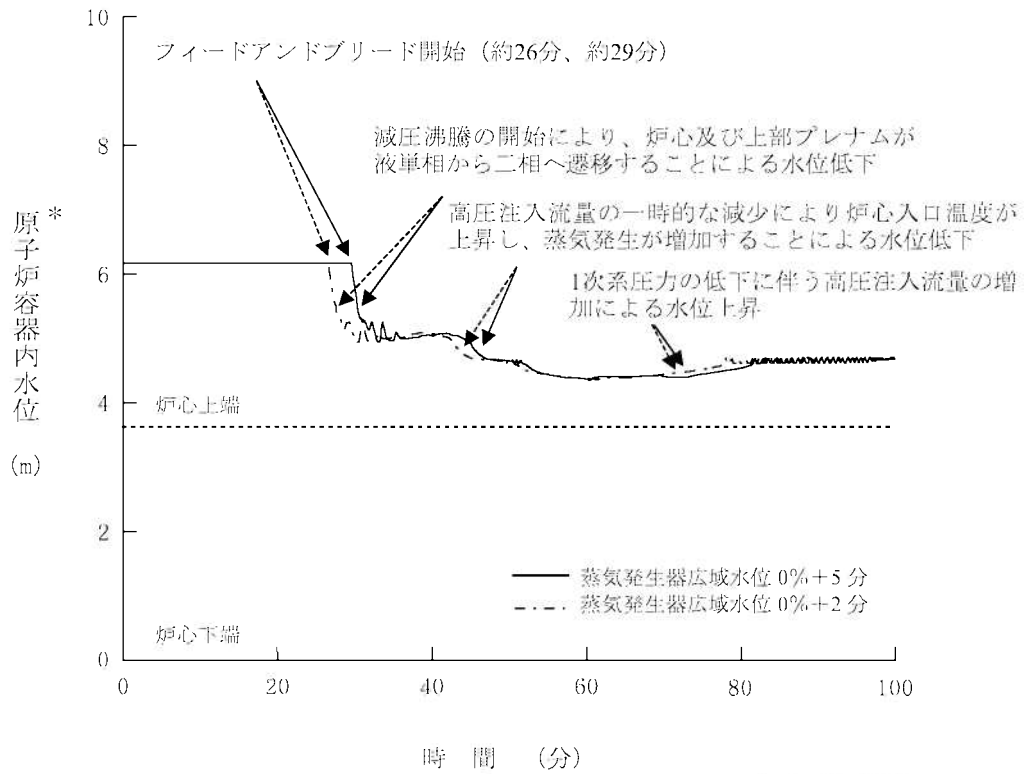
第1.15-149図 1次系温度の推移(開始が早くなる場合)



第1.15-150図 高圧注入流量の推移(開始が早くなる場合)

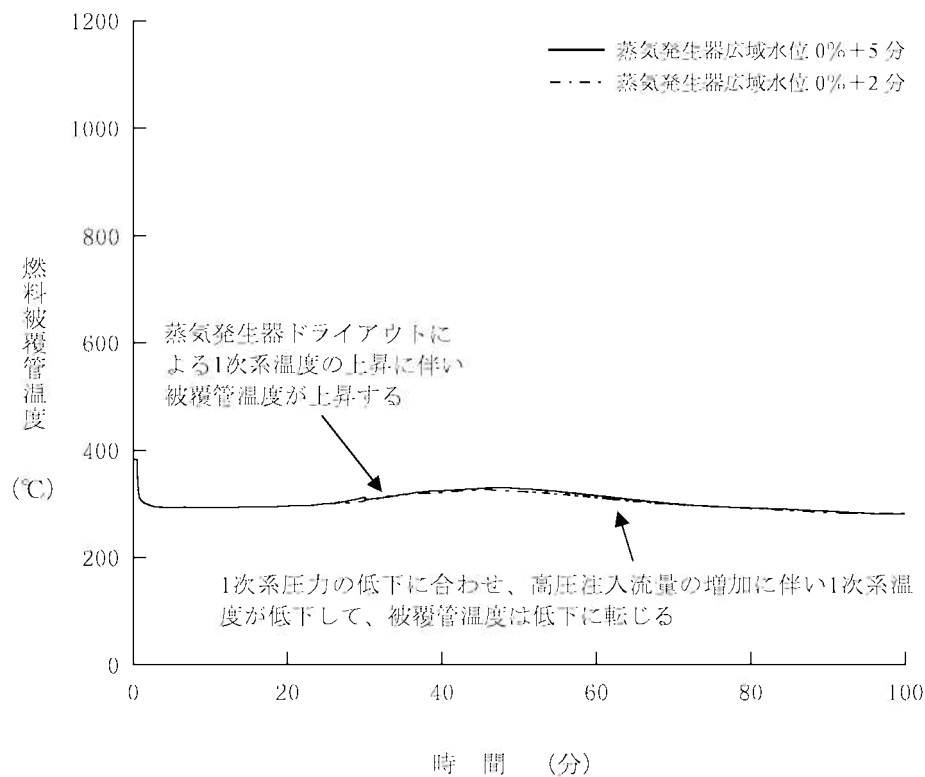


第1.15-151図 1次系保有水量の推移(開始が早くなる場合)

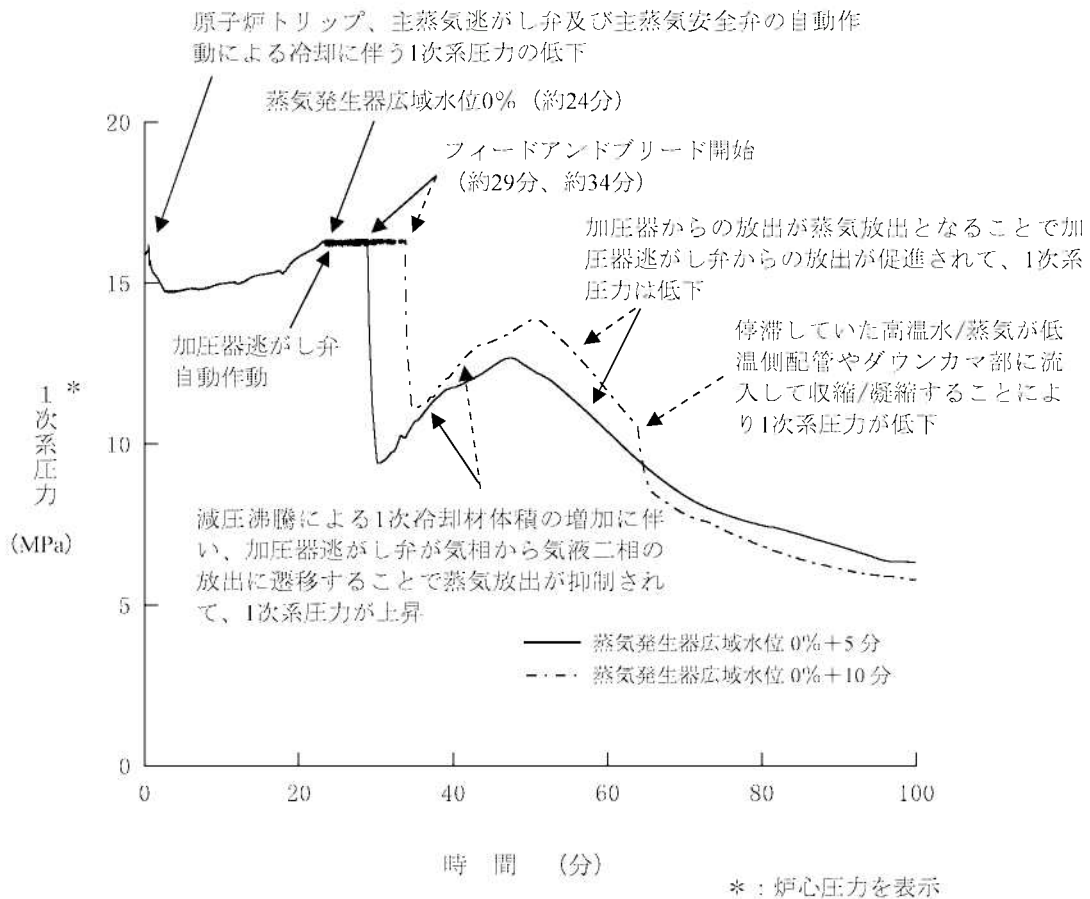


* : コラプス水位を表示

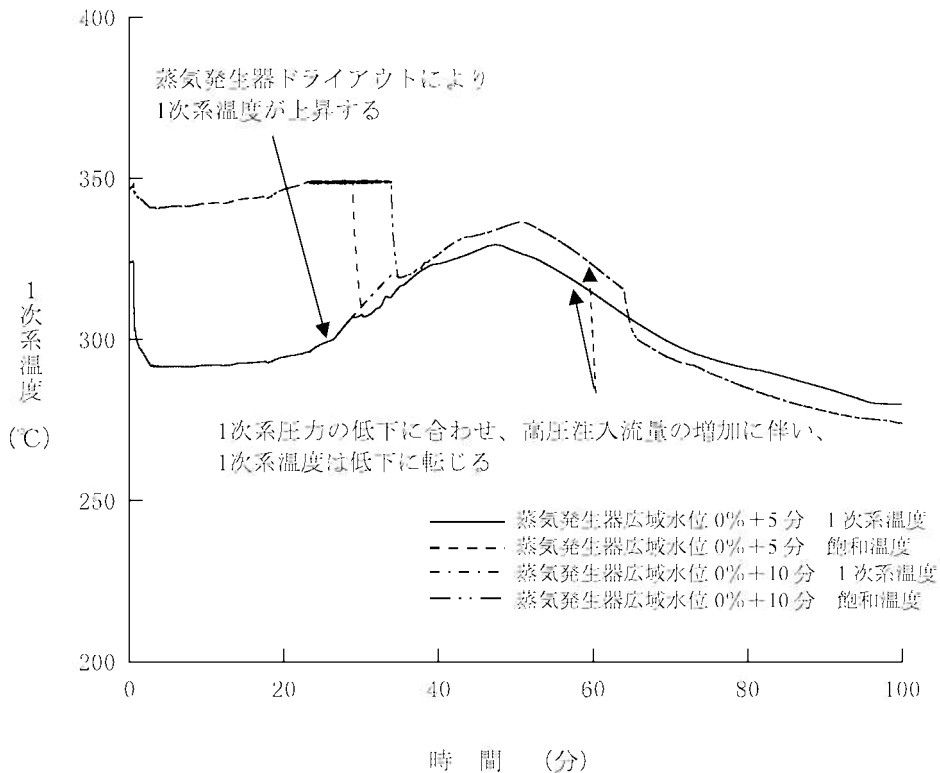
第1.15-152図 原子炉容器内水位の推移 (開始が早くなる場合)



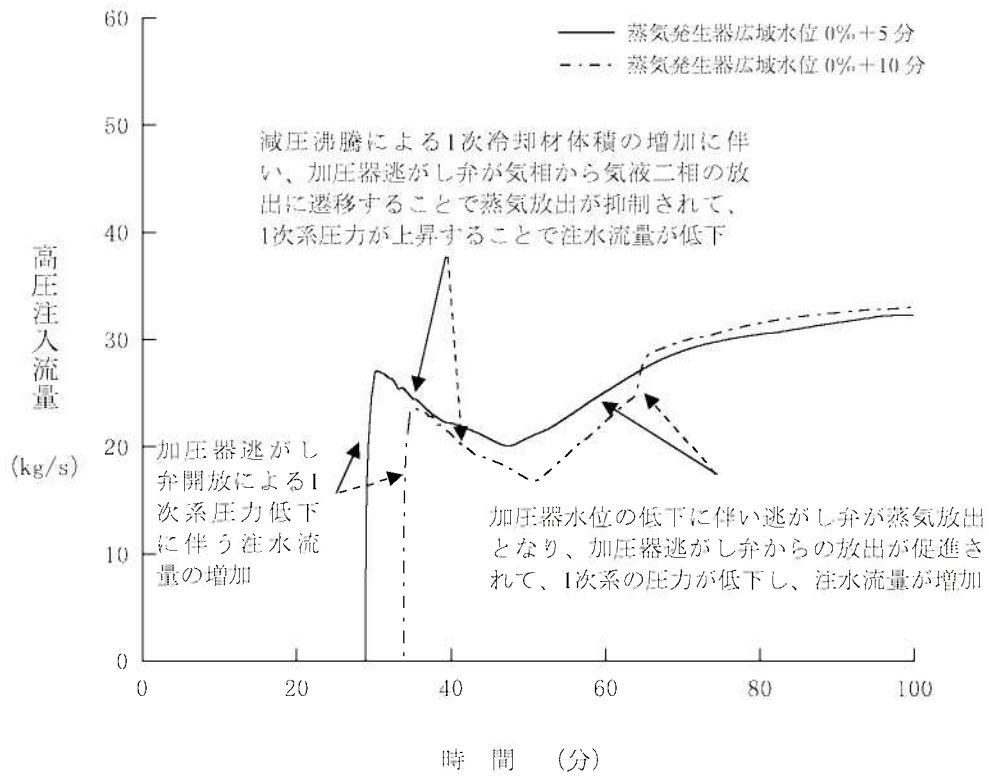
第1.15-153図 燃料被覆管温度の推移 (開始が早くなる場合)



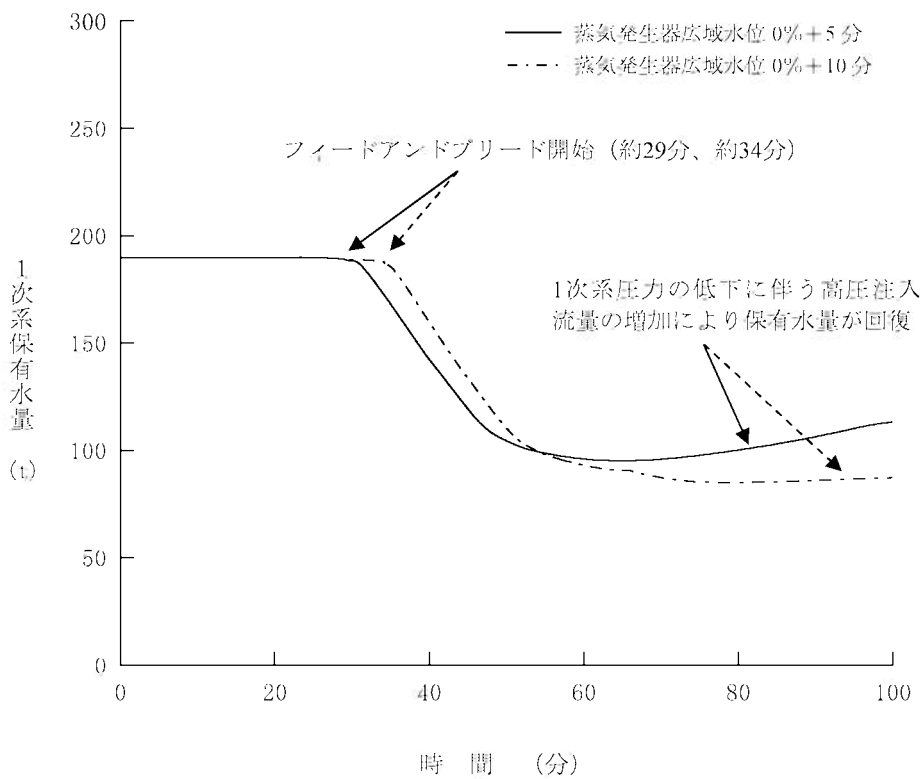
第1.15-154図 1次系圧力の推移(開始が遅くなる場合)



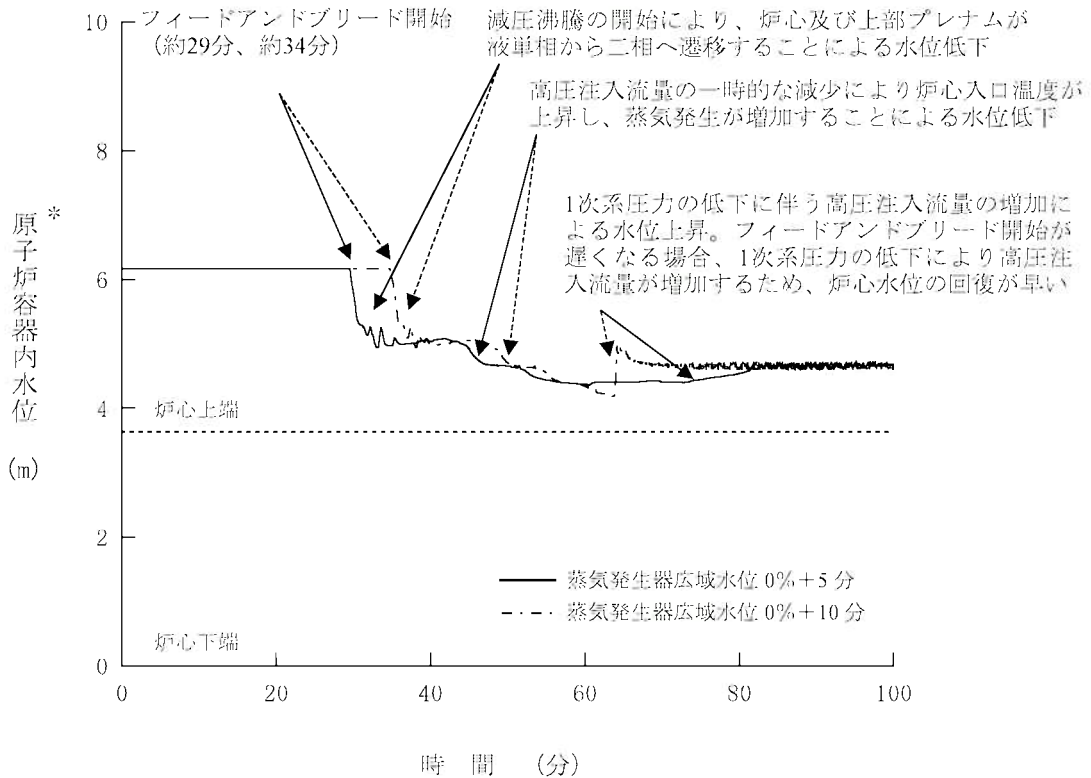
第1.15-155図 1次系温度の推移(開始が遅くなる場合)



第1.15-156図 高圧注入流量の推移(開始が遅くなる場合)

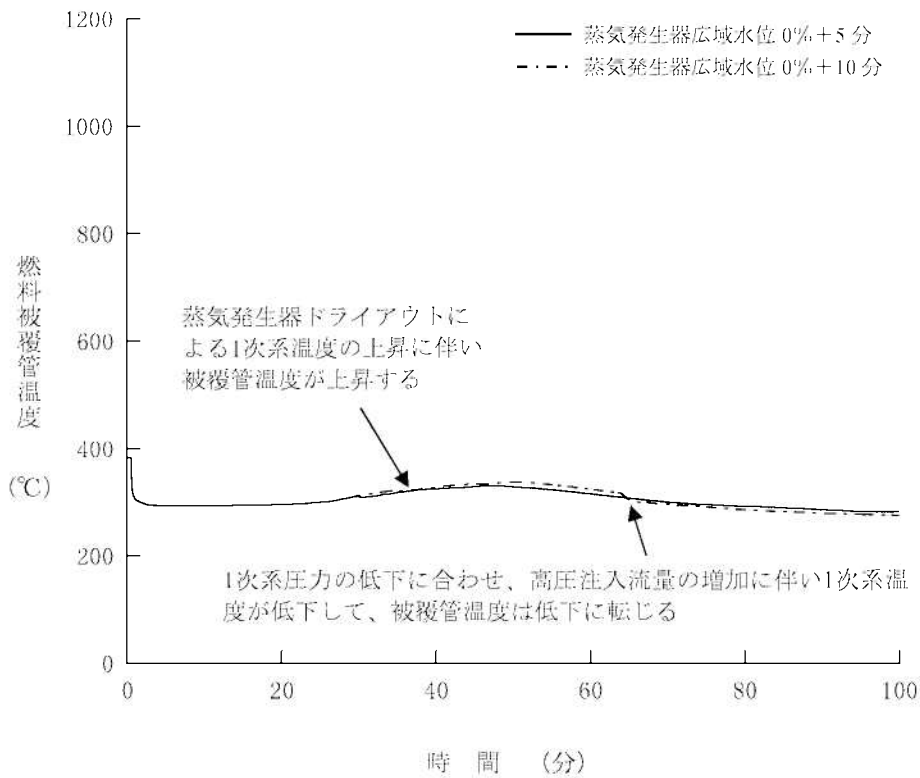


第1.15-157図 1次系保有水量の推移(開始が遅くなる場合)

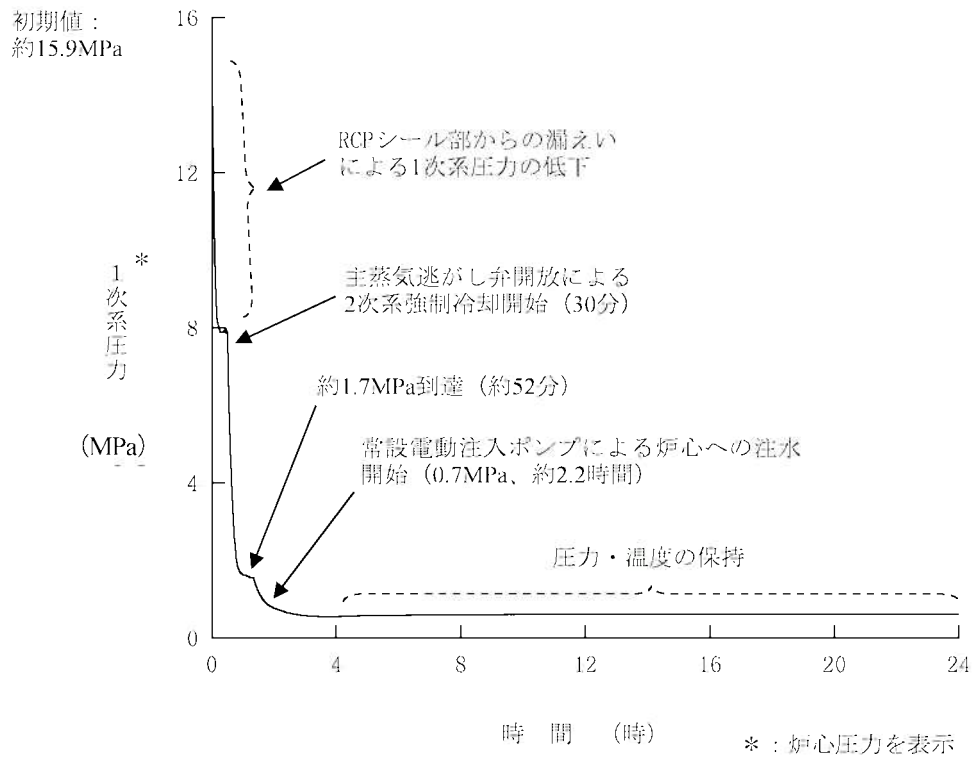


* : コラプス水位を表示

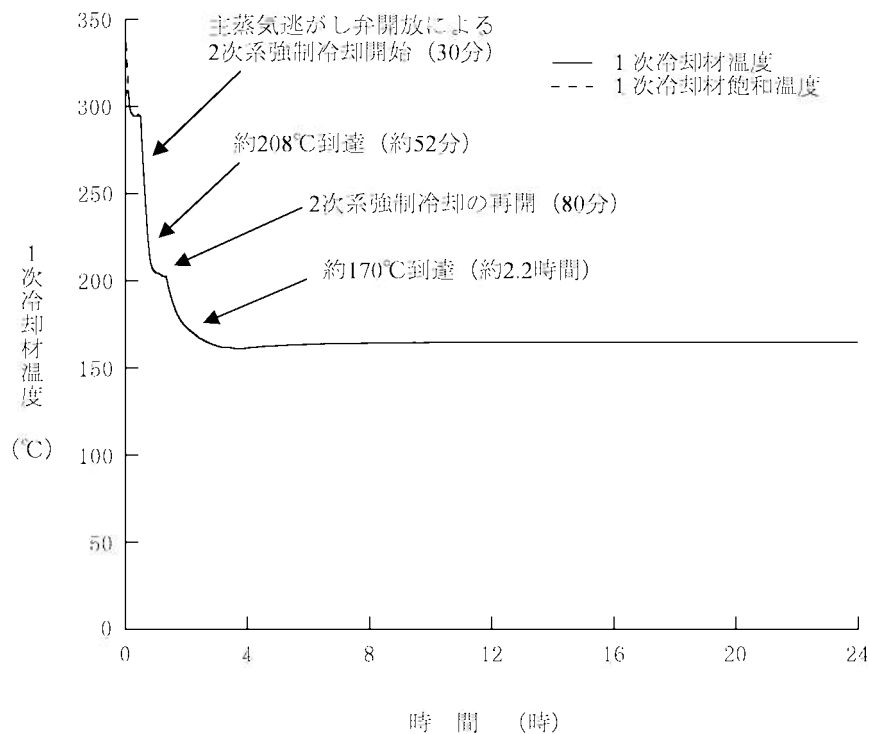
第1.15-158図 原子炉容器内水位の推移(開始が遅くなる場合)



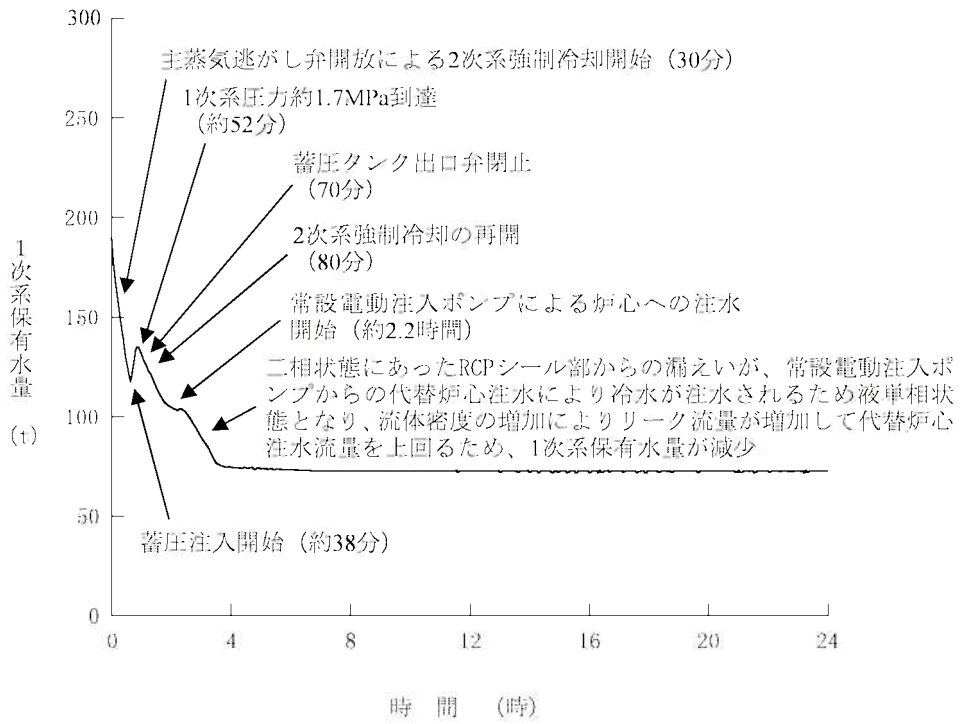
第1.15-159図 燃料被覆管温度の推移(開始が遅くなる場合)



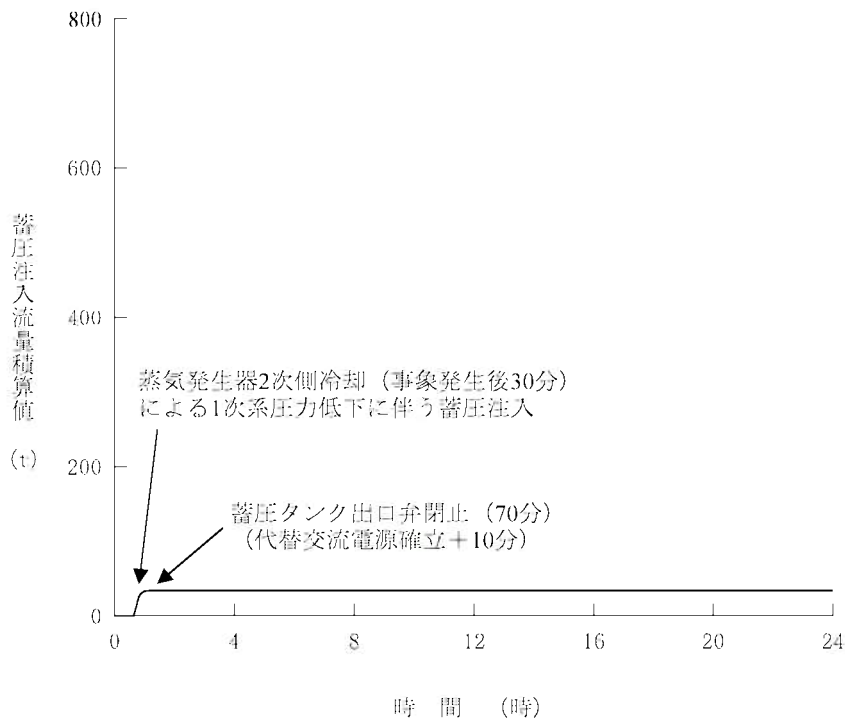
第1.15-160図 1次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



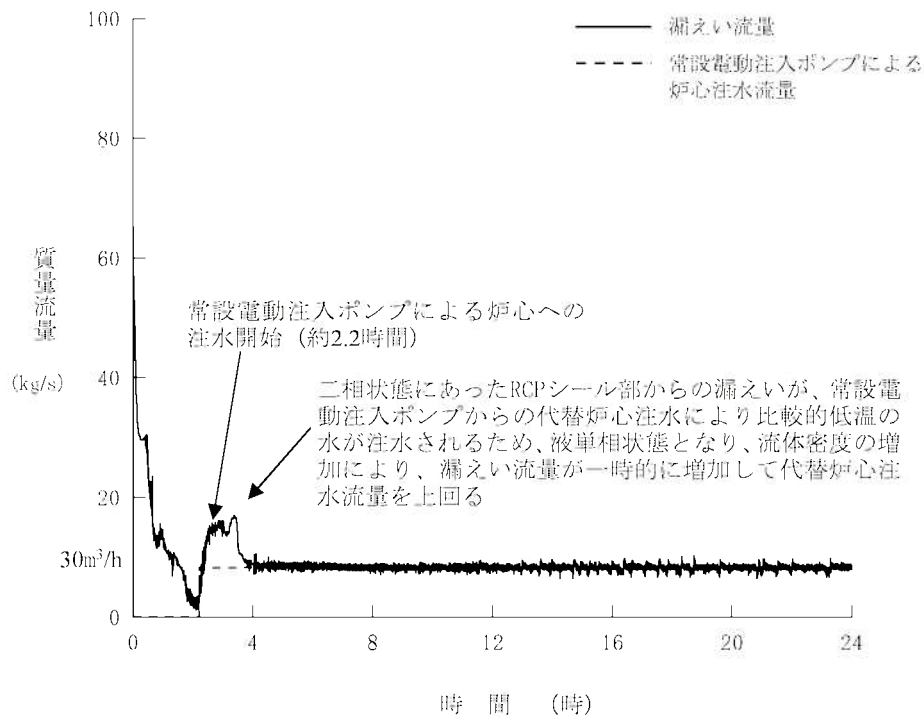
第1.15-161図 1次系温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



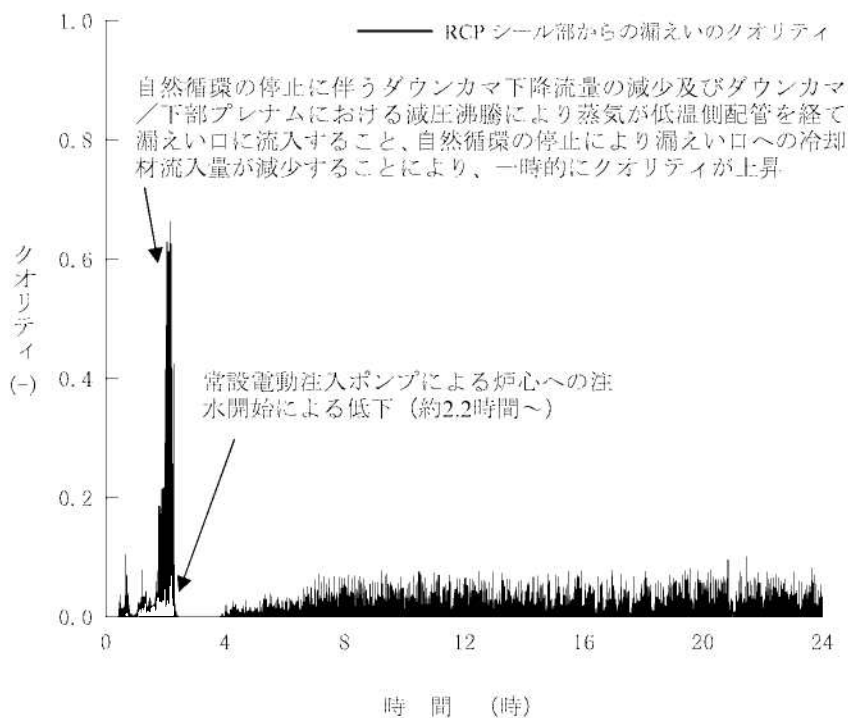
第1.15-162図 1次系保有水量の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)



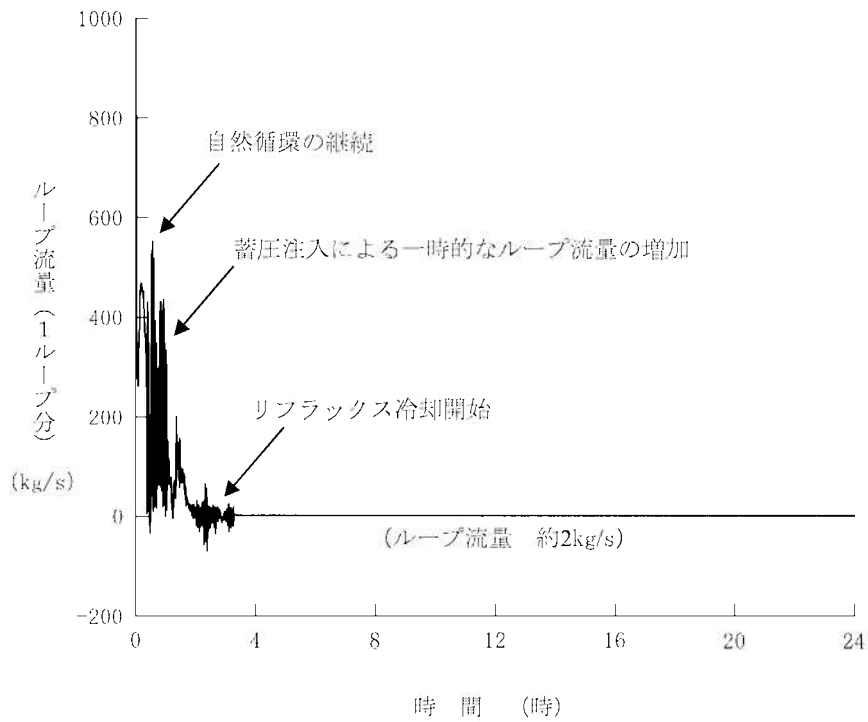
第1.15-163図 蓄圧注入流量積算値の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)



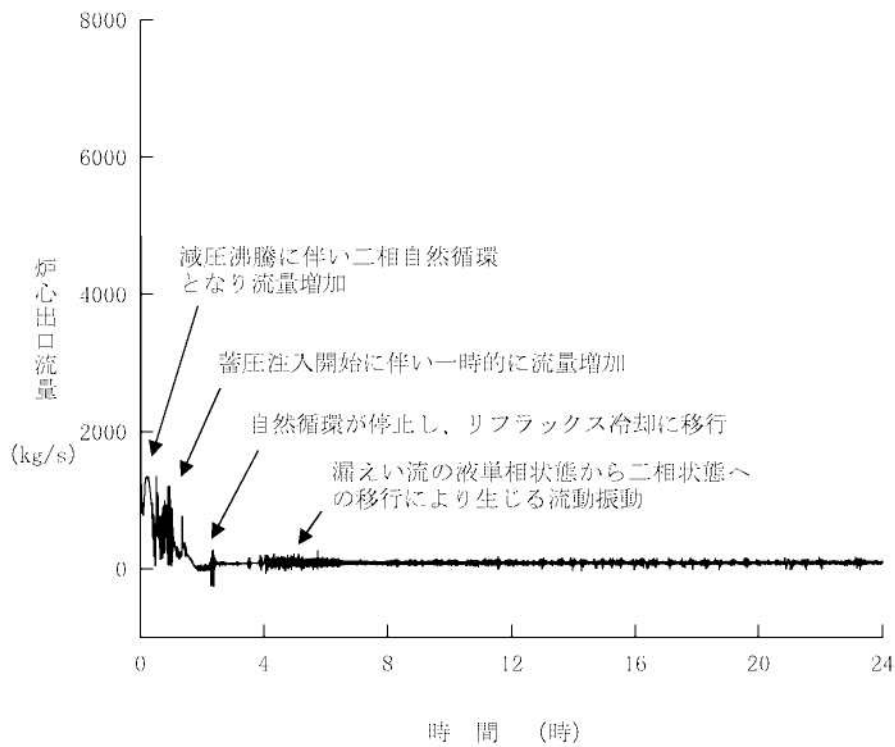
第1.15-164図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



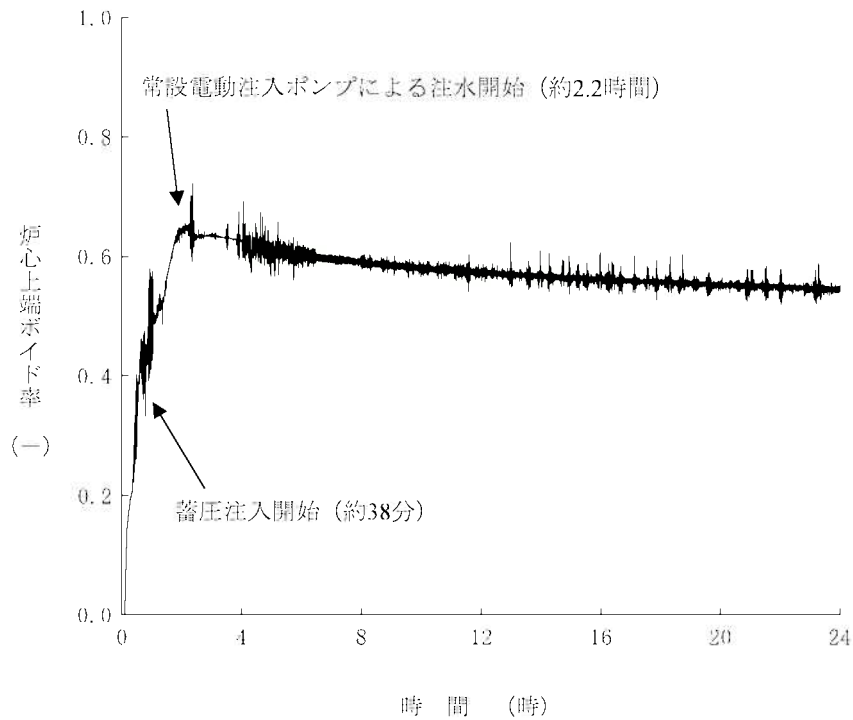
第1.15-165図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



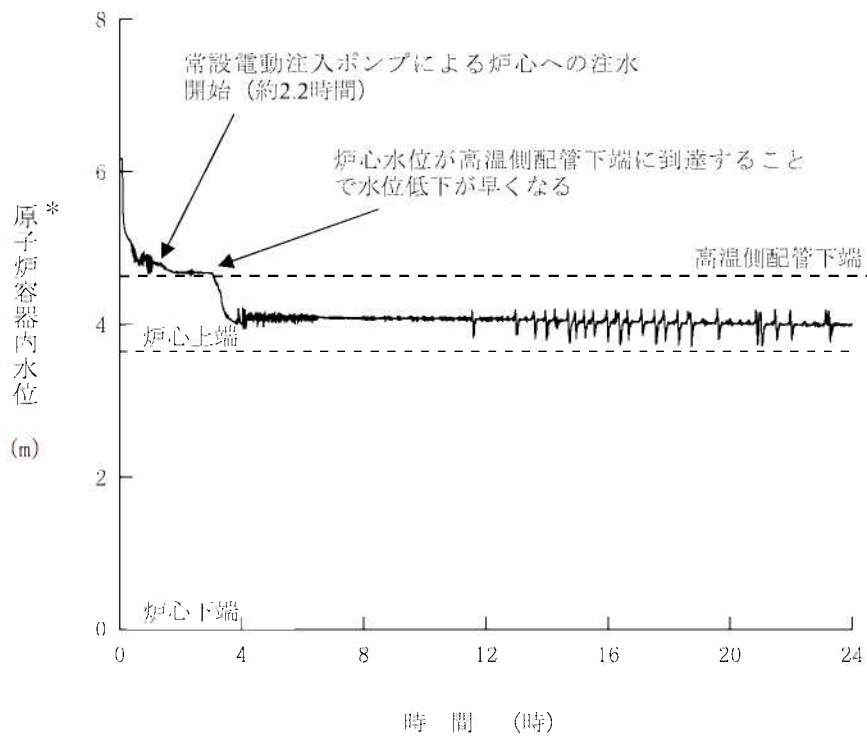
第1.15-166図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



第1.15-167図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

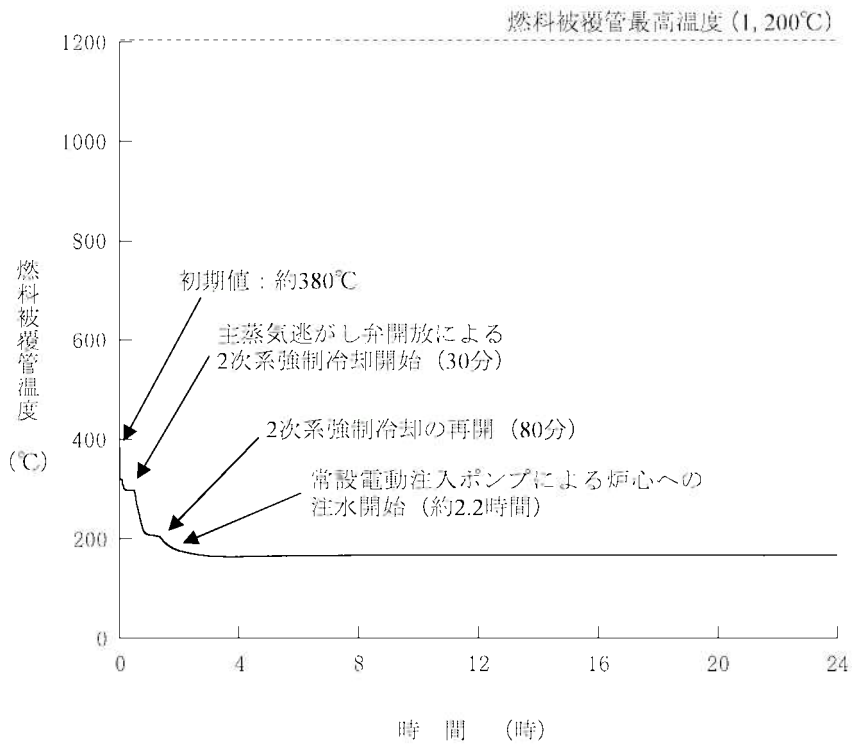


第1.15-168図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

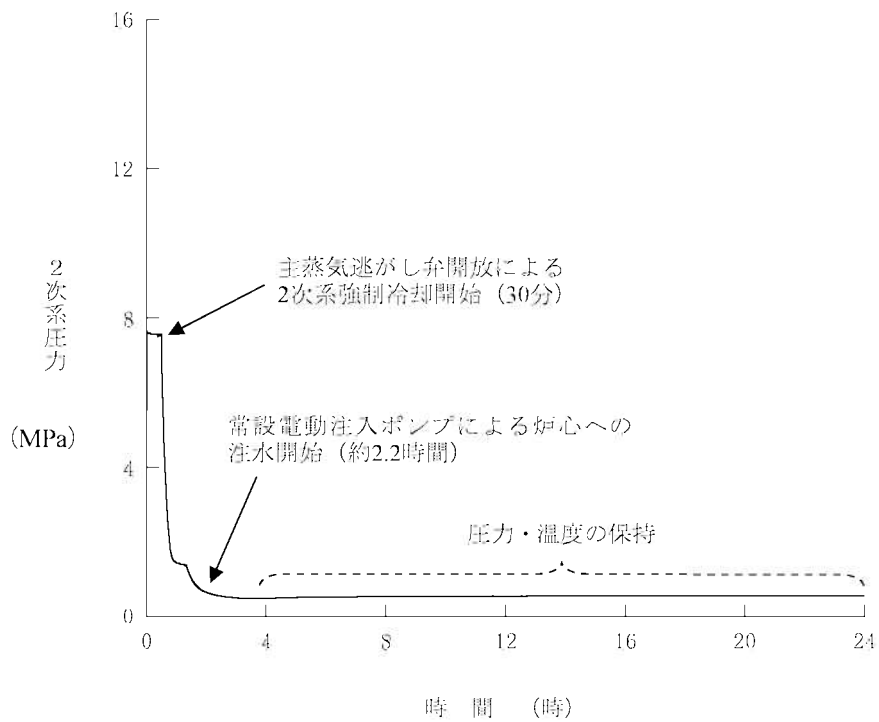


* : コラプス水位を表示

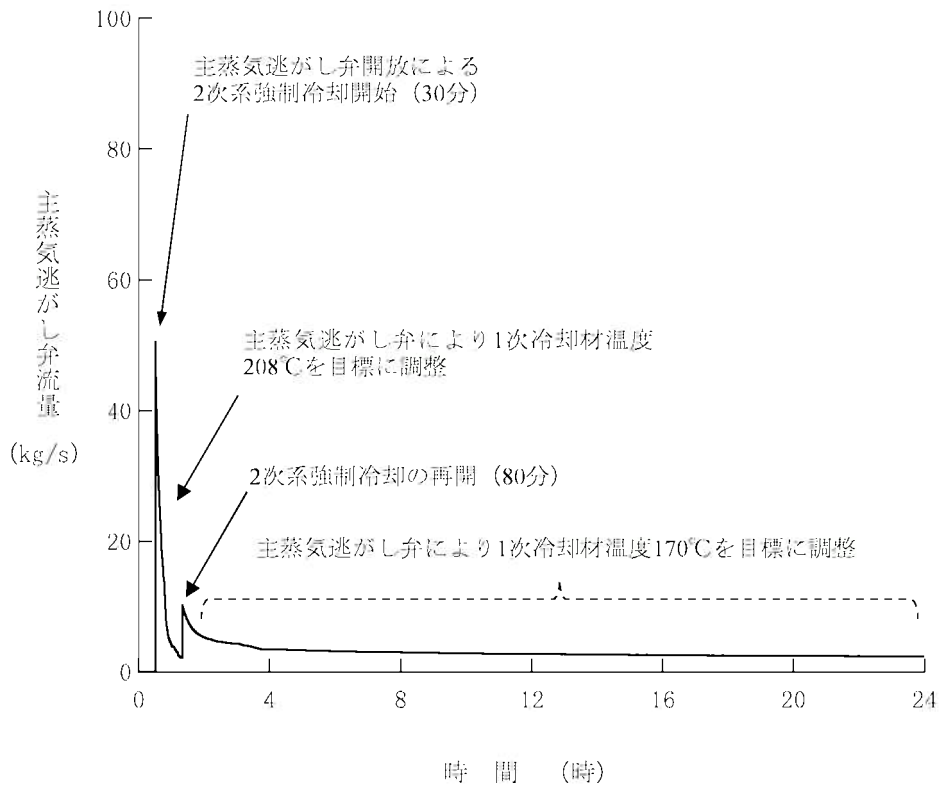
第1.15-169図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



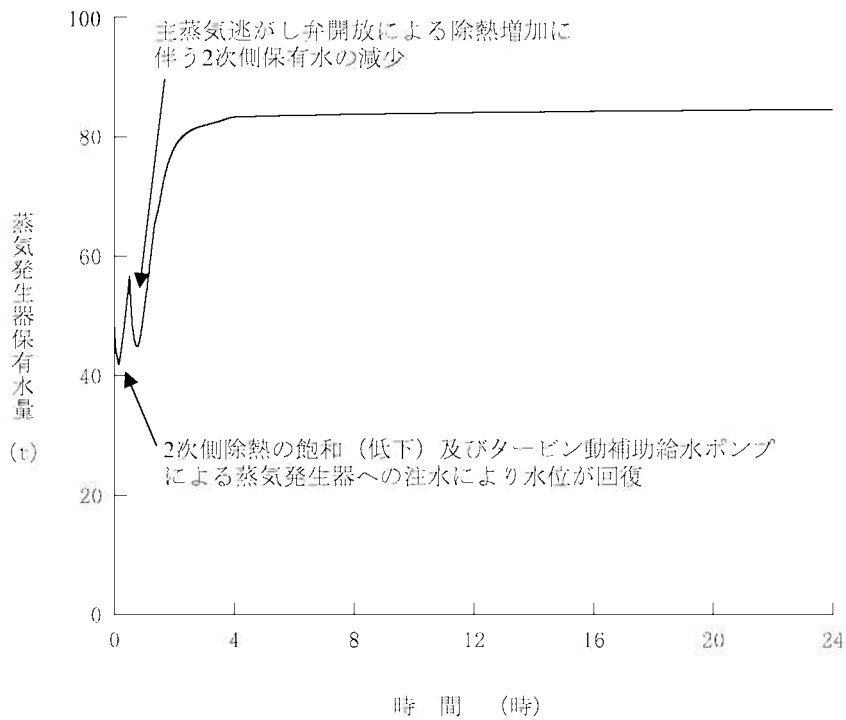
第1.15-170図 燃料被覆管温度の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)



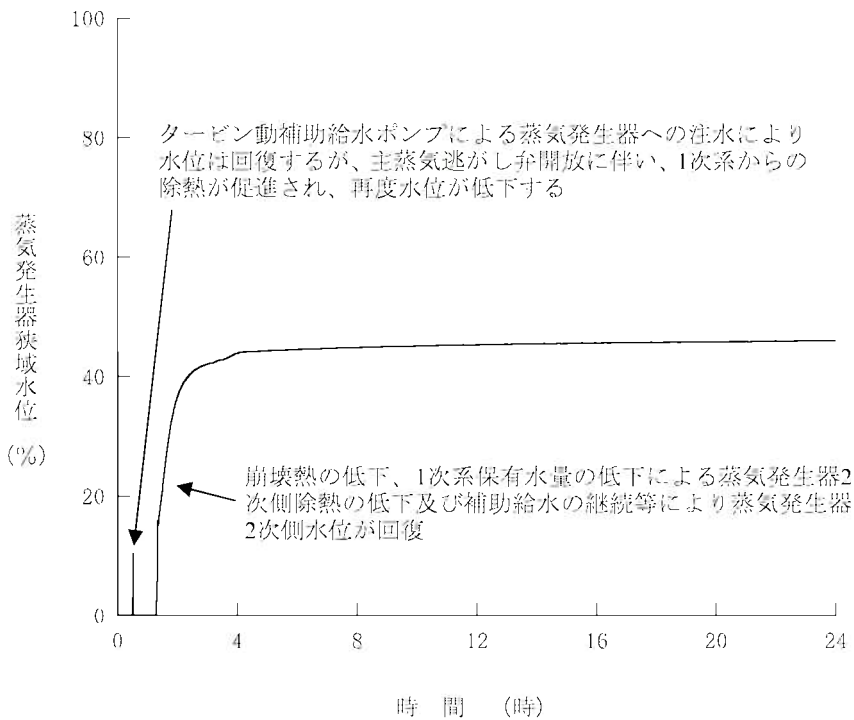
第1.15-171図 2次系圧力の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)



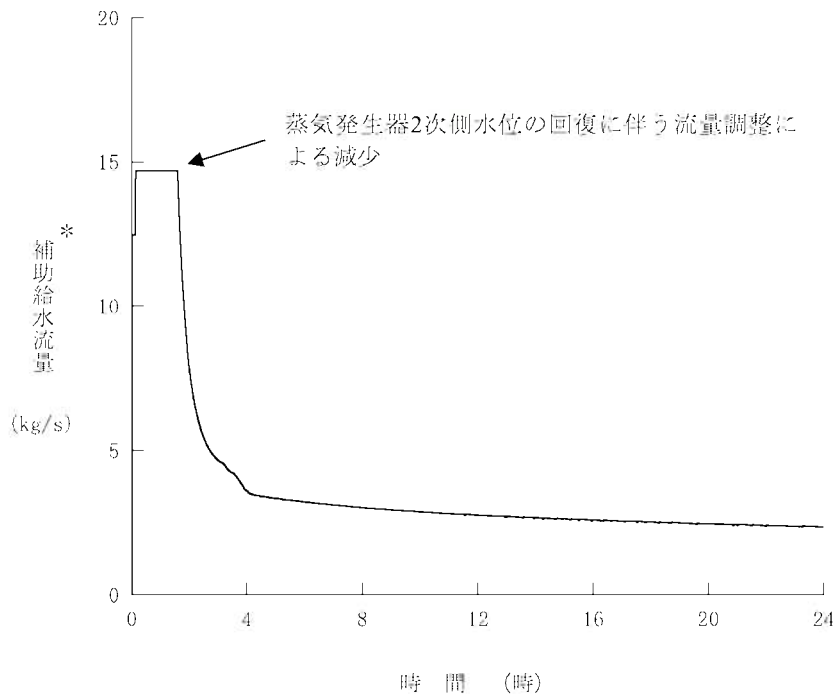
第1.15-172図 主蒸気逃がし弁流量の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)



第1.15-173図 蒸気発生器保有水量の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)

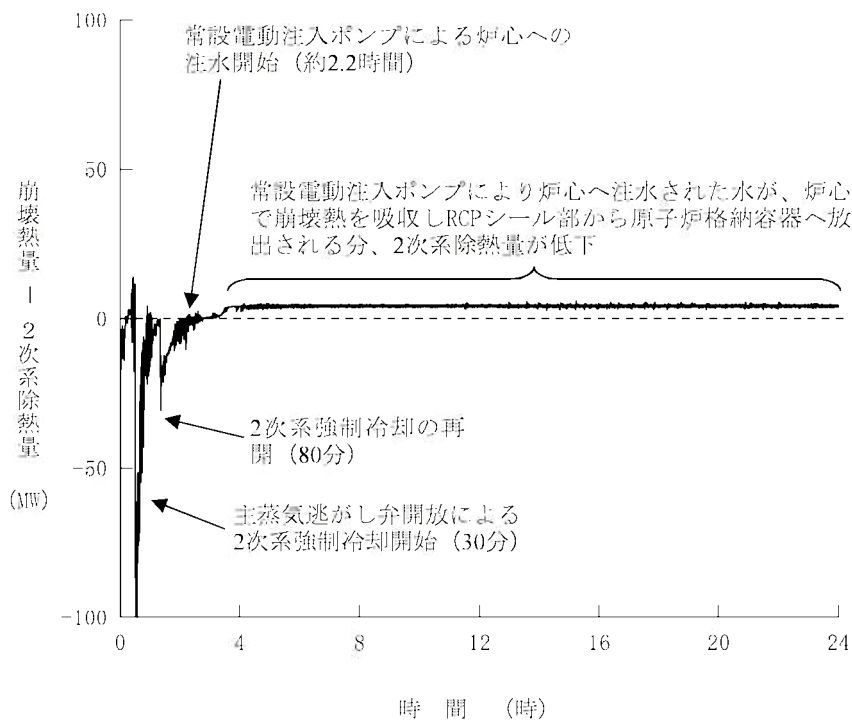


第1.15-174図 蒸気発生器水位の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)

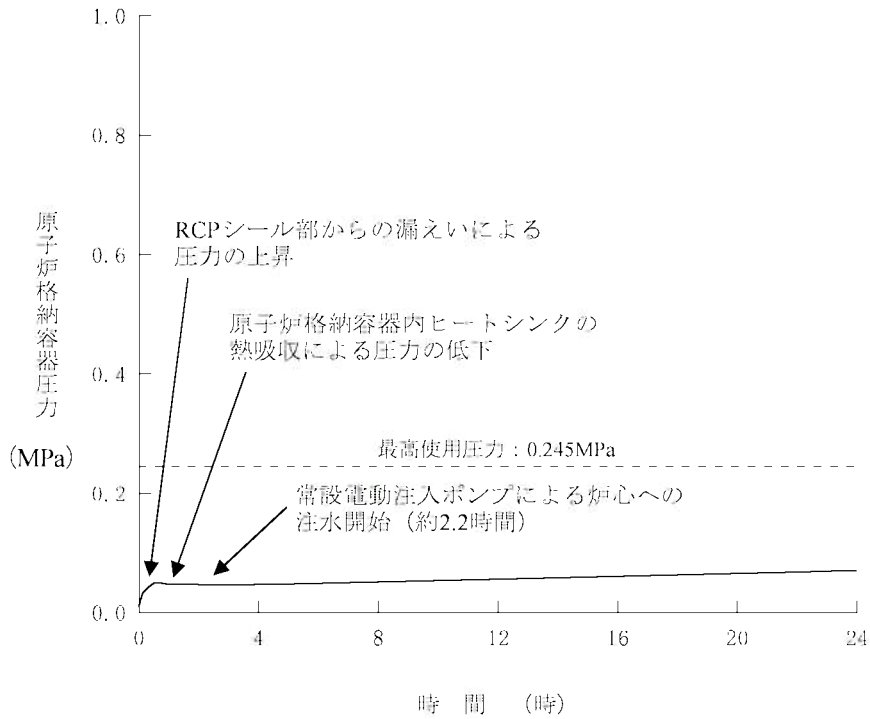


* : 蒸気発生器1基当たりの補助給水流量

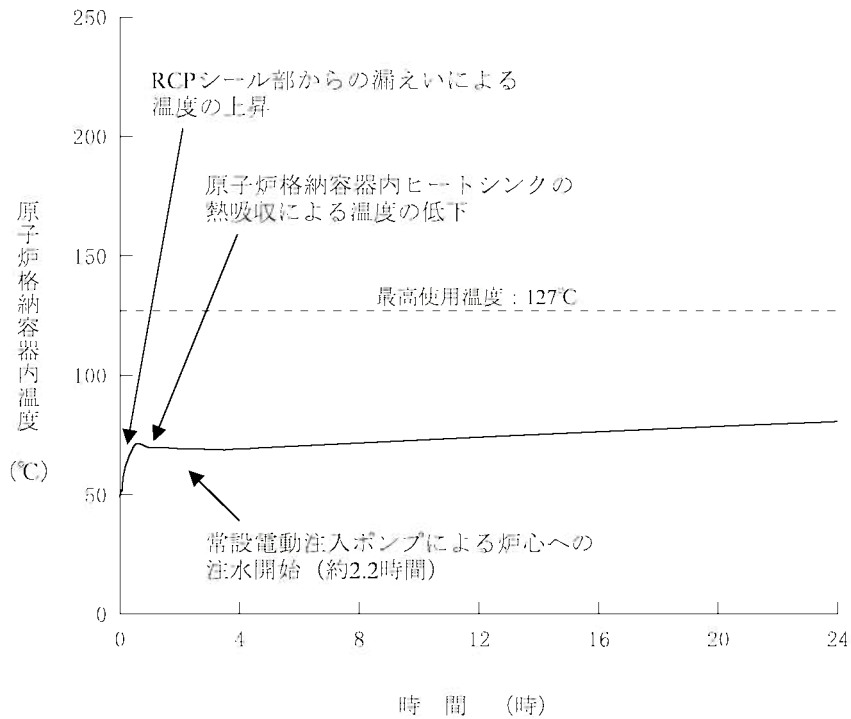
第1.15-175図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



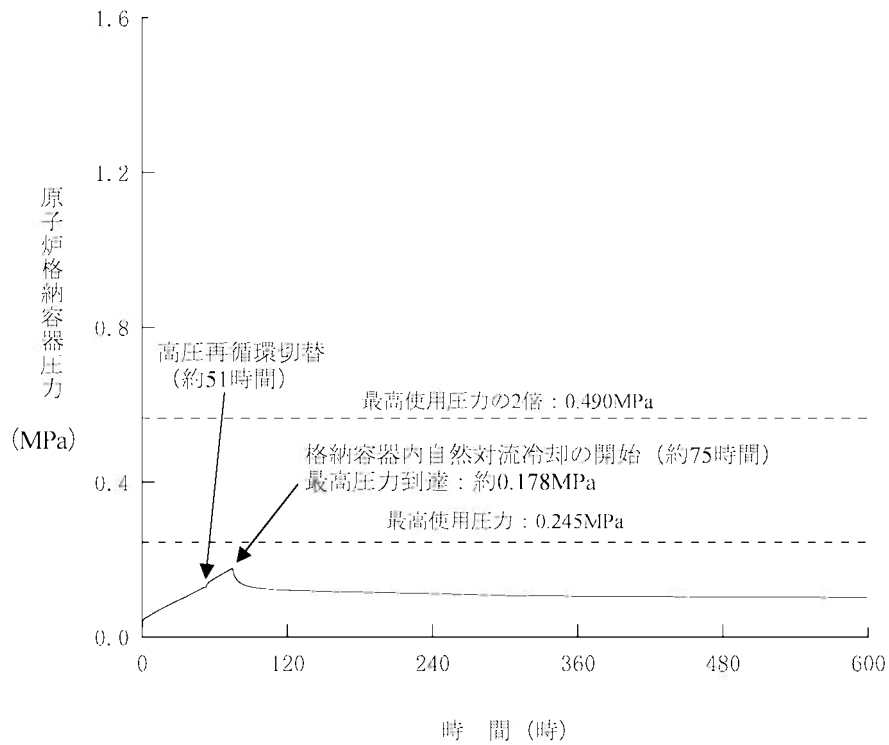
第1.15-176図 崩壊熱と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



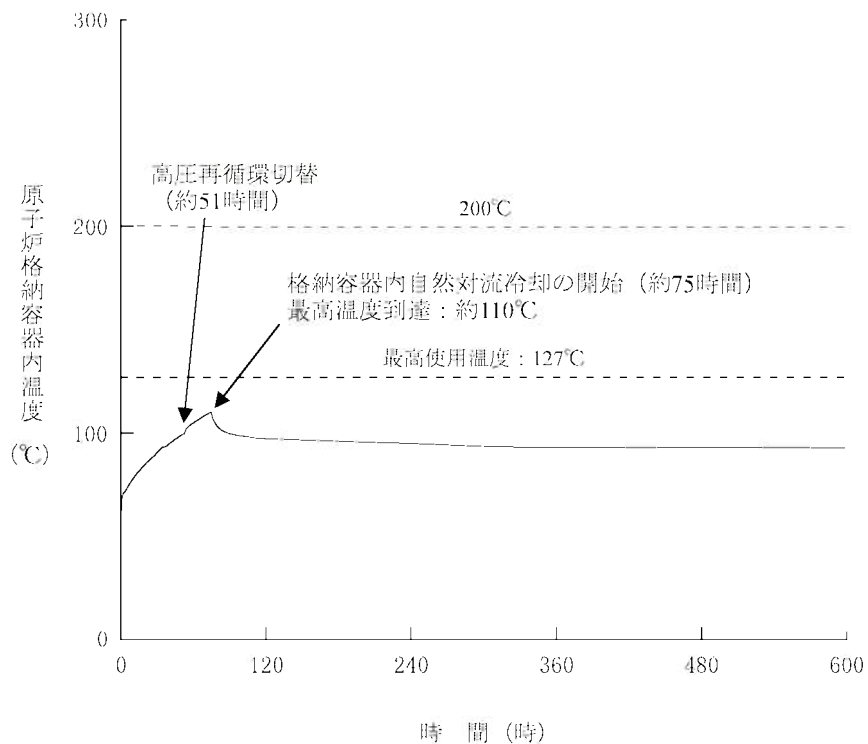
第1.15-177図 原子炉格納容器圧力の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)



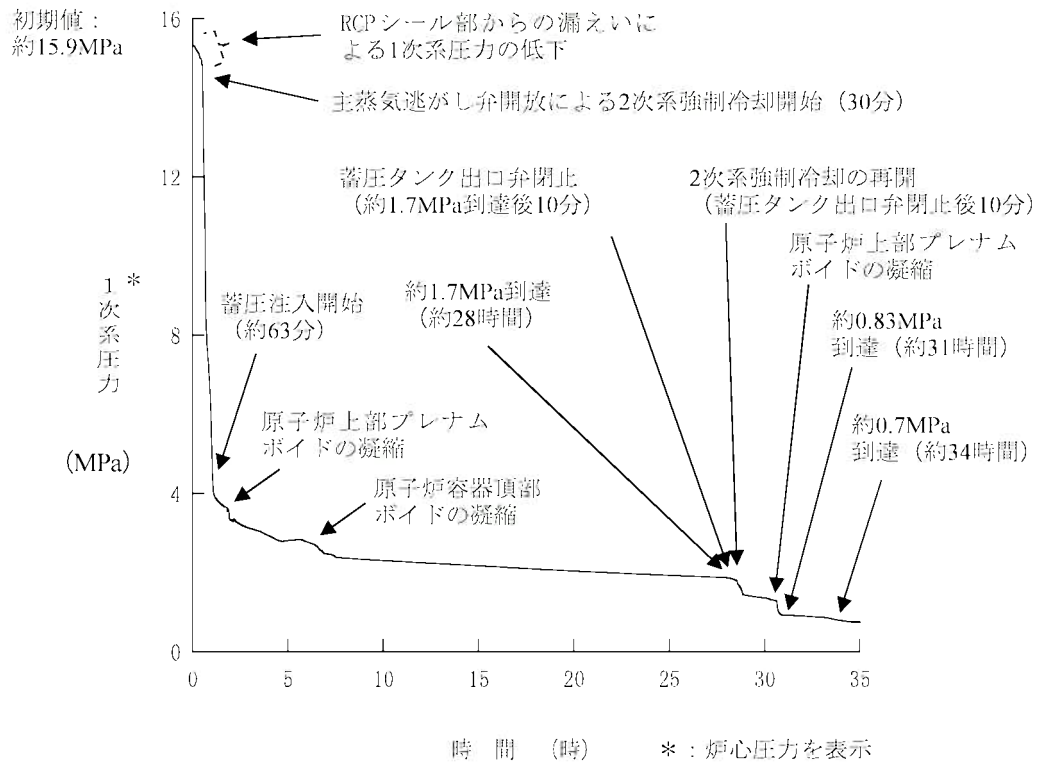
第1.15-178図 原子炉格納容器内温度の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)



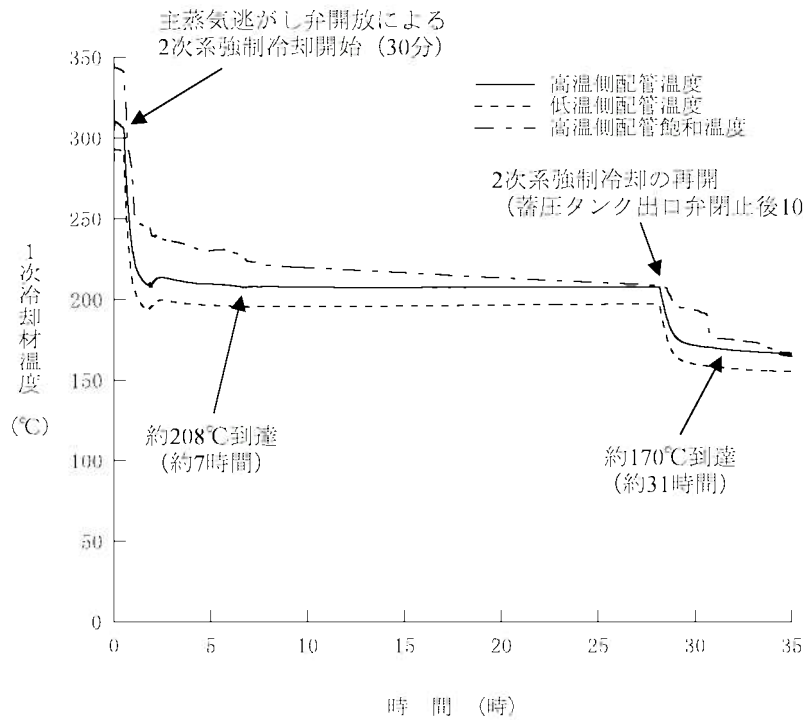
第1.15-179図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



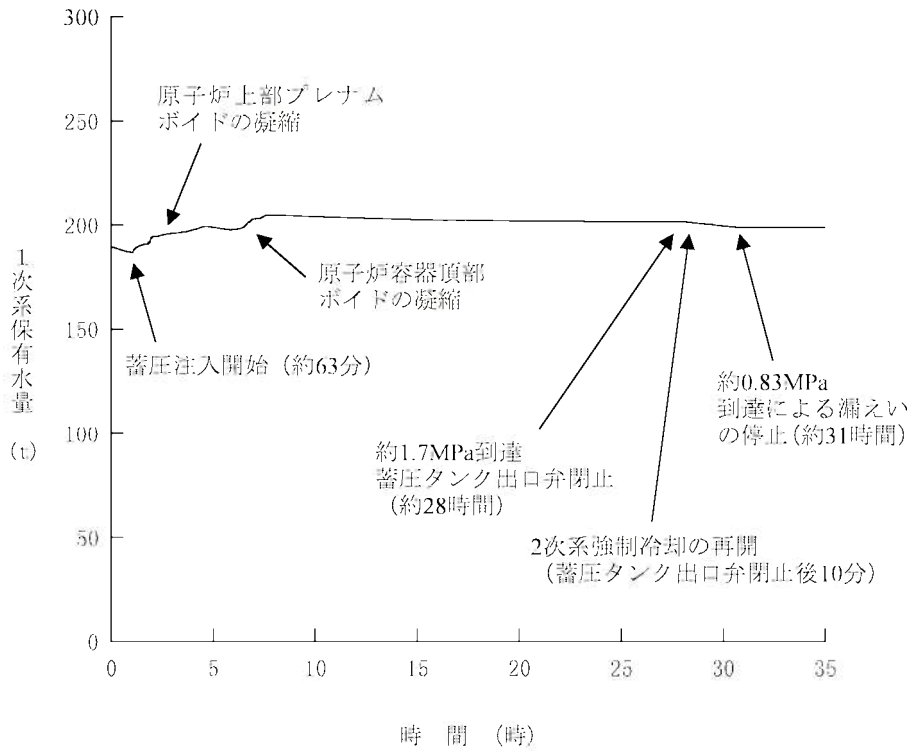
第1.15-180図 原子炉格納容器内温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



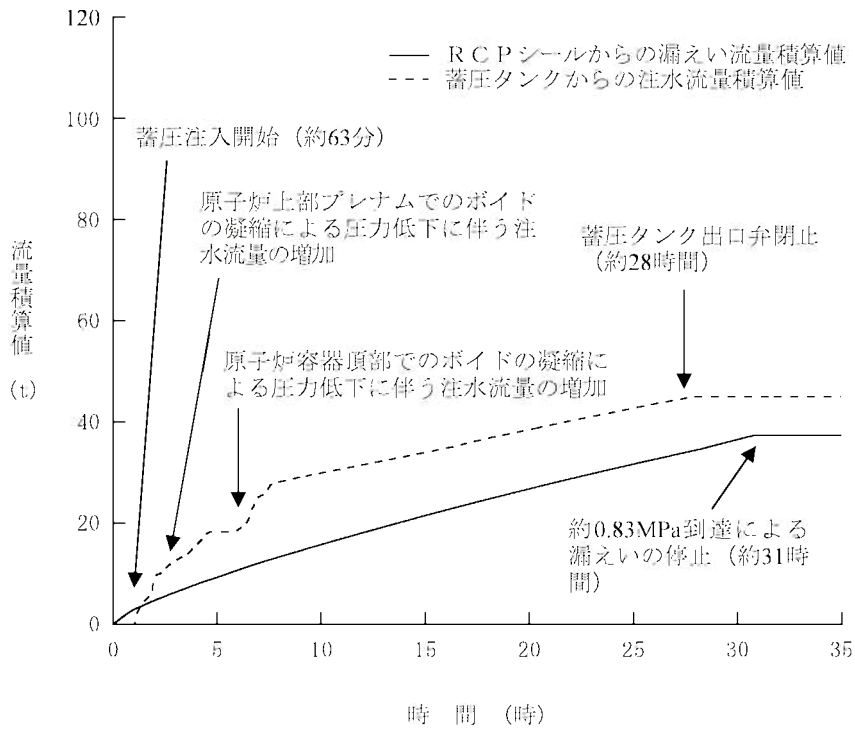
第1.15-181図 1次系圧力の推移(RCPシールLOCAが発生しない場合)



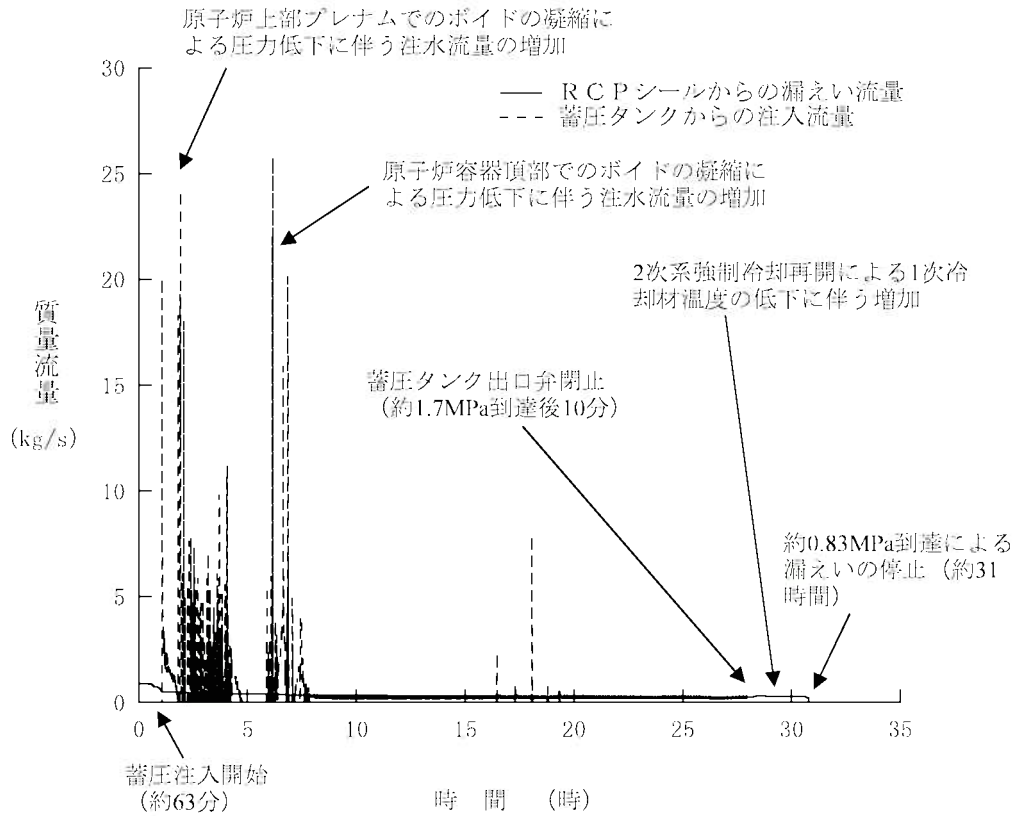
第1.15-182図 1次系温度の推移(RCPシールLOCAが発生しない場合)



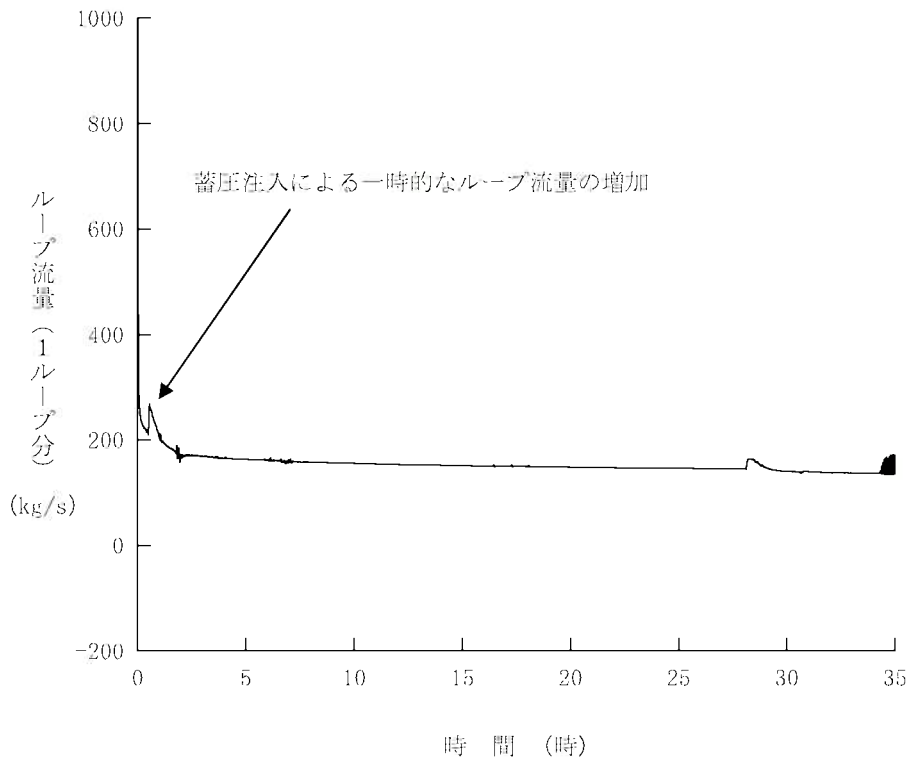
第1.15-183図 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



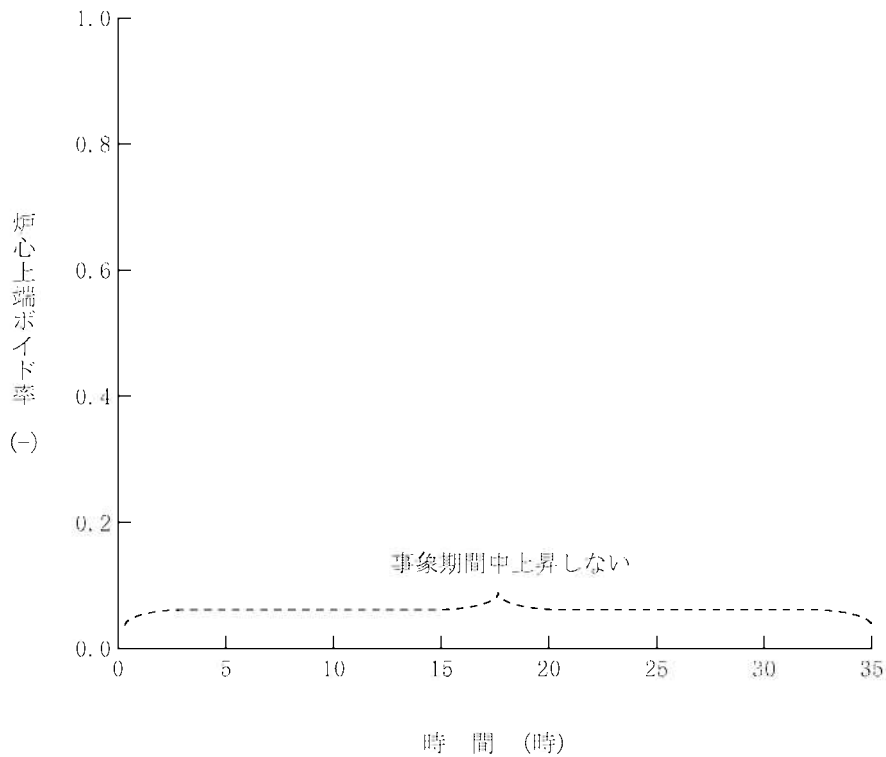
第1.15-184図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



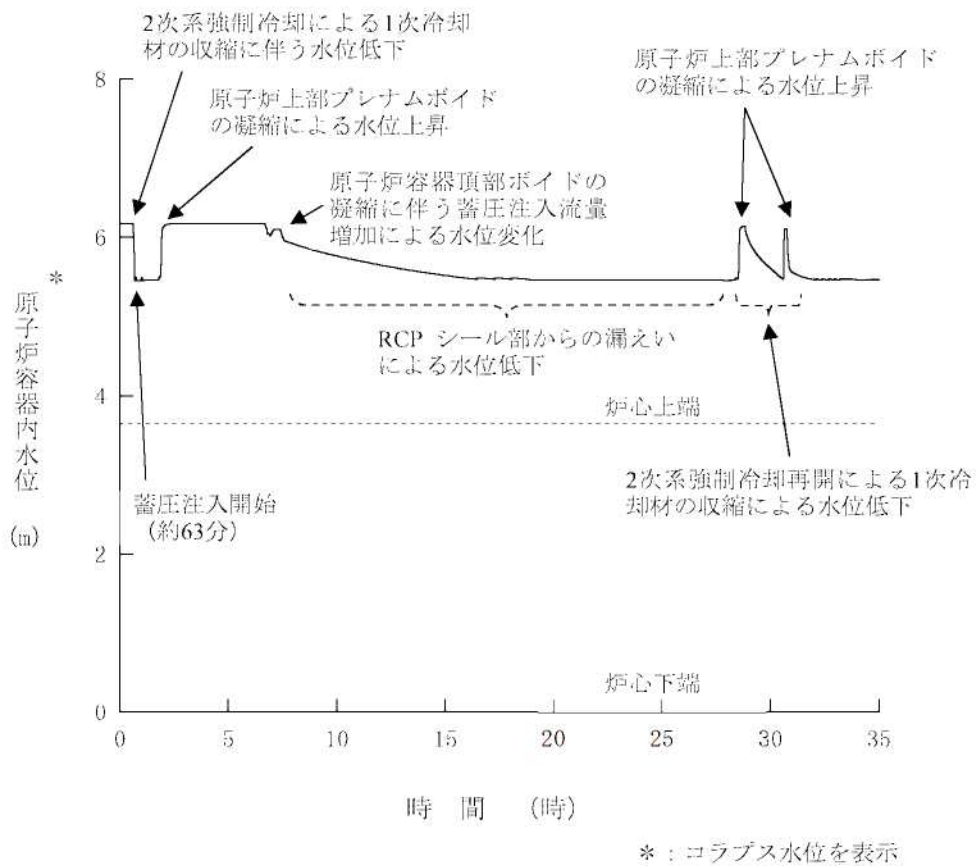
第1.15-185図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



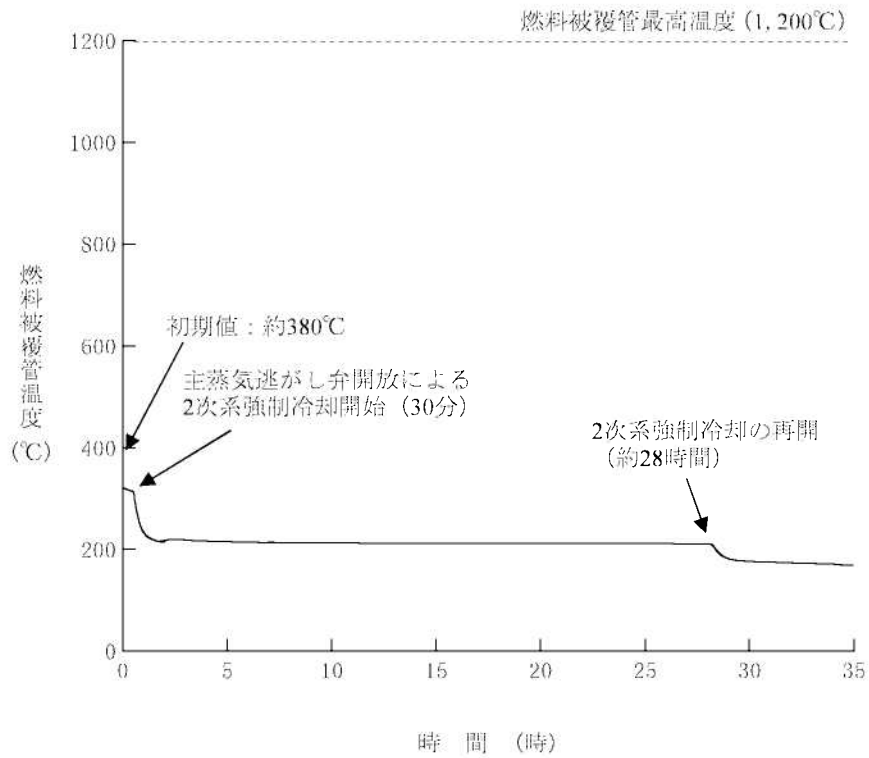
第1.15-186図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



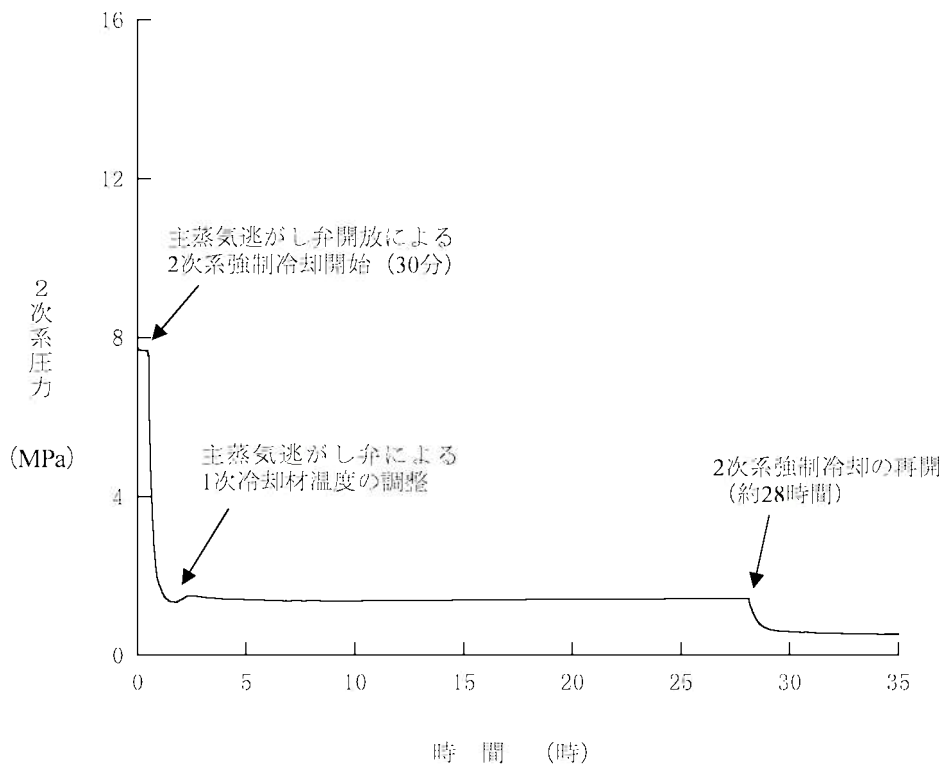
第1.15-187図 炉心上端ボイド率の推移(RCPシールLOCAが発生しない場合)



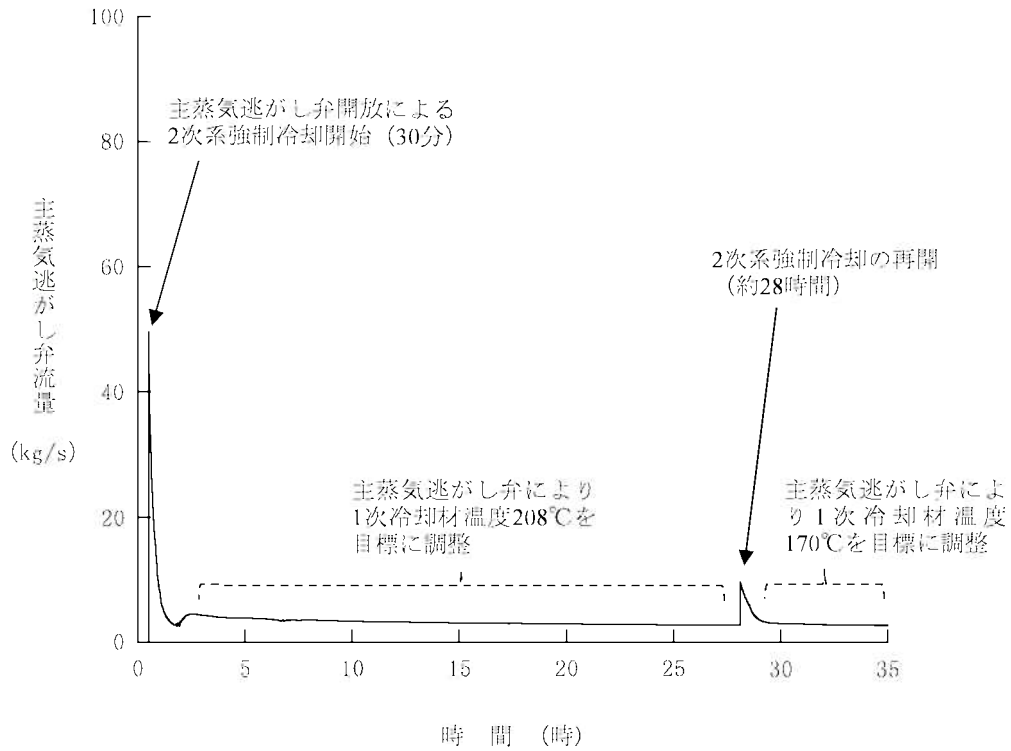
第1.15-188図 原子炉容器内水位の推移(RCPシールLOCAが発生しない場合)



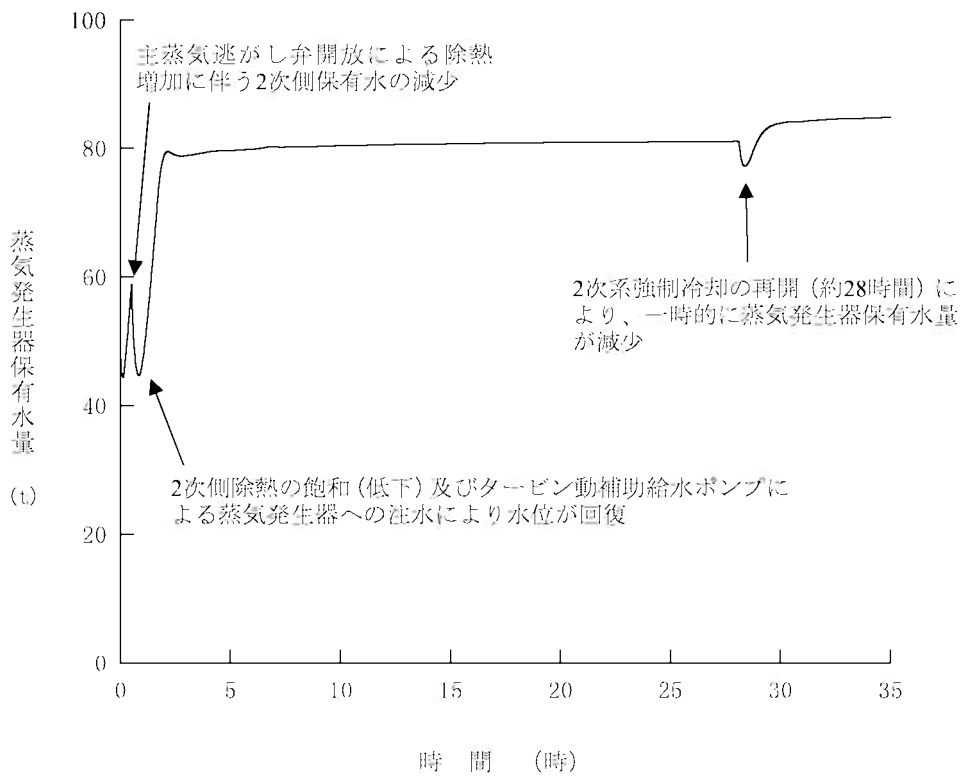
第1.15-189図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



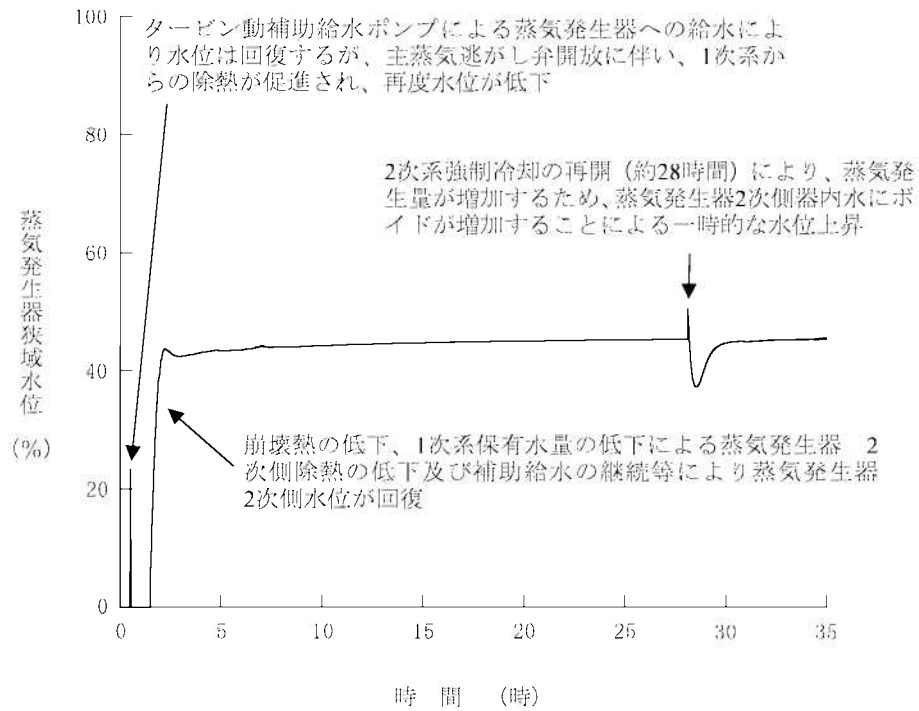
第1.15-190図 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



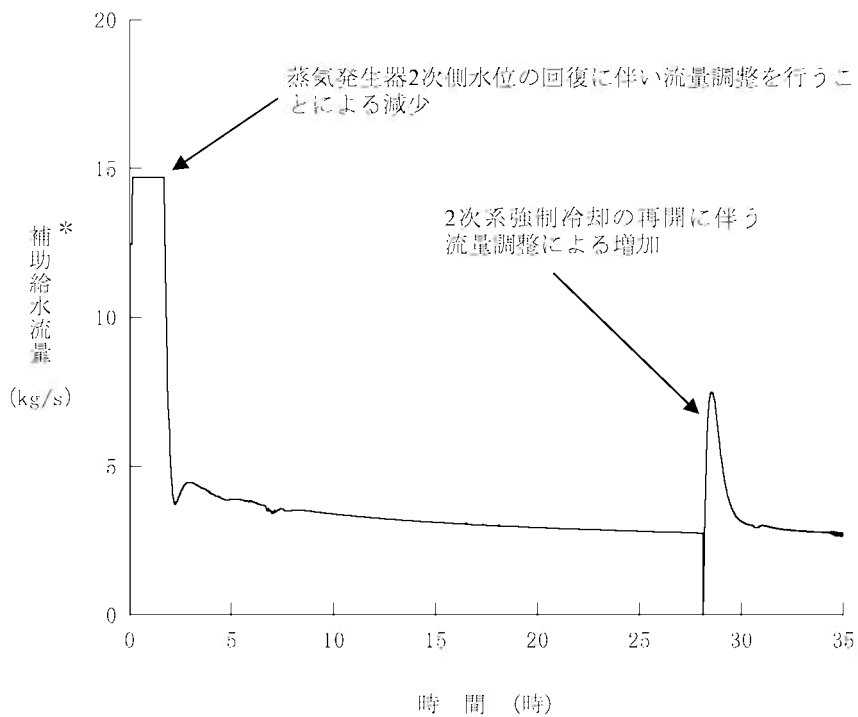
第1.15-191図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



第1.15-192図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)

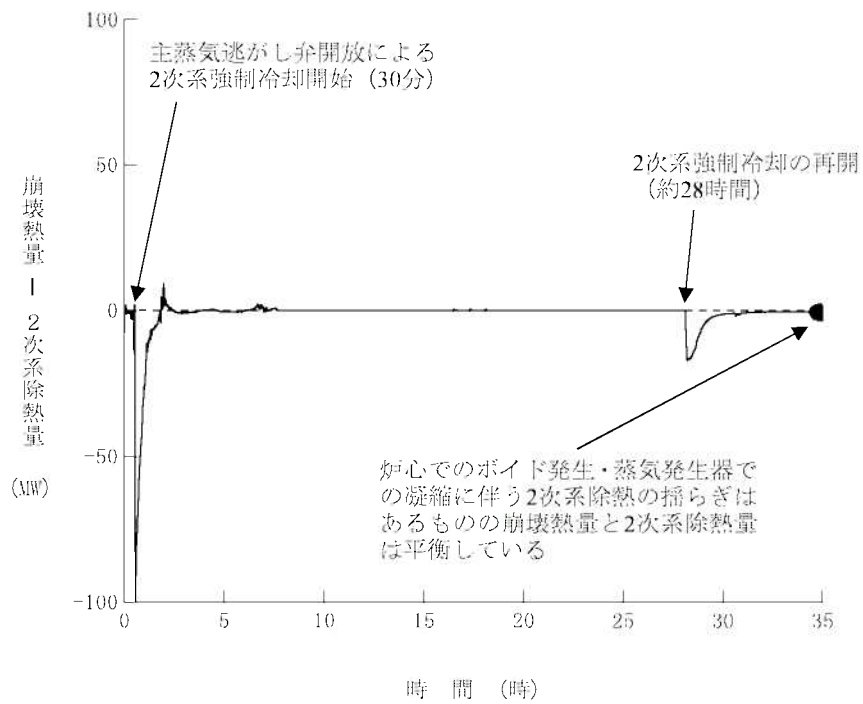


第1.15-193図 蒸気発生器水位の推移(RCPシールLOCAが発生しない場合)

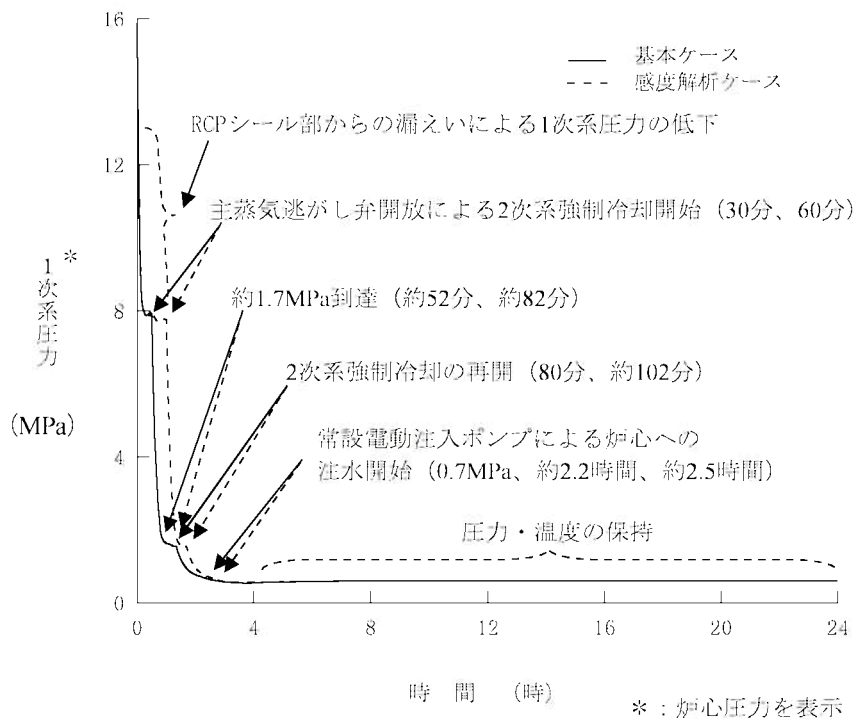


*：蒸気発生器1基当たりの補助給水流量

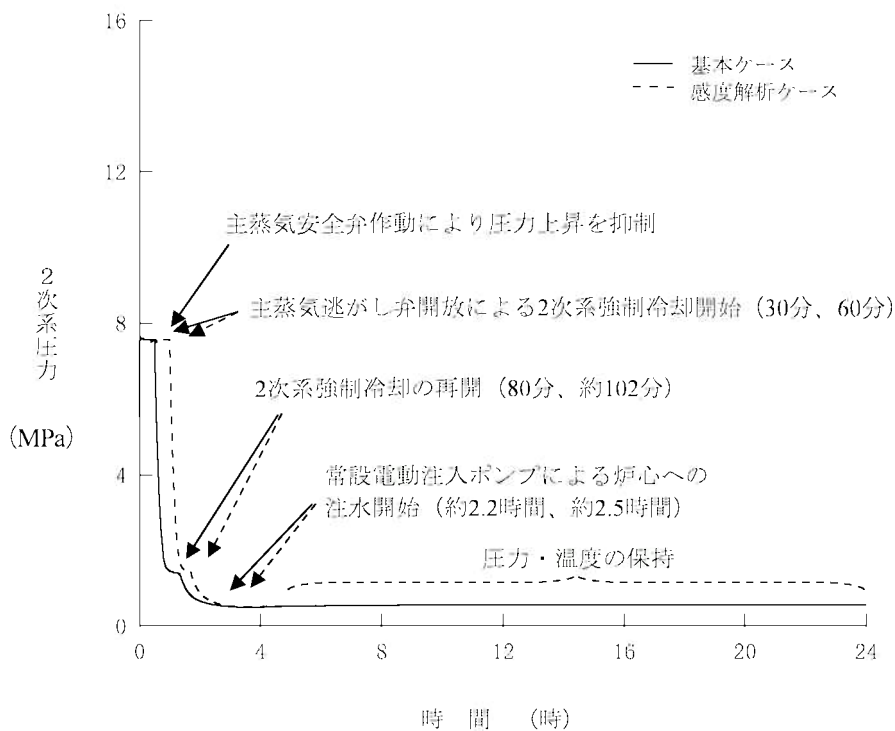
第1.15-194図 補助給水流量の推移(RCPシールLOCAが発生しない場合)



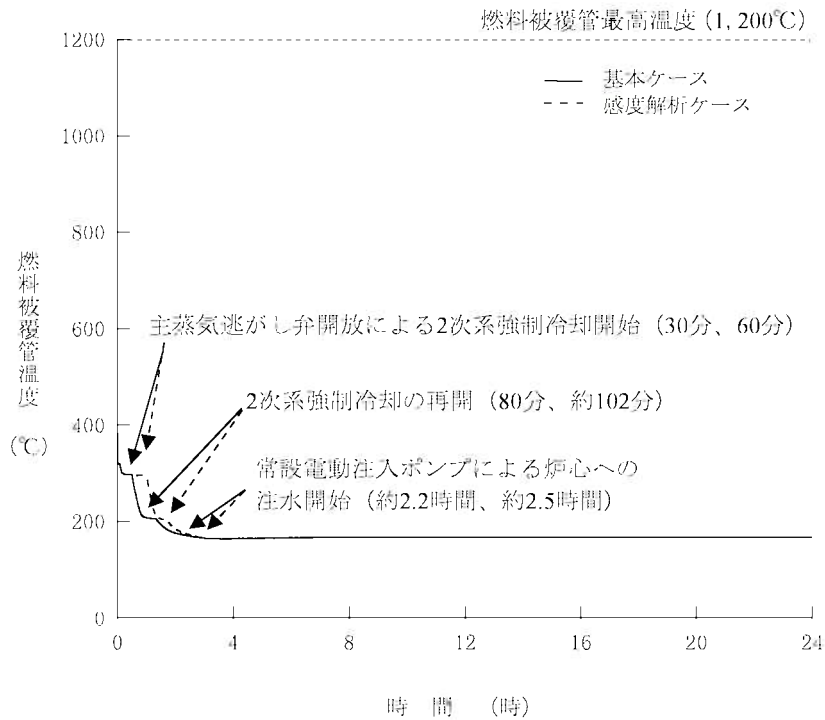
第1.15-195図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移
(RCPシールLOCAが発生しない場合)



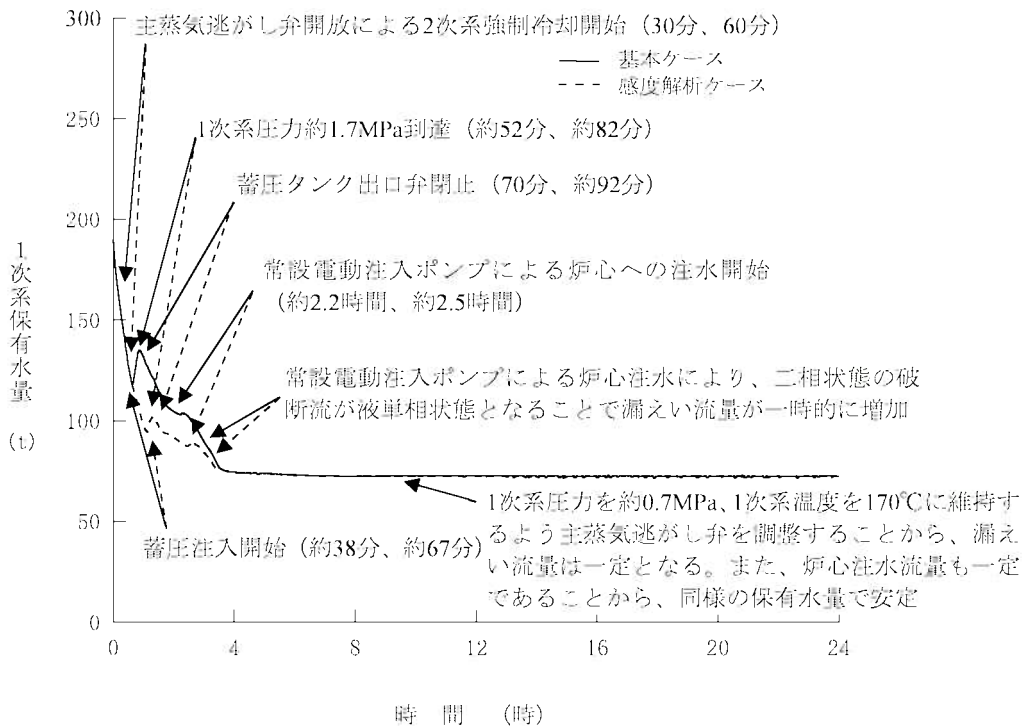
第1.15-196図 1次系圧力の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



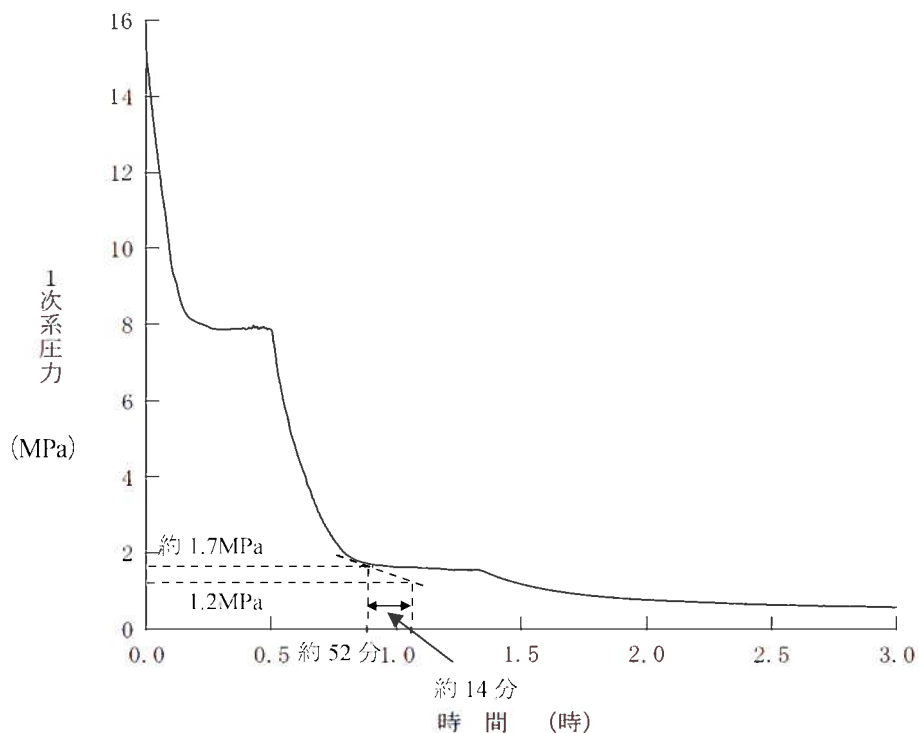
第1.15-197図 2次系圧力の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



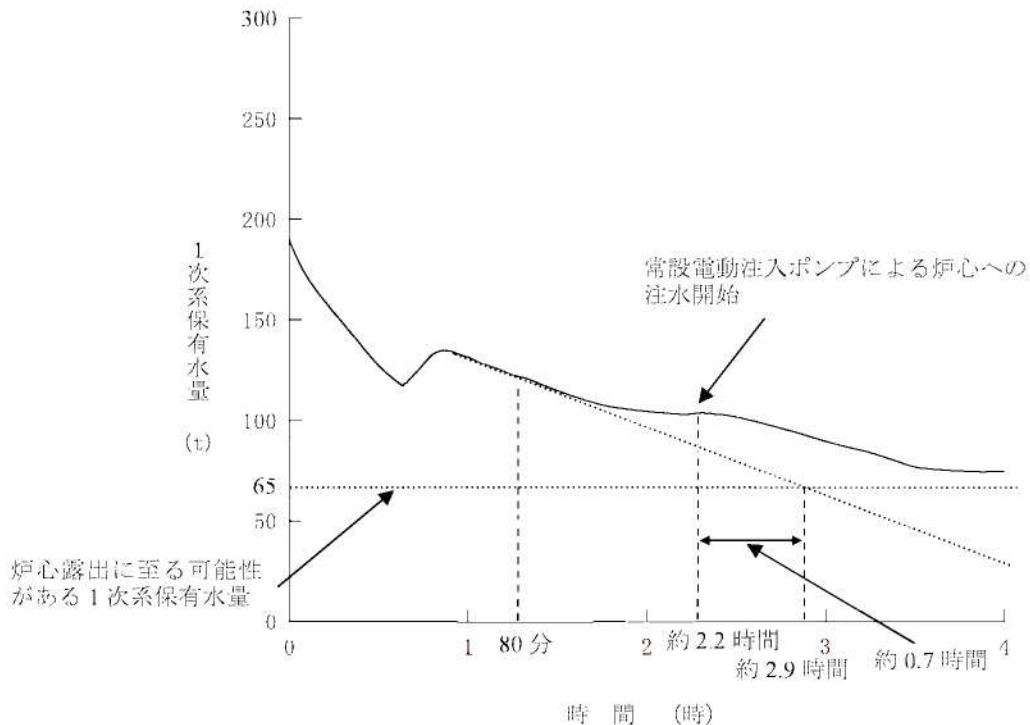
第1.15-198図 燃料被覆管温度の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



第1.15-199図 1次系保有水量の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)

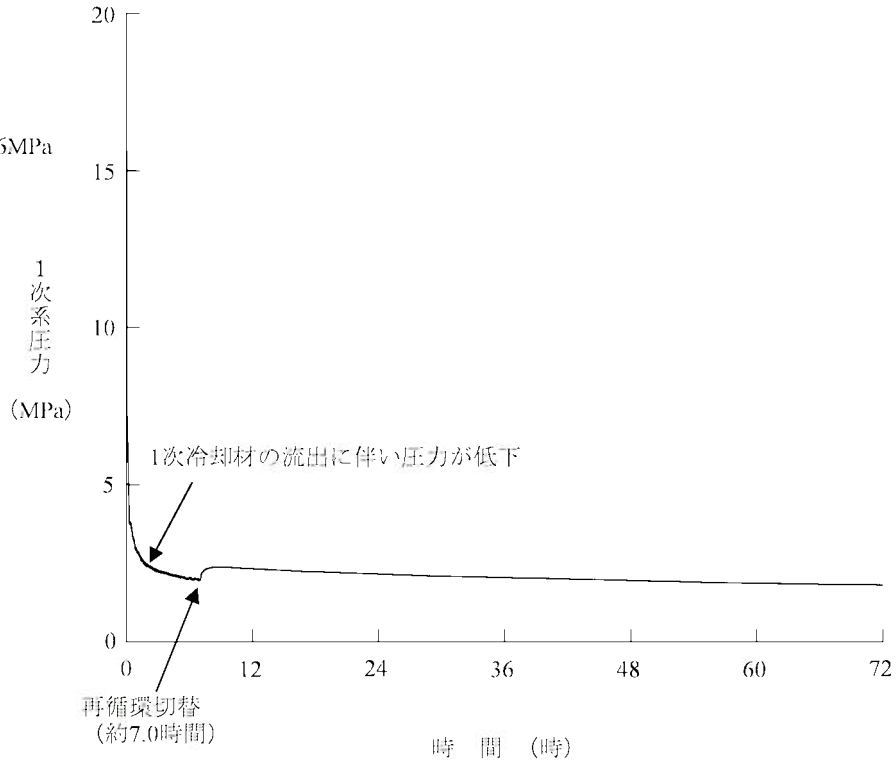


第1.15-200図 1次系圧力の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)
(蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認)

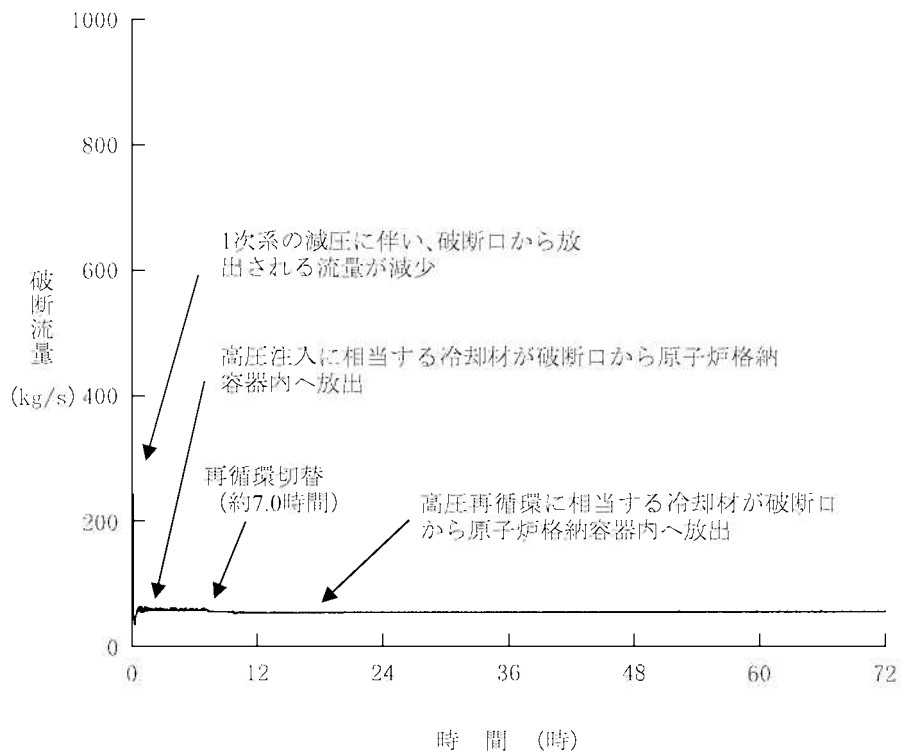


第1.15-201図 1次系保有水量の推移(RCPシールLOCAが発生する場合)
(代替炉心注水操作時間余裕確認)

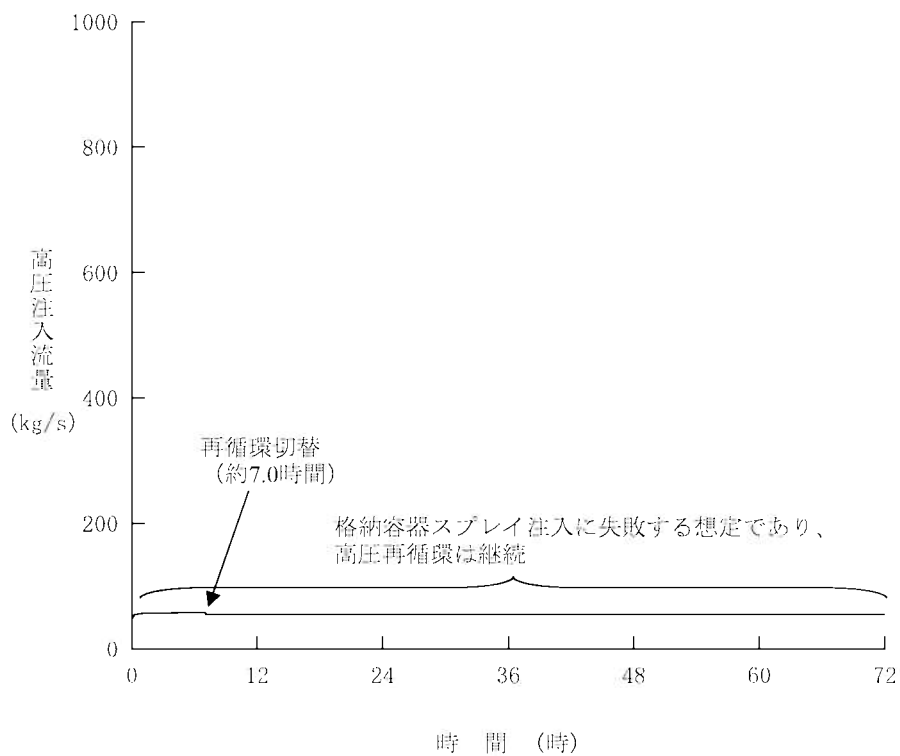
初期値：約15.6MPa



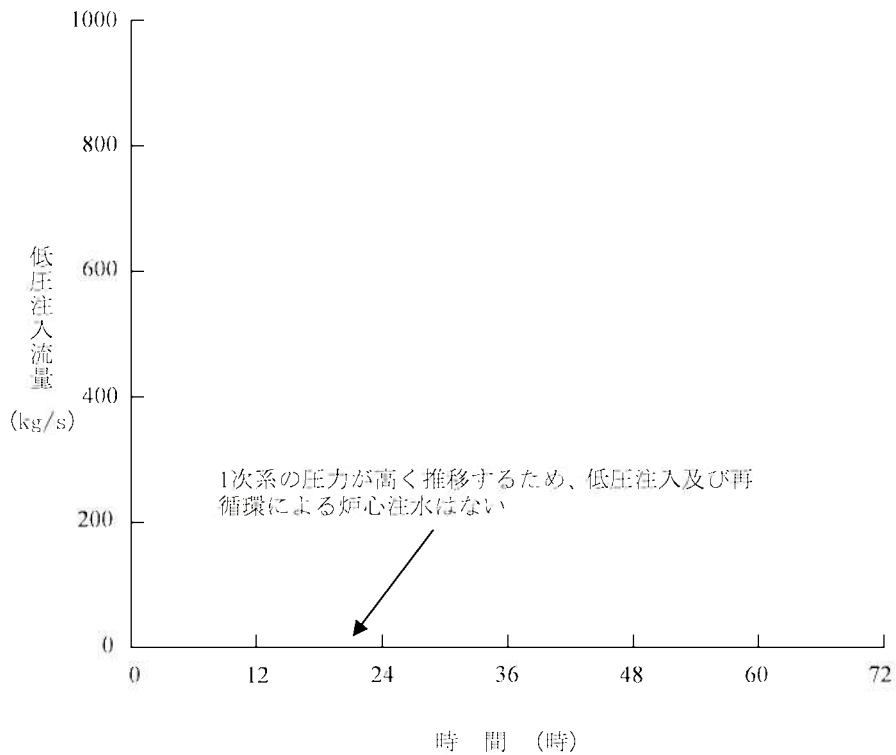
第1.15-202図 1次系圧力の推移



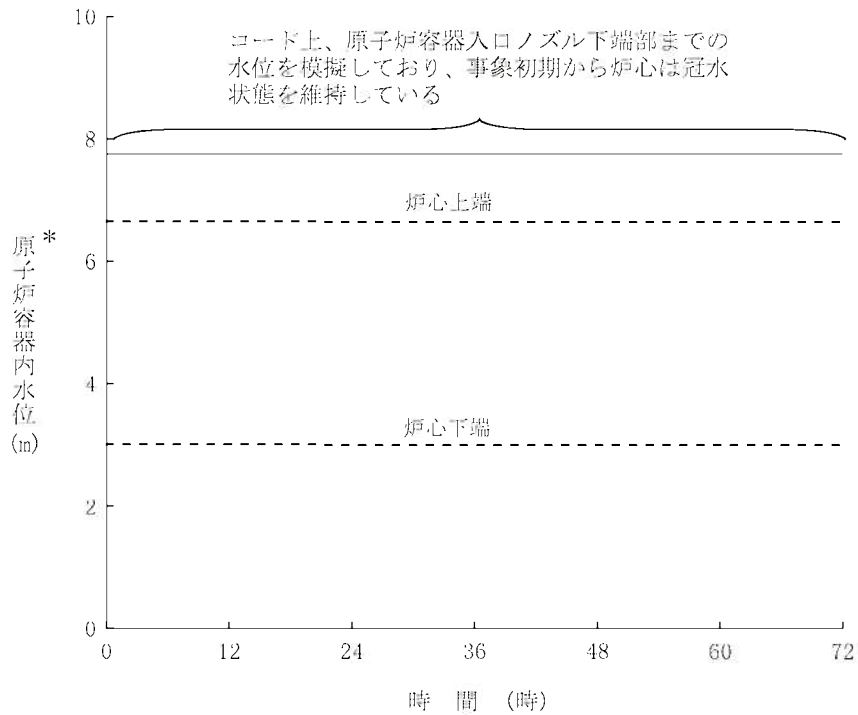
第1.15-203図 破断流量の推移



第1.15-204図 高圧注入流量の推移

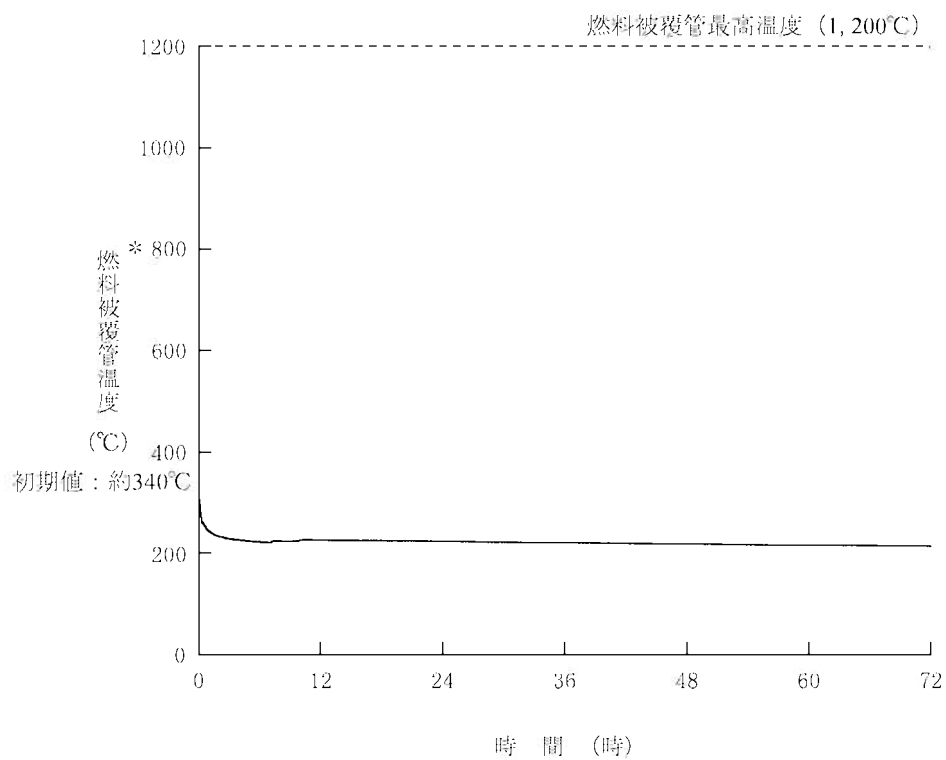


第1.15-205図 低圧注入流量の推移



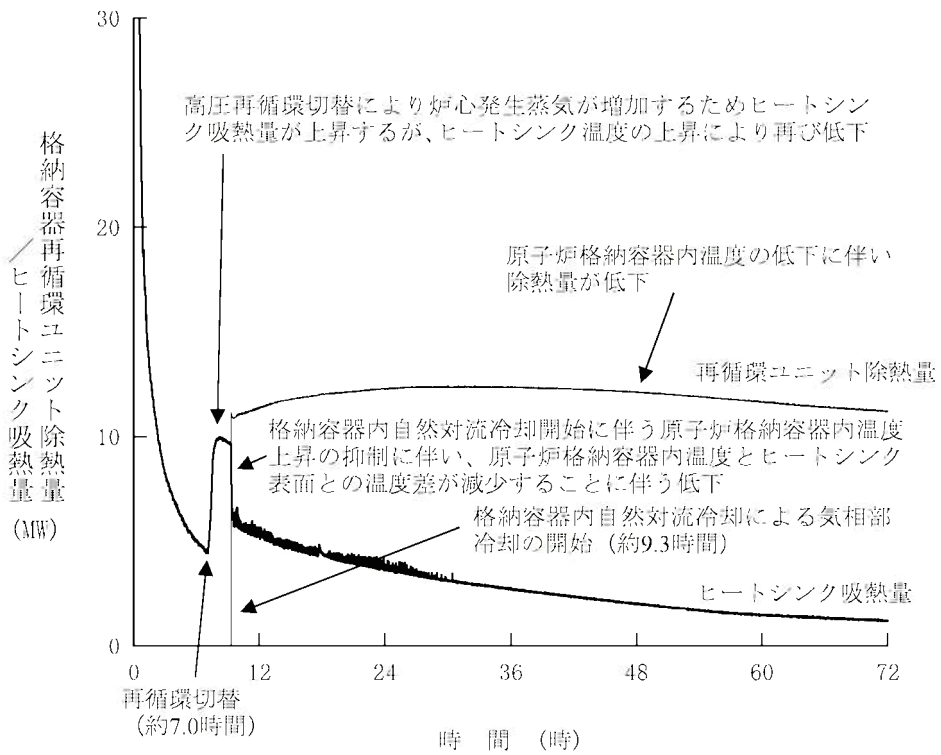
* : 原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

第1.15-206図 原子炉容器内水位の推移

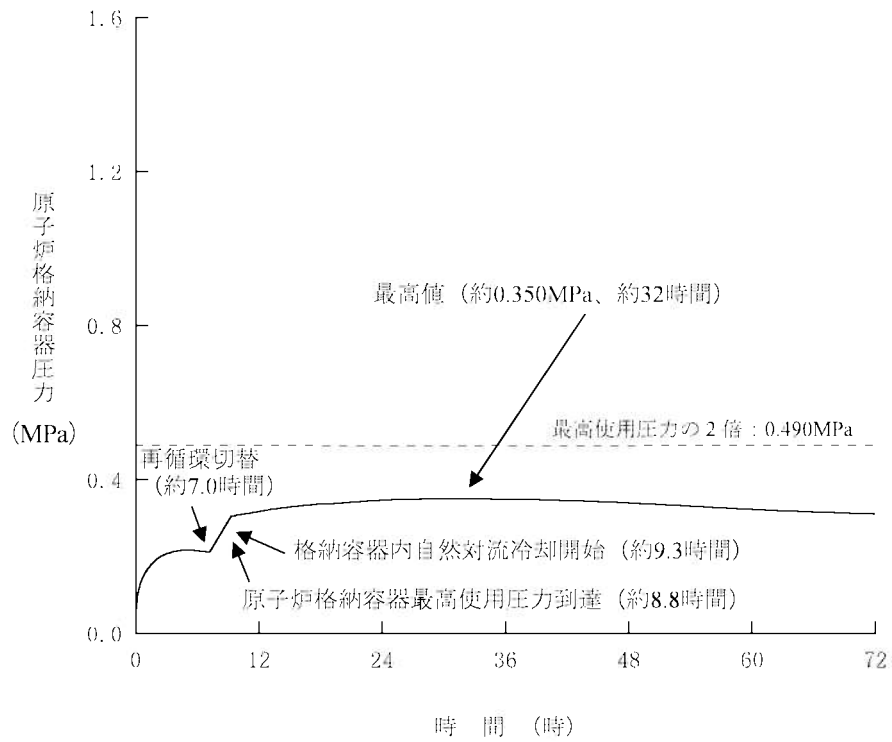


* : 炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

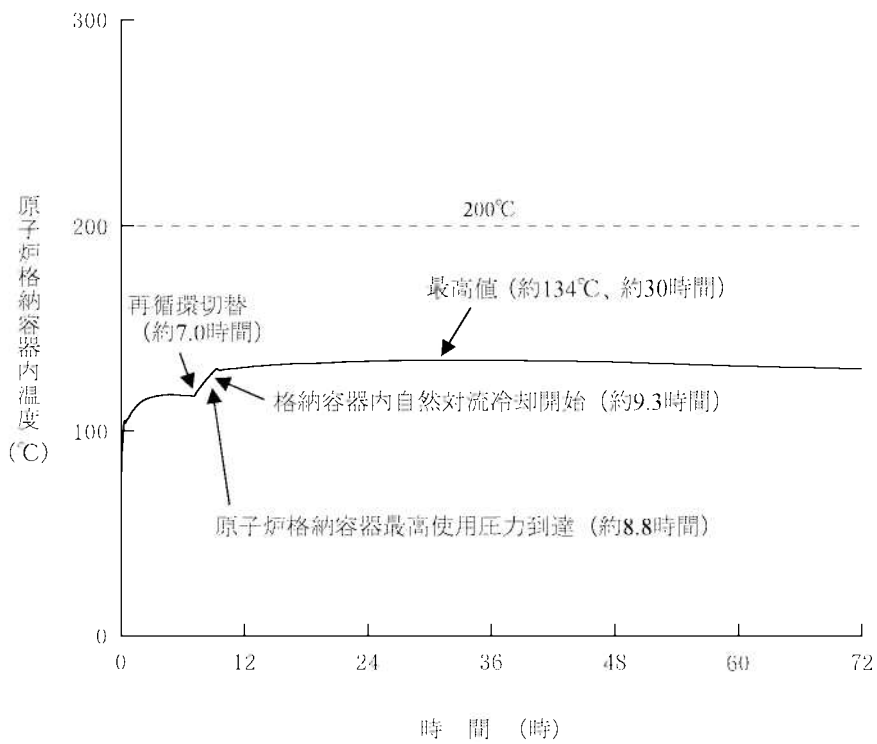
第1.15-207図 燃料被覆管温度の推移



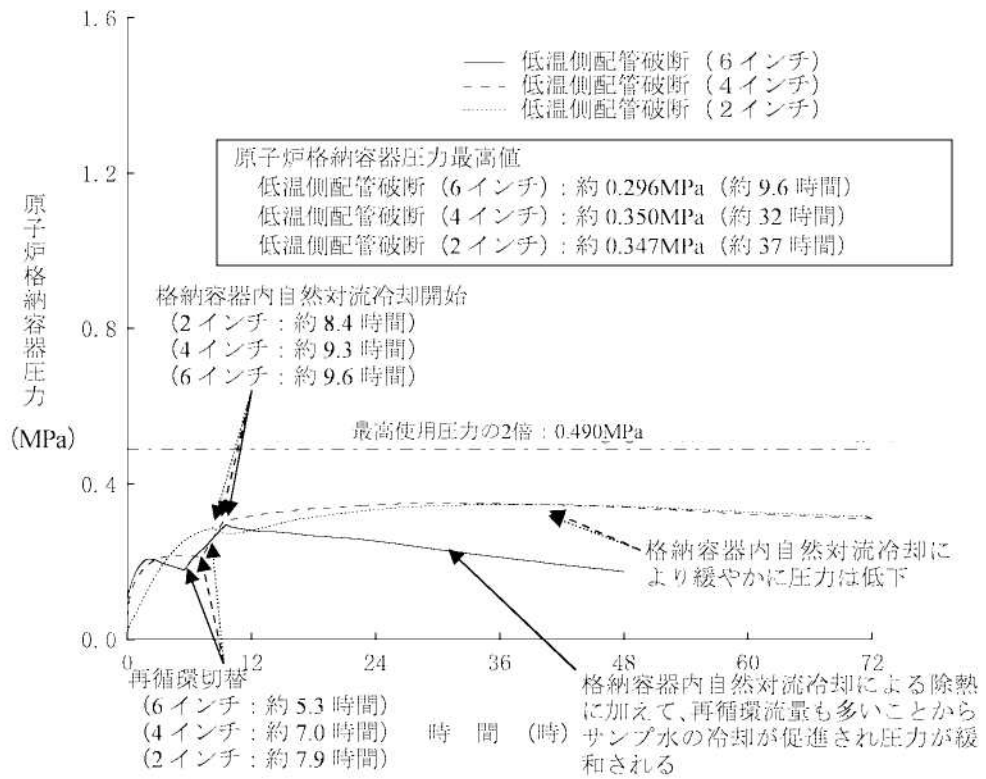
第1.15-210図 原子炉格納容器からの除熱量の推移



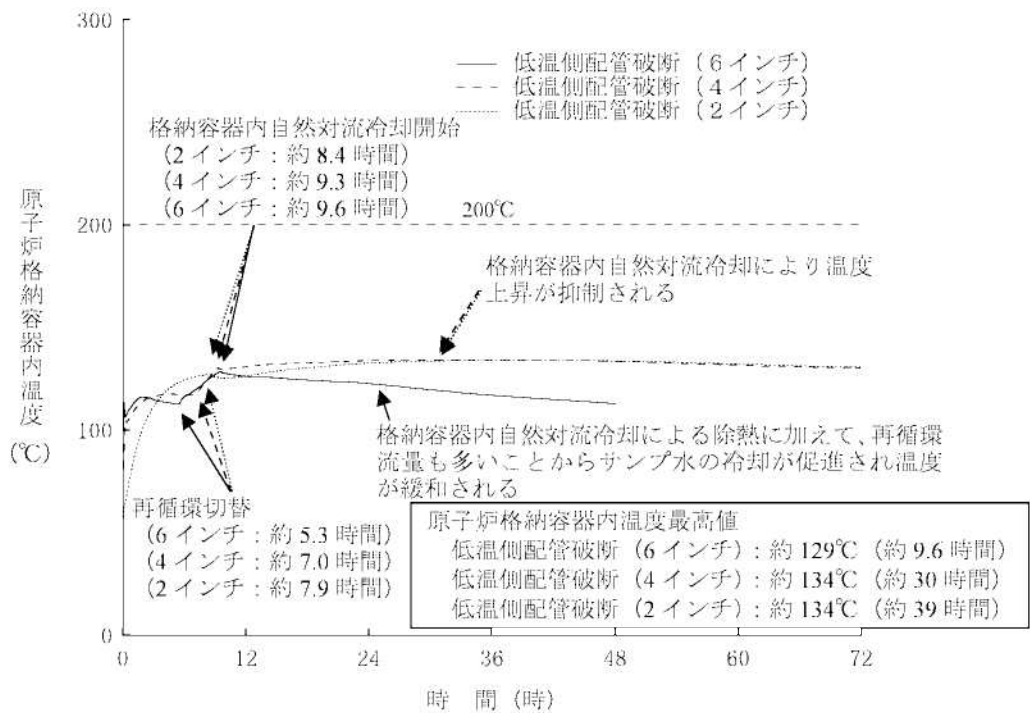
第1.15-211図 原子炉格納容器圧力の推移



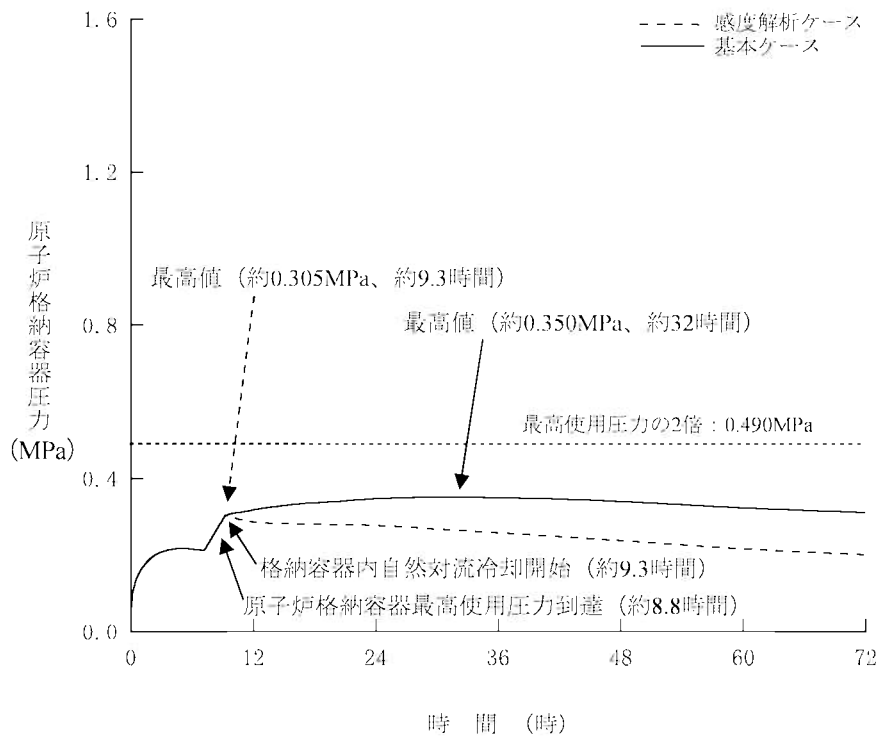
第1.15-212図 原子炉格納容器内温度の推移



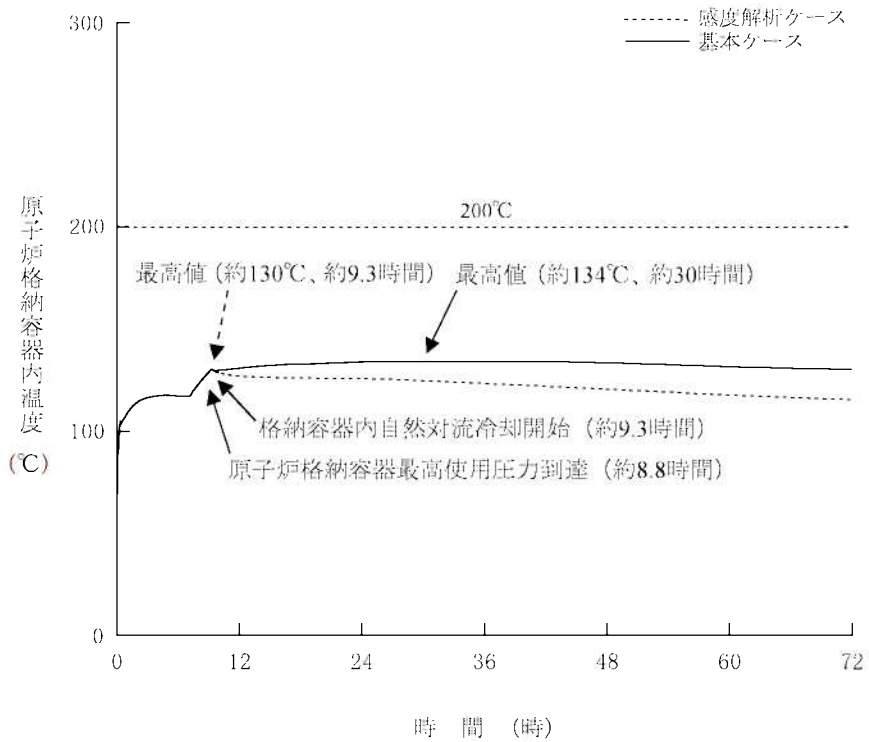
第1.15-213図 原子炉格納容器圧力の推移(破断口径の影響確認)



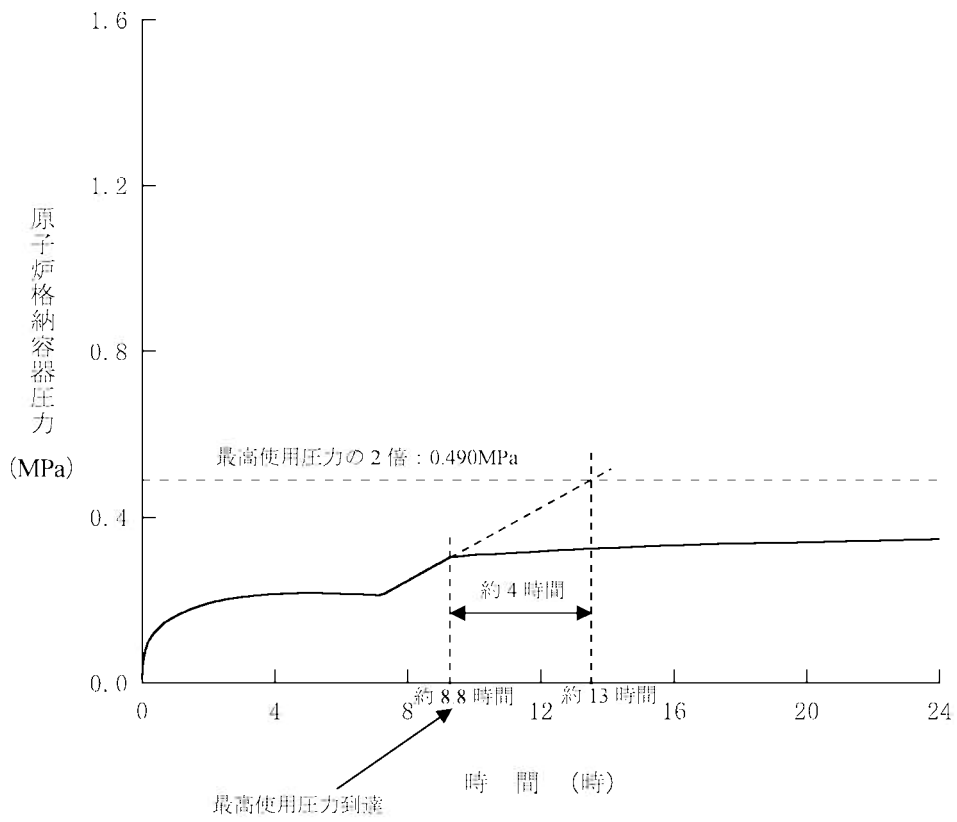
第1.15-214図 原子炉格納容器内温度の推移(破断口径の影響確認)



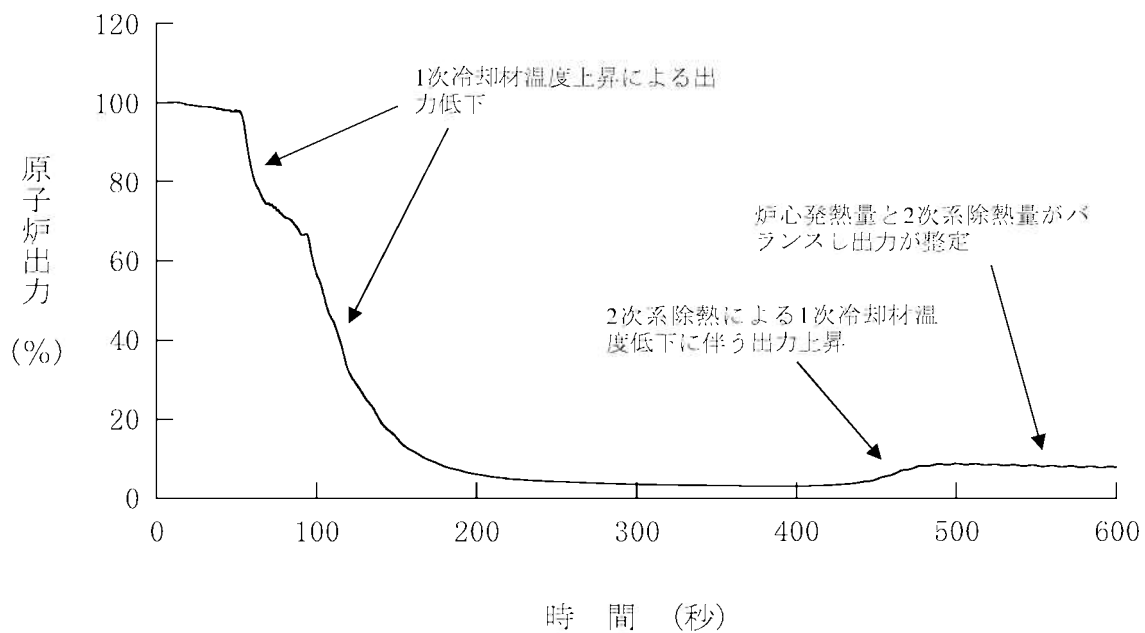
第1.15-215図 原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)



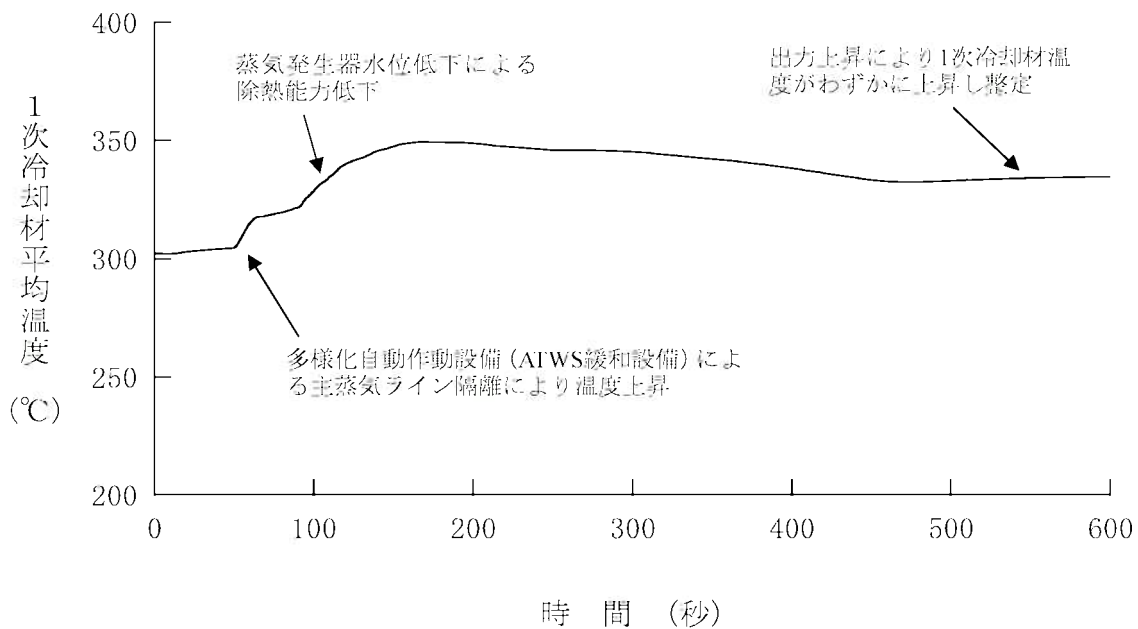
第1.15-216図 原子炉格納容器内温度の推移
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)



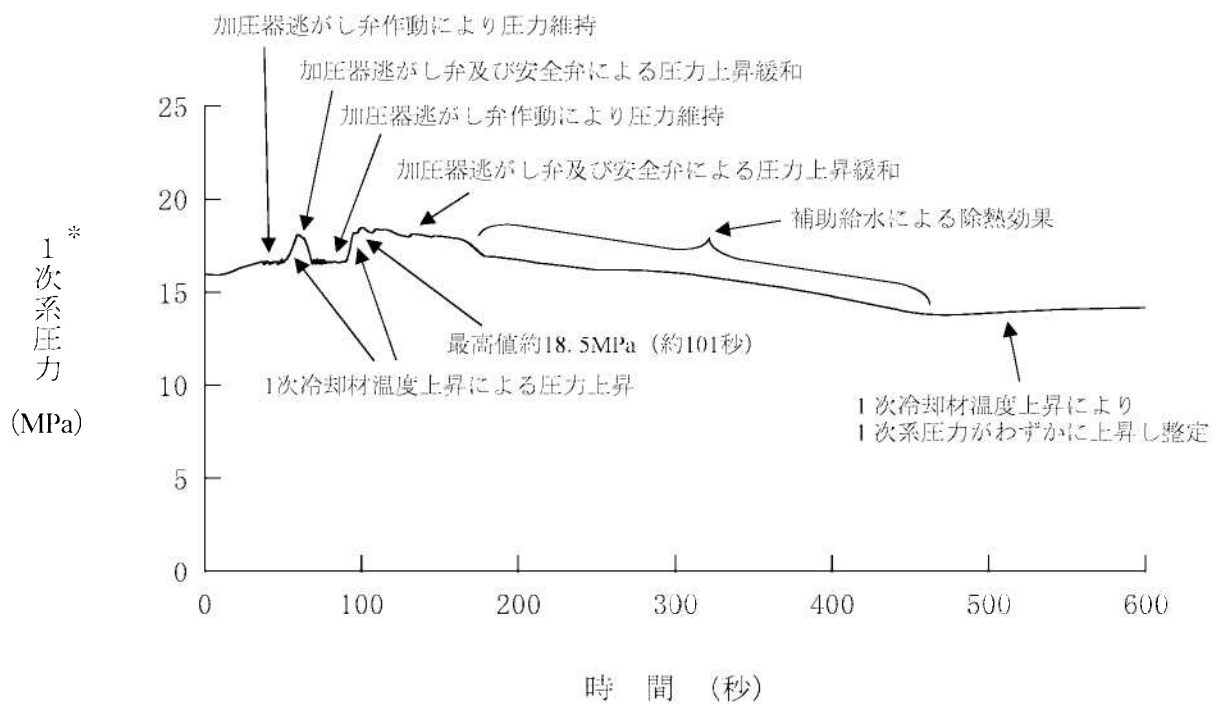
第1.15-217図 原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器内自然対流冷却操作時間余裕確認)



第1.15-218図 原子炉出力の推移(主給水流量喪失)

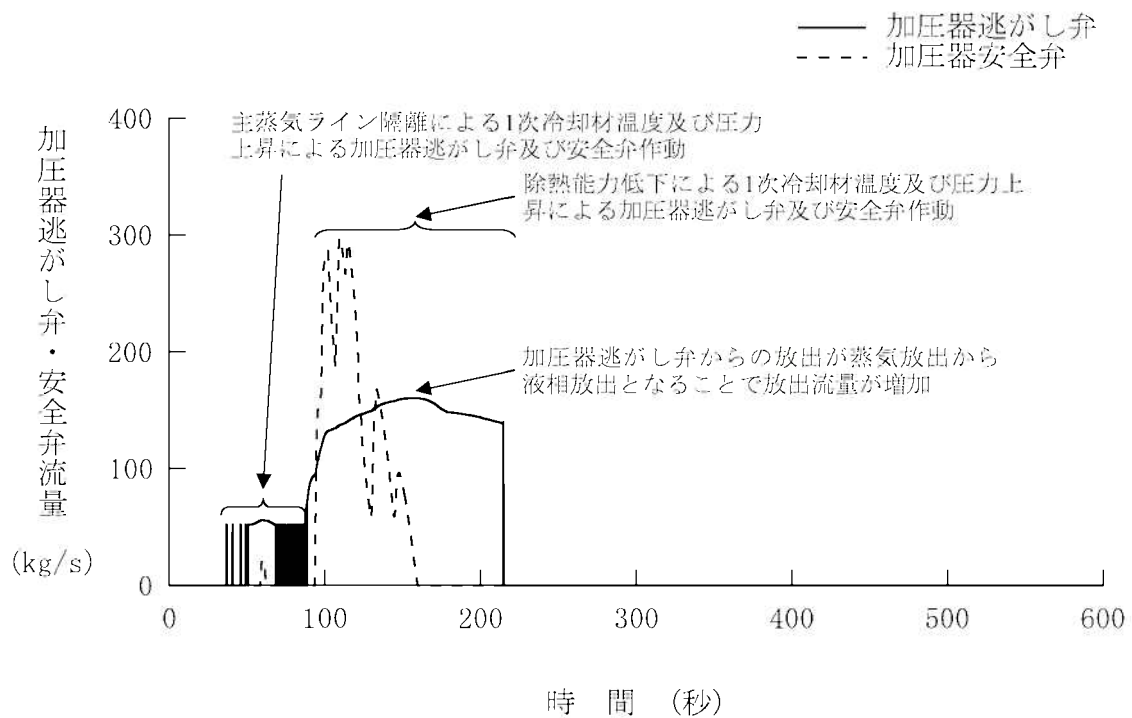


第1.15-219図 1次冷却材平均温度の推移(主給水流量喪失)

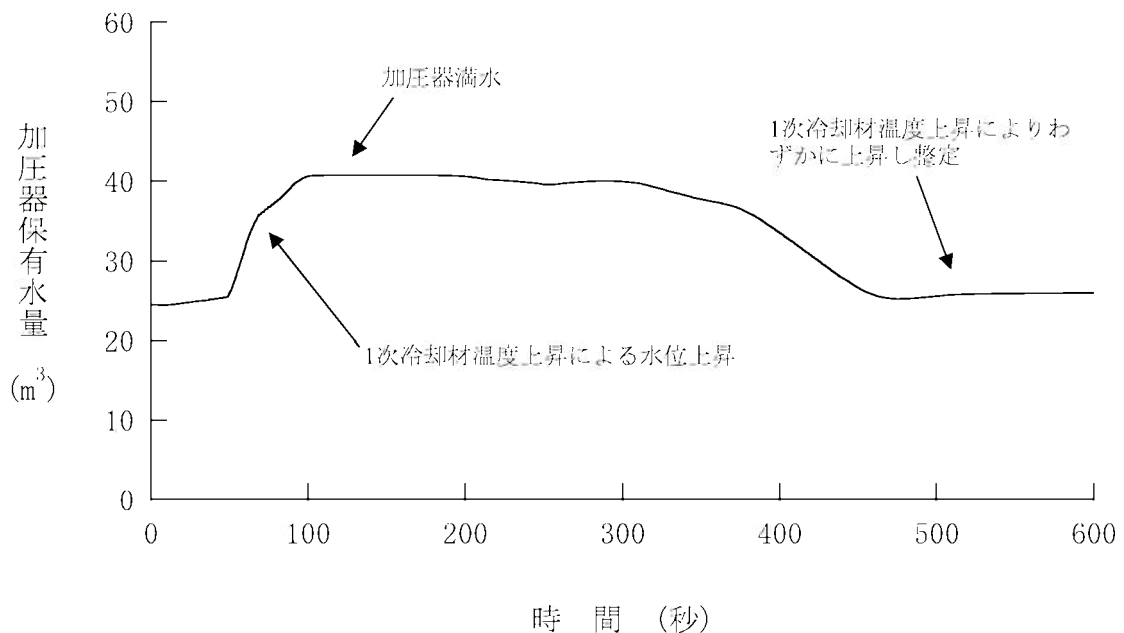


* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

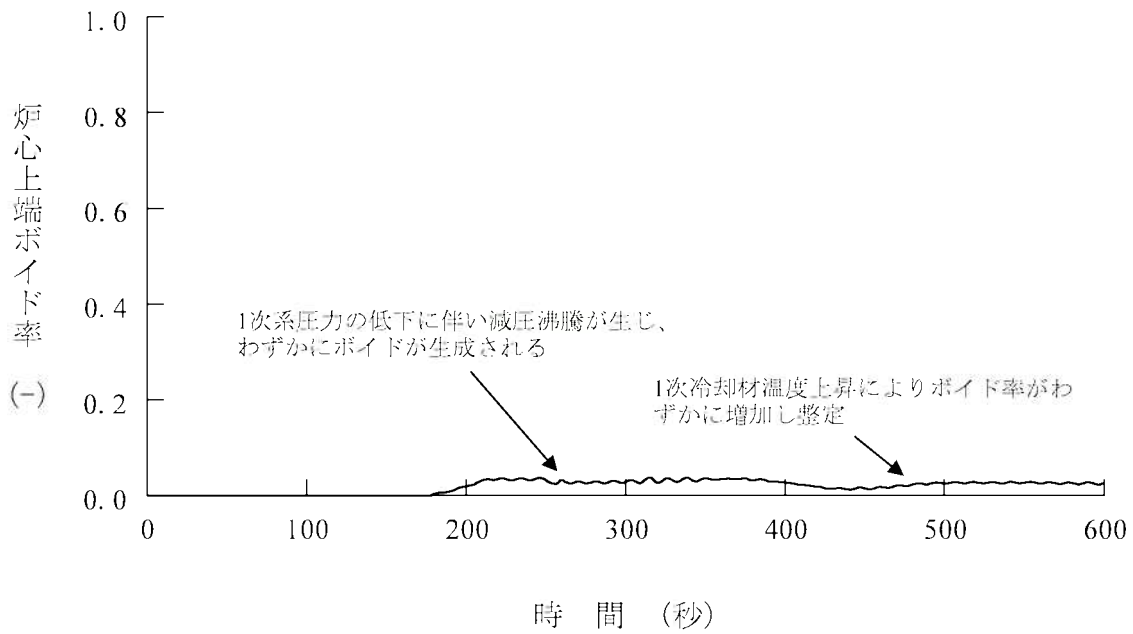
第1.15-220図 1次系圧力の推移(主給水流量喪失)



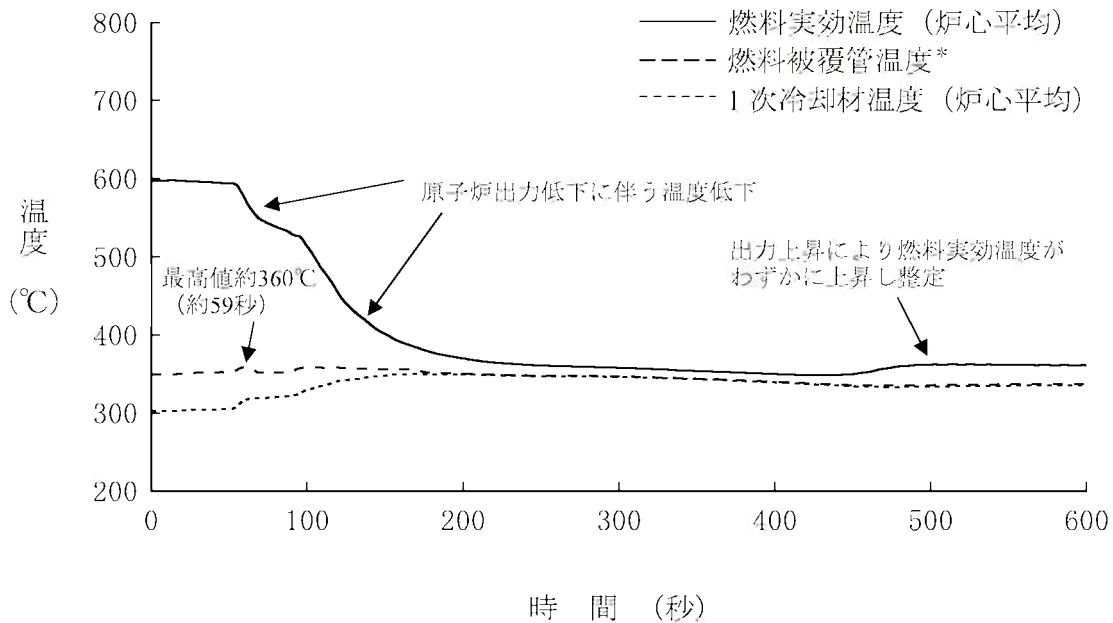
第1.15-221図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移(主給水流量喪失)



第1.15-222図 加圧器保有水量の推移(主給水流量喪失)

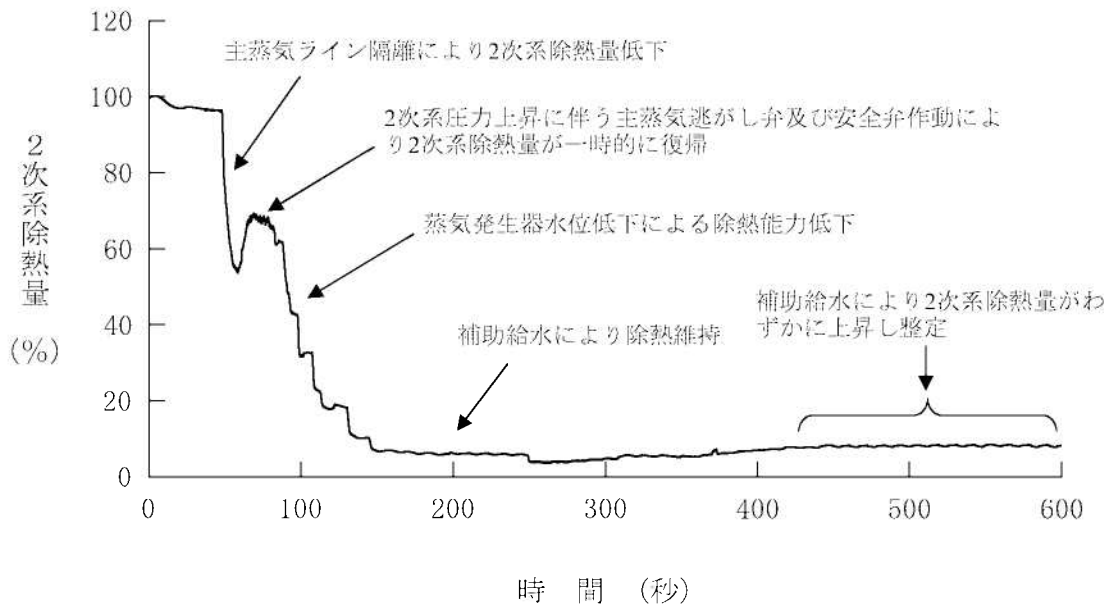


第1.15-223図 炉心上端ボイド率の推移(主給水流量喪失)

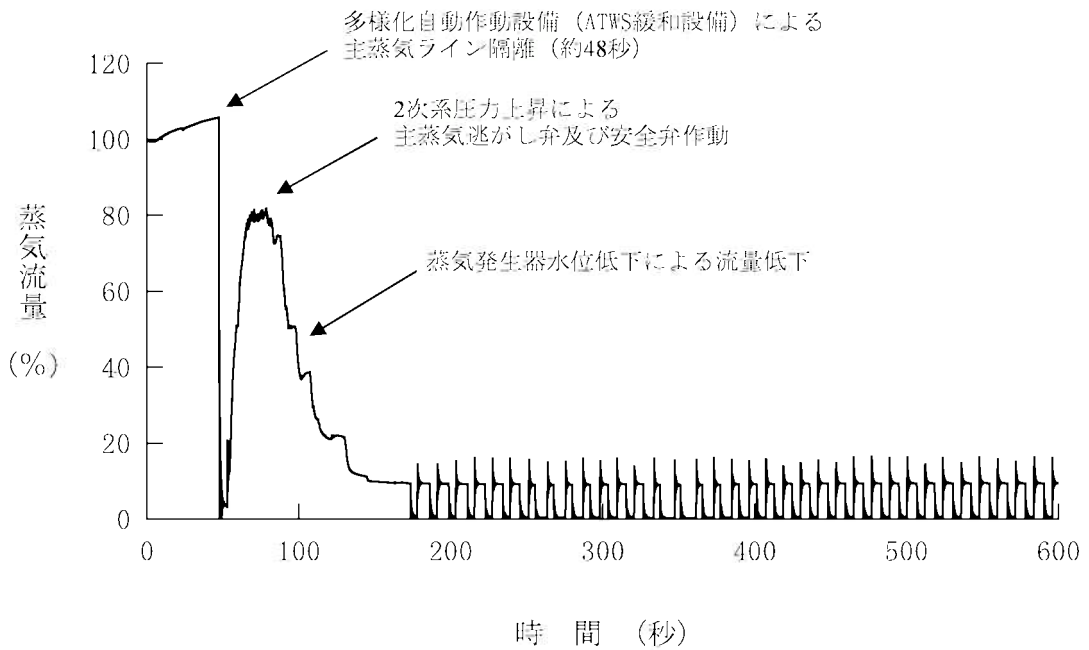


*：燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

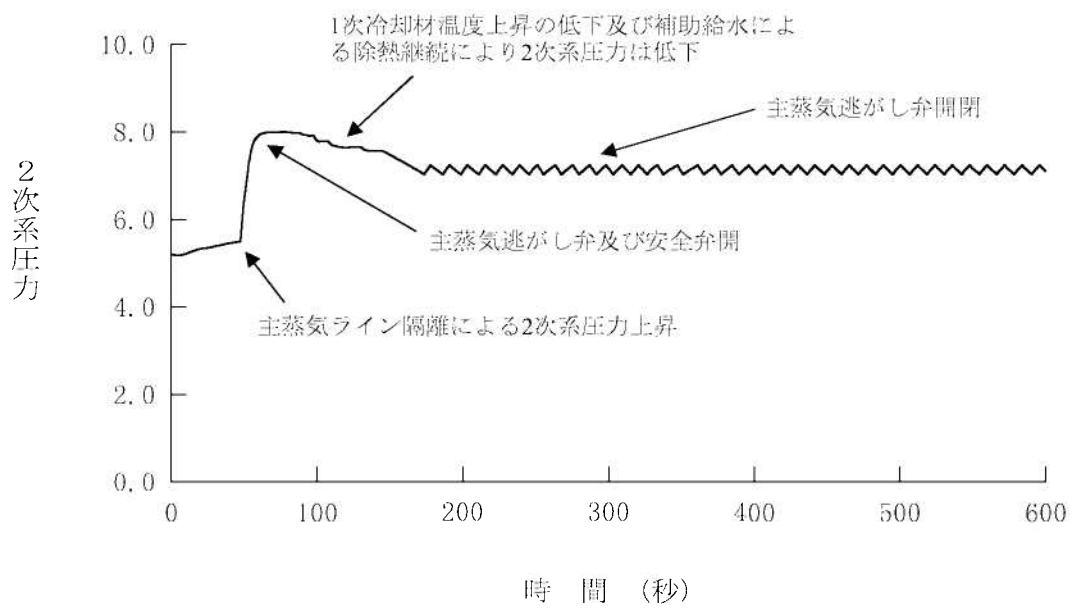
第1.15-224図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移(主給水流量喪失)



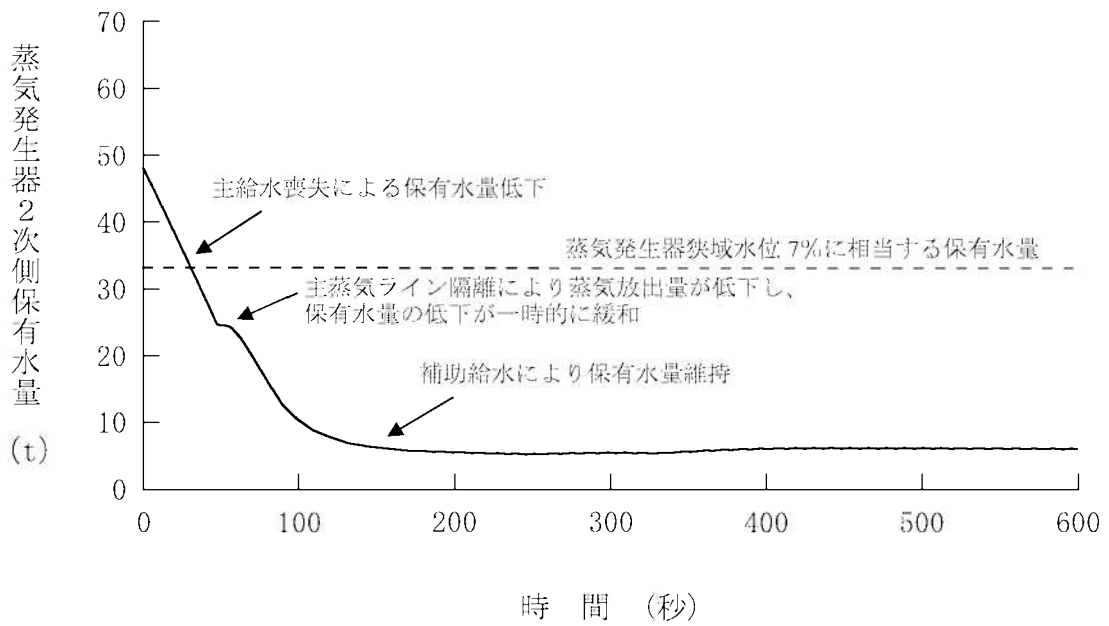
第1.15-225図 2次系除熱量の推移(主給水流量喪失)



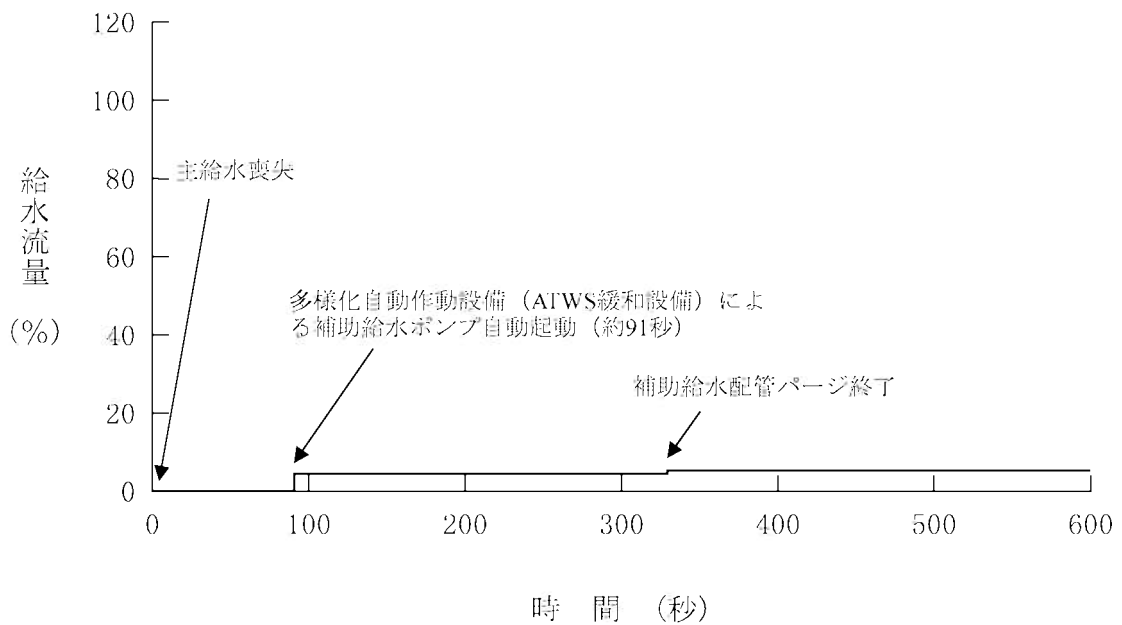
第1.15-226図 蒸気流量の推移(主給水流量喪失)



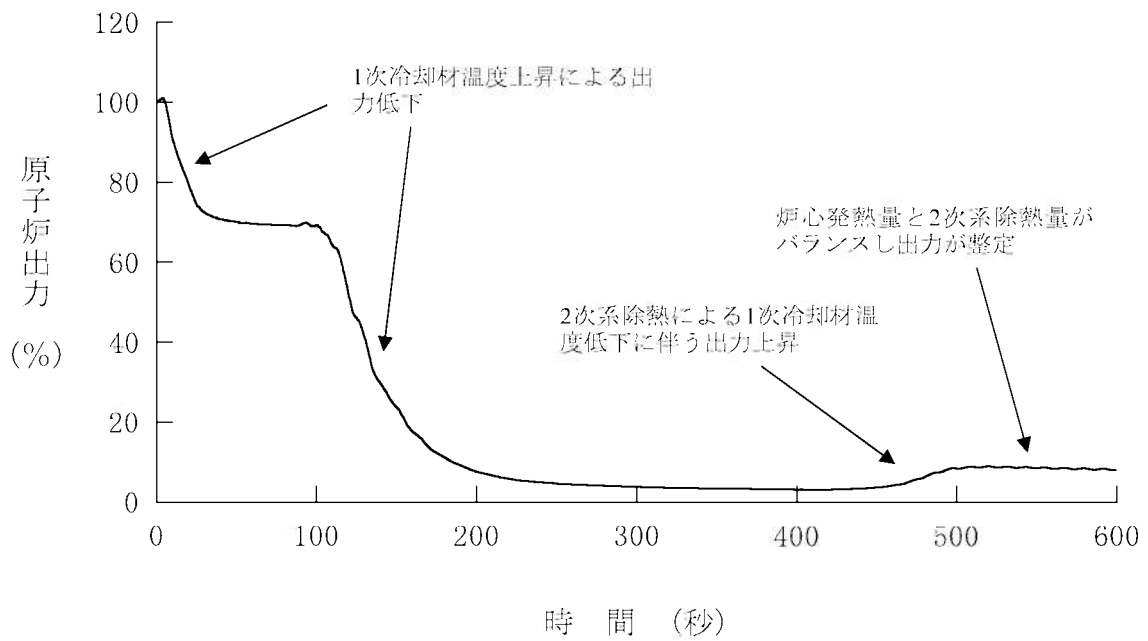
第1.15-227図 2次系圧力の推移(主給水流量喪失)



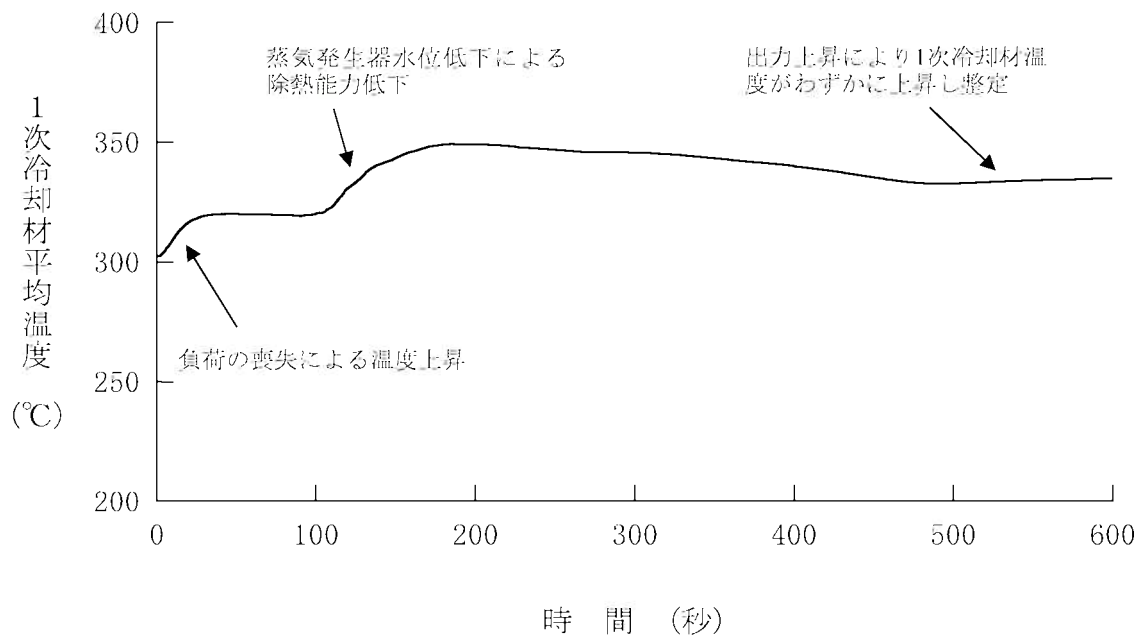
第1.15-228図 蒸気発生器2次側保有水量の推移(主給水流量喪失)



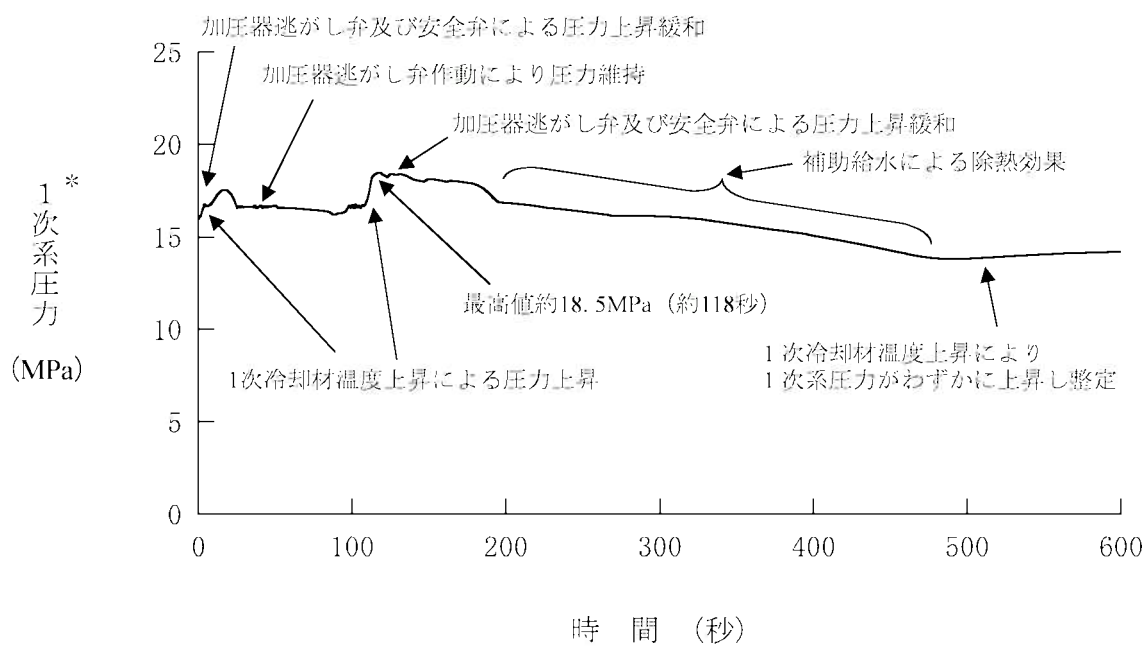
第1.15-229図 給水流量の推移(主給水流量喪失)



第1.15-230図 原子炉出力の推移(負荷の喪失)

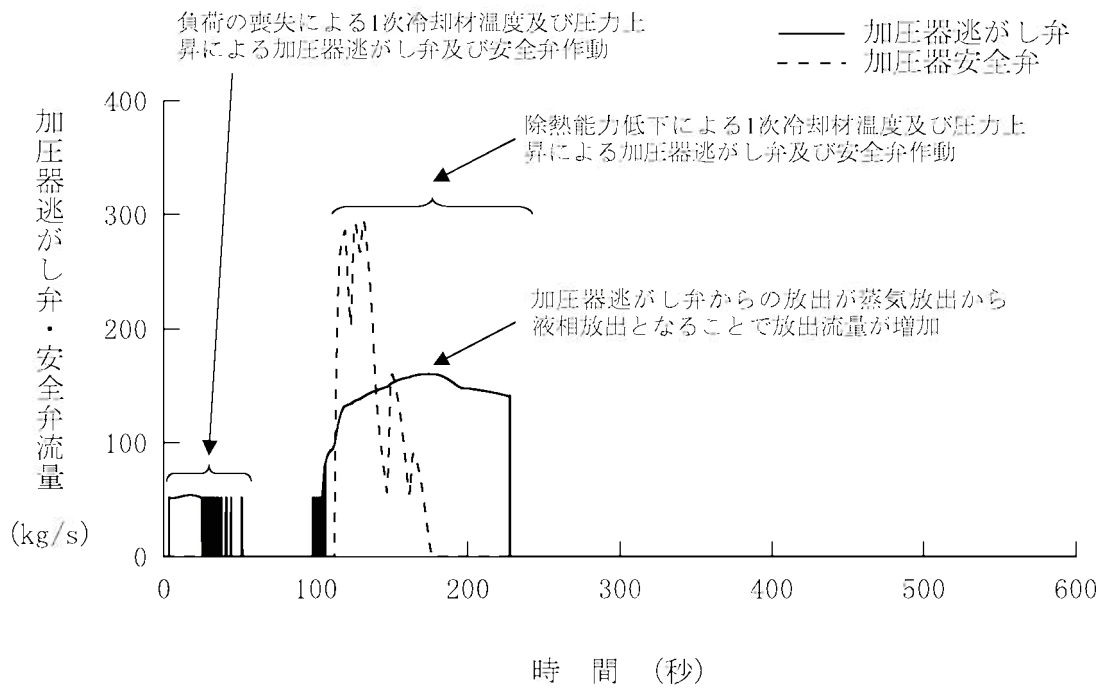


第1.15-231図 1次冷却材平均温度の推移(負荷の喪失)

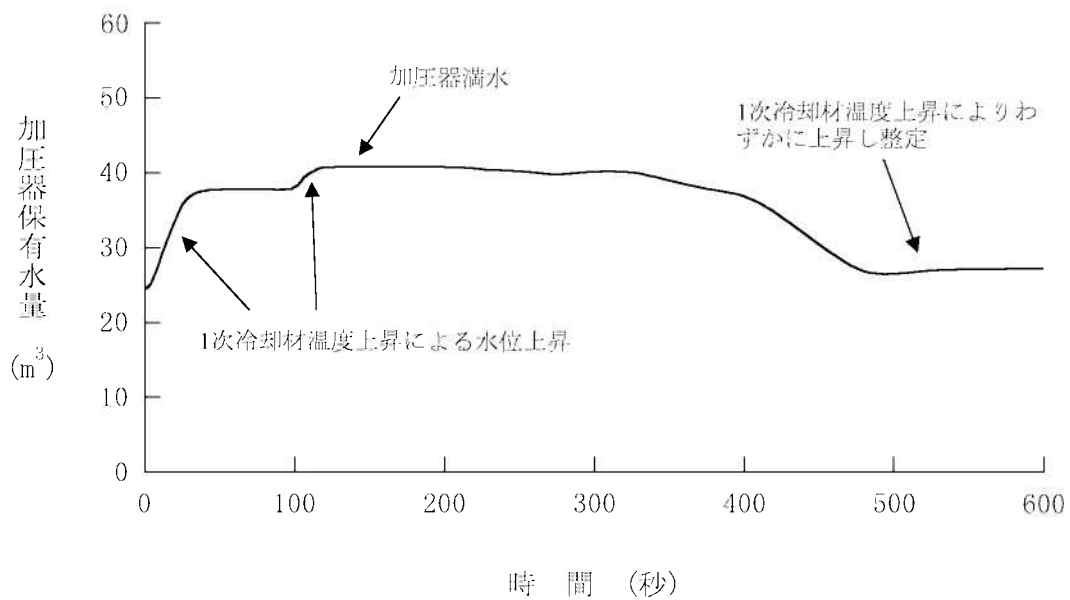


* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

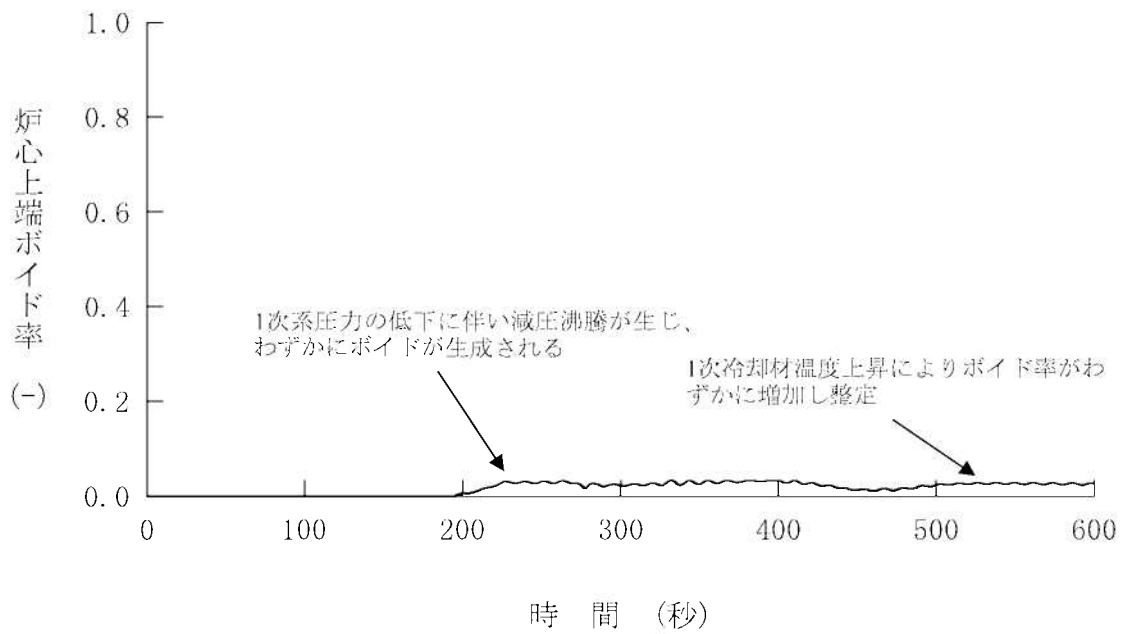
第1.15-232図 1次系圧力の推移(負荷の喪失)



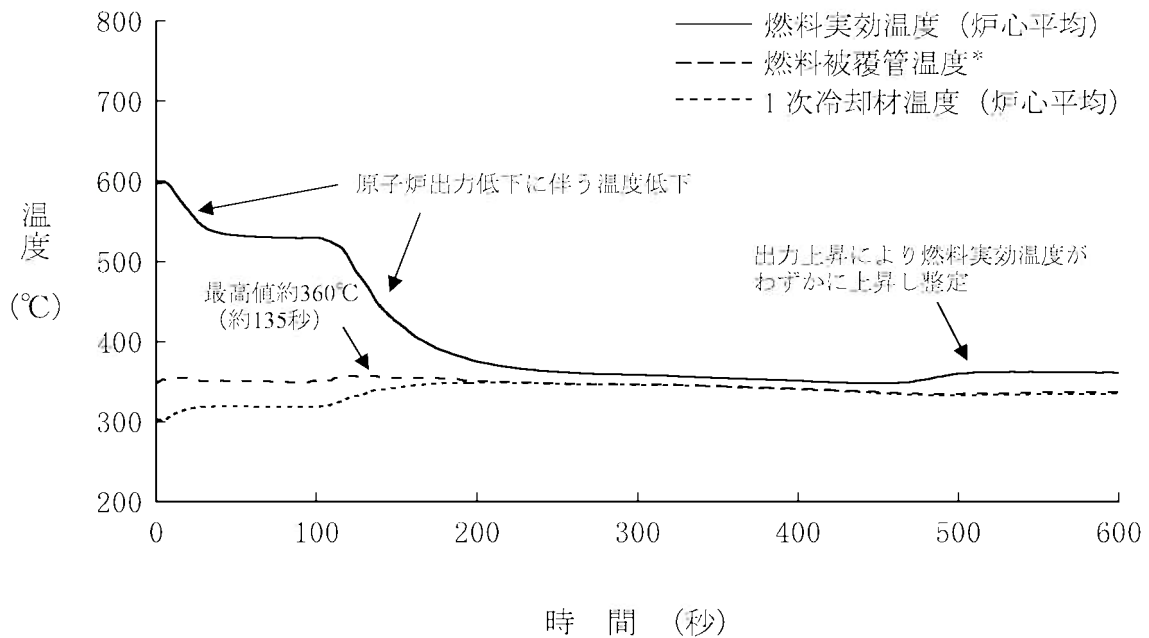
第1.15-233図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移(負荷の喪失)



第1.15-234図 加圧器保有水量の推移(負荷の喪失)

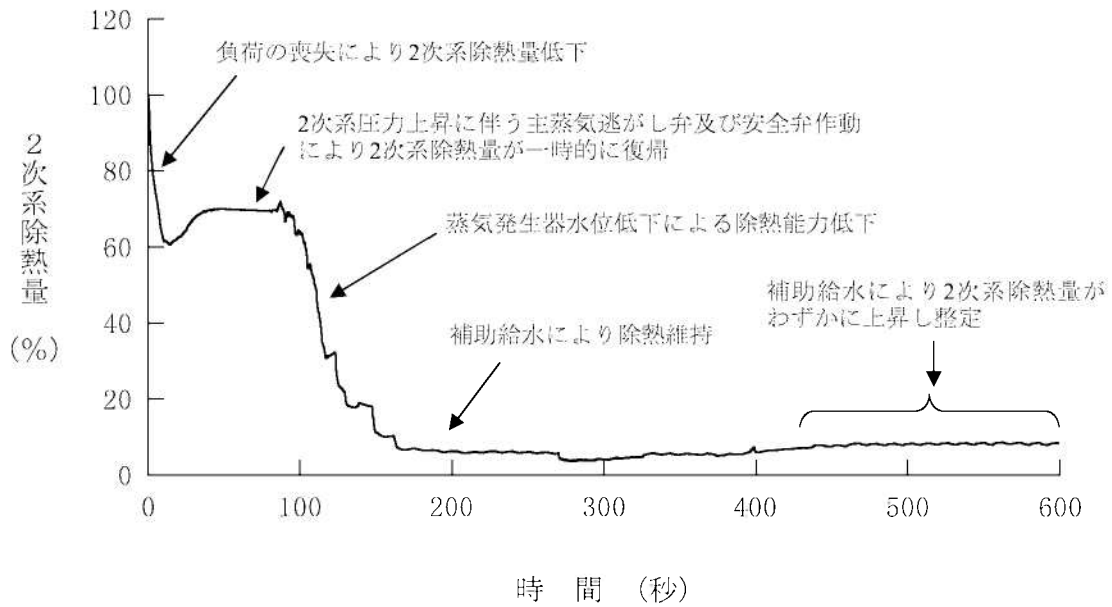


第1.15-235図 炉心上端ボイド率の推移(負荷の喪失)

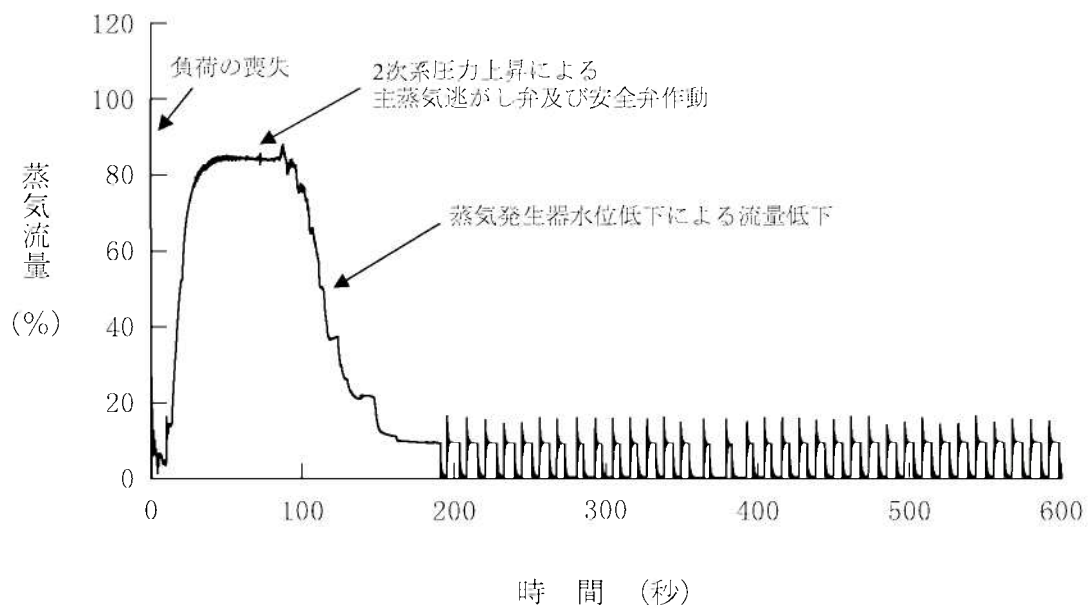


*: 燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

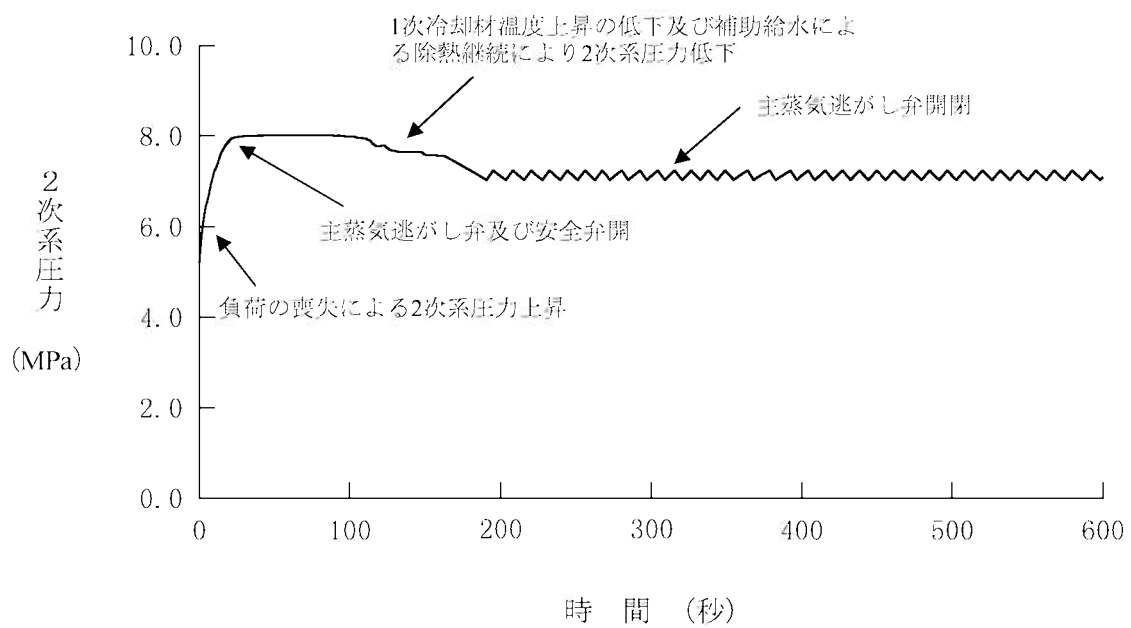
第1.15-236図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移(負荷の喪失)



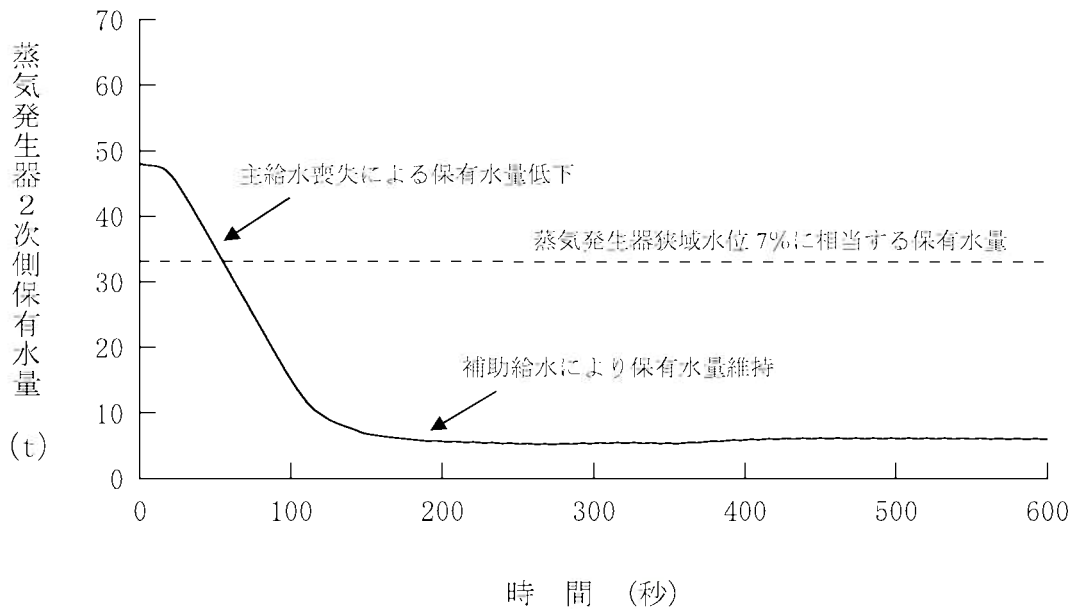
第1.15-237図 2次系除熱量の推移(負荷の喪失)



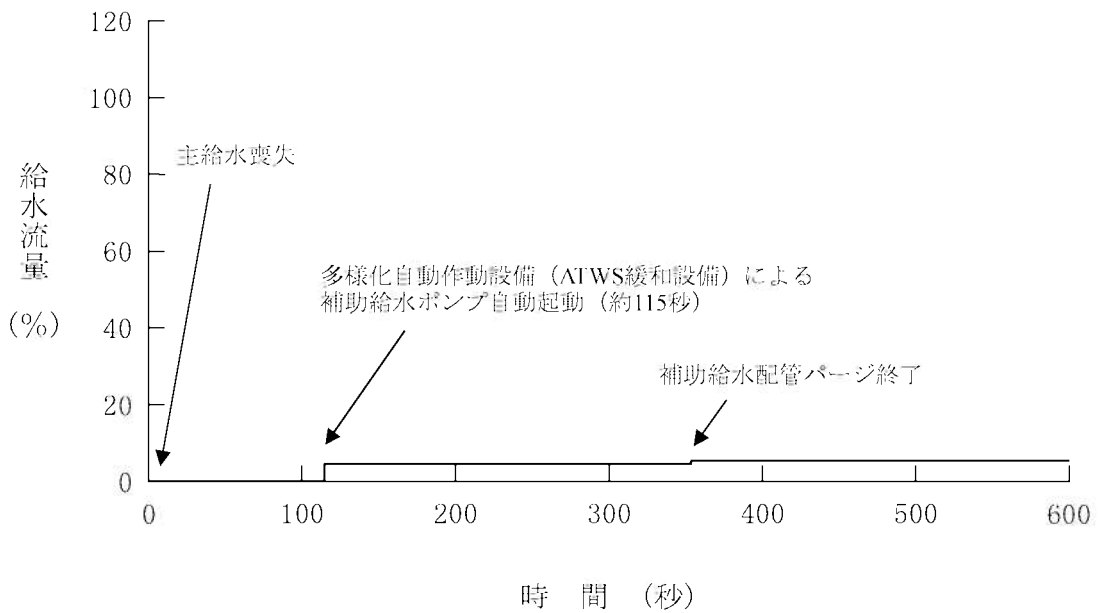
第1.15-238図 蒸気流量の推移(負荷の喪失)



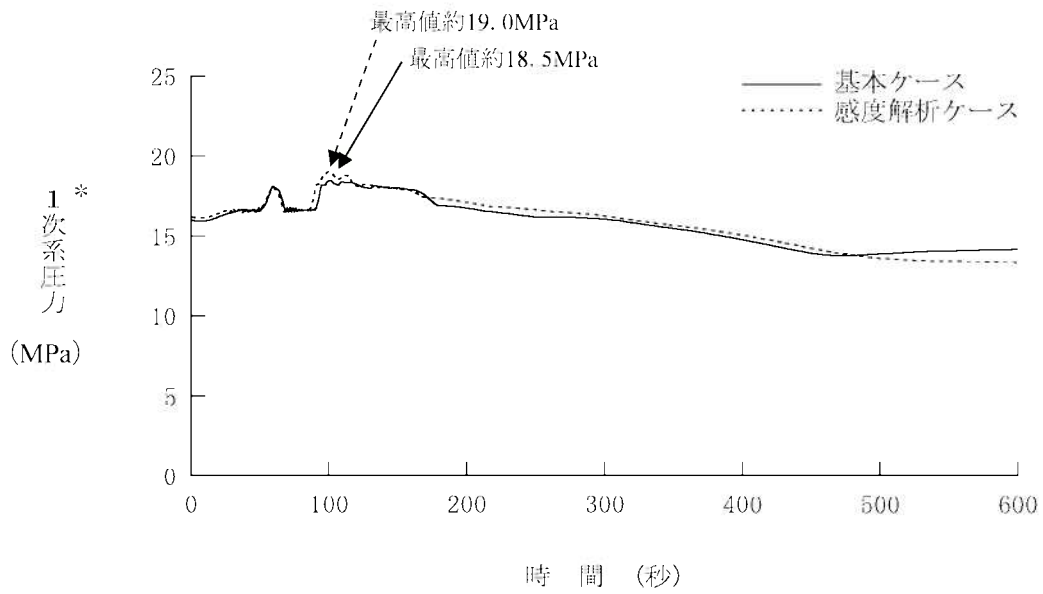
第1.15-239図 2次系圧力の推移(負荷の喪失)



第1.15-240図 蒸気発生器2次側保有水量の推移(負荷の喪失)

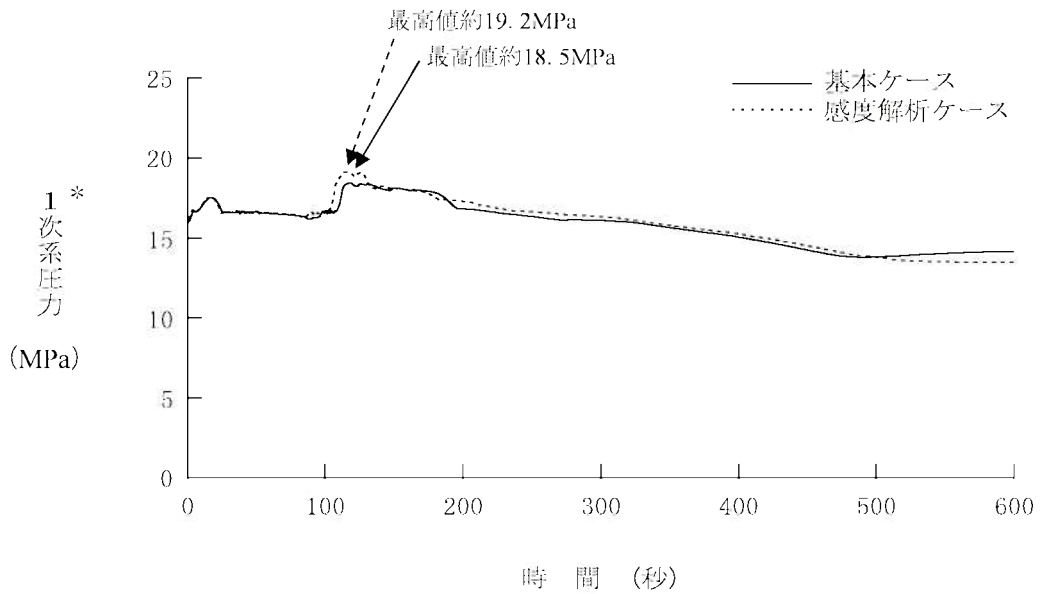


第1.15-241図 給水流量の推移(負荷の喪失)



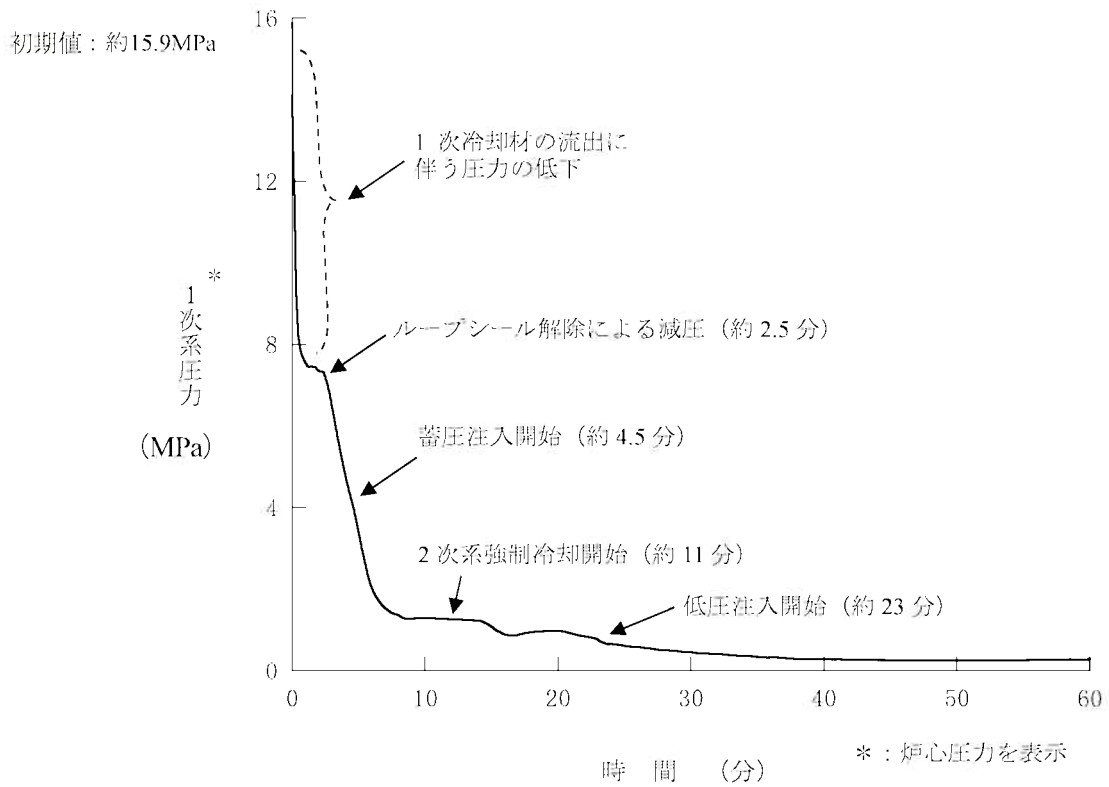
* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第1.15-242図 1次系圧力の推移(主給水流量喪失)
(定常誤差及びドップラ効果の感度確認)

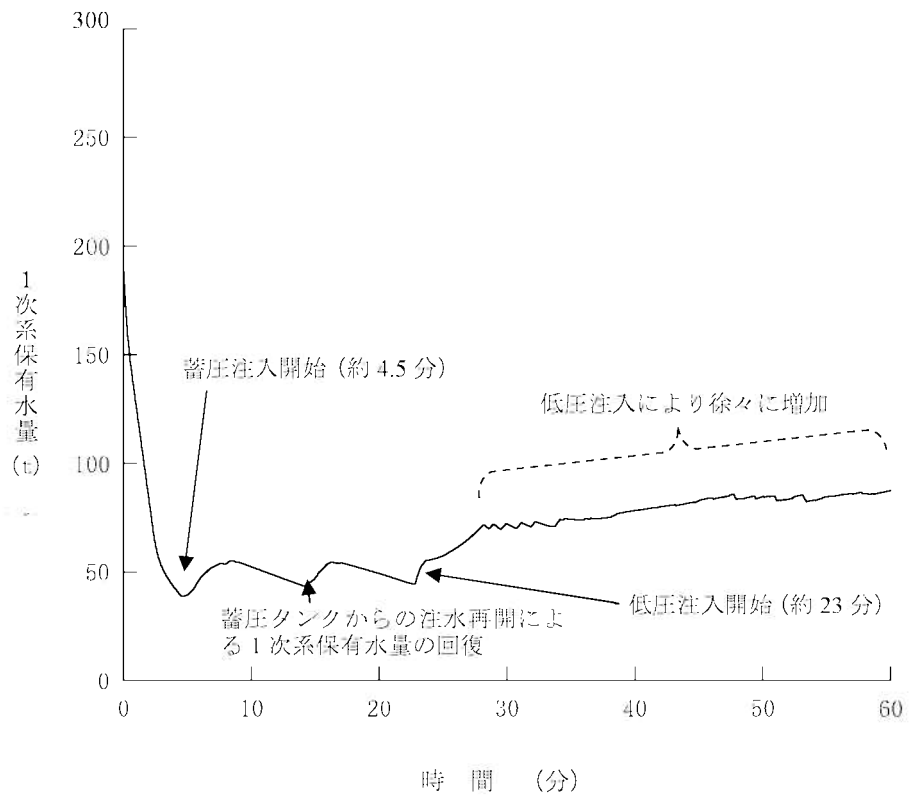


* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

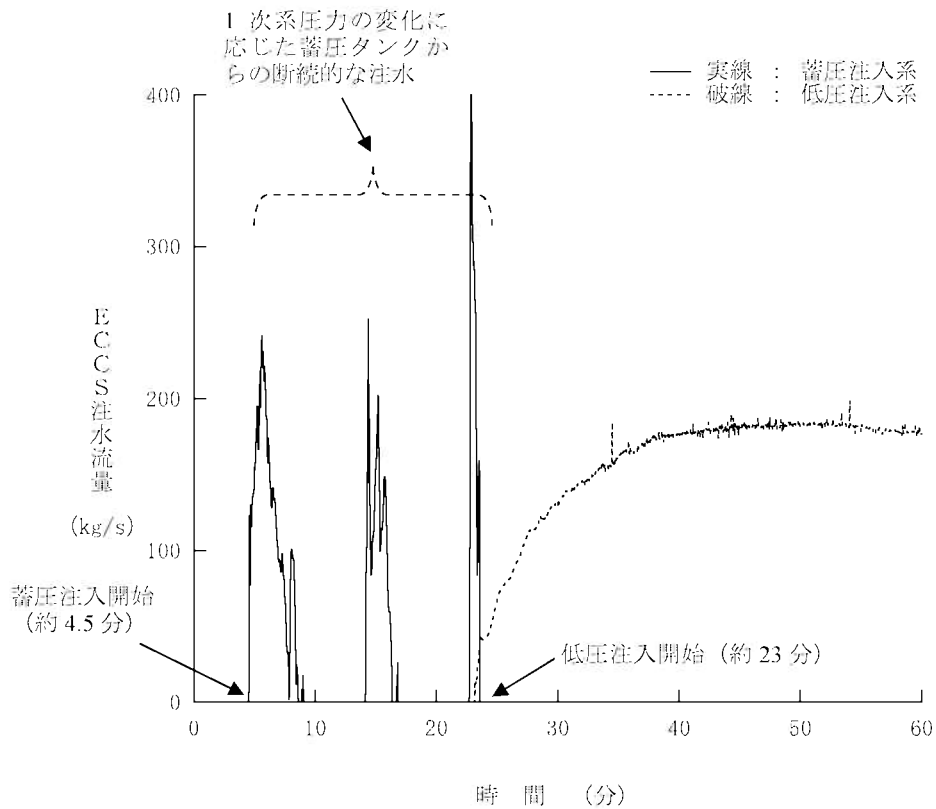
第1.15-243図 1次系圧力の推移(負荷の喪失)
(定常誤差及びドップラ効果の感度確認)



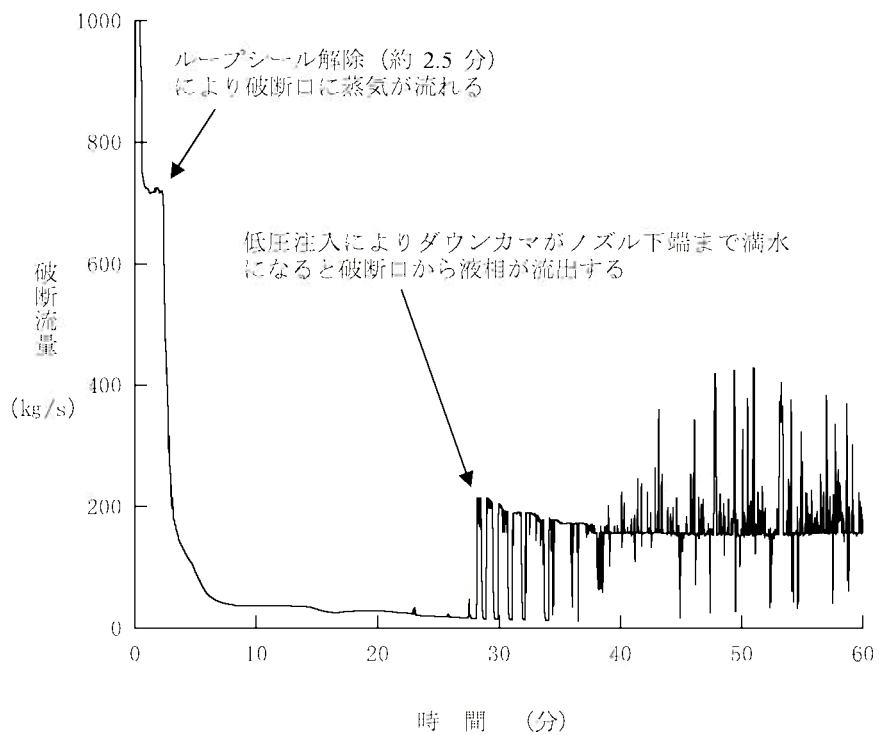
第1.15-244図 1次系圧力の推移(6インチ破断)



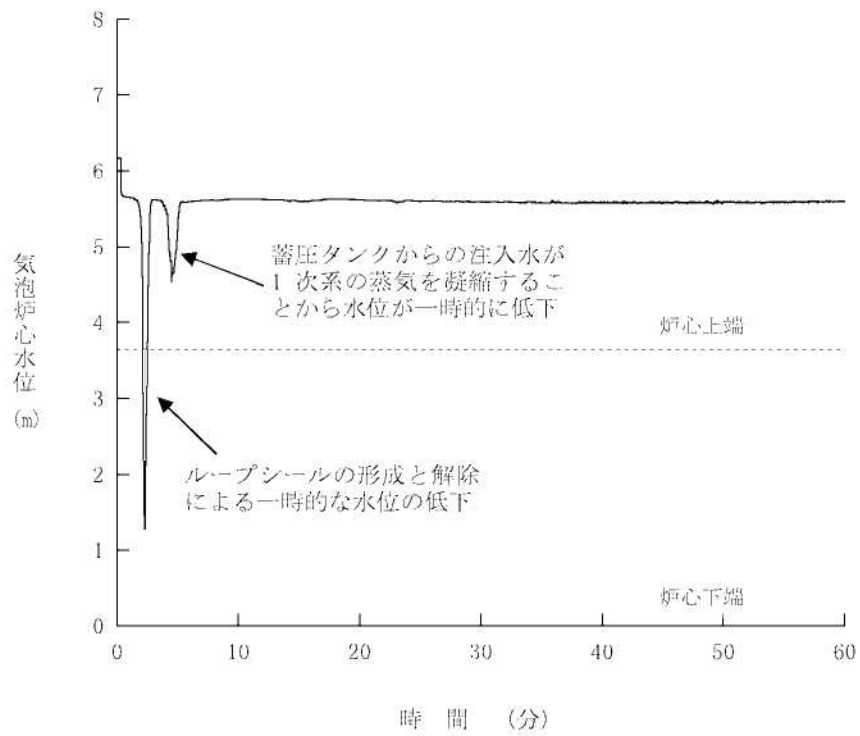
第1.15-245図 1次系保有水量の推移(6インチ破断)



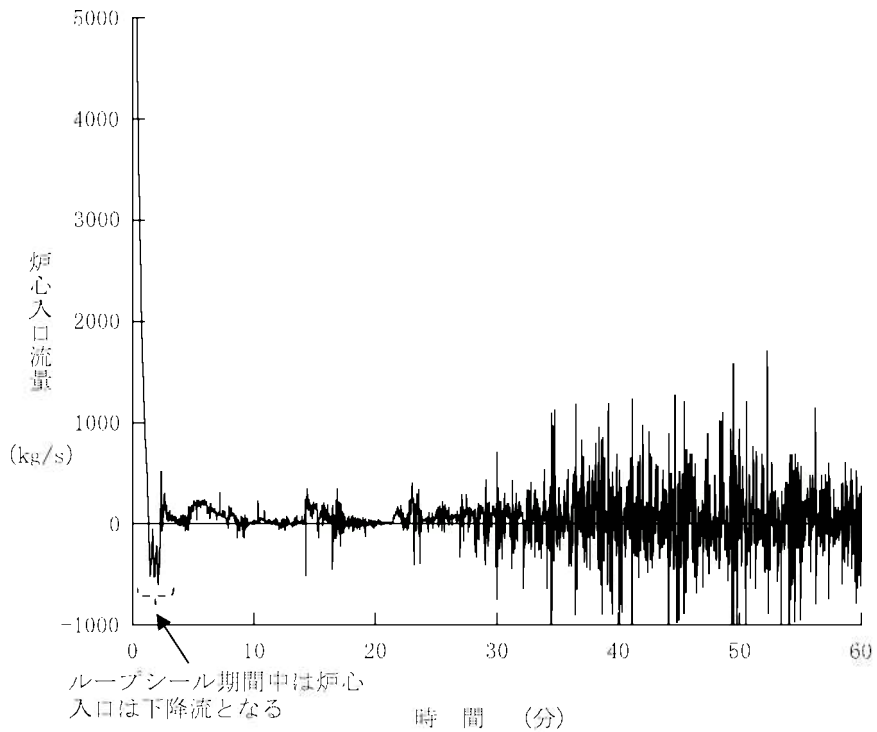
第1.15-246図 ECCS注水流量の推移(6インチ破断)



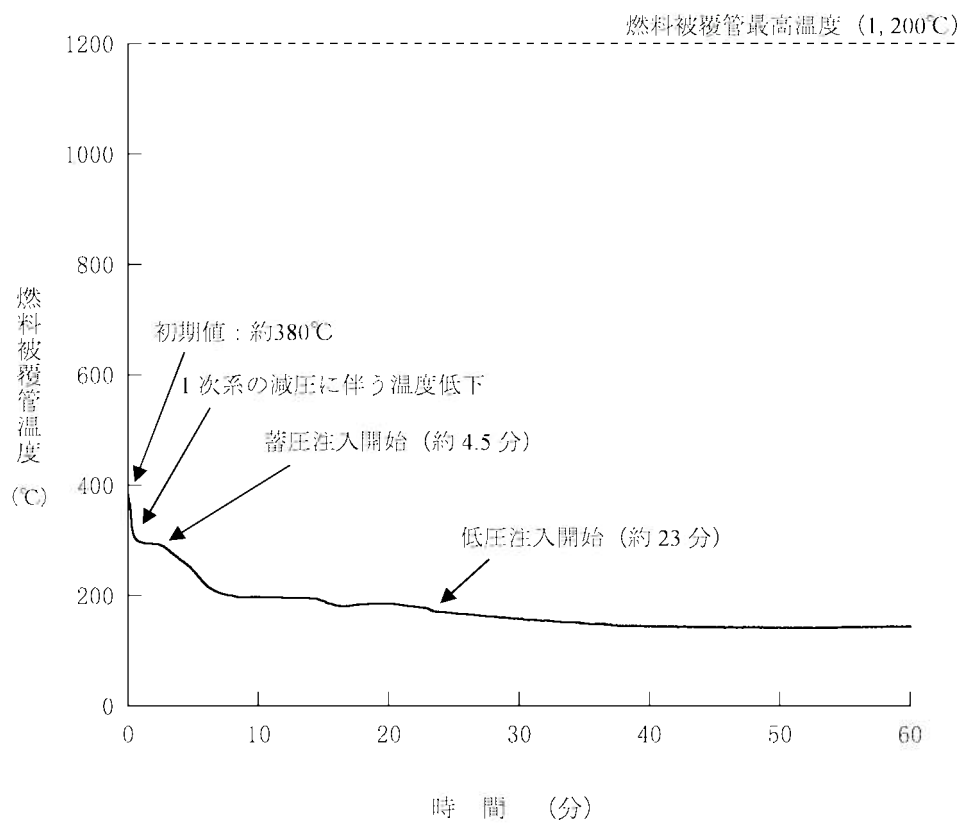
第1.15-247図 破断流量の推移(6インチ破断)



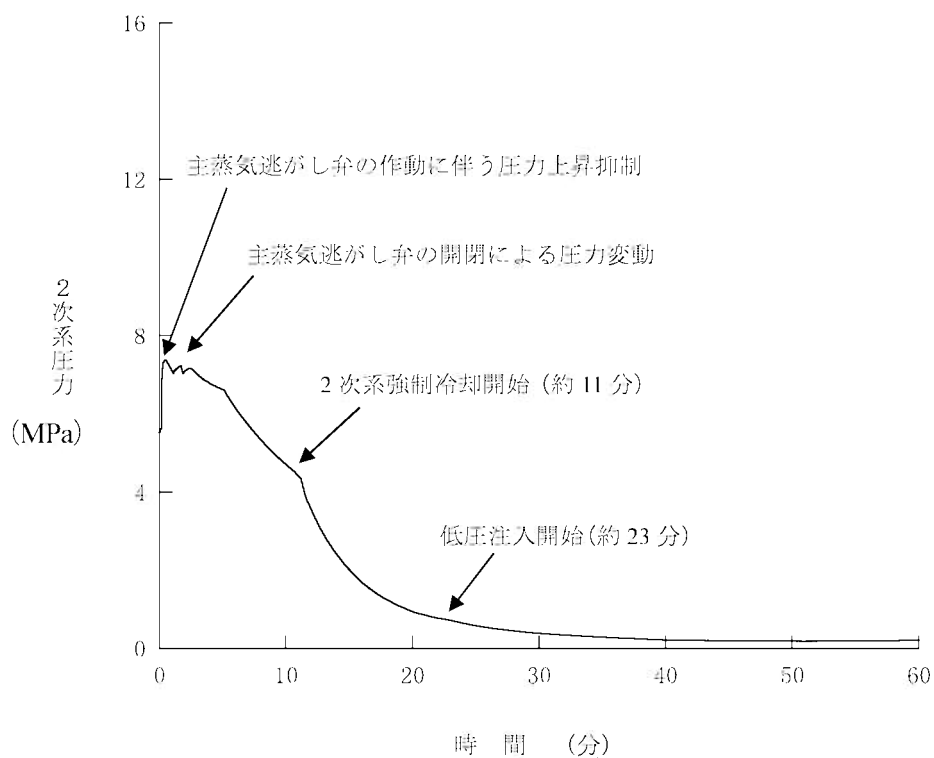
第1.15-248図 気泡炉心水位の推移 (6インチ破断)



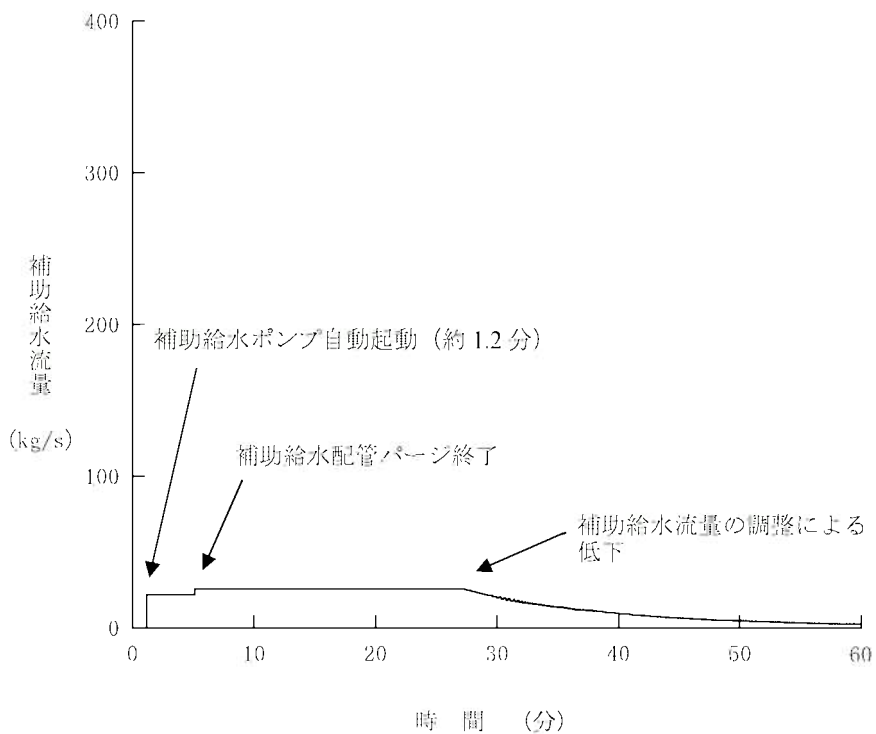
第1.15-249図 炉心入口流量の推移 (6インチ破断)



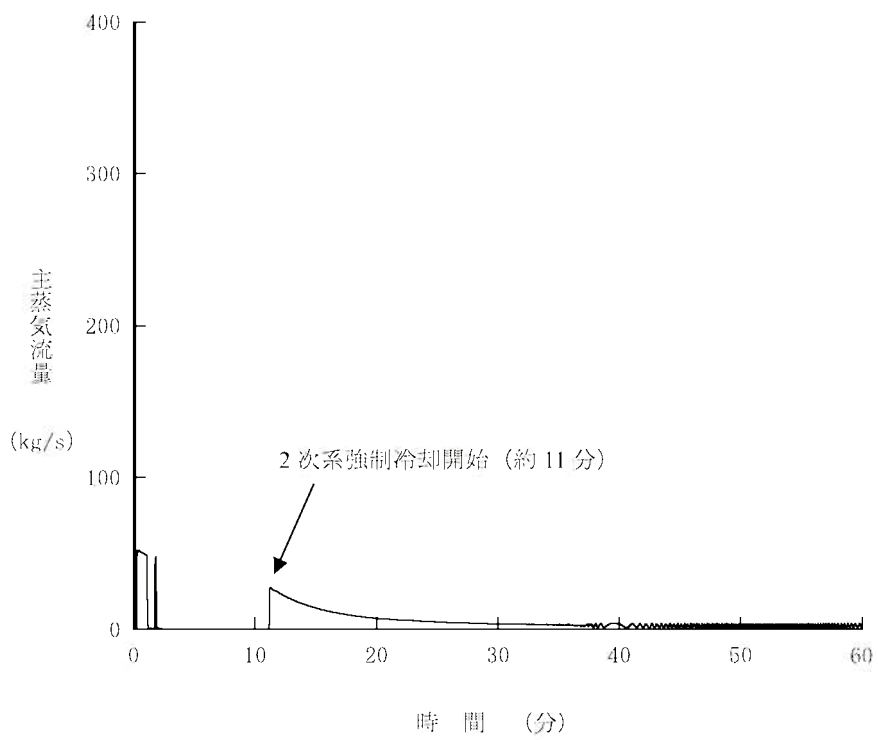
第1.15-250図 燃料被覆管温度の推移(6インチ破断)



第1.15-251図 2次系圧力の推移(6インチ破断)

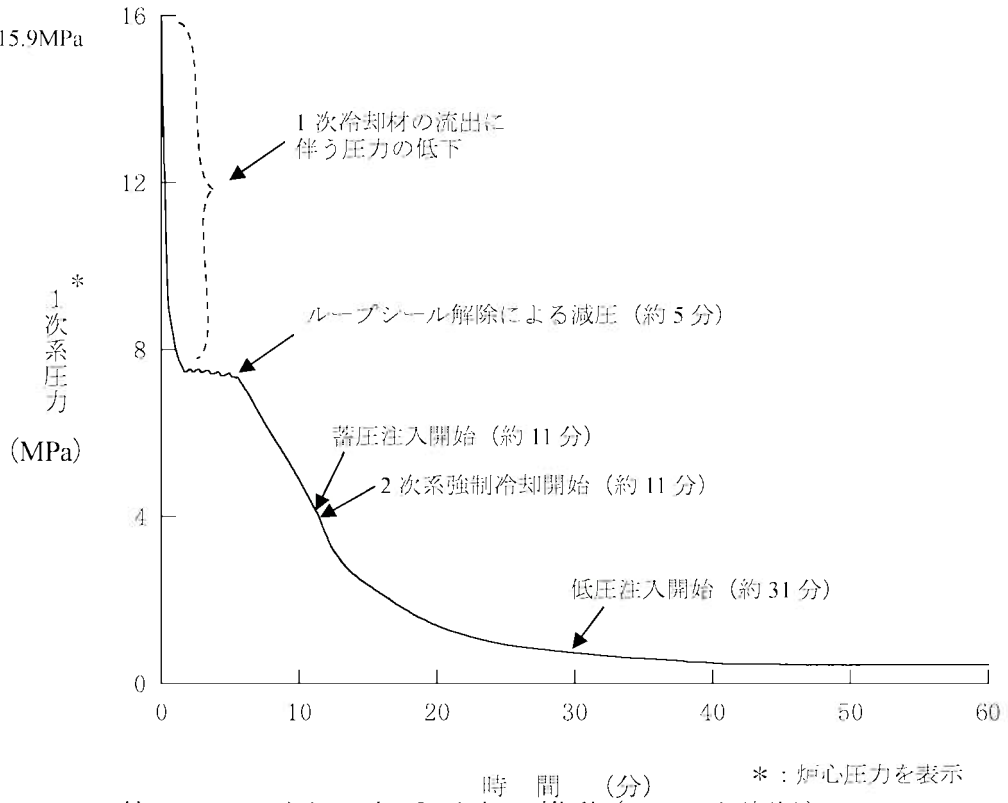


第1.15-252図 補助給水流量の推移(6インチ破断)

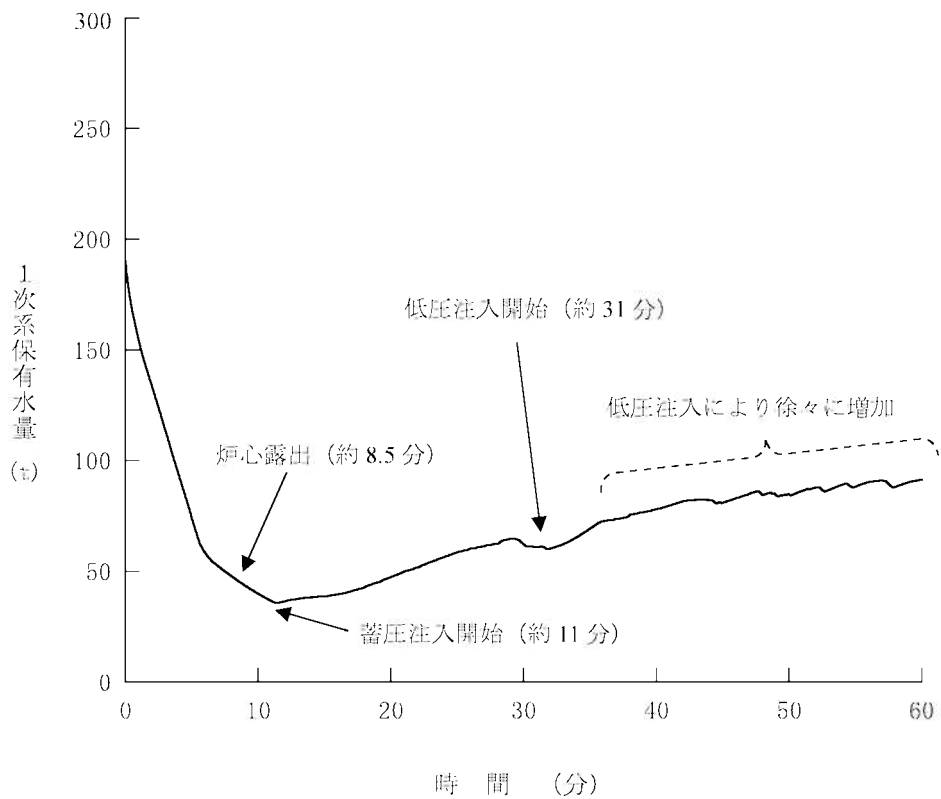


第1.15-253図 主蒸気流量の推移(6インチ破断)

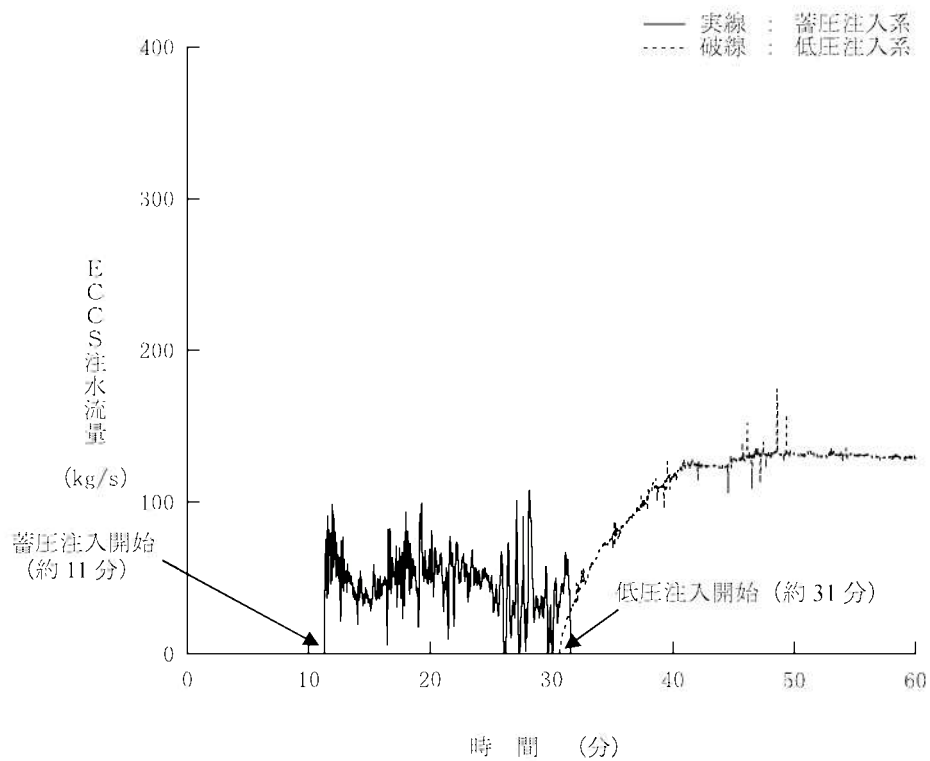
初期値：約15.9MPa



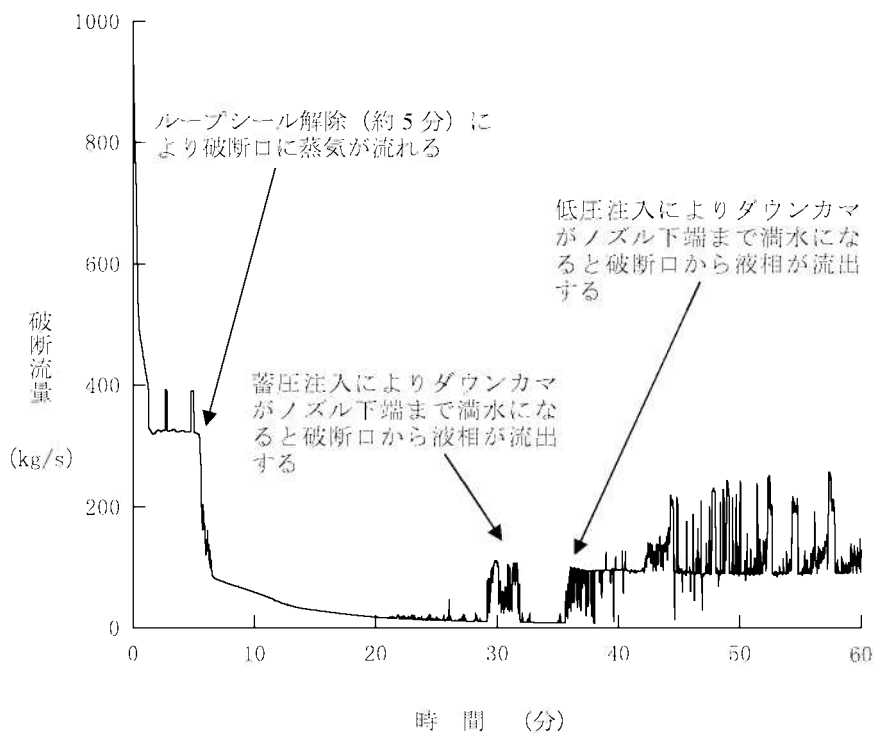
第1.15-254図 1次系圧力の推移(4インチ破断)



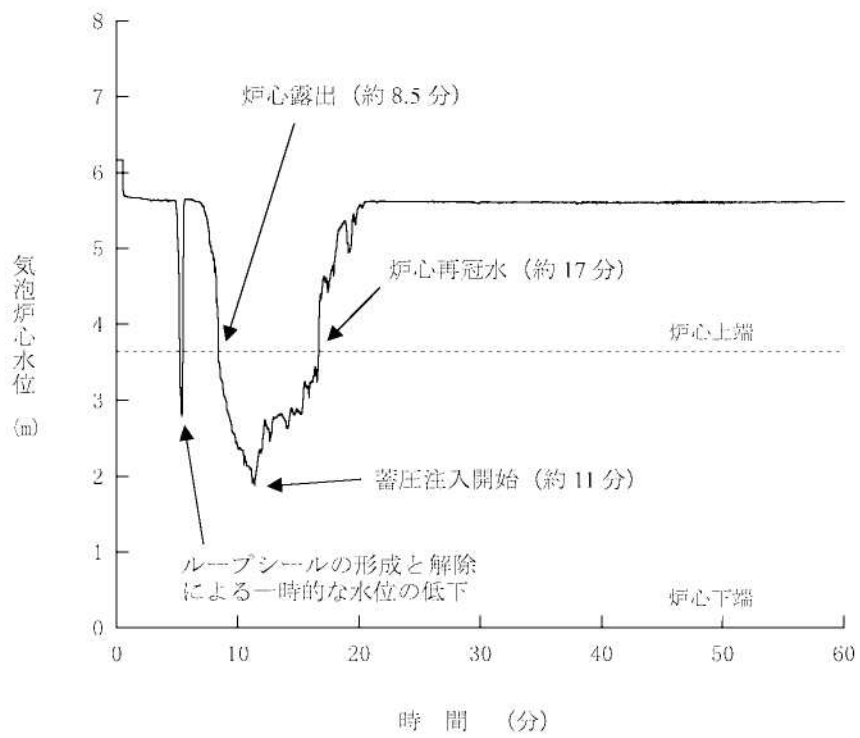
第1.15-255図 1次系保有水量の推移(4インチ破断)



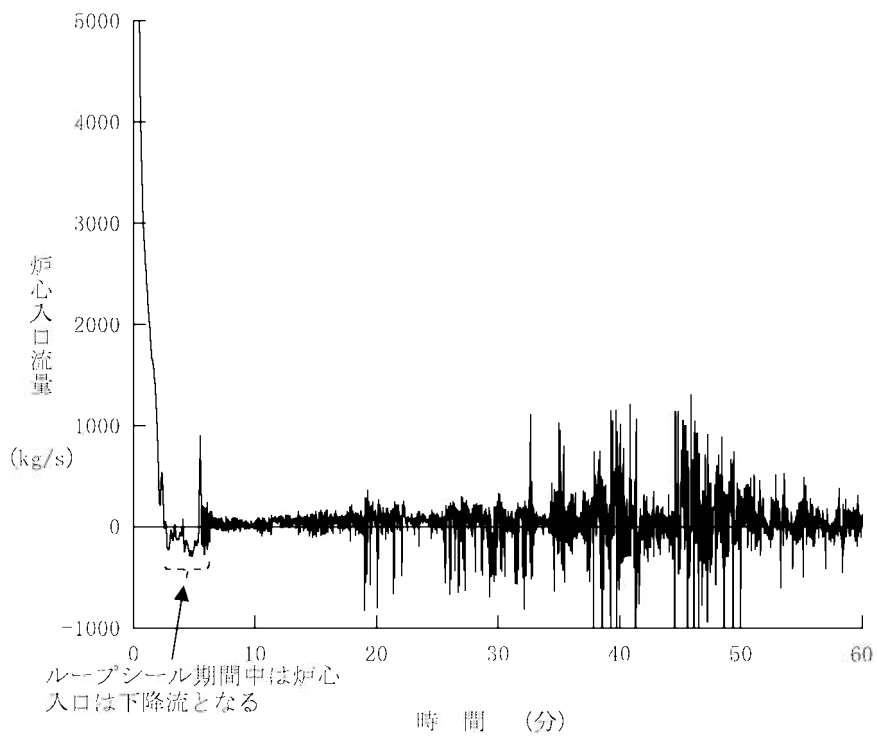
第1.15-256図 ECCS注水流量の推移(4インチ破断)



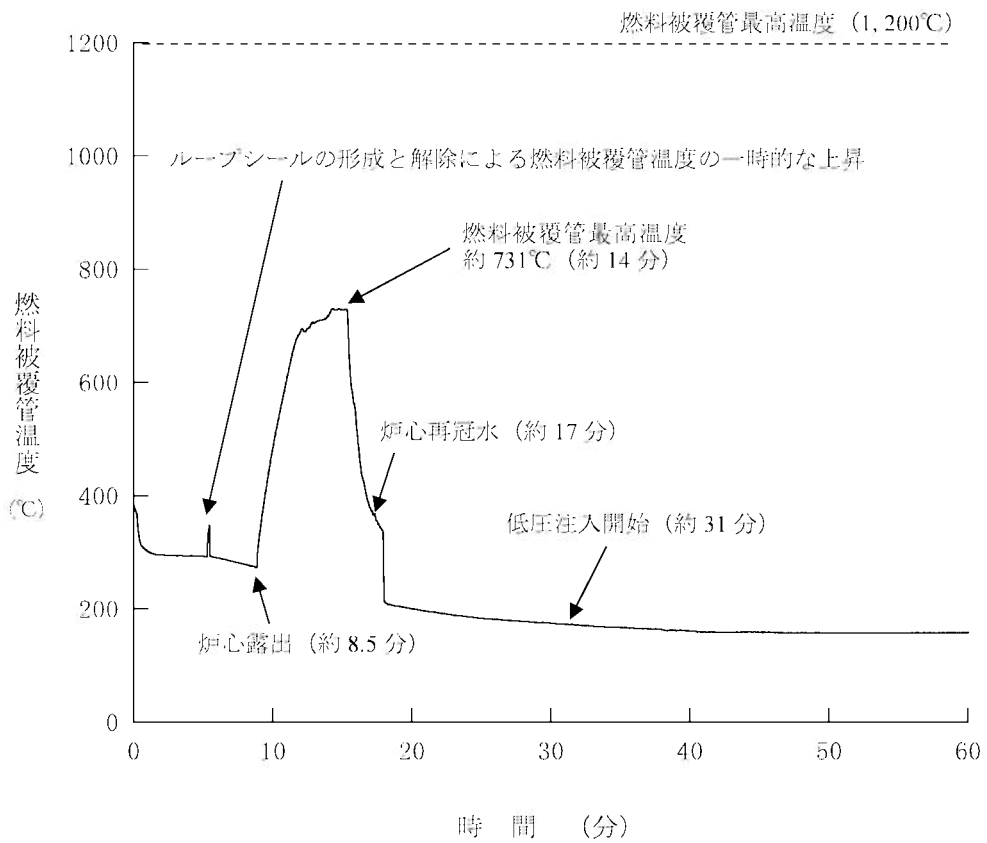
第1.15-257図 破断流量の推移(4インチ破断)



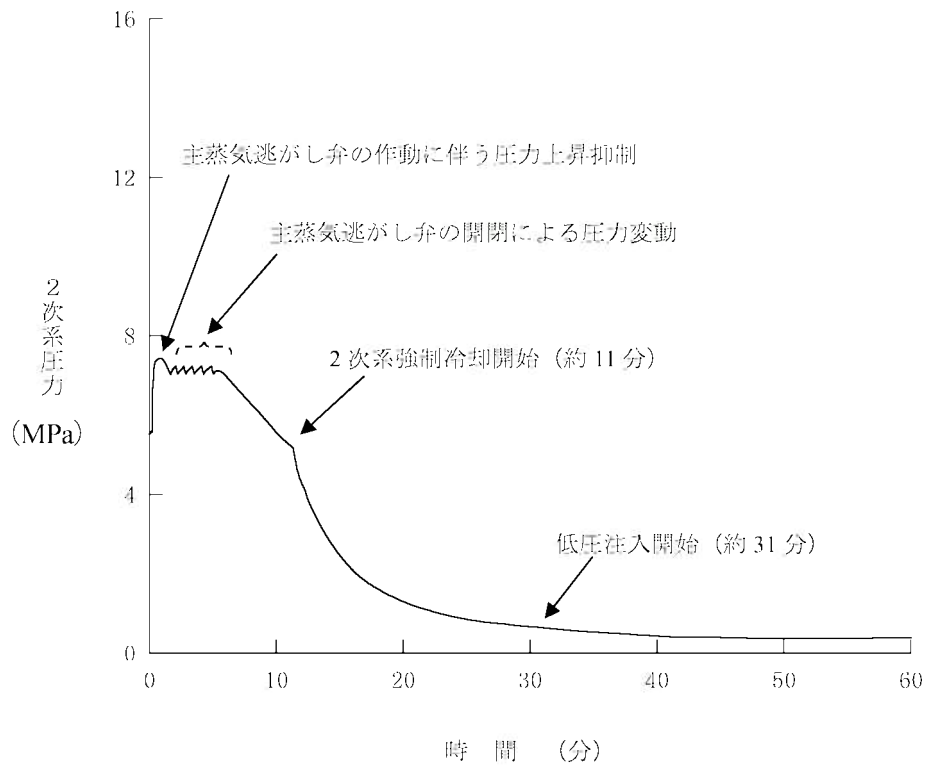
第1.15-258図 気泡炉心水位の推移(4インチ破断)



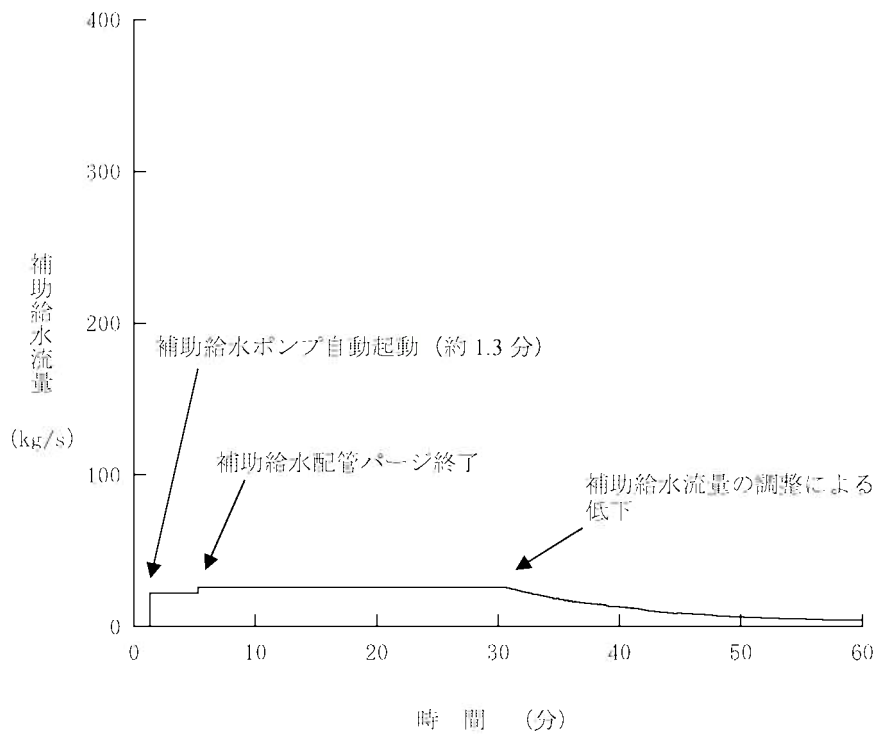
第1.15-259図 炉心入口流量の推移(4インチ破断)



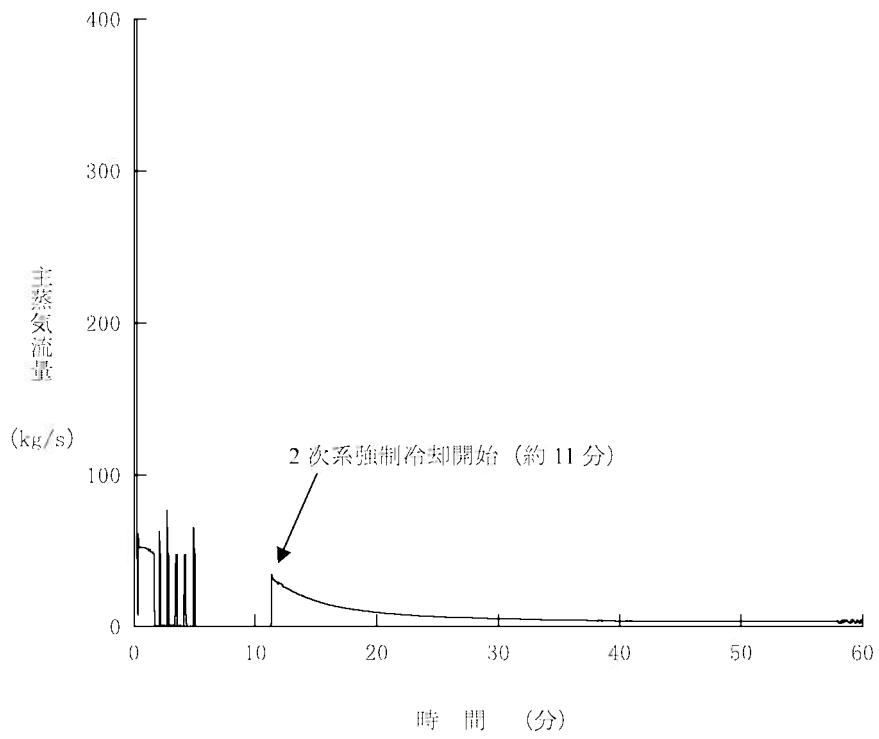
第1.15-260図 燃料被覆管温度の推移(4インチ破断)



第1.15-261図 2次系圧力の推移(4インチ破断)

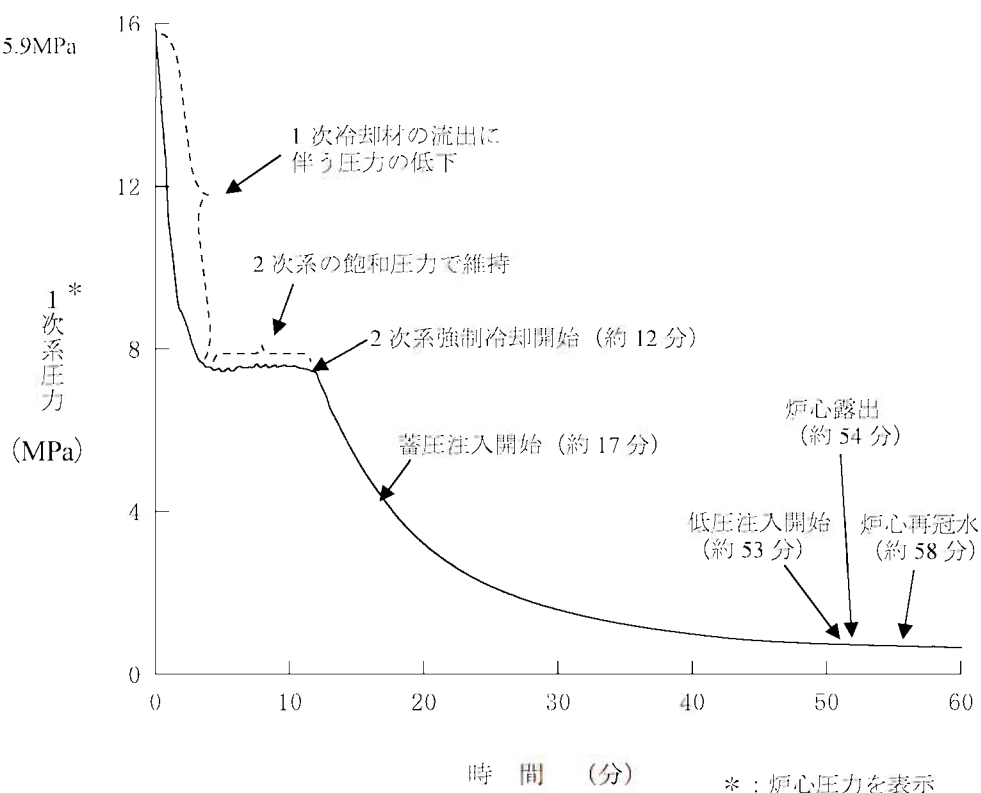


第1.15-262図 補助給水流量の推移(4インチ破断)

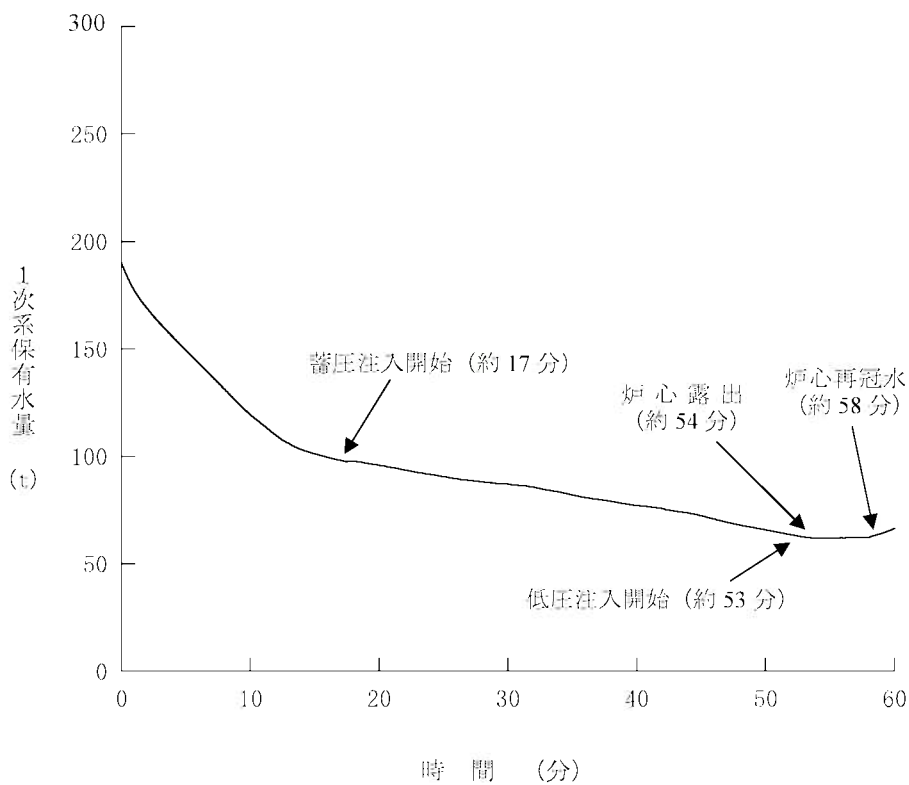


第1.15-263図 主蒸気流量の推移(4インチ破断)

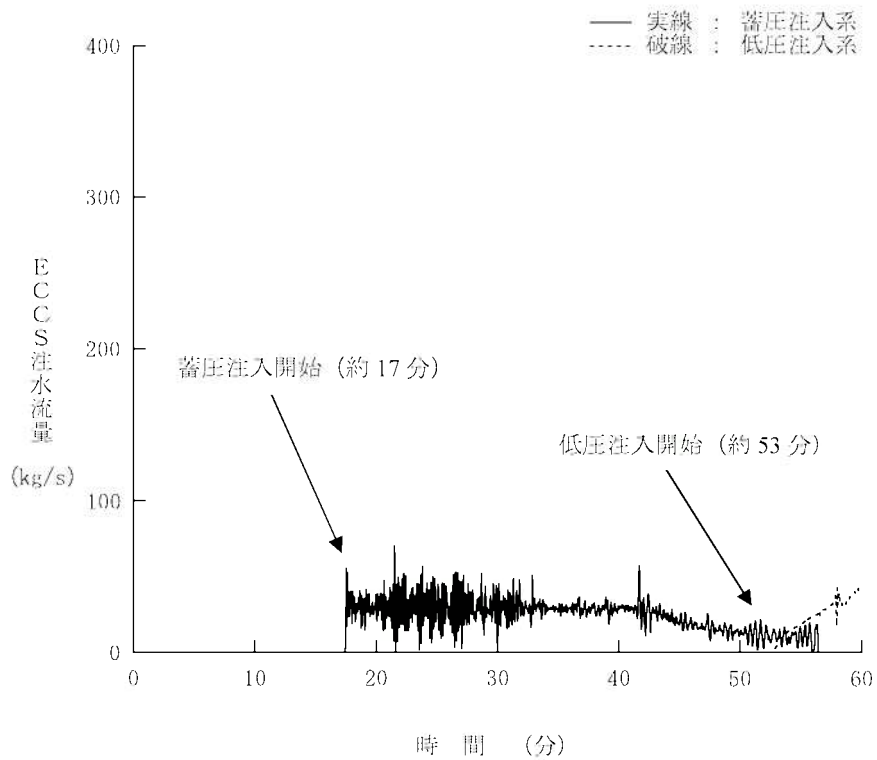
初期値：約15.9MPa



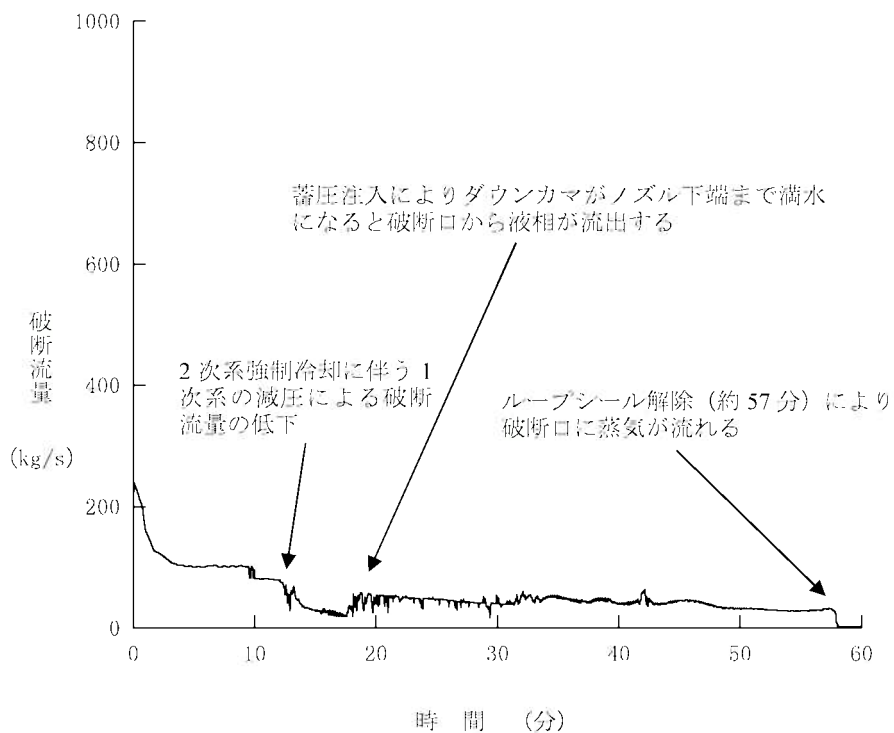
第1.15-264図 1次系圧力の推移(2インチ破断)



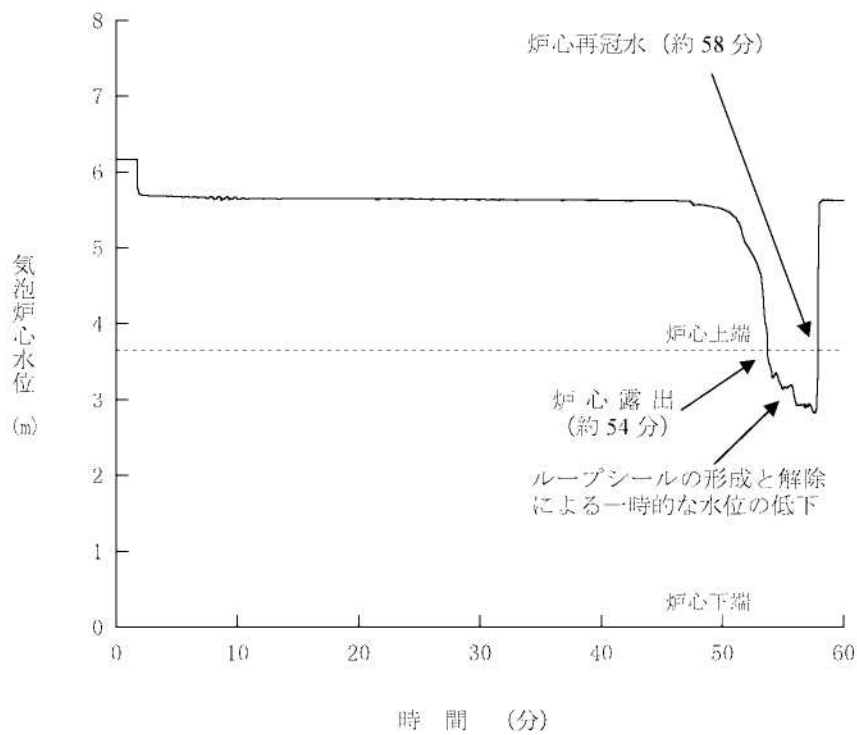
第1.15-265図 1次系保有水量の推移(2インチ破断)



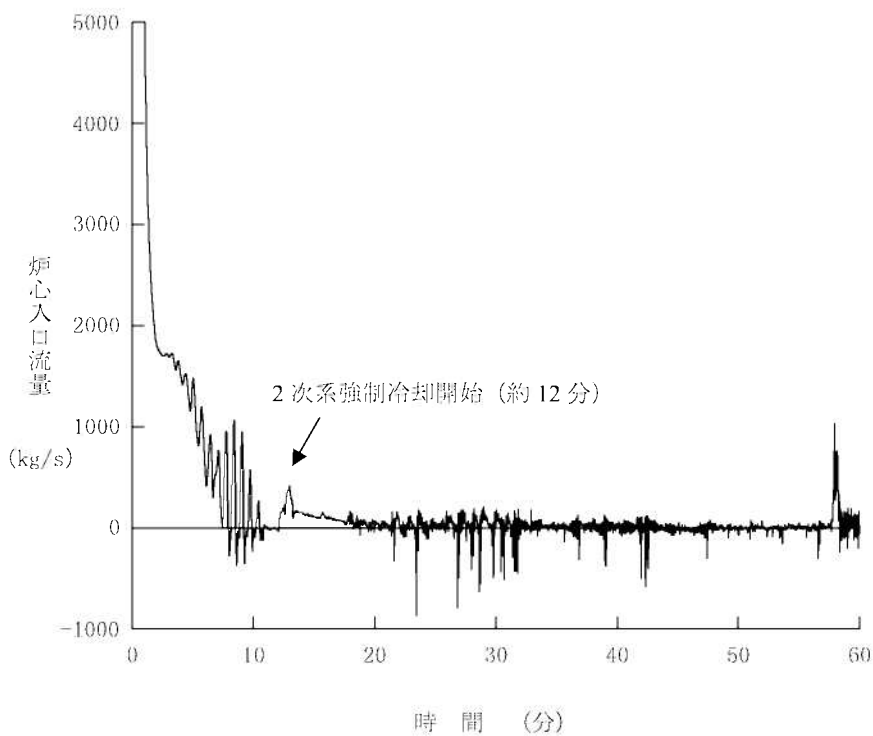
第1.15-266図 ECCS注水流量の推移(2インチ破断)



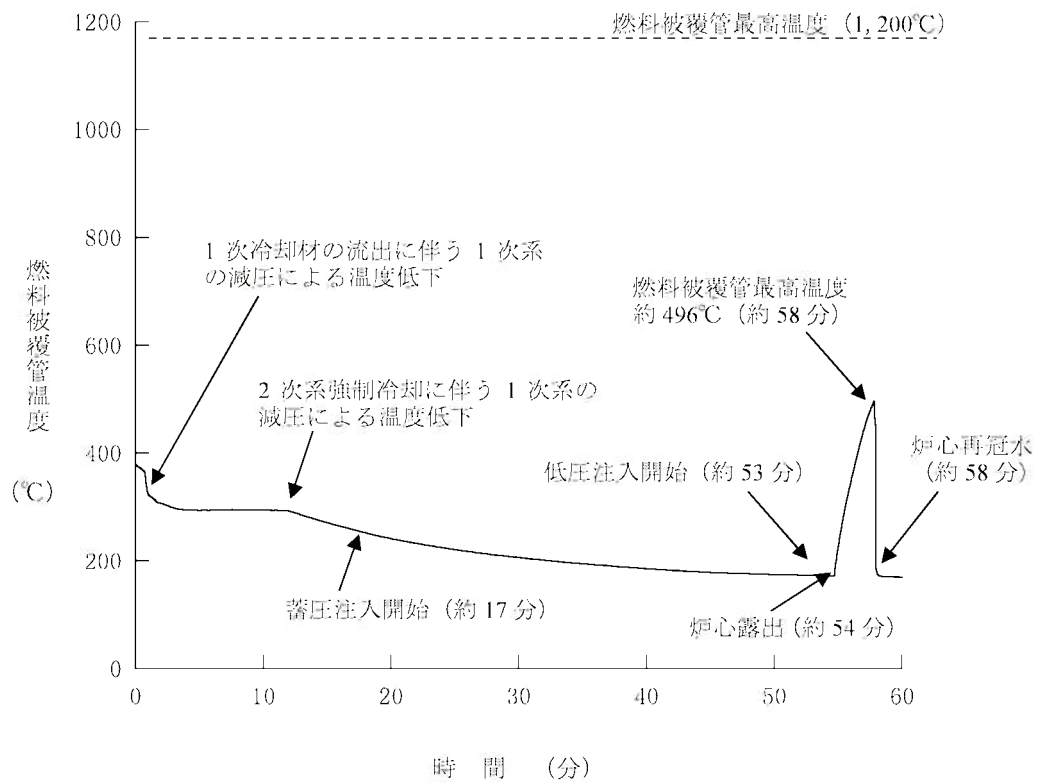
第1.15-267図 破断流量の推移(2インチ破断)



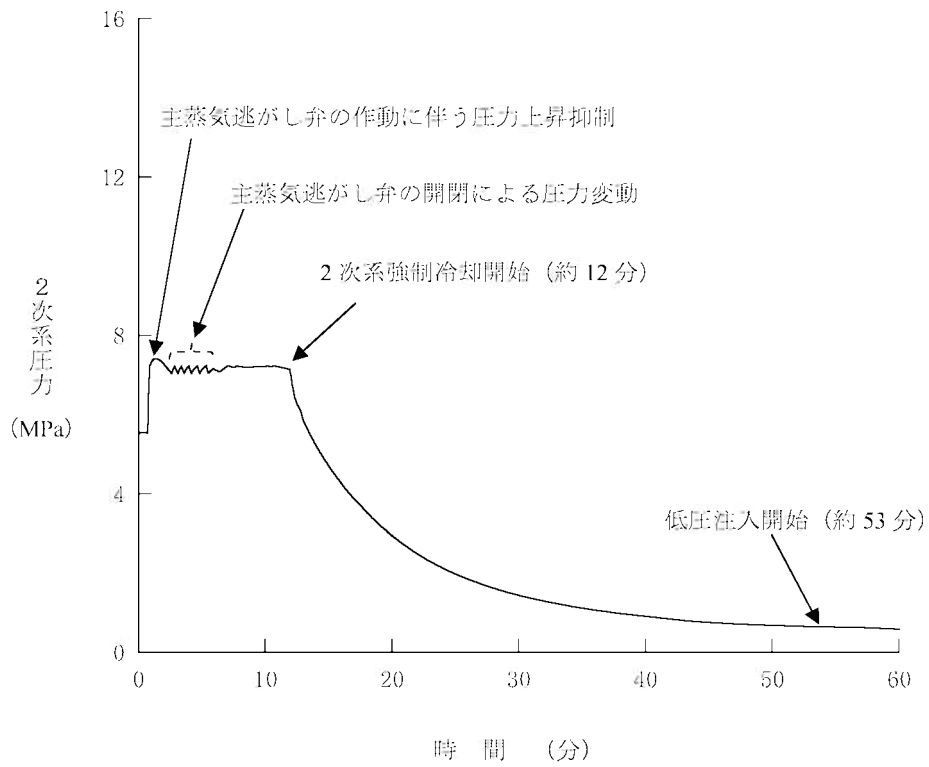
第1.15-268図 気泡炉心水位の推移 (2インチ破断)



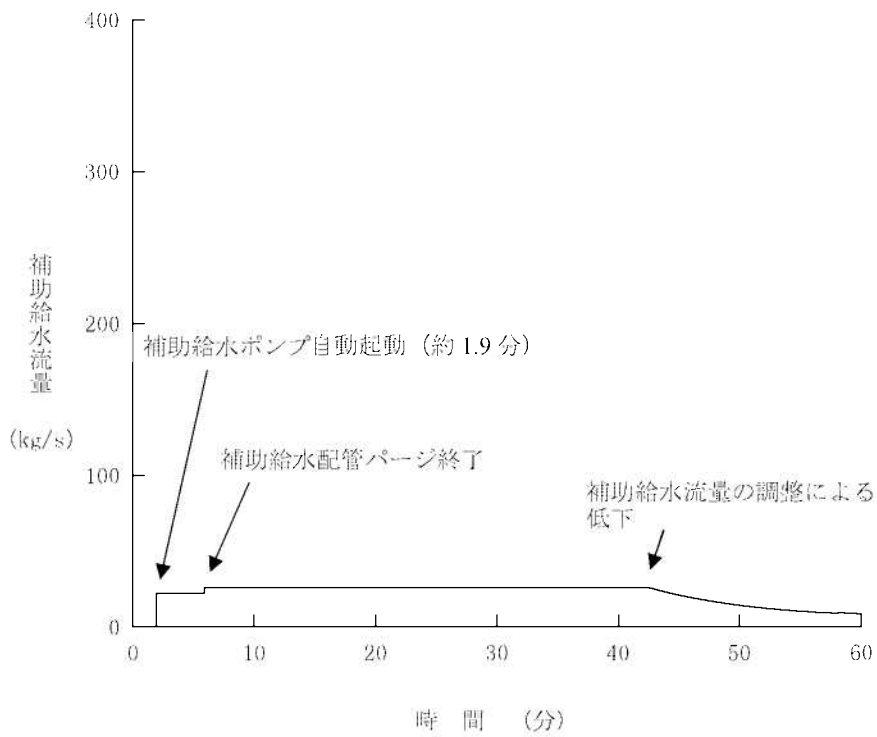
第1.15-269図 炉心入口流量の推移 (2インチ破断)



第1.15-270図 燃料被覆管温度の推移 (2インチ破断)



第1.15-271図 2次系圧力の推移(2インチ破断)



第1.15-272図 補助給水流量の推移(2インチ破断)