

表 2 泊 3 号炉における炉心平均評価用崩壊熱設定条件

項目	設定基準事象 (DBA) 評価用崩壊熱	有効性評価用崩壊熱	変更した理由
計算手法と不確定性	FP : 日本原子力学会推奨値 + 3σA アクチニド : ORIGEN2 評価値 × 1.2	同左	-
評価対象時間	~4 × 10 ⁶ 秒	~1 × 10 ⁷ 秒	有効性評価において、DBA で想定した 4 × 10 ⁶ 秒以降の解析を行う場合を考慮して、入力条件として作成した。
対象プラント	17 × 17 型 3 ループ	同左	-
線出力密度	17.1kW/m	同左	-
照射履歴	上記線出力密度にて連続照射 (中間停止は考慮せず)	同左	-
燃料タイプ	17 × 17 ウラン燃料及び 17 × 17 MOX 燃料	同左	-
対象燃料	48GWd/t 対応燃料 (48G 燃料) 燃料濃縮度 : 4.1wt% 55GWd/t 対応燃料 (55G 燃料) 燃料濃縮度 : 4.8 wt%	48G 燃料 燃料濃縮度 : 4.1wt% 55G 燃料 燃料濃縮度 : 4.8 wt%	有効性評価に用いる炉心平均評価用崩壊熱については、審査ガイドの記載内容「炉心の出力分布、炉心流量及び炉心崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる」を踏まえて、Pu 含有率と保管期間の条件を変更した。 Pu 含有率 : 炉心平均評価用崩壊熱の算定に当たって、MOX 燃料のすべての Pu 含有率をペレット最大 Pu 含有率制限値である 13wt% とすることは現実的ではないため、低 Pu 組成に対応する集合体平均 Pu 含有率とする。
	MOX 燃料 Pu 含有率 : 13 wt% Pu 組成 : 低 Pu 組成 ^{※3} Am-241 考慮 : 5 年保管相当	MOX 燃料 Pu 含有率 : 10.9 wt% Pu 組成 : 低 Pu 組成 ^{※4} Am-241 考慮 : 0 年保管相当	保管期間 : 炉心に装荷する全ての MOX 燃料が装荷までに 5 年間保管することを想定することは現実的ではないため、その期間を 0 年とする。
燃焼度	3 照射燃料は、集合体燃焼度制限までの燃焼を考慮 48G 燃料 16,32,48GWd/t 55G 燃料 18,37,55GWd/t MOX 燃料 15,30,45GWd/t	3 照射燃料は、集合体燃焼度制限までの燃焼を考慮 48G 燃料 16,32,48GWd/t 55G 燃料 18,37,55GWd/t MOX 燃料 15,35,45GWd/t	3 ループプラントでは、MOX 燃料を 2 照射で取り出すことも想定され(1 照射 : 16 体、2 照射 : 16 体、3 照射 : 8 体)、この場合、燃料の有効活用の観点から、取り出し時の集合体燃焼度が 30GWd/t を超えることが考えられる。有効性評価の対象時間を考慮すると、冷却時間が長くなると影響が強くなる。現れるアクチニド崩壊熱の効果を適切に見込む必要があるため、2 照射の集合体燃焼度を 30GWd/t よりも高めの 35GWd/t とすることで、より現実的な評価となるようにした。なお、燃焼度を高めに設定することは保守的な取り扱いとなる。
上乗せの仕方	ウラン炉心の評価値と MOX 炉心の評価値との包絡値 × 1.05 ここで、 ・ウラン炉心の評価値とは、ウラン燃料の包絡値 ・MOX 炉心の評価値とは、ウラン燃料の包絡値と MOX 燃料の評価値を体数重み (7:3) で平均したもの。	ウラン炉心の評価値と MOX 炉心の評価値との包絡値 × 1.02 ここで、 ・ウラン炉心の評価値とは、ウラン燃料の包絡値 ・MOX 炉心の評価値とは、ウラン燃料の包絡値と MOX 燃料の評価値を体数重み (117 体:40 体) で平均したもの。	DBA では代表的に 17 × 17 型 3 ループプラントで算出した崩壊熱曲線に基づいて、プラント共通の崩壊熱曲線を設定していたことから、他プラントの崩壊熱曲線を包絡するために、上乗せとして 1.05 を考慮していた。一方、有効性評価用崩壊熱曲線は、プラント毎の炉心・燃料条件に基づいて算出しているため、上乗せとしては、燃料集合体及び炉内構造物の放射化発熱のみを考慮すればよいことから、この上乗せを 5% から 2% に低減した (1.05 → 1.02)。また、MOX 燃料の装荷規模 (崩壊熱を平均する際の重み) を、30% から 泊 3 号炉設置変更許可申請書の最大装荷体数である 40 体 (約 25.5%) とした。
上乗せで考慮している影響	燃料集合体構造材放射化発熱 炉内構造物構造材放射化発熱 プラント・燃料仕様の差	燃料集合体構造材放射化発熱 炉内構造物構造材放射化発熱 プラント・燃料仕様の差	有効性評価用崩壊熱曲線は、プラント毎の炉心・燃料条件に基づいて崩壊熱曲線を算出していることから、プラント・燃料仕様の差 (プラントの違いによる出力密度の差及び燃料仕様の差に伴う崩壊熱の差) を上乗せから除外した。

※3 : Pu-238 / Pu-239 / Pu-240 / Pu-241 / Pu-242 / Am-241 = 2.1 / 54.5 / 25.0 / 7.3 / 6.4 / 4.7wt%

※4 : Pu-238 / Pu-239 / Pu-240 / Pu-241 / Pu-242 / Am-241 = 2.1 / 54.5 / 25.0 / 9.3 / 6.4 / 2.7wt%

表 3 各事象で使用している崩壊熱について

No.	事象名	M・RELAP5*1	MAAP
①	2次冷却系からの除熱機能喪失（主給水喪失＋補助給水失敗）	高温点*2	—
②	全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合） 原子炉補機冷却機能喪失	高温点*2	—
③	全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生しない場合）	高温点*2	—
④	原子炉格納容器の除熱機能喪失 （大LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ失敗）	—	炉心平均*2
⑤	原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失＋原子炉自動停止失敗及び負荷の喪失＋原子炉自動停止失敗）	高温点*3	—
⑥⑦⑧	ECCS注水機能喪失 （中小LOCA（6インチ、4インチ、2インチ）＋高圧注入失敗）	高温点*2	—
⑨	ECCS再循環機能喪失 （大LOCA＋低圧再循環／高圧再循環失敗）	—	炉心平均*2
⑩	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	高温点*2	—
⑪	格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損）	高温点*3	—
⑫	格納容器過圧破損、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用及び溶融炉心・コンクリート相互作用 （大LOCA＋ECCS注入失敗＋格納容器スプレイ失敗）	—	炉心平均*2
⑬	格納容器過温破損及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）	—	炉心平均*2
⑭	水素燃焼（大LOCA＋ECCS注入失敗）	—	炉心平均*2
⑮	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失（ミッドループ運転中の余熱除去システムの故障又は全交流動力電源喪失）	高温点*2	—
⑯	原子炉冷却材の流出（ミッドループ運転中の原子炉冷却材流出）	高温点*2	—

*1：原子炉停止機能喪失では、SPARKLE-2を使用。

*2：炉心平均挙動を解析する事象は炉心平均を用い、高温燃料棒を模擬した熱点解析を行う事象では高温点を用いる。

*3：炉心平均挙動を解析しているが、1次系圧力を高めに評価することを目的に高温点を用いている。

LOCA 時の破断位置設定の考え方について

重大事故対策の有効性評価において LOCA 事象を想定する場合の破断位置設定の考え方については以下のとおりである。

1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 破断位置

運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故のうち、LOCA 事象（原子炉格納容器の除熱機能喪失、ECCS 注水機能喪失、ECCS 再循環機能喪失）では、設置許可申請書添付書類十の安全解析の知見を踏まえ、以下の理由から低温側配管破断を想定している（図 1）。

- 低温側配管破断を想定する場合、炉心出口から破断点までの間に抵抗の大きい 1 次冷却材ポンプ、蒸気発生器が存在するため、炉心の冠水が遅れる。
- 低温側配管破断を想定する場合、破断ループに接続された ECCS 注入系の作動に期待できないことから、炉心注水が減少するため、炉心冷却能力が低下する。
- 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」については、炉心冷却能力の観点に加え、蒸気発生器 2 次側保有熱量が原子炉格納容器内に放出されることから低温側配管破断を想定している。なお、ECCS による炉心注入及び高压再循環運転の成功を仮定しているため、LOCA 後の長期の原子炉格納容器圧力、温度に対する破断位置による差異は小さい。

(2) 破断口径

配管の両端破断を想定することで、原子炉からの 1 次冷却材の流出が大きくなり、炉心冷却性が厳しくなる。ただし、「ECCS 注水機能喪失」では高压注入機能が喪失した場合に、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しくなる中破断 LOCA のスプリット破断を想定している。

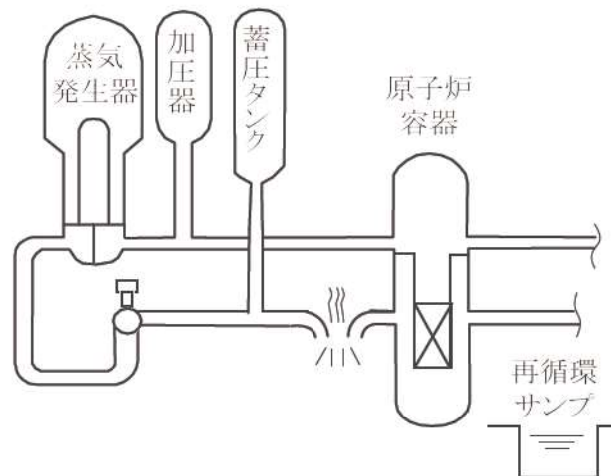


図 1 低温側配管破断の概要図

2. 重大事故

(1) 破断位置

重大事故のうち、LOCA 事象（格納容器過圧破損、溶融炉心・コンクリート相互作用、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用、水素燃焼）では、運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故のように ECCS 注水機能に期待しておらず、以下の理由から高温側配管破断を想定している（図2）。

○ECCS 注水に期待していないこと、また、静的機器となる蓄圧タンクからの注水のみでは炉心冠水を維持できないことから、炉心冠水及び ECCS 系統数の影響がなくなる。したがって、高温側配管破断を想定する場合、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まり、厳しい想定となる。

(2) 破断口径

配管の両端破断を想定することで、原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の観点で厳しくなる。

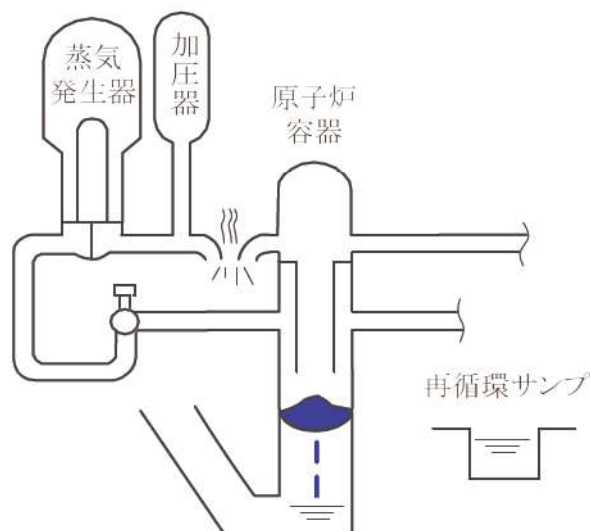


図2 高温側配管破断の概要図

解析に使用する反応度添加曲線について

重大事故等対策の有効性評価において使用する制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線を図1に示す。

また、ステップ2燃料（55GWd/t）装荷炉心及びMOX燃料装荷炉心における制御棒挿入時間と添加反応度の関係について、トリップ反応度曲線の評価値（MOX燃料装荷炉心、ステップ2燃料装荷炉心）を安全解析使用値とともに図2に示す。

図2のトリップ反応度曲線の評価値は、実際の炉心設計における軸方向出力分布により、炉心下部方向に歪んだ分布*により計算している。このため、制御棒落下による炉心上部での添加反応度は、この評価値よりさらに添加反応度が小さくなるように設定されたものである。安全解析に使用する添加反応度は、この評価値よりもさらに添加反応度が小さくなるように設定されたものである。

以上より、図1の重大事故等対策の有効性評価に使用される制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線が得られる。

*：通常運転時からキセノン振動を強制的に励起させ、実際には生じえないほどの軸方向出力分布が炉心下部に歪む時点の出力分布を使用している。

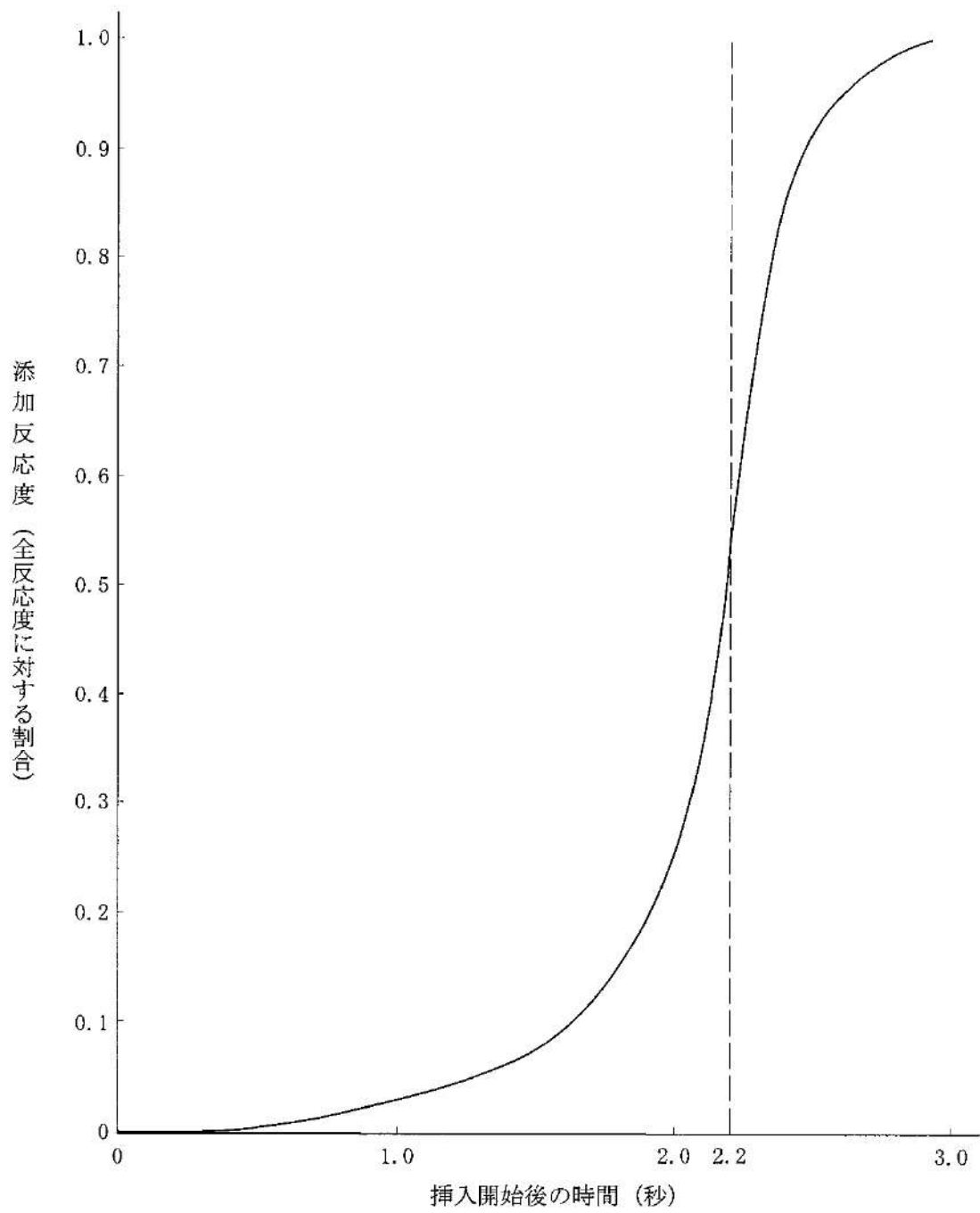


図1 トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線

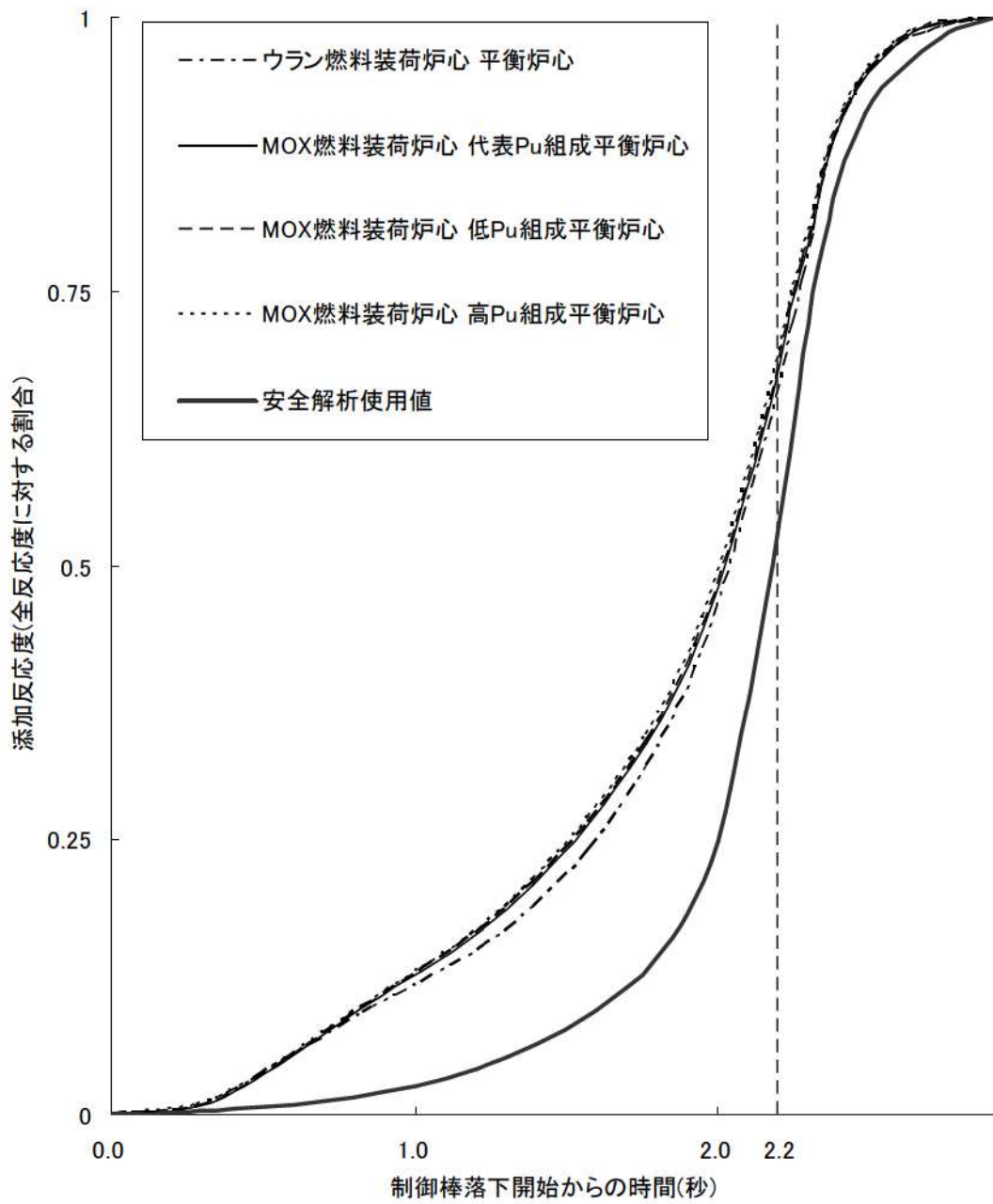


図2 トリップ時の制御棒クラススタ挿入による反応度添加曲線
(トリップ反応度曲線の評価値と安全解析使用値を併せて記載)

加圧器逃がし弁／安全弁及び主蒸気逃がし弁／安全弁作動圧力の設定の考え方について

有効性評価における加圧器逃がし弁/安全弁及び主蒸気逃がし弁/安全弁の作動開始圧力を表1に示す。作動開始圧力としては、原則として設計値を用いるが、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁は、「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」解析において、設計の妥当性を確認している安全設備であることから、今回の有効性評価においても、保守的に作動開始圧力と全開時の圧力を高めに設定した値を使用している。

表1 安全解析で期待する加圧器逃がし弁／安全弁及び主蒸気逃がし弁／安全弁の作動設定値

弁	作動設定値(MPa[gage])	備考
加圧器逃がし弁	開開始圧力：□	実機設定圧通り
加圧器安全弁	開開始圧力：□ 全開圧力：□	開開始圧力は高めに実機設定圧 ^{※1} の□倍としている。 全開圧力は高めに実機設定圧 ^{※1} に対して□倍としている。
主蒸気逃がし弁	開開始圧力：□	実機設定圧通り
主蒸気安全弁	第1弁開開始圧力：□ 第1弁全開圧力：□ 第2弁開開始圧力：□ 第2弁全開圧力：□ 第3弁開開始圧力：□ 第3弁全開圧力：□	開開始圧力は高めに実機設定圧 ^{※1} の□倍としている。 全開圧力は高めに実機設定圧 ^{※1} に対して□倍としている。

※1 実機設定圧は表2参照

表2 実機での加圧器安全弁／主蒸気安全弁作動設定値

弁	作動設定値(MPa[gage])
加圧器安全弁	17.16
主蒸気安全弁	第1弁：7.48 第2弁：7.65 第3弁：7.85

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価条件について

1. 使用済燃料ピット概要図

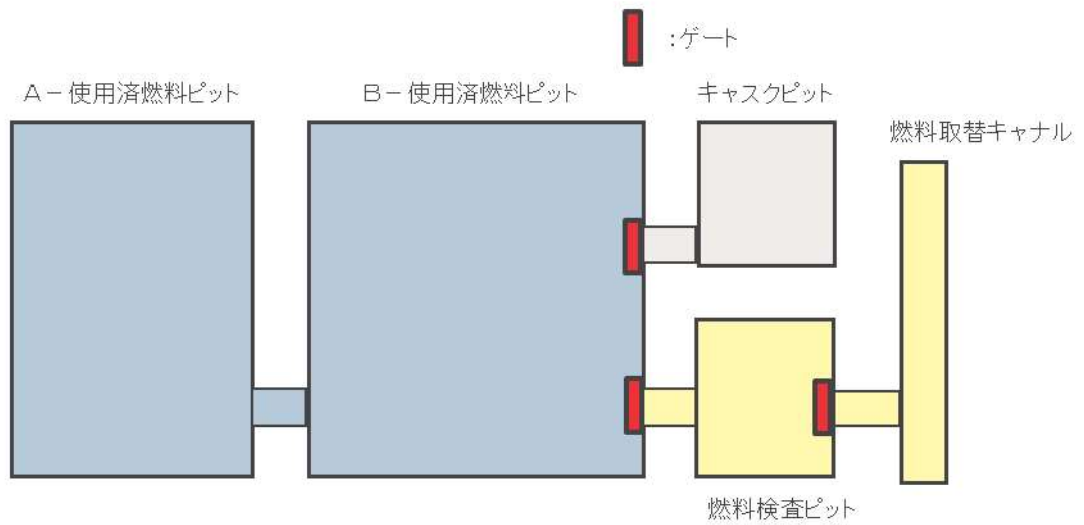


図1 使用済燃料ピット概略図（平面図）

※通常運転時は、A、B-使用済燃料ピット（上図の 箇所）と燃料検査ピット及び燃料取替チャンネル（上図の 箇所）は、ゲートで分離されている。
 定期事業者検査中は燃料取出しのために上図 箇所に水張りを行い、A、B-使用済燃料ピットは燃料検査ピット及び燃料取替チャンネルと接続される。

2. 使用済燃料ピットの崩壊熱及びピット水量

① 定期事業者検査中

使用済燃料の崩壊熱の設定条件として崩壊熱が高めとなるよう燃料取出し直後の状態を想定することから、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットには燃料取出しのために水張りを行っており、A、B-使用済燃料ピットは燃料検査ピット及び燃料取替キャナルと接続されている状態である。

このため、有効性評価における条件を以下のとおり想定する。

表1 設定値（定期事業者検査中）

	有効性評価にて使用した設定値	設定の考え方
崩壊熱※1	11.508MW	A、B-使用済燃料ピットそれぞれ貯蔵容量満杯に保管された場合のA、B-使用済燃料ピット合計の崩壊熱を考慮 【原子炉から一時的に取り出された1回、2回及び3回照射燃料全てを使用済燃料ピットに保管し、燃料取出期間を7.5日とした場合の崩壊熱】
評価水量※2	630m ³	A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットが接続された状態での必要遮蔽水厚の水量を考慮
	362m ³	

※1：崩壊熱の評価条件

※2：上段が想定事故1の評価水量、下段が想定事故2の評価水量を示す。

表2 燃料条件（定期事業者検査中）

燃料条件		ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%) MOX燃料 (最高燃焼度：45GWd/t)
貯蔵体数	A-使用済燃料ピット	600体
	B-使用済燃料ピット	840体
	合計	1,440体

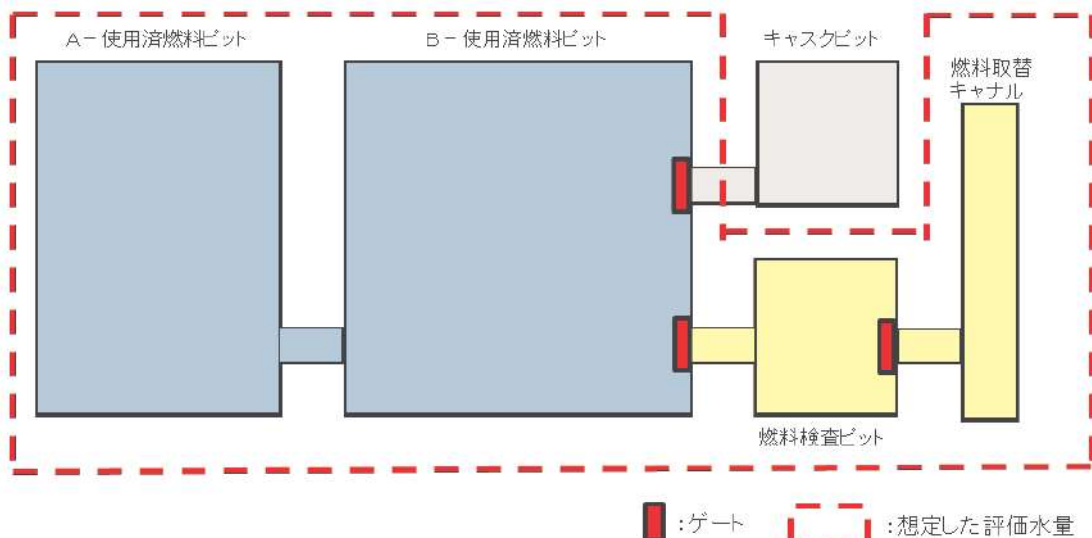


図1 使用済燃料ピット概略図（平面図）

② 通常運転中

通常運転中は、燃料検査ピット及び燃料取替チャンネルに水を張っておらず、A、B－使用済燃料ピットのみに水を張っている期間が存在する。

このため、有効性評価における条件を以下のとおり想定する。

表3 設定値（通常運転中）

	有効性評価にて使用した設定値	設定の考え方
崩壊熱※1	5.122MW	原子炉から一時的に取り出された1回及び2回照射燃料を使用済燃料ピットから炉心に再装荷し、定期事業者検査期間を30日とした場合の崩壊熱を設定。
評価水量※2	525m ³	A、B－使用済燃料ピットのみに水を張っている状態での必要遮蔽水厚の水量を考慮
	303m ³	

※1：崩壊熱の評価条件

※2：上段が想定事故1の評価水量、下段が想定事故2の評価水量を示す。

表4 燃料条件（通常運転中）

燃料条件		ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%) MOX燃料 (最高燃焼度：45GWd/t)
貯蔵体数	A－使用済燃料ピット	600体
	B－使用済燃料ピット	840体
	合計	1,440体

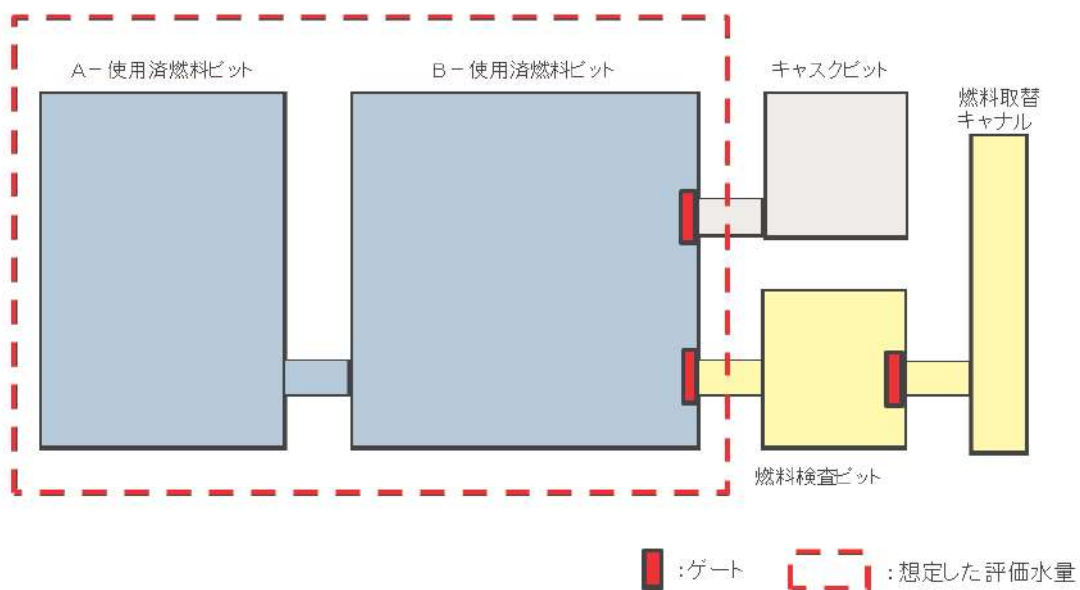


図2 使用済燃料ピット概略図（平面図）

3. 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率」の計算条件について

「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率」については、以下の計算方法により求めている。

(1) 使用済燃料の線源強度

使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている原子炉停止後100時間の線源強度を使用しており、使用済燃料ピットに貯蔵されている全ての燃料集合体に対して適用している。これは、泊3号炉にて使用されている高燃焼度ステップ2ウラン燃料（最高燃焼度55,000MWd/t）及びMOX燃料（最高燃焼度45,000MWd/t）について、ORIGEN2コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。

(2) 水面線量率

線量率は、点減衰核積分コードであるSPAN-SLABコードを用いて計算している。使用済燃料は直方体形状にモデル化し、燃料集合体1体あたりの水面線量率に対して、使用済燃料ピットの最大貯蔵体数をかけて水面線量率を求めている。

計算式は以下のとおりである。

$$D(E) = K(E) \int_V \frac{S(E)}{4\pi r^2} B(E) \cdot e^{-b} dV$$

ここで、

$D(E)$: 線量率 (mSv/h)

$S(E)$: 線源強度 (MeV/(cm³・s))

$K(E)$: 線量率の換算係数 ((mSv/h)/(MeV/(cm²・s)))

$B(E)$: ビルドアップファクタ

$$B(E) = A \cdot e^{(-\alpha_1 \cdot b)} + (1 - A) \cdot e^{(-\alpha_2 \cdot b)}$$

A 、 α_1 、 α_2 は定数

r : 線源から計算点までの距離 (cm)

V : 線源体積 (cm³)

b : 減衰距離

$$b = \sum_{i=1}^n \mu_i \cdot t_i$$

μ_i : 物質 i の線減衰係数 (cm⁻¹)

$$\mu_i = (\mu/\rho)_i \times \rho_i$$

$(\mu/\rho)_i$: 物質 i の質量減衰係数 (cm²/g)

ρ_i : 物質 i の密度 (g/cm³)

t_i : 物質 i の透過距離 (cm)

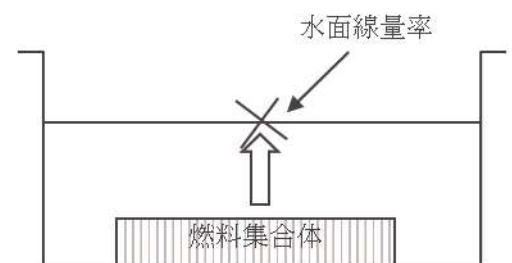


図1 使用済燃料ピットの線源強度概要
SFPの水面線量率
=燃料集合体1体からの水面線量率
×SFP最大貯蔵体数

4. 放射線の遮蔽が維持される水位について

放射線の遮蔽が維持される水位については、以下のとおり使用済燃料ピット保有水の水位が低下した場合でも、使用済燃料ピット中央水面での線量率は、燃料取替時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値を超えない範囲である。

(1) 想定事故 1

a. SFP保有水高さ

燃料集合体より上の水の高さ
=約7.62m

b. 必要遮蔽厚

下記グラフから4.25m以上

c. 許容水位低下量

a - b =約3.37m

安全側に3.3mとする。

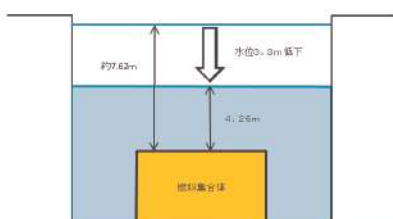


図1 使用済燃料ピット水位量概略図(想定事故1)

2) 想定事故 2

a. SFP保有水高さ

燃料集合体より上の水の高さ
=約6.27m

b. 必要遮蔽厚

下記グラフから4.25m以上

c. 許容水位低下量

a - b =約2.02m

安全側に2.0mとする。

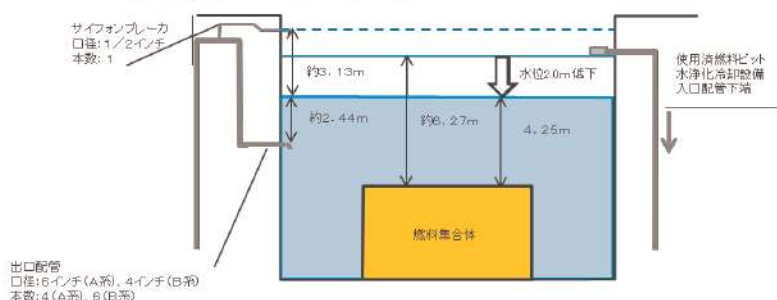


図2 使用済燃料ピット水位量概略図(想定事故2)

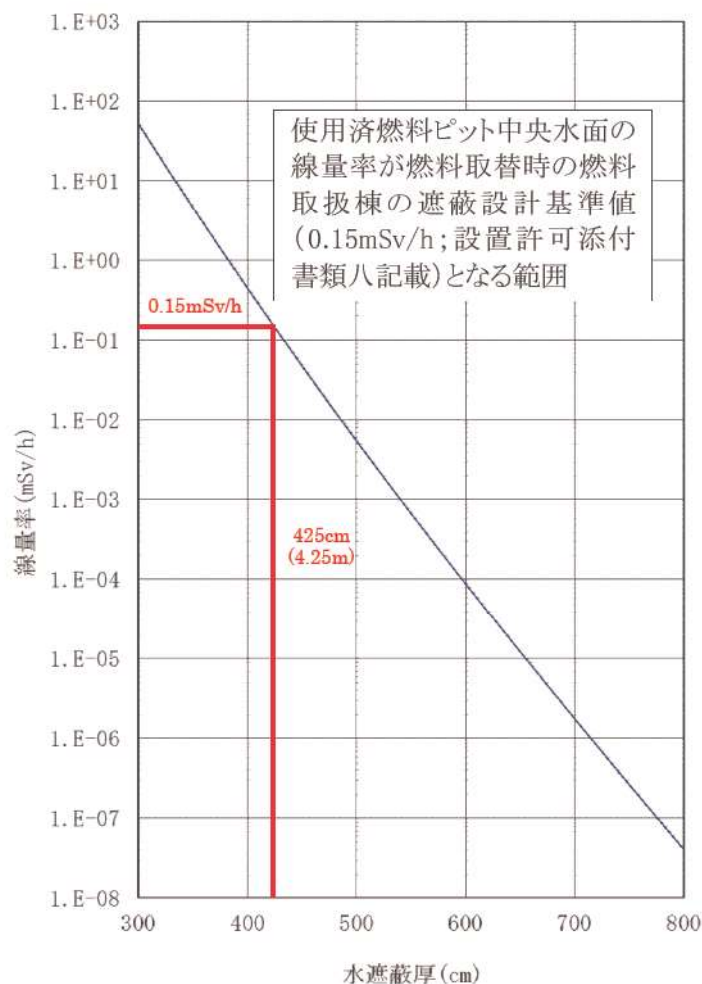


図3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率

※水温52℃、燃料有効部からの評価値。
100℃の水を考慮した場合、必要水厚は、約11cm増加するが、本評価では、燃料有効部から \square 余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水厚として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮蔽を考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。

\square 部は機密情報に属しますので公開できません。

5. 燃料取替スキーム

(1) 使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷 (停止時)

取出燃料	泊3号炉燃料						泊1, 2号炉燃料			
	冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料		ウラン燃料 崩壊熱 (MW)	
		取出 燃料数	崩壊熱 (MW)	取出 燃料数	崩壊熱 (MW)		取出 燃料数	崩壊熱 (MW)		
今回取出	7.5日	16体	0.978	39体	1.712	—	—	—	—	
今回取出	7.5日	16体	1.110	39体	1.855	—	—	—	—	
今回取出	7.5日	8体	0.571	39体	1.988	—	—	—	—	
1サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 1+7.5日	※1	0.176	39体	0.234	—	—	—	—	
2サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 2+7.5日	※1	0.088	39体	0.127	2年	40体×2	0.256	0.168	
3サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 3+7.5日	※1	0.062	39体	0.084	(13ヶ月+30日) × 1+2年	40体×2	0.168	0.168	
4サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 4+7.5日	※1	0.053	39体	0.064	—	—	—	—	
5サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 5+7.5日	※1	0.049	—	—	—	—	—	—	
6サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 6+7.5日	※1	0.047	—	—	—	—	—	—	
7サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 7+7.5日	※1	0.045	—	—	—	—	—	—	
・・・	・・・	・・・	・・・	—	—	—	—	—	—	
59サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 59+7.5日	※1	0.025	—	—	—	—	—	—	
60サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 60+7.5日	※1	0.025	—	—	—	—	—	—	
61サイクルル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 61+7.5日	8体	0.013	—	—	—	—	—	—	
小計	—	1,008体	5.020	273体	6.064	—	160体	0.424	0.424	
合計	取出燃料体数 ^{※2}	1,441体		11,508MW		崩壊熱				

※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体 ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1440体

(2) 使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷 (運転時)

取出燃料	泊3号炉燃料						泊1, 2号炉燃料			
	冷却期間		MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間		ウラン燃料	
		取出燃料数	崩壊熱 (MW)	取出燃料数	崩壊熱 (MW)	取出燃料数	崩壊熱 (MW)	冷却期間	取出燃料数	崩壊熱 (MW)
今回取出	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
今回取出	30日	8体	0.376	—	—	—	—	—	—	—
今回取出	30日	8体	0.390	39体	1.094	—	—	—	—	—
1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×1+30日	※1	0.166	39体	0.224	—	—	—	—	—
2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×2+30日	※1	0.085	39体	0.124	—	—	2年	40体×2	0.256
3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×3+30日	※1	0.062	39体	0.081	—	—	(13ヶ月+30日) ×1+2年	40体×2	0.168
4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×4+30日	※1	0.053	39体	0.063	—	—	—	—	—
5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×5+30日	※1	0.049	—	—	—	—	—	—	—
6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×6+30日	※1	0.047	—	—	—	—	—	—	—
7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×7+30日	※1	0.045	—	—	—	—	—	—	—
・・・	・・・	・・・	・・・	—	—	—	—	—	—	—
59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×59+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—	—	—
60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×60+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—	—	—
61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×61+30日	8体	0.013	—	—	—	—	—	—	—
小計	—	984体	3.112	195体	1.586	—	—	—	160体	0.424
合計	取出燃料体数 ^{※2}	1,339体		崩壊熱		5.122MW				

※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体 ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1440体

(参考) 事象発生時の使用済燃料ピットの初期水温設定について

使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水温は、実測値を踏まえ設定したものである。
以下に、至近の燃料取出完了後の使用済燃料ピットの水温実測値の最高値を示す。

表1 各号機の使用済燃料ピット水温 (運転中、定期検査中)

a. 泊発電所3号機(定期検査中)

定期検査回数 (年度)	1回 (2011)	2回 (2012)
SFP水温	21.8	29.5

(運転中(参考))

年	2009	2010	2011	2012
SFP水温	25.1	25.9	26.3	12.2

b. 泊発電所1号機(定期検査中)

定期検査回数 (年度)	14回 (2007)	15回 (2008)	16回 (2009)	17回 (2011)
SFP水温	25.0	35.0	23.5	31.8

(運転中(参考))

年	2007	2008	2009	2010	2011
SFP水温	31.5	26.0	27.5	33.5	15.0

c. 泊発電所2号機(定期検査中)

定期検査回数 (年度)	13回 (2008)	14回 (2009)	15回 (2010)	16回 (2011)
SFP水温	31.5	24.5	29.0	43.0

(運転中(参考))

年	2007	2008	2009	2010	2011
SFP水温	29.0	29.0	30.0	32.0	29.0

以上に示すとおり、定期検査中の使用済燃料ピット水温の最高値は約 21℃～43℃の間で分布しており、最適評価として初期水温を 40℃に設定した。

また、運転中の使用済燃料ピット水温の最高値は約 12℃～34℃の間で分布しており、最適評価として初期水温を 30℃に設定した。

3 ループ標準値を用いた解析から泊3号炉の個別解析に見直した経緯 及び見直しに伴う影響について

泊3号炉の重大事故等対策の有効性評価において、当初申請では国内 PWR において代表性のある3ループ標準プラントデータ（以下、「3ループ標準値」という。）をベースとして用いた解析を実施していたが、今回、個別プラントの設計条件を用いた解析（以下、「個別解析」という。）へと見直したことから、解析条件を見直した経緯及びその影響について以下にまとめた。

1. 解析条件を見直した経緯について

- ・泊3号炉の原子炉設置変更許可申請時における重大事故等対策の有効性評価にあたっては、審査ガイド類に則って評価を行うことを前提としつつ、効率的な解析作業を進めることも念頭に置き、3ループ標準値を解析の入力条件として可能な限り活用した評価を行った。

なお、一部の入力条件に3ループ標準値を採用することの妥当性確認については、平成26年1月28日の審査会合において説明済である。

- ・その後、個別解析を実施する十分な時間が確保出来たことから、全事象において泊3号炉の個別プラントの設計条件を用いた解析を改めて実施した。

2. 見直しに伴う影響について

当初申請解析（3ループ標準値をベースとして使用）と個別解析との間で、解析条件の相違による双方の解析結果の差を以下のとおり確認した。

なお、「原子炉停止機能喪失」については、当初申請解析と個別解析の間で解析結果に有意な影響を与えるパラメータである減速材温度係数を見直していることから、ここでの比較・考察の対象外とする。

■解析条件の差が解析結果及び事象進展に及ぼす影響（別紙1、別紙2）

①補助給水流量

解析条件で両者の差が比較的大きい項目として「補助給水流量」が挙げられる。泊3号炉では、設備の合理化のため、リファレンスプラントと比較してタービン動補助給水ポンプの容量を低減している（別紙5）。このため、タービン動補助給水ポンプ1台による補助給水となる「全交流動力電源喪失」では、個別解析の方が蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向があるが、炉心の健全性に影響を及ぼすパラメータである「1次系保有水量」、「燃料被覆管温度」等はほぼ同様の挙動を示していることから、1次系からの除熱に必要な補助給水流量を確保出来ていることを確認した。

（別紙1-1（2/8）、別紙2-1（12/43）、（17/43））

②ポンプの注入特性

「余熱除去ポンプの注入特性」は、個別解析の方が高圧時の注入流量が若干多くなる特性となっている。これにより、「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」の「燃料被覆

管温度」は、当初申請解析ではごく短時間ではあるが燃料が露出するため燃料被覆管温度が初期値から上昇するが、個別解析では終始冠水しているため上昇しない。いずれも燃料被覆管温度は制限値に対して十分に低く問題ない。

(別紙1-1 (5/8)、別紙2-1 (33/43))

③CV関連パラメータ

「CV自由体積」は個別解析の方が若干小さく、「CV再循環ユニットの除熱特性」も若干低いため、「原子炉格納容器圧力」及び「原子炉格納容器雰囲気温度」が高めに推移する傾向となる。これにより、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」、「格納容器過圧破損」及び「格納容器過温破損」の「原子炉格納容器圧力」及び「原子炉格納容器雰囲気温度」においては、CVの最高圧力・温度が異なってくるが、その差は小さい。(CV圧力・温度は個別解析の方が最大値で約0.025MPa[gage] (過圧破損)、約3°C高い (過温破損))

(別紙1-1 (3/8)、別紙1-2 (1/3)、(2/3)、

別紙2-1 (20/43)、(21/43)、別紙2-2 (1/11)、(3/11)、(6/11)、(7/11))

④1次冷却材平均温度 (初期)

電気出力向上のため、泊3号機 (電気出力912MWe) ではリファレンスプラントである伊方3号機 (電気出力890MWe) よりも原子炉容器出口温度を高く設定している。なお、原子炉容器出口温度の設定に当たっては、国内既設4ループ (325°C) を参考に、熱的裕度を確保し、燃料被覆管腐食制限等を逸脱しないような値として325.0°Cと設定している。これに伴い、1次冷却材平均温度 (初期) は3ループ標準値 (302.3+2.2°C) に対して306.6+2.2°Cと4.3°C高くなり、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きい、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。

(別紙1-1、別紙1-2)

⑤その他の項目

その他の項目に関しては、解析条件の差が解析結果に与える影響は小さく、事象進展では細かい挙動の違いが見られるものもあるが、ほぼ同様の挙動となっている。

なお、解析条件に直接は関係がないものの、リファレンスプラントである伊方3号機と違い、泊3号機では55GWd/t+1/4MOXを設計ベースとしていることから、燃料取替用水ピットのほう素濃度増加による設備面でのデメリットを回避するためほう酸注入タンクを設置している。

■評価項目に対する解析結果の比較 (別紙3)

ここでは重大事故等対策の有効性評価の各事故シーケンスグループ等における判断基準となる評価項目について、当初申請解析と個別解析の解析結果を一覧表にまとめた。

評価項目に対する解析結果で両者の差が比較的大きなものとして「原子炉格納容器圧力」が挙げられるが、これは主にCV自由体積及び格納容器再循環ユニットの除熱特性の差によるものである。個別解析の結果の方が圧力、温度ともにやや高めとなっているが、判断基準に対しては十分余裕があり、原子炉格納容器圧力バウンダリの健全性に影響はないことを確認した。

その他の評価項目については、両者の差は小さく、また、判断基準に対して大きな余裕があることを確認した。

■運転員等操作に対する解析結果の比較（別紙4）

運転員等操作に対する解析結果は、いずれも事象発生からの経過時間に大きな差はなく、運転操作上の余裕の観点からも評価結果に大きな影響を与えていないことを確認した。

以 上

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「2次冷却系からの除熱機能喪失」(主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652×1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けない。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2(UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
炉心バイパス流量	4.0%	6.5%	炉心バイパス流量の差は2.5%であり、炉心冷却に寄与しない流れが増えるため評価としては厳しくなる方向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	1000	型式差により、個別解析の方がRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG2次側保有水量は個別解析の方が2t大きい。初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG2次側保有水量	48t/基	50t/基	
加圧器逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	2個、95t/h/個、 <input type="text" value=""/> MPa[gage]	同左	相違なし
高圧注入ポンプ(台数、注入特性)	2台、最小注入特性(0m ³ /h~約250m ³ /h、0MPa[gage]~約12.7MPa[gage])	2台、最小注入特性(0m ³ /h~約230m ³ /h、0MPa[gage]~約13.0MPa[gage])	個別解析の方が高圧時の炉心注入流量が若干多くなくなる注入特性であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
重大事故等対策	フィードアンドブリード ・条件:SG広域水位0%以下 ・運転員操作時間:5分	同左	相違なし

: 当初申請解析とのパラメータの相違点

: 相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「全交流動力電源喪失」(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の喪失及びRCPシールドLOCAが発生する事故)
(「原子炉補機冷却機能喪失」も同じ)

「全交流動力電源喪失」(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が喪失する事故)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652×1.02MWT	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント起動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気迷がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けない。
炉心崩壊熱	AESJ+OR16EN2(UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
炉心バイパス流量	4.0%	6.5%	炉心バイパス流量の差は2.5%であり、炉心冷却に寄与しない流れが増えるため評価としては厳しくなる方向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析の方がRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCPシールド部からの漏えい率(初期)(RCPシールドLOCA)	定格圧力において、約109m ³ /h/台	同左	相違なし
RCPシールド部からの漏えい率(初期)(RCPシールドリーク)	定格圧力において、約1.5m ³ /h/台	同左	相違なし
SG型式	52F	54F	SG 2次側保有水量は個別解析の方が2t大きいですが、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG 2次側保有水量(初期)	48t/基	50t/基	相違なし
主蒸気逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	3個 定格蒸気の10%、MPa[gage]	同左	相違なし
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ /基、4.04MPa[gage]	同左	相違なし
代替CVスプレイポンプ(台数、流量)	1台、30m ³ /h	同左	相違なし
補助給水ポンプ(台数、流量)	タービン動補助給水ポンプ1台 160m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	タービン動補助給水ポンプ1台 80m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水ポンプの流量は、個別解析の方が約半分と少なく、事象発生後の蒸気発生器保有水量の回復が遅くなるが、必要な除熱量は確保されており、解析結果に及ぼす影響は小さい。
CV自由体積	67400m ³	65500m ³	CV自由体積の相違は3%程度であり、CV圧力が高くなる傾向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
重大事故等対策	2次系強制冷却 ・事象発生30分後に開始 代替炉心注水 ・1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達後に開始	同左	相違なし

：当初申請解析とのパラメータの相違点

：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

枠組みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「原子炉格納容器の除熱機能喪失」(大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けない。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	6030m ³ /h	6060m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析の方がRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG 2次側保有水量は個別解析の方が2大きいですが、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG 2次側保有水量	48t/基	50t/基	高圧注入ポンプの注入特性は若干異なるものの、解析結果に及ぼす影響は小さい。
高圧注入ポンプ(台数、注入特性)	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、0MPa[gage]~約15.6MPa[gage])	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、0MPa[gage]~約15.7MPa[gage])	相違なし
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ /基、4.04MPa[gage]	同左	相違なし
余熱除去ポンプ(台数、注入特性)	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約1820m ³ /h、0MPa[gage]~約1.3MPa[gage])	同左	相違なし
補助給水ポンプ(台数、流量)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 280m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 150m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水流量は個別解析の方が約半分と少ないが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
CV自由体積	67400m ³	65500m ³	CV自由体積は個別解析の方が3%程度小さいため、CV圧力が高くなる傾向であるが、当初申請解析と個別解析を比較した結果、CV圧力・温度が評価項目を満足することを確認した。
ヒートシンク	金属 : 約 1m ³ コンクリート : 約 1m ³	金属 : 約 1m ³ コンクリート : 約 1m ³	金属の体積は個別解析の方が約3%小さいが、コンクリートの体積は約1割大きい。CV圧力が低くなる傾向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
CV再循環ユニット(基数、除熱特性)	2基(1基当たり100℃~約155℃、約1.9MW~約8.1MW)	2基(1基当たり100℃~約155℃、約3.6MW~約6.5MW)	再循環ユニットの除熱特性は個別解析の方が高温領域ではやや低い。格納容器内自然対流冷却開始後のCV圧力・温度が高めに推移するが、当初申請解析と個別解析を比較した結果、CV圧力・温度が評価項目を満足することを確認した。
重大事故対策	格納容器内自然対流冷却 格納容器最高使用圧力到達の30分後に開始	同左	相違なし

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

■ : 当初申請解析とのパラメータの相違点

■ : 相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「原子炉停止機能喪失」(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故/負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	306.6°C	同左	相違なし
1次冷却材圧力(初期)	15.4MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.75MPa[gage]	同左	相違なし
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2(UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
減速材温度係数	-13pcm/°C (2,3,4ルーブリックプラントに共通に適用できる保守的な値)	-18pcm/°C (泊3号炉の炉心設計に基づく保守的な値)	個別解析では泊3号炉の炉心設計に基づく減速材温度係数を用いているため、出力上昇に伴う反応度帰還効果が大きくなり、当初申請解析よりも評価項目となるパラメータであるRCS圧力バウンダリに対する余裕が大きくなることを確認した。
炉心バイパス流量	4.0%	6.5%	炉心バイパス流量の差は2.5%であり、炉心冷却に寄与しない流れが増えるため評価としては厳しくなる方向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次系体積 (定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は個別解析の方が3%程度大きいため、減速材温度の上昇が遅れることにより出力低下が遅れ、評価としては厳しくなる方向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	65%体積	同左	相違なし
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	外部電源がある事象であり、運転継続しているため、型式差の解析結果への影響は無い。
SG型式	52F	54F	SG2次側保有水量は個別解析の方が2t大きいですが、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG2次側保有水量	48t/基	50t/基	相違なし
加圧器安全弁(個数、容量、設定圧力)	3個、157t/h/個	MPa[gage]	
加圧器逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	2個、95t/h/個	MPa[gage]	
主蒸気安全弁(個数、容量、設定圧力)	15個、定格蒸気の100%、MPa[gage](第1段)	同左	
主蒸気逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	3個、定格蒸気の10%、MPa[gage]	同左	
補助給水ポンプ(台数、流量)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 150m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	同左	相違なし
重大事象等対策	ATWS緩和設備(主蒸気隔離+補助給水) ・作動信号:SG水位低 ・設定点:SG水位7%(狹域) ・作動時間:設定点到達後17秒(主蒸気隔離)/60秒(補助給水)	同左	相違なし

特開みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

当申請解析とのパラメータの相違点

相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「ECCS注水機能喪失」(中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けない。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
炉心バイパス流量	4.0%	6.5%	炉心バイパス流量の差は2.5%であり、炉心冷却に寄与しない流れが増えるため評価としては厳しくなる方向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次系体積 (定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析の方がRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG2次側保有水量は個別解析の方が2t大きいですが、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG2次側保有水量	48t/基	50t/基	
主蒸気逃がし弁 (個数、容量、設定圧力)	3個、定格蒸気の10%、 MPa[gage]	同左	相違なし
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ /基、4.04MPa[gage]	同左	相違なし
余熱除去ポンプ(台数、注入特性)	2台、最小注入特性(0m ³ /h~約830m ³ /h、 0MPa[gage]~約0.7MPa[gage])	2台、最小注入特性(0m ³ /h~約770m ³ /h、 0MPa[gage]~約0.8MPa[gage])	個別解析の方が高圧時の炉心注入流量が若干多くなる注入特性であるため、2インチ破断のケースでは炉心露出しない。
補助給水ポンプ(台数、流量)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 280m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 150m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水ポンプの流量は、個別解析の方が約半分と少なく、事象発生後の蒸気発生器保有水量の回復が遅くなるが、必要な除熱量は確保されており、解析結果に及ぼす影響は小さい。
重大事故対策	2次系強制冷却による蓄圧・低圧注入 -SI信号発信の11分後に開始	同左	相違なし

：当初申請解析とのパラメータの相違点

：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「ECCS再循環機能喪失」(大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きい、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けない。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きい、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	6030m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析の方がRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG 2次側保有水量は個別解析の方が2t大きい、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG 2次側保有水量	48t/基	50t/基	相違なし
高圧注入ポンプ(台数、注入特性)	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、0MPa[gage]~約15.6MPa[gage])	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、0MPa[gage]~約15.7MPa[gage])	高圧注入ポンプの特性は若干異なるものの、解析結果に及ぼす影響は小さい。
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ /基、4.04MPa[gage]	同左	相違なし
余熱除去ポンプ(台数、注入特性)	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約1820m ³ /h、0MPa[gage]~約1.3MPa[gage])	同左	相違なし
補助給水ポンプ(台数、流量)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 280m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 150m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水流量は個別解析の方が約半分と少ないが、補助給水流量の差が解析結果に及ぼす影響は小さい。
CV自由体積	67400m ³	65500m ³	CV自由体積の相違は3%程度であり、CV圧力が高くなる傾向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
CVスプレイポンプ(台数、流量)	[代替再循環実施前] 2台、 <input type="text"/> m ³ /h/台(CVスプレイ) [代替再循環実施後] 1台、 <input type="text"/> m ³ /h(CVスプレイ) 1台、200m ³ /h(炉心注水)	同左	相違なし
重大事故等対策	代替再循環 (タイライン方式) ・再循環切替失敗後の30分後に開始	同左	相違なし

: 当初申請解析とのパラメータの相違点

: 相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「格納容器バイパス」(インターフェースシステムLOCA)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けにくい。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
炉心バイパス流量	4.0%	6.5%	炉心バイパス流量の差は2.5%であり、炉心冷却に寄与しない流れが増えるため評価としては厳しくなる方向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析の方がRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG2次側保有水量は個別解析の方が大きいですが、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG2次側保有水量	48t/基	50t/基	相違なし
加圧器逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	2個、95t/h/個、 <input type="text" value=""/> MPa[gage]	同左	相違なし
主蒸気逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	3個、定格蒸気の10%、 <input type="text" value=""/> MPa[gage]	同左	相違なし
充てんポンプ(台数、流量)	2台、160m ³ /h以下で加圧器水位を維持するよう調整	同左	相違なし
高圧注入ポンプ(台数、注入特性)	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、0MPa[gage]~約15.6MPa[gage])	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、0MPa[gage]~約15.7MPa[gage])	個別解析の方が高圧時の炉心注入流量が若干多くなる注入特性であるが、その後、充てん注入に切り替わるため、解析結果に及ぼす影響は小さい。
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ /基、4.04MPa[gage]	同左	相違なし
補助給水ポンプ(台数、流量)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 280m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 150m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水ポンプの流量は、個別解析の方が約半分と少なく、事象発生後の蒸気発生器保有水量の回復が遅くなるが、必要な除熱量は確保されており、解析結果に及ぼす影響は小さい。
重大事故等対策	ケルダク&リヤケルレージョン ・SI信号発信の25分後に主蒸気逃し弁開 ・SI停止条件成立又は原子炉トリップの1時間後に充てん注入切替開始(2分で完了)	ケルダク&リヤケルレージョン ・SI信号発信の25分後に主蒸気逃し弁開 ・SI停止条件成立又は原子炉トリップの1時間後に蓄圧タンク隔離・充てん注入切替開始(4分で完了)	個別解析の方が蓄圧タンクは早期に隔離するが、SI停止条件成立時点で1次系保有水量を確保しており、解析結果に及ぼす影響は小さい。

: 当初申請解析とのパラメータの相違点

: 相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

**解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)**

「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)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けない。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
炉心バイパス流量	4.0%	6.5%	炉心バイパス流量の差は2.5%であり、炉心冷却に寄与しない流れが増えるため評価としては厳しくなる方向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析の方がRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG 2次側保有水量は個別解析の方が大きいですが、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG 2次側保有水量	48t/基	50t/基	相違なし
主蒸気逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	3個 定格蒸気の10%、 MPa[gage]	同左	相違なし
充てんポンプ(台数、流量)	2台、 160m ³ /h以下で加圧器水位を維持するよう に調整	同左	相違なし
高圧注入ポンプ(台数、注入特性)	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、 0MPa[gage]~約15.6MPa[gage])	2台、最大注入特性(0m ³ /h~約350m ³ /h、 0MPa[gage]~約15.7MPa[gage])	高圧注入ポンプの特性は個別解析の方が高圧時の炉心注入量が多いため、1次冷却材圧力の降下が遅くなるが、その後、充てん注入に切り替わるため、解析結果に及ぼす影響は小さい。
補助給水ポンプ(台数、流量)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 280m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 150m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水ポンプの流量は、個別解析の方が約半分と少なく、事象発生初期には蒸気発生器保有水量の回復が遅くなるが、当初申請解析と個別解析を比較した結果、1次系からの除熱に必要な補助給水流量を確保できることを確認した。
原子炉トリップ信号(種類(設定点、応答時間))	過大温度ΔT高(直線方式、6秒)又は原子炉圧力低(12.73MPa[gage]、2秒)	過大温度ΔT高(折線方式、6秒)又は原子炉圧力低(12.73MPa[gage]、2秒)	「過大温度ΔT高」原子炉トリップ信号は個別解析では折線方式としており、原子炉トリップが数分遅れるが、原子炉トリップ後の事象進展は同様であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
ECCS作動信号(設定、応答時間)	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (12.04MPa[gage]と水位検出器下流水位、2秒)	同左	相違なし
重大事故等対策	ケルダク&リサ-キルジョン ・破損SG隔離(原子炉トリップ後10分で開始、2分で完了) ・健全側主蒸気逃がし弁開(破損SG隔離後1分で開始)	同左	相違なし

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

種別：当申請解析とのパラメータの相違点
色：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故)

「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時に低圧注入機能、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事故」
(「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」も同じ)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa[gage]	5.73+0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けにくい。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は個別解析の方が3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きいが、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析の方がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析のほうがRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG 2次側保有水量は個別解析の方が2大きいですが、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG 2次側保有水量	48t/基	50t/基	相違なし
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ /基、4.04MPa[gage]	同左	相違なし
補助給水ポンプ(台数、流量)	タービン動補助給水ポンプ1台 160m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	タービン動補助給水ポンプ1台 80m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水流量は個別解析の方が約半分と少ないが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
CV自由体積	67400m ³	65500m ³	CV自由体積は個別解析の方が3%程度小さいため、CV圧力が高くなる傾向であるが、当初申請解析と個別解析を比較した結果、CV圧力・温度が評価項目を満足することを確認した。
ヒートシンク	金属 : 約 2m ³ コンクリート : 約 2m ³	金属 : 約 2m ³ コンクリート : 約 2m ³	金属の体積は個別解析の方が約3%小さいが、コンクリートの体積は約1割大きいため、CV圧力が低くなる傾向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
代替CVスプレイポンプ(台数、容量)	1台、140m ³ /h	同左	相違なし
CV再循環ユニット(基数、除熱特性)	2基(1基当たり100℃~約155℃、約1.9MW~約8.1MW)	2基(1基当たり100℃~約155℃、約3.6MW~約6.5MW)	再循環ユニットの除熱特性は個別解析の方が高温領域ではやや低い、格納容器内自然対流冷却開始後のCV圧力・温度が高めに推移する傾向であるが、当初申請解析と個別解析を比較した結果、CV圧力・温度が評価項目を満足することを確認した。
重大事故等対策	代替CVスプレイ ・炉心溶融開始の30分後に開始 格納容器内自然対流冷却(海水) ・事象発生後の24時間後に開始	同左	相違なし

■ : 当初申請解析とのパラメータの相違点

■ : 相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

■ 枠組みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故)

「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)」(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故)

(「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱」も同じ)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3 + 2.2°C	306.6 + 2.2°C	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3°C高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きい。その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41 + 0.21MPa[gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32 + 0.21MPa[gage]	5.73 + 0.21MPa[gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けにくい。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は個別解析の方が3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きい。その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析の方がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析のほうでRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCPシール部からの漏えい率(初期)(RCPシールリーク)	定格圧力において、約1.5m ³ /h/台	同左	相違なし
SG型式	52F	54F	SG 2次側保有水量は個別解析の方が2t大きい。初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG 2次側保有水量	48t/基	50t/基	
加圧器安全弁(個数、容量、設定圧力)	全3個、157t/h/個、MPa[gage]	同左	相違なし
加圧器逃がし弁(個数、容量、設定圧力)	全2個、95t/h/個、MPa[gage]	同左	相違なし
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ /基、4.04MPa[gage]	同左	相違なし
CV自由体積	67400m ³	65500 m ³	CV自由体積は個別解析の方が3%程度小さいため、CV圧力が高くなる傾向であるが、当初申請解析と個別解析を比較した結果、CV圧力・温度が評価項目を満足することを確認した。
ヒートシンク	金属 : 約 m ³ コンクリート : 約 m ³	金属 : 約 m ³ コンクリート : 約 m ³	金属の体積は個別解析の方が約3%小さいが、コンクリートの体積は約1割大きい。CV圧力が低くなる傾向であるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
代替CVスプレイポンプ(台数、流量)	1台、140m ³ /h	同左	相違なし
CV再循環ユニット(基数、除熱特性)	2基(1基当たり100°C~約155°C、約1.9MW~約8.1MW)	2基(1基当たり100°C~約155°C、約3.6MW~約6.5MW)	再循環ユニットの除熱特性は個別解析の方が高温領域ではやや低い。格納容器内自然対流冷却開始後のCV圧力・温度が高めに推移する傾向であるが、当初申請解析と個別解析を比較した結果、CV圧力・温度が評価項目を満足することを確認した。
重大事故等対策	1次系強制減圧 ・炉心溶融開始の10分後に開始 代替CVスプレイポンプ ・炉心溶融開始の30分後に開始 格納容器内自然対流冷却(海水) ・事故発生後の24時間後に開始	同左	相違なし

■ : 当初申請解析とのパラメータの相違点

□ : 相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転中の原子炉における重大事故)

「水素燃焼」(大破断 L O C A 時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故)

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
炉心熱出力(初期)	2652 x 1.02MWt	同左	相違なし
1次冷却材平均温度(初期)	302.3+2.2℃	306.6+2.2℃	1次冷却材平均温度は個別解析の方が4.3℃高く、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きい、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材圧力(初期)	15.41+0.21MPa [gage]	同左	相違なし
2次側圧力(初期)	5.32+0.21MPa [gage]	5.73+0.21MPa [gage]	2次側圧力の初期条件が長期的なプラント挙動へ及ぼす影響は小さい。また、主蒸気逃がし弁/安全弁の自動作動時の除熱量は弁の作動設定圧に依存し、2次側圧力の影響は受けにくい。
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
1次系体積(定格時、SG伝熱管10%プラグ)	264m ³	273m ³	RCS体積は個別解析の方が3%程度大きく、1次冷却材の初期エネルギーがやや大きい、その差は炉心崩壊熱による発生エネルギーと比べると十分に小さく、解析結果に及ぼす影響は小さい。
加圧器水位	60%体積	65%体積	加圧器水位は個別解析の方がわずかに高いが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次冷却材流量(熱設計流量)	60300m ³ /h	60600m ³ /h	熱設計流量の相違は0.5%程度であり、解析結果に及ぼす影響は小さい。
RCP型式	93A	100D	型式差により、個別解析のほうがRCP停止時のRCS流量の減少がやや遅くなるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
SG型式	52F	54F	SG 2次側保有水量は個別解析の方が2%大きい、初期保有水量の差による1次系の除熱能力への影響は小さい。
SG 2次側保有水量	48t/基	50t/基	相違なし
蓄圧タンク(保有水量、保持圧力)	29.0m ³ 基、4.04MPa [gage]	同左	相違なし
PAR(個数、性能)	5個、1.2kg/h/個(水素濃度4vol%、圧力0.15MPa [abs])	同左	相違なし
イグナイタ	効果を期待せず	同左	相違なし
補助給水ポンプ(台数、流量)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 280m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	電動補助給水ポンプ2台 タービン動補助給水ポンプ1台 150m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	補助給水流量は個別解析の方が約半分と少ないが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
CV自由体積	65500m ³	同左	相違なし
ヒートシンク	金属 : 約 6m ³ コンクリート : 約 6m ³	金属 : 約 6m ³ コンクリート : 約 6m ³	金属の体積は個別解析の方が約3%、コンクリートの体積は約1割大きい、水蒸気が凝縮されやすく水素濃度が高めになるが、解析結果に及ぼす影響は小さい。
CV初期温度	49℃	同左	相違なし
CV初期圧力	大気圧	同左	相違なし
CVスブレイブポンプ(台数、流量)	2台、m ³ /h/台	同左	相違なし
重大事故等対策	PAR	同左	相違なし

：当初申請解析とのパラメータの相違点

：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「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）」（燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能が喪失する事故）
 （「全交流動力電源喪失」（燃料取出前のミッドループ運転中における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）も同じ）

項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
原子炉停止後の時間	55時間	72時間	原子炉停止後の時間は個別解析の方が17時間長く崩壊熱量が小さくなるため、1次冷却材の蒸発量が少なくなるが、注水流量は流出流量とバランスさせているため、解析結果へ及ぼす影響は小さい。
1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	同左	相違なし
1次冷却材圧力（初期）	大気圧	同左	相違なし
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2 (UO ₂ +1/4MOX炉心)	同左	相違なし
1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口ノズルセンタ—+80mm	原子炉容器出入口ノズルセンタ—+100mm	1次冷却材水位は個別解析の方が20mm高いが、保有水量の差は3%程度であるため、解析結果への影響は小さい。
1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器ベント弁2個開放	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器ベント弁1個開放	開放されている加圧器ベント弁の個数は個別解析の方が1個少ないが、加圧器安全弁3個の合計の容量に比べると小さく、解析結果へ及ぼす影響は小さい。
2次系の状態	2次系からの冷却なし	同左	相違なし
代替CVSブレイブンプ（台数、流量）	1台、30m ³ /h	1台、29m ³ /h	代替格納容器スプレイブンプの注水量は個別解析の方が1m ³ /h少ないが、注水流量は流出流量とバランスさせるため、解析結果へ及ぼす影響は小さい。
重大事故等対策	代替炉心注水 ・事象発生の50分後に開始	代替炉心注水 ・事象発生の60分後に開始	重大事故等対策は、個別解析の方が代替炉心注水の開始時間が10分遅いが、1次系保有水量は十分に確保されるため、解析結果へ及ぼす影響は小さい。

：当初申請解析とのパラメータの相違点

：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

「原子炉冷却材の流出」(燃料取出前のミッドループ運転中における原子炉冷却材圧カバウンダリ機能が喪失する事故)

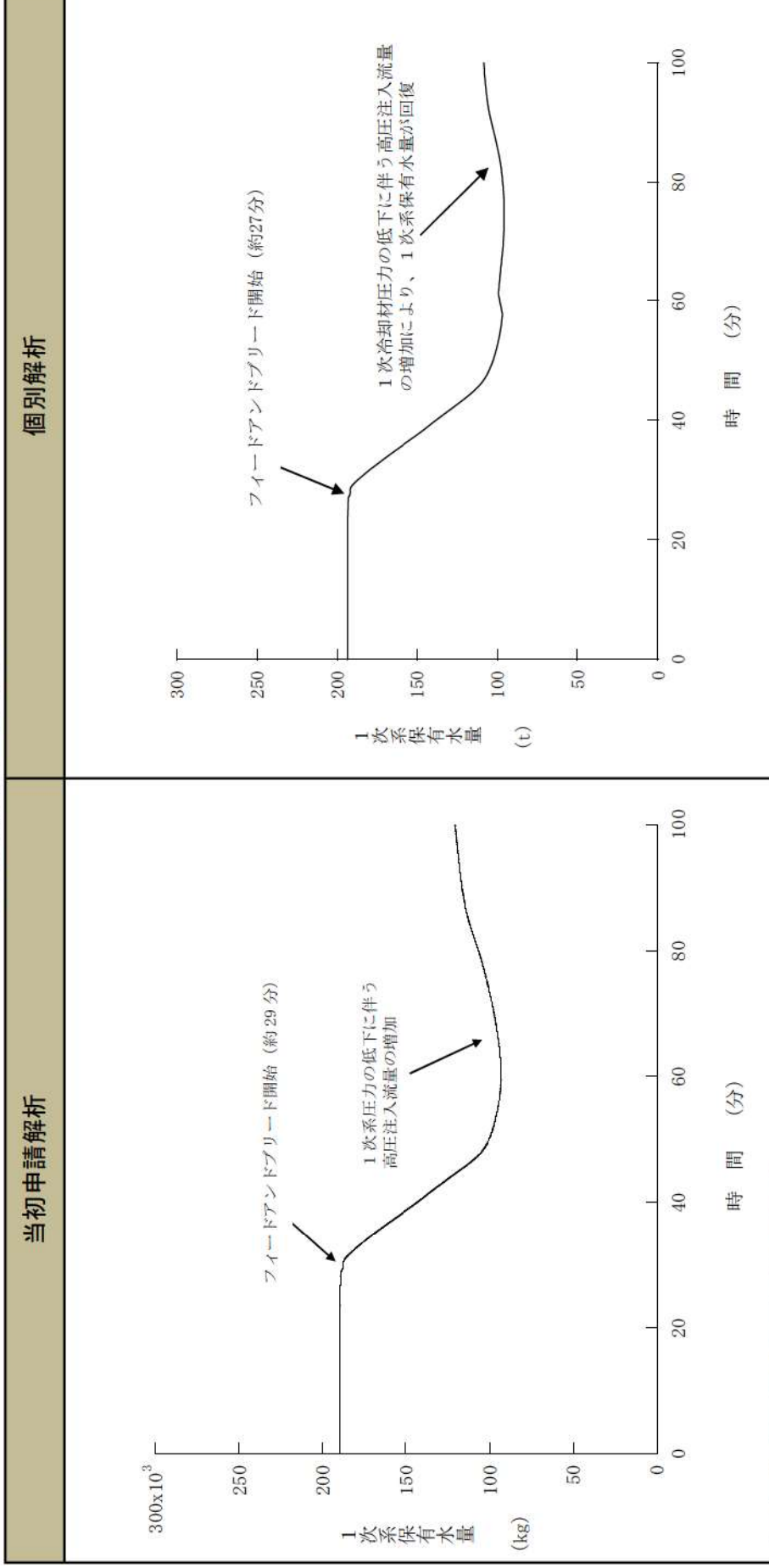
項目	当初申請解析	個別解析	解析条件の差が解析結果に及ぼす影響
原子炉停止後の時間	55時間	72時間	原子炉停止後の時間は個別解析の方が17時間長く崩壊熱量が小さくなるため、1次冷却材の蒸発量が少なくなるが、注水流量は流出流量とバランスさせているため、解析結果へ及ぼす影響は小さい。
1次冷却材高温側温度(初期)	93℃	同左	相違なし
1次冷却材圧力(初期)	大気圧	同左	相違なし
炉心崩壊熱	AESJ+ORIGEN2(UO ₂ +1/4M0X炉心)	同左	相違なし
1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口ノズルセクター+80mm	原子炉容器出入口ノズルセクター+100mm	1次冷却材水位は個別解析の方が20mm高いが、1次冷却材が1次冷却材配管下端まで流出し余熱除去機能が喪失するまでの時間は短い。解析結果に及ぼす影響は小さい。
1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器ベント弁2個開放	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器ベント弁1個開放	開放されている加圧器ベント弁の個数は個別解析の方が1個少ないが、加圧器安全弁3個の合計の容量に比べると小さく、解析結果へ及ぼす影響は小さい。
2次系の状態	2次系からの冷却なし	同左	相違なし
充てんポンプ(台数、流量)	1台、31m ³ /h	1台、29m ³ /h	充てんポンプの注水量は個別解析の方が2m ³ /h少ないが、注水流量は流出流量とバランスさせるため、解析結果へ及ぼす影響は小さい。
1次冷却材の流出流量	380m ³ /h	400m ³ /h	1次冷却材の流出流量は個別解析の方が20m ³ /h多いが、1次冷却材が1次冷却材配管下端まで流出し余熱除去機能が喪失するまでの時間は短い。解析結果に及ぼす影響は小さい。
重大事故等対策	代替炉心注水 ・余熱除去ポンプ停止の20分後に開始	同左	相違なし

：当初申請解析とのパラメータの相違点

：相違があるパラメータのうち、事象進展に有意な影響を与えるパラメータ

2次冷却系からの除熱機能喪失

【1次系保有水量の推移】

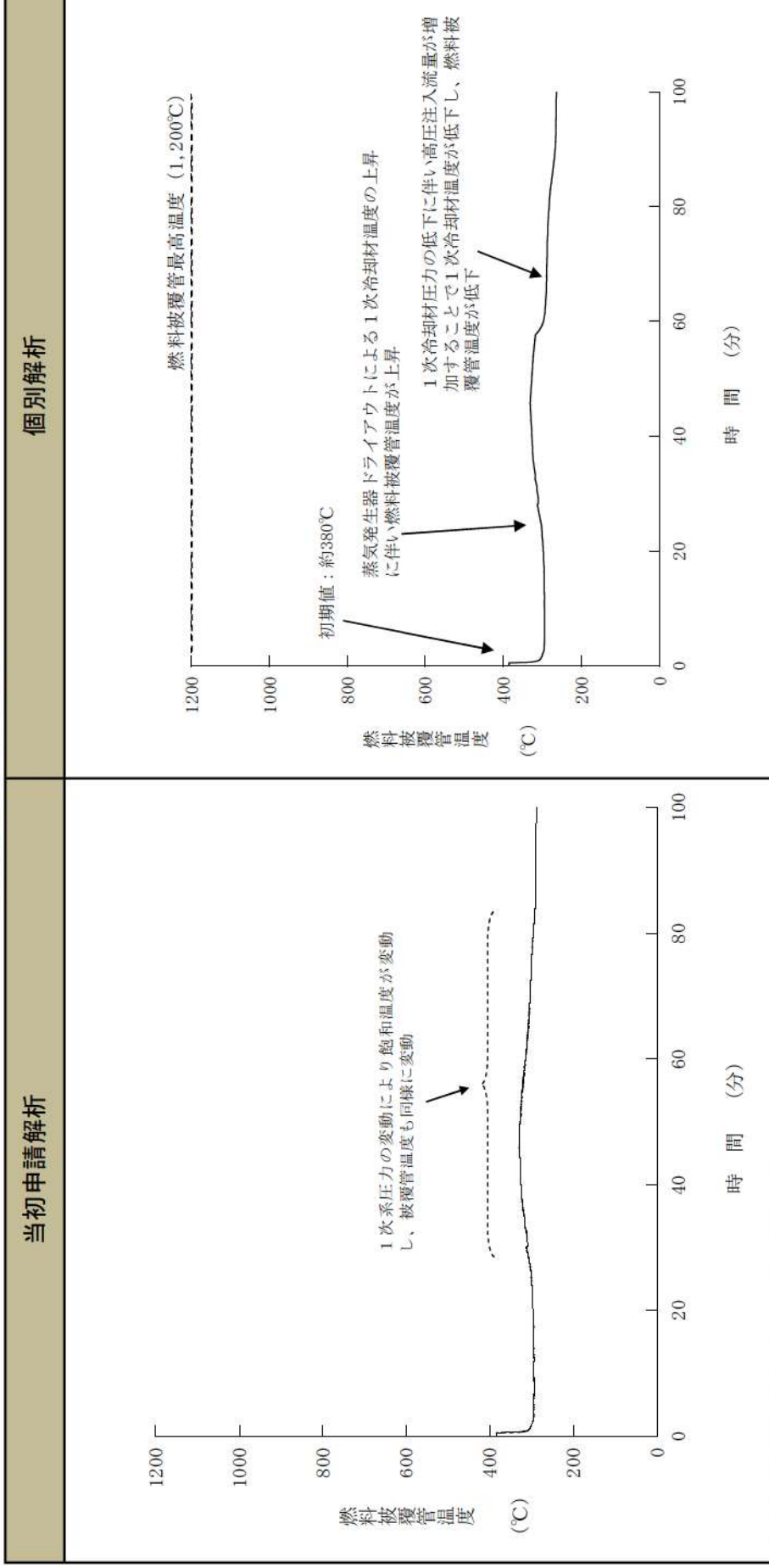


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

2次冷却系からの除熱機能喪失

【燃料被覆管温度の推移】

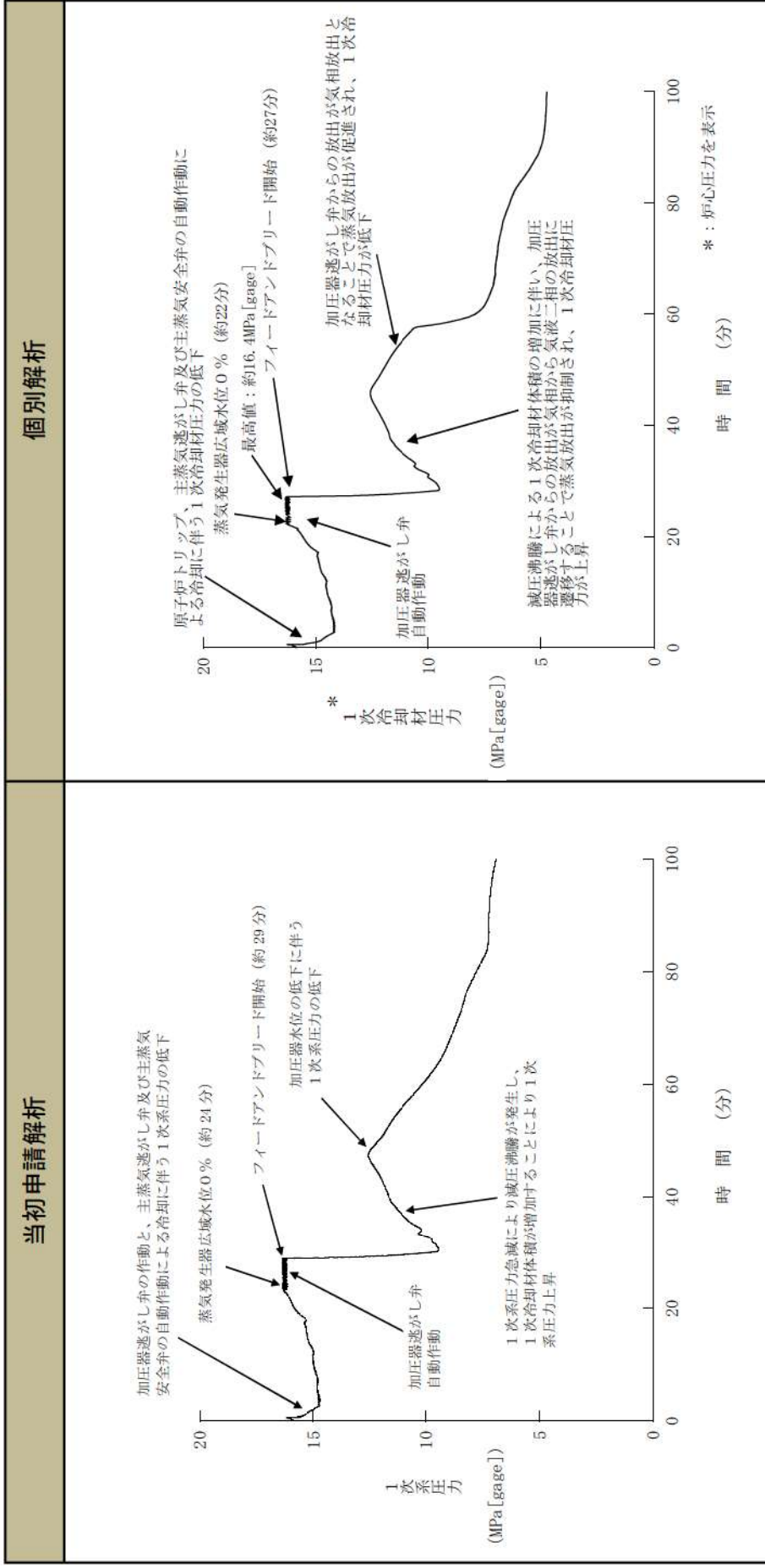


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

2次冷却系からの除熱機能喪失

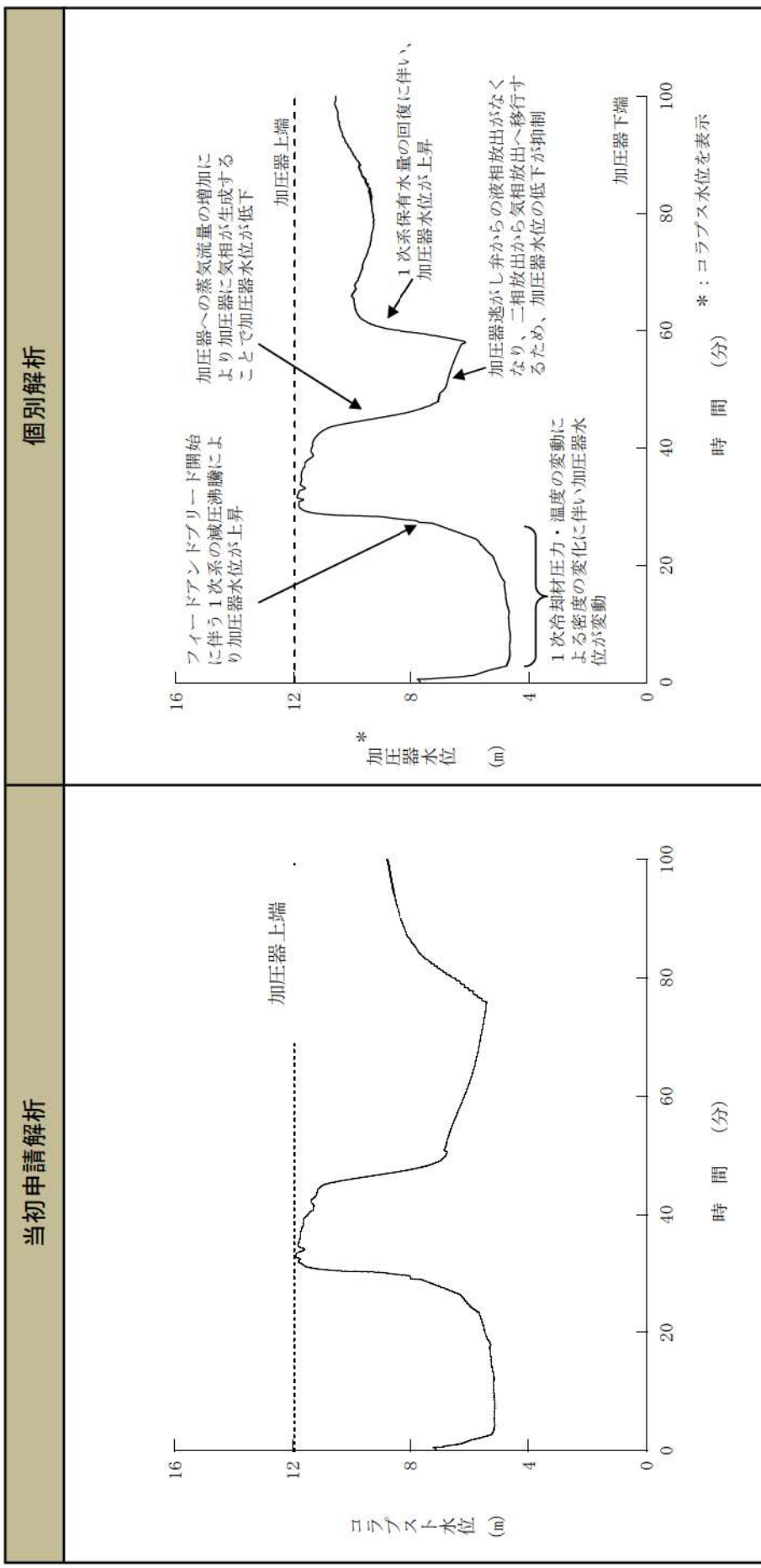
【1次冷却材圧力の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
個別解析の方が蒸気発生器出口側配管が若干浅い形状となっているため、60分近傍で蒸気発生器出口側配管の水平部まで水位低下し、蒸気発生器側から低温側配管やダウンカマ部へ蒸気が流入して凝縮することにより圧力の低下が生じる。

2次冷却系からの除熱機能喪失

【加圧器水位の推移】

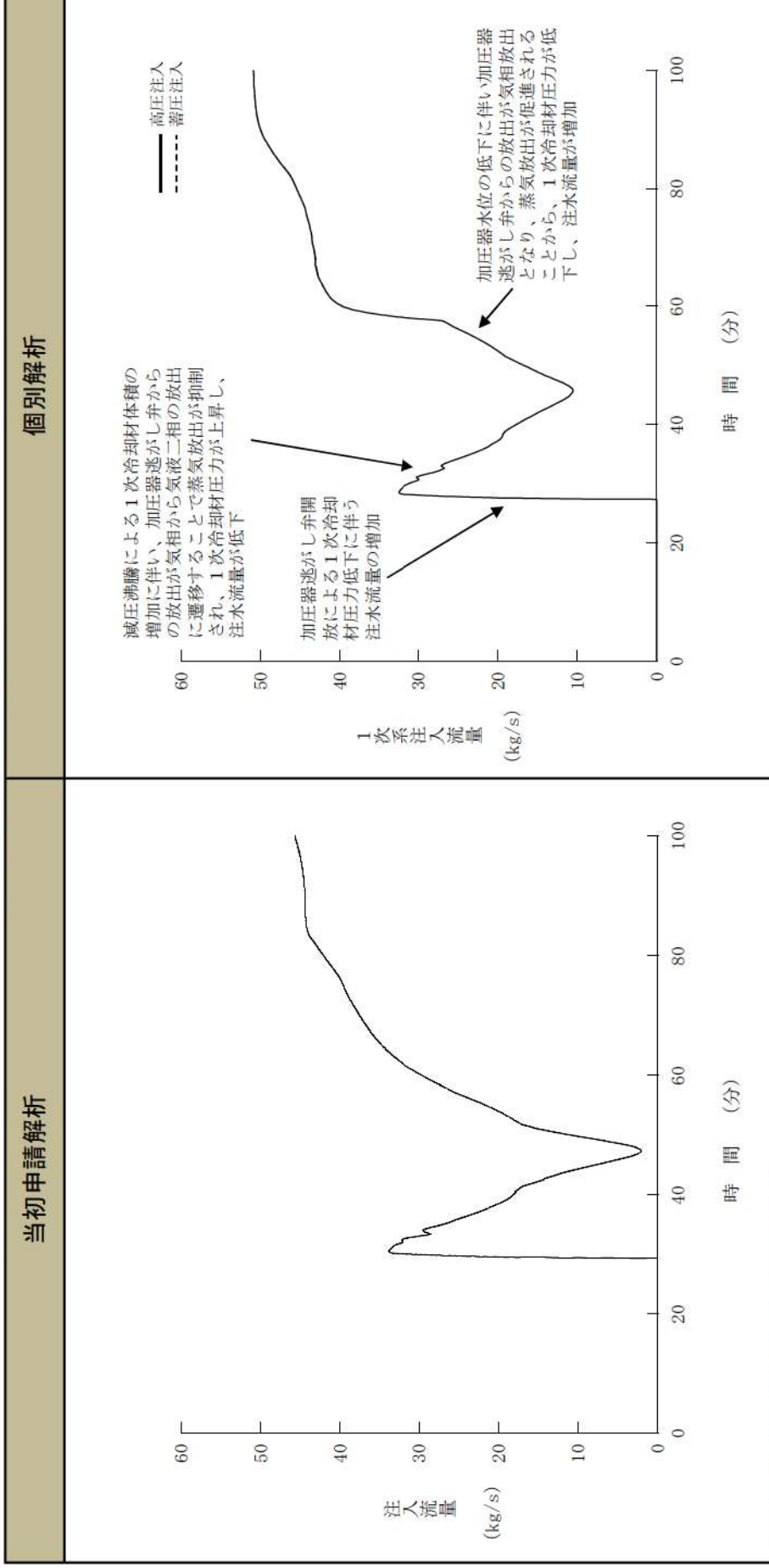


【当初申請解析と個別解析の差異】
 個別解析では、60分近傍で蒸気の凝縮量が増加することにより、高圧注入流量が増加および加圧器への蒸気流量が減少し、加圧器水位が上昇する挙動を示している。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

2次冷却系からの除熱機能喪失

【1次系注入流量の推移】

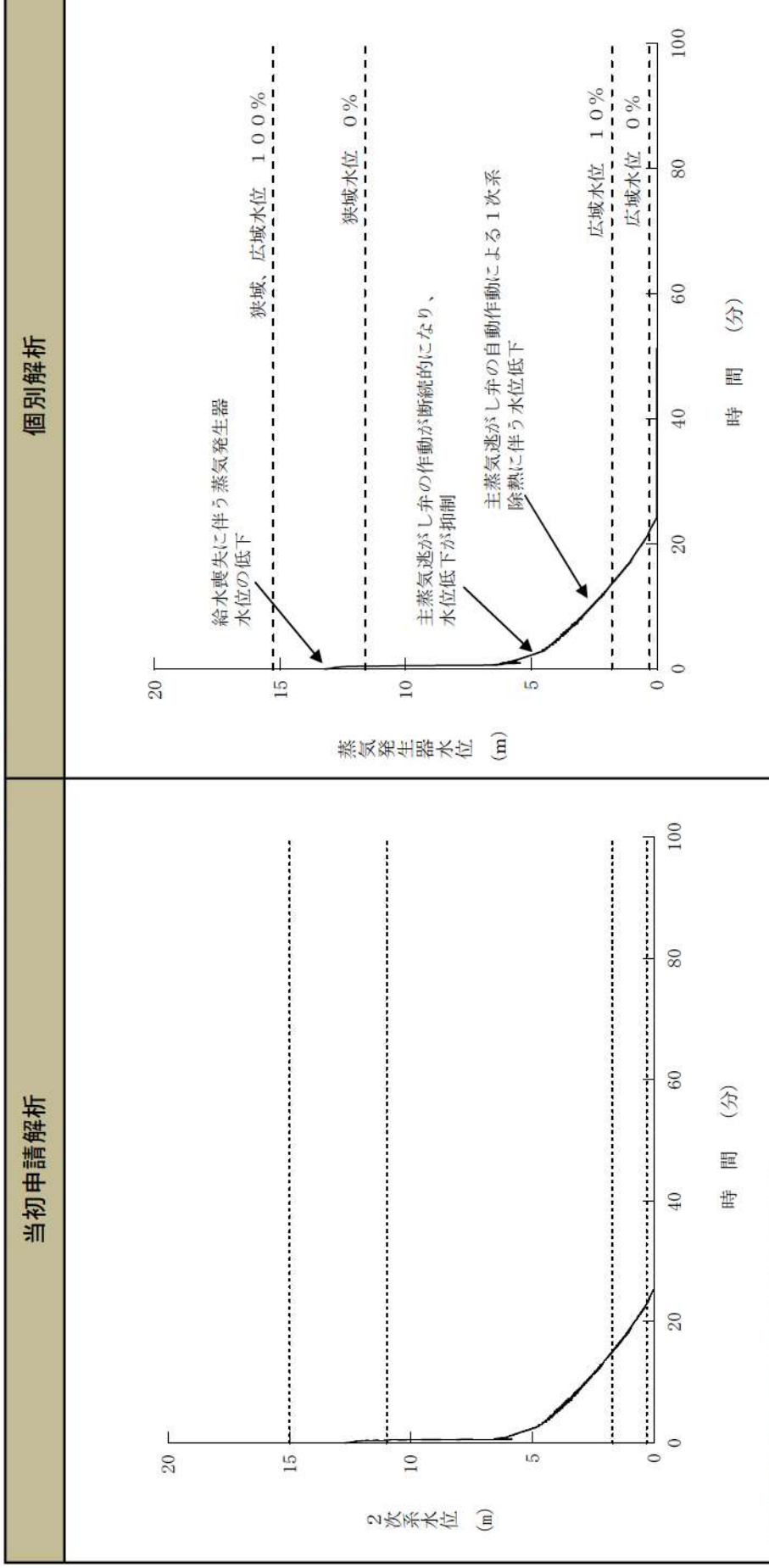


【当初申請解析と個別解析の差異】
個別解析の方が高圧時の炉心注入流量が若干多くなる注入特性のため、約40分から約50分までの注入流量が多くなる。また、約60分に生じる1次冷却材圧力の低下により注入流量が増加する挙動を示している。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

2次冷却系からの除熱機能喪失

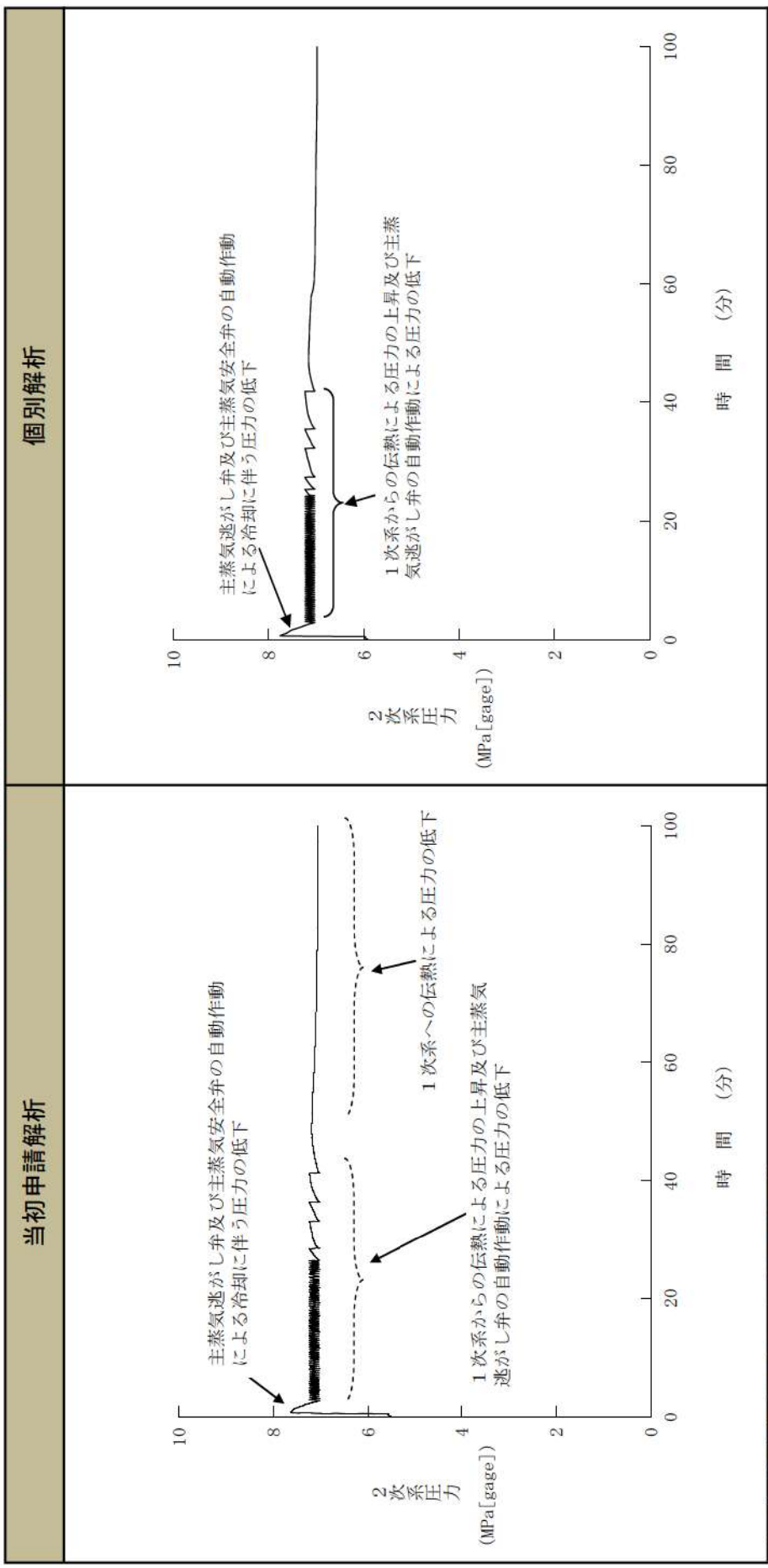
【蒸気発生器水位の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

2次冷却系からの除熱機能喪失

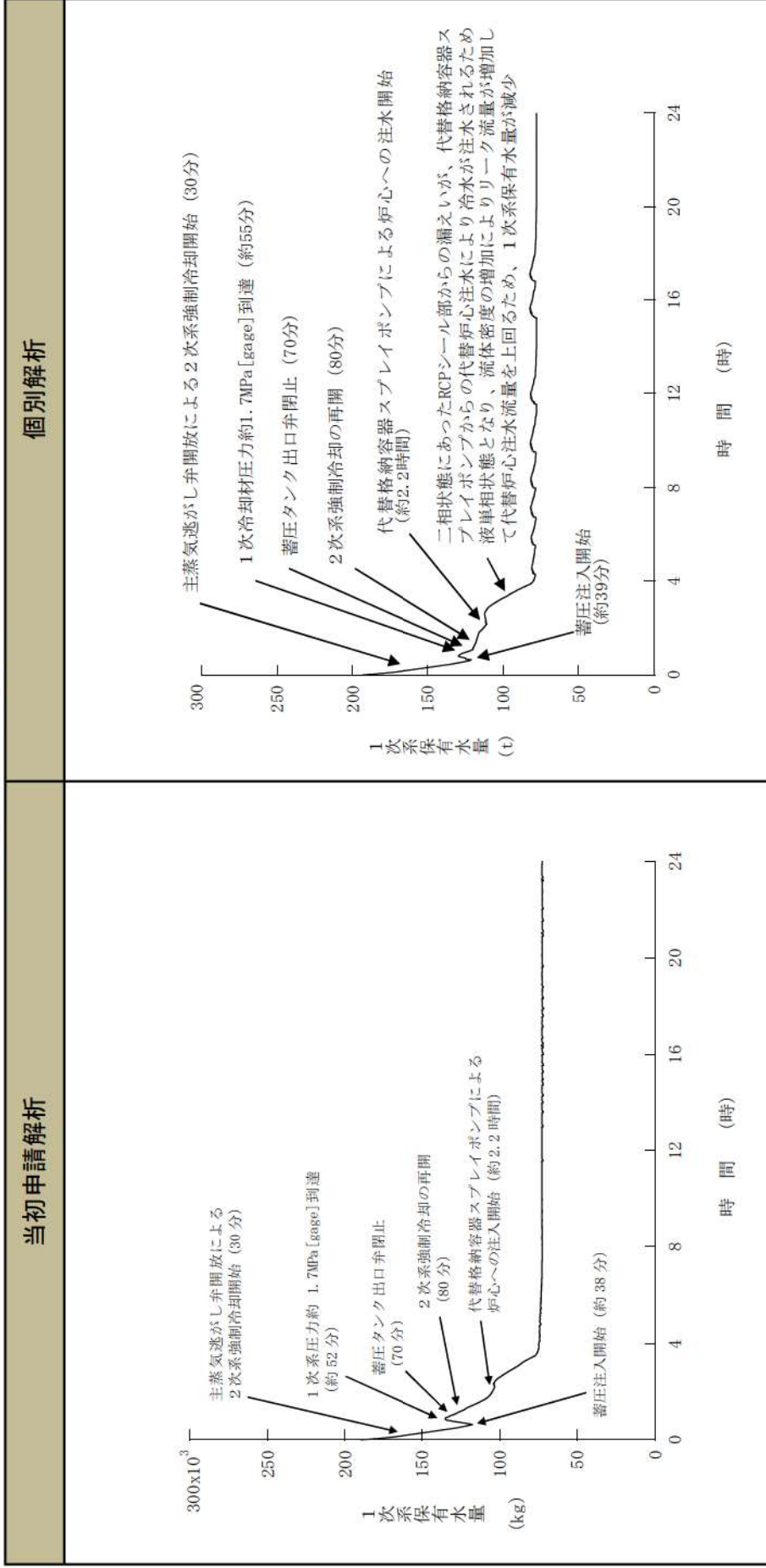
【2次系圧力の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCPシールドOCA) ・原子炉補機冷却機能喪失
【1次系保有水量の推移】

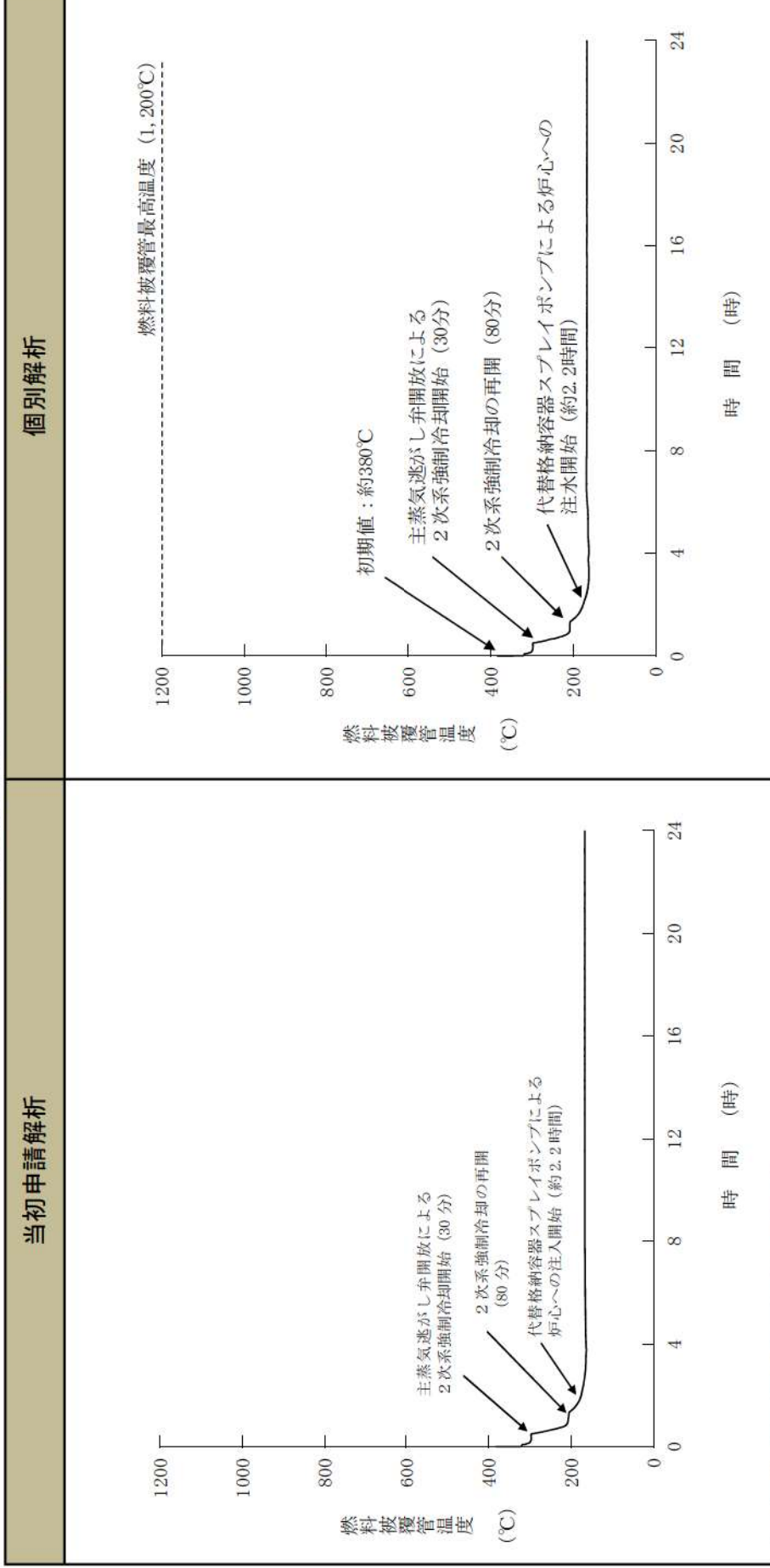


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。
 なお、個別解析では、1次冷却系の蒸気発生器出口側配管の水平部の形状がやや浅く、蒸気発生器を回り込んだ蒸気が漏えい口から抜けやすい傾向があり、液相状態の漏えいに加えて気相状態の漏えいも生じるため、1次系保有水量は4時間以降若干振動したような挙動を示すが、炉心は冠水状態であり、影響は小さい。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCA) ・原子炉補機冷却機能喪失

【燃料被覆管温度の推移】

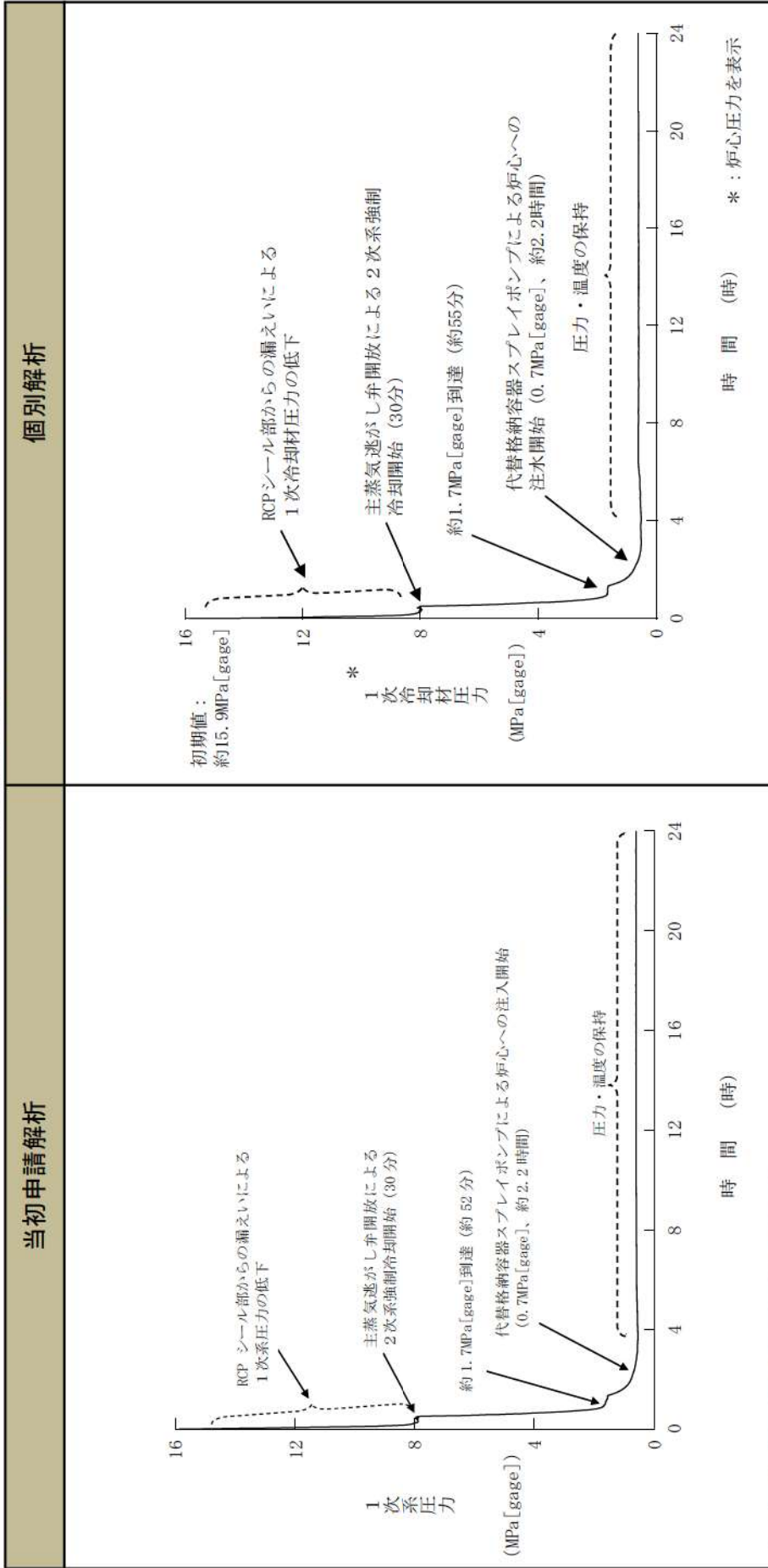


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCP シール LOCA) ・ 原子炉補機冷却機能喪失

【 1 次冷却材圧力の推移】

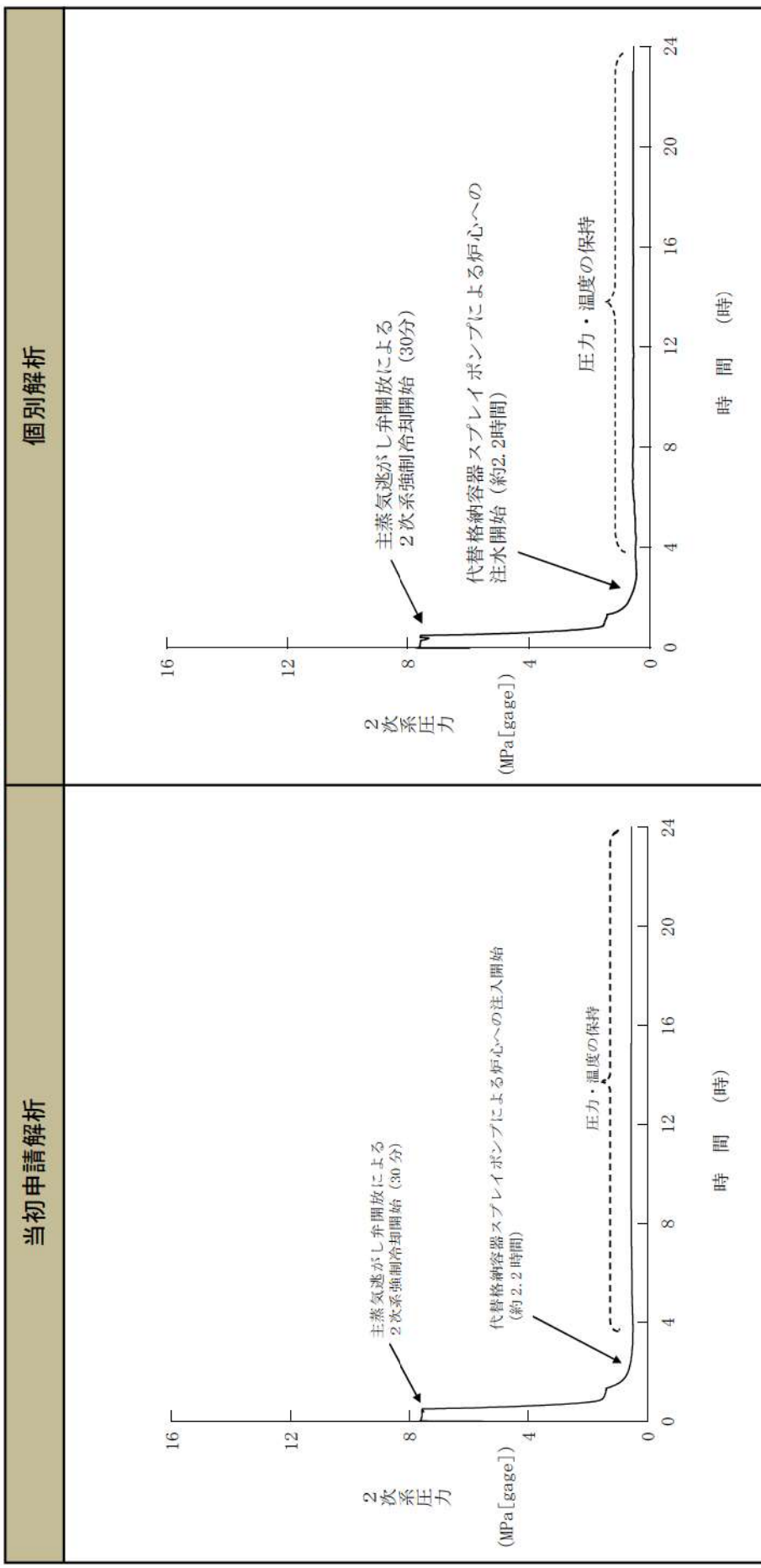


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCA) ・原子炉補機冷却機能喪失

【2次系圧力の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCA) ・原子炉補機冷却機能喪失

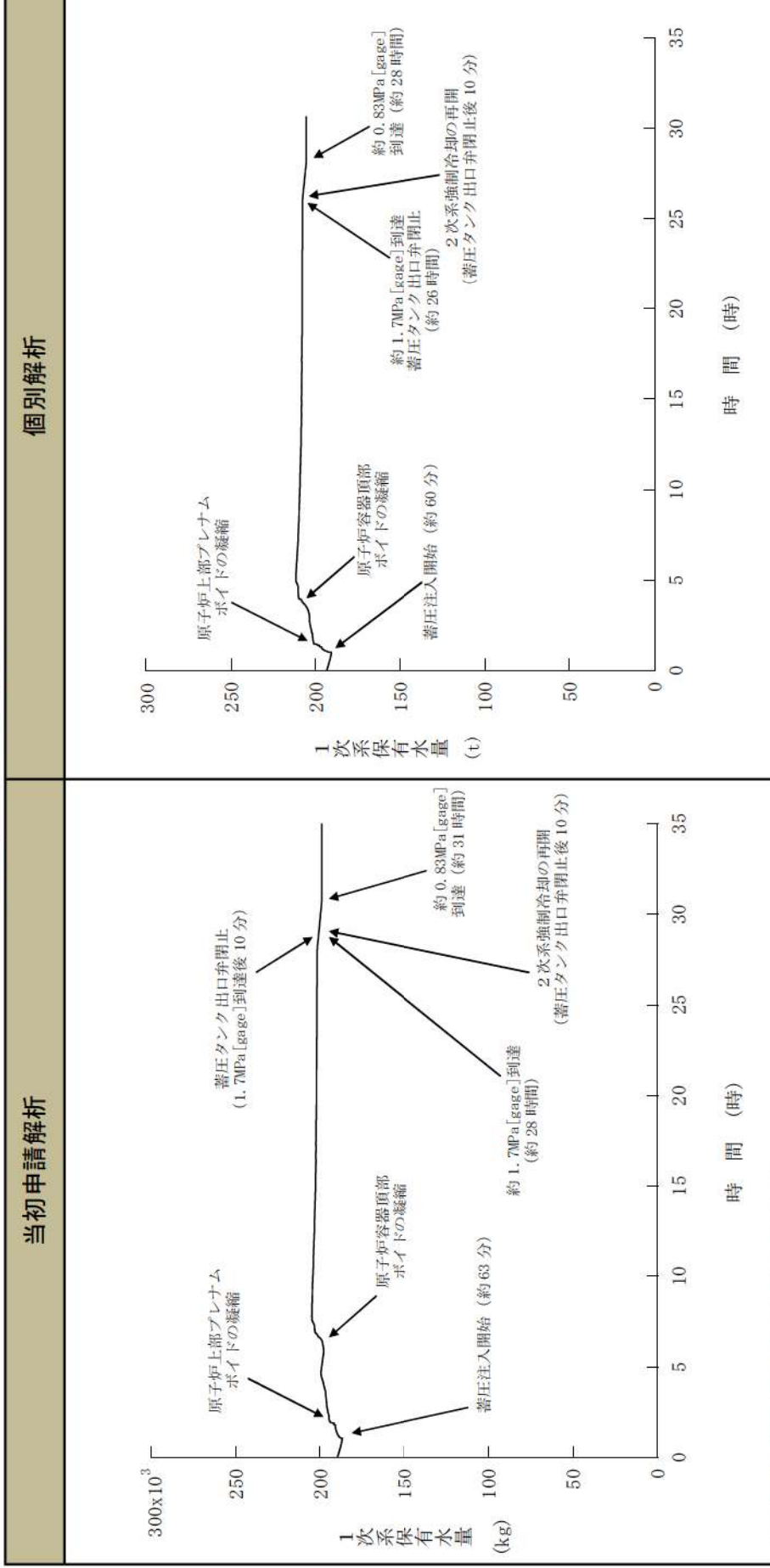
【蒸気発生器保有水量の推移】

当初申請解析	個別解析
<p>蒸気発生器保有水量 (kg)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>蒸気発生器保有水量 (t)</p> <p>時間 (時)</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による除熱増加に伴う 2次側保有水の減少</p> <p>2次側除熱の飽和 (低下) 及びタービン動補助給水ポンプ による蒸気発生器への注水により水位が回復</p>
<p>【当初申請解析と個別解析の差異】 個別解析は補助給水流量が少なく、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなるが、燃料被覆管温度は上昇しておらず、必要な除熱量は確保されている。</p>	

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCPシーリング)

【1次系保有水量の推移】



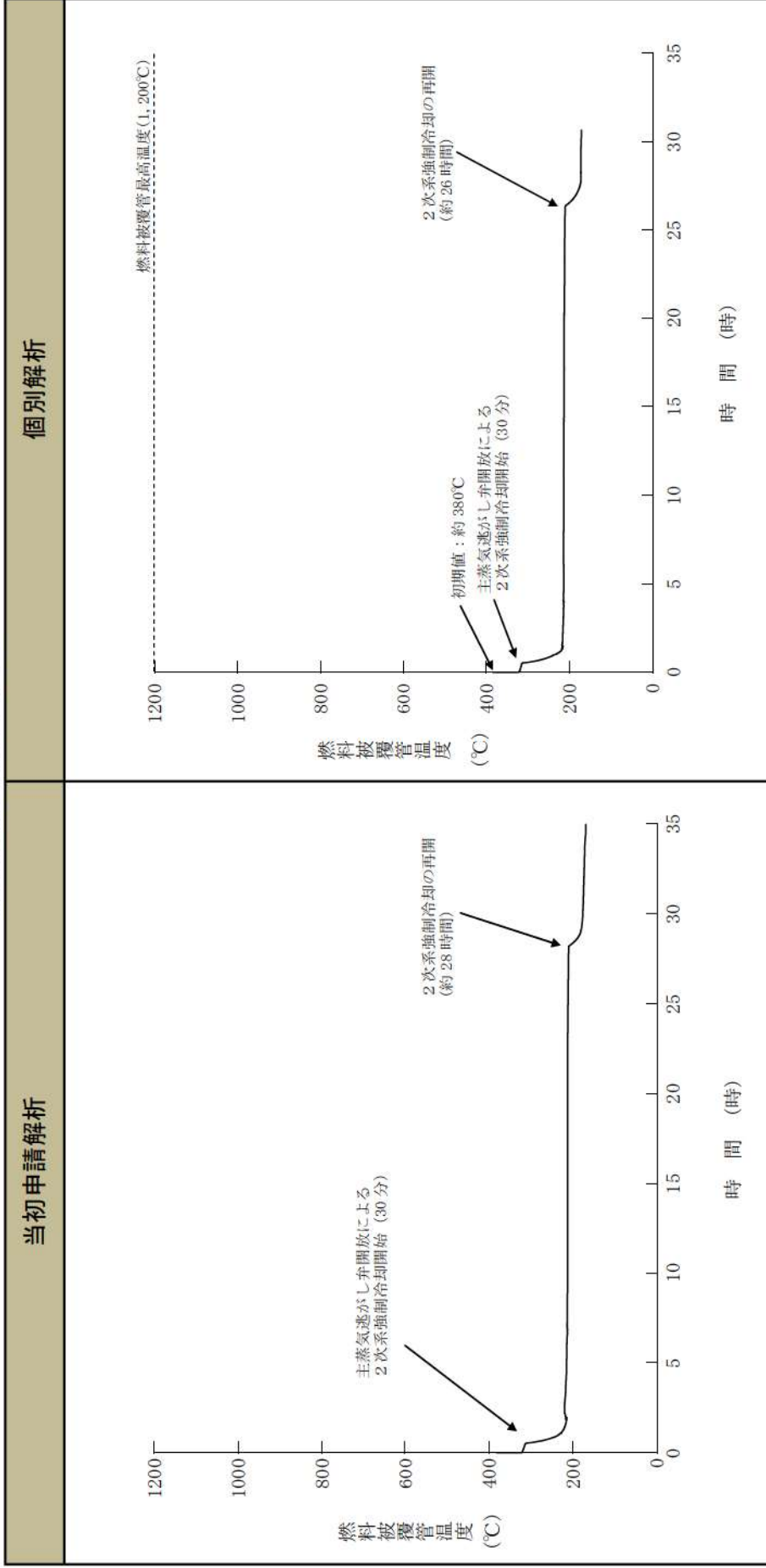
【当初申請解析と個別解析の差異】

ほぼ同様の挙動となっている。
 なお、個別解析は1次冷却材平均温度が高く、2次系強制冷却再開時点 (約1.7MPa及び約208°C到達時点) までの温度低下量が多いため、温度低下に伴う1次冷却材の収縮量が多くなり、蓄圧注入開始が若干早くなる。その後の事象進展はほぼ同様となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCPシールリーク)

【燃料被覆管温度の推移】

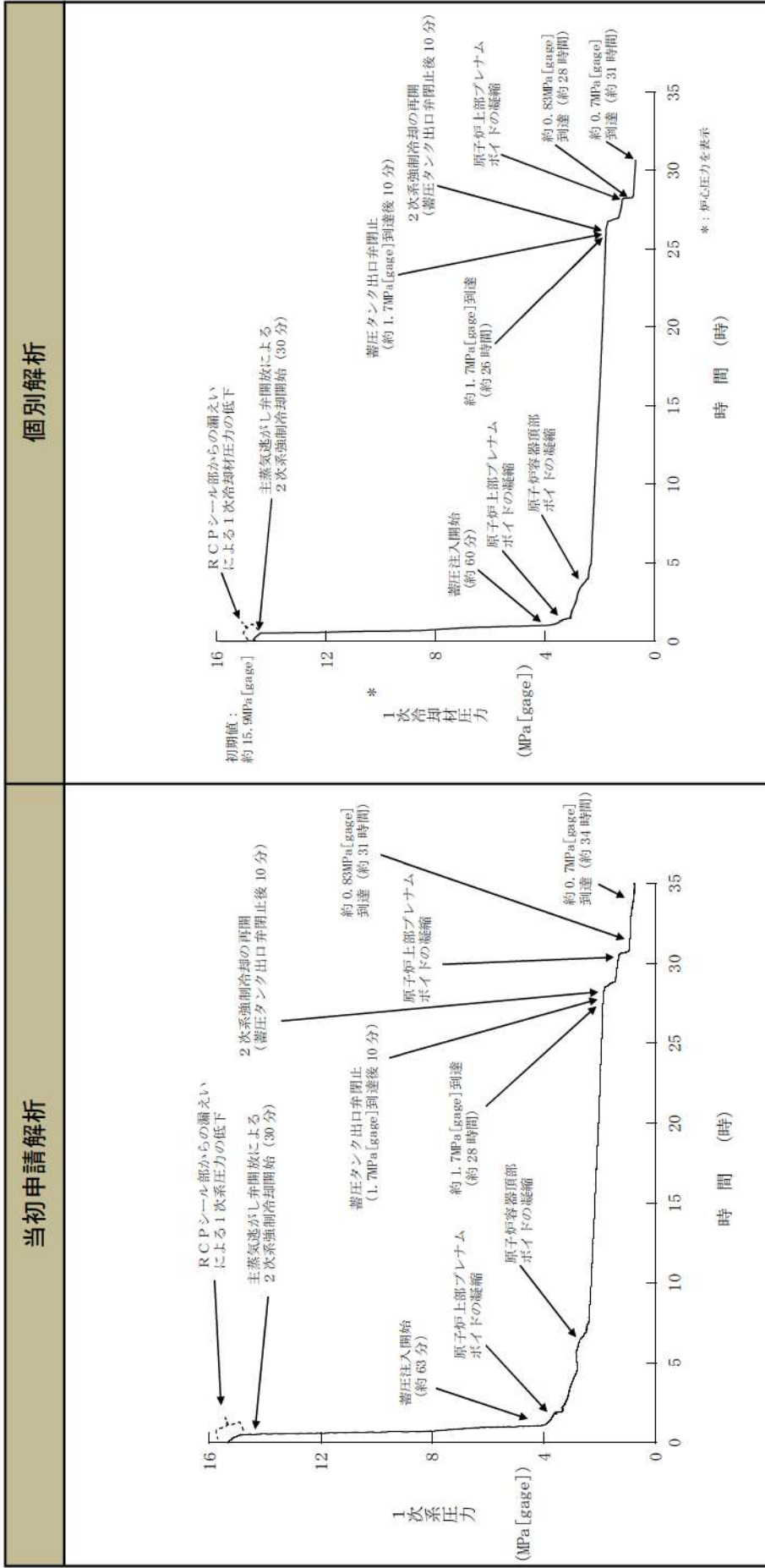


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCPシールリーク)

【1次冷却材圧力の推移】



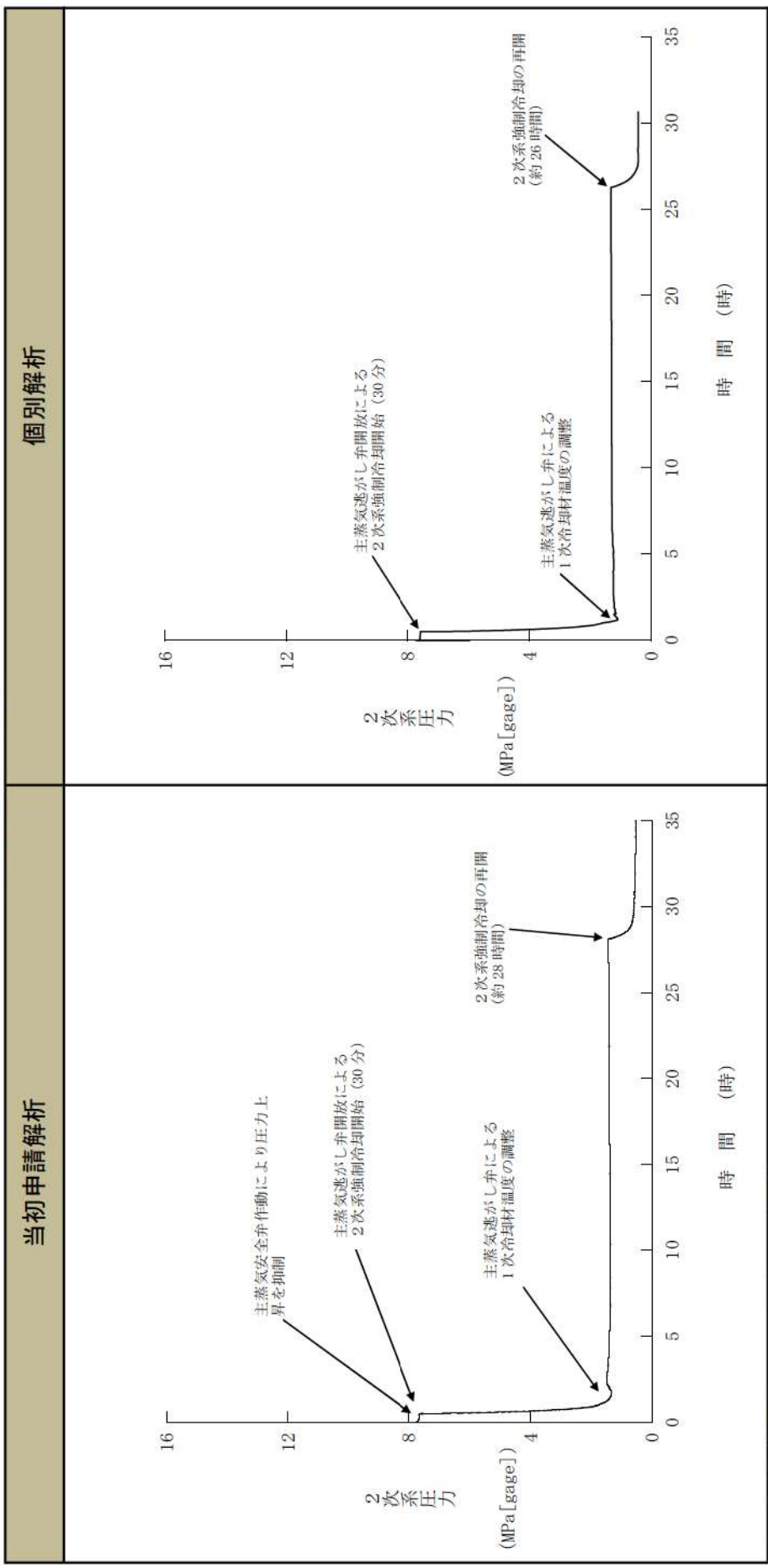
【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

なお、個別解析は1次冷却材平均温度が高く、2次系強制冷却再開時点 (約1.7MPa及び約208℃到達時点) までの温度低下量が多いため、温度低下に伴う1次冷却材の収縮量が若干多くなり、約1.7MPa到達時間がわずかに早まる。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCP シールリーク)

【2次系圧力の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

別紙 2-1 (17/43)

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

全交流動力電源喪失 (RCP シールリーク)

【蒸気発生器保有水量の推移】

当初申請解析	個別解析
<p>【当初申請解析と個別解析の差異】 個別解析は補助給水流量が少なく、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなるが、燃料被覆管温度は上昇しておらず、必要な除熱量は確保されている。</p>	

原子炉格納容器の除熱機能喪失

【原子炉容器内水位の推移】

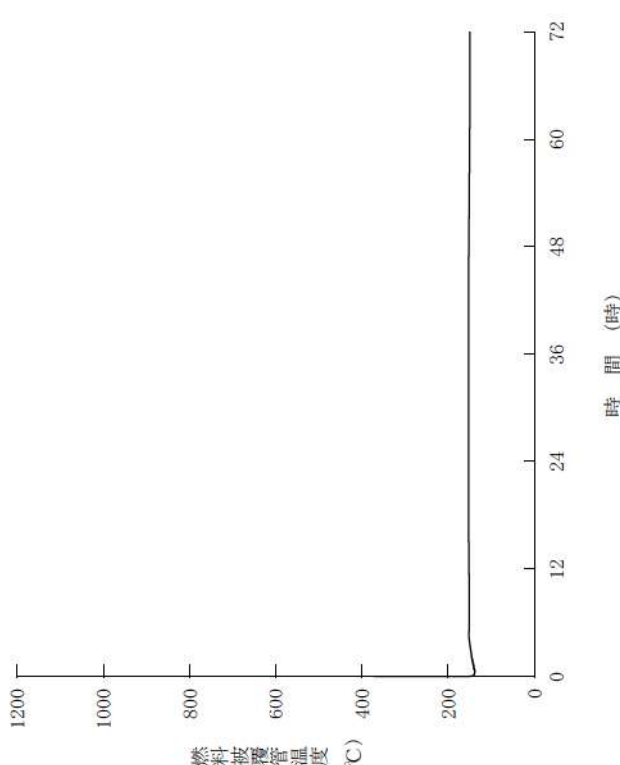
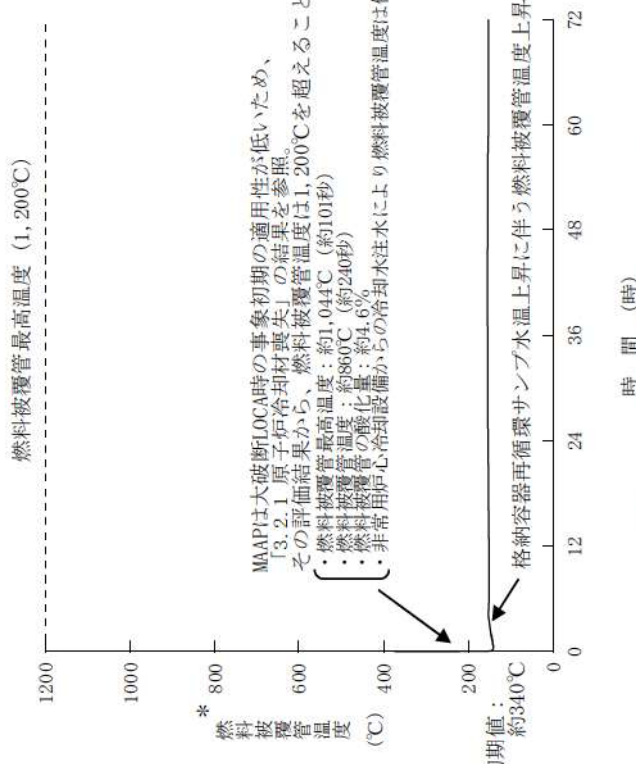
当初申請解析	個別解析
<p>原子炉容器水位 (m)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>原子炉容器内水位 (m)</p> <p>時間 (時)</p> <p>再冠水開始 (約39秒) MAAPは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、「3.2.1」 原子炉冷却材喪失の結果を参照。 コード上、1次冷却材低温側配管下端までの水位を模擬しており、 事象初期から炉心は冠水状態を維持</p> <p>* : 原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示</p>

【当初申請解析と個別解析の差異】

ほぼ同様の挙動となっている。
(個別解析では原子炉トリップの15秒後にRCPトリップの発生直後の原子炉容器水位の低下が見られない。)
の流出量が減少し1次系保有水量が多くなることから、事象発生直後の原子炉容器水位の低下が見られない。
なお、MAAPは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、燃料被覆管温度及び酸化量は設計基準事故における評価結果を用いて有効性を確認している。)

原子炉格納容器の除熱機能喪失

【燃料被覆管温度の推移】

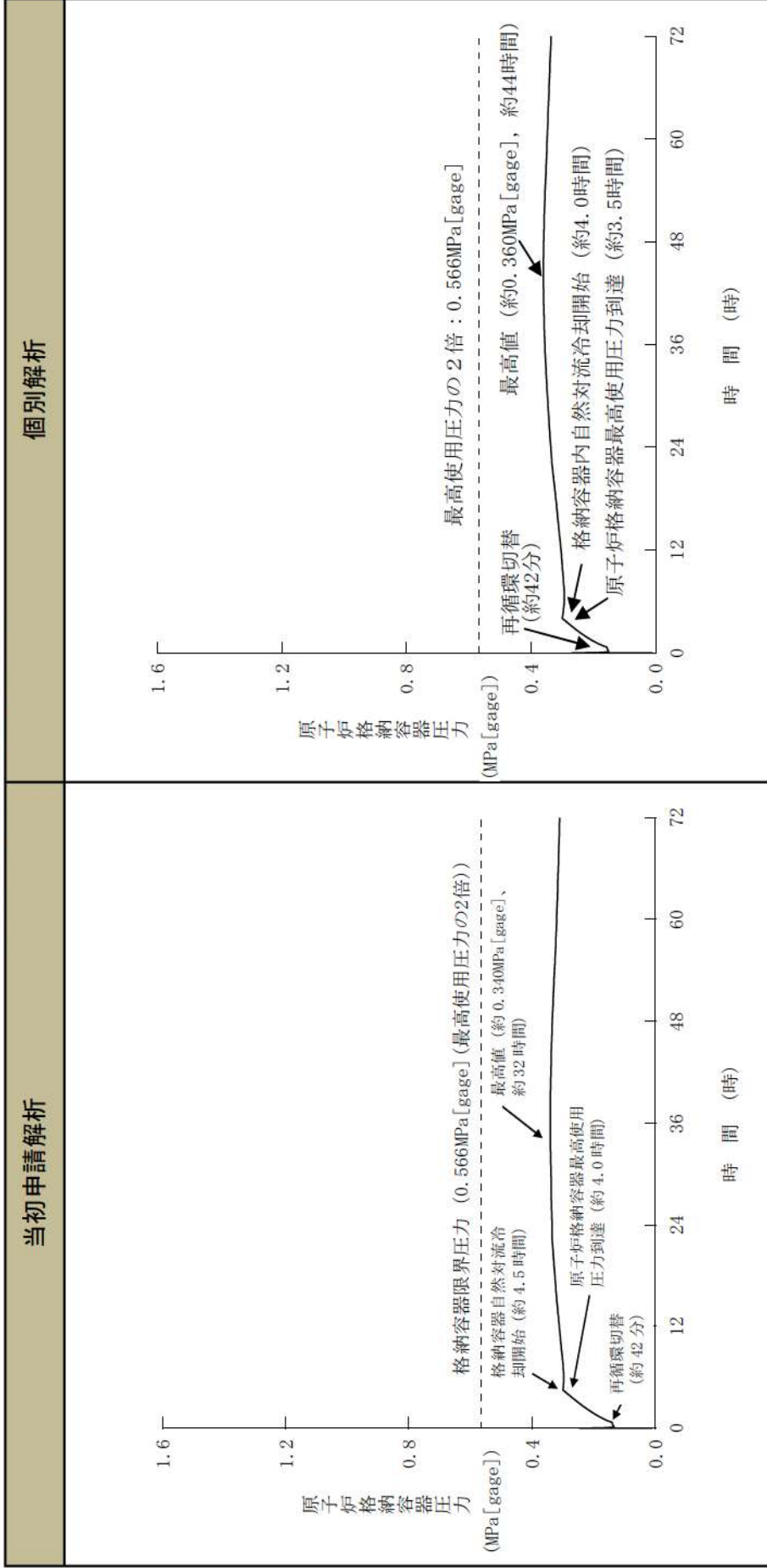
当初申請解析	個別解析
 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</p>	 <p>燃料被覆管最高温度 (1,200°C)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</p> <p>初期値：約340°C</p> <p>格納容器再循環サンプル水温上昇に伴う燃料被覆管温度上昇</p> <p>*：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す</p> <p>MAAPは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、 「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の結果を参照。 その評価結果から、燃料被覆管温度は1,200°Cを超えることはない。 <ul style="list-style-type: none"> 燃料被覆管最高温度：約1,044°C (約101秒) 燃料被覆管温度：約860°C (約240秒) 燃料被覆管の酸化量：約4.6% 非常用炉心冷却設備からの冷却水注水により燃料被覆管温度は低下していく </p>

【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

原子炉格納容器の除熱機能喪失

【原子炉格納容器圧力の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】

- ・原子炉格納容器最高使用圧力到達時間が個別解析のほうが約30分早い
 - ・最高値が個別解析のほうが約0.020MPa [gage]高い
- 【これは主にCV自由体積が約3%小さいこと、格納容器再循環ユニットの除熱特性が小さいこと起因する。】

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

原子炉格納容器の除熱機能喪失

【原子炉格納容器雰囲気温度の推移】

当初申請解析	個別解析

【当初申請解析と個別解析の差異】
原子炉格納容器最高使用圧力到達時間及び最高値が異なるが、差異理由は原子炉格納容器圧力と同様。

原子炉停止機能喪失 (主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

【1次冷却材圧力の推移】

当初申請解析	個別解析
<p>1次系圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (秒)</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (秒)</p> <p>* 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</p>

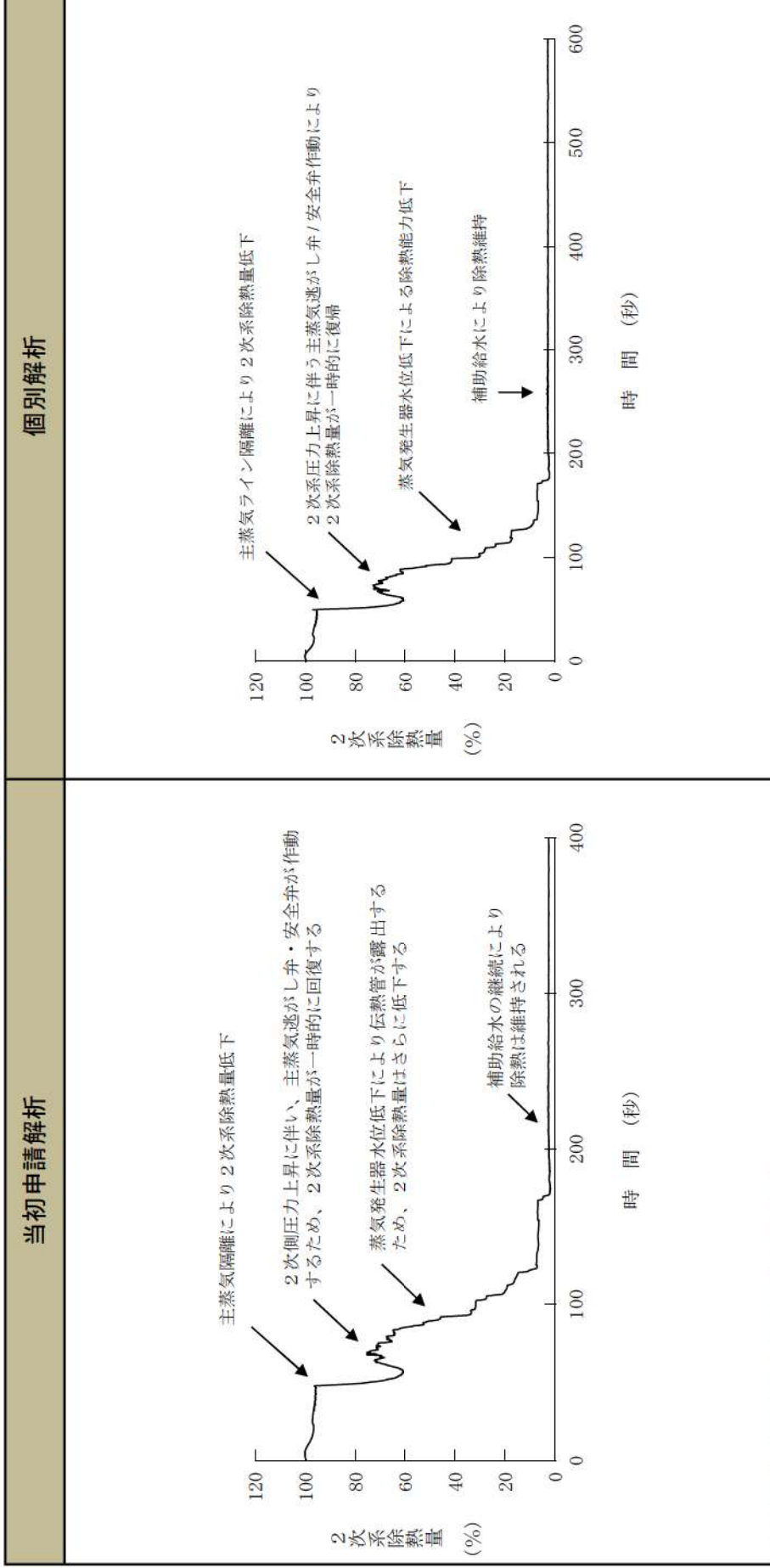
【当初申請解析と個別解析の差異】

個別解析では泊3号炉の炉心設計に基づき保守的に設定した減速材温度係数の初期値である-18pcm/°Cを用いており、当初申請解析で使用している2, 3, 4ルーブリットで共通に適用できる保守的な減速材温度係数の初期値である-13pcm/°Cと比べて、減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果が大きくなり、1次冷却材圧力の上昇が抑制されるため、1次冷却材圧力の最高値は低くなる。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

原子炉停止機能喪失 (主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

【2次系除熱量の推移】

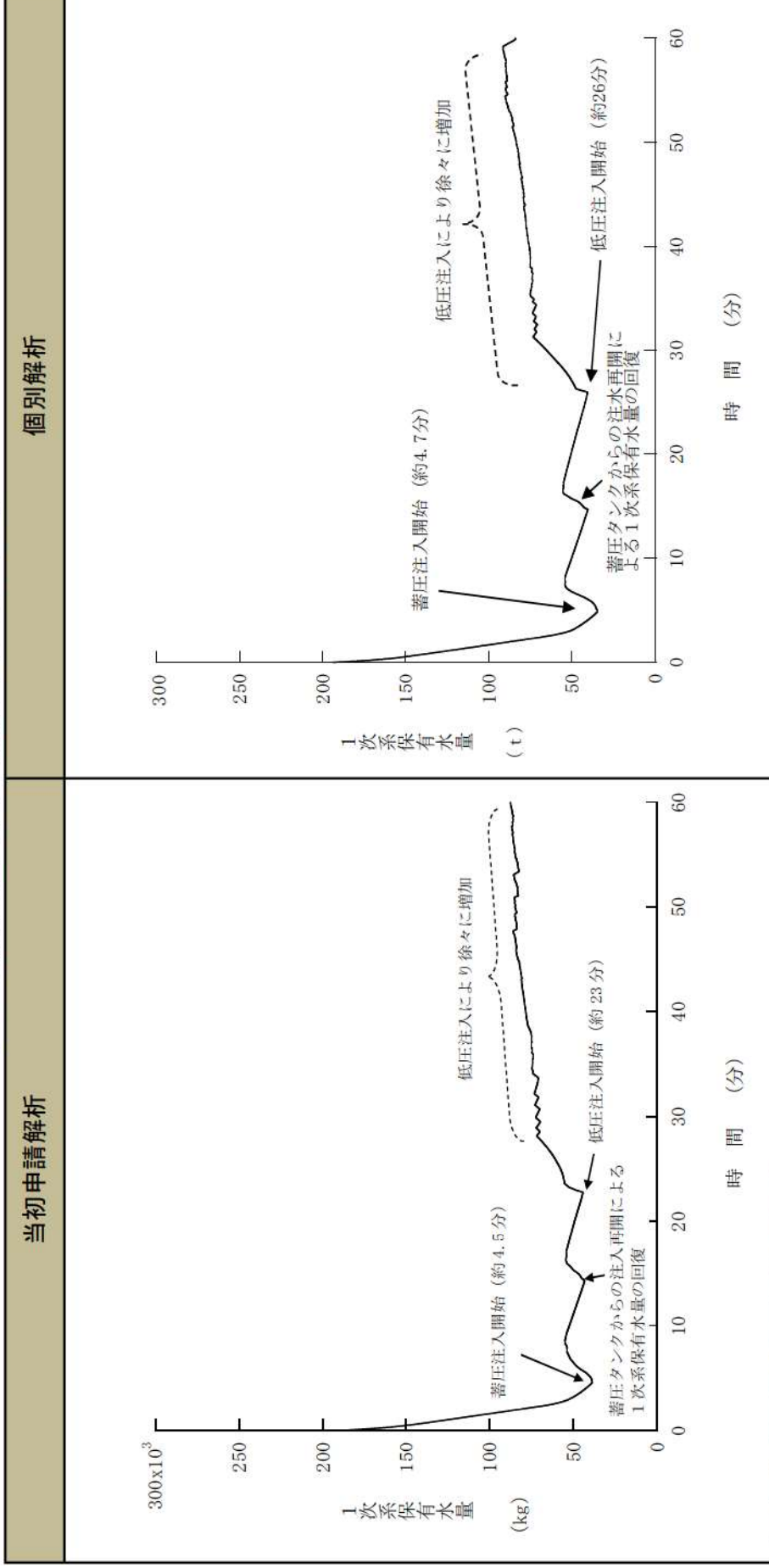


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【1次系保有水量の推移 (破断口径：6インチ)】

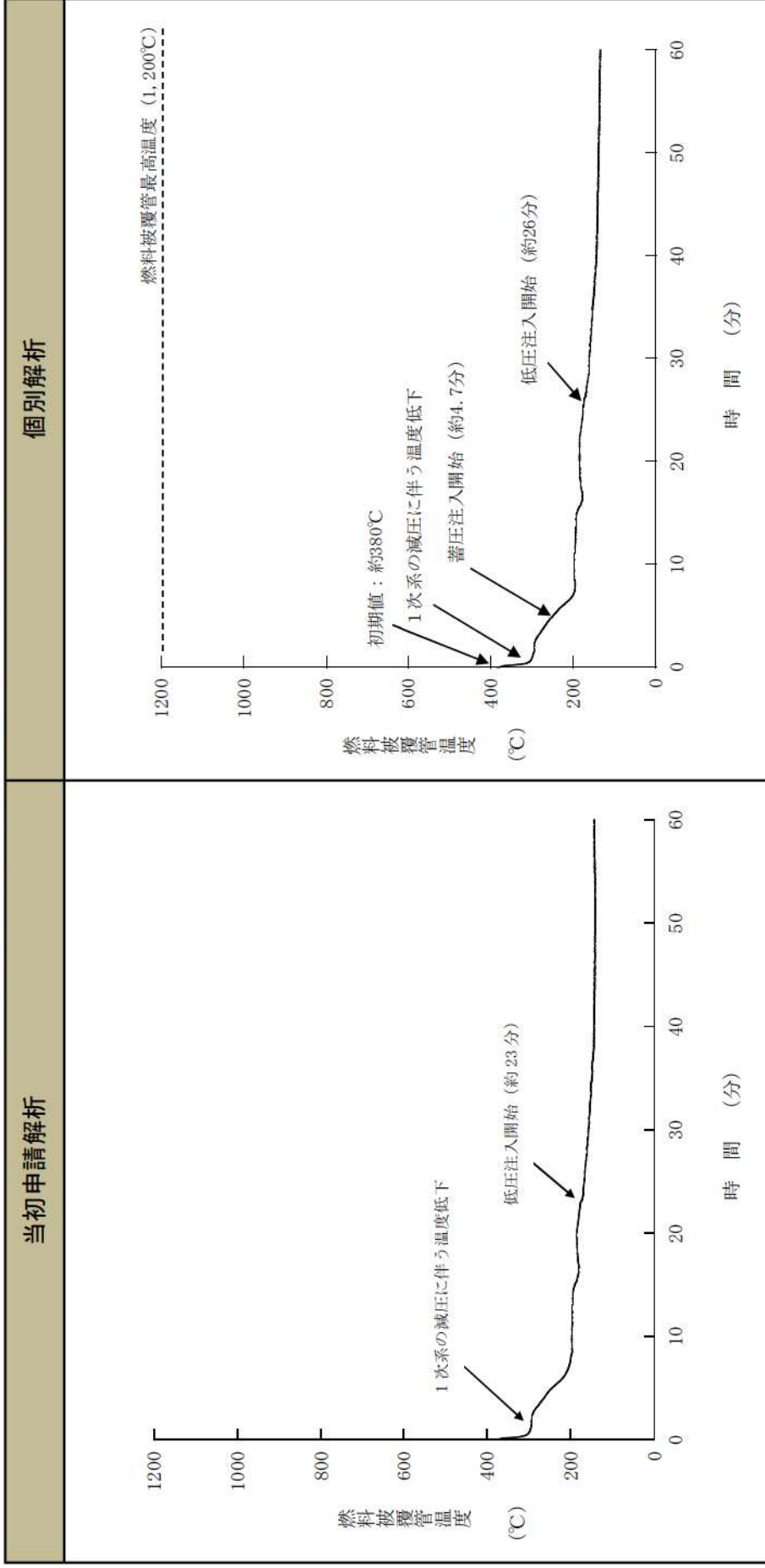


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【燃料被覆管温度の推移 (破断口径：6インチ)】

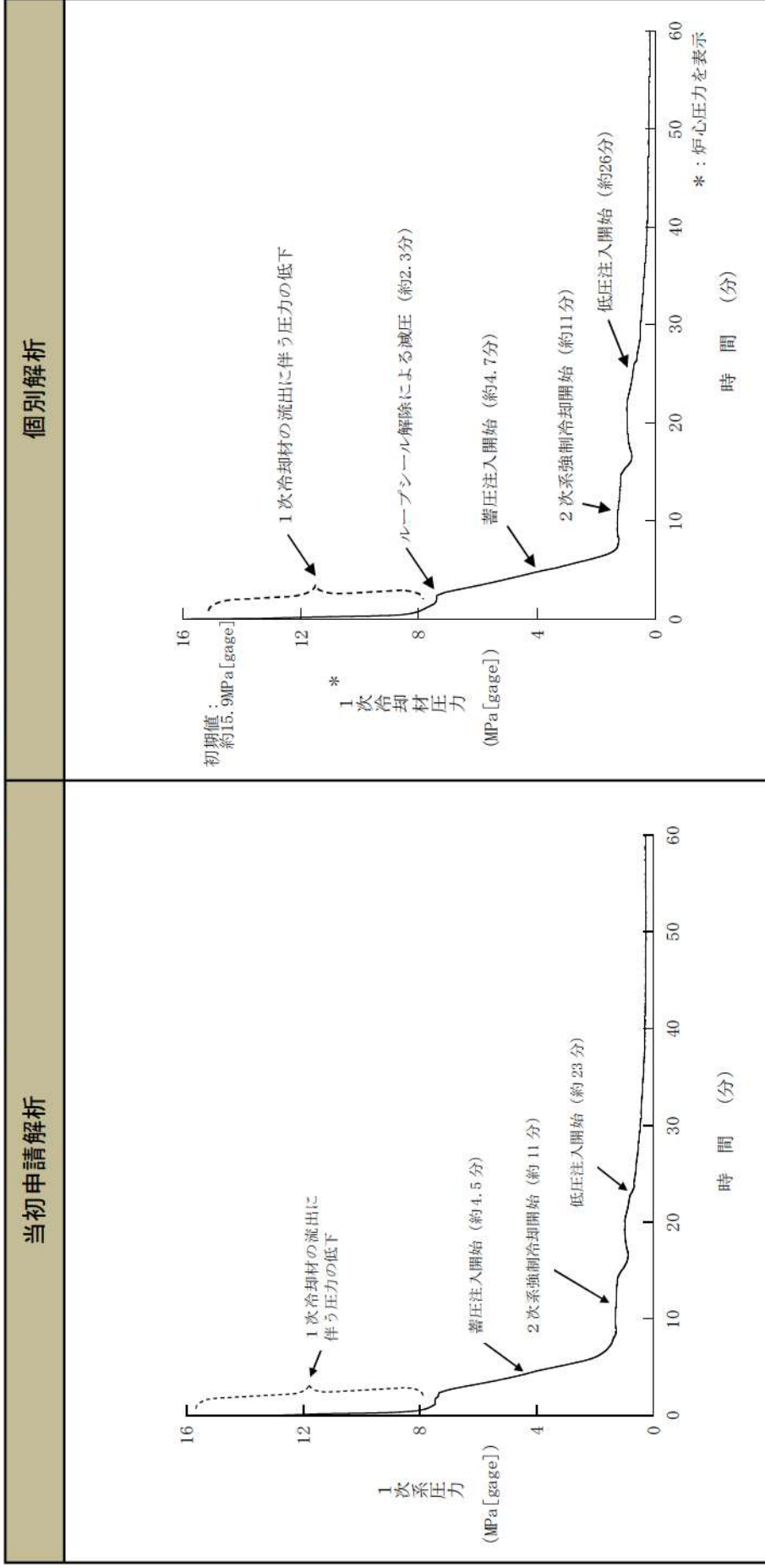


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【1次冷却材圧力の推移(破断口径:6インチ)】

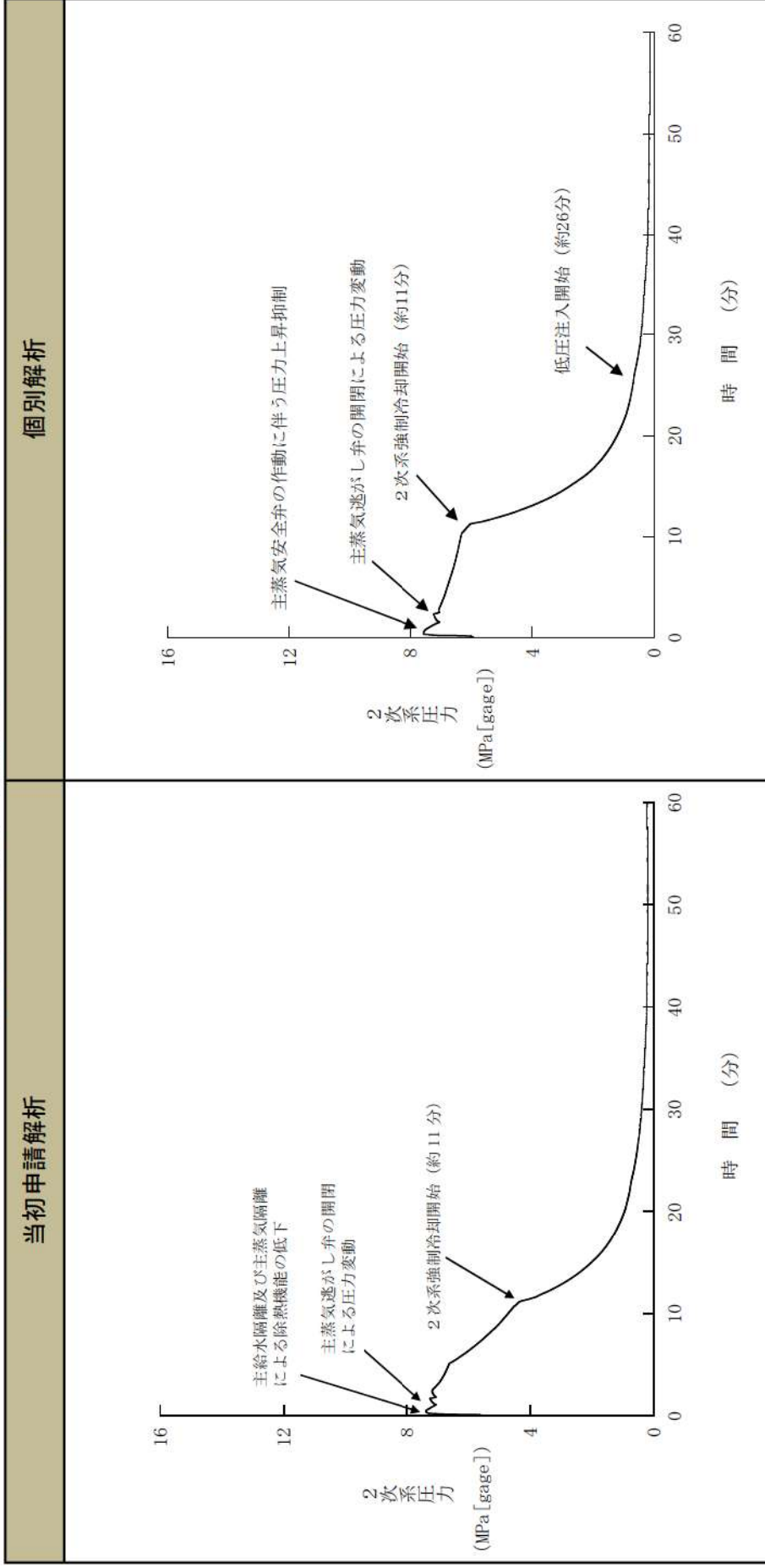


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【2次系圧力の推移 (破断口径：6インチ)】

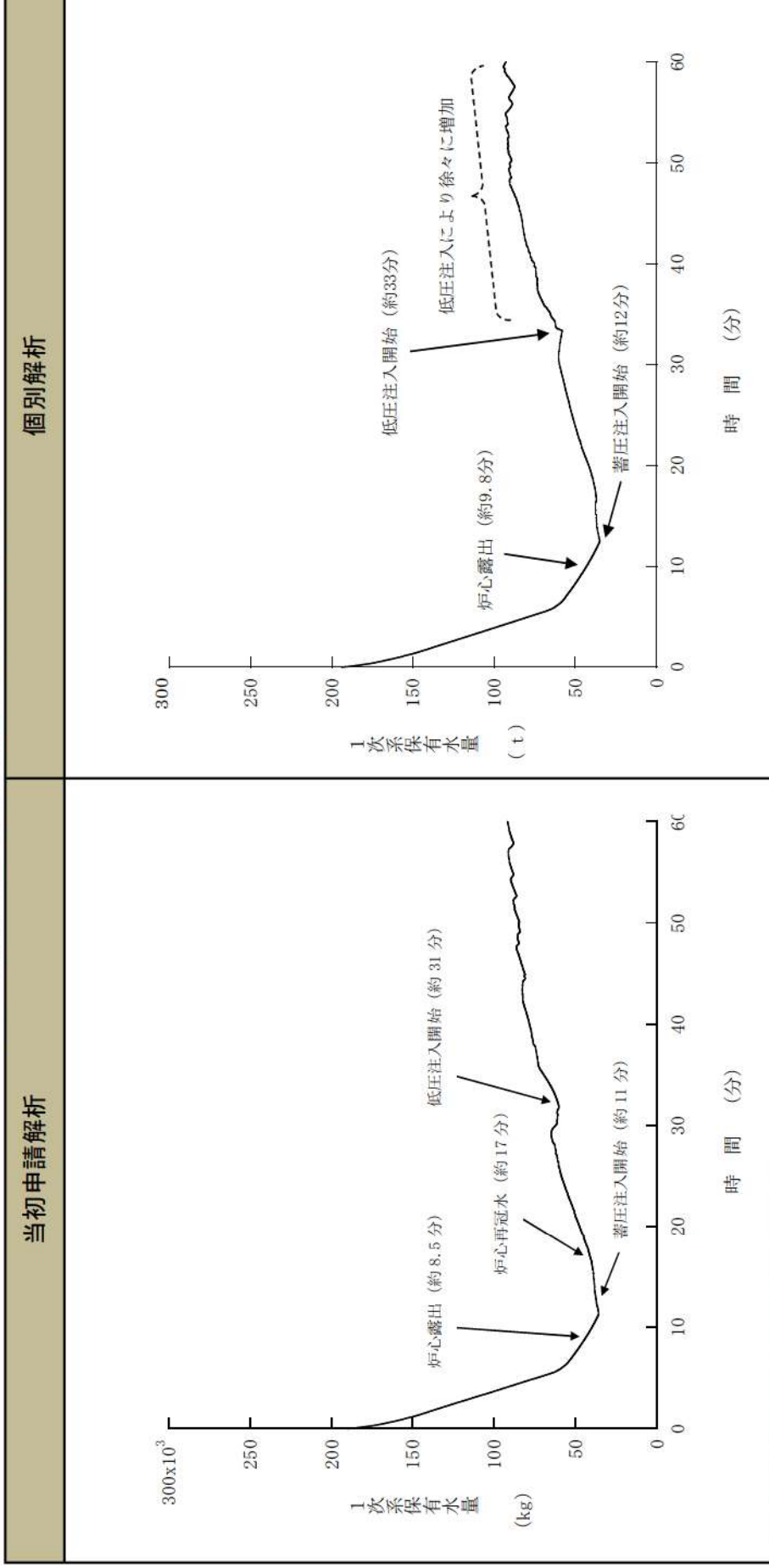


【当初申請解析と個別解析の差異】
 個別解析では補助給水流量が少ないことから、補助給水ピットの低温水が蒸気発生器に到達するのが遅く、それまでは補助給水温度が高い状態が続くことから、2次系圧力の低下が緩やかになっている。その後、2次系強制冷却を開始することで2次系圧力は低下し、事象進展はほぼ同様となっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【1次系保有水量の推移(破断口径:4インチ)】

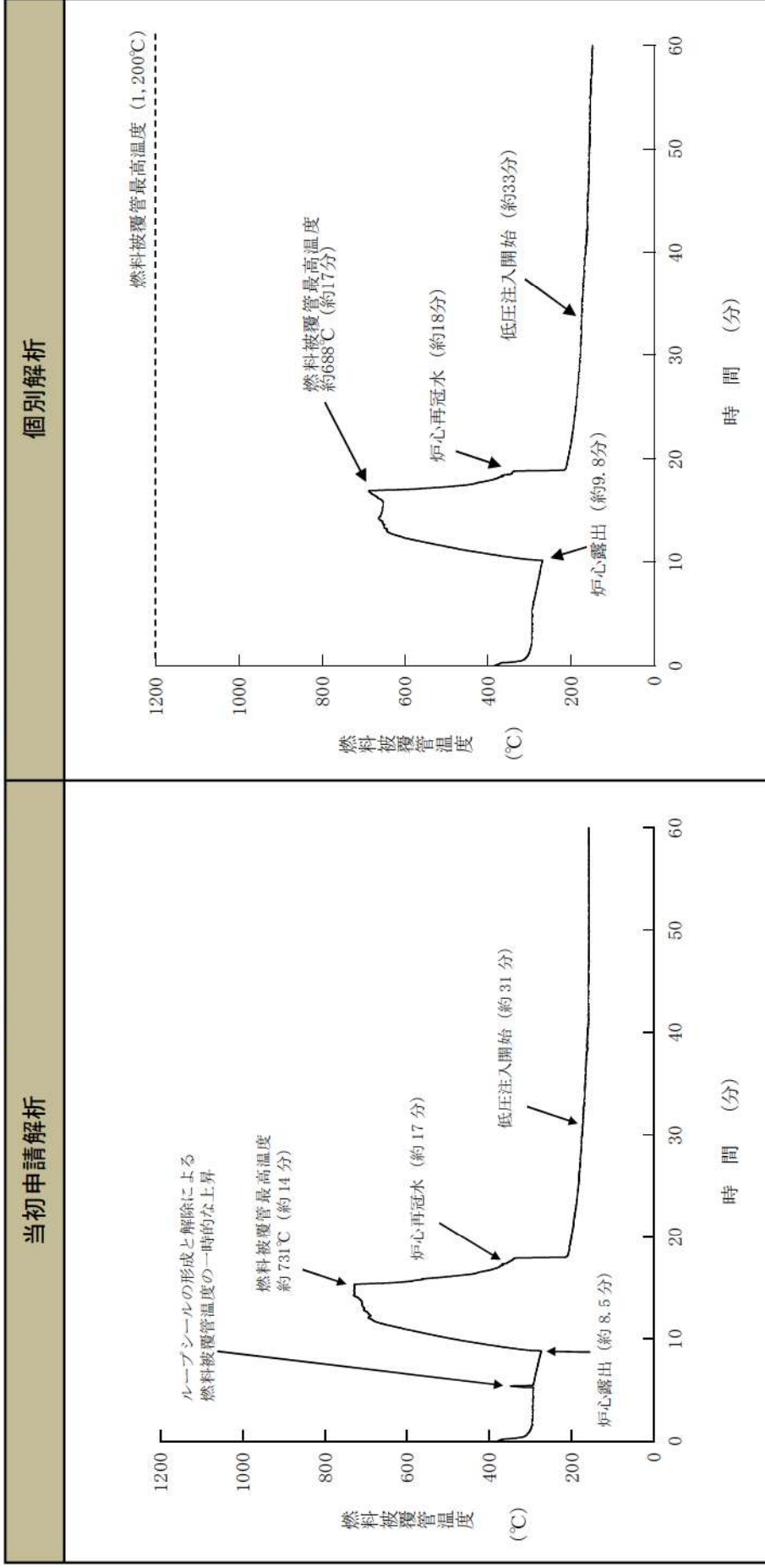


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【燃料被覆管温度の推移 (破断口径: 4インチ)】



【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。
 なお、個別解析は1次系体積が3%程度大きいことから、1次系保有水量が多い状態でループシールが解除し、相対的に炉心水位が高い状態となっていることから、当初申請解析の5分近傍の燃料被覆管温度の一時的な上昇は現れず、また燃料被覆管温度のピークも低くなる挙動を示している。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【1次冷却材圧力の推移(破断口径:4インチ)】

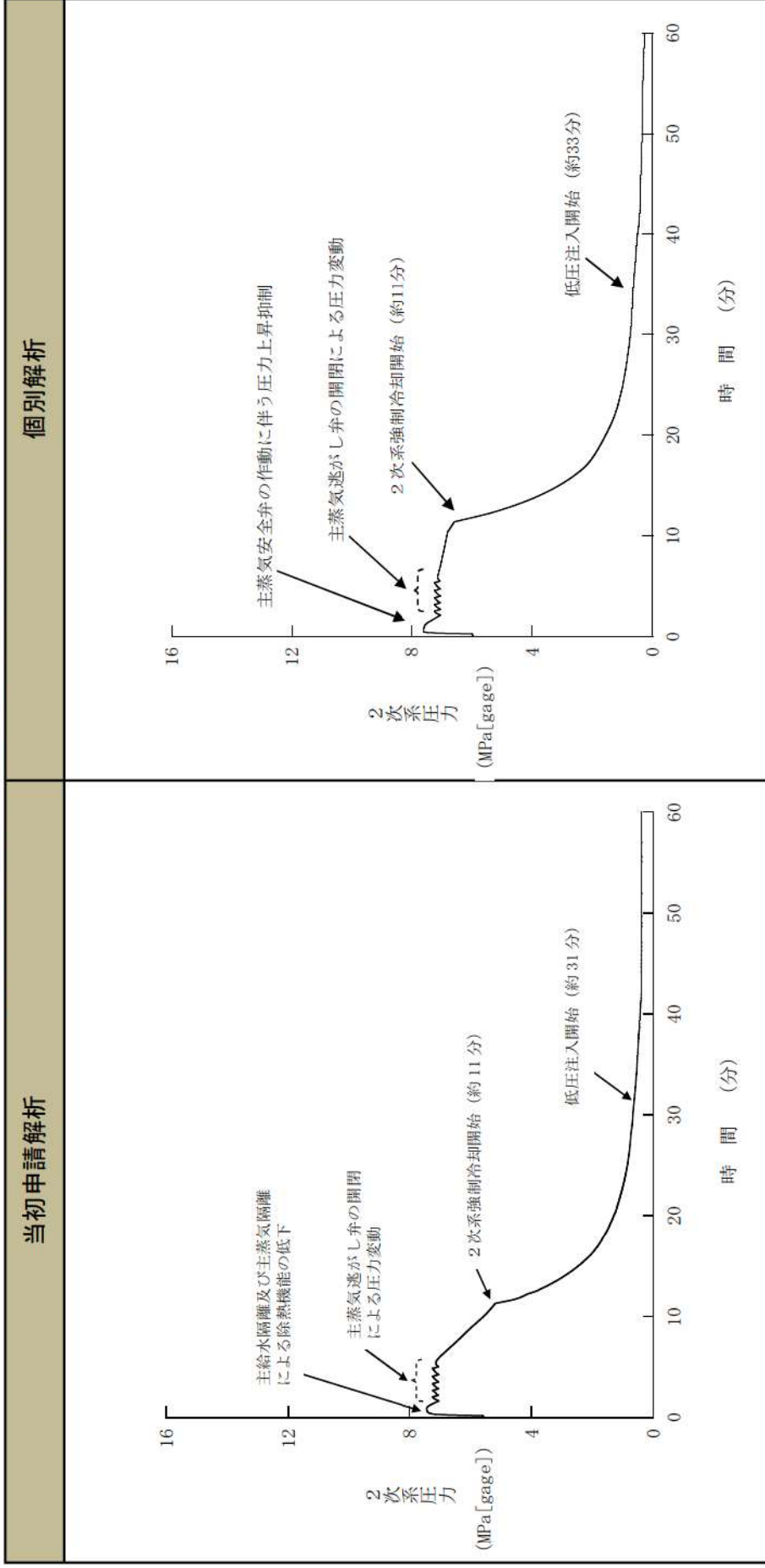
当初申請解析	個別解析
<p>1次系圧力 (MPa [gauge])</p> <p>初期値: 約15.9MPa [gauge]</p> <p>1次冷却材の流出に伴う圧力の低下 (約5.3分)</p> <p>ループシール解除による減圧 (約11分)</p> <p>蓄圧注入開始 (約11分)</p> <p>2次系強制冷却開始 (約12分)</p> <p>低圧注入開始 (約31分)</p> <p>時間 (分)</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa [gauge])</p> <p>初期値: 約15.9MPa [gauge]</p> <p>1次冷却材の流出に伴う圧力の低下 (約5.3分)</p> <p>ループシール解除による減圧 (約11分)</p> <p>2次系強制冷却開始 (約11分)</p> <p>蓄圧注入開始 (約12分)</p> <p>低圧注入開始 (約33分)</p> <p>時間 (分)</p> <p>*: 炉心圧力を表示</p>

【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。
 なお、個別解析は1次系体積が3%程度大きいことから、1次冷却材圧力の低下が若干遅くなり、蓄圧注入開始のタイミングが異なっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【2次系圧力の推移 (破断口径：4インチ)】

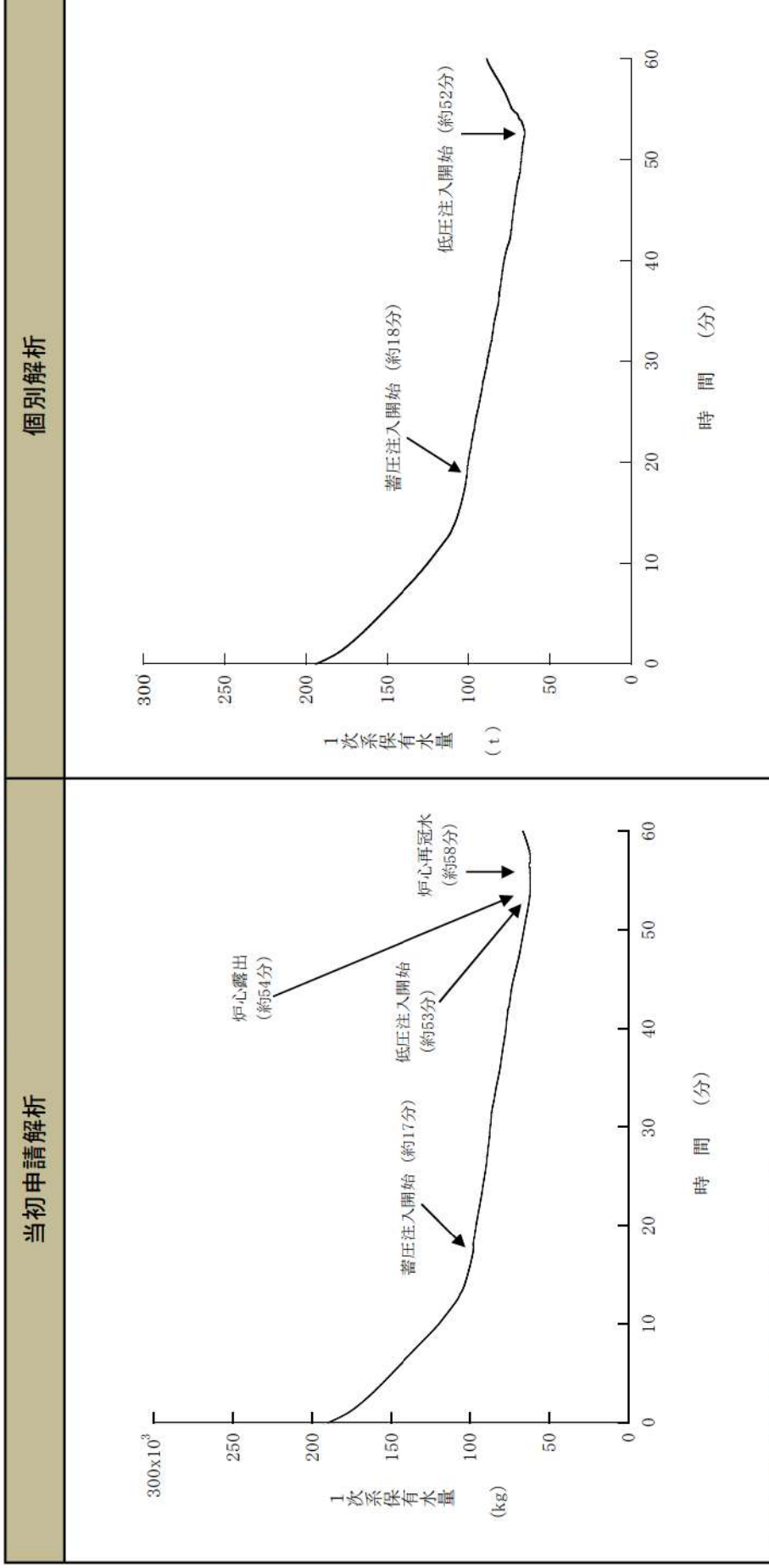


【当初申請解析と個別解析の差異】
 個別解析では補助給水流量が少ないため、補助給水ピットの低温水が蒸気発生器に到達するのが遅く、それまでは補助給水温度が高い状態が続くことから、2次系圧力の低下が緩やかになっている。その後、2次系強制冷却を開始することで2次系圧力は低下し、事象進展はほぼ同様となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

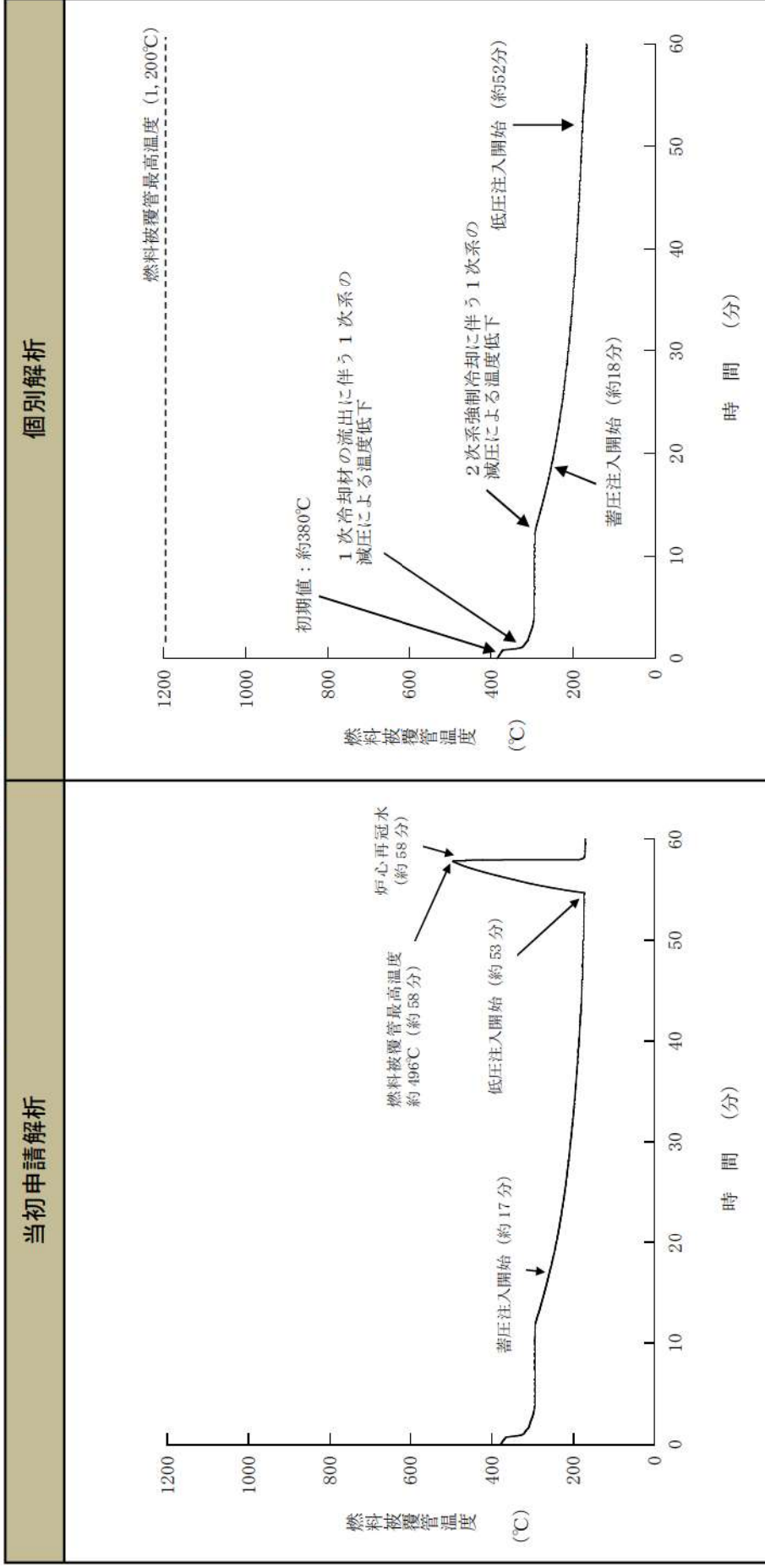
【1次系保有水量の推移 (破断口径：2インチ)】



【当初申請解析と個別解析の差異】
個別解析の方が高圧時の炉心注入流量が若干多くなる注入特性であり、炉心露出の前に1次系保有水量が回復する。

ECCS注水機能喪失

【燃料被覆管温度の推移 (破断口径：2インチ)】

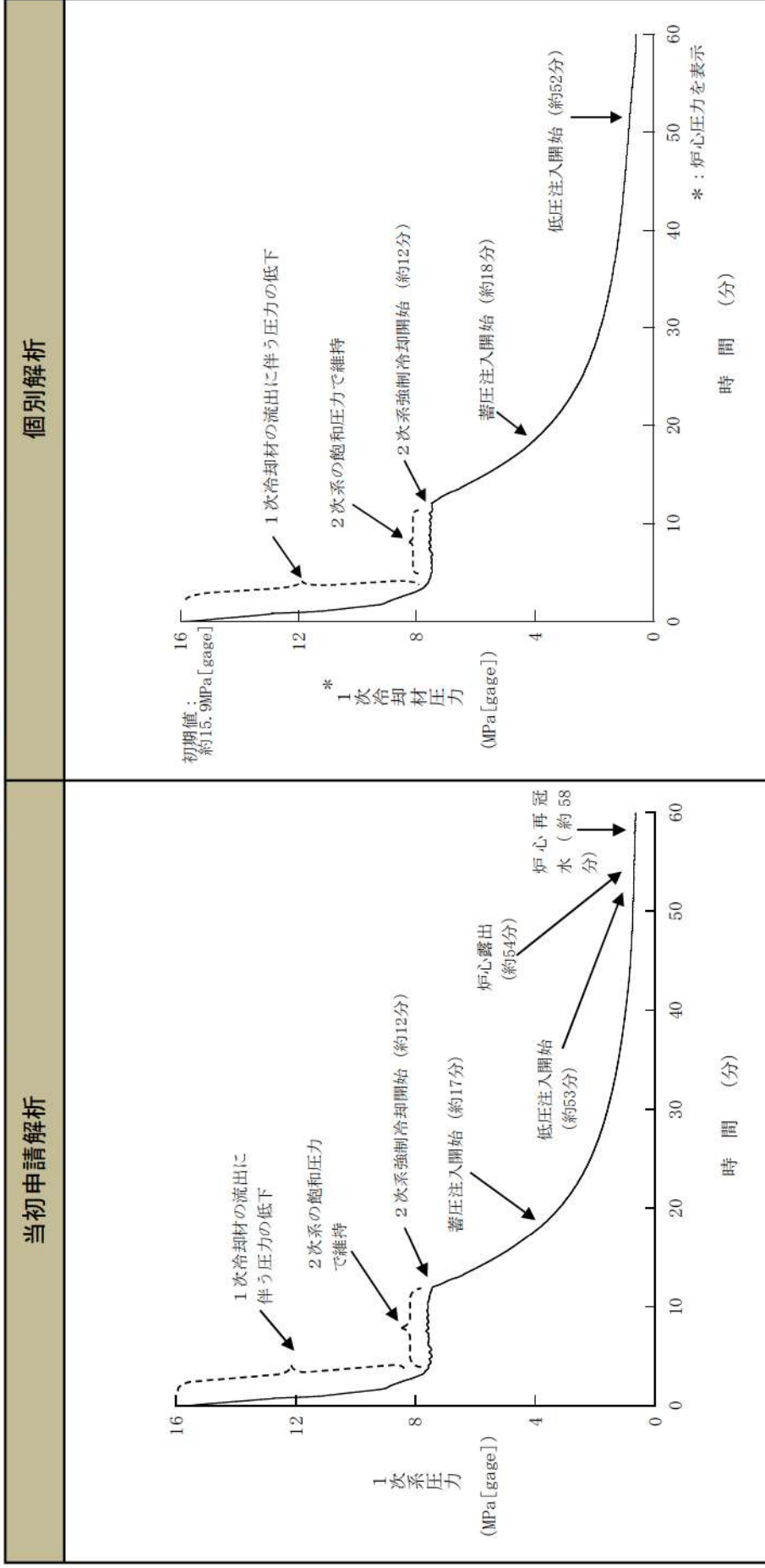


【当初申請解析と個別解析の差異】
 個別解析の方が高圧時の炉心注入流量が若干多くなる注入特性であり、炉心露出しないため燃料被覆管温度は上昇しない。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

【1次冷却材圧力の推移 (破断口径：2インチ)】

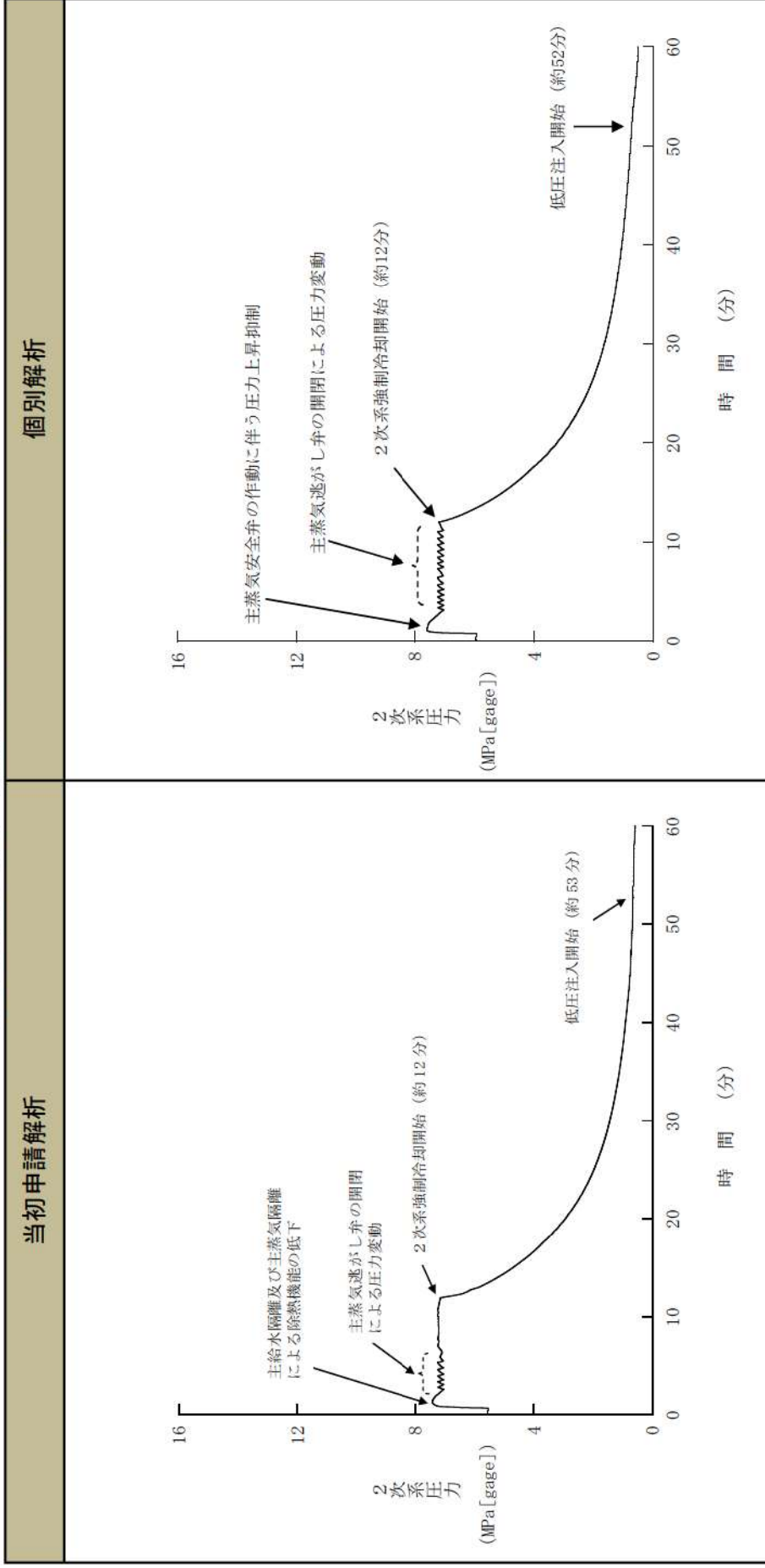


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

ECCS注水機能喪失

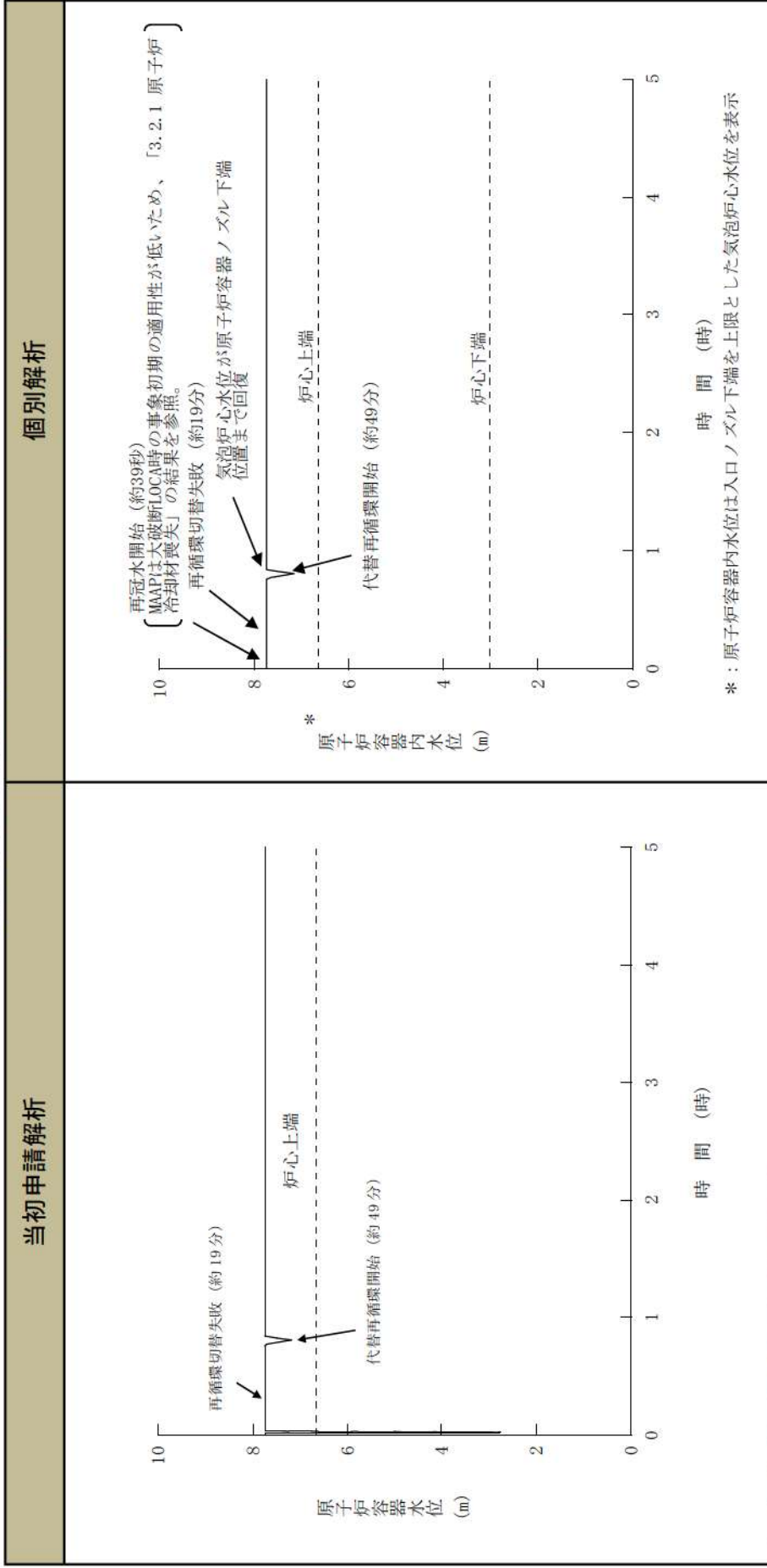
【2次系圧力の推移 (破断口径: 2インチ)】



【当初申請解析と個別解析の差異】
 個別解析では補助給水流量が少ないため、補助給水ピットの低温水が蒸気発生器に到達するのが遅く、それまでは補助給水温度が高い状態が続くことから、主蒸気逃がし弁が開閉する時間が長くなる。その後、2次系強制冷却を開始することにより2次系圧力は低下し、事象進展はほぼ同様となっている。

ECCS再循環機能喪失

【原子炉容器内水位の推移】

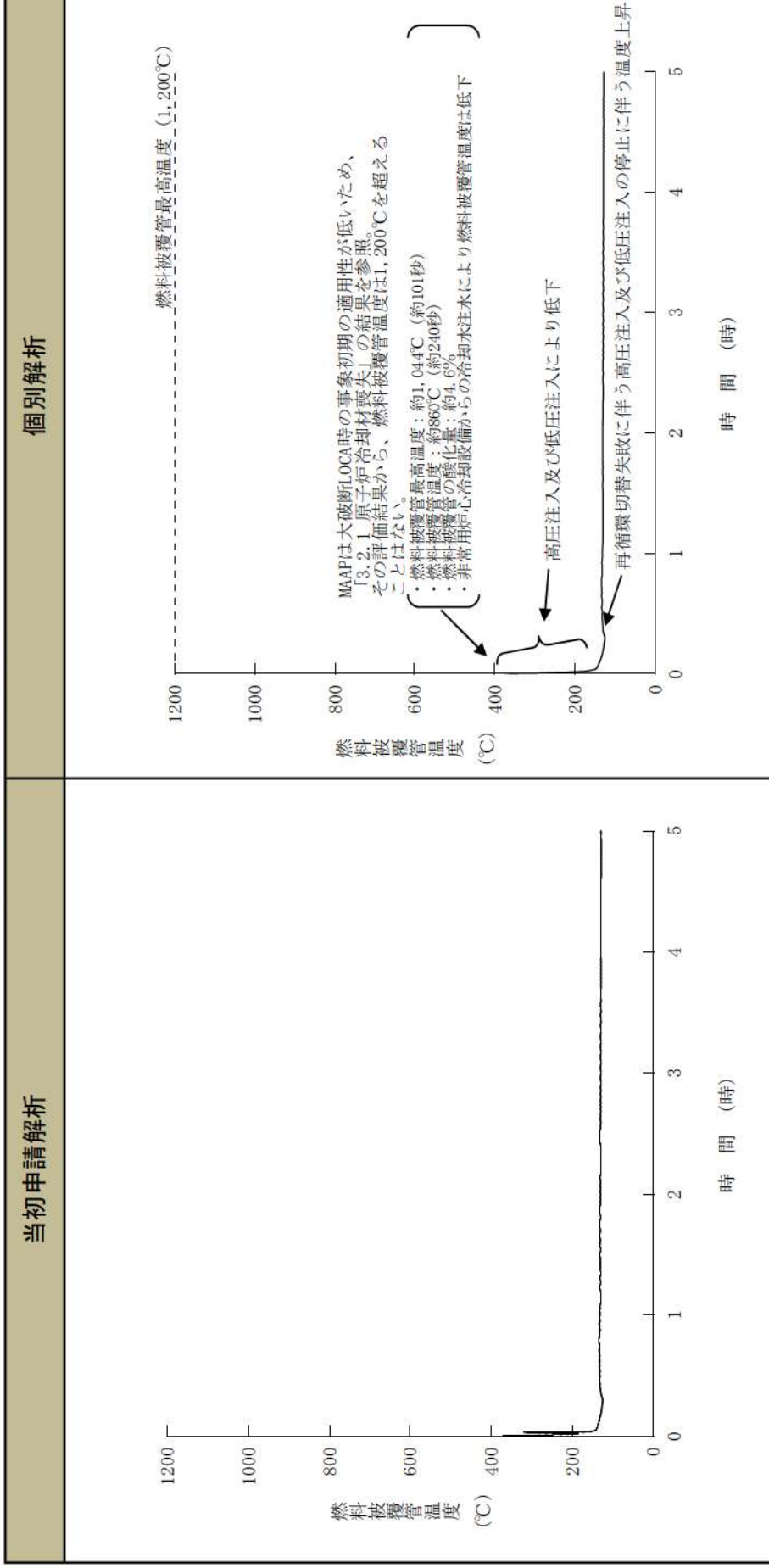


【当初申請解析と個別解析の差異】

ほぼ同様の挙動となっている。
 (個別解析では原子炉トリップの15秒後にRCPトリップの発生直後の原子炉容器水位の低下が見られない。の流出量が減少し1次系保有水量が多くなることから、事象発生直後の原子炉容器水位の低下が見られない。
 なお、MAAPは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、燃料被覆管温度及び酸化量は設計基準事故における評価結果を用いて有効性を確認している。)

ECCS再循環機能喪失

【燃料被覆管温度の推移】

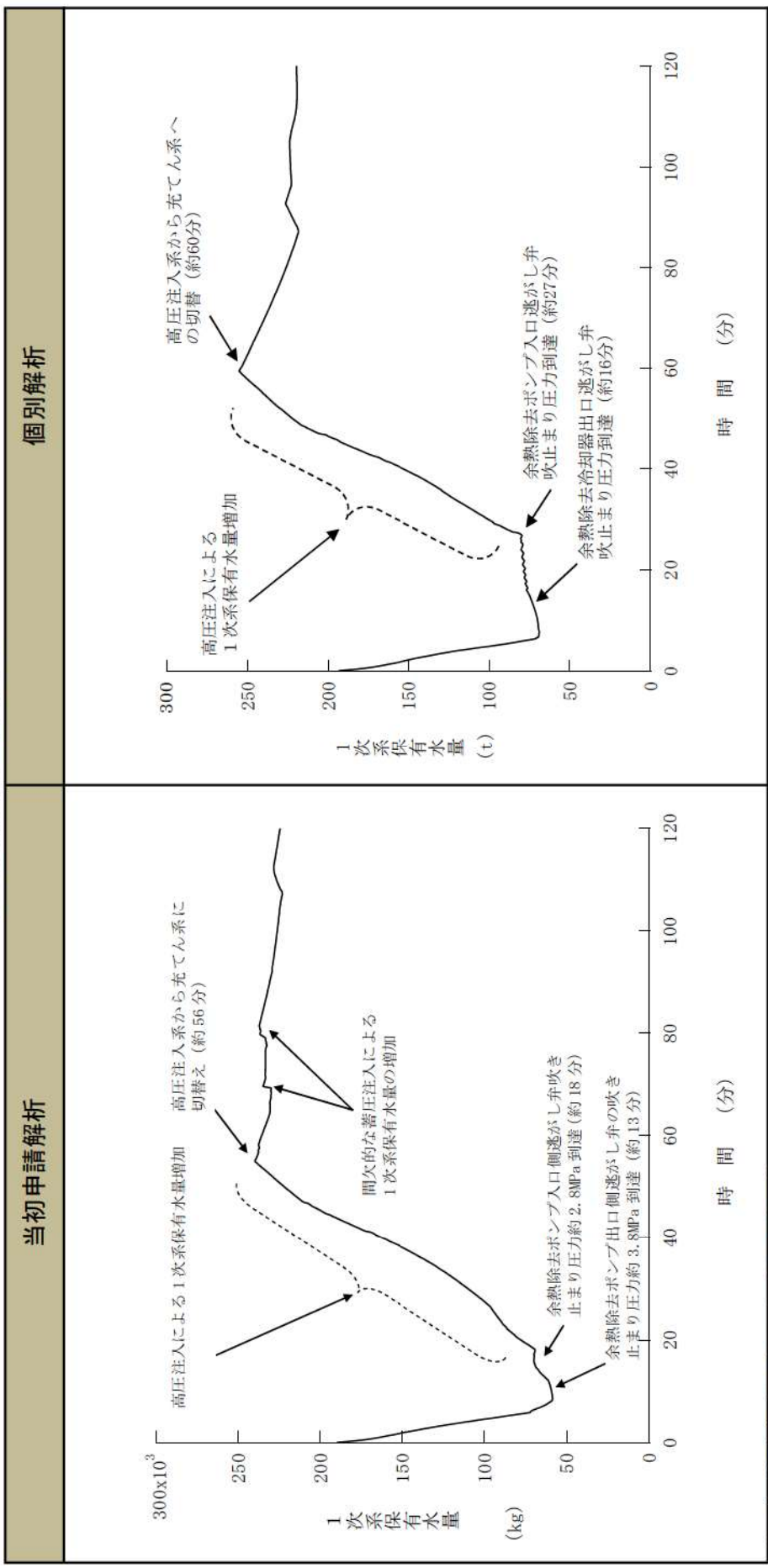


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)

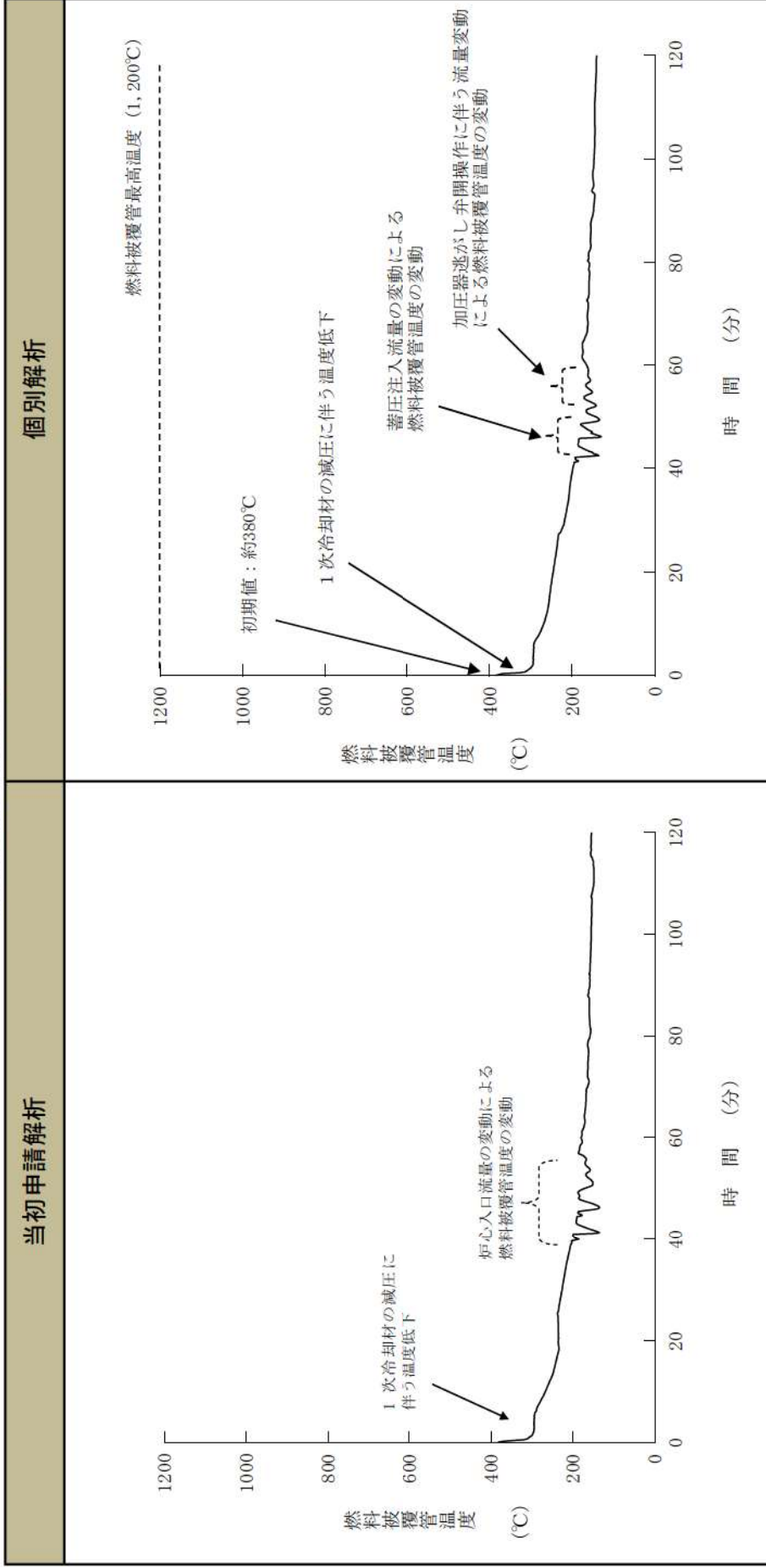
【1次系保有水量の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
 個別解析では補助給水流量が少なく、除熱量が相対的に少なくなるため、余熱除去ポンプ出口逃がし弁の吹き止まり圧力に低下する時間が遅くなり、1次系保有水量の回復が遅くなる。その後は高圧注入によって保有水量は回復されている。

格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)

【燃料被覆管温度の推移】

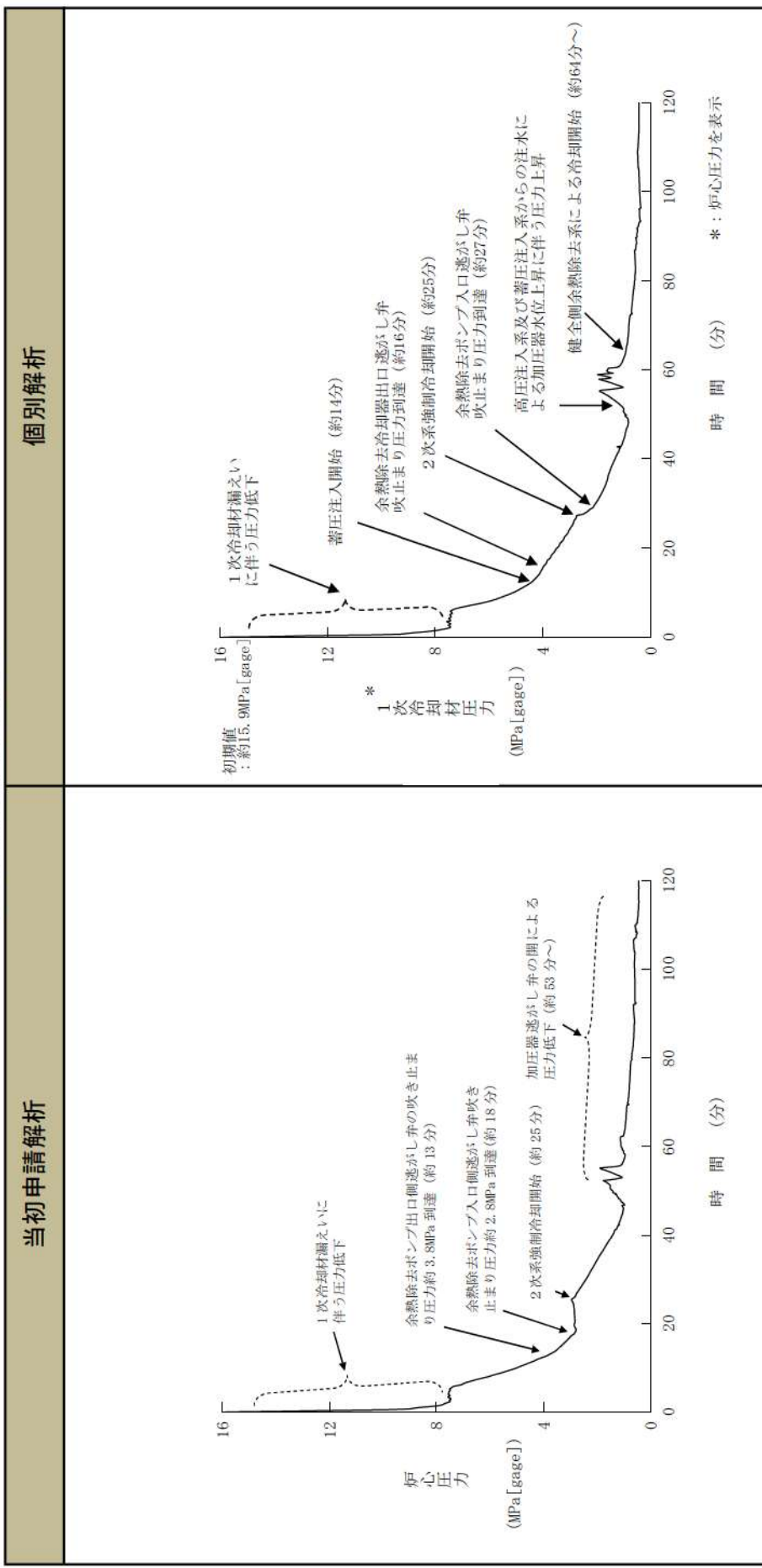


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)

【1次冷却材圧力の推移】



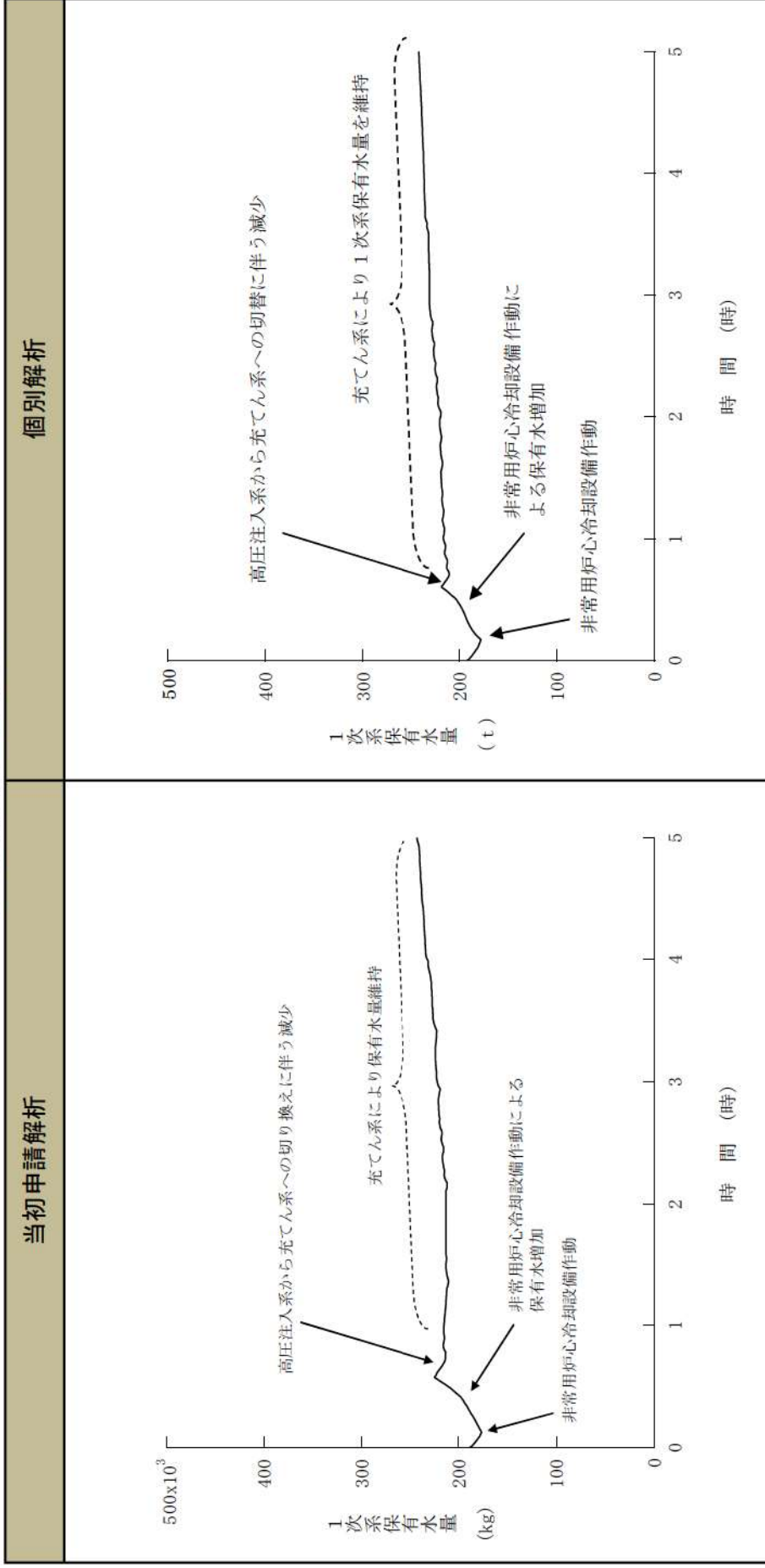
【当初申請解析と個別解析の差異】

個別解析では補助給水流量が少ないため、圧力低下割合が若干緩やかな挙動を示す。その後、約25分で2次系強制冷却が開始され、除熱が促進されることから、事象進展はほぼ同様となっている。

事象進展の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

格納容器バイパス (蒸気発生器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次系保有水量の推移】

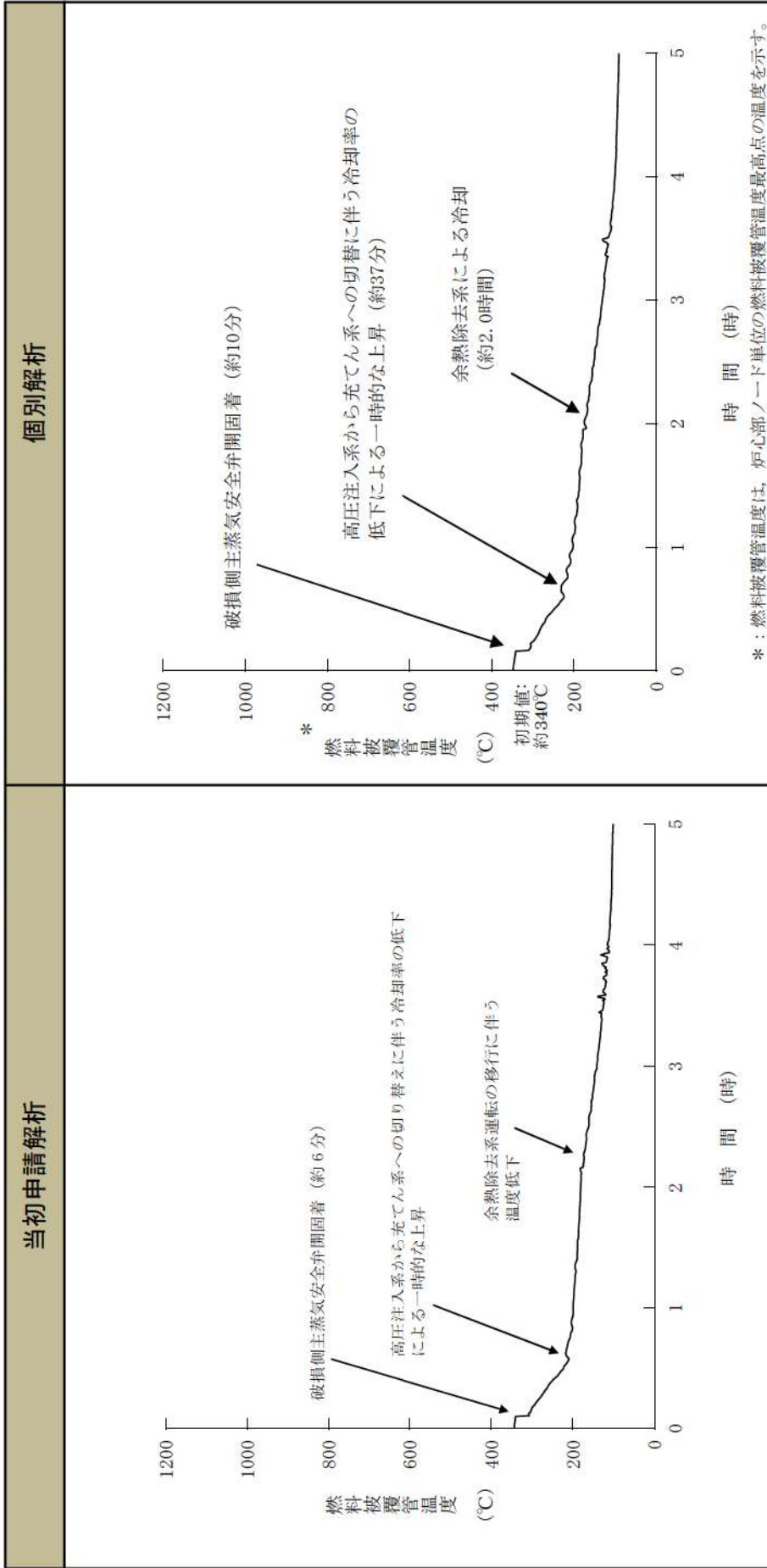


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

格納容器バイパス (蒸気発生器熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)

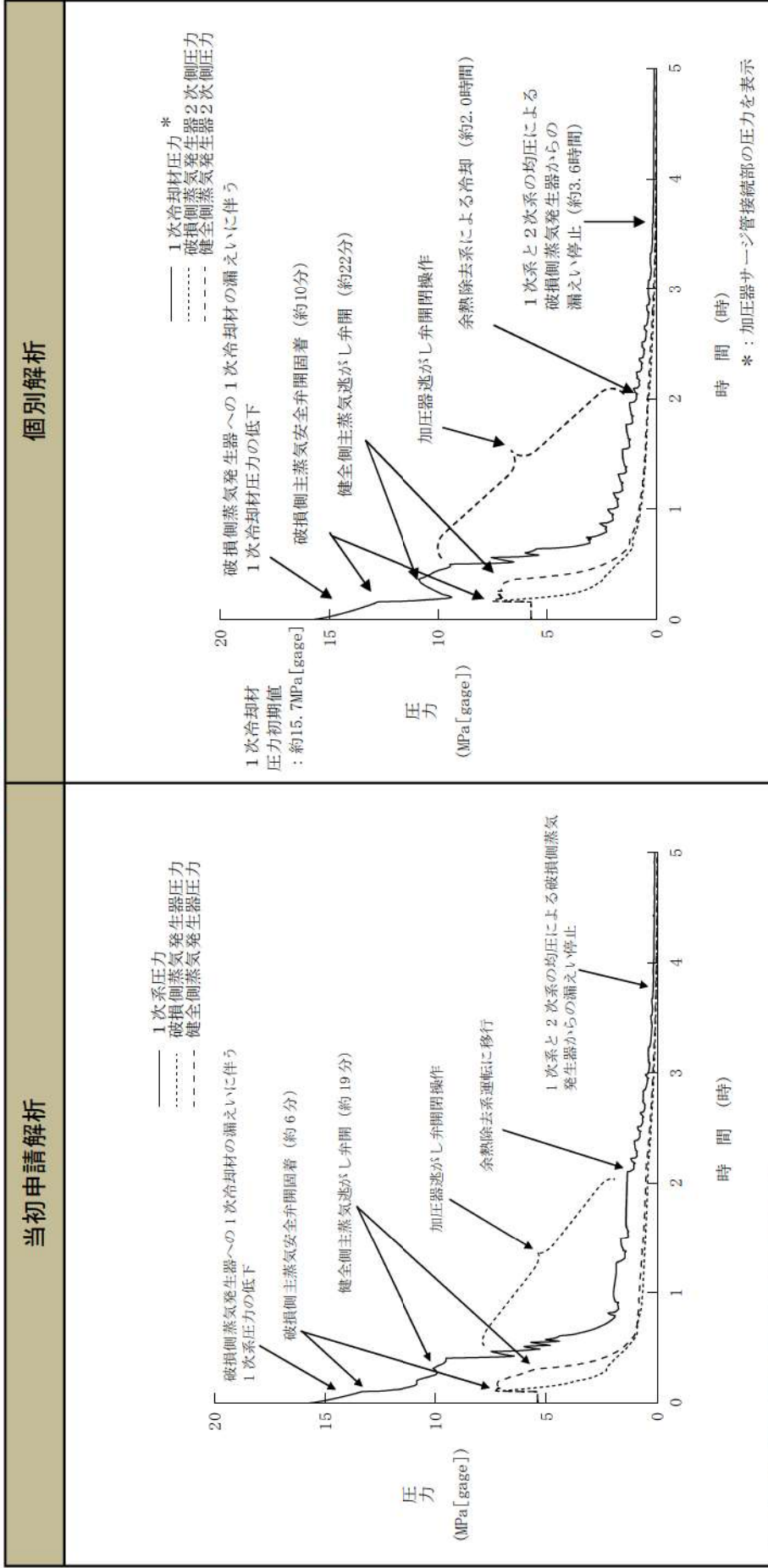
【燃料被覆管温度の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
 個別解析では「過大温度 ΔT 高」原子炉トリップ信号は折れ線方式を採用しており、原子炉トリップが当初申請解析より約4分遅れることから、事象発生後の破損側主蒸気安全弁開固着が遅くなる。その後の事象進展は同様となっている。

格納容器バイパス (蒸気発生器熱伝管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)

【1次系、2次系圧力の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】

原子炉トリップ信号は折れ線方式を採用しており、原子炉トリップが当初申請解析より約4分遅れる。個別解析では「過大温度ΔT高」原子炉トリップ時に、加圧器の保有水量が相対的に少なく一時的に加圧器が空となり急激な圧力低下が生じる。その後は、高圧注入による1次系保有水量の回復に伴い、圧力が上昇傾向に転じ、その後の事象進展は同様となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
溶融炉心・コンクリート相互作用

【原子炉格納容器圧力の推移】

当初申請解析	個別解析
<p>(24 時間)</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車を用いた自然対流冷却 代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ停止 <p>原子炉格納容器圧力 (MPa [gage])</p> <p>格納容器限界圧力 (0.566MPa [gage]) (最高使用圧力の2倍)</p> <p>最高値 約 0.335MPa [gage] (約 47 時間)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉容器下部ヘッドへ溶融炉心が落下 原子炉容器破損 (約 1.5 時間) <p>時間 (時)</p>	<p>溶融炉心流出停止 (約2.8時間) に伴い、圧力上昇が緩和</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の開始 (24時間) 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの停止 (24時間) <p>原子炉格納容器圧力 (MPa [gage])</p> <p>最高使用圧力の2倍 : 0.566MPa [gage]</p> <p>最高値 約 0.360MPa [gage] (約 45 時間)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉容器破損 (約 1.6 時間) 下部プレナムへ溶融炉心が落下 72時間時点で 約0.337MPa [gage] <p>時間 (時)</p>

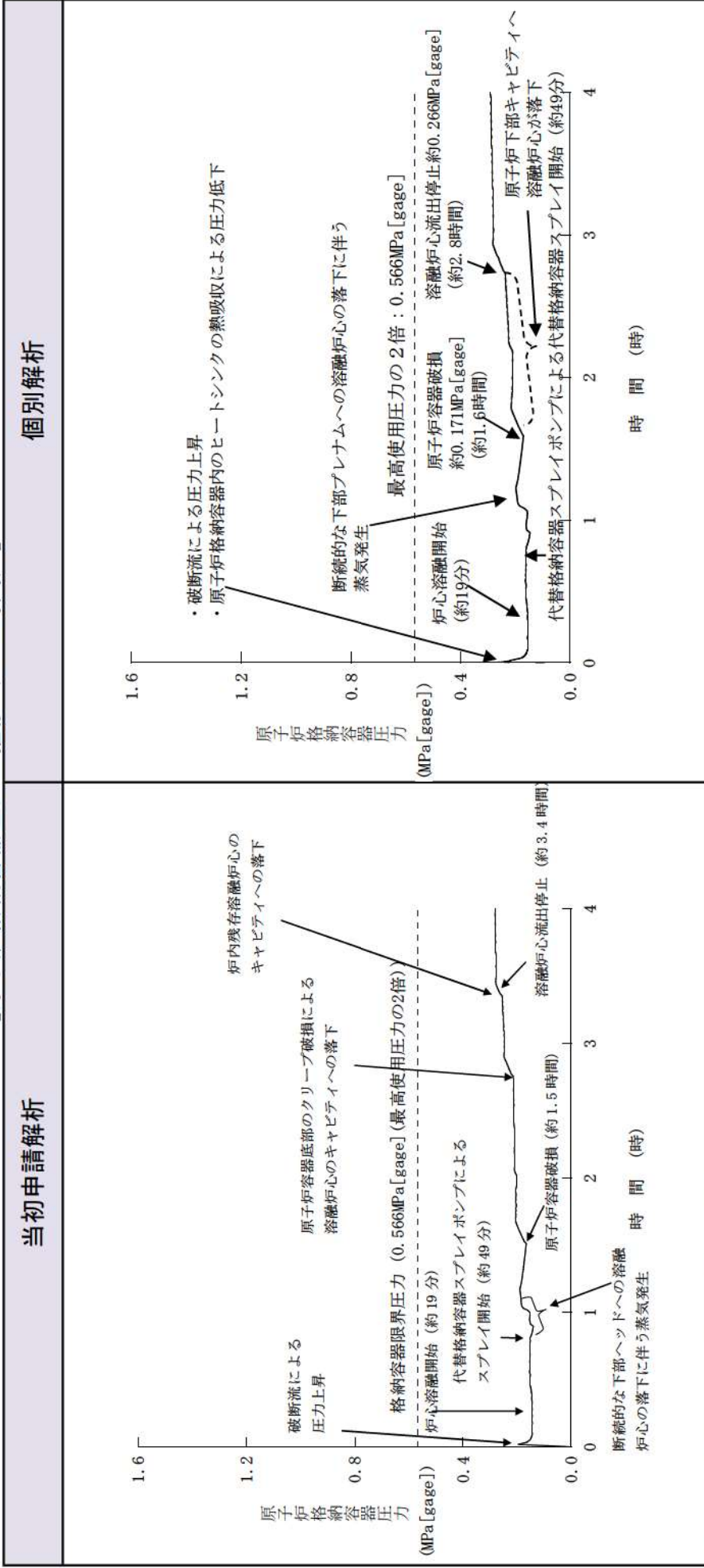
【当初申請解析と個別解析の差異】

最高値が個別解析の方が約0.025MPa [gage]高いが、これはCV自由体積が約3%小さいこと、格納容器再循環ユニットの除熱特性が小さいことに起因する。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
溶融炉心・コンクリート相互作用

【原子炉格納容器圧力の推移 (～4時間)】

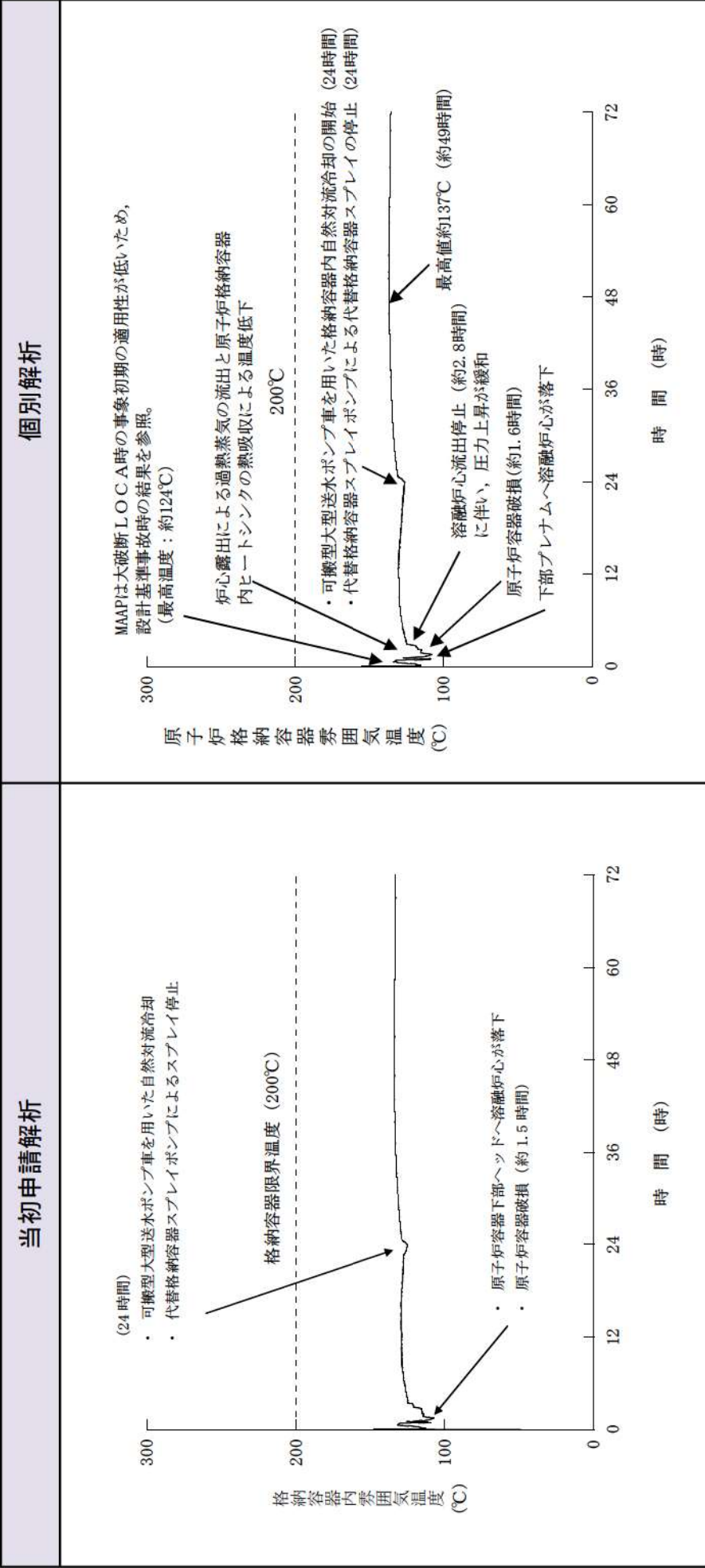


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
溶融炉心・コンクリート相互作用

【原子炉格納容器雰囲気温度の推移】

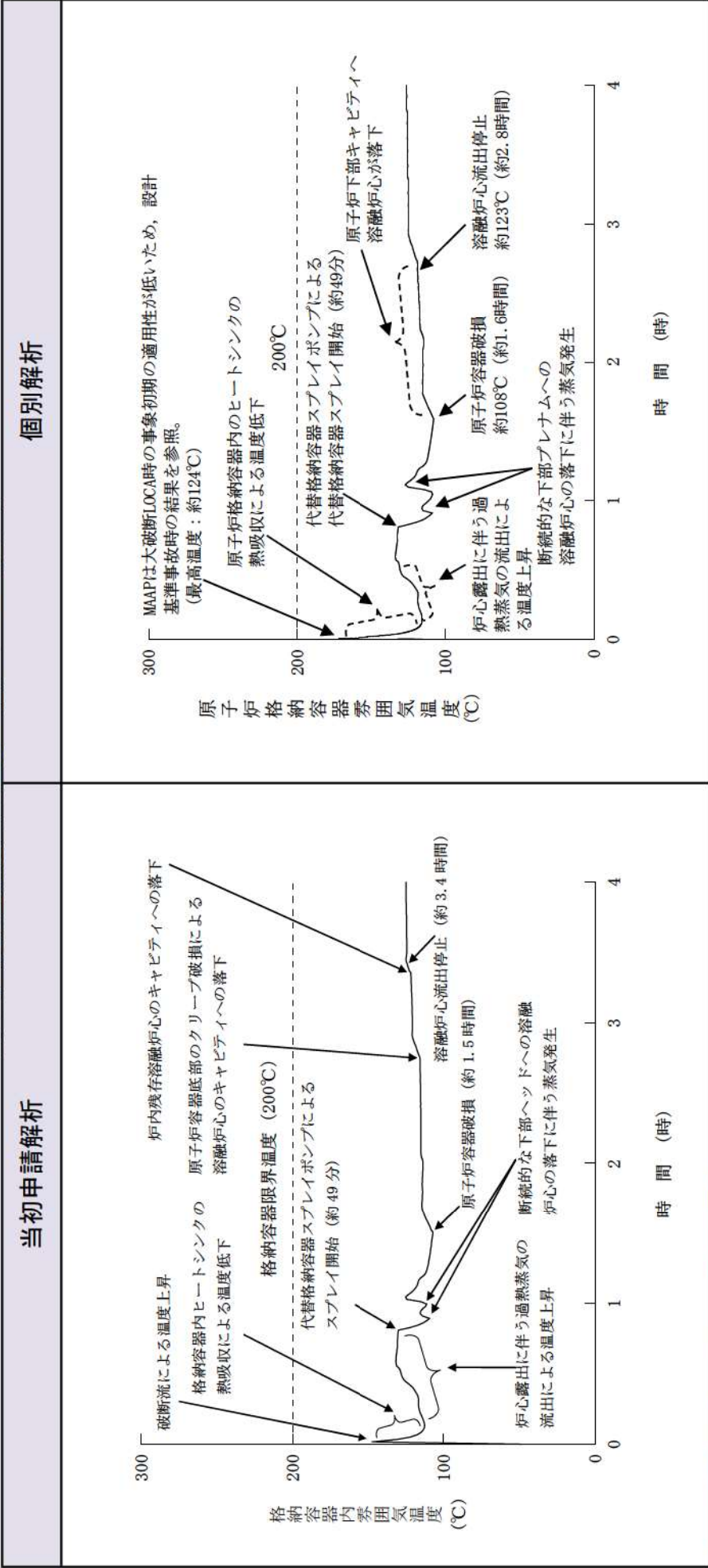


【当初申請解析と個別解析の差異】
最高値が個別解析の方が約4°C高いが、これはCV自由体積が約3%小さいこと、格納容器再循環ユニットの除熱特性が小さいことに起因する。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
溶融炉心・コンクリート相互作用

【原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (～4時間)】

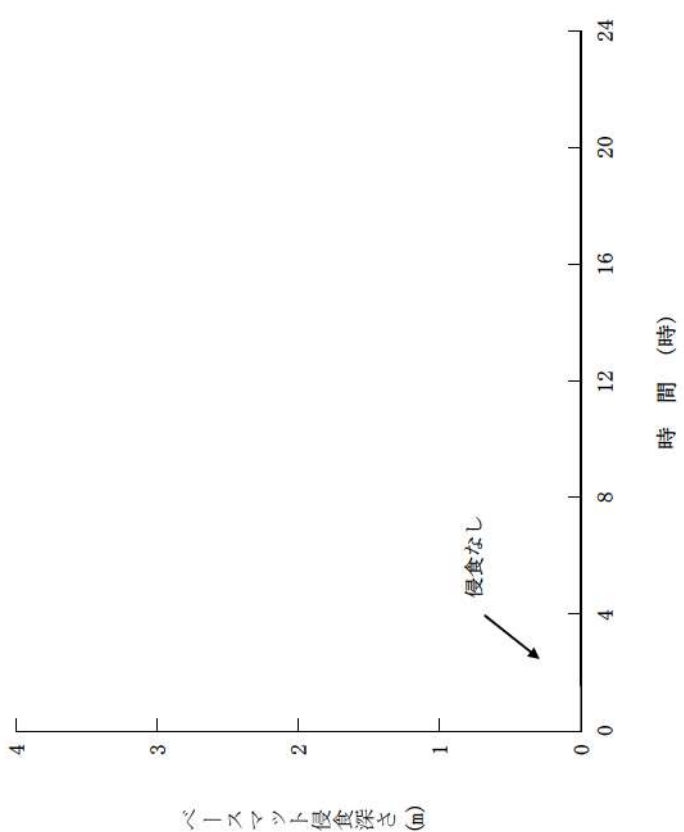
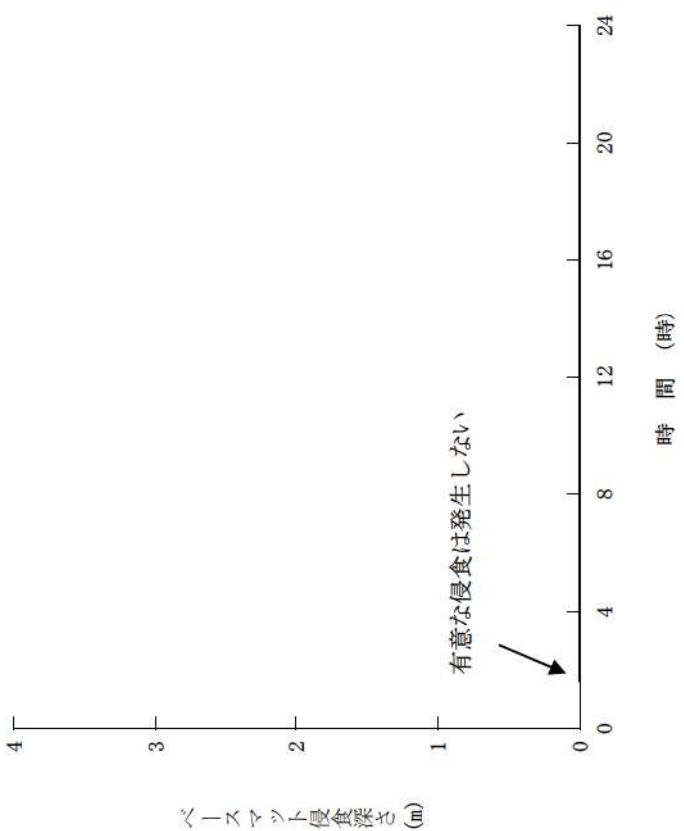


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
溶融炉心・コンクリート相互作用

【ベースマント侵食深さの推移】

当初申請解析	個別解析
 <p>ベースマント侵食深さ (m)</p> <p>時間 (時)</p> <p>侵食なし</p>	 <p>ベースマント侵食深さ (m)</p> <p>時間 (時)</p> <p>有意な侵食は発生しない</p>
<p>【当初申請解析と個別解析の差異】 ほぼ同様の挙動となっている。</p>	

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)
 高压熔融物放出 / 格納容器雰囲気気直接加熱

【原子炉格納容器雰囲気気温度の推移】

当初申請解析	個別解析

【当初申請解析と個別解析の差異】
 最高値が個別解析の方が約3°C高いが、これはCV自由体積が約3%小さいこと、格納容器再循環ユニットの除熱特性が小さいことに起因する。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)
 高压熔融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱

【原子炉格納容器圧力の推移】

当初申請解析	個別解析
<p>原子炉格納容器圧力 (MPa [gauge])</p> <p>原子炉容器破損 (約 7.8 時間)</p> <p>格納容器限界圧力 (0.566MPa [gauge]) (最高使用圧力の2倍)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ一旦停止 (約 13 時間)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ再開 (約 14 時間)</p> <p>・ 可搬型大型送水ポンプ車を用いた自然対流冷却開始 (24 時間)</p> <p>・ 代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ停止 (24 時間)</p> <p>・ 炉心熔融開始 (約 3.0 時間)</p> <p>・ 1 次系強制減圧開始 (約 3.1 時間)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>原子炉格納容器圧力 (MPa [gauge])</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始 (約 3.6 時間)</p> <p>原子炉容器破損 (約 8.0 時間)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの再開 (約 18 時間)</p> <p>・ 可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の開始</p> <p>・ 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの停止</p> <p>最高使用圧力の 2 倍: 0.566MPa [gauge]</p> <p>最高値 0.347MPa [gauge] (約 45 時間)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの一旦停止 (約 18 時間)</p> <p>溶融炉心流出停止 (約 9.7 時間)</p> <p>・ 炉心熔融開始 (約 3.1 時間)</p> <p>・ 1 次系強制減圧開始 (約 3.3 時間)</p> <p>時間 (時)</p>

【当初申請解析と個別解析の差異】

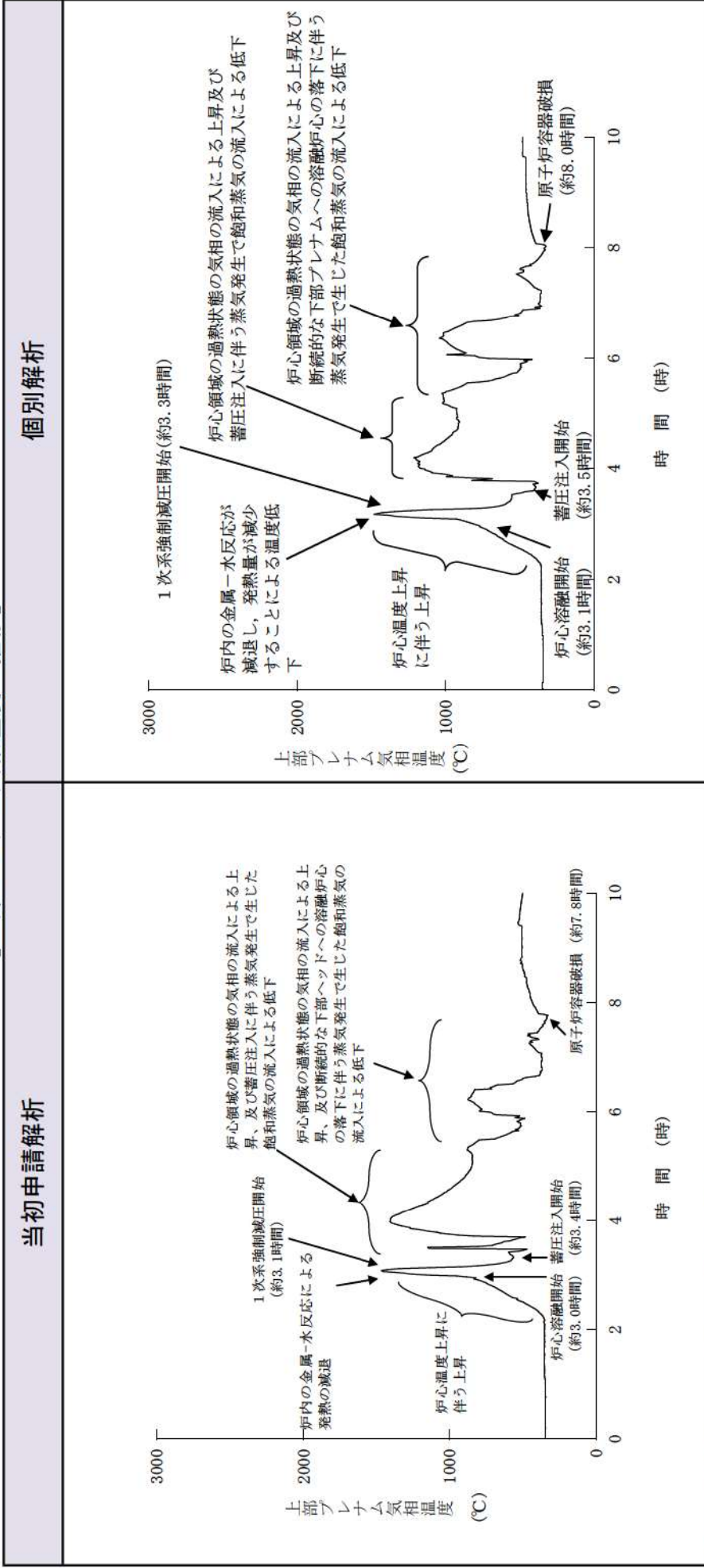
・ 代替格納容器スプレイの一旦停止、再開操作が約 4 時間異なるが、これは一旦停止とする CV 内水量が異なるためである。当初申請解析では $1,700\text{m}^3$ 、個別解析では $2,270\text{m}^3$ で一旦停止とするが、代替格納容器スプレイ流量は $140\text{m}^3/\text{h}$ で同一であるため、 $570\text{m}^3 \div 140\text{m}^3/\text{h} = 4.07$ 時間が運転停止時間之差となっている。再開操作は最高使用圧力到達から 30 分後に再開するが、どちらも同等である。

・ 最高値が個別解析の方が約 0.002MPa [gauge] 高いが、これは CV 自由体積が約 3% 小さいこと、格納容器再循環ユニットの除熱特性が小さいこと起因する。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)
 高压熔融物放出 / 格納容器雰囲気気直接加熱

【上部プレナム気相温度の推移】

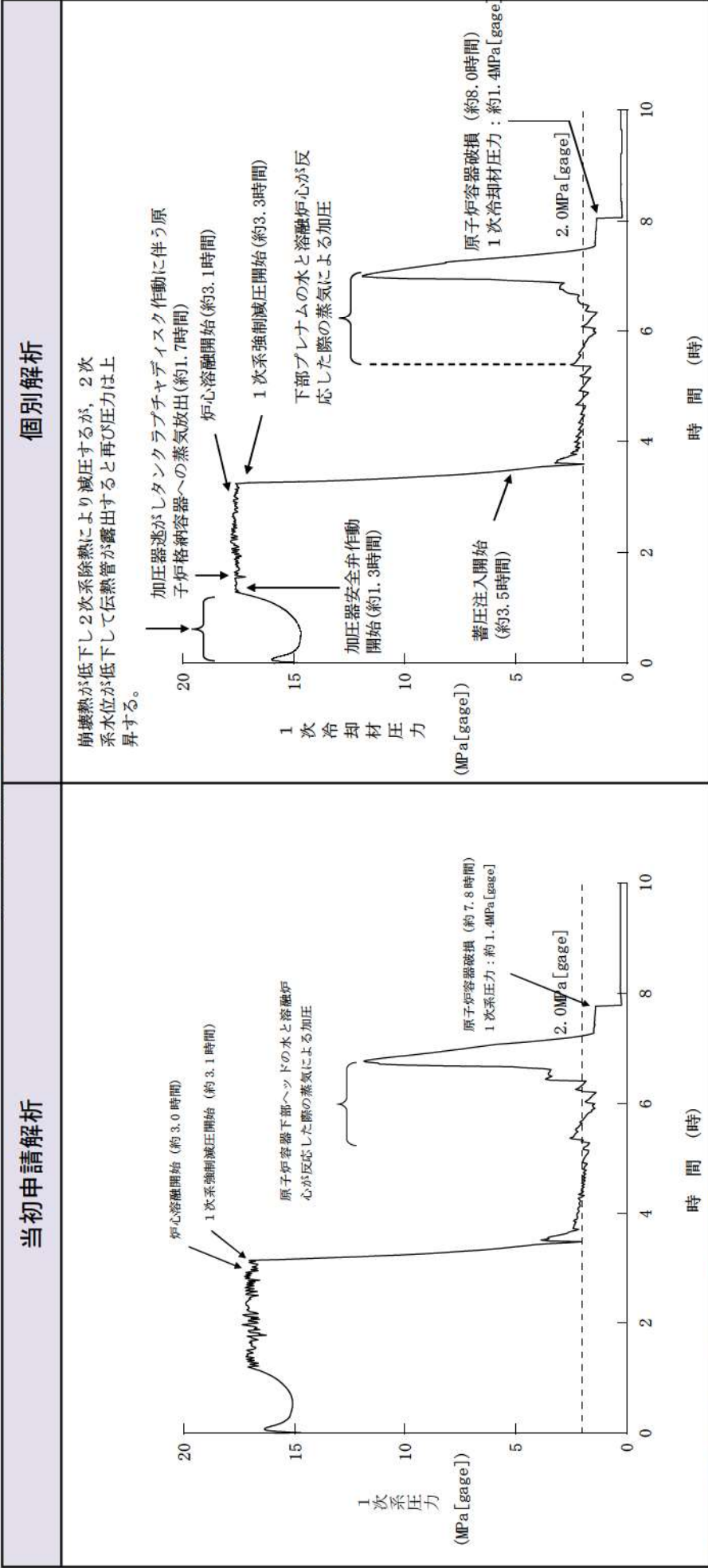


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)
 高压溶融物放出 / 格納容器雰囲気気直接加熱

【 1 次冷却材圧力の推移】

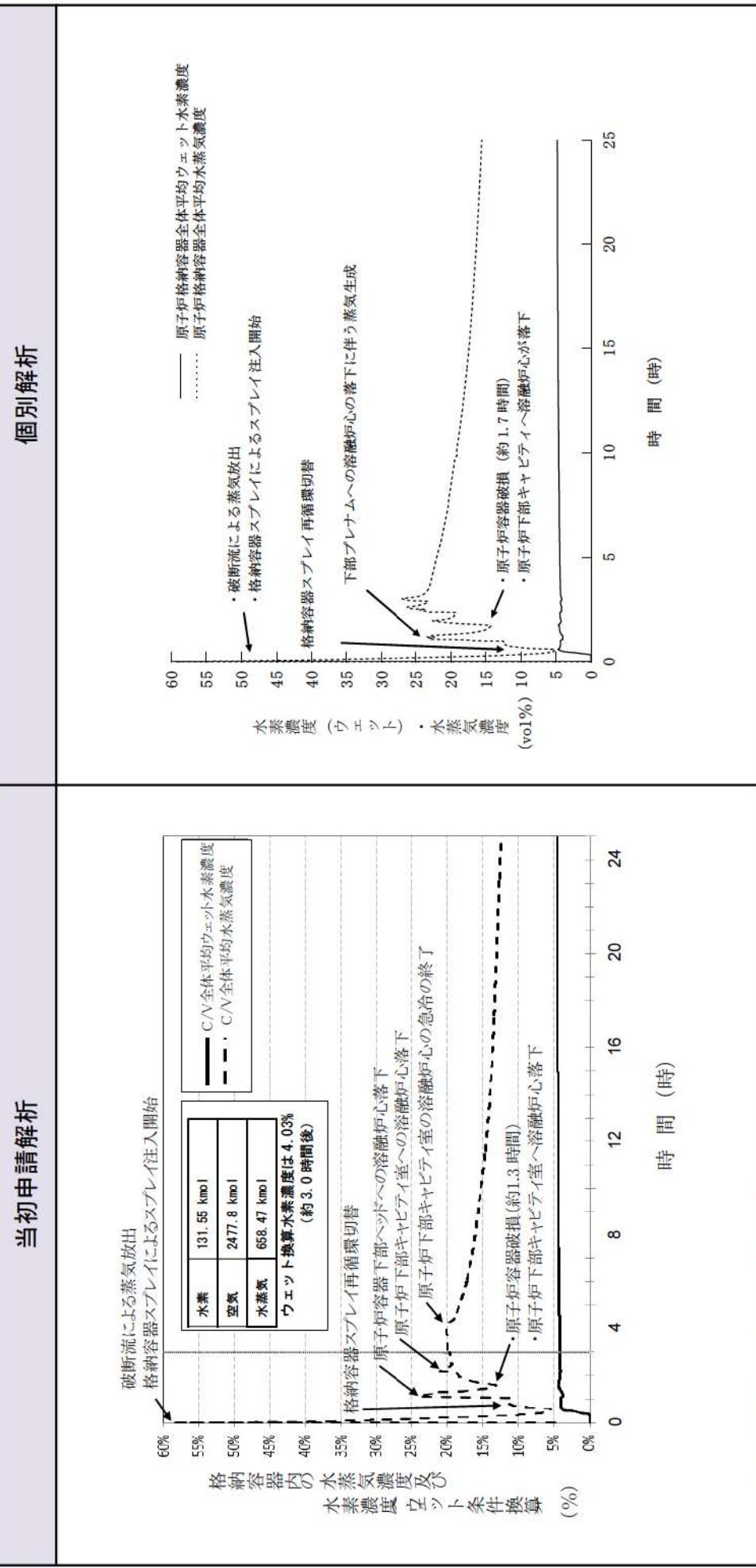


【当初申請解析と個別解析の差異】
 ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

水素燃焼

【原子炉格納容器内の水素濃度 (ウェット) ・水蒸気濃度の推移 (MAAP)】

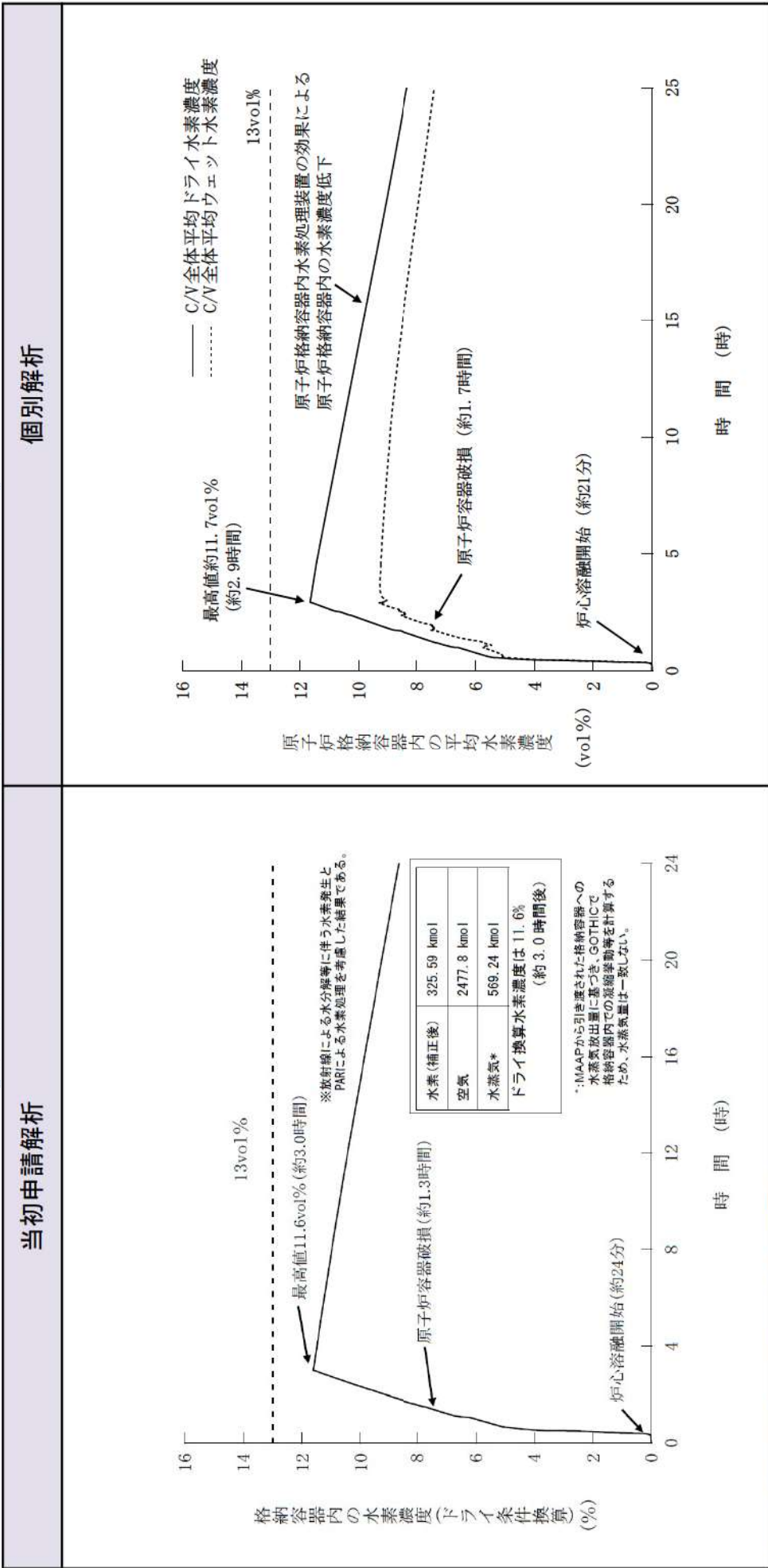


【当初申請解析と個別解析の差異】
 原子炉格納容器全体平均水蒸気濃度は、格納容器スプレイ再循環切替以降に個別解析の方にやや高めに移しているが、これは個別解析の方が格納容器スプレイ冷却器の伝熱容量が小さいために格納容器内の水蒸気濃度が高くなり、水蒸気の凝縮が抑制されるためである。

事象進展の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

水素燃焼

【原子炉格納容器内の平均水素濃度の推移 (GOTHIC)】

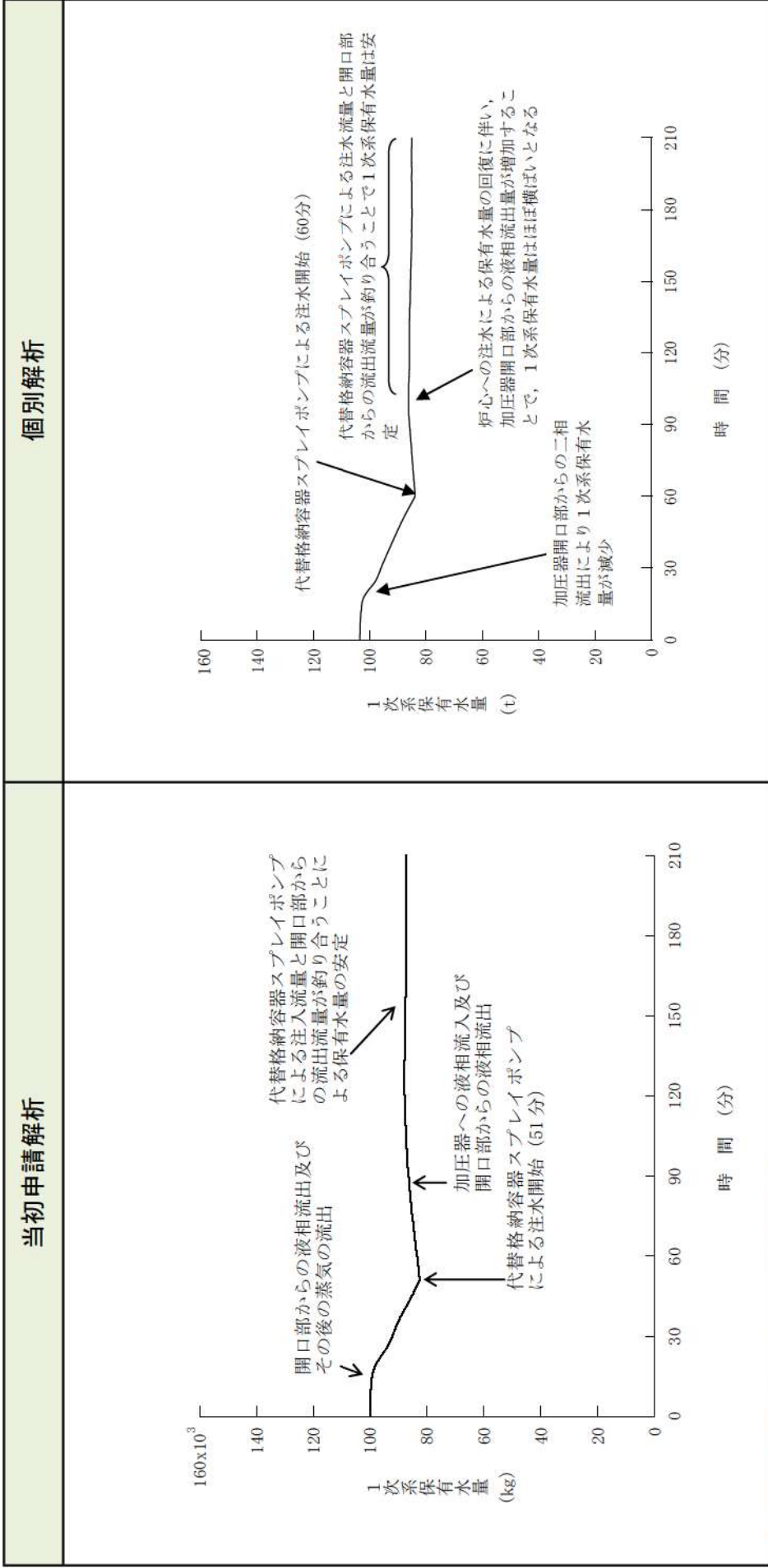


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

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)
全交流動力電源喪失

【1次系保有水量の推移】

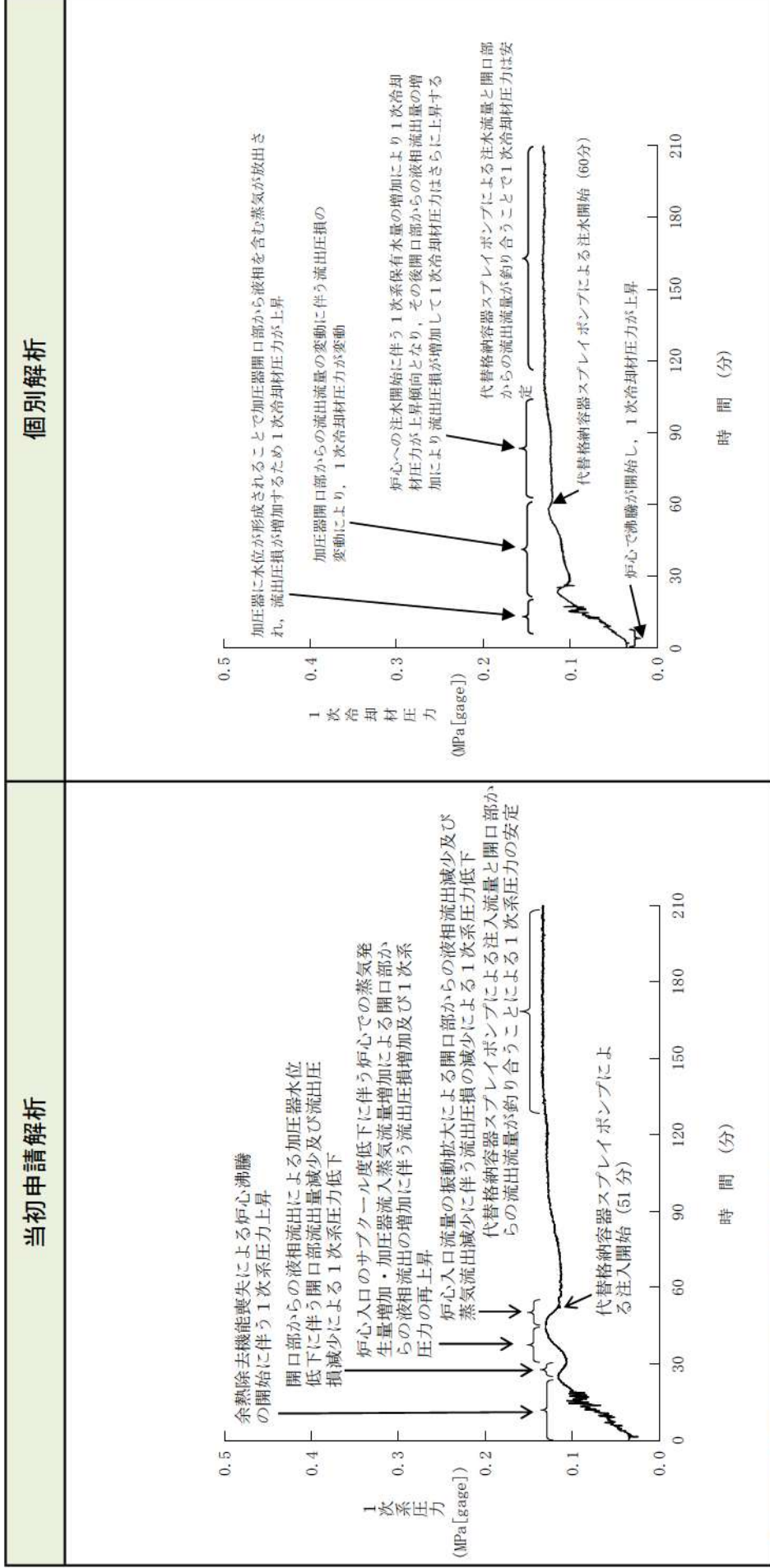


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

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)
全交流動力電源喪失

【1次冷却材圧力の推移】

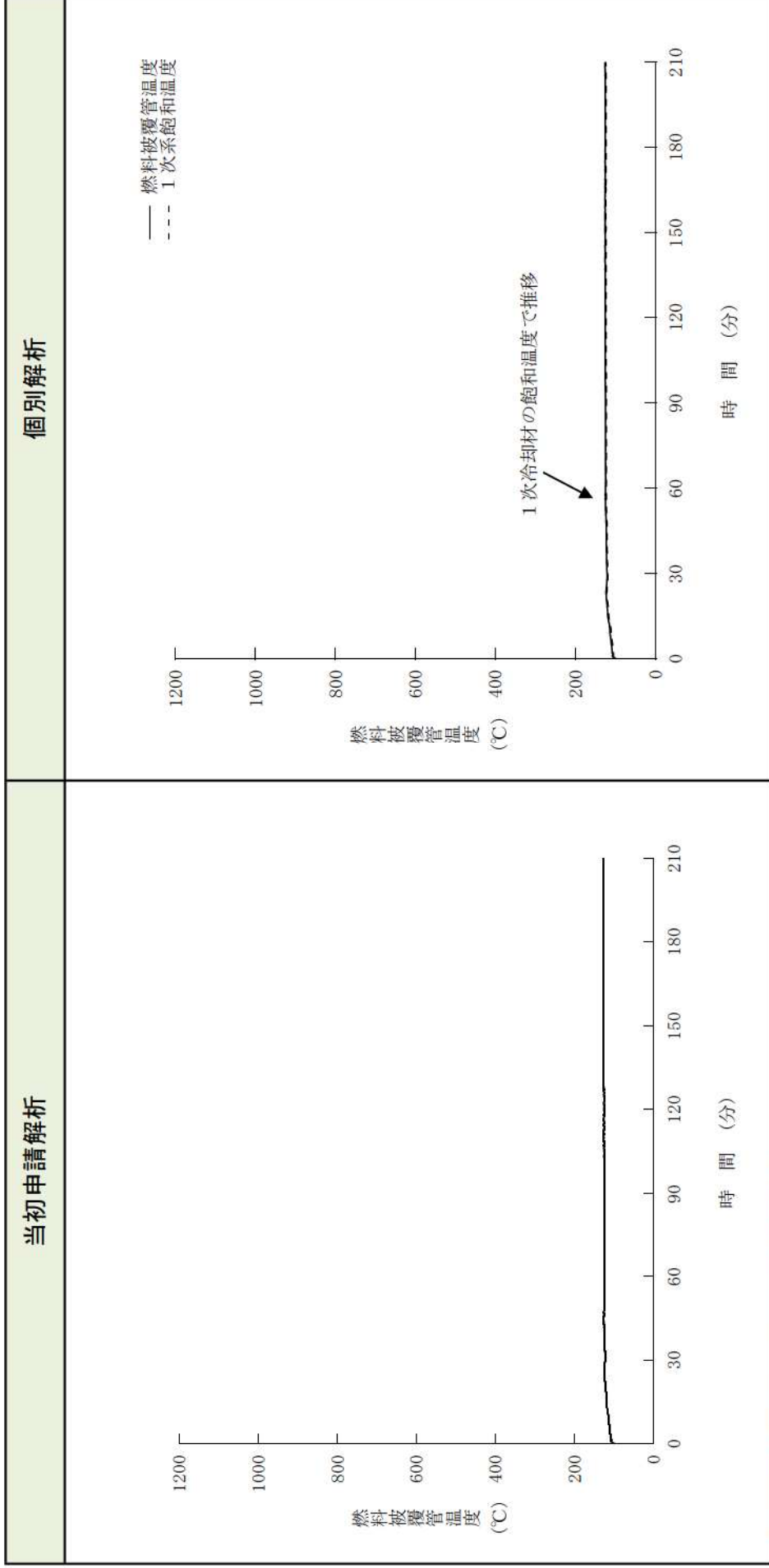


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

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)
全交流動力電源喪失

【燃料被覆管温度の推移】

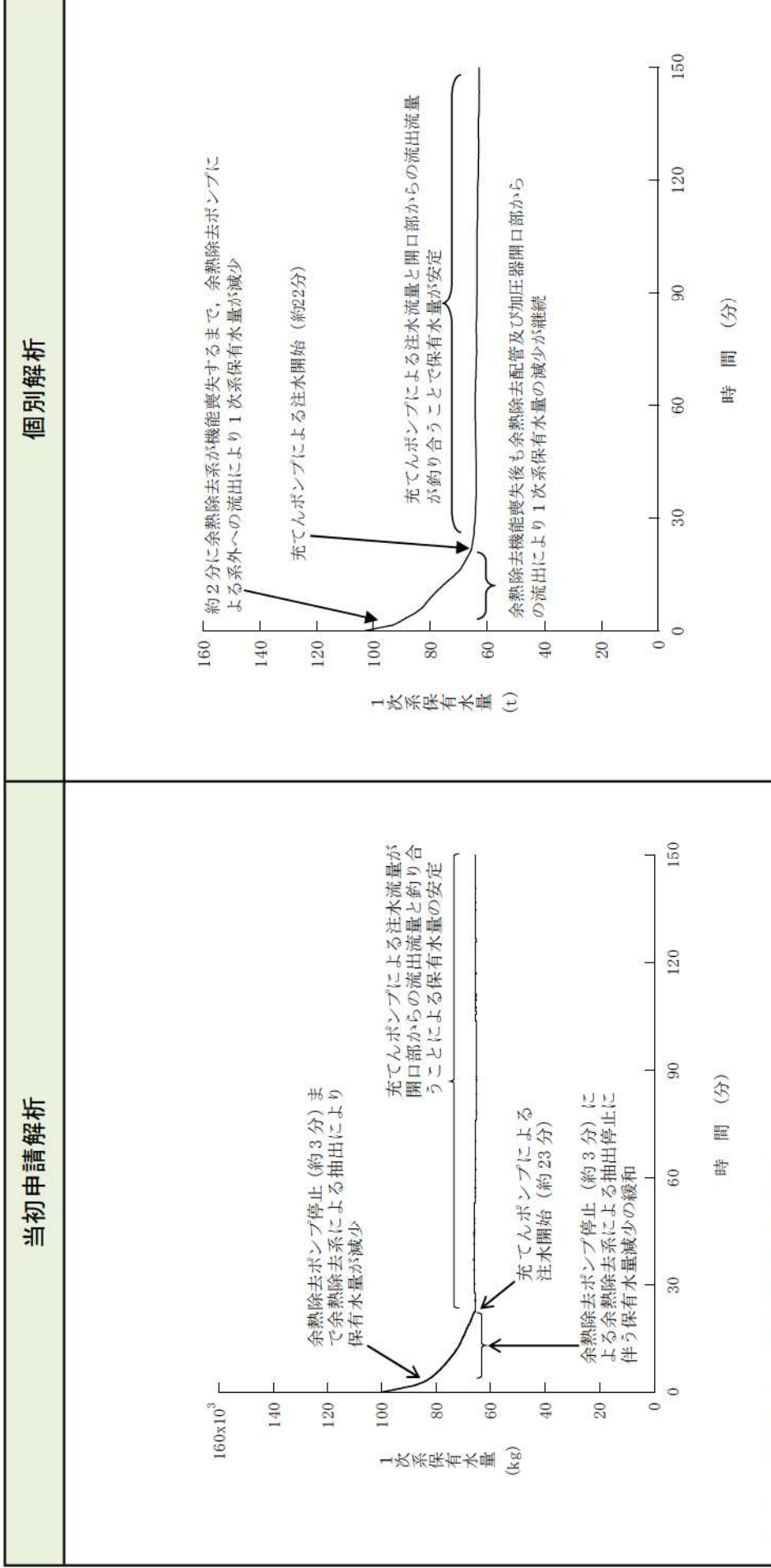


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

原子炉冷却材の流出

【1次系保有水量の推移】

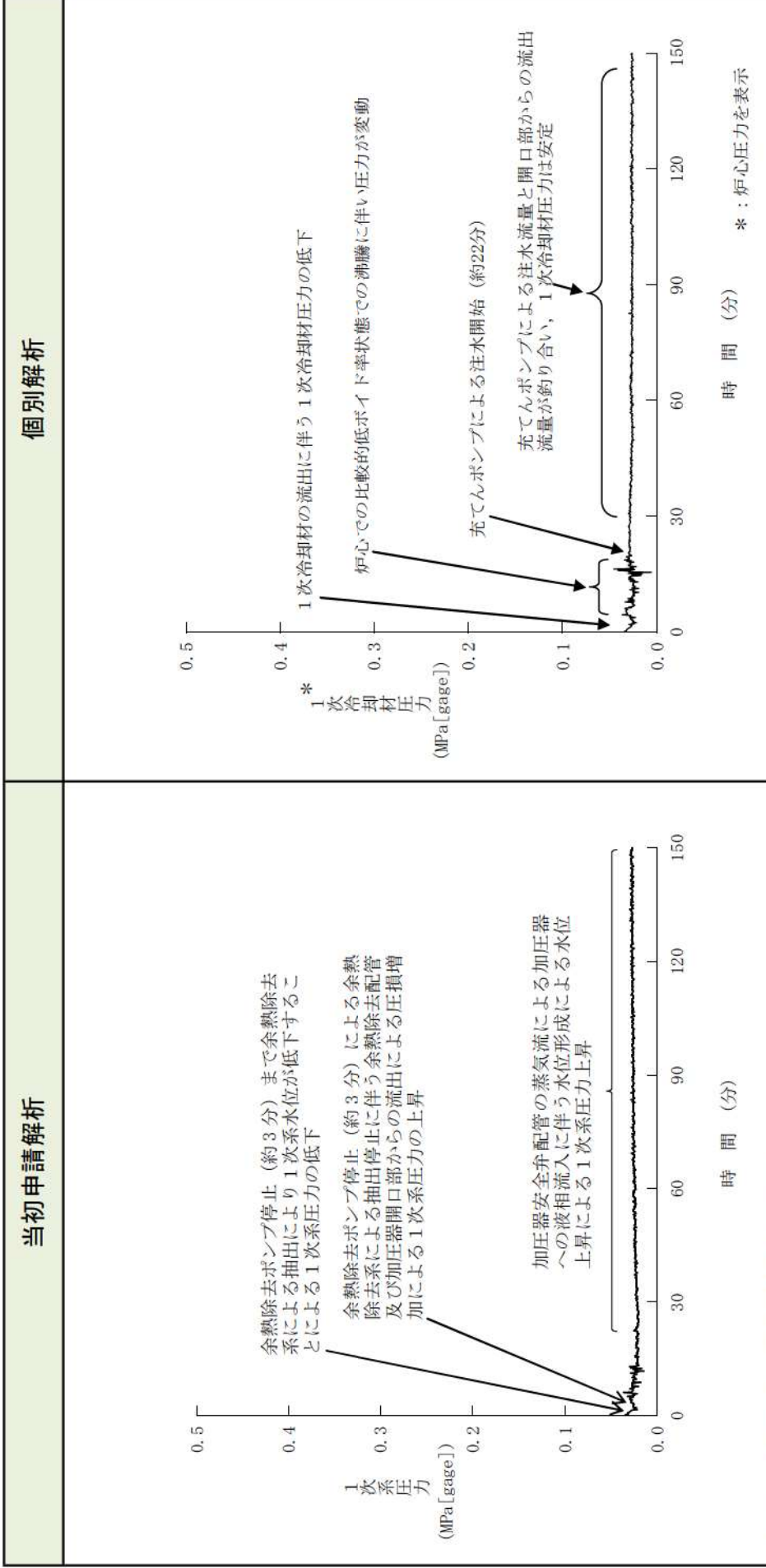


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

原子炉冷却材の流出

【1次冷却材圧力の推移】

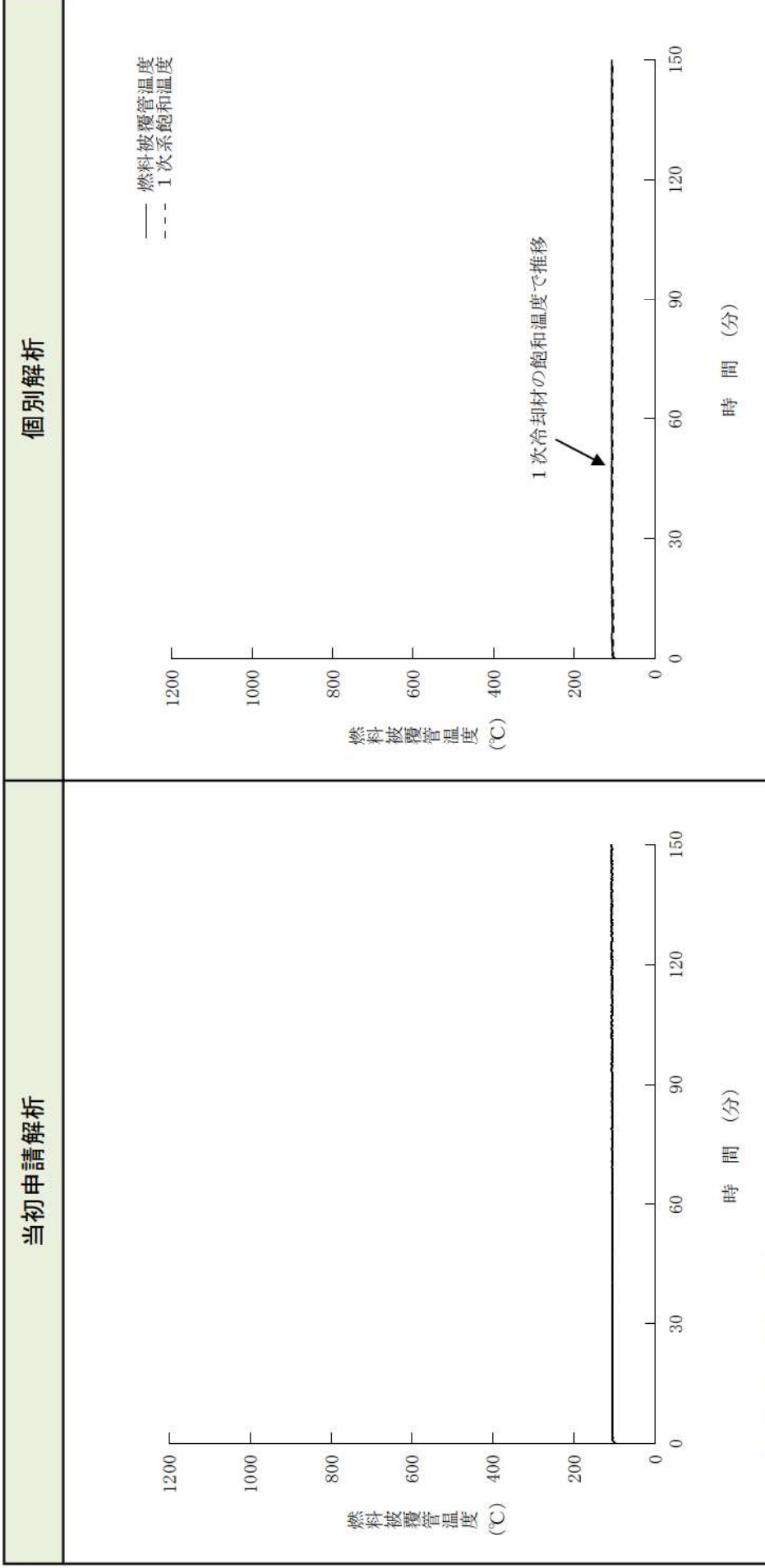


【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

事象進展の比較
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

原子炉冷却材の流出

【燃料被覆管温度の推移】



【当初申請解析と個別解析の差異】
ほぼ同様の挙動となっている。

評価項目に対する解析結果の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	解析結果		評価項目	当初申請解析と個別解析との結果比較
		項目	当初申請解析		
2次冷却系からの除熱機能喪失	主給水流速喪失時に補助給水機能が喪失する事故	燃料被覆管温度	初期値以下	≤1200°C	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等である。保有水量は十分に確保され、燃料被覆管温度は初期値以下に保たれる。
		原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力	約16.7MPa[gage]	約16.7MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)	1次冷却材圧力の応答は両者ほぼ同等である。最大値も同等であり、原子炉冷却材圧力パウンダリの健全性に影響はない。
全交流動力電源喪失	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の喪失及びRCPシールドLOCAが発生する事故	燃料被覆管温度	初期値以下	≤1200°C	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等である。保有水量は十分に確保され、燃料被覆管温度は初期値以下に保たれる。
		原子炉補機冷却機能喪失	初期値以下	≤1200°C	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等である。保有水量は十分に確保され、燃料被覆管温度は初期値以下に保たれる。
原子炉格納容器の除熱機能喪失	大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	原子炉格納容器圧力	約30.340MPa[gage]	約30.360MPa[gage] (原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍)	原子炉格納容器圧力の推移は両者ほぼ同等である。ピーク値は個別解析の方がわずかに高いが、両者とも判断基準を十分に満足しており、原子炉格納容器圧力パウンダリの健全性に影響はない。
		原子炉格納容器雰囲気温度	約133°C	約135°C	原子炉格納容器雰囲気温度の推移は両者ほぼ同等である。ピーク値は個別解析の方がわずかに高いが、両者とも判断基準を十分に満足しており、原子炉格納容器圧力パウンダリの健全性に影響はない。
原子炉停止機能喪失	主給水流速喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力	約19.4MPa[gage] (MTC-13pcm/°C)	約18.6MPa[gage] (MTC-18pcm/°C)	個別解析では泊3号炉の炉心設計に基づき設定した減速材温度係数を用いており、出力上昇に伴う反応度増進効果が大きくなり、1次冷却材圧力の上昇が抑制されるため、1次冷却材圧力の最高値は低くなる。
		負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	-	約18.6MPa[gage] (MTC-18pcm/°C)	当初申請では解析を実施してはなかったが、個別解析にて解析を実施し、最高使用圧力の1.2倍を下回ることを確認した。
ECCS注水機能喪失	中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故	燃料被覆管温度	約731°C (4インチ破断)	≤1200°C	燃料被覆管温度の推移は両者ほぼ同等である。ピーク値は個別解析の方がやや低い。差は小さく、両者とも判断基準を十分に満足しており燃料健全性に影響はない。
ECCS再循環機能喪失	大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故	燃料被覆管温度	約370°C	約688°C (4インチ破断)	1次系保有水量は十分に確保される。燃料被覆管温度は事象初期に最大値となるが値は低く、両者ほぼ同等である。その後も低い温度に保たれる。
格納器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	燃料被覆管温度	初期値以下	≤1200°C	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等である。保有水量は十分に確保され、燃料被覆管温度は初期値以下に保たれる。
		燃料被覆管温度	初期値以下	≤1200°C	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等である。保有水量は十分に確保され、燃料被覆管温度は初期値以下に保たれる。

：当初申請解析との相違箇所

評価項目に対する解析結果の比較
(運転中の原子炉における重大事故)

格納容器 破損モード	評価事故シーケンス	解析結果			評価項目	当初申請解析と個別解析との結果比較
		項目	当初申請解析	個別解析		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破壊)	大破断LOCA時に低圧注入機能、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事故	原子炉格納容器圧力 約0.335MPa [gage]	約0.360MPa [gage]	$\leq 0.566\text{MPa [gage]}$ (原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍)	原子炉格納容器圧力の推移は両者ほぼ同等である。ピーク値は個別解析の方がわずかに高いが、両者とも判断基準を十分に満足しており、原子炉格納容器圧力バウンダリの健全性に影響はない。	
原子炉圧力容器外冷却材相互作用 溶融炉心・コンクリート相互作用		溶融炉心・冷却材相互作用による熱的・機械的圧力 約1.4MPa [gage]	熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器の健全性に影響を与えない	原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと	両者とも溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、圧力上昇は見られるものの、熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。	
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温過破)	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	原子炉格納容器雰囲気温度 約138℃	約141℃	$\leq 200^\circ\text{C}$	両者とも有意なベームスマット侵食は発生しない。	
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱		1次冷却材圧力(原子炉容器破損時点) 約1.4MPa [gage]	約1.4MPa [gage]	$\leq 2\text{MPa [gage]}$ (原子炉容器破損時点)	原子炉格納容器雰囲気温度の推移は両者ほぼ同等である。ピーク値は個別解析の方がわずかに高いが、両者とも判断基準を十分に満足しており、原子炉格納容器圧力バウンダリの健全性に影響はない。	
水素燃焼	大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故	水素濃度(ドライ換算) 約11.6vol%	約11.7vol%	$\leq 13.0\text{vol}\%$ (ドライ換算)	1次冷却材圧力の推移は両者ほぼ同等である。原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は両者とも2.0MPa [gage]を下回る。	

: 当初申請解析との相違箇所

評価項目に対する解析結果の比較
(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

運転停止中 事故シケケンス グループ	重要事故シケケンス	解析(評価)結果		評価項目	当初申請解析と個別解析との結果比較
		項目	当初申請解析		
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)	燃料取出前のミッド グループ運転中に余熱除去機能 が喪失する事故	炉心の 冠水状態	炉心露出なし	炉心露出なし	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等であ る。保有水量は十分に確保されている。
全交流動力電源 喪失	燃料取出前のミッドグ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	炉心の 冠水状態	炉心露出なし	炉心露出なし	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等であ る。保有水量は十分に確保されている。
原子炉冷却材の 流出	燃料取出前のミッドグループ運転中に原子炉冷却材 圧力バウダンダリ機能が喪失する事故	炉心の 冠水状態	炉心露出なし	炉心露出なし	1次系保有水量の推移は両者ほぼ同等であ る。保有水量は十分に確保されている。
反応度の誤投入	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	希釈停止	「中性子源領域炉停 止時中性子束高」警 報発信から臨界に至 るまで約16分要する ため、運転員が異常 状態を検知し、希釈 停止を行うまでに十 分な時間余裕がある	未臨界を確保すること	—

： 当初申請解析との相違箇所

運転員等操作に対する解析結果の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

事故シケンス グループ	重要事故シケンス	運転員等操作		事象発生からの経過時間		当初申請解析と個別解析との結果比較
		当初申請解析	個別解析			
2次冷却系 からの 除熱機能喪失	主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	フィードアンドブリード開始	約29分後	約27分後	蒸気発生器ドライアウト時間の評価結果が24分後から22分後となったため、運転操作までの時間が若干短くなるが、運転員操作に余裕を有しており、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	30分後	30分後	解析上の仮定に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		1次冷却材圧力1.7MPa[gage]到達 (一定保持)	約52分後	約55分後	圧力目標値到達時間に若干の相違があるが、事象が遅くなる方向であり、以後蓄圧タンクの隔離操作可能時間まで本圧力状態を保持する手順であり、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		蓄圧タンク出口弁閉止	70分後	70分後	解析上の仮定に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		2次系強制冷却再開	80分後 (蓄圧タンク出口弁閉止後10分)	80分後 (蓄圧タンク出口弁閉止後10分)	解析上の仮定に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達 代替格納容器スレイブポンプによる炉心注水	約2.2時間後	約2.2時間後	解析結果に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	30分後	30分後	解析上の仮定に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		不要直流電源負荷切り離し	60分後	60分後	解析上の仮定に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		1次冷却材圧力1.7MPa[gage]到達 (一定保持)	約28時間後	約26時間後	圧力目標値到達時間が若干短くなるが、以降の運転員操作には余裕を有しており、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		蓄圧タンク出口弁閉止	約28時間後 (1次冷却材圧力1.7MPa[gage]到達10分)	約26時間後 (1次冷却材圧力1.7MPa[gage]到達10分)	圧力目標値到達時間が若干短くなるため、運転操作実施までの時間が約3.5時間後となったため、格納容器内自然対流冷却開始までの時間が短くなるが、作業準備時間に余裕があり、対応体制及び対応手順に影響はない。	
原子炉格納容器の 除熱機能喪失	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が喪失する事故	再循環切替	約42分後	約42分後	解析結果に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。	
		格納容器内自然対流冷却開始 (CCW通水)	約4.5時間	約4.0時間	原子炉格納容器最高使用圧力到達時間の評価結果が約4.0時間後から約3.5時間後となったため、格納容器内自然対流冷却開始までの時間が短くなるが、作業準備時間に余裕があり、対応体制及び対応手順に影響はない。	

運転員等操作に対する解析結果の比較
 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

事故シナリオ グループ	重要事故シナリオ	運転員等操作	事象発生からの経過時間		当初申請解析と個別解析との結果比較
			当初申請解析	個別解析	
原子炉 停止機能喪失	主給水流重喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	-	-	-	(解析結果)に依存する運転員等操作はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。
			約11分後 (4インチ破断)	約11分後 (4インチ破断)	解析結果に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。
ECCS 注水機能喪失	中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故	2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	約31分後 (4インチ破断)	約33分後 (4インチ破断)	補助給水流量の差により1次冷却材圧力の低下時間が短くなることから、低圧注入開始時間に相違があるが、プラント応答に基づき中央制御室の運転員操作事項であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
		低圧注入開始	約19分後	約19分後	解析結果に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。
ECCS 再循環機能喪失	大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故	再循環切替開始	約49分後	約49分後	解析結果に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。
		代替再循環開始	約25分後	約25分後	解析結果に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。
格納容器 バイパス	インターフェイスシステムLOCA	2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	約56分後	約55分後	加圧器逃がし弁開操作開始時間に若干の相違があるが、以後加圧器逃がし弁開条件達成に従って継続される運転操作であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
		加圧器逃がし弁開による1次強制減圧	約56分後	約60分後	1次系の減圧がやや遅めになることにより安全注入停止条件の成立が遅くなり、高圧注入系から充てん系に切替が約56分後から約60分後となるが、プラント応答に基づき中央制御室の運転員操作事項であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
格納容器 バイパス	破損側蒸気発生器の隔離	高圧注入系から充てん系への切替	約16分後	約20分後	原子炉トリップ時刻の相違により、SG隔離時間が約16分後から約20分後となるが、プラント応答に基づく中央制御室の運転員操作事項であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
		破損側蒸気発生器の隔離	約19分後	約22分後	原子炉トリップ時刻の相違により、健全側主蒸気逃がし弁開操作時間が約19分後から約22分後となるが、プラント応答に基づく中央制御室の運転員操作事項であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
格納容器 バイパス	健全側主蒸気発生器の隔離に失敗する事故	健全側主蒸気逃がし弁開操作	約35分後	約37分後	原子炉トリップ時刻の相違等により、高圧注入系から充てん系に切替が約35分後から約37分後となるが、プラント応答に基づく中央制御室の運転員操作事項であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
		高圧注入系から充てん系への切替	約35分後	約37分後	原子炉トリップ時刻の相違等により、高圧注入系から充てん系に切替が約35分後から約37分後となるが、プラント応答に基づく中央制御室の運転員操作事項であり、対応体制及び対応手順に影響はない。

: 当初申請解析との相違箇所

運転員等操作に対する解析結果の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

格納容器破損モード	評価事故シナリオ	運転員等操作	事象発生からの経過時間		当初申請解析と個別解析との結果比較
			当初申請解析	個別解析	
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損) 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 コンクリート相互作用	大破断LOCA時に低圧注入機能、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事故	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始 (炉心溶融開始の30分後) 格納容器内自然対流冷却開始 (海水通水)	約49分後	約49分後	炉心溶融後から30分の操作を想定しているが、解析結果に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。 解析上の仮定に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損) 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	1次系強制減圧開始 (炉心溶融開始の10分後) 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始 (炉心溶融開始の30分後) 格納容器内自然対流冷却開始 (海水通水)	約3.1時間後 約3.5時間	約3.3時間後 約3.6時間	1次系保有水量の相違のため、炉心溶融開始時刻が遅れるため、1次系強制減圧開始の時間が遅くなるが、操作実施までの余裕時間が拡大する方向であり、対応体制及び対応手順に影響はない。 1次系保有水量の相違のため、炉心溶融開始時刻が遅れるため、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始時刻が遅くなるが、操作実施までの余裕時間が拡大する方向であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
水素燃焼	大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故	-	24時間後	24時間後	解析上の仮定に相違はなく、対応体制及び対応手順に影響はない。 (解析結果に依存する運転員等操作はなく、対応体制及び対応手順に影響はない)

：当初申請解析との相違箇所

運転員等操作に対する解析結果の比較
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

運転停止中 事故シナリオ グループ	重要事故シナリオ	運転員等操作	事象発生からの経過時間		当初申請解析と個別解析との結果比較
			当初申請解析	個別解析	
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)	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	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始	50分後	60分後	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始時間が異なるが、運転員操作余裕時間を拡大する方向であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
全交流動力電源喪失	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、原子炉炉補機冷却機能が喪失する事故	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始	50分後	60分後	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始時間が異なるが、運転員操作余裕時間を拡大する方向であり、対応体制及び対応手順に影響はない。
原子炉冷却材の流出	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ナダリ機能が喪失する事故	充てんポンプによる炉心注水開始	約23分後	約22分後	流出流量が個別解析の方が大きいため高温側配管水位の低下が早くなるため、運転操作までの時間が若干短くなるが、対応体制及び対応手順に影響はない。
反応度の誤投入	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	—	—	—	(当初申請解析と個別解析は同一であり、対応体制及び対応手順に影響はない。)

：当初申請解析との相違箇所

タービン動補助給水ポンプ容量の合理化について

従来、三菱 PWR の補助給水系の各ポンプの容量設定は下記条件をもとに行っていた。

	ポンプ容量設定条件	リファレンスプラント (伊方 3 号機) の容量 (1 台あたり)
電動補助給水ポンプ (M/D-AFWP)	主給水流量喪失時に M/D-AFWP 1 台のみで事象対応が可能、かつ、主給水管破断時に 2 台で事象対応が可能な容量	80m ³ /hr
タービン動補助給水ポンプ (T/D-AFWP)	M/D-AFWP を上回る容量 (全交流動力電源喪失時に必要な容量を上回る)	160m ³ /hr

一方で、泊 3 号機の補助給水系の各ポンプについては、従来の考え方を変更して容量設定条件を下記のとおり行っている。なお、安全設計審査指針では主給水管破断時に動的機器の単一故障を想定することが求められており、考え方の変更後もこの要求を逸脱することはない。

	ポンプ容量設定条件	泊 3 号機の容量 (1 台あたり)
電動補助給水ポンプ (M/D-AFWP)	同上	80m ³ /hr
タービン動補助給水ポンプ (T/D-AFWP)	主給水流量喪失時に T/D-AFWP 1 台のみで事象対応が可能、かつ、主給水管破断時に <u>M/D-AFWP 1 台との組み合わせ</u> で事象対応が可能 (M/D-AFWP と同容量) (全交流動力電源喪失時に必要な容量を上回る)	80m ³ /hr

この考え方の変更により、リファレンスプラントである伊方 3 号機では T/D-AFWP の容量が 160m³/hr であるのに対し、泊 3 号機では 80m³/hr と半分の容量に合理化を行っている。

泊3号炉のコンクリートに係る解析コード入力値について

泊3号炉の溶融炉心・コンクリート相互作用の有効性評価では、コンクリート組成はPWR共通として玄武岩系コンクリート組成を入力としている。一方、泊3号炉のコンクリート組成は石灰岩系コンクリートの組成に近いこと、その影響が小さいことを確認したうえで有効性評価解析では玄武岩系コンクリート組成を用いた解析とした。以下にその内容を記載する。

玄武岩系及び泊3号炉のコンクリートについて、表1に解析条件、表2にコンクリートの物性値及び表3にコンクリートの組成を示す。表3のとおり泊3号炉のコンクリート組成は CaCO_3 と SiO_2 の成分割合から、石灰岩系の組成に近い。そのため溶融炉心・コンクリート相互作用の評価事故シーケンス「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、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事故」に対し感度解析を行い、ベースマット侵食深さ及び原子炉格納容器内気相モル分率について、玄武岩系コンクリートと比較した。

玄武岩系及び泊3号炉の溶融炉心・コンクリート相互作用の解析結果を図1、図2及び表4に示す。玄武岩系コンクリートに比べ、泊3号炉のコンクリートの場合のベースマット侵食深さは若干減少しているが、感度は小さい。

原子炉格納容器内で発生する水素については玄武岩系コンクリートと同様な結果である。このケースのようにコンクリート侵食量が小さい場合は、一酸化炭素及び二酸化炭素の割合についても玄武岩系コンクリートと同様、ほとんど発生しない結果となり、コンクリート組成の影響は小さい。

以上により、コンクリート組成の違いによる影響は軽微であるが、コンクリート侵食量は玄武岩系の方が大きくなることから、PWR共通である玄武岩系コンクリート組成を入力値としている。

以上

表1 コンクリート種類を変えた参考解析条件

パラメータ	ベースケース (有効性評価)	参考解析ケース (泊3号炉の組成)	根拠
コンクリート種類	玄武岩系	石灰岩系	ガス発生の影響を確認する。

表2 コンクリート物性の比較 (MAAP 入力)

	ベースケース (有効性評価)	参考解析ケース (泊3号炉の組成)
コンクリート組成	玄武岩系 (SiO ₂ が主体)	石灰岩系 (CaCO ₃ が主体)
液相線温度 (K)		
固相線温度 (K)		
比熱 (J/kg K)		
溶融潜熱 (J/kg)		

表3 コンクリート組成の比較 (重量%)

成分	ベースケース (有効性評価)	参考解析ケース (泊3号炉の組成)
SiO ₂		
TiO ₂ , MnO, MgO		
CaO		
Na ₂ O		
K ₂ O		
Fe ₂ O ₃		
Al ₂ O ₃		
Cr ₂ O ₃		
CO ₂		
H ₂ O (自由水, 結合水)		

□部は機密情報に属しますので公開できません。

表4 コンクリート入力値に対する感度解析結果

ケース	パラメータ設定	ベースマット侵食深さ
ベースケース (有効性評価)	コンクリート組成及び物性値 玄武岩系	床面：約 2.6mm 壁面：約 2.6mm
参考解析ケース (泊3号炉の組成)	コンクリート組成及び物性値 石灰岩系	床面：約 2.0mm 壁面：約 2.0mm

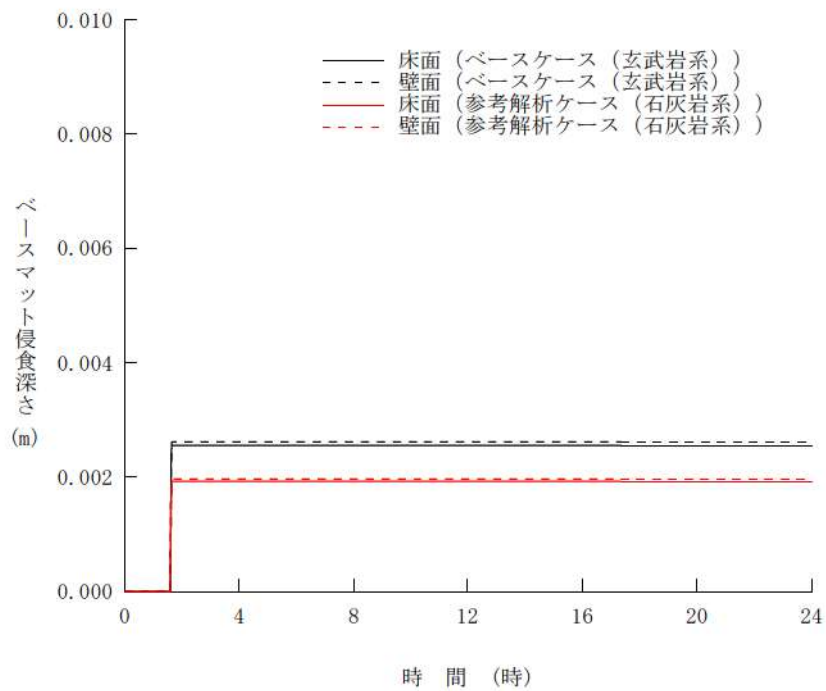


図1 ベースマット侵食深さの推移

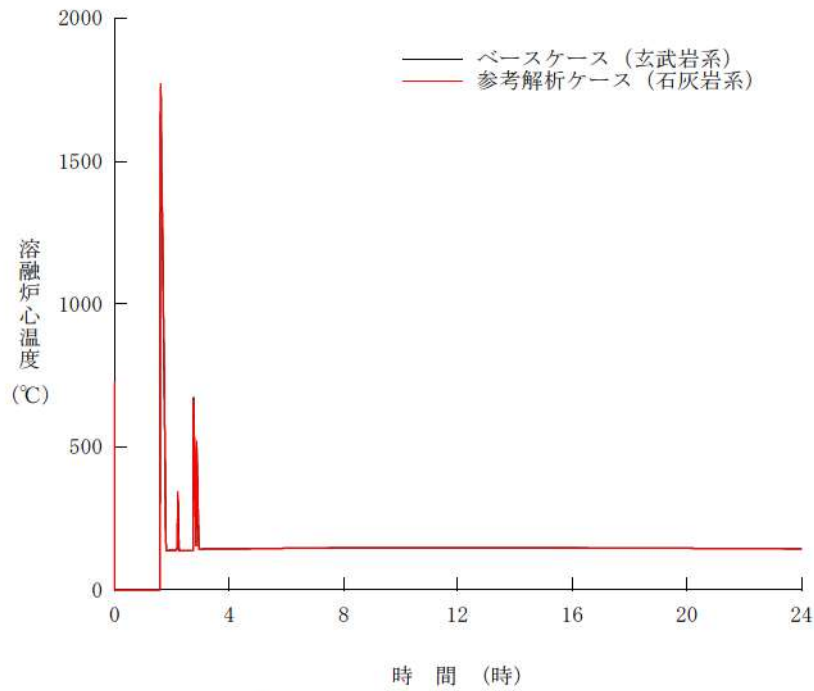


図2 溶融炉心温度の推移

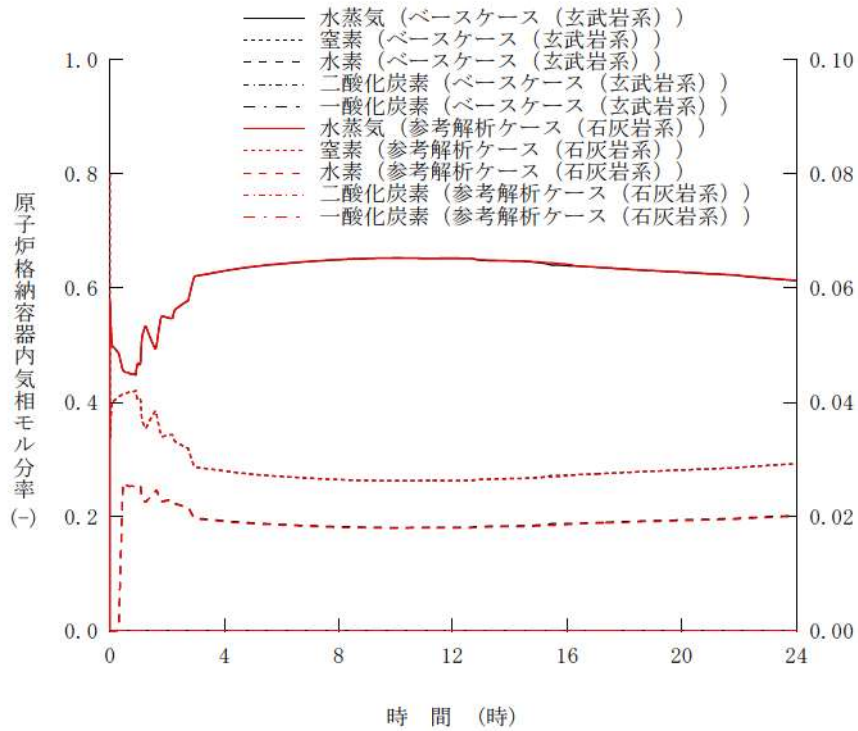


図3 原子炉格納容器内気相モル分率の推移

(左軸：水蒸気，窒素 右軸：水素，二酸化炭素，一酸化炭素)

「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」の評価における
炉心崩壊熱設定の考え方について

1. 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）及び全交流動力電源喪失

「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）」及び「全交流動力電源喪失」の評価においては、ミッドループ運転中の水位を初期条件としており、炉心崩壊熱の初期条件についても、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕を考慮した時間（原子炉停止後72時間時点）における炉心崩壊熱としている。

定期事業者検査工程においてミッドループ運転期間前の水抜き期間中は、1次冷却系の水位としてはミッドループ運転期間よりも高い（1次冷却系保有水量が多い）ものの、炉心崩壊熱は高い期間となるが、それを踏まえても上記の設定（水位と炉心崩壊熱の組み合わせ）に代表性があることを以下のとおり確認している。

なお、上記の設定に加え、炉心崩壊熱としてミッドループ運転開始時点（泊3号炉における至近2定期検査の水抜き完了の実績時間：第1回定期検査約105時間、第2回定期検査約121時間）を上回る炉心崩壊熱を用いていること、また保守的な高温点評価用の炉心崩壊熱を用いていることなどから、大きな保守性を有する評価となっている。

<概算方法>

炉心崩壊熱及び1次冷却系初期水位について以下とおり想定し、炉心露出までの時間が1次冷却材の水抜き開始（炉停止後55時間）から水抜き完了（炉停止後72時間）までの期間のうち最も厳しくなる時点を概算する。

<概算条件>

炉停止後時間に対応する炉心崩壊熱及び1次冷却系初期保有水量は、以下の2点を結ぶ直線で近似する。

表1 炉停止後55時間と72時間の比較

	炉停止後55時間 (1次冷却系満水)	炉停止後72時間 (ミッドループ水位)
炉心崩壊熱	18.6MWt	17.7MWt
1次冷却系初期保有水量	263t	103t

また、炉心露出に至る可能性がある1次冷却系保有水量は71t⁽¹⁾とする。

⁽¹⁾炉心注水操作開始の操作時間余裕確認のために実施した代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析結果より。

<結果>

図1に示すとおり、1次冷却材の水抜き開始（炉停止後55時間）から完了（炉停止後72時間）までのいずれの期間を想定しても、1次冷却材水抜き完了時点が最も厳しい条件設定であることを確認した。

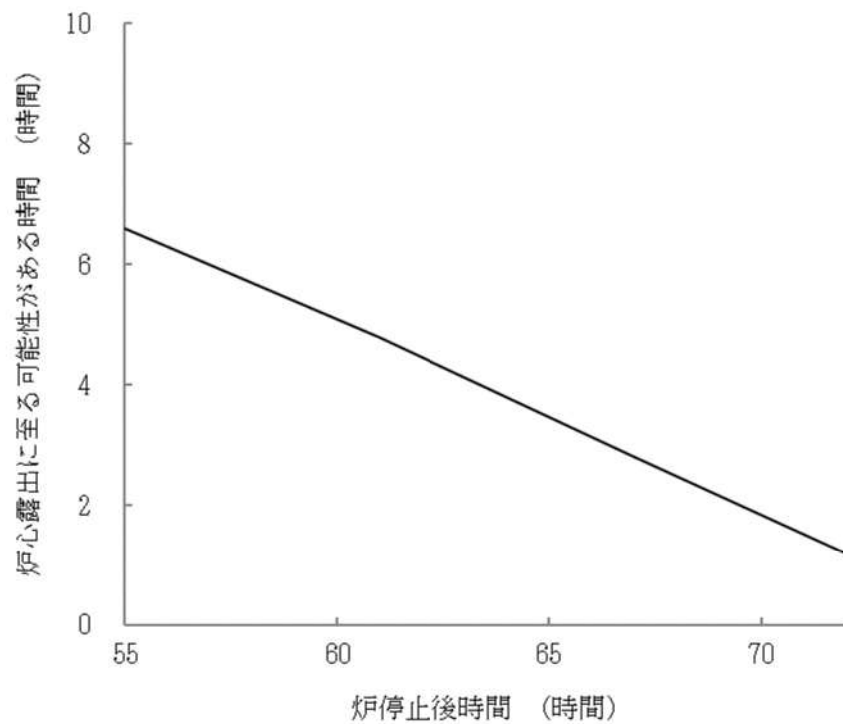


図1 炉停止後時間と炉心露出に至る可能性がある時間の関係（概算）

2. 原子炉冷却材の流出

1. と同様の崩壊熱、保有水量の条件で、事象発生から炉心露出までの時間（流出開始から余熱除去ポンプトリップまでの時間にその後の蒸発による炉心露出までの時間を加えたもの）を算出したものを図2に示すが、水抜き完了時点において事象発生から炉心露出までの時間が最も短くなっていることから、「原子炉冷却材の流出」においても、水抜き完了時点（炉停止後72時間）の条件で評価を行うことは妥当と判断している。

なお、評価全体の保守性については上記1. と同じ取扱いとなっている。

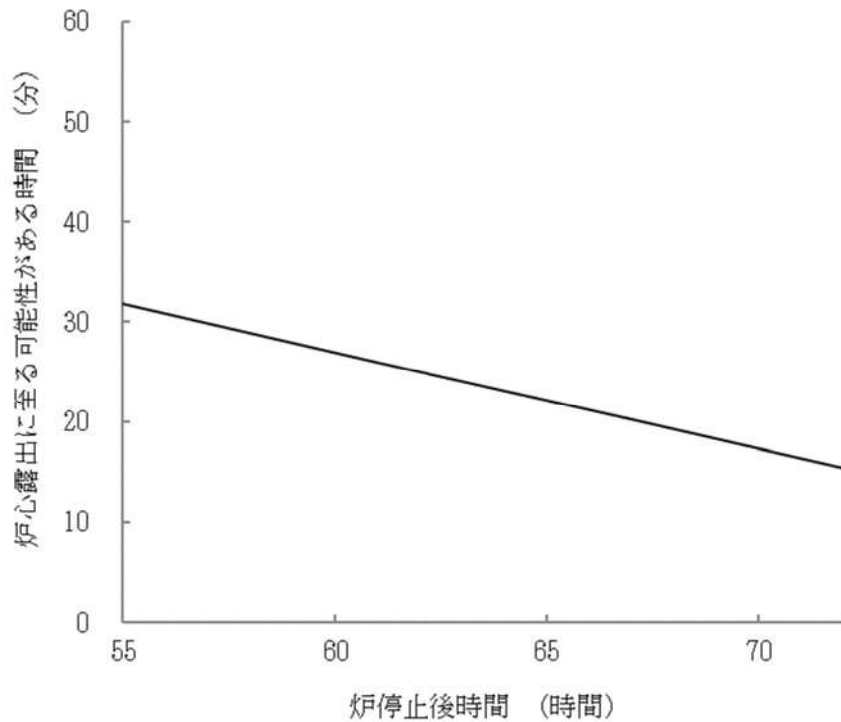
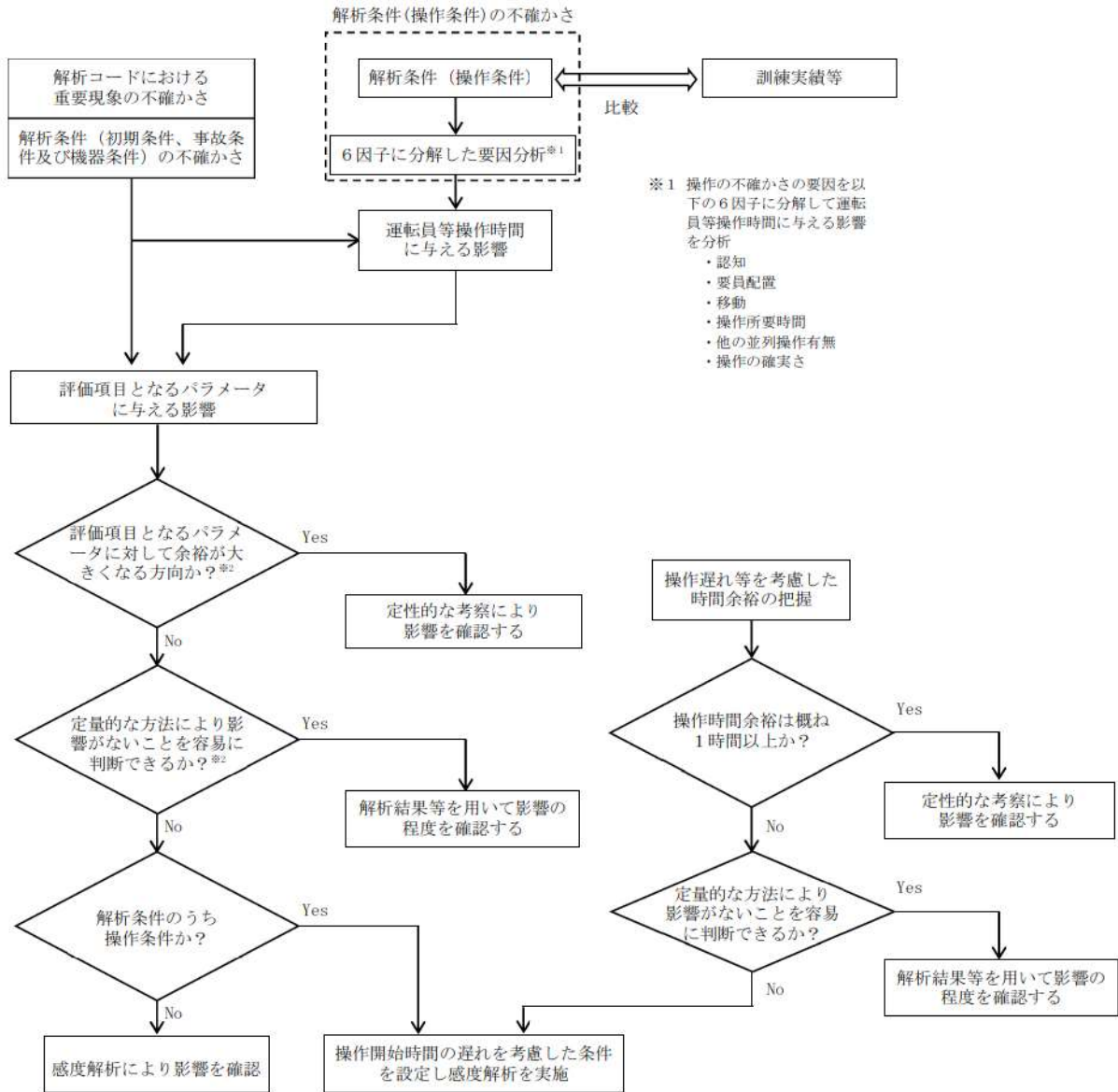


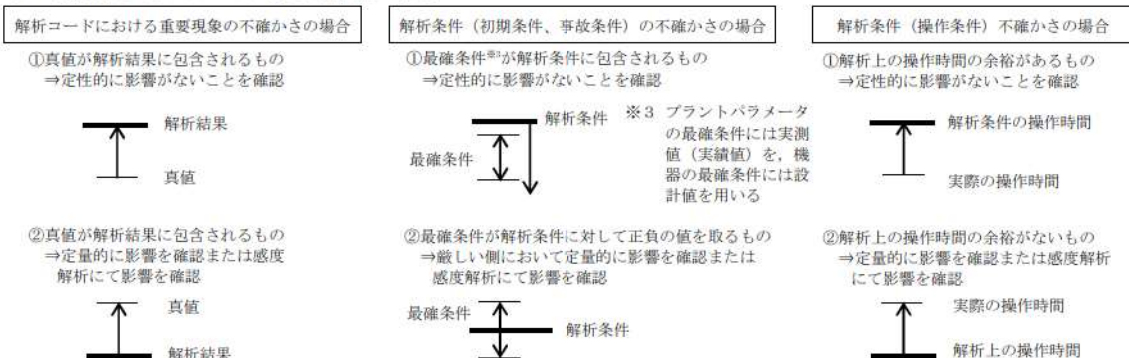
図2 炉停止後時間と炉心露出に至る可能性がある時間の関係(概算)

—以上—

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フローについて



※2 評価項目となるパラメータに対する影響評価の考え方



解析コードにおける重要現象の不確かさを確認する際に
標準プラントの解析結果を使用することの妥当性について

1. はじめに

解析コードにおける重要現象の不確かさを確認する際に参考文献の記載を参照しているが、その中には一部標準プラントで感度解析を実施して不確かさを確認しているものがある。標準プラントの解析結果に基づく不確かさをを用いて泊3号機の有効性評価への影響評価を行うことの妥当性について以下に示す。

2. 標準プラントの感度解析により不確かさの確認を行っている重要現象

以下の重要現象においては、不確かさの確認を行う際に、標準プラントの解析結果を使用している。なお、該当する解析コードは **MAAP** のみである。

表 不確かさとして標準プラントの解析結果を使用している重要現象 (MAAP) (1/2)

重要現象	不確かさ	他ループプラントへの適用性
<ul style="list-style-type: none"> 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 被覆管酸化 被覆管変形 	<p>○炉心ヒートアップ速度（被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅であるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響確認。（標準4ループプラント）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・SBO、LOCA シーケンスともに、運転員等操作の起点となる炉心溶融開始時間への影響は小さい。 ・下部プレナムへのリロケーションの開始時間はSBO シーケンスでは約14分早まる。LOCA シーケンスでは約30秒早まる。 	<p>不確かさは4ループプラントに対して評価したものであるが、現象のメカニズムは2、3ループプラントでも同じであり、感度解析と同様の傾向となる。</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・リロケーション 	<p>○リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心崩壊に至る温度を下げた場合の感度解析により影響を確認。（標準4ループプラント）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・下部プレナムへのリロケーション後の原子炉容器の破損時間は、SBO シーケンスの場合約26分、LOCA シーケンスの場合約3分、それぞれ早まる。ただし、本感度解析は仮想的な厳しい条件を設定した場合の結果である。 	<p>不確かさは4ループプラントに対して評価したものであるが、現象のメカニズムは2、3ループプラントでも同じであり、感度解析と同様の傾向となる。</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉容器内 FCI （溶融炉心細粒化、粒子デブリ熱伝達） 	<p>○原子炉容器内 FCI 現象に関する項目として「デブリジェット径（炉心部の下部クラストの破損口径）」、「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」及び「デブリ粒子の径」をパラメータとした感度解析を行い、いずれにおいても1次冷却材圧力の過渡的な変化に対して影響はあるものの、原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度は小さいことを確認。（標準4ループプラント）</p>	<p>不確かさは4ループプラントに対して評価したものであるが、炉心質量と1次系体積の比は2、3ループプラントと同程度であるため、感度解析パラメータの影響は4ループプラントで代表でき、結果への影響も小さい。</p>

表 不確かさとして標準プラントの解析結果を使用している重要現象 (MAAP) (2/2)

重要現象	不確かさ	他ループプラントへの適用性
・下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に関する項目として「溶融炉心と上面水プールとの熱伝達」及び「溶融炉心と原子炉容器間の熱伝達」をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、原子炉容器破損時刻に対して感度が小さいことを確認。 (標準4ループプラント)	不確かさは4ループプラントを対象に評価したものであるが、原子炉容器下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達挙動は、ループ数によらず同様の取扱いとなっている。感度解析パラメータの影響は4ループプラントにおいて結果への影響が小さいため、2、3ループプラントにおいても同様の傾向となる。
・原子炉容器破損、溶融	○原子炉容器破損に影響する項目として「計装用案内管溶接部の破損判定に用いる最大歪み(しきい値)」をパラメータとした場合の感度解析を行い、原子炉容器破損時間が5分早まることを確認。ただし、仮想的な厳しい条件を与えたケースであり、実機解析への影響は小さいと判断される。 (標準4ループプラント)	不確かさは4ループプラントを対象に評価したものであるが、原子炉容器本体や計装用案内管の構造は個別プラントによらず大きな違いはないため、2、3ループプラントにおいても、4ループプラントと同程度の影響があると考えられる。
・原子炉容器外 FCI (溶融炉心細粒化、デブリ粒子熱伝達)	○原子炉容器外 FCI 現象に関する項目として「原子炉下部キャビティ水深」、「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」、「デブリ粒子の径」及び「原子炉容器破損口径」に関して格納容器破損防止の「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」の事象をベースとする感度解析を行い、原子炉容器外 FCI により生じる圧カスパイクの感度が小さいことを確認。(標準3ループプラント)	不確かさは3ループプラントを対象に評価したものであるが、原子炉容器外 FCI による圧カスパイクは、原子炉下部キャビティに落下する溶融炉心の量や原子炉下部キャビティ水深等の条件に依存して変化し得るものの、そのメカニズムはループ数に依存しないため、2、4ループプラントにおいても同様の傾向となる。

3. 泊3号機の有効性評価の影響評価の妥当性

解析コードの個別プラントへの適用性を整理した結果、各コードの解析モデル(重要現象)については2、3、4ループプラントにも共通して適用可能であり、解析モデルの不確かさも2、3、4ループプラント間で同様の傾向となる。(詳細は参考文献参照)

また、各格納容器破損モードの基本ケースにおいて、標準3ループプラント解析と個別解析との間で解析条件の相違による双方の解析結果の差が小さいことを確認している(添付資料6.5.8参照)。

以上のことから、標準3ループプラントあるいは4ループプラントの解析結果を重要現象の不確かさとして扱い、泊3号機の有効性評価の影響評価を行うことは妥当である。

以上

i 「三菱 PWR 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」 MHI-NES-1064 改1、三菱重工業、平成28年

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE711 r.14.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失

令和5年12月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
 - 7.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失

添付資料 目次

- 添付資料7.1.1.1 フィードアンドブリード時の炉心冷却状態の確認について
- 添付資料7.1.1.2 2次冷却系からの除熱機能喪失における安定状態の維持について
- 添付資料7.1.1.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（2次冷却系からの除熱機能喪失）
- 添付資料7.1.1.4 2次冷却系からの除熱機能喪失における操作開始条件について
- 添付資料7.1.1.5 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の挙動について
- 添付資料7.1.1.6 「2次冷却系からの除熱機能喪失」における1次冷却系保有水量の収支について
- 添付資料7.1.1.7 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料7.1.1.8 安定状態について
- 添付資料7.1.1.9 フィードアンドブリードにおける高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路の模擬について
- 添付資料7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について
- 添付資料7.1.1.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（2次冷却系からの除熱機能喪失）
- 添付資料7.1.1.12 燃料、電源負荷評価結果について（2次冷却系からの除熱機能喪失）
- 添付資料7.1.1.13 2次冷却系からの除熱機能喪失の感度解析における燃料被覆管の健全性について

7.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失

7.1.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

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」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「小破断LOCA時に補助給水機能が喪失する事故」，「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」，「過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故」，「手動停止時に補助給水機能が喪失する事故」，「外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故」，「2次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故」，「2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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」では，原子炉の出力運転中に，主給水流量喪失等が発生するとともに，補助給水系機器の故障等により蒸気発生器への注水機能が喪失することを想定する。このため，蒸気発生器はドライアウトして，2次冷却系からの除熱機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合には，1次冷却系が高温，高圧状態となり，加圧器安全弁等からの漏えいが継続し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，2次冷却系からの除熱機能が

喪失することによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

このため、重大事故等対策の有効性評価には、1次冷却系減圧機能及び高圧注入機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、1次冷却系を強制的に減圧し、高圧注入ポンプを用いた炉心注水により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

また、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

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」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系によるフィードアンドブリードを整備し、安定状態に向けた対策として、高圧注入ポンプによる高圧再循環及び余熱除去系による炉心冷却を整備する。

また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第7.1.1.1図に、手順の概要を第7.1.1.2図及び第7.1.1.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作

手順の関係を第7.1.1.1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され、合計11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長(当直)及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が1名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が4名である。必要な要員と作業項目について第7.1.1.4図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、11名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 補助給水系の機能喪失の判断及び喪失時の対応

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が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域水位以下に低下するため補助給水系の機能喪失と判断する。その後、電動補助給水ポンプ及びタービン動

補助給水ポンプの機能回復操作並びに電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水操作を行う。電動主給水ポンプが使用できない場合には、SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水準備を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 1次冷却系のフィードアンドブリード

主蒸気逃がし弁の自動動作により、すべての蒸気発生器水位が低下し蒸気発生器水位（広域）指示が10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、フィードアンドブリードを開始する。

フィードアンドブリード中は、1次冷却材圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。

1次冷却系のフィードアンドブリード開始に必要な計装設備は、蒸気発生器水位（広域）等であり、フィードアンドブリード中の炉心冷却状態を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

（添付資料7.1.1.1）

d. 蓄圧注入系動作の確認

1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系の動作を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。

e. 再循環運転への切替え

燃料取替用水ピット水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位（広域）指示71%以上を確認し、再循環運転へ切り替え、高圧再循環運転へ移行する。また、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

再循環運転への切替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。

f. 蒸気発生器水位回復の判断

いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器水位（狭域）指示が0%以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器2次側による炉心冷却操作を開始する。

蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び1次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

蒸気発生器水位回復の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器水位（狭域）等である。

g. 余熱除去系による炉心冷却

1次冷却材圧力（広域）指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材温度（広域－高温側）指示177℃未満となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却を開始後、1次冷却材圧力が安定していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却

材温度（広域－高温側）等である。

（添付資料7.1.1.2）

h. 1次冷却系のフィードアンドブリード停止

余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉操作しフィードアンドブリードを停止する。

1次冷却系のフィードアンドブリード停止に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

以降、炉心冷却は余熱除去系により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により原子炉格納容器スプレイ設備が起動することで、原子炉格納容器除熱を継続的に行う。

7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

（1）有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の温度及び圧力上昇が早く、フィードアンドブリード開始までの時間余裕が短くかつ要求される設備容量の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷

却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入，加圧器における気液熱非平衡，水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達及び2次側水位変化・ドラライアウトが重要現象となる。よって，これらの現象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M-RELAP5により1次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.1.2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

(添付資料7.1.1.3)

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，主給水流量の喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

補助給水系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

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る。このため、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、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉トリップ信号

原子炉トリップは、「蒸気発生器水位低」信号によるものとする。

(b) 高圧注入ポンプ

フィードアンドブリードにおける炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、炉心冷却を厳しくする観点から、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（高圧注入特性：0 m³/h～約230m³/h，0 MPa[gage]～約13.0MPa[gage]）を用いるものとする。

(c) 加圧器逃がし弁

フィードアンドブリードにおける1次冷却材の放出は、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である95t/hとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) フィードアンドブリードは、蒸気発生器ドライアウトの 5 分後に開始する。なお、蒸気発生器広域水位が 0 % に到達した時点を蒸気発生器ドライアウトとする。

運用上は、蒸気発生器ドライアウト判定条件を計器誤差等を考慮して蒸気発生器水位（広域）指示を10%とすることにより、蒸気発生器広域水位が 0 % になる前に確実にフィードアンドブリードを開始できることとしており、解析上の想定より早くなる。

(添付資料 7.1.1.4)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.1.3図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.1.5図から第7.1.1.14図に、蒸気発生器水位及び2次冷却系圧力の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.1.15図及び第7.1.1.16図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、主給水流量喪失に伴い蒸気発生器の2次側の水位が低下することで、「蒸気発生器水位低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、1次冷却材圧力は原子炉停止に伴う原子炉出力の低下により一旦低下するが、蒸気発生器の水位低下に伴う除熱量の低下によって上昇に転じ、加圧器逃がし弁が自動動作する。

一方、「蒸気発生器水位低」信号発信後、全補助給水ポンプの起動に失敗することから、主蒸気逃がし弁の自動動作による1次冷却系の除熱に伴い蒸気発生器水位の低下は継続し、

事象発生の約22分後に蒸気発生器広域水位が0%以下となり、蒸気発生器はドライアウトする。

蒸気発生器ドライアウトの5分後に、運転員によるフィードアンドブリードを開始し、加圧器逃がし弁の手動開操作による加圧器気相部の蒸気放出が開始される。開始時点における1次冷却材温度は飽和温度に対して余裕がありサブクール状態を維持していることから、開始直後は1次冷却材の減圧沸騰を伴わないため、1次冷却材圧力は急激かつ大幅に低下し、高圧注入が開始される。その後、1次冷却材圧力の急激な低下に伴う減圧沸騰の開始により1次冷却系は気液二相となり、1次冷却材体積の増加により加圧器水位が上昇するとともに加圧器逃がし弁からの放出が気相から気液二相となることで蒸気放出が抑制され、1次冷却材圧力は上昇に転じる。1次冷却材圧力の上昇に伴い高圧注入流量が減少するとともに1次冷却系保有水量が減少することで加圧器に気相が生成されることから、加圧器逃がし弁からの蒸気放出が促進され、1次冷却材圧力が低下に転じる。1次冷却材圧力の低下に伴い高圧注入流量は増加し、事象発生の約1.2時間後に高圧注入流量が加圧器逃がし弁からの放出量を上回り、1次冷却系保有水量は増加に転じ、炉心の冠水状態は維持される。

(添付資料7.1.1.5, 7.1.1.6, 7.1.1.7)

フィードアンドブリードにより1次冷却材が加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいする場合、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。

そのため、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器

再循環ファンによる原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により原子炉格納容器スプレイ設備が起動することで、原子炉格納容器除熱を継続的に行う。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第7.1.1.13図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

1次冷却材圧力は第7.1.1.5図に示すとおり、2次冷却系からの除熱機能喪失により一時的に上昇し、約16.4MPa[gage]に到達するが、フィードアンドブリードにより低下する。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約16.7MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。

また、フィードアンドブリードにより加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]、約124℃にとど

まる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。

第7.1.1.5図及び第7.1.1.14図に示すとおり、事象発生後100分時点においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されている。その後は、約3.3時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することで、事象発生の約15.8時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も余熱除去系の運転を継続することにより、安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料7.1.1.8）

本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

7.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

2次冷却系からの除熱機能喪失では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失等が発生するとともに、補助給水系機器の故障等により蒸気発生器への注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、蒸気発生器ドライアウトを起

点とするフィードアンドブリードとする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデル及び蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT L6-1試験解析等の結果か

ら，1次冷却材温度について $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ，1次冷却材圧力について $\pm 0.2\text{MPa}$ の不確かさを持つことを確認している。よって，厳しめに想定した場合，実際の1次冷却材温度及び圧力は解析結果に比べて高くなり，蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達が大きくなることにより，蒸気発生器水位の低下が早くなることから，蒸気発生器水位を起点とするフィードアンドブリードの操作開始が早くなる。なお，M-RELAP5では，高温側配管と加圧器サージ管の接続流路において，実際よりも気相が流出しづらく，フィードアンドブリードによる1次冷却系の減圧が遅くなる模擬としているが，フィードアンドブリード開始後の1次冷却材圧力を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは，ORNL/THTF試験解析の結果から，燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって，不確かさを考慮すると，実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり，燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは，ORNL/THTF試験解析等の結果から，炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって，不確かさを考慮すると，実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなる

ことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデル及び蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT L6-1試験解析等の結果から、1次冷却材温度について $\pm 2^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力について $\pm 0.2\text{MPa}$ の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材温度及び圧力は解析結果に比べて高くなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量は多く、高圧注入ポンプによる炉心注水量は少なくなるため、1次冷却系保有水量の減少が促進されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。しかし、1次冷却材圧力の上昇はわずかであり、高圧注入ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、M-RELAP5では、高温側配管と加圧器サージ管の接続流路において、実際よりも気相が流出しづらく、フィードアンドブリードによる1次冷却系の減圧が遅くなる模擬としている。このため、実際には解析よりも減圧が早く、早期に炉心への注水が可能となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料7.1.1.9)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.1.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

なお，本重要事故シーケンスにおいて想定する高圧注入ポンプの運転台数は2台であるが，炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で，高圧注入ポンプを1台運転とした場合の感度解析を実施する。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件として設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり，蒸気発生器水位の低下が緩やかとなることから，蒸気発生器ドライアウトを起点とするフィードアンドブリードの操作開始が遅くなるが，操作手順（蒸気発生器ドライアウト後にフィードアンドブリードを開始）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした

場合、解析条件として設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。また、蒸発率が小さくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

高圧注入ポンプを1台運転とした場合について、感度解析結果を第7.1.1.17図から第7.1.1.21図に示す。その結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少し、一時的に注水が停止し、一時的に炉心上部が露出するが、炉心注水の回復に伴って再冠水する。このため、燃料被覆管温度の炉心露出時の最高値（約380℃）は初期値（約380℃）と同程度であり、その後も低く推移することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

（添付資料7.1.1.10，7.1.1.13）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

（a）運転員等操作時間に与える影響

操作条件のフィードアンドブリードの開始操作は、解析

上の操作開始時間として蒸気発生器広域水位 0 % 到達から 5 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運用ではフィードアンドブリードの開始時間は早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件のフィードアンドブリードの開始操作は、運転員操作時間に与える影響として、実際の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性がある。操作開始が早くなる場合は、1 次冷却材温度がより低くサブクール度が大きい状態で操作開始することから、沸騰開始までの減圧幅が大きく、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることが考えられる。一方で、操作開始が早まることで、フィードアンドブリード開始時の炉心崩壊熱は大きくなるため、1 次冷却材温度及び圧力の上昇並びに 1 次冷却系保有水量の減少が考えられる。このため、解析上の操作開始条件は蒸気発生器ドライアウトの 5 分後であるのに対し、3 分早い蒸気発生器ドライアウトの 2 分後に操作開始した場合の感度解析結果を第 7.1.1.22 図から第 7.1.1.27 図に示す。その結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることで、1 次冷却系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

また、炉心崩壊熱等の不確かさにより、1 次冷却材温度

及び圧力の上昇が緩やかとなり，蒸気発生器の水位低下が抑制されることで，蒸気発生器ドライアウトが遅くなり，フィードアンドブリードの操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合には，フィードアンドブリード開始時の炉心崩壊熱が小さくなるため，1次冷却材温度及び圧力の上昇並びに1次冷却系保有水量の減少は抑制されることで，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料7.1.1.4)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件のフィードアンドブリードについては，フィードアンドブリードの操作時間余裕を確認するため，解析上の操作開始条件は蒸気発生器ドライアウトの5分後であるのに対し，5分遅い蒸気発生器ドライアウトの10分後に操作開始した場合の感度解析結果を第7.1.1.28図から第7.1.1.33図に示す。その結果，1次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態で減圧を開始することで沸騰開始までの減圧幅が小さくなり，高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少し，一時的に注水が停止し，一時的に炉心上部が露出するが，高圧注入ポンプによる炉心注水流量の回復に伴って再冠水することにより，燃料被覆管温度の炉心露出時の最高値（約380℃）は初期値（約380℃）以下となり，その後も低く推移することから，約10分の時間余裕がある。

(添付資料7.1.1.4, 7.1.1.13)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるフィードアンドブリードにより、1次冷却系の減温、減圧、1次冷却系保有水量の確保を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料7.1.1.11)

7.1.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

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」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり11名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とするフイードアンドブリードでの高圧注入ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（16.5％）に到達後，高圧再循環に切り替え，以降は格納容器再循環サンプを水源とするため，燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後7日間最大負荷で運転した場合，約527.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について，7日間の継続が可能である（合計使用量約546.3kL）。

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，重大事故等対策時に

必要な負荷は，設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

また，緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料7.1.1.12)

7.1.1.5 結論

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」では，1次冷却系が高温，高圧状態となり，加圧器安全弁等からの漏えいが継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。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」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系によるフィードアンドブリード，安定状態に向けた対策として高圧注入系による高圧再循環及び余熱除去系による炉心冷却並びに原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作によるフィードアンドブリードを実施することにより，炉心損傷することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，フィードアンドブリード，余熱除去系による炉心冷却等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，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」に対して有効である。

第7.1.1.1表 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びびタービントリップを確認する。 ・ 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 	—	—	出力領域中性子束* 中間領域中性子束* 中性子源領域中性子束*
b. 補助給水系の機能喪失の判断及び喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域水位以下に低下するため補助給水系の機能喪失と判断する。 ・ 電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの機能回復操作を行う。 ・ 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水操作を行う。 ・ 電動主給水ポンプが使用できない場合には、SG 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水準備を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 【電動補助給水ポンプ】* 【タービン動補助給水ポンプ】* 【蒸気発生器】* 【補助給水ピット】* 	—	<ul style="list-style-type: none"> 【補助給水流量】* 【蒸気発生器水位(狭域)】* 【蒸気発生器水位(広域)】* 【補助給水ピット水位】*
c. 1次冷却系のフィードアンドブリード	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主蒸気逃がし弁の自動動作により、すべての蒸気発生器水位が低下し蒸気発生器水位(広域)指示が10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、フィードアンドブリードを開始する。 ・ フィードアンドブリード中は、1次冷却材圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> 【主蒸気逃がし弁】* 高圧注入ポンプ* 加圧器逃がし弁* 燃料取替用水ピット* 	—	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材温度(広域-高温側)* 1次冷却材温度(広域-低温側)* 1次冷却材圧力(広域)* 加圧器水位* 【高圧注入流量】* 燃料取替用水ピット水位* 【蒸気発生器水位(広域)】*
d. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 	蓄圧タンク*	—	1次冷却材圧力(広域)*

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

□：有効性評価上考慮しない操作

第7.1.1.1表 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
e. 再循環運転への切替え	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピット水位指示 16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位(広域)指示 71%以上を確認し、再循環運転へ切り替え、高圧再循環運転へ移行する。 フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。 	燃料取替用水ピット* 格納容器再循環サンプル* 格納容器再循環サンプルスクリュー* 高圧注入ポンプ* 加圧器逃がし弁*	燃料取替用水ピット水位* 格納容器再循環サンプル水位(広域)* 格納容器再循環サンプル水位(狭域)* 1次冷却材温度(広域-高温側)* 1次冷却材温度(広域-低温側)* 1次冷却材圧力(広域)* 【高圧注入流量】*
f. 蒸気発生器水位回復の判断	<ul style="list-style-type: none"> いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器水位(狭域)指示が0%以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器2次側による炉心冷却操作を開始する。 蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び1次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。 	【主蒸気逃がし弁】* 【電動補助給水ポンプ】* 【タービン動補助給水ポンプ】* 【蒸気発生器】* 【補助給水ピット】*	【蒸気発生器水位(狭域)】* 【蒸気発生器水位(広域)】* 【補助給水流量】* 【補助給水ピット水位】* 【主蒸気ライン圧力】* 1次冷却材温度(広域-高温側)* 1次冷却材温度(広域-低温側)*
g. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力(広域)指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材温度(広域-高温側)指示 177℃未満となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却を開始後、1次冷却材圧力が安定していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 	余熱除去ポンプ* 余熱除去冷却器* 蓄圧タンク出口弁*	【低圧注入流量】* 1次冷却材温度(広域-高温側)* 1次冷却材温度(広域-低温側)* 1次冷却材圧力(広域)* 加圧器水位*
h. 1次冷却系のフィードアンドブリード停止	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉操作しフィードアンドブリードを停止する。 	余熱除去ポンプ* 余熱除去冷却器*	1次冷却材温度(広域-高温側)* 1次冷却材温度(広域-低温側)* 1次冷却材圧力(広域)* 【低圧注入流量】*

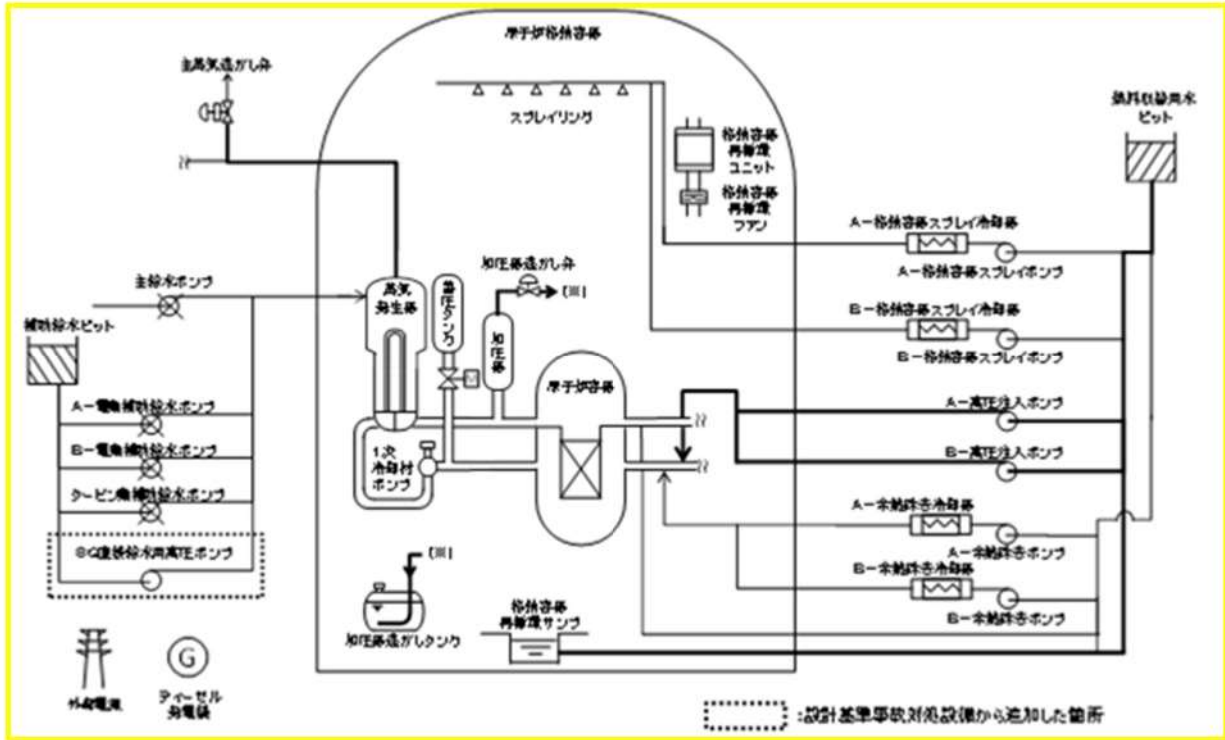
*: 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】: 重大事故等対処設備(設計基準拡張)
 □: 有効性評価上考慮しない操作

第7.1.1.2表 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の主要解析条件
(主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故) (1/2)

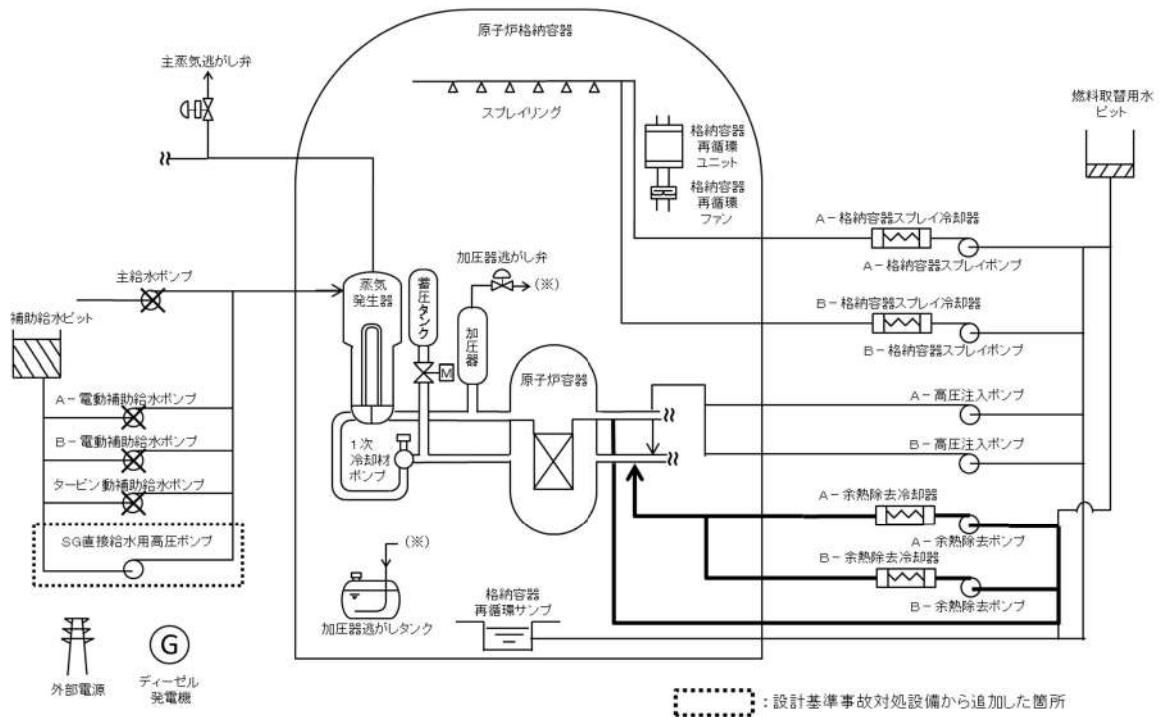
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
炉心熱出力 (初期)	100% (2.652MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするよう、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa [gauge]	評価結果を厳しくするよう、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材圧力が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材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)	306.6+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、定常誤差を考慮した上限値として設定。 初期温度(1次冷却系保有エネルギー)が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材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)	17×17型燃料集合体を装荷した3ルーブリックを包絡する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。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。
蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。
起因事象	主給水流量喪失	主給水流量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、炉心の冷却上厳しい設定。
初期条件		
事故条件		

第7.1.1.2表 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の主要解析条件
 (主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故)(2/2)

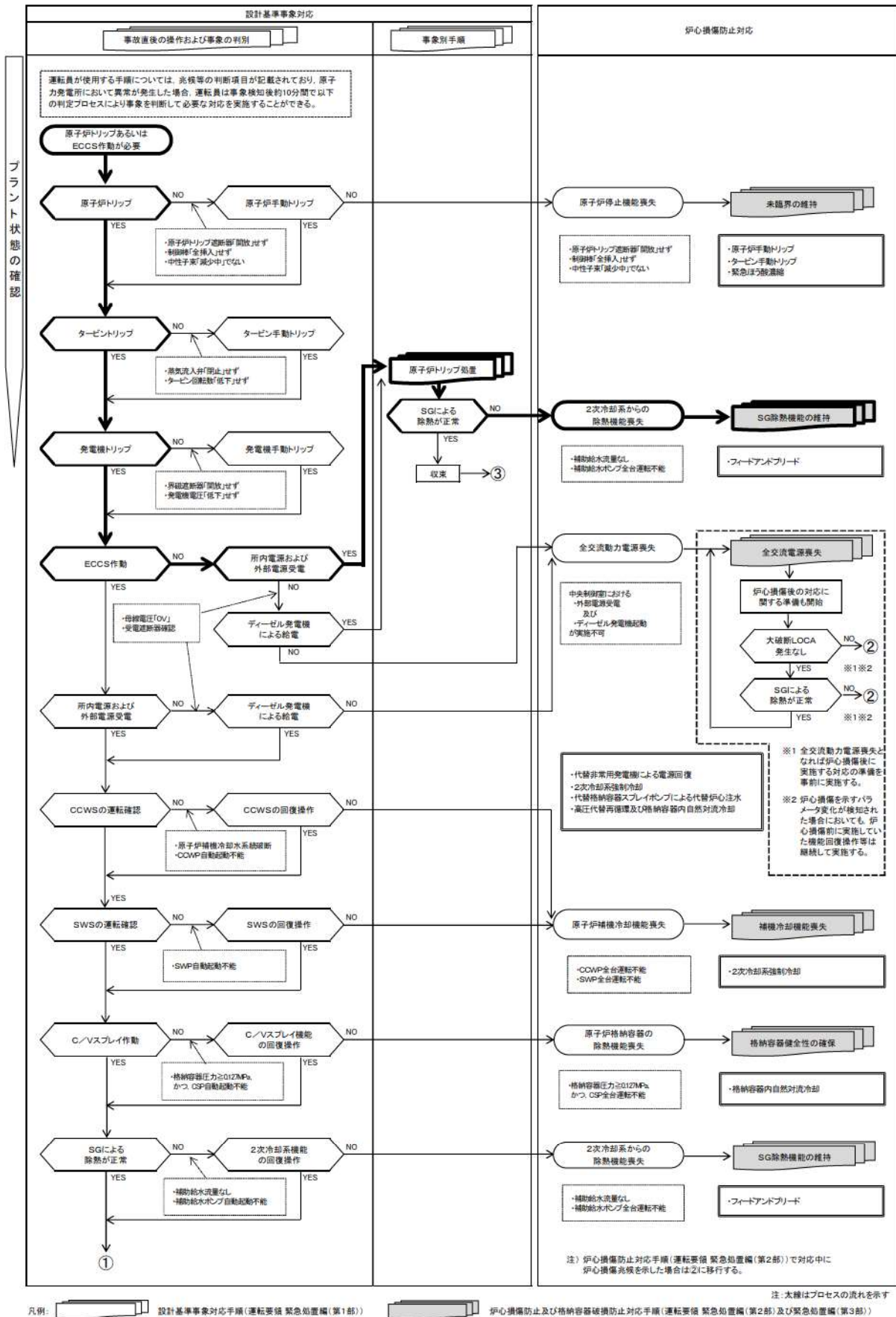
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
関連する機器条件	原子炉トリップ信号	蒸気発生器水位低 (狭域水位11%) (応答時間2.0秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	高圧注入ポンプ	最小注入特性 (2台) (高圧注入特性： 0 m ³ /h～約230m ³ /h, 0 MPa [gage]～約13.0MPa [gage])	炉心冷却性が厳しくなる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	加圧器逃がし弁	95t/h (1個当たり) (2個)	設計値として設定。
関連する操作条件	フィードアンドブリード 開始 (非常用炉心冷却設備作動 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%到達の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、運転要領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、広域水位計器は全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。



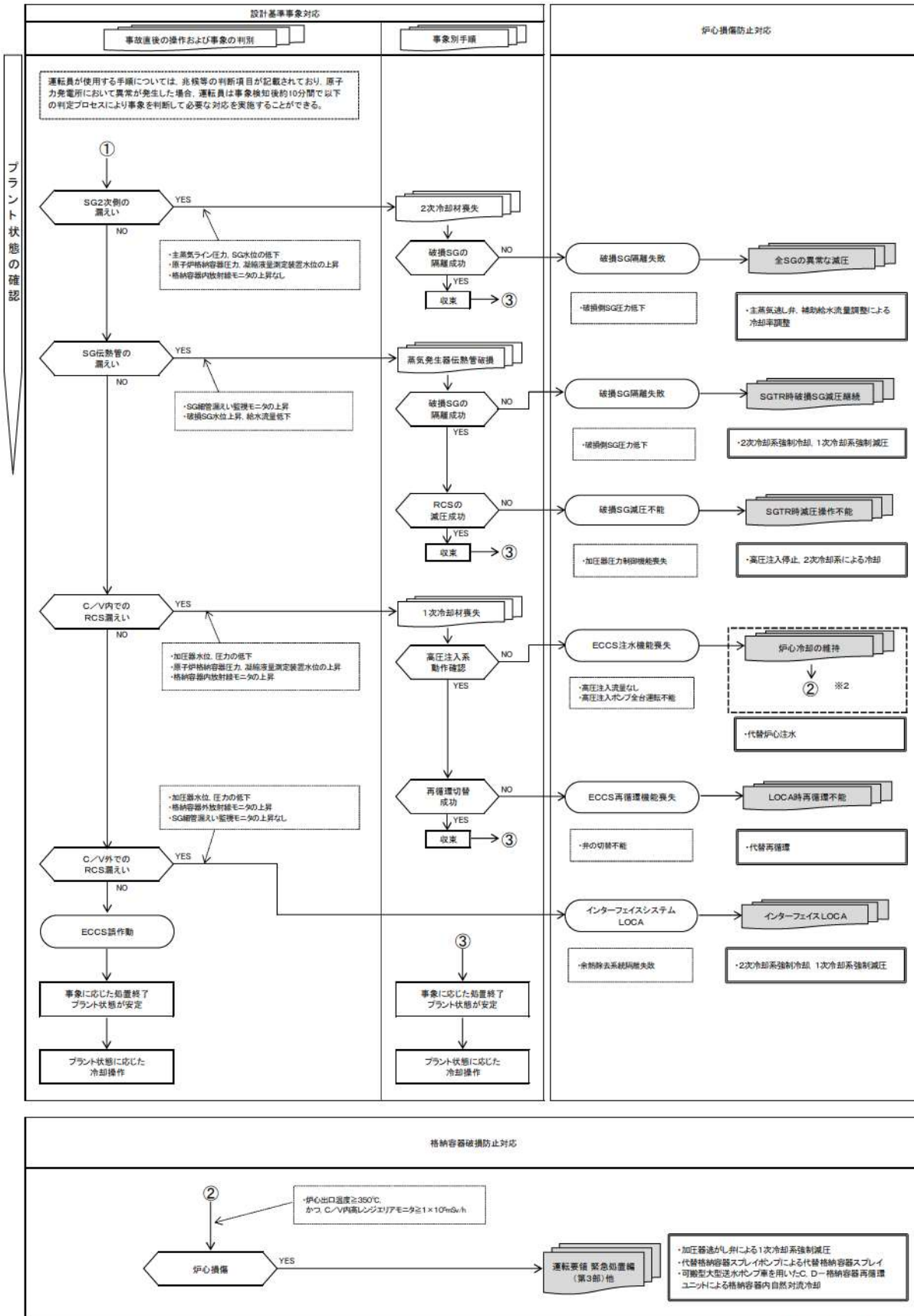
第 7.1.1.1 図 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (フィードアンドブリード及び高圧再循環)



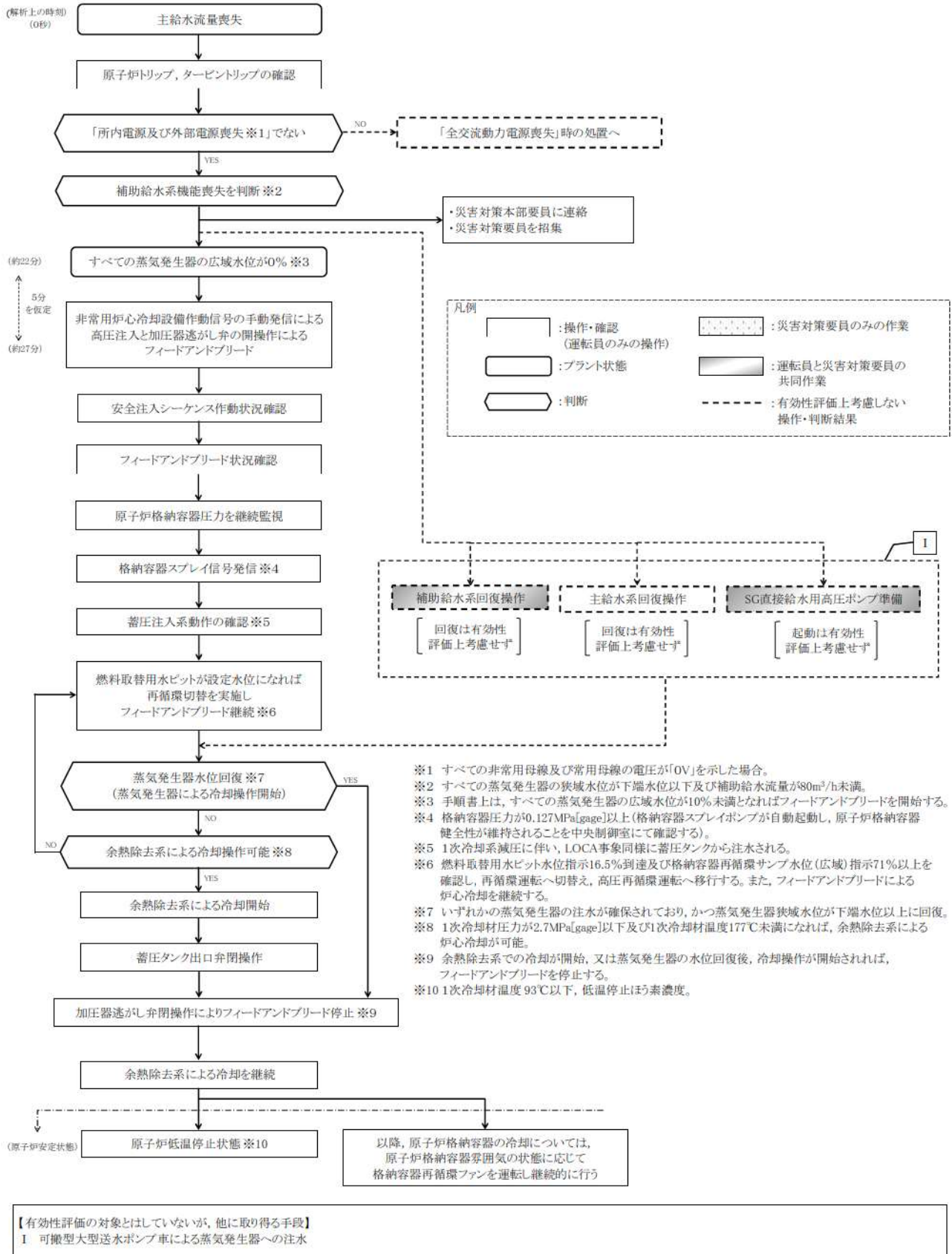
第 7.1.1.1 図 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (余熱除去系による炉心冷却)



第7.1.1.2図 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (1/2)



第7.1.1.2図 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2/2)



第 7.1.1.3 図 「2 次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
(「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の事象進展)

作業項目	必要の要員と作業項目				経過時間(分)	備考
	責任者	補佐	通称連絡等	運転連絡等		
状況判断	2人 A,B				約22分 蒸気発生源の減水位0%。 約27分 ファードアヘッドの1次開始 (非使用炉心冷却設備稼働信号手動発信、 加圧器過負し弁手動開操作)	
蒸気発生源注水回収操作 (有効性評価上考慮せず)	1人 [A]	1人 [B]	1人 [C]	1人 [D]	10分	
SG直送給水用高圧ポンプの使用 (有効性評価上考慮せず)	1人 [E]	1人 [F]	1人 [G]	1人 [H]	55分	SG直送給水用高圧ポンプの使用 開始から完了までは、蒸気発生源 へ注水を開始する。
ファードアヘッドポンプ操作	1人 [B]				5分	ファードアヘッドポンプの出、稼働 上、期間している約27分までに実 施できる。
再循環切替	1人 [A]				5分	燃料棒格納罐内の水位降下 防止に再循環モードに切替する ポンプ水位(圧電圧計)10%以上 を確認し、再循環モード切替え る確認し、再循環モードへ移行する。主 要圧電圧降下モードによる炉 心冷却を継続する。
余熱除去系による炉心冷却	1人 [A]				5分	1次冷却材圧力が7MPa[gage] 以下及び1次冷却材温度が 177℃未満になれば、余熱除去 モードによる炉心冷却が可能とな る。余熱除去系での冷却を開始し、 又は蒸気発生源の水位回復後、 冷却操作の開始されればファード アヘッドポンプを停止する。
高圧タンク出口弁操作	1人 [A]				5分	
必要人員数 合計	4人 A~D	1人 A				

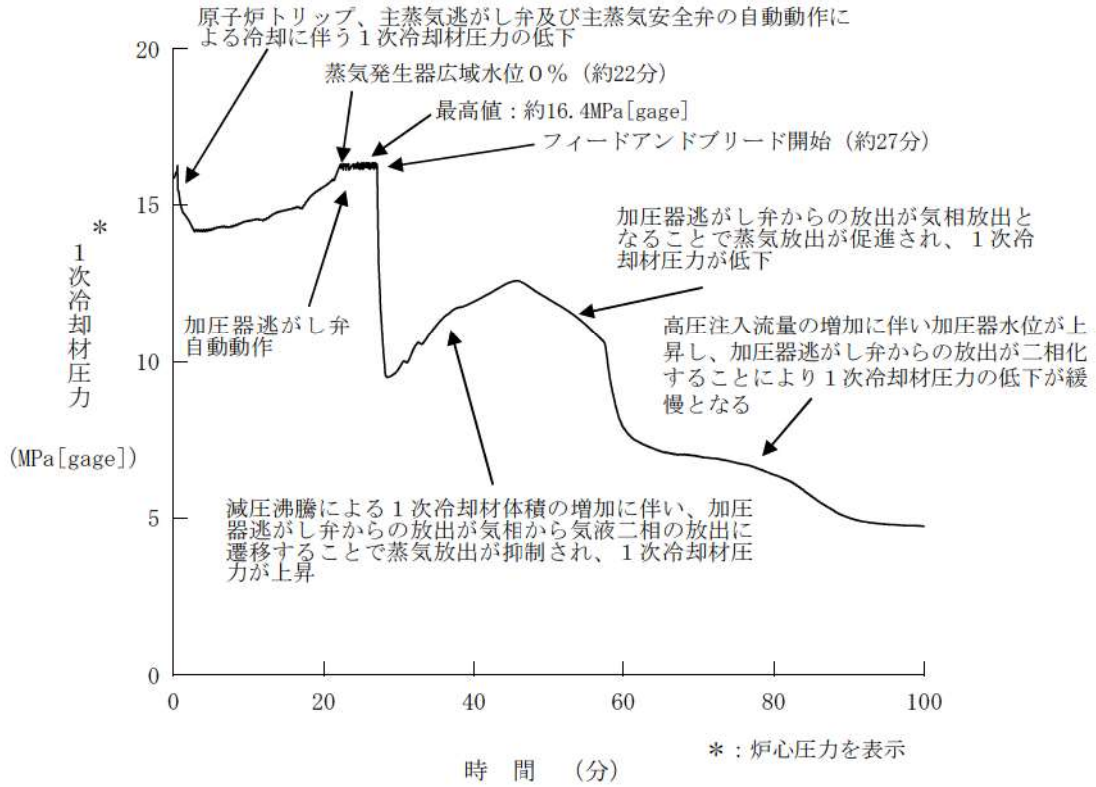
【1】は出仕票毎移動してきた要員
【機内型通話設備】による通信連絡手段の確保が必要な場合は、上記要員に加え、上記要員以外の運用対策要員も稼働を行う。

運転員	6
蒸気対策要員	1
蒸気対策要員(支援)	0
蒸気対策本部要員	4
蒸気対策本部要員	11
合計	

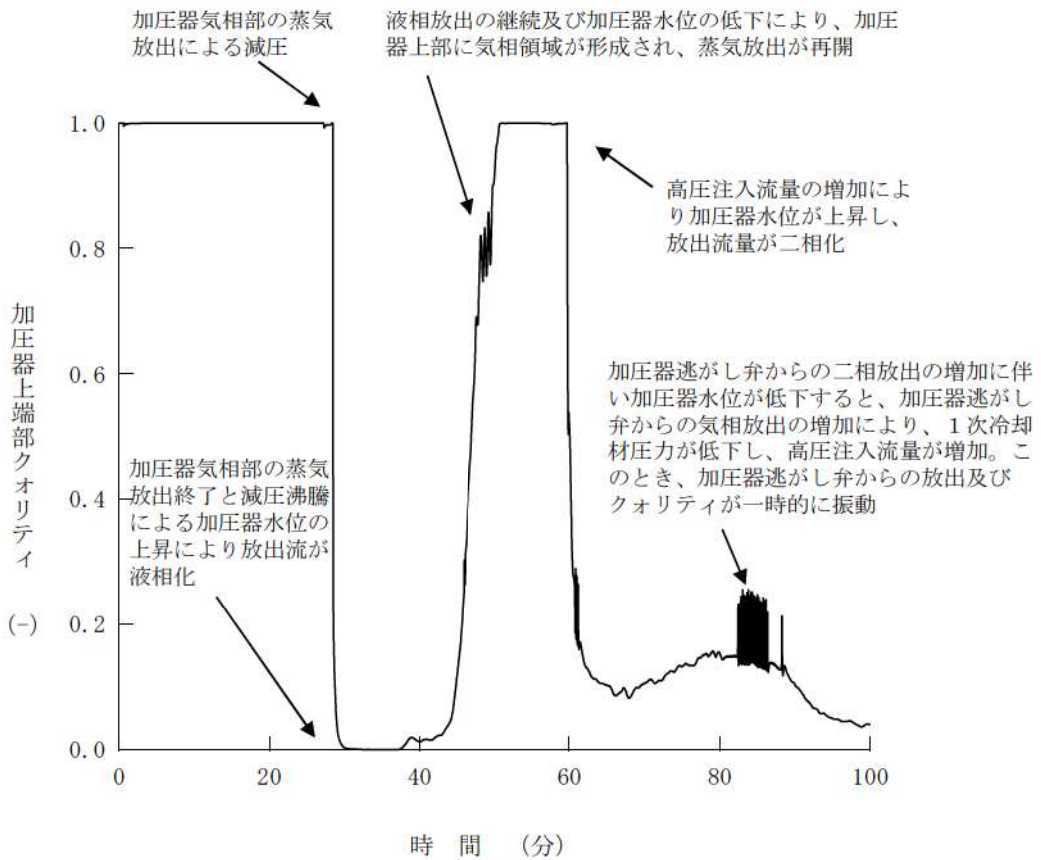
重大事故対策要員に必要な要員数

初期段階の要員数	36
(運転員6名、蒸気対策要員11名、蒸気対策要員(支援)15名、蒸気対策本部要員4名の合計数)	

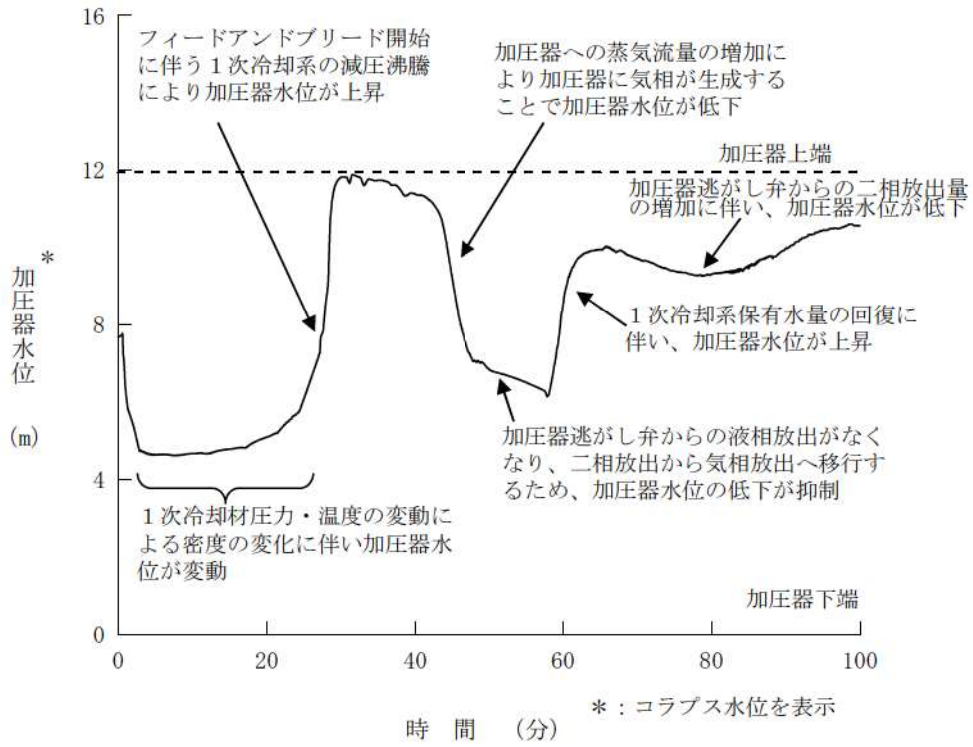
第 7.1.1.4 図 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の作業と所要時間
(主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故)



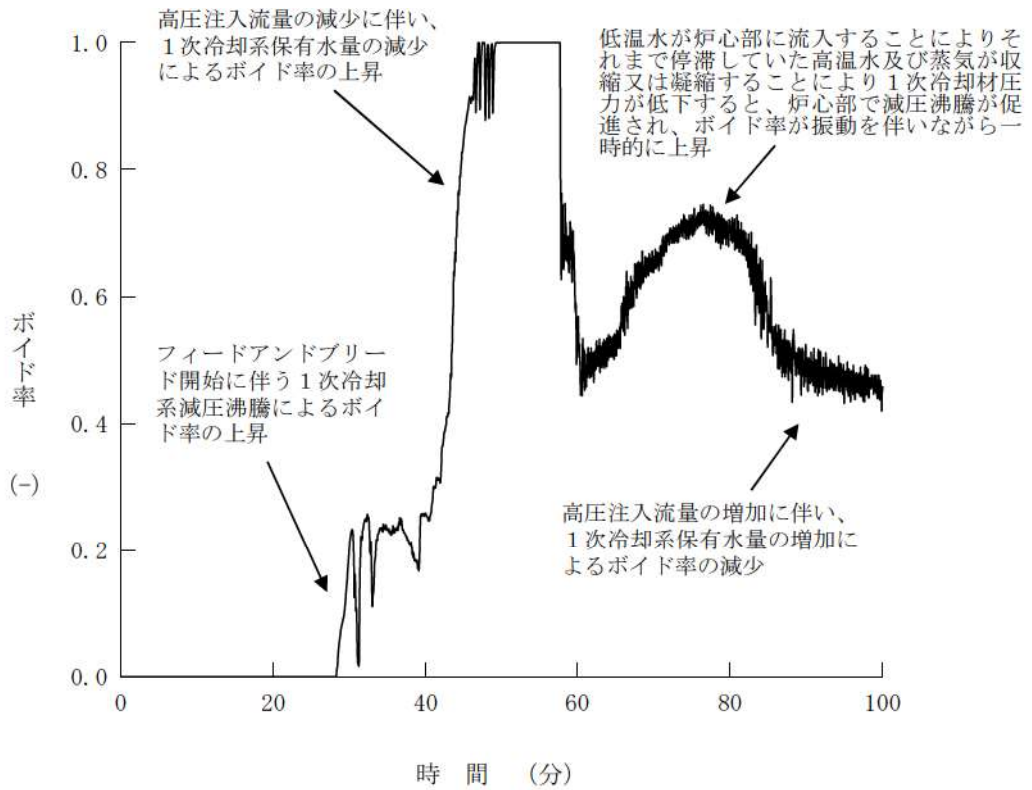
第 7.1.1.5 図 1 次冷却材圧力の推移



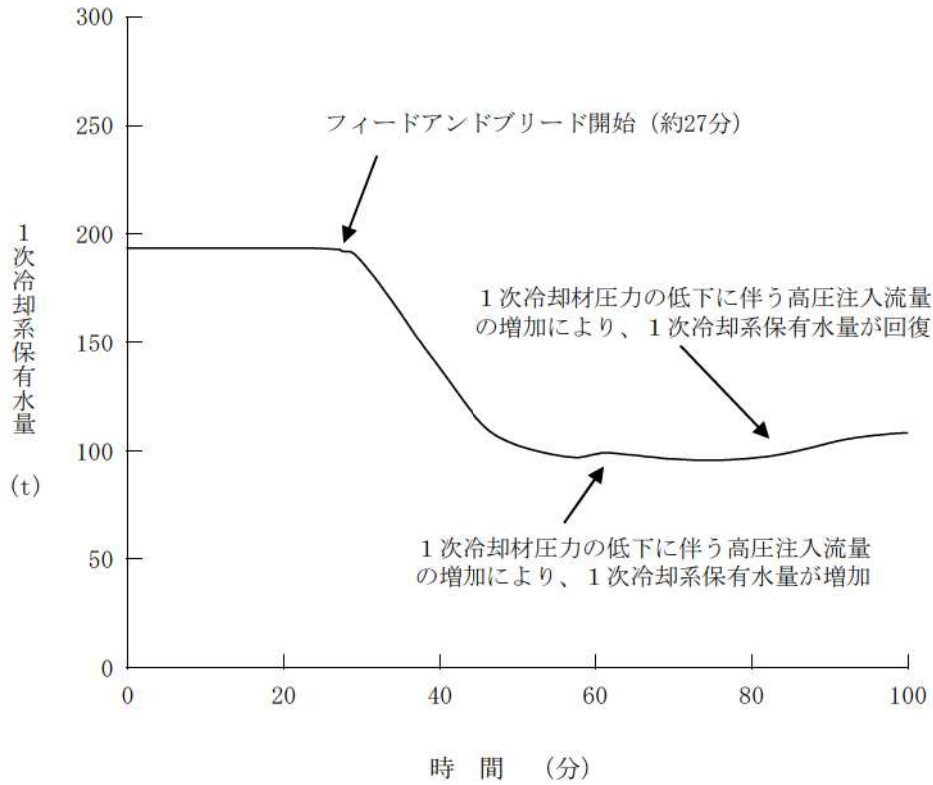
第 7.1.1.6 図 加圧器上端部クオリティの推移



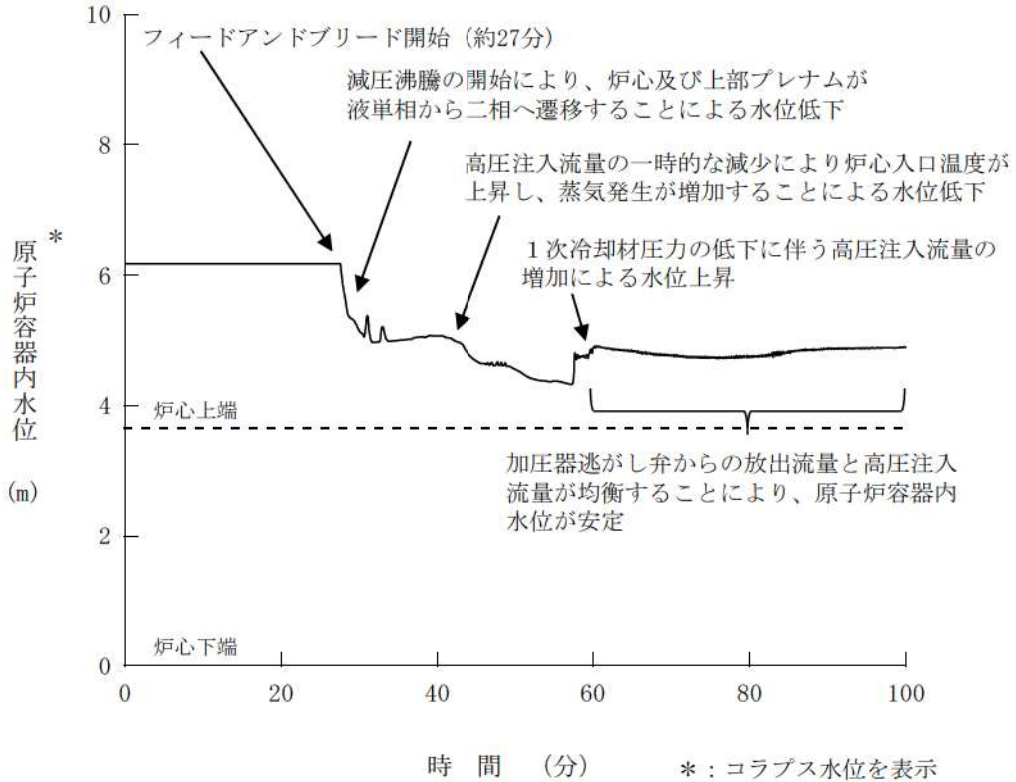
第 7.1.1.7 図 加圧器水位の推移



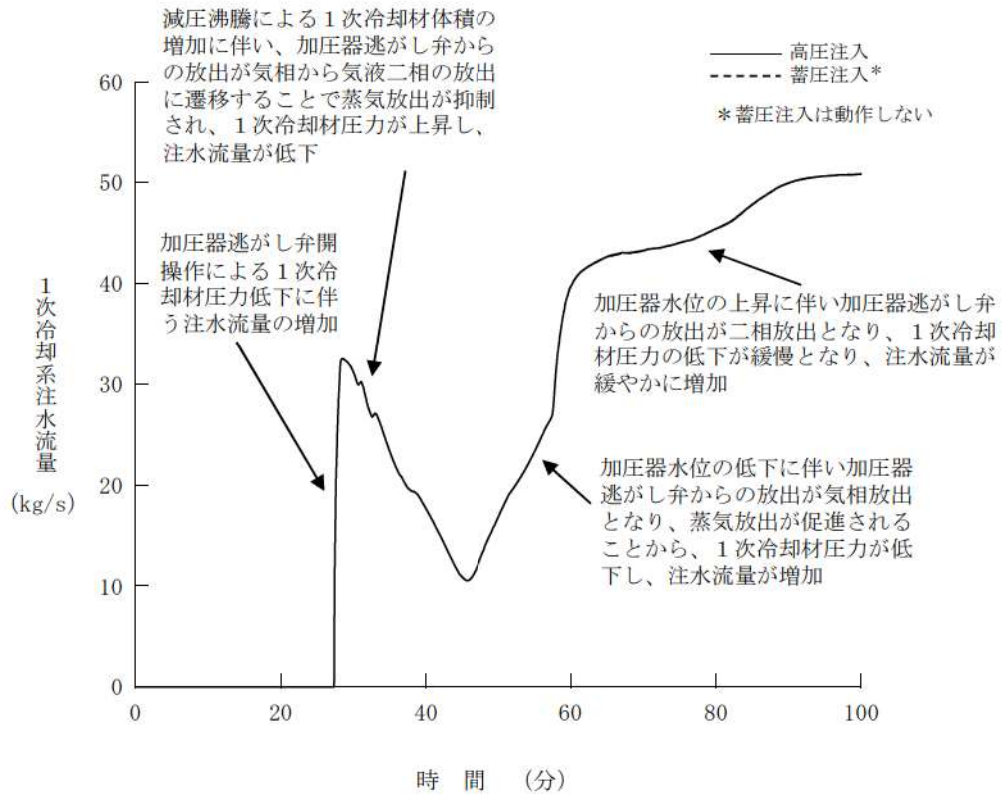
第 7.1.1.8 図 高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率の推移



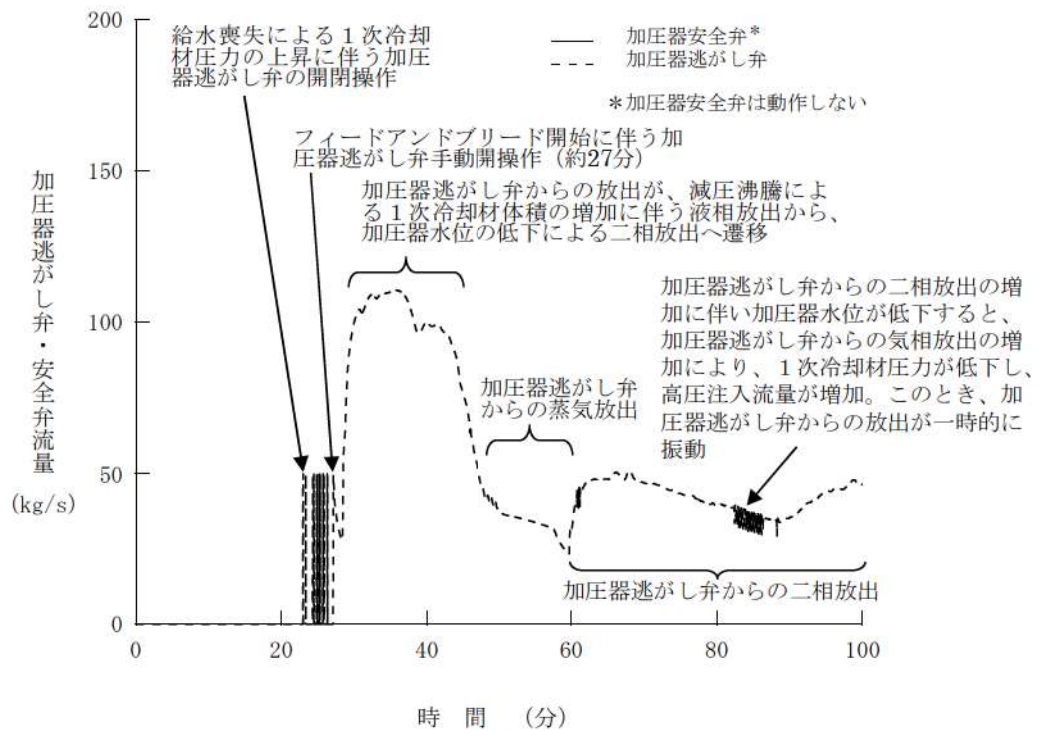
第 7.1.1.9 図 1次冷却系保有水量の推移



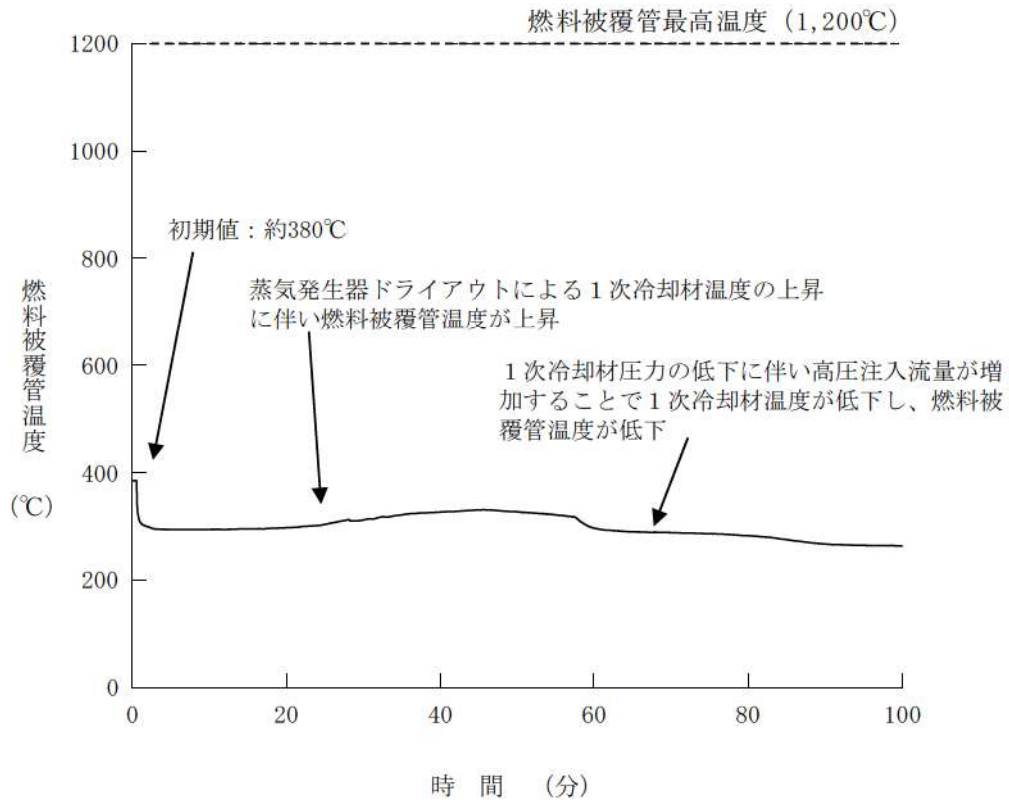
第 7.1.1.10 図 原子炉容器内水位の推移



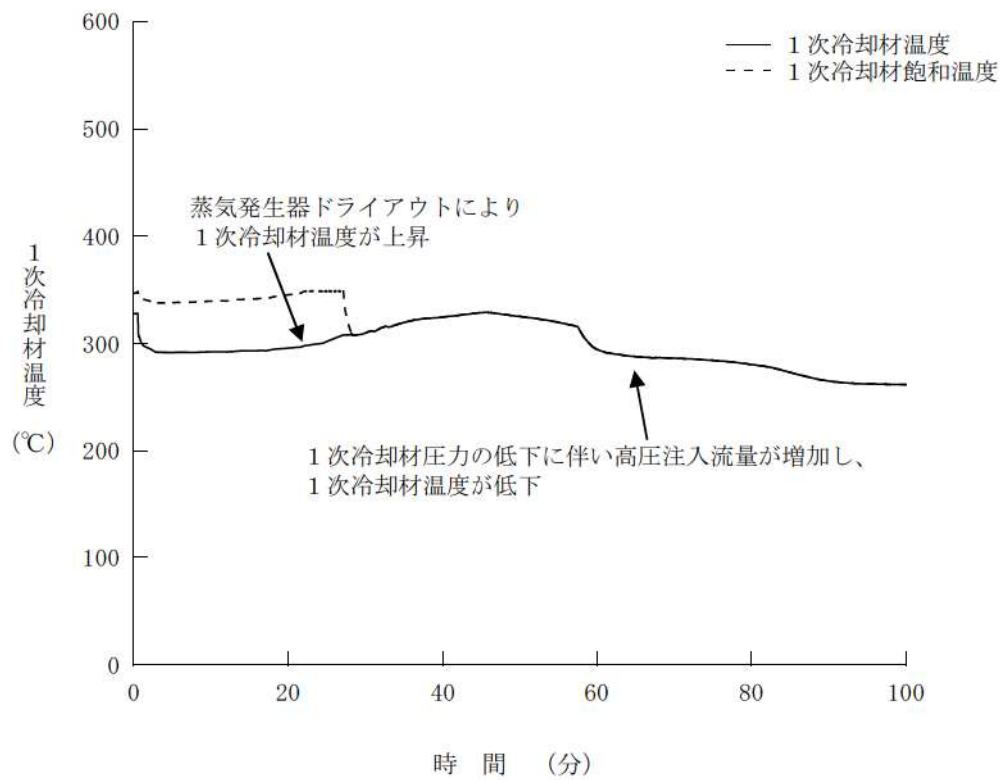
第 7. 1. 1. 11 図 1次冷却系注水流量の推移



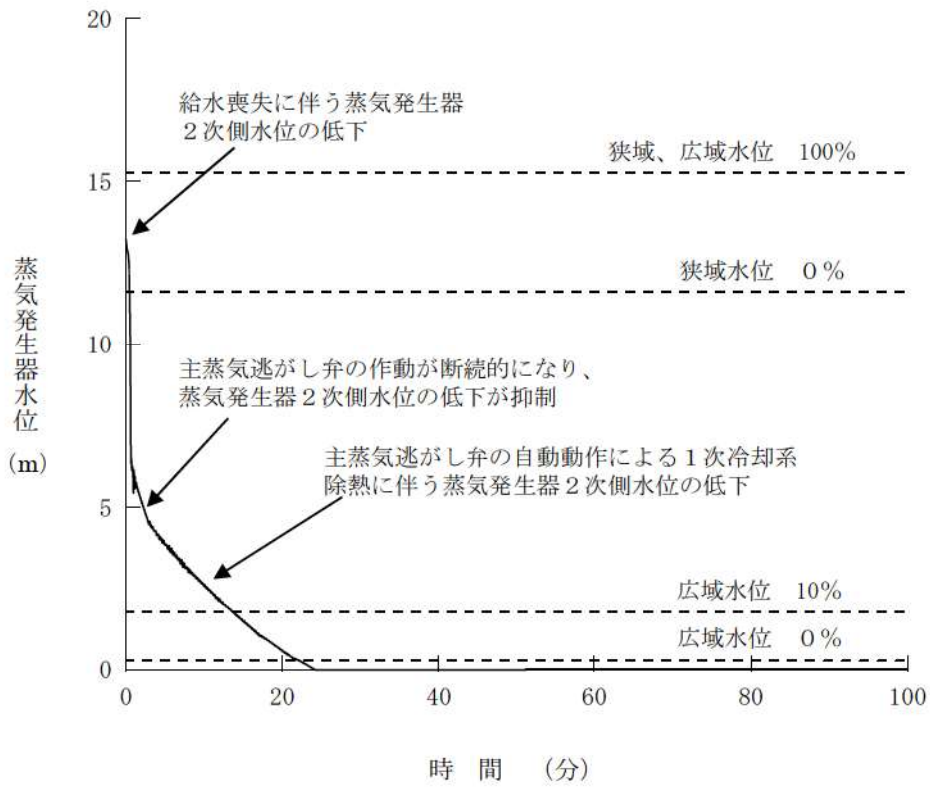
第 7. 1. 1. 12 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移



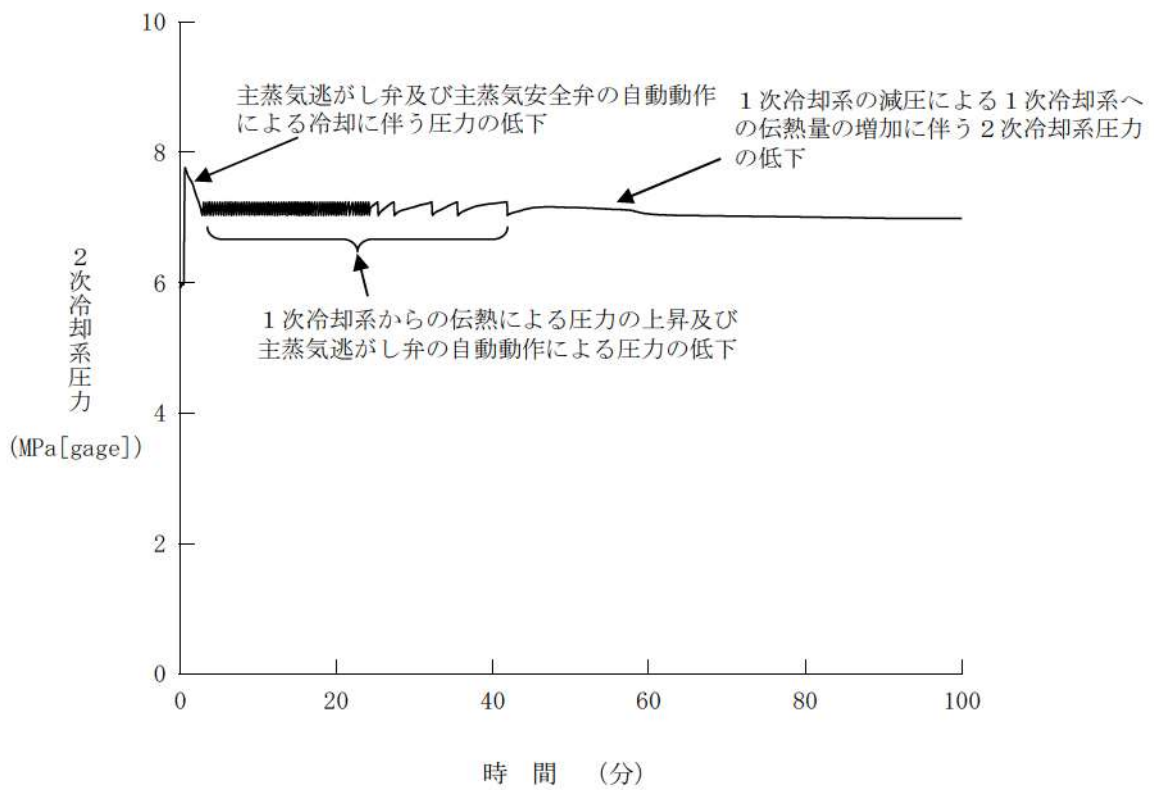
第 7. 1. 1. 13 図 燃料被覆管温度の推移



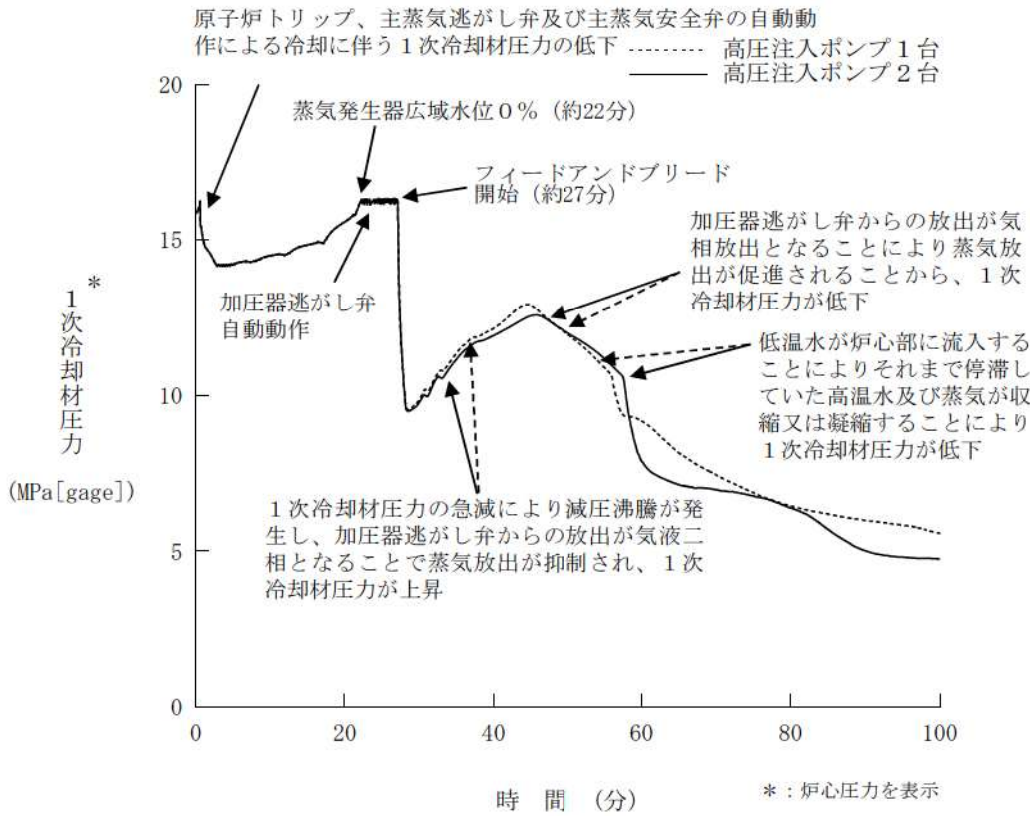
第 7. 1. 1. 14 図 1次冷却材温度の推移



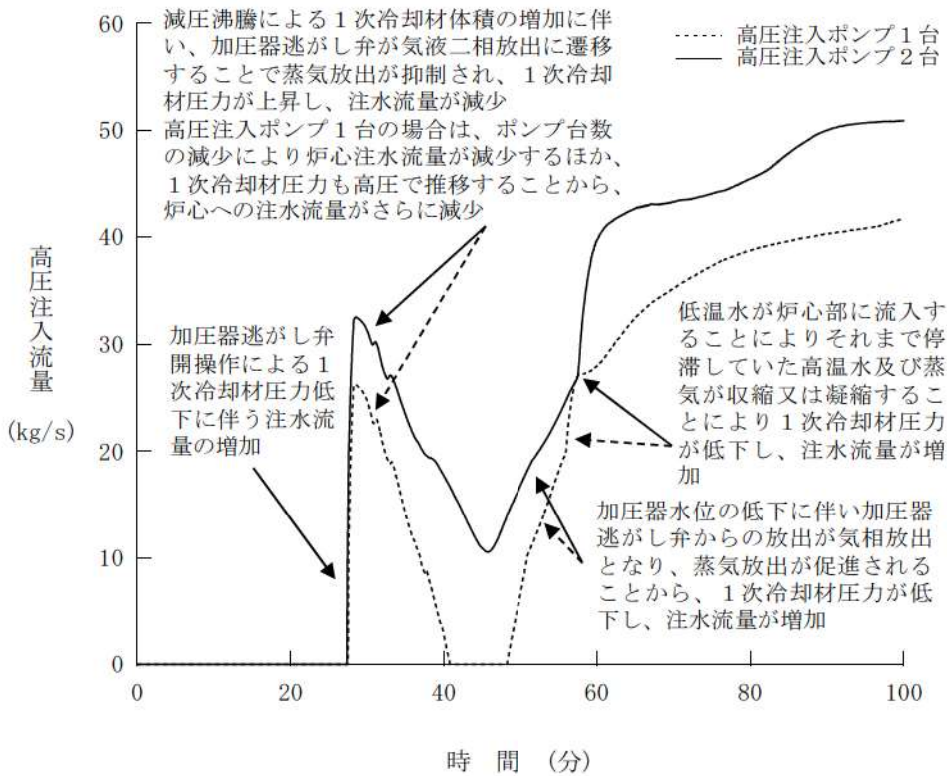
第 7. 1. 1. 15 図 蒸気発生器水位の推移



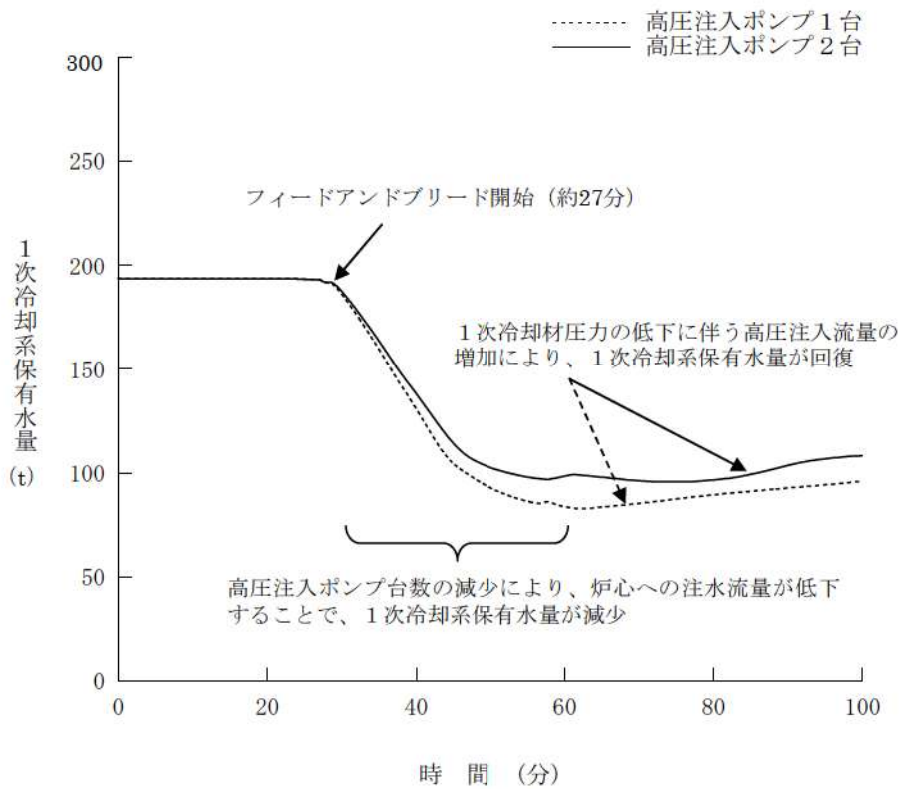
第 7. 1. 1. 16 図 2次冷却系圧力の推移



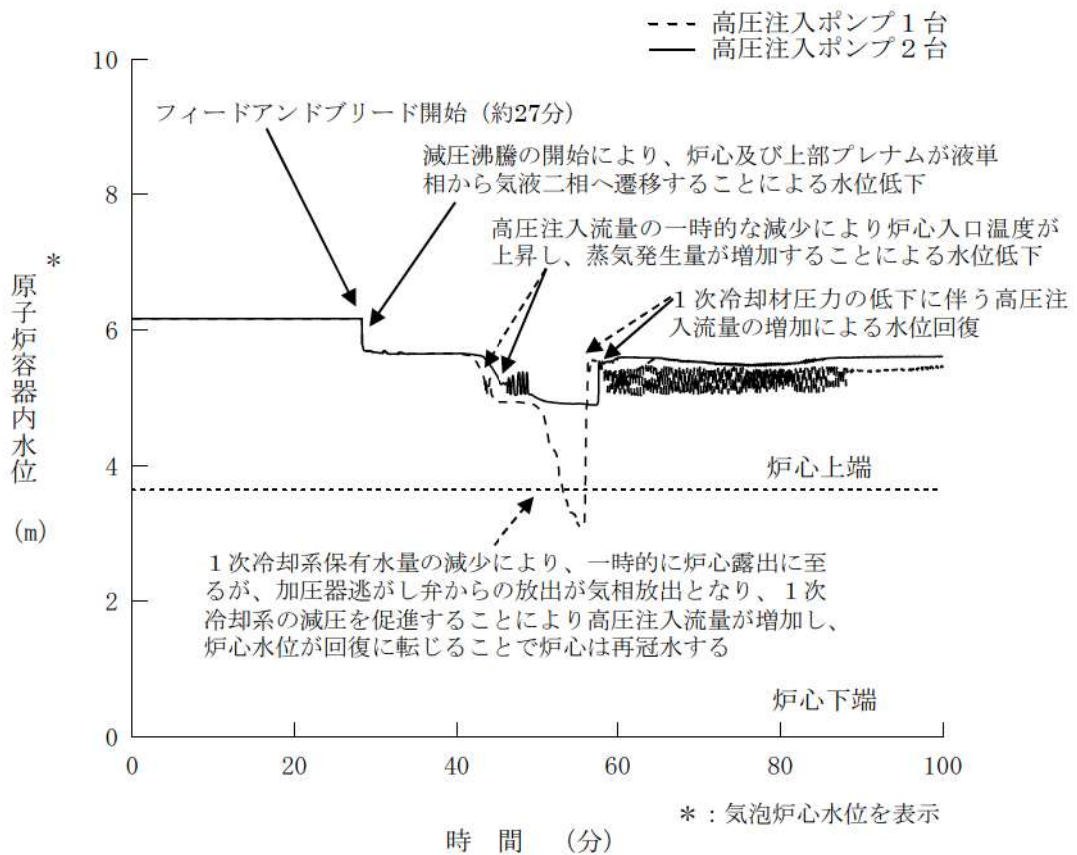
第7.1.1.17図 1次冷却材圧力の推移 (高圧注入ポンプ1台の場合)



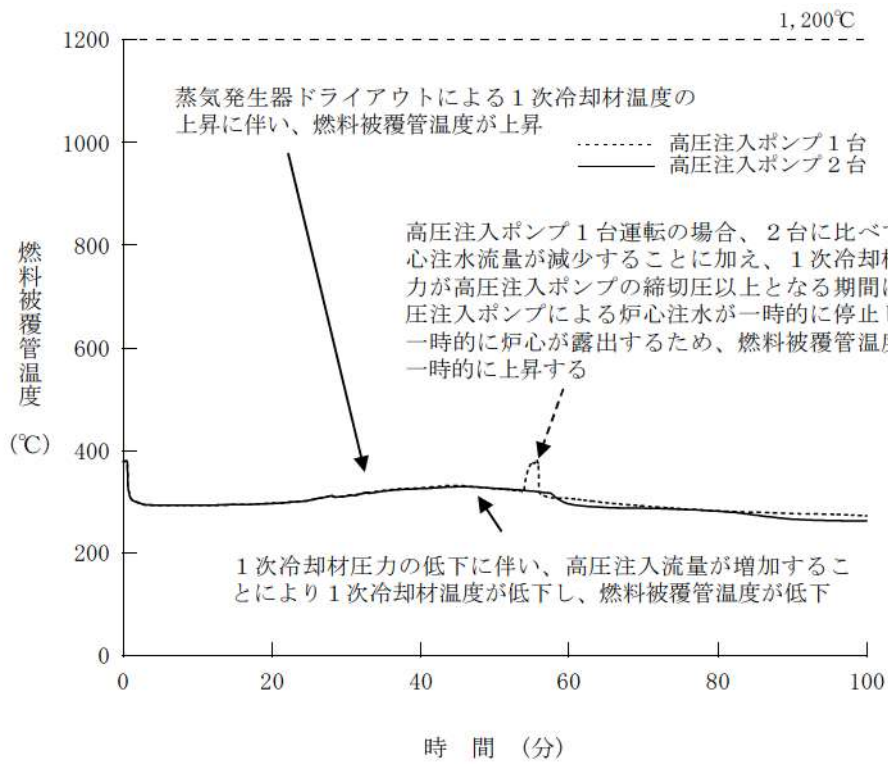
第7.1.1.18図 高圧注入流量の推移 (高圧注入ポンプ1台の場合)



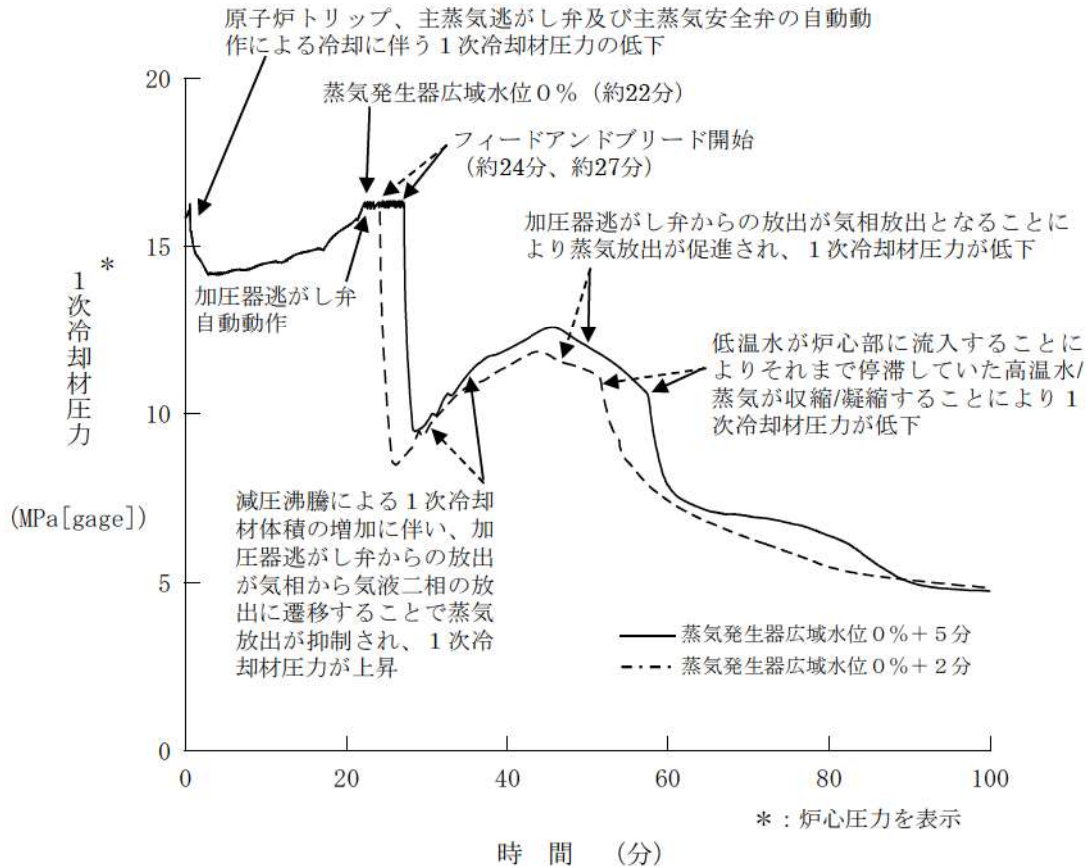
第 7. 1. 1. 19 図 1 次冷却系保有水量の推移 (高圧注入ポンプ 1 台の場合)



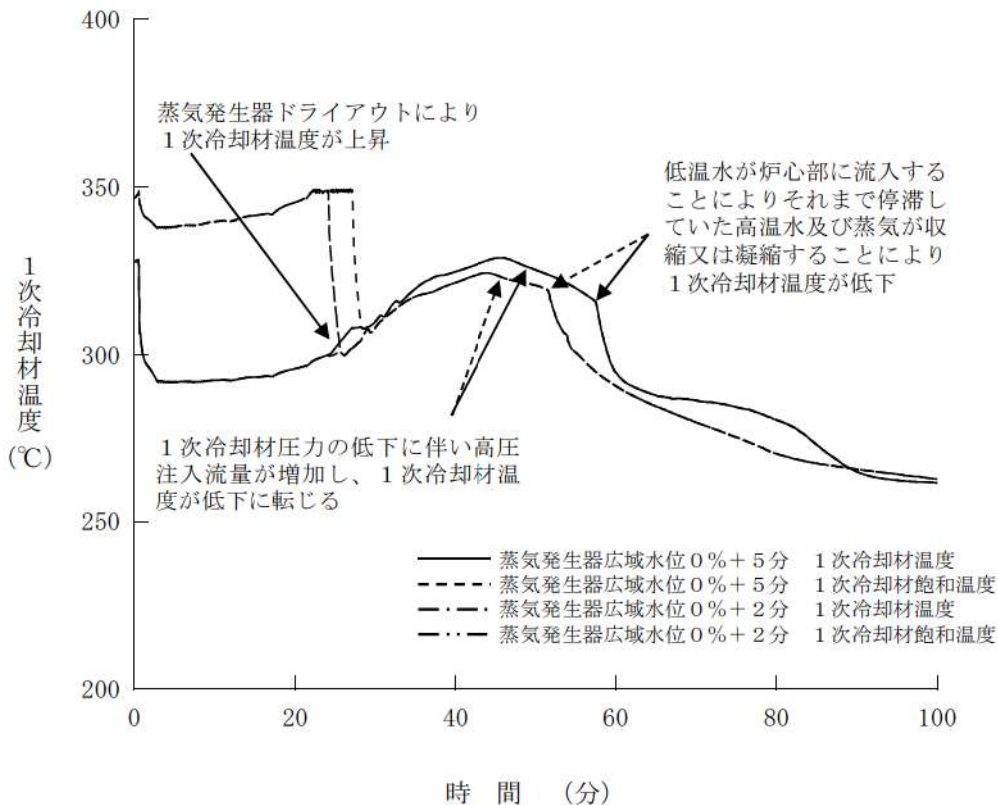
第 7. 1. 1. 20 図 原子炉容器内水位の推移 (高圧注入ポンプ 1 台の場合)



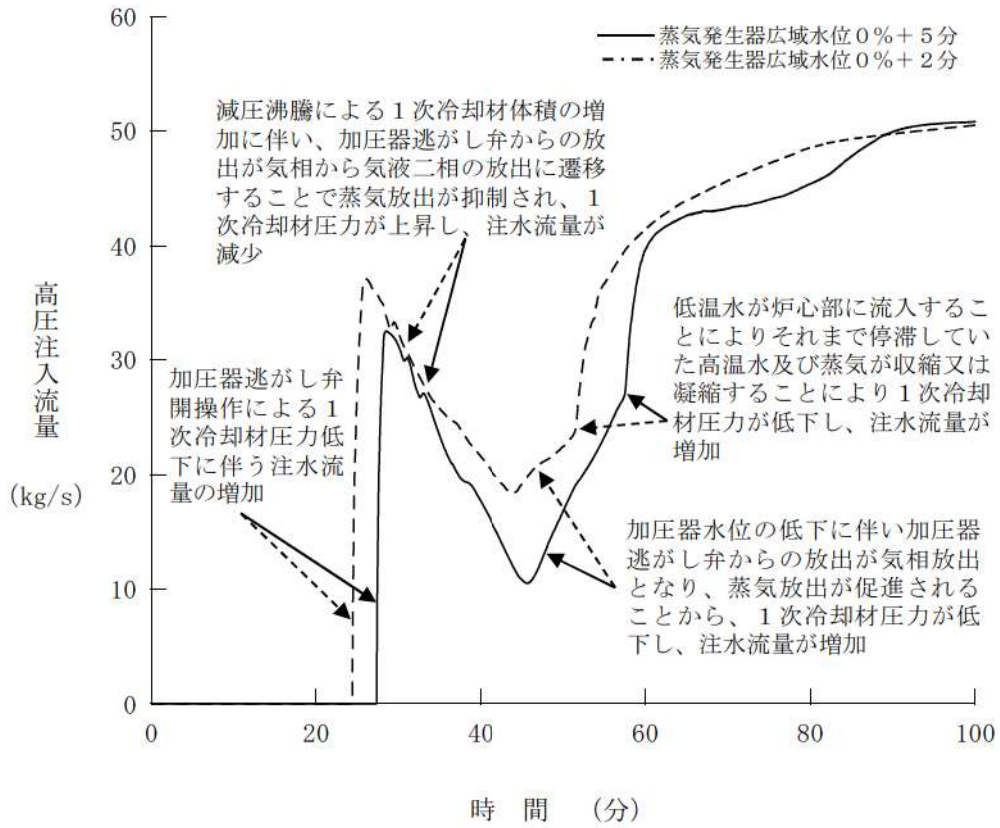
第 7. 1. 1. 21 図 燃料被覆管温度の推移（高圧注入ポンプ1台の場合）



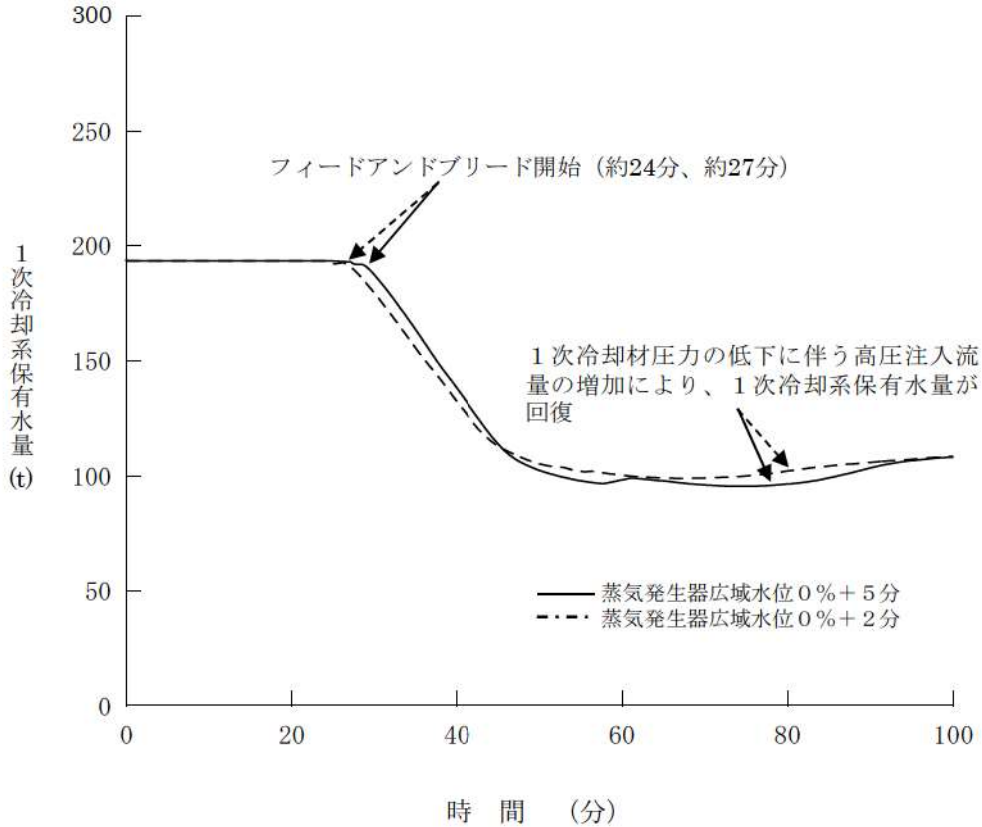
第 7.1.1.22 図 1次冷却材圧力の推移 (開始が早くなる場合)



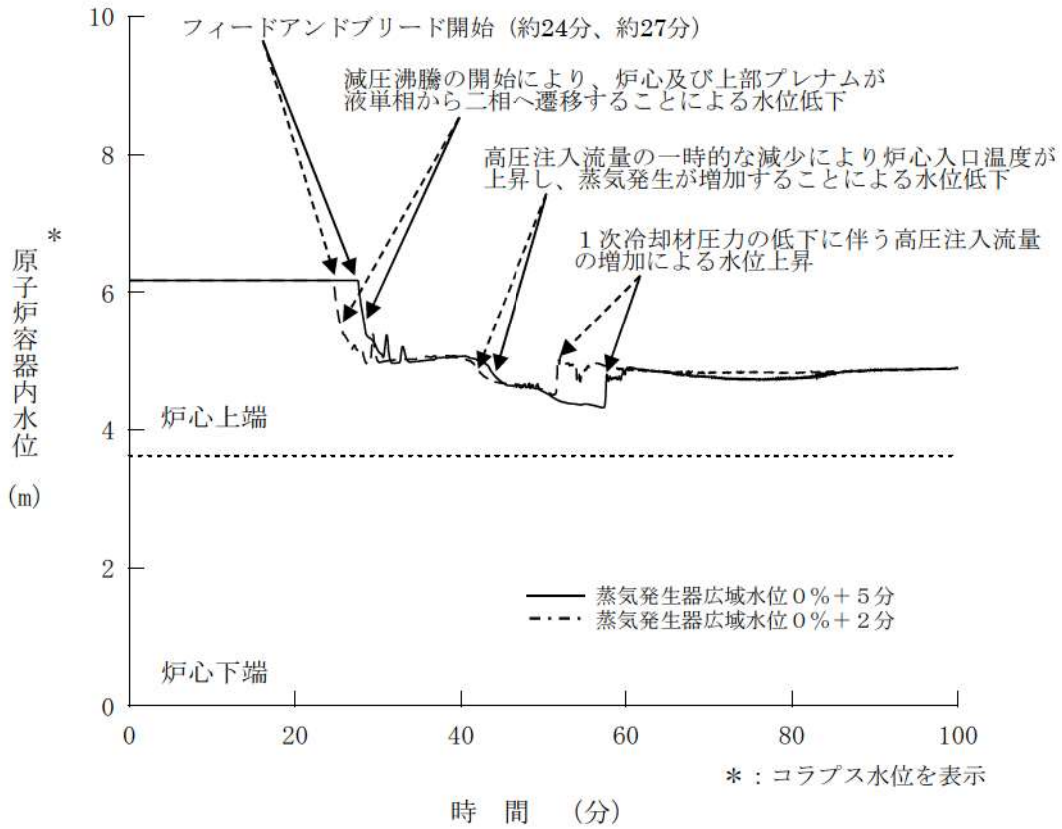
第 7.1.1.23 図 1次冷却材温度の推移 (開始が早くなる場合)



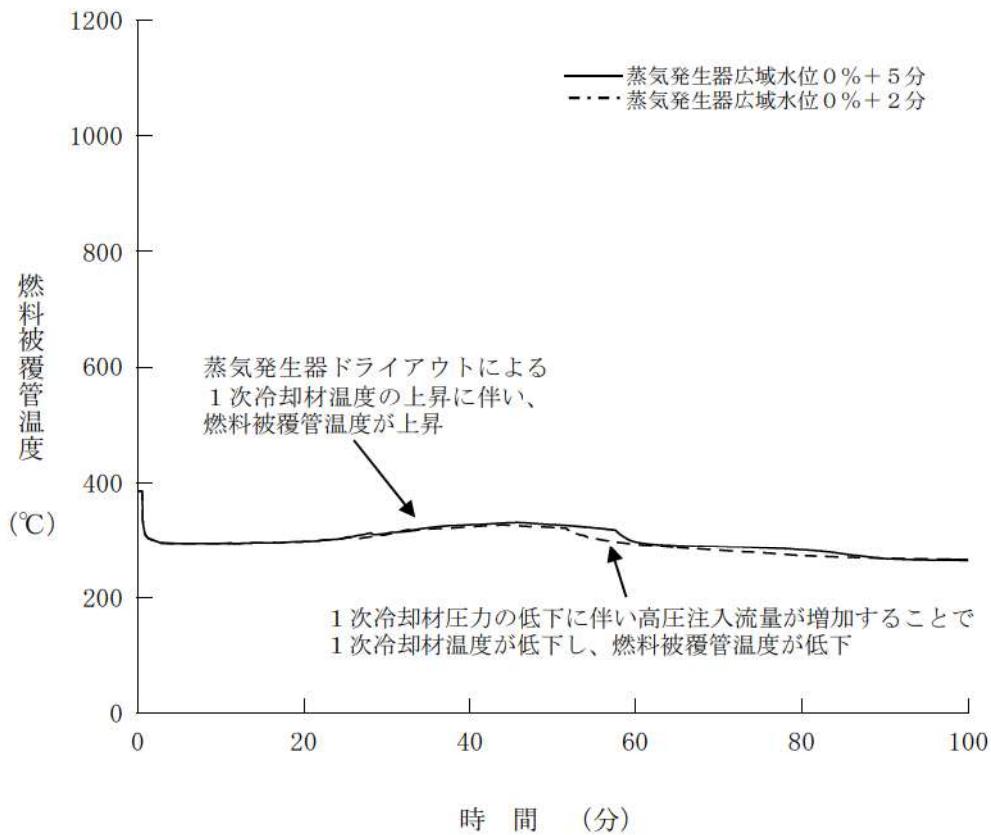
第 7. 1. 1. 24 図 高圧注入流量の推移（開始が早くなる場合）



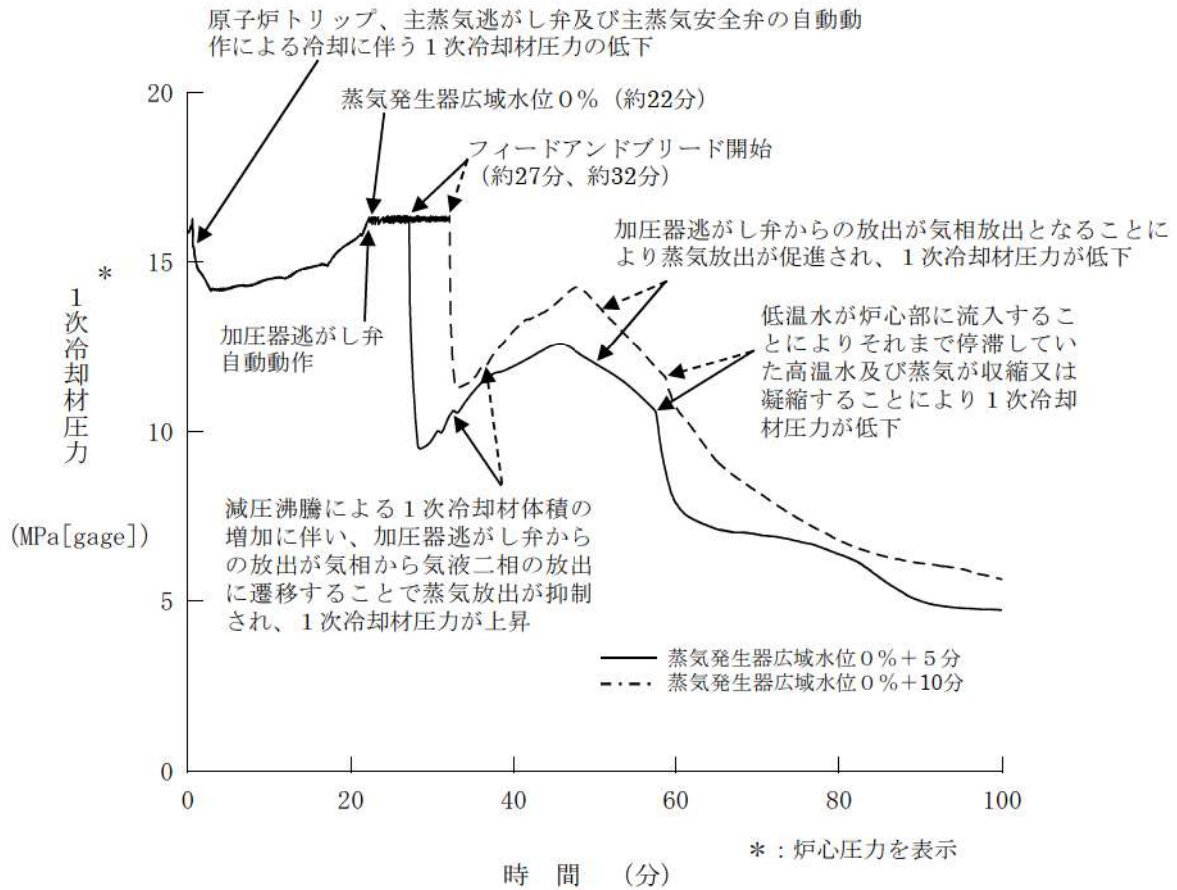
第 7. 1. 1. 25 図 1次冷却系保有水量の推移（開始が早くなる場合）



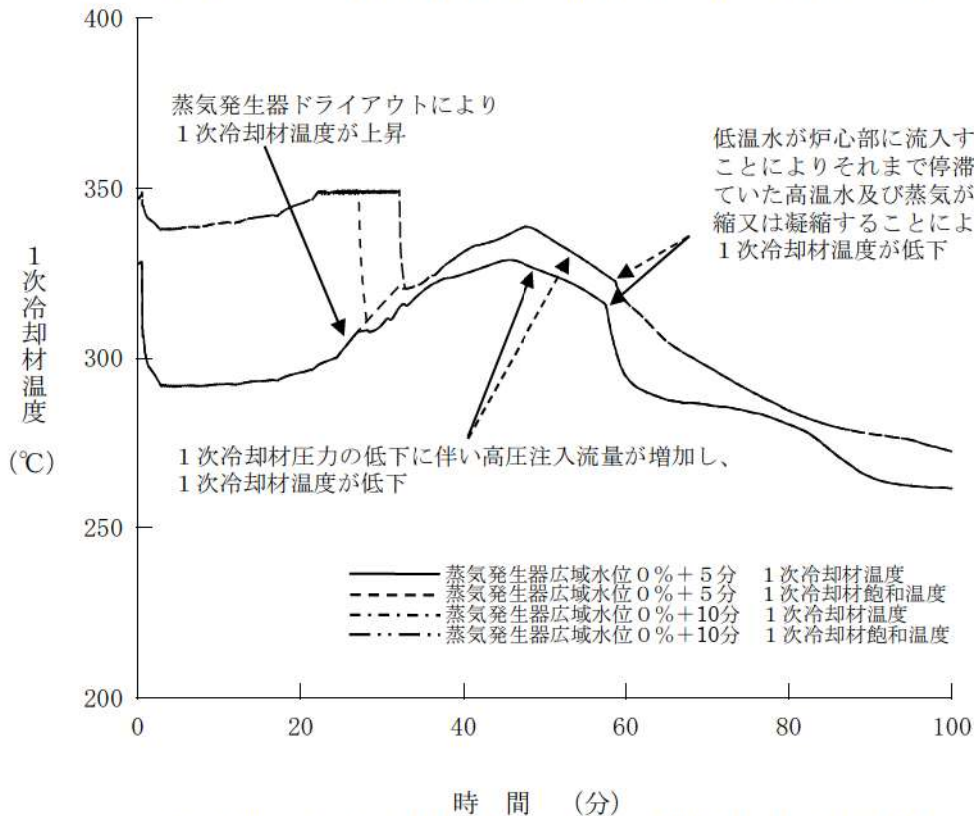
第 7. 1. 1. 26 図 原子炉容器内水位の推移 (開始が早くなる場合)



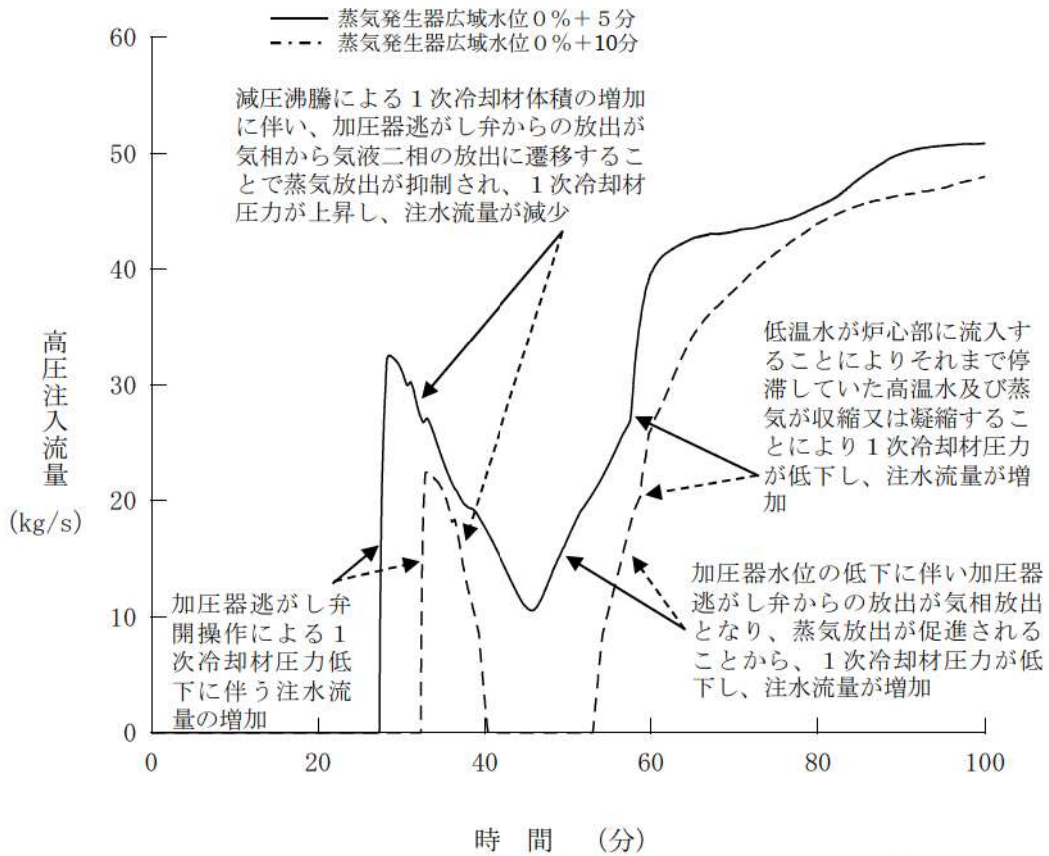
第 7. 1. 1. 27 図 燃料被覆管温度の推移 (開始が早くなる場合)



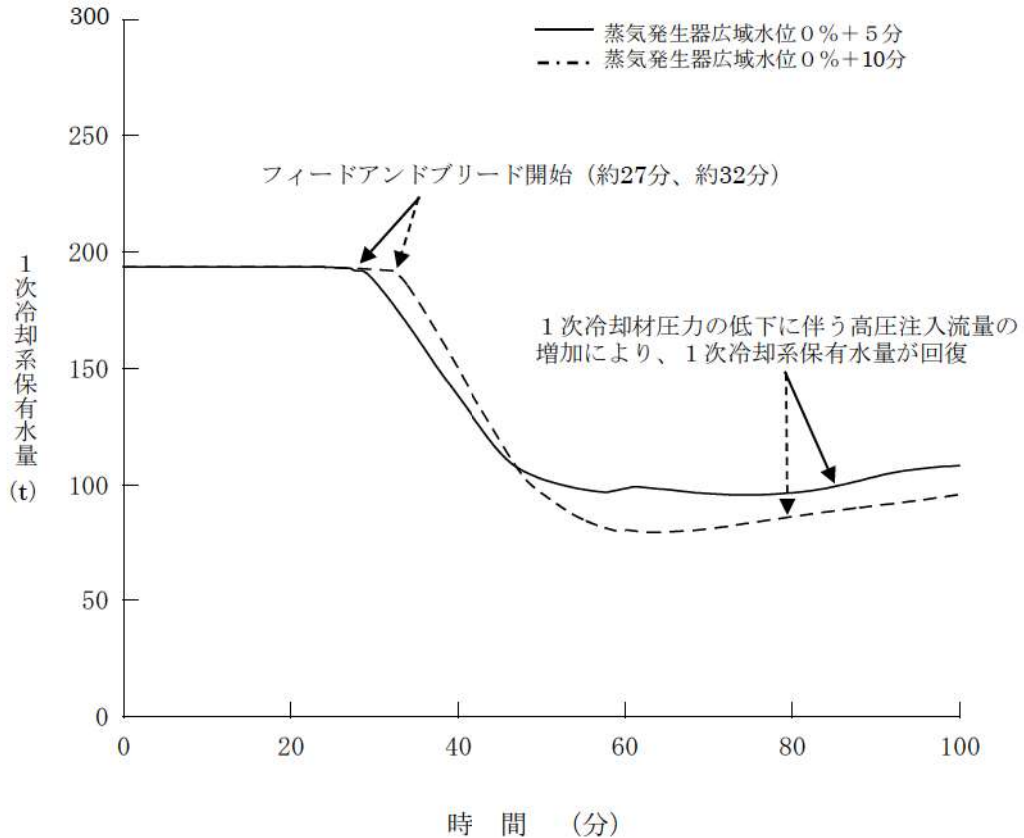
第 7. 1. 1. 28 図 1 次冷却材圧力の推移 (開始が遅くなる場合)



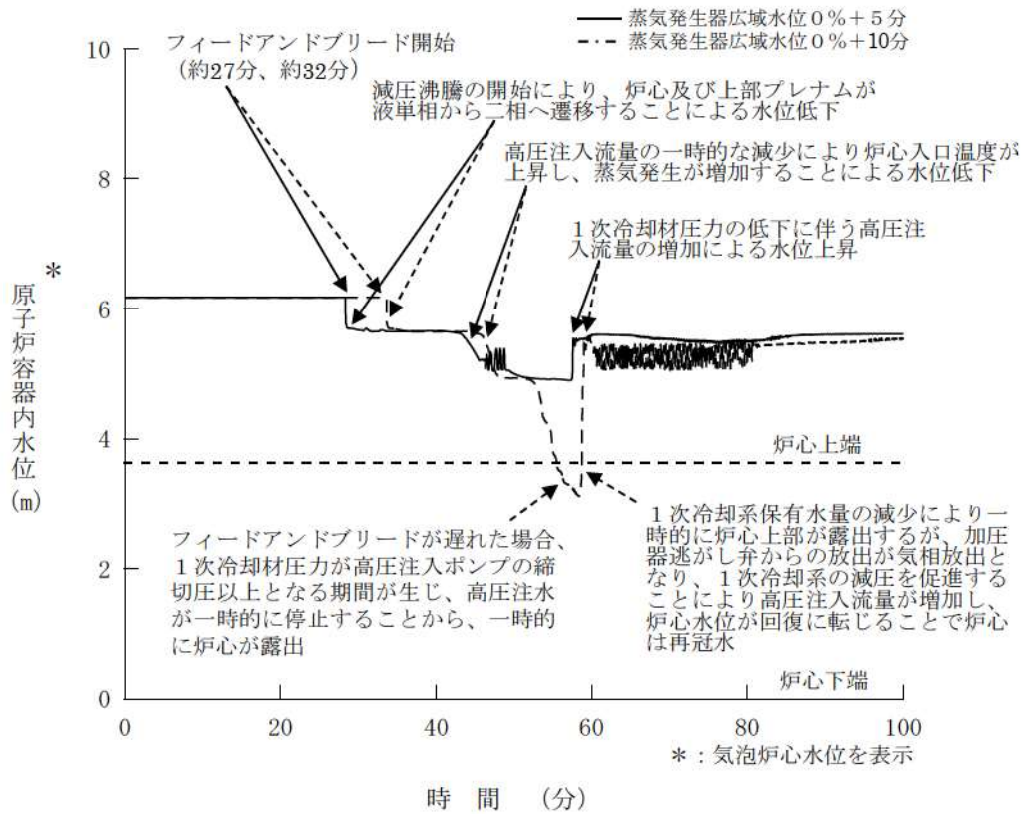
第 7. 1. 1. 29 図 1 次冷却材温度の推移 (開始が遅くなる場合)



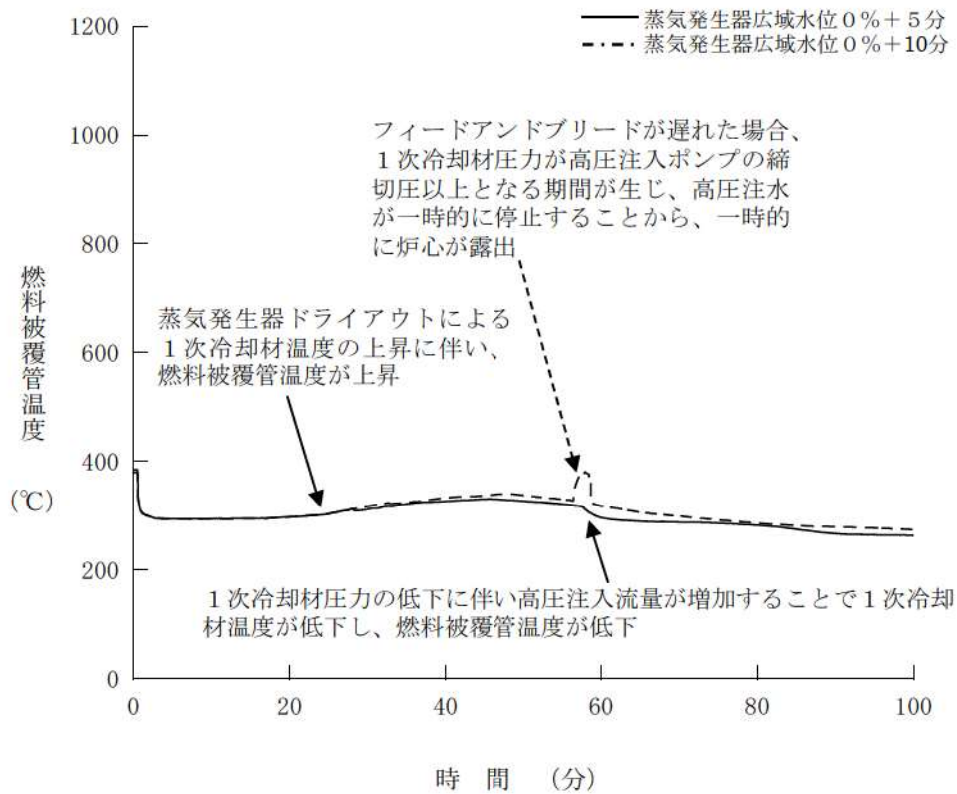
第7.1.1.30図 高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）



第7.1.1.31図 1次冷却系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）



第 7.1.1.32 図 原子炉容器内水位の推移 (開始が遅くなる場合)



第 7.1.1.33 図 燃料被覆管温度の推移 (開始が遅くなる場合)

フィードアンドブリード時の炉心冷却状態の確認について

1. フィードアンドブリード時の炉心冷却状態確認の必要性

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」におけるフィードアンドブリードは、蒸気発生器2次側の保有水が喪失した場合に炉心冷却を維持するための除熱手段確保として実施するものであり、高圧注入ポンプによる注水を行いながら加圧器逃がし弁を開操作して炉心の冷却を行うことから、1次冷却系の保有水量を把握するとともに炉心の冷却状態を確認する必要がある。

2. 炉心冷却状態の確認方法

フィードアンドブリード時に炉心の冷却状態を確認する方法として、表1に示す重大事故等対処設備である計装設備の指示値を監視することにより、1次冷却系保有水量が確保されていることで炉心が冠水しており、炉心が冷却されていることを総合的に確認することとしている。

具体的には、1次冷却材圧力及び温度による炉心沸騰状態の確認、加圧器水位による1次冷却系保有水量の確認等により炉心の冷却状態を確認する。

なお、これらの重大事故等対処設備以外の計装設備についても、事象発生時に健全であり、炉心状態を推測できるものについては監視を行う。

表1 フィードアンドブリード時に確認する重大事故等対処設備

監視計器	確認項目
1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材温度（広域－高温側）	サブクール度（沸騰余裕）
加圧器水位	保有水量
高圧注入流量	炉心注水状態
1次冷却材温度（広域－高温側）	燃料の冷却状態

2次冷却系からの除熱機能喪失における安定状態の維持について

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」におけるフィードアンドブリードは、蒸気発生器2次側の保有水が喪失した場合に炉心冷却を確保する手段として実施するものであるが、燃料取替用水ピットの容量の観点から長期間のフィードアンドブリード継続は難しい。よって、以下に示すとおり、蒸気発生器の除熱機能が回復した場合は、蒸気発生器による2次冷却系強制冷却を行い、その後は余熱除去系による冷却を行うことで、フィードアンドブリードを停止し、長期にわたる炉心冷却が可能である。

なお、原子炉格納容器の健全性については、格納容器スプレイにより維持される。

(1) 余熱除去系による冷却開始のタイミング

余熱除去系による冷却は、1次冷却材圧力が 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材温度が 177°C未満で可能となる。

「2次冷却系からの除熱機能喪失」の有効性評価における1次冷却材温度及び圧力の解析結果を図1及び図2に示す。1次冷却材温度 177°C到達及び1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]到達はともに事象発生約 3.3時間後であることから、余熱除去系による冷却開始条件が成立するのは事象発生約 3.3時間後となる。

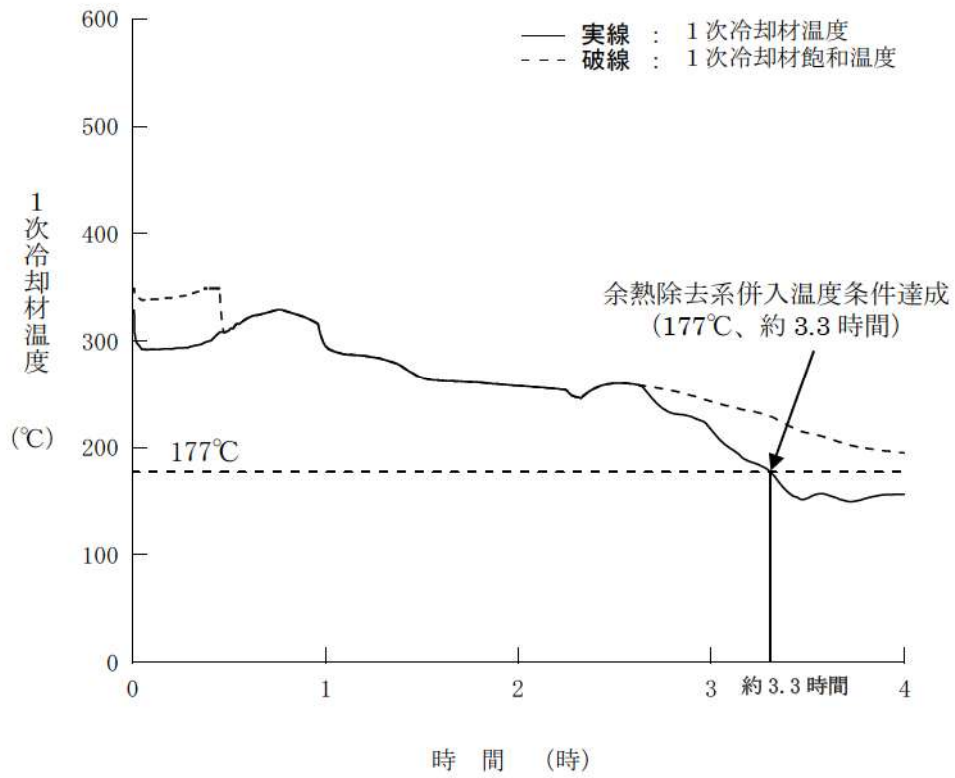


図1 1次冷却材温度

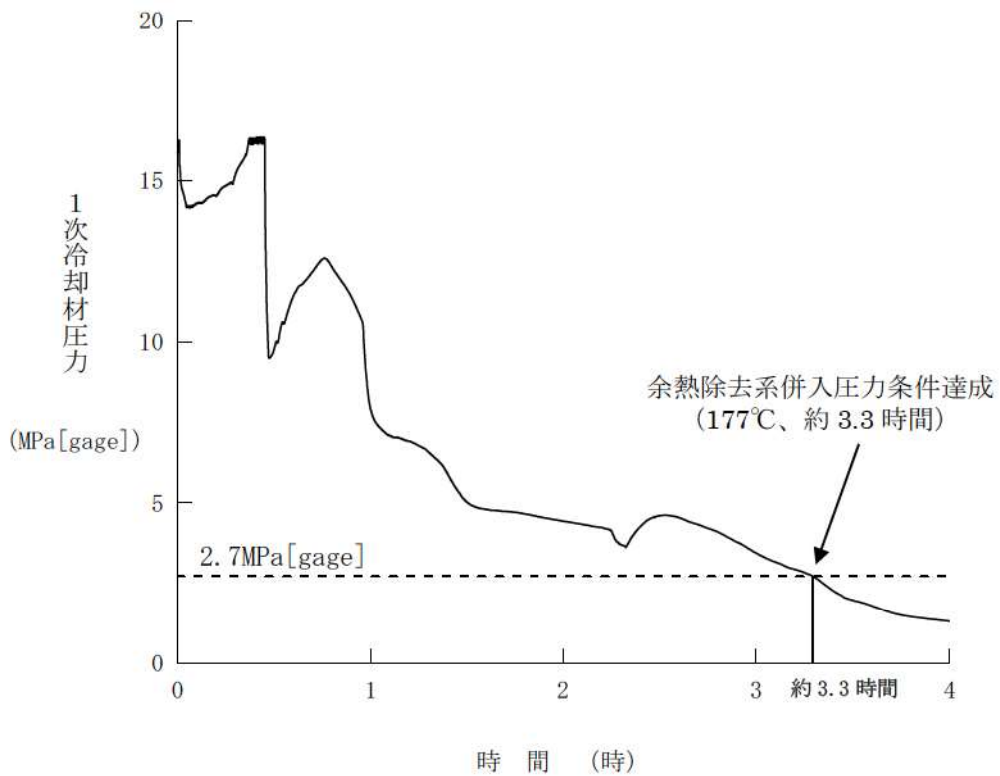
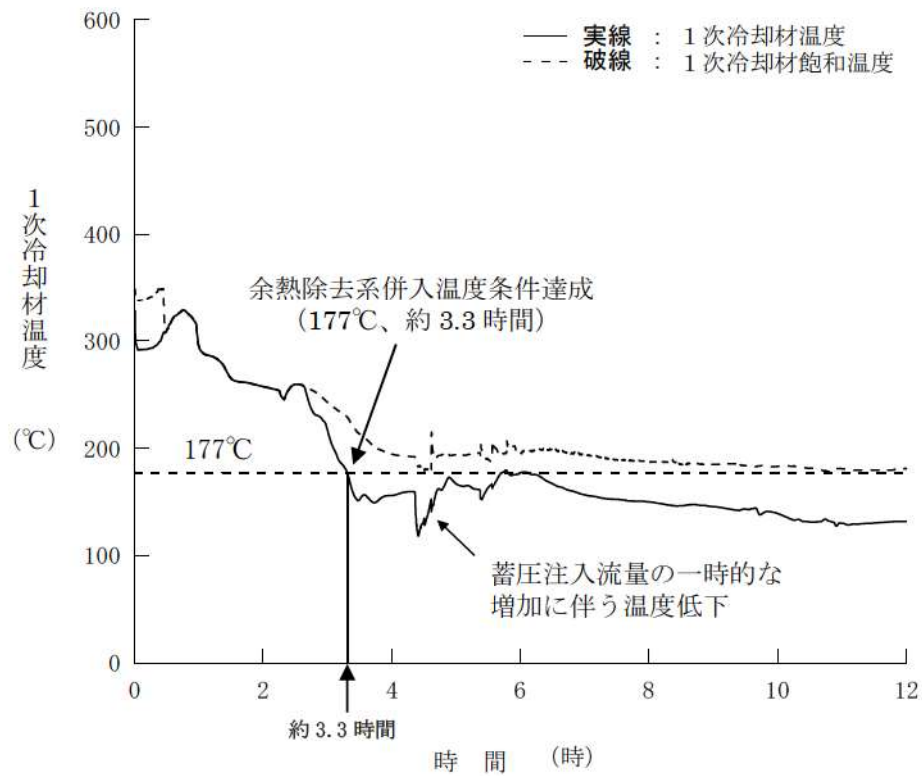
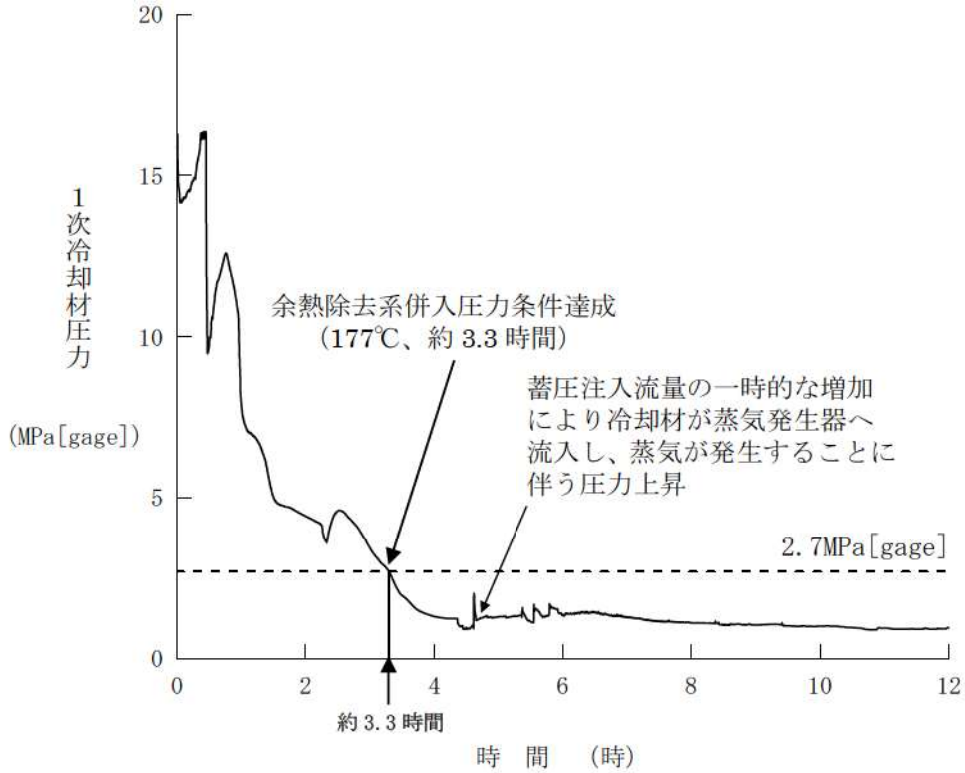


図2 1次冷却材圧力

<参考図：12時間までの応答図>



参考図 1 1次冷却材温度



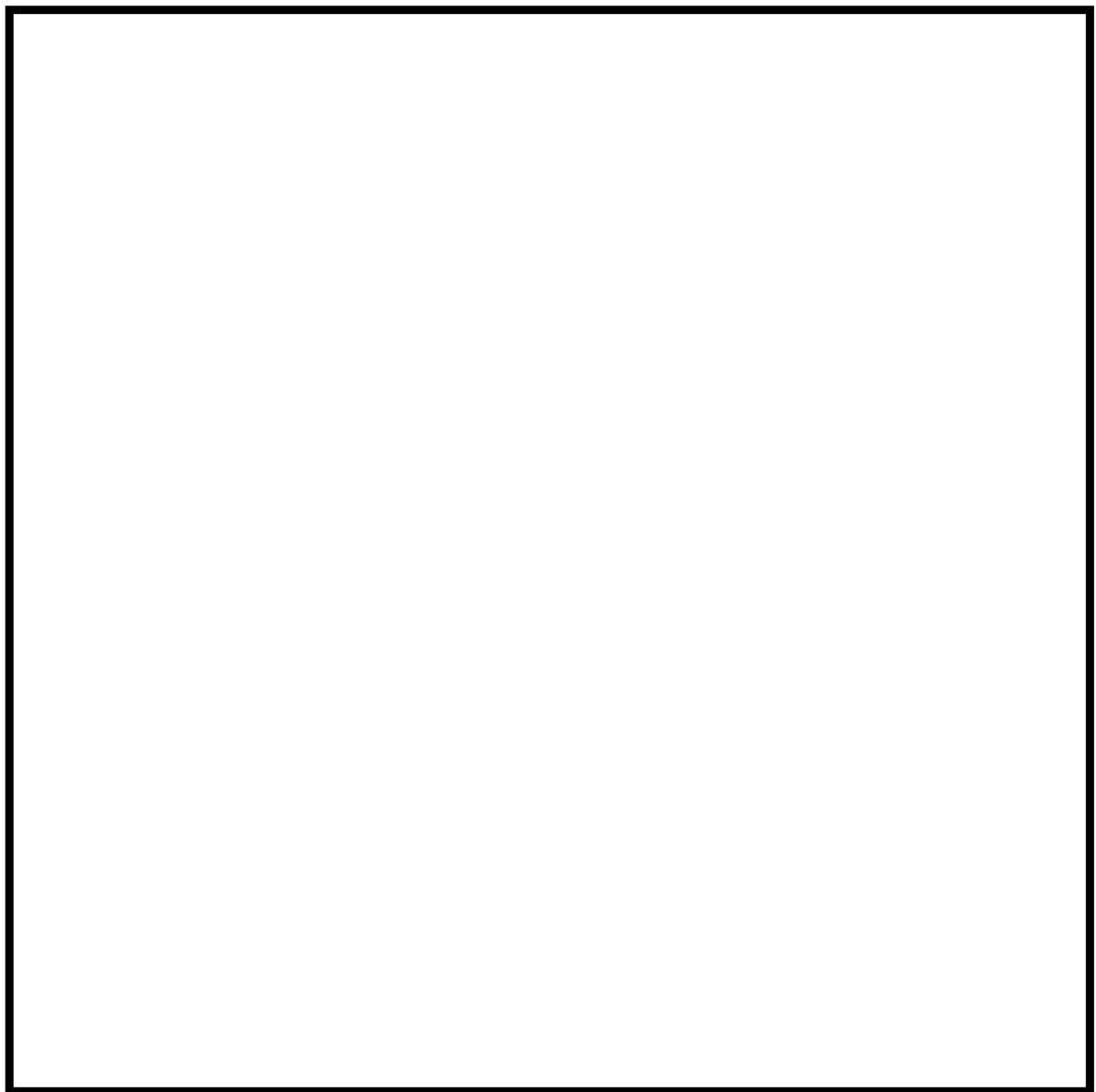
参考図 2 1次冷却材圧力

重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件
(2次冷却系からの除熱機能喪失)


重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。

第1表 システム熱水力解析用データ（2次冷却系からの除熱機能喪失）

名 称	数 値	解析上の取り扱い
(1) 原子炉保護設備		
1) 「蒸気発生器水位低」		
原子炉トリップ		
i 設定点	蒸気発生器狭域水位 11%	設計値（下限値）
ii 応答時間	2秒後に制御棒落下開始	最大値（設計要求値）
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連		
1) フィードアンドブリード運転 （高圧注入及び加圧器逃がし弁開）		
i 開始条件	蒸気発生器ドライアウト（蒸気発生器広域水位 0%）から 5分後	運転員等操作余裕の考え方
2) 高圧注入ポンプ		
i 台数	2台	設計値
ii 容量	最小注入特性（第1図参照）	最小値（設計値に余裕を考慮した値）
3) 加圧器逃がし弁		
i 個数	2個	設計値
ii 容量	95t/h（1個当たり）	設計値
4) 蓄圧タンク		
i 個数	3基（1ループ当たり1基）	設計値
ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力
iii 保有水量	29.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量



第1図 高圧注入ポンプの最小注入流量（2台運転時）

 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

重大事故等対策の有効性評価で使用する注入特性について

重大事故等対策の有効性評価で使用するポンプの注入特性については、最小注入特性と最大注入特性があり、それぞれの事象に応じて安全側となる注入特性を選定している。注入特性選定の考え方及び注入特性曲線の策定方法を以下に示すとともに、各事象の注入特性についてまとめたものを表1に示す。

1. 最小注入特性について

最小注入特性は、炉心への注水流量を小さく評価する方が安全側の仮定となる場合に適用する解析入力条件である。最小注入特性を適用する場合、各重要事故シーケンスに応じて破断口からの注入水の流出を想定して注入配管の流路抵抗を大きく設定するとともに、ポンプ揚程を小さく設定することにより求められる各1次冷却材圧力における炉心注水流量の特性を示す最小注入特性曲線を用いて解析を行う。最小注入特性を適用する事象は、以下の2事象である。

2次冷却系からの除熱機能喪失においては、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選定しており、注入配管の流路抵抗を大きく設定し、破断口からの注入水の流出を考慮しない条件において、高圧注入ポンプ2台運転時の注入特性を入力条件とする。

ECCS注水機能喪失においては、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選定しており、注入配管の流路抵抗を大きく設定し、破断口からの注入水の流出を考慮する条件において、余熱除去ポンプ2台運転時の注入特性を入力条件とする。

(1) ポンプ性能曲線 (図1参照)

定格曲線に対してポンプの製作性等を考慮してポンプ揚程を小さく設定した最小性能曲線に一定の余裕を考慮したポンプ性能曲線を用いている。

(2) 注入配管の抵抗曲線

a. 破断口からの注入水の流出を考慮しない場合 (図2-1参照)

炉心への注水流量を少なくするため、注入配管の流路抵抗を大きく設定した注入配管の抵抗曲線を用いている。

b. 破断口からの注入水の流出を考慮する場合 (図2-2参照)

炉心への注水流量を少なくするため、破断側ループへの注入水は、保守的に全て

直接原子炉格納容器内に流出するものと仮定している。また、注入配管の抵抗曲線の設定に際しては、健全側ループへの注水流量を小さく、破断側ループへの注水流量を大きく評価するため、健全側ループへの注入配管の流路抵抗を大きく、破断側ループへの注入配管の流路抵抗を小さく設定するとともに、破断側ループの注入点における圧力は大気圧としている。

(3) 最小注入特性曲線 (図3 参照)

各1次冷却材圧力における炉心への注水流量は、図1に示すポンプ性能曲線と図2に示す各1次冷却材圧力における注入配管の抵抗曲線との交点における流量であるポンプ運転流量からミニマムフロー流量を差し引くほか、破断口からの注入水の流出を考慮する場合は破断側ループへの注水流量を差し引いた流量として求める。

最小注入特性曲線は、上記手順に基づき求められる1次冷却材圧力と炉心への注水流量の関係を示す特性曲線として設定しているものである。

2. 最大注入特性について

最大注入特性は、炉心への注水流量を大きく評価する方が安全側の仮定となる場合に適用する解析入力条件である。最大注入特性を適用する場合、全ての注入配管は健全であることを想定して注入配管の流路抵抗を小さく設定するとともに、ポンプ揚程を大きく設定することにより求められる各1次冷却材圧力における炉心への注水流量の特性を示す最大注入特性曲線を用いて解析を行う。最大注入特性を適用する事象は、以下の3事象である。

原子炉格納容器の除熱機能喪失においては、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の影響が厳しくなる観点から、原子炉格納容器への漏えい量が増加する最大注入特性を選定しており、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ各2台運転時の注入特性を入力条件とする。

ECCS 再循環機能喪失においては、ECCS 再循環機能喪失時に炉心への注水が一定期間停止することで炉心冷却性が厳しくなる観点から、再循環切替時の炉心崩壊熱が高くなるよう、燃料取替用水ピットの再循環切替水位到達までの時間が短くなる最大注入特性を選定しており、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ各2台運転時の注入特性を入力条件とする。

格納容器バイパスにおいては、設備環境等に与える影響が厳しくなる観点から、原子炉冷却材圧力バウンダリ外への1次冷却材の漏えい量が増加する最大注入特性を選定しており、高圧注入ポンプ2台運転時の注入特性を入力条件とする。

(1) ポンプ性能曲線 (図 1 参照)

定格曲線に対してポンプの製作性等を考慮してポンプ揚程を大きく設定した最大性能曲線に一定の余裕を考慮したポンプ性能曲線を用いている。

(2) 注入配管の抵抗曲線 (図 2 - 1 参照)

注入配管の抵抗曲線の設定に際しては、炉心への注水流量を大きくするため、破断口からの注入水の流出を考慮せず、注入配管の流路抵抗を小さく設定している。

(3) 最大注入特性曲線 (図 3 参照)

各 1 次冷却材圧力における炉心への注水流量は、図 1 に示すポンプ性能曲線と図 2 に示す各 1 次冷却材圧力における注入配管の抵抗曲線との交点における流量であるポンプ運転流量からミニマムフロー流量を差し引いた流量として求める。

最大注入特性曲線は、上記手順に基づき求められる 1 次冷却材圧力と炉心への注水流量の関係を示す特性曲線として設定しているものである。

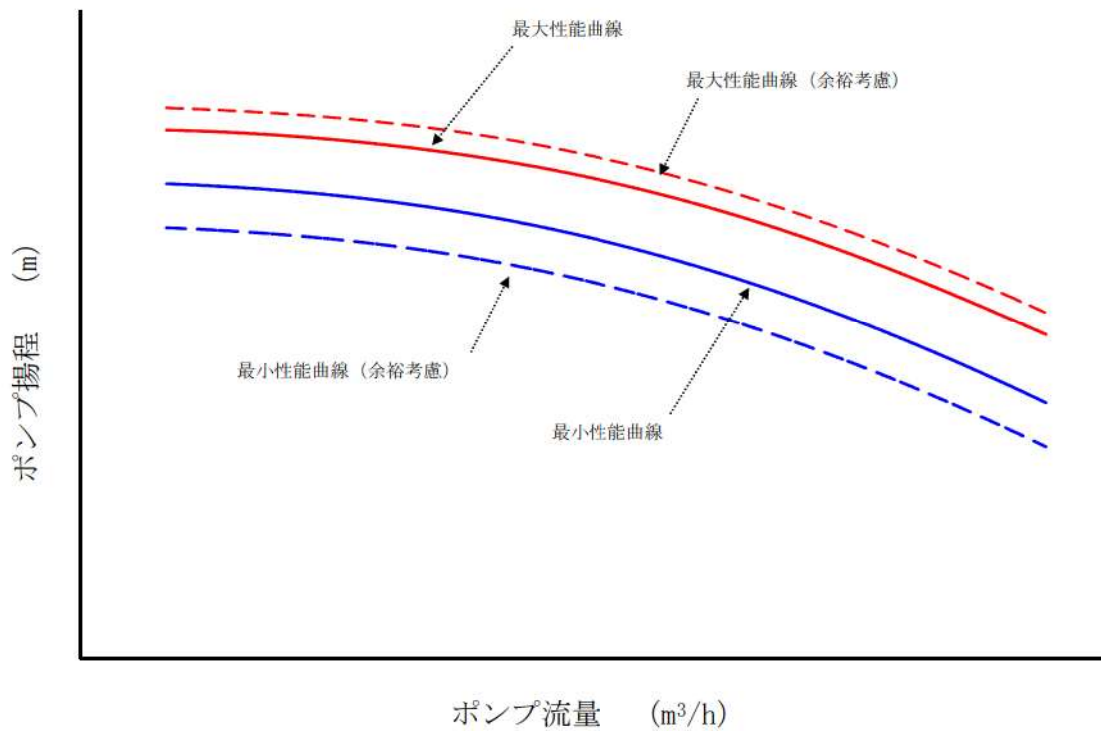


図1 注入特性曲線を策定する際に用いるポンプ性能曲線

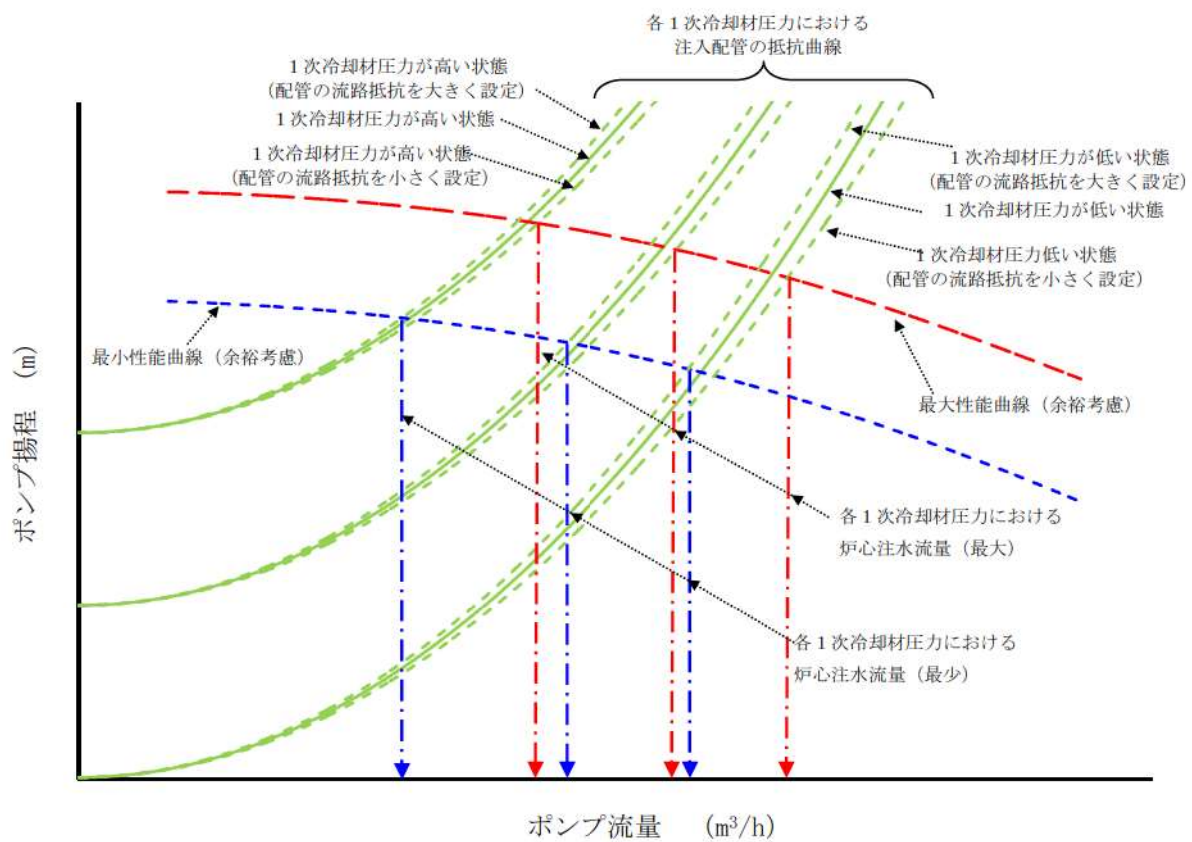


図2-1 最小及び最大ポンプ性能曲線と各1次冷却材圧力における注入配管の抵抗曲線との関係 (破断口からの注入水の流出を考慮しない場合)

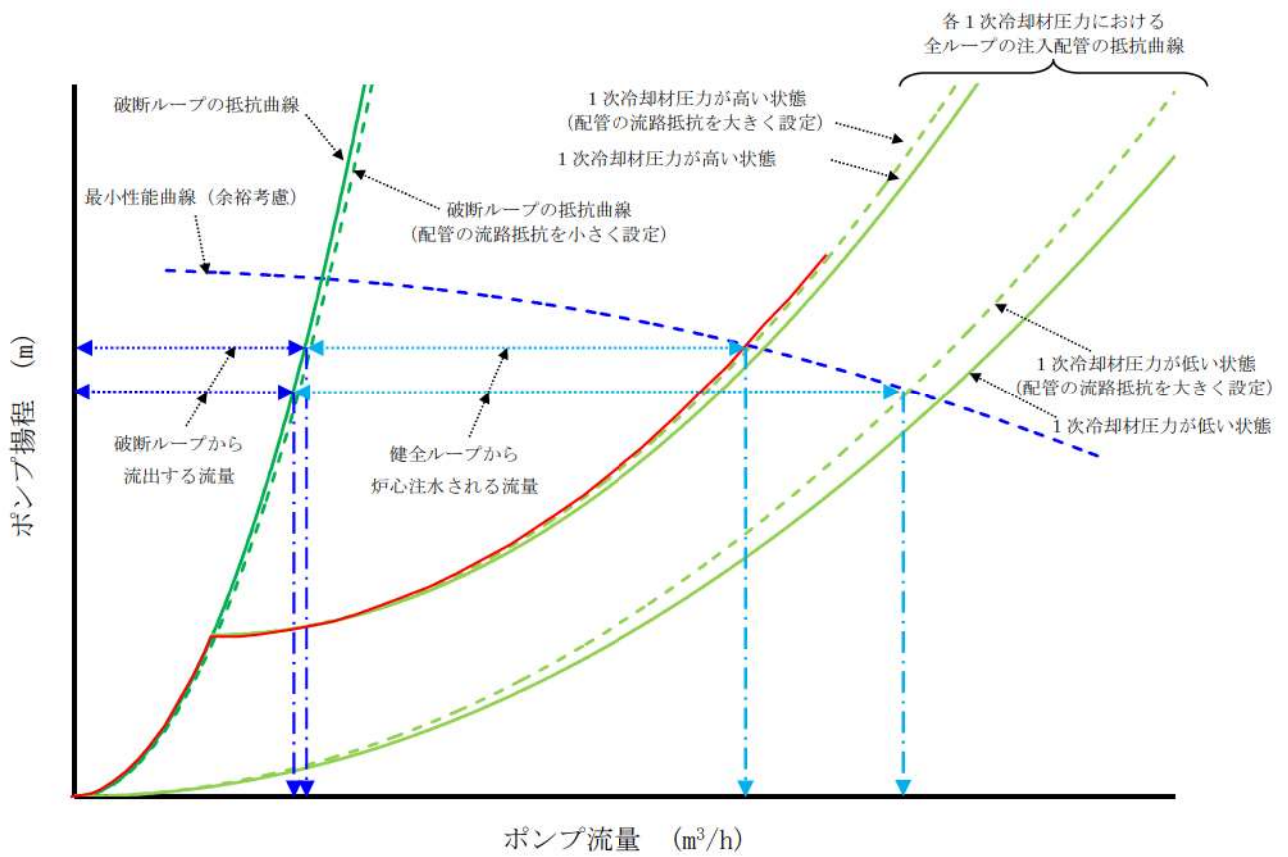


図 2-2 最小ポンプ性能曲線と各1次冷却材圧力における注入配管の抵抗曲線との関係 (破断口からの注入水の流出を考慮する場合)

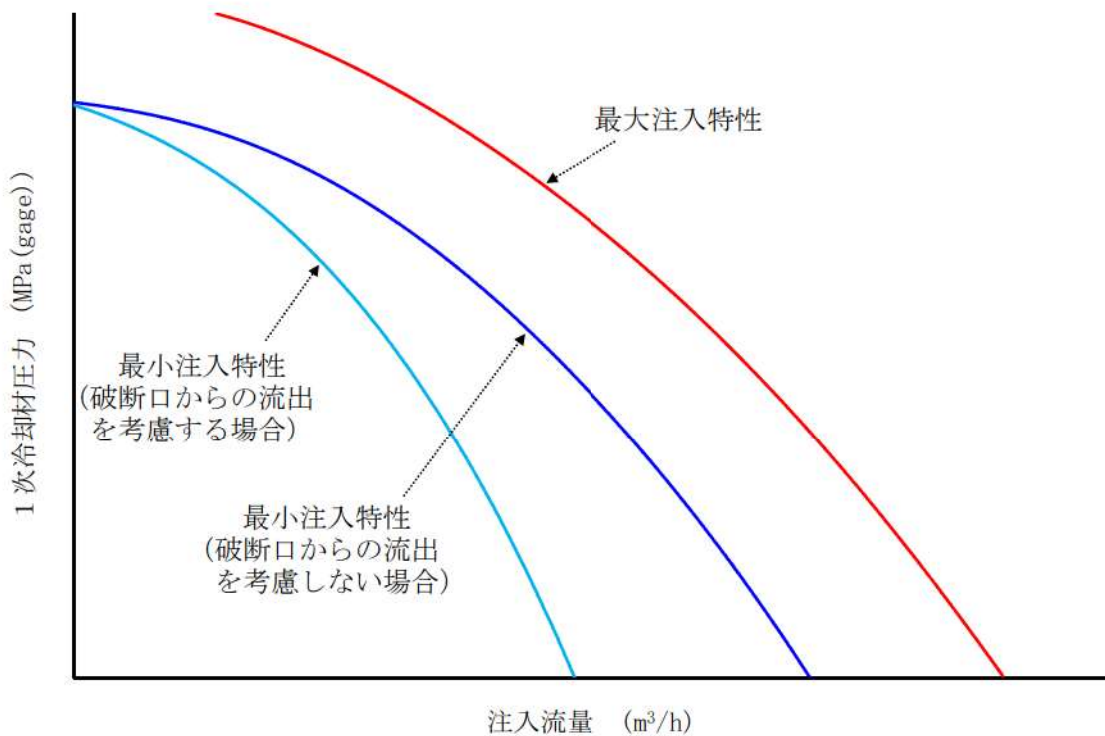


図 3 注入特性

表1 重大事故等対策の有効性評価において使用する注入特性

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	解析で想定する 高圧/低圧注入系	解析で使用する 注入特性	破断口からの 流出
2次冷却系からの 除熱機能喪失	主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	高圧注入ポンプ×2台	最小注入特性	考慮しない
原子炉格納容器の 除熱機能喪失	大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ 注入機能が喪失する事故	高圧注入ポンプ×2台 (再循環切替前後) 余熱除去ポンプ×2台 (再循環切替前)	最大注入特性	考慮しない
ECCS注水機能喪失	中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故 (6インチ、4インチ、2インチ)	余熱除去ポンプ×2台	最小注入特性	考慮する
ECCS再循環機能喪失	大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が 喪失する事故	高圧注入ポンプ×2台 (再循環切替前) 余熱除去ポンプ×2台 (再循環切替前)	最大注入特性	考慮しない
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA 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	高圧注入ポンプ×2台	最大注入特性	考慮しない

※：「炉心損傷防止」の有効性評価において、全交流動力電源喪失（原子炉補機冷却機能喪失）、原子炉停止機能喪失においては、注入特性を考慮しない。また、「格納容器破損防止」、「使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止」、「運転停止中原子炉における燃料損傷防止」の有効性評価においても注入特性を考慮しない。

2次冷却系からの除熱機能喪失における操作開始条件について

1. フィードアンドブリード開始の判断条件の考え方について

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」におけるフィードアンドブリードは、蒸気発生器2次側の保有水が喪失した場合に炉心冷却を維持するための除熱手段確保として実施するものであり、非常用炉心冷却設備の手動作動及び加圧器逃がし弁の手動開放により実施するものである。また、有効性評価におけるフィードアンドブリード開始の判断条件は、蒸気発生器水位が広域水位計下端である0%指示まで到達した場合としている。

一方、運転員の手順におけるフィードアンドブリード開始の判断条件は、全ての健全な蒸気発生器水位(広域)指示が10%未満としており、この理由は以下のとおりである。

蒸気発生器水位(広域)は差圧式計器であり、プラント起動時の蒸気発生器への水張り時に使用することを目的に設置しているため、常温で計器校正を行っている。しかし、本事象発生時における運転状態では、蒸気発生器の器内水は高温であることから、水の密度が異なるため、蒸気発生器ドライアウト状態の水位指示が高めにずれる可能性がある。さらに、計器誤差を考慮すると、最大で約8%のずれが生じる可能性がある。よって、蒸気発生器水位が広域水位の下端に到達する前に、確実にフィードアンドブリードを開始する観点から、蒸気発生器水位(広域)指示10%未満にて開始の判断をすることとしている。

2. フィードアンドブリード操作開始時間の実際に見込まれる時間との差異等による影響

有効性評価における解析上の操作開始時間と実際に見込まれる時間との差異による影響としては、1.に示すとおり、蒸気発生器広域水位がわずかに確保された状態でフィードアンドブリードを開始するものと考えられ、有効性評価における解析上の操作開始時間(蒸気発生器広域水位0%到達から5分後)と比較して、フィードアンドブリード開始が早くなる。このため、フィードアンドブリードを有効性評価における解析上の操作開始時間よりも早期に開始した場合の影響について評価した。

また、運転員による蒸気発生器ドライアウト判定の遅延等を考慮した場合の時間余裕の確認として、フィードアンドブリードの開始が有効性評価における設定よりも遅れた場合の影響について評価した。

(1) フィードアンドブリードの開始が早くなる場合

蒸気発生器広域水位が 10%から 0%に至るまでの時間は数分であることから、解析上の操作開始時間よりも 3分早く、蒸気発生器広域水位 0%到達から 2分後にフィードアンドブリードを開始した場合の影響について評価した。その結果を図 1 から図 6 に示す。

フィードアンドブリードを早期に開始した場合、1次冷却材温度がより低く、サブクール度が大きい状態で減圧が開始するため、沸騰開始までの減圧が大きくなり、高圧注入ポンプによる注水量も大きくなる。一方、炉心出力が高い状態でフィードアンドブリードを開始することから、炉心での蒸気発生量の増加による 1次冷却材圧力上昇及び 1次系保有水量の減少が考えられるが、前述の効果が大きく作用することで 1次系保有水量の減少は小さく、1次冷却材圧力及び温度の上昇は抑制される。よって、フィードアンドブリードを早期に開始することで、炉心冷却は緩和される方向であり、炉心露出に対する余裕は増加する。

(2) フィードアンドブリードの開始が遅くなる場合

蒸気発生器ドライアウトの判定遅れとして解析上の操作開始時間から 5分の遅延時間を考慮し、蒸気発生器ドライアウトから 10分後にフィードアンドブリードを開始した場合の影響について評価した結果を図 7 から図 12 に示す。

フィードアンドブリードの開始が遅れることで、1次冷却材温度が高くサブクール度が小さい状態で減圧が開始されることから、沸騰開始までの 1次冷却系の減圧幅が小さくなり、加圧器逃がし弁からの二相放出が生じる期間に 1次冷却材圧力が高く推移するため、高圧注入流量が減少する。さらに 1次冷却材圧力が上昇すると、1次冷却材圧力が高圧注入ポンプの締切圧以上となる期間が生じ、高圧注入が一時的に停止することで炉心上部が一時的に露出することから、燃料被覆管温度は上昇する。その後、1次冷却系保有水量の減少に伴い、高温側配管等で停滞していた高温水又は蒸気が低温側配管やダウンカマ部に流入することで、収縮又は凝縮し、1次冷却材圧力が低下することで、高圧注入流量は増加し炉心の冠水は維持される。

最終的に、評価項目となるパラメータである燃料被覆管温度は、最高値が初期値以下となり、その後も低く推移することから有効性評価の結果に与える影響はないことを確認できた。また、蒸気発生器ドライアウトからフィードアンドブリード開始まで、10分以上の時間余裕があることが確認できた。

フィードアンドブリードは、中央制御室の運転員 1 名による操作が可能であり、全補助給水ポンプの起動失敗を踏まえて蒸気発生器水位を継続的に監視することで、全蒸気発生器がドライアウトとなればすみやかに操作を開始することができる。また、操作に必要な時間の積み上げについても余裕を考慮したものであることから、十分余裕を持った対応が可能であると考えられる。

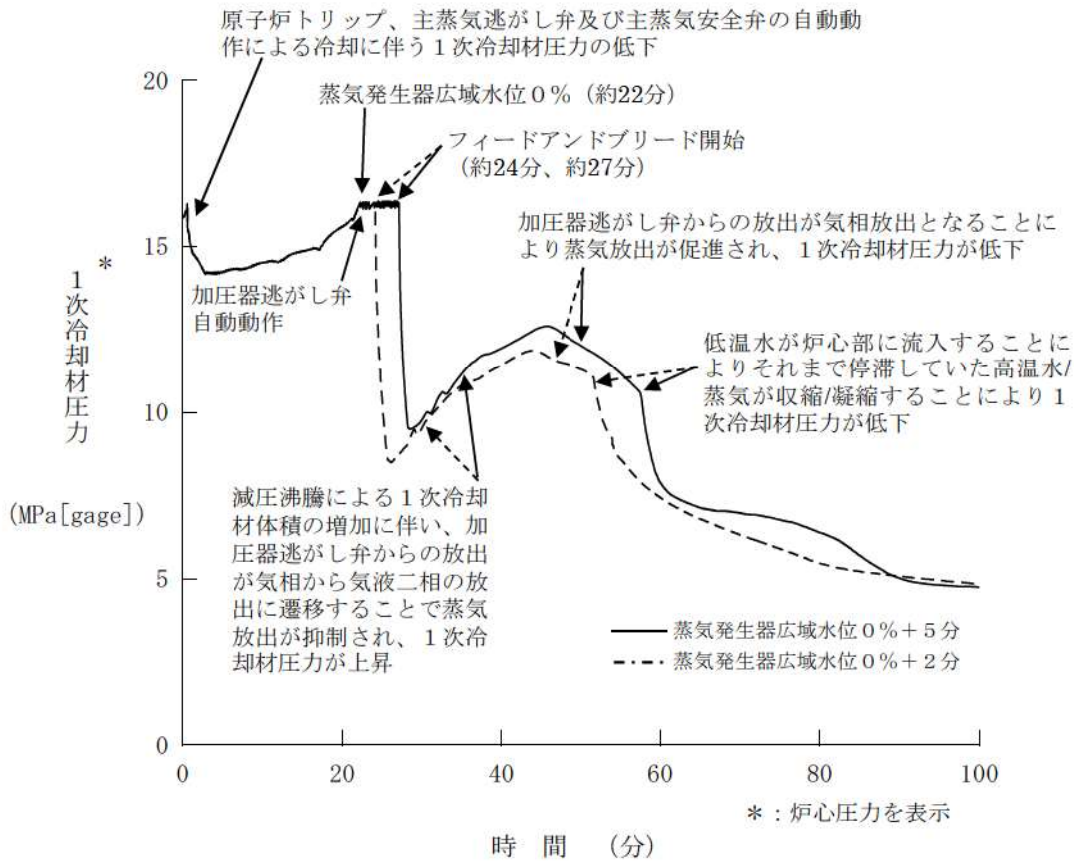


図1 1次冷却材圧力の推移（開始が早くなる場合）

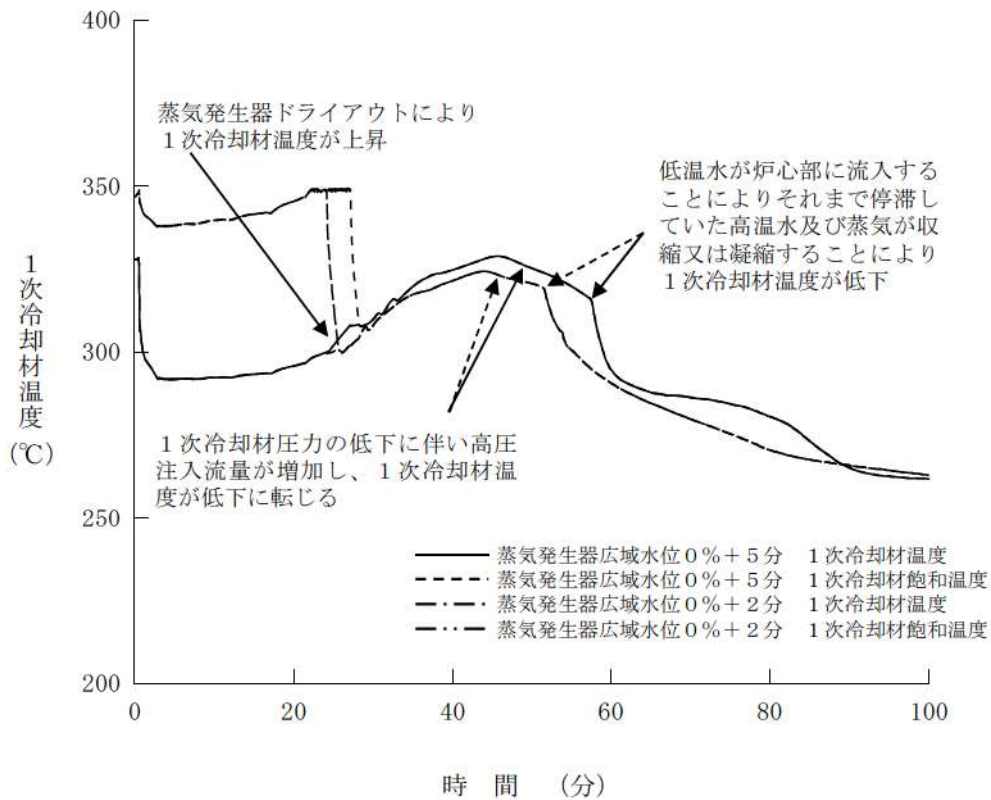


図2 1次冷却材温度の推移（開始が早くなる場合）

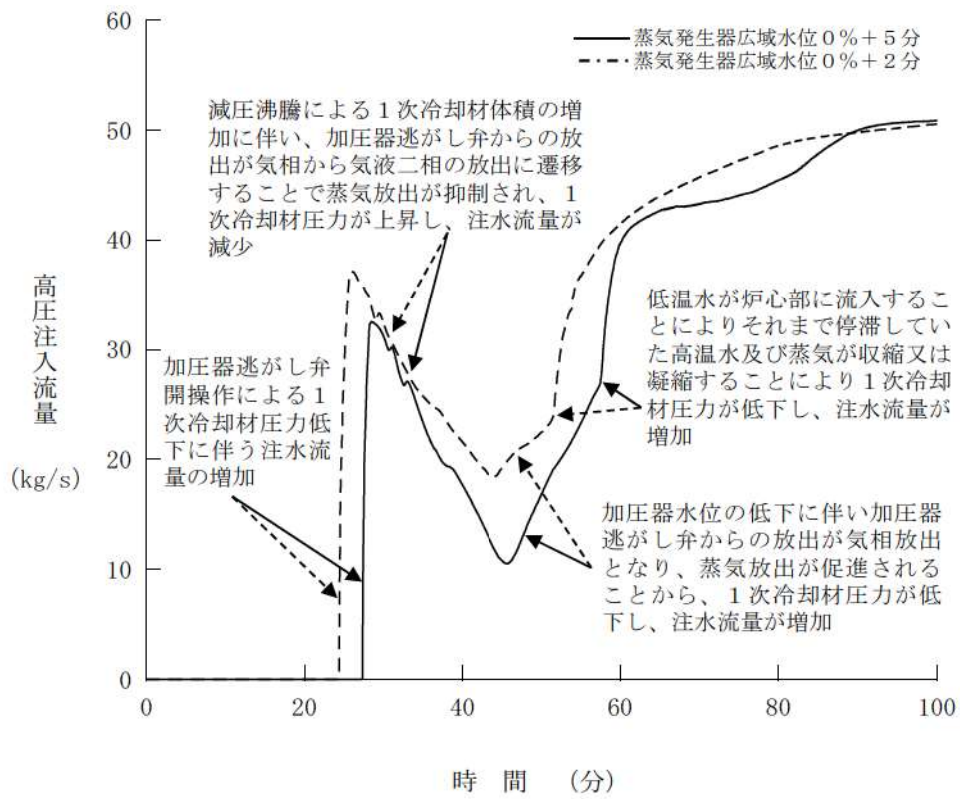


図3 高圧注入流量の推移 (開始が早くなる場合)

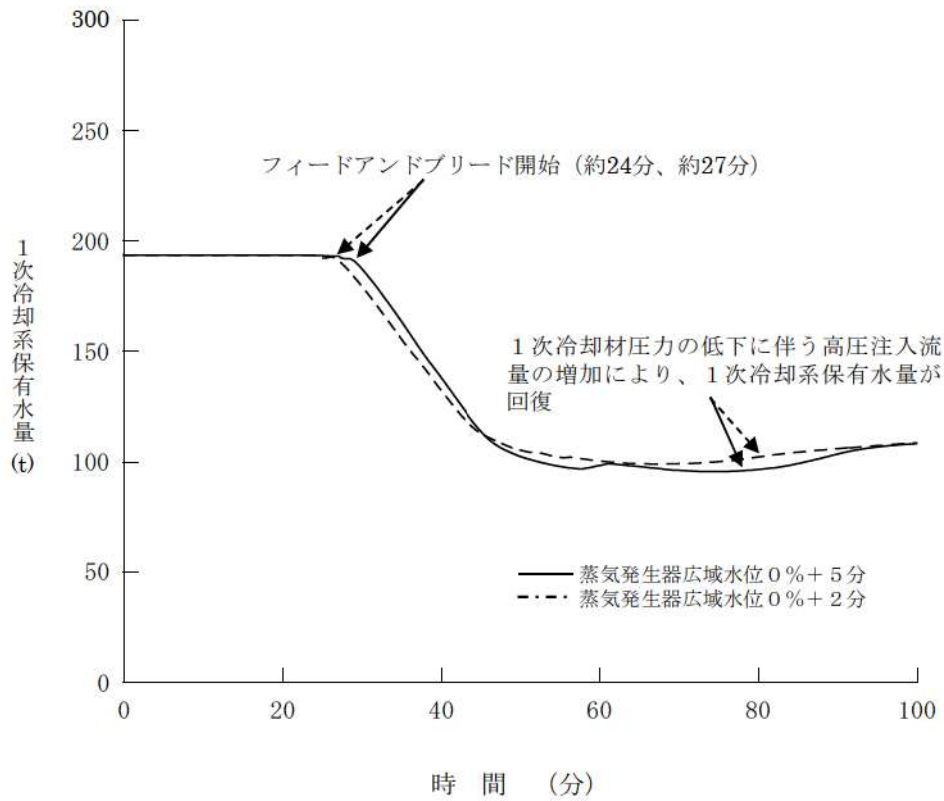


図4 1次冷却系保有水量の推移 (開始が早くなる場合)

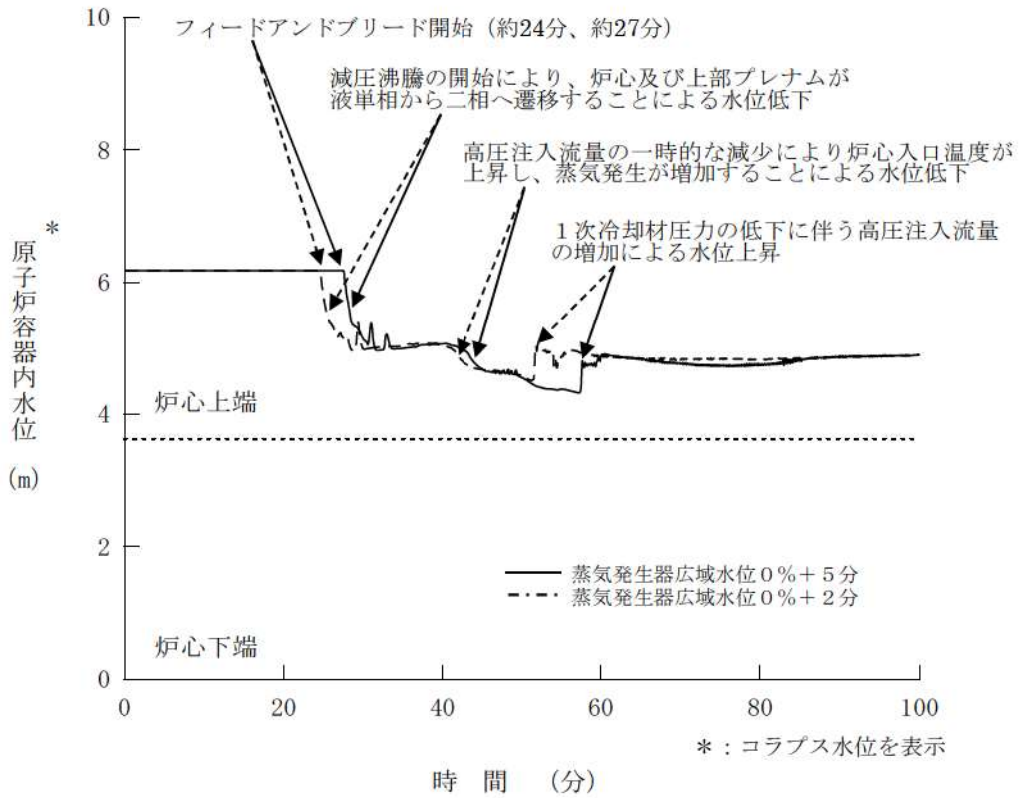


図5 原子炉容器内水位の推移（開始が早くなる場合）

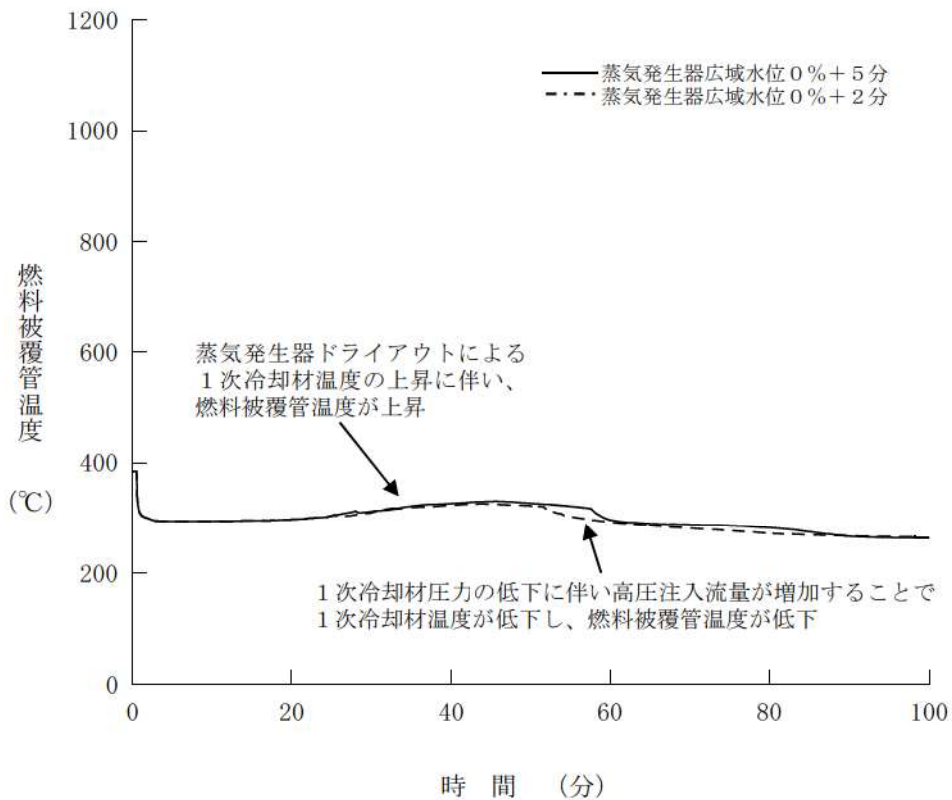


図6 燃料被覆管温度の推移（開始が早くなる場合）

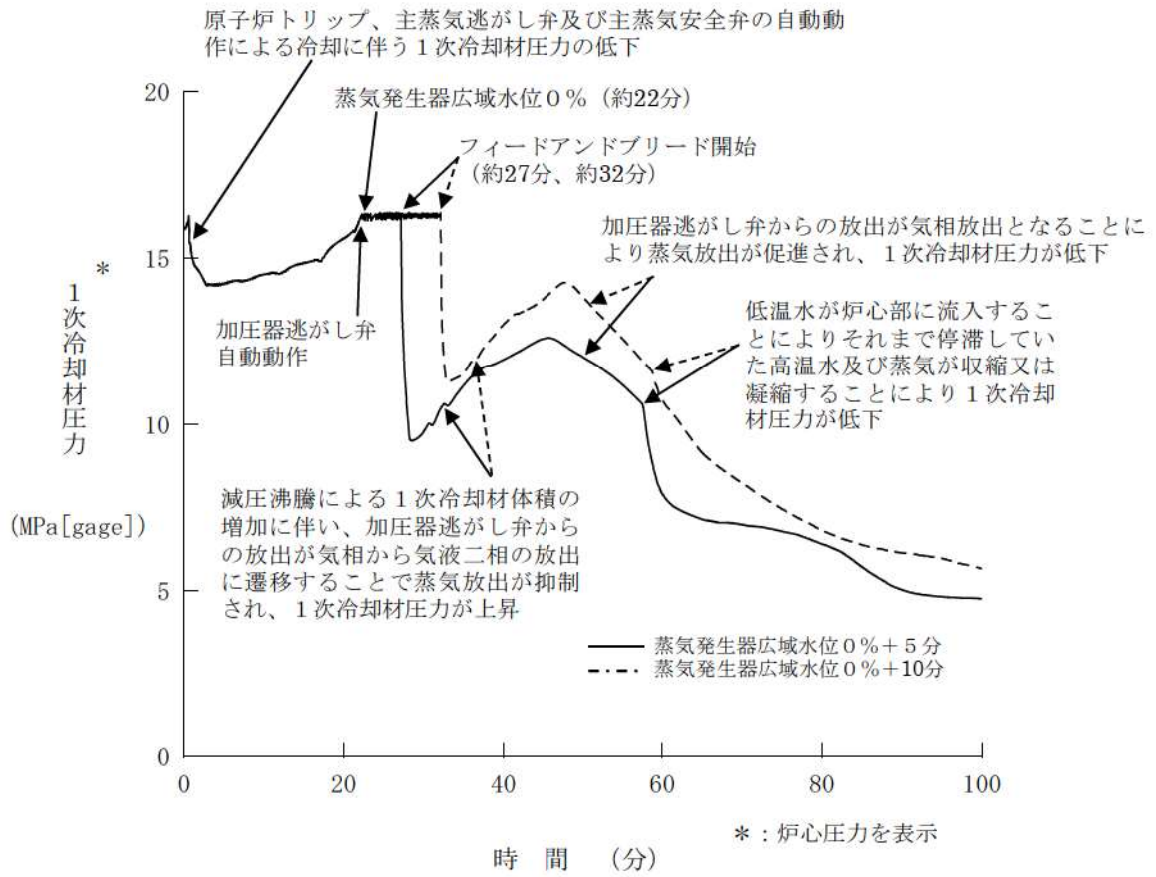


図7 1次冷却材圧力の推移 (開始が遅くなる場合)

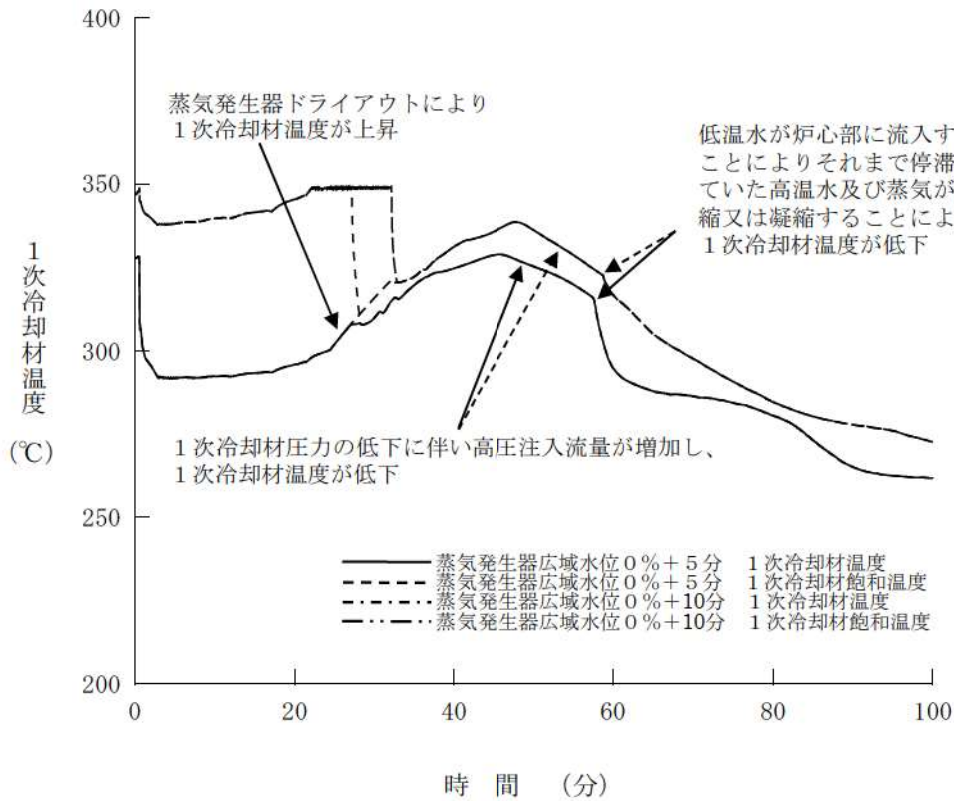


図8 1次冷却材温度の推移 (開始が遅くなる場合)

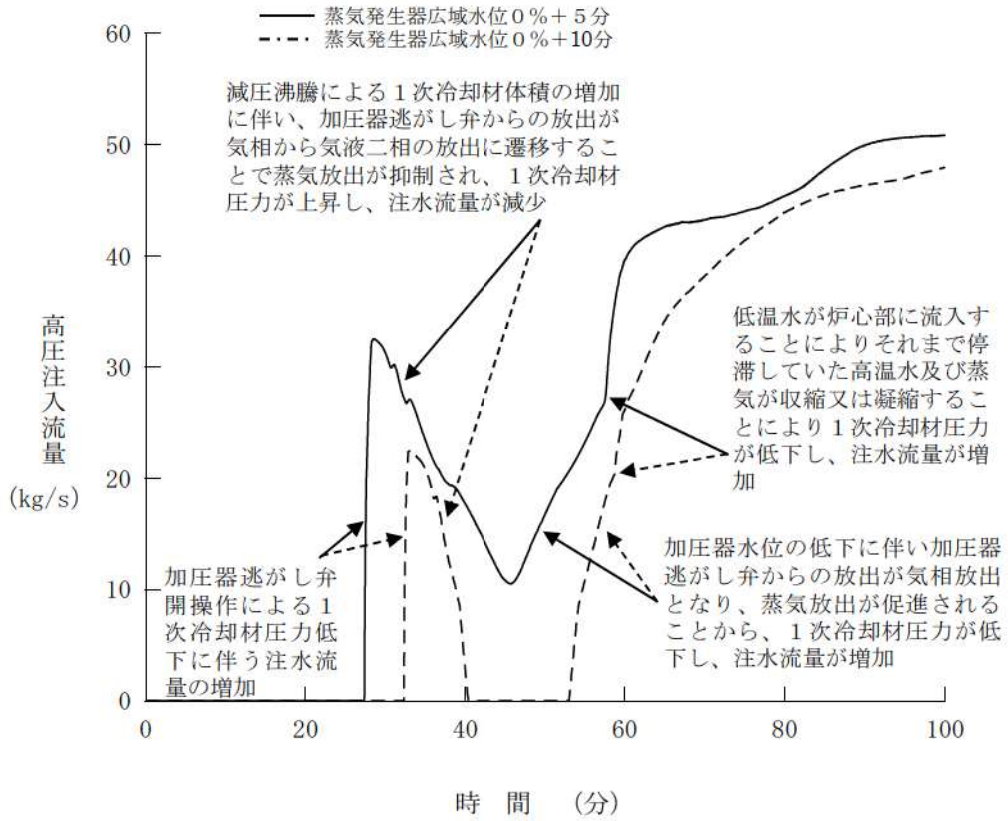


図9 高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）

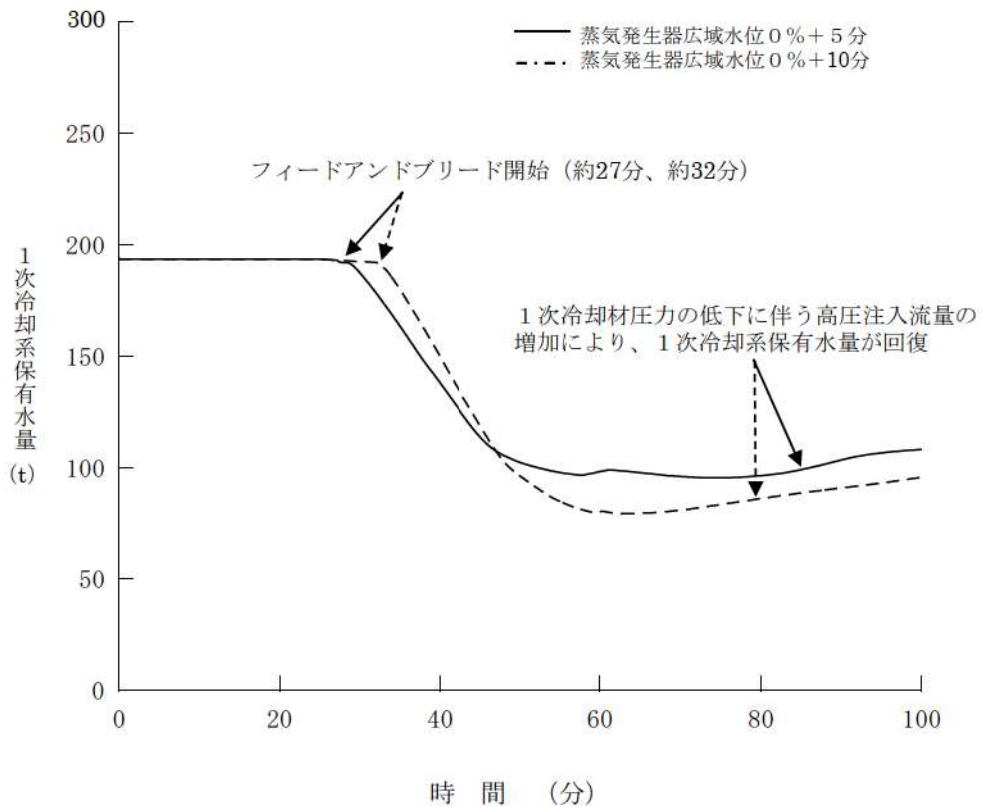


図10 1次冷却系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）

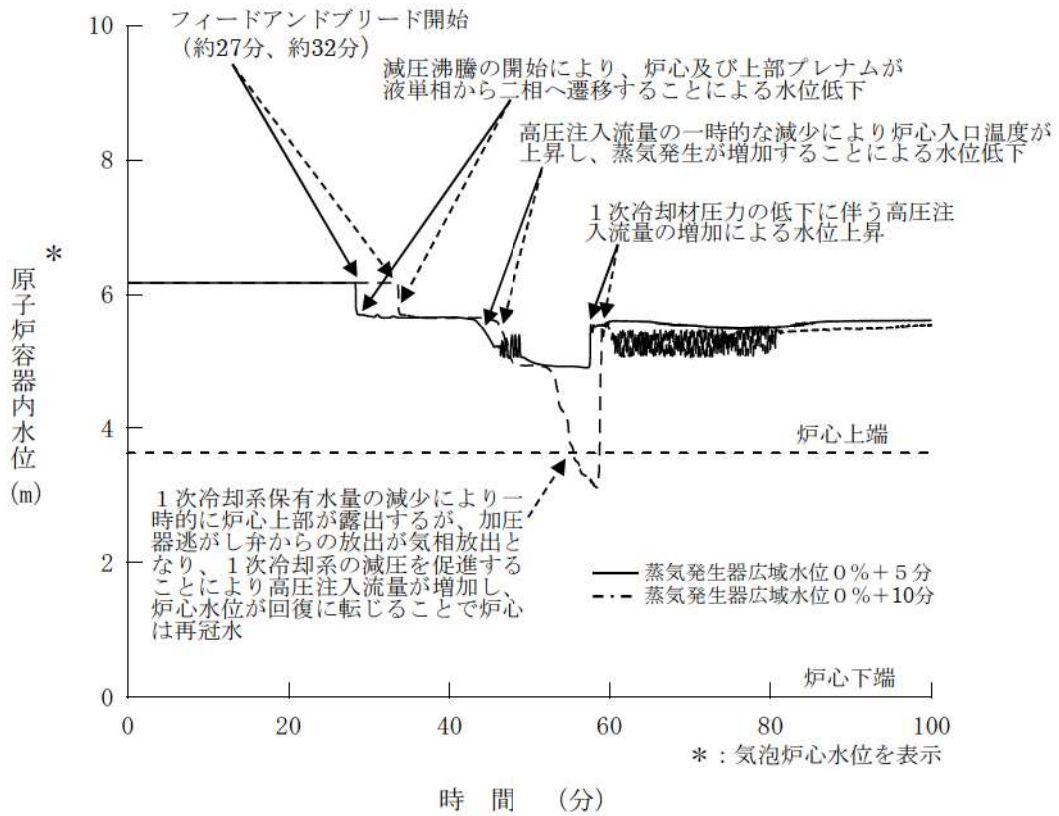


図 11 原子炉容器内水位の推移 (開始が遅くなる場合)

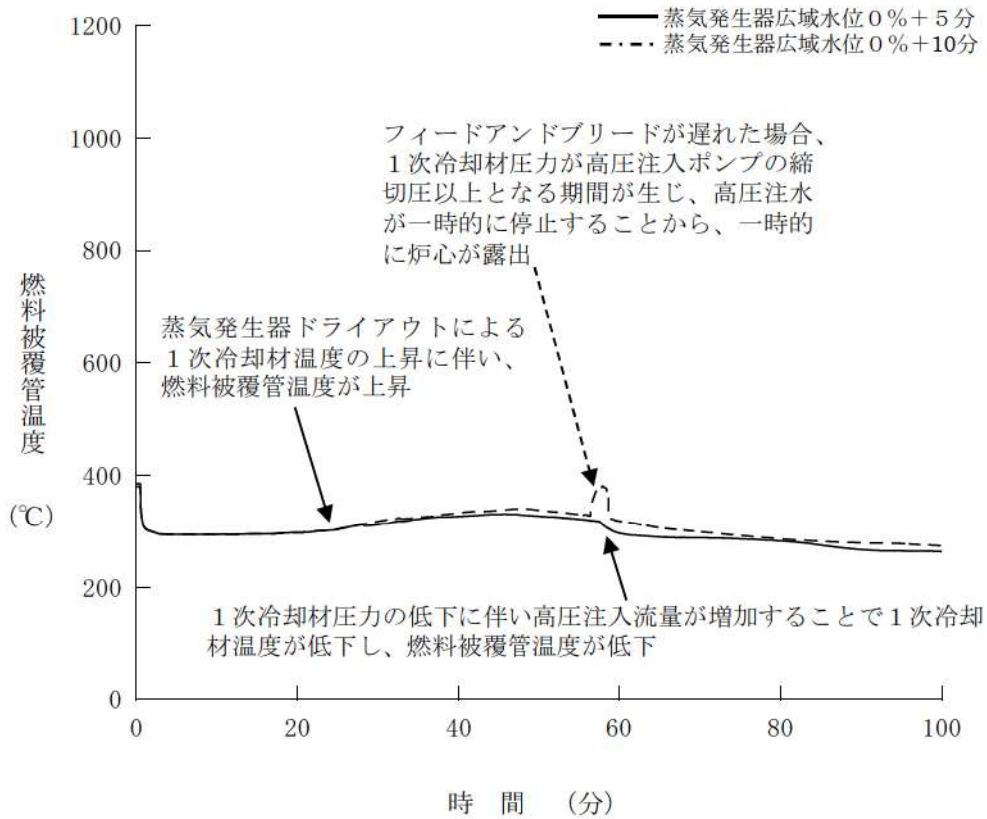


図 12 燃料被覆管温度の推移 (開始が遅くなる場合)

「2次冷却系からの除熱機能喪失」の挙動について

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」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の1次冷却材圧力を図1に示すとともに、1次冷却系の挙動を説明する。

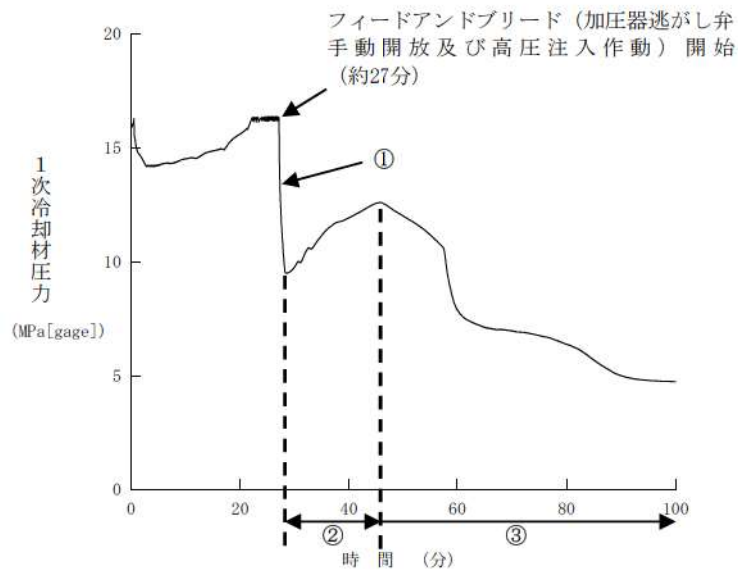


図 1 次冷却材圧力の推移

① 加圧器逃がし弁手動開放及び高圧注入作動

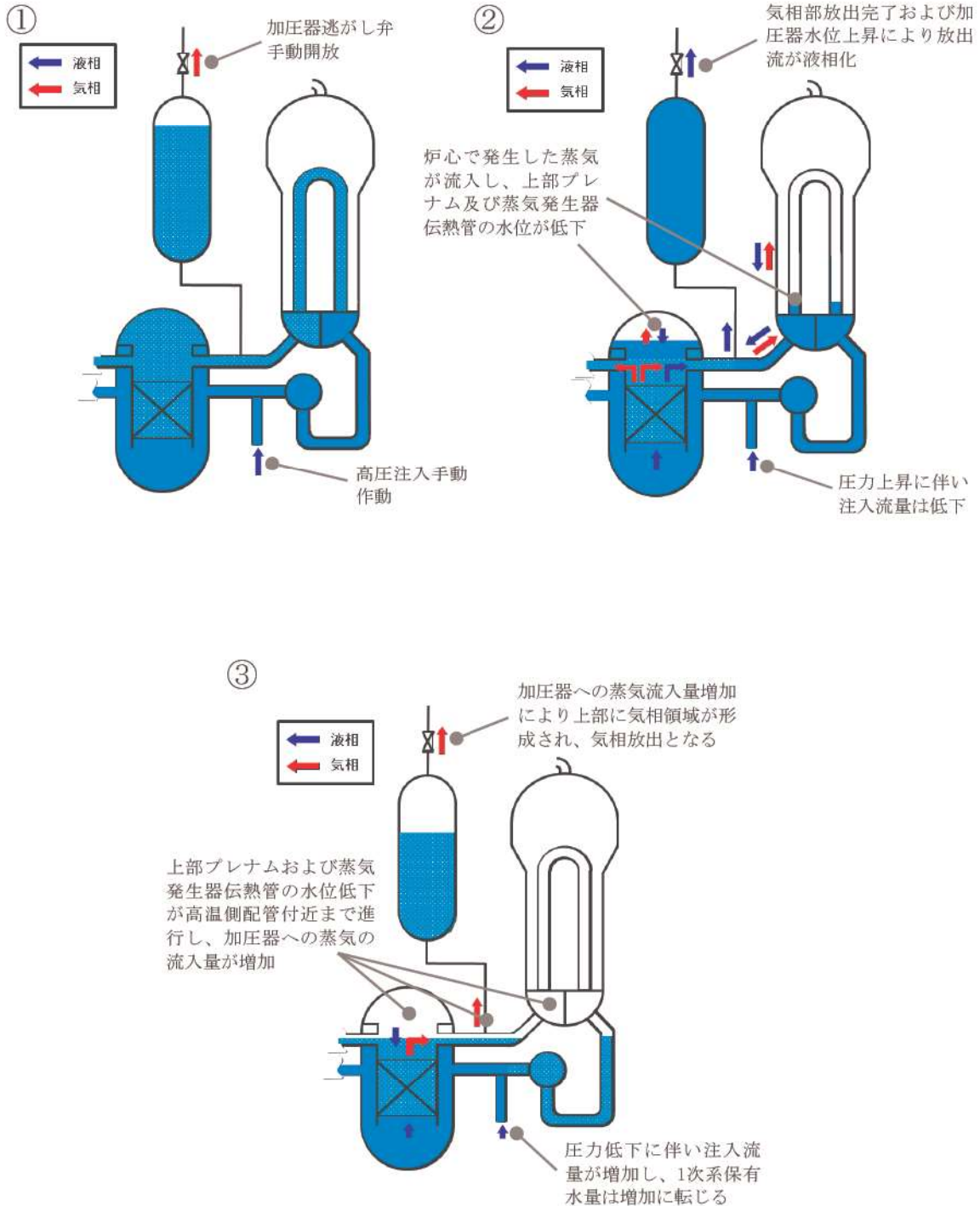
加圧器逃がし弁手動開により蒸気放出が開始。1次冷却材はサブクール状態であり、減圧による1次冷却材の沸騰を伴わないために、1次冷却材圧力は大きく低下する。

② 1次冷却材圧力上昇期間

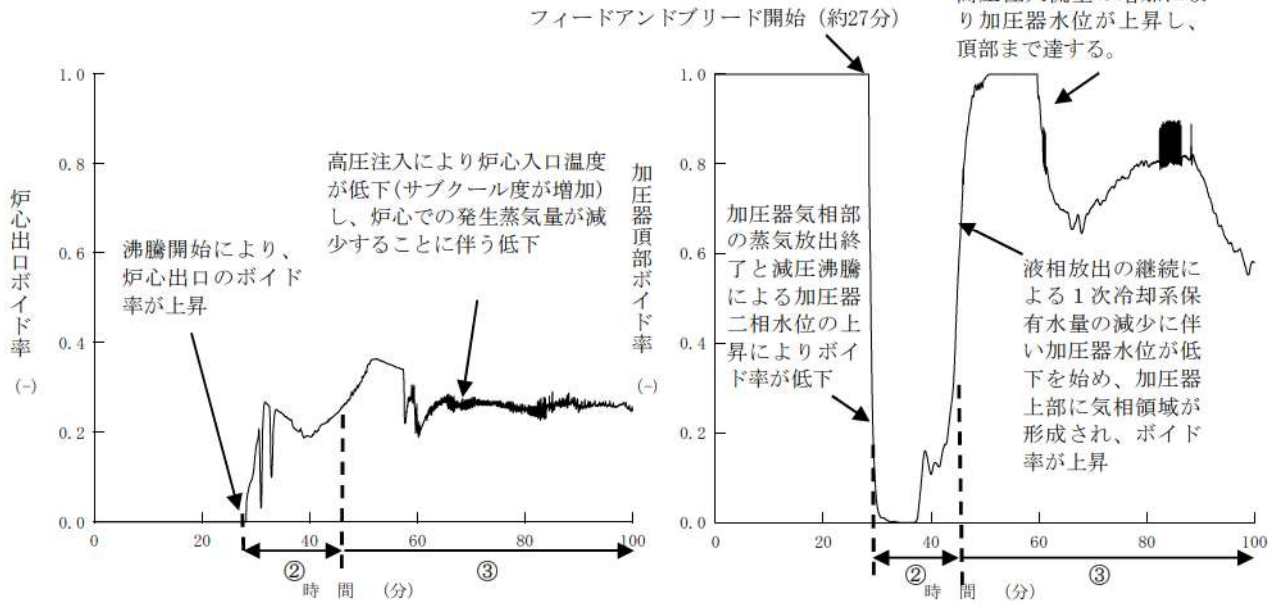
減圧による飽和温度低下により沸騰が開始する。加圧器水位の上昇により、加圧器逃がし弁からの放出が液相化し、放出体積流量が減少する。1次冷却系での沸騰開始と放出体積流量減少の効果により1次冷却材圧力は上昇に転じる。

③ 1次冷却材圧力低下期間

加圧器上部に気相領域が形成され、蒸気放出が再開。加圧器逃がし弁からの放出が液相から蒸気へと遷移することで放出体積流量は増加し、それに伴い1次冷却材圧力は再び低下する。

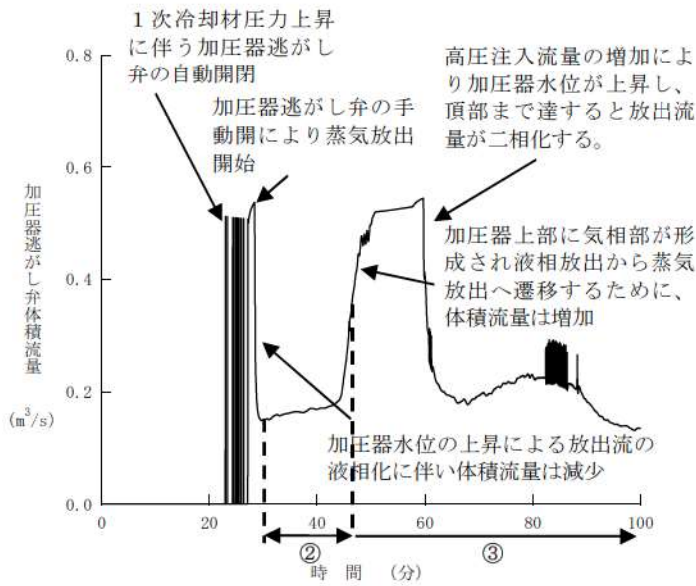


〔参考1〕 各パラメータの挙動の推移



炉心出口ボイド率の推移

加圧器頂部ボイド率の推移



加圧器逃がし弁体積流量の推移

[参考2] 加圧器開口部からの液相放出により1次冷却材圧力が上昇する理由

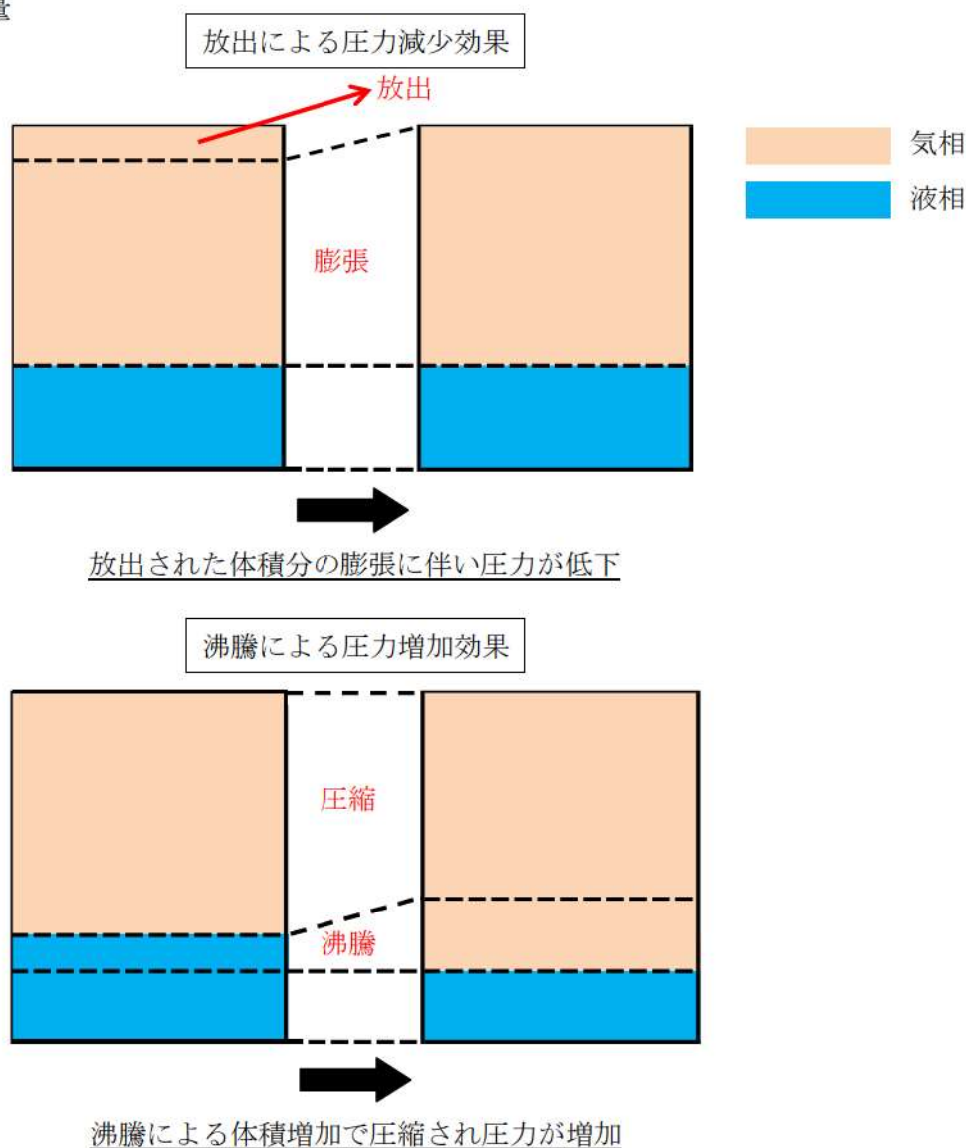
(1) 圧力損失

加圧器開口部での圧力損失は、以下の式で表され、密度と流速の2乗の積に比例する。

$$\Delta P \propto \frac{\rho v^2}{2} \quad \left(\begin{array}{l} \Delta P : \text{圧力損失} \\ \rho : \text{密度} \\ v : \text{流速} \end{array} \right)$$

前頁②の1次冷却材圧力上昇期間では、加圧器水位の上昇による放出流の液相化に伴い質量密度が増加し、開口部圧損が増加するため、1次冷却材圧力は上昇に転じる。

(2) 放出体積流量



前頁②の1次冷却材圧力上昇期間では、加圧器逃がし弁からの放出が気相から液相へ遷移することにより、体積流量が減少しており、放出による圧力減少効果が小さくなる。この期間は、蒸気発生器による除熱もほぼなく、炉心では沸騰が生じており、結果として圧力が上昇する。

「2次冷却系からの除熱機能喪失」における1次冷却系保有水量の収支について

「2次冷却系からの除熱機能喪失」における運転上の対応手順は図1のとおりであり、フィードアンドブリード運転開始以降の1次冷却系保有水量の収支の概算値について図2に示す。

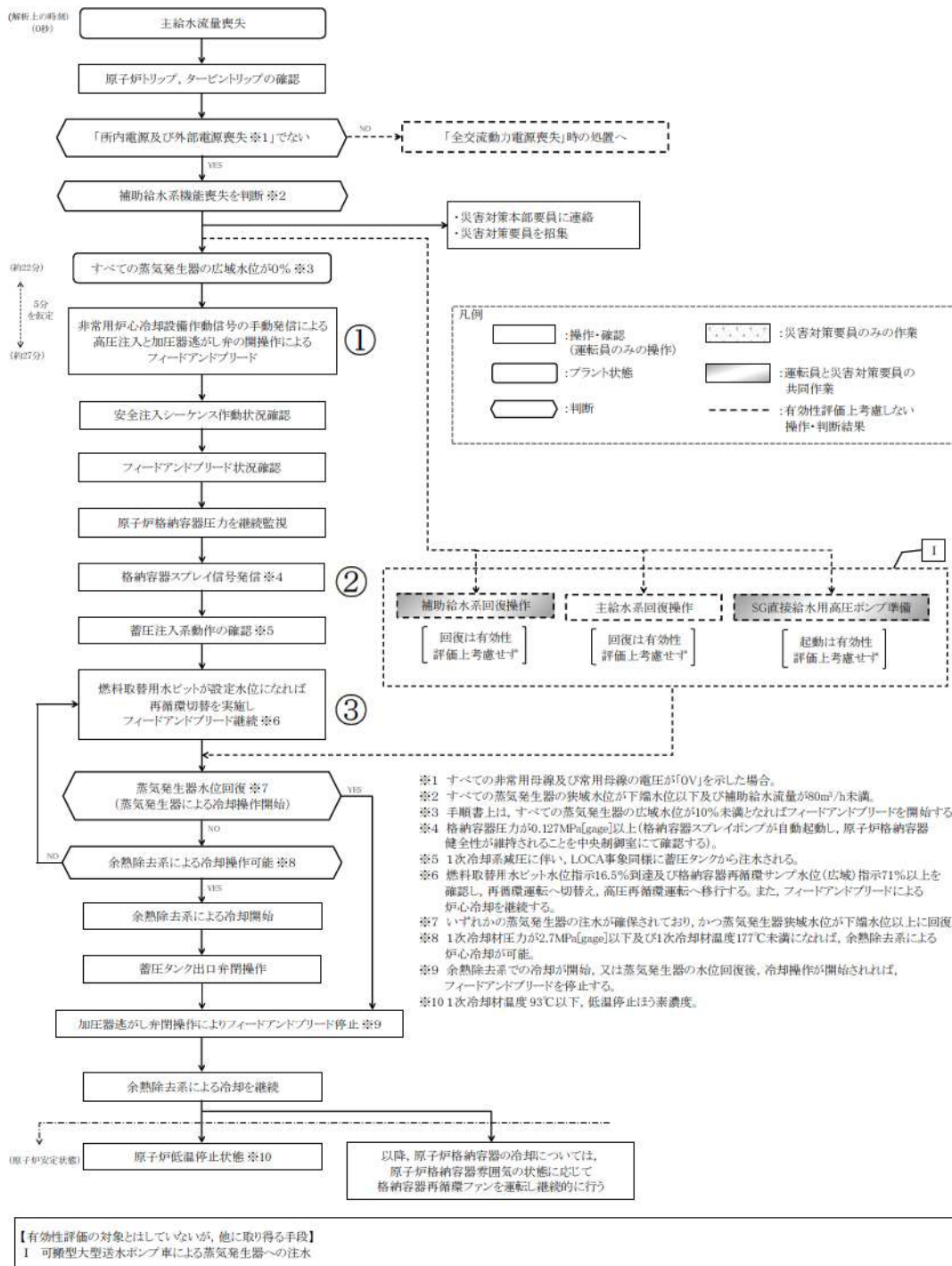
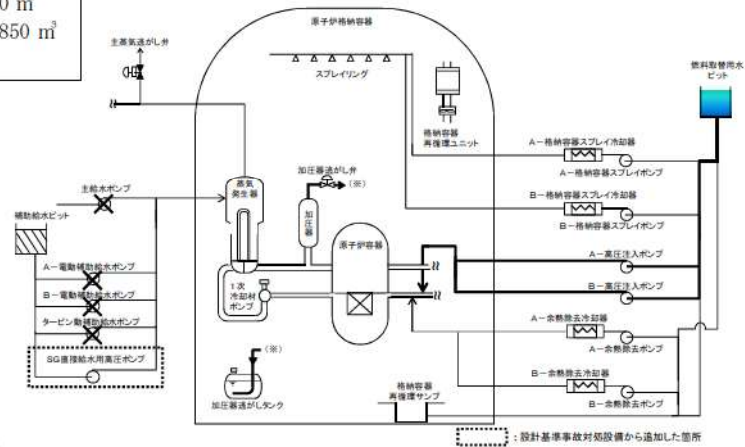


図1 「2次系冷却系からの除熱機能喪失」における対応手順の概要

①フィードアンドブリード運転開始時点

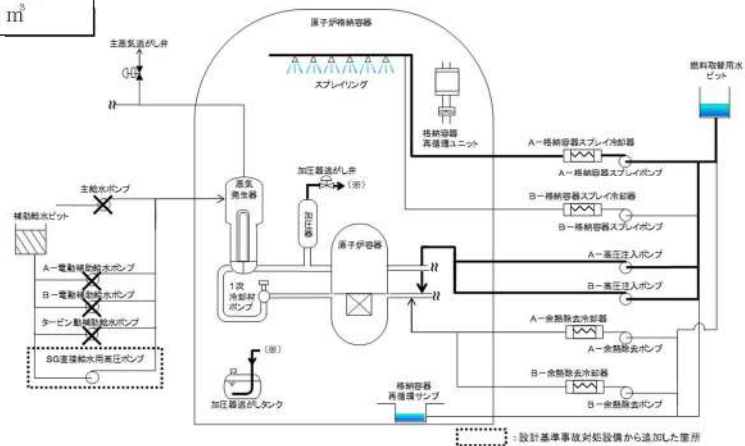
1次冷却系保有水量	: 約 270 m ³
燃料取替用水ピット水量	: 約 1,850 m ³
格納容器再循環サンプ水量	: 0 m ³



②格納容器スプレイ開始時点※

1次冷却系保有水量	: 約 210 m ³
燃料取替用水ピット水量	: 約 1,830 m ³
格納容器再循環サンプ水量	: 約 80 m ³

※格納容器スプレイ信号が発信されるものとして水量を想定。



③再循環開始時点※

1次冷却系保有水量	: 約 140 m ³
燃料取替用水ピット水量	: 約 330 m ³
格納容器再循環サンプ水量	: 約 1,650 m ³

※格納容器スプレイ信号が発信されるものとして水量を想定。

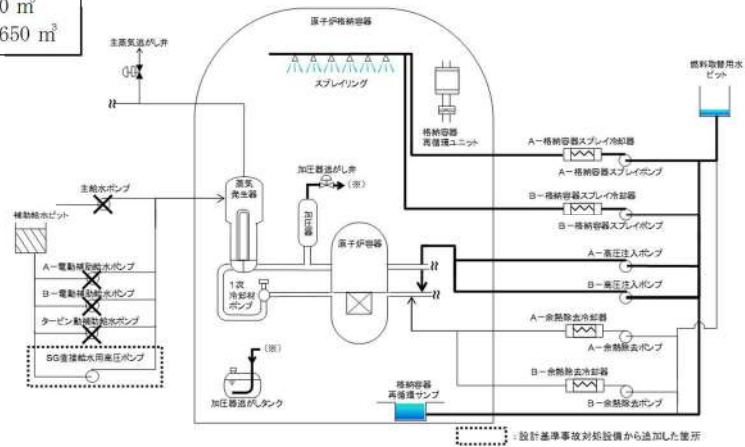


図2 「2次系冷却系からの除熱機能喪失」における1次冷却系保有水量の収支の概算値

重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について

「2次冷却系からの除熱機能喪失」における重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下の図1及び図2に示す。

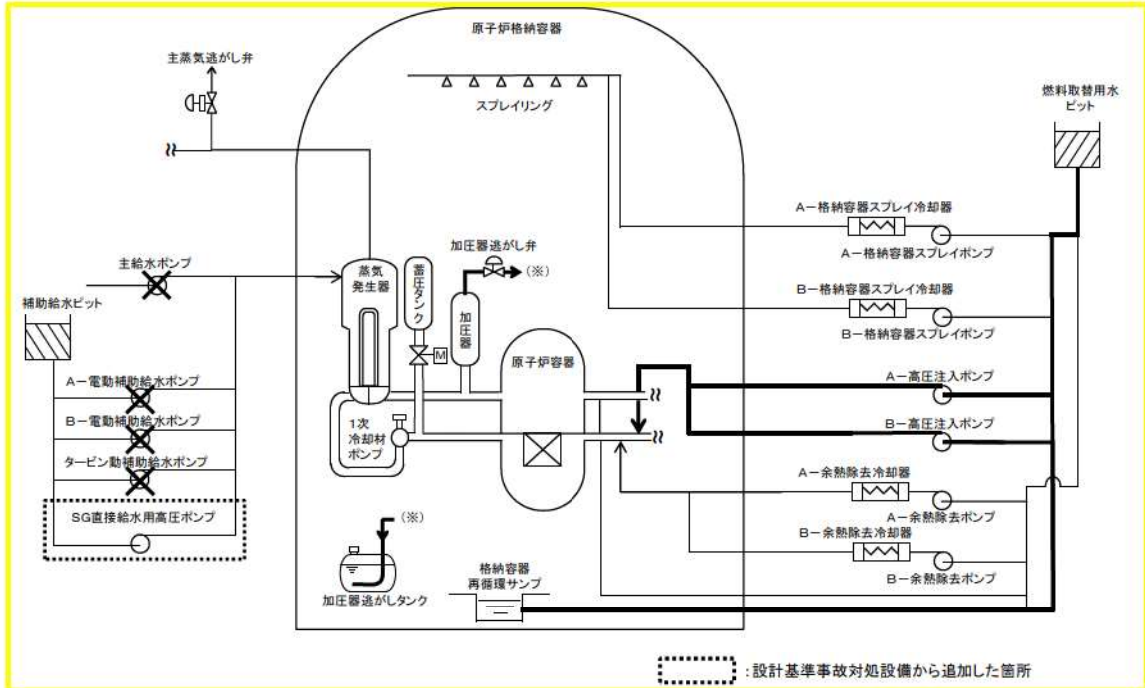


図1 「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(フィードアンドブリード及び高圧再循環)

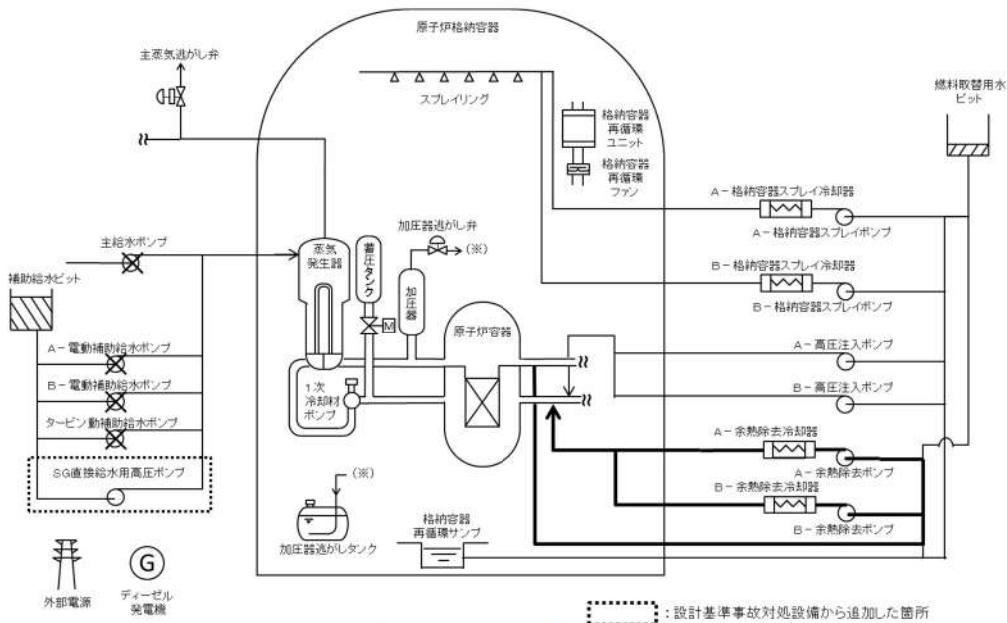


図2 「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(余熱除去系による炉心冷却)

安定状態について

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）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能により、原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

蒸気発生器広域水位が10%未満となれば炉心冷却が脅かされるものの、1次冷却系のフィードアンドブリード運転にて炉心注水することにより、炉心の冷却は維持される。

燃料取替用水ピット水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位（広域）指示71%以上を確認し、高圧再循環に切替え、高圧再循環運転に移行する。また、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。余熱除去系が使用可能となる温度、圧力（177℃未満、2.7MPa[gage]）となれば、余熱除去系による冷却操作に移行する。ここでは、余熱除去系が使用可能となる時間（約3.3時間）に、余熱除去系ウォーミング（約2時間：定期検査実績より算出）、加圧器気相消滅操作（約4時間）及び1次冷却材温度176℃から93℃までの冷却時間（約6.5時間：定期検査実績より算出）を足した時間（約15.8時間）を原子炉安定停止状態とした。その後も余熱除去系の運転を継続することにより、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

フィードアンドブリードにより1次冷却材が加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいする場合、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンによる原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合には、原子炉格納容器スプレー設備により原子炉格納容器除熱を継続的に行うことで、原子炉格納容器安定状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、原子炉格納容器除熱機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。

フィードアンドブリードにおける
高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路の模擬について

加圧器逃がし弁の開操作により1次冷却系を減圧し、高温側配管が二相化した後の高温側配管及び加圧器サージ管での流況を図1に示す。図1のとおり高温側配管の主流方向は流体が低速であり、低ボイド率の水平層状流となっていることから、高温側配管からサージラインへの流れについては実際には蒸気による水の巻き込み（エントレイン）があったとしても、蒸気の方が多くサージ管側に流れ込む。

M-RELAP5では、蒸気による水の巻き込み（エントレイン）を考慮した蒸気が主配管から枝管の流れを取り扱うことは可能である。しかし、有効性評価においては、フィードアンドブリードでの減圧を遅くするためそのような模擬とはせず、高温側配管のボイド率が低い状態の二相混合流体がサージ管に流れ込み、液相が多くサージ管方向に流出する模擬としている。高温側配管とサージ管を接続する流路では、上流側である高温側配管から液相を多く含む流体がサージ管に流れ込むため、加圧器逃がし弁からの蒸気の流出が少なくなる。このため、M-RELAP5では、フィードアンドブリードでの減圧が遅くなる。

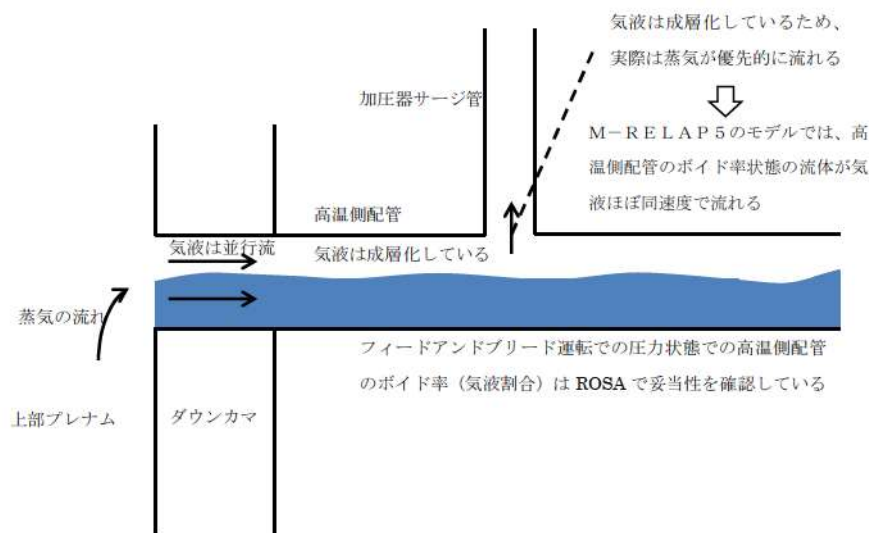


図1 実機PWR解析におけるフィードアンドブリード中の高温側配管の流況

2次冷却系からの除熱機能喪失における フィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について

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」におけるフィードアンドブリードは、蒸気発生器2次側の保有水が喪失した場合に炉心冷却を維持するための除熱手段確保として実施するものであり、非常用炉心冷却設備の手動作動及び加圧器逃がし弁の手動開放により実施するものである。ここで、非常用炉心冷却設備の手動作動において自動起動を想定する高圧注入ポンプの運転台数は2台であるが、炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で、高圧注入ポンプを1台運転とした場合の感度解析を実施した。

1. 解析条件

高圧注入ポンプ2台運転と1台運転の場合の高圧注入ポンプの注入特性を図1に示す。図1のとおり、1次冷却材圧力が約11MPa以上の高圧である場合を除き、1次冷却系への注水流量は2台運転時の約8割以上あり、フィードアンドブリード中の冷却材供給が不足して、冷却性が著しく低下するわけではない。

2. 解析結果

感度解析の結果を図2から図7に示す。高圧注入ポンプの運転台数が1台の場合、2台運転時に比べ炉心への注水流量が減少し、炉心へ流入する冷却水のサブクール度が小さくなる(図3)。このため、フィードアンドブリード開始直後は沸騰が起りやすくなり、1次冷却材圧力がより高圧で推移する傾向となる(図2の約30分～約50分)。その間、炉心への注水流量は減少し、一時的に炉心への注水が停止する期間が生じる(図3)。このため、1次冷却系保有水量は減少し(図4)、原子炉容器内水位が低下することにより一時的に炉心上部が露出するが、加圧器逃がし弁からの放出が気相放出となり、1次冷却系の減圧が促進することにより高圧注入流量が増加し、炉心は再冠水する(図7)。燃料被覆管温度は、炉心上部露出時に上昇するが、初期値を超えることはなく、その後炉心の再冠水に伴い低下するため影響はない。(図6)。

以上より、2次冷却系からの除熱機能喪失時のフィードアンドブリードについて、高圧注入ポンプを1台運転とした場合においても、一時的に炉心は露出するものの、その後の水位回復により炉心は冠水を維持しており、燃料被覆管温度は初期値以下で推移することから、評価項目となるパラメータに与える影響はないことが確認できた。

したがって、実運用においては、フィードアンドブリードは高圧注入ポンプ2台にて実施することとしているが、高圧注入ポンプ1台の場合でもフィードアンドブリードを継続することとしている。

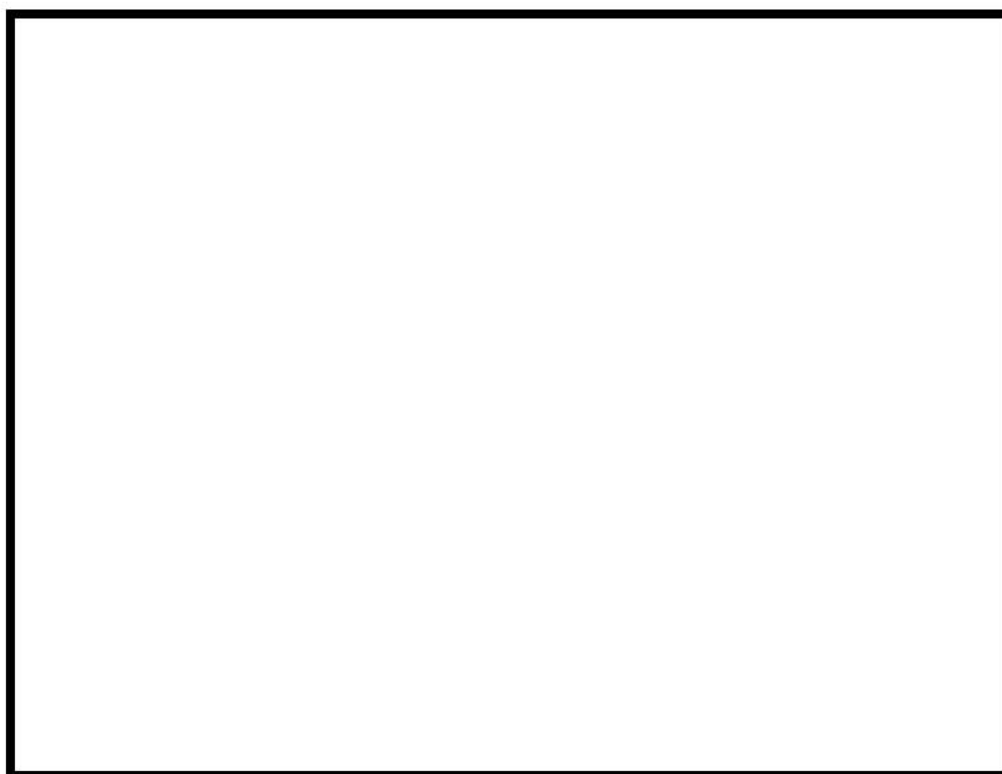



図1 高圧注入特性

 : 枠囲みの内容は機密情報に属するものですので公開できません。

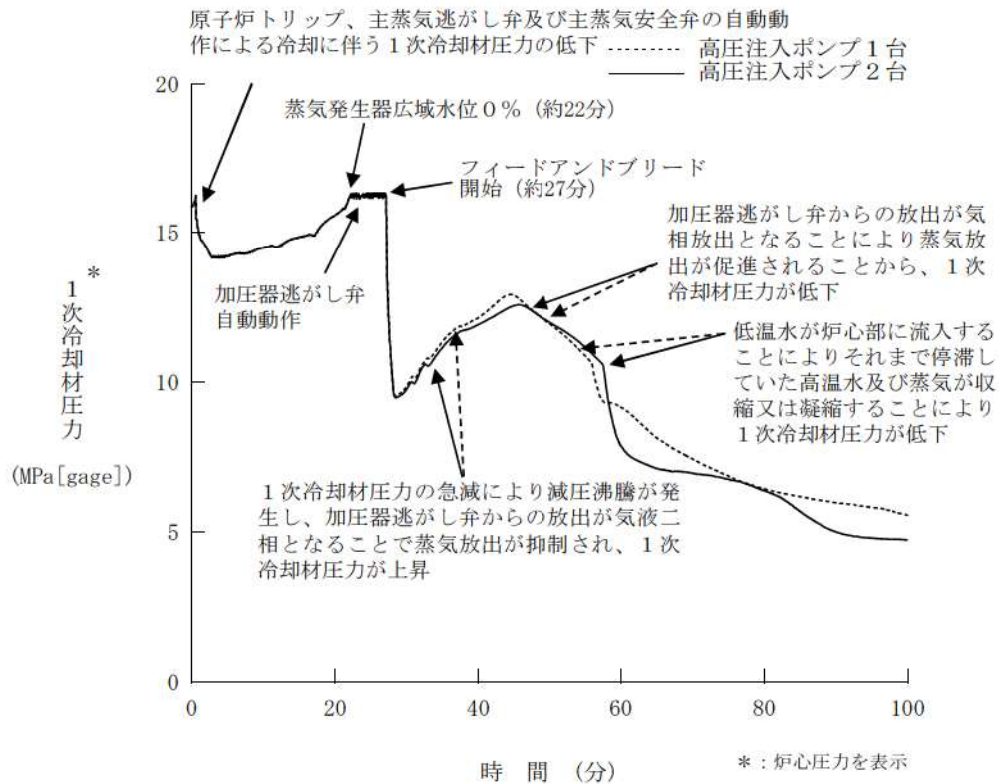


図2 1次冷却材圧力の推移

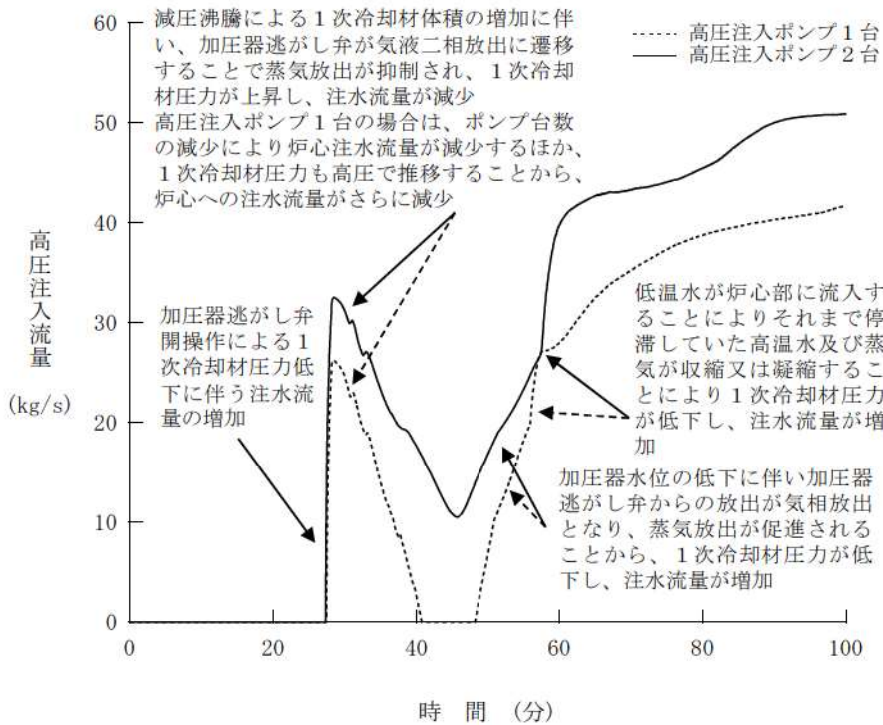


図3 高圧注入流量の推移

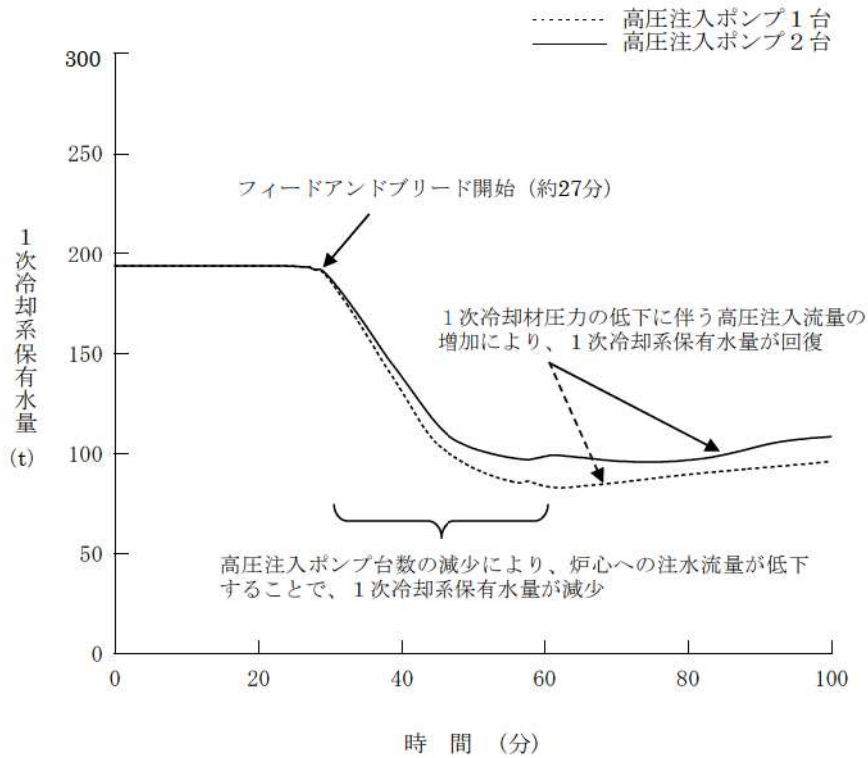


図4 1次冷却系保有水量の推移

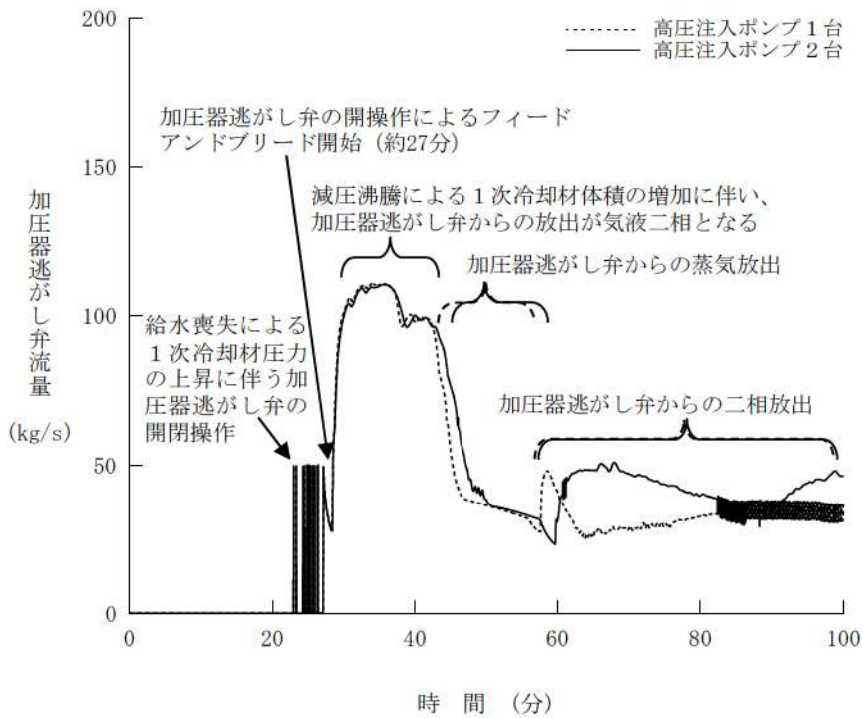


図5 加圧器逃がし弁流量の推移

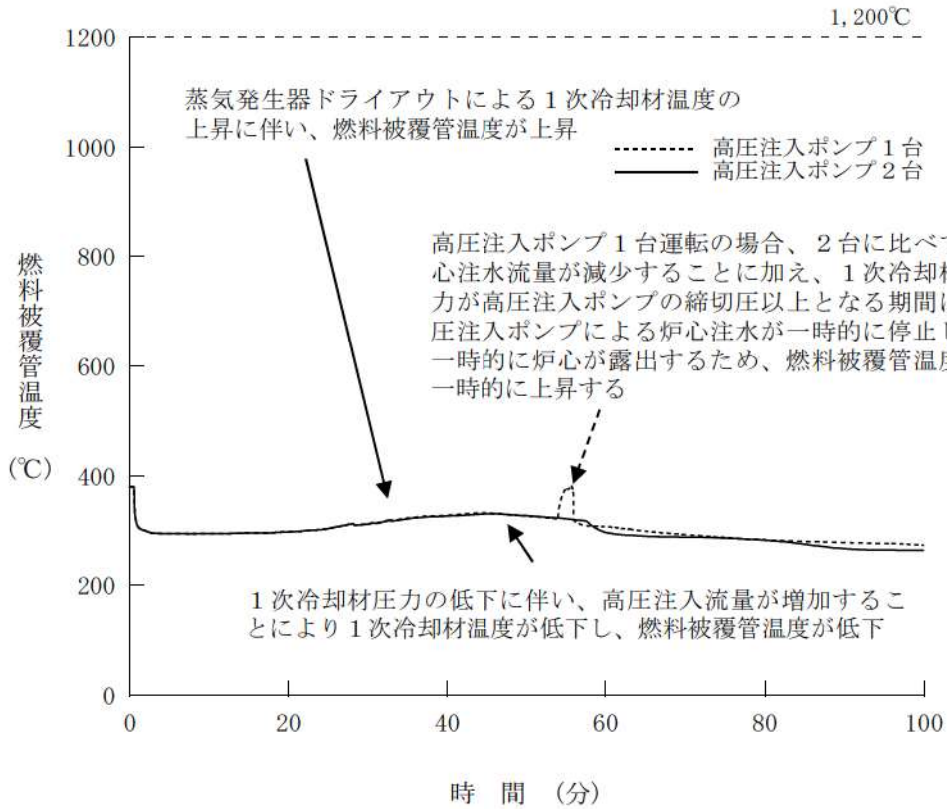


図6 燃料被覆管温度の推移

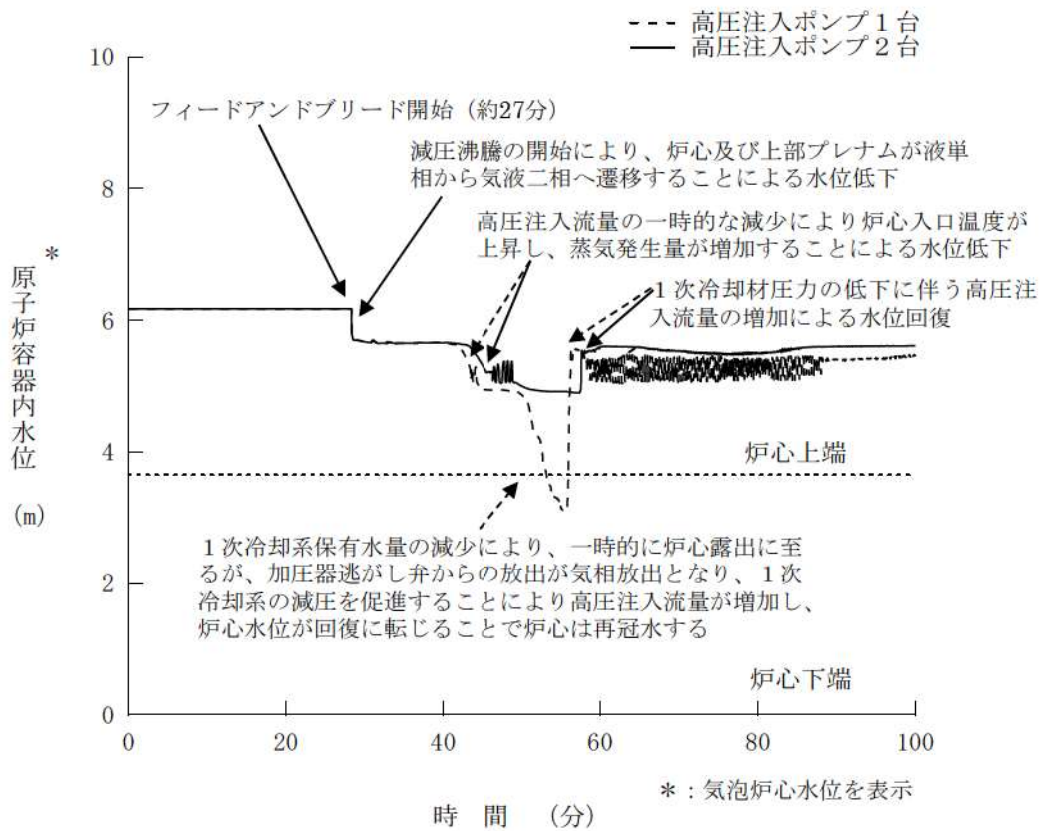


図7 原子炉容器内水位の推移

高圧注入ポンプ1台によるフィードアンドブリードに対して操作条件の不確かさを考慮した場合の影響評価について

重大事故等時の運転手順において、フィードアンドブリードは、高圧注入ポンプが1台しか使用できない場合においても実施することとしているが、その成立性は、「2次冷却系からの除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において、高圧注入ポンプ運転台数を2台から1台に減らした感度解析により確認されている。

ここでは、高圧注入ポンプ運転台数を1台とした場合の対策の成立性に対する余裕を確認するため、有効性評価における解析と同様の方法及び考え方にに基づき、操作条件の不確かさを考慮した場合の影響評価を実施した。

なお、本評価は「保安規定変更に係る基本方針」に基づき、重大事故等対処設備としての高圧注入ポンプのAOTを設定する際に参考となるものである。

1. 操作開始が遅くなる場合

(1) 解析条件

上述の高圧注入ポンプの運転台数を1台とした感度解析（感度ケース1）では、安全注入信号の手動発信後、加圧器逃がし弁全2個の手動開操作を行い、フィードアンドブリードを開始することとしている。このときの運転員操作時間としては5分を仮定し、蒸気発生器広域水位が0%以下となった5分後には安全注入が開始されるものとしている。

ここでは、運転員操作が遅くなる場合の影響を確認するため、フィードアンドブリードを蒸気発生器広域水位が0%以下となった10分後に開始した場合の感度解析（感度ケース2）を実施する。解析条件を表1に示す。

表1 感度解析の条件

	基本ケース	感度ケース1	感度ケース2 (今回実施)
高圧注入ポンプ運転台数	2台	1台	1台
フィードアンドブリード操作開始 (蒸気発生器ドライアウト後の時間)	5分	5分	10分

(2) 解析結果

感度ケース2の主要な解析結果を参考図1から参考図6に示す。フィードアンドブリードの開始が遅れることで、感度ケース1に比べて、1次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態で減圧を開始することから、沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、1次冷却材圧力が高く推移する。この結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少することで、炉心は一時的に露出するものの、燃料被覆管最高温度及び局所的最大ジルコニウム-水反応量は表2に示すとおりであり、炉心冷却性に係る判断基準^{*1}を満足することから、蒸気発生器ドライアウトからフィードアンドブリード開始までに10分以上の操作時間余裕があることを確認した。

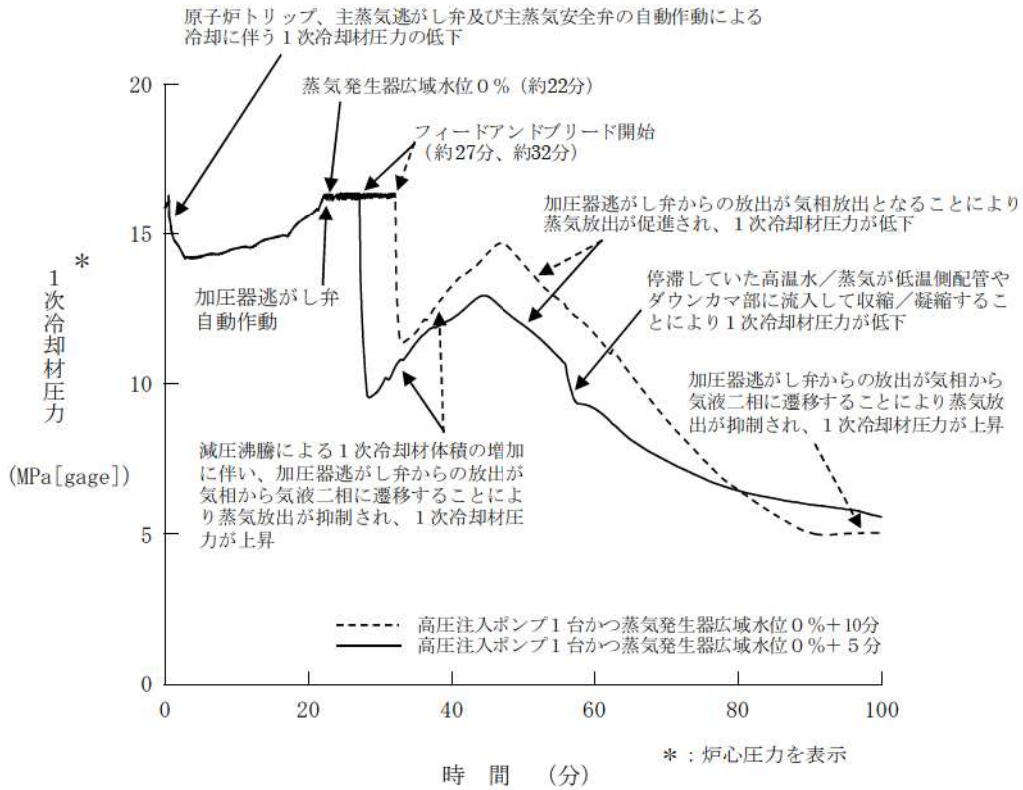
※1 炉心冷却性に係る判断基準

「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること」については、以下に掲げる要件を満たすものであることと定められている。

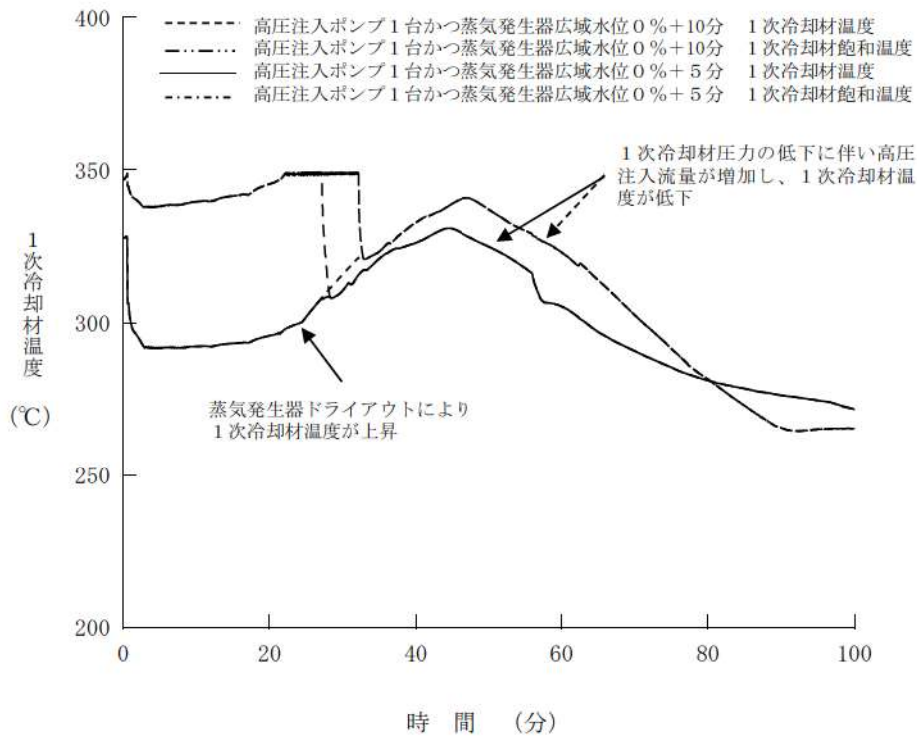
- (1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。
- (2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。

表2 主要解析結果

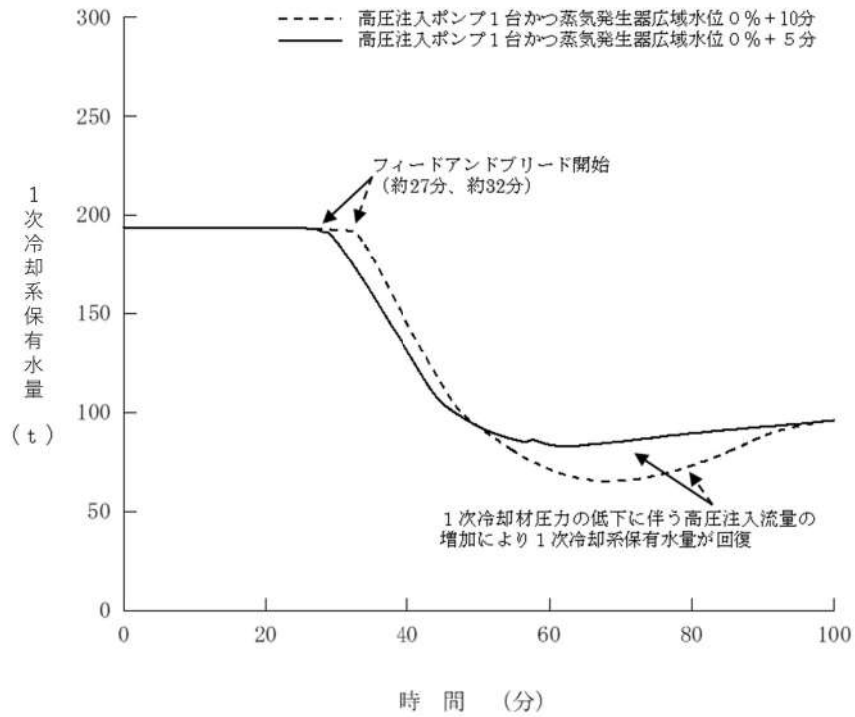
	解析結果	
	感度ケース1 〔 高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+5分 〕	感度ケース2 〔 高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+10分 〕
燃料被覆管最高温度	約380℃	約477℃
局所的最大ジルコニウム- 水反応量	0.1%以下	0.1%以下



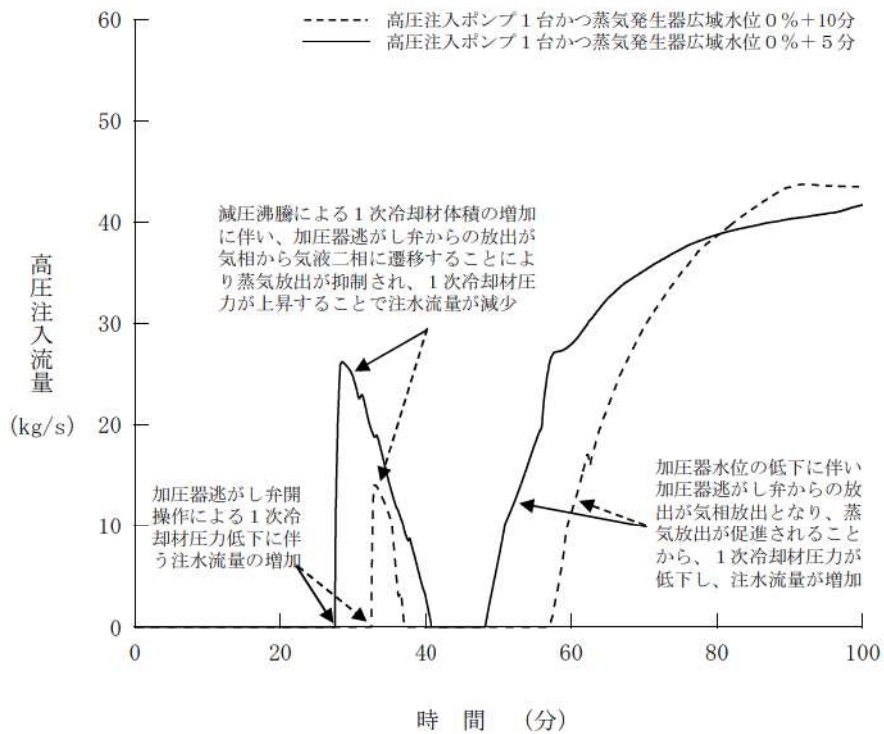
参考図1 1次冷却材圧力の推移 (感度ケース2)



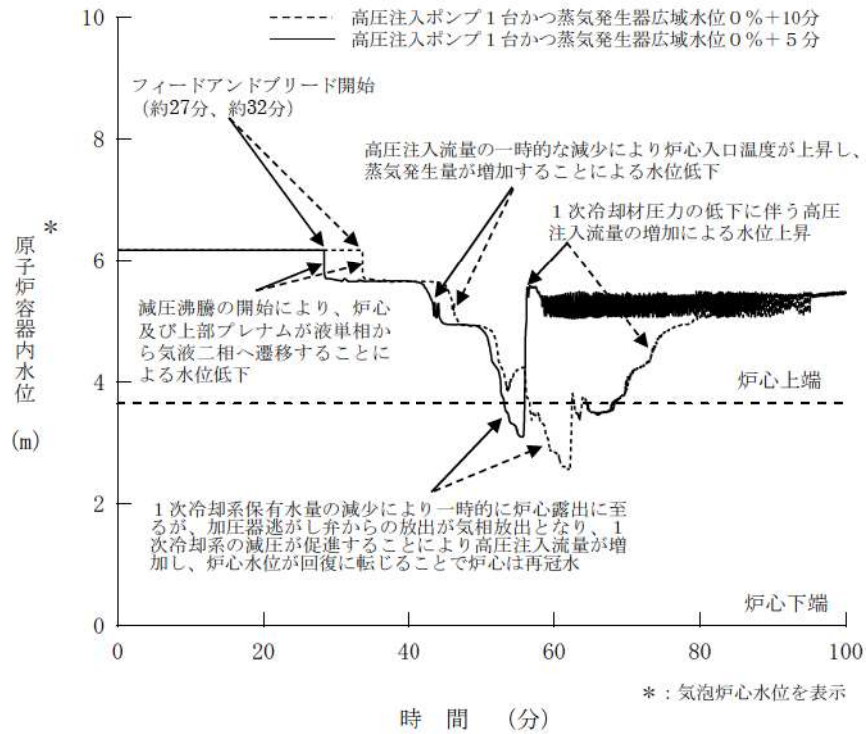
参考図2 1次冷却材温度の推移 (感度ケース2)



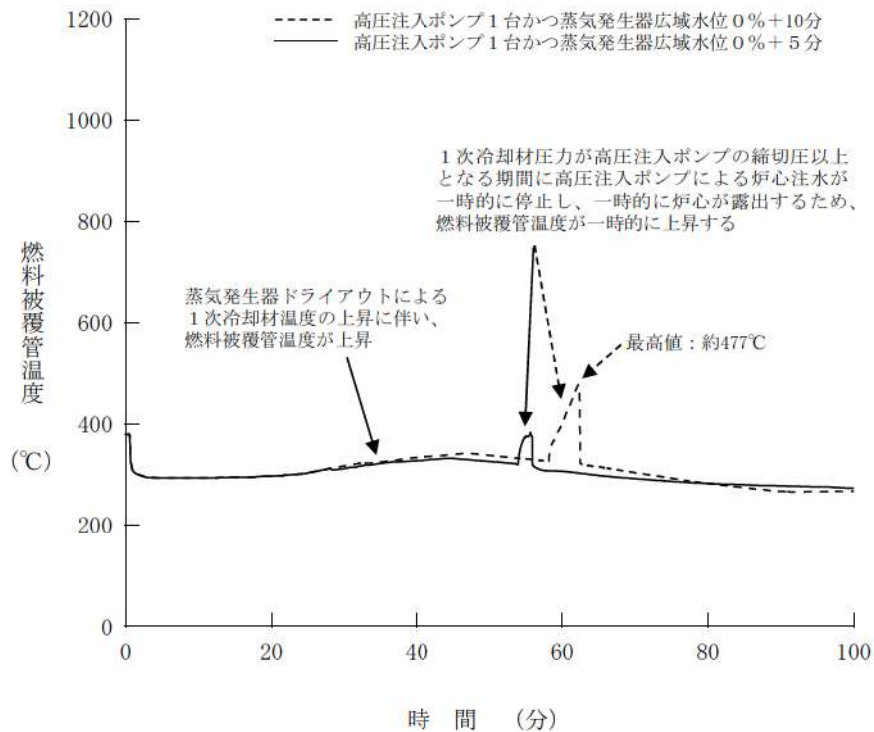
参考図3 1次冷却系保有水量の推移 (感度ケース2)



参考図4 高圧注入流量の推移 (感度ケース2)



参考図5 原子炉容器内水位の推移 (感度ケース2)



参考図6 燃料被覆管温度の推移 (感度ケース2)

2. 操作開始が早くなる場合

感度ケース2とは反対に解析コードの不確かさ及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異により操作開始が早くなる場合には、有効性評価における基本ケースとフィードアンドブリード操作開始を早めた感度ケース（高圧注入ポンプ運転台数：2台、フィードアンドブリード操作開始：蒸気発生器ドライアウト+2分）の解析結果の比較により、1次冷却材温度がより低くサブクール度がより大きい状態で減圧を開始する感度ケースの方が、沸騰開始までの減圧幅が大きくなることが確認されている。このため、炉心注水流量の増加が大きく作用し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、参考図1から参考図6に示す感度ケース2の解析結果よりも評価項目に対する余裕は大きくなる。

3. 結論

上記1. 及び2. での影響評価より、高圧注入ポンプ1台運転の場合において、「2次冷却系からの除熱機能喪失」時のフィードアンドブリード操作条件の不確かさを考慮すると、フィードアンドブリード操作開始が遅くなる場合には、炉心は一時的に露出するものの、燃料被覆管最高温度及び局所的最大ジルコニウム-水反応量はそれぞれ1,200℃以下、15%以下を満足することから、対策の成立性に対する余裕が確保されていることが確認された。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(2次冷却系からの除熱機能喪失)

重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」における解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	0%～-40%	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達を最大で40%程度小さく評価する可能性があることから、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きく燃料棒設置管温度は低くなるが、燃料棒覆管温度を起点とする運転員等操作時間には影響はない。	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達を最大で40%程度小さく評価する可能性があるが、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きく燃料棒覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		沸騰・ボイド率変化 気液分離（水位変化）・対向流	ボイドモデル 流動様式	炉心水位：0m～-0.3m コードでは、炉心水位低下を数秒早く評価する可能性あり	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性があるが、炉心水位を起点としている運転員等操作時間には影響はない。
1次冷却系	ECCS 強制注入（充てん系含む）	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	ECCS 蓄圧タンク注入	蓄圧タンクの非弾縮性ガス	入力値に含まれる	解析期間中、蓄圧注入は作動しないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析期間中、蓄圧注入は作動しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
加圧器	気液熱非平衡	2流体モデル	1次冷却材温度：±2℃ 1次冷却材圧力：±0.2MPa	加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデル及び蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT L6-1試験解析等の結果から、1次冷却材温度について±2℃、1次冷却材圧力について±0.2MPaの不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定をした場合、実際の1次冷却材温度及び圧力は解析結果に比べて高くなることにより、蒸気発生器水位の低下が早くなることから、蒸気発生器水位を起点とするファイアードアンドブリードの操作開始が早くなる。	加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデル及び蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT L6-1試験解析等の結果から、1次冷却材温度について±2℃、1次冷却材圧力について±0.2MPaの不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定をした場合、実際の1次冷却材温度及び圧力は解析結果に比べて高くなるため、1次冷却系保有水量の減少が促進されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。
		臨界流モデル			
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	壁面熱伝達モデル	・減圧時 1次冷却材圧力：0～+0.5MPa ・加圧時 1次冷却材温度：±2℃ 1次冷却材圧力：±0.2MPa	なお、M-RELAP5では、高温側配管と加圧器サージ管の接続管路において、実際よりも気相が流出しづらく、ファイアードアンドブリードによる1次冷却系の減圧が遅くなる模倣としており、ファイアードアンドブリード開始後の1次冷却材圧力を起点とする運転員等操作時間には影響はない。	なお、M-RELAP5では、高温側配管と加圧器サージ管の接続管路において、実際よりも気相が流出しづらく、ファイアードアンドブリードによる1次冷却系の減圧が遅くなる模倣としており、このため、実際には解析よりも減圧が早く、早期に炉心への注水が可能となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
蒸気発生器	2次側水位変化・ドライアウト	2流体モデル	ドライアウト特性を適切に模倣 1次冷却材温度：±2℃ 1次冷却材圧力：±0.2MPa		(添付資料7.1.1.9)

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/2)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
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、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次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。	解析条件で設定している炉心熱出力より小さくなるため、崩壊熱及び炉心保有熱が小さくなり、蒸発率が小さくなる。このため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	解析条件で設定している炉心熱出力より小さくなるため、崩壊熱及び炉心保有熱が小さくなり、蒸発率が小さくなる。このため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.2MPa [gage]	評価結果を厳しくするよう、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材圧力が高いと蓄圧注入のタイミミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミミングも遅くなることから厳しい設定。	解析条件で設定している初期の1次冷却材圧力より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなる。このため、蒸気発生器水位の低下が緩やかとなることから、蒸気発生器ドライアウトを起点としているフィードアンドブリード操作の開始が遅くなる。	解析条件で設定している初期の1次冷却材圧力より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることから、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	1次冷却材平均温度 (初期)	306.6 + 2.2°C	評価結果を厳しくするよう、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次冷却系保有エネルギー) が高いと蓄圧注入のタイミミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミミングも遅くなることから厳しい設定。	解析条件で設定している初期の1次冷却材温度より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなる。このため、蒸気発生器水位の低下が緩やかとなることから、蒸気発生器ドライアウトを起点としているフィードアンドブリード操作の開始が遅くなる。	解析条件で設定している初期の1次冷却材温度より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることから、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	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)	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包絡する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。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。	解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、蒸気発生器水位の低下が緩やかとなることから、蒸気発生器ドライアウトを起点としているフィードアンドブリード操作の開始が遅くなるが、操作手順 (蒸気発生器ドライアウト後にフィードアンドブリードを開始) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。また、蒸発率が小さくなることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	蒸気発生器2次側保有水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。	解析条件と同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	起回事象	主給水流失	主給水流失発生するものとして設定。	補給水系の機能が喪失するものとして設定。	解析条件と同様であることから、事故進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
安全機能の喪失に対する仮定	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。	解析条件と同様であることから、事故進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と同様であることから、事故進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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。	解析条件と同様であることから、事故進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と同様であることから、事故進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/2)

項目	解析条件 (機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉トリップ 信号	蒸気発生器水位低 (警戒水位11%) (応答時間2.0秒)	蒸気発生器水位低 (警戒水位13%) (応答時間2.0秒以下)	トリップ設定値に計表誤差を考慮した低めの値として、解析に用いて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。	解析条件で設定している原子炉トリップ時間より早くなるため、原子炉トリップ時点での蒸気発生器2次側保有水量が多くなり、蒸気発生器ドラフワイアウトを起点としているフィードアンドブリード操作の開始が遅くなる。	解析条件で設定している原子炉トリップ時保有水量が多くなり、炉心冷却が促進されることから、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。このため、フィードアンドブリード時に、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	高圧注入 ポンプ	最小注入特性	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とも最小注入特性を設定。	解析条件で設定している注水流量より多くなるため、フィードアンドブリード時における高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。高圧注入ポンプの運転台数は2台であるが、炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で、高圧注入ポンプを1台運転とした場合の感度を解析を実施した。その結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が少なくとも、一時的に炉心は露出するが、燃料被覆層温度は初期値以下で低く推移することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	解析条件で設定している注水流量より多くなるため、フィードアンドブリード時における高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。高圧注入ポンプの運転台数は2台であるが、炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で、高圧注入ポンプを1台運転とした場合の感度を解析を実施した。その結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が少なくとも、一時的に炉心は露出するが、燃料被覆層温度は初期値以下で低く推移することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
機器条件	加圧器逃がし弁	約95t/h (1個当たり)	設計値として設定。	解析条件と同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 (添付資料7.1.1.10)

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件 フィードアンドブリード開始 (非常用炉心冷却設備作動信号手動開閉)	蒸気発生器がドライアウ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ウトに対して「非常用炉心冷却設備作動」信号手動開閉の起動手動開として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、運転要領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計は全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。	蒸気発生器広域水位を継続監視することにより蒸気発生器広域水位0%到達を十分に認知することができる。また、運用として蒸気発生器広域水位10%でフィードアンドブリードを開始する手順としている。そのため、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 【認知】 蒸気発生器広域水位を継続監視することにより蒸気発生器広域水位0%到達を十分に認知することができる。また、運用として蒸気発生器広域水位10%でフィードアンドブリードを開始する手順としている。そのため、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 フィードアンドブリードの開始操作は、中央制御室の操作器による簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 フィードアンドブリードの開始操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室内の中央制御室の操作器による簡易な操作のため、認識性は低い。	実際の運用ではフィードアンドブリードの開始時間は早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きい。なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間から、操作開始時間まで早まる影響はない。	フィードアンドブリードの開始操作が解析上の操作開始時間と運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって早くなる。操作開始が早くなる場合には、1次冷却材温度がより低くサブクール度が大きい状態での減圧幅が大きくなり、高圧注入ポンプが考慮されることなど、フィードアンドブリード開始時の炉心崩壊熱は大きくなる。また、1次冷却系保水水量の減少が考えられる。このため、解析上の操作開始条件は、1次冷却系保水水量の減少が考えられる。このため、3分早い蒸気発生器ドライアウトの2分後に操作開始した場合の感度を解析を実施し、その結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることなど、1次冷却系保水水量の減少が抑制され、評価項目としないことを確認した。 (添付資料7.1.1.4)	フィードアンドブリードの操作時間余裕を確認するため、解析上の操作開始条件は蒸気発生器ドライアウトの5分後であるのに対して、5分遅い蒸気発生器ドライアウトの10分後に操作開始した場合の感度の結果、1次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態での減圧幅が小さくなることなど、沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少し、炉心は一時的に露出するが、燃料被覆管温度は初期値以下で低く推移することから、約10分の操作時間余裕があることを確認した。 (添付資料7.1.1.4)	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、フィードアンドブリード開始から5分遅い蒸気発生器ドライアウトの10分後に操作開始した場合の感度の結果、1次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態での減圧幅が小さくなることなど、沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少し、炉心は一時的に露出するが、燃料被覆管温度は初期値以下で低く推移することから、約10分の操作時間余裕があることを確認した。 (添付資料7.1.1.4)

燃料、電源負荷評価結果について
(2次冷却系からの除熱機能喪失)

1. 燃料消費に関する評価

重要事故シーケンス【主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故】

事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷(100%出力)時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$
		緊急時対策所用発電機(指揮所用及び待機所用各1台の計2台)起動 (緊急時対策所用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約(57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=19,185.6L=約19.2kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約546.3kL
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽(約540kL)及び燃料タンク(SA)(約50kL)の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能

※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式

$$V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$$

V : 軽油必要容量 (kL)	
N : 発電機定格出力 (kW) = 5,600	
H : 運転時間 (h) = 168 (7日間)	
γ : 燃料油の密度 (kg/kL) = 825	
c : 燃料消費率 (kg/kW·h) = 0.2311	

2. 電源に関する評価

重要事故シーケンス【主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故】

事象：本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合を想定する。

評価結果：本重要事故シーケンスでは補助給水機能が喪失するものとすることから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち電動補助給水ポンプの負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

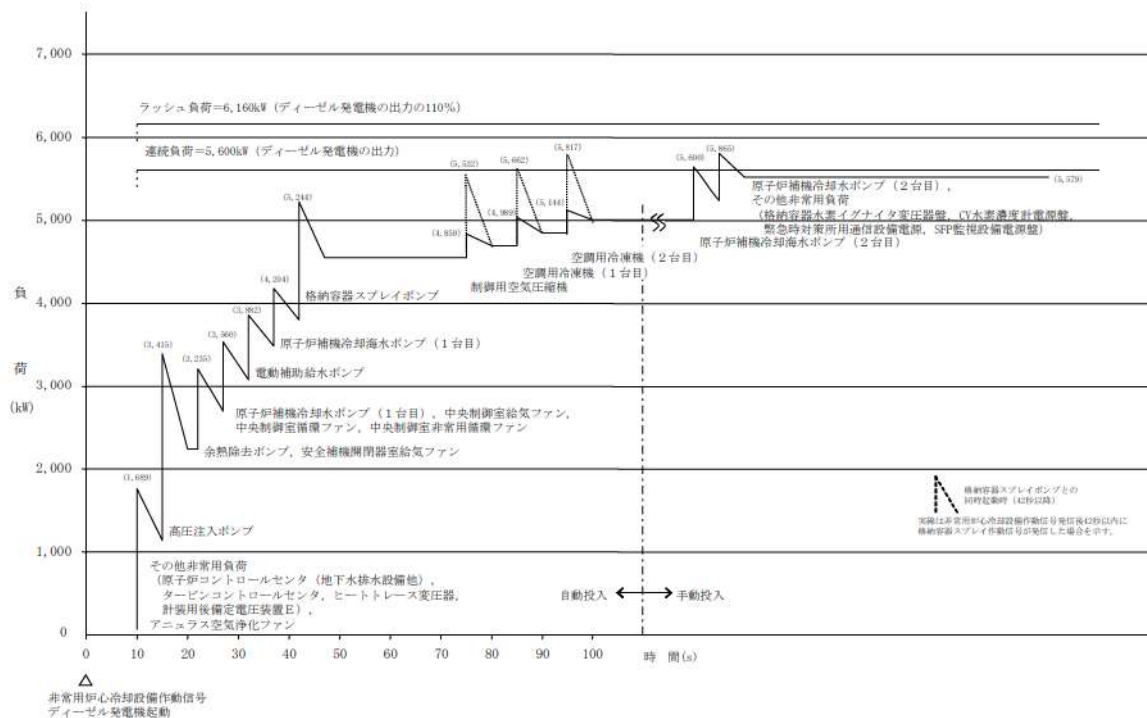


図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線※

※A, B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載

2次冷却系からの除熱機能喪失の感度解析における燃料被覆管の健全性について

「2次冷却系からの除熱機能喪失」においては、解析条件又は操作条件の不確かさを確認するために、高圧注入ポンプの作動台数を2台から1台とした場合の感度解析（以下、「感度解析①」という。）及びフィードアンドブリード操作時間を5分遅らせた場合の感度解析（以下、「感度解析②」という。）を実施している。上記感度解析においては、一時的に炉心上部が露出する結果となっていることから、炉心が露出し被覆管の冷却状態が悪化した場合には、被覆管の温度上昇が考えられるが、被覆管温度は初期値（約380℃）を上回ることはないため、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に記載の判断基準である燃料被覆管の温度及び酸化量はそれぞれ1,200℃以下、15%以下である。

なお、被覆管の温度及び酸化量について確認した結果は下表のとおりであり、燃料被覆管の健全性を確認する判断基準^{*1}を満足することから燃料被覆管の健全性に問題はない。

※1：燃料被覆管の健全性を確認する判断基準

「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること」については以下に掲げる要件を満たすものであることと定められている。

- (1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。
- (2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。

表 燃料被覆管の健全性に係るパラメータについて

	感度解析①	感度解析②
被覆管温度	約380℃	約380℃
被覆管酸化量 (局所最大酸化量)	0.1%以下	0.1%以下

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE712 r.17.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価

7.1.2 全交流動力電源喪失

令和5年12月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
 - 7.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 7.1.2 全交流動力電源喪失

添付資料 目次

- 添付資料7.1.2.1 1次冷却材漏えいの健全性に係る初期判断パラメータ
- 添付資料7.1.2.2 RCP シール LOCA が発生する場合としない場合の運転員操作等への影響
- 添付資料7.1.2.3 代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水操作について
- 添付資料7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について
- 添付資料7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料7.1.2.6 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて
- 添付資料7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について
- 添付資料7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の安定状態確認について
- 添付資料7.1.2.9 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（全交流動力電源喪失）
- 添付資料7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について
- 添付資料7.1.2.11 RCP シール部からの漏えい量による炉心露出への影響
- 添付資料7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について
- 添付資料7.1.2.13 全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合）時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について
- 添付資料7.1.2.14 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料7.1.2.15 安定状態について①
- 添付資料7.1.2.16 安定状態について②
- 添付資料7.1.2.17 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失）

- 添付資料7.1.2.18 全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合）の感度解析について
- 添付資料7.1.2.19 全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について
- 添付資料7.1.2.20 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）
- 添付資料7.1.2.21 全交流動力電源喪失と LOCA 事象が重畳する場合の対応操作について
- 添付資料7.1.2.22 補機冷却水の復旧について
- 添付資料7.1.2.23 全交流動力電源喪失における RCP シール部からの漏えい量及び主蒸気逃がし弁の流量の解析コードへの入力について
- 添付資料7.1.2.24 全交流動力電源喪失後 24 時間のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について

7.1.2 全交流動力電源喪失

7.1.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の出力運転中に，送電系統又は所内主発電設備の故障等により，外部電源が喪失し，常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに，非常用所内交流電源系統が機能喪失することを想定する。このため，電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水，高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水，原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送，中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次冷却系の減温，減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また，従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し，補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに，RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合には，RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が生じ，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，外部電源及びディーゼル発電

機が喪失した状態において、蓄圧注入系以外の原子炉容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより1次冷却系を減温、減圧するとともに、代替非常用発電機から電源を給電した代替格納容器スプレイポンプにより炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策としてタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びにB-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備し、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策としてC、D-格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第7.1.2.1図に、手順の概要を第7.1.2.2図から第7.1.2.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.2.1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計21名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が9名、災害対策要員（支援）が2名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が4名である。必要な要員と作業項目について第7.1.2.5図及び第7.1.2.6図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0 V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆

候を継続的に確認する。なお，蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う場合，2 次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による炉心冷却を行う。

(添付資料 7.1.2.1)

b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し，補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量の確立を確認するために必要な計装設備は，補助給水流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し，早期の電源回復不能と判断した場合には，全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機，代替格納容器スプレイポンプ，B-充てんポンプ（自己冷却），アニュラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給，使用済燃料ピットへの注水確保，格納容器内自然対流冷却，中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに可搬型大型送水ポンプ車の準備を開始する。

また，安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し，その後，代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば，代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより，非常用母線への給電を開始する。

d. 1次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプル及び格納容器再循環サンプル水位の上昇，格納容器内エリアモニタの上昇等により，1次冷却材漏えいの判断を行う。

1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

(添付資料 7.1.2.1, 7.1.2.2, 7.1.2.21)

e. 補助給水系機能維持の判断

すべての補助給水流量指示の合計が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上であることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は補助給水流量等である。

f. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉操作

充てんポンプの起動時における1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために，1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い，動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。

なお，隔離弁の電源が回復していない場合は，現場にて閉操作する。

g. 不要直流電源負荷切離し

代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には，長時間の直流電源供給を可能とするため，不要

直流電源負荷の切離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切離しを行い、蓄電池（非常用）及び後備蓄電池による直流給電が事象発生後の24時間後まで継続可能な処置を行う。

（添付資料7.1.2.5）

h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却

事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力（広域）指示1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示208℃）を目標に減温，減圧を行う。また，目標値となれば温度，圧力を維持する。

また，その後の蒸気発生器への注水量確保として，可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの補給を行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は，1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

（添付資料7.1.2.4，7.1.2.6）

i. 蓄圧注入系動作の確認

1次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系の動作を確認するために必要な計装設備は，1次冷却材圧力（広域）である。

j. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場でアニュラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給（窒素ポンベ接続）を行い，B－アニュラス空気

浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

k. 蓄圧タンク出口弁閉操作

1次冷却材圧力（広域）指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。

蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。

（添付資料7.1.2.6）

l. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁の閉を確認後、1次冷却材圧力（広域）指示0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度及び圧力を維持する。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。た

だし、代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力（広域）指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。

なお、代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水量を回復させるように調整する。

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等である。

また、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。

（添付資料 7.1.2.3）

n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転

RCPシールLOCAが発生している場合、安定状態に向けた対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニット及びA-高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示71%以上であることを確認し、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等であり、高圧代替再循環運転に必要な計装設備は、

高圧注入流量等である。

o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続

外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

以降、炉心冷却はA－高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱はC、D－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により継続的に行う。

p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業

参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。

（添付資料7.1.2.22）

7.1.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

（1）有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象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M-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答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を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

(添付資料 7.1.2.9)

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、余熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。

(d) RCP シール部からの漏えい率

RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 $109\text{m}^3/\text{h}$ (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約1.6cm

(約0.6インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。

RCPシールLOCAの発生を想定しない場合のRCPシール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 $1.5\text{m}^3/\text{h}$ (6.6gpm)とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。

(添付資料7.1.2.10, 7.1.2.11, 7.1.2.23)

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉トリップ信号

原子炉トリップは、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号によるものとする。

(b) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、事象発生60秒後に3基の蒸気発生器に合計 $80\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(c) 主蒸気逃がし弁

2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、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%を処理するものとする。

(添付資料7.1.2.23)

(d) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力(最低保持圧力)

4.04MPa [gage]

蓄圧タンクの保有水量(最低保有水量)

29.0m³(1基当たり)

(添付資料7.1.2.12)

(e) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量

運転員等による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次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa [gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。

(添付資料7.1.2.7)

(f) RCPシール部からの漏えい停止

RCPシールLOCAが発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa [gage]で漏えいが停止するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 2次冷却系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生の30分後に開始する。

(b) 交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生の60分後に代替非常用発電機によって供給を開始する。また、RCP シール LOCA が発生しない場合においては24時間使用できないものとし、事象発生の24時間後に代替非常用発電機によって供給を開始する。

(添付資料7.1.2.5)

(c) 1次冷却材温度の維持は、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窒素の混入を防止するために、1次冷却系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して0.5MPaの余裕を考慮し、約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持する。

(添付資料7.1.2.4, 7.1.2.13)

(d) 蓄圧タンク出口弁の閉操作は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施する。

(添付資料7.1.2.6)

(e) 2次冷却系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整

操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から 10 分後に再開し、1 次冷却材温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持する。

(添付資料 7.1.2.4)

(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持する。

(g) RCP シール LOCA が発生する場合には、1 次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水を開始する。

(3) 有効性評価の結果

a. RCP シール LOCA が発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.3 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.2.7 図から第 7.1.2.17 図に、2 次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.2.18 図から第 7.1.2.23 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.2.24 図及び第 7.1.2.25 図に示す。

(a) 事象進展

外部電源喪失に伴い、1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

外部電源喪失により自動起動するディーゼル発電機が起

動しないことにより，全交流動力電源喪失に至る。

また，全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため，1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生後の1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し，事象発生後の30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し，1次冷却系を減温，減圧することで，事象発生後の約39分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生後の約55分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で，その状態を維持する。その後，事象発生後の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後，事象発生後の80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生後の約2.2時間後に，1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで1次冷却系の保有水量は回復する。

RCPシール部から1次冷却材が原子炉格納容器内に漏えいすることにより，原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱を行う。

原子炉格納容器除熱は，事象発生後の約81時間後に実施する。

(添付資料7.1.2.14，7.1.2.24)

(b) 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第7.1.2.17図に示すとおり，炉

心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）を上回る
ことなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化
量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下
であり、15%以下となる。

1次冷却材圧力は第7.1.2.7図に示すとおり、初期値
（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却
材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次
冷却材ポンプ吐出部との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、
約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍
（20.592MPa[gage]）を十分下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.24図及び第
7.1.2.25図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材
の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子
炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使
用温度（132℃）を下回っている。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧代替再循環
運転を行うとともに、第7.1.2.26図及び第7.1.2.27図に示
すとおり、事象発生の約81時間後に原子炉格納容器雰囲気
温度110℃に到達後、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を開始することにより、原子炉格納容
器圧力及び温度はそれぞれ約0.135MPa[gage]及び約102℃
で維持される。

（添付資料7.1.2.8）

第7.1.2.15図及び第7.1.2.16図に示すとおり、代替格納
容器スプレイポンプによる注水継続により炉心は露出する

ことなく冷却が維持される。その後は、約51時間後にA－高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転を、約81時間後にC，D－格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料7.1.2.15)

なお、海水システムの復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

(添付資料7.1.2.22)

本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

b. RCP シール LOCA が発生しない場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.2.4図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.28図から第7.1.2.36図に、2次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.37図から第7.1.2.42図に示す。

(a) 事象進展

外部電源喪失に伴い、1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

外部電源喪失により自動起動するディーゼル発電機が起動しないことにより，全交流動力電源喪失に至る。

また，全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが，RCPシールLOCAは発生しないことから1次冷却系は高圧で維持される。

事象発生 of 1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し，事象発生 of 30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し，1次冷却系を減温，減圧することで，事象発生 of 約60分後に蓄圧注入系が動作する。

蓄電池（非常用）及び後備蓄電池は，中央制御室及び中央制御室隣接箇所において簡易な操作で負荷の切離しを行うことで8時間，その後，必要な負荷以外を切離して残り16時間の合計24時間にわたり，重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。

（添付資料7.1.2.5）

事象発生 of 24時間後に代替非常用発電機による交流電源の供給を開始する。

事象発生 of 約26時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後，さらに10分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生 of 約28時間後に，1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で，1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで，

RCPシール部からの漏えいは停止し，事象発生の約31時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。

(添付資料7.1.2.14, 7.1.2.24)

RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであるが，原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱を行う。

(b) 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第7.1.2.36図に示すとおり，炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）を上回ることなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり，15%以下となる。

1次冷却材圧力は第7.1.2.28図に示すとおり，初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約16.2MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。

また，RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり，第7.1.2.26図及び第7.1.2.27図に示す「全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）」の原子炉格納容器圧力及び温度の最大

値である約0.179MPa[gage]及び約110℃に比べ厳しくならないことから，原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。

第7.1.2.34図及び第7.1.2.35図に示すとおり，蓄圧注入により炉心は露出することなく冷却が維持される。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料7.1.2.16）

なお，海水システムの復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には，格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

本評価では，「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

全交流動力電源喪失では，原子炉の出力運転中に，送電系統又は所内主発電設備の故障等により，外部電源が喪失し，常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに，非常用所内交流電源系統が機能喪失することが特徴である。また，不確か

さの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、事象発生の30分後に操作を行う2次冷却系強制冷却、2次冷却系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉操作、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位

を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力の低下が抑制されることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開

始が早くなるが，操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは，ROSA/LSTF試験解析等の結果から，リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより，1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって，不確かさを考慮すると，実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから，1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなるが，操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の起動操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは，ROSA/LSTF試験解析等の結果から，2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって，不確かさを考慮すると，実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから，1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなるが，操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導

モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏え

い量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余

裕は大きくなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目とな

るパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率が低下することで、1次冷却系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次冷却系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料7.1.2.12)

なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、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により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は

可能であり，このことは第7.1.2.26図及び第7.1.2.27図でも確認できる。さらに，格納容器再循環ユニットの除熱特性について，粗フィルタを取り外した場合，「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の2次冷却系強制冷却開始は，解析上の操作開始時間として事象発生30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから，実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。このため運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。なお，この操作を行う運転員等は，他の操作との重複がないことから，操作開始時間が早まっても，他の運転員等の操作時間に与える影響はない。

操作条件の1次冷却材温度及び圧力の保持操作は，解析上の操作開始時間として1次冷却材温度208℃（約