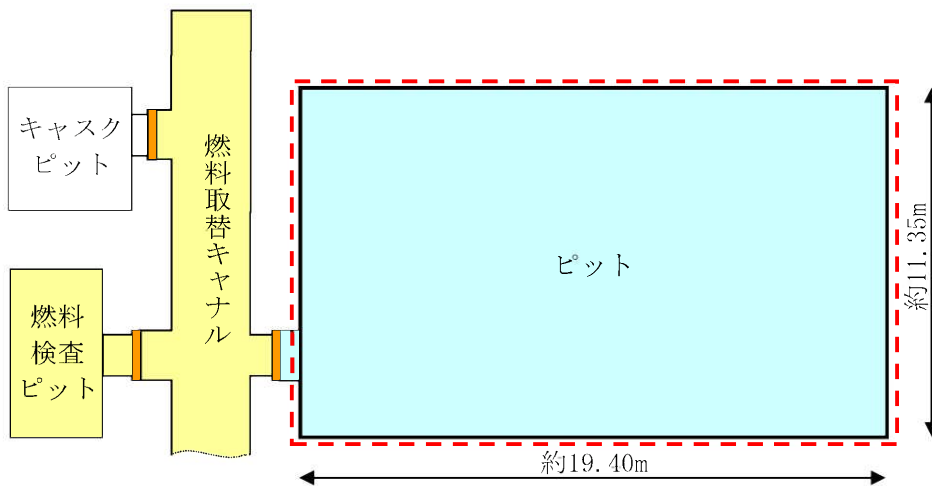


玄海3号炉 使用済燃料ピット概略図



玄海4号炉 使用済燃料ピット概略図

: 水張り範囲
  : 想定した水量の範囲

4. 「水遮へい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

「水遮へい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

玄海3、4号炉のSFPに貯蔵される使用済燃料には、玄海3、4号炉用高燃焼度ステップ1ウラン燃料（最高燃焼度48,000MWd/t）、玄海3号炉用MOX燃料（最高燃焼度45,000MWd/t）、**玄海4号炉用高燃焼度ステップ2ウラン燃料（最高燃焼度55,000MWd/t）**及び玄海4号炉SFPに貯蔵されている玄海1、2号炉用高燃焼度ステップ2ウラン燃料（最高燃焼度55,000MWd/t）があるが、本評価において用いている使用済燃料の線源強度は、これら全ての燃料集合体を包含するよう、一律に、**設計及び**工事計画認可申請書の生体遮へい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いる。本線源強度は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、SFP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/(cm<sup>3</sup>・s))

$K(E)$  : 線量率の換算係数

$$((\text{mSv/h}) / (\text{MeV}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})))$$

$B(E)$  : ビルドアップファクタ

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

$A$ 、 $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$ は定数

$r$  : 線源から計算点までの距離 (cm)

$V$  : 線源体積 (cm<sup>3</sup>)

$b$  : 減衰距離

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

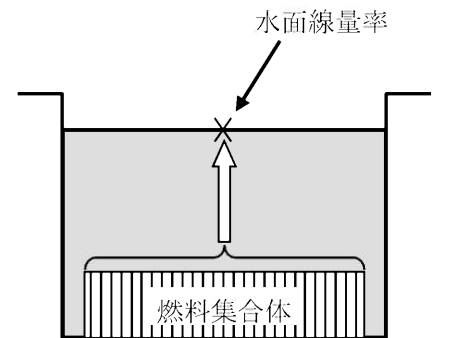
$\mu_i$  : 物質*i*の線減衰係数 (cm<sup>-1</sup>)

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

$(\mu/\rho)_i$  : 物質*i*の質量減衰係数 (cm<sup>2</sup>/g)

$\rho_i$  : 物質*i*の密度 (g/cm<sup>3</sup>)

$t_i$  : 物質*i*の透過距離 (cm)



SFPの水面線量率

= 燃料集合体1体あたりの線源強度

× SFPの最大貯蔵体数

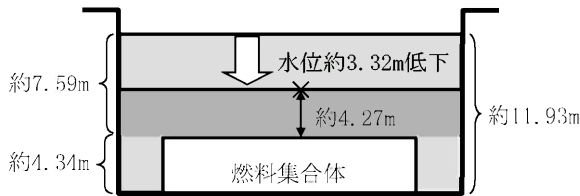
5. 放射線の遮へいが維持される水位について

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

(1) 玄海3号炉

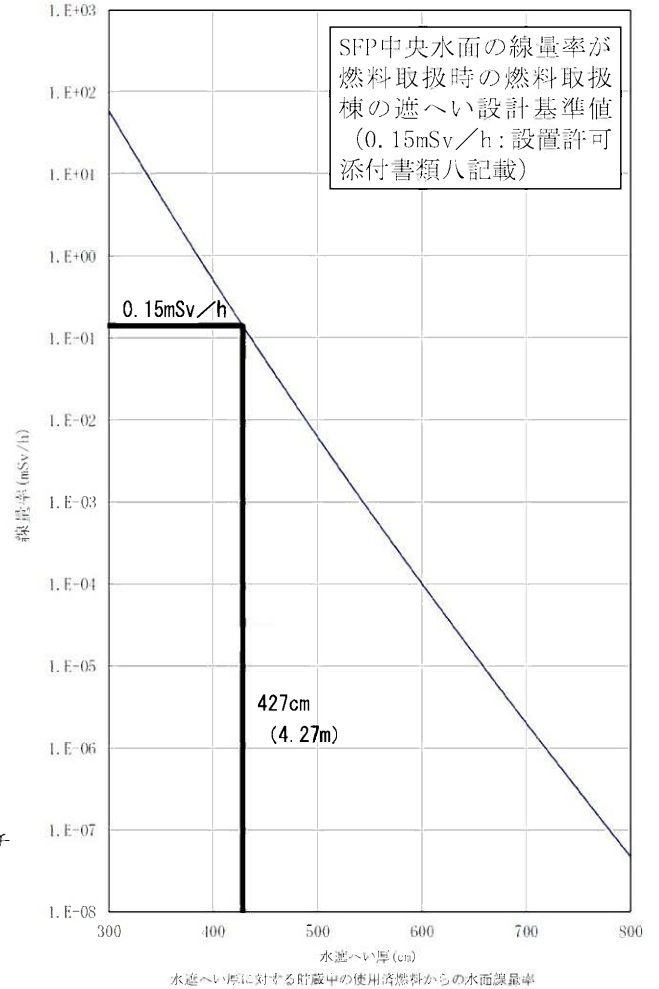
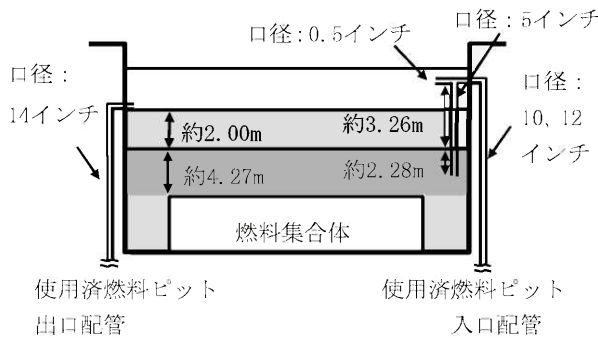
1) 想定事故1

- a. SFP 保有水高さ  
燃料集合体より上の水の高さ=約 7.59m
- b. 必要遮へい厚  
下記グラフから約 4.27m 以上
- c. 許容水位低下量  
a-b=約 3.32m より 3.3m とする。



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. 必要遮へい厚  
下記グラフから約 4.27m 以上
- c. 許容水位低下量  
a-b=約 2.00m より 2.0m とする。



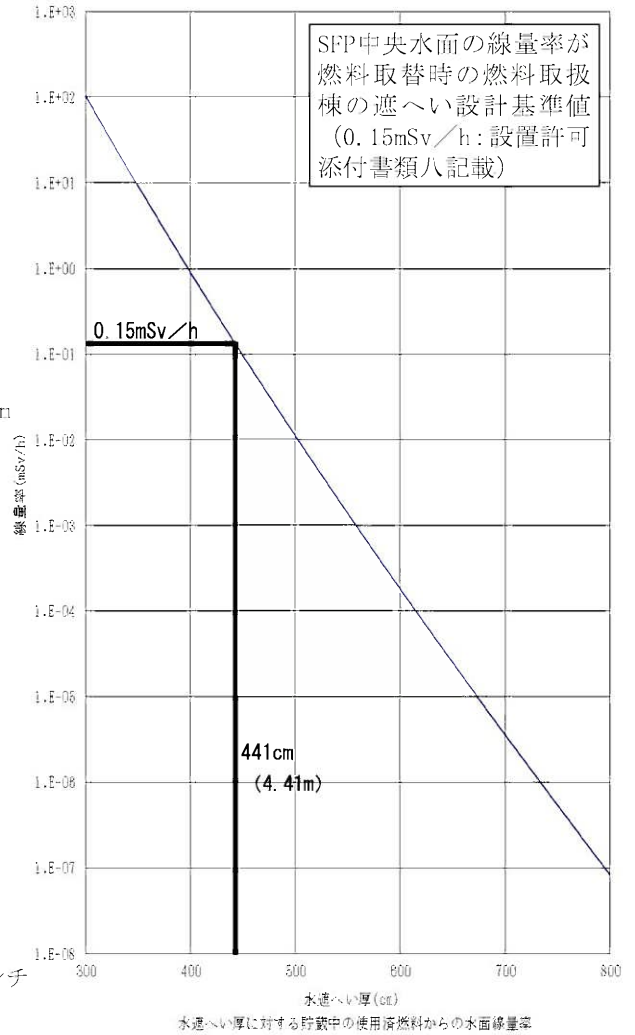
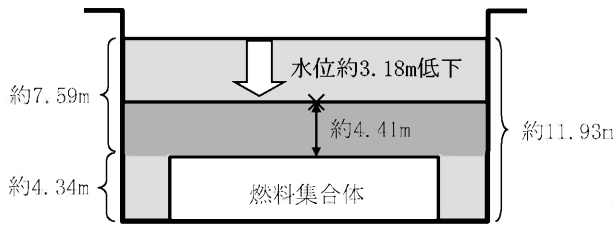
※水温52℃、燃料有効部からの評価値。  
100℃の水を考慮した場合、必要水厚は、約12cm増加するが、本評価では、燃料有効部から[ ]余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水厚として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮へいを考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。

[ ] : 商業機密に係る事項のため  
公開できません

(2) 玄海4号炉

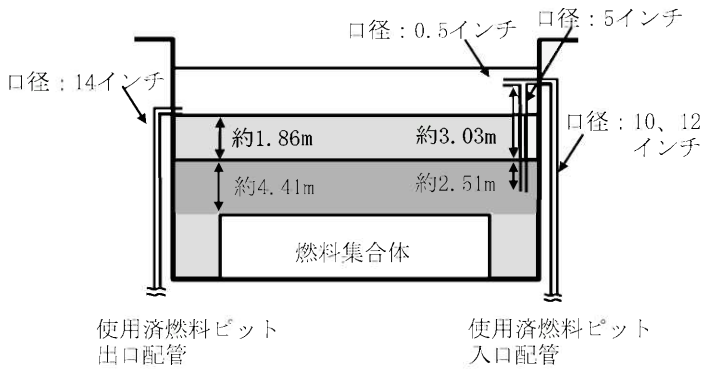
1) 想定事故1

- a. SFP 保有水高さ  
燃料集合体より上の水の高さ  
=約 7.59m
- b. 必要遮へい厚  
下記グラフから約 4.41m 以上
- c. 許容水位低下量  
a - b = 約 3.18m  
より 3.1m とする。



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. 必要遮へい厚  
下記グラフから約 4.41m 以上
- c. 許容水位低下量  
a - b = 約 1.86m  
より 1.8m とする。



※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12cm増加するが、本評価では、燃料有効部から[ ]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・プレナム等の遮へいを考慮していないことから、評価上の余裕に含まれる。

[ ] : 商業機密に係る事項のため  
公開できません



6. 玄海3号炉 燃料取出スキーム

定期検査中等で原子炉から使用済燃料ピットに燃料を移動している場合

原子炉に燃料がある場合

取出燃料	玄海3号からの発生分				
	冷却期間	ウラン燃料		MOX燃料	
		燃料数	崩壊熱 (MW)	燃料数	崩壊熱 (MW)
31 サイクル冷却済燃料					
30 サイクル冷却済燃料					
29 サイクル冷却済燃料					
28 サイクル冷却済燃料					
27 サイクル冷却済燃料					
26 サイクル冷却済燃料					
25 サイクル冷却済燃料					
24 サイクル冷却済燃料					
23 サイクル冷却済燃料					
22 サイクル冷却済燃料					
21 サイクル冷却済燃料					
20 サイクル冷却済燃料					
19 サイクル冷却済燃料					
18 サイクル冷却済燃料					
17 サイクル冷却済燃料					
16 サイクル冷却済燃料					
15 サイクル冷却済燃料					
14 サイクル冷却済燃料					
13 サイクル冷却済燃料					
12 サイクル冷却済燃料					
11 サイクル冷却済燃料					
10 サイクル冷却済燃料					
9 サイクル冷却済燃料					
8 サイクル冷却済燃料					
7 サイクル冷却済燃料					
6 サイクル冷却済燃料					
5 サイクル冷却済燃料					
4 サイクル冷却済燃料					
3 サイクル冷却済燃料					
2 サイクル冷却済燃料					
1 サイクル冷却済燃料					
定検時取出燃料 3					
定検時取出燃料 2					
定検時取出燃料 1					
小計					

取出燃料	玄海3号からの発生分				
	冷却期間	ウラン燃料		MOX燃料	
		燃料数	崩壊熱 (MW)	燃料数	崩壊熱 (MW)
31 サイクル冷却済燃料					
30 サイクル冷却済燃料					
29 サイクル冷却済燃料					
28 サイクル冷却済燃料					
27 サイクル冷却済燃料					
26 サイクル冷却済燃料					
25 サイクル冷却済燃料					
24 サイクル冷却済燃料					
23 サイクル冷却済燃料					
22 サイクル冷却済燃料					
21 サイクル冷却済燃料					
20 サイクル冷却済燃料					
19 サイクル冷却済燃料					
18 サイクル冷却済燃料					
17 サイクル冷却済燃料					
16 サイクル冷却済燃料					
15 サイクル冷却済燃料					
14 サイクル冷却済燃料					
13 サイクル冷却済燃料					
12 サイクル冷却済燃料					
11 サイクル冷却済燃料					
10 サイクル冷却済燃料					
9 サイクル冷却済燃料					
8 サイクル冷却済燃料					
7 サイクル冷却済燃料					
6 サイクル冷却済燃料					
5 サイクル冷却済燃料					
4 サイクル冷却済燃料					
3 サイクル冷却済燃料					
2 サイクル冷却済燃料					
1 サイクル冷却済燃料					
定検時取出燃料 3					
定検時取出燃料 2					
定検時取出燃料 1					
小計					

取出燃料	玄海4号からの発生分	
	冷却期間	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料		
5 サイクル冷却済燃料		
4 サイクル冷却済燃料		
3 サイクル冷却済燃料		
2 サイクル冷却済燃料		
1 サイクル冷却済燃料		
0 サイクル冷却済燃料		
小計		

取出燃料	玄海4号からの発生分	
	冷却期間	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料		
5 サイクル冷却済燃料		
4 サイクル冷却済燃料		
3 サイクル冷却済燃料		
2 サイクル冷却済燃料		
1 サイクル冷却済燃料		
0 サイクル冷却済燃料		
小計		

崩壊熱合計 (MW) 崩壊熱 : 12.464MW

崩壊熱合計 (MW) 崩壊熱 : 4.928MW

\*1: 最大 MOX 燃料装荷体数 (48 体) の 1/3 \*2: 玄海 3 号炉 1/3 炉心 (64 体) -16 体 \*3: 玄海 3 号炉 全炉心=193 体のため最も崩壊熱の高い燃料が多くなるよう設定 \*4: 玄海 4 号炉 1/3 炉心 [ ]: 商業機密に係る事項のため、公開できません。

7. 玄海4号炉 燃料取出スキーム

定期検査中等で原子炉から使用済燃料ピットに燃料を移動している場合

原子炉に燃料がある場合

取出燃料	玄海4号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
13 サイクル冷却済燃料			
12 サイクル冷却済燃料			
11 サイクル冷却済燃料			
10 サイクル冷却済燃料			
9 サイクル冷却済燃料			
8 サイクル冷却済燃料			
7 サイクル冷却済燃料			
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
定検時取出燃料 3			
定検時取出燃料 2			
定検時取出燃料 1			
小計			

取出燃料	玄海4号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
13 サイクル冷却済燃料			
12 サイクル冷却済燃料			
11 サイクル冷却済燃料			
10 サイクル冷却済燃料			
9 サイクル冷却済燃料			
8 サイクル冷却済燃料			
7 サイクル冷却済燃料			
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
定検時取出燃料 3			
定検時取出燃料 2			
定検時取出燃料 1			
小計			

取出燃料	玄海1号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

取出燃料	玄海1号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

取出燃料	玄海2号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

取出燃料	玄海2号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

崩壊熱合計 (MW)	崩壊熱: 10,794MW
------------	---------------

崩壊熱合計 (MW)	崩壊熱: 11,805MW
------------	---------------

\*1: 玄海4号炉 1/3 炉心

\*2: 玄海4号炉全炉心=193体のため最も崩壊熱の高い燃料が多くなるよう設定

\*3: 玄海1、2号炉 1/3 炉心

☐: 商業機密に係る事項のため、公開できません。

(参考) 事象発生時の SFP の水温設定について

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、至近の燃料取出し完了後の SFP の水温の実測値を示す。

[玄海 3 号炉]

[単位 : °C]

項目	定検回数 (年月日)	10回 (H18. 12. 27)	11回 (H20. 5. 12)	12回 (H21. 9. 9)	13回 (H23. 1. 11)
	A使用済燃料ピット		33. 2	34. 7	37. 4
B使用済燃料ピット		34. 0	35. 3	37. 1	23. 8

[玄海 4 号炉]

[単位 : °C]

項目	定検回数 (年月日)	8回 (H20. 1. 16)	9回 (H21. 5. 26)	10回 (H22. 9. 14)	11回 (H24. 1. 11)
	使用済燃料ピット		30. 3	35. 5	40. 5

## 2. 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

### 2.2 全交流動力電源喪失

#### 2.2.1 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」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 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動力電源が喪失する事故」のみである。

##### (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、非常用所内交流動力電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水、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次系の減温、減圧並びに復水タンク（ピット）への補給等ができなくなる。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、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量が減少し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系の減温、減圧を行うとともに、1次系からの漏えい量が多い場合に、1次系保有水量を確保するために炉心注水を行うことにより炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

##### (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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、A、B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、B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧再循環、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等

を整備する。これらの対策の概略系統図を図2.2.1に、対応手順の概要を図2.2.2から図2.2.5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手順の関係を表2.2.1に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「2.2.2(1)有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員で構成され、合計52名である。

具体的には、運転員（当直員）は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員8名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員（指揮者等）は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員16名である。この必要な要員と作業項目について図2.2.6及び図2.2.7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、ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての非常用母線への給電に失敗した場合に全交流動力電源喪失と判断するとともに、蓄電池（安全防護系用）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、主蒸気ライン隔離を行い、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、蒸気発生器細管漏えいの徴候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器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細管漏えいの徴候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

（添付資料2.2.1）

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

蒸気発生器の水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量計指示が $125\text{m}^3/\text{h}$ 以上あることにより補助給水流量の確立を確認する。

補助給水流量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準備

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合

は、早期の電源回復不能と判断する。この対応操作として、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンク（ピット）への供給、使用済燃料ピットへの注水確保、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置、使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

d. 事象進展の判断及び対応準備

1次冷却材圧力の低下等により1次冷却材漏えいの判断を行うとともに、事象判別を行っている10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することによる漏えい規模が大きいLOCAの発生有無、補助給水流量の低下による補助給水機能喪失の有無により事象進展の判断を行い、全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合、全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAが発生した場合又は全交流動力電源喪失時に補助給水機能が喪失した場合の手順に移行する。

全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合の対応操作として、常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。また、漏えい規模が大きいLOCAへの進展の可能性を考慮して、常設電動注入ポンプの準備完了後にB充てんポンプ（自己冷却）の準備を行う。

対応操作中においてもプラント状態を監視し、事象が進展した場合は事象進展に応じた手順に移行する。また、10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することにより漏えい規模が大きいLOCAに進展した場合、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行うとともに、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。漏えい規模が大きいLOCAでない場合でも、炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5$  mSv/h以上により炉心損傷と判断すれば、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

1次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、補助給水系機能喪失有無の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

（添付資料2.2.2、2.2.3、2.2.4）

e. 2次系強制冷却

現場での人力による主蒸気逃がし弁の開操作により、1次冷却材圧



力計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行うとともに、目標値となれば1次系温度、圧力を維持する。その後、蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等、補助給水流量調整の必要がある場合は、蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。

また、その後の蒸気発生器への注水量の確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンク（ピット）への供給を行う。

2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等であり、補助給水流量調整の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

（添付資料2.2.5）

f. 蓄圧注入系作動の確認

1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。

蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

g. 1次冷却材ポンプ封水関連の隔離及び格納容器隔離弁の閉止

充てんポンプ起動時のRCPシール温度急変等を防止するために、RCPシール関連の隔離操作を行う。また、ECCS作動信号発信に伴う格納容器隔離弁の閉止を確認する。なお、格納容器隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

h. 直流負荷切離し

大容量空冷式発電機等からの受電ができない場合、24時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池（安全防護系用）に加え、蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、8時間以内に不要直流電源負荷の切離しを行う。

i. 蓄圧タンク出口弁閉止及び2次系強制冷却の再開

大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、1次冷却材圧力計指示が1.7MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。また、1次冷却材高温側温度計（広域）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次系強制冷却を再開し、目標値となれば1次系温度の維持を行う。

蓄圧タンク出口弁閉止の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力であり、再開後の2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

（添付資料2.2.5、2.2.6）

j. 常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

大容量空冷式発電機等により電源が供給されるとともに、常設電動注入ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）となれば燃料取替用水タンク（ピット）を水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。なお、常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水を回復させるように調整する。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク（ピット）水位等である。

（添付資料2.2.7）

k. アニュラス空気浄化系、中央制御室非常用循環系等の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、事前に現場にてアニュラス空気浄化系ダンパへの代替空気供給操作を行い、大容量空冷式発電機等により電源が供給された後に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、現場にて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の起動操作を行う。なお、蓄電池室に水素が滞留することを防止するために蓄電池室排気ファンを起動する。

l. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環

LOCAが発生している場合、長期対策として移動式大容量ポンプ車によるA、B格納容器再循環ユニット及びB高圧注入ポンプ（海水冷却）への冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器内の除熱を継続的に行う。また、燃料取替用水タンク（ピット）水位計指示が16%となれば、格納容器再循環サンプル水位（広域）指示65%以上を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水からB高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧再循環に切替え、高圧再循環による炉心注水状態を確認し、炉心冷却を継続的に行う。

格納容器内自然対流冷却の確認に必要な計装設備は格納容器圧力等であり、高圧再循環への切替えの判断、高圧再循環の確認に必要な計装設備は燃料取替用水タンク（ピット）水位、高圧注入ポンプ流量等である。

（添付資料2.2.8、2.2.9）

m. 蒸気発生器による炉心冷却の継続

LOCAが発生していない場合、長期対策として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、蒸気発生器による炉



心冷却を継続的に行う。

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

#### n. 原子炉補機冷却海水系の復旧

設置作業時間及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うことにより、原子炉補機冷却海水系の復旧を図る。復旧後は、LOCAが発生する場合には充てんポンプ、余熱除去ポンプ等による炉心注水を行い、LOCAが発生しない場合には余熱除去系による炉心冷却を行う。

（添付資料2.2.10）

### 2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 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動力電源が喪失し、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」である。さらに、RCPシール部からの漏えいについては不確かさを伴うため、RCPシールLOCAが発生しない場合として、「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」についても重要事故シーケンスとする。

なお、非常用所内交流動力電源の復旧に伴い、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ため、現場操作に係る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。このため、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次系圧力、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ことから、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も重要現象となる。このため、これらの現象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内温度の過渡応答を求める。

(添付資料2.2.9)

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、要員の配置による他の操作に与える影響、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表2.2.2及び表2.2.3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2.2.11)

### a. 事故条件

#### (a) 起回事象

起回事象として、外部電源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

非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起回事象として、外部電源が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1.4cm (約0.6inch) を設定するものとする。また、1次冷却材ポンプ4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は維持される。

RCPシールLOCAの発生を想定せず、RCPシール部が機能維持している場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次系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と同程度の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において $1.5\text{m}^3/\text{h}$  とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07inch) を設

定するものとする。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。

(添付資料2.2.12、2.2.13)

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 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、解析上は事象発生後の60秒後に4基の蒸気発生器に合計 $200\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(b) 主蒸気逃がし弁

2次系強制冷却として、主蒸気逃がし弁4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。

(c) 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により1次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ものとする。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、標準的に最小保有水量を用いるものとする。

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（最小保有水量）  $26.9\text{m}^3$ （1基当たり）

(添付資料2.2.14)

(d) 常設電動注入ポンプ

炉心への注水は、常設電動注入ポンプを使用するものとする。

運転員等による炉心注水操作を行うに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次系温度及び圧力の維持を行う1次系圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で代替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、 $30\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(添付資料2.2.7)

(e) 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、RCP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、「1.3(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次系強制冷却は、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のd. に従い、主蒸気逃がし弁の現場での人力による開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生から30分後に開始するものとする。

(b) 代替交流電源は、RCPシールLOCAが発生する場合には事象発生後の60分後に確立するものとし、RCPシールLOCAが発生しない場合には交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に確立するものとする。

(c) 1次系温度の維持は、蒸気発生器による炉心冷却時の1次系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して約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ものとする。

(添付資料2.2.5、2.2.15)

(d) 蓄圧タンク出口弁の閉止は、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のc. に従い、1次系圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に行うものとする。

(e) 2次系強制冷却再開は、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のe. に従い、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分後とし、1次系温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(添付資料2.2.5)

(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により、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g) RCPシールLOCAが発生する場合には、1次系圧力が0.7MPa[gage]に到達すれば、代替炉心注水を開始するものとする。

### (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図2.2.4に、1次系圧力、1次系温度、1次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を図2.2.8から図2.2.18に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの変化を図2.2.19から図2.2.24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内温度の原子炉格納容器パラメータの変化を図2.2.25及び図2.2.26に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することにより、「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。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の発生を想定することから、1次系圧力は徐々に低下する。

事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることにより蒸気発生器の保有水量は回復する。事象発生約30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することにより、事象発生約40分後に蓄圧注入系が作動する。

事象発生約54分後に1次系圧力が約1.7MPa[gage]に到達し、その状態を維持し、事象発生約70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し、事象発生約80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生約2.2時間後に、1次系圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を開始することにより1次系保有水量の減少が抑制され、炉心の冠水状態は維持される。

(添付資料2.2.16)

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、図2.2.18に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次系圧力は、図2.2.8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次系において生じる圧力損失等を考慮しても約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、図2.2.25及び図2.2.26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(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環を行い、図2.2.27及び図2.2.28に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器内温度100℃に到達後、A、B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が開始される。格納容器再循環ユニットの除熱能力は、原子炉格納容器内に放出されるエネルギー



である、崩壊熱量と2次系除熱量の差より大きい。時間の経過とともに崩壊熱は低下し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーは小さくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度は維持される。

また、蒸気発生器による炉心冷却、常設電動注入ポンプによる炉心注水を行うことで、図2.2.8から図2.2.10に示すとおり、1次系圧力、温度及び1次系保有水量は維持され、事象発生の約8時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、A、B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、B高圧注入ポンプ(海水冷却)による高圧再循環等を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

(添付資料2.2.17)

なお、原子炉補機冷却海水系の復旧により原子炉補機冷却水系の使用が期待できる場合には、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環を行うことにより、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2.2.9)

#### 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図2.2.5に、1次系圧力、1次系温度、1次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を図2.2.29から図2.2.37に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの変化を図2.2.38から図2.2.43に示す。

##### (a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することにより、「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。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次系は高圧で維持される。

事象発生の約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることにより蒸気発生器の保有水量は回復する。事象発生の30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することにより、事象発生の約70分後に蓄圧注入系が作動する。

事象発生の約25時間後に1次系圧力が約1.7MPa[gage]に到達し、その状態を維持し、その10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し、さらに10分後に再び主蒸気逃がし弁を調整し2次系強制冷却を再開する。

事象発生の約28時間後に、1次系圧力が0.83MPa[gage]に到達した

時点で、RCP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により、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいは停止し、事象発生約30時間後に1次系圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。

(添付資料2.2.16)

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、図2.2.37に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次系圧力は、図2.2.29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次系において生じる圧力損失等を考慮しても約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

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、「a. RCPシールLOCAが発生する場合」より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(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。

図2.2.29及び図2.2.30に示すとおり、1次系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おり、事象発生約30時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に到達する。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により、安定停止状態を維持できる。

(添付資料2.2.18)

なお、原子炉補機冷却海水系の復旧により原子炉補機冷却水系の使用が期待できる場合には、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環を行うことにより、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。

### 2.2.3 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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却により1次系の減温、減圧率を調整でき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、事象発生約30分後に操作を行う2次系強制冷却、2次系強制冷却開始後の1次系温度を指

標に調整操作を行う 1 次系温度維持、1 次系圧力を起点に操作を開始する蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点に操作を開始する 2 次系強制冷却の再開、1 次系圧力を起点に操作を開始する常設電動注入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は、「1.7 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の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としてい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・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性がある。しかしながら、炉心水位を起点としてい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 次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、サブクール領域での漏えい率を10%大きく若しくは小さく評価する可能性がある。しかしながら、初期の漏えい率が実機的设计漏えい率となるように入力で調整することから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、二相領域での漏えい率を10%小さく若しくは50%大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなるため、1 次系温度及び圧力の低下が抑制されることから、1 次系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の開始が遅くなる。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系の減温、減圧が早くなり、1 次系温度及び圧力は低くなることから、1 次系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の開始が早くなる。

1 次系における気液分離・対向流の不確かさとして、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、最大で 1 次系圧力を0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量が多くなり、1 次系の減温、減圧が早



くなるため、1次系温度及び圧力は低くなることから、1次系圧力を起点としている常設電動注入ポンプによる代替炉心注水の開始が早くなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次側・2次側の熱伝達は大きくなり、1次系の減温、減圧が早くなることから、1次系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の開始が早くなる。

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の不確かさとして、原子炉格納容器圧力のピーク圧力を約1.6倍高く、原子炉格納容器内温度を約20℃高く評価する可能性がある。しかしながら、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としてい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。

(添付資料2.2.19)

#### 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の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、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・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性がある。このため、実際の炉心水位は高くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、サブクール領域での漏えい率を10%大きく若しくは小さく評価する可能性がある。しかしながら、初期の漏えい率が実機的设计漏えい率となるように入力で調整することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、二相領域での漏えい率を10%小さく若しくは50%大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1次系の減温、減圧が遅くなるため、1次系温度及び圧力の低下が抑制され、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次系の減温、減圧が早くなり、1次系温度及び圧力は低くなることにより、漏えい量が少なくなるため、

1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次系における気液分離・対向流の不確かさとして、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、最大で1次系圧力を0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量が多くなり、1次系の減温、減圧が早くなるため、1次系温度及び圧力は低くなる。よって、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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次側の熱伝達の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次側・2次側の熱伝達は大きくなり、1次系の減温、減圧が早くなることにより1次系温度及び圧力は低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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の不確かさとして、原子炉格納容器圧力のピーク圧力を約1.6倍高く、原子炉格納容器内温度を約20℃高く評価する可能性がある。このため、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

(添付資料2.2.19)

## (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、表2.2.2及び表2.2.3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、原則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられ得る炉心崩壊熱及び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

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系温度及び圧力の低下が早くなる。このため、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次系温度及び圧力の目標到達時間並びに1次系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の開始が早くなる。

RCPシール部からの漏えい率の変動を考慮し、最確条件のRCPシール部からの漏えい率を用いた場合、解析条件として設定している漏えい率より小さくなるため、1次系温度及び圧力の低下が遅くなる。このため、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次系温度及び圧力の目標到達時間並びに1次系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の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

RCPシール部からの漏えい率の変動を考慮し、最確条件のRCPシール部からの漏えい率を用いた場合、解析条件として設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量の変動を考慮した場合、解析条件として設定している初期保有水量より保有水量を多くした方が、初期の蓄圧タンク気相部の体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクの初期保有水量として最確条件より多い最大保有水量とした場合に、最小保有水量とした場合と比較して1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次系圧力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、蓄圧注入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。

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「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、A、B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し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制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原子炉格納容器の除熱は可能であり、このことは図2.2.27及び図2.2.28でも確認できる。さらに、A、B格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料2.2.14、2.2.19、2.2.20)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、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並びに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等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

図2.2.6及び図2.2.7に示すとおり、現場における2次系強制冷却、中央制御室における蓄圧タンク出口弁の閉止及び常設電動注入ポンプの起動は、それぞれ別の運転員等による操作を想定しており、また、1次系の温度維持及び減温、減圧は、運転員等による主蒸気逃がし弁の開度調整を行うことにより現場の操作開始時間も確保できるため、要員の配置による他の操作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

事象発生の30分後又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次系温度維持については、運転員等の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止については、1次系圧力約1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び1次系圧力は主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開については、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次系温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、この操作は解析上の操作開始時間に対して実際に見込まれる操作開始時間は早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。また一方で、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ、RCPシール部からの漏えい率等の不確かさにより1次系からの漏えい量が少なくなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合には、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生30分後の2次系強制冷却の開始が遅れた場合の時間余裕を感度解析により確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心へ注水するタイミングが早くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから評価項目に対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、代替炉心注水の開始が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

### (3) 操作時間余裕の把握

操作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での操作時間余裕を確認する。なお、漏えい率の観点から事象進展の早いRCPシールLOCAが発生する場合について行う。

2次系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため、2次系強制冷却の開始を30分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、図2.2.44から図2.2.47に示すとおり、1次系の減温、減圧が遅くなることにより、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の減少が早くなるが、評価項目に対して十分な余裕がある。このため、操作時間余裕として事象発生から60分程度は確保できる。

(添付資料2.2.20)

蓄圧タンク出口弁閉止の操作時間余裕としては、図2.2.48に示すとおり、1次系圧力が約1.7MPa[gage]から蓄圧タンク内の窒素が1次系内に注入される圧力である1.2MPa[gage]に達するまでの時間を、1次系圧力が約1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として1次系圧力約1.7MPa[gage]到達から10分程度は確保できる。

(添付資料2.2.15)

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、図2.2.49に示すとおり、1次系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に減少するまでの時間を、1次系圧力が2次系強制冷却再開時点のまま維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として1次系圧力約0.7MPa[gage]到達から1.1時間程度は確保できる。

(添付資料2.2.21)

### (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



要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員等による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次系の温度維持及び減温、減圧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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

#### 2.2.4 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「全交流動力電源喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、「2.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり52名である。このため、「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」に示す運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員52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「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、直流電源については、24時間交流動力電源の復旧を考慮しない「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失が発生する事故」の評価結果を、直流電源以外については評価結果が厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、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」の評価結果を示す。

##### a. 水源

燃料取替用水タンク（ピット）を水源とする常設電動注入ポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水タンク（ピット）水位が水位異常低警報値となるまでの水量である約1,960m<sup>3</sup>を使用し、事象発生後約67.5時間の注水継続が可能である。事象発生約59時間以降は、格納容器再循環サンプを水源とした高圧再循環による炉心注水を継続することにより、燃料取替用水タンク（ピット）への補給は不要である。

復水タンク（ピット）を水源とする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ついては、復水タンク（ピット）枯渇までの水量

約970m<sup>3</sup> [1,020m<sup>3</sup>] の使用を考慮し、事象発生後約14.8時間 [16.5時間] の注水継続が可能である。以降は、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプにより淡水（八田浦貯水池）又は海水を復水タンク（ピット）に補給する。

[ ] は4号炉を示す

(添付資料2.2.22)

#### b. 燃料

大容量空冷式発電機による電源供給については、事象発生直後から全負荷での運転を想定して、7日間の運転継続に約230.2kℓの重油が必要となる。

また、移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却、復水タンク（ピット）への補給及び使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約46.5kℓの重油が必要となる。使用済燃料ピットへの注水については、復水タンク（ピット）への補給に必要な重油に包絡される。

さらに、代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な燃料は、重油約284.5kℓとなるが、「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び大容量空冷式発電機燃料タンクの重油量約376kℓにて供給可能である。

(添付資料2.2.22)

#### c. 電源

大容量空冷式発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷及びその他負荷として約2,550kW [2,560kW] の負荷が必要となるが、大容量空冷式発電機の給電容量約3,200kWにて電源供給が可能である。

また、蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要直流負荷の切離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。

[ ] は4号炉を示す

(添付資料2.2.22)

### 2.2.5 結論

事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」では、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水等を、また、

長期的な冷却を可能とするため、A、B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、B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧再循環、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等を考慮する。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、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「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について、有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても、運転員等操作による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2次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水等を行うことにより炉心が露出することはない。

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、評価項目を満足するとともに、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて、操作への影響を含めて確認した結果、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。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、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「全交流動力電源喪失」に対して有効である。



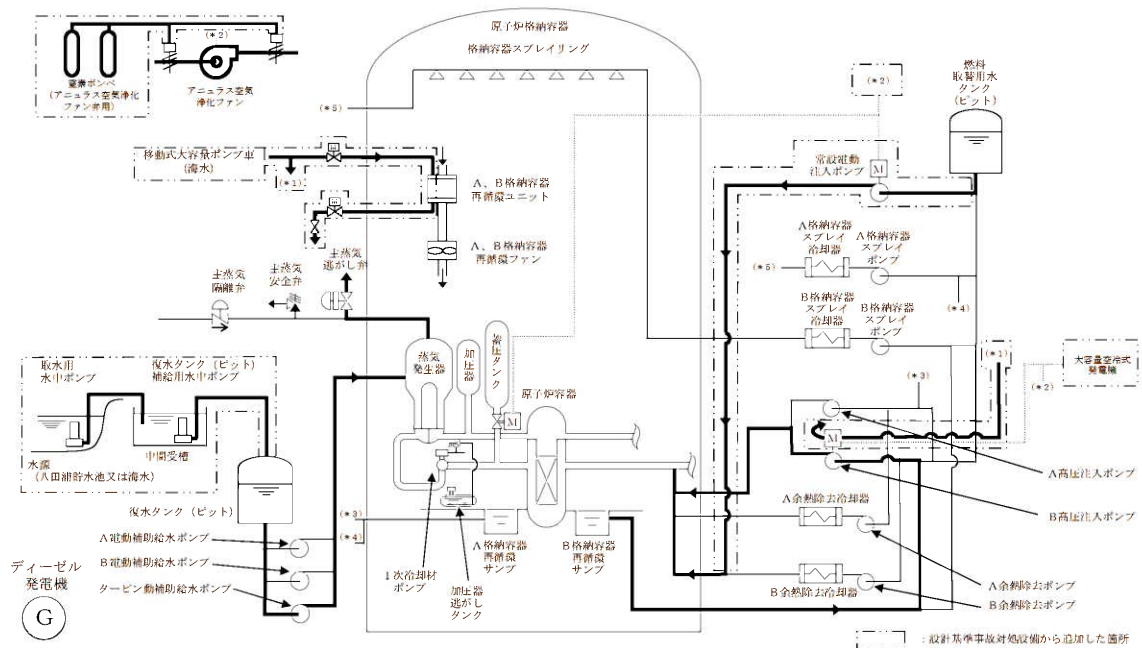


図 2.2.1 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図

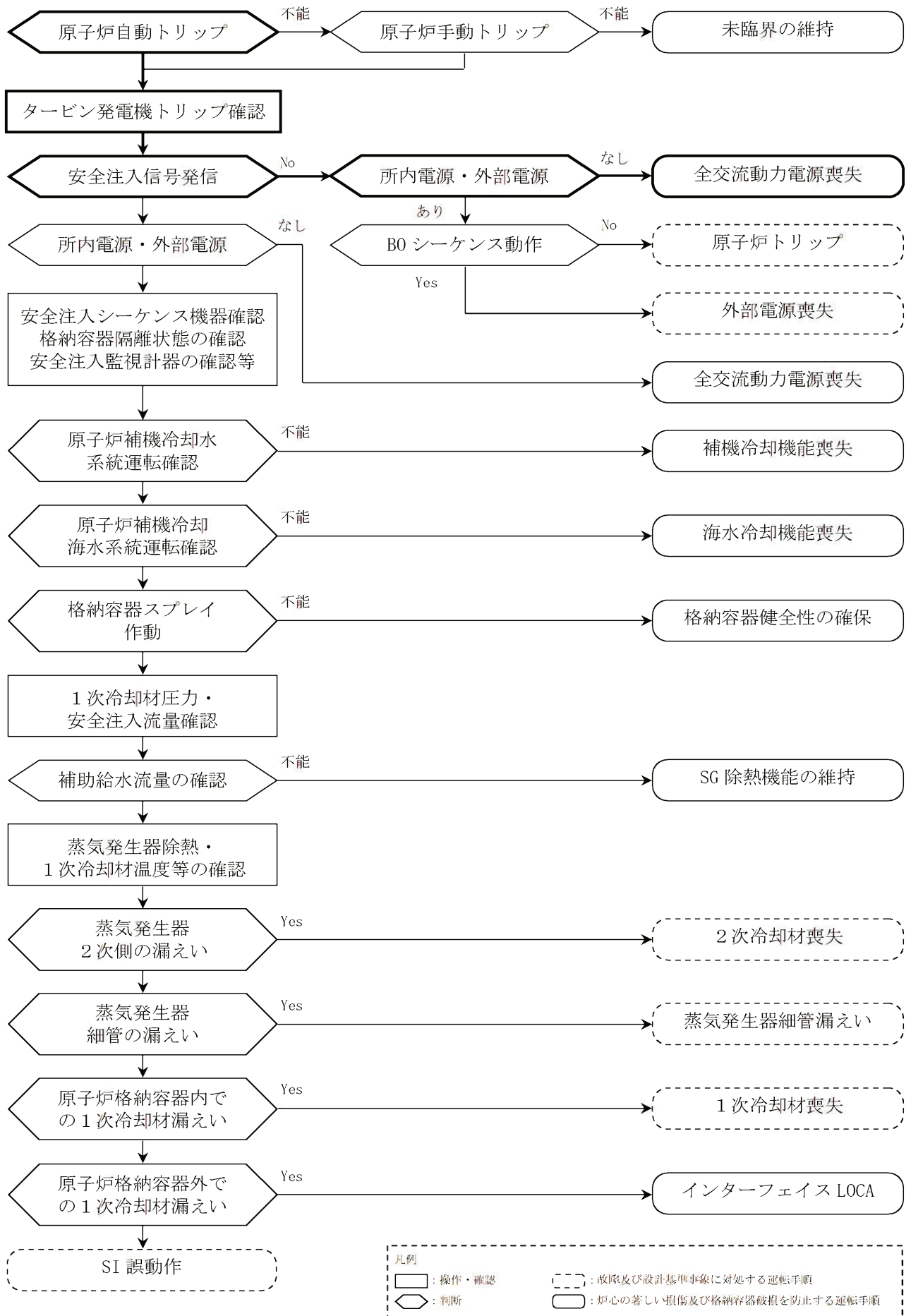


図 2.2.2 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要  
(事象判別プロセス)

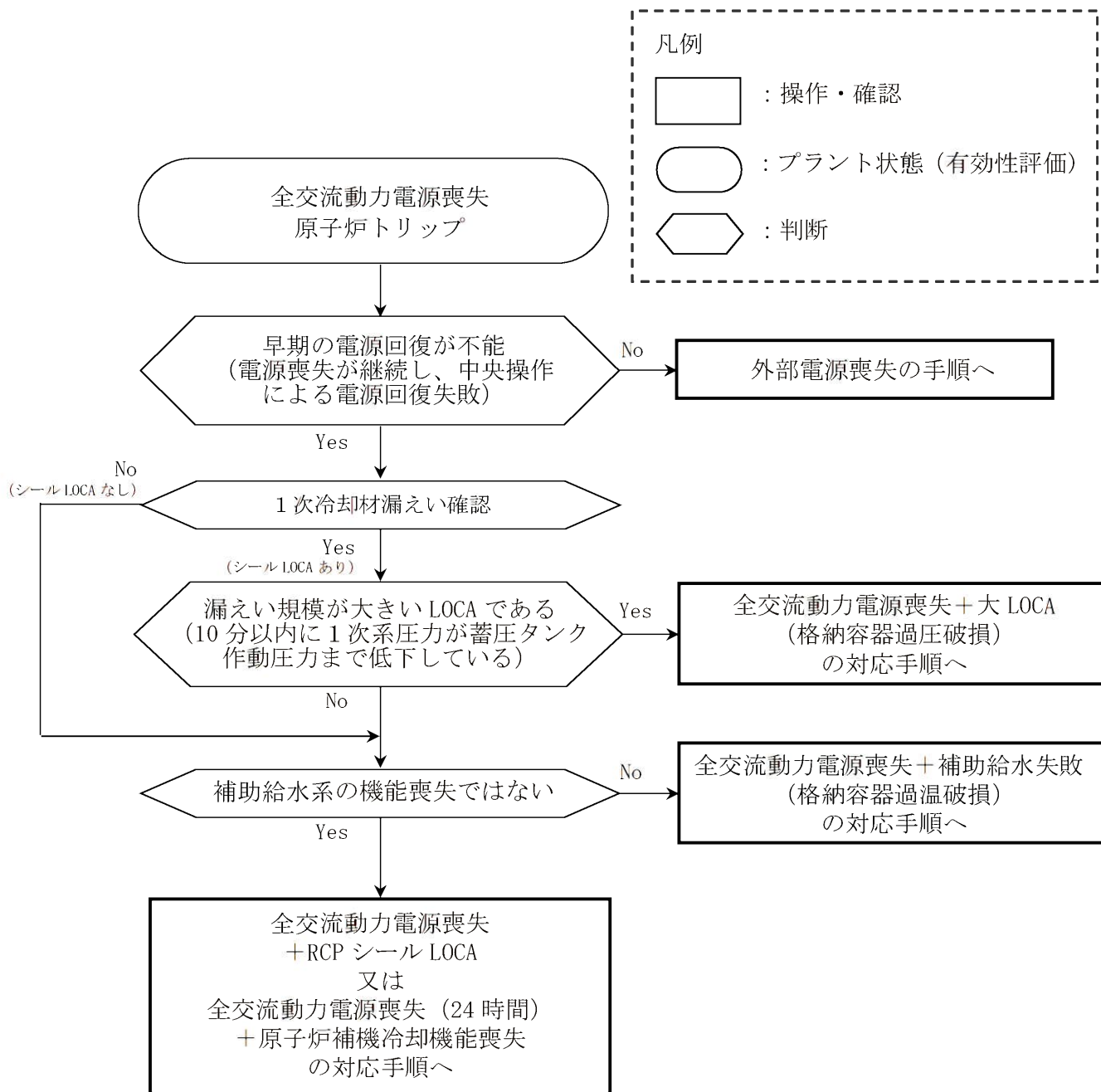


図 2.2.3 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要  
(初期対応手順)













手順の項目	必要な要員と作業項目		経過時間(分)										備考			
	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	120	
状況判断	当直副長 当直副長 当直主任 要員	33 1分	▽ 事象発生 ▽ 原子炉10ストップ ▽ フラント炉床監視 各名機動力電源室法別所 ▽													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
電源確保操作	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
2次系強制冷却	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
常設電動注入ポンプ による代替心注水 準備	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
稼働/低減操作	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
使用済燃料ピット周 辺線審計等準備	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
Bまでルポンプ(自 己冷却)による代替 心注水準備	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
1次冷却材ポンプ 停止操作	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
可搬式制御室による 計測	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													
	当直副長 当直副長 当直主任 要員	1 1	▽ 30分 エキスパート(冷却機係)													

・各機係・作業の必要時間等については、実際の現場移動時間及び作業時間より算出している。(一部、未配線の機密については想定時間により算出)  
・緊急時対策本部要員(指揮等)は4名であり、各機係指、運転連絡等を行う。

図 2.2.7 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

(外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)



手続の項目	必要要員と作業項目		経過時間(時間)												備考			
	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は作業前後 移動してきた要員	手続の内容	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26	28	30
電源確保稼働対応	3号	4号																
電圧監視稼働対応	2	●電源回復操作																
取水タンク(セプト)への取替	【5】-7	●取水用水中ポンプ、取水タンク(セプト)、供給用排水ポンプ、中間設備、水中ポンプ用発電機、可搬型ボース等の取替		1時間														
使用済燃料ピットへの注水確保	【6】	●取水用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、可搬型ボース等の取替		30分	4時間													
可搬型使用済燃料ピット用調整設置	【1】	●給水、取水用水中ポンプ運転監視、水中ポンプ用発電機への燃料補給																
移動式大容量ポンプ車準備	【6】	●取水タンク(セプト) 供給用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、中間設備、可搬型ボース等の設置			1時間													
	【2】	●給水、取水タンク(セプト) 供給用水中ポンプ、使用済燃料ピット用調整設置、取水タンク(セプト) 水位監視、水中ポンプ用発電機への燃料補給																
	【9】	●使用済燃料ピット 供給用水中ポンプ、可搬型ボース等の設置																
	【2】	●使用済燃料ピット 監視装置用空気供給システム、(発電機)等の取替																
	【2】	●使用済燃料ピット 監視装置用空気供給システム、(発電機)等の取替																
	【2】	●使用済燃料ピット 監視装置用空気供給システム、(発電機)等の取替																
	【7】	●移動式大容量ポンプ車の取替(水中ポンプの設置含む)																
	【6】	●移動式大容量ポンプ車可搬型ボース等の取替、設置																
	【9】	●可搬型ボース接続																
	【2】	●海水系統へ原子炉補償冷却水系統ダイヤクランクモース取替																
	【2】	●可搬型監視装置(待機容器用監視ユニット)入口監視(中央制御室)取替																
	【2】	●給水、移動式大容量ポンプ車監視、燃料補給																
	【3】	●A、待機容器用監視ユニット及び必要補機への海水逆水系統接続(奥島)																
	【1】	●A、待機容器用監視ユニット及び必要補機への海水逆水系統接続(中央制御室)																
	【1】	●重大事故用蓄電池投入(中央制御室)																
	【1】	●重大事故用蓄電池投入(奥島)																
	【3】	●不要直流電源負荷切離し																
	—	●排水ポンプ用電動機予備品の取替等																

●燃料補給調整・監視等定格5号監視制御室の作業時間記載  
 ●燃料補給調整・監視等定格5号監視制御室の作業時間記載  
 ●燃料補給調整・監視等定格5号監視制御室の作業時間記載

図 2.2.7 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)

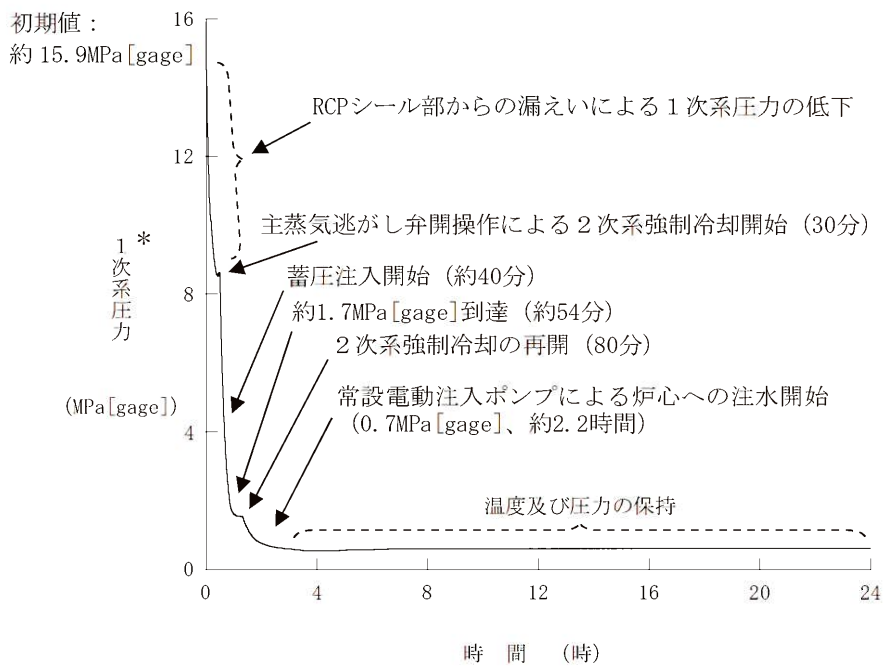


図 2.2.8 1次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

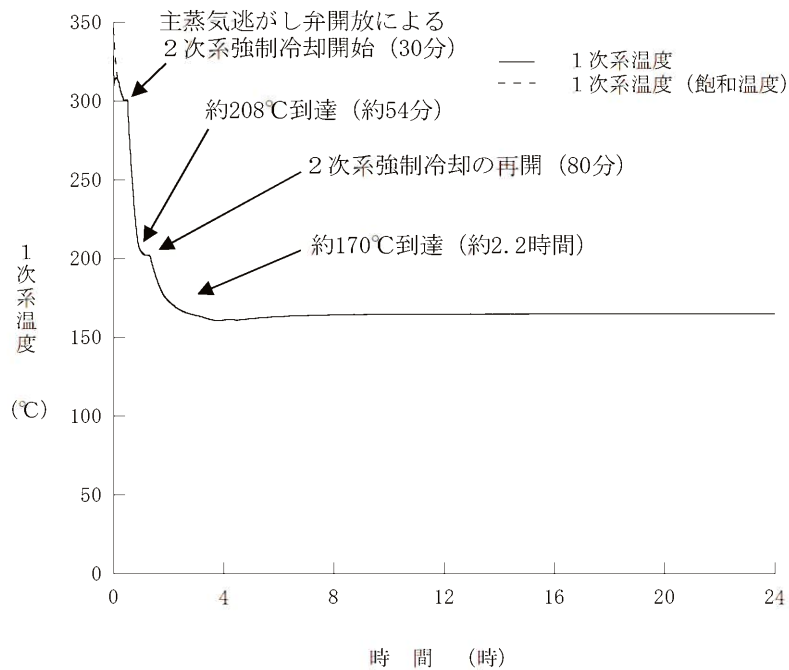


図 2.2.9 1次系温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

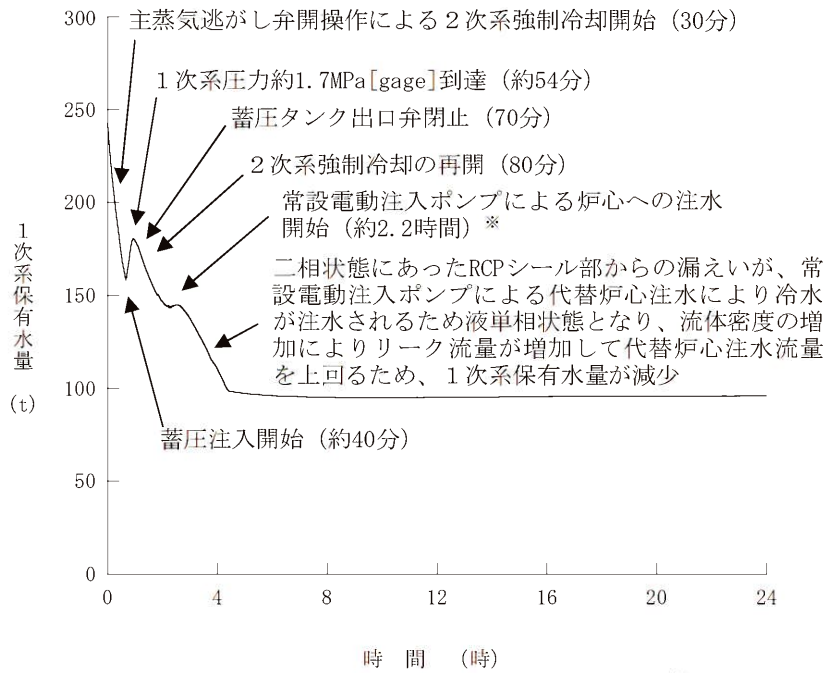


図 2.2.10 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

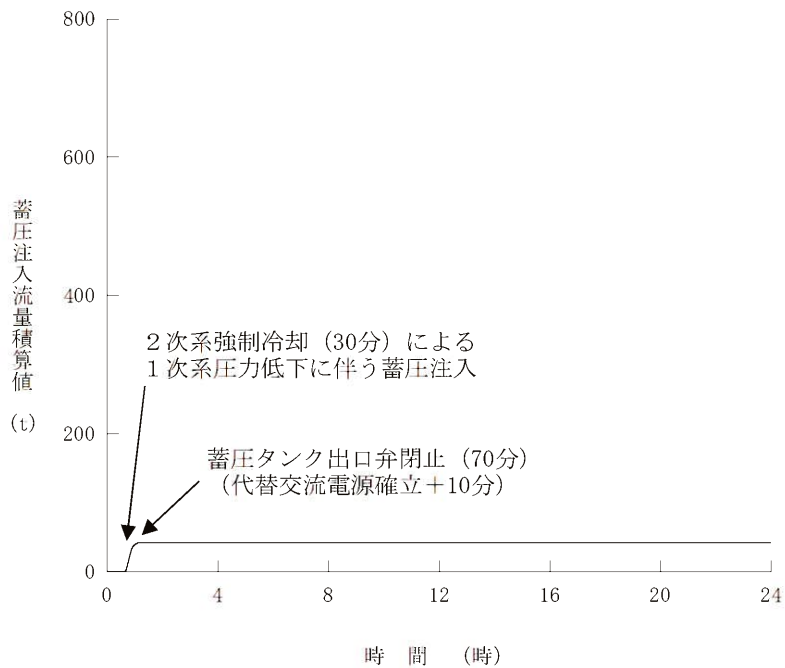


図 2.2.11 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

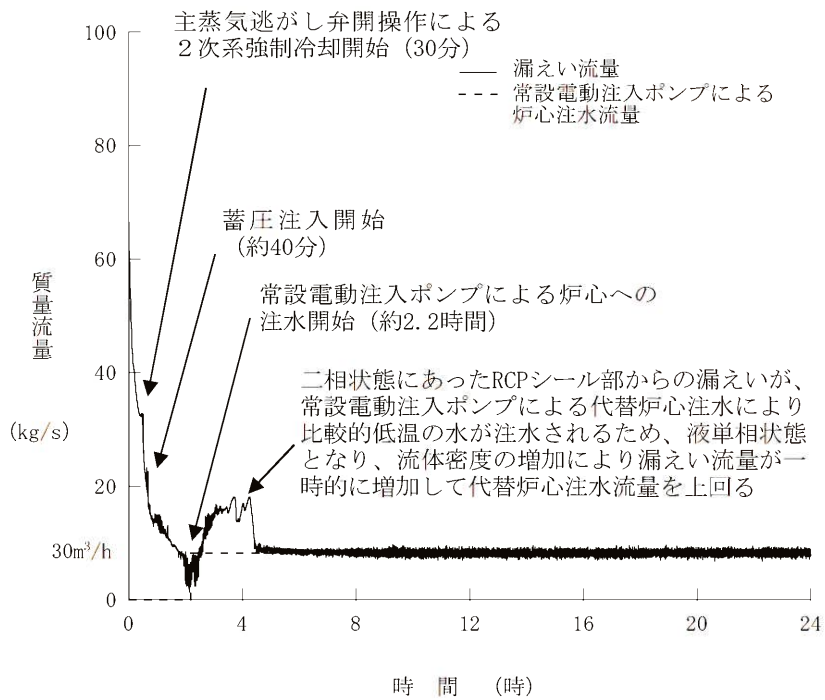


図 2.2.12 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

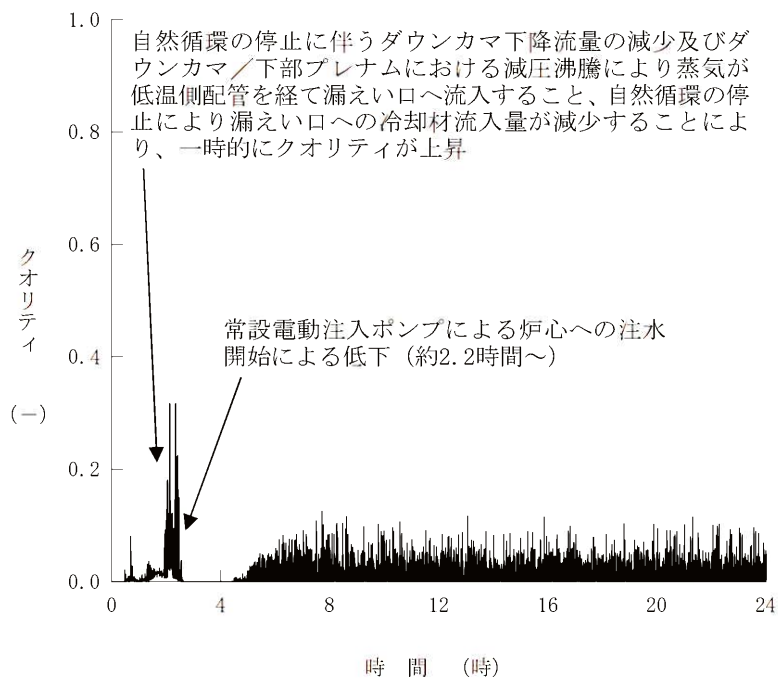


図 2.2.13 RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

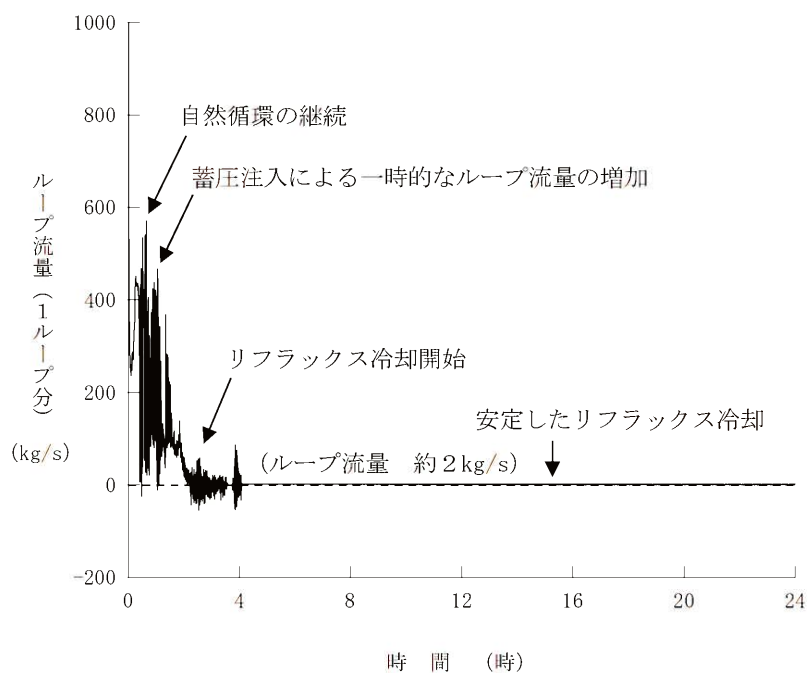


図 2.2.14 1次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

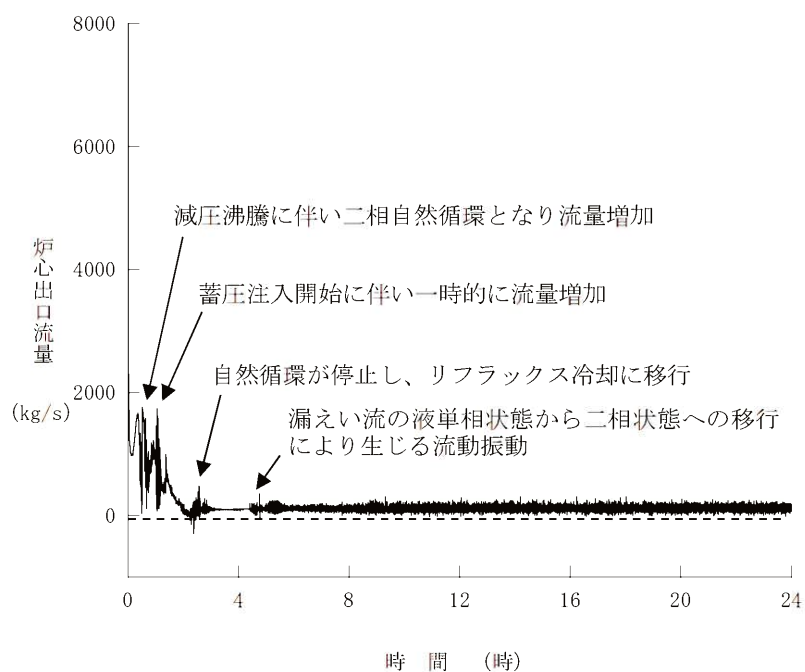


図 2.2.15 炉心出口流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

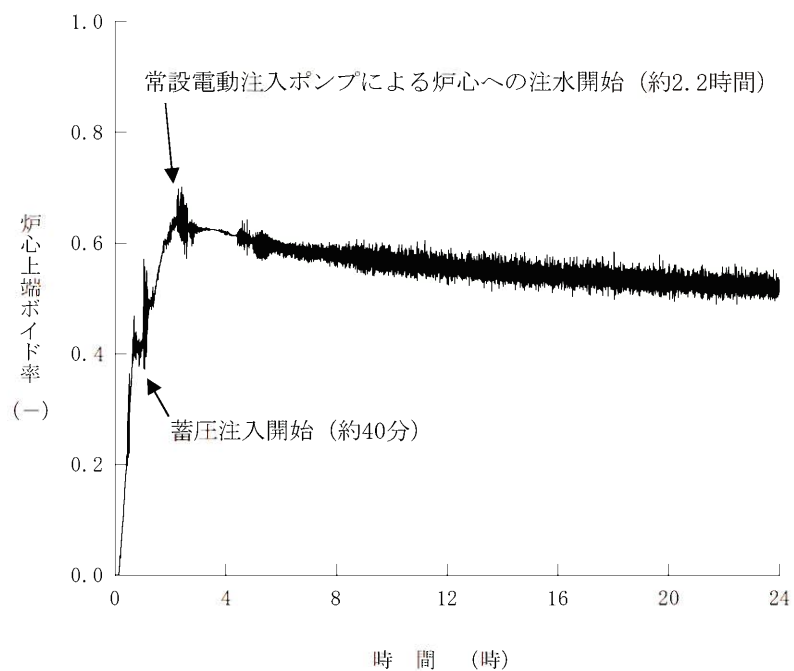


図 2. 2. 16 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

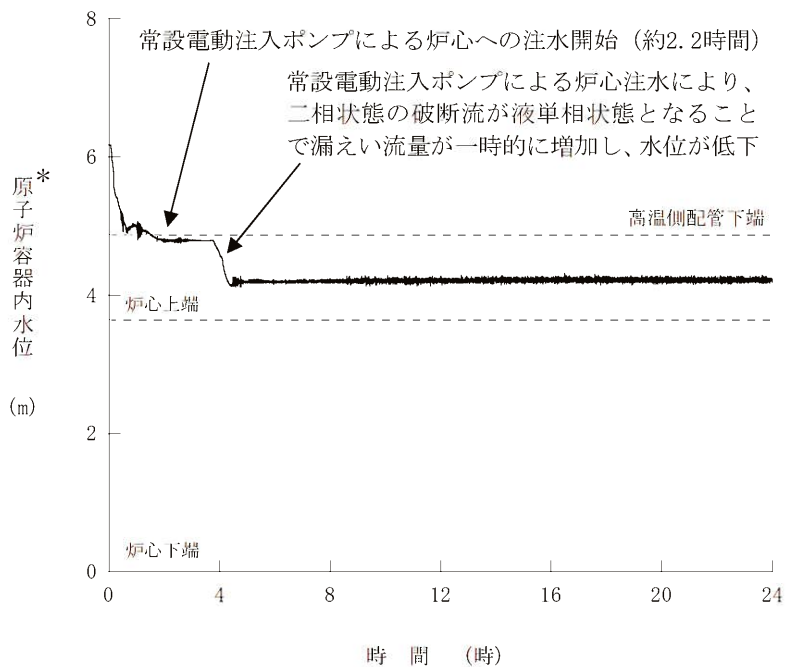


図 2. 2. 17 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



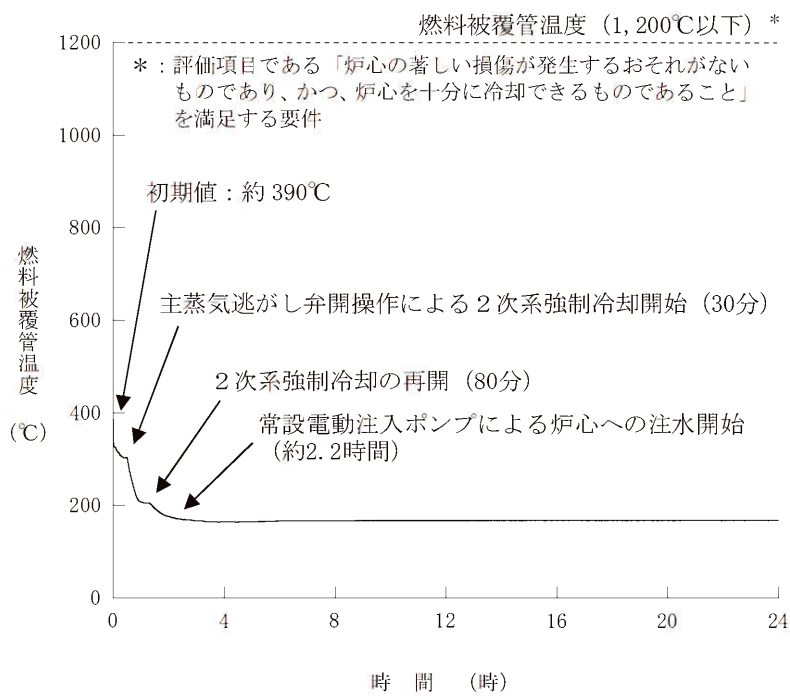


図 2. 2. 18 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

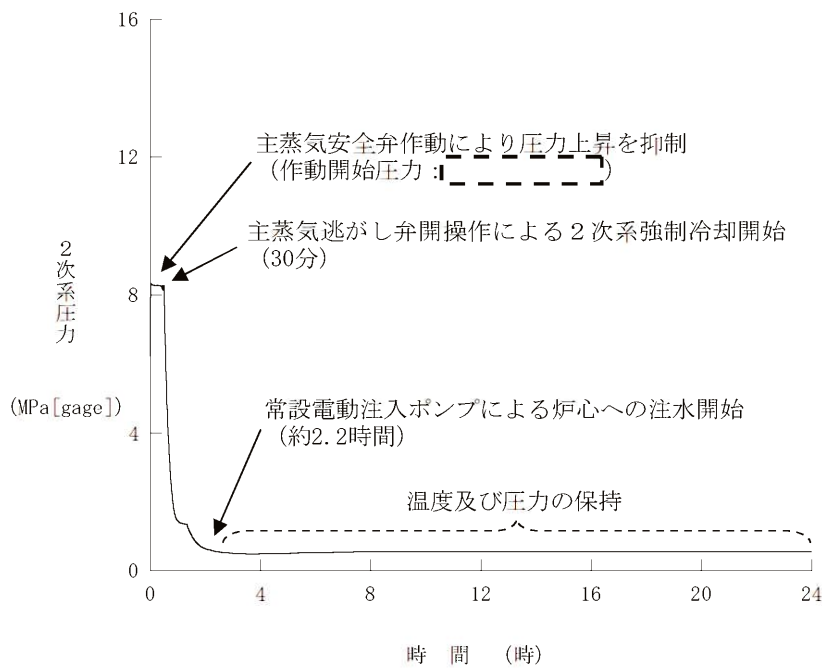


図 2. 2. 19 2 次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

[dashed box]: 商業機密に係る事項のため公開できません

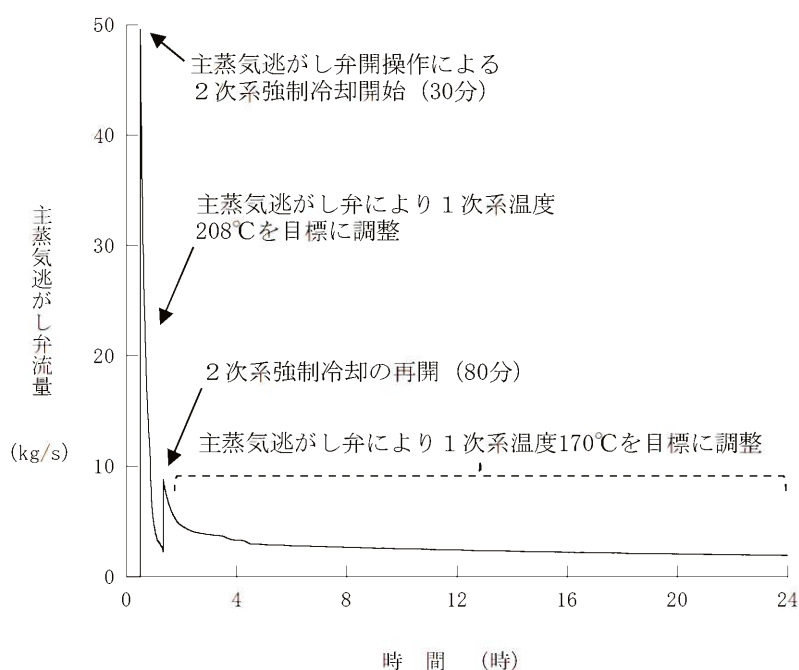


図 2.2.20 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

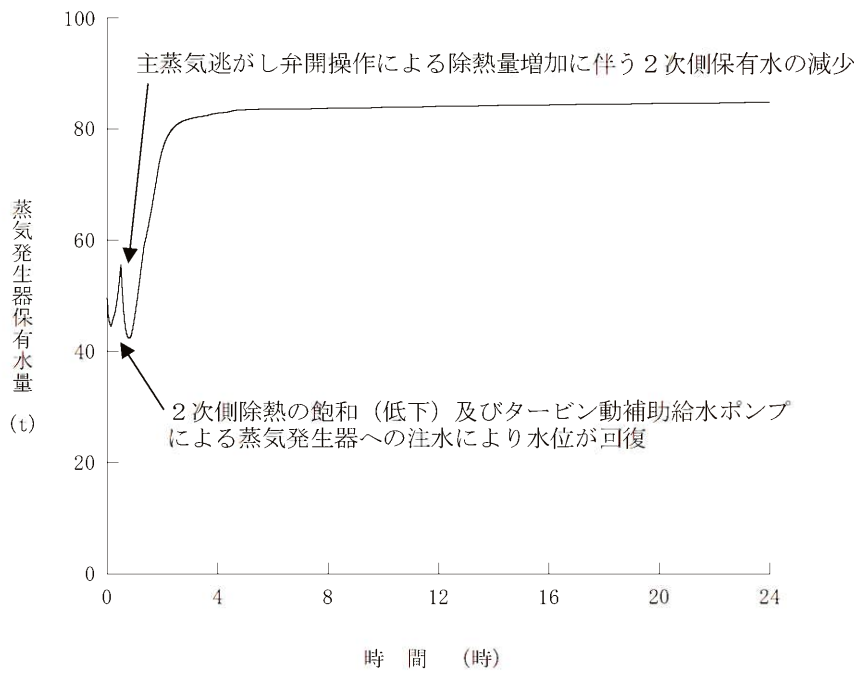


図 2.2.21 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

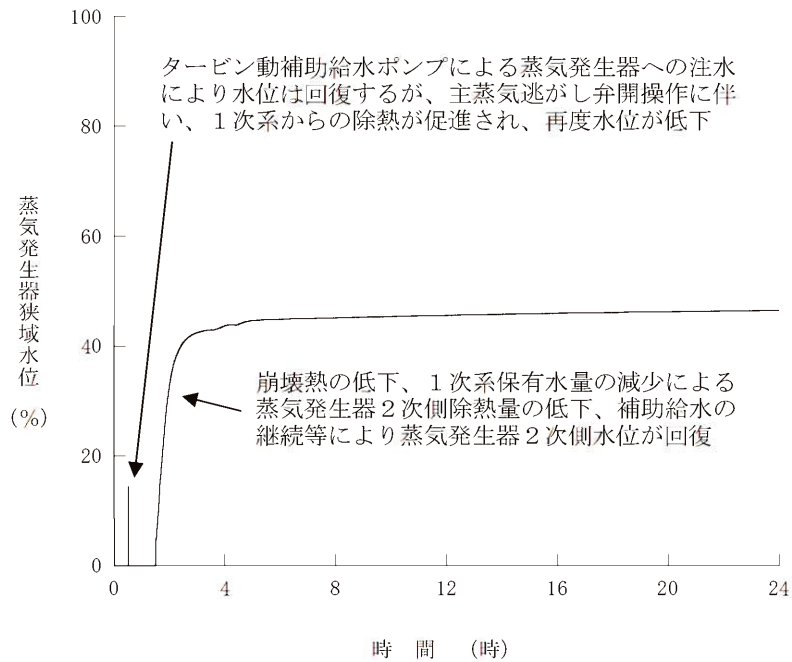


図 2.2.22 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

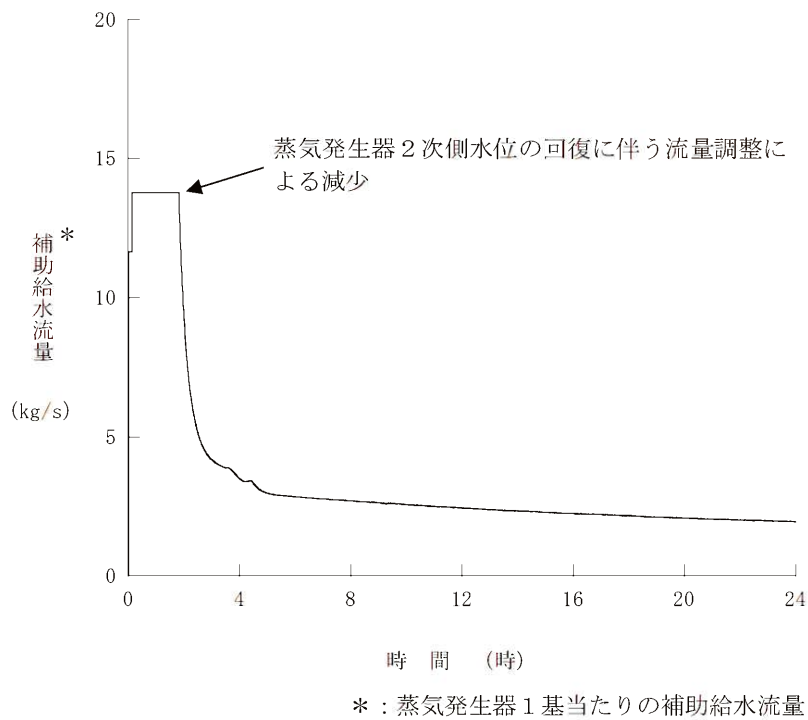


図 2. 2. 23 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

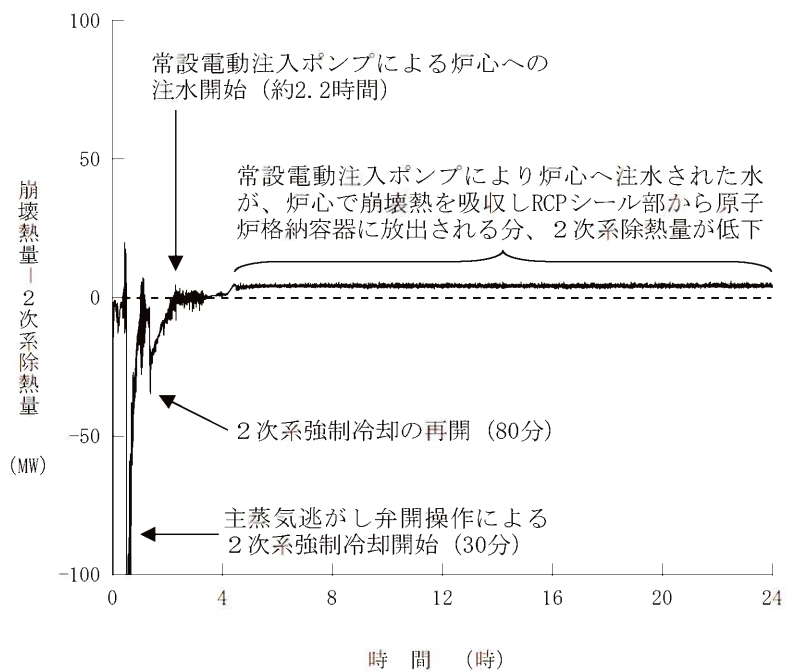


図 2. 2. 24 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

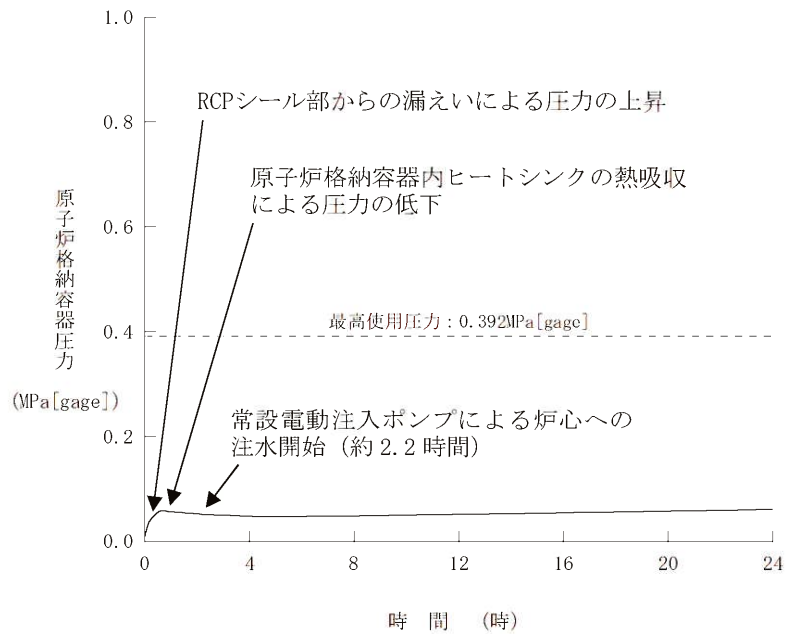


図 2.2.25 原子炉格納容器圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

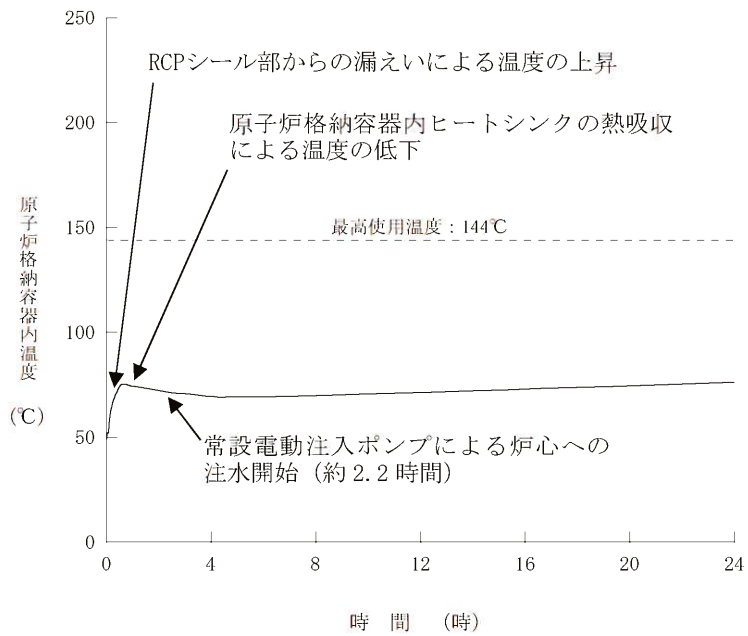


図 2.2.26 原子炉格納容器内温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

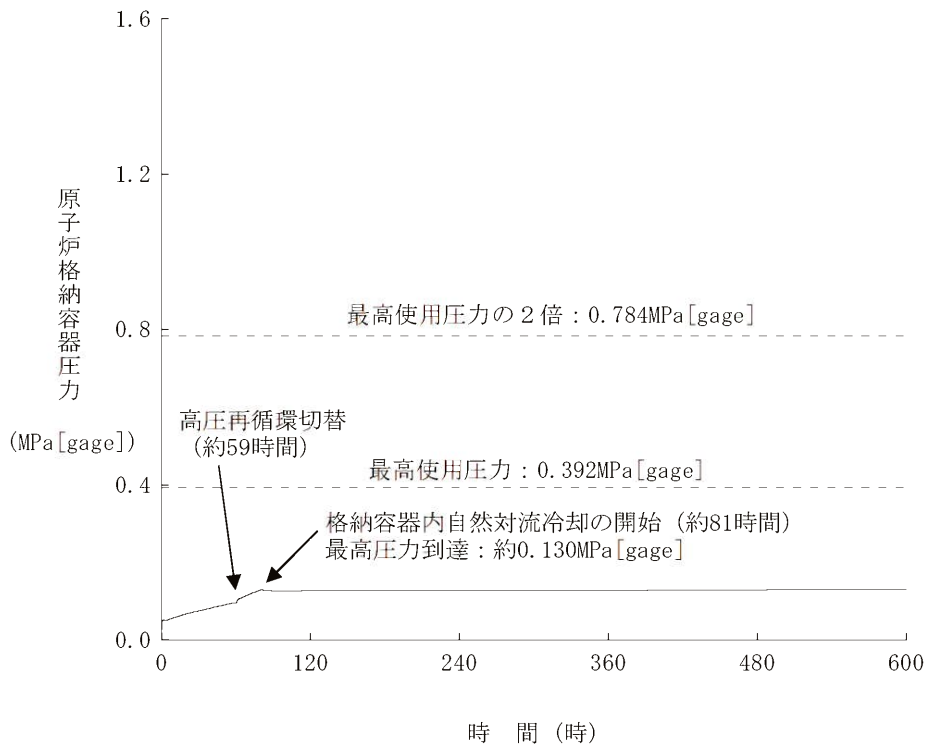


図 2. 2. 27 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

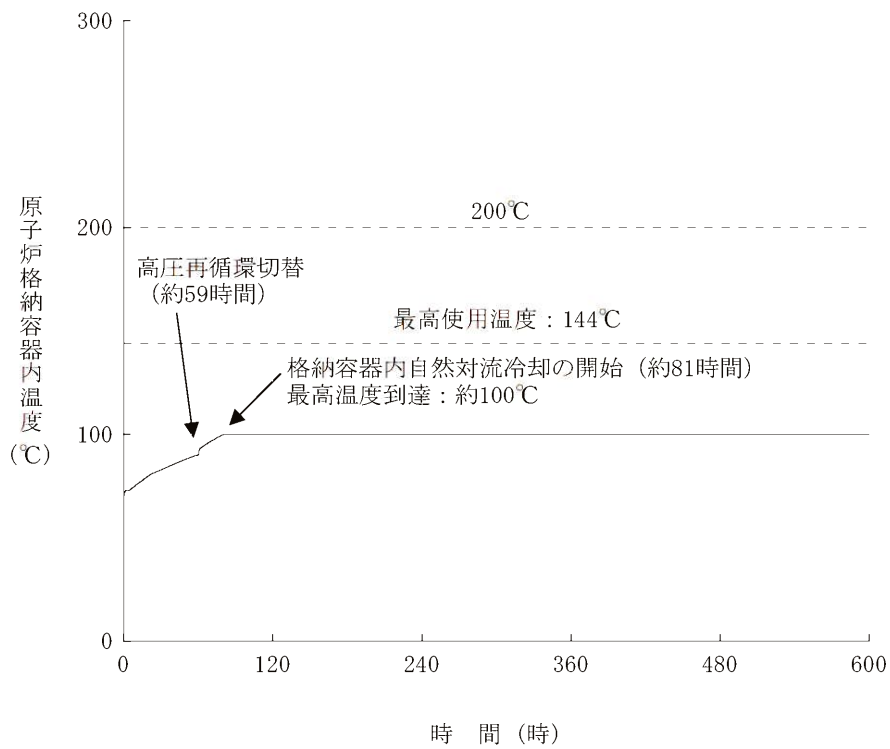


図 2. 2. 28 原子炉格納容器内温度の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



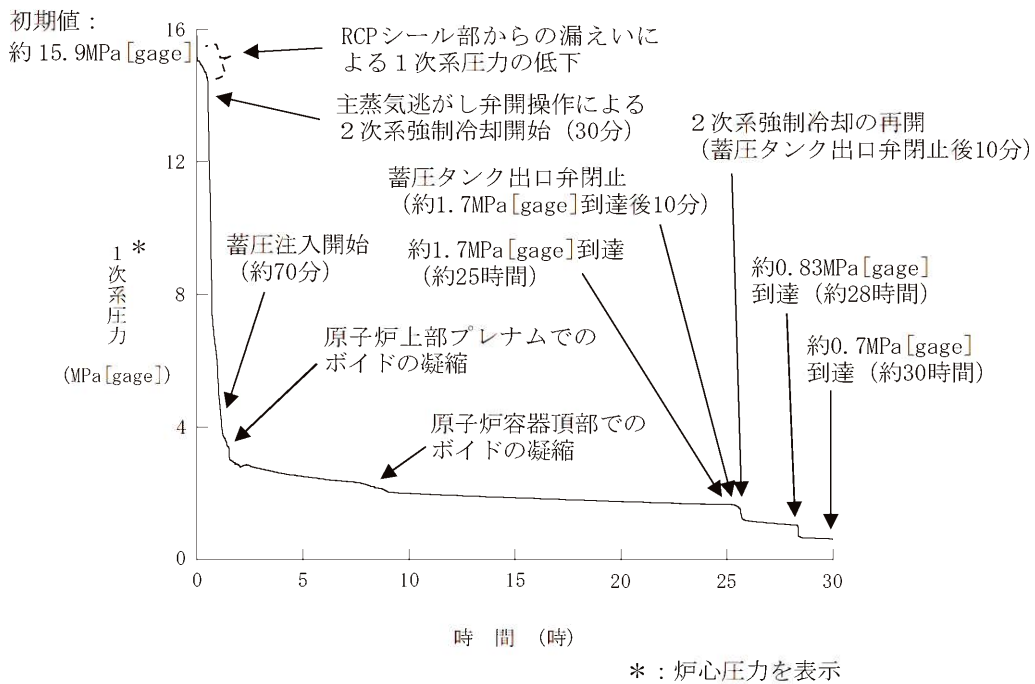


図 2.2.29 1次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

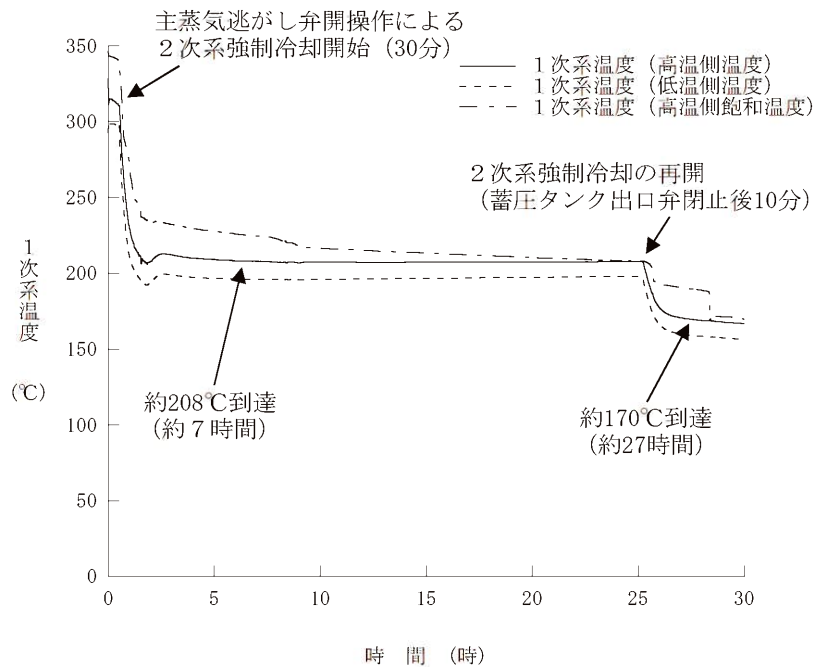


図 2.2.30 1次系温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

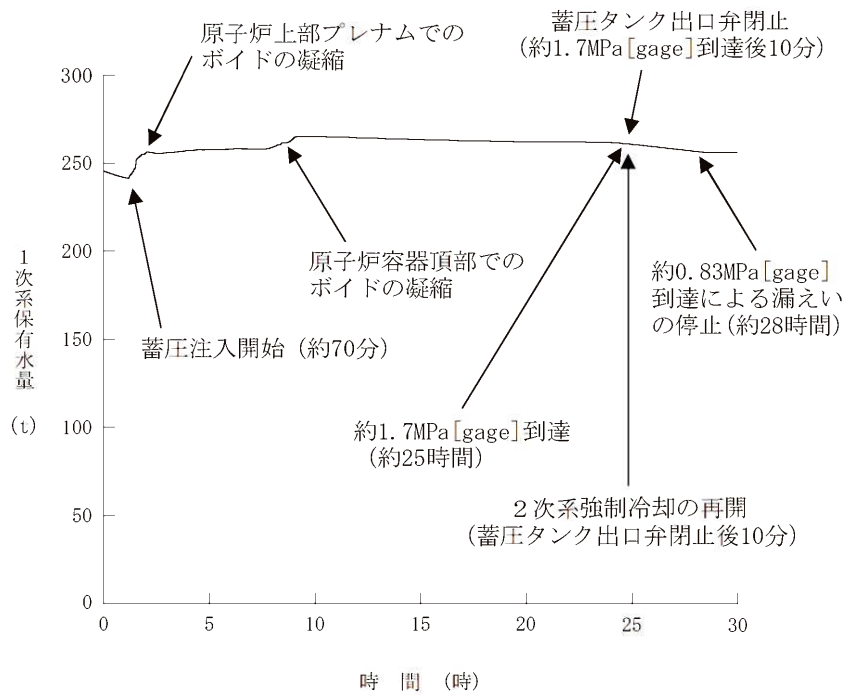


図 2.2.31 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

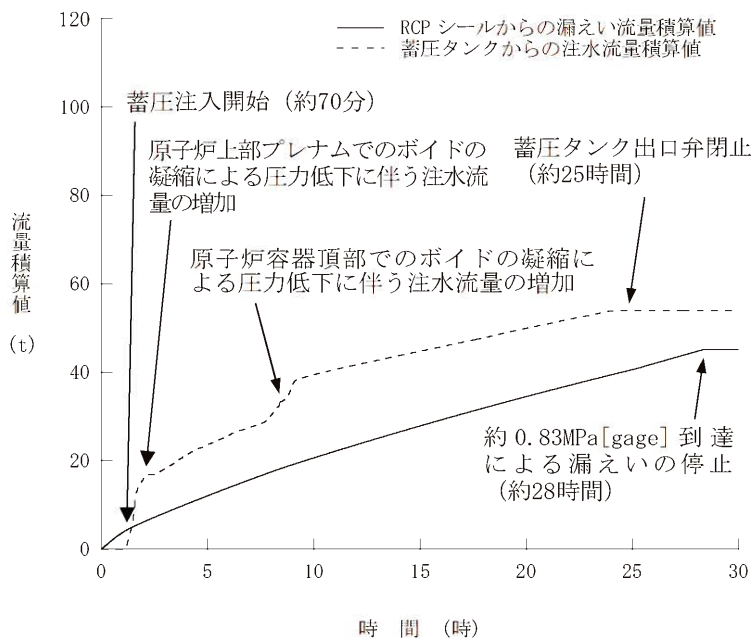


図 2.2.32 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

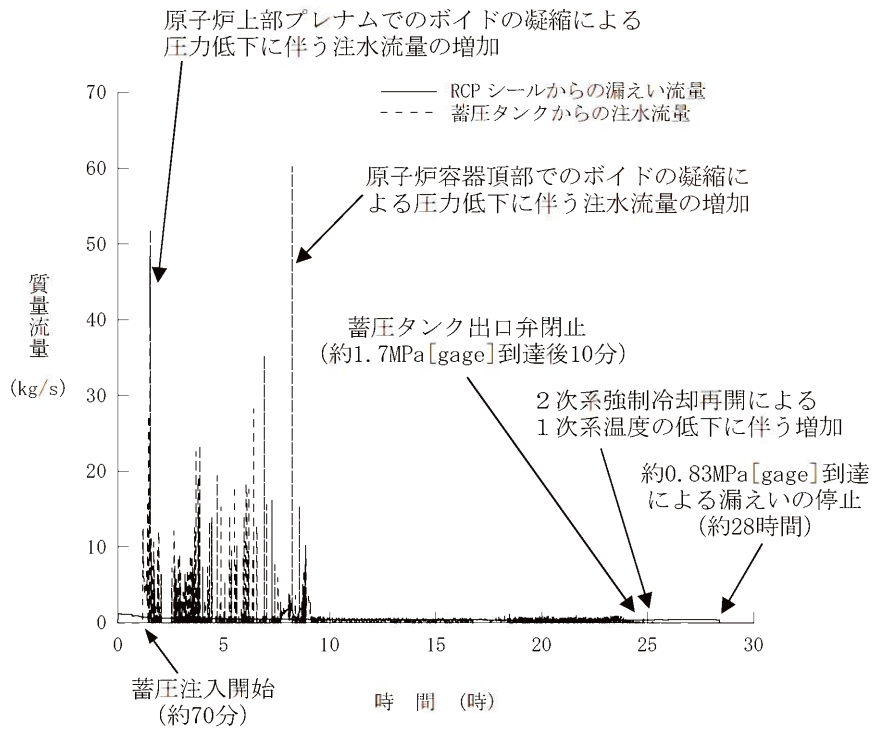


図 2.2.33 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

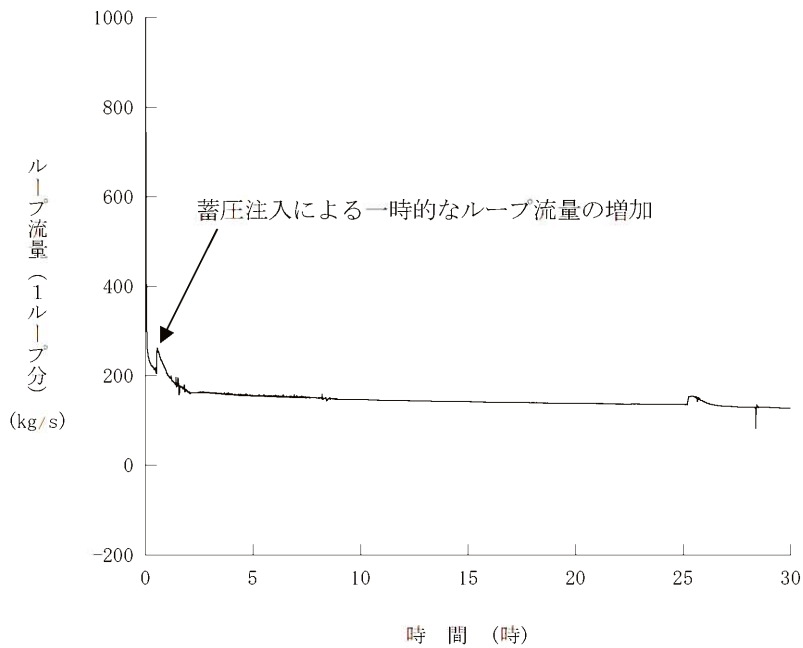


図 2.2.34 1次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

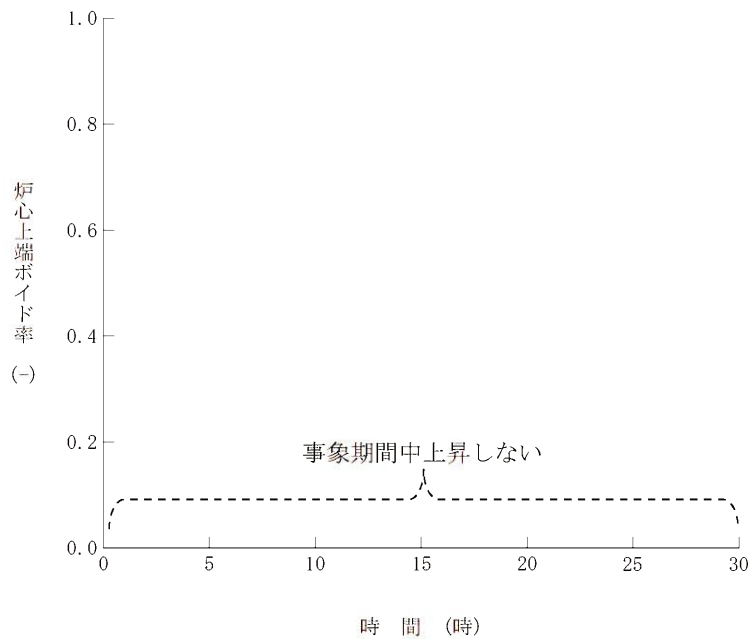


図 2.2.35 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

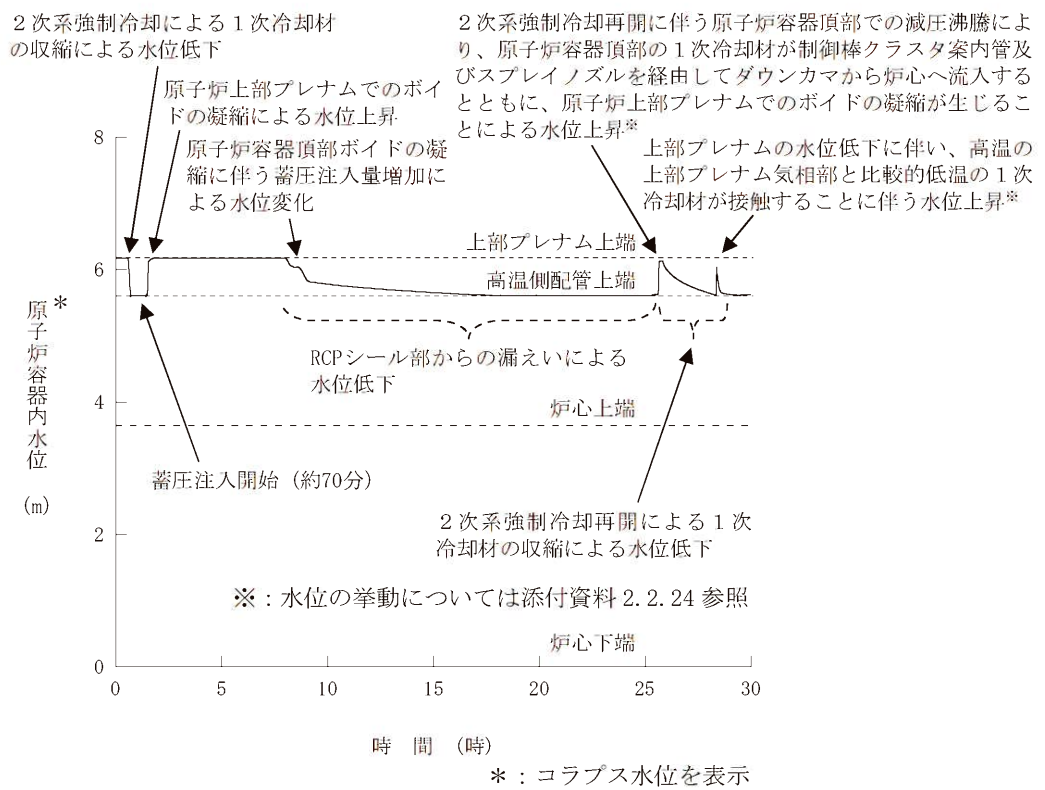


図 2.2.36 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

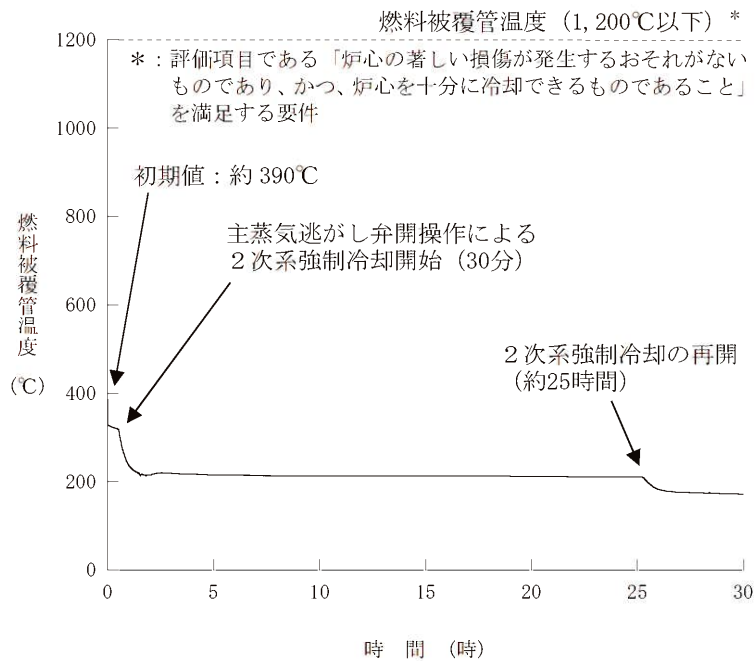


図 2.2.37 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

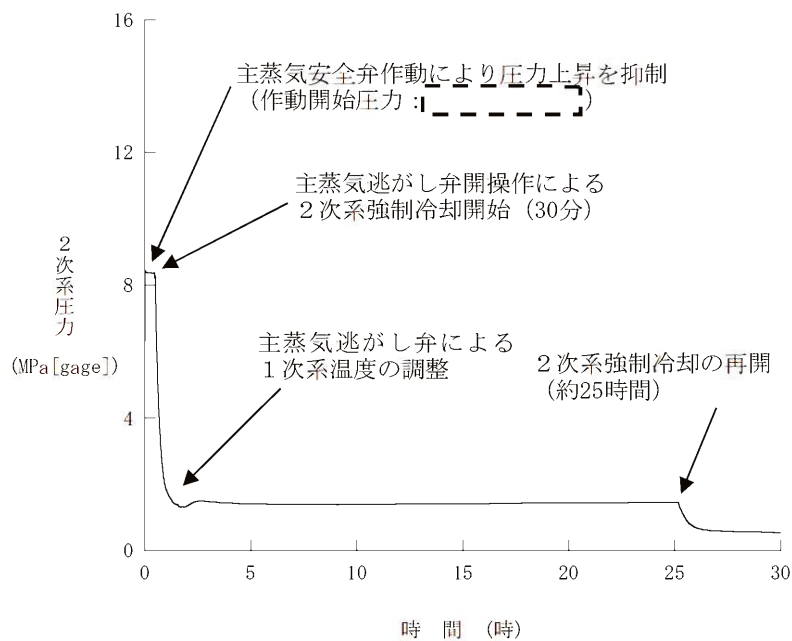


図 2.2.38 2次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

[redacted]: 商業機密に係る事項のため公開できません

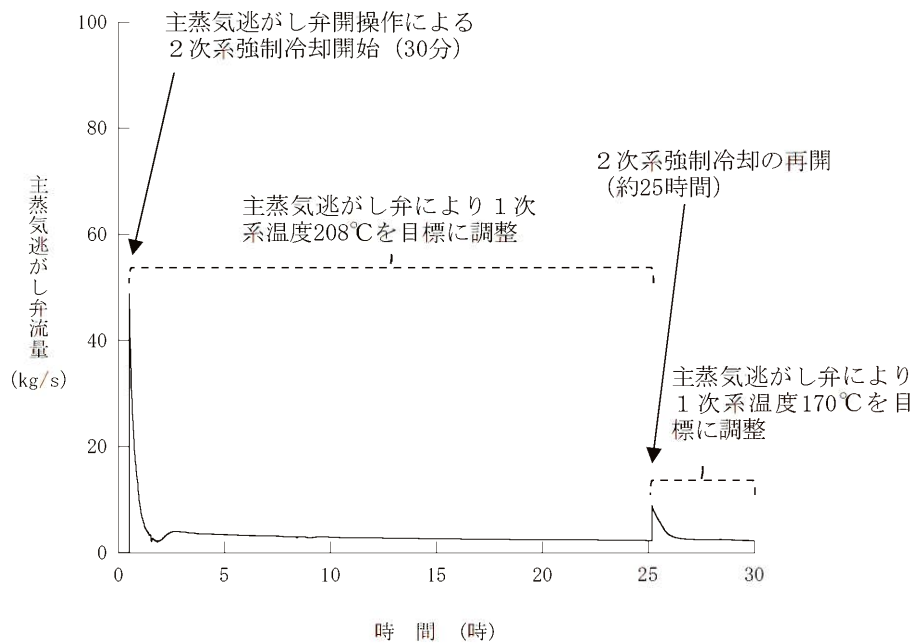


図 2.2.39 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

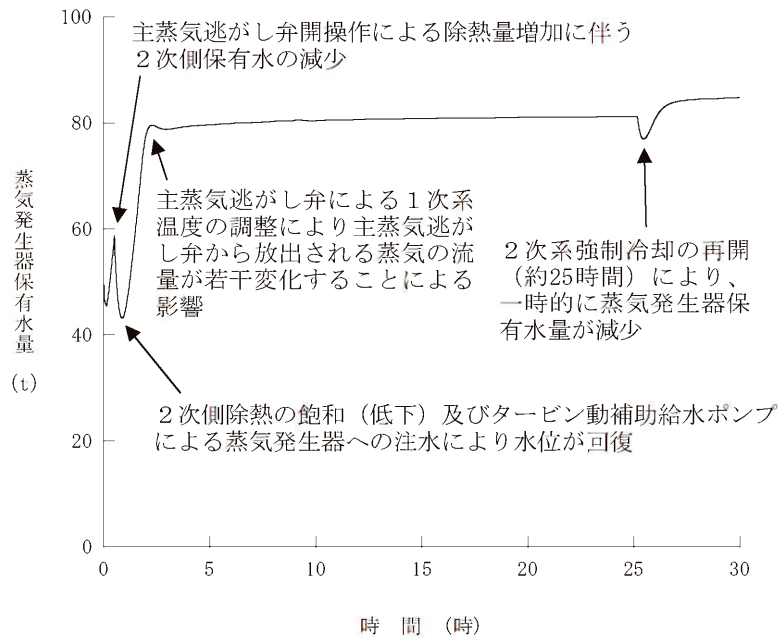


図 2.2.40 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



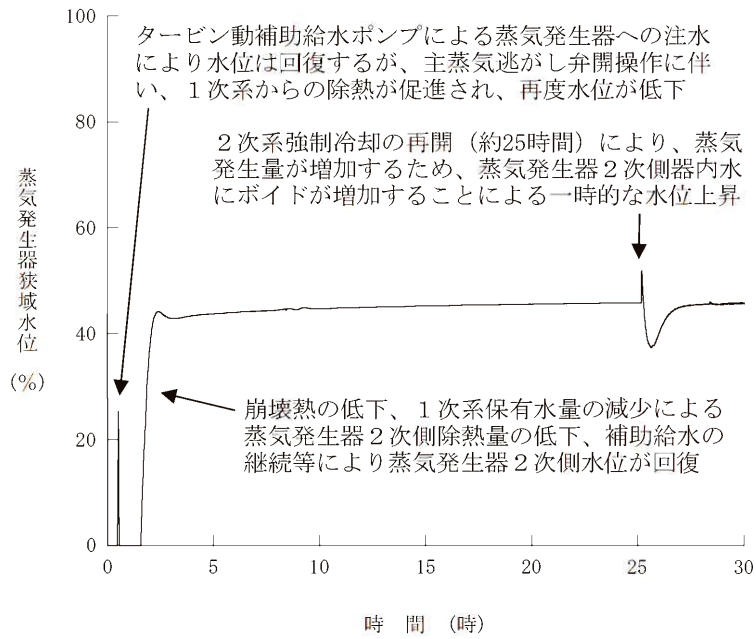


図 2.2.41 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

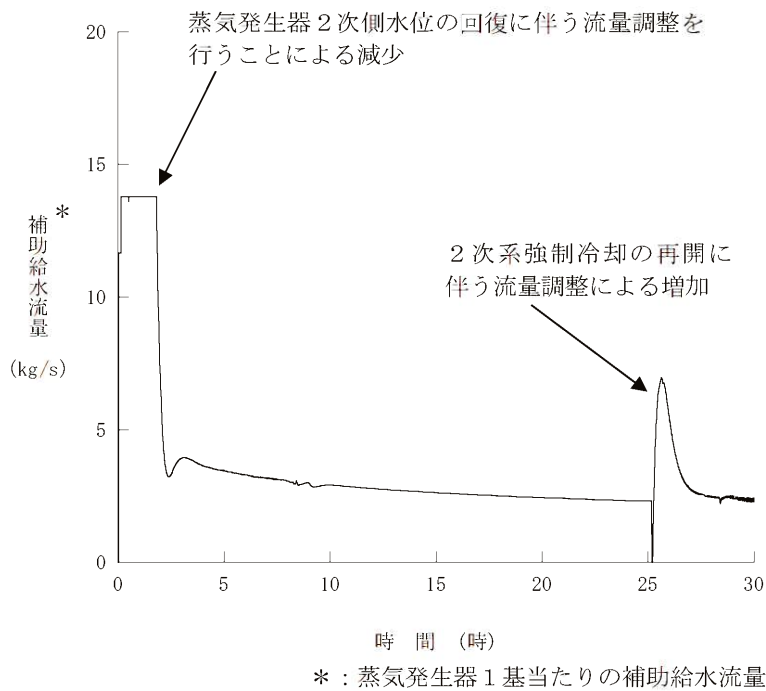


図 2.2.42 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

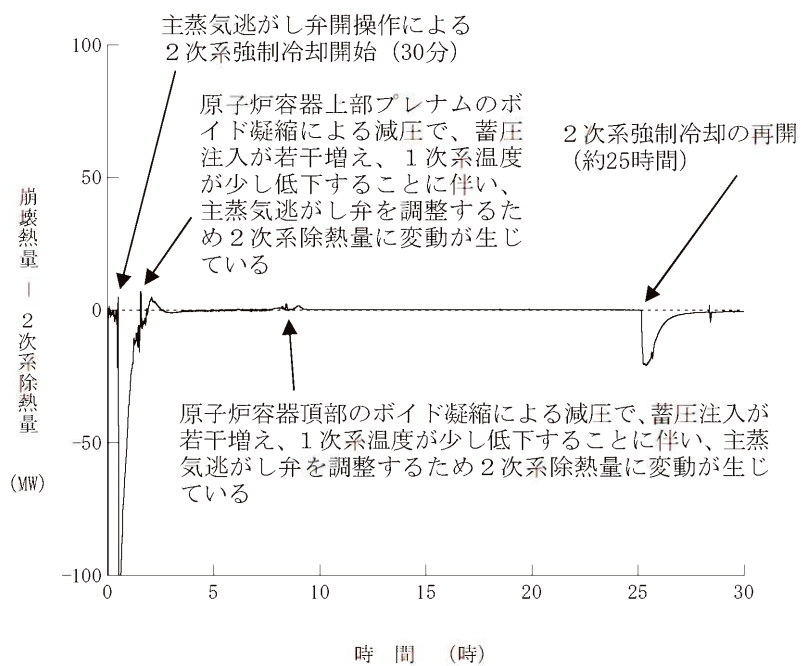


図 2. 2. 43 崩壊熱量と2次系除熱量の推移  
(RCP シール LOCA が発生しない場合)

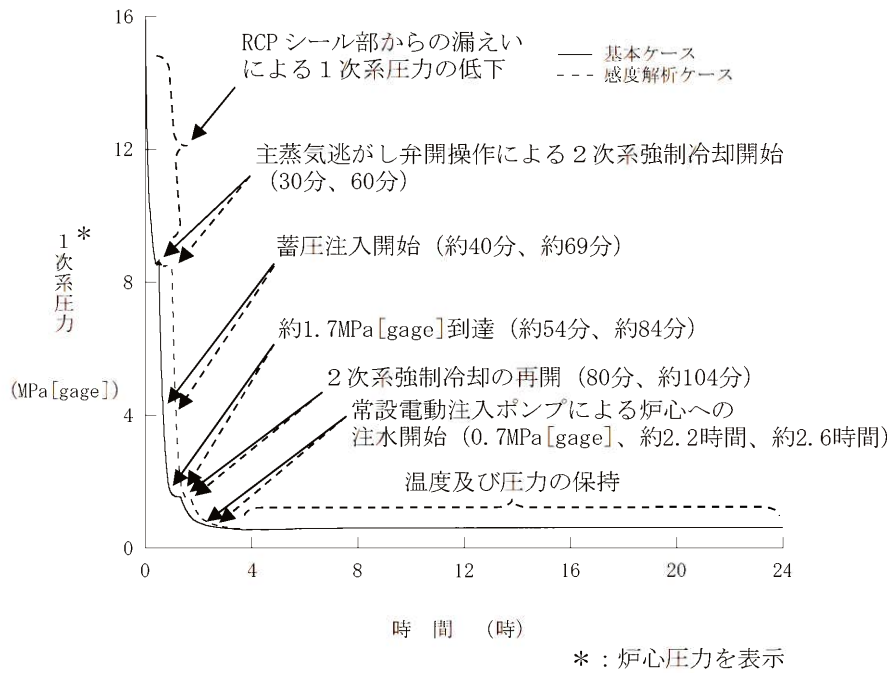


図 2.2.44 1 次系圧力の推移比較 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)

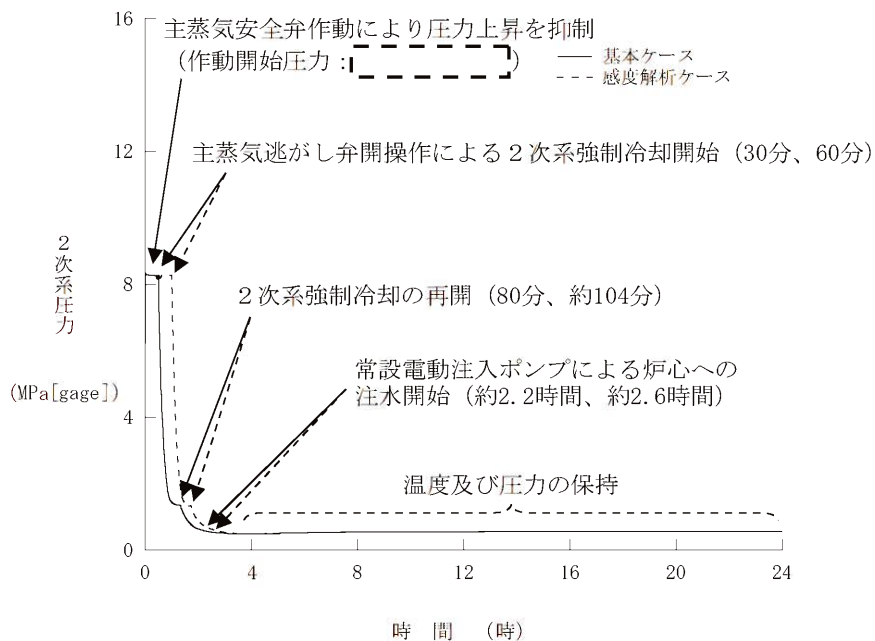


図 2.2.45 2 次系圧力の推移比較 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)

□: 商業機密に係る事項のため公開できません

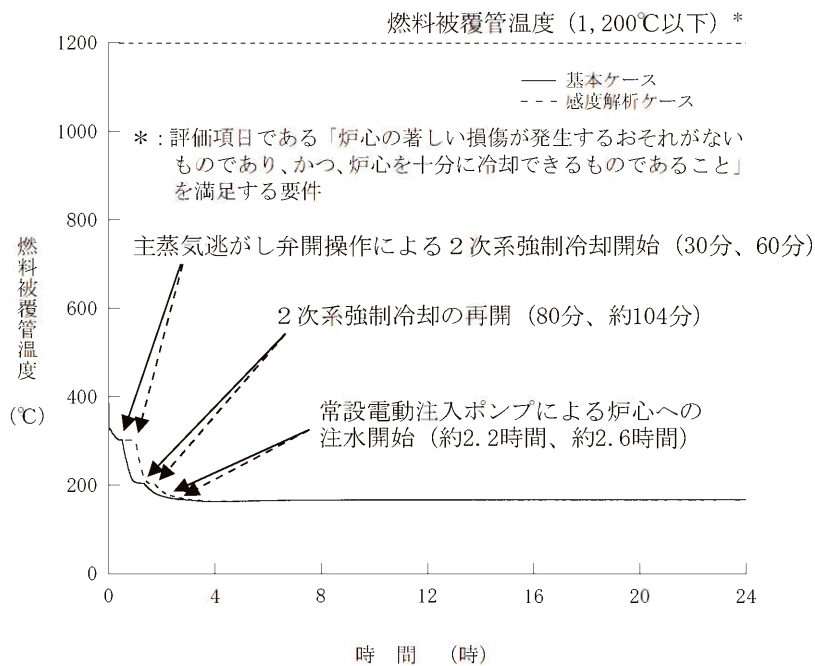


図 2.2.46 燃料被覆管温度の推移比較 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)

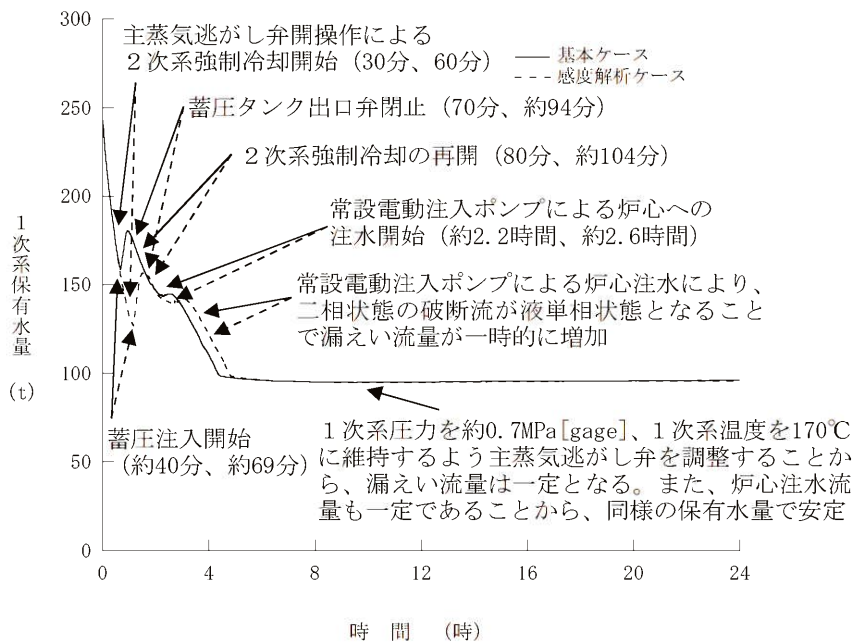


図 2.2.47 1次系保有水量の推移比較 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)

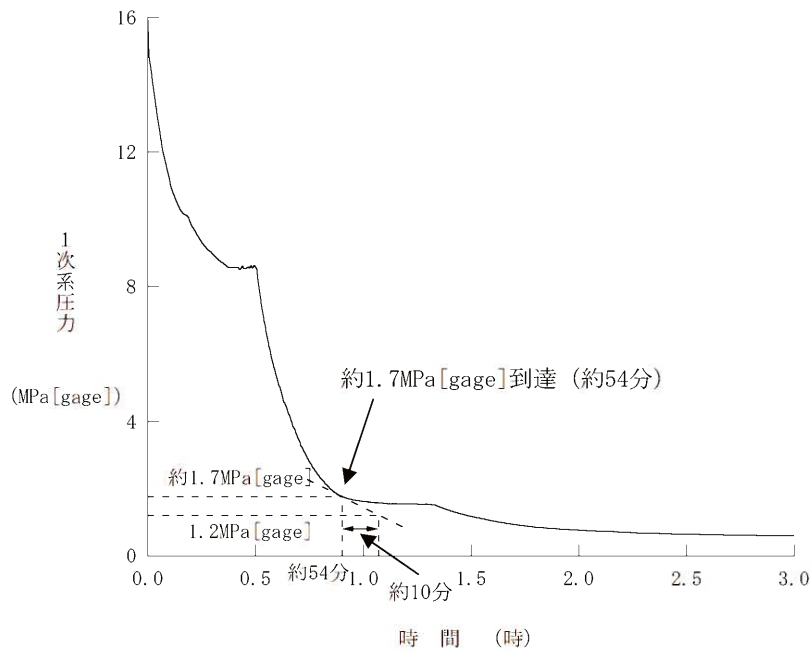


図 2.2.48 1次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認)

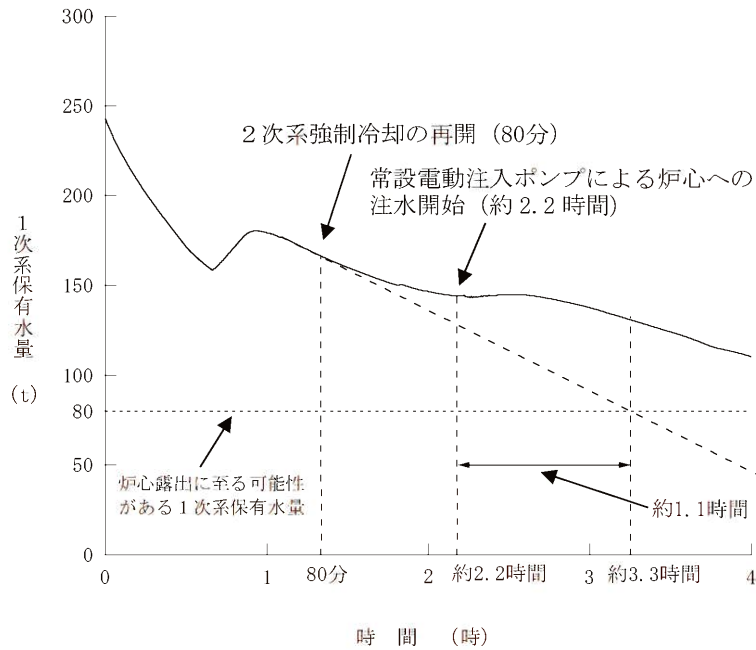


図 2.2.49 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(代替炉心注水操作時間余裕確認)



表 2.2.1 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（1 / 6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	外部電源が喪失し、ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての非常用母線への給電に失敗した場合に全交流動力電源喪失と判断するとともに、蓄電池（安全防護系用）による非常用直流母線への給電を確認する。	蓄電池（安全防護系用）	—	—
プラントトリップの確認	全交流動力電源喪失の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、主蒸気ライン隔離を行い、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、蒸気発生器細管漏えいの徴候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器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細管漏えいの徴候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。	—	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 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） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 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 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 主蒸気ライン圧力

表 2.2.1 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（2 / 6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
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	蒸気発生器の水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量計指示が 125m <sup>3</sup> /h 以上あることにより補助給水流量の確立を確認する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク（ピット）	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク（ピット）水位
早期の電源回復不能判断及び対応準備	中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は、早期の電源回復不能と判断する。この対応操作として、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンク（ピット）への供給、使用済燃料ピットへの注水確保、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置、使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。	大容量空冷式発電機※ 燃料油貯蔵タンク※ 大容量空冷式発電機用燃料タンク※ 大容量空冷式発電機用給油ポンプ※	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク（ピット）補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ※	—

※：外部電源等が復旧するまでは、以降の負荷に対して必要

表 2.2.1 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（3／6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象進展の判断及び対応準備	<p>1次冷却材圧力の低下等により1次冷却材漏えいの判断を行うとともに、事象判別を行っている10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することによる漏えい規模が大きいLOCAの発生有無、補助給水流量の低下による補助給水機能喪失の有無により事象進展の判断を行い、全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合、全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAが発生した場合又は全交流動力電源喪失時に補助給水機能が喪失した場合の手順に移行する。</p> <p>全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合の対応操作として、常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。また、漏えい規模が大きいLOCAへの進展の可能性を考慮して、常設電動注入ポンプの準備完了後にB充てんポンプ（自己冷却）の準備を行う。</p> <p>対応操作中においてもプラント状態を監視し、事象が進展した場合は事象進展に応じた手順に移行する。また、10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することにより漏えい規模が大きいLOCAに進展した場合、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行うとともに、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。漏えい規模が大きいLOCAでない場合でも、炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 <math>1 \times 10^5 \text{mSv/h}</math> 以上により炉心損傷と判断すれば、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。</p>	<p>常設電動注入ポンプ  <b>【B充てんポンプ（自己冷却）】</b>                  タービン動補助給水ポンプ                  復水タンク（ピット）</p>	—	<p>1次冷却材圧力                  加圧器水位                  格納容器内温度                  格納容器内温度（SA）                  格納容器圧力                  AM用格納容器圧力                  格納容器再循環サンプ水位（広域）                  格納容器再循環サンプ水位（狭域）                  格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）                  格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）                  蒸気発生器広域水位                  蒸気発生器狭域水位                  補助給水流量                  復水タンク（ピット）水位</p>

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

表 2.2.1 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（4／6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
2次系強制冷却	現場での人力による主蒸気逃がし弁の開操作により、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行うとともに、目標値となれば1次系温度、圧力を維持する。その後、蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等、補助給水流量調整の必要がある場合は、蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。 また、その後の蒸気発生器への注水量の確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンク（ピット）への供給を行う。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク（ピット） 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク（ピット）補給 用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク（ピット）水位
蓄圧注入系作動の確認	1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。	蓄圧タンク	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力
1次冷却材ポンプ封水関連の隔離	充てんポンプ起動時の RCP シール温度急変等を防止するために、RCP シール関連の隔離操作を行う。	—	—	—
格納容器隔離弁の閉止	ECCS 作動信号発信に伴う格納容器隔離弁の閉止を確認する。なお、格納容器隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。	—	—	—
直流電源負荷切離し	大容量空冷式発電機等からの受電ができない場合、24時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池（安全防護系用）に加え、蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、8時間以内に不要直流電源負荷の切離しを行う。	蓄電池（安全防護系用） 蓄電池（重大事故等対処用）	—	—
蓄圧タンク出口弁閉止	大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力

表 2.2.1 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（5／6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
2次系強制冷却の再開	1次冷却材高温側温度計（広域）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次系強制冷却を再開し、目標値となれば1次系温度の維持を行う。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク（ピット） 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク（ピット）補給 用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク（ピット）水位
常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	大容量空冷式発電機等により電源が供給されるとともに、常設電動注入ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）となれば燃料取替用水タンク（ピット）を水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。なお、常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水を回復させるように調整する。	常設電動注入ポンプ 燃料取替用水タンク（ピット） 【B充てんポンプ（自己冷却）】	—	AM用消火水積算流量 余熱除去流量 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク（ピット）水位
アニュラス空気浄化系の起動	アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、事前に現場にてアニュラス空気浄化系ダンパへの代替空気供給操作を行い、大容量空冷式発電機等により電源が供給された後にアニュラス空気浄化ファンを起動する。なお、蓄電池室に水素が滞留することを防止するために蓄電池室排気ファンを起動する。	【アニュラス空気浄化ファン】 【アニュラス空気浄化フィルタユニット】	【窒素ポンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）】	—
中央制御室非常用循環系の起動	中央制御室の作業環境確保のため、現場にて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の起動操作を行う。	中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備



表 2.2.1 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（6 / 6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却	LOCA が発生している場合、長期対策として移動式大容量ポンプ車による A、B 格納容器再循環ユニットへの冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器内の除熱を継続的に行う。	A、B 格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) 用)
高圧再循環	LOCA が発生している場合、長期対策として移動式大容量ポンプ車による B 高圧注入ポンプ (海水冷却) への冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始する。また、燃料取替用水タンク (ピット) 水位計指示が 16% となれば、格納容器再循環サンプ水位 (広域) 指示 65% 以上を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から B 高圧注入ポンプ (海水冷却) による高圧再循環に切替え、高圧再循環による炉心注水状態を確認し、炉心冷却を継続的に行う。	B 高圧注入ポンプ (海水冷却) 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 燃料取替用水タンク (ピット) 水位
蒸気発生器による炉心冷却の継続	LOCA が発生していない場合、長期対策として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、蒸気発生器による炉心冷却を継続的に行う。	タービン動補助給水ポンプ 【電動補助給水ポンプ】 復水タンク (ピット) 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク (ピット) 補給 用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク (ピット) 水位
原子炉補機冷却海水系の復旧	設置作業時間及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うことにより、原子炉補機冷却海水系の復旧を図る。復旧後は、LOCA が発生する場合には充てんポンプ、余熱除去ポンプ等による炉心注水を行い、LOCA が発生しない場合には余熱除去系による炉心冷却を行う。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備



表2.2.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合））（1 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5 / COCO	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (3, 411MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41 + 0.21MPa [gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次系圧力が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材を注水するタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	307.1 + 2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材を注水するタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流動力電源喪失 及び 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源が喪失するものとしている。
	RCPシール部からの 漏えい率 (初期)	定格圧力において、約109m <sup>3</sup> /h/台 (480gpm/台) 相当となる口径 約1.4cm (約0.6inch) / 台 (4台) (事象発生時からの漏えいを仮定)	米国NRCにて、保守的な漏えい率とされ、評価で使用されている値を使用。国内の1次冷却材ポンプとNRCで評価された米国製1次冷却材ポンプで、漏えい量を決定する流路構造が同等であること及び臨界流モデルで評価した国内RCPシールからの漏えい率が米国評価の使用値より更に小さいことを確認していることより、保守的な設定。

表2.2.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合））（2 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.5秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m <sup>3</sup> /h / 4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から、ミニフロー流量を除いた値により4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁	定格主蒸気流量の10%/個	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa [gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	26.9m <sup>3</sup> /基 (4基) (最小保有水量)	標準的に最小の保有水量を設定。
常設電動注入ポンプ	30m <sup>3</sup> /h	炉心への注水は、常設電動注入ポンプを使用するものとする。想定する漏えい流量に対して、1次系圧力0.7MPa [gage]到達時点で代替炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。	
重大事故等対策に関連する操作条件	2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のd.に従い、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現場での人力による開操作に20分を想定して設定。
	1次系温度、圧力の保持	1次系温度 208℃ (約1.7MPa [gage]到達時) 及び 1次系温度 170℃ (約0.7MPa [gage]到達時)	208℃については、蒸気発生器による炉心冷却に伴う1次系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa [gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系による炉心冷却への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	1次系圧力約1.7MPa [gage]到達 及び代替交流電源確立(60分) から10分後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のc.に従い、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
	2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のe.に従い、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプ 起動	1次系圧力0.7MPa [gage]到達時	運転員等による代替炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮し、安定状態到達後に1次系の温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa [gage]到達後に注水を実施するものとして設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

表2.2.3 主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生しない場合））（1／2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (3, 411MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41 + 0.21MPa [gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次系圧力が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材を注水するタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	307.1 + 2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による1次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材を注水するタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流動力電源喪失 及び 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源が喪失するものとしている。
	RCPシール部からの 漏えい率 (初期)	定格圧力において、1.5m <sup>3</sup> /h/台 相当となる 口径約0.2cm (約0.07inch) /台 (4台) (事象発生時からの漏えいを仮定)	RCPシール部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した結果と同程度の値として設定。

表2.2.3 主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生しない場合））（2／2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低（定格値の65%）（応答時間1.5秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m <sup>3</sup> /h/4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から、ミニフロー流量を除いた値により4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁	定格主蒸気流量の10%/個	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	26.9m <sup>3</sup> /基（4基）（最小保有水量）	標準的に最小の保有水量を設定。
漏えい停止圧力	0.83MPa[gage]	1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。	
重大事故等対策に関連する操作条件	2次系強制冷却開始（主蒸気逃がし弁開）	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のd.に従い、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現場での人力による開操作に20分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生後24時間	—
	1次系温度、圧力の保持	1次系温度208℃（約1.7MPa[gage]到達時）及び 1次系温度170℃（約0.7MPa[gage]到達時）	208℃については、蒸気発生器による炉心冷却に伴う1次系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系による炉心冷却への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	1次系圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立（24時間）から10分後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のc.に従い、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
	2次系強制冷却再開（主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のe.に従い、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

燃料、水源、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）

全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA

1. 水源に関する評価（炉心注水）

炉心損傷防止が可能な流量である  $30\text{m}^3/\text{h}$  で注入した場合  
 < 3号炉 >

○ 水源

- ・燃料取替用水タンク： $1,960\text{m}^3$ （通常水位低警報：96.0% ( $2,140\text{m}^3$ )  
 ー水位異常低警報値：3.0% ( $180\text{m}^3$ ))

○ 水使用パターン

- ・常設電動注入ポンプ： $30\text{m}^3/\text{h}$  事故後 2.2 時間以降運転

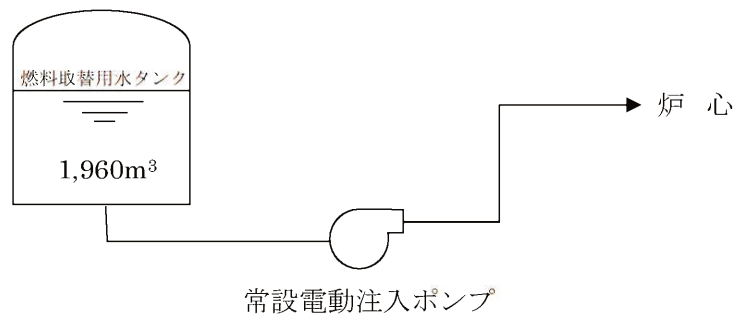
○ 時間評価

- ・燃料取替用水タンク容量 ( $1,960\text{m}^3$ )  $\div$   $30\text{m}^3/\text{h}$  + 2.2 h  $\approx$  67.5 時間

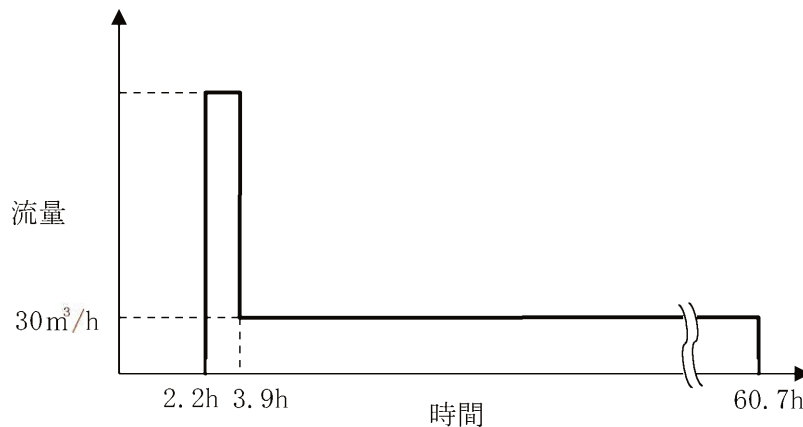
○ 水源評価結果

事故後 67.5 時間までに移動式大容量ポンプ車、C/V再循環ユニットによる自然対流冷却＋高圧再循環運転に移行することで対応可能。

なお、移動式大容量ポンプ車による自然対流冷却＋高圧再循環運転への移行は、事故後 24 時間以降で対応可能なことから、水源評価としては問題ない。



系統概略図



常設電動注入ポンプ注水流量及び時間



< 4号炉 >

○ 水源

・燃料取替用水ピット：1,960m<sup>3</sup>（通常水位低警報：96.0%（2,240m<sup>3</sup>）

－水位異常低警報値：3.0%（280m<sup>3</sup>）

○ 水使用パターン

・常設電動注入ポンプ：30m<sup>3</sup>/h 事故後2.2時間以降運転

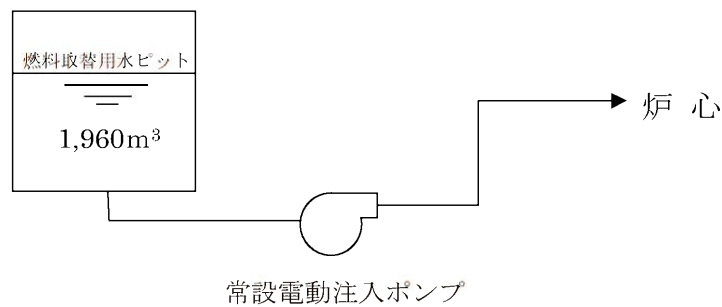
○ 時間評価

・燃料取替用水ピット容量（1,960m<sup>3</sup>）÷ 30m<sup>3</sup>/h + 2.2h ≒ 67.5時間

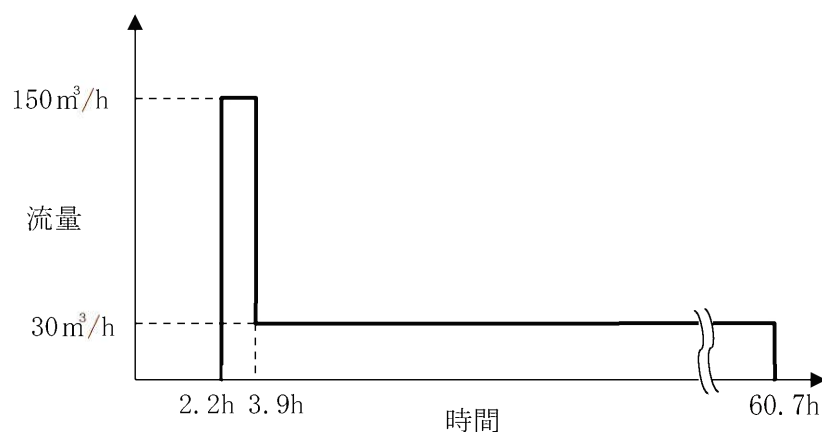
○ 水源評価結果

事故後67.5時間までに移動式大容量ポンプ車、C/V再循環ユニットによる自然対流冷却＋高圧再循環運転に移行することで対応可能。

なお、移動式大容量ポンプ車による自然対流冷却＋高圧再循環運転への移行は、事故後24時間以降で対応可能なことから、水源評価としては問題ない。



系統概略図



常設電動注入ポンプ注水流量及び時間



## 2. 水源に関する評価（蒸気発生器給水）

< 3号炉 >

### ○ 水源

・復水タンク：970 m<sup>3</sup>（通常水位低警報：88.5%（1,080 m<sup>3</sup>）

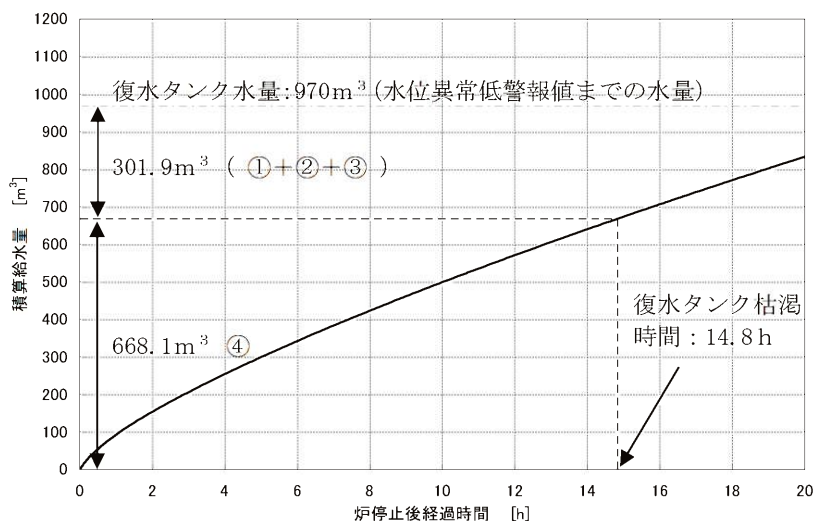
－水位異常低警報値：3.0%（110 m<sup>3</sup>）

### ○ 水使用パターン：

復水タンク枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器（SG）への必要補給水量を以下に示す。

【必要補給水量内訳】 補給水温度 40℃

- |  |   |                      |
|--|---|----------------------|
| ① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去<br>（原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）  | ： | -14.3 m <sup>3</sup> |
| ② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去<br>（1次冷却材及び蒸気発生器保有水等の顕熱） | ： | 205.1 m <sup>3</sup> |
| ③ 蒸気発生器水位回復（狭域水位計20%まで）                                | ： | 111.1 m <sup>3</sup> |
| 上記①～③の合計   | ： | 301.9 m <sup>3</sup> |
| ④ 崩壊熱除去  | ： | 668.1 m <sup>3</sup> |



復水タンクの水位異常低警報値までの水量970 m<sup>3</sup>から、1次冷却材系統を出力運転状態から170℃一定維持まで冷却するために必要な給水量（301.9 m<sup>3</sup>）を引いた量（668.1 m<sup>3</sup>）の水がなくなる時間を崩壊熱除去に応じた補給水量カーブから求め、14.8時間後になる。

14.8時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水タンクへの給水を行うことにより対応可能である。

復水タンクへの補給は、淡水（八田浦貯水池等）を優先とし、淡水が取水不可の場合は海水（取水ピット、取水口付近）を取水する。

### ○ 水源評価結果

事故後、14.8時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水タンクへの給水を行うことにより対応可能。

なお、復水タンクへの補給は、事故後約8時間以降で対応可能なことから、水源評価としては問題ない。

< 4号炉 >

○ 水源

・復水ピット：1,020m<sup>3</sup>（通常水位低警報：88.5%（1,210m<sup>3</sup>）

－水位異常低警報値：3.0%（190m<sup>3</sup>）

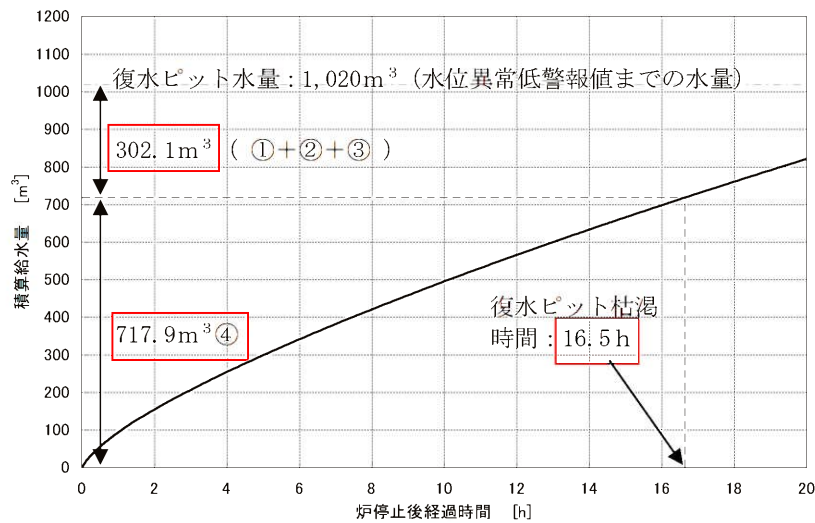
○ 水使用パターン：

復水ピット枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器（SG）への必要補給水量を以下に示す。

【必要補給水量内訳】 補給水温度 40℃

- |  |   |                        |
|--|---|------------------------|
| ① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去<br>（原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）  | ： | 14.2m <sup>3</sup> ※1  |
| ② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去<br>（1次冷却材及び蒸気発生器保有水等の顕熱） | ： | 205.2m <sup>3</sup> ※1 |
| ③ 蒸気発生器水位回復（狭域水位計20%まで）                                | ： | 111.1m <sup>3</sup>    |
| 上記①～③の合計   | ： | 302.1m <sup>3</sup>    |
| ④ 崩壊熱除去  | ： | 717.9m <sup>3</sup> ※2 |

※1：55,000MWd/tの高燃焼度燃料使用による燃料体の機械設計の変更に伴う変更  
 ※2：55,000MWd/tの高燃焼度燃料使用による炉心崩壊熱変更に伴う変更



復水ピットの水位異常低警報値までの水量1,020m<sup>3</sup>から、1次冷却材システムを出力運転状態から170℃一定維持まで冷却するために必要な給水量（302.1m<sup>3</sup>）を引いた量（717.9m<sup>3</sup>）の水がなくなる時間を崩壊熱除去に応じた補給水量カーブから求め、16.5時間後になる。

16.5時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水ピットへの給水を行うことにより対応可能である。

復水ピットへの補給は、淡水（八田浦貯水池等）を優先とし、淡水が取水不可の場合は海水（取水ピット、取水口付近）を取水する。

○ 水源評価結果

事故後、16.5時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水ピットへの給水を行うことにより対応可能。

なお、復水ピットへの補給は、事故後約8時間以降で対応可能なことから、水源評価としては問題ない。

### 3. 燃料消費に関する評価

重要事故シーケンス【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA】

プラント状況：3、4号炉運転中。

事象：全交流動力電源喪失は全ユニット発災を想定する。

前提：保守的に事象発生直後からの運転を想定する。

燃料種別	重油	
号炉	3号炉	4号炉
事象発生直後～7日間 (=168h)	大容量空冷式発電機 (3号炉用1台) 起動。 燃費約 1,370 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 230.2kℓ	大容量空冷式発電機 (4号炉用1台) 起動。 燃費約 1,370 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 230.2kℓ
時系列 事象発生直後～7日間 (=168h)	代替緊急時対策所用発電機 (3/4号炉共用2台) 起動 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×2台×168h = 約 7.8kℓ	代替緊急時対策所用発電機 (3/4号炉共用2台) 起動 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×2台×168h = 約 7.8kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h) <復水タンク(ピット)への補給>	水中ポンプ用発電機(使用済燃料ピット及び復水タンク(ピット)補給用) (3号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 3.9kℓ  水中ポンプ用発電機(取水用) (3号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 3.9kℓ	水中ポンプ用発電機(使用済燃料ピット及び復水タンク(ピット)補給用) (4号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 3.9kℓ  水中ポンプ用発電機(取水用) (4号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 3.9kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h) <使用済燃料ピットへの注水>	<復水タンク(ピット)への補給>に包絡される	<復水タンク(ピット)への補給>に包絡される
事象発生直後～7日間 (=168h)	使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (3号炉用1台) 起動 燃費約 23.1 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 3.9kℓ	使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (4号炉用1台) 起動 燃費約 23.1 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 3.9kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h)	移動式大容量ポンプ車 (3号炉用1台) 起動。 燃費約 207 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 34.8kℓ	移動式大容量ポンプ車 (4号炉用1台) 起動。 燃費約 207 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h = 約 34.8kℓ
合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 284.5kℓ	7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 284.5kℓ
結果	3号炉に備蓄している重油量の合計は燃料油貯蔵タンク(2基)及び大容量空冷式発電機用燃料タンク(1基)の合計より約 376kℓであることから、7日間は十分に対応可能。	4号炉に備蓄している重油量の合計は燃料油貯蔵タンク(2基)及び大容量空冷式発電機用燃料タンク(1基)の合計より約 376kℓであることから、7日間は十分に対応可能。

重要事故シーケンス【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA が発生しない場合】

プラント状況：3、4号炉運転中。

事象：全交流動力電源喪失は全ユニット発災を想定する。

前提：保守的に事象発生直後からの運転を想定する。

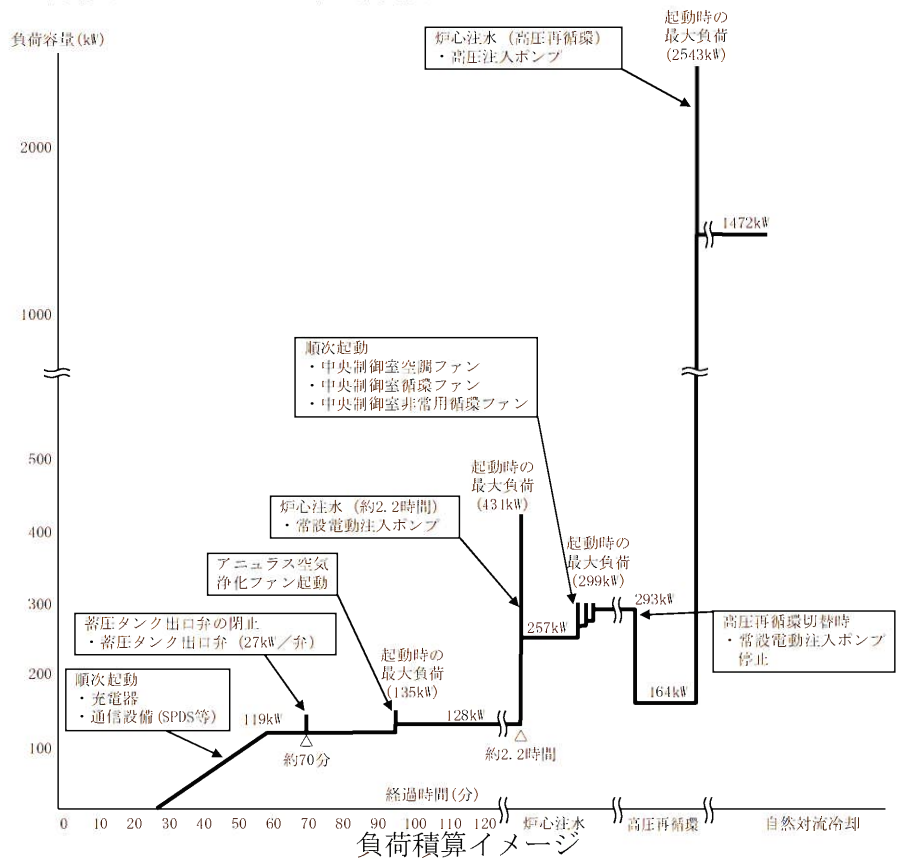
燃料種別	重油	
号炉	3号炉	4号炉
事象発生直後～7日間 (=168h)	大容量空冷式発電機 (3号炉用1台) 起動。 燃費約 1,370 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 230.2kℓ	大容量空冷式発電機 (4号炉用1台) 起動。 燃費約 1,370 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 230.2kℓ
時系列 事象発生直後～7日間 (=168h)	代替緊急時対策所用発電機 (3/4号炉共用2台) 起動 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×2台×168h=約 7.8kℓ	代替緊急時対策所用発電機 (3/4号炉共用2台) 起動 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×2台×168h=約 7.8kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h) <復水タンク(ピット)への補給>	水中ポンプ用発電機(使用済燃料ピット及び復水タンク(ピット)補給用) (3号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ  水中ポンプ用発電機(取水用) (3号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ	水中ポンプ用発電機(使用済燃料ピット及び復水タンク(ピット)補給用) (4号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ  水中ポンプ用発電機(取水用) (4号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h) <使用済燃料ピットへの注水>	<復水タンク(ピット)への補給>に包絡される	<復水タンク(ピット)への補給>に包絡される
事象発生直後～7日間 (=168h)	使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (3号炉用1台) 起動 燃費約 23.1 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ	使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (4号炉用1台) 起動 燃費約 23.1 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h)	移動式大容量ポンプ車 (3号炉用1台) 起動。 燃費約 207 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 34.8kℓ	移動式大容量ポンプ車 (4号炉用1台) 起動。 燃費約 207 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 34.8kℓ
合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 284.5kℓ	7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 284.5kℓ
結果	3号炉に備蓄している重油量の合計は燃料油貯蔵タンク(2基)及び大容量空冷式発電機用燃料タンク(1基)の合計より約 376kℓであることから、7日間は十分に対応可能。	4号炉に備蓄している重油量の合計は燃料油貯蔵タンク(2基)及び大容量空冷式発電機用燃料タンク(1基)の合計より約 376kℓであることから、7日間は十分に対応可能。

#### 4. 電源負荷に関する評価

(1) 負荷リスト 玄海3号炉 大容量空冷式発電機 (約4,000kVA (給電容量: 約3,200kW))  
 <全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシーラLOCA>

主要機器名称	容量 (kW)
高圧注入ポンプ (B)	1308 <sup>△1</sup>
常設電動注入ポンプ	129 <sup>△2</sup>
蓄圧タンク出口弁 3V-S1-132A (B、C、D)	短時間負荷(27)
充電器 (A、B)	57
計装用電源 (安全系) (A、B、C、D)	充電器に含む
アニュラス空気浄化ファン	9
中央制御室空調ファン	15
中央制御室非常用循環ファン	8
中央制御室循環ファン	13
可搬型照明 (SA)	充電器に含む
通信設備 (SPDS等)	5
合計 (kW)	1472

- ※1 系統切替に用いる電動弁は負荷容量が小さく、動作時間が短時間であるため、負荷容量には含まない。  
 ※2 負荷容量が最大となる高圧再循環には使用しないため、負荷容量には含まない。

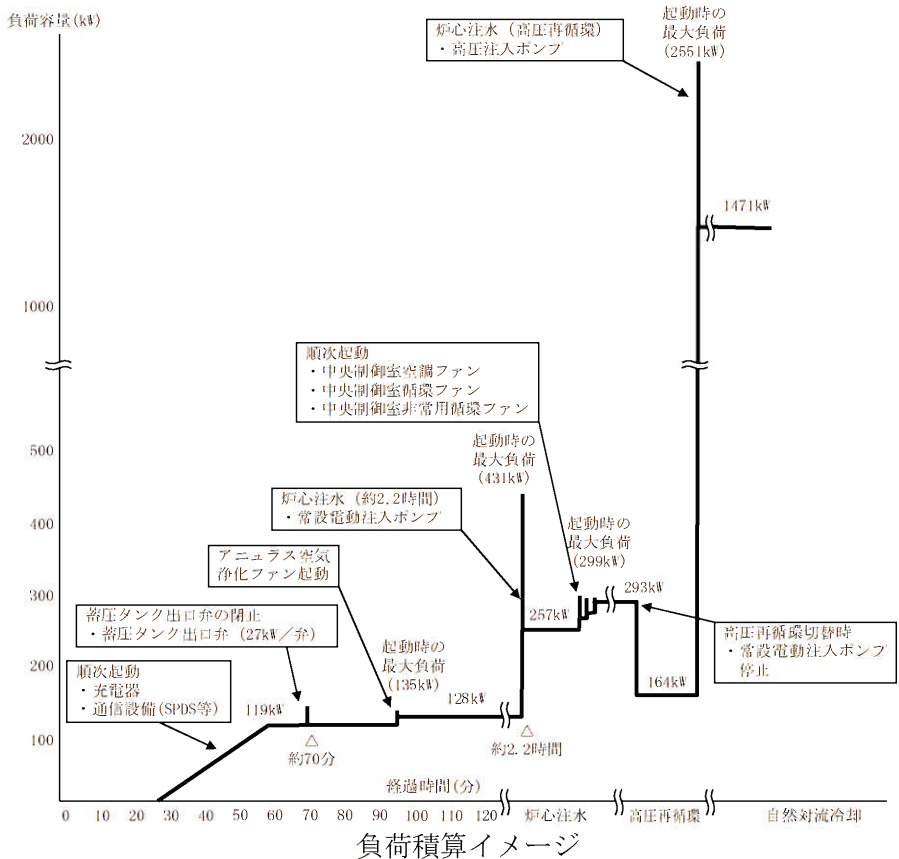


主要負荷リスト

(2) 負荷リスト 玄海4号炉 大容量空冷式発電機 (約4,000kVA (給電容量: 約3,200kW))  
 <全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシーラLOCA>

主要機器名称	容量 (kW)
高圧注入ポンプ (B)	1307 <sup>△1</sup>
常設電動注入ポンプ	129 <sup>△2</sup>
蓄圧タンク出口弁 4V-S1-132A (B、C、D)	短時間負荷(27)
充電器 (A、B)	57
計装用電源 (安全系) (A、B、C、D)	充電器に含む
アニュラス空気浄化ファン	9
中央制御室空調ファン	15
中央制御室非常用循環ファン	8
中央制御室循環ファン	13
可搬型照明 (SA)	充電器に含む
通信設備 (SPDS等)	5
合計 (kW)	1471

- ※1 系統切替に用いる電動弁は負荷容量が小さく、動作時間が短時間であるため、負荷容量には含まない。  
 ※2 負荷容量が最大となる高圧再循環には使用しないため、負荷容量には含まない。



主要負荷リスト



## 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去量

出力運転状態から高温停止状態までに除去すべき崩壊熱以外の熱量としては、以下の各熱量の合計熱量を考慮する。

- ・ 原子炉トリップ遅れ
- ・ 燃料蓄積熱量（被覆材含む）
- ・ 1次冷却材蓄積熱量
- ・ 1次冷却系統蓄積熱量
- ・ 蒸気発生器保有水の吸収熱量
- ・ 蒸気発生器（2次側）構造物の吸収熱量

上記熱量の合計の内、「蒸気発生器保有水の吸収熱量」及び「蒸気発生器（2次側）構造物の吸収熱量」については、原子炉トリップにより、1次系の温度は下がるが、2次系の温度は、タービントリップと同時に主蒸気圧力が無負荷圧力まで上昇するため、主蒸気温度はその圧力の飽和温度まで上昇する。

この2次系の温度上昇に必要な熱量は、1次系から2次系へ移動する事になる。

必要補助給水量としてはこの要素がマイナス（給水不要）分で大きく寄与するため、必要補助給水量としてはマイナスとなる。

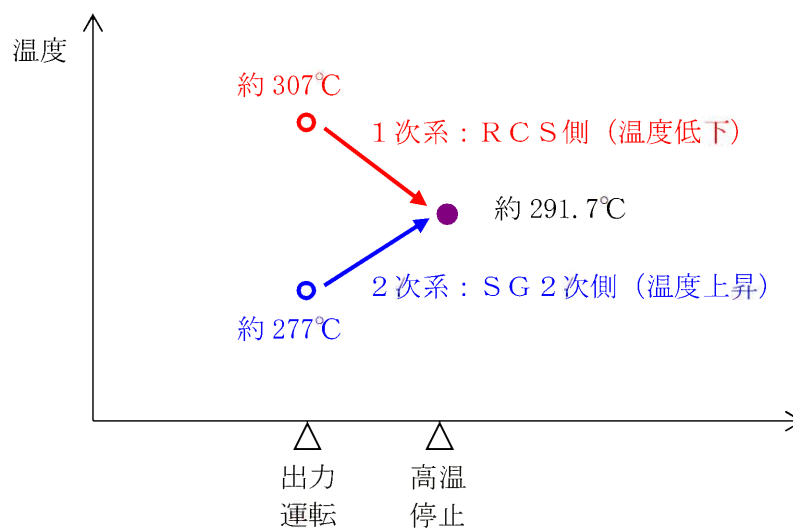
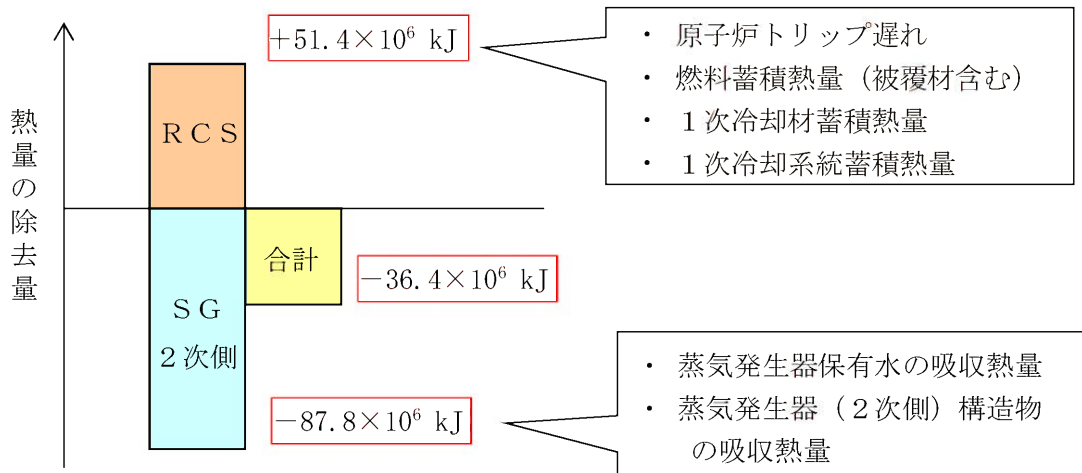


図. 出力運転状態から高温停止状態までの1次系と2次系の温度変化



出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去として、各熱量の合計を考慮し算出した結果、 $-36.4 \times 10^6 \text{ kJ}$  となり、必要な給水量は、 $-14.2 \text{ m}^3$  となる。



$$\begin{aligned}
 \text{【必要な給水量】} &= \frac{\text{熱 量}}{(\text{SG 2次側飽和蒸気比エンタルピー} - \text{補給水比エンタルピー}) (\text{kJ/kg}) \times \text{補給水密度} (\text{kg/m}^3)} \\
 &= \frac{(51.4 - 87.8) \times 10^6 \text{ kJ}}{(2745 \text{ kJ/kg} - 167 \text{ kJ/kg}) \times 992 \text{ kg/m}^3} \\
 &= -14.2 \text{ m}^3
 \end{aligned}$$

## 2.5 原子炉停止機能喪失

### 2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

#### (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「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に起因事象として運転時の異常な過渡変化が発生し、原子炉トリップが必要となるが、原子炉トリップ機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、運転時の異常な過渡変化のうち「主給水流量喪失」、「負荷の喪失」のような加圧事象では、原子炉が高出力で維持されるとともに、蒸気発生器への注水喪失により除熱が低下することから、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの1次冷却材の漏えいにより1次系保有水量が減少し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力の抑制を図るとともに、蒸気発生器への注水を確保し、1次系の過圧を防止することにより炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保するとともに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

#### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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、主蒸気ライン隔離、補助給水ポンプ等を自動作動させる多様化自動作動設備を整備する。また、未臨界を確保するため、緊急ほう酸注入等を整備し、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却等を整備する。これらの対策の概略系統図を図2.5.1に、対応手順の概要を図2.5.2から図2.5.4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手順の関係を表2.5.1に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「2.5.2(1)有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）

及び重大事故等対策要員で構成され、合計 14 名である。

具体的には、運転員（当直員）は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の 2 名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の 2 名、運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員（指揮者等）は 4 名である。この必要な要員と作業項目について図 2.5.5 及び図 2.5.6 に示す。

a. 運転時の異常な過渡変化の発生及び原子炉トリップ機能喪失の判断

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉トリップすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されず、出力領域中性子束計指示が 5 % 以上又は中間領域起動率計指示が正である場合には、原子炉トリップ機能喪失を判断する。

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確認する。

原子炉トリップ機能喪失時は、中央制御室での手動による対応として原子炉トリップ、タービントリップ、常用系パワーセンタ母線遮断器の開放操作による電動発電機電源断、制御棒の手動挿入等の操作を行う。この中央制御室での対応で原子炉が停止状態とならなければ、現場での対応による原子炉トリップ遮断器の開放操作等を行う。

原子炉トリップ機能喪失の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 多様化自動作動設備の作動及び作動状況確認

運転時の異常な過渡変化の発生時に原子炉トリップ機能喪失となった事象のうち、蒸気発生器の水位が低下する事象に対しては、多様化自動作動設備が作動し、主蒸気ライン隔離等並びに電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し、補助給水流量の確立を確認する。

また、主蒸気ライン隔離等による 1 次系温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した 1 次系圧力が、補助給水ポンプ自動起動並びに加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁等の作動により抑制されていることを確認する。

多様化自動作動設備の作動状況の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。また、1 次系温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1 次系の挙動の確認に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

(添付資料 2.5.1)

c. 緊急ほう酸注入及びほう酸希釈ラインの隔離

制御棒が原子炉へ挿入されず、出力領域中性子束計指示が5%以上又は中間領域起動率計指示が正である場合には、ほう酸水注入の実施を判断し、化学体積制御設備等によりほう酸水を炉心へ注入し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させるとともに、ほう酸希釈ラインを隔離する。

緊急ほう酸注入の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、緊急ほう酸注入の確認に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

d. 原子炉未臨界状態及びほう素濃度の確認並びに1次系の減温及び減圧

出力領域中性子束計指示が5%未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負であることにより、原子炉が未臨界であることを確認する。また、1次冷却材中のほう素濃度が、燃料取替ほう素濃度以上であることをサンプリングにより確認する。その後、燃料取替ほう素濃度以上を満足していれば、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレーにより1次系の減温、減圧を行う。

原子炉の未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次系の減温、減圧の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

(添付資料 2.5.2)

e. 余熱除去系による炉心冷却への切替え

長期対策として、1次冷却材圧力計指示が2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示が177℃未満となり、余熱除去系が使用可能となれば、余熱除去系による炉心冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。また、余熱除去系による炉心冷却は継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却開始の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、余熱除去系の運転状態の確認に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、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。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレー作動信号により格納容器スプレーポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。

## 2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

## (1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、運転時の異常な過渡変化発生時に原子炉トリップ機能が喪失し、多様化自動作動設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能に期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「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」及び圧力評価の観点で影響を確認する「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、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、冷却材放出、2次側水位変化・ドライアウト及び2次側給水が重要現象となる。このため、これらの現象を適切に評価することが可能であり、1次系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能なプラント過渡特性解析コードSPARKLE-2により、1次系圧力、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに影響を与えるものについては、「2.5.3 (3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

## (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表2.5.2及び表2.5.3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2.5.3)

### a. 初期条件

#### (a) 炉心熱出力

炉心熱出力の初期値は、定格値 (3, 411MWt) を用いるものとする。

#### (b) 1次系圧力

1次系圧力の初期値は、定格値 (15.41MPa[gage]) を用いるものとする。

#### (c) 1次冷却材平均温度

1次冷却材平均温度の初期値は、定格値（307.1℃）を用いるものとする。

(d) 減速材温度係数

減速材温度係数の初期値は、ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化及び取替炉心のばらつき等のプラント特性並びに解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう $-16\text{pcm}/^\circ\text{C}$ に設定するものとする。

(e) ドップラ特性

ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性（標準値）を設定するものとする。

(f) 対象炉心

ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)、(e)の特性を考慮した炉心を用いるものとする。

(添付資料1.5.4、2.5.4、2.5.5)

b. 事故条件

(a) 起回事象

i. 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

起回事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。

ii. 負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故

起回事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に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

原子炉トリップ機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

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ることから1次冷却材流量が低下せず、1次系温度上昇が小さくなる。このため、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、圧力評価の観点で厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 多様化自動作動設備

原子炉が自動停止せず、蒸気発生器水位低下を多様化自動作動設備が検知し、主蒸気ライン隔離信号及び補助給水ポンプ自動作動信号を発信するものとする。また、多様化自動作動設備作動設定値は、「蒸気発生器水位低」原子炉トリップ信号設定値を下回る蒸気発生器狭域水位7%とする。



(b) 主蒸気ライン隔離

解析上は多様化自動作動設備作動設定値到達17秒後に全ループの主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気ラインの隔離が完了するものとする。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は多様化自動作動設備作動設定値到達60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

多様化自動作動設備により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプ起動による蒸気発生器への注水により、1次系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

a. 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

本重要事故シーケンスの事象進展を図2.5.3に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次系圧力等の1次系パラメータの変化を図2.5.7から図2.5.13に、2次系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次系パラメータの変化を図2.5.14から図2.5.18に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、主給水流量の喪失に伴い1次系温度及び圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより、1次系温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。

1次系温度の上昇に伴い、1次系圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により圧力上昇は抑制され、また、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により炉心が冷却され、1次系の圧力上昇は抑制される。

(添付資料2.5.6)

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は、図2.5.9に示すとおり、約18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

燃料被覆管温度は、図2.5.13に示すとおり、原子炉トリップ機能の喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下する。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

原子炉格納容器圧力及び温度は、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動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次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の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圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.320MPa[gage]及び約133℃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(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。

図2.5.8及び図2.5.9に示すように、事象発生後600秒時点において1次系温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、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し、化学体積制御設備を用いたほう酸水の炉心注入により未臨界を確保した後、1次系の降温、降圧を行い、事象発生約16時間後に余熱除去系による炉心冷却が可能となり、冷却を開始することにより事象発生約21.5時間後に低温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

(添付資料2.5.7、2.5.8)

b. 負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故

本重要事故シーケンスの事象進展を図2.5.4に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次系圧力等の1次系パラメータの変化を図2.5.19から図2.5.25に、2次系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次系パラメータの変化を図2.5.26から図2.5.30に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、負荷の喪失に伴い1次系温度及び1次系圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、蒸気負荷の喪失により1次系温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気

安全弁の作動により、1次系温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全ての主蒸気隔離弁誤閉止若しくは復水器の故障に伴う主給水流量喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動設備が検知する。

1次系温度の上昇に伴い、1次系圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により圧力上昇は抑制され、また、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により炉心が冷却され、1次系の圧力上昇は抑制される。

(添付資料2.5.6)

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は、図2.5.21に示すとおり、約18.9MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

燃料被覆管温度は、図2.5.25に示すとおり、原子炉トリップ機能の喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下する。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

原子炉格納容器圧力及び温度は、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動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次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の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圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.320MPa[gage]及び約133℃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(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。

図2.5.20及び図2.5.21に示すように、事象発生後600秒時点において1次系温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、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し、化学体積制御設備を用いたほう酸水の炉心注入により未臨界を確保した後、1次系の降温、降圧を行い、事象発生約16時間後に余熱除去系による炉心冷却が可能となり、冷却を開始することにより事象発生約21.5時間後に低温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、安定停

止状態を維持できる。

(添付資料2.5.7、2.5.8)

### 2.5.3 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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展は早いですが、多様化自動作動設備により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

#### (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は、「1.7 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

本重要事故シーケンスは、「2.5.2 (2) 有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプ自動起動により蒸気発生器への注水を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸注入による濃縮操作を行い、未臨界状態を維持する。

##### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における減速材反応度帰還効果の不確かさとして、減速材温度係数を $3.6\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 大きく評価する可能性がある。このため、実際の減速材反応度帰還効果は小さくなり、1次系温度上昇時における負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなり、1次冷却材膨張量が増加する。減速材反応度帰還効果の不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。このため、この不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。

炉心におけるドップラ反応度帰還効果の不確かさとして、10%小さ

く評価する可能性がある。このため、実際のドップラ反応度帰還効果は大きくなり、燃料温度低下時における正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなり、1次冷却材膨張量が増加する。ドップラ反応度帰還効果の不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。このため、この不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさは、ドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含める。

炉心における沸騰・ボイド率変化の不確かさとして、炉心ボイド率を8%大きく評価する可能性がある。このため、実際の炉心ボイド率は小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次系温度上昇時における負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次系圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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・ドライアウトの不確かさとして、最大で1次系温度を2℃、1次系圧力を0.2MPa低く評価する可能性がある。このため、実際の1次系圧力は高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次系温度が高くなり、1次冷却材保有熱量が増加するため、1次冷却材膨張量が増加する。これらの解析コードの不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。このため、この不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。

(添付資料2.5.9)

## (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、表



2.5.2及び表2.5.3に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる初期条件である炉心熱出力、1次系圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差、ドップラ特性及び減速材温度係数の取替炉心ごとの変動並びに標準値として設定している炉心崩壊熱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

本重要事故シーケンスは、「2.5.2 (2) 有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプ自動起動により蒸気発生器への注水を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。なお、プラントを安定状態に導いた後は、緊急ほう酸注入による濃縮操作を行い、未臨界状態を維持する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心熱出力、1次系圧力及び1次冷却材平均温度について、初期定常誤差が原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。このため、これらの初期定常誤差を考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。

減速材温度係数のサイクル寿命中の変化及び取替炉心ごとの変動を考慮し、最確条件の減速材温度係数を用いた場合、解析条件として設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次系温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の上昇が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

ドップラ特性の取替炉心ごとの変動を考慮し、最確条件のドップラ特性を用いた場合においても、解析条件として設定しているドップラ特性と大きく変わらないため、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくないが、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。このため、この不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感



度解析」にて確認する。

3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮した場合、減速材温度係数は絶対値が大きくなり負の反応度帰還効果が大きくなる傾向となり、また、ドップラ特性は大きくなり正の反応度帰還効果が大きくなる傾向となるため、評価項目となるパラメータに与える影響について確認する観点から、3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮した場合の感度解析を実施した。感度解析に当たって、減速材温度係数の初期値は取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し負の反応度帰還効果が小さくなるよう $-19\text{pcm}/^\circ\text{C}$ を設定し、ドップラ特性は3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮し、正の反応度帰還効果が大きくなる特性を設定する。その結果、図2.5.31及び図2.5.32に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は、「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」において約 $18.5\text{MPa}[\text{gage}]$ 、「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において約 $18.7\text{MPa}[\text{gage}]$ となる。1次系圧力を高くする方向に作用するドップラ特性の相違による影響よりも、1次系圧力を低くする方向に作用する減速材温度係数初期値の相違による影響の方が大きいことから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるが、1次系圧力が最大となる時の原子炉出力は崩壊熱よりも十分大きく、崩壊熱が1次系圧力上昇に与える影響は小さいことから、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2.5.9、2.5.10)

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、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並びに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等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

本重要事故シーケンスは、「2.5.2 (2) 有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプ自動起動により蒸気発生器への注水を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、要員の配置による他の操作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ない。なお、プラントを安定状態

に導いた後には、緊急ほう酸注入による濃縮操作を行い、未臨界状態を維持する。

(添付資料2.5.9)

### (3) 感度解析

解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施した。感度解析に当たって、炉心熱出力、1次系圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。その結果は、表2.5.4及び表2.5.5並びに図2.5.33及び図2.5.34に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は、「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」において約19.4MPa[gage]、「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において約19.6MPa[gage]となる。「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.6MPa[gage]及び約18.9MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回っている。

さらに、「(1)解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次系温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目を満足する。

(添付資料2.5.11)

### (4) 操作時間余裕の把握

操作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での操作時間余裕を確認する。

本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2)有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプ自動起動により蒸気発生器への注水を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。

(添付資料2.5.9)

### (5) 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要員の配置による他の操作に与える影響を確認し、感度解析により、解析コード及び解析条件の不確かさの重畳を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。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、多様化自動作動設備により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプ自動起動による蒸気発生器への注水等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

#### 2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり14名である。このため、「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」に示す運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員52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「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「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」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。

##### a. 水源

復水タンク（ピット）を水源とする補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、復水タンク（ピット）が枯渇するまでの水量約970m<sup>3</sup> [1,020m<sup>3</sup>]の使用を考慮し、事象発生後約14.8時間 [16.5時間] の注水継続が可能である。余熱除去系による炉心冷却は、事象発生約18時間後から使用可能となるため、復水タンク（ピット）枯渇から余熱除去系による炉心冷却開始までの約3.2時間 [1.5時間] は、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水タンク（ピット）への淡水（八田浦貯水池）又は海水補給が必要となる。余熱除去系による炉心冷却に切替え以降は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、炉心冷却のための蒸気発生器への注水は不要であり、復水タンク（ピット）への補給は不要である。

なお、本重要事故シーケンスにおいては、外部電源の喪失を想定しておらず、復水タンク（ピット）枯渇から余熱除去系による炉心冷却開始までの約3.2時間 [1.5時間] は、常設設備により復水タンク（ピット）への補給は不要である。

ット)への補給が可能となる。

[ ]は4号炉を示す

(添付資料2.5.12)

#### b. 燃料

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機による電源供給が可能であり、事象発生後7日間ディーゼル発電機2台が全負荷で運転した場合、約593kℓの重油が必要となる。

また、復水タンク(ピット)補給用水中ポンプによる復水タンク(ピット)への補給及び使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.7kℓの重油が必要となる。使用済燃料ピットへの注水については、復水タンク(ピット)への補給に必要な重油に包絡される。

さらに、代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な燃料は、重油約612.5kℓとなるが、「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油そう及び燃料油貯蔵タンクの重油量約620kℓにて供給可能である。

(添付資料2.5.12)

#### c. 電源

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機の電源負荷については、設計基準事故時に想定している工学的安全施設作動信号により作動する負荷を上回る設計としており、重大事故等対策に必要な負荷は工学的安全施設作動信号により起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。

### 2.5.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉のトリップ機能が喪失することにより、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの1次冷却材の漏えいにより1次系保有水量の減少が継続し、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「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動設備を、また、長期的な炉心冷却を可能とするため、緊急ほう酸注入、余熱除去系による炉心冷却等を考慮する。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「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」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について、有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても、多様化自動作動設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動すること等により、1次系圧力が過度に上昇することはない。

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、評価項目を満足するとともに、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて、操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、解析コード及び解析条件の不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動設備等の炉心損傷防止対策は、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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

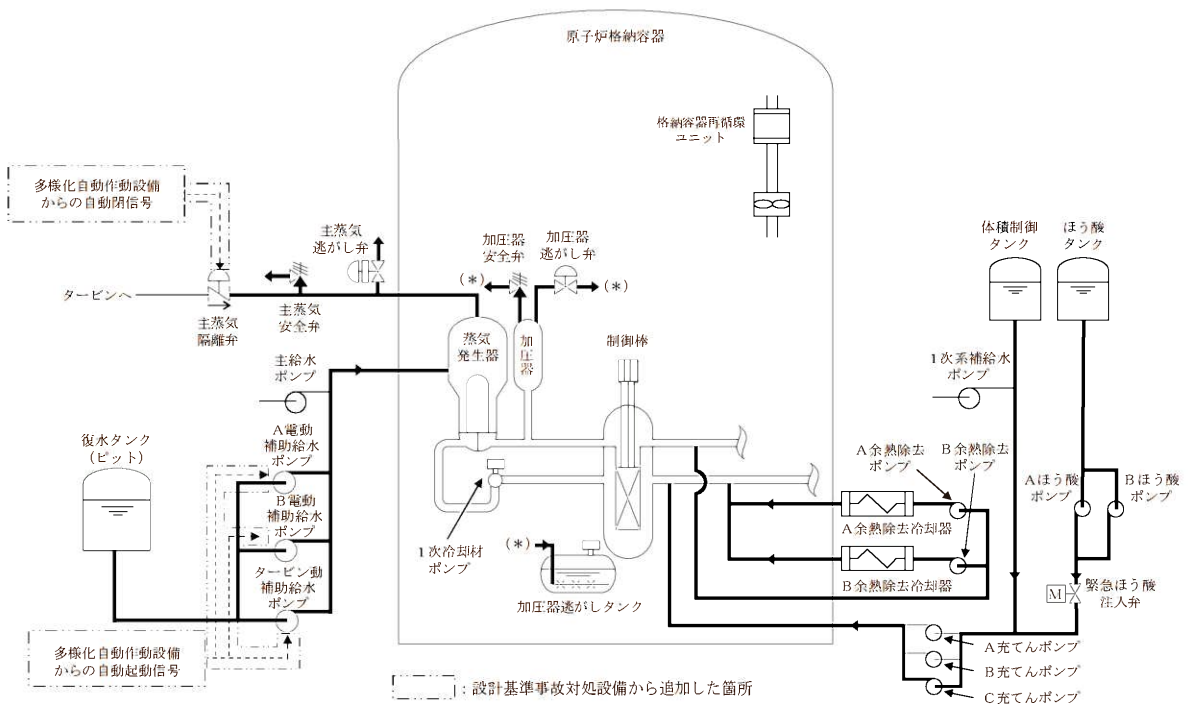


図 2.5.1 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



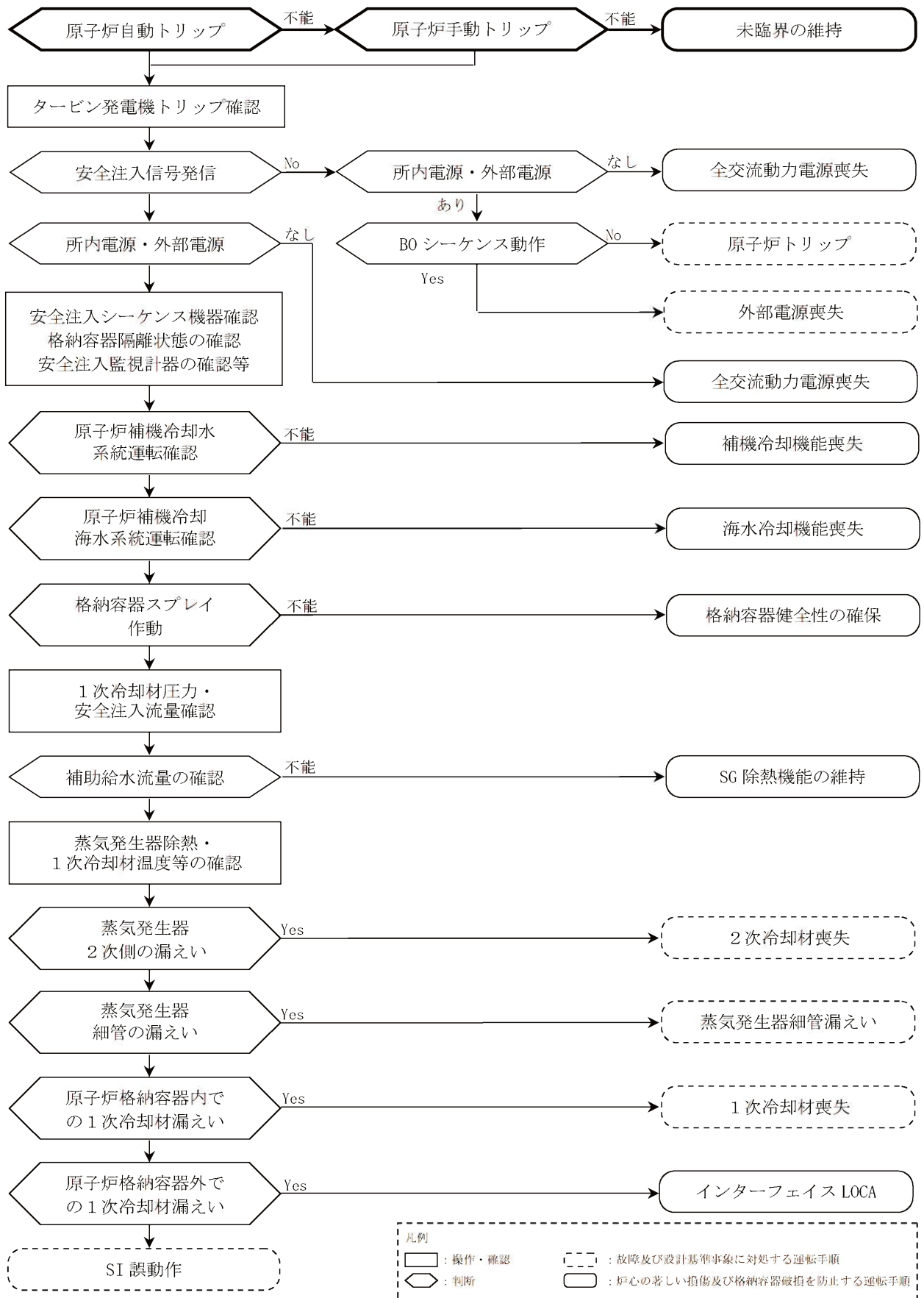


図 2.5.2 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要  
(事象判別プロセス)

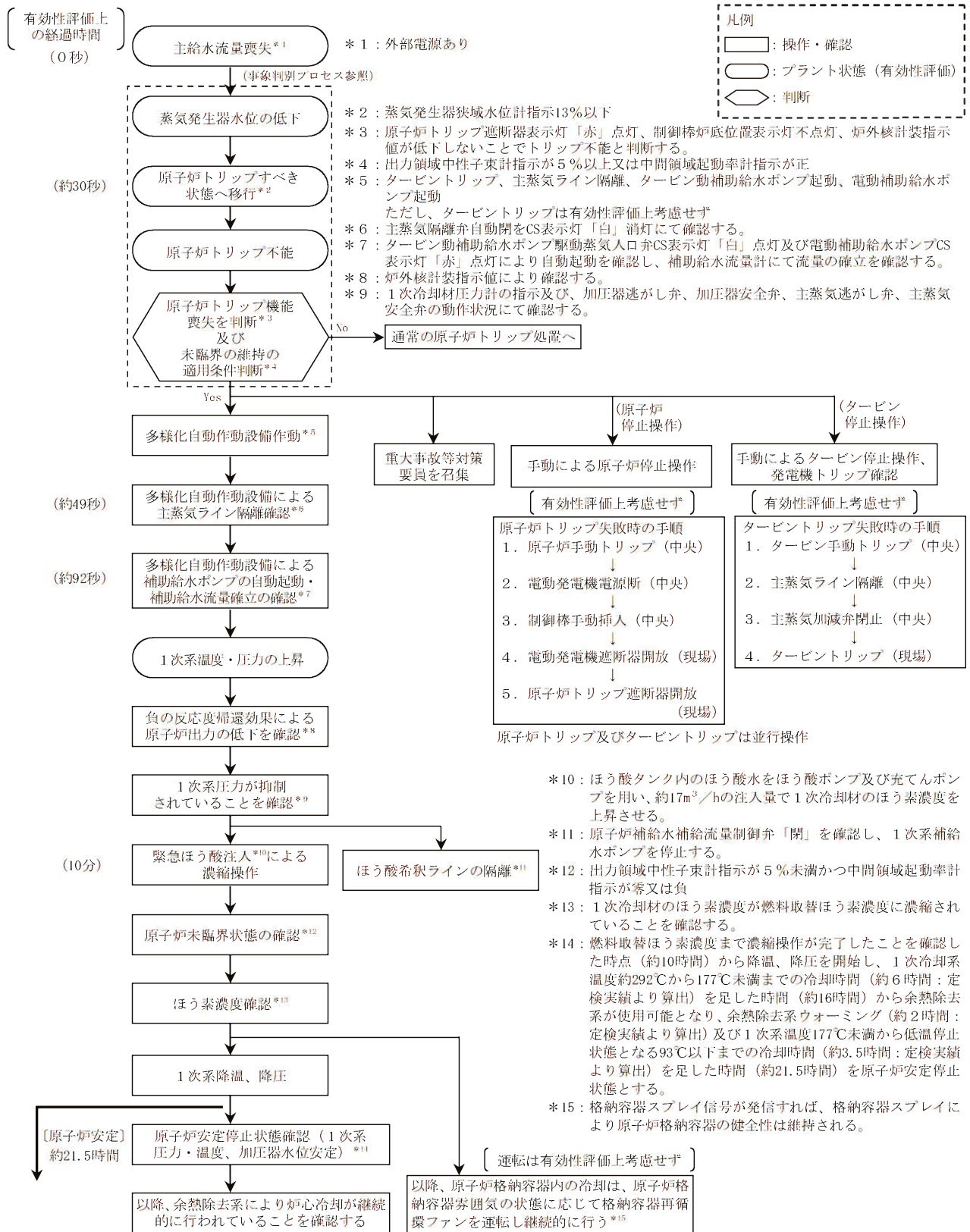


図 2.5.3 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要  
 (「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展)

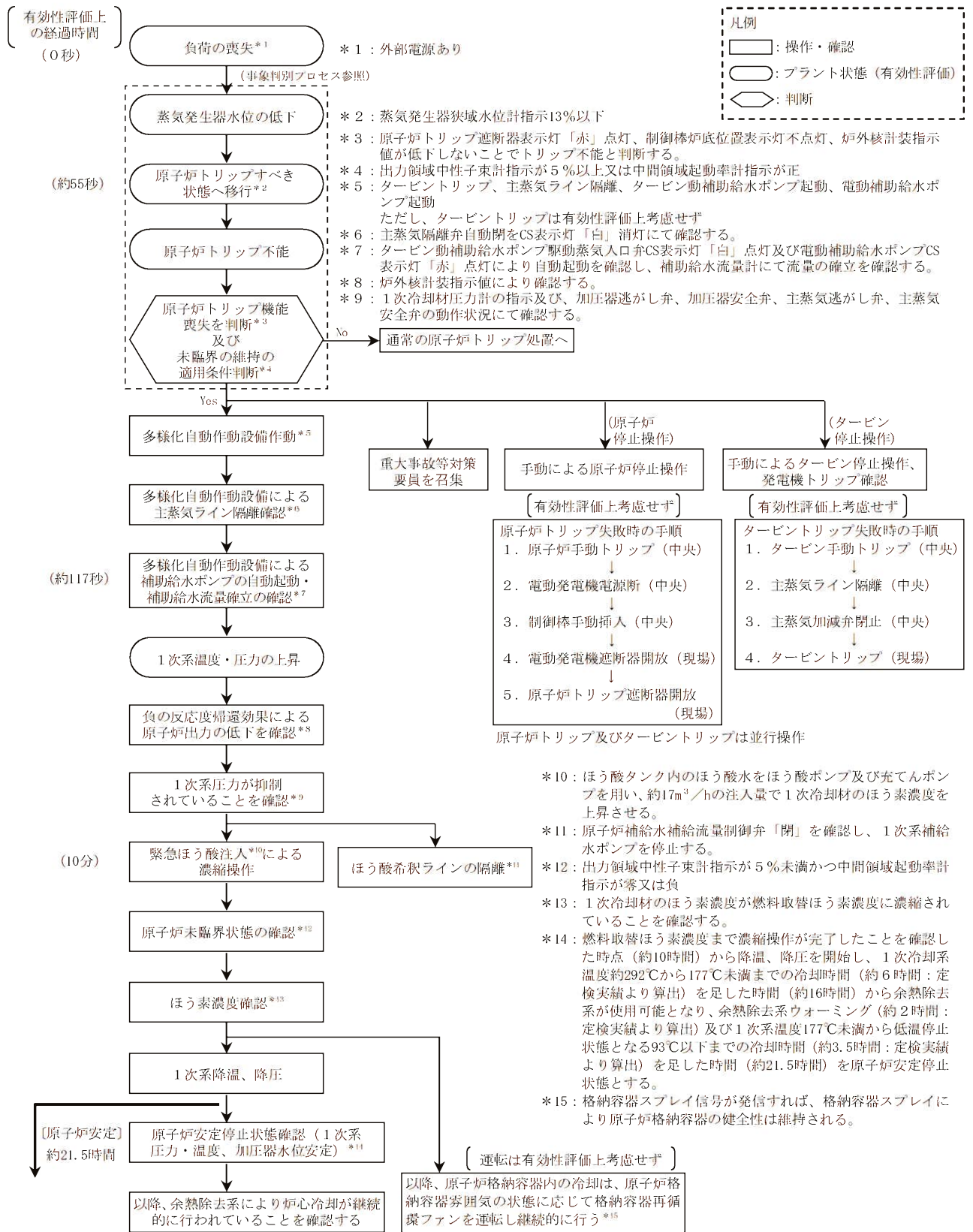


図 2.5.4 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要  
(「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
手順の内容	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)																								
要員(名) (作業に必要な要員数) 【1】は他作業後移動して来た要員	手順の内容	経過時間 (分)																								
3号4号	手順の内容	経過時間 (分)																								
当直課長 当直副長	1 1号炉 運転操作指揮者	経過時間 (分)																								
当直主任 運転員	1 1号炉 副運転・運転操作助勢	経過時間 (分)																								
運転員A	●原子炉手動トリップ ●電動発電機電流断 ●副制御手動介入 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								
原子炉停止操作	●現地移動/電動発電機遮断器現地開放 ●現地移動/原子炉トリップ遮断器現地開放 (現地操作)	経過時間 (分)																								有効性評価上考慮せず
運転員C	●タービン手動トリップ* (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								
タービン停止操作	●タービントリップの動作確認(有効性評価上、不動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン電動助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								有効性評価上考慮せず
運転員B	●負の反応度係数効果による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認	経過時間 (分)																								
多量化自動動作設備の動作確認	●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉主蒸気状態の確認 ●ほうげん濃度確認 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								10分後の開始を想定しているが、実際の操作においては原子炉出力の低下状況により見直しを行う
原子炉出力・1次冷却材圧力確認	●ほうげん濃度確認 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								
緊急ほうげん注入操作	●ほうげん濃度確認 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								
ほうげん濃度ライオン離操作	●1次系降温・降圧操作 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								通常のフロント停止操作
1次系降温・降圧操作	●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による負荷操作 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								通常のフロント停止操作
余熱除去系統による低溫停止状態までの負荷操作	●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による負荷操作 (中央制御室操作)	経過時間 (分)																								

\*タービン手動トリップ及び多量化自動動作設備の動作も火取した場合は、主蒸気ライオン離・主蒸気隔離弁閉・タービントリップ(強制)を行う。

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間及び作業時間を確認した上で算出している。

・緊急時対応本部要員(指揮者等)は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う。

図 2.5.5 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間 (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)

手順の項目	必要に必要な要員数 (作業に必要な要員数) 【1】は他作業後移動して来た要員	必要に必要な作業項目																経過時間 (分)	経過時間 (時間)	備考						
		3号	4号	5号	6号	7号	8号	9号	10号	11号	12号	13号	14号	15号	16号	17号	18号				19号	20号	21号	22号	23号	
手順の内容		手順の内容 ▽ 炉発生 ▽ 約1秒 炉発生 ▽ 約1秒 炉発生 ▽ フロントパネル電源 (負荷の喪失=原子炉トリップ及戻) ▽ フロントパネル電源による制御水ポンプ起動 経21.5時間																								
運転員A	1	●原子炉自動トリップ ●電動発電機電源 ●制御棒自動挿入 (中央制御室操作) ●現地移動/電動発電機電源出現開放 ●現地移動/原子炉トリップ遮断器現場開放 (現場操作) ●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								
原子炉停止操作	1	10分 10分 有効性評価上考慮せず 有効性評価上考慮せず 有効性評価上考慮せず																								
タービン停止操作	1	●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								
多量化自動動作設備の動作確認	【1】	●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								
原子炉出力・1次冷却材圧力確認	【1】	●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								
緊急ほうげん注入操作	【1】	●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								
ほうげん系ライン隔離操作	【1】	●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								
1次系降圧・降圧操作	【2】	●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								
余熱除去系統による低温停止状態までの冷却操作	【1】	●タービン自動トリップ* (中央制御室操作) ●タービントリップの動作確認 (有効性評価上、各動作) ●主蒸気隔離弁閉動作確認 ●電動およびタービン補助給水ポンプの自動起動確認 (中央制御室操作) ●負の反応度補償要求による原子炉出力の低下を確認 ●1次冷却材圧力が抑制されていることを確認 ●緊急ほうげん注入操作 ●原子炉蒸気発生停止の確認 ●ほうげん素燃度確認 (中央制御室操作) ●ほうげん系ライン隔離操作 (中央制御室操作) ●主蒸気速がし弁による冷却操作 ●加圧器スプレイ弁による降圧操作 (中央制御室操作) ●余熱除去系統運転 ●余熱除去系統による冷却操作 (中央制御室操作)																								

\*タービン自動トリップ及び多量化自動動作設備の動作も実現した場合は、主蒸気ライン隔離、主蒸気加圧器閉鎖、タービントリップ起動(強制)を行う。  
 ・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間及び作業時間を確認した上で算出している。  
 ・緊急時刻表本部要員 (指揮者等) は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う。

図 2.5.6 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間 (負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)



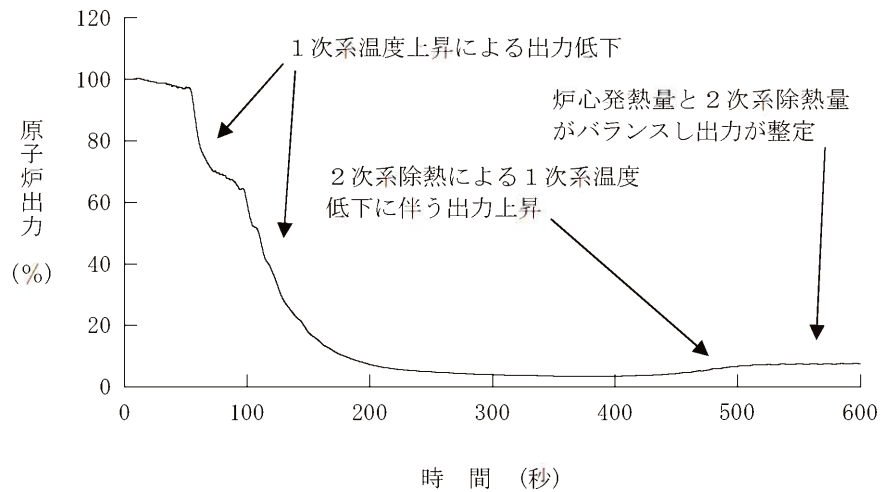


図 2.5.7 原子炉出力の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

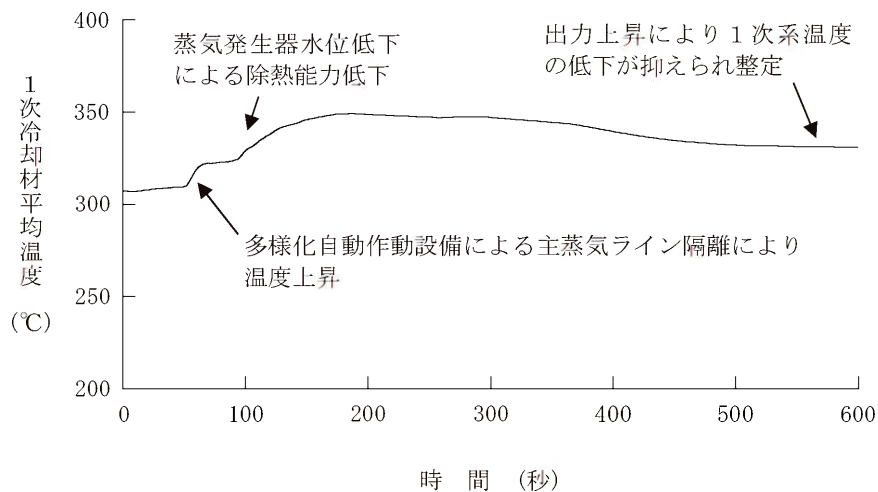
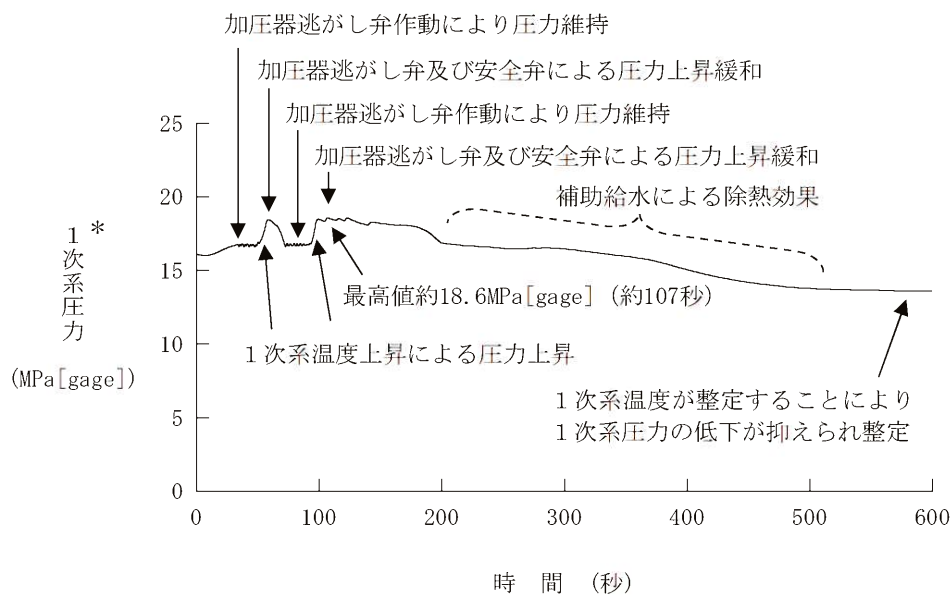


図 2.5.8 1次冷却材平均温度の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)





\* : 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

図 2.5.9 1次系圧力の推移  
(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)

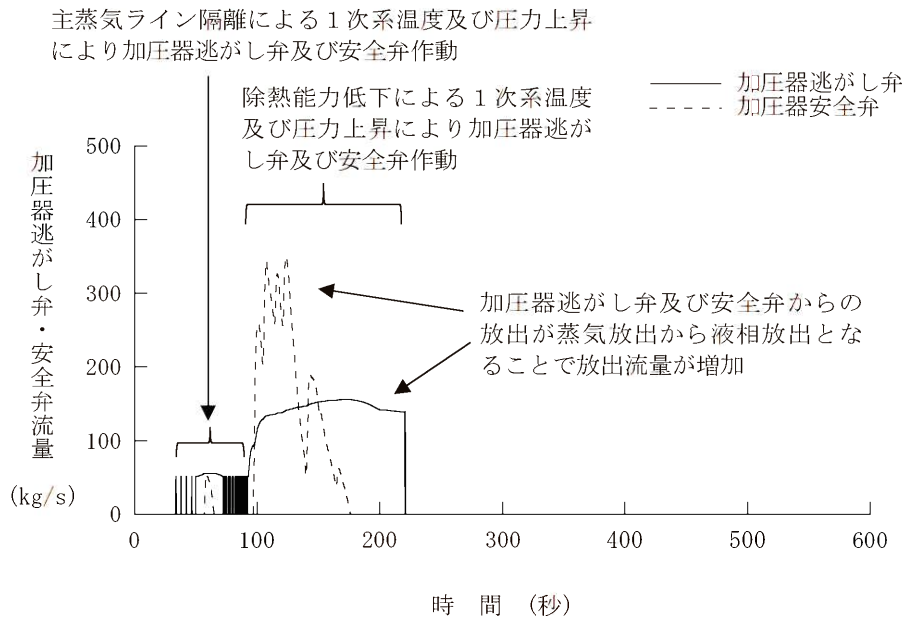


図 2.5.10 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

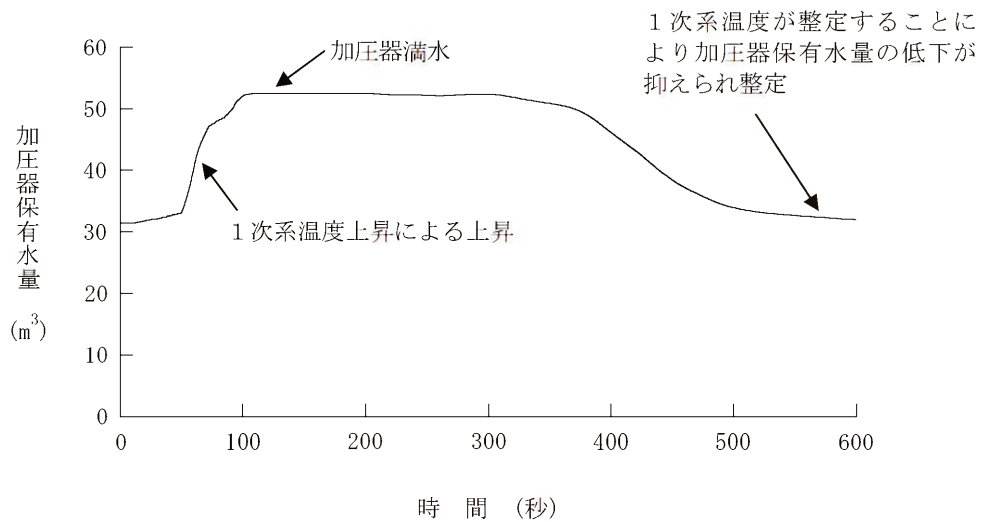


図 2.5.11 加圧器保有水量の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

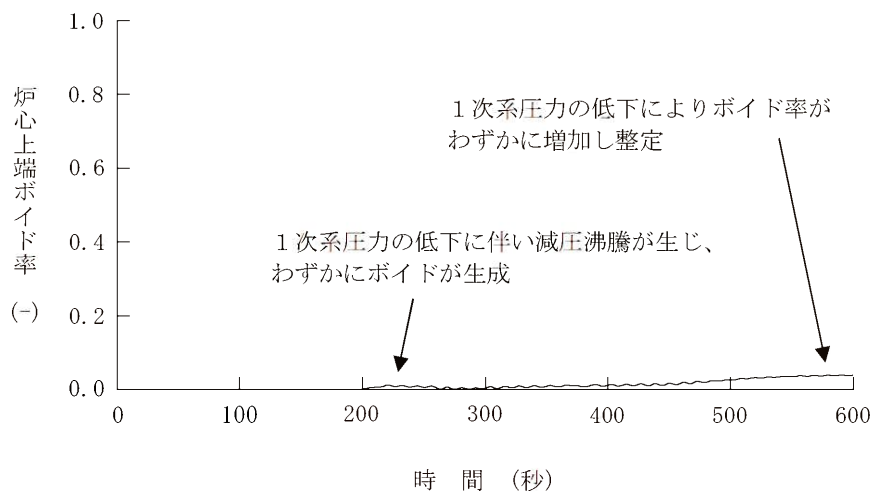
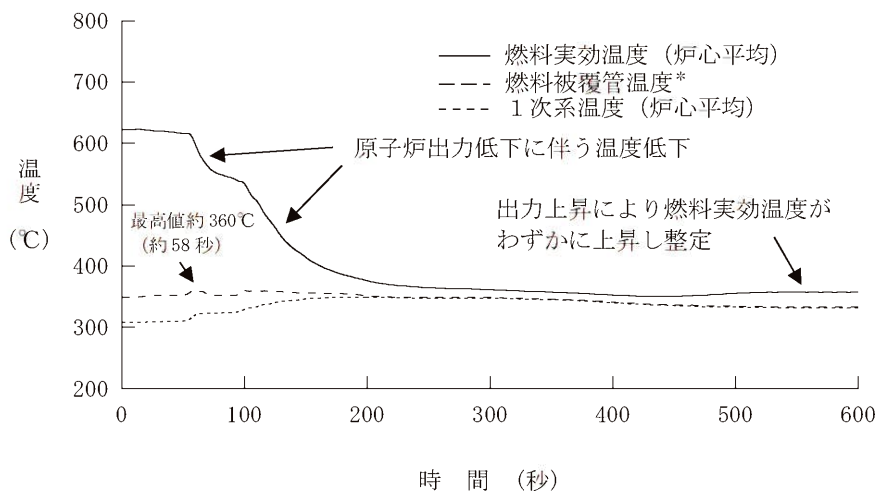


図 2.5.12 炉心上端ボイド率の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)



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

図 2.5.13 温度の推移  
(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)

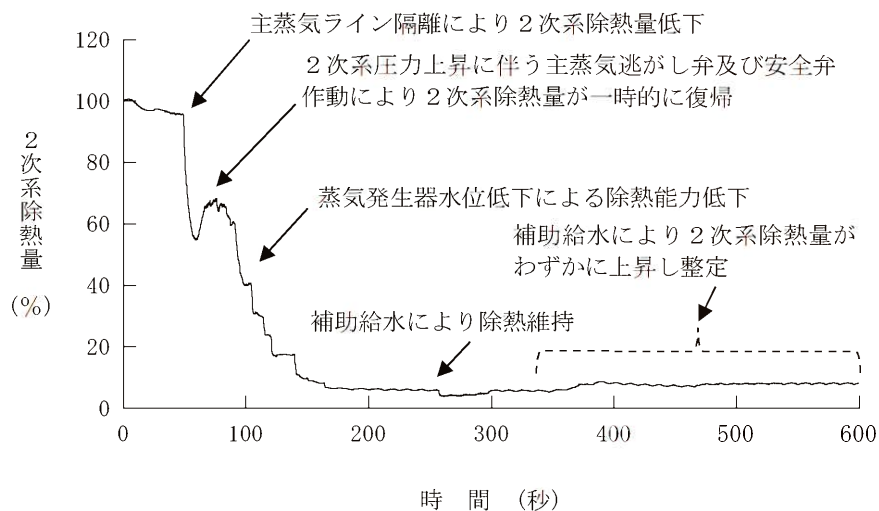


図 2.5.14 2次系除熱量の推移  
 (主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

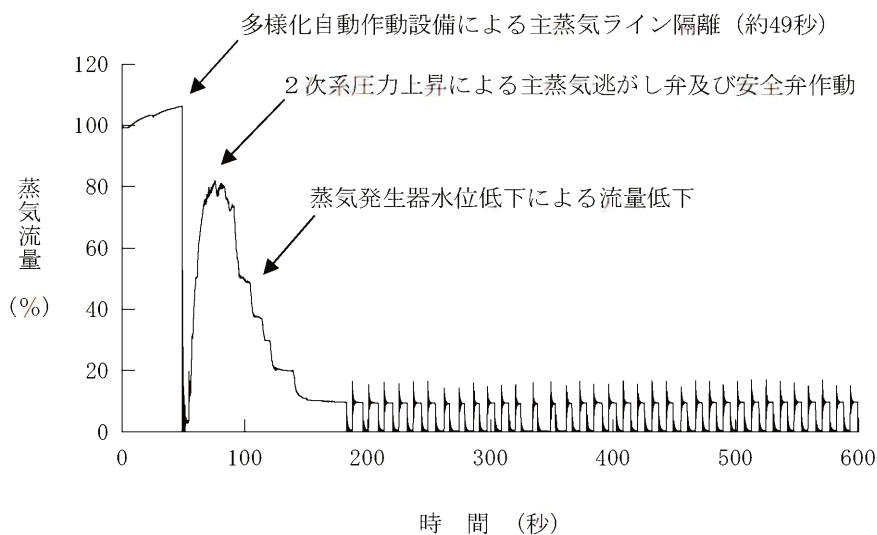


図 2.5.15 蒸気流量の推移  
 (主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

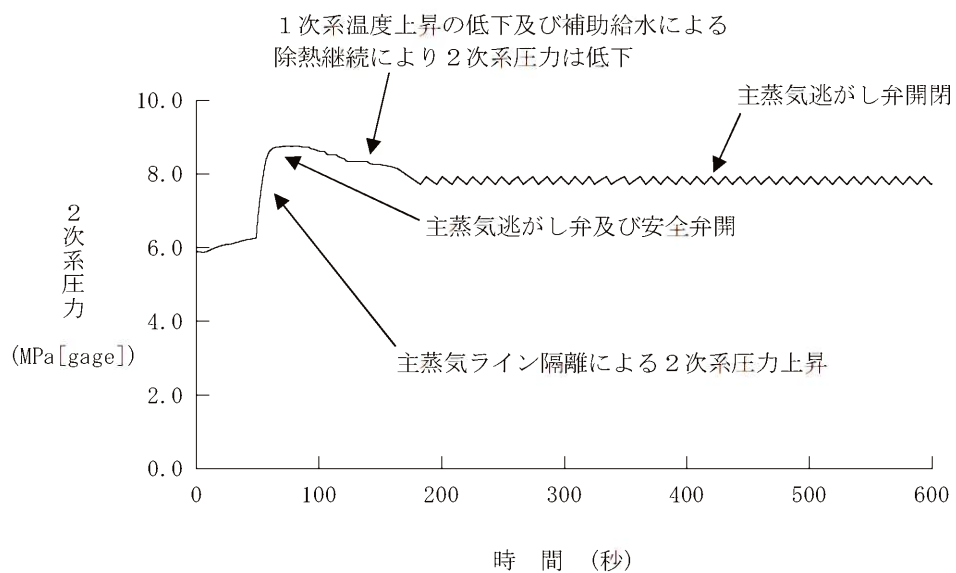


図 2.5.16 2次系圧力の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

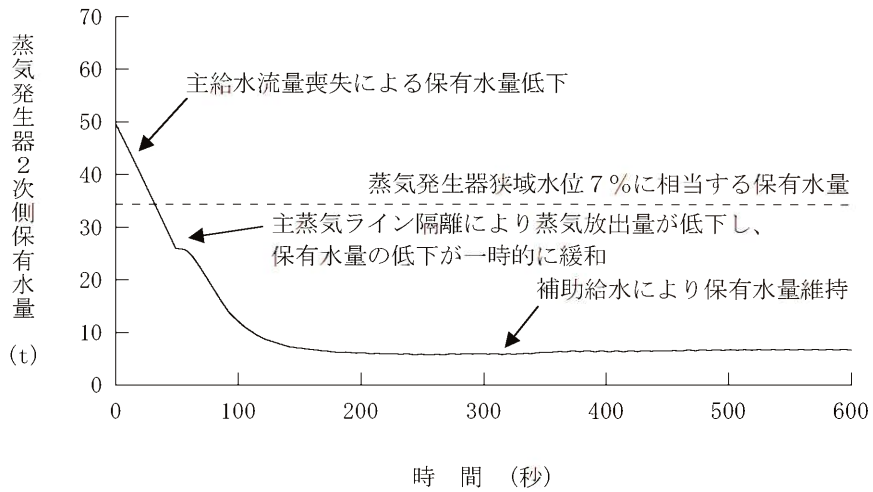


図 2.5.17 蒸気発生器2次側保有水量の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

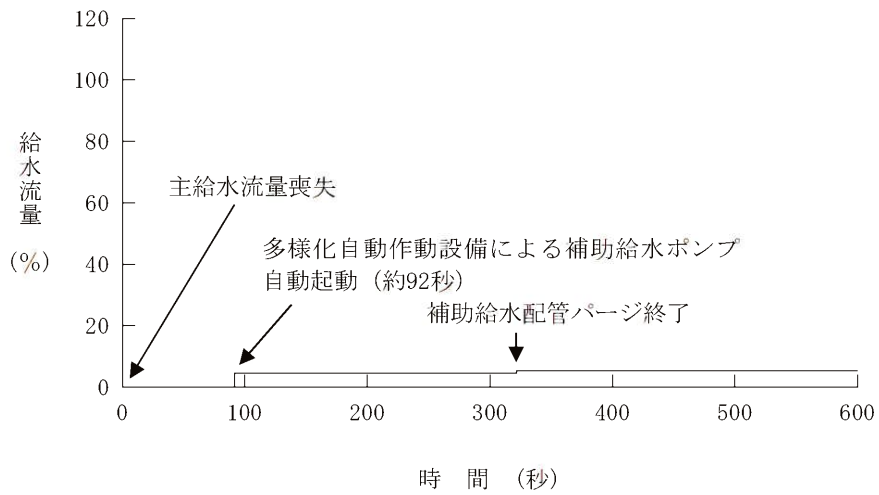


図 2.5.18 給水流量の推移  
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)



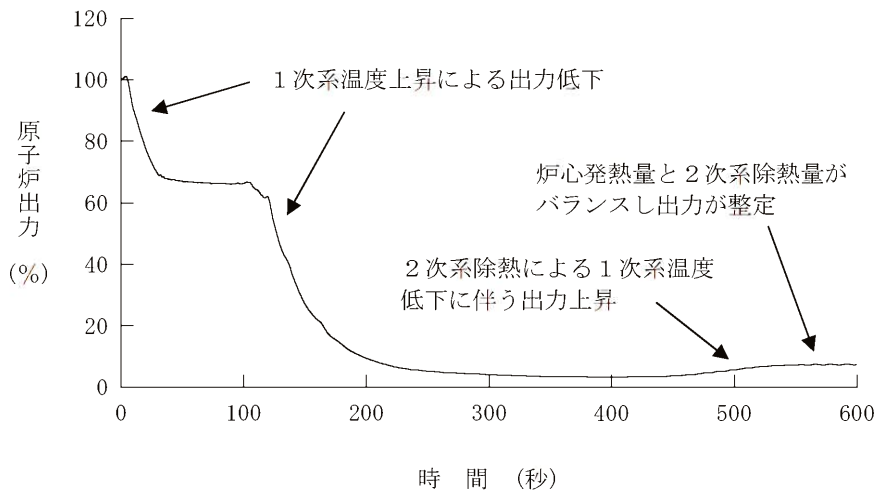


図 2.5.19 原子炉出力の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

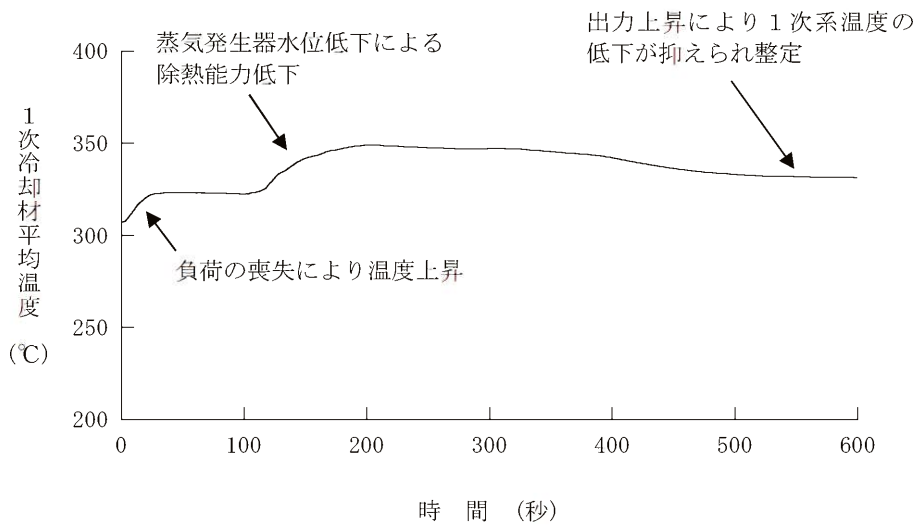
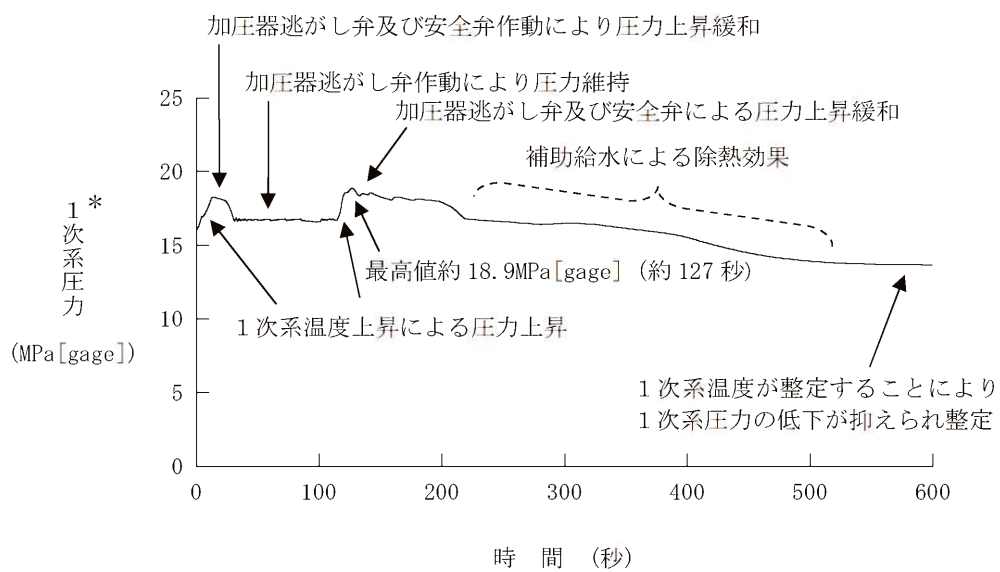


図 2.5.20 1次冷却材平均温度の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)



\* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

図 2.5.21 1次系圧力の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

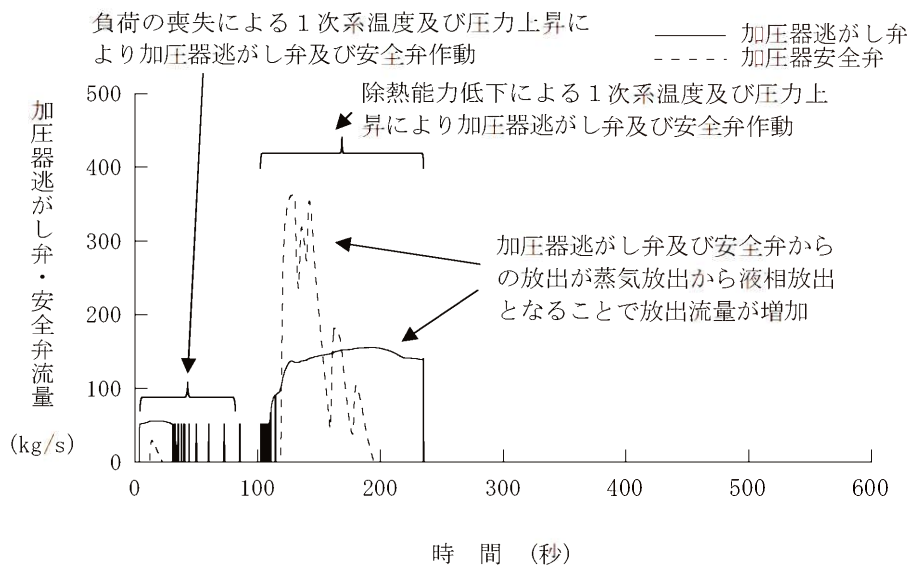


図 2.5.22 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

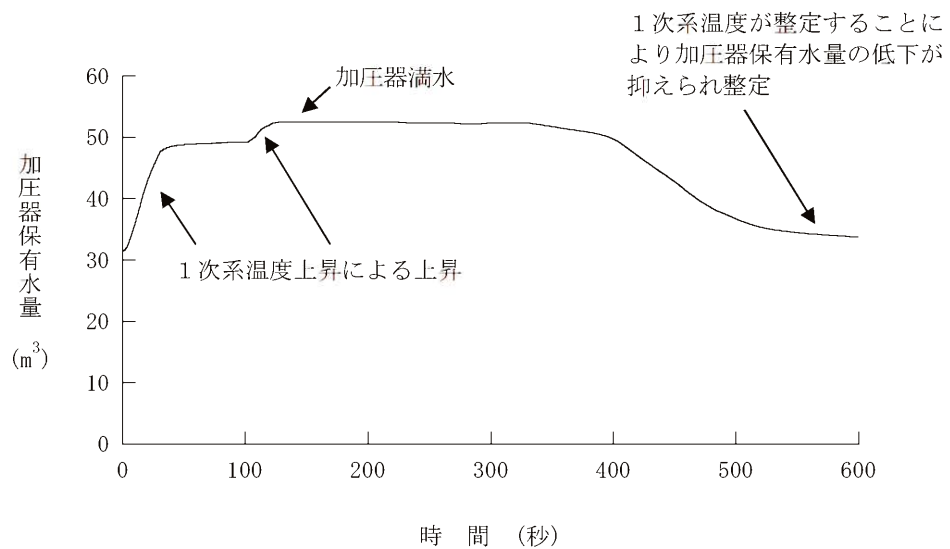


図 2.5.23 加圧器保有水量の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

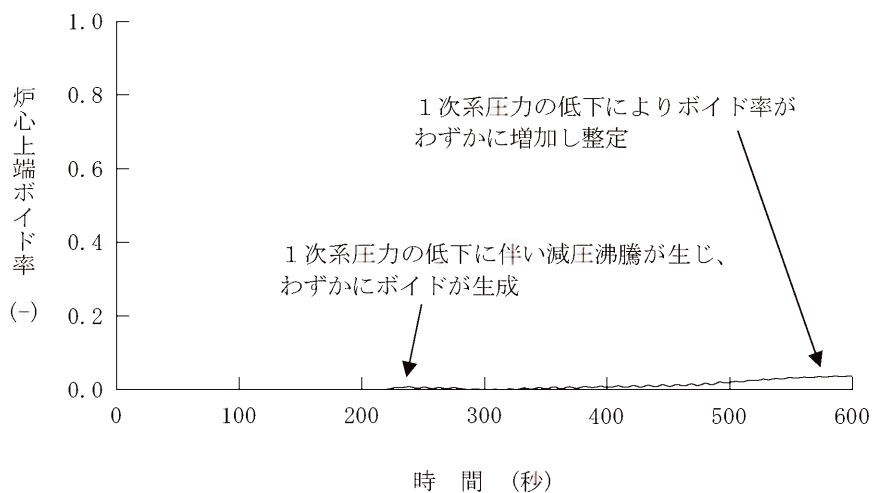
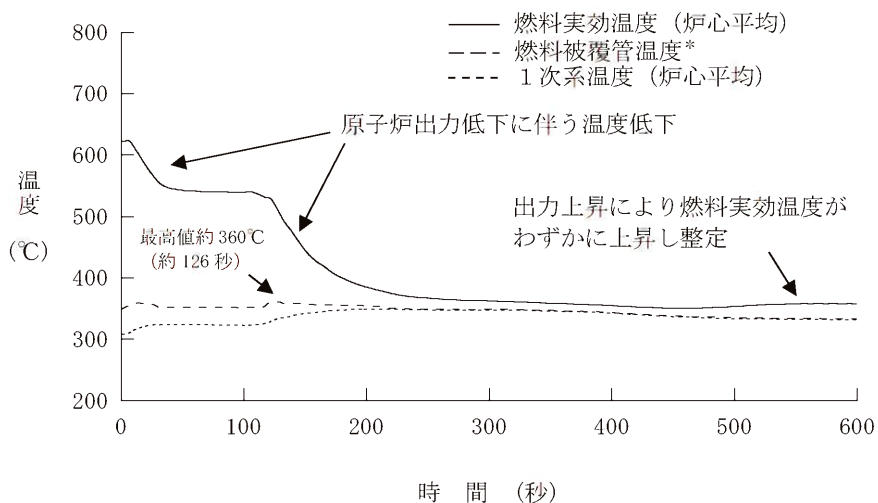


図 2.5.24 炉心上端ボイド率の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)



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

図 2.5.25 温度の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

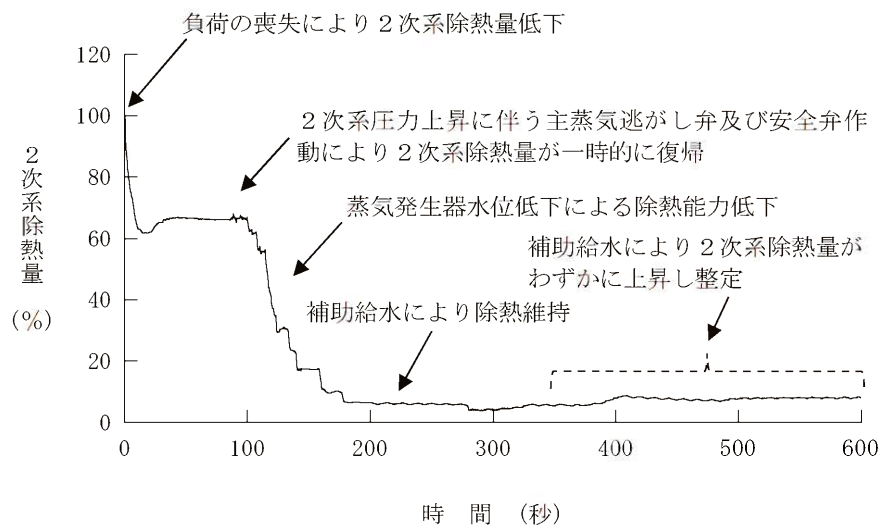


図 2.5.26 2次系除熱量の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

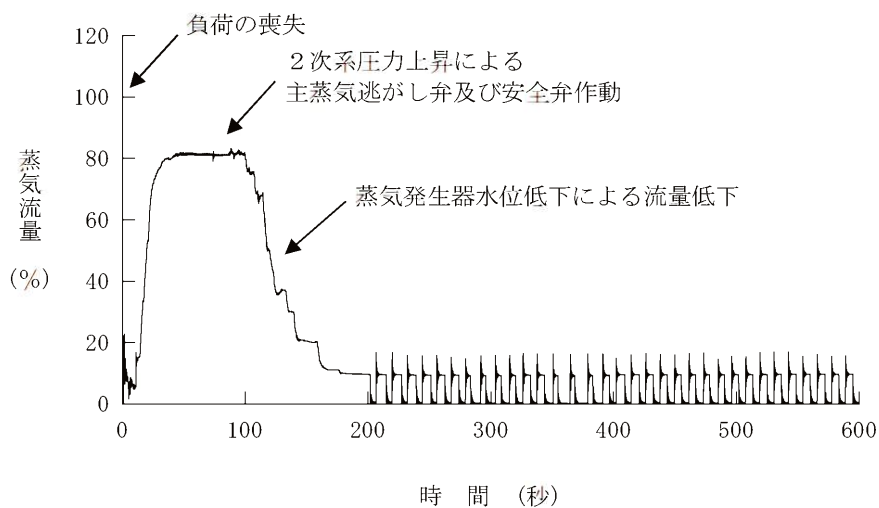


図 2.5.27 蒸気流量の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

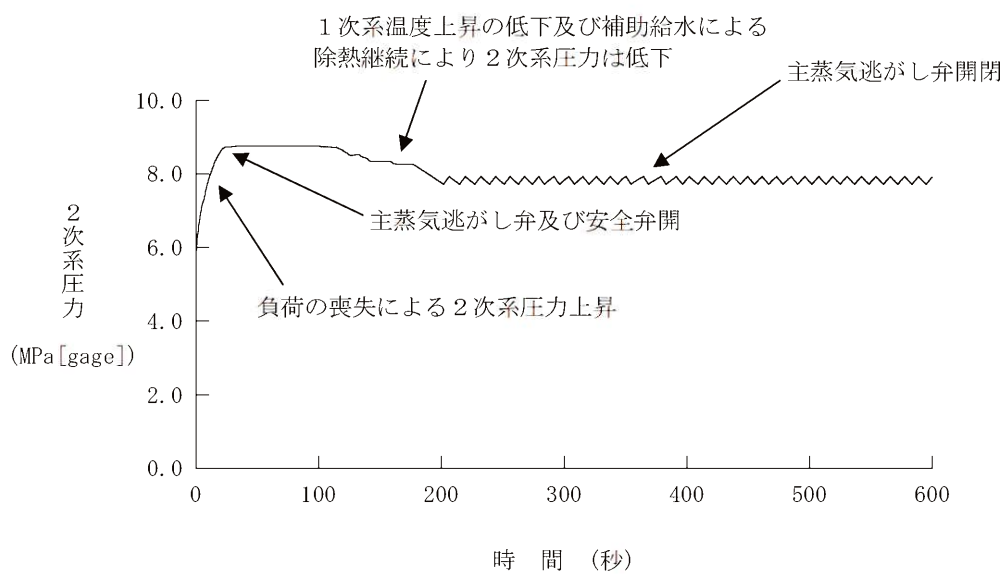


図 2.5.28 2次系圧力の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)



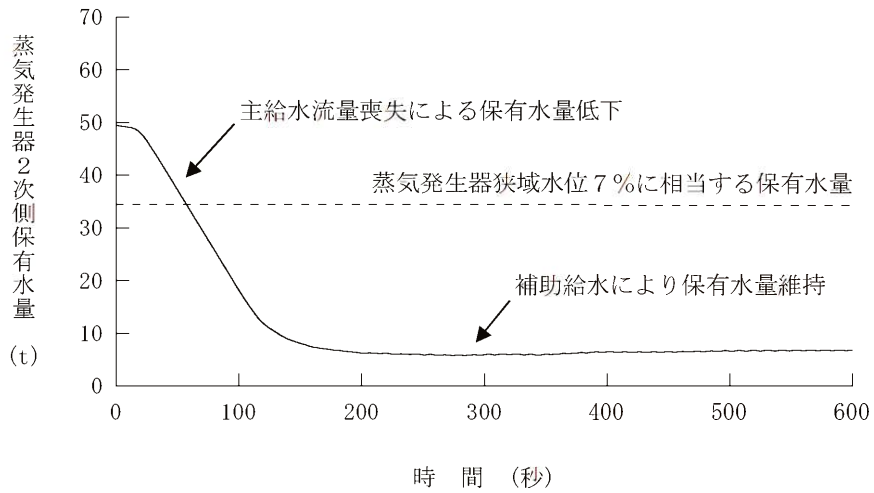


図 2.5.29 蒸気発生器2次側保有水量の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)

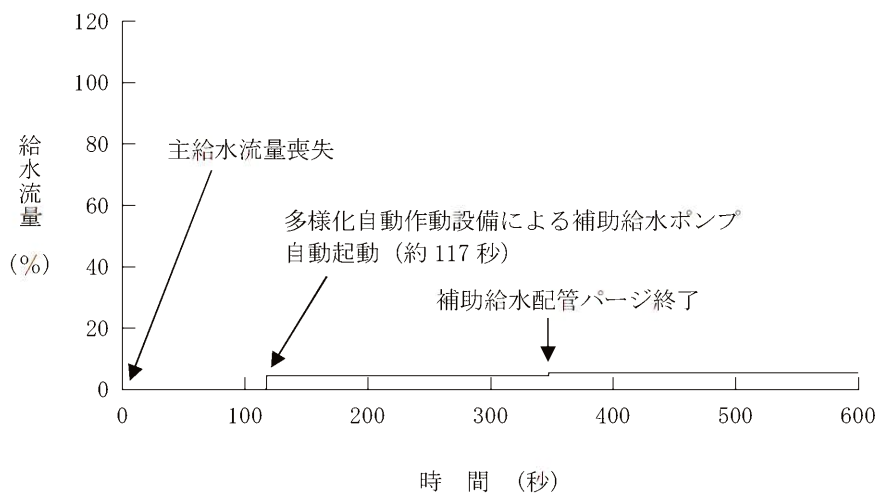
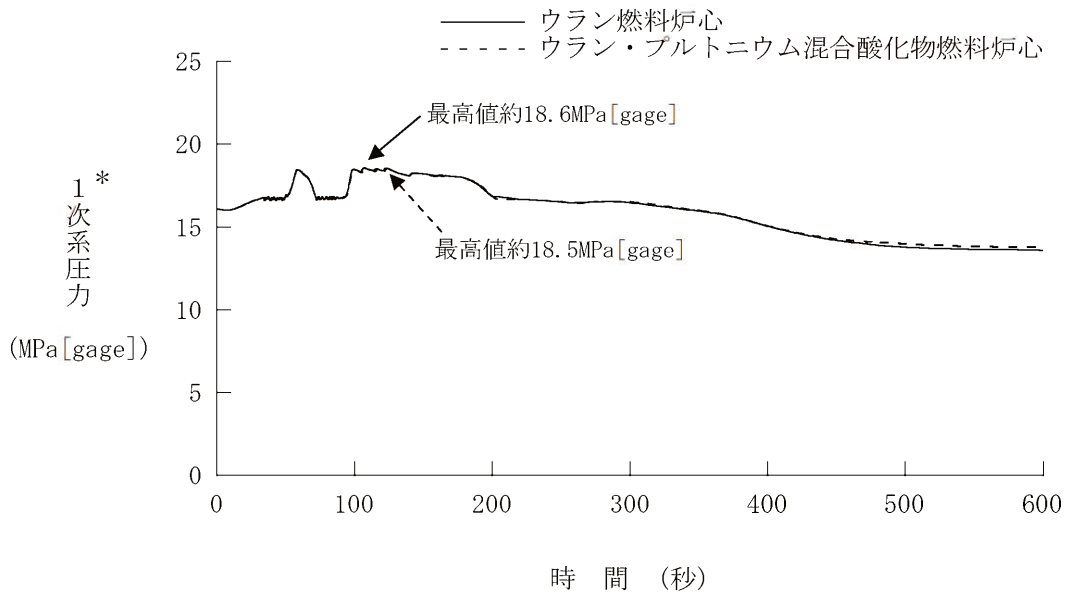


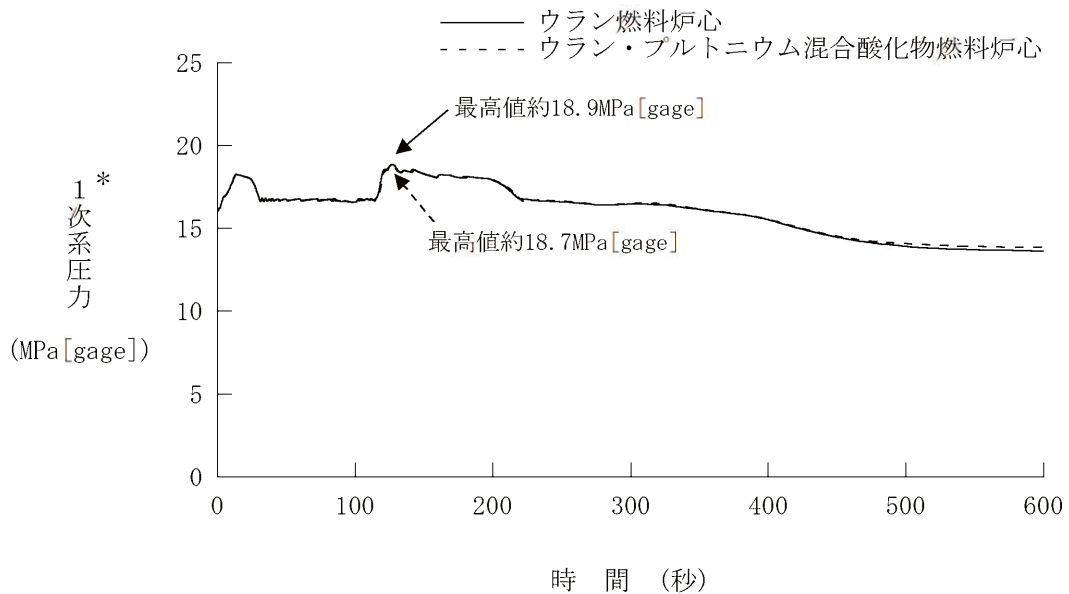
図 2.5.30 給水流量の推移  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)



\* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

図 2.5.31 1次系圧力の推移比較

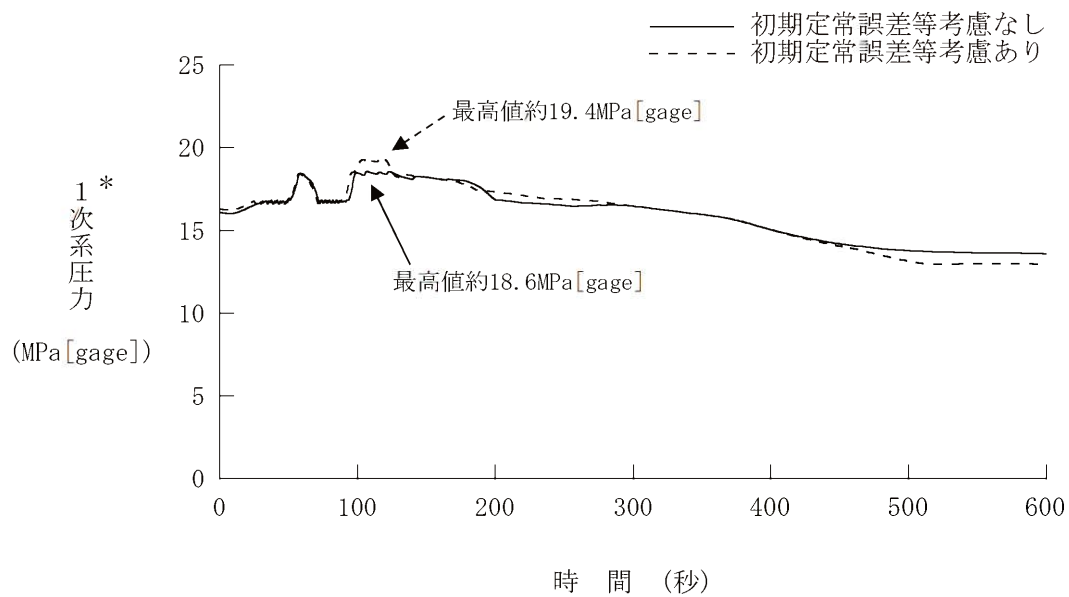
(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)  
 (ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷の感度確認)



\* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

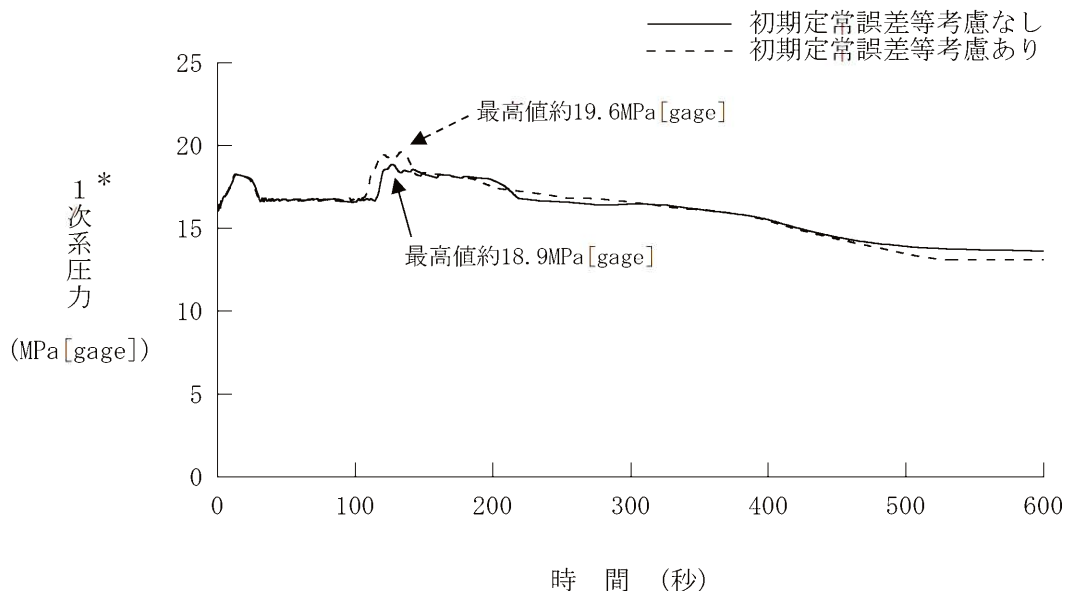
図 2.5.32 1次系圧力の推移比較

(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)  
 (ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷の感度確認)



\* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

図 2.5.33 1次系圧力の推移比較  
(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)  
(初期定常誤差及びドップラ特性の感度確認)



\* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

図 2.5.34 1次系圧力の推移比較  
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)  
(初期定常誤差及びドップラ特性の感度確認)

表 2.5.1 「原子炉停止機能喪失」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	可搬設備	計装設備
運転時の異常な過渡変化の発生及び原子炉トリップ機能喪失の判断	<p>運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉トリップすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されず、出力領域中性子束計指示が5%以上又は中間領域起動率計指示が正である場合には、原子炉トリップ機能喪失を判断する。</p> <p>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確認する。</p> <p>原子炉トリップ機能喪失時は、中央制御室での手動による対応として原子炉トリップ、タービントリップ、常用系パワーセンタ母線遮断器の開放操作による電動発電機電源断、制御棒の手動挿入等の操作を行う。この中央制御室での対応で原子炉が停止状態とならなければ、現場での対応による原子炉トリップ遮断器の開放操作等を行う。</p>	【原子炉トリップスイッチ】	—	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
多様化自動作動設備の作動及び作動状況確認	<p>運転時の異常な過渡変化の発生時に原子炉トリップ機能喪失となった事象のうち、蒸気発生器の水位が低下する事象に対しては、多様化自動作動設備が作動し、主蒸気ライン隔離等並びに電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し、補助給水流量の確立を確認する。</p> <p>主蒸気ライン隔離等による1次系温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認する。</p> <p>補助給水ポンプ自動起動並びに加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁等の作動によって1次系圧力上昇が抑制されていることを確認する。</p>	多様化自動作動設備 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク（ピット） 蒸気発生器 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 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 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク（ピット）水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

表 2.5.1 「原子炉停止機能喪失」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	可搬設備	計装設備
緊急ほう酸注入及びほう酸希釈ラインの隔離	制御棒が原子炉へ挿入されず、出力領域中性子束計指示が5%以上又は中間領域起動率計指示が正である場合には、ほう酸水注入の実施を判断し、化学体積制御設備等によりほう酸水を炉心へ注入し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させるとともに、ほう酸希釈ラインを隔離する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てんポンプ 緊急ほう酸注入弁	—	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 ほう酸タンク水位
原子炉未臨界状態及びほう素濃度の確認並びに1次系の減温及び減圧	出力領域中性子束計指示が5%未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負であることにより、原子炉が未臨界であることを確認する。 1次冷却材中のほう素濃度が、燃料取替ほう素濃度以上であることをサンプリングにより確認する。 その後、燃料取替ほう素濃度以上を満足していれば、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイにより1次系の減温、減圧を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク（ピット） 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 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 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク（ピット）水位
余熱除去系による炉心冷却への切替え	長期対策として、1次冷却材圧力計指示が2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示が177℃未満となり、余熱除去系が使用可能となれば、余熱除去系による炉心冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。 余熱除去系による炉心冷却は継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量

表 2.5.2 主要解析条件 (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)) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (3,411MWt)	定格値を設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41MPa [gage]	定格値を設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	307.1℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 (初期)	-16pcm/℃	ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化及び取替炉心のばらつき等のプラント特性並びに解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう -16pcm/℃ に設定。減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため圧力評価の観点から厳しい設定。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価する。
	ドップラ特性	ウラン燃料を装荷した平衡炉心のドップラ特性	標準値として設定。 ドップラ特性は、取替炉心ごとに大きく変わらず、評価結果に与える影響は小さいため、ウラン燃料を装荷した平衡炉心のドップラ特性に基づき評価。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価する。
対象炉心	ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、上記の減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度帰還効果を保守的に考慮した設定。	



表 2.5.2 主要解析条件 (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)) (2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	主給水流量喪失	「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」の起回事象として、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	原子炉トリップ機能喪失	原子炉トリップ機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが作動していることから、1次冷却材流量が低下せず、1次系温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため圧力評価の観点から厳しい設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動設備 作動設定値 (主蒸気ライン隔離及び 補助給水ポンプ起動)	蒸気発生器狭域水位 7 % (応答時間 2.0 秒)	多様化自動作動設備作動設定値は、「蒸気発生器水位低」原子炉トリップ信号設定値を下回る蒸気発生器狭域水位 7 %を設定。検出遅れ及び信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	主蒸気ライン隔離	多様化自動作動設備 作動設定値到達から 17 秒後に主蒸気隔離弁閉止完了	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び主蒸気隔離弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	多様化自動作動設備 作動設定値到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び補助給水ポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		370m <sup>3</sup> /h / 4 SG	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時 (ポンプ容量は設計値 (ミニフロー流量除く) を想定) に 4 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

表 2.5.3 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失 (負荷の喪失時に原子炉トリップ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	SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (3,411MWt)	定格値を設定。
	1次系圧力 (初期)	15.41MPa [gage]	定格値を設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	307.1℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 (初期)	-16pcm/℃	ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化及び取替炉心のばらつき等のプラント特性並びに解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう -16pcm/℃ に設定。減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため圧力評価の観点から厳しい設定。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価する。
	ドップラ特性	ウラン燃料を装荷した平衡炉心のドップラ特性	標準値として設定。 ドップラ特性は、取替炉心ごとに大きく変わらず、評価結果に与える影響は小さいため、ウラン燃料を装荷した平衡炉心のドップラ特性に基づき評価。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価する。
対象炉心	ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、上記の減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度帰還効果を保守的に考慮した設定。	

表 2.5.3 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失 (負荷の喪失時に原子炉トリップ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
事故条件	起回事象	「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の起回事象として、圧力評価の観点で評価項目に対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水流量喪失が同時に起こる全ての主蒸気隔離弁誤閉止若しくは復水器の故障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	原子炉トリップ機能喪失
	外部電源	外部電源あり
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動設備 作動設定値 (主蒸気ライン隔離及び 補助給水ポンプ起動)	蒸気発生器狭域水位 7 % (応答時間 2.0 秒)
	補助給水ポンプ	多様化自動作動設備 作動設定値到達から 60 秒後に注水開始
		370m <sup>3</sup> /h / 4 SG
	多様化自動作動設備作動設定値は、「蒸気発生器水位低」原子炉トリップ信号設定値を下回る蒸気発生器狭域水位 7 %を設定。検出遅れ及び信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	
	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び補助給水ポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。	
	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時 (ポンプ容量は設計値 (ミニフロー流量除く) を想定) に 4 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。	

表 2.5.4 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）の感度解析結果

減速材温度 係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値
-16pcm/°C	ウラン燃料を装荷した 平衡炉心のドップラ特性 (標準値)	考慮しない	約 18.6MPa[gage]
-16pcm/°C	ウラン燃料を装荷した 平衡炉心のドップラ特性 (標準値) +20%	考慮する*	約 19.4MPa[gage]

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

表 2.5.5 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故）の感度解析結果

減速材温度 係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値
-16pcm/°C	ウラン燃料を装荷した 平衡炉心のドップラ特性 (標準値)	考慮しない	約 18.9MPa[gage]
-16pcm/°C	ウラン燃料を装荷した 平衡炉心のドップラ特性 (標準値) +20%	考慮する*	約 19.6MPa[gage]

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

## 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取り扱い

## 1. 高燃焼度燃料導入による原子炉停止機能喪失解析への影響について

## 1.1 はじめに

新規規制基準への適合性確認のための原子炉設置変更許可申請において、重大事故等への対処に係る措置の有効性評価のうち原子炉停止機能喪失解析では、燃料集合体最高燃焼度が48,000MWd/tである現行の高燃焼度燃料（以下「ステップ1燃料」という。）が装荷された炉心を対象としていた。

玄海原子力発電所4号炉では、使用済燃料発生量低減の観点から、燃料集合体最高燃焼度を55,000MWd/tへ引き上げた高燃焼度燃料（以下「ステップ2燃料」という。）を取替燃料として採用することとしており、ステップ2燃料装荷により炉心特性が変化することから、原子炉停止機能喪失解析の解析条件である減速材温度係数及びドップラ特性へ与える影響を確認した。

## 1.2 減速材温度係数

原子炉停止機能喪失事象は、原子炉トリップによる事象終結に期待できないため、事象発生後の1次系温度（減速材温度）の上昇に伴う負の反応度帰還効果に期待しプラント状態を安定化させる。この際、負の反応度帰還効果が小さいほど、すなわち減速材温度係数が正側であるほど、過渡応答は厳しい結果となる。減速材温度係数は、ほう素濃度が高いほどより正側となることから、現行の原子炉停止機能喪失解析における減速材温度係数初期値は、臨界ほう素濃度が最も高いサイクル初期を選定し、解析コードの不確かさ及び取替炉心のばらつきを考慮し、有効性評価を厳しくする観点で保守的となるように設定した $-16\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ を使用している。

ここで、ステップ2燃料装荷炉心では、現行のステップ1燃料装荷炉心と比較して、中性子スペクトルの硬化等に伴い、減速材温度係数はわずかにより負側になる傾向にある。表1に示す通り、ステップ2燃料装荷炉心の高温全出力時の減速材温度係数評価値は、解析コードの不確かさ（ $\pm 3.6\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ ）を正側に考慮しても現行の解析条件である $-16\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ に包絡されていることから、ステップ2燃料導入に際し、減速材温度係数初期値を変更する必要はない。

表1 ステップ2燃料装荷炉心の減速材温度係数 (pcm/°C)

サイクル	移行第1 サイクル	移行第2 サイクル	移行第3 サイクル	移行第4 サイクル	平衡炉心	予定外 取出炉心
減速材温度 係数*	-21.5	-24.5	-23.2	-24.2	-24.3	-26.6

※ 評価値には核的不確かさとして+3.6pcm/°Cを考慮した値を記載。

### 1.3 ドップラ特性

「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」事象では、1次系温度の上昇に伴い原子炉出力が低下するため、出力低下に伴う正の反応度帰還効果が大きいほど、過渡応答は厳しい結果となる。

炉心のドップラ特性は主に装荷される燃料の種類によるが、玄海4号炉のようにステップ1燃料が単独で装荷されている炉心では大きくばらつかない。そこで、現行の原子炉停止機能喪失解析におけるドップラ効果については、減速材温度係数のように取替炉心の包絡性は考慮せず、また、図1に示す通り、ステップ1燃料平衡炉心とステップ2燃料平衡炉心のドップラ効果は、中性子スペクトルの違い等により変化するものの、その差はわずかであることから、標準値としてステップ2燃料平衡炉心のドップラ特性を使用していた。そのため、ステップ2燃料導入による影響はない。

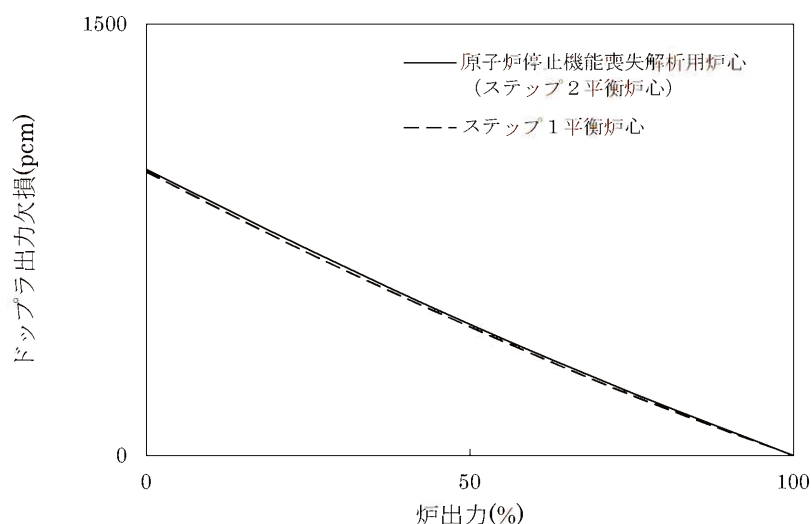


図1 ドップラ出力欠損



#### 1.4 感度解析への影響

原子炉停止機能喪失時の有効性評価では、最確条件に対し、入力条件の不確かさのうち評価指標となる1次系圧力上昇への影響が最も大きい減速材温度係数初期値に保守性を考慮したものとしている。

最確条件を基本ケースとした場合は、入力条件の不確かさによる1次系圧力の最高値への感度は軽微であるが、1次系圧力の最高値付近において加圧器安全弁開度の余裕が小さいような条件では、入力条件の不確かさ（解析コード又は解析条件の不確かさ）による1次系圧力の最高値への感度が大きくなるとの知見を踏まえ、これらの不確かさによる影響を感度解析にて確認している。具体的には、有効性評価を行った「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」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の入力条件に対し、さらに解析コード及び解析条件の不確かさの全てが1次系圧力の最高値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定に基づき、感度解析を行っている。

不確かさとして有効性評価への考慮が必要となる項目のうち、炉心特性に関するものとして、前述の減速材温度係数及びドップラ特性があることから、ステップ2燃料導入による影響を確認した。

まず、減速材温度係数については、前述の通り1次系圧力上昇への影響が最も大きいことから、基本ケースにおいても1.2に示した通り解析コードの不確かさ及び取替炉心のばらつきを考慮して設定した $-16\text{pcm}/^\circ\text{C}$ を使用しており、感度解析においてもこの値を使用している。1.2に示した通り、ステップ2燃料導入に際し、この減速材温度係数初期値を変更する必要はないことから、感度解析に対しても影響はない。

次に、ドップラ特性については、解析コードの不確かさ（ $\pm 10\%$ ）及び取替炉心のばらつきを考慮して、標準値 $+20\%$ を感度解析に使用している。このうち、解析コードの不確かさ（ $\pm 10\%$ ）については、ステップ1燃料及びステップ2燃料共に適用可能である。また、ステップ2燃料装荷炉心のドップラ出力欠損のばらつきは平衡炉心 $\pm 10\%$ より十分小さい。これらのことから、ステップ2燃料導入に際し、解析コードの不確かさ及び取替炉心のばらつきを考慮するための標準値 $+20\%$ を変更する必要はなく、感度解析に対しても影響はない。

#### 1.5 まとめ

ステップ2燃料装荷により炉心特性が変化することから、原子炉停止機能喪失解析の解析条件である減速材温度係数及びドップラ特性へ与える影響を確認した。その結果、ステップ2燃料の炉心特性を考慮しても、2.以降に示す現行の解析条件を変更する必要はなく、基本ケース及び感度解析に対して影響が無いことを確認した。

## 2. SPARKLE-2で用いる炉心の考え方

SPARKLE-2コードは3次元炉心動特性を採用している。炉心動特性計算で使用する3次元炉心モデルは、評価目的に合わせて任意の炉心モデルを使用することができる。例えば、実機取替炉心の最確評価を行うのであれば、当該サイクルの炉心を対象とすることになり、一方、複数の取替炉心を包絡させた評価を行う場合には、想定する取替炉心を対象に炉心特性の変動幅を評価し、その変動幅を考慮した炉心モデルを対象とすることになる。

今回の「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の評価では、玄海3、4号炉の取替炉心への適用性を示すために、解析結果に影響のある核パラメータに対して、今後発生し得る取替炉心の変動を考慮した炉心モデルを採用している。

「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」における1次系圧力評価では、1次冷却材全体の膨張量が重要であるため、炉心の平均的な1次系温度挙動及び出力応答が圧力評価結果に影響を与える。

「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」において、炉心の平均的な出力応答に影響を与える反応度帰還効果は以下となる。

- ・減速材反応度帰還効果
- ・ドップラ反応度帰還効果

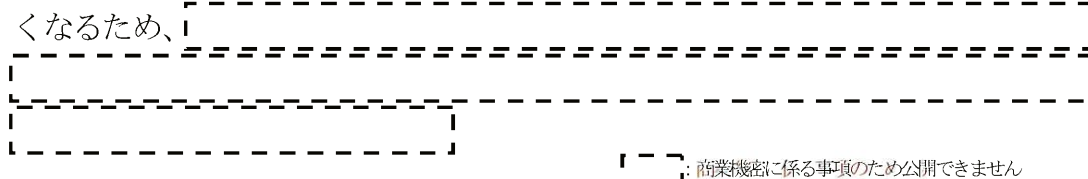
以下に、上記のパラメータについて、「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の評価に使用した炉心モデルの特性を示す。

## 3. 減速材反応度帰還効果\*

### a. SPARKLE-2での減速材反応度帰還効果の取り扱い

SPARKLE-2は3次元炉心動特性を採用しているため、1点炉近似動特性のように反応度係数を直接入力するのではなく、核計算における燃料温度やほう素濃度などの物理パラメータを変更することで、反応度帰還効果量を設定する。

減速材温度係数と1次冷却材中のほう素濃度の関係は、図2に示すメカニズムにより、ほう素濃度が高いほど1次系温度上昇時のほう素密度の減少量が大きくなり、中性子吸収率の低下量が大きくなるため減速材温度係数は正側になる。従って、SPARKLE-2は、3次元炉心モデルのほう素濃度を変更することにより減速材温度係数を任意の値に設定する。また、ほう素濃度を調整した分だけ、ほう素の吸収効果に変化することにより炉心の中性子バランスが取れなくなり定常状態を維持できなくなるため、



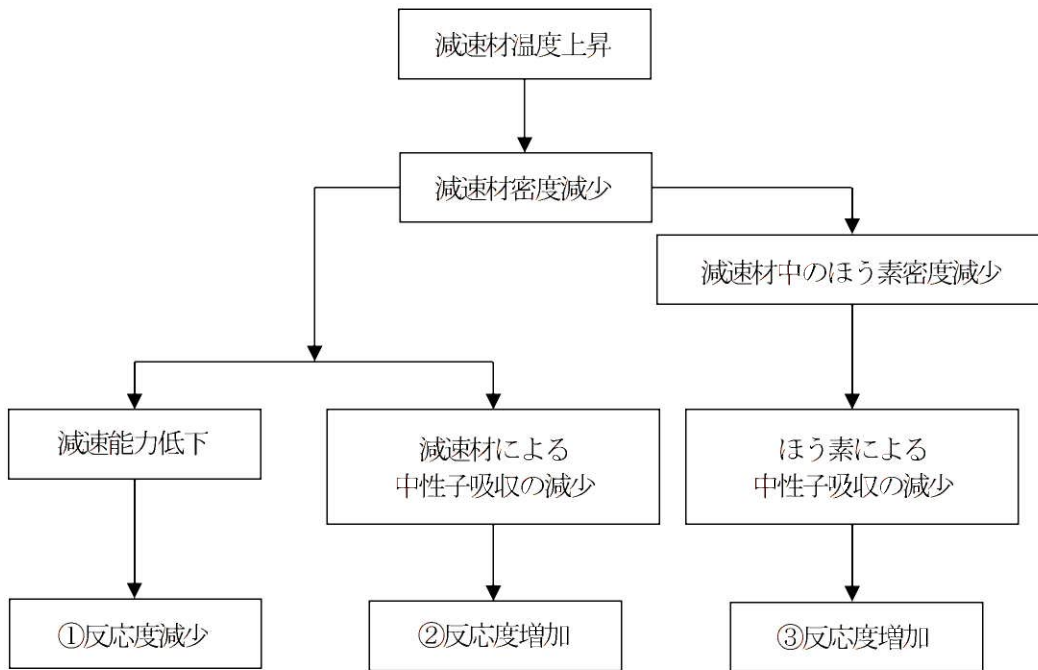
変更したほう素濃度を初期条件とし、事象発生後の反応度帰還効果は1次系温度や燃料温度の変化に応じて、SPARKLE-2コード内部で計算される。

b. 減速材温度係数の初期値の考え方

原子炉停止機能喪失事象は、原子炉トリップによる事象終結に期待できないため、事象発生後の1次系温度（減速材温度）の上昇に伴う負の反応度帰還効果に期待しプラント状態を安定化させる。この際、負の反応度帰還効果が小さいほど、すなわち減速材温度係数が正側であるほど、過渡応答は厳しい結果となることから、解析を行うにあたっては、減速材温度係数が、高温全出力運転中、最も正側となる時期を選定する。

減速材温度係数は、図2に示すメカニズムにより、ほう素濃度が高いほどより正側となることから、臨界ほう素濃度が最も高いサイクル初期を選定し、減速材温度係数の初期値を決定した。

\*：減速材反応度帰還効果は、物理的には冷却材の温度・圧力変化に伴う密度変化により、中性子の減速能力の変化や冷却材が中性子を吸収する量が変わることによって生じるため、減速材の反応度帰還効果は減速材密度係数で定義することもあるが、減速材反応度帰還効果に関する初期値の設定に関して言えば、事象発生前の初期状態（高温全出力：通常運転状態）のように炉心にボイドが有意に発生していない状態では減速材温度係数と密度係数はほぼ等価であること、また、初期値の設定にあたって参照している原子炉起動前の炉物理検査では減速材温度係数を指標として管理することから、以下本資料では、減速材反応度帰還効果の設定については、減速材温度係数として記述する。



減速材温度係数は、相反する反応度効果のバランスの結果であり、通常①の反応度減少効果が優勢であることから負の値となる。

なお、減速材温度係数には以下の定性的な特徴がある。

- ✓炉心のほう素濃度が低いほど③の効果が弱まるため、減速材温度係数は負側の値となる。
- ✓MOX燃料装荷炉心のような、ほう素価値が小さい炉心では、③の効果が弱まるため減速材温度係数は負側の値となる。
- ✓MOX燃料装荷炉心のような、共鳴吸収核種 ( $^{240}\text{Pu}$ 、 $^{242}\text{Pu}$ 等) を多く含む炉心では、減速材の温度上昇による中性子スペクトルの硬化が起こると、共鳴吸収核種による中性子吸収が増加するため、①の効果が強調されることから、減速材温度係数は負側の値となる。

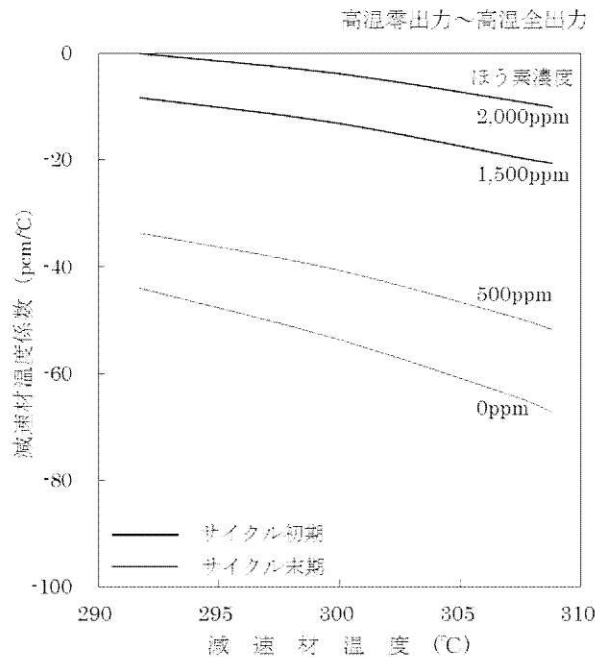


図2 減速材反応度帰還効果のメカニズム及び減速材温度係数の特徴

c. 減速材温度係数の初期値の設定

○対象炉心の選定

減速材温度係数の初期値の設定のための対象炉心を下記のとおり選定した。

減速材温度係数は、図2に示すとおり、減速材温度の単位変化に対する減速材密度変化による中性子減速能力の変化とそこに溶解しているほう酸と冷却材の密度変化による中性子吸収能力の変化のバランスでその値が決定される。減速材温度が1℃上昇した際、減速材密度低下による中性子減速能力が低下することによる負の反応度と（図2中の①の効果）、同じく減速材とそこに溶解しているほう酸の密度低下による正の反応度の差分でその値が決定される（図2中の②と③の効果）。

そのため、ほう素価値の小さい（ほう素の中性子吸収効果の効きが比較的小さくなる）ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料（以下「MOX燃料」という。）装荷炉心では、ウラン炉心よりも減速材温度上昇に伴う“正の反応度効果”が小さいことから、減速材温度係数は大きく負の値となる（図2中の③の効果が弱まる）。したがって、今回の原子炉停止機能喪失解析用減速材温度係数初期値の設定の際は、評価において減速材反応度帰還効果を小さくするように設定する目的から、ウラン燃料を装荷した炉心を対象とする。

○玄海3／4号炉の種々の炉心に対する高温零出力から高温全出力に出力上昇する際の減速材温度係数の変化幅

高温零出力状態から高温全出力状態とする際、炉心には減速材やドップラによる負の反応度帰還効果が働くため、PWRプラントではこれを補償するよう、制御棒の引き抜きや、ほう素の希釈を行う。この出力上昇に伴うほう素濃度の低下により、高温全出力時の減速材温度係数は、上記のメカニズムで高温零出力時と比較して負側に移行する。

玄海3／4号炉についてウラン燃料（ステップ1燃料）を装荷した平衡炉心と至近の取替炉心の高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数評価値を図3に示す。減速材温度係数は、高温全出力時には高温零出力時より負側になるが、減速材温度係数の変化の様子は下記の理由により炉心毎に大きく変動しないことがわかる。

- (1) 高温零出力状態から高温全出力状態へと出力上昇する際、減速材や燃料温度の上昇によって減速材温度係数及びドップラ係数に基づく負の反応度帰還効果が生じる。
- (2) 減速材反応度帰還効果は、減速材密度変化が要因であることから、出力上昇に伴う減速材温度上昇量に依存する。その減速材温度上昇量は高温零出力の炉



心平均温度291.7°Cから高温全出力時の $\square\square\square$ Cとプラント固有であり炉心毎に変わらないことから、減速材反応度帰還効果量は炉心毎で大きくばらつくことはない。

- (3) ドップラ反応度帰還効果は、燃料温度変化が要因であることから、出力上昇に伴う燃料温度上昇量に依存する。その燃料温度上昇量は、高温零出力の0MWから高温全出力の3,411MWに基づいて上昇し、この出力変化はプラント固有であり炉心毎に変わらないことから、ドップラ反応度帰還効果量も炉心毎で大きくばらつくことはない。
- (4) このように、反応度帰還効果が炉心毎にばらつかないことから、出力上昇時にこれらの反応度帰還効果を補償するために希釈するほう素濃度の変化量も炉心毎に同程度となる。
- (5) 減速材温度係数は図2に示すメカニズムのとおり、ほう素濃度（図2中の③の効果）と減速材温度（図2中の①と②と③の効果）への依存性があるが、前述のとおりほう素濃度の変化量が炉心毎に同程度であり、かつ、減速材温度の変化も炉心毎に同一であることから、高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数の相対関係が炉心により変わらないため、その変化量についても炉心毎にばらつかず、同程度のものとなる。これは、図3に示す高温零出力時から高温全出力時の変化の傾向線がほぼ平行であることから、変化量が同程度であることがわかる。

#### ○初期値の設定

上記のような減速材温度係数の特性を踏まえて、ステップ1燃料装荷炉心の典型例である平衡炉心の減速材温度係数評価値に基づき、図4に示す方法で原子炉停止機能喪失解析用減速材温度係数初期値として、「 $-16\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 」を設定した。

表2に示すとおり、玄海3/4号炉における最近のウラン燃料装荷炉心の高温全出力時の減速材温度係数評価値と比較しても、「 $-16\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 」は正側の保守的な値であり、高温零出力を含む高温出力運転中の減速材温度係数が負であるように炉心を設計することで担保できる値である。

なお、高温出力運転中（高温零出力時を含む）の減速材温度係数が負であることは、設計段階に加えて、高温出力運転中最も減速材温度係数が正側となるサイクル初期において、零出力時炉物理検査により確認している。



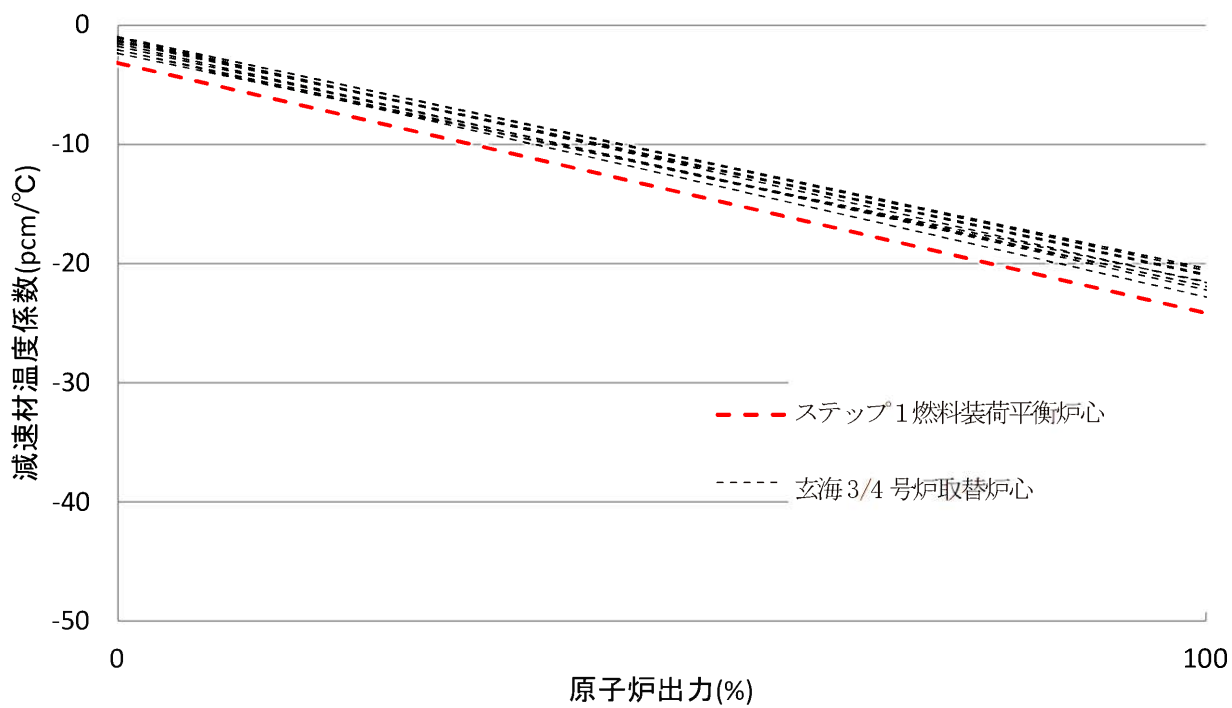


図3 高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数※  
 ※高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数の関係を示すため、  
 便宜上、高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数を直線で結んでいる。



図4 原子炉停止機能喪失解析用減速材温度係数の設定方法

商業機密に係る事項のため公開できません

表2(1/2) 取替炉心(玄海3号炉)の減速材温度係数(pcm/°C)

サイクル	第8サイクル	第9サイクル	第10サイクル	第11サイクル	第12サイクル
減速材温度係数	-21.6	-20.6	-22.2	-21.9	-21.5

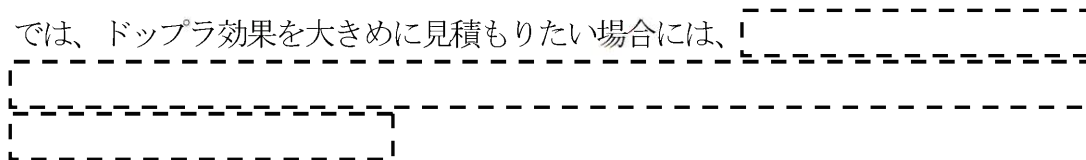
表2(2/2) 取替炉心(玄海4号炉)の減速材温度係数(pcm/°C)

サイクル	第7サイクル	第8サイクル	第9サイクル	第10サイクル	第11サイクル
減速材温度係数	-20.4	-21.9	-21.0	-20.9	-22.8

#### 4. ドップラ反応度帰還効果

##### a. SPARKLE-2でのドップラ反応度帰還効果の取り扱い

ドップラ効果は、燃料温度変化に伴う反応度変化である。そのため、SPARKLE-2では、ドップラ効果を大きめに見積もりたい場合には、



##### b. 解析で考慮したドップラ反応度帰還効果

「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」事象では、1次系温度の上昇に伴い原子炉出力が低下するため、出力低下に伴う正の反応度帰還効果が大きいほど、過渡応答は厳しい結果となる。

炉心のドップラ特性は主に装荷される燃料の種類によるが、玄海3号炉及び4号炉のように主にステップ1燃料が単独で装荷されている炉心では大きくばらつかない。そこで、ドップラ効果については、減速材温度係数のように取替炉心の包絡性は考慮せず、原子炉停止機能喪失解析用炉心については、ステップ1平衡炉心のドップラ特性を考慮し設定することとした。ステップ1ウラン燃料及び原子炉停止機能喪失解析用炉心のドップラ出力欠損の関係を図5に示す。

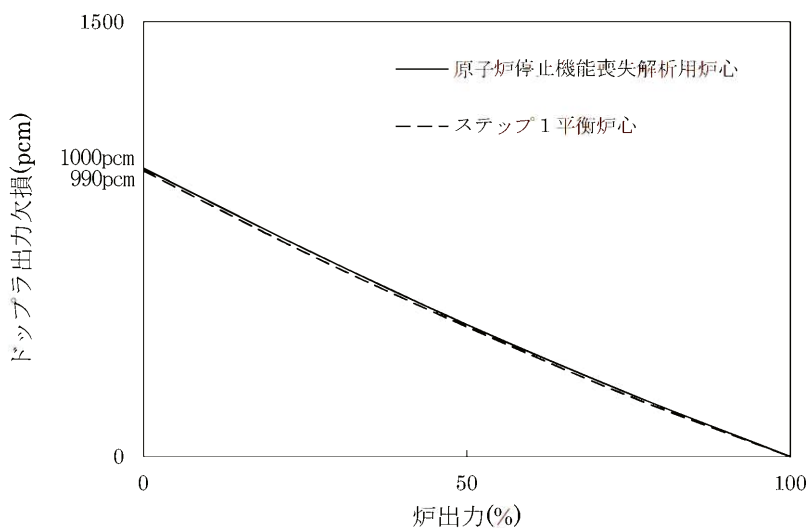


図5 ドップラ出力欠損

燃料、水源評価結果について（原子炉停止機能喪失）

1. 水源に関する評価（蒸気発生器給水）

重要事故シーケンス【主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗】及び【負荷喪失+原子炉トリップ失敗】  
 < 3号炉 >

○ 水源

・復水タンク：970m<sup>3</sup>（通常水位低警報：88.5%（1,080m<sup>3</sup>）

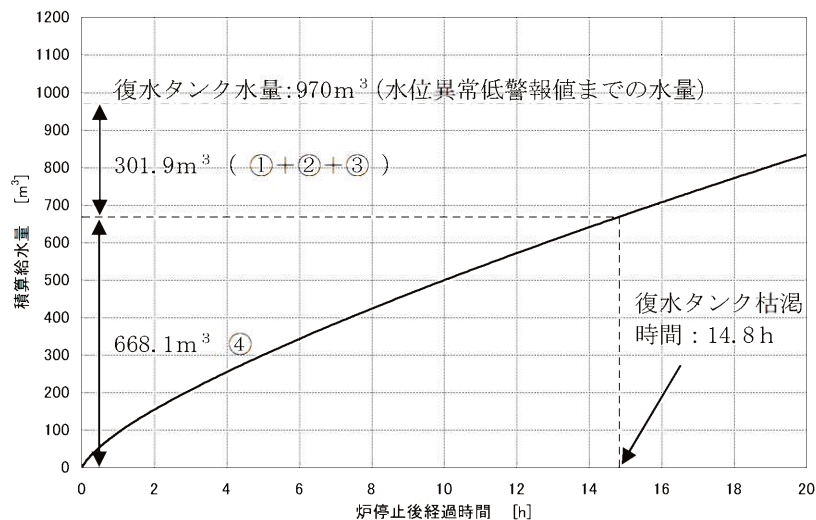
－水位異常低警報値：3.0%（110m<sup>3</sup>）

○ 水使用パターン：

復水タンク枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器（SG）への必要補給水量を以下に示す。

【必要補給水量内訳】 補給水温度 40℃

- ① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去 : -14.3m<sup>3</sup>  
 （原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）
- ② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去 : 205.1m<sup>3</sup>  
 （1次冷却材及び蒸気発生器保有水等の顕熱）
- ③ 蒸気発生器水位回復（狭域水位計20%まで） : 111.1m<sup>3</sup>  
 上記①～③の合計 : 301.9m<sup>3</sup>
- ④ 崩壊熱除去 : 668.1m<sup>3</sup>



復水タンクの水位異常低警報値までの水量970m<sup>3</sup>から、1次冷却材系統を出力運転状態から170℃一定維持まで冷却するために必要な給水量（301.9m<sup>3</sup>）を引いた量（668.1m<sup>3</sup>）の水がなくなる時熱除去に応じた補給水量カーブから求め、14.8時間後になる。

14.8時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水タンクへの給水を行うことにより対応可能である。

復水タンクへの補給は、淡水（八田浦貯水池等）を優先とし、淡水が取水不可の場合は海水（3/4号取水ピット等）を取水する。

○ 水源評価結果

事故後、14.8時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水タンクへの給水を行うことにより対応可能である。

約14.8時間までに、復水タンク補給用水中ポンプで補給が可能なのは成立性評価（所要時間）にて確認。

< 4号炉 >

○ 水源

・復水ピット：1,020m<sup>3</sup>（通常水位低警報：88.5%（1,210m<sup>3</sup>）

－水位異常低警報値：3.0%（190m<sup>3</sup>）

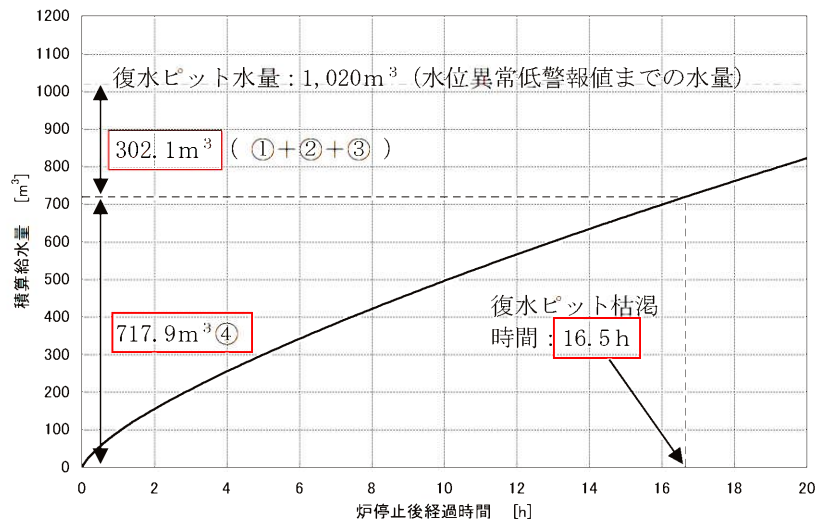
○ 水使用パターン：

復水ピット枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器（SG）への必要補給水量を以下に示す。

【必要補給水量内訳】 補給水温度 40℃

- |  |          |                        |                     |
|--|----------|------------------------|---------------------|
| ① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去<br>（原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）  | ：        | 14.2m <sup>3</sup> ※1  |                     |
| ② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去<br>（1次冷却材及び蒸気発生器保有水等の顕熱） | ：        | 205.2m <sup>3</sup> ※1 |                     |
| ③ 蒸気発生器水位回復（狭域水位計20%まで）                                | ：        | 111.1m <sup>3</sup>    |                     |
|  | 上記①～③の合計 | ：                      | 302.1m <sup>3</sup> |
| ④ 崩壊熱除去  | ：        | 717.9m <sup>3</sup> ※2 |                     |

※1：55,000MWd/tの高燃焼度燃料使用による燃料体の機械設計の変更に伴う変更  
 ※2：55,000MWd/tの高燃焼度燃料使用による炉心崩壊熱変更に伴う変更



復水ピットの水位異常低警報値までの水量1,020m<sup>3</sup>から、1次冷却材系統を出力運転状態から170℃一定維持まで冷却するために必要な給水量（302.1m<sup>3</sup>）を引いた量（717.9m<sup>3</sup>）の水がなくなる時間を崩壊熱除去に応じた補給水量カーブから求め、16.5時間後になる。

16.5時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水ピットへの給水を行うことにより対応可能である。

復水ピットへの補給は、淡水（八田浦貯水池等）を優先とし、淡水が取水不可の場合は海水（3/4号取水ピット等）を取水する。

○ 水源評価結果

事故後、16.5時間までに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水ピットへの給水を行うことにより対応可能である。

約16.5時間までに、復水タンク補給用水中ポンプで補給が可能なことは成立性評価（所要時間）にて確認。

## 2. 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+原子炉トリップ失敗】及び【負荷喪失+原子炉トリップ失敗】プラント状況：3、4号炉運転中。

事象：主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗は全ユニット発災を想定する。

ディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。

前提：保守的に事象発生直後からの運転を想定する。

燃料種別	重油	
号炉	3号炉	4号炉
事象発生直後～7日間 (=168h)	ディーゼル発電機（3号炉用2台起動） (事象発生後、自動起動、燃費については定格出力にて、事象発生後～7日間を想定) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{ 台}$ $= \frac{10,000 \times 0.15 \times 168}{0.85} \times 2 \text{ 台}$ $= \text{約 } 593.0 \text{ k}\ell$	ディーゼル発電機（4号炉用2台起動） (事象発生後、自動起動、燃費については定格出力にて、事象発生後～7日間を想定) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{ 台}$ $= \frac{10,000 \times 0.15 \times 168}{0.85} \times 2 \text{ 台}$ $= \text{約 } 593.0 \text{ k}\ell$
事象発生直後～7日間 (=168h)	代替緊急時対策所用発電機 (3/4号炉共用2台) 起動 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 7.8kℓ	代替緊急時対策所用発電機 (3/4号炉共用2台) 起動 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 7.8kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h) <使用済燃料ピットへの注水>	水中ポンプ用発電機（使用済燃料ピット及び復水タンク（ピット）補給用） (3号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ  水中ポンプ用発電機（取水用） (3号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ	水中ポンプ用発電機（使用済燃料ピット及び復水タンク（ピット）補給用） (4号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ  水中ポンプ用発電機（取水用） (4号炉用1台) 起動。 燃費約 23.0 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h)	使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (3号炉用1台) 起動 燃費約 23.1 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ	使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (4号炉用1台) 起動 燃費約 23.1 ℓ/h (定格負荷) ×1台×168h=約 3.9kℓ
事象発生直後～7日間 (=168h) <復水タンク（ピット）への補給>	<使用済燃料ピットへの注水>に包絡される。	<使用済燃料ピットへの注水>に包絡される。
合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 612.5kℓ	7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 612.5kℓ
結果	3号炉に備蓄している重油量の合計はディーゼル発電機燃料油貯油そう（2基）及び燃料油貯蔵タンク（2基）の合計より約 620.0kℓであることから、7日間は十分に対応可能。	4号炉に備蓄している重油量の合計はディーゼル発電機燃料油貯油そう（2基）及び燃料油貯蔵タンク（2基）の合計より約 620.0kℓであることから、7日間は十分に対応可能。

※1 ディーゼル発電機重油消費量計算式

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

V : 重油必要容量 (ℓ)	
N : 発電機定格出力 (PS) = 10,000	(= 7,100 (kW))
H : 運転時間 (h)	= 168 (7日間)
γ : 燃料油の密度 (kg/ℓ)	= 0.85
c : 燃料消費率 (kg/PS-h)	= 0.15



### 3. 重大事故

#### 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

##### 3.1.1 格納容器過圧破損

##### 3.1.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

###### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のある PDS は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW 及び AED である。

###### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能や ECCS 再循環機能等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の 1 次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

###### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ、A、B 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を整備する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素等の非凝縮性

ガスの発生を抑制する観点及び原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心により原子炉格納容器雰囲気が過熱状態となることを防止する観点から、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティへ注水する対策等を整備する。さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。これらの対策の概略系統図を図 3.1.1.1 に、対応手順の概要を図 3.1.1.2 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手順の関係を表 3.1.1.1 に示す。

本格納容器破損モードのうち、「3.1.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける 3 号炉及び 4 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員で構成され、合計 52 名である。

具体的には、運転員（当直員）は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の 2 名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員 8 名及び保修対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員（指揮者等）は 4 名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員 16 名である。この必要な要員と作業項目について図 3.1.1.3 に示す。また、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、52 名で対処可能である。

#### a. 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉トリップ信号、ECCS 作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ及びタービントリップ、ECCS 及び格納容器スプレイの自動作動を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能の喪失が重畳した場合には、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

#### b. 事象進展の判断及び対応準備

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は、早期の電源回復不能と判断する。この対応操作として、大容

量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンク（ピット）への供給、使用済燃料ピットへの注水確保、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置、使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

1次冷却材圧力の低下等により、1次冷却材漏えいの判断を行うとともに、事象判別を行っている10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することによる、漏えい規模が大きいLOCAの発生有無、補助給水流量の低下による補助給水機能喪失の有無により事象進展の判断を行う。

全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合の対応操作として、常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。また、漏えい規模が大きいLOCAへの進展の可能性を考慮して、常設電動注入ポンプの準備完了後にB充てんポンプ（自己冷却）の準備を行う。なお、漏えい規模が大きいLOCAが発生した場合は、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとするとともにB充てんポンプ（自己冷却）の準備を行う。

全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない場合は、常設電動注入ポンプにより代替炉心注水を行うが、10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することにより漏えい規模が大きいLOCAに進展した場合、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行うとともに、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。漏えい規模が大きいLOCAでない場合でも、炉心出口温度計指示 $350^{\circ}\text{C}$ 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。また、炉心損傷後の常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ実施時においても、炉心損傷の進展防止及び緩和のために、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。

事象進展の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

（添付資料 2.2.3、3.1.1.1）

#### c. 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

全交流動力電源喪失時、アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び被ばく低減のため、事前に現場にてアニュラス空気浄化系ダンパへの代替空気供給操作を行い、大容量空冷式発電機等

により電源供給された後に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、現場にて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の起動操作を行う。

d. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量が確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失時、漏えい規模が大きい LOCA でない又は漏えいがない場合に、補助給水機能が喪失していると判断される場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として窒素ポンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、原子炉容器破損時点で1次冷却材圧力を 2.0MPa [gage] 以下まで減圧するための加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を行う。なお、加圧器逃がし弁の使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）の準備を行う。

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。

e. イグナイタの起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置等の運転準備

原子炉容器内等において、事象進展に応じて水素が生成される可能性があるため、炉心出口温度が 350℃に到達した場合、又は ECCS 作動信号の発信を伴う1次冷却材喪失時に全ての高圧注入機能が喪失した場合に、イグナイタを起動するとともに可搬型格納容器水素濃度計測装置等の運転準備を行う。また、全交流動力電源喪失時においては、準備完了後、大容量空冷式発電機等より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

f. 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示  $1 \times 10^5$  mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度350℃は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した1次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）  $1 \times 10^5$  mSv/h は、炉心熔融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等である。

(添付資料 3.1.1.2)

g. 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ作動状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ作動にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

(設置許可基準等への適合性について(重大事故等対処設備)補足説明資料 52-7、52-9)

h. 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ注入機能が喪失している場合に、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心落下に伴う熔融炉心・コンクリート相互作用抑制のための大容量空冷式発電機等からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心冷却については、B充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注水の準備が整い次第、炉心への注水を行う。また、代替格納容器スプレイを継続するため、燃料取替用水タンク(ピット)水位計の指示が16%以下となれば、復水タンク(ピット)との連絡を行い、復水タンク(ピット)に補給することにより代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ水位(広域)指示が75%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器内圧力計指示が、原子炉格納容器の最高使用圧力である392kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

i. 水素濃度監視

ジルコニウム-水反応等により生成される水素による原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため、格納容器水素濃度計測装置等の準備が整い次第運転し、格納容器内水素濃度の測定を開始する。

また、アニュラス部に漏えいした水素によるアニュラス部の水素濃度を確認するために、炉心損傷判断後、アニュラス水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度の測定を開始する。

j. 格納容器内自然対流冷却

A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等が起因となり原子炉補機冷却水系が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容



器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

### 3.1.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

PDS の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち、破断規模の大きい「A\*\*」が原子炉格納容器内への1次冷却材の流出流量が多いことから圧力上昇の観点で厳しく、また、ECCS 又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内に水の持ち込みがない「\*\*D」が圧力上昇抑制効果に期待できない点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しい PDS は、破断規模が大きく、ECCS 注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。

この PDS には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・中破断 LOCA 時に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
- ・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

これらの事故シーケンスのうち評価事故シーケンスは、中破断 LOCA に比べ破断口径が大きく、原子炉格納容器圧力の上昇の観点で厳しくなる大破断 LOCA を起因とした「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」である。

また、本評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ及びA、B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の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、Cs-137 の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであることを確認する。



本評価事故シーケンスにおいて、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）に係る重要現象は以下のとおりである。

- a. 炉心における重要現象
  - ・崩壊熱
  - ・燃料棒内温度変化
  - ・燃料棒表面熱伝達
  - ・燃料被覆管酸化
  - ・燃料被覆管変形
  - ・沸騰・ボイド率変化
  - ・気液分離・対向流
- b. 原子炉容器、1次系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象
  - ・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
  - ・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達
  - ・炉心損傷後の原子炉容器破損、熔融
  - ・炉心損傷後の原子炉容器における1次系内FP（核分裂生成物）挙動
- c. 原子炉格納容器における重要現象
  - ・区画間・区画内の流動
  - ・構造材との熱伝達及び内部熱伝導
  - ・格納容器スプレイ冷却
  - ・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
  - ・水素濃度変化
  - ・炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料－冷却材相互作用
  - ・炉心損傷後の熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
  - ・炉心損傷後の熔融炉心とコンクリートの伝熱
  - ・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
  - ・炉心損傷後の原子炉格納容器内FP（核分裂生成物）挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有する総合解析コード MAAP により、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器内温度等の過渡応答を求める。

なお、MAAP コードについては、LOCA 直後の原子炉格納容器内温度のような短期間に発生する現象を精緻に取り扱う場合には適してい

ないため、事象初期の挙動については設計基準事故の評価結果を参照する。具体的には、原子炉格納容器内温度については、「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」の評価結果を参照する。

(添付資料 3.1.1.3、3.1.1.4、3.1.1.5)

さらに、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、本評価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、要員の配置による他の操作に与える影響、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（事象進展解析）の条件

本評価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表 3.1.1.2 に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

(添付資料 3.1.1.6)

### a. 事故条件

#### (a) 起回事象

起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、高温側配管の口径である約 0.74m (29inch) の完全両端破断とする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源はないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。

#### (d) 水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、MAAP コードでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

### b. 重大事故等対策に関連する機器条件

#### (a) 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、解析上は事象

発生 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計  $200\text{m}^3/\text{h}$  の流量で注水するものとする。

(b) 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、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力を用いるものとする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最小保有水量を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）

$4.04\text{MPa}[\text{gage}]$

蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量）

$26.9\text{m}^3$ （1 基当たり）

(c) 常設電動注入ポンプ

原子炉格納容器内への代替格納容器スプレイは、常設電動注入ポンプを使用するものとする。

原子炉格納容器圧力及び温度上昇抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量は、標準値として  $130\text{m}^3/\text{h}$  を設定するものとする。

(d) 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理に伴う発熱反応が原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響を「(4) 有効性評価の結果」にて考慮するものとする。

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、「1.3(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) 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」の d. に従い、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始から 30 分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生から 24 時間後に停止するものとする。

(b) 移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」の e. に従い、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生から 24 時間後に開始するものとする。

(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件

- a. 事象発生直前まで、発電用原子炉は定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、3号炉は燃料を 1 / 3 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 30,000 時間とし、4号炉は燃料を 1 / 4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

(添付資料 3.1.1.7)

- b. 原子炉格納容器内に放出される Cs-137 の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームである NUREG-1465 に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して 75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記 c. の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAP コードによる解析結果に比べて、Cs-137 の環境への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。

(添付資料 3.1.1.8、3.1.1.9)

- c. 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 は、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込むものとする。

(添付資料 3.1.1.10、3.1.1.11)

- d. 時間経過とともに Cs-137 の環境への放出率が小さくなることを踏まえ、評価期間は 7 日間とする。なお、事故後 7 日以降の影響についても評価するものとする。

- e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAP コードの結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の 0.16%/d を用いるものとする。なお、事故後 7 日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.125%/d を用いるものとする。

(添付資料 3.1.1.12)

- f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその 97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り 3%はアニュラス部以外で生じるものとする。

- g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は、設計上期待できる値として 99%を用いるものとする。

(添付資料 3.1.1.13)

- h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動

後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上 62 分とする。その間、原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた Cs-137 はそのまま全量環境へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視するものとする。

- i. 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量は、原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去に必要なスプレイ流量を考慮し、設計上期待できる値として  $140\text{m}^3/\text{h}$  を設定するものとする。

#### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を図 3.1.1.4 及び図 3.1.1.5 図に、1 次系圧力、原子炉容器内水位等の 1 次系パラメータの変化を図 3.1.1.6 から図 3.1.1.8 に、原子炉格納容器圧力、温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を図 3.1.1.9 から図 3.1.1.13 に示す。

##### a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することにより「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。また、大破断 LOCA の発生に加えて低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することから原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約 22 分後に炉心溶融に至る。

(添付資料 3.1.1.5)

さらに、格納容器スプレイ注入機能も喪失することから、炉心溶融開始から 30 分後となる事象発生の約 52 分後に常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後、原子炉容器内水位がなくなることにより、事象発生の約 1.4 時間後に原子炉容器破損に至り、溶融炉心が原子炉下部キャビティに流出する。その後、事象発生の約 2.6 時間後に原子炉容器からの溶融炉心流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになり、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 15 時間後に低下に転じる。

また、事象発生の 24 時間後に移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器内の水蒸気が凝縮され、原子炉格納容器内温度は事象発生の約 26 時間後に低下に転

じる。

(添付資料 3.1.1.14)

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は、図 3.1.1.9 に示すとおり、代替格納容器スプレイにより事象発生約 15 時間後に最高値約 0.444MPa[gage]となり、以降は低下傾向となることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍 (0.784MPa[gage]) を下回る。

原子炉格納容器内温度は、図 3.1.1.10 に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生約 26 時間後に最高値約 144℃となり、以降は低下傾向となることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は、200℃を下回る。

大破断 LOCA が発生し低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することにより、事象発生約 1.4 時間後に原子炉容器破損に至るが、その時点での 1 次系圧力は、図 3.1.1.6 に示すとおり、約 0.21MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに 1 次系圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減される。

「1.2.2(2) 有効性を確認するための評価項目の設定」の e.、h. に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、有効性評価の結果は、それぞれ「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」に示す。また、f. に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することにより本評価事故シーケンスよりも水蒸気が凝縮することで水素濃度が高くなるとともに、全炉心内ジルコニウム量の 75%が水と反応して水素が発生することを想定した「3.4 水素燃焼」に示す。

原子炉格納容器内の水素分圧 (絶対圧) は、図 3.1.1.13 に示すとおり、全圧約 0.5MPa[abs]に対して 0.01MPa[abs]程度である。また、全炉心内ジルコニウム量の 75%が水と反応することにより発生する水素と、水の放射線分解等により発生する水素を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約 2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍 (0.784MPa[gage]) 及び 200℃を下回る。

(添付資料 3.1.1.15、3.1.1.16)



また、図 3.1.1.11 及び図 3.1.1.12 に示すとおり、事象発生から約 2.6 時間後に熔融炉心の全量が原子炉下部キャビティに落下するが、代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却により、図 3.1.1.9 及び図 3.1.1.10 に示すとおり、48 時間時点においても原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱される。また、その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。

(添付資料 3.1.1.17、3.1.1.18)

本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることにより事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質量は多くなるが、事象発生から 7 日後までの Cs-137 の総放出量は約 5.5TBq であり、図 3.1.1.30 に示すとおり、アニュラス空気浄化設備を起動し、フィルタによる除去を行うことにより、100TBq を十分下回る。また、その大気放出過程を図 3.1.1.31 に示す。

事象発生から 7 日以降、Cs-137 の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、事象発生後 30 日 (約 6.0TBq) 及び 100 日 (約 6.0TBq) においても総放出量の増加は軽微であり、100TBq を下回っている。

(添付資料 3.1.1.19)

### 3.1.1.3 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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力を低下させ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、炉心熔融開始を起点に操作を行う常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイとし、事象発生後の 24 時間後に操作を行う移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却及び事象発生後の 60 分後に操作を行うアニュラス空気浄化設備のダンパへの代替空気供給によるアニュラス空気浄

化ファンの起動についても、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る不確かさの影響を確認する。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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は、「1.7 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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故の再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップの感度解析により、原子炉容器下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早くなる等、炉心溶融開始が早くなる。このため、炉心溶融開始を起点としている常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が早くなる。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果により、原子炉格納容器圧力を 1 割程度高く、原子炉格納容器内温度を十数℃高く評価する可能性がある。このため、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなるが、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としてい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。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故の再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損時間は早くなるが、原子炉容器破損時間を起点としてい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。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故の再現性が確認されている。また、原子炉容器下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度は小さいが、原子炉容器破損時間を起点としてい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。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析により、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器

破損時間は早くなる。しかしながら、原子炉容器破損時間を起点としてい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。

炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度は小さい。また、圧力スパイクに伴い変動する原子炉格納容器圧力を起点としてい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。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での熔融炉心の拡がり、熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱及び熔融炉心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、熔融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。

図 3.1.1.14 及び図 3.1.1.15 に示すとおり、約 16cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生とこれに伴う反応熱が増加することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は一時的に上昇する。しかしながら、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としてい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。

Cs-137 の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAP コードの結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAP コードの評価結果ではなく、NUREG-1465 に基づき設定しているが、これらパラメータを起点としてい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。

(添付資料 3.1.1.20)

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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故の再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップの感度解析により、原子炉容器下部プレナムへのリロケーション開始時間は 30 秒程度早くなるが、早くなる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、構造材との熱

伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果により、原子炉格納容器圧力を1割程度高く、原子炉格納容器内温度を十数℃高く評価する可能性がある。このため、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなり、評価項目に対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故の再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損時間は早くなるが、早くなる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故の再現性が確認されている。また、原子炉容器下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析により、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間は早くなる。しかしながら、早くなる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による圧カスパイクに与える感度は小さい。このため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱及び溶融炉心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、溶融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。

図 3.1.1.14 図及び図 3.1.1.15 に示すとおり、約 16cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生とこれに伴う反応熱が増加することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は一時的に上昇するものの、原子炉下部キャビティ水により溶融炉心が冷却されるため、コンクリート侵食は停止し、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものであり、十分小さい。ま

た、コンクリート侵食等に伴う水素発生量の増加は長期的に原子炉格納容器圧力の上昇要因となるが、感度解析においても水素の追加発生に伴う原子炉格納容器内の水素濃度上昇はドライ条件換算で1 vol%程度である。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.784MPa[gage])及び200℃に対して十分な余裕があり、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 3.1.1.21)

Cs-137 の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAP コードの結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAP コードの評価結果ではなく、NUREG-1465 に基づき設定しているため、解析コードの不確かさが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 3.1.1.20)

## (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、表 3.1.1.2 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、原則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから、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、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク、1次冷却材の流出流量並びに標準値として設定している常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量及びA、B格納容器再循環ユニットの除熱特性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

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱よりも小さくなるため、炉心溶融開始が遅くなる。このため、炉心溶融開始を起点としている常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が遅くなる。さらに、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが減少し、また、最確条件の原子炉格納容器自由体



積及びヒートシンクを用いた場合、解析条件として設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクよりも大きくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなる。しかしながら、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としてい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次冷却材の流出流量の変動として地震による Excess LOCA の発生を考慮した場合、流出流量の増加により事象進展は変動し、炉心溶融開始等が早くなる。このため、炉心溶融開始を起点としている常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレいの開始が早くなる。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量の変動を考慮し、最確条件の代替格納容器スプレイ流量を用いた場合、解析条件として設定している流量よりも多くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。しかしながら、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としてい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。

A、B格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮し、最確条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性を用いた場合、解析条件として設定している除熱特性よりも除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。しかしながら、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としてい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。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合には除熱性能が低くなるため、原子炉格納容器圧力の上昇が早くなる。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点としてい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。

(添付資料 3.1.1.20)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが減少し、また、最確条件の原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを用いた場合、解析条件として設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクよりも大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和される。このため、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次冷却材の流出流量の変動として地震による Excess LOCA



の発生を考慮した場合、流出流量の増加により事象進展が変動することから、炉心や原子炉格納容器への影響を確認する観点で、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。なお、いずれのケースも常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間は LOCA の発生を操作の起点として現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮した事象発生の約 52 分後とした。その結果、図 3.1.1.16 から図 3.1.1.21 に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同じであり、また、熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はあるが、原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の 2 倍（0.784MPa[gage]）を下回っているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

- i. 1 次冷却材高温側配管 全ループ破断
- ii. 1 次冷却材低温側配管 全ループ破断
- iii. 原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

（添付資料 3.1.1.22）

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量の変動を考慮し、最確条件の代替格納容器スプレイ流量を用いた場合、解析条件として設定している流量よりも多くなることから、流量の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響を確認する観点で代替格納容器スプレイ流量を設計値とした場合の感度解析を実施した。その結果、図 3.1.1.22 及び図 3.1.1.23 に示すとおり、事象発生から約 52 分後の代替格納容器スプレイ開始以降、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和され、評価項目に対する余裕は大きくなる。

（添付資料 3.1.1.23）

A、B 格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮し、最確条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性を用いた場合、解析条件として設定している除熱特性よりも除熱性能が高くなるため、除熱特性の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響を確認する観点で A、B 格納容器再循環ユニットの除熱特性を 4 号炉の設計値（1 基当たりの除熱特性：100℃～約 168℃、約 6.7MW～約 12.3MW）とした場合の感度解析を実施した。その結果、図 3.1.1.24 及び図 3.1.1.25 に示すとおり、事象発生から 24 時間後の A、B 格納容器再循環ユニットによる格納容

器内自然対流冷却開始以降、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、評価項目に対する余裕は大きくなる。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合には、除熱性能が低くなるため、水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果、図 3.1.1.26 及び図 3.1.1.27 に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はわずかに高く推移するものの、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍 (0.784MPa[gage]) 及び 200℃に対して十分な余裕があり、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 2.4.9、3.1.1.20、3.1.1.24)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、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並びに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等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

図 3.1.1.3 に示すとおり、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

アニュラス空気浄化設備のダンパへの代替空気供給によるアニュラス空気浄化ファンの起動は、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(添付資料 3.1.1.20)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始から 30 分後を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、1 次冷却材の流出流量等の不確かさにより炉心溶融開始が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、原子炉格納容器の減温、減圧が早くなることから評価項目に対する余裕が大きくなるが、1 次冷却材の流出流量の不確かさとして「a.

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響」において、事象発生から約 52 分で操作開始する場合の影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、炉心崩壊熱等の不確かさにより炉心熔融開始が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合には、崩壊熱の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目に対する余裕が小さくなることが考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において、代替格納容器スプレイが遅れた場合の操作時間余裕を事象発生から 60 分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、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。このように操作開始が早くなる場合には、原子炉格納容器圧力及び温度の低減効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器の減温、減圧が遅くなるが、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、より炉心崩壊熱の大きい約 8.9 時間後からの格納容器内自然対流冷却を行う場合の成立性を確認しており、原子炉格納容器圧力及び温度の観点では大きな影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

アニュラス空気浄化設備のダンパへの代替空気供給によるアニュラス空気浄化ファンの起動については、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時間が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、アニュラス負圧達成までの時間が短くなり、放出放射エネルギーが減少する。このため、評価項目に対する余裕が大きくなる。

(添付資料 3.1.1.20)

### (3) 操作時間余裕の把握

操作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での操作時間余裕を確認する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間に対する時間余裕を確認するため、代替格納容器スプレイの開始を約 8 分遅く、事象発生の 60 分後に開始する場合の感度解析を実施した。

その結果、図 3.1.1.28 及び図 3.1.1.29 に示すとおり、代替格納容器スプレイ開始が約 8 分遅くなった場合でも、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器最高使用圧力の 2 倍 (0.784MPa[gage]) 及び 200°C に対して十分余裕がある。このため、操作時間余裕として事象発生から 60 分程度は確保できる。

(添付資料 3.1.1.25)

移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては、解析上は事象発生の 24 時間後に格納容器内自然対流冷却を開始するとともに代替格納容器スプレイを停止することとしているが、移動式大容量ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要がある。このため、代替格納容器スプレイ開始後から連続して、代替格納容器スプレイの停止条件である、原子炉格納容器内水量 4,000m<sup>3</sup>となるまで代替格納容器スプレイを行うものとして概算した。その結果、操作時間余裕として 20 分程度は確保できる。

(添付資料 3.1.1.26)

アニュラス空気浄化設備のダンパへの代替空気供給によるアニュラス空気浄化ファンの起動の時間余裕を確認するため、操作開始が 10 分から 20 分遅れた場合の感度解析を実施した。その結果、操作開始が 10 分から 20 分程度遅れた場合、Cs-137 の放出量は 10~30% 程度増加するが、評価項目に対して余裕は確保できるため、操作時間余裕として事象発生から 80 分程度は確保できる。

(添付資料 3.1.1.20、3.1.1.27)

#### (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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員等による常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

#### 3.1.1.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な初動の要員は、「3.1.1.1（3）格納容器破損防止対策」に示すとおり52名である。このため、「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」に示す運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員52名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

###### a. 水源

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生約52分後から24時間までの合計約23.2時間にわたり、定格値である $150\text{m}^3/\text{h}$ での代替格納容器スプレイを想定して、約 $3,480\text{m}^3$ の水量が必要となる。

これに対し、水源として、燃料取替用水タンク（ピット）は、約 $1,960\text{m}^3$ の使用が可能である。また、事象発生約12時間後までに復水タンク（ピット）との連絡操作を行うとともに、復水タンク（ピット）補給用水中ポンプにより、淡水（八田浦貯水池）又は海水を復水タンク（ピット）経由で燃料取替用水タンク（ピット）に補給することで代替格納容器スプレイを継続することが可能である。

その後、事象発生約24時間後までに、移動式大容量ポンプ車を用いたA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することにより、燃料取替用水タンク（ピット）及び復水タンク（ピット）への補給は不要である。

（添付資料3.1.1.28）

###### b. 燃料

大容量空冷式発電機による電源供給については、事象発生直後から全負荷での運転を想定して、7日間の運転継続に約 $230.2\text{k}\ell$ の重油が必要となる。

また、移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却、復水タンク（ピット）への補給、使用済燃料ピットへの注水及び



使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 46.5kℓ の重油が必要となる。復水タンク（ピット）への補給については、使用済燃料ピットへの注水に必要な重油に包絡される。

さらに、代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 7.8kℓ の重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な燃料は、重油約 284.5kℓ となるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び大容量空冷式発電機用燃料タンクの重油量約 376kℓ にて供給可能である。

(添付資料 3.1.1.28)

#### c. 電源

大容量空冷式発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷及びその他負荷として約 440kW [440kW] の負荷が必要となるが、大容量空冷式発電機の給電容量約 3,200kW にて電源供給が可能である。

[ ] 内は 4 号炉を示す。

(添付資料 3.1.1.28)

#### 3.1.1.5 結 論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能や ECCS 再循環機能等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉格納容器内へ流出した高温の 1 次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、その結果、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ、A、B 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を考慮する。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」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」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性



評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても、運転員等操作による常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ、A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を行うことにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の1次系圧力、原子炉格納容器内の水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目を満足するとともに、長期的には原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

また、原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」において、原子炉格納容器の水素濃度については「3.4 水素燃焼」において、熔融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足していることを確認している。

解析コード及び解析条件の不確かさについて、操作への影響を含めて確認した結果、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。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、代替格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却等の格納容器破損防止対策は、評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。

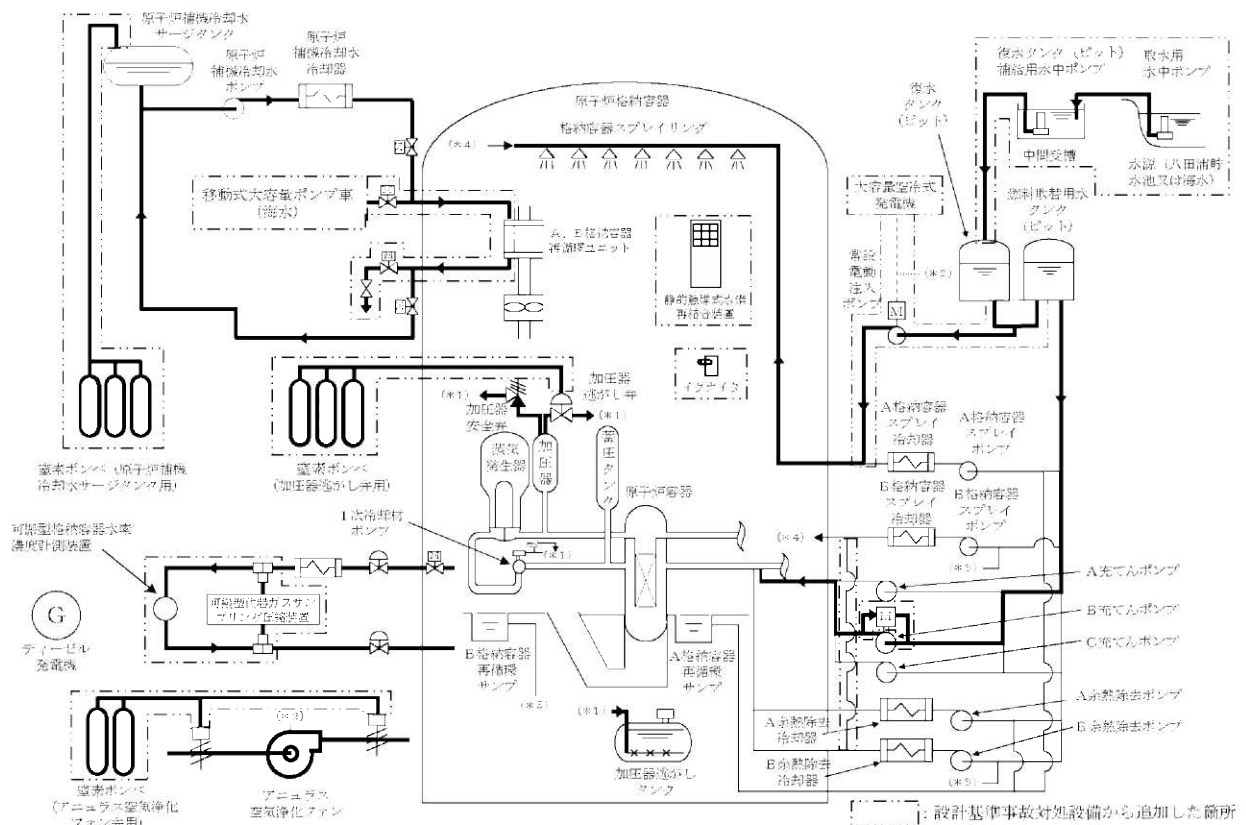


図3.1.1.1 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図

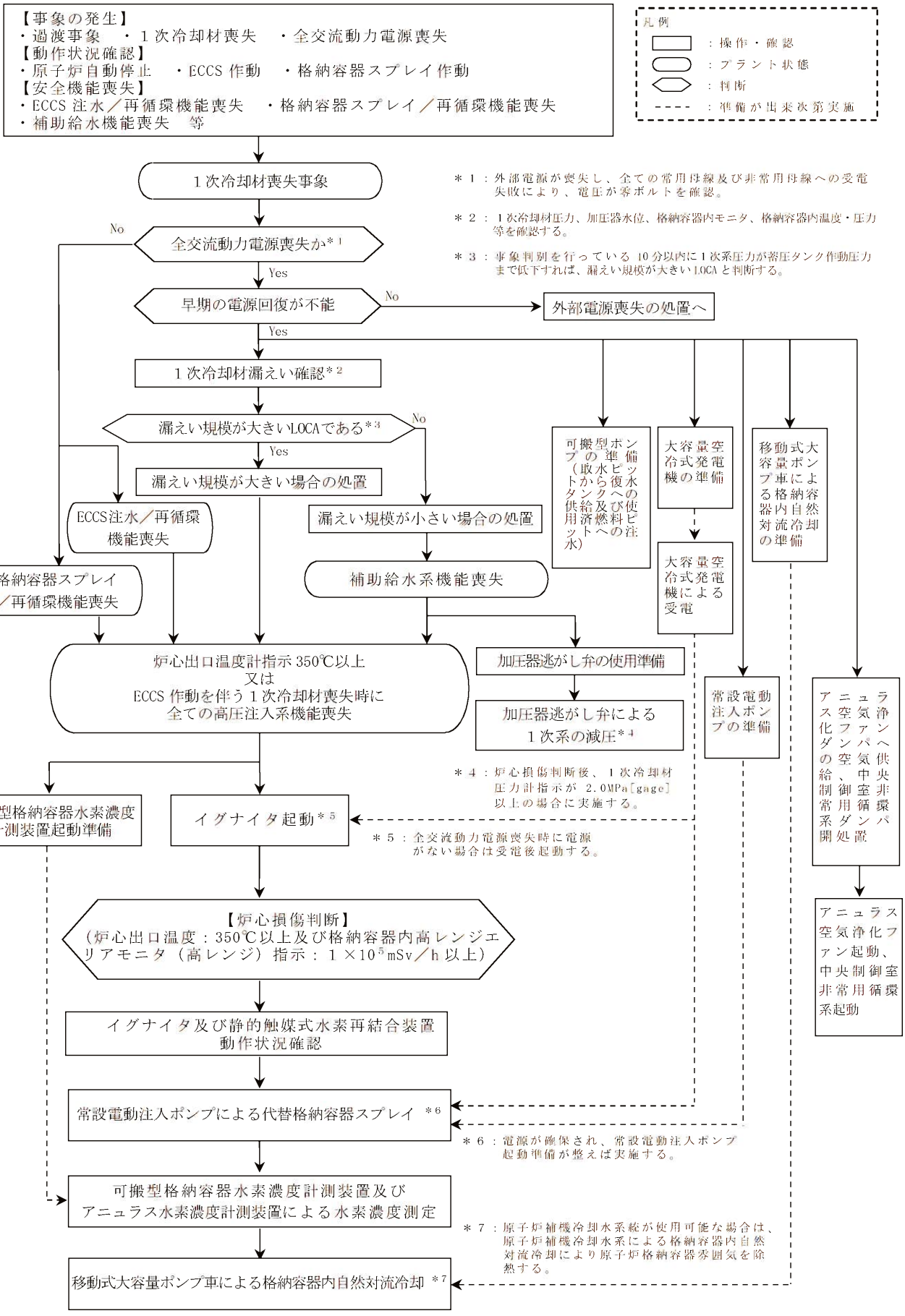
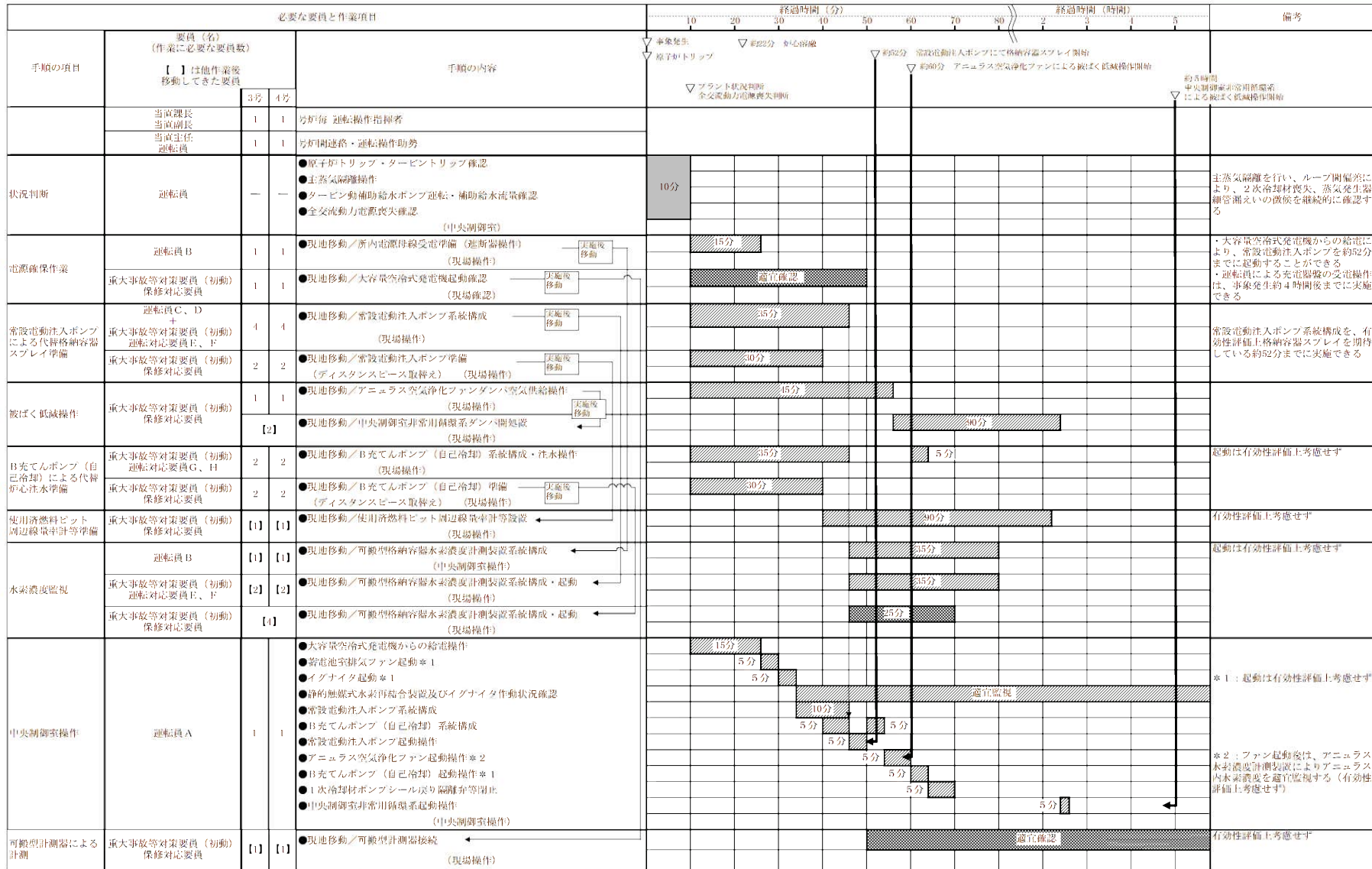


図 3.1.1.2 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）の対応手順の概要（格納容器破損モード）」



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間及び作業時間を確認した上で算出している。(一部、未配備の機器については想定時間により算出)  
 ※ 緊急時対策本部要員(指揮者等)は4名であり、全H-1留置、通報連絡等を行う。  
 ※ 内装防護服(タイベック・コム手袋等)、全面マスク、ポケット線量計着用  
 ◎ 全面マスク、ポケット線量計着用  
 ■ 放射線防護具着用なし

図 3.1.1.3 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」の作業と所要時間(1/2)  
 (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喪失する事故)



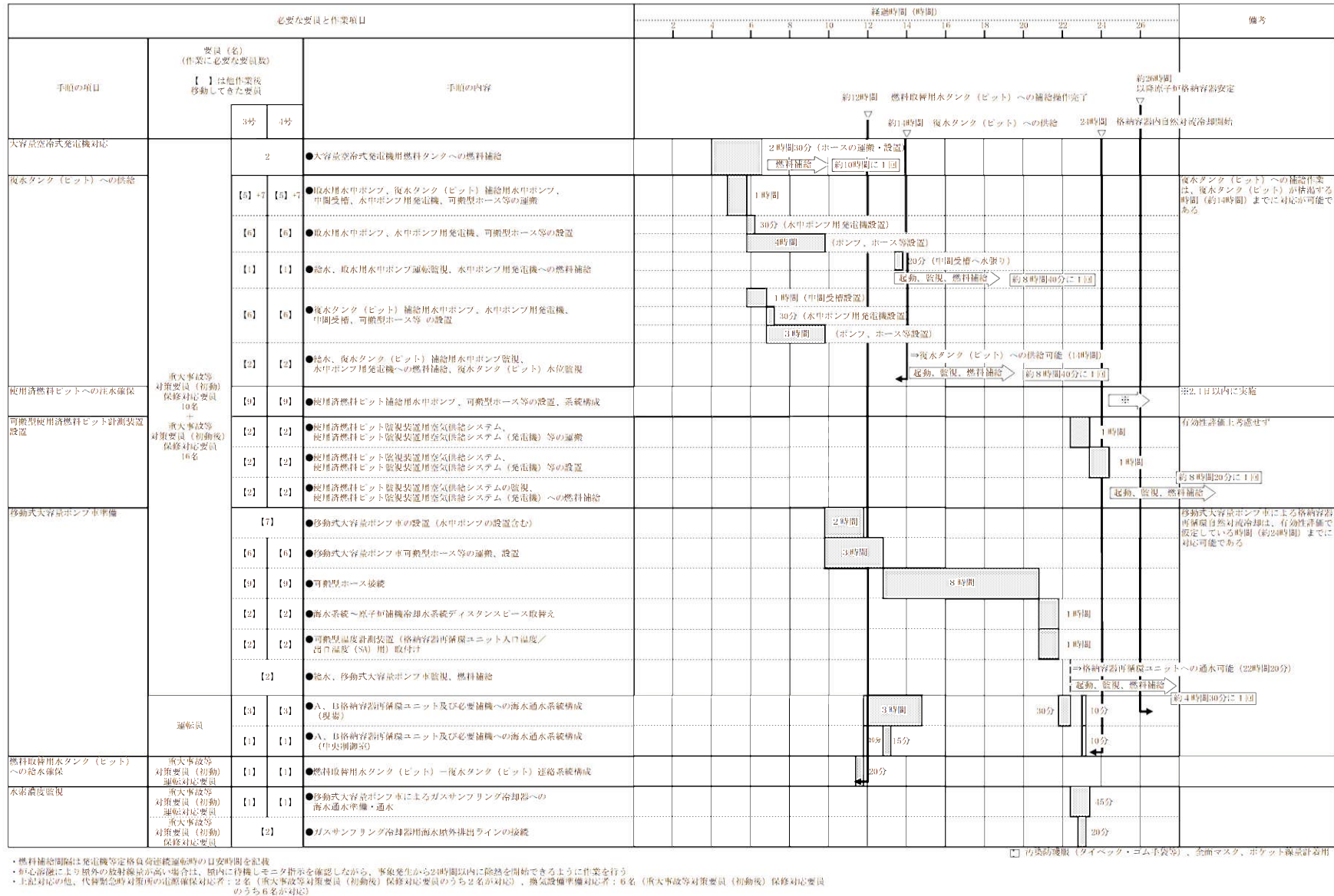


図 3.1.1.3 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」の作業と所要時間 (2/2)  
 (大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失する事故)

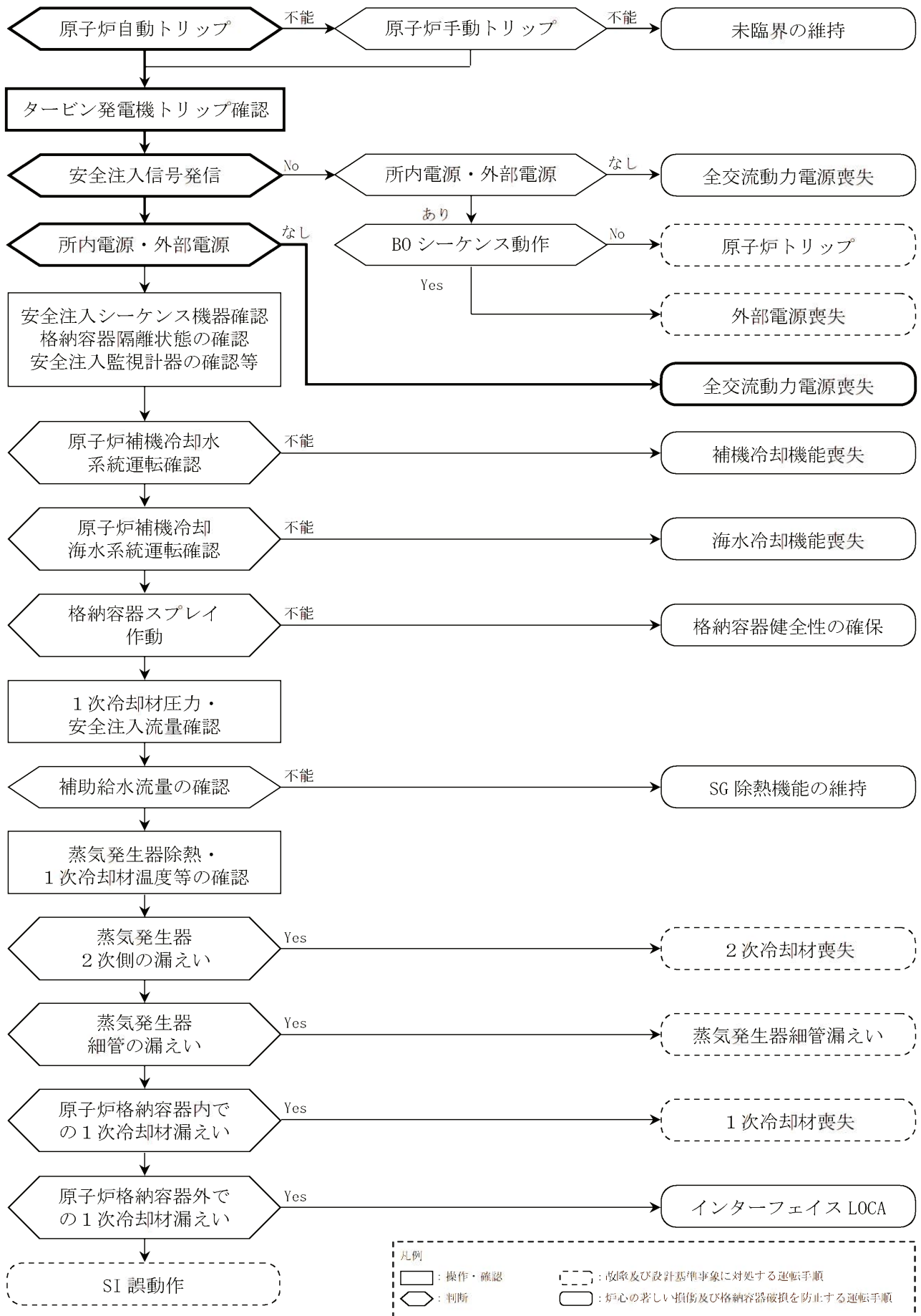


図 3. 1. 1. 4 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」  
の事象進展（事象判別プロセス）

（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ー注入機能喪失する事故）



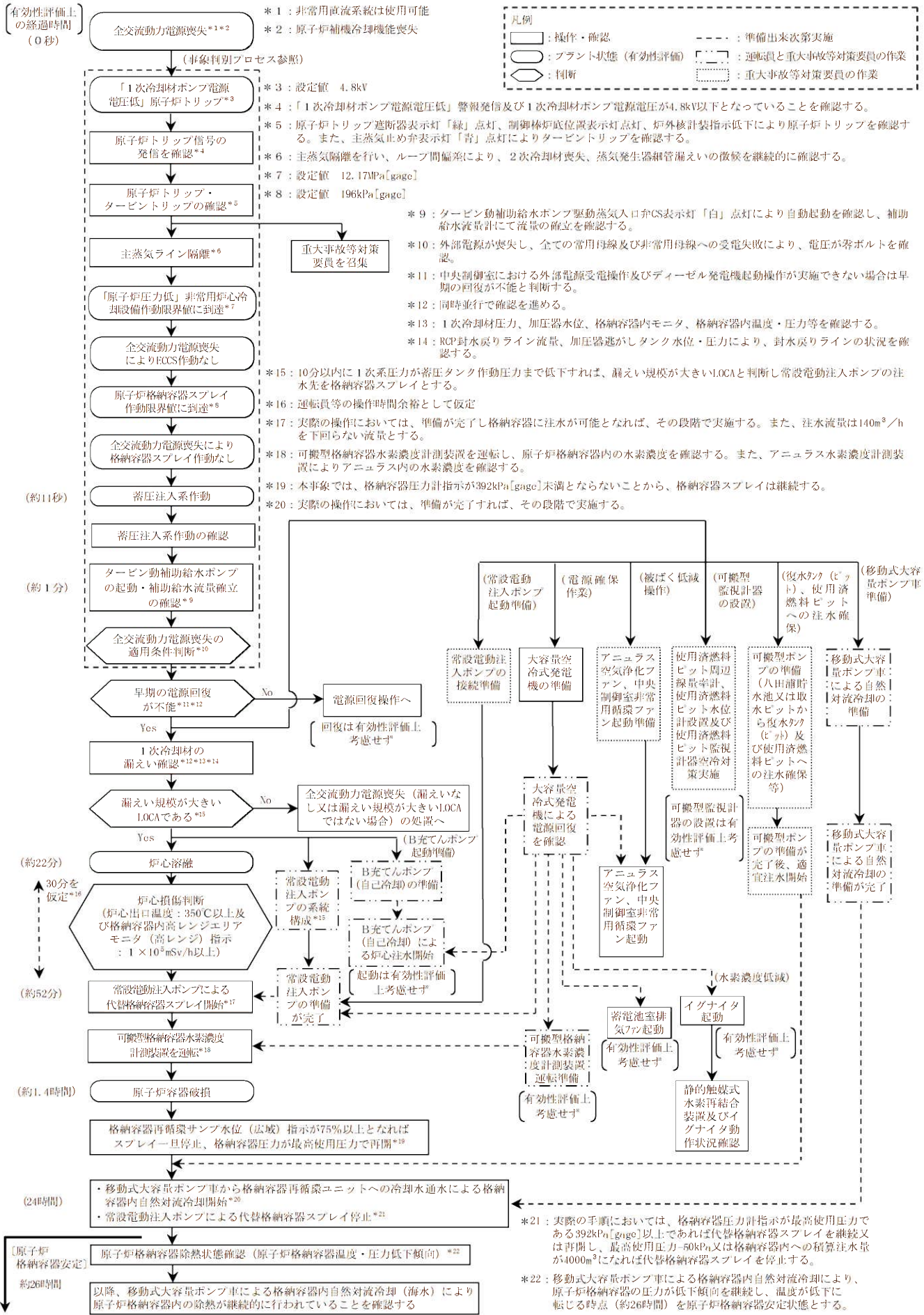


図 3.1.1.5 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展  
 (大破断 LOCA 時に低压注入機能、高压注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失する事故)

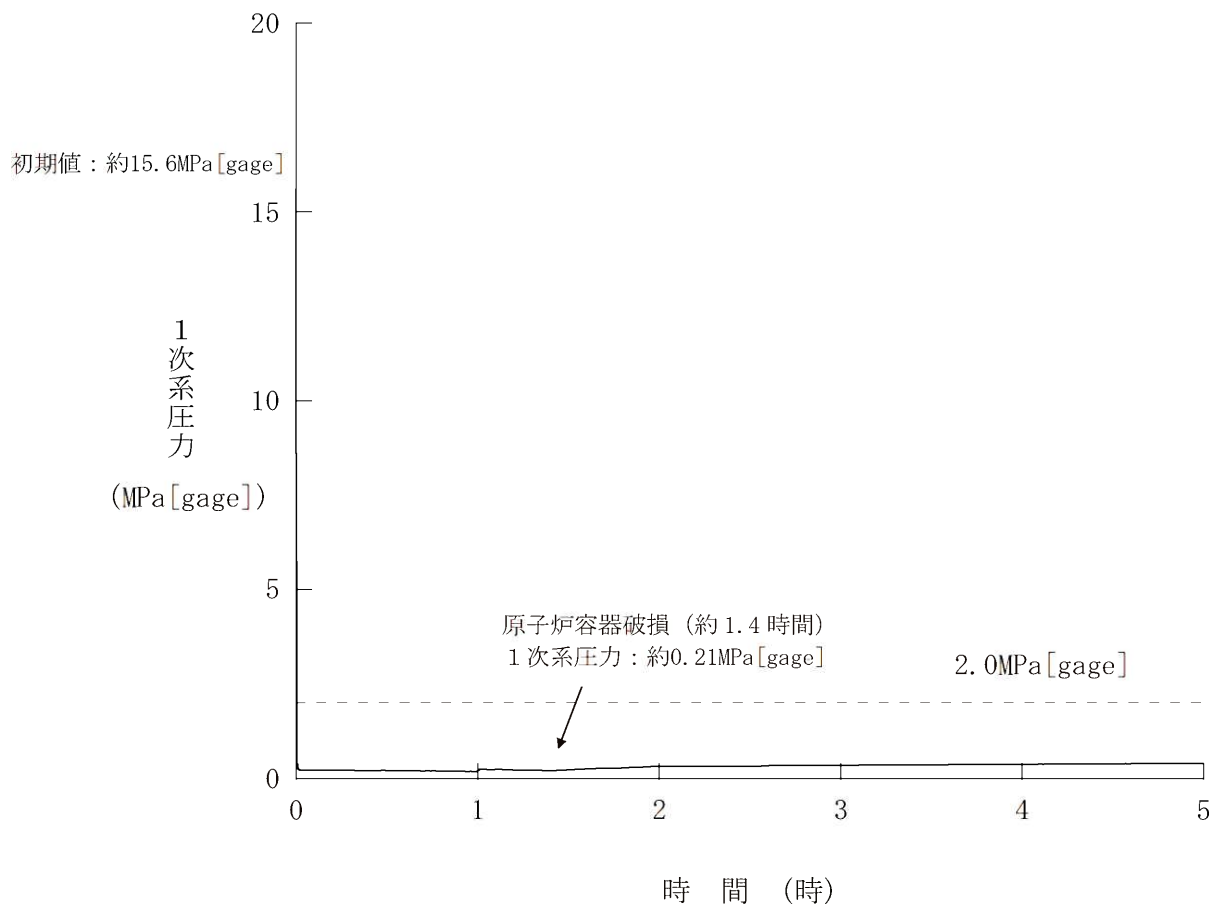
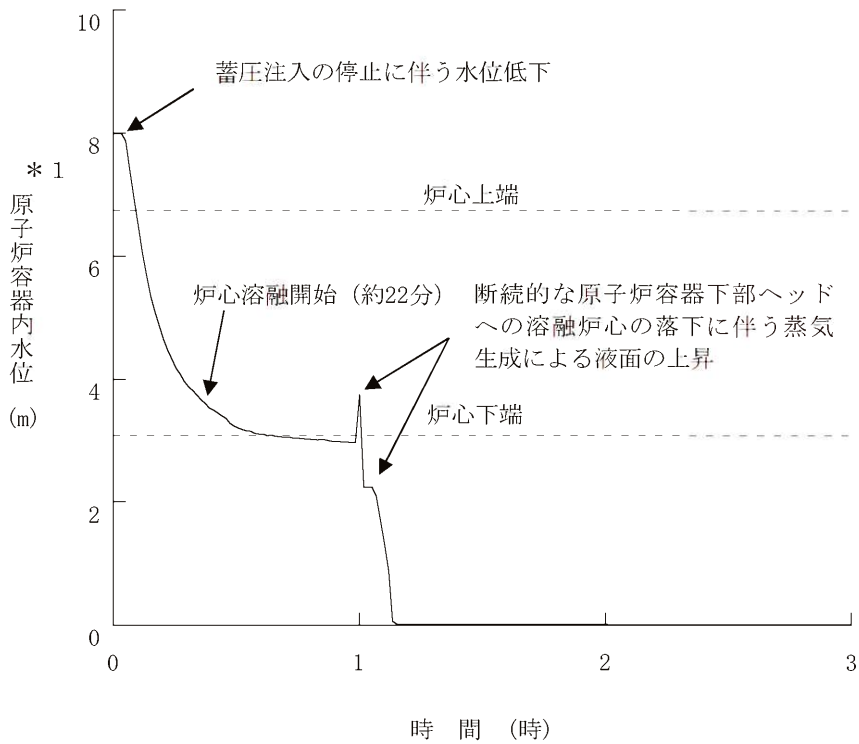
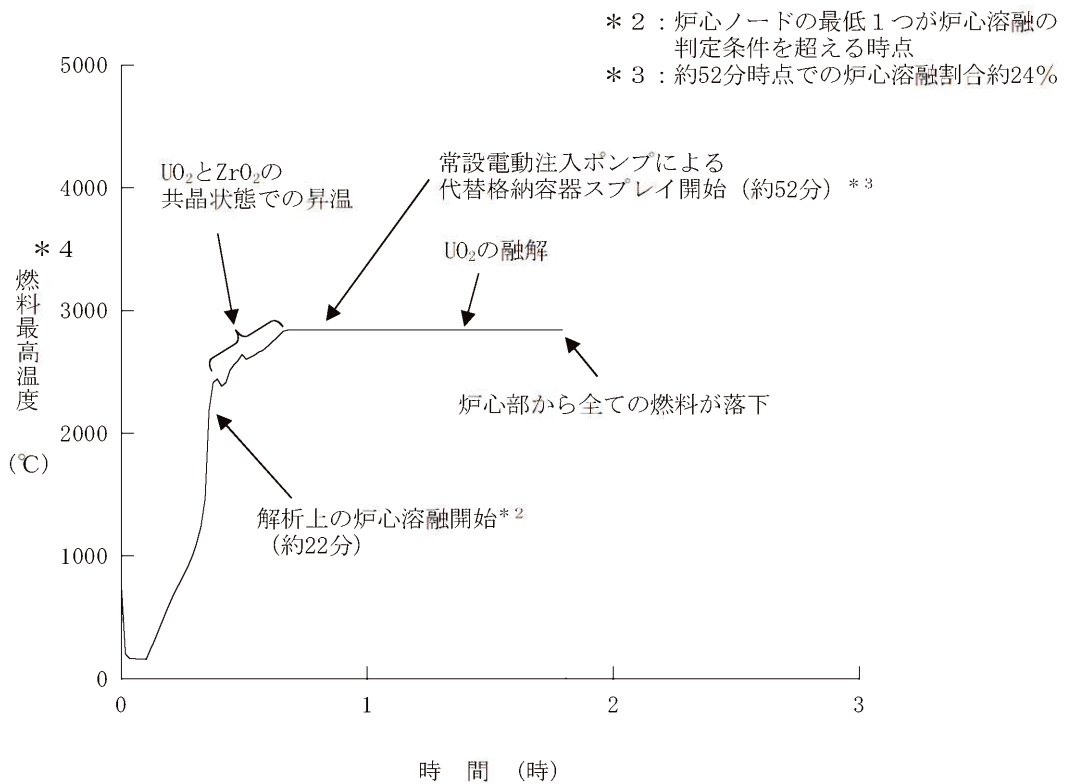


図 3.1.1.6 1次系圧力の推移



\* 1 : 原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

図 3. 1. 1. 7 原子炉容器内水位の推移



\* 2 : 炉心ノードの最低1つが炉心溶融の判定条件を超える時点

\* 3 : 約52分時点での炉心溶融割合約24%

\* 4 : 炉心ノードにおける最高の燃料温度

図 3. 1. 1. 8 燃料最高温度の推移

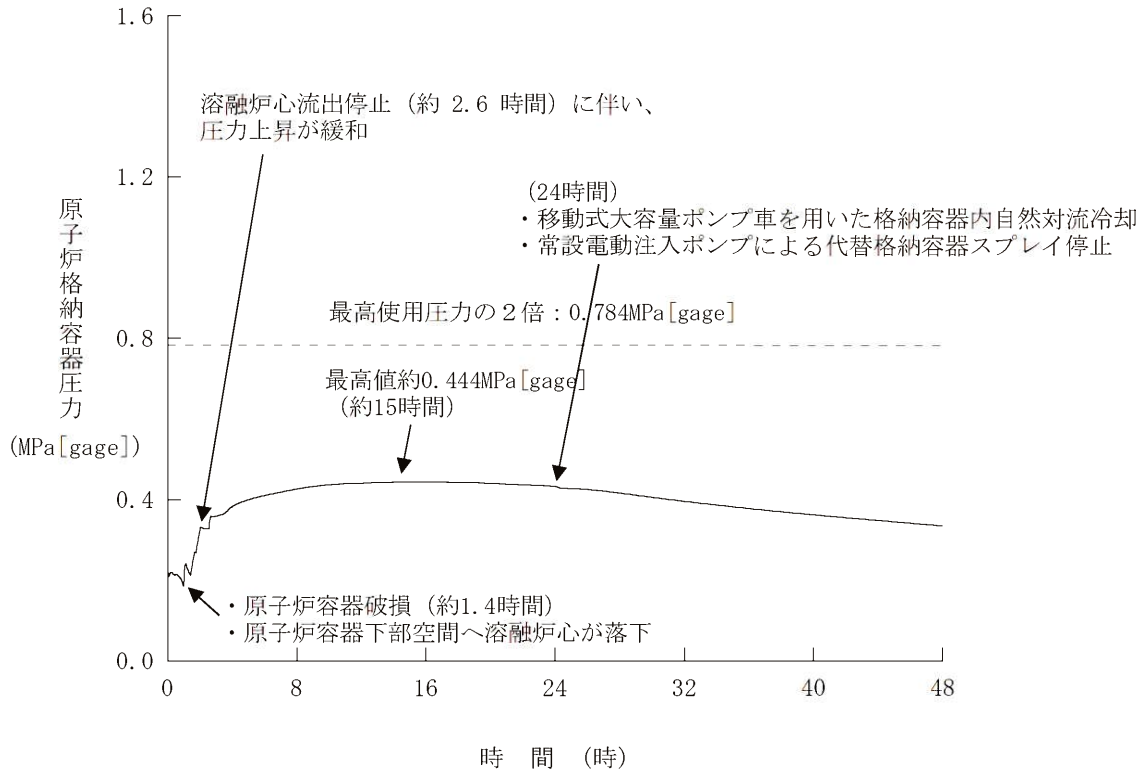


図 3. 1. 1. 9 原子炉格納容器圧力の推移

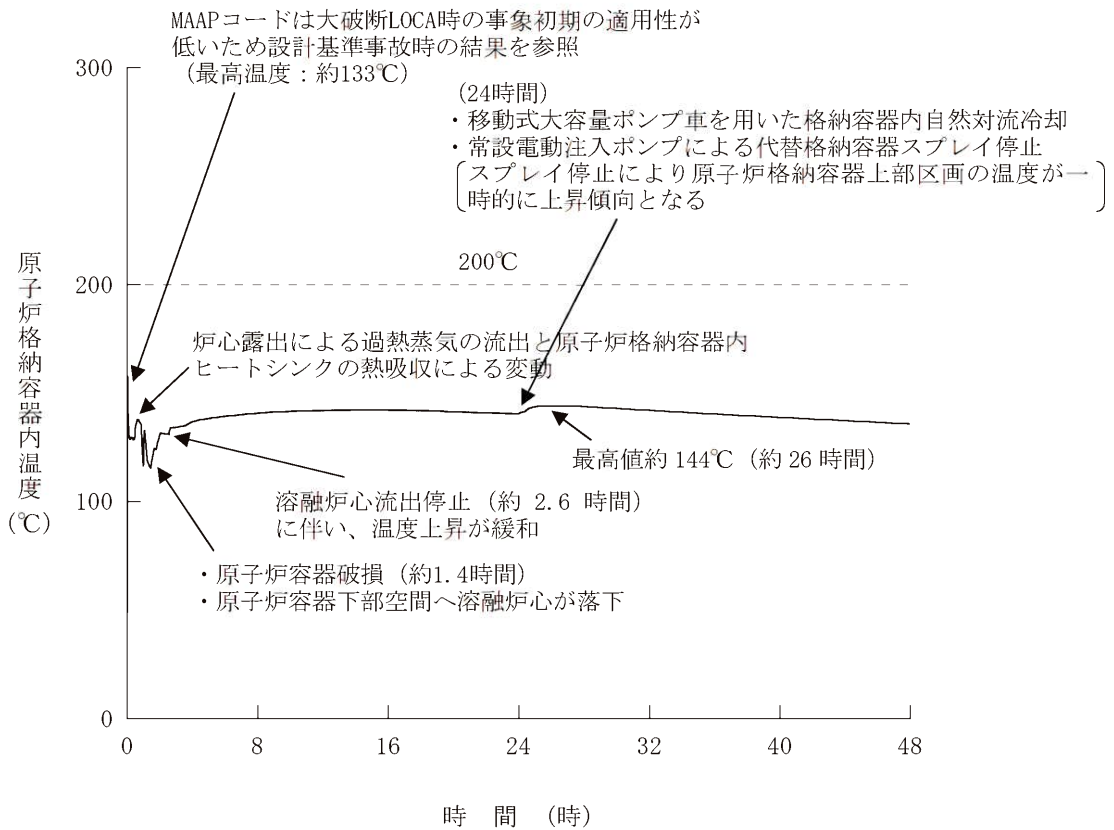


図 3. 1. 1. 10 原子炉格納容器内温度の推移

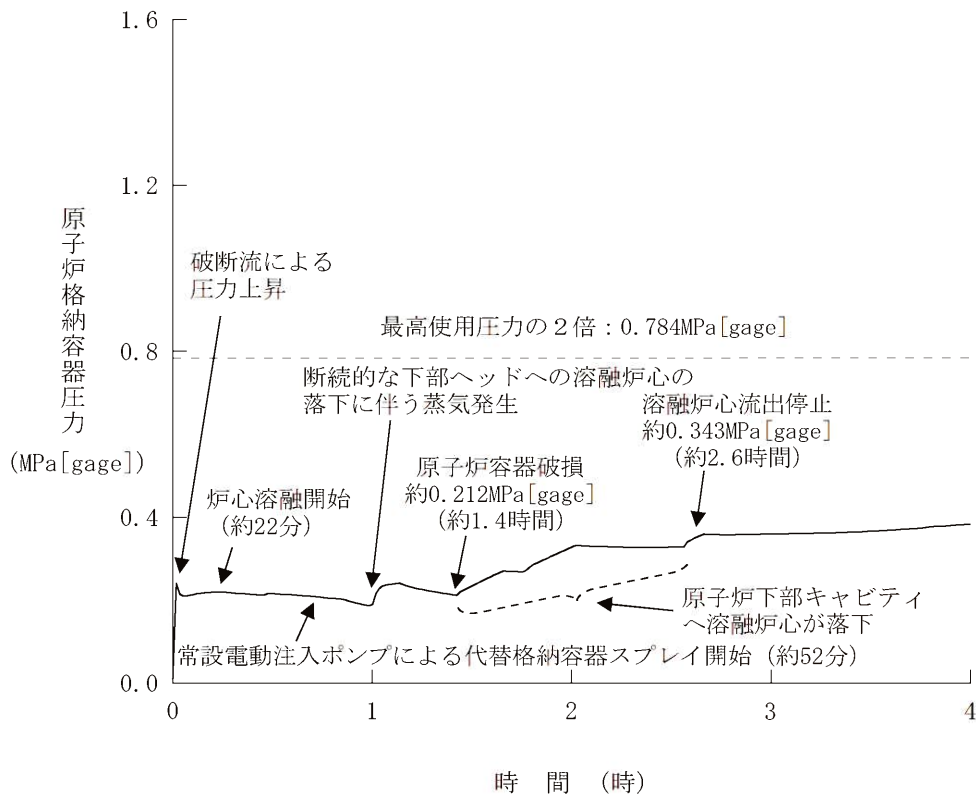


図 3.1.1.11 原子炉格納容器圧力の推移 (～4時間)

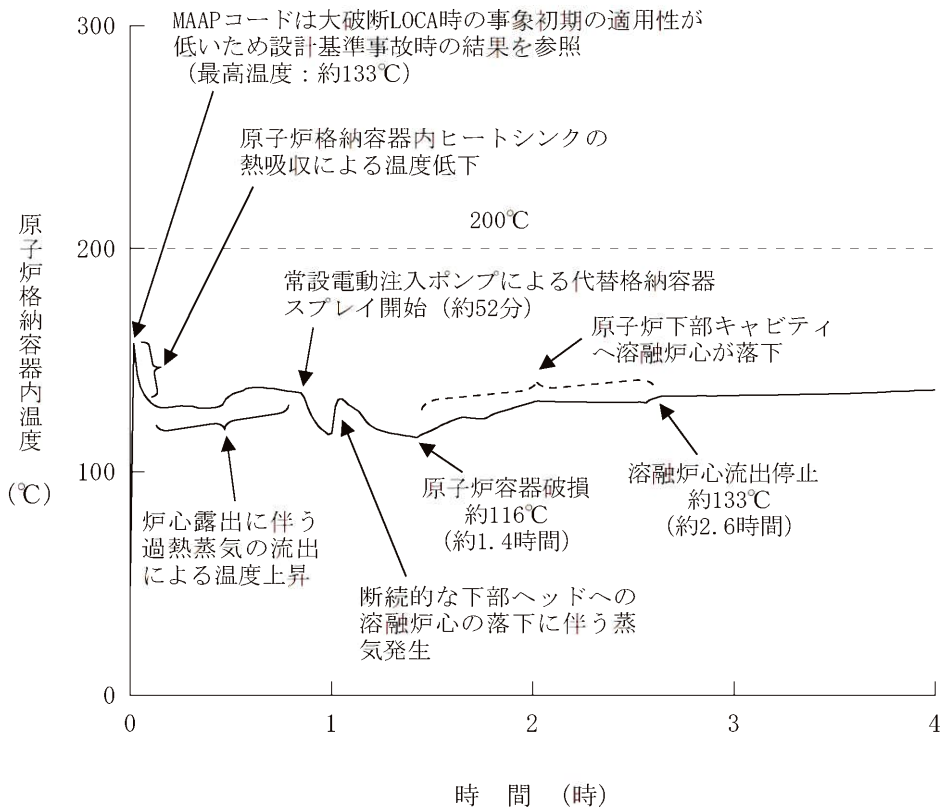


図 3.1.1.12 原子炉格納容器内温度の推移 (～4時間)

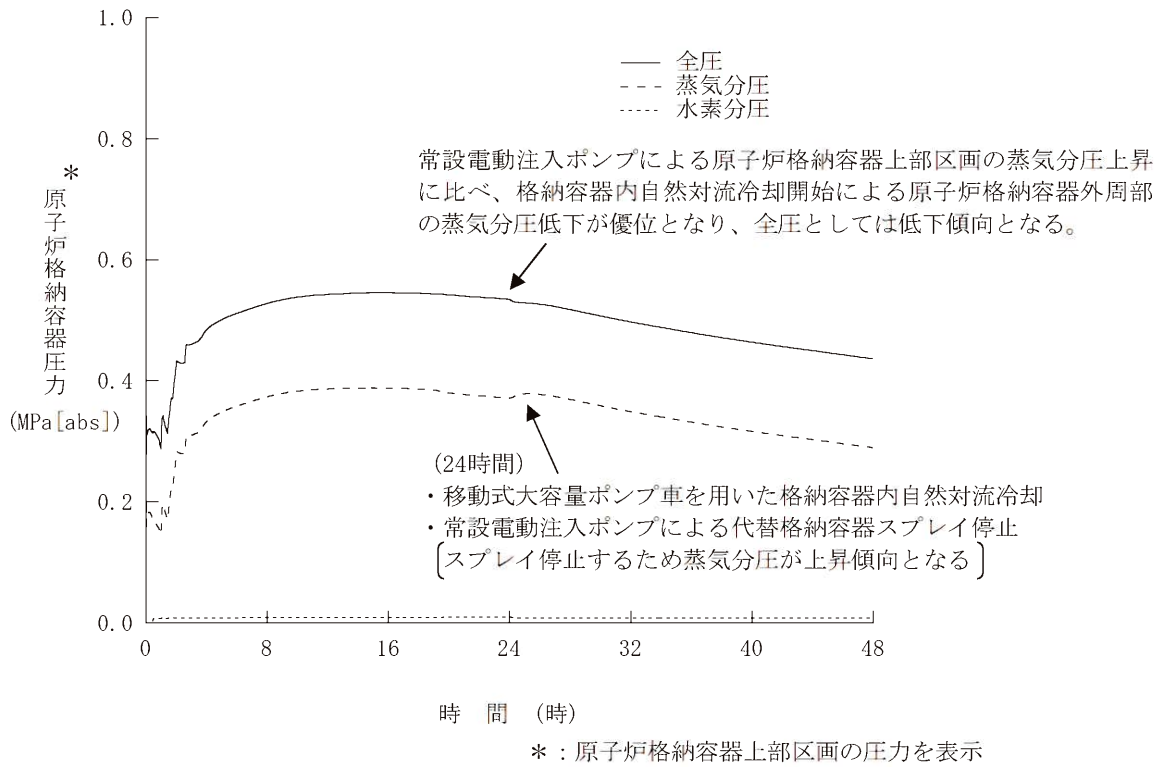


図 3.1.1.13 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移



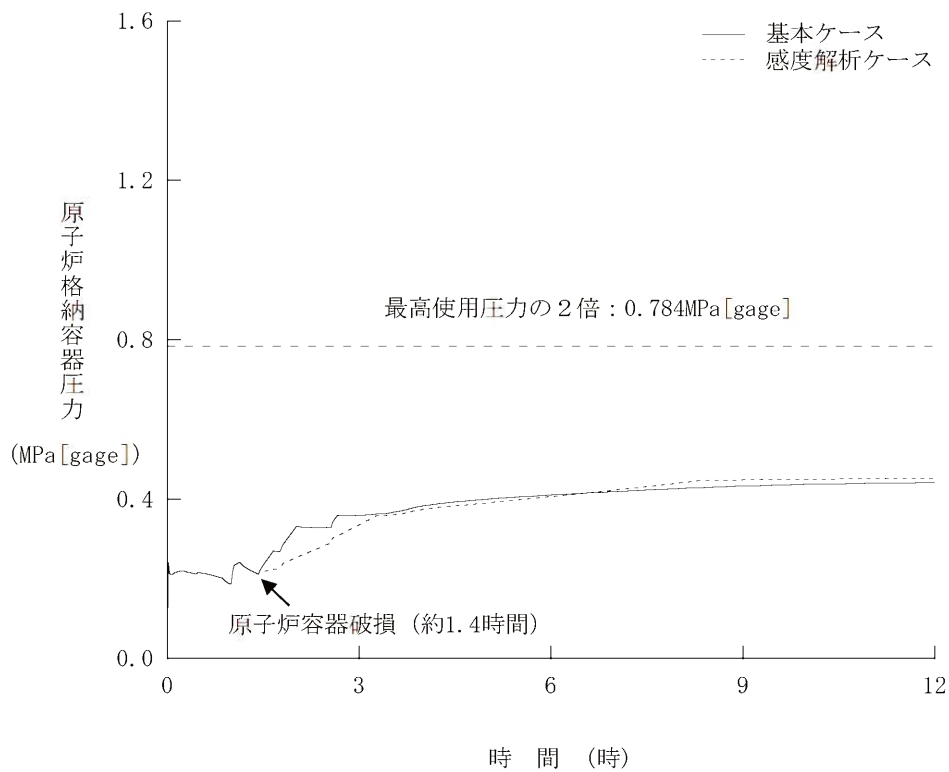


図 3. 1. 1. 14 原子炉格納容器圧力の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)

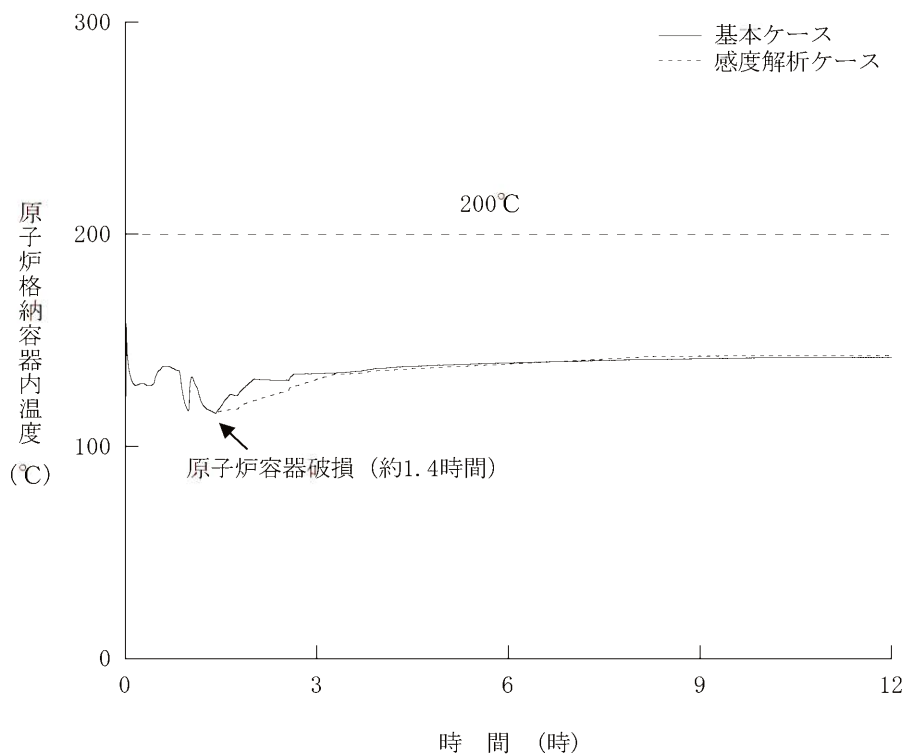
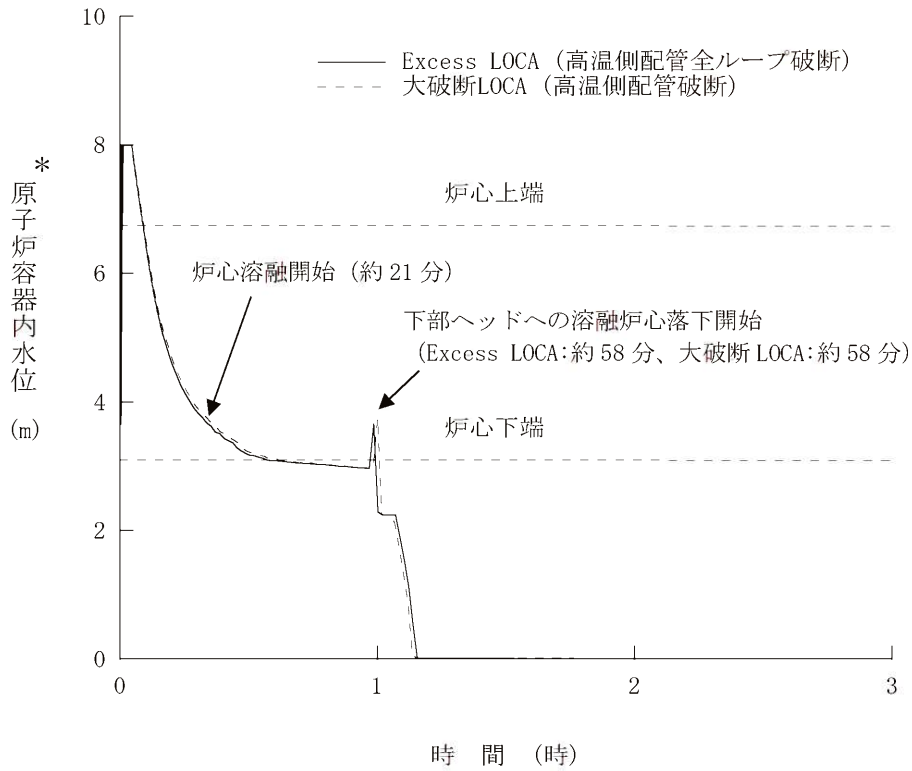


図 3. 1. 1. 15 原子炉格納容器内温度の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)



\* : 原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

図 3.1.1.16 原子炉容器内水位の推移  
(高温側配管全ループ破断時の影響確認)

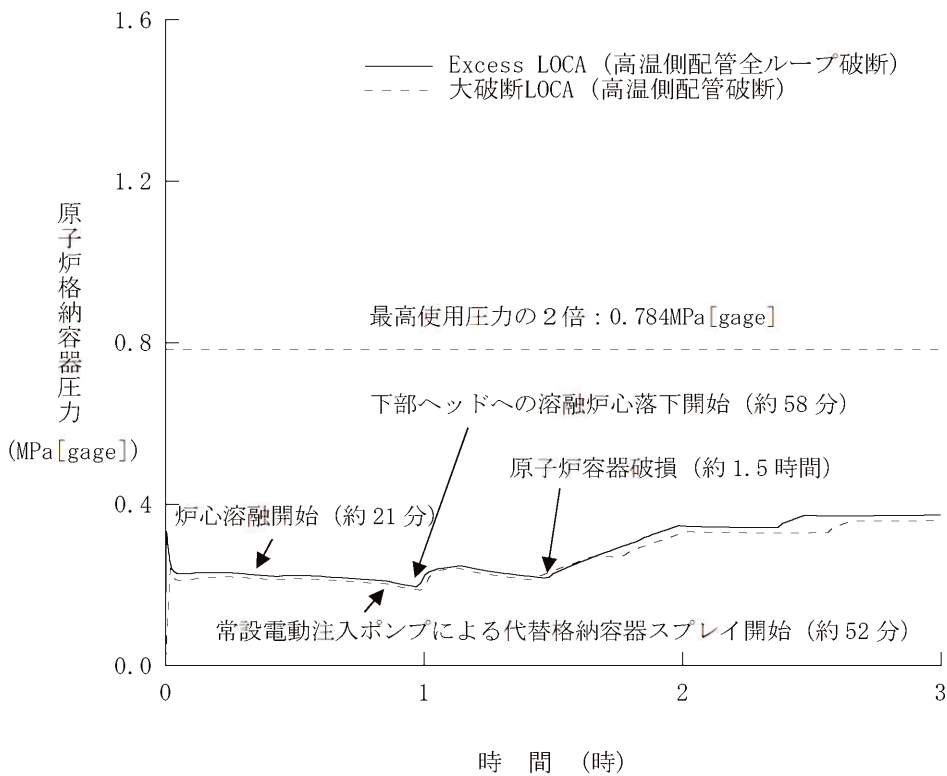
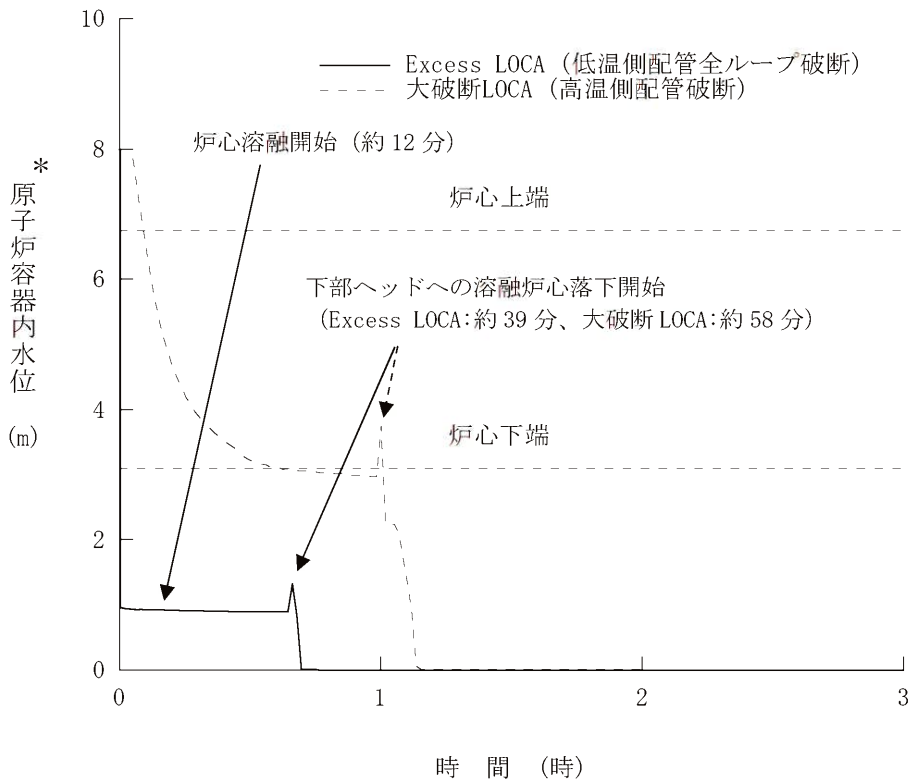


図 3.1.1.17 原子炉格納容器圧力の推移  
(高温側配管全ループ破断時の影響確認)



\* : 原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

図 3. 1. 1. 18 原子炉容器内水位の推移  
(低温側配管全ループ破断時の影響確認)

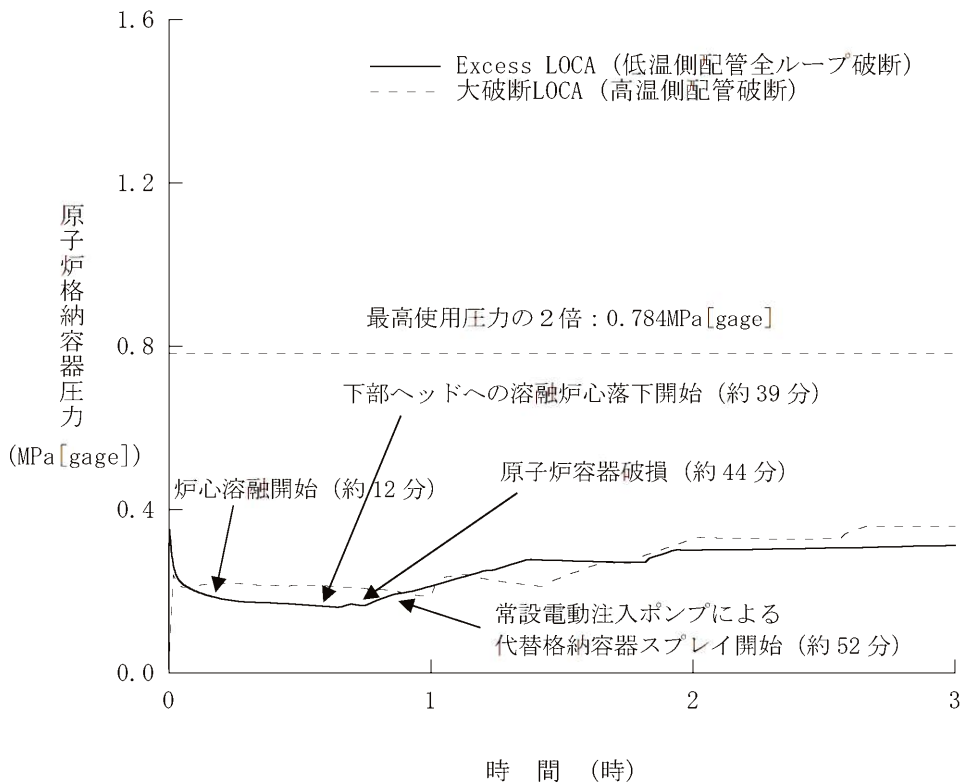
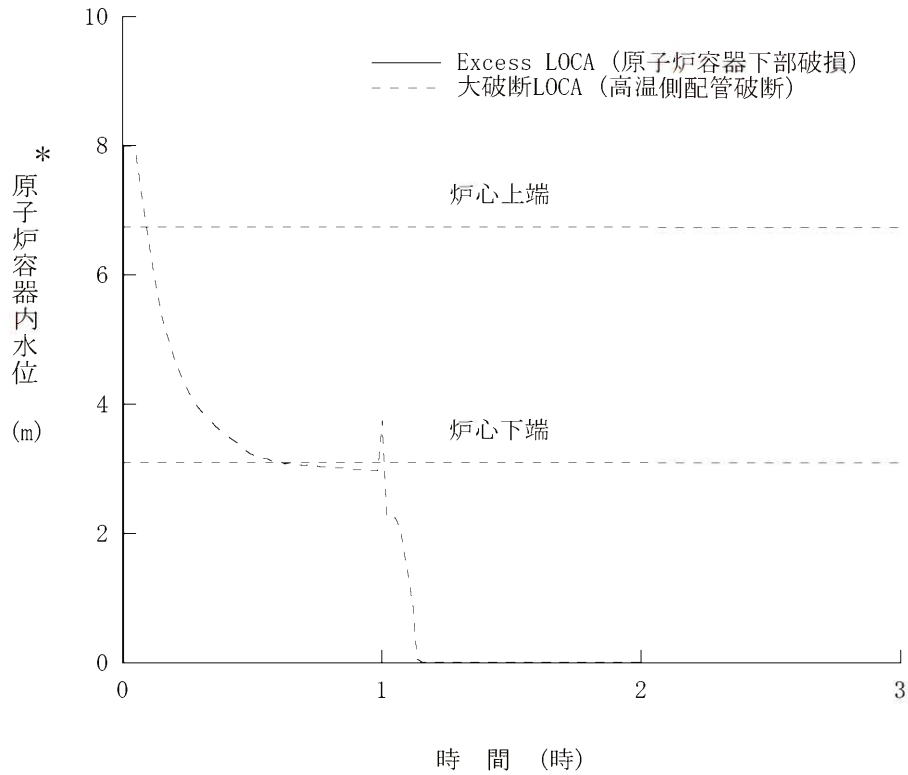


図 3. 1. 1. 19 原子炉格納容器圧力の推移  
(低温側配管全ループ破断時の影響確認)



\* : 原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

図 3. 1. 1. 20 原子炉容器内水位の推移  
 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)

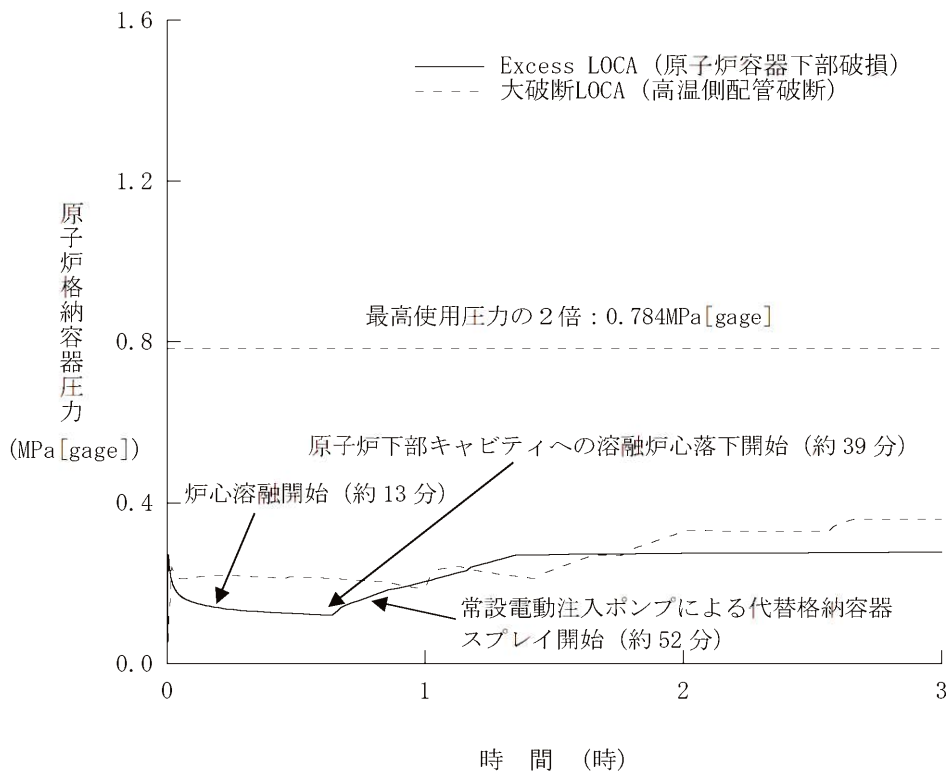


図 3. 1. 1. 21 原子炉格納容器圧力の推移  
 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)

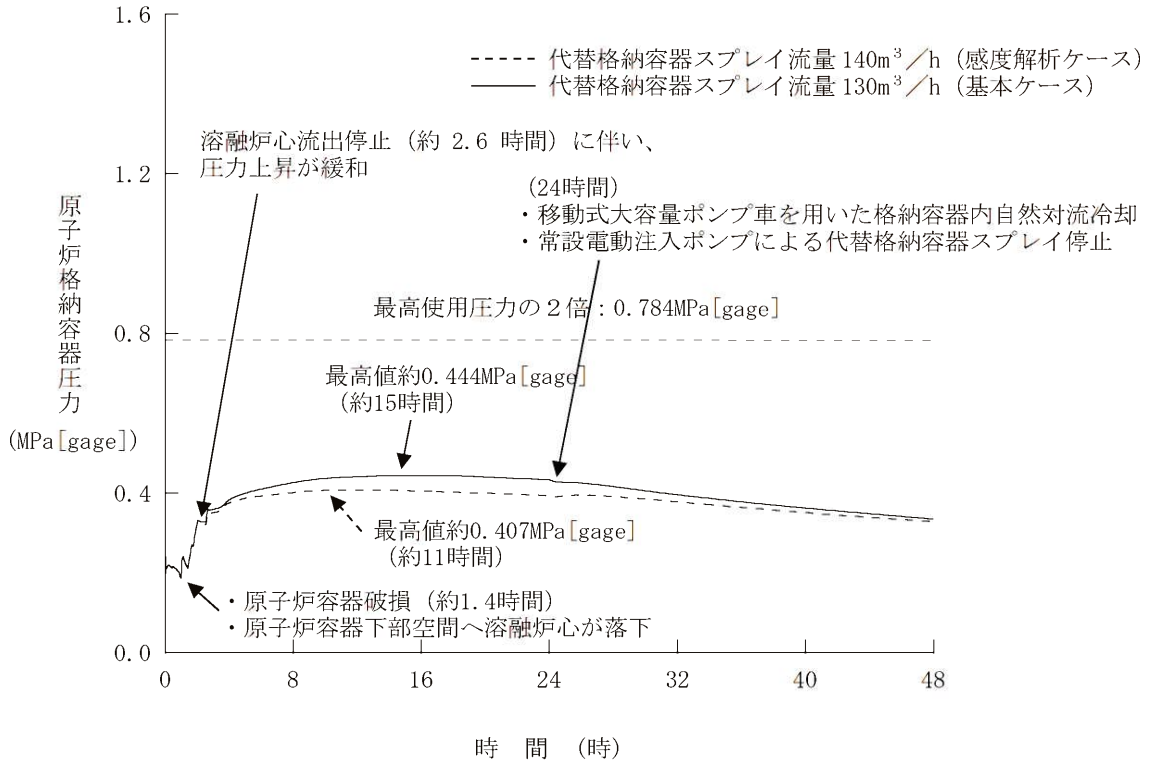


図 3. 1. 1. 22 原子炉格納容器圧力の推移  
(常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量の影響確認)

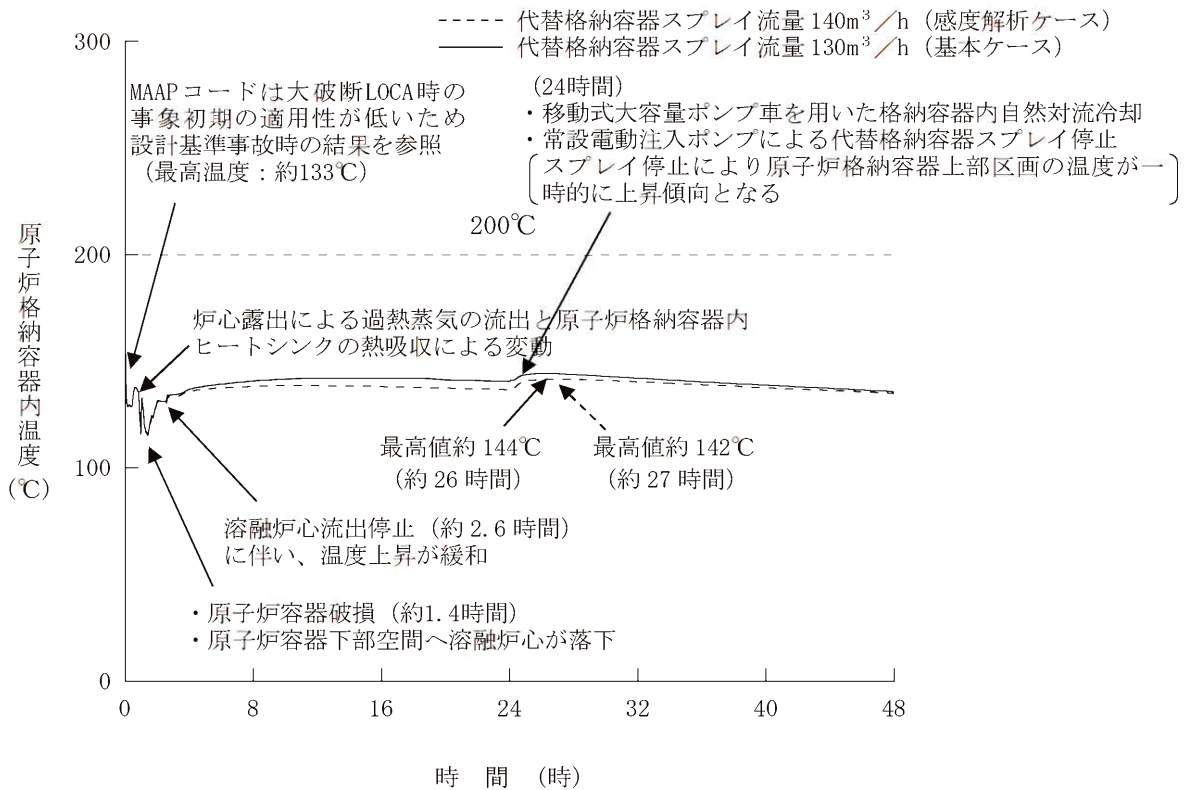


図 3. 1. 1. 23 原子炉格納容器内温度の推移  
(常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量の影響確認)

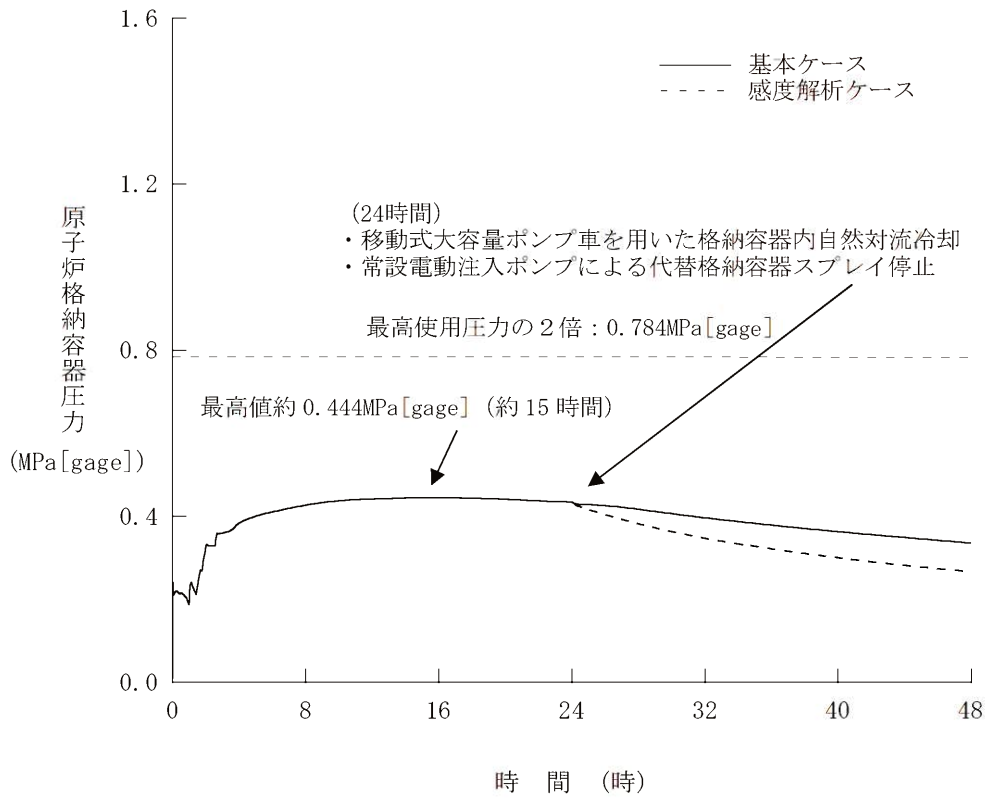


図 3. 1. 1. 24 原子炉格納容器圧力の推移  
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)

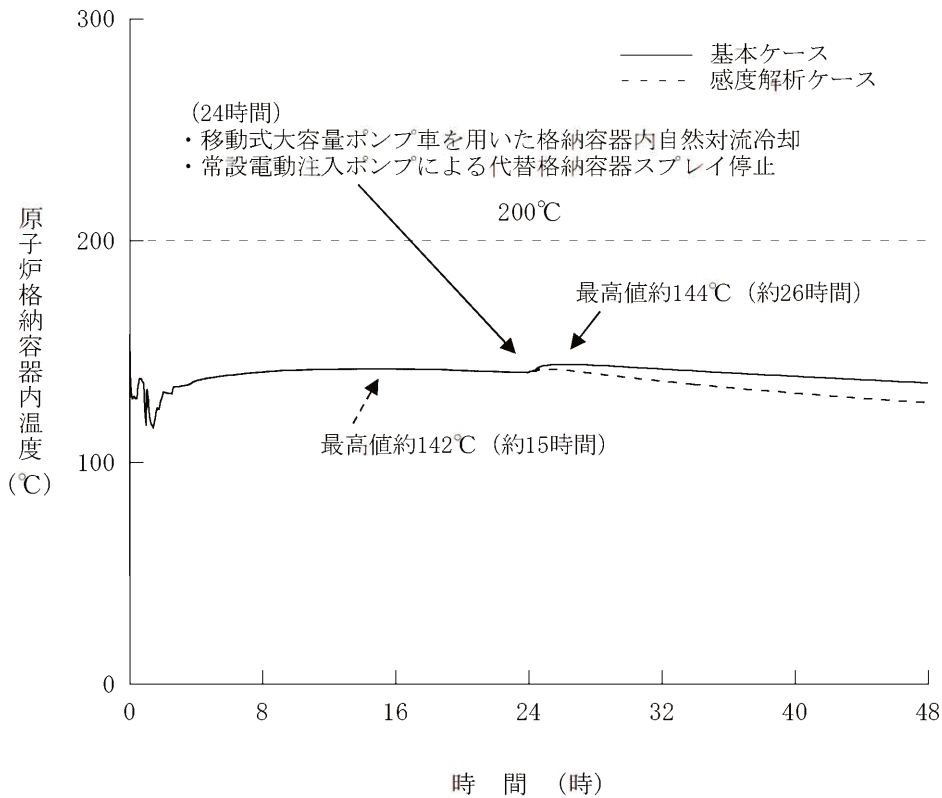


図 3. 1. 1. 25 原子炉格納容器内温度の推移  
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)



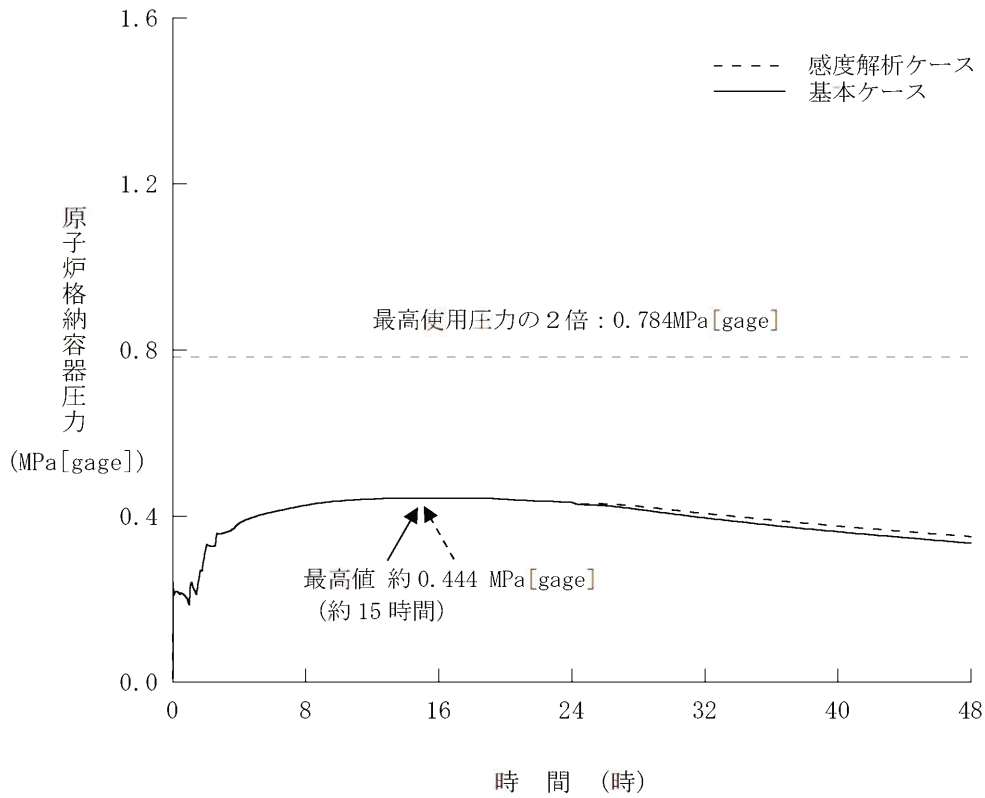


図 3. 1. 1. 26 原子炉格納容器圧力の推移  
 (格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)  
 (ドライ換算 13vol%水素が存在する場合)

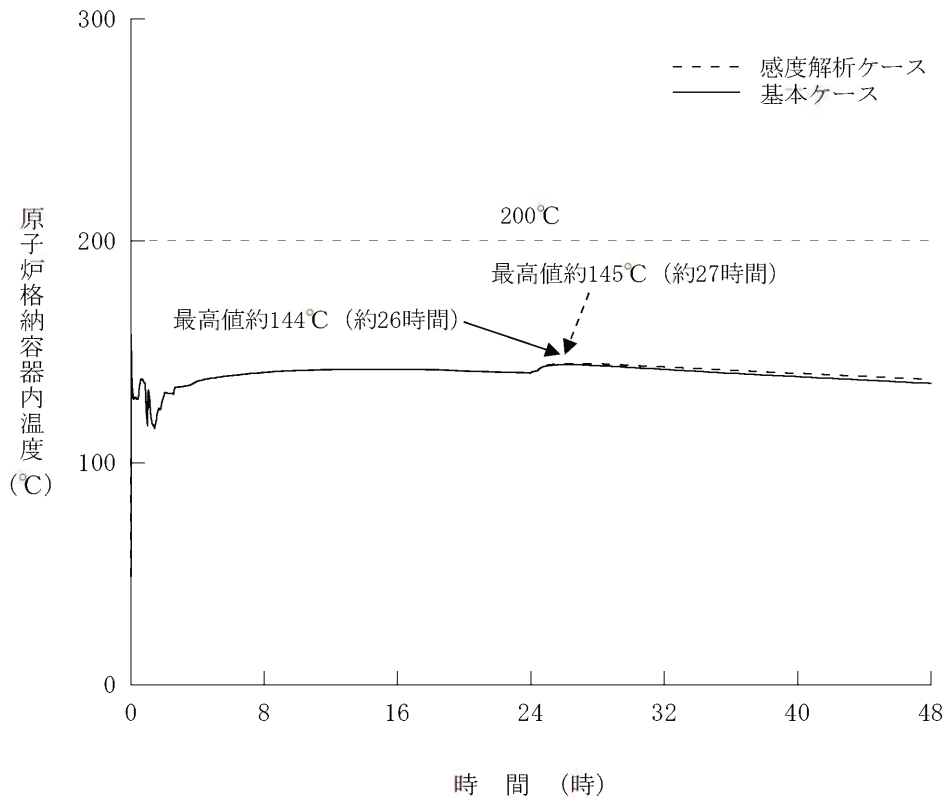


図 3. 1. 1. 27 原子炉格納容器内温度の推移  
 (格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)  
 (ドライ換算 13vol%水素が存在する場合)

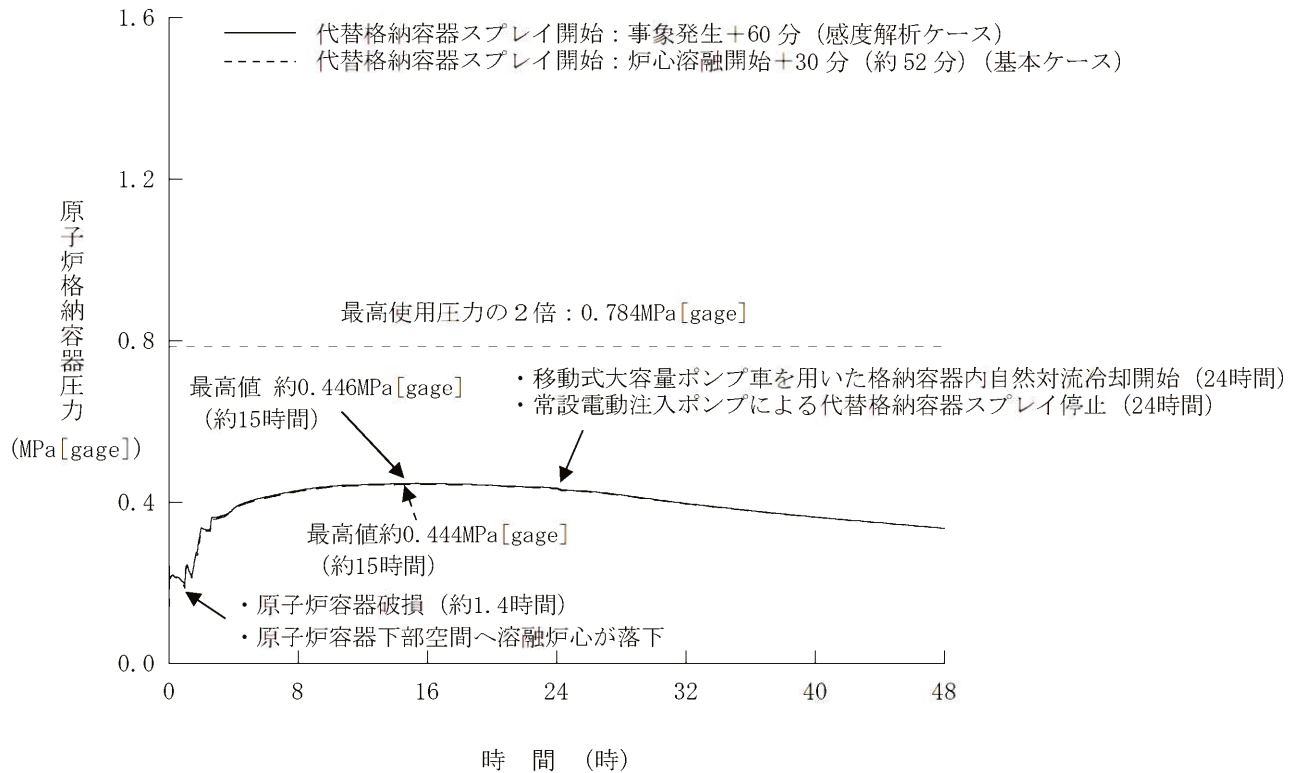


図 3. 1. 1. 28 原子炉格納容器圧力の推移  
(代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)

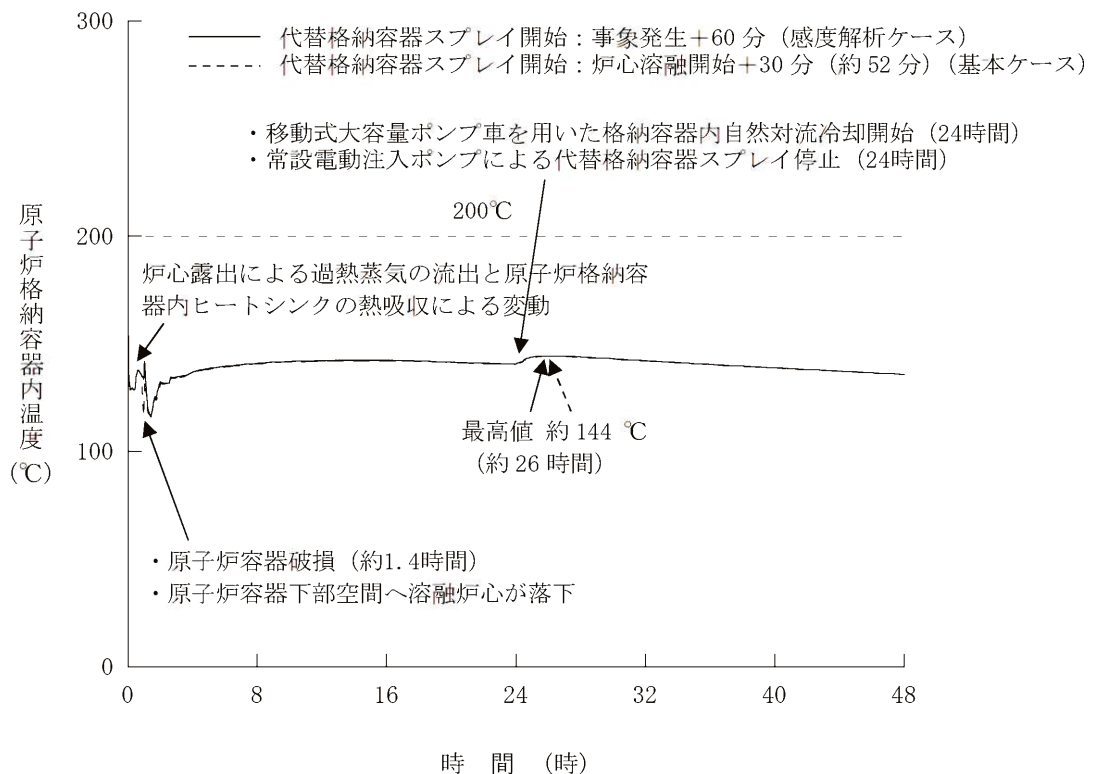


図 3. 1. 1. 29 原子炉格納容器内温度の推移  
(代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)

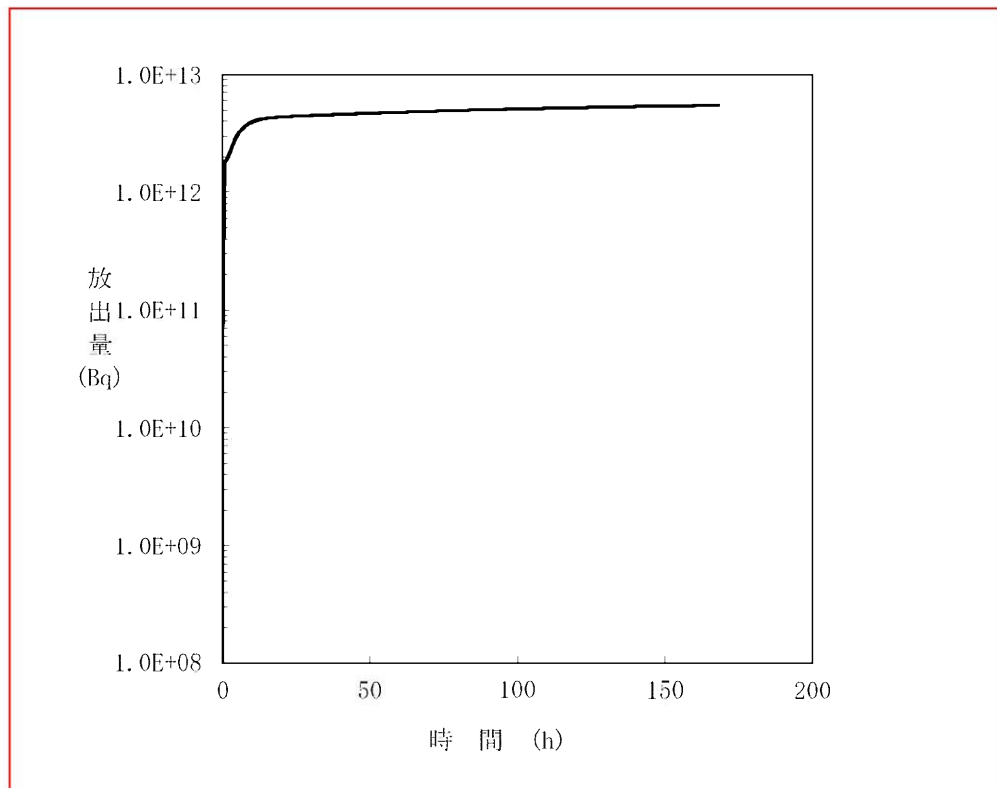


図3.1.1.30 Cs-137積算放出放射エネルギーの推移

単位：Bq (GROSS値)

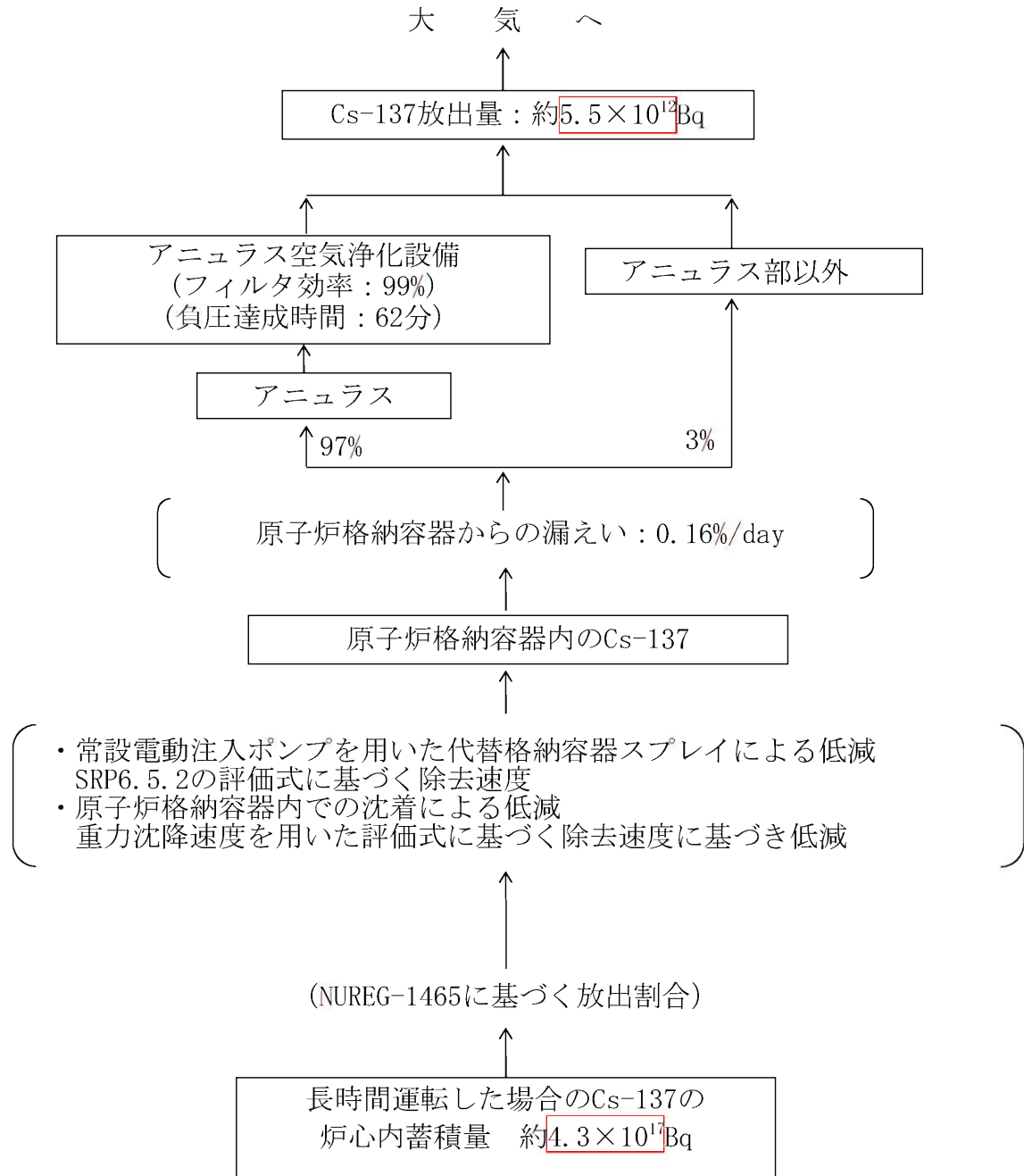


図3.1.1.31 Cs-137の大気放出過程

表 3.1.1.1 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（1 / 5）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉トリップ信号、ECCS 作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ及びタービントリップ、ECCS 及び格納容器スプレイの自動作動を確認する。 その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能の喪失が重畳した場合には、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	蓄電池（安全防護系用）	—	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
事象進展の判断及び対応準備 (1 / 2)	中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は、早期の電源回復不能と判断する。この対応操作として、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンク（ピット）への供給、使用済燃料ピットへの注水確保、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置、使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 1次冷却材圧力の低下等により、1次冷却材漏えいの判断を行うとともに、事象判別を行っている10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することによる、漏えい規模が大きいLOCAの発生有無、補助給水流量の低下による補助給水機能喪失の有無により事象進展の判断を行う。 全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合の対応操作として、常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。また、漏えい規模が大きいLOCAへの進展の可能性を考慮して、常設電動注入ポンプの準備完了後にB充てんポンプ（自己冷却）の準備を行う。なお、漏えい規模が大きいLOCAが発生した場合は、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとするとともにB充てんポンプ（自己冷却）の準備を行う。	大容量空冷式発電機* 常設電動注入ポンプ 【B充てんポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク* 大容量空冷式発電機用燃料タンク* 大容量空冷式発電機用給油ポンプ* 蓄圧タンク タービン動補助給水ポンプ 復水タンク（ピット）	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク（ピット）補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ*	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク（ピット）水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

※：外部電源等が復旧するまでは、以降の負荷に対して必要

表 3.1.1.1 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（2 / 5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象進展の判断及び対応準備 (2 / 2)	<p>全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きい LOCA でない場合は、常設電動注入ポンプにより代替炉心注水を行うが、10 分以内に 1 次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することにより漏えい規模が大きい LOCA に進展した場合、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行うとともに、B 充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p> <p>漏えい規模が大きい LOCA でない場合でも、炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 <math>1 \times 10^6</math> mSv/h 以上により炉心損傷と判断すれば、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。また、炉心損傷後の常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ実施時においても、炉心損傷の進展防止及び緩和のために、B 充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p>	—	—	—
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	<p>全交流動力電源喪失時、アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び被ばく低減のため、事前に現場にてアニュラス空気浄化系ダンパへの代替空気供給操作を行い、大容量空冷式発電機等により電源供給された後にアニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>中央制御室の作業環境確保のため、現場にて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の起動操作を行う。</p>	<p>アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット</p>	窒素ポンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	—



表 3.1.1.1 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（3 / 5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
補助給水系機能維持の判断	補助給水ポンプ起動及び補助給水流量が確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失時、漏えい規模が大きい LOCA でない又は漏えいがない場合に、補助給水機能が喪失していると判断される場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として窒素ポンベ（加圧器逃がし弁）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、原子炉容器破損時点で1次冷却材圧力を 2.0MPa[gage]以下まで減圧するための加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を行う。なお、加圧器逃がし弁の使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁）の準備を行う。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク（ピット） 【加圧器逃がし弁】	【可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁）】 【窒素ポンベ（加圧器逃がし弁）】	【1次冷却材圧力】 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク（ピット）水位
イグナイタの起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置等の運転準備	原子炉容器内等において、事象進展に応じて水素が生成される可能性があるため、炉心出口温度が 350℃に到達した場合、又は ECCS 作動信号の発信を伴う1次冷却材喪失時に全ての高圧注入機能が喪失した場合に、イグナイタを起動するとともに可搬型格納容器水素濃度計測装置等の運転準備を行う。また、全交流動力電源喪失時においては、準備完了後、大容量空冷式発電機等より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】	【可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ】 【可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置】	【1次冷却材高温側温度（広域）】 【高圧注入ポンプ流量】 【可搬型格納容器水素濃度計測装置】
炉心損傷の判断	炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5$ mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。	—	—	1次冷却材高温側温度（広域） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ作動状況確認	静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。 イグナイタ作動にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。	【静的触媒式水素再結合装置】 【静的触媒式水素再結合装置動作監視装置】 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

表 3.1.1.1 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（4 / 5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	<p>格納容器スプレイ注入機能が喪失している場合に、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心落下に伴う溶融炉心・コンクリート相互作用抑制のための大容量空冷式発電機等からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心冷却については、B 充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水の準備が整い次第、炉心への注水を行う。</p> <p>代替格納容器スプレイを継続するため、燃料取替用水タンク（ピット）水位計の指示が 16%以下となれば、復水タンク（ピット）との連絡を行い、復水タンク（ピット）に補給することにより代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプル水位（広域）指示が 75%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器内圧力計指示が、原子炉格納容器の最高使用圧力である 392kPa [gage] まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。</p>	<p>常設電動注入ポンプ</p> <p>【B 充てんポンプ（自己冷却）】</p> <p>燃料取替用水タンク（ピット）</p> <p>復水タンク（ピット）</p> <p>燃料油貯蔵タンク</p>	<p>取水用水中ポンプ</p> <p>水中ポンプ用発電機</p> <p>復水タンク（ピット）補給用水中ポンプ</p> <p>中間受槽</p> <p>タンクローリ</p>	<p>AM 用消火水積算流量</p> <p>格納容器内温度</p> <p>格納容器内温度 (SA)</p> <p>格納容器圧力</p> <p>AM 用格納容器圧力</p> <p>格納容器再循環サンプル水位（広域）</p> <p>格納容器再循環サンプル水位（狭域）</p> <p>原子炉格納容器水位</p> <p>原子炉下部キャビティ水位</p> <p>燃料取替用水タンク（ピット）水位</p> <p>復水タンク（ピット）水位</p>
水素濃度監視	<p>ジルコニウム-水反応等により生成される水素による原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため、格納容器水素濃度計測装置等の準備が整い次第運転し、格納容器内水素濃度の測定を開始する。</p> <p>アニュラス部に漏えいした水素によるアニュラス部の水素濃度を確認するために、炉心損傷判断後、アニュラス水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度の測定を開始する。</p>	<p>【燃料油貯蔵タンク】</p>	<p>【可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ】</p> <p>【可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置】</p> <p>【移動式大容量ポンプ車】</p> <p>【タンクローリ】</p>	<p>【可搬型格納容器水素濃度計測装置】</p> <p>【アニュラス水素濃度計測装置】</p>

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

表 3.1.1.1 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（5 / 5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却	<p>A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。</p> <p>全交流動力電源喪失等が起因となり原子炉補機冷却水系が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。</p> <p>炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。</p>	<p>A、B格納容器再循環ユニット</p> <p>【A、B原子炉補機冷却水ポンプ】</p> <p>【原子炉補機冷却水サージタンク】</p> <p>【A原子炉補機冷却水冷却器】</p> <p>【A、B海水ポンプ】</p> <p>燃料油貯蔵タンク</p>	<p>【窒素ポンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）】</p> <p>移動式大容量ポンプ車</p> <p>タンクローリ</p>	<p>格納容器内温度</p> <p>格納容器内温度（SA）</p> <p>格納容器圧力</p> <p>AM用格納容器圧力</p> <p>【原子炉補機冷却水サージタンク水位】</p> <p>可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）</p>

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

表 3.1.1.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（1 / 3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100% (3,411MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなり、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギー並びに原子炉格納容器圧力及び温度の観点から厳しい設定。
	1次系圧力 （初期）	15.41 + 0.21MPa [gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 （初期）	307.1 + 2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと、高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱は3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮して設定。
	原子炉格納容器自由体積	72,900m <sup>3</sup>	評価結果を厳しくするように、原子炉格納容器自由体積の設計値に余裕を考慮した小さめの値として設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が早くなることから厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した 小さめの値	評価結果を厳しくするように、ヒートシンクの設計値に余裕を考慮した小さめの値として設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が早くなることから厳しい設定。

表 3.1.1.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（2 / 3）

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

表 3.1.1.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（3 / 3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%) (応答時間1.5秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m <sup>3</sup> /h / 4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から、ミニフロー流量を除いた値により4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク保有水量	26.9m <sup>3</sup> /基(4基) (最小保有水量)	炉心への注水量を少なくする最小の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設電動注入ポンプ	130m <sup>3</sup> /h	標準値として設定。 原子炉格納容器内への代替格納容器スプレイは、常設電動注入ポンプを使用するものとする。
	格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 (100℃～約168℃、約4.1MW～約11.2MW)	A、B格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設電動注入ポンプ起動	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のd.に従い、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプ停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	運転員等操作時間として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のe.に従い、格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して24時間を想定して設定。



## Cs-137 の大気への放出量評価

格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気圧力・温度による静的負荷のうち、格納容器過圧の破損モードにおいて想定している、大破断 LOCA 時に ECCS 注入及び格納容器スプレイ注入に失敗するシーケンスを対象として、Cs-137 の放出量を評価した。

本事故シーケンスは炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質が多くなる。事象発生の日後までの Cs-137 の総放出量を評価した結果は約 5.5TBq であり、100TBq を下回っている。

表 主要な評価条件表

大項目	中項目	主要条件
原子炉格納容器に放出される核分裂生成物量	評価炉心（別紙参照）	ウラン燃料装荷炉心
	炉心熱出力	100% (3,411MWt) × 1.02
	原子炉運転時間	最高40,000時間
	原子炉格納容器に放出される核分裂生成物割合	NUREG-1465に基づいて設定 <sup>*1</sup>
原子炉格納容器内での低減効果	常設電動注入ポンプによるスプレイ除去効果	SRP6.5.2の評価式 <sup>*2</sup> に基づき算出した除去速度により低減
	原子炉格納容器等への沈着効果	重力沈降の評価式に基づき算出した沈着速度により減少
環境への放出	原子炉格納容器からの漏えい割合（アニュラス部/アニュラス部以外）	アニュラス部97%、アニュラス部以外3%
	原子炉格納容器からの漏えい率	0.16%/day(事故期間中一定) 原子炉格納容器圧力(MAAPコードによる解析結果)に応じた漏えい率に余裕を見込んで設定
	アニュラス空気浄化設備フィルタ除去効率及び起動遅れ時間	フィルタ除去効率：99% 起動遅れ時間：60分 (全交流動力電源喪失を想定)

\*1：NUREG-1465は、当該シーケンスを含む、早期から1次系圧力が低く推移するシーケンスを代表するよう設定されたものであるため、原子炉格納容器への放出割合については、NUREG-1465に基づき設定。(次頁表のGap ReleaseからLate In-Vesselまでのフェーズを考慮)

\*2：スプレイによるCs-137の除去速度を以下の式により算出

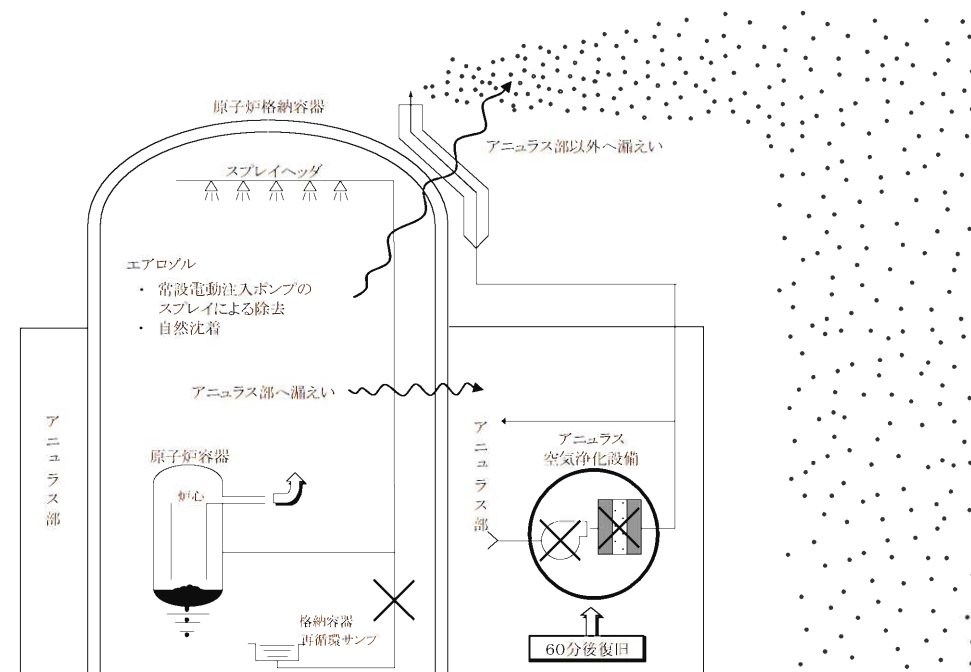
$$\lambda_s = \frac{3hFE}{2V_s D}$$

$\lambda_s$ ：スプレイ除去速度       $h$ ：スプレイ液滴落下高さ

$V_s$ ：スプレイ領域の体積       $F$ ：スプレイ流量

$E$ ：捕集効率       $D$ ：スプレイ液滴直径

PWRを模擬したNUPEC実験によりスプレイ効率( $E/D$ )を7と設定



評価イメージ図

表 原子炉格納容器への放出割合 (NUREG-1465 Table3.13)

	Gap Release***	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel
Duration (Hours)	0.5	1.3	2.0	10.0
Noble Gases**	0.05	0.95	0	0
Halogens	0.05	0.35	0.25	0.1
Alkali Metals	0.05	0.25	0.35	0.1
Tellurium group	0	0.05	0.25	0.005
Barium, Strontium	0	0.02	0.1	0
Noble Metals	0	0.0025	0.0025	0
Cerium group	0	0.0005	0.005	0
Lanthanides	0	0.0002	0.005	0

\* Values shown are fractions of core inventory.  
 \*\* See Table 3.8 for a listing of the elements in each group  
 \*\*\* Gap release is 3 percent if long-term fuel cooling is maintained.

事象進展の各フェーズは大きく以下のように整理されている。

- Gap-Release/Early In-Vessel：燃料被覆管損傷後のギャップからの放出 (Gap-Release) と、燃料の溶融に伴う原子炉容器損傷までの炉心からの放出 (Early In-Vessel) を想定。
- Ex-Vessel/Late In-Vessel：原子炉容器損傷後、炉外の溶融炉心からの放出 (Ex-Vessel) 及び1次系に沈着した核分裂生成物の放出 (Late In-Vessel) を想定。

表 事故発生直後の炉心内蓄積量\*1

	希ガス類	ヨウ素類	Cs 類	Te 類	Ba 類	Ru 類	Ce 類	La 類
炉心内蓄積量 (Bq)	約 $4.0 \times 10^{19}$	約 $4.0 \times 10^{19}$	約 $1.7 \times 10^{19}$ (約 $4.3 \times 10^{17}$ )*2	約 $2.5 \times 10^{19}$	約 $2.5 \times 10^{19}$	約 $4.5 \times 10^{19}$	約 $8.6 \times 10^{19}$	約 $8.8 \times 10^{19}$

\*1 作業環境線量評価、居住性評価に係る被ばく評価にも使用

\*2 Cs-137 の炉心内蓄積量

表 主要な評価条件の設定の考え方

大項目	中項目	主要条件	ガイド*の適合状況	設定の考え方
原子炉格納容器に放出される核分裂生成物量	炉心熱出力	100%(3, 411MWt) × 1.02	審査ガイド 3.2.1(1)「保守的な仮定及び条件の適用を否定するものではない」	定常誤差を考慮した上限値として設定
	原子炉運転時間	最高 40,000 時間	同上	平衡炉心の最高運転時間を下回らない値として設定
	原子炉格納容器に放出される核分裂生成物割合	NUREG-1465 に基づいて設定	—	早期から 1 次系圧力が低く推移するシーケンスを代表するよう設定された NUREG-1465 の原子炉格納容器への放出割合を設定
原子炉格納容器内での低減効果	常設電動注入ポンプによるスプレイ除去効果	SRP6.5.2 の評価式に基づき算出した除去速度により低減	—	SRP6.5.2 の評価式に基づき算出した除去速度に設定
	原子炉格納容器等への沈着効果	重力沈降の評価式に基づき算出した沈着速度により減少	—	重力沈降の評価式に基づき算出した沈着速度に設定
環境への放出	原子炉格納容器からの漏えい率	0.16%/day	審査ガイド 3.2.1(1)「保守的な仮定及び条件の適用を否定するものではない」	原子炉格納容器内の圧力解析結果(最高値約 0.44MPa [gage]) に対応した漏えい率(約 0.143%/day) に余裕を見込んで設定
	原子炉格納容器からの漏えい割合(アニュラス部/アニュラス部以外)	アニュラス部 97%、アニュラス部以外 3%	同上	SA 時も原子炉格納容器は健全であることから、漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその 97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り 3%はアニュラス部以外で生じるものと設定
	アニュラス空気浄化設備フィルタ除去効率及び負圧達成時間	フィルタ除去効率: 99% 負圧達成時間: 62 分(起動遅れ時間: 60 分、起動後負圧達成までの時間 2 分) (全交流動力電源喪失を想定)	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>設計上期待できる値を設定</li> <li>選定した事故シーケンスに基づき、SBO+LUHS を想定した起動遅れ時間を見込んだ値</li> <li>起動後負圧達成までの時間は、目標負圧、アニュラス部自由体積及びファン容量等のパラメータより求めた時間(約 57 秒) に余裕を考慮して設定</li> </ul>

※ 「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」

ウラン炉心<sup>\*1</sup>及び1/4MOX燃料装荷炉心<sup>\*2</sup>での炉心内蓄積量の比較

玄海原子力発電所4号炉のCs-137の環境への放出放射エネルギー評価については、55GWd/tウラン炉心を対象炉心とした。これは55GWd/tウラン炉心と48GWd/t+1/4MOX燃料装荷炉心を比較した結果、Cs-137の炉心内蓄積量が55GWd/tウラン炉心のほうが多いためである。環境へ放出されるまでの過程及び低減効果については、ウラン炉心でも1/4MOX燃料装荷炉心でも同じであるため、Cs-137の炉心内蓄積量が多い炉心が、結果として、環境への放出放射エネルギーも多くなる。

以下、55GWd/tウラン炉心及び48GWd/t+1/4MOX燃料装荷炉心でのCs-137の炉心内蓄積量の比較を示す。主要解析条件を表1に示す。

表1 主要解析条件

	主要条件	
	55GWd/tウラン炉心	48GWd/t+1/4MOX燃料装荷炉心
炉心熱出力	100% (3,411MWt) × 1.02	
原子炉運転時間	最高 40,000時間	最高 30,000時間 (ウラン燃料) 最高 30,000時間 (MOX燃料)
炉心内蓄積量	ORIGEN2を用いて算出	

Cs-137の核分裂収率<sup>\*3</sup>は、プルトニウムは約 $6.7 \times 10^{-2}$ 、ウランは約 $6.3 \times 10^{-2}$ であり、プルトニウムのほうがウランに比べて若干大きい。原子炉運転時間は55GWd/tウラン炉心のほうが長い。55GWd/tウラン炉心及び1/4MOX燃料装荷炉心のCs-137の炉心内蓄積量を比較した結果、表2に示すとおり、原子炉運転時間がより長い55GWd/tウラン炉心の炉心内蓄積量が1/4MOX燃料装荷炉心の値を上回っている。よって、55GWd/tウラン炉心のほうがCs-137の環境への放出放射エネルギーは多くなる。

表 2 55GWd/t ウラン炉心及び 48GWd/t+1/4MOX 燃料装荷炉心での  
炉心内蓄積量及び環境への放出放射エネルギーの比較

	55GWd/t ウラン炉心	48GWd/t+1/4MOX 燃料 装荷炉心
Cs-137 の炉心内蓄積量	約 $4.3 \times 10^{17}$ Bq	約 $3.5 \times 10^{17}$ Bq
Cs-137 の環境への放出放射エネルギー	約 $5.5 \times 10^{12}$ Bq	約 $4.5 \times 10^{12}$ Bq

※1: 燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t までのウラン燃料を 100%装荷した炉心

※2: 炉心の約 3/4 に燃料集合体最高燃焼度 48,000MWd/t までのウラン燃料、約 1/4 に燃料集合体最高燃焼度 45,000MWd/t までの MOX 燃料を装荷した炉心

※3: 出典: IAEA, Nuclear Data Services, Fission product yields(2013 年 8 月時点)



## 原子炉格納容器への放射性物質の放出割合の設定について

原子炉容器からの放射性物質の放出割合については、第1表に示すNUREG-1465の炉心内蓄積量に対する原子炉格納容器への放出割合を基に設定している。

第1表 原子炉格納容器への放出割合 (NUREG-1465 Table3.13)

	Gap Release***	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel
各フェーズの継続時間 → Duration (Hours)	0.5	1.3	2.0	10.0
Noble Gases**	0.05	0.95	0	0
Halogens	0.05	0.35	0.25	0.1
Alkali Metals	0.05	0.25	0.35	0.1
Tellurium group	0	0.05	0.25	0.005
Barium, Strontium	0	0.02	0.1	0
Noble Metals	0	0.0025	0.0025	0
Cerium group	0	0.0005	0.005	0
Lanthanides	0	0.0002	0.005	0

\* Values shown are fractions of core inventory.  
 \*\* See Table 3.8 for a listing of the elements in each group  
 \*\*\* Gap release is 3 percent if long-term fuel cooling is maintained.

事象進展の各フェーズは大きく以下のように整理されている。

- Gap-Release/Early In-Vessel

燃料被覆管損傷後のギャップからの放出 (Gap-Release) と、燃料の溶融に伴う原子炉容器損傷までの炉心からの放出 (Early In-Vessel) を想定。

- Ex-Vessel/Late In-Vessel

原子炉容器損傷後、炉外の溶融炉心からの放出 (Ex-Vessel) 及び1次系に沈着した核分裂生成物の放出 (Late In-Vessel) を想定。

## (1) 事象進展について

NUREG-1465のソースターム (以下「更新ソースターム」という。) は、燃料被覆管破損時点より、原子炉容器が破損し溶融炉心が炉外に放出される状態に至るまでを対象としたものであり、第2表のとおり、本評価で想定している事故シーケンス (大LOCA+ECCS注入失敗) と同様のシーケンスについても対象に含まれている。

事象が発生してから炉心が溶融を開始し、原子炉容器が破損する事象進展のタイミングについて、MAAPコードを用いた玄海3/4号炉の解析結果とNUREG-1465の想定を比較すると、第3表のとおりとなる。

炉心溶融開始及び原子炉容器破損のタイミングは、ほぼ同じタイミングであり、放射性物質が大量に放出される初期の事象進展に大きな差はない。なお、評価では不確定性等を考慮し、原子炉格納容器からの漏えい率については、圧力解析結果に対応した漏えい率に余裕を見込んだ値を設定している。

第2表 NUREG-1465で対象としているシーケンス

Table 3.2 PWR Source Term Contributing Sequences

Plant	Sequence	Description	
Surry	AG	LOCA (hot leg), no containment heat removal systems	
	TMLB'	LOOP, no PCS and no AFWS	
	V	Interfacing system LOCA	
	S3B	SBO with RCP seal LOCA	
	S2D-6	SBLOCA, no ECCS and H <sub>2</sub> combustion	
	S2D-β	SBLOCA with 6" hole in containment	
Zion	S2DCR	LOCA (2"), no ECCS no CSRS	
	S2DCF1	LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H <sub>2</sub> burn or DCH fails containment	
	S2DCF2	S2DCF1 except late H <sub>2</sub> or overpressure failure of containment	
	TMLU	Transient, no PCS, no ECCS, no AFWS—DCH fails containment	
Oconee 3	TMLB'	SBO, no active ESF systems	
	S1DCF	LOCA (3"), no ESF systems	
Sequoyah	S3HF1	LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded	
	S3HF2	S3HF1 with hot leg induced LOCA	
	S3HF3	S3HF1 with dry reactor cavity	
	S3B	LOCA (1/2") with SBO	
	TBA	SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment	
	ACD	LOCA (hot leg), no ECCS no CS	
	S3B1	SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven AFW operates	
	S3HF	LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS	
	S3H	LOCA (RCP seal) no ECC recirculation	
SBO	Station Blackout	LOCA	Loss of Coolant Accident
RCP	Reactor Coolant Pump	DCH	Direct Containment Heating
PCS	Power Conversion System	ESF	Engineered Safety Feature
CS	Containment Spray	CSRS	CS Recirculation System
ATWS	Anticipated Transient Without Scram	LOOP	Loss of Offsite Power

第3表 MAAP コードを用いた解析結果と NUREG-1465 の想定と比較

	燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間	炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間
MAAP	～約22分	約22分～約1.4時間
NUREG-1465	～30分	30分～1.8時間

## (2) 高燃焼度燃料及びMOX燃料への適用

更新ソースタームは、低燃焼度燃料を対象にしている。そのため、米国において、更新ソースタームを高燃焼度燃料及びMOX燃料に適用する場合の課題に関し、1999年に第461回ACRS(Advisory Committee on Reactor Safeguards)全体会議において議論がなされている。ここでは、ACRSから、高燃焼度燃料及びMOX燃料への適用について判断するためには解析ツールの改良及び実験データの収集が必要とコメントがなされている。これに対し、NRCスタッフは、実質的にソースタームへの影響はないと考えられると説明している。

その後、各放出フェーズの継続時間及び各核種グループの放出割合に与える影響等について専門家パネルでの議論が行われており、その結果がERI/NRC02-202(2002年11月)にまとめられ公開されている。この議論の結果として、以下に示す通り、解決すべき懸案事項が挙げられているものの、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対しても更新ソースタームの適用について否定されているものではない。

**Finally, there is a general expectation that the physical and chemical forms of the revised source terms as defined in NUREG-1465 are applicable to high burnup and MOX fuels.**

(ERI/NRC 02-202 第4章)

専門家パネルの議論の結論として示された、各フェーズの継続時間及び格納容器内への放出割合について、第4表及び第5表に示す(ERI/NRC02-202 Table 3.1及びTable 3.2)。表の括弧内の数値は、NUREG-1465の値を示している。また、複数の数値が同一の欄に併記されているのは、パネル内で単一の数値が合意されなかった場合における各専門家の推奨値である。各フェーズの継続時間及び被ばくへの寄与が相対的に大きい希ガス、ハロゲン、アルカリ金属のグループの放出割合については、NUREG-1465の数値と概ね同程度とされている。また、その他の核種グループについては、NUREG-1465の数値より大きな放出割合が提示されているケースもあるものの、これらの違いは燃焼度とは無関係の不確定性によるものであることから、低燃焼度燃料と同じ値が適用できるとされている。

なお、米国の規制基準であるRegulatory Guideの1.183においては、NUREG-1465での放出割合の値を集合体平均で55GWd/tまでの燃焼度の燃料まで適用できるものと定められている。

第4表 ERI/NRC 02-202における原子炉格納容器への放出（高燃焼度燃料）

Table 3.1 PWR Releases Into Containment (High Burnup Fuel)<sup>3</sup>

	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel
Duration (Hours)	0.4 (0.5) <sup>1</sup>	1.4 (1.3)	2.0 (2.0)	10.0 (10.0)
Noble Gases	0.05; 0.07; 0.07; 0.07; NE <sup>3</sup> (0.05)	0.63; 0.63; 0.63; 0.65; 1.0TR (0.95)	0.3 (0)	0 (0)
Halogens	0.05 (0.05)	0.35; 0.95TR (0.35)	0.25 (0.25)	0.2 (0.1)
Alkali Metals	0.05 (0.05)	0.25; 0.90TR (0.25)	0.35 (0.35)	0.1 (0.1)
Tellurium group	0.005 (0)	0.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.40 (0.25)	0.20 (0.005)
Barium, Strontium	0 (0)	0.02; <sup>100</sup> Sr <sup>4</sup> (0.02)	0.1 (0.1)	0 (0)
Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)
Mo, Tc	0	0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR <sup>2</sup>	0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR
Ru, Rh, Pd	0	0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR	0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR
Cerium group	(0)	(0.0005)	(0.005)	(0)
Ce	0	0.0002; 0.0005; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0
Pu, Zr	0	0.0001; 0.0005; 0.001; 0.002; 0.002TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0
Np	0	0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0
Lanthanides (one group <sup>5</sup> )	0; 0; 0; (0)	0.0005; 0.002; 0.01 (0.0002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.005)	0; 0; 0 (0)
La, Eu, Pr, Nb	0; 0	0.0002; 0.02TR	0.005; TR	0; TR
Y, Nd, Am, Cm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR
Nb	0; 0	0.002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR
Pm, Sm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR

<sup>3</sup> Note that it was the panel's understanding that only about 1/3 of the core will be high burnup fuel. This is a significant deviation from the past when accident analyses were performed for cores that were uniformly burned usually to 39 GWd/t.

<sup>1</sup> The numbers in parenthesis are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.13).

<sup>2</sup> TR = total release. The practice in France is to assign all releases following the gap release phase to the early in-vessel phase.

<sup>3</sup> NE = No entry; the panel member concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.

<sup>4</sup> Barium should not be treated the same as Strontium. There is experimental evidence that barium is much more volatile than strontium. VERCORS and HIRVI (ORNL) experiments cited; these show a 50% release from the fuel and a 10% delivery to the containment. Strontium has a 10% release from fuel and 2% to the containment, based upon all data available to date.

<sup>5</sup> Three panel members retained the NUREG-1465 lanthanide grouping, e.g., one group, while two panel members subdivided the group into four subgroups.

第5表 ERI/NRC 02-202における原子炉格納容器への放出（MOX燃料）

Table 3.12 MOX Releases Into Containment<sup>4</sup>

	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel
Duration (Hours)	0.3; 0.4; 0.4; 0.4; 0.4 (0.5) <sup>1</sup>	1.4; 1.4; 1.4; 1.4; 1.5 (1.3)	2.0 (2.0)	10.0 (10.0)
Noble Gases	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.05)	0.65; 0.65; 0.75; 0.93; 0.95 TR <sup>2</sup> (0.95)	0, 0.2; 0.3; 0.3; TR (0)	0 (0)
Halogens	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.05)	0.325; 0.35; 0.35; 0.375; 0.95TR (0.35)	0.15; 0.2; 0.25; 0.25; TR (0.25)	0.2; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.1)
Alkali Metals	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.05)	0.25; 0.30; 0.30; 0.30; 0.65TR (0.25)	0.25; 0.25; 0.30; 0.30; TR (0.35)	0.10; 0.15; 0.15; 0.15; TR (0.1)
Tellurium group	0; 0; 0; 0.005; 0.005 (0)	0.1; 0.15; 0.3; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.4; 0.4; 0.4; 0.4; TR (0.25)	0.1; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.005)
Barium, Strontium	NE <sup>3</sup> ; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; 0.01; 0.1 (0.02)	NE; NE; NE; 0.1; 0.1 (0.1)	NE; NE; NE; 0; 0.05 (0)
Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)
Mo, Tc	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.1; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.1; 0.1
Ru, Rh, Pd	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.05; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01
Cerium group	(0)	(0.0005)	(0.005)	(0)
Ce	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; NE; 0
Pu, Zr	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.001	NE; NE; NE; 0.001; 0.001	NE; NE; NE; NE; 0
Np	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.02	NE; NE; NE; NE; 0
Lanthanides	NE; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; NE; 0.005 (0.0002)	NE; NE; NE; NE; 0.01 (0.005)	NE; NE; NE; NE; 0 (0)

<sup>1</sup> The numbers in parenthesis are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.13).

<sup>2</sup> TR = total release. The practice in France is to not divide the source term into early in-vessel, ex-vessel, and late in-vessel phases.

<sup>3</sup> NE = No entry; the panel member concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.

<sup>4</sup> The values in Table 3.12 are for releases from the MOX assemblies in the core and not from the LEU assemblies.

その後も更新ソースタームを高燃焼度燃料やMOX燃料に適用する場合の課題に対して検討が行われており、2011年1月には、サンディア国立研究所から報告書（SAND2011-0128）が出されている。

希ガスやハロゲンといった被ばく評価に大きく寄与する核種グループについて、高燃焼度燃料及びMOX燃料の放出割合は、第6表及び第7表に示すとおり、低燃焼度燃料のそれと著しく異なるものではないことが示されている。

このことから、現段階においては、NUREG-1465の高燃焼度燃料やMOX燃料の適用について否定されるものではないと考える。第8表にそれらのデータを整理した。

第6表 SAND2011-0128における原子炉格納容器への放出（高燃焼度燃料）

Table 13. Comparison of PWR high burnup durations and release fractions (bold entries) with those recommended for PWRs in NUREG-1465 (parentetical entries).

	Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release
Duration (hours)	<b>0.22</b> (0.5)	<b>4.5</b> (1.5)	<b>4.8</b> (2.0)	<b>143</b> (1.0)
<b>Release Fractions of Radionuclide Groups</b>				
Noble Gases (Kr, Xe)	0.017 (0.05)	<b>0.94</b> (0.95)	<b>0.011</b> (0)	<b>0.003</b> (0)
Halogens (Br, I)	0.004 (0.05)	0.37 (0.35)	<b>0.011</b> (0.25)	<b>0.21</b> (0.10)
Alkali Metals (Rb, Cs)	0.003 (0.05)	0.23 (0.25)	<b>0.02</b> (0.35)	<b>0.06</b> (0.10)
Alkaline Earths (Sr, Ba)	<b>0.0006</b> (0)	<b>0.004</b> (0.02)	<b>0.003</b> (0.10)	- (-)
Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.004 (0)	0.30 (0.05)	<b>0.003</b> (0.25)	<b>0.10</b> (0.005)
Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.08 (0.0025)	<b>0.01</b> (0.0025)	<b>0.03</b> (0)
Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	0.006 (0.0025)	-	-
Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	<b>1.5x10<sup>-7</sup></b> (2x10 <sup>-7</sup> )	<b>1.3x10<sup>-5</sup></b> (0.005)	-
Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	<b>1.5x10<sup>-7</sup></b> (5x10 <sup>-4</sup> )	<b>2.4x10<sup>-4</sup></b> (0.005)	-

第7表 SAND2011-0128における原子炉格納容器への放出（MOX燃料）

Table 16. Comparison of proposed source term for an ice-condenser PWR with a 40% MOX core (bold entries) to the NUREG-1465 source term for PWRs (parentetical entries).

	Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release
Duration (hours)	<b>0.36</b> (0.50)	<b>4.4</b> (1.3)	<b>6.5</b> (2.0)	<b>16</b> (1.0)
<b>Release Fractions of Radionuclide Groups</b>				
Noble Gases (Kr, Xe)	0.028 (0.050)	<b>0.86</b> (0.95)	<b>0.05</b> (0)	<b>0.026</b> (0)
Halogens (Br, I)	<b>0.028</b> (0.050)	<b>0.48</b> (0.35)	<b>0.06</b> (0.25)	<b>0.055</b> (0.10)
Alkali Metals (Rb, Cs)	0.014 (0.050)	<b>0.44</b> (0.25)	<b>0.07</b> (0.35)	<b>0.025</b> (0.10)
Alkaline Earths (Sr, Ba)	-	<b>0.0015</b> (0.020)	<b>0.008</b> (0.1)	<b>9x10<sup>-6</sup></b> (0)
Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.014 (0)	0.48 (0.05)	<b>0.04</b> (0.25)	<b>0.055</b> (0.005)
Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.27 (0.0025)	[0.0025]	<b>0.024</b> (0)
Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	<b>0.005</b> (0.0025)	[0.0025]	<b>3 x10<sup>-6</sup></b> (0)
Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	<b>1.1 x10<sup>-7</sup></b> (0.002)	<b>3 x10<sup>-5</sup></b> (0.005)	-
Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	<b>1.0 x10<sup>-6</sup></b> (0.0005)	<b>5 x10<sup>-6</sup></b> (0.005)	-

第8表 全放出期間での格納容器への放出割合の整理

	NUREG-1465	ERI/NRC 02-202 (高燃焼燃料)※	ERI/NRC 02-202 (MOX燃料)※	SAND 2011-0128 (高燃焼度燃料)	SAND 2011-0128 (MOX燃料)
希ガス	1.0	1.0	1.0	0.97	0.96
よう素	0.75	0.85	0.82	0.60	0.62
セシウム	0.75	0.75	0.75	0.31	0.55

※ 複数の値が提示されているため、平均値を記載した。



以上のように、解決すべき懸案事項があるものの、現在の知見では、高燃焼度燃料及びMOX 燃料に対しても更新ソースタームを否定されているものではないことがRegulatory Guide 1.183、ERI/NRC 02-202及びSandia Reportに示されている。

したがって、玄海3/4号炉（燃料集合体の最高燃焼度55GWd/t（ウラン炉心）及び燃料集合体の最高燃焼度48GWd/t（MOX炉心））の今回の評価において、NUREG-1465の数値を用いることは適切である。

一方、国内においても、UO<sub>2</sub>燃料とMOX燃料の放射性物質の放出挙動の違いについて研究が実施されており、旧原研のVEGA実験にてCsの挙動について調査がなされている。この実験において、炉心溶融に至るような高温（約3100K）では、燃料ペレットからほぼ全量のCsが放出されるものとしており、また、UO<sub>2</sub>燃料とMOX燃料の放出割合は差がないとしている<sup>(3)(4)</sup>。VEGA実験にて得られた、PWR燃料、BWR燃料、MOX燃料（ふげん）に対する燃料ペレットの温度とCs放出割合の関係を第1図に、各ペレットの試験条件を第9表に示す<sup>(4)</sup>

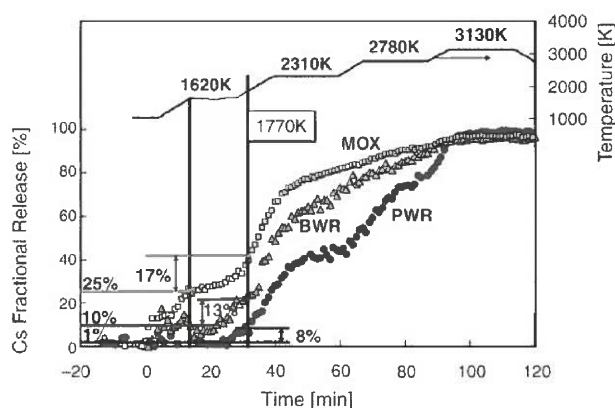


Fig. 3 Fuel temperature and fractional releases of Cs

第1図 各燃料におけるCsの放出挙動

第9表 各燃料ペレットの試験条件

	PWR-UO <sub>2</sub>	BWR-UO <sub>2</sub>	ATR-MOX
Pellet diameter <sup>a</sup> [mm]	8.1	10.4	12.4
Density <sup>a</sup> [% Theoretical Density]	95	97	95
Burnup [GWd/t]	47	56	43
Estimated Pu content after irradiation [wt%]	1.1	1.2	2.9
Linear heat rate (Average) [kW/m]	18	26	28
Estimated pellet temperature <sup>b</sup> [Center/peripheral (Average)] [K]	1000/660	1500/870	1700/900
Fission gas release during reactor irradiation [%]	0.4	12	20

<sup>a</sup>Nominal values as fabricated

<sup>b</sup>Average temperature during irradiation



この結果を見ると、約1800Kまでの低温領域において、Csの放出割合の上昇率がPWR燃料に比べ、BWR燃焼及びMOX燃料は大きいことが分かる。これは、燃料ペレット中心部の結晶粒界気泡中のCsが、比較的低温の燃料ペレット周辺部の開気孔に移動し、Cs放出が始まったためであるとされており、この温度領域のCs放出は、照射中の線出力密度に依存するとしている。試験で用いた各ペレットの平均線出力密度（Linear heat rate(Average) [kW/m]）については表9のとおりであり、PWR燃料に比べ、MOX燃料及びBWR燃料は高い。このため、低温領域においては、MOX燃料の放出割合がPWR燃料よりも大きくなっている。約1800Kから約2800Kまでの温度領域については、燃料ペレットが泡状化または溶融するため、どの燃料についてもCsの放出割合に大きな差はなく、ほぼ全量のCsが放出される結果となっている。

従って、UO<sub>2</sub>燃料とMOX燃料を比較した場合、低温状態においては、線出力密度の違いによるCs放出割合に差が見られるものの、高温状態においては、Csの放出割合に違いは見られないという結果が示されている。

ここで、PWRにおけるMOX炉心の場合、平均線出力密度はUO<sub>2</sub>燃料もMOX燃料も変わらないため、MOXペレットの温度についてもほぼUO<sub>2</sub>燃料ペレットと同等と考えられることから、条件の近いVEGA実験におけるPWR-UO<sub>2</sub>燃料と近い挙動を示すものと考えられる。従って、VEGA実験の考察からも、MOX燃料とUO<sub>2</sub>燃料を区別して取り扱うことは不要であると判断できる。

一方、NUREG-1465において、燃料が高温となり溶融に至る過程はEarly in-vesselフェーズで表されている。本フェーズにおける燃料からの放出割合については、NUREG/CR-5747<sup>(5)</sup>にて検討がなされている。STCP（Source Term Code Package）による評価値では、このフェーズにおける燃料から原子炉容器へのCsの放出割合については、ほぼ全量が放出されるとしており、VEGA実験とNUREG/CR-5747は整合したものとなっている。なお、NUREG-1465のEarly in-vesselフェーズにおける原子炉格納容器への放出割合は、このNUREG/CR-5747に示される燃料から原子炉容器への放出割合を基に、1次系での沈着等が考慮された値となっている。第10表、第11表にNUREG/CR-5747における燃料から原子炉容器への放出割合を示す。

以上のことから、NUREG-1465に基づいて設定したMOX燃料からの放出割合とVEGA実験におけるMOX燃料から放出割合は同等と考えられる。