

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉審査資料	
資料番号	KK67-0036 改20
提出年月日	平成27年11月13日

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について
(補足説明資料)

平成27年11月

東京電力株式会社

目次

: 今回のご説明範囲

1. 設備概要
 - 1.1 常設代替電源設備
 - 1.2 代替原子炉補機冷却系
 - 1.3 低圧代替注水系（常設）
 - 1.4 pH制御設備
 - 1.5 高圧代替注水系
 - 1.6 可搬型代替直流電源設備
2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて
3. 現場操作機器配置図（建屋内）
4. 重大事故対策の成立性
5. 重要事故シーケンス等の選定
6. 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線
7. 原子炉水位及びインターロックの概要
8. 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
9. 原子炉の減圧操作について
10. 他号機との同時被災時における必要な要員及び資源について
11. 運転操作手順書における重大事故対応について
12. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
13. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
14. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について
15. 格納容器スプレイ時の下部ドライウェル水位上昇の影響について
16. 復水移送ポンプ以外による代替注水操作について
17. 6 / 7号炉 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて
18. 配管の全周破断及び逆止弁の全開固着を想定した場合について
19. 定期検査工程の概要
20. 反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について
21. G 値について
22. 格納容器内における気体のミキシングについて
23. 水素の燃焼条件
24. 使用済燃料貯蔵プール監視設備の仕様等について
25. 柏崎刈羽 6, 7号機 SFP プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
26. 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
27. 地震 PRA, 津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性

: 今回のご説明範囲

28. 深層防護の考え方について
29. 希ガス保持による減衰効果について
30. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて
31. 事象発生時の状況判断について
32. 安定状態の考え方について
33. 炉心損傷開始の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について
34. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について
35. 全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバ・プール水位について
36. 格納容器内に存在する亜鉛の反応により発生する水素の影響について
37. サプレッション・チェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について
38. 原子炉隔離時冷却系（RCIC）の運転継続及び原子炉減圧の判断について
39. 6 / 7号炉 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について
40. 高圧・低圧注水機能喪失及びLOCA時注水機能喪失シナリオにおけるシュラウド外水位の推移について
41. 逃がし安全弁に係る実態と解析の違い及びその影響について
42. SGTSによる系外放出を考慮した被ばく評価について
43. 有効性評価解析条件の見直しについて
44. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
45. 外部電源喪失を仮定することによる沸騰遷移発生の有無について
46. サプレッション・チェンバの水位上昇に係る構造的な耐性について
47. 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
48. 逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性について
49. 原子炉満水操作の概要について
50. 外部水源温度の条件設定の根拠について
51. 注水温度の違いによる解析結果への影響について
52. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について
53. 熔融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェルサンプの影響について
54. 格納容器下部の水張りの適切性
55. 格納容器下部注水手順及び注水確認手段について
56. 水蒸気爆発評価の解析コードについて
57. 格納容器頂部注水について
58. LOCA解析における燃料の代表性について
59. エントレインメントの影響について
60. 有効性評価の主要解析条件と設置変更許可申請書添付書類八との整合性について

□ : 今回のご説明範囲

61. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
62. 放射線防護具類着用の判断について
63. 放射線環境下における作業の成立性
64. 非凝縮性ガスの影響について
65. ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について
66. MUWC の機能分散について
67. 中小 LOCA の事象想定について
68. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
69. 真空破壊装置の水没の影響と海外での運用について
70. 格納容器ベント操作について
71. 再循環流量制御系の運転モードによる評価結果への影響
72. ほう酸水注入系のほう酸濃度, 貯蔵量, ^{10}B の比率等の初期条件
73. ほう酸水注入系 (SLC) 起動後の炉心状態 (冷却材保有量等) について
74. 中性子束振動の判断について
75. 給水ポンプ・トリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響
76. SLC 起動を自動化する場合と手動起動する場合の効果の違いに関する整理
77. ATWS 時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について
78. 全制御棒挿入失敗の想定が, 部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて
79. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
80. 原子炉停止機能喪失時における給水流量を低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由
81. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
82. I S - L O C A 発生時の低圧配管破断検知について
83. 系統圧力による I S - L O C A 検知判断について
84. ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響
85. 給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性
86. 原子炉停止機能喪失事象の評価におけるヒータドレン水の考慮
87. 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
88. 格納容器下部ドライウェル (ペDESTAL) に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の蓄積に関する考慮
89. 実効 G 値に係る電共研の追加実験について
90. ABWR, RCCV 型格納容器におけるエントレイメント係数の圧力スパイクに対する感度解析
91. 「高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用 (FCI)」、「溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)」と「高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)」との対応及び要員数の比較

: 今回のご説明範囲

92. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響
93. 使用済燃料貯蔵プールの監視について
94. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について
95. 使用済燃料プール (SFP) ゲートについて
96. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響について
97. サイフォン現象による SFP 水の漏えい停止操作について
98. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて
99. 有効性評価における燃料プール代替注水系 (可搬型) について
100. 使用済燃料プール水位計の熱電対による水位計測について
101. ベント時の申請前号機における要員の待避先やプラントの対応・監視について
102. 有効性評価解析条件の見直しについて
103. 重大事故等対策に係る体制のうち有効性評価で必要となる要員について
104. 格納容器過圧・過温破損シナリオにおける原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について
105. 不確かさの影響評価の考え方について
106. 過圧・過温破損防止の観点を含めた「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)」、 「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)」、 「溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)」シーケンスへの対応 (参考評価)
107. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
108. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

- 格納容器ベント準備操作
 - ・ベント準備
- 格納容器ベント操作
 - ・フィルタベント操作
- 格納容器ベント停止操作
 - ・フィルタベント停止操作

1. 操作概要

フィルタベントを使用したS/C側ベントのためのライン構成を現場にて手動で行う。

2. 作業場所

原子炉建屋 非管理区域 (中3階, 地下1階)

3. 必要要員数および操作時間

必要要員数	: 2人	
有効性評価で想定する時間	ベント準備	60分 (SBO時)
	フィルタベント操作	60分 (SBO時)
	フィルタベント操作	25分 (大LOCA時)
	フィルタベント停止操作	30分 (SBO時)
訓練実績	: PCVベントライン構成	8分 (移動時間含む)
	PCVフィルタベント操作	8分 (移動時間含む)
	フィルタベント停止操作	9分 (移動時間含む)

※大LOCA時の空気作動弁エクステンション操作については設備設置工事中のため操作時間を「約15分」と想定

4. 操作の成立性について

作業環境 (照明): バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

作業環境 (温度): 二次格納施設外であるため, 通常原子炉運転中と同程度

作業環境 (湿度): 二次格納施設外であるため, 通常原子炉運転中と同程度

作業環境 (線量): 炉心損傷後ベント (大LOCA) 時の線量は以下の通り

6号炉: 8.6mSv

7号炉: 6.0mSv

※「格納容器圧力逃がし装置」審査資料より

移動経路: バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性: 操作対象弁は通路付近にあり, 操作性に支障はない。

連絡手段: 携帯型音声呼出電話 (ブレスト) により, 中操に連絡する。



電動駆動弁 エクステンション



空気駆動弁 駆動用ポンペ

8.有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について

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

1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) LOCA 時注水機能喪失

① 破断位置

本事故シーケンスにおいて、燃料破裂が発生しない範囲の破断面積（ 1cm^2 ）を考慮し、非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、水頭圧により流出量が大きくなる原子炉圧力容器下部のドレン配管を選定した。

② 破断面積

破断面積は、本事故シーケンスにおいて、炉心損傷が発生しない破断面積を設定する。

破断面積が約 1cm^2 を超える場合については、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」にて確認する。

なお、破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料破裂に関する感度解析の結果、下表に示すとおり、本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については、燃料破裂が発生しない破断面積の限界は約 5.6cm^2 となった。また、気相破断については高压炉心注水系配管（HPCF 配管）及び残留熱除去系吸込配管（RHR 吸込配管）において、破断面積がそれぞれ約 100cm^2 及び 420cm^2 の場合でも燃料破裂が発生しないことを確認した。

表 燃料破裂に関する破断面積の感度解析結果

	破断面積	燃料被覆管最高温度	破裂の有無
液相破断	約 5.3cm^2	約 860°C	無
	約 5.4cm^2	約 867°C	無
	約 5.5cm^2	約 873°C	無
	約 5.6cm^2	約 886°C	無
	約 5.7cm^2	約 895°C	有
気相破断	HPCF 配管 約 100cm^2 (完全破断の約 80%)	約 879°C	無
	RHR 吸込配管 約 420cm^2 (完全破断の約 53%)	約 863°C	無

(2) 格納容器バイパス（インターフェースシステム LOCA）

① 破断位置

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェースとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。

図 1-1 に JEAG4602 に記載されている標準 ABWR の原子炉圧力材冷却バウンダリを示す。原子炉から格納容器外に接続する主な配管は下記のとおりとなる。

- ・ RCIC 蒸気配管
- ・ 給水系注入配管
- ・ LPFL 注入配管
- ・ HPCF 注入配管
- ・ 原子炉冷却材浄化系吸込み配管
- ・ 炉水試料採取系吸込み配管
- ・ RHR 停止時冷却モード戻り配管
- ・ RHR 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ 制御棒駆動機構注入配管
- ・ ヘッドスプレイ配管
- ・ 主蒸気配管
- ・ 計測用配管

高圧バウンダリのみで構成されている RCIC 蒸気配管、原子炉冷却材浄化系吸込み配管、および主蒸気配管はインターフェースシステム LOCA (ISLOCA) の対象としない。発生頻度の観点から、3 弁以上の弁で隔離されている給水系配管、およびヘッドスプレイ配管は評価の対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい炉水試料採取系吸込み配管、制御棒駆動機構注入配管、計測用配管は評価の対象としない。また、RHR 停止時冷却モード戻り配管は、LPFL 注入配管と共用しており評価の対象としていない。以上より、評価対象の配管は次の 3 通りとなる。

- ・ LPFL 注入配管
- ・ RHR 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ HPCF 注入配管

このうち、破断対象としては、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きい HPCF 注水配管とする。

② 破断口径

運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きい高圧炉心注水系の吸込配管(400A 配管)とする。

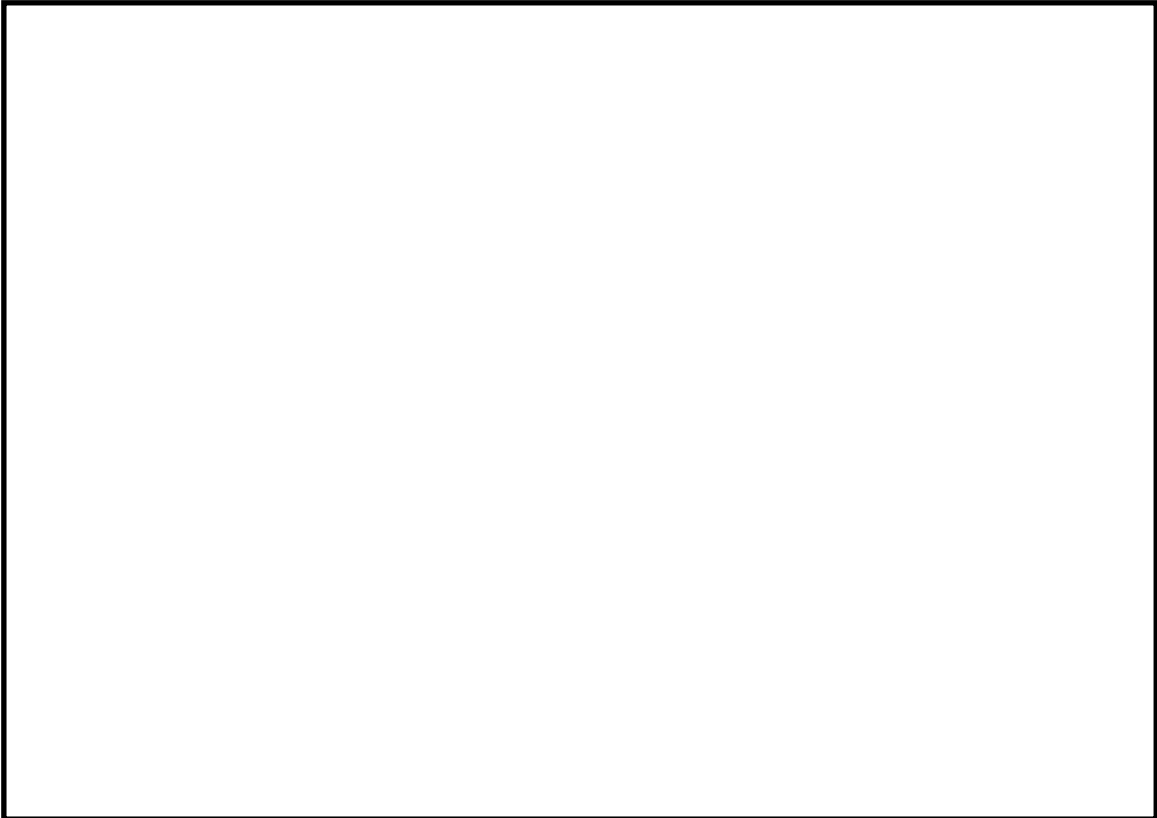


図 1-1 原子炉圧力材冷却バウンダリ

③ 評価対象の ISLOCA 発生確率

PRA では、主に原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数及びサーベランス時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCA の発生確率が高いと考えられる HPCF 注入配管、RCIC 注入配管、RHR 停止時冷却モード吸込み配管について、各々の箇所での ISLOCA 発生確率を算出している。(考え方は、平成 26 年 7 月 22 日 第 125 回 原子力発電所の新規制基準適合性に係る審査会合 資料 3-2 添付資料 3.1.1.b-8 及び添付資料 3.1.1.b-9 参照)

下表の整理の通り、PRA 上は低圧設計配管までの弁数が少なく、サーベランス時のヒューマンエラーによる発生可能性が考えられる HPCF 注入配管での ISLOCA 発生確率が最も高い。

表 低圧設計配管までの弁数と運転中定例試験の有無

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定例試験の有無
HPCF	2 弁	有
RCIC	3 弁*2	有
LPFL 注入ライン*1	3 弁*2	有
RHR SHC 吸込み	2 弁	無

*1 : PRA では ISLOCA 発生確率が低い箇所としてスクリーンアウトしている。

*2 : 給水系の逆止弁は考慮していない。

2. 重大事故

(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）

① 破断位置

破断箇所は、原子炉内の保有水量を厳しく評価する観点から選定する。許認可解析条件（非常用 D/G 等結果を最も厳しくする単一故障を考慮）での RPV に接続する各種配管破断解析（SAFER による解析）において、給水配管破断（HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 839cm²）に比べて RHR 配管破断（RCIC+HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 769cm²）は破断面積が小さく、作動 ECCS 系統が多いにも関わらず、原子炉内保有水量の低下は早い。（図 2-1 参照）

なお、原子炉内保有水量が最も少なくなるのは HPCF 配管破断であるが、単一故障の想定によって健全側の HPCF の機能喪失を仮定していることから高压注水系の作動台数が少なく、また、配管接続位置が最も低いことにより、結果として保有水量は他の事象に比べて最も低下するとの結果を与える。設計基準事故（原子炉冷却材の喪失）では、この HPCF 配管破断を選定している。

本有効性評価では、非常用炉心冷却系の機能喪失を前提としているため、破断箇所の想定は初期の保有水量の低下が早い箇所を選定することが事象の進展の早さという点で最も厳しい条件を与えることとなり、よって、残留熱除去系の吸込配管を破断箇所として選定することとした。

なお、ドレン配管破断については、破断口径が 65A と他に比べて小さいが、有効燃料棒頂部より下部に位置する配管であり、サプレッション・プールを水源とする非常用炉心冷却系のいずれかが使用可能である場合は、厳しい事象にはなり得ないものの、炉心冠水後も継続して原子炉圧力容器から格納容器内への流出が継続することとなる。非常用炉心冷却系の機能喪失を前提に外部水源（復水貯蔵槽）による注水を継続する本有効性評価では、格納容器内の水位上昇を早めることとなる。本影響については③において述べる。

また、図 2-2 に原子炉圧力容器の断面図を示す。

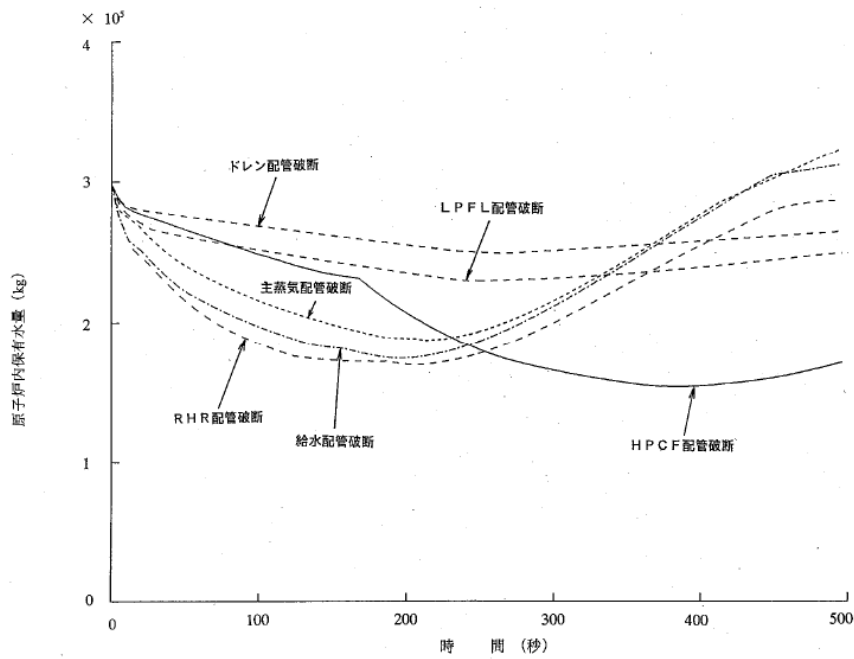


図 2-1 各種配管破断時の原子炉内保有水量の変化

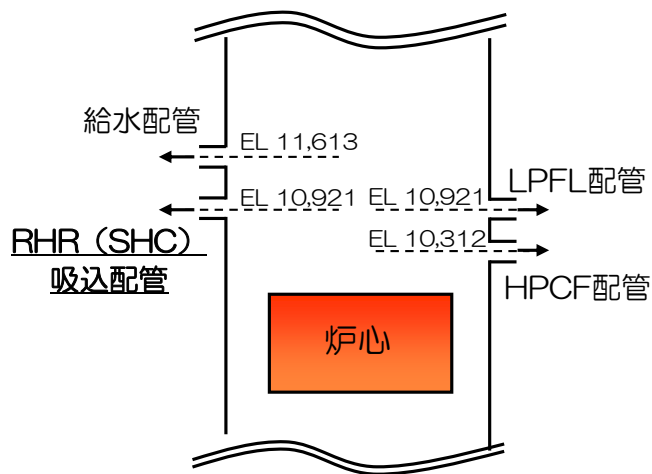


図 2-2 原子炉压力容器断面図

破断箇所	破断配管位置(mm) ※1	配管口径	破断面積※2
給水配管	EL:11613	300A	839cm ²
RHR (SHC) 吸込配管	EL:10921	350A	769cm ²
LPFL 配管	EL:10921	200A	205cm ²
HPCF 配管	EL:10312	200A	127cm ²

※1 原子炉压力容器底部から位置

※2 スパージャ部又はノズル部で臨界流となるため、破断する配管の面積ではなくスパージャ部又はノズル部の面積が破断面積となる

② 破断口径

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

③ 有効燃料棒頂部より下部での LOCA について

大 LOCA の配管破断選定にあたっては、配管の両端破断を想定した上で、破断位置及び破断面積を考慮し、原子炉内保有水量の観点から最も厳しい残留熱除去系の吸込配管破断を選定している。

一方、非常用炉心冷却系のような大口径配管は存在しないが、有効燃料棒頂部より下部に位置する配管もある。これらは原子炉内保有水量の観点からは厳しくないが、炉心冠水過程において、破断箇所から漏えいした冷却材は格納容器下部へ流入し続けるため、当該配管が破断した場合についても考慮する必要がある。

例えば、原子炉压力容器下部のドレン配管（65A 配管）の破断を想定した場合は、破断箇所から漏えいした冷却材は、格納容器下部へ流入することから、最終的に格納容器内のサプレッション・プール水位の上昇を早めることになる。以下に原子炉压力容器下部のドレン配管が破断した場合の事象進展及び当該事象での格納容器への過温・過圧の影響について考察する。

a. 原子炉压力容器下部のドレン配管の破断を想定した場合の事象の進展過程

本事象の概要を以下に示す。前提条件として、大 LOCA シナリオと同様に ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失を想定する。

- 1) 原子炉压力容器下部のドレン配管の破断により原子炉水位が低下するが、ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失を想定しているため、原子炉への注水手段がなく、事象発生約 25 分後に炉心損傷に至る。
- 2) ほぼ同時刻に原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料有効長の 10% 高い位置に到達するため、事象発生約 30 分後に逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧を開始する。
なお、原子炉水位はシュラウド内水位を監視できる燃料域水位計にて監視する。
- 3) 事象発生約 70 分後に、常設代替交流電源設備による受電がされるため、代替低圧注水系（常設）2 台の最大流量での注水を行い原子炉の満水操作を開始する。
- 4) 事象発生約 3.6 時間後に、原子炉の満水操作が完了することから、低圧代替注水系（常設）による注水を崩壊熱相当量に変更する。
- 5) 原子炉压力容器下部のドレン配管が破断していることから、原子炉水位は徐々に低下し、炉心露出によるリロケーションによって、溶融炉心は下部プレナム部へ移行する。

- 6) 事象発生約 11 時間後に、原子炉圧力容器破損に至り、溶融炉心は下部ドライウエルに落下する。
- 7) 原子炉格納容器圧力を制御するため、格納容器圧力 1.5Pd 到達後、代替格納容器スプレイ冷却系による間欠スプレイを開始する。
- 8) 事象発生約 20 時間後、代替原子炉補機冷却系の準備完了とともに低圧代替注水系(常設)を全停止し、20 時間 10 分後から消防車による原子炉への崩壊熱相当の注水を行う。その後、20.5 時間から代替循環冷却による格納容器除熱を開始する。
代替循環冷却の開始より、原子炉注水を 90m³/h、格納容器スプレイを 100m³/h で実施することで、格納容器の圧力制御に成功する。
- 9) 代替循環冷却の実施により、燃料は下部ドライウエルにて冠水された状態で冷却が継続される。

b. 評価結果

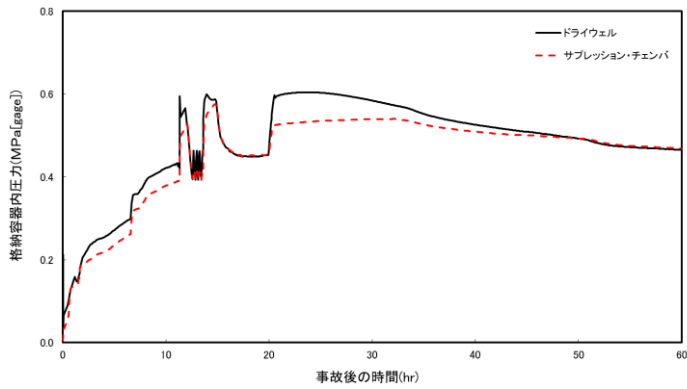
本事象における格納容器圧力、温度の推移を図 2-3, 4 に示す。

代替循環冷却による格納容器除熱の実施により、溶融炉心は下部ドライウエルにて冠水された状態で冷却されるため、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器ベントを行わなくとも、格納容器圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を上回らない。

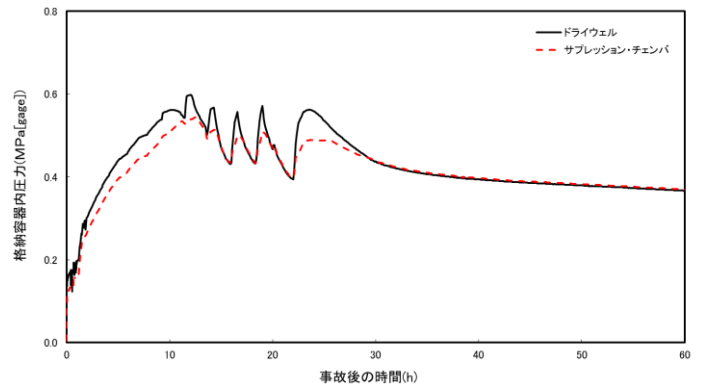
c. 雰囲気圧力・温度による静的負荷評価シナリオ（大 LOCA）に対する原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断の事象の包絡性について

図 2-3,4 に示すとおり、格納容器圧力及び格納容器温度の上昇は、下部ドライウエルへの溶融炉心落下時の一時的な圧力上昇はあるものの、全般的に、静的な過圧・過温という観点では、今回選定した大 LOCA シナリオより緩慢に推移する。このことから、大 LOCA シナリオの方が格納容器の過圧・過温という観点でも厳しくなる。

よって、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断は、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）として想定した大 LOCA シナリオに包絡される事象となる。

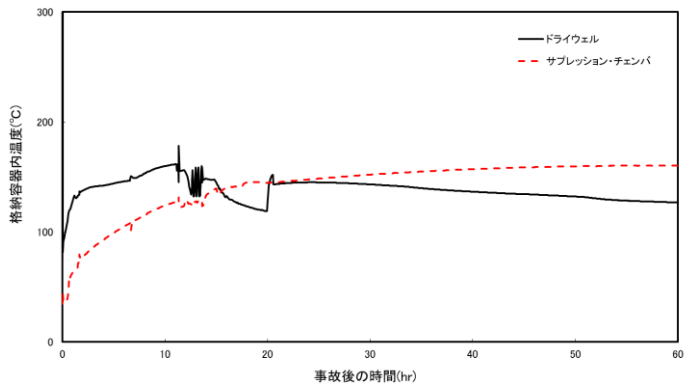


<原子炉圧力容器下部のドレン配管破断>

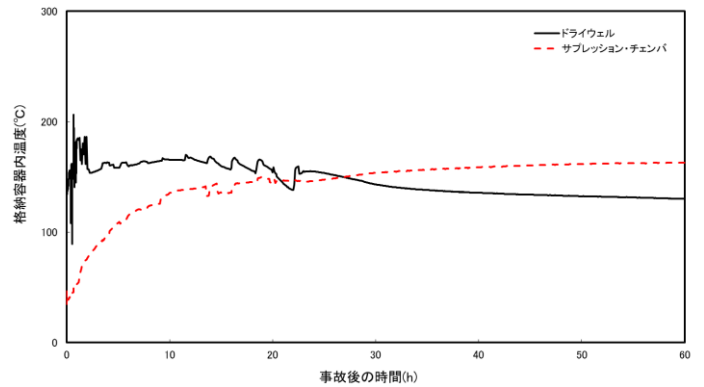


<RHR 吸込配管破断(大 LOCA 循環冷却)>

図 2-3 格納容器圧力の推移



<原子炉圧力容器下部のドレン配管破断>



<RHR 吸込配管破断(大 LOCA 循環冷却)>

図 2-4 格納容器温度の推移

10. 他号機との同時被災時における必要な要員及び資源について

柏崎刈羽 6,7 号炉運転中に重大事故が発生した場合、他号炉についても重大事故等が発生すると想定し、他号炉の対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

現在、柏崎刈羽 1～5 号炉は、停止状態にあり、各プラントで有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が、6,7 号炉への対応に必要な要員及び資源の十分に影響を与えることが考えられる。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、6,7 号炉への対応が阻害されることが考えられる。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに、他号炉における高線量場の発生を前提として 6,7 号炉への対応の成立性を確認する。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、柏崎刈羽 1～7 号炉について、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。

また、不測の事態を想定し、柏崎刈羽 1～5 号炉のうち、いずれか 1 つの号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際してはすべての号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

柏崎刈羽 6,7 号炉については、有効性評価の各シナリオの内、必要な要員及び資源(水源、燃料、及び電源)毎に最も厳しいシナリオを想定する。

表 1 に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7 日間の対応に必要な要員、必要な資源、6,7 号炉の対応への影響を確認する。

(2) 必要となる対応操作及び必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作、必要な要員、7 日間の対応に必要な資源について、表 2 及び図 1 のとおり整理する。

(3) 評価結果

柏崎刈羽 1～5 号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

(a) 必要な要員の評価

重大事故発生時に必要な操作については、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員、10 時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

(b)必要な資源の評価

a.水源

6,7号炉において、水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」を想定すると、炉心注水及び格納容器スプレイに使用する分として、7日間の対応で号炉あたり合計約 7,300m³の水が必要となる(6,7号炉で合計約 14,600m³)。

また、表3に示すとおり、6,7号炉における使用済燃料プールへの注水（通常水位までの回復）は、7日間の対応を考慮すると、合計約 3,251m³の水が必要となり、1～5号炉においては、スロッシング後の蒸発による水位低下を防止することを想定すると、内部火災に対する消火活動に必要な水源を含め、7日間の対応で合計約 674m³の水が必要となる（1～7号炉で合計約 3,925m³）。

したがって、スロッシング後の蒸発による水位低下を防止することを想定^{*}すると、1～7号炉にて合計約 18,525m³の水が必要であるが、6,7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池において合計約 21,400m³の水を保有していることから、7日間の対応が可能である。

なお、1～5号炉においても、使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合に備え、6,7号炉と同様のサイフォンブレイク孔を設け、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、スロッシングによる水位低下により、線量率が上昇しオペレーティングフロアでの使用済燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、ディーゼル駆動の消火系やガスタービン発電機により給電した補給水系等、当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに、あらかじめ注水用ホースを設置することで、オペレーティングフロア階下での注水操作が可能な設計としている。

注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表4に示す通りである。ガスタービン発電機は発電所全体として3台保有しており、柏崎刈羽原子力発電所6、7号炉での事故対応に必要な台数は1台であるため、予備として保有しているものを1～5号炉での対応で使用することも可能である。

※：使用済燃料プール（1～4号炉については原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の通常水位までの回復を想定した場合、1～5号炉においては、内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ、合計約 11,069m³の水が必要となる（1～7号炉で合計約 14,320m³）。

したがって、使用済燃料プールの通常水位までの回復を想定すると、1～7号炉にて合計約 28,920m³の水が必要であるが、6,7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池における保有水は合計約 21,400m³であり、これは、6,7号炉及び内部火災（7日間で5箇所）への対応を実施したうえで、1～5号炉の使用済燃料プール（1～4号炉については原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の水位を通常水位一約 4m まで回復させることができる水量に相当する。事象発生から無注水の

状態で 1～5 号炉の使用済燃料有効長頂部が露出するまでには 7 日以上の時間余裕があり、10 時間以降の発電所外からの参集要員にて消防車による注水が可能であること、及び復水貯蔵槽及び淡水貯水池の他に外部からの水源供給などにも期待できることから、1～5 号炉の使用済燃料プールの水位を通常水位まで回復させることが可能である。

b.燃料（軽油）

6,7号炉において、燃料の使用量が最も多い「LOCA時注水機能喪失」を想定すると、非常用ディーゼル発電機(3台)の7日間の運転継続に号炉あたり750,960 L*、復水貯蔵槽補給用消防車(2台)の7日間の運転継続に号炉あたり6,048 L*が必要となる(6,7号炉で合計約1,514,016 L)。

また、「(1)想定する重大事故等」では常設代替交流電源設備及び消防車の燃料が必要となるが、保守的な想定として、1～5号炉において全出力で非常用ディーゼル発電機(2台)が起動した場合、7日間で号炉あたり6,31,344 Lの軽油が必要となる(1～5号炉で合計3,156,720 L)。

さらに、1～7号炉における使用済燃料プールへの適宜の注水と、火災が発生した号炉での消火活動に対して、保守的に消防車（注水と消火でそれぞれ1台）の7日間の運転継続を仮定すると6,048 L*が必要となる。

加えて、免震棟ガスタービン発電機及びモニタリングポスト用仮設発電機(3台)の7日間運転継続にも合計約70,896 Lの軽油が必要となる。

よって、1～7号炉にて合計約4,747,680 Lの軽油が必要となるが、発電所内で約5,344,000 Lの軽油を保有しており、7日間の対応は可能である。

*：保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

c.電源

常設代替交流電源設備による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷(計器類)に電源供給が可能である。なお、常設代替交流電源設備による給電ができない場合に備え、デジタルレコーダ接続等の手順を用意している。

(4)柏崎刈羽 6,7 号炉の重大事故時対応への影響について

「(3)評価結果」に示すとおり、重大事故発生時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員及び 10 時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、6,7 号炉の重大事故に対応する要員に影響を与えない。

また、資源については、6,7 号炉で使用する資源を考慮しても、発電所内で保有している資源にて 7 日間の対応が可能である。

以上のことから、柏崎刈羽 1～5 号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽 6,7 号炉の重大事故時対応への影響はない。

表 1 想定する各号炉の状態

項目	6,7 号炉	1～5 号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」 ・「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」※1 	
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「蒸気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」 ・「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」※1 	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・内部火災 (1 つの号炉) ※3
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「LOCA 時注水機能喪失」 ・「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」※1 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」 ・「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」※1 	

※1 サイフォン現象による漏えいは、各号炉 (1～7号炉) のサイフォン発生防止用の逆止弁及びサイフォンブレイク孔により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、使用済燃料プールからの漏えいは、スロッシングによる漏えいを想定する。

※2 燃料については消費量の観点から非常用ディーゼル発電機の運転継続を想定する。

※3 6,7号炉は火災防護措置が強化されることから、1～5号炉での内部火災を想定する。また、1～5号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングと同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は、5プラント分の消費を想定する。

表2 柏崎刈羽 1～5号炉に重大事故等が発生した場合の対応操作及び必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認、直流電源の負荷制限	非常用ディーゼル発電機等の現場の状態確認および、直流電源の延命のための負荷制限を実施する	運転員	—
内部火災に対する消火活動(火災発生した号炉のみ)	建屋内での火災を想定し、当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	自衛消防隊 (運転員を含む)	○水源 180m ³ (36m ³ /プラント×5プラント) ○燃料 消防車：3,024L (18L/h×24h×7日×1台)
各注水系によるSFPまたは原子炉への給水 (復水補給水系や燃料プールの補給水系、消火系、消防車によるSFP給水／復水補給水系や残留熱除去系、消火系、消防車による原子炉給水)	各注水系によるSFPまたは原子炉への給水を行い、停止中の炉心燃料や使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	運転員及び10時間以降の発電所外からの参集要員	○水源 (詳細は表3参照) 1号炉：約98m ³ 2号炉：約96m ³ 3号炉：約123m ³ 4号炉：約90m ³ 5号炉：約87m ³ 6号炉：約8,816m ³ 7号炉：約9,035m ³ ※6,7号炉については有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で想定している水源も含む ○燃料 消防車：15,120L (18L/h×24h×7日×5台)
常設代替交流電源設備による給電	常設代替交流電源設備による給電・受電操作を実施する	緊急時対策要員及び運転員	○燃料 常設代替交流電源設備：約859,320L (1,705L/h×24h×7日×3台)
燃料給油作業	消防車及び常設代替交流電源設備に給油を行う	10時間以降の発電所外からの参集要員	—

表3 各号炉の必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）

	KK1		KK2		KK3		KK4		KK5		KK6		KK7	
	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	運転中 炉	SFP	運転中 炉	SFP
炉心燃料	装荷済	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	装荷済	装荷済	装荷済	装荷済	装荷済	装荷済
原子炉開放状態	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	開放（プールゲート開放） ウエル満水（プールNWL）	未開放（プールゲート閉） NWL付近	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）
水位	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	NWL	NWL	NWL	NWL	NWL	NWL
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO
スロッシング溢水量[m3]	830	830	830	830	830	830	830	830	0	830	620	830	830	830
65°C到達までの時間[hour]	33	18	14	18	14	18	18	18	-	41	11	10	10	10
100°C到達までの時間[hour]	79	43	33	43	33	43	43	43	81	100	26	24	24	24
必要な注水量①[m3@168h]	98	96	123	90	123	90	90	90	32	55	896	905	905	905
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	634	235	189	249	189	249	249	249	807	515	148	158	158	158
必要な注水量②[m3@168h]	2,286	2,574	2,601	2,511	2,601	2,511	2,511	2,511	32	885	1,516	1,735	1,735	1,735

※「必要な注水量①」：スロッシング後の蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：通常水位までの回復に必要な注水量。

※1～5号炉の溢水量は、6,7号炉の評価結果に基づきプールからのスロッシングによる溢水量を設定（1～5号炉の燃料プールは6,7号炉に比べて保有水量やプール表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。

また、必要な注水量は原子炉開放状態（プールゲート状態）を考慮して評価。

		KK1	KK2	KK3	KK4	KK5	共通	備考
注水設備	RHR	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	—	SBO時はGTGによる給電を実施することで使用可能 電源負荷を考慮して、複数の同時運転は実施せず、順次注水操作を実施する
	MUWC	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	—	SBO時はGTGや電源車による給電を実施することで使用可能
	DD FP	1	KK1と共通	KK1と共通	KK1と共通	1	—	KK1～4は共通の消火ポンプを使用、 KK5～7は共通の消火ポンプを使用。 十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所順に順次注水を実施していくことが可能
	消防車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有(1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所順に順次注水を実施していくことが可能
給電設備	GTG	—	—	—	—	—	3台の内、KK6, 7で用いなかったものを使用	共通設備 3台(2台予備があり、6, 7号の対応には1台のみで対応可能である)
	電源車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有(1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所順に順次注水を実施していくことが可能

表4 1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

号機	実施箇所・必要人員数			操作項目	経過時間(時間)															備考
	運転員 (中操) ^{※1}	運転員 (現操)	緊急時対策要 員(現操)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング」を想定する号炉	2人 A, B	-	-	プラント吹送判断	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1~2人) A, B	-	-	プラント監視 (総燃水可能な場合等：デジタルシコーダ稼働等による計器監視)	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	2人 C, D	-	-	非常用ディーゼル発電機の現機確認 交流電源の負荷制限 (燃料上巻巻きす)	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	-	-	-	炉水補給水系や燃料プール補給水系、消火系によるSFP給水 【5号炉の場合】 炉水補給水系や残熱除去系、消火系による原子炉給水	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(2人) C, D	-	-	消込車によるSFP給水 (炉水補給水系等の給水が不可可能な場合)	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(2人) C, D	-	-	【5号炉の場合】 消込車による原子炉給水	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	2~3人 a, b, c	-	-	プラント吹送判断	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人) a	-	-	プラント監視 (総燃水可能な場合等：デジタルシコーダ稼働等による計器監視)	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	2人 ^{※2} o, d	-	火災現機確認	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	(2人) ^{※2} o, d	-	自衛消防隊を現機誘導	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング」を想定する号炉	(1人)	(1~2人) o, (d)	-	自衛消防隊にて対応 消火活動	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(2人)	(2人) b, e (又は B)	-	非常用ディーゼル発電機の現機確認 交流電源の負荷制限	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	(2人) b, d (又は b, B)	-	非常用ディーゼル発電機 (燃料上巻巻きす)	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	(2人) b, d (又は b, B)	-	炉水補給水系や燃料プール補給水系、消火系による原子炉給水 【5号炉の場合】 炉水補給水系や残熱除去系、消火系による原子炉給水	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	(2人) b, d (又は b, B)	-	消込車による燃料プール給水 (炉水補給水系等の給水が不可可能な場合)	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	(2人) b, d (又は b, B)	-	【5号炉の場合】 消込車による原子炉給水	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	(2人) C, d (又は C, B)	-	非常用ディーゼル発電機による発電 交流電源の負荷制限にて対応	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	(1人)	(2人) a, B)	-	燃料給油作業	▽ 非常用ディーゼル発電機による発電 ▽ 常設代替交流電源設備による発電															
	共通	-	-	-	6,7号炉の作業を優先に適宜実施															

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

※1 当直長を含む人数

※2 SA事故と火災が発生した際の初期消火の体制については今後の検討を反映する(詳細検討中)

なお、6, 7号炉において原子炉運転中を想定した場合、原子炉側と使用済燃料プール側との重大事故等対応の重畳も考えられるが、運転中に使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから(表3参照)、原子炉側の事故対応が双東に向かっている状態での対応となり、緊急時対策要員や参事要員により対応可能である。またプラント状態の監視においても、原子炉側で備えている運転員が併せて使用済燃料プール側を監視できるため、現在の想定する要員での対応が可能である。

また、時間差で発生する複数の内部火災に対しては、自衛消防隊が火災現場を都度移動することにより、現在の想定する要員での対応が可能である。

図1 1~5号炉における各作業と所要時間

2. 他号炉における高線量場発生による 6,7 号炉対応への影響

(1) 想定する高線量場発生

6,7 号炉への対応に必要となる緊急時対策所機能, 及び重大事故等対策への影響を確認する観点から, 3 号炉又は 5 号炉において使用済燃料プール内の水による放射線遮へいが喪失し, 燃料の露出による高線量場の発生を仮定する。

(2) 6,7 号炉対応への影響

3 号炉又は 5 号炉において使用済燃料プール内の燃料の露出により, 高線量場が発生した場合の 6,7 号炉対応への影響を評価した。

a. 緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所における活動への影響

3 号炉原子炉建屋内緊急対策所に最も近い 3 号炉の使用済燃料プールにおいて, 高線量場が発生した場合の, 緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所での線量率の評価結果を表 4 に示す。線量率の評価結果から, 緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所については, 7 日間の滞在でも被ばく線量はそれぞれ 2mSv, 0.5mSv 程度であり, 6,7 号炉の重大事故等に伴うプルーム通過中及びプルーム通過後の被ばく評価結果 (対策要員の 7 日間の実効線量: 緊急時対策所にて約 79mSv, 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所にて約 30mSv) ※を考慮しても重大事故等発生時における活動に影響はない。

※「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)」に示すように, これらの事故シーケンスにおける 6,7 号炉の格納容器除熱の手段として, 格納容器圧力逃がし装置等よりも代替循環冷却を優先して使用する。ただし, ここでは被ばく量を厳しくする観点より 6,7 号炉での同時ベントにより発生するプルーム通過中及びプルーム通過後の影響を考慮した評価を用いた。

b. 屋外作業への影響

6,7 号炉対応に関する屋外作業としては, 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集などのアクセスや, 6,7 号炉の重大事故等への対応作業がある。図 2～図 4 に, 3 号炉又は 5 号炉で高線量場が発生した場合の線量率の概略分布を示す。

1) 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集・作業への影響

3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所については, 緊急時対策所からの移動は最短で 15 分であり, 移動中の線量率と移動時間をそれぞれ 15mSv/h, 1 時間と仮定しても被ばく線量は 15mSv となる。したがって, 重大事故等発生時における活動が可能である。

2) 6,7 号炉の重大事故等への対応作業への影響

図 4 に示すように、6,7 号炉の重大事故等への対応作業のうち、比較的時間を要する操作として代替原子炉補機冷却系の準備操作（資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り）が想定されるが、5 号炉の使用済燃料プールに近い 6 号炉での当該操作場所での線量率は、図 4 に示す線量率を内挿すると約 7mSv/h となる。当該操作の想定操作時間は 10 時間又は 11 時間であること、及びこの想定操作時間には当該操作場所への移動時間が含まれていること、あるいは参集要員による操作要員の交代も可能であることから、重大事故等発生時における活動が可能である。

表 4 線量率評価結果※（緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所）

評価点	直接線 (mSv/h)	スカイシャイン線 (mSv/h)	合計 (mSv/h)
緊急時対策所	4.1×10^{-9}	9.9×10^{-3}	9.9×10^{-3}
3 号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	5.4×10^{-8}	2.4×10^{-3}	2.4×10^{-3}

※：使用済制御棒の線源強度を添付資料 4.1.2 と同じにした場合の評価結果

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



図2 線量率の概略分布 (3号炉での高線量場発生)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

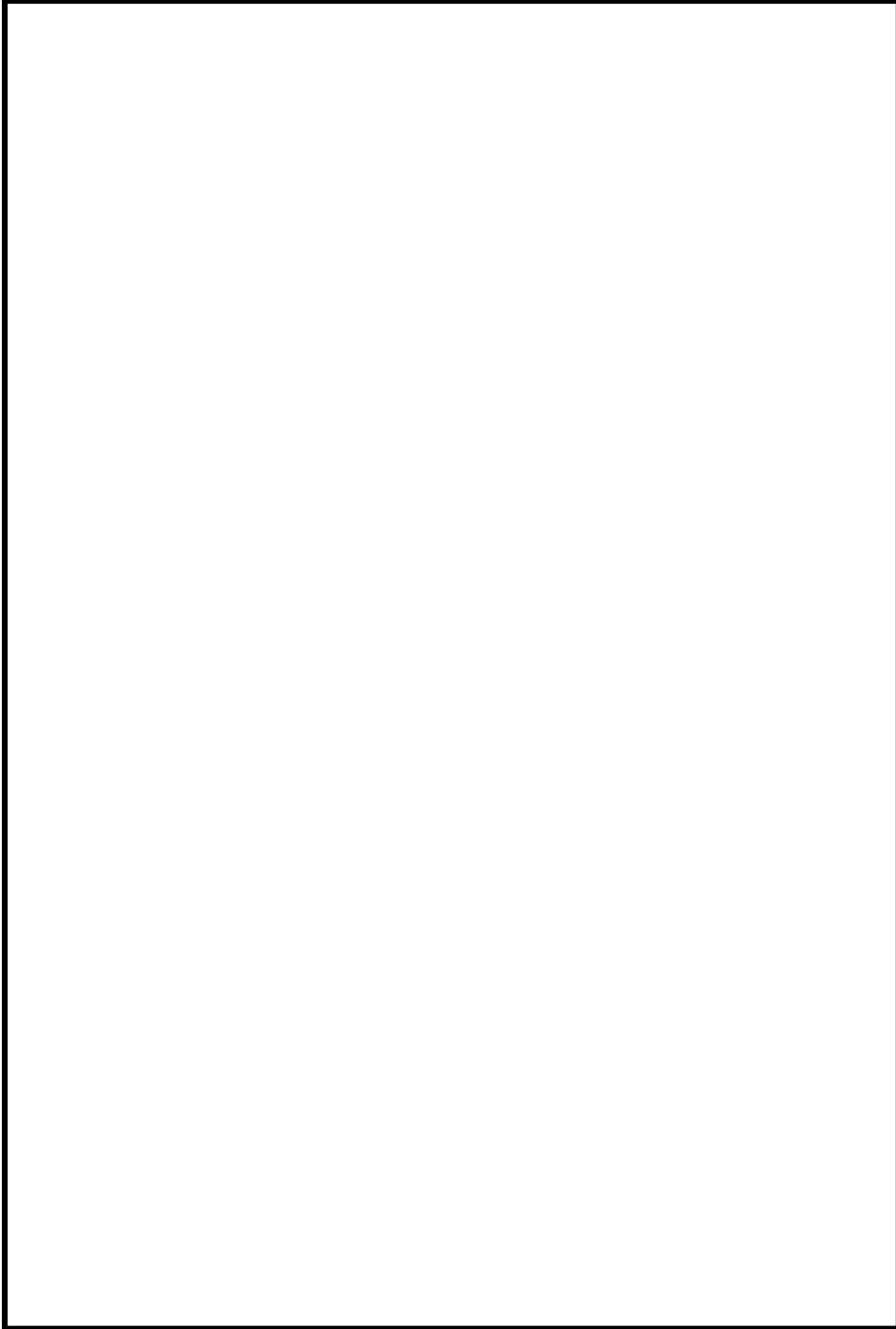


図3 線量率の概略分布 (5号炉での高線量場発生)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

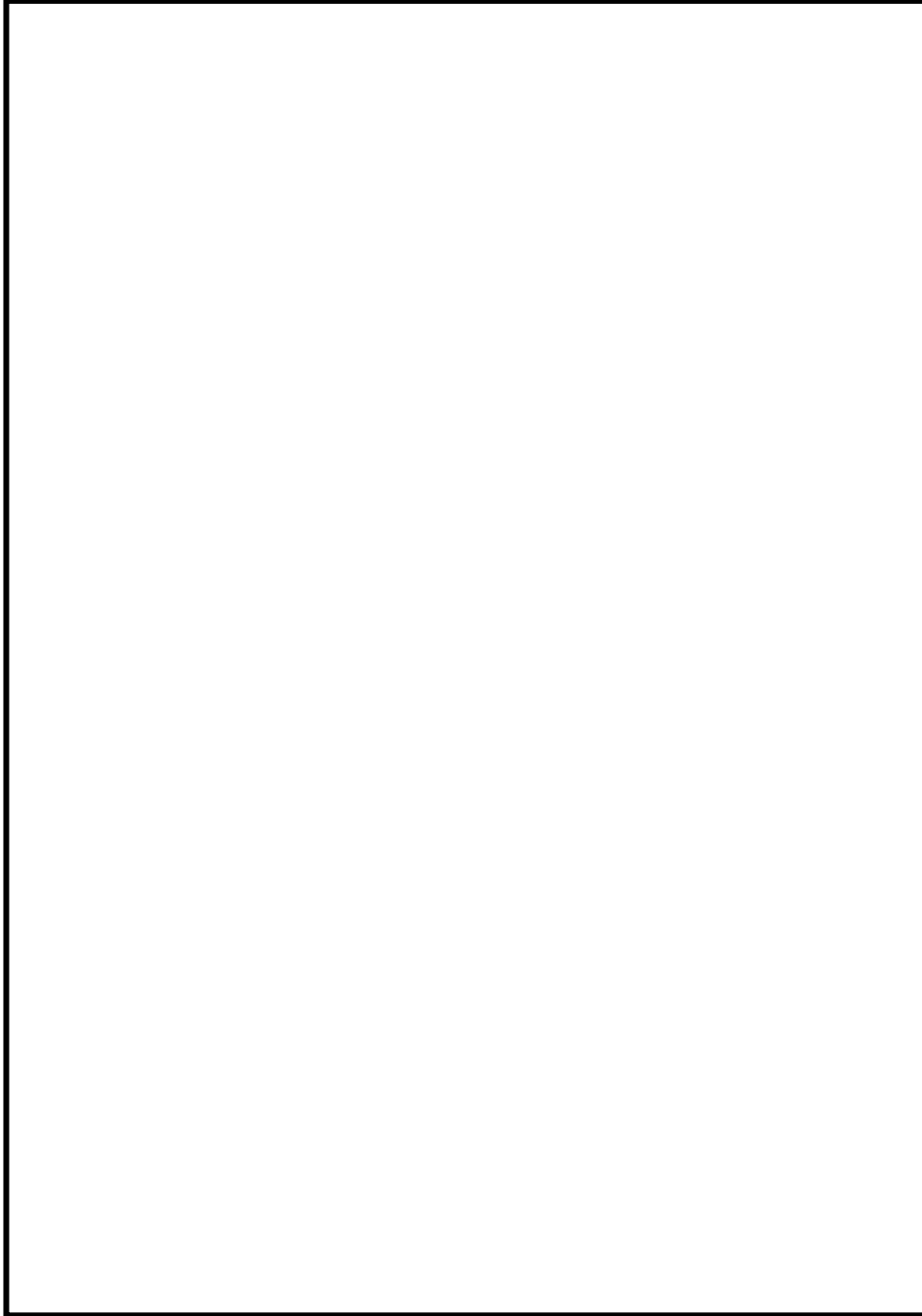


図 4 線量率の概略分布 (5~7 号炉周辺)

3. まとめ

上記1. 及び2. に示すとおり、高線量場の発生を含め、柏崎刈羽 1～5 号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽 6,7 号炉の重大事故時対応への対応は可能である。

【補足】使用済燃料プール内の燃料が露出した場合の線量評価

1. 評価条件

(1) 使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックに燃料が全て満たされた状態を仮定し、その時の燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに燃料が満たされた状態

○線量材質：下表の材質とする。

評価項目	線源	材質	密度(g/cm ³)
スカイシャイン線	燃料	UO ₂	1.56
	燃料上部構造物	SUS インコネル ジルカロイ	0.527
	制御棒	水	0.958
直接線	燃料・燃料上部構造物・制御棒	水	0.958

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群 (ORIGEN 群構造) とする*。

*ORIGEN 群構造での分類。ガンマ線のエネルギー毎に異なる遮へい能力を正しく評価するため、18 のエネルギースペクトルの群に各核種を分類し、群毎の放射線量や線源強度を算出するもの

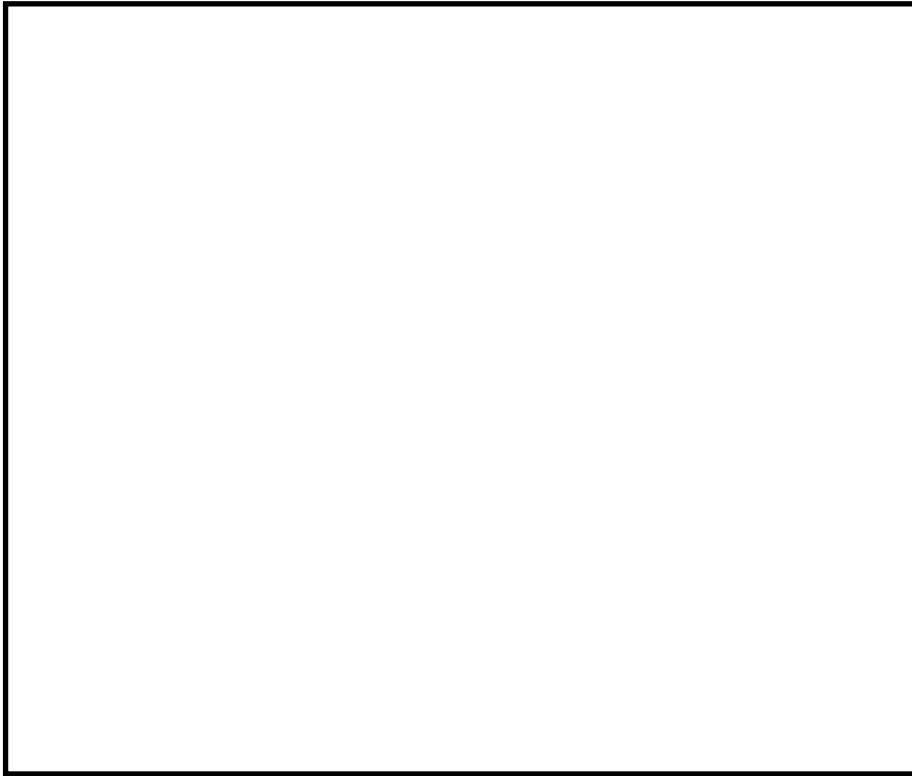
○線源強度は、以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。

- ・燃料照射期間：1,915 日(燃焼度 50GWd/t 相当の値)
- ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型 (低 Gd)
- ・濃縮度： (wt.%)
- ・U 重量：燃料一体あたり (kg)
- ・停止後の期間：1,000 日

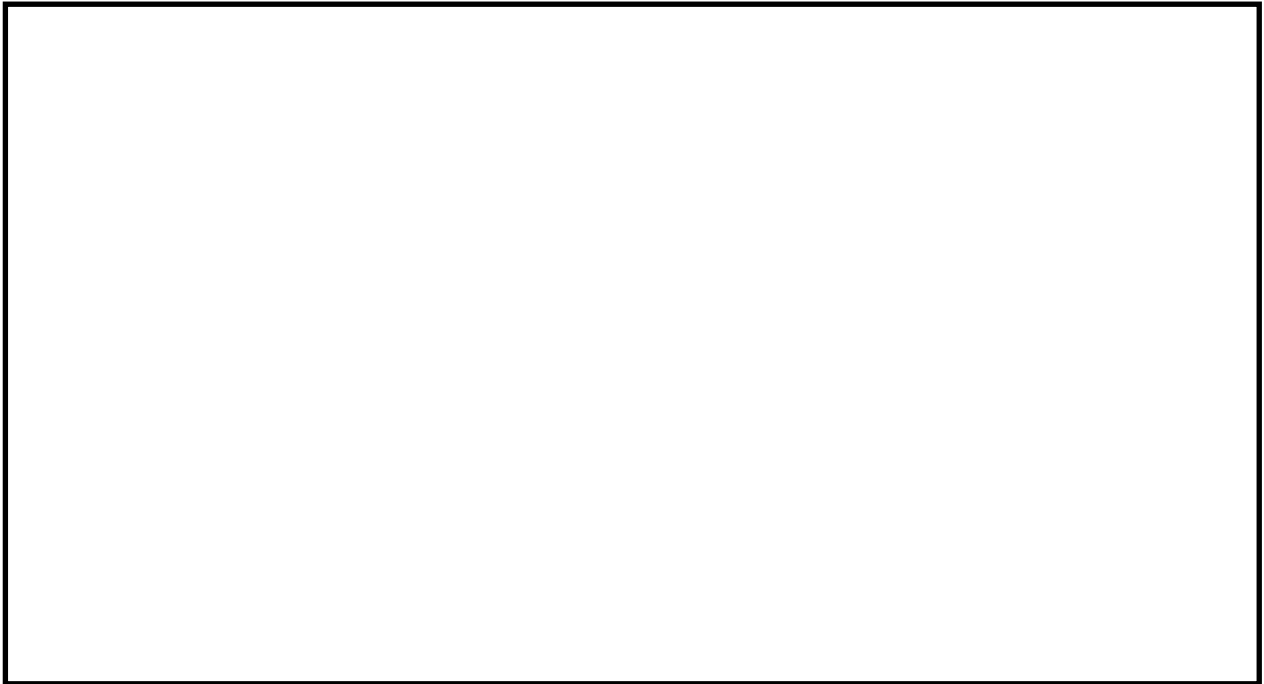
○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを補足図 1 及び補足図 2 に示す。また、計算により求めた線源強度を補足表 1 及び補足表 2 に示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



補足図 1 使用済燃料の線量率計算モデルと遮へい条件（平面図）



補足図 2 使用済燃料の線量率計算モデルと遮へい条件（断面図）

補足表 1 使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	1.19×10^{10}
2	2.50×10^{-2}	2.76×10^9
3	3.75×10^{-2}	2.86×10^9
4	5.75×10^{-2}	2.42×10^9
5	8.50×10^{-2}	1.68×10^9
6	1.25×10^{-1}	1.80×10^9
7	2.25×10^{-1}	1.43×10^9
8	3.75×10^{-1}	8.22×10^8
9	5.75×10^{-1}	1.71×10^{10}
10	8.50×10^{-1}	6.17×10^9
11	1.25×10^0	9.43×10^8
12	1.75×10^0	4.19×10^7
13	2.25×10^0	3.69×10^7
14	2.75×10^0	1.03×10^6
15	3.50×10^0	1.32×10^5
16	5.00×10^0	1.05×10^2
17	7.00×10^0	1.21×10^1
18	9.50×10^0	1.39×10^0
合計		5.00×10^{10}

補足表 2 燃料上部構造物の線源強度

線源強度 (photons \cdot s ⁻¹)	5.6×10^{16}
--	----------------------

(2) 使用済制御棒の計算条件

使用済燃料プール内の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済制御棒貯蔵ハンガの全てに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料：水(密度 0.958g/cm^3)

65°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線はエネルギー 18 群(ORIGEN 群構造)とする*。

*ORIGEN 群構造での分類。ガンマ線のエネルギー毎に異なる遮へい能力を正しく評価するため、18 のエネルギースペクトルの群に各核種を分類し、群毎の放射線量や線源強度を算出するもの

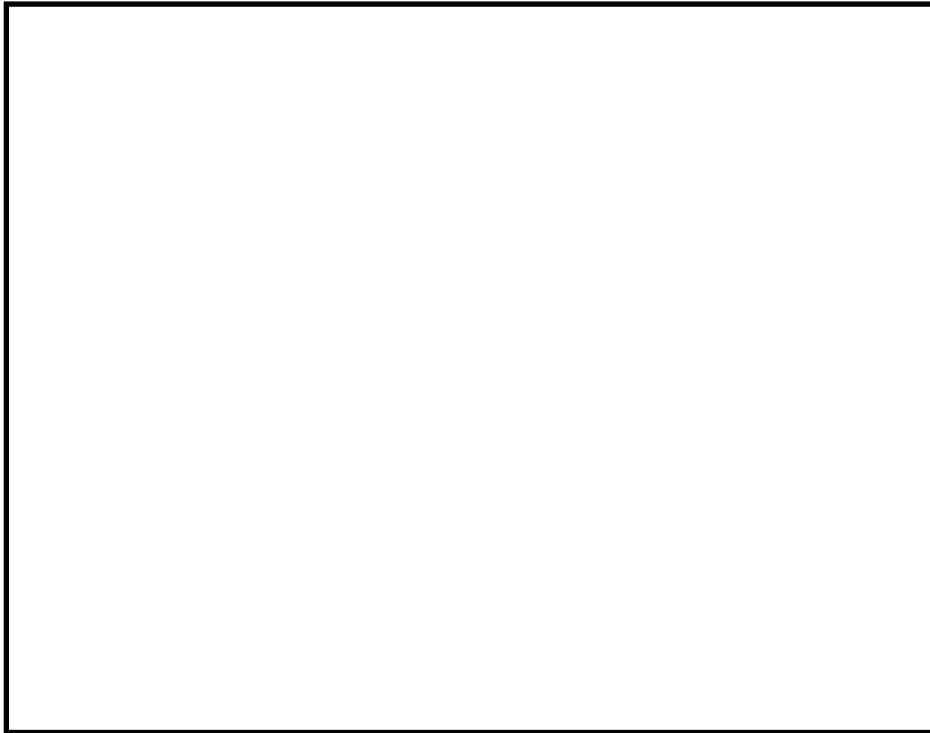
○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割しモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時(照射期間 426 日)にのみ、使用済制御棒上部と下部は挿入時と引き抜き時(照射期間 1,278 日)の間、炉心下部の出力ピーキングに応じた中性子が照射されるものとする。

制御棒のタイプは Hf タイプ、冷却期間は 1,000 日、全貯蔵本数は 204 本とした。

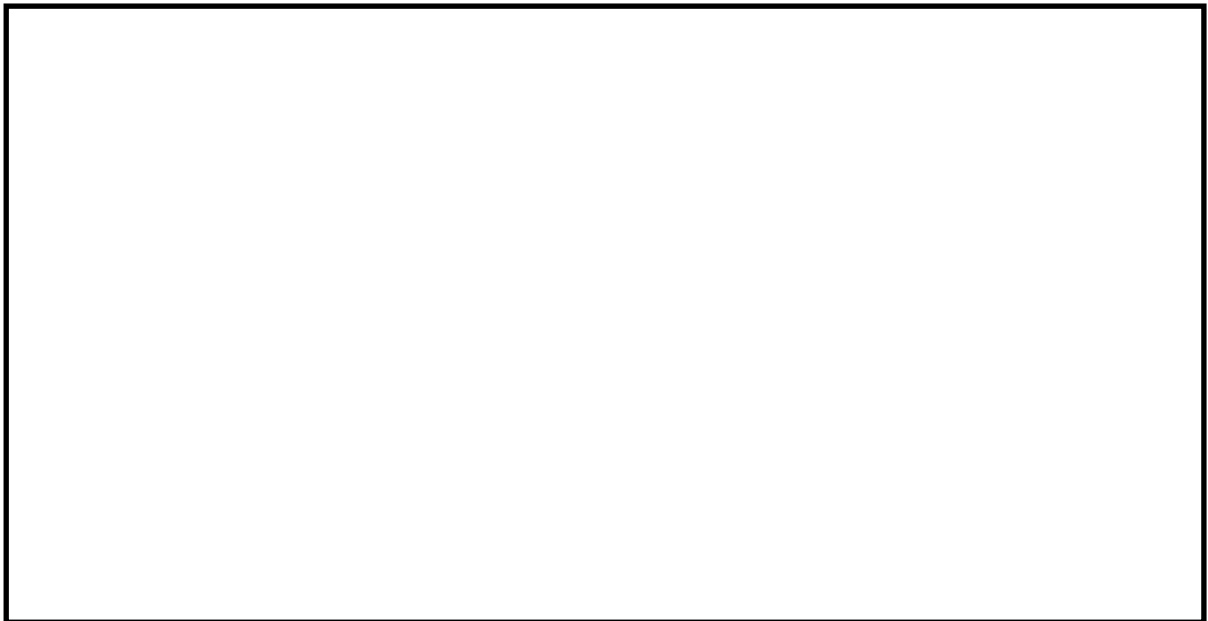
○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを補足図 3 及び補足図 4 に示す。また、計算により求めた線源強度を補足表 3 に示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



補足図 3 使用済制御棒の線量率計算モデル (平面図)



補足図 4 使用済制御棒の線量率計算モデル (断面図)

補足表 3 使用済制御棒の線源強度

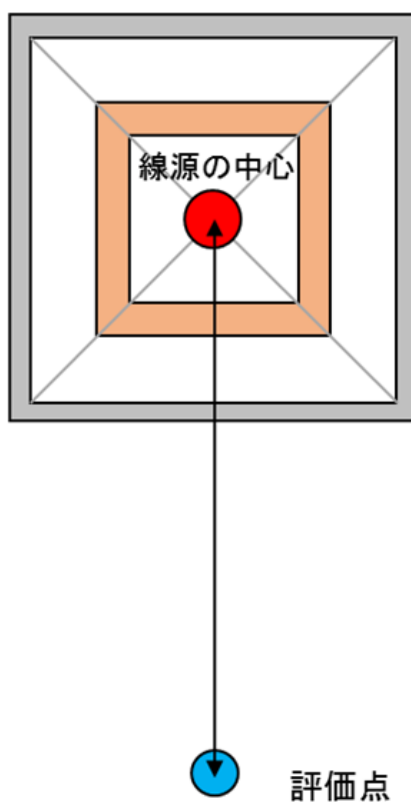
群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	6.23×10^7	2.90×10^7	1.41×10^8
2	2.50×10^{-2}	6.87×10^6	2.49×10^6	1.52×10^7
3	3.75×10^{-2}	3.90×10^6	1.61×10^6	8.65×10^6
4	5.75×10^{-2}	4.39×10^6	2.33×10^7	9.73×10^6
5	8.50×10^{-2}	1.73×10^6	2.65×10^6	3.83×10^6
6	1.25×10^{-1}	6.63×10^5	4.64×10^6	1.47×10^6
7	2.25×10^{-1}	2.19×10^5	6.41×10^6	4.85×10^5
8	3.75×10^{-1}	6.15×10^4	3.88×10^4	1.36×10^5
9	5.75×10^{-1}	5.01×10^4	5.86×10^4	1.11×10^5
10	8.50×10^{-1}	1.56×10^8	6.87×10^7	3.66×10^8
11	1.25×10^0	1.49×10^9	4.84×10^8	3.30×10^9
12	1.75×10^0	8.49×10^2	4.02×10^2	1.87×10^3
13	2.25×10^0	7.88×10^3	2.50×10^3	1.75×10^4
14	2.75×10^0	2.44×10^1	9.04×10^0	5.41×10^1
15	3.50×10^0	8.25×10^{-12}	1.86×10^{-1}	1.90×10^{-11}
16	5.00×10^0	0.00×10^0	1.23×10^{-5}	0.00×10^0
17	7.00×10^0	0.00×10^0	1.42×10^{-6}	0.00×10^0
18	9.50×10^0	0.00×10^0	1.63×10^{-7}	0.00×10^0
合計		1.72×10^9	6.23×10^8	3.84×10^9

※遮へい計算で設定した使用済制御棒を線源とした計算モデルでは、気中に露出した使用済制御棒は遮へい性能の低い水としている。また、使用済制御棒と使用済制御棒の間にも線源があるものとしていることや使用済制御棒自体に十分な自己遮へいがあることなどから保守的なモデルとなっている。

(3) 線量率の計算

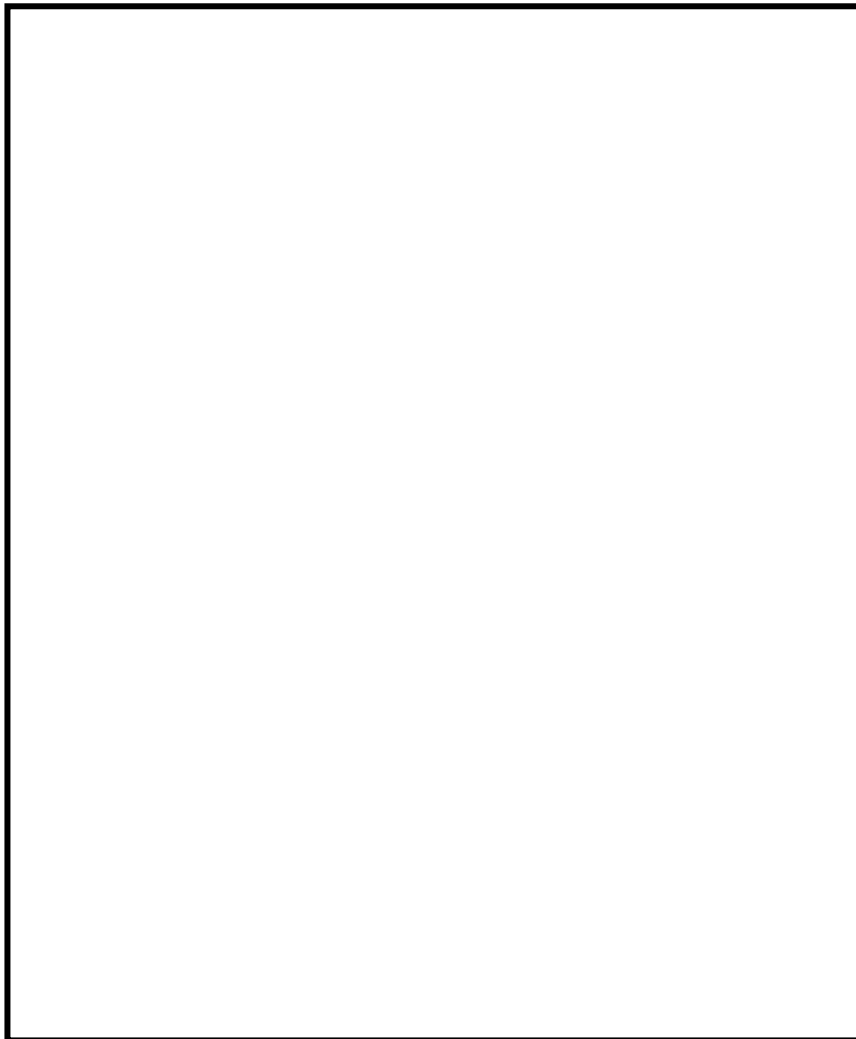
直接線は、添付資料 4.1.2 『水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率』の算出について」における「3.線量率の評価」に示す方法で計算している。また、スカイシャイン線の計算に当たっては、実績のある G33-IE コードを使用した。

直接線及びスカイシャイン線の計算モデル及び遮へい条件を前述の補足図 1～補足図 4、及び以下の補足図 5～補足図 9 に示す。



補足図 5 線量率計算モデル (平面図)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



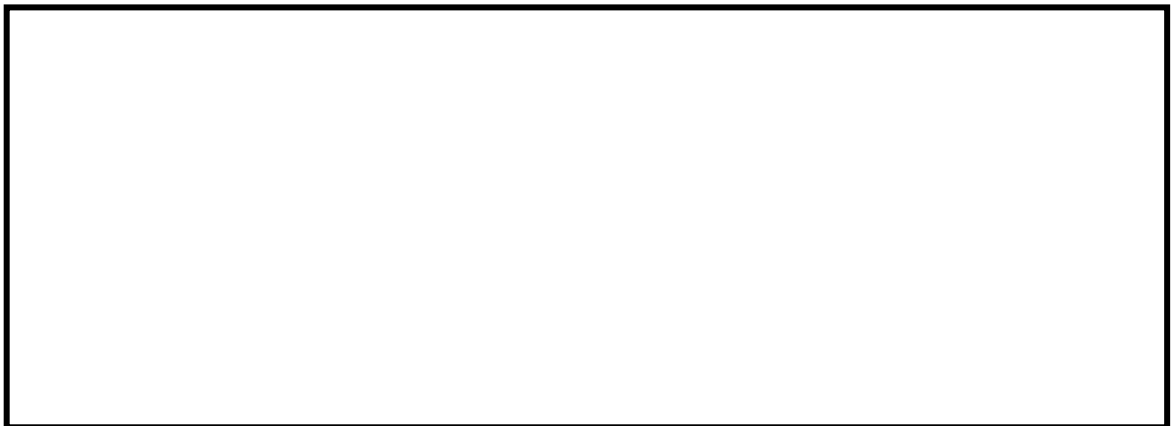
補足図 6 線量率計算モデルと緊急時対策所の遮へい条件（平面図）



補足図 7 線量率計算モデルと緊急時対策所の遮へい条件（断面図）



補足図8 線量率計算モデルと3号炉原子炉建屋内緊急時対策所の遮へい条件(平面図)



補足図9 線量率計算モデル(断面)

2. 線量率の評価結果

使用済燃料プール内の燃料が露出した場合の屋外における線量率を補足表 4 に示す。また、使用済燃料プール内の燃料の露出が 3 号炉で発生することを想定した場合の緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所における線量率を補足表 5 に示す。

補足表 4 線量率評価結果 (屋外)

	線源からの 距離(m)	直接線 (mSv/h)	スカイシャイン線 (mSv/h)	合計 (mSv/h)
1	50	3.1×10^{-6}	11	11
2	80	1.0×10^{-6}	15	15
3	200	9.2×10^{-8}	5	5
4	500	3.9×10^{-9}	0.22	0.22
5	1,000*	1.2×10^{-10}	1.5×10^{-3}	1.5×10^{-3}

※：使用済制御棒の線源強度を添付資料 4.1.2 と同じにした場合の評価結果

補足表 5 線量率評価結果* (緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所)

評価点	直接線 (mSv/h)	スカイシャイン線 (mSv/h)	合計 (mSv/h)
緊急時対策所	4.1×10^{-9}	9.9×10^{-3}	9.9×10^{-3}
3 号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	5.4×10^{-8}	2.4×10^{-3}	2.4×10^{-3}

※：使用済制御棒の線源強度を添付資料 4.1.2 と同じにした場合の評価結果

【参考】使用済燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について

使用済燃料プールの保有水が全喪失した場合であっても、崩壊熱量が小さいときには、露出した使用済燃料が、空気の自然対流により冷却される場合が考えられる。

これらの検討は、建屋が損壊している福島第一原子力発電所4号炉の燃料プールの状態（大気開放）を想定した評価^{※1,2}やオペレーティングフロアを考慮した評価^{※3}が実施されている。

ここでは、より自然対流の空気冷却が厳しくなるオペレーティングフロアについても考慮した評価について示す。

オペレーティングフロアを考慮した評価

電力中央研究所による使用済燃料プールの事故時の過渡解析[※]によると、使用済燃料プールにおいて瞬時のLOCAが発生しても、使用済燃料プール内の全崩壊熱が約1MW以下の場合、気相の自然循環冷却と使用済燃料プール壁への輻射伝熱により被覆管の健全性は維持されるとしている（参考図1、参考図2）。

なお、本解析モデルでは、ヒートシンクとして設定している使用済燃料プールの天井部分は、使用済燃料プール床面積と同じ断面積で模擬しており、実際のオペレーティングフロアに比べて非常に小さく、建屋からの放熱の観点からは保守的な設定となっている。また、空調設備には期待していない。使用済燃料ラックについては高密度型燃料ラックをモデル化しており、燃料間ピッチは1～5号炉のラックと比較し、同等若しくは保守的となっている。

現在の1～5号炉における使用済燃料プール内の燃料集合体の全崩壊熱は、参考表1に示すとおり、各号炉とも1MW未満と低く、評価での想定より建屋の壁面の除熱を多く考慮できることから、使用済燃料は空気の自然対流による冷却でも健全性が維持されるものと考えられる。

※1：Analysis of Fuel Heat-up in a Spent Fuel Pool during a LOCA 平成24年7月24日，JNES

「使用済燃料プール瞬時LOCA時の燃料被覆管温度の解析」

東京電力（株）福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップ

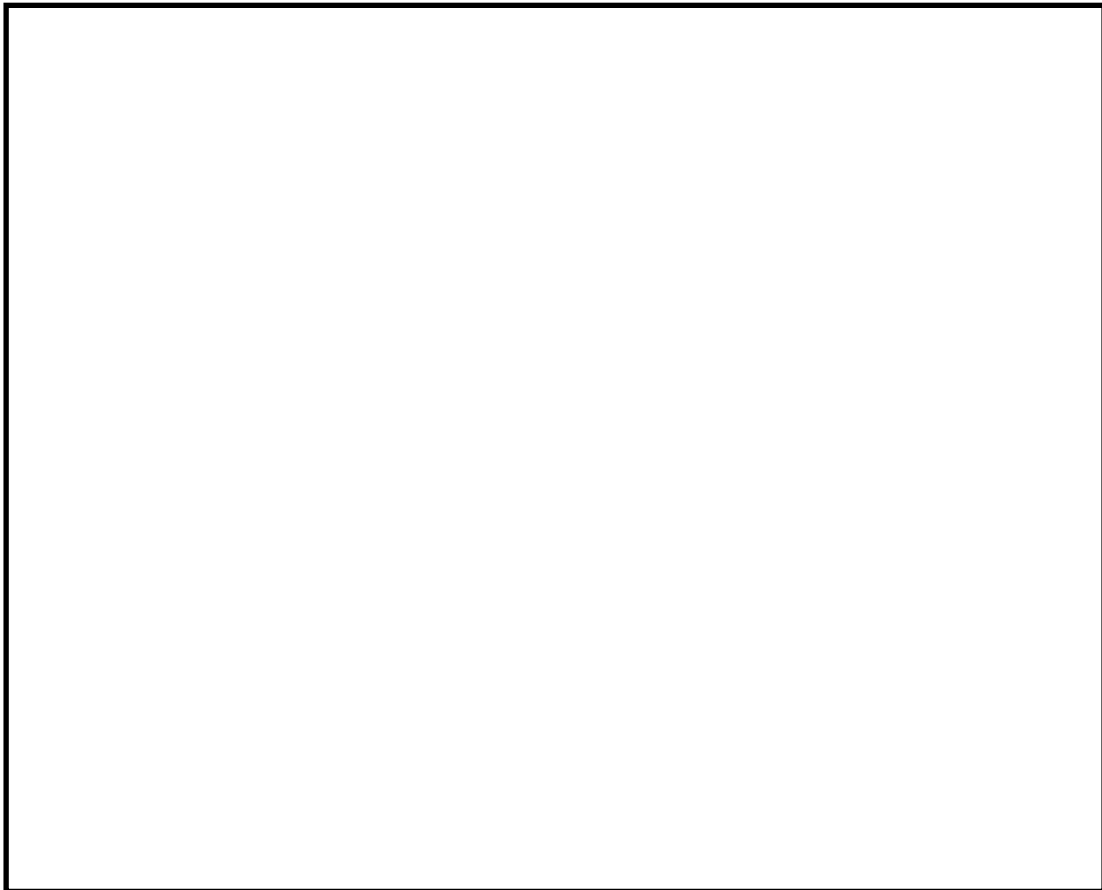
※2：Detailed analysis of the accident progression of Units 1 to 3 by using MAAP code 平成24年7月23日，東京電力株式会社

「1F-4の使用済燃料プール瞬時LOCA時(LOCA)及び冷却機能喪失時の蒸発による水位低下(Non-LOCA)発生によるPCT(MAAP)」

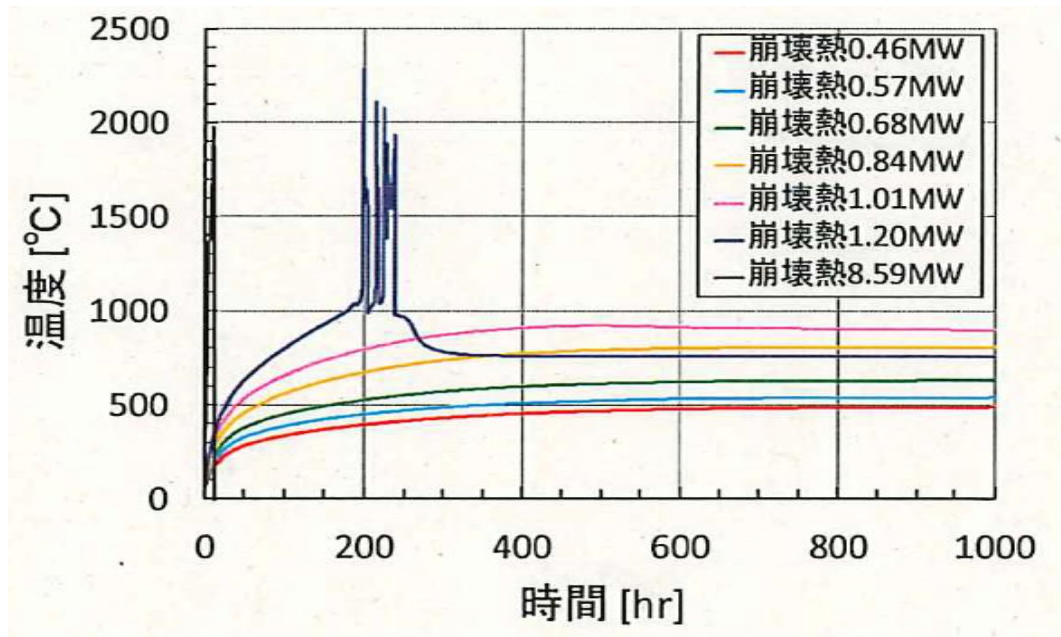
※3：使用済燃料プールの事故時冷却特性評価—MAAPコードを用いた冷却機能及び冷却材喪失事故解析—（研究報告：L12007）平成25年5月，電力中央研究所

参考表 1 使用済燃料の崩壊熱の比較

項目	解析 ケース	1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	備考
全崩壊熱 (MW)	1.01	約 0.5	約 0.5	約 0.5	約 0.4	約 0.5	1～5号炉： 平成27年1 月時点
集合体 1体当 り(kW)	0.84	約 0.5	約 0.3	約 0.6	約 0.3	約 0.5	1～5号炉： 平成27年1 月時点



参考図 1 解析モデル



参考図 2 崩壊熱を変化させた時の燃料チャンネル最高温度の比較（プール水瞬時全量喪失を仮定）

31. 事象発生時の状況判断について

有効性評価においては、事故事象発生後「10 分間」は状況判断としており、原則事故対応操作は「10 分後」から開始するものとしている。

各事故事象では、機能喪失する設備が多数に及ぶ場合がある。

そのため、「10 分間」での機能喪失判断が必要な有効性評価における事故シナリオ（※）について抽出を行い、それが実際の操作において、「10 分間」で機能喪失判断が可能であること及び、「10 分後」から事故対応操作が開始可能であることを確認する。

以下に、抽出された有効性評価の事故シナリオにおける状況判断「10 分間」の実際の操作について整理し、余裕時間を持って対応可能であることを示す。

なお、機能喪失に至る故障を「電気故障等」としているが、残留熱除去系(RHR)のような低圧注水系については、注入弁の「電動弁故障」についても考慮する必要がある。RHR の注入弁は、原子炉圧力が「約 3MPa」以下で開くことができる。注入弁の全開動作は「10 秒以内」という設計であるため、操作後の故障認知に時間を要することは無い。ただし、本有効性評価では、原子炉への注入配管として RHR 注入配管および注入弁を使用しているため、不具合の想定からは除外することとする。

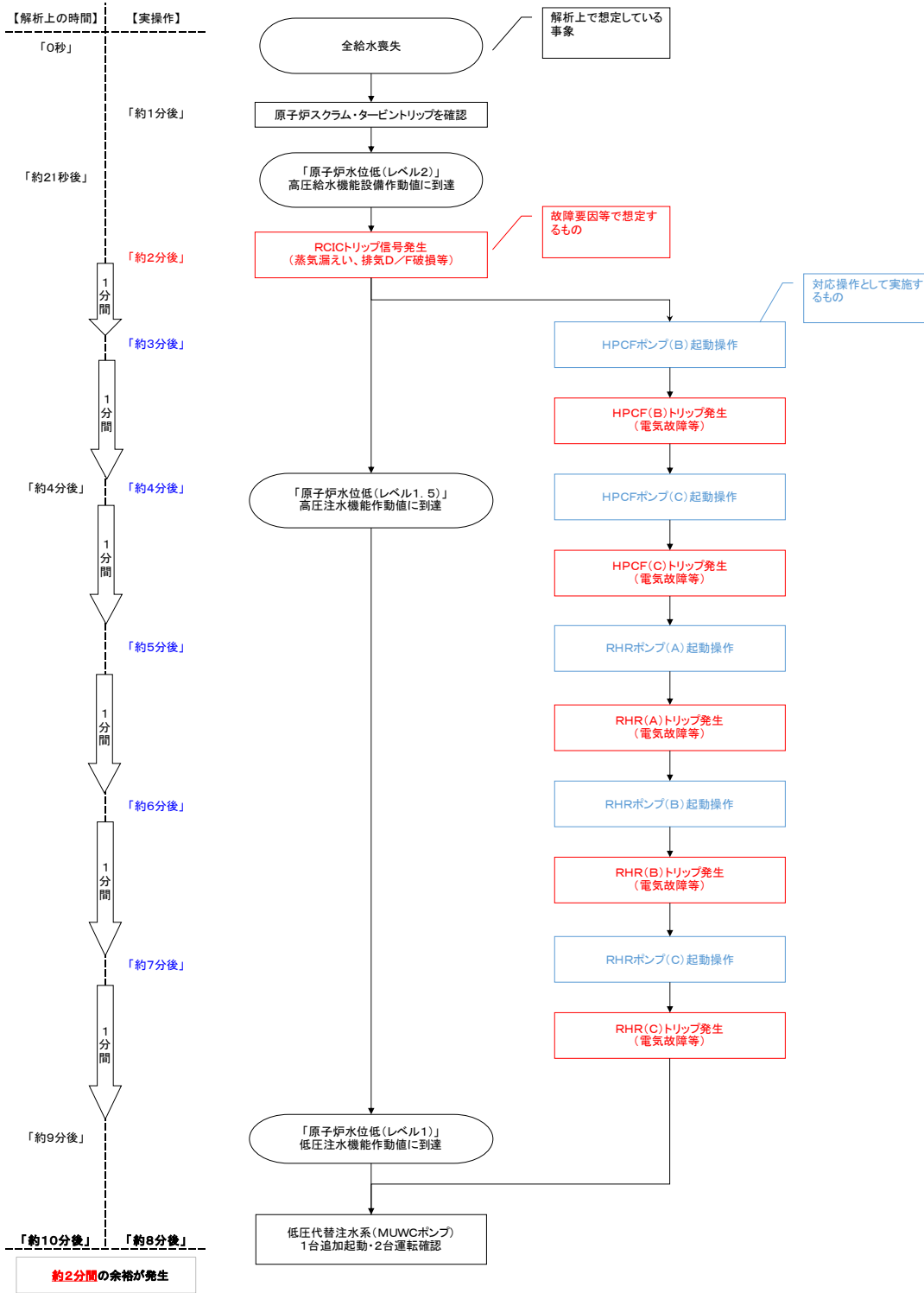
※ 機能喪失判断が、その後の事故対応操作に直接影響しない以下の事故シナリオは対象外とした。

<対象外とした事故シナリオ>

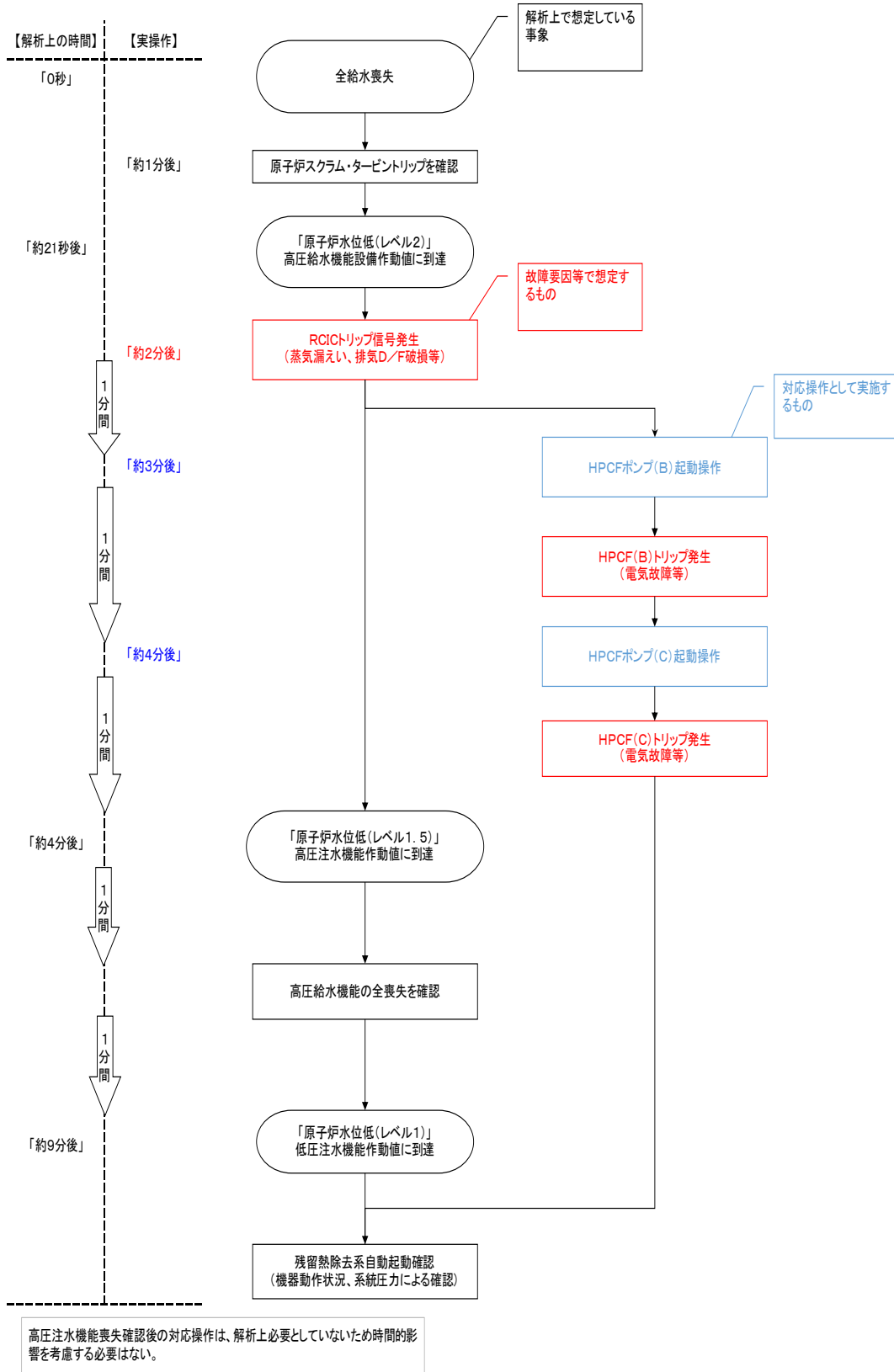
- ・原子炉停止機能喪失 (TC)
- ・格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)
- ・高圧溶融物放出／格納容器雰囲気加熱 (HPME/DCH)
- ・溶融燃料－冷却材相互作用 (FCI)
- ・溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)
- ・想定事故 1
- ・想定事故 2
- ・(停止時) 崩壊熱除去機能喪失
- ・(停止時) 原子炉冷却材の流出

以上

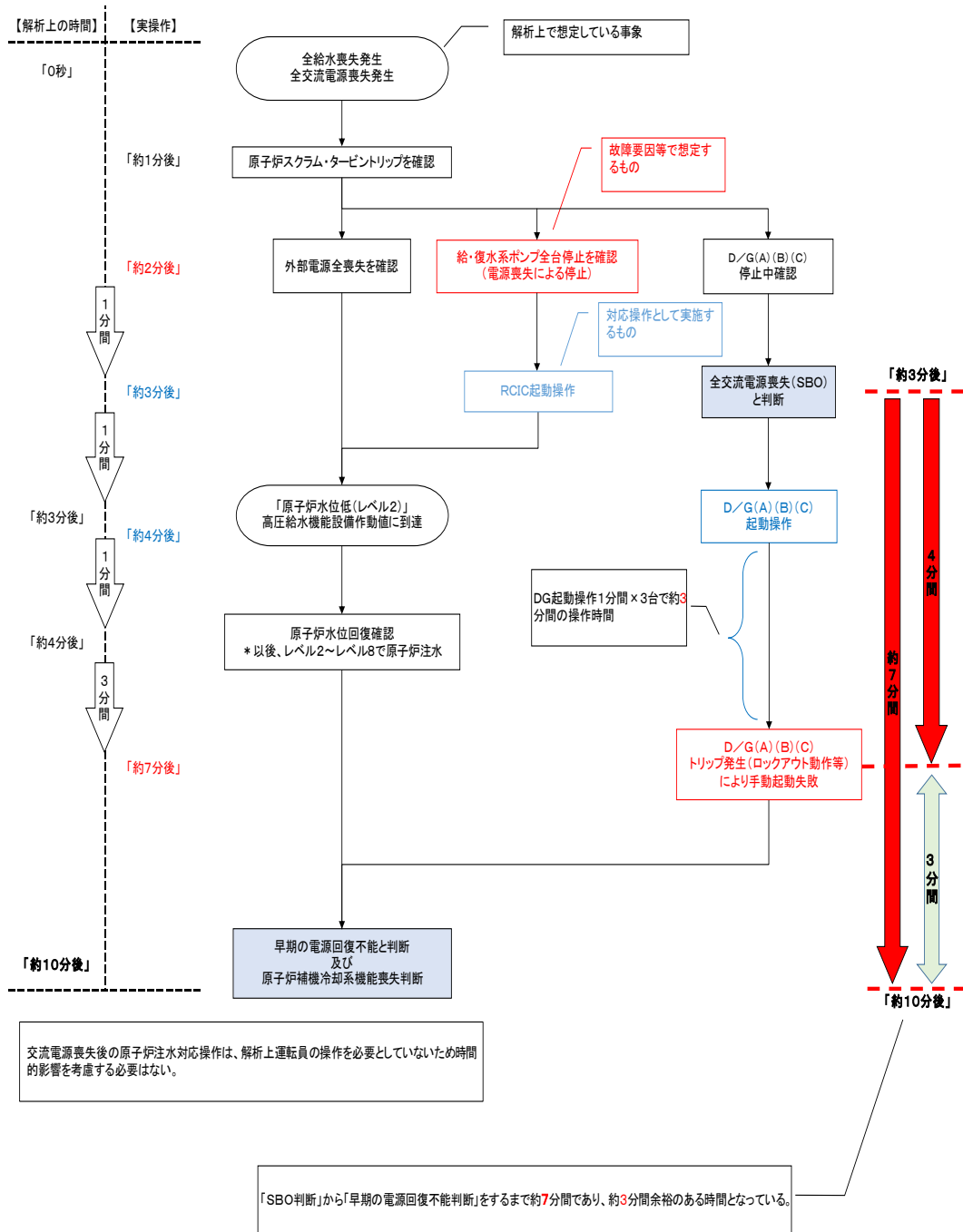
高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)



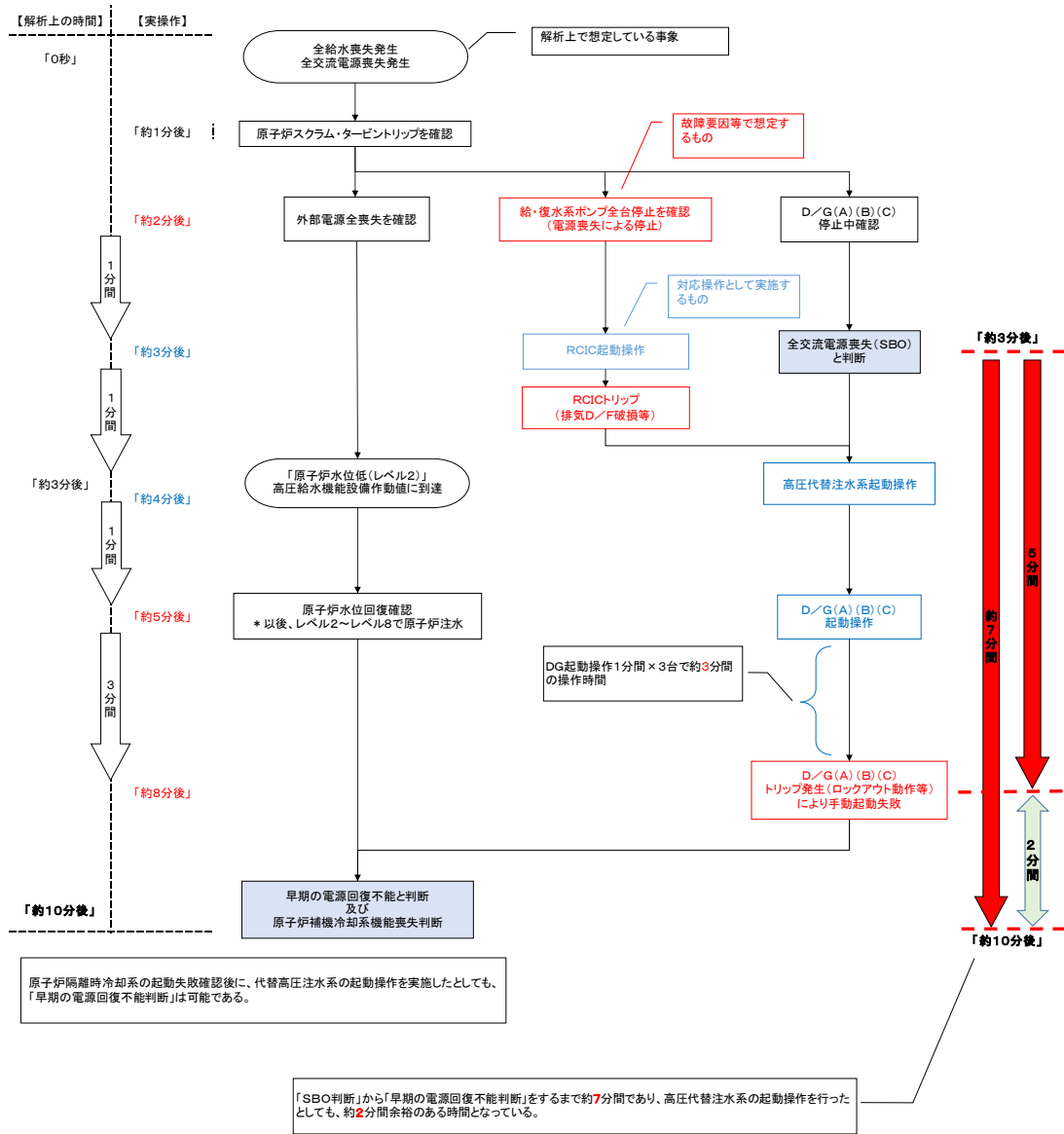
高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)



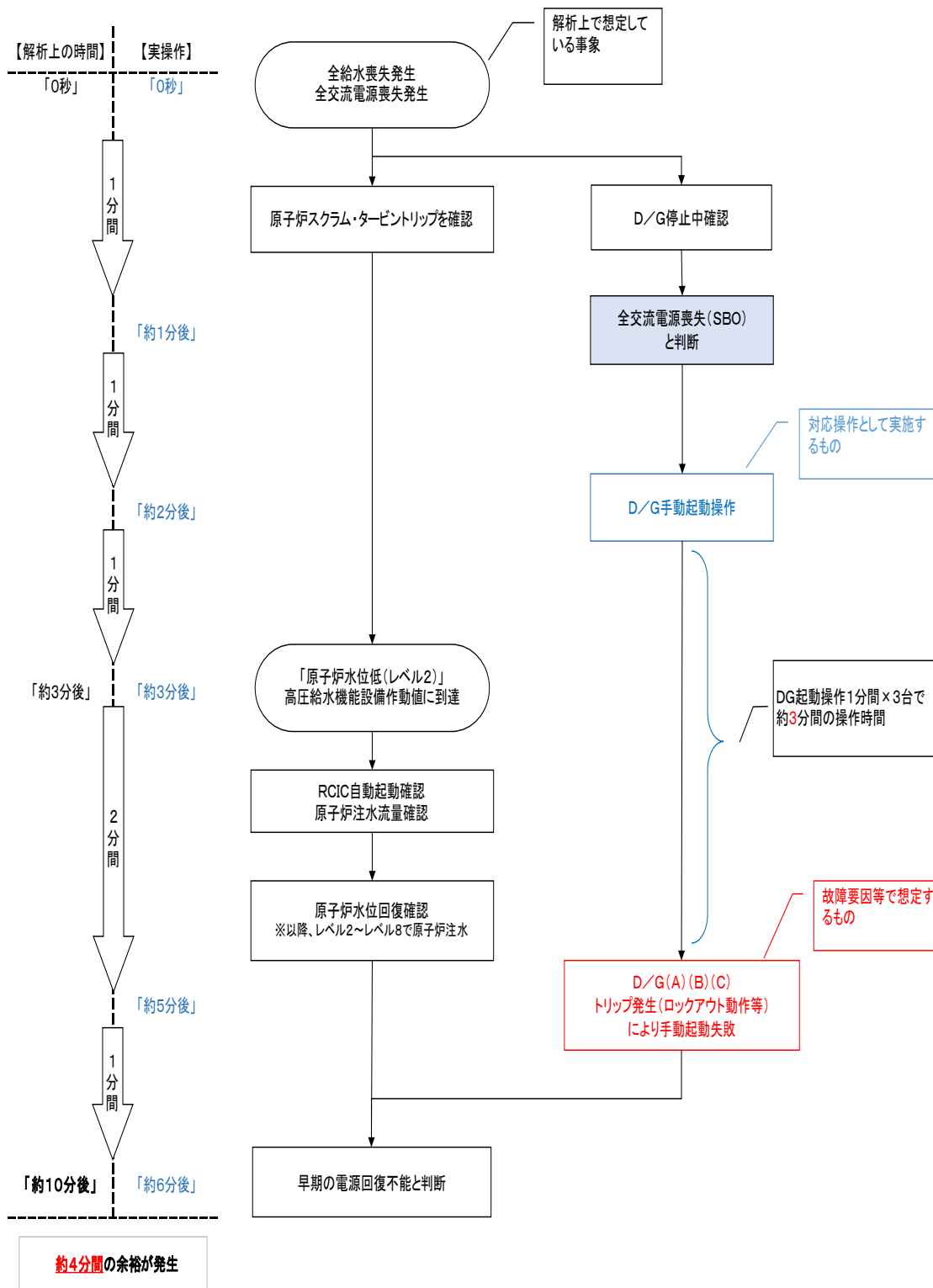
全交流動力電源喪失(TB)



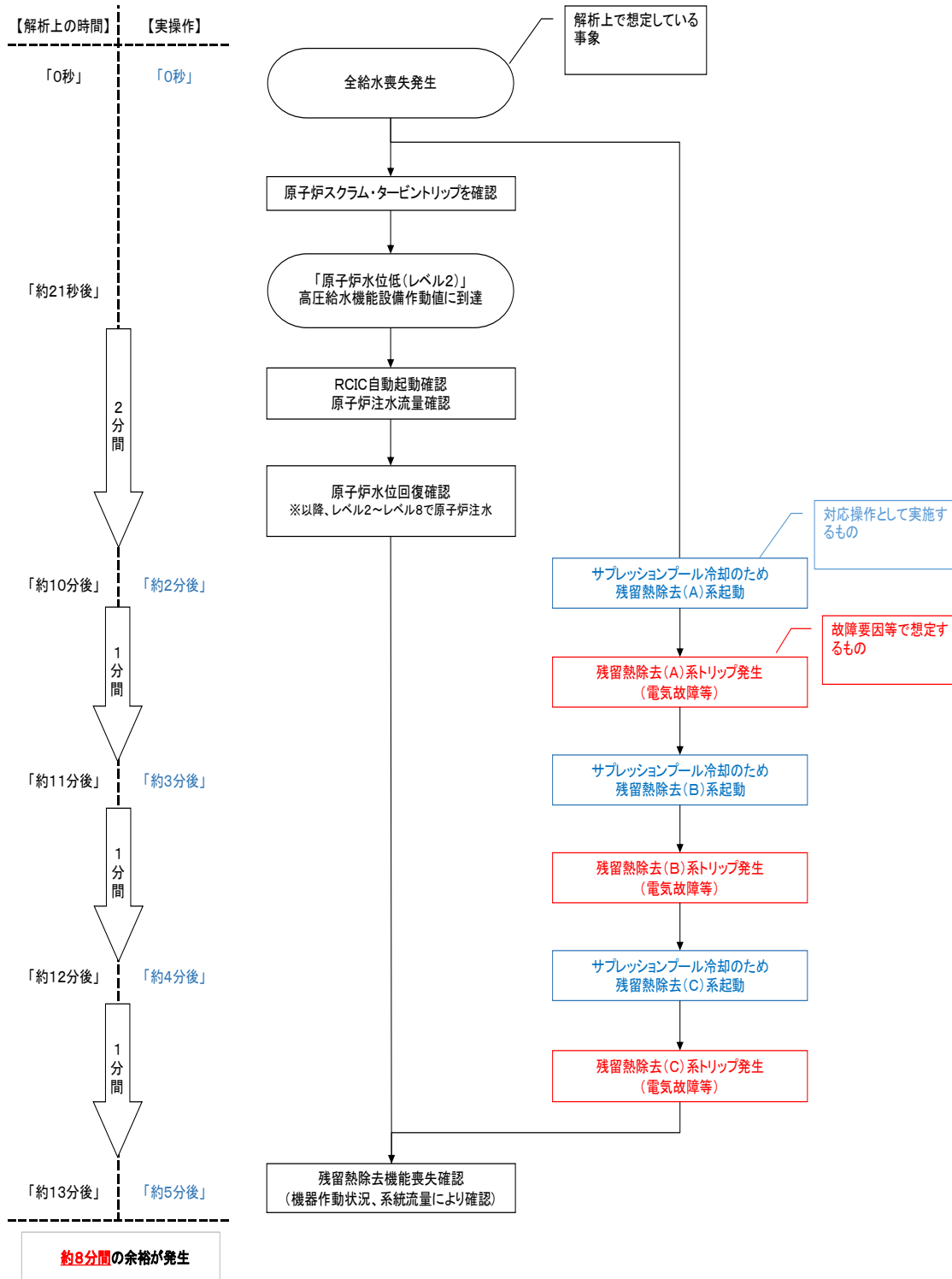
全交流動力電源喪失・原子炉隔離時冷却系機能喪失(TBU)



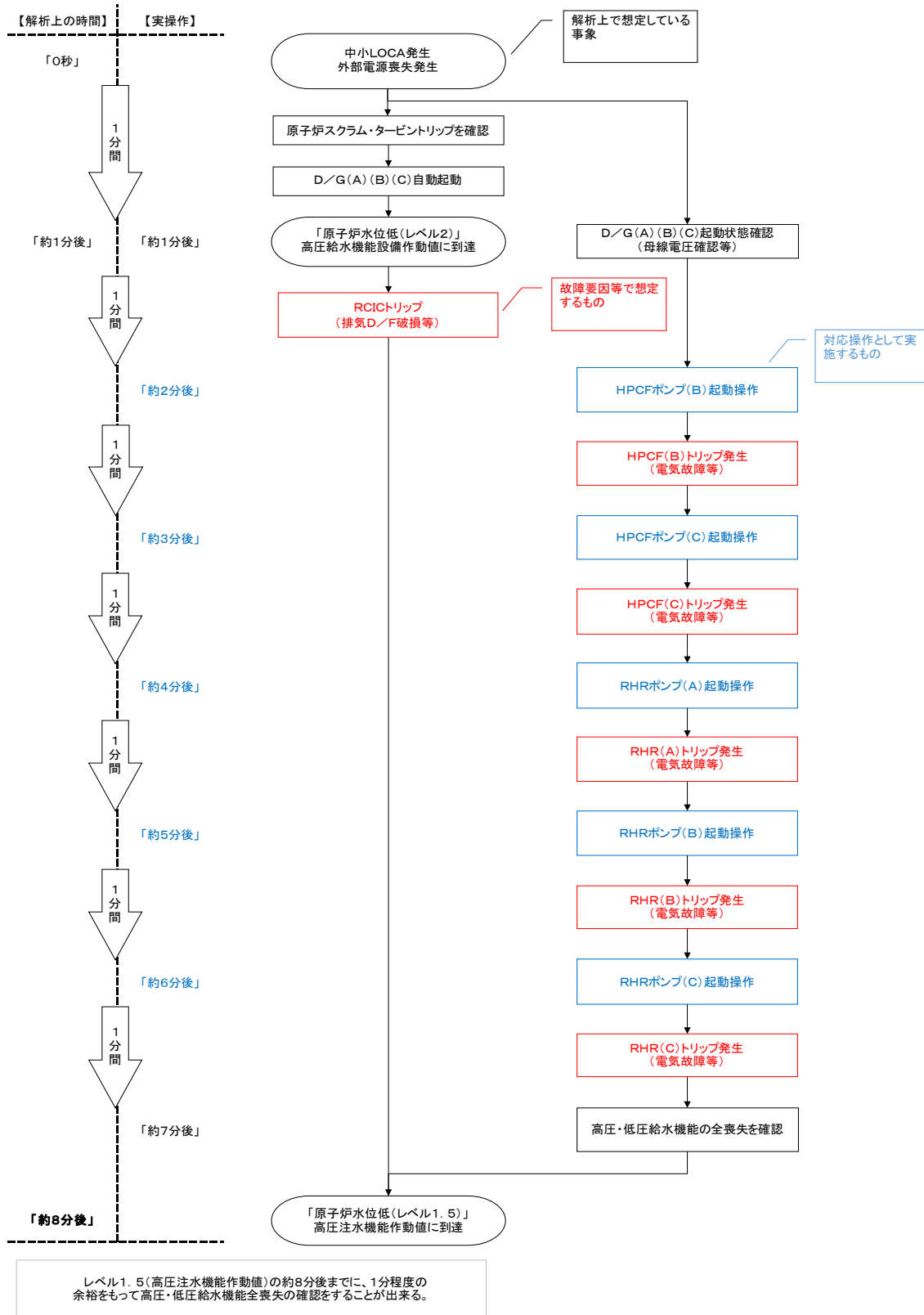
崩壊熱除去機能喪失(取水機能喪失) (TW)



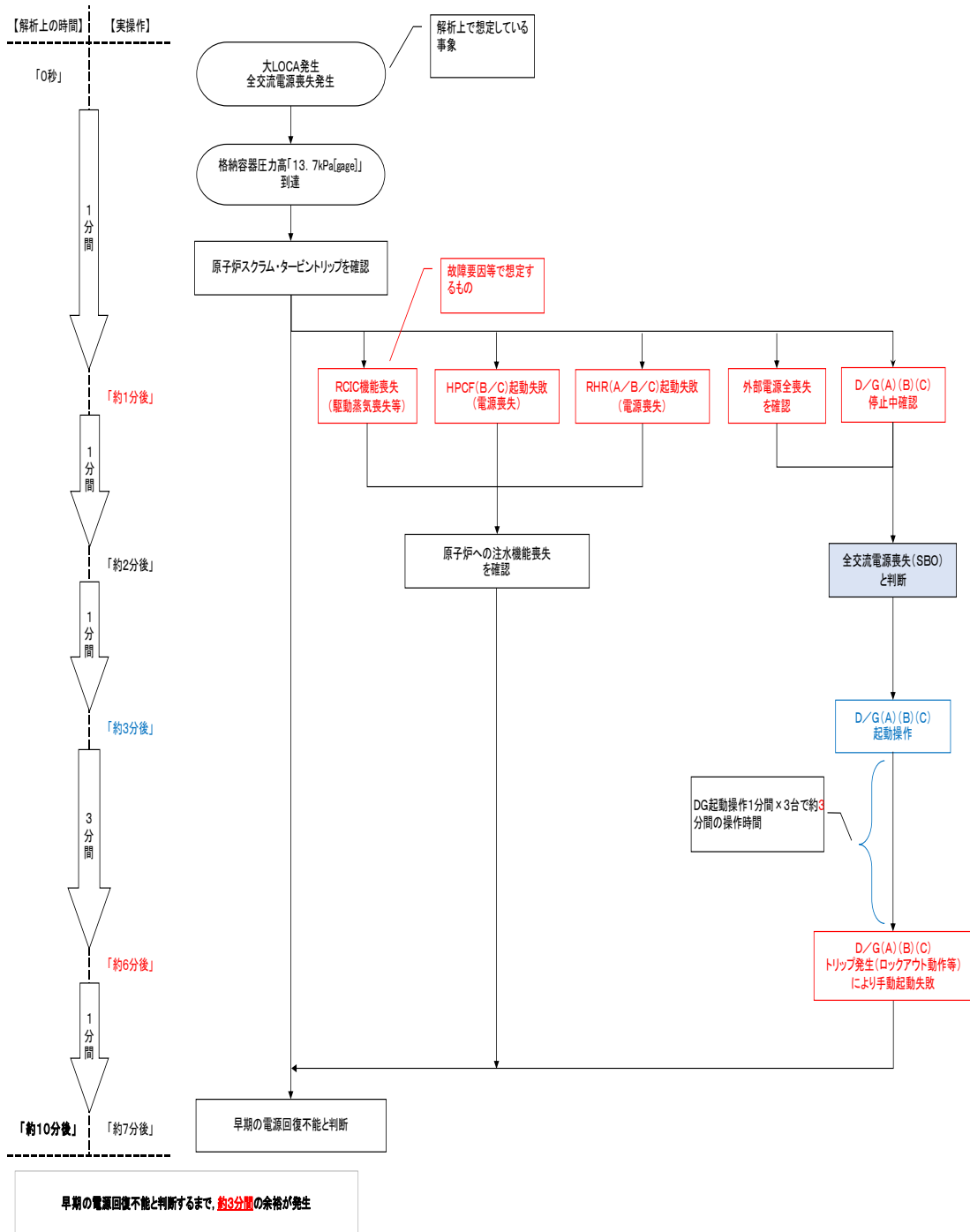
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系機能喪失)(TW)



LOCA時注水機能喪失(中小LOCA)



格納容器過圧・過温破損防止(大LOCA)



32. 安定状態の考え方について

1. 基本的な考え方

- (1) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定停止状態（高温停止状態又は低温停止状態）に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

－安定状態に対する考え方

1) 安定状態

○原子炉

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

○格納容器※¹

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

2) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

※1：審査ガイドの要求事項として、格納容器側に対する安定状態に対する要求はない。

しかしながら、炉心冷却を安定的に維持するためには格納容器側の挙動の静定は必要要件となることから、格納容器側の安定状態についても定義した。

(2) 重大事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

一 安定状態に対する考え方

1) 安定状態

○原子炉

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

○格納容器

損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする^{*1}、^{*2}。

※1：安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおりであり、重大事故を評価するにあたって安全機能の喪失を仮定した設備の復旧等の措置が必要となる。

- ① 格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（ページ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保^{*3}

※2：高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価上の扱いについて

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用は，炉心損傷後，損傷炉心の冷却が十分でなく，原子炉圧力容器破損が生じることで発生する可能性がある物理化学現象である。したがって，損傷炉心の冷却により原子炉圧力容器破損に至らないことが示されれば，これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成されることから，第一義的にはこれら物理化学現象による格納容器破損防止対策は損傷炉心の冷

却になると考える。

一方、これら物理化学現象への対策の有効性については、審査ガイドにおいて、これら物理化学現象の発生を前提とした評価を求めていることから、これら物理化学現象の観点から厳しい結果となるように、格納容器過圧・過温の観点で格納容器破損防止対策となる損傷炉心の冷却手段に期待せずに評価を行っている（図 1.1 参照）。したがって、着目する物理化学現象の進展が防止又は停止した後の、格納容器パラメータの推移は、着目する物理化学現象を厳しくするための評価条件に依存してしまうことになるため、格納容器過圧・過温の観点が目される期間の推移を評価することは適切ではない。

よって、格納容器過圧・過温は、あくまで雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスでの代表事象で評価することとし、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、着目する物理化学現象の進展の防止又は停止を評価し、静的負荷による過圧・過温は評価しない。

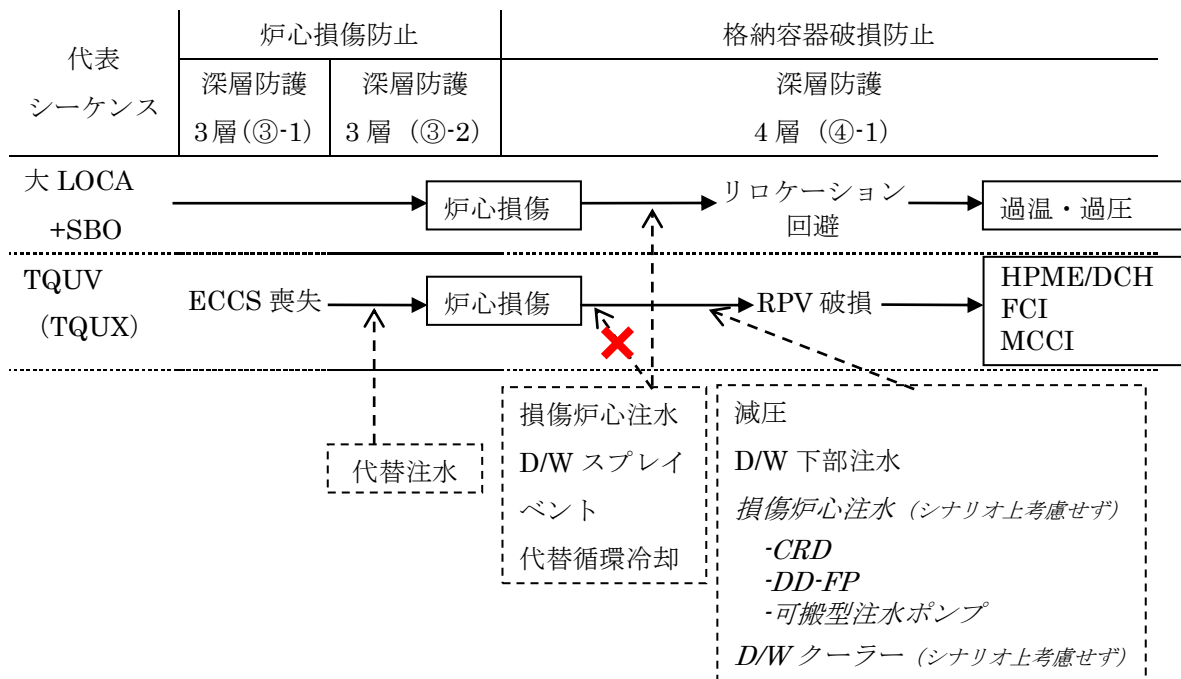


図 1.1 代表シーケンスの事象進展と対策

※3：長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）での、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故発生時における格納容器の耐震性評価として対象となる事故シーケンスは、格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンス（格納容器過圧・過温破損シナリオ）が対象となる。

格納容器の耐震評価に際しては、

- ① 事故後の運転状態V(L)のうち初期（例：3日後）における適切な地震力との組合せ評価
- ② 事故後の運転状態V(L)のうち長期（例：60日後）における適切な地震力との組合せ評価

を行うこととなる。②に対しては、保守的な想定として、格納容器圧力逃がし装置によるフィード・アンド・ブリード冷却が継続することを前提に評価するという方法もあるが、崩壊熱除去機能が喪失した福島第二でも、ベントすることなく3日程度で残留熱除去系が復旧したことを踏まえれば、例えば60日程度での格納容器除熱の復旧を考えることは合理的といえる。

よって、②においては、代替循環冷却の使用又は残留熱除去系の復旧に期待することを前提に評価を実施すべきであると考え。また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、※2で示した理由と同様に評価対象シナリオとはしない。

(3) 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、使用済燃料貯蔵槽の水位が回復し、水位及び温度が安定した状態に導かれる時点までを評価する。(少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。)

－安定状態に対する考え方

1) 安定状態

事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールの冷却により、ある時点で、水位及び温度が安定した状態であり、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系や燃料プール冷却材浄化系等を復旧させ、除熱を行うことができる場

合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

(4) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定状態に導かれる時点までを評価する。

－安定状態に対する考え方

1) 安定状態

事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた運転停止中における原子炉の冷却により、ある時点で、水位及び温度が安定した状態であり、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

2. 重要事故シーケンス毎の安定状態に至るまでの事象進展

表 2.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
2.1 高圧・低圧注水機能喪失 (過渡事象(給水流量の全喪失) + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗)	<p>低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 (過渡事象(給水流量の全喪失) + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗)	<p>低圧注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 12 時間後に残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
2.3.2 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、原子炉の減圧及び低圧代替注水系(常設)による注水継続により、引き続き炉心冠水が維持される。また、事象発生約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始し、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱をすることで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
2.3.3 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)	2.3.2 と同様(初期の原子炉注水は高圧代替注水系)
2.3.4 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失)	2.3.3 と同じ
2.3.5 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失+SRV 再開失敗) (24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合)	<p>低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） （過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合） （過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗）</p>	<p>高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>2.5 原子炉停止機能喪失 （過渡事象（主蒸気隔離弁誤閉止）＋原子炉停止失敗）</p>	<p>ほう酸水を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。その後は、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。また、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードによる残留熱除去系での除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。また、制御棒挿入機能の復旧を試み、制御棒を挿入することにより、ほう酸水による未臨界維持に代わる安定状態後の長期的な状態維持のための未臨界維持が可能になる。</p>
<p>2.6 LOCA 時注水機能喪失 （中小 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>2.7 格納容器バイパス （インターフェイスシステム LOCA）</p>	<p>事象発生約 15 分後に漏えいが停止し、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、残留熱除去系による除熱を開始することで、冷温停止状態に移行することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>

表 2.2 重大事故

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>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） （大 LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持される。その後は、代替循環冷却による除熱、又は格納容器圧力 0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行 ② 格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ） ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧 ④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保
<p>3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 （過渡事象（全給水喪失）+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗+DCH 発生）</p>	<p>逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約 0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>その後は、代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置等により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。</p>
<p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 （過渡事象（全給水喪失）+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+（下部 D/W 注水成功）+デブリ冷却失敗）</p>	<p>格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への総注水量を 180m³に制御することにより、圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]よりも低い値であり、また、水蒸気爆発の発生を想定した場合でも格納容器下部の内側鋼板に係る応力は約 10MPa（降伏応力：490MPa）であり、原子炉格納容器のバウンダリ機能は維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>その後は、代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置等により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。</p>
<p>3.4 水素燃焼 （全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗+格納容器破損回避（圧力容器破損なし）→可燃限界到達まで維持）</p>	<p>3.1 と同じ。</p>

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用 (過渡事象 (全給水喪失) + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) + デブリ冷却失敗)</p>	<p>格納容器下部注水系 (常設) による格納容器下部への溶融炉心落下前の水張り と 溶融炉心落下後の注水継続により, 格納容器下部のコンクリート浸食量は壁面, 床面ともに約 0.1m 以下に抑えられるため, 原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり, また, 必要な水源, 燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>その後は, 代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置等により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ, 除熱を行うことにより, 安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。</p>

表 2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
4.1 想定事故 1 (使用済燃料プール冷却機能又は注水機能喪失)	<p>事象発生 12 時間後に燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復、維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ、除熱を行い保有水の温度を低下させることで、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
4.2 想定事故 2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)	<p>事象発生から 150 分後に漏えい箇所が隔離され、事象発生 12 時間後に燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復、維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ、除熱を行い保有水の温度を低下させることで、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>

表 2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (運転中の残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失)	<p>事象発生から 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードで注水を行うことにより原子炉水位が回復し、水位回復から約 30 分後に、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
5.2 全交流動力電源喪失 (全交流動力電源喪失に伴う残留熱除去系等による崩壊熱除去機能喪失)	<p>事象発生 70 分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）による注水により水位が回復し、事象発生から 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
5.3 原子炉冷却材の流出 (操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事象)	<p>事象発生から約 2 時間後に冷却材の流出を停止させ、待機中の残留熱除去系を低圧注水モードで注水することにより水位が回復し、その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
5.4 反応度の誤投入 (検査中に誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入される事象)	<p>制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に制御棒の引き抜きが阻止される。また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に原子炉がスクラムされ、未臨界が確保される。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>

3. 安定状態の整理

重大事故等に応じて整理した安定状態を表 3.1 に示す。また、表 3.2 に、事故シーケンス毎の安定状態、及び安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策を示す。

なお、格納容器については、「原子炉格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」に示すとおり、格納容器の限界温度・圧力の 200℃, 2Pd (最高使用圧力の 2 倍 : 0.62MPa [gage]) において、少なくとも 7 日間の健全性が確保できることを確認している。

表 3.1 安定状態の整理

重大事故等	安定状態
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
重大事故	原子炉安定状態
	格納容器安定状態
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	使用済燃料プールの水位、温度安定状態
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉安定停止状態

表 3.2 安定状態における主な対策 (1 / 3)

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
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	2.1 高圧・低圧注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等	
	2.2 高圧注水・減圧機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧注水系	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.2 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失))	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	2.3.3 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	2.3.4 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + 直流電源喪失)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	2.3.5 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失 + SRV 再閉失敗) (24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系故障)	原子炉安定停止状態	高圧炉心注水系	代替循環冷却又は残留熱除去系復旧	
	格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等		

重大事故等	事故シナリオ	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
	2.5 原子炉停止機能喪失	原子炉安定停止状態	ほう酸水注入系 高压炉心注水系 原子炉隔離時冷却系	制御棒挿入機能復旧 残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
		原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	低圧代替注水系（常設） 格納容器圧力逃がし装置等	
	2.6LOCA 時注水機能喪失	原子炉安定停止状態	高压炉心注水系	代替循環冷却又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系	
	2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	原子炉安定停止状態	残留熱除去系	残留熱除去系

表 3.2 安定状態における主な対策 (2 / 3)

重大事故等	事故シナゲンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
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)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却又は残留熱除去系復旧 可燃性ガス濃度制御系復旧 格納容器への窒素封入 外部電源, 冷却水等復旧 格納容器の頑健性確保
		格納容器安定状態	代替循環冷却 又は 格納容器圧力逃がし装置等	
	3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	逃がし安全弁 代替循環冷却 又は 格納容器圧力逃がし装置等	
	3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系 (常設) (注水量制御) 代替循環冷却 又は 格納容器圧力逃がし装置等	
	3.4 水素燃焼	原子炉安定停止状態	3.1 のとおり	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	3.1 のとおり	
	3.5 格納容器直接接触 (シエルアタック)	原子炉安定停止状態	—	—
		格納容器安定状態	—	
	3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系 (常設) 代替循環冷却 又は 格納容器圧力逃がし装置等	

表 3.2 安定状態における主な対策 (3 / 3)

重大事故等	事故シナゲンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	4.1 冷却・注水機能喪失	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	燃料プール代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧 燃料プール冷却浄化系復旧
	4.2 冷却水喪失	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	燃料プール代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧 燃料プール冷却浄化系復旧
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	5.1 崩壊熱除去機能喪失	原子炉安定停止状態	残留熱除去系	残留熱除去系
	5.2 全交流動力電源喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設) 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	残留熱除去系
	5.3 原子炉冷却材の流出	原子炉安定停止状態	残留熱除去系	残留熱除去系
	5.4 反応度の誤投入	原子炉安定停止状態	制御棒引き抜き阻止 スクラム	残留熱除去系

4. 安定状態後の長期的な状態維持に関する定量評価

残留熱除去系の復旧に関する定量評価と、サブプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析について示す。

(1) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、例として崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）について、残留熱除去系の復旧による安定状態後の長期的な状態維持の評価結果を示す。なお、本事故シーケンスの解析結果では、安定状態において、原子炉水位、格納容器圧力・温度は回復に向かうもののサブプレッション・チェンバ水位が比較的高い結果となっている。

図 4.1 及び図 4.2 に、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ水温の時間変化を、図 4.3 及び図 4.4 に、注水流量及びサブプレッション・チェンバ水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。

サブプレッション・チェンバ水位については、水位が「真空破壊装置-1m」に到達した時点で、**低压代替注水系(常設)による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し、かつ、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系に除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行いつつ、図 4.3 に示すように適宜サブプレッション・チェンバを水源とする残留熱除去系の低压注水モードによる原子炉注水を行うことで、図 4.4 に示すようにサブプレッション・チェンバ水位の上昇は抑制される。**

また、図 4.2 に示すように、サブプレッション・チェンバ水温は**事象発生 20 時間後に残留熱除去系のサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始した以降**、低下が継続し事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードでの運転を行うことにより、除熱能力が改善され、図 4.1 及び図 4.2 に示すように、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ水温は大幅に低下する。

以上から、残留熱除去系により安定状態後の長期的な状態維持が可能である。

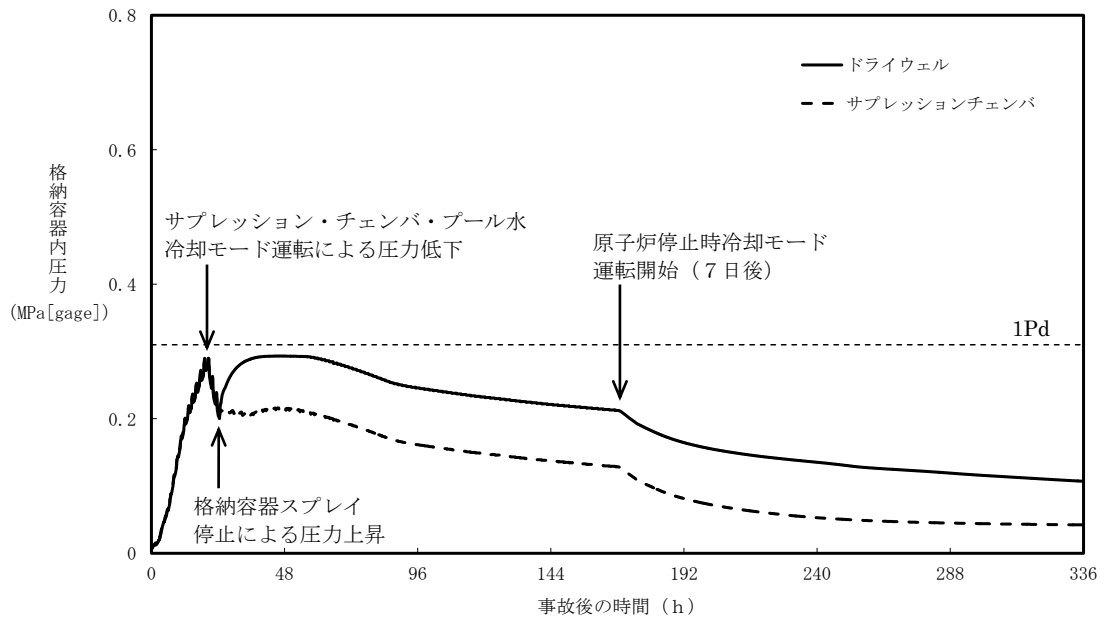


図 4.1 格納容器圧力の推移

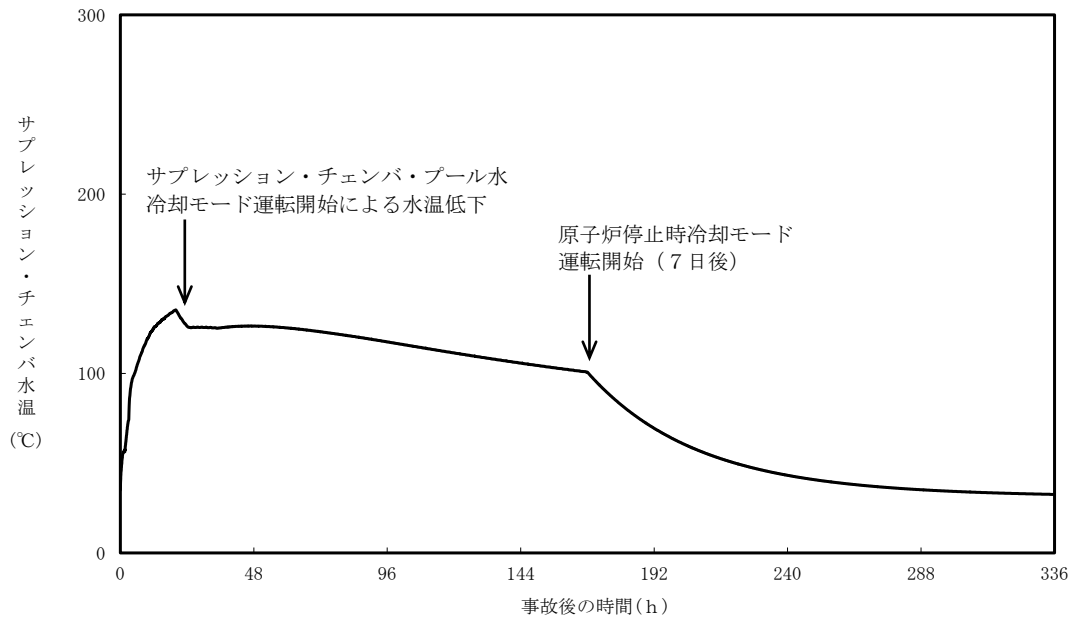
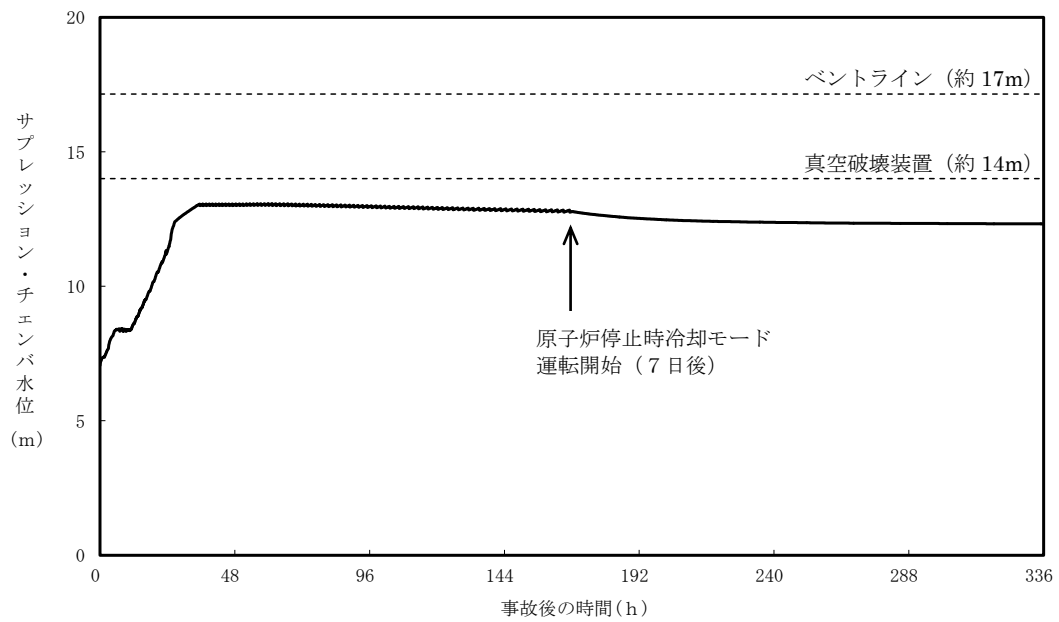
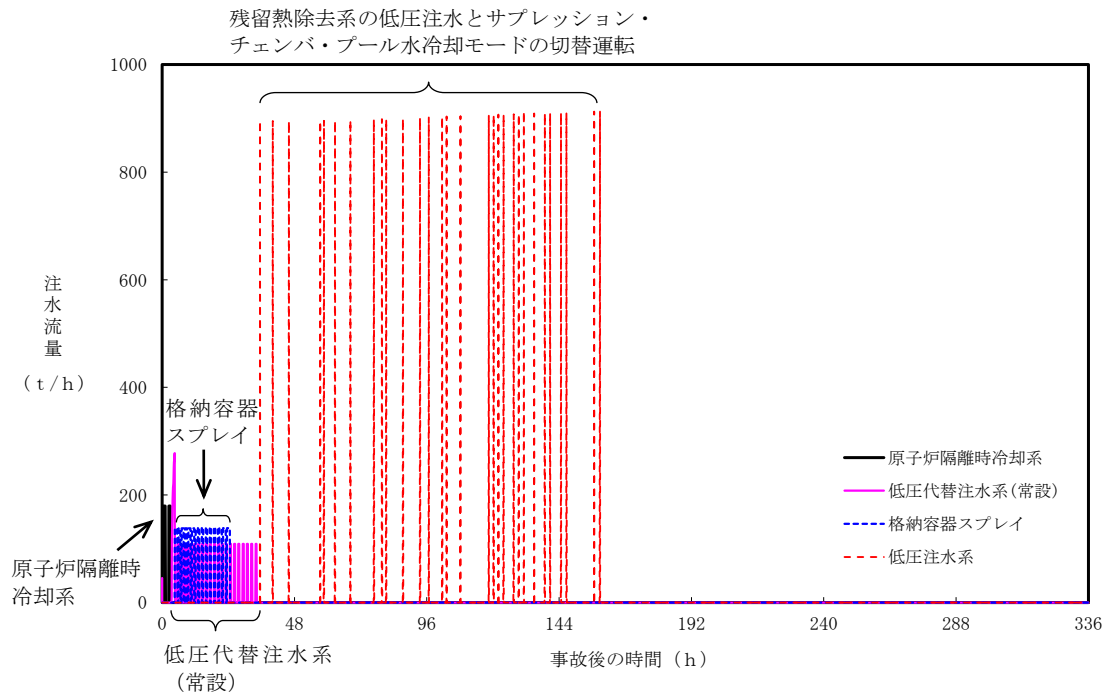


図 4.2 サプレッション・チェンバ水温の推移



(2) サプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析

代替循環冷却又は、格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・チェンバ水温の挙動を確認するため、炉心損傷に至る格納容器過圧・過温破損シナリオ（20 時間以降代替循環冷却継続ケース，及び 38 時間以降ウェットウェルベント継続ケース），及び炉心損傷に至らず，かつ格納容器ベントを実施するシナリオのうち事故発生 40 時間時点でのサプレッション・チェンバ水温が最も高い崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオについて，サプレッション・チェンバ水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 4.5～図 4.7 に，格納容器過圧・過温破損シナリオ（20 時間以降代替循環冷却継続ケース）における格納容器圧力・温度，及びサプレッション・チェンバ水温の解析結果を示す。同様に，図 4.8～図 4.10 に，格納容器過圧・過温破損シナリオ（38 時間以降ウェットウェルベント継続ケース）の解析結果を，図 4.11～図 4.13 に，崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオの解析結果を示す。

図 4.7，図 4.10，及び図 4.13 に示すように，いずれの解析結果においても事故後 7 日時点でサプレッション・チェンバ水温は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが，事故発生 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間に亘って 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから，格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって，事故発生 7 日以降にサプレッション・チェンバ水温が最高使用温度を上回っても格納容器の健全性が問題となることはない。

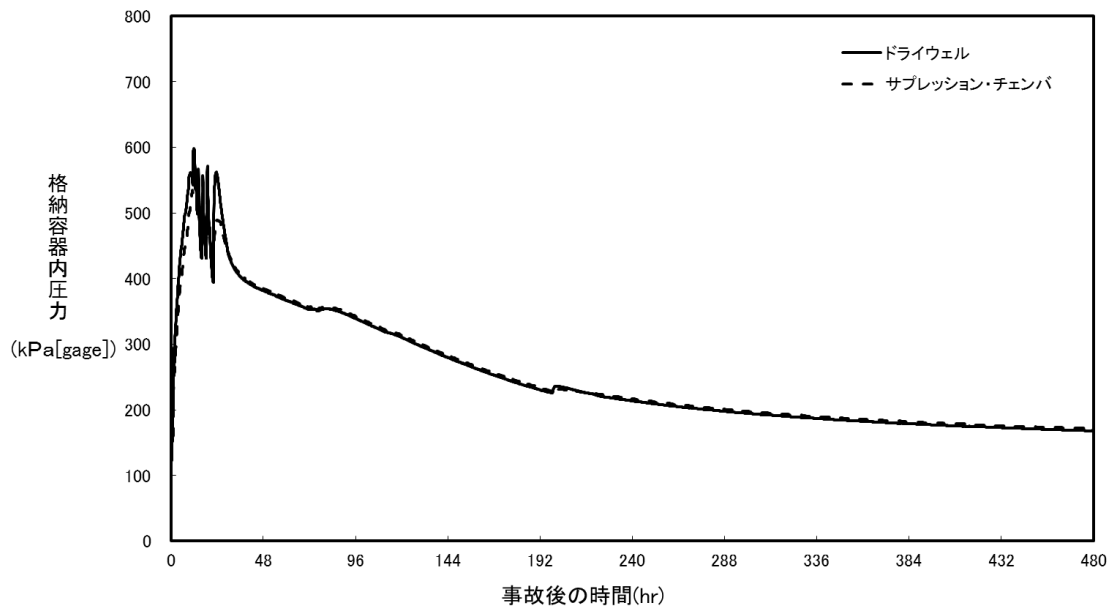


図 4.5 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(20 時間以降代替循環冷却継続ケース)

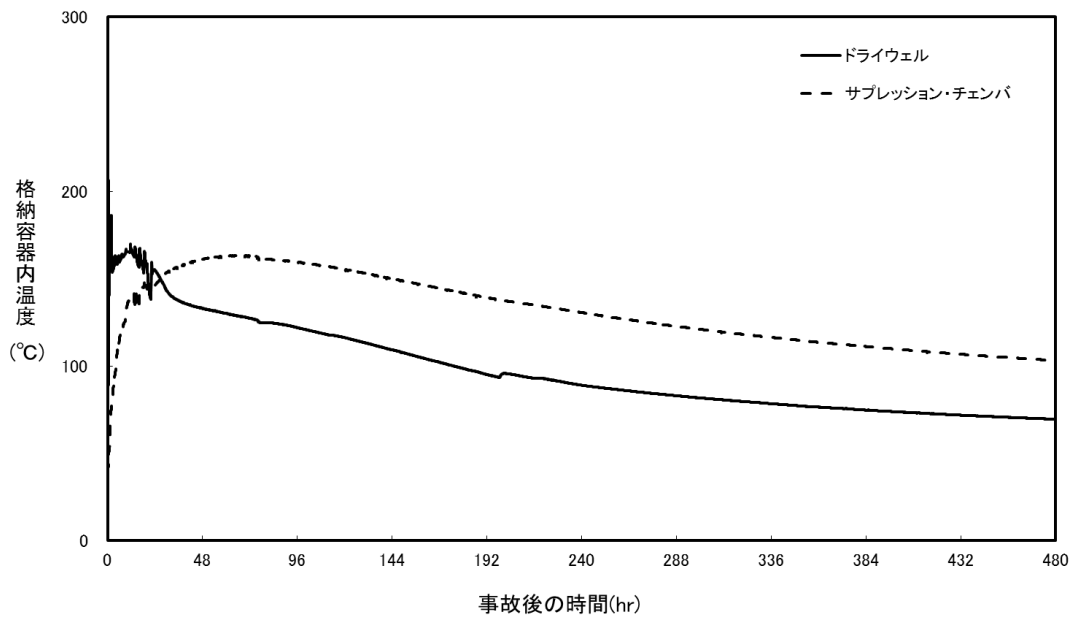


図 4.6 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(20 時間以降代替循環冷却継続ケース)

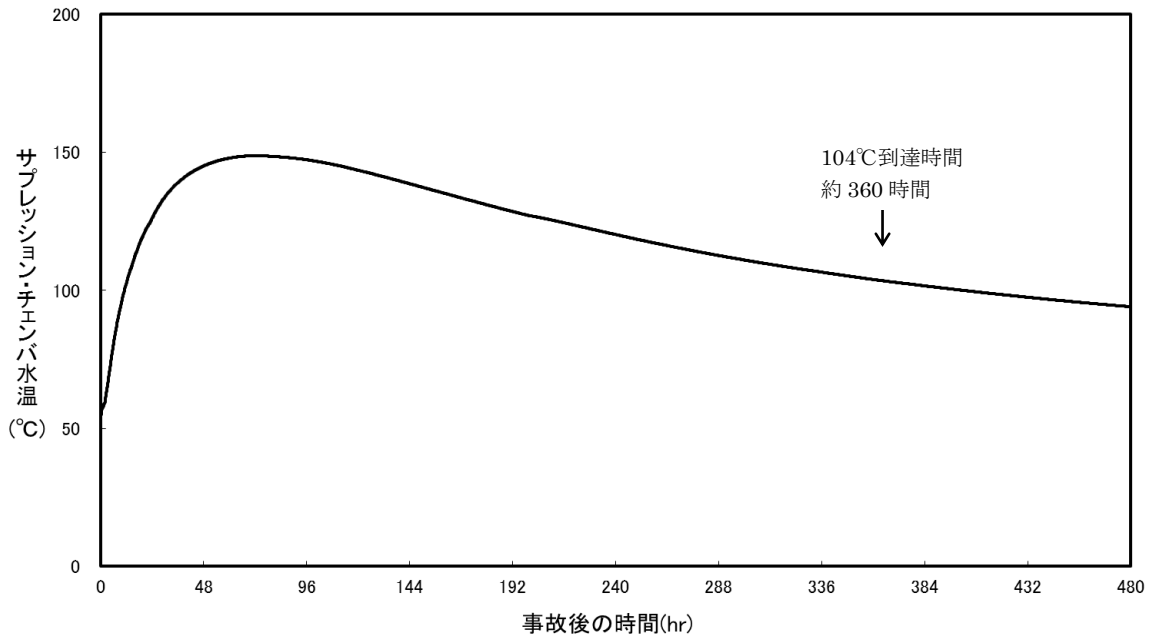


図 4.7 サプレッション・チェンバ水温の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(20 時間以降代替循環冷却継続ケース)

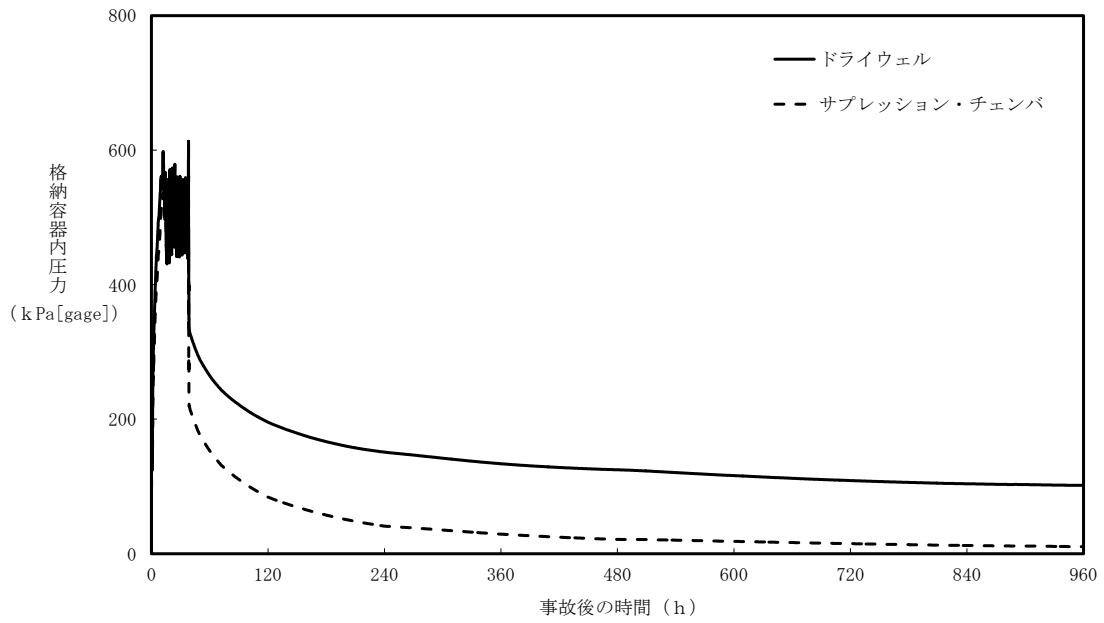


図 4.8 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(38 時間以降ウェットウエルベント継続ケース)

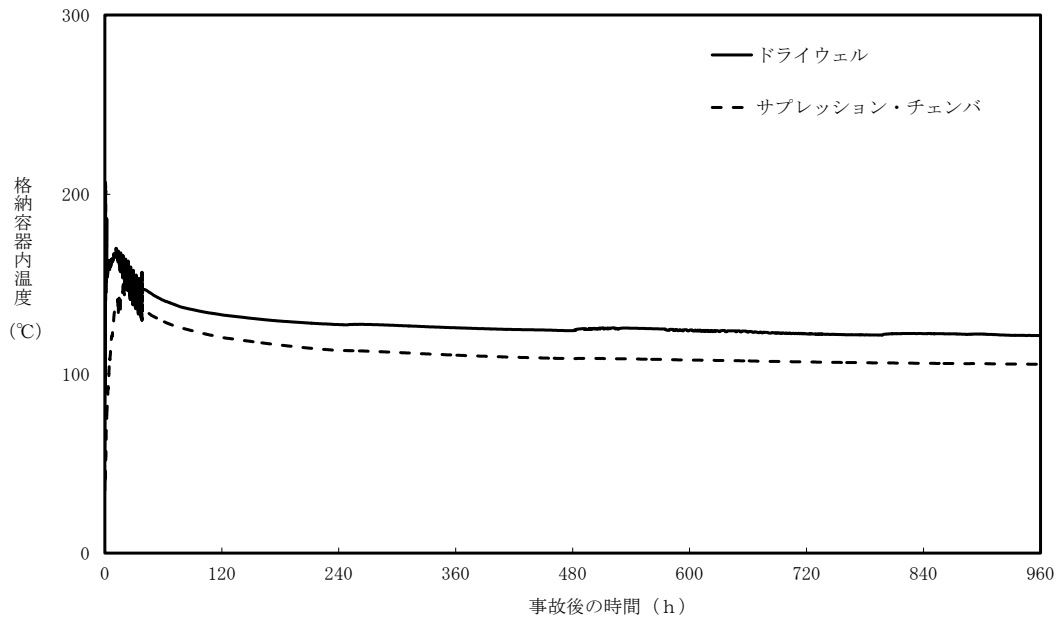


図 4.9 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(38 時間以降ウェットウエルベント継続ケース)

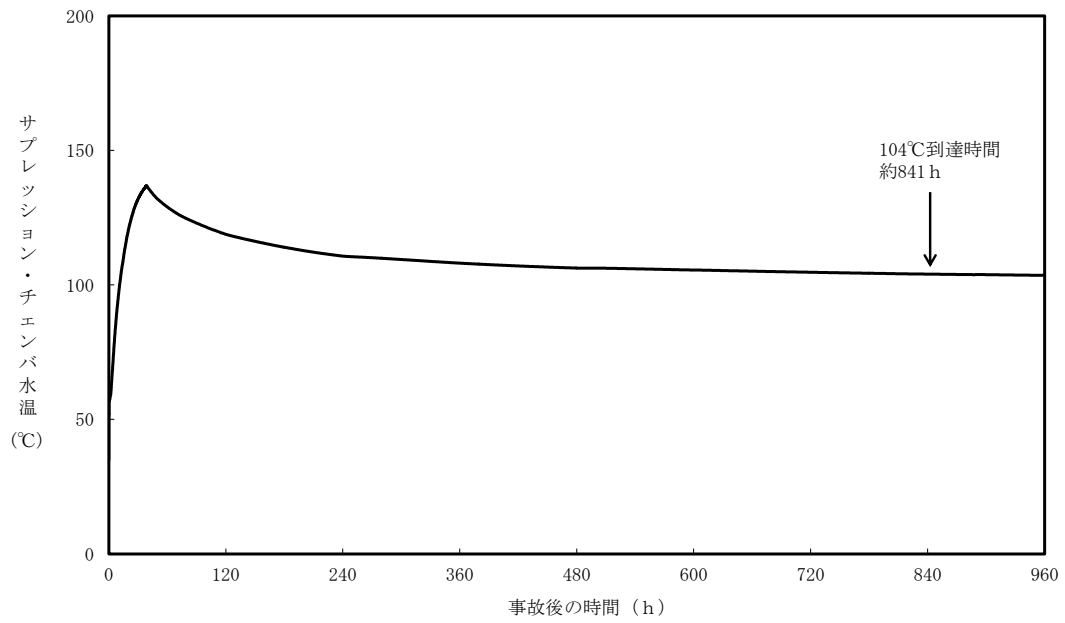


図 4.10 サプレッション・チェンバ水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
 （38 時間以降ウェットウェルベント継続ケース）

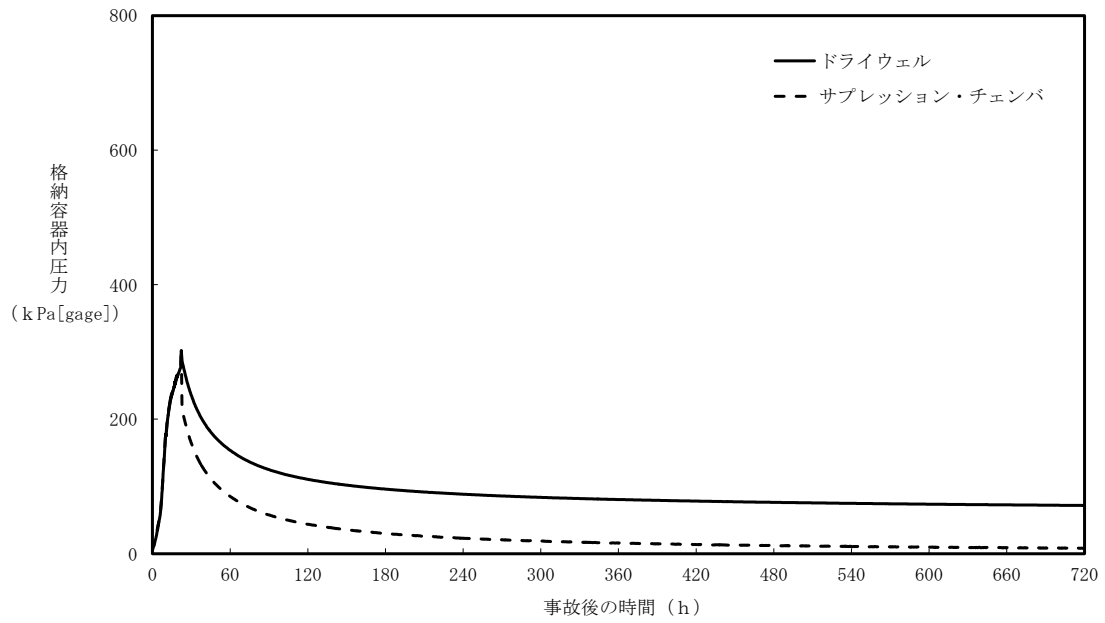


図 4.11 格納容器圧力の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））

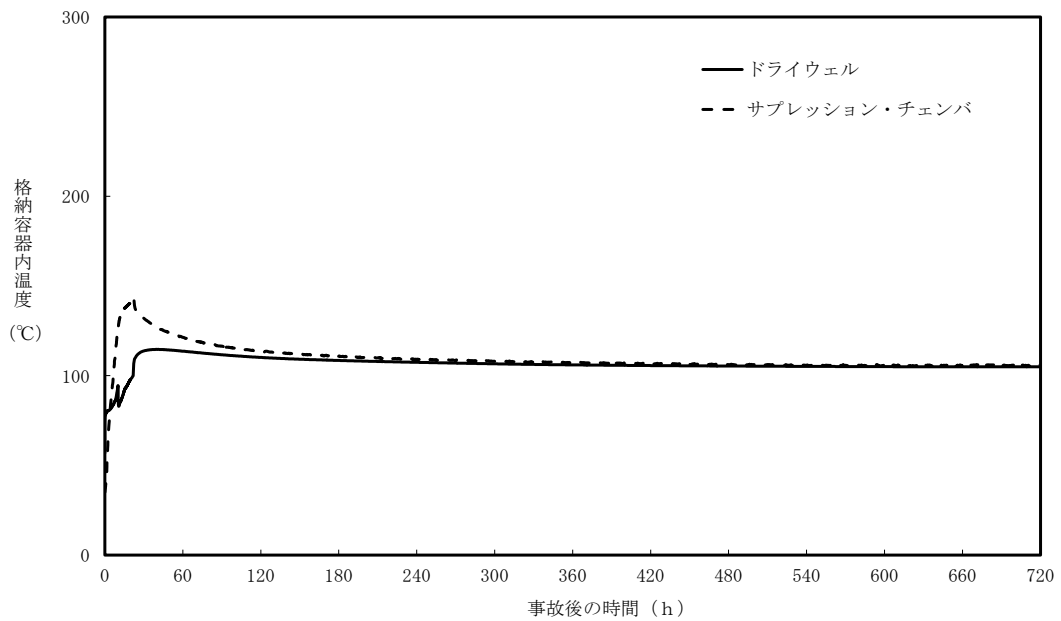


図 4.12 格納容器温度の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））

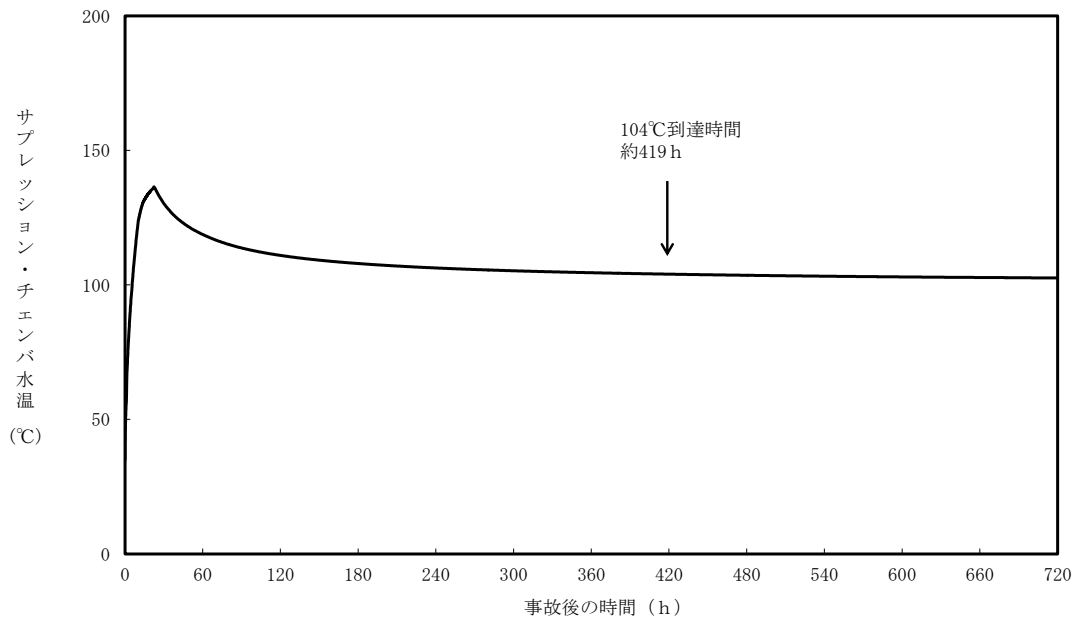


図 4.13 サプレッション・チェンバ水温の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障))

5. 残留熱除去系の復旧手順について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間かかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。

残留熱除去系の復旧にあたり、原子炉補機冷却海水系、原子炉補機冷却水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。

一方、残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていること、万が一の溢水流入においてもRHRポンプ室排水ポンプを設置していること、さらにABWRの残留熱除去系は3系統あることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。(現在、手順について検討中)

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷もしくは格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、運転員及び緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。

本手順では、機器の故障個所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」、または「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。

具体的には、故障個所の特定と対策の選択を行い、故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図 5.1 に、手順書の記載例を示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

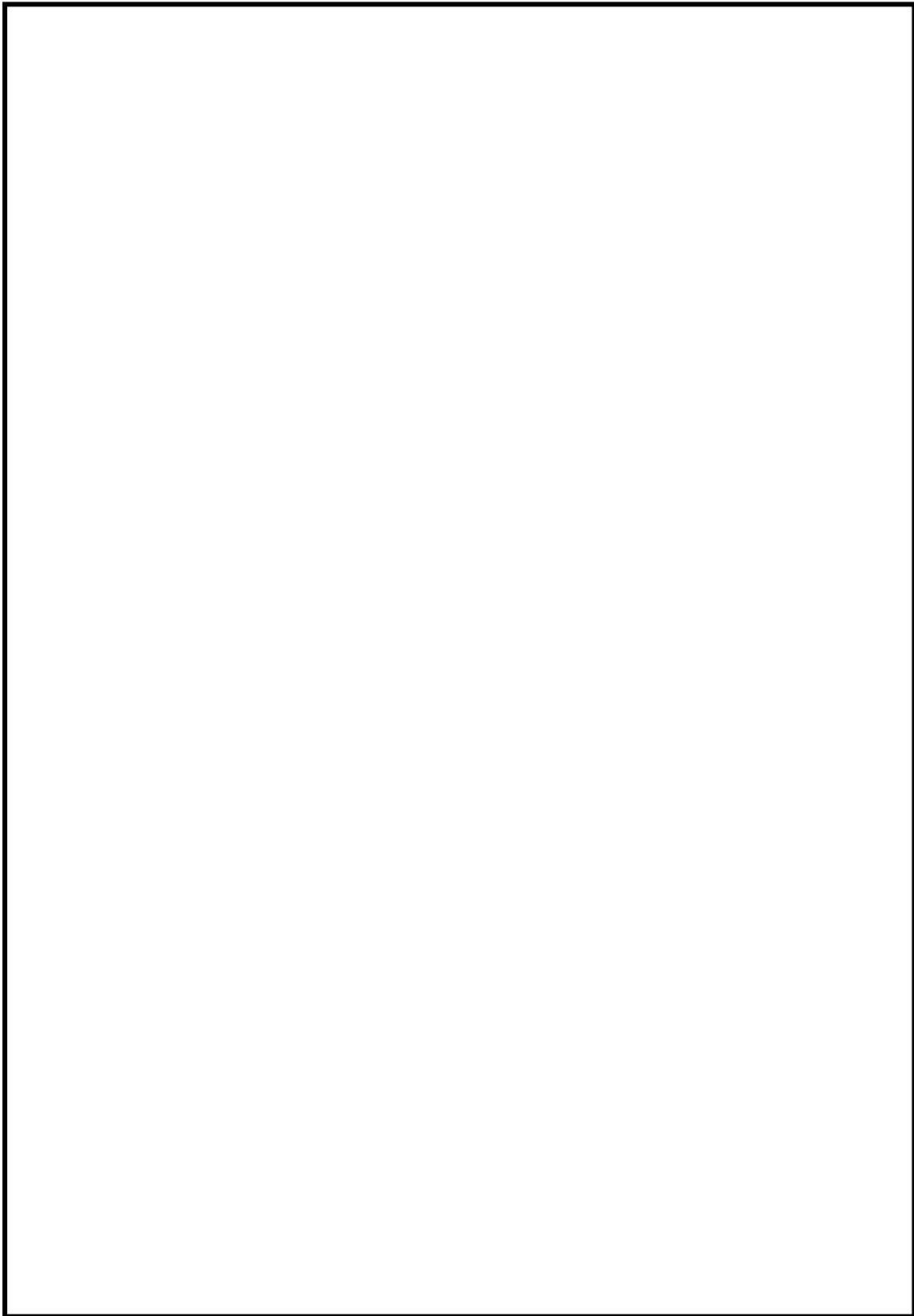


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

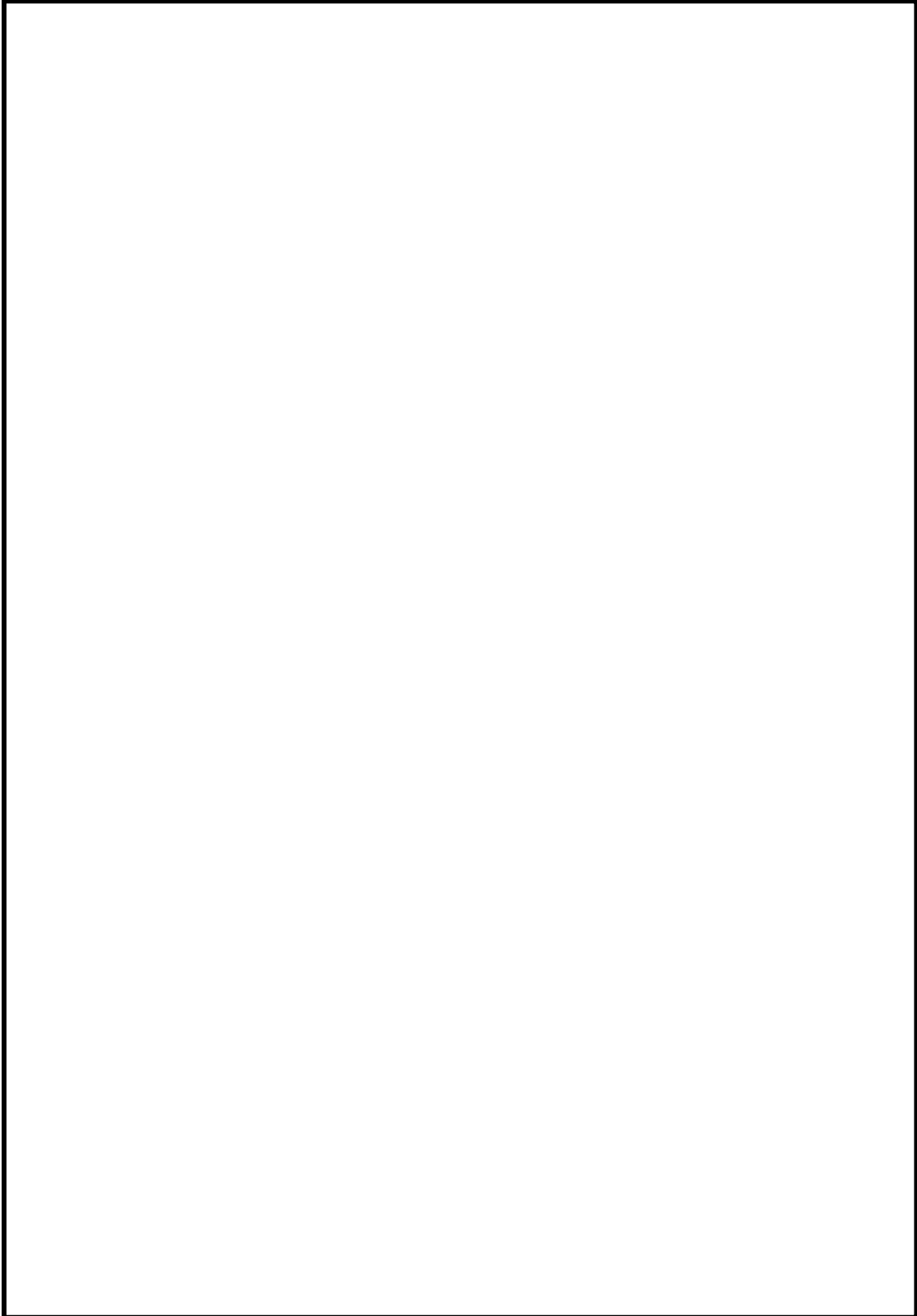


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

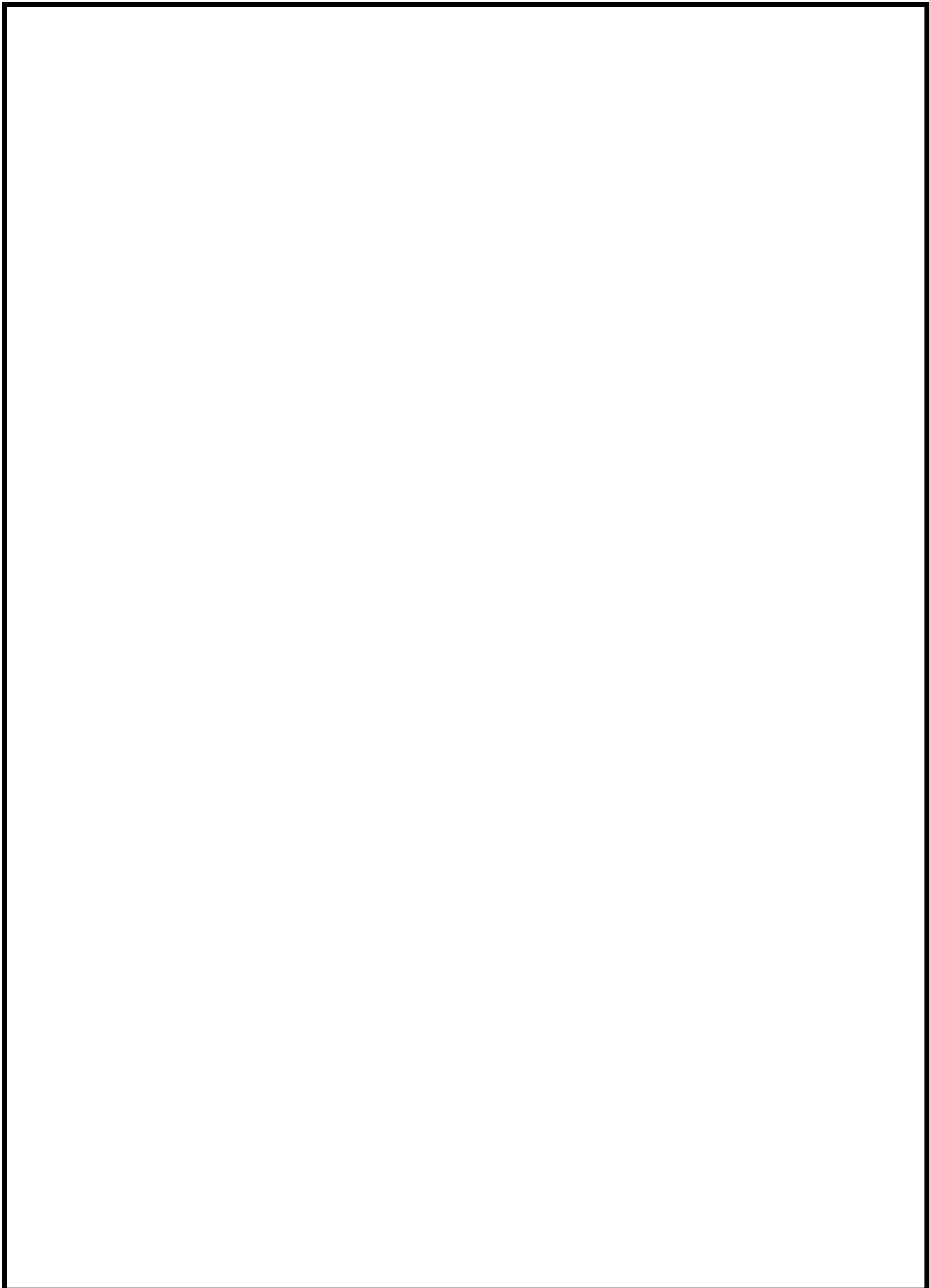


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

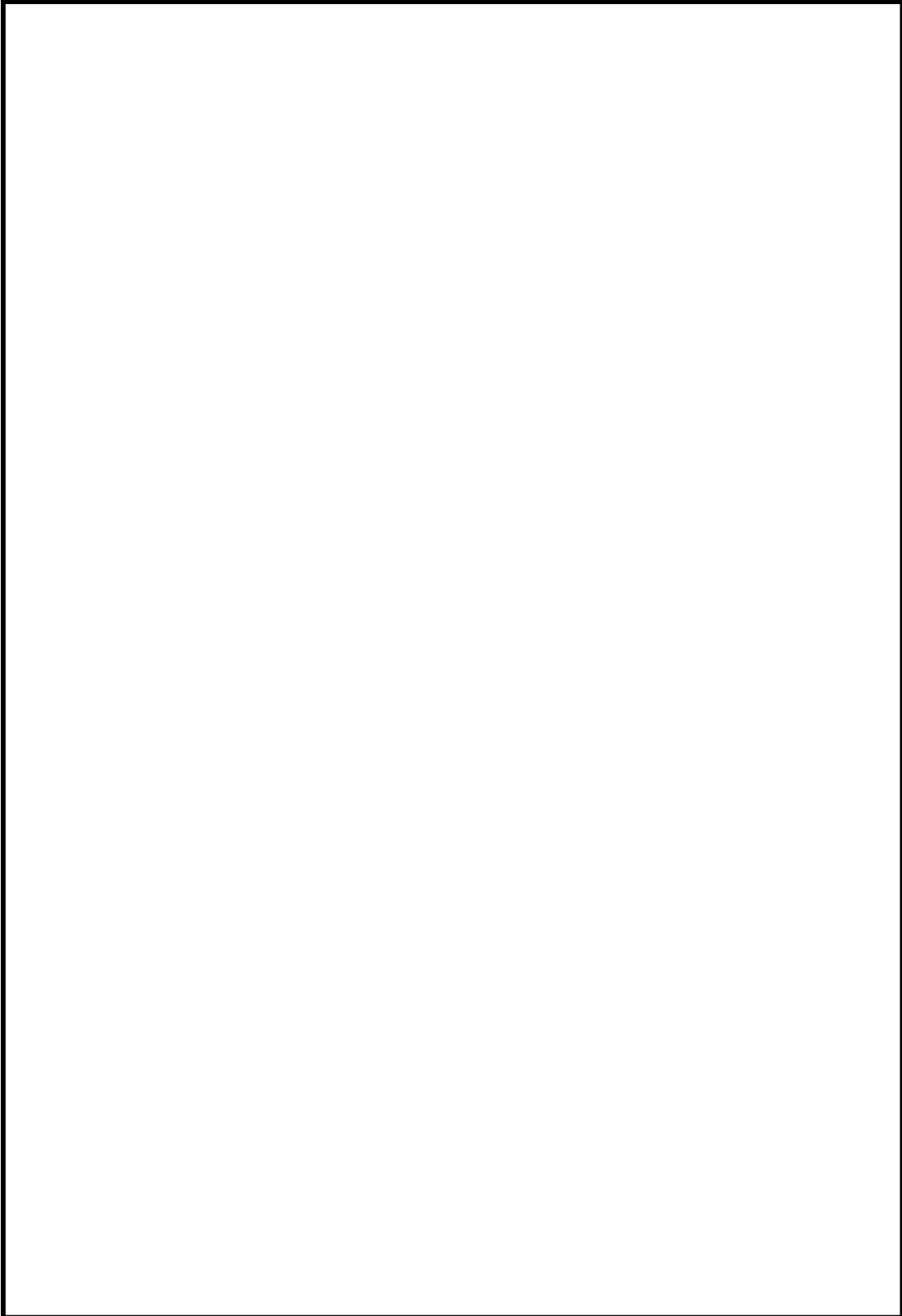


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

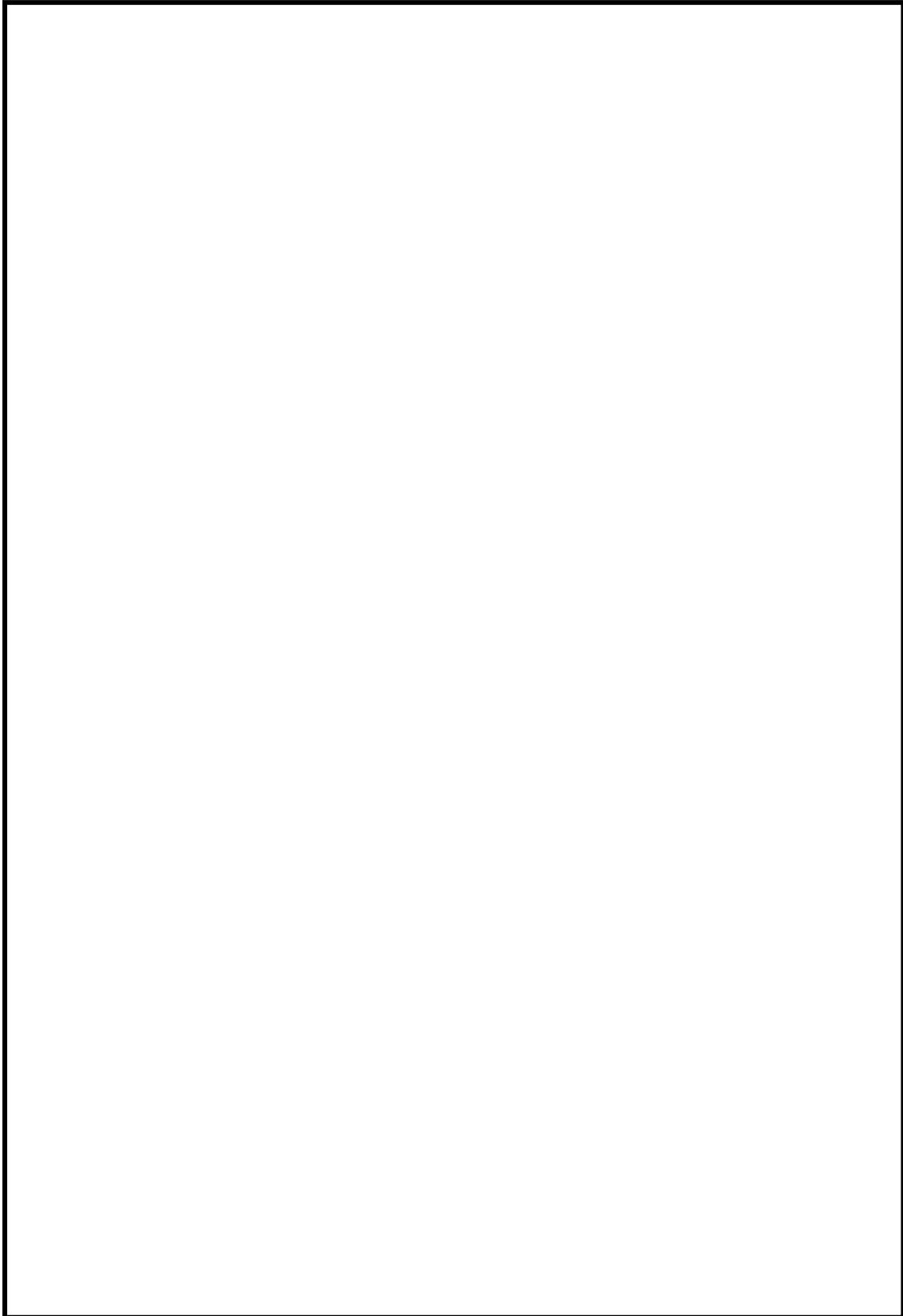


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/5)

33. 炉心損傷開始の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

1. 炉心損傷開始の判断基準

1. 1 炉心損傷開始の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料頂部（TAF）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

事故時運転操作手順書（徴候ベース）では、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位が TAF 未満となった際に、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の γ 線線量率の状況を確認し、図1に示す設計基準事故相当の γ 線線量率の10倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。

炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を捉まえて、格納容器内の γ 線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断、及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

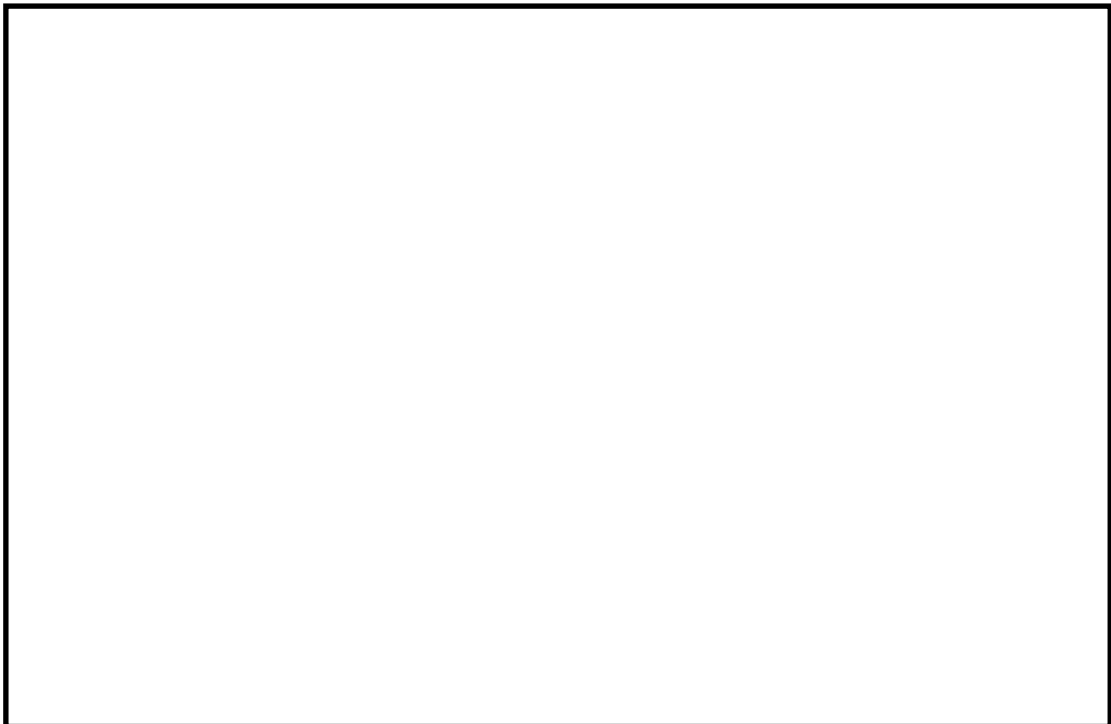
また、福島事故時に原子炉水位計、格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計器が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断出来なかったことに鑑み、格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は、「原子炉压力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。

原子炉压力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、SRV動作圧力（安全弁機能の最大8.20MPa [gage]）における飽和温度約298℃を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は、当該計器にて判断を行う。



(1) ドライウエルの γ 線線量率



(2) サプレッション・チェンバの γ 線線量率

図. 1 シビアアクシデント導入条件判断図

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

1. 2 炉心損傷開始の判断基準の根拠について

炉心損傷開始の判断基準は、設計基準事故時の格納容器内雰囲気放射線レベル計 γ 線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高めを設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。

炉心損傷開始の判断は、上述のとおり格納容器内雰囲気放射線レベル計の γ 線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を越えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が格納容器内に放出された場合の γ 線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。

上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故の γ 線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。

1. 3 格納容器内雰囲気放射線レベル計について

格納容器内雰囲気放射線レベル計の γ 線線量率の測定レンジは、 10^{-2} ～ 10^5 [Sv/h] であり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「シビアアクシデント時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」並びに「大LOCA＋注水機能喪失＋全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1参照）

格納容器内雰囲気放射線レベル計は、連続計測しており、計器の指示値は換算不要で図1の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器内雰囲気放射線レベル計の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2カ所の、合計4カ所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から格納容器への移行は、大LOCA等、直接ドライウエル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが、いずれの場合においても、炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、格納容器内雰囲気放射線レベル計にて炉心損傷に伴う γ 線線量率の上昇を測定可能と考える。

また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間と γ 線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。

表 1. 格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法		炉心損傷の判断	格納容器 ベント
設計基準事故の追加放出	10 ⁻² ~10 ⁰ 程度 [Sv/h] 〔原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値〕	CAMS※	1Pd
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の 10 倍)	10 ⁻¹ ~10 ¹ 程度 [Sv/h] 〔原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値〕	CAMS※	2Pd
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、周辺の 公衆に対して著しい放射線被ばくのリス スクを与えないこと (発生事故あたり概ね 5mSv 以下)	—	—
CAMS 使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	RPV 表面温度	2Pd
「大 LOCA + 注水機能喪失 + 全交流動力電源 喪失のシケンス」における最大放射線量率 (早期に炉心損傷したほうが核分裂生成物の 減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあ り、シビアアクシデントの中でも早期に炉心 損傷する例)	10 ⁴ 程度 [Sv/h] (事故後の最大値)	CAMS※	2Pd

※CAMS 計測レンジ(計器の仕様)：10⁻²~10⁵ [Sv/h]

2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

2. 1 原子炉への注水について

BWR の場合、事故時の対応は、原子炉への注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応のマネージメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。

2. 2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて

炉心損傷後の格納容器ベントは、その実施の判断基準は、炉心損傷前の 1 Pd（格納容器最高使用圧力：310 [kPa(gage)]）に対し、炉心損傷後は 2 Pd（格納容器限界圧力：620 [kPa(gage)]）に変更となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力（1 Pd）を実施基準としているが、炉心損傷後は、より長く格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、限界圧力（2Pd）を実施基準としているからである。

また、格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表 2 に示す。

なお、炉心損傷前の 1 Pd の格納容器ベント中には、炉心の健全性を確認するため、格納容器内雰囲気放射線レベル計の γ 線線量率を監視し、 γ 線線量率が設計基準事故（追加放出）と同等の値を示した場合には、一旦ベント操作を中断し、その後は炉心損傷後の実施基準に基づき対応する。

表 2. 炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	<p>(圧力基準) 設計基準事故時の最高圧力は、ドライウエル：250[kPa(gage)], サプレッション・チェンバ：180[kPa(gage)]であり、これらの圧力以下に維持できない場合は、格納容器の健全性を維持し、格納容器からの放射性質の漏えいを可能な限り抑えるために、格納容器スプレイを行う。</p> <p>(温度基準) 格納容器の最高使用温度は、ドライウエル：171[°C], サプレッション・チェンバ：104[°C]であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行う。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレイは、格納容器限界圧力 (2Pd) の 620[kPa(gage)] 以下に制御することを目的に、格納容器圧力が 465(kPa[gage]) (1.5Pd) に到達した時点で開始し、390(kPa[gage])に低下した時点で停止する。間欠運転とするのは、スプレイにより格納容器内の水位を上昇させることで、ベントラインの閉塞等が生じること及び格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間も早まってしまいうからである。</p> <p>(温度基準) 格納容器限界温度の 200[°C]に至らないように、ドライウエル及びサブレッションプールの空間温度が 190[°C]以上となった場合に、格納容器スプレイを行う。</p> <p>加えて、炉心損傷後は、格納容器内で発生する無機ヨウ素の発生の抑制を目的に、スプレイ時に水酸化ナトリウムを注入する。</p>
格納容器ベント	<p>サブレッション・チェンバ圧力が 279[kPa(gage)] (格納容器圧力制限値) 以下に維持できなければ、格納容器空間部へ直接放出される熱を抑制することを目的に、原子炉を満水とし、さらに格納容器の圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の 310[kPa(gage)]に到達する場合には、格納容器の健全性を維持するために、ウエットウエルベントを優先として格納容器圧力逃し装置等により格納容器ベントを行う。</p>	<p>格納容器限界圧力の 620[kPa(gage)]に到達すると予測される場合には、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、ウエットウエルベントを優先として格納容器圧力逃し装置等により格納容器ベントを行う。</p>

3. MAAP 解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判断基準について

有効性評価の MAAP 解析においては、炉心損傷の解析上の判定基準を、有効性評価の評価項目（「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」を踏まえた要件）の 1200[°C]（1473[K]）よりも低い、1000[K]（727[°C]）に設定している。

この 1000[K]は、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約 1000[K]に達したときに核分裂生成物の放出開始が観察されたことを踏まえ設定されたものである。

一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計器は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等の γ 線線量率の上昇を、格納容器内雰囲気放射線レベル計によって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。

37. サプレッション・チェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について

1. はじめに

格納容器破損防止対策において、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッション・チェンバ (S/C) 及び格納容器下部 (下部 D/W) の水位は上昇し、連通孔が満水となった以降は、格納容器上部 (上部 D/W) の水位が上昇する。格納容器逃がし装置等による格納容器ベント実施後のウェットウェルベントラインの水没防止のため、外部水源注水量制限 (ウェットウェルベントライン高さ-1m) を設け、制限に達した場合は格納容器スプレイを停止する。

有効性評価シナリオにおいて、最も格納容器内の水位が上昇するシナリオは、格納容器過圧・過温破損シナリオであり、格納容器ベント実施による圧力低下により S/C 水位及び下部 D/W は、格納容器下部底面 (T.M.S.L. []) からそれぞれ約 16.3m 及び約 15.1m 上昇する (それぞれ T.M.S.L. [] 及び T.M.S.L. []) 評価となる。また、上部 D/W はダイヤフラムフロア (T.M.S.L. []) から約 0.2m 上昇する (T.M.S.L. []) 評価となる。ここでは、S/C 水位、下部 D/W 水位、及び上部 D/W 水位が上昇した場合の計装設備への影響を評価する。

2. 評価結果

格納容器 (D/W 及び S/C) 内に設置される計装設備は、原子炉圧力容器表面温度計 (6号炉：37台、7号炉：31台)、原子炉格納容器雰囲気温度計 (6号炉：57台、7号炉：55台)、S/C 温度計 (プール水温度計 48台、気体温度計 4台)、及びペDESTAL水位検知計 (3台) があり、S/C 水位、下部 D/W 水位、及び上部 D/W 水位がそれぞれ T.M.S.L. []、T.M.S.L. [] 及び T.M.S.L. [] まで上昇したとした場合、原子炉圧力容器表面温度計 (6号炉：9台、7号炉：6台)、原子炉格納容器雰囲気温度計 (6号炉：22台、7号炉：22台)、S/C 温度計及びペDESTAL水位検知計が水没する。これらのほとんどについて、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上 (原子炉格納容器の限界温度・圧力である 200℃、2Pd の蒸気条件下での健全性確保) を図る設計としている。

表 1 に格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の設置高さを、図 1 に格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の配置を示す。表 1 に示すとおり、計装設備の一部が水没しても、格納容器内のパラメータを監視・推定することが可能である。

<参考>

福島第二原子力発電所の知見（サプレッションプール水温度検出器の中継端子箱浸水による絶縁抵抗低下について）

福島第二原子力発電所1号機は、事故対応中にサプレッションプール水位の上昇があり、事故後に計測設備の点検を実施したところ、サプレッションプール水温度検出器の絶縁抵抗低下が確認された。絶縁抵抗低下の原因は、格納容器内に設置されている中継端子箱の浸水による端子台の吸湿及び発錆によるものであったが、端子台を使用しない直ジョイント部については絶縁抵抗低下の程度が低く判定基準を満足していた。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

表 1. 格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の設置高さ

計装設備	検出器設置高さ (T.M.S.L.)	影響評価
①原子炉圧力容器表面温度計		<p>原子炉圧力容器表面温度計 37 台中 9 台は水没するが、それ以外の温度計 28 台で測定可能。なお、水没する 9 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。</p> <p>原子炉圧力容器表面温度計 31 台中 6 台は水没するが、それ以外の温度計 25 台で測定可能。なお、水没する 6 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。</p>
②原子炉格納容器雰囲気温度計		<p>格納容器雰囲気温度計 57 台中 22 台は水没するが、それ以外の温度計 35 台で測定可能。なお、水没する 22 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。</p> <p>格納容器雰囲気温度計 55 台中 22 台は水没するが、それ以外の温度計 33 台で測定可能。なお、水没する 22 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。</p>
③S/C 温度計		<p>サブプレッション・プール (S/P) 水温度計 48 台、及びサブプレッション・チェンバ (S/C) 気体温度計 4 台は、全て水没するが、水温計 48 台、気体温度計 1 台については、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計とする。また、サブプレッション・プール水温が測定不能になった場合は、他のパラメータにより推定することができる。</p> <p>サブプレッション・プール (S/P) 水温度計 48 台、及びサブプレッション・チェンバ (S/C) 気体温度計 4 台は、全て水没するが、水温計 48 台、気体温度計 4 台については、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。また、サブプレッション・プール水温が測定不能になった場合は、他のパラメータにより推定することができる。</p>
④ペDESTAL 水位検知計		<p>ペDESTAL 水位検知計 (電極式) は水没するが、水位計であり、また、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造のため、影響なし。</p>

※ 1 表中の丸数字は図 1 の丸数字に対応する。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



図1. 格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の配置

52.原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について

炉心損傷後、原子炉へ注水できない場合には、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ、シュラウド内の原子炉水位計(燃料域水位計)で原子炉水位が「有効燃料長棒底部(BAF)+10%」を下回った場合に逃がし安全弁 2 弁で原子炉の減圧を実施する手順としている。

減圧を実施する水位および弁数は、以下の評価結果をもとに決定している。

(1) 原子炉減圧のタイミングについて

原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧のタイミングを決定するため、原子炉水位が「原子炉水位低(レベル 1)」に到達してから 10 分、20 分、30 分、40 分、50 分、60 分後のそれぞれのタイミングで減圧する場合の解析を実施し、水素の積算発生量を評価した。

ここでの減圧は、自動減圧機能付逃がし安全弁全弁によって実施されるものとした。

評価結果を表 1 に示す。水素の積算発生量については、50 分後と 60 分後の間に大きな差が表れた。

この評価結果から、酸化反応(ジルコニウム-水反応)が活発になる前の、原子炉水位低(レベル 1)から 40 分後までに減圧を実施する必要があると判断した。

なお、表 1 の自動減圧機能付逃がし安全弁全弁での 10 分、20 分、30 分、40 分のタイミングでの減圧の結果からは、減圧のタイミングを遅くすることで水素発生量が減少している。しかしながら、表 2 の SRV2 弁及び 1 弁で減圧する場合を見ると、減圧のタイミングを遅くしても、水素発生量は減少せず、10 分、20 分、30 分、40 分で増減(ばらつき)を示している。表 2 の SRV2 弁及び 1 弁で減圧する場合の評価結果を踏まえると、表 1 の自動減圧機能付逃がし安全弁全弁での評価結果もばらつきを示したものであり、顕著な傾向を示したものでは無いと考える。

(2) 減圧の弁数について

減圧の際に開放する弁数を決定するため、原子炉水位低(レベル 1)到達から 10~40 分後に、逃がし安全弁 1 弁、2 弁、自動減圧機能付逃がし安全弁全弁で減圧した場合のそれぞれについて、水素発生量と燃料被覆管の荷重を評価した。

評価結果を表 2 に示す。水素発生量は、逃がし安全弁 1 弁で減圧した場合以外は、ほぼ同等となった。減圧時の炉内蒸気流量の観点では、自動減圧系機能付逃がし安全弁全弁で減圧した場合よりも、逃がし安全弁 2 弁で減圧した場合の方が流量が小さいことから、被覆管に対する負荷が小さいものとする。

減圧完了までの時間については、図 1 に示す通り、弁数が少ないほど長くなるが、いずれの場合も原子炉圧力容器内破損までの時間に対しては十分な余裕があるため、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心落下量など、原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響

は小さい。

以上から、減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁 2 弁とした。

(3) 減圧を実施する水位について

(1)の評価結果から、原子炉の減圧を原子炉水位低(レベル 1)到達から 50 分後以降に実施する場合に水素の積算発生量の顕著な増加が見られること及び、(2)の評価結果から、原子炉の減圧を原子炉水位低(レベル 1)到達から 10~40 分後に実施する場合には、減圧実施時間に応じた水素の積算発生量に傾向が確認されないことを踏まえ、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する観点から、原子炉減圧は水位低(レベル 1)から 40 分後に実施するものとし、判断基準としてはこれに相当する原子炉水位を用いることとした。原子炉水位低(レベル 1)から 40 分後の原子炉水位を評価すると、原子炉水位は BAF+10%程度であるため、これを減圧実施の水位とした。

なお、海外における同様の判断基準を調査した結果、米国の緊急時操作ガイドライン(EPG)^[1]の例では、不測事態の蒸気冷却の手順において、原子炉へ注水できない場合の減圧の判断基準を BAF+70%程度としていることを確認した。これは、BAF+70%程度よりも原子炉水位が高い状況では、注水が無くかつ減圧していない状態でも冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。当社の判断基準は、米国の例との差違はあるものの、上述の評価結果を踏まえ定めているものであり、妥当であると考ええる。

(4) 原子炉水位の確認手段について

原子炉水位は、原子炉水位計(燃料域水位計)によって確認する。原子炉水位が BAF+10%に到達する時点(事象発生から約 1.4 時間後)では、原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが、ドライウェル内の気相部温度は約 80 °C であることから、原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。

また、仮に水位不明となった場合は急速減圧を実施する手順となっており、同等の対応となることから、運転員の対応に影響はない。

以 上

[参考文献]

- [1] “ABWR design Control Document [Tier 2, Chapter 18 Human Factors Engineering]”, GE Nuclear Energy, Mar. , 1997

表1 原子炉減圧のタイミングに関する評価結果
(自動減圧機能付逃がし安全弁全弁で減圧した場合)

原子炉水位低(レベル1) 到達後の時間遅れ	10分	20分	30分	40分	50分	60分
水素発生量 [kg]	370	270	220	180	270	820

表2 減圧弁数に関する評価結果

減圧弁数	原子炉水位低(レベル1) 到達後の時間遅れ	水素発生量[kg]	被覆管への荷重※
自動減圧機能付 逃がし安全弁全弁	10分	370	100
	20分	270	270
	30分	220	210
	40分	180	220
SRV 2弁	10分	360	90
	20分	400	140
	30分	280	80
	40分	400	70
SRV 1弁	10分	560	70
	20分	640	60
	30分	510	50
	40分	620	60

※ 減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]

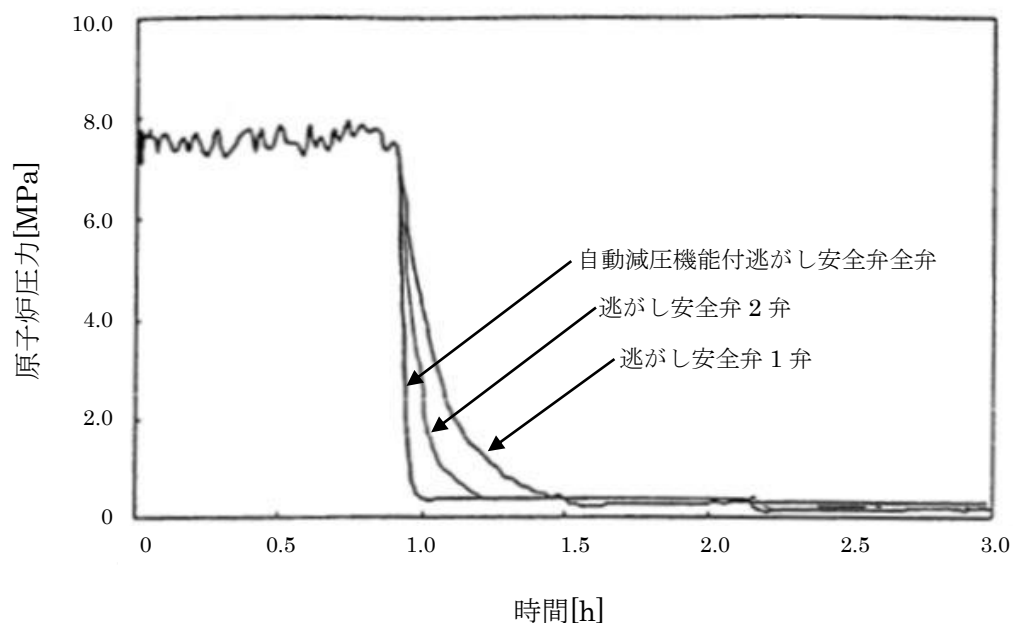


図1 減圧時の原子炉圧力の推移

53. 溶融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェルサンプの影響について

格納容器下部の床面には、格納容器内で発生した廃液の収集のために、図 1,2 のとおり高電導度廃液サンプと低電導度廃液サンプが設置されている。溶融炉心がサンプ内に流入することを考慮すると、サンプ底部と鋼製ライナまでの距離が近いことや、溶融炉心の堆積厚さが増すことにより、溶融炉心・コンクリート相互作用(以下、「MCCI」という。)による格納容器バウンダリ(鋼製ライナ)の損傷リスクが高くなると考えられる。溶融炉心の落下時及び落下後の挙動は不確かさが大きいと考え、申請解析ではサンプを考慮していないことから、ここでは、溶融炉心がサンプ内に流入した場合を考慮し、MCCIによる侵食量及び鋼製ライナへの到達の有無を確認する。

(1) 解析条件

- ・溶融炉心の堆積厚さは、溶融炉心がサンプを満たし、残りが下部ドライウェル床面に均一に拡がってサンプの溶融炉心の上に堆積するものとして設定する。
- ・溶融炉心からプール水への熱流束は、圧力依存ありとしたKutateladzeの式から算出された値(約1,500 kW/m²)とする。
- ・上記以外は、有効性評価(MCCI評価)の条件と同じとする。

(2) 解析体系

- ・MAAP コードでは、サンプのような直方体の形状を模擬できないため、床面積を実際の大きさに合わせた円柱で模擬した。サンプ侵食解析の体系を図 3 に示す。
- ・溶融炉心の堆積厚さは、サンプ深さの 1.4 m に加え、下部ドライウェル床面に均一に拡がってサンプの溶融炉心の上に堆積する高さの 0.5 m の合計である 1.9 m とした。

(3) 解析結果

サンプ領域のコンクリート侵食量の変化を図4に示す。コンクリート侵食量は、壁面約 0.15 m、床面約0.17 mとなった。床面方向の格納容器底部の鋼製ライナまでの距離は0.2 m であり、鋼製ライナまで侵食は到達しない。

(4) 本評価の保守性

本評価は以下の点において、実現象に対する保守性を有していると考ええる。

- ・溶融炉心はRPVの構造上、下部D/Wの中央近傍に落下する可能性が高いと考えられ、水中への落下後は下部D/W床面を拡がる間にも冷却されることで塊状デブリが一部クラスト化し、サンプへの流入量が抑制される可能性が考えられること。
- ・サンプは下部D/Wの端にあることから、塊状デブリの下部D/W床面の拡がりを経てもサンプ部分の堆積面の高さが下部D/W床面の堆積高さよりも低くなる可能性が考えられること。¹

¹ MARK-I 型格納容器のライナーアタックに関する研究^{[1-3])}によれば、水張りがあると溶融炉心の拡がりが増えられ、拡がり距離が 5 m 程度になるという結果が得られている。KK6/7 の下部 D/W の半径は約 5.3 m であることから、サンプ部分も含めてデブリの高さが均等になる可能性は低いと考える。

- ・クラスト化した溶融炉心がサンプに流入した場合、クラストに含まれる空隙に水が浸入すること等により、高い除熱量が得られる可能性が考えられること。

(5) まとめ

サンプを考慮した場合でも、溶融炉心による侵食は格納容器底部の鋼製ライナまで到達せず、溶融炉心・コンクリート相互作用による格納容器破損を防止できることを確認した。

(6) 参考文献

- [1] T.G.Theofanous, et al., "The Probability of Liner Failure in a Mark-I Containment," NUREG/CR-5423, (1991)
- [2] G.A.Greene, et al., "Experimental Studies on Melt Spreading, Bubbling Heat Transfer and Coolant Layer Boiling," Proceedings of 16th Water Reactor Safety Meeting, NUREG/CP-0096, pp.341-358, (1988)
- [3] H.Suzuki, et al., "Fundamental Experiment and Analysis for Melt Spreading on Concrete Floor," Proceedings of 2nd ASME/JSME Nuclear Engineering Conference, Vol. 1, pp. 403-407, (1993)
- [4] 原子力学会, シビアアクシデント熱流動現象評価 (2001)

以 上

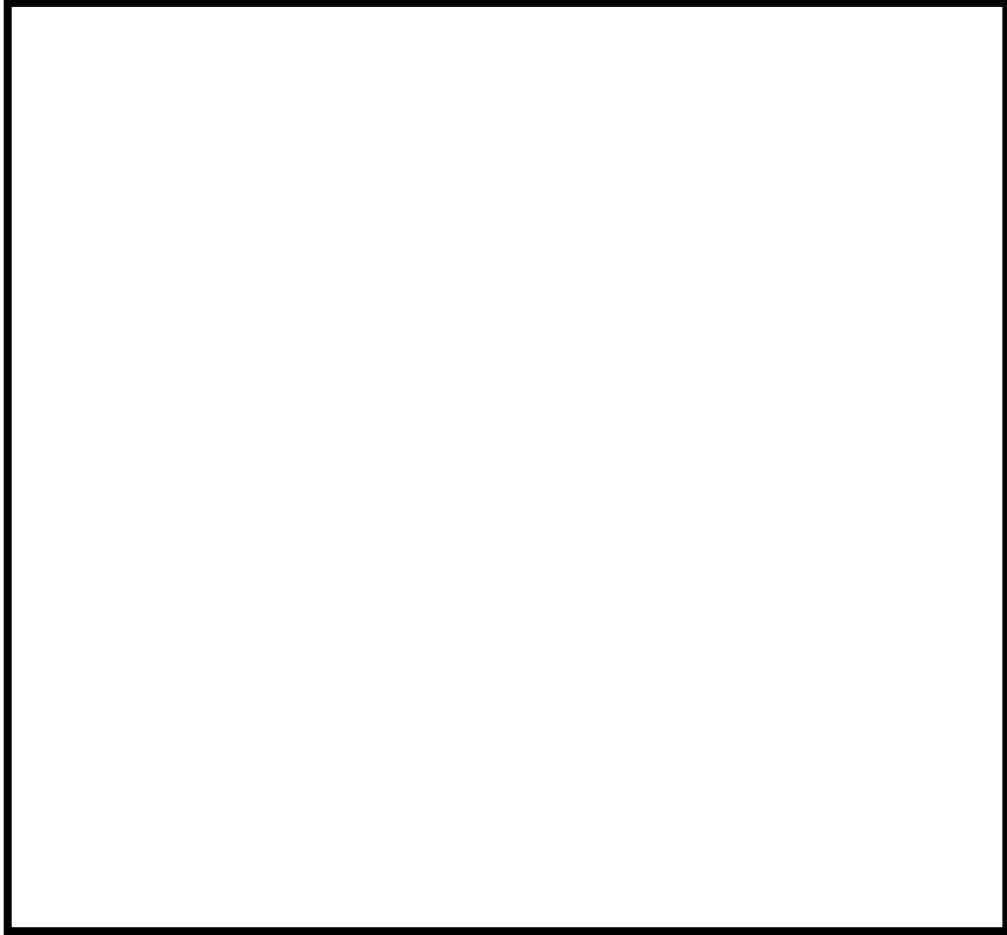


図 1 格納容器の構造図(ABWR, RCCV 型格納容器)



図 2 ドライウェルサンプルの配置(K7 の例)

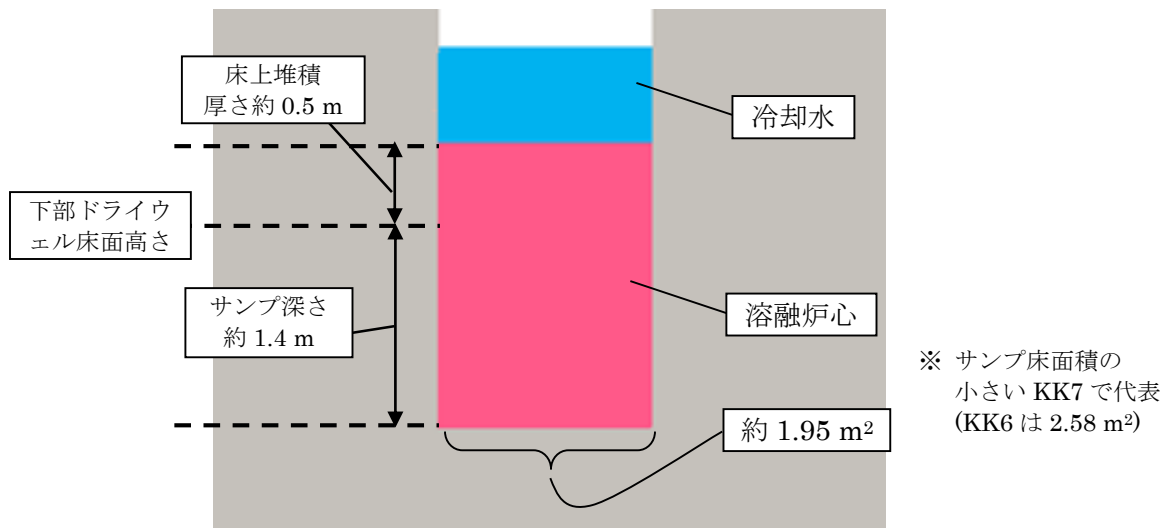


図 3 サンプル領域の解析体系(円柱で模擬)

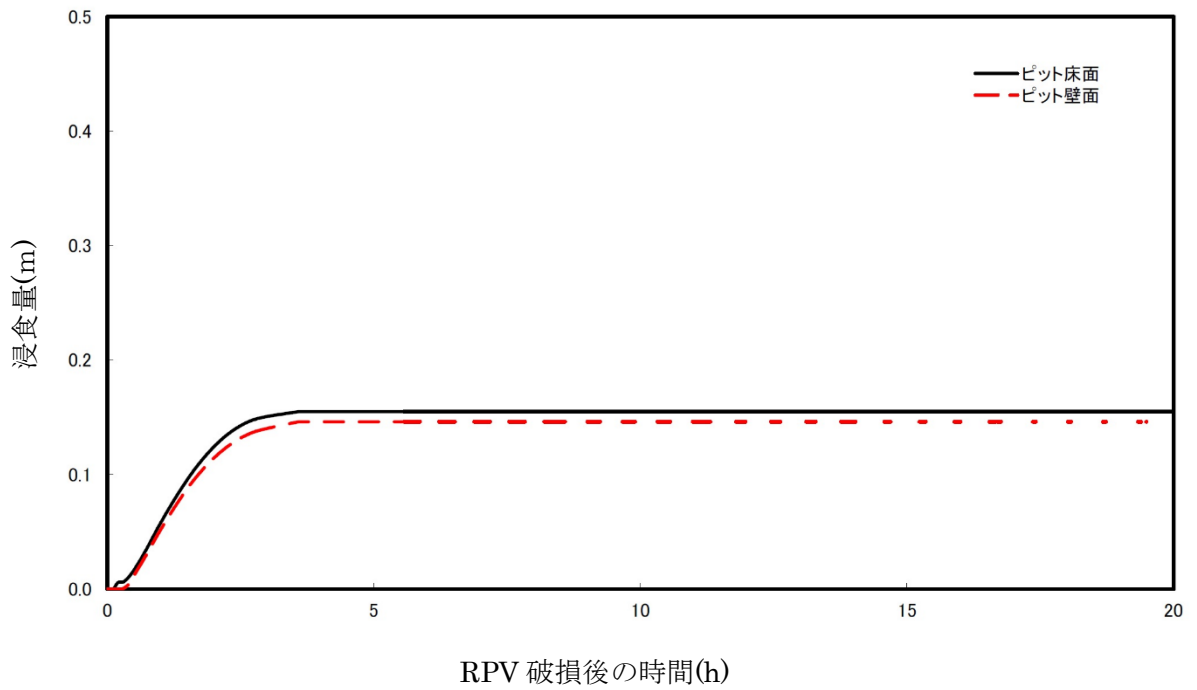


図 4 サンプル領域の壁面および床面の浸食量の変化

【補足】 コリウムシールドの設備概要及びこれを考慮した場合の MCCI の評価

コリウムシールドは、RPV 外に流出した溶融デブリがサンプに流入することを防ぐために、サンプ周囲を耐熱煉瓦で囲む設備である。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉においては、現状の対応にて MCCI による格納容器の破損防止を達成可能と考えるが、MCCI が不確かさの大きな現象であることを考慮し、更なる安全性向上の観点から、自主対策としてコリウムシールドを設置する。

以下に、コリウムシールドの設備概要及び設置後に下部ドライウエル床面積が縮小することに伴う MCCI の評価結果への影響について示す。

1. コリウムシールド(自主対策設備)について

(1) 設備概要

炉心損傷後に原子炉圧力容器底部が破損し、格納容器下部ドライウエルへの溶融炉心の落下に至り、落下してきた溶融炉心がドライウエル高電導度廃液サンプ及びドライウエル低電導度廃液サンプ(以下、「ドライウエルサンプ」という。)内に流入する場合、ドライウエルサンプ底面から格納容器バウンダリである鋼製ライナまでの距離が小さいことから、サンプ底面コンクリートの浸食により溶融炉心が鋼製ライナに接触し、格納容器のバウンダリ機能が損なわれるおそれがある。このリスクへの自主対策として、ドライウエルサンプへの溶融炉心の流入を防ぎ、格納容器下部注水系と合わせて、サンプ底面のコンクリートの浸食を抑制し、溶融炉心が格納容器バウンダリに接触することを防止するため、格納容器下部にコリウムシールドを設置することとしている。

コリウムシールド概要図を補足図1に、溶融炉心落下時のドライウエルサンプへの溶融炉心流入防止のイメージを補足図2に示す。

(2) 仕様

コリウムシールドの仕様を補足表1に示す。コリウムシールドの耐熱材には、高い融点を有するジルコニアを選定した。コリウムシールド高さについては、全溶融炉心が格納容器下部に落下したとしても、コリウムシールドを乗り越えてドライウエルサンプへと流入することがないように適切な高さを選定した。また、コリウムシールド厚さについては、落下してきた溶融炉心によりコリウムシールドが溶融、破損し、溶融炉心がドライウエルサンプに流れ込むことがないように、適切な厚さを選定した。

2. コリウムシールドを考慮した場合の MCCI の評価

(1) 評価条件

プラント初期条件等の解析条件は有効性評価(MCCI評価)と同じとし、ペDESTAL床面積にはコリウムシールド設置後の床面積を設定した。

(2) 評価結果

コリウムシールドを考慮した MCCI 評価の侵食量を補足表2にまとめた。また、炉心溶融

による侵食量の時間変化を補足図3及び補足図4に示す。

床面積が狭くなることで伝熱面積が減少し、若干デブリ冷却が遅れることで侵食量が増加するが、ベースケースとほぼ同等の結果となった。

(3) 結論

コリウムシールドを設置した場合、MCCIによる侵食量は数 cm 程度変化するものの、判断基準に対しては十分な余裕がある。

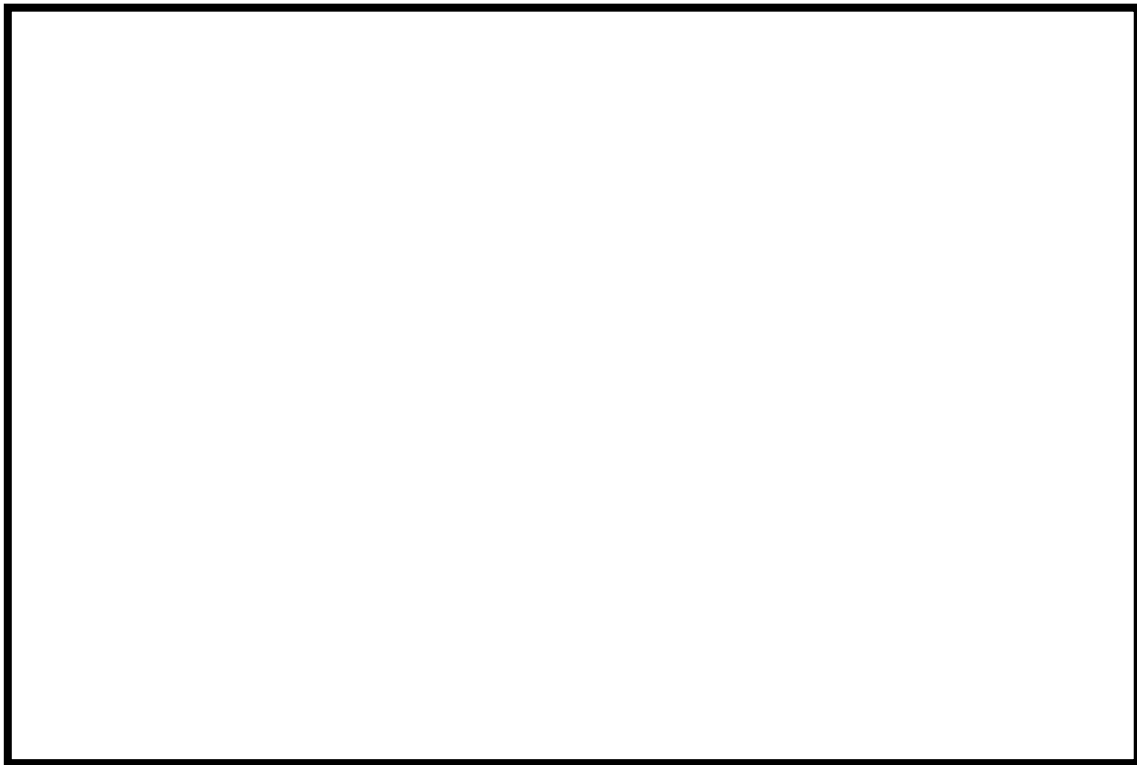
以 上

補足表1 コリウムシールドの仕様

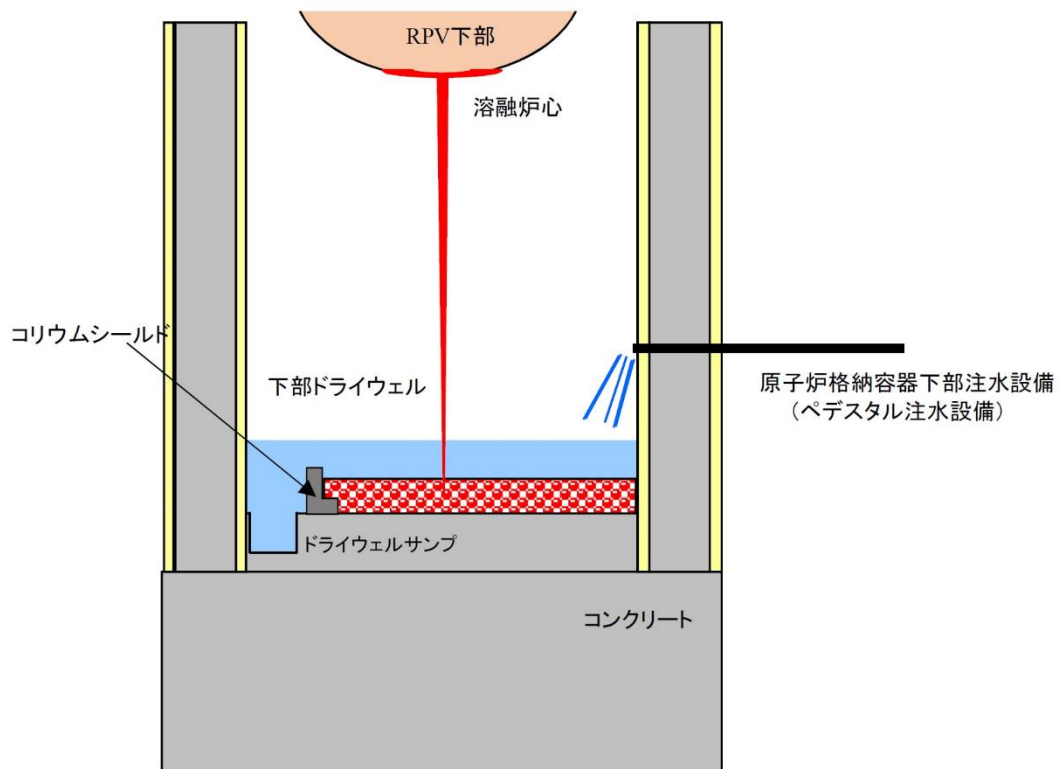
--	--	--	--

補足表2 コリウムシールドを考慮したMCCI評価の侵食量

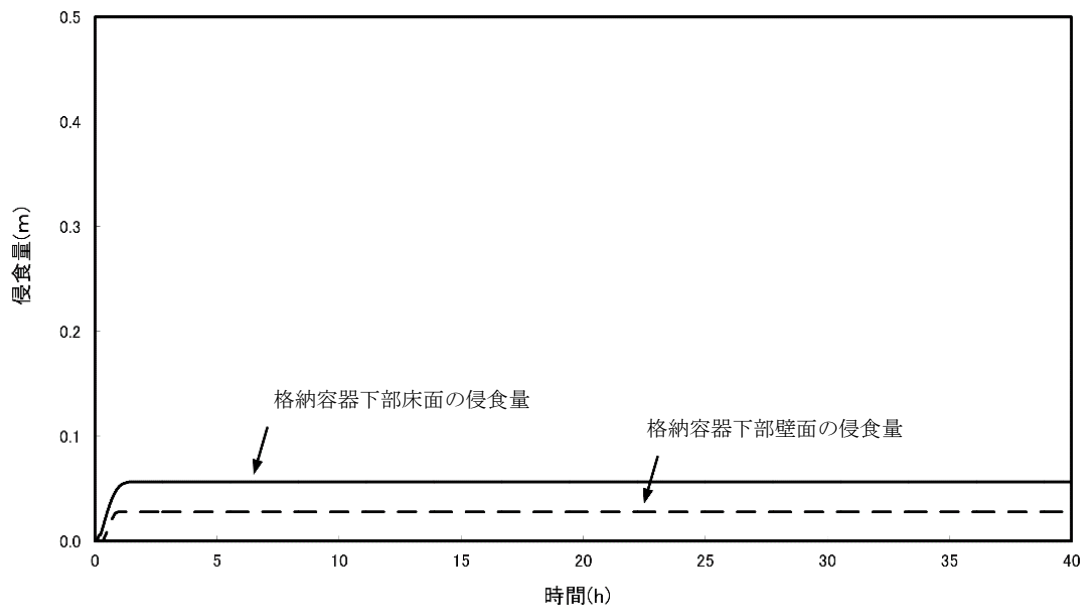
条件	床面積 62.0 m ² (6号炉)	床面積 75.7 m ² (7号炉)	(参考)床面積 約88 m ² (コリウムシールド設置前, 6/7号炉共通)
床面	6.9 cm	5.7 cm	5.1 cm
壁面	5.7 cm	2.8 cm	2.0 cm



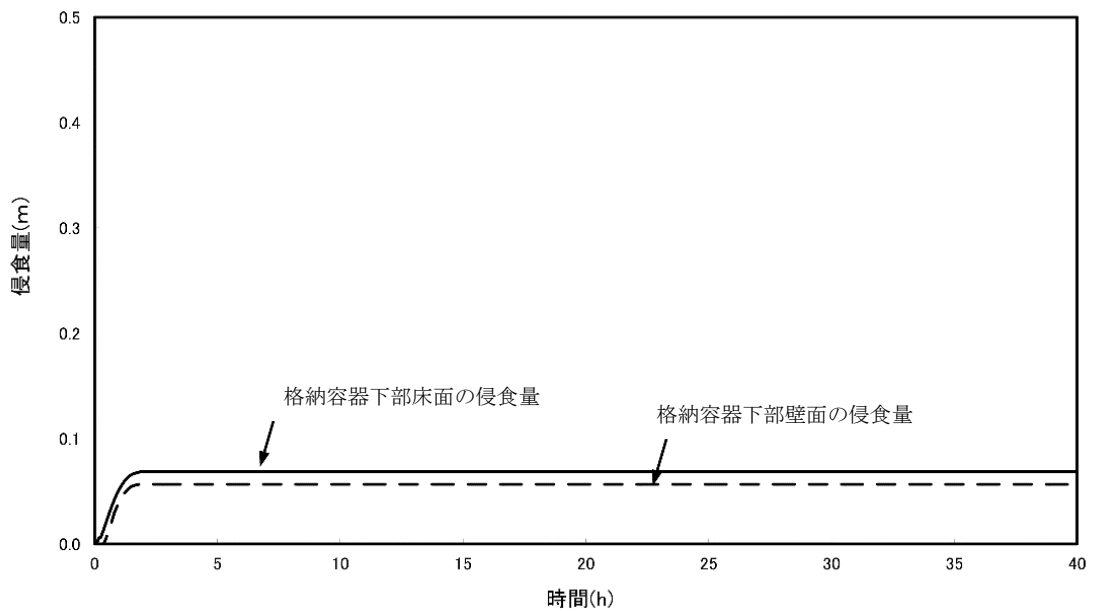
補足図1 コリウムシールド概要図



補足図2 溶融炉心落下時のドライウエルサンプルへの溶融炉心流入防止のイメージ



補足図3 侵食量の時間変化(床面積 75.7 m²)



補足図4 侵食量の時間変化(床面積 62.0 m²)

68. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果

「添付資料 3.1.3.1」で評価している“雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 の放出量”は、サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル状の放射性物質の捕集についても期待しており、その捕集効果は MAAP コード内 (SUPRA 評価式) で考慮している。

事故発生後サプレッション・プール水は沸騰するが、沸騰時には気泡中の水蒸気凝縮に伴う除去効率の向上が見込めないため、捕集効果に影響を及ぼす可能性がある。

ここでは、サプレッション・プール水の沸騰による、捕集効果への影響について検討を行った。

1. スクラビング時のサプレッション・プール水の状態

事故発生後、CsI 及び CsOH は原子炉圧力容器から格納容器内気相部へ移行し、また、その大部分は格納容器内液相部に移行する。MAAP 解析により得られた格納容器内液相部中の CsI 及び CsOH の存在割合の時間推移を図 1 に、サプレッション・プール水温の時間推移を図 2 に示す。

図 1 より、格納容器の壁面等に沈着した核分裂生成物がドライウェルスプレイによって洗い流される効果や初期のブローダウンによるスクラビングの効果等により、CsI 及び CsOH の大部分が初期の数時間で液相部へと移行することが分かる。また、図 2 より、最初の数時間においては、サプレッション・プール水温は未飽和状態であり、沸騰は起きていないことがわかる。すなわち、サプレッション・プールでスクラビングされる大分部の CsI 及び CsOH は、最初の数時間で非沸騰状態下でのその効果を受け、残りの少量の CsI 及び CsOH が沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。

このことから、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に対しては、沸騰条件下でのスクラビング効果の影響よりも、非沸騰状態下でのスクラビング効果の影響の方が支配的になると考えられる。

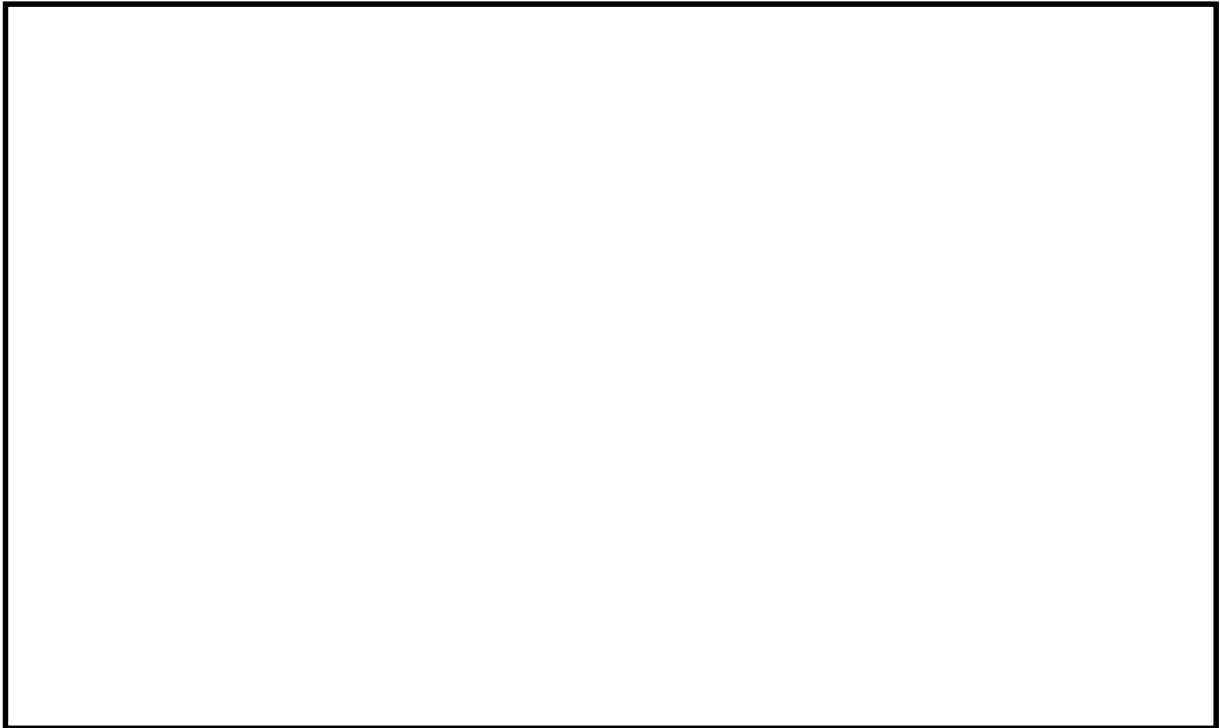


図1 格納容器内液相部中の存在割合

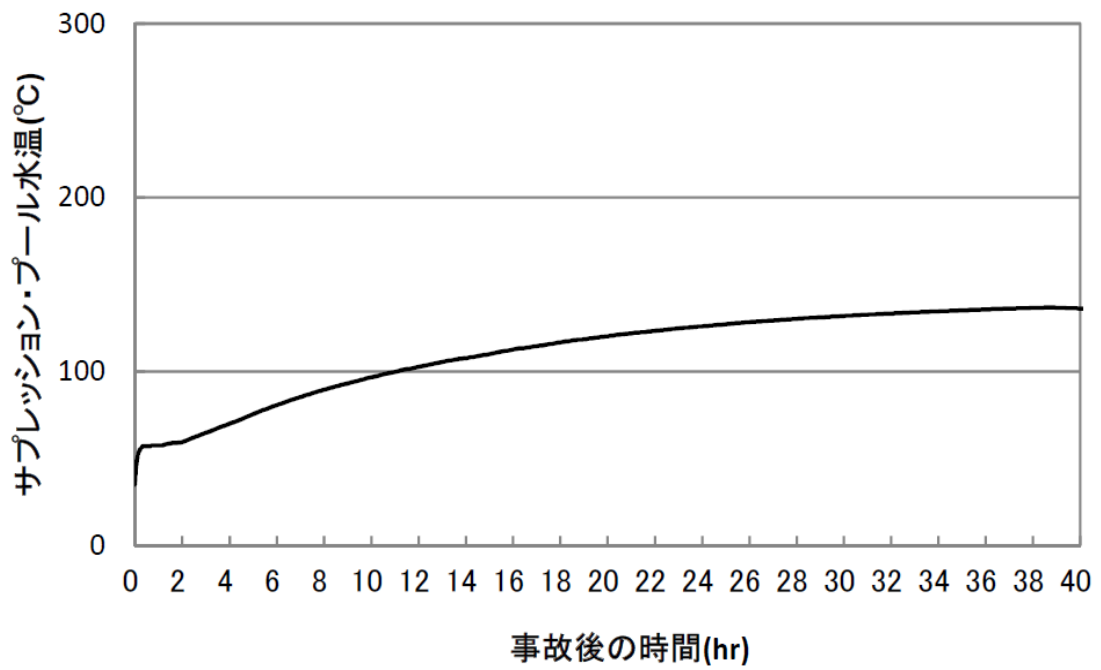


図2 サプレッション・プール水温

2. 沸騰時のスクラビング効果

沸騰後においても少量のエアロゾル粒子がサプレッション・プールのスクラビングを受けるため、沸騰時のスクラビング効果が極めて小さい場合は、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は大きくなる可能性がある。

沸騰時のスクラビング効果については、電力共同研究にて実験が行われており、未飽和時のスクラビング効果との比較が行われている。試験の概要と試験結果を以下に示す。

(1) 試験の概要

試験装置は直径約 1m、高さ 5m の図 3 に示す円筒状容器であり、表 1 に示す試験条件のもと、スクラバ水のスクラビング効果を測定している。

(2) 試験結果

スクラバ水が未飽和である場合と、沸騰している場合の試験結果を図 4 に示す。図 4 では未飽和時の実験データを白丸、沸騰時の実験データを黒丸で示しており、スクラバ水の水深を実機と同程度（約 3m）とした場合では、スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから、実機においても、沸騰後にサプレッション・プールのスクラビング効果が全く無くなる（DF=1）ことにはならず、沸騰後のスクラビングがサプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。

表 1 試験条件

Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.8
Hydraulic property	pool water temperature (°C)	80	20~110
	carrier gas temperature (°C)	150	20~300
	steam fraction (vol.%)	50	0~80
	carrier gas flow rate (L/min)	500	300~2000
Aerosol property	particle diameter (μm)	0.21~1.1	0.1~1.9
	material	LATEX	LATEX, CsI

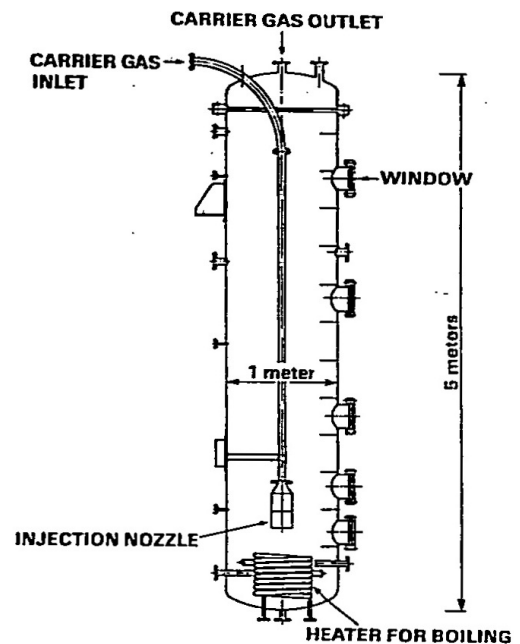


図 3 試験装置の概要

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

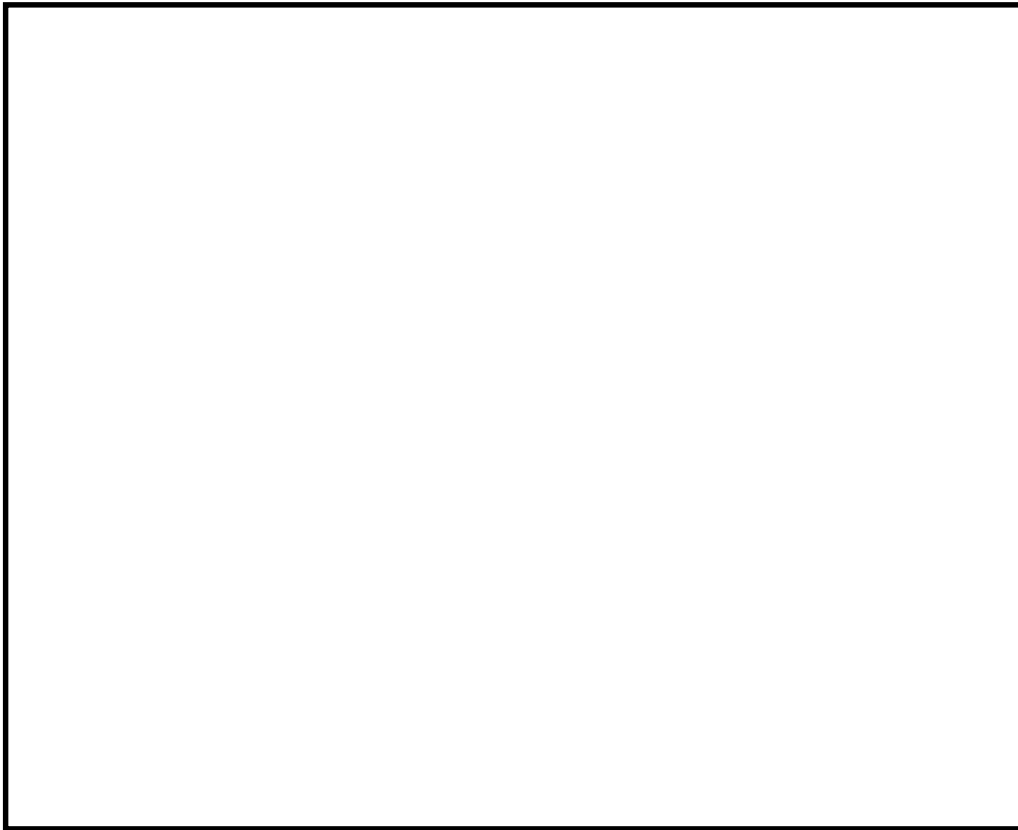


図 4 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果

出典：共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」(PHASE2) 最終報告書 平成 5 年 3 月

75. 給水ポンプ・トリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響

1. はじめに

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、事象発生から約 173 秒後に復水器水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップして原子炉水位が低下し、原子炉水位低信号(レベル 2)で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り 6 台の冷却材再循環ポンプがトリップするものとしている。

一方、更に保守的な仮定として、復水器水位低下で電動駆動給水ポンプがトリップせず、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転継続すると仮定した場合、原子炉水位が高めに維持され、原子炉水位低信号(レベル2)での代替冷却材再循環ポンプ・トリップが発生する時刻が遅くなり、炉心流量および原子炉出力が高くなる。その結果、サブプレッション・プール水温度および格納容器圧力は今回の申請において示した解析ケース(以下、「ベースケース」という。)に比べ高めに推移すると考えられる。

このため、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転継続すると仮定した場合の影響について感度解析を実施した。

2. 評価条件

電動駆動給水ポンプのトリップの条件を復水器ホットウェル枯渇とした以外はベースケースと同じである。

3. 評価結果

ベースケースと同等の条件で電動駆動給水ポンプのトリップの条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果を図 1 から図 12 に示す。また、評価結果のまとめを表 1 に示す。

電動駆動給水ポンプが停止するまでの時刻は事象発生から約 255 秒後となり、ベースケースの約 173 秒から約 82 秒遅れる結果となった。

燃料被覆管温度(PCT)は、流量と出力のミスマッチが継続することで、ベースケースよりも高くなるが、判断基準は満足している。サブプレッション・プール水温度の最高値は 127℃、格納容器バウンダリの圧力の最高値は 0.29MPa[gage]であり、判断基準を満足している。

以上の結果より、電動駆動給水ポンプがトリップせず、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転継続すると仮定した場合についても判断基準を満足する。従って、炉心損傷防止対策の有効性を確認するという観点からは、設計通りに復水器水位低下で電動駆動給水ポンプがトリップする設定とすることは評価条件として妥当であると考えられる。

なお、実際の操作においては、反応度制御中は原子炉から放出される蒸気によるサブプレッション・プール水温の上昇及び格納容器過圧を防止するため、原子炉出力及び原子炉の隔離状態に応じて給水を手動で絞り、原子炉出力を抑制する。

以 上

表1 電動駆動給水ポンプ運転継続による判断基準への影響

項目	感度解析	ベースケース	判断基準
電動駆動給水ポンプ	復水器ホットウエルが枯渇するまで運転継続(約 255 秒後)	復水器水位低でトリップ(約 173 秒後)	—
燃料被覆管最高温度(°C)	約 1100 [※]	約 920	1200 °C以下
燃料被覆管の酸化量(%)	2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	9.08	9.08	10.34 MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	0.29	0.19	0.62 MPa[gage](限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サブプレッション・プール水温(°C))	127	113	200 °C (限界温度)を下回る

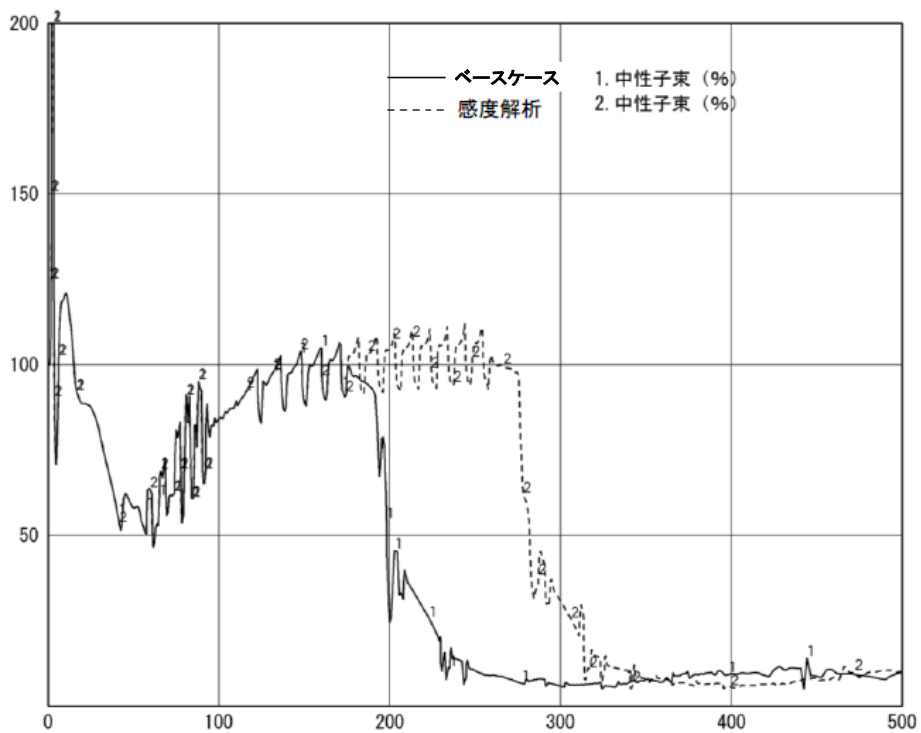
※ 熱伝達相関式(修正Dougall-Rohsenow式)の適用性について

SCAT コードの説明資料¹では、燃料被覆管温度 700～800 °C 程度の範囲について、5×5 高温ポスト BT 試験と解析の結果を比較している。比較の結果、クオリティが 0.9 程度となる位置で修正 Dougall-Rohsenow 式の評価の保守性が小さくなることを確認したことから、クオリティが大きくなることで保守性が小さくなる傾向を示すものと考えている。

これは、修正 Dougall-Rohsenow 式では燃料被覆管表面温度を保守側に評価するために燃料被覆管表面での液滴蒸発の効果を無視している特性が影響しているものと考えられる。

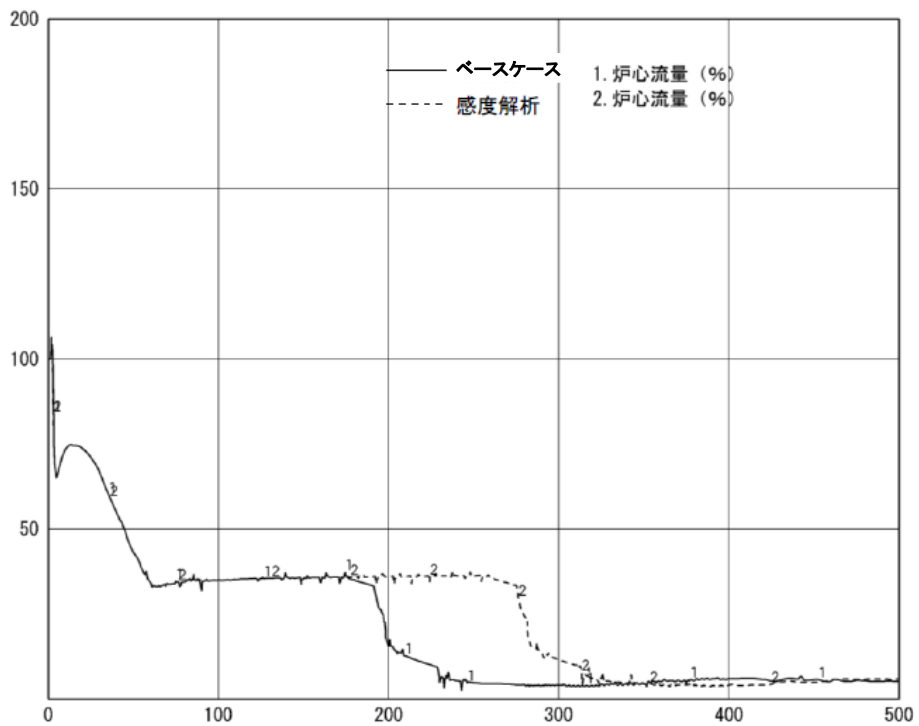
本評価における、燃料被覆管最高温度が発生する時間領域での燃料被覆管最高温度の発生位置(第 4 スペーサ位置)のクオリティは 0.6～0.7 程度である。この場合、修正 Dougall-Rohsenow 式の評価の保守性は小さくなる傾向であると考えられるものの、修正 Dougall-Rohsenow 式を適用することによって保守側の評価結果が得られると考えられる。このため、燃料被覆管最高温度が 1200 °C 以下であることを確認する観点で、修正 Dougall-Rohsenow 式を適用することに問題は無いと考える。

¹ 第 283 回 原子力発電所の新規制基準適合性に係る審査会合 資料 2-2-5 重大事故対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第 4 部 SCAT) 添付 3 (平成 27 年 10 月 15 日)



事象発生からの時間 (s)

図1 中性子束の時間変化(事象発生から 500 秒後まで)



事象発生からの時間 (s)

図2 炉心流量の時間変化(事象発生から 500 秒後まで)

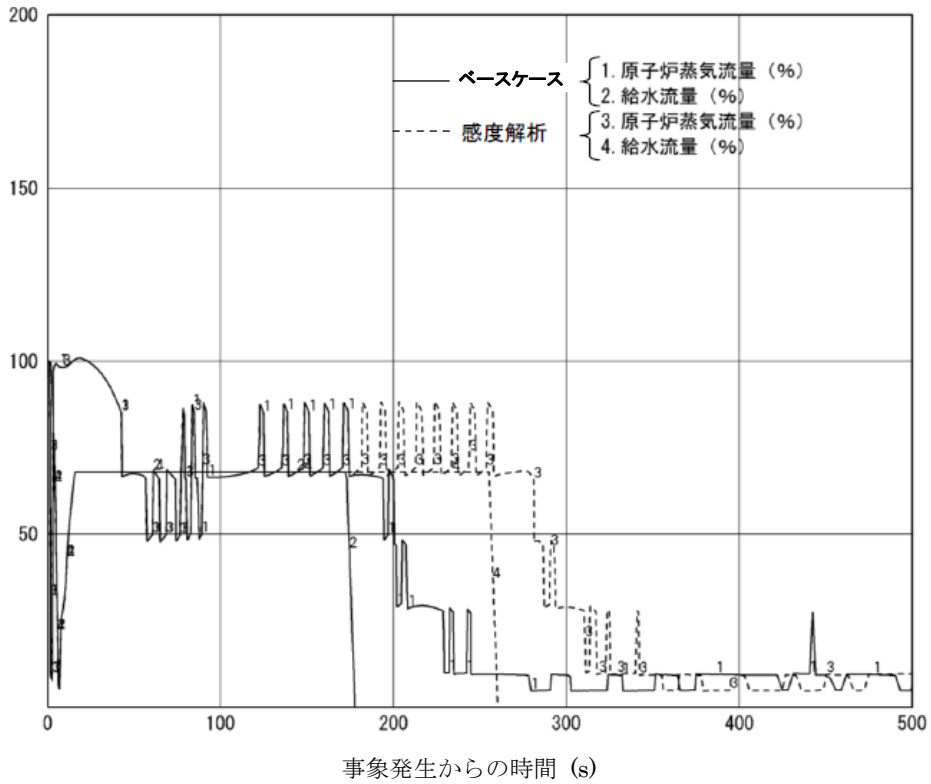


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の時間変化(事象発生から500秒後まで)

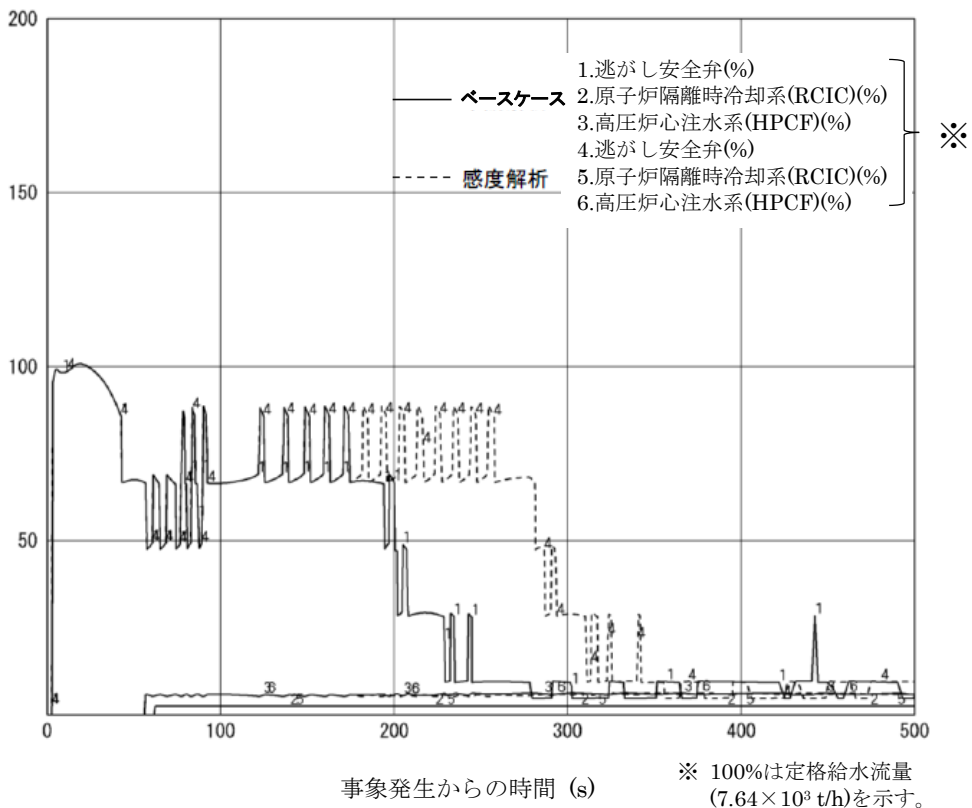


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系(RCIC), 高圧炉心注水系(HPCF)の流量の時間変化(事象発生から500秒後まで)

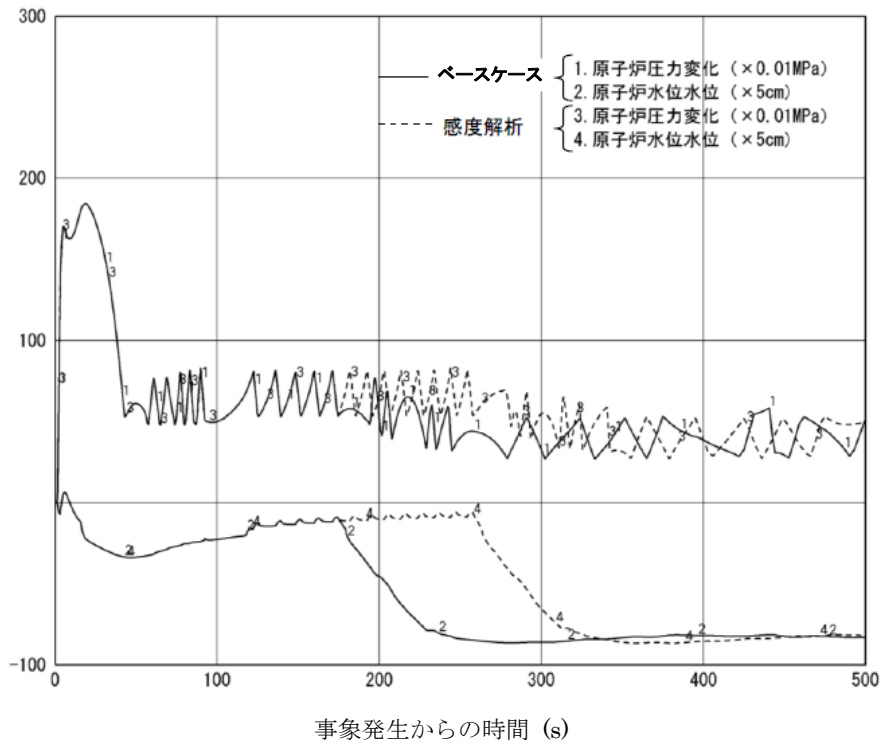


図5 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から 500 秒後まで)

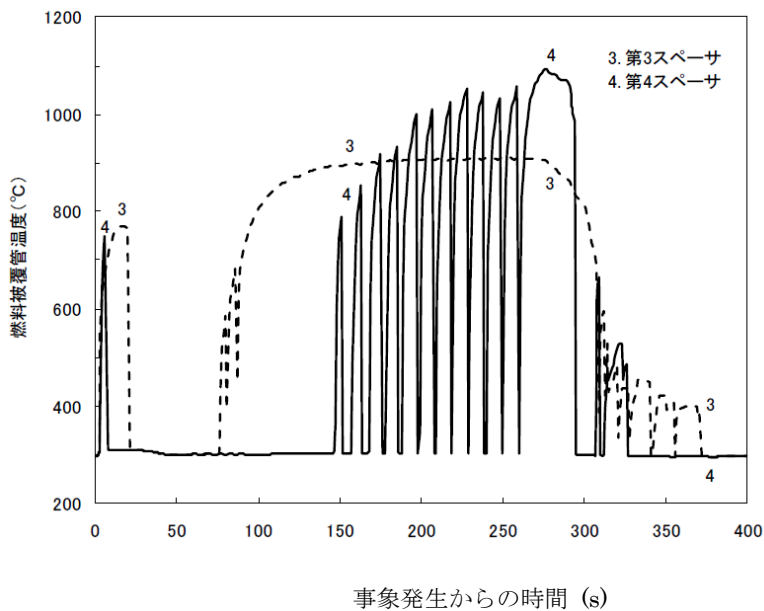


図6 燃料被覆管温度(PCT)の時間変化(事象発生から 400 秒後まで)

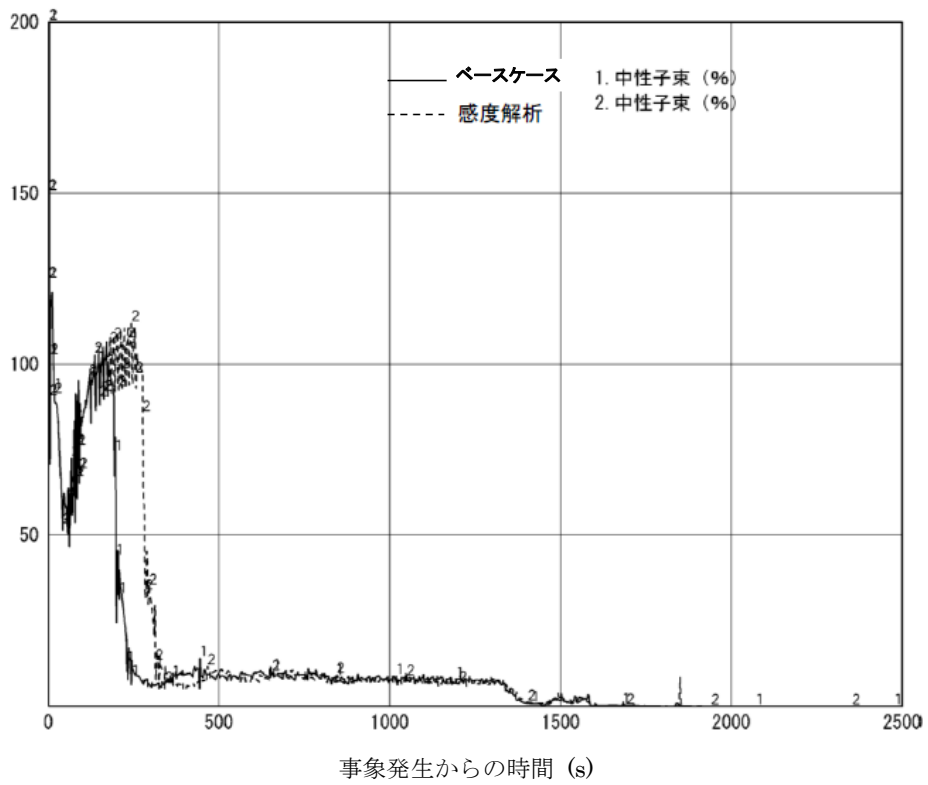


図 7 中性子束の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

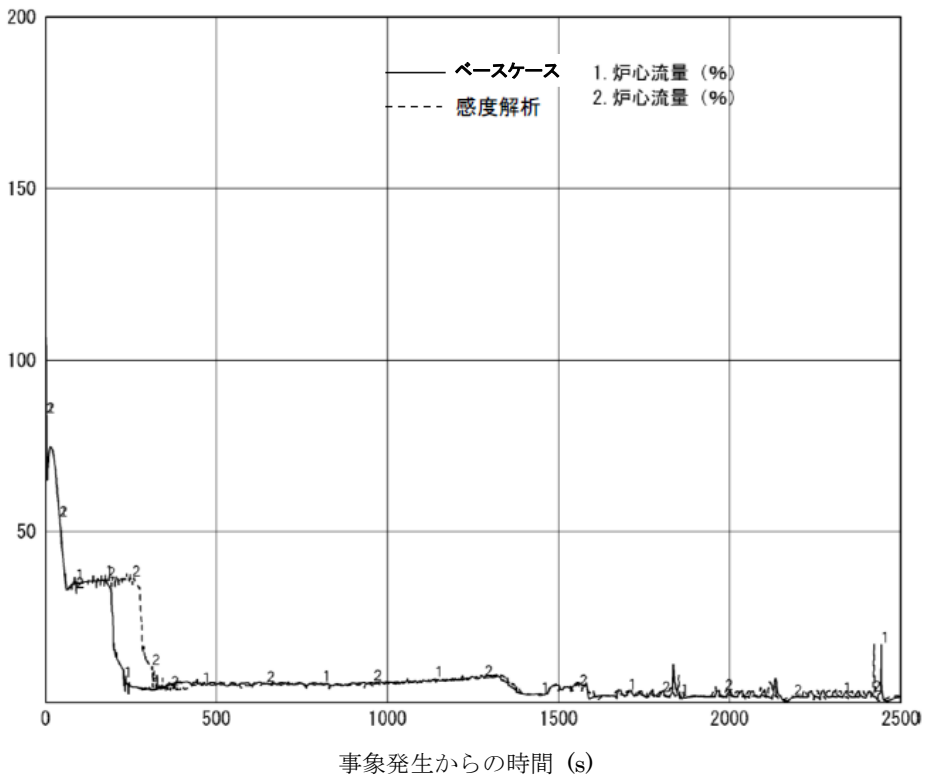


図 8 炉心流量の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

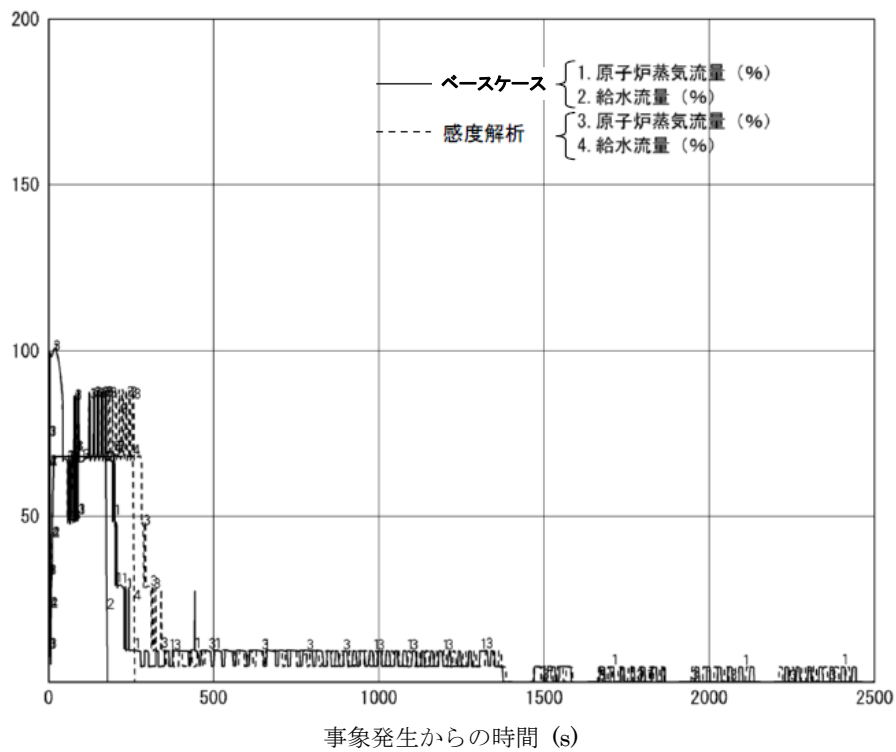


図 9 原子炉蒸気流量, 給水流量の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

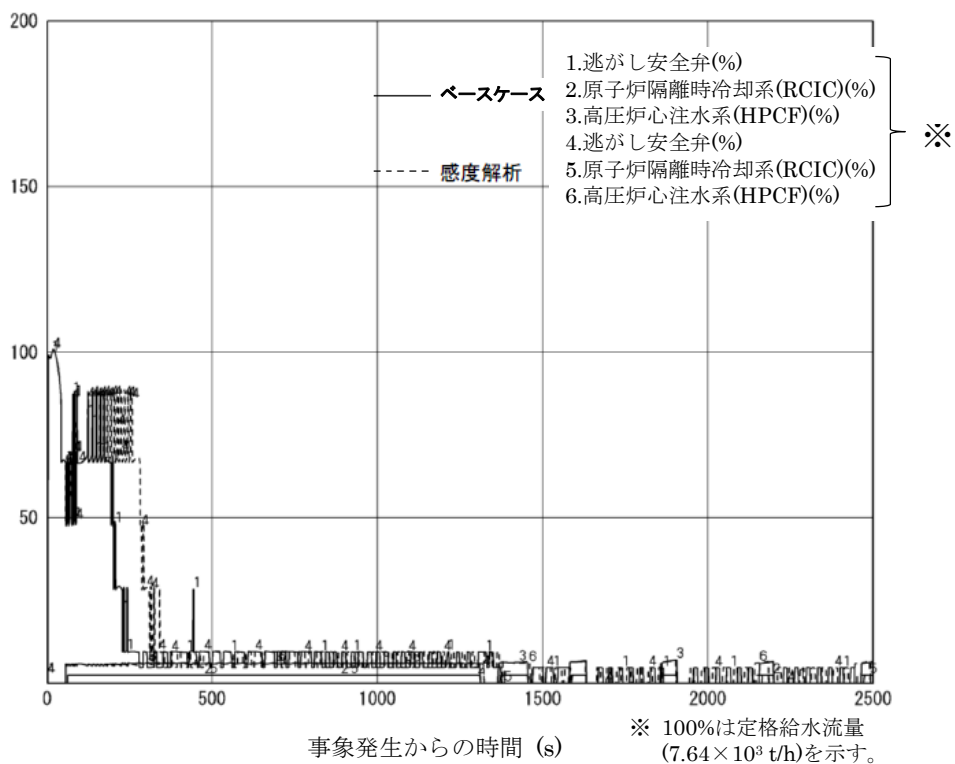


図 10 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系(RCIC), 高圧炉心注水系(HPCF)の流量の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

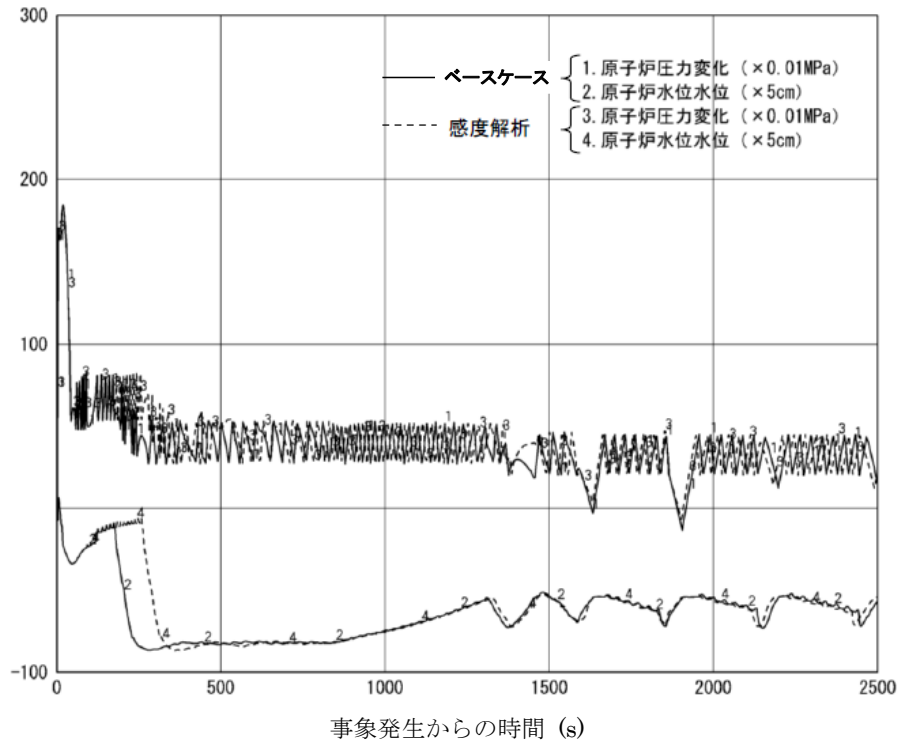


図 11 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から 2500 秒後まで)

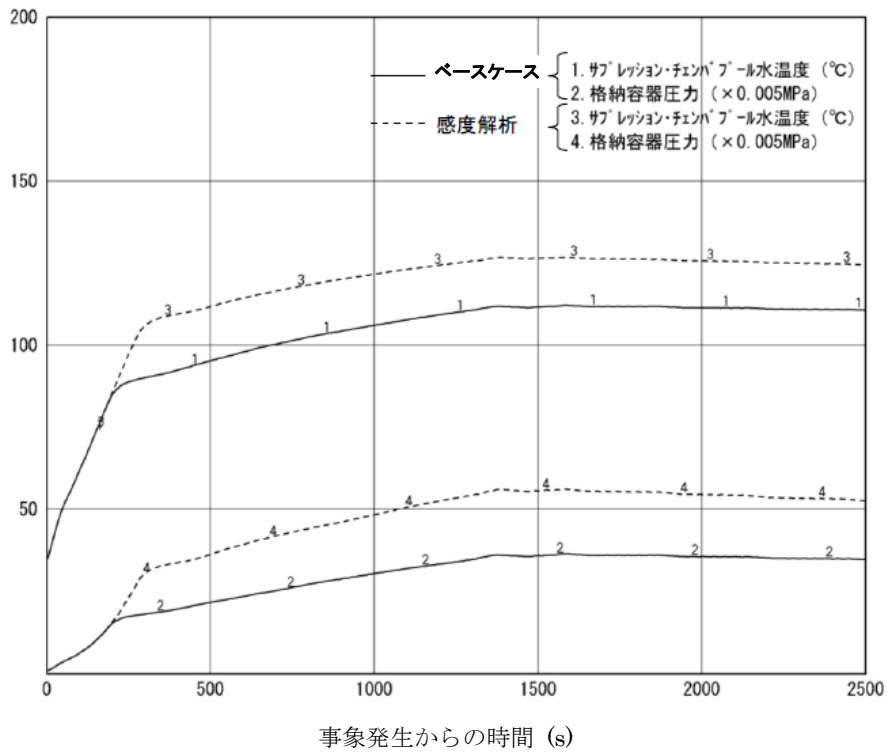


図 12 サプレッション・プールの水温, 格納容器圧力の時間変化
(事象発生から 2500 秒後まで)

76. SLC 起動手動起動手していることについての整理

1. SLC 起動手動化する場合と手動起動手する場合の効果の違いに関する整理

原子炉停止機能喪失事象発生時の操作は、事故時運転操作手順書(徴候ベース)に規定されており、原子炉停止機能喪失事象の確認後にほう酸水注入系(以下、「SLC」という。)起動手、制御棒手動挿入、原子炉水位低下操作により反応度を抑制する(同時に実行できない場合は上記の順番で操作する)。

SLC については、有効性評価「原子炉停止機能失敗」においてその反応度抑制効果を確認しているが、図 1 に示す通り、その効果は約 10 分程度の時間遅れを伴うゆっくりとしたものである。事象発生後、炉心流量が低下し、出力が数%まで低下し、比較的安定な状態になった頃に漸くその効果が確認されるものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動手によって速やかに起動手しても、運転員によって手動起動手しても、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではなく、その効果に大きな違いはない。また、手順書上は原子炉停止機能喪失事象への対応の中で最も優先度の高い操作と位置付けており、訓練においても事象発生から約 1~2 分での操作実施を確認していることから、運転員の操作についても大きな遅れを伴うものではない。

また、早く出力を抑制することにより、サプレッション・プールへの蒸気の流入量を低減し、サプレッション・プールの温度上昇を抑制する効果に期待できるが、SLC 起動手操作に約 10 分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・プールの最高温度は約 113 °C であり、限界温度までに十分な余裕がある。このことから、サプレッション・プールの温度上昇の抑制の観点でも、手動起動手による多少の操作の時間遅れは問題とならない。

これらのことから SLC については、手動起動手とすることで仮に自動化した場合に比べて時間遅れが生じるとしても、その効果に大きな違いは表れず、手動起動手であっても自動化した場合とほぼ同等の対応になっているものと整理できる。

2. SLC の起動手自動化した場合に対する懸念

SLC を手動起動手させると、原子炉冷却材浄化系(CUW)は自動隔離される。これは CUW が運転していると同系統のフィルタ・デミネライザ(F/D)がほう酸を除去してしまい、反応度抑制に支障をきたすためである。この点を現行手順では、SLC 手動起動手をトリガーとして直ちに CUW の停止を確認するという、一連の操作・確認手順をとっている。SLC を自動起動手させる場合には、起動手を知らせる警報などが CUW 隔離確認のト

リガーとなると考えられるが、ATWS 時の慌ただしい状況下で、万一 SLC 自動起動の警報に気づかず、これに CUW の自動隔離失敗が重畳した場合、ほう酸が除去されてしまい、反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。

また、SLC が自動起動した時点で何らかの理由により原子炉水位が L-8 を超えているような場合には、注入したほう酸水が逃がし安全弁(SRV)を通じてサプレッション・プール(S/P)に排出されてしまい反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。

以上の通り、SLC の起動は関連する設備やパラメータの状態を認識しながら実施する必要性が高いと考えており、運転員の判断で実施する操作としておくことが望ましいと考える。

3. 結論

1. の通り、SLC については、手動起動の場合と自動化した場合の効果に大きな違いが表れないこと及び 2. の通り、自動化に際しての懸念も残るため、現状は手動起動としている。

【参考】SLC 自動起動に関する海外の状況

SLC の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 ABWR の Design Control Document によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

- ・「原子炉圧力高」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から 3 分
- ・「原子炉水位低(L2)」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から 3 分
- ・「手動 ARI/FMCRD run-in 信号」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から 3 分

上記の通り、SLC の自動起動には 3 分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いは無いものとする。尚、米国においても SLC の自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

以 上

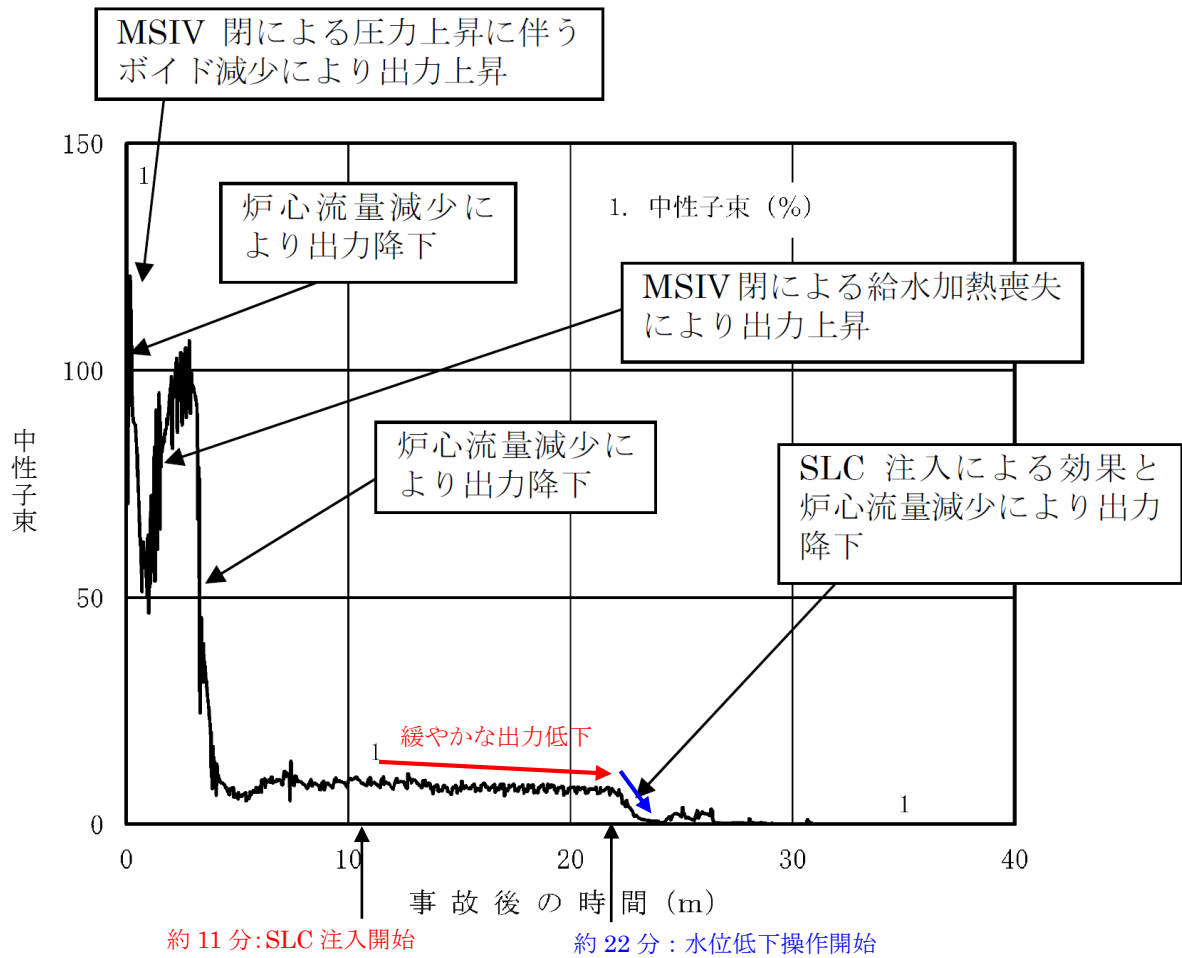


図 1 ATWS 時の SLC・水位低下操作による反応度抑制

78. 全制御棒挿入失敗の想定が、部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて

部分的な制御棒挿入失敗の場合、プラント全体の挙動としては全制御棒挿入失敗に比べて原子炉出力が低下するため、判断基準のパラメータとなる原子炉圧力、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度に及ぼす影響は小さくなる。

ここでは部分的な制御棒挿入失敗により、径方向出力分布に偏りが生じた場合の燃料被覆管温度(PCT)への影響について、検討した結果を示す。

(1) 部分制御棒挿入失敗の発生パターンについて

ABWR の制御棒挿入機能には水圧駆動系と電動駆動系があり、いずれかが作動すれば制御棒は挿入される。部分的な制御棒挿入失敗が発生する場合には、前述の一方の駆動系が機能喪失し、もう一方の駆動系が部分的に機能喪失する場合は考えられる。

水圧駆動系の故障の場合について考えると、1 台の HCU によって挿入される制御棒が 2 本であることから、同時に 2～3 台の HCU が故障したことを想定しても、その他の制御棒が挿入されるため、原子炉の出力はほぼゼロになる(表 1 参照)。

電動駆動系の故障の場合について考えると、電動駆動系は電源を 3 区分に分割しているが、それぞれの電源区分の制御棒は炉心径方向に分散配置されているため、電源の故障等によって部分的に制御棒挿入に失敗しても径方向に対して制御棒挿入の偏りが生じることはない(表 2 参照)。

(2) 部分制御棒挿入失敗時の影響について

万が一、部分制御棒挿入失敗事象が発生し、径方向出力分布に偏りが生じた場合には、燃料被覆管温度に関係する項目として、バンドル出力及び核熱安定性の発振限界に対する余裕への影響が考えられる。しかしながら、以下に示す通り、部分制御棒挿入失敗時の燃料被覆管温度(PCT)への影響は、全制御棒の挿入失敗時の評価に包絡されていると考える。

(a) バンドル出力

部分制御棒挿入失敗の場合、(1)に示すように炉心出力は全制御棒失敗の場合に比べて低く整定するため、給水による注水量が全制御棒挿入失敗時に比べて少なく、給水加熱喪失による出力上昇が抑えられる。これより、制御棒未挿入領域のバンドル出力の上昇は、全制御棒挿入失敗時に比べ低くなるため、PCT への影響は全制御棒挿入失敗時の評価に包絡されると考えられる。

(b) 核熱安定性の発振限界に対する余裕

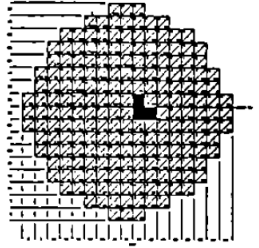
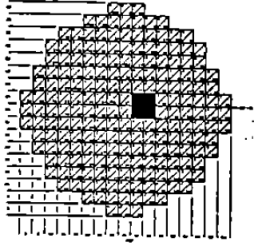
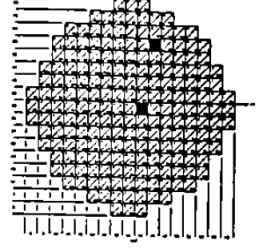
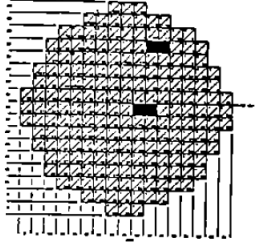
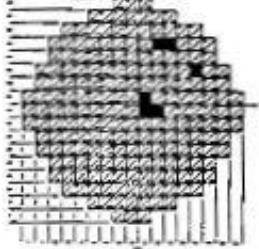
(a)に示すように、部分制御棒挿入失敗の場合、制御棒未挿入領域のボイド率の上昇は、全制御棒挿入失敗時に比べて小さくなる。これより、ボイド反応度フィードバックが小さくなり、給水加熱喪失状態における核熱安定性の発振限界に対する余裕が大き

くなるため、炉心一体振動による出力振動は発生し難くなると考えられる。したがって、核熱不安定による出力振動発生に伴う PCT への影響は、全制御棒挿入失敗時の評価に包絡されると考えられる。

なお、領域不安定事象に対しては、(1)の想定される部分制御棒挿入失敗の発生パターンの検討に示すように、スクラム時に数本の制御棒だけが挿入され、原子炉出力が高めに整定し、かつ、径方向出力分布に偏りが生じることにより、領域不安定が発生し易くなるパターンとなることはないと考えられる。

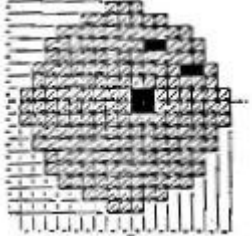
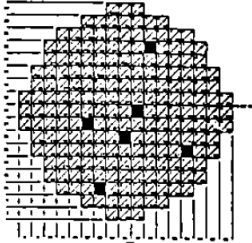
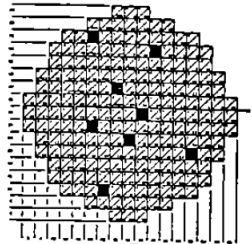
以 上

表 1 制御棒の水圧制御ユニットの故障による部分制御棒挿入のパターン(例)

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗要因	原子炉出力
	隣接 3 本の 制御棒未挿入	個々の制御棒の水圧制御ユニットの機械的故障の同時発生	高温臨界
	隣接 4 本の 制御棒未挿入	同上	～1%定格
	分散 2 本の 制御棒未挿入	水圧制御ユニット 1 系統の故障	未臨界
	分散 2 組 制御棒 4 本の 未挿入	隣接する制御棒の水圧制御ユニット 2 系統故障	低温臨界
	分散 3 組 制御棒 6 本の 未挿入	隣接する制御棒の水圧制御ユニット 3 系統故障	高温臨界

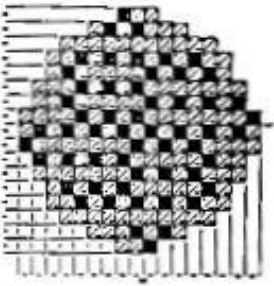
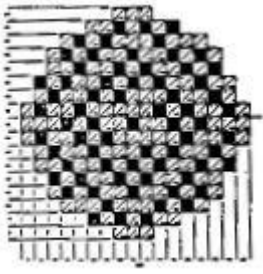
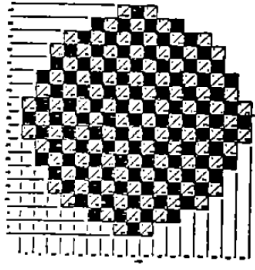
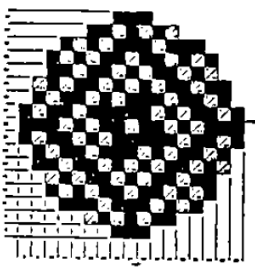
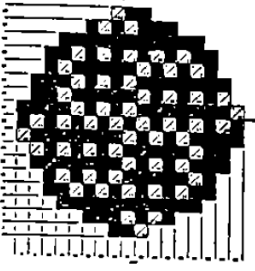
■ : 未挿入制御棒

表1 制御棒の水圧制御ユニットの故障による部分制御棒挿入のパターン(例)(続き)

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗要因	原子炉出力
	分散4組 制御棒8本の 未挿入	隣接する制御棒の水圧制御ユ ニット8系統故障	高温臨界
	分散6本の 制御棒未挿入	分散3組の水圧制御ユニット の故障	未臨界
	分散8本の 制御棒未挿入	分散4組の水圧制御ユニット の故障	未臨界

■ : 未挿入制御棒

表 2 電気系統故障による部分制御棒挿入のパターン

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗要因	原子炉出力
	分散 1/4 炉心 制御棒未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ 1 系統の故障	高温臨界
	分散 1/3 炉心 制御棒未挿入	電気系統の故障 ステップモータ電源グループ 区分Ⅱの故障	高温臨界
	分散 1/2 炉心 制御棒未挿入	電気系統の故障 RPS シーケンス回路 A 系の 故障	高温臨界
	分散 2/3 炉心 制御棒未挿入	電気系統の故障 ステップモータ電源グループ 区分ⅠとⅡの故障	5%以下*
	分散 3/4 炉心 制御棒未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ 3 系統の故障	10%以下*

■ : 未挿入制御棒

* 1 : 30%炉心流量時の値

84. ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響(参考評価)

1. はじめに

自動減圧系は、ドライウェル圧力高(13.7 kPa)信号が発生し、原子炉水位低(レベル1)信号が発生すると自動起動信号が発信され、発信から30秒の時間遅れの後、高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。

自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合、高圧炉心注水系、低圧注水系によって、炉心に大量の低温の水が注入される。これは、制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対しては、炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。

この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時に自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており、手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し、本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

ここでは自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗した場合の影響を確認するため、TRACG(REDY では減圧挙動*を取り扱うことができないため)を用いて感度解析を実施した。なお、TRACG コードは REDY コードで取り扱うことができない中性子束振動現象を評価し、評価結果を参照するために用いたコードである。本評価はこの目的に照らして実施したものでは無いため、本評価はあくまで参考評価の位置付けである。

2. 評価条件

自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗すること以外の条件は解析コード説明資料(TRACG)における今回の申請において示した解析ケース(以下、「ベースケース」という。)の評価条件と同じである。

3. 評価結果

評価結果を図 1 から図 7 に示す。評価結果のまとめを表 1 に示す。また、有効性評価における判断基準ではないが、本事象の特徴を考慮し、「反応度投入事象に関する評価指針」に照らした評価結果を表 2 に示す。

事象発生後約 440 秒で自動減圧系が作動することにより原子炉圧力が徐々に低下し、高圧炉心注水系流量が増加するとともに約 610 秒から低圧炉心注水系により注水される。その後、約 650 秒で原子炉水位が L8 に到達し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が停止する。

しかしながら、低圧炉心注水系による注水は継続され、炉心内のボイド率が低下し、正の反応度が投入されることにより、830 秒付近で出力上昇が発生する。

ただし、ボイド及びドップラフィードバックによる出力抑制、原子炉圧力上昇による低圧炉心注水系の停止により出力は低下する。このとき急激な出力増加により燃料被覆管最高温度は約 570 °C まで上昇する結果となる。また、低圧炉心注水系による注水の際の全反応

度の最大値は約 0.98\$である。

その後、原子炉圧力の再低下に伴い低圧炉心注水系により再度注水され、1330秒付近から出力が増加するが、ボロン注入により負の反応度投入が進んでいるため出力上昇は830秒付近の出力上昇より抑えられる結果となる。

以上

※ 低圧状態における修正Shumway相関式の適用性

TRACGに組み込まれているリウエット相関式である、修正Shumway相関式は、試験データベースの圧力範囲が0.4~9 MPaとされている(TRACG Model Description (NEDO-32176) 6.6.7章参照)。よって、修正Shumway相関式は、ADS自動起動阻止失敗時に原子炉圧力が減圧された低圧状態(0.5~0.6MPa程度)においても適用可能であり、かつ、最小安定膜沸騰温度を保守側(低め)に予測する。

表1 ADS自動起動阻止操作の失敗を考慮した場合の判断基準への影響

項目	解析結果 (TRACG)	判断基準
自動減圧系の自動起動を阻止する操作	失敗	—
燃料被覆管最高温度(°C)	約 570	1,200 °C以下
燃料被覆管の酸化量(%)	— (評価せず)	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	8.52	10.34 MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	0.30 ^{*1}	0.62 MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブレーションプール水温(°C))	約130 ^{*1}	200 °C (限界温度)を下回る

※1 1500秒時点での値

表2 「反応度投入事象に関する評価指針」に照らした評価結果

項目	解析結果 (TRACG)	判断基準
燃料エンタルピ (cal/g・UO ₂)	109 ^{*1}	230 ^{*2} 150 ^{*3}
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	8.52	10.34 MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)を下回る

※1 ADS 作動後の LPFL 注入による出力上昇時の最大値

※2 燃料エンタルピの最大値

※3 浸水燃料の破裂による衝撃圧力等の発生についての判断基準

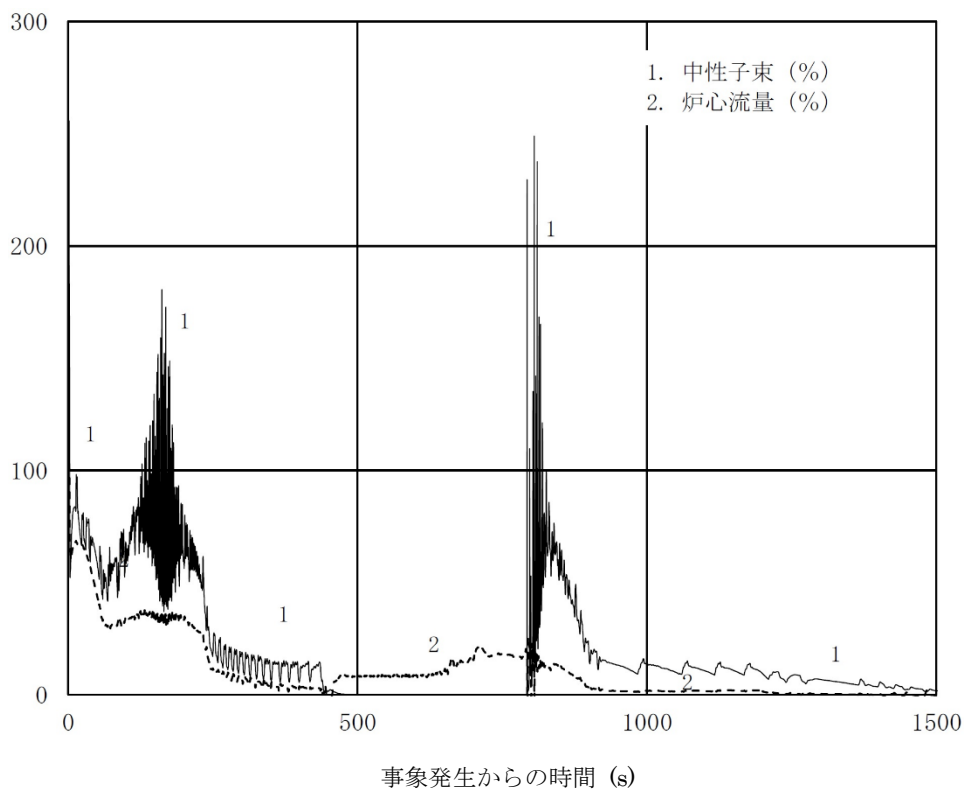


図1 中性子束，炉心流量の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

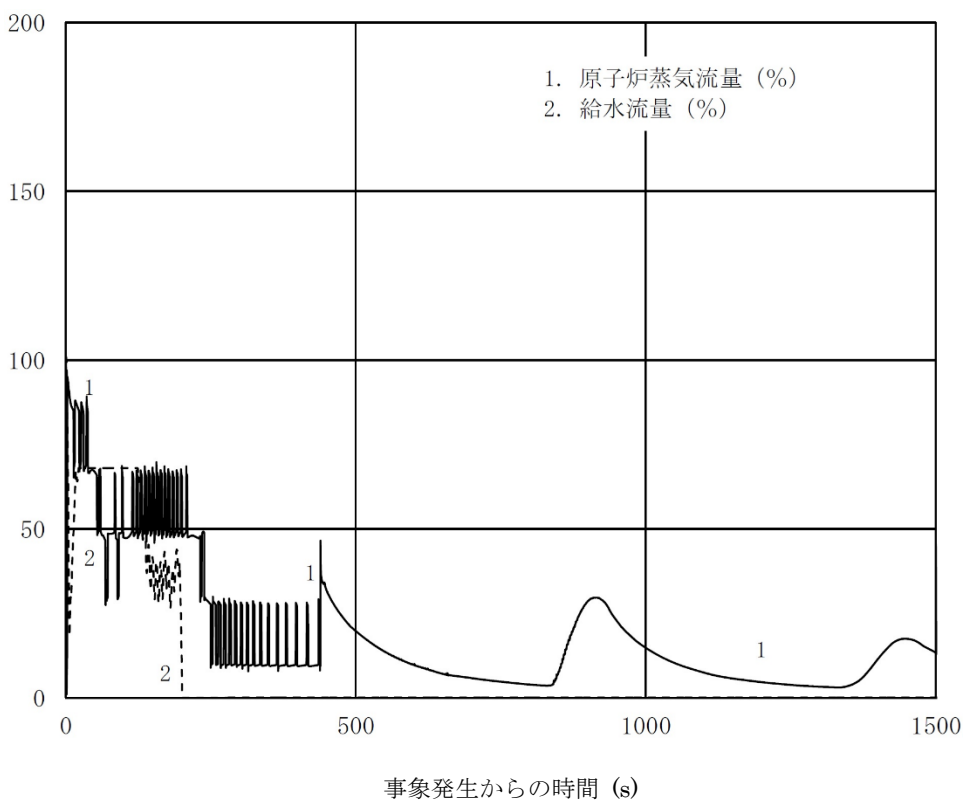


図2 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

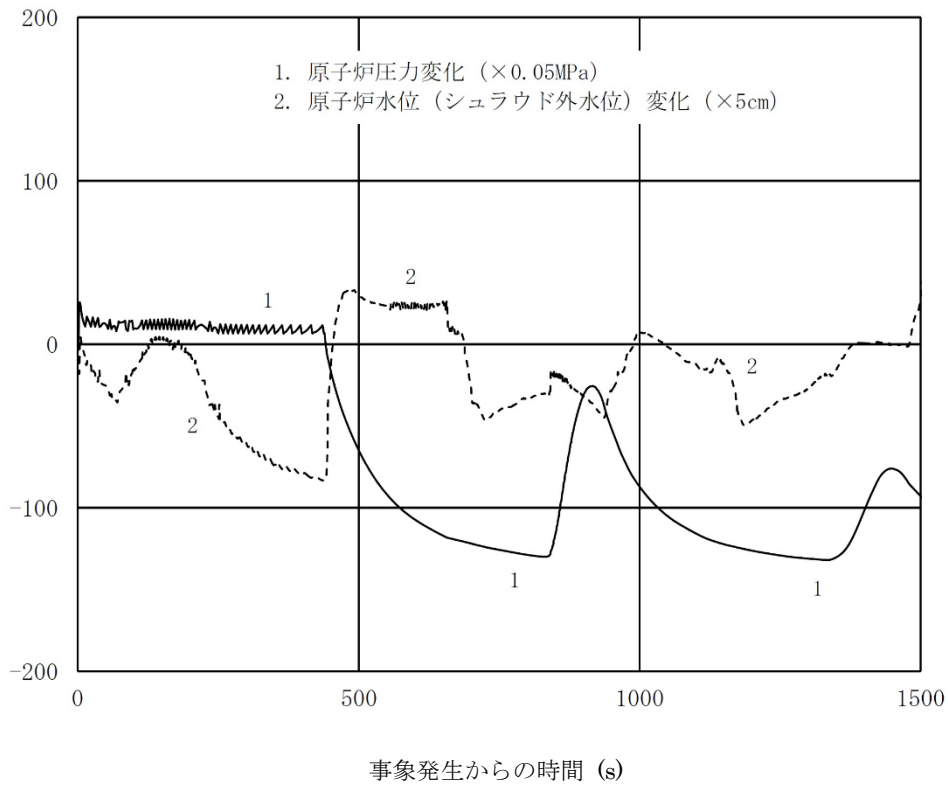


図3 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から 1500 秒後まで)

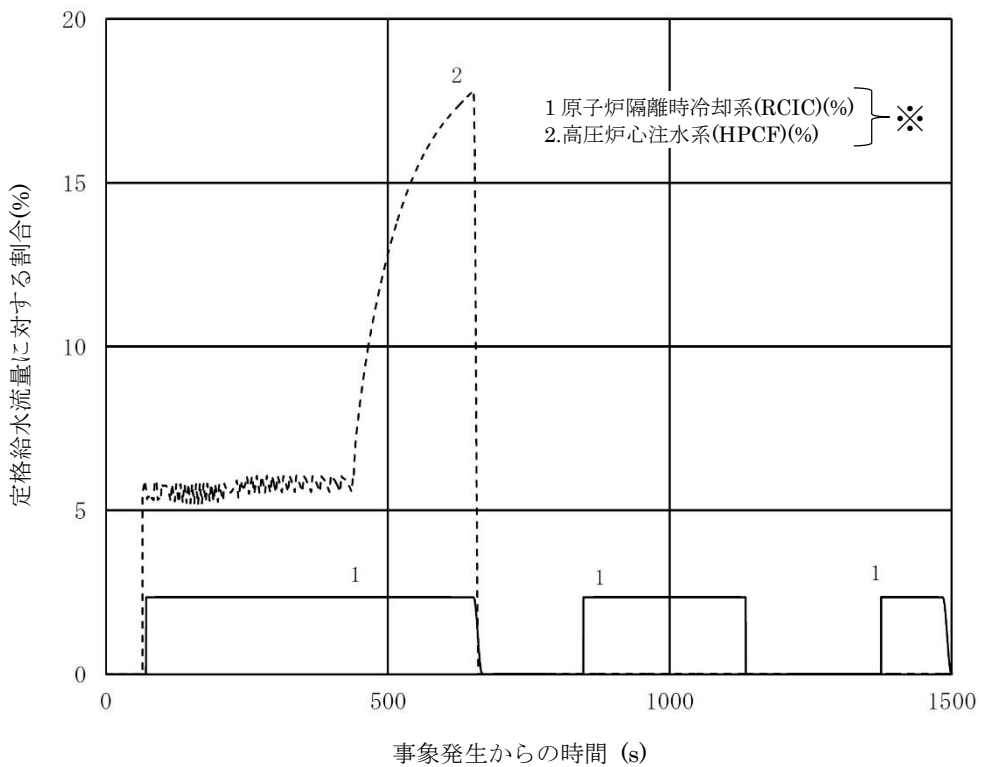


図4 原子炉隔離時冷却系(RCIC), 高圧炉心注水系(HPCF)の
流量の時間変化(事象発生から 1500 秒後まで)

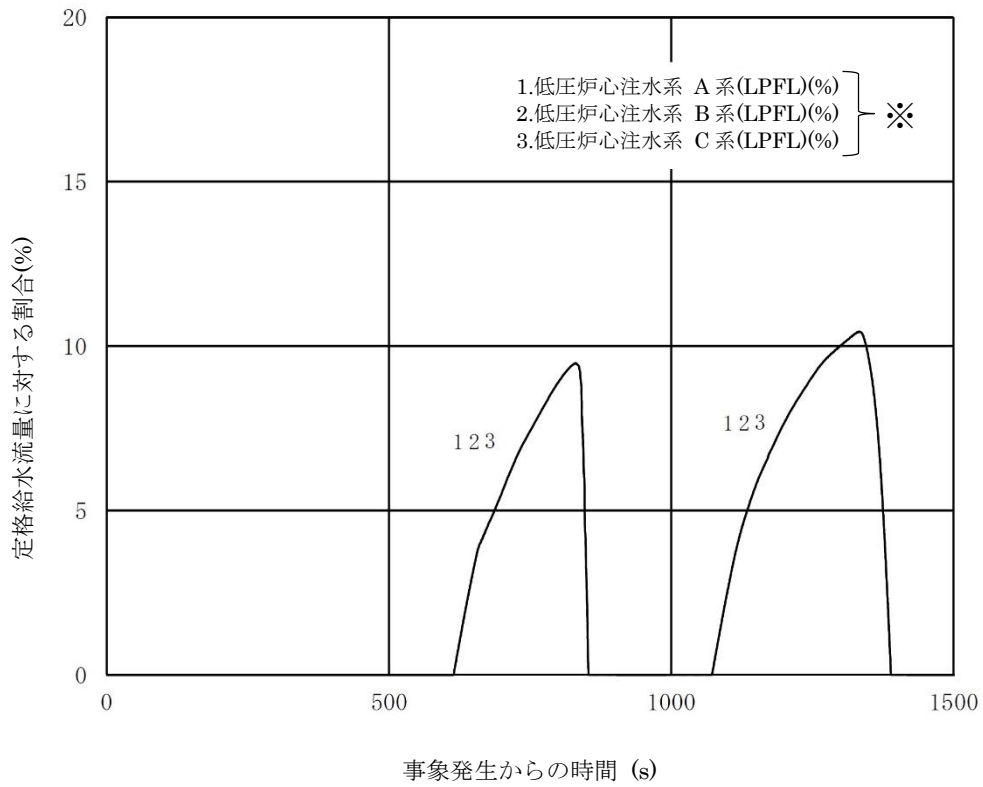


図5 低圧炉心注水系(LPFL)の流量の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

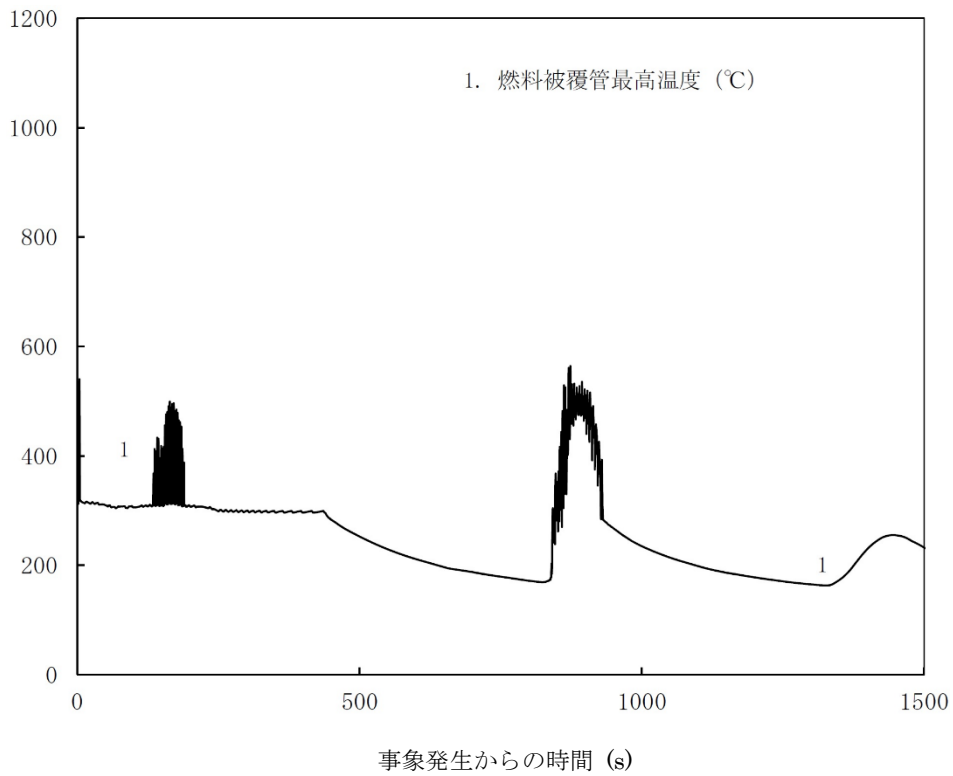


図6 燃料被覆管温度(PCT)の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

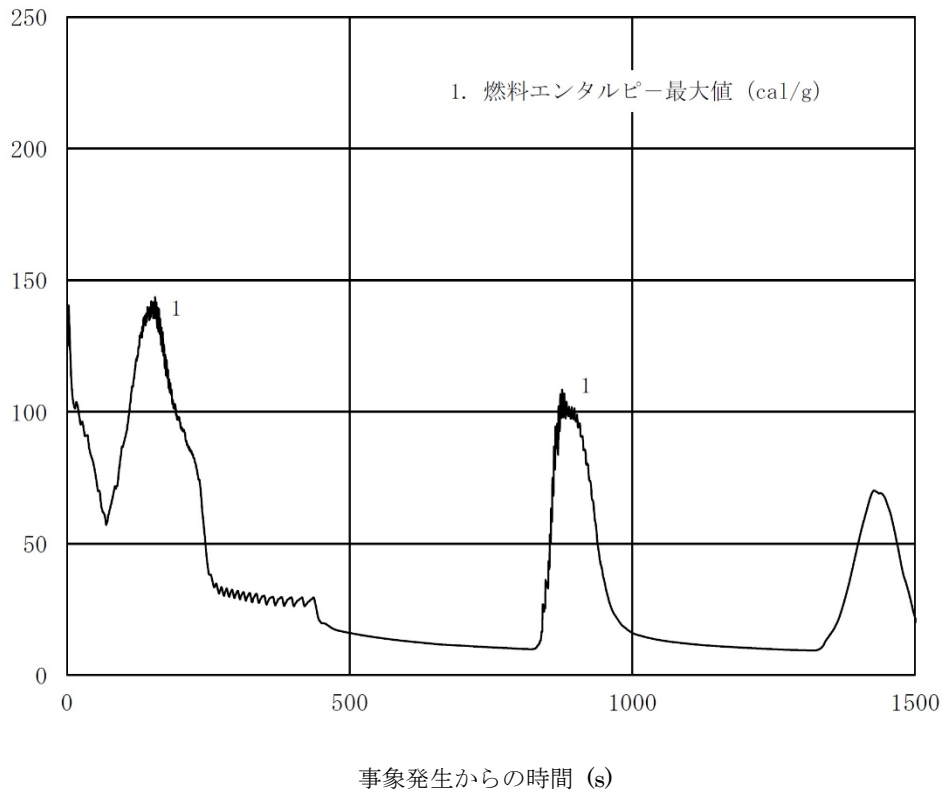


図7 炉内の燃料エンタルピー最大値の時間変化
(事象発生から 1500 秒後まで)

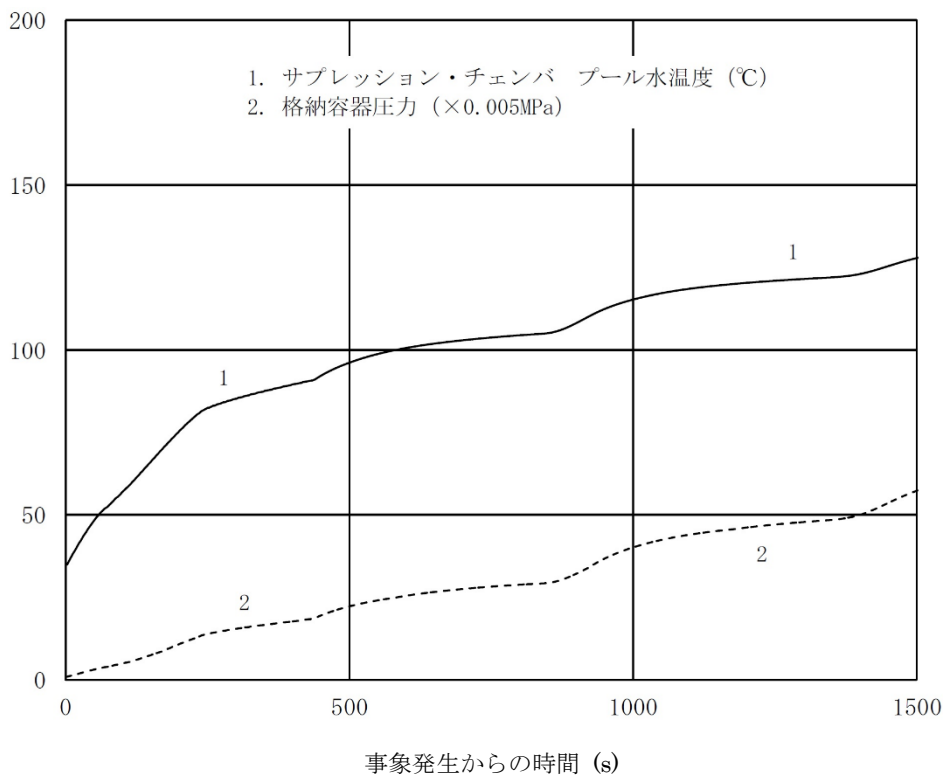


図8 サプレッションプールの水温、格納容器圧力の時間変化
(事象発生から 1500 秒後まで)

88. 格納容器下部ドライウェル(ペDESTAL)に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮

1. 溶融デブリの評価条件

柏崎刈羽原子力発電所(KK)6/7号機では、MCCIの評価にMAAPコードを用いている。MCCIの評価においては、全炉心に相当する量が溶融デブリとしてペDESTALに落下するものとしており、この溶融デブリには炉内構造物等を考慮している。溶融デブリの拡がりに関する評価条件を表1に示す。

2. KK6/7号機のMCCIの評価における溶融デブリの堆積高さ

KK6/7号機のMCCIの評価では、落下した溶融デブリがペDESTALに一様に広がるものとしており、この場合堆積高さは約50 cmとなる。ペDESTALに落下した溶融炉心とペDESTALの構造の位置関係を図1に示す。図1に示す通り、ペDESTALの側面の開口部として最も低い箇所にある機器搬出入用ハッチまでであっても4 m以上の高さがあることから、仮に溶融デブリが全量落下してもペDESTAL以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

3. 溶融デブリの堆積高さの不確かさ

(1) ペDESTAL内の構造物の影響

KK6/7(ABWR)のペDESTAL内の主な構造物としては制御棒駆動系(CRD)交換機とサンプルクーラが挙げられる。溶融デブリへのこれらの構造物の取り込みを考慮すると、溶融デブリ全体の温度を低下させ、MCCIを緩和する側に作用すると考えられることから、現在の評価ではこれらの構造物を考慮していない。主な構造物の重量を表2に示す。表2の通り、これらの構造物は溶融デブリに対して小さいことから、これらの構造物を考慮しても溶融デブリがペDESTAL以外に拡がる恐れは無いと考える。

(2) 溶融デブリの粒子化に伴う影響

溶融デブリがペDESTALに落下する場合、予め2 mの水張りを実施する手順としていることから、溶融デブリの一部は水中で粒子化するものと考えられる。この時、粒子化したデブリの密度が低いと堆積高さが高くなる。例えば、ポロシティが最も大きな粒子の充填状態である、単純立方格子として粒子が堆積する場合を仮定すると、溶融デブリの堆積高さは約93 cmとなるが、前述の通り、ペDESTALの側面の開口部までは十分な高さがあることから、粒子化に伴う堆積高さの増加を考慮してもペDESTAL以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

(3) 溶融デブリの落下の位置及び拡がりの影響

原子炉圧力容器下部からペDESTALへの溶融デブリの落下の経路¹については、制御棒駆動機構ハウジングの逸出に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉圧力容器の構造からは、溶融炉心は原子炉圧力容器底部の中心に流れ込むと考えられ、原子炉圧力容器底部の中心近傍に開口部が発生し、溶融デブリがペDESTALに落下する可能性が高いと推定されるが、開口部の発生箇所については不確かさがあると考ええる。

ここで仮に溶融デブリが偏って堆積し、機器搬出入用ハッチの高さ(約 4.5 m)に到達する条件を考えると、溶融デブリが直径約 3.6 m の円柱を形成する必要があるが、溶融デブリの厚さが均一化するまでの時間が 2～3 分程度であるという過去の知見²を踏まえると、溶融デブリは落下と同時にペDESTAL床面を拡がり、堆積高さが均一化していくと考えられることから、溶融デブリが機器搬出入用ハッチの高さまで堆積する状況は考え難い。

以 上

¹ 平成 27 年 6 月 9 日 第 236 回原子力発電所の新規規制基準適合性に係る審査会合 配布資料 1-5 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第 5 部 MAAP) 添付 3 溶融炉心とコンクリートの相互作用について

² J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), "Studies on Heat Removal and Bed Leveling of Induction-heated Materials Simulating Fuel Debris," SAND76-9008 (1976).

表1 溶融デブリに関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
溶融デブリ落下割合	100%(340t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
溶融デブリの比重	8,050 kg/m ³	燃料及び溶融デブリに含まれる炉内構造物全体の値
溶融デブリの組成	図2参照	MAAPコードによる評価結果(炉内構造物の組成・質量等を考慮)
ペDESTAL床面積	88.25 m ²	KK6/7の設計値のうち、床面積の小さいKK7の設計値を使用

表2 ペDESTALの主な構造物の重量

構造物	重さ(t)
CRD 交換機	約 30
サンプクーラ	約 0.7

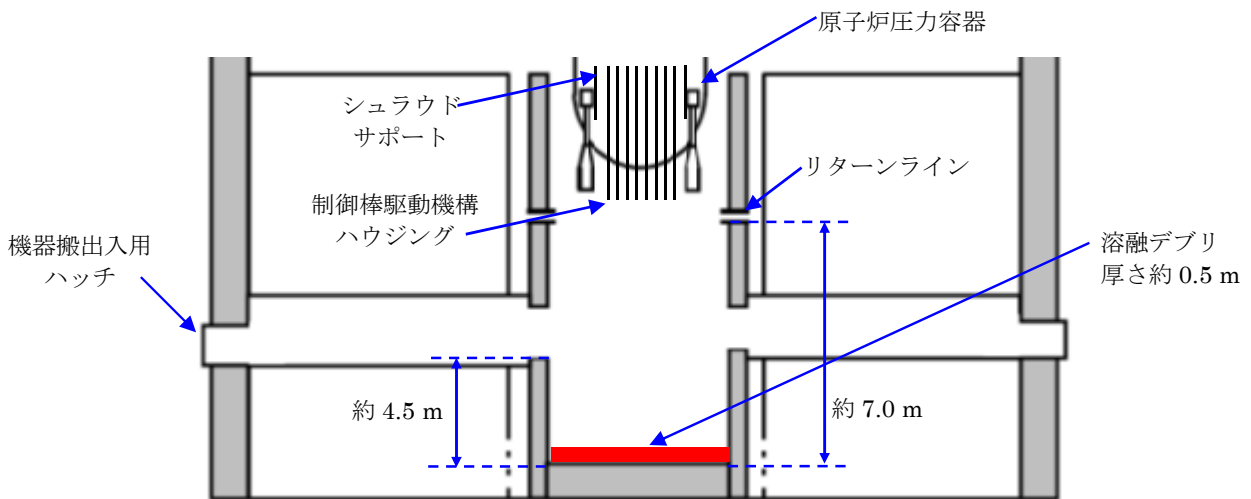


図1 溶融炉心とペDESTALの構造の位置関係

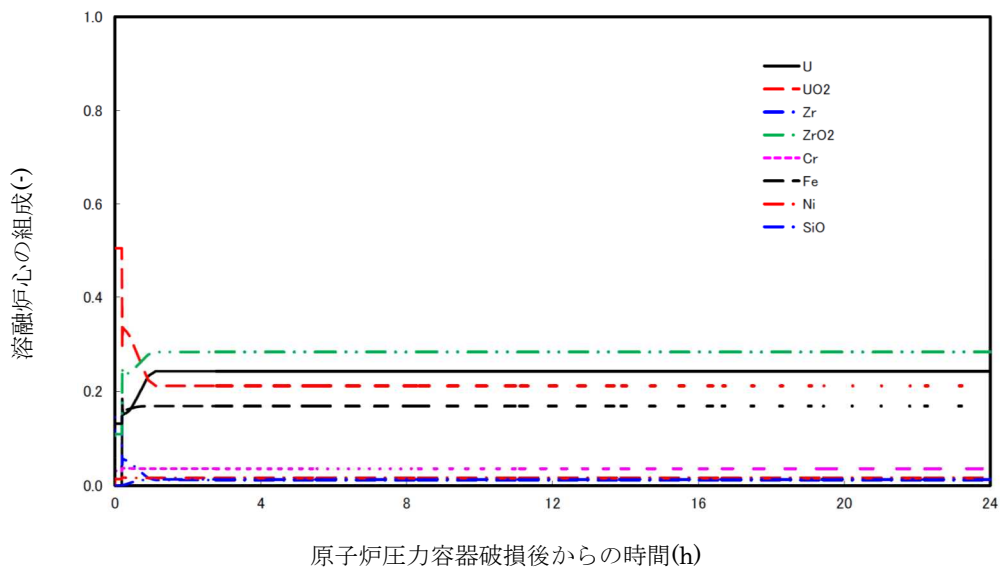


図2 溶融炉心の組成の推移

101. 重大事故等時の申請前号機における要員の待避先やプラントの対応・監視について

「10. 他号機との同時被災時における必要な要員及び資源について」に示す柏崎刈羽 6,7 号炉重大事故等時の他号炉の対応において、ベント実施時はブルームによる屋外環境の悪化等が懸念されるため、マスク等の装備着用や一時待避が必要となる。それらについて以下にまとめた。

1. 1~5 号炉の対応と要員

柏崎刈羽 6,7 号炉の重大事故時の想定（一方の号炉で代替循環冷却,もう一方の号炉で格納容器ベントを想定）^{※1}における柏崎刈羽 1~5 号炉の各要員の対応は以下のものが考えられる。

各号炉の運転員はプラント状態の監視が必要であるため、中央制御室待避室の整備やマスク等の防護具の着用といった対策を実施している。

（添付の“3.7 6号炉,7号炉重大事故等時の格納容器ベント時の申請前号炉における要員の待避先やプラントの対応・監視について”参照）

上記の対応を除き,他の対応は時間余裕がある中で実施可能な期間において実施される。参集要員はベントのブルーム通過中,決められた待避場所に一時待避(発電所外(原子力事象所災害対策支援拠点))^{※2}を行い,ブルームの影響が少なくなってから,現場に戻り作業を再開することとなる。

a.各号炉の運転員^{※3}

- ・プラント監視（常時）
- ・原子炉及び使用済燃料プールへの補給の対応
（未完了のみ,時間余裕内の可能なタイミングで実施）
- ・設備の復旧対応（非常用ディーゼル発電機の復旧等）

b.参集要員^{※3}

- ・原子炉及び使用済燃料プールへの補給の対応
（未完了のみ,時間余裕内の可能なタイミングで実施）
- ・消防車等の可搬設備資料時の補給操作
（時間余裕内の可能なタイミングで実施）
- ・設備の復旧対応（非常用ディーゼル発電機の復旧等）

※1 6,7号炉での最終ヒートシンクへ熱を輸送するため,代替循環冷却の手段を整理しており,それらにおいて他号機の現場や中央制御室の線量率への影響は小さくなることが考えられる。

他号機の被ばく評価をする上では,一方の号炉で代替循環冷却が失敗し格納容器ベントを実施することを想定した（もう一方の号炉は代替循環冷却を想定）。

※2 緊急時対策所にとどまる要員以外はエネルギーホール,信濃川電力所等の原子力事業所災害対策

支援拠点への一時退避を行う。

第 273 回審査会合 KK67-0073 可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルート(第 261 回審査会合)における主要な指摘事項への回答について 平成 27 年 9 月 10 日

第 278 回審査会合 資料 2-2-2 緊急時対策所について 平成 27 年 9 月 27 日

※3 柏崎刈羽 6, 7 号炉の対応要員(緊急時対策要員等)と共通のものは除く。

101. 重大事故等時の申請前号機における要員の待避先やプラントの対応・監視
についての添付資料

資料番号：KK67-0012

提出年月日平成27年11月11日

“中央制御室について”の抜粋

「3.7 6号炉,7号炉重大事故等時の格納容器ベント時の申請前号炉における要員の待
避先やプラントの対応・監視について」

3.7 6号炉,7号炉重大事故等時の格納容器ベント時の申請前号炉における要員の待避先やプラントの対応・監視について

柏崎刈羽原子力発電所6号炉,7号炉重大事故等時の他号炉の対応において、格納容器ベント実施時は大気中に放出された放射性物質等による屋外環境の悪化が懸念されるため、マスク等の装備着用や一時待避が必要となる。それらについて以下にまとめた。図1に柏崎刈羽原子力発電所6号炉,7号炉中央制御室と他号炉中央制御室の配置図を示す。

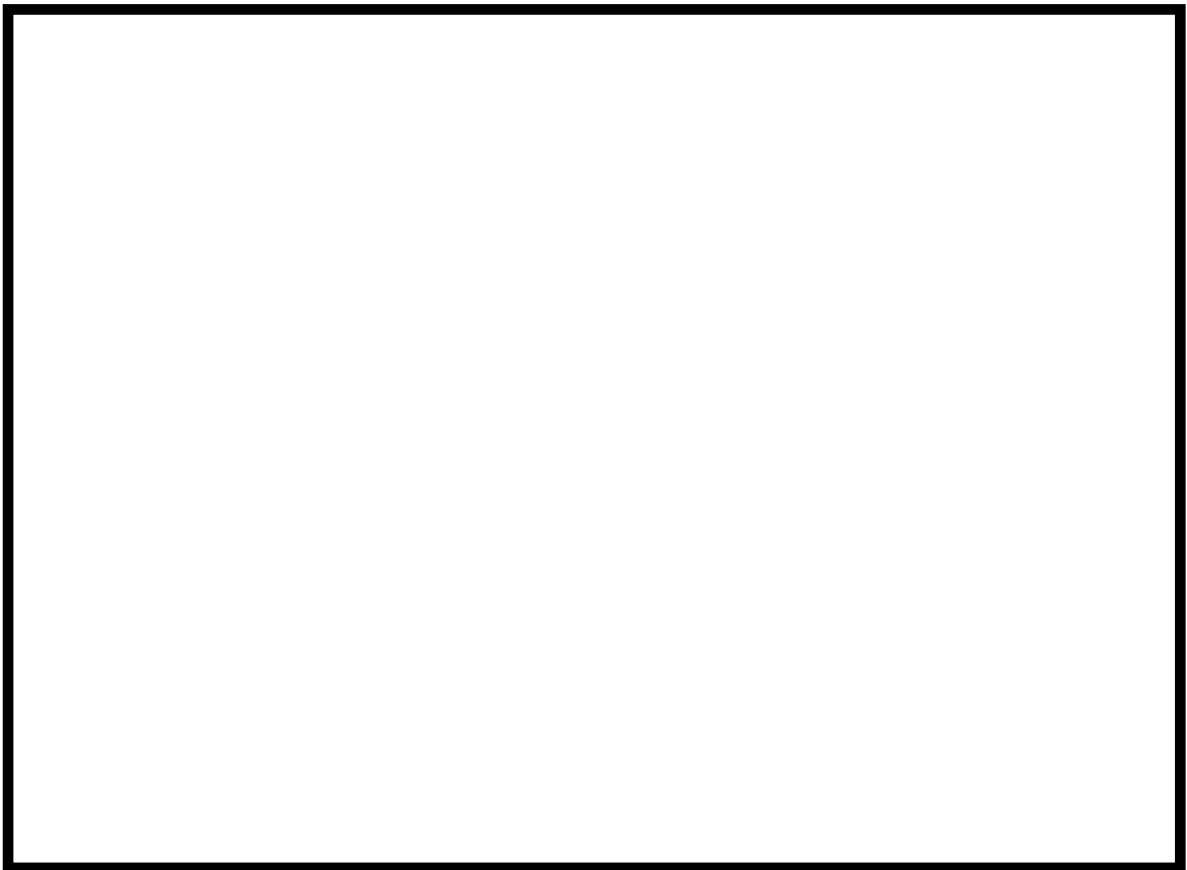


図1 柏崎刈羽原子力発電所1～7号炉中央制御室 配置図

1. 評価及び対策の前提条件

柏崎刈羽原子力発電所6号炉,7号炉においては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」（以下、「設置許可基準規則」）の解釈第59条1b)及び技術基準の解釈第74条1b)、並びに「実用発電用原子炉に係る重

大事故時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」(以下、「審査ガイド」)に基づき想定する「設置許可基準規則解釈第 37 条の想定する格納容器破損モードのうち、原子炉制御室の運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる事故収束に成功した事故シーケンス(例えば、炉心の著しい損傷の後、格納容器圧力逃がし装置等の格納容器破損防止対策が有効に機能した場合)」である「大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するシーケンス」(以下、「大 LOCA+ECCS 全喪失+SB0 シナリオ」)においても、格納容器ベントを実施することなく事象を収束することのできる代替循環冷却系を整備している。従って、審査ガイド 4.2 (3) h. 被ばく線量の重ね合わせに基づき、6 号炉,7 号炉において同時に重大事故が発生したと想定する場合、両号炉において代替循環冷却系を用いて事象を収束することとなり、これを 6 号炉,7 号炉の重大事故収束シナリオのベースケースとして考えている。

なお 6 号炉,7 号炉中央制御室の被ばく評価及び居住性対策に際しては、一方の号炉において代替循環冷却に失敗することも考慮し、当該号炉において格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器ベントを行うことを想定することとしている。

6 号炉,7 号炉申請における 1 号炉から 5 号炉までの各停止号炉においても上述の被ばく評価想定に基づき、被ばく評価及び居住性対策における基本想定ケースとして位置付けることとし、必要な放射線防護措置を施すこととする。

2. 5 号炉中央制御室の被ばく評価と対応

5 号炉は図 1 に示すとおり、6 号炉,7 号炉に近接した位置に設置しており、格納容器ベントによる現場環境の悪化の影響を受けやすいものと考えられる。そのため、以下の手段について整備を進めている。

○運転員が中央制御室に滞在し続けることができる中央制御室待避室の整備

- ・中央制御室待避室の整備(遮へい強化,気密設計及び空気ポンペ陽圧化設備設置による室内居住性向上)
- ・チェンジングエリアの設置,マスク着脱時等に使用するクリーンエリアの設置,マスク・着替え等放射線防護資機材の配備
- ・酸素濃度計,二酸化炭素濃度計,可搬型エリアモニタ,可搬型照明の配備

○運転員が中央制御室待避室にてプラント監視，通信連絡等が実施できる環境の整備

- ・デジタルレコーダー等を用いたプラントパラメータの遠隔監視機器・手順整備
- ・現場や緊急時対策所との通信連絡設備配備

中央制御室待避室における運転員の勤務サイクル毎の被ばく量の評価結果を表 1 に示す。また，最も被ばく量が大きくなる班の被ばく量の評価結果の内訳を表 2 に示す。ここで，運転員は中央制御室待避室内では全面マスクを着用するものとし，着用時間は 1 時間当たり 0.9 時間と想定した。また，待避室の陽圧化が終了した直後に入域する C 班の被ばく量が大きくなることから，2 日目以降は訓練直である B 班が待避室内に滞在するものとして評価した。最も被ばく量が大きくなる班の被ばく量の合計は，約 93mSv となる。

なお，本評価においては通常の勤務サイクルにおける滞在時間を用いているが，被ばく量が 100mSv に近くなる場合は早めに交替する等の対応を行い，被ばく量の低減に努める。

表 1 5 号炉中央制御室待避室における各勤務サイクルでの被ばく量
(6 号炉放出時) (mSv) ※2 ※3 ※4 ※5

	1 日	2 日	3 日	4 日	5 日	6 日	7 日	合計
A 班	約 5.1	約 9.8	約 36	約 13	-	-	-	約 63
B 班	-	-	-	約 26※1	約 23※1	約 21※1	-	約 71
C 班	-	-	約 75	-	-	-	-	約 75
D 班	-	-	-	-	約 21	約 30	約 3.7	約 54
E 班	約 9.9	約 73	-	-	-	-	約 10	約 93

※1 B 班が C 班の代わりに中央制御室内待避室に滞在すると想定

※2 評価手法は「第 278 回審査会合 資料 2-1-3 中央制御室の居住性に係る被ばく評価について 平成 27 年 9 月 29 日」で示す方法と同様の方法にて実施

※3 5 号炉中央制御室と 6 号炉，7 号炉の格納容器ベント放出口との位置関係から，片側ベント想定の際のベント号炉として，より近接した 6 号炉を想定し被ばく評価実施

※4 原子炉建屋内の放射性物質からのガンマ線による 5 号炉中央制御室待避室内での外部被ばくは，6 号炉及び 7 号炉中央制御室待避室における値を参照しており，詳細評価が完了次第その結果を反映予定。

※5 中央制御室待避室での全面マスクの防護係数として，DF1000 を想定

表 2 5号炉中央制御室待避室における被ばく量の内訳（6号炉放出時）
（最も被ばく量が大きくなる班）（mSv）※1 ※2

被ばく経路		6号炉からの寄与	7号炉からの寄与	合計
室内作業時	① 原子炉建屋内等の放射性物質からのガンマ線による5号炉中央制御室待避室内での被ばく ※3	約 1.0×10^0	0.1 以下	約 1.0×10^0
	② 大気中へ放出された放射性物質のガンマ線による5号炉中央制御室待避室内での被ばく	約 5.6×10^1	—	約 5.6×10^1
	③ 地表面に沈着した放射性物質のガンマ線による5号炉中央制御室待避室内での被ばく	0.1 以下	—	0.1 以下
	④ 室内に外気から取り込まれた放射性物質による5号炉中央制御室待避室内での被ばく	約 5.5×10^0	—	約 5.5×10^0
	(内訳) 内部被ばく ※4 外部被ばく	(約 5.1×10^0) (約 4.5×10^{-1})	(—) (—)	(約 5.1×10^0) (約 4.5×10^{-1})
	小計 (①+②+③+④)	約 6.3×10^1	0.1 以下	約 6.3×10^1
入退域時	⑤ 原子炉建屋内等の放射性物質からのガンマ線による入退域時の被ばく ※3	約 8.0×10^0	約 2.1×10^1	約 2.9×10^1
	⑥ 大気中へ放出された放射性物質からのガンマ線による入退域時の被ばく	約 6.9×10^{-1}	—	約 6.9×10^{-1}
	⑦ 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による入退域時の被ばく	0.1 以下	—	0.1 以下
	⑧ 大気中へ放出された放射性物質の入退域時の吸入摂取による被ばく ※4	約 3.4×10^{-1}	—	約 3.4×10^{-1}
	小計 (⑤+⑥+⑦+⑧)	約 9.0×10^0	約 2.1×10^1	約 3.0×10^1
合計 (①+②+③+④+⑤+⑥+⑦+⑧)	約 7.2×10^1	約 2.1×10^1	約 93	

※1 評価手法は「第 278 回審査会合 資料 2-1-3 中央制御室の居住性に係る被ばく評価について 平成 27 年 9 月 29 日」で示す方法と同様の方法にて実施

※2 5号炉中央制御室と6号炉、7号炉の格納容器ベント放出口との位置関係から、片側ベント想定の際のベント号炉として、より近接した6号炉を想定し被ばく評価実施

※3 原子炉建屋内の放射性物質からのガンマ線による5号炉中央制御室待避室内での外部被ばくは、6号炉及び7号炉中央制御室待避室における値を参照しており、詳細評価が完了次第その結果を反映予定。

※4 中央制御室待避室での全面マスクの防護係数として DF1000 を、交代のための入退域時では DF50 を想定

3. 1～4号炉の中央制御室での対応

1～4号炉の中央制御室においては以下の整備を進めている。

- ・チェンジングエリアの設置，マスク着脱時等に使用するクリーンエリアの設置，マスク・着替え等放射線防護資機材の配備
- ・酸素濃度計，二酸化炭素濃度計，可搬型エリアモニタ，可搬型照明の配備

1～4号炉の中央制御室における運転員の被ばく量の評価結果を表3に示す。ここで，運転員は中央制御室待避室内では全面マスクを着用するものとし，着用時間は1時間当たり0.9時間と想定した。また，運転員の交替は考慮しないものとした。最も被ばく量が大きくなるのは4号炉中央制御室の運転員であり，約17mSvとなる。

表3 1～4号炉中央制御室の居住性に係る被ばく評価結果
(7号炉放出時)(運転員の交替を考慮しない場合)(mSv)※1

被ばく経路		実効線量 (mSv/7日間) 6号炉及び7号炉からの寄与の合計			
		1号炉※2	2号炉※2	3号炉※2	4号炉※2
室内 作業 時	① 原子炉建屋内の放射性物質からのガンマ線による中央制御室内での外部被ばく	0.1以下	0.1以下	0.1以下	0.1以下
	② 放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による中央制御室内での外部被ばく	0.1以下	0.1以下	約 6.7×10^{-1}	約 8.2×10^{-1}
	③ 外気から取り込まれた放射性物質による中央制御室内での被ばく	約 7.4×10^0	約 1.0×10^1	約 1.2×10^1	約 1.6×10^1
	(内訳) 内部被ばく※3 外部被ばく	(約 3.6×10^0) (約 3.8×10^0)	(約 4.7×10^0) (約 5.3×10^0)	(約 5.8×10^0) (約 6.3×10^0)	(約 8.0×10^0) (約 8.4×10^0)
	④ 大気中に放出され地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による中央制御室内での外部被ばく	0.1以下	0.1以下	0.1以下	0.1以下
実効線量 (=①+②+③+④)		約 7.5	約 10	約 13	約 17

※1 評価手法は「第278回審査会合 資料2-1-3 中央制御室の居住性に係る被ばく評価について 平成27年9月29日」で示す方法と同様の方法にて実施

※2 1～4号炉中央制御室と6号炉,7号炉の格納容器ベント放出口との位置関係から,片側ベント想定の際のベント号炉として,保守的により近接した7号炉を想定し被ばく評価実施。6号炉代替循環冷却,7号炉フィルタベント各々の寄与を合算して記載。

※3 中央制御室待避室での全面マスクの防護係数として,DF50を想定

4. まとめ

以上の措置により,6号炉,7号炉いずれかのベント実施時においても停止号炉の運転員も著しい被ばくを受けることはない。また停止号炉のプラント状態は継続的に監視可能であり,必要な通信連絡が可能である。

102. 有効性評価解析条件の見直しについて（使用済燃料プール冷却の考慮及び代替循環冷却の準備操作の実態反映）

1. はじめに

柏崎刈羽原子力発電所 6, 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価において、事故対応の実態に合わせ、使用済燃料プール冷却を考慮した見直し、及び代替循環冷却の操作条件をより実操作に合わせた解析条件の見直しを実施する。

2. 使用済燃料プール冷却を考慮した見直し

運転中の全交流動力電源喪失または取水機能喪失が発生する事故時は原子炉側の事故に合わせて使用済燃料プール（以下、SFP という）の除熱機能が喪失することが考えられる。

そのため、この冷却を考慮する必要がある。その際、原子炉や格納容器の除熱と併せて使用済燃料プールの除熱を行うため、代替原子炉補機冷却系を用いる場合はその熱交換特性が変化する。以下それらの有効性評価への影響を示す。

2-1. 対象となる重要事故シーケンスグループ

運転中の全交流動力電源喪失または取水機能喪失が発生する重要事故シーケンスは以下の通りである。

- ・崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）
- ・全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失（長期 TB）、外部電源喪失+DG 喪失+RCIC 失敗(TBU)、外部電源喪失+直流電源喪失(TBD)）
- ・雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
（代替循環冷却を使用する場合及び代替循環冷却を使用しない場合）

2-2. 運転中の SFP における除熱機能喪失時の水温

運転中のプラント状態において、使用済燃料の崩壊熱は停止時の炉心燃料取出後と比べて充分低く、除熱機能喪失時の温度変化については下の様になる。

<算出条件>

プール初期水温：40℃（通常運転時のプール水温の最大実績値約 38℃に保守性を持たせた値）

崩壊熱：約 2.5MW（運転開始直後の交換燃料（1/4 炉心）の冷却期間が一番短い（70 日）状態を想定）

<算出結果>

評価は有効性評価の添付 4.1.1「使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について」を用いて算出した（SFP の壁や自然蒸発による放熱を考慮しない評価条件）。

<u>65°Cに到達する時間</u>	: 冷却機能喪失から約1日後
<u>75°C*に到達する時間</u>	: 冷却機能喪失から約1.4日後
<u>100°Cに到達する時間</u>	: 冷却機能喪失から3日以上経過後

※ 燃料プール冷却は75°C（目安）到達前に冷却を実施する（各シナリオにて代替原子炉補機冷却系を用いた燃料プール冷却実施時の崩壊熱と除熱量がバランスする温度）

2-3. SFPの除熱機能の復旧

・電源の復旧

外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能が喪失している場合、FPC等のSFPの冷却に用いる系統の電源はGTGにより給電される。ガスタービン発電機の容量は、一例として図1「ガスタービン発電機負荷積上_全交流電源喪失（大LOCA+SBO+LUHS（循環冷却使用）」に示すように、FPCの電源（6号炉：90kW，7号炉：110kW）を考慮した必要な負荷容量と比較して、十分な容量が確保されている。

・取水機能の復旧

取水機能喪失時において、FPCの除熱機能の復旧には図2に示すように必要時に代替RCWの冷却水をFPC熱交換器等へと流すことが必要である。この際、FPC熱交換器等へと流すことでRHR熱交換器への流量が減少し、有効性評価で考慮している原子炉停止時冷却系、サプレッション・プール冷却、代替循環冷却による原子炉または格納容器の除熱能力が減少する。有効性評価への影響は2-4章にて示す。

2-4. 有効性評価への影響

代替原子炉補機冷却系の負荷として、FPCを追加した場合の有効性評価への影響について確認した。一例として「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）シナリオにおける解析結果評価結果」を図3に示す。

結果より、FPCの冷却を考慮しても、ベントの実施時間等への操作に変更はなく、影響は小さい。

なお、個々のシナリオでの評価結果や評価の詳細（タイムフロー等）については個別の有効性評価資料に示す。

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約641kW	約658kW
合計(連続最大負荷) (最大負荷)	約1,299kW (約1,381kW)	

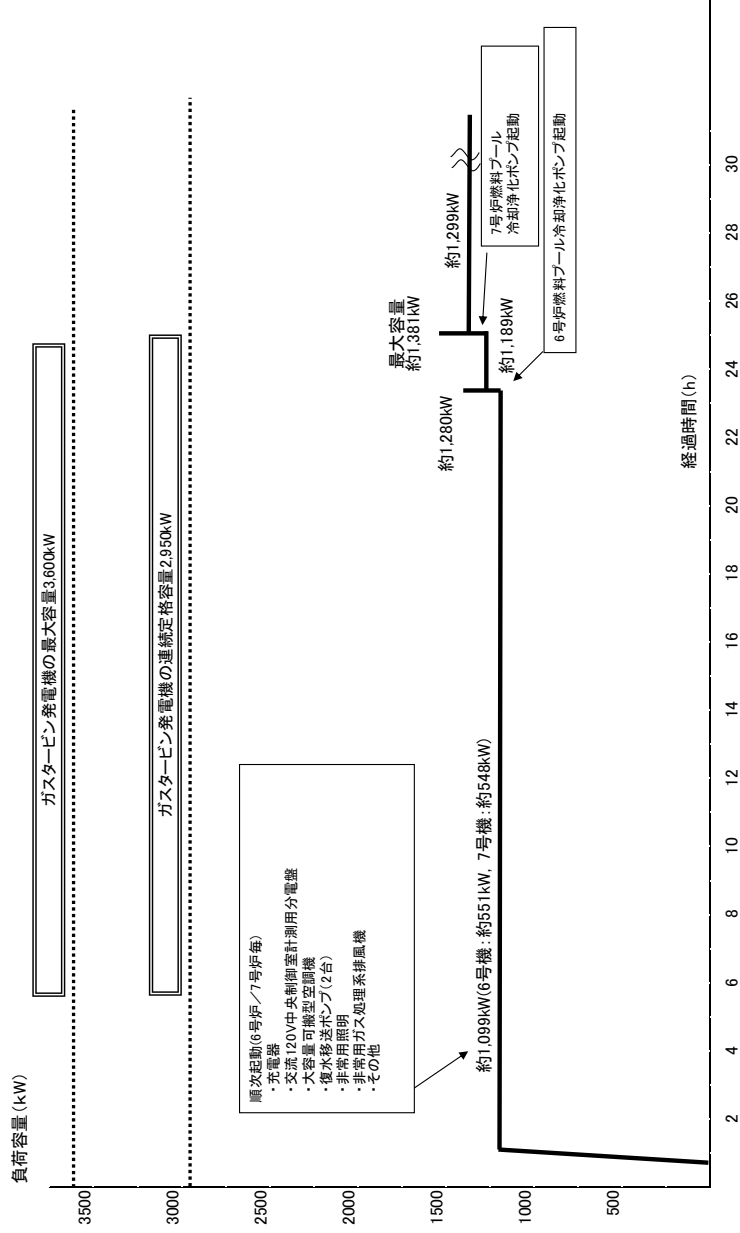


図1 ガスタービン発電機負荷積上_全交流電源喪失(大LOCA+SBO+LUHS(循環冷却使用))

No	機器名称
1	熱交換器ユニット
2	代替原子炉補機冷却水ポンプ
3	代替原子炉補機冷却海水ポンプ
4	代替冷却水戻り止め弁
5	代替原子炉補機冷却系ユニット出口流量調整弁
6	残留熱除去系熱交換器(B)冷却水出口弁
7	常用冷却水供給側分岐弁(B)
8	常用冷却水戻り側分岐弁(B)
9	原子炉補機冷却水ポンプ(B)吸込弁
10	原子炉補機冷却海水ポンプ(B)吸込弁
11	原子炉補機冷却海水ポンプ(B)モータ軸受冷却器冷却水出口弁
12	原子炉補機冷却海水ポンプ(B)モータ軸受冷却器冷却水出口弁
13	原子炉補機冷却海水ポンプ(B)モータ軸受冷却器冷却水出口弁
14	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(B)冷却水出口弁
15	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(D)冷却水出口弁

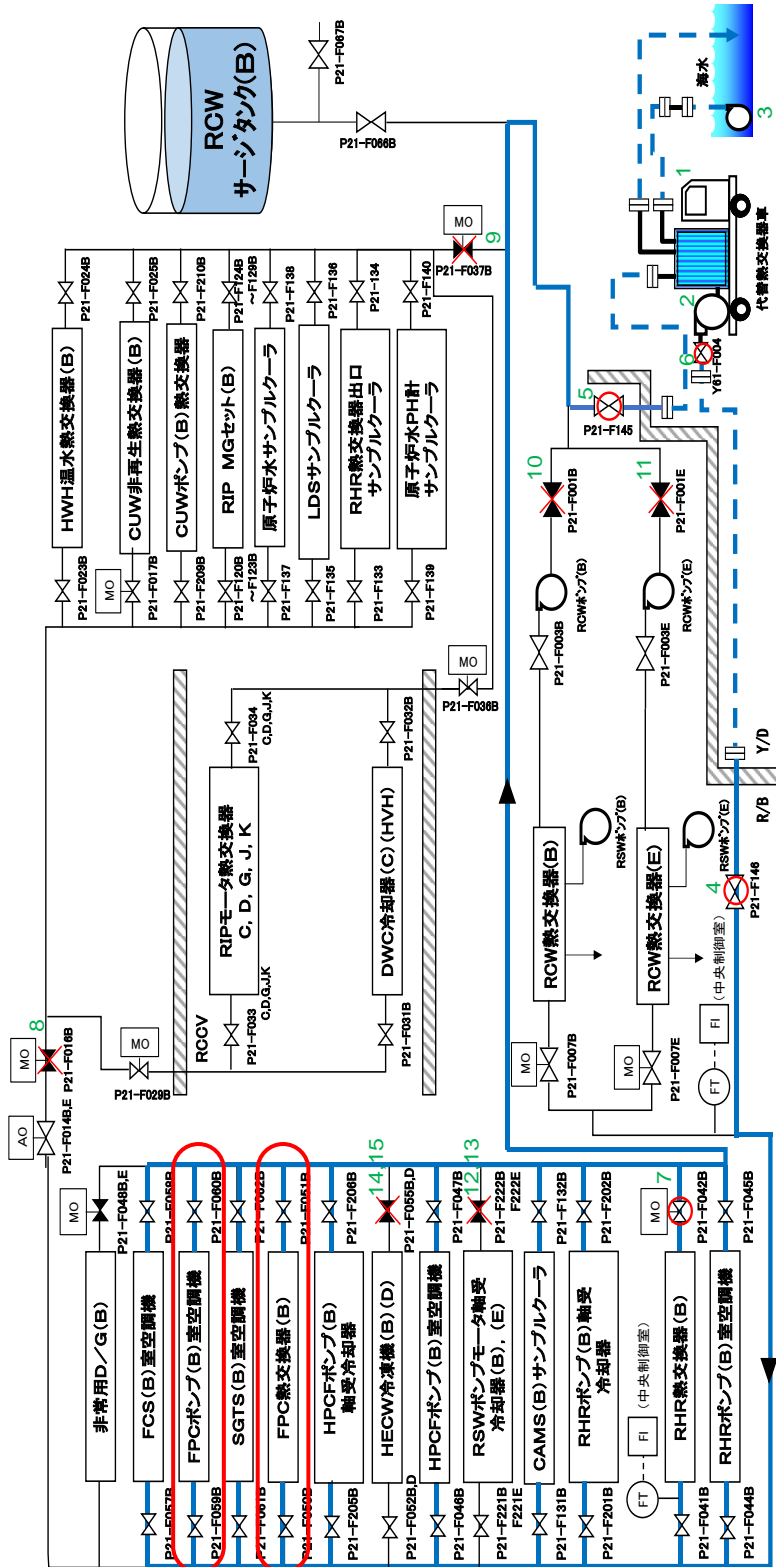
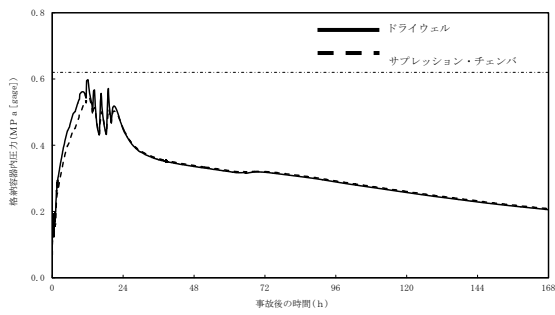
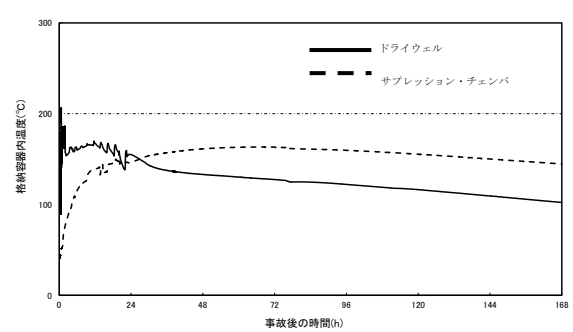
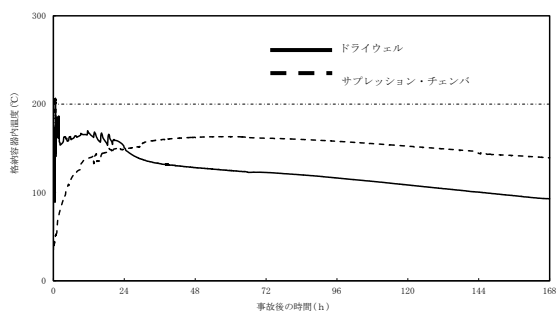
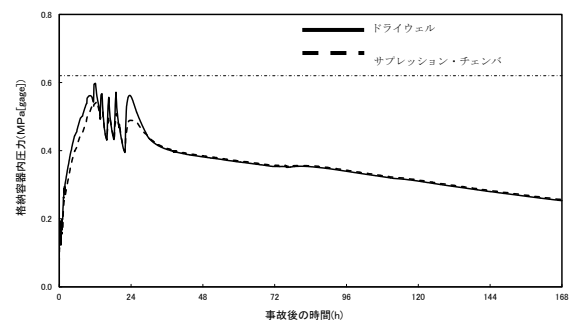


図2 代替原子炉補機冷却系 系統概要 (7号炉の例,FPCの負荷を考慮した場合)

従来申請解析



FPC 冷却を追加した解析



※事象発生から 24 時間後（SFP の水温が 65°C に到達する時間）に FPC による冷却開始を想定している

※代替循環冷却を使用しない場合は代替原子炉補機冷却系を使用しないため、代替循環冷却を使用する場合のみ示す

図 3: 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）シナリオにおける解析結果

3. 代替循環冷却の操作条件をより実操作に合わせた解析条件の見直し

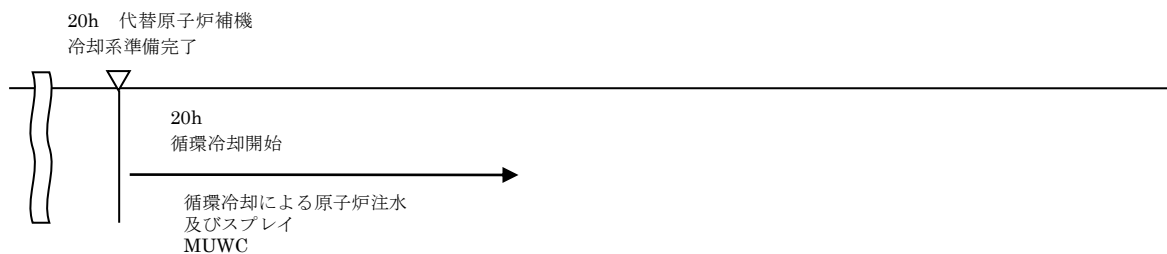
代替循環冷却について、設備設計や操作にかかる時間等の検討を進んでおり、従前の解析条件では現状の実操作と比較し非保守的な設定となっている箇所があることが分かった。そこで今回、より操作の実態に併せた解析条件へと見直しを実施する。

従前の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）」の解析条件として、代替原子炉補機冷却系が準備完了した後に直ちに代替循環冷却を開始することを想定していた。

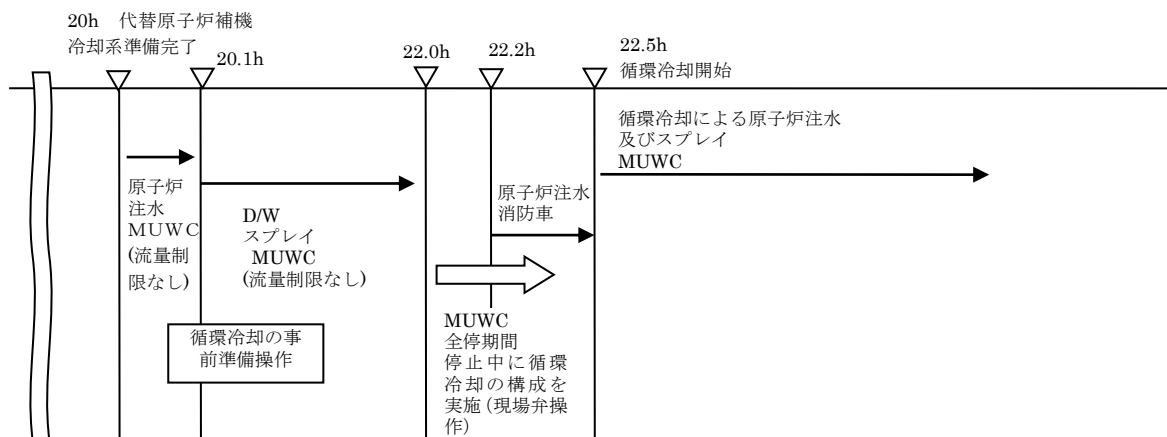
対して、実操作を考慮した雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）のタイムフローは以下の通りとなる。

なお、詳細な評価結果及びタイムフロー等は有効性評価資料「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）（代替循環冷却を使用する場合）」に示す。

<タイムフロー（従前の評価）>



<タイムフロー（今回変更）>



3-1. 実操作に合わせた解析条件（概要）

①代替循環冷却の事前準備操作（MUWCによる原子炉注水）

代替循環冷却の系統構成時MUWCを停止する必要があるため、その影響を緩和するため事前に原子炉注水や格納容器スプレイ、消防車による原子炉注水準備が必要となる。循環冷却開始後はS/Cの水位上昇の影響が考慮不要となるため、外部水源での原子炉注水量やスプレイ量の制限は不要となり、流量制限を行わない原子炉へ

注水を実施する（最大 300m³/h）。

②代替循環冷却の事前準備操作（MUWCによるD/Wスプレイ）

RHRのB系ラインのみしか使用出来ない場合は、原子炉注水完了後、D/Wスプレイを実施しPCV圧力を低下させる。原子炉注水と同様、流量制限は不要であるため、原子炉水位の制御範囲内（L1まで）で160m³/hでD/Wスプレイを実施する。

③代替循環冷却の準備操作（MUWCの停止）

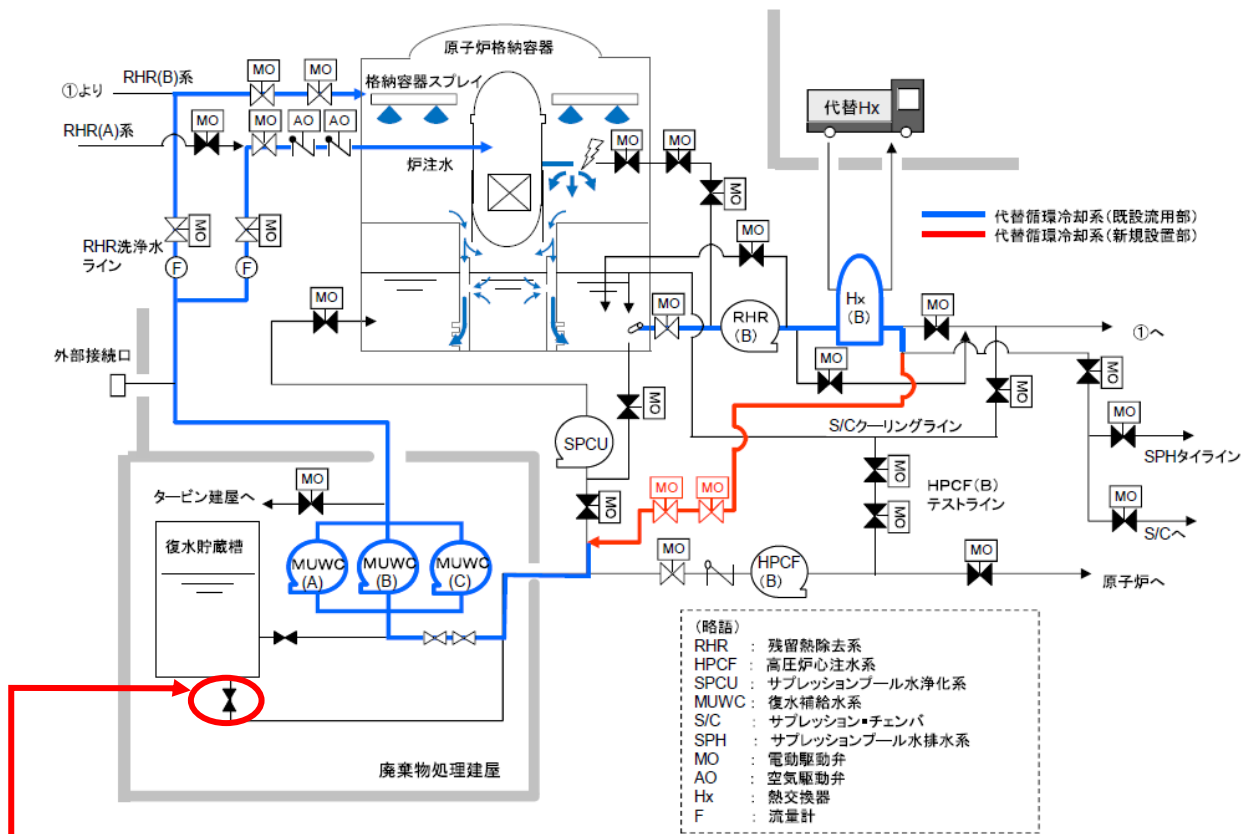
②により原子炉水位がL1に到達した時点で運転員はMUWCを停止し、代替循環冷却の準備操作を行う。MUWC停止中の現場弁の操作は図6に示す通りである。

④MUWCの停止期間中における原子炉注水（消防車による原子炉注水）

②により原子炉水位がL1に到達した時点で、③の操作と同時に緊急時対策要員（参集要員）及び運転員（中央制御室）による原子炉注水操作を実施する。

⑤循環冷却の開始

③の代替循環冷却の準備操作が完了後、消防車による原子炉注水を停止し、循環冷却を開始する。



*上図は大 LOCA を想定しているため原子炉へ注水した水は破断口から溢れ出しサプレッション・プールに流入する。LOCA 以外の場合は逃がし安全弁の排気管を通してサプレッション・プールに流入することになる。

主要な現場操作弁
・CSP を水源とした MUWC による原子炉注水や格納容器スプレイにて使用していた弁を循環冷却のために閉止する。

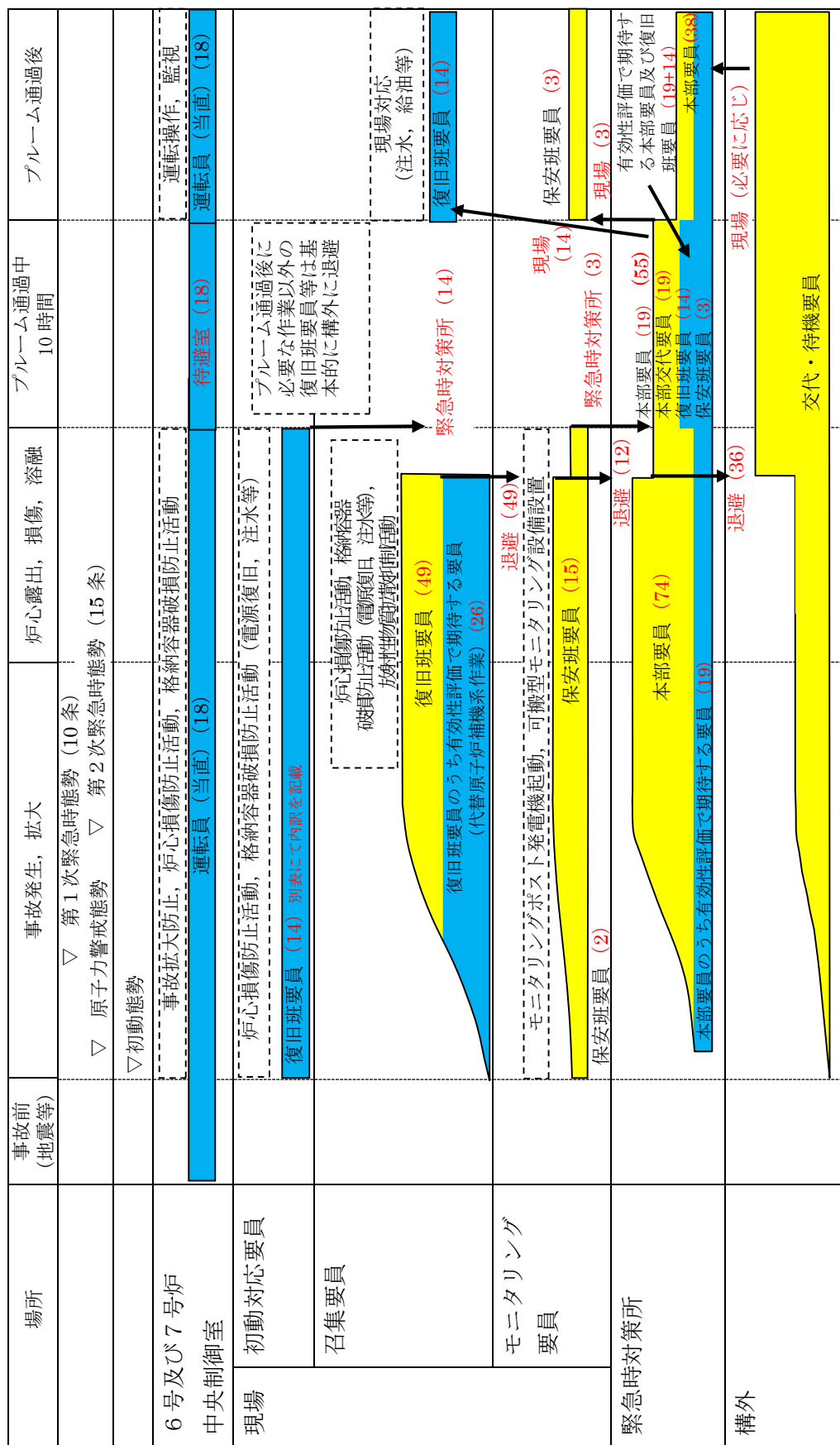
図 6 代替循環冷却の設備概要と主要な現場操作弁 (7号炉の例)

103. 重大事故等対策に係る体制のうち有効性評価で必要となる要員について

柏崎刈羽 6、7号炉の重大事故等対策に係る体制のうち有効性評価で必要となる要員を図 1 に示す。

以上

■ : 有効性評価で期待する要員



※要員数については、今後の訓練等の結果により人数を見直す可能性がある。

別表 復旧班要員の内訳

要員数	状態監視	備考
6	2	
4→※1	※1→2	防火水槽からCSPへの補給
※2		6号機・2名, 7号機・2名
2	2→※3	貯水池から大湊側防火水槽への送水
2	2	大湊側
※2、3→(4)	(4)	6、7号機 各2名

図1 重大事故等発生からの緊急時対策要員の動き

104. 格納容器過圧・過温破損シナリオにおける原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について

補足説明資料「39. 6/7号炉 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について」において、炉心損傷防止の重要事故シーケンスの中で下部ドライウェル雰囲気温度が最も高くなる「全交流動力電源喪失」について、原子炉冷却材再循環ポンプ（RIP）のケーブル貫通部からの漏えいの発生有無の評価結果を示した。

ここでは、格納容器過圧・過温破損シナリオについて、RIPのケーブル貫通部からの漏えいの発生有無の評価を行った。

1. ケーブル貫通部からの漏えいの発生有無の評価

(1) 下部ドライウェル雰囲気温度の解析結果

格納容器過圧・過温破損シナリオのうち、事故発生約38時間後に格納容器ベントを実施するケースにおける下部ドライウェル雰囲気温度の解析結果を図-1に示す。

下部ドライウェル雰囲気温度は最大で約180°C程度となる。一方、ケーブル貫通部のシール部には、表1の部品及び材料が使われており、下部ドライウェル雰囲気温度がこれらの許容温度を超える期間がある。このことから、RIP下部温度の経時的な変化を評価した。

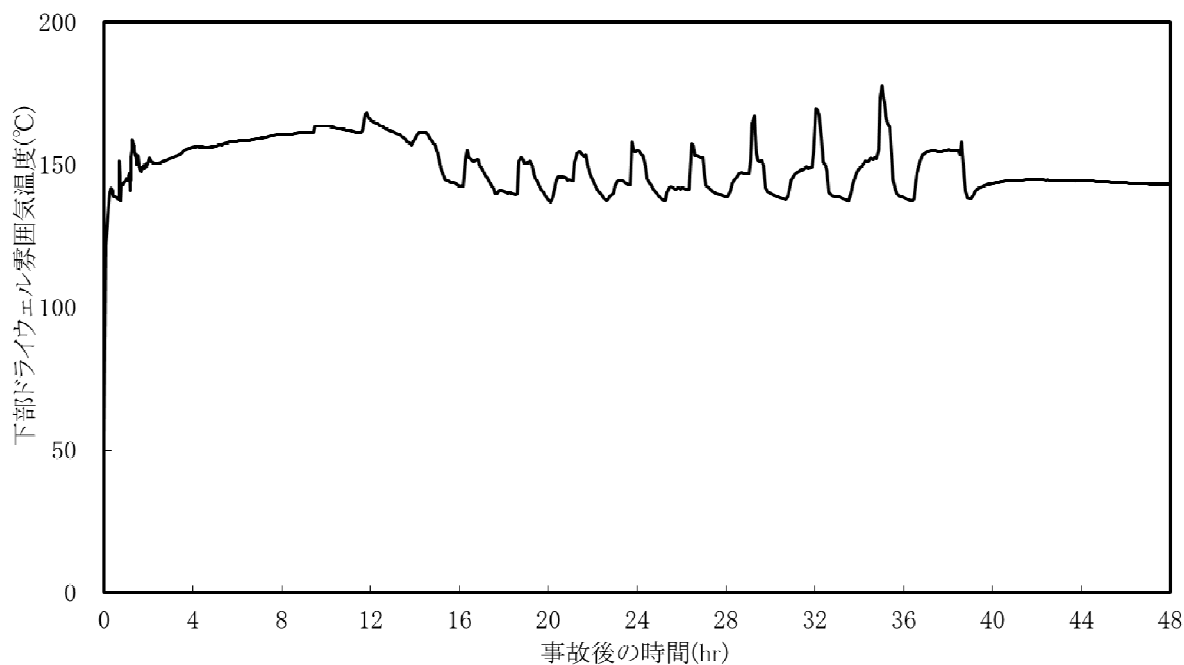


図-1 格納容器過圧・過温破損シナリオ（ベントケース）の下部ドライウェル雰囲気温度

表-1 RIP のケーブル貫通部の部品及び許容温度

部品	材料	許容温度
シール端子モールド	硬質ゴム	約 70 [°C]
シール端子ロッド絶縁部 ／絶縁リング	FRP (繊維強化プラスチック)	約 150 [°C]

(2) RIP 下部温度の概略評価

RIP 廻りを簡易的にモデル化し、RIP 下部温度の経時的な変化を概略的に評価した。評価の仮定を以下に示す。

- ① 径方向の温度分布は無視して、軸方向の温度分布のみを考慮
- ② 軸、モータ、ケーシングの材料は区別せず、一様な材料の単純な形状であるものとした（物性値は、軸とケーシングを比較した上で、結果が保守的となるケーシング常温の物性値を使用）
- ③ 伝熱について、炉水温度（下部プレナム温度）と、下部ドライウェル雰囲気温度は、解析結果を包絡する保守的な評価条件を簡易的に設定
- ④ 気体の熱伝達については、 $10[W/(m^2 \cdot ^\circ C)]$ を固定条件として使用

RIP 下部温度の評価結果を図-2 に示す。下部ドライウェル雰囲気温度の最大値が約 180°C程度であるのに対し、RIP 下部の最高温度としては約 160°C程度にとどまっている。

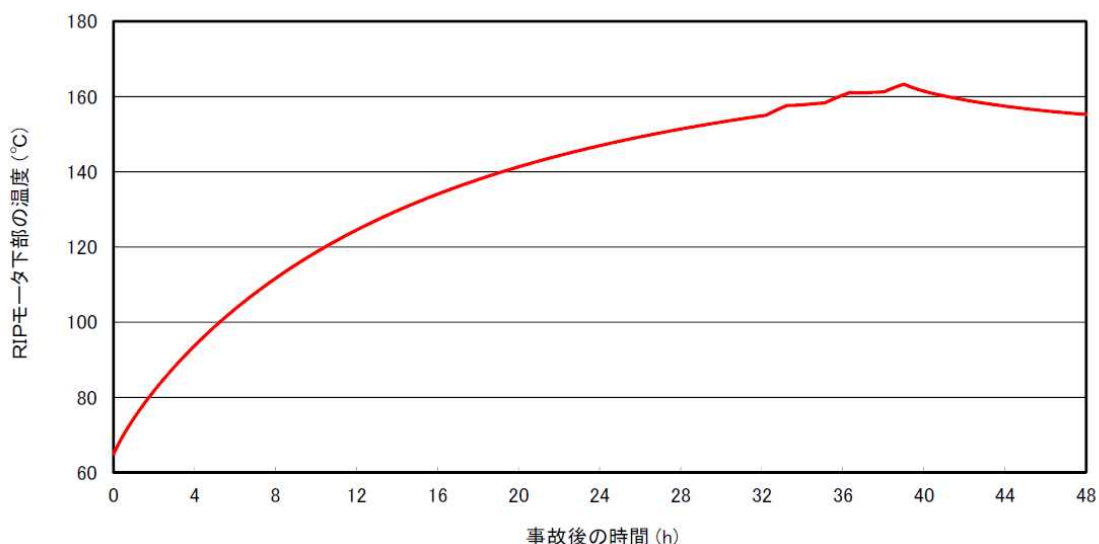


図-2 RIP モーター下部（ケーブル貫通部近傍）の温度の概略評価結果

(3) ケーブル貫通部からの漏えいの発生有無

RIP 下部の最高温度は約 160℃程度となるため、RIP 下部のケーブル貫通部のシール端子モールド及びそれに取り付く O リングのシール機能の維持には期待できない。

また、FRP でできたシール端子ロッド絶縁部／絶縁リングについても、許容温度を超えることになる。ただし、当該 FRP はガラスクロスと硬化エポキシ樹脂により構成されているため、以下の理由により、160℃程度の温度であれば、その基本的な形状は維持され、優位な原子炉冷却材の漏えいが発生することはないと考えられる。

① ガラスクロス

ガラスクロスの融点は 1000℃を超えるような高い温度レベルであり、160℃程度の温度であれば、特性に有意な悪影響はない。

② 硬化エポキシ樹脂

硬化エポキシ樹脂は許容温度である 150℃を上回り、ガラス転移温度を超えると、その機械的強度が著しく低下するとともに、熱膨張係数が大きく増加することが考えられる。

RIP に用いられている FRP については、実験により表 2 に示すようにガラス転移温度の実力値が確認されている。これによると、当該 FRP のガラス転移温度の実力値は 175～180℃のレベルであり、160℃程度の温度であれば、FRP に優位な変形が生じる可能性は小さい。

表 2 RIP の FRP のガラス転移温度の実験結果

実験	ガラス転移温度[℃]
①	176.9～180.5
②	176.4～177.2

2. まとめ

格納容器過圧・過温破損シナリオにおいては、下部ドライウェル雰囲気温度は最大で約 180℃に至り、これに伴い、RIP 下部温度は 160℃程度まで上昇する可能性がある。この温度は RIP ケーブル貫通部の各部品の許容温度を上回るが、FRP で構成されているシール端子ロッド絶縁部／絶縁リング部については、160℃程度の温度であれば、FRP の基本的な形状は維持されると考えられる。

従って、格納容器過圧・過温破損シナリオにおいても、RIP ケーブル貫通部より、優位な原子炉冷却材の漏えいが発生することはないと考えられる。

以上

105. 不確かさの影響評価の考え方について

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

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、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作余裕時間を評価するものとする。ここで、操作の不確かさの影響とは、運転員等操作に対する不確かさ要因である、認知、要員配置、移動、操作所要時間、他の並列操作有無及び操作の確実さに起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が、有効性評価の成立性に与える影響のことである。

不確かさ等の影響確認は、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり、重畳する影響因子がないと考えられる等、影響が容易に把握できる場合は、選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く、現象が複雑である等、影響が容易に把握できない場合は、事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

(添付資料 1.7.1)

1.7.1 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」においては、重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定しており、そのうち第 1.7.1 表から第 1.7.3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは、選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認す

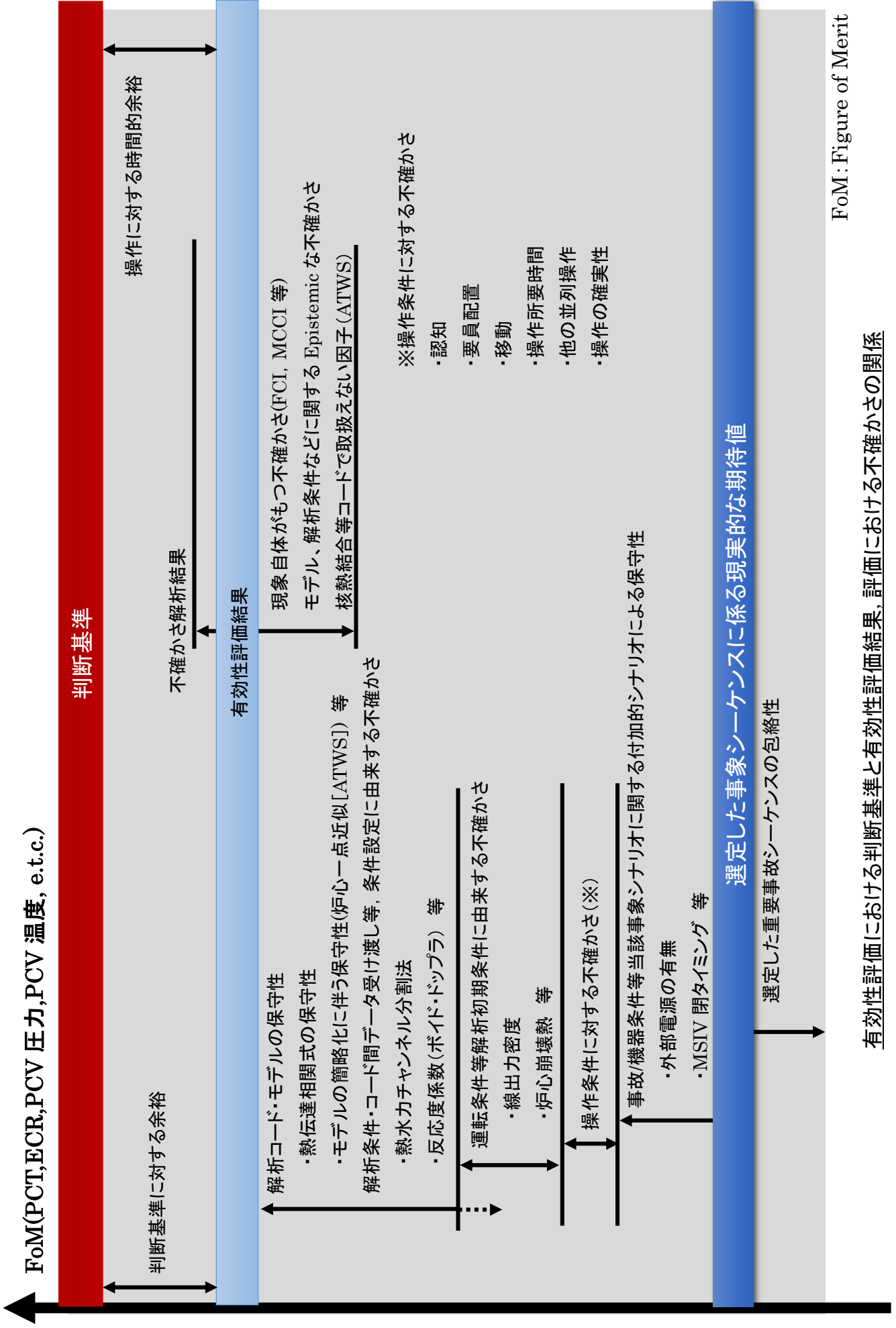
る。

1.7.2 解析条件の不確かさの影響評価

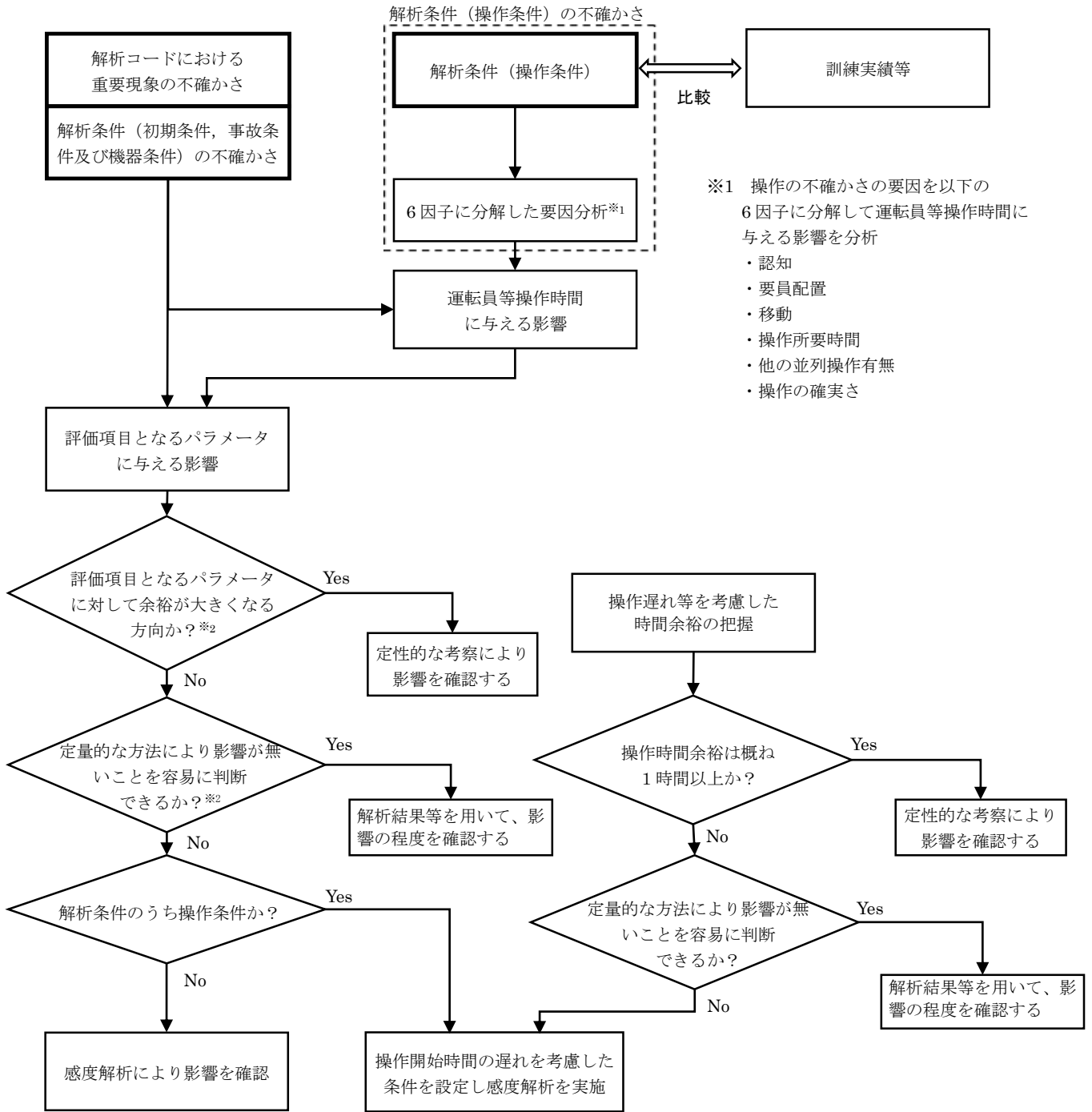
解析条件のうち、初期条件、事故条件及び機器条件の不確かさについて、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。また、解析条件である操作条件の不確かさとして、操作の不確かさ要因に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が、操作開始時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

1.7.3 操作時間余裕の把握

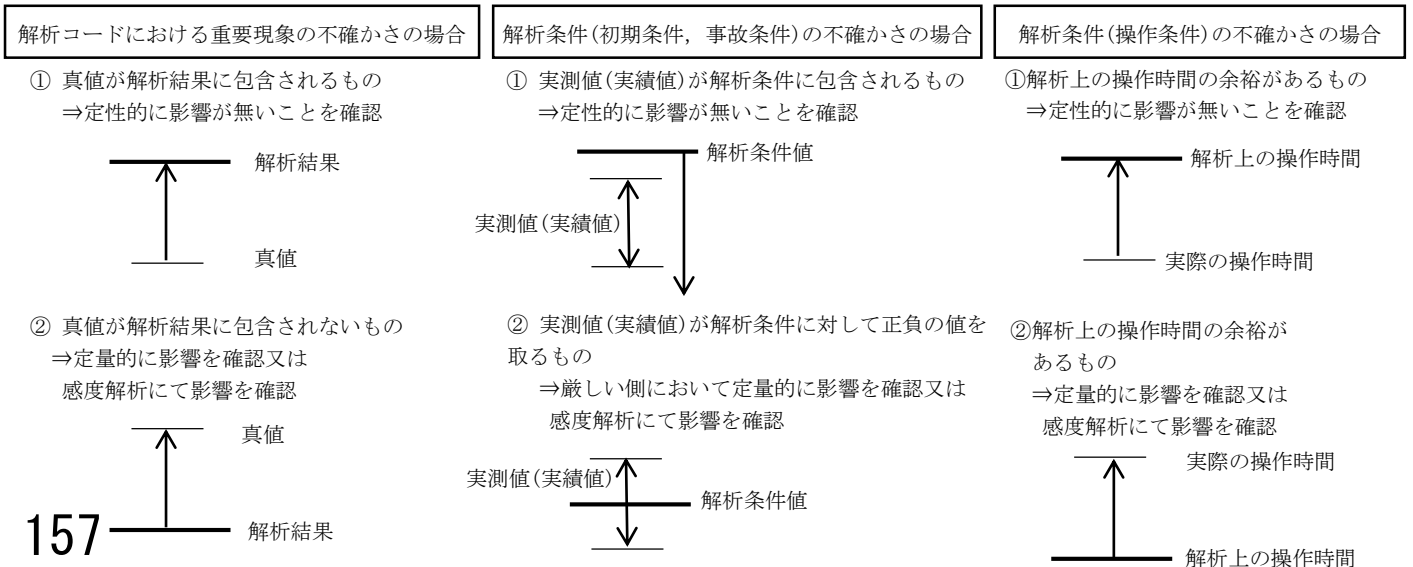
解析上考慮する運転員等操作の各々について、その遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。



解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー



※2 評価項目となるパラメータに対する影響評価の考え方



106. 過圧・過温破損防止の観点を含めた「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」、
「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)」、「溶融炉心・コンクリート相
相互作用(MCCI)」シーケンスへの対応(参考評価)

1. 本評価の位置付け

格納容器破損モード「DCH」、「FCI」、「MCCI」については、事故シーケンス選定及びDCH, FCI, MCCI各シナリオの有効性評価における説明の通り、重大事故等対処設備に期待する場合、これらの現象の発生に至る事故シーケンスは無いと整理している。

これは、「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」(以下、「ガイド」という。)の共通解析条件として、重大事故等対処設備に単一故障を仮定しないことが定められていることを踏まえた整理である。

しかしながら、格納容器破損モード「DCH」、「FCI」、「MCCI」は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(以下、「解釈」という。)第37条2-1(a)において、必ず想定する格納容器破損モードとして定められている。このため、今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして、各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至るシナリオを設定している。

一方、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・過温破損)」については、事故シーケンス選定のプロセスにおいて、国内外の先進的な対策と同等な対策を講じて炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された、「大LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗」を評価事故シーケンスとして選定し、重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以上の通り、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」はガイドに定める有効性評価の解析条件に基づいて評価し、解釈第37条2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価しているものであり、格納容器破損モード「DCH」、「FCI」、「MCCI」は、評価を成立させるために、ガイドに定める有効性評価の解析条件の一部を除外して、解釈第37条2-3(d), (e), (i)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価しているものである。

このため、本来格納容器破損モード「DCH」、「FCI」、「MCCI」を評価するシナリオについて、解釈第37条2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価する必要は無いものとするが、ここでは参考として、同評価項目に対する評価結果を示すものとする。

2. 評価条件

本評価で期待する対策の概略系統図を図1に、手順の概要を図2に、必要な要員と作業項目を図3に示す。また、本評価における主要な解析条件を表1及び表2に、主要な解析条件及び本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、過渡事象「全給水喪失」が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を、低压注水機能として低压注水系の機能喪失を想定する。更に原子炉压力容器破損に至る事象を想定するため、低压代替注水系(常設)による原子炉注水は実施しないものとし、炉心損傷後の重大事故等対処設備等による原子炉注水にも期待しないものとする。また、格納容器圧力及び温度を厳しく評価する観点から、取水機能の喪失による崩壊熱除去機能の喪失を仮定する。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

なお、仮に全交流動力電源の喪失を考慮しても、ペDESTAL注水が必要となる約3.7時間後までに常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、格納容器ペDESTALへの注水を開始することは十分可能であることから、外部電源の有無は本事象の進展に影響を与えない。

また、必要な要員数が「格納容器過圧・過温破損」のシナリオ(大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+SBO)への対応で考慮している要員数を超えることは無い。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

事象の発生と同時に原子炉スクラム信号「主蒸気隔離弁閉」が発生し、原子炉は自動停止するものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、1弁あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 格納容器下部注水系(常設)による水張り

原子炉压力容器破損前に、格納容器下部注水系(常設)により、格納容器下部に水位2mの水張りを実施するものとする。

(d) 格納容器下部ドライウエルへの注水量

原子炉压力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部ドライウエル(以下、「D/W」という。)に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により崩壊熱相当の注水を行うものとする。格納容器圧力が1.5Pd(465 kPa[gage])又は格納容器温度が約190°Cに到達した後は50 m³/hで注水するものとする。代替循環冷却への系統構成の切り替えのため、復水移送ポンプを停止する間は、可搬型代替注水ポンプを用いて崩壊熱相当の注水を行うものとする。代替循環冷却の運転開始後は50 m³/hで注水するものと

する。

(e) 代替格納容器スプレー冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し、130 m³/h 以上で格納容器上部 D/W にスプレーする。

(f) 代替循環冷却(上部 D/W スプレー及び下部 D/W 注水)

代替循環冷却ラインの循環流量は、全体で約 190 m³/h とし、その流量の分配は D/W スプレーに約 140 m³/h、下部 D/W への注水に約 50 m³/h とし、それぞれ連続スプレー及び連続注水を実施するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件は、「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に設定した。

(a) 原子炉急速減圧操作

原子炉急速減圧操作は、全ての注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から10 %高い位置に到達した時点で開始する。この操作時間は5分間を考慮する。

(b) 格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の先行水張り)

格納容器下部への注水操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300 °Cに到達したことを確認して開始するが、注水準備として、現場操作で30分間、中央制御室操作で5分間を考慮する。

(c) 格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損後の注水)

格納容器下部への注水操作は、格納容器圧力が1.5Pd(465 kPa[gage])又は格納容器温度が約190 °Cに到達した場合に開始する。注水準備として、中央制御室操作で5分間を考慮する。

(d) 代替格納容器スプレー冷却系による格納容器冷却操作

代替格納容器スプレー冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力が1.5Pd(465 kPa[gage])又は格納容器温度が約190 °Cに到達した場合に開始する。注水準備として、中央制御室操作で5分間を考慮する。

(e) 代替循環冷却(上部D/Wスプレー及び下部D/W注水)による格納容器除熱操作

代替循環冷却(上部D/Wスプレー及び下部D/W注水)による格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生後の20.5時間後から開始する。

3. 評価結果

本評価における原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッション・チェンバ及び下部 D/W の水位の推移を図 5 から図 9 に示す。

a. 事象進展

事象発生後、高圧注水・減圧機能喪失及び低圧代替注水系(常設)にも期待しないことから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約 1.0 時間後に炉心損傷に至る。原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点(事象発生から約 1.4 時間後)で、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。原子炉減圧後の低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約 7.0 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

原子炉圧力容器破損前の格納容器下部注水系(常設)による水張りによって、格納容器下部 D/W に 2 m の水位を確保し、格納容器下部に落下する溶融炉心を冷却する。また、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により格納容器下部 D/W に崩壊熱相当の注水を継続的に行い、溶融炉心を冷却する。

溶融炉心が格納容器下部に落下した後、崩壊熱が格納容器内に蒸気として放出されるため、格納容器の圧力及び温度は急激に上昇する。格納容器圧力が 1.5Pd(465 kPa[gage]) に到達した時点で代替格納容器スプレー及び格納容器下部 D/W への 50 m³/h での注水を開始することによって、格納容器の圧力及び温度の上昇は抑制される。

事象発生から約 20.5 時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却(上部 D/W スプレー及び下部 D/W 注水)を開始する。代替循環冷却(上部 D/W スプレー及び下部 D/W 注水)により、格納容器内雰囲気圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下すると共に、下部 D/W の溶融炉心は安定的に冷却される。

b. 評価項目等

図 5 に示す通り、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は限界圧力 0.62 MPa[gage] 以下で推移し、図 6 に示す通り、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は、限界温度 200 °C 以下で推移する。また、下部 D/W 水位は溶融炉心の冷却に十分な水位で推移する。

代替循環冷却(上部 D/W スプレー及び下部 D/W 注水)の運転により、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が抑制され、ベントを実施することなく安定状態が維持される結果となった。

4. 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

本評価における 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において期待している要員数以下であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の 53 名で対処可能である。なお、有効性評価で考慮しない作業(格納容器頂部注水)に必要な要員を 4 名含めた場合でも対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

本評価における 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策時に必要な資源は、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において期待している資源量以下であり、「6.1(2)資源の評価条件」で説明している資源量で対処可能である。

5. 結論

以上の通り、格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」を評価するシナリオについて、解釈第 37 条 2-3(a)~(c)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を確認した。

以 上

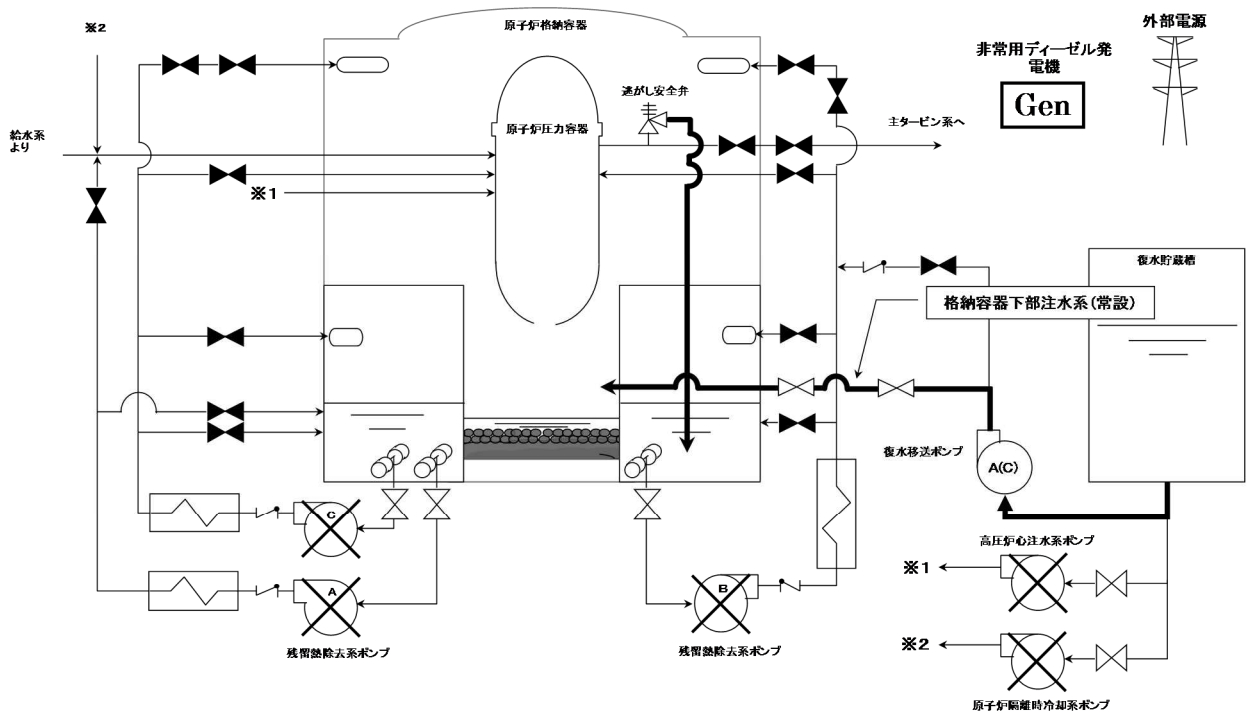


図 1a 本評価シナリオにおける使用系統の概要
(溶融炉心落下直後)

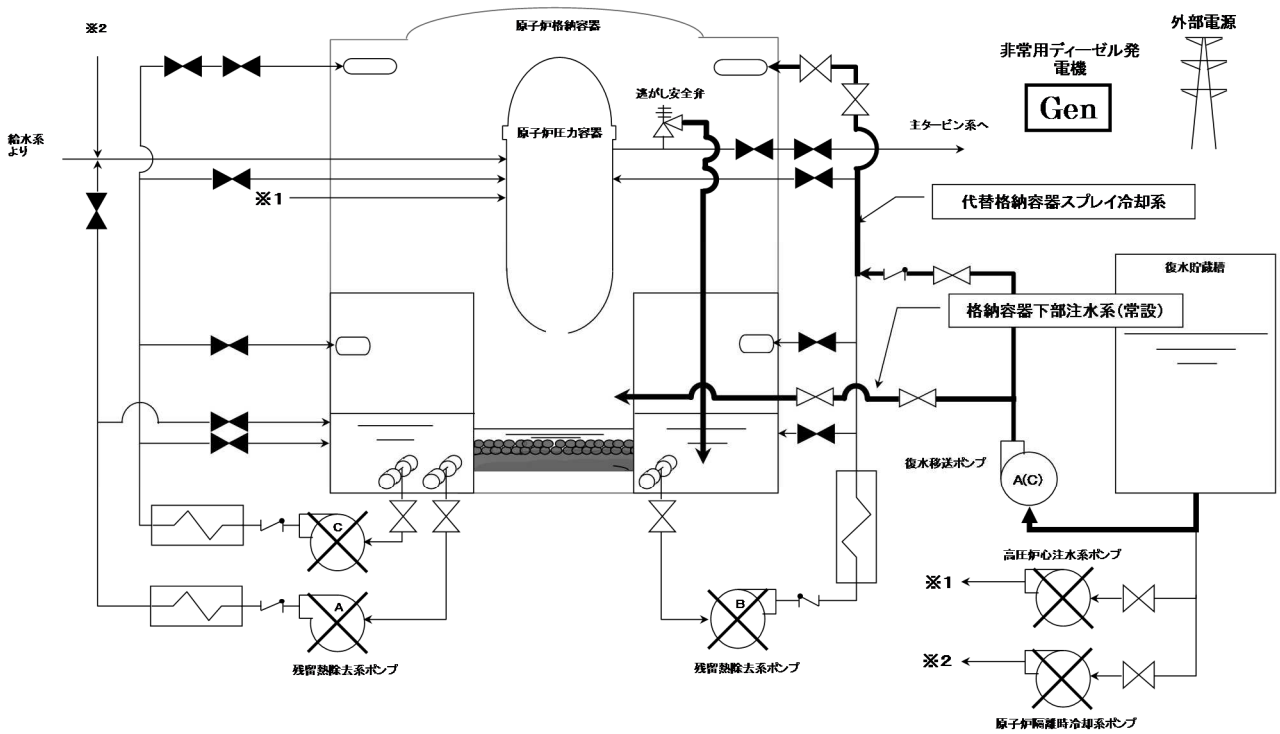


図 1b 本評価シナリオにおける使用系統の概要
(格納容器圧力 1.5Pd(465 kPa)到達後)

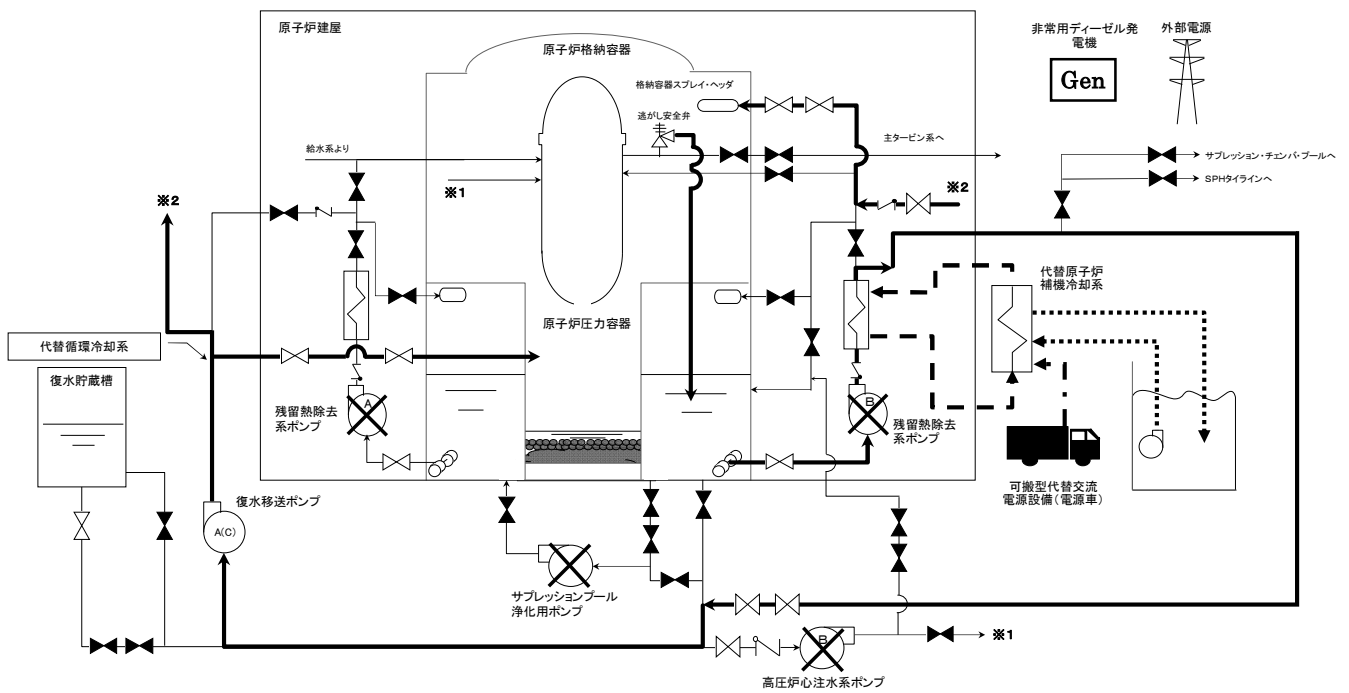


図 1c 本評価シナリオにおける使用系統の概要
(代替循環冷却(上部 D/W スプレイ及び下部 D/W 注水)接続後)

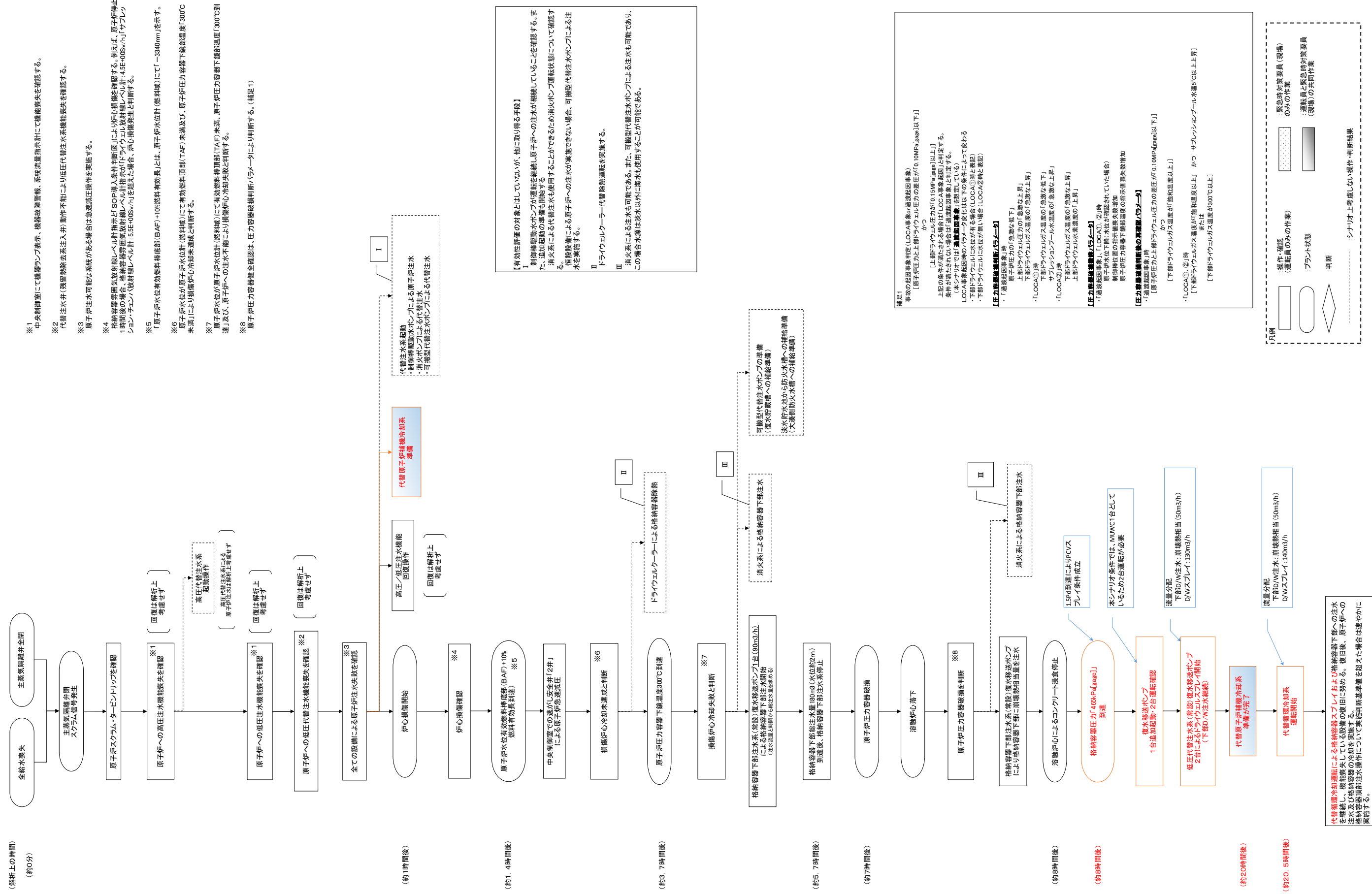


図2 本評価シナリオにおける対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要人員数			経過時間(時間)												備考
	6号	7号	緊急時対策要員(班数)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-													
原子炉注水機能喪失確認、復旧操作 (燃料上乗せせず)	-	-	-													
格納器下層注水系 準備	(1人) A	(1人) a	-													
原子炉急凍河注操作	(1人) A	(1人) a	-													
格納器下層注水系操作	(1人) A	(1人) a	-													
格納器下層注水系操作	(1人) A	(1人) a	-													
格納器下層注水系(暫設) 準備操作	(2人) A,B	(2人) a,b	-													
代替格納器スフレイ作	(1人) A	(1人) a	-													
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	(2人) C,D	(2人) c,d													
消却車による炉心注水準備 (燃料上乗せせず)	-	-	-													
冷却水注水切から炉心注水への接続	-	-	-													
燃料給油準備	-	-	-													
燃料給油作業	-	-	-													

操作項目	実施箇所・必要人員数			経過時間(時間)												備考
	6号	7号	緊急時対策要員(班数)	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	(2人) C,D	(2人) c,d													
可搬型代替注水系による 原子炉注水 準備操作 (燃料上乗せせず)	-	-	-													
代替原子炉補機冷却系 運転	(1人) B	(1人) b	-													
代替補機冷却系(燃料補給1)	(2人) A,B	(2人) a,b	-													
代替補機冷却系(燃料補給2)	(2人) A,B	(2人) a,b	-													
代替補機冷却系運転監視	(1人) A	(1人) a	-													
消却車による炉心注水準備 冷却水注水切への接続	-	-	-													
冷却水注水切から炉心注水への接続	-	-	-													
燃料給油作業	2人 A,B	2人 a,b	2人 c,d													
燃料給油合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 c,d													

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人数。

図 3 本評価シナリオにおける作業と所要時間

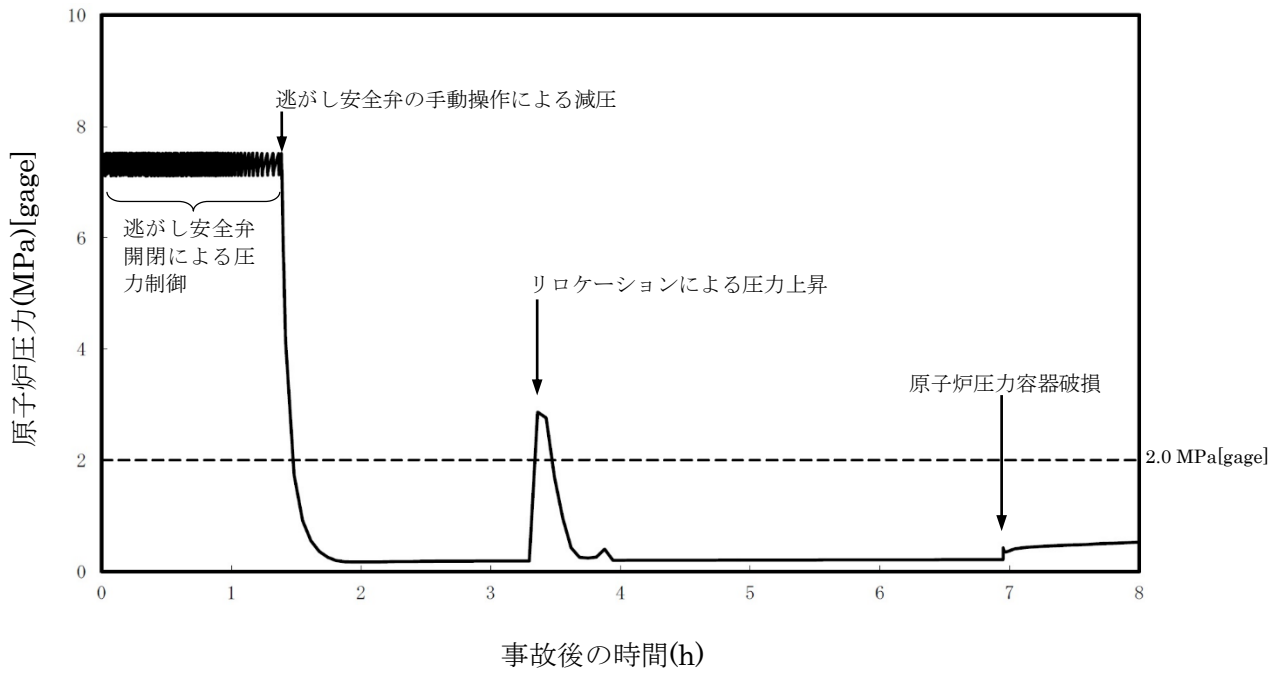


図5 原子炉圧力の推移

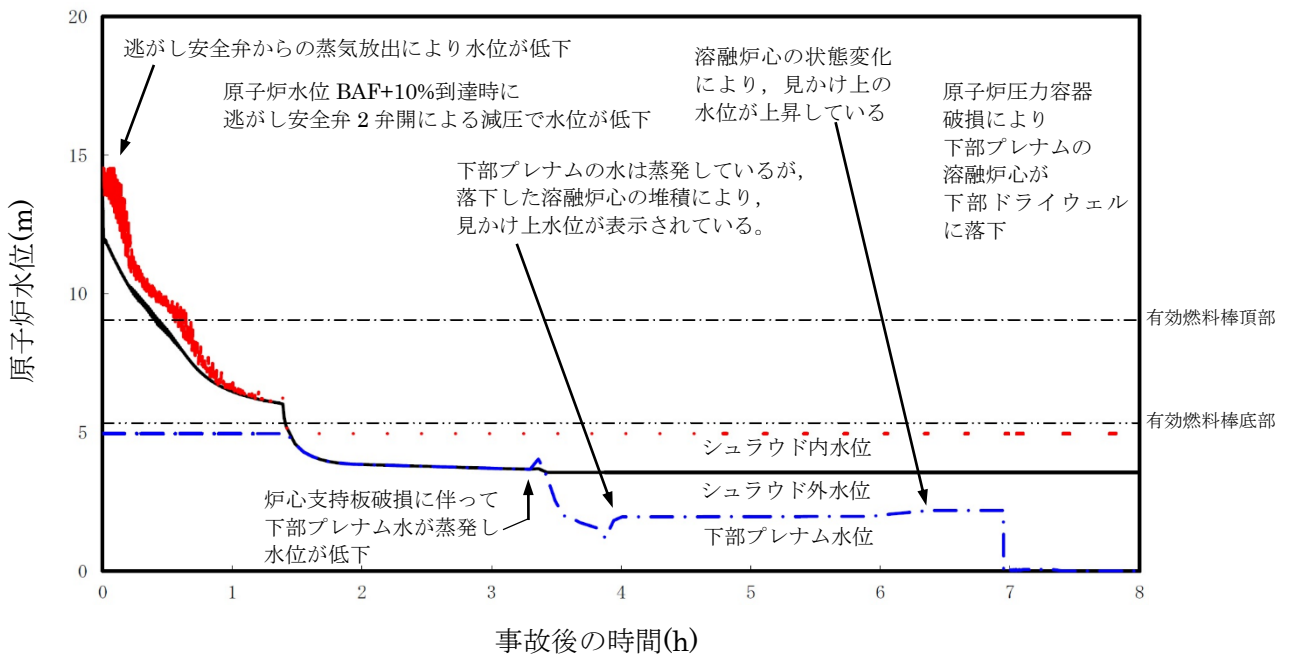


図6 原子炉水位の推移

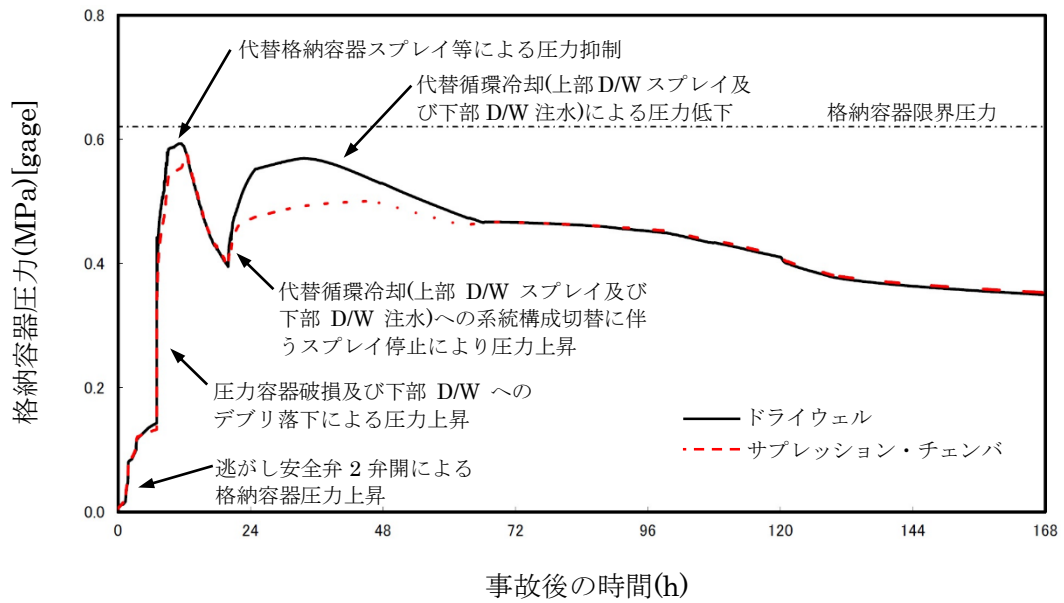


図 7 格納容器圧力の推移

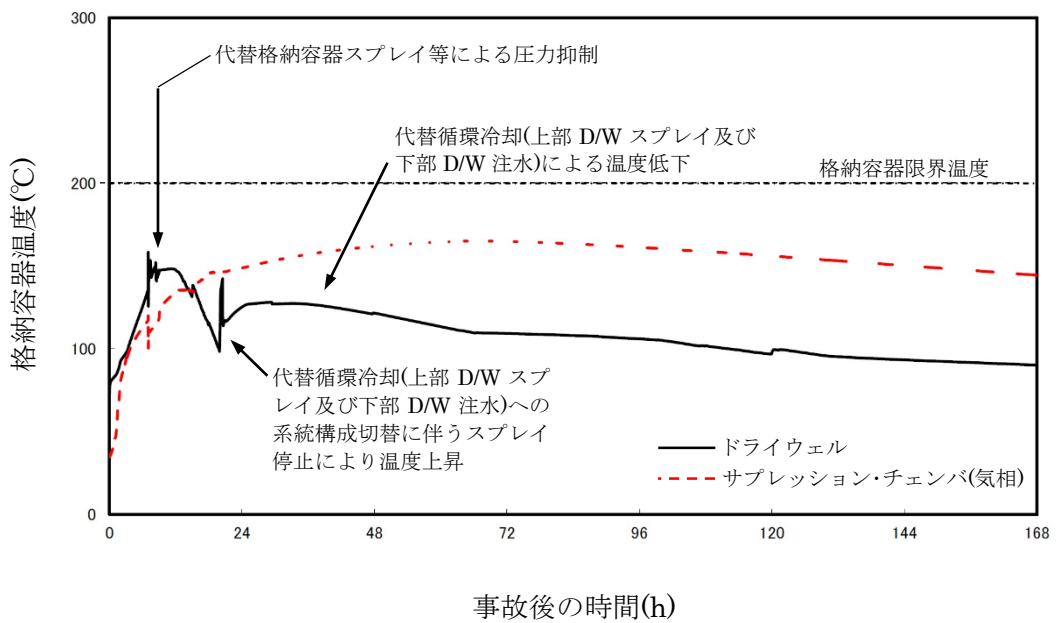


図 8 格納容器温度の推移

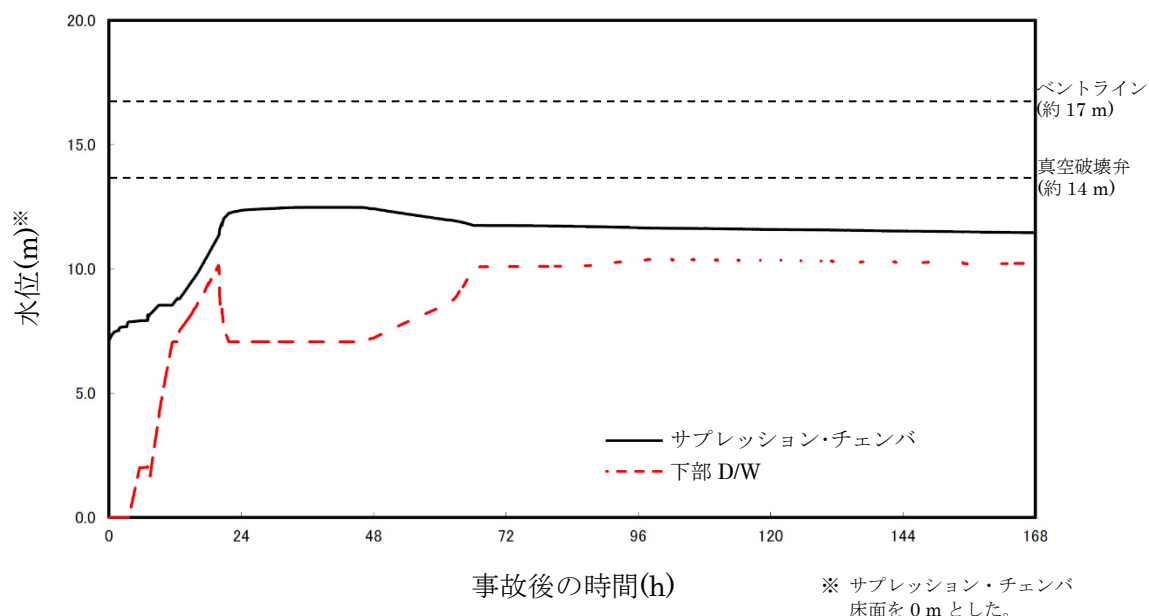


図 9 サプレッション・チェンバ及び下部 D/W 水位の推移

表 1 本評価における重大事故等対策

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	給水流全喪失発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重量し、原子炉がスクラムすることを確認する。	-	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ【SA】
炉心損傷確認	原子炉注水機能喪失により原子炉水位は急激に低下し炉心が露出すること で炉心損傷に至ることを確認する。	-	-	格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】
原子炉手動減圧	原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から10%高い位置に到達した時点で、注水系統が全く無い場合でも、手動操作により逃がし安全弁2弁を開き、原子炉を減圧する。	逃がし安全弁	-	原子炉水位計(燃料域)【SA】 原子炉圧力計【SA】
格納容器下部への注水 (原子炉圧力容器破損前の の先行水張り)	原子炉への注水が無いためリロケーションに至る。リロケーションを原子炉圧力容器下部温度計300℃到達により確認し、格納容器下部への注水を開始する。格納容器下部への水張りが目的のため、注水総流量が180m ³ に到達した後、格納容器下部への注水を停止する。	復水移送ポンプ【SA】	-	原子炉圧力容器温度計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】 格納容器下部水位計【SA】
原子炉圧力容器破損確認	原子炉手動減圧後も、原子炉への注水系統は確保できないため、原子炉圧力容器破損に至ることを確認する。	-	-	原子炉水位計(燃料域)【SA】 原子炉圧力容器温度計【SA】 原子炉圧力計【SA】 格納容器内圧力計【SA】 格納容器温度計【SA】
格納容器下部への注水 (原子炉圧力容器破損後の 注水)	原子炉圧力容器破損により溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を継続して行う。格納容器圧力が1.5Pd(465kPa[gage])又は格納容器温度が約190℃に到達した後は50m ³ /hで注水する。代替循環冷却への系統構成の切り替えのため、復水移送ポンプを停止する間は、可搬型代替注水ポンプを用いて崩壊熱相当の注水を行う。代替循環冷却の運転開始後は50m ³ /hで注水する。	復水移送ポンプ【SA】	可搬型代替注水ポンプ【SA】	復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力が1.5Pd(465kPa[gage])又は格納容器温度が約190℃に到達した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	-	格納容器内圧力計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】 復水貯蔵槽水位計【SA】
代替循環冷却(上部D/W スプレイ及び下部D/W 注水)による格納容器除 熱操作	事象発生から約20.5時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却を開始し、上部D/Wスプレイ及び下部D/W注水を開始する。代替循環冷却ラインの再循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイに流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイとする。代替循環冷却が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置等よりも優先して、代替循環冷却を使用する。	復水移送ポンプ【SA】	代替原子炉補機冷却系【SA】	格納容器内圧力計【SA】 サブレーション・チェンバ・プール水温計【SA】 サブレーション・チェンバ水位計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【SA】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 2 本評価における主要解析条件(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	-
原子炉熱出力	3,926 MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200 t/h	定格流量として設定
燃料	9x9 燃料(A 型)	-
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33 GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350 m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5,960 m ³ 液相部：3,580 m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43 kPa (ドライウエル-サブレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブレッションプール水位	7.05 m(NWL)	通常運転時のサブレッションプール水位として設定
サブレッションプール水温	35 °C	通常運転時のサブレッションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57 °C	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50 °C (事象開始 12 時間以降は 45 °C, 事象開始 24 時間以降は 40 °C)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

初期条件

表 2 本評価における主要解析条件(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	全給水喪失	全給水喪失が発生するものとして設定
安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能、低圧代替注水系(常設)、炉心損傷後の重大事故等対処設備等による原子炉への注水機能の喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失を設定し、炉心損傷後の重大事故等対処設備等による原子炉への注水機能にも期待しないものとして設定
外部電源	外部電源あり	本評価事故シナケンスでは、溶融炉心・コンクリート反応の抑制に備えた事故対応として、格納容器下部ドライウエルへの注水が生じるが、外部電源が無くとも非常用 D/G からの給電によって注水可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。仮に全交流動力電源喪失を想定しても、常設代替交流電源設備からの給電には十分な時間余裕があるため、非常用 D/G の有無についても評価に影響する条件とはならない。これを踏まえ、外部電源についてはありとして設定

事故条件

表 2 本評価における主要解析条件(3/4)

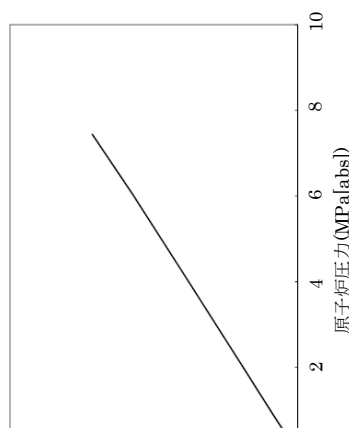
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁の閉止	全給水喪失発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。
	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	主蒸気逃がし弁の逃がし弁機能の設計値として設定
主蒸気逃がし弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 弁開による原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 	逃がし安全弁の設定値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
代替格納容器スプレイ冷却系及び代替格納容器下部注水系	代替格納容器スプレイ冷却系：130 m ³ /h 以上 代替格納容器下部注水系：50 m ³ /h 以上	格納容器雰囲気気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
代替循環冷却(上部 D/W スプレイ及び下部 D/W 注水)	総循環流量：約 190 m ³ /h (D/W スプレイ 約 140 m ³ /h, 下部 D/W への注水 約 50 m ³ /h)	格納容器雰囲気気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量、及び下部 D/W に落下した溶融炉心の冷却に必要な注水量を考慮し、設定
重大事故等対策に関する機器条件		

表 2 本評価における主要解析条件(4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10%高い位置に到達した時点で開始。	運転操作手順書等を踏まえて設定
溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張り	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300 °C に到達した時点で開始。90 m ³ /h で 2 時間注水し、格納容器下部に水位 2 m の水張りを行う。	運転操作手順書等を踏まえて設定
溶融炉心落下後の格納容器下部への注水量	崩壊熱相当の注水(事象開始 5~10 時間は 50 m ³ /h, 10~20 時間は 40 m ³ /h, 20 時間以降は 35 m ³ /h)	運転操作手順書等を踏まえて設定
代替格納容器スプレー冷却系による格納容器冷却	炉心損傷後、格納容器圧力が 1.5Pa(465 kPa[gage])又は格納容器温度が約 190 °C に到達した時点で開始。	運転操作手順書等を踏まえて設定
代替循環冷却(上部 D/W スプレー及び下部 D/W 注水)による格納容器除熱	事象発生から 20.5 時間後に開始。	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設定

重大事故
関連する
操作条件
に

107. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉(以下、「KK6/7」という。)では、炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し、原子炉圧力容器(以下、「RPV」という。)破損に至った場合の緊急時組織の対応をアクシデントマネジメントガイド(以下、「AMG」という。)にまとめており、運転員による対応を、事故時運転操作書(シビアアクシデント)(以下、「SOP」という。)に定めている。このため、有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応は SOP に従ったものとなっている。

SOP には、炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており、対応の優先順位等についても定めている。このため、想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが、ここでは、炉心損傷後の格納容器内の状況を場合分けし、それらについて SOP による対応が可能であることを確認する。SOP の対応フローを図 1 に示す。また、格納容器の構造図を図 2 に示す。

1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち、格納容器先行破損の炉心損傷モード¹を除くと、TQUV, TQUX, TB(長期 TB, TBU, TBP, TBD), LOCA が抽出される。

このうち、TQUV, TQUX, TB(長期 TB, TBU, TBP, TBD)は、炉心損傷の時点で RPV が健全であり、RPV 内の冷却材は SRV を通じてサプレッション・チェンバ(以下、「S/C」という。)に放出されている点で、炉心損傷の時点での RPV の健全性及び格納容器の冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV, TBP は炉心損傷の時点で RPV 内が減圧されていることに対し、TQUX, 長期 TB, TBU, TBD では炉心損傷の時点で RPV 内が減圧されていないが、SOP において、原子炉水位が有効燃料長底部から 10%の時点で RPV を減圧する手順としていることから、その後は同じ対応となる。

一方 LOCA(LOCA 後の注水失敗による炉心損傷)は、炉心損傷の時点で RPV のバウンダリ機能を喪失しており、RPV 内の冷却材が上部ドライウェル(以下、「D/W」という。)に直接放出される炉心損傷モードである。このため、炉心損傷時点での格納容器の圧力、温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが、各々のパラメータに応じた運転操作が SOP に定められており、対応は可能である。

また、LOCA が発生し、上部 D/W に放出された冷却材の多くは、連通孔からその真下にあるベント管(垂直管)を通過して S/C に流入すると考えられるものの、連通孔とベント管(垂直管)は直結されておらず、その間には下部 D/W に対して開放されている箇所があり、LOCA によって放出された冷却材の一部は下部 D/W に流入すると考えられる。これにより、下部 D/W に水位が形成される可能性が考えられる。

¹ 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合、炉心損傷の時点で格納容器が破損していることから、SOP に想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え、ここでの考察から除外した。しかしながら、現実的には SOP に準じ、注水及び除熱を試みるものと考えられる。

炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び下部D/Wへの溶融炉心落下に備えた下部D/Wへの注水を定めており、注水量は180 m³(水位2.0 m相当)としている。先述の通り、LOCAの場合には予め水位が形成されている可能性が考えられるものの、それによる注水量の調整等は考慮しておらず、どの炉心損傷モードを経た場合であっても180 m³(水位2.0 m相当)の注水を行うこととしている。なお、この注水量は水位ではなく注水の積算量で確認する手順としている。

溶融炉心落下時の下部D/Wの水位は、原子炉圧力容器外の溶融燃料・冷却材相互作用(以下、「炉外FCI」という。)及び溶融炉心・コンクリート相互作用(以下、「MCCI」という。)への対応を考慮し、2.0 m相当としている。しかしながら、仮に下部D/Wの水位が2.0 mより高い場合であっても、炉外FCIやMCCIによる格納容器の機能維持に問題は無いことを確認²しており、LOCA時の下部D/Wへの冷却材の流入による水位形成を考慮した手順とする必要は無いものとする。

以上より、いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもSOPによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

2. 注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、RPVの破損の有無で大別している。

まず、RPVの破損に至る前の段階においては、RPV内の炉心の状況によらずRPVへの注水を優先する手順としている。その後、RPVを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はRPVへの注水及び必要に応じて格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。但し、RPV下鏡温度が300 °Cに到達し、RPV下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はRPVへの注水と並行して下部D/Wへの注水(注水量は180 m³(水位2.0 m相当))を実施する手順としている。

次に、RPVが破損した後は、下部D/Wに崩壊熱に相当する量の注水を実施する手順としている。SOP及びAMGに定めるRPV破損の判定方法に基づきRPVの破損を判定した後は、下部D/Wに直接崩壊熱相当量の注水を実施することとしており、その注水量は格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお、この流量計の先に下部D/W以外への分岐は無く、確実に下部D/Wへの注水量を確認出来る設備構成³となっている。また、格納容器からの除熱が必要な場合は下部D/Wへの注水と格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら、RPVが破損した後は、RPV内の溶融炉心の状態、RPV破損口の状態、下部D/Wへの溶融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、格納容器内の状態の不確かさが

² 平成27年9月15日第274回審査会合 資料2-3「54. 格納容器下部の水張りの適切性」参照。下部D/W水位の増加によって物理現象発生時の格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外FCIについて、下部D/W水位が7.0 m(リターンライン相当)の場合であっても、格納容器は十分な余裕を持って機能維持できることを確認している。

³ 平成27年9月15日第274回審査会合 資料2-3「55. 格納容器下部注水手順及び注水確認手段について」参照。

大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるように、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、SOP 及び AMG では RPV 破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位 1 : D/W スプレー(上部 D/W)

- ・ 開始条件 : 格納容器圧力 465 kPa(1.5 Pd)以上又は格納容器温度 190 °C 以上
- ・ 停止条件 : 格納容器圧力 390 kPa 以下
- ・ 流量 : 140 m³/h 以上

優先順位 2 : S/C スプレー

- ・ 開始条件, 停止条件及び流量は①と同じ

優先順位 3 : 下部 D/W 注水

- ・ 流量 : 崩壊熱相当量(スクラム後 5~10 時間 : 50 m³/h, 10~20 時間 : 40 m³/h, 20 時間以降 : 35 m³/h)で注水

優先順位 4 : RPV 破損後の RPV への注水

- ・ 流量 : 30 m³/h(S/C 水源で ECCS を運転できる場合は全量注水)

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが、中でもスプレーを優先する理由は、D/W スプレー(上部 D/W)又は S/C スプレーを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり、これに即応する必要があるためである。D/W スプレー(上部 D/W)と S/C スプレーでは、より広い空間にスプレーすること等により、格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられる D/W スプレー(上部 D/W)を優先することとしている。

下部 D/W の熔融炉心の冷却については、RPV 破損前の注水により 180 m³(スクラム後 5~10 時間後の崩壊熱に換算すると約 3.6 時間分)の冷却材が確保されていること及びスプレーされた冷却材の流入により S/C 水位が上昇した後は、リターンラインから下部 D/W への冷却材の流出による下部 D/W への注水にも期待できる(NWL からリターンラインまでの体積は約 810 m³であり、流量 140 m³/h で連続スプレーする場合、スプレー開始から約 5.8 時間で S/C 水位がリターンラインに到達する。)ことを考慮し、スプレーに次ぐ優先順位としている。

RPV 破損後の RPV への注水には、RPV 内に残存する熔融炉心の冷却及び RPV 破損口から冷却材が流出することによる下部 D/W の熔融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、RPV 破損口からの冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、下部 D/W 注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

しかしながら、RPV が破損した後の注水及び除熱の優先順位については、現在改めて検討を進めているところであり、検討の結果によっては今後、前述の優先順位は変わりうるも

のと考えている。

スプレイ又は注水により，S/C 水位が S/C ベントラインから 1 m 下(S/C 底面から約 9.1 m)の高さまで到達する時点でスプレイを停止し，格納容器ベントを実施する。

S/C 水位がリターンラインを上回る場合等，状況に応じて下部 D/W への注水の流量を抑制する余地はあると考えられるものの，下部 D/W の熔融炉心を確実に冷却する観点から，下部 D/W 注水を停止する手順は定めておらず，崩壊熱相当量を注水し続ける手順としている。

以上の通り，格納容器内の状態の不確かさを考慮しても，SOP によって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

以 上

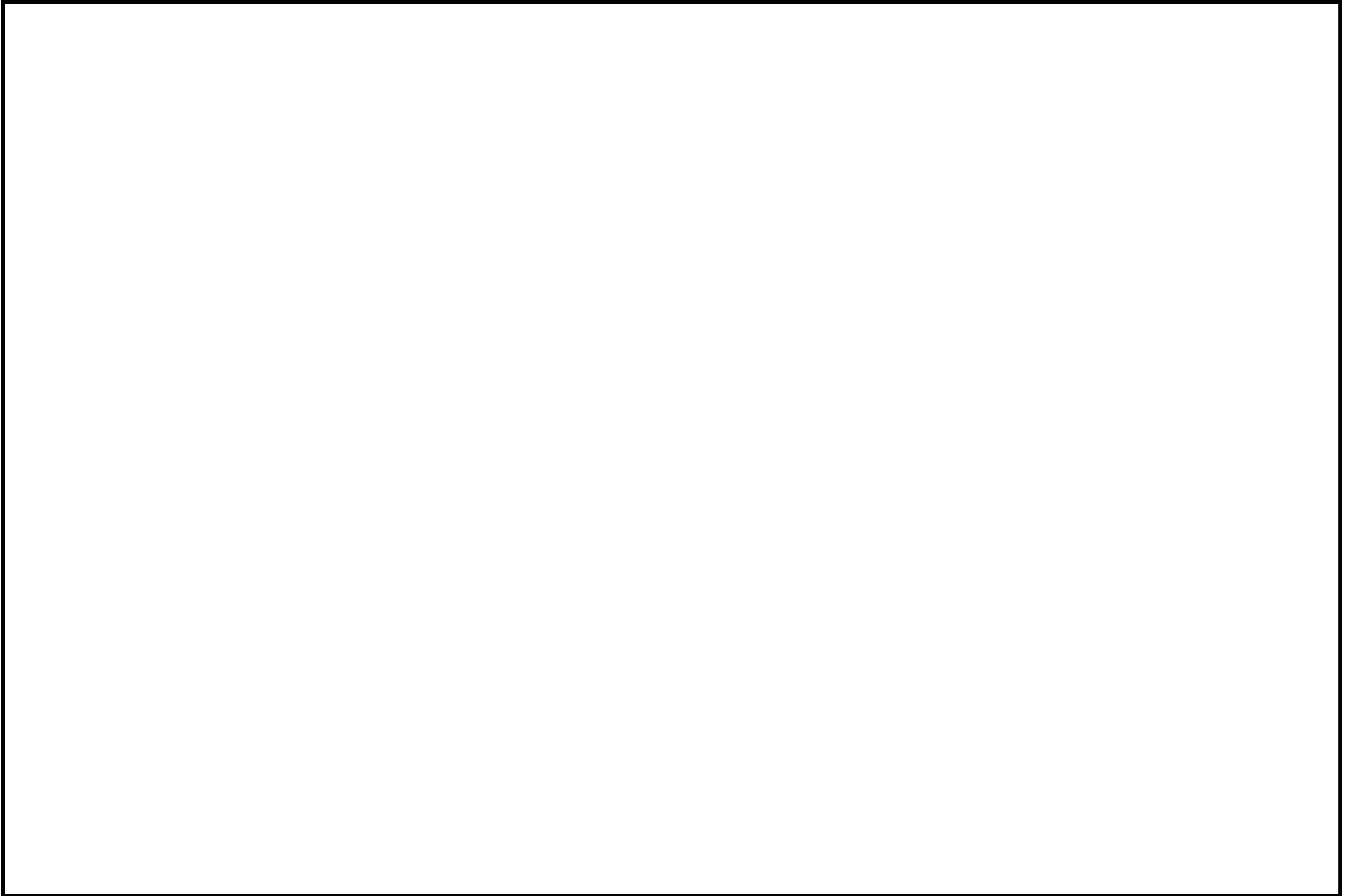


図1 SOPの対応フロー(全体)

図 2 格納容器の構造図(ABWR, RCCV 型格納容器)

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	<p>【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧及び低圧のECCS注水機能喪失が発生する。これに対し代替低圧注水設備(MUWC)により炉心へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧ECCS注水機能(HPCF, RC1C) 低圧ECCS注水機能(LPFL) 	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】S/R弁(8弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から約14分後に手動減圧 <p>【低圧注水】MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 再冠水まで定格流量 再冠水後110m³/h、L3～L8水位維持(PCVスプレイとの切替運転) 	<p>【PCVスプレイ】MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 PCV圧力180kPa[gage]到達以降140m³/hでスプレイ(炉注水との切替運転) <p>【海水除熱】－</p> <p>【ベント】FV又は耐圧強化(N/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力1Pdで実施(約17時間後) 	<p>【電源】外部電源</p> <p>※外部電源「無し」の場合、事象発生と同時にRIPが全台トリップするため事象進展が遅くなる。解析結果を厳しくするため、外部電源「有り」を想定</p> <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hで防火水槽よりCSPに補給 	<p>×</p> <p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p><格納容器破損防止> リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ペデスタルに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。</p> <p>-----</p> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合> 消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びPCVの破損は回避できると考えられる。</p>
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	<p>【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧のECCS注水機能及び自動減圧機能喪失が発生する。これに対し代替の自動減圧機能により原子炉を減圧、低圧ECCSにより注水し、RHRにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧ECCS注水機能(HPCF, RC1C) 自動減圧機能(ADS) 	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】トランジェントADS(4弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> L1到達10分後に自動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 定格流量、L3～L8水位維持 	<p>【PCVスプレイ】－</p> <p>【海水除熱】RHR-S/Gクーリング×1, RHR-SHC×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後にRHR-LPFLを停止, RHR-S/Gクーリング×1, RHR-SHC×2で除熱 <p>【ベント】－</p>	<p>【電源】外部電源</p> <p>【水源(補給含む)】S/G</p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能。 RHR-SHCへの移行により注水不要となる。 	<p>－</p>
全交流動力電源喪失 (TB)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し容量を増強した直流電源により24時間RC1Cによる原子炉注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。24時間後からは空冷式GTGから給電したLPFLにより注水し(約30分)、水位回復後、格納容器スプレイに切り替えを行う。加えて、低圧代替注水系(常設)を起動し、これにより原子炉への注水を行う。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源, 非常用D/G) 	<p>【高圧注水】RC1C</p> <ul style="list-style-type: none"> L2～L8間で水位維持 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL(B)×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 手動減圧後、定格流量で注水 原子炉水位L8になった時点で、PCVスプレイに切り替え <p>MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(A)洗浄水ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】RHR(B)-PCVスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> LPFLにより、原子炉水位L8に到達した時点で切り替え <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】FV又は耐圧強化(N/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力1Pdで実施(約16時間後) 原子炉減圧に合わせてベント停止 	<p>【電源】直流電源, 空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 直流電源の負荷切離しを実施し、24時間RC1Cに供給 24時間後に空冷式GTGから給電 <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hで防火水槽よりCSPに補給 	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 事象発生24時間後までは、RC1Cによる注水を継続し、その後、消防車を用いた炉注水または、MUWC(電源車からの受電)と格納容器ベントによるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる。</p>
全交流電源喪失+RC1C失敗 (TBU)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、RC1Cの機能喪失が重畳する。AM用直流電源により24時間HPACによる原子炉注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。24時間後からは空冷式GTGから給電したLPFLにより注水し(約30分)、水位回復後、格納容器スプレイに切り替えを行う。加えて、低圧代替注水系(常設)を起動し、これにより原子炉への注水を行う。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源, 非常用D/G) 原子炉隔離時冷却系 	<p>【高圧注水】HPAC</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約25分で、手動起動 L2～L8間で水位維持 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL(B)×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 手動減圧後、定格流量で注水 原子炉水位L8になった時点で、PCVスプレイに切り替え <p>MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(A)洗浄水ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】RHR(B)-PCVスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> LPFLにより、原子炉水位L8に到達した時点で切り替え <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】FV又は耐圧強化(N/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力1Pdで実施(約16時間後) 原子炉減圧に合わせてベント停止 	<p>【電源】AM用直流電源, 空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 24時間HPACに供給 24時間後に空冷式GTGから給電 <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hで防火水槽よりCSPに補給 	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 事象発生24時間後までは、HPACによる注水を継続し、その後、消防車を用いた炉注水または、MUWC(電源車からの受電)と格納容器ベントによるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる。</p>
全交流電源喪失+直流電源喪失 (TBD)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、直流電源の機能喪失が重畳する。AM用直流電源により、24時間HPACによる原子炉注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。24時間後からは空冷式GTGから給電したLPFLにより注水し(約30分)、水位回復後、格納容器スプレイに切り替えを行う。加えて、低圧代替注水系(常設)を起動し、これにより原子炉への注水を行う。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源, 非常用D/G) 直流電源 	<p>【高圧注水】HPAC</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約25分で、手動起動 L2～L8間で水位維持 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL(B)×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 手動減圧後、定格流量で注水 原子炉水位L8になった時点で、PCVスプレイに切り替え <p>MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(A)洗浄水ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】RHR(B)-PCVスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> LPFLにより、原子炉水位L8に到達した時点で切り替え <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】FV又は耐圧強化(N/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力1Pdで実施(約16時間後) 原子炉減圧に合わせてベント停止 	<p>【電源】AM用直流電源, 空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 24時間HPACに供給 24時間後に空冷式GTGから給電 <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hで防火水槽よりCSPに補給 	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 事象発生24時間後までは、HPACによる注水を継続し、その後、消防車を用いた炉注水または、MUWC(電源車からの受電)と格納容器ベントによるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる。</p>

○:可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
×:可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)発生と共に取水機能喪失が発生する。これに対しRCIC, MUWCで注水を継続する。20時間後に代替原子炉補機冷却系を接続・起動し, RHRにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 取水機能(RCW, RSW) 	<p>【高圧注水】 RCIC</p> <ul style="list-style-type: none"> L2~L8で水位維持 <p>【減圧】 S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 70分以降のL8時点(約3時間後)で手動減圧 <p>【低圧注水】 MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 70分以降(約3時間後)注水開始, 再冠水まで定格流量 再冠水後110m³/h, L3~L8水位維持(PCVスプレイトとの切替運転) 	<p>【PCVスプレイト】 MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 再冠水後140m³/hでスプレイト(炉注水との切替運転) <p>【海水除熱】 <u>代替Hx, RHR(A)-S/Gクーリング</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 20時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>空冷式GIG</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 70分後から給電(RHR, MUWC等に給電) <p>【水源(補給含む)】 <u>GSP, 消防車</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hで防火水槽よりGSPに補給 	○	<p><炉心損傷防止></p> <p>事象発生12時間後までは, RCICによる注水を継続し, その後, 消防車を用いた炉注水または, MUWC(電源車からの受電)と格納容器ベントによるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる。</p>
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)発生と共に残留熱除去系機能喪失が発生する。これに対しRCIC, HPCFで注水を継続し, 格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系(RHR) 	<p>【高圧注水】 <u>RCIC</u>(事象初期), <u>HPCF</u></p> <p>【減圧】 <u>S/R弁(1弁)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>手動減圧</u> 	<p>【PCVスプレイト】 MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 PCV圧力180kPa[gage]到達以降140m³/hでスプレイト <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 <u>FV又は耐圧強化(N/P)ベント</u></p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力1Pdで実施(約22時間後) 	<p>【電源】 <u>外部電源</u></p> <p>【水源(補給含む)】 <u>GSP, 消防車</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hで防火水槽よりGSPに補給 	-	-
原子炉停止機能喪失 (TC)	<p>【事象概要】 過渡事象(MSIV閉)発生と共に全CR挿入失敗(ARI含む)が発生する。これに対し, 代替RPTで出力上昇を抑制し, RCIC, HPCFで冠水を維持し, SLCにより未臨界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> スクラム機能(RPS) 代替制御棒挿入機能(ARI) 	<p>【原子炉停止】 代替RPT, SLC×1</p> <ul style="list-style-type: none"> SLC注入はS/C水温「高高」から10分後 <p>【高圧注水】 M/D-RFP, RCIC, HPCF</p> <ul style="list-style-type: none"> M/D-RFP運転はホットウェル水位「低低」トリップまで RCIC, HPCFはD/W圧力「高」で起動, L1.5付近で水位維持 <p>【減圧】 -</p> <p>【低圧注水】 -</p>	<p>【PCVスプレイト】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>RHR-S/Gクーリング×3</u></p> <ul style="list-style-type: none"> S/C水温「高高」から10分後 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 外部電源</p> <p>【水源】 GSP</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注水の初期水源はGSPだが, 事象発生から約30秒でS/Cに切り替わる。 	-	-
LOCA時注水機能喪失 (中小LOCA)	<p>【事象概要】 小LOCA(1cm²の破損想定)発生と共に高圧及び低圧のECGS注水機能喪失が発生する。これに対し代替低圧注水設備(MUWC)により炉心へ注水し, 格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧ECGS注水機能(HPCF, RCIC) 低圧ECGS注水機能(LPFL) 自動減圧機能(ADS) 	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 S/R弁(8弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から約18分後に手動減圧 <p>【低圧注水】 MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(A)洗浄水ライン経由で注入 再冠水まで定格流量 再冠水後110m³/h, L3~L8水位維持(PCVスプレイトとの切替運転) 	<p>【PCVスプレイト】 MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(A)洗浄水ライン経由で注入 PCV圧力180kPa[gage]到達以降140m³/hでスプレイト(炉注水との切替運転) <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 <u>FV又は耐圧強化(N/P)ベント</u></p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力1Pdで実施(約17時間後) 	<p>【電源】 <u>非常用D/G</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し <p>【水源(補給含む)】 <u>GSP, 消防車</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hで防火水槽よりGSPに補給 	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには, 約1時間までに高圧で注水する必要があるが, 可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため, 可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後, MCC1の発生防止のために下部ペDESTアルに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが, 可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため, 可搬型設備では対応できない。</p> <hr/> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合></p> <p>消防車の注水は, 事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると, 消防車による注水の実施により, リロケーションを回避でき, RPVの破損及びPCVの破損は回避できると考えられる。</p>
IS-LOCA	<p>【事象概要】 ISLOCA(HPCFポンプ吸込側の配管の全破断を想定)が発生する。これに対しRCIC, HPCFで注水すると共に, 破断箇所を隔離する。</p> <p>【機能喪失の前提】 -</p>	<p>【高圧注水】 <u>RCIC</u>(事象初期)</p> <p>【減圧】 (破断口からの減圧)</p> <p>【低圧注水】 <u>HPCF(健全側)</u></p>	<p>格納容器バイパス事象であるため, 格納容器側のマネジメントは不要(ただし, 破断箇所の隔離後は通常の停止手順で冷温停止に移行)</p>	<p>【電源】 <u>非常用D/G</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し <p>【水源】 <u>GSP</u></p>	-	-

○:可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
 ×:可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源	
過温・過圧破損 (代替循環冷却)	<p>【事象概要】大LOCA(SHC吸込配管の全破断を想定)発生と共に高圧及び低圧のECCS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、70分後に空冷式GTGから給電しMUWCにより炉心へ注水し、代替循環冷却の実施により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能(HPCF, RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPFL) ・全交流動力電源(外部電源, 非常用D/G) 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】(破断口からの減圧)</p> <p>【低圧注水】MUWC×2台(RHR(B)洗浄水ライン経由)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・70分以降注水開始, 再冠水まで定格流量 ・再冠水後90m³/h, 破断口~L1水位維持(PCVスプレイとの切替運転) ・代替Hxの準備が完了後, 最大流量で原子炉注水 ・事象発生22時間後, MUWC全停止 ・消防車(RHR(B)洗浄水ライン経由) ・事象発生22.2時間から開始 	<p>【PCVスプレイ】MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 ・再冠水後140m³/hでスプレイ(炉注水との切替運転) ・20.1時間後, 最大流量でPCVスプレイを実施 <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生20時間後準備完了 <p>【代替循環冷却】MUWCを用いた代替循環冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生22.5時間から開始 	<p>【電源】空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> ・70分後から給電(MUWCに給電) <p>【水源(補給含む)] CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> ・12時間後から130m³/hで防火水槽よりCSPに補給 	<p>×</p> <p>＜炉心損傷防止＞ 炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p>＜格納容器破損防止＞ リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ペDESTALに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。</p> <p>＜可搬型設備の実力値を考慮した場合＞ 消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びベント等によりPCVの破損は回避できると考えられる。</p>
過温・過圧破損 (格納容器ベント)	<p>【事象概要】大LOCA(SHC吸込配管の全破断を想定)発生と共に高圧及び低圧のECCS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、70分後に空冷式GTGから給電しMUWCにより炉心へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能(HPCF, RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPFL) ・全交流動力電源(外部電源, 非常用D/G) ・代替循環冷却 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】(破断口からの減圧)</p> <p>【低圧注水】MUWC×2台(RHR(B)洗浄水ライン経由)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・70分以降注水開始, 再冠水まで定格流量 ・再冠水後90m³/h, 破断口~L1水位維持(PCVスプレイとの切替運転) 	<p>【PCVスプレイ】MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 ・再冠水後140m³/hでスプレイ(炉注水との切替運転) <p>【海水除熱】-</p> <p>【ベント】EV又は耐圧強化(W/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> ・PCV圧力2Pdで実施(約38時間後) 	<p>【電源】空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> ・70分後から給電(MUWCに給電) <p>【水源(補給含む)] CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> ・12時間後から130m³/hで防火水槽よりCSPに補給 	<p>×</p> <p>＜炉心損傷防止＞ 炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p>＜格納容器破損防止＞ リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ペDESTALに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。</p> <p>＜可搬型設備の実力値を考慮した場合＞ 消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びベント等によりPCVの破損は回避できると考えられる。</p>
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (HPME/DCH)	<p>【事象概要】高圧及び低圧のECCS注水機能及び自動減圧機能喪失が発生し、低圧ECCS注水機能喪失により手動減圧はせず、高圧状態での炉心損傷に至る(※)。この後、手順に従いBAF+燃料有効長10%でRPV破損前に手動減圧する。溶融炉心落下前にペDESTALへの2mの水張りをを行う。落下溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが、PCVの健全性は維持される。また水張り及び溶融炉心落下後のペDESTALへの注水によりコア・コンクリート反応は抑制される。</p> <p>※重大事故等対処設備(MUWCによる炉注水)に期待する場合、上記事象による炉心損傷は防止できるため、重大事故等対処設備による炉注水には期待しない。</p>	<p>【高圧注水】RCIC</p> <ul style="list-style-type: none"> ・L2~L8間で水位維持 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・24時間後, RHRが待機状態になった後, 手動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL(B)×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧後, 定格流量で注水 ・原子炉水位L8になった時点で, PCVスプレイに切り替え <p>MUWC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR(A)洗浄水ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】RHR(B)-PCVスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・LPFLにより, 原子炉水位L8に到達した時点で切り替え <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> ・24時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】EV又は耐圧強化(W/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> ・PCV圧力1Pdで実施(約16時間後) ・原子炉減圧に合わせてベント停止 	<p>-</p>	<p>-</p>
溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)	<p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能(HPCF, RCIC) ・自動減圧機能(ADS) ・低圧ECCS注水機能(LPFL) 		<p>【ペDESTAL注水】MUWC×1</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RPV破損前(下鏡温度300℃(3.7時間後)から2m(90m³/hで2時間)水張り ・RPV破損後はMUWCで崩壊熱相当量の注水 ・上記水張りにより, 溶融炉心落下時にFCIの発生が懸念される条件とする。 ・上記水張り及びその後の注水により, 溶融炉心落下後のMCCIを抑制する。 		

○: 可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
×: 可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替	
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	<p>【事象概要】 高圧及び低圧のECCS注水機能及び自動減圧機能喪失が発生し、低圧ECCS注水機能喪失により手動減圧はせず、高圧状態での炉心損傷に至る(※)。この後、手順に従いBAF+燃料有効長10%でRPV破損前に手動減圧する。溶融炉心落下前にペDESTALへの2mの水張りをを行う。落下溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが、PCVの健全性は維持される。また水張り及び溶融炉心落下後のペDESTALへの注水によりコア・コンクリート反応は抑制される。</p> <p>※重大事故等対処設備(MUWCによる炉注水)に期待する場合、上記事象による炉心損傷は防止できるため、重大事故等対処設備による炉注水には期待しない。</p> <p>・本来炉心損傷防止が成立する事象であるが、着目する物理化学現象による格納容器破損防止対策の有効性を評価するため、保守的に設定したシナリオであることから、その後の収束(過温・過圧破損)については評価しない。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能 (HPCF, RCIC) ・自動減圧機能 (ADS) ・低圧ECCS注水機能 (LPFL) 	<p>【高圧注水】 RCIC</p> <ul style="list-style-type: none"> ・L2~L8間で水位維持 <p>【減圧】 S/R弁 (2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【低圧注水】 RHR-LPFL (B) ×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧後、定格流量で注水 ・原子炉水位L8になった時点で、PCVスプレイに切り替え <p>MUWC ×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR (A) 洗浄ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】 RHR (B)-PCVスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・LPFLにより、原子炉水位L8に到達した時点で切り替え <p>【海水除熱】 代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> ・24時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】 FV又は耐圧強化(W/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> ・PCV圧力1Pdで実施 (約16時間後) ・原子炉減圧に合わせてベント停止 	—	×	<p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ペDESTALに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備では対応できない。</p>
			<p>【ベDESTAL注水】 MUWC ×1</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RPV破損前(下鏡温度300°C (3.7時間後)から2m (90m³/hで2時間)水張り ・RPV破損後はMUWCで崩壊熱相当量の注水 ・上記水張りにより、溶融炉心落下時にFCIの発生が懸念される条件とする。 ・上記水張り及びその後の注水により、溶融炉心落下後のMCCIを抑制する。 			<p><可搬型設備の実力値を考慮した場合></p> <p>消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車によるペDESTALへの注水の実施により、PCVの破損は回避できると考えられる。</p>
水素燃焼	<p>【事象概要】 大LOCA (SHC吸込配管の全破断を想定) 発生と共に高圧及び低圧のECCS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、70分後に空冷式GTGから給電しMUWCにより炉心へ注水し、代替循環冷却により除熱する。</p> <p>・BWRでは格納容器内を窒素置換しており、常時酸素濃度が低く抑えられている。</p> <p>・水素燃焼の観点で着目すべきは水の放射線分解によって生じる酸素濃度であり、酸素の濃度上昇の観点で厳しいシナリオとして設定。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能 (HPCF, RCIC) ・低圧ECCS注水機能 (LPFL) ・全交流動力電源 (外部電源、非常用D/G) 	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 (破断口からの減圧)</p> <p>【低圧注水】 MUWC ×2台 (RHR (B) 洗浄ライン経由)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・70分以降注水開始、再冠水まで定格流量 ・再冠水後90m³/h、破断口~L1水位維持 (PCVスプレイとの切替運転) ・代替Hxの準備が完了後、最大流量で原子炉注水 ・事象発生22時間後、MUWC全停止 <p>消防車 (RHR (B) 洗浄ライン経由)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生22.2時間から開始 	<p>【PCVスプレイ】 MUWC ×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR (B) 洗浄ライン経由で注入 ・再冠水後140m³/hでスプレイ (炉注水との切替運転) ・20.1時間後、最大流量でPCVスプレイを実施 <p>【海水除熱】 代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生20時間後準備完了 <p>【代替循環冷却】 MUWCを用いた代替循環冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生22.5時間から開始 	<p>【電源】 空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> ・70分後から給電 (MUWCに給電) <p>【水源 (補給含む)】 CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> ・12時間後から130m³/hで防火水槽よりCSPに補給 	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ペDESTALに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。</p>
						<p><可搬型設備の実力値を考慮した場合></p> <p>消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びベント等によりPCVの破損は回避できると考えられる。</p>

○: 可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
 ×: 可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

No	事故シナリオ	起因事象	シナリオ				恒設設備の可搬型設備での代替	
			冷却材漏えい・隔離	注水	除熱	サポート系(電源等)		
1	想定事故1	崩壊熱除去機能および冷却材補給機能喪失	なし	消防車 注水 ・SFPスプレイを使った注水 (12時間後)	期待しない	・D/G(外電喪失時)による給電有り ・水源: 防火水槽	—	—
2	想定事故2	冷却材喪失 (FPCまたはRHR系配管全破断, 逆止弁固着)	漏えい(FPC,RHRポンプよりプール側) →隔離: 現場(1F弁室)弁操作G41-F017	消防車によるSFPスプレイ (12時間後)	期待しない	・D/G(外電喪失時)による給電有り ・水源: 防火水槽	—	—

○: 可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
 ×: 可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

No	事故シナリオ	起回事象	シナリオ					恒設設備の可搬型設備での代替	
			停止系	減圧	注水	除熱	サポート系(電源等)		
1	崩壊熱除去機能喪失(RHRによる停止時冷却機能喪失の場合)	崩壊熱除去機能喪失	—	注水前に炉圧上昇に伴い手動減圧実施する。	待機中のRHR LPFLモード(2時間後)	注水完了後, 待機中のRHR SHCモード 格納容器の健全性については運転時のシナリオに包括されるため評価未実施。	・D/GIによる電源あり ・水源:S/C プール水	—	—
2	崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系全故障の場合) * 全交流電源喪失のシナリオを含む	補機冷却系全故障	—	注水前に炉圧上昇に伴い手動減圧実施する。	MUWC1台(70分後)	代替Hx, GTGを用いてRHR SHCモード(20時間後) 格納容器の健全性については運転時のシナリオに包括されるため評価未実施。	・代替Hx ・GTG ・水源:CSP(水源切り替え不要) 注水必要量(2時間での蒸発量(約30m ³),2時間以後の必要量23m ³ /h)	×	<炉心損傷防止> 崩壊熱による冷却材の蒸発により, TAFまで約5時間で至るため, 可搬型設備での代替では炉心損傷は防げない。 <格納容器破損防止> 12時間後からの可搬型設備を用いた注水の実施により, 格納容器破損は防止できる可能性がある。 ----- <可搬型設備の実力値を考慮した場合> 消防車の注水は, 事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると, 消防車による注水の実施により, 燃料損傷を防止できると考えられる。
3	原子炉冷却材の流出	RHRの系統切り替え時ミニマムフロー弁の閉操作忘れ	—	—	LPFL(2時間後)	注水完了後, RHR SHCモード	・D/GIによる電源あり ・水源(S/C)	—	—
4	反応度の誤投入	最大価値制御棒引き抜き時に誤って斜め隣接の制御棒を引き抜く	安全保護系(SRNMペリオド短縮)	—	—	—	【電源】外部電源 RBM スクラム	—	—

○: 可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
 ×: 可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない