

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

補足説明資料

平成 29 年 6 月
日本原子力発電株式会社

目 次

1. 設備概要
 - 1.1 代替制御棒挿入機能
 - 1.2 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能
 - 1.3 過渡時自動減圧機能
 - 1.4 低圧代替注水系（常設，可搬型）
 - 1.5 緊急用海水系
 - 1.6 耐圧強化ベント系
 - 1.7 格納容器圧力逃がし装置
 - 1.8 代替循環冷却系
 - 1.9 常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備
 - 1.10 常設代替直流電源設備，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. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認について
5. 重要事故シーケンス等の選定
6. 判断に用いるグラフ
7. 原子炉水位及びインターロックの概要
8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について
9. 運転操作手順書における重大事故等への対応について
10. 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
11. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
12. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について

13. 内部事象 P R A における主要なカットセットと F V 重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
14. 地震 P R A 及び津波 P R A から抽出される事故シーケンスと対策の有効性について
15. 事象発生時の状況判断について
16. 安定状態の考え方について
17. サプレッション・プール等水位上昇時の計装設備への影響について
18. 原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について
19. 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークについて
20. 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について
21. 有効性評価における解析条件の変更等について
22. 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
23. サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について
24. 非常用ディーゼル発電機が起動した場合の影響について（崩壊熱除去能喪失（取水機能が喪失した場合））
25. 原子炉満水操作の概要について
26. 外部水源温度の条件設定の根拠について
27. 格納容器ベント操作について
28. 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
29. ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について
30. 中性子束振動の判断について
31. 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
32. 原子炉停止機能喪失時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について

33. 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含しているかについて
34. A D S 自動起動阻止操作失敗による評価結果への影響
35. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
36. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
37. インターフェイスシステム L O C A 発生時の低圧配管破断検知について
38. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について
39. 不確かさの影響評価の考え方について
40. 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
41. 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について
42. 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
43. 重大事故等対策における深層防護の考え方について
44. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
45. 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
46. 原子炉停止機能喪失時における給水流量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
47. 同時被災時における必要な要員及び資源について
48. T B U の対応手順について
49. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における取水機能喪失の想定内容について
50. G 値について
51. 格納容器内における気体のミキシングについて
52. 水素の燃焼条件について
53. 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
54. ペデスタル（ドライウェル部）注水手順及び注水確認手段について

55. 格納容器頂部注水について
56. 放射線防護具類着用の判断について
57. 放射線環境下における作業の成立性
58. ペDESTAL（ドライウェル部）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
59. 「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
60. 炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
61. 希ガス保持による減衰効果について
62. エントレインメントの影響について
63. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について
64. 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について
65. 原子炉水位不明時の対応について
66. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移について
67. 事故後長期にわたる格納容器の健全性について
68. 原子炉冷却材バウンダリを減圧するための代替設備
69. 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について
70. 格納容器 pH調整の効果について
71. 原子炉停止機能喪失の300秒以降の燃料被覆管温度挙動について
72. 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について

- 73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について
- 74. 使用済燃料プールの監視について
- 75. 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて
- 76. 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
- 77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について
- 78. 重大事故等発生時における使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について
- 79. 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
- 80. サプレッション・プール初期水位について
- 81. 燃料被覆管の酸化量の評価について
- 82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について
- 83. 運転員等操作の判断基準について
- 84. プラント仕様の違いが解析コードの妥当性確認に与える影響について
- 85. 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方
- 86. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
- 87. I S L O C A時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について
- 88. 使用済燃料プール水温の管理について
- 89. 「L O C A時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムL O C A」の敷地境界外線量評価の条件の違いについて
- 90. 必要な要員及び資源の評価方針
- 91. 有効性評価の想定時間のある可搬型設備を用いた作業のうち、T B Pシナリオの場合の成立性評価結果
- 92. 全交流動力電源喪失時の屋内アクセスルート及び操作場所について
- 93. 自然蒸発による水位低下速度について
- 94. 運転停止時における現場作業員の退避について

95. 使用済燃料プールへの注水手段と優先順位

96. TRACGコードのATWS解析への適用例

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

1.3 使用済燃料プールの有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の使用済燃料プールにおける重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第3表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 燃料の崩壊熱

申請時から、燃料の崩壊熱の評価方法を変更し、その値を精緻化した。この変更に伴い、評価に用いる崩壊熱を、申請時の評価結果である約9.9MWから、約9.1MWに変更した。

(2) 使用済燃料プールの保有水量

申請時は、使用済燃料プールの保有水量としてキャスクピットを含めた約1,273m³としていたが、運用上キャスクピットが隔離される可能性を考慮し、キャスクピットを除外した使用済燃料プール保有水量(約1,189m³)に変更した。

(3) 使用済燃料プールへの注水開始時間の変更

申請時は、異常事象の認知、代替燃料プール注水系（可搬型）の準備に要する時間等を考慮して、事象発生から6時間後に注水を開始するものとしていたが、放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕を考慮し、使用済燃料プールへの注水開始時間を事象発生から8時間後に変更した。

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

第3表 評価条件の主要な変更内容（想定事故1，想定事故2）

評価条件	変更前（申請時）	変更後
(1)燃料の崩壊熱	約 9.9MW	約 9.1MW
(2)使用済燃料プールの保有水量	約 1,273m ³	約 1,189m ³
(3)使用済燃料プールへの注水開始時間	事象発生から 6 時間後	事象発生から 8 時間後

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

1.4 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価における評価条件の変更について

東海第二発電所の運転停止中の原子炉における重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第4表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間の変更

申請時は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間を、事象の認知に要する時間と操作に要する時間を含めて事象発生から1時間後としていたが、事象の認知に要する時間に更に時間余裕を見込んで、原子炉注水開始時間を事象発生から2時間後に変更した。

(2) 全交流動力電源喪失における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の海水系の変更及び原子炉の除熱開始時間の変更

申請時は、代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件としていたが、常設代替高圧電源装置により残留熱除去系海水系の運転が可能であることを考慮し、残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件とすることに変更した。この変更に伴い、原子炉の除熱開始時間を事象発生後23時間から事象発生後4時間10分に変更した。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

第 4 表 評価条件の主要な変更内容（運転停止中原子炉における燃料損傷防止）

評価条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における炉心への注水開始時間	事象発生から 1 時間後	事象発生から 2 時間後
(2) 「全交流動力電源喪失」における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の海水系及び原子炉の除熱開始時間	代替残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系
	事象発生から 23 時間後	事象発生から 4 時間 10 分後

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

2.3 使用済燃料プールの有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

(1) 想定事故1

柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点はない。

(2) 想定事故2

項 目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理 由
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	静的サイフォンブレイカにより，サイフォン現象による流出が停止される 事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	サイフォンブレイク孔によるサイフォンブレイクに期待しないため，漏えい隔離操作実施（事象発生150分後）まで水位低下が継続	東海第二では，耐震性も含めて機器，弁類等の故障及び人的過誤の余地のない単管構造の静的サイフォンブレイカ（重大事故等対処設備）による，サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出停止に期待した評価としている。なお，逆止弁式のサイフォンブレイカについては，その効果に期待していない。

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

2.4 運転停止中の原子炉での有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

(1) 崩壊熱除去機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
事故条件	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	外部電源なし	東海第二においては、外部電源が喪失するとインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の再起動ができないため、事象認知の観点では外部電源がある場合の方が厳しい。このため、事象認知（事象発生から1時間）までは外部電源があるものとした。 また、事象発生1時間以降は、外部電源が喪失すると原子炉保護系電源の復旧等が必要となり、運転員操作に時間を要するという観点で厳しい条件となるため、外部電源がないものと仮定した。

(2) 全交流動力電源喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
操作条件	低圧代替注水系（常設）の注水開始時間	事象発生から1.1時間後	事象発生から145分後	東海第二においては、事象発生から25分で低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了すると設定している。原子炉の沸騰開始は事象発生から約1.1時間後であり、原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施することで、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。
	残留熱除去系（停止時冷却系）による原子炉冷却	事象発生から4時間10分後	事象発生から20時間後	東海第二においては、残留熱除去系海水系に期待した評価としており、常設代替高圧電源装置から非常用母線への給電操作時間及び残留熱除去系の起動操作時間等の積み上げにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始時間を設定している。

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

(3) 原子炉冷却材の流出

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
事故条件	外部電源	外部電源あり	外部電源なし	東海第二においては、外部電源がない場合、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ入口弁が自動閉となり、冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを仮定した。
機器条件	原子炉压力容器の状態 原子炉の初期水位	原子炉压力容器閉鎖、通常水位	原子炉压力容器開放、原子炉ウェル満水	東海第二においては、原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉压力容器未開放、かつ原子炉水位が通常運転水位の状態を仮定した。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は、原子炉水位低下による警報発報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、有効性評価ではこれらに期待しないことにより認知の観点からも厳しい扱いとした。
操作条件	流出箇所の隔離	原子炉への注水開始後	原子炉への注水開始前	東海第二においては、運転手順書に基づき、原子炉水位回復操作を優先するため、流出箇所の隔離は、原子炉への注水開始後に実施する。

(4) 反応度の誤投入

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
機器条件	制御棒引抜阻止	期待しない	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	東海第二においては、原子炉出力ペリオド短（20 秒）、及び原子炉出力ペリオド短（10 秒）による制御棒引抜阻止には保守的に期待していない。

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

3. 使用済燃料プールの有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果

評価条件の変更前後における各想定事故の評価結果を第 10 表から第 11 表に示す。

第 10 表 評価結果（想定事故 1）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 7.1m 上	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

第 11 表 評価結果（想定事故 2）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部から 約 6.6m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

4. 運転停止中原子炉の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果
 評価条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第 12 表
 から第 14 表に示す。

第 12 表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	原子炉水位の低下 なし	燃料有効長頂部から 約 4.2m 上	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上

第 13 表 評価結果（全交流動力電源喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	原子炉水位の低下 なし	原子炉水位の低下 なし	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上

第 14 表 評価結果（原子炉冷却材の流出）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	燃料有効長頂部から 約 3.7m 上	燃料有効長頂部から 約 2.2m 上	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上

73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について

1. 概要

重大事故等時に使用済燃料プールの状態を監視する設備として、使用済燃料プール水位・温度（SA広域）、使用済燃料プール温度（SA）、使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラを設ける。

2. 仕様

第1表 使用済燃料プール監視設備の仕様

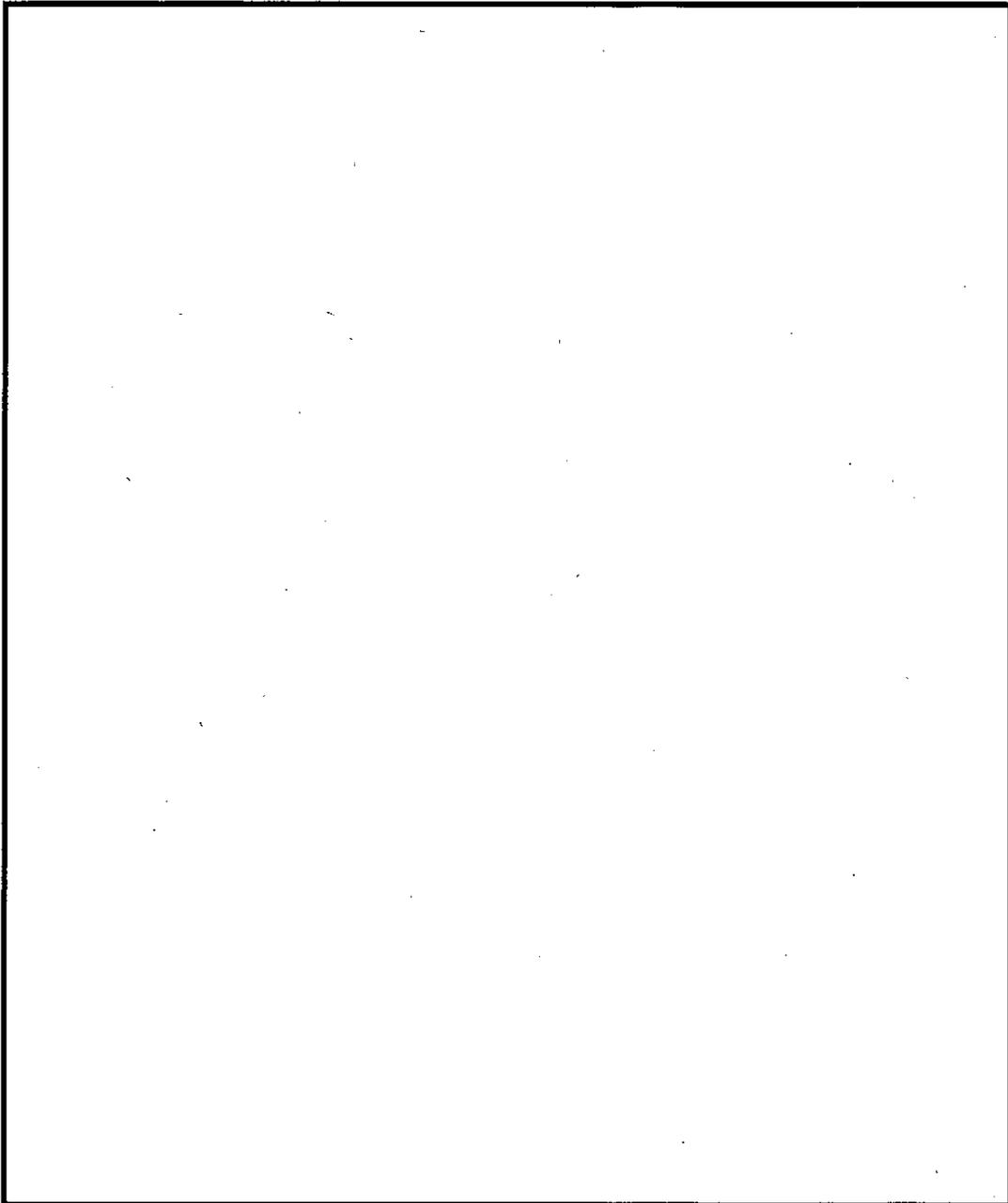
名称	仕様 ^{※1}
使用済燃料プール水位・温度（SA広域）	検出器種類：水位検出器（ガイドパルス式） 計測範囲：-4300～+7200mm ^{※2} (EL. 35, 077mm～46, 577mm) 個数：1 取付場所：原子炉建屋 6階
	検出器種類：温度検出器（測温抵抗体） 計測範囲：0～120℃ 個数：1（検出点 2箇所） 取付場所：原子炉建屋 6階
使用済燃料プール温度（SA）	検出器種類：温度検出器（熱電対） 計測範囲：0～120℃ 個数：1（検出点 8箇所） 取付場所：原子炉建屋 6階
使用済燃料プールエリア放射線モニタ （高レンジ・低レンジ）	検出器種類：イオンチェンバ検出器 計測範囲：10 ⁻³ ～10 ⁴ mSv/h（低レンジ） 10 ⁻² ～10 ⁵ Sv/h（高レンジ） 個数：各 1個 取付場所：原子炉建屋 6階
使用済燃料プール監視カメラ	種類：赤外線カメラ 個数：1 取付場所：原子炉建屋 6階

※1：現在の計画値

※2：使用済燃料ラック上端（EL. 39, 377 mm）を基準（0mm）とする。

3. 設備概要

(1) 配置図



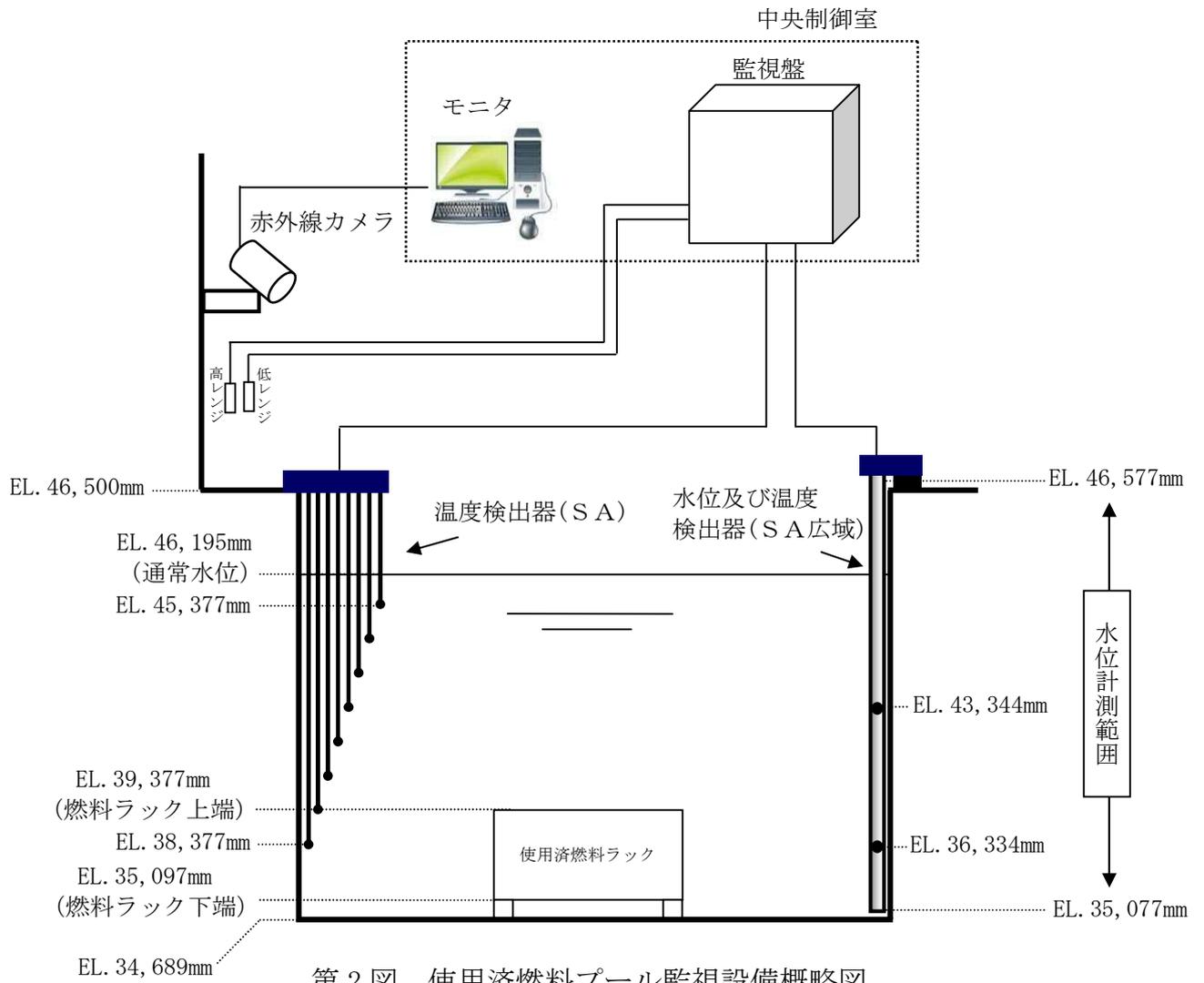
【凡例】

- ①使用済燃料プール水位・温度(SA広域)
- ②使用済燃料プール温度(SA)
- ③使用済燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)
- ④使用済燃料プール監視カメラ

第1図 使用済燃料プール監視設備配置図

補足 73-2

(2) 系統概略図



第2図 使用済燃料プール監視設備概略図

74. 使用済燃料プールの監視について

1. 通常時の監視項目の概要

通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視についての概要を下表に示す。

第1表 通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視項目

項目	監視対象	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンク水位	・スキマサージタンク水位計	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/水位低時の警報発生時 (スキマサージタンク水位)	水位低による燃料プール冷却浄化系ポンプトリップのインターロックあり
使用済燃料プール水位	・使用済燃料プール水位計 ・使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域) ・使用済燃料プール監視カメラ	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場巡視点検時	・水位高/低/低低の警報発生時 (使用済燃料プール水位計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域))	—
燃料プール水温	・使用済燃料プール温度計 ・使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域) ・使用済燃料プール温度計 (SA)	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発生時 (使用済燃料プール温度計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域))	—
燃料プール冷却系の運転状態	・燃料プール冷却浄化系, 残留熱除去系の運転状態	現場状態確認	現場巡視点検時	・系統故障警報等の発生時	—
漏えいの有無	・ライナードレンフローグラス	現場状態確認	現場巡視点検時	・ライナードレンたまりレベル ・漏えい検知器, 床漏えい検知器等の警報発生時	—
使用済燃料プールエリアの線量率	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ・原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	パラメータ確認	1回/時間	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ高警報の発生時	—

2. 有効性評価での事象発生と運転員の認知について

使用済燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

(1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を想定する場合、その機能喪失は各システムの故障警報の発生や、外部電源喪失等の事象発生に伴う中央制御室の変化により、運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 1 では残留熱除去系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系ポンプの故障を想定しているが、中央制御室内の警報の故障を想定した場合や、警報が発報しない事象を想定した場合でも、運転員による中央制御室内の巡視において「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

(2) 想定事故 2

使用済燃料プール水の小規模な漏えいが発生して使用済燃料プールの水位が低下する事象においては、第 1 表の「スキマサージタンク水位」及び「燃料プール水位」のパラメータの変化に伴う複数の警報、並びにスキマサージタンク水位の低下により燃料プール冷却浄化系ポンプのトリップに伴う警報等により、中央制御室の運転員が事象の発生を認知する。

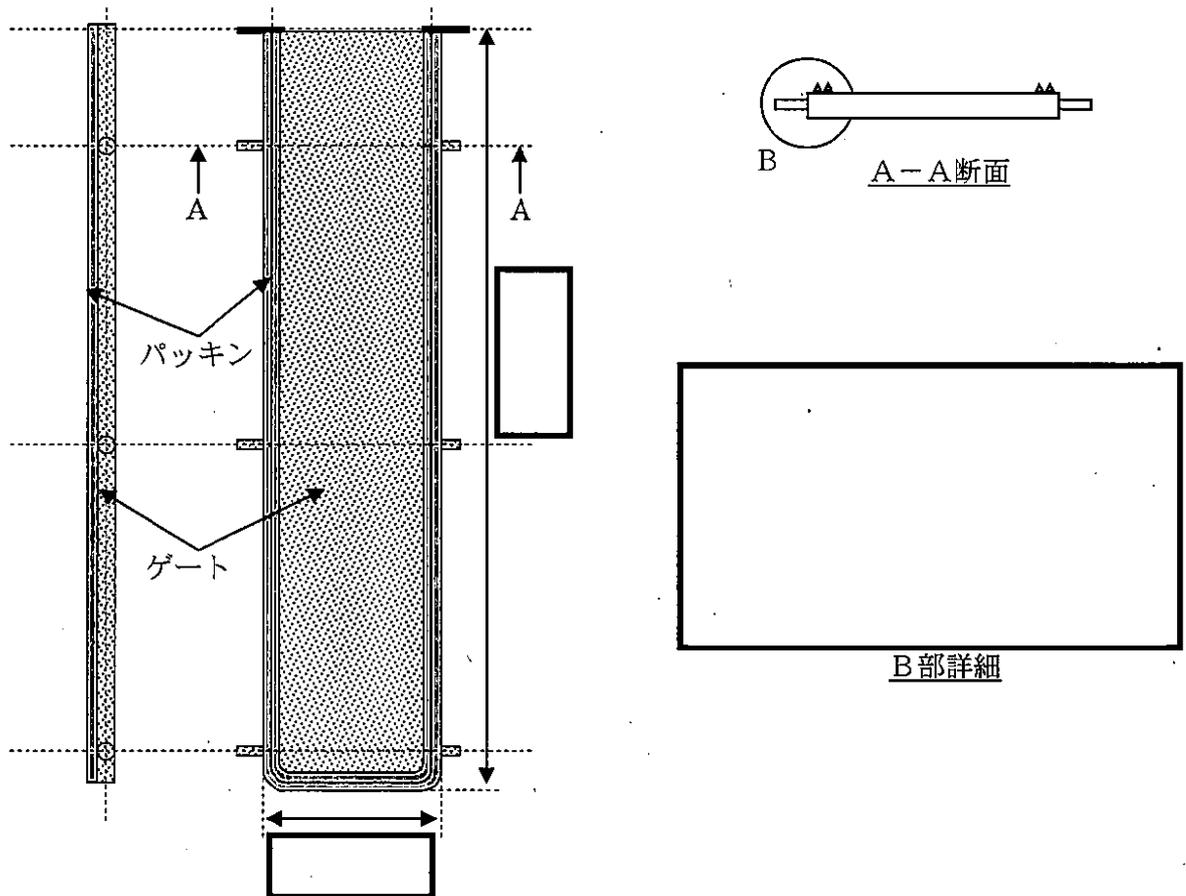
想定事故 2 では、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定しており、静的サイフォンブレーカの作動により燃料プールの水位は通常水位より 0.23m 下までの低下にとどまるが、「スキマサージタンク水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも、運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンク水位」、「燃料プール水位」、「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。

75. 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて

○SFPゲートについては、以下の理由により十分信頼性があるため、大規模な流出はない。

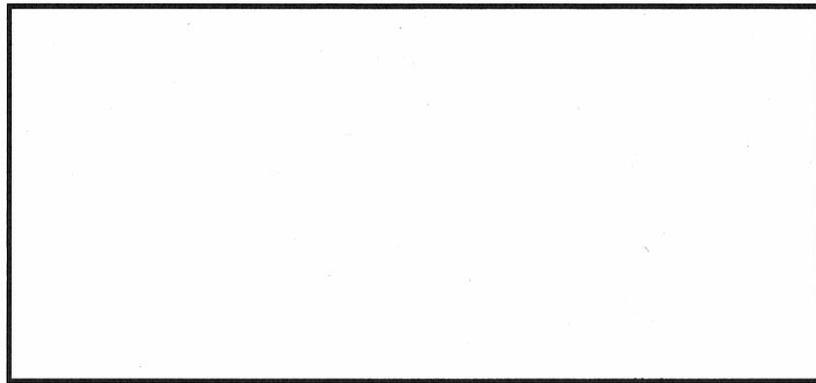
- (1) SFPゲートはSFPと原子炉ウエルの流路に設けられたフックに設置され、ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし、SFPゲートのフック及びストッパーは基準地震動 S_s による地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。
- (2) SFPゲートについて基準地震動 S_s による地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い、強度上問題ない設計とする。
- (3) SFPゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり、納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃-70h、圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃-70h）により材料健全性を確認しており、SFP保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



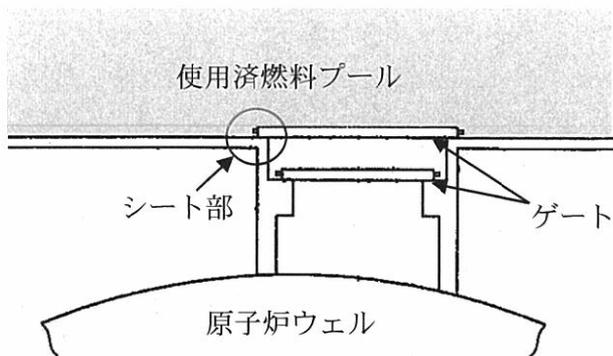
第1図 SFPゲートの構造図（内側ゲートの例）

○SFPゲートのシール機能について以下に示す。

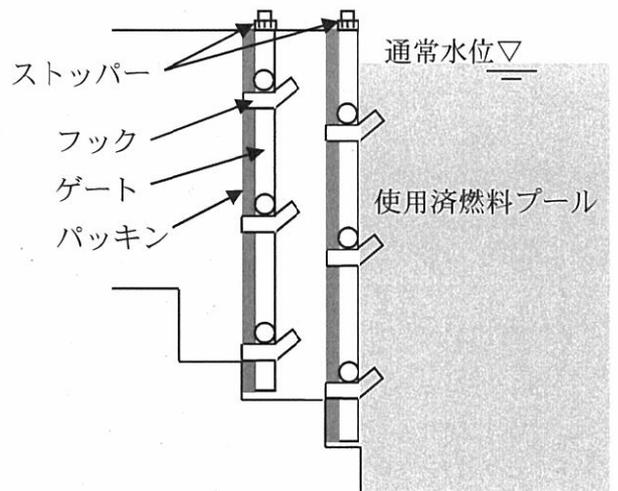
- (1) SFPゲートは原子炉ウェルとSFPの流路に二重に設置されており、内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシール性能を確保可能。
- (2) SFPゲートのパッキンは二重シールとなっており、外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシール性能を確保可能。(パッキンは水圧により面圧を確保し、ストッパーにより据付状態を保持)



シート部の詳細図



平面図



断面図

第2図 SFPゲート据付状態の概要図

(参考) S F P ゲートが外れた場合

S F P ゲートが外れることにより S F P 水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び線量等に対する評価を実施した。

○評価条件

- ・ S F P ゲートは、地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが、本評価では、保守的に、S F P ゲートが外れ、かつゲート下端（スロット部）まで S F P 水位が低下した場合を想定し、その後使用済燃料の崩壊熱により S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕を評価した。

なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ、原子炉ウェル側と S F P 側の水位が均一になった際に S F P からの保有水の漏えいが停止することも考えられるが、本評価においてはその効果に期待しないものとした。

- ・ S F P 内の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故 1 及び想定事故 2 と同様、約 9.1MW とした。
- ・ サイフォン等による漏えいは静的サイフォンブレーカや現場の隔離操作により停止されるものとした。

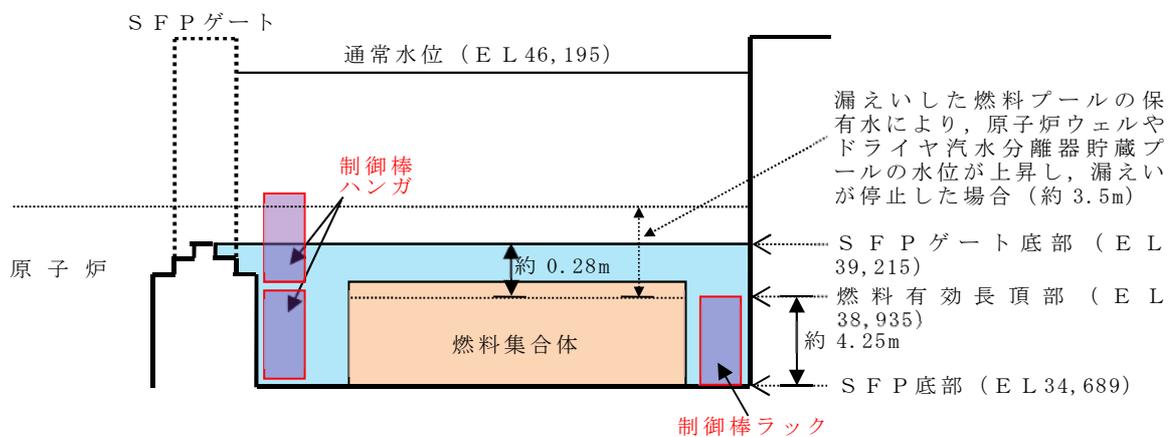
S F P 保有水量（流出前）	約 1,189m ³
原子炉ウェル等への流出量	約 813m ³
プール保有水量（流出後）	約 376m ³
プール水位低下量（通常運転水位からの低下）	約 7.0m

○評価結果

事象発生からSFP保有水の沸騰開始までの時間余裕は約1.6時間であった。また、沸騰によりSFP水位が低下し、SFP水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約3.2時間であった。

SFP水位の低下によりオペレーティングフロアの線量率は上昇するため、オペレーティングフロアでの作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部までSFP水位が低下する時間余裕は約3.2時間あるため、オペレーティングフロアでの作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン））によりSFPにおける燃料損傷を防止することができる。

冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後、SFP水が沸騰するまでの時間	約1.6時間
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が低下するまでの時間	約3.2時間



○まとめ

SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり、かつ万一SFPゲート部からリークがあった場合でも、SFP水位が約7.0m低下するが、燃料が露出することはない、SFP水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約3.2時間後までにオペレーティングフロアでの

作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン））により注水を開始することでS F P内燃料の損傷を防止することが可能である。

76. 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

1. はじめに

想定事故2においては、使用済燃料プール（以下、SFPという。）に接続されている配管から漏えいが発生した際に、真空破壊弁が動作せず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら、SFPからのプール水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故2の評価対象とした理由について示す。

2. SFPから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

SFPから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。

- ①サイフォン現象による漏えい
- ②SFPライナー部の損傷
- ③SFPゲートの損傷
- ④SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷
- ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

3. 各事象の整理

①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し、かつSFP内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが

停止されない場合、SFPの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

SFPの冷却時に使用する配管のうち、残留熱除去系の配管は耐震Sクラスの配管であり、基準地震動 S_s を考慮しても高い信頼性を有しているが、燃料プール冷却浄化系は耐震Bクラスであるため、残留熱除去系に比べて耐震性が低い。

燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系の配管破断、及び真空破壊弁が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合、運転員は漏えい検知器、スキマサージタンクの水位低下、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

SFPへの注水手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、残留熱除去系、復水移送系等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。

運転員は、事象認知後に常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を用いて漏えい量に応じた注水を実施し、SFP水位は維持される。

② SFPライナー部の破損

SFPの筐体は基準地震動 S_s によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を有する設備である。

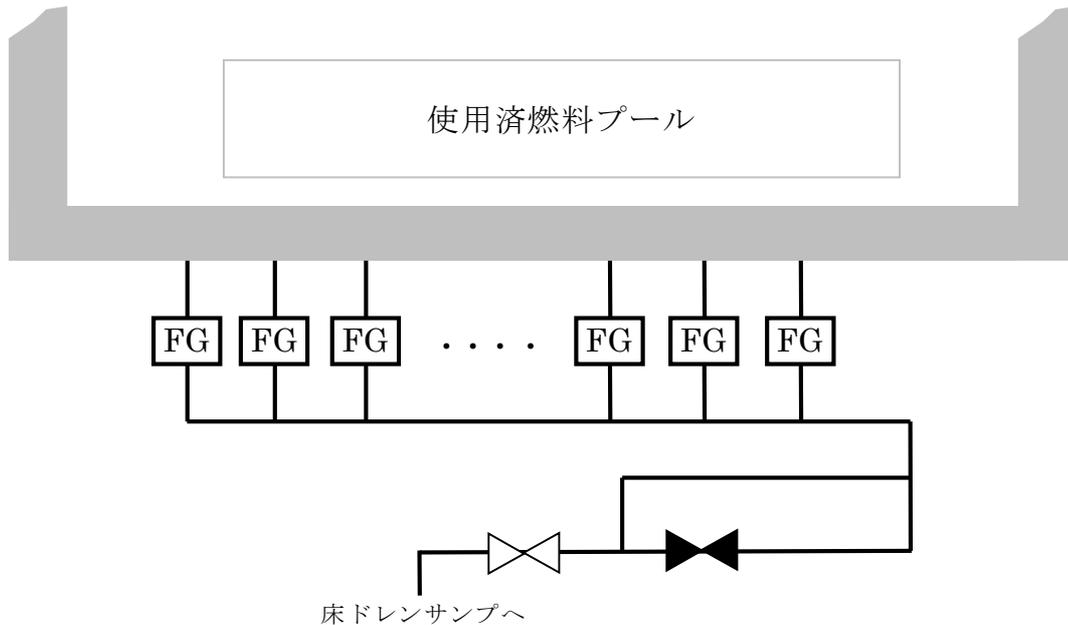
仮にSFPライナー部が破損し漏えいが発生した場合は、漏えい水はSFPライナー漏えい検知器のドレン溜りに流れ込み、漏えい検知器により警報が発報する（第1図参照）。

運転員はこの警報発生やSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。ただし、ライナードレン部はSFPのバウン

ダリとしての機能を有していないことから、漏えいを停止することは困難であり、漏えいが継続する。

注水等の対応手段は、ライナー部破損による漏えいが残留熱除去系や復水移送系の注水ラインに影響を与えるものではないため、常用の注水設備又は重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））となる。

なお、SFPライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破断を想定）を評価すると、最大でも $35\text{m}^3/\text{h}$ （ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）程度となり、漏えい量に応じた注水の継続が可能であればSFP水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足しSFP水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第1図 ライナードレンの構造図

③ S F Pゲートの損傷

S F Pゲートは補足説明資料「76. 使用済燃料プール（S F P）ゲートについて」に示すように十分信頼性があり，基準地震動 S_s に対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員はS F Pゲート破損による漏えい警報確認やS F P水位の低下等により事象を認知できるため，認知は容易である。

冠水維持完了後，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってS F P水位を回復させ，S F P水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプに

よる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

④ S F P ゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

S F P ゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端（スロット部）以下には S F P 水位は低下せず、使用済燃料の有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。

また、運転員はライナー部の破損による S F P 水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によって S F P 水位を回復させ、S F P 水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングにより S F P の保有水が漏えいし、この時、通常運転水位から 0.70m 程度まで S F P 水位が低下するが、使用済燃料の有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、S F P 水位の低

下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

スロッシングにより S F P 水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる可搬型スプレイノズルを用いた代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)により注水を行うことも可能であり、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)による注水を行うことで燃料の健全性は確保される。

3. 想定事故 2 及び大規模損壊での想定

有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② S F P ライナー部の損傷」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況(「② S F P ライナー部の損傷」を含む)、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより S F P 水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド)、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド)、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)による S F P へのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

4. 結論

S F P からプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

使用済燃料の有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③，④，⑤であり，基準地震動 S_s の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②，③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は，真空破壊弁が機能しないことを想定すると，S F P に接続する配管に耐震 B クラス配管が含まれることから，漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり，また，注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから，有効性評価において選定している。

77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

1. はじめに

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においては想定と異なり、装荷燃料には9×9燃料(B型)が含まれている場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え、引き抜き制御棒価値、引き抜き制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

2. 感度解析条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引き抜き制御棒価値」、「引き抜き制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて第1表に示す感度解析を実施した。

なお、原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃料寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

(1) 引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時においては最大反応度価値を $1.0\% \Delta k$ 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の $1.71\% \Delta k$ を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の $1.0\% \Delta k$ を設定した。

(2) 引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

感度解析のノミナル条件として、サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を $1.0\% \Delta k$ に規格化したものを考慮した。

サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心での印加率の変動を包含するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図，第 2 図に示す。

(3) スクラム反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

(4) 実効遅発中性子割合

有効性評価において第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

3. 感度解析結果

解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても、最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期、B型の平衡炉心での印加率の変動を包含）の1.16ドル（燃料エンタルピー最大値：79.6kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値※：71.2kJ/kgUO₂）であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO₂を超えることはない。また、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分で167kJ/kgUO₂を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※：燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー（8.4kJ/kgUO₂）を引いた値。

第1表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	1.71% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1.0% Δk に規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.5倍 ^{※1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果(制御棒価値1.0% Δkに規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.3倍 ^{※2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値 (0.005994)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 ^{※3}	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 ^{※3}

※1：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにより幅を設定

※2：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにより幅を設定

※3：実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053)より算出

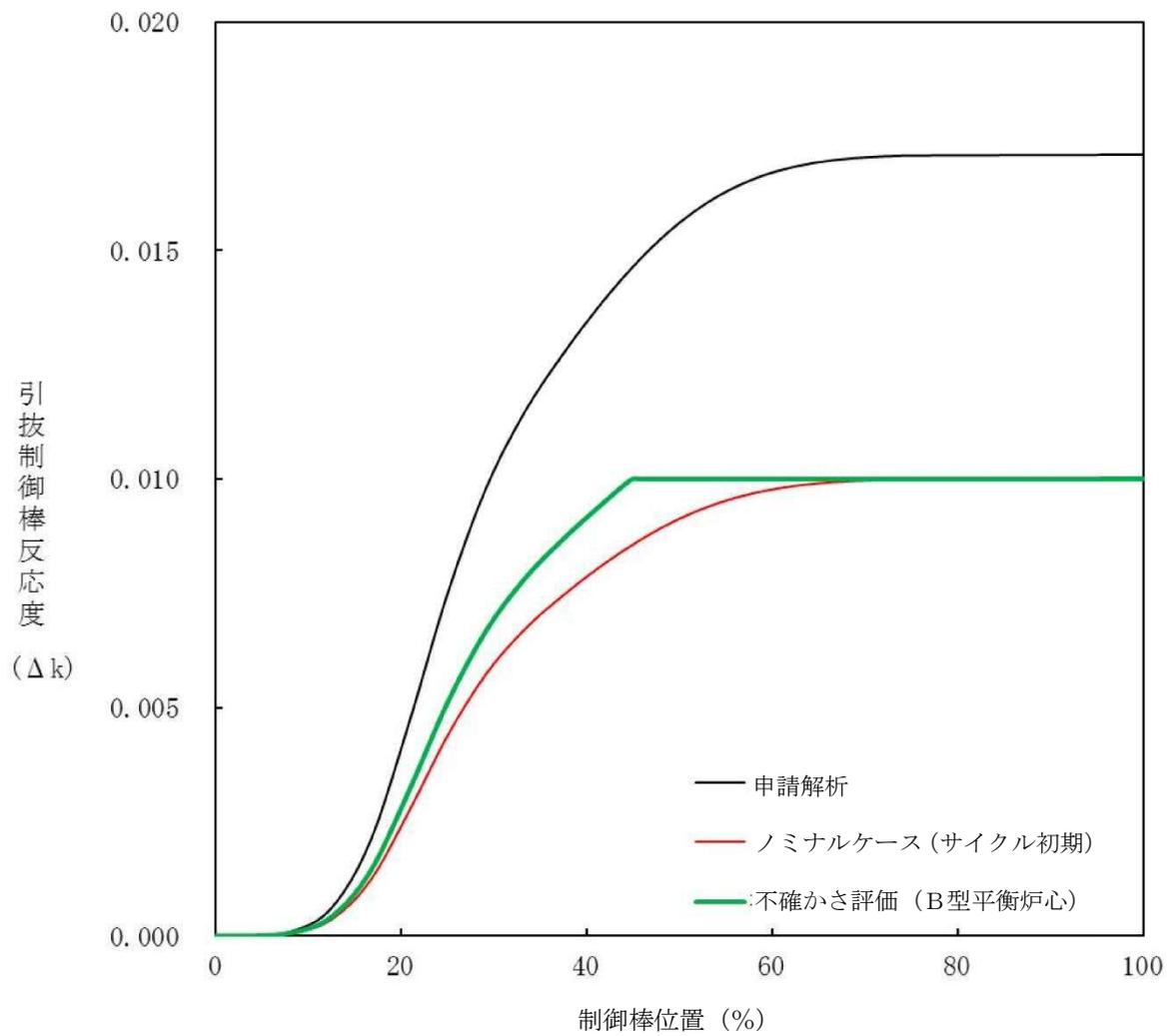
第2表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	% Δk	1.71% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{※1}	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合	—	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
最大投入反応度	% Δk	0.68	0.61	0.63	0.59	0.61
	ドル	1.13	1.01	1.05	1.12	1.16
燃料エンタルピーの 最大値	kJ/kgUO ₂	84.9	10.9	17.1	45.9	79.6
燃料エンタルピーの 増分の最大値 ^{※3}	kJ/kgUO ₂	76.6	2.5	8.7	37.6	71.2
ピーク出力部燃料 エンタルピー (絶対値)	kJ/kgUO ₂	74.0	7.2	11.8	36.1	69.1

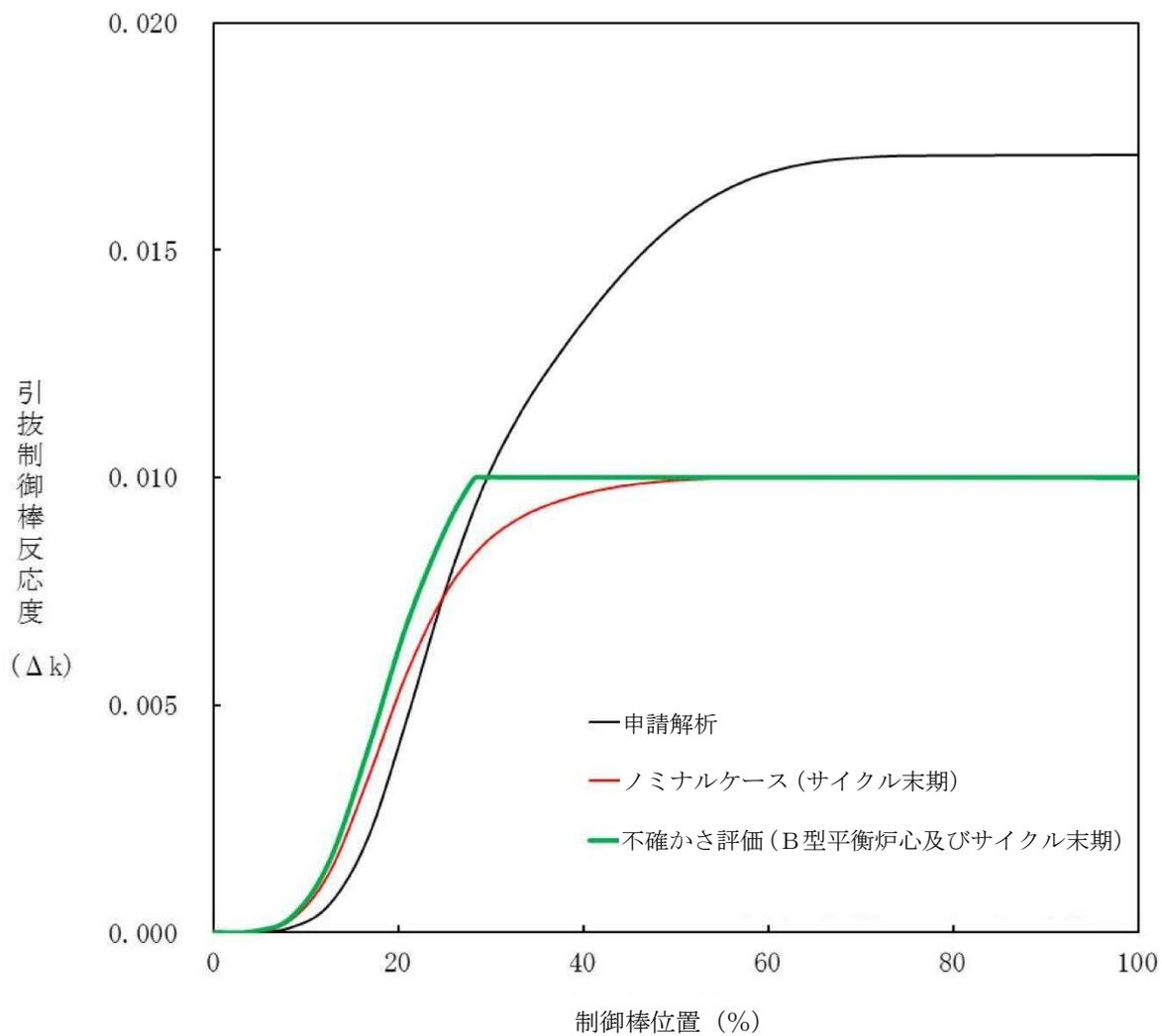
※1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2：APEXにより計算される実効遅発中性子割合

※3：燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー (約8.4kJ/kgUO₂) を引いた値



第1図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)



第2図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順書に基づいて実施するため、有効性評価では、事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定しているが、運転員等操作の仮定に際しては、以下のとおり操作余裕時間を考慮している。

1. 運転員等の操作余裕時間に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作余裕時間の設定については、以下のとおり、a から d の 4 つに分類できる。

- a. 事象発生直後の中央制御室では 10 分間^{※1}の状況確認を行うものとし、状況確認後に引き続いての操作については、状況確認 10 分 + 操作時間^{※2}とする。
- b. 操作開始条件に到達したことを起点とした操作については、操作開始条件到達時点から操作時間^{※2}を考慮する。
- c. ただし、パラメータ変化が緩やかで対応操作までの余裕時間が十分確保でき、数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については、操作開始条件に到達した時点で操作完了とする。
- d. その他、設定した時間までに余裕時間が十分ある操作については、設定時間で操作完了とする。

※1 原子炉スクラム確認は、事象発生後の最初の確認項目であり、スクラムに失敗している場合は直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し、原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため、10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即し

た有効性評価とならないことから、原子炉停止機能喪失では、10分の状況確認時間を設定せずに、個別に状況確認時間を設定する。

※2 訓練等に基づく実移動時間や、操作等に必要な時間から保守的に設定している。

なお、運転員等は運転手書に従い、各操作条件を満たせば順次操作を実施するが、有効性評価における解析の条件設定においては、操作現場までのアクセスルート状況、操作場所の作業環境を踏まえ、実現可能と考えられる操作時間の想定に基づき上記の操作時間を設定する。

2. 操作時間の積み上げについて

1. の基本設定において a. 及び b. に分類される操作時間の積み上げについては、原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし、以下の操作については、5分単位の切り上げを行わないものとする。

①原子炉スクラム失敗時の対応操作【原子炉停止機能喪失】

原子炉スクラム失敗の確認後に直ちに実施する一連の操作であり、5分単位の切り上げを行うと実際の運転手順に即した有効性評価とならないため、切り上げ処理は行わないこととする。

②可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧操作【全交流動力電源喪失】

余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に、一連の操作として行う短時間の単一操作であるため切り上げ処理は行わないこととする。

3. 重要事故シーケンス等ごとの運転員等の操作余裕時間

重要事故シーケンス及び評価事故シーケンスごとに考慮している
運転員等の操作余裕時間は第1表に示すとおりである。

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (18/20)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
想定事故1	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プール注水開始	事象発生から8時間後	d 使用済燃料プール水位の低下が早い想定事故2でも、放射線の遮蔽維持水位（通常水位-約0.9m）に到達するのは事象発生約9.8時間後であるため、十分な余裕時間がある8時間後から注水を開始する条件を設定
想定事故2	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プール注水開始	事象発生から8時間後	可搬型代替注水大型ポンプによる注水準備は3時間以内に完了することが可能である

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (19/20)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
運転停止中 崩壊熱除去機能 喪失	待機中の残留熱除去系（低圧注水系） の注水操作	事象発生から2時間後	d 事象発生への認知及び操作の時間を基に、 さらに余裕時間を考慮して設定
	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時 冷却系）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から4時間20分 後	b 待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷 却系）による崩壊熱除去機能復旧に要す る時間を積み上げ5分単位で切り上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (20/20)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
運転停止中 全交流動力電源 喪失	低圧代替注水系（常設）による原子炉 注水準備	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積み 上げ5分単位で切り上げ
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 運転操作	事象発生から4時間10 分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積み 上げ5分単位で切り上げ
運転停止中 原子炉冷却材喪 失	待機中の残留熱除去系（低圧注水系） の注水操作	事象発生から2時間後	d 操作時間に対して十分に余裕のある時 間として設定

90. 必要な要員及び資源の評価方針

(1) 必要な要員の評価

重要事故シーケンス等で実施する作業に対して、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備されている体制で評価を行い、必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される招集要員が行う作業については、事象発生 2 時間後までは期待しないものとする。

(2) 必要な資源の評価

重大事故等対策の有効性評価における必要な資源の評価については、必要となる水源、燃料及び電源の資源の確保の観点から、必要水量、燃料消費量及び電源負荷を評価し、7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを確認する。

具体的な評価条件は、a. ～ d. に示すとおりである。

a. 全般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

b. 水源

- (a) 炉心、格納容器等への注水において、水源となる代替淡水貯槽の保有水量（約 4,300m³：有効水量）が、淡水貯水池から

可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。

- (b) 淡水貯水池から代替淡水貯槽への可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送で、必要注水量以上が補給可能であることを評価する。
- (c) 水源の評価については、必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから、必要注水量が多い重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。
- (d) 水源の評価において期待する水源の総量は、代替淡水貯槽（約 4,300m³：有効水量）及び淡水貯水池 2 基（1 基当たり約 2,500m³：有効水量）の合計値である約 9,300m³とする。

c. 燃料

- (a) 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）、常設代替交流電源設備、可搬型代替注水大型ポンプのうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し、消費する燃料（軽油）が、備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。
- (b) 全交流動力電源喪失を想定しない重要事故シーケンスにおいては、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等及び必要に応じて常設代替交流電源設備から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

- (c) 全交流動力電源喪失の発生を想定する重要事故シーケンス等については、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

- (d) 可搬型代替注水大型ポンプの使用を想定する重要事故シーケンス等については、可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

- (e) 燃料消費量の計算においては、保守的に使用を想定する電源設備等が事象発生直後から 7 日間最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

d. 電 源

- (a) 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する重要事故シーケンス等においては、常設代替交流電源設備から有効性評価で考慮する設備への電源供給時の最大負荷が、連続定格容量未満となることを評価する。

- (b) 外部電源喪失を想定しない重要事故シーケンス等においても、外部電源が喪失した場合には常設代替交流電源設備からの電源供給を行うことがあるため、電源評価としては外部電源が喪失するものとして評価する。

- (c) 各事故シーケンスグループ等における対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

第1表 有効性評価の資源の評価の評価条件及び評価結果

事故シナリオ	外部電源の状態 ①有効性評価の解除条件 ②資源評価の条件	有効性評価上考慮する重大事故等対処設備の交流電源の受電元 ^{※1}		水源評価		燃料評価						
		非常用母線	緊急用母線	必要水量 ^{※2} (m ³)	可搬型設備に期待する場合の用途 ^{※3}	燃料消費量 ^{※2}		燃料を消費する設備の運転想定 ^{※2※4}				
						軽油貯蔵タンク (kL)	可搬型設備用軽油タンク (kL)	非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機1台 (614.3kL)	常設代替高圧電源装置2台 (141.2kL)	常設代替高圧電源装置5台 (352.8kL)	可搬型代替注水大型ポンプ1台 (36.6kL)	
想定事故1	①外部電源なし ②外部電源なし	—	—	2460	③	755.5	36.6	●	●	—	●	
想定事故2	①外部電源なし ②外部電源なし	—	—	2470	③	755.5	36.6	●	●	—	●	
崩壊熱除去機能喪失	①外部電源あり(事象認知まで) / 外部電源なし(事象認知後) ②外部電源なし	・【残留熱除去系(低圧注水系及び原子炉停止時冷却系)】		サプレッション・プール水源で対応するため、外部水源は使用しない	614.3	—	●	—	—	—	—	
全交流動力電源喪失	①外部電源なし ②外部電源なし	・【残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)】		・低圧代替注水(常設)	90	④	352.8	—	—	—	●	—
原子炉冷却材の流出	①外部電源あり ②外部電源なし	・【残留熱除去系(低圧注水系及び原子炉停止時冷却系)】		サプレッション・プール水源で対応するため、外部水源は使用しない	614.3	—	●	—	—	—	—	
反応度の誤投入	①外部電源あり ②—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

※1：【 】は重大事故等対処設備(設計基準拡張設備)

※2：記載値は7日間の消費量

※3：準備のみの場合は、運転状態とならないため、燃料評価の対象とはしない

※4：「●」は燃料評価において運転状態を考慮する設備

93. 自然蒸発による水位低下速度について

1. はじめに

使用済燃料プールの保有水が自然蒸発により水位低下する速度について、概略評価した。

2. 評価方法及び評価結果^[1]

水が定常的に蒸発するとした場合、拡散流束は濃度勾配に比例するため、次の①式で表される。

$$w = -D \frac{d\rho}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{①}$$

ここで、 w は単位時間に通過する物質の質量、 D は拡散係数、 $d\rho/dx$ は濃度勾配であり、この関係式はフィック (Fick) の拡散法則と呼ばれる。

水蒸気を含む空気を理想気体として取り扱うと、水蒸気の密度 ρ とその分圧 e との関係から、 ρ は次の②式で表される。

$$\rho = e \frac{Mv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{②}$$

ここで、 Mv は水蒸気のもル質量、 R は気体定数、 T は温度である。水蒸気の密度は水蒸気圧に比例するため、濃度勾配の代わりに水蒸気勾配 de/dx を用いると、①式は次の式となる。

$$w = -\frac{DM}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{③}$$

③式の比例定数 DM/RT を K と置くと、

$$K = \frac{DMv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{④}$$

①式は次の⑤式で表される。

$$w = -K \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{⑤}$$

③式より、拡散係数は次の⑥式で表される。

$$D = -w \left(\frac{Mv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \right)^{-1} \quad \dots \dots \dots \text{⑥}$$

⑥式の Mv/RT は温度によって定まるため、水面の単位面積から単位時間に蒸発する水の質量 w と、水蒸気圧勾配 de/dx との関係から、水蒸気の拡散係数が求められる。この方法により、15°C 付近の温度で測定した w と de/dx との関係から、温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数 D は、次の⑦式で表される。

$$D = 0.241 \left(\frac{273+t}{288} \right)^{1.75} \left(\frac{P_0}{P} \right) \quad [\text{cm}^2/\text{s}] \quad \dots \dots \text{⑦}$$

ここで、 t は温度、 P_0 は標準気圧 (=1,013.25hPa)、 P は空気の圧力である。

④式と⑦式から、比例定数 K は次の⑧式で表される。

$$K = 0.263 \frac{(273+t)^{0.75}}{P} \times 10^{-5} \quad [\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})] \quad \dots \dots \text{⑧}$$

温度 ($t=0\sim 50^\circ\text{C}$) と比例定数 K の関係を図 1 に示す。なお、温度が 95°C、空気の圧力が 1atm の標準状態における比例定数 K は $0.218 \times 10^{-6} \text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})$ となり、1 時間当たりの拡散による自然蒸発量は約 $6.64 \text{kg}/\text{m}^2$ と評価される。

想定事故 1 における沸騰開始までの時間は 5.1 時間であるが、保守的にこの期間中に 95°C で自然蒸発を継続したと仮定した場合、その総量は約 4.1m^3 となる。事象開始時に 4.1m^3 が蒸発したと仮定しても、遮蔽維持水位到達までの時間は、 4.1m^3 の蒸発を仮定しない場合と同じく約 11.7 時間であり有意な変化は生じない。

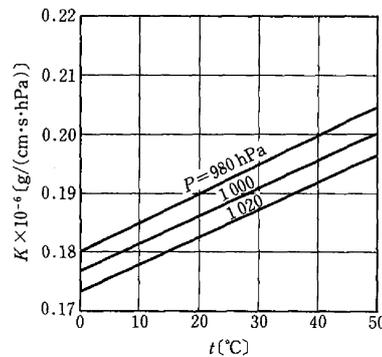


図 1 温度と比例定数の関係図

【1】：「湿度と蒸発－基礎から計測技術まで－」（コロナ社）

94. 運転停止中の原子炉における事故時の現場作業員の退避について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、原子炉注水等の操作を開始する。このため、現場作業員の退避の時間を見積もり、想定している運転員の操作時間を遅らせることがないことを確認した。

2. 作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

<教育内容>

- ・ ページング等による退避指示への対応について
- ・ 管理区域への入退域方法について

<教育の実施時期>

- ・ 発電所への入所時

3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後、作業員は発電長のページングによる避難指示により、現場からの退避(管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする)を行う。

また、作業員全員の退避完了確認は、以下の手順で行う。

- ・ 個人線量計を管理している出入監視員(管理区域の入退域ゲートの境界に常駐)は、個人線量計の貸出状況により全作業員が管理区域内から退域していることを確認し、災害対策本部に連絡する。

- ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。
- ・作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の作業員からの救助により退避可能である。

4. 作業員の退避時間

作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②におけるEPDゲートの通過が退避時間において律速となるが、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、作業員は60分で退避完了すると見積もった。

◎EPDゲートの通過人数：26人/分（第24回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,020人（第24回施設定期検査実績）

→1,020人 ÷ 26人/分 = 39分 → 60分

第 1 表 作業員の退避時間内訳

	経過時間				
	10分	20分	30分	40分	50分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動					
②管理区域からの退域					
③退避の確認					
退避時間	保守的に ↑ 60分とする				

5. 作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

作業員の退避は 1 時間以内に完了するため、作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高い作業場所である格納容器内においても、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。

95. 使用済燃料プールへの注水手段と優先順位について

1. 使用済燃料プールへの代替注水／スプレイ手段

使用済燃料プールへの代替注水／スプレイ手段として、次の手段がある。

【使用済燃料プール代替注水】

- ① 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水
- ② 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）
- ③ 補給水系による使用済燃料プール注水
- ④ 消火系による使用済燃料プール注水

【使用済燃料プールのスプレイ】

- ⑤ 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールのスプレイ
- ⑥ 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールのスプレイ（淡水／海水）
- ⑦ 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールのスプレイ（淡水／海水）

2. 使用済燃料プールへの代替注水／スプレイ手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段は、使用済燃料プールの水位等を判断基準とし、図 1 に示すフローチャートに従い選択する。

3. 想定事故 1 及び想定事故 2 における対応手段

使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失した場合は、①の手段が

最も優先順位の高い手段となるが、想定事故1及び想定事故2では可搬型代替注水設備による対応手段の有効性を確認する観点から、①の手段には期待していない。次に、使用済燃料プール水位がいずれも燃料プール水戻り配管下端以上であるため、使用済燃料プール代替注水手段である③及び④の手段の優先順位が高いが、いずれも自主対策設備であることから、想定事故1及び想定事故2ではこれらの対策には期待していない。

したがって、次に優先順位が高く、重大事故等対処設備である②の対策を想定事故1及び想定事故2における対応手段として選択している。

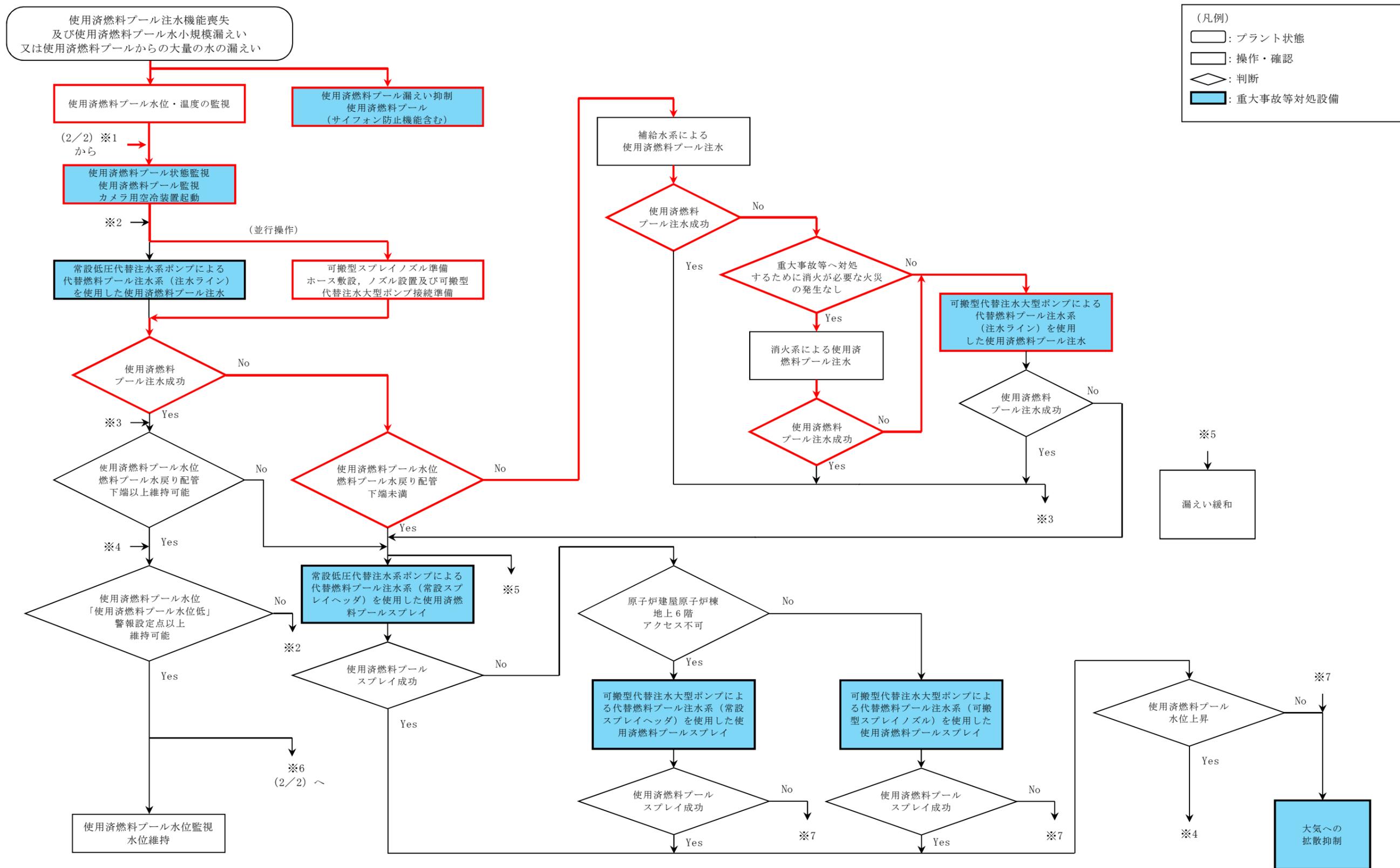


図1 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

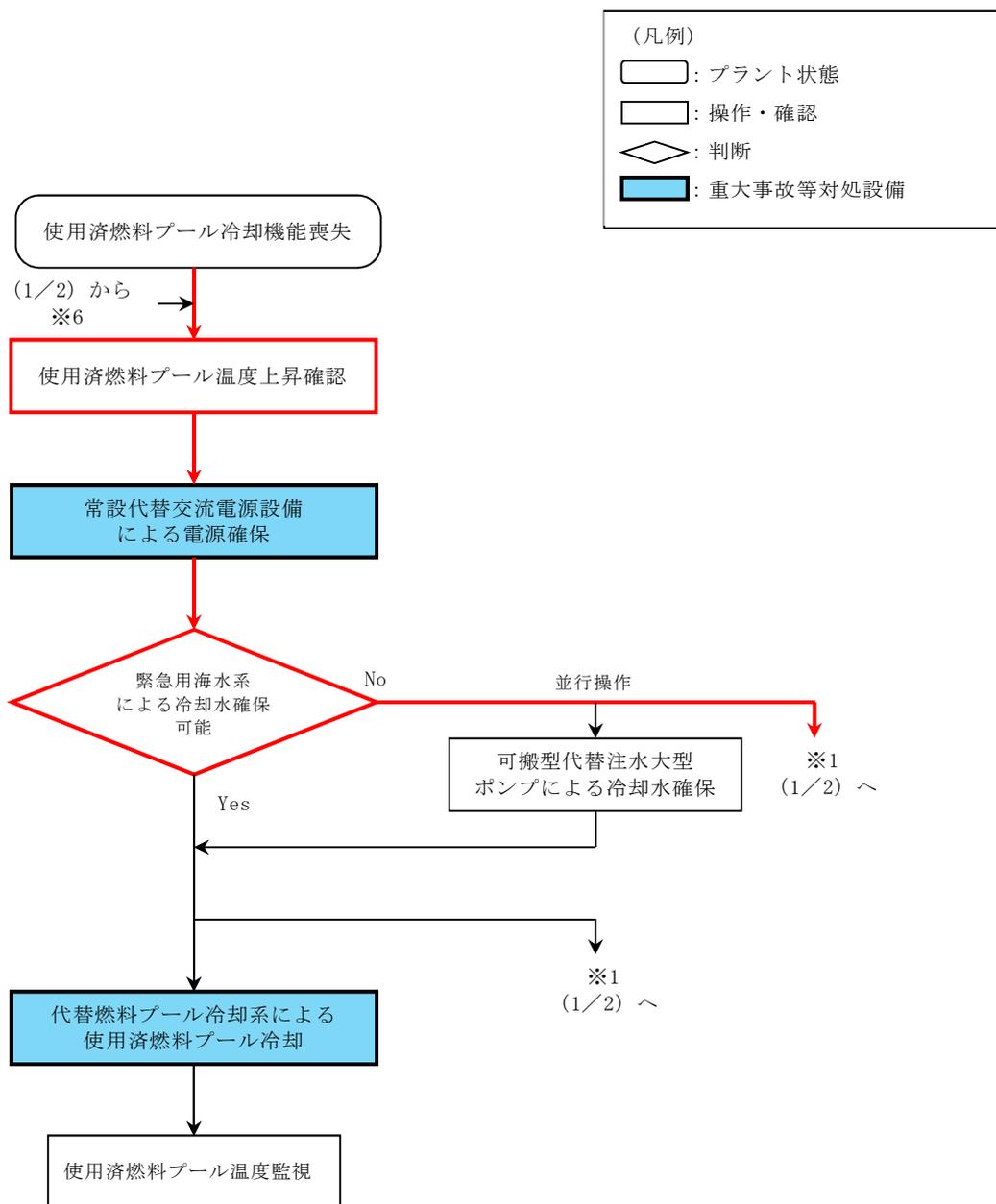


図1 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)