

島根原子力発電所2号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

補足説明資料

令和元年10月

中国電力株式会社

目 次

1. 発電用原子炉の減圧操作について
2. 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
3. G値について
4. 原子炉格納容器内における気体のミキシングについて
5. 深層防護の考え方について
6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて
7. 原子炉隔離時冷却系（R C I C）の運転継続及び原子炉減圧の判断について
8. 原子炉再循環ポンプからのリークについて
9. 高圧・低圧注水機能喪失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
10. 取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について
11. 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
12. エントレインメントの影響について
13. 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
14. ほう素の容量について
15. 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について
16. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
17. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について
18. 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
19. 燃料プールゲートについて
20. 炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
21. 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
22. 有効性評価「水素燃焼」における，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明

23. 最長許容炉心露出時間及び原子炉水位不明時の対応について
24. 原子炉水位及びインターロックの概要
25. ペDESTAL外側鋼板の支持能力について
26. 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
27. 大破断LOCAシナリオ想定と異なる事象について
28. 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）
29. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について
30. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所
31. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
32. 原子炉減圧に関する各種対策及び逃がし安全弁(SRV)の耐環境性能向上に向けた今後の取り組みについて
33. 非常用ガス処理系の使用を考慮した評価について
34. 原子炉圧力容器の破損位置について
35. 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
36. 炉心損傷前に発生する可能性がある水素の影響について
37. 溶融炉心落下位置がペDESTALの中心軸から外れ、壁側に偏って落下した場合の影響評価
38. 格納容器ベント時に使用するベントラインによるCs-137の放出量の差の要因等について
39. ジルコニウム(Zr)-水反応時の炉心損傷状態について
40. 燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリートへの熱影響について
41. 有効性評価解析条件の見直し等について
42. 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について
43. 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
44. ベント実施までの格納容器スプレイの運用について
45. 原子炉満水操作の概要について

46. 9×9 燃料で評価することの代表性について
47. 自動減圧機能及び代替自動減圧機能の論理回路について
48. T B P 対策の概要について
49. I - 1 3 1 の追加放出量の設定について
50. 原子炉隔離時冷却系の水源の違いによる解析結果への影響について
51. 逃がし安全弁吹出量の影響について
52. 島根 2 号炉の原子炉中性子計装系の設備概要について
53. 事故シーケンスグループの分類及び重要事故シーケンスの選定に係る考え方の整理について
54. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における事象発生 10 時間後までの格納容器圧力等の推移について
55. T R A C G コードの A T W S 解析への適用例
56. S C A T コードのリウエットモデルの適用性について
57. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
58. 原子炉停止機能喪失における起因事象について
59. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における解析上の除熱条件の設定について
60. 原子炉隔離時冷却系による注水時の原子炉圧力挙動について
61. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位維持における運用と解析条件について
62. 中小破断 L O C A における対策の有効性について
63. 外部電源有無による評価結果への影響について
64. L O C A 時注水機能喪失における急速減圧時の弁数による影響について
65. L O C A 時注水機能喪失における燃料被覆管温度ノード間比較
66. 有効性評価における解析の条件設定について
67. S A F E R における燃料集合体の出力分布の設定について
68. I S L O C A 時における屋外への蒸気排出条件について
69. 燃料プールの監視について

70. I S L O C A時の冷却水から気相への放射性物質の放出割合について

下線は、今回の提出資料を示す。

1. 発電用原子炉の減圧操作について

1. 炉心損傷前の発電用原子炉の減圧操作

(1) 発電用原子炉の手動減圧操作

炉心損傷前の発電用原子炉の手動減圧操作には，原子炉圧力容器への熱応力の影響を考慮し，原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下を監視しながら実施する「通常の減圧」と，事故時において逃がし安全弁 6 個を開放することにより発電用原子炉を急速に減圧する「急速減圧」がある。

各減圧操作は，低圧で原子炉注水が可能な手段を確保した上で，以下のとおり判断して実施する。

a. 通常の減圧操作

通常の減圧操作は，プラント通常起動／停止時及び事故対応中で急速減圧操作の条件が成立していない場合において適用する。

本操作は，主復水器が使用できる場合には，タービンバイパス弁を用いて原子炉発生蒸気を主復水器へ，主復水器が使用できない場合には，逃がし安全弁を間欠で用いてサプレッション・プールへ導くことで発電用原子炉の減圧を行う。

b. 急速減圧操作

① 高压注水機能喪失等により原子炉水位が低下し，低圧注水機能により原子炉注水を速やかに行う場合

② 高压注水機能により原子炉水位が緩やかに上昇しているが，炉心露出（原子炉水位が燃料棒有効長頂部以下）の時間が最長許容炉心露出時間を上回った場合

③ 原子炉水位不明が発生し，低圧の注水機能により原子炉圧力容器を満水にする場合

また，以下の場合で減圧操作に時間余裕がある場合は，減圧による原子炉格納容器への熱負荷に留意し，格納容器圧力及び温度を監視しながら逃がし安全弁 6 個を順次開放するが，原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下は適用されない。

④ インターフェイスシステム L O C A が発生し，中央制御室からの遠隔隔離に失敗した場合

⑤ サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合

⑥ 格納容器圧力を約 245kPa [gage] (0.8Pd) 以下に維持できない場合

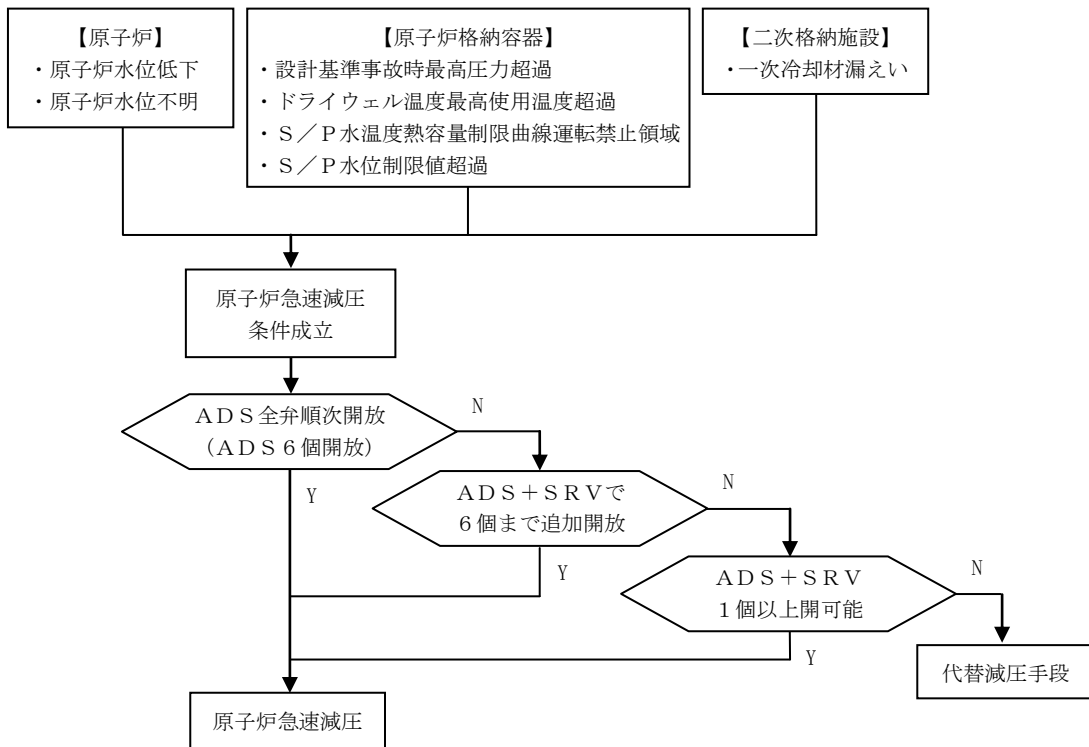
⑦ ドライウェル温度が 171°C に到達した場合

⑧ サプレッション・プール水位が通常水位 + 4.9m に近接した場合又は通常水位 - 50cm 以下となった場合

急速減圧操作は、事故対応中において以下のような場合に、自動減圧系（ADS）「6個」※1を開放することにより実施する。

※1 ADSは機能の名称であるため、正確には「ADS機能付き主蒸気逃がし安全弁（SRV）」となる。

急速減圧操作の概要は第1図のとおり。



第1図 原子炉「急速減圧」操作概要

本操作は、ADS「6個」を手動開放することを第一優先とする。それができない場合はADS以外のSRVを含めたものから使用可能なもの「6個」を手動開放する。さらに、それもできない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「1個」を手動開放することにより急速減圧する。SRVによる減圧ができない場合は、代替の減圧手段を試みる。

なお、急速減圧に必要な最小弁数「1個」は、残留熱除去系（低压注水系）1台による原子炉注水を仮定した場合に燃料被覆管最高温度が1,200℃以下に抑えられることを条件として設定している。

(2) 発電用原子炉の自動減圧

前項(1)のような運転員による操作がない場合でも、事故事象を収束させるための原子炉減圧としては、自動減圧系（ADS）及び代替自動減圧機能の2つがある。逃がし安全弁の機能を第1表に整理するとともに、概要を以

下に示す。

・自動減圧系(ADS) (第2図)

非常用炉心冷却系の一部であり、高圧炉心スプレイ系のバックアップ設備として、SRVを開放し原子炉圧力を速やかに低下させ、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系の早期注水を促す。

具体的には、「原子炉水位低(レベル1)」及び「格納容器圧力高(13.7kPa[gage])」信号が120秒間継続した場合にADS「6個」が開放する。

・代替自動減圧機能(第2図)

非常用炉心冷却系の自動減圧機能が作動しない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する。ADS作動信号の内、「格納容器圧力高(13.7kPa[gage])」信号が成立しなくても、発電用原子炉の水位が低い状態で一定時間経過した場合は、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系の起動を条件に代替自動減圧機能は作動する。

具体的には「原子炉水位低(レベル1)」信号が10分間継続し、低圧炉心スプレイポンプ又は残留熱除去ポンプが運転中であれば、代替自動減圧機能によりSRV「2個」が開放する。

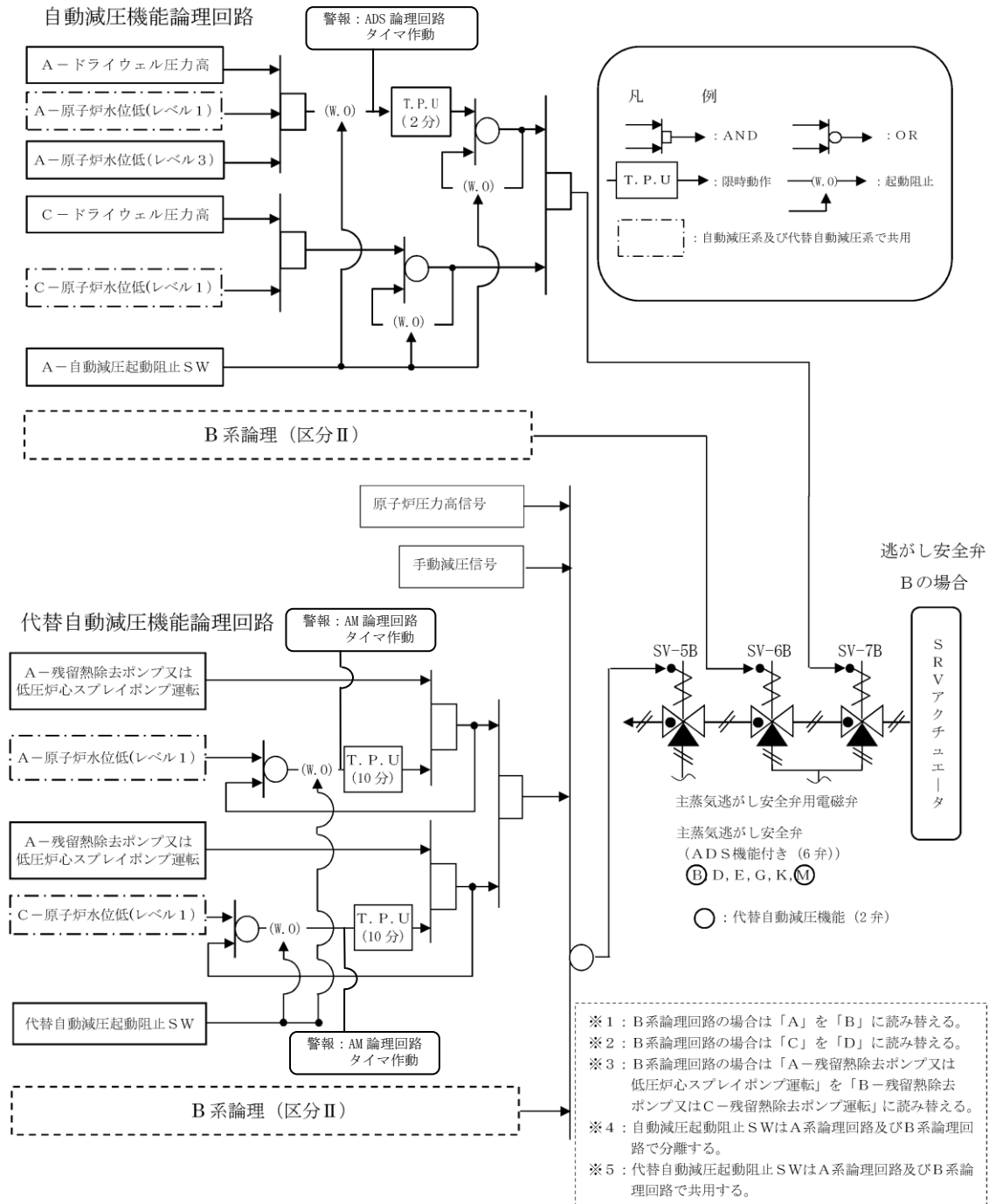
代替自動減圧機能は、原子炉水位低(レベル1)に「10分間」の時間遅れを考慮して、炉心損傷に至らない台数を検討した結果、1個を開放すれば炉心損傷の制限値(燃料被覆管1,200℃以下、被覆管酸化割合15%以下)を満足するため、余裕として1個を追加して2個と設定した。

なお、原子炉停止機能喪失(ATWS)の場合は、発電用原子炉の自動減圧により低温の水が注水されることを防止するため、運転員の判断により自動減圧を阻止するための操作スイッチがある。悪影響を及ぼさないように、区分Ⅰ、区分Ⅱの異なる系統に自動減圧起動阻止スイッチを各1個、代替自動減圧起動阻止スイッチを1個分離して設置しており、これらのスイッチは中央制御室の同じ盤で操作が可能な設計としている。

第1表 SRV機能一覧

	機能			
	逃がし弁	安全弁	ADS	代替自動減圧
SRV (A)(C)(F)(H)(J)(L)	○	○	—	—
SRV (D)(E)(G)(K)	○	○	○	—
SRV (B)(M)	○	○	○	○

自動減圧系及び代替自動減圧機能は運転員の操作を考慮しないが、運転員が各論理の動作状況を確認できるように警報を発する。自動減圧系及び代替自動減圧機能の動作回路図及び警報発生箇所を以下に示す。



第2図 自動減圧系及び代替自動減圧機能の論理回路

これらの警報により、自動減圧系または代替自動減圧機能の論理が動作していることを確認し、自動減圧に備える。

なお、代替自動減圧機能動作による自動減圧中に燃料棒有効長頂部(TAF)を下回った場合は、運転操作手順書に則り、残りの4個を開操作する。

2. 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

各種PRA等の結果により実施した重要事故シーケンスの選定の結果として、多くの事故シーケンスグループにおいて過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。

内部事象運転時レベル1PRAにて示したとおり、過渡事象としては運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の一部を考慮しているが、有効性評価において解析を実施するに際しては、その具体的な事象を設定する必要がある。

その考え方は、「島根原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」にも一部示しているが、本資料では、高圧・低圧注水機能喪失を例に、設定の考え方を補足する。

1. 過渡事象の特徴と選定に際しての整理

第1表に島根2号炉設置変更許可申請書添付書類十において評価の対象とした運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故について、分類・整理した結果を示す。第1表の右端は、事象発生時のプラント応答を考慮して分類したPRAの起因事象である。

また、第2表に、起因事象のグループ化の結果を示す。そのうえで、重要事故シーケンスで想定する過渡事象のグループを選定し、グループ内の過渡事象から、より評価に適した事象を選定する。

高圧・低圧注水機能喪失では、現状の設置許可ベースの注水機能を喪失した際の重大事故等対策の有効性を確認する。本事象には代替の注水機能による注水が有効な対策と考えられ、島根原子力発電所2号炉の有効性評価においても低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水する場合の対策の有効性を確認している。

代替の注水機能によって炉心損傷防止を図る場合、原子炉水位の低下が早く、原子炉スクラム時のインベントリが少なくなる事象が厳しいと考えられるため、高圧・低圧注水機能喪失の重要事故シーケンスの評価においては起因となる過渡事象として「全給水喪失」を設定した。

2. 外部電源有無の影響

外部電源の有無が事象進展及びパラメータの変動に及ぼす影響については、有効性評価の資料中において、「外部電源あり」の解析も行っており、燃料被覆管の最高温度について「外部電源あり」の方が「外部電源なし」より高くなるが、判断基準を満足していることを確認している。

第1表 過渡変化・設計基準事故による起因事象の同定

--

※1 「29. 制御棒の異常な挿入」、「36. 手動スクラム」、「37. 原因不明」については対象外とした。
 ※2 「6. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖」はEPR1-NP2230において主蒸気隔離弁1弁のみが閉鎖し、残りの主蒸気隔離弁が部分閉鎖している過渡事象と定義されており、復水器による除熱に期待できることから、非隔離事象とした。
 「7. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖」はEPR1-NP2230において1弁以上の主蒸気隔離弁が部分閉鎖している過渡事象と定義されており、閉鎖の程度によっては復水器による除熱に期待できなくなること考慮し、隔離事象とした。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第2表 過渡事象・設計基準事故事象のグループ化

起回事象	事象の特徴（グループ化の観点）
非隔離事象	タービントリップなどにより原子炉がスクラムする事象であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して給復水系が利用できる。
隔離事象	主蒸気隔離弁（MSIV）などが閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。事象初期には給復水系が利用できるが、水源である復水器のホットウェルのホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生ずる。
全給水喪失	タービンからの給水流量が全喪失する事象であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。事象初期には給復水系が利用できず、他の事象とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では給復水系が利用できないことから水位低下事象よりも厳しい事象と考えられる。
水位低下事象	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能である。
RPS誤動作等	原子炉保護系（RPS）の誤動作が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象など出力の増加が軽微な事象である。事象初期で原子炉が隔離されなため、給復水系が利用可能である。
外部電源喪失	外部電源が喪失する事象であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事象とはプラント応答が異なる。
逃がし安全弁誤開放	原子炉運転中に逃がし安全弁が誤開放する事象である。誤開放を想定する弁数は発生頻度の観点から1弁としているため、本事象は事象発生後速やかにスクラムに至る事象ではない。原子炉炉冷却材（蒸気）の流出を伴うが、原子炉水位の低下には給復水系による対応が可能である。逃がし安全弁を通じてサブプレッション・プール水中に蒸気が放出されるため、復水器ホットウェルへの補給が不足すると復水器ホットウェルの水位が低下し、給水喪失に至る可能性がある。しかしながら、この場合の事象進展から全給水喪失に至る頻度を概算すると、起回事象「逃がし安全弁誤開放」の発生頻度（ 1×10^{-3} /炉年）と、少なくとも「逃がし安全弁漏えい」警報の認知失敗、「サブプレッション・プールの温度高」警報の認知失敗、「復水器ホットウェル水位低」警報の認知失敗の重畳が生じると考えられ、各警報の認知失敗確率を保守的に0.1としても、全給水喪失に至る頻度は 1×10^{-6} /炉年となる。これは他の起回事象の発生頻度としても低い値であり、その他のパラメータの変化や認知失敗確率の保守性を考慮すると、さらに低い値になると考えられる。以上のおり、起回事象「逃がし安全弁誤開放」の後、「全給水喪失」に至る頻度は十分に低く、起回事象として考慮する必要性は低いものと考ええる。

5. 深層防護の考え方について

1. 基本的な考え方

深層防護の3層と4層との境界は、著しい炉心損傷の防止という原子炉安全上の重要な目的に照らして、著しい炉心損傷があるか否かで区分する。すなわち、3層＝著しい炉心損傷防止、4層＝著しい炉心損傷後の格納容器損傷防止、とすることが適切である。

ここで、著しい炉心損傷の有無の境界となる3層と4層の間は、防護策間の独立性が特に重要となるが、実運用上は、3層と4層で同じ設備を用いる場合もあることから、従属要因及び共通要因が排除できること、それぞれのレイヤーで多様な設備を有し高い信頼性を確保していることに加え、(後述の)事象評価上の仮定であり3層と4層間の独立性の要求とは異なる考慮であることを明確にする。

2. 実態を踏まえた運用

1. で述べたような深層防護のレイヤー設定を踏まえ重大事故等対処設備を設置・運用しているが、原子炉圧力容器内に燃料がある以上は、炉心損傷の前後によらず原子炉圧力容器内に注水する必要があり、「著しい炉心損傷」の前後という深層防護の考え方における境界と、注水先としての原子炉圧力容器・原子炉格納容器の境界は必ずしも一致しない。

BWRでは、制御棒のみで未臨界を確保でき、原子炉注水も格納容器スプレイも低圧条件ならほぼ同じ設備構成で可能となる。したがって、原子炉格納容器内へのスプレイ(又は注水)について、専用のポンプ、弁、配管、水源、電源などを設けることを考えたとしても、少しの設備追加で原子炉圧力容器への注水も可能となるため、炉心損傷の防止(3層での事象の収束)を一層確実にする観点からも、原子炉格納容器へのスプレイ(または注水)に特化した設備にするよりも原子炉圧力容器内にも注水できる設備とする方が原子炉安全上有益である。

また、BWRは事象進展(水位低下)が極めて早い大破断LOCAであっても、炉心のリロケーションが発生するまでには無注水が継続しても1.5時間程度あり、3層での事象の収束が不可能な場合(炉心損傷する場合)でも、原子炉圧力容器内での損傷炉心冷却とするために原子炉圧力容器内への注水を何よりも優先すべきである。よって、深層防護の考え方としては3層と4層を明確に区別しているものの、実際の設備としては、3層用、4層用といった明確な区別をしない方が原子炉安全上有益であり、例えば注水手段は、原子炉圧力容器と原子炉格納容器のどちらにも注水できる設備として設置・運用していくことになる。

一方、重大事故のうち、格納容器破損モードに対する対策の有効性を評価する上では、著しい炉心損傷に伴うプラント状態や熔融炉心の格納容器内への

落下に伴う原子炉格納容器内の物理現象を生じさせるために、あえて原子炉圧力容器内への注水をしないといった評価上の仮定を置いたものであり、個々のレイヤー内に十分な信頼性をもたせようとする3層と4層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。

したがって、あるレイヤーで特定の現象を生じさせることを目的とした機能停止を、次のレイヤーにおける機能喪失と扱う必然性はなく、当該機能の信頼性を踏まえて個別に設定すべきである。

3. 低圧原子炉代替注水系（常設）について

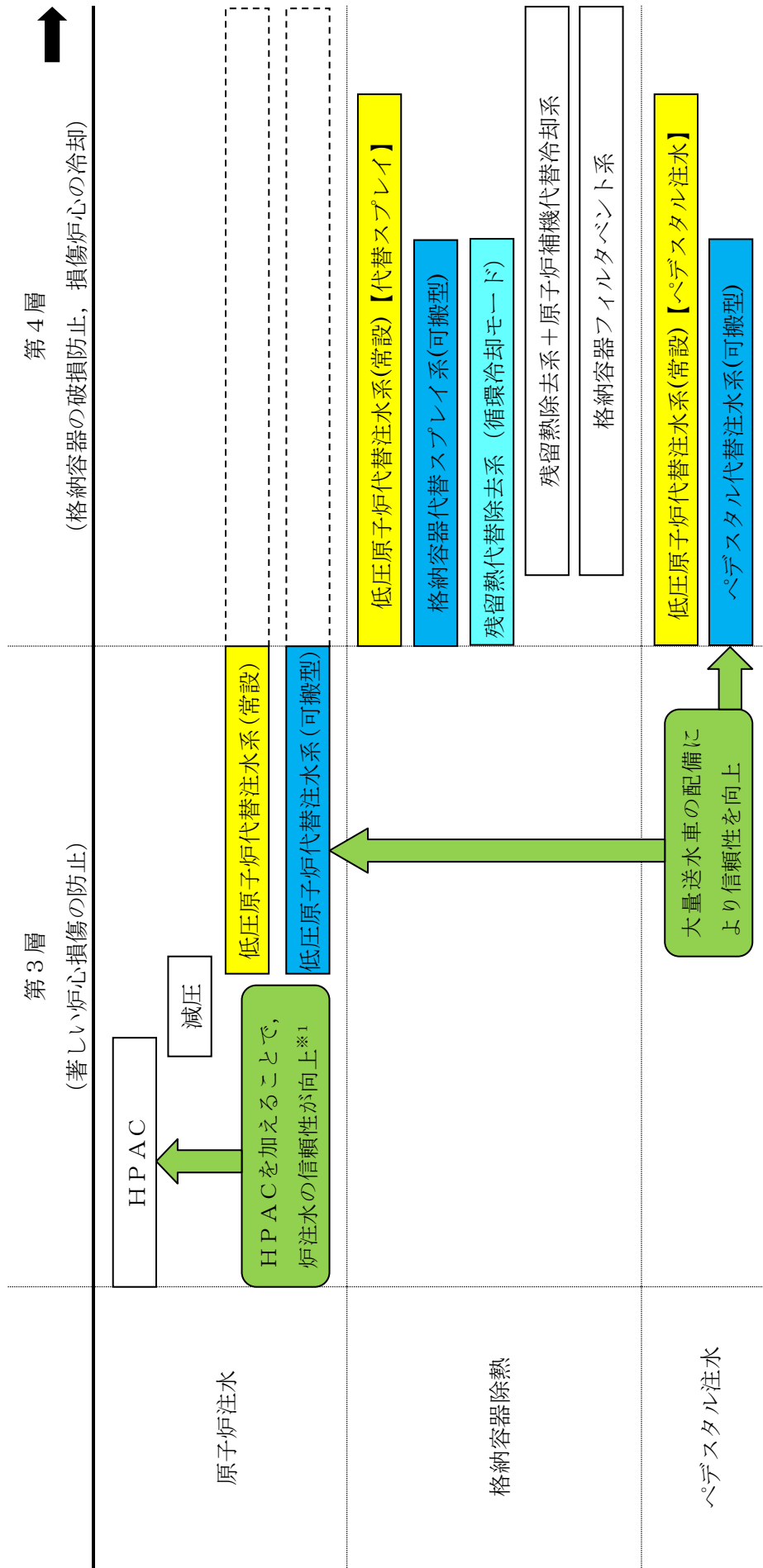
低圧原子炉代替注水系（常設）は、深層防護の3層（著しい炉心損傷の防止）における原子炉圧力容器内への注水として、4層（格納容器の破損防止策）における格納容器代替スプレイ、損傷炉心の冷却のためのペDESTAL代替注水手段としての機能を有している。

低圧原子炉代替注水系（常設）の他にも、3層の原子炉圧力容器注水機能を構成するものとしては、高圧原子炉代替注水系（HPAC）や低圧原子炉代替注水系（可搬型）を有している。同じく4層の原子炉格納容器の破損防止機能としては、残留熱代替除去系、格納容器フィルタベント系、ペDESTAL代替注水系（可搬型）を有している。

以上を踏まえると、3層、4層それぞれのレイヤーで高い信頼性を有していることから、現象を生じさせるための評価上の仮定として3層で低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水を期待しない場合でも、4層の格納容器代替スプレイ、ペDESTAL注水として機能を期待することは適切である。（表1及び図1参照）

表 1 重大事故の各現象に対する対応例

		3層 (③-2)		④層 (④-1)	
		事故シナジェンス	損傷炉心の冷却	格納容器の破損防止	
3.1	格納容器過圧・ 過温破損	大破断L O C A + E C C S 注水機能 喪失 + S B O	【事象初期 (～10h)】 低圧原子炉代替注水系 (常設) で原子炉圧力容 器内の損傷炉心に注水	【事象初期 (～10h)】 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) で格納容器内 にスプレイ	
3.4	水素燃焼		【事象後期 (10h～)】 残留熱代替除去系を使用した循環冷却 (原子炉注水・ 格納容器スプレイの同時実施)		
3.2	D C H	T Q U X	【事象初期 (～10h)】 ペデスタル代替注水系 (可搬型) でペデスタル に溶融炉心の落下に先立 って水張り +	【事象初期 (～10h)】 同左	
3.3	炉外 F C I	T Q U V	全ての原子炉注水機能が喪失するため、原子炉 注水ができず著しい炉心損傷に至る = 溶融炉心の格納容器内への落下に伴う格納容 器内の物理現象を生じさせるために、3層では 注水機能に期待せず	その後のペデスタルへの 注水	
3.5	M C C I		【事象後期 (10h～)】 残留熱代替除去系を使用した循環冷却 (格納容器スプレ イ)		



※1：TQUV, TW (LUHS, RHR機能喪失)等の一次圧カバウンダリの喪失(LOCA等)を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能

図1 第3層及び第4層における注水等に期待する設備

6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて

1. BWRの圧力制御方式について

BWR-5では、圧力制御方式としてタービン入口圧力制御方式を採用しており、主蒸気加減弁は弁上流側の圧力により通過蒸気流量を制御している。

SAFERの主蒸気流量モデルは、このタービン入口圧力制御方式による圧力制御を簡略的に模擬しており、通過蒸気流量は以下の式により計算される。

$$W_{ST} = \frac{W_{SR}}{2\Delta P_R} \left[\sqrt{G_S^2 + 4\Delta P_R(P + \Delta P_R + G_S - P_R)} - G_S \right]$$

ここで、

W_{ST} : 主蒸気加減弁を通過する流量

W_{SR} : 定格主蒸気流量

ΔP_R : 定常状態での配管内圧力低下

G_S : 圧力調整幅

P : 過渡時の圧力

P_R : 定格圧力

9. 高圧・低圧注水機能喪失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

1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理

高圧・低圧注水機能喪失において、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。

- ・ 注水設備の観点からは、本事故シーケンスでは低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を行うため、原子炉水位の低下により平均出力集合体、高出力燃料集合体は共に一部が露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が配分されるため、燃料集合体初期出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。
- ・ 崩壊熱の観点からは、設計基準事故のLOCA解析と比べ本事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差（絶対値）は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。

図1に、高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体の原子炉水位の挙動を示す。平均出力燃料集合体と比較して、高出力燃料集合体では炉心の露出時間が長期間とならないことから、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する。

2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析

燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため、表1に示すとおり、代表的な事故シーケンスについて、高出力燃料集合体の初期出力^{*}を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。

なお、燃料棒の線出力密度については、初期出力に比例して変化させている。

図2に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。LOCA時注水機能喪失では、申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管最高温度が最も高くなり、高圧・低圧注水機能喪失では、申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力以外の場合において、ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。

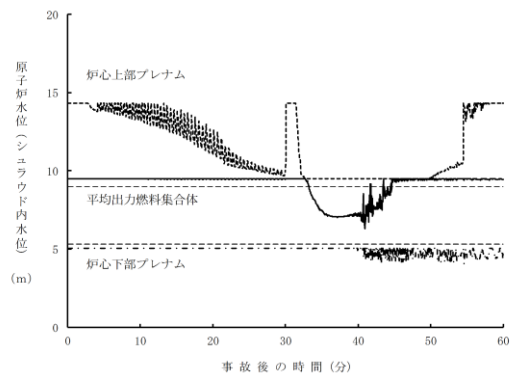
以上から、高圧・低圧注水機能喪失において、不確かさを考慮すれば平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。

- ※ 高出力燃料集合体の初期出力は、下記のとおり設定している。
 高出力燃料集合体の初期出力＝

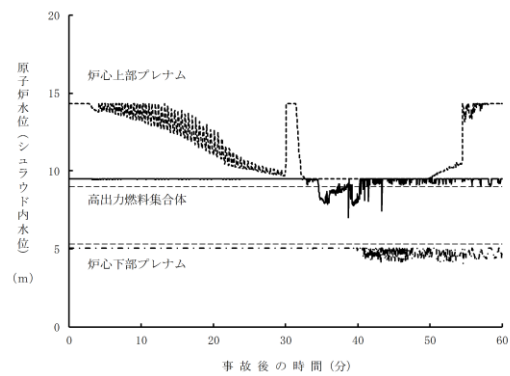
$$\text{線出力密度} / \text{軸方向出力分布} \times \text{燃料棒本数} \times \text{燃料棒有効長}$$
 なお、平均出力燃料集合体の初期出力は、定格熱出力 2,436MW を燃料集合体数 560 体で除した値を設定している。

表1 解析ケース

事故シーケンス	初期出力（高出力燃料集合体）	
高圧・低圧注水機能喪失	約 9 MW	申請解析条件
	約 6 MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ
LOCA時注水機能喪失	約 9 MW	申請解析条件
	約 6 MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ



平均出力燃料集合体



高出力燃料集合体

図1 原子炉水位挙動（高圧・低圧注水機能喪失）

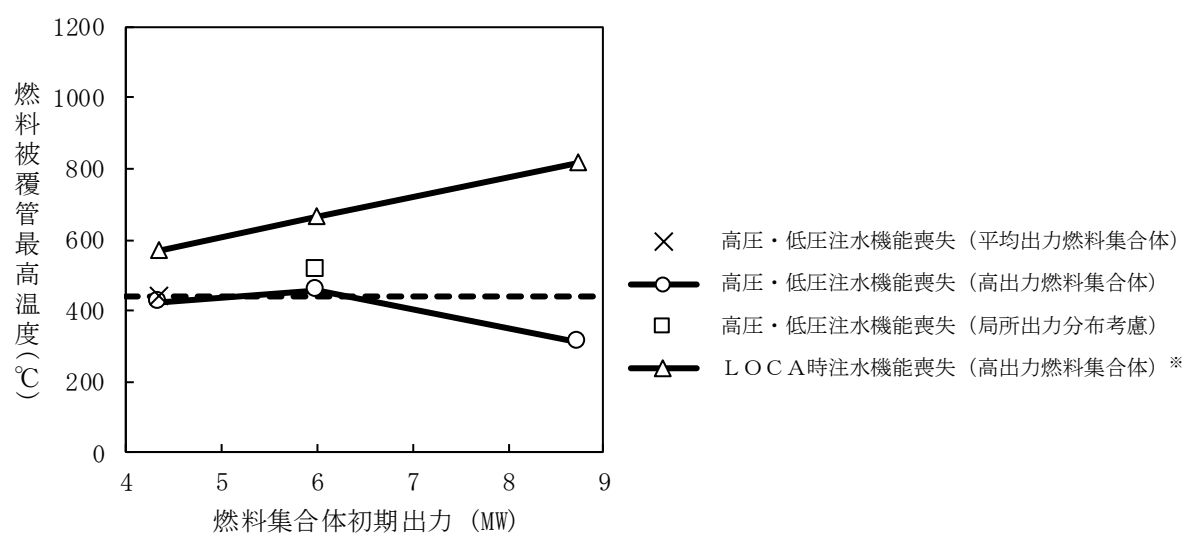


図2 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果

※ 再循環ポンプ吸込側配管における破断面積 4.2cm^2 の結果をプロット

21. 常設重大事故等対処設備を置き換えた場合の成立性

島根 2 号炉 重要事故シナケケンス (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) の概要 (1 / 3)

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シナケケンス グループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備		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	
		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) 発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し低圧原子炉代替注水系 (常設) により原子炉へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧 ECCS 注水機能 (HPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧 ECCS 注水機能 (LPCS, LPCI)</p>	<p>[高圧注水] —</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個 ・事象発生から約 30 分後</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・RHR 注入ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水 (L3 ~ L8 維持)</p>	<p>[PCV スプレイ] —</p> <p>[海水除熱] —</p> <p>[ベント] フィルタベント (W/W) ・PCV 圧力 1Pd で実施 (約 24 時間後)</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生 10 分後から給電 ・外部電源なし</p> <p>[水源 (補給含む)] 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適量補給</p>	<p>×</p> <p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約 1 時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用は約 2 時間 20 分を想定しているため、可搬型設備による原子炉注水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ベデスタルに約 5.3 時間までに水深約 2.4m の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</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) 発生とともに高圧注水機能喪失の発生及び減圧機能として原子炉の手動減圧の失敗を想定する。これに対し代替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】 ・高圧 ECCS 注水機能 (HPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・減圧機能 (手動減圧失敗)</p>	<p>[高圧注水] —</p> <p>[減圧] 代替自動減圧 (2 個) ・原子炉水位低 (L1) 到達 10 分後自動減圧</p> <p>[低圧注水] 低圧 ECCS ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水、L3 ~ L8 維持</p>	<p>[PCV スプレイ] —</p> <p>[海水除熱] RHR による S/P 水冷却</p> <p>[ベント] —</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし</p> <p>[水源 (補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	<p>—</p>
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗 (長期 T B)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに 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 時間直流電源を維持し、RCIC による原子炉注水を 8 時間継続し、8 時間以降低圧原子炉代替注水系 (可搬型) にて注水する。また、格納容器ベントにて除熱する。24 時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D/G 等)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2 ~ L8 で水位維持</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 個) ・事象発生から約 8 時間後に手動減圧</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・RHR 注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3 ~ L8 維持</p>	<p>[PCV スプレイ] —</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・24 時間後に原子炉補機代替冷却系を起動</p> <p>[ベント] フィルタベント (W/W) ・PCV 圧力 1Pd で実施 (約 20 時間後)</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生 24 時間後から給電 ・常設直流電源により 24 時間直流電源を維持 ・24 時間後から給電 ・外部電源なし</p> <p>[水源 (補給含む)] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</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

—：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナケケンス（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）の概要（2/3）

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シナケケンスグループ	事象と対応の概要	炉心冷却	炉心損傷防止設備 格納容器除熱	電源・水源	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
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +高圧炉心冷却失敗（TBU）	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となり、高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し容量を増強した直流電源により24時間直流電源を維持し、HPACによる原子炉注水を8.3時間継続し、それ以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて注水する。また、格納容器ベントにて除熱する。24時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G）</p> <p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに直流電源喪失し、高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し容量を増強した直流電源により24時間直流電源を維持し、HPACによる原子炉注水を8.3時間継続し、それ以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて注水する。また、格納容器ベントにて除熱する。24時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G） ・直流電源喪失</p>	<p>[高圧注水] HPAC ・L3～L8で水位維持</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個） ・事象発生から約8.3時間後に手動減圧</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] -</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・24時間後に原子炉補機代替冷却系を起動</p> <p>[ベント] フィルタベント（W/W） ・PCV圧力1Pdで実施（約20時間後）</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	<p><炉心損傷防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +SRV再閉失敗+HPCS失敗 （TBP）	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに逃がし安全弁1個が閉固着し、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することにより原子炉注水機能が喪失する。これに対し低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。ガスタービン発電機により直流電源を維持し、非常用母線は24時間後から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G） ・逃がし安全弁1個閉固着</p> <p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに逃がし安全弁1個が閉固着により水位低下継続 ・SRV1個閉固着により水位低下により機能喪失</p> <p>[減圧] （閉固着した逃がし安全弁1個からの蒸気流出） ・自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個） 低圧原子炉代替注水系（可搬型）の使用が可能となった時点（約2時間20分後）で手動減圧 ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水（L3～L8維持）</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・SRV1個閉固着により水位低下継続 ・原子炉圧力低下により機能喪失</p> <p>[減圧] （閉固着した逃がし安全弁1個からの蒸気流出） ・自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個） 低圧原子炉代替注水系（可搬型）の使用が可能となった時点（約2時間20分後）で手動減圧 ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水（L3～L8維持）</p>	<p>[PCVスプレイ] -</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・24時間後に原子炉補機代替冷却系を起動</p> <p>[ベント] フィルタベント（W/W） ・PCV圧力1Pdで実施（約22時間後）</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	<p><炉心損傷防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</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

-：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナリオ (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) の概要 (3/3)

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シナリオグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備		の成立性	
		格納容器除熱	電源・水源		
崩壊蒸気発生機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)が発生するとともに取 水機能喪失が発生する。これに対しRCICによ る原子炉注水を継続し、8時間後に原子炉補機代 替冷却系を接続・起動し、LPCIにより原子炉 へ注水し、RHRにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・取水機能(RSW)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2~L8で水位維持 [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個) ・事象発生から約8時間後 [低圧注水] LPCI ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3~L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・事象発生8時間後に原子炉補機代替冷却系 を起動 [ベント] -</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし [水源(補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-
崩壊蒸気発生機能喪失 (残留蒸気発生機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)が発生するとともに残 留蒸気発生機能喪失が発生する。これに対しRCI Cによる原子炉注水を継続し、8時間後から低 圧原子炉代替注水系(常設)にて注水を継続し、 格納容器ベントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・残留蒸気発生機能喪失(RHR)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2~L8で水位維持 [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個) ・事象発生から約8時間後に手動減圧 [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系(常設) ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3~L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] - [ベント] フィルタベント(W/W) ・PCV圧力1Pdで実施(約20時間)</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし [水源(補給含む)] 低圧原子炉代替注水系 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替 注水槽に適宜補給</p>	○ 事象発生8時間後までは、RCICによる注水を継続 し、その後可搬型設備による原子炉注水を実施すること で炉心損傷防止できる。
原子炉停止機能喪失 (TC)	<p>【事象概要】 過渡事象(主蒸気隔離弁閉止)発生とともに全 制御棒挿入失敗(ARI含む)が発生する。これ に対しHPCS及びRCICにより注水を継続 し、SLCにより予備界を確保する。 【機能喪失の前提】 ・スクラム機能(RPS) ・代替制御棒挿入機能(ARI) ・代替原子炉再挿入ポンプトリップ機能 (RPT)</p>	<p>[原子炉停止] SLC ・SLC注入はS/C水温高(49°C)から10 分後 [高圧注水] HPCS, RCIC ・水位回復まで定格流量 ・L1Hで水位維持 [減圧] - [低圧注水] -</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] RHRによるS/P水冷却 [ベント] -</p>	<p>[電源] 外部電源 [水源(補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-
LOCA時注水機能喪失 (中破断LOCA)	<p>【事象概要】 LOCA発生とともに高圧及び低圧注水機能 喪失が発生する。これに対し低圧原子炉代替注水 系(常設)により原子炉へ注水し、格納容器ベ ントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能(HPCS) ・原子炉隔離時冷却系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCS, LPCI) ・自動減圧機能(ADS)</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(6個) ・事象発生から約30分後に手動減圧 [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系(常設) ・RHR注入ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水(L3~L8維持)</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] - [ベント] フィルタベント(W/W) ・PCV圧力1Pdで実施(約28時間)</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし [水源(補給含む)] 低圧原子炉代替注水系 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替 注水槽に適宜補給</p>	× 炉心損傷防止 炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必 要があるが、可搬型設備の使用は約2時間20分を想定し ているため、可搬型設備による原子炉注水では炉心損傷 は防止できない。 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ベデ スタルに約5.3時間までに水添約2.4mの水張り完了さ せる必要があるが、可搬型設備で対応できる。
格納容器バイパス (ISLOCA)	<p>【事象概要】 ISLOCA(残留蒸気発生機能喪失)発生する。これに対しHPCS及びRCICによ り注水を継続し、破断箇所を隔離する。 【機能喪失の前提】 -</p>	<p>[高圧注水] HPCS, RCIC [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(6個) ・事象発生から約30分後に中央制御室による 破断箇所隔離に失敗し、漏えい抑制のため に手動減圧 [低圧注水] -</p>	<p>格納容器バイパス事象であるため、格納容器制 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] 外部電源 [水源(補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</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

-：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根 2号炉 重要事故シナリオ (運転中の原子炉における重大事故) の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

格納容器破損モード	事象設定	損傷炉心冷却	格納容器破損防止設備	電源・水源	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
過温・過圧破損防止 (残留熱代替除去系を使用する場合)	<p>【事象概要】 大破断 L O C A (再循環ポンプ吸込側配管の同時破断を想定) 発生とともに高圧及び低圧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、ガスタービン発電機から給電した、残留熱代替除去系により炉心への注水、格納容器の除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧 E C C S 注水機能 (H P C S) ・原子炉隔離時冷却系 (R C I C) ・低圧 E C C S 注水機能 (L P C S, L P C I) ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D / G) 	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 - (L O C A により減圧)</p> <p>【低圧注水】 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・ R H R (A) 注入ライン経由で注入 残留熱代替除去系 ・ 事象発生 10 時間後から開始</p>	<p>【海水除熱】 原子炉補機代替冷却系 ・ 事象発生 10 時間後準備完了</p> <p>【代替循環冷却】 残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却 ・ 事象発生 10 時間後から開始</p> <p>【窒素注入】 可搬式窒素供給装置 ・ 事象発生 12 時間後から注入開始</p>	<p>【電源】 ガスタービン発電機 ・ 外部電源なし ・ 事象発生 10 分後から給電</p> <p>【水源 (補給含む)】 低圧原子炉代替注水槽 (原子炉注水) ・ 準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	<p>○</p> <p><格納容器破損防止> リロケーション後、M C C I の発生防止のためにペダスタルに約 3.2 時間までに水深約 2.4m の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
過温・過圧破損防止 (残留熱代替除去系を使用しない場合)	<p>【事象概要】 大破断 L O C A (再循環ポンプ吸込側配管の同時破断を想定) 発生とともに高圧及び低圧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。これに対しガスタービン発電機から給電した低圧原子炉代替注水系 (常設) 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 E C C S 注水機能 (H P C S) ・原子炉隔離時冷却系 (R C I C) ・低圧 E C C S 注水機能 (L P C S, L P C I) ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D / G) 	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 - (L O C A により減圧)</p> <p>【低圧注水】 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・ R H R (A) 注入ライン経由で注入</p>	<p>【PCVスプレイ】 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) ・ 事象発生 28 時間後に P C V スプレイを実施</p> <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 フィルタベント (W / W) ・ 外部注水量 4,000m³到達で実施 (約 73 時間)</p>	<p>【電源】 ガスタービン発電機 ・ 外部電源なし ・ 事象発生 10 分後から給電</p> <p>【水源 (補給含む)】 低圧原子炉代替注水槽 (原子炉注水) ・ 準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 輪谷貯水槽 (格納容器スプレイ)</p>	<p>○</p> <p><格納容器破損防止> リロケーション後、M C C I の発生防止のためにペダスタルに約 3.2 時間までに水深約 2.4m の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
高圧溶融物放出 / 格納容器劣化気直接加熱 (D C H)	<p>【事象概要】 過渡事象 (全給水喪失) が発生するとともに高圧及び低圧の注水機能 (重大事故等対処設備を含む)、自動減圧機能喪失が発生し、炉心損傷に至る。この後に、手順に従い B A F + 燃料有効長 20% で R P V 破損前に手動減圧する。溶融炉心落下前にペダスタルへの水張りを行う。落下溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが、P C V 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ダスタルへの注水によりコンクリート反応は抑制される。その後は注水先を原子炉ではなく、ドライウェルとした代替循環冷却を行い、格納容器の除熱を継続する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧 E C C S 注水機能 (H P C S) ・原子炉隔離時冷却系 (R C I C) ・低圧 E C C S 注水機能 (L P C S, L P C I) ・自動減圧機能 (A D S) ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D / G) 	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 備) ・ B A F + 燃料有効長 20% で手動減圧</p> <p>【低圧注水】 -</p>	<p>【ペダスタル注水】 ペダスタル代替注水系 (可搬型) ・ R P V 破損前 (原子炉压力容器下鏡温度 300 C) で事前水張り</p> <p>【海水除熱】 原子炉補機代替冷却系 ・ 事象発生 10 時間後準備完了</p> <p>【代替循環冷却】 残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却 ・ 事象発生 10 時間後から開始</p> <p>※本シナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</p> <p>【窒素注入】 可搬式窒素供給装置 ・ 事象発生 12 時間後から注入開始</p>	<p>【電源】 ガスタービン発電機 ・ 外部電源なし ・ 事象発生 10 分後から給電</p> <p>【水源 (補給含む)】 輪谷貯水槽 (ペダスタル注水、格納容器スプレイ)</p>	<p>-</p> <p><格納容器破損防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>
溶融炉心・コンクリート相互作用 (M C C I)	<p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧 E C C S 注水機能 (H P C S) ・原子炉隔離時冷却系 (R C I C) ・低圧 E C C S 注水機能 (L P C S, L P C I) ・自動減圧機能 (A D S) ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D / G) 	<p>過温・過圧破損 (残留熱代替除去系を使用する場合) と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損 (残留熱代替除去系を使用する場合) と同じ。</p>	<p>○</p>	<p><格納容器破損防止> 過温・過圧破損 (残留熱代替除去系を使用する場合) と同じ。 水素燃焼の観点では、炉心損傷及び R P V 破損有無に係らず事象発生から 7 日間は酸素濃度が可燃限界の 5 w t % に到達しない。</p>
水素燃焼		<p>過温・過圧破損 (残留熱代替除去系を使用する場合) と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損 (残留熱代替除去系を使用する場合) と同じ。</p>	<p>○</p>	

○ : 可搬型設備で代替することで格納容器破損を防止できる

× : 可搬型設備の代替では格納容器破損を防止できない

- : 可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シケケンス	起回事象	冷却材漏えい・開離	重大事故等対処設備等			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
			注水	除熱	サポート系（電源等）	
想定事故1	燃料プール冷却及び注水機能喪失	なし	[燃料プール注水] 燃料プールスプレイス（常設スプレイスヘッド使用） 期間後に注水開始 ・事象発生約7.9時間後	期待しない	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし [水源（補給含む）] 輪谷貯水槽（燃料プール注水）	<燃料損傷防止> 可搬型スプレイスノズルに置き換えた場合においても、事象発生約7.9時間後までに準備を完了する必要があるが、対応できる。
想定事故2	燃料プール冷却等の配管破断	漏えい（FPC、RHRポンプよりプール側） サイフォンブレイク配管により漏えい停止	[燃料プール注水] 燃料プールスプレイス（常設スプレイスヘッド使用） 期間後に注水開始 ・事象発生約7.6時間後	期待しない	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし [水源（補給含む）] 輪谷貯水槽（燃料プール注水）	<燃料損傷防止> 可搬型スプレイスノズルに置き換えた場合においても、事象発生約7.6時間後までに準備を完了する必要があるが、対応できる。

- ：可搬型設備で代替することで燃料損傷を防止できる
- ×：可搬型設備の代替では燃料損傷を防止できない
- ー：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シケケンス（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故）の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

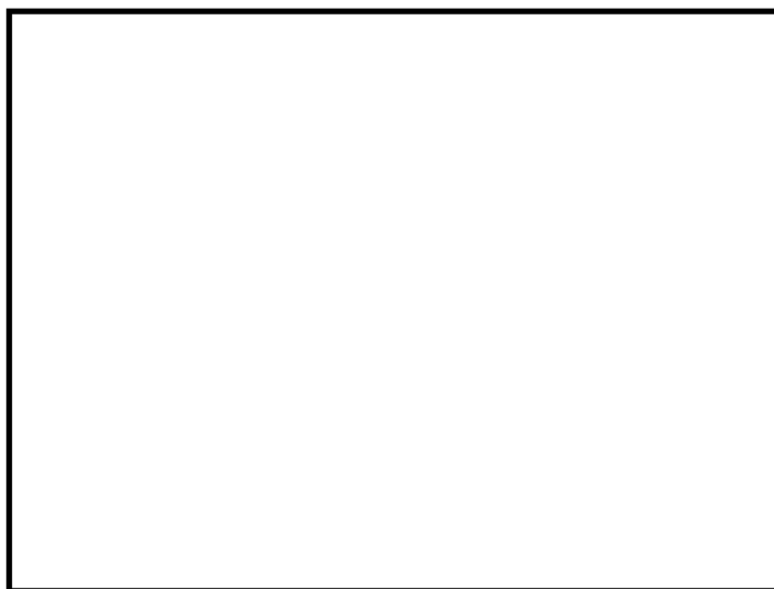
事故シケケンス	起回事象	重大事故等対処設備等					常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
		停止系	減圧	注水	除熱	電源・水源	
崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障による崩壊熱除去機能喪失	ー	炉圧上昇に伴い手動減圧を実施	[低圧注水] 残留熱除去系（低圧注水モード） ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・原子炉水位回復から約20分後から除熱を開始	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし	ー
全交流動力電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源を喪失（及び全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失による全交流動力電源喪失）	ー	炉圧上昇に伴い手動減圧を実施	[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（常設） ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・事象発生10時間後から除熱を実施	[電源] ガスタービン発電機 ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 [水源（補給含む）] 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給	<燃料損傷防止> 崩壊熱による冷却材の蒸発により、TAF到達まで約6.1時間であり、原子炉注水を2時間30分から開始することから、可搬型設備で対応できる。
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統切替時に原子炉冷却材が流出（ミニマムフロー弁の開操作忘れ）	ー	ー	[低圧注水] 低圧ECCS 残留熱除去系（低圧注水モード） ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・原子炉注水後除熱を開始	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし	ー
反応度の懸投	制御棒の最大反応度値に対する核的制限値を超える斜め隣接の制御棒が駆引拔される	安全保護系（中性子束高）	ー	ー	ー	[電源] 外部電源	ー

- ：可搬型設備で代替することで燃料破損を防止できる
- ×：可搬型設備の代替では燃料破損を防止できない
- ー：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

23. 最長許容炉心露出時間及び原子炉水位不明時の対応について

1. 「最長許容炉心露出時間」

最長許容炉心露出時間は、原子炉停止後の経過時間に依存した曲線であり、原子炉注水により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は、燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し、第1図を用いて、禁止領域（炉心損傷の可能性のある領域）に入っているかを確認する。



第1図 原子炉停止後時間に対する最長許容炉心露出時間

2. 原子炉水位不明時の概要

重大事故等対処設備とする原子炉水位は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（SA）があり、それぞれの計測範囲で原子炉压力容器内の水位を確認する。

(1) 水位不明判断条件

以下のいずれかに該当する場合、原子炉水位不明と判断する。

- a. 原子炉水位の電源が喪失した場合
- b. 原子炉水位の指示に「ばらつき」があり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上であることが判定できない場合
- c. ドライウェル雰囲気温度が、原子炉圧力に対する飽和温度に達した場合（事故時操作要領書（徴候ベース）の中で定める水位不明判断曲線で水位不明領域に入った場合）



第2図 水位不明判断曲線

(2) 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）」における水位不明時の対応について

有効性評価の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）」で想定される事故シーケンスでは、原子炉冷却材喪失（大破断LOCA発生）により、第2図に示す水位不明領域となるため、運転員は水位不明を判断する。水位不明を判断した場合、原子炉水位LOまで冠水させるために必要な水量を注水し、その後、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に流量調整することで、損傷炉心の冷却を維持することとする。

(3) 炉心損傷後における水位不明判断時の対応手順について

上記のとおり、炉心損傷後の対応手順として、水位不明を判断し外部水源に期待した原子炉注水を実施する場合には、手順に従い、原子炉水位LOまで水位回復させるために約230m³/hで30分継続して注水する。原子炉水位LO到達後に崩壊熱による蒸発量相当の注水量よりも多い注水量で注水する場合には、原子炉に持ち込んだ水がLOCA破断口から格納容器へ流出しサブプレッション・プール水位の上昇につながるため、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱の開始時間が早まる。そのため、原子炉水位LO到達までに必要な注水時間の注水を実施した後は、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を可能な限り遅延させ環境への影響を低減させるため、崩壊熱による蒸発量相当の注水量とする。

なお、残留熱代替除去系の起動等によりサブプレッション・チェンバを水源とした原子炉注水に切り替える場合には、崩壊熱による蒸発量相当の注水量には変更せず、所定の流量での注水を継続する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(4) 水位不明判断時の原子炉水位の推定手段について

上記のとおり、水位不明と判断した場合、原子炉注水流量及び必要な注水時間により、原子炉水位L0位置までの水位回復を判断する。

その後、原子炉水位をL0以上で維持するためには、崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上での注水の継続及び原子炉压力容器下部が健全であることが必要となる。仮に原子炉压力容器下部からの漏えいにより、原子炉水位をL0以上に維持できない場合は、サプレッション・プール水位の顕著な上昇がなく、原子炉压力容器表面温度が上昇すると考えられるため、以下のパラメータによって損傷炉心の冷却維持を判断することとする。

- ・崩壊熱相当の注水量以上で原子炉注水を継続していること
- ・サプレッション・プール水位が顕著に上昇していること
- ・原子炉压力容器表面温度が過熱状態にないこと

残留熱代替除去系等のサプレッション・チェンバを水源とした注水手段を確保できる場合には、崩壊熱相当及び漏えいを補う注水量以上で注水を継続することで、原子炉压力容器下部からの漏えいが生じている場合でも、サプレッション・プールの水位上昇を防止しつつ損傷炉心の冷却維持を図る。

一方、残留熱代替除去系が使用できない場合において、原子炉压力容器下部からの漏えいが生じている場合等には、原子炉水位L0到達の判断後に原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水量とすると、原子炉水位が低下し損傷炉心の冷却維持ができない可能性がある。この場合、その後の事象進展により炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行することになるが、原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で、損傷炉心の冷却失敗を判断し、原子炉压力容器破損に備えた対応を実施することとする。

上記のとおり、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に調整した場合、損傷炉心の冷却維持ができず、いずれは原子炉压力容器の破損に至る可能性があるが、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に調整しない場合（流量低下しない場合）においても、いずれはサプレッション・プール水位の上昇により格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作を実施することとなり、サプレッション・チェンバからのベントライン水没防止のために原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水量に減少させる必要があり、その後、原子炉压力容器の破損に至ることになる。

そのため、原子炉压力容器表面温度の上昇等により、損傷炉心の冷却失敗の兆候を確認した場合には、原子炉注水流量を増加させることはせず、原子炉水位L0到達を判断した時点で崩壊熱による蒸発量相当の注水量に変更することにより、サプレッション・プール水位上昇を抑制し、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の実施を可能な限り遅延させることとする。したがって、破断位置等の違いによる注水手順の差異は生じない。

上記の原子炉水位不明時における原子炉水位の推定手段について第1表に示す。なお、流量計指示が正常な状況で崩壊熱による蒸発量相当の注水が失敗し

ている場合には、流量計下流での注水配管の破断による漏えいが考えられるが、その場合に有意な変化を示すと考えられるパラメータを第2表に示す。格納容器スプレイの実施によりドライウェル雰囲気温度・圧力の上昇が継続しない等、状況によっては正確な判断が難しい場合が存在するが、第2表に記載の場合は注水失敗の傾向を判断することが可能と考えられる。ただし、注水が失敗している傾向を確認した場合においても崩壊熱による蒸発量相当の注水を継続し、最終的には原子炉圧力容器表面温度が 300℃に到達した時点で注水不可を判断することとする。

第1表 原子炉水位不明時における原子炉水位の推定手段

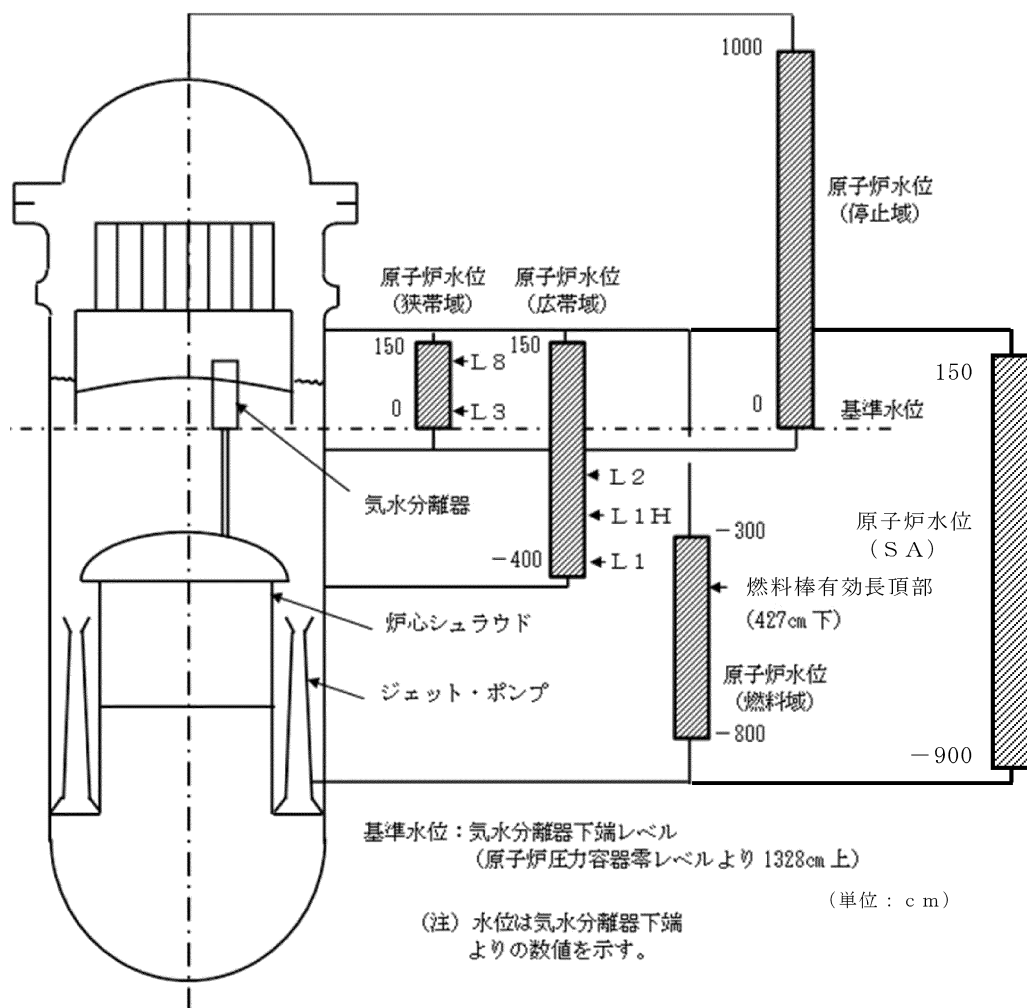
推定事項	判断パラメータ
原子炉水位L0までの水位回復判断	原子炉注水量と必要注水時間
損傷炉心の冷却維持判断 (原子炉水位L0以上の水位維持)	原子炉水位L0到達判断後、以下を満たすことで損傷炉心の冷却維持を判断する。 ・原子炉注水流量：崩壊熱による蒸発量相当の注水量の確保
損傷炉心の冷却失敗判断 (原子炉水位L0以下に低下，炉心損傷の進展)	原子炉压力容器温度（下鏡部）：300℃到達

第2表 パラメータ推移

漏えい箇所	パラメータ推移
原子炉建物内で漏えいしている場合	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建物内の漏えい検知設備の作動により、注水系統からの漏えいを判断可能な場合がある ・原子炉压力容器内に崩壊熱による蒸発量相当の注水できていない場合、発生した蒸気が炉心部で過熱され、過熱蒸気として格納容器内に流出するため、格納容器スプレイを実施していない場合においては、ドライウエル雰囲気温度・圧力の上昇が継続する可能性がある ・低圧原子炉代替注水ポンプの吐出圧力低下や代替注水流量（常設）の流量増加によって漏えいを判断可能な場合がある
格納容器内で漏えいしている場合	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉へ注入する冷却水がドライウエルからベント管を通じてサブプレッション・チェンバに移行することで、サブプレッション・プール水位が上昇する可能性がある ・原子炉压力容器内に崩壊熱による蒸発量相当の注水できていない場合、発生した蒸気が炉心部で過熱され、過熱蒸気として格納容器内に流出するため、格納容器スプレイを実施していない場合においては、ドライウエル雰囲気温度・圧力の上昇が継続する可能性がある ・低圧原子炉代替注水ポンプの吐出圧力低下や代替注水流量（常設）の流量増加によって漏えいを判断可能な場合がある

24. 原子炉水位及びインターロックの概要

原子炉圧力容器水位計装説明図を図1に示す。



原子炉水位	基準水位からの水位	主な水位信号の機能
L 8 (レベル8)	132cm 上	原子炉隔離時冷却系トリップ
L 3 (レベル3)	16cm 上	原子炉スクラム
L 2 (レベル2)	112cm 下	主蒸気隔離弁閉 原子炉隔離時冷却系起動
L 1 H (レベル1 H)	261cm 下	高圧炉心スプレイ系起動
L 1 (レベル1)	381cm 下	低圧炉心スプレイ系起動 低圧注水系起動
T A F	427cm 下	燃料棒有効長頂部

図1 原子炉圧力容器水位計装説明図

41. 有効性評価解析条件の見直し等について

1. 設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月 25 日付）からの解析条件等変更内容について

島根原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価において、当社および先行プラントの審査会合での議論や安全性向上の観点等を踏まえて評価条件等を見直した。以下に、主要な変更内容とその理由を示す。

(1) 高圧注水・減圧機能喪失

格納容器除熱開始を原子炉への注水と同時としていたが、原子炉水位回復後の原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として、原子炉水位高（レベル 8）到達後に格納容器除熱を行うよう変更した。

また、原子炉を冷温停止状態に移行するまでの運転操作を踏まえ、サプレッション・プール水温度静定後の残留熱除去系の運転モードの切り替え操作（低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード）を考慮することとした。

	変更前	変更後
残留熱除去系による格納容器除熱開始	原子炉への注水開始時	原子炉水位高（レベル 8）到達時
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉冷却	—	事象発生から 12 時間後

(2) 全交流動力電源喪失

a. 事故シーケンスの細分化

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスとしては、長期 TB の 1 シーケンスのみの説明とし、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する事故シーケンス（TBU, TBD, TBP）については、「高圧・低圧注水機能喪失」と同様の事象進展となる等としていたが、対策が異なるため 4 シーケンスに細分化することとした。

b. 24 時間全交流動力電源喪失

設置許可基準規則の解釈の「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする。」の要求は、長期 TB のみ適用されるとして評価していたが、ガイドの要求通り、TBU, TBD, TBP についても交流動力電源は 24 時間使用できないものとして評価することとした。

(3) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

a. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直し

(a) 負荷の追加（その1）

中央制御室および燃料プールの冷却機能も喪失することを想定し、原子炉補機代替冷却系による負荷に中央制御室換気系および燃料プール冷却系を追加した。

	変更前	変更後
中央制御室冷却開始	—	事象発生から8時間後
燃料プール冷却開始	—	事象発生から24時間後

(b) 負荷の追加（その2）

重大事故等対処設備の追加に伴う負荷の増加を踏まえ、原子炉補機代替冷却系による負荷に残留熱代替除去系及びCAMS関連設備を追加した。

	変更前	変更後
残留熱代替除去系	—	事象発生から8時間後
CAMS関連設備	—	事象発生から8時間後

b. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直しに伴う重大事故等対策の見直し

原子炉補機代替冷却系による負荷の見直しに伴い、原子炉補機代替冷却系による想定負荷が多くなる接続先での重大事故等対策を考慮した評価に変更した。

	変更前	変更後
原子炉補機代替冷却系の接続先	原子炉建物西側接続口	原子炉建物南側接続口
原子炉注水	低圧炉心スプレイ系	C-残留熱除去系(低圧注水モード)
格納容器除熱	A-残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)	B-残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)

(4) 原子炉停止機能喪失

a. 原子炉隔離時冷却系による注水の反映

原子炉注水について、給水系、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により行われるが、このうち、原子炉隔離時冷却系による注水が炉内の体積計算（マスバランス計算）に反映されていないことが分かったため、再解析を実施した。

項 目	再解析後	当初申請
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 799	約 799
燃料被覆管の酸化量 (%)	1 %以下	1 %以下
原子炉圧力 (MPa[gage])	約 8.68	約 8.68
格納容器圧力 (kPa[gage])	約 167	約 118
サプレッション・チェンバプール水温 (°C)	約 110	約 99

*原子炉隔離時冷却系による注水開始は、事象発生の約 4.5 分後からであることから、短期解析の炉心側パラメータ（燃料被覆管最高温度、燃料被覆管の酸化量、原子炉圧力）には影響はない。原子炉隔離時冷却系による注水を反映させることで、原子炉水位がわずかに高くなり、炉心流量が増加することにより、原子炉出力がわずかに高くなる。結果として格納容器側パラメータ（格納容器圧力、サプレッション・チェンバのプール水温）が高くなった。

b. 燃料被覆管最高温度の評価位置の見直し

燃料被覆管最高温度の評価位置をスペーサ直下から温度が最も高くなるノードに見直した。

項 目	見直し後	見直し前
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 818	約 799
評価位置	13 ノード	14 ノード (第 4 スペーサ位置)

(5) L O C A 時注水機能喪失

a. 破断面積の事故条件の設定の見直し

再循環ポンプ吸込側配管に対して、燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である破断面積を設定して有効性評価を実施していたが、評価上の操作時間余裕を確認する観点から、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ、5 分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積に見直した。

項 目	見直し後	見直し前
破断面積 (cm ²)	約 3.1	約 4.6
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 770	約 805

b. S A F E R 解析に用いる原子炉出力変化の入力値の見直し

S A F E R 解析に用いる原子炉出力変化の入力値について適正化するため、R E D Y コードへの入力値のうち、再循環ポンプトリップ及び原子炉水位低スクラム（レベル 3）時間遅れの条件を見直し、S A F E R 解析を再実施した。

項 目	見直し後	見直し前
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 779	約 770

(6) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

a. 破断箇所の事故条件の設定の見直し

インターフェイスシステムLOCAの有効性評価では、保守的に低圧注水系の注水配管の全周破断を想定した条件としていたが、低圧配管の過圧により配管破断は生じないことが確認されたため、現実的な事故条件を想定することとし、低圧部の過圧により生じる可能性のある残留熱除去系熱交換器フランジ部等からの漏えいを事故条件とすることとした。

b. 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル（以下「BOP」という）における閉止装置設置等による流路面積の見直しの反映

重大事故等対処設備である原子炉建物燃料取替階BOPは、インターフェイスシステムLOCA発生時に開放し、原子炉棟内の圧力及び温度を低下させるが、BOP閉止装置設置等により流路面積が変更となることから、それを考慮した解析に見直した。

なお、流路面積の見直しによって、原子炉棟内の環境改善（雰囲気温度、湿度及び圧力の低下）が緩やかになることから、現場操作による破断箇所隔離までの時間が変更となった。

項目	見直し後	見直し前
BOP流路面積	約 <input type="text"/> m ² (BOP 1.5 個分)	約 <input type="text"/> m ² (BOP 3 個分)
破断箇所隔離の完了時間	事象発生 10 時間後	事象発生 6 時間後

c. SAFER解析に用いる原子炉出力変化の入力値の見直し

SAFER解析に用いる原子炉出力変化の入力値について適正化するため、REDYコードへの入力値のうち、再循環ポンプトリップ及び原子炉水位低スクラム（レベル3）時間遅れの条件を見直し、SAFER解析を再実施した。

見直し後の解析結果について、原子炉水位の推移が変更となるが、見直し後においても原子炉隔離時冷却系等による注水によって炉心の冠水は維持されることから、有効性評価の評価項目に対する影響はない。

項目	見直し後	見直し前
燃料被覆管最高温度（℃）	約 309（初期値）	約 309（初期値）

(7) 燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価

a. 燃料プールスプレイ系による燃料プールへの注水量の変更

燃料プールスプレイ系の注水量として、常設スプレイヘッダを使用する場合の配管圧損等を考慮した注水量である「120m³/h」を設定していたが、可搬型スプレイノズルを使用する場合も踏まえ、ホース圧損等を考慮した注水量である「48m³/h」に変更した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

b. 放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プール水位の変更

必要な遮蔽の目安とした線量率の設定を、緊急作業時における被ばく限度（100mSv）と現場での作業時間に基づく線量率下での作業員の被ばく量を踏まえ、10mSv/hに変更した。

これに伴い、放射線の遮蔽が維持される水位が変更となった。

評価項目	変更前	変更後
必要な遮蔽の目安とした線量率	1mSv/h	10mSv/h
放射線の遮蔽が維持される水位	通常水位から約 2.2m 下	通常水位から約 2.6m 下

c. 燃料プール保有水量及び燃料プール水密度の変更

島根2号炉は運転停止中において、燃料プールとキャスク仮置ピット間のゲートを常時開状態としていることから、キャスク仮置ピットの保有水量を燃料プール保有水量に含めていたが、燃料プール水の水位低下をより厳しく評価するため、キャスク仮置ピット内の保有水量を除き、より小さい保有水量に変更した。また、燃料プールが沸騰するまでの時間の評価に使用している水密度を、初期水温の65℃の値から、より値が小さい100℃の値に変更した。

評価条件

項目	変更前	変更後
保有水量	約 1,772 m ³	約 1,599 m ³
水密度	981 kg/m ³	958 kg/m ³

評価結果

項目		変更前	変更後
想定事故 1	燃料プールが沸騰するまでの時間	約 9.0 時間	約 7.9 時間
	放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間	約 1.8 日	約 1.7 日
想定事故 2	燃料プールが沸騰するまでの時間	約 8.7 時間	約 7.6 時間
	放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間	約 1.6 日	約 1.5 日

42. 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について

第1表～第4表に炉心損傷防止対策，格納容器破損防止対策，燃料プールの燃料損傷防止対策及び運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価の各重要事故シーケンス等において機能喪失を仮定した設備の一覧を示す。

第1表 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (1/3)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	高圧原子炉代替注水系
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイス 原子炉隔離時冷却系	
	低圧炉心冷却失敗	低圧炉心スプレイス 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	高圧原子炉代替注水系
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイス 原子炉隔離時冷却系	
	原子炉減圧失敗	自動減圧系 手動減圧の失敗	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + H P C S 失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗)	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (～24h)
	H P C S 失敗	高圧炉心スプレイスディーゼル発電機	
	—	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗)	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (～24h)
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイスディーゼル発電機 原子炉隔離時冷却系	
	—	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	

第1表 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (2/3)

事故シナリオ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 直流電源喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗)	非常用ディーゼル発電機等	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (~24h)
	直流電源喪失	115V - B 系所内用蓄電池 230V 系蓄電池	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + S R V 再閉失敗) + H P C S 失敗	—	原子炉隔離時冷却系 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (~24h)
	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗)	非常用ディーゼル発電機	
—	S R V 再閉失敗	逃がし安全弁 1 個が開固着	
	H P C S 失敗	高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機	
	—	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	

第1表 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (3/3)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
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	原子炉補機海水系 原子炉補機冷却系 高圧炉心スプレイ補機冷却系 (高 圧炉心スプレイ補機海水系)	
	—	全交流動力電源喪失 (外部電源喪 失, 非常用ディーゼル発電機等)	
	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	—
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	崩壊熱除去失敗	残留熱除去系	—
	過渡事象 (主蒸気隔離弁閉止)	—	代替制御棒挿入機能
原子炉炉停止機能喪失	原子炉炉停止失敗	原子炉自動スクラム 原子炉手動スクラム	
	—	—	—
LOCA時注水機能喪失	中破断LOCA	—	—
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	
	低圧炉心冷却失敗	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	—	給水流量の全喪失 自動減圧系*	
	インターフェイスシステムL OCA	インターフェイスシステムLO CAが発生した側の残留熱除去 系の機能喪失	—
	—	給水流量の全喪失	

※「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」を踏まえて設定

第2表 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

格納容器破損モード	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (残留熱代替除去系を使用する場合) 水素燃焼	大破断LOCA	—	—
	ECCS注水機能喪失	高圧炉心スプレイ系 低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等	
	—	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (残留熱代替除去系を使用しない場合)	大破断LOCA	—	残留熱代替除去系
	ECCS注水機能喪失	高圧炉心スプレイ系 低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等	
	—	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	
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	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) 高圧原子炉代替注水系 ペデスタル代替注水系 (常設)
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	残留熱代替除去系 (原子炉注水)
	低圧炉心冷却失敗	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	—	非常用ディーゼル発電機等 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	

第3表 燃料プールの燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

想定事故	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備 (可搬型スプレインノズル)
想定事故 1	冷却機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系	(可搬型スプレインノズル)
	注水機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系 復水輸送系 燃料プール補給水系	
想定事故 2	燃料プール内の水の小規模な喪失	—	(可搬型スプレインノズル)
	冷却機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系	
	注水機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系 復水輸送系 燃料プール補給水系	

第4表 運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	—	—
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失	—	—
	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等	
	—	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系含む）	
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系切替時の冷却材流出	—	—
	流出隔離・炉心冷却失敗	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
	制御棒の誤引き抜き	—	—
反応度の誤投入			

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（改正 平成 29 年 11 月 29 日 原子力規制委員会決定） 抜粋

(b) 中小破断 LOCA 時

a) 重要事故シーケンスの例

i. 中小破断 LOCA の発生後、「高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する場合」、又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失する場合」に、炉心の著しい損傷に至る。

b) 主要解析条件（「2.2.2 有効性評価の共通解析条件」に記載の項目を除く。）

i. 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断を想定する。

ii. 高圧注水機能として IC、RCIC 及び高圧 ECCS の機能喪失を、低圧注水機能として低圧 ECCS の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を仮定する。

iii. 原子炉冷却材バウンダリの破断口径及び破断位置は、低圧注水を行うために原子炉の減圧又は高圧注水系による炉心冷却を必要とする範囲とする。

c) 対策例

i. 代替注水設備等による炉心冷却機能の確保

ii. 逃がし安全弁の手動作動による原子炉の減圧及び低圧注水によって炉心冷却機能を確保
(代替注水設備の動作に原子炉の減圧が必要となる場合)

43. 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
 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) 高圧・低圧注水機能喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	SAFER/MAAP	SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードは使用しない。
事故条件	外部電源なし	外部電源あり	外部電源あり	対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しい外部電源なしを設定。 なお外部電源が使用できるときの感度解析を実施しており、結果は添付資料2.1.1を参照。
機器条件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウナダリの過度の圧力上昇を抑える。
	格納容器フィルタベント系	格納容器二次隔離弁70%開度	第二弁全開	運用の違い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フィルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
	格納容器代替スプレイ系による原子炉格納容器冷却	使用しない	使用する（常設）	外部水源による格納容器スプレイを実施する場合、スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、格納容器内の保有水量の観点から、スプレイを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	事象発生から25分後	設定時間は異なるもの、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点は無い。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源あり	対策の成り立ち、必要燃料量の観点で厳しい外部電源なしを設定。 なお外部電源が使用できざる条件での感度解析を実施しており、結果は添付資料2.2.2を参照。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
低圧ECCSの台数		残留熱除去系 (低圧注水モード) 1台	残留熱除去系 (低圧注水モード) 1台	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 (低圧注水系) 3台 低圧炉心スプレイス 	低圧ECCSは健全であることを想定しているが、解析により、残留熱除去系(低圧注水モード)1台による原子炉注水でも燃料被覆管温度の最大値等の評価項目を満足することが確認できたため、それを包絡条件として有効性評価解析の条件としている。

(3) 全交流動力電源喪失

a. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DGG失敗)+HPPCS失敗

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系が機能維持できるときは時間として、事象発生から約8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から20時間後に格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。

b. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DGG失敗)+高圧炉心冷却失敗

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系及び低圧代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	高圧原子炉代替注水系が機能維持できるときは時間として、事象発生から約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から20時間後に格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。

c. 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生から約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から20時間後に格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器ペントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。

d. 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	相違点はない。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から22時間後に格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。	事象発生から22時間後に格納容器冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施。原子炉注水逃がし装置等により格納容器の除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。	

(4) 崩壊熱除去機能喪失
a. 取水機能が喪失した場合

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	相違点はない。
機器条件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系（水源：サプレッション・プール）及び残留熱除去系（低圧注水モード）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系（水源：復水貯蔵槽）、低圧代替注水系（常設）、残留熱除去系（低圧注水モード）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系（水源：サプレッション・チェンバ）、低圧代替注水系（常設）、残留熱除去系（低圧注水系）にて原子炉注水を実施。	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の水源は、重大事故等対処設備であるサプレッション・プールとしている。 長期の注水手段確保の観点から、健全に注水している原子炉隔離時冷却系を可能な限り運転継続し、原子炉補機代替冷却系を起動後、残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉注水を実施する。
格納容器冷却・除熱手段		事象発生から8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施し、事象発生から20時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による格納容器除熱を実施	格納容器スプレイの実施基準到達前に、原子炉補機代替冷却系を準備し、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱が可能である。	

b. 残留熱除去系が故障した場合

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
事故条件	解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源あり	対策の成否性、必要燃料量の観点で厳しい外部電源なしを設定。
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力パワウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	格納容器フイルタベント系	第一弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	第二弁全開	運用の違い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フイルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
原子炉減圧後の原子炉注水手段	格納容器代替スプレイ系による原子炉格納容器冷却	使用しない	使用する (常設)	使用する (常設)	外部水源による格納容器スプレイを実施する場合、スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、格納容器内の保有水量の観点から、スプレイを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。
	原子炉減圧後の原子炉注水手段	低圧原子炉代替注水系 (常設) にて原子炉注水を実施。	高圧炉心注水系にて原子炉注水を実施。	低圧代替注水系 (常設) にて原子炉注水を実施。	低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系 (低圧注水モード) に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原子炉代替注水系 (常設) に期待した評価としている。

(5) 原子炉停止機能喪失

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード		RE DY / S C A T	RE DY / S C A T	RE DY / S C A T	相違点はない。
初期条件	炉心流量	100%流量	100%流量	85%流量	プラント設計のベークスとなる定格炉心流量を設定。低炉心流量の影響は感度解析で確認。
	燃料及び炉心	9 × 9 燃料 (A型) 及びMO X 燃料228 体を装荷した平衡炉心	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型)	島根2号炉は、MO X適用プラントであり、圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため。
操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	事象発生6分後	原子炉水位低 (レベル1) 到達後30秒以内	事象発生4分後	島根2号炉および東海第二は手順に従い、原子炉停止機能喪失を確認した場合にADSの自動起動を阻止することとしており、プラント状況判断にかかると想定時間が相違している。
	ほう酸水注入系運転操作	事象発生11.6分後	事象発生11分後	事象発生6分後	東海第二はADS作動阻止操作終了後、ほう酸水注入系起動に要する時間が考慮して事象発生6分後としているが、島根2号炉はスクラム失敗確認した後から運転余裕時間10分を考慮して設定している。
	残留熱除去系 (サブプレッショ ン・プールの水冷却モード) 運転操作	事象発生11.6分後	事象発生10.7分後	事象発生17分後	島根2号炉および柏崎6/7はサブプレッショ ン・プール水温度49℃を確認した後から運転余裕時間10分を考慮している。島根2号炉と東海第二ではL P C I優先のインターロックの継続時間が異なるため、運転余裕時間が異なる。

(6) LOCA時注水機能喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	SAFER/MAAP	本重要事故シナリオでは、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTERTコードは使用しない。
事故条件起因事象	再循環配管（出口ノズル）の破断 破断面積は約3.1cm ²	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積1cm ²	再循環系配管（出口ノズル）の破断 破断面積3.7cm ²	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定。 ・破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定（型式の相違によりABWRである柏崎6/7とは破断を想定する箇所が異なる） ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナリオ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として3.1cm ² を設定
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力パウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
格納容器フィルタベント系	格納容器隔離弁を全開操作	格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）	第二弁全開	運用の連い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フィルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
格納容器代替スプレイ系による原子炉格納容器冷却	使用しない	使用する（常設）	使用する（常設）	外部水源による格納容器スプレイを実施する場合、スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、格納容器内の保有水量の観点から、スプレイを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約14分後	事象発生から25分後	設定時間は異なるものの、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。

(7) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER	SAFER	SAFER	相違点はない。
事故条件起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モード) の破断 破断面積 残留熱除去系熱交換器フラ ンジ部: 16cm ² 残留熱除去系機器等: 1 cm ²	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積: 10cm ²	残留熱除去系B系熱交換器 フランジの破断 破断面積: 21cm ²	構造健全性評価の結果に基づき破断面積を設定しているという点では相違点はない。
外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは原子炉水位低 (レベル2) にて発生するものとして設定
機器条件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	事象発生から15分後	設定時間は異なるもの、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。
破断箇所隔離操作	事象発生から10時間後	事象発生から4時間後	事象発生から5時間後	設定時間は異なるもの、作業環境 (最大約44℃) を考慮し、現場移動及び操作に要する時間を考慮して設定しているという点では相違点はない。
破断箇所からの漏えい水の温度抑制操作	残留熱除去系をサブレス ション・プール水冷却モー ド運転から原子炉停止時冷 却モード運転に切替えを 実施	実施しない	実施しない	破断箇所からの漏えい水の温度を抑制し、早期に現場の環境を改善するための操作として実施。

2. 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

(1) 想定事故 1

項目	島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
燃料プールスプレイレイ系による燃料プールへの注水	島根 2 号炉 事象発生から約7.9時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	島根 2 号炉は、燃料プールスプレイレイ系による注水準備が事象発生から2時間30分後までに完了することから、燃料プール水温度が100℃に到達し、燃料プール水位が低下し始める事象発生から約7.9時間後に注水を開始する操作条件となっている。このため、燃料プール水位は通常水位を維持する結果となっている。なお、有効性評価では燃料プールスプレイレイ系（常設スプレイヘッド使用）による注水を想定しているが、燃料プールスプレイレイ系（可搬型スプレイノズル使用）の場合でも、燃料プール水温度が100℃に到達する前に注水準備が完了する。
操作条件	島根 2 号炉 事象発生から約7.9時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	柏崎6/7は、事象発生から12時間後の注水に対しプール水温度100℃到達が約7時間後となり、東海第二は、事象発生から8時間後の注水に対しプール水温度100℃到達が約5.1時間後となるため、燃料プール水位の低下が生じる。

(2) 想定事故 2

項目	島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
配管破断（損傷）の想定	島根 2 号炉 残留熱除去系配管の全周破断	柏崎6/7 残留熱除去系配管の配管内径の1/2の長さで配管肉厚の1/2の幅を有する貫通クランクによる損傷	東海第二 燃料プール冷却浄化系配管の破断	島根 2 号炉は、燃料プール水位（NWL）と破断箇所での水頭差及び配管圧損を考慮し、事故発生時における流出量を評価した結果から設定。
事故条件	島根 2 号炉 事象発生と同時に通常水位から約0.35m下まで低下	柏崎6/7 約70m ³ /h	東海第二 事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	島根 2 号炉は、サイフォンズブレイク配管により、サイフォン現象による燃料プール水位の低下が生じる。
操作条件	島根 2 号炉 事象発生から約7.6時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	島根 2 号炉は、燃料プールスプレイレイ系による注水準備が事象発生から2時間30分後までに完了することから、燃料プール水温度が100℃に到達し、燃料プール水位が低下し始める事象発生から約7.6時間後に注水を開始する操作条件となっている。このため、燃料プール水位は通常水位から約0.35m下を維持する結果となっている。なお、有効性評価では燃料プールスプレイレイ系（常設スプレイヘッド使用）による注水を想定しているが、燃料プールスプレイレイ系（可搬型スプレイノズル使用）の場合でも、燃料プール水温度が100℃に到達する前に注水準備が完了する。
操作条件	島根 2 号炉 事象発生から約7.6時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	柏崎6/7は、事象発生から12時間後の注水に対しプール水温度100℃到達が約7時間後となり、東海第二は、事象発生から8時間後の注水に対しプール水温度100℃到達が約5.0時間後となるため、燃料プール水位の低下が生じる。

44. ベント実施までの格納容器スプレイの運用について

(1) 格納容器スプレイの運用

残留熱除去系による格納容器スプレイが実施できない場合に、外部水源を用いた格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイを実施する。

炉心損傷なしの場合と炉心損傷ありの場合で、格納容器スプレイの起動・停止基準は異なる運用としている。炉心損傷なしの場合は、格納容器内に放射性物質の放出がないことから、格納容器最高使用温度・圧力の範囲内で実施する。一方、炉心損傷ありの場合は、格納容器内に大量の放射性物質の放出が想定されることから、環境への放射性物質の放出を極力遅らせるため、格納容器限界温度・圧力の範囲内で実施する。

第1表に格納容器スプレイの起動・停止判断基準を示す。

第1表 格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイ起動・停止判断基準

	炉心損傷前	炉心損傷後
起動	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力 384kPa 以上及び残留熱除去系の早期復旧見込みがある場合 (最高使用圧力の 0.9 倍) (334kPa~384kPa の範囲で制御) ドライウエル温度 171℃ 接近及び残留熱除去系の早期復旧見込みがある場合 (150℃~171℃ の範囲で制御) 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力 640kPa 以上 (最高使用圧力の 1.5 倍) (588kPa~640kPa の範囲で制御) ドライウエル温度 190℃ 接近 (171℃~190℃ の範囲で制御)
停止	<ul style="list-style-type: none"> サプレッション・プール水位 4.9m 到達 (真空破壊弁位置) 	<ul style="list-style-type: none"> 外部水源からの総注水量 4,000m³ 到達 (ベント管-1m)

(2) 炉心損傷前の格納容器スプレイ

炉心損傷前に外部水源による格納容器スプレイを行った以降、炉心損傷が発生した場合には、格納容器スプレイの実施による格納容器ベントの遅延時間が短くなることが考えられる。このため、炉心損傷前の格納容器スプレイの実施は極力控え、炉心損傷に備えて、外部水源からの格納容器への注水量を抑えることを基本とする。

なお、残留熱除去系の早期復旧が見込まれる場合は、格納容器スプレイにより格納容器ベントの遅延を凶り、残留熱除去系復旧後、格納容器の除熱を行うことで格納容器ベントを回避する。

以下に、第1表における炉心損傷前の格納容器スプレイの実施判断基準のうち、残留熱除去系の早期復旧見込みの判断の考え方を示す。

a. 格納容器ベント回避のために必要な残留熱除去系の復旧時間

格納容器ベント回避のために必要な時間としては、格納容器スプレイ基準である格納容器圧力 384kPa に到達した時点で、格納容器スプレイを行った場合、スプレイ停止基準であるサプレッション・プール水位 4.9m に到達する時間は事象発生後約 30 時間である。このため、残留熱除去系の復旧時間は、事象発生から約 30 時間を見込んでいる。

b. 残留熱除去系の早期復旧見込みなしの判断

a. に示すとおり、残留熱除去系の復旧は事象発生から約 30 時間を目安に実施する必要がある。残留熱除去系の復旧に関しては、復旧するための手順を整備している。現場確認後、手順書に記載のある復旧時間を目安に、早期の復旧見込みの有無（事象発生 30 時間以内）を判断する。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間等に応じて「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。

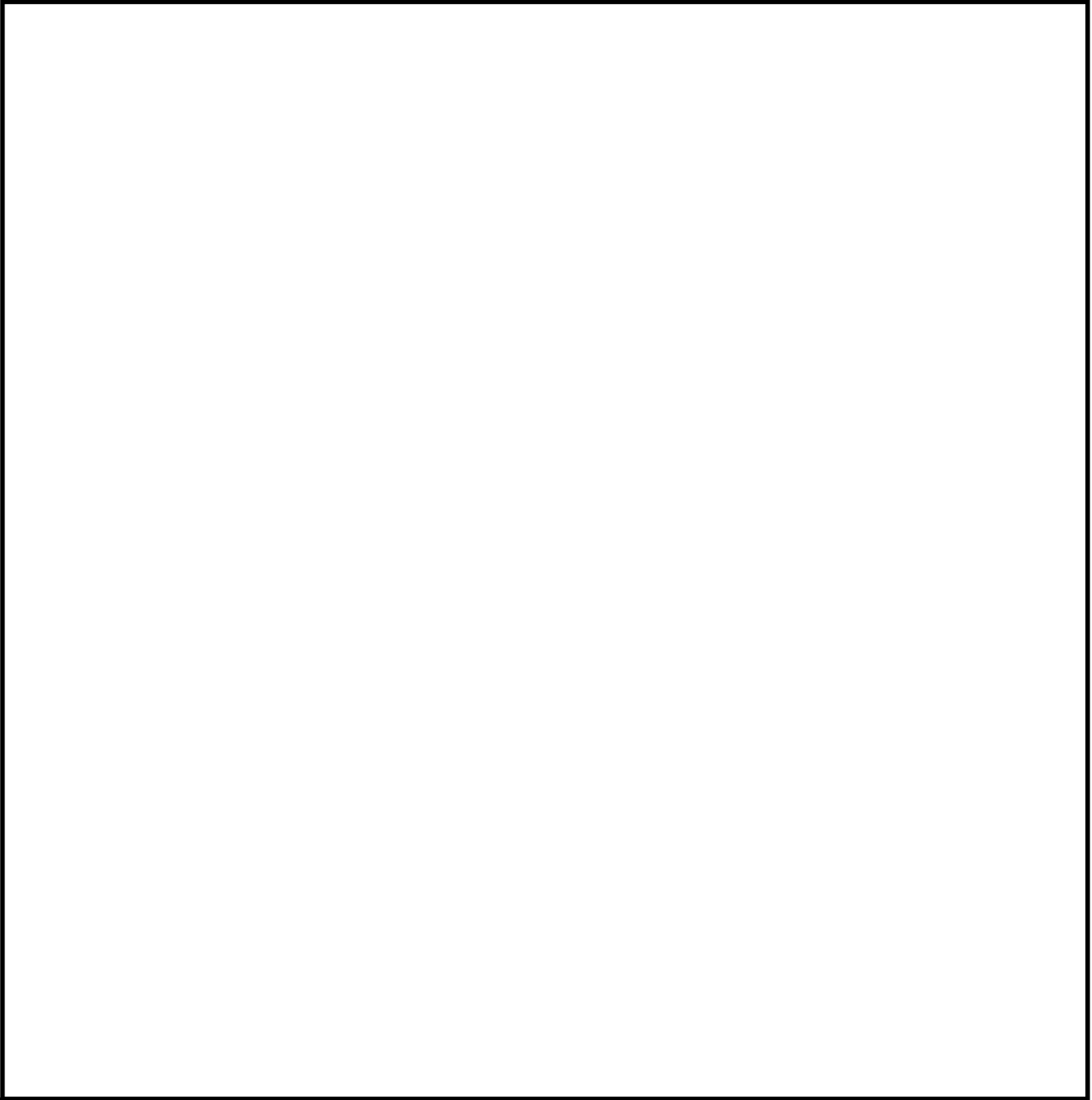
具体的には、故障箇所の特定制と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧を行うものであり、手順書の記載例を第 1 図～第 3 図に示す。

第 1 図に示すように、約 15 時間程度で復旧が可能なものについては 30 時間以内で復旧が可能なことから、格納容器スプレイを実施する運用となる。



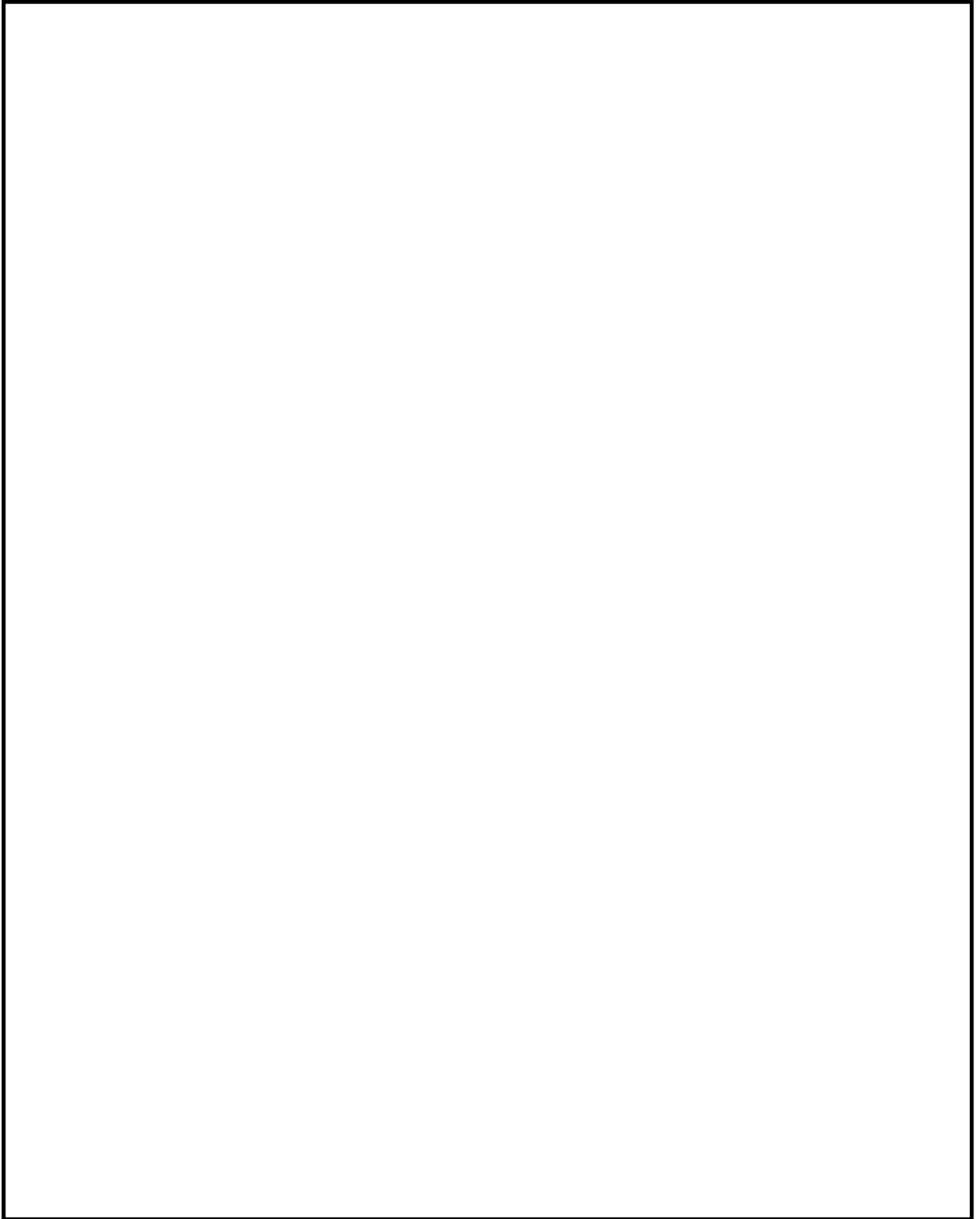
第1図 残留熱除去系復旧手順（応急対策）（1 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



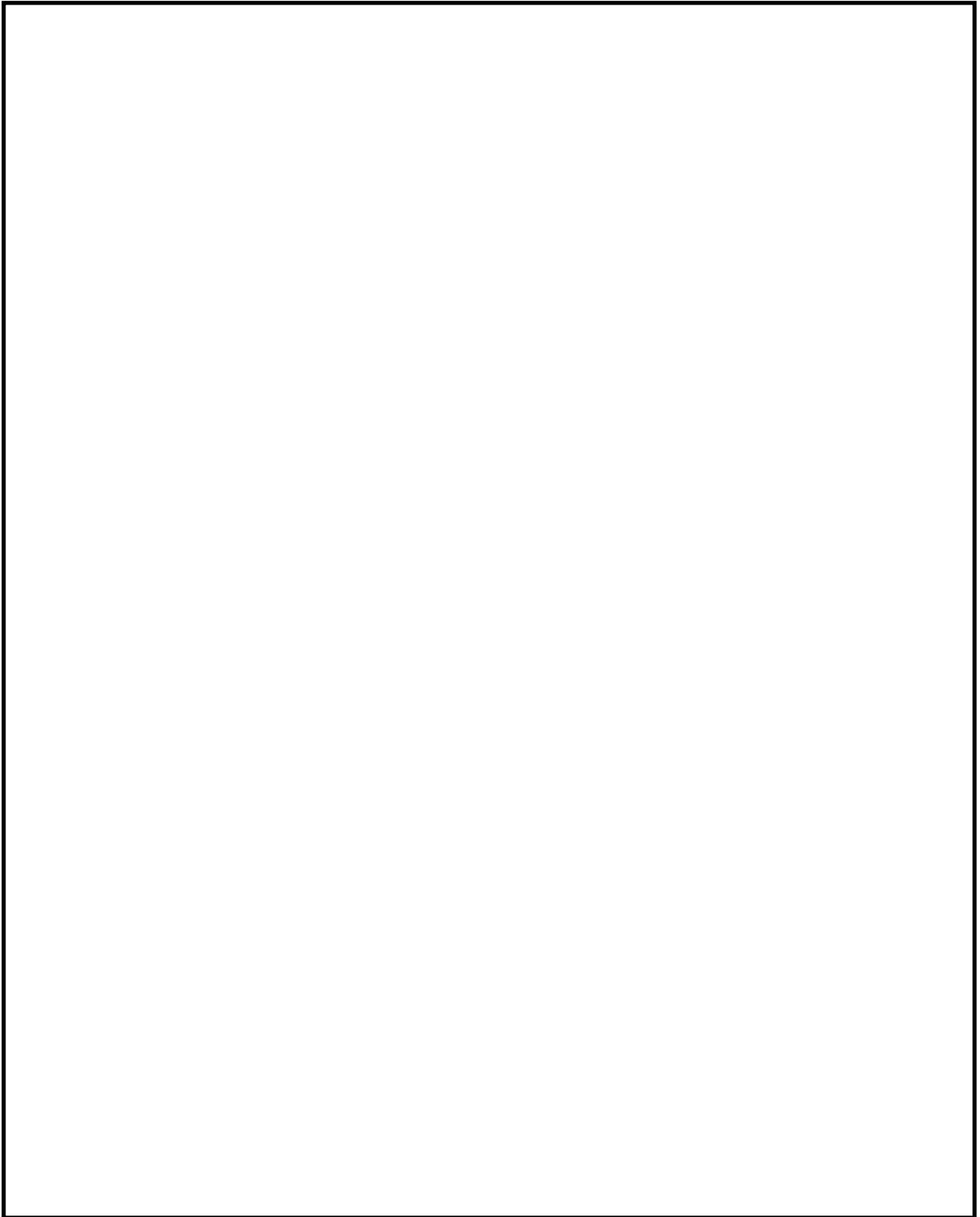
第1図 残留熱除去系復旧手順（応急対策）（2／3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



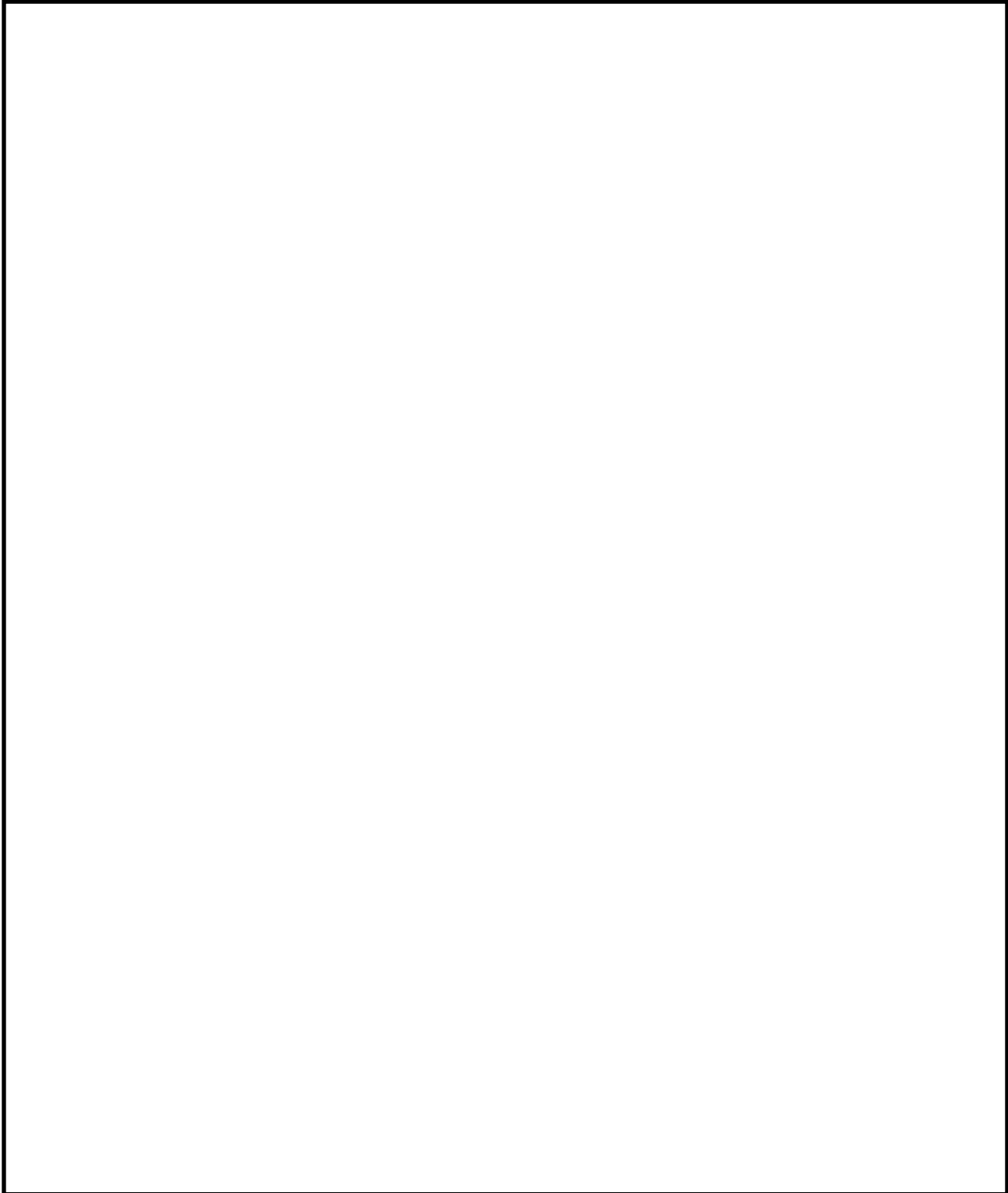
第1図 残留熱除去系復旧手順（応急対策）（3 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



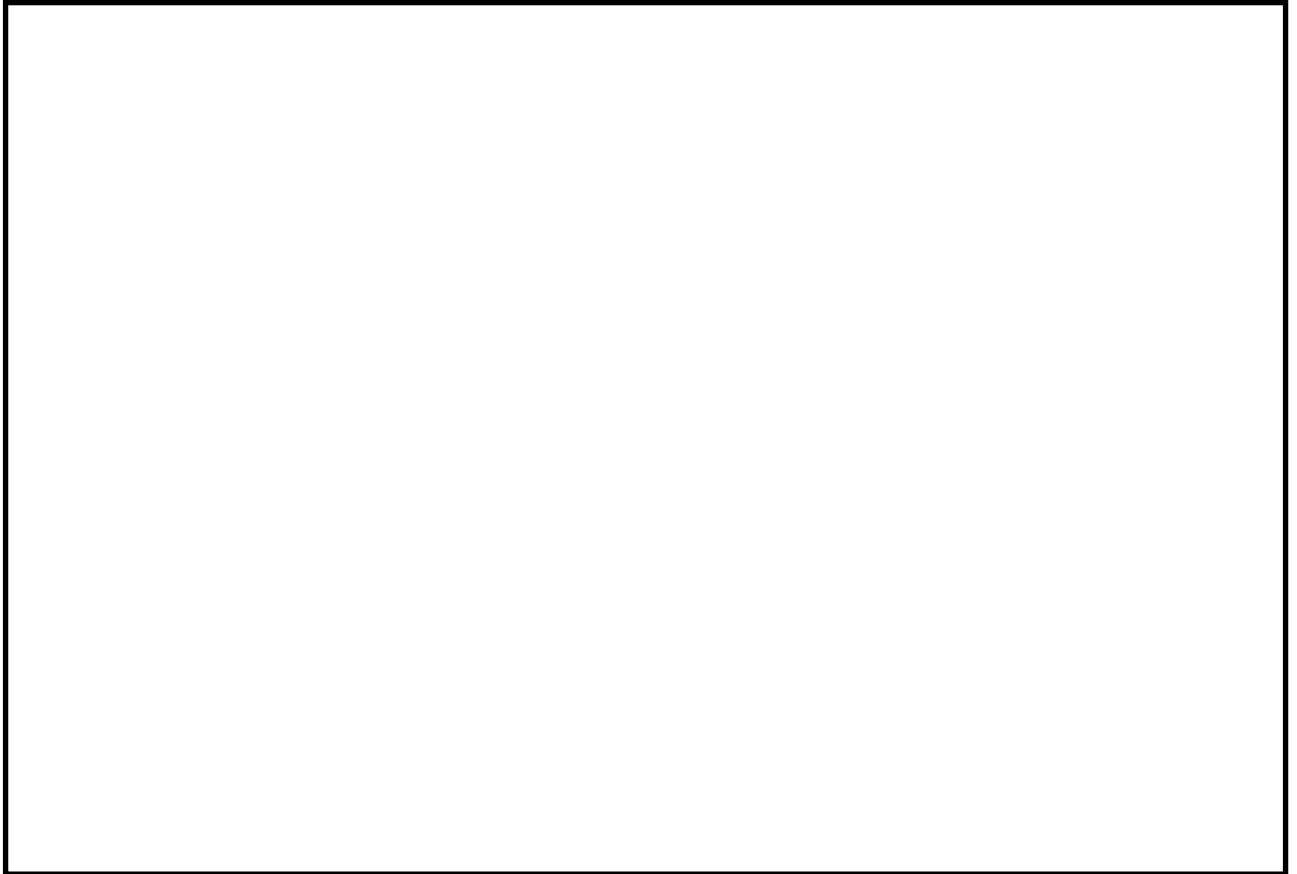
第2図 残留熱除去系復旧手順（恒久対策）（1 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



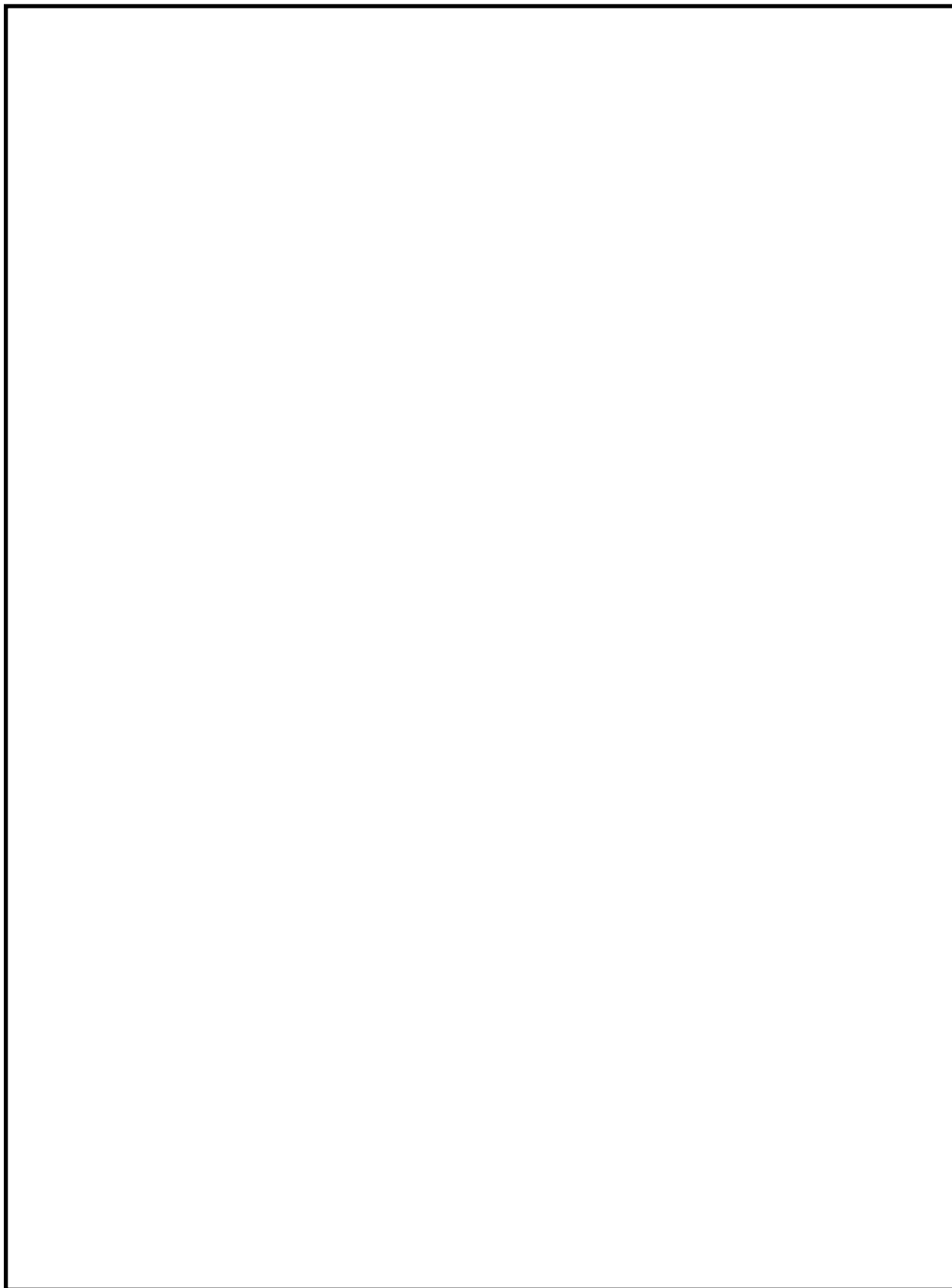
第2図 残留熱除去系復旧手順（恒久対策）（2 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



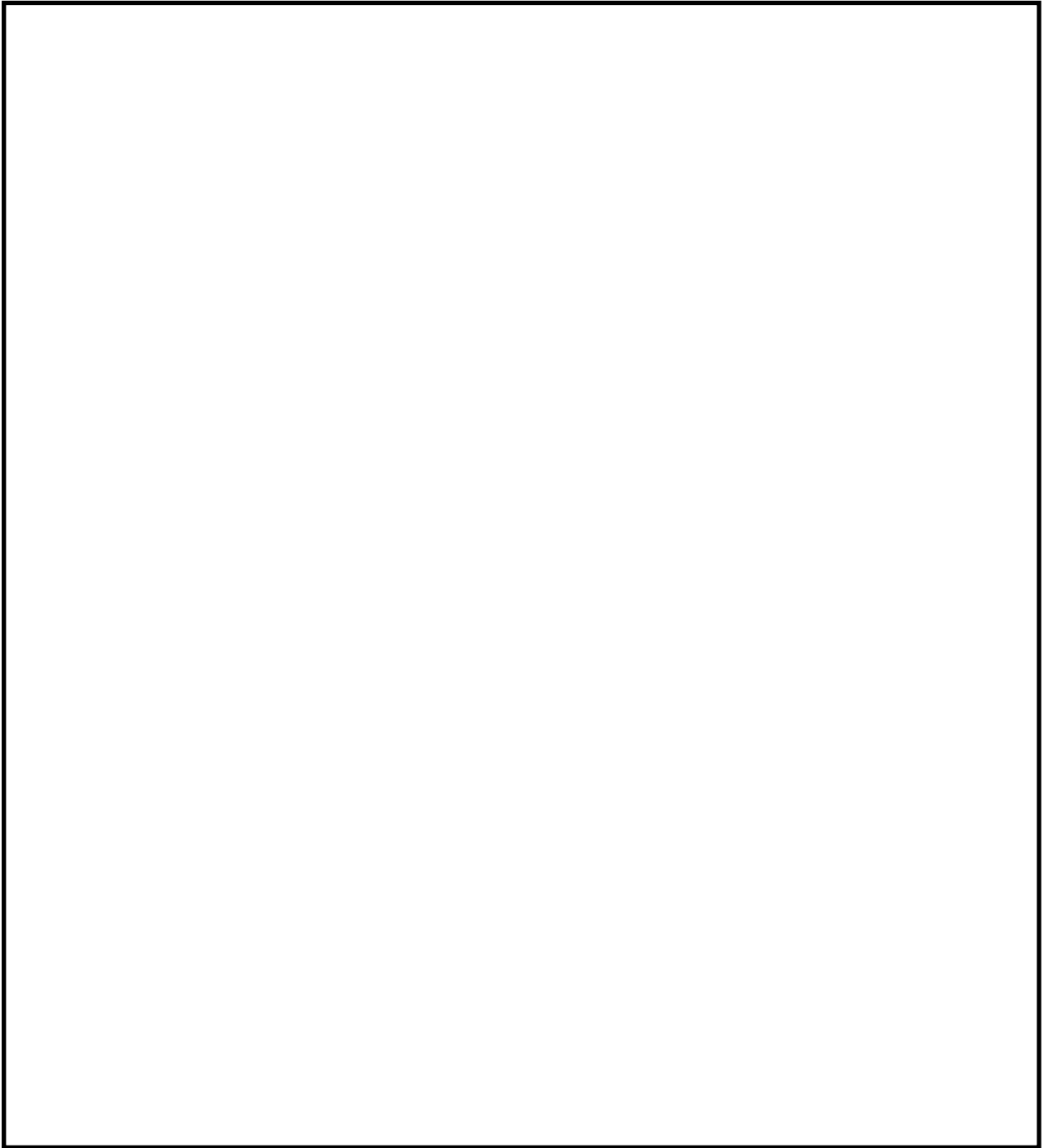
第2図 残留熱除去系復旧手順（恒久対策）（3 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 残留熱除去系復旧手順（代替対策）（1 / 2）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 残留熱除去系復旧手順（代替対策）（2 / 2）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

45. 原子炉満水操作の概要について

1. 不測事態「水位不明（C3）」からの満水操作

水位不明又は水位不明判断曲線にて水位不明領域に入った場合は、原子炉を急速減圧した後に満水操作を行う。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために、12個設置されている逃がし安全弁のうち4個を開又は開確認し、給復水系、HPCS、LPCS、LPCIにて原子炉へ注水する。その後、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を□ MPa以上とし、原子炉満水を確認する。これにより原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上であることを確認する。

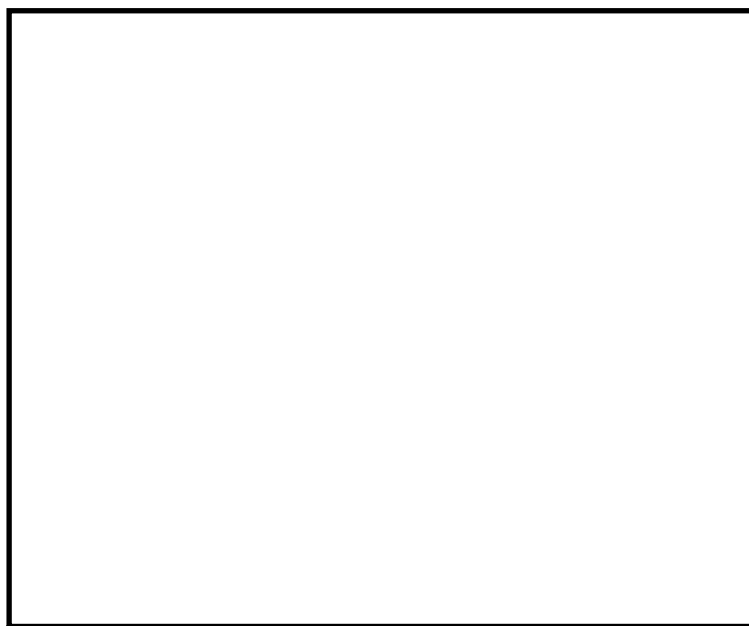
原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を□ MPa以上に維持できない場合は逃がし安全弁の開個数を減らし（最小1弁）差圧を□ MPa以上に維持する。□ MPa以上に維持できない場合は他の代替手段で満水を確認する。

本満水操作は、原子炉を急速減圧した後、低圧状態で原子炉への注水を行う操作であり、逃がし安全弁1個以上を開保持し、満水確認に必要な差圧を確保する手順としている。また、満水確認に際しては、LPCSやLPCIといった低圧注水系統を使用し、逃がし安全弁の開個数と注水系統数、注水流量を調整することにより、必要な差圧を確保したうえで、出来るかぎり低い原子炉圧力に維持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。

なお、低圧注水系統にて満水確認ができない場合には、高圧注水系統を用いるが、この場合も低圧注水系統と同様な手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。高圧注水系統を用いた満水操作時においても逃がし安全弁1個以上を開保持するが、万一、原子炉が加圧された場合、残りの逃がし安全弁の開設定圧力に到達した時点で自動開することから、原子炉を過圧するおそれはない。

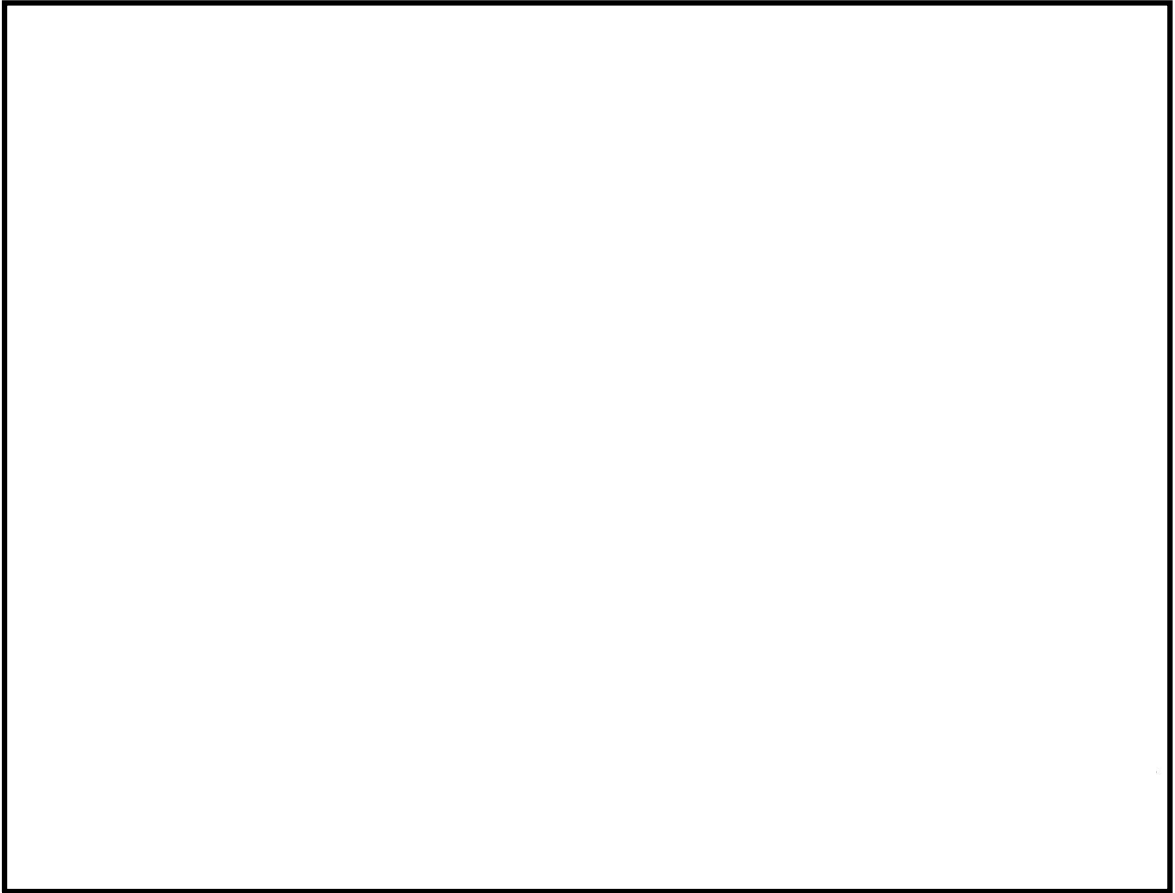
【水位不明とは】

- (1)原子炉水位計の電源が喪失した場合
- (2)原子炉水位計の指示に「バラツキ」があり燃料棒有効長頂部以上が判定できない場合
- (3)ドライウエル空間部温度が、原子炉圧力容器飽和温度制限値に達した場合（不測事態「水位不明（C3）」の中で規定する水位不明判断曲線で水位不明領域に入る場合）



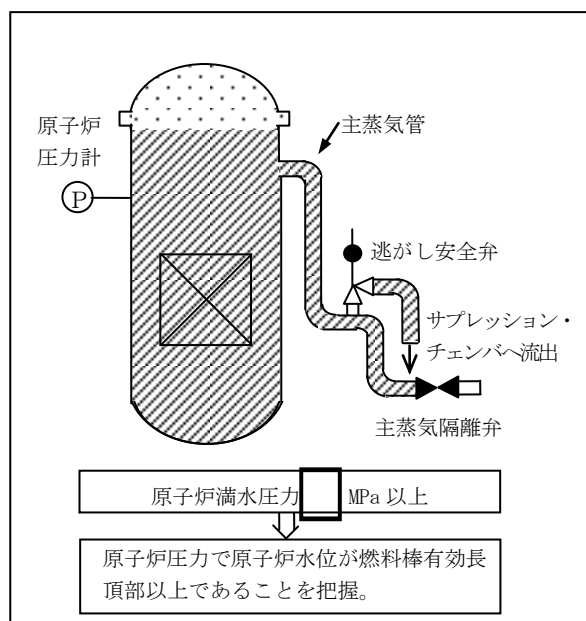
不測事態「水位不明（C3）」水位不明判断曲線

2. 満水操作フロー概要



本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

【原子炉満水確認方法】



原子炉満水判断の概略図

LOCA 時及び代替注水設備を使用しての注水時等，原子炉とサブプレッション・チェンバ間の差圧を MPa 以上に確保できない場合の原子炉満水状態の確認方法としては，以下により行うこと。

- ① 開放逃がし安全弁排気管に設置されている温度計の指示値を，温度記録計にて確認する。
この開放逃がし安全弁排気管温度が原子炉本体の水温とほぼ同一であり，かつ，他の逃がし安全弁排気管温度と有意な差があることを確認する。
これにより，原子炉へ注入された流体は開放逃がし安全弁及び排気管を経由して，サブプレッション・チェンバへ移送されていることが確認でき，また，原子炉水位は主蒸気管ノズルレベル以上に確保されている。
- ② ポンプ追加起動により炉圧が上昇すれば原子炉は満水状態であり，原子炉圧力が変化しなければ満水していないと予想される。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

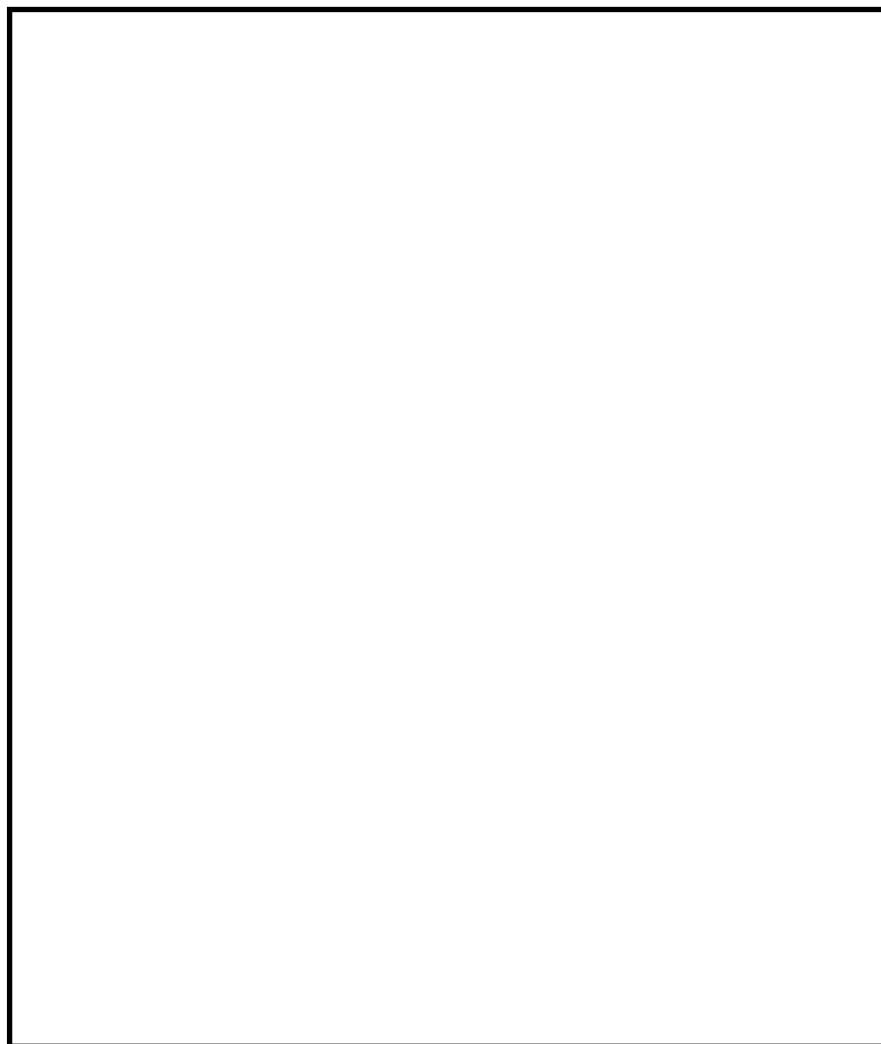
3. PCV圧力制御（PC/P）からの満水操作

格納容器圧力が384kPa[gage]を超えた場合には原子炉を満水にすることにより直接、格納容器空間部へ熱が放出されることを防ぐ。更に、冷却水の注入による破断口からの冷却水流出により格納容器内の蒸気が凝縮し、格納容器減圧を促進する効果も期待する。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために逃がし安全弁1弁以上開または開確認をして、高圧/低圧注水系または代替注水系にて注水を実施する。

なお、1. に示した原子炉水位が不明となった場合の満水操作と同様に、原子炉を過圧するおそれはない。

4. 満水操作フロー概要



本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

46. 9 × 9 燃料で評価することの代表性について

1. 燃料被覆管温度評価への影響の観点での 9 × 9 燃料で評価することの代表性について

(1) 9 × 9 燃料と MOX 燃料の崩壊熱の比較について

U-235 及び Pu-239 の崩壊熱の比較を図 1 に示す。短期的には、U-235 の崩壊熱の方が Pu-239 の崩壊熱より大きい。炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管最高温度は事象発生後 1 時間以内に発生していることから、有効性評価の範囲においては MOX 燃料の評価はウラン燃料の評価に包絡されると考える。

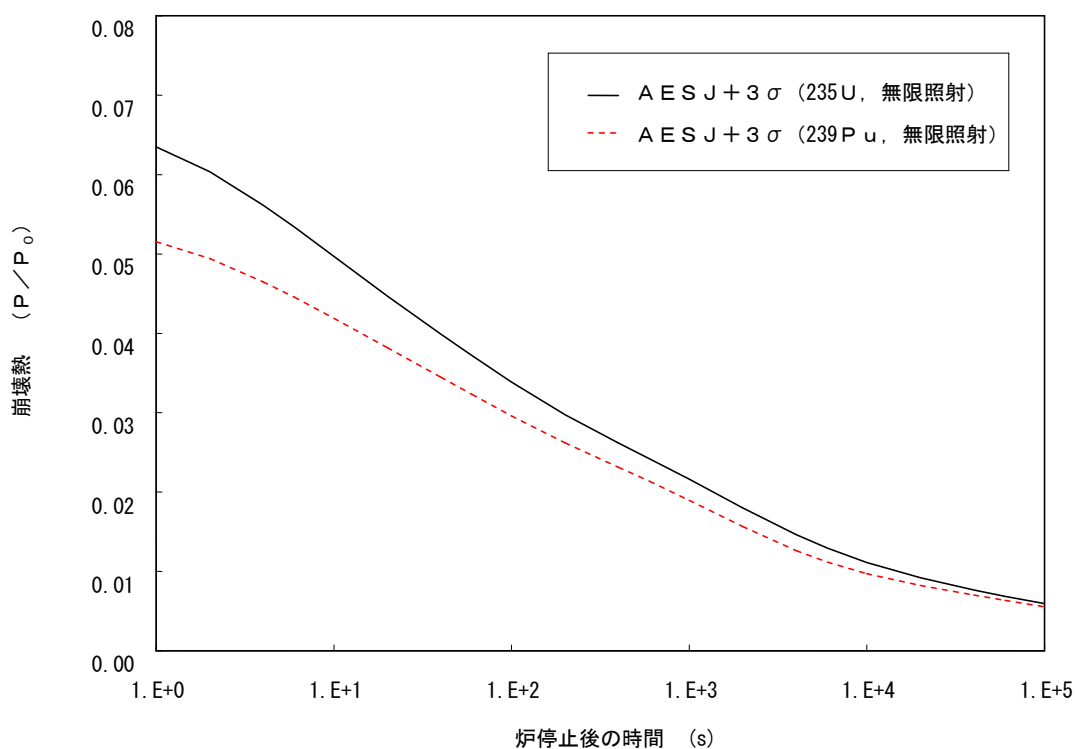


図 1 崩壊熱の比較

(2) 燃料形状・物性について

MOX燃料と9×9燃料(A型)の形状等の比較を表1に示す。MOX燃料は、9×9燃料(A型)に比べて燃料棒が太径であるため、燃料被覆管の熱容量が大きくなり、また、燃料棒線出力密度が同じである場合、燃料棒周長が長いことから相対的に熱流束は小さくなる。一方、MOX燃料は9×9燃料(A型)に比べて燃料ペレット熱伝導率及び燃料ギャップ熱伝達係数が低いため、初期保有熱量が大きくなる。

原子炉注水機能が喪失し、炉心が露出することにより燃料被覆管温度が上昇する事象では、事象が進展し、原子炉水位が低下し炉心が露出した際等の温度上昇率は、燃料被覆管熱容量の違いによりMOX燃料の方が相対的に小さくなる。更に、熱伝達係数が9×9燃料(A型)とMOX燃料でほぼ同等であることから、燃料棒周長が長いMOX燃料の除熱量の方が大きくなる。すなわち、崩壊熱の事象発生後の減衰を考えると、MOX燃料の方が事象発生後早期に除熱量が崩壊熱を上回るため温度低下が始まることとなる。一方、燃料の露出は事象発生後30分程度で発生しており、炉心は比較的長期間にわたり冠水状態で冷却されるため、初期保有熱量の相違は結果にほとんど影響を及ぼさないと考えられる。したがって、9×9燃料(A型)とMOX燃料の初期線出力密度が同じとして評価した場合、MOX燃料の燃料被覆管温度評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されると考える。

また、原子炉停止機能喪失時のような炉出力が高い状態で沸騰遷移により燃料被覆管温度が上昇する事象では、初期線出力密度が同じである場合、熱流束が小さく、燃料ギャップ熱伝達係数が小さいために冷却材への伝熱遅れが大きいMOX燃料の方が相対的に燃料被覆管温度上昇率は小さくなる傾向となる。

表1 MOX燃料と9×9燃料(A型)の形状等の比較

	MOX燃料	9×9燃料(A型)
燃料被覆管外径	約 12.3mm	約 11.2mm
燃料被覆管厚さ	約 0.86mm	約 0.71mm

(3) まとめ

上述より、9×9燃料(A型)の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料の冷却性や温度上昇の観点で厳しいことから、有効性評価においてはMOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されるため、9×9燃料(A型)の評価結果で代表しても問題はないと考える。

2. MOX燃料を採用した場合の被ばく評価について

「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき実施した有効性評価において、被ばく評価を実施しているが、その事象は、新たな燃料の破損を伴わない事象と新たな燃料の破損を伴う事象に分類される。両事象において、MOX燃料を採用した場合、9×9燃料を採用した被ばく評価結果を上回らないことを確認した。従って、島根2号炉における被ばく評価においては、希ガス及びよう素の大気中への放出量及び被ばく線量を保守的に見積もる9×9燃料で代表して評価することとする。

以下に、具体的な考え方を示す。⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾

(1) 新たな燃料の破損を伴わない事象

本事象としては、事故シーケンスグループとして「高圧・低圧注水機能喪失」、
「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失」、「LOCA時注水機能喪失」
及び「格納容器バイパス」が該当するが、これらの事象については、原子炉冷
却材中の核分裂生成物及び事故後の減圧に伴う燃料からの追加放出を仮定し
て被ばく評価を行っている。

大気中に放出される核分裂生成物（希ガス及びよう素）の量は、運転上許容
される I-131 の最大濃度及び追加放出量を設定し、これらを基に I-131 以外の
核種について核分裂収率及び崩壊定数により算定する。

MOX燃料装荷時においても、運転上許容される I-131 の最大濃度及び追加
放出量は 9×9 燃料装荷時と同等に設定し、MOX燃料装荷率や燃料の燃焼状
態によらず、一定の値で制限することとしている。

表 2 に示すとおり、9×9 燃料の代表的核分裂性核種である U-235 の核分裂
の場合の方が、MOX燃料の代表的核分裂性核種である Pu-239 の核分裂の場
合よりも I-131 の核分裂収率に対する他の希ガス及びよう素の核分裂収率が相
対的に大きくなっている。

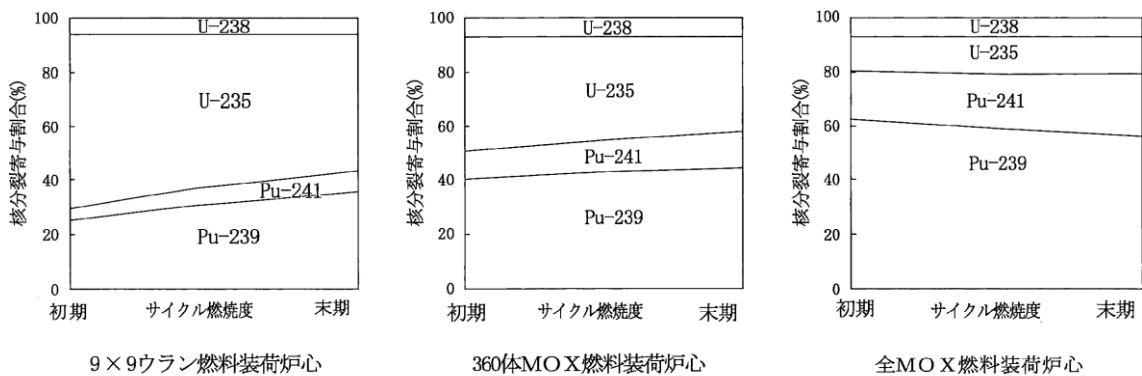
従って、9×9 燃料の方が、燃料から漏えいしたよう素の冷却材中濃度と燃
料からの希ガス及びよう素の追加放出量をより保守的に設定することになり、
大気中への放出量の評価として保守的となる。

なお、島根 2 号炉は 1/3MOX燃料装荷炉心であり、「発電用軽水型原子炉
施設に用いられる混合酸化物燃料について」（平成 7 年 6 月 19 日 原子力安全
委員会了承）で示されたように、MOX燃料の装荷率が 1/3 程度であれば 9×
9 ウラン燃料装荷炉心と特性が大きく異なることはないとされている。

また、「改良型沸騰水型原子炉における混合酸化物燃料の全炉心装荷につい
て」（平成 11 年 6 月 28 日 原子力安全委員会了承 一部改訂 平成 13 年 3 月 29
日 原子力安全委員会）によると、ウランやプルトニウム等の核分裂寄与割合
は図 2 のとおり炉心毎に異なる。フルMOX-ABWRにおいてはMOX燃料
の炉心装荷率を初装荷炉心で 1/3 程度まで、取換炉心で全炉心までとしており、
ウラン燃料装荷炉心から全MOX装荷炉心までの状態が存在することから、全
MOX燃料装荷炉心では評価対象となる事象及び核種（希ガス、よう素）毎に、
U-235 の核分裂収率を用いる場合と Pu-239 の核分裂収率を用いる場合とを比較
して判断基準に対してより保守的な結果を与える方の核分裂収率をそれぞれ
選択して用いることとしている。

表2 U-235及びPu-239の核分裂収率

核分裂生成物	核分裂収率			
	U-235 (%)	I-131の値で規格化	Pu-239 (%)	I-131の値で規格化
I-131	2.84	1.0	3.74	1.0
I-132	4.21	1.48	5.27	1.41
I-133	6.77	2.38	6.93	1.85
I-134	7.61	2.68	7.29	1.95
I-135	6.41	2.26	6.31	1.69
Kr-83m	0.53	0.19	0.29	0.08
Kr-85m	1.31	0.46	0.55	0.15
Kr-85	0.29	0.10	0.13	0.03
Kr-87	2.54	0.89	0.95	0.25
Kr-88	3.58	1.26	1.32	0.35
Xe-131m	0.040	0.01	0.052	0.01
Xe-133m	0.19	0.07	0.23	0.06
Xe-133	6.77	2.38	6.97	1.86
Xe-135m	1.06	0.37	1.56	0.42
Xe-135	6.63	2.33	7.47	2.0
Xe-138	6.28	2.21	4.89	1.31



MOX燃料:標準組成の場合

図2 ABWR平衡炉心における核分裂寄与割合例

(出典「改良型沸騰水型原子炉における混合酸化物燃料の全炉心装荷について」)

(2) 燃料の破損を伴う事象

本事象としては、事故シーケンスグループとして「格納容器過圧・過温破損」が該当するが、この事象については、炉心内の核分裂生成物の蓄積量を用い、それが放出されるとして被ばく評価を行っている。炉内内蔵量は、ORIGEN2コードにより、運転履歴等を考慮した単位熱出力あたりの炉内内蔵量を計算し、この結果に熱出力を乗じることにより求めている。ORIGEN2コードによる炉内内蔵量計算条件を表3に、MOX燃料及び9×9燃料の核種のうち被ばく評価上主要な核種である希ガス、よう素及びCsの単位熱出力あたりの炉内内蔵量を表4に示す。

希ガス、よう素及びCsについて9×9燃料炉心のほうが炉内内蔵量は多くなる結果となる。MOX燃料の代表的核分裂性核種であるPu-239と9×9燃料の代表的核分裂性核種であるU-235では、核分裂収率が若干異なり、希ガスについてPu-239の核分裂生成物の核分裂収率の方がおおむね低くなり、よう素及びCsについてはPu-239の核分裂収率の方がおおむね高くなる傾向があるが、運転履歴を考慮した場合、9×9燃料炉心の方が運転期間が長いことからよう素及びCsについても炉内内蔵量は多くなる結果となる。

また、MOX燃料を装荷した場合における被ばく評価においては、対象核種、放出経路、想定事象、評価条件等の基本条件は9×9燃料を装荷した場合と変わらず、環境へ放出された後の拡散手法もプラント構成によって変わるものではない。

従って、現状の9×9燃料を採用した被ばく評価結果の方が、大気中への放出量をより保守側に算定することとなり、MOX燃料を採用した場合の被ばく線量が、現状の被ばく線量を上回ることはない。

表3 炉内内蔵量計算条件

	9×9燃料	MOX燃料
原子炉熱出力	2,436MW	2,436MW
原子炉運転時間	2,083日	1,667日
サイクル数	5	4
計算コード	ORIGEN2コード	ORIGEN2コード

表4 MOX燃料及び9×9燃料の単位熱出力あたりの炉内内蔵量

[単位：Bq (Gross 値) /MWt]

	希ガス	よう素	Cs
9×9燃料	約 6.6×10^{15}	約 8.6×10^{15}	約 3.4×10^{14}
MOX燃料	約 6.0×10^{15}	約 8.2×10^{15}	約 2.2×10^{14}
9×9燃料/MOX燃料	1.10	1.05	1.53

参考文献

- (1) 沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について 平成16年1月 株式会社 日立製作所
- (2) 発電用軽水型原子炉施設に用いられる混合酸化物燃料について 平成7年6月19日 原子力安全委員会了承
- (3) 改良型沸騰水型原子炉における混合酸化物燃料の全炉心装荷について 平成11年6月28日 原子力安全委員会了承 一部改訂 平成13年3月29日 原子力安全委員会

47. 自動減圧機能及び代替自動減圧機能の論理回路について

(1) 自動減圧機能の論理回路について

自動減圧機能は、設計基準事象（中小破断LOCA）の際に、自動的に原子炉を減圧し、低圧炉心注水を促進させることを目的とした設備であり、事象条件としては中小破断LOCA+外部電源喪失+高圧炉心スプレイ系の単一故障を想定し、ドライウェル圧力高と原子炉水位低（レベル1，3）のAND条件により、自動減圧させることができる設計としている。

また、上記想定では、高圧炉心スプレイ系以外の非常用炉心冷却系（ECCS）は作動するが、念のため、自動減圧までに120秒の時間遅れをもたせるとともに、自動減圧機能の阻止スイッチを設置し、ECCSが全台故障していた場合には、自動減圧を阻止する手順としている。

逃がし安全弁用電磁弁の作動信号について、図1の逃がし安全弁Bの場合、自動減圧機能の作動信号はSV-6B，7B弁に、手動減圧機能の作動信号はSV-5B弁に入力しており、電磁弁を兼用しない設計とすることで自動減圧機能は手動減圧機能に悪影響を及ぼさない設計としている。

(2) 代替自動減圧機能の論理回路について

代替自動減圧機能は、ECCSの多重故障も想定し、ECCSが全台故障している場合には減圧しないよう原子炉水位低（レベル1）及び残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ運転の場合に、自動減圧させることができる設計としている。

逃がし安全弁用電磁弁の作動信号について、図1の逃がし安全弁Bの場合、代替自動減圧機能の作動信号はSV-5B弁に、自動減圧機能の作動信号はSV-6B，7B弁に入力しており、電磁弁を兼用しない設計とすることで代替自動減圧機能は自動減圧機能に悪影響を及ぼさない設計としている。

なお、TQUXにおけるSRV手動開放失敗の想定については、手動操作の不確実性を考慮しており、SV-5B弁は健全性を有している想定としている。

自動減圧機能論理回路

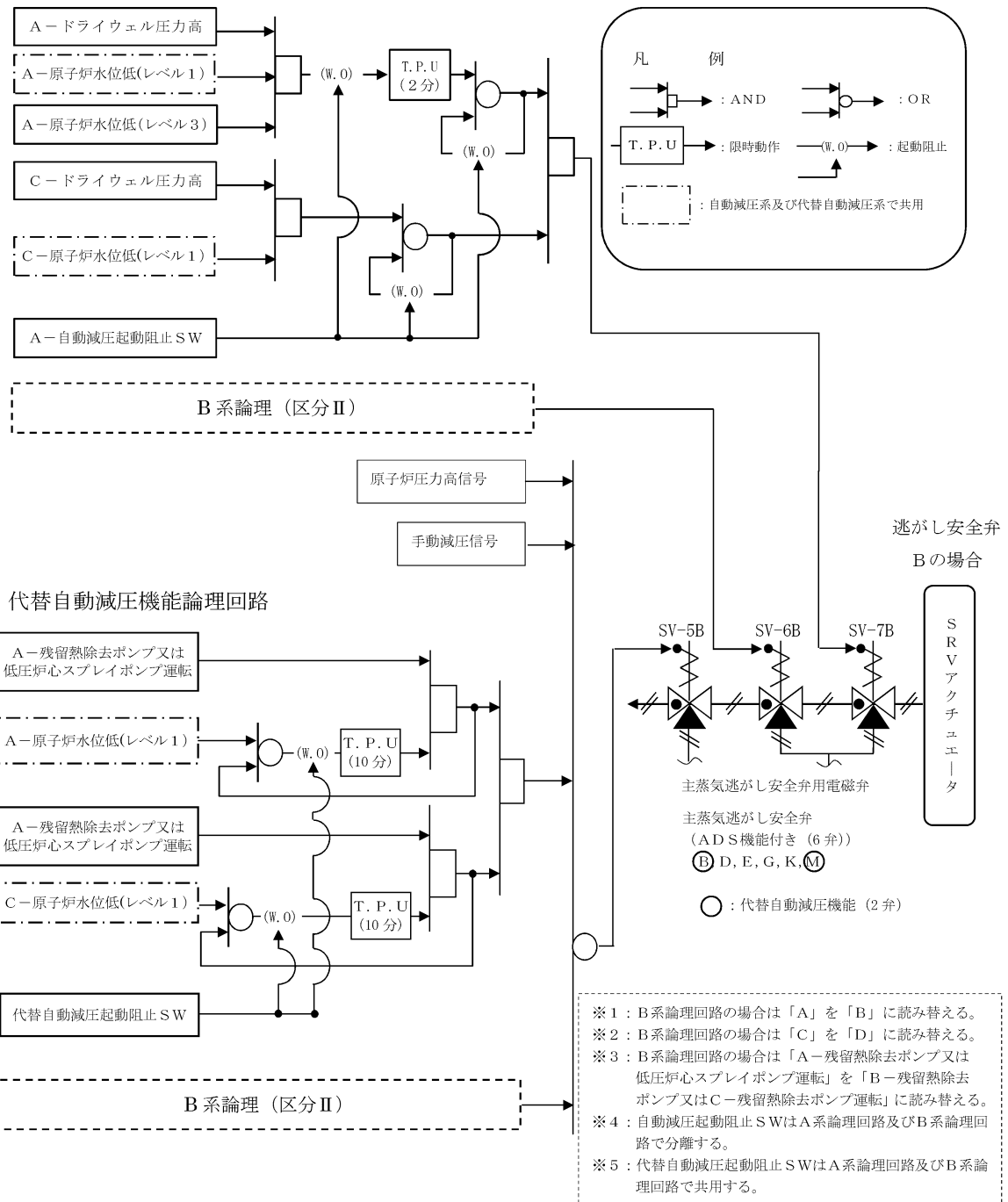


図1 自動減圧系及び代替自動減圧機能の論理回路図

52. 島根 2 号炉の原子炉中性子計装系の設備概要について

島根 2 号炉が採用している原子炉中性子計装系の概要及び他プラントが採用している起動領域計装（以下，SRNM）との特徴の比較を以下の通り示す。

（1）概要について

島根 2 号炉の原子炉中性子計装系は，中性子源領域計装（以下，SRM），中間領域計装（以下，IRM）及び平均出力領域計装（以下，APRM）を採用しており，原子炉出力を中性子源領域から出力領域までの中性子束をオーバーラップしながら連続して監視する設備である。

（2）SRNMとの特徴の比較について

以下の通り，特徴の比較を示す。

a. 運転操作性

SRM及びIRMは，検出器が運転時引き抜きであり，運転員が中性子束レベルを監視しながら手動によりレンジ切り替えを行う。SRNMは，検出器が炉内固定であり，レンジ切り替えが自動化されているため，炉起動及び停止時の運転操作性が異なる。

b. 設備構成

SRM及びIRMは，島根 2 号炉の場合，SRMが 4 チャンネル，IRMが 8 チャンネルの合計 12 チャンネルあり，炉内に挿入するため検出器駆動機構を備えている。SRNMはSRM及びIRMが集約されるため，チャンネル数が少なくなると共に，検出器が炉内固定のため，設備構成が異なる。

62. 中小破断 L O C A における対策の有効性について

気相部配管，シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積は以下のとおり。

- ・主蒸気配管(気相部配管):約 120cm²以下
- ・再循環配管（出口ノズル）(シュラウド外の液相部配管):約 4.2cm²以下*
- ・底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管):約 4.0cm²以下

※ ベースケースでは，原子炉減圧の操作余裕時間 5 分を考慮して再循環配管（出口ノズル）の破断面積を約 3.1cm² と設定しているが，ここでは操作余裕時間を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積を示す。

確率論的リスク評価では，N U R E G - 1150 の定義と同様に表 1 のとおり分類しており，主蒸気配管における破断面積は大破断 L O C A 相当となる。一方，液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが，原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから，事象進展の厳しさとして中破断 L O C A 相当となる。

以上より，破断面積は小さいものの事象進展の厳しさを踏まえて，再循環配管（出口ノズル）における約 4.2cm² の破断を“中破断 L O C A”相当と定義し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できることを確認している。また，気相部配管の主蒸気配管の破断を想定した感度解析により，大破断 L O C A 相当となる破断規模に対しても有効性があることを確認している。

なお，実際に L O C A が発生した場合，破断面積を確認することはできないため，破断面積により対応手順を選択するわけではなく，L O C A 発生の確認（ドライウエル圧力が 13.7kPa[gage]に到達）後に炉心損傷の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。

低圧原子炉代替注水系（常設）を用いる場合において，再循環配管（出口ノズル）の破断面積が約 4.3cm² 以上では，炉心損傷の判断基準到達後，格納容器破損を防止することとなるが，原子炉格納容器の過圧・過温の観点から事象進展がより厳しい「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において再循環配管（出口ノズル）の両端破断を想定し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により，格納容器破損防止に対する有効性を確認している。したがって，約 4.3cm²～両端破断までの破断においても，低圧原子炉代替注水系（常設）による対策は有効である。

表1 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価 破断径	流出流量
漏えい	常用系（CRDポンプ等） で補給可能な範囲		
小LOCA	RCICで注水可能な範囲		
中LOCA	小LOCAと大LOCAの 中間範囲		
大LOCA	事象発生により原子炉が減 圧状態になる範囲		
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCA を超える範囲		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

63. 外部電源有無による評価結果への影響について

外部電源の有無が、評価項目に与える影響に加えて、対策の成立性並びに必要な要員及び資源の評価結果に与える影響について、一例として高圧・低圧注水機能喪失時における評価結果比較を第1表に示す。

第1表に示すとおり、“評価項目”に対しては、外部電源ありの場合の方が厳しい条件設定となるが、“対策の成立性”並びに“要員及び資源”に対しては、外部電源なしの方が厳しい条件設定となる。

ここで、“評価項目”に対する外部電源有無によるプラント挙動の違いは、再循環ポンプトリップ時間のみであり、その他の違いはない。外部電源なしの場合は、再循環ポンプが事象発生と同時にトリップする。再循環ポンプがトリップすると炉心流量が減少し、炉内のボイドが増加するため原子炉出力が減少する。これに対し、外部電源ありの場合は、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）信号によりトリップするため、原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムまでの原子炉出力は外部電源なしより大きくなる。このため、燃料被覆管の最高温度は外部電源ありの方が外部電源なしより高くなる。

上記を踏まえて、事象の想定としては「外部電源なし」とするが、再循環ポンプトリップに対する解析条件の設定は、「外部電源あり」を包含する条件として原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

<慣性定数の設定について>

外部電源なしの場合は外部電源喪失により、また外部電源ありの場合は原子炉水位低（レベル2）により、再循環ポンプMGセットがトリップすることから、慣性定数は再循環ポンプ、同駆動電動機及び再循環ポンプMGセットの設計値である9秒を設定している。

第1表 外部電源の有無による評価結果への影響（高圧・低圧注水機能喪失）

評価項目	評価結果		判断基準 (保有要員, 数量)
	外部電源なし	外部電源あり	
燃料被覆管の最高温度	約 441℃	約 507℃*1	1, 200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1 %以下	1 %以下*1	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかるとの圧力の最大値	約 7.89MPa[gage]	約 7.89MPa[gage]*1	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満
減圧開始時間	30分後 【内訳】 ・ 事象判断：10分 ・ 常設代替交流電源設備の起動, 受電：10分 ・ 低圧原子炉代替注水系（常設）起動, 系統構成10分	20分後 【内訳】 ・ 事象判断：10分 ・ 低圧原子炉代替注水系（常設）起動, 系統構成10分	50分 (燃料被覆管破裂を回避可能) 以内
対策の成立性	緊急時対策要員：28名 【内訳】 運転員：5名 通報連絡等*2を行う要員：5名 復旧班要員：18名	緊急時対策要員：28名 【内訳】 運転員：5名 通報連絡等*2を行う要員：5名 復旧班要員：18名	緊急時対策要員：42名 【内訳】 運転員：7名 通報連絡等*2を行う要員：5名 復旧班要員：30名
要員及び資源	約 3,200m ³	約 3,200m ³	低圧原子炉代替注水槽：約 740m ³ 輪谷貯水槽（西）：約 7,000m ³
水源	常設代替交流電源設備による電源供給等：約 363m ³	大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給：約 11m ³	ガスタービン発電機用軽油タンク ：約 450m ³
燃料	非常用ディーゼル発電機等による電源供給：約 700m ³	非常用ディーゼル発電機等による電源供給：約 700m ³	ディーゼル燃料貯蔵タンク ：約 730m ³
電源	緊急時対策所発電機による電源供給：約 9m ³	—	緊急時対策所用燃料地下タンク ：約 45m ³
電源	約 354kW	—	常設代替交流電源設備：4,800kW

※1：減圧開始時間30分後の評価結果 ※2：指示者1名, 連絡責任者1名, 連絡担当者3名

64. L O C A時注水機能喪失における急速減圧時の弁数による影響について

運転手順において、手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の弁数は、6弁と定めている。

L O C A時注水機能喪失の有効性評価では、運転手順に基づき自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁を用いて急速減圧を実施しているが、急速減圧の弁数による影響を確認するため、2弁により急速減圧した場合の感度解析を実施した。

解析結果を表1及び図1～4に示す。図3のとおり、2弁減圧の場合は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始が遅くなるため、原子炉再冠水までの時間も遅くなる。その結果、燃料被覆管最高温度が発生するノードの露出時間が長くなるため、図4に示すとおり燃料被覆管温度は6弁減圧の場合よりも高くなる。また、表1に示すとおり、2弁減圧では、燃料被覆管最高温度が約1140℃となり、燃料被覆管が破裂する結果となる。

長期T B等の事象初期からR C I C等で炉注水し冠水を維持しているシナリオにおいては急速減圧として2弁を想定し解析を行っているが、事象初期より高圧・低圧注水の機能が喪失し、炉注水が出来ていないシナリオにおいては6弁減圧をする手順が有効であることを確認した。

表1 L O C A時注水機能喪失（2弁減圧）解析結果

評価項目	評価結果	
	2弁減圧（感度ケース）	6弁減圧（ベースケース）
燃料被覆管の最高温度	約1140℃ (高出力燃料集合体)	約779℃ (平均出力燃料集合体)
燃料破裂の有無	有	無

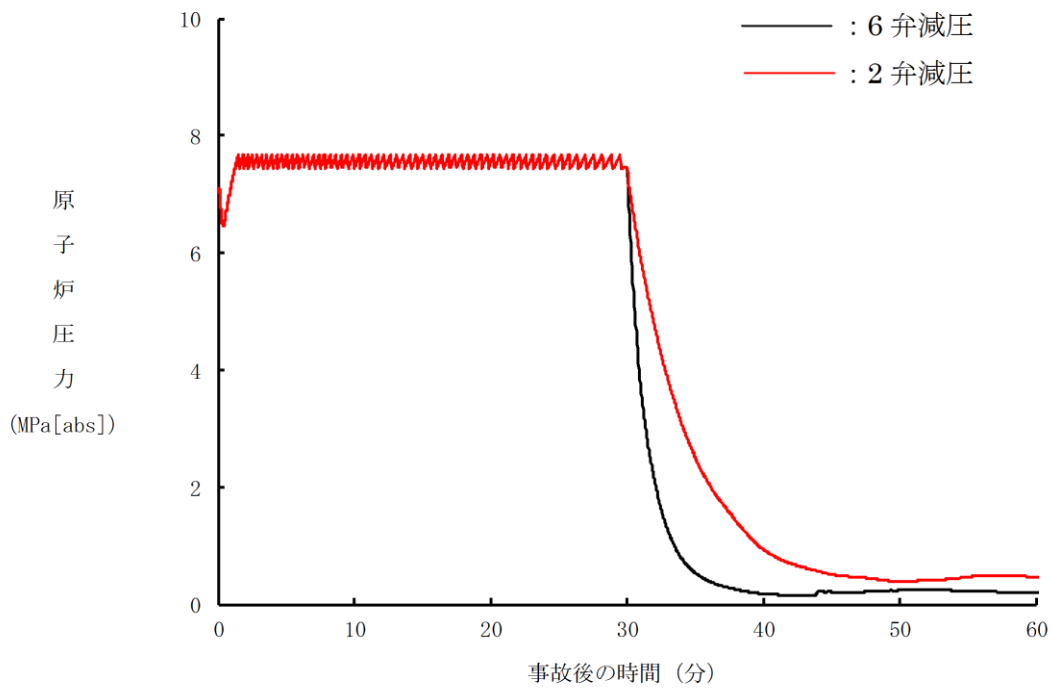


図1 原子炉圧力の推移（LOCA時注水機能喪失 2弁及び6弁減圧）

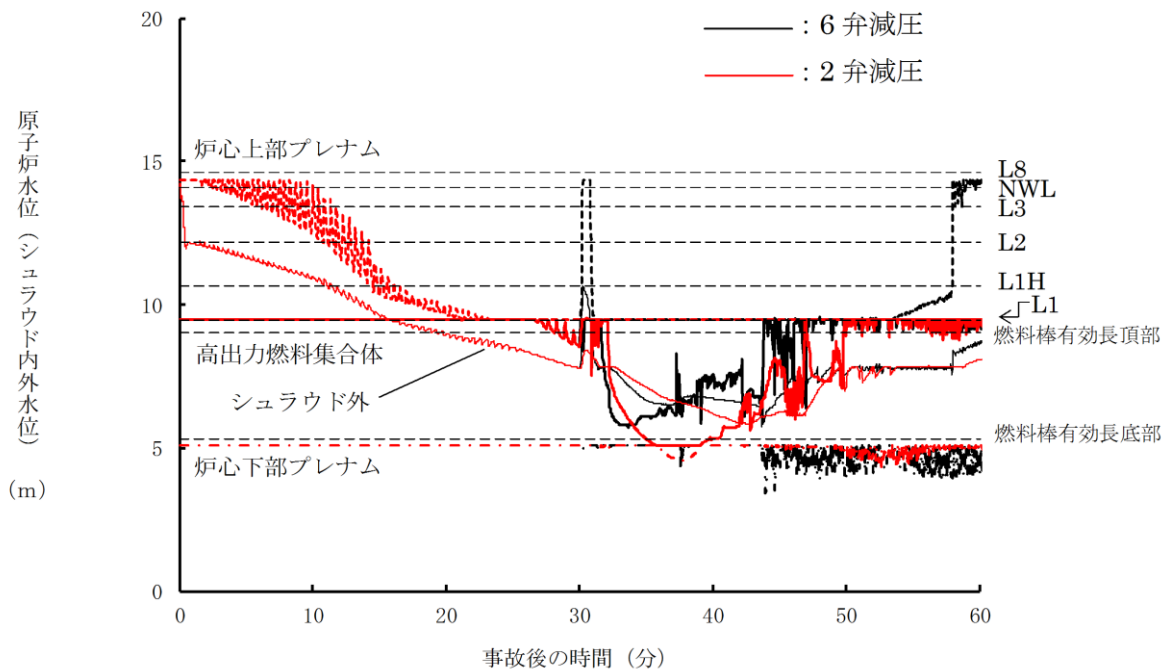


図2 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（LOCA時注水機能喪失 2弁及び6弁減圧）

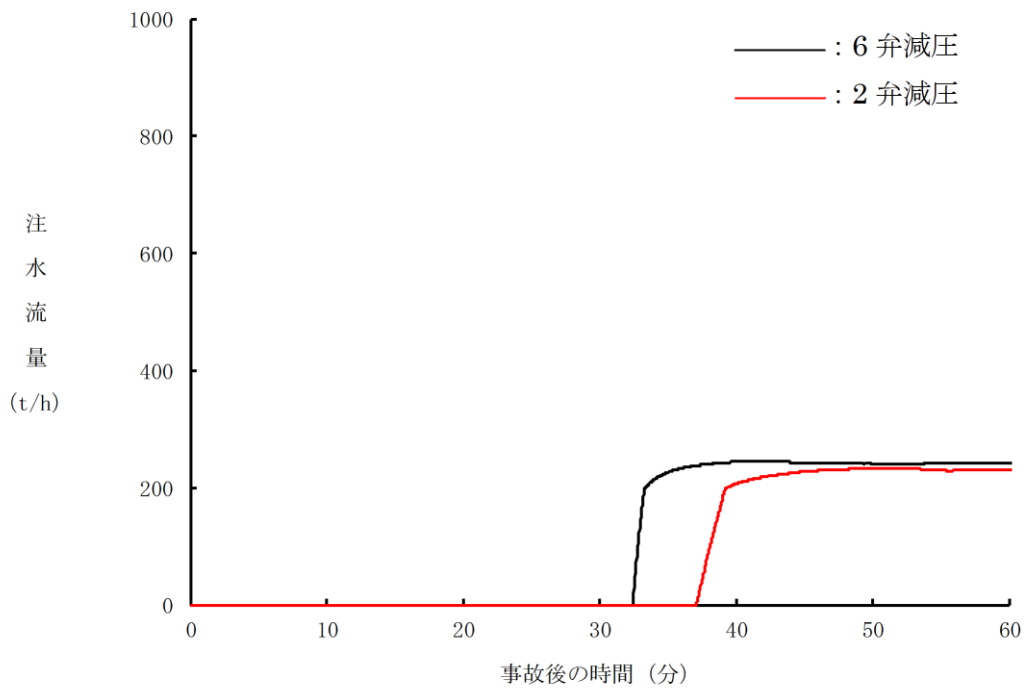


図3 注水流量の推移 (LOCA時注水機能喪失 2 弁及び6 弁減圧)

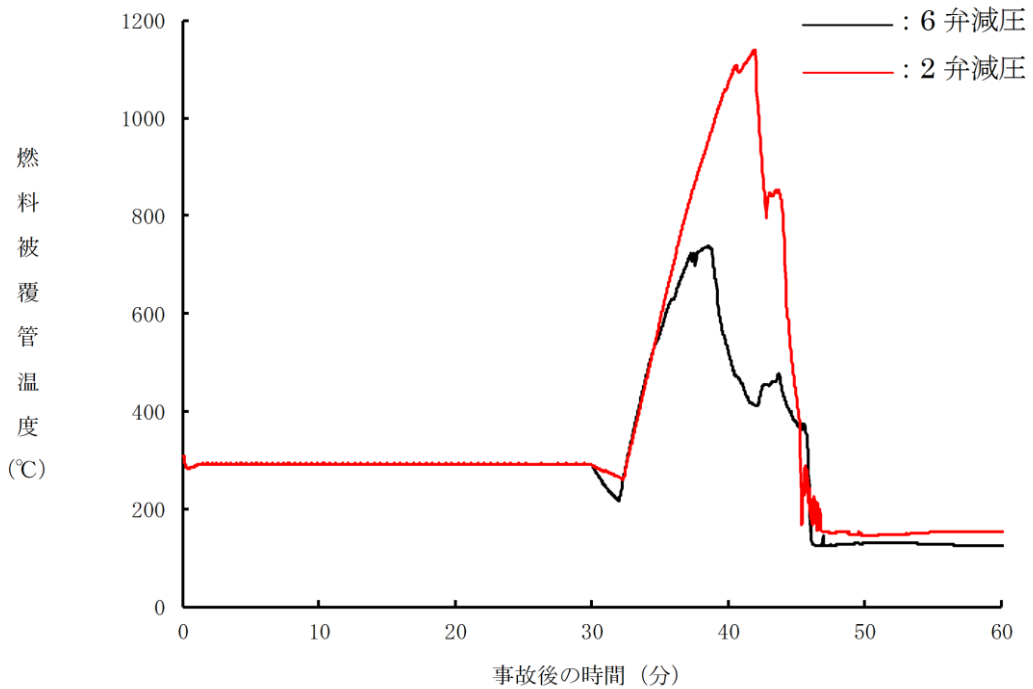


図4 燃料被覆管温度の推移 (LOCA時注水機能喪失 2 弁及び6 弁減圧)

65. L O C A時注水機能喪失における燃料被覆管温度ノード間比較

L O C A時注水機能喪失における燃料被覆管温度のノード毎の推移を図1, 原子炉水位の推移を図2に示す。

それぞれのノードにおける燃料被覆管最高温度は, ノード9が約731℃, ノード7が約779℃, ノード5が約707℃である。

燃料被覆管最高温度発生位置は, 燃料集合体の軸方向出力分布と各ノードの露出時間の関係から決まる。ノード5は, 軸方向出力が最も高く設定されているが, 露出時間はノード7よりも短い。一方, ノード9は, 露出時間は最も長いが軸方向出力はノード7よりも低く設定されている。以上の関係により, 「L O C A時注水機能喪失」については, ノード7の燃料被覆管最高温度が最も大きくなる。

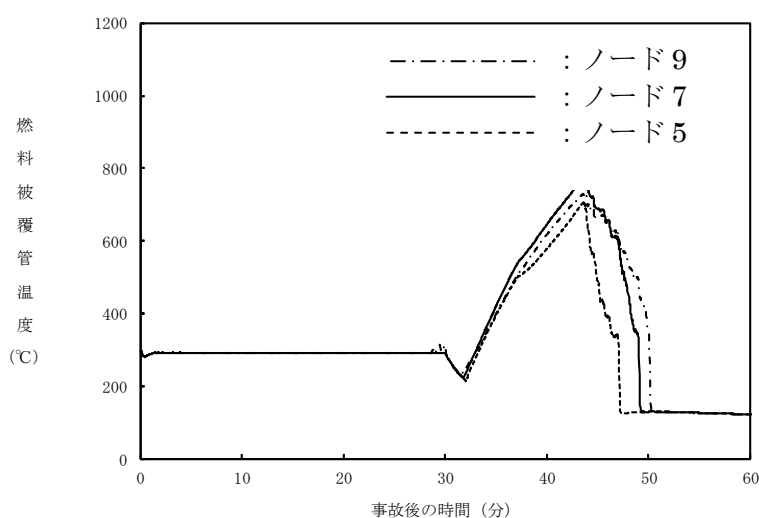


図1 燃料被覆管温度（平均出力燃料集合体）の推移 軸方向ノード間比較（L O C A時注水機能喪失）

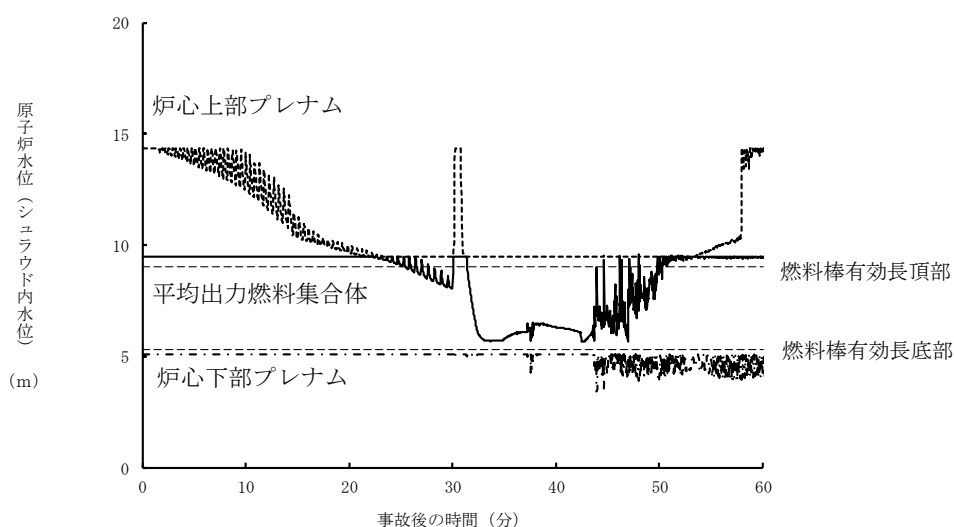


図2 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移（L O C A時注水機能喪失）

66. 有効性評価における解析の条件設定について

有効性評価における解析の条件設定については、下記の仮定を考慮するとともに、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。また、解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

なお、LOCA時注水機能喪失における事故条件の設定については、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表できる破断箇所及び破断面積を設定する。

(1) 安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンスごとに、PRAの結果を踏まえ、起因事象の発生に加えて想定する多重故障、共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。

また、機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

(2) 外部電源に対する仮定

外部電源有無の双方について考慮するが、基本的には常用系機器の機能喪失、工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作、対策の成立性、燃料評価等の観点から外部電源がない場合を想定する。ただし、外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は、外部電源がある場合を包含する条件を設定する。

(3) 単一故障に対する仮定

重大事故等は、設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており、さらに、重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから、重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

67. S A F E Rにおける燃料集合体の出力分布の設定について

S A F E Rでは、燃料集合体を平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体に分け、それぞれに対して平均出力燃料棒と高出力燃料棒の2種類の燃料棒を考慮している。

有効性評価では、軸方向出力分布については、高出力燃料集合体の燃料棒の軸方向最高出力位置を運転上の制限値である44.0kW/mとし中央ピーク1.4を仮定している。また、局所出力分布を考慮しないことで高出力燃料集合体の初期出力を高めに設定している。

<燃料集合体の初期出力>

- ・高出力燃料集合体 : 約8.74MW
- ・平均出力燃料集合体 : 約4.35MW

68. I S L O C A時における屋外への蒸気排出条件について

1. はじめに

I S L O C Aが発生した場合、原子炉冷却材が原子炉棟内へ流出することにより、原子炉棟内の温度及び圧力が上昇し、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル（以下「B O P」という。）が開放する。B O Pが開放することにより、原子炉棟内の蒸気を屋外へ排出するとともに屋外の空気を原子炉棟内へ取り込むことにより原子炉棟内の環境が緩和され、現場での漏えい箇所の隔離操作が可能となる。

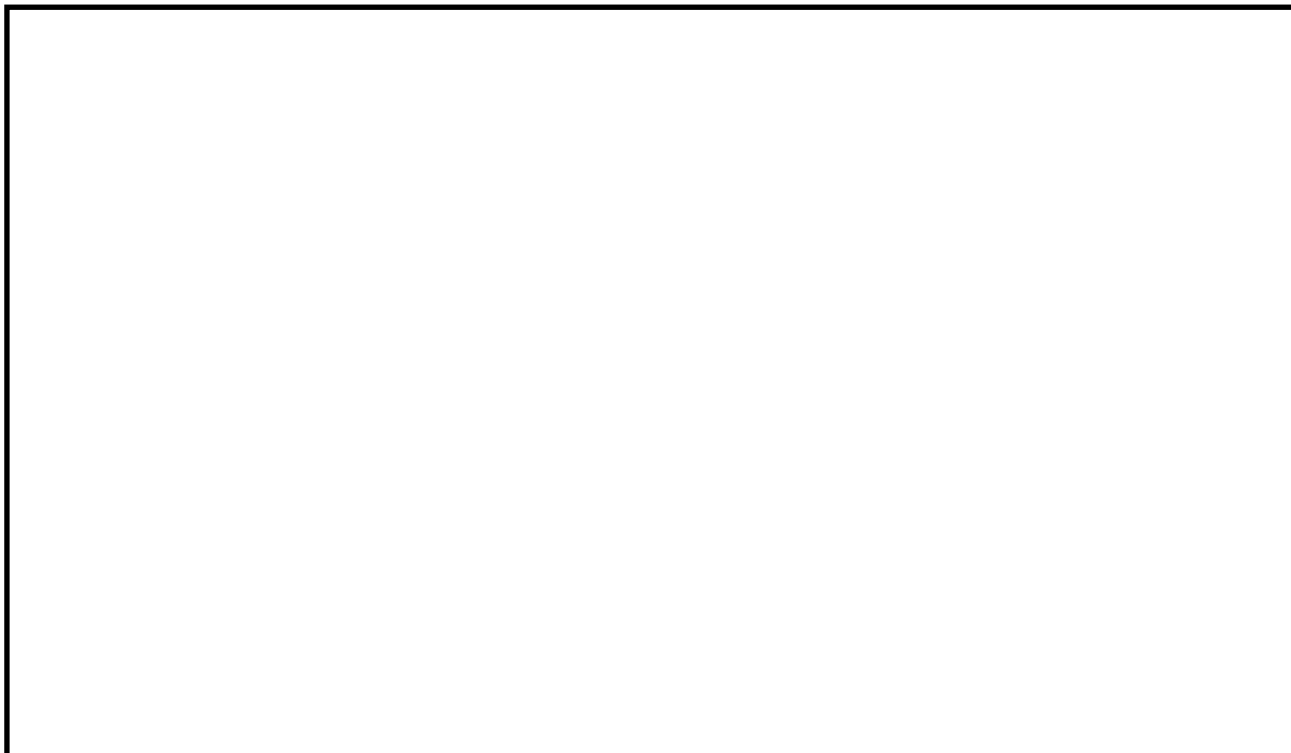
本資料では、屋外へ通じる原子炉棟の開口面積等について説明する。

2. 開口面積について

(1) B O P閉止装置の設置

設置許可基準規則第五十九条（運転員が原子炉制御室にとどまるための設備）の解釈に「原子炉制御室の居住性を確保するために原子炉建屋に設置されたブローアウトパネルを閉止する必要がある場合は、容易かつ確実に閉止操作ができること。また、ブローアウトパネルは、現場において人力による操作が可能なものとする。」が要求されている。

島根原子力発電所2号炉においては、本要求に従いB O P閉止装置を設置することとしており、B O P閉止装置の概要図を図1に示す。なお、B O P閉止装置は欧州加圧水型炉（E P R）に設置されている気密ダンパをベースに詳細設計中である。



（注）詳細設計中であり、変更の可能性有り

図1 B O P閉止装置概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 解析条件

原子炉建物燃料取替階にBOPを3個(北側2個,西側1個)設置している。

西側のBOPについては、BOPの要求機能(主蒸気管破断時等における開放機能と弾性設計用地震動 S_d での閉維持機能の両立)を担保できない可能性があることから期待しない評価としている。これにより、ISLOCA発生時は北側のBOP2個が開放し、屋外へ通じる原子炉棟の開口面積の解析条件は約 m^2 (BOP1.5個分) とする。

3. BOP開放後の対応について

ISLOCA発生時のBOP開放後の対応として、漏えい個所の隔離が完了し原子炉棟内の温度が低下している場合には、BOP閉止装置を閉止し、二次格納施設のバウンダリ機能を確保する。

以上

70. I S L O C A時の冷却材から気相への放射性物質の放出割合について

I S L O C A時に冷却材から気相へと放出される放射性物質として、元々原子炉冷却材中に存在している放射性物質と、原子炉減圧に伴い、燃料棒内ギャップ部から原子炉冷却材中へ放出される放射性物質を考慮している。

これらの放射性物質が破断口から原子炉建物内に漏えいし、大気中へ放出される割合について以下の方法により求めている。

(1) 冷却材中F Pの気相への放出の割合

冷却材中F Pの気相への放出の割合は、破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる量(フラッシング量)を積算し、運転時の原子炉冷却材量で除することで求めた。

$$R_c = \frac{\sum Q_F}{M}$$

ここで、

R_c : 冷却材中F Pの気相への放出割合

Q_F : フラッシング量 (t)

M : 原子炉冷却材 (t)

(2) 追加放出F Pの気相への放出の割合

追加放出F Pの気相への放出の割合は、事象発生以降の原子炉のピーク圧力に対する圧力の低下割合から追加放出割合を算出し、追加放出割合と破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる量(フラッシング量)の積を求めて積算し、運転時の原子炉冷却材量で除することで、全追加放出F Pのうち、気相へ移行する割合を算定した。

$$Q_A = \left(1 - \frac{P - P_a}{P_{Max} - P_a}\right) \times Q_F$$
$$R_A = \frac{\sum Q_A}{M}$$

ここで、

Q_A : 追加放出F Pのフラッシング量 (t)

Q_F : フラッシング量 (t)

P : 原子炉圧力 (MPa[abs])

P_{Max} : 原子炉ピーク圧力 (MPa[abs])

P_a : 大気圧 (MPa[abs])

R_A : 追加放出F Pの気相への放出の割合

ただし、追加放出割合の計算に用いる原子炉圧力は、図1に示すように、メッシュごとに区画した期間中でピーク圧力からの減少幅が最大となる原子炉圧力を用いている。

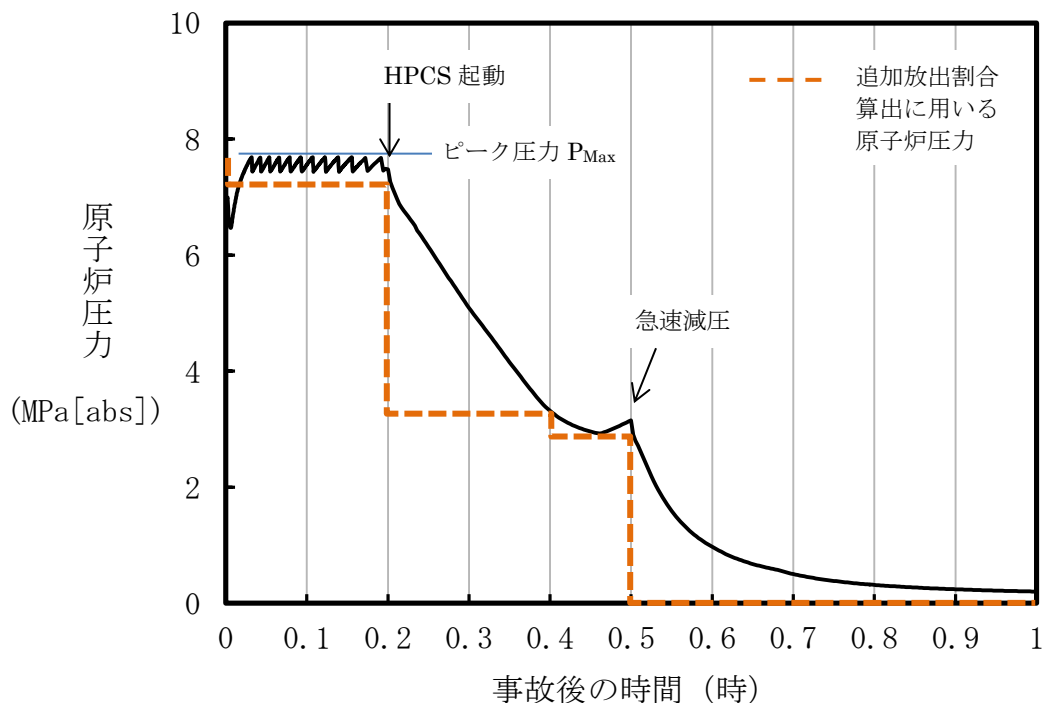


図1 原子炉圧力変化

(1)及び(2)に示す方法により求めた、冷却材中FPによるフラッシング量及び追加放出FPによるフラッシング量の積算値は46.2t及び23.0tとなる。

以上より、隔離完了（事象発生後10時間）までの冷却材中FP及び追加放出FPの気相への移行割合は以下のとおりとなる。

- 冷却材中FPの気相への移行割合： $46.2(t) / 200(t) = 0.231 \div 24\%$
- 追加放出FPの気相への移行割合： $23.0(t) / 200(t) = 0.115 \div 12\%$