

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12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. 使用する格納容器フィルタベント系の除去効果(DF)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 コードの保守性について
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

71. 島根2号炉におけるプレコンディショニングの実施状況と非常用ディーゼル発電機の故障率について
72. 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源について
73. インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について
74. 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施した場合の影響について
75. 高圧・低圧注水機能喪失における炉心下部プレナム部のボイド率の推移の詳細について
76. 崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループのうち大破断LOCAを起因とした事故シーケンスについて
77. 炉心損傷防止TB及びTWシナリオにおける原子炉急速減圧時の弁数の見直しについて
78. 原子炉隔離時冷却系及び高圧原子炉代替注水系における注水時の原子炉圧力挙動の差異について
79. 放射線防護具類着用の判断について
80. 原子炉ウェル注水について
81. 共通要因故障を考慮した低圧原子炉代替注水系の実現性及びコントロールセンタ切替手順について
82. サプレッション・チェンバ薬剤注入について
83. 格納容器ベント実施基準の変更に伴う希ガスによる被ばく評価結果への影響について
84. 損傷炉心による炉心シュラウドへの影響について
85. 残留熱代替除去系の格納容器スプレイ流量について
86. 外部水源を用いた総注水量の制限値について

下線は、今回の提出資料を示す。

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ィ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ィ(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ィ(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

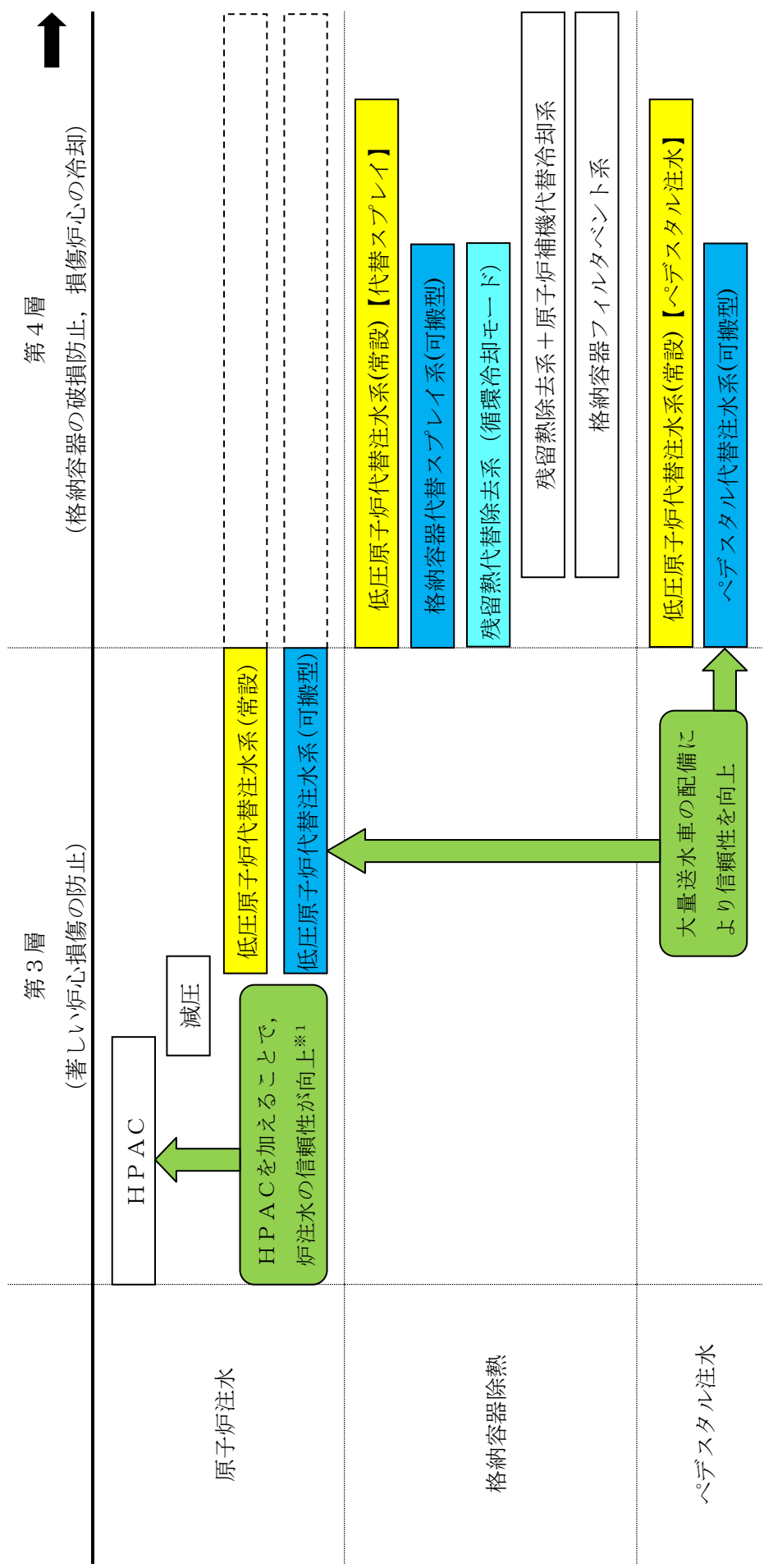
低圧原子炉代替注水系（常設）は、深層防護の3層（著しい炉心損傷の防止）における原子炉圧力容器内への注水として、4層（格納容器の破損防止策）における格納容器代替スプレイ、損傷炉心の冷却のためのペDESTAL代替注水手段としての機能を有している。

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)	
		事故シーケンス	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

12. エントレインメントの影響について

1. はじめに

有効性評価シナリオにおいて、最もサプレッション・プール水位が上昇するシナリオは、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）シナリオであり、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッション・プール水位は上昇し、格納容器ベント実施後、サプレッション・プール水位は最も高くなる。

ここでは、上記状態におけるエントレインメントの影響について評価する。

2. エントレインメントの影響

サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点で格納容器スプレイを停止し、その後速やかにウェットウェルベントを実施する場合、図 1 に示すとおり、ベント時のサプレッション・プール水位は約 5.0m であり、ベントライン下端（約 9.1m）に対して余裕がある。

このとき、サプレッション・プールの水が全て減圧沸騰するという保守的な仮定により水位上昇を評価すると、ベント時のサプレッション・プール水位は、約 5.0m に対して減圧沸騰により若干上昇するが、ほぼ変化はない。サプレッション・チェンバのベントライン下端高さは約 9.1m であるため、エントレインメントは回避できると考えられる。

なお、現実的にはサプレッション・チェンバの下部には水頭圧がかかるため全体が減圧沸騰することはないことから、水位は全て減圧沸騰した場合よりも低くなると考えられる。

また、サプレッション・プール水面の飛沫が、ベント時に同伴してベント配管内に取り込まれたとしても、配管内に滞留水が形成されない構造設計としているため、ベントラインが閉塞することはない。

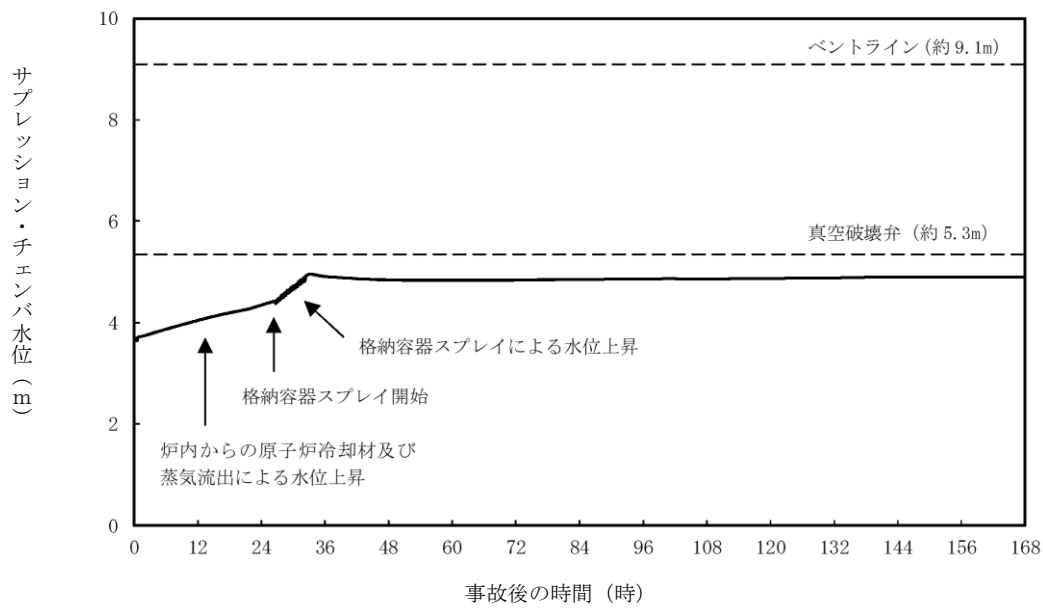


図1 サプレッション・プール水位変化
 (格納容器過圧・過温破損 (残留熱代替除去系を使用しない場合))

以上

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

「添付資料 3.1.3.3」で評価している“雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における格納容器フィルタベント系を用いた場合のCs-137の放出量”は、サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル状の放射性物質の捕集についても期待しており、その捕集効果はMAAPコード内(SUPRA評価式)で考慮している。

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

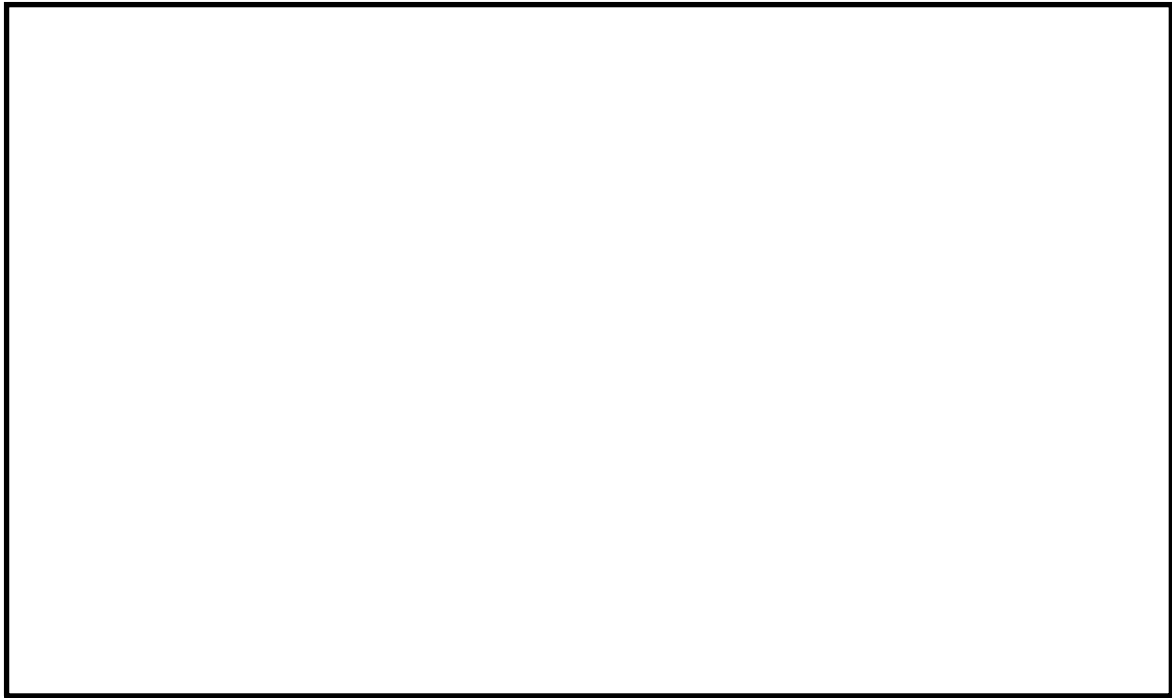
ここでは、サプレッション・プール水の沸騰による、捕集効果への影響について検討を行った。

1. スクラビング時のサプレッション・プール水の状態

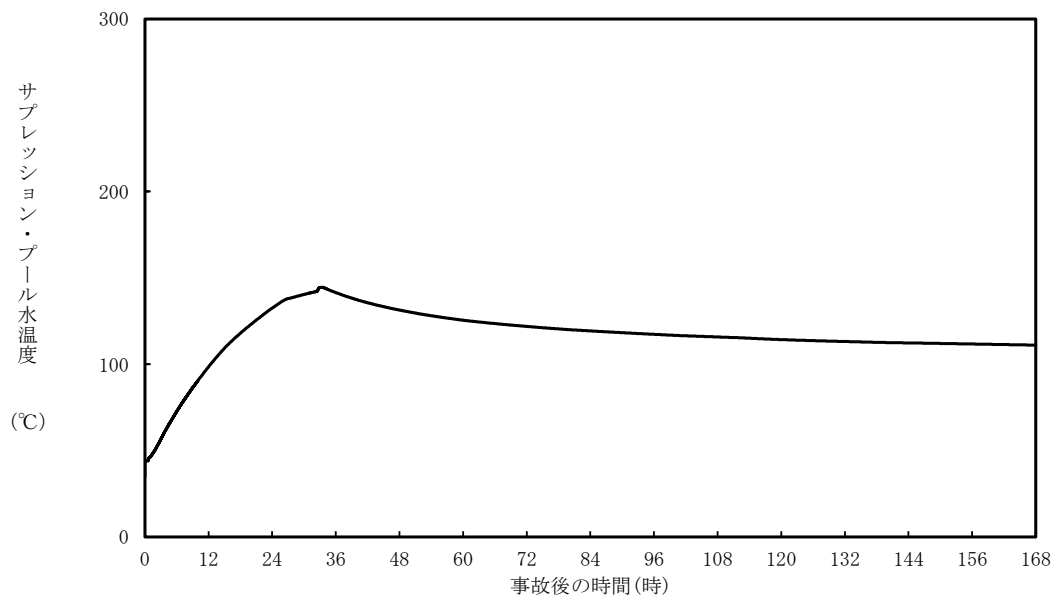
事故発生後、CsI及びCsOHは原子炉圧力容器から原子炉格納容器内気相部へ移行し、また、その大部分は原子炉格納容器内液相部に移行する。MAAP解析により得られた原子炉格納容器内液相部中のCsI及びCsOHの存在割合の時間推移を第1図に、サプレッション・プール水温の時間推移を第2図に示す。

第1図より、初期のブローダウンによるスクラビングの効果等により、CsI及びCsOHの大部分が初期の数時間で液相部へと移行することが分かる。また、第2図より、最初の数時間においては、サプレッション・プール水温は未飽和状態であり、沸騰は起きていないことがわかる。すなわち、サプレッション・プールでスクラビングされる大分部のCsI及びCsOHは、最初の数時間で非沸騰状態下でのその効果を受け、残りの少量のCsI及びCsOHが沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。

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



第1図 原子炉格納容器内液相部中の存在割合



第2図 サプレッション・プール水温

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. 沸騰時のスクラビング効果

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

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

(1) 試験の概要

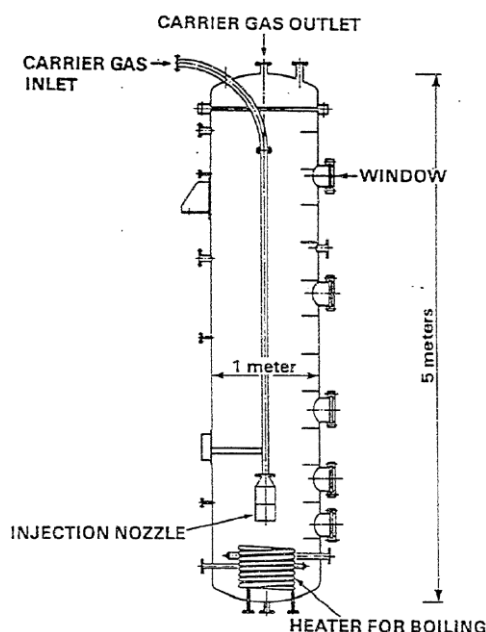
試験装置は直径約 1 m、高さ 5 m の第 3 図に示す円筒状容器であり、第 1 表に示す試験条件のもと、スクラバ水のスクラビング効果を測定している。

(2) 試験結果

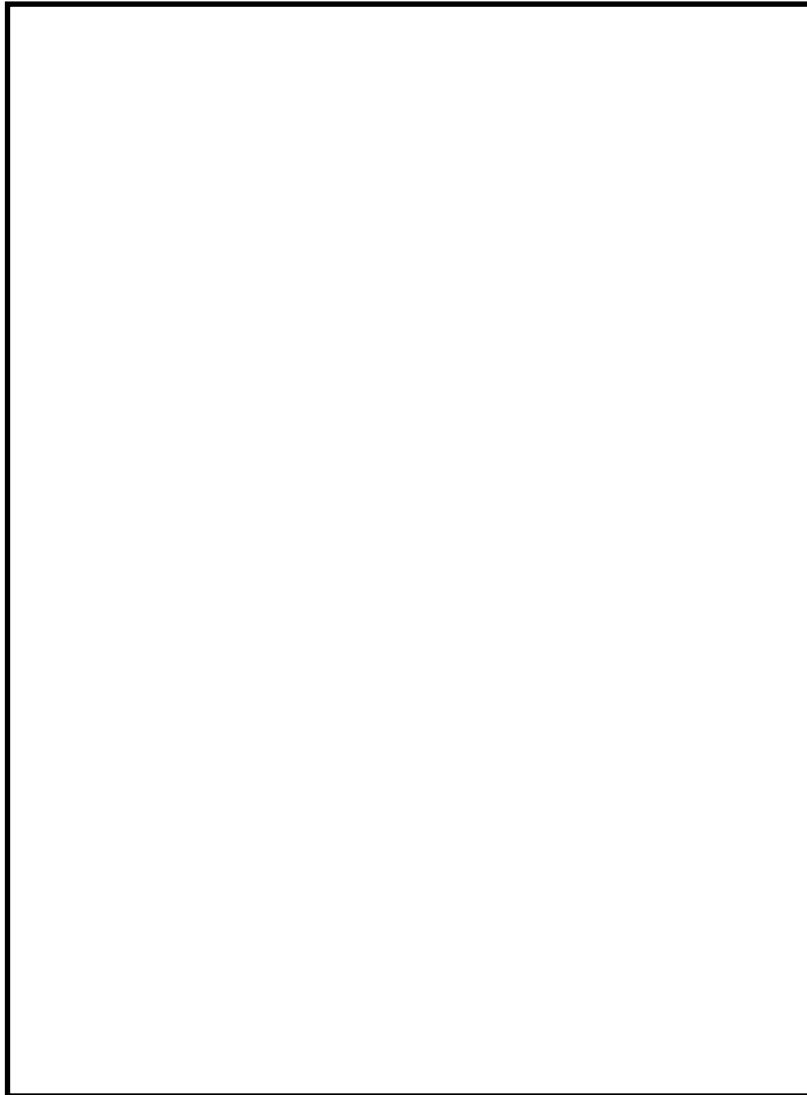
スクラバ水が未飽和である場合と、沸騰している場合の試験結果を第 4 図に示す。第 4 図では未飽和時の実験データを白丸、沸騰時の実験データを黒丸で示しており、スクラバ水の水深を実機と同程度（約 1 m）とした場合では、スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから、実機においても、沸騰後にサプレッション・プールのスクラビング効果が全く無くなる（ $DF = 1$ ）ことにはならず、沸騰後のスクラビングがサプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。

第 1 表 試験条件

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



第 3 図 試験装置の概要



第4図 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果

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

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。

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

島根 2号炉 重要事故シーケンス (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

事故シーケンス 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 (HPPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧ECCS注水機能 (LPCCS, LPCCI)</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宜補給</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>×</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 (HPPCS) ・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)+HPPCS失敗 (長期TB)	<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DG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 (6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 ・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> <p>○</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

高根 2 号炉 重要事故シーケンス (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

事故シーケンス グループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水		常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
		格納容器除熱	格納容器除熱			電源・水	電源・水	
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 (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時間全交流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 (HPPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧ECCS注水機能 (LPPCS, LPC1) ・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 (HPPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧ECCS注水機能 (LPPCS, LPC1) ・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>[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Pd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>[高圧注水] HPAC ・L.3~L.8で水位維持</p> <p>[減圧] 自動減圧機付き逃がし安全弁(6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、崩壊熱注水、L.3~L.8維持</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・SRV1個閉鎖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] (・閉鎖した逃がし安全弁1個からの蒸気流出) ・自動減圧機能付き逃がし安全弁(6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 [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、崩壊熱注水(L.3~L.8維持)</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>[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+D/G失敗) +SRV再開失敗+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個が閉鎖し、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で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 (HPPCS) ・低圧ECCS注水機能 (LPPCS, LPC1) ・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個閉鎖</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Pd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>[高圧注水] RCIC ・SRV1個閉鎖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] (・閉鎖した逃がし安全弁1個からの蒸気流出) ・自動減圧機能付き逃がし安全弁(6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 [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、崩壊熱注水(L.3~L.8維持)</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

高根 2号炉 重要事故シーケンス (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 (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

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心冷却	炉心損傷防止設備	電源・水源	常設重大事故等対応設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象 (全給水喪失) 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。</p> <p>【機能喪失の前駆】 ・ 取水機能 (RSW)</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 (6個) ・ 事象発生から約8時間後</p> <p>【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] —</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系を起動 ・ 事象発生8時間後に原子炉補機代替冷却系を起動</p> <p>[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</p> <p>【水源 (補給含む)】 S/C ・ 初期水量のみで対応可能</p>	—
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失) (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熱除去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時間後からは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。</p> <p>【機能喪失の前駆】 ・ 残留熱除去系 (RHR)</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 (6個) ・ 事象発生から約8時間後に自動減圧</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 ・ 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] —</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)</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系 ・ 準備完了後、輸谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	○
原子炉停止機能喪失 (TTC)	<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により未境界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前駆】 ・ スタラム機能 (RPS) ・ 代替制御棒挿入機能 (ARI) ・ 代替原子炉再循環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</p> <p>【高圧注水】 HPCS, RCIC ・ 水位回復までは定格流量 ・ L1Hで水位維持</p> <p>【減圧】 —</p> <p>【低圧注水】 —</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】 外部電源</p> <p>【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。</p> <p>【機能喪失の前駆】 ・ 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】 —</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分後に自動減圧</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22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</p> <p>【水源 (補給含む)】 低圧原子炉代替注水系 ・ 準備完了後、輸谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	×
格納容器バイパス (ISLOCA)	<p>【事象概要】 ISLOCA (残留熱除去系熱交換器フランジ部、残留熱除去系機器等からの漏えいを想定) が発生する。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。</p> <p>【機能喪失の前駆】 —</p>	<p>【高圧注水】 HPCS, RCIC</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自動減圧</p> <p>【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</p> <p>【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 重要事故シナケクス (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
格納容器破損防止 (残留熱代替除去系を使用する場合)	<p>【事象概要】 大破断 LOCA (再循環ポンプ吸込側配管の瞬時向時破断を想定) 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。 【機能喪失の前報】 ・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, LPC1) ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D/G)</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] - (LOCAにより減圧) [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・ RHR (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 [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 時間から開始 [監査注入] 可搬型監査供給装置 ・ 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 [水源 (補給含む)] 低圧原子炉代替注水 (原子炉注水) ・ 準備完了後、輸送貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適量補給</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 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 / 格納容器劣化直接加熱 (DCH)	<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、手動に促し BAF + 燃料有効長 20% で RPY 破損前に手動減圧を行う。落下溶融炉心と水とのデ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、PCV の健全性は維持される。また、水張り及び溶融炉心落下後のベデ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。 【機能喪失の前報】 ・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, LPC1) ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D/G)</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] - (LOCAにより減圧) [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・ RHR (A) 注入ライン経由で注入</p>	<p>[PCVSプレレイ] 格納容器代替プレレイ系 (可搬型) ・ 事象発生約 27 時間後に PCVSプレレイを実施 [海水除熱] - [ベント] フィルタベント (W/W) ・ サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達で実施 (約 32 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 [水源 (補給含む)] 低圧原子炉代替注水 (原子炉注水) ・ 準備完了後、輸送貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適量補給 輸送貯水槽 (格納容器プレレイ)</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 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>
原子炉炉力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)	<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、手動に促し BAF + 燃料有効長 20% で RPY 破損前に手動減圧を行う。落下溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが、PCV の健全性は維持される。また、水張り及び溶融炉心落下後のベデ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。 【機能喪失の前報】 ・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, LPC1) ・自動減圧機能 (ADS) ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D/G)</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 個) ・ BAF + 燃料有効長 20% で自動減圧 [低圧注水] -</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 【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 時間から開始 ※本シナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</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 [水源 (補給含む)] 輸送貯水槽 (ベデスタル注水、格納容器プレレイ)</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 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>
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	<p>過渡・過圧破損防止 (残留熱代替除去系を使用する場合)</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 個) ・ BAF + 燃料有効長 20% で自動減圧 [低圧注水] -</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 【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 時間から開始 ※本シナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</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 [水源 (補給含む)] 輸送貯水槽 (ベデスタル注水、格納容器プレレイ)</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>
水素燃焼	<p>過渡・過圧破損 (残留熱代替除去系を使用する場合) と同じ。</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 個) ・ BAF + 燃料有効長 20% で自動減圧 [低圧注水] -</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 【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 時間から開始 ※本シナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</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 [水源 (補給含む)] 輸送貯水槽 (ベデスタル注水、格納容器プレレイ)</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>

○：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

事故シナケケンス	起因事象	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	サポーター系(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] 燃料プールのスプレッド使用 ・事象発生約7.9時間後に注水開始	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)] 輸合貯水槽(燃料プール注水)	<燃料損傷防止> 可搬型スプレイン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) サイフォンプレイク配管により漏えい停止	[燃料プール注水] 燃料プールのスプレッド使用 ・事象発生約7.6時間後に注水開始	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)] 輸合貯水槽(燃料プール注水)	<燃料損傷防止> 可搬型スプレイン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

一：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

事故シナケケンス	起因事象	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	-	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	-
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)	-	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、輸合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、T A F到達まで約6.1時間であり、原子炉注水を2時間30分から開始できることから、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閉操作忘れ)	-	-	[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	-
反応度の誤投入	制御棒の最大反応度値に対する核的制限値を超える締め継ぎの制御棒が誤引抜される	-	-	-	-	[電源] 外部電源	-

○：可搬型設備で代替することで燃料破損を防止できる

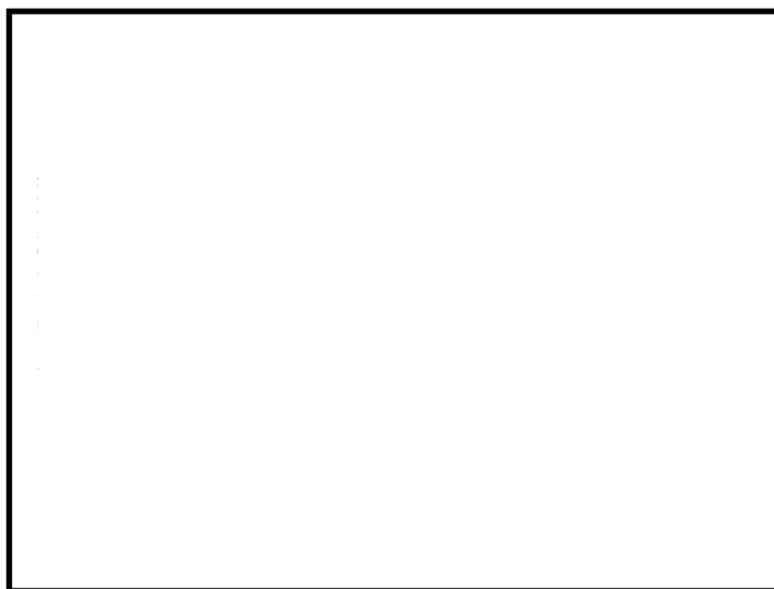
×：可搬型設備の代替では燃料破損を防止できない

一：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

原子炉水位不明は以下により確認する。

- 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）
- d. 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合

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 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ができおらず、炉心冷却に失敗したこと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

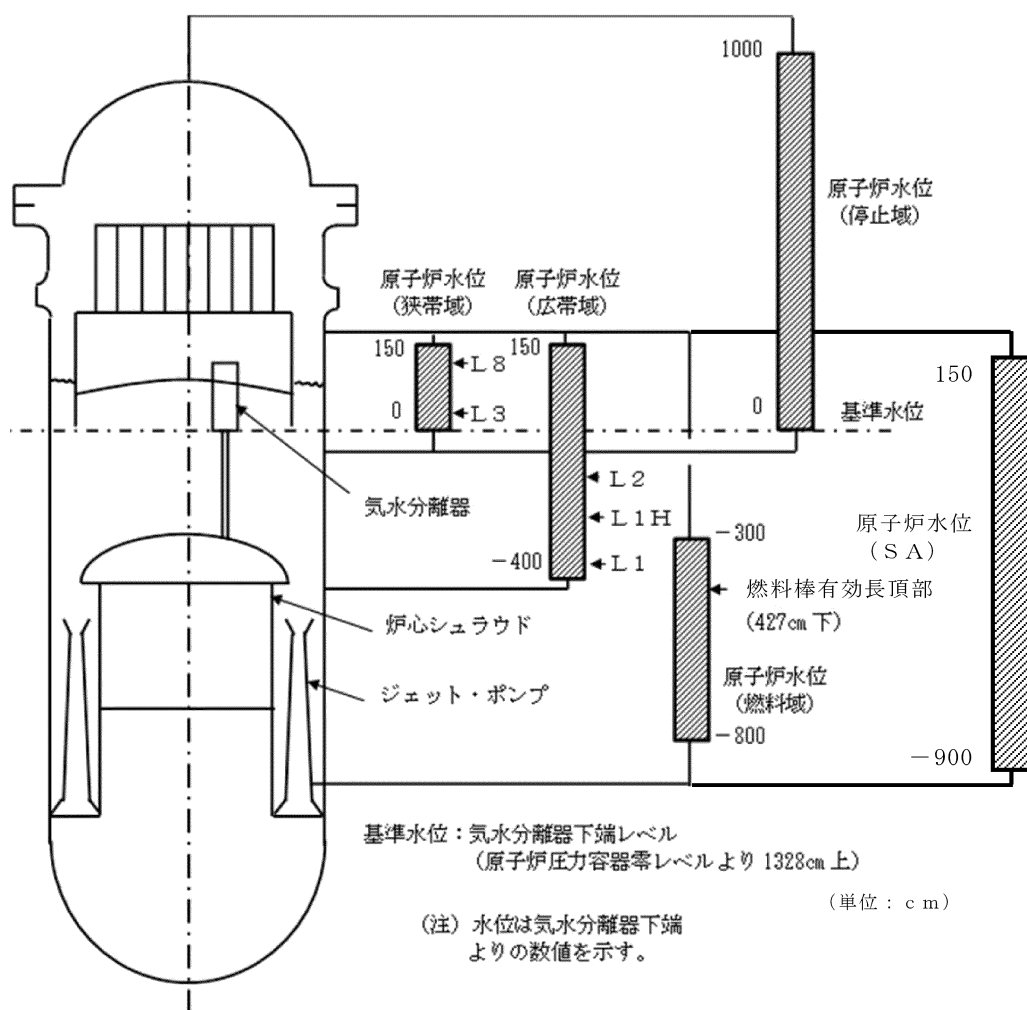
推定事項	判断パラメータ
原子炉水位L0までの水位回復判断	原子炉注水量と必要注水時間
損傷炉心の冷却維持判断 (原子炉水位L0以上の水位維持)	原子炉水位L0到達判断後、以下を満たすことで損傷炉心の冷却維持を判断する。 ・原子炉注水流量：崩壊熱による蒸発量相当の注水量の確保
損傷炉心の冷却失敗判断 (原子炉水位L0以下に低下，炉心損傷の進展)	原子炉压力容器温度（下鏡部）：300℃到達

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

27. 大破断LOCAシナリオ想定と異なる事象について

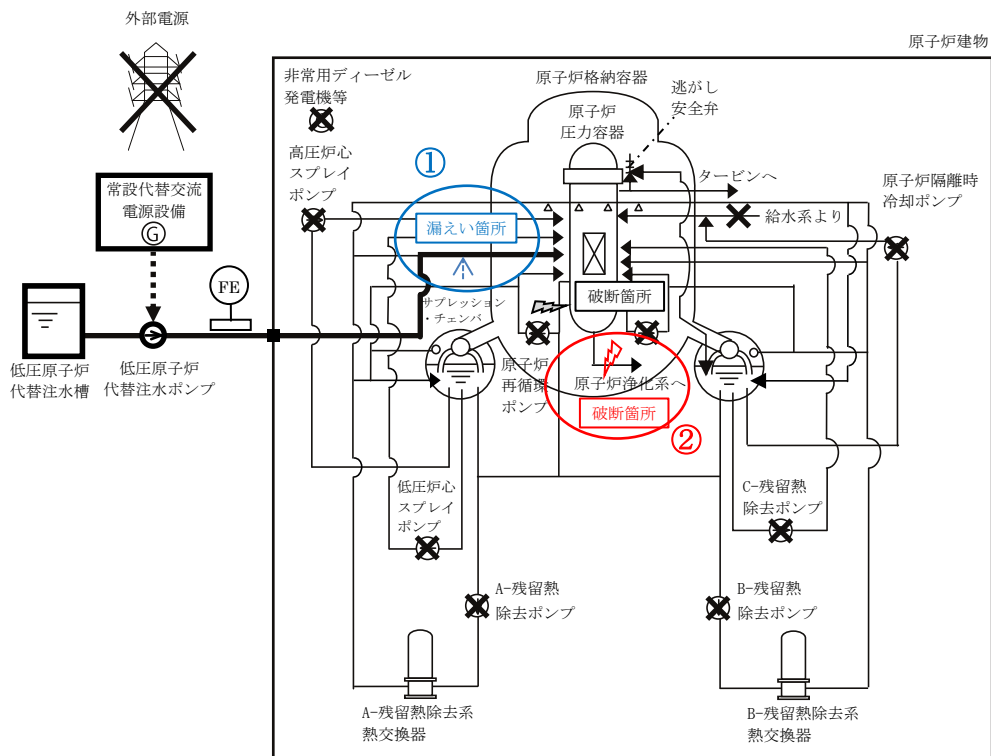
有効性評価「格納容器過圧・過温破損」シナリオにおいて想定する破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、再循環ポンプ吸込側配管を想定している。

この想定と異なる箇所が破断した場合、又は破断規模が異なった場合においても対応操作は変わらないことはない。また、破断箇所の特定ができない場合でも同様に対応操作が変わることはない。

しかし、対応操作は変わらないものの、以下の事象を想定すると、解析評価通りに原子炉压力容器内のパラメータが推移しないことが考えられる。

1. 原子炉压力容器注水流量計の指示通りに注水されていない場合
2. 原子炉压力容器下部ドレン配管からの漏えいが重畳した場合

「格納容器過圧・過温破損」シナリオにおいては、中央制御室における流量指示計を基に原子炉压力容器内の水位を推定する手段を用いるため、原子炉への注水量が不足した場合や破断口からの蒸気による流出以外の漏えいが重畳した場合には、推定手段による対応が困難となる。



①：原子炉压力容器注水流量計の指示通りに注水されていない場合
注水流量計の下流側で漏えい等が発生し、流量計指示通りに原子炉压力容器に注水されない。中央制御室での認知が困難であるため、推定通りに原子炉水位は維持されずに低下する

②：原子炉压力容器下部ドレン配管からの漏えいが重畳した場合
原子炉压力容器下部からの漏えいが継続するため、崩壊熱相当以上に原子炉水位は低下する。中央制御室での認知は困難であるため、推定通りに原子炉水位は維持されずに低下する。

図 「格納容器過圧・過温破損」シナリオ解析上で想定していない漏えい事象

この様に解析上想定していない事象が発生した場合、推定以上に原子炉水位は低下し炉心は露出することになる。炉心露出が継続し、損傷炉心の冷却が損なわれるとリロケーションに至る。中央制御室では原子炉压力容器下鏡部温度によりリロケーションを確認することが可能であり、推定手段による原子炉水位維持が成立していないことを把握し、ペDESTAL格納容器下部への初期水張り操作と共に格納容器破損防止の対応を実施する。これは「DCH, FCI, MCC I」シナリオで示しているとおりである。

実際には、原子炉压力容器下鏡部温度計以外にも原子炉压力容器中部、上部に複数の温度計が設置されており、それらが健全であれば、それらの温度と原子炉圧力計により飽和蒸気温度を超えていることをもって、炉心露出による過熱状態にあり炉心の冠水に失敗していると判断することも可能である。これにより、リロケーション発生前に推定手段による原子炉水位維持が成立していないことを把握することが期待できる。推定手段による原子炉水位維持が成立しないため、他に取り得る手段としては原子炉注水と格納容器スプレイを異なる残留熱除去系ラインを使用して原子炉注水を途切れることなく実施する手段がある。例えば、A-残留熱除去系(A)ラインを使用して原子炉注水を実施し、B-残留熱除去系(B)ラインを使用して格納容器スプレイを実施することである。また、残留熱代替除去系に切替えることにより外部水源からの流入を抑制し、原子炉压力容器及び原子炉格納容器の除熱を実施する手段をとることも可能である。

以上

30. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所

No.	機器番号	機器名称	計測範囲
1	TE298-1A-1	圧力容器円筒胴温度	0～300℃
2	TE298-1A-2	圧力容器円筒胴温度	0～300℃
3	TE298-1A-3	圧力容器円筒胴温度	0～300℃
4	TE298-1B-1	圧力容器A給水バスレivent`温度	0～300℃
5	TE298-1C-1	圧力容器A給水バスル温度	0～300℃
6	TE298-1B-2	圧力容器B給水バスレivent`温度	0～300℃
7	TE298-1C-2	圧力容器B給水バスル温度	0～300℃
8	TE298-1B-3	圧力容器C給水バスレivent`温度	0～300℃
9	TE298-1C-3	圧力容器C給水バスル温度	0～300℃
10	TE298-1B-4	圧力容器D給水バスレivent`温度	0～300℃
11	TE298-1C-4	圧力容器D給水バスル温度	0～300℃
12	TE298-1D-1	圧力容器下鏡`外温度	0～300℃
13	TE298-1D-2	圧力容器下鏡`外温度	0～300℃
14	TE298-1D-3	圧力容器下鏡`外温度	0～300℃
15	TE298-1E-1	圧力容器支持`ト上部温度	0～300℃
16	TE298-1E-2	圧力容器支持`ト上部温度	0～300℃
17	TE298-1E-3	圧力容器支持`ト上部温度	0～300℃
18	TE298-1F-1	圧力容器支持`ト下部温度	0～300℃
19	TE298-1F-2	圧力容器支持`ト下部温度	0～300℃
20	TE298-1F-3	圧力容器支持`ト下部温度	0～300℃
21	TE298-1G-1	原子炉圧力容器温度 (S A)	0～500℃
22	TE298-1G-2	原子炉圧力容器温度 (S A)	0～500℃
23	TE298-1G-3	圧力容器下鏡温度	0～300℃
24	TE298-1G-4	圧力容器下鏡底部温度	0～300℃
25	TE298-2A-1	圧力容器上蓋温度	0～300℃
26	TE298-2A-2	圧力容器上蓋温度	0～300℃
27	TE298-2B-1	圧力容器上蓋フランジ`温度	0～300℃
28	TE298-2B-2	圧力容器上蓋フランジ`温度	0～300℃
29	TE298-3-1	圧力容器`ット`ホル温度	0～300℃
30	TE298-3-2	圧力容器`ット`ホル温度	0～300℃
31	TE298-4-1	圧力容器胴体フランジ`温度	0～300℃
32	TE298-4-2	圧力容器胴体フランジ`温度	0～300℃
33	TE298-4-3	圧力容器胴体フランジ`温度	0～300℃

■ : 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備以外は、常用計器（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）

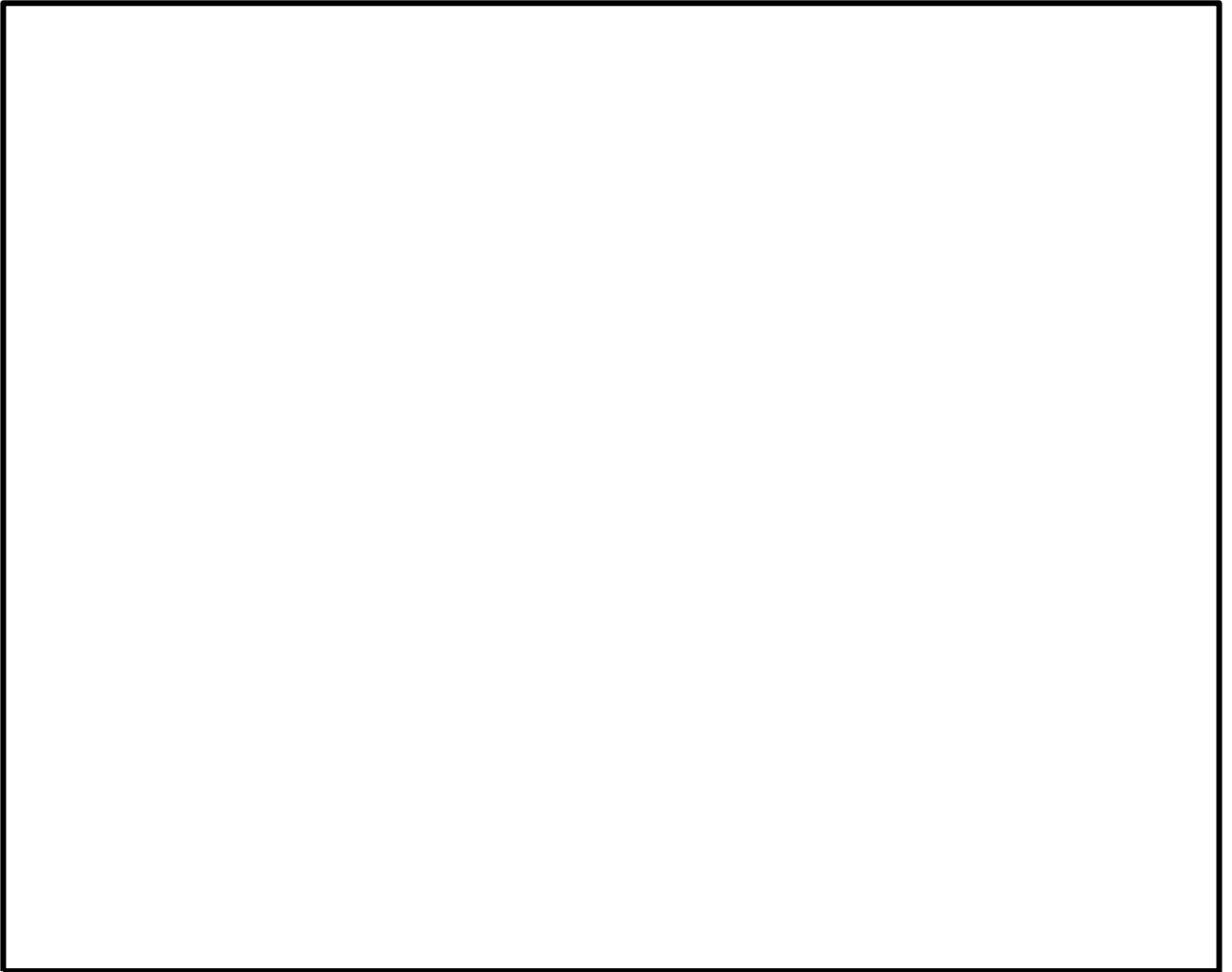


図1 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所

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。

33. 非常用ガス処理系の使用を考慮した評価について

島根原子力発電所2号炉においては、重大事故時における現場作業の成立性を確かなものにするため、必要な対策を実施の上、以下の運用を行うこととしている。

- ・作業現場の放射線量の上昇の緩和のため、非常用ガス処理系を起動する
- ・全交流電源喪失時においても屋外作業を行わずに速やかに非常用ガス処理系を使用できるよう、ガスタービン発電機を中央制御室から遠隔操作により起動する

ここでは、非常用ガス処理系の運転を考慮した場合の重大事故時における作業時の被ばく線量を確認した。

なお、格納容器ベント実施に伴う現場作業の線量影響の評価条件及び評価結果の詳細は、「重大事故等対処設備について 別添資料-1 格納容器フィルタベント系について」の別紙8に示す。

また、中央制御室での被ばく線量については、「59条 運転員が原子炉制御室にとどまるための設備（補足説明資料）59-11 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について」に示す。

1. 現場の作業環境

現場の作業環境の評価結果を表1に示す。評価の結果、被ばく線量は最大でも約58mSvとなった。このことから、各々の現場作業は作業可能であることを確認した。

なお、作業の評価条件及び評価結果の詳細は別紙「給油等の現場作業の線量影響について」に示す。

表1 有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業と放射線環境

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	放射線環境
低圧原子炉代替注水槽への補給準備	・大量送水車による輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給	約 28mSv
各機器への給油	・ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給 ・大量送水車，大型送水ポンプ車への燃料給油作業	約 25mSv [※]
常設代替交流電源設備からの受電操作	・常設代替交流電源設備準備操作及び運転状態確認（ガスタービン発電機） ・M/C受電操作，受電確認	約 41mSv
原子炉補機代替冷却系運転操作	・原子炉補機代替冷却系準備操作，運転状態監視	約 58mSv

※評価結果が最大となる「大型送水ポンプ車への燃料給油作業」の値を示す

給油等の現場作業の線量影響について

重大事故時における現場作業は放射線環境下での作業となる。ここでは、有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業のうち、別紙表 1 に示す作業について作業時の被ばく線量の評価を行った。作業の時間帯等を別紙表 2 に示す。また、各現場作業における線量影響評価で採用した評価点を別紙図 1 から別紙図 3 に示す。

各作業の評価時間には作業場所への往復時間を含めた。なお、移動中における線量率が作業中における線量率と異なることを考慮し、作業によっては、作業中と移動中で異なる場所を評価点と設定し評価した。線源強度や大気拡散評価等の評価条件は、「重大事故等対処設備について 別添資料-1 格納容器フィルタベント系について」の別紙 8 と同じとした。また、格納容器ベント実施後の作業は、W/Wベントを実施した場合を代表として評価した。評価結果を別紙表 2 に示す。

評価の結果、被ばく線量は最大でも約 58mSv となった。このことから、各々の現場作業は作業可能であることを確認した。

別紙表 1 有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業

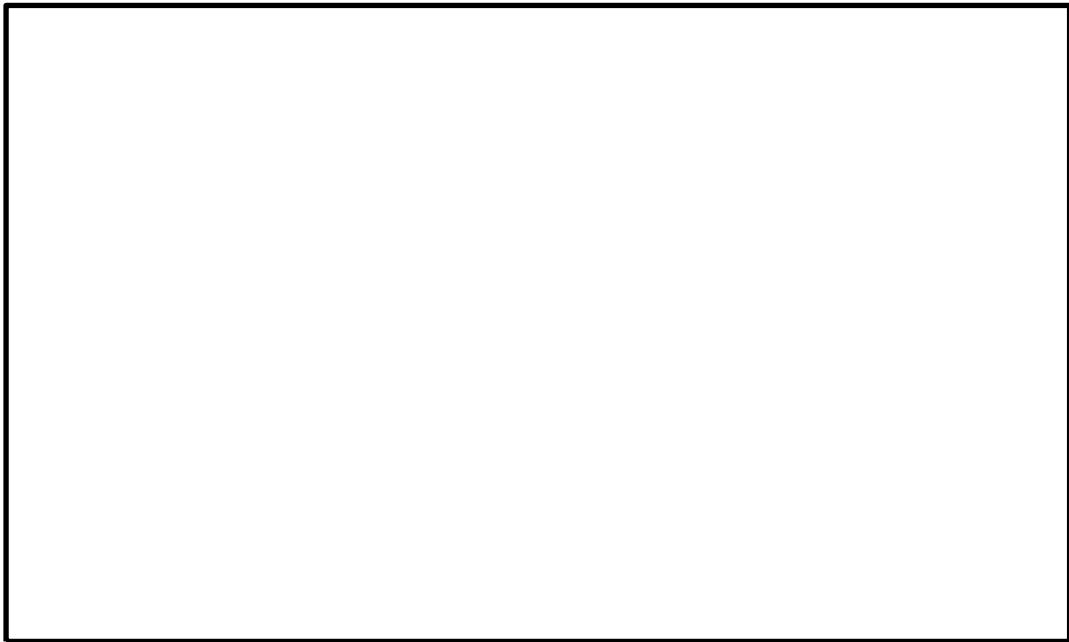
作業項目	具体的な運転操作・作業内容
低圧原子炉代替注水槽への補給準備	・大量送水車による輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給
各機器への給油	・ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給 ・大量送水車，大型送水ポンプ車への燃料給油作業
常設代替交流電源設備からの受電操作	・常設代替交流電源設備準備操作及び運転状態確認（ガスタービン発電機） ・M/C受電操作，受電確認
原子炉補機代替冷却系運転操作	・原子炉補機代替冷却系準備操作，運転状態監視

別紙表2 有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業に伴う被ばく※1

	格納容器ベント実施前の作業			格納容器ベント実施後の作業	
	常設代替交流電源 設備からの受電操作	低圧原子炉代替 注水槽への補給準備	原子炉補機代替 冷却系運転操作	大型送水ポンプ車 への給油	大量送水車 への給油
移動開始時間 (事象開始後)	屋内 20分後	屋外 20分後	屋外 2時間30分後	屋外 35.1時間後※2	屋外 35.1時間後※2
評価時間	移動15分 作業70分	移動25分 作業1時間40分	移動25分 作業7時間20分	移動25分 作業16分	移動25分 作業12分
被ばく線量	約41mSv	約28mSv	約58mSv	約25mSv	約4.2mSv

※1 屋外移動中の評価に当たっては、最も放出口（原子炉建物）に近接した作業場所である原子炉建物南側作業地点で代表した。

※2 ベント後の給油最短時間を考慮し、35.5時間後（ベント後3時間後）に作業完了となるように設定。

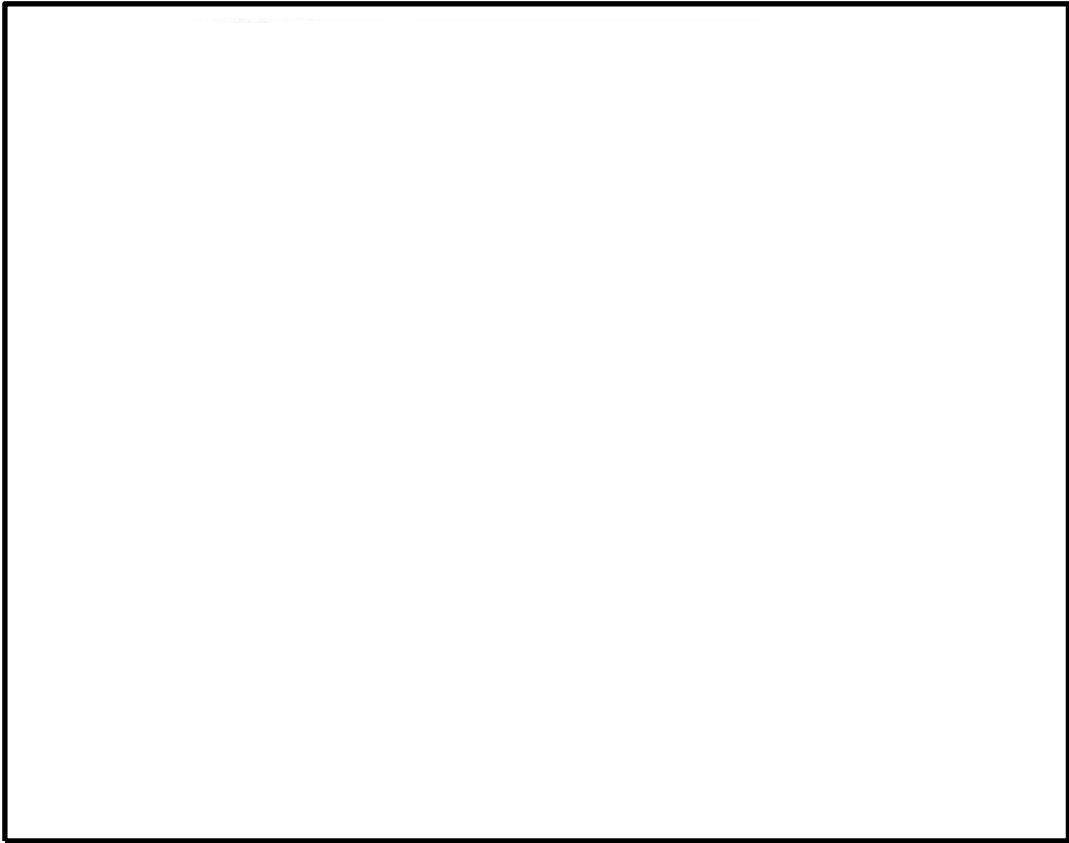


別紙図1 低圧原子炉代替注水槽への補給，原子炉補機代替冷却系運転操作及び屋外移動中の線量評価点



別紙図2 大型送水ポンプ車への給油作業の評価点

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。



別紙図3 大量送水車への給油作業の評価点

以上

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。

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

炉心損傷開始の判断は、原子炉格納容器雰囲気放射線モニタにより行うが、逃がし安全弁（以下「SRV」という）出口温度計による炉心損傷の検知性については以下のとおり。

1. SRV出口温度計の設備概要

SRV出口温度計は、原子炉運転中にSRVからの漏えいを検出するために、SRVの排出配管に設けており、測定範囲は0～300℃である。温度検出器は、SRV本体からの熱伝導による誤検出を防ぐために、弁本体から十分離れた位置に取り付けている（図1参照）。

2. 原子炉水位低下時の原子炉压力容器内温度の概略挙動

事故発生後、原子炉水位が低下する過程において、炉心が冠水した状態では、炉心部及び原子炉压力容器ドーム部の温度は、ともに定格原子炉圧力（6.93MPa [gage]）ないしはSRV動作圧力（安全弁機能の最大8.35MPa [gage]）に対応する飽和蒸気温度近傍（約286℃～約299℃）となる。

さらに原子炉水位が低下すると、炉心が露出した炉心部と原子炉压力容器ドーム部は過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和蒸気温度を超えて上昇する。

3. SRV出口温度計による炉心損傷の検知性

事故発生後、SRVによる減圧を行うと、SRV出口温度計は原子炉压力容器ドーム部の温度に相当する温度を指示すると考えられる。

原子炉水位の低下により炉心が露出し、原子炉压力容器ドーム部が過熱蒸気雰囲気となっている状態でSRVを開放した場合、SRV出口温度計の指示値は、飽和蒸気温度近傍よりも高い温度を示し、さらに過熱度が大きいと温度計の測定範囲（300℃）を超えるため、指示値はオーバースケールになると考えられる。

一方、炉心が露出した場合において、炉心は蒸気冷却等により健全性を維持している場合と、損傷している場合が考えられる。

したがって、不確実さはあるものの、SRV出口温度計のオーバースケールにより炉心損傷を検知できる可能性がある。

4. SRV出口温度計測と原子炉压力容器温度計測

SRV出口温度と原子炉压力容器温度は中央制御室にて確認可能であるが、故障等により中央制御室で確認できない場合、その他の建物内の補助盤室において可搬型計測器による測定が可能である。可搬型計測器による測定が必要になった場合は、炉心損傷確認の精度が高い原子炉压力容器温度の測定を優先する。

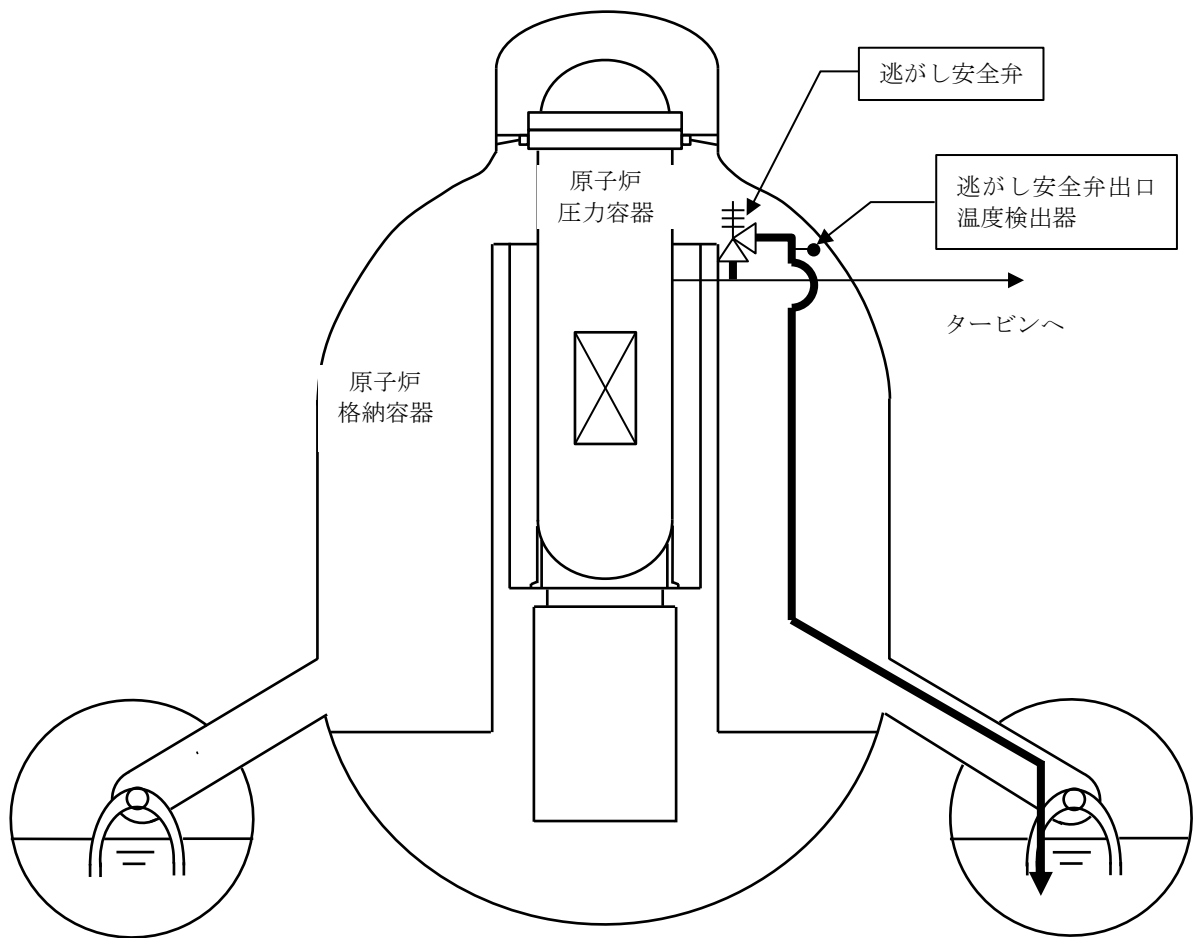


図1 逃がし安全弁出口温度計の概略設置図

38. 使用する格納容器フィルタベント系の除去効果（DF）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」の添付資料 3.1.3.3 において、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からの Cs-137 の放出量について検討を行っており、サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の放出量は約 2.1×10^{-3} TBq（7 日間）、ドライウェルのラインを経由した場合の放出量は約 3.4TBq（7 日間）と評価している。また、評価に当たっては格納容器フィルタベント系の除去効果（DF）を 1,000 としている。

ここでは、格納容器フィルタベント系の除去効果（DF）として 1,000 を使用することについての妥当性について検討を行った。

1. 使用する格納容器フィルタベント系の除去効果（DF）について

格納容器フィルタベント系のフィルタ装置は、大規模なセクター試験装置を用いて実施された性能検証試験の試験条件に包絡されるよう設計している。

性能検証試験では、実機の想定事象における種々の試験条件（ベントガスの圧力・温度・流量及びエアロゾル粒径・濃度等）を考慮した性能検証試験を行い、各条件において発揮される性能を確認している。

性能検証試験結果から、島根 2 号炉の使用条件を包絡する範囲において DF 1,000 以上を満足することを確認しているため、ベントラインに流入するエアロゾルに対し、DF 1,000 を適用することは妥当であると考えられる。

なお、スクラバ容器はベンチュリスクラバと金属繊維フィルタの両方を合わせて DF 1,000 以上を確保できる設計としており、ベンチュリスクラバ単体でも DF 100 以上と評価している。（「島根原子力発電所 2 号炉 重大事故等対処設備について 別添資料-1 格納容器フィルタベント系について」の別紙 34 を参照）

41. 有効性評価解析条件の見直し等について

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価

1. 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、当社及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）

中央制御室及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及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 レッション・プール水冷 却モード)	B-残留熱除去系(サブ レッション・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
サブプレッション・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、サブプレッション・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 (BOP1.5個分)	約 <input type="text"/> m ² (BOP3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 (°C)	約 309 (初期値)	約 309 (初期値)

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。

1. 2 第724回審査会合（令和元年6月11日）以降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ける、第724回審査会合（令和元年6月11日）以降の解析条件等変更内容について以下に示す。

(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

「高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）」、「高圧注水・減圧機能喪失（TQUX）」、「全交流動力電源喪失（長期TB, TBU/D, TBP）」及び「崩壊熱除去機能喪失（TW（取水機能喪失）, TW（RHR故障）」について、解析の入力誤りや審査会合における議論を踏まえて解析条件を見直した。なお、「原子炉停止機能喪失（TC）」については、第724回審査会合（令和元年6月11日）以降、解析条件等の見直しを行っていない。

シーケンス毎の解析条件の見直し箇所及び主要な評価項目に対する見直し前後の結果を下表に示す。

	解析条件見直し箇所			解析結果最大値					
	①	②	③	燃料被覆管温度 (°C)		格納容器圧力 (kPa[gage])		格納容器温度 (°C)	
				見直し前	見直し後	見直し前	見直し後	見直し前	見直し後
TQUV	○	○	×	約 441	約 509	約 427	約 427	約 154	約 154
TQUX	○	○	×	約 705	約 728	約 54	約 54	約 78	約 78
長期TB	○	×	○	約 309	約 309	約 427	約 427	約 154	約 154
TBU/ TBD	○	×	○	約 309	約 309	約 427	約 427	約 154	約 154
TBP	○	×	○	約 309	約 309	約 427	約 427	約 154	約 154
TW 取水機能 喪失	○	○	○	約 309	約 309	約 128	約 132	約 115	約 117
TW RHR 故障	○	○	○	約 309	約 309	約 427	約 427	約 154	約 154
LOCA 1. (5)b. 再掲	○	○	×	約 770	約 779	約 427	約 427	約 154	約 153
ISLOCA 1. (6)c. 再掲	○	○	×	約 309	約 309	—	—	—	—

<解析条件の見直し>

- ① スクラム遅れ時間の適正化
 - ② 再循環ポンプトリップ条件を原子炉水位低（レベル2）に変更
 - ③ 急速減圧弁数を6弁に変更
- ：見直しあり，×：見直しなし

2. 格納容器破損防止の有効性評価

2. 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

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）

a. 格納容器ベント実施基準等の見直し

格納容器ベント実施基準として、サプレッション・チェンバのベントラインが水没しないよう、「外部注水総量 4,000m³到達時」としていたが、ベント系の耐震信頼性の向上を図るため、「サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達時」に見直した。

また、主蒸気隔離弁閉止の条件について、「原子炉水位低（レベル 2）」としていたが、主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として「事象発生と同時」に見直した。

解析条件の見直し項目

項目	見直し前	見直し後
格納容器ベント 実施基準	外部注水量 4,000m ³ 到達時	サプレッション・プール水位 が通常水位+約 1.3m 到達
主蒸気隔離弁閉止	原子炉水位低（レベル 2）	事象発生と同時

解析結果

項目	見直し前	見直し後
格納容器ベント時間	約 73 時間	約 32 時間
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力の最大値	約 722kPa[gage]	約 659kPa[gage]
原子炉格納容器バウンダリに かかる温度の最大値	約 202°C	約 197°C
Cs-137 放出量 評価結果 (7 日間)	合計 (D/W ベントラインと 建物からの漏えい) 約 3.4TBq	約 4.8TBq

3. 燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価

3. 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

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。

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

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
4. 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

a. 原子炉設置変更許可申請書 添付書類の記載の修正

原子炉設置変更許可申請書 添付書類十「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」では、原子炉水位の変化を評価しているが、その評価において根拠とした図面に数値の誤りがあったため、正しい数値を用いて再評価を行った。

通常水位 誤 5254mm → 正 5104mm

b. 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失におけるプラント状態の見直し

運転停止中のプラント状態については、崩壊熱、保有水量の観点から厳しい状態と考えられる「POS-S 原子炉冷温停止への移行状態」での評価を行っていたが、崩壊熱除去機能喪失事象及び全交流動力電源喪失事象について、RPV の状態が閉止から開放となる POS の場合、RPV を開放すると原子炉隔離時冷却系が使用できなくなることを踏まえ、各 POS にて期待できる緩和設備も考慮し、「POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」に見直した。なお、想定する崩壊熱の不確かさを考慮し、原子炉停止 12 時間後（POS-S の起点となる、復水器真空破壊時点の崩壊熱）での評価も実施している。

c. 原子炉冷却材の流出におけるプラント状態の見直し

運転停止中のプラント状態については、崩壊熱、保有水量の観点から厳しい状態と考えられる「POS-S 原子炉冷温停止への移行状態」での評価を行っていたが、原子炉冷却材流出事象について、原子炉開放時の場合、原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動等に期待できないことから、事象発生時の検知が困難な事象と考えられ、検知性の観点から厳しいと考える「POS-B 原子炉ウェル満水状態」に見直した。なお、想定する保有水量の不確かさを考慮し、原子炉未開放時（POS-S）での評価も実施している。

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	低圧炉心スプレイス系 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系 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)	
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系ディーゼル発電機 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)
	—	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)	
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	—
	崩壊熱除去失敗	残留熱除去系	
原子炉炉停止機能喪失	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*	
	インターフェイズシステムL OCA	インターフェイズシステム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）	
反応度の誤投入	制御棒の誤引き抜き	—	—

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。
	外部電源 外部電源なし (再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2))	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、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、原子炉冷却材圧力バ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。
操作条件	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。
	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	事象発生から約14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はない。

(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	外部電源なし (再循環ポンプトリップは 原子炉水位低(レベル 2))	外部電源あり	外部電源あり	必要燃料量の観点で厳しい外部電源なしを設 定。 なお、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	逃がし安全弁 (原子炉圧力制 御時)	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+DG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が、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+DG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が、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＋D/G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ダリ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。

d. 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D/G失敗）＋SRV再開失敗＋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ダリ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時間後に格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。	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。格納容器圧力逃がし装置等により格納容器の除熱を実施。	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。

(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	外部電源なし (再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2))	外部電源なし	外部電源なし (再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2))	要員、資源等の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお、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。
原子炉注水手段	原子炉隔離時冷却系(水源:サブレーション・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:サブレーション・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ブレーション・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(サブレーションによる原子炉水冷却モード)による原子炉格納容器除熱を実施	代替格納容器サブレーション冷却系(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(サブレーション・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	格納容器圧力0.27MPa [gage]到達時に緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器サブレーション冷却系)及び残留熱除去系(サブレーション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施	格納容器サブレーション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(サブレーション・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
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 (再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2))	外部電源あり	外部電源あり	要員、資源等の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお、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、原子炉冷却材圧力バ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	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ィ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。
		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MIO 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号炉及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、プラント状態判断にかかる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を考慮して事象発生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号炉及び柏崎6/7はサブプレッション・プールの水温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LPCI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CHASTRコードは使用しない。
事故条件起因事象	再循環ポンプ吸込み側配管の破断 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	運用の運用。 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	事象発生から約15分後	事象発生から15分後	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ッ ション・プールの水冷却モー 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. 運転中の原子炉における重大事故

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (残留熱代替除去系を使用する場合)

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に	事象発生と同時に	原子炉水位低 (レベル3) 信号	外部電源喪失を仮定していることから、事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
操作条件	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給操作	事象発生から12時間後	注入しない	格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達時	可燃性ガス濃度の上昇を抑制するために、残留熱代替除去系による格納容器除熱開始後に窒素を供給する運用としている

(2) 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)

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に	事象発生と同時に	原子炉水位低 (レベル3) 信号	外部電源喪失を仮定していることから、事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
操作条件	格納容器フィルトタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後	格納容器圧力が0.62MPa [gage] 接近時	サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達から5分後	実手順に合わせ、サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達後に実施する条件としており、これに中央制御室における操作所要時間10分を考慮して設定

3. 燃料プールの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
燃料プールのスプ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、燃料プールのスプ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、燃料プールの水温度が100℃に到達し、燃料プールの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、燃料プールの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のスプレイ系（常設スプレイヘッド使用）による注水を想定しているが、燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）の場合でも、燃料プールの水温度が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の水温度が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の水温度100℃到達が約5.1時間後となるため、燃料プールの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ックによる損傷	東海第二 燃料プールの冷却系配管の破断	島根 2 号炉は、燃料プールの水位（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	—	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の水位の低下が生じる。
サイフォン現象による漏えい量	—	約70m ³ /h	—	—
燃料プールのスプ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7.6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、燃料プールのスプ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、燃料プールの水温度が100℃に到達し、燃料プールの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、燃料プールの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のスプレイ系（常設スプレイヘッド使用）による注水を想定しているが、燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）の場合でも、燃料プールの水温度が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の水温度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の水温度100℃到達が約5.0時間後となるため、燃料プールの水位の低下が生じる。

4. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 崩壊熱除去機能喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
事故条件	外部電源なし	外部電源なし	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	島根2号炉は、外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定している。
操作条件	原子炉水位回復から約30分後	原子炉水位回復から約90分後	原子炉水位回復から約1時間45分後	島根2号炉は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動に原子炉保護系母線の復旧が不要である（東海第二は必要）。また、島根2号炉はBWR-5であり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の戻り水が再循環配管に流入する設計のため、原子炉圧力容器への低温水流入による過度な熱衝撃発生の防止を目的とした配管の暖気運転は実施しない（直接RPVに流入する設計であるABWRのKK6/7は実施する）。

(2) 全交流動力電源喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
操作条件	原子炉水位回復から2時間後	事象発生から145分後	事象発生から約1.1時間後	島根2号炉は、常設代替交流電源設備からの受電操作を考慮し、事象発生から2時間後として100℃に到達するため、原子炉水位が低下した後原子炉注水を開始する。 東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了し、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後から注水を開始する。このため、原子炉水位は維持される。
操作条件	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）による原子炉除熱操作	事象発生から10時間後	事象発生から4時間10分後	島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備完了後に残留熱除去系による原子炉除熱を実施することとしている。

(3) 原子炉冷却材の流出

事故条件	項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
起因事象	残留熱除去ポンプミニマムフロアー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出	残留熱除去ポンプミニマムフロアー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出	残留熱除去ポンプミニマムフロアー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出	残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロアー弁がロックにより自動開となり、閉固着することによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出	島根2号炉は、人的過誤によるミニマムフロアー弁の閉操作忘れを想定。東海第二は、インターロックによるミニマムフロアー弁の自動開及び閉固着を想定。
外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源あり	島根2号炉は、外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定している。東海第二は、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（原子炉停止冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定している。なお島根2号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容器隔離弁の閉弁は発生しない。
操作条件	流出箇所の隔離	原子炉への注水開始前	原子炉への注水開始前	原子炉への注水開始後	島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に原子炉に注水する手順としている。

(4) 反応度の誤投入

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	APEX/SCAT (RIA用)	APEX	APEX/SCAT (RIA用)	島根2号炉、東海第二は投入される反応度が1ドルを超えるため、SCAT (RIA用) を用いて燃料エンタルピーの評価を実施。
解析条件	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)	期待しない	島根2号炉は、中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの90%) による制御棒引抜阻止には保守的に期待していない。 なお、制御棒引抜阻止に期待した場合、中性子束高信号 (各レンジフルスケールの90%) が発信すると制御棒引抜が停止する。ただし、本評価では制御棒の誤引抜により反応度が急激に投入されるため、中性子束高信号 (各レンジフルスケールの90%) と中性子束高信号 (各レンジフルスケールの95%) によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。
機器条件	原子炉スクラム信号	起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10秒)	起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期10秒)	島根2号炉は、原子炉周期短による原子炉スクラム信号のインタローックがない (警報のみ) ため、中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの95%) でスクラムする。

79. 放射線防護具類着用の判断について

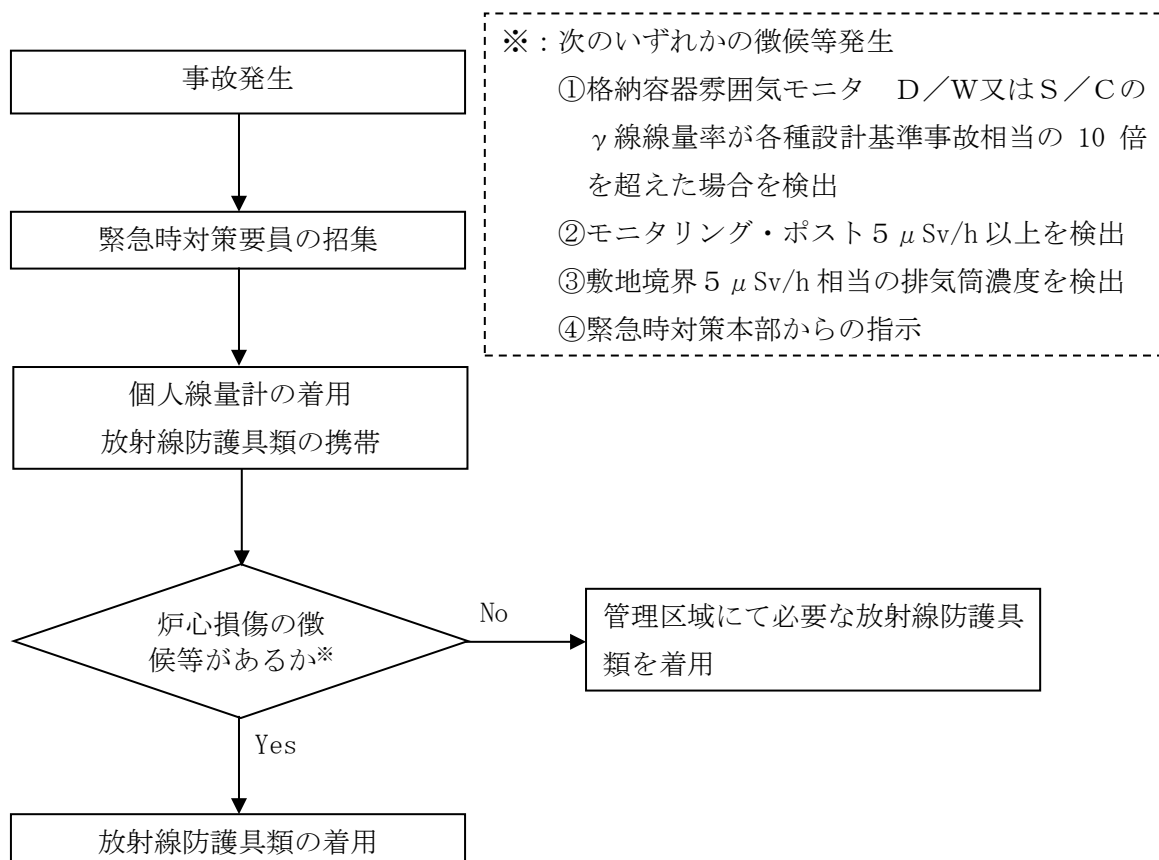
重大事故等発生時における現場作業では、作業環境が悪化していることが予想され、緊急時対策要員は、作業環境に応じ第1表のとおり、必要な装備を着用する。また、緊急時対策所等との連絡手段の確保のため、通信連絡設備等の重大事故等対処設備を携行し使用する。

特に初動対応においては、作業環境の調査を待たずに作業を実施するため、適切な装備の選定が必要となる。

初動対応時における緊急時対策要員の放射線防護具類については、以下のとおり整備している。また、初動対応時における適切な放射線防護具類の選定については、指示者が判断し、着用を指示する。

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等時は事故対応に緊急性を要すること、通常時とは汚染が懸念される区域も異なること等から、通常の放射線防護具類の着用基準ではなく、作業環境及び緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで、被ばく線量を低減する。(第1図参照)



第1図 放射線防護具類の選定方法

2. 初動対応時における装備

- 必要な放射線防護具類は、指示者が着用について判断した場合に速やかに着用できるように、常時、中央制御室及び緊急時対策所に必要数を保管している。
- 緊急時対策要員は、招集後、ガラスバッジを着用する。
- 緊急時対策要員のうち現場作業を行う要員については、初動対応時から個人線量計（ガラスバッジ及び電子式線量計）を着用することにより、緊急時対策要員の外部被ばく線量を適切に管理することが可能である。なお、作業現場に向かう際には、放射線防護具類を携帯する。
- 炉心損傷の徴候等がある場合は、放射性物質の放出が予想されることから、指示者が適切な放射線防護具類を判断し、緊急時対策要員に着用を指示する。指示を受けた緊急時対策要員は、指示された放射線防護具類を着用する。
- 身体汚染が発生した場合には、作業後に更衣及び除染を実施する。
- 高線量対応防護服（タングステンベスト）は、重量があることから、移動を伴う作業においては作業時間の増加に伴い被ばく線量が増加するため、原則着用しない。
- 管理区域内で内部溢水が起こっている場所や雨天時に作業を行う場合には、被水防護服及び作業用長靴を追加で着用するとともに、高湿度環境下では全面マスクに装着するチャコールフィルタの劣化が早くなる恐れがあるため、酸素呼吸器等を着用する。（第1表、第2図参照）

第1表 緊急時対策要員の初動対応時における装備

名称		着用基準	
		炉心損傷の徴候等あり	炉心損傷の徴候等なし
個人線量計	ガラスバッジ	現場作業を行っていない間も含めて必ず着用	同左
	電子式線量計	必ず着用	同左
綿手袋，ゴム手袋		必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
汚染防護服		必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
被水防護服，作業用長靴		湿潤作業を行う場合に着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある湿潤作業を行う場合に着用
高線量対応防護服（タングステンベスト）		移動を伴わない高線量下での作業を行う場合に着用	同左
全面マスク等（全面マスク又は電動ファン付き全面マスク）		必ず着用	管理区域内で内部被ばくのおそれがある場合に着用
セルフエアーセット		酸欠等のおそれがある場合に着用	同左
酸素呼吸器		高湿度環境化での作業，酸欠等のおそれがある場合に着用	同左



ガラスバッジ



電子式線量計



汚染防護服



被水防護服



作業用長靴



高線量対応防護服



全面マスク等



セルフエアーセット



酸素呼吸器

第2図 放射線防護具類

80. 原子炉ウェル注水について

1. 原子炉ウェル注水の位置づけ

東京電力福島第一原子力発電所の事故（以下、「1F 事故」という）の分析では、原子炉格納容器トップヘッドのフランジ部がシール機能を喪失したために、放射性物質の放出につながった可能性が高いと評価している^[1]。1F 事故では、シール材が高温高圧条件の蒸気環境下に長時間さらされることによって劣化し、格納容器の閉じ込め機能を喪失したものと考えられるが、こうした状況は、損傷炉心に対する注水や格納容器スプレイによる除熱が十分に機能しなかったことから、結果として格納容器内は高温環境となり、シリコン製シール材の劣化が時間経過と共に進行したと考えられる。

このことから、速やかに炉心への注水及び格納容器スプレイができるよう安全対策を講じるとともに、原子炉格納容器トップヘッドフランジ部のシール材として耐環境性に優れた改良 EPDM を採用することで、当該開口部からの漏えいを防止する対策を講じていることから、局所的な影響を含めた格納容器の過温破損を防止できると考える。

原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェル注水は、有効性評価では直接の漏えい防止としての機能には期待しない設備であるが、原子炉格納容器のトップヘッドフランジ部からの水素の漏えい防止を更に確実にすることを目的として整備しているものである。

2. 原子炉ウェル注水の運用について

原子炉ウェル注水の運用の手段として、プラント運転中より事前に水張りしておく手段も考えられる。しかしながら、原子炉ウェルの事前水張り運用については、もともと PCV ヘッド周りに水を張って長期間運転することは、PCV ヘッドの腐食影響等による悪影響の懸念がある。

よって、1. で述べた事故マネジメントの組み合わせによる格納容器内温度・圧力を適切に制御することを前提に、原子炉ウェル注水は格納容器雰囲気温度が 1 点でも上昇（171℃を超過）を確認した以降、適宜実施するとの運用としている。

3. 参考文献

- [1] 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討第 4 回進捗報告（平成 27 年 12 月 17 日東京電力株式会社）

81. 共通要因故障を考慮した低圧原子炉代替注水系の実現性及びコントロールセンタ切替手順について

1. 低圧原子炉代替注水系に使用する電動弁の電源構成

低圧原子炉代替注水系（常設）による注水で操作が必要となる弁を表1に、系統概要図を図1に示す。

表1 低圧原子炉代替注水系（常設）による注水時での操作対象弁

No	弁名称	操作	通常時受電系統	重大事故等時受電系統	備考
①	A-RHR注水弁 (MV222-5A)	弁閉→弁開	非常用所内 電気設備 (C2-R/B-C/C)	代替所内 電気設備 (SA2-C/C)	
②	FLSR注水隔離 弁 (MV2B2-4)	弁閉→弁開	代替所内 電気設備 (SA1-C/C)	代替所内 電気設備 (SA1-C/C)	新設弁

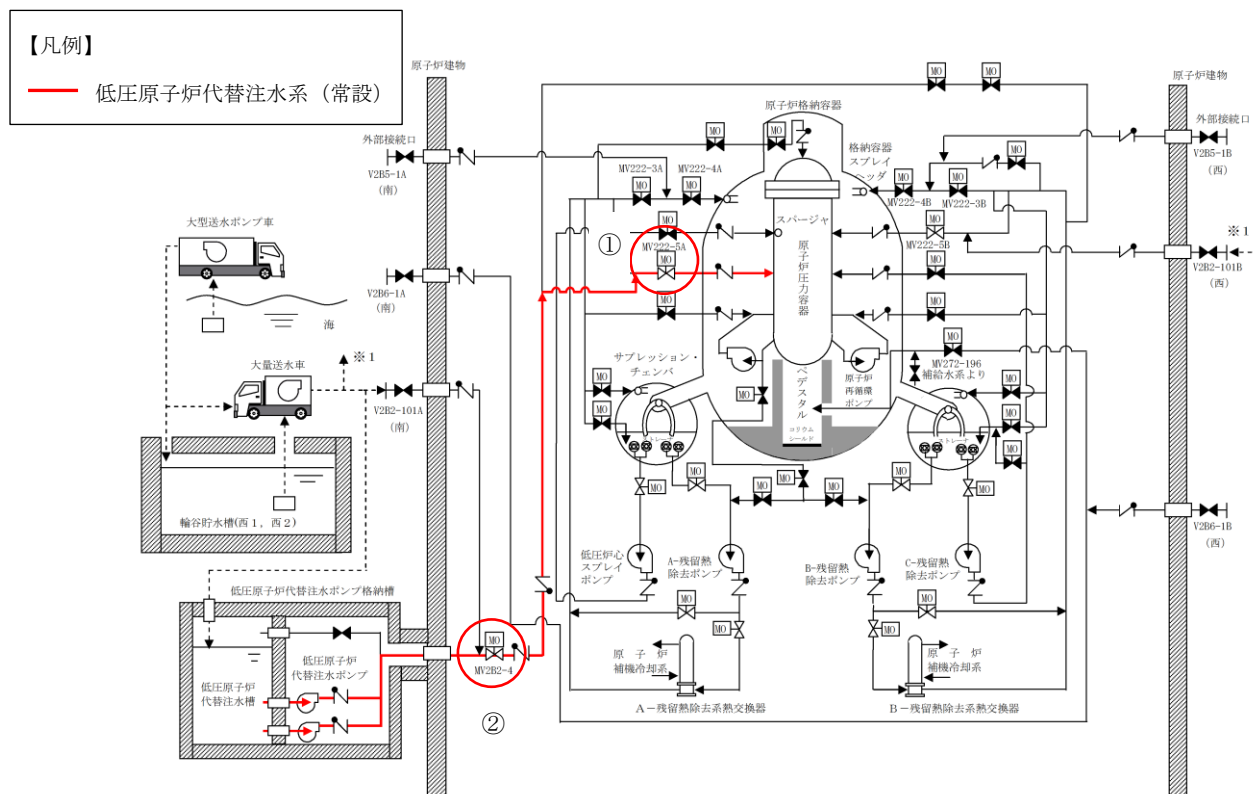


図1 低圧原子炉代替注水系（常設）系統概要図

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水で操作が必要となる弁を表2に、
 系統概要図を図2に示す。

表2 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水時での操作対象弁

No	弁名称	操作	通常時受電系統	重大事故等時受電系統	備考
①	A-RHR注水弁 (MV222-5A)	弁閉→弁開	非常用所内 電気設備 (C2-R/B-C/C)	代替所内 電気設備 (SA2-C/C)	A系統 注水
②	F L S R注水隔離 弁 (MV2B2-4)	弁閉→弁開	代替所内 電気設備 (SA1-C/C)	代替所内 電気設備 (SA1-C/C)	A系統 注水 新設弁
③	A-低圧原子炉 代替注水元弁 (V2B2-101A)	弁閉→弁開	手動弁	手動弁	A系統 注水 新設弁
④	B-RHR注水弁 (MV222-5B)	弁閉→弁開	非常用所内 電気設備 (D2-R/B-C/C)	代替所内 電気設備 (SA2-C/C)	B系統 注水
⑤	B-低圧原子炉 代替注水元弁 (V2B2-101B)	弁閉→弁開	手動弁	手動弁	B系統 注水 新設弁

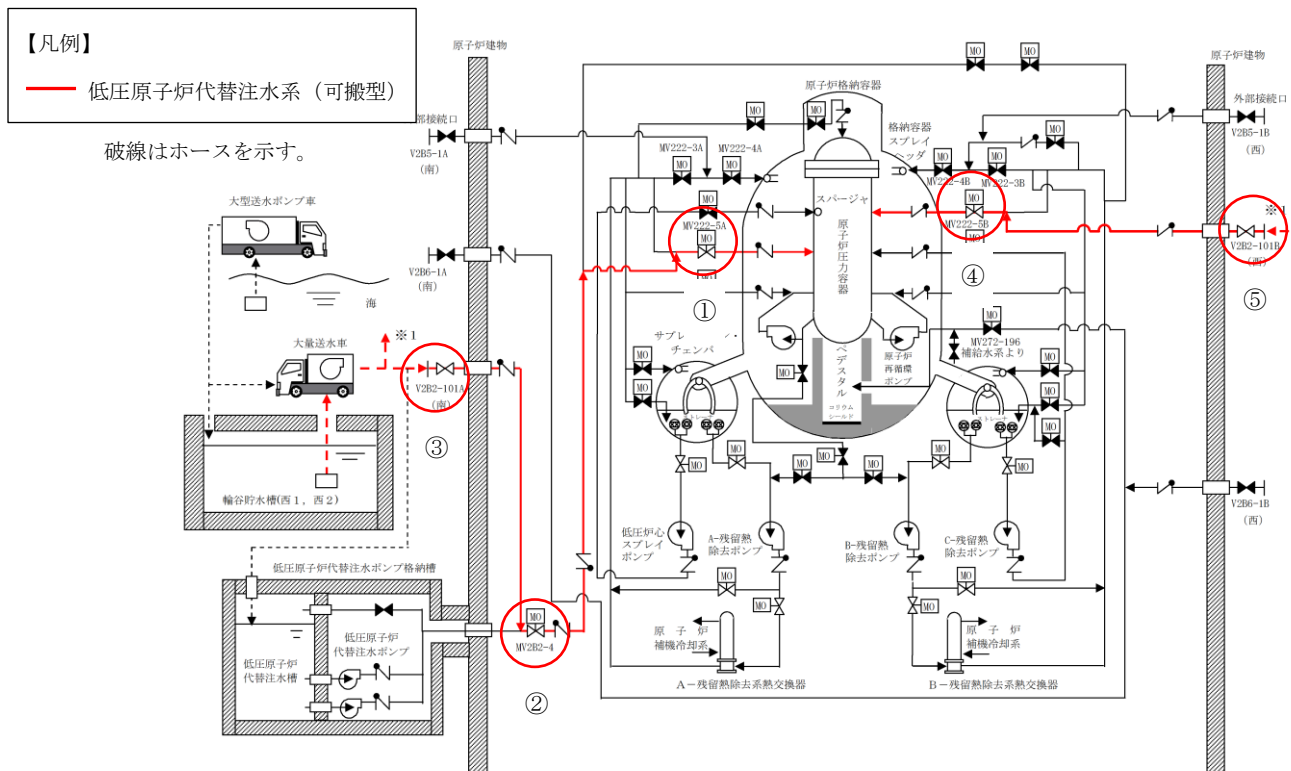


図2 低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統概要図

これらのうち残留熱除去系の注水弁であるMV222-5A, 5Bについては通常時、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備から受電している。設計基準事故対処設備の共通要因故障を想定し、非常用所内電気設備とは独立した重大事故等対処設備である代替所内電気設備を使用し、常設代替交流電源設備であるガスタービン発電機からも受電可能な設計としている。

代替所内電気設備から受電する場合の電源系統図を図3に示す。

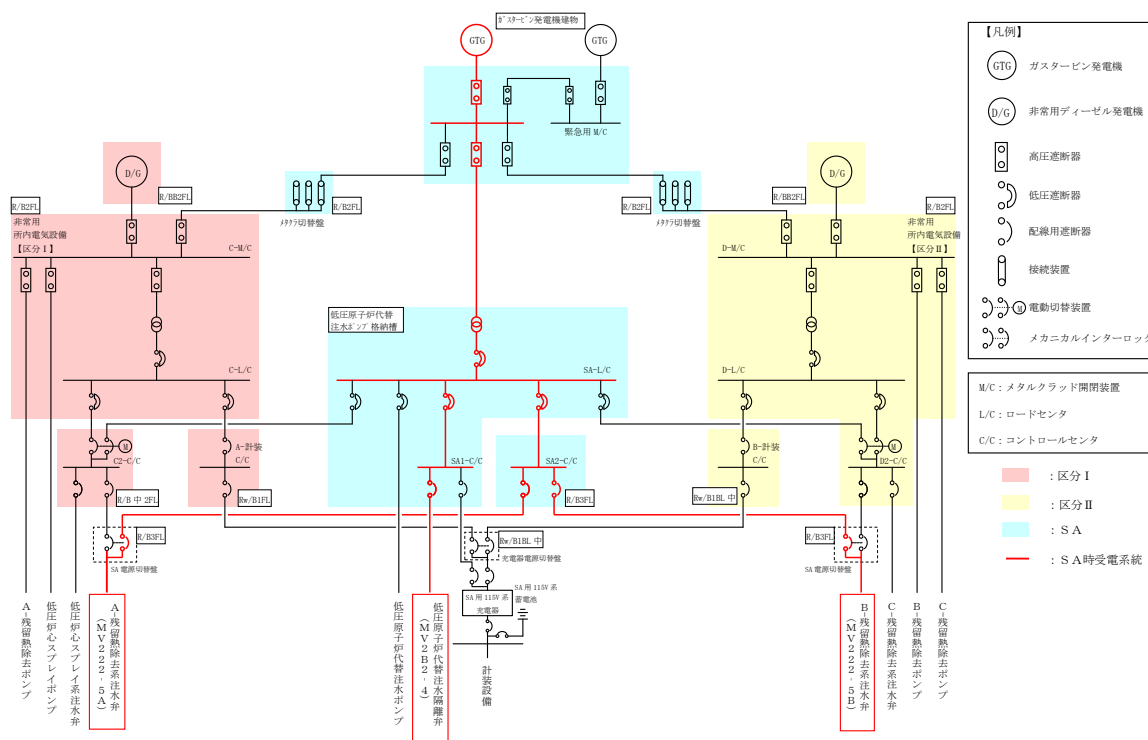


図3 電源系統図（代替所内電気設備を使用した場合）

2. 電源切替盤の回路構成及び切替手順について

低圧原子炉代替注水系に使用する電動弁の電源は、既設非常用C/Cの二次側でメカニカルインターロック機能を有した切替回路（SA電源切替盤）を設け、SA用C/Cから受電できる設計とした。

既設非常用C/CとSA用C/Cからの電源が同時に入ることがないように、現場で手動操作により電源切替を行う構成としており、非常用所内電気設備からの受電から代替所内電気設備からの受電に切替える。

切替にかかる時間は、以下のとおり現場運転員の移動から切替操作完了まで約20分（1系統あたり）で可能であり、受電回路の切替後は、中央制御室からの遠隔手動操作により、電動弁の開閉が可能である。

○SA用C/C受電時のSA電源切替盤操作

必要要員数：2名（現場運転員2名）

想定時間：20分以内（所要時間目安^{※1}：11分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【現場運転員】

●移動，SA電源切替盤操作（A系）：想定時間20分，所要時間目安11分

・移動：所要時間目安5分

（中央制御室から原子炉建物附属棟地上3階）

・SA電源切替盤操作（A系）：所要時間目安6分

（原子炉建物附属棟地上3階）

S A 電源切替盤操作にかかる時間のタイムチャートを図 4 に、切替回路の構成図を図 5 に示す。

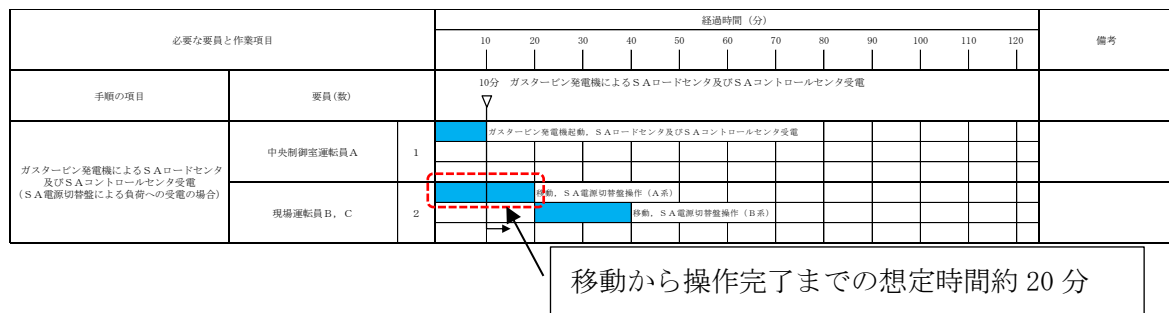


図 4 電源切替盤操作のタイムチャート

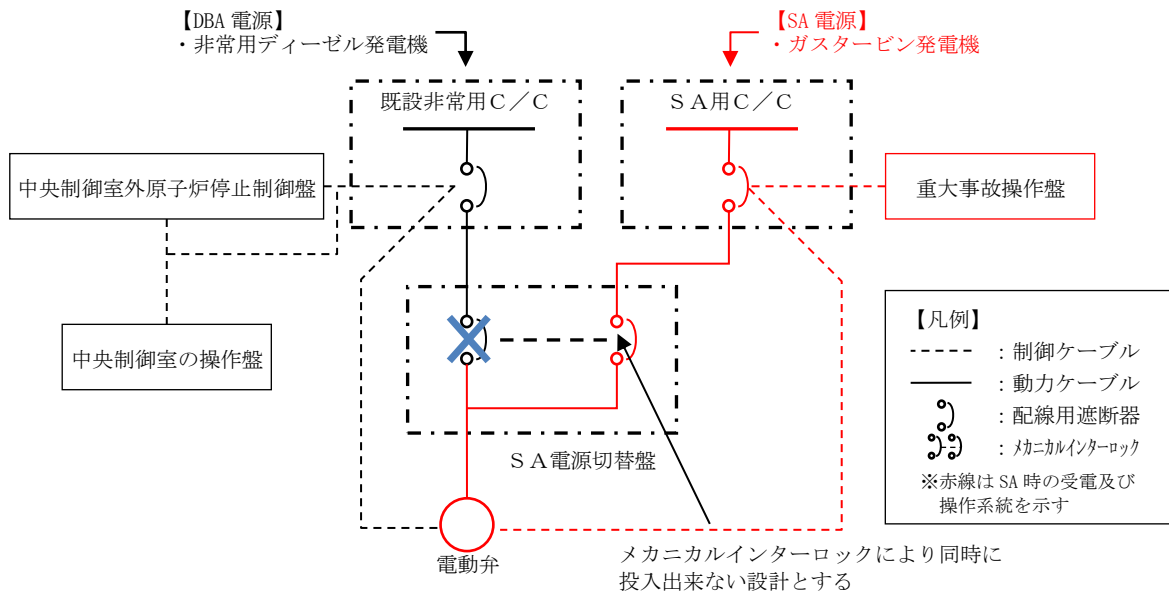


図 5 電源切替回路の構成図

82. サプレッション・チェンバ薬剤注入について

燃料破損を伴う重大事故時においては、サプレッション・プール水に捕集されたよう素の再揮発を抑制することを目的とし、燃料破損を確認した時点でサプレッション・プール水へ薬剤を注入することとしている。

なお、薬剤の注入は中央制御室において遠隔操作が可能な設計とすること、また、薬剤注入後は短時間で十分な均質性が得られることを確認していることから、炉心損傷前における準備作業等は不要である。

以下に、薬剤注入後の混合性について示す。

(1) サプレッション・プール水への薬剤注入による混合性について

サプレッション・プールは非常に膨大な水量を保有していることから、薬剤注入後の混合性について検証を行うため、実機スプレイ挙動を模擬したスプレイモデルを構築のうえ、熱流体解析コード (STAR-CCM+ V7.06.012) を使用し、アルカリ混合解析により確認した。

また、アルカリ混合解析の妥当性については、アルカリ混合可視化試験を実施することにより確認した。

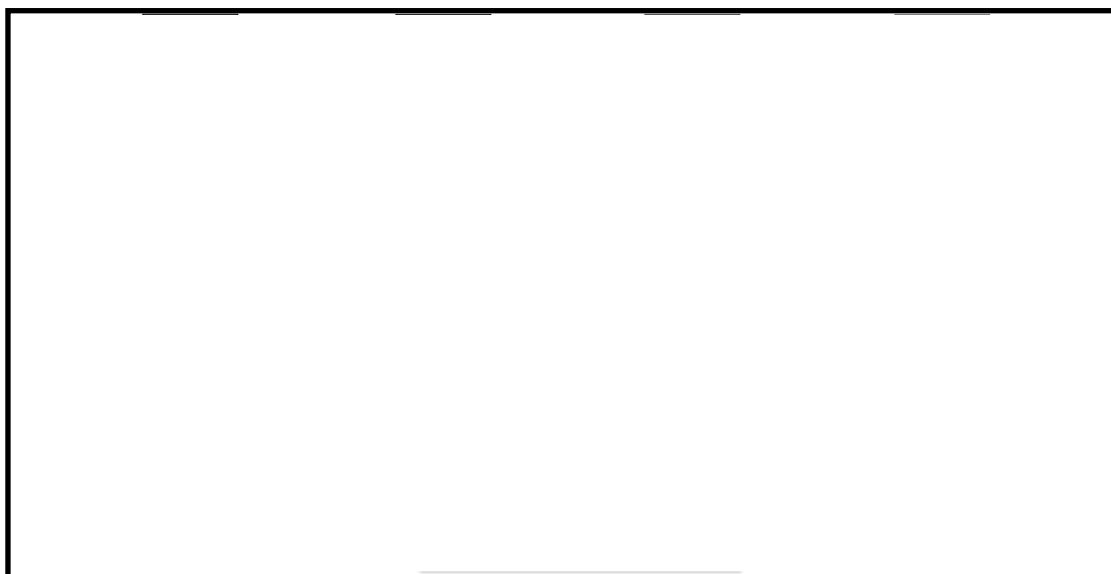
a. アルカリ混合解析

サプレッション・プール水温をパラメータとした。

No.	ケース	NaOH 濃度	プール水温	NaOH 温度
①	基本ケース	25wt%	30	30
②	プール水温度影響		60	
③	プール水温度影響		90	

No. ① 基本ケース解析 (プール水温 30℃)

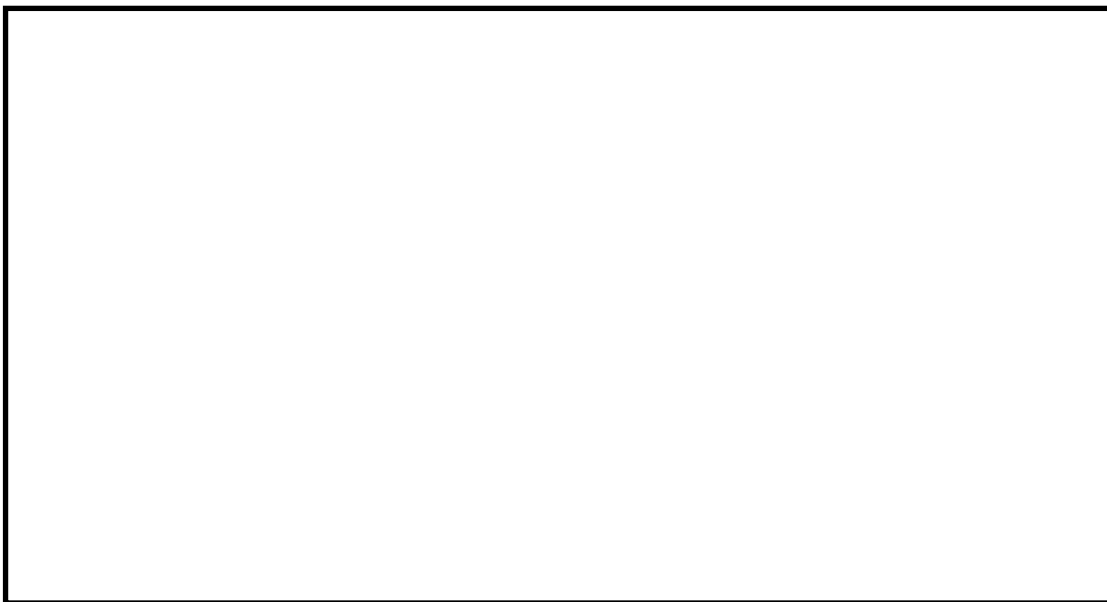
評価結果：速やかに混合し、全体がアルカリ性となる。



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。

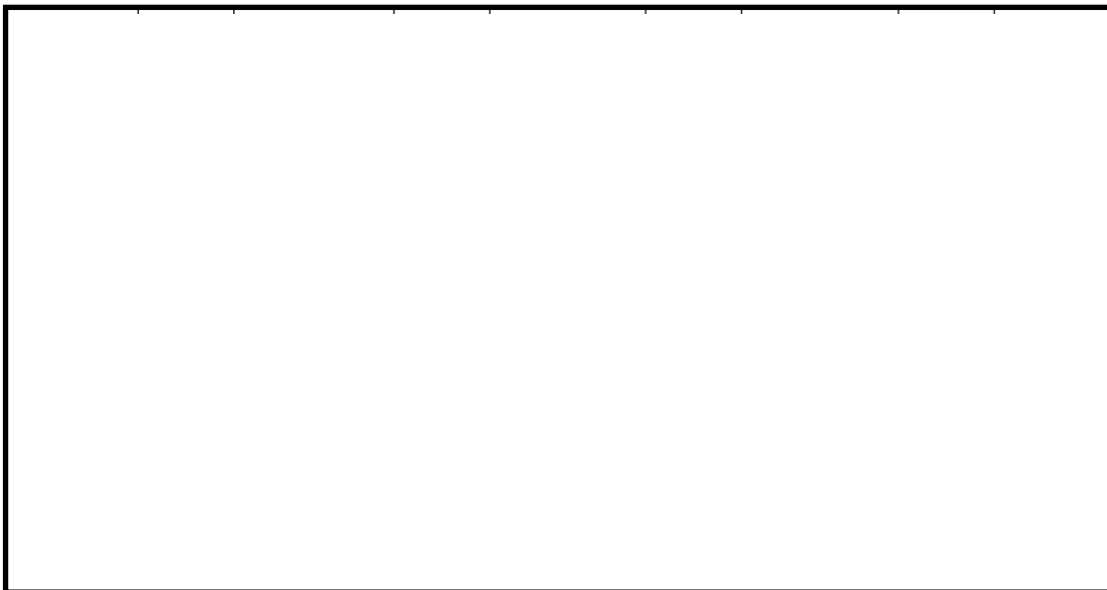
No. ② サプレッション・プール水温度影響解析（プール水温 60℃）

評価結果：プール水温がやや高くとも混合性に影響はない。



No. ③ サプレッション・プール水温度影響解析（プール水温 90℃）

評価結果：プール水温が高くとも混合性に影響はない。



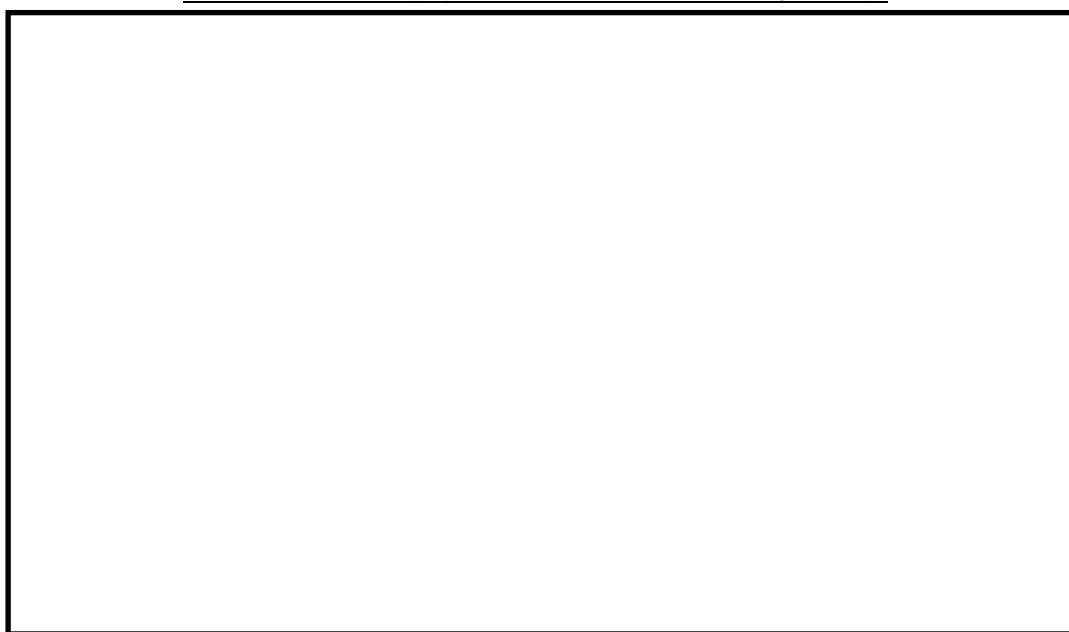
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

b. アルカリ混合可視化試験

アルカリ混合解析（熱流体解析コード「STAR-CCM+ V7.06.012」）の妥当性を示すため、アルカリ混合可視化試験（ドラム型アクリル容器に水を張り、中心部にフェノールフタレインを散布）を行った場合の混合状況および同モデルを使用したアルカリ混合解析を比較した結果、ほぼ同等の挙動を示すことを確認した。

よって、アルカリ混合解析結果は妥当である。

アルカリ混合可視化試験－アルカリ混合解析結果



各々、左側がアルカリ混合可視化試験状況、右側が同モデルを使用したアルカリ混合解析結果を示す。

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。

83. 格納容器ベント実施基準の変更に伴う希ガスによる被ばく評価結果への影響について

希ガスは、原子炉停止後、半日程度格納容器内で保持することで、大幅に減衰する（図1参照）。炉心損傷後にベントの実施が必要となる場合には、さらにドライウェル内へ間欠スプレイ操作を行い、格納容器圧力を最高使用圧力の1.5倍以下に制御してベント開始時間を遅らせることにより、ベントによる希ガスの放出を低減することができる。

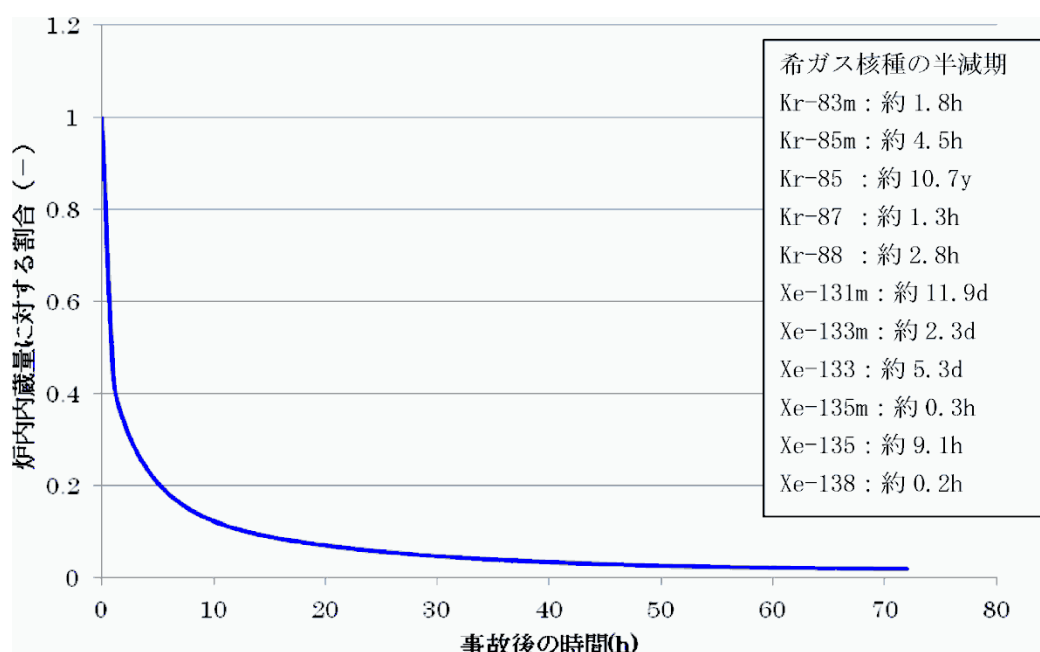


図1 希ガスの時間減衰

格納容器ベント実施基準の変更に伴い、格納容器ベント実施時間が事象発生後約73時間から約32時間に早まることから、希ガスの減衰時間が短くなることによる、現場作業員等への被ばく影響について確認した。

1. 希ガス放出率の推移について

格納容器ベント実施基準の変更前後における、各ベント実施後の希ガス放出率の推移を図2に示す。

約73時間ベントでは、放出率の初期値は小さいが低下も緩やかなのに対して、約32時間ベントでは、放出率の初期値は大きい但低下が早くなることから、ベント実施後約1.5時間以降は、約32時間ベントの方が、放出率が小さくなる。

ベントが早いケースで希ガス放出率が早く低下する理由は、ベントが早いケースの方が格納容器内に蓄積されたエネルギーが小さく、ベント後に格納容器圧力が急速に低下するためである。

ベント実施後、被ばく評価上最も厳しい位置での屋外作業となる「大型送水ポ

ンプ車への給油」をベント後約 2.7 時間後に実施すると想定した場合においても、格納容器ベント実施時間が事象発生後約 73 時間から約 32 時間に早まるものの、希ガスによる作業員の被ばくが増加することはない。

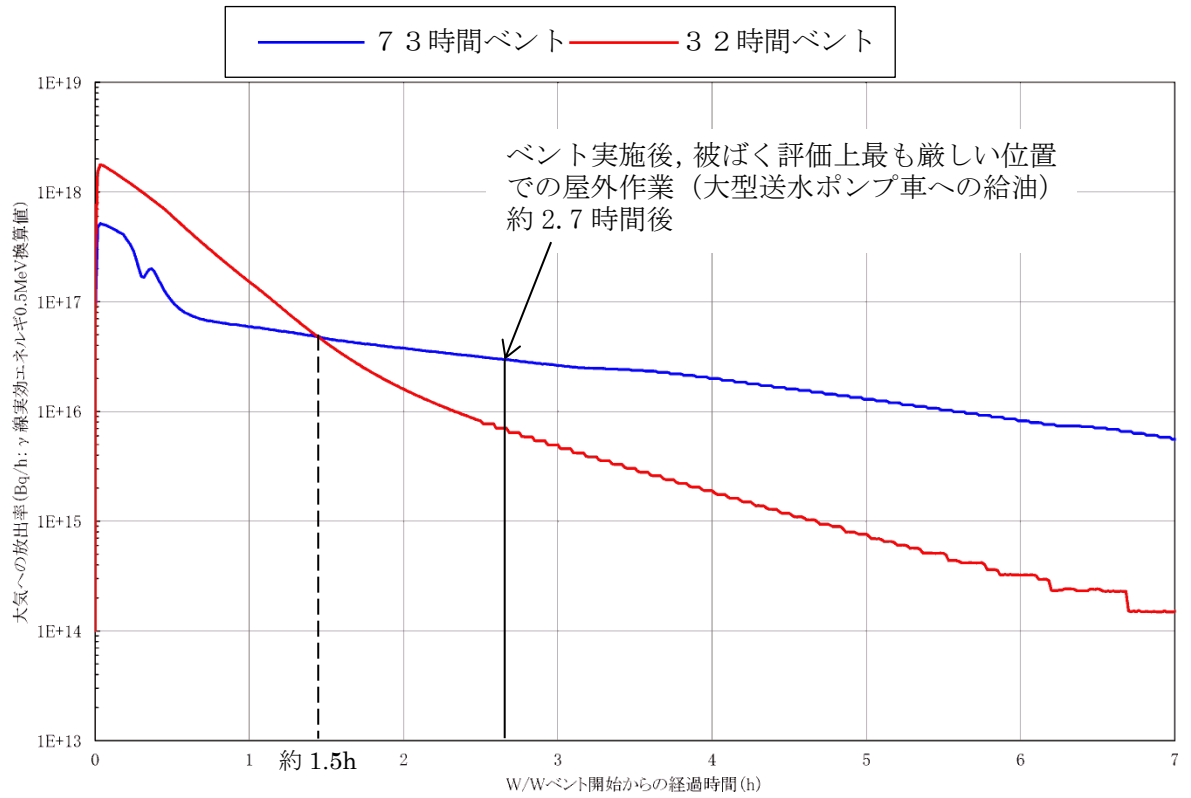


図2 格納容器ベント実施後の大気中への希ガス放出率

以上

84. 損傷炉心による炉心シュラウドへの影響について

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）」の評価事故シーケンスでは、事象発生 30 分後から低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことにより、損傷炉心は炉心位置に保持され下部プレナムに移行することなく、原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）内に保持される結果となっている。この際の、損傷炉心による炉心シュラウド（以下「シュラウド」という。）への影響について検討した結果を以下に示す。

1. 炉心とシュラウドの形状

第 1 図に、炉内の断面のイメージ図を示す。

燃料集合体を取り囲むシュラウドは、内径約 4.43m、厚さ約 4 cm の円筒形状であり、材質はステンレス鋼である。最外周の燃料集合体の外端からシュラウドまでの距離は最短で約 5 cm であるが、炉心部の等価直径約 4.07m を考慮すると、炉心部からシュラウドまでの距離は約 18cm となる。

2. MAAP コードでの溶融炉心挙動モデル

MAAP コードにおいては、炉心部を径方向及び軸方向に分割し、各ノードにおける燃料の溶融・崩壊等を考慮した上で、径方向及び軸方向への質量・エネルギー移動を計算しリロケーションを模擬するモデルとなっている。この際、炉心部に溶融プールが形成され、その領域が成長し炉心領域の最外周に到達した場合には、炉心部側面とシュラウドの間のバイパス領域から下部プレナムへのリロケーションが発生する。

別添 1 に、解析コード（MAAP コード）^[1]の抜粋を示す。

3. 有効性評価における炉心損傷進展状態

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）における炉心損傷状態の推移を第 2 図に示す。

事象発生 30 分後の原子炉注水開始時点では、大部分の燃料は自立した状態を保っているが、注水開始以降も炉心のヒートアップは続き、燃料の崩壊及び流路閉塞を繰り返しながら炉心の下部へと燃料が移行する。その後、炉心の中心付近で溶融プールが形成され、徐々に拡大していく（最大状態約 100 分後）が、原子炉注水による冷却により溶融プール領域の拡大は停止し、溶融プールは炉心の外周部に至らず損傷炉心は炉心位置に保持される。

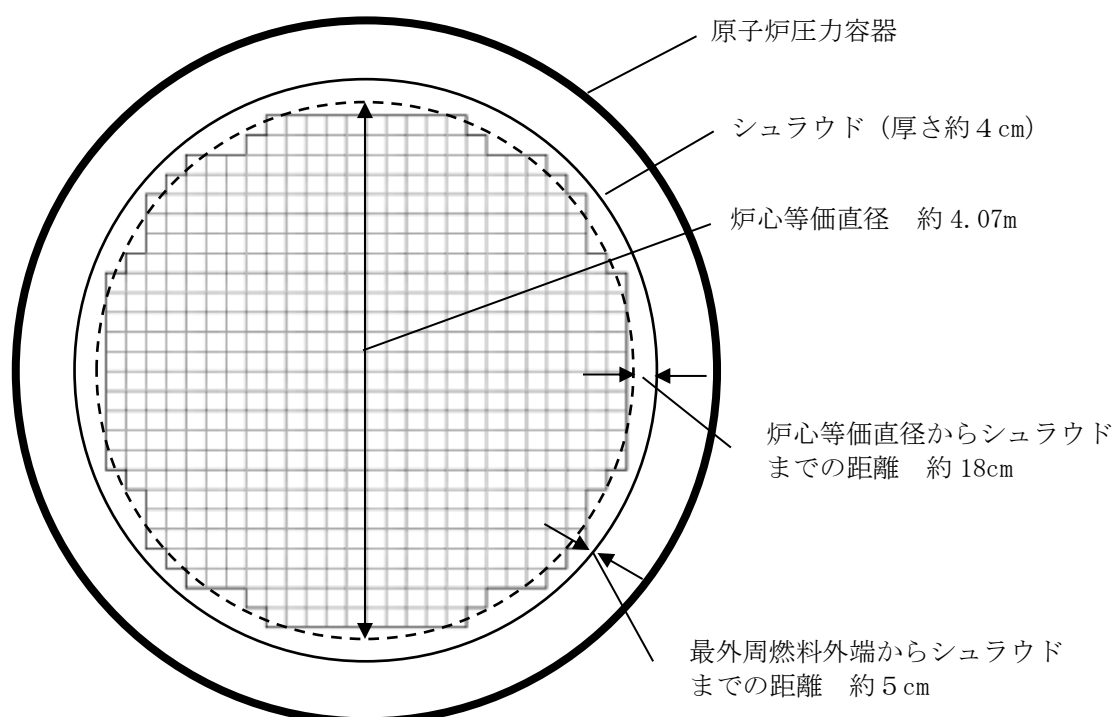
また、炉心部からの輻射や蒸気を介した熱伝達によりシュラウドの温度は一時的に上昇するが、最高温度は約 500°C 程度（MAAP 解析結果）であり、その融点（1,400°C 程度）に至らない。

4. 実機におけるシュラウド破損の可能性について

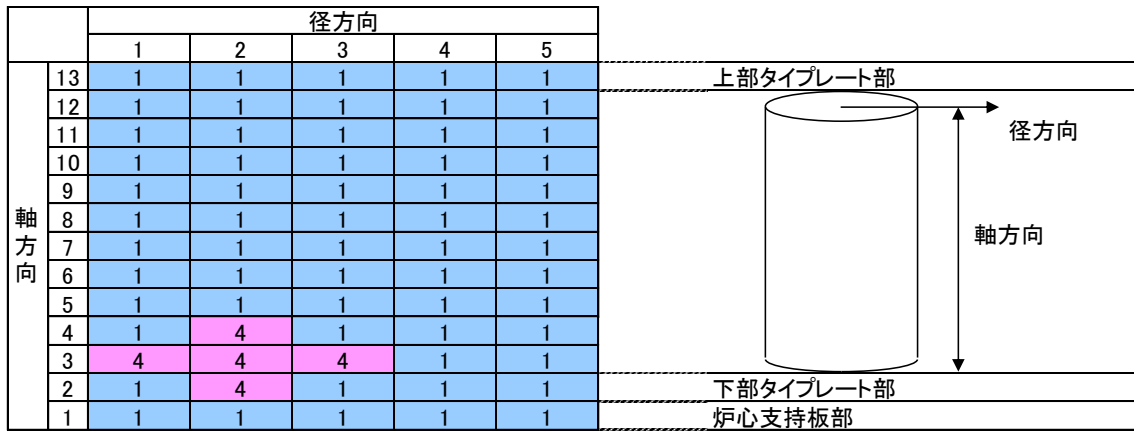
実機において、炉心内の燃料集合体を支持する構造物としては、上部炉心格子と炉心支持板上の燃料支持金具がある。燃料の溶融・崩壊が進展し、燃料集合体の上部が上部炉心格子から離れた場合でも、燃料集合体は燃料支持金具により継続的に支持される（第3図）。また、燃料の溶融・崩壊は炉心部の中心付近から進むことや、燃料とシュラウドの間のバイパス領域では上向きの蒸気流が生じることから、燃料集合体が外側に倒れシュラウドに接触する可能性は低いと考えられる。

また、仮に燃料がシュラウドに接触した場合でも、シュラウドは約4 cmの厚さを有しており、周辺の構造物や蒸気への伝熱も生じることから、即座にシュラウドの破損に至るような状況にはならないと考えられる。

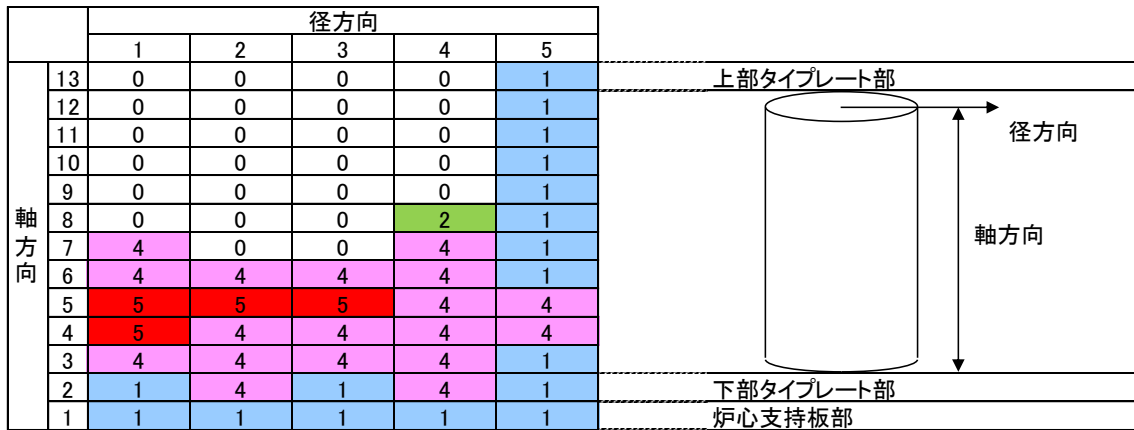
- [1] 「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(MAAP)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-094, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-123, 平成30年5月



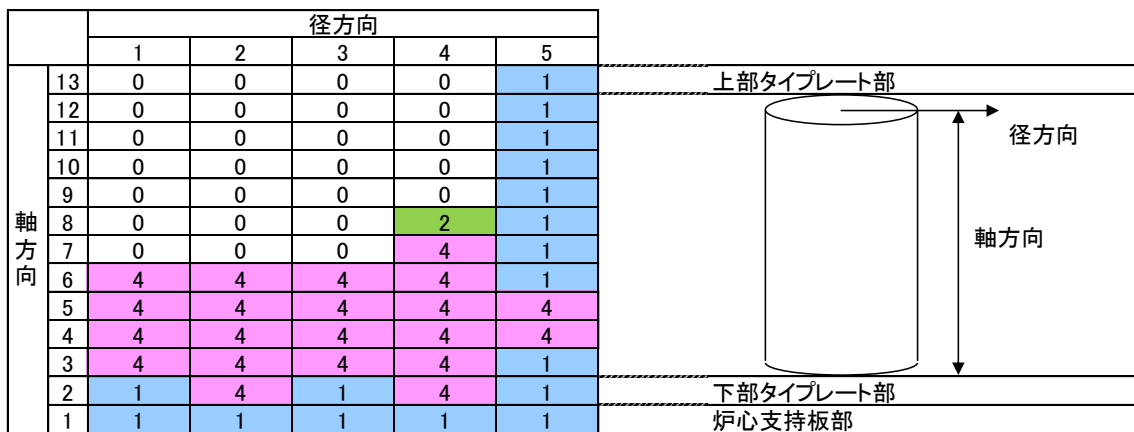
第1図 炉内の断面のイメージ図



(事象発生 30 分後)



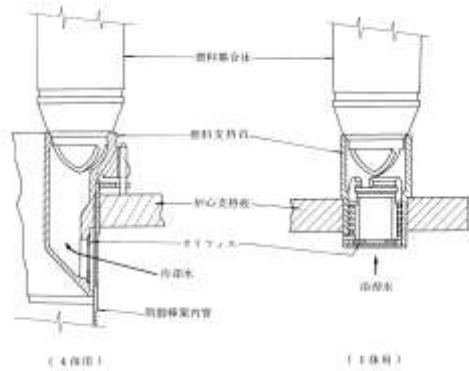
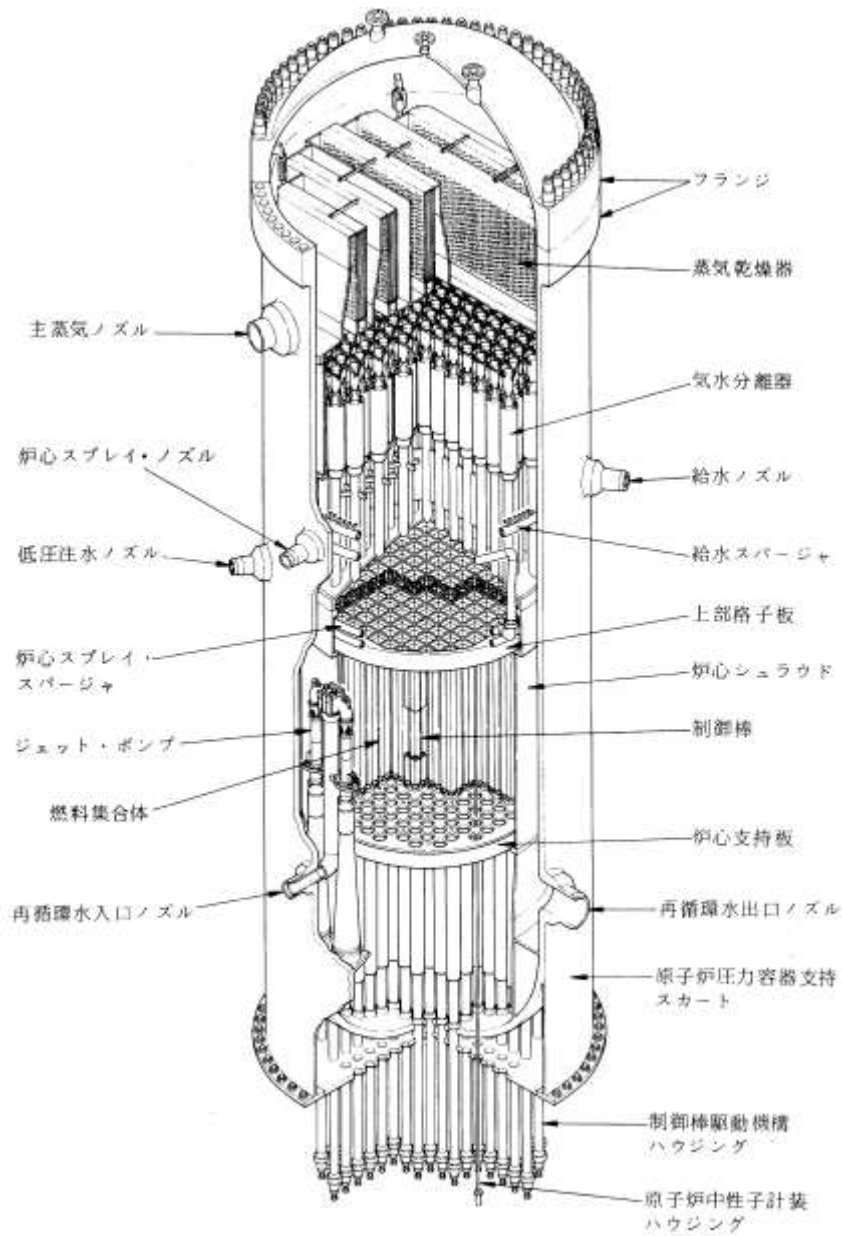
(事象発生約 100 分後)



(事象発生 168 時間後)

- 損傷状態のモデル
- 0 : 空洞
 - 1 : 燃料が自立した状態
 - 2 : 燃料が崩壊した状態
 - 3 : 流路が減少した状態
 - 4 : 流路が閉塞した状態
 - 5 : 溶融プール状態

第 2 図 炉心損傷状態の推移



燃料支持台

第3図 R P V内における燃料の支持構造

「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(MAAP)について」(抜粋)

(2) リロケーション

溶融炉心のリロケーションは軸方向及び径方向における質量及びエネルギーの移動を考慮している。質量の移動には UO_2 の他に炉内構成物(Zr, ZrO_2 , ステンレス等)が含まれ、混合に応じた融点等が計算される。質量の移動に対応してエネルギーやFPの崩壊熱割合(初期炉心出力分布から評価)も移動する。これら質量、エネルギー及び崩壊熱割合の移動をもとに、リロケーション後の各ノード内の炉心溶融物のエネルギー保存式を計算する。

軸方向のリロケーションは燃料の溶融状態に応じて定常を仮定した液膜流あるいは管内流の速度で移動する。径方向のリロケーションは下部ノードが閉塞し、隣接ノードに空隙があり、かつ溶融物の液面に差がある場合に適用され、水頭差と流動抵抗がバランスした速度で流動する。この際、チャンネルボックスが健全な場合には、溶融燃料の径方向のリロケーションが起こらないものとする。

MAAPでは、炉心支持板から上部タイプレートまでを炉心領域としてモデル化し、炉心領域を軸方向及び径方向にユーザーがノード分割を行う(図 3.3-2 参照)。分割されたノードには、ユーザーが設定する軸方向及び径方向の出力分布にしたがった出力が設定される。これによって、各ノードにおける燃料のヒートアップ計算を行う。

ヒートアップ計算においては、燃料の温度上昇や、ジルコニウム-水反応による発熱及び水素ガスの発生が計算される。燃料の温度上昇に伴い、燃料被覆管の破損やチャンネルボックス、制御棒等の構造物の損傷やこれらを含めた、炉心を構成する物質の溶融が計算され、炉心ノードは、空隙率と溶融度に応じて、以下に示すような6つのタイプに分類される。

- タイプ1 : 燃料が自立した状態
- タイプ2 : 燃料が崩壊した状態
- タイプ3 : 流路が減少した状態
- タイプ4 : 流路が閉塞した状態
- タイプ5 : 溶融プール状態
- (タイプ0 : 空洞)

燃料の冷却形状変化について示す。一般には、炉心が露出し始めると燃料がヒートアップし、各炉心ノードでは、温度と破損時間の関係から燃料崩壊の有無の判定が行われる。燃料崩壊が判定されると、当該ノードはタイプ2へと遷移し、燃料崩壊位置から上の全ての燃料は下方へ落下し、一部空洞状態（炉心を構成する物質がない状態：タイプ0）となる。また、炉心溶融進展に従い、冷却水の流路が減少し（タイプ1又は2 → タイプ3 又は4）、やがて炉心ノード内の燃料のほぼ全量が溶融した場合、溶融プールを形成する（タイプ5）。

- ・ 燃料の崩壊(タイプ1 → タイプ2)

ヒートアップ開始から、各炉心ノードの状態（周辺ノードで崩壊発生なし、下部ノードが崩壊、隣接ノードが空洞、周辺全ノードが空洞）に応じて、燃料崩壊の有無の判定が行われる。MAAPのモデルではLarson-Millerパラメータ手法（温度と破損時間の関係を整理したLarson-Millerパラメータを利用して燃料崩壊を予測する手法）により、各炉心ノードの累積損傷割合を計算する。累積損傷割合が1となれば、当該炉心ノードが崩壊し、タイプ2となる。

- ・ 流路の減少・閉塞（タイプ1又は2 → タイプ3 又は4）

流路の減少は、キャンドリングにより流下した溶融燃料及び崩壊により落下してくる固形物により、それを受け取るノードの空隙が減少することによって発生する。このとき、炉心ノードの空隙率によってタイプ3（流路が減少した状態）かタイプ4（流路が閉塞した状態）が判定される。

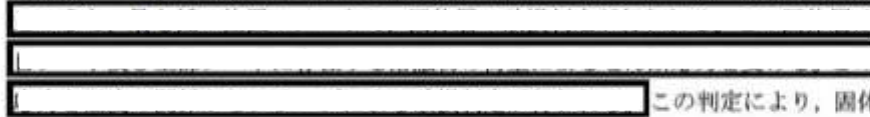
- ・ 溶融プール(タイプ5)

炉心ノード内が溶融プールを形成しているかどうかは、炉心ノード内の溶融度で判定される。炉心ノード内のほぼ全量が溶融した場合は、当該ノードは溶融プール(タイプ5)とみなす。

TMI事故では、炉心溶融物が燃料被覆管表面に沿って流下し、炉心下部で閉塞領域が形成された後、溶融が径方向に進展して、側面のクラストを崩壊させて、下

部プレナムに落下したと推定されている。タイプ3及び4はこうしたTMI事故の分析に基づいて炉心閉塞挙動を考慮するために導入された概念である。

また、一つ若しくは複数の流路が閉塞した炉心ノード(タイプ4)が発生すると、



この判定により、固体層が破損すると、その直下のノードに溶融物が落下する。その結果として、直下のノードが閉塞すれば、同様の判定が行われることになり、次第に溶融物が下方へと移動していく。

炉心支持板の破損若しくは、炉心領域最外周境界の破損が発生すると、溶融物の下部プレナムへのリロケーションが発生する。下部プレナムへ移行した溶融物は、下部プレナム内で堆積し、制御棒案内管等の構造物を溶融させる。構造物の大半が溶融すると、炉心を保持できなくなり、炉心領域の燃料が下部プレナムへ一気に移行する(炉心スランプ)。

図3.3-9に炉心溶融進展における損傷炉心の形状の変化の例を示す。

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。

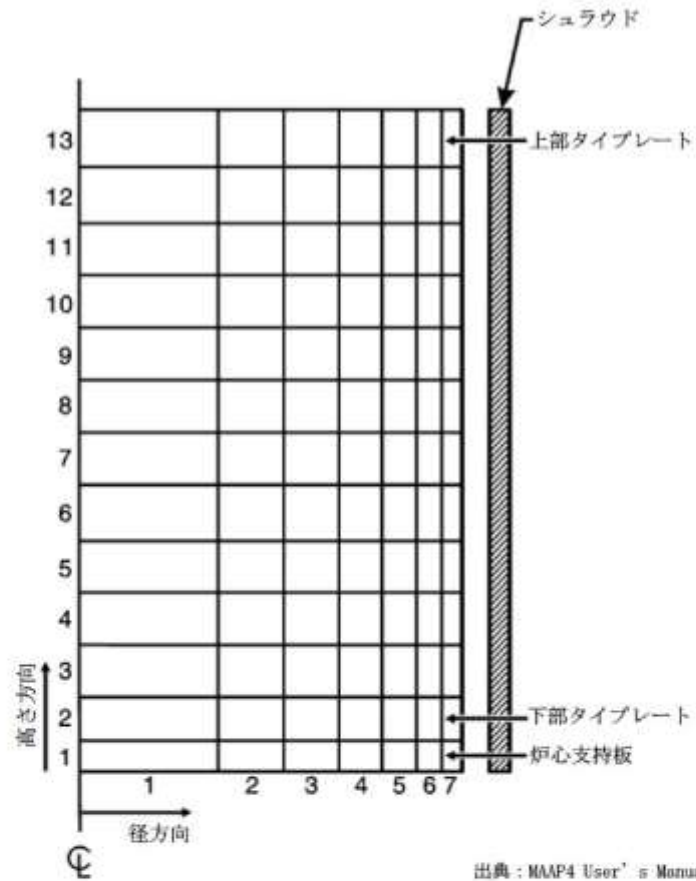
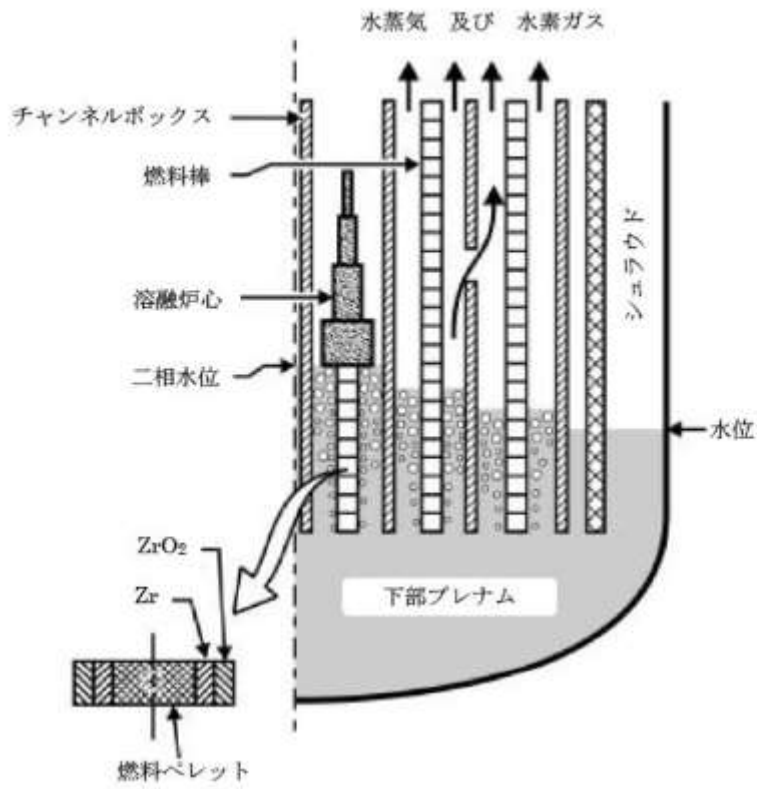


図 3.3-2 MAAPノード分割例 (炉心モデル)



出典：MAAP4 User's Manual, EPRI

図 3.3-3 炉心水位モデル

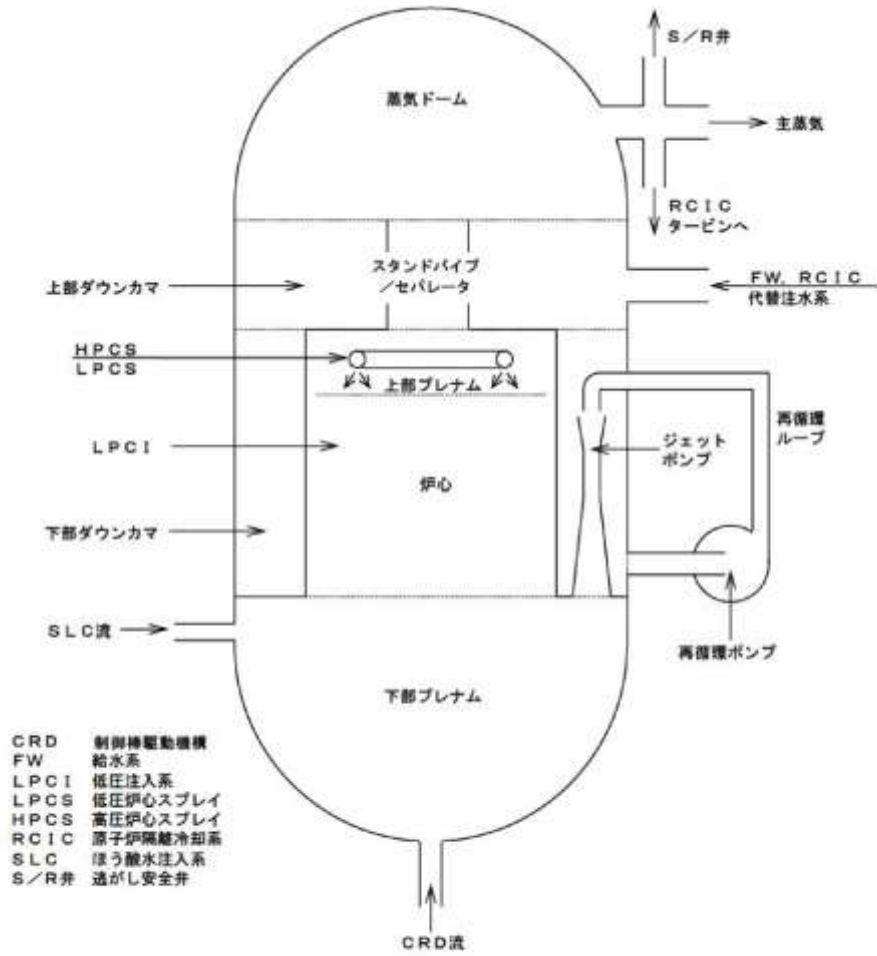
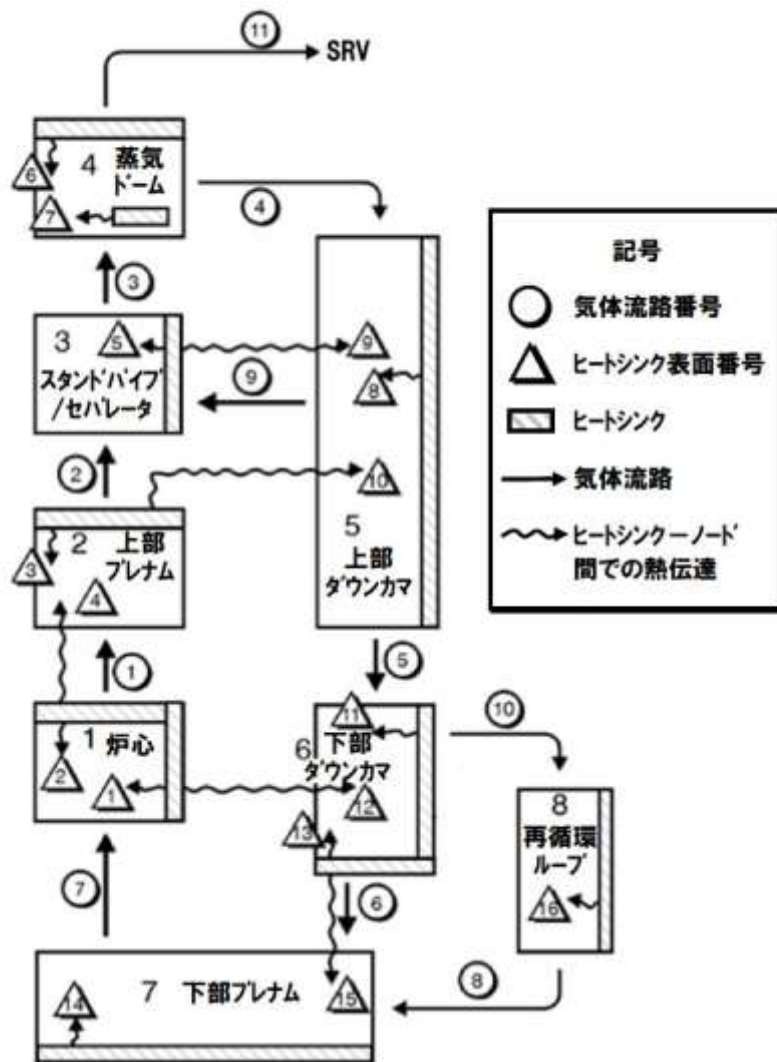


図 3.3-4 MAA P原子炉压力容器モデルの概要 (BWR 5の例)



出典：MAAP4 User's Manual, EPRI

図 3.3-5 MAAP原子炉压力容器ノード分割図

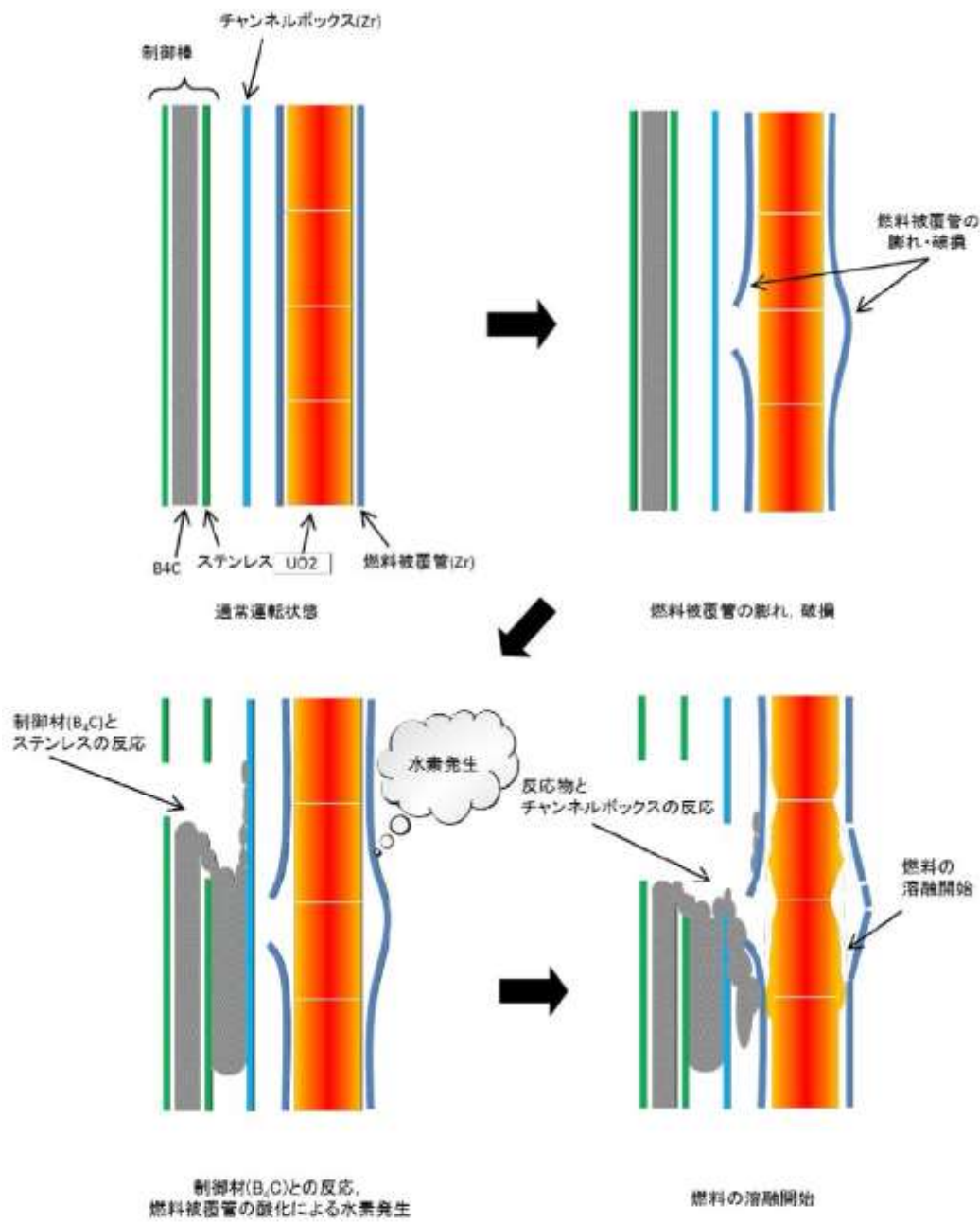


図 3.3-8 炉心ヒートアップ・燃料溶融の模式図

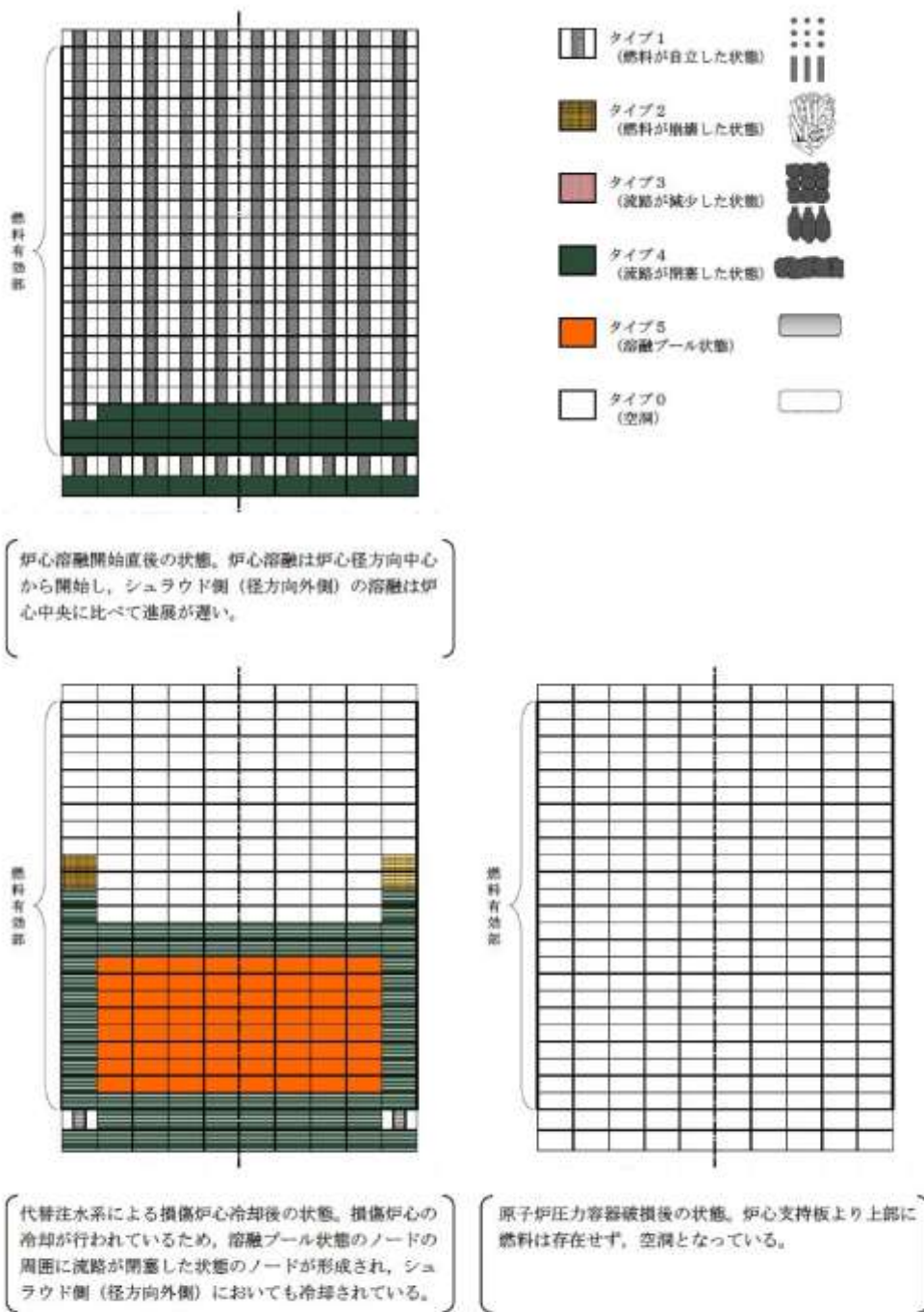


図 3.3-9 炉心熔融進展における損傷炉心の形状の変化（例）

85. 残留熱代替除去系の格納容器スプレイ流量について

有効性評価において、残留熱代替除去系の格納容器へのスプレイ流量は、120m³/hを設定している。

格納容器スプレイによるエアロゾル除去効果については、スプレイ液滴径と相関があるため、スプレイ流量を低下させた場合、液滴径が大きくなることで十分なエアロゾル除去効果が確保されないおそれがあるが、格納容器スプレイ流量とスプレイ液滴径の関係における実験^[1]に基づき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」等の有効性評価では、スプレイ液滴径を 2mm に設定し、残留熱代替除去系の格納容器スプレイ流量を設定している。

(1) 実験の知見

図 1 に実験の結果を示す。実験において、ノズルあたりの流量が L/min 以上確保される流量では、最大の液滴径が 2mm 以下となる。

そのため、ノズルあたり L/min 以上の流量が確保される流量を格納容器スプレイ流量に設定する。

(2) 島根 2 号炉におけるスプレイ流量の設定

島根 2 号炉におけるスプレイヘッドのノズル数は 個であることから、下式に示すとおり、スプレイ流量 120m³/h を確保することで、スプレイノズルあたりの流量は L/min を確保できる。

$$\begin{aligned} \cdot \text{最低流量} &= \text{ (L/min/ノズル)} \times \text{ (ノズル)} \\ &= 1920 \text{ (L/min)} \\ &= 115.2\text{m}^3/\text{h} \end{aligned}$$

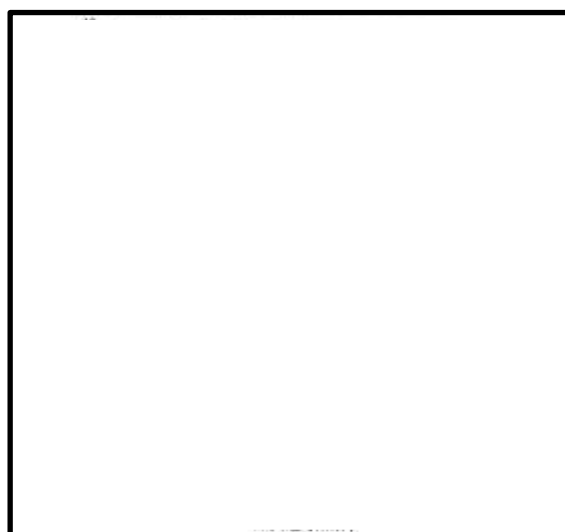


図 1 スプレイ液滴径の実験結果
(ノズル当たりの流量 L/min)

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

86. 外部水源を用いた総注水量の制限値について

1. はじめに

重大事故時における格納容器ベント系の耐震評価において、弾性設計用地震動 Sd（以下「Sd」という。）と組合せる水位としては、格納容器ベント後で最大となるサプレッション・プール水位（約 8 m）と組合せる方針としていたが、重大事故時における不確かさを考慮した場合に格納容器ベント前においてベント管に水位が形成される状態（サプレッション・プール水位約 6 m）が約 73 時間よりも長期にわたって継続する可能性があり、Sd との組合せを考慮した場合にサプレッション・チェンバに係る設備のうちベント系の耐震性が厳しくなることが想定されることから、外部水源を用いた総注水量の制限値としてサプレッション・プール水位を 4.9 m 到達に変更する。

以下、外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前後におけるベント系の耐震性に関する検討結果について示す。

2. サプレッション・プール水位と Sd 地震動との組合せ

(1) 外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前

図 1 に示すとおり、Sd との組み合わせを考慮する重大事故の継続時間 (10^{-2} 年 (約 3.5 日) = 約 84 時間) に対して、格納容器ベント実施前においてベント管及びドライウェルに水位が形成される状態は事象発生から約 73 時間までであるが、崩壊熱が解析で考慮している値よりも小さい等により格納容器圧力の上昇の速度が遅く格納容器スプレイ流量が抑制できるなど、格納容器フィルタベント系の使用タイミングが遅くなるという不確かさを考慮すると、約 73 時間よりも長期になる可能性がある。このため、外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前におけるベント管に水位が形成された状態での耐震性について 3. 項にて検討する。

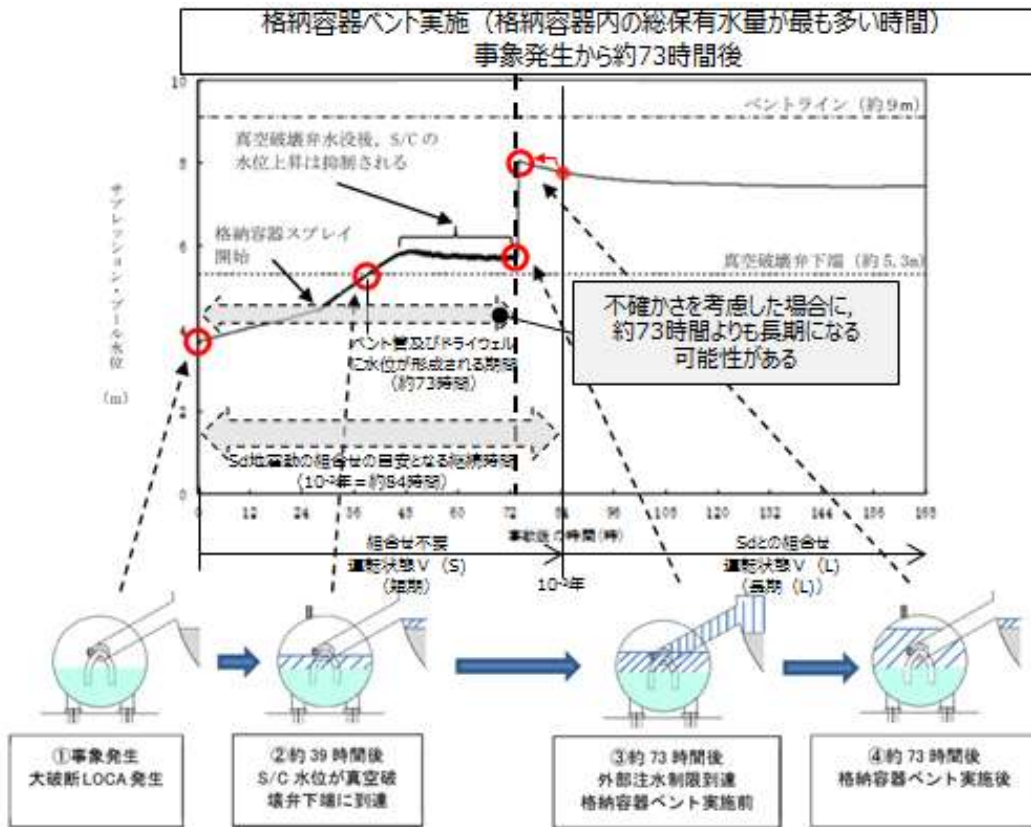


図1. 【外部水源を用いた総注水量の制限値変更前】格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）におけるサプレッション・プール水位の推移

(2) 外部水源を用いた総注水量の制限値の変更後

真空破壊弁下端位置が約5.3mであることから、これに不確かさを考慮して、外部水源を用いた総注水量の制限値をサプレッション・プール水位4.9m（通常運転水位＋約1.3m）到達とした場合のサプレッション・プール水位の事象進展を図2に示す。

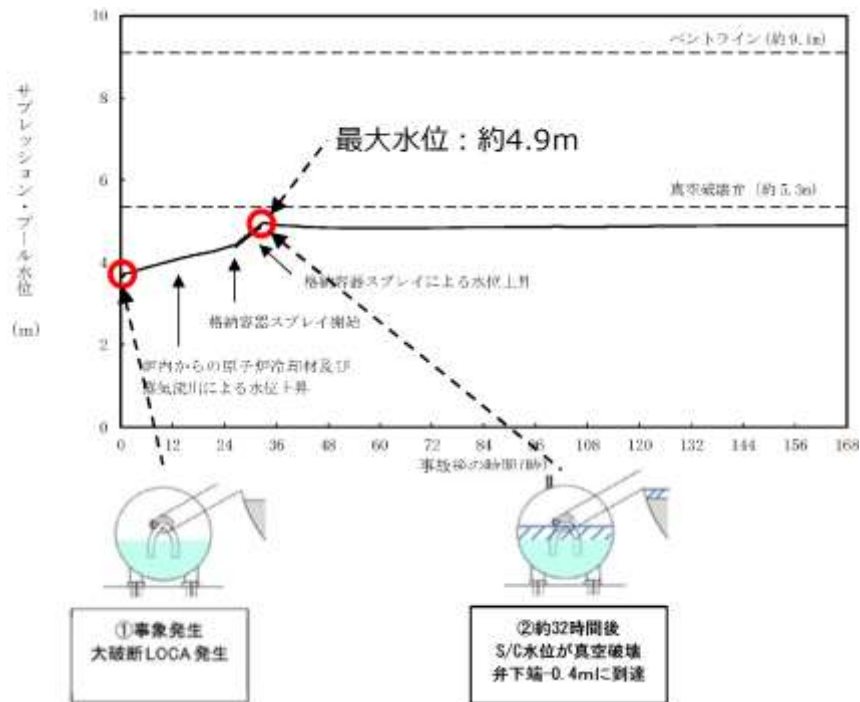


図2. 【外部水源を用いた総注水量の制限値変更後】格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）におけるサプレッション・プール水位の推移

Sdと組み合わせる格納容器内の水位条件としては、水位が高い方が地震時の応答が大きくなる傾向があることから、ダウンカム取付け部下端水位である約5.05mにおけるベント系の耐震性について3. 項にて検討する。

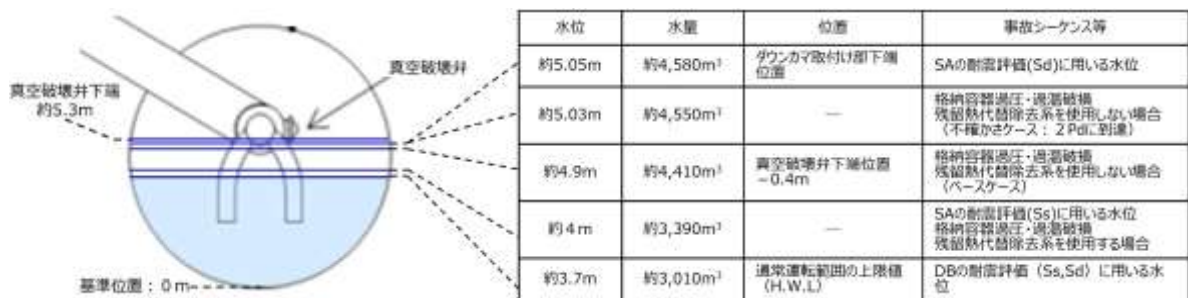


図3. サプレッション・プール水位

3. ベント系の耐震性

ベント系の評価部位としては、地震時の発生応力が厳しくなるベント管のベントヘッド接続部を対象として耐震評価を実施する。

外部水源を用いた総注水量の制限値変更前後について、Sdによるベント管のベントヘッド接続部の耐震評価を実施した結果、制限値変更前の場合、ベント管のベントヘッド接続部における発生応力は許容応力状態IVASの許容応力を満たさないが、制限値変更後の場合、許容応力状態IVASの許容応力を満たすことを確認した。

表 1-2. ベント管のベントヘッド接続部の評価結果 (許容応力状態: IV_{AS})

外部水源を用いた総注水量	サプレッション・プールの評価水位	ベント管の状態	応力評価			
			一次応力 (PL+Pb)		一次+二次応力 (PL+Pb+Q)	
			応力強さ	許容応力	応力強さ (振幅)	許容応力
制限値の変更前	約 6 m	ベント管満水	517MPa ^{※1}	380MPa	2032MPa ^{※1※2}	393MPa
制限値の変更後	約 5.05m	ベント管に水位なし	84MPa	380MPa	330MPa	393MPa

※1: 制限値変更前の応力強さ (概算値) = 制限値変更後のベント管のベントヘッド接続部の応力 × 質量比 2.81 × 加速度比 2.19

加速度比 = (制限値変更前のベント系固有周期における床応答加速度) / (制限値変更後のベント系固有周期における床応答加速度)

質量比 = (制限値変更前のベント系の質量) / (制限値変更後のベント系の質量)

※2: 繰返しピーク応力強さに対応する許容繰返し回数が 10 回以下となり、地震等価繰返し回数 (150 回 (暫定値)) を下回ることから疲労評価を満足しない。

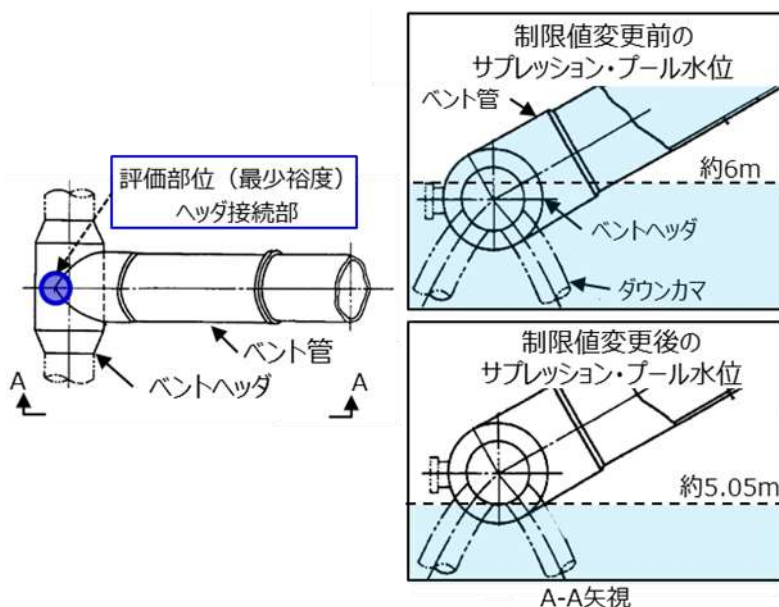


図 4. ベント系の構造図及びサプレッション・プール評価水位

4. まとめ

外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前の場合、重大事故時の不確かさを考慮するとSdとの組合せを考慮する必要が生じる可能性があり、この場合はベント管のベントヘッド接続部に対して許容応力状態IV_{AS}の許容応力を満たさない。

外部水源を用いた総注水量の制限値の変更後の場合、注水量が少なくなることによってベント管に水位が形成されるような格納容器の状態にならないことから、ベント管に対して耐震裕度が確保される。

以上の検討を踏まえて、ベント系及びサプレッション・チェンバに対する耐震信頼性の向上を図るため、外部水源を用いた総注水量の制限値をサプレッション・プール水位4.9m到達に変更する。