

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11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。

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	炉心損傷防止	
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><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>	—	
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 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 (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><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。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って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（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

事故シナケケンスグループ	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>[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] 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 [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>[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>	○ 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℃)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>[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>[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>	× 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)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。 【機能喪失の前提】 -</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到達まで実施 (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。また、水張り及び溶融炉心落下後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>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>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					

○ : 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・開閉	重大事故等対処設備等		サポート系（電源等）	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		
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				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
		停止系	減圧	注水	除熱		
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
反応度の競投入	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

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
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。

(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。

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

(8) 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

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、また、低圧炉心スプレイ系等については RPV 開放の過程で自動起動に期待できなくなること踏まえ、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ナリオ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)	
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	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)+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。	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	格納容器圧力0.279MPa [gage]到達時に緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・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	対策の成立性、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、低圧注水モールド) 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℃に到達が約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℃に到達が約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 燃料プールの冷却浄化系配管の破断	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	— 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の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℃に到達が約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℃に到達が約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。

3. 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

事故条件	項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
	外部電源	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	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	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

操作条件	項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から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。
	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20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	残留熱除去ポンプの閉操作忘れ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	残留熱除去ポンプの閉操作忘れ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系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イタリ、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	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（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材の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 中間領域計装の中性子束高 (各レンジフルスケールの95%)	起動領域計装の原子炉出力パリオド短 (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。

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。

c. 異常反応度投入の検知方法

島根 2 号炉は，原子炉起動時の制御棒過引抜等に伴う異常反応度投入による燃料破損を防止するため，制御棒過引抜により燃料が熱的限界を超えない値として，IRMの各レンジのフルスケールの95%をスクラムの設定値とし，異常反応度投入を中性子束高により確実に検知する設計としている。

他プラントで採用実績のあるSRNMは，運転操作性の確保のため，レンジの自動切替を採用しており，中性子束高を設定できないことから，ペリオドの監視によるスクラム方式を採用している。ペリオド短の設定値（10秒）はIRMの中性子束高と同様，制御棒過引抜により燃料が熱的限界を超えない値として，IRMの中性子束高によるスクラムが起こるまでの出力上昇とほぼ同等となるよう設定されている。

運転停止中の反応度の誤投入における解析の結果では，中性子束高によるスクラム信号の検出時刻が10.3秒であるのに対して，仮にSRNMによるペリオド短をスクラム信号とした場合の検出時刻を簡易評価したところ10.2秒

であることを確認しており，原子炉スクラム作動条件の違いによる検知性及び有効性評価結果への影響はない。