

# 島根原子力発電所 2 号炉

## 重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

### 補足説明資料

令和元年10月  
中国電力株式会社

## 目 次

1. 発電用原子炉の減圧操作について
2. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
3. G値について
4. 原子炉格納容器内における気体のミキシングについて
5. 深層防護の考え方について
6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて
7. 原子炉隔離時冷却系（R C I C）の運転継続及び原子炉減圧の判断について
8. 原子炉再循環ポンプからのリークについて
9. 高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
10. 取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について
11. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について
12. エントレインメントの影響について
13. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
14. ほう素の容量について
15. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響について
16. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
17. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について
18. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について
19. 燃料プールゲートについて
20. 炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
21. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
22. 有効性評価「水素燃焼」における，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明

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

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

下線は、今回の提出資料を示す。

## 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

想定事故2において、燃料プールに接続される配管から漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

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

### 1. 燃料プールから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

燃料プールから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。

- ①サイフォン現象による漏えい
- ②燃料プールライナー部の損傷
- ③燃料プールゲートの損傷
- ④燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及び気水分離器・蒸気乾燥器ピット（以下、DSP）ライナー部の損傷
- ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

### 2. 各事象の整理

#### ①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは、設計で考慮されているサイフォン防止用逆止弁が全て機能せず、かつ配管が破断した場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが停止されない場合、燃料プールの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

燃料プールの冷却時に使用する配管は残留熱除去系配管のように基準地震動を考慮しても高い信頼性をもつが、燃料プール冷却系にはろ過脱塩装置廻り等のBクラスの配管が含まれる。

逆止弁の固着及び配管破断による小規模な漏えいが発生した場合、運転員は現場の漏えい検知器やスキマサージタンクの水位低下、燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

補給の手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、残留熱除去系や燃料プール冷却系の注水ラインからの注水ができない場合も考えられる。

なお、漏えい量はサイフォン防止用逆止弁の異物噛み込みによる固着及び配管の全周破断を想定すると約400m<sup>3</sup>/hとなる。運転員は、事象認知後に燃料プールスプレイ系を用いて漏えい量に応じた補給を実施することで、燃料プールの水位及び冷却機能は維持される。

## ②燃料プールライナー部の破損

燃料プールの筐体は基準地震動によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を持つ設備である。

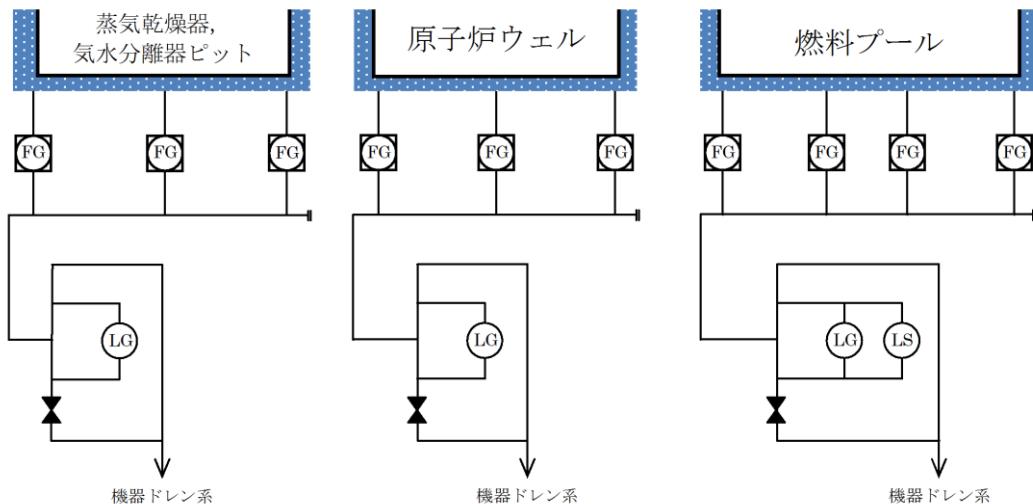
仮に燃料プールライナー部が破損し漏えいが発生した場合、漏えいした燃料プールの保有水は燃料プールライナー漏えい検出器のドレン溜りに流れ込み、この水位によりプール水の漏えいを検知し警報が発報される（第1図参照）。

運転員はこの警報発報やプール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。ただし、ライナードレン部は燃料プールのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり、漏えいが継続する。

補給等の手段は、ライナー部破損による漏えいが残留熱除去系や燃料プール冷却系といった注水ラインに影響を与えないため、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールのスプレイ系）となる。

なお、燃料プールライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると、最大でも約27m<sup>3</sup>/h（ライナードレンの配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり、漏えいしたプール水はライナードレンより機器ドレン系へと流出する。漏えい量に応じた補給の継続が可能であれば燃料プールの水位及び冷却機能は維持されるが、補給流量が不足し燃料プール水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。

この場合、燃料プールのスプレイ系等による燃料プールのスプレイの実施の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第1図 蒸気乾燥器，気水分離器ピット（DSP），原子炉ウェル及び燃料プールのライナー部

## ③燃料プールゲートの損傷

燃料プールゲートは補足説明資料「19. 燃料プールゲートについて」に示すように十分な信頼性があり、地震発生時においてもその機能が維持される。仮

にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても、ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の燃料棒有効長頂部より高い位置にあるため、ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し、その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員は、プールゲート破損による漏えい警報確認やプール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

冠水維持完了後、原子炉ウェル及びD S P側の筐体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD S P側の筐体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能なため、燃料の健全性が確保される。

#### ④ プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD S P側のライナー部の損傷

燃料プールゲート開放時における原子炉ウェル及びD S P側のライナー部損傷においても②と同様、損傷箇所の特定制や検知が容易であることに加え、③と同様にゲート下端（スロット部）以下に水位は低下せず、使用済燃料の燃料棒有効長頂部との位置関係により冠水は維持される。

その後、原子炉ウェル及びD S P側の筐体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD S P側の筐体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能なため、燃料の健全性が確保される。

#### ⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングにより燃料プールの保有水が漏えいし、その漏えい量は最大で140m<sup>3</sup>となる。この時、通常運転水位から約0.84m水位が低下するが、燃料棒有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時、運転員は燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

なお、燃料プール水位の低下後においても、遮蔽維持水位（通常運転水位から約2.6m下の水位）を下回ることはない。また、プール水の蒸発により水位低下が燃料棒有効長頂部に到達するまでの時間余裕は3日以上あるため、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能なため、燃料の健全性は確保される。

### 3. 想定事故2及び大規模損壊での想定

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

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

この対策として、燃料プールスプレイ系（スプレイ機能）や放水設備等によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

### 4. 結論

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

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

①の「サイフォン現象による漏えい」は、逆止弁固着を想定するとBクラス配管が含まれることから漏えいが使用済燃料の燃料棒有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから有効性評価において選定している。

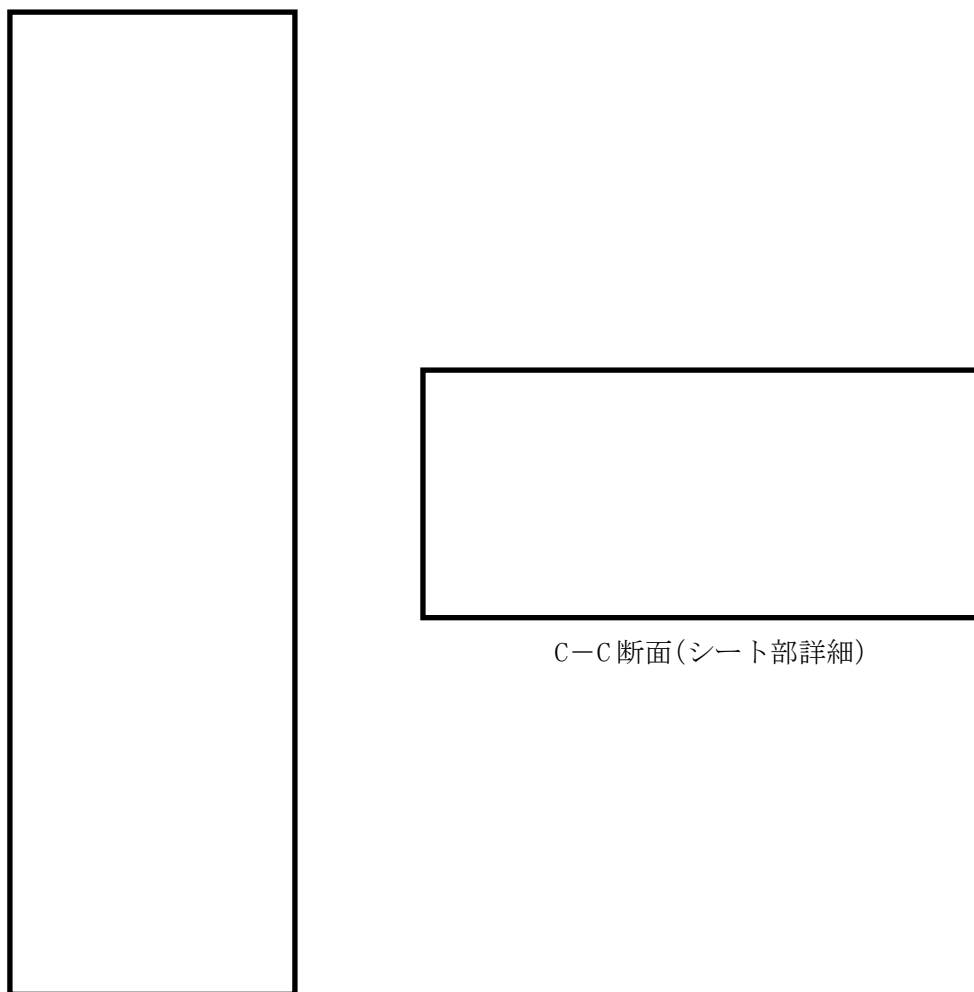
以 上



## 19. 燃料プールゲートについて

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

- (1) 燃料プールゲートは燃料プールと原子炉ウエルの流路に設けられたフックに設置され、ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし、燃料プールゲートのフック及びストッパーは基準地震動 $S_s$ による地震荷重に対し強度上問題ないことを確認。
- (2) 燃料プールゲートについて基準地震動 $S_s$ による地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い、強度上問題ないことを確認。
- (3) 燃料プールゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり、納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃－72 h，圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃－72 h）により材料健全性を確認しており、燃料プール保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



燃料プールゲート正面図

図1 燃料プールゲートの構造図（内側ゲートの例）

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。

○燃料プールゲートのシール機能について以下に示す。

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



シート部の詳細

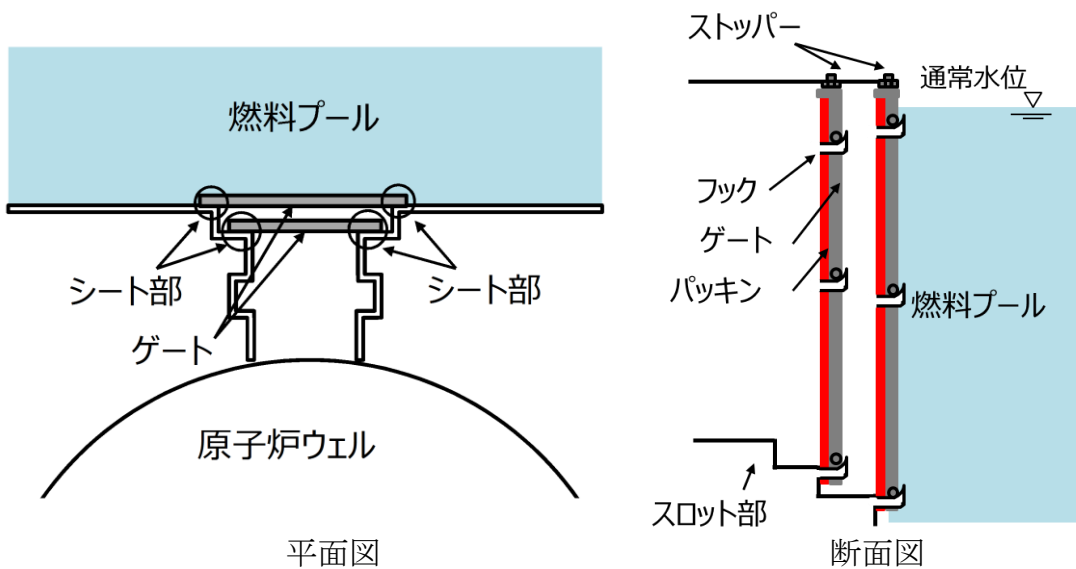


図2 燃料プールゲート据付状態の概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(参考) 燃料プールゲートが外れた場合

万一、燃料プールゲートが外れることにより燃料プール保有水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位等に対する評価を参考に実施した。

○評価条件

- 燃料プールゲートは、地震等が発生した場合も十分信頼性があるものであるが、保守的に燃料プールゲートが外れ、かつゲート下端（スロット部）まで水位が低下した場合を想定し、燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕を評価した。

なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が、原子炉ウェルや気水分離器・蒸気乾燥器ピットに流れ込むことで原子炉ウェル側の水位を上昇させ、水位が原子炉ウェル側と燃料プール側が均一になった際に燃料プールからの保有水の漏えいを停止させることも考えられるが、ここではその効果に期待しないものとした。

- 熱負荷は、有効性評価（想定事故1及び想定事故2）と同様に約7.8MWとした。
- サイフォン等による漏えいはサイフォンブレイク配管により停止されるものとした。

SFP保有水量 (流出前)	原子炉ウェル側 への流出量	SFP保有水量 (流出後)	SFP水位低下量 (通常運転水位から の低下量)
約1,599m <sup>3</sup>	約1,152m <sup>3</sup>	約447m <sup>3</sup>	約7.0m

\* 燃料有効長頂部冠水部は燃料有効長頂部を設定（有効性評価で保守的に用いている燃料ハンドル上部（燃料有効長頂部より0.6m程度高い位置）は用いない）

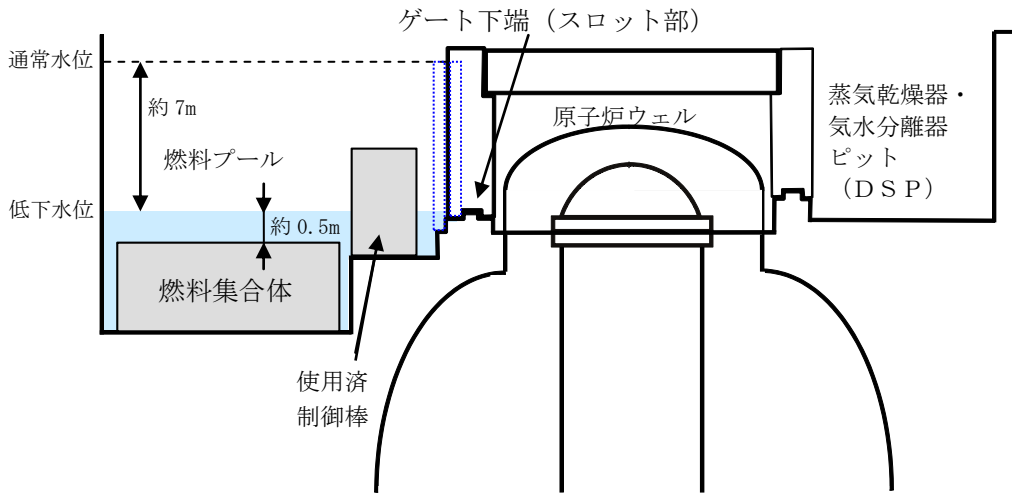
○算定結果

評価の結果、事象発生開始から燃料プールの保有水が沸騰を開始するまでの時間余裕は約2.2時間であった。

また、沸騰による水位低下により燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は約5.7時間であった。

水位の低下により線量率は上昇するため原子炉建物4階（燃料取替階）での作業は困難となるが、事象開始から燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間余裕は5時間以上あるため、原子炉建物4階（燃料取替階）での作業が不要である注水手段（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッド））により燃料損傷の防止が可能である。

冷却機能停止及び燃料プールゲートからの流出後、燃料プール水が沸騰するまでの時間	約 2.2 時間
事象発生から燃料棒有効長頂部まで燃料プール水位が低下するまでの時間	約 5.7 時間



燃料プール配置断面図（水位低下状態）

○まとめ

ゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性のあるものであり、かつ万一、燃料プールのゲート部からリークがあった場合であっても、水位が約 7.0m 低下するが、燃料が露出することはなく、燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間の約 5.7 時間後までに原子炉建物 4 階（燃料取替階）での作業が不要である注水手段（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッド））により注水することで燃料損傷の防止が可能である。

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><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b> ・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相互補給</p>	<p>&lt;炉心損傷防止&gt; 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>&lt;格納容器破損防止&gt; 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><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b> ・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><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b> ・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>&lt;炉心損傷防止&gt; 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><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b> ・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><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b> ・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>&lt;炉心損傷防止&gt; 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><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b> ・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><b>【事象概要】</b> 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>&lt;炉心損傷防止&gt; 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><b>【事象概要】</b> 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。 <b>【機能喪失の前提】</b> ・取水機能 (RSW)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2~L8で水位維持 [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2個) ・事象発生から約8時間後 [低圧注水] LPCI ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3~L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・事象発生8時間後に原子炉補機代替冷却系 を起動 [ベント] -</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし [水源 (補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-
崩壊蒸気発生機能喪失 (残留蒸気発生機能喪失) (TW)	<p><b>【事象概要】</b> 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 RCIC 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。 <b>【機能喪失の前提】</b> ・残留蒸気発生機能 (RHR)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2~L8で水位維持 [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2個) ・事象発生から約8時間後に手動減圧 [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3~L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] - [ベント] フィルタベント (W/W) ・PCV圧力1Pdで実施 (約20時間)</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし [水源 (補給含む)] 低圧原子炉代替注水系 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替 注水槽に適宜補給</p>	<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。</p>
原子炉停止機能喪失 (LOC) (TC)	<p><b>【事象概要】</b> 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 により充氦界を確保する。 <b>【機能喪失の前提】</b> ・スクラム機能 (RPS) ・代替制御棒挿入機能 (ARI) ・代替原子炉再挿入ポンプトリップ機能 (RPT)</p>	<p>[原子炉停止] SLC ・SLC注入はS/C水温高 (49°C) から10 分後 [高圧注水] HPCS, RCIC ・水位回復まで定格流量 ・L1Hで水位維持 [減圧] - [低圧注水] -</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] RHRによるS/P水冷却 [ベント] -</p>	<p>[電源] 外部電源 [水源 (補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-
LOC時注水機能喪失 (中破断 LOCA)	<p><b>【事象概要】</b> LOC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。 <b>【機能喪失の前提】</b> ・高圧 ECCS 注水機能 (HPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧 ECCS 注水機能 (LPCS, LPCI) ・自動減圧機能 (ADS)</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6個) ・事象発生から約30分後に手動減圧 [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・RHR注入ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水 (L3~L8維持)</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] - [ベント] フィルタベント (W/W) ・PCV圧力1Pdで実施 (約28時間)</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし [水源 (補給含む)] 低圧原子炉代替注水系 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替 注水槽に適宜補給</p>	<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時間までに水浸約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。</p>
格納容器バイパス (ISLOCA)	<p><b>【事象概要】</b> 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。 <b>【機能喪失の前提】</b> -</p>	<p>[高圧注水] HPCS, RCIC [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6個) ・事象発生から約30分後に中央制御室による 破断箇所隔離に失敗し、漏えい抑制のため に手動減圧 [低圧注水] -</p>	<p>格納容器バイパス事象であるため、格納容器制 のマネジメントは不要 (ただし、破断箇所の隔離後は通常の停止手順 で冷温停止に移行)</p>	<p>[電源] 外部電源 [水源 (補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

-：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナリオ (運転中の原子炉における重大事故) の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

格納容器破損モード	事象設定	損傷炉心冷却	格納容器破損防止設備	電源・水源	常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
過温・過圧破損防止 (残留熱代替除去系を使用する場合)	<p><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・高圧 E C C S 注水機能 (H P C S)</li> <li>・原子炉隔離時冷却系 (R C I C)</li> <li>・低圧 E C C S 注水機能 (L P C S, L P C I)</li> <li>・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D / G)</li> </ul>	<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>&lt;格納容器破損防止&gt; 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><b>【事象概要】</b> 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><b>【機能喪失の前提】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・高圧 E C C S 注水機能 (H P C S)</li> <li>・原子炉隔離時冷却系 (R C I C)</li> <li>・低圧 E C C S 注水機能 (L P C S, L P C I)</li> <li>・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D / G)</li> </ul>	<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 4,000m<sup>3</sup>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>&lt;格納容器破損防止&gt; 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 / 格納容器劣化直後加熱 (D C H)	<p><b>【事象概要】</b> 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進行。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><b>【機能喪失の前提】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・高圧 E C C S 注水機能 (H P C S)</li> <li>・原子炉隔離時冷却系 (R C I C)</li> <li>・低圧 E C C S 注水機能 (L P C S, L P C I)</li> <li>・自動減圧機能 (A D S)</li> <li>・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D / G)</li> </ul>	<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 (原子炉圧力容器下鏡温度 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>&lt;格納容器破損防止&gt; 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>&lt;格納容器破損防止&gt; 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

事故シナケケンス	起回事象	冷却材漏えい・隔離	重大事故等対処設備等				常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
			注水	除熱	サポート系（電源等）		
想定事故1	燃料プール冷却及び注水機能喪失	なし	[燃料プール注水] 燃料プールスプレイス（常設スプレイヘッド使用） ・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）] 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（常設スプレイヘッド使用） ・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）] 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	起回事象	重大事故等対処設備等				常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		停止系	減圧	注水	除熱		
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	崩壊熱除去機能喪失	ー	ー	[低圧注水] 低圧注水系 ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] RHRによるSDC	[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	全交流動力電源喪失による崩壊熱除去機能喪失	ー	ー	[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] RHRによるSDC ・事象発生10時間後	[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 ・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	<燃料破損防止> 崩壊熱による冷却材の蒸発により、T.A.F到達まで約6時間であり、原子炉注水を2時間20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	残留熱除去系切替時、ミニマムフロー弁の閉止操作忘れ	ー	ー	[低圧注水] 低圧注水系 ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] RHRによるSDC	[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斜め隣接の制御棒が暴引拔される	安全保護系（中柱子束高）	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

#### 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

##### 1. はじめに

想定事故1及び想定事故2においては、事象発生後、燃料プールのスプレイ系を使用した燃料プールへの注水によって、燃料プールの水位は回復・維持される。

その後、残留熱除去系等の燃料プールの冷却機能を復旧することにより、燃料プール水温を低下させるが、それまでの間は、燃料プールの水温は高温状態が継続することとなるが、燃料プールの構造材であるコンクリート及び鉄筋は、一般的に温度の上昇と共に強度及び剛性が劣化する傾向にあるとされている。

このため、燃料プール水の沸騰状態が長期間継続した場合の鉄筋コンクリートへの影響について検討した。

##### 2. 燃料プールへの沸騰状態継続の影響について

燃料プールは、ステンレス鋼によりライニングされた構造となっており、重大事故等時に燃料プール水が沸騰状態となった場合でも、代替注水設備により燃料プールへの注水が行われるため、燃料プールはコンクリートからの水分逸散のないシール状態が維持される。表1に示す文献によると、シール状態が維持されている場合は加熱温度110℃で加熱期間3.5年間（又は2年間）の場合でも、圧縮強度の低下傾向は認められないとされている。また、加熱による剛性についても、シール状態が維持された状態において大きな低下はないとされている。

また、鉄筋については、強度及び剛性はおおむね200℃から300℃までは常温時の特性を保持するとされている。

以上より、燃料プール水の沸騰状態が3.5年間継続した場合にも、コンクリートの健全性は維持されるものと考えられる。

表 1 高温を受けたコンクリートの圧縮強度に関する文献

文献名（出典）	試験条件		結果
	温度	期間	
熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究 （第 48 回セメント技術大会講演集 1994）	110℃ 一定加熱 <sup>※1</sup>	1 日～ 3. 5 年間 <sup>※1</sup>	シール状態の場合、 圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、 圧縮強度の低下は認められないが、 剛性の低下が認められる。
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 1 実験計画と結果概要） （日本建築学会大会学術講演梗概集(中国)1999 年 9 月）	110℃ 一定加熱 <sup>※1</sup>	1 日～ 24 ヶ月 <sup>※1</sup>	シール状態の場合、 圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、 圧縮強度の低下は認められないが、 剛性の低下が認められる。
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 2 普通コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集(中国)1999 年 9 月）			
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 3 耐熱コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集(中国)1999 年 9 月）			

※ 1 文献ではこの他にも温度条件等を変えた実験も実施している。

#### 41. 有効性評価解析条件の見直し等について

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

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

##### (1) 高圧注水・減圧機能喪失

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

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

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

##### (2) 全交流動力電源喪失

###### a. 事故シーケンスの細分化

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

###### b. 24 時間全交流動力電源喪失

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

(3) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

a. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直し

(a) 負荷の追加（その1）

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

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

(b) 負荷の追加（その2）

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

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

b. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直しに伴う重大事故等対策の見直し

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

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

(4) 原子炉停止機能喪失

a. 原子炉隔離時冷却系による注水の反映

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

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

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

b. 燃料被覆管最高温度の評価位置の見直し

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

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

(5) LOCA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 <sup>2</sup> )	約 3.1	約 4.6
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 770	約 805

(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

(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「120m<sup>3</sup>/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「48m<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup>	約 1,599 m <sup>3</sup>
水密度	981 kg/m <sup>3</sup>	958 kg/m <sup>3</sup>

評価結果

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



#### 42. 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について

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

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

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

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

事故シナリオ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
事故シナリオグループ 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) 直流電源喪失	非常用ディーゼル発電機等 115V - B 系所内用蓄電池 230V 系蓄電池	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (~24h)
	—	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)	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + S R V 再閉失敗 + 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)
	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。
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"> <li>残留熱除去系 (低圧注水系) 3台</li> <li>低圧炉心スプレイス</li> </ul>	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+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＋DGG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＋DGG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。	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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
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、原子炉冷却材圧力バ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、低圧注水モータド)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		REDY/SCAT	REDY/SCAT	REDY/SCAT	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MOX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、MOX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、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(サブプレッショングループル水冷却モード)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グループル水温度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CHASTE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 <sup>2</sup>	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積1cm <sup>2</sup>	再循環系配管（出口ノズル）の破断 破断面積3.7cm <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 残留熱除去系機器等: 1 cm <sup>2</sup>	高圧炉心注水系の吸込配管 の破断 破断面積: 10cm <sup>2</sup>	残留熱除去系B系熱交換器 フランジの破断 破断面積: 21cm <sup>2</sup>	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14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。

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℃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℃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 <sup>3</sup> /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℃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。

69. 燃料プールの監視について

1. 通常時の監視項目の概要

通常時の燃料プールの関連パラメータについて監視対象、監視方法及び確認頻度を下表に示す。

第1表 通常時における燃料プールに関連するパラメータの監視項目

監視項目	監視対象	検出器の種類	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンクの水位	スキマサージタンク水位【既設】	・差圧式	・パラメータ確認	1回/時間 (定期検査時) 1回/時間 (原子炉運転時)	・水位高/低の警報発生時	水位高低による燃料プール冷却ポンプトリップのインターロック有
燃料プールの水位	・燃料プール水位※1【既設】 ・燃料プール水位・温度(S.A)※2【新設】	・フロート式 ・熱電対(ヒータ付)	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間 (定期検査時) 1回/時間 (原子炉運転時) 1回/日 (現場パトロール時)	・水位高/低の警報発生時 (燃料プール水位) ・水位低の警報発生時 (燃料プール水位・温度(S.A))	燃料プール水位(S.A)※3【新設】及び燃料プール監視カメラ(S.A)※3【新設】による状態確認も可能
燃料プールの水温	・燃料プール冷却ポンプ入口温度※1【既設】 ・燃料プール温度※1【既設】 ・燃料プール水位・温度(S.A)※2【新設】 ・RHR熱交換器入口温度※1【既設】	・熱電対 ・熱電対 ・熱電対(ヒータ付) ・熱電対	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間 (定期検査時) 1回/時間 (原子炉運転時) 1回/日 (現場パトロール時)	・FPCポンプ入口温度高の警報発生時 (燃料プール冷却ポンプ入口温度) ・温度高の警報発生時 (燃料プール温度/燃料プール水位・温度(S.A)) ・系統故障警報等の発生時	—
燃料プールの冷却系の運転状態	・FPC, RHRの運転状態	—	・現場状態確認	1回/日 (現場パトロール時)	—	—
漏えいの有無	・ライナドレンフロウグラス【既設】 (燃料プールライナドレン漏えい水位※1【既設】) ・燃料プールゲートドレン受【既設】 (燃料プールゲート漏えい流量【既設】) ・燃料取替階エリア放射線モニタ※1【既設】	・— (フロート式) ・— (面積式) ・電離箱	・現場状態確認 ・パラメータ確認	1回/日 (現場パトロール時)	・燃料プール漏えいの警報発生 (燃料プールライナドレン漏えい水位) ・燃料プールゲート間漏えいの警報発生時 (燃料プールゲート漏えい流量) ・R/B放射線高の警報発生時	—
燃料プールの放射線モニタの線量率	—	—	・パラメータ確認	1回/時間 (定期検査時) 1回/時間 (原子炉運転時)	—	燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (S.A)※3【新設】による状態確認も可能

※1 設計基準対象施設：通常時及び設計基準事故時に監視 (設置許可基準規則第16条対象設備)

※2 設計基準対象施設 兼 重大事故等対処設備：通常時、設計基準事故時及び重大事故等時に監視 (設置許可基準規則第16条及び第54条対象設備)

※3 重大事故等対処設備：重大事故等時に監視 (設置許可基準規則第54条対象設備)

## 2. 有効性評価での事象発生と運転員の認知について

燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

### (1) 想定事故 1

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

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

### (2) 想定事故 2

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

想定事故 2 では、残留熱除去系配管の破断を想定しており、サイフォンブレイク配管の効果により燃料プールの水位は通常水位より約 0.35m 下までの低下にとどまるが、「スキマサージタンクの水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも、運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンクの水位」、「燃料プールの水位」、「燃料プールの水温」等のパラメータを確認していることから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。