

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について 補足説明資料

平成 30 年 12 月

東北電力株式会社

目 次

- 1 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
- 2 原子炉水位及びインターロックの概要
- 3 平均出力燃料集合体に燃料被覆管最高温度が発生することの代表性について
- 4 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
- 5 原子炉隔離時冷却系による注水継続及び原子炉の減圧操作について
- 6 運転手順書における各種制限曲線
- 7 低圧代替注水系（可搬型）緊急送水ポンプ準備の作業成立性について
- 8 原子炉低圧時における原子炉隔離時冷却系の注水特性による評価
- 9 逃がし安全弁に不確かさを考慮した場合の評価結果について
- 10 原子炉満水操作の概要について
- 11 T B P感度解析ケースにおける燃料被覆管破裂の有無について
- 12 女川2号炉のプラントの特徴について
- 13 燃料プールの状態監視について
- 14 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
- 15 使用済燃料プールゲートについて
- 16 想定事故1及び想定事故2 停止日数の設定について
- 17 燃料プール冷却浄化系の耐震設計クラスと破断想定箇所について
- 18 想定事故1及び想定事故2 貯蔵燃料及び炉内燃料の燃焼度設定について
- 19 使用済燃料プールの初期水温について
- 20 注水用ヘッダ操作に係る中央制御室との連携の成立性
- 21 運転停止中における通常時のプラント監視について
- 22 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 原子炉水温の最確条件について
- 23 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 停止時間の設定について
- 24 志賀1号臨界事象に対する女川での対策について
- 25 反応度の誤投入における引き抜き対象制御棒について
- 26 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスの抽出過程及びその関係について
- 27 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉水温の最確条件について
- 28 原子炉冷却材温度と残留熱除去系除熱量の関係について
- 29 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉未開放時の流出による原子炉水位の推移について
- 30 プラント状態の分類の考え方について
- 31 追加放出される物質及び気体廃棄物処理系について

- 32 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
- 33 原子炉開放の詳細工程
- 34 原子炉水温と原子炉圧力容器温度の相関について
- 35 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替について
- 36 「制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率
- 37 運転停止中原子炉における崩壊熱の導出式について
- 38 鉄と水の遮蔽厚さについて
- 39 反応度の誤投入における原子炉出力範囲
- 40 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失時の冷却材中に含まれるハロゲンによる線量評価について
- 41 圧力抑制室水位による LOCA 事象の検知について
- 42 代替自動減圧機能対象の逃がし安全弁の選定について
- 43 原子炉停止機能喪失シナリオにおける真空破壊装置への影響
- 44 復水貯蔵タンクの保有水量について
- 45 高圧注水・減圧機能喪失シナリオにおける解析の想定について
- 46 ATWS 時におけるほう酸水注入系起動の判断基準について
- 47 高圧炉心スプレイ系の水源切替の必要性について
- 48 原子炉停止機能喪失シナリオにおける初期炉心流量
- 49 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるほう酸水濃度の設定
- 50 同一運転員によるほう酸水注入系起動及び高圧炉心スプレイ系水源切替の成立性について
- 51 高圧注水・減圧機能喪失時における事象発生 40 分以降の炉内挙動について
- 52 自動減圧系作動阻止機能の ATWS 以外のシーケンスにおける影響について
- 53 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるサプレッションプール水温 100℃到達時間
- 54 有効性評価における機器条件について
- 55 ほう酸濃度による評価結果への影響
- 56 設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における格納容器圧力・温度について
- 57 有効性評価において機能喪失を仮定した設備について
- 58 高圧炉心スプレイ系ポンプ水源側からの流出防止のための隔離操作
- 59 インターフェイスシステム LOCA 発生時の判断について
- 60 外部水源を用いた場合の格納容器スプレイ流量について
- 61 希ガスの減衰割合について
- 62 ISLOCA 発生箇所と ECCS ポンプ等との位置関係について
- 63 ISLOCA 時の現場隔離弁の操作性（温度）について
- 64 急速減圧時の逃がし安全弁使用個数による評価への影響について
- 65 非常用ディーゼル発電機等の燃料評価における想定負荷について
- 66 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の成立性について

- 67 原子炉格納容器代替スプレイ時の流量調整操作について
- 68 LOCA時注水機能喪失時における系統隔離操作について
- 69 有効性評価における高圧注水成功後の急速減圧実施タイミングについて
- 70 有効性評価における解析条件の変更等について
- 71 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の流量について
- 72 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における重要事故シーケンス等の変更について
- 73 外部電源の設定の考え方について
- 74 現状プール内に貯蔵されている制御棒の本数・内訳について
- 75 破裂判定曲線適用にあたっての水素濃度等の影響について
- 76 原子炉再循環ポンプからのリークについて
- 77 外部水源注水量限界について
- 78 室温評価における評価対象室及び隣接する部屋の配置について
- 79 格納容器冷却及び除熱手段の運用について
- 80 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水への切替えについて
- 81 外部電源喪失発生時における原子炉スクラム信号について
- 82 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
- 83 高圧代替注水系起動操作の成立性について
- 84 注水操作の時間余裕について（TBU・TBD）
- 85 TBD 時の事象発生 24 時間後の注水系統の切替えについて
- 86 各 TB シーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切り離し操作について
- 87 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における注水手段について
- 88 常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作の成立性について
- 89 TBD・TBP 時における原子炉水位の挙動について
- 90 水源評価における注水積算量について
- 91 復水補給水系の機能確保の妥当性について
- 92 ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について
- 93 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
- 94 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 95 原子炉建屋負圧達成時間の算出について
- 96 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における注水操作が遅れる場合の炉心の損傷状態について
- 97 過圧過温シナリオにおける燃料最高温度の短時間挙動について
- 98 可搬型窒素ガス供給装置の注入特性の作成方法について

- 99 格納容器貫通孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数 (DF) を用いて評価する項目とその扱いについて
- 100 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響 (長期解析)
- 101 格納容器下部 (ペデスタル) 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
- 102 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
- 103 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
- 104 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
- 105 溶融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウエル床ドレンサンプの影響について
- 106 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性向上に向けた取り組みについて
- 107 代替循環冷却系の熱交換モデルについて
- 108 ドライウエル壁面のモデルについて
- 109 溶融プールの除熱メカニズムについて
- 110 代替循環冷却系を使用した原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器スプレイの運用について
- 111 格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合) における格納容器温度及びサプレッションプール水温の挙動について
- 112 外部水源による原子炉圧力容器破損後の格納容器下部への注水について
- 113 格納容器下部注水量と格納容器下部水位の関係について
- 114 格納容器下部の構造について
- 115 原子炉圧力容器の破損位置について
- 116 格納容器下部 (ペデスタル) 外側鋼板の支持能力について
- 117 ほう酸水注入系 ほう酸水濃度の管理について
- 118 原子炉停止機能喪失シナリオ 外部電源喪失を想定した場合における燃料被覆管最高温度について
- 119 高温環境下での主蒸気逃がし安全弁の温度解析の妥当性について
- 120 原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位の計測設備について
- 121 ペデスタル内のドライウエル温度検出器について
- 122 格納容器下部への初期水張り運用について
- 123 原子炉格納容器下部注水系の注水端位置について
- 124 格納容器スプレイによる格納容器下部への流入経路
- 125 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について
- 126 溶融炉心落下位置が格納容器下部の中心軸から外れ、壁側に偏って落下した場合の影響評価
- 127 コリウム流入防止対策の有効性評価
- 128 ペデスタル内ドライウエル温度検出器による原子炉圧力容器破損判断について

- 129 代替循環冷却系を使用した格納容器除熱の運用変更の検討について
- 130 外部水源注水量限界到達後の対応について
- 131 FFRD 現象の有効性評価への影響について
- 132 TBD シーケンスにおける燃料被覆管の水素化物の再配向による影響について
- 133 原子炉減圧実施時における原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の注水方法の設定について
- 134 原子炉停止機能喪失シナリオ 継続的に原子炉給水を行うとした評価の妥当性について

下線部：本日提示資料

43. 原子炉停止機能喪失シナリオにおける真空破壊装置への影響

原子炉停止機能喪失においては、復水貯蔵タンクを水源とする原子炉注水が行われるとともに、逃がし安全弁からサプレッションプールへ蒸気が流入することにより、サプレッションプール水量が増加する。

以下に、真空破壊装置に影響を与えうるサプレッションプール水量を示すとともに、原子炉停止機能喪失時における真空破壊装置への影響の有無について示す。

1. 真空破壊装置へ影響を与えうるサプレッションプール水量

外部水源による注水を継続実施した場合、サプレッションプール水量が増加することにより、真空破壊装置へ影響を与えることが考えられる。このため、外部からの注水量については制限を設けており、外部水源注水量限界としてサプレッションプール水量約5,050m³（真空破壊装置下端-0.4mに相当）を設定している。

2. 原子炉停止機能喪失における外部水源注水量限界の到達について

(1) 事象発生から外部水源注水量限界に到達するまでの時間

原子炉停止機能喪失の評価においては、事象発生時のサプレッションプール水量を2,800m³としているため、外部水源注水量限界までの余裕は約2,250m³となる。図1^{*1}に、原子炉停止機能喪失における復水貯蔵タンクを水源とした注水量（積算）を示す。図1より、外部水源による注水量が約2,250m³となるのは、事象発生から124時間（5日）程度後となる。

※1 図1は、高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクに切り替えられた後に、水源をサプレッションプールに再度切り替えを行わない場合における注水量である。

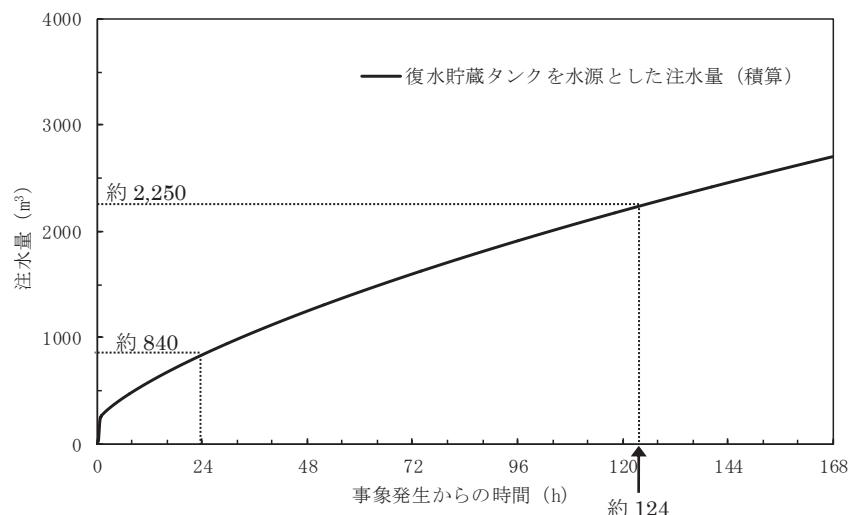


図1 復水貯蔵タンクを水源とした原子炉注水量（積算）

(2) サプレッションプール水温が100℃を下回る時間

図2に、原子炉停止機能喪失におけるサプレッションプール水温の推移を示す。事象発生約40分後より、サプレッションプール水温は降下傾向を示し、約10分でサプレッションプール水温は3℃程度低下する傾向を示す。

サプレッションプール水温が高圧炉心スプレイ系の最高使用温度である100℃を下回るのは、図2に示す傾向より、保守的に見て事象発生1日後程度である。

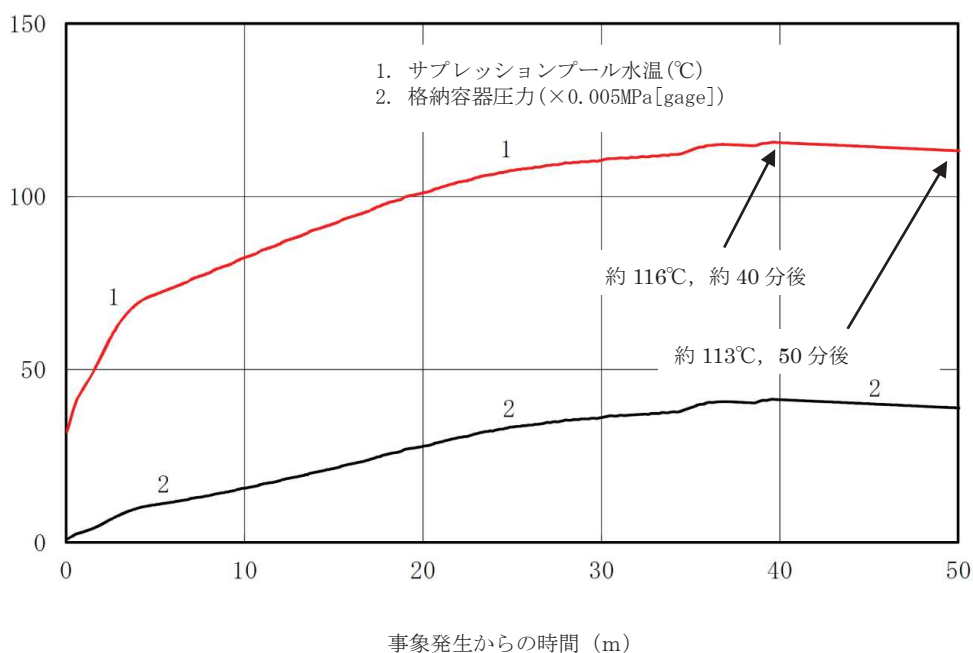


図2 サプレッションプール水温の推移

以上より、原子炉停止機能喪失においては、復水貯蔵タンクを水源とする原子炉注水を行うことでサプレッションプール水位が上昇するものの、高圧炉心スプレイ系の水源のサプレッションプールへの切り替えが可能となるのは、外部水源注水量限界到達時間より前であることから、真空破壊装置へ影響を与えることはない。

47. 高圧炉心スプレイ系の水源切替の必要性について

高圧炉心スプレイ系の水源切替（サブプレッションプール側から復水貯蔵タンク側）（以下「HPCS 水源切替」という。）はサブプレッションプール水温 80℃到達確認後，中央制御室からの遠隔操作により実施することとしている。この 80℃到達による切替操作の必要性及び妥当性について以下に示す。

（1）サブプレッションプール水温 80℃到達による HPCS 水源切替の必要性

高圧炉心スプレイ系の最高使用温度が 100℃で設計されていることから，サブプレッションプール水温の上昇が継続するような状況においては，高圧炉心スプレイ系の運転を継続させるために，サブプレッションプール水温が 100℃を超える前に HPCS 水源切替を行う必要がある。

このため，吸込弁の切替時間を考慮し，サブプレッションプール水温 80℃時点で高圧炉心スプレイ系の水源を復水貯蔵タンクへ手動で切り替えることとしている。

（2）HPCS 水源切替タイミングの妥当性

サブプレッションプール水温の上昇の観点で厳しい「原子炉停止機能喪失」において，サブプレッションプール水温が 80℃から 100℃に上昇するまでの時間及び HPCS 水源切替操作所要時間を表 1 に示す。

表 1 のとおり，サブプレッションプール水温が 80℃から 100℃に上昇するまでの時間が約 10 分であるのに対して，HPCS 水源切替操作は約 4 分で終了することから，HPCS 水源切替操作をサブプレッションプール水温 80℃到達確認後に実施することは妥当である。

また，サブプレッションプール水温は事故対応における重要な監視パラメータであり，運転員が継続的に監視するパラメータであることから認知に大きな遅れが生じる可能性はないものとする。

表 1 サブプレッションプール水温 100℃到達時間と HPCS 水源切替時間

項目	時間	備考
原子炉停止機能喪失においてサブプレッションプール水温が 80℃から 100℃に上昇するまでの時間	約 10 分	—
HPCS 水源切替操作所要時間	約 4 分	訓練実績時間 約 2 分

(参考) 高圧炉心スプレイ系の最高使用温度

高圧炉心スプレイ系の最高使用温度を以下に示す。

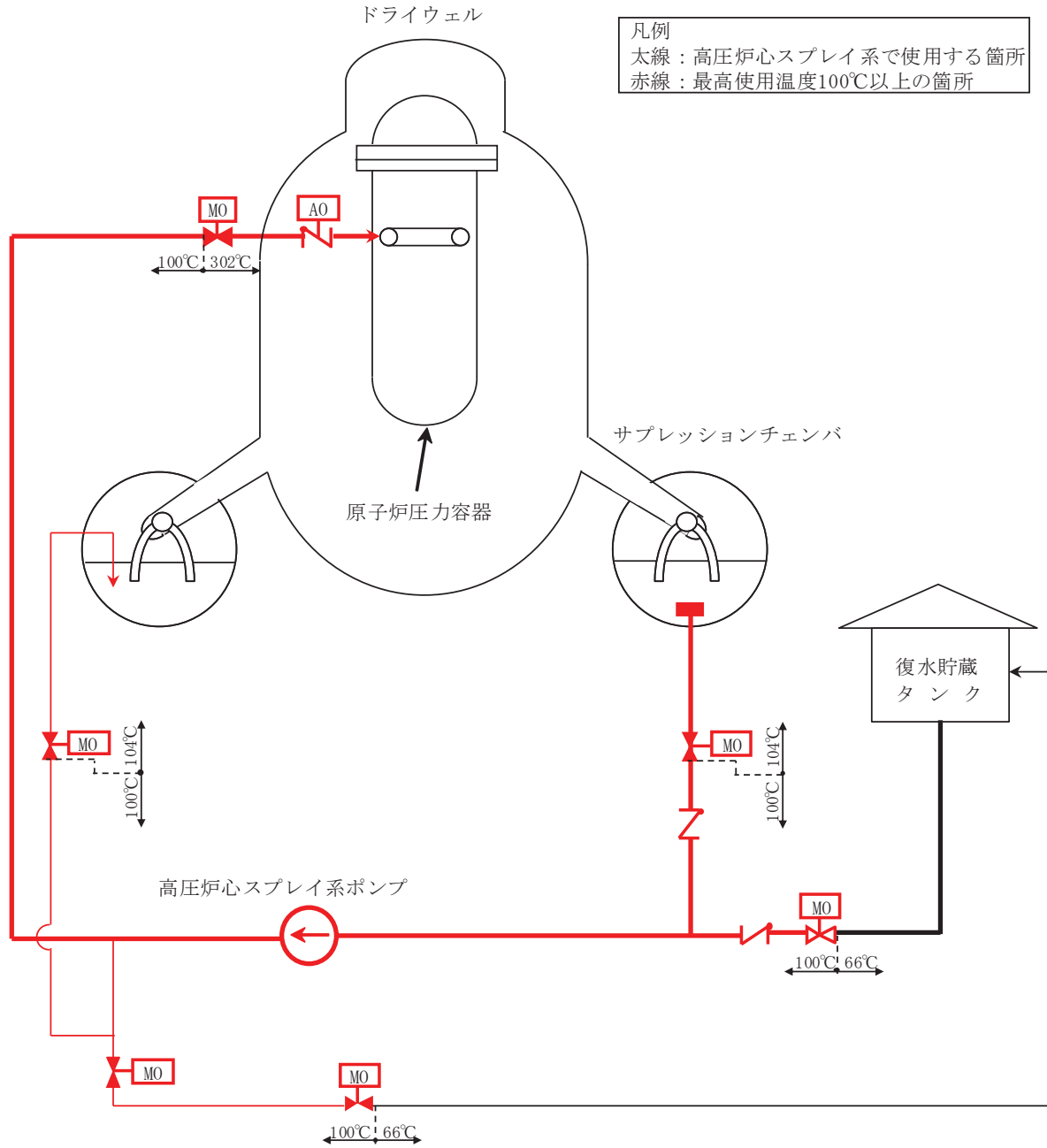


図1 高圧炉心スプレイ系の最高使用温度

48. 原子炉停止機能喪失シナリオにおける初期炉心流量

原子炉停止機能喪失における炉心流量の初期条件は、定格出力時における炉心流量の下限である定格炉心流量の85%としている。評価の初期条件である原子炉熱出力100%，炉心流量85%を運転特性図上に示すと下図のとおりとなる。

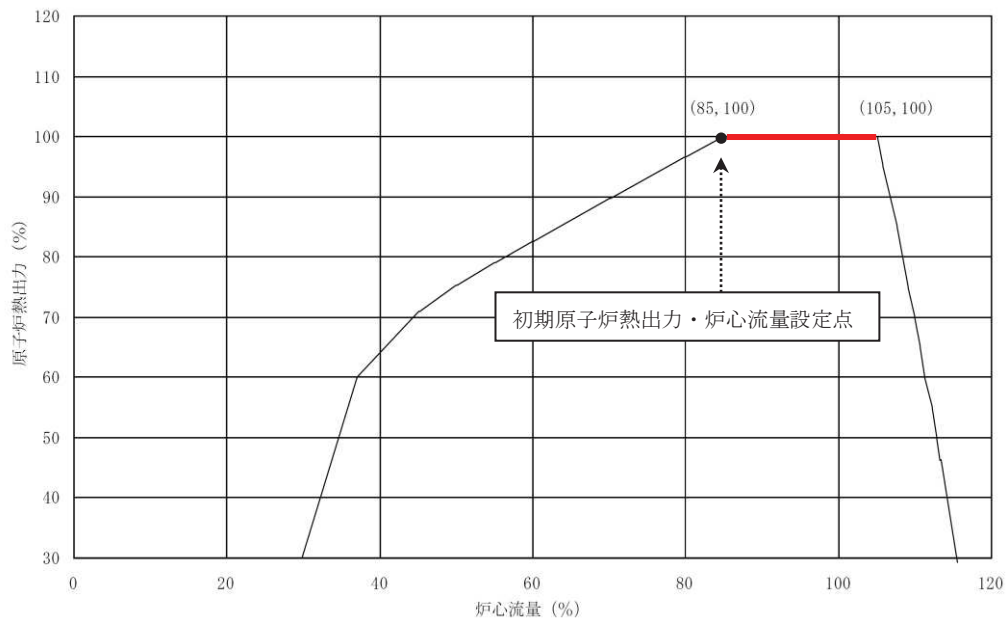


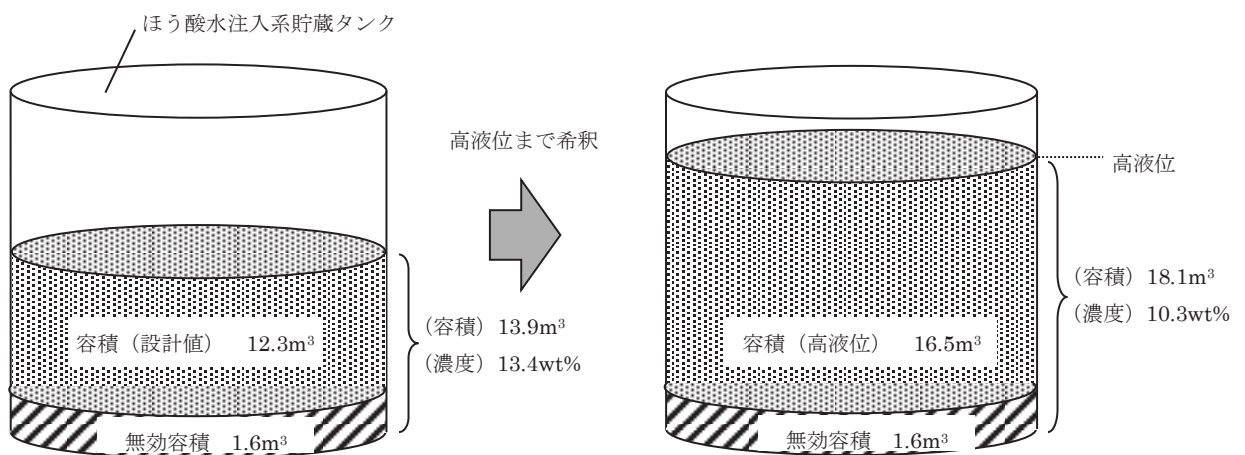
図1 初期原子炉熱出力・炉心流量設定

49. 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるほう酸水濃度の設定

原子炉停止機能喪失の評価においては、ほう酸水の濃度を10.3wt%として評価を実施している。以下に、設定の考え方を示す。

ほう酸水注入系は、12.3m³の容積に13.4wt%のほう酸水濃度を満たす量の五ほう酸ナトリウムを溶解することで、1,000ppmの濃度を確保する設計としている。ほう酸水注入系貯蔵タンクには無効容積1.6m³が存在することから、1,000ppmの濃度を確保するためには、13.9m³の容積に13.4wt%のほう酸水濃度を満たす量の五ほう酸ナトリウムを溶解することになる。

ほう酸水注入系貯蔵タンク内のほう酸水（13.4wt%、13.9m³）に、仮に純水のみが流入し、高液位になった場合に最も濃度が低下することになる。この場合のほう酸水濃度は10.3wt%となる（図1参照）。



$$\begin{aligned} \text{高液位におけるほう酸水濃度} &= 13.4\text{wt}\% \times 13.9 / 18.1 \\ &\doteq 10.3\text{wt}\% \end{aligned}$$

図1 ほう酸水濃度の設定イメージ

原子停止機能喪失の評価においては、ほう酸水濃度が低いほど、単位時間あたりの負の反応度の印加量は小さくなる。このため、保守的な解析条件として、ほう酸水濃度を10.3wt%として評価を実施している。

50. 同一運転員によるほう酸水注入系起動及び高圧炉心スプレイ系水源切替の成立性について

ほう酸水注入系の起動操作（以下「SLC 起動」という。）及び高圧炉心スプレイ系水源切替操作（以下「HPCS 水源切替」という。）については、同一の運転員が対応することとしているが、ATWS 発生後初期のように操作が輻輳する場合においても、以下の理由により対応可能である。

- ・スクラム失敗確認後に SLC を起動し、サブプレッションプール水温上昇により HPCS 水源切替に移るが、いずれの操作も中央制御室制御盤のスイッチ 1 個の操作であり、簡易な操作であること（訓練実績では各々約 2 分で実施可能）
 - ・HPCS 水源切替の判断パラメータとなるサブプレッションプール水温は重要な監視パラメータであり、事故対応中運転員が継続的に監視することから、認知に大きな遅れが生じないこと
 - ・HPCS 水源切替は、SLC 起動操作を行う制御盤と隣接した制御盤での操作であり、SLC 起動後、ほう酸水注入系貯蔵タンク水位にて注入状況を適宜確認しながら並行で対応することが可能であること
- SLC 起動スイッチ及び HPCS 水源切替スイッチの位置関係を図 1 に示す。



図 1 各スイッチの中央制御室における位置関係について

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 50-1

52. 自動減圧系作動阻止機能の ATWS 以外のシーケンスにおける影響について

自動減圧系作動阻止機能（以下、「ADS 作動阻止機能」という。）は、ATWS 時に作動し、原子炉圧力容器への注水に伴う急激な出力上昇による炉心の著しい損傷を防止するための設備であることから、以下の信号により作動するよう設定している。

- ・中性子束高信号 [平均出力領域モニタの中性子束レベルで 10%]
- ・原子炉水位低（レベル 2）信号

一方、ATWS 以外において原子炉水位が低下するシーケンスも存在し、その際の出力が高く維持されることも考えられるが、ADS 作動阻止機能が悪影響を及ぼさないことを表 1 のとおり確認している。

表 1 ATWS 以外のシーケンスにおける悪影響の有無

シーケンス	ADS の要否	原子炉水位がレベル 1 に到達した際の出力	悪影響の有無
E-LOCA	不要	—	なし
大破断 LOCA	不要	(約 7%)	なし
中小破断 LOCA	必要	約 3%	なし
過渡事象(TQUX)	必要	約 2%	なし

- ・原子炉スクラム以降の水位低下速度が最も早いシーケンスは E-LOCA（大破断 LOCA を上回る規模の LOCA）であり、以降については LOCA のサイズに依存する。
- ・E-LOCA 及び大破断 LOCA においては、事象発生直後に原子炉圧力が低下するため、ADS による原子炉減圧は不要であることから、ADS 作動阻止機能による悪影響はない。
- ・中小破断 LOCA 時及び過渡事象（給水流量の全喪失）では、中小破断 LOCA の方が水位の低下速度が大きく、原子炉水位低下時の出力も高い。設計基準事故の中小破断 LOCA 時において、ADS が作動する原子炉水位であるレベル 1 まで低下した際においても、出力は約 3% であり、ADS 作動阻止機能は作動することはないことから、悪影響はない。

53. 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるサプレッションプール水温100℃到達時間

原子炉停止機能喪失シナリオにおけるサプレッションプール水の最高温度は約116℃であり、最高温度となった以降、水温は降下傾向を示す。サプレッションプール水温が降下傾向時における100℃到達時間について確認を実施した。

1. 確認方法

- (1) REDYコードによる事象発生50分後までのサプレッションプール水温の評価結果から、サプレッションプール水温の温度変化率を確認。
- (2) 事象発生50分以降について、(1)にて確認した温度変化率を用いて外挿を実施^{※1}。

※1 REDYコード評価における温度変化率は表1のとおり。サプレッションプール水温は直線傾向を示し、温度変化率はほぼ一定であること、かつ、サプレッションプール水温が100℃に到達するまでのREDY評価結果からの外挿量は約13℃と小さいことから、外挿による評価を実施。

表1 REDYコード評価による温度変化率

事象発生からの時間	温度変化率	備考
約48分 (2900秒) ～50分 (3000秒)	－約0.24 ℃/分	外挿時の温度変化率として使用

(参考) 事象発生約42分 (2500秒) から50分 (3000秒) における温度変化率も－約0.24 ℃/分となり、サプレッションプール水温降下時における温度変化率はほぼ一定の値を示す。

- (3) 外挿により、サプレッションプール水温が100℃を下回る時間を確認。

2. 確認結果

REDYコードによる評価結果に、外挿による評価結果を重ねたグラフを図1に示す。図1より、サブプレッションプール水温が100℃を下回るのは、事象発生110分程度後となる。

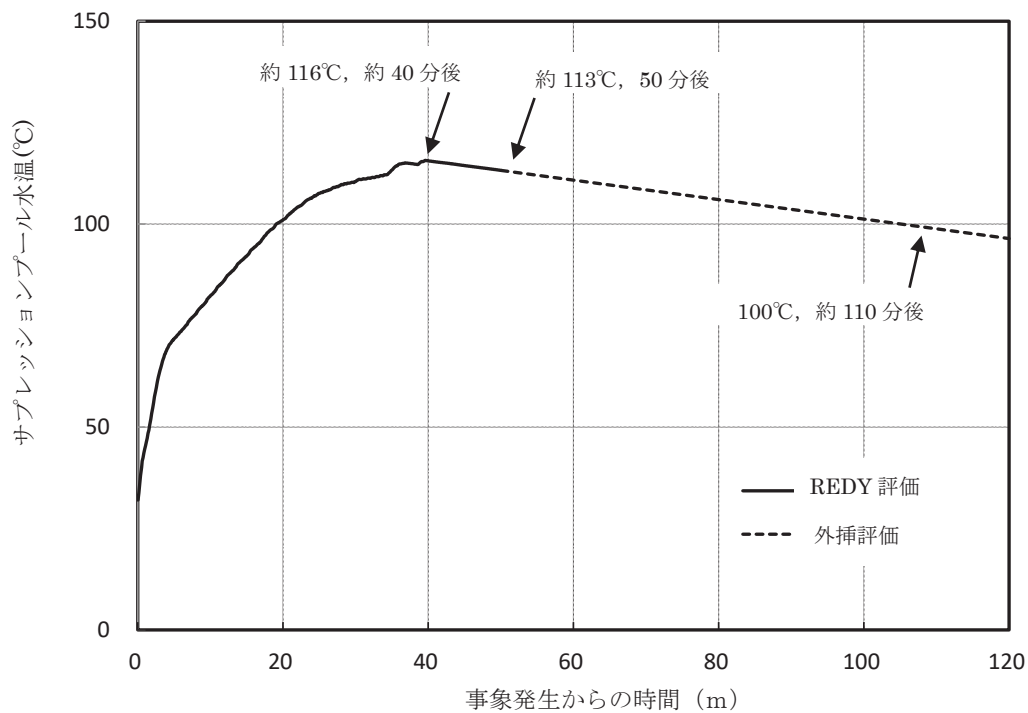


図1 サブプレッションプール水温の推移

以上より、サブプレッションプール水温が100℃を下回るのは事象発生110分程度後であることから、高圧炉心スプレイ系水源のサブプレッションプールへの切り替えを、事象発生1日後までと設定することは、十分保守的である。

70. 有効性評価における解析条件の変更等について

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) 2018年3月22日審査会合からの変更点

a. 解析条件の変更

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については、ほう酸水注入系のほう酸濃度を運用値である1,200ppm相当の12.1wt%とした条件にて評価を行っていたが、原子炉設置許可変更申請書の添付書類八との整合性の観点から、1,000ppm相当の濃度である10.3wt%とした条件に見直しを行うこととした（表1-1参照）。

解析条件見直し後においても、ほう酸水注入開始前に最大値を示す燃料被覆管最高温度、燃料被覆管酸化量および原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、解析条件変更により違いは生じない。また、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度については、解析条件変更前と比べて僅かに高い値となるものの、判断基準を満足することを確認した（表1-2参照）。

表1-1 解析条件の変更（原子炉停止機能喪失）

解析条件	変更前	変更後	変更理由
ほう酸水注入系 ほう酸濃度	12.1wt% (1,200ppm相当)	10.3wt% (1,000ppm相当)	原子炉設置許可変更申請書添付書類八との整合性の観点からの変更

表1-2 評価結果（原子炉停止機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約961℃	同左	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	1%以下	同左	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約9.56MPa[gage]	同左	10.34MPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約0.19MPa[gage]	約0.21MPa[gage]	0.854MPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約113℃	約116℃	200℃未満

b. 原子炉停止機能喪失が発生した場合における手順の変更

原子炉停止機能喪失が発生した場合の対応手順について、判断の迅速性を考慮した手順に変更することとした（表1-3参照）。

なお、ほう酸水注入系の起動判断を変更しても、原子炉停止機能喪失の評価における、ほう酸水注入系の起動時期は大きく変わらないことから、評価に変更は生じない。

表1-3 原子炉停止機能喪失が発生した場合の対応手順の変更

判断項目	変更前	変更後	変更理由
原子炉停止機能喪失判断 ^{※1}	全制御棒全挿入位置又は02ポジションの確認ができない場合	1本 ^{※2} よりも多くの制御棒が未挿入の場合	判断の迅速性を考慮した変更
ほう酸水注入系起動判断	サブレーションプール水温が49℃に到達した場合	原子炉停止機能喪失を判断した場合	

※1 原子炉手動スクラム，原子炉モードスイッチ「停止」位置切替，手動による代替制御棒挿入を実施しても全制御棒全挿入とならず，未挿入の制御棒が1本よりも多い場合，原子炉停止機能喪失と判断

※2 停止余裕を考慮し設定

(2) 2018年5月17日審査会合からの変更点

a. 重要事故シーケンス及び有効性評価において期待する設備の変更

重要事故シーケンスの選定にあたり、LOCAの分類を2分類（大破断LOCA及び中小破断LOCA）としていたが、流出量に応じて炉心損傷回避可能な緩和系が異なることを踏まえて3分類（大破断LOCA，中破断LOCA及び小破断LOCA）に変更した。

それに伴い、LOCA時注水機能喪失における重要事故シーケンスについては、要求される設備容量等の観点からより厳しい想定となる中破断LOCAを起因事象とする事故シーケンスに変更した。

また、中破断LOCAを起因事象とする事故シーケンスに対する対策の有効性を確認することから、蒸気により駆動する高压代替注水系による原子炉注水には期待しない評価に変更した。

b. 想定する破断位置及び破断面積

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、破断位置として、気相部に接続する主蒸気配管，液相部に接続する再循環配管及び底部ドレン配管では、事象進展に優位な差はないこと及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）において再循環配管を想定していることを考慮し、再循環配管を設定することに変更した。

また、破断面積については、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象

進展の特徴を代表でき、操作時間余裕を確保できる破断面積として 1.4cm²を設定した。

表 1-4 LOCA時注水機能喪失における変更内容

項目	変更前	変更後
重要事故シーケンスにおけるLOCA分類	2分類（大破断LOCA，中小破断LOCA）	3分類（大破断LOCA，中破断LOCA，小破断LOCA）
重要事故シーケンスにおける起回事象	中小破断LOCA	中破断LOCA
期待する主な重大事故等対処設備	高圧代替注水系 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）
想定する破断位置	底部ドレン配管	再循環配管
想定する破断面積	6 cm ²	1.4cm ²

上記の変更後においても、表 1-5 に示すとおり、評価結果は判定基準を満足することを確認した。

表 1 - 5 評価結果 (LOCA時注水機能喪失)

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 666℃	約 872℃	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	1 %以下	同左	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7. 69MPa[gage]	同左	10. 34MPa[gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0. 427MPa[gage]	同左	0. 854MPa[gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 154℃	約 155℃	200℃未満
(参考) 格納容器ベント時間	約 43 時間	約 44 時間	—

(3) 2018年6月12日審査会合からの変更点

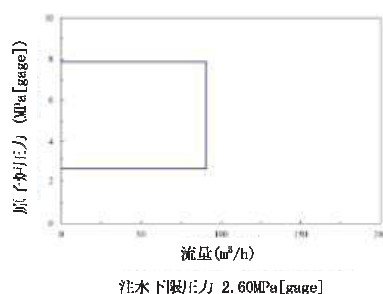
a. 解析条件の変更

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧時間の変更

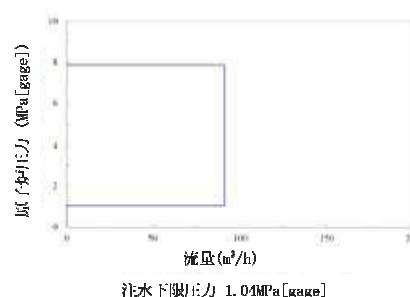
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 直流電源喪失」においては、事象発生 8 時間後に高压代替注水系から低压代替注水系 (常設) (直流駆動低压注水ポンプ) へと切り替える解析としていたが、本事故シーケンスグループの特徴である直流電源喪失に対する対策の有効性を確認するとともに、直流電源喪失時の初期対応で受電操作を実施する常設代替直流電源設備 (125V 代替蓄電池) の使用量を厳しく評価する観点から、常設代替直流電源設備により高压代替注水系を事象発生 24 時間後まで継続運転する解析へと変更した。

(b) 高压代替注水系の注水特性の変更

設計進捗 (配管ルートの確定) を踏まえ、高压代替注水系の注水特性を変更した。



[変更前]



[変更後]

なお、解析においては、原子炉圧力が高圧状態の時にのみ高圧代替注水系の注水に期待しており、原子炉減圧開始以降においては高圧代替注水系の注水には期待しない評価としていることから、本変更に伴う解析結果への影響はない（補足説明資料「133. 原子炉減圧実施時における原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の注水方法の設定について」参照）。

表 1 - 6 解析条件の変更（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	変更前	変更後
高圧代替注水系*の注水時間	事象発生 40 分後から 事象発生 8 時間後まで	事象発生 40 分後から 事象発生 24 時間後まで
逃がし安全弁による原子炉 手動減圧開始時間	事象発生 8 時間後	事象発生 24 時間後
高圧代替注水系	90.8m ³ /h (7.86~ 2.60MPa[gage]において)	90.8m ³ /h (7.86~ 1.04MPa[gage]において)

※ 高圧代替注水系の制御には常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池）を用いる

上記の変更後においても、表 1 - 7 に示すとおり、解析結果は判定基準を満足することを確認した。

表 1 - 7 評価結果（全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 失敗） + 直流電源喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 672℃	約 309℃	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	1%以下	同左	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力	約 7.77MPa[gage]	同左	10.34MPa[gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力	約 0.347MPa[gage]	約 0.375MPa[gage]	0.854MPa[gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリに かかる温度	約 147℃	約 155℃	200℃未満

2. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

(1) 2017年12月26日審査会合からの変更点

a. 重大事故等対処設備の追加

想定事故1及び想定事故2については、燃料プール代替注水系（可搬型）による注水により燃料損傷の防止を図ることを説明してきたが、燃料プール周辺の線量率上昇時、スロッシング発生時等においても確実な対応が可能となるよう、燃料プール代替注水系（常設配管）についても重大事故等対処設備とすることとした（表2-1参照）。

表2-1 重大事故等対処設備の変更（想定事故1および想定事故2）

項目	変更前	変更後	変更理由
重大事故等 対処設備	・燃料プール代替注 水系（可搬型）	・燃料プール代替注 水系（可搬型） ・燃料プール代替注 水系（常設配管）	線量率上昇時、スロッシング 発生時等における確実な対応 を考慮した変更

b. 重大事故等対処設備の運用の変更

使用済燃料プール監視設備の使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）は、水位計測時にヒータが10分に1回のサイクルでON-OFFの繰り返し動作を行う設備であり、常時計測とした場合におけるヒータ制御回路の耐久性の観点から考慮し事象発生後に中央制御室の操作スイッチにより計測を開始することで説明してきたが、ヒータ制御回路の耐久性を確認したことから、常時計測を行うことで事象発生後の操作を不要とした。

c. 評価条件の不確かさの影響評価の見直し

基準地震動の変更及び追加にともなうスロッシング再評価を行い、スロッシング発生時の燃料プール水位の低下量を、サイフォンブレイク孔設置位置を下回る通常水位から約0.53mに見直しを行っている。燃料プール水位の不確かさとして、スロッシングによる燃料プール水位の低下を取り扱っており、水位低下量が大きくなった場合、燃料プールの保有水量は減少するため、遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間等に影響が生じる。このため、スロッシング発生時における燃料プール水位低下量の見直しに伴う影響評価を実施した。評価結果を表2-2及び表2-3に示す。

表 2 - 2 評価結果（想定事故 1）

評価項目	変更前 (水位低下量 約 0.1m)	変更後 (水位低下量 約 0.53m)	判定基準
遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間（10mSv/h の場合）	約 23.4 時間	約 18.1 時間	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること
燃料有効長頂部に到達するまでの時間*	約 4.1 日	約 3.9 日	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること

※ 保守的な取り扱いとして、燃料有効長頂部より到達時間が早い燃料ハンドル上部にて評価を実施

表 2 - 3 評価結果（想定事故 2）

評価項目	変更前 (水位低下量 約 0.1m)	変更後 (水位低下量 約 0.53m)	判定基準
遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間（10mSv/h の場合）	約 18.6 時間	約 18.1 時間	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること
燃料有効長頂部に到達するまでの時間*	約 3.9 日	約 3.9 日	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること

※ 保守的な取り扱いとして、燃料有効長頂部より到達時間が早い燃料ハンドル上部にて評価を実施

3. 必要な要員及び資源の確保

(1) 2018 年 5 月 17 日審査会合からの変更点

a. 発電所常駐要員数の変更

有効性評価における夜間・休日の発電所常駐要員として、これまで原子炉運転時は 31 名、原子炉停止時は 29 名としていたが、以下の重大事故等対策の見直しに伴い、発電所常駐要員数を原子炉運転時は 30 名、原子炉停止時は 28 名に変更する（表 3 - 1 参照）。

[変更内容]

- 敷地内に津波の影響が及んだ直後は可搬型設備の対応の実行性に不確かさが大きいとため、「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」（以下「TBP」という。）のように事象進展（注水機能の喪失）が早い事象に対応するため、低圧代替注水系（可搬型）（緊急送水ポンプ）に代えて、新たに常設の重大事故等対処設備として低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）を設置する。これに伴い、緊急

送水ポンプ起動後の監視を行うこととしていた重大事故等対応要員1名が不要となった。

各事故シーケンスグループ等のうち必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等はTBPであり、その要員数は31名であったが、上記のとおりTBPにおいて必要な要員数が1名減の30名となることから、発電所常駐要員数としても1名減の30名（運転停止中は28名）へ変更する。

なお、発電所常駐要員を30名（運転停止中は28名）へ変更した場合でも他の事故シーケンスグループ等への対応に必要な要員は確保されている（表3-2参照）。

表3-1 発電所常駐要員数の変更

要員名称	原子炉運転時		原子炉停止時	
	変更前	変更後	変更前	変更後
発電所対策本部要員	6名	同左	6名	同左
重大事故等対応要員	18名	17名	18名	17名
運転員	7名	同左	5名	同左
合計	31名	30名	29名	28名

表3-2 各事故シーケンスグループ等への対策に必要な要員数

事故シーケンスグループ等	必要な要員数 (変更前)	必要な要員数 (変更後)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	30	同左
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	11	同左
2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +HPCS失敗	30	同左
2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +高圧注水失敗	30	同左
2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +直流電源喪失	30	同左
2.3.4 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	31	30
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	30	同左
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	30	同左
2.5 原子炉停止機能喪失	28	同左
2.6 LOCA時注水機能喪失	30	同左
2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	30	同左
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過 温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	30	同左
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過 温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	30	同左
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	30	同左
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	30	同左
3.4 水素燃焼	30	同左
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	30	同左
4.1 想定事故1	28	同左
4.2 想定事故2	28	同左
5.1 崩壊熱除去機能喪失	10	同左
5.2 全交流動力電源喪失	28	同左
5.3 原子炉冷却材の流出	11	同左
5.4 反応度の誤投入	-※	-

※ 本事故シーケンスにおいて、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、「-」とする。なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能

117. ほう酸水注入系 ほう酸水濃度の管理について

原子炉停止機能喪失の評価においては、ほう酸水注入系のほう酸水濃度を10.3wt%として評価を実施している。ほう酸水注入系貯蔵タンク（以下「タンク」という。）内のほう酸水濃度が10.3wt%を下回らないことを以下に示す。

タンクの概略図を図1に示す。タンクの各液位においては、図1に示す容量を有している。

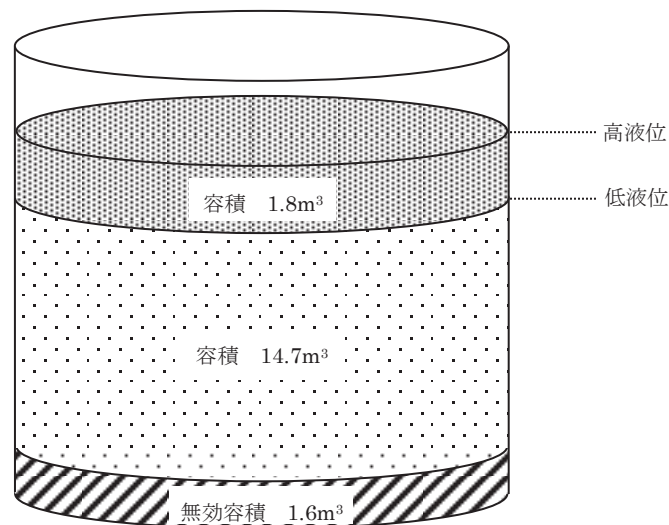


図1 ほう酸水注入系貯蔵タンク概略図

タンクには、低液位において13.4wt%のほう酸水濃度を満たす量の五ほう酸ナトリウムが溶解されている。タンク内のほう酸水（13.4wt%）が低液位となった後に、仮に純水のみが流入し、高液位となった場合が最も濃度が低下することになる。その場合のほう酸水濃度は、以下のとおり12.1wt%となる。

$$\begin{aligned} \text{高液位におけるほう酸水濃度} &= 13.4\text{wt}\% \times (14.7 + 1.6) \div (1.8 + 14.7 + 1.6) \\ &\doteq 12.1\text{wt}\% \end{aligned}$$

このように、ほう酸水濃度はタンク液位に影響を受けるが、タンク液位は高液位より0.2m³程度余裕を持った位置で管理しているとともに、1日1回の頻度で液位の確認を行っている。このため、実機のほう酸水濃度が10.3wt%を下回ることはない。

118. 原子炉停止機能喪失シナリオ 外部電源喪失を想定した場合における燃料被覆管最高温度について

原子炉停止機能喪失シナリオにおける燃料被覆管最高温度は、ベースケース（外部電源あり）と比べ、感度解析（外部電源なし）の方が低い値となる。以下に理由を示す。

外部電源がない場合、事象発生直後に再循環ポンプがトリップすることにより原子炉出力が低下する。また、事象発生直後にタービン駆動原子炉給水ポンプがトリップするとともに、電動機駆動原子炉給水ポンプも起動しないことにより、原子炉水位は図1に示すとおり、事象発生直後より低下傾向を示し、これにより原子炉出力は抑えられることになる。

このため、外部電源がない場合はベースケースと比べ、原子炉出力が抑えられることから、燃料被覆管最高温度についてもベースケースと比べて低い値となる（表1参照）。

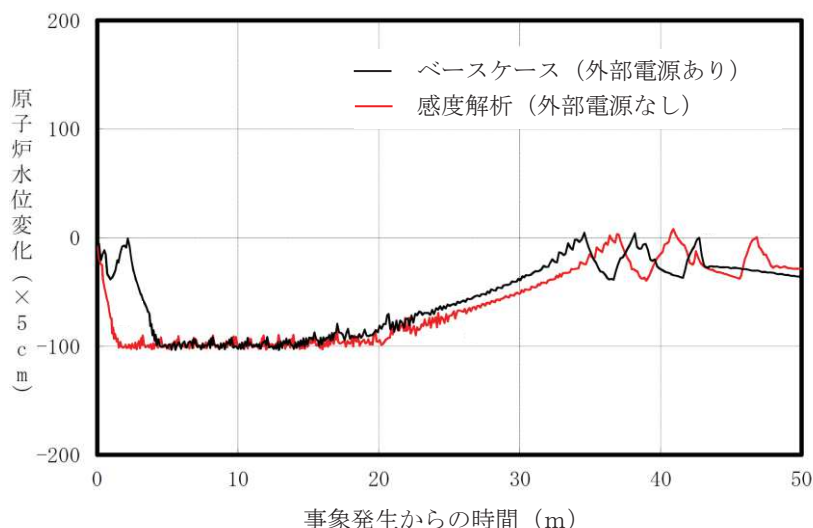


図1 原子炉水位の推移（ベースケースおよび感度解析）

表1 燃料被覆管最高温度（ベースケースおよび感度解析）

	燃料被覆管最高温度
ベースケース（外部電源あり）	約961℃
感度解析（外部電源なし）	約730℃

134. 原子炉停止機能喪失シナリオ 継続的に原子炉給水を行うとした評価の妥当性について

原子炉停止機能喪失シナリオにおいては、主蒸気隔離弁の閉止後も、電動機駆動原子炉給水ポンプにより原子炉給水が継続される評価としている。一方、実機においては、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉給水は、運転員操作を介して行われるため、原子炉給水が継続されない状況が想定される。

以下に、有効性評価において、原子炉給水を継続的に行うと仮定した評価とすることの妥当性を示す。

有効性評価ベースケースでは、事象発生約4秒後にタービン駆動原子炉給水ポンプがトリップし、その後、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉給水が継続される評価としている。一方、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉への給水が継続されない評価は、外部電源喪失を想定した評価に相当すると考えられる。

外部電源喪失を想定した評価では、タービン駆動原子炉給水ポンプによる給水停止後、原子炉水位は低下することになる。原子炉水位がレベル2に到達すると、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による注水が行われるが、注水流量は電動機駆動原子炉給水ポンプに比べ小さいため、原子炉水位は図1に示すとおり、感度解析ケースでは、有効性評価ベースケースの結果に比べて水位が低くなる。原子炉水位が低く推移することで炉心流量が低めに推移し、原子炉出力は抑えられることになるため、ベースケースと比べ、評価項目となるパラメータは低い値となる（表1参照）。

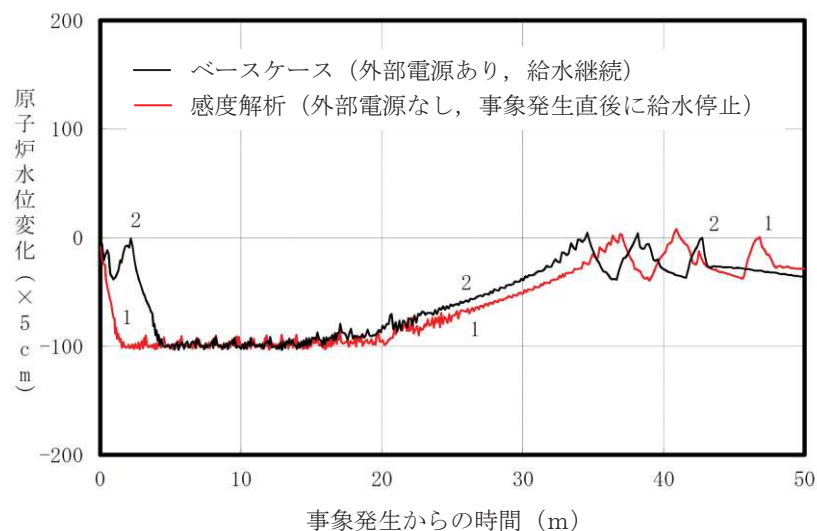


図1 原子炉水位の推移の比較

表1 有効性評価原子炉停止機能喪失 評価項目パラメータの比較

評価項目	不確かさ評価 (外部電源なし, 事 象発生直後に原子 炉給水停止)	ベースケース (外部電源あり, 原子 炉給水継続)
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる 圧力の最大値	約8.5MPa[gage]	約9.42MPa[gage]
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧 力の最大値	約0.15MPa[gage]	約0.21MPa[gage]
原子炉格納容器バウンダリにかかる温 度の最大値	約102℃	約116℃
燃料被覆管の最高温度	約730℃	約961℃
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下

以上の通り，電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉給水が継続する評価とすることで，原子炉水位が高めになり，評価項目となる各パラメータが保守的に評価されることから，有効性評価原子炉停止機能喪失のベースケースにおいては，タービン駆動原子炉給水ポンプトリップ後，電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉給水が継続される評価条件としている。