

高浜発電所 安全審査資料
2-7-改1
2023年10月16日

高浜発電所 3号炉及び4号炉

設置許可基準規則への適合性について
(重大事故等の拡大の防止等)

2023年10月

関西電力株式会社

緑字は前回からの変更箇所を示す。

<目次>

1. 概要
2. 蒸気発生器取替えに伴う重大事故等対策の有効性評価への影響について
 - 2.1 重大事故等対策の有効性評価の解析条件への影響
 - 2.2 必要な資源の評価への影響

1. 概要

高浜発電所 3 号炉及び 4 号炉においては、蒸気発生器の取替えに伴い、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」（以下「設置許可基準規則」という。）等に従い、重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故（以下「重大事故等」という。）に対する対策の有効性を確認しており、本資料は、その有効性評価についてまとめたものである。

第三十七条 重大事故等の拡大の防止等

- 1 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。
- 4 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、運転停止中における発電用原子炉内の燃料体（以下「運転停止中原子炉内燃料体」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。

適合のための設計方針

第1項について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した事故シーケンスグループに対して、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

第4項について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した運転停止中事故シーケンスグループに対して、運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

2. 蒸気発生器取替えに伴う重大事故等対策の有効性評価への影響について

2.1 重大事故等対策の有効性評価の解析条件への影響について

既許可の有効性評価に用いた解析条件については、17×17型3ループプラントの標準的な設計情報に基づく値（標準値）をベースとしている。このうち、標準値と個別プラントの設備仕様差が、解析結果に有意な影響を与えると予想される場合には、個別プラントの設計値等を適用する方針としている。

既許可の有効性評価におけるSGの取扱いについては、標準値の方が保守側又は影響が小さいと判断したことから、解析条件として標準値（52F型）を使用している。

今回のSGRにおいても、値の大小関係からこの考え方は変わらず、解析条件を変更する必要はないため、有効性評価の解析条件への影響はない。

今回のSGRによる有効性評価の解析条件への影響を第2.1表に示す。

なお、有効性評価のうち「反応度の誤投入」事象については、重要事故シーケンスが「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」であり、運転時の異常な過渡変化の「原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈」事象と同じ評価となる。そのため、既許可においては、標準値ではなく個別プラントの値を用いた「原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈」事象と同じ結果を記載している。

したがって、本申請において「原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈」事象を変更申請対象としていることを踏まえ、「反応度の誤投入」事象も合わせて変更を行っている。評価結果を第2.2表に示すが、警報発信から臨界までの時間はSGR前後で変わりはなく、結果として影響はない。

第 2.1 表 SGR による有効性評価の解析条件への影響

解析条件	取替前 設計値 (51F 型)	取替後 設計値 (54F II 型)	既許可 標準値 (52F 型)
伝熱性能 (Wt/°C)	51F 型、52F 型、54F II 型で SG 伝熱性能は同じ。		
SG 1 次側圧力損失 (MPa)	51F 型、52F 型、54F II 型で SG1 次側圧力損失は同じ。		
1 次冷却材保有水量 (m ³) ^{注 1}	256	264	264
SG 2 次側保有水量 (ton) ^{注 2}	50	51	48
主給水管の 最小流路断面積 (m ²)	有効性評価においては、重要事故シーケンス等に「主給水管破断」事象を選定した事象はないため、解析条件ではない。		

注 1：SG 施栓率 10% の値。1 次冷却材保有水量の相違による評価への影響は小さいことから、既許可では標準値（52F 型）を使用。取替後は標準値と同じであり、解析条件を変える必要はない。

注 2：標準値（52F 型）は 51F 型に比べ小さく概ね評価を厳しくする方向のため既許可では標準値を使用。取替後（54F 型）も同様であり解析条件を変える必要はない。

第 2.2 表 評価結果

	取替前	取替後	判断基準
「中性子源領域 炉停止時中性子束高」 警報発信	事象発生の 約 51 分後	事象発生の 約 53 分後	—
臨界到達	警報発信の 約 12 分後	警報発信の 約 12 分後	≥ 10 分 + 25 秒

2.2 必要な資源の評価への影響

(1) 水源への影響

SGR に伴う SG2 次側体積の増加により、1 次冷却材系統を出力運転状態から冷却維持状態まで冷却するために必要な補給水量（崩壊熱除去以外に必要な補給水量）が増加するため、復水タンクを水源とする蒸気発生器への注水による 2 次冷却系冷却を行う場合の復水タンク枯渇までの時間が短くなる。今回の SGR による復水タンク枯渇時間への影響を第 2.3 表に示す。

復水タンクを水源とする蒸気発生器への注水による 2 次冷却系冷却を行う事故シーケンスグループは、「全交流動力電源喪失」、「原子炉補機冷却機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」及び「格納容器バイパス」であるが、いずれの事故シーケンスグループにおいても、復水タンクが枯渇する前に復水タンクへの補給を行うことができるため、有効性評価への影響はない。第 2.1 図にタイムチャートの一例を示す。

第 2.1 図に示す通り、送水車による復水タンクへの補給は約 7.5 時間後から可能であり、復水タンク枯渇時間の約 11.7 時間に対して、その裕度は約 4 時間である。

今回 SGR により復水タンクの枯渇時間が早くなるものの、SGR 前と同様に復水タンクが枯渇する前に復水タンクへの補給を行うことができるため、水源への影響はない。

(添付資料 1)

第 2.3 表 蒸気発生器取替え後の復水タンク枯渇時間について

	3 号及び 4 号炉	
	取替え前	取替え後
復水タンク枯渇時間(時間)	約 12.5	約 11.7

(2) 燃料への影響

復水タンクへ補給するための送水車については、送水車を用いた復水タンクへの補給が可能となった時間からの運転、あるいは復水タンクの枯渇する時間からの運転を想定して、燃料消費量の評価を行っている。

SGRにより、送水車を用いた重大事故等の対応手順に変更はなく、送水車を用いた復水タンクへの補給が可能となった時間に変更がないことから、消費する燃料の評価に影響はない。

一方、復水タンクの枯渇する時間からの送水車の運転を想定した評価においては、SGRにより復水タンクの枯渇時間が早くなることから、送水車の運転時間が長くなり、結果として消費する燃料が増える。この燃料消費量の増加が評価に与える影響を第2.4表に示す。第2.4表に示す通り、SGRにより燃料消費量は約0.1kl増加した約459.4klとなるが、高浜発電所構内にある燃料油貯油そうの合計油量466klに対して、その裕度は約6.6klである。

今回SGRにより燃料消費量は増加するものの、SGR前と同様に燃料油貯油そうの合計油量を下回るため、燃料への影響はない。

第2.4表 蒸気発生器取替え後の燃料消費量及び保有油量について

	3号及び4号炉	
	取替え前	取替え後
燃料消費量(kl)	約 459.3	約 459.4
燃料油貯油そうの合計油量 (kl)	466	

必要な要員と作業項目		経過時間(時間)		備考
手順の項目	要員 (作業に必要な要員数) 【 1】は他作業後移動してきた要員	手順の内容	経過時間(時間)	備考
蒸気発生器への注水準備	3名以上 緊急安全対策要員 L、M、N、O、P	●蒸気発生器への注水準備(送水車) (現地操作) ●蒸気発生器への注水準備(送水車) (現地操作)	約11.7時間 約1.5時間 約2.3時間	約2日 地方労働社以外 の注水開始
大容量ポンプ準備	緊急安全対策要員 N、O、P 運転員B 運転員D 運転員E 緊急安全対策要員 F、G 緊急安全対策要員 H、L、M、N 緊急安全対策要員 J 緊急安全対策要員 F、G、H 緊急安全対策要員 P	●ディスタンスピース取り替え(海水系統～原子炉機械冷却水系統) (現地操作) ●海水系統及び精製器部循環ユニット通水ライン準備 (中央制御室操作) ●海水系統及び精製器部循環ユニット通水ライン準備 (現地操作) ●大容量ポンプ配管 (現地操作) ●大容量ポンプ通水ライン準備及びホース接続等 (現場操作) ●大容量ポンプ起動及び通水 (現場操作) ●使用済燃料ピット注水準備(ホース敷設) (現場操作) ●定体式非常用発電機給油作業 (現地操作) ●送水車給油作業&大容量ポンプ給油作業 (現地操作)	1.5時間 2.5時間 2.5時間 1.0時間 3.0時間 0.5時間 1.7時間	大容量ポンプによる精製器室内温度 外溢冷却は、必要に応じて実施する。
使用済燃料ピット注水準備	緊急安全対策要員 Q	●使用済燃料ピット注水準備(ホース敷設) (現場操作)	約1.7時間	
各機器への給油作業	緊急安全対策要員 J	●定体式非常用発電機給油作業 (現地操作) ●送水車給油作業&大容量ポンプ給油作業 (現地操作)	約2.3時間	
予備海水ポンプモータ取替	緊急安全対策要員等	●予備品海水ポンプモータの取り替え等 (現地操作)	約2.3時間	調査実施

第 2.1 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
(外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失 + 原子炉補機冷却機能喪失)

蒸気発生器取替え後の復水タンク枯渇時間について

復水タンク枯渇時間の評価に用いる条件を以下に示す。

(1) 想定する重大事故シーケンス：

- 【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA】、
- 【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA が発生しない場合】

(2) 給水温度：40℃

(3) 復水タンク枯渇時間評価に用いる、復水タンク水量、および蒸気発生器 2 次冷却系冷却において必要な補給水量：第 1 表の通り。なお、参考として蒸気発生器取替前の水量も同表に示す。

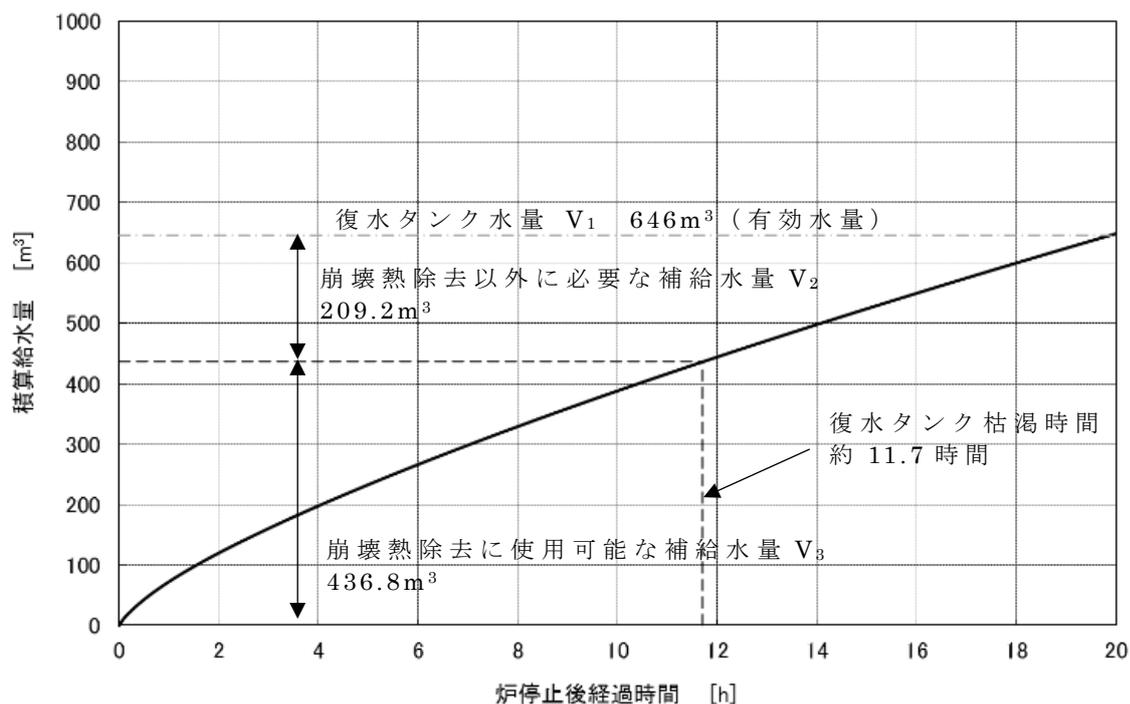
第 1 表 復水タンク枯渇時間の評価に用いる水量

		3号及び4号炉	
		取替え前	取替え後
復水タンク水量 V_1 ※1[m ³]		646	
崩壊熱除去以外に必要な補給水量 V_2 ※2 [m ³] (① ~ ③の合計)		185.5	209.2
内 訳	① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去に必要な補給水量※3 [m ³]	-15.7	-24.5
	② 高温停止状態から冷却維持温度(150℃)までの顕熱除去に必要な補給水量[m ³]	149.6	159.2
	③ 蒸気発生器水位回復に必要な補給水量[m ³]	51.6	74.5
崩壊熱除去に使用可能な補給水量 V_3 [m ³] ($V_1 - V_2$)		460.5	436.8

- ※1 復水タンクの水位低警報値までの有効水量としている。
- ※2 崩壊熱除去以外に必要な補給水量とは、1次冷却材システムを出力運転状態から冷却維持状態まで冷却するために必要な補給水量を表しており、具体的には①～③を考慮している。
- ※3 出力運転状態から高温停止状態の間において、蒸気発生器内で蓄熱できる熱量を補給水量に換算した値。

崩壊熱除去に使用可能な補給水量 V_3 は、復水タンクの有効水量 V_1 (646m^3) から、崩壊熱除去以外に必要な補給水量 V_2 (209.2m^3) を引いた値から求められ 436.8m^3 となる。なお、蒸気発生器取替えでは、蒸気発生器 2 次側体積の増加に伴い、崩壊熱除去以外に必要な補給水量 V_2 が増加することから、崩壊熱除去に使用可能な補給水量 V_3 が減少している。

復水タンクの枯渇時間の評価方法については既許可と同様、第 1 図に示す「2 次冷却系冷却による崩壊熱除去に必要な補給水の積算量曲線」を用いて求められる。具体的には、積算量曲線において、積算量が崩壊熱除去に使用可能な補給水量 V_3 に到達する時間を枯渇時間としており、蒸気発生後取替後においては約 11.7 時間となる。



第 1 図 2 次冷却系冷却による崩壊熱除去に必要な補給水の積算量曲線

設置許可基準規則（第三十七条）抜粋

第三十七条 重大事故等の拡大の防止等

- 1 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。
- 2 発電用原子炉施設は、重大事故が発生した場合において、原子炉格納容器の破損及び工場等外への放射性物質の異常な水準の放出を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。
- 3 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、使用済燃料貯蔵槽内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。
- 4 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、運転停止中における発電用原子炉内の燃料体（以下「運転停止中原子炉内燃料体」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。