

高浜発電所審査資料	
提出年月日	平成 27 年 10 月 2 日

高浜発電所原子炉施設保安規定に係る説明資料

(保安規定審査基準の要求事項に対する保安規定への記載方針)

平成 27 年 10 月 2 日

関西電力株式会社

補足説明資料-2

原子炉主任技術者の職位の範囲の見直し

Ⅲ. 炉主任の職務遂行に関する体制等の充実に向けた取り組みについて

炉主任は、原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実に、かつ最優先に行うことを任務とし、原子炉施設の運転に関して保安上必要な場合は、所長を含めて運転に従事する者へ指示するなど、原子炉施設の安全確保の観点で、従前より非常に重要な役割を担っているが、今後、その責任と役割はより重要なものとなると認識している。また、炉主任の職務遂行に必要な知識と能力は、専門的かつ全般的なものであり、これらを取得・向上させていくことは、個人レベルの資質向上に寄与し、更に組織としてこのような資質を有する者を増やし、体制を強化することは、原子力発電所の安全性の維持および更なる向上に向けて必要な取り組みであると考えている。

今回の保安規定変更申請においては、新規制基準適合等の観点で、炉主任の選任や運用について、兼任する職位および代行者の選任の範囲の見直しを行うべく、かかる検討を行ったものであるが、上記の認識のもと、今後の運用を通じて、炉主任の職務遂行に関する体制や職務遂行の形態ならびに炉主任としての技術力の維持・向上なども含めて、更なる充実や改善を目指していくべきと考えている。

以下に、炉主任の職務遂行に関する体制等の充実に向けて、体制面ならびに能力面のそれぞれに関する考え方と、それを具現化していくための取り組みについて、炉主任の育成計画としてまとめる。

1. 炉主任職務遂行に関する体制面

炉主任としての職務は、原子力施設の運転に関する保安の監督であり、発電所において遂行されるものである。このことから、日常的に発電所の状況を把握しやすい環境にある、発電所の要員により遂行されることが望ましい。

ただし、現状での炉主任資格保有者の配置状況を勘案した場合、直ちにこのあるべき姿に移行することは困難であることから、炉主任職務遂行の観点で、発電所に勤務する者と同等のレベルである本店マネージャーによる炉主任の代行の運用を行うが、本運用は、炉主任としての職務が、発電所の要員により遂行される体制が構築されるまでの暫定的な運用とする。また、現状の運用においては、炉主任の職務遂行形態として、他の職位を兼任する形態を採っているが、本運用は実運用を行って行く中で、改善するべき点としての問題点や課題等がある場合には見直しを図ることとしている。

これらの見直しを行う際にも、炉主任としての知識と能力を有する要員を育成することなどが必要であることから、後述するように炉主任の育成などについて、制度化を行い、あるべき体制の構築に向けた取り組みを推進していく。

2. 炉主任職務遂行に関する能力面

炉主任は、原子炉施設の運転に関して保安の監督を誠実に、かつ最優先に行うことを任務としており、その任務は、原子力施設の安全性を網羅的・全体的に監督、指導する立場から、その専門的かつ全般的な知識や能力に基づいて遂行されるものである。

炉主任に与えられる任務やその役割からは、炉主任としての職務を遂行するにあたり、個人レベルとして、必要な知識や能力が非常に重要であり、原子力発電所の安全性の維持および更なる向上のためには、炉主任としての職務遂行のための知識や能力を維持・向上させることが一つの大きな要素であると考え、それらに対する取り組みを推進していく。

また、炉主任としての実務経験を通じて獲得・取得される能力については、それを明文化して

米国情報「電源系統の設計における脆弱性」
に対する報告について

平成 25 年 12 月
関西電力株式会社

目 次

1. はじめに	1
2. 米国 Byron 2 号機の事象の概要と米国の対応状況について	1
3. 各発電所の電源系の設備構成および主要な接続負荷について	2
4. 外部電源系の 1 相開放故障の発生想定箇所について	3
5. 報告内容	4
6. まとめ	6
添付資料	
1. 電源構成概要図	7
2. 各発電所の主要な負荷リスト	18

1. はじめに

本報告書は、米国原子力規制委員会による情報「電源系統の設計における脆弱性」(Bulletin 2012-01)に記載された Byron 2 号機での 1 相開放故障に係わる事象を受け、原子力規制委員会より平成 25 年 10 月 24 日に発出された『米国情報「電源系統の設計における脆弱性」に対する報告について』(原規技発第 1310091 号 平成 25 年 10 月 24 日)における報告事項

1. 外部電源系に 1 相開放故障が発生した場合の検知の可否及び検知後の対応について、報告すること。
2. 外部電源系における 1 相開放故障の状態が検知されない場合、発生すると予想される状態及び安全上の問題について、報告すること。

なお、当該報告には、電源系の設備構成及び負荷の状態についての説明を含めること。

に関して報告するものである。

2. 米国 Byron 2 号機の事象の概要と米国の対応状況について

(1) 米国 Byron 2 号機の事象の概要

2012 年 1 月 30 日、米国 Byron 2 号機において定格出力運転中、以下の事象が発生した。

- ① 起動用変圧器の故障（架線の碍子の破損）により、3 相交流電源の 1 相が開放故障した状態が発生した。
- ② このため、常用母線の電圧が低下し、原子炉がトリップした。
- ③ 3 相交流電源の 1 相開放故障が検知されなかったため、非常用母線の外部電源への接続が維持され、非常用母線各相の電圧が不平衡となった。
- ④ 原子炉トリップ後に起動した安全系補機類が、非常用母線の電圧不平衡のために過電流によりトリップした。
- ⑤ 運転員が 1 相開放故障状態に気づき、外部電源の遮断器を手動で動作させることにより、外部電源系から非常用母線が開放され、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、電源を回復した。

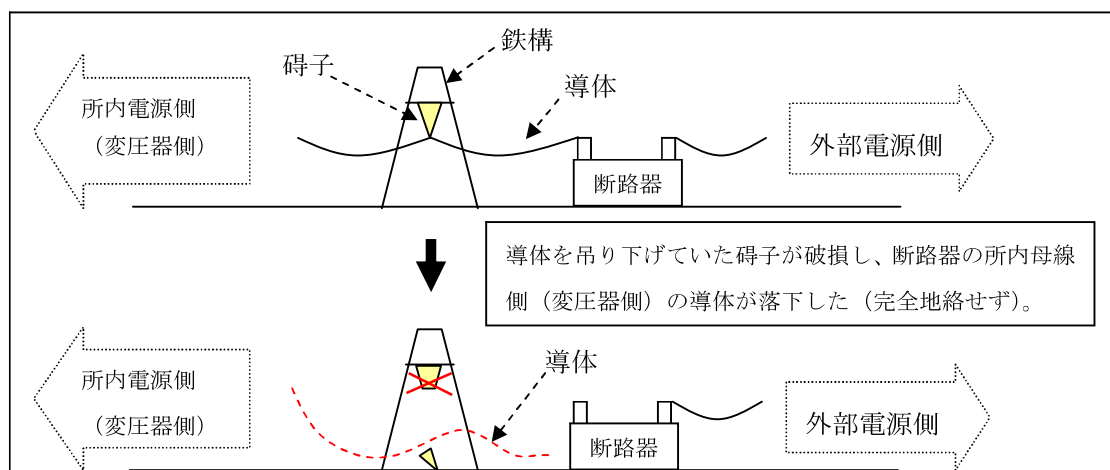


図 1 米国 Byron 2 号機の 1 相開放故障の概要

(2) 米国の対応状況について

米国原子力規制委員会では、所内電源における3相交流のうち1相開放故障が検知されることなく、非常用母線への給電が維持されたことを電源系統の設計の脆弱性・問題点と捉えており、米国事業者と対応を検討しているところである。

なお、米国原子力産業界は2017年を問題解決の期限としている。

3. 各発電所の電源系の設備構成および主要な接続負荷について

各発電所の外部電源系の概要を以下に示す。また、各発電所における電源系の設備構成、および主要な接続負荷について添付資料-1、2に示す。

(添付資料-1、添付資料-2)

(1) 美浜発電所(1～3号機)

美浜発電所(1～3号機)に接続する送電線は、275kV送電線4回線(敦賀線、美浜線)77kV送電線1回線(丹生線)で構成されている。

(2) 高浜発電所(1～4号機)

高浜発電所(1～4号機)に接続する送電線は、500kV送電線4回線(高浜線、青葉線)77kV送電線1回線(高浜連絡線)で構成されている。

(3) 大飯発電所(1～4号機)

大飯発電所(1～4号機)に接続する送電線は、500kV送電線4回線(大飯幹線、第二大飯幹線)77kV送電線1回線(大飯支線(大飯1, 2号機))で構成されている。

4. 外部電源系の1相開放故障の発生想定箇所について

発電所の所内電源系の非常用高圧母線に電源を供給するための外部電源として、以下の3つの経路が存在する。

- (a) 所内変圧器からの電源
- (b) 起動変圧器からの電源
- (c) 予備変圧器からの電源

このうち、所内電源系の高圧母線における3相の各相には低電圧を検知する交流不足電圧継電器が設置されていることから、3相のうち1相の開放故障が発生し、保護継電器の検知電圧がある程度(約2割以上)低下すると、交流不足電圧継電器が動作し、1相開放故障を含めた電源系の異常を検知することが可能である。

加えて、所内母線の遮断器は3相の動作が機械的に連結されていることから、1相のみの開放故障発生の可能性は極めて低い。

また(a)～(c)の各変圧器2次側(所内電源系側)の接続部位は、接地された筐体内等に収納されており、万一接続部における断線等により1相開放故障が発生したとしても、完全地絡に移行して大きな電圧低下が発生することから、交流不足電圧継電器により検知することが可能である。

よって、今回の外部電源系の1相開放故障の発生想定箇所としては、米国 Byron 2号機と同様に、外部電源から非常用母線に直接給電している変圧器の1次側を想定箇所としている。

5. 報告内容

(1) 外部電源系に1相開放故障が発生した場合の検知の可否及び検知後の対応について

a. 1相開放故障が発生した場合の検知の可否について

4. の発生想定箇所(変圧器の1次側)において、米国 Byron 2号機の事象のように1相開放故障が発生した場合に、所内電源系の3相の各相には、母線の低電圧を検知する交流不足電圧継電器が設置されており、変圧器1次側の1相開放故障に伴い、交流不足電圧継電器の検知電圧がある程度(約2割以上)低下した場合、当該保護継電器が動作し警報が発信することにより1相開放故障を含めた電源系の異常を検知することが可能である。

ただし、変圧器負荷が非常に少ない場合や、変圧器に Δ 結線の安定巻線を含む場合、所内電源系側の交流不足電圧継電器の検知電圧が保護継電器の動作範囲まで低下せず、当該保護継電器での1相開放故障が検知できない可能性がある。(3相交流は1相のみの開放故障では変圧器鉄心に磁束の励磁が継続されるため2次側が3相不平衡になることなく、ほぼ正常な電圧が維持されるケースがある。)そのため、各発電所とも交流不足電圧継電器による変圧器1次側の1相開放故障が検知できない可能性がある。

しかし、当社変圧器は、一部(美浜発電所、高浜発電所の予備変圧器)を除き変圧器の1次側(外部電源系側)の接続部位は、米国 Byron 2号機同様の架線による接続(図2参照)ではなく、接地された筐体・管路内に配線が収納された構造である。(図3及び図4参照)

このような構造の場合、変圧器1次側に破損が想定される架線の碍子は存在せず、また仮に導体の断線による1相開放故障が発生したとしても、2次側同様に接地された筐体・管路を通じ完全地絡となることで、保護継電器による検知が可能である。

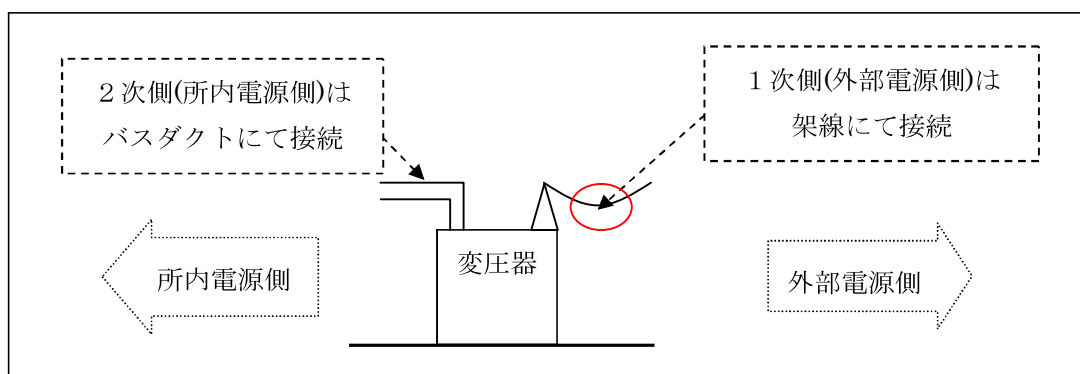


図2 変圧器1次側の接続構造例(架線接続)

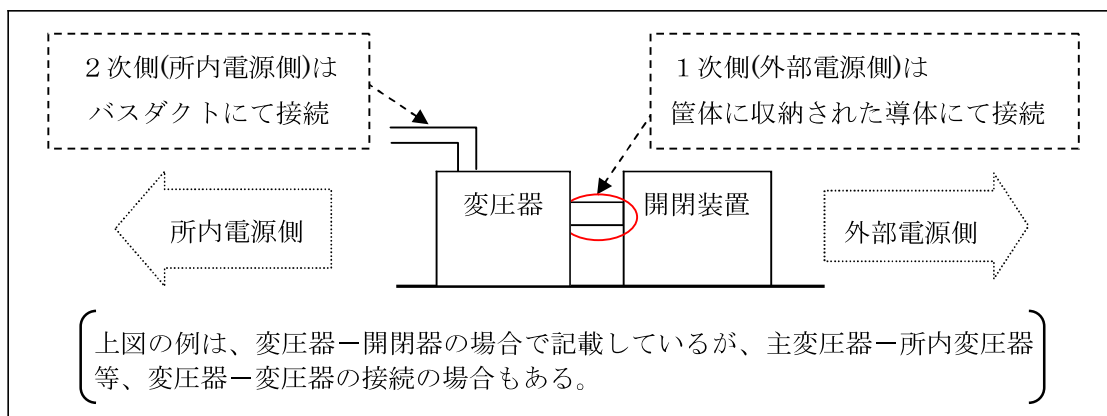


図3 変圧器1次側の接続構造例（筐体内に収納された導体にて接続）

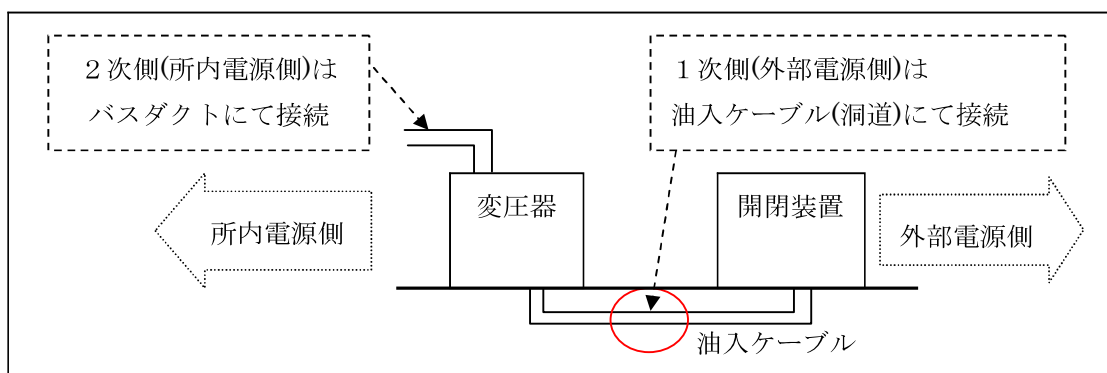


図4 変圧器1次側の接続構造例（油入ケーブル(洞道)にて接続）

なお、当社において1次側が図2の構造になっているのは、以下2台である。

①美浜発電所の予備変圧器

- ・ 現在設備更新中であり、設備更新完了後（平成26年3月完了予定）は図3の構造になる。

②高浜発電所の予備変圧器

- ・ 当該変圧器は、1次側が Δ 結線、二次側がY結線で安定巻線を有しない巻線構成である。当該構成の変圧器において、1次側の1相開放故障が発生すると2次側の電圧が交流不足電圧継電器が動作する範囲まで、低下することがわかっており、検知が可能であると考えられる。

また、1次側で1相開放故障が発生した場合に、当該母線から給電された電動機に異常な挙動（振動・異音）があったり、連続的に過負荷トリップする等の挙動を示す場合もあり（Byron2号機においても確認されている）、これらの事象で1相開放故障が発見される場合も考えられる。

b. 1相開放故障が発生した場合の検知後の対応について

非常用母線へ給電中の変圧器の1次側において1相開放故障を検知した場合、給電中の変圧器を手動にて切り離す事により、待機側の変圧器が受電可能な状態であれば、自動的に切り替わり、健全な変圧器より非常用母線に給電される。

仮に待機側の変圧器も健全な状態で無い場合や、点検や運用上の理由から、待機側変圧器が無い場合等においては、非常用ディーゼル発電機の起動により非常用母線に給電される。(また、非常用ディーゼル発電機から給電されるまでの短時間は、安全系蓄電池からの直流給電により、必要な監視・操作を継続する事ができる。)

(2) 外部電源系における1相開放故障の状態が検知されない場合、発生すると予想される状態及び安全上の問題について^(注)

〔(注) 1相開放故障の状態が検知されない場合には、検知可能な場合でも設備故障により検知されない場合を含む〕

発電所の運転中にこれらの変圧器の外部電源側で、地絡を伴わない1相開放故障が発生した場合、海水ポンプ、補機冷却水ポンプなどが過負荷トリップして、待機中の機器が自動起動した場合、これらも過負荷トリップすると予想され、事象が長期化した場合には、原子炉水位や冷却材流量の低下等により、原子炉が自動停止する可能性がある。

ただし、これらの事象が発生した後、運転員は電源系の異常と判断して、待機側の電源系への切替や、非常用ディーゼル発電機の起動等、5.(1)-b.における、“検知が可能である場合”と同様の対応により、安全上の問題に至る前に、事象を収束する事が可能である。

6. まとめ

今回想定した変圧器1次側の1相開放故障事象は、通常発生する確率は非常に低く、過去国内においても、当該事象の発生事例はない。また、当社の対象変圧器においては、上記のとおり、事象を把握する事が可能であると考えられる。

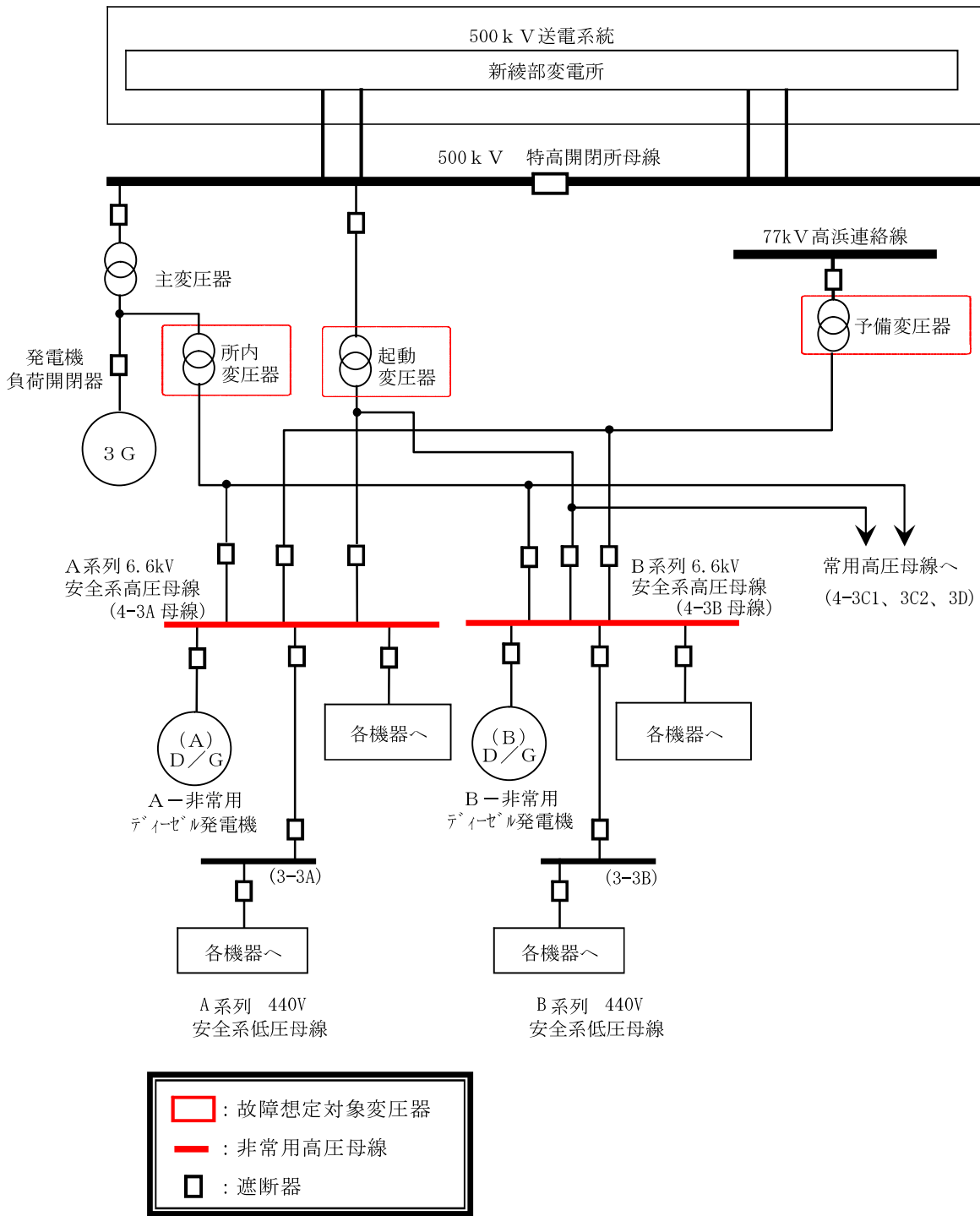
なお、仮に発生した場合にも、待機側の電源系への切替や、非常用ディーゼル発電機の起動により、安全上の問題に至る前に、事象を収束することが可能である。

しかし、1相開放故障が発生した際に、運転員が当該事象に対して知見がない場合、対応が遅くなる事が考えられるため、当社は当該事象の内容及びその対応方法について、運転員に周知・教育を行っており、運転員の運転・監視業務に関する規定類に反映予定である。また、毎日実施している変圧器の巡視点検時にも気を配り、早期の異常発見に努めている。

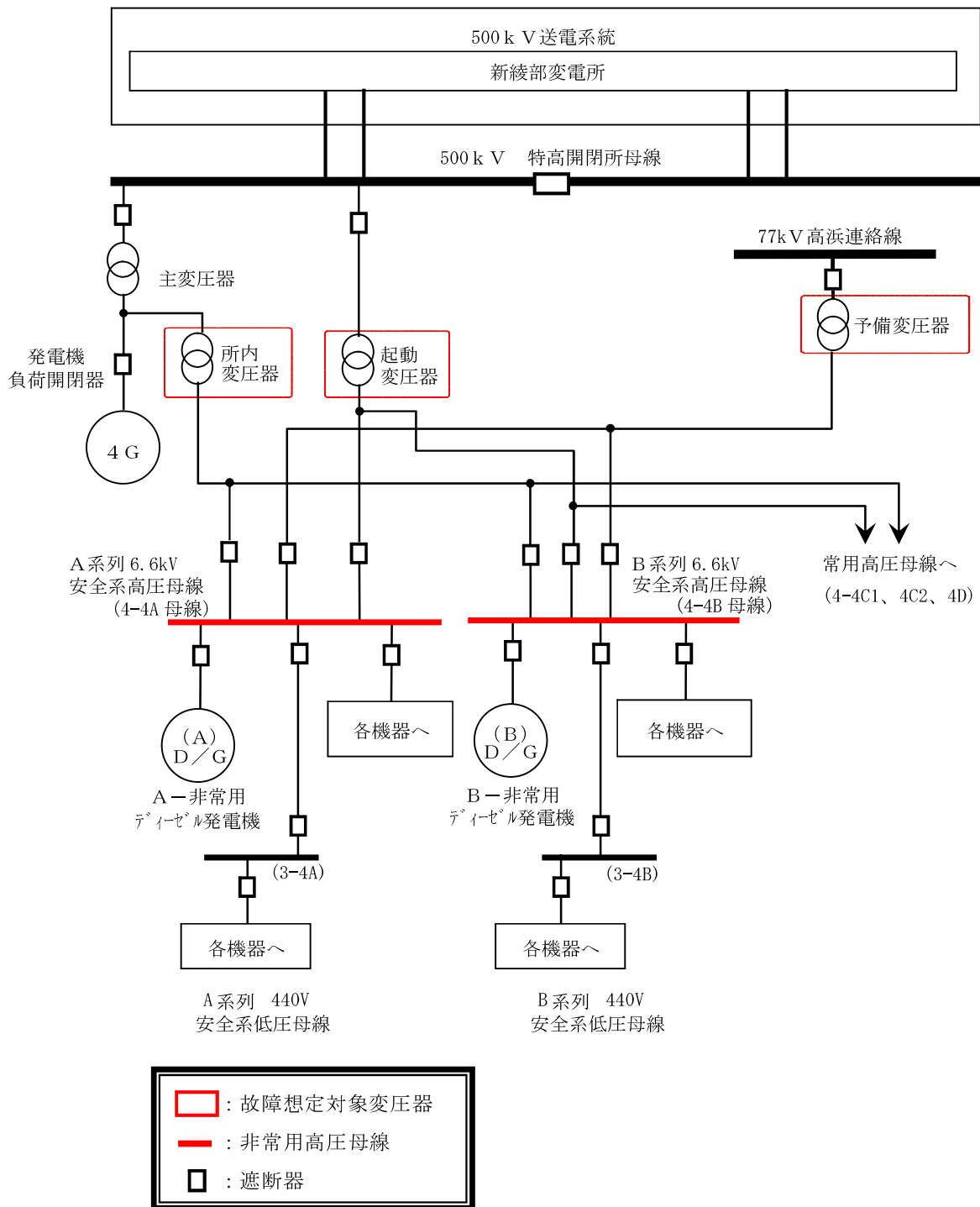
今後、米国原子力規制委員会及び米国原子力産業界において検討/研究中である内容動向を注視しながら、必要により設備面の追加対策についてもその要否を含め検討を続ける。

以上

高浜発電所 3号機 電源構成概要図



高浜発電所 4号機 電源構成概要図



各発電所の主要な負荷リスト

発電所		所内電源系統		各母線の主要な負荷
美浜 発電所	1号機	安全系	3-1C1、3-1C2、 3-1D1、3-1D2	海水ポンプ、高圧注入ポンプ、電動 補助給水ポンプ、余熱除去ポンプ、 内部スプレイポンプ
		常用系	4-1A、4-1B	一次冷却材ポンプ、給水ポンプ、循 環水ポンプ
	2号機	安全系	4-2C、4-2D	海水ポンプ、高圧注入ポンプ、電動 補助給水ポンプ
		常用系	4-2A、4-2B	一次冷却材ポンプ、給水ポンプ、循 環水ポンプ、復水ポンプ
	3号機	安全系	4-3C、4-3D	海水ポンプ、充てん／高圧注入ポン プ、補助給水ポンプ、余熱除去ポン プ、内部スプレイポンプ
		常用系	4-3A1、4-3A2、 4-3B	一次冷却材ポンプ、給水ポンプ、循 環水ポンプ、復水ポンプ
高浜 発電所	1、(2) 号機	安全系	4-1(2)A、4-1(2)B	海水ポンプ、充てん高圧注入ポンプ、 電動補助給水ポンプ、余熱除去ポン プ、内部スプレイポンプ
		常用系	4-1(2)C1、1(2)C2、 4-1(2)D	一次冷却材ポンプ、給水ポンプ、循 環水ポンプ、復水ポンプ
	3、(4) 号機	安全系	4-3(4)A、4-3(4)B	海水ポンプ、充てん高圧注入ポンプ、 電動補助給水ポンプ、余熱除去ポン プ、格納容器スプレイポンプ、原子 炉補機冷却水ポンプ
		常用系	4-3(4)C1、4-3(4)C2、 4-3(4)D	一次冷却材ポンプ、電動主給水ポン プ、循環水ポンプ、復水ポンプ

発電所		所内電源系統		各母線の主要な負荷
大飯 発電所	1、(2) 号機	安全系	4-1(2)A、4-1(2)B	海水ポンプ、高圧注入ポンプ、充てん高圧注入ポンプ、電動補助給水ポンプ、余熱除去ポンプ、内部スプレイポンプ、放射性機器冷却水ポンプ、非放射性機器冷却水ポンプ
		常用系	4-1(2)C1、4-1(2)C2、 4-1(2)D1、4-1(2)D2	一次冷却材ポンプ、電動主給水ポンプ、循環水ポンプ、復水ポンプ
	3、(4) 号機	安全系	4-3(4)A、4-3(4)B	海水ポンプ、高圧注入ポンプ、電動補助給水ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプ、原子炉補機冷却水ポンプ
		常用系	4-3(4)C1、4-3(4)C2、 4-3(4)D1、4-3(4)D2	一次冷却材ポンプ、電動主給水ポンプ、循環水ポンプ、復水ポンプ

高浜発電所

発電用原子炉設置許可申請書

(3, 4号炉完本)

本文及び添付書類

平成30年3月現在

関西電力株式会社

第 7.4.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件
 （燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（1 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-R-E-L-A-P-5	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
原子炉停止後の時間	55 時間	評価結果を厳しくするよう、定期検査工工程上、原子炉停止から 1 次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間が短いと余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間も大きくなることから、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa[gage])	ミッドループ運転時は 1 次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
1 次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード 5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード (モード 5) の上限値として設定。1 次冷却材温度が高いと 1 次冷却系の保有熱が大きくなり、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ + 80mm	評価結果を厳しくするよう、プラント系統構成上の制約から定められているミッドループ運転時の水位に余裕をみただ水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと 1 次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱は MOX 燃料の装荷を考慮している。
1 次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取外し 加圧器ベント弁 2 個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2 次冷却系の状態	2 次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による 1 次冷却材の蒸散に伴い、1 次冷却系保有水量の減少を早める観点から 2 次冷却系からの冷却は想定しない。
初期条件		

第 7.4.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件
 （燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（2 / 2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ 1 台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん／高圧注入機能喪失	運転中の余熱除去系の機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプの有効性を確認するため、充てん／高圧注入系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりエアニユーラス空気浄化ファクトリーの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるもの、資源の観点から徹しくなく外部電源がない場合を設定。
重大事故等対策に関する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa[gage] (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1 基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	恒設代替低圧注水ポンプの 原子炉への注水流量	30m ³ /h	原子炉停止後 55 時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間 91 分時点における崩壊熱による蒸散量約 29.7m ³ /h を上回る値として設定。
	蓄圧タンク 炉心注水操作(*)	1 基目：事象発生後の 60 分後 2 基目：事象発生後の 90 分後	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に 1 基目は計 60 分、2 基目は 90 分を想定して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	2 基目の蓄圧タンクの 炉心注水完了後 (事象発生後の 91 分後)	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断、空炉式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。

*：定期検査中の保修対象となる場合を考え、全 3 基のうち 1 基には期待しない。

第 7.4.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常に非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1 / 2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-R-E-L-A-P-5	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
原子炉停止後の時間	55 時間	評価結果を厳しくするよう、定期検査工程上、原子炉停止から 1 次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短期間に余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、1 次冷却材の蒸散率も大きくなることから、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa[gage])	ミッドループ運転時は 1 次冷却系を大気開放状態としておくことから設定。
1 次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード 5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード (モード 5) の上限値として設定。1 次冷却材温度が高いと 1 次冷却系の保有熱が大きくなり、1 次冷却系保有水量を確保しにくくなることから厳しい設定。
1 次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ + 80mm	評価結果を厳しくするよう、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕をみた水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと 1 次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱は MOX 燃料の装荷を考慮している。
1 次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取外し 加圧器ベント弁 2 個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2 次冷却系の状態	2 次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による 1 次冷却材の蒸散に伴い、1 次冷却系保有水量の低下を早める観点から 2 次冷却系からの冷却は想定しない。

初期条件

第 7.4.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2 / 2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしてしている。
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa [gage] (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	原子炉停止後55時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間91分時点における崩壊熱による蒸散量29.7m ³ /hを上回る値として設定。
	蓄圧タンク炉心注水操作(*)	1基目：事象発生後の60分後 2基目：事象発生後の90分後	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に1基目は計60分、2基目は90分を想定して設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	恒設代替低圧注水ポンプ起動	2基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後(事象発生後の91分後)	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として設定。つ、2基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。

*：定期検査中の保修対象となる場合を考え、全3基のうち1基には期待しない。

保安規定変更に係る基本方針

平成30年9月

北海道電力株式会社
関西電力株式会社
四国電力株式会社
九州電力株式会社

(2) サーベランス頻度

a. サーベランス頻度の考え方

サーベランスは、運転上の制限（以下、「LCO」という。）が定義された機器・系統の動作確認であり、サーベランスの結果、機器・系統について動作不能と判断された場合、LCOを逸脱した際の要求される措置を、その措置を実行するために許容される時間内に実施することが求められている。

一方、機器の保全のための管理としては、保安規定に定める保守管理計画に基づき実施される保守・点検（機器を健全に作動できることを担保するための行為）でその機能は担保されている。保守管理計画では、事業者が定めた保全計画に基づき機器・系統の点検、補修等の保全を実施し、点検・補修の結果の確認・評価を行うこと等が定められている。保全計画の設定にあたっては、使用実績や故障事例などの運転経験（メーカー推奨を含む）や使用環境、劣化モード、故障モード、科学的知見を踏まえて設定される。この保全計画には、回転機器について定期的な運転によることも規定している。

サーベランスの実施は、LCOを満足しているかの確認であり、サーベランスの頻度を増やしても設備の健全性が向上することはないことから、サーベランス頻度と設備の健全性は、必ずしも直接的に関連するものではないが、上記の考え方を踏まえ、サーベランスは保全計画に基づく定期的な運転頻度以内で実施する。

LCOを満足していることの確認は、これまでもサーベランスでの確認以外でも巡視等により実施されており、例えば運転員、保修員による日常の巡視により設備の不具合が確認された場合は、サーベランスによる設備の健全性確認にかかわらずLCOからの逸脱を宣言し適切な処置を実施している。事業者は、サーベランスによる確認のみに頼ることなく、運転巡視、発電用原子炉施設の巡視および日常の保守点検によってもLCOを満足していることを確認している。

b. 重大事故等対処設備のサーベランス頻度の設定

新たに設定する重大事故等対処設備のサーベランスの実施においては、保全計画に定める点検計画(例)の点検頻度以内を実施することを計画する。

重大事故等対処設備には常設設備と可搬設備があり、常設設備は系統に接続されているか、容易に接続可能な状態となっており、可搬設備については系統と切り離して保管された状態となっている。この可搬設備の保守管理計画に定める点検計画(例)は、添付一に示すとおりであり、サーベランスの運用管理の観点から、当面これらの点検頻度から最も短い3ヶ月毎を上限とする。常設設備については、保守管理計画に定める点検計画(例)の点検・補修の実施頻度

可搬型のポンプ、電源設備（発電機）のサーベランス頻度について

重大事故対処設備のうち可搬型のポンプ、電源設備（発電機）については、保守管理計画に基づく各設備の定期的な運転状態確認を実施しており、この頻度はメーカー推奨等に基づき適切に設定していることから、この頻度と同等以上の頻度でサーベランスを行うこととし、具体的には下表のとおり。（設定例）

設備	保守管理計画に基づく定期的な運転頻度	サーベランス頻度
大容量ポンプ	3ヶ月毎（動作確認） 定検毎（性能確認）	3ヶ月毎（動作確認） 定検毎（性能確認）
可搬式代替低圧注水ポンプ	定検毎（動作・性能確認）	3ヶ月毎（動作確認） 定検毎（性能確認）
消防ポンプ	6ヶ月毎 ^{※1} （動作確認） 1年毎 ^{※1} （性能確認）	3ヶ月毎（動作確認） 1年毎（性能確認）
電源車	定検毎（動作・性能確認）	3ヶ月毎（動作確認） 定検毎（性能確認）

※1：消防法等に基づく点検頻度

消防ポンプは、消防法等に基づく可搬消防ポンプとしての汎用品を用いている。消防法等に基づく「機器点検頻度」での定期運転は、可搬消防ポンプに対する一般的な点検頻度であり、消防ポンプの健全性を確認する頻度として適切である。なお、性能確認においては重大事故等の対応に必要な性能（流量・圧力）を有しているかを確認している。

サーベランス頻度の妥当性

保守管理計画に基づき設定された定期的な運転頻度は、メーカー推奨値等を踏まえて適切に設定されており、更にこの頻度と同等以上の頻度でサーベランスを実施すること、および現場運用（図1参照）として効率的に実施可能な頻度として、“「3ヶ月毎（動作確認）」および「定検毎（又は1年毎）（性能確認）」”とすることで、プラントの安全性は維持できると考える。

なお、これらの設備は、サーベランス時の起動確認以外にも、訓練に伴う設備運転中の運転状況、発電用原子炉施設の巡視および日常の保守点検（週次、月次の外観点検、バッテリー点検等）等において、運転上の制限に係る事象が発見された場合には、運転上の制限を満足しているかの判断を速やかに行うこととしており、サーベランス頻度を3ヶ月毎としても、早期の不具合発見が可能である。

以上

資料4 設備別記載事項の設定根拠に関する説明書

名 称		燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ	
ポン プ	容 量	m ³ /h/個	高浜3号炉 140 以上 (150)
	揚 程	m	46 以上、31 以上 (70)
	最高使用圧力	MPa	0.98
	最高使用温度	℃	40
原 動 機 出 力	kW/個	55	

【設 定 根 拠】

(概 要)

重大事故等時に原子炉冷却系統施設のうち非常用炉心冷却設備その他原子炉注水設備として使用する燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、以下の機能を有する。

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために設置する。

系統構成は、復水タンクを水源とし、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプにより格納容器スプレイ系統と余熱除去系統間の連絡ラインを介して炉心へ注水できる設計とする。

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要な十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要な十分な量の水を供給するために設置する。

系統構成は、復水タンクから燃料取替用水タンクへの移送ラインを用いて復水タンクの水を燃料取替用水タンクに供給できる設計とする。

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために設置する。

2. 揚程

2.1 復水タンクの水を燃料取替用水タンクに供給する場合の揚程 46m以上

原子炉冷却系統施設のうち非常用炉心冷却設備その他原子炉注水設備として使用する燃料取替用水タンク補給用移送ポンプの揚程は、復水タンクの水を燃料取替用水タンクに供給する場合の水源と移送先の圧力差、静水頭、機器圧損、配管及び弁類圧損を基に設定する。

水源と移送先の圧力差	約 0m
静水頭	約 -1m
機器圧損	約 0m
配管及び弁類圧損	約 47m
合計	約 46m

以上より、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプの必要揚程は約46mとなる。

2.2 原子炉格納容器内にスプレイする場合の揚程 31m以上

原子炉格納施設のうち圧力低減設備その他の安全設備又は、原子炉冷却系統施設のうち非常用炉心冷却設備その他原子炉注水設備として使用する燃料取替用水タンク補給用移送ポンプの揚程は、原子炉格納容器内にスプレイする場合の水源と移送先の圧力差、静水頭、機器圧損、配管及び弁類圧損を基に設定する。

水源と移送先の圧力差	約 0m
静水頭	約 -15m
機器圧損	約 0m
配管及び弁類圧損	約 46m
合計	約 31m

以上より、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプの必要揚程は約31mとなる。

公称値については、要求される最大揚程46mを上回る70mとする。

3. 最高使用圧力

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプを重大事故等時において使用する場合は、ポ

資料4 設備別記載事項の設定根拠に関する説明書

名 称			燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ	
ポン プ	容 量	m ³ /h/個	高浜4号炉	140 以上 (150)
	揚 程	m		50 以上、33 以上 (70)
	最高使用圧力	MPa		0.98
	最高使用温度	℃		40
原 動 機 出 力		kW/個		55

【設 定 根 拠】

(概 要)

重大事故等時に原子炉冷却系統施設のうち非常用炉心冷却設備その他原子炉注水設備として使用する燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、以下の機能を有する。

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために設置する。

系統構成は、復水タンクを水源とし、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプにより格納容器スプレイ系統と余熱除去系統間の連絡ラインを介して炉心へ注水できる設計とする。

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要な十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要な十分な量の水を供給するために設置する。

系統構成は、復水タンクから燃料取替用水タンクへの移送ラインを用いて復水タンクの水を燃料取替用水タンクに供給できる設計とする。

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプは、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために設置する。

2. 揚程

2.1 復水タンクの水を燃料取替用水タンクに供給する場合の揚程 50m以上

原子炉冷却系統施設のうち非常用炉心冷却設備その他原子炉注水設備として使用する燃料取替用水タンク補給用移送ポンプの揚程は、復水タンクの水を燃料取替用水タンクに供給する場合の水源と移送先の圧力差、静水頭、機器圧損、配管及び弁類圧損を基に設定する。

水源と移送先の圧力差	約 0m
静水頭	約 -1m
機器圧損	約 0m
配管及び弁類圧損	約 51m
合計	約 50m

以上より、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプの必要揚程は約50mとなる。

2.2 原子炉格納容器内にスプレイする場合の揚程 33m以上

原子炉格納施設のうち圧力低減設備その他の安全設備又は、原子炉冷却系統施設のうち非常用炉心冷却設備その他原子炉注水設備として使用する燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ揚程は、原子炉格納容器内にスプレイする場合の水源と移送先の圧力差、静水頭、機器圧損、配管及び弁類圧損を基に設定する。

水源と移送先の圧力差	約 0m
静水頭	約 -15m
機器圧損	約 0m
配管及び弁類圧損	約 48m
合計	約 33m

以上より、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプの必要揚程は約33mとなる。

公称値については、要求される最大揚程50mを上回る70mとする。

3. 最高使用圧力

燃料取替用水タンク補給用移送ポンプを重大事故等時において使用する場合の圧力は、ポ

高浜発電所原子炉施設保安規定

2014年6月9日制定

2019年9月24日20次改正

(運転上の制限を満足しない場合)

- 第 88 条 運転上の制限を満足しない場合とは、各課(室)長(品質保証室長、品質保証室課長、安全・防災室長、安全・防災室課長、所長室長、所長室課長(総務)、技術課長、保全計画課長、電気工事グループ課長、機械工事グループ課長および土木建築工事グループ課長(以下、「品質保証室長等」という。本条において同じ。))を除く。)が第3節第20条から第86条の2の第1項で定める運転上の制限を満足していないと判断した場合をいう。なお、各課(室)長(品質保証室長等を除く。)は、この判断を速やかに行う。
2. 各課(室)長(品質保証室長等を除く。)は、この規定第2項で定める事項が実施されていない期間においても、運転上の制限に関係する事象が発見された場合は、運転上の制限を満足しているかどうかの判断を速やかに行う。
 3. 各課(室)長(品質保証室長等を除く。)は、ある運転上の制限を満足していないと判断した場合に、当該運転上の制限を満足していないと判断した場合に要求される措置に記載がある場合を除き、他の条文における運転上の制限を満足していないとはみなさない。
 4. 各課(室)長(品質保証室長等を除く。)は、運転上の制限を満足していないと判断した時点(要求される措置に対する完了時間の起点)から、要求される措置を開始する。なお、要求される措置の運用方法については、表88-1の例に準拠するものとする。
 5. 運転上の制限を満足していないと判断した場合であって、当該条文の第3項で定めるいずれの条件にも該当しない場合は、当直課長は、13時間以内にモード3、37時間以内にモード4、57時間以内にモード5へ移行する。ただし、このモード移行中に、運転上の制限が適用されるモードでなくなった場合または運転上の制限を満足していると判断した場合は、モードの移行を完了させる必要はない。
 6. 当直課長は、要求される措置を実施するにあたり、この要求される措置に記載がある場合を除き、原子炉熱出力の上昇および原子炉起動状態へ近づくモードへの移行を行ってはならない。
 7. 各課(室)長(品質保証室長等を除く。)は、運転上の制限を満足していない期間は、要求される措置に記載がある場合を除き、当該条文の第2項で定める事項を実施する必要はない。ただし、当該条文の第2項で定める頻度で実施しなかった事項については、運転上の制限を満足していると判断した後、速やかに実施するものとする。
 8. 運転上の制限を満足していると判断するにあたり、当該条文の第2項で定める事項の一部または全部を実施した場合は、これを当該条文または他の条文の第2項で定める事項の一部または全部に代えることができる。
 9. 要求される措置を実施した場合、その内容が当該条文の第2項で定める事項の一部または全部と同じである場合は、この要求される措置を当該条文または他の条文の第2項で定める事項の一部または全部に代えることができる。
 10. 各課(室)長(品質保証室長等を除く。)は、運転上の制限を満足しない場合となった後において、要求される措置の完了時間内に、当該運転上の制限を満足していると判断した場合または当該運転上の制限が適用されるモードでなくなった場合は、この要求される措置に記載がある場合を除き、それ以後その要求される措置を継続して実施する必

高浜発電所

発電用原子炉設置許可申請書

(3, 4号炉完本)

本文及び添付書類

平成30年3月現在

関西電力株式会社

第 6.4.4 表 重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定 (9/16)

分類	重要な監視パラメータ 〔有効な監視パラメータ〕	重要代替パラメータ 〔多様性拡張設備〕	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエアロモニタ (高レンジ)	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) ②〔モニタポスト〕	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内高レンジエアロモニタ (高レンジ) の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内高レンジエアロモニタ (高レンジ) により推定する。 格納容器内高レンジエアロモニタ (高レンジ) の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) 及びモニタポスト (多様性拡張設備) の指示の上昇を傾向監視し、急上昇 (バックグラウンド値より数倍から 1 桁急上昇) により、炉心損傷のおそれが生じているかを推定する。
	格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ)	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器内高レンジエアロモニタ (高レンジ) ③〔格納容器内エアロモニタ区域エアロモニタ〕 ③〔炉内計装区域エアロモニタ〕	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) により推定する。 格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエアロモニタ (高レンジ)、格納容器内エアロモニタ区域エアロモニタ (多様性拡張設備) 及び炉内計装区域エアロモニタ (多様性拡張設備) の指示の上昇を傾向監視することにより、炉心損傷のおそれがない放射線量率であることを推定する。なお、格納容器内高レンジエアロモニタ (高レンジ) の測定範囲より低く、格納容器内エアロモニタ (多様性拡張設備) 及び炉内計装区域エアロモニタ (多様性拡張設備) 測定範囲より高い場合は、その間の放射線量率と推定する。
	〔格納容器じんあいモニタ〕	①格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器じんあいモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔格納容器ガスモニタ〕	①格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器ガスモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔格納容器内エアロモニタ区域エアロモニタ〕	①格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内エアロモニタ区域エアロモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔炉内計装区域エアロモニタ〕	①格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ)	<ul style="list-style-type: none"> 炉内計装区域エアロモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエアロモニタ (低レンジ) により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表 重要代替パラメータによる監視パラメータの推定 (10/16)

分類	重要な監視パラメータ 〔有効な監視パラメータ〕	重要代替パラメータ 〔多様性拡張設備〕	代替パラメータ推定方法
未 臨 界 の 維 持 又 は 監 視	出力領域中性子束	① 主要パラメータの他チャヤンネル ② 中間領域中性子束 ③ 1次冷却材高温側温度 (広域) ④ 1次冷却材低温側温度 (広域) ⑤ ほう酸タンク水位	<ul style="list-style-type: none"> 出力領域中性子束の計測が故障した場合は、他チャヤンネルの出力領域中性子束により推定する。 出力領域中性子束の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束、1次冷却材低温側温度 (広域) と 1次冷却材高温側温度 (広域) の差により推定する。推定は出力領域中性子束の計測範囲をカバーしている中間領域中性子束を優先する。 ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
	中間領域中性子束	① 主要パラメータの他チャヤンネル ② 出力領域中性子束 ③ 中性子源領域中性子束 ④ ほう酸タンク水位	<ul style="list-style-type: none"> 中間領域中性子束の計測が故障した場合は、他チャヤンネルの中間領域中性子束により推定する。 中間領域中性子束の計測が困難となった場合は、出力領域中性子束の測定範囲であれば、出力領域中性子束による推定を行い、中性子源領域中性子束の測定範囲であれば、中性子源領域中性子束により推定する。なお、出力領域中性子束の測定範囲下限と中性子源領域中性子束の測定範囲上限の間である場合は、互いの測定範囲外の範囲であると推定する。 ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
	中性子源領域中性子束	① 主要パラメータの他チャヤンネル ② 中間領域中性子束 ③ ほう酸タンク水位	<ul style="list-style-type: none"> 中性子源領域中性子束の1チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルの中性子源領域中性子束により推定する。 中性子源領域中性子束の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束の測定範囲であれば、中間領域中性子束により推定を行う。なお、中間領域中性子束の測定範囲下限以下の場合は、測定範囲下限より低い範囲であると推定する。 ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
	〔中間領域起動率〕	① 中間領域中性子束 ② 中性子源領域中性子束 ③ 〔中性子源領域起動率〕	<ul style="list-style-type: none"> 中間領域起動率 (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束により起動率を推定する。なお、中性子源領域中性子束の測定範囲の場合、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率 (多様性拡張設備) により推定する。
	〔中性子源領域起動率〕	① 中性子源領域中性子束 ② 中間領域中性子束 ③ 〔中間領域起動率〕	<ul style="list-style-type: none"> 中性子源領域起動率 (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、中性子源領域中性子束により起動率を推定する。なお、中間領域中性子束の測定範囲の場合、中間領域中性子束及び中間領域起動率 (多様性拡張設備) により推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

高浜発電所原子炉施設保安規定

2014 年 6 月 9 日 制 定

2019 年 9 月 24 日 20 次改正

表 8 5 - 7 原子炉格納容器内自然対流冷却をするための設備

8 5 - 7 - 1 原子炉補機冷却水系による原子炉格納容器内自然対流冷却

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
原子炉格納容器内自然対流冷却系	原子炉補機冷却水系による原子炉格納容器内自然対流冷却系が動作可能であること※ ¹	
適用モード	設備	所要数
モード1、2、3、4、5および6	A、B格納容器再循環ユニット	2基
	A、B、C原子炉補機冷却水ポンプ	2台※ ²
	A、B原子炉補機冷却水冷却器	2基
	原子炉補機冷却水サージタンク	1基
	窒素ポンベ（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用）	1本
	海水ポンプ	1台
	可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）	※ ³

※¹：動作可能とは、ポンプが手動起動（系統構成含む）できること、または運転中であることをいう。

※²：A、B、C原子炉補機冷却水ポンプのうち、いずれか2台。

※³：「85-16-1 計装設備」において運転上の制限を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
A、B格納容器再循環ユニット	外観点検により動作可能であることを確認する。	定期検査時	原子炉 保修課長
原子炉補機冷却水ポンプおよび原子炉補機冷却水冷却器	施錠等により固定されていない原子炉補機冷却水系の流路中の弁が正しい位置にあることを確認する。	定期検査時	当直課長
	モード1、2、3、4、5および6において、ポンプまたは原子炉補機冷却水冷却器の切替を行った場合は、切替の際に操作した弁が正しい位置にあることを確認する。	切替の都度	当直課長
原子炉補機冷却水サージタンク	モード1、2、3、4、5および6において、外観点検により動作可能であることを確認する。	1ヶ月に1回	当直課長
窒素ポンベ（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用）	モード1、2、3、4、5および6において、ポンベ1次側圧力により使用可能であることを確認する。	3ヶ月に1回	原子炉 保修課長

高浜発電所

発電用原子炉設置許可申請書

(3, 4号炉完本)

本文及び添付書類

平成30年3月現在

関西電力株式会社

て、その理由を示す。

- ・ 気象観測設備

以上の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、風向、風速その他の気象条件の測定手段として有効である。

c. モニタステーション及びモニタポストの代替交流電源の対応手順及び設備

(a) 対応手段

全交流動力電源が喪失し、モニタステーション及びモニタポストの電源が喪失した場合、モニタステーション及びモニタポストの機能を回復させるため、代替交流電源設備（空冷式非常用発電装置）からの給電手段がある。

なお、全交流動力電源の喪失が継続し、モニタステーション及びモニタポストの機能が回復しない場合は、可搬式モニタリングポストにより代替測定する手段がある。

モニタステーション又はモニタポストの機能回復等に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 可搬式モニタリングポスト

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

全交流動力電源喪失時にモニタステーション及びモニタポストの機能を回復するための設備のうち、空冷式非常用発電装置及び可搬式モニタリングポストは重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

第 1.17.1 表 重大事故等における対応手段と整備する手順

分類	機能喪失を想定する設備	対応手段		対応設備		設備分類※5	整備する手順書	手順書の分類
		放射線量の測定 (発電所敷地境界付近)	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	モニタステーション及びモニタポスト	多様性拡張設備			
—	—	放射線量の測定 (発電所敷地境界付近)	放射線量の測定 (発電所敷地境界付近及び原子炉格納施設を囲む 8 方位)	モニタステーション及びモニタポスト	多様性拡張設備	a	可搬式モニタリングポスト等による放射線量測定の手順	—
		放射線量の測定 (発電所の周辺海域)	放射線量の測定 (発電所の周辺海域)	電箱サスペンディメータ 小型船舶	重大事故等 対処設備			
		放射線量の測定 (発電所の周辺海域)	放射線量の測定 (発電所の周辺海域)	移動式放射線測定装置 (モニタ車)	多様性拡張設備			
—	—	放射線量の測定 (発電所及びその周辺の周辺(発電所の周辺海域を含む。)) β (γ) 線 (セシウム、よう素等) α 線 (ウラン、プルトニウム等) β 線 (ストロンチウム等)	放射線量の測定 (発電所及びその周辺の周辺(発電所の周辺海域を含む。)) β (γ) 線 (セシウム、よう素等) α 線 (ウラン、プルトニウム等) β 線 (ストロンチウム等)	可搬式放射線計測装置 (可搬式ダストサンプラ、GM汚染サスペンディメータ NaIシンチレーションサスペンディメータ ZnSSシンチレーションサスペンディメータ β線サスペンディメータ)	重大事故等 対処設備	a	可搬式放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度測定の手順	—
				γ線多重波分析装置 ZnSSシンチレーション計数装置 GM計数装置	多様性拡張設備			
				小型船舶	重大事故等 対処設備			
—	—	風向・風速・日射量・放射収量・雨量の測定	風向・風速・日射量・放射収量・雨量の測定	気象観測設備	多様性拡張設備	a	—	—
				可搬式気象観測装置	重大事故等 対処設備			
				モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置	多様性拡張設備			
—	—	電源確保	電源確保	空冷式非常用発電装置※2	重大事故等 対処設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	—
				燃料油貯蔵所※3	重大事故等 対処設備			
				空冷式非常用発電装置用給油ポンプ※4 タンクローリー※3				
—	—	放射線量の測定	放射線量の測定	可搬式モニタリングポスト	—	—	可搬式モニタリングポスト等による放射線量測定の手順	—

※1: 「高圧発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」に整備する。
 ※2: 空冷式非常用発電装置から給電する手順は1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※3: 1号炉、2号炉、3号炉又は4号炉の空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※4: 1号炉及び2号炉の空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は1号炉及び2号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※5: 重大事故対策において用いている設備の分類
 a: 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b: 37条に適合する重大事故等対処設備 c: 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

高浜発電所

発電用原子炉設置許可申請書

(3, 4号炉完本)

本文及び添付書類

平成27年2月現在

関西電力株式会社

c. モニタステーション及びモニタポストの代替交流電源の対応手順及び設備

(a) 対応手段

全交流動力電源が喪失し、モニタステーション及びモニタポストの電源が喪失した場合、モニタステーション及びモニタポストの機能を回復させるため、代替交流電源設備（電源車（緊急時対策所用））からの給電手段がある。

なお、全交流動力電源の喪失が継続し、モニタステーション及びモニタポストの機能が回復しない場合は、可搬式モニタリングポストにより代替測定する手段がある。

モニタステーション又はモニタポストの機能回復等に使用する設備は以下のとおり。

- ・電源車（緊急時対策所用）
- ・可搬式モニタリングポスト

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

全交流動力電源喪失時にモニタステーション及びモニタポストの機能回復するための設備のうち、電源車（緊急時対策所用）及び可搬式モニタリングポストは重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源が喪失した場合においても、発電所及びその周辺において原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。また、その設備の使用可能な状態等を示す。

- ・モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源

第 1.17.1 表 機能喪失を想定する設計基準対処施設と整備する手順

分類	機能喪失を想定する設備	対応手段		対処設備		設備分類※3	整備する手順書	手順書の分類
		放射線量の測定 (発電所敷地境界付近)	放射線量の代替測定 (発電所敷地境界付近及び原子炉格納施設を囲む8方位)	放射線量の測定 (周辺海域)	移動式放射線測定装置 (モニター車)			
—	—	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	放射線量の測定 (発電所敷地境界付近)	放射線量の代替測定 (発電所敷地境界付近及び原子炉格納施設を囲む8方位)	放射線量の測定 (周辺海域)	移動式放射線測定装置 (モニター車)	多様性拉張設備	—
	モニタステーション及びモニターポスト		移動式放射線測定装置 (モニター車)	多様性拉張設備	—	a	可搬式モニタリングポスト等による放射線量測定の手順	
	—		可搬型放射線計測装置 (モニター車)	多様性拉張設備	—	a	可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度測定の手順	
—	移動式放射線測定装置 (モニター車)	放射線量の測定 (周辺海域)	移動式放射線測定装置 (モニター車)	移動式放射線測定装置 (モニター車)	移動式放射線測定装置 (モニター車)	移動式放射線測定装置 (モニター車)	多様性拉張設備	—
	—		移動式放射線測定装置 (モニター車)	多様性拉張設備	—	a	可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度測定の手順	
	—		移動式放射線測定装置 (モニター車)	多様性拉張設備	—	a	可搬型放射線計測装置等による環境放射線測定の手順	
—	—	風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	多様性拉張設備	—
	—		風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	多様性拉張設備	—	a	可搬型気象観測装置による気象観測項目の手順	
	気象観測設備		風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	多様性拉張設備	—	a	可搬型気象観測装置による気象観測項目の手順	
—	—	給電	給電	給電	給電	給電	多様性拉張設備	—
	電源車 (緊急時対策所用) ※2		給電	電源車 (緊急時対策所用) ※2	電源車 (緊急時対策所用) ※2	電源車 (緊急時対策所用) ※2	a	緊急時対策所の居住性確保のための手順
	—		給電	電源車 (緊急時対策所用) ※2	電源車 (緊急時対策所用) ※2	電源車 (緊急時対策所用) ※2	a	緊急時対策所の居住性確保のための手順
—	—	放射線量の測定	放射線量の測定	放射線量の測定	放射線量の測定	放射線量の測定	多様性拉張設備	—
	—		放射線量の測定	多様性拉張設備	—	a	可搬式モニタリングポスト等による放射線量測定の手順	
	—		放射線量の測定	多様性拉張設備	—	a	可搬式モニタリングポスト等による放射線量測定の手順	

S A 所 準 案 1

※1:「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
 ※2: 緊急時対策所を経由して給電する。なお、給電に関する手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。
 ※3: 重大事故対策において用いている設備の分類
 a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

高浜発電所原子炉施設保安規定

2014 年 6 月 9 日 制 定

2019 年 9 月 24 日 20 次改正

第2章 品質保証

(品質保証計画)

第3条 第2条に係る保安活動のための品質保証活動を実施するにあたり、以下のとおり品質保証計画を定める。

1. 目的

本品質保証計画は、発電所の安全を達成・維持・向上させるため、「原子力発電所における安全のための品質保証規程 (JEAC4111-2009)」(以下、「JEAC4111」という。)および関係法令に基づく品質マネジメントシステム(安全文化を醸成する活動を行うしくみを含む。以下、「品質マネジメントシステム」という。)を確立し、実施し、評価確認し、継続的に改善することを目的とする。

2. 適用範囲

本品質保証計画は、発電所の保安活動に適用する。

3. 定義

本品質保証計画における用語の定義は、下記に定めるものの他 JEAC4111 に従う。

(1) 発電用原子炉施設

原子力発電所を構成する構築物、系統および機器等の総称をいう(以下、本条において「原子炉施設」という)。

(2) 原子力施設情報公開ライブラリー

原子力施設の事故もしくは故障等の情報または信頼性に関する情報を共有し、活用することにより、事故および故障等の未然防止を図ることを目的として、一般社団法人 原子力安全推進協会が運営するデータベースのことをいう(以下、「ニューシア」という)。

(3) PWR事業者連絡会

国内PWR(加圧水型軽水炉)プラントの安全安定運転のために、PWRプラントを所有する国内電力会社と国内PWRプラントメーカーの間で必要な技術検討の実施および技術情報を共有するための連絡会のことをいう(以下、本条および第120条において同じ)。

4. 品質マネジメントシステム

4. 1 一般要求事項

(1) 原子力部門(第4条 図4に示す組織すべてをいう。以下、本規定において同じ。)は、本品質保証計画に従って、品質マネジメントシステムを確立し、文書化し、実施し、維持する。また、その品質マネジメントシステムの有効性を継続的に改善する。

(2) 原子力部門は、次の事項を実施する。

- a) 品質マネジメントシステムに必要なプロセスおよびそれらの原子力部門への適用を4.2.1 b)、c)、d)およびe)に示す文書で明確にする。
- b) これらのプロセスの順序および相互関係を図3-1に示す。
- c) これらのプロセスの運用および管理のいずれもが効果的であることを確実にするために必要な判断基準および方法を品質マネジメントシステムの文書にて明

- a) 品質マネジメントシステムが、業務の計画（7. 1 参照）に適合しているか、JEAC4111 の要求事項に適合しているか、および原子力部門が決めた品質マネジメントシステム要求事項に適合しているか。
 - b) 品質マネジメントシステムが効果的に実施され、維持されているか。
- (2) 監査の対象となるプロセスおよび領域の状態および重要性、ならびにこれまでの監査結果を考慮して、監査プログラムを策定する。監査の基準、範囲、頻度および方法を規定する。監査員の選定および監査の実施においては、監査プロセスの客観性および公平性を確保する。ただし、監査員は、自らの業務を監査しない。
- (3) 監査の計画および実施、記録の作成および結果の報告に関する責任および権限、ならびに要求事項を規定する。
- (4) 監査およびその結果の記録を維持する。（4. 2. 4 参照）
- (5) 監査された領域に責任をもつ管理者は、検出された不適合およびその原因を除去するために遅滞なく、必要な修正および是正処置すべてがとられることを確実にする。フォローアップには、とられた処置の検証および検証結果の報告を含める。（8. 5. 2 参照）
- (6) 監査のプログラムおよび結果について、管理責任者に報告する。
- (7) 経営監査室は、原子力事業本部および発電所が実施した内部監査を評価する。その結果、経営監査室長が必要と判断した場合には、原子力事業本部、発電所に内部監査の実施を指示する。
- (8) 原子力事業本部および発電所は、経営監査室長から内部監査の実施について指示がある場合は内部監査を実施する。
8. 2. 3 プロセスの監視および測定
- (1) 原子力部門は、品質マネジメントシステムのプロセスの監視、および適用可能な場合に行う測定には、適切な方法を適用する。
- (2) これらの方法は、プロセスが計画どおりの結果を達成する能力があることを実証するものとする。
- (3) 計画どおりの結果が達成できない場合には、適切に、修正ならびに是正処置をとる。
8. 2. 4 検査および試験
- (1) 原子力部門は、原子炉施設の要求事項が満たされていることを検証するために、表 3-2 の 8. 2. 4 項に係る社内標準を確立し、原子炉施設を検査および試験する。検査および試験は、業務の計画（7. 1 参照）に従って、適切な段階で実施する。検査および試験の合否判定基準への適合の証拠を維持する。（4. 2. 4 参照）
- (2) 検査および試験要員の独立の程度を定める。
- (3) リリース（次工程への引渡し）を正式に許可した人を、記録する。（4. 2. 4 参照）
- (4) 業務の計画（7. 1 参照）で決めた検査および試験が完了するまでは、当該原子炉施設を据え付けたり、運転したりしない。ただし、当該の権限をもつ者が承認したときは、この限りではない。
8. 3 不適合管理
- 原子力部門は、表 3-1 の 8. 3 項に係る社内標準を確立し、次の事項を実施する。
- (1) 原子力部門は、業務・原子炉施設に対する要求事項に適合しない状況が放置される

高浜発電所 1 号機

原子炉格納容器内の一次冷却材の漏えいを監視する装置の構成
に関する説明書、検出器の取付箇所を明示した図面並びに計測範囲
及び警報動作範囲に関する説明書に係る補足説明資料

炉内計装用シングル配管室ドレンピット漏えい検出装置
の新設について

平成 2 8 年 6 月

関西電力株式会社

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

表 1 漏えい発生箇所の違いによる漏えい進展及び検知する監視装置の比較表

	①：漏えいの進展	②：漏えいの検知（モード1および2）	③：漏えいの検知（モード3および4）
<p>想定</p> <p>原子炉容器周りでRCPBの漏えいが発生した場合</p>			
<p>原子炉室内でRCPBの漏えいが発生した場合</p>	<p>原子炉室内で漏えいが発生した場合、A：蒸気の漏えいは、CV循環冷房ユニット等で冷却・凝縮し、凝縮液量測定装置に集められ始める。B：液体の漏えいは、下部キャビティの床のドレンピットに溜まり始め、漏えい検出装置の下部検出器が警告発信。</p>	<p>0.23m³/hの漏えいが、モード1および2において発生した場合、A：蒸気の漏えいが、凝縮液量測定装置に集まり続け、警告発信⇒蒸気による漏えい率検知。蒸気の凝縮液は最終的にCVサンパへ流入。B：液体の漏えいはドレンピットに溜まり続け、漏えい検出装置の下部検出器が警告発信から上部の警告発信⇒液体による漏えい率検知</p>	<p>0.23m³/hの漏えいが、モード3および4において発生した場合、A：蒸気の漏えいが②よりも少ないため、凝縮液量測定装置では警告発信しない。蒸気の凝縮液はCVサンパへ流入。B：液体の漏えいが③よりも多いため、下部キャビティに溜り、漏えい検出装置の下部の警告発信から上部の警告発信⇒液体による漏えい率検知</p>
<p>ループ室内でRCPBの漏えいが発生した場合</p>	<p>ループ室内での漏えいが発生した場合、A：蒸気の漏えいは、CV循環冷房ユニット等で冷却・凝縮し、凝縮液量測定装置に集められ始める。B：液体の漏えいは、ループ室の床のドレンピットからCVサンパへと流入し始める。</p>	<p>0.23m³/hの漏えいが、モード1および2において発生した場合、A：蒸気の漏えいが、凝縮液量測定装置に集まり続け、警告発信⇒蒸気による漏えい率検知。蒸気の凝縮液は最終的にCVサンパへ流入。B：液体の漏えいと蒸気の凝縮液の合計である0.23m³/hの漏えいが、CVサンパに集まるので、CVサンパ水位計が警告発信⇒液体による漏えい率検知</p>	<p>0.23m³/hの漏えいが、モード3および4において発生した場合、A：蒸気の漏えいが②よりも少ないため、凝縮液量測定装置では警告発信しない。蒸気の凝縮液の合計である0.23m³/hの漏えいが、CVサンパに集まるので、CVサンパ水位計が警告発信⇒液体による漏えい率検知</p>

枠組みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

表2 高浜1・2号機 工認ヒアを踏まえた保安規定改訂方針
(1次冷却材漏えい率)

No.	保安規定の改訂方針
No. 1	新設する炉内計装用シングル配管室ドレンピット漏えい検出装置の運用を保安規定に追加する。
No. 2	炉内計装用シングル配管室ドレンピット漏えい検出装置について、既存の格納容器サンプA水位上昇率測定装置と1セットでCV内全エリアの漏えいが検知できることを踏まえ、運転上の制限、サーベランスおよびLCO逸脱時の措置を設定する。
No. 3	炉内計装用シングル配管室ドレンピット漏えい検出装置によって検出された漏えいは、RCPB外からの漏えいと確認が困難であることを踏まえ、LCO判断を明確化する。
No. 4	凝縮液量測定装置について、漏えい水の蒸気割合が少ない運転モード3, 4におけるLCO運用を明確化する。

表3 高浜1・2号機 工認ヒアを踏まえた保安規定改正案（1次冷却材漏えい率）

現状（高浜発電所 保安規定）	変更案	備考
<p>(1次冷却材漏えい率) 第47条 モード1、2、3および4において、原子炉格納容器内への漏えい率および原子炉格納容器内漏えい監視装置は、表47-1で定める事項を運転上の制限とする。</p> <p>2. 原子炉格納容器内への漏えい率および原子炉格納容器内漏えい監視装置が、前項で定める運転上の制限を満足していることを確認するため、次の各号を実施する。 (1) 計装保修課長は、定期検査時に、凝縮液量測定装置の機能の健全性を確認し、その結果を発電室長に通知する。 (2) 計装保修課長は、定期検査時に、1号炉および2号炉の原子炉格納容器サンプ水位計の機能の健全性を確認し、その結果を発電室長に通知する。 (3) 原子炉保修課長は、定期検査時に、3号炉および4号炉の原子炉格納容器サンプ水位計の機能の健全性を確認し、その結果を発電室長に通知する。</p> <p>(4) 当直課長は、モード1、2、3および4において、1日に1回、原子炉格納容器サンプ水位計および凝縮液量測定装置を用いて、原子炉格納容器内への漏えい率を確認する*。なお、原子炉格納容器サンプ水位計のどちらかが動作不能である場合、当直課長は、8時間に1回、動作可能な計器により原子炉格納容器内への漏えい率を確認する。</p>	<p>(1次冷却材漏えい率) 第47条 モード1、2、3および4において、原子炉格納容器内への漏えい率および原子炉格納容器内漏えい監視装置は、表47-1で定める事項を運転上の制限とする。</p> <p>2. 原子炉格納容器内への漏えい率および原子炉格納容器内漏えい監視装置が、前項で定める運転上の制限を満足していることを確認するため、次の各号を実施する。 (1) 計装保修課長は、定期検査時に、凝縮液量測定装置の機能の健全性を確認し、その結果を発電室長に通知する。 (2) 計装保修課長は、定期検査時に、1号炉および2号炉の原子炉格納容器サンプ水位計の機能の健全性を確認し、その結果を発電室長に通知する。 (3) 原子炉保修課長は、定期検査時に、3号炉および4号炉の原子炉格納容器サンプ水位計の機能の健全性を確認し、その結果を発電室長に通知する。 (4) 電気保修課長は、定期検査時に、1号炉および2号炉の炉内計装用シンプル配管室ドレンピット漏えい検出装置の機能の健全性を確認し、その結果を発電室長に通知する。</p> <p>(5) 当直課長は、モード1、2、3および4において、1日に1回、1号炉および2号炉については原子炉格納容器サンプ水位計、炉内計装用シンプル配管室ドレンピット漏えい検出装置および凝縮液量測定装置を用いて、3号炉および4号炉については原子炉格納容器サンプ水位計および凝縮液量測定装置を用いて、原子炉格納容器内への漏えい率を確認する*。なお、1号炉および2号炉については原子炉格納容器サンプ水位計、炉内計装用シンプル配管室ドレンピット漏えい検出装置または凝縮液量測定装置のいずれかが動作不能である場合、3号炉および4号炉については原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置のどちらかが動作不能である場合、当直課長は、8時間に1回、動作可能な計器により原子炉格納容器内への漏えい率を確認する。</p> <p>3. 当直課長は、原子炉格納容器内への漏えい率または原子炉格納容器内漏えい監視装置が第1項で定める運転上の制限を満足していないと判断した場合、表47-2の措置を講じる。</p> <p>※1：原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置により測定される漏えい率が0.23 m³/hを上回っている状態は、1日に1回、1次冷却材のインベントリ取支、格納容器ガスモニタ、格納容器じんあいモニタ等により運転上の制限を満足していることを確認しなければならない。</p>	<p>・新設する検出装置について、定期検査時のサーベランスを行う。</p> <p>・新設する検出装置を追加する。</p> <p>・新設する検出装置によって測定される漏えい率はRCPB外からの漏えいと確認が困難であるため全て未確認の漏えいと判断する。よって、新設する検出装置により測定される漏えい率が0.23 m³/hを上回っている状態で運転を継続することはない。</p>

表3 高浜1・2号機 工認ヒアを踏まえた保安規定改正案（1次冷却材漏えい率）
変更案

現状 (高浜発電所 保安規定)		変更案	
表47-1	1. 1号炉および2号炉	表47-1	1. 1号炉および2号炉
項目	運転上の制限	項目	運転上の制限
原子炉格納容器内への漏えい率	<p>(1) 原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいでないことが確認され、かつ、未確認の漏えい率（以下、「未確認の漏えい率」という。）が $0.23 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p> <p>(2) 原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいでないことが確認されているが1次冷却系からの漏えいでないことが確認され、かつ、未確認の漏えい率（以下、「原子炉冷却材圧力バウンダリ以外からの漏えい率」という。）が $2.3 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p>	原子炉格納容器内への漏えい率	<p>(1) 原子炉格納容器サンプ水位計、炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいでないことが確認されていない漏えい率（以下、「未確認の漏えい率」という。）が $0.23 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p> <p>(2) 原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいでないことが確認されているが1次冷却系からの漏えいでないことが確認され、かつ、未確認の漏えい率（以下、「原子炉冷却材圧力バウンダリ以外からの漏えい率」という。）が $2.3 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p>
原子炉格納容器内漏えい監視装置	原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置 ^{※2} が動作可能であること	原子炉格納容器内漏えい監視装置	<p>(1) モード1および2において、 原子炉格納容器サンプ水位計および炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置 または 凝縮液量測定装置^{※3} が動作可能であること</p> <p>(2) モード3および4において、原子炉格納容器サンプ水位計および炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置が動作可能であること</p>
表47-1	2. 3号炉および4号炉	表47-1	2. 3号炉および4号炉
項目	運転上の制限	項目	運転上の制限
原子炉格納容器内への漏えい率	<p>(1) 原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、未確認の漏えい率が $0.23 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p> <p>(2) 原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいでないことが確認されているが1次冷却系からの漏えいでないことが確認され、かつ、未確認の漏えい率（以下、「原子炉冷却材圧力バウンダリ以外からの漏えい率」という。）が $2.3 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p>	原子炉格納容器内への漏えい率	<p>(1) 原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、未確認の漏えい率が $0.23 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p> <p>(2) 原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置によって測定される漏えい率のうち、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいでないことが確認されているが1次冷却系からの漏えいでないことが確認され、かつ、未確認の漏えい率（以下、「原子炉冷却材圧力バウンダリ以外からの漏えい率」という。）が $2.3 \text{ m}^3/\text{h}$ 以下であること</p>
原子炉格納容器内漏えい監視装置	原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置 ^{※2} が動作可能であること	原子炉格納容器内漏えい監視装置	<p>(1) モード1および2において、原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置^{※2}が動作可能であること</p> <p>(2) モード3および4において、原子炉格納容器サンプ水位計が動作可能であること</p>
		※2：炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置によって測定される漏えい	
備考		備考	
<ul style="list-style-type: none"> ・新設する検出装置を追加する。 ・新設する検出装置によって測定される漏えい率はRCPB外からの漏えいと確認が困難であるため全て未確認の漏えいと判断する。 ・新設する検出装置を追加する。 ・2つの検出器により、「下部キャピティ」、「下部キャピティ以外」の漏えいを各々検出することから、これらはAND要求とする。 		<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気計が少くないモード3および4における運用を明確化する。 	

表3 高浜1・2号機 工認ヒアを踏まえた保安規定改正案（1次冷却材漏えい率）

現状（高浜発電所 保安規定）		変更案		備考
<p>※2：凝縮液量測定装置の健全性を確認するための点検または洗浄により、原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置の指示値が変動する場合を除く。</p>				
<p>表47-2</p>				
<p>い率は全て「未確認の漏えい率」とみなすものとする。</p> <p>※3：凝縮液量測定装置の健全性を確認するための点検または洗浄により、原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置の指示値が変動する場合を除く。</p>				
<p>表47-2</p>				
条件	要求される措置	完了時間		
A. 未確認の漏えい率が 0.23 m ³ /h を超えた場合	A.1 当直課長は、制限値以下に回復させる。 または A.2 当直課長は、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいでないことを確認する。	4時間 4時間		
B. 原子炉冷却材圧力バウンダリ以外からの漏えい率が 2.3 m ³ /h を超えた場合	B.1 当直課長は、制限値以下に回復させる。 または B.2 当直課長は、1次冷却系からの漏えいでないことを確認する。	4時間 4時間		
C. 原子炉格納容器サンプ水位計および凝縮液量測定装置が動作不能である場合	C.1 当直課長は、原子炉格納容器サンプ水位計または凝縮液量測定装置を動作可能な状態に復旧する。 および C.2 当直課長は、代替手段 ^{*3} による監視を行う。	30日 速やかにその後の1日に1回		
<p>・新設する検出装置を追加する。</p>				

表3 高浜1・2号機 工認ヒアを踏まえた保安規定改正案（1次冷却材漏えい率）

現状（高浜発電所 保安規定）		変更案		備考
D. 条件A、BまたはCの措置を完了時間内に達成できない場合 または 条件Cで要求される措置を実施中に、原子炉冷却材圧力パウンダリからの漏えいを示す有意な変化があった場合	D.1 当直課長は、モード3にする。 および D.2 当直課長は、モード5にする。	D.1 当直課長は、モード3にする。 および D.2 当直課長は、モード5にする。	D.1 (1号炉および2号炉) 原子炉格納容器サンプ水位計または炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置が動作不能である場合 (3号炉および4号炉) 原子炉格納容器サンプ水位計が動作不能である場合	<p>30日</p> <p>速やかにその後の1日に1回</p> <p>12時間</p> <p>56時間</p>
D. モード3および4において、(1号炉および2号炉) 原子炉格納容器サンプ水位計または炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置が動作不能である場合	D.2 当直課長は、代替手段 ^{※3} による監視を行う。	D.1 (1号炉および2号炉) 当直課長は、原子炉格納容器サンプ水位計および炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置を動作可能な状態に復旧する。 (3号炉および4号炉) 当直課長は、原子炉格納容器サンプ水位計を動作可能な状態に復旧する。 および D.2 当直課長は、代替手段 ^{※3} による監視を行う。	<p>D.1 (1号炉および2号炉) 当直課長は、原子炉格納容器サンプ水位計および炉内計装用シンブル配管室ドレンピット漏えい検出装置を動作可能な状態に復旧する。 (3号炉および4号炉) 当直課長は、原子炉格納容器サンプ水位計を動作可能な状態に復旧する。 および D.2 当直課長は、代替手段^{※3}による監視を行う。</p>	
<p>※3：代替手段による監視とは、1次冷却材のインベントリ収支、格納容器ガスモニタおよび格納容器じんあいモニタによる監視をいう。</p>				