

1FにおけるLCO適正化の検討状況について

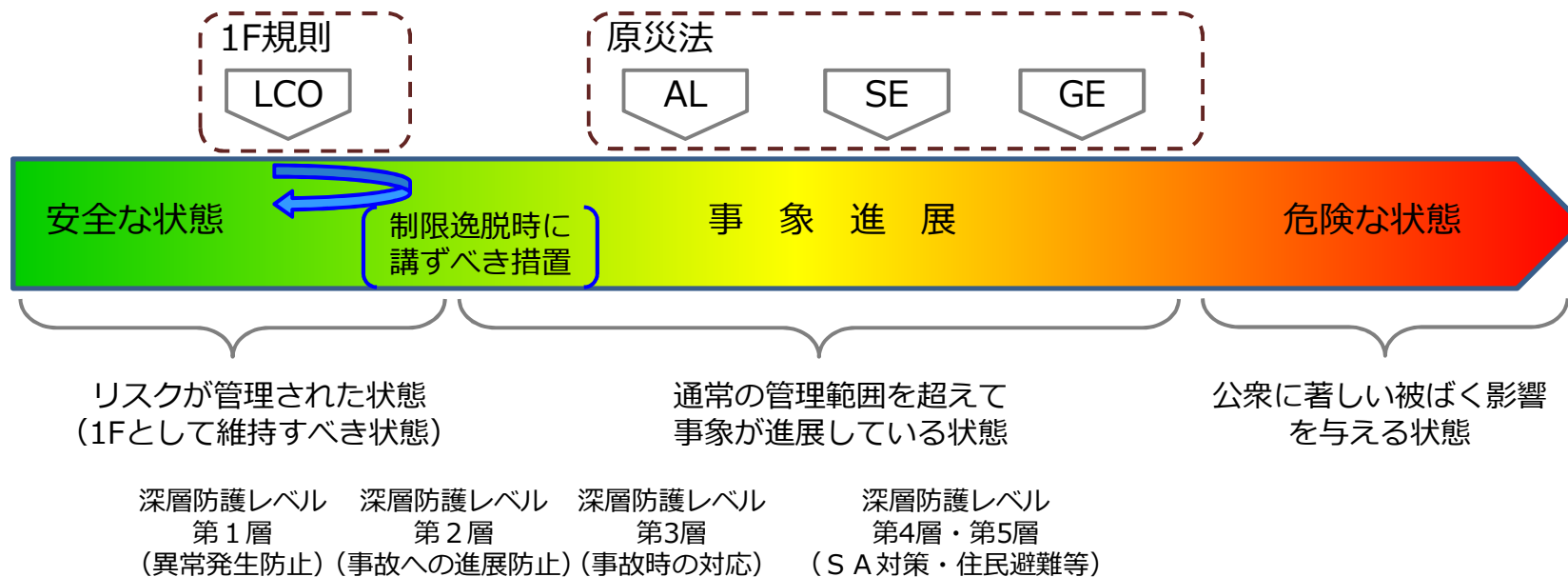
2020年10月27日

TEPCO

東京電力ホールディングス株式会社

1Fにおける「運転上の制限」の位置づけ

- 現在の1Fにおいては、存在するリスクの顕在化を防止するため、必要な安全機能を確保するために遵守すべき制限として、運転上の制限（LCO）を設定し、仮に制限を逸脱した場合に講ずべき措置を定めるなど、適切な運転管理を実施している。
- また、各設備の運転管理以外にも、1Fの保安のために講ずべき事項（燃料管理、放射線管理、他）を定めるとともに、より重篤なリスクに備えた緊急時対応を定めている。
- ここで、**1F規則第14条における「発電用原子炉施設の運転」とは、原子炉の運転に限らず、実施計画で定める安全確保設備等を運用することが含まれると解釈されるため、原子炉を運転していない現状の1Fにおいても、LCOの設定をはじめとした、適切な運転管理を行う必要がある。**



- LCOの設定を根本的に適正化するにあたっては、1Fの安全確保に必要な安全機能と、その管理方法を以下の観点から整理していくこととしたい。

(1) 原子力安全において重要なもの 管理の重要度が高い

- ・ 「止める」「冷やす」「閉じ込める」の各機能とその監視に直接関わるもの

(2) 復旧時間の余裕拡大 管理は必要であるが、重要度は低下してきている

- ・ 外的・内的要因によって事象が進展するリスクはあるが、時間的に緩やかであるもの

(3) 原子力安全に直接的な影響を与えないもの 管理は必要であるが、重要度は低い

- ・ 「止める」「冷やす」「閉じ込める」の各機能に直接関わらないもの
- ・ 構造健全性を維持するための制限など

(参考) 1Fにおける「止める」「冷やす」「閉じ込める」とは？

	従前の原子炉施設における運転 (原子炉の運転)	現在の1Fにおける運転 (安全確保設備等の運用)
止める	原子炉を未臨界にすること (=全炉心臨界状態から未臨界状態に移行 できること) 主な設備：CR, CRD, HCU, SLC等	安全確保設備等の運用により、燃料デブリの未 臨界状態の維持を継続すること (=局所臨界の発生防止・影響緩和) 主な設備：希ガスモニタ, ほう酸水注入
冷やす	停止した炉心燃料を冷却すること (=停止直後の残留熱を除去できること) 主な設備：RHR, FPC, RCIC, ECCS等	安全確保設備等の運用により、既に低下してい る残留熱の除去を継続すること 主な設備：原子炉注水, SFP冷却
閉じ込める	放射性物質の放出を防止すること (=バウンダリを隔離できること) 主な設備：RPV, PCV, R/B, SGTS等	安全確保設備等の運用により、放射性物質の拡 散の抑止を継続すること 主な設備：PCVガス管理, 建屋滞留水管理

↓

従前のLCOにおいては、原子炉の
運転を中止し、安定な状態に移行
できることが重要

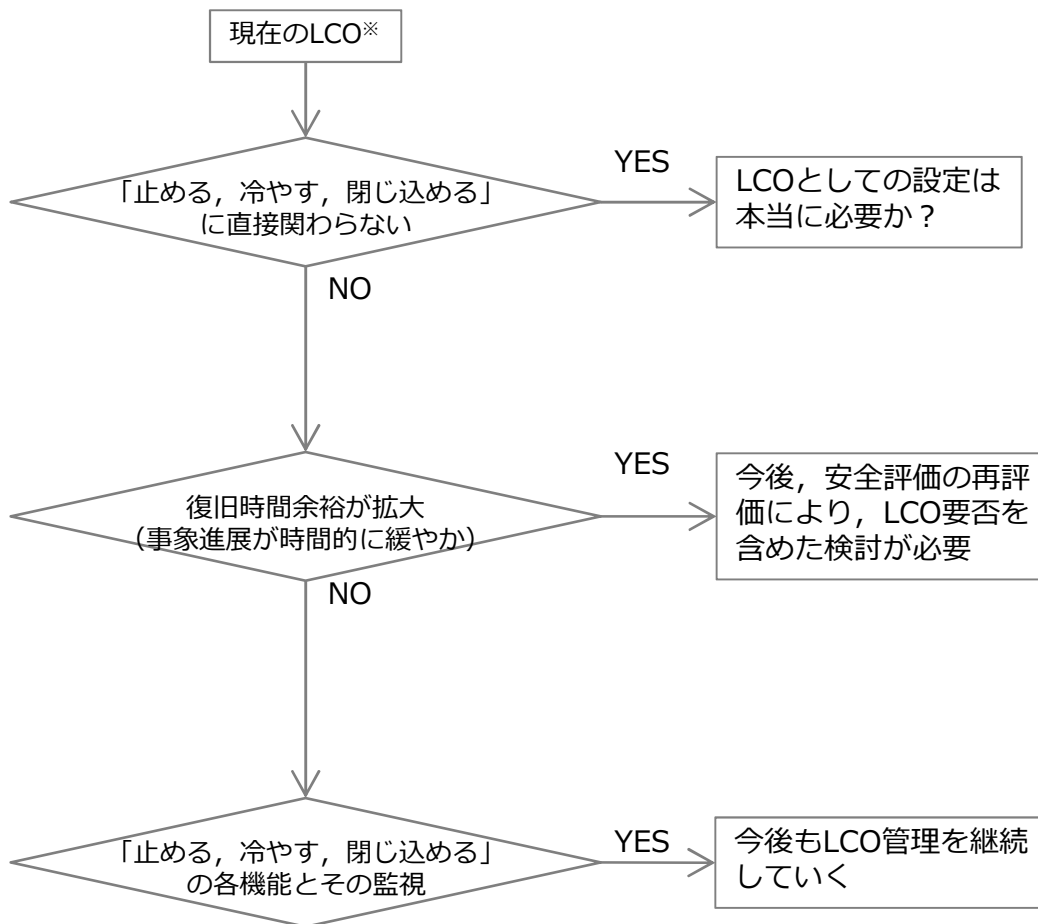
(LCO逸脱時に最終的に求められる事は、
原子炉の「運転」を安全に停止すること)

↓

1FのLCOにおいては、安全確保設備等
の運用を継続し、安定した状態を維持
できることが重要

(LCO逸脱時に最終的に求められる事は、
安全確保設備等の異常を、なるべく早期
に復旧し、「運転」を継続すること)

現状のLCOに対する必要性の検討例（検討中）



<主に該当するLCO>

第1編

- ・第20-21条 (SFP水温65℃以下)
- ・第27条 (汚染水処理設備の動作可能台数)

第2編

- ・第55条 (SFP水温65℃以下)

<主に該当するLCO>

第1編

- ・第18条 (原子炉の冷却に必要な注水量の確保)
- ・第18条 (RPV底部温度80℃以下)
- ・第20～22条 (SFP水位の維持)
- ・第25条 (水素濃度2.5%以下)

第2編

- ・第55条 (SFP水位の維持)

<主に該当するLCO>

第1編

- ・第23条 (必要なほう酸水の確保)
- ・第24条 (未臨界状態の監視)
- ・第26条, 第26条の2 (建屋滞留水の水位管理)

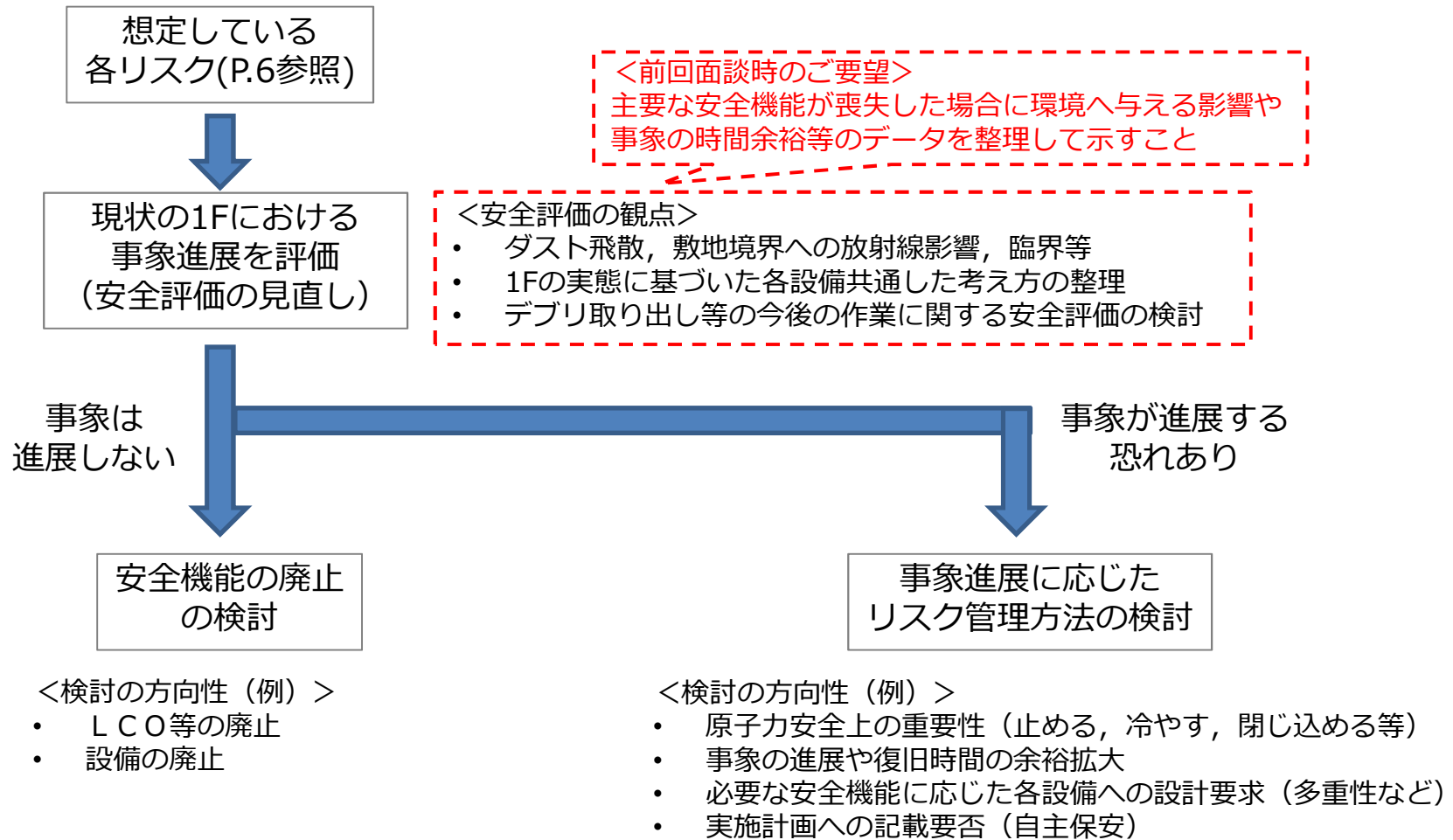
第2編

- ・なし

※ 現在LCOが設定されていないリスクに対しては、今後の状況の変化に応じ、適切な管理方法を別途検討する必要がある。

1Fに存在するリスクに対するLCO適正化の検討の方向性（案）

- 想定される各リスクに対し，1Fの現状をふまえた事象進展に応じ，安全機能の可否をふくめた，適正なリスク管理方法を検討する。



(参考) 各リスクの安全評価結果の概要

主なリスク		従前の評価	現状評価（詳細検討中）
燃料デブリ	過熱	敷地境界線量： 6.3×10^{-5} mSv/年 (注水停止12時間，燃料デブリ約330℃)	RPV底部80℃到達まで10日以上 (長期停止の影響は今後検討予定)
	ダスト飛散	PCV内からのダストを100Bq/cm ³ と想定	実際のPCV内からのダスト濃度は低い 今後，デブリ取り出し等の作業による影響を 考慮する必要あり
	水素爆発	RPV内水素濃度2.5%到達 3～4日程度	RPV内水素濃度2.5%到達 11～13日 (評価条件の精査を今後検討予定)
	再臨界	敷地境界線量： 2.4×10^{-2} mSv/回 (100Bq/cm ³ 相当が24時間継続)	(再評価可否をふくめ今後検討予定)
SFPの燃料 共用プールの燃料	遮へい機能喪失 による被ばく	/	BAF到達時の敷地境界線量： ・1～6号SFP：0.5μSv/h以下 ・共用プール：1.4μSv/h以下 (評価条件の精査を今後検討予定)
	過熱による損傷	3号機：特定条件で損傷の可能性あり	1～3号：BAF到達でも損傷しない 5/6号，共用：特定条件で損傷の可能性あり (評価条件の精査を今後検討予定)
	機械的損傷	燃料体落下：約 5.5×10^{-2} mSv (5/6号) ガレキ落下：約 1.5×10^{-1} mSv (3号)	燃料体落下：約 5.9×10^{-4} mSv (5/6号) ガレキ落下：1号ガレキ撤去中，3号完了
放射性 廃棄物	液体	汚染水の漏えい	汚染水発生量 約490 m ³ /日 (2015年度)
	気体， 固体	放射性物質の飛散	設備ごとに敷地境界線量を評価
電源設備		各設備に必要な電源を配備	各リスクの再評価結果にあわせ，必要な電源 設備を今後検討予定

1Fのリスクに対するLCO設定要否の検討例（検討中）



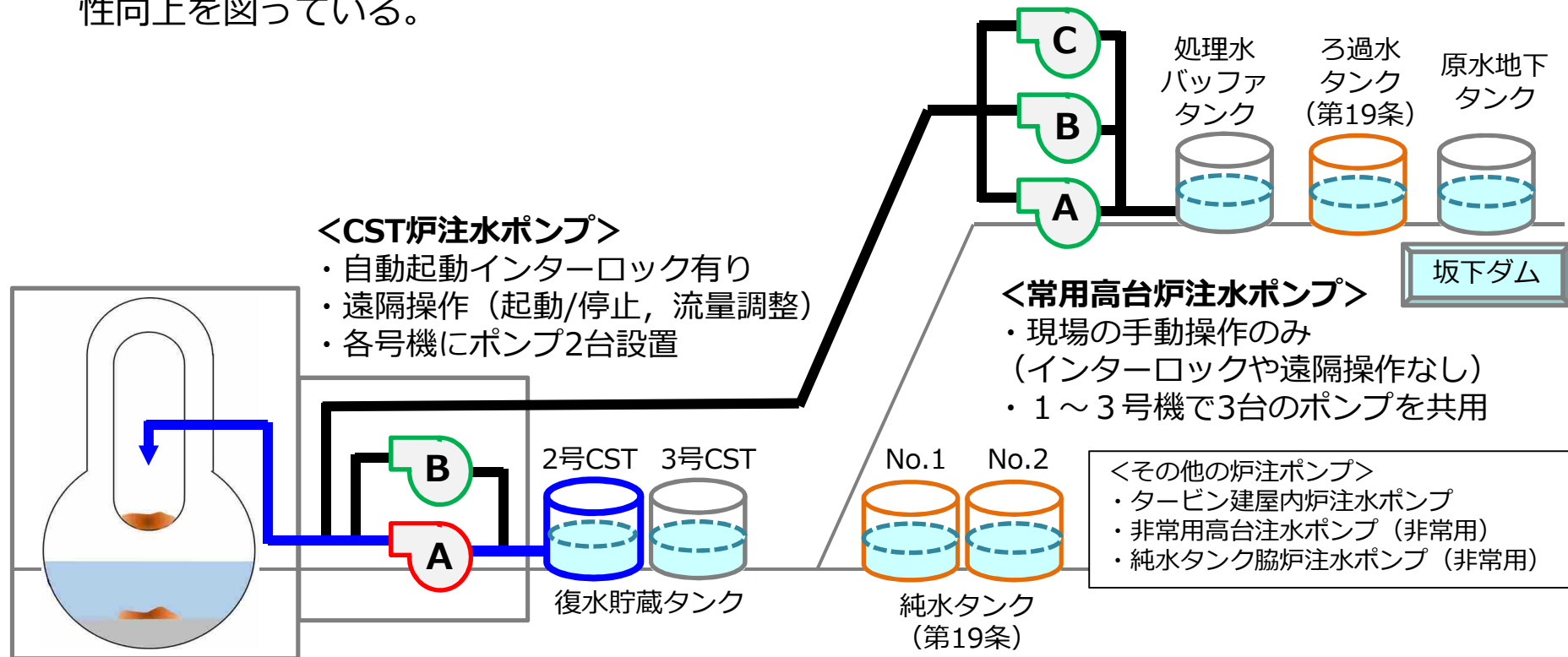
主なリスク		現状の安全評価 (詳細検討中)	管理の重要性（LCO設定の必要性）		
			(1) 重要度が高い	(2) 重要度は低下	(3) 重要度が低い
燃料デブリ	過熱	RPV底部80℃到達まで10日以上 (長期停止の影響は今後検討予定)		○	
	ダスト飛散	実際のPCV内からのダスト濃度は低い 今後、デブリ取り出し等の作業による影響を 考慮する必要あり		○ (今後検討)	
	水素爆発	RPV内水素濃度2.5%到達 11~13日 (評価条件の精査を今後検討予定)		○	
	再臨界	(再評価可否をふくめ今後検討予定)	○		
SFPの燃料 共用プールの燃料	遮へい機能喪失 による被ばく	BAF到達時の敷地境界線量： ・1~6号SFP：0.5μSv/h以下 ・共用プール：1.4μSv/h以下 (評価条件の精査を今後検討予定)		○	
	過熱による損傷	1~3号：BAF到達でも損傷しない 5/6号，共用：特定条件で損傷の可能性あり (評価条件の精査を今後検討予定)		○	
	機械的損傷	燃料体落下：約 5.9×10^{-4} mSv（56号） ガレキ落下：1号ガレキ撤去中，3号完了		○	
放射性 廃棄物	液体	汚染水の漏えい	汚染水発生量 平均約180m ³ /日(2019年度)	○ (第26条)	○ (第27条)
	気体, 固体	放射性物質の飛散	現状LCOなし 各設備の運用実態にあわせ、今後検討予定	(LCO設定要否も含めた適切な管理方法を 今後検討)	
電源設備		各リスクの再評価結果にあわせ、必要な電源 設備を今後検討予定		(今後検討)	

1-1 燃料デブリの冷却にかかるリスク状況の変化

- 1～3号機の原子炉注水停止試験の実績から、一時的な原子炉注水の停止による温度上昇などの影響は限定的であることを確認。試験実績から評価されるRPV底部温度が80℃に至るまでの時間余裕は10日以上。
- 従来の評価に基づき連続注水を前提として待機要求に専用D/Gを持つ系統や注水1日分の水源をLCOとして設定していたプラント状況から復旧時間余裕は拡大しており、電源や水源の確保を含めた原子炉注水系の復旧時間余裕は十分に確保されている状況。
- よって、注水停止後10日間の間設備を復旧できる見込みであることから、公衆に被ばく影響を与えるリスクはないと評価。
- なお、長期的な注水停止時における放出量評価や線量影響については今後検討予定。

		1号機	2号機	3号機
試験結果	試験時期	2019年10月	2020年8月	2020年2月
	注水停止時間	約2日	約3日	約2日
	温度上昇率（最大）	約0.01℃/h	約0.2℃/h	約0.01℃/h
80℃到達までの時間余裕		10日以上		
24時間の注水停止による温度上昇		約0.3℃	約5℃	約0.3℃
(参考) 従来の評価		約5℃/h (24時間でおよそ120℃の温度上昇)		

- 常用原子炉注水系については、従前の常用高台炉注水ポンプを主とした運用から、現在では流量安定性や制御性がより高い、CST炉注水ポンプを主として運用している。
- CST炉注設備は電源もA系/B系で独立しており、それぞれの母線は所内共通D/Gからも受電可能となっている。
- 水源についても、処理水バッファタンクのリプレースや、2号CSTの運用開始などの信頼性向上を図っている。



1-2 PCV内からのダスト飛散にかかるリスク状況の変化

- PCVガス管理設備の設計（実施計画II 2.8）において、PCV内のガス中に含まれるダスト濃度は 100 Bq/cm^3 と想定。これをHEPAフィルタでろ過して排気することにより、環境への放射性物質の放出を抑制することを想定していた。
- 一方、実際のPCVガス中に含まれるダスト濃度は想定よりも大幅に低い状況。PCVガス管理設備の運用開始以降、フィルタ表面線量に上昇は確認されていない。なお、至近でPCVガス管理設備のHEPAフィルタ通過前のダスト濃度を分析した結果は以下の通り。

	1号機	2号機	3号機
ダスト濃度 (Cs-137) [単位 Bq/cm^3]	2.4×10^{-5}	1.8×10^{-6}	ND ($< 9.9 \times 10^{-8}$)
【参考】ドレン濃度※ (Cs-137) [単位 Bq/L]	3.0×10^4	2.8×10^3	3.8×10^3
試料採取日	2019年10月11日	2020年8月6日	2020年1月31日

※ PCVガス中に含まれる放射性物質の大部分は、PCVガス管理設備内における水蒸気の凝縮過程において、ドレン側に移行しているものと考えられる。

- 今後のデブリ取り出し等の作業にあたっては、PCV内のダスト濃度の上昇リスクを適切に考慮し、作業における安全確保の判断基準等、適切な管理方法を検討していく。

1-2 PCV内の水素爆発にかかるリスク状況の変化

- 現在、1～3号機のPCVガス管理設備で監視しているPCV内の水素濃度は、運転上の制限である2.5%よりも十分に低く安定している状況。

(2020.7.1 11:00時点)	1号機	2号機	3号機
窒素封入量	約 29.6 Nm ³ /h	約 11.6 Nm ³ /h	約 15.4 Nm ³ /h
水素濃度 (A系指示値)	0.00 %	0.05 % ^{※1}	0.13 % ^{※1}

※1 水素濃度計は熱電導度式水素濃度検出器を使用しているため、ガス管理設備のインリーク（酸素濃度変化）により、僅かながら指示値に影響を受けている

- 現在の燃料デブリの崩壊熱では、水の放射線分解による水素発生量はPCVの容積と比較して十分小さく、急激な水素濃度上昇は考えにくい。また、仮に窒素封入が停止した場合においても、水素濃度2.5%に至るまでの時間余裕は10日以上と評価している。

		1号機	2号機	3号機
水素発生量の評価値		約0.03 Nm ³ /h	約0.04 Nm ³ /h	約0.04 Nm ³ /h
窒素封入停止時の 時間余裕の評価	RPV内2.5%到達 ^{※2}	約 13.4 日	約 11.4 日	約 11.1 日
	PCV内2.5%到達	約 63.8 日	約 71.0 日	約 69.1 日
評価条件	崩壊熱 (2020年7月)	約 0.063 MW	約 0.076 MW	約 0.076 MW
	G値 (非沸騰)	0.25		
(参考)2012年12月時点 の時間余裕評価	RPV内2.5%到達 ^{※2}	約 4 日	約 3 日	約 3 日

※2 PCVよりも容積が小さいRPV内に水素が滞留すると仮定した場合の保守的な評価

■ 水の放射線分解による水素発生量の評価

- G値を用いた評価式により燃料デブリの崩壊熱に応じた水素発生量を評価している。
- 水素濃度の測定値は、評価値よりも十分に小さく、評価は保守的である。
- 評価式および個別の評価条件の保守性については、定量的な特定は難しい可能性はあるが、今後、実施計画IIに記載の安全評価の再評価とあわせて検討していく予定。

(実施計画II 2.2記載の評価式) $M = Pt \times E \times G / 100 \times A$

パラメータ	適用する評価条件	単位	備考 (保守性の検討例)	
M	水素発生量	—	—	
Pt	崩壊エネルギー (崩壊熱)	ORIGEN評価値	MW	既放出のFPの崩壊熱への寄与
E	エネルギー吸収率	総崩壊熱に対するエネルギー吸収率 約25% (2020年4月時点)	—	燃料デブリと水の接触状況 FPの水中への溶解状況
		内訳 吸収率10% (燃料デブリ等※) 吸収率100% (水に溶解しているFP)		
G	水の分解量 (G 値)	0.25 (設置許可, 非沸騰)	分子/100eV	他分野でのG値の採用事例
A	換算係数	82.2	eV・lbmol/MW・h・分子	—

※ 燃料デブリの自己遮蔽等を考慮して10%と設定

■ 水ジルコニウム反応による水素発生

- 燃料デブリは安定冷却されており、水ジルコニウム反応による水素発生のリスクはない。
- 事故初期の水素ガスがS/Cなど一部の密閉空間に残留している可能性があるため、予期せぬ水素濃度上昇のリスクあり。

(1, 2号機のS/Cは、過去に水素残留を確認し、窒素封入によるページを完了済み)

1-3 燃料デブリの臨界にかかるリスク状況の変化

- 燃料デブリが臨界となる可能性は工学的に極めて低いと考えられるものの、その状況は、事故後の時間経過によって大きな変化はない状況。
- 実施計画II章2.4（ホウ酸水注入設備）では、判断基準として定める短半減期希ガス濃度（Xe-135が1Bq/cm³）を保守的に考慮し、100倍の100Bq/cm³に相当する臨界が24時間継続した場合の敷地境界における被ばく影響を以下の通り評価している。

号機	敷地境界における実行線量
1号機	22μSv（1回あたり）
2, 3号機	24μSv（1回あたり）

- 燃料デブリの臨界評価の再評価にあたっては、さまざまな条件に基づく解析評価が可能である一方、実際の燃料デブリの組成や形状、配置などの詳細が不明であるなど、現実的に妥当な評価条件の特定には課題がある状況。
- 今後、燃料デブリの取り出し作業に向けて、適切な臨界管理方法を検討する必要がある。

2-1 SFP冷却にかかるリスク状況の変化

- 1～3号機のSFPは、水面からの放熱等によって、循環冷却設備の停止時においても、運転上の制限（1号60℃、2,3号65℃）には至らないと評価。評価の妥当性は冷却停止試験の実績データで確認済み。
- 5, 6号機のSFP, 共用プールについては、冷却停止試験等の実績データがなく、評価モデルの妥当性が未検証であるものの、1～3号機と同様の放熱考慮モデルを適用すると、冷却停止時においても100℃に至ることはないとは概算評価している。

冷却停止時の時間余裕評価

	新評価式（放熱考慮）		従来評価（断熱モデル）
1～3号SFP	1号60℃、2,3号65℃に至ることはない		—
5号SFP	100℃に至ることはない※	65℃到達まで 約15日（参考）	65℃到達まで 約7日
6号SFP		65℃到達まで 約13日（参考）	65℃到達まで 約7日
共用プール		65℃到達まで 約6日（参考）	65℃到達まで 約5日

※ 概ね70～80℃以下と概算評価（2018年8月時点、参考値）

2-2 SFP水位維持にかかるリスク状況の変化

使用済燃料プール冷却水喪失時の影響評価結果（概算評価）を以下に示す。

✓ 敷地境界線量率への影響

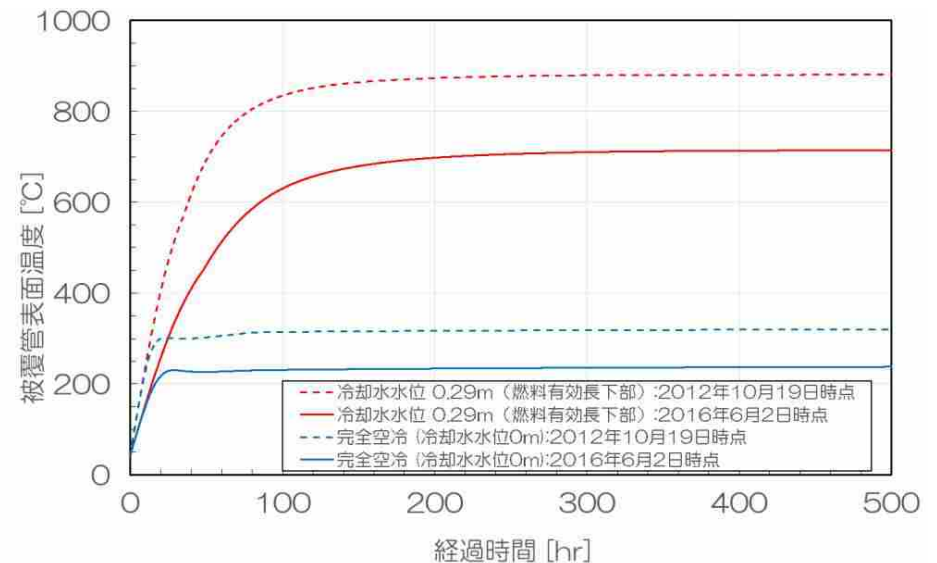
SFP水位が燃料有効底部（BAF）となった場合でも、1～3号機、5/6号機、共用プールの全てにおいて、5 μ Sv/hに到達しないと評価している。

✓ 燃料被覆管損傷の影響（詳細評価中）

プール冷却水が完全に喪失する場合には空冷により損傷しないと見込んでいるが、5/6号機および共用プールについては、冷却水が抜けきらず、燃料下部に滞留した場合は、空冷が十分に行えず、損傷する可能性があるとして評価している。

SFP水位低下時の影響評価結果（BAF到達時）

号機	敷地境界線量率の上昇（概算）	燃料被覆管損傷	
		完全水抜け	BAF水位※1
1号機	~0.5 μ Sv/h以下	損傷しない	損傷しない
2号機			
3号機			
5号機			損傷する可能性あり（詳細評価中）
6号機			
共用プール	~1.4 μ Sv/h以下	検討中	



3号機 SFP冷却水喪失時における被覆管表面温度評価（2016年時点）※2

※1 SFP水位がBAF付近において、空冷効果がない条件が継続した場合の概算評価

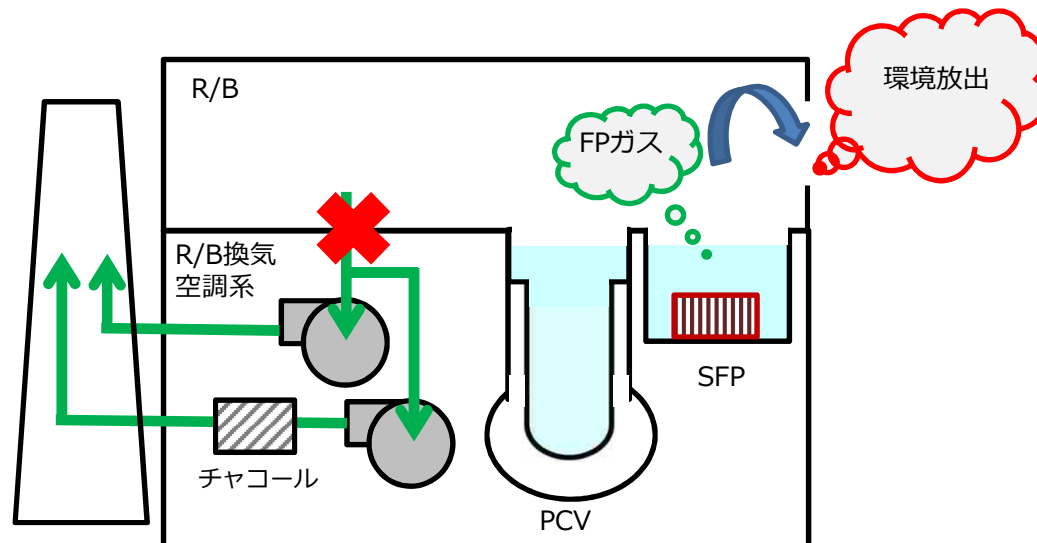
※2 特定原子力施設監視・評価検討会（第45回）「地震・津波対策の実施状況」より抜粋

2-3 燃料取り扱い, ガレキ落下等のリスク状況の変化

- 1～4号機SFP燃料の取り出しに向けて準備を進めているところ。

	1号機	2号機	3号機	4号機
各号機の状況	がれき撤去中 (SFP養生設置)	がれき類なし 燃料取り出し準備中	がれき撤去完了 燃料取り出し中	燃料取り出し完了

- 5/6号機についても, 燃料取り出しに向けた準備を進めているが, 放射能減衰を考慮した燃料落下事故の影響を評価した結果, 敷地境界実効線量で 10^{-4} mSvオーダーと小さいことから, SGTS待機要求等を除外。(実施計画認可済み)



5/6号FHA時の公衆被ばく影響評価結果

	5号機	6号機
敷地境界線量 (mSv)	約 5.0×10^{-4}	約 5.9×10^{-4}

5/6号機FHA評価のFPガス放出イメージ (地上放出)

3-1 液体放射性廃棄物のリスク状況の変化

- 汚染水対策の進捗に伴い、建屋内の汚染水発生量は震災当初よりも減少し、各建屋の滞留水の水位が運転上の制限に到達するまでの時間余裕は拡大。

汚染水発生量（実績値）

2015年度	2019年度
約 490 m ³ /日	約 180m ³ /日

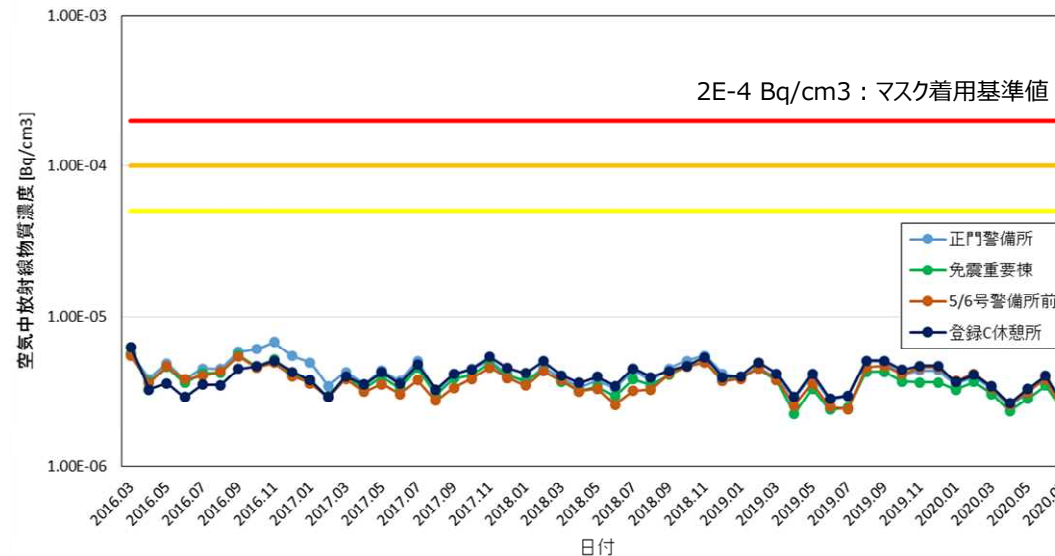
- 一方、建屋間の連通の解消により、各建屋の有効面積は減少し、エリアによっては、サブドレン水位逆転までの時間余裕は短縮。
- 上記については、サブドレン設備を停止すれば、サブドレン水位が上昇し、水位逆転は発生しないことが考えられるため、仮に全ての汚染水処理設備が機能喪失した場合、サブドレン設備を停止することが水位逆転を防ぐ上で重要となる。

3-2 気体，固体放射性廃棄物のリスク状況の変化

<気体放射性廃棄物>

- 構内ダストモニタ（15箇所）の指示値は，2011年10月以降，緩やかに低下しており，至近の4年間は， -6 乗 Bq/cm^3 オーダーで推移している。

主要な構内連続ダストモニタの推移（月平均）



- 今後のデブリ取り出し等の作業にあたっては，PCV内のダスト濃度の上昇リスクを適切に考慮し，作業における安全確保の判断基準等，適切な管理方法を検討していく。

<固体放射性廃棄物>

- 瓦礫等，水処理二次廃棄物については，屋外一時保管エリアの解消に向けて，固体廃棄物貯蔵庫等の屋内での保管管理を進めている状況。

- 電源は、電源自体の確保が目的ではなく、各設備に電源を供給することが目的であるため、リスクや設備の状況に応じてLCOの必要性を検討する必要がある。
- 1Fに電源供給する送電線は、66kV送電線5回線（大熊線3号、4号、東電原子力線、双葉線1号、2号）で構成されており、外部電源が全て喪失した場合には、所内共通D/G2台及び5・6号の非常用D/G4台から所内電力を供給でき、更に電源車4台も利用できる状態にある。
- 外部電源、非常用D/G及び電源車等による主要な電源供給対象機器を次頁に示す。

4-1 電源

所内共通D/G(A),(B)の主要な電源供給対象 太字：電源車の供給対象, 赤字：機器付D/Gの供給対象		備考
【A系電源（通常時，大熊線3号から受電）】	【B系電源（通常時，大熊線4号から受電）】	
窒素ガス分離装置(A~C)		非常用PSA1台有り
1~3号機 PCVガス管理設備A	1~3号機 PCVガス管理設備B	
滞留水移送装置，サブドレン集水設備	滞留水移送装置，サブドレン集水設備	
KURION, SARRYII	SARRY, SARRYII	
共用プール FPC	共用プール FPC	
共用プール 補給水系	共用プール 補給水系	
SFP非常用注水設備		
1~3号機 T/B炉注水ポンプ		
1~3号機 CST炉注水ポンプA	1~3号機 CST炉注水ポンプB	
常用高台炉注水ポンプ(A~C)		非常用高台炉注有り
免震重要棟のCVCF		免震棟はGTGを保有
1~3号機 FPC(A),(B)		電源選択可能
1~4号機 計測用電源	1~4号機 計測用電源	
1~4号機 建屋内照明	1~4号機 建屋内照明	
	純水タンク脇炉注水ポンプ	
非常用D/G(5A),(5B),(6A),(6B)の主要な電源供給対象（太字：電源車の供給対象）		備考
【A系電源（通常時，双葉線1号から受電）】	【B系電源（通常時，双葉線2号から受電）】	
使用済燃料プール冷却・維持に係る設備 A系 (FPC系, ASW系, RCW系, RHR系, RHRS系, 照明, MUWC系, 計測用電源, 充電器盤等)	使用済燃料プール冷却・維持に係る設備 B系 (FPC系, ASW系, RCW系, RHR系, RHRS系, 照明, MUWC系, 計測用電源, 充電器盤等)	非常用D/G起動には 所内蓄電池を使用

(参考) 1～3号機の主な想定リスクと実施計画記載



■ LCOを設定していない機能は、実施計画Ⅲで測定や適切な設備の使用、保管場所の指定等を規定し管理

主なリスク源 (実施計画 I)	主なリスク	短期的リスク低減に必要な 主な安全機能	関連設備 (実施計画 II)	LCO (実施計画 III)	LCO以外の条文 (実施計画 III)	
燃料デブリ	過熱	・原子炉注水冷却（残留熱除去） ・RPV/PCVの温度監視	2.1 RPV/PCV注水設備 2.9 RPV/PCV内監視計測器	第18条, 第19条	なし	
	放射性物質 の飛散	・PCVガスのろ過 ・排気ガスのダスト濃度監視	2.8 PCVガス管理設備 2.15 放射線管理関係設備等	なし	第6章放射性廃棄物管理 第42条 第7章放射線管理 第60条, 第61条	
	水素爆発	・窒素封入による不活性雰囲気 の維持（水素パーセント, 酸素濃度低減） ・水素濃度, 酸素濃度の監視	2.2 窒素封入設備 2.8 PCVガス管理設備	第25条	なし	
	再臨界	・ほう酸水注入準備 ・短半減期希ガスの監視	2.4 ほう酸水注入設備 2.9 RPV/PCV内監視計測器	第23条, 第24条	なし	
使用済燃料	遮へい喪失	・プール水位の維持	2.3 使用済燃料プール設備 2.12 共用プール設備	第20条, 第21条, 第22条	なし	
	熱的損傷	・プール冷却の維持（残留熱除去）	2.3 使用済燃料プール設備 2.12 共用プール設備			
	機械的損傷	・燃料落下, ガレキ落下等の防止	2.11 燃料取り出し設備	なし	第5章燃料管理 第36条, 第37条	
乾式貯蔵キャスク の燃料	放射性物質 の飛散	・容器の密封機能, 除熱機能	2.13 使用済燃料乾式キャスク 仮保管設備	なし	第5章燃料管理 第36条, 第37条	
放射性 廃棄物	液体	汚染水漏洩	・建屋水位/サブドレン水位の管理 ・汚染水のタンク貯留, 漏えい監視	2.5 汚染水処理設備等 2.6 滞留水を貯留している建屋 2.16 液体廃棄物処理施設	第26条, 第26条の2, 第27条	第6章放射性廃棄物管理 第40条の2 第41条
	気体	放射性物質 の飛散	・ダスト濃度監視 ・空間線量率監視	2.15 放射線管理関係設備等	なし	第6章放射性廃棄物管理 第42条, 第42条の2, 第43条
	固体	放射性物質 の飛散	・適正な保管管理（汚染拡大防止） ・遮へい機能維持	2.10 固体廃棄物等の管理施設 2.17 雑固体廃棄物焼却設備	なし	第6章放射性廃棄物管理 第38条, 第39条, 第40条
各リスク共通		・各設備で必要な電源の維持 ・監視制御の確保	2.7 電気系統設備 2.14 監視室・制御室	第28条, 第29条	なし	21

(参考) 5・6号機の主な想定リスクと実施計画記載

■ LCOを設定していない機能は、実施計画Ⅲで測定や適切な設備の使用、保管場所の指定等を規定し管理

主なリスク源 (実施計画 I)	主なリスク	短期的リスク低減に必要な 主な安全機能	関連設備 (実施計画 II)	LCO (実施計画 III)	LCO以外の条文 (実施計画 III)
使用済燃料	遮へい喪失	・プール水位の維持	2.24 5・6号機 復水補給水系 2.27 5・6号機 燃料プール冷却浄化系 2.28 5・6号機 燃料取扱系及び燃料貯蔵設備	第55条	なし
	熱的損傷	・プール冷却の維持 (残留熱除去)	2.27 5・6号機 燃料プール冷却浄化系 2.28 5・6号機 燃料取扱系及び燃料貯蔵設備	第55条	なし
	機械的損傷	・燃料落下の防止	2.28 5・6号機 燃料取扱系及び燃料貯蔵設備	なし	第5章燃料管理 第85条, 第86条
乾式貯蔵キャスクの燃料	放射性物質の飛散	・容器の密封機能, 除熱機能	2.13 使用済燃料乾式キャスク仮保管設備	なし	第5章燃料管理 第85条, 第86条
放射性廃棄物	液体	滞留水による重要設備への影響	2.33.2 5・6号機 仮設備 (滞留水貯留設備)	なし	第6章放射性廃棄物管理 第88条, 第90条
	気体	放射性物質の飛散	2.26 5・6号機 原子炉建屋常用換気系 2.34 5・6号機 計測制御設備	なし	第6章放射性廃棄物管理 第89条, 第90条
	固体	放射性物質の飛散	2.10 固体廃棄物等の管理施設 2.17 雑固体廃棄物焼却設備	なし	第6章放射性廃棄物管理 第87条, 第87条の2, 第87条の3
各リスク共通		・各設備に必要な電源の維持 ・監視制御の確保	2.32 5・6号機 電源系統設備 2.34 5・6号機 計測制御設備	第59条, 第61条, 第62条, 第64条, 第66条	なし

東京電力株式会社福島第一原子力発電所原子炉施設の保安及び特定核燃料物質の防護に関する規則

(発電用原子炉施設の**運転**)

第十四条 法第四十三条の三の二十二第一項の規定により、発電用原子炉設置者は、次の各号に掲げる発電用原子炉施設の**運転**に関する措置を講じなければならない。ただし、廃止措置対象施設については、この限りでない。

- 一 発電用原子炉施設の**運転**に必要な知識を有する者に**運転**を行わせること。
- 二 発電用原子炉施設の**運転**に必要な構成人員がそろっているときでなければ**運転**を行わせないこと。
- 三 前号の構成人員のうち**運転管理責任者**は、発電用原子炉施設の**運転**に必要な知識、技能及び経験を有している者であって、かつ、原子力規制委員会が告示で定める基準に適合したものの中から選任すること。
- 四 前号に定めるもののほか、**運転管理責任者**に関し必要な事項は、原子力規制委員会が告示で定める。
- 五 発電用原子炉施設の**運転**に関する次の事項を定め、これを**運転員**その他の従業者に守らせること。
 - イ 発電用原子炉施設の**運転**に係る操作に関し、その操作に先立って確認すべき事項、その操作に必要な事項及びその操作の後に確認すべき事項
 - ロ **運転員**その他の従業者が発電用原子炉施設の状態に応じて定期的に又は必要に応じて確認すべき事項(**運転上の制限**(実施計画で定める発電用原子炉施設の**運転**に関する条件であって、当該条件を逸脱した場合に発電用原子炉設置者が講ずべき措置が実施計画で定められているものをいう。以下この条及び第十八条において同じ。))を逸脱していないことを確認するためのものを含む。)並びにその確認の方法及び実施頻度又は時期に関する事項
 - ハ 警報の発報、**運転上の制限**の逸脱その他の異状があった場合に**運転員**その他の従業者が講ずべき措置(次号の処置を除く。)に関する事項
- 六 非常の場合に講ずべき処置を定め、これを**運転員**その他の従業者に守らせること。
- 七 **運転上の制限**を逸脱したときは、その旨を直ちに原子力規制委員会に報告すること。ただし、第十八条第五号に掲げるときを除く。