

発電コスト検証WG 【原子力】

令和6年10月18日
資源エネルギー庁

1. 今回の検討の方向性と2021年検証の考え方

2. 各諸元について

- ①資本費・運転維持費について
- ②追加的安全対策費について
- ③事故リスク対応費用について
- ④核燃料サイクル費用

3. その他

モデルプラントの発電コストの考え方①（総論）（原子力発電）

- 各費目について、前回（2021年）の発電コスト検証を含め、基本的にこれまで発電コスト検証に際して議論いただき、整理された考え方を踏襲してはどうか。
- その上で、新規制基準への対応を踏まえた追加的安全対策費の増額や、東京電力福島第一原子力発電所事故への対応費用の増額等については以下の考え方で適切に反映してはどうか。また、事故リスク対応費用の算定方法の一部については、改めて方向性を整理、検討してはどうか。
 - 1. 追加的安全対策費
 - ・ 2021年検証時には、原子力規制委員会の新規制基準適合性審査を申請していた16原発27基で計算を実施。今回は、新規制基準適合性審査の申請を行っている基数の変更はないため、同様に16原発27基について、各社の追加的安全対策工事の進展も踏まえ、最新の見積もりを適切に反映する。
 - 2. 東京電力福島第一原子力発電所事故関連
 - ・ 原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）や第6回東京電力改革・1F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」、第四次総合特別事業計画（2024年4月変更認定）などを踏まえた最新の見積もりを反映する。
 - 3. 核燃料サイクル費用
 - ・ 為替レートの変動や本年6月の再処理・MOX燃料加工事業費の見直し等、2021年検証からの状況変化を反映する。

2021年検証時における発電コストの考え方

- 発電に直接関係するコストだけでなく、**廃炉費用、核燃料サイクル費用（放射性廃棄物最終処分含む）**など将来発生するコスト、**事故対応費用（損害賠償、除染含む）**、**政策経費（電源立地交付金や研究開発等）**といった費用も織り込んで試算。

原子力発電コスト（2020年）
11.5円～/kWh

（政策経費を除いた場合：10.2円/kWh）

社会的費用

発電原価



事故リスク対応費用(0.6円～/kWh)

- ・東京電力福島第一原子力発電所事故による事故対応費用を、約23.8兆円（廃炉8兆円、賠償7.9兆円、除染・中間貯蔵5.6兆円、その他2.3兆円）と想定し、出力規模等により約15.7兆円に補正。損害費用は下限を提示。
- ・前回の共済方式の算定根拠を踏襲し、4,000炉・年に設定。（ただし今後、全ての追加的安全対策を実施した場合の効果を勘案する必要あり。）

政策経費(1.3円/kWh)

- ・立地交付金や技術開発予算等、約2,981億円を反映（2020年度予算ベース）。

核燃料サイクル費用(1.7円/kWh)

- ・使用済燃料の半分を20年貯蔵後に再処理し、残りの半分以上を45年貯蔵後に再処理するモデル。

追加的安全対策費(1.3円/kWh)

- ・新規規制基準に基づく、追加的安全対策に要する費用1基あたり平均約2,000億円について、モデルプラントの建設費として計上すべき費用を精査し1,369億円を計上。

運転維持費(3.3円/kWh)

- ・人件費22.2億円/年、修繕費1.9%(建設費比例)、諸費94.1億円/年、業務分担費。

資本費(3.3円/kWh)

- ・建設費40万円/kW（120万kW×40万円＝4,800億円）、固定資産税1.4%、廃止措置費用750億円を反映。

※モデルプラント想定値

設備容量120万kW、設備利用率70%、稼働年数40年、割引率3%

※設備利用率は60%・70%・80%、割引率は、0・1・3・5%、稼働年数は40年・60年の複数ケースで試算する

モデルプラントの発電コストの考え方②（設備容量・設備利用率・運転年数） （原子力発電）

【前回（2021年）の発電コスト検証の考え方】

- 設備容量は、サンプルプラント（直近に運開した東北電力東通原発 1 号機、中部電力浜岡原発 5 号機、北陸電力志賀原発 2 号機、北海道電力泊原発 3 号機の 4 基）の出力平均値120万kWと設定した。
- 設備利用率は、国際機関の試算の前提や、海外の設備利用率実績、再稼働済みプラントの設備利用率を考慮すると、70%よりも高い前提を考慮できるとの意見を参照しつつ、国内原発の再稼働は新規規制基準が策定された後の途上であることも踏まえ、60%、70%、80%（70%をベースケース）の 3 ケースを設定し、それぞれのコストを検証した。
- 運転年数は、原子炉等規制法における「運転期間延長許認可制度」を踏まえ、40年、60年の 2 ケースを設定し、それぞれのコストを検証した。

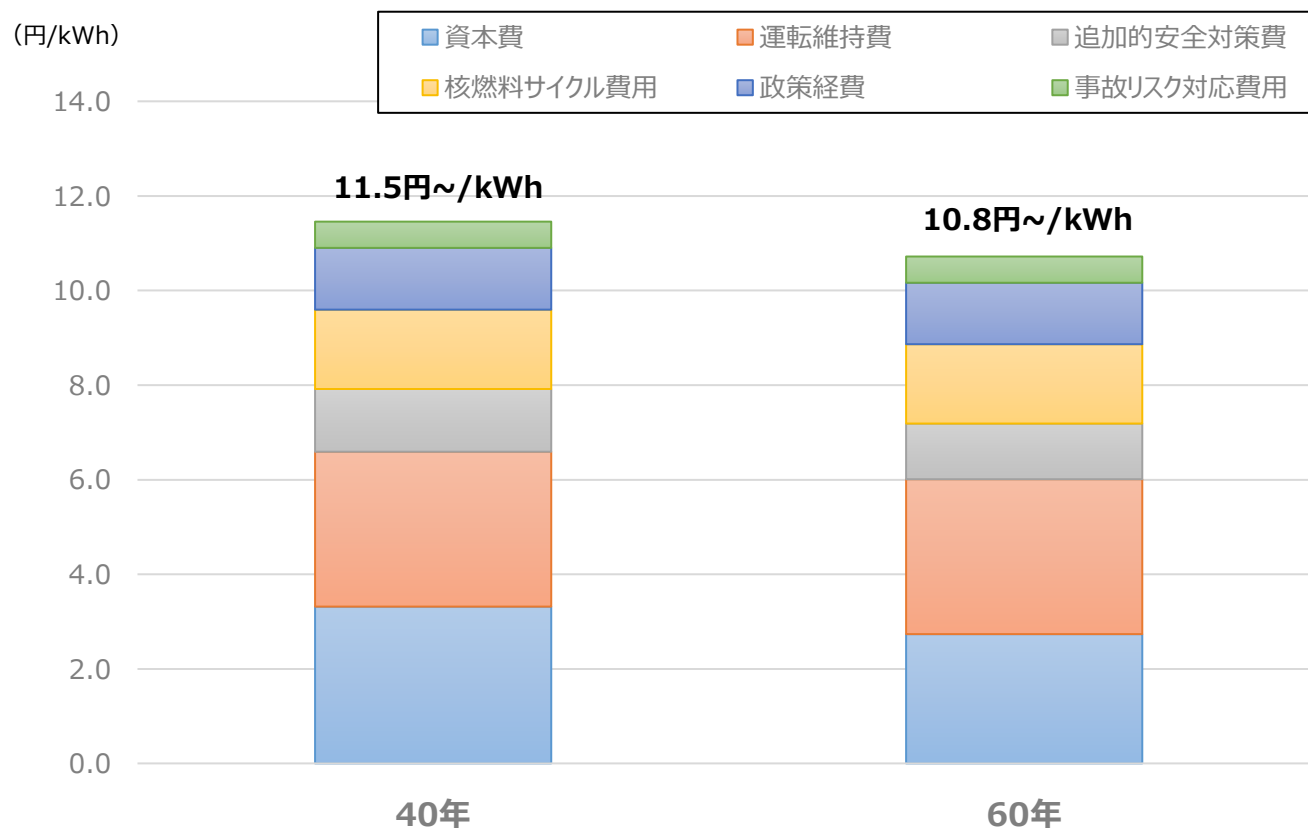
【今回の発電コスト検証の考え方（案）】

- 設備容量、設備利用率、運転年数はいずれも、2021年検証から大きな状況変化は無いため、2021年検証を踏襲する形で算定することとしてはどうか。サンプルプラントについても、大きな状況変化がないため、2021年検証と同じプラントを対象としてはどうか。

※運転年数については、GX脱炭素電源法の成立により、「運転期間延長認可制度」は電気事業法（以下、電事法）によって規定※しているものの、最長で60年という大きな枠組みは維持しているため、引き続き、40年、60年で検討してはどうか。

【参考】運転年数の扱いについて

- 2021年検証同様、以下のような形で運転年数を40年、60年にした場合の結果を報告書に記載予定。



(注) 2020年モデルプラント、設備利用率70%として試算

1. 今回の検討の方向性と2021年検証の考え方

2. 各諸元について

①資本費・運転維持費について

②追加的安全対策費について

③事故リスク対応費用について

④核燃料サイクル費用

3. その他

2024年検証における資本費・運転維持費について

- 2021年検証を含め、これまでの発電コスト検証において、資本費・運転維持費ともに、サンプルプラント4基の個別費用を平均して算出している。
※運転維持費のうち、修繕費については、「建設費における比率」で算出している。また、諸費は必ずしも資本費（+追加安全対策費）に比例して増額するものではないため、比率ではなく、年単価で算出している。
- 今回の発電コスト検証においては、資本費のうち廃止措置費用については、前回はサンプルプラントの解体引当金の届出費用を用いていたが、廃炉拠出金制度への移行（令和6年4月～）に伴い、算出方法を変更してはどうか。
- なお、足下（2023年）の資本費・運転維持費には、直近の資材価格高騰、労務費の上昇等を反映している。その上で、将来の発電コストに関しては、引き続き資材価格高騰や労務費の上昇が継続するといったコスト上昇要因もあれば、デジタル技術等の活用による作業効率化等によるコスト低下要因も存在すると考えられるため、前回と同様、足下（2023年）の資本費・運転維持費と同様と設定してはどうか。
※なお、海外プラントの建設費が高騰しているという事例もある中、2021年検証と同様、一定の感度分析を合わせて行うこととしてはどうか（詳細は後述）。

○資本費

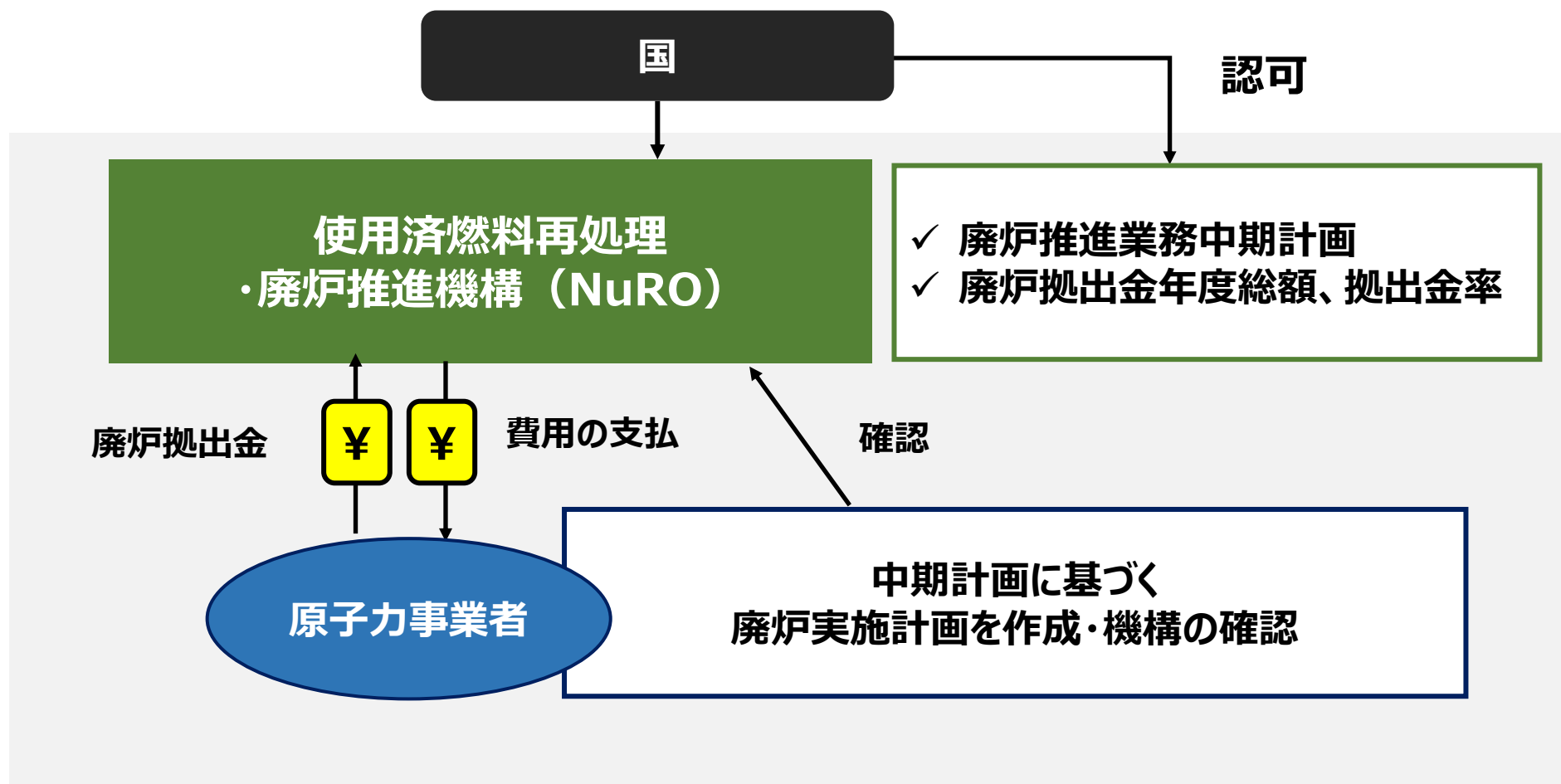
項目	2021年検証	今回
建設費	40万円/kW	サンプルプラントのデータを元に物価等により修正。 ※別途、モデルプラントの建設費として、追加的安全対策費を計上
固定資産税	1.4%	標準税率である1.4%を採用
廃止措置費用	750億円	廃炉拠出金制度のもと、使用済燃料再処理・廃炉推進機構が算定した総廃炉費用から、1kWあたりの値を算出し、モデルプラント出力を乗じたものを用いる

○運転維持費

項目	2021年検証	今回
人件費	22.2億円/年	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
修繕費	1.9%（建設費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
諸費	94.1億円/年	サンプルプラントのデータを基に年単位で算出
業務分担費	12.8%（直接費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート

【参考】廃炉拠出金制度の概要

- 使用済燃料再処理・廃炉推進機構（NuRO）は、総廃炉費用を含む、廃炉推進業務を実施するために必要な金額として、廃炉拠出金年度総額及び拠出金率を決定。
- 原子力事業者は、廃炉拠出金をNuROに納付し、NuROが廃炉の総合的なマネジメント等の廃炉推進業務を実施。



1. 今回の検討の方向性と2021年検証の考え方

2. 各諸元について

①資本費・運転維持費について

②追加的安全対策費について

③事故リスク対応費用について

④核燃料サイクル費用

3. その他

2021年検証における追加的安全対策費の考え方の整理

- 各電力会社が行っている追加安全対策に関する直近の見積もりを踏まえ、2015年検証で整理された考え方を踏襲し、以下の整理で追加的安全対策費を算出。
 1. モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用と、そうでない費用を分けて整理する。（各電力会社は既設原発に安全対策を行っているが、予め新規規制基準が分かっていたら設計・計画段階で反映可能であり、モデルプラントとして計上不要な費用があることから、安全対策の性質を勘案して分けて整理。）
 2. 現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも安全対策に係る設備等の価格は高くなる。ただし、どの程度高いのか定量的に算定することが困難であるため、過大評価になる可能性があるが、保守的に1. で得られる費用をコストとして計上する。

<新規規制基準の概要>

- ・ 重大事故（シビアアクシデント）を防止する「設計基準」に加え、万が一重大事故やテロが発生した場合に対処するための「シビアアクシデント対策」を行うことが義務づけられた。

シビアアクシデントを防止するための基準
（いわゆる設計基準）
（単一の機器の故障を想定しても
炉心損傷に至らないことを確認）

自然現象に対する考慮
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策（複数の機器の故障を想定）
内部溢水に対する考慮（新設）
自然現象に対する考慮 （火山・竜巻・森林火災を新設）
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

新設
（テロ対策）
新設
（シビアアクシデント
対策）

強化又は
新設

強化

2021年検証における計上すべき費用の整理

○ 各電力会社は、現在、新規制基準を踏まえて既存のプラントに対して追加的に安全対策工事を実施しているが、既存の配管設備の改造や防潮堤の設置など、プラントの建設段階で新規制基準が明らかであったならば、建設時に設計・計画の最適化を図ることができた工事がある。そうした工事に係る費用については、モデルプラントの建設費として算入しなくてもよいものと考えられるため、計上する費用の対象には含まない。

意図的な航空機衝突への対応	
放射性物質の拡散抑制対策	
格納容器破損防止対策	
炉心損傷防止対策 (複数の機器の故障を想定)	
内部溢水に対する考慮 (新設)	
自然現象に対する考慮 (火山・竜巻・森林火災を新設)	
火災に対する考慮	
電源の信頼性	
その他の設備の性能	
耐震・耐津波性能	

(例) 配管設備の改造



- 原子炉格納容器を自然対流によって冷却できるよう、既に配置されている配管を改造・追加する。
- 新規制基準を前提としていれば、壁に穴を空けて配管を通し直したりせず、設計を最適化することが可能。

(例) 防潮堤の設置



- 津波対策として、既存の防波堤等に加え、新たに防潮堤を建設。
- 新規制基準を前提としていれば、敷地造成の際に敷地の高さを十分にとることで、防潮堤を設ける必要はない。

2024年検証における追加的安全対策費について（試算の反映方法）

- 前回の試算の考え方も踏襲し、以下のように整理してはどうか。
 - （1）2024年6月時点で原子力規制委員会に新規規制基準適合性審査を申請している原発全体（**16原発27基**）について、電力会社から聴取した追加的安全対策費の直近の見積もり（**計11項目**）を反映する。
 - （2）2024年6月時点で再稼働している**6原発12基**を対象に、費用内訳を詳細に聴取（**計38項目**）し、モデルプラントの建設費として計上対象としない費用を項目毎に特定する。
 - （3）その上で、算出した計上対象としない費用の割合を他の原発の追加的安全対策費にも反映し、新規規制基準適合性審査を申請している原発全体（**16原発27基**）の平均値を算出する（※）。

（※）特定重大事故対処施設の設置は19基が申請しているため、19基の平均を反映

計 1 1 項目		計 3 8 項目	
シビアアクシデント対策	① 意図的な航空機衝突への対応	①-1 特定重大事故対処施設の設置	
		①-2 接続口の分散配置等の対策	
	② 放射性物質の拡散抑制対策	②-1 屋外放水設備の設置	
		②-2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策	
		②-3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等	
	③ 格納容器破損防止対策	③-1 フィルタベントの設置（BWRのみ）	
		③-2 水素爆発防止対策	
		③-3 格納容器冷却手段の多様化対策	
	④ 炉心損傷防止対策	④-1 可搬式代替低圧注入ポンプ配備	
		④-2 可搬式代替電源車配備	
		④-3 大容量ポンプ車配備	
		④-4 加圧器逃がし弁制御用空気代替供給ライン設置	
		④-5 その他	
		④-6 事故時監視計器設置	
		④-7 恒設代替低圧注入ポンプ設置	
		④-8 低圧注入用配管設置	
		④-9 恒設代替電源設置	
		④-10 充てん高圧注入ポンプ自己冷却設備設置	
設計基準	⑤ その他	⑤-1 可搬式モニタリングポスト設置	
		⑤-2 安全系蓄電池増強（既設容量変更）	
		⑤-3 号機間融通電源ケーブル設置	
		⑤-4 免震事務棟の設置	
		⑤-5 その他	
		⑤-6 緊急時対策関係機器設置	
	⑥ 内部溢水に対する考慮	⑥-1 配管漏えい検知	
		⑥-2 拡大防止装置（堰など）の設置	
		⑥-3 扉の水密化	
	⑦ 自然事象に対する考慮（火山、竜巻、森林火災）	⑦-1 防火帯の設置（森林火災対策）	
		⑦-2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策	
		⑦-3 火山対策	
	⑧ 火災に対する考慮	⑧-1 異なる種類の感知器設置	
		⑧-2 消火設備の設置	
		⑧-3 系統分離のための耐火増強対策	
		⑧-4 その他	
	⑨ 電源の信頼性	⑨-1 非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設	
	⑩ 耐震対応	⑩-1 耐震裕度向上工事	
		⑩-2 周辺斜面安定化対策	
	⑪ 耐津波対応	⑪-1 防潮堤の設置（津波対策）	

適合審査中（16原発27基）

⇒（1）概要を聴取

● シビアアクシデント対策

5 項目

● 設計基準

6 項目



（3）項目毎に除外すべき割合を特定し、全体の試算に反映

設置変更許可済み（6原発12基※）

（※）川内1・2、玄海3・4、高浜1・2・3・4、大飯1・2、美浜3、伊方3

⇒（2）詳細に聴取

● シビアアクシデント対策

2 4 項目

● 設計基準

1 4 項目

2024年検証における試算の反映方法（シビアアクシデント対策）

項目	具体的内容	A) 再稼働済み12基の 聴取結果	B) 精査の結果、 除外すべき割合
①意図的な航空機衝突への対応	①－1 特定重大事故対処施設の設置	✓設計・敷地造成費用は除外することが適当	✓約1割が敷地造成費用に該当し、除外。
	①－2 接続口の分散配置等の対策	✓除外(設計段階で反映可)	
②放射性物質の拡散抑制対策	②－1 屋外放水設備の設置 ②－2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策 ②－3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等	✓算入（新たな設備の設置）	✓すべて算入
③格納容器破損防止対策	③－1 フィルタベントの設置 ③－2 水素爆発防止対策	✓算入（新たな設備の設置）	✓約5割は設計段階で反映可能であり、除外。
	③－3 格納容器冷却手段の多様化対策	✓除外（設計段階で反映可）	
④炉心損傷防止対策	④－1～5 可搬式設備の設置（ポンプ、電源車等）	✓算入（新たな設備の設置）	✓約4割は設計段階で反映可能又は既設設備の改造費用に該当し、除外。
	④－6 事故時監視計器装置	✓除外（既設設備の改造費用に該当）	
	④－7～10 原子炉冷却手段・原子炉圧力調整手段の多様化対策 など	✓除外（設計段階で反映可）	
⑤その他	⑤－1～5 緊急時対策所の設置、各項目に含まれない給水・電源等の配置	✓算入（新たな設備の設置）	✓約1割は設計段階で反映可能であり、除外。
	⑤－6 緊急時対策所内の機器設置	✓除外（設計段階で反映可）	

2024年検証における試算の反映方法（設計基準など）

項目	具体的内容	A) 再稼働済み12基の 聴取結果	B) 精査の結果、 除外すべき割合
⑥内部溢水に 対する考慮	⑥－1 配管漏えい検知	✓除外(設置・配置設計費用に 該当)	✓約8割は設置・配置 設計費用に該当し、 除外。
	⑥－2 拡大防止装置（堰など）の設置		
	⑥－3 扉の水密化	✓除外（設計段階で反映可）	
⑦自然現象に 対する考慮 (火山・竜巻・森林 火災)	⑦－1 防火帯の設置（森林火災対策） ⑦－2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策 ⑦－3 火山対策	✓除外（設計段階で反映可）	✓すべて除外
⑧火災に対す る考慮	⑧－1 異なる種類の感知器設置 ⑧－2 消火設備の設置	✓除外（付帯工事費用に該当）	✓約5割は付帯工事 費用に該当し、除 外。
	⑧－3、4 系統分離のための耐火増強対 策 など	✓除外（設計段階で反映可）	
⑨電源の信頼 性	⑨－1 非常用ディーゼル発電機燃料油貯 蔵タンク増設 など	✓除外（敷地造成・設置費用に 該当）	✓約2割は敷地造成・ 設置費用に該当し、 除外。
⑩耐震対応 ⑪耐津波対応	⑩－1 耐震裕度向上工事	✓除外（付帯工事費用に該当）	✓約6割は付帯工事 費用に該当し、除 外。
	⑩－2 周辺斜面安定化対策	✓除外（設計段階で反映可）	
	⑪－1 防潮堤の設置（津波対策）	✓除外（設計段階で反映可）	✓すべて除外

※新規制基準対応を超える各社の自主的対応についても、上記同様の整理で算入。

2024年検証における追加的安全対策費について（費用の見積もり）

<費用の見積もり（案）>

- 以上の考え方（案）に基づき、追加的安全対策費を見積もると以下の通りとなる。これをモデルプラントの追加的安全対策費として計上してはどうか。
 - ①2024年6月時点で原子力規制委員会に新規制基準適合性審査を申請をしている原発全体（16原発27基）の追加的安全対策費の平均値は、1基あたり約2,662億円となる見込み。
 - ②このうち、モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用を整理し、1,707億円/基を追加的安全対策費として計上する。
- なお、上記は、モデルプラントの建設費に計上すべき費用か否か特定が難しい場合は、保守的に判断して全て計上した。現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも価格は高くなることと併せて、追加的安全対策費は保守的に見積もっていることにも留意する必要がある。

1. 今回の検討の方向性と2021年検証の考え方

2. 各諸元について

①資本費・運転維持費について

②追加的安全対策費について

③事故リスク対応費用について

④核燃料サイクル費用

3. その他

事故リスク対応費用の考え方（総論）

○追加的安全対策により発電コストは上昇する一方で、追加的安全対策を行うことによる効果が事故リスク対応費用に影響を与えることとなる。この関係を踏まえ、以下の通り、前回の考え方を踏襲するとともに、一部については改めて検討することとしてはどうか。

① これまでの発電コスト検証において採用された**共済方式※**を踏襲。

※事業者間での相互扶助の考え方に基づき、損害額を一定期間において負担する場合のコストを算定する方式

② **損害費用は**、追加的安全対策により低下すると見込まれるが、現時点では費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、安全対策の効果を反映せず、**2021年検証時（東京電力福島第一原子力発電所事故の損害費用）の考え方を踏襲**。

③ 共済方式の**算定根拠（炉・年）**については、2015年検証では新規制基準の適合性審査においても活用されている確率論的リスク評価（PRA）も参考にして算出したが、直近のPRAの状況等も踏まえて、どのような方向性が考えられるかを整理、検討してはどうか。

【共済方式による算定方法（案）】

$$\frac{\begin{array}{l} \text{モデルプラントベース} \\ \downarrow \\ \text{A) 損害費用(円)} / \text{B) 算定根拠 (炉・年)} \\ \hline \text{C) モデルプラントの発電電力量 (kWh)} \\ \uparrow \\ \text{モデルプラント 1 基} \end{array}}{4,000 \text{ 炉・年}}$$

＜参考＞ 新規制基準におけるPRAの実施状況

- 新規制基準に基づいた適合審査の際に、PRAを提示するが、その中では感度解析として一部の追加的安全対策の効果を確認する評価を実施。
- 安全対策後の状況を反映したPRAは、安全性向上評価届出制度において実施することとなっている。

【損害費用】東京電力福島第一原子力発電所事故の損害費用を踏まえた算定方法（総論）

- 今回は、東京電力改革・1F問題委員会において示された見通しや原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）に加え、第四次総合特別事業計画（2021年8月認定、2024年4月変更認定）、福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて（2023年12月原子力災害対策本部決定）を踏まえた最新の見通しを反映した上で、それぞれの費用について補正し、後述のとおり算定してはどうか。（なお、具体的な損害費用については、今回、補正方法について審議いただいた後、後刻のWGにおいてお示しすることとしたい）

	事故廃炉費用	賠償費用	除染・中間貯蔵費用		その他
東京電力改革・1F問題委員会に提示された見通し（2016年12月9日参考資料より） + 原子力災害対策本部決定等を踏まえた増額	廃炉・汚染水対策の制度整備に必要な資金規模 8.0兆円 補正①	賠償 7.9兆円 + 1.3兆円（※ ³ ） → 9.2兆円 補正②	除染（汚染廃棄物処理含む） 4.0兆円 補正②	中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.6兆円 + 0.6兆円（※ ³ ） →2.2兆円 補正②	
その他、前回までの試算において計上していた費用	補正①：廃炉費用については出力に依存しないと仮定し、福島第一1～4号機の追加廃炉費用を汚染レベルの高い1～3号機の3基分で割って補正 補正②：一過性の費用については出力とは関係なく計上し、一定期間に渡って発生する費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比（120万／202.8万）等で補正 補正③：モデルプラントを前提として試算				発電施設の減損、核燃料の損失 補正③ 行政費用 ※1・2
	合計 23.4兆円				
	補正①～③後の金額合計				
現時点で推計不能な費用、現時点で明らかに含まれていない費用	（廃炉関係） ○デブリ取出し以降に生じる廃棄物処分費用		（除染関係） ○最終処分関係費用		

※¹平成23年度～令和4年度は決算額を用い、令和5年度は予算額を計上。 ※² 2021年検証同様、賠償及び除染費用や、次の事故が発生した場合に不要な費用を除く。

※³「福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて」を踏まえた最新の見通しを反映

(参考) 前回の損害費用の算定方法

- 東京電力改革・1F問題委員会において示された見通しや原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）、新々・総合特別事業計画（2017年5月認定、2020年4月変更認定）などを踏まえた最新の見通しを反映。

	事故廃炉費用	損害賠償費用	除染・中間貯蔵費用		その他
東京電力改革・1F問題委員会に提示された見通し（2016年12月9日参考資料より）	廃炉・汚染水対策の制度整備に必要な資金規模 8.0兆円 補正① 2.7兆円	賠償 7.9兆円 補正② 7.4兆円	除染（汚染廃棄物処理含む） 4.0兆円 補正② 2.4兆円	中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.6兆円 補正② 0.9兆円	※平成23年度～令和元年度は決算額を用い、令和2年度は予算額を計上。 ※2015年コストWG同様、賠償及び除染費用や、次の事故が発生した場合に不要な費用を除く。
その他、前回までの試算において計上していた費用	補正①：廃炉費用については出力に依存しないと仮定し、福島第一1～4号機の追加廃炉費用を汚染レベルの高い1～3号機の3基分で割って補正 補正②：一過性の費用については出力とは関係なく計上し、毎年の費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比（120万／202.8万）で補正 補正③：モデルプラントを前提として試算				発電施設の減損、核燃料の損失 補正③ 0.14兆円 行政費用 補正③ 2.1兆円 ※
	合計 23.8兆円				
	補正後 合計 15.7兆円				
現時点で推計不能な費用、現時点で明らかに含まれていない費用	（廃炉関係） ○デブリ取出し以降に生じる廃棄物処分費用		（除染関係） ○最終処分関係費用		

【損害費用】廃炉、賠償費用の算定方法

【廃炉（案）】

- 東京電力福島第一原子力発電所 1～4号機の廃炉・汚染水対策を進めるための制度整備に必要な資金の規模感は、第6回東京電力改革・1F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」から変化はなく、**8兆円**となる見込み。
- そのため、これらの費用については、前回は踏襲し、以下の考え方の下で算定してはどうか。
 - ✓ 事故によって汚染された発電所の廃炉については、電気出力規模には依存しないと仮定。
 - ✓ 4号機については、1～3号機に比べて汚染レベルが低く、追加廃炉費用は少額に収まる見込み。したがって、廃炉費用を3基分の廃炉費用として補正。

【賠償費用（案）】

- 2021年検証の整理を踏襲し、東京電力の第四次総合特別事業計画（2024年4月変更認定）における賠償見積額（約8.3兆円）について、「一過性の損害」と「一定期間にわたって発生することが見込まれる損害」等に分類し、地域性等により補正して算定してはどうか。
- 「福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて」（2023年12月原子力災害対策本部決定）における賠償費用**9.2兆円**と、賠償見積額**約8.3兆円**の差分については、賠償見積額と同率（補正後費用/賠償見積額）の補正を行うこととし、補正後費用と補正された差分を合計し賠償費用を算出することとしてはどうか。

【損害費用】除染・中間貯蔵の算定方法

【除染・中間貯蔵（案）】

○「福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて」を踏まえた最新の見通しを反映した除染・中間貯蔵施設事業に係る費用は、以下のとおり。

- ① 除染費用（汚染廃棄物処理を含む） 約4.0兆円
- ② 中間貯蔵施設（建設・管理運営等） 約2.2兆円

○ これらの費用については、前回は踏襲し、以下の考え方の下で算定してはどうか。

✓ モデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比で補正。

【損害費用】原子力発電施設の減損の費用の算定方法

【原子力発電施設の減損の費用（案）】

- 2021年検証と同様、1年目から40年目までのそれぞれの年の中間時点で事故が発生したと仮定し、それぞれの年の中間時点における原子力発電設備の残存簿価の平均額を損壊リスクコストとして計上してはどうか。（前回同様、原子力発電設備の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均的とは言えない東京電力福島第一原発のケースは採用しないこととしてはどうか。）

【計算方法（案）】

- 2021年検証と同様、モデルプラント竣工時の原子力発電設備の簿価のうち、建設費（追加的安全対策費も含む）分は法定耐用年数の16年間で定率償却すると仮定し、また、建設費分の稼働年数（40年又は60年）のそれぞれの年の中間時点における残存簿価の平均額を損壊リスクコストとして設定してはどうか。

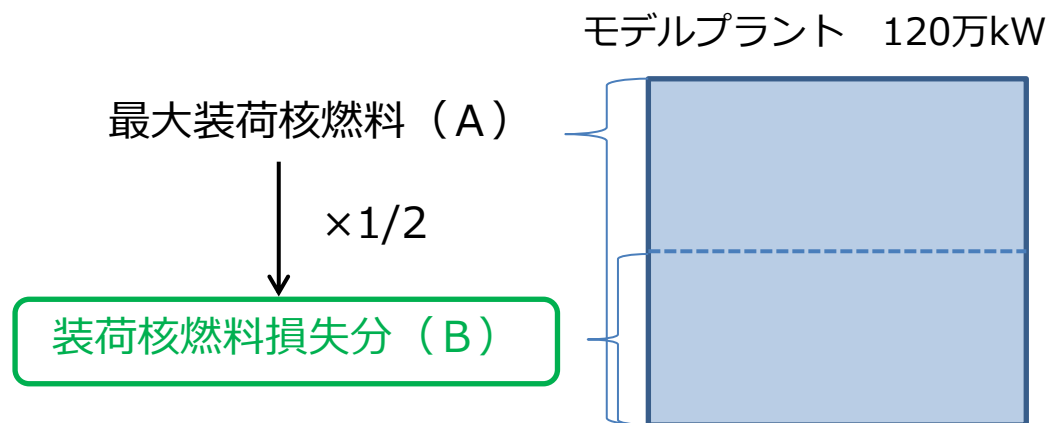
【損害費用】核燃料の損失の費用の算定方法

【核燃料の損失の費用（案）】

- 核燃料サイクルコストには、核燃料費も含まれているが、事故による損失分の核燃料は追加で調達する必要があるため、事故による核燃料損失分は、2021年検証の試算を踏襲し、以下の算定方法に基づき、事故リスクコストとして損害想定額に算入してはどうか。（装荷核燃料の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均的と言えない東京電力福島第一原子力発電所事故のケースを実績として参照しないこととしてはどうか。）

【計算方法（案）】

- 計算方法は以下のとおりとしてはどうか。
 - ✓ モデルプラントで使用する総ウラン燃料価格を用いる。
 - ※運転年数を60年とするケースについても、同様の計算方式としてはどうか。
 - ✓ 一般的なウラン燃料の炉内滞在年数が約5年。稼働年数を40年とすると、装荷されている1炉心あたりの最大装荷燃料価格（A）は、モデルプラントに使用する総ウラン燃料価格÷（40年/5年）で推定される。
 - ✓ 核燃料の装荷から減損完了まで（5年間）の中間地点で事故が発生すると仮定すれば、算定すべき核燃料損失（B）は、最大装荷核燃料価格（A）の1/2として計上される。
 - ✓ なお、原子力発電所には装荷前の燃料（＝「加工中等核燃料」）も存在するが、当該使用前燃料はプラント毎に貯蔵量が異なることから、リスクコストとして計上しない。



【損害費用】行政費用の算定方法

【行政費用（案）】

- 東京電力福島第一原子力発電所事故に起因して発生する費用も、前回は踏襲し、行政コストとして事故の費用に算入してはどうか。
- 具体的には、平成23年度から令和5年度の予算に計上されている原子力災害復興関係の予算について、決算額（令和5年度は予算額）を計上してはどうか。
- これらの費用のうち、行政コストとして算入する費用については、前回は踏襲し、以下の考え方で算定してはどうか。
 - ✓ 二重計上となる補償契約や損害賠償仮払金、除染や中間貯蔵、汚染廃棄物処理にかかる費用は除く。
 - ✓ 原賠機構の拠出金や、除染等に係る研究開発等は、一度設立する、あるいはひとたび知見を得れば、仮に次の事故が発生した場合には必ずしも同様の事業を実施する必要がないと考えられるため、将来事故コストとして計上するのは適当ではなく、対象から除外。
 - ✓ 本来であれば、一過性の費用と、一定期間にわたって発生しうる費用に分けて計上すべきであるが、保守的に試算し、全て一過性の費用として計上。
- なお、その他の政策経費については、後刻のWGにおいて、議論いただきたい。

【共済方式】算定根拠（過去の発電コスト検証時の議論の経緯）①

【2011年検証】

- 「共済方式」を採用したうえで、「50基×40年＝2,000炉・年」で損害費用を負担することを想定して、予め積立を行うという考え方でコスト算定をするものとした。
- 追加的安全対策については、事故リスクとの関係を精査すること、また、安全規制との関係を整理したうえで新たな安全規制が明らかになればその効果を勘案することが考えられるが、検証時点では、双方とも回答できる状況にないため、今後の課題とすることで報告書において整理された。

【2015年検証】

- 2011年検証で採用した「共済方式」を踏襲しつつ、その上で、算定根拠について、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や、安全対策実施後のリスク評価（PRA）の改善幅（約2.4分の1）を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、「2,000炉・年」を2倍にして「4,000炉・年」に変更した。
- なお、PRAの改善幅については、2015年検証時点では全ての追加的安全対策について定量的な効果が明らかになっているわけではなかったものの、少なくとも「最も炉心損傷頻度への寄与の大きい事故事象」については、新規制基準適合性審査の中で行われた感度解析により、定量的に安全対策前と比べた効果が明らかになっていることをもって、30を超える事故事象のうち1つのみを考慮したものを参照した。

(参考) 2015年検証時資料① (各原発におけるP R A)

- 既に設置変更許可を得た川内原発1・2号機、高浜原発3・4号機はもとより、現在審査中の原発において、安全対策前のP R Aと一部の安全対策を実施した場合の効果を感度解析したP R Aを評価。
- ただし、安全対策実施後の感度解析は、30を超える事故事象に対応して実施した対策のうちの1つだけを考慮しただけであり改善効果は部分的しか反映されない。
※ 30を超える全ての事故事象を考慮した場合の感度解析は、評価結果の更なる低下が見込まれる。

<設置変更許可済みの炉及び適合性審査中の炉で感度解析を行っている「炉心損傷」のP R A評価>

	安全対策前のP R A	感度解析後のP R A ※ 30を超える事故事象のうち 1つのみを考慮
設置変更許可済み及び 適合性審査中の原発の平均 (泊3、美浜3、高浜1～4、伊方 3、川内1・2、玄海3・4)	1.9×10^{-4} (約5,200炉・年に1回)	8.3×10^{-5} (約12,100炉・年に1回)

※約2.4分の1
に低下

- ※ 既に設置変更許可を得た川内1・2、高浜3・4のみの場合、安全対策前のP R A (4,500炉・年に1回) から感度解析後のP R A (8,400炉・年に1回) は、約1.8分の1に低下。
- ※ 全ての安全対策を行った後の総合的なP R A評価は、再稼働後1回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後6ヶ月以内に実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

【共済方式】算定根拠（過去の発電コスト検証時の議論の経緯）②

【2021年検証】

- 算定根拠について、検証時点において各プラントの安全対策が継続中であり、安全対策を実施した後の安全評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることを踏まえ、保守的に見積もって、「4,000炉・年」を踏襲した。
- その上で、報告書において以下のとおり指摘されている。
 - ✓ 追加的安全対策費と事故リスク対応費用は、原子力発電の安全に関する費用として、合わせて考えることが適当。
 - ✓ 現時点では、追加的安全対策が継続中であるが、新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある。

【参考】直近のPRAの改善

- 再稼働済PWR12基のうち、再稼働後のPRAを実施した10基について、新規規制基準に基づく安全対策の評価を安全対策前後で比較すると、PRAにおける炉心損傷頻度は大幅に低下（平均で約1/75）。

既設炉の安全対策の取り組み

5

- 既設炉は新規規制基準を踏まえた安全対策を講じ、順次再稼働を達成してきており、東京電力福島第一原子力発電所事故以前と比較して、安全性を大幅に向上させてきた。

<従来の規制基準>

シビアアクシデントを防止するための基準
(いわゆる設計基準)
(単一の機器の故障を想定しても
炉心損傷に至らないことを確認)

自然現象に対する考慮
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

<新規規制基準>

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策 (複数の機器の故障を想定)
内部過熱に対する考慮 (新設)
自然現象に対する考慮 (火山・竜巻・森林火災を新設)
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

(テロ対策)シビアアクシデント対策
新設
新設
強化又は新設
強化

- 地震の想定を引き上げ
引き上げ幅 最大420ガル
(例) 女川 580ガル→1000ガル
※東日本大震災時は567.5ガル
- 津波の想定を引き上げ
太平洋側: 10m程度の引き上げ
その他地域: 2~4m程度の引き上げ
(例) 女川13.6m→23.1m
海拔29mの防潮堤設置
※東日本大震災での津波は13m
- 非常用電源を強化
(例) 女川原子力発電所
電源車 0台→11台
ガスタービン発電機 0台→2台
蓄電池 8時間分→24時間分
- 注水冷却機能の多様化
(例) 女川原子力発電所
淡水貯水槽の設置
高圧代替注水設備の設置
大容量送水車の配備 等
- 発生した水素を除去する装置を導入
- 放射性物質の大気中への放出を抑制する装置(フィルタベント設備)を導入



令和6年6月25日 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 原子力小委員会資料より

	安全対策前の炉心損傷頻度	安全対策後※ ² の炉心損傷頻度
再稼働済10基※ ¹ の 原子力発電所平均	2.3×10^{-4} [／炉・年] (約4,300炉・年に1回)	3.1×10^{-6} [／炉・年] (約320,000炉・年に1回)

※ 1 : 安全性向上評価において確率論的リスク評価結果を公開している美浜3号機、高浜3,4号機、大飯3,4号機、伊方3号機、川内1,2号機、玄海3,4号機の10基を対象とした。

※ 2 : 一部のプラントにおいては、特重施設を考慮した確率論的リスク評価(PRA)が未評価であるため、特重施設によるリスク低減効果を考慮していない炉心損傷頻度を用いて平均値を計算している。

【共済方式】算定根拠についての考え方

- 共済方式の算定根拠は、2015年検証において、2011年検証の「2,000炉・年」に対して、追加的安全対策によって事故発生頻度が低減することを考慮し、安全対策実施後のリスク評価（PRA）の改善幅等を総合的に勘案しつつ、十分に保守的に見積もって、「4,000炉・年」とした。
- 2021年検証においては、「4,000炉・年」を踏襲しつつ、事故リスク対応費用については、「新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある」と整理された。
- 2015年検証時と比較して、安全対策を考慮したPRAを実施した基数が10基に達し、PRAにおける炉心損傷頻度は大幅に低下し、改善幅も大きくなっている（P29参照）。
- 共済方式の算定根拠については、こうした足元の状況を踏まえ、大きく次の2つの方向性が考えられるが、どう考えることがコスト算定上適正か。
 - ① 今回の発電コスト検証において、2015年検証と同様に、足元のPRAに示されている追加的安全対策による事故発生頻度の低減を考慮し、算定根拠に反映する（「4000炉・年」をより大きな数値とし、共済方式におけるモデルプラントの負担割合を下げる）。なお、この場合においても、様々な不確定要素（BWRの再稼働後のPRAデータがない、将来の基数は予測困難である等）があることを考慮し、十分に保守的な数値とする。
 - ② 2021年検証と同様に、未だ不確定要素があることを保守的に考慮し、「4000炉・年」を維持する。
- なお、次回以降の発電コスト検証において、追加的安全対策の効果を、損害費用を含め、より総合的・定量的に考慮することが可能になれば、それをコスト算定に反映する方策は、いずれにせよ都度改めて検討すべきではないか。

1. 今回の検討の方向性と2021年検証の考え方

2. 各諸元について

①資本費・運転維持費について

②追加的安全対策費について

③事故リスク対応費用について

④核燃料サイクル費用

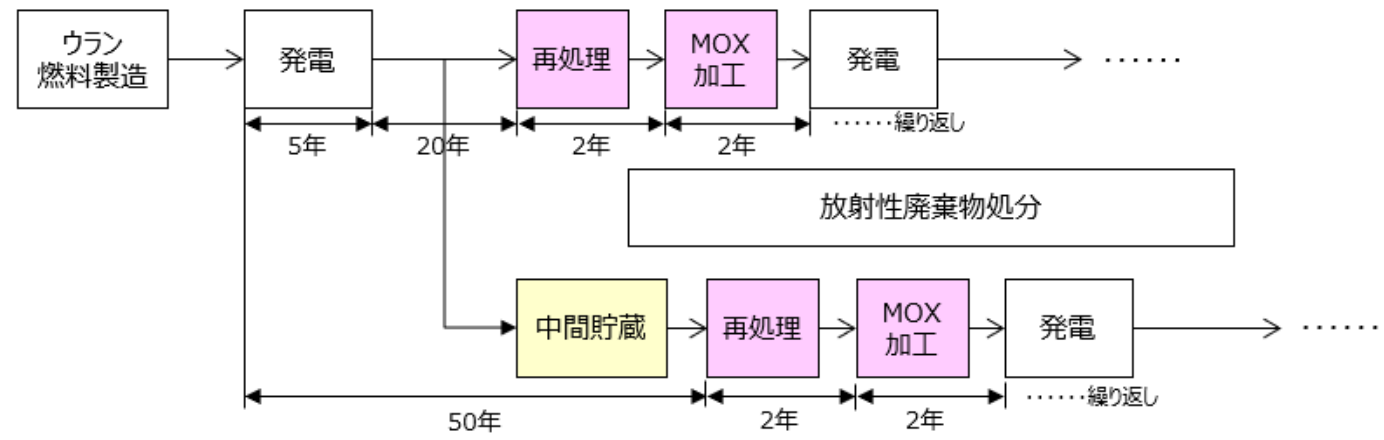
3. その他

核燃料サイクル費用の考え方①（総論）

- 第四次エネルギー基本計画（2014年4月）で核燃料サイクルの推進が示されたことを踏まえて、2015年検証で、核燃料サイクル費用の算定方法が整理された。その上で、核燃料サイクルの推進については、第六次エネルギー基本計画（2021年10月）でも堅持されていることを踏まえ、2021年検証においても、同様の方法で算定した。
- 今回の発電コスト検証においても、算定方法は踏襲し、各項目について、為替レートの変動や再処理・MOX燃料加工事業費の見直しなど2021年検証からの状況変化を反映することとしてはどうか（詳細は次ページ）。

試算モデル（2021年検証）

- 1トン当たりのウラン燃料の調達費用及びその使用済燃料を繰り返しリサイクルする際の費用と、1トン当たりのウラン燃料及びリサイクルされたMOX燃料による発電電力量を現在価値換算。



[出典] 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
（令和3年9月 発電コスト検証ワーキンググループ）を基に事務局作成

核燃料サイクル費用の考え方②（各項目の考え方（案））

項目	2021年検証	今回の発電コスト検証	
	試算の基にした施設等	2021年検証時からの事情変更	今回の試算における方向性
フロントエンド			
ウラン燃料	調達実績	特に無し	2015年以降のウラン燃料調達実績が少なく、その実績をサンプルとして試算に用いることは適切ではない。また、直近のウラン燃料の市場価格についての公表情報も存在しないことから、2011年検証で用いた2008年度～2010年度における調達実績を基に、 為替レートの変動を反映 。
MOX燃料	MOX燃料工場（六ヶ所）	事業費の見直し （2021年検証当時： 2.41兆円 → 2024年6月： 2.43兆円 ）	2024年6月に経済産業大臣が認可した「再処理等拠出金」の単価を MOX燃料加工単価を反映 。
バックエンド			
再処理	六ヶ所再処理工場	事業費の見直し （2021年検証当時： 14.4兆円 → 2024年6月： 15.1兆円 ）	2024年6月に経済産業大臣が認可した「再処理等拠出金」の単価を 最新の再処理単価を反映 。
使用済燃料輸送	輸送実績	特に無し	2024年8月現在において、原子力発電所から六ヶ所再処理工場への 輸送契約の直近実績を反映 。
高レベル放射性廃棄物処分	NUMOが整備する処分場	人件費・物品費等の 最新価格への更新等 （2021年検証当時： 3.1兆円 → 2023年11月： 3.4兆円 ）	最終処分法に基づいて、経済産業省が2023年11月に算定した 処分費を反映 。
中間貯蔵	リサイクル燃料備蓄センター 等	乾式貯蔵施設の 安全審査・建設が進展 したこと等に伴う 費用に関するデータの最新化	2024年7月現在において、安全審査・建設の進捗を踏まえて、 最新の中間貯蔵・乾式貯蔵の費用を反映 。

※その上で、核燃料サイクル費用について、これら費用が増加した場合における単価への影響を確認する趣旨から、感度分析を実施してはどうか（後述）。

核燃料サイクル費用の考え方③（諸元の基礎条件）

○ 2021年検証で用いた基礎条件を踏襲。

項目	基礎条件	概要
平均取出燃焼度	UO2燃料：45,750 MWd/t MOX燃料：40,000 MWd/t	（燃焼度） 1トン(t)のウラン等が、どれだけの熱量を出したかを示す指標で、1MWを1日(d)出し続けた場合の熱の大きさを単位とし、MWd/ t で表示。 （平均取出燃焼度） 核燃料集合体の燃焼度の平均値。
炉内滞在時間	5年	新燃料を炉内に装荷し、使用済燃料として取り出すまでの期間。
熱効率	35.1%	熱エネルギーから電気エネルギーに変換される割合。
所内率	4%	発電所内で使用する電力量の発電電力量に占める割合。
再処理：中間貯蔵比率	50：50	今後、原子力発電所の稼働に伴って発生する使用済燃料のうち、半数は六ヶ所再処理工場で再処理し、残りの半数は中間貯蔵した上で再処理するとの仮定に基づいたモデル。
次世代生成率	11%	使用済燃料からMOX燃料を製造した際の使用済燃料重量に対するMOX燃料重量の割合。

1. 今回の検討の方向性と2021年検証の考え方

2. 各諸元について

①資本費・運転維持費について

②追加的安全対策費について

③事故リスク対応費用について

④核燃料サイクル費用

3. その他

将来社会実装されると想定される電源の発電コスト試算の扱いについて

- 次世代革新炉（革新軽水炉、SMR（小型モジュール炉）、高速炉、高温ガス炉、核融合）については、政府として、その開発・建設に向けた取組を実施している。
- 他方、これら次世代革新炉については、未だ基本設計や概念設計が確定しておらず、設置条件等が整っていない。したがって、技術や発電に係る費用について一定の予見性がなく、正確なコスト試算を行うことが困難。
- 以上を踏まえ、これらの電源については、将来的に開発等が進展しその技術や費用に関する予見性が高まった段階で、そのコストを検証することとしてはどうか。

感度分析について

- 前回の発電コスト検証においては、建設費・追加安全対策費、事故リスク対応費用、核燃料サイクル費用について、これら費用が増加した場合における単価への影響を確認する趣旨から、感度分析を実施。
- 例えば、海外プラントの建設費が高騰している※という事例もある中で、各諸元の費用が増額となる場合の単価を示すことは有益であると考えられるため、今回の発電コスト検証においても同様に、建設費・追加安全対策費、事故リスク対応費用、核燃料サイクル費用それぞれについて、感度分析を実施することとしてはどうか。

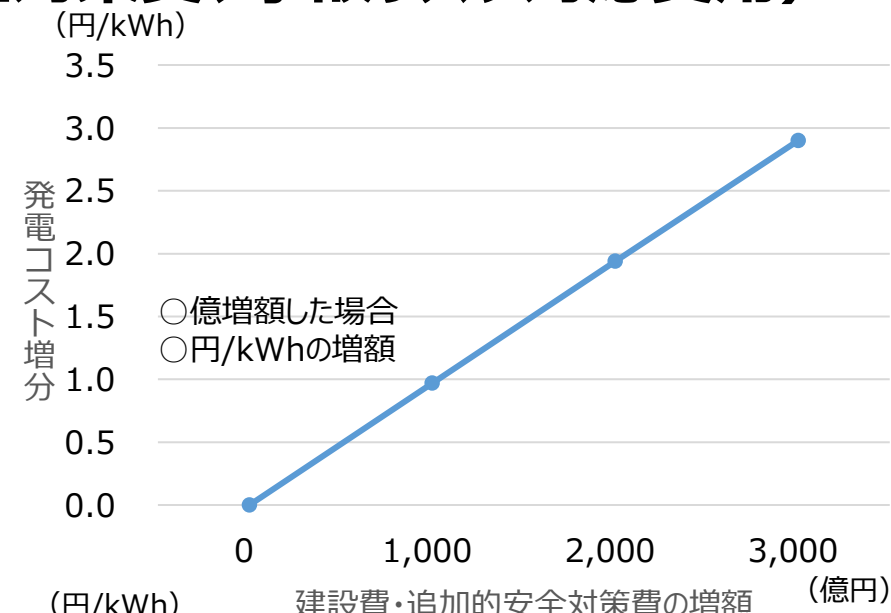
※海外と日本では、立地環境や規制内容などの条件が異なるため、海外建設費の高騰が日本にも同様に当てはまるものではないことに留意。

【参考】

感度分析のイメージ（建設費・追加的安全対策費、事故リスク対応費用）

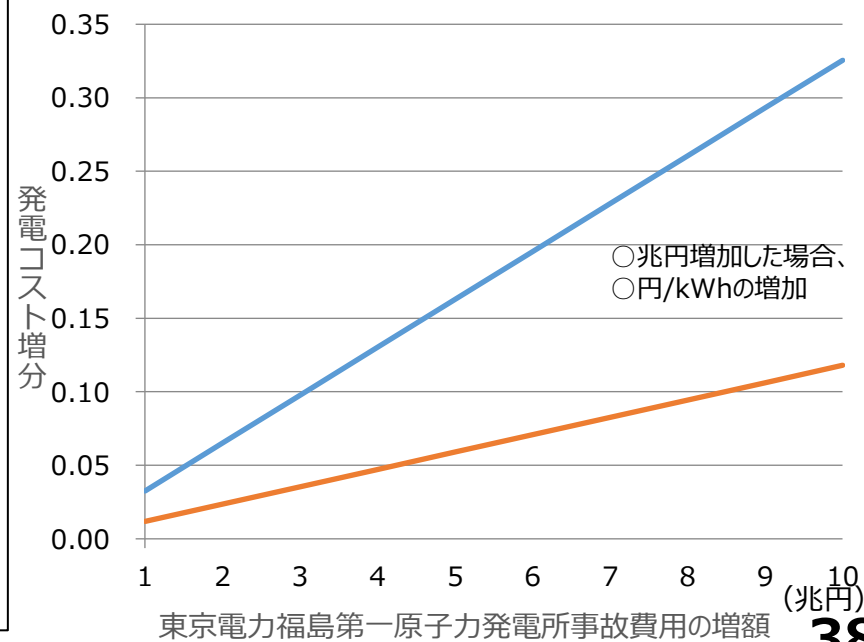
1. 建設費・追加的安全対策費

- 建設費・追加的安全対策費が増額した場合、資本費および資本費に比例して運転維持費が増額するため、それら費用の増額による発電コストへの影響について感度分析を実施。
- 感度分析の結果、建設費・追加的安全対策費が〇億円増加した場合、発電コストは約〇円/kWh増加するという結果となった。



2. 事故リスク対策費用

- 事故リスク対応費用は、東京電力福島第一原子力発電所事故による事故廃炉費用、損害賠償費用、除染・中間貯蔵費用等をモデルプラントベースに補正を行っているが、費目によってモデルプラントへの補正の考え方が異なるため、補正後の損害費用も異なる。
- したがって、東京電力福島第一原子力発電所事故の事故費用の増額による発電コストへの影響は、どの費目が増加するかによって異なることから、今回の試算方法において発電コストへの影響が大きい費用と、影響が小さい費用について、それぞれ感度分析を実施。
- 感度分析の結果、東京電力福島第一原子力発電所事故の事故費用が〇兆円増加した場合、発電コストは約〇円増加するという結果となった。



【参考】

感度分析のイメージ（核燃料サイクル費用、廃炉費用）

3. 核燃料サイクル費用

- 例えば、ウラン調達価格の増加や、定格再処理量（800tU／年）到達時期の遅延等による再処理数量減（稼働率低下）、あるいは、再処理工場の建設費上昇等により単価が増加する可能性がある。
- そのため、ウラン燃料、再処理、MOX燃料、高レベル廃棄物処分及び中間貯蔵の単価が増加した場合の感度分析を実施。

4. 廃炉費用

- 現行制度の範囲内で最大限見積もり可能な費用を盛り込んでいるが、今後の廃炉の進展に応じた費用の変化を鑑み、参考値として、右記の感度解析を実施。

