

# ご指摘事項について

令和6年11月29日  
資源エネルギー庁

**1. CO2対策費用の考え方**

2. 事故リスク対応費用の考え方

# (参考) 第3回におけるCO2対策費用の考え方

## CO2対策費用の考え方① (総論)

### 【基本的な考え方(案)】

- **CO2対策費用**は、2050年カーボンニュートラル実現に向けて、現時点で国内で検討されている**政策の実施に伴い、将来負担が生じると想定される社会的費用(環境外部費用)の一部を内部化**するもの。
- CO2対策費用については、環境外部費用の全てをコストに換算することは困難であるところ、中長期的なCO2価格の世界的な見通しを可能な限り包括的に示す観点から、世界で先行する排出権取引制度を用いて中長期的なCO2価格の見通しを示してきた。具体的には、前回(2021年)の検証では、EU-ETSのCO2価格のトレンドを用いて推計した。
- その後、**我が国における排出量取引制度の導入に向けた議論が進展**。2026年度からの排出量取引制度の法定化に向け、2023年度には排出量取引制度を試行的に開始した。今回の検証では、**こうした国内における制度の検討状況を踏まえて、我が国の中長期的なCO2価格の見通しを検討**することとしてはどうか。
- 具体的には、
  - ✓ **足下の対策費用**について、**排出量取引制度の試行的開始に伴い開設された市場の平均約定価格を用いる**こととしつつ、これまでの検証との一貫性を確保するため、EU-ETSのCO2価格トレンドを用いた数値も、参考値として示すこととしてはどうか。
  - ✓ **将来の対策費用**については、**法定化後の制度設計が未定**であることから、これまで同様に参考になりうる海外事例の価格を参照することとし、**他国に先駆けて排出量取引制度を導入したEUや、エネルギーを巡る情勢が我が国とも比較的近いと考えられる韓国**のCO2価格のトレンドを用いて推計することとしてはどうか。

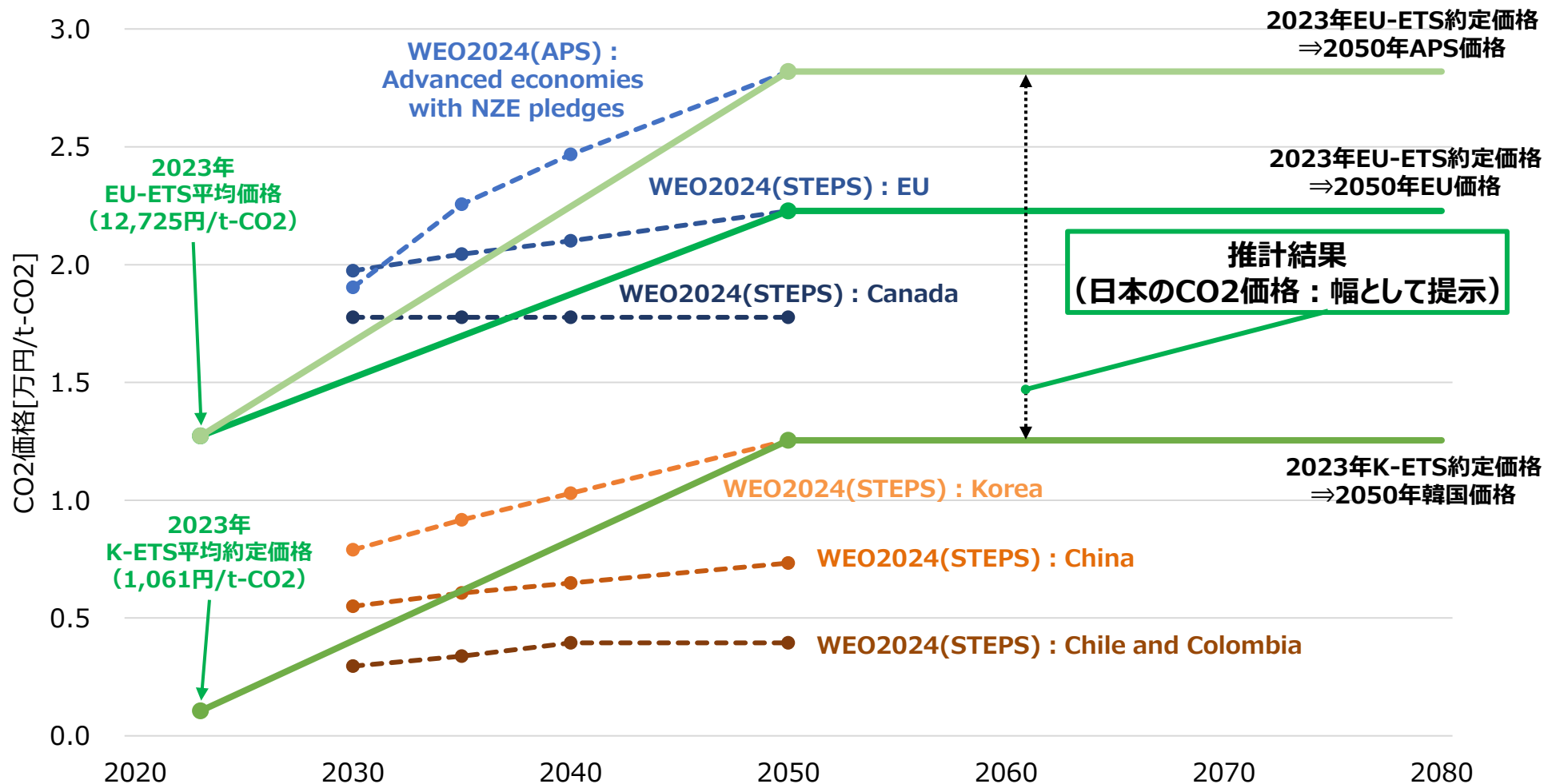
# CO2対策費用の考え方（総論）

- **CO2対策費用**は、2050年カーボンニュートラル実現に向けて、現時点で国内で検討されている**政策の実施に伴い、将来負担が生じると想定される社会的費用（環境外部費用）の一部を内部化**するもの。
- CO2対策費用については、前回のWG（10/18）において、我が国における排出量取引制度の導入に向けた議論が進展しており、2026年度からの排出量取引制度の法定化に向け、2023年度には排出量取引制度を試行的に開始していることを踏まえた案をお示したが、複数の委員から、「足下の対策費用として試行的な排出量取引制度の水準を採用することや、将来の対策費用について、EUや韓国のCO2価格のトレンドを用いて推計することは、いずれも、**社会的なCO2対策費用を内部化する観点で、過小評価ではないか**」という旨の御指摘をいただいた。
- こうした御指摘を踏まえ、CO2対策費用については、改めて以下のとおり整理することとしたい。
  - ✓ CO2対策費用については、環境外部費用の全てをコストに換算することは困難であるところ、**中長期的なCO2価格の世界的な見通しを可能な限り包括的に示す**ことが重要。これまでのコスト検証においては、こうした見通しを示すCO2対策費用の水準として、**WEQにおけるEUの「公表済み政策シナリオ」（STEPS）**を基本として示してきた。
  - ✓ EU-ETSは、排出量のカバー率が約40%にとどまるなど、EU-ETSの水準であっても環境外部費用の全てをコストに換算しているとは必ずしも言えない点に留意が必要であるものの、**今回の検証においては、日本の排出量取引制度が現時点では試行的に行われていることも踏まえ、これまで同様、WEQにおけるEUの「公表済み政策シナリオ」（STEPS）を基本ケースとして**はどうか。その上で、**日本が2050年CNを宣言していることを踏まえ、今後更なる政策が実施されうること**を踏まえた**表明公約シナリオ（APS）**や、エネルギーを巡る情勢が日本とも比較的近いと考えられ、既に排出権取引が開始されている**韓国のSTEPS**を参照し、**これらを参考値として、幅をもって示してはどうか。**
  - ✓ 具体的には、①**足下の対策費用**について、**EU-ETSの2023年平均価格（12,255円/t-CO2）を基本**としつつ、**韓国の排出権取引制度の2023年平均価格（1,061円/t-CO2）**についても**参考ケース**として活用してはどうか。②**将来の対策費用**について、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時にも用いた**EUのSTEPSトレンド**を基本とした上で、**APSのトレンドと韓国のSTEPSトレンド**についても**参考ケース**として示してはどうか。

※2021年検証では、CO2対策費用として、STEPSトレンドにおけるEU-ETS価格を用い、直前年（2020年）は2,996円、検証対象年（2030年）は4,280円とした。今回お示した上記の対策費用（案）との差は、EU-ETSの足下価格が高騰していること（2021年検証：28\$/t-CO2⇒今回費用案：129\$/t-CO2）や、為替の変動（2021年検証：107円/\$⇒今回費用案：141円/\$）が大きく作用している。こうした状況も勘案し、今回の検証におけるCO2対策費用については、その参考値として、APSのトレンドを示すとともに、CO2価格の世界的な見通しを可能な限り包括的に示す観点からも、世界で先行する排出権取引制度として、韓国のSTEPSトレンドについても幅で示すこととしてはどうか。
  - ✓ **2051年以降**については、前回お示したとおり、CO2除去・吸収技術の進歩による価格低減要因と、CO2貯留のための適地の減少などの価格上昇要因のいずれも存在すると考えられることから、基本ケース参考ケースともに**2050年の価格で横置き**することとしてはどうか。

# CO2対策費用の考え方

## WEO2024のCO2価格推移シナリオを踏まえた見通し（案）



1. CO2対策費用の考え方

2. 事故リスク対応費用の考え方

# 事故リスク対応費用（共済方式における算定根拠の変更）

- 前回のWGでは、事故リスク対応費用における算定根拠の変更に関して、委員からは、
  - ✓ 追加的安全対策が進み、費用が増加する一方、事故発生頻度が下がっていることを事故リスク対応費用に合理的に反映することは必要ではないか
  - ✓ 震災前の日本の原発の運転実績を踏まえた事故発生頻度で考えるべきではないか
  - ✓ 不確定要素がある中で算定根拠を見直すべきではないのではないかなどのご意見をいただいた。
- 具体的な算定根拠の検討に当たっては、再稼働済10基（※）の原子力発電所の**PRAの平均**が、追加的安全対策の前後で**約75分の1に低減しているという実績**はあるものの、現時点では、**追加的安全対策の効果を損害額を含め定量的・精緻に反映させることが困難**であることを踏まえれば、**算定根拠は、可能な範囲で合理的に、かつ、十分に保守的に見積もる必要がある**。
- 上記の観点を踏まえれば、算定根拠の算出方法について、例えば、**足元の再稼働済のプラント（※）の追加的安全対策の前後のPRAにおける改善幅（最小値）が約7.7分の1（この場合の炉心損傷頻度は1/約21万炉・年）**となっていることを考慮し、**2015年コスト検証の算定方法を踏襲し、保守的に見積もる観点から、7分の1とする考え方があり得る**。
- その上で、**より保守的に見積もる観点**からは、2015年コスト検証におけるPRAの改善幅の反映割合（2.0/2.4）を参照して、**再稼働済10基の安全対策前後のPRAにおける改善幅の最小値である約7.7分の1を調整し6分の1とする**考え方も取り得る。
- 以上を踏まえ、算定根拠については十分に保守的に見積もる必要があるという観点に立てば、今回の算定根拠としては、**2011年コスト検証の算定根拠である「2,000炉・年」を6倍して「12,000炉・年」としてはどうか**。

（※）安全性向上評価においてPRA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



# 【参考】事故リスク対応費用（共済方式における算定根拠の変更）検討案

案	算定根拠の前提	変更後の算定根拠	考察
① 震災前の実際の事故発生頻度とPRAとの比率に基づき算出する案	$2.3 \times 10^{-4}$ 炉・年 (約4,300炉・年に1回) 【再稼働済10基 <sup>※1</sup> の安全対策前のPRAの平均】	$4.7 \times 10^{-6}$ 炉・年 (約213,000炉・年に1回) 【再稼働済10基 <sup>※1</sup> のうち、PRAの改善幅が最小のプラントの安全対策後のPRA】	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 1,500炉・年は<b>実績に基づく事故発生頻度</b>であり、PRAを通じて<b>定量的に計算された事故発生頻度</b>とはその性質が異なる。</li> <li>■ 実績に基づく<b>事故発生頻度による算定</b>は、事業者間の相互扶助の考え方に基づき、損害費用を一定期間で負担する<b>共済方式による算定</b>とはその性質が異なる。</li> </ul>
② 再稼働済10基 <sup>※2</sup> のPRAの改善幅を考慮する案	$2,000$ 炉・年 【2011年コスト検証の算定根拠】	$14,000$ 炉・年	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 2015年コスト検証と<b>同様の整理</b>。</li> </ul>
③ 再稼働済10基 <sup>※2</sup> のPRAの改善幅をより保守的 <sup>※3</sup> に考慮する案	$2,000$ 炉・年 【2011年コスト検証の算定根拠】	$12,000$ 炉・年	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ②と同様の考え方、かつ、より保守的であるため、<b>今次検証では本案を採用すべきではない</b>。</li> </ul>

(<sup>※1</sup>) 出典：原子力発電に伴う事故リスク対応コストの評価方法に関する検討（松尾 雄司）（IAEAの“Nuclear Technology Review 2014”に記載の日本の原子炉累計運転年数1,646炉年（2013年12月31日時点）をベースに、停止後も「定期検査中」と見なされて運転年数に含まれていた日数を除いた場合、約1,460炉年程度になる。）

(<sup>※2</sup>) 安全性向上評価においてPRA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

(<sup>※3</sup>) 2015年のコスト検証WGにおいて、当時のPRAの改善幅が約2.4分の1になっていたことを保守的に勘案し、「2,000炉・年」を2倍したことを踏まえ、その割合(1/2.4→1/2.0)を、再稼働済10基の安全対策前後のPRAにおける低減幅の最小値である約7.7分の1に乗じると約6.4分の1となる。



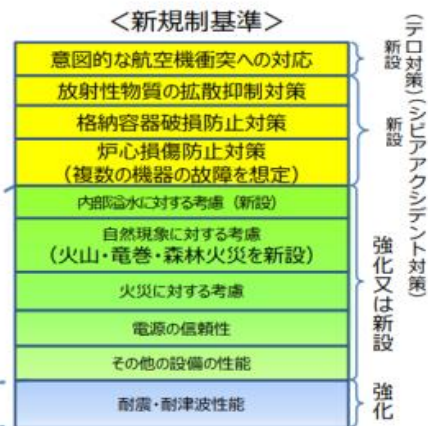
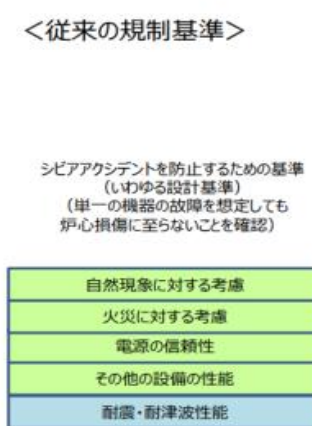
# 【参考】直近のPRAの改善

○ 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。



テロ対策(シビアアクシデント対策)

- 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 <sup>※2</sup> の炉心損傷頻度
再稼働済10基 <sup>※1</sup> の 原子力発電所平均	2.3×10 <sup>-4</sup> [/炉・年] (約4,300炉・年に1回)	3.1×10 <sup>-6</sup> [/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。

**(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一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 一つのみを考慮
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)	$1.9 \times 10^{-4}$ (約5,200炉・年に1回)	$8.3 \times 10^{-5}$ (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。

## 発電コスト試算の考え方②

- 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)

- ・福島原発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