

ワーキンググループの進め方と 前提となる考え方について

2025年2月5日

資源エネルギー庁資源・燃料部

燃料環境適合利用推進課 CCS政策室

今後の議論の進め方

- 本WGでは、昨年カーボンマネジメント小委員会でお示した「CCS支援制度のたたき台」に沿って、支援制度の詳細について検討を実施。
- 本WGでは、8頁にお示しする各論点について検討を行い、本年央をめどに「CCS支援制度」の中間とりまとめを実施するとともに、カーボンマネジメント小委員会に報告することとする。
- 本日のWGでは、次回以降のWGで各論をご議論いただくにあたって前提となる考え方等をお示しする。

今後の議論の進め方・検討にあたって前提となる考え方の提示

海外支援制度の追加分析、CCSコストの見通し、CCSコスト低減に向けた取組状況の確認

各論（※次項詳細）検討

CCS支援制度中間とりまとめ

カーボンマネジメント小委員会に報告

継続検討・最終とりまとめ

カーボンマネジメント小委員会に報告

※今後の議論の方向性次第で変更の可能性あり。

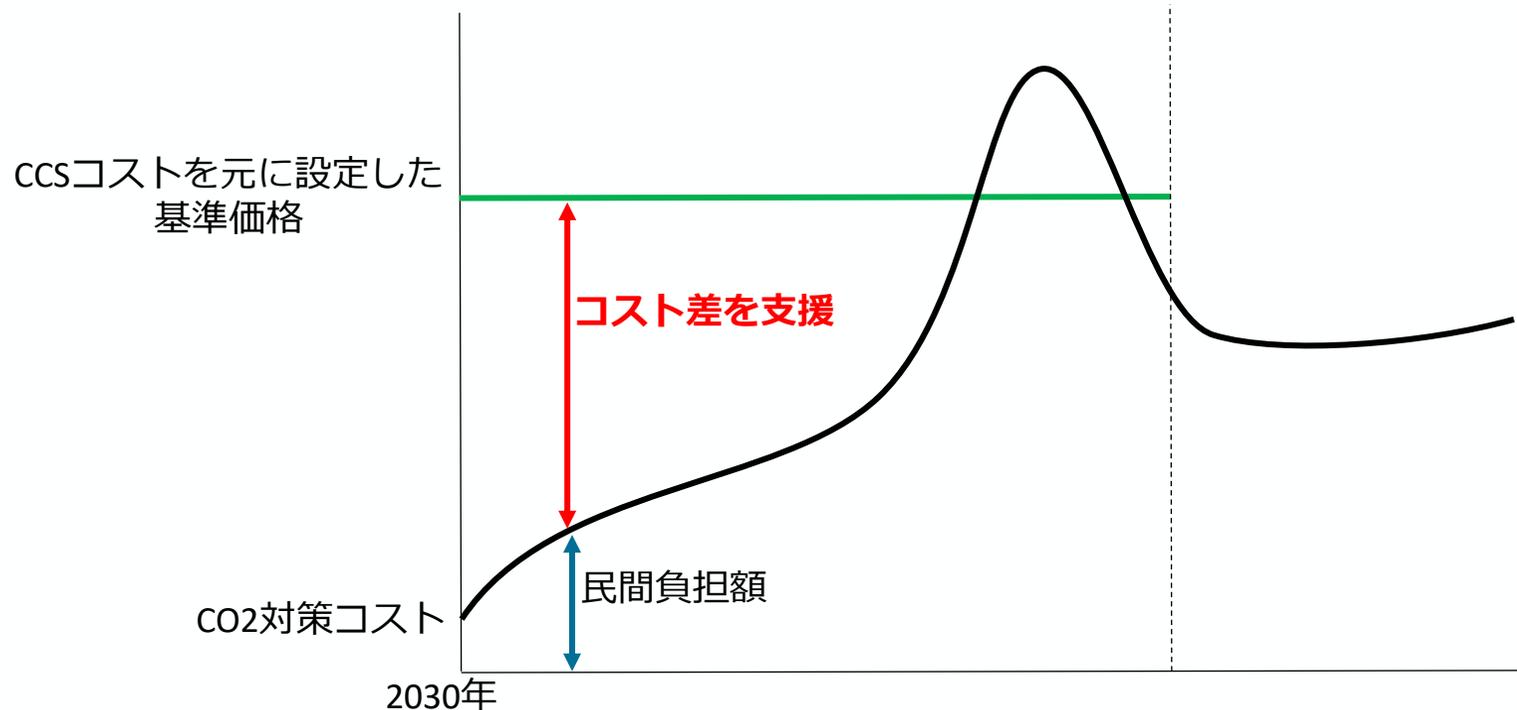
CCS支援制度のたたき台

2024年12月18日
第8回カーボンマネジメント小委員会
資料より引用

論点	概要
①支援の基本的な考え方	<ul style="list-style-type: none">➤ 支援制度を通じて、日本企業に対して、<u>ccs市場の中で価格競争力と安定性のあるccs環境を提供し、鉄・化学などhard to abate産業の国際競争力維持とエネルギーセクターの脱炭素化に貢献するとともに、ccs関連企業の成長につなげることを目指すべき</u>。また、他の脱炭素化手段の進捗等も踏まえた検討をすべき。➤ CCS事業の抱えるリスクのうち、<u>政策的に対応すべきリスク</u>としては、<u>ccsコスト（分離回収・輸送・貯留の合計コスト）と排出者が負担するCO2対策コスト（削減対策をしないことで発生するコスト。税、賦課金、クレジット購入、環境価値が低いことによる利益損失など）のギャップ解消の見通しが立ちにくいことが最も大きく、こうしたコスト差に着目した支援が必要</u>。また、<u>支援には事業開始に必要なCAPEX支援だけではなく事業の自立化を見据えたOPEX支援も必要</u>。➤ 上記のほか、<u>CO2供給途絶リスク、CO2漏洩リスク等のリスクや事業廃止後の対策</u>についても<u>政策的な対応が必要</u>。
②支援期間	<ul style="list-style-type: none">➤ 上記リスクを踏まえ、2030年からCCS事業を開始する案件について、諸外国の支援制度を参考に<u>ccsコストと排出者が負担するCO2対策コストが逆転するまでの中長期に亘り実施</u>することを検討する必要がある。
③自立化を促す仕組み	<ul style="list-style-type: none">➤ 支援策を講ずるに当たっては、<u>各事業者の競争の下、技術や市場の成熟、事業者による継続的なコスト低減に向け取組を促し、コスト差を解消し、ccs事業の自立化を促す仕組みを盛り込むべき</u>。
④他政策との関係	<ul style="list-style-type: none">➤ GX-ETSにおいて、2033年から段階的に発電事業者に対して「有償オークション」が導入されること踏まえ、<u>ccs支援策の適用の在り方も電力分野と非電力分野それぞれの置かれた状況を踏まえて検討すべき</u>。➤ その際、ccs付火力発電を<u>長期脱炭素電源オークションの対象</u>とする議論をしていく必要がある中、<u>ccs支援制度との関係で過不足のない支援策を講ずるべき</u>。➤ 合成燃料やメタネーションといったCCU側のそれぞれの制度に齟齬が生じないように制度を設計すべき。
⑤国内・海外の扱い	<ul style="list-style-type: none">➤ 海外貯留を巡る動向や貯留国側の事業環境整備の動向、液化CO2船による大規模輸送の条件設定の状況等も踏まえ、国内貯留と海外貯留はそれぞれの置かれた状況を踏まえて検討すべき。
⑥2030年以降の支援	<ul style="list-style-type: none">➤ 貯留地開発には時間を要することから、2030年CCS事業開始に向けた支援と並行して、諸外国の脱炭素化に向けた動向や、他の脱炭素化手段の進捗等やを踏まえ、<u>2040年、2050年に向けて国内外の貯留地開発を進めるべき</u>。

(参考) CCS支援制度のイメージ

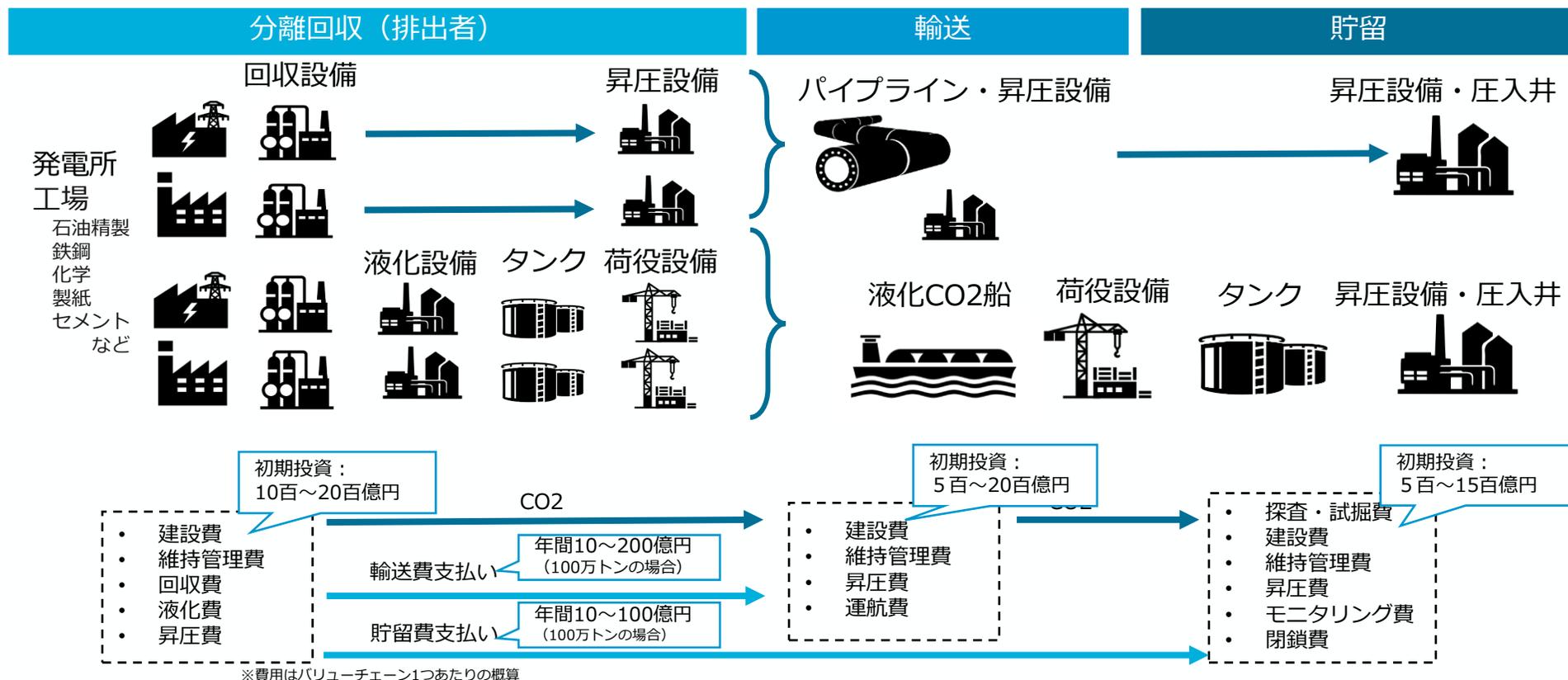
- CCSコスト (分離回収、輸送、貯留の合計コスト) と排出者が負担するCO2対策コスト (削減対策をしないことで発生するコスト。税、賦課金、クレジット購入、環境価値が低いことによる利益損失など)が逆転する時期が見通せないの
で、支援には事業開始に必要なCAPEX支援だけでなく、事業の自立化を見据えたOPEX支援が必要。
- その際、CCSコストとCO2対策コストの差に着目した支援が必要。(下記イメージ参照)



(参考) CCSビジネスモデルの基本的な考え方

2024年10月23日
第6回カーボンマネジメント小委員会
資料より引用

- CCSのバリューチェーンは、分離回収、輸送、貯留からなり、2030年時点では、**CO2排出者が自ら分離回収を行い、輸送・貯留事業者へサービス対価とCO2を渡す形が想定される。**
- 将来的に、複数排出者から分離回収を請け負うアグリゲーターの出現や、CCU/カーボンリサイクルによってCO2の原料価値が高まるなどの変化が生じ、CCS市場の成熟とともにビジネスモデルは変化する可能性あり。



(参考) CCS事業に対する諸外国の支援事例のまとめ

2024年11月8日
第7回カーボンマネジメント小委員会
資料より引用

	英国		オランダ		ドイツ		ルウエー		米国	
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX
排出者	貯留量に応じた補助 (最長10年)	価格差支援 (最長15年) (※1) + 輸送貯留料 支援(最長15年)	価格差支援 +オークション(15年) (※3)		価格差支援 (今後詳細設計)		直接補助 (※4)	直接補助 (10年※4) + 輸送貯留料 無料(10年)	直接補助 (※5)	生産比例税控 除(IRA) (85 \$ /t 10年)
輸送・貯留事業者	直接補助	↓	直接補助	↓	(今後詳細設計)	直接補助 (※4)	直接補助 (10年※4) + 炭素税免除	直接補助 (※5)	↓	排出者から支払い
備考	(※1)政府と事業者が交渉で決定した基準価格と、UK-ETSを踏まえた参照価格との差額を貯留量に応じて支払い。 (※2)回収施設が予定通りに稼働しない場合の、OPEXや負債コストに対する支援や、商業保険でカバーしきれないリスクに対する政府補償も実施。		(※3)他技術と1トンあたりのCO2処理費用で価格競争を実施の上、事業者申請額(≒CO2の低減に係る費用)と補正值(EU-ETSベース)の差額を支払い。				(※4) Longship (Northern Lights) プロジェクトへに対し、平均補助率67%		(※5) インフラ投資・雇用法：120億ドル	
	価格差支援						直接補助		直接補助 + 税額控除	

(出典) 第6回カーボンマネジメント小委 JOGMEC資料 (資料4 : CCS支援制度の比較) を元に事務局にて作成

各論をご議論いただくにあたって前提となる考え方（案）

支援の基本的な考え方

- CCS事業の抱えるリスクのうち、**政策的に対応すべきリスク**としては、**CCSコスト（分離回収・輸送・貯留の合計コスト）と排出者が負担するCO2対策コスト（削減対策をしないことで発生するコスト。カーボンプライシングによる負担、環境価値が低いことによる利益損失など）のギャップ解消の見通しが立ちにくいことが最も大きく、こうしたコスト差に着目した支援が必要**。また、**支援には事業開始に必要なCAPEX支援だけではなく事業の自立化を見据えたOPEX支援も必要**。
- 輸送貯留事業者のCAPEXは輸送貯留料金から回収するビジネスモデルとなるものの、CAPEX支援は排出事業者のみならず、輸送貯留事業者への支援の必要性も検討すべきでは無いか。
- OPEX支援における、**CCSコスト（≒基準価格）については**、事業者間競争を促す視点や、支援の透明性、迅速なCCS事業の立ち上げ、CCS事業法との整合性等も踏まえ、オランダの例に倣い**オークション形式で設定**してはどうか。

支援期間

- 支援期間は、2030年からCCS事業の開始を目指す案件について、諸外国の支援制度を参考に、**CCSコストと排出者が負担するCO2対策コストが逆転するまでの中長期に亘り実施**。

支援対象

- **オークションを落札した事業者のCCS事業計画について、以下の点を確認してはどうか。**
 - ✓ 最終投資決定及び事業開始までのスケジュールや実施体制が妥当であること
 - ✓ エネルギー政策やGXの取組方針と整合が取れていること
 - ✓ 拡張可能性等将来的なコスト低減や自立の見込みがあること
 - ✓ 海外を含む貯留先の理解への取組が示されていること
 - ✓ 地域雇用や労働者の安全に配慮していること 等

船舶輸送案件の扱い

- 船舶輸送はパイプライン輸送と異なり、**貯留地と排出地の最適な組み換えが可能な点が大きな特徴**。他方、**液化CO2船の仕様共通化に向けた検討において来年度の継続項目があること**に加え、海外貯留案件に関しては、**越境CO2輸送にかかる相手国との調整があること、他の排出国の越境CO2輸送に係る支援内容が明らかになっていないこと**等の課題がある。
- 本WGにおいては、まず**パイプライン案件の支援制度の在り方を検討し、「中間とりまとめ」を出した上で、その後、船舶輸送案件の検討を実施し「最終とりまとめ」としてはどうか**。

次回以降のWGの議題（案）

- 次回以降、前頁にお示しした考え方沿って、支援制度の検討を行うに当たって、想定される下記の論点についてキックオフとなる本日のWGにおいて予めコメントいただきたい。

○ OPEX支援の考え方

- 諸外国に倣い、OPEX支援は一義的には排出事業者を支援すべきか。
- 輸送貯留料金や分離回収にかかるランニングコスト以外にOPEX支援に含めるコストは何かがあるか。
- CAPEX支援との分担をどうするか。
- CCS事業法上の引当金・拠出金との関係をどう整理するか。

○ オークションの実施方法

- オークションで競争させるべきコスト（≡基準価格）は何か。
- オークションの入札主体は誰か。
- オークションと価格以外の支援要件との関係をどう整理するか。

○ 参照価格の考え方

- 参照価格をプロジェクトや事業者毎に設定するのか、一律にベンチマーク的に設定するのか。

○ 自立化を促す仕組み

- 各事業者の競争の下、技術や市場の成熟、事業者による継続的なコスト低減に向け取組を促し、コスト差を解消し、CCS事業の自立化を促す仕組みはどういったものが考えられるか。

○ CAPEX支援の考え方

- OPEX支援との分担や交付のタイミングをどう考えるのか。

○ 他制度（長期脱炭素電源オークション、水素等価格差支援）との関係整理

○ OPEX・CAPEX支援以外でカバーすべきリスクへの対処法（保険、政府保証等）

○ その他論点

(参考)第7次エネルギー基本計画 (案)

2024年12月25日
第68回基本政策分科会資料より引用

CCS関連箇所抜粋

CCSは、「GX推進戦略」において2030年までの事業開始に向けた事業環境を整備することとしている。2024年5月には、貯留事業の許可制度等を定めたCCS事業法が成立しており、今後は「CCS長期ロードマップ」も踏まえて具体的な取組を進めていく。

一方で、CCS事業は世界的にも予見可能性が低いため、欧米ではCCSに要する費用とCO₂を排出した際の対策費用のコスト差に着目した支援や比較的高い補助率での支援措置を講じている。政府による支援により、CCSを先行的に事業化することで、CCS事業の自立化を図るとともに、コスト競争力のあるCCSバリューチェーンを構築することが可能となる。

我が国でも、「先進的CCS事業」に対し試掘等の貯留地開発やCCSバリューチェーン全体への一体的な支援を行い、2030年までに年間貯留量600～1,200万トンの確保に目途を付けることを目指している。今後、諸外国の支援措置や「先進的CCS事業」を通じて得た知見等を踏まえ、我が国の地理的状況やエネルギー政策の方向性に合致する形で、継続的なコスト低減や事業者間競争を促す視点も含めて、事業者によるCCS事業への投資を促すための支援制度を検討していく。その際、CCSの分野別投資戦略を踏まえた投資促進策の検討や、GX-ETSやJ-クレジット、長期脱炭素電源オークションなど他の制度との連携、エネルギー・GX産業立地の議論との連携を考慮していく。

こうした支援制度により先行してCCS事業を立ち上げ、我が国に世界的な競争力のあるCCSバリューチェーンを構築することで、日本企業にCCS環境を提供し、鉄・化学などHard to Abate産業の国際競争力維持とエネルギーセクターの脱炭素化を図るとともに、日本のCCS関連企業が各国のCCS事業の受注で優位に立つことが可能となることを目指す。

また、CCS事業の自立化に向けたコスト低減を進めるべく、分離回収分野では排出ガス中のCO₂濃度や圧力を踏まえた最適な技術の開発、輸送分野では船舶の大規模化に向けた最適なタンク設計などの船舶輸送技術確立、貯留分野では低コストなモニタリング技術の導入を目指した国内外での実証を進める。

さらに、CCS事業の拡大には、カーボンニュートラルに向けた意義等について地域の理解を得つつ進めることが重要であり、引き続き理解促進に取り組むとともに、2040年に向けた貯留量拡大を見据え、貯留層のポテンシャル評価等の貯留地開発を推進する。

貯留量確保の観点では、海外には、枯渇油田ガス田をはじめ既に貯留先としての可能性が明らかな地域があるため、我が国の技術も活用する形で我が国のCO₂を海外で貯留することも条件が整えば有力な選択肢であり、関係国との具体的な対話や、将来的な貯留権益確保を目指した相手国との共同調査を、順次実施していく。また、資源国では、政府から石油天然ガスの上流開発時のCCS実施が求められる事例も出てきており、エネルギー安定供給確保の観点からも海外CCSへのJOGMECによるリスクマネー供給等を行う。加えて、海外でのCCSに付加価値を付けるため、CCS事業での二国間クレジット制度(JCM)活用に向けたパートナー国との協議や、CCS事業による温室効果ガス排出量削減の方法論確立等の環境作りを進めていく。

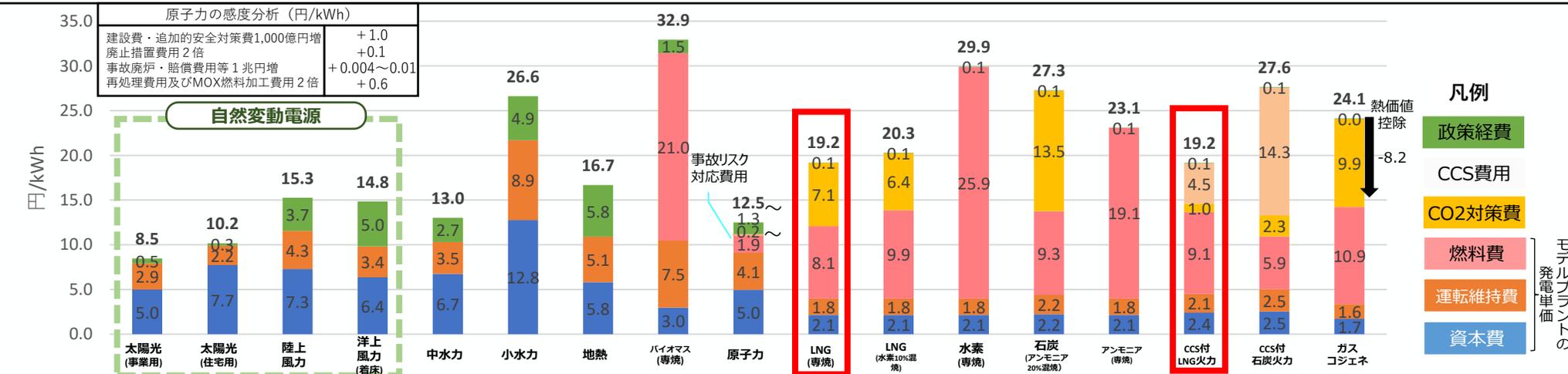
検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置かかといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
- 2040年に、新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。**
- 2040年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、自然変動電源の導入量、気象状況などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。また、今回想定されていない更なる技術革新などが起こる可能性にも留意する必要がある。
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、下記の**発電コストだけでない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断**される。

電源		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コジエネ
		太陽光(事業用)	太陽光(住宅用)	陸上風力	洋上風力(着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス(専焼)	原子力	LNG(専焼)	LNG(水素10%混焼)	水素(専焼)	石炭(アンモニア20%混焼)	アンモニア(専焼)	CCS付LNG火力	CCS付石炭火力	ガスコジエネ
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	7.0 8.9	7.8 10.7	13.5 15.3	14.4 15.1	13.0	26.6	16.7	32.9	12.5~	16.0 21.0	16.8 22.2	24.6 33.0	20.9 32.0	22.3 27.9	17.1 21.1	26.6 32.2	15.9 17.5
	政策経費なし	6.6 8.4	7.6 10.4	10.1 11.6	9.5 10.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9 20.9	16.8 22.2	24.6 33.0	20.8 31.9	22.2 27.8	17.0 21.0	26.5 32.2	15.9 17.5
設備利用率		18.3%	15.8%	29.6%	40.2%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	72.3%
稼働年数		25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年

(注1) 表の値は将来の燃料価格、CO2対策費用、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算となる。例えばCO2対策費用は、IEA「World Energy Outlook 2024」(WEO2024)における韓国の公表政策シナリオ(STEPS)とEUの表明公約シナリオ(APS)で幅を取っている。
 (注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース、水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コジエネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ)のとおり。
 (注3) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
 (注4) 四捨五入により合計が一致しないことがある。 (注5) 水素、アンモニア混焼は熱量ベース。

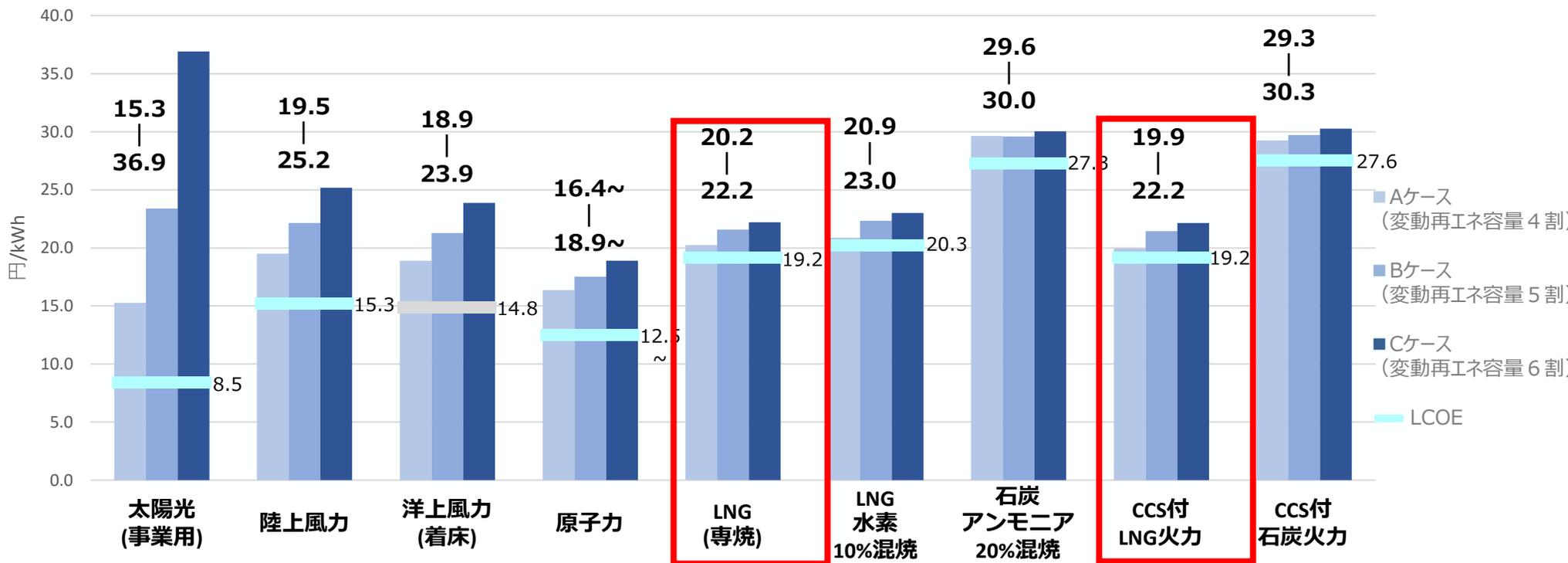


※ペロブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上であり費用の予見性が必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いて発電コストを試算したところ、ペロブスカイト太陽電池は政策経費あり16.5円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり22.5円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

【統合コストの一部を考慮した発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

委員試算を踏まえた検証結果。
政策支援を前提に達成すべき
性能や価格目標とも一致しない。

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。電源別の発電コストを比較する際、従来から計算してきた①に加え、一定の仮定を置いて、②も算定した。
 ①新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（＝「LCOE」）
 ②ある電源を追加した場合、**電力システム全体に追加で生じるコスト**（例：他電源や蓄電池で調整するコスト）を考慮したコスト
 （■統合コストの一部を考慮した発電コスト）
- 統合コストの一部を考慮した発電コストは、**既存の発電設備が稼働する中で、ある特定の電源を追加した際に電力システムに追加で生じるコスト**を計算している。具体的には、LNG火力など他の電源による調整、揚水や系統用蓄電池による蓄電・放電ロス、再エネの出力制御等に関するコストを加味する。
- 将来のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、ある特定の電源を追加した際に電力システムで代替されると想定される電源の設定（今回は、費用が一番高い石炭火力とした）などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。今回は、3ケースについて算定。更なる技術革新などが起こる可能性も留意する必要あり。



※2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定しており、これらによる統合コストの引き下げ効果は、上記結果に加味されている。加えて、デマンドレスポンスを一定程度考慮した場合、統合コストの一部を考慮した発電コストが上記より低い水準になる。

※地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用は、「ある特定の電源を追加した際」に電力システム全体に追加で生じるコストではないため、計算には含まれない。

※水素、アンモニアは熱量ベース。

(参考) CCS付石炭火力 発電コストの内訳

2024年12月16日
第5回発電コスト検証WG資料を一部加工

政策経費
予算関連政策経費 (0.05円/kWh)

CO2対策費
分離回収しきれなかったCO2や輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用
・**総額約1,921億円** (40年分)

CCSにかかる費用
分離回収設備の資本費・運転維持費 (8.3円/kWh)
パイプラインの輸送費用 (3.8円/kWh)
貯留費用 (2.2円/kWh)
・**総額約1兆1,741億円** (40年分)

燃料費
・**総額約4,856億円** (1基、40年分)

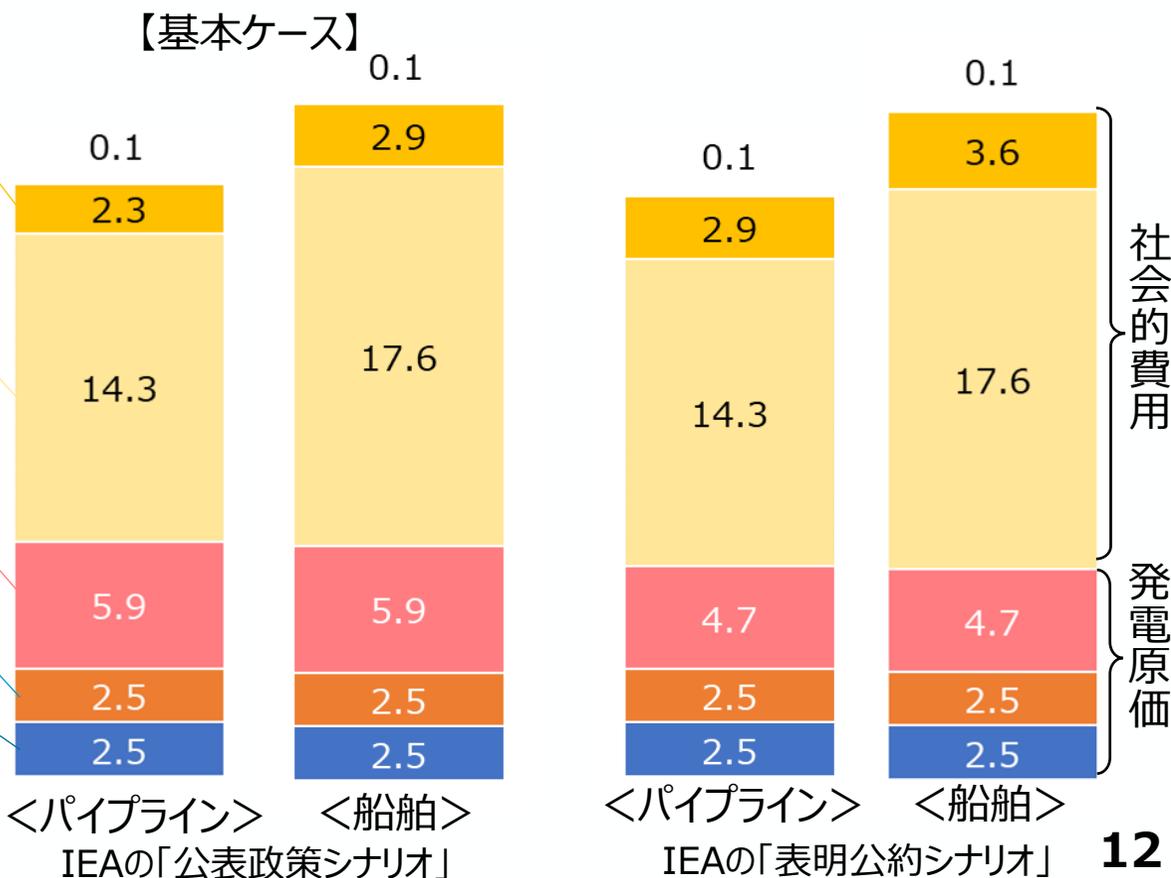
運転維持費
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・**総額約2,045億円** (1基、40年分)

資本費
建設費 (2.3円/kWh)
固定資産税 (0.2円/kWh)
設備廃棄費用 (0.03円/kWh)
・**総額約2,076億円** (1基分)

(基本ケース)
パイプライン : 政策経費あり 27.6円/kWh
政策経費なし 27.6円/kWh
船舶 : 政策経費あり 31.5円/kWh
政策経費なし 31.5円/kWh

(CCSにかかる費用)
パイプライン : 17,474円/t-CO2
船舶 : 21,640円/t-CO2

※モデルプラント想定 (基本ケース)
設備容量70万kW、設備利用率70%、回収率90%、発電効率39.6%、所内率9.3%、稼働年数40年
燃料費 : IEA「公表政策シナリオ」 CO2対策費の推移 : IEA「公表政策シナリオ (EU)」



・各諸元の総額をモデルプラント1基40年あたりの総発電電力量約821億kWhで割って単価を算出
※CO2輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定
①輸送距離は、200kmの陸上パイプライン/1000kmの船舶
②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO2処理量(285万トン)に応じてコスト負担

(参考) CCS付LNG火力 発電コストの内訳

政策経費
予算関連政策経費 (0.05円/kWh)

CO2対策費
分離回収しきれなかったCO2や輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用
・**総額約716億円** (40年分)

CCSにかかる費用
分離回収設備の資本費・運転維持費 (2.0円/kWh)
パイプラインの輸送費用 (1.6円/kWh)
貯留費用 (0.9円/kWh)
・**総額約3,316億円** (1基、40年分)

燃料費 (9.1円/kWh)
・**総額約6,735億円** (1基、40年分)

運転維持費(2.1円/kWh)
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・**総額約1,532億円** (1基、40年分)

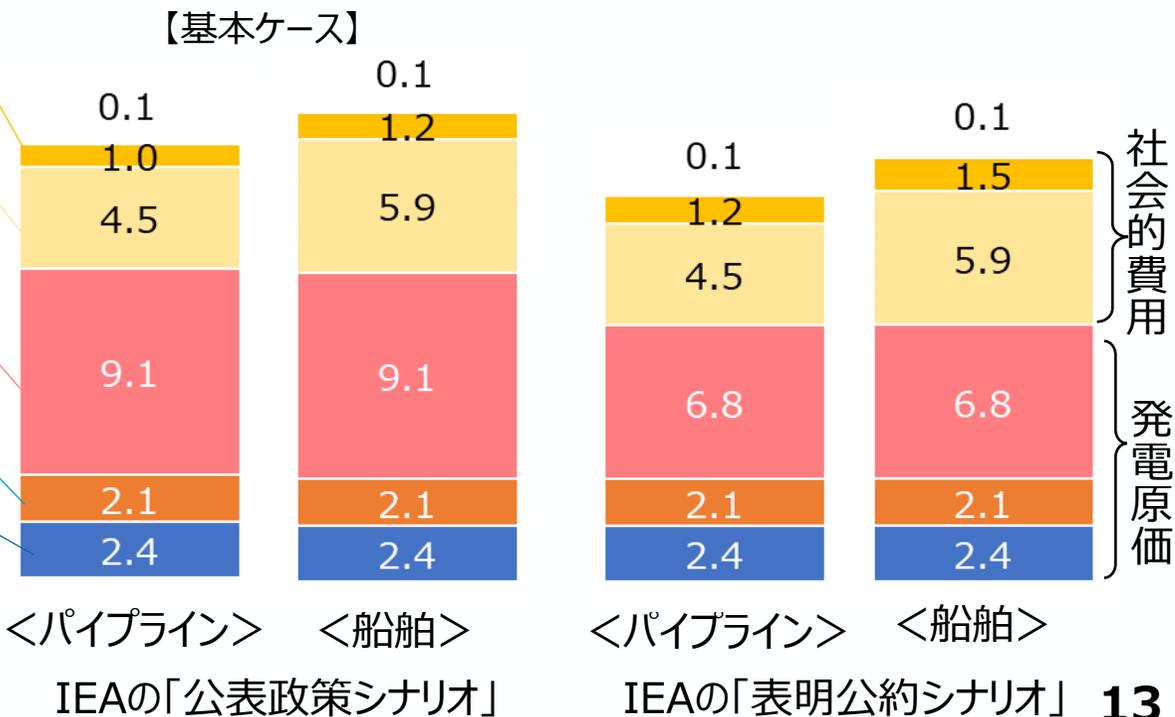
資本費(2.4円/kWh)
建設費 (2.2円/kWh)
固定資産税 (0.2円/kWh)
設備廃棄費用 (0.03円/kWh)
・**総額約1,785億円** (1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント1基40年あたりの総発電電力量約737億kWhで割って単価を算出

(基本ケース)
パイプライン：政策経費あり 19.2円/kWh
政策経費なし 19.1円/kWh
船舶：政策経費あり 20.9円/kWh
政策経費なし 20.8円/kWh

(CCSにかかる費用)
パイプライン：13,271円/t-CO2
船舶：17,437円/t-CO2

※モデルプラント想定 (基本ケース)
設備容量60万kW、設備利用率70%、回収率90%、発電効率52.5%、所内率5.9%、稼働年数40年
燃料費：IEA「公表政策シナリオ」 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」(EU)



※CO2輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定
①輸送距離は、200kmの陸上パイプライン/1000kmの船舶
②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO2処理量(106万トン)に応じてコスト負担

(参考) CO2対策費用の考え方① (総論)

【基本的な考え方】

- 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、WEOにおけるEUの「公表政策シナリオ」（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、WEOにおけるEUの「公表政策シナリオ」（STEPS）を基本ケースとすることとした。その上で、日本が2050年カーボンニュートラル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、幅をもって示すこととした。
- 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（12,725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することとした。②将来の対策費用については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時も用いた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すこととした。
※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：129\$/t-CO2）や、為替の変動（2021年検証：107円/\$⇒今回費用：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た。
- 2051年以降については、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た。

(参考) CO2対策費用の考え方② (将来の対策費用見通し)

将来の価格見通しの推計方法

<初年度 (2023年) ~2050年>

足下の対策費用については、**EU-ETSの2023年平均価格を基本**としつつ、**韓国の排出権取引制度の2023年平均価格についても参考ケースとして活用**する。**将来の対策費用**については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時も用いた**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す**。

<2051年~2079年>

2050年の価格を横置きする。

WEO2024のCO2価格推移シナリオを踏まえた見通し

