

CCS支援制度のたたき台について

2024年12月18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

- 前は、関係者からのヒアリングを通じて、CCSを巡る事業環境の確認をいただくとともに、CCS支援制度において考慮すべき基本的論点についてご議論いただいた。
- 本日は、前回いただいたご指摘を踏まえ、「CCS支援制度のたたき台」をお示しするとともに、年明け以降に実務レベルでの議論を実施予定の「CCS支援制度の詳細設計」の検討にあたって必要な論点についてご意見いただきたい。

海外支援制度の分析・先進的CCS事業を通じた課題分析（事業者からのヒアリング）

先進的CCS事業を通じた課題分析（事業者からのヒアリングの続き）

CCS支援制度において考慮すべき基本的論点の抽出

CCS支援制度のたたき台について議論

CCS支援制度の詳細設計開始（年明け以降は、実務レベルでの議論を検討）

CCS支援制度のとりまとめ

前回頂いた主なご意見要旨①

①支援の基本的な考え方

- CAPEXは各セグメント別で初期投資部分を負担、OPEX支援はなるべく需要家（エミッター）側に寄せることによって、マーケットメカニズムが全体に働くような制度設計をしていくことが重要ではないか。
- コスト差に着目した支援を十分に競争力ある形で実施することは必須であるが、その際、GX-ETSとも連動しながら、適切な基準価格の考え方を改めて整理する必要がある。その際、国内・海外双方が可能性としてある中において、基準価格、それ自体も国内・海外で変わってくる可能性があるのではないか。
- 政策的な対応が必要なリスクとして、CO2漏洩リスクに加え、地下の不確実性の観点から貯留に関するリスクへの対応が必要。また、貯留終了後の事業廃止による雇用や地域経済への影響等も含めて何からの対応が必要になるのではないか。
- 輸送貯留事業はインフラ事業的な側面がある。インフラ事業といっても、安定供給の責務を課すもの、地域独占的なものを与えているもの等様々で、CCS事業の場合どう位置づけられるかといった議論ができると相当考え方が整理されるのではないか。
- 英国型を一つのモデルとする場合、分離回収事業者は支援を受けながら利用料金を貯留事業者に支払うことになるが、その利用料金には輸送貯留に係るCAPEX・OPEXに加え、相応の利益が含まれるべきではないか。
- CCSの導入は他の脱炭素の方法と比較という観点があるが、そもそもCO2を排出しないことが望ましく、排出事業者の排出削減意欲を削がない程度のコスト差に着目した支援が望ましい。

②支援期間

- CAPEXはある期間で打ち切り、OPEXはなるべく長い期間支援をするといったように濃淡をつける必要があり、この点は詳細制度設計の中で議論していくべき。
- 英国では10年から15年を想定しているが、日本もこうした例を参考にコストの低減とCO2の環境価値が釣り合う時期を想定して全体のスキームを設計する必要がある。
- 支援期間については、一般論としては、融資期間は収入源となる事業契約の契約期間の範囲内で設定されることになるため、確約される支援期間が短ければ、それに応じて事業契約期間・融資期間が短くなり、結果として融資金額も少なくなってしまうことが考えられる。

前回頂いた主なご意見要旨②

③自立化を促す仕組み

- CCS事業化にあたっては、コスト負担とコスト低減の問題が最大の焦点となるが、コスト低減を進める上ではスケールメリットがキーファクター。
- 今後、具体的な支援策の検討にあたっては、自立化を促す仕組み、具体的にはペナルティーやコスト削減のインセンティブを与える仕組みがあるが海外がどのような施策・制度が設けられているか参考にすべき。
- できる限り、市場原理で最適事業者が決められていく、コストが下がっていくことが望ましいので、そうした観点からも、需要家（エミッター）が中心となり、支援対象が決まっていくことが原理的に望ましいのではないかと。

④他政策との関係

- CCSバリューチェーン全体の中で、長期脱炭素電源オークション等の制度とCCS支援制度、これらが抜け目ないような形でCAPEX・OPEX支援の在り方を検討してほしい。
- 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な制度を設計すべき。
- 国内貯留の場合、地域の理解を得ながら進めることが重要なため、関係者への情報提供等、丁寧なプロセスの在り方を示すべき。また、海外貯留案件に従事する現地労働者の安全確保に関しては、国が事業者に対し、労働環境に関する法令の遵守状況を確認するよう指導するべきではないかと。

⑤国内・海外の扱い

- CO2を利用していくことを考えると、海外貯留案件では、国内でのCO2利用について先が見えなくなるので、CCUも含めた産業立地を考慮した際の支援の在り方・支援策を検討する必要があるのではないかと。
- 海外貯留案件については、単に海外のオイルメジャーや国営石油会社などのCO2貯留コントラクターに頼るのではなく、自前で貯留資源開発を行っていくことで、CCSビジネスでの優位性、あるいはバーゲニングパワーの強化につながるのではないかと。

⑥2030年以降の支援

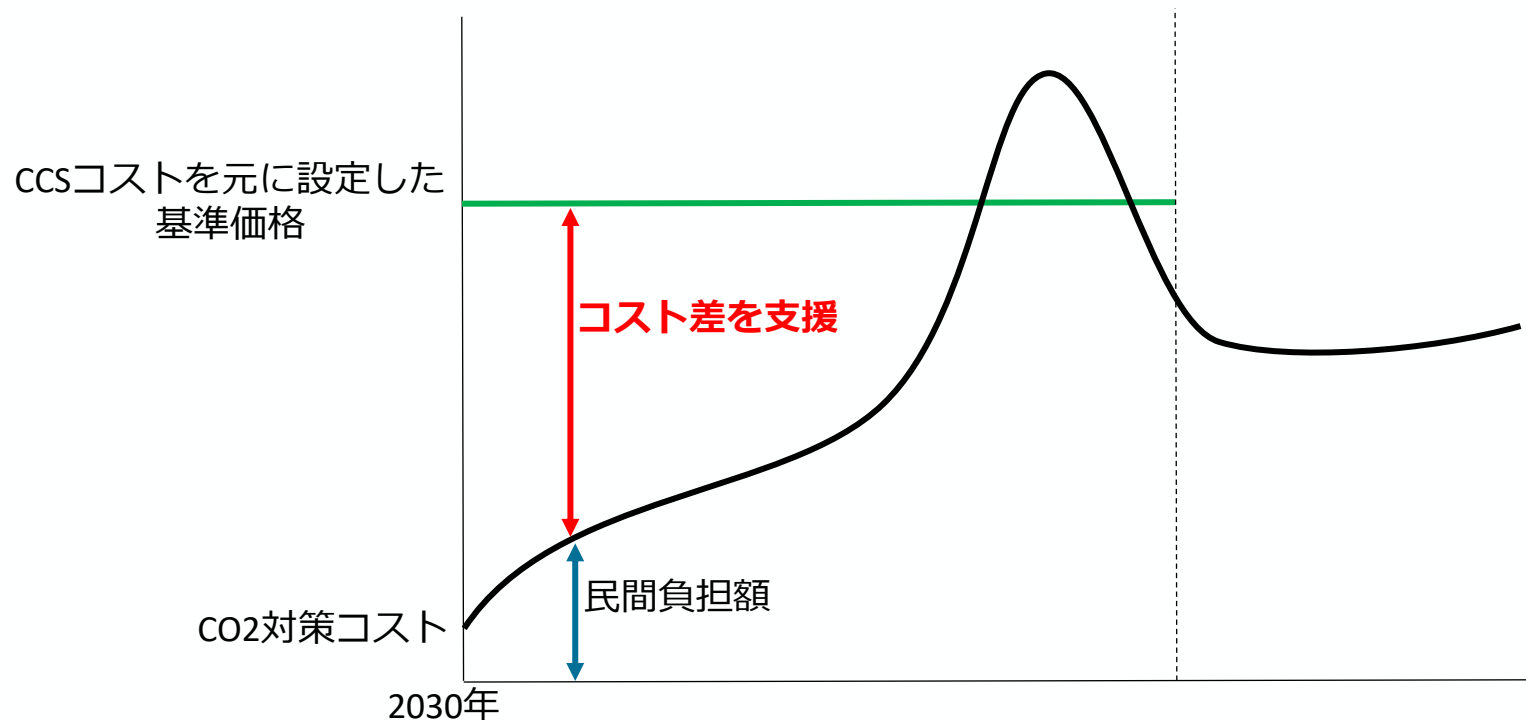
- 長期的な政策の大きな方向性を早い段階で示せば、事業者の今後の投資判断などがし易くなるので、可能な範囲での検討をお願いしたい。
- 2040年、2050年に向けた国内貯留地開発を進めるべきという点はまさにその通りで、特に国内における貯留インフラを下げる意味でも浅海域での貯留地開発を促す支援をしていくべきではないかと。

CCS支援制度のたたき台

論点	概要
①支援の基本的な考え方	➤ 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	➤ 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長中期に亘り実施</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	➤ 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	➤ 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	➤ 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	➤ 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)



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-EIT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、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。

(参考) 今後のCCS事業推進イメージ

諸外国の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措置等を踏まえ、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の上、ccs事業の自立化を目指す。

ビジネスモデル構築期

「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す。

CCS事業始動

CCS事業自立期

CCS事業横展開期

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。

CCS事業成熟期

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。

また、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。

今後支援制度詳細設計にあたって検討すべき項目（案）

- たたき台でお示した点以外にも支援制度の検討にあたっては論点が複数多岐にわたるため、今後は下部WG（CCS事業の支援措置に関するWG）を設置の上、当該WGでその詳細について議論をいただいてはどうか。
- また、詳細制度設計にあたっては、他国の支援制度について更なる分析を行うと同時に、CCS事業の自立化にとって要である「CCSコスト」についてその将来見通しや、さらにそれらを下げる方法に関する現在の取組・検討状況についても確認すべきではないか。
- WGにて年明けから議論を開始し、その結果を本小委に報告し、来年年央を目処にCCS支援制度の中間とりまとめを行う予定としてはどうか。

支援制度詳細設計で検討すべき項目（案）

- 海外支援制度の詳細分析
- CCSコストの将来見通し、CCSコスト低減に向けた現状の取組、CCS基盤インフラとしての輸送貯留事業の拡張可能性
- CAPEX・OPEX支援の方法、支援のタイミング、支援の期間
- 長期脱炭素電源オークションとの整理
- コスト差に着目した支援以外でカバーすべきリスク
- 自立化を促す仕組みの支援策への盛り込み方
- 国内貯留・海外貯留のそれぞれの支援策のあり方

等

(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

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)

CCS付石炭火力発電コスト (2040年)

政策経費あり 26.6~32.2円/kWh

政策経費なし 26.5~32.2円/kWh

(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

※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%

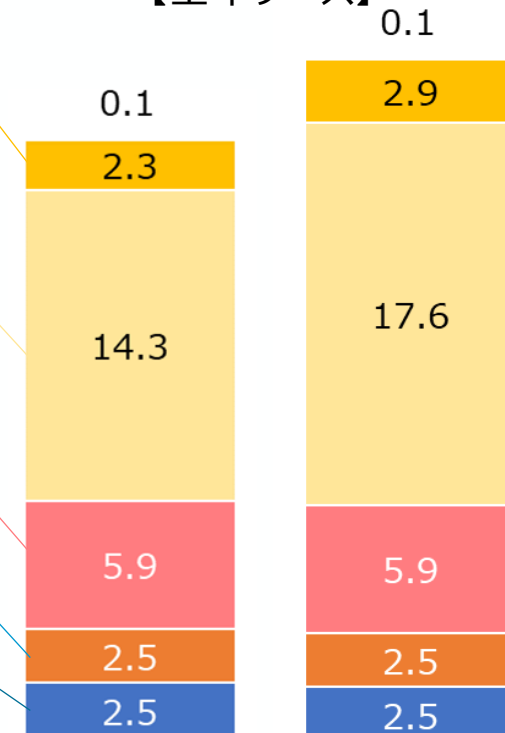
回収率90%、発電効率39.6%

所内率9.3%、稼働年数40年

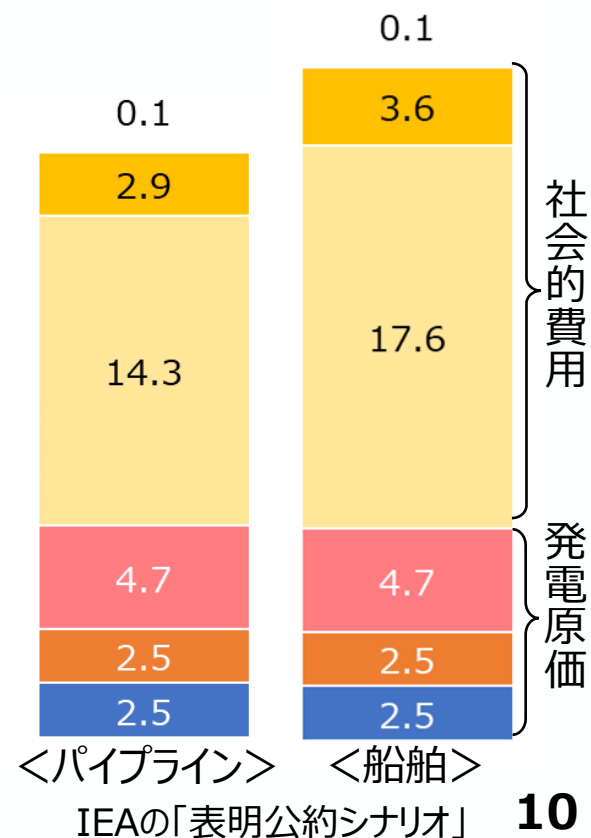
燃料費 : IEA「公表政策シナリオ」

CO2対策費の推移 : IEA「公表政策シナリオ (EU)」

【基本ケース】



＜パイプライン＞
IEAの「公表政策シナリオ」



＜パイプライン＞
IEAの「表明公約シナリオ」

社会的費用

発電原価

10

・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

2024年12月16日
第5回発電コスト検証WG資料

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

CCS付LNG火力発電コスト (2040年)

政策経費あり **17.1~21.1円/kWh**

政策経費なし **17.0~21.0円/kWh**

(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**

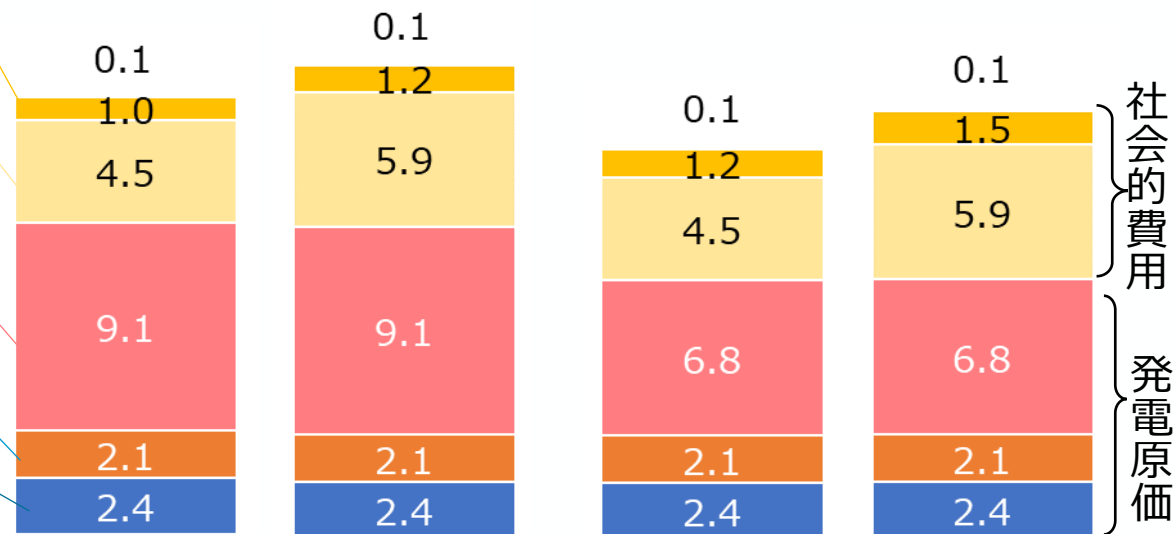
船舶 : 政策経費あり **20.9円/kWh** 政策経費なし **20.8円/kWh**

※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)

【基本ケース】



※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

IEAの「公表政策シナリオ」

IEAの「表明公約シナリオ」

(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

