

# カーボンニュートラルにおける CO<sub>2</sub> 限界削減費用の決定要因分析

## Factor determining marginal abatement cost of CO<sub>2</sub> under carbon neutrality

尾羽 秀晃 \* · 遠藤 聖也 \* · 森本 壮一 \* · 大槻 貴司 \*\* · 松尾 雄司 \*\*\*

Hideaki Obane

Seiya Endo

Soichi Morimoto

Takashi Otsuki

Yuhji Matsuo

### Abstract

Toward carbon neutrality, cost assessment for reducing CO<sub>2</sub> is essential. Although marginal abatement cost (MAC) is often used in the several previous studies, the factor determining MAC has not necessary been identified. Hence, it is important to clarify how MAC was determined in cost assessment. This study has developed Technology selection model to assess the optimized combination of energy technologies under constraints and identified technologies to determine MAC under 4 scenarios: (i) Base scenario, (ii) No nuclear scenario, (iii) Low CCS scenario, (iv) High fuel price scenario. As a result, this study showed MAC in 2050 was 44-89 thousand JPY/t-CO<sub>2</sub>. In the base scenario and no nuclear scenario, liquid synthetic fuel was additionally consumed instead of fossil fuel to reduce last 1,000 t-CO<sub>2</sub> toward carbon neutrality. Hence, liquid synthetic fuel was key factor to determine MAC. On the other hands, in the low CCS scenario and high fuel price scenario, DAC was additionally installed. Thus, key technology or fuel to determine MAC was different. The approach to identify key factor determining MAC can be expected to contribute to policy making for expanding key technologies or reducing total cost toward carbon neutrality.

**Key words:** Energy model, Carbon neutrality, Marginal abatement cost, Energy policy, Cost analysis.

## 1. 背景

我が国では、2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにするカーボンニュートラル目標が宣言された。

この野心的な目標の達成に向けて、再生可能エネルギーなどの様々なエネルギー技術を活用し、費用対効果の高い手段によって、抜本的なエネルギー需給構造の転換を図る必要性が高まっている。この転換に向けて、温室効果ガスの削減に伴う費用と、費用に影響する具体的な要因を明らかにし、カーボンニュートラルの達成に向けて重要となる技術の導入に向けた方策を策定することが重要となる。

これまで、温室効果ガスの削減に伴う費用を評価した研究は多数報告されている<sup>1-3)</sup>。従来の研究においては、費用に関する評価指標の一つとして、二酸化炭素を追加的に1t削減するのに必要な費用であるCO<sub>2</sub>限界削減費用(MAC: Marginal abatement costs of CO<sub>2</sub>)が用いられる傾向にある。他方で、MACは最適化モデルにおけるCO<sub>2</sub>排出量制約式の潜在価格などによって推計されるものの、その決定メカニズムは単純ではなく、MACを決定する要因については必ずしも明らかになっていない。

そこで本研究では、温室効果ガスの削減に伴う費用とその決定要因をより明確に評価するために、技術選択モデルを用いたMACの評価手法の検討を行った。本研究では、

MACの推計方法として、CO<sub>2</sub>排出量の潜在価格によって評価する方法と、CO<sub>2</sub>排出量制約を微小変化させた前後で2回最適化計算を行う微分計算法の2種類を検討し、各ケースにおけるMACや、MACを決定する要因の特定を行った。

## 2. 技術選択モデルによるMACの評価手法

### 2.1 技術選択モデル

本研究では、大槻ら<sup>4)</sup>、および川上ら<sup>5)</sup>によって開発された、我が国のエネルギーシステム全体を対象とする技術選択モデルをベースとした評価を行った。本モデルは、各エネルギー技術の資本費などを入力値とし、線形計画法に基づき、排出量制約や電力需給などに関わる各種制約下において、エネルギーシステム全体における費用が最小となるエネルギー技術の導入量などを出力する。選択の対象とする技術は発電、エネルギー転換、産業、運輸、家庭、業務の各部門における約300の技術とし、一次エネルギー供給からエネルギー転換、二次エネルギー、地域間輸送、最終消費までをフロー化している(図1)。

本モデルは、技術 $k$ 、時点 $y$ [年]の資本費 $ivc_{k,y}$ [円/年]、燃料費 $voc_{k,y}$ [円/年]、O&M費 $foc_{k,y}$ [円/年]、エネルギー調達費 $flc_{k,y}$ [円/年]の総和を総コスト $acc_{k,y}$ [円/年]とし、式(1)に示す目的関数によって割引後累積コストが最小となるように各技術の導入量 $x_{k,y}$ を求める。なお、価格は全て2019年実質価格として扱った。本研究では計算の最終年度 $y_e$ を2080年とし、その間は2019年、2030年、2040年、2050年、2065年で計算を行った。なお、分析の主な対象年は2050年とするが、終端効果を考慮するため計算自体は2080年まで

Corresponding author; Hideaki Obane,

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット

\*\* 横浜国立大学

\*\*\* 立命館アジア太平洋大学

行っている。

$$\min \sum_{k=1}^n \sum_y^{y_e} ac_{k,y} \cdot \left( \sum_{y_2 \in YEARY} (1 + DR)^{BY-y_2} \right) \quad (1)$$

$$ac_{k,y} = x_{k,y} \cdot (ivc_{k,y} + foc_{k,y} + voc_{k,y} + flc_{k,y}) \quad (2)$$

式中において、 $YEARY$ : 時点  $y$  が代表する年の集合 (例えば 2030 年は 2026~2035 年)、 $BY$ : 分析初年 (=2019 年) とする。

代表的な制約条件として、CO<sub>2</sub> 排出量制約、各時間における電力需給バランス、立地条件に依存する各電源の導入量上限制約、供給予備力制約、負荷追従制約などを与えている<sup>4)</sup>。

本研究では、Mosel を用いて線形モデルを記述し、ソルバーである Xpress を用いることによって解を得た。

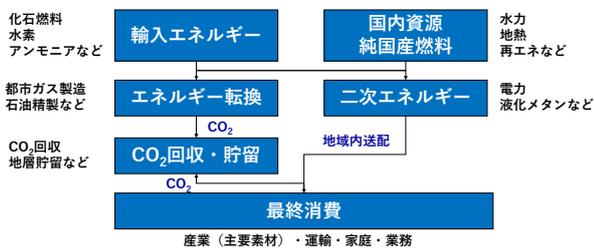


図1 モデル化したエネルギーシステム

## 2.2 MAC の評価手法

本研究では、2 種類の方法により MAC の推計を行った。

1 つめの方法は、従来の研究で多く行われている方法と同様に、双対問題の最適解として得られる CO<sub>2</sub> 排出量制約式の潜在価格を MAC として扱う方法である。これを定式化すると式(3)の通り表せる。この方法では、1 回の最適計算によって MAC が得ることができるが、MAC を決定する具体的な要因の特定は困難である。

$$MAC_y = \frac{\partial}{\partial CO_2} \sum_{k=1}^n ac_{k,y} \quad (3)$$

2 つめの方法は、CO<sub>2</sub> 排出量制約を微小変化させた前後で 2 回最適化計算を行い、2 回の計算結果における各技術の導入量の微小変化分  $\Delta x_{k,y}$  と、前提条件で与えている各種費用から MAC を評価する方法である。この方法を本研究では微分計算法とし、これを定式化すると式(4)の通り表される。微分計算法では、CO<sub>2</sub> 排出量制約の潜在価格を計算する方法と比較して計算時間は倍になるが、MAC を決定する具体的な技術などの特定を行うことが可能である。

$$MAC_y = \sum_{k=1}^n \frac{\partial x_{k,y}}{\partial CO_2} \cdot (ivc_{k,y} + foc_{k,y} + voc_{k,y} + flc_{k,y}) \quad (4)$$

## 3. モデル計算の前提条件

### 3.1 ケース設定

本研究では、MAC に影響を与えると想定される要素として、原子力発電の利用可否、CCS による CO<sub>2</sub> の貯留可能量、燃料価格を考慮し、表 1 に示す通り(1) ベースケース (2) 原子力撤廃ケース (3) 低 CCS ケース (4) 高燃料価格ケースの計 4 種類のケースを設定した。

(1) ベースケースにおいては、既存および建設中の原子力発電所のみが 60 年運転で稼働するとし、2050 年時点で 23 基 (23.7 GW) が残存するとした。CCS による CO<sub>2</sub> の貯留可能量は国内貯留のみを対象とし、CCS 長期ロードマップ検討会の中間とりまとめ<sup>6)</sup>における国内貯留量 1.2-2.4 億 t-CO<sub>2</sub>/年を参考に、その中間値である 1.8 億 t-CO<sub>2</sub>/年とした。また、燃料価格は、国際エネルギー機関 (IEA: International Energy Agency) の World Energy Outlook 2021<sup>7)</sup>における Sustainable Development Scenario (SDS)を基に設定した (図2 実線部)。

次に、(2) 原子力撤廃ケースでは、ベースケースを基準に、原子力を利用しないケースとした。(3) 低 CCS ケースでは、地理的要因などにより CO<sub>2</sub> 貯留可能が十分に行えないことを想定し、CCS による CO<sub>2</sub> 貯留可能量をベースケースの 1/3 に相当する 0.6 億 t/年とした。(4) 高燃料価格ケースでは、2030 年まで 2022 年時点の価格高騰が継続し、2050 年時点で SDS の燃料費の 2 倍になるとした (図2 点線部)。

なお、いずれのケースにおいても、2050 年における水素の輸入価格は 32 円/Nm-H<sub>2</sub>、アンモニアの燃料価格は 44,730 円/t、合成メタン輸入価格は 157,200 円/toe とした。

表1 ケースの設定

	原子力	CO <sub>2</sub> 貯留可能量	燃料費
(1) ベース	あり	1.8 億 t/年	WEO 2021 準拠
(2) 原子力撤廃	なし		
(3) 低 CCS	あり	0.6 億 t/年	WEO 2021 2倍相当(2050年)
(4) 高燃料価格		1.8 億 t/年	

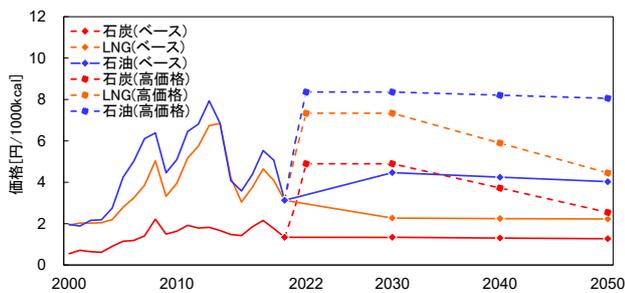


図2 一次エネルギー燃料価格の想定[円/1000kcal]

### 3.2 エネルギーサービス需要の想定

エネルギーサービス需要（以下、サービス需要）は、産業（鉄鋼、化学、セメント、紙・パルプ、その他産業）、運輸（旅客、貨物）、家庭（照明、冷房、暖房、厨房）、業務（照明、冷房、暖房、厨房）を対象に計37とした。モデル内では、各部門の中でサービス需要をさらに細分しており、例えば運輸（旅客）では、旅客自動車、バス、船舶、鉄道、航空機の5種類に細分している。

2080年までのサービス需要は、1人あたりGDPの予測などにに基づき、回帰的に推計を行った。例えば、鉄鋼生産を一例として取り上げると、産業GDPを説明変数として、将来までの鉄鋼生産量の予測を行っている（2030年以降は横置き）。表2に代表的なサービス需要の推計結果を示す。なお、表中のGDPと人口は、一部のサービス需要を回帰予測するための説明変数であり、参考として示している。

電力需要や熱需要については、各サービス需要を満たすために選択された各技術の導入量により内生的に決定される。例えば、鉄鋼生産において電炉が選択された場合においては、それに伴ってモデル内で電力需要が増大する。

表2 主なサービス需要・マクロ前提条件の想定

	単位	2019	2030	2050
鉄鋼生産量	万t	9,843	9,043	9,043
エチレン 生産量	万t	628	570	620
セメント 生産量	万t	5,810	5,560	5,960
紙生産量	万t	2,503	2,156	2,316
旅客自動車 輸送量	億人・km	9,096	8,302	6,874
トラック 輸送量	億t・km	2,154	2,316	2,768
実質GDP (2015年 基準)	兆円	551	665	930
人口	億人	1.26	1.18	1.03

### 3.3 CO<sub>2</sub>回収・貯留技術の想定

CO<sub>2</sub>回収は、燃焼前回収と燃焼後回収、直接空気回収（Direct Air Capture: DAC）を対象とした。燃焼前回収は物理吸収法に基づきIGCCや石炭ガス化炉などに設置するものとし、燃焼後回収は固体吸収剤方式に基づきガス火力発電機や高炉に設置するものとした。いずれの回収技術も、改造を想定した既設プラントへの設置と、新設プラントへの設置の両方を考慮している。

2050年におけるCO<sub>2</sub>回収の資本費（年額換算）とO&M費の合計は、各種文献<sup>8),9)</sup>を参考に、952円/(t-CO<sub>2</sub>/年)（燃焼前回収）、781円/(t-CO<sub>2</sub>/年)（燃焼後回収）、4,109円/(t-CO<sub>2</sub>/年)（DAC）とした（CO<sub>2</sub>圧縮液化費を含む）。また、CO<sub>2</sub>回収における消費電力は、355kWh/t-CO<sub>2</sub>（燃焼前回収）、184kWh/t-CO<sub>2</sub>（燃焼後回収）、1,316kWh/t-CO<sub>2</sub>（DAC）とした。また、CO<sub>2</sub>貯留の費用は、CO<sub>2</sub>輸送費（国内300km）を含め、各種文献<sup>10),11)</sup>を参考に4,964円/t-CO<sub>2</sub>とした。

### 3.4 太陽光・風力発電の想定

太陽光と風力発電の資本費は2021年発電コスト検証WG・調達価格等算定委員会等の資本費を基に、累積生産量に応じて生産コストが低下する前提に基づく学習曲線によって推計を行った。なお、太陽光発電については、設置の規模によって資本費が異なることを考慮し、調達価格等算定委員会で示されている資本費の上位15%、50%、下位15%を参考に、資本費を3段階にランク付けを行った。

2050年における資本費の想定値は、10.6 - 14.4万円/kW（地上設置型太陽光）、12.7 - 23.7万円/kW（建物設置型太陽光）、30.2万円/kW（陸上風力）、33.6万円/kW（着床式洋上風力）、43.7万円/kW（浮体式洋上風力）とした。

地上設置型太陽光発電と風力発電の導入量上限は、雑草地・しの地・裸地・再生困難な荒廃農地などの自然環境への影響が小さいと考えられる場所や、再エネ海域利用法に基づく「促進区域」の対象となる海域に発電設備を設置する前提の下、文献<sup>12),13)</sup>に倣って2021年4月時点のGISデータを用いて推計を行い、地上設置型太陽光発電65.4GW、陸上風力23.4GW、洋上風力405.1GWとした。また、建物設置型太陽光発電の導入量上限は、環境省<sup>14)</sup>を参考に、戸建住宅設置166.9GW、その他建物設置288.3GWとした。

## 4. モデルによる技術選択結果

### 4.1 旅客自動車輸送における導入技術

各ケースにおけるエネルギー技術の導入状況を確認するため、サービス需要の一つである旅客自動車輸送量を一例として取り上げ、2050年における旅客乗用車の保有台数を図3に示す。

旅客自動車は、ガソリン車、プラグインハイブリッド車、

ハイブリッド車、電気自動車、ディーゼル車、燃料電池車、バイオ燃料車、CNG車を選択の対象とした。ただし、長距離を走行するユーザが一定数存在すると仮定し、航続距離が短いとされる電気自動車については、導入量が全車種のうちの8割までとする制約を課している。

これらの自動車の中から、車体価格や燃料価格、地域や時間帯などによって異なる電力価格（モデル上では電力限界費用）が考慮され、DACの利用を前提としたガソリン車（車両価格212万円/台）、もしくは電気自動車（車両価格224万円/台）が選択された。

ケース毎の違いに着目すると、低CCSケースでは、他のケースと比較して電気自動車が多く導入されており、より電化が行われる結果が示された。これは、想定した車体価格や燃料価格、およびモデル解である2050年における電力限界費用（低CCSケース：地域・年平均16.3円/kWh）の条件下では、電気自動車よりガソリン車とDACを組み合わせた方がコスト優位となるが、低CCSケースではCO<sub>2</sub>貯留可能量が厳しく制約されているため、相対的にコストが高い電気自動車が導入されているためである。

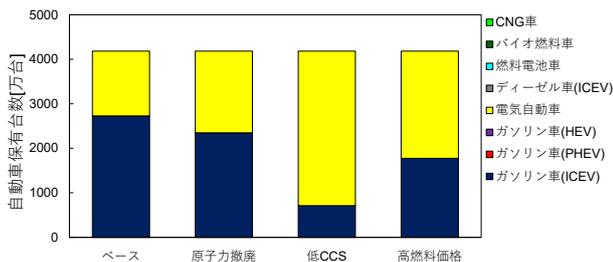


図3 2050年における旅客自動車の保有台数[万台]

## 4.2 発電電力量

2050年における発電電力量を図4に示す。ベースケースでは、全体の発電量の約5割が再生可能エネルギーによって賄われ、残りの5割は原子力発電、CCS付ガス火力、アンモニア・水素火力によって賄われる結果が示された。

原子力撤廃ケースにおいては、原子力発電の代わりに洋上風力がベースケースに対して多く導入されており、再エネ比率は約7割となっている。低CCSケースにおいては、CO<sub>2</sub>貯留可能量制約によってDACの導入が抑制され、DACで用いられる電力消費量が小さくなるため、他ケースと比較して全体の発電量が低下する結果となった。また、ガス火力に設置するCCSによるCO<sub>2</sub>貯留も制約されるため、CCS付火力の代わりにアンモニア・水素火力がより多く導入されている。高燃料価格ケースにおいては、一部のガス火力の代わりに、洋上風力が多く導入され、再生可能エネルギーの比率は約7割となった。

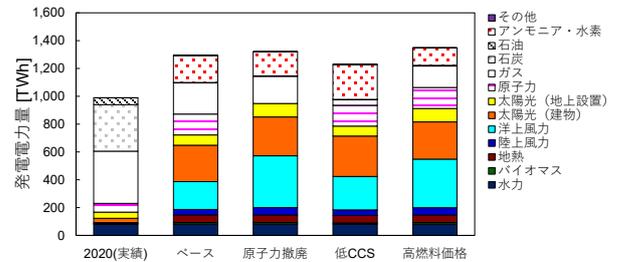


図4 2050年における発電電力量[TWh]

## 4.3 CO<sub>2</sub>貯留量

2050年におけるCO<sub>2</sub>貯留量の内訳を図5に示す。同図において、赤の横線が制約条件として与えたCO<sub>2</sub>貯留可能量の上限を示しており、いずれのケースにおいても貯留可能量の上限までCO<sub>2</sub>貯留が行われていることが示されている。

ベース・原子力撤廃・高燃料価格ケースにおいては、全CO<sub>2</sub>貯留のうち約半分がDACによる回収となっており、運輸分野におけるCO<sub>2</sub>や、産業分野におけるボイラからのCO<sub>2</sub>などがDACによって回収されている。

低CCSケースにおいては、主にガス火力やバイオマス火力からのCO<sub>2</sub>貯留が優先され、全体のCO<sub>2</sub>貯留に対するDACの比率は他のケースと比較して小さい結果となった。

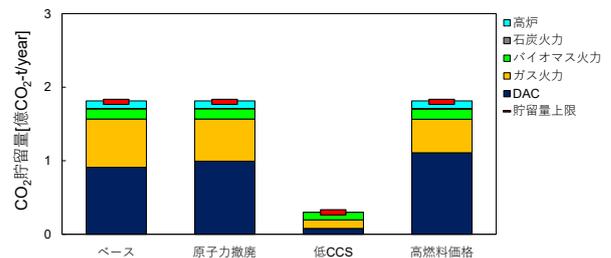


図5 2050年におけるCO<sub>2</sub>貯留の内訳[億CO<sub>2</sub>-t/year]

## 5. MACの評価結果

### 5.1 CO<sub>2</sub>排出量制約の潜在価格

想定した4つのケースにおいて、CO<sub>2</sub>排出量制約を2030年で6.8億t-CO<sub>2</sub>（2013年度比46%減）、2040年で3.4億t-CO<sub>2</sub>、2050年で0t-CO<sub>2</sub>とした場合におけるCO<sub>2</sub>排出量制約の潜在価格の推移を図6に示す。

ベースケースおよび原子力撤廃ケースにおけるCO<sub>2</sub>排出量制約の潜在価格は5.7万円/t-CO<sub>2</sub>と推計された。また、低CCSケースにおける潜在価格は7.4万円/t-CO<sub>2</sub>となり、対象とした4つのケースの中で最も高い値となった。また、高燃料価格ケースにおいては、全ケースの中で最も低い4.8万円となったが、これは化石燃料を用いてCO<sub>2</sub>を排出する従来技術と、低炭素技術との費用差が小さくなったことによって、CO<sub>2</sub>を追加的に削減するための費用が小さく見えていることに留意する必要がある。

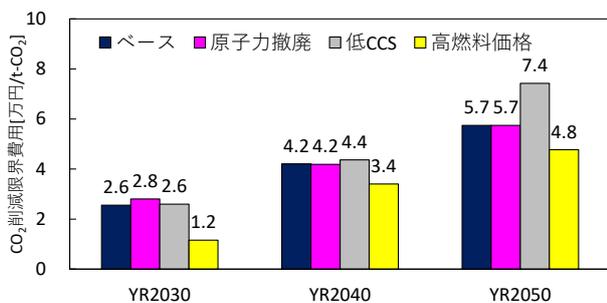


図6 CO<sub>2</sub> 排出量制約の潜在価格 [万円/t-CO<sub>2</sub>]

## 5.2 ベースケースにおける MAC の決定要因

ベースケースを対象に、2050年におけるCO<sub>2</sub>排出量制約を0 t-CO<sub>2</sub>としたケースと、1,000 t-CO<sub>2</sub>としたケースの2パターンの計算を行い、それぞれのケースにおける各種技術の導入量等の差分から、CO<sub>2</sub>排出量ゼロを達成するために最後の1,000 t-CO<sub>2</sub>を削減する際に追加的に導入される設備や費用などの分析を行った(図7)。

その結果、ベースケースにおいては、最後の1,000 t-CO<sub>2</sub>を追加的に削減するために、合成メタン 1,400 万 toe が追加的に輸入されることが確認された。この合成メタンの燃料費の増分をCO<sub>2</sub>削減量(1,000 t-CO<sub>2</sub>)で除すると8.9 万円/t-CO<sub>2</sub>となる。この合成メタンが追加的に輸入されたことによってLNGの輸入量が減少し、LNGの輸入費用も減少した。また、CO<sub>2</sub>を大気に排出するLNGの消費量が減少したことによって、電力を消費するDACの導入量も減少し、発電用のアンモニア燃料の輸入量も減少することも確認された。このように、ベースケースにおいて最後の1,000 t-CO<sub>2</sub>を排出するために合成メタンが追加的に輸入されるが、MACは様々な技術の相互作用により決定される。

このことを踏まえ、合成メタンの燃料費の増分から、これらの費用の減少分を差し引いた費用は5.8 万円/t-CO<sub>2</sub>となり、5.1節で評価したCO<sub>2</sub>排出量制約の潜在価格に概ね一致した。すなわち、MACを決定する要因を明確にする上で、本研究で検討した微分計算法は有効である。

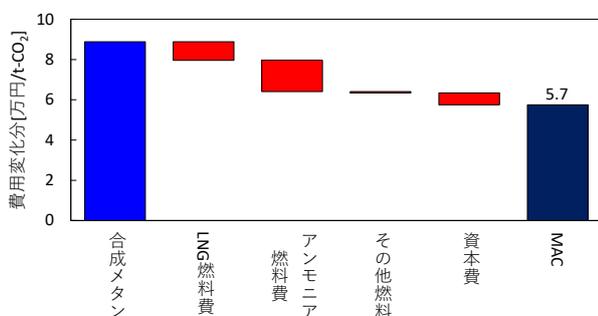


図7 微分計算法における導入技術・燃料費の変化 (ベースケース・2050年) [万円/t-CO<sub>2</sub>]

## 5.3 ケース毎の MAC の決定要因の差異

ケース毎のMACの決定要因の違いを見るために、2050年におけるMACが最も高かった低CCSケースを対象に、最後の1,000 t-CO<sub>2</sub>を削減するために追加的に導入される設備などの分析を行った(図8)。

その結果、低CCSケースにおいては、1,000 t-CO<sub>2</sub>を追加的に削減するために、主にDACが追加的に導入(922 t-CO<sub>2</sub>)されることが確認された。ただし、図5で示した通りCO<sub>2</sub>貯留可能量は上限に達しているため、モデル上においてはDACによるCO<sub>2</sub>貯留を行うために、CCS付ガス火力によるCO<sub>2</sub>貯留量を削減し、CCS付ガス火力をアンモニア火力が代替している。また、残りの78 t-CO<sub>2</sub>の削減は、電気自動車の導入などによって行われていることが確認された。このことを踏まえ、DACとアンモニア火力などの追加費用分から、ガス火力の費用等を差し引いた値は7.3 万円/t-CO<sub>2</sub>となり、CO<sub>2</sub>排出量制約の潜在価格に概ね一致した。

ここで、一次エネルギー供給における天然ガスの供給量に着目すると、ベースケースでは45 Mtoeであり、そのうち16 MtoeがCCSによって燃焼時のCO<sub>2</sub>が回収され、残りの29 MtoeがDACによって回収されている。他方で、低CCSケースにおける天然ガスの供給量は6 Mtoeであり、このうちほぼ全ての天然ガスはCCSによって燃焼時のCO<sub>2</sub>が回収されている。低CCSケースにおいては、天然ガスの消費が抑制され、合成メタンによるCO<sub>2</sub>削減の余地が限られるため、最後の1,000 t-CO<sub>2</sub>を削減するために、合成メタンではなくDACが用いられたと考えられる。

これまでと同様の方法に基づき、設定した4つの全てのケースでMACの決定要因を分解した結果を図9に示す。その結果、最後の1,000 t-CO<sub>2</sub>を削減するために、ベースケースと原子力撤廃ケースにおいては合成メタンが追加的に輸入されている一方で、低CCSケースと燃料価格高騰ケースにおいては、アンモニア燃料の輸入増大によるコスト上昇が大きくなっていることが確認された。アンモニア燃料の増大は、詳細な要因の特定は今後の検討課題であるが、前述の通りDACと関連していると考えられる。

また、燃料価格高騰ケースにおいても、アンモニア燃料の増大が主にMACの決定要因となっており、同ケースでもDACの追加導入(698 t-CO<sub>2</sub>)が関連しているとみられる。同ケースでは、燃料価格が高騰したことによって、ガス火力の代わりに再生可能エネルギーの導入が進み(図4)、DACで消費する電力の価格が低減されている。同ケースの地域・年平均の電力限界費用は16.1 円/kWhとなり、他のケースと比較して最も小さい(ベース:17.0 円/kWh, 原子力撤廃:16.6 円/kWh, 低CCS:16.3 円/kWh)。そのため、最後の1,000 t-CO<sub>2</sub>を削減するために、合成メタンの輸入よりもDACの追加導入の方が経済的となり、DACがMACの決定要因

となったと推察される。

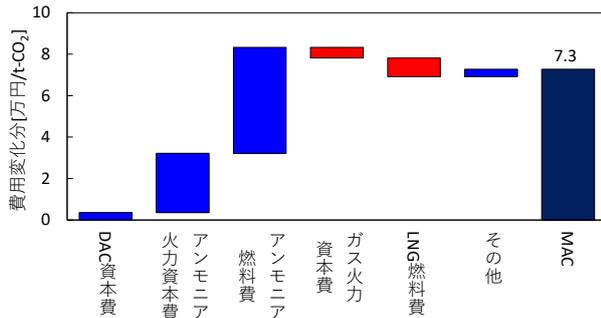


図8 微分計算法における導入技術・燃料費の変化  
(低 CCS ケース・2050年) [万円/t-CO<sub>2</sub>]

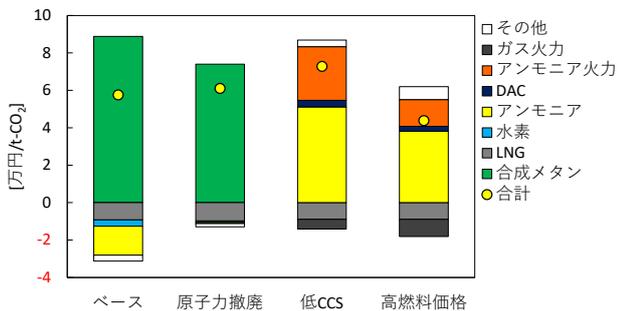


図9 2050年におけるMACの決定要因の分解  
[万円/t-CO<sub>2</sub>]

## 6. 結論

本研究では、微分計算法を用いることによって、2050年にCO<sub>2</sub>排出量を正味0t-CO<sub>2</sub>とする場合における、MACを決定する要因の評価を行った。これにより、CO<sub>2</sub>排出量制約の潜在価格でMACを推計する方法と比較し、MACの決定要因がより明確になる。本研究で想定した特定のシナリオの下では、合成メタンやDACなどがMACを決定している要因となっていることが確認されたが、CNに向けてMACを削減する上では、MACを決定する技術のコスト削減に加え、その技術に関連するインフラコストや電力費用なども削減することも検討に資する。また、MACが特に高い技術については、R&Dなどといった技術革新を促すような政策の検討も必要となりうる。

本研究では、2050年のCO<sub>2</sub>排出量0t-CO<sub>2</sub>を達成する場合のMACと決定要因の特定を行ったが、対象年やCO<sub>2</sub>排出量制約の違いによる評価は課題の一つとして挙げられる。また、前提条件やモデル計算結果から推計される技術の導入費用の序列関係を明確にすることも今後重要となり、これらの検討によって、CO<sub>2</sub>排出量の削減レベルに応じた重要技術を特定できることが期待される。

これまでの政策評価などにおいても、MACなどのコスト指標を用いた評価が参照されてきた一方で、その算出過程

を明確にすることは重要である。これにより、CO<sub>2</sub>の大規模削減において、重要技術の普及に向けた方策や、MACを削減するための具体的な方策の検討への貢献が期待される。

## 参考文献

- 1) M.Sugiyama et al, EMF 35 JMIP study for Japan's long-term climate and energy policy: scenario designs and key findings, Sustainability Science, 2021, vol 16, pp.355-374.
- 2) K.Oshiro et al, Mid-century emission pathways in Japan associated with the global 2 °C goal: national and global models' assessments based on carbon budgets, Climatic Change, 2020, vol 162, pp.1913-1927.
- 3) 秋元圭吾, 佐野史典, パリ協定 2°C目標から見た我が国の2050年排出削減目標に関する分析, エネルギー資源学会, 38(1), pp.1-9.
- 4) 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 水野有智, 森本壮一, 松尾雄司, 2050年CO<sub>2</sub>正味ゼロ排出に向けた日本のエネルギー構成: 自然変動電源の立地制約を考慮した分析, 電気学会論文誌B(電力・エネルギー部門誌), 142(7), pp.334-346, 2022年7月.
- 5) 川上恭章, 松尾雄司; エネルギーシステム技術選択モデルによるGHG80%削減分析: 気象条件が技術選択やGHG削減費用に与える影響, エネルギー・資源学会論文誌, 41(2020), pp.68-76.
- 6) 経済産業省, CCS長期ロードマップ検討会 中間とりまとめ
- 7) International Energy Agency, World Energy Outlook 2021.
- 8) 総合イノベーション戦略推進会議決定, 革新的環境イノベーション戦略, 2020年1月
- 9) M.Fasihi O.Ekimova, C.Breyer, Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants, Journal of Cleaner Production, vol 224, 2019, pp.957-980.
- 10) 秋元圭吾, 佐野史典, 2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析(中間報告), 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会(第43回会合)資料2(2021)
- 11) Intergovernmental Panel on Climate Change, special report on carbon dioxide capture and storage, 2005.
- 12) H.Obane, Y.Nagai, K.Asano; Assessing land use and potential conflict in solar and onshore wind energy in Japan, Renewable Energy, 160(2020), pp842-851.
- 13) H.Obane, Y.Nagai, K.Asano; Assessing the potential areas for developing offshore wind energy in Japanese territorial waters considering national zoning and possible social conflicts, Marine Policy, 129(2021).
- 14) 環境省; 令和2年度再生可能エネルギー導入ポテンシャルに関する調査委託業務報告書.