

エネルギー経済

第49巻・第2号 通巻401号

カーボンニュートラルにおけるCO₂限界削減費用の決定要因分析
ASEANを対象とした脱炭素ロードマップ分析
アメリカの太陽光発電製品をめぐる通商政策動向
脱炭素と貿易の課題—炭素の国境調整措置を中心に
日本は省エネルギー大国の座を降りた？
グリーン水素によるアジアの脱炭素化の可能性について
カーシェアリングとEV
メタン排出管理に関する国内外の動向

目次

カーボンニュートラルにおける CO ₂ 限界削減費用の決定要因分析 尾羽 秀晃 遠藤 聖也 森本 壮一 大槻 貴司 松尾 雄司	1
ASEAN を対象とした脱炭素ロードマップ分析 森本 壮一 遠藤 聖也 尾羽 秀晃 下郡 けい 水野 有智 大槻 貴司 松尾 雄司 木村 繁 有馬 純	11
アメリカの太陽光発電製品をめぐる通商政策動向 —対中関税を中心に— 中森 大介	19
脱炭素と貿易の課題—炭素の国境調整措置を中心に 柳 美樹	28
日本は省エネルギー大国の座を降りた？ GDP 原単位は特性も認識して活用を 柳澤 明	37
グリーン水素によるアジアの脱炭素化の可能性について 中村 博子 永田 敬博 カン 思超 林 健太郎 柴田 善朗	54
カーシェアリングと EV 太田 充亮	96
メタン排出管理に関する国内外の動向 松倉 誠也 橋本 裕	104

カーボンニュートラルにおける CO₂ 限界削減費用の決定要因分析 ◆

Factor determining marginal abatement cost of CO₂ under carbon neutrality

尾羽 秀晃* 遠藤 聖也* 森本 壮一* 大槻 貴司** 松尾 雄司***

Abstract

Toward carbon neutrality, cost assessment for reducing CO₂ 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 - CO₂. In the base scenario and no nuclear scenario, liquid synthetic fuel was additionally consumed instead of fossil fuel to reduce last 1,000 t - CO₂ toward carbon neutrality. Hence, liquid synthetic fuel was key factor to determine MAC. On the other hands, in the low CCS scenario hand 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¹⁻³⁾。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CO₂限界削減費用(MAC: Marginal abatement costs of CO₂)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CO₂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、CO₂排出量の潜在価格によって評価する方法と、CO₂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。

◆ 本論文は、第39回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の発表論文です。

* (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

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⁴⁾、および川上ら⁵⁾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 ack, 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 年まで行っている。

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

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

式中において、 $YEARY_y$: 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、CO₂ 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⁴⁾。

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。

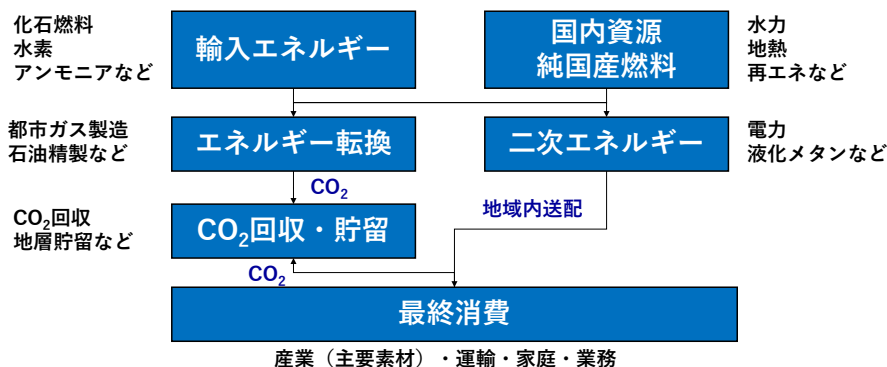


図 1 モデル化したエネルギーシステム

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 CO₂ 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、CO₂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、CO₂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。

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

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CO₂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(23.7GW)が残存するとした。CCSによるCO₂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⁶⁾における国内貯留量1.2-2.4億t-CO₂/年を参考に、その中間値である1.8億t-CO₂/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 2021⁷⁾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CO₂貯留可能が十分に行えないことを想定し、CCSによるCO₂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-H₂、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 ₂ 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	

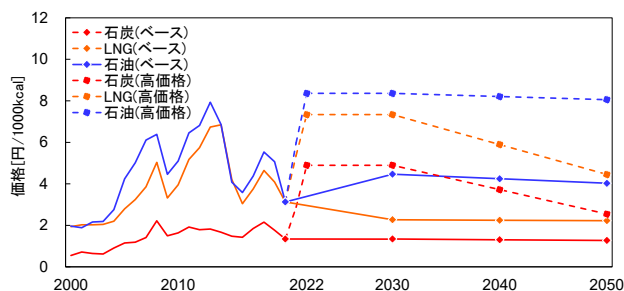


図2 一次エネルギー燃料価格の想定[¥/1000kcal]

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、それに応じ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. CO₂回収・貯留技術の想定

CO₂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CO₂回収の資本費（年額換算）とO&M費の合計は、各種文献^{8) 9)}を参考に、952円/(t-CO₂/年)（燃焼前回収）、781円/(t-CO₂/年)（燃焼後回収）、4,109円/(t-CO₂/年)（DAC）とした（CO₂圧縮液化費を含む）。また、CO₂回収における消費電力は、355kWh/t-CO₂（燃焼前回収）、184kWh/t-CO₂（燃焼後回収）、1,316kWh/t-CO₂（DAC）とした。また、CO₂貯留の費用は、CO₂輸送費（国内300km）を含め、各種文献¹⁰⁾

11)を参考に 4,964 円/t-CO₂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¹²⁾、¹³⁾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 65.4 GW、陸上風力 23.4 GW、洋上風力 405.1 GW 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¹⁴⁾を参考に、戸建住宅設置 166.9 GW、その他建物設置 288.3 GW 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 CO₂ 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。

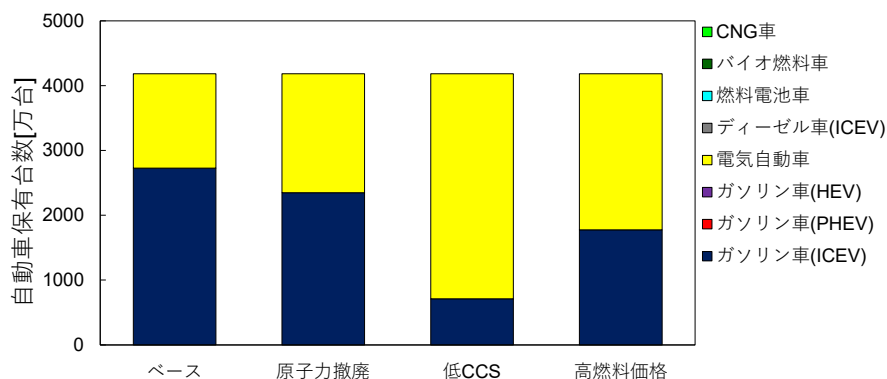


図 3 2050 年における旅客自動車の保有台数[万台]

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、CO₂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CO₂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。

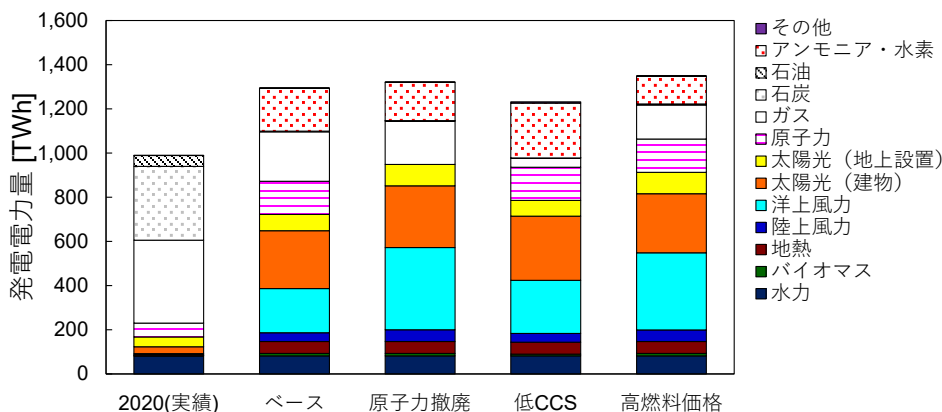


図4 2050年における発電電力量[TWh]

4-3. CO₂貯留量

2050年におけるCO₂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CO₂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CO₂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CO₂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CO₂や、産業分野におけるボイラからのCO₂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CO₂貯留が優先され、全体のCO₂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。

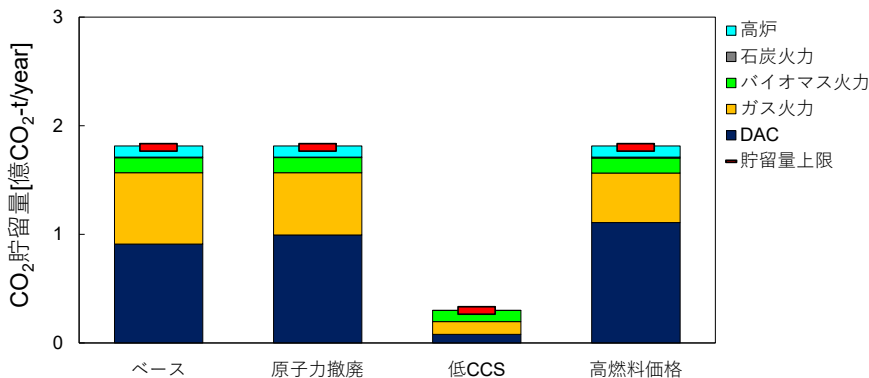


図5 2050年におけるCO₂貯留の内訳[億CO₂-t/year]

5. MACの評価結果

5-1. CO₂排出量制約の潜在価格

想定した4つのケースにおいて、CO₂排出量制約を2030年で6.8億t-CO₂（2013年度比46%減）、2040年で3.4億t-CO₂、2050年で0t-CO₂とした場合におけるCO₂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CO₂排出量制約の潜在価格は5.7万円/t-CO₂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-CO₂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CO₂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、CO₂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。

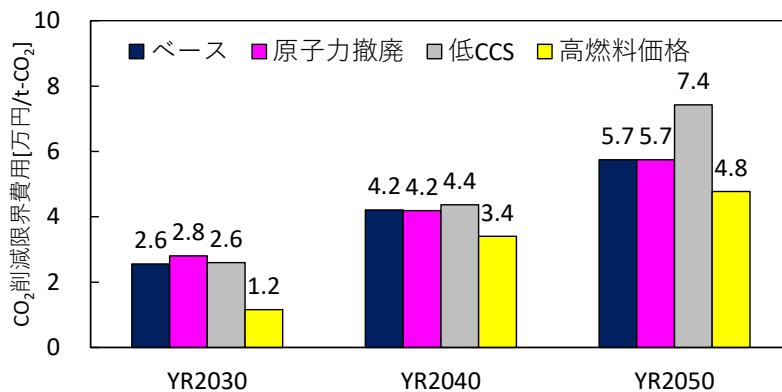


図6 CO₂排出量制約の潜在価格[万円/t-CO₂]

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CO₂排出量制約を0t-CO₂としたケースと、1,000t-CO₂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、CO₂排出量ゼロを達成するために最後の1,000t-CO₂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1,000t-CO₂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CO₂削減量(1,000t-CO₂)で除すると8.9万円/t-CO₂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、CO₂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1,000t-CO₂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-CO₂となり、5-1節で評価したCO₂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。

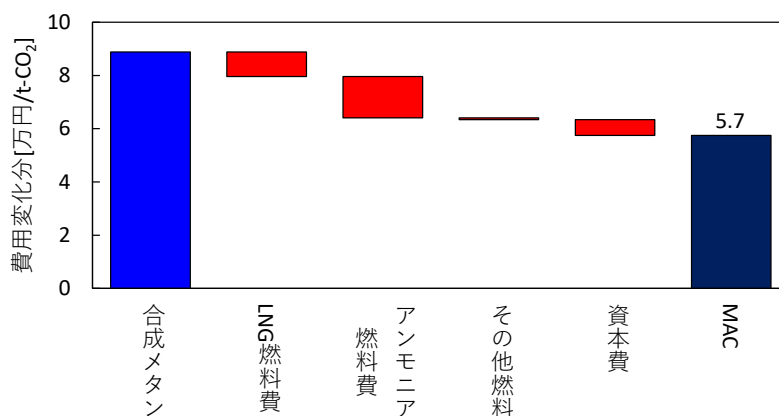


図7 微分計算法における導入技術・燃料費の変化
(ベースケース・2050年) [万円/t-CO₂]

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-CO₂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-CO₂を追加的に削減するために、主にDACが追加的に導入(922 t-CO₂)されることが確認された。ただし、図5で示した通りCO₂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CO₂貯留を行うために、CCS付ガス火力によるCO₂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-CO₂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-CO₂となり、CO₂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CO₂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CO₂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CO₂削減の余地が限られるため、最後の1,000 t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-CO₂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-CO₂)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。

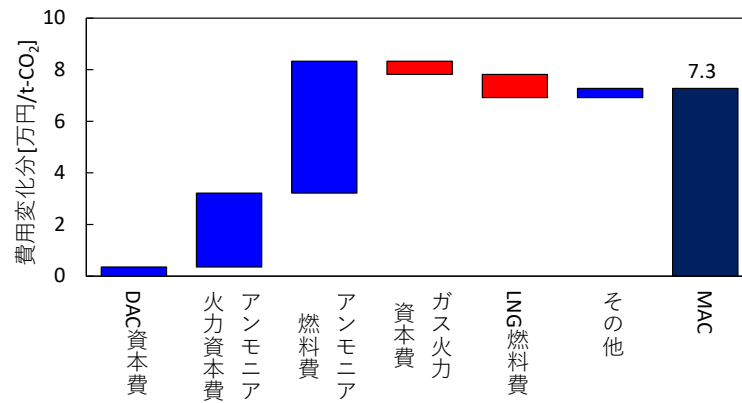


図8 微分計算法における導入技術・燃料費の変化 (低 CCS ケース・2050年) [万円/t-CO₂]

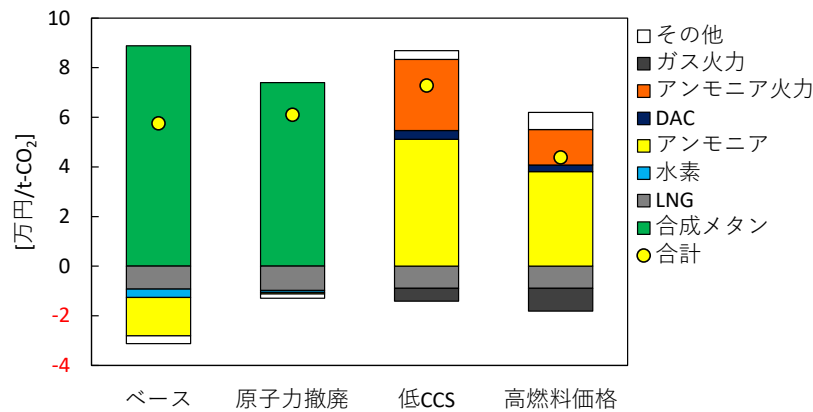


図9 2050年におけるMACの決定要因の分解 [万円/t-CO₂]

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CO₂排出量を正味0 t-CO₂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、CO₂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CO₂排出量0 t-CO₂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CO₂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、CO₂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、CO₂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 CO₂ 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 CO₂ 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.

ASEAN を対象とした脱炭素ロードマップ分析◆

A Study on Decarbonization Roadmaps for ASEAN Countries

森本 壮一* 遠藤 聖也* 尾羽 秀晃* 下郡 けい* 水野 有智** 大槻 貴司***

松尾 雄司**** 木村 繁***** 有馬 純*****

Abstract

In this study, we applied a linear programming model to ASEAN 10 countries, and showed cost-optimal results for sectoral CO₂ emissions, primary energy supply, and power generation to decarbonize the region by 2060. We founded that, as pointed out in IPCC AR6, (1) energy efficiency and electrification in the final consumption sector, (2) early decarbonization in the power sector (until 2040), and (3) utilization of negative emission technologies (DAC, BECCS and natural carbon sink) are also important for the region. In addition, it was confirmed that the gas plays important role in the transition period such as 2030 and 2040. Under our standard assumptions, not only renewables such as solar PV, but also thermal power such as gas with CCS and hydrogen/ammonia are also essential in many countries. Although decarbonization inevitably leads to an increase in the total cost of the energy system, it is possible to reduce the cost considerably by achieving the strengthening of natural resource sharing within ASEAN (ex. via the international power grid) and technological innovation including demand side technologies.

Key words: ASEAN, Decarbonization, Roadmap, Linear programming model, Hydrogen

1. 序論

COP26 を契機に脱炭素化の波は先進国のみならず新興・途上国まで拡がり、ASEAN においても、インドネシアで 2060 年まで、タイでは 2050 年までなど、多くの国で今世紀半ば頃までのカーボンニュートラル(CN)達成を宣言済みである。このような非常に野心的な CO₂ 排出削減にはエネルギーシステムの根本的な変革が必要であるが、同時にエネルギー・トランジションは画一的な手段では達成できない。まず、ASEAN は足元のエネルギーシステムの化石燃料への依存度が高く、ASEAN 全体では一次エネルギー供給に占める化石燃料のシェアは 8 割に達する。中でもベトナムなどは石炭のシェアが 5 割と高い。また、ASEAN 内では太陽光や風力のポテンシャルは偏在しており、特にインドネシアなど低緯度に位置する国々では風力資源のポテンシャルは相対的に小さい。加えて、ASEAN の経済成長は著しく、エネルギー需要も大幅に増加している。言うまでもなく、ASEAN 各国の脱炭素ロードマップは、このような事情を十分に反映したものでなければ現実的なものとはなりえない。

そこで、筆者らは、日本を対象とした分析に適用実績のある技術選択モデルを用いて、ASEAN 10 か国におけるコスト最適な脱炭素ロードマップを記述することを目的とした分析を行った。なお、筆者らの分析は、2021 年 5 月に梶山経済産業大臣(当時)が立ち上げたアジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ(AETI)¹⁾の 5 つの柱の 1 つ、「エネルギー・トランジションのロードマップ策定支援」に貢献しており、アジアグリーン成長パートナーシップ閣僚会合(AGGPM)官民フォーラム(2022 年 3 月 14 日)²⁾及び日 ASEAN ビジネスウィーク 2022 (2022 年 5 月 30 日～6 月 3 日)³⁾の場において分析結果の報告がなされている。また、ERIA ウェブサイトでは事業報告書⁴⁾が公開されている。

◆ 本論文は、第 39 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (エネルギー・資源学会主催) の発表論文です。

* (一財) 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)

** エネルギー総合工学研究所

*** 横浜国立大学 (および IEEJ 客員研究員)

**** 立命館アジア太平洋大学 (および IEEJ 客員研究員)

***** Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA)

***** 東京大大学 (および ERIA Senior Policy Fellow)

以降、図表中で国・地域名は以下の略号を用いる。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。

2. 手法

2-1. モデル及び前提条件

本研究では、日本を対象とした分析に適用し、基本政策分科会⁵⁾、⁶⁾でも分析結果を報告してきた線形計画法による技術選択モデル⁷⁾をASEAN 10か国に適用した。本モデルは、エネルギーサービス需要を所与として、全対象期間・地域のエネルギーシステムの割引後総費用を最小にするような技術の組合せを推計する。各国ごとではなく、ASEAN全体での通時最適化であることに留意されたい。エネルギーサービス需要以外に必要なデータとして、エネルギー価格、資源賦存量及び技術諸元(資本費、運転維持費、効率)などの整備が必要である。分析の枠組みを表1に示す。ASEAN各国を1ノードとしてモデル化しているため、ASEAN内でのエネルギー融通(国際連系線など)を明示的に考慮している。電力需給について、モデルは最大1時間間隔で計算することが可能であるが、計算時間節減のため本分析では4時間間隔に設定した。なお、モデルの開発途中において1時間間隔での計算も実施したが、最適解に大きな差異は見られなかった(本分析で示すケースの結果に対して差異がないことを保証するものではない)。技術は350以上を想定しており、再エネ(太陽光、陸上風力、洋上風力、水力、地熱、バイオマス)や原子力(軽水炉)に加え、CCUS(CCS、メタン合成、Fischer-Tropsch (FT)合成)、水素・アンモニアの供給技術(電気分解、石炭ガス化、メタン改質、アンモニア合成、ASEAN外からの直接輸入など)・消費技術(発電、燃料電池自動車(FCEV)、水素直接還元製鉄、水素船舶・航空、産業用熱利用など)及び負の排出技術(直接大気回収・炭素貯留(DACCS)、バイオエネルギー・炭素回収貯留(BECCS))を考慮した。水素・アンモニアの発電利用については、専焼技術だけでなく混焼技術(石炭・アンモニア混焼(混焼率20%)、ガス・水素混焼(混焼率20%、40%、60%、80%))も用意した。最終消費部門のモデル化は主としてIEAのエネルギーバランス表⁸⁾に基づくほか、鉄鋼⁹⁾やセメント¹⁰⁾については文献も参照した。

表1 分析の枠組み

項目	内容
地域分割	ASEAN 10 各国(10 ノード)
対象期間	2017, 2030, 2040, 2050, 2060 年
割引率	8%
電力需給解像度	4 時間間隔 (年間 2190 時間帯)
最終消費部門 (サービス種)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 産業(鉄鋼, セメント, 化学, 紙パルプ, その他産業) ・ 運輸(乗用車, バス・トラック, 鉄道, 航空, 船舶, その他運輸) ・ 家庭(電灯・機器, 冷房, 給湯, 厨房) ・ 業務(電灯・機器, 冷房, 給湯・厨房) ・ その他(農業・その他需要)

入力データについて、将来のエネルギーサービス需要はERIA¹¹⁾及びIEEJ¹²⁾による見通しに基づき設定した。石炭及びガス価格は足元の国内価格(石炭：インドネシア、ガス：タイ)をIEA World Energy Outlook 2020¹³⁾のSustainable Development Scenario (SDS)の見通しで延長し、輸入水素・アンモニア価格は日本政府の目標¹⁴⁾に基づき、1Nm³-H₂あたり、それぞれ、2040年で25セント・17セント、2050年で20セント・16セント、2060年で17.5セント・16セントと想定した。技術諸元は各種文献に基づき想定し、発電技術などデータが利用可能な場合は国ごとに技術費用を設定した。技術資本費の想定例を表2に示す。

表2 技術資本費の想定例(インドネシア)

	2017	2030	2040	2050	2060
太陽光発電 (\$/kW) ¹⁵⁾	790	560	485	410	382
リチウムイオン電池 (\$/kWh) ¹⁶⁾	370 (2020)	208	182	156	135
直接大気回収 (\$/tCO ₂ /yr) ¹⁷⁾	2776	1735	1041	694	620

CO₂排出制約を除く主な制約条件について、太陽光(ASEAN全体で3513GW)、陸上風力(同313GW)及び洋上風力(同1241GW)の導入上限は、GISデータを基に地理的条件及び土地利用状況を考慮して設定した(表3)。例えば太陽光については、森林や4%以上の傾斜地などは不適地として除外している。水力(ASEAN全体で282GW)、地熱(同34GW)及びバイオマス火力(同71GW)の導入上限は各種文献¹⁸⁾などにに基づき設定した。ここで、ジャワ島及びスマトラ島以外のインドネシア領及びマレー半島以外のマレーシア領に位置する太陽光、風力及び水力資源は、需要の中心からは海を隔てて離れているため、当該資源を用いて製造した電力は送電線には接続できないが、水素製造用としては利用できると想定した。原子力の導入は政策的な不確実性が大きいですが、本分析ではインドネシア(2050年以降最大35GW)及びフィリピン(同0.63GW)のみで導入可能とした。水素・アンモニアのASEAN外からの輸入は2040年以降解禁とし、輸入量の上限は各国Baselineケース(排出制約を課さないケース)の一次エネルギー供給総量に対し、2040年で15%(インドネシアは5%)、2050年以降で30%(インドネシアは7.5%)を上限とした。CCSについては、国別ではなくASEAN全体での年間CO₂貯留上限を設定し、2030年で10MtCO₂/年、2040年で687MtCO₂/年(Baselineケースのエネルギー起源CO₂排出量の20%相当)、2050年で1138MtCO₂/年(同25%)、2060年で1610MtCO₂/年(同30%)とした。なお、文献¹⁹⁾によればインドネシア、マレーシア、フィリピン、タイ及びベトナムを合わせた累積CO₂貯留ポテンシャルは約75GtCO₂と評価されており、2060年の年間上限はポテンシャルの2.1%に相当する。国際連系線については、モデル内で最適な設備容量が決定されるが、現行の計画²⁰⁾などにに基づき上限を設けた(ASEAN全体で54GW)。なお、標準想定ではミャンマーからタイへの電力輸出はゼロで制約した。

表3 太陽光・風力・水力発電の導入上限(GW)

	BRN	KHM	IDN	LAO	MYS
太陽光	2	350	1493 (1014)	89	195 (117)
陸上風力	0	14	19 (13)	50	0
洋上風力	0	2	224 (152)	0	0
水力	0	10	75 (55)	26	26 (20)
	MMR	PHL	SGP	THA	VNM
太陽光	524	287	2	280	291
陸上風力	1	92	0	70	66
洋上風力	0	576	0	3	435
水力	100	4	0	6	35

(注) 括弧内の数値(内数)は水素製造用と想定

2-2. 排出制約及びケース設定

エネルギー起源 CO₂ 排出制約は代表年別・国別に設定し、ASEAN 全体では 2060 年に CN を達成するものとした(図 1)。ここで、エネルギー起源 CO₂ の排出制約は、インドネシア、マレーシア、ミャンマー、タイ及びベトナムにおいて、土地利用変化及び林業(LULUCF)部門 CO₂ 排出量を考慮して設定した(表 4)。LULUCF 部門 CO₂ 排出量の想定は、各国の長期戦略、NDC 及び排出インベントリに基づく(例えばインドネシアは 2050 年以降、年間・300MtCO₂ と想定)。ただし、森林等吸収源のポテンシャルが大きい国でも、エネルギー起源 CO₂ 削減目標は 2017 年排出量の 50%以上を削減するよう設定した。なお、本来植林・再植林の対策費用もゼロではないが、エネルギー起源 CO₂ の削減費用と比べれば 0~240 ドル/tCO₂²¹⁾と相対的に低コストと思われる。

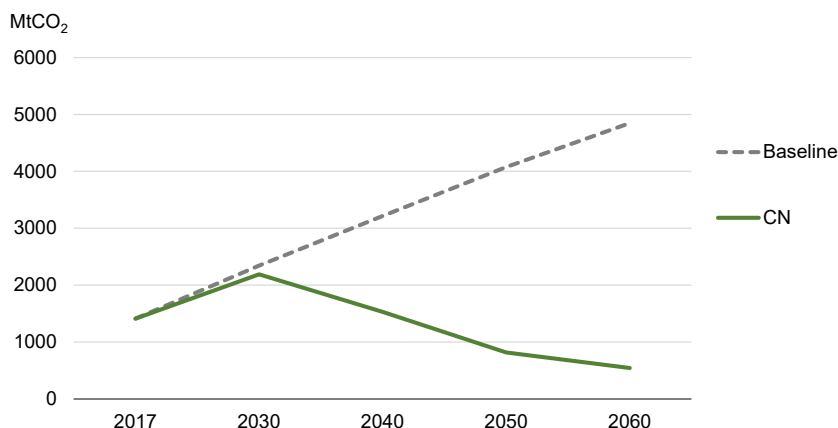


図 1 エネルギー起源 CO₂ 排出制約(ASEAN)

表 4 CN 達成年及びエネ起 CO₂ 削減目標(2017 年比)

	BRN	KHM	IDN	LAO	MYS
CN 達成年	2050	2050	2060	2050	2050
削減目標	100%	100%	50%	100%	50%
	MMR	PHL	SGP	THA	VNM
CN 達成年	2060	2060	2050	2050	2050
削減目標	60%	100%	100%	50%	70%

計算ケースは表 5 に示す 7 ケースを設定した。Baseline は CO₂ 排出制約を課さないケース、CN は排出制約を課すケースである。また、CN ケースに対する感度分析として、分野別に、更なる国際協力(ASEAN 内での電力融通の強化)や技術イノベーション(各種技術費用の低減及び年間 CO₂ 貯留上限引き上げ)が達成された場合として 5 ケース(PowerInov~Combo)を設定した。

表5 ケース設定

ケース名	内容
Baseline	CO ₂ 排出制約なし
CN	CO ₂ 排出制約あり
PowerInov	<ul style="list-style-type: none"> リチウムイオン電池の資本費を2040年に25%減、2050年以降50%減 国際連系線開発費用半減、開発上限なし ミャンマーからタイへの輸出許可
CCSIinov	<ul style="list-style-type: none"> DACの資本費を2040年に25%減、2050年以降50%減 年間CO₂貯留上限を2050年に2.3GtCO₂/年、2060年に2.7GtCO₂/年に引き上げ
H2Inov	<ul style="list-style-type: none"> 供給：石炭ガス化、メタン改質、電気分解、水素タンクの資本費を2040年に25%減、2050年以降50%減 需要：水素還元製鉄及びFC船の資本費を2040年に25%減、2050年以降50%減、FCEVの資本費を2060年にHEVと同等まで引き下げ
DemInov	需要側(産業、運輸、民生)先進技術の資本費の従来技術との差分を2040年以降50%減
Combo	PowerInov, CCSInov, H2Inov 及び DemInov の組合せ

3. 結果と考察

3-1. Baseline 及び CN ケース

ASEAN 全体の部門別の CO₂ 排出は図 2 に示すとおり、当該地域の経済成長に伴うエネルギー需要増を反映し、Baseline ケースでは 2017 年から 2060 年にかけて 3.4 倍に増加する。とりわけ、産業及び運輸部門からの排出はそれぞれ 4.6 倍及び 4.5 倍に急増する。これに対し、2060 年までに ASEAN 全体で、エネルギー起源 CO₂ と LULUCF 部門 CO₂ 排出を合わせてネットゼロを目指す CN ケースでは、2040 年時点で発電部門からの排出がゼロに近接し、2050 年以降は BECCS により負の排出源になる。加えて、2050 年以降は DACCS の導入も見られ、2060 年には BECCS と DACCS を合わせて 1GtCO₂ を超える負の排出源となる。最終消費部門の排出も Baseline ケースに比べれば大きく減少するが、運輸部門(大型車を中心とした長距離輸送)や産業部門(高温の熱需要)を中心に残存した排出量は上述の BECCS、DACCS 及び LULUCF 部門における負の排出によってオフセットされる姿が最適解となる。このように、削減が難しい最終消費部門の排出は残存しつつ、負の排出でオフセットしてネットゼロを達成する姿は、IPCC AR6²¹⁾で示されるシナリオとも整合的である。

CN ケースでは最終エネルギー消費の省エネ・電化が進み、総量は 2060 年に Baseline 比 17%減、電力の比率は 33%となる(図 3)。石油は、乗用車の電化などにより 2060 年には Baseline に比べて半減するが、前述のとおり大型車等による消費が残存する。

一次エネルギー供給(図 4、原子力及び再生可能エネルギーの転換率は IEA エネルギーバランス表の取扱いに準拠)を見ると、CN ケースの 2060 年において、再生可能エネルギーのシェアは 38%に達する一方、輸入水素・アンモニアも 14%を占める。ここで、2060 年の水素・アンモニアの需給バランスを確認すると、供給側は輸入 73%、電気分解 24%、石炭ガス化 3%、需要側は発電 85%、産業用熱利用 9%、FC 船 4%となっており、概して輸入燃料が発電に利用される構図となる。ガスは、CN ケースにおいても発電及び産業部門の重要な燃料として選択され、移行期間である 2030 年や 2040 年の断面でみると、石炭代替のため、ガス需要は Baseline ケースよりもむしろ増加する。昨今の世界的なガス価格の高騰が当該地域のエネルギートランジションへ与える悪影響は大きいと言える。

CN ケースの発電量は、最終消費部門の電化及び DAC による需要(2060 年で 962TWh)に牽引され、Baseline ケースのそれに比べ大幅に増加し、2060 年には 2017 年の 6.5 倍に達する(図 5)。大量に導入される太陽光及び風力(2060 年に 1628GW)の間歇性を補うため、バッテリー及び火力発電の最適導入によりエネルギーシステム

全体でのコスト最小化が図られた結果、バッテリーは大規模に導入されつつ(2060年に1365GWh)、火力発電のシェアも4~5割程度が維持される。火力発電は石炭火力からガス火力へのシフト、水素・アンモニア混焼などの低炭素技術も活用しつつ、最終的にはCCS付きガス火力ないし水素・アンモニア専焼火力へと段階的に脱炭素化していく。ただし、2060年の電源構成は国別に見ると大きく異なっている(図6)。ミャンマー、カンボジア及びラオスは国内需要に比べ資源量に余裕があるため、再生可能エネルギーが発電量の95%以上を占める。なお、タイは2060年時点で、電力需要の18%をラオスからの輸入で賄っており、ラオスの発電量の65%がタイに輸出されている。タイ-ラオス間の連系線容量は2050年時点で開発上限25GWに到達している。一方で、マレーシア、フィリピン、シンガポール及びブルネイの4か国では再生可能エネルギーのシェアは3分の1以下にとどまっている。マレーシアは風力資源に恵まれておらず、また、太陽光や水力資源の多くはエネルギー需要の小さいボルネオ島に集積している(表3)。本分析では当該資源は水素製造用のみに利用可能と想定したが、輸入水素・アンモニアの方がコスト優位であるため国内製造はほぼ行われない。フィリピンの太陽光・風力資源量は豊富であるが、フィリピン政府提供データに基づけば、風力発電の導入コストがインドネシアと比べ高く、風力発電がほとんど導入されない。国土面積が小さいシンガポール及びブルネイではガス火力及び水素火力が主要な電源となる。

CO₂削減費用について、CNケースの限界削減費用は2060年に348ドル/tCO₂(国別には188~419ドル)、Baselineケースからの追加費用はGDP比で2060年に3.6%に達する(図7)。ここで、ASEAN全体の限界削減費用は、各国の限界削減費用を一次エネルギー供給量で加重平均することで算出した。後者については、現在世界最高水準にあるスウェーデンの炭素税率が130ドル²⁹⁾であることなどを想起すれば、CNに向けた費用負担は大きい。なお、IPCC AR6²²⁾では2050年における世界全体のCO₂限界削減費用を、2° Cシナリオで210(140~340)ドル、1.5° Cシナリオで630(430~990)ドル(2015年価格)と見積もっており、費用の規模感とは本分析と整合的である。また、本分析では、電力の限界費用(年間2190時間帯の限界費用の単純平均)もCNケースでは2060年に基準年比で倍増すると推計されたが、IEAのネットゼロ分析²⁴⁾では、家計のエネルギー負担をトータルで考えれば、電気代は増加する一方ガソリン代は(EV化で)ゼロになるなど、可処分所得に占めるエネルギー関連支出の割合は増加しない可能性を指摘している。ただし、脱炭素化によってエネルギーシステム全体の費用は確実に増大する点は留意が必要である。

3-2. イノベーションケース

2060年における、CNケースと5つのイノベーションケースの電源構成の比較を図8に示す。再生可能エネルギーのシェアはPowerInovケースにおいて最大の76%となり、CNケース(同56%)に比べ、太陽光及び水力が増加している。火力系のシェアが低下する一方、バッテリーの導入量はCNケース比で3.1倍に増加する。国際連系線の拡張上限を撤廃したことでASEAN域内の発電量の45%が輸出に回ることとなり、域内再生可能エネルギー資源の偏在を是正している。対照的に、CCSIInovケースでは年間CO₂貯留可能性が増加するため、(CCS付き)ガス火力のシェアが36%まで増加する。PowerInov及びCCSIInovケースともに、増加した再生可能エネルギーやガス火力に代わり、輸入水素・アンモニアを用いた火力は減少している。H2Inov及びDemInovケースでは、最終消費部門の電力消費が、水素へのシフトや効率改善により減少し、かつ重量車向けFCEVの普及による石油の減少に伴いDACの電力投入も減少するため、CNケースに比べ総発電量が1割程度減少する。4つのイノベーションケースの組合せであるComboケースでは、太陽光とガス火力がCNケースより増加する代わりに、相対的に高コストである水素・アンモニア火力及び風力はほぼ淘汰される。

イノベーションケースにおける2060年のCO₂削減費用について、CNケースとComboケースを比較すると、限界削減費用、平均削減費用ともに大幅に低下している(図9)。一方、Combo以外のケースをみると、限界削減費用が最も低下するのはCCSIInovケースである一方、平均削減費用が

最も低下するのはDemInovケースであり、両者は一致していない。DemInovケースは元より幅広い需要側技術の資本費低下を見込んでいるため当然の結果にも見えるが、需要側技術のイノベーションは需要側固定費削減のみならず、燃料費及び供給側固定費の削減をもたらす波及効果が大きい面もある。モデルは総費用の最小化を目的関数としていることから、一義的には総費用の最小化が最も重要と考えているが、一方で市場原理のベースとなる限界費用の低減も重要な指標ではある。ここでみたように、必ずしも両者は相関しないことに留意する必要がある。

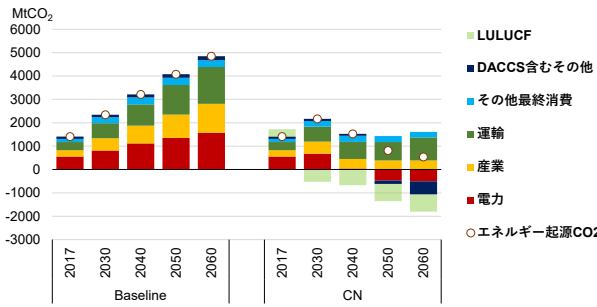


図2 部門別 CO₂ 排出(ASEAN)

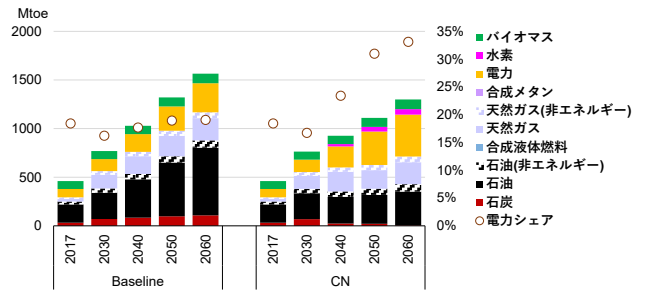


図3 最終エネルギー消費(ASEAN)

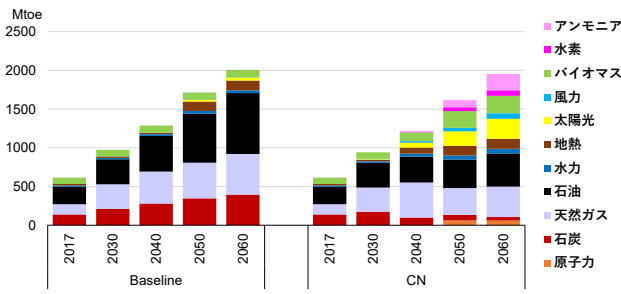


図4 一次エネルギー供給(ASEAN)

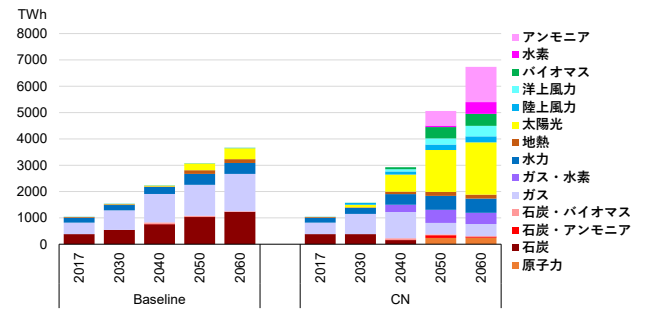


図5 発電(ASEAN)

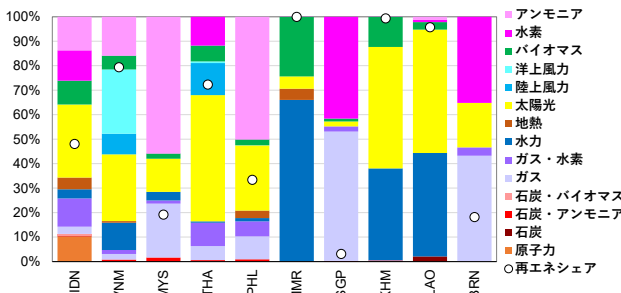


図6 発電シェア(CN, 2060年)

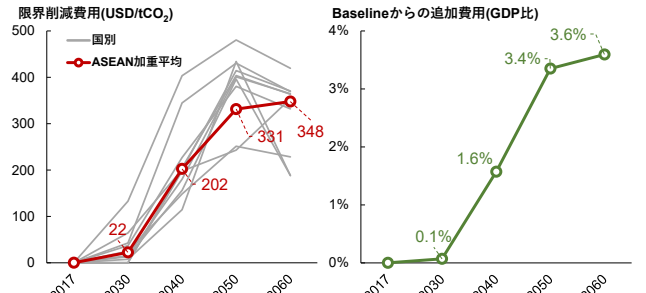


図7 CO₂ 削減費用(CN, ASEAN)

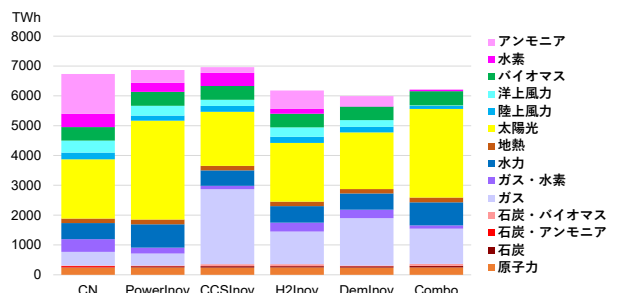


図8 イノベーション発電(ASEAN, 2060年)

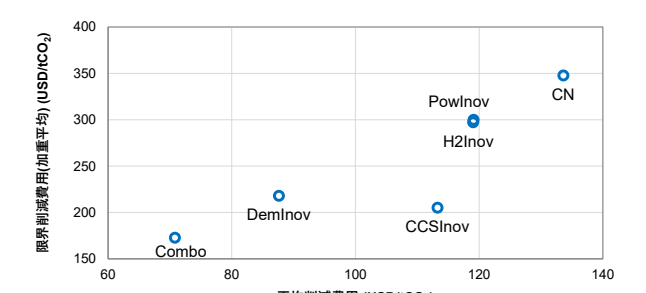


図9 イノベーション CO₂ 削減費用(ASEAN, 2060年)

4. 結論

本報告では、ASEAN 10 国を対象に、線形計画法による技術選択モデルを適用し、脱炭素の達成に向けてコスト最適な部門別 CO₂ 排出、一次エネルギー供給及び電源構成などを示した。結果、IPCC AR6 でも指摘されるように、①最終消費部門の省エネ・電化、②電源の早期ゼロエミッション化(2040 年頃まで)、③負の排出技術の活用(DACC、BECCS 及び森林等吸収源)は当該地域にとっても重要と言える。また、2030 年、2040 年といった移行期間においてはガスが重要な役割を果たすことが確認された。電源構成について、太陽光を中心とした再生可能エネルギーの重要性は言うまでもないが、多くの国では CCS 付きガス火力や水素・アンモニア火力も必要不可欠である。脱炭素化に伴いエネルギーシステム総費用の増加は不可避であるが、国際連系線などを通じた ASEAN 内での資源融通の強化や需要側を含む技術イノベーションを達成することで費用は相当程度削減することが可能となる。

謝辞

本報告は ERIA により実施された研究プロジェクトの成果に基づくものであり、関係各位に謝意を表します。

参考文献

- 1) 経済産業省; 梶山経済産業大臣が「アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ (AETI)」を新たに表明しました <https://www.meti.go.jp/press/2021/05/20210528007/20210528007.html> (アクセス日 2022.10.3)
- 2) 経済産業省; アジアグリーン成長パートナーシップ閣僚会合 (AGGPM) 官民フォーラムを初開催します <https://www.meti.go.jp/press/2021/03/20220314005/20220314005.html> (アクセス日 2022.10.3)
- 3) 日 ASEAN ビジネスウィーク 2022; https://ameicc.org/asean_japan_businessweek/2022/ (アクセス日 2022.10.3)
- 4) Shigeru Kimura, Yoshiaki Shibata, Soichi Morimoto, Kei Shimogori and Yuji Mizuno; Decarbonisation of ASEAN Energy Systems: Optimum Technology Selection Model Analysis up to 2060, ERIA Research Project Report, No. 5 (2022).
- 5) 松尾雄司, 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 水野有智, 森本壮一; 2050 年カーボンニュートラルのモデル試算, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第 44 回会合) 資料 6, (2021)
- 6) 松尾雄司, 遠藤聖也, 尾羽秀晃, 森本壮一, 柳澤明, 大槻貴司; 2030 年・2050 年の脱炭素化に向けたモデル試算, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第 50 回会合) 資料 2, (2022)
- 7) 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 松尾雄司, 水野有智, 森本壮一; 2050 年 CO₂ 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, Vol.142, No.7, pp.334-346, (2022).
- 8) IEA; World Energy Balances.
- 9) World Steel Association; Steel Statistical Yearbook 2019 Concise Version, (2019).
- 10) Global Cement and Concrete Association; GCCA Getting the Numbers Right Project Report, (2019).
- 11) ERIA; Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020, (2021).
- 12) IEEJ; IEEJ Outlook 2021, (2020).
- 13) IEA; World Energy Outlook 2020, (2020).
- 14) 内閣官房ほか; 2050 年カーボンニュートラルに伴う グリーン成長戦略, (2021).
- 15) Danish Energy Agency; Technology Data for the Indonesian Power Sector Catalogue for Generation and Storage of Electricity, (2021).
- 16) Wesley Cole and A. Will Frazier; Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, NREL/TP-6A20-75385, (2020).
- 17) M. Fasihi, O. Efimova, and C. Breyer; Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants, J. Cleaner Production, 224 (2019), pp.957-980.
- 18) pwc; Power In Indonesia: Investment and Taxation Guide November 2018 6th Edition, (2018).
- 19) Global CCS Institute; Global Storage Portfolio: A Global Assessment of the Geological CO₂ Storage Resource Potential, (2016).
- 20) IEA; Establishing multilateral power trade in ASEAN, (2019).
- 21) IPCC; Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, (2022).
- 22) IMF; World Economic Outlook, October 2022, (2022).
- 23) World Bank; State and Trends of Carbon Pricing 2022, (2022).
- 24) IEA; Net Zero by 2050, (2021).

アメリカの太陽光発電製品をめぐる通商政策動向 ◆

U.S. Trade Policy for Solar PV Products

-With Special Focus on Trade Tariffs on China-

中森 大介*

Abstract

The United States has a high expectation for solar photovoltaic (PV) in the decarbonization plan. While China has established its dominant position in the global PV market, the U.S. has been imposing trade tariffs on Chinese PV cell and module to protect U.S. domestic PV manufactures. This trade protectionism has hindered PV installations in the U.S. market, creating “green dilemma” over U.S. climate change policy. In this paper, I explain U.S. domestic political environment where domestic actors have been struggling to resolve this dilemma. The study shows how the institutional design of U.S. trade law and diverse interests of stakeholders heighten the uncertainty of PV installation against the backdrop of tougher U.S. stance toward China.

Key words :

Key words: U.S., China, Solar Photovoltaic, Trade Tariff, Green Dilemma

1. まえがき

気候変動対策への関心の高まりとともに、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の導入は各国にとって喫緊の課題となっている。とりわけ 2021 年の再エネ投資額が世界トップであったアメリカと中国の関係は、両国の莫大なエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量も相まって、世界の気候変動対策の趨勢を決する動向の一つである¹⁾。

しかし、アメリカにおいて最も有望視されている再エネ電源の一つである太陽光発電 (Photovoltaic, PV) 製品をめぐる、バラク・オバマ政権以来、米中が過去 10 年近くにわたり対立していることは、気候変動分野の協力に影を落としている。アメリカによる中国産 PV セル及びモジュール (パネル) に対する関税が、世界トップの供給国である中国からの輸入を妨げ、PV 導入推進の支障となっていることが長年問題視されてきたのである¹⁾。近年では、2018 年にドナルド・トランプ政権が新たな関税を賦課して以降、中国からの PV モジュールの輸入はほぼ途絶えている²⁾。

このような貿易上の保護主義的措置は、国内の再エネ産業を海外製品との競争から保護することが主な目的であり、PV 部門においては 2010 年代以降に日本やヨーロッパでも採用されてきた。発電部門の脱炭素に向けた再エネ導入促進のためには外国からの安価な製品の輸入が望ましい一方、国内産業保護のため関税措置に訴えているという、ある意味で矛盾した状況は「グリーン・ジレンマ (Green Dilemma)」³⁾と称され、気候変動対策における課題として台頭している。アメリカでは国際的なモジュール価格の低下や税額控除等の支援措置によって、関税の効果が相殺されている面もあるが、定期的に見直される税率や関税継続の可否をめぐる政策決定プロセスが PV 関連ビジネスにおいて不確実性を高めている状況である。海外では、欧州連合が 2012 年より中国の PV 製品に賦課していた関税を、域内の再エネ導入促進を理由として、2018 年に撤廃した⁴⁾。

気候変動対策における再エネの役割を重視するジョー・バイデン政権の誕生は、アメリカにおけるジレンマ解消への期待を生んだが、就任後 1 年経った時点で大きな動きはない。気候変動対策に大きな舵を切ったように見えるバイデン政権が、依然としてこのジレンマの解消に踏み切れていないのはなぜだろうか。これが、本稿の問題意識である。バイデン政権が提示する将来の電源構成における PV への期待の高さを踏まえると、世界最大の供給国である中国からの PV 製品に対して関税賦課を継続している現状は必ずしも望ましいものではない。シリコン生産からモジュール製造までをカバーする PV サプライ・チェーン上で重要な地位を占める中国に対し

◆ 本論文は、第 39 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (エネルギー・資源学会主催) の発表論文です。

* (一財) 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)

¹⁾ 本稿中の「PV セル」及び「PV モジュール」は特別の断りがない限り結晶シリコン (c-Si) 由来のものを指す。

て厳しい関税を課している時点で、そもそも PV に大きく依存する現行の脱炭素計画が妥当なのか、といった疑問も生まれる。

本稿は、以下の構成で議論を進める。次節では、アメリカにおける PV 導入の将来的見通しと現行の PV モジュール供給について整理する。また、中国国内の PV 産業の発展を概観しつつ、PV サプライ・チェーンにおける中国の独占的な地位を示す。第3節では、中国の PV 産業の急速な成長を危惧したアメリカの関税措置について、オバマ政権からバイデン政権までの動きを概観する。第4節では、バイデン政権が PV 製品に対する関税の緩和に踏み切れていない理由を、個々の関税の制度設計と国内アクターの動向を観察することで明らかにする。ここでは、先行研究で示されたオバマ政権時代のアンチ・ダンピング関税 (Anti-dumping Duty, AD) 及び相殺関税 (Countervailing Duty, CVD) に関する議論を踏まえつつ、トランプ政権時代の 1974 年通商法に基づくセーフガード関税及び対中制裁関税について、これらの関税の制度的な特徴と各アクターの選好を分析する。最終節では、本稿の議論を総括し、政策的な含意を述べる。

2. 米中における PV 産業の位置付け

2-1. アメリカの発電部門における PV の展望

バイデン政権は、2035 年の発電の脱炭素化を目標の一つとして掲げている。エネルギー省 (Department of Energy, DOE) が示したシナリオ⁵⁾によると、この目標の達成を仮定した場合、2035 年の時点で電力の 40% を PV によって供給する必要がある。2021 年時点で PV の電力構成に占める割合がおよそ 3% であったことを踏まえると、2035 年までにアメリカは PV の導入を飛躍的に進めなければならないことが確認できよう。2021 年の PV 新規導入は 23.6GW で過去最高値であったが、DOE の想定では、2021 年から 2025 年の間で年間 30GW、2026 年から 2030 年の間で年間 60GW の新規導入が今後必要となる。つまり、少なくともバイデン政権が進める脱炭素への取り組みにおいて、PV セル・モジュールの安定供給が大きな鍵であることが分かる。

2-2. アメリカの PV 製品供給の現状

アメリカにおける PV 製品の供給は海外からの輸入に依存している。DOE の報告書⁶⁾によると、2020 年にアメリカ国内で供給されたモジュールのうち、国内で製造されたものは 14% であった。国内の PV 関連製品の製造能力を見ると、過去 10 年間でウェーハーとセルの国内製造が終了し、2021 年時点で、結晶シリコンモジュールと薄膜モジュールの製造を中心とした PV モジュールが、アメリカ国内で唯一製造が継続している主要な PV 製品となっている。

アメリカで供給される残り 80% 以上のモジュールは海外から輸入したものであるが、そのうち 75% 以上は東南アジアのマレーシア、ベトナム、タイからの輸入が占めている⁷⁾。ただし依然として、これら東南アジア諸国は、セル・モジュールの生産に必要なポリシリコンやウェーハーの供給において、中国に大きく依存している状況であり、東南アジアのモジュール製造者のビジネスにも中国の企業が深く関わっていることが指摘されている⁸⁾。つまり、アメリカの中国依存は輸出入という面では減っているものの、世界の PV サプライ・チェーンを見たとき、中国の存在は避けて通ることができないのが現状である²⁾。

2-3. 中国における PV 産業の変遷と現状

中国において、本格的に PV 産業が発展したのは 2000 年代に入ってからであり、当時需要が伸びていたヨーロッパ諸国やアメリカに向けた輸出用の PV セル・モジュールの製造能力が拡大した。2009 年には PV セルの製造で世界全体のおよそ 40% を占めるなど、主要な PV 製品の輸出国となった一方で、2000 年代は不十分な政策的支援を一因として中国国内における PV の導入は滞っていた。

しかし、リーマンショックや他国の関税措置などの外的な事象が輸出への懸念を生み、2010 年代は国内の PV

²⁾ 2011 年時点では、アメリカが輸入した PV モジュールのうちおよそ 50% を中国製品が占めていたが、2018 年以降、中国からのモジュール輸入はほぼゼロとなった。

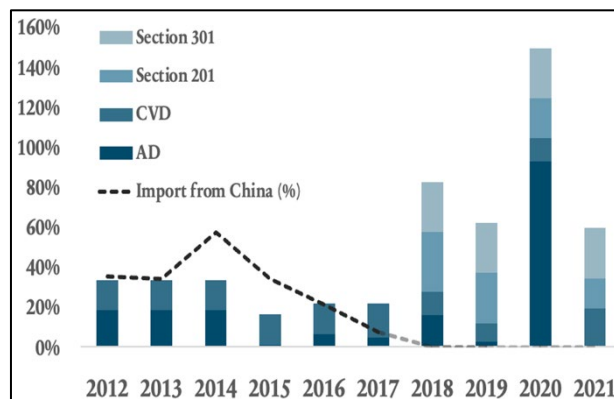
設置が急速に進むこととなる⁹⁾。また、「第12次五カ年計画(2011-2015年)」において、重点的な支援対象となる戦略的新興産業としてグリーン・エネルギーが定義されたことも、PV産業への支援に拍車をかけ、2010年代を通じて、中国は他国の倍以上のペースでPV製品の製造能力を拡大させた。

結果として、中国のPV産業は世界で圧倒的な地位を確立するに至る。2020年にはPVサプライ・チェーン全体で80%を超える製造能力を有することとなった¹⁰⁾。特にセル生産に必要なインゴットとウェーハの製造能力は中国が独占しており、セル生産のために他国は中国産のウェーハに依存しているのが現状である。また、中国国内における2021年のPV設置容量は、世界第2位のアメリカの倍以上となる54.9GWであった¹¹⁾。

3. 中国産PVセル・モジュールに対する関税措置

3-1. 概要

2022年時点で、アメリカは中国産のPVセル・モジュールに対して3種の異なる関税措置を実行している(図1)。本節では、オバマ政権期に賦課されたAD及びCVD、トランプ政権期に賦課された1974年通商法201条に基づくセーフガード関税並びに同301条に基づく対中制裁関税措置について、対象製品と税率等を整理する。



(注) AD/CVD は一番低い税率を設定

(出所) NREL²⁾を参照

図1 中国産PVセル・モジュールへの関税措置 (2012-2021年)

3-2. AD/CVD

2012年に中国産のセル及びそのセルを用いて製造したモジュールを中心とするPV製品に対する賦課された関税は、1930年関税法に基づくADとCVDである。ADは、ある商品が輸出元の国で売られる価格(正常価格)より低い価格で米国市場において販売されていることが確認された場合にダンピングとして認め、米国市場の価格から正常価格を控除したダンピング・マージンを関税として賦課する措置である¹²⁾。

他方、CVDは、輸出国政府が同国の企業に対して実施した補助金等の支援によって競争力を高めた商品が、アメリカの産業に実質的な損害をもたらした場合、その補助金の効果を相殺する目的で賦課する関税措置である。ADとCVDは、対象となる企業ごとに異なる税率を設定する。1年目であった2012年のADは18.32から249.09%¹³⁾、CVDは14.78から15.97%¹⁴⁾の幅で、中国各社に関税が課された。なお、ADとCVDの税率は定期的に見直される。

2012年に発動したADとCVDは、中国が他国から輸入したPVセルを用いてモジュールを製造した場合、そのモジュールを関税の対象外としていたため、関税からの迂回を目指す中国にサプライ・チェーンを再構築するインセンティブを与えた。結果として、2012年以降、台湾で製造されたPVセルを用いた中国製モジュールがアメリカでのシェアを拡大するに至り、それを問題視したアメリカが2015年に中国及び台湾産PVセル・モジュールに対象範囲を拡大したADとCVDを新たに賦課した¹⁵⁾。

3-3. セーフガード関税

2018年1月、トランプ政権は、一部の途上国を除くほぼ全ての外国からのPVセル・モジュールの輸入に対して、1974年通商法201条に基づくセーフガード措置を発動した。セーフガードは、海外からの輸入品の流入によってビジネスの危機に直面する国内産業の競争力を確保するためにとられる措置である¹⁶⁾。措置には発動後、4年間の期限が定められており、最大8年までの延長が認められる。この措置は、輸入品への関税賦課のみならず、関税割当や輸入割当などの幅広い選択肢があり、トランプ政権はPVモジュールに対する30%の関税と、発電量2.5GWまでのPVセル輸入に対して関税を免除する関税割当を採用した¹⁷⁾。

一度目のセーフガードの期限となった2022年2月、バイデン大統領は同措置を延長する大統領布告(Presidential Proclamation)¹⁸⁾を発表した。セーフガード自体は維持するものの、国内のPV製品供給に対する懸念を踏まえた折衷案として、国内の需要が大きい両面PVパネルを関税の対象から除外し、PVセルの関税適用除外の上限を2.5GWから5GWまで倍増する措置がとられた。関税率についても延長1年目は当初のセーフガード措置と比べて半分以下の14.75%を設定した。

3-4. 対中制裁関税

トランプ政権がセーフガード措置に加えて発動した1974年通商法301条に基づく関税措置は、対中制裁関税とも呼ばれ、トランプ政権期のいわゆる米中貿易戦争の深刻化を象徴する措置である。この措置は、アメリカとの合意の不履行や不当もしくは非合理的な行為によりアメリカの商業が危害を受けている場合に発動されるもので、PVセル・モジュールにとどまらず、合計で2万に達する品目を関税対象とした¹⁹⁾。従来はWTOの紛争仲介措置に取って代わられたものであるが、トランプ大統領はWTOの手続きが中国の貿易慣行に対して適切でないことを問題視し、アメリカ単独での措置を推し進めた。関税対象の商品を列挙したリストが第4段まで公表されており、PV関連製品はリスト2に掲載されている。なお、PVセル・モジュールには25%の関税が賦課された²⁰⁾。

4. PV製品への関税をめぐる米国内政治

4-1. 国内政治要因とAD/CVD

アメリカのエネルギー政策策定過程において、国内のエネルギー産業が自らの選好を政策に反映すべく、意思決定に大きな影響力を及ぼしていることが指摘されてきた²¹⁾。化石燃料部門に代表される炭素集約型産業(Carbon Intensive Business)の動向は、伝統的に強い関心が集まるイシューであるが²²⁾、近年では低炭素技術の成長と政治家の気候変動に対する関心の高まりを背景に、再エネ産業が政策プロセスへ影響力を発揮する事例も珍しくない。代表的な例として、国内の再エネ産業が海外からの安価な輸入製品との競争からの保護を求め、貿易上の保護主義を支持する構図が生じていることがあげられる²³⁾。脱炭素が大義名分であるはずの再エネ産業が海外製品の輸入に懸念を示した結果として、国内の再エネ導入を滞らせている状況が前述の「グリーン・ジレンマ」である。

このジレンマの存在は、PV産業においても例外ではない。オバマ政権期以降、国内のPVセル・モジュール製造者が外国からの輸入品の流入に懸念を表明していることが、今日までの関税継続の大きな要因となってきた。とりわけ、アメリカのPV産業が関税措置の支持派と不支持派に分断していることは、独自の政治状況を創出している²⁴⁾。すなわち、一方ではPVセル・モジュール製造者が、国内の製造能力を強化するため、海外からの安価な輸入に対して関税等の保護措置に賛成の立場をとるのに対し、PVの設置促進により利益を得るモジュールの設置業者や関連部品の製造者が、PV導入のコストを高める関税に反対し、自由な貿易を求めているのである。

AD/CVDを分析した先行研究²⁵⁾では、関税賦課の請求者(Petitioner)であるPVセル・モジュール製造者が、関税賦課のための米国国際貿易委員会(United States International Trade Commission, USITC)と米国商務省(U.S. Department of Commerce, DoC)による調査のプロセスで優位に立っていることが指摘されている。制度上、AD/CVDの調査ではUSITCによる輸入製品による被害の所在と、DoCによるその被害の程度に焦点を

当てた決定が下される。請願書やヒアリング等により様々なステークホルダーの意見を取り入れる機会もあるが、最終決定は国内産業が受けた被害の有無に委ねられるため、関税賦課が生み出す気候変動や国内経済への負の影響に対する懸念が最終的な決定に反映されにくい。

他方で、トランプ政権時代に付加された 1974 年通商法 201 条及び 301 条に基づく関税は、AD/CVD と異なる制度設計を持つ。セーフガード関税は AD/CVD と同様に USITC の調査に基づくものの、最終的な決定は大統領によって下される。また、大統領が関税賦課の決定において考慮する事項は特定産業への被害にとどまらず、国内経済及び安全保障への影響など、AD/CVD と比較してより広範に及ぶ。301 条の関税については、大統領と米国通商代表部（United States Trade Representative, USTR）による行政府単独の意思決定プロセスに特徴があるため、セーフガード以上に行政府の姿勢が関税賦課のプロセスに大きく関わることになる。次項では、AD/CVD との比較を踏まえつつ、トランプ政権時に付加されたセーフガード関税及び対中制裁関税について、それぞれの制度設計上の特徴と決定プロセスにおけるアクターの交錯を分析する。

4.2. セーフガード関税

(1) 制度設計

1974 年通商法 201 条に基づくセーフガード措置は、輸入品の増加による国内産業への被害の申し立てを行うことで、調査プロセスが開始される。企業や業界団体、USTR、下院歳入委員会または上院財政委員会、そして USITC 自らが、このセーフガード措置の申請をすることができる²⁶⁾。申請の受領後、USITC はアメリカの産業が輸入品によって著しい被害を被っている、もしくは被る恐れがあるか否かを調査する。被害の具体的な内容は、製造施設の大幅な稼働停止や国内における著しい失業率、そして不完全雇用の有無である。請求が認められる要件について、AD/CVD とは異なる点として、輸入品の増加こそが被害の最も主要な原因であることが調査で証明される必要がある²⁷⁾。調査プロセスの後、USITC のコミッショナーによる投票によって輸入品の増加による損害が著しいと認められた場合、USITC は救済措置を大統領に対して提案する。

大統領は USITC による調査の内容を踏まえ、セーフガード措置の最終決定を下す。USITC の提案に沿った措置を発動することもできるが、提案の修正、もしくは何も実施しない選択をとることもできる。その際、大統領は当該産業に対する輸入品の影響に加え、救済措置が国内経済や安全保障に与える影響についても考慮しなければならない²⁸⁾。大統領が採用し得る措置の中には、関税や輸入割当などの貿易上の措置のほか、海外との交渉や議会に対する立法上の提案も含まれる²⁹⁾。ただし、USITC の提案から逸脱した決定を下した場合、大統領は議会に対して説明責任が生じ、議会がその説明を認めない場合には、合同決議により USITC の提案が採用されることになる。

(2) アクターと決定プロセス

2017 年にセーフガード措置の調査を USITC に請求したのは、当時アメリカ国内で PV モジュールの主要な製造会社であった Suniva と SolarWorld である³⁰⁾。両社は、輸入品の流入による PV セル・モジュールの供給過多が、国内における同製品の価格低下をもたらし、製造設備の稼働停止や採算が取れない状況を創出していることを訴えた。先進技術分野におけるアメリカの競争力確保のためには、政府の救済措置が必要であることを強調し、輸入品の流入こそが国内のセル・モジュール製造業者を困難な状況に直面させていることを主張した。

他方、PV 産業における関税の反対派を代表する Solar Energy Industries Association (SEIA) は、セーフガード措置が PV セル・モジュール製造産業以外の PV 関連産業に負の影響を及ぼすことに懸念を示し、2 社の主張に反対した。SEIA は、新たな関税の賦課が、PV の設置コストを高めるだけでなく、不確実性の増加が将来の投資決定を妨げるため、PV 産業全体にとって望ましくないことを強調した。また、調査プロセスの一環として実施された USITC のヒアリング³¹⁾において SEIA は、請求者が製造する PV セル・モジュール製品の質に疑問を投げかけ、請求者が直面する苦境の原因を、輸入製品との競争を維持するに十分な努力を怠ったことによるイノベーションの失敗であるとして、セーフガード発動の要件を満たさないことを訴えた。

両サイドの議論を踏まえ、USITC は外国からの PV セル・モジュールの輸入増加が、請求者への被害の主要な原因であると結論を下し、大統領に対して 4 年間のセーフガード措置の発動を求めた³²⁾。セーフガードに係る

USITC の調査は、AD/CVD と同様に請求者が受けた被害と輸入品の増加に焦点が当てられるため、SEIA が主張した PV 産業全体への関税の影響は最終決定において十分に考慮されていない。その点で、USITC によるセーフガード措置の調査段階では、AD/CVD と同様に請求者に有利な制度の存在が確認できる。

USITC からの提案を受けた大統領は、国内経済及び安全保障への影響を踏まえセーフガード措置の具体的な内容を考慮することになるため、AD/CVD とは異なり、行政政府の介入の余地が生じる。ただし、上述の通り、大統領のセーフガード措置が USITC の提案から逸脱する場合、大統領に反発した議会が合同決議を提出し、USITC の提案が採用されることになる。つまり、大統領は USITC の提案から大きく逸脱しない形で独自の修正を施すことは可能であるものの、その決定の大枠は USITC の提案に規定される。実際、2018 年にトランプ大統領が発表したセーフガード措置は、USITC が適用を除外したカナダを適用対象国とするなど、部分的に USITC が提案した措置と比べて厳しい措置を採用しているが、PV セルに対する関税割当やモジュールに対する関税など、基本的な路線は USITC 案を踏襲していることが確認できる³³⁾。すなわち、セーフガード措置は、関税賦課の意思決定プロセスにおいて行政政府の裁量が認められるものの、最終的な措置の内容は AD/CVD と同様に請求者の主張が反映されやすい USITC の決定に大きく依存するのである。

4-3. 対中制裁関税

(1) 制度設計

1974 年通商法 301 条に基づく対抗措置の決定プロセスは USTR と大統領が担う。前述の関税措置と異なり、USITC 等の独立機関による調査・決定プロセスは設けられていない。その点で、関税発動までのプロセスにおける透明性や一貫性が度々問題視されている。

USTR は請求者からの請求を踏まえ、調査開始の決定を下す。USTR 自身が利害関係者との事前の協議の上で調査を開始することも可能である。手続きにあたり、USTR は対象となる相手国政府との情報共有や交渉を図る。その交渉と並行して、USTR は申し立てられた行為が不公正でアメリカの権利を侵害しているか否かを調査する。USTR が制裁措置を決定した場合、大統領の指示でどのような措置を採用するか決めることになる³⁴⁾。具体的な救済措置としては、輸入品に対する関税、貿易合意からの撤退、新たな協定の締結、などが挙げられる。なお、貿易に係る措置が採用される場合は関税が優先される。この措置は、USTR に継続の申し立てがない限り、4 年間で自動的に終了する。

(2) アクターと決定プロセス

この関税の発動要件である米国に対する不当な貿易措置は、調査が対象とする産業の広範さに比例して多岐にわたるが、PV 分野ではモジュール製造者の SolarWorld が中国によるサイバー攻撃の被害を訴え、自社の技術が盗まれたことをヒアリングや USTR への請願書上で訴えた³⁵⁾。SolarWorld は、中国が同社から盗難したビジネス情報によりモジュールの開発を進めた結果、中国製品がアメリカ国内で競争力を持つようになり、ビジネスが危機に瀕したと主張している。USTR の調査では、SolarWorld から盗難した情報により中国製品が予期せぬスピードでアメリカ市場に流入したことで、同社が 1.2 億ドルもの歳入の損失を計上したことが報告されている。

SEIA はセーフガード措置と同様に、この SolarWorld の動きに懸念を示した³⁶⁾。PV セル・モジュールに対する新たな関税がアメリカの PV 産業にさらなる負の影響を与えると反論し、同製品に対する関税の免除を求めた。SEIA はアメリカが輸入する PV セル・モジュールに占める中国製品の割合が、他の関税措置により 1%程度となっていることを示し、現状で十分な貿易措置がとられていることを訴えた。また、今後の中国国内の不公正な措置については AD と CVD の見直しにより対応できるとして、セーフガード関税で失われた産業の雇用が対中制裁によりさらに失われることを問題視した。

調査結果³⁷⁾を公表した USTR は、SolarWorld に対する中国のサイバー攻撃が、アメリカ企業の知的財産を侵害する不合理な行為であり、関税発動の要件を満たしていると結論づけた。サイバー攻撃は国際的なルールに基づく公平な自由貿易を侵害する行為であるが、中国の国家による企業への支援に対して、有効な対抗措置が現行の政策では限られていることを問題視している。アメリカの企業が自助努力で原因の特定や法的コストを回収することが困難となっていることを指摘し、中国のサイバー攻撃がアメリカの商業の負荷になっていると説明した。

なお、SEIA が主張した中国製品の輸入状況や PV 産業全体の雇用については、特段の説明がなされていない。

5. 結論

本稿は、PV の導入が期待されるアメリカにおいて、PV セル・モジュールに対する対中関税が継続して賦課されている要因を明らかにするため、関税の制度設計と国内アクターの選好を分析した。PV 製品に対して賦課されている関税は3種の異なる制度に基づくものであるが、概してそれらの制度設計は国内の PV セル・モジュール産業の主張が反映されやすい特徴を持っていると言えよう。AD/CVD は、請求者と USITC 及び DoC が中心的なアクターであり、請求者のビジネスへの被害が関税発動の要件になる。セーフガード措置は大統領に決定権があり、安全保障や国内経済への関税の影響が考慮されるが、その決定は、AD/CVD と同様に、請求者への被害を基に示された USITC の提案から大きく逸脱することが制度上は限られていた。1974 年通商法 301 条に基づく対中制裁関税は、対中強硬姿勢という点で超党派による賛同の傾向が見られるなか、中国の不正な措置の被害者となった SolarWorld が、調査プロセス内で SEIA と比べて有利に働きかけることができたと考えられる。

つまり、中国製 PV 製品に対する関税措置の構図は、アメリカにおける PV 産業のいわば少数派が、政府の決定に影響力を持ち得てきたことに政治的特徴が見出される。関税措置の意思決定において気候変動対策という観点からの負の影響が考慮されない制度の存在が、10年にわたり継続している関税措置の基礎となってきた。本稿の問題意識に照らすならば、国内産業の保護に重点を置く関税制度と発電部門の脱炭素に係る気候変動政策の議論が乖離しているため、中国の PV 製品をめぐる「グリーン・ジレンマ」の解消が困難となってきたことが指摘できよう。気候変動対策が重要なアジェンダとして台頭するなか、アメリカ自身が国内制度の抱える課題として PV 製品への関税措置にどのように対応するのかという問題は、同国にとり PV 設置の進展にとどまらず、気候変動対策の動向にも重要な示唆を持つと考えられる。

参考文献

- 1) BloombergNEF ; <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Energy-Transition-Investment-Trends-Exec-Summary-2022.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 2) Brittany Smith, Michael Woodhouse, David Feldman, and Robert Margolis ; <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/74807.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 3) Llewelyn Hughes and Jonas Meckling ; The Politics of Renewable Energy Trade: The US-China Solar Dispute, 105(2017), pp.256-262.
- 4) Becky Beetz ; <https://www.pv-magazine.com/2018/08/31/eu-ends-mip-against-chinese/> (アクセス日 2022.10.5)
- 5) U.S. Department of Energy ; <https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-09/Solar%20Futures%20Study.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 6) U.S. Department of Energy ; <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/Solar%20Energy%20Supply%20Chain%20Report%20-%20Final.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 7) David Feldman, Krysta Dummit, Jarett Zuboy, Jenny Heeter, Kaifeng Xu, and Robert Margolis ; <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/82854.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 8) International Energy Agency ; <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d2ee601d-6b1a-4cd2-a0e8-db02dc64332c/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 9) Doris Fischer ; Challenges of Low Carbon Technology Diffusion: Insights from Shifts in China's Photovoltaic Industry Development, Innovation and Development, 2-1(2012), pp.131-146.
- 10) International Energy Agency ; <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d2ee601d-6b1a-4cd2-a0e8-db02dc64332c/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 11) U.S. Department of Energy ; <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022->

- 02/Solar%20Energy%20Supply%20Chain%20Report%20-%20Final.pdf (アクセス日 2022.10.5)
- 12) Christopher A. Casey ; <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF10018> (アクセス日 2022.10.5)
- 13) U.S. Government Information ; <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2012-12-07/pdf/2012-29668.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 14) U.S. Government Information ; <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2012-12-07/pdf/2012-29669.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 15) USITC ; https://www.usitc.gov/publications/701_731/pub4519.pdf (アクセス日 2022.10.5)
- 16) Vivian Jones ; <https://sgp.fas.org/crs/misc/IF10786.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 17) Federal Register ; <https://www.federalregister.gov/documents/2018/01/25/2018-01592/to-facilitate-positive-adjustment-to-competition-from-imports-of-certain-crystalline-silicon> (アクセス日 2022.10.5)
- 18) White House ; <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/presidential-actions/2022/02/04/a-proclamation-to-continue-facilitating-positive-adjustment-to-competition-from-imports-of-certain-crystalline-silicon-photovoltaic-cells-whether-or-not-partially-or-fully-assembled-into-other-product/> (アクセス日 2022.10.5)
- 19) Nina M. Hart and Brandon J. Murrill ; <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/LSB/LSB10553> (アクセス日 2022.10.5)
- 20) USTR ; <https://ustr.gov/issue-areas/enforcement/section-301-investigations/section-301-china/16-billion-trade-action> (アクセス日 2022.10.5)
- 21) Michael Aklin and Johannes Urpelainen ; *Renewables: The Politics of Global Energy Transition*, (2018), 64, MIT Press.
- 22) Matto Mildenerger ; *Carbon Captured: How Business and Labor Control Climate Politics*, (2020), 3, MIT Press.
- 23) Joanna I. Lewis (2014) ; *The Rise of Renewable Energy Protectionism: Emerging Trade Conflicts and Implications for Low Carbon Development*, 14-4(2014), pp.10-35.
- 24) Ka Zeng ; *Domestic Politics and US-China Trade Disputes over Renewable Energy*, 15-3(2015), pp.423-454.
- 25) Llewelyn Hughes and Jonas Meckling ; *The Politics of Renewable Energy Trade: The US-China Solar Dispute*, 105(2017), pp.256-262.
- 26) Vivian C. Jones ; <https://sgp.fas.org/crs/misc/IN10856.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 27) USITC ; https://www.usitc.gov/press_room/news_release/201_factsheet_finalasposted.pdf (アクセス日 2022.10.5)
- 27) Brandon J. Murrill ; <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/LSB/LSB10066> (アクセス日 2022.10.5)
- 28) USITC ; https://www.usitc.gov/press_room/us_safeguard.htm (アクセス日 2022.10.5)
- 29) USITC ; https://www.usitc.gov/secretary/fed_reg_notices/safeguard_201_204_421/201_3218_notice_05232017sgl_1.pdf (アクセス日 2022.10.5)
- 30) Solar Energy Industries Association ; https://www.seia.org/sites/default/files/Suniva-Trade-Case-Factsheet_SEIA_6-8-2017-final.pdf (アクセス日 2022.10.5)
- 31) USITC ; https://www.usitc.gov/trade_remedy/731_ad_701_cvd/investigations/2017/Solar%20Panels/Safeguard/revised_2_crystalline_silicon_photovoltaic_cells_hearing_08-15-2017.pdf (アクセス日 2022.10.5)
- 32) USITC ; https://www.usitc.gov/press_room/news_release/2017/er112111870.htm (アクセス日 2022.10.5)
- 33) U.S. Government Information ; <https://www.govinfo.gov/content/pkg/DCPD-201800044/pdf/DCPD-201800044.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 34) Andres B. Schwarzenberg ; <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF11346> (アクセス日 2022.10.5)
- 35) USTR ; <https://ustr.gov/sites/default/files/Section%20301%20FINAL.PDF> (アクセス日 2022.10.5)

- 36) USTR;
<https://ustr.gov/sites/default/files/enforcement/301Investigations/0724%20Section%20301%20Hearing%20Transcript%20on%20Proposed%20Tariffs%20%2816bn%29.pdf> (アクセス日 2022.10.5)
- 37) USTR; <https://ustr.gov/sites/default/files/enforcement/301Investigations/2018-17709.pdf> (アクセス日 2022.10.5)

脱炭素と貿易の課題◆ —炭素の国境調整措置を中心に

柳 美樹*

Point

- 脱炭素化（カーボンニュートラル）に向け、欧州連合（EU）では、炭素の国境調整措置（CBAM ; Carbon Border Adjustment Mechanism）の検討が進み、2022 年中に法制化を完了する計画である。カーボンプライシング（炭素価格付け）のコスト負担を国境で調整するスキームである。カーボンプライシングは、CO₂ 等の排出量に応じて課金し、外部不経済を内部化し、企業に対して排出削減を動機付けるものだ。
- この措置は前例がなく、関税・貿易一般協定（GATT）における最恵国待遇等の基本原則との不整合が懸念される。また、不整合である場合、同 20 条の一般例外で正当化できるかが課題になる。
- アメリカ・EU は、アメリカ 1962 年通商拡大法 232 条の関税を巡る交渉の中で、鉄鋼製品について排出量計測の手法などの協議を進めている。
- EU の CBAM に対し、累積排出量の少ない途上国などの反発が懸念される。南北間の亀裂やブロック経済化の懸念、可能性がある。
- 環境と貿易の諸課題に、ルール志向の日本の貢献が期待されている。また、輸出に経済を支えられる日本にとって、WTO ルールと整合的な輸出還付つき国境調整制度の検討は、重要となりえるだろう。

2015 年の国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）の第 21 回締約国会議（COP21）にて採択されたパリ協定の下で、多くの国が 2050 年に温室効果ガスの排出を実質ゼロにする脱炭素化（カーボンニュートラル）に向けて舵を切った。

その中で、近年、炭素の国境調整措置（CBAM）など、脱炭素化と貿易の接点を巡る論点が浮上している。

本章は、注目を集めている炭素の国境調整措置を解説することを目的とする。以下、背景を説明した後、炭素の国境調整措置の仕組みを概観し、欧州連合（EU）における制度導入の検討状況をやや詳しく解説し、アメリカ、日本、気候変動枠組み条約などでの議論を述べる。さらに、この措置の世界貿易機関（WTO）ルールとの整合性について議論し、提言や今後のあり方について述べる。

1. 脱炭素と貿易の「接点」の浮上

EU では、2019 年 12 月に就任したフォン・デア・ライエン欧州委員会委員長が気候変動対策を最優先の政策課題と位置付け、炭素の国境調整措置の導入を提案し、注目を集めた。EU は、パリ協定上の目標である「国が決定する貢献」（NDC ; Nationally Determined Contributions）として、2030 年までに 1990 年比 55%の温室効果ガスの削減を掲げ、その実現に向けた政策パッケージである“Fit for 55”の検討を進めている。

また、2021 年 1 月には、バイデンがアメリカの大統領に就任し、パリ協定に復帰した。バイデン大統領は自国の製造業や労働者を守る措置として、炭素の国境調整を選挙公約に掲げていた。

パリ協定は、南北間の対立や各国の政治状況に鑑み、繊細なバランスをとる形で成立したが、NDC の強化に伴う国家間での実態的な負担の格差が顕在化しつつある。これによる競争条件の不公平を是正するために貿易措

◆ 本稿は、(一財) 国際経済交流財団殿の転載許可を受けて、その出版物を、(一財) 日本エネルギー経済研究所のウェブサイトに掲載するものである。転載許可をいただいた国際経済交流財団、本稿の編著者を含む関係者の皆様に記して感謝申し上げます。

出典：柳 美樹 (2022) 「第 9 章 脱炭素と貿易の課題—炭素の国境調整措置を中心に」一般財団法人国際経済交流財団編『ルール志向の国際経済システム構築に向けて 国際経済シリーズ 1』一般財団法人国際経済交流財団、138-150 頁。

引用の場合は上記出典を記載下さい。

* (一財) 日本エネルギー経済研究所 環境ユニット 研究主幹

置を検討する機運が生まれた。

2021年7月には、EUは、域内の排出量取引制度（ETS；Emission Trade System）と組み合わせるCBAMについて、議論を開始した。EUの行政執行機関である欧州委員会は、世界初となる制度設計案を示した。ロシアのウクライナ侵略後、エネルギーをはじめとする物価高が社会問題となる現在も、検討を停止していないという。

また、脱炭素と貿易の接点を巡る検討は国境調整措置に限られず、多方面で行われている。

例えば、2021年10月には、トランプ政権が1962年通商拡大法232条の下で課した鉄鋼アルミ製品の追加関税について緩和することで、アメリカとEUの間で合意が成立した。その中で炭素排出の大きい鉄鋼製品の貿易を減らしつつ、鉄鋼部門の世界的な余剰生産能力に対処するグローバルアレンジメントの

設立を目指すことがうたわれた。今後2年間をめどに、鉄鋼アルミ製品の排出量の計測方法を確立し、同志国に開かれた取り組みを実施する。

また、アメリカは2021年のCOP26で、ファースト・ムーバーズ・コアリション（First Movers Coalition）を立ち上げた。「グリーン鉄」など脱炭素の達成に必要な製品・技術の初期需要創出のため、グローバル企業がこれらの購入を約束するプラットフォームである。脱炭素製品の市場形成を目的としており、貿易にも一定の影響を持ちうる。

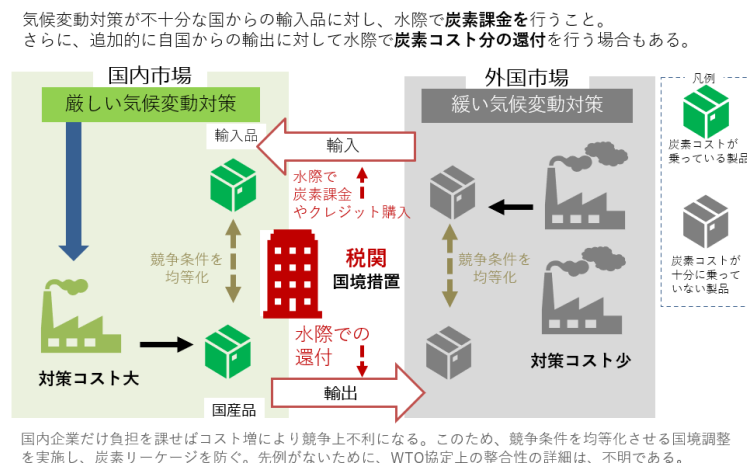
さらに、WTOでは、米中を含む71か国と地域が「貿易と環境持続可能性に関する体系的議論」（TESSD）に参加している。貿易関連の気候措置や政策が、WTOのルール及び原則に整合的であり、気候や環境に関する目標やコミットメントにどのように貢献できるかなどの議論を行っている。

このほか、先進7か国（G7）などの枠組み、国際通貨基金（IMF）や経済協力開発機構（OECD）などの国際機関で、製品に体化された排出量や製品生産に要した炭素コストの計測方法が検討されている。これらは国境調整措置を実施する際に必要なものである。

このように、脱炭素と貿易におけるルール作りは、脱炭素社会の実現に向けて重要な論点となっている。目下のところ、議論の中心となっているのは炭素の国境調整措置であり、以下ではこの措置を詳しく見ていく。

2. 炭素の国境調整とは

炭素の国境調整措置とは、厳しい気候変動政策のコストを負う国が十分な対策を取らない国からの輸入品に対し、税・課徴金・クレジット購入などの義務を課す制度であり、本章執筆時点において導入済みの国・地域は存在しない。この措置の目的は、炭素リーケージ（漏洩）の防止である（図1）。



出所：経済産業省（2010）「2010年版 不公正貿易報告書について」を基に著作作成

図1 炭素の国境調整措置のイメージ

炭素リーケージとは、ある国が温暖化対策を強化したことで、その国での生産は減少する一方、炭素排出への政策コストが低い別の国における生産が増加し、地球全体で排出量が減らない状況を示す。この状況においては、国内市場で流通する製品が、国産品から生産時の排出量が高い輸入品に代替され、結果

として、産業が海外に移転するなどの経済的な悪影響が懸念される。

近年、EU 等で炭素の国境調整措置への関心が高まっているのは、自らの炭素排出コストを政策的に高めている中で、国内産業やその労働者に対する悪影響を抑える必要があるためである。

そこで、リーケージを防ぐために、国境において輸入品には自国と同等の炭素コストを課し、輸出品には、一度課した炭素コスト相当額を還付する。そうすることで、国内市場では、国産品と輸入品の両方に同等の炭素コストが課せられ、海外には、炭素コストが乗らない形で製品が輸出される。炭素リーケージを防止しつつ、自国の政策を強化するには、国境調整が有用ということである。炭素の国境調整は理念的にはこのように整理されるが、実施に際しては詳細な制度設計を要する。Marcu ら (2020) ¹⁾ は、制度設計上の主要な八つの構成要素を示した (表1)。各要素の選択と組み合わせにより、リーケージの抑制効果、法的な実行可能性や、技術・管理上の実行可能性などに差が生じ、基本的には全ての面で優れた設計は存在せず、トレードオフがある。措置の前例がないことも相まって、組み合わせの「模範解答」はない。

表1 炭素の国境調整措置の制度設計の要素

制度設計要素	設計の選択肢
1. 貿易措置	輸入財の調整のみ/輸出財へのリベートを含む
2. 調整対象とする国内制度	炭素税、排出量取引制度/規制的な措置/両者
3. 対象国	気候リーダー国の免除/後発開発途上国 (LDCs) の免除規定
4. 対象セクター	素材産業や電力だけ/複雑な財に拡大する
5. 排出のバウンダリー	工場内の直接排出のみ (スコープ1) /購入電力や蒸気などを含む (スコープ2) /採掘時や最終消費の排出などを含むライフサイクルで考える (スコープ3)
6. 製品に体化された炭素排出の計算 (製品単位の推計)	工場や企業単位別の実排出量の適用/ベンチマーク (ベストプラクティス、平均値) ベンチマークの場合、国際基準などを用いた自己申告を併用するか否か
7.調整額の計算のための炭素価格	原則として、国内炭素価格 (炭素税、排出量取引制度、諸規制など) と同等、あるいはそれ以下の範囲。一輸入品への課金と併せ、輸出国の炭素価格分の考慮
8.収入用途	国内の環境用途に利用する/途上国支援に活用する

3. EU の排出量取引制度 (EU-ETS) と炭素国境調整措置 (CBAM)

EU は域内で排出量取引制度 (EU-ETS) を実施しており、これに CBAM の導入を組み合わせる形で検討している。表2は、EU が導入を検討している CBAM の設計案を八つの要素に沿って整理したものである。このうち、いくつかの重要な点を以下に述べる。

表2 欧州委員会の CBAM 提案の要素

制度設計要素	設計の選択肢
1. 貿易措置	<u>輸入課金のみ</u> /輸出レポートのみ/両者の組み合わせ
2. 調整対象とする国内制度	<u>炭素税、排出量取引制度 (EU-ETS) による明示的カーボンプライシング</u> /規制措置、支援などの暗示的カーボンプライシング含む
3. 対象国	<u>全ての国</u> /LDCs の免除/特定国決め打ち
4. 対象セクター	<u>炭素コストが影響しやすい素材等に限定</u> /幅広く設定
5. 排出のバウンダリー	<u>直接排出のみ</u> /スコープ1&2/より広く (※試行期間はスコープ2を含む)
6. 製品に体化された炭素排出の計算 (製品単位の推計)	製品単位の実排出量の報告義務 (重量比例で按分/価格比例で按分/製造プロセスを分解して按分など。 <u>按分不明</u>)/ベンチマーク/国際基準など
7. 調整額の計算のための炭素価格	<u>企業別・工場別の製品排出量に、EU-ETSの炭素価格を乗ずる。輸出国の明示的カーボンプライシングのみ考慮</u> /ベンチマーク+ベンチマークを下回る場合の自己申告
8. 収入使途	EU独自財源 (※規則案には記載がないが、2030年に21億ユーロの見込み)

3-1. EU 排出量取引制度 (EU-ETS) の概要

EU-ETS は、キャップアンドトレード方式による総量規制である。2005 年の導入以後、順次制度を更新し、2021 年に第4フェーズが開始した。規制対象は、燃焼設備や製造業の設備 (例: 20MW 以上の燃焼設備、鉄鉄生産など) であり、炭素集約産業が対象である²⁾。

CBAM との関係で重要な論点となるのは、排出枠の無償割当である。売上高に対する輸出入の割合が高い炭素排出集約型産業に対して、競争力低下防止のため、無償で排出枠を配布している。

欧州会計監査院 (2020) は「製造業の排出量の 90%以上を占める部門が、その排出量の全てまたは太宗に相当する排出枠を無償で受領」と指摘し、特に鉄鋼部門では、2018 年に実排出量比で約 120%相当量の無償割当があったことを示している³⁾。同様に、2020 年には、鉄鋼部門の高炉は、同 130%程度の無償割当があった可能性がある⁴⁾。また、未償却の余剰枠の繰り越し制度があり、2013 年以降に繰り越された

排出枠は、無期限に使用可能とする ETS 指令の条文がある。

排出枠の市場取引価格は 2021 年後半以降、エネルギー価格の高騰のあおりを受け、過去最高水準を更新した。2021 年 5 月に 50 ユーロ/t を超えた後、2022 年 2 月に 100 ユーロ/t 近くに迫った。

3-2. CBAM の制度設計

EU では、CBAM の導入を 2022 年中に法制化することを目指して、制度の検討が行われている。法制化に際しては、最初に行政府に当たる欧州委員会が提案を提示し、その後、立法府である欧州議会と理事会において修正案が議論され、最後に、欧州議会、理事会、欧州委員会の三者協議における合意を経て成立する。本章執筆時点では、欧州議会と理事会のそれぞれにおける修正案の検討が完了した段階であり、三者協議が実施されている。以下では、制度設計の基礎となる欧州委員会案を概観してから、原稿執筆時の 2022 年 10 月に得られる欧州議会案と欧州理事会案から、象徴的な論点を確認する。

(1) 欧州委員会の提案⁵⁾

欧州委員会は、2021 年 7 月に制度案を公表した。鉄鋼、セメント、アルミ、肥料、輸入電力の 5 部門を対象とするが、これらの日本からの輸出は微少（電力はゼロ）である⁶⁾。

2023 年から 2025 年までを移行期間と位置付け、輸入事業者は、製品排出量の報告義務のみを課しつつ、2026 年以降は、製品排出量に応じた CBAM 証書の納付義務を課す。CBAM 証書は 1 週間前の EU-ETS の市場価格で販売され、輸入事業者は製品排出量に相当する量の CBAM 証書を納付する。つまり、CBAM 証書の納付が実質的な輸入課金となっている。その際、原産国での炭素価格分は減免され、以下で述べるように EU-ETS の無償割当の配布を低減し、相当量を CBAM に置き換える。CBAM 証書の収入は EU の独自財源とされる予定であり、2030 年で 21 億ユーロと推計される。表 2 は表 1 に示した八つの

要素に沿って、欧州委員会の提案を整理したものである。

EU-ETS における無償割当については、CBAM 証書の納付義務を開始する 2026 年から 10 年間かけて、毎年 10%ポイントずつ削減し、2035 年以降はゼロとする。納付すべき CBAM 証書の量は、これに合わせて、2026 年は製品排出量の 10%相当分、以降、毎年 10%ポイントずつ増やし、2035 年以降は製品排出量の全量とする。2035 年に無償割当を完全に CBAM に置き換える。

(2) 欧州議会と理事会の修正案

2022 年 6 月に、欧州議会と理事会がそれぞれ、欧州委員会提案に対する修正案を提示している。特徴的な修正内容は、以下の通りである。

・対象とする製品と排出量の範囲の拡大

欧州議会の修正案では、欧州委員会提案の 5 分野に、化学（有機化学品、水素、アンモニア）とポリマー（プラスチックとその成形品）が追加された。追加された有機化学品、ポリマー製品はアメリカからの輸出が多く、アメリカとの間で政治的な摩擦が生じる懸念がある。他方、理事会の修正案では、欧州委員会提案の 5 分野を踏襲しつつ、これらの川下製品を追加した。

・対象とする排出量の範囲の拡大

欧州委員会案は直接排出量のみを調整対象とし、理事会の修正案もおおむねこれを踏襲しているが、欧州議会の修正案では、間接排出量（電力等の購入エネルギーに付随する排出）も調整対象としている。

・無償割当を CBAM に完全に置き換える年限

欧州委員会案は 2026 年から 2035 年までの 10 年間で置き換え、理事会の修正案もほぼ同様だが、欧州議会の修正案では 2027 年から 2032 年までの 6 年間で置き換えることになっている。

- ・輸出製品への還付（リベート）

欧州委員会の提案と理事会の修正案には輸出製品への還付は含まれていないが、欧州議会の修正案では、EU-ETS と同様のカーボンプライシングを有さない第三国への輸出向けに生産された製品については、無償割当を継続するという形で実質的な輸出還付が含まれている。

4. EU 以外における議論の状況

炭素の国境調整措置の導入検討を具体的に進めているのは EU のみであるが、アメリカ、日本、国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）における議論の状況も簡単に整理しておく。

4-1. アメリカ

アメリカでは、オバマ政権の発足直後に排出量取引制度の新規立法の機運が高まり、2009年に連邦議会の下院を通過した「ワックスマン・マーキー法案」(H.R. 2454 the American Clean Energy and Security Act of 2009) には、大統領が排出量取引によって炭素リーケージが起こっていると判断した場合、排出枠の購入義務を輸入業者に課するという仕組みが含まれていた。しかし、本法案は議会上院を通過せず、廃案となった。

既に述べたように、バイデン大統領は炭素の国境調整を選挙公約に掲げた。大統領就任後、一部の議員による法案の提出はあったが、検討は本格化していない。これは、アメリカにおいて調整対象となるカーボンプライシングが全国規模では存在していないことがその一因となっている。

4-2. 日本

日本政府は、2021年に検討したグリーン成長政略において、「炭素国境調整措置に関する基本的な考え方」を提示した。日本国内のカーボンプライシングの検討と並行し、以下の①～④の対応を取るとした。

- ① WTO ルールと整合的な制度設計であることが前提であり、諸外国の検討状況も注視し、対応について検討。
- ② 製品単位当たりの炭素排出量について、正確性と実施可能性の観点から国際的に信頼性の高い計測／評価手法の国際的なルール策定・適用を主導する（例：ISO の策定）。データの透明性を確保することを促す。
- ③ 日本及び炭素国境調整措置を導入する国において、対象となる製品に生じている炭素コストを検証する。
- ④ カーボンリーケージ防止や公平な競争条件確保の観点から立場を同じくする国々と連携して対応する。

コラム：ドイツ提案の気候クラブ

2022年はドイツがG7議長国となっているが、シュルツ首相は炭素リーケージに対処する「気候クラブ」という協カスキームを提唱した。6月のG7サミットのコミュニケでは、国際ルールと整合的で開放的・協力的な「気候クラブ」を2022年末までに設立することを目指すことが明記された。今後、気候クラブの設立に向けて、主要排出国、主要20か国（G20）、他の途上国などとの協議を強化する。パリ協定の下での各国の削減目標の強化や、排出量の測定と報告の仕組みなどを通じて、生産量当たり排出量が多い炭素排出集約型の製品の炭素リーケージに対処する。

輸出志向のドイツ産業界は、輸出相手国の対抗措置を惹き起こしかねないEUのCBAMに難色を示しており、気候クラブがCBAMの代替となるのか注目が集まっていた。

4-3. 国連気候変動枠組み条約 (UNFCCC)

UNFCCC には、3条5項に「気候変動に対処するためにとられる措置（一方的なものを含む）は、国際貿易における恣意的若しくは不当な差別の手段又は偽装した制限となるべきではない」との規定が存在するが、これは GATT の 20 条の柱書の引用にとどまっている。

2015 年に UNFCCC の締約国会議が採択したパリ協定には、国境措置に関連する規定は存在しない。

5. WTO のルールとの整合性

炭素の国境調整措置は政策的に貿易に介入するものであり、WTO のルールとの整合性が確実に争点となる。

5-1. 先行研究における制度提案

この点については、多数の先行研究が存在している。

例えば、元 WTO 上級委員である Hillman (2013)⁷⁾ は、消費税のような間接税型⁸⁾の炭素税に、輸出製品への還付を含む国境調整措置を組み合わせる方式を提唱した。GATT 2条2項と3条2項に基づく消費税などの国境調整を炭素税に準用した案であり、2条や3条では正当化が難しい場合には、20条の一般例外を用いることが想定されている。また、輸出製品への還付については、「補助金及び相殺措置に関する協定は、国内消費用に販売された場合の同種の製品に課される実際の税額を上回らないことを条件に、化石燃料税の輸出リベートを認めており、WTO 協定に整合的な設計が可能」とした。一方、「2条2項の内国税を広範に解釈できるか、工程に課される炭素税を調整できるのか等の、多くの未解決の課題がある」とも指摘した。

また、後発開発途上国 (LDCs) 等への措置の免除について、同 20 条の柱書にある「同様の条件の下にある諸国の間において任意の若しくは正当と認められない差別待遇の手段となるような方法」と UNFCCC 3条にある「共通だが差異のある責任原則」を根拠に、過去にほとんど CO₂ を排出しなかった国々の免除を提言した。

Mehling ら (2019)⁹⁾ も、先行研究や判例に基づき、炭素の国境調整措置の設計を提案した。パリ協定下の国内削減努力の不均等性 (アシンメトリー) や炭素リーケージへの懸念がある中、炭素の国境調整措置は炭素制約を平準化するのに役立ち、炭素リーケージの防止と他国への対策強化のインセンティブを同時に提供する「唯一の政策オプション」とした。その上で、20条の柱書と各号の関係が問われた「ブラジル再生タイヤの事件」の上級委員会の説示¹⁰⁾を根拠に、政策目的と調和し得るかが重要とした。

これは措置全体を、産業競争力の平準化ではなく、排出削減という目的に資するように設計することを意味する。この点で、輸出製品への還付は、炭素排出にインセンティブを与える可能性があり、GATT 20条に基づく国境調整の法的な正当性が損なわれる可能性を指摘した。

さらに、GATT 1条の最恵国待遇の要件は、一般的には、いずれかの国に与える最も有利な待遇を他の全ての国にも与えるよう求めるが、途上国や LDCs などへの例外を設けることは可能としている。特に LDCs は排出量が僅少であるため、免除しても、排出削減という目的を妨げない。その上で、欧州委員会の途上国に対する関税特恵の供与条件に従えば、本措置からの収入の一部を LDCs への支援に充てる必要があるとした。

以上の2例は先行研究で示された制度提案であるが、経済産業省の「不正貿易報告書」¹¹⁾は、WTO 協定上の整合性について、先例に基づき、総括的かつ緻密な整理をしているため、参照されたい。

5-2. EU の CBAM に関する論点

EU で検討されている CBAM も、欧州議会、理事会、欧州委員会の三者協議を経て成立した場合には、WTO ルールとの整合性が問われることになる。現時点では、制度設計が固まっていないので、WTO ルールとの整合性を論じるには時期尚早であるが、一部の識者は GATT 違反となり得る論点を提起している。例えば、Bacchus (2021)¹²⁾は最恵国待遇 (GATT 1条)、譲許表 (同2条)、内国民待遇 (同3条) などに違反する可能性を指摘している。また、EU は CBAM を、税関の措置ではなく、内国規制 (3条4項) を企図している可能性が高いとした。

3条の同種の産品要件も問題となる可能性がある。CBAM は炭素含有量に基づいて負担の大小を決めるが、これが同種の産品の差別に当たると判断される場合である。また、3条違反に当たる場合、GATT 20条柱書・

各号による一般的例外（健康や温暖化していない大気としての環境目的）の正当化が課題となるが、輸出還付については、Mehling ら（2019）が指摘しているように、排出量削減の目的と整合的とは言い難く、20 条と不整合となる可能性が高い。

また、EU-ETS は無償割当の余剰枠の繰り越し分を用いることができるが、CBAM の対象となる輸入品にはそのような枠へのアクセスが存在しない。このため、内外差別が形成される可能性がある。

提 言

炭素の国境調整措置は、脱炭素化に伴う炭素価格の負担上昇に備え、その内外価格差を水際で埋めようとする試みであり、通商と気候変動政策の接点における諸課題を浮かび上がらせている。内外価格差が生じるのは、パリ協定の下で各国が掲げる目標（NDC）の強度がばらついているためであり、特に 2030 年に 1990 年比で 55% 減の目標を掲げ、それを実現するために排出量取引制度などにより対策の強化を企図している EU は、CBAM を導入しようとしている。

EU の CBAM は、輸入相手国における炭素コストを考慮するとしているが、制度案では炭素税と排出量取引のみが対象となっている。日本を含む各国で採用されている政策措置の多様性がほぼ考慮されておらず、柔軟性を欠いている。また、過去の排出量に応じた責任や、衡平性の観点から途上国が反発する可能性が高い。慎重な免除規定の検討の余地がある。

世界経済のブロック化が懸念されるなか、新たな分断を深めないよう、日本はインド太平洋地域の国々対話の場を持ち、橋渡し役として貢献していくことが望ましい。ルール志向の日本の貢献が期待される。さらに自国の制度設計の際、Hillman（2013）が提示した間接税型炭素税制度による、輸出製品への還付つき炭素国境制度提案も選択肢の一つとなるだろう。

注

- 1) Marcu, A., M. Mehling and A. Cosbey（2020）“USA-EU Town Hall on Border Carbon Adjustment: An Update on Developments in the EU”, European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition.
- 2) EU 指令 (Directive 2003/87) 27 条、欧州委員会のガイダンス等から、加盟国は、25,000 t・CO₂/年以下、35MW 規模以下は除外でき、検証義務 (Verifier's recommendations) のみを課すという。Brock, J., Bonifazi, E., Thorpe, C., Morgan-Price, S. and Kaar, A.（2019）“Preparation for the implementation of the EU ETS provisions for small installations, Best Practice Guidance” CLIMA-FWC-001/FRA/2015/0014.
- 3) European Court of Auditors（2020）“Special Report 18/2020 The EU’s Emissions Trading System: free allocation of allowances needed better targeting”.
- 4) European Environment Agency, European Union Transaction Log (EUTL) より筆者試算
- 5) European Commission (2021), “Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing a carbon border adjustment mechanism,” COM/2021/564 final.
- 6) 輸入相手国については、柳美樹、森本壮一、中村博子（2021）「国境炭素調整の最新動向整理—協調か対立か?—」日本エネルギー経済研究所第 438 回定例研究報告会で詳しく解説している。2019 年時点 EU（イギリス含む）の鉄鋼製品の輸入相手国は、ロシア、トルコ、ウクライナ、中国など
- 7) Hillman, J.A.（2013）“Changing Climate for Carbon Taxes: Who’s Afraid of the WTO?” Climate & Energy Policy Paper Series, Georgetown University Law Center.
- 8) WTO の補助金および相殺関税措置に関する協定は「間接税」を「売上税、物品税、売上高税、付加価値税、フランチャイズ税、印紙税、譲渡税、在庫税、設備税、国境税、その他、直接税と輸入手数料以外のすべての税」と定義している（前出 Hillman 2013）。
- 9) Mehling, M., H. Van Asselt, K. Das, S. Droege and C. Verkuijl（2019）. “Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action,” American Journal of International Law, 113 (3), 433—

481.

- 10) 「本件の措置の444（各号の444ではなく）政策目的に照らして柱書が解釈された」。川瀬剛志（2007）「ブラジル再生タイヤの輸入に関連する措置」『平成19年度WTOパネル・上級委員会報告書に関する調査研究』経済産業省に詳しい。
- 11) 経済産業省（2022）『2022年版不公正貿易報告書』、総論 WTO協定の概要、コラム 貿易と環境：炭素国境調整措置の概要とWTOルール整合性 に詳しい。
- 12) Bacchus, J. (2021) “Legal Issues with the European Carbon Border Adjustment Mechanism”, BRIEFING PAPER No. 125, CATO Institute.

気になるデータ

日本は省エネルギー大国の座を降りた？

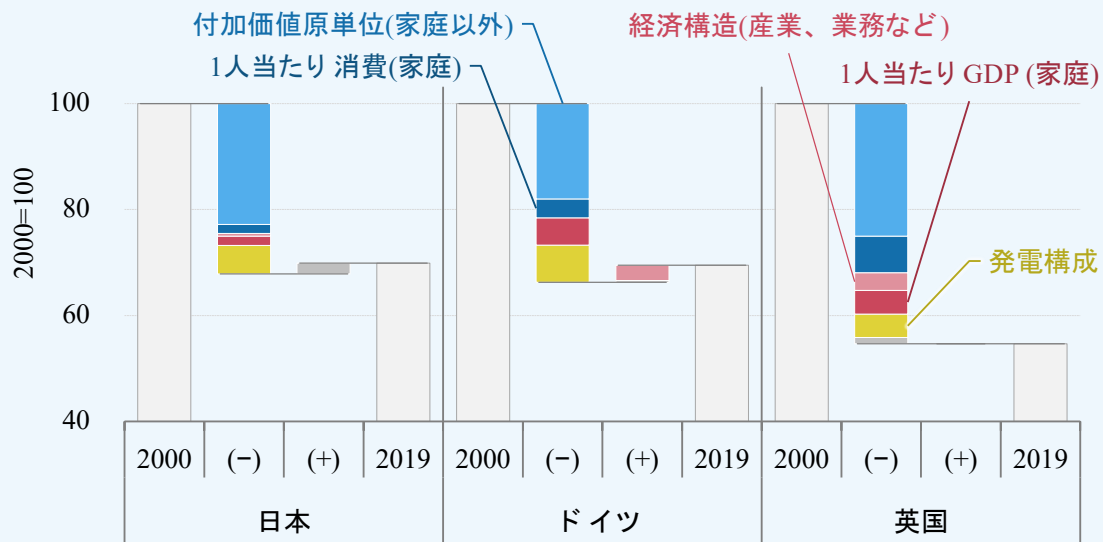
GDP原単位は特性も認識して活用を

日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 研究主幹 | 柳澤 明

要旨

- ロシアのウクライナ侵攻でエネルギー安全保障の優先度が上がり、省エネルギーに対する関心が高まっている。その状況下、日本の省エネルギー先進性はすでに失われているとする声がある。マクロな省エネルギー指標の代表格、国内総生産(GDP)当たりの一次エネルギー供給であるGDP原単位でエネルギー効率を評価すると、日本は主要7か国(G7)では英国、イタリア、ドイツの後塵を拝し、フランスにもほぼ並ばれている。
- しかし、GDP原単位の水準は為替レートの影響を大きく受ける。実体は一切不変にもかかわらず、2020年と目される次の基準年に切り替わるだけで、トップランナー英国と日本など他のG7諸国との間の差は、最大、現行値の約半分に縮まる。
- GDP原単位の変化で測る省エネルギーの進捗も注意を要する。そこには省エネルギーとして本質的でない要因が潜んでいる。この20年、GDP原単位の減少に最も寄与したのは、エネルギー効率としての指標性が高い付加価値当たりエネルギー消費の低減である。しかし、本質的な意味合いが乏しい1人当たりGDPや、太陽光・風力など一次電力が絡む発電構成の変化も少なからず、かつ国により異なる程度で寄与した。

図1 | 一次エネルギー供給のGDP原単位と変動への寄与



- 吟味すれば、日本のエネルギー効率は実質的にはヨーロッパに大きく劣後しているわけではないと考えられる。しかし、日本の省エネルギー先進性をこれまでのように一瞥でくみ取ることができなくなった状況は、ヨーロッパの省エネルギー進展を素直に称える姿勢と同時に、省エネルギー大国の看板を掲げる日本がさらに何をなすべきか検討を求めているのではなかろうか。

キーワード: 省エネルギー、GDP原単位、為替レート、一次電力、要因分解

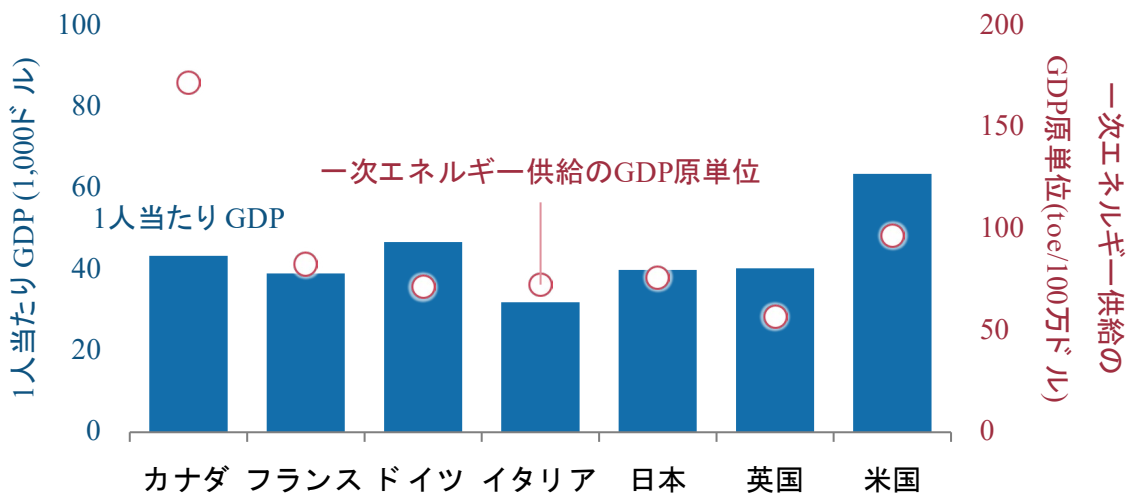
注目される省エネルギーとそのマクロ指標

気候変動問題への対応として、再生可能エネルギーや原子力といった低炭素エネルギー源に期待が寄せられている。その期待のあまりの大きさがなすおとりか、省エネルギーの扱いがヨーロッパなどの一部の国ではやや軽んじられていた感もあった。しかし、ロシアによるウクライナ侵攻を機にエネルギー安全保障・安定供給確保の優先度が上がり、国産エネルギー源と並び省エネルギーに対する関心が高まっている。日本は、石油危機以来の取り組みによって、省エネルギーの分野で世界をリードしてきたとの評価を得てきた。省エネルギー協力は日本のエネルギー分野での国際協力の中心になるなど、その先進性は日本のプレゼンス維持に一役買って来たとも言えるのである。そうした中、最近の状況を踏まえると、日本の省エネルギー先進性はすでに失われているとする声がある。

省エネルギーの程度を定量的に評価するための指標としては、活動量(あるいはエネルギーサービス需要範囲)当たりのエネルギー消費量が人口に膾炙する。実際、対象や目的に応じて多様な系列が用いられている。たとえば、ミクロなものとしては、自動車の燃費(=走行距離当たりのエネルギー消費量)や発電効率(=発電量当たりのエネルギー消費量)などがある。対象範囲をもう少し広げたものとしては、粗鋼生産量当たりのエネルギー消費量や住宅のエネルギー効率(暮らしを維持するためのエネルギー消費量)などが挙げられる。国などを対象とする場合は、マクロな指標として、活動量に国内総生産(GDP)を、エネルギー消費量に当該国のエネルギー消費総量を表す一次エネルギー供給を据えた一次エネルギー供給のGDP原単位がしばしば用いられる。これは理解しやすくかつ扱いやすいという長所を備えた指標である。

しかし、一次エネルギー供給のGDP原単位は、経済産業構造、国土の気候・地理的条件、人口分布などエネルギー効率に影響する種々の要素を明示的に取り扱っていない。そのため、これを各国横並びにした単純比較は、ある種の便法であることを認識しておく必要がある。以下では、時にさらに注意を要する物柄を念頭に、省エネルギー指標としての一次エネルギー供給のGDP原単位に分け入る。その際、最近の日本の省エネルギーに対する言及を鑑み、エネルギー効率について対比されることが増えたドイツ、英国との比較を中心に展開する。また、経済発展程度が近い主要7か国(G7)の他の国についても定量評価を付すこととする。

図2 | 1人当たりGDPと一次エネルギー供給のGDP原単位[2020年]

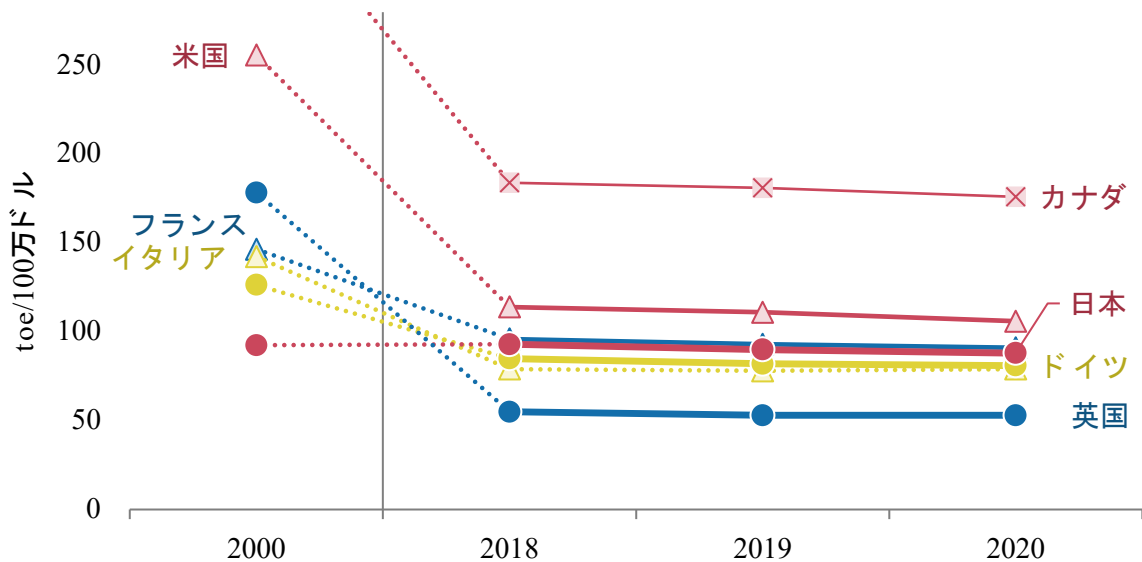


出所: IEA 「World Energy Balances」、OECD 「National Accounts」、世界銀行 「World Development Indicators」より算出

為替レートに依存する省エネルギー水準

日本は一次エネルギー供給のGDP原単位で世界トップクラスに位置してきた。しかしながら、「省エネルギー大国ニッポン」は過去の話であるといった声を最近では耳にすることがある。たとえば、国際エネルギー機関(IEA)の統計¹によると、日本は2000年にはG7のうち最もエネルギー効率的であったが、近年では英国、イタリア、ドイツの後塵を拝しているばかりか、フランスにもほぼ並ばれるに至っている(図3)。

図3 | 一次エネルギー供給のGDP原単位



注: 2000年の金額は1995年価格、2018年～2020年の金額は2015年価格

出所: IEA「Energy Balances of OECD Countries, 1999-2000」、IEA「World Energy Balances 2022」

こうしたことが日本の省エネルギー神話終焉の一根拠とされているようである。しかし、統計データの扱いには、背景の十分な顧慮も求められることを改めて思い起こす必要がある。

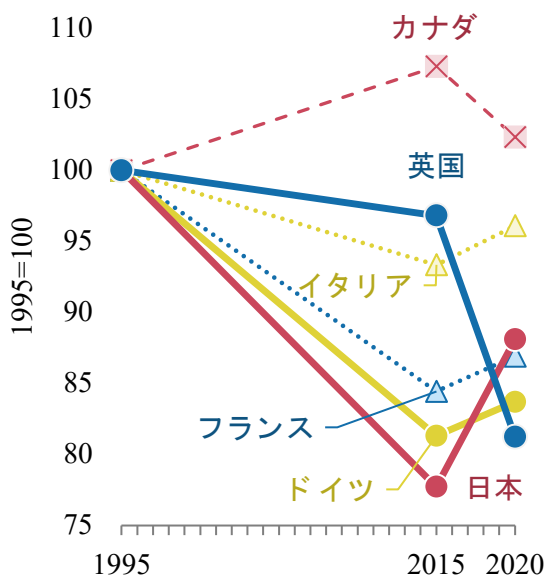
一次エネルギー供給のGDP原単位の国際比較においては、分母のGDPとしてどの系列を用いるかの選択が必要である。そして、そのGDPを共通通貨——通常は米ドル——建てに換算する際にどういった為替レートを用いるかがしばしば論争の的になる。任意の単年の比較であれば、GDPとして名目値、為替レートとして当該年の値を用いるのが自然かもしれない。複数年にわたる比較であれば、GDPは実質値、為替レートは特定年の値がふつう用いられる。その特定年としてどの年を参照するべきかに唯一無二の選択基準はないが、通常は実質GDPの基準年が採用される。そして、実質GDPの基準年は、2015年や2020年など西暦末尾が5あるいは0の年となっていることが多い。よって、為替レートとしては西暦末尾が5あるいは0の年の値が用いられがちである。

¹ 2000年、2020年それぞれのデータが掲載された最初の版である「Energy Balances of OECD Countries, 1999-2000」「World Energy Balances 2022」を参照している。

しかし、自由な資本移動と独立した金融政策の下での変動相場制の場合、西暦末尾が5あるいは0の年の為替レートがエネルギー経済的に妥当な水準である保証はない²。たとえば、図3の2000年値では1995年の、2018~2020年値では2015年の為替レートが用いられている。そして、その20年の間に、現地通貨がドルの米国以外では、カナダを除く5か国の通貨が対ドルで軒並み減価した(図4)。すなわち、1995年基準の一次エネルギー供給のGDP原単位では5か国のエネルギー効率の高さが強調される方向に働く一方、2015年基準では為替レート参照年の切り替えに伴いその強調作用が打ち消されるように帰着している。円は、1995年には¥94/\$とその前後の期間で円高のピークを記録した一方、2015年には¥121/\$と逆にその前後の期間で円安のピークをつけ、この間に最も減価した通貨であった。そのため、日本は為替レート参照年の切り替えが一次エネルギー供給のGDP原単位の悪化(増大)に最も寄与した国となっている。

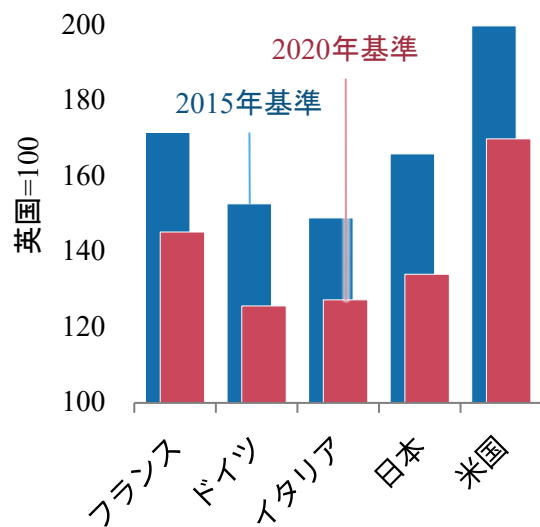
なお、IEA統計で次の基準年と目される2020年は、円、ユーロが2015年に比べ増価に転じた一方、1月末の欧州連合離脱による経済悪影響があった英国ポンドは切り下がった。実体は一切不変にもかかわらず、基準年が切り替わるだけで、トップランナー英国と各国との間にある一次エネルギー供給のGDP原単位の差は、最大、現行値の約半分に縮まることになる(図5)³。

図4 | 対ドル為替レート



注: 値が大きいほどその国の通貨が強い
出所: OECD「National Accounts」より算出

図5 | 一次エネルギー供給のGDP原単位[2020年]



出所: IEA「World Energy Balances」、OECD「National Accounts」より算出

² 資本移動の自由、金融政策の独立性と同時に為替レートの安定あるいは固定という政策目標を完全達成することはできないとする国際金融のトリレンマの影響である。

³ 基準年の切り替えに際しては、GDPデフレーターの変化も作用するため、一次エネルギー供給のGDP原単位が為替レートと同率で変化するわけではない。

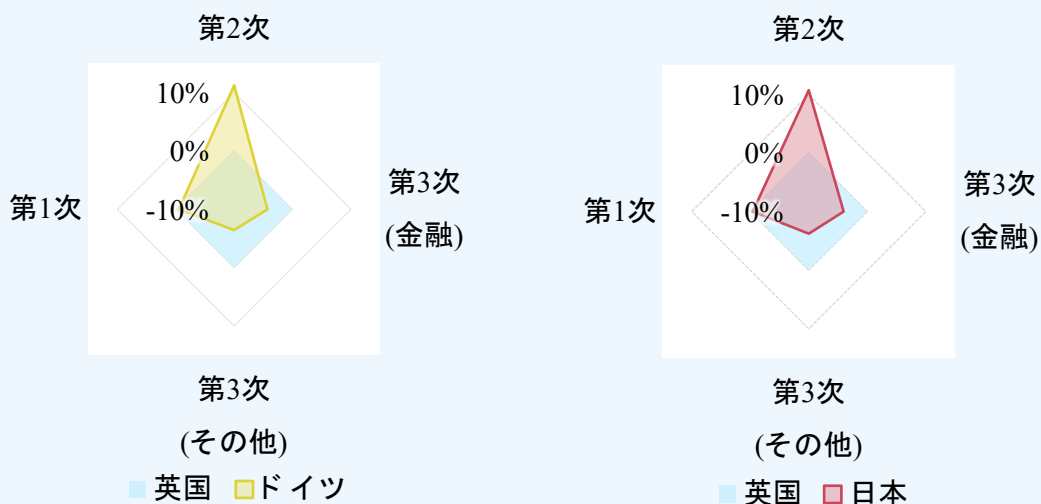
為替レートとして市場レートではなく購買力平価(PPP)レートを用いる方法もある。たとえば、末広(2007)は、市場レートとPPPレートをエネルギー消費部門ごとに使い分けることを提案している⁴。しかしながら、PPPレートの採用も完全解をもたらすわけではなく、新たな問題を持ち込みうる⁵。いずれにせよ、為替レートの影響を黙殺して省エネルギーの優劣を一次エネルギー供給のGDP原単位で論じることは危うさをはらむ。

Box 1 | 英国をトップランナーに押し上げたのは強いポンドだけか?

一次エネルギー供給のGDP原単位を規定するのは、狭義のエネルギー効率のみではない。上記のとおり、国際比較に際しては、為替レートはその大きな影響要因の1つとなる。また、気候条件は民生用エネルギー消費の多寡を通じてGDP原単位を左右する。

さらに、産業、業務他、非エネルギー利用は、経済産業構造を反映する。英国は、産業別付加価値において第3次産業、さらに第3次産業の中でもエネルギー寡消費とされる金融の構成比がG7で最も大きい。これに対し、ドイツ、日本は、エネルギー多消費な第2次産業の重要性が相対的に高い(図6)。こうした違いは、一次エネルギー供給の約7割を占める最終エネルギー消費にとりわけ作用する。

図6 | 付加価値構成[2019年、英国比]



注: 2015年価格

出所: OECD「National Accounts」より算出

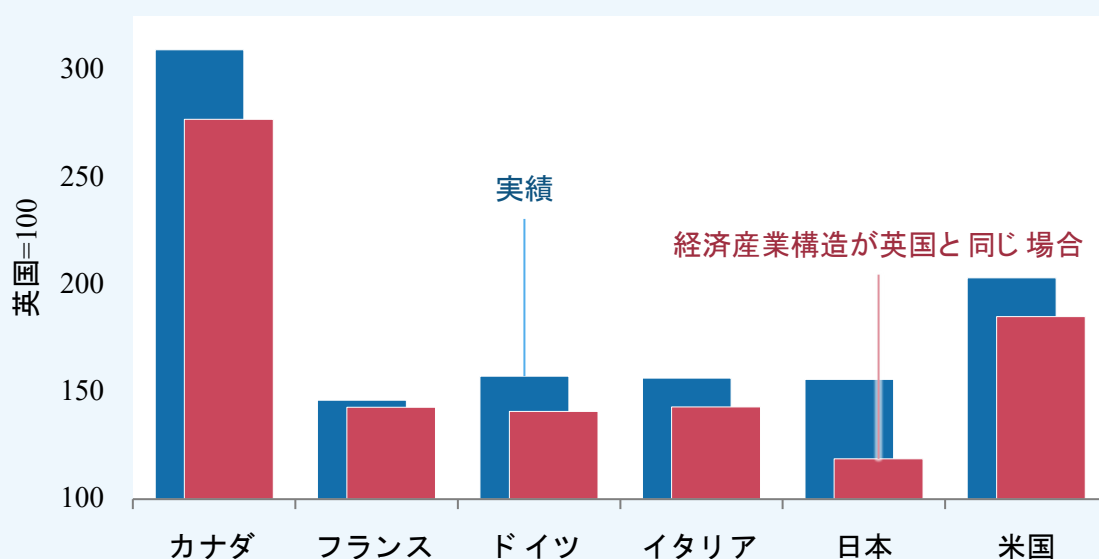
仮に、ドイツ、日本の産業別付加価値構成、すなわち経済産業構造が英国と同じとすると、最終エネルギー消費のGDP原単位はそれぞれ実績値を10%、24%下回ることになる(図7)⁶。これにより、英国との差異はかなり縮小する。

⁴ 末広「省エネルギー指標としてのGDP原単位—GDP原単位における国際比較の問題点と部門別アプローチによる推計—」(2007年6月)

⁵ PPPレートの算定がどの財に基づき、どの程度正確に財の品質調整がされているかという定義的な面、経済発展程度が低い国、貿易赤字国の通貨が高く評価されがちではないかという現象的な面など。

⁶ 各産業の付加価値当たり最終エネルギー消費は各国の実績値で計算。

図7 | 経済産業構造が英国と同じ場合の最終エネルギー消費のGDP原単位[2019年]



出所: IEA 「World Energy Balances」、OECD 「National Accounts」より算出

ただし、現実には、すべての国が英国のような経済産業構造を持てるわけではない——極論、あらゆる国がサービス業、金融に特化してしまったら、世界経済は成立しない。経済産業構造はエネルギー消費に大きく影響する一方、GDP原単位の単純比較においてはそれを明示的に取り扱っていない。このことは十分に意識しておく必要がある。

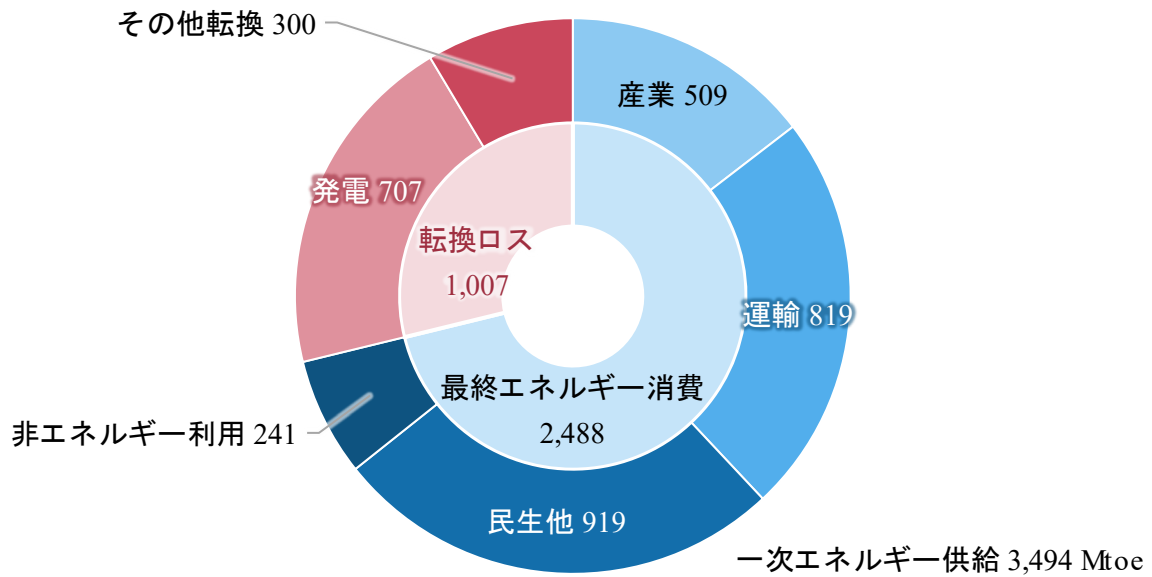
省エネルギーの進捗評価でも要注意

一次エネルギー供給のGDP原単位の水準で測る省エネルギーの国際比較・評価は、為替レートに依存することを示した。これとは別に、その変化で測る省エネルギーの進捗にも注意を要するものが潜んでいる。以下では、一次エネルギー国内供給をその構成要素である①エンドユーザーが実際に利用したエネルギー量を表す最終エネルギー消費、②エネルギー源を最終消費しやすい形に変換する際に失われるエネルギー量である転換ロスに分けて、一次エネルギー供給のGDP原単位の変化がどのような要因によってもたらされているか評価する。

最終エネルギー消費

最終エネルギー消費は、産業部門(鉱業、建設業、製造業)、運輸部門、民生他部門(家庭、業務、農林水産業、分類不明)、非エネルギー利用部門に大別可能である(図8)。最終エネルギー消費のGDP原単位は、G7各国ともこの20年、経年的に減少傾向にあり、エンドユーザーレベルでも省エネルギーが進展していると評価される(図9)。特に北米は——依然として省エネルギーの水準ではヨーロッパや日本に劣るものの——省エネルギーの進展が顕著である。また、省エネルギー水準で日本より優位にあるとされる英国、ドイツは、民生他の省エネルギー進捗が順調で、最終エネルギー消費のGDP原単位の減少を牽引しているのが目を引く。

図8 | G7の一次エネルギー供給[2020年]

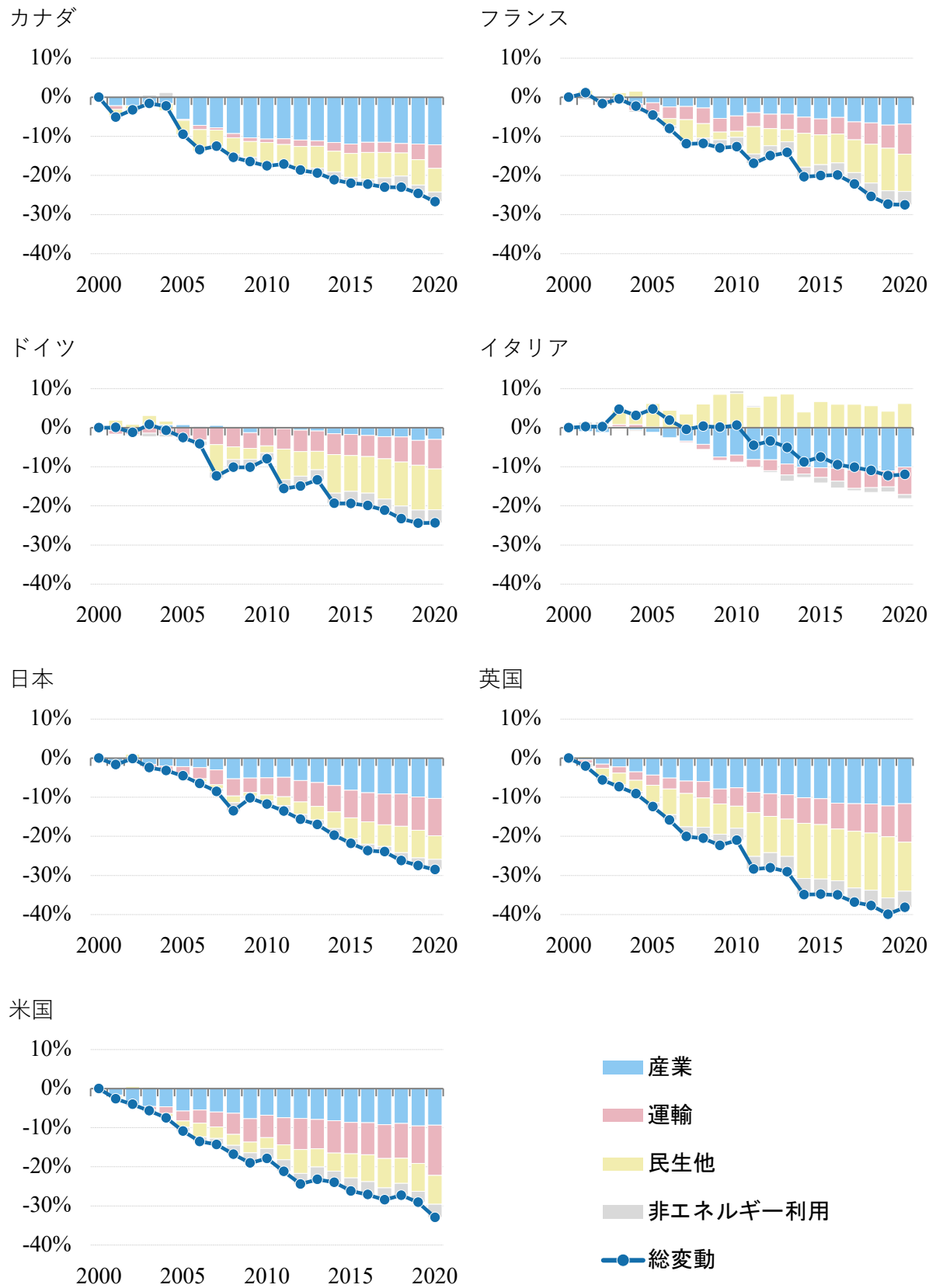


出所: IEA 「World Energy Balances 2022」

最終エネルギー消費のうち、産業⁷、業務、農林水産業および非エネルギー利用(化学工業)は各部門・業種の生産活動のために最終消費されるエネルギー量が対象である。よって、当該部門・業種の付加価値額を活動量とし、その1単位当たりのエネルギー消費量を省エネルギー指標とすることは自然であろう。

⁷ 以下では原則として、産業を鉱業、建設、一次金属、化学工業、窯業・土石、輸送機械、金属機械・その他機械、食料品、紙・パルプ・印刷、繊維、その他製造業に区分している。OECD「National Accounts」には日本について一次金属の鉄鋼・非鉄金属別の付加価値データが収録されていないため、このような扱いとしている。

図9 | 最終エネルギー消費のGDP原単位変動への部門別寄与度[2000年比]

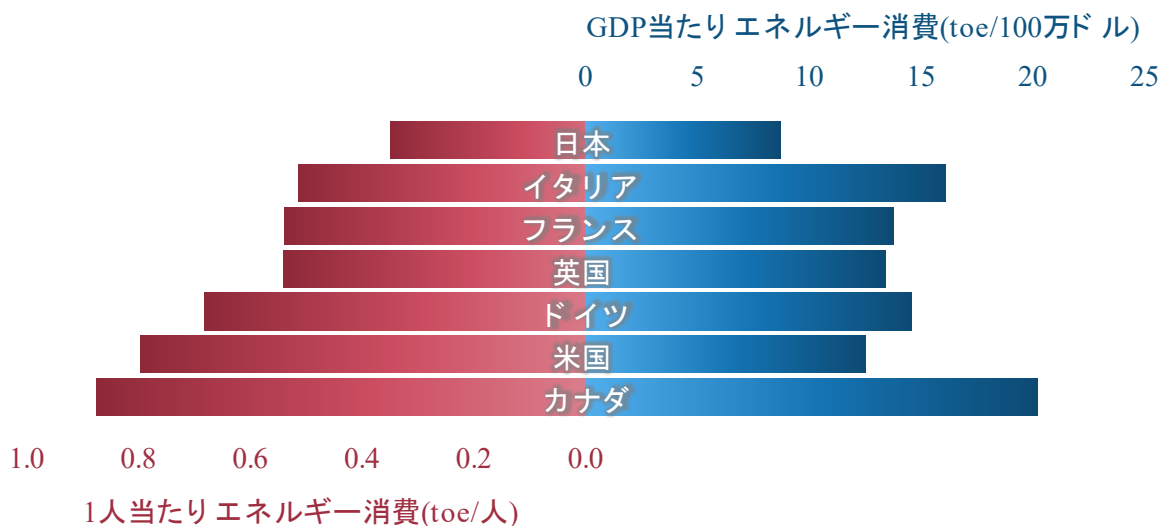


出所: IEA 「World Energy Balances」、OECD 「National Accounts」 より算出

これに対し、家庭のエネルギー消費は生産活動を行うためではない。家庭では生活を送るにあたり必要となるエネルギーサービスを充足するためにエネルギーを消費している。新興・途上国などでは、所得の上昇による生活水準の改善に伴って消費するエネルギー量が増大するのが一般的である。しかし、先進国などでは、概して高度な生活環境をすでに享受していることから、所得の上昇に伴って必需品であるエネルギーの消費をさらに大きく増加させることは少ない。家庭のエネルギー消費は、気温や新型コロナウイルス感染症(COVID-19)対策で大きく変化した在宅率そしてミクロな省エネルギーに直結する機器や住宅のエネルギー効率などにもっぱら依存している。

家庭の省エネルギー状況をGDP当たりエネルギー消費で測ろうとすると、最も効率的なのが日本、次いで米国となる(図10)。しかし、米国はそれほど省エネルギー先進的とは一般にみなされておらず、これには不自然さを感じざるを得ない。経済発展程度が近いG7間の比較では、家庭の省エネルギー指標としては、1人当たりのエネルギー消費量の方がGDP当たりよりは得心しやすいと考えられる。ただし、いずれも気候条件が異なるままの指標であることには留意する必要がある。

図10 | 1人当たりおよびGDP当たり家庭部門エネルギー消費[2020年]



出所: IEA 「World Energy Balances」、OECD 「National Accounts」、世界銀行 「World Development Indicators」より算出

運輸は、産業などおよび家庭の両方の性格を持ち合わせている。物資の輸送に係るエネルギー消費を対象とする貨物は、どちらかというとな産業などに近い側面がある。一方、旅客は、家庭の自家用車(いわゆるマイカー)によるエネルギー消費が大宗を占めており、生産活動との結びつきは希薄である。ここでは運輸のエネルギーは広くその国の経済・社会活動を支えるために用いられているととらえ、GDP当たりのエネルギー消費量を省エネルギー指標とみなすこととする。また、利用場面を特定し難い分類不明、非エネルギー利用(化学工業以外)も便宜的に同様の扱いとする。

上記に従えば、最終エネルギー消費のGDP原単位は以下のように変形することができる：

$$\begin{aligned} & \frac{\text{最終エネルギー消費}}{\text{GDP}} \\ &= \sum_{i \in \text{産業, 業務, 農林水産業, 非エネルギー利用(化学工業)}} \frac{\text{エネルギー消費}_i}{\text{付加価値}_i} \times \frac{\text{付加価値}_i}{\text{GDP}} \\ & \quad + \frac{\text{エネルギー消費}_{\text{家庭}}}{\text{人口}} \times \left(\frac{\text{GDP}}{\text{人口}} \right)^{-1} \\ & \quad + \sum_{i \in \text{運輸, 分類不明, 非エネルギー利用(化学工業以外)}} \frac{\text{エネルギー消費}_i}{\text{GDP}} \end{aligned}$$

これに基づき、①エネルギー効率としての指標性が高い付加価値(またはGDP)当たりエネルギー消費による寄与である“付加価値原単位要因”(産業、運輸、業務、農林水産業、非エネルギー利用、分類不明が対象)、②経済産業構造を表す産業別付加価値のGDP比による寄与である“経済構造要因”(産業、業務、農林水産業、非エネルギー利用(化学工業))、③1人当たりエネルギー消費要因(家庭)、④1人当たりGDP要因(家庭)という4要因に分解・再編できる。こうして最終エネルギー消費のGDP原単位の変化をカナダを除くG7⁸について要因分解した(図11)。

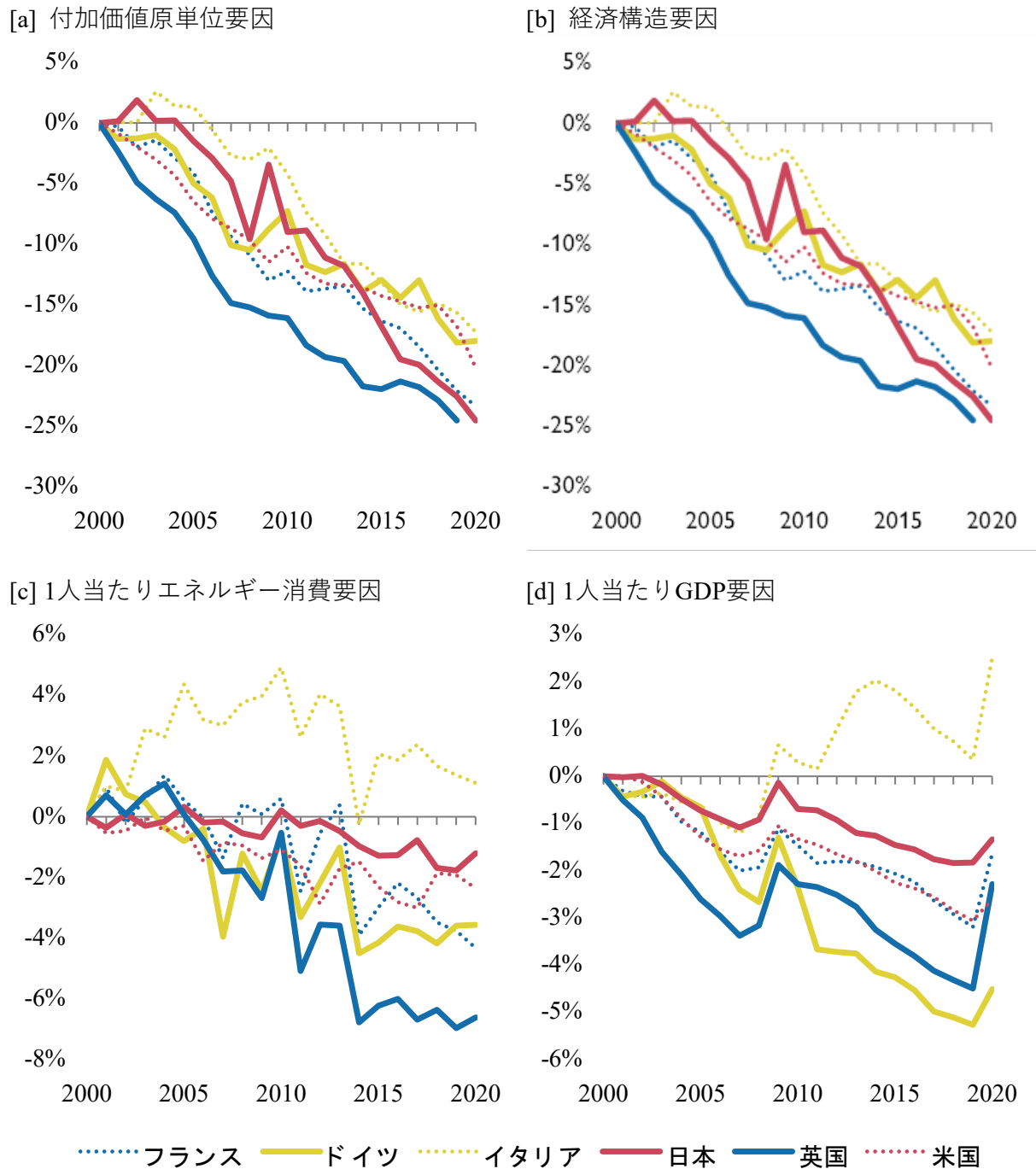
英国やドイツに比べ省エネルギーの劣後が一部から指摘される日本ではあるが、付加価値原単位要因は東日本大震災後の節電もあり2010年代に入ってから両国を上回るペースで拡大している(図11a)。これにより、その押し下げ寄与は、2013年にはドイツを凌駕し、2016年以降は英国に肉薄している。「日本の省エネルギーは進んでいない」というとその原因を産業界・生産部門に求める向きもあるが、そうした批判は必ずしも当たっていない。

経済構造要因は、製造業の衰退とサービス業の伸張が進んだ英国(と米国)で、押し下げ寄与が相対的に大きい(図11b)。対して、ドイツはエネルギー多消費産業が伸張し、押し上げ寄与となっている。なお、昨今のグリーントランスフォーメーションでの方向性にも関わりうることであるが、経済構造要因が省エネルギーに効いているのは、あくまで経済のありようが変化した“結果”である。省エネルギーを達成するべく経済産業構造を改めるとするのは、本来、主従が逆転している。グリーントランスフォーメーションに資する産業を新たに勃興させ、波及して経済の活性化が図られるという分には筋がよい。しかし、省エネルギーや低炭素化のための経済変革を強調するあまり、エネルギー多消費産業の排斥やカーボンリーケージなどが不適切に誘発され、全体としてエネルギー効率の悪化や気候変動対策の阻害が生じるおそれには勘考が必要である⁹。

⁸ カナダはOECD「National Accounts」に2011年以前の産業別付加価値データが収録されていないため分析対象外とした。また、英国は2020年のデータが収録されていないため2019年までを分析対象とした。

⁹ たとえば、GX実行会議「GX実現に向けた基本方針」(案)には「…鉄鋼・化学など製造業を始めとする需給一体での産業構造転換や抜本的な省エネの推進…」というくだりがある。産業構造転換の範囲をどこまでと認識するかの違いにより、描く目標像が大きく異なってくる可能性がある。

図11 | 最終エネルギー消費のGDP原単位変動への要因別寄与度[2000年比]



出所: IEA 「World Energy Balances」、OECD 「National Accounts」、世界銀行 「World Development Indicators」より算出

1人当たりエネルギー消費要因は、イタリアを除き減少寄与傾向となっており、家庭における省エネルギーの実質的な進展をうかがわせる(図11c)。英国やドイツは、寒冷な気候によるエネルギー消費量の多さに日本を上回る省エネルギー進捗速度が重なり、大きな押し下げ寄与につながっている。日本は1人当たりエネルギー消費が少ないという事情があるとはいえ、1990年代末に始まったトップランナー制度の効果発現を期待できた時期にもかかわらず、1人当たりエネルギー消費要因が欧米を下回る押し下げ寄与にとどまっている。日本は住宅の省

エネルギー性能引き上げを重点化しようとしているが、さらに何らかの工夫の余地がないか熟思があってよいかもしれない。

落とし穴的な存在が1人当たりGDP要因である。1人当たりGDPそのものはエネルギー効率としてほとんど意味をなさない。にもかかわらず、家庭における1人当たりエネルギー消費を明示的に扱う場合——あまり意識されることはないが——1人当たりGDP要因が省エネルギー指標としての最終エネルギー消費のGDP原単位に内在する。このことには注意が必要である。経済の低成長が続く日本は、1人当たりGDPの増加による押し下げ寄与がドイツや英国と比べかなり限定的である(図11d)。ただし、繰り返すが、1人当たりGDP要因による最終エネルギー消費のGDP原単位の押し下げは、エネルギー効率の改善を本質的には意味しない。2020年には、COVID-19の影響により経済が大幅に落ち込んだことから、いずれの国の1人当たりGDP要因もリーマンショック・欧州債務危機時以来となる大きさを押し上げ寄与を記録した。もちろん、これもエネルギー効率が悪化したことを本筋では意味しない。

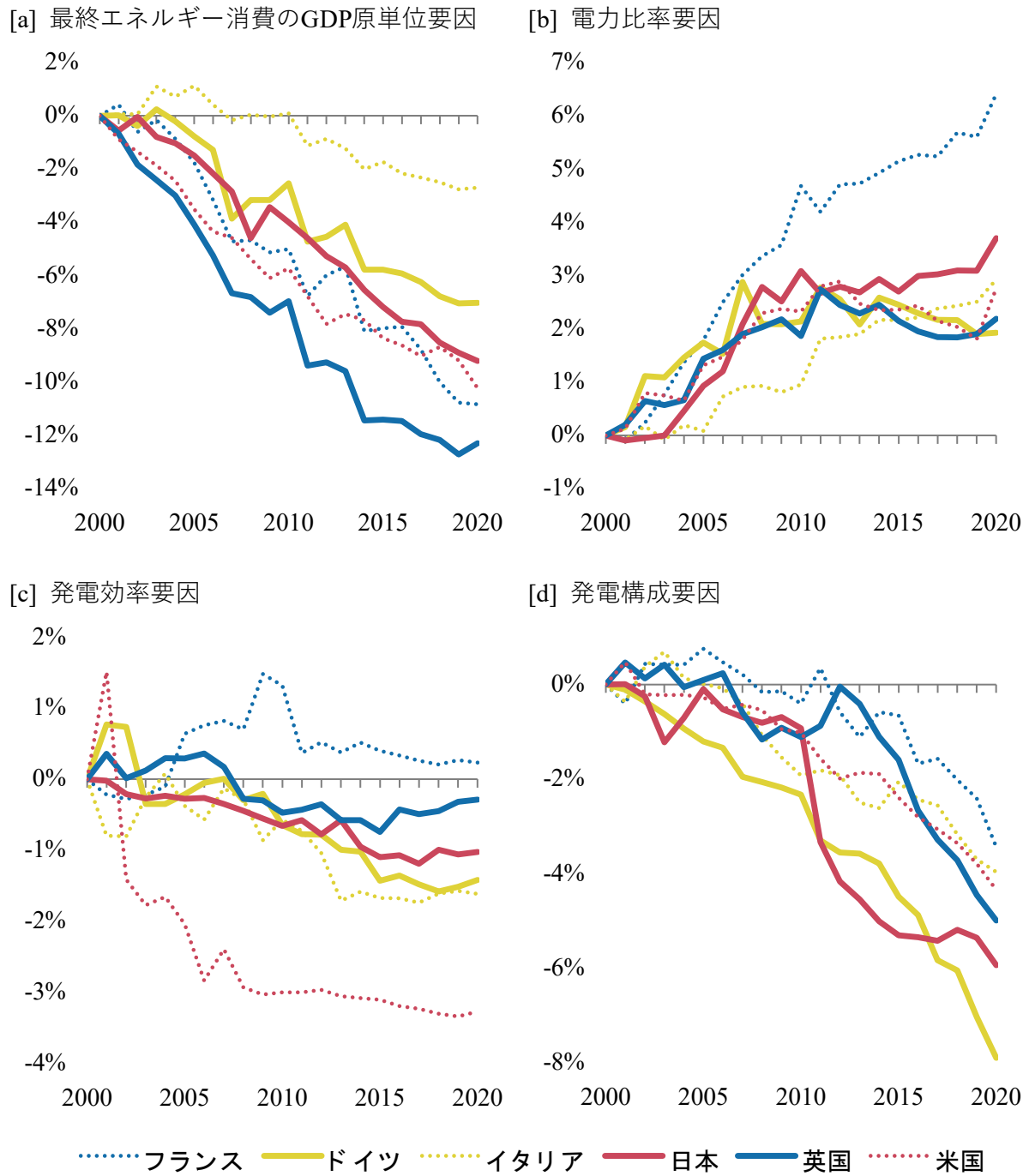
転換ロス

エネルギー転換のうち、転換ロス量・率の大きさという尺度で最も重要なのが発電である。火力発電においては、投入エネルギーの約6割が転換ロスとなる。これに比べれば他のエネルギー転換のロス率は概して小さく、2番目に位置するコークス製造でも1割程度に過ぎない。そこで、本稿では、転換ロスを、発電ロスとその他転換ロスに大別する。そして、転換ロスのGDP原単位を以下のように定式化して分析する：

$$\begin{aligned} \frac{\text{転換ロス}}{\text{GDP}} &= \frac{\text{発電ロス}}{\text{GDP}} + \frac{\text{その他転換ロス}}{\text{GDP}}, \\ \frac{\text{発電ロス}}{\text{GDP}} &= \frac{\text{最終エネルギー消費}}{\text{GDP}} \times \frac{\text{電力最終消費}}{\text{最終エネルギー消費}} \times \frac{\text{総発電量}}{\text{電力最終消費}} \\ &\quad \times \sum_{i \in \text{発電方式}} \frac{\text{発電量}_i}{\text{総発電量}} \times \frac{\text{発電ロス}_i}{\text{発電量}_i}, \\ \frac{\text{その他転換ロス}}{\text{GDP}} &= \frac{\text{最終エネルギー消費}}{\text{GDP}} \times \frac{\text{その他転換ロス}}{\text{最終エネルギー消費}}. \end{aligned}$$

前節と同様に転換ロスのGDP原単位の変化に注目すれば、①最終エネルギー消費のGDP原単位要因(発電、その他転換)、②最終エネルギー消費における電力比率要因、③電力送配ロス・発電所内消費等比率要因、④発電構成要因、⑤発電効率要因、⑥その他転換効率要因 という6要因に分解・再編することができる。こうして転換ロスのGDP原単位の変化を要因分解した結果から主要系列を抜粋したものが図12である。

図12 | 転換ロスのGDP原単位変動への寄与度[2000年比]



出所: IEA 「World Energy Balances」、OECD 「National Accounts」 より算出

最終エネルギー消費のGDP原単位要因は、図9に示した省エネルギーの進展速度の国による違いを大きく反映するため、英国が転換ロスのGDP原単位に対し最大の押し下げ寄与を発現している(図12a)。また、最終エネルギー消費のGDP原単位要因の寄与は、転換ロスが多いと大きくなる。原子力発電が盛んなフランスはその想定発電効率の影響(後述)もあり、G7でただ1か国、転換ロスが一次エネルギー供給の半分を上回るほどと多いため、英国に次ぐ2番目の押し下げ寄与となっている。

社会の高度化とともに電化が進んでおり、電力比率要因は唯一すべての国で押し上げ寄与となっている(図12b)。低炭素電力による電化が気候変動対策の1つとされていることもあり、電力比率は今後も上昇してゆくことが確実視されている。そのため、電化の進展によるエネルギー効率の悪化を抑制することは重要な課題である。なお、電化の進展速度では日本が最速、フランスが2番手である。しかし、押し上げ寄与度としては、転換ロスの対一次エネルギー供給比率が高いフランスが6.4%と、他国を大きく上回っている。

発電効率の向上は省エネルギーの主要対策の1つである。しかし、実際には発電効率の向上による転換ロスのGDP原単位押し下げ寄与は、飛びぬけて大きいわけではない(図12c)。それは、よほどの老朽設備からの置き換えでない限り、先端技術をもってしても発電効率の大幅な引き上げは決して容易ではないことが効いている。また、新規導入発電プラントが既存ストックに占める割合が——特に発電量の増加が緩慢な国においては——限定的であることも、押し下げ寄与を限定的なものとしている。

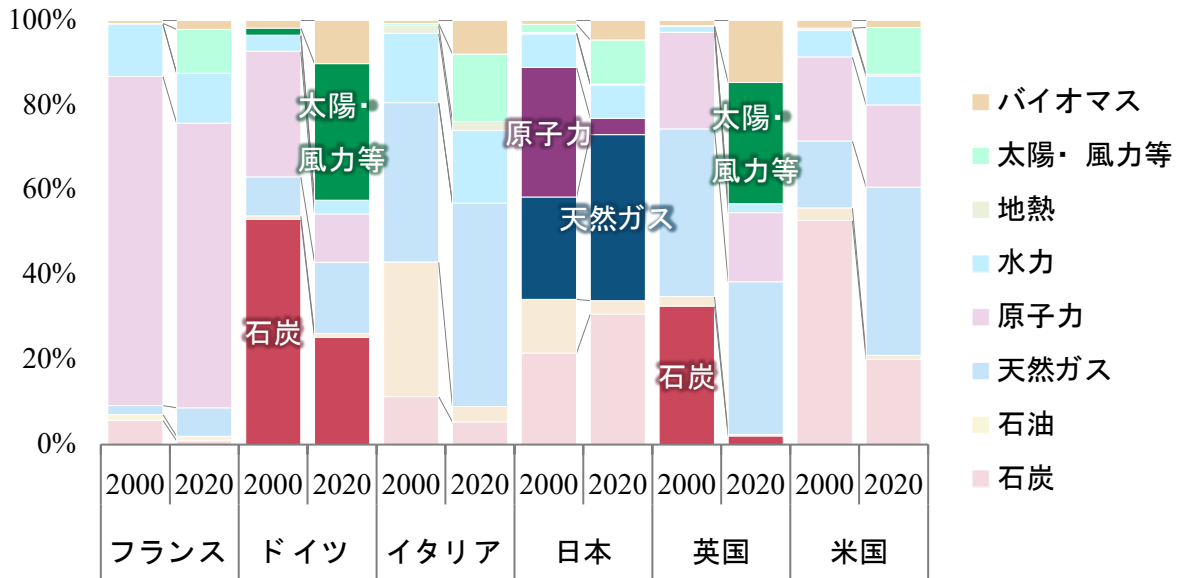
発電構成要因は、たとえば効率が低い石炭火力発電を高効率な天然ガス火力発電で代替することで転換ロスが減少する効果を表すものである。ただし、注意しなければならないのが一次電力の扱いである。IEAのエネルギーバランス表においては、投入エネルギー量を直接計量できない原子力、水力、太陽・風力等による発電では、発電効率は定められた想定値を用い、投入エネルギー量は想定発電効率と発電量から逆算することになっている(表1)。導入が急速に進んでいる太陽・風力等や水力の想定発電効率は100%、すなわち転換ロスが0という扱いである。これらで火力発電を代替すると、計算上、転換ロスが激減することになる。すなわち、発電構成要因には本質的に意味がある部分と、取り決め・計算上の効果が入り混じっているのである。

表1 | IEA統計における一次電力の想定発電効率

原子力	水力	地熱	太陽・風力等
33%	100%	原則10%	100%

太陽光・風力発電量が総発電量の約3割に達したドイツ、英国(図13)は、発電構成要因による大きな押し下げ寄与が生じている(図12d)。日本もまた2011年以降、大きな押し下げ寄与を記録しているが、これは太陽光の伸張とともに、東日本大震災後に停止した原子力発電を火力発電(平均効率45%程度)で代替している影響が大きい。なお、岸田政権は東日本大震災後の原子力政策を転換して原子力発電の積極活用を打ち出したが、これが成就する場合、発電構成要因は転換ロスのGDP原単位を押し上げる方向で働くことになる。

図13 | 発電構成



出所: IEA 「World Energy Balances」

一次エネルギー供給

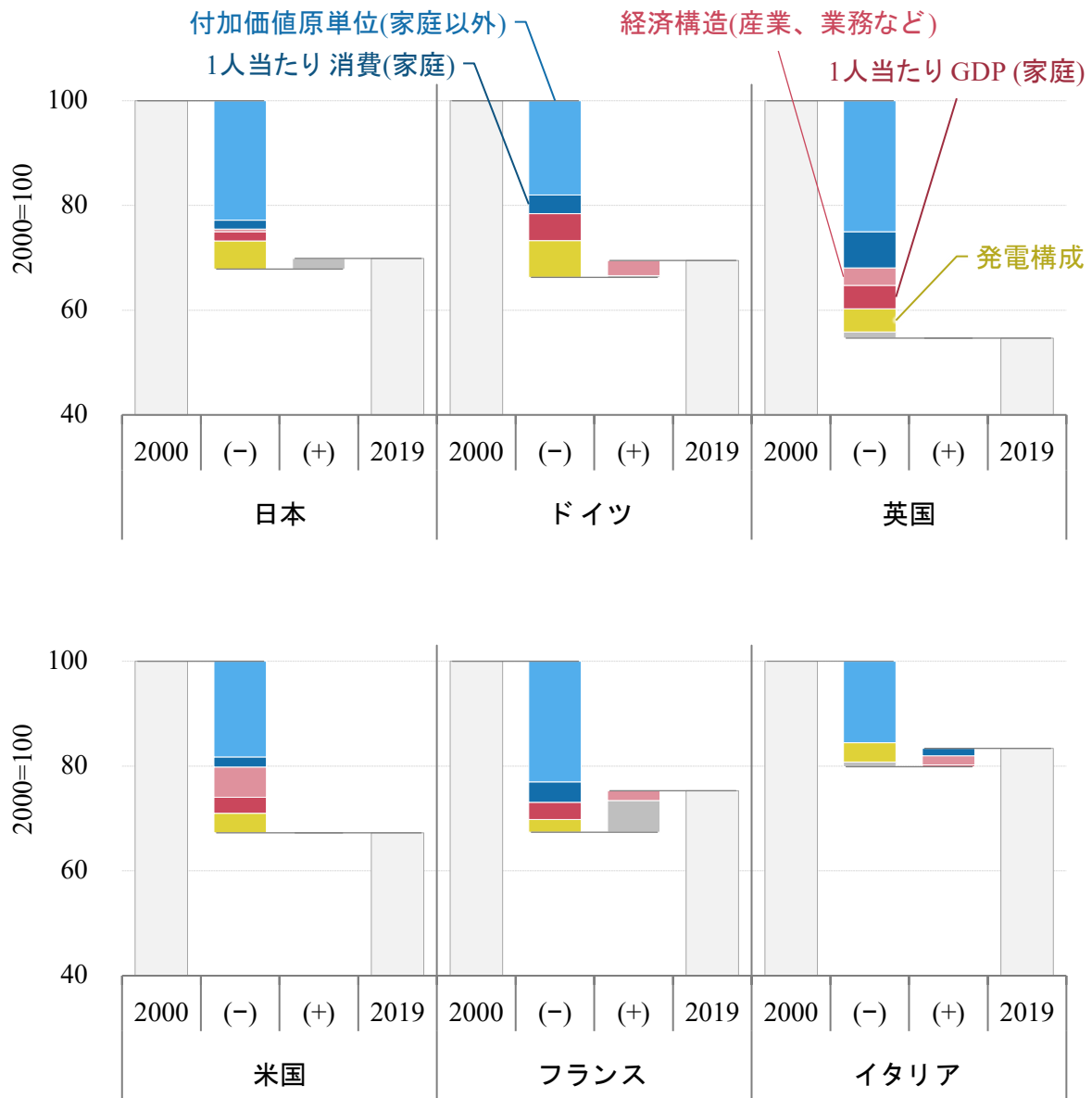
最終エネルギー消費と転換ロスのGDP原単位を前述の要因に分解できると考えると、一次エネルギー供給のGDP原単位にも省エネルギーとして本質的な意味がある要因とそうとは言い難い要因とが混在していることになる(表2)。

表2 | 一次エネルギー供給のGDP原単位に寄与する要因

	最終エネルギー消費の GDP原単位を構成	転換ロスの GDP原単位を構成
省エネルギーとして 本質的な意味がある要因	<ul style="list-style-type: none"> ● 付加価値原単位 (対象: 家庭以外) ● 1人当たりエネルギー消費 (対象: 家庭) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力送配ロス・発電所内消費等比率 ● 発電構成発電構成 (一次電力分以外) ● 発電効率 ● その他転換効率
中間的な意味合いの要因	<ul style="list-style-type: none"> ● 経済構造 (対象: 産業、業務、農林水産業、非エネルギー利用) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 最終エネルギー消費における電力比率
本質的な意味が希薄な要因	<ul style="list-style-type: none"> ● 1人当たりGDP (対象: 家庭) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電構成(一次電力分)
意味合いが 混在している要因	↑	<ul style="list-style-type: none"> ● 最終エネルギー消費のGDP原単位(左列参照)

この点に留意しつつ、一次エネルギー供給のGDP原単位の変化に対する各要因の寄与を、これまでの分析結果を組み合わせることで算定し改めて集約したものが図14である。

図14 | 一次エネルギー供給のGDP原単位と変動への寄与度



出所: IEA「World Energy Balances」、OECD「National Accounts」、世界銀行「World Development Indicators」より算出

省エネルギーとして本質的な意味がある要因の代表格である付加価値原単位要因は、日本は英国にこそ及ばないものの、ドイツを上回って一次エネルギー供給のGDP原単位を押し下げている。にもかかわらず、日本が一次エネルギー供給のGDP原単位の減少率でドイツを下回る一因として、もう1つの本質的な省エネルギー要因である家庭における1人当たりエネルギー消費要因の押し下げ寄与に差があることを指摘できる。省エネルギーというと製造業を中心とする産業界に目が向きがちではあるが、それでは片手落ちになってしまう警鐘を発している。

英国は製造業からサービス業へと経済ソフト化の進展が著しく、エネルギー寡消費な経済産業構造に変容してきている。その結果、経済構造要因が米国に次ぐ規模で一次エネルギー供給のGDP原単位を押し下げている。ただし、経済構造要因を管制可能な省エネルギー手段であるかのようにみなすことは本来、正しい理解ではない。経済を回すためのエネルギーであって、エネルギーのために経済があるわけではない。

低成長にあえぐ日本は、1人当たりGDP要因による押し下げ寄与がドイツの3分の1、英国の4割に過ぎず、全体の省エネルギーの進展速度を緩慢にする形になっている。しかし、経済構造要因同様、1人当たりGDP要因は経済成長の“結果”であって、その押し下げ寄与に期待を寄せて経済成長を図るとするのは奇妙な話となる。この省エネルギーとしての本質的な意味合いが乏しい要因の寄与は、むしろ捨象するくらいでもよからう。

発電構成要因による押し下げ寄与は、日本はドイツを下回るものの英国を超過している。ただし、発電構成の最大増減項目から見れば、ドイツと英国は転換ロスがないと想定されている太陽光・風力による石炭の代替の結果であるのに対し、日本は想定発電効率が火力より低い原子力を天然ガスで代替したことによるものであり、低炭素化という意味合いでは方向性がまったく異なる(図13)。この発電構成要因は一次電力の“plasticな”想定発電効率次第の部分が多い。そのため、低炭素化に邁進し太陽光・風力の導入が急速に進んでいる昨今においては、省エネルギーとしての意味合いを見出しがたくなってきている——たとえば、原則10%の想定発電効率が適用される地熱で他電源の代替を進めれば、一次エネルギー供給のGDP原単位は逆に悪化することになる。

一次エネルギー供給のGDP原単位が語ること

一次エネルギー供給のGDP原単位は直感的で分かりやすくかつ算定に必要なデータが少なくすむことから、しばしば用いられまた省エネルギー指標としても参照されている。しかし、それはエネルギー効率に影響する種々の要素を捨象した指標である。ばかりか、省エネルギーの評価としては不自然さを感じさせる要素も内在し、しかもそれらが無視しえない影響力を持っている。

一次エネルギー供給のGDP原単位は利便性が高い指標であり、その利用を否定するものではない。その国際比較を通じて省エネルギー目標の具体像を得たり、その時系列変化を参照して省エネルギー進捗の計画・実行・評価・改善(PDCA)サイクルを繰り返したり、その外挿によって将来を見通そうなどする際には、一次エネルギー供給のGDP原単位の特性と限界を認識した上での活用が求められる。

吟味すれば、日本のエネルギー効率は実質的にはヨーロッパに大きく劣後しているわけではないと考えられる。しかし、日本の省エネルギー先進性をこれまでのように一瞥でくみ取ることができなくなった状況は、ヨーロッパの省エネルギー進展を素直に称える姿勢と同時に、省エネルギー大国の看板を掲げる日本がさらに何をなすべきか検討を求めているのではなかろうか。

グリーン水素による アジアの脱炭素化 の可能性について

2023年1月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
中村博子、永田敬博、鬮思超、林健太郎、柴田善朗

グリーン水素によるアジアの脱炭素化の可能性について

エグゼクティブ・サマリー

序

水素は、脱炭素社会の実現に向けた打開策として世界的に注目されている。低炭素の水素は、さまざまな資源から製造することができるため、世界の至る地域で水素を製造することができる。

ASEAN の各加盟国は、野心的な脱炭素化目標の設定とその達成に向けた努力を続けている。ASEAN 地域においてグリーン水素経済が発展すれば、クリーンで持続可能なエネルギーへの移行を加速させ、ひいては地域経済の脱炭素化に貢献することができる。しかし、ASEAN 地域は、再生可能エネルギーやそれを利用したグリーン水素製造のポテンシャルを十分に活用できていない。

本研究では、電化による脱炭素化が最適解ではない hard-to-abate 部門において ASEAN 域内で製造されたグリーン水素が利用できるポテンシャルを分析した。

ASEAN 地域におけるグリーン水素の需給ポテンシャル

電化が可能なすべての部門において再生可能エネルギー由来の電気が利用され、残りの電化による脱炭素化が難しい hard-to-abate 部門でグリーン水素が利用されるという前提に立ち、IEA (2022b)及び 2050 年の予測に基づいて水素の需要のポテンシャルを評価した。産業部門の高温度帯の熱需要と運輸部門の一部（大型車、航空・海上・鉄道輸送）を分析の対象とした。

エネルギー効率の改善にもかかわらず、2050 年には経済成長に伴い、産業・運輸両部門でエネルギー消費量が大幅に増加すると考えられる。ASEAN 地域全体の産業部門における水素需要ポテンシャルは 152Mtoe であり、これは産業部門全体の最終エネルギー消費の 40%に相当する。ASEAN 全域の運輸部門における水素需要ポテンシャルは 166Mtoe であり、運輸部門の最終エネルギー消費の 44%を占める。

ASEAN 地域ではまず、再生可能エネルギーによる発電の普及拡大が優先されるべきであるため、再生可能エネルギー由来の電力は、まず化石燃料による火力発電の代替として使われ、その上で、未開発の再生可能エネルギーを水素製造に利用されると仮定して、水素の需要ポテンシャルを評価した。ERIA (2021)及びIRENA & ACE (2022)における再生可能エネルギーポテンシャルを基に、同地域のグリーン水素のポテンシャルを推計した。

2050年の総発電量と、2050年以降に増加する電化需要に対応するための追加的な発電量を再生可能エネルギーで賄うと仮定しても、再生可能エネルギーの未開発分を水素製造に利用できる。ASEAN 地域全体で、2050年の潜在的な水素需要の3倍の量の水素を供給できるポテンシャルを有する(図)。したがって、最も悲観的なケースでも、ASEAN 地域全体で見ると、域内の水素需要を賄うために十分なグリーン水素の供給ポテンシャルがある。グリーン水素を域内各国が融通し合うことによって、地域資源を活用した地域全体の脱炭素化に貢献できる。

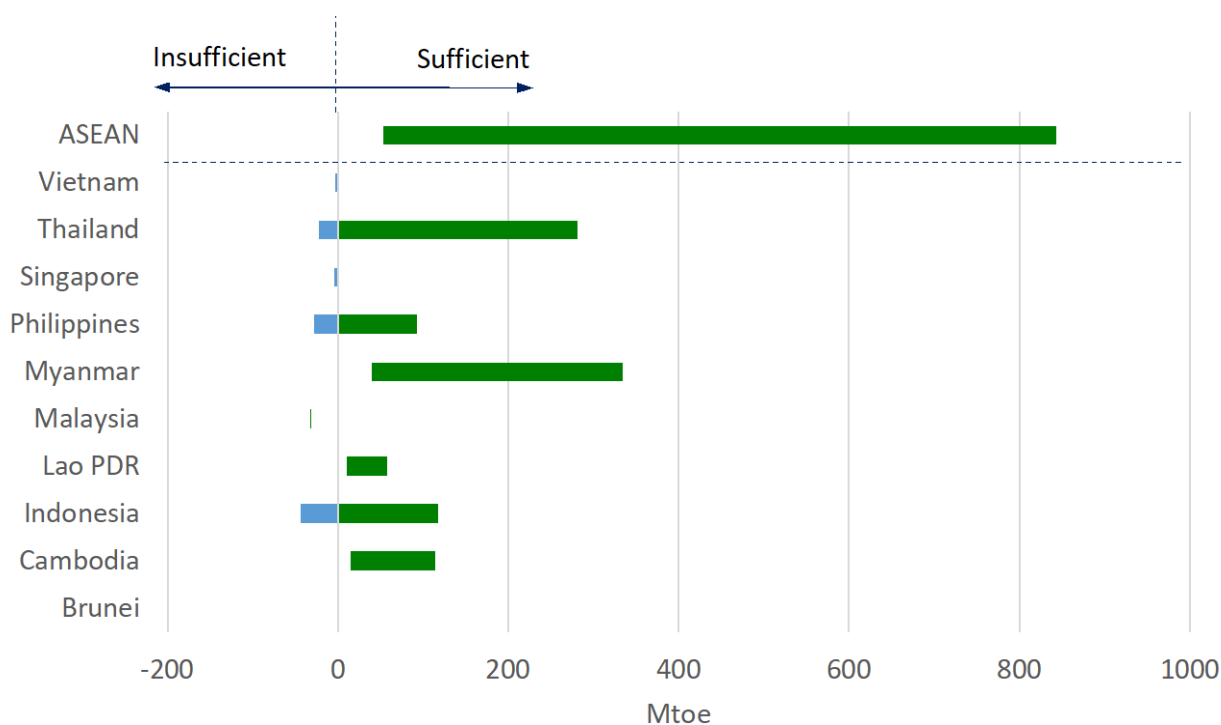


図. グリーン水素の供給量の過不足 (2050)

ASEAN 地域の機会と課題

グリーン水素の製造は、ASEAN 地域の地政学に一定の変化をもたらさう。ミャンマー、ラオス、カンボジアなどの低所得国に、この地域のエネルギー供給国となる機会が訪れる。しかし、ASEAN のほとんどの加盟国において、国家水素戦略は策定されておらず、水素は国家のエネルギー計画にも登場しない。さらに、この地域の再生可能エネルギーのポテンシャルを最大限に活用するためには、さまざまな課題がある。例えば、資金援助や資金調達スキームの不足、経験不足や規制枠組みの不在、政府機関間の調整不足のほか、再生可能エネルギーの大規模な系統接続に必要な系統増強のニーズが高いなど、インフラが追いついていないことなどが挙げられる。また、各国の電力開発計画や再生可能エネルギーの導入目標も、再生可能エネルギーのポテンシャルから大きく乖離している。したがって、ポテンシャルを最大限に活用するためには政策的措置が必要である。

エネルギー資源に恵まれない日本は、水素の時代が到来しても、依然としてエネルギー輸入国である可能性が高い。2030年に300万トン、2050年に2,000万トンの水素導入を目指す日本にとって、ASEAN 地域はその近接性から、グリーン水素の主要供給源として有望である。近接していることが利点であるだけでなく、ASEAN 地域からのグリーン水素の輸入は、エネルギーの輸入先の多様化に寄与し、ひいては日本のエネルギー安全保障の向上に貢献することになる。

また、シンガポールは、2021年に船舶用燃料を約5,000万トン供給しており、バンカリングハブとしての世界的な重要性も考慮する必要があるだろう。ASEAN 全域からシンガポールに、域内で生産された e-fuel を相応量集めることができる。これは、ASEAN 地域にとって大きなビジネスチャンスとなる可能性がある。

再生可能エネルギーのさらなる推進

グリーン水素が脱炭素社会に向けた現実的かつ最適なソリューションとなるためには、その製造に使われる再生可能エネルギーは、まず電力として直接利用することで二酸化炭素排出量を削減することが可能な部門の脱炭素化に最大限活用した上で、残っている分であるべきである。したがって、再生可能エネルギーの開発に向けた投資が先行するべきであり、そのためには、各国で再生可能エネルギーの大幅普及に向けた政策が導入されていることが不可欠である。これにより、再生可

能エネルギーの発電コストが下がり、その結果、発電コストが占める割合が最も大きいグリーン水素の製造コストを下げることにつながるだろう（IEEJ, 2021）。

日本の役割

日本は、水素に関する技術開発について ASEAN 各国と緊密に協力することによって、域内の水素市場の構築と拡大、そしてコスト低減において重要な役割を果たすことができる。中には、再生可能エネルギーの導入が十分に進んでいない国もあるため、再生可能エネルギー、さらには水素に関するビジネス環境を確立する上で、先行者利益を享受できる可能性がある。日本のインフラ整備、輸送・貯蔵技術、法規制、安全基準などに関する経験は、ASEAN の水素市場の構築に貢献する。

2023 年は「日本・ASEAN 友好協力 50 周年」にあたる。日本は、ASEAN 諸国のエネルギートランジションを支援するために多くの協力枠組みを構築してきた。これらの枠組みの下で、日本は、地域固有の事情やニーズを考慮した、野心的だが実現可能な脱炭素化政策の設計を支援することもできる。このような支援には、技術面及び資金面の支援、地域の課題や解決策を明らかにするための詳細な調査、それに基づくマスタープランの策定支援、ステークホルダー対話の実施などが挙げられる。

1. 調査の背景と目的

今世紀半ばまでに全世界で CO2 排出量をネットゼロにすることが急務とされる中（IPCC、2021）、東南アジア、とりわけ東南アジア諸国連合（ASEAN）の多くの加盟国は、野心的な脱炭素化目標の設定と達成に向けた努力を続けている。再生可能エネルギーや低炭素水素は、経済の脱炭素化の鍵となる。ASEAN 地域は、太陽光、風力、水力などの再生可能エネルギーの導入ポテンシャルが大きい。これらの再生可能エネルギー資源は、グリーン水素の製造に利用することができるが、その可能性はこれまで十分に検討されてこなかった。ASEAN 地域におけるグリーン水素経済の発展によって、地域全体のクリーンで持続可能なエネルギーへの移行とエネルギー自給率の向上、ひいては地域のエネルギー安全保障の強化をもたらさう。

低炭素型水素は、幅広い資源から製造することができる。この多様性により、世界中ほぼどこでも水素を製造することが可能である。しかし、エネルギー資源が限られている日本では、水素も輸入に頼らざるを得ない。その点、ASEAN 地域は近いため、そのポテンシャル次第では、将来、日本への水素供給源となる可能性がある。

日本では、東日本大震災後にエネルギーシステム、特に発電部門の脱炭素化の課題に直面し、翌年の 2012 年に水素調達の議論が始まった。日本は、原子力発電の増強や自然エネルギーの大量導入において、社会受容や土地制約などの課題を依然として抱えている。日本は再生可能エネルギーの設備容量の拡大に向けて大きな努力を行ってきたが、世界的に見ても再生可能エネルギーの導入ポテンシャルの低さが目立つ（IRENA, 2021b）。そのため、日本は早期から水素を脱炭素化の突破口と考え、世界で初めて水素国家戦略を策定し¹、2050 年に約 2000 万トンの水素需要の創出を目指す²。

¹ 経済産業省(2017)「水素基本戦略」

² 経済産業省(2020)「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」

近年、日本政府や民間企業の主な関心対象は、ブルー水素やブルー燃料アンモニアの輸入であったが、本研究ではグリーン水素に注目する。（その理由については2.1節で説明する。）

本調査では、ASEAN域内で生産されたグリーン水素を利用して域内経済の脱炭素化を実現する可能性を、産業部門及び運輸部門での利活用に焦点を当てて検証する。また、日本など域外への水素輸出の可能性についても検討する。

2. 分析対象と方法論

2.1. 分析対象

本研究では、電化による脱炭素化が難しい hard-to-abate 部門において ASEAN 域内で製造されたグリーン水素が利用できるポテンシャルを分析した。これらには、電化による脱炭素化が困難な産業、そして運輸部門の一部が含まれる。

本分析では、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスなどの再生可能エネルギーを用いて水電解により製造される「グリーン水素」に注目する。一部の ASEAN 加盟国諸国は化石燃料資源を有し、ブルネイやマレーシアなどでは、化石燃料から製造し、その過程で発生した CO₂ を回収・貯留する「ブルー水素」の国際的なサプライチェーン構築に向けたプロジェクトが進められている。しかし、本研究では、ブルー水素が利用可能な地域においても、次の理由から、ブルー水素を考慮しない。

第一に、グリーン水素はカーボンフットプリントが低いため、世界的に高まっている化石燃料の使用に反対する市場や政治的圧力の影響を受けない。第二に、昨今のエネルギー危機によって、ブルー水素に固有の課題と弱点が明らかになった。ブルー水素とその派生物の価格は、化石燃料の価格変動に影響されるリスクがあるため、昨年に見られたように急騰する可能性がある³。再生可能エネルギーの価格は、石油・ガスの市場動向とは無関係に下落しているため、石油・ガスの価格が高騰すれば、グリーン水素の競争力が高くなり、より魅力的な選択肢となるかもしれない。第三に、再生可能エネルギーはより広範な場所に資源が存在するため、どの国もそれらの国内資源を活用することでグリーン水素の輸出国になりうる。ブルー水素は石油・ガスの産出国から輸入されることになるが、グリーン水素のサプライチェーンはより多様化し、従来のエネルギー輸出国を超えて広げることができるため、地域のエネルギー安全保障の向上に寄与する。

³ 例えば、経済産業省・燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォース（2022）は、ガス価格が 0.5 米ドル/mmbtu 上昇すると、アンモニア価格が 18 米ドル/t-NH₃ 上昇すると示した。

2.2. 方法論

2.2.1. 水素需要ポテンシャル

水素は、技術的にはさまざまな用途に使用することができる。しかし、より費用対効果の高いソリューションがある場合に水素を利用することは不合理である。そこで、本分析では、電化による脱炭素化が困難な「hard-to-abate」部門で水素が利用されることを想定した。水素需要ポテンシャルは、電化による脱炭素化が困難なすべての部門がグリーン水素でカバーされると仮定して算定した。産業部門における高温の熱需要、運輸部門における大型車、航空・海上・鉄道輸送を、hard-to-abate 部門として検討した。これまでの研究（ERIA(2019)など）では、発電分野での水素利用を重視しているものもあるが、ASEAN 地域では、再生可能エネルギーのポテンシャルがあるにもかかわらずその導入が進んでいないため、水素発電の前に 2050 年に向けて再生可能エネルギーの導入拡大を優先させるべきだろう。発電部門を再生可能エネルギーによって可能な限り脱炭素化した後に初めて、余剰の再生可能エネルギー由来の電力や未利用・未開発の再生可能エネルギーを水素製造に利用すべきである。したがって、本分析では、発電部門での水素利用は考慮していない。

本分析では、現在の最終エネルギー需要と 2050 年の予測に基づき、以下の方法論によって水素需要ポテンシャルを評価する。

(1) 産業部門

- i. IEA (2022b) に基づき、ASEAN 各国の産業部門における 2019 年の最終エネルギー需要を業種別、エネルギー種別に把握する。
- ii. 既往研究 (MRI, 2018) に基づき、化石燃料の総消費量に対する高温 ($\geq 400^{\circ}\text{C}$) 熱需要のシェアを業種ごとに把握する (表 1)。MRI (2018) は日本の産業を分析対象としているが、本分析では、日本の各業種のエネルギー消費構造が ASEAN 各国にもあてはまるものと仮定する。

- iii. 各業種における化石燃料の総消費量に上記の業種別の高温熱需要シェアを乗じることで、水素需要ポテンシャルを推計する。なお、熱需要には加熱（バーナー）と蒸気（ボイラー）があるが、化石燃料を用いるバーナー／ボイラーと水素バーナー／ボイラーの変換効率は同じと仮定する。

表 1. 化石燃料消費における熱需要（ $\geq 400^{\circ}\text{C}$ ）の割合（業種別）

鉄鋼	98%
化学・石油化学	33%
非鉄金属	98%
非金属鉱物	92%
交通設備	44%
機械	44%
食用・タバコ	12%
紙パルプ・印刷	58%
木材・木材製品	58%
繊維・皮製品	5%
その他	44%

出所: MRI (2018)

(2) 運輸部門

- i. IEA (2022b) に基づき、ASEAN 各国の 2019 年の最終エネルギー需要を輸送手段別に把握する。
- ii. 道路輸送については、小型車は現在ガソリンと LPG を燃料とし、バッテリー電気自動車 (BEV) への転換対象とし、今回の分析の対象外とする。大型車はディーゼルを燃料としていると想定し、大型トラックやバスは、走行距離と積載量の観点から燃料電池自動車 (FCEV) への置換対象とする。
- iii. 同様に、航空・海上・鉄道輸送に使用されるすべての燃料が、潜在的に水素で代替される可能性がある。ただし、これらの輸送手段では、水素から製造される合成燃料 (e-fuel) が選択される可能性があることに留意する必要がある。

- iv. 燃料電池トラック・バスの燃費は、車種・容量により異なるため、ディーゼル車と比較して大きくも小さくもなりうる。したがって、FCEV とディーゼル車では同じ燃費を想定している。航空輸送、海上輸送、鉄道輸送についても、同様の仮定を置いている⁴。

上記の手法に基づき、2019年の産業部門と運輸部門における水素需要ポテンシャルを推計した。2050年の水素需要ポテンシャルは、2019年の水素需要ポテンシャルに、ERIA（2021）で予測された2050年のASEAN地域の産業・運輸部門の最終エネルギー消費量の2019年の消費量に対する比率を乗じることで推計した。また、現在実用化されている低炭素技術が普及した後に水素が導入されると仮定し、BAU（business-as-usual）ではなく、低炭素技術の普及が進むと予測するAPS（Alternative Policy Scenario）に基づき試算した。

2.2.2. 水素供給ポテンシャル

ASEAN地域では、再生可能エネルギーによる発電の普及拡大が優先されるべきであるという前提に立ち、再生可能エネルギー由来の電力は、まず化石燃料による火力発電の代替として使われ、その上で、未開発の再生可能エネルギーが水素製造に利用されると仮定して、水素の供給ポテンシャルを評価した。評価にあたっては、以下の方法論を用いた。

4 従来型ディーゼルバスやディーゼルトラックの燃費は、それぞれ3.6~9.1MJ/kmと3.6~19MJ/km（国土交通省資料より筆者推定；https://www.mlit.go.jp/jidosha/jidosha_fr10_000044.html）、FCEVは9MJ/km（7.5kg-H₂/100km（水素LHV：120MJ/kg）より換算；データ元：Hydrogen Europe "Green Hydrogen Investment Support" P.26, https://profadvanwijk.com/wp-content/uploads/2020/05/Hydrogen-Europe_Green-Hydrogen-Recovery-Report_final.pdf）である。より詳細な評価を行うには、効率が車種ごとに異なることを考慮する必要がある。

- i. ASEAN 各国の再生可能エネルギーの導入ポテンシャル（潜在的な設備容量）⁵を、既往研究（ERIA, 2021; IRENA & ACE, 2022）から把握し、設備利用率（IRENA Data & Statistics 等に基づく）から再生可能エネルギーのポテンシャル（潜在的な発電量）を算出する。
- ii. 水素供給ポテンシャルは、再生可能エネルギーのポテンシャル（TWh）から、①2050年の総発電量と、②2050年時点の化石燃料最終消費量のうち電化可能な用途は全て電化されることを考慮した、追加的に発生する発電量（すなわち、化石燃料の最終消費から水素で代替可能なもの（上記で推定した産業・運輸部門の水素需要ポテンシャル）を差し引いたもの）を除いて残った再生可能エネルギーの発電量を基に推定する。2050年の最終エネルギー消費量は、ERIA（2021）のAPS予測による。実際には、電源の脱炭素に向けては炭素回収・貯留（CCS）付き火力発電等が発電量の一部を占めると考えられるため、全発電量を再生可能エネルギーで賄うと仮定して推計した水素供給ポテンシャルは保守的な見積りとなる。化石燃料消費の代替に必要な電力量は、所与の変換効率を用いて計算する⁶。電気分解からの水素製造電力消費原単位は $4.5 \text{ kWh/Nm}^3\text{-H}_2=50.4 \text{ kWh/kg-H}_2$ とする。
- iii. なお、再生可能エネルギーの時間単位の出力変動は考慮していないことに留意されたい。

3. 分析結果

3.1. ASEAN 加盟国の気候および水素に関する政策

⁵ ここでは「ポテンシャル」とは、再生可能エネルギーの理論的なポテンシャルに技術特性や土地の利用可能性などの制約を加味した技術的なポテンシャルを指す。経済的な検討は行っていない。考慮された制約の詳細は、論文によって異なる。

⁶ 産業部門及び家庭部門では、化石燃料を使用する機器のエネルギー効率を80%、電気機器のエネルギー効率を90%とした。運輸部門では、従来型自動車と電気自動車の効率をそれぞれ 0.5km/MJ と 2.8km/MJ と想定した。

3.1.1. 気候関連政策の概観

ASEAN 地域では、ほとんどの国が 2050 年頃にカーボンニュートラルを達成するという野心を表明しているが、その目標達成に向けて多くの課題に直面している。カーボンニュートラルの目標は、国別貢献（NDC）によって支えられており、その多くはこの 2 年間に更新されている。インドネシア、フィリピン、タイ、ベトナムは、先進国からの十分な支援があれば達成可能な、より野心的な条件付き目標も盛り込んでいる。

石炭火力発電所を持たないシンガポールとブルネイに加え、ベトナムも 2040 年代までに石炭を廃止することを約束している。カンボジア、インドネシア、フィリピンも新規の石炭火力発電所建設に投資しないことを表明している。これらの国は、天然ガスを増やし、長期的には再生可能エネルギーを導入拡大する計画である。（ASEAN 地域のカーボンニュートラル目標、温室効果ガス削減目標、脱石炭政策について、Appendix 1 を参照。）

3.1.2. 再生可能エネルギーの導入目標

図 1 に、ASEAN の各加盟国一次エネルギー供給の構成を示す。ミャンマーを除くすべての国が化石燃料に大きく依存している。すべての国において、バイオマス発電が再生可能エネルギーの大部分を占める。インドネシアとフィリピンは、地熱発電も導入している（一次エネルギー供給のそれぞれ 8%と 16%を占める）。現在、太陽光発電と風力発電は、どの国においても 1%未満である。

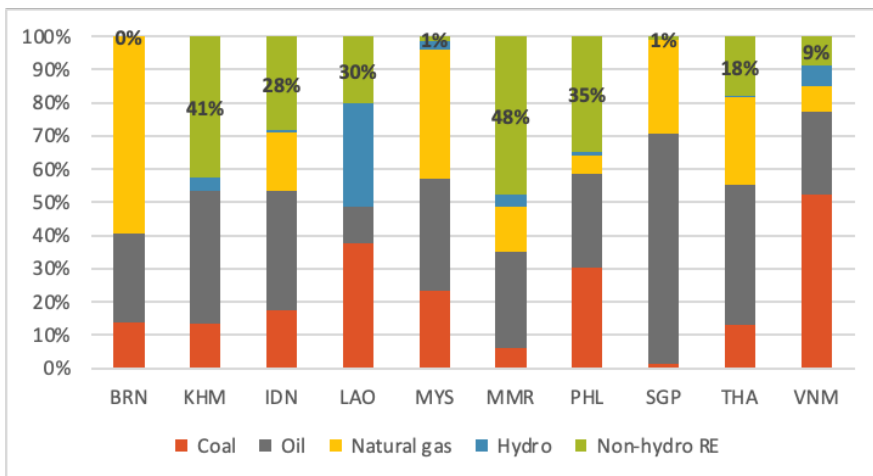


図 1. ASEAN 加盟国の一次エネルギー供給の構成 (2020)

出所：IEA (2022b)に基づき筆者作成

注:

- 1) 図中で使用する国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。
- 2) 図中の％は、一次エネルギー供給に占める水力以外の再生可能エネルギーの割合を示す。

全ての ASEAN 加盟国が再生可能エネルギーの導入拡大に向けて目標を設定している（各国の再生可能エネルギー導入目標については Appendix 2 を参照）。一部の国では、エネルギー計画の更新に伴い目標を見直し、より野心的な目標を採択している。ほとんどの国は、目標達成のために太陽光発電の大規模な導入に大きく依存することになる。インドネシア、フィリピン、ベトナムは、長期的に洋上風力発電の導入も目指す。

3.1.3. 水素関連政策とロードマップ

水素は、多くの国のエネルギー開発計画において、脱炭素社会を支える有望な新技術として言及されているが、水素戦略を策定しているのはシンガポールのみである。一部の国は、水素戦略やロードマップを策定中である。インドネシアの「国家エネルギー計画（RUEN）」は、水素開発のためのアクションプランを含む。マレーシアの「国家エネルギー政策 2022-2040」は、水素ロードマップ、水素国家戦略、並びに関連規制を策定するための取組みを示す。また、長期的（2031-2040年）には、サラワク州に国際競争力のある水素エネルギーハブを構築することを目指す。ブルネイは、日本やシンガポールなどのアジア諸国と水素サプライチェーン構築の協力に関する覚書を締結している。また、民間企業による水素に関する調査や実証プロジェクトも進められている（各国の水素関連政策について Appendix 3 を参照）。

3.2. ASEAN 各国の産業部門や運輸部門で脱炭素化が困難な分野における水素の役割

水素は、原料、エネルギーキャリア、貯蔵手段として利用できるため、多くの部門の脱炭素化の鍵となることが期待されている。また、燃料として、a) 運輸部門の燃料電池車、b) 発電（水素と天然ガスまたはアンモニアと石炭の混焼や専焼）、c) 産業部門のボイラーや加熱炉等で利用できる。

本研究では、電化による脱炭素化が困難な産業プロセスや運輸における水素利用に着目し、電力部門での水素利用については、再生可能エネルギーによる発電が優先されることを想定し、考慮しない。なお、工業用原料として利用されている既存のグレー水素をグリーン水素で置換することは検討していない。

3.2.1. 産業部門における水素需要ポテンシャル

図 2 に産業部門の国別水素需要ポテンシャルを示す。ASEAN 各国では、省エネが進む一方で、経済成長により 2050 年の産業部門のエネルギー消費量が大きく増加するため、水素需要ポテンシャルも大きくなる。国別ではインドネシアの水素需要ポテンシャルが目立って大きく、2050 年に 62Mtoe となる。次いで、ベトナム (39Mtoe)、タイ (22 Mtoe)、マレーシア (12Mtoe) の水素需要ポテンシャルが大きい。ASEAN 全体では水素需要ポテンシャルが 152Mtoe であり、産業部門全体の最終エネルギー消費量の 40%を占める。

業種別ではセメントの需要ポテンシャルが最も大きく、鉄鋼が次に大きい。鉄鋼の水素需要ポテンシャルとしては、高温熱需要の他に、従来のコークスを用いて鉄鉱石を還元する高炉法から水素による直接還元法 (DRI) への転換による水素需要も考えられる。しかし、ASEAN 地域において将来的に高炉が導入される可能性はあるものの、現在の製鉄は電炉が主流であることから、本研究では、還元剤としての水素需要は検討しないこととした。セメントと鉄鋼における水素需要ポテンシャルもインドネシア、ベトナム、タイが大きい。

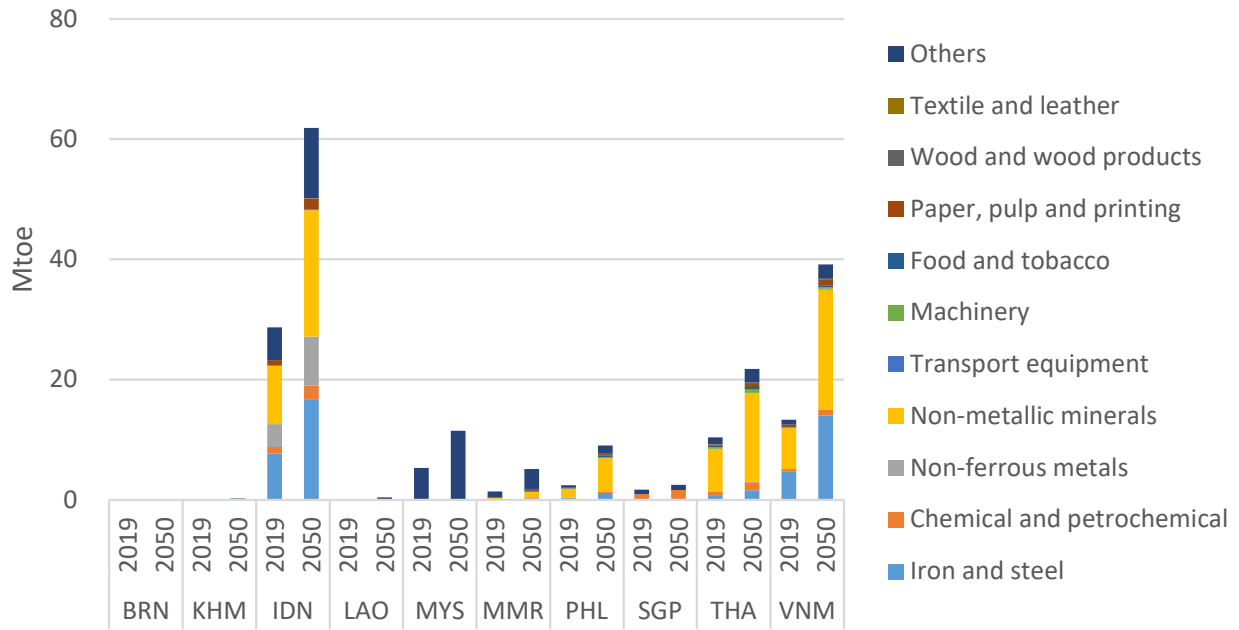


図 2. 産業部門における水素需要ポテンシャル (2019年、2050年)

注:

図中で使用する国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。

3.2.2. 運輸部門における水素需要ポテンシャル

図 3 に運輸部門の国別水素需要ポテンシャルを示す。経済成長により 2050 年の運輸部門のエネルギー消費量が大きく増加することによって水素需要ポテンシャルも大きくなる。国別では人口の多いインドネシアが非常に大きく 2050 年の水素需要ポテンシャルは 73Mtoe となる。次いで、ベトナムは 29Mtoe、マレーシアは 21Mtoe、フィリピンは 19Mtoe、タイは 12Mtoe となっている。ASEAN 全体では 166Mtoe であり、運輸部門全体の最終エネルギー消費量の 44% を占める。輸送モード別では自動車は全体の約 8 割強を占める。

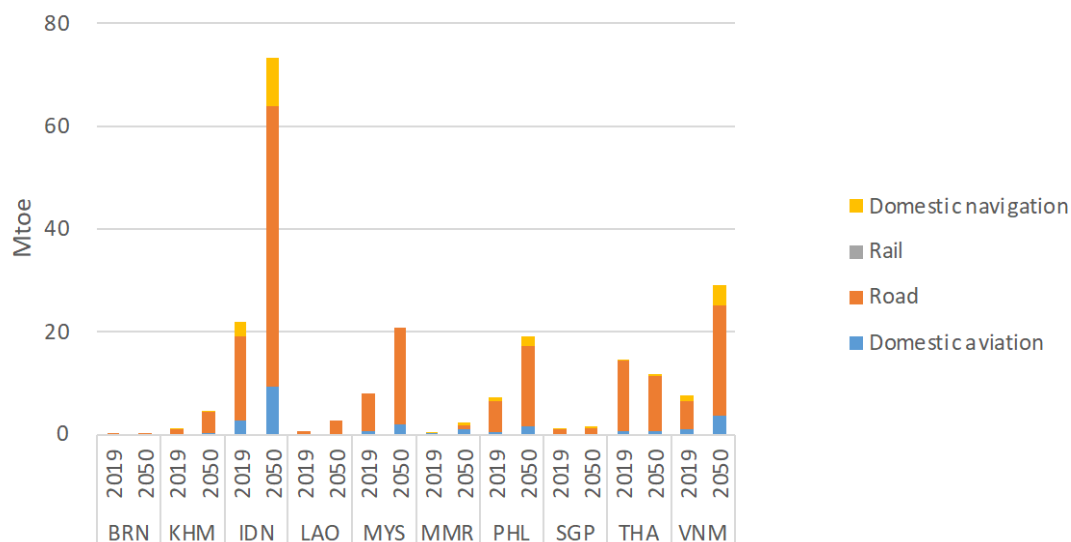


図 3. 運輸部門における水素需要ポテンシャル（2019年、2050年）

注：

図中で使用する国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。

3.3. 水素供給ポテンシャル

図 4 に再生可能エネルギーのポテンシャルと 2050 年の総発電量を比較する。再生可能エネルギーのポテンシャルの RE P1 は ERIA (2022)、RE P2 は IRENA & ACE (2022) に基づくものであり、太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマス、水力、地熱を対象としている。ERIA(2021)の 2050 年の総発電量と 2050 年以降の電化需要に対応するために必要な発電電力量（図中の PG 2050）の全てを再生可能エネルギーで賄うと仮定した場合でも、多くの国で再生可能エネルギーのポテンシャルは総発電量を上回ることから、未開発の再生可能エネルギーを水素製造に利用できることがわかる。

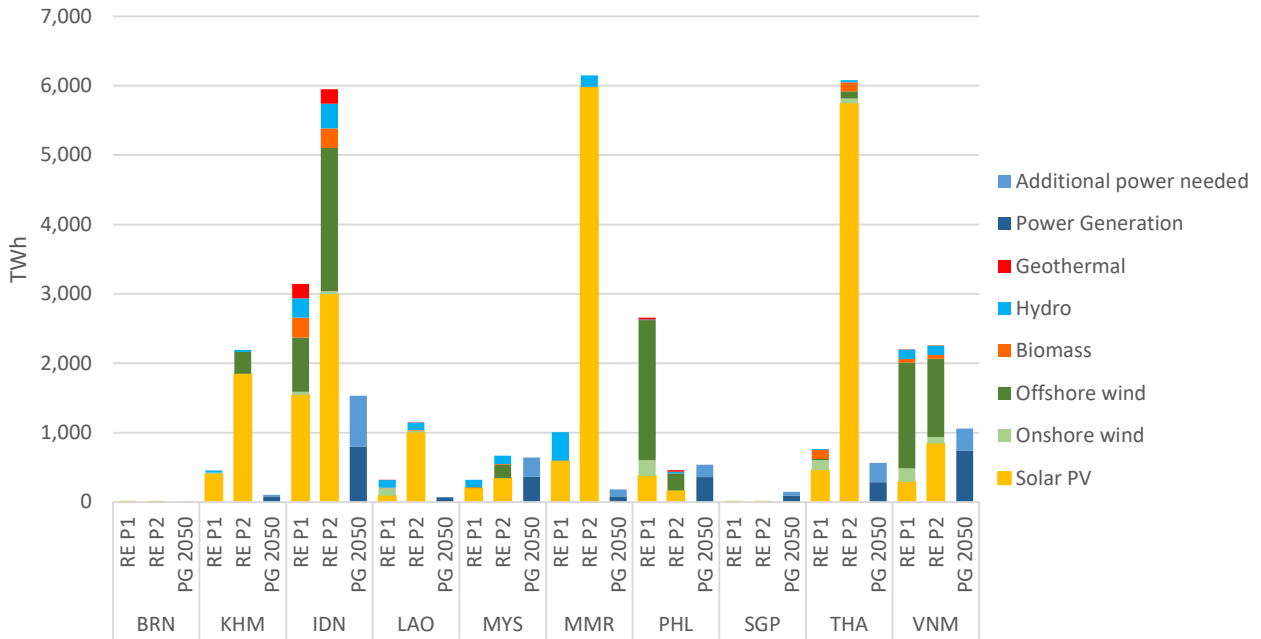


図 4.総発電電力量と再生可能エネルギーのポテンシャルの比較

注:

- 1) 図中で使用する国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO： Laos、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。
- 2) Power generation (発電)は、ERIA(2021)のAPSに基づく2050年の発電量を示す。Additional power needed (追加的に必要な電力)、2050年以降の電化の進展によって起こる新しい電力需要を示す。これは、2050年に残存する化石燃料の消費量のうち電化が可能な分を基に推計した。
- 3) ASEAN地域では、太陽光発電が再生可能エネルギーの大きな割合を占めるようになる。太陽光発電は日中しか利用できないため、水電解装置の稼働率が低く、水素製造コストが高くなることが予想される。しかし、水電解装置のコストが十分に下がれば、大きな課題ではなくなる。

ASEAN全体では2050年の総発電電力量が2,900TWh、2050年以降の電化需要に対応するために必要な発電電力量が2,000TWh、合計4,900TWhであるのに対して、再生可能エネルギーのポテンシャルは11,000~25,000TWhであることから、6,000~20,000TWhの再生可能エネルギーがグリーン水素製造に利用できる。

グリーン水素の製造ポテンシャルは、特にカンボジア、インドネシア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナムで大きい。

4. 結論

4.1. 域内需要の充足

第3章の分析をもとに、2050年の水素需要ポテンシャルを水素供給ポテンシャルで満たすことができるかどうかを確認した（図5）。水素の需要ポテンシャル、供給ポテンシャル共に少ないマレーシア、ブルネイ、シンガポールを除くすべての国において、楽観的な水素供給ポテンシャルが水素需要ポテンシャルを上回る。ミャンマーとタイは、供給ポテンシャルが需要ポテンシャルを大きく上回る。ASEAN地域全体では、2050年に水素の需要ポテンシャルの3倍の供給ポテンシャルを有する。

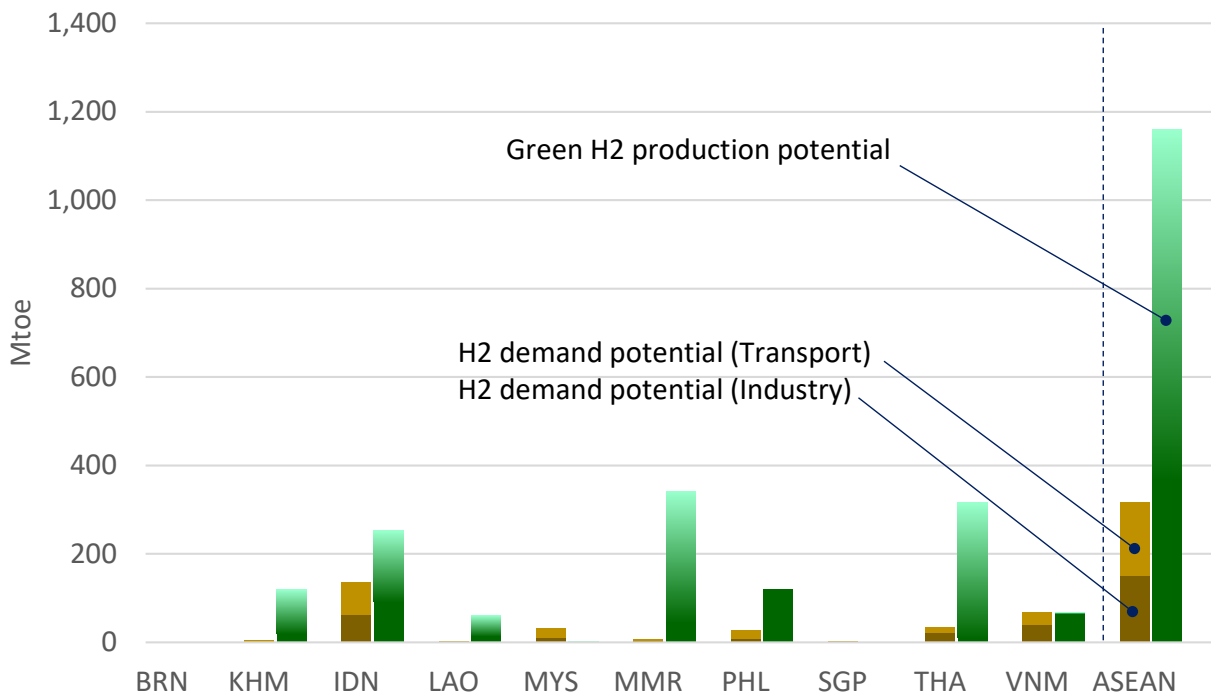


図5. グリーン水素の需給ポテンシャルの比較 (2050)

注:

図中で使用する国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。

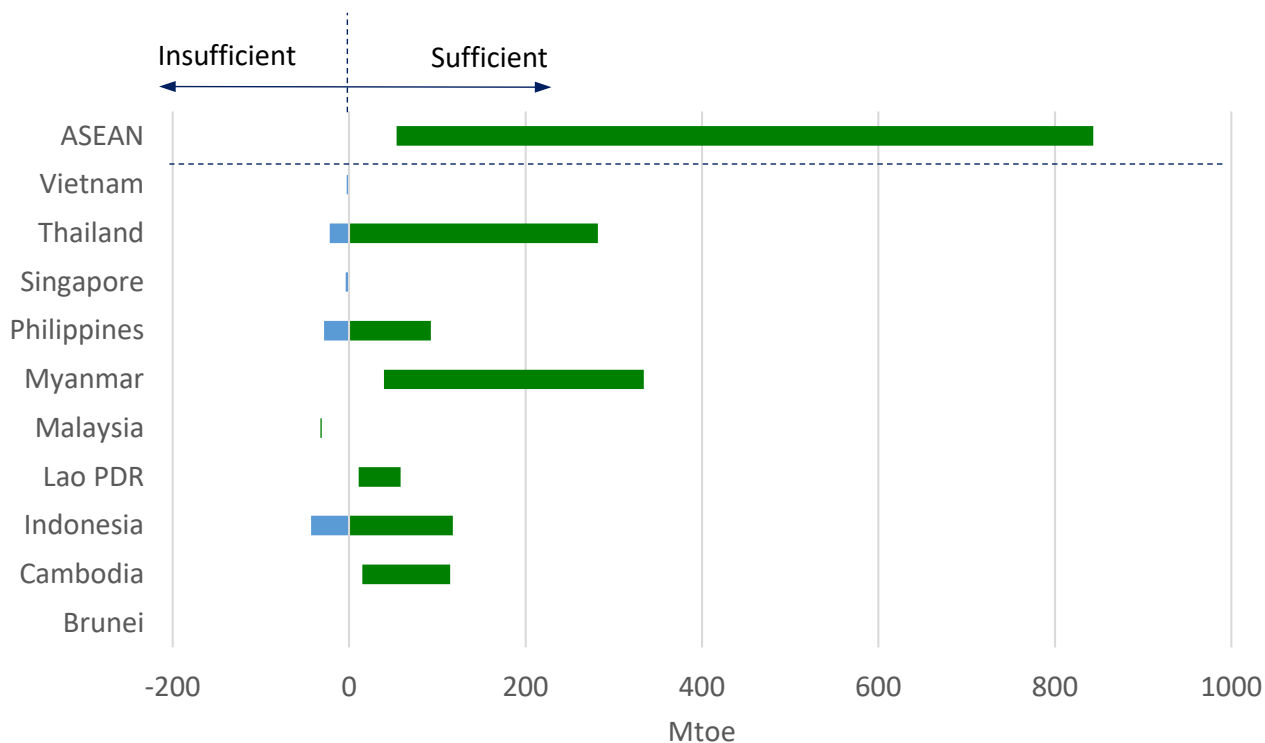


図 6. グリーン水素の供給ポテンシャルの過不足 (2050)

注:

1) 図中で使用する国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。

図 6 は、国別の 2050 年における水素供給ポテンシャルの過不足を示す。ミャンマー、ラオス、カンボジアは、国内需要を十分に満たしうる水素供給が可能である。一方、ブルネイ、マレーシア、シンガポール、ベトナムでは需要が供給を上回る。タイ、フィリピン、インドネシアでは、水素供給ポテンシャルが十分に開発されない場合に、国内供給量が不足する可能性がある。

ASEAN 地域全体では、54～843Mtoe の余剰グリーン水素がある⁷。したがって、最も悲観的なケース（54Mtoe の余剰グリーン水素）でも、ASEAN 地域全体の水素需要を満たすに十分なグリーン水素の供給ポテンシャルがある。したがって、グリーン水素を域内で融通すれば、地域資源を利用して、地域全体における hard-to-abate 部門の脱炭素化を実現しうる。

グリーン水素の製造によって ASEAN 地域の地政学が変わる可能性がある。ミャンマー、ラオス、カンボジアといった低所得国には、この地域のエネルギー供給源にこの地域のエネルギー供給国となる機会が訪れる。しかし、ASEAN のほとんどの加盟国において、国家水素戦略は策定されておらず、水素は国家のエネルギー計画にも登場しない。さらに、この地域の再生可能エネルギーのポテンシャルを最大限に活用するためには、さまざまな課題がある。例えば、資金援助や資金調達スキームの不足、経験不足や規制枠組みの不在、政府機関間の調整不足のほか、再生可能エネルギーの大規模な系統接続に必要な系統増強のニーズが高いなど、インフラが追いついていないことなどが挙げられる。また、各国の電力開発計画や再生可能エネルギー導入目標も、そのポテンシャルから大きく乖離している。したがって、ポテンシャルを最大限に活用するためには政策的措置が必要である。

表 2. 再生可能エネルギーの導入目標とポテンシャルの比較 (GW)

	再生可能エネルギー導入目標	供給ポテンシャル(RE P1)
IDN	552 GW (2060) (National Grand Energy Strategy 案)	1,884 GW
MYS	18 GW (2035) (MyRER)	225 GW
PHL	61 GW (2040)	963 GW

⁷ 本分析が 2050 年以降の経済成長を考慮していないことに留意されたい。エネルギー消費量が経済成長とともに増加する際、水素製造に利用可能な未開発の再生可能エネルギーは減少する。

	(NREP 2020-2040)	
THA	19 GW (2037) (AEDP 2018)	378 GW

出所：各種文献を基に筆者により作成

注:

- 1) 図中で使用する国コードは次の通り。IDN：インドネシア、MYS：マレーシア、PHL：フィリピン、THA：タイ。
- 2) 各国の再生可能エネルギー導入目標を最も悲観的なシナリオの場合の再生可能エネルギーのポテンシャルと比較する。インドネシアの再生可能エネルギー導入目標は国家エネルギー計画（National Grand Energy Strategy）案⁸、マレーシアはマレーシア再生可能エネルギーロードマップ（Malaysia Renewable Energy Roadmap）、フィリピンは国家再生可能エネルギー計画 2020-2040（National Renewable Energy Plan 2020-2040）、タイは代替エネルギー開発計画 2018 に基づく。ベトナムは、2023 年 1 月 31 日現在新しい電源開発計画(PDP8)が未公表のため表に含めない。

4.2. ASEAN 地域外へのグリーン水素の輸出

ASEAN 全体では、54～843 Mtoe の余剰グリーン水素のポテンシャルがあり、それは約 20～300 Mt-H₂ に相当する。これは、同地域がグリーン水素の供給者となりうることを意味する。

日本は 2030 年に 300 万トン、2050 年に 2,000 万トンの水素を導入することを目標としているが、ASEAN 地域は日本にとってグリーン水素の主要供給国となる可能性を持っている。ASEAN 地域は日本に近く、この地域からのグリーン水素の輸入は日本のエネルギー輸入の多様化に寄与し、エネルギー安全保障に貢献する。

⁸ MEMR (February 4, 2022, プレスリリース) “Indonesia to Introduce Grand Energy Strategy during G20 2022” <https://www.esdm.go.id/en/media-center/news-archives/pemerintah-kenalkan-gsen-pada-presidensi-g20-indonesia>

また、シンガポールが世界的に重要なバンカリングハブである点も考慮すべきだろう。シンガポールは世界有数のバンカリングハブとして、2021年には約5,000万トンの船舶用バンカー燃料を供給している⁹。国際海事機関（IMO）¹⁰を中心に船舶用燃料の低炭素化が求められる中、グリーン水素は船舶用燃料の脱炭素化において重要な役割を果たす。シンガポール海事港湾庁（Maritime and Port Authority of Singapore）は、世界の海運業界のバンカリングのニーズに応えるため、様々な低炭素・ゼロ炭素燃料ソリューションの提供を目指す（MPA, 2022）。MPAは、水素とそのキャリア（アンモニア、eメタノールを含む）、およびバイオLNGが、中長期的に国際海運の脱炭素化において重要な役割を果たす可能性があると期待する。グリーン水素の余剰供給量（約50～840Mtoe）をe-fuelに転換すれば、約40～600Mtoe¹¹のe-fuelを供給することが可能である。シンガポールのバンカーオイルの全販売量を賄う量のe-fuelを域内で製造することはできないが、ASEAN地域全体から域内で製造されたe-fuelをシンガポールに集めることは可能である。これは、ASEAN地域に大きなビジネスチャンスをもたらす可能性がある。

⁹ Maritime and Port Authority of Singapore (n.d) Bunkering Statistics <https://www.mpa.gov.sg/port-marine-ops/marine-services/bunkering/bunkering-statistics>

¹⁰ IMOは炭素原単位（輸送量当たり排出量）を2030年までに40%以上、2050年までに70%削減することを目指す。

¹¹ 70%の変換効率を仮定。

5. ASEAN 地域におけるグリーン水素ポテンシャルの活用に関する提言

5.1. 域内グリーン水素サプライチェーンの構築

ASEAN 地域は、2050 年に予測される発電量を大幅に上回る再生可能エネルギーの導入ポテンシャルを有する。この余剰の再生可能エネルギーのポテンシャルを水素製造に活用することで、同地域の hard-to-abate の産業部門や輸送部門の脱炭素化に寄与することができる。

しかし、ASEAN 加盟国の中には、国内水素需要を十分に賄える水素供給ポテンシャルを有する国もあれば、水素の供給量が不足する国もある。また、水素の需要地は、必ずしも生産拠点に近いとは限らないため、新たな国際サプライチェーンやネットワークの構築が必要となる。域内のサプライチェーンと流通網を構築することで、すべての ASEAN 各国がグリーン水素を利用できるようになる。

ASEAN 域内で製造されるグリーン水素は、世界の他の地域で製造される水素と比較して、必ずしもコスト競争力のある選択肢とは言えないかもしれない。IEEJ (2021) などは水素の輸出国から輸入国までの距離が水素のコストには大きく影響しないことを指摘しているが、ASEAN 域外からの水素輸入量を少なく抑えることは、域内のエネルギー安全保障の強化に寄与する。また、域内で生産することで、水素を活用した経済成長も可能になる。

しかし、域内のグリーン水素サプライチェーンの構築には多くの課題がある。まず、域内でどの水素キャリアや流通形態が望ましいかを検討する必要がある。現在、液化水素、メチルシクロヘキサン (MCH)、アンモニア、e-メタンなど、さまざまな水素キャリアについて世界中に多くの研究が行われている。各キャリアのメリットとデメリットを、コスト、インフラの利用可能性、最終利用などのさまざまな要因に照らして、慎重に検討する必要がある。

グリーン水素をどこで製造するかも重要になる。すなわち、再生可能エネルギー発電設備の近くで水素を製造し、パイプライン、ローリーまたは船で輸送するか、あるいは再生可能エネルギー由来の電力を国際送電線によって輸送し、いわゆる水素ハブで（理想的には港付近で）水素を製造するか、どちらの方がコスト効率的かという視点が求められる。IRENA (2020a)によると、最適な送

電線の建設は難しくコストがかかるため、水素キャリアによる輸送の可能性もある。これは、ASEAN 地域のグリーン水素市場の発展にも寄与する。

これらの意思決定は、出荷港、受入港、貯蔵施設などのインフラが、域内で望まれる水素キャリアと一致するように、域内全体の合意のもとで行われることが重要である。現在、水素やその派生物は主に石油精製、肥料、石油化学産業で使用されており、既存の法律や規制、あるいはそれらが未整備であることが、インフラ整備や水素とその派生物を取り扱うこと自体の障壁になる可能性がある。グリーン水素市場の発展に伴い、輸出国と輸入国の間にミスマッチが生じないよう、域内各国に共通の水素認証スキームも不可欠となるであろう。

多くの日本企業が、多様な水素キャリアを利用した水素の商用サプライチェーンの開発に先進的に取り組んでいる。日本への水素の国際海上輸送に成功し¹²、現在、その技術のスケールアップに取り組む。日本には 80 年以上にわたって水素を取り扱っており、国内の液体水素の流通ネットワークが確立されている。日本は、インフラ、輸送・貯蔵技術、法規制、安全基準などにおける経験の共有によって、ASEAN 地域の水素市場の発展に貢献できる。

5.2. 再生可能エネルギーの導入拡大のさらなる推進

グリーン水素が脱炭素社会の実現に向けた現実的かつ最適なソリューションとなるためには、その製造に用いられる再生可能エネルギーが、より効率的な諸用途に必要な電力として利用した上で、未利用であることが重要となる。すなわち、再生可能エネルギー由来の電力として直接利用するこ

¹² 技術研究組合 CO2 フリー水素サプライチェーン推進機構 HySTRA (<https://www.hystra.or.jp>)は、豪州ラトロブバレーで褐炭ガス化・水素精製し、日本に液化水素の形で海上輸送できることを実証した。次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合 AHEAD (<https://www.ahead.or.jp/jp/>)は、水素をトルエンに付加し MCH に転換する「有機ケミカルハイドライド法」によってブルネイから日本に水素を輸送する国際水素サプライチェーンの実証に成功した。

とで、二酸化炭素排出量を削減できる部門の脱炭素化に、再生可能エネルギーを最大限に活用することが最優先されるべきである。したがって、グリーン水素の製造に必要な再生可能エネルギー由来の電力を確保するためにも、まずは再生可能エネルギー資源の開発に投資するべきである。

そのためには、各国で再生可能エネルギーの大量導入に向けた政策が不可欠である。政策の後押しがあれば、再生可能エネルギーの発電コストを下げることができ、ひいては発電コストが大きな割合を占めるグリーン水素の製造コストをも下げることができる（IEEJ, 2021）。

ASEAN 地域における再生可能エネルギーの導入拡大の阻害要因のひとつに、化石燃料補助金が挙げられる。多くの ASEAN 諸国は、一般市民が化石燃料を安価に利用できるように補助金を支給してきた¹³。再生可能エネルギーに比べて化石燃料のコストを低くする効果があれば、これらの補助金によって、化石燃料の方が、見かけではコスト優位性を持つことになる（Bridles & Lucy, 2014）。化石燃料に配分された公的資金は、再生可能エネルギーに投資されるべきである。その後、グリーン水素が普及すれば、グリーン水素由来の燃料を使用した自動車の使用を奨励する政策措置を導入することができるだろう。

また、ASEAN 諸国では、太陽光発電や風力発電などの変動再生可能エネルギーの導入拡大に向けて電力システムの強化を進める必要がある。

既存の石炭火力発電所でのアンモニアの混焼に関する議論が続く中、本分析では同技術を考慮していない。それは、水電解によって水素を製造し、それをアンモニアに転換して石炭火力発電所で使用するプロセスでは、エネルギー効率が全体で 20~30%まで低下するためである。

¹³ 2021 年には、ブルネイ、インドネシア、マレーシア、タイ、ベトナムは化石燃料補助金を導入していた。GDP に対する補助金の割合は、それぞれ 1.5%、2.7%、1.0%、0.6%、2.3%であった。インドネシア、マレーシア、タイは、化石燃料補助金を改正し、運輸部門の化石燃料に対する補助金を廃止している。（IEA, 2022a）

なお、本研究ではグリーン水素の経済性分析は行っていない。2050年の同地域の水素のコストは、他地域や他国に比べて競争力がなく（IRENA, 2022b）¹⁴、域外からグリーン水素を輸入した方が費用対効果が高くなるとの見方もある。しかし、水素の地産地消は、域内のエネルギー安全保障に資する。日本は、ASEAN 諸国との水素関連技術開発における協力を通じて、域内の水素市場の構築と発展において重要な役割を果たし、さらにはコストの低下に寄与することができる。

5.3. ASEAN 地域でのグリーン水素開発における日本の役割

ASEAN 地域の再生可能エネルギー開発には、日本の官民両部門が大きく貢献しうる。再生可能エネルギー市場がまだ十分に整備されていない国もあるため、再生可能エネルギービジネス、ひいては水素ビジネスの環境整備において先行者利益を享受できる可能性がある。これまで日本が主導してきた海外での水素関連技術開発は、国際水素サプライチェーンの中でも水素キャリアや水素の利用に注目しがちであった。グリーン水素サプライチェーンの上流つまり再生可能エネルギーや水電解を含む水素製造に対する投資や政府支援の強化は、ASEAN 地域の電力セクターの脱炭素化を加速させるだけでなく、日本の関係者に対して、グリーン水素製造に向けた再生可能エネルギー由来の電力の利用を容易にする。また、ASEAN 地域は他の潜在的な輸出国に比べて日本に近いこと、エネルギー安全保障の観点からも優位である。

2023年は「日本・ASEAN 友好協力 50 周年」にあたる。日本は長年にわたり、ASEAN 諸国のエネルギー移行を支援するための多くの協力枠組みを構築してきた。これらの枠組みの下で、日本は、地域固有の事情やニーズを考慮した、野心的でありながら実現可能な脱炭素化政策の設計を支援しうる。このような支援には、技術的・資金的な支援だけでなく、地域の課題や解決策を明らかにす

¹⁴ ASEAN 地域における需給分析に基づく水素の平準化コスト（LCOH）は、2050年に推定される水素需要に基づき USD2.0 と推定される。このコスト水準は、分析対象となった国・地域の中で、ウクライナ、日本、韓国に次いで高い。

るための調査、それらに基づくマスタープランの策定支援、ステークホルダーとの対話の実施などが含まれる。

参考文献

- Bridle, Richard and Lucy Kitson (2014). The Impact of Fossil-Fuel Subsidies on Renewable Electricity Generation. International Institute for Sustainable Development. Retrieved on December 19, 2022 from <https://www.iisd.org/system/files/publications/impact-fossil-fuel-subsidies-renewable-electricity-generation.pdf>
- ERIA (2018). *Demand and Supply Potential of Hydrogen Energy in East Asia*. ERIA Research Project Report 2018, No. 01.. Economic Research Institute for ASEAN and East Asia. Retrieved on December 19, 2022 from <https://www.eria.org/publications/demand-and-supply-potential-of-hydrogen-energy-in-east-asia/>
- ERIA (2021). *Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020*. Economic Research Institute for ASEAN and East Asia. Retrieved on December 19, 2022 from <https://www.eria.org/uploads/media/Books/2021-Energy-Outlook-and-Saving-Potential-East-Asia-2020/Energy-Outlook-and-Saving-Potential-East-Asia-2020-1504.pdf>
- ERIA (2022). *Decarbonisation of ASEAN Energy Systems: Optimum Technology Selection Model Analysis up to 2060*. ERIA Research Project Report 2022 No. 05. Economic Research Institute for ASEAN and East Asia. Retrieved on December 19, 2022 from <https://www.eria.org/uploads/media/Research-Project-Report/RPR-2022-05/Decarbonisation-of-ASEAN-Energy-Systems-Optimum-Technology-Selection-Model-Analysis-up-to-2060-NEW.pdf>
- IEA (2022a). Fossil Fuel Subsidies Database. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/fossil-fuel-subsidies-database#>)
- IEA (2022b). *World Energy Statistics 2022*. International Energy Agency
- IEEJ (2021) 「グリーン水素国際サプライチェーンの経済性に関する分析」
<https://eneken.ieej.or.jp/data/9898.pdf>
- IPCC (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University

Press, Retrieved on December 19, 2022 from

https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_FullReport_small.pdf

IRENA (n.d.) Data and Statistics. Retrieved on December 19, 2022 from <https://www.irena.org/Data>

IRENA (2022a). *Global hydrogen trade to meet the 1.5° C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward*, International Renewable Energy Agency. Retrieved on December 19, 2022 from

[https://www.irena.org/-](https://www.irena.org/)

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf](https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf)

IRENA (2022b). *Global hydrogen trade to meet the 1.5° C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential*, International Renewable Energy Agency. Retrieved on December 19, 2022 from

[https://www.irena.org/-](https://www.irena.org/)

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Global_Hydrogen_Trade_Costs_2022.pdf?rev=00ea390b555046118cfe4c448b2a29dc](https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Global_Hydrogen_Trade_Costs_2022.pdf?rev=00ea390b555046118cfe4c448b2a29dc)

IRENA & ACE (2022). *Renewable energy outlook for ASEAN: Towards a regional energy transition (2nd ed.)*. International Renewable Energy Agency & ASEAN Centre for Energy. Retrieved on December 19, 2022 from [https://www.irena.org/-](https://www.irena.org/)

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Sep/IRENA_Renewable_energy_outlook_ASEAN_2022.pdf?rev=ef7557c64c3b4750be08f9590601634c](https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Sep/IRENA_Renewable_energy_outlook_ASEAN_2022.pdf?rev=ef7557c64c3b4750be08f9590601634c)

Maritime and Port Authority of Singapore (MPA) (n.d). Bunkering Statistics

<https://www.mpa.gov.sg/port-marine-ops/marine-services/bunkering/bunkering-statistics>

Maritime and Port Authority of Singapore (MPA) (2022). *Maritime Singapore Decarbonisation Blueprint: Working Towards 2050*, Retrieved on December 19, 2022 from

<https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/Maritime%20Singapore%20Decarbonisation%20blueprint.pdf>

MRI (2018). Heisei 29 nen Shin-enerugi nado no sokushin no tame no kisho chosa (netsu no jukyu oyobi netsu-kyokyu kiki no tokusei nado ni kansuru chosa) chosa hokokusho (Study report: FY2017 Basic study for the accelerated deployment of new energy (study on heat supply and demand and the characteristics of heat supply equipment)). Mitsubishi Research Institute & Ministry of Economy,

Trade and Industry. Retrieved on December 19, 2022 from

https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11590486/www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000018.pdf

経済産業省・燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォース（2022）「燃料アンモニアの供給コスト分析について（中間とりまとめ）」

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/supply_chain_tf/pdf/20220928_0.pdf

APPENDIX 1

ASEAN 地域における気候関連目標

表 A に各 ASEAN 加盟国のカーボンニュートラル目標年、温室効果ガスの削減目標、脱石炭政策の有無について整理する。

表 A. ASEAN 地域における気候関連目標

国名 ¹⁾	カーボンニュートラル目標年	2030 GHG 排出削減目標(NDC)				脱石炭政策
		削減目標の種類	条件なし目標	条件付き ²⁾ 目標	基準年	
BRN	2050	排出量	20%	-	BAU	Yes
KHM	2050	排出量	41.7%	-	BAU	Yes ⁴⁾
IDN	2060	排出量	29%	41%	BAU	Yes ⁴⁾
LAO	2060	排出量	60%	-	BAU	No
MYS	2050	炭素原単位	45%	-	2005	Yes ⁴⁾
MMR	2050	その他	245 MtCO ₂ の排出削減貢献	-		No
PHL	-	排出量	2.71%	75%	BAU	Yes ⁴⁾
SGP	2050	炭素原単位	36% ⁵⁾	-	2005	Yes
THA	2050 ²⁾	排出量	20%	25%	BAU	No
VNM	2050	排出量	9%	27%	BAU	Yes

出所：NDC およびその他資料に基づき筆者作成

注:

- 1) 表中で使用する国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、MMR：ミャンマー、PHL：フィリピン、SGP：シンガポール、THA：タイ、VNM：ベトナム。
- 2) 条件付き目標は国際的な財政支援、技術支援・開発、そして人材育成の有無に依存する。
- 3) タイは、2050年にカーボンニュートラル、2065年にGHG排出量のネットゼロを目指す。
- 4) 新規事業は承認されないという趣旨。

- 5) シンガポールは2030年に排出量のピークアウトを目指し、その結果、2030年に2005年比36%の排出削減につなげる計画である。

APPENDIX 2

ASEAN 地域における再生可能エネルギー導入目標

ブルネイ：「ブルネイ・ビジョン 2035 (Brunei Vision 2035)」¹⁵では、2035 年に再生可能エネルギーの導入量を 10%まで拡大することを目標とする。同目標は、国家気候変動政策¹⁶の中で更新され、2035 年までに太陽光発電を中心とする自然エネルギーの割合を 30%とすることを目標とする。

カンボジア：カンボジアの「エネルギー基本計画 (BEP)」¹⁷は、2030 年に石炭 (35%)、水力 (55%)、その他再生可能エネルギー (10%) の発電構成を推奨する。これは 2021 年 12 月に発表された「カーボンニュートラル長期戦略」¹⁸で更新され、2050 年までに太陽光、水力、バイオマス、その他の再生可能エネルギーを発電構成の 35%とすることが約束された。中でも太陽光発電は全体の 12%を占めることになる。

¹⁵ Wansan Brunei 2035, <https://www.wawasanbrunei.gov.bn/sitepages/Home.aspx>

¹⁶ Brunei Climate Change Secretariat (2020) *Brunei Darussalam National Climate Change Policy*, <http://www.mod.gov.bn/Shared%20Documents/BCCS/Brunei%20National%20Climate%20Change%20Policy.pdf>

¹⁷ General Department of Energy (GDE), Cambodia (2019). *Cambodia Basic Energy Plan*, <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Cambodia%20Basic%20Energy%20Plan.pdf>

¹⁸ Kingdom of Cambodia (2021) *Long-Term Strategy for Carbon Neutrality (LTS4CN)*, <https://ncsd.moe.gov.kh/resources/document/cambodia-LTS4CN-En>

インドネシア：2014年に制定した「国家エネルギー政策（National Energy Policy）」¹⁹に基づき、2025年までにエネルギーミックスの23%を再生可能エネルギーでまかない、2050年までに31%を再生可能エネルギーとすることを目指す。また、2060年には、総発電容量587GWを太陽光361GW、水力83GW、風力39GW、原子力35GW、バイオエネルギー37GW、地熱18GW、海流13.4GWで構成し、新・再生可能エネルギー100%を目指す「国家エネルギー戦略（GSEN）」を策定中であると発表している²⁰。

ラオス：ラオスは、2011年に発表した「ラオス再生可能エネルギー開発戦略（Renewable Energy Development Strategy of Lao PDR）」²¹の下、2025年に再生可能エネルギーの比率を30%にすることを目標に掲げる。

マレーシア：2021年、エネルギー天然資源省（KeTSA）は、2025年までに国内の電源構成に占める再生可能エネルギーの割合を31%にする目標を設定した²²。「マレーシア再生可能エネルギー口

¹⁹ Government Regulation of the Republic of Indonesia Number 79 of 2014 on National Energy Policy, <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Government%20Regulation%20No.%2079%3A2014%20of%202014%20%28EN%29.pdf>

²⁰ MEMR (February 4, 2022 プレスリリース) “Indonesia to Introduce Grand Energy Strategy during G20 2022” <https://www.esdm.go.id/en/media-center/news-archives/pemerintah-kenalkan-gsen-pada-presidensi-g20-indonesia>

²¹ Lao People’s Democratic Republic (2011) *Renewable Energy Development Strategy in Lao PDR* <https://data.laos.opendevlopmentmekong.net/en/dataset/renewable-energy-development-strategy-in-lao-pdr>

²² Department of Energy, Malaysia (2021). Twelfth Malaysia Plan 2021-2025 (RMK12), <https://rmke12.epu.gov.my/en>

ードマップ (Malaysia Renewable Energy Roadmap) 」²³,では、「新設備導入目標 (New Capacity Target) 」シナリオは、上記国家目標を達成し、2035年には40%の再生可能エネルギーシェアを目指す。この目標は、2030年に経済全体の炭素原単位 (対GDP) を2005年比で45%削減するというマレーシアの気候変動に関する国際公約に一致する。

ミャンマー：「国家電化計画 (NEP) 」²⁴は、2030年までに全国の電化率を100%とすることを想定している。米国国際貿易庁によると、電力エネルギー省 (MOEE) は、2021年までに総発電量の8%を再生可能エネルギー由来とし、2025年までにそのシェアを12%に引き上げることを目標に、再生可能エネルギー法を起草した²⁵。2022年4月、ミャンマー情報省 (MOI) と投資・対外経済関係省 (MIFER) は共同で、政府が外国投資の拡大を図りながら、再生可能エネルギー資源の開発を加速させる予定であると発表した²⁶。

フィリピン：フィリピンの「国家再生可能エネルギー計画 (NREP) 2020-2040」²⁷は、発電構成における再生可能エネルギーの割合を2030年までに35%、2040年までに50%にするという目標を設定する。この目標を達成するためには、フィリピンは2040年までに、太陽光発電27GW、風力

²³ Sustainable Energy Development Authority, Malaysia (2021). *Twelfth Malaysia Plan 2021-2025 (RMK12)*, <https://rmke12.epu.gov.my/en>

²⁴ World Bank (n.d.) “National Electrification Program,” <https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P152936>

²⁵ International Trade Administration, (July 28, 2022) “Burma – Country Commercial Guide” <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/burma-energy>

²⁶ Bloomberg (April 22, 2022) “Myanmar Govt to Accelerate Energy Projects Amid Power Shortages”, <https://www.bloomberg.com/press-releases/2022-04-21/myanmar-govt-to-accelerate-energy-projects-amid-power-shortages-l29d0bp8>

²⁷ Department of Energy, Philippines (2022). *National Renewable Energy Program 2020-2040*, https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/renewable_energy/nrep_2020-2040_0.pdf

発電 17GW、水力発電 6GW、地熱発電 250GW、バイオマス 364MW など、さらに 102GW の再生可能エネルギー発電設備を導入しなければならない。

シンガポール：2022 年 2 月、財務大臣が 2022 年度予算において、2024 年から炭素税を段階的に引き上げ²⁸、今世紀半ば頃までにネットゼロエミッションを達成することを目指すと発表した。2021 年 2 月に発表した「シンガポール・グリーンプラン 2030 (Singapore Green Plan 2030)」²⁹では、太陽光発電を 5 倍に増やして 2GWp (2030 年に予測される電力需要の約 3%) とすることを目指すと発表している。

タイ：「代替エネルギー開発計画 2018-2027 (Alternative Energy Development Plan 2018-2027)」³⁰において、2037 年までにタイのエネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 30% (輸入水力発電を含む) まで引き上げることを目標とする。

ベトナム：2015 年、政府は再生可能エネルギーの国家開発戦略を発表し、2030 年までに再生可能エネルギーが一次エネルギー供給と総発電量のそれぞれ約 32%、2050 年までに 43% を占めることを目標としている³¹。これらの目標は、現在審議中の「電力開発計画 VIII (PDP8)」で更新される予定である。

²⁸ National Climate Change Secretariat, (February 18, 2022) "Singapore Will Raise Climate Ambition to Achieve Net Zero Emissions by or Around Mid Century, and Revises Carbon Tax Levels from 2024"

<https://www.nccs.gov.sg/media/press-release/singapore-will-raise-climate-ambition/>

²⁹ "Singapore Green Plan 2030" <https://www.greenplan.gov.sg>

³⁰ Ministry of Energy, Thailand (2020), *Alternative Energy Development Plan 2018 (AEDP 2018)*, <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Alternative%20Energy%20Development%20Plan%202018-2037%20%28AEDP%202018%29%28TH%29.pdf>

³¹ Decision No. 2068/QD-TTg, 2015, <https://lawnet.vn/en//vb/Decision-No-2068-QD-TTg-approving-the-development-strategy-of-renewable-energy-2030-2050-2015-48915.html>

表 B. 一部の ASEAN 加盟国における再生可能エネルギー導入目標

国名 ¹⁾	現在のシェア (2020)	目標シェア (目標年)	出所
BRN	0%	30% (2035)	Brunei Darussalam National Climate Policy (2020) ³²
KHM	28%	35% (2050)	Long-term Strategy for Carbon Neutrality (2021) ³³
IDN	26%	31% (2050)	National Energy Policy (2014) ³⁴
MYS	16%	40% (2035)	Malaysia Renewable Energy Roadmap (MyRER, 2021) ³⁵
PHL	21%	50% (2040)	National Renewable Energy Plan (NREP 2020-2040) ³⁶
THA	18%	30% (2027)	Alternative Energy Development Plan (AEDP 2018-2027) ³⁷
VNM	35%	43% (2050)	Development Strategy of Renewable Energy of Vietnam ³⁸ ; to be updated in PDP8.

出所: IEA (2022b) およびその他文献

注:

- 1) 表中で使用される国コードは次の通り。BRN：ブルネイ、KHM：カンボジア、IDN：インドネシア、LAO：ラオス、MYS：マレーシア、PHL：フィリピン、THA：タイ、VNM：ベトナム。
- 2) 基本的に各国の電源構成について再生可能エネルギーシェアや目標を示すが、インドネシアとタイに関しては、それぞれ一次エネルギーの構成とエネルギー総消費量について示す。

APPENDIX 3

³² Brunei Climate Change Secretariat (2020). *op.cit.*

³³ Kingdom of Cambodia (2021). *op. cit.*

³⁴ Government Regulation of the Republic of Indonesia Number 79 of 2014 on National Energy Policy, *op. cit.*

³⁵ Sustainable Energy Development Authority, Malaysia (2021). *op. cit.*

³⁶ Department of Energy, Philippines (2022). *op. cit.*

³⁷ Ministry of Energy, Thailand (2020). *op. cit.*

³⁸ Decision No. 2068/QD-TTg, 2015, *op. cit.*

ASEAN 地域における水素戦略

ブルネイ：ブルネイは水素に関する国家戦略を策定していないが、アジアで日本やシンガポールなどと水素サプライチェーン構築の協力に関する覚書を締結している。日本の新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の資金援助を受け、次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合（AHEAD）³⁹は、2020年に世界で初めてブルネイで生成したメチルシクロヘキサン（MCH）の日本への国際輸送と安定的な水素を分離する国際実証試験に成功した。

インドネシア：インドネシアの「国家エネルギー計画（RUEN）」は、2050年までの新・再生可能エネルギー開発計画の中に水素開発に関する規制枠組みの整備、技術や製造に関するキャパシティビルディング、インセンティブの提供などの総合的なアクションプランを含む。「国家エネルギー戦略（GSEN）」では、グリーン水素発電を2031年に導入し、徐々に増やして2060年には約52GWにすると試算している。これは、電源構成の10%に相当することになる⁴⁰。

2022年には、ドイツ・インドネシア商工会議所（EKONID）が水素ビジネスデスク（HBD）⁴¹を立ち上げ、インドネシアにおけるグリーン水素を中心とした水素の開発に関する情報を提供している。また、日本とインドネシアは、水素や燃料アンモニアを含む技術や選択肢を活用した現実的なエネルギー・トランジションの実現に関する協力覚書（MOC）に署名している⁴²。さらに、「日本はアジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）」の協力枠組みのもと、日本の公的機関からの資

³⁹ 次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合(Advanced Hydrogen Energy Chain Association for Technology Development; AHEAD) <https://www.ahead.or.jp/jp/>

⁴⁰ MEMR (February 4, 2022, press release) *op. cit.*

⁴¹ “Hydrogen Business Desk” <https://www.hydrogen-indonesia.id/home>

⁴² 経済産業省（2022年1月13日）「日本国経済産業省とインドネシア共和国エネルギー・鉱物資源省との間のエネルギー・トランジションの実現に関する協力覚書」
<https://www.meti.go.jp/press/2021/01/20220113003/20220113003-2.pdf>

源・資金を動員してインドネシアのエネルギー移行を支援する意向を発表している⁴³。また、民間企業レベルでも、様々な水素関連の技術協力について合意形成が進んでいる。

マレーシア：「第12次マレーシア計画」⁴⁴は、運輸部門における水素技術の発展を奨励し、エネルギーに関する将来の成長見通し、特に水素を含むクリーンで持続可能な資源に由来する新エネルギーのポテンシャルを検討する総合的な国家エネルギー政策の策定に言及している。「国家エネルギー政策 2022-2040」⁴⁵は、水素ロードマップ、水素国家戦略、関連規制の策定に向けた取り組みを含む。また、長期的（2031-2040年）には国際競争力を有する水素エネルギーハブをサラワク州に設立することを目指す。

水力発電による複数の水素製造プロジェクトについて、地元企業と日本⁴⁶、韓国、フランスなどの企業が共同で進めることが発表されている。また、マレーシアの豊富な太陽光資源を活用し、グリーンアンモニアを製造・販売するためのフィージビリティスタディも発表されている⁴⁷。

⁴³ 外務省(2022年11月14日)「アジアゼロエミッション共同体(AZEC)構想に関する共同発表」

<https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100420414.pdf>

⁴⁴ Department of Energy, Malaysia (2021). op. cit.

⁴⁵ Economic Planning Unit, Prime Minister's Department, Malaysia, (2022) National Energy Policy 2022-2040 (NEP2022-2040), https://www.epu.gov.my/sites/default/files/2022-09/National%20Energy%20Policy_2022_2040.pdf

⁴⁶ 例えば、ENEOS、住友商事、SEDC Energy Sdn Bhd はサラワク州の水力発電を利用して製造した水素をMCHに転換するCO₂フリーの水素サプライチェーンを検討している
(https://www.eneos.co.jp/english/newsrelease/2020/pdf/20201023_01.pdf)

⁴⁷ IHI (Dec. 15, 2022 プレスリリース) "IHI and Gentari sign MoU to explore Green Ammonia Production and Sales in Malaysia"
https://www.ihico.jp/en/all_news/2022/resources_energy_environment/1198122_3488.html

シンガポール：シンガポールは、2022年10月に「国家水素戦略」を発表した⁴⁸。2050年のネットゼロ達成に向け、水素を脱炭素社会の実現に向けた主要な手段として位置づけているが、定量的な目標は掲げていない。シンガポールは、日本、オーストラリア、ニュージーランド、チリなどの各政府と水素分野での協力協定を締結している。また、多様な水素キャリアーを利用して低炭素水素をシンガポールに供給するための国際水素サプライチェーンに関する企業間のMOUの締結も進んでいる⁴⁹。

タイ：「代替エネルギー開発計画 2015-2037 (AEDP2015)」⁵⁰で、水素を「代替燃料」カテゴリーに含め、2036年までに輸送用として10Ktoeの導入目標を掲げていたが、AEDP2018ではこのカテゴリーが削除されている。

⁴⁸ Ministry of Trade and Industry, Singapore (2022). *Singapore's National Hydrogen Strategy*, <https://www.mti.gov.sg/Industries/Hydrogen>

⁴⁹ 例えば、Sembcorp Industries、千代田化工建設、三菱商事は2021年、MCHを利用した水素サプライチェーンの検討に関するMOUを締結している。(<https://www.sembcorp.com/en/media/media-releases/energy/2021/october/sembcorp-industries-chiyoda-corporation-and-mitsubishi-corporation-sign-mou-to-explore-supply-chain-commercialisation-of-decarbonised-hydrogen-into-singapore/>); 伊藤忠、EDF、Tuas Powerは、グリーンアンモニアサプライチェーンの構築と、発電や船用燃料などの利用形態の検討についてMOUを締結している。(<https://www.itochu.co.jp/en/news/press/2022/221026.html>).

⁵⁰ Ministry of Energy, Thailand (2015). *Alternative Energy Development Plan 2015 (AEDP 2015)*, <https://www.eppo.go.th/images/POLICY/ENG/AEDP2015ENG.pdf>

カーシェアリングとEV

太田 充亮*

近年、カーシェアリング（以下、カーシェア）のサービスが拡大している。現在提供される車両の多くは、ガソリン車やハイブリッド車となっているが、電気自動車（以下、EV）の導入も徐々に始まっている。カーシェアは、利用されていない時間帯に充電が可能のため、EVの課題である走行距離や長時間の充電などは問題になりにくい。また、高額な購入コストが生じないため、気軽に利用することができる。EVを利用していない時間帯は、蓄電池としてエネルギーマネジメントや災害時のBCP¹対策としての利用も期待される。

1. カーシェアとは

カーシェアとは、登録した会員同士で複数の車をシェアするサービスのことを指す。車両を貸し出すという点ではレンタカーと同様であるが、料金や手続きの面で異なる（表1）。

表1 カーシェアとレンタカーの比較

	カーシェア	レンタカー	
料金	月額基本料金	あり（ない場合もあり）	なし
	料金単位	分単位	時間単位
	距離料金	あり（6時間以降）	なし
	ガソリン代	なし	あり ※満タン返却
	補償・保険	含む	オプション
手続き	会員登録	あり	なし
	店頭手続き	なし	あり
	貸出時間	24時間	営業時間内のみ
	キャンセル料	開始時刻前なら無料	数日前から発生
	乗り捨てサービス	できない	できる

出所：各種ホームページより作成

料金面では、カーシェアは、15分単位から貸し出しが可能であり、ガソリン代、補償・保険が含まれているのに対し、レンタカーは6時間などの長時間から貸し出し可能であり、ガソリン代や補償・保険代が別途発生する。そのため、短時間の利用や長時間でも走行距離が短い利用であればカーシェアの方が安くなり、長時間の利用で走行距離が長い場合には、レンタカーのほうが安くなる傾向になる。ただし、長距離であっても、ガソリン代や補償・保険代が発生しないため、カーシェアの方が安くなる場合も想定される。手続き面では、カーシェアは一度会員登録を済ませば、ウェブ上で貸し出しの手続きを行うことができる。貸し出しは24時間可能であり、キャンセル料も開始時刻前まで発生しない。レンタカーは、会員登録が不要の代わりに、店頭での手続きが必要であり、貸出返却時間が営業時間内に限られ、数日前からキャンセル料が発生する。一方で、カーシェアは借りた場所に必ず返却する必要があるのに対し、レンタカーは他の営業所に返却可能な乗り捨てサービスがある。

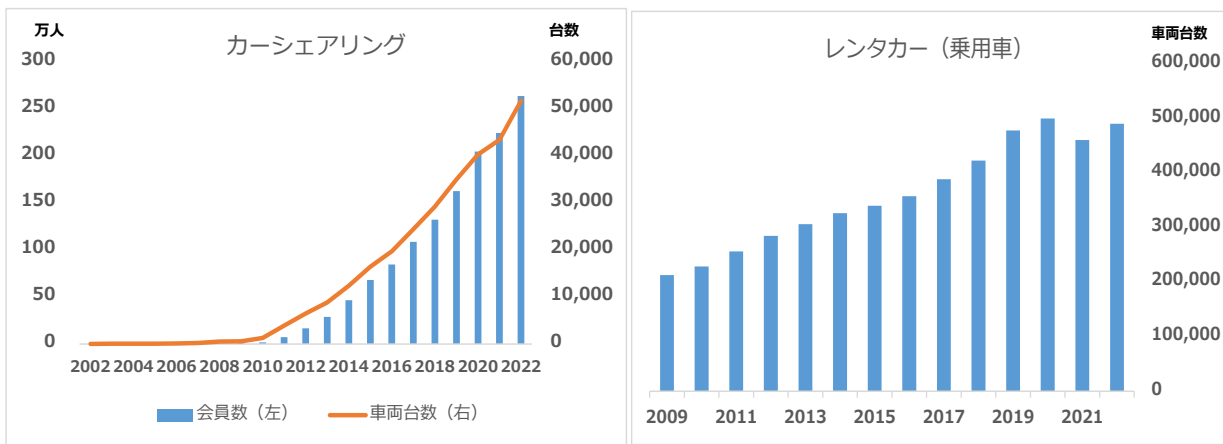
以上の点から、カーシェアは、短時間の利用、走行距離の短い利用、手続きの手軽さという点ではメリットがあるのに対し、レンタカーは、長時間の利用や往復の行程が異なる場合にはメリットがあると考えられる。

*（一財）日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 電力グループ 主任研究員

¹ Business Continuity Plan の略。災害などの緊急事態における企業や団体の事業継続計画を指す。

2. 国内カーシェアの市場動向

交通エコロジー・モビリティ財団によれば、2022年3月時点で日本のカーシェアの会員数は約263.6万人、車両台数約5.2万台となっている。カーシェアに比べて歴史の深いレンタカーの車両台数（乗用車²）は、2022年3月時点で約49万台となっており、既に大きな市場となっている。市場の成長率では、2011年から2022年の間にカーシェアの会員数は約36倍、車両台数は約13.2倍と飛躍的に増加している一方で、レンタカーの車両台数は2009年から2022年の間に約2.3倍と緩やかな伸びになっている。カーシェアが急速に普及する背景には、2010年代からインターネットを用いて人・企業が保有する遊休資産等を貸し出し、他者と交換・共有する「シェアリングエコノミー」が世界的に普及し、自動車の分野でも注目されてきたためと思われる。



出所: (左) 交通エコロジー・モビリティ財団「わが国のカーシェアリング車両台数と会員数の推移」、(右) 全国日本レンタカー協会「レンタカー車種別車両数の推移」より作成

図1 (左) 日本のカーシェア会員数と車両台数の推移、(右) 日本のレンタカー車両台数の推移

カーシェアの市場は今後も拡大することが予測され、富士経済の2020年の調査によれば、カーシェアの車両台数は2030年には32万台に増加する。現状のカーシェア市場は、個人利用が7割近くを占めるが、カーシェア事業者は法人会員の獲得に向けた積極的な営業活動を進め、2030年には法人会員が4割を超えるとされる。また、カーシェアは通勤、通学、買い物など日常的に必要な移動手段としての需要が多く、主要駅周辺や住宅密集地周辺の駐車場にステーションが多く設置されている。コンビニエンスストアも、人が多く集まるため設置スペースとして注目されている。

では具体的にどのような需要家が活用しているのか、ここでは、主要事業者のカレコ・カーシェアリングが2017年に発表した会員向けのアンケート結果³を参照したい。本アンケートでは、当時の会員数5,959人に対し、①性別と年齢②住居形態③家族構成④世帯年収のヒアリングを実施している。その結果、利用者の①性別と年齢構成は、男性30代27.0%、男性40代21.8%、男性20代15.9%、男性60代9.6%、女性30代8.0%、女性40代7.2%、女性20代3.8%の順に多く、男性の20代～40代に多く活用されている。②住居形態は、マンション(賃貸)46.7%、マンション(所有)35.6%、戸建て(所有)13.0%、戸建て(賃貸)3.0%の順に多く、マンション利用者に多く活用されている。③家族構成は、子と同居41.9%、単身24.9%、夫婦のみ21.4%、親と同居8.1%の順に多く、

² レンタカーには、乗用車以外に、トラック、マイクロバスなどの区分があるが、カーシェアは乗用車で利用が主であるため、ここでは乗用車のみを参照する。

³ カレコ「会員アンケート 2016 調査結果のお知らせ」

<https://www.careco.jp/wp/wp-content/themes/careco/images/page/news170612.pdf>

単身や夫婦だけでなく、親子で同居している場合にも多く利用されている。④世帯年収は、500万以上750万未満:24.9%、750万以上1,000万未満:21.8%、500万未満:20.4%、1,000万以上1,500万未満:16.9%、1,500万以上:8.4%の順に多く、1,000万円以上の高収入層にも利用されている。また、どのような地域で活用されているかについて、主要5社(タイムズカー、カレコ、オリックスカーシェア、カリテコ、ホンダエブリゴー)の都道府県別の車両台数⁴を参照すると、2022年12月時点の車両台数の割合は、東京都40.7%、大阪府12.4%、神奈川県11.5%、兵庫県4.7%、埼玉県4.6%、千葉県4.4%、愛知県4.2%の順に多く、大都市圏において多く活用されていることが分かる。

3. 国内カーシェア事業者の動向

ここからは、カーシェア事業者の動向についてみていきたい。国内カーシェアの車両台数及び会員数は、2000年代にサービスを開始した事業者が上位を占める(表1)。2000年代に開始したタイムズモビリティ、オリックス自動車、三井不動産リアルティの上位3社において、会員数約94%、車両台数約87%を占める。これらの事業者は、一部EVを提供しているものの、多くは既存のガソリン車やハイブリッド車を提供している。例えば、車両台数1位のタイムズモビリティのEVの導入台数は、2021年10月時点で99台とされており⁵、EVが十分普及する前の段階での投資には慎重になっている状況にある。

2010年代後半に入ると、日産カーレンタルソリューションのE-シェアモビ(2018年開始)、トヨタ自動車のTOYOTA SHARE(2019年開始)のように自動車会社によるサービスが拡大している。これらの事業者は、自社の車両(EV含む)を提供している点で、既存のカーシェア事業者のサービスとは大きく異なる。

トヨタ自動車は元々Ha:mo RIDEと呼ばれる、自社の超小型EV COMSを活用するシェアリングサービスを展開していた。本サービスは、2012年に実証事業を開始し、2016年より事業化された。豊田市内のラストワンマイルをカバーする手段として、駅、イベント施設、コンビニなど市内の至るところにステーション置き、公共交通を補完する役割を担っていたとされる。本サービスは、2021年末で終了し、現在はTOYOTA SHAREに統合されている。TOYOTA SHAREは、2019年よりサービスを開始し全国でガソリン車やハイブリッド車を提供してきたが、近年は量産型EVのbZ4Xや2人乗り超小型EVのC+podがラインナップに名を連ねている。また、豊田市では2023年2月より1年間、C+podを活用するシェアリングの実証事業を行っており、Ha:mo RIDEのようにラストワンマイルをカバーするサービスとしても期待される。

日産カーレンタルソリューションのE-シェアモビは、2018年よりサービスを開始し、日産リーフやノートe-powerなど日産自動車のEVのみを提供している。当初は神奈川県内や東京都内のみで展開していたが、利用料金が他社と同等に設定されており、EVの乗車を気軽に体験できることなどから注目を集め、現在は全国にサービスを拡大している。2021年11月にはNTTドコモが提供する複数のカーシェア・レンタカーが利用可能なサービス「dカーシェア®」に加わることが発表された。これにより、dカーシェア®の中でE-シェアモビのステーションを検索することが可能となり、一層会員数の増加が期待される。

⁴ カーシェアリング比較 360°C「カーシェアリング市場動向 2022年第四四半期：主要5社」
<https://www.carsharing360.com/market/quarter/>

⁵ Bloomberg「タイムズ」駐車場やカーシェア、EV対応緩やかー普及ネックに」
<https://www.bloomberg.co.jp/news/articles/2022-03-15/R8I410DWX2PS01>

表2 主なカーシェア事業者の概要 (2022年3月時点)

No.	運営組織	サービス名	開始時期	実施地域	車両台数	会員数(万人)
1	タイムズモビリティ	タイムズカー	2005/2	全国	36,855	181.3
2	オリックス自動車	オリックスカーシェア	2002/4	29都道府県	2,591	34.6
3	三井不動産リアルティ	カレコ・カーシェアリング	2009/1	15都道府県	5,735	32.2
4	トヨタ自動車	TOYOTA SHARE	2019/11	42都道府県	713	4.7
5	名鉄協商(株)	名鉄協商カーシェア cariteco(カリテコ)	2009/11	7都道府県	492	3.9
6	日産カーレンタルソリューション	E-シェアモビ	2018/4	全国	270	2.5
7	アースカー	earthcar	2011/3	全国	192	2.2
8	西尾レントオール	モビシステム	2008/10	全国	4,200	0.9
9	日本自動車サービス開発	エコロカーシェアリング	2008/7	東京、大阪等	400	0.6
10	アタチ産業(株)	カーシェアTOP24	2012/9	長崎市	13	0.2

出所: 交通エコロジー・モビリティ財団「全国のカーシェアリング事例一覧」より作成

4. エネルギー事業者によるカーシェアへの参入

車両メーカーに続いて、近年は石油会社や電力会社のようなエネルギー事業者がカーシェアに参入しており、EVを提供しているのが特徴である。また、現在は特定エリアで展開するものが多いが、既存のカーシェア事業者とのサービスの違いが明らかになってきている。

石油会社のサービスの特徴は主に2つ挙げられる(表2)。1点目は、小型EVに着目している点である。出光興産は、低スペックの超小型EVを自社で生産し、自動車メーカーが開拓できなかった山間部など公共交通機関の脆弱な地域で実証を行っている。実際に岐阜県高山市と千葉県館山市での実証から、高齢者や運転経験の浅い個人と、近隣への営業を行う法人に手軽で小回りのきく小型EVのニーズがあることが分かったという。本実証を基に同社は2021年4月に、タジマモーターと超小型EVなどの次世代モビリティおよびサービスの開発を行う「株式会社出光タジマEV」の設立を発表した。2022年から自社のサービスステーション(SS)で小型EVを販売する他、シェアリングサービスに活用することとしている。ENEOSは、大宮駅、さいたま新都心駅、新横浜駅周辺のように都市部において、小型EVのシェアリングを開始している。採用するEVは、自社生産ではなく、小型EV開発企業のFOMM社による世界最小クラスのEV「FOMM ONE」をカーシェアとして国内初導入している。さいたま市の取り組みでは、小型EVだけでなく、電動アシスト自転車と電動スクーターのシェアリングも併せて提供している。

2点目の特徴は、既存のサービスステーション(以下、SS)を活用している点である。コスモ石油は、2021年4月より新宿区のSSにおいて、EVカーシェアと急速充電器の運用のサービスを開始している。同社は2020年6月に東京電力と中部電力の共同出資で設立されたe-Mobility Powerと連携協定を結んでおり、ここではe-Mobility Powerの急速充電器が利用されている。また、子会社のコスモエコパワーの風力発電由来のCO₂フリー電力をこれらのサービスに供給している。ENEOSは、2021年5月にNECと共同で全国約13,000カ所のSSネットワークを活用し、電動車両充電ネットワークを通じた新たなサービスの創出(カーシェア含む)、電動車両充電ネットワークの拡充を行うとしており、2022年6月には、NECが運営するEV充電ネットワークの運営権を取得する契約を締結した。このように石油会社がEVのカーシェアに参入する背景には、全国の給油所数の減少があると考えられる。資源エネルギー庁によれば、全国の給油所数は1994年のピーク60,421箇所から2021年には28,475箇所と半数以下となっている。各社はSSの成長事業や新規事業として、EVシェアリングや関連サービスに参入していると思われる。

表 3 石油会社による EV シェアリングの参入状況

No.	会社名	開始時期	地域	サービス内容	顧客
1	出光興産	2019/8 -2022/3	岐阜県高山市	・ 小型EVのシェアリング	・ 一般 ・ 法人
		2020/4	千葉県館山市		
		2021/4	千葉県市原市		
2	ENEOS	2021/3	埼玉県大宮駅 埼玉県さいたま新都心	・ 小型EVのシェアリング ・ 電動自転車、スクーターシェアリング	・ 一般
		2021/5	全国	SSを中心とする ・ EV充電ネットワークの拡充 ・ EV充電ネットワークを通じた新たなサービスの創出	・ 法人 ・ 一般
		2021/12	神奈川県横浜市港北区	・ 小型EVシェアリング	・ 一般
3	コスモ石油	2021/4	東京都新宿区	・ SSでのEVシェアリング ・ SSでの急速充電器による充電サービス	・ 一般

出所: 各社プレスリリースを基に作成

他方で、電力会社等のサービスの特徴は、法人向け（自治体含む）と一般向けで異なる。法人向けサービスの特徴としては、EV のカーシェア単独ではなく、顧客のニーズに合わせて様々なサービスを組み合わせていることが特徴である。具体的には、主に 3 点挙げられる（表 3）。

特徴の 1 点目は、エネルギーマネージメント（以下、エネマネ）を提供している点である。REXEV、関西電力、四国電力、中国電力の 4 社は、EV のシェアリングに加えて、EV 導入施設の電力需要のピークを回避する充電制御、太陽光発電の余剰電力を EV 充電に有効利用すること、EV 電池の余力を需要抑制に活用すること、停電時に電力供給を行う BCP 対策など、エネルギーの効率的な利用を促進するサービスを提供している。

2 点目は、EV 車両・充放電気等のリース事業を展開している点である。関西電力では、EV・充放電気のリースに加えて、EV 充放電管理システムを提供し、停電時の BCP 対策や事業所のエネマネに活用するサービスを提供している。四国電力では、EV のリースに加えて、顧客の要望に応じて EV 充電分相当の電力として CO₂フリー電力を提供するサービスを提供している。

3 点目は、普通充電器及び急速充電器のシェアリングを提供している点である。東京電力は、2021 年 11 月から 2022 年 1 月末にかけて沼津市内の法人顧客向けに急速充電器のシェアリングの実証を行っている。本実証では、再エネ由来の 100%カーボンフリー電力を提供しており、また、卸電力価格が低廉な時間帯や利用者の少ない夜間・土日の料金を相対的に安く設定するダイナミック・プライシングを適用していることが特徴である。関西電力では、2023 年 2 月から 3 月下旬にかけて、大阪府内のパートナー企業を中心に普通充電器及び急速充電器のシェアリングサービスの実証を行っている。

その他、再エネの地産地消や EV 導入のためのサポートサービスを提供している企業もある。E-mobility に特化する会社として 2019 年に設立された REXEV は、小田原市と箱根町において、小田原市と地域新電力の湘南電力と協力し、地元で発電した再エネ電力を最大限 EV に活用するシェアリングサービスを提供している。中国電力は、社用車の予約、運転日報の作成・管理を見える化し、車両管理を効率化することや、車両の稼働状況をデータ分析することで最適な車両台数を提案するサービスを提供している。

表4 電力会社等によるEVシェアリングの参入状況（法人向け）

No.	会社名	開始時期	地域	サービス内容	顧客
1	REXEV	2020/6	神奈川県小田原市 神奈川県箱根町	<ul style="list-style-type: none"> EVシェアリング ①エネルギーマネージメント 再エネの地産地消 	<ul style="list-style-type: none"> 法人 自治体 一般
2	関西電力	2020/7	関西地方	<ul style="list-style-type: none"> EVシェアリング ①エネルギーマネージメント ②EV車両・充放電等リース 	法人
		2022/2	大阪府内	<ul style="list-style-type: none"> ③急速及び普通充電器のシェアリング 	法人
3	四国電力	2020/10	四国地方	<ul style="list-style-type: none"> EVシェアリング ①エネルギーマネージメント ②EV車両・充電器のリース 	<ul style="list-style-type: none"> 法人 自治体
		2022/9	四国地方	<ul style="list-style-type: none"> ③普通充電器のシェアリング 	<ul style="list-style-type: none"> 法人 自治体 一般(マンション)
5	REXEV 住友商事 日本瓦斯	2021/3- 2022/2	鹿児島県鹿児島市	<ul style="list-style-type: none"> EVシェアリング ①エネルギーマネージメント 	法人
7	中国電力	2021/8	全国	<ul style="list-style-type: none"> EVシェアリング ①エネルギーマネージメント EV導入サポート 	<ul style="list-style-type: none"> 法人 自治体 一般(マンション)
8	東京電力	2020/10	静岡県沼津市	EVシェアリング	法人
		2021/1	静岡県沼津市	<ul style="list-style-type: none"> ③急速充電器のシェアリング 	法人

出所: 各社プレスリリースを基に作成

一般向けサービスの特徴としては、先述の再エネの地産地消やEV導入サポートに加えて、マンション入居者向けにサービスを提供している点である。戸建て住宅と比べ駐車場代の負担に伴う車の保有コストが高く、利用ニーズはより強いと考えられる。九州電力のサービス「weev」は、当初九州エリアと東京のみで展開していたが、2022年5月に出張自動車整備・修理サービスを手掛けるSeibiiと業務提携したことで全国展開を開始するようになった。また、本サービスでは、テスラのモデル3や現代自動車のアイオニック5といった海外の車両を提供している点も特徴である。四国電力は、集合住宅における充電設備の整備遅れを背景に、普通充電器のシェアリングを四国地域で初めて導入している。

表5 電力会社等によるEVシェアリングの参入状況（一般向け）

No.	会社名	開始時期	地域	サービス内容	顧客
1	REXEV	2020/6	神奈川県小田原市 神奈川県箱根町	<ul style="list-style-type: none"> EVシェアリング 再エネの地産地消 	<ul style="list-style-type: none"> 一般 法人 自治体
2	九州電力	2020/12	全国	EVシェアリング	一般(マンション)
3	中国電力	2021/8	全国	<ul style="list-style-type: none"> EVシェアリング EV導入サポート 	<ul style="list-style-type: none"> 一般(マンション) 法人 自治体
4	四国電力	2022/9	四国地方	普通充電器のシェアリング	<ul style="list-style-type: none"> 一般(マンション) 法人 自治体

出所: 各社プレスリリースを基に作成

5. EV普及の課題とシェアリング

EVの普及にあたっては、従来より様々な課題が挙げられている。ここでは主に4点を挙げたい。1点目は、EVの車体価格が一般的なガソリン車やハイブリッド車に比べて高額な点である。ガソリン車のコンパクトカーは150万円前後、ハイブリッド車は200万円前後からラインナップされている一方で、EV車は軽自動車でも240万円前後、乗用車で370万円前後からと依然として高額になっている。2点目は、航続距離（一回の満充電で走

れる距離)の長さである。現状EVの平均航続距離は、300km~500kmと言われており、ガソリン車の平均航続距離600~1,500kmには及ばない。3点目は、充電時間の長さである。EVの普通充電器では満充電に10時間以上、急速充電器でも満充電に30分程度かかり、ガソリン車のように数分では燃料を補給できない。4点目は、充電スタンドが少ない点である。2022年3月末時点の日本のガソリンスタンドの数28,475カ所(経済産業省調べ)に対して、2022年3月末時点の普通充電のスポット数21,198カ所(ゼンリン調べ)、急速充電のスタンド数8,265基(ゼンリン調べ)と特に急速充電器のスタンド数は少なくなっている。

これらの課題に対して、シェアリングによって需要家の理解を深めていくことはEV普及の上で有効と思われる。1点目の車体価格に関して、シェアリングでは当然ながら車両の購入費用は生じない。必要な経費は、主として月会費、時間料金、距離料金となる。時間料金は、主に15分毎に設定されている料金であり、200円程度から利用できる。距離料金は、1km走行する毎に発生する費用である。月会費と距離料金に関しては、現在では必要としないプランも多くある。また、多くのサービスはウェブ上で予約等の手続きをすることができるため、必要な時に手軽に利用することができる。2点目の航続距離の短さに関して、カーシェアを遠方への異動ではなく、日常生活に活用するのであれば問題にはなりにくい。タイムズ社がコロナ前の2018年に利用者に行ったアンケートによれば⁶、カーシェアの利用用途は、買い物、ドライブ、送迎、荷物の運搬の順になっており、レジャーや旅行のような長距離の移動よりも多い。3点目の充電時間の長さに関して、カーシェアは充電されている段階で利用できるため問題となりにくい。また、長距離の移動などで利用中に充電が必要となった場合、例えばNISSAN e-シェアモビでは、急速充電スポットを全国に配置している。その際、充電料金はプランの中に含まれており費用面の負担も少ない。4点目の充電スポット数の問題に関して、カーシェア利用の利用用途が近距離で充電が必要とならなければ問題とはならない。ただし、近距離の移動で充電が必要となる場合、カーシェアで必要となるのは急速充電であると考えられる。前述の通り急速充電器の整備は普通充電器に比べて遅れている。2021年6月に政府は2030年までに現在のガソリンスタンドと同等の3万基にする目標を掲げており、今後インフラの整備が期待される。

6. おわりに

2050年カーボンニュートラル実現に向けて、今後もEV化の流れが加速することが予想される。国内自動車メーカーでは、トヨタ自動車は2030年までに年間350万台のEV導入、日産自動車は2030年代早期に世界の主要市場で販売する新車をEVやHVに転換、本田自動車は2040年までに世界の新車販売全てをEVとFCVに転換するなど野心的な戦略を発表している。しかし、日本自動車販売協会連合会の統計によれば、日本のEVの新車販売台数に占める割合は、2022年に初めて1%を超えたものの、約1.4%に過ぎない。

その背景には販売価格の高さ、航続距離の短さ、充電時間の長さ、充電スタンドの不足などの課題が挙げられる。他方で、本文で見たようにカーシェアリングの会員数は右肩上がりに伸びており、その中でEVに特化したサービスが自動車メーカーやエネルギー事業者によって開始されている。今後EVの普及を加速する上では、シェアリングによって需要家の理解を深めていくことは有効と思われる。

参考文献(アクセス日2023年3月28日)

- 交通エコロジー・モビリティ財団「わが国のカーシェアリング車両台数と会員数の推移」
http://www.ecomo.or.jp/environment/carshare/carshare_graph2022.3.html
- 交通エコロジー・モビリティ財団「全国のカーシェアリング事例一覧」
http://www.ecomo.or.jp/environment/carshare/data/carshare_jirei_2022.3.pdf
- 富士経済プレスリリース
https://www.fuji-keizai.co.jp/press/detail.html?cid=20123&view_type=1

⁶ <http://times24.co.jp/news/2018/07/20180703-2.html>

- https://www.fuji-keizai.co.jp/press/detail.html?cid=20022&view_type=1
- 出光興産プレスリリース
<https://www.idemitsu.com/jp/news/2019/190731.html>
https://www.idemitsu.com/jp/news/2020/200521_2.html
- ENEOS プレスリリース
https://www.hd.eneos.co.jp/newsrelease/20210322_01_1170836.pdf
https://www.eneos.co.jp/newsrelease/20210520_01_01_2008117.pdf
https://www.eneos.co.jp/newsrelease/upload_pdf/20220606_01_01_2006437.pdf
- コスモ石油プレスリリース
https://com.cosmo-oil.co.jp/press/p_210407/index.html
https://com.cosmo-oil.co.jp/press/p_200617/index.html
- REXEV プレスリリース
https://rexev.co.jp/content/wp-content/uploads/2020/05/REXEV_2020601.pdf
- 関西電力プレスリリース
https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2020/pdf/0710_1j_01.pdf
https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2023/pdf/20230201_1j.pdf
- 四国電力プレスリリース
https://www.yonden.co.jp/press/2020/_icsFiles/afieldfile/2020/10/29/pr007.pdf
https://www.yonden.co.jp/press/2021/_icsFiles/afieldfile/2022/01/20/pr004.pdf
- 九州電力プレスリリース
https://www.kyuden.co.jp/press_h200422-1.html
https://www.kyuden.co.jp/press_h220516-1.html
- 住友商事プレスリリース
<https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2021/group/14590>
- 中国電力プレスリリース
<https://www.energia.co.jp/assets/press/2021/p20210816-1a.pdf>
- 東京電力プレスリリース
https://www.tepco.co.jp/press/release/2021/1653275_8711.html

メタン排出管理に関する国内外の動向

松倉 誠也* 橋本 裕**

1. はじめに

現在、世界中の石油・天然ガス関連企業が、脱炭素社会の実現を目指し、温室効果ガス (Greenhouse Gas, GHG) の削減に取り組んでいる。これまで GHG の代表格として、二酸化炭素 (CO₂) への対策が国際的な枠組みの下で進められてきたが、近年メタン (CH₄) でも同様の動きが広がり、新たな局面を迎えている。また、日本が世界最大の輸入量を誇る液化天然ガス (Liquefied Natural Gas, LNG) においても、上流開発・輸送・消費のバリューチェーンにおけるメタン排出の測定・報告・認証 (Measurement, Reporting and Verification, MRV) に関する方法論などが既に世界中で議論され始めている。これらメタン排出管理の取り組みが活発化している要因には、CO₂と比較して、メタンの温室効果は100年間で28倍、20年間で84倍程度と相対的に高い点が挙げられる。加えて、自然放出や農業由来のメタン排出と比較して、エネルギー由来のものは抑制の余地が大きいとされる点がある。これらの背景から、石油・天然ガス輸出国である米国では既にメタン排出を抑制する政策を進めており、一大需要地の欧州でも2020年10月に策定されたEUメタン戦略に基づき、MRVの標準化作りを進めている。さらに2021年11月には、英国主催のCOP26において、2030年までに2020年比でメタン排出量を世界全体として30%削減するGlobal Methane Pledge (GMP)の取り組みに100カ国以上が参加するに至り、2022年11月にエジプト主催のCOP27で同取り組みは150カ国以上に拡大した。本稿では、近年急激な拡大を見せるメタン排出管理の動きについて、世界の現状や取り組みを紹介し、日本の対策及びその課題等をまとめる。

2. 世界のメタン排出の状況

本章では各国政府が算出するメタン排出量の報告値、及び研究機関の取りまとめた推定データを分析し、世界のメタン排出量の状況を整理する。

2-1. IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change, 気候変動に関する政府間パネル)

気候変動に関する政府間パネル (IPCC) は、世界気象機関 (WMO) 及び国連環境計画 (UNEP) によって1988年に設立された政府間組織であり、現在195の国や地域が参加している。IPCCは気候変動に関する最新の科学的知見について評価を行い、2種類の報告書 (定期的な報告書、テーマを限定した特別報告書) を作成している。

* 元 (一財) 日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループ 主任研究員

** (一財) 日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループマネージャー 研究主幹

	科学的な知見 (IPCC)	国際交渉 (UNFCCC)
1990年	1990年 第1次評価報告書 (FAR)	1992年 国連環境開発会議 (地球サミット)
1995年	1995年 第2次評価報告書 (SAR)	1994年 気候変動枠組条約発効
2000年	2001年 第3次評価報告書 (TAR)	1997年 COP3(京都) 京都議定書採択
2005年	2007年 第4次評価報告書 (AR4)	
2010年		2010年 COP16 (カンクン合意)
2015年	2013-14年 第5次評価報告書 (AR5)	2015年 COP21 (パリ協定)
2020年	2018年 1.5度特別報告書	2021年 COP26 (パリ協定ルールブック完成)
	2021-22年 第6次評価報告書 (AR6)	

図1 IPCC と UNFCCC の関係

出典：資源エネルギー庁

IPCC の定期的な報告書は、1990 年の「第 1 次評価報告書 (FAR)」から始まり、5~8 年に一回程度の頻度で作成され、2023 年 3 月に「第 6 次評価報告書 (AR6)」統合報告書が公表された。これら IPCC の報告書は、世界中の政策決定者から引用され、気候変動枠組条約 (UNFCCC) を始めとする国際交渉や、国内政策のための基礎情報となっている。

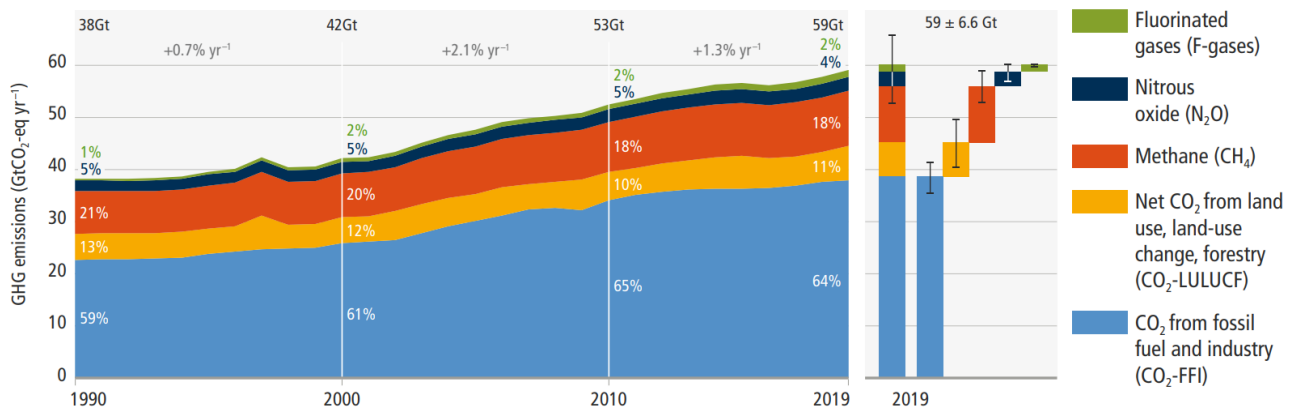


図2 世界全体の正味の人為的 GHG 排出量 (1990-2019)

出典：IPCC 第 6 次評価報告書 (第 3 作業部会) (2022)

2021 年 8 月公表の IPCC 第 6 次評価報告書 (第 1 作業部会) によると、「工業化以前の時代以降の大気中の CO₂、CH₄、及び一酸化二窒素 (N₂O) の増加は、人間活動によって引き起こされたことに疑う余地がない」と評価された。また、同報告書では、世界全体の GHG 排出量の構成は、2019 年に CO₂ が 75% (うち化石燃料由来が 64%)、CH₄ が 18%、N₂O が 4%、残りがフロン類 (フッ素化ガス) 等の 2%とされる。その中で CH₄ 濃度は、過去 10 年間 (2010~2019 年) に平均 7.6 ± 2.7 ppb (1 ppb = 1 mg / 10³ kg) /年の割合で増加したが、過去 6 年間 (2014~2019 年) は 9.3 ± 2.4 ppb/年と加速しており、支配的な要因は人間活動由来とされた。特に、2007 年以降は、主に化石燃料及び農業 (大半が家畜由来) が主因とされる。

2-2. IEA (International Energy Agency, 国際エネルギー機関)

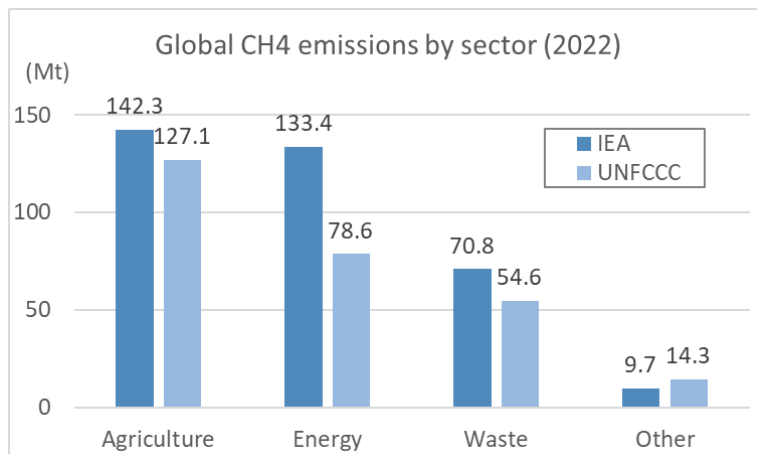


図3 世界のメタン排出量データの差異 (IEA 対 UNFCCC) (2022)

出典：IEA Methane Tracker 2023 より著者作成

2023年2月に公表された、国際エネルギー機関 (IEA) の Global Methane Tracker 2023 によると、そのメタン排出量は UNFCCC など諸国政府が公式に報告する値よりも全体的に大きいとしており、各々の集計方法に関して、改善の余地は大きいと推定される。特に、エネルギー部門でのメタン排出は公式報告値よりも70%大きいとしており、排出係数などへの実測値の反映などの業界の取り組みが今後期待される。

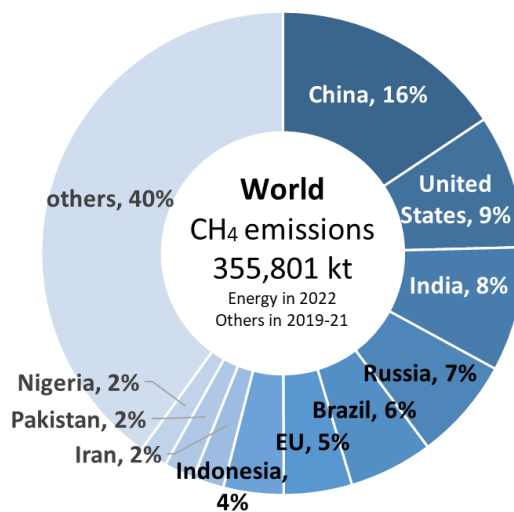


図4 世界のメタン排出量 (国別シェア)

出典：IEA Methane Tracker 2023 より著者作成

IEAによると、世界のメタン排出量は、2022年に3億5,580万トンと推定され、前年の3億5,689万トンから0.3%減少した。国別での最大は中国の5,568万トン (シェア16%) となり、次いで米国の3,184万トン (同9%)、インドが2,967万トン (同8%) と続く。日本は154万トン (同0.4%) となっている。

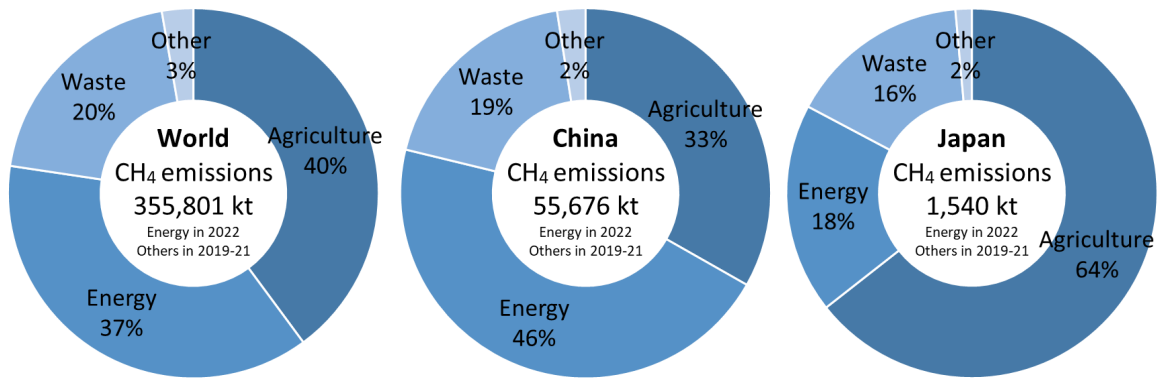


図5 メタン排出量の国別構成比 (世界、中国、日本) (2022)

出典：IEA Methane Tracker 2023 より著者作成

IEAによると、世界の最も大きなメタン排出源は、農業由来の40%とされ、次いでエネルギー由来の37%、廃棄物由来が20%、その他が3%と続いている。しかし、中国ではエネルギー由来が46%、日本では農業由来が64%と、各国の状況により注力すべき分野は様々である。

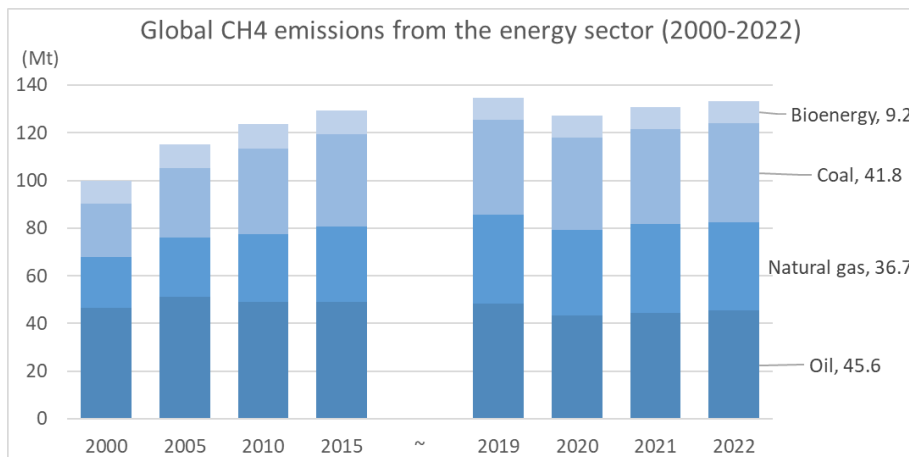


図6 世界のエネルギー起源メタン排出量の推移 (2000-2022)

出典：IEA Methane Tracker 2023 より著者作成

IEAによると、エネルギー部門のメタン排出は2022年に1億3,330万トンと、前年の1億3,090万トンより2%増加したが、過去最大となった2019年の1億3,470万トンよりも低下した。直近10年間ではその排出量はほぼ横ばいとなり、各国の排出量削減の取り組みが一部、功を奏している可能性がある。

3. 世界のメタン排出管理に関する動向

本章では、メタン排出管理を主導する米国と欧州を中心とし、各国の政策動向について記載する。また、メタン排出量の計測・報告・認証 (MRV) の枠組みである OGMP 2.0 やそれらのチェック機関である IMEO、世界のメタン排出削減を目指す共同目標 GMP など、それぞれの動向をまとめる。

3-1. 米国の動向

米国オバマ政権において、米国環境保護庁 (EPA) は、2012年8月に石油・天然ガスの排出源区分に対する新

規排出源性能基準の見直し (New Source Performance Standards, NSPS 2012) を発表した。その後、オバマ政権は、2013年6月に国内GHG排出を抑制する気候行動計画 (Climate Action Plan to cut the pollution) を発表し、2014年3月にメタン排出削減戦略 (Climate Action Plan - Strategy to Reduce Methane Emissions) を制定した。その後、2016年5月にはEPAが石油・天然ガス生産からのメタン排出を管理する新たな規制 (NSPS 2016) を採択した。しかし、2017年1月にトランプ政権が誕生後、2019年8月にEPAの同排出規制を撤回し、2020年9月に輸送・貯蔵部分の対象ガスからメタンを削除した。

そして、2021年1月に民主党のバイデン大統領が就任し、2021年4月に米連邦議会上院は、オバマ政権が設定した2012、2016年の石油・ガス事業からのメタンガス排出規制 (NSPS) を復活するメタン排出規制復活案を採択した。また、2022年1月に米国は、メタン排出削減行動計画 (U.S. Methane Emissions Reduction Action Plan) を制定し、2022年8月にインフレーション抑制法 (Inflation Reduction Act, IRA) を発表。メタン削減技術の早期実施のインセンティブを与え、一定基準を超える排出がある石油・ガス設備に排出課金を行うとした。さらに、2022年11月にEPAはメタン規制を拡大、国内の全掘削サイトで漏洩を発見し塞ぐことを掘削業者に義務付けるなど、矢継ぎ早にメタン排出抑制の政策を進めている

3-2. 欧州の動向

2020年10月、欧州委員会 (EC) は、メタン排出削減に向けたEUメタン戦略 (EU Methane Strategy) を公表した。同戦略では、欧州、国際面でのメタン排出削減諸策を示し、エネルギー、農業、廃棄物部門での法的、非法的諸策を提案した。

また、2021年12月にECは、EUメタン排出管理法案 (ガス法案パッケージ) を発表した。同法案では、3つの政策改正案、(1) ガス消費を天然ガスから再生可能及び低炭素ガスに移行、(2) エネルギー部門のメタン排出削減、(3) 建物のエネルギー性能、を示した。特に (2)メタン排出削減の規制は、化石燃料のフレアリング、ベンティングの禁止 (Ban on Routine Venting and Flaring, BRVF)、EU加盟国へのメタン排出監視、諸企業への漏洩検知・修理義務 (Leak Detection And Repair, LDAR) を導入、輸入化石燃料に関する供給者側のMRV手法・排出削減手法に関する情報の提出義務などを定めた。

さらに、2022年12月、欧州理事会 (首脳級) は、エネルギー部門のメタン排出追跡・削減案への原則合意に達し、石油・ガス・石炭部門にMRVの新たな義務を導入するとした。同案では、石油・ガス操業企業は、メタン排出を測量・報告を作成し、第三者の検証が必要となり、EUのエネルギー輸入のメタン排出も追跡されることとなる。また、新規則では、EUへの石油、ガス、石炭輸入からのメタン排出透明性向上のため、グローバルのモニタリングツールを推進する、などが定められた。今後の焦点は、欧州議会での審議に移る。

3-3. OGMP (Oil and Gas Methane Partnership)

2020年11月、OGMPは、メタン排出量の計測・報告・認証 (MRV) の新たな枠組み OGMP 2.0 を発表した。前身のOGMP 1.0は、2014年の国連気候サミットにて、石油・ガス産業におけるメタン対策の自主的枠組みとして設立された。OGMP2.0 枠組みは、国連環境計画 (UNEP)、欧州委員会 (EC)、環境防衛基金¹ (EDF)、及びCCAC (Climate And Clean Air Coalition) などが中心となり設立された。2014年前身のOGMP 発足当初6社であったパートナー企業は、2023年3月現在で98社まで増加している。現時点で日本企業は不参加だが、LNG市場への影響力の大きさからも、OGMP 2.0への参加が期待されている。

¹ EDF (Environmental Defense Fund) は、1967年に米国で設立された非営利団体。漁業・環境・エネルギーの関係者など向けに協力支援を通じた活動を行っている。日本でも2016年に活動を開始し、2020年に一般財団法人格を取得。

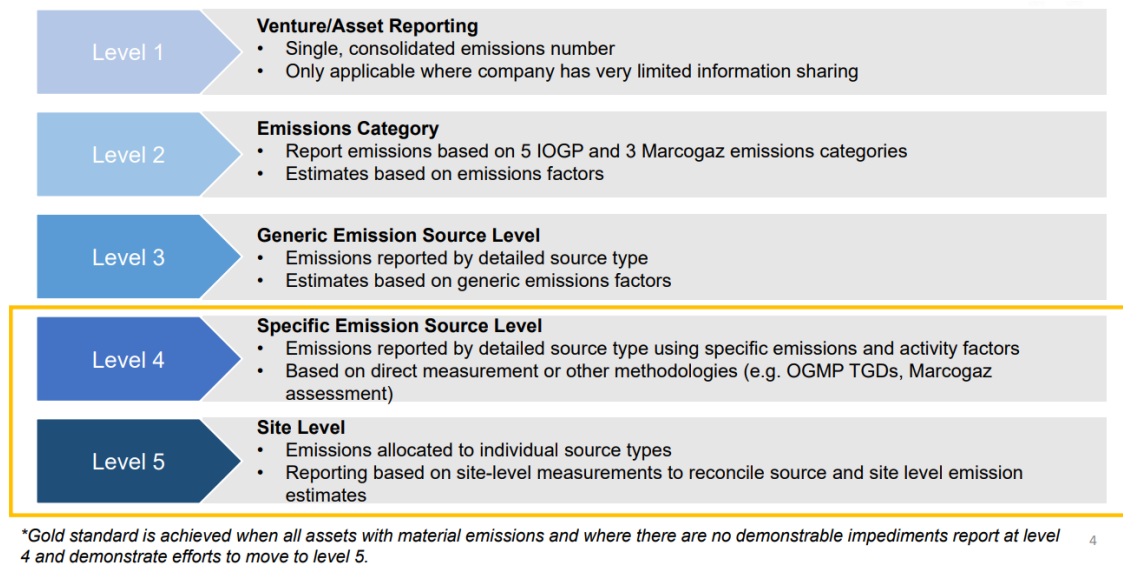


図7 OGMP 2.0 におけるメタン排出量計測・報告の5段階レベル

出典：UNEP

OGMP 2.0 の排出量の計測・報告は5つのレベルに分別される。このうち、Level 1-3 では排出係数を用いた定量化であり、Level 4-5 では直接計測を用いた定量化が求められる。特に後者は Gold Standard と呼ばれ、Level 4 は現場測定などの Bottom Up 型、Level 5 はドローンや人工衛星などの Top Down 型の直接計測が求められる。また、参加企業は、取り組みへのコミットが加盟条件とされ、期限までの実現が絶対条件ではない。さらに、報告データは部門・排出源別のみ公表され、個別資産ベースでは公表されない。メタンのみを対象とし、CO₂等の他の GHG は対象外である。また、排出源は Scope 1 のみが対象で、Scope 2, 3 は対象外となり、CO₂ベースの排出量計算には、地球温暖化係数²（GWP）は72-85倍の使用が推奨される。そして、OGMP 2.0 Technical Guidance Document（TGD）が発行されており、主要な排出源について Level 3 と4の具体的な方法論が示されている。ただし、事業主は異なる方法論を採用することも可能で、その場合は TGD と同等である証明が必要となる。

3-4. IMEO (International Methane Emissions Observatory)

2021年3月、国連環境計画（UNEP）が欧州委員会（EC）と協力し、OGMP 2.0 報告のチェック機関として、国際メタン排出観測所（IMEO）創設を発表した。IMEO の役割としては、OGMP への報告を通じて企業のデータを収集し、排出量推計の正確性を高め、メタン排出状況に関する年次報告書を公表することにある。さらには、衛星による観測データを提供することで、企業の排出量報告を確認・裏付け・補完することが最大の目的となる。2021年10月にはG20サミットにて同観測所の発足が報告され、OGMP 2.0/IMEO 初となる年次報告書 IMEO 2021 Report が公表された。同報告書においては、会員企業74社のうち、64社（上流12、中流33、下流19）が報告書を提出した。また、2022年10月にはIMEO 2022 Report が公表され、新たに13社（上流10社、中下流3社）が加わり、報告レベルとして、上流36%、中流56%、下流10%が Level 4（Gold Standard）を達成するなど前年比で向上している。

3-5. OGCI (Oil and Gas Climate Initiative)

2014年1月の世界経済フォーラム（ダボス会議）にて、石油・ガス業界の上流部門による自主的な取り組みとして、気候変動に対する協力協調を意味ある行動へと加速させる OGCI の構想が発表され、2014年9月の国連

² CO₂の温室効果影響を1とした地球温暖化係数（Global Warming Potential, GWP）において、メタンのGWPは100年間で28倍、20年間で84倍程度と温室効果が相対的に高いとされる。

気候変動サミットにて発足した。メンバー企業として、bp, Chevron, Shell などの石油メジャーズや国営会社等が 12 社³ 参加し、これらの企業で世界の石油・ガス生産の約 30%を占める。

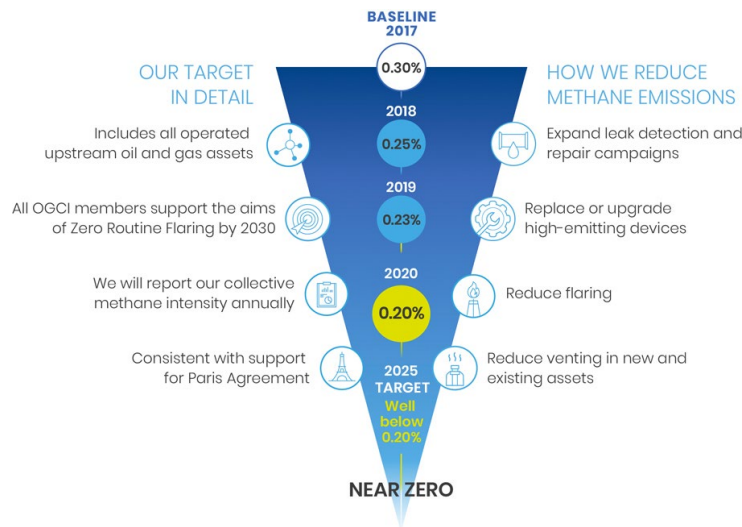


図8 OGCI のメタン強度削減のターゲット

出所：OGCI

OGCI のターゲットは、石油・ガス業界（上流部門）における平均メタン強度を、2017年のベースラインである 0.30 %から、2025 年までに 0.20 %を下回るレベルにまで削減することを目標としている。また、OGCI は 2016 年 11 月に今後 10 年間で 10 億米ドル規模を投資するファンド OGCI Climate Investments を設立した。エネルギー、産業、建物、商業輸送の各分野における低炭素ソリューションのグローバルな実施を加速させることを目指し、2023 年 3 月現在で 31 件（メタン排出削減 10 件、CO₂削減 12 件、CO₂リサイクル 9 件）の技術やプロジェクトに投資している。

さらに、OGCI は、2020 年 7 月に GGFR⁴ およびコロラド州マインズ校のペイン公共政策研究所（PIPP）と共同で、世界中の石油生産拠点におけるガスフレアリングデータのマッピングや可視化等の特徴としたオンラインプラットフォーム Global Gas Flaring Explorer を開発するため、約 100 万米ドルの資金及び技術を援助すると発表した。世界銀行が 2015 年に提唱し、2030 年までに日常的なフレアリングを終わらせることを目指す Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) Initiative における監視・実証の向上が期待されている。その後、2022 年 6 月に各国は GGFR を支援するために 400 万米ドル（米国 150 万米ドル、ドイツ 150 万米ドル、ノルウェー約 100 万ドル）の拠出を発表している。

そして、OGCI は、2022 年 3 月に業界主導の取り組みとして自ら操業する石油・ガス資産からのメタン排出を 2030 年までにはほぼゼロとすることを目指す Aiming for Zero Methane Emissions Initiative の発足を発表した。2022 年 6 月に QatarEnergy が同イニシアティブへの参加を発表し、当初 12 社の締結企業以外で参加する最初の企業となった。同年には Wintershall DEA、Neptune Energy、豪 Woodside Energy が続いた。さらに、2023 年 2 月には日揮ホールディングスが日本企業初となる参加を発表するなど、2023 年 3 月現在で 40 社以上が参加している。

3-6. GMP (Global Methane Pledge)

2021 年 9 月、米国ホワイトハウスは、エネルギーと気候に関する主要経済国フォーラム（MEF）において、

³ OGCI メンバーについて、2018 年時点ではメキシコ PEMEX も加入していたが現在は脱退している。

⁴ GGFR (Global Gas Flaring Reduction Partnership)は、世界銀行が主導する、政府、石油会社、多国間組織からなるマルチドナー信託基金。世界中の石油生産現場における日常的なガスフレアの廃止を目指している。

世界のメタン排出を2030年までに2020年比30%以上削減する Global Methane Pledge (GMP) を発表した。同9月には、第2回 QUAD (日米豪印) 首脳会合が米国で開催され、GMP への参加を日本が表明している。また、2021年11月に英国主催の COP26 において、米国、欧州連合 (EU) に加えて103ヶ国が、世界的なメタン排出を削減するため、GMP を発足した。さらに、2022年11月にエジプト主催の COP27 において GMP への参加国は150カ国以上に拡大した。

そして、2022年6月に米国、EU および11カ国 (日本を含む) は、気候変動対策とエネルギー安全保障の両方を前進させる Global Methane Pledge Energy Pathway (GMPEP) の開始を発表した。同取り組みにおける石油・ガス部門におけるフレアリングとメタン排出の削減は、費用対効果が高く、気候変動への対応や大気環境の改善、世界のガス供給への貢献にも効果があるとしている。

また、2022年11月に国際連合 (UN) と IMEO は、メタン排出検知の新衛星システム MARS (Methane Alert and Response System) を発表した。企業が報告するメタン排出量を科学的に裏付け、経年的な変化を計測・監視することが目的となる。同取り組みは、GMPEP の枠組みにおいて、欧州委員会、米国政府、Global Methane Hub、Bezos Earth Fund から初期の資金拠出を受けて、構築されている。

4. メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワーク

本章では、メタン排出に関連した主な MRV の方法論や計測技術、及び LNG サプライチェーン上の事業者が実施する排出量の算定方式や枠組み作成などの取り組みをまとめる。これらの背景の一例として、2019-2021年頃に導入が進んだカーボンニュートラル (CN) LNG があるが、オフセットの詳細ルールなどが決まっておらず、「グリーンウォッシング」との批判を受けたことがある。

4-1. 主な GHG 排出量算定用/報告用の規格ガイドライン

(1) EPA (U.S. Environmental Protection Agency): 1970年に米国環境保護庁(EPA)が設立され、2010年に EPA Mandatory Greenhouse Gas Reporting Rule (GHGRP) が発表された。EPA GHGRP の目的は、正確かつタイムリーな GHG データを関係者に提供することにある。年間25,000トン以上のCO₂換算量の直接排出施設が対象で、放出・燃焼等によるGHG排出につながる特定製品の供給事業者は、EPA への年次報告書の提出が義務付けられている。

(2) API (American Petroleum Institute): 1919年に米国石油・天然ガス部門の規格設定団体 API が設立された。石油ガス業界のGHG排出量の算定、会計、報告、特性評価の相互補完的なAPI 関連規格ガイドラインを5種類 (①API Compendium : 算定手法、②Guidelines : 会計・報告方法、③API Template : 報告の標準化、④Sustainability Guidance : 持続可能性レポート作成要領、⑤Uncertainty Document : データ品質の向上) 作成している。

(3) AGA (American Gas Association): 1918年に米国ガス供給業界団体として米国ガス協会 AGA が設立された。ガスバリューチェーンに関連する企業の ESG 取り組みを支援する目的で NGSI (Natural Gas Sustainability Initiative) 関連規格ガイドラインが発行されている。

(4) Marcogaz: 1968年に欧州ガス産業の代表団体として Marcogaz が設立された。Marcogaz 関連規格ガイドラインとして、2019年10月に Assessment of methane emissions for gas Transmission and Distribution system operators が発行された。また、メタン排出定量化の規格を作成するため、2020年8月に MARCOGAZ methane emissions reporting template を発行し、欧州標準化委員会 (CEN) に提出された。さらに、2020年10月に Guidance for the MARCOGAZ methane emissions reporting template を発行し、同テンプレートは OGMP 2.0 の報告用として採用されている。

(5) MiQ: 2020年12月に米国RMIと英国SYSTEMIQによって、メタンに関する第三者監査機関としてMiQが設立された。メタン排出管理に関する評価を行うためのルールブックとして、独自のフレームワークMiQ Standardを作成している。MiQ Standardでは、三つの基準(①Methane Intensity、②Company Practices、③Monitoring Technology Deployment)の達成度に応じて報告対象設備のA-Fの格付け(Grading System)がなされる。近年の動向としては、2023年1月にMiQは、1年間で米国ガス生産の17%を監視・格付けし、bp、Exxon、Chesapeakeなど10社が認証を取得したと発表している。

(6) GIIGNL (International Group of LNG importers) : 1971年にLNG輸入者業界団体としてGIIGNLが設立された。現在、27か国・86社の会員企業から構成され世界のLNG輸入量90%以上を取り扱っている。2021年11月、LNGカーゴに伴う全てのGHG排出を織り込む、GHG排出報告・オフセティング枠組(GIIGNL MRV and GHG Neutral LNG Framework)を発表した。同指針のCNL共通用語として4区分(①GHG footprint、②GHG Offset、③GHG Offset with Reduction Plan、④GHG Neutral)が規定されており、カーゴ毎のGHG量計測が推奨される。近年の動向として、2023年1月にShellが初めて同枠組に沿ったLNGを、豪州ゴーンLNGから台湾CPCに納品したと発表している。

4-2. 主な計測技術：人工衛星、ドローン、OGI カメラ

本節では、計測技術調査で一般的に用いられている、人工衛星、ドローン、OGI (Optical Gas Imaging) カメラについて、その特徴や主な取り組みをまとめる。

4-2-1. 人工衛星 (Top Down)

人工衛星によるメタン排出の広域観測は、技術進展とともにその有用性が確認されているものの、現時点では排出量を定量的に見積もることは困難とされる。人工衛星の強みとして、広範囲、高頻度、長期にわたる計測が可能である点がある。一方で、弱みとして、測定結果は二次元的であり、検出限界として漏洩量が大规模なものに限られ、細部の漏洩は計測不能、雲量など天候の影響を受けやすく、海上プラント等では海面による反射の影響から計測が不可能である点が挙げられる。

有力計測会社としては、監視衛星技術専門会社GHGSatや総合計測会社Scepter、環境情報企業Kayrrosなどが挙げられる。近年の動向として、2023年1月にKayrrosは、メタン排出源に関する世界的なデータを利用可能とするため、UNEPと連携し、自社データをIMEOに提供するとした。

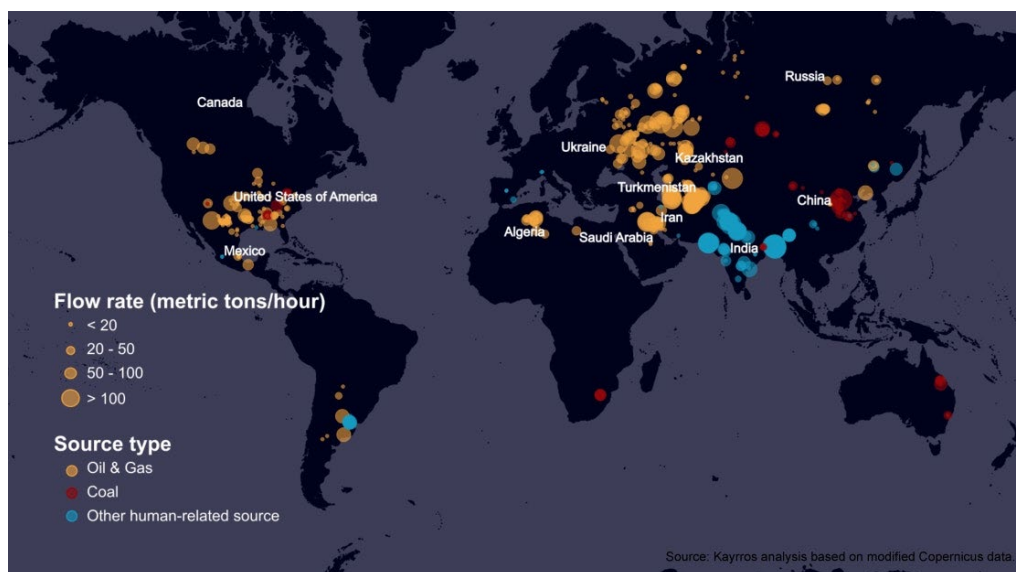


図9 人工衛星で検出された人間活動によるメタン排出(2022)

出典：Kayrros

人工衛星計測の成果として、2022年2月には科学雑誌 Science に、メタン排出に関する論文「Chasing after methane's ultra-emitters」が発表された。同論文では、2019-2020年に衛星により検知された1時間当たり25トン以上のメタン排出事象をウルトラエミッターとして1,200件以上が観測されたが、これらは国別の温室効果ガスインベントリには含まれていないとした。また、これらは6大石油・ガス生産国（トルクメニスタン、ロシア、米国、イラン、カザフスタン、アルジェリア）が大多数を占めるとした。

4-2-2. ドローン (Top Down / Bottom up)

ドローンは、人工衛星よりも低コストかつ offshore 等海上プラントで実施できる方法として有望とされ、費用対効果の点では最も進展しているとされる。また、ドローン計測の強みとして、3次元的な計測、エリアレベルの定量化、要素毎の漏洩特定、アクセス困難な箇所での計測、セットアップが簡単な点が挙げられる。一方で、弱みとして、要素毎の定量化困難、積載重量の制限、非防爆、国内法規による規制の有無などがある。また、有力計測会社としては、SeekOps などが挙げられる。

4-2-3. OGI (Optical Gas Imaging) カメラ：光学ガス画像化 (Bottom up)

OGI カメラ（光学ガス画像化）は、人工衛星やドローンなどよりも、より定量的に観測できる方法とされる。計測の強みとして、継続計測や微量な漏洩も計測可能な点が挙げられる。一方で、弱みとして、固定センサーでの計測可能エリアが限定的であり、電源やネットワークのケーブル敷設が必要な点が挙げられる。有力計測会社としては、FLIR などが挙げられる。

4-3. 主な上流事業者の取り組み（生産部門）

4-3-1. QatarEnergy, PavillionEnergy, Chevron; SGE Methodology

2020年4月、シンガポール Pavilion Energy は、2023年から5年間、年間最大200万トンのLNG引き渡しを募集すると共に、井戸元から荷揚基地までの排出を対象にGHG 測量・報告方法の構築・実施での協力を供給者に要望した。その後、2020年11月に Qatar Petroleum（当時）が、Pavilion Energy と取引を締結し、当該 LNG 供給のカーボンフットプリントの削減を目指す環境条件を含む、初の長期 LNG 取引となった。そして、2021年11月に、Pavilion Energy、QatarEnergy、Chevron は、LNG カーゴの温室効果ガス排出ステートメント(Statement of GHG Emissions, SGE)を作成するための定量化・報告方法を発行したと発表した。この SGE Methodology は、GIIGNLによるMRV and GHG Neutral Framework 取り組みと補完関係となるとした。

4-3-2. Cheniere Energy, CE Tags

米国 Cheniere Energy は、2021年8月にGHG排出の評価法を改善するLNGライフサイクルアセスメント(Life Cycle Assessment, LCA)分析の公表を発表した。同分析は、Cheniere のLNG供給チェーン特有のGHG排出データを活用しており、Cheniere の Cargo Emissions Tags (CE Tags) に含まれるGHG排出推計の基本分析ツールとなる。また、2022年4月にCheniere Energy は、自社のLNG供給チェーンにおけるGHG排出の測量・監視・報告・証明(QMRV)実施に、天然ガス中流部門企業、メタン検知技術提供企業、コロラド州立大学などの大学研究部門と協力することを発表した。QMRV実施では、地表、中空、ドローンによる排出監視技術を組み合わせて利用するとした。さらに、2022年10月にCheniere Energy は、OGMP 2.0に参加したことを発表した。また、自社が生産する各カーゴのGHG排出を推定するカーゴエミッションタグ(CE Tags)の買主向け発行の開始も発表している。

4-3-3. オイルメジャー5社 (International Major Company)

(1) ExxonMobil : 2021年9月に同社は、ニューメキシコ州 Permian Basin の Poker Lake 施設にて、天然ガス生産のメタン排出管理において、認証機関 MiQ から最高等級 A を得たと発表した。さらに、2022年4月に Permian Basin 設備の天然ガス生産日量2億立方フィートが、メタン排出管理に関して、最高等級 A を MiQ か

ら受け、石油随伴天然ガス生産の認証を受けた初の企業となったとした。

(2) Chevron : 2022年5月に自社のメタン排出検知・削減について、地表及び上空など複数のアプローチで向上に取り組んでいることを明らかにした。また、2023年2月には、Chevron New Ventures とエジプト石油鉱物資源省 (MOPMR) は、メタン排出削減に関するベストプラクティスおよび専門知識を共有するための覚書 (MOU) に調印したと発表した。

(3) TotalEnergies : 2022年5月に自社の上流石油・ガス操業現場で、ドローン搭載の排出検知・測量を開始することを発表した。これには、フランス国立科学研究センター (CNRS)、Reims Champagne Ardenne 大学と共に開発した、メタン、二酸化炭素を検知、同時に排出源を特定できるドローン搭載の小型複合センサーの AUSEA (環境対策用中空計量検知器) 技術を用いる。同社は、2020年比で2025年までに50%、2030年までに80%のメタン排出削減を実現するとしている。

(4) bp : 2022年3月に bp ventures は、ドローンを使ってメタンガスの監視・測定を支援する無人航空機 (UAV) 事業のパイオニアである Flygix に300万ユーロを出資したと発表した。さらに、2023年3月に bp の米国・陸上天然ガス生産事業者 bpx Energy が、同国テキサス州およびルイジアナ州で運用する全ての陸上施設に対して、MiQ 認証を取得したと発表している。

(5) Shell : 2020年に同社は、拠点の一つである米国 Permian Basin の400サイト以上でドローンを活用し、メタン漏洩検知・修理 (LDAR) を強化すると発表した。同社は、2025年までにメタン排出強度を0.2%以下とすることを目標とし、オペレーターを務める全ての石油・ガス資産を対象としている。

4-4. 中流事業者の取り組み (輸送部門)

メタン排出は LNG のバリューチェーン上などで発生しており、液化施設や LNG 輸送船への LNG 移送中に漏洩が発生する事象もある。また、船積み時に、BOG (Boil Off Gas、タンクへの入熱より一部が蒸発したもの) が排出され、船舶用エンジンでの未燃ガス (メタンスリップ) として発生する場合もある。

IEA によると、世界 LNG 貿易に関する詳細データ及び人工衛星 GHGSat が測定したデータに基づき、2022年の LNG 液化基地及び海運からの総メタン排出量は約40万トンと推定され、これは世界の年間 LNG 輸送量約4億トンの約0.1%に相当するとされる。

また、国際連合 (UN) の専門機関の一つである国際海事機関 (International Maritime Organization, IMO) が、船舶燃料の GHG 排出量に関する LCA (Life Cycle Assessment) ガイドラインの検討を進めている。現在、日本・豪州・ノルウェー・欧州委員会 (EC) が共同で作成した船舶燃料のライフサイクル全体での GHG 排出量評価ガイドライン (LCA ガイドライン) 案をベース文書として検討が進められ、2023年7月の MEPC 80 (第80回海洋環境保護委員会) で最終化される予定としている。

さらに、2022年9月に、Lloyd's Register が設立した Safetytech Accelerator が、海運上のメタン排出削減のイニシアティブ Methane Abatement in Maritime Innovation Initiative (MAMII) の発足を発表した。当初は、Maran Gas Maritime、Shell、などの7社が支援することとなった。また、MAMII は最初の6ヶ月間で、油井から船までの LNG 燃料の状況をマッピングし、主要測定値や船上測定するための潜在的な新技術を特定したとしている。さらに、2023年3月には、国際的な LNG 船主・運航企業である CoolCo、商船三井 (MOL)、TMS Cardiff Gas など7社が、MAMII に加入したと発表した。

5. 日本の動向

本章では、国立環境研究所・温室効果ガスインベントリオフィスのデータを基に、日本が排出する GHG とメタン排出状況に触れた後に、それらの排出抑制のために日本政府が進める取り組みや、エネルギー事業者の対策をまとめる。その後、日本企業が持つ、国外での排出抑制の貢献可能性について記載する。

5-1. 日本の温室効果ガスとメタン排出状況

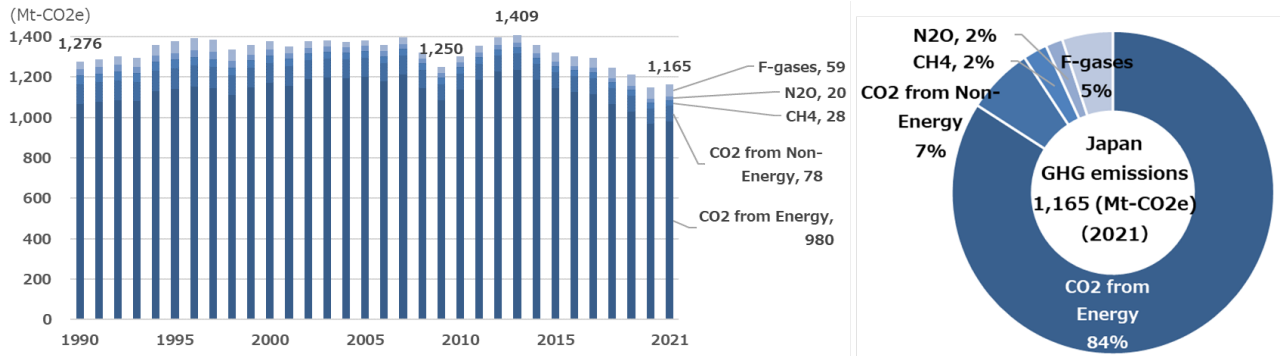


図10 日本のGHG排出量(1990-2021年度) ※2021年度は暫定値

出所：国立環境研究所・温室効果ガスインベントリオフィスのデータを基に著者作成

2023年2月時点の国立環境研究所⁵による暫定データによると、2021年度の日本の総排出量は11億6,500万トン(CO₂換算)と過去最大の2013年度14億900万トンから17%減少している。また、そのうちメタン排出は、2021年度(メタンのGWPを25とした場合の暫定値)は2,833万トン(CO₂換算)とGHG全体の2.4%を占める。

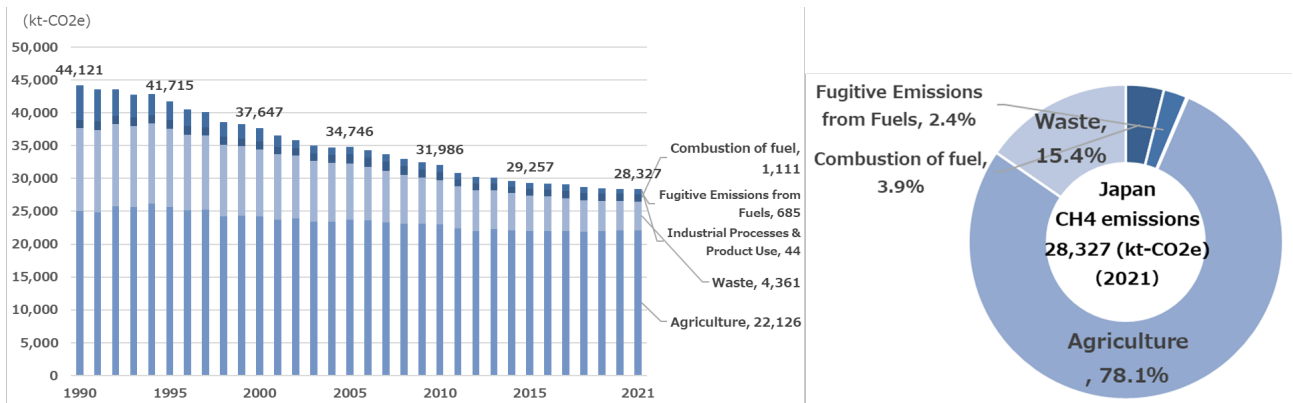


図11 日本のメタン排出量(1990-2021年度) ※2021年度は暫定値

出所：国立環境研究所・温室効果ガスインベントリオフィスのデータを基に著者作成

日本のメタン排出量(CO₂換算)は、1990年から2021年の約30年間で1,579万トン(36%)減少している。また、2021年度(暫定値)のメタン排出量(CO₂換算)2,833万トンの内訳をしてみると、農業由来(家畜の消化管内発酵、稲作等)が2,213万トンと最大の78.1%を占め、次いで廃棄物(埋め立て、排水処理等)が436万トンと15.4%、エネルギー関連180万トンと6.3%を占める。ここで、メタンのGWPを25として換算すると、2021年のメタン排出量は113万トンとなり、IEAが推定する日本のメタン排出量154万トンよりも36%少ない。

⁵ 国連気候変動枠組条約(UNFCCC)の加盟国は例年、国家温室効果ガスインベントリを作成し、報告する義務を負っている。日本では国立環境研究所に温室効果ガスインベントリオフィス(GIO)を設立し、詳細な排出・吸収源とその排出・吸収量算定方法を報告している。

5-2. JOGMEC : GHG・CI ガイドライン

2022年5月、JOGMEC（独立行政法人 エネルギー・金属鉱物資源機構）は、LNG・水素・アンモニアの温室効果ガス排出量及び Carbon Intensity (CI) 算定のための推奨作業指針 (GHG・CI ガイドライン) を策定し、公表した。製造に伴う GHG 排出量の算定手法と、単位あたりの GHG 排出量を示した CI の算定手法についての考え方となる。同ガイドラインは、JOGMEC 事業を通し、日揮グローバルが従事して策定されている。

排出源分類		メタン計測手法 (*1)
燃焼	固定燃焼	ガスサンプリング、赤外線カメラ、ドローン
ベント	フレア・ベント	赤外線カメラ、ドローン
	プロセスベント	赤外線カメラ、ドローン、ハイフローサンプラー
	その他のフレア・ベント	赤外線カメラ、ドローン、ハイフローサンプラー
漏洩	原料輸送や製品製造プロセス	赤外線カメラ、ハイフローサンプラー
メタン管理対象設備全体		衛星、ドローン

注記1：本表は技術検証の結果をもって見直しを行う。

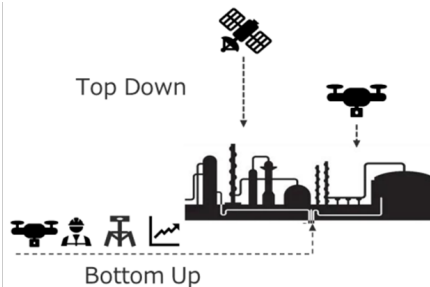


表1 および図12 各排出源種類におけるメタン計測手法と計測イメージ

出典：JOGMEC

2022年9月、日揮HDは、日揮グローバルが、三菱商事などが出資するインドネシアのアンモニア製造販売会社 PT Panca Amara Utama (PAU) と、同国中央スラウェシ州の同社アンモニア製造拠点において、メタンを含む GHG の排出量測定を実施することに合意し、覚書に調印したと発表した。また、これに先立つ 2021年3月には、JOGMEC と三菱商事は PAU 社とアンモニア生産の為の CCS 及び二酸化炭素の利用に関する共同調査を実施することに合意し、インドネシア・バンドン工科大学を含む4者間で覚書に調印している。また、締結した覚書に基づき 2022年11月～12月、PAU 社のアンモニア製造拠点において、アンモニア1トンあたりの GHG 排出量を算定することで同製品の CI 値を算定した。同測定は、JOGMEC 事業の一環として、同ガイドラインを適用させた初めての測定事例となった。今後もアジア諸国の他設備を始めとした同手法の適用など、日本による技術的な貢献拡大が期待される。

5-3. 環境省の動向

(1) 人工衛星プロジェクト GOSAT

国立環境研究所 (NIES)、環境省、宇宙航空研究開発機構 (JAXA) は、宇宙から GHG を観測する人工衛星プロジェクト GOSAT シリーズを推進している。2009年1月に世界初 GHG 観測専用の技術衛星1号機となる GOSAT (GHG Observing SATellite, いぶき) を打上げ、二酸化炭素とメタン濃度の継続的な観測を開始した。また、2018年に2号機の GOSAT-2 (いぶき2号) を打ち上げ、二酸化炭素、メタンに加え一酸化炭素の観測を開始している。さらに、3号機の GOSAT-GW (Global Observing SATellite for GHG and Water Cycle) についても 2024年度の打上げを目指して現在開発を進めている。

近年の主な成果として、2022年3月に GOSAT 観測データより、メタンの全大気平均濃度が 2011～2020年の年増加量の平均値は 8 ppb であったのに対し、2021年の年増加量は 17 ppb と、観測開始以降で最大になったことが判明している。また、2022年11月には、中国のメタン排出量 (2010年から2018年) を解析し、メタン排出量が地域により大きく異なることを明らかにした。特に、中国全体と中国北東部では大幅な増加傾向が見られたとしている。

(2) 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度 (SHK 制度)

SHK 制度は、「地球温暖化対策の推進に関する法律 (温対法)」に基づき、2006年4月から GHG を一定量以上排出する事業者は、自らの排出量の算定と国への報告を義務付け、報告情報を国が公表する制度である。2006年の SHK 制度導入後、国家インベントリ上の算定対象活動は、排出実態や最新の科学的知見等を踏まえ毎年

ように見直しが行われた。一方で、SHK 制度上の算定対象活動は、ほとんど見直しがなく、国家インベントリ上の算定対象活動と乖離していた状況があった。そこで環境省と経済産業省は、2022 年1月に「SHK 制度における算定方法検討会」を設置し、算定方法の見直しについて全5回の議論を行い、2022 年12月に中間取りまとめを公表した。同取り纏めの中で、国家インベントリで用いる地球温暖化係数（GWP）の見直し予定を踏まえ、SHK 制度で用いる GWP を 2024 年報告（=2023 年度排出量）から、メタンは現行の 25 から、見直し後は 28 とすることが示された。

5-4. LNG 事業者による排出量の報告

温対法では、メタンは CO₂ 換算で年間 3,000 トン以上の排出事業者の報告義務があり、Scope1 のみが対象となっている。しかし、日本国内の多くの企業が基準以下の排出量でも、自社のサステナブルレポート等において、自主的に公表を実施している。

表2 国内企業のメタン排出量公表状況（2017-2021）

(Tonnes)			CH4-t					CO2e-t				
Industry	No.	Company	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
City Gas	1	Tokyo Gas	425	354	323	290	290	11,000	9,000	8,000	7,000	7,000
	2	Osaka Gas	77	88	106	58	62	1,925	2,200	2,650	1,450	1,553
	3	Toho Gas	22	19	191	16	36	546	468	4,766	408	891
	4	Shizuoka Gas	7	7	7	7		170	170	176	176	
	5	Hiroshima Gas	11	26	9	10	10	275	650	225	250	250
	6	Saibu Gas	10	10	9	9	7	250	250	225	225	175
Electric Power	1	JERA	-	-	400	400	400	-	-	10,000	10,000	10,000
	2	Hokuriku	20	23	21	20	23	500	575	525	500	582
	3	Chugoku	-	-	-	240	320	-	-	-	6,000	8,000
	4	Kyushu	8	0	0	4	8	200	0	0	100	200
Development	1	INPEX (Domestic)	556	1,040	1,400	640	560	13,892	26,000	35,000	16,000	14,000
		// (Total)	577	5,120	13,160	9,160	4,880	14,417	128,000	329,000	229,000	122,000
	2	JAPEX (Domestic)	5,725	3,823	2,519	1,514	1,114	143,113	95,586	62,975	38,000	28,000
	// (Total)	5,725	3,828	2,519	1,533	1,119	143,113	95,699	62,975	38,480	28,120	
Oil	1	ENEOS	1,659	1,690	1,868	1,713	1,897	41,480	42,259	46,691	42,814	47,431
	2	Idemitsu	-	-	1,986	14,531		-	-	49,650	363,275	
Trading	1	Mitsubishi (MC)	37,680	36,800	34,800	33,600	68,880	942,000	920,000	870,000	840,000	1,722,000
	2	Mitsui & Co.	71,840	36,320	39,880	55,120	53,440	1,796,000	908,000	997,000	1,378,000	1,336,000
	3	ITOCHU	-	0	58	4,729	5,435	-	0	1,459	118,224	135,884

※ Blue Text: Converted value = 25 (CO2e-t/CH4-t), GWP 100

出典: 各社データより著者作成 ※空白は未更新データ

近年では世界的なメタン排出管理の重要性の高まりから、新たに排出量公表を開始する事業者が増加している。また、排出量報告の項目を細分化し、要因別・ガス種別及び国内外別の排出量を公表する企業もみられる。さらには、商社を中心に排出量の対象を拡大し、エネルギー起源 CO₂ 以外の温室効果ガスを段階的に集計・開示し、「豚の飼養及び排泄物の管理に伴う CH₄」や「排水処理に伴う CH₄」、「廃棄物のコンポスト化及び埋め立て処分に伴う CH₄」を対象化する企業もある。

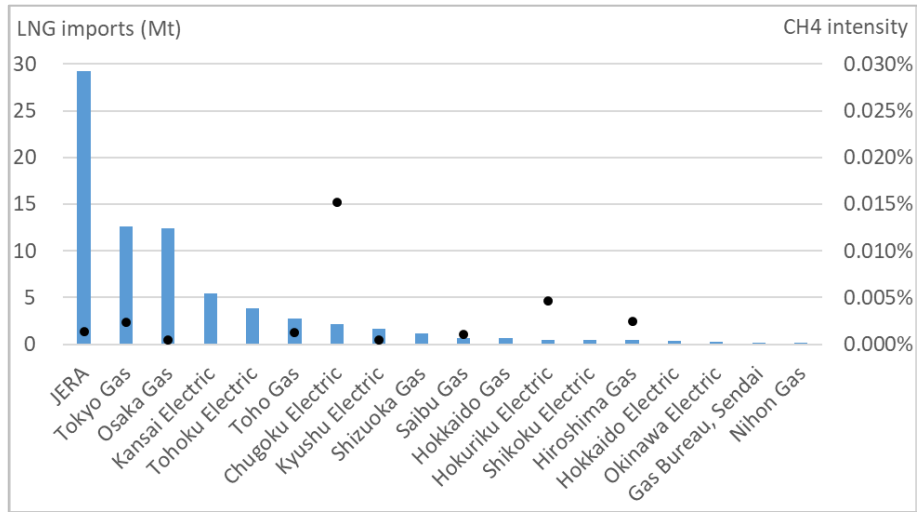


図13 日本企業別のLNG輸入量とメタン排出強度(2021年度)

出典：各社サステナビリティレポート、ガスエネルギー新聞から著者作成

メタン排出に関して、近年積極的に公開されているが、国内企業のメタン排出強度(メタン排出量/LNG消費量)を算出してみると、その値はほとんどが0.005%以下と低く抑制されている。このことは、これまで日本企業が安全対策を背景に培ってきた、漏洩管理が徹底されていることを示している。

例えば、OGMP参加企業の中でLevel 4を2年連続で獲得しているスペインの下流事業者Nedgiaのメタン排出量は2021年に2,140トン、2025年までの排出強度目標は0.022%であり、相対的に大きい。

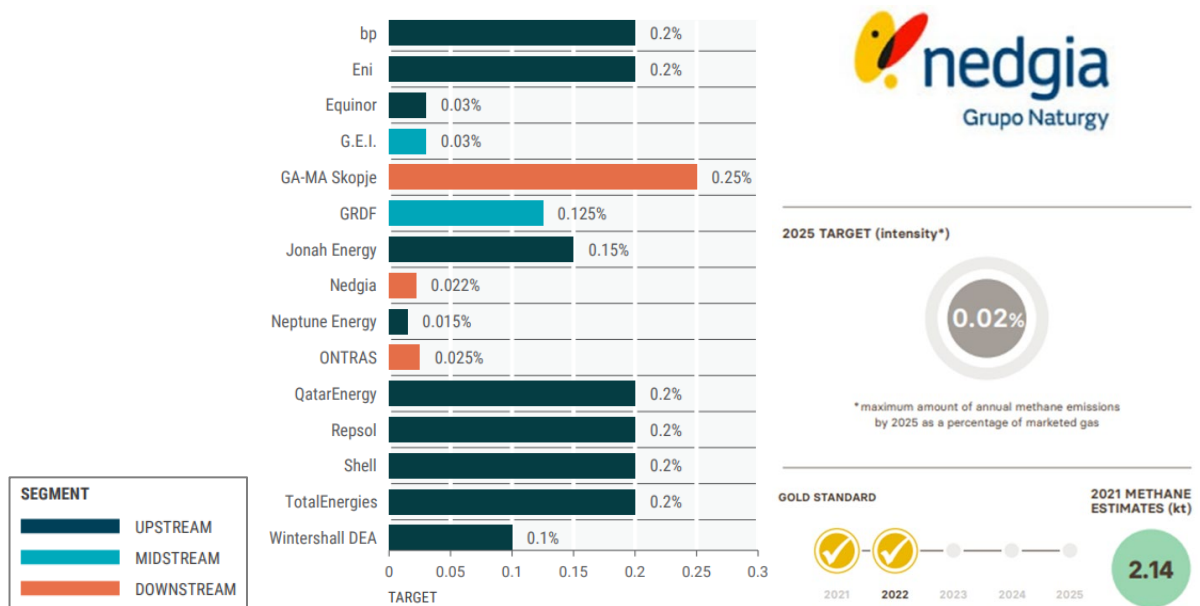


図14 OGMP 2.0 加盟企業のメタン排出強度目標(2021)

出典：IMEO 2021/2022 Report

5-5. 日本の貢献可能性

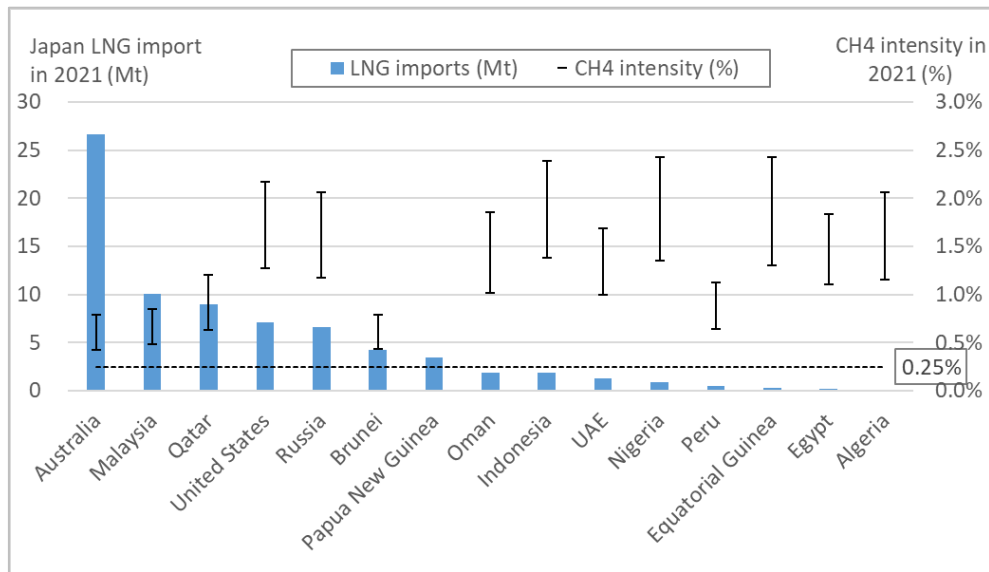


図15 国別の日本LNG輸入量とメタン排出強度(2021年)

※排出強度: (最小) 陸上洋上ガス生産設備のみからの排出量を総ガス生産にて除したもの、
 (最大) ガス生産設備+ガスPL/LNG設備からの排出量を総ガス生産にて除したもの
 出所: 財務省貿易統計2021、IEA Methane Tracker 2022、IEA Natural Gas Information 2022

日本がLNGを調達する各国別のメタン排出強度を見てみると、全ての国(排出データの無いパプアニューギニアを除く)で0.25%を超える結果となった。日本は、高度なエンジニアリング技術を持つ企業を多数有しており、そのメタン漏洩対策技術を活用することで世界に貢献出来る可能性がある。

他にも近年海外において、日本企業によるメタン排出の抑制を目指す取り組みが進んでいる。例えば、2022年4月にインドネシア PERTAMINA、大阪ガス、INPEX、日揮HDは、同国におけるパームオイルの搾油工程で生じる廃液(Palm Oil Mill Effluent, POME)由来のバイオメタン活用に向けた共同調査に関する契約を締結した。POMEからの発生メタンが、大気放散されている課題があり、バイオメタンとしての利用を目指す。また、2023年3月、日揮HDと日本エヌ・ユー・エスは、マレーシアのGas Malaysia Bhdと、同国における「パームオイル産業のサステナブル開発に向けた共同スタディ」の実施に関する覚書を締結している。

6. おわりに

本稿では、欧米を中心とした政策や、国際的な枠組みから企業の取り組みまで、世界のメタン排出管理の動向を横断的に解説した。その中でも、2021年に発足した世界共通の目標Global Methane Pledge(GMP)に代表されるように、メタン排出管理への注目は急激に高まっている。特に、世界最大のLNG輸入国であり、50年以上に渡りLNGのバリューチェーンに携わってきた日本には、天然ガスのクリーン化を追求する責務がある。今後、LNG買主として、将来に渡り天然ガスを利用し続けるためには、LNG売主との協力がますます必要になってくる。日本はアジアのリーダーとして、これまで培ってきた高い技術力と各国との連携力を通じて、メタン排出管理における貢献が期待される。

【参考文献】

- 1) IEA (2022) 「Global Methane Tracker 2022」
- 2) IEA (2023) 「Global Methane Tracker 2023」
- 3) IEA (2022) 「Natural Gas Information 2022」
- 4) UNEP (2021) 「An Eye on Methane: International Methane Emissions Observatory 2021 Report」
- 5) UNEP (2022) 「An Eye on Methane: International Methane Emissions Observatory 2022 Report」
- 6) IPCC (2021) 「AR6 Climate Change 2021: The Physical Science Basis, 第6次評価報告書 (AR6) 第1作業部会 (WG1) 自然科学的根拠」
- 7) IPCC (2022) 「AR6 Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, 第6次評価報告書 (AR6) 第3作業部会 (WG3) 気候変動の緩和」
- 8) 財務省 (2021) 「貿易統計」

エネルギー経済 第49巻 第2号

2023年6月30日発行

編集責任者 大森 嘉彦

発行所 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
104-0054

東京都中央区勝どき1丁目13-1

イヌイビル・カチドキ

e-mail: report@tky.ieej.or.jp

