

エネルギー経済

第47巻・第3号 通巻394号

アジア諸国における再生可能エネルギーの現状と課題
カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する議論
COVID-19等による全国・地域別のエネルギー需要変動の振り返り
変動制再生可能エネルギー大量導入時の電源別経済性指標
2050年に向けた最適電源構成の検討
脱炭素社会の到来

目次

アジア諸国における再生可能エネルギーの現状と課題 －大きなポテンシャルを秘めるレドックスフロー電池－	吉田 昌登	1
カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する議論		
(1) CO ₂ 再排出等のメタネーションに関わる誤解の解消と長期的視点	柴田 善朗 大槻 貴司	16
(2) 2050年の「脱炭素社会」実現に向けた留意点	大槻 貴司 柴田 善朗	20
(3) CO ₂ 排出削減効果の帰属	柴田 善朗 大槻 貴司	28
(4) 連載のおわりに	柴田 善朗 大槻 貴司	31
COVID-19等による全国・地域別のエネルギー（電力・都市ガス・燃料油） 需要変動の振り返り動向	岡林 秀明	33
変動制再生可能エネルギー大量導入時の電源別経済性指標 －LCOEとSystem LCOE－	松尾 雄司	44
2050年に向けた最適電源構成の検討 －マクロ経済影響を加味した定量分析－	岡林 秀明 柴田 智文 松尾 雄司	58

脱炭素社会の到来

- | | | |
|------------------------|--------------|----|
| (1) 脱炭素の潮流と革新的技術への期待 | 中村 博子 笹川 亜紀子 | 72 |
| (2) 太陽光の最新技術やビジネスモデル | 中村 博子 | 74 |
| (3) 洋上風力発電への期待と課題 | 笹川 亜紀子 | 76 |
| (4) 欧米中心に進む海洋エネルギー技術開発 | 松本 知子 | 78 |
| (5) バイオマスの活用と炭素循環への期待 | 永富 悠 | 80 |
-

アジア諸国における再生可能エネルギーの現状と課題

—大きなポテンシャルを秘めるレドックスフロー電池—

吉田 昌登*

はじめに

近年、先進国を中心に多くの国・地域が「2050年カーボンニュートラル」を宣言し、脱炭素社会の実現に向けて大きく舵を切っている。これを受けて、今後、世界中至るところで「再生可能エネルギー大量導入時代」の到来が予期されており、長時間サイクルで電力を出し入れできる大規模エネルギー貯蔵用の据え置き(定置)型蓄電池の重要性が一段と高まるものと予想されている。なかでも、とりわけ大きな期待を集めるのがレドックスフロー電池である。そこで本稿では、まず、大規模エネルギー貯蔵用の定置型蓄電池の重要性が高まる背景を考察した後、レドックスフロー電池の構造と動作原理および技術特性を概説する。加えて、レドックスフロー電池の市場規模やコスト、世界の開発競争における日本企業のポジションや海外・国内の最新の導入事例を確認のうえ、さらなる普及拡大に向けて解決すべき課題を整理したい。

1. 大規模エネルギー貯蔵用蓄電池の重要性の高まり

1-1. 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い生じる電力系統上の諸問題への対応

太陽光・風力といった再生可能エネルギー発電は気象条件により出力が変動する変動制電源である。そのため、以下に挙げる特有の課題への対応が求められる。

余剰電力

電力需要の小さい季節や時間帯に再エネ発電の発電量が大きくなると余剰電力が生じる。近年、再エネ発電の導入規模の拡大に伴い、余剰電力量ならびにその変動も次第に大きくなっている。

ダックカーブ問題

1日のサイクルでみた場合、再エネ発電、特に太陽光発電の導入が拡大すると、朝夕の「みかけの需要¹⁾」の変動速度が大きく、発電機の出力上げ/下げ変化速度の限界を超過する、いわゆる「ダックカーブ問題²⁾」を引き起こす。

周波数の調整能力不足

再エネ発電の気象条件による出力の変動は電力系統の周波数を乱す要因となることから、電力事業者は適切な周波数を一定に維持する必要がある。従来は火力・水力・揚水発電で変動する周波数を調整してきたが、優先給電ルールの下では、再エネ発電量が増加した場合には、周波数の調整機能を有する火力発電の出力が優先的に抑制される。そのため、調整力の確保が課題となる。

これら諸課題には様々な対策技術があるが、表1のとおり「エネルギー貯蔵システムの充放電(定置型蓄電池)」は発電側・送配電側・需要家側の全領域をカバー可能と守備範囲が広く、費用対効果が高い対策と言われている。今後、定置型蓄電池は2020年代中頃から急速に普及拡大し、2050年には累計設備容量4,500GWhに達し、そのうち3/4超は電力系統用(Utility Scale)との予測もある(図1)。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

¹ 総電力需要から再エネ発電を差し引いた需要量。系統運用者はこの需要量を常に発電量とバランスさせるように電力システム全体の需給調整を行っている

² 1日の電力需要量から太陽光発電の発電量を差し引いた「実質電力需要」がアヒルの形のように変動することに由来する

表1 再生可能エネルギー電源の導入拡大により生じる電力需要上の問題への対策

対策技術	発電側		送配電側	需要家側
	大規模・集中	分散型		
集中型電源の調整能力向上	✓			
再エネ出力予測精度向上	✓	✓		
デマンド・レスポンス(DR)				✓
エネルギー貯蔵システムの充放電	✓	✓	✓	✓
再エネ発電の出力制御(抑制)	✓	✓		
広域需給運用			✓	

(出所) NEDO TSC Foresight vol.20 を一部修正し筆者作成

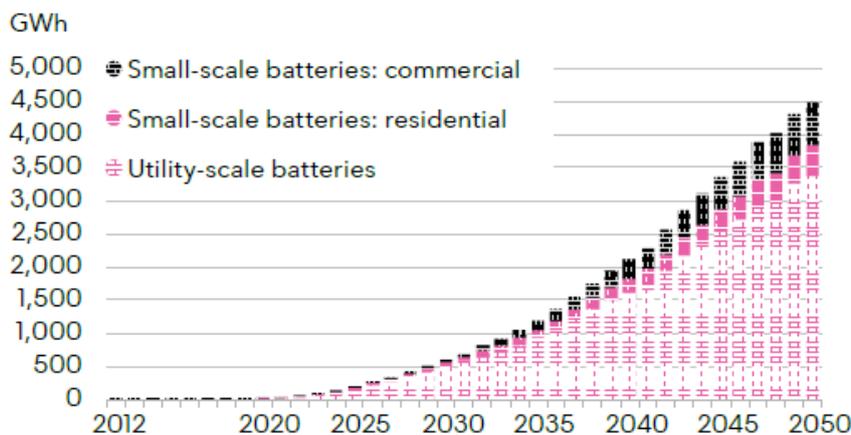


図1 世界における定置型蓄電池の導入実績・見通し(商業・家庭・系統用、累計)

(出所) Bloomberg New Energy Finance, “2019 Long-Term Energy Storage Outlook”³

この再エネ発電特有の問題を深刻化させると予想されるのが、大量導入が計画される洋上風力である。2020年の一年間で、世界のCO₂排出量上位10カ国のうちの3カ国(中国(29%)・日本(同3%)・韓国(同2%))⁴を含む多くの国・地域が「2050年ネットゼロ」宣言を行った。脱炭素社会の実現には電力部門のみならず産業・運輸・工業部門を可能な限り電化することが不可欠だが、供給電力は「カーボンフリー」が求められる。欧州などエネルギーミックスに占める再エネ発電シェアが既に高い国々では、さらなる再エネ導入拡大の切り札として洋上風力の導入を計画しており、その規模はEU全体・英国・米国・中国・台湾の2050年導入目標の合計だけで500GW超と原子力発電所500基分にも相当する(表2、図2)。洋上風力の大量導入は脱炭素社会の実現に向けた現実解として理に適っているものの、発電量は自然条件に大きく左右されるうえに強風時には発電されたかなりの電力を捨てることになる。そこで、今後は大型の洋上風力発電により発電された電力の長時間サイクルでの出し入れに適した大型の定置型蓄電池の導入拡大が必要となる。

³ <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>

⁴ Shell LNG Outlook 2021

表2 各国の2050年洋上風力発電導入目標

国・地域	2050年の洋上風力発電導入目標
EU	2030年：60GW、2050年：300GW
英国	2030年：40GW、2050年：100GW
ドイツ	2040年：40GW
米国	2030年：30GW(*)
中国	2020年：5GW
台湾	2025年：5.5GW、2035年：15.5GW
日本	2030年：10GW、2040年：30~45GW

* 2021/3/29報道

(出所) 洋上風力産業ビジョン(資源エネルギー庁)を基に筆者作成

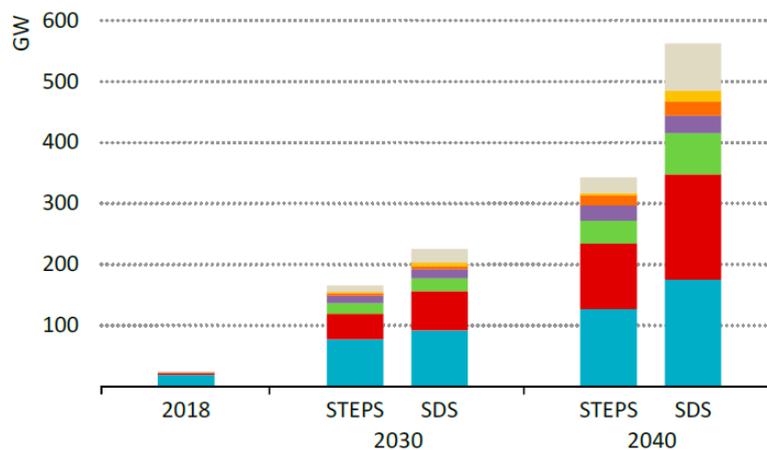


図2 洋上風力発電の導入実績・見通し(国・地域別)

(出所) Offshore Wind Outlook 2019 (IEA, November 2019)

定置型蓄電池の導入には経済的インセンティブも働いている。欧米諸国では、期初の普及促進を目的とした再エネ電力の固定価格買取制度は廃止されている。かわりに、再エネ電力と卸電力市場との統合を企図として再エネ発電事業者が送電網に優先的に接続できる仕組みが整備されており、電力取引市場において適切なタイミングで電力を販売することが可能となっている。英国は入札で決めた固定価格と市場価格の差額を政府が補填する差額決済契約を、ドイツは再エネ発電事業者による市場価格での売電に割増金(補助金)を上乗せする方式を導入している。また、米国 CA 州は、電力事業者にエネルギー貯蔵技術の調達義務(州法 AB2514)を課し、かわりに定置型蓄電池の電力取引市場への参加を認めている。そのため、電力価格が安い時間帯には蓄電し、夕方～夜間など電力需要が逼迫し価格が高騰する時間帯に放電(売電)することで事業者自らが能動的に収益を上げる動きが活発化している(図3)。米国 CA 州では電力取引市場に参加する蓄電システムは年々増加しており、2020年第三四半期末時点で400MW規模にまで達している⁵。

⁵ CAISO (February 4, 2021), "Q3 2020 Report on Market Issues and [date of publication Performance]" <http://www.caiso.com/Documents/2020ThirdQuarterReportonMarketIssuesandPerformance-Feb4-2021.pdf>, pp.125-126

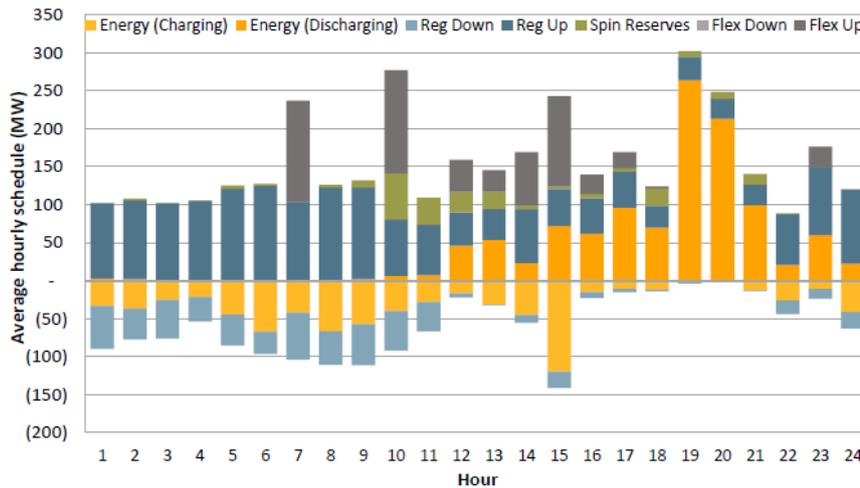


図3 米国 CA 州における毎時間の蓄電システムスケジュール (2020 年 9 月 5-6 日)
(出所) CAISO, Q3 2020 Report on Market Issues and Performance

1-2. 化石燃料由来の火力発電のフェードアウト

「調整力」の担い手も変わろうとしている。世界の国・地域により脱炭素化の実行スピード・手法はさまざま異なるが、前述のとおり、これまで調整力を担ってきた火力発電の優先給電ルールの下での出力・運転台数の抑制に加えて、環境適合の観点から、化石燃料由来の火力発電そのものを市場からフェードアウトさせるべきという論調が広がっている。欧州委員会は EU タクソノミーを 2019 年 6 月に公表したが、このなかで原子力発電に加えて、CO₂回収・貯蔵(CCS)無し天然ガスおよび CCS 付き石炭火力発電を持続可能な金融の観点からの適合技術リストから除外した。EU タクソノミーに強制力は無いものの、これは脱炭素化に向けた大きな潮流といえる。化石燃料由来の火力発電は中長期的にフェードアウトが避けられない状況にあり、かわりに「調整力」を担うものとして大型の定置型蓄電池に大きな期待が寄せられている。

以上のように、エネルギー貯蔵に適した大型の定置型蓄電池の需要は今後一段と高まると思われるが、なかでも筆者が目にするのは日系企業も強みを有するレドックスフロー(RF)電池である。次項では、RF 電池の構造・動作原理、技術特性および世界の開発動向を概説する。

2. レドックスフロー電池とは

2-1. 構造と動作原理

電池は、スマートフォン・パソコンに内蔵する「民生用」、クルマに搭載する「車載用」、送電網安定化や電力貯蔵に利用する「定置型」に大きく分類されるが、RF 電池は専ら定置型で利用されている。RF 電池は電解液循環(フロー)型の電池であり、外部タンクに貯めた電解液をイオン交換膜で隔てた正負電極にポンプで循環させることでイオンの酸化還元反応を進行させて充放電を制御する。正負電極は薄多孔質の炭素材であり、正負極で同じ電解液を用いる(図 4)。単位電解セルあたりの起電力は 1.4V と低いいため、直列に複数接続して積層しセルスタックを形成し実用的な電圧を得る(図 5)。従来からのプラント型に加えて、輸送・施工コストや設置面積の低減を目的に開発されたコンテナ型が商用化されている(図 6)。

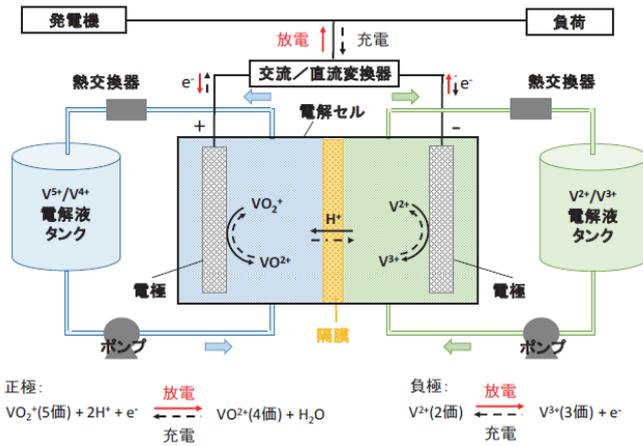


図4 レドックスフロー電池の構造と動作原理⁶

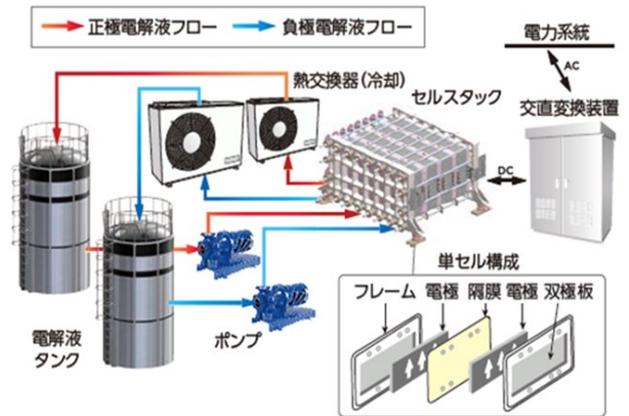


図5 セルスタックの構成詳細⁷



プラント型



コンテナ型

図6 レドックスフロー電池システム外観(プラント・コンテナ型)⁸

2-2. レドックスフロー電池の技術特性 (表3、図7、図8)

表3ではRF電池の技術特性をその他蓄電池と比較してみた。RF電池は以下の優れた特性を有する。

⁶ 国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター(2017年3月)、「低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書」、技術開発編、蓄電池システム (Vol.4) -レドックスフロー電池システムの構成解析とコスト評価-

⁷ 住友電工、レドックスフロー電池カタログ、https://sei.co.jp/products/redox/pdf/Redox_Flow_Battery.pdf

⁸ 住友電工、製品情報、<https://sei.co.jp/products/redox/>

表3 定置型蓄電池の技術特性の比較表

電池種別	レドックスフロー (バナジウム電解液)	リチウムイオン	NAS電池	鉛蓄電池
活物質 (正極/負極)	Vイオン/ Vイオン	Liイオン含有金属複合酸化物/ 炭素	硫黄/ ナトリウム	二酸化鉛/鉛
理論エネルギー密度 (Wh/kg)	100	392~585	786	167
耐久性	◎ (20年超) 不規則な充放電にも高い耐久性	○(10年程度) (充放電7000回)	○(10年程度) (充放電4500回)	◎(15~17年) (充放電3000回)
安全性	◎ (発火の心配なし/電解液は難燃性)	× (発火し易い)	× (高温(300℃)作動)	× (希硫酸・鉛は有害)
拡張性	◎(大型化に最適) (出力/容量を自由に設計可能)	○(大型化可能) (出力/容量はリアに増加)	○(大型化可能) (出力/容量はリアに増加)	×(大型化に不向き)
充放電時間	◎長時間にも対応可 (24時間蓄電/24時間放電可能)	△ 高速/大出力の充放電可能	○ RFとリチウムの間	× 短時間
出力	◎(短時間では定格出力の10倍程度 の放電が可能)	◎(高出力)	◎(長時間/高出力)	◎(短時間/高出力)
充放電効率	△ 電池単体:75% システム全体:70%	◎ 95%	◎ 電池単体:85% システム全体:75%	◎ 80~90%
主な補機	循環ポンプ	特になし	ヒーター	特になし
資源制約の有無	△(バナジウム)	×(リチウム)	◎(特になし)	◎(特になし)
特長 (長所○ / 短所×)	○充電残量の計測が容易 ○電解液は半永久的に再利用可能 ○安全性高く、市街地設置可能 ×電流損失あり	○民生用で実績多数 ○高エネルギー密度 ○高充放電効率 ○自己放電小さい ×安全性(発火可能性あり) ×大型化不向き(材料コスト高) ×過放電/過充電に弱い	○電力貯蔵用で実績多数 ○大容量・省スペース化可能 ○自己放電なし ○低コスト(レアース不要) ×発火リスク(300℃保温要) ×保温のために電力を消費	○車載用等で実績多数 ×大型で重い ×人体に有害 ×自己放電あり

(出所) 重松⁹、NEDO TSC Foresight vol.20¹⁰等を基に筆者作成

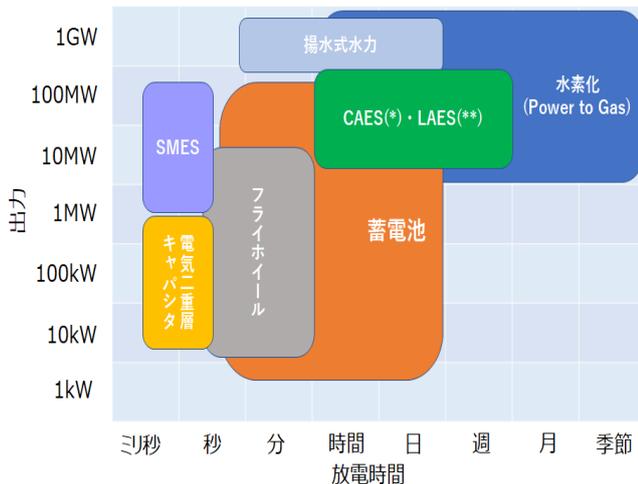


図7 各エネルギー貯蔵技術の出力・放電時間

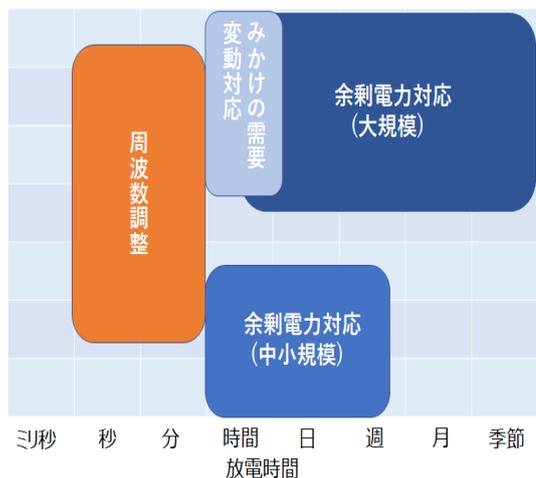


図8 各用途に必要な出力・放電時間

(出所) NEDO TSC Foresight vol.20 (2017年7月)を修正のうえ筆者作成

⁹ 重松敏夫、電力貯蔵用レドックスフロー電池、2011年7月・SEIテクニカルレビュー・第179号、<https://sei.co.jp/technology/tr/bn179/pdf/sei10674.pdf>

¹⁰ 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、TSC Foresight vol.20(2017年7月)、電力貯蔵分野の技術戦略策定に向けて、<https://www.nedo.go.jp/content/100866310.pdf>

優れた耐久性

まず最初に、優れた耐久性が挙げられる。現在最も普及するバナジウム電解液 RF 電池(VRF 電池)¹¹は、充放電反応は電解液中のバナジウムイオンの価数変化のみで電極の溶解・析出を伴わないため劣化が少なく、長寿命で充放電回数は無制限である。この特性を活かした場合、利用期間が長くなればなるほどリチウムイオンといった他の定置型電池に対してライフサイクルでのコスト競争力を有することになる。また、不規則な充放電に対しても高い耐久性を有するため、今後、国内でも大量導入が見込まれる洋上風力発電のような発電量の変動が大きく予測もしづらい発電方法との親和性が高い。また、バナジウム電解液は充放電により劣化しないため半永久的に利用可能である。リサイクルによる再利用も可能であり、電解液をリース・レンタルする(操業費用とする)ことで初期導入コストを大幅に抑えることも可能である。

極めて高い安全性

リチウムイオン電池やNAS電池は可燃性材料を用いるために発火の危険性が高い。それに対して、RF電池の電極・電解液は不燃性あるいは難燃性のため発火の心配がない。また、常温運転のため安全性が極めて高い。数時間から最長で数日単位といった長時間の充放電が可能のため、大規模な再エネ発電の系統安定化に適している。高い安全性により市街地にも安心して設置可能なため、RF電池は再エネ大量導入による脱炭素社会において重要な役割を担う大きなポテンシャルを有する(6章参照)。

高い拡張性 (図9)

電解液タンク(容量(kWh))とセルスタック(出力(kW))の独立設計が可能であり、要求される充放電時間に応じて容量/出力をフレキシブルに設計可能である。他の蓄電池の場合、容量を増やすと出力も同時に高まるが、RF電池は電解液の増設により出力を抑えつつ容量だけを増やすことが可能である。8時間超といった長時間の充放電を可能にすべく大型化すればするほど、リチウムイオン電池といった他の定置型電池に比べてコスト競争力が増すことになる(反対に、リチウムイオン電池はレアメタルであるリチウムを電極に用いており、大型化により原料コストが大きく嵩み競争力を失ってしまう)。

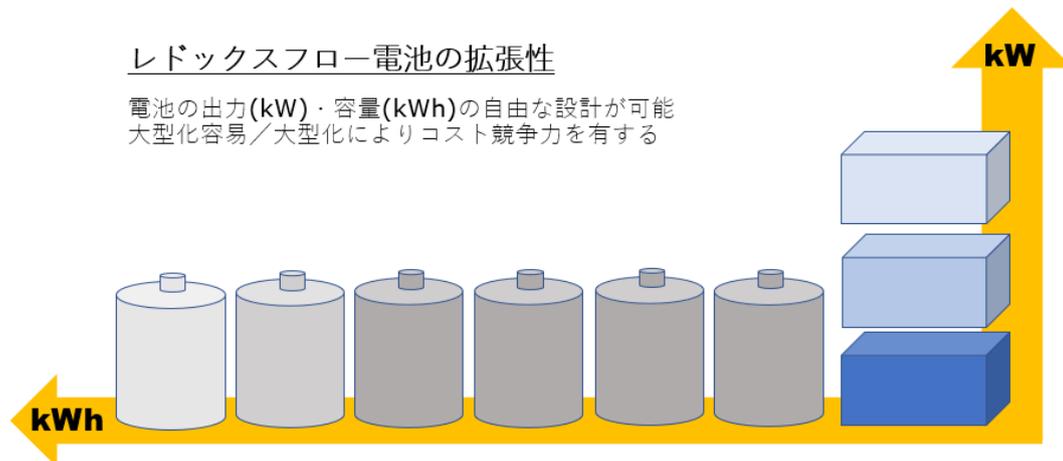


図9 レドックスフロー電池の拡張性の概念図

長時間の充放電サイクル・ミリ秒単位での高出力

一般的にリチウムイオン電池はミリ秒単位の短期の充放電に強みがある。一方、RF電池はミリ秒単位であれ

¹¹ 全RF電池のうち、全バナジウム電解液系が約58%を占める、IDTechEx (June 2020), <https://www.idtechex.com/en/research-report/redox-flow-batteries-2020-2030-forecasts-challenges-opportunities/723>

ば定格出力の10倍程度の放電が可能であるのに加えて、前日24時間蓄電による翌日24時間放電といった長時間の充放電が可能であり、大型の洋上風力といった長時間の充放電が必要な再エネへの併設にも適している。また、近年被害が甚大化している自然災害への対応を想定した場合、非常時のバックアップには少なくとも24～48時間といった長時間の連続充放電が必要なところ、RF電池はそれにも対応可能である（比較として、リチウムイオン電池やNAS電池では技術特性上、数時間の充放電に適する）。安全性と併せ、「2050年カーボンニュートラル」の実現に向けての再エネ発電の大量導入時に必要な系統安定化機能の提供という点において、RF電池は特に優れた技術特性を有している。

一方、短所としては、電解液はタンク外出しのためエネルギー密度が低い点、充放電効率が70%程度と他の定置型電池と比べて低い点に加えて、レアメタルであるバナジウム確保の問題がある。このうち、充放電効率に関しては、10%程度はポンプにより電解液を循環させる際のロスのため、うまく管理することで80%近くにまで改善が可能とみられている。また、バナジウムの資源制約についても、バナジウム以外のさらに効率を高めた電解液の開発や、国際市況に左右されないバナジウムの安価で安定的な確保の実現に向けた取り組みも進められている（5章で詳述）。

3. 市場規模／コスト／世界の開発競争における日本企業のポジション

3-1. 市場規模

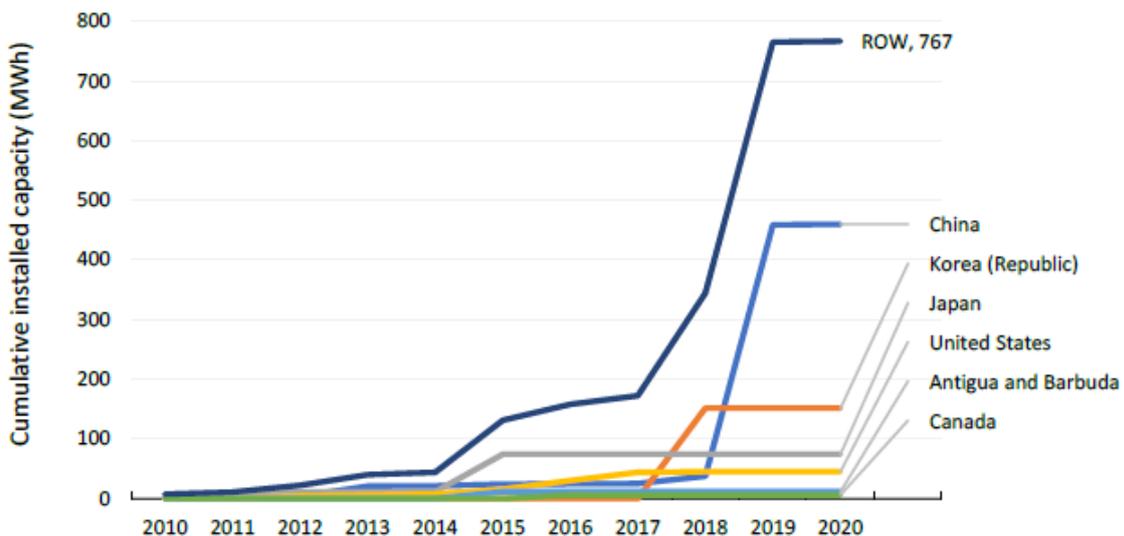


図10 世界におけるレドックスフロー電池の導入設備容量累計(国別、2010-2020年)

(出所) Bloomberg New Energy Finance (2020), “Storage Data Hub - Storage Assets”

(注) ROW : Rest of the World (世界その他国・地域)

まず、RF電池の普及状況を確認したい。図10は世界で導入されたRF電池の累計設備容量を示している。RF電池は2018年から2019年にかけて急激に普及拡大しており、その牽引役は中国と韓国である。

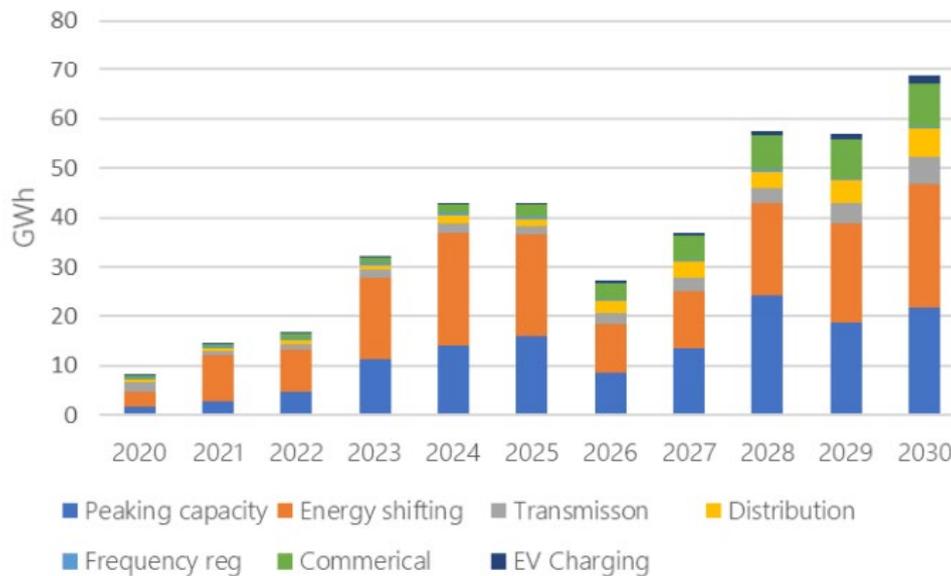


図 11 レドックスフロー電池市場の見通し (2020-2030年)

(出所) J. Frith, “Emerging Energy Storage Technologies,” Bloomberg New Energy Finance (2020)

上図 11 は、RF 電池市場の長期見通しを示したものである。RF 電池市場は今後も継続して成長が見込まれており、2030 年には容量が約 70GWh に達する見通しである。エネルギーシフト(図中の Energy Shifting)およびピーク需要の提供(同 Peaking capacity)が主な用途と予測されている。

3-2. コスト

RF 電池の導入がこれまで進まなかった最大の要因は初期導入コストであるが、既に他の定置型蓄電池の 1.2～1.3 倍まで低減されている。また、8 時間超といった長時間サイクルの充放電/長期ライフサイクルを前提とした大規模システムの場合、電解液込みで 6 万円/kWh¹²は射程圏内にあり、電解液をリースして設備投資費から除外した場合には実質的に 4 万円/kWh を下回るとみられる。2030 年に向けたコスト見通しについては、米国エネルギー庁の支援を受けて米国 Pacific Northwest National Laboratory が行った分析が参考になる。出力 100MW、充放電時間 10 時間で比較した場合、年間発電コスト(\$/kWh, \$/kW)・均等化発電コスト(LCOE, \$/MWh)ともに、RF 電池は優れたコスト競争力を有することが示唆されている(図 12)¹³。

¹² 経済産業省の「ソーラーシミュラリティの影響度に関する調査」報告書に拠れば、蓄電池価格が 6 万円/kWh を下回れば、蓄電池を導入しないよりも導入した方が経済的メリットのある「ストレージパリティ」が達成可能としている

¹³ Pacific Northwest National Laboratory, “Energy Storage Cost and Performance Database,” <https://www.pnnl.gov/ESGC-cost-performance>

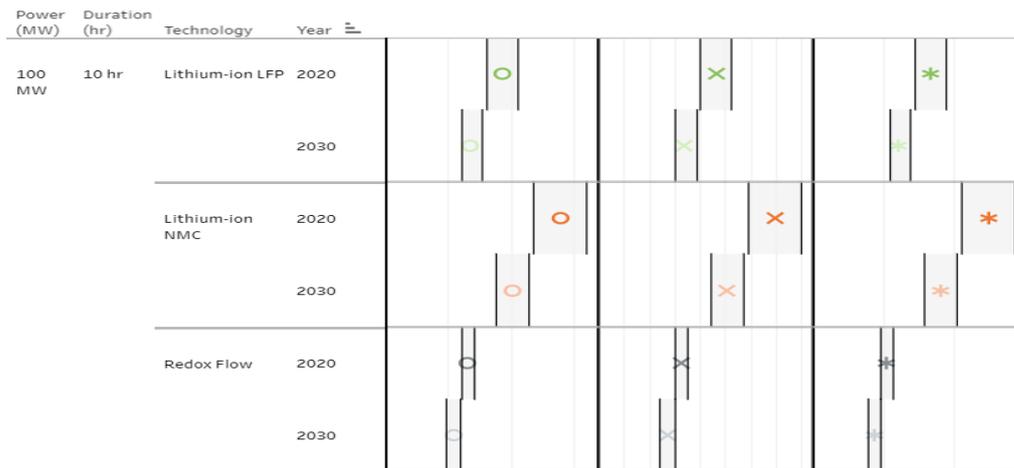


図 12 大規模定置型蓄電池のコスト見通し(2020 年および 2030 年)

(注) LCOE(\$/MWh)は Annualized Cost を年間アウトプット(kWh)で除して算出

3-3. 世界の開発競争における日本企業のポジション

大型の定置型電池に適した技術特性を有する RF 電池の需要は年々高まっている。RF 電池の製造メーカーは現在全世界で 50~70 社と乱立しており、業界内におけるメーカー同士の統廃合が近年進んでいるが、システムの質と実績において、住友電気(日本)、Invinity Energy Systems 社(英国)、Schmid Group (ドイツ)および北京普能世紀科技有限公司(VRB Energy)等が頭一つ先行している。洋上風力発電の併設用途など定置型電池は大型になるほど現場での技術確認が必要となる。近年、全固体電池や全樹脂電池の早期商用化が期待されているが、現場での技術確認が既に大きく進んでいる点において、RF 電池はそれら次世代蓄電池に比べて 3~5 年は先行しているものとみられている。特に住友電気は、1980 年代から開発に着手するなど技術開発の歴史が長く、既に世界各地で実証を行っており、実用品の納入実績も豊富であるなど競合他社に比べ優位なポジションを築いている。他方、リチウムイオン電池同様、VRB Energy や大連融科儲能技術发展有限公司(Rongke Power)等の中国メーカーが多数参入し、競争環境は一段と激化している(表 4)。

表 4 世界の RF 電池メーカーと製品ラインナップ

メーカー	出力	容量	備考
住友電気(日)	250kW	750kWh(3hr)~1.5MWh(6hr)	1モジュール仕様
Invinity Energy Systems(英)	78kW~10MW	220kWh~40MWh	25年超稼働可能
Schmid Group(独)	5kW~60kW	30kWh~200kWh	1モジュール仕様
Volterion(独)	2.5kW~15kW	13kWh	20年超稼働可能
北京普能(中)	250~500kW	4MWh~80MWh	GW級(最大出力250MW、10hr)も開発

4. RF 電池の導入事例

定置型の大型 RF 電池は中国・米国・豪州・欧州などで導入が進んでいる。背景には、前述の RF 電池製造メーカーの増加やコスト低減の進展に加えて、充放電時間の長期化ニーズの高まり(洋上風力などの大規模化により充放電時間は 2~3 時間から 8~48 時間へと長時間化。RE100 加盟企業の世界的増加と BCP 対応の進展による長時間充放電が可能な大型・定置型蓄電池への需要の高まり)といったことが考えられる。

海外での導入事例として、2020 年 12 月、南豪州における Invinity Energy Systems 社製の RF 電池(容量 8MWh)の太陽光発電所(設備容量 6MW)への併設が発表された。ARENA より 570 万豪ドルの支援を受け、2021

年下期に納入予定である¹⁴(図13)。また、将来の需要拡大を見越した動きとして、2020年6月、Schmid GroupはNusaned Investment社(SABIC社の投資子会社)と合弁でサウジアラビアでのVRF電池製造工場と研究開発拠点設立を発表した。年産3GWhと世界最大級の製造能力を有する見通しである¹⁵。

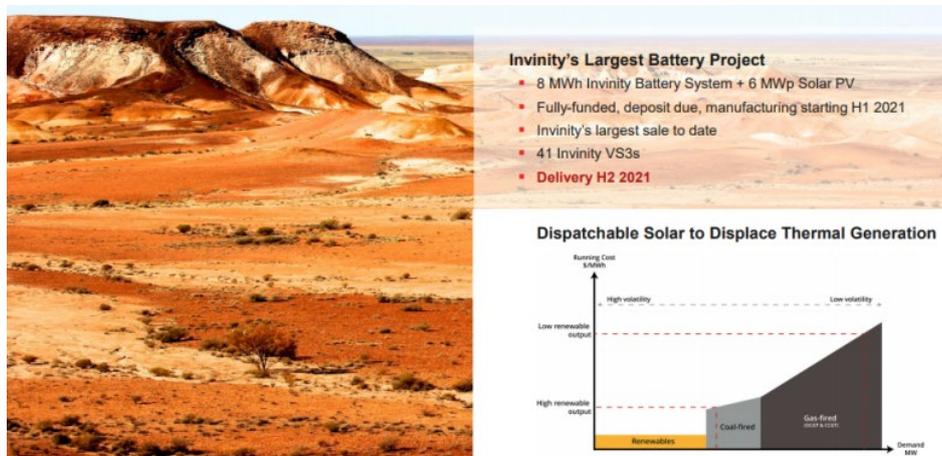


図13 南豪州における系統接続用大型RF電池導入事例(Yadlamalka Solar + Storage Project)

(出所) Invinity Energy Systems 社¹⁶

日本国内では、北海道電力が住友電工と共同で基幹系統である南早来変電所に大型(定格出力15MW、蓄電容量60MWh)のRF電池を設置し、再エネの出力変動に対する新たな調整力としての性能の実証および最適な制御技術の確立を目的に、2016年2月～2019年1月の3年間の実証試験を行った¹⁷。北海道電力では本件の実証データを活用し、系統に接続する定置型蓄電池による風力発電の導入可能量の引き上げを検討し、2017年3月には360MWhの蓄電池の設置(共同負担)を前提に600MWの風力発電設備の新規連携枠の募集を公表した¹⁸。当該実証を経て、2020年7月、北海道電力は住友電工にRF電池システム(設備容量:510MWh(170MW x 3時間))を発注しており、2022年3月までに完工予定である¹⁹(図14)。

¹⁴ ARENA (11 November 2020, Press Release), "First grid scale flow battery to be built in South Australia," <https://arena.gov.au/news/first-grid-scale-flow-battery-to-be-built-in-south-australia/>

¹⁵ Schmid Group (6 May 2020, Press Release), "Everflow JV to manufacture Vanadium Redox Flow Batteries (VRFB) in KSA," <https://schmid-group.com/en/schmid-group/news-events/press-releases/everflow-jv-to-manufacture-vanadium-redox-flow-batteries-vrfb-in-ksa/>

¹⁶ Invinity Energy Systems (December 2020), "Production Flow Batteries," https://invinity.com/wp-content/uploads/2020/12/Invinity-Corporate-Presentation-Nov20_WEB.pdf

¹⁷ 一般社団法人 新エネルギー導入促進協議会 (2018年2月), 「南早来変電所における大型蓄電システム実証事業について」, https://www.nepc.or.jp/topics/pdf/180320/180320_9.pdf

¹⁸ 日経クロステック(2017年8月9日), 「北の大地に稼働した「大型レドックスフロー電池」の成果」, <https://xtech.nikkei.com/dm/atcl/feature/15/415282/080700019/>

¹⁹ 住友電工プレスリリース(2020年7月14日), 「北海道電力ネットワーク(株)からレドックスフロー電池設備を受注」, <https://sei.co.jp/company/press/2020/07/prs078.html>



図14 北海道電力が導入予定の大型レドックスフロー電池システム予想図
(出所) 日経BP社 「次世代電池2018」

5. 課題

RF電池のさらなる普及拡大への鍵は「コスト低減」である。コスト低減に向けては、大きくは電池効率の改善(2-2. 参照)とバナジウムの安価で安定的な確保がある。下図15はVRF電池の電池コストの内訳と電解液の原価構成を示したものであるが、電池コストのうち約40%は電解液コストである(充放電時間を長くするにつれて電解液の割合はさらに大きくなる)。また、電解液原価のうち約45%が主原料のバナジウムである。レアメタルであるバナジウムの産出国は中国・ロシア・米国などに限られ、原料確保はそれらの国々からの輸入に頼っている。価格変動は大きく、特殊鋼用途に大量に利用する鉄鋼業界の需要の影響を受けて価格が高騰しやすい²⁰。これが、車載用や民生用として普及が大きく進んでいるリチウムイオン電池が再エネ発電のエネルギー貯蔵に利用されてきた一因となっている。

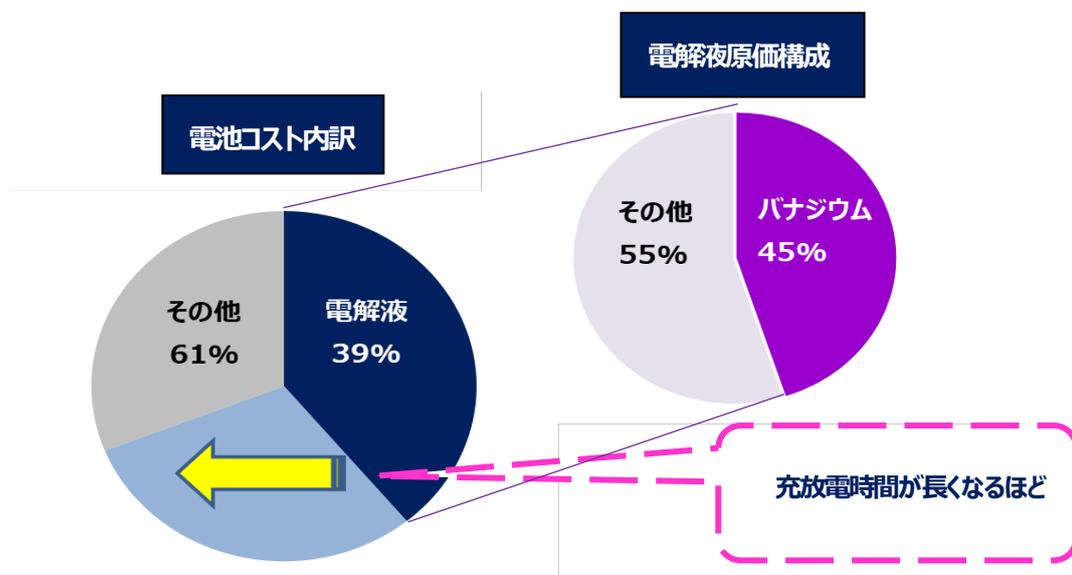


図15 バナジウム電解液RF電池のコスト内訳および電解液原価構成のイメージ図

²⁰ 過去には市場価格が平常時の7~8倍と大きく高騰したこともあった

電解液コストの低減に向けて、住友電工はバナジウムの代替としてチタンやマンガンを使った RF 電池の開発にも取り組んでいる。ただし、RF 電池の本格的な普及拡大を見据えた場合、既に技術的に確立されているバナジウムの安定的な調達には優先的に取り組むべき課題といえる。バナジウム電解液のコスト低減に向けた取り組みとして、バナジウム電解液製造ベンチャーである LE システム社(福岡県久留米市)は、石油コークス・火力発電所の燃焼煤・鉄鉱石のマイニング残渣・廃触媒・スラグといったバナジウムを含む廃棄物や未利用資源からのバナジウム回収技術、および回収したバナジウムから効率的に電解液を製造する技術を独自に開発した。原料確保に向けて国内企業とパートナーシップを組み、国際商品市況の影響を受けないバナジウムを回収することで、1 キロリットルあたり 50~80 万円を要していたバナジウム電解液の価格を半分程度に下げることが可能²¹となるとともに、安定供給が可能となる(図 16)。同社技術は NEDO 資金による国内実証を既に終了し商用化を目指す段階にある。現在、福島県浪江町にて建設中のバナジウム回収プラント・電解液製造工場は 2021 年 8 月に完成予定であり、稼働後には 500 万リットル/年の電解液を国内メーカーに出荷する計画である。国内外での再エネ普及拡大を見据えて、国内では今後山口他に工場を展開することで 2025 年を目途に 2,000 万リットル/年まで増産する計画であり、海外ではマイニング残渣などの未利用資源の豊富な海外拠点においてバナジウム回収から電解液製造までを一気通貫で行う準備も進めている。同社の回収技術を用いた場合、RF 電池のコストは 2~3 万円/kWh まで低減可能²²であることから、太陽光発電等での蓄電池導入のハードルを下げることにもなる。他方、海外からのバナジウムの調達は困難に直面しつつある。世界的な RF 電池需要の高まりを背景に国際バナジウム市況は既に高騰し始めている。特に、バナジウム含有率の高いマイニング残渣の奪い合いは激化しており、民間企業による海外からのマイニング残渣の調達は厳しさを増している。

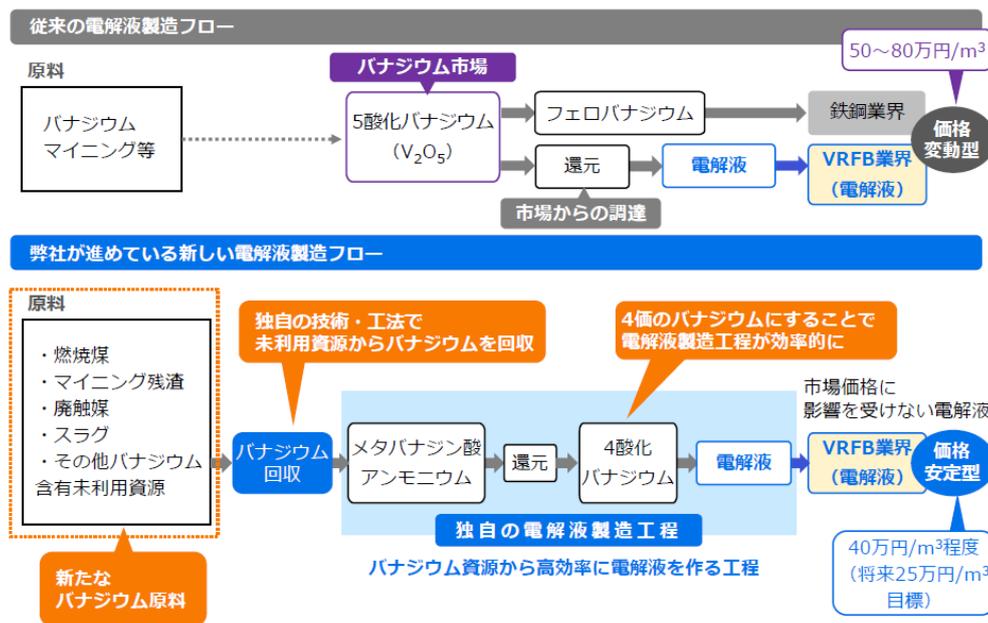


図 16 革新的なバナジウム電解液の製造フロー

(出所) NEDO ベンチャービジネスマッチング会プレゼンテーション資料 (LE システム社)

²¹ 日本経済新聞電子版(2021年4月16日)、「LE システム、長寿命・安全な蓄電池の電解液量産 福島で」、<https://www.nikkei.com/article/DGXZQOJC089I60Y1A400C200000/>

²² 同上

6. 再エネ比率を高めた RE100 型の地方自治体モデルの実現

2章では「RF 電池は再エネ大量導入による脱炭素社会において重要な役割を担う大きなポテンシャルを有する」と述べた。日本政府が目指す「2050年カーボンニュートラル」はハードルが高く、並大抵の努力では実現は困難である。下図17は政府により示された2050年カーボンニュートラルへの転換イメージであり、2050年断面の脱炭素電源として再エネで50～60%、原子力および火力(+CCU(S)/カーボンリサイクル)で30～40%、水素・アンモニアで10%という構成が呈示されている。原子力発電所の更新・再稼働が困難な場合には再エネの上積みが必要であることを踏まえると、これまでの火力発電中心の集中型都市モデルから、再エネ中心の分散型・地方自治体モデルへの転換といった大胆な発想の転換が必要と思われる。

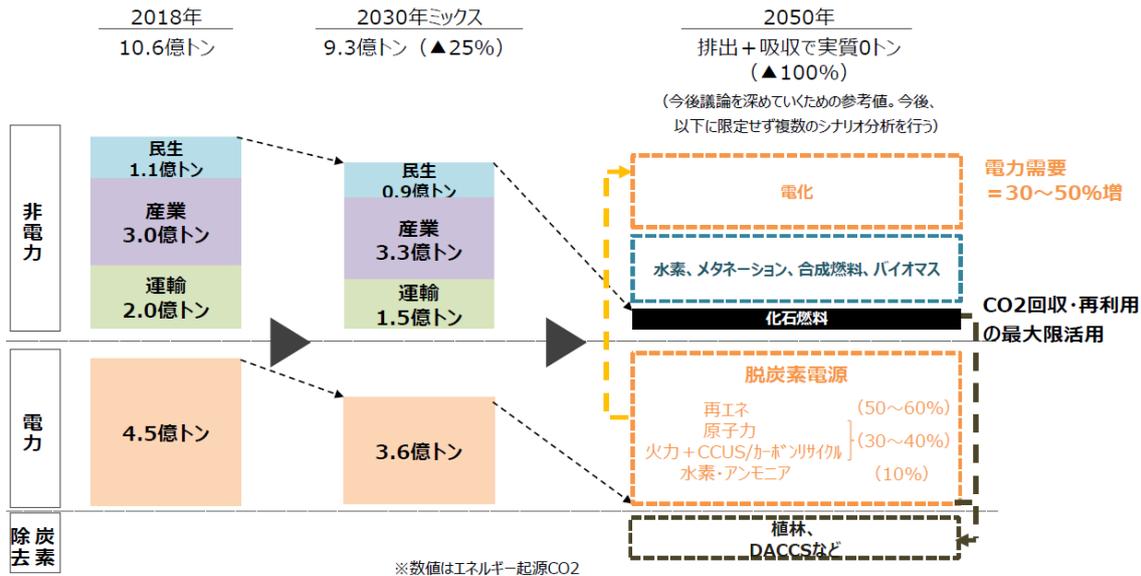


図17 2050年カーボンニュートラルへの転換イメージ

(出所) 経済産業省「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」(2020年12月)

この「2050年カーボンニュートラル」宣言に歩調をあわせて、今後、地方自治体による「カーボンゼロ計画」の策定・公表が増加するものと予想される。乗り越えるべき課題は多いが、大胆な発想の転換による一つの可能性として、大型の定置型蓄電池を中心とした100%太陽光発電による再エネ自給自足によるRE100型モデルが考えられる。蓄電池は市街地に据えるため、発火の危険性がなく極めて安全性が高い必要がある。また、単に再エネの利用促進だけに留まらず、BCP対応の非常用蓄電の観点からは、自然災害の発生時にも電力の供給途絶による公共サービス機能を停止させることはできず、2～3日間といった長時間サイクルの充放電が必要である。先に述べた技術特性を踏まえると、VRF電池の適応性は極めて高い。

また、国内卸電力市場(JPEX)に注目した場合、春・秋や週末といった電力需要が少ない時間帯に電力価格が0.1円/kWhとなるケースが増えており、これら電力価格の低いタイミングで蓄電し、電力価格が高い時間帯に蓄電した電気を利用するといった用途が今後増加していくものと予想される。この場合にも、長時間にわたり電力を貯めることで価格優位性が発揮されやすいVRF電池への期待が一段と高まるものと予想される。

さらに、持続可能性の観点からは、資源をリサイクルすることで循環型社会の実現にも寄与することが望ましい。このような技術特性を有するのがRF電池であり、脱炭素社会の実現に向けてRF電池が担う役割は今後ますます大きくなるものと期待される。

おわりに

世界の国・地域は「2050年ネットゼロ」の実現に向けて大きく舵を切っており、この潮流は今後加速こそすれ、もはや不可逆といえる。CO₂を排出しない新エネルギーとして水素社会の到来に大きな期待が寄せられているが、依然としてコストは高く、一段のブレイクスルーがなければ、安価で安定的な供給網の実現に相応の時間を要する見通しにある。そのため、現実的なソリューションとして、多くの国・地域では再エネの主力電源化方針が掲げられている。かかる再エネ大量導入時代を見据えた場合、安全で耐久性が高く、長時間の充放電時間が可能であり、電力系統向けに大型化も容易な定置型蓄電池の普及拡大が不可欠とみられている。

日本政府も2020年10月に「2050年カーボンニュートラル」を宣言した。現在、第6次エネルギー基本計画の策定を進めているところであるが、柱となるのは洋上風力を中心とした再エネの主力電源化である。これまで述べてきたとおり、再エネのさらなる普及・拡大には蓄電池の普及・拡大が不可欠であるが、蓄電池産業の育成や電解液まで含めた産業の裾野の拡大に加えて、日本の蓄電池メーカーの国際競争力の維持・強化のための政策支援がこれまで以上に必要となる。また、RF電池など多くの蓄電池に関しては、一部の国に偏在し国際市況の変動に影響を受けやすいレアメタルの確保という資源制約の問題にも直面している。RF電池のコスト低減・価格安定化に向けて、これまでは必ずしもハイライトされていない資源としてのバナジウムの確保に向けて官民一体となって取り組む必要がある。

カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する議論（1） —CO₂再排出等のメタネーションに関わる誤解の解消と長期的視点—

柴田 善朗* 大槻 貴司**

カーボンリサイクル燃料（合成燃料）¹は、水素とCO₂から合成される炭化水素燃料であり、低・脱炭素化社会の実現に向けて期待されているが、技術的に水素とCCU（やカーボンリサイクル）の二つの領域に跨ることから、その低炭素化効果や意義について誤解と混乱を招いている。そこで、今後のエネルギー政策議論の材料に資することを目的に、カーボンリサイクル燃料の原理、長期的な在り方、CO₂排出削減効果の帰属等に関する連載を行う。まず、第1稿ではカーボンニュートラルメタン（CNメタン）を例に、その原理を解説するとともに2050年脱炭素社会に向けた課題を示唆する。第2稿では、2050年脱炭素社会やそれまでの移行期におけるCO₂源選定について議論する。第3稿では、カーボンリサイクル燃料利用におけるCO₂排出削減効果の帰属に関する多様な考え方を展開する。

1. 本稿のポイント

- 都市ガスの低炭素化に水素やカーボンニュートラルメタン（CNメタン）が期待されているが、いまだに後者に関する誤解が見られる。まず、メタネーション（CNメタンの製造）の原理・機能・役割を再確認することが必要である。この正しい理解に基づいたうえで、2050年脱炭素社会やそこに至るまでの移行期におけるCNメタンの在り方を展望することが求められる。
- CNメタンは、ある施設等から分離回収されたCO₂と十分に低炭素化された水素から合成される。CNメタンの利用（燃焼）によって排出されるCO₂と分離回収されたCO₂とがオフセット（キャンセルアウト）されることから、CNメタン利用による天然ガスの代替がCO₂削減効果となる。つまり、CO₂は分離回収・利用・再排出されているだけであり、本質的にはCNメタンの利用は水素の利用と同義である。したがって、原理に基づくと、CNメタンからのCO₂再排出は問題ない。
- CCU やカーボンリサイクルには、CO₂排出削減効果に資するものとそうでないものがある。メタネーションを含む合成燃料製造・利用におけるCCUに関わるプロセスではCO₂を利用・リサイクルしているものの、それは水素を利用し易くするための方策であり、CO₂排出削減効果が得られるCCUではない。CO₂排出削減効果はあくまで水素によって得られる。
- CNメタンのCO₂再排出やCO₂排出削減効果に関する誤解は、メタネーションをCCUの領域に分類することでCO₂の挙動のみにフォーカスしていることに起因すると考えられる。CNメタンの効果は水素に依存していることから、これらの誤解を避けるためにも、メタネーションはCCUの領域ではなく、水素の領域で取扱うことが適切である。

2. 本文

はじめに

都市ガスの低・脱炭素化に向けて水素や合成メタン（カーボンニュートラルメタン：CNメタン）が期待されており、これらのガスをどのように経済的に製造・輸送・利用していくのが重要な課題となる。しかしながら、

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループマネージャー 研究主幹

** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

¹ 定まった呼称は存在しないことから、本連載ではカーボンリサイクル燃料と呼ぶが、状況に応じて合成燃料や、メタネーションによって製造されるメタンについてはカーボンニュートラルメタンと記述する場合もある。

CN メタンについては、その意義がいまだに誤解されることが多い。特に、「CN メタンは燃焼時に CO₂を再排出するから、その CO₂を再度回収、若しくはオフセットしなければならない」という主張が見られる。これは、最近の 2050 年脱炭素社会を意識した解釈と捉えられなくもないが、メタネーションの原理そのものに対する誤解から生じているとも考えられる。

いずれにしても、多く誤解が、メタネーションを CCU の領域に分類することで CO₂の挙動のみにフォーカスしていることに起因すると考えられる。まず、メタネーションの原理・機能・役割を正しく理解することが必要である。その正しい理解をベースに 2050 年脱炭素社会に向けた課題を整理しなければ、2050 年脱炭素社会の実現に向けて重要な移行期におけるメタネーションの位置づけが曖昧なものになる可能性がある。したがって、本稿では、メタネーションの原理を再確認したうえで長期的な課題を整理することで、水素と CN メタンの在り方を展望する。

CN メタン≒水素、メタネーション ≠ CCU

まず、2050 年脱炭素社会と切り離し、CN メタンの原理を再確認する。CN メタンの仕組みは、十分に低炭素化された水素と CO₂を合成して製造（メタネーション）され、利用される際に燃焼によって CO₂を排出し、その過程で従来型天然ガスを代替する、というものである。つまり、ある施設等から分離回収された CO₂と、CN メタンの燃焼により排出される CO₂がオフセット（キャンセルアウト）され、CN メタンを利用しなかった場合に用いられる 天然ガスを代替することによって削減される CO₂が効果となる（ただし、CO₂分離回収や CN メタン製造プロセスからの CO₂排出分は効果が目減りする）。言い換えれば、CN メタンの利用は、十分に低炭素化された水素を直接利用することと同じであり、本質的には、CN メタンの利用は「水素の利用」や「水素が天然ガスを代替すること」と同義である（図 1 の左と中央のケースを比較すると系全体の CO₂排出量は同じである）。翻って、「水素の利用」にフォーカスすると、その過程において、CO₂の分離回収は無関係であるし存在もしない。したがって、メタネーション（CN メタンの製造）は CCU の領域ではなく、水素の領域で取扱うことが適切である。「CN メタンは燃焼時に CO₂を再排出するから、その CO₂を再度回収、若しくはオフセットしなければならない」という以前から見られる論調は、メタネーションを CCU（やカーボンリサイクル）の領域に分類することで、CO₂の再排出のみにフォーカスしていることから生じる誤解と考えられる。ちなみに、IEA は合成燃料を Hydrogen-based Fuel と呼んでいる。仮に、メタネーションを CCU に分類したとしても、CO₂は分離回収・利用・再排出されるだけであり、CCU としての機能による CO₂排出削減効果はない。CN メタンによって得られる CO₂削減効果は水素のみに依存している。

では、「なぜ、わざわざ水素に CO₂を結合させて CN メタンを製造するのか、水素のまま利用すればいいのではないか」という疑問が生じる。それは、CN メタンという形で、既存の都市ガスインフラで水素を利用し易くするためである。水素をそのまま都市ガスインフラにブレンドするためには（その量にも依存するが）、制度の変更、機器の調整・変更、計量方法の変更等の課題があるが、都市ガスの主原料である CN メタンのブレンドであれば、これらの課題の多くを回避できると言われているからである。既存インフラをそのまま活用できる水素由来の新燃料は“Drop-in”燃料とも呼ばれる。つまり、メタネーションは、既存都市ガスインフラの有効活用による経済合理性を踏まえた、都市ガスにおける水素利用の一形態であり、かつ、あくまで次善策である。言い換えれば、水素ブレンドや、新規水素インフラによる水素直接利用等が経済合理的に可能な場合があれば、これらの方が優れており、メタネーション自体を目的化してはならない、ともいえる。地域ごとの都市ガス需要構造や都市ガスインフラの更新時期を踏まえて、水素と CN メタンのどちらが経済的な低・脱炭素化オプションかを見極める検証を継続的に行っていくことが大事である。

メタネーション用の CO₂源について

上記の整理に基づくと、メタネーションに利用する CO₂は化石燃料由来、バイオマス由来、DAC 由来のいずれであっても、天然ガス代替による CO₂削減効果（プロセスの効率による差異を捨象した場合）は同じである（図 1 の中央と右のケースを比較すると系全体の CO₂排出量は同じである）。また、当然のことながら、バイオマス由来と DAC 由来の場合はネガティブエミッションにはならない。

また、図2にはメタネーションにおいて化石燃料由来CO₂とDAC由来CO₂を利用する場合を比較する。火力発電所からのCO₂はいずれにせよ大気中に拡散される。拡散される前にCO₂を分離回収することと、直接空気回収(DAC)を活用して大気中からCO₂を分離回収することは同義である。つまり、メタネーションにおいて利用するCO₂は、化石燃料由来CO₂とDAC由来CO₂のどちらでも同じことである。言い換えれば、火力発電所があるならば、そこからのCO₂を利用して問題はなく、メタネーションのためだけに敢えて火力発電所を建設・存続させるということはない。

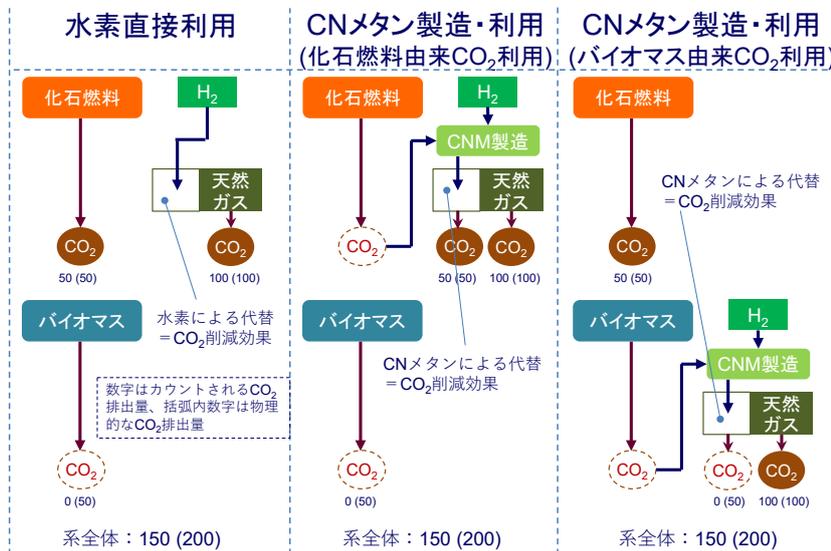


図1 水素利用とCNメタン利用におけるCO₂排出削減効果は同じ

注：CNMはCNメタンを指す。

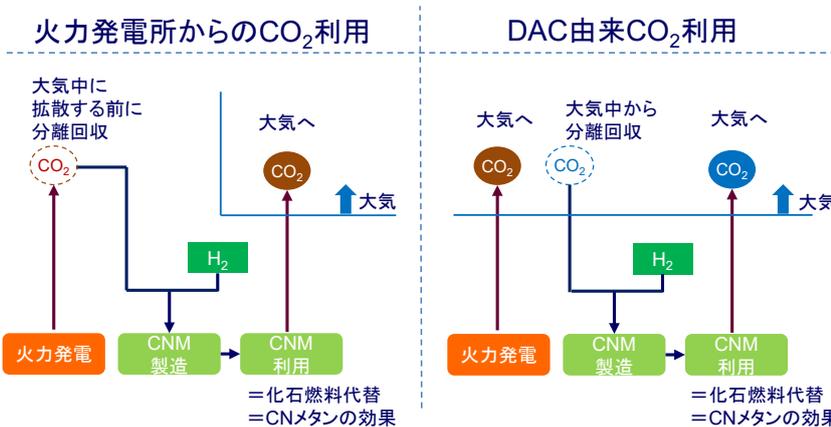


図2 CNメタン製造・利用におけるCO₂は化石燃料由来でもDAC由来でも同じ

注：CNMはCNメタンを指す。

欧州では、メタネーション用のCO₂はバイオマス由来かDAC由来でなければならない、との論調が見られるが、メタネーションの原理の科学的な解釈に基づく、それは間違いである。この背景には「化石燃料利用の「延命」・「延長」を回避する」という政治的事情が窺える。欧州では化石燃料の利用そのものを制限するという背景があることから、結果的に、化石燃料由来CO₂を利用するメタネーションを含む合成燃料製造プロセスは認められないとの解釈を示しているに過ぎなく、合成燃料の本質を捉えたものではない。

このように、原理原則としては、水素が十分に低炭素化されていれば、CNメタンからのCO₂再排出は問題ないしCO₂源は問わない。しかしながら、我が国でも2050年脱炭素社会を目指すことになったため、CO₂源に関する解釈の転換期を迎えつつあるのかもしれない。化石燃料由来CO₂排出が極めて限定的になると想定される2050年とそれまでの移行期において、CNメタンを含む合成燃料はどうあるべきかという議論は第2稿で展開する。

参考文献

- 1) 柴田善朗：「CCU・カーボンリサイクルに必要な低炭素化以外の視点－CCUSという分類学により生じる誤解－」、2020年、<https://eneken.ieej.or.jp/data/8821.pdf>（アクセス日：2021年3月8日）
- 2) 柴田善朗：「低・脱炭素化に向けたメタネーションの意義」、エネルギー・資源 Vol.41 No.1 (2020)
- 3) 柴田善朗：「新燃料の意義と課題－水素の多様な利用形態－」、2021年、<http://www.esisyab.iis.u-tokyo.ac.jp/symposium/20210204/sympo20210204.html>

カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する議論（2）

－2050年の「脱炭素社会」実現に向けた留意点－

大槻 貴司* 柴田 善朗**

1. 本稿のポイント

- 脱炭素社会の実現に向けてカーボンリサイクル燃料（CR燃料：合成メタンや液体合成燃料、藻類培養によるバイオ燃料等）が期待されている。その炭素源は化石燃料やバイオマス、大気中CO₂が候補であり、何れを選択してもCO₂削減効果は同等である。
- その一方で、脱炭素社会においてはカーボンリサイクルシステムから排出されるCO₂の「総量」の視点も重要となる。バイオマスや大気中CO₂を利用した場合には、カーボンリサイクルシステム全体として正味CO₂ゼロ排出と見なせる¹。対して、化石燃料CO₂を再利用した場合、化石燃料を燃焼する発電所・産業プラント等も含めたシステム全体として見ると、原理的に正のCO₂排出となる。
- 現在、我が国ではカーボンプライシングや2050年脱炭素社会の議論が進むが、それらが炭素源のあり方に影響を及ぼす可能性がある。例えば、炭素税が強化された場合、化石燃料CO₂を再利用するシステムには課税が発生する。また、2050年に正味ゼロ排出を実現する際において、化石燃料CO₂を再利用する場合には、正の排出を相殺することが必要となる。本稿で試算するように、化石燃料CO₂を利用したCR燃料の「コスト」には、CO₂調達や水素製造、燃料製造のコストのみならず、CO₂自体へのコスト（炭素税や相殺コスト等）も考慮することが重要である。
- 炭素制約が比較的緩い時点（2030年や40年など）においては、化石燃料CO₂がCR燃料拡大への鍵となりうる。他方で、2050年までには、上記の要因から化石燃料CO₂の再利用に制約が生じる可能性も否定できず、場合によっては炭素源の移行が必要となる可能性がある。時間軸を考慮したCO₂調達戦略が重要であろう。

2. 本文

カーボンリサイクル燃料によるCO₂削減効果：何れの炭素源でも同等

2020年10月の菅総理の2050年ネットゼロ宣言を受け、その実現に向けた取組みが加速している。同年12月には政府が「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」を公表し、2021年3月に閣議決定された地球温暖化対策推進法の改正案では「2050年までの『脱炭素社会』の実現」が明記された。

脱炭素化に向けて期待される技術にカーボンリサイクルがある。カーボンリサイクルとはCO₂を資源として捉え、発電所や産業プラント、大気中から回収したCO₂を燃料や素材として再利用することを指す。燃料としての再利用では、藻類培養によるバイオ燃料製造がグリーン成長戦略に明記されている。また、政府の「カーボンリサイクル技術ロードマップ」や審議会等においてはメタン合成や液体燃料合成（メタノールやエタノール、ディーゼル等）が記述されている。

これらのCR燃料が化石燃料を代替すれば、代替された化石燃料分のCO₂排出を回避できる。CR燃料の炭素

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループマネージャー 研究主幹

¹ 議論を簡単にするため、本稿では幾つかの点を捨象している。バイオマス燃料や化石燃料の燃焼に伴うCO₂排出に着目し、それらの採集・採掘や輸送等におけるCO₂排出は考慮していない。また、バイオマス採集・輸送や化石燃料生産・輸送、直接空気回収（DAC）の設備建設に伴うCO₂排出も考慮していない。DACやCR燃料製造に必要なエネルギーはゼロ・エミッションエネルギーで賄われると仮定している。

源としては化石燃料やバイオマス、大気中 CO₂ が挙げられ、それらの何れにおいても CO₂ 削減効果 (CO₂ 排出回避効果) は同等である。詳細は柴田 (2020) で解説されているが、ここでは簡単な例を考えてみる。

【例 1】化石燃料由来の CO₂ を再利用する場合: 天然ガスを消費している A 社と B 社の 2 社を考えてみる。A 社は年間 a トン、B 社は年間 b トンの CO₂ を直接排出しているとする、2 社の排出量合計は a+b トンである。ここで、A 社から r トン ($r \leq a$ かつ $r \leq b$) の CO₂ を回収し、合成メタンを製造後、B 社の天然ガス消費を部分的に代替した場合、2 社の排出量は a+b-r トンとなる²。カーボンリサイクル実施の前後を比較すると、その CO₂ 削減効果は (a+b)-(a+b-r)=r トンとなる。

【例 2】バイオマス由来の CO₂ を再利用する場合: A 社はバイオマス燃料 (炭素含有量は CO₂ 相当で a トン) を、B 社は天然ガス (同 b トン) を燃焼しているとする。カーボンリサイクルを行わない場合、2 社の直接排出量合計は 0+b=b トンとなる。ここで、A 社からバイオマス由来 CO₂ を r トン ($r \leq a$ かつ $r \leq b$) 回収して合成メタンを製造し、B 社の天然ガス消費を部分的に代替した場合、2 社の合計排出量は 0+b-r=b-r トンとなる。CR 燃料による CO₂ 削減効果は b-(b-r)=r トンとなる。

【例 3】大気中由来の CO₂ を利用する場合: ここでは B 社のみを考える。カーボンリサイクルを行う前の状況で炭素含有量 b トンの天然ガスを消費しているとする。自社で大気中から r トンの炭素を回収し、合成メタンとして天然ガスを代替した場合、炭素放出量は b-r となる。この場合の CO₂ 削減効果は b-(b-r)=r となる。

簡易的な試算ではあるが、カーボンリサイクル有りとなしの場合の排出量を比較すると、CO₂ 削減効果は炭素源に依らないことが分かる (全ての例で r トンの CO₂ 削減効果)。

カーボンリサイクルシステム全体の CO₂ 排出「総量」には炭素源が影響

その一方で、カーボンリサイクルシステム全体としての CO₂ 排出総量は、炭素源の選択によって異なる。ここで「カーボンリサイクルシステム全体」とは炭素提供者 (発電所や産業プラント等) と CR 燃料利用者の両者の直接排出量合計を指す。先の 3 つの例を見ると、カーボンリサイクル有の場合における炭素排出量は例 1 で a+b-r、例 2~3 では b-r である。CO₂ 排出総量で見ると例 1 が最も多くなる。各炭素源の CO₂ 削減効果は同じでも、排出総量は異なることが分かる。

炭素源の選択が CO₂ 排出総量に影響することについて、炭素フローの視点からも考えてみる。図 1 はカーボンリサイクルシステムの炭素フローである。図 1a は炭素源としてバイオマスを、図 1b は大気中 CO₂ を、図 1c は化石燃料を利用した場合である。バイオマスや大気中 CO₂ を利用する場合においては、もともと大気中に存在していた炭素が循環するため、CR 燃料を燃焼しても大気中 CO₂ 増加には寄与しないと見なせる (図 1a-b)。対して、化石燃料を炭素源とする場合は、CO₂ を再利用しても最終的には大気中へ放出されるため、カーボンリサイクルシステム全体としては正の CO₂ 排出となる (図 1c)。

現在、我が国ではカーボンプライシングや 2050 年脱炭素社会の議論が進むが、「カーボンリサイクルシステム全体の CO₂ 排出総量」の点を踏まえると、炭素源の選択が少なからず意味を持つ可能性がある。例えば、カーボンプライシングの一手法である炭素税が導入された場合、化石燃料 CO₂ のリサイクルシステムには、正の排出への課税が発生することになる。また、2050 年にネットゼロ排出を実現する際において、化石燃料 CO₂ を再利用する場合には、正の排出の相殺が必要となる。具体的な相殺策としては植林や DACCS、BECCS 等であり³、それらのコスト負担が生じることになる (相殺する場合には炭素税等のペナルティを免れられる可能性があるが、その代わりに相殺コスト負担が生じる)。化石燃料 CO₂ を再利用する場合、CR 燃料製造の「コスト」のバウンダリには、単に水素製造や CO₂ 分離回収、燃料合成のコストのみならず、化石燃料を由来とする CO₂ 自体へのコスト (炭素税や相殺コスト等に相当するもの) も併せて考える必要が出てくる。このようなコストを踏まえた上で、炭素源を化石燃料由来、バイオマス由来、大気中とする各オプションのうち、どれが総合的に最も経済性が高い

² 簡単のため、CO₂ 回収効率の要素は捨象した。例 2 や後述の図 1 も同様である。

³ DACCS=Direct Air Capture with CCS ; BECCS=Bioenergy with CCS。

のか、という視点が重要になる。

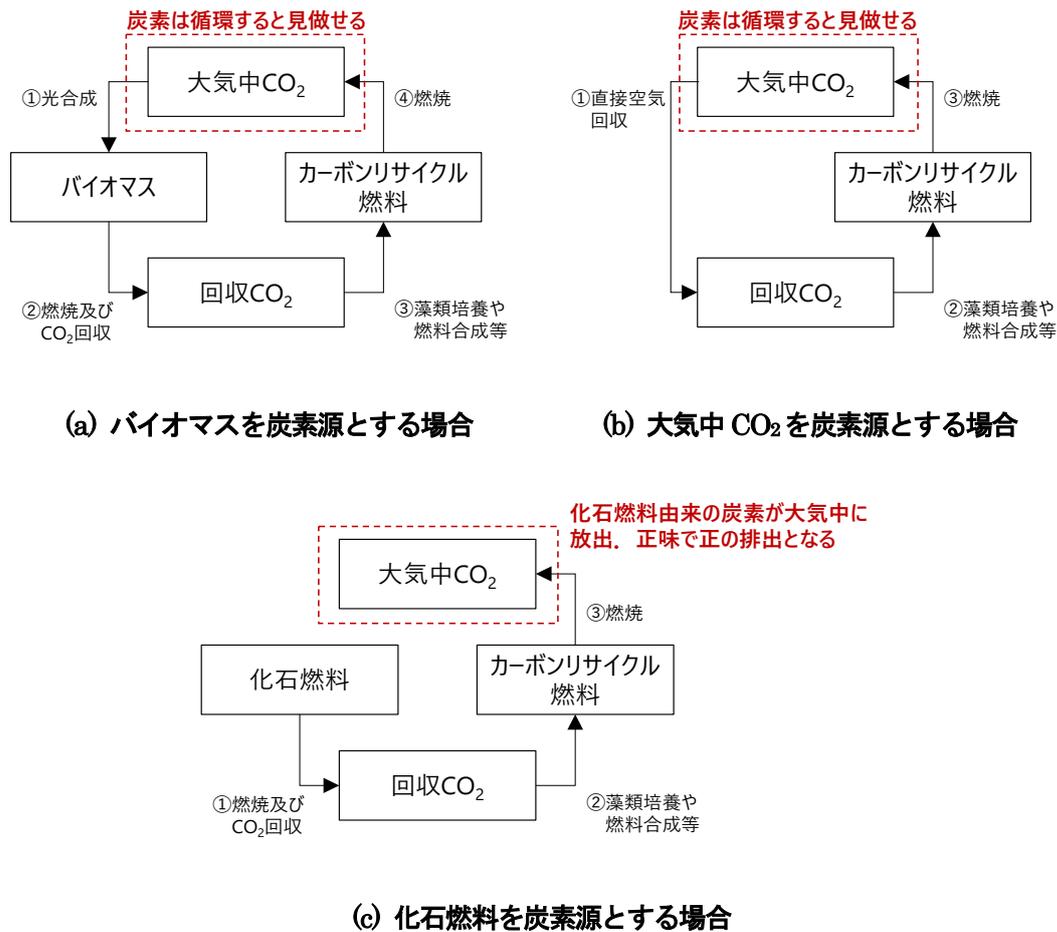
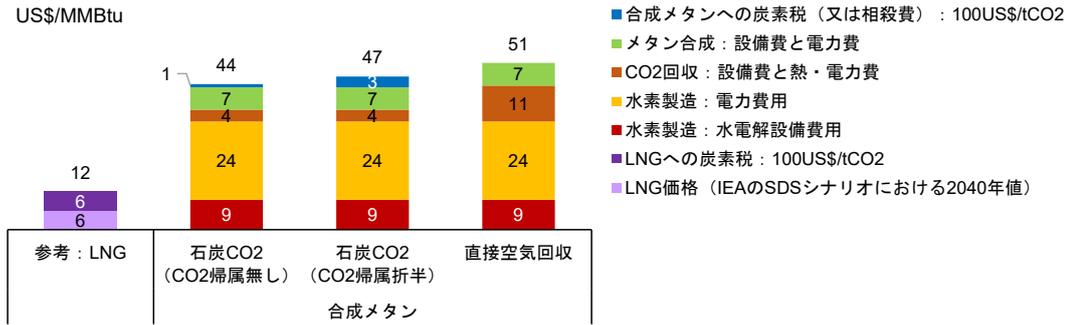


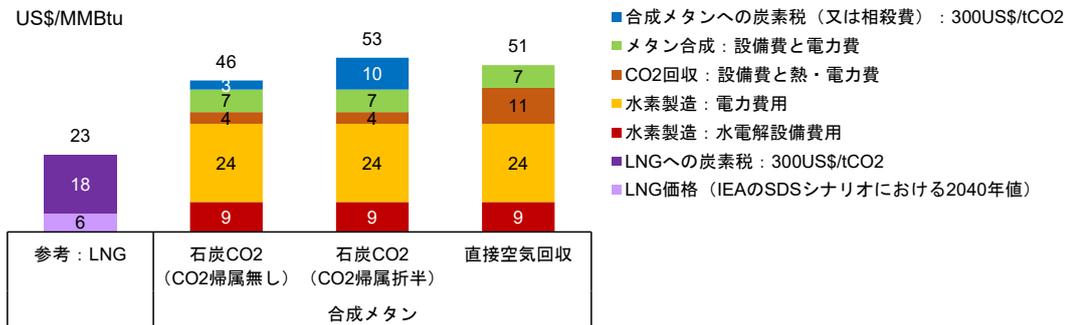
図1 カーボンリサイクル燃料システムの炭素フロー

この炭素税支払いや相殺コストを誰が負うのか（炭素提供側か、炭素利用側か、もしくは両者か）といった論点⁴があるが、これは正に CO₂ の帰属の問題であり、試論（3）にて議論する。ここでは、帰属について仮定を置いた上で、合成メタンを題材に「CO₂ 自体へのコスト」がどの程の影響を持ちうるか試算した（図2）。試算対象としては、日本国内で水電解および CO₂ 回収を行い、メタン合成（サバティエ反応を想定）を行うシステムを想定した。CO₂ は石炭の燃焼後排ガスから回収する場合と、DAC の場合を考慮している。石炭由来 CO₂ を利用する場合については、更に、合成メタン側に CO₂ 帰属が無いケース（図中の「CO₂ 帰属無し」）と帰属を折半するケース（同「CO₂ 帰属折半」）を推計した。炭素税（もしくは相殺コスト）は 100US\$/tCO₂、300US\$/tCO₂、500US\$/tCO₂ の3通りとした、詳細な推計前提は本論文末尾の付録を参照されたい。図中「CO₂ 帰属なし」の合成メタンにおいても炭素税課税が見られるが、その考え方も付録を参照されたい。

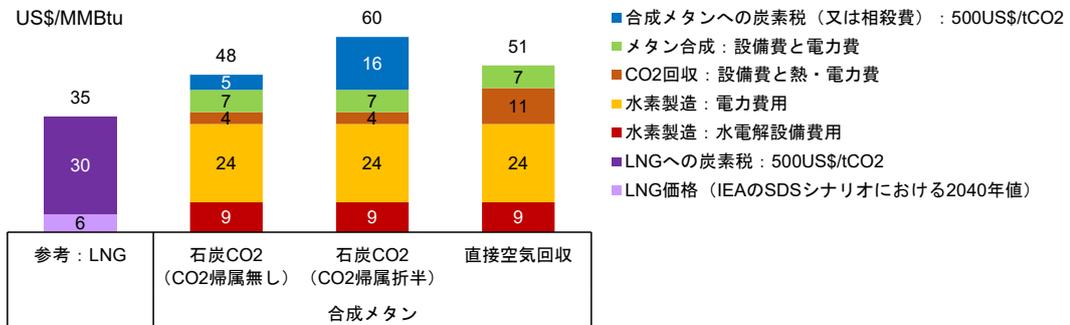
⁴ 相殺策の実施主体についても、炭素提供者または CR 燃料利用者が各自で相殺策を実施する方法や、第3者がネガティブエミッション事業を実施し、その一部をオフセットクレジットとして調達する方法等、さまざま考えられる。この点も今後議論を深化させる必要がある。



(a) 炭素税 100US\$/tCO₂ の場合



(b) 炭素税 300US\$/tCO₂ の場合



(c) 炭素税 500US\$/tCO₂ の場合

図2 炭素税を考慮した合成メタンの製造コスト

図2 から次の主に2点を読み取れる。

- 炭素税率が 100US\$/tCO₂ の場合、それが合成メタン製造費に及ぼす影響は大きくない。CO₂ の帰属を折半した場合においても、石炭 CO₂ 利用の方が、DAC 利用よりも安価となる。ただし、100US\$/tCO₂ ほどの炭素税であれば、LNG 価格に炭素税率分を上乗せした方が十分に安価であり、そもそも国内で CO₂ 回収+水素製造+合成メタン製造を行う意義があるかには留意が必要である。
- 環境政策が強化された場合 (300US\$/tCO₂ や 500US\$/tCO₂) においては、石炭利用へのペナルティが大きくなる (石炭由来 CO₂ を利用した合成メタンのコスト競争力が低下する)。CO₂ 帰属が無いケースでも

DAC 利用時のコストに近くなり、CO₂ 帰属を折半するケースのコストは、DAC 利用時を大きく上回る。石炭由来 CO₂ の再利用が経済合理性を持たなくなる可能性がある。

IPCC の 1.5°C 特別報告書の整理によれば、世界 1.5°C 目標を達成するために必要な世界全体の炭素価格は 2050 年に 700US\$/tCO₂ 程度まで上昇する可能性がある⁵。我が国の 2050 年脱炭素化に向けては、その水準もしくはそれ以上の政策強化が実施される可能性がある。仮にそれ程の気候変動対策が必要であるとすれば、コスト的な観点から化石燃料 CO₂ の再利用は難しくなると思われる。ここでは合成メタンを例示したが、合成石油や藻類培養によるバイオ燃料等の他の CR 燃料についても、化石燃料 CO₂ を利用する際には同様と考えられる。CR 燃料に関心を持つ事業者は、その点を踏まえて炭素源を選定することが重要であろう。

なお、「CO₂ 帰属無し」のように、CR 燃料利用側へのペナルティが免除される場合は、そのペナルティを炭素提供側が負うことになる。炭素提供側（火力発電所等）が、そのペナルティ（重い炭素税の負担）を負ってまで燃料として化石燃料を利用し続けるか（つまり、2050 年まで炭素源として存在し続けられるか）という点についても検討する必要がある。炭素源として存続できない（化石燃料の消費とそれに伴う CO₂ の排出が無い）場合には、化石燃料 CO₂ の再利用自体が不可能となる。環境政策が強化された際に、CO₂ 帰属を折半すると CR 燃料利用側にとってのコスト的な魅力が低下し（図 2）、他方、炭素提供側に CO₂ 排出を帰属させると提供側にとっての魅力が低下する。ジレンマ的な状況といえるかもしれない。

時間軸を考慮した炭素源選択の必要性

本稿では、炭素源がカーボンリサイクルシステムの CO₂ 排出総量に影響することを指摘した。ここで、試論（1）から読み進めて頂いた方は試論（1）の図 1 との違いに混乱されたかもしれない。試論（1）では「系全体」の排出量が試算されているが、炭素源に関わらず同量となることが指摘されている。これは系（本稿ではシステムと呼んでいる）のバウンダリや前提条件の違いに起因する。試論（1）では、「系」の中に化石燃料使用者が存在する状況を前提とし、それであればどの炭素源を利用しても「系」としての排出は変わらないことを示している（化石燃料 CO₂ を再利用しない場合には直接大気中へ放出され⁶、CR 燃料として再利用しても最終的には同量の CO₂ が大気中へ放出される）。対して、本稿で CR 燃料製造の当事者（炭素提供者と CR 燃料利用者）の排出のみに着目している。

試論（1）と本稿の考え方は、どちらが正しいかというものではなく、実際の状況や時間軸に応じて選択すべきものと思われる。2030~40 年といった時間軸では、製鉄やセメント生産等、化石燃料を利用せざるを得ない事業者は多い。このような状況であれば、試論（1）が論じたように、化石燃料 CO₂ を再利用するにせよ、バイオマス・大気中 CO₂ を利用するにせよ、「系全体」（例えば、社会全体）での排出量は変わらなくなる。どの炭素源を利用しても良いであろう。

対して、化石燃料を利用している事業者が 2050 年に向けてカーボンリサイクル以外の対策を打てる場合は前提条件が変わってくる。つまり、①カーボンリサイクルを行う、②カーボンリサイクルを行わない場合は大気中に直接放出する、の 2 択に加え、③電化・水素化・CCS 等で低炭素化する、という選択もとれるようになる。試論（1）の前提では、バイオマス・大気中 CO₂ を利用した場合、化石燃料 CO₂ は大気中へ放出されるが、そこで仮に③が実施可能であればバイオマス・大気中 CO₂ によるカーボンリサイクルと③を組合せて「系全体」としても脱炭素化を図れることになる。他方、③を選択できるにも関わらず、①を実施してしまえば、正味で正の排出となる。「系全体」の排出量が、炭素源によって変わる事となる。

以上を踏まえると、2030 年や 40 年といった転換期においては、産業 CO₂ をはじめ、化石燃料を利用せざるを得ない事業者の CO₂ を活用して低炭素化を進めることは重要な選択肢といえる（短中期的にはカーボンプライシング等も比較的緩く、化石燃料 CO₂ を利用してもコスト的なペナルティは低いものと想定される）。対して、2050

⁵ 1.5°C 特別報告書の Figure 2.26 は複数モデル・シナリオの炭素価格推計値を示しており、ここでは 1.5°C Low Overshooting の分析結果の中央値水準を参照した。ただし、同図に示されているように、炭素価格の推計結果にはモデルによって大きな幅があり、不確実性が高い点にも注意が必要である。

⁶ 例えば、バイオマス由来 CO₂ を再利用する場合、化石燃料 CO₂ は第 3 者の排出となるが（炭素提供者や CR 燃料利用者の排出ではなくなるが）、試論（1）ではその CO₂ も「系」に含めて議論している。

年に向けては環境政策や CO₂ 相殺のコスト・量的ポテンシャル、電化・水素化・CCS 等の観点を基に炭素源を選択する必要がある。環境政策の度合いに応じて炭素源を移行させる等、時間軸を考慮した戦略が炭素提供側・利用側の両者が必要となるかもしれない。例えば、炭素利用側にとっては、代替の炭素源や CO₂ 調達手法 (CO₂ パイプラインや液化 CO₂ タンカー) を予め想定し、その上で CR 燃料製造プラントの立地選択やインフラ形成をしておくことが有用に思える。また、化石燃料 CO₂ の提供側においては、環境政策が強化された場合や、代替の CO₂ 源が出現した場合の対応策を予め練ることが必要に思える。

カーボンリサイクル燃料からの CO₂ 再回収の課題

化石燃料由来 CO₂ を利用しても、CR 燃料の CO₂ を再回収すれば、大気中への放出を抑制できる。本稿では最後に、この再回収について考察を行う。再回収を行えば大気中への CO₂ 放出を抑制できるものの、次の 2 点への対応は考える必要があると思われる。

1 点目の課題は CO₂ 回収効率の観点から挙げられる。ここまでの議論では捨象したが、燃焼ガス等からの CO₂ 回収効率は現状で 90% 程とされる。そのため、化石燃料からの CO₂ 回収時や CR 燃料からの CO₂ 再回収時には化石燃料由来 CO₂ の一部が大気中に放出されてしまう (図 3 中の赤点線)。再回収して炭素を循環させても、一部が放出され続けるため、その分を相殺することが必要となる。

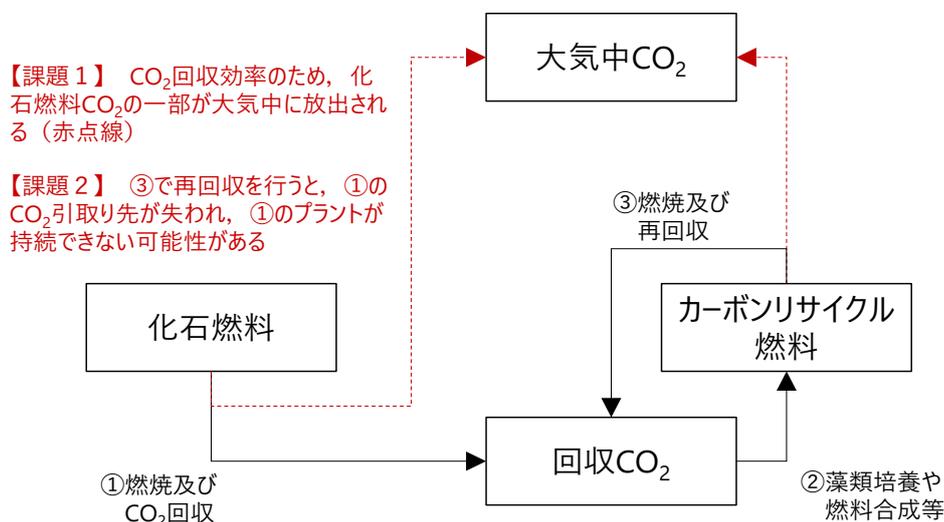


図 3 化石燃料由来のカーボンリサイクル燃料から CO₂ を再回収する場合の炭素フローとシステムの課題

より重要な課題として、化石燃料 CO₂ の受入先 (図 3 中の①のフロー) が減ることが挙げられる。例えば、化石燃料の火力発電で回収した CO₂ から CR 燃料を製造し、産業プラント等での燃焼後、産業プラントで CO₂ を回収して同プラント向けに CR 燃料を製造するシステムを考える。CO₂ 回収効率は 100% ではないことから、2 度目の燃料製造を行う場合には炭素の補充が必要となるものの、1 度目に発電所から提供された CO₂ より少ない量の提供で十分となる。その結果、発電所では CO₂ がダブつき、新たな対応 (他の引き取り先を探す、CO₂ 貯留や燃料転換を行う等) をせざるを得なくなる。効果的な対応策を打てない場合には、環境制約によって発電所の存続が困難となる可能性がある。発電所を保有する事業者の目線からすれば、このシステムは持続可能とは言えない恐れがある。再回収を行う場合には、このように、大元の炭素源への課題が窺える。

おわりに

本稿では、CR 燃料の可能性を炭素源の観点から考察した。ポイントとしては次の 3 点が挙げられる。

- 何れの炭素源を選択しても、CO₂削減効果（排出回避効果）は同等である。
- 他方、カーボンリサイクルシステム全体のCO₂排出総量には炭素源が影響する。
- CR燃料からのCO₂再回収には持続性の課題が生じうる。

社会全体として2050年までのネットゼロ排出を目指す場合においては、この2点目が大きな意味を持つ。我が国では化石燃料CO₂の再利用に期待が高いが、その場合には経済的なペナルティ（炭素税や相殺費用等）が生じる可能性がある。そのようなペナルティも考慮した上で炭素の調達戦略を立案することが重要であろう。もし相殺する術がない場合には、ネットゼロに向けて化石燃料由来のCR燃料導入は困難となり、2050年までにはバイオマス由来もしくは大気中CO₂を利用せざるを得なくなるかもしれない。

勿論、2030年や40年といった転換期においては、化石燃料を利用せざるを得ない事業者（産業部門など）が数多く存在すると思われる。CR燃料の拡大に向けては、その炭素源の有効利用が鍵を握るであろう。カーボンリサイクルではCO₂を物理的に調達して行くことが必要なことから、転換期から2050年までのストーリーを予め想定し、炭素源選定やCR燃料製造の立地選定、CO₂調達インフラ形成等を行うことが大切ではないか。

付録：図2の推計前提

図2の推計は以下の前提に基づく。国際機関や学術機関の論文・報告書等から設定した。

- 図2中のLNG価格は国際エネルギー機関（IEA）のWorld Energy Outlook 2020におけるSustainable Development Scenarioの2040年値（5.7US\$/MMBtu）を参照。
- 割引率…5%。
- 化石燃料の炭素含有量（低位発熱量基準）…天然ガス：0.0560tCO₂/GJ、石炭：0.0946tCO₂/GJ。
- 水電気分解…設備費：450US\$/kW、変換効率：74%（低位発熱量基準）、設備利用率：30%、設備寿命：15年、年間運転維持費：設備費の1.5%、投入電力費用：50US\$/MWh（約5円/kWh）、工業用水費用：0.6US\$/m³。投入電力は、下記の直接吸気回収やメタン合成含め、ゼロ・エミッション電力を想定。
- 石炭燃焼後ガスからのCO₂回収（化学吸収法）…設備費：292US\$/(tCO₂/year)、設備寿命：40年、年間運転維持費：設備費の5%、回収効率：90%、熱消費：1.5GJ/tCO₂、熱供給価格：61US\$/t（上述のIEA見通しから一般炭の値を参照）、石炭発熱量（低位発熱量基準）：26GJ/t。
- 直接空気回収（高温・水溶液システム）…設備費：815Euro/(tCO₂/year)、設備寿命：30年、年間運転維持費：設備費の5%、電力消費：1.535MWh/tCO₂、投入電力価格：50US\$/MWh。為替は1Euro=1.19US\$と想定。
- メタン合成（サバティエ）…設備費：5000US\$/(Nm³-CH₄/hour)、設備利用率：30%、設備寿命：30年、年間運転維持費：設備費の5%、補機動力：0.32kWh/Nm³-CH₄。

図2では石炭由来CO₂を再利用する場合に、合成メタンに課せられる炭素税相当額を推計したが、次の考え方を基に推計している。メタン合成用に α トンのCO₂を回収する場合、CO₂回収効率を η とすると、炭素源では α/η のCO₂が生成していることになる（図4）。この内訳を考えると、(a)CO₂回収設備における熱消費に伴うCO₂と(b)発電所や産業プラントなどの事業に由来するCO₂に分けられる。合成メタン側にCO₂の帰属が無い場合は、発電所や産業プラントの事業に由来しない(a)を合成メタン側のCO₂排出として考慮した。合成メタン側と炭素供給側でCO₂帰属を折半する場合には、(a)と(b)の和の半分（ $\alpha/2\eta$ ）を合成メタンのCO₂排出として考慮した。

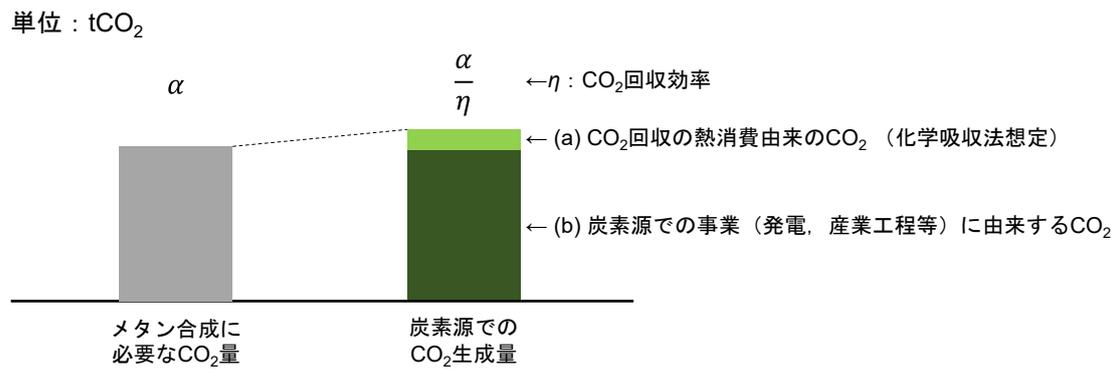


図4 炭素源でのCO₂生成内訳のイメージ

参考文献

柴田善朗：「CCU・カーボンリサイクルに必要な低炭素化以外の視点 -CCUS という分類学により生じる誤解-」、2020年、<https://eneken.ieej.or.jp/data/8821.pdf> (アクセス日：2021年3月8日)

カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する議論（3）

—CO₂ 排出削減効果の帰属—

柴田 善朗* 大槻 貴司**

1. 本稿のポイント

- 化石燃料由来 CO₂ を用いたカーボンリサイクル燃料における CO₂ 排出削減効果の帰属について主に 2 つの考え方がある。
- 一つ目は、カーボンリサイクル燃料の製造・利用主体のみに属するという考え方である。この考え方は次の二つのロジックに基づいている。①カーボンリサイクル燃料の製造・利用において CO₂ は分離回収・再排出されているだけであり、CO₂ 排出削減効果は水素に依存していることから、カーボンリサイクル燃料の利用は水素の直接利用と同義である。②仮に、CO₂ 分離回収施設にも CO₂ 排出削減効果の一部を帰属させるためには、「カーボンリサイクル燃料利用による CO₂ 削減効果 > 水素直接利用による CO₂ 削減効果」でなければならないが、変換プロセスの効率によって、CO₂ 排出削減効果は絶対的に「水素直接利用 > カーボンリサイクル燃料利用」である。したがって、CO₂ 分離回収施設には CO₂ 排出削減効果は帰属しないという考え方である。
- 二つ目は、化石燃料由来 CO₂ の提供側（発電所や産業プラント等）とカーボンリサイクル燃料の製造・利用側で配分すべきという考え方である。カーボンリサイクルにおいて CO₂ 提供側と利用側は相互依存的な関係になる。つまり、CO₂ 提供側にとっては利用側が無ければ CO₂ 削減を実現できず、他方、利用側にとっては CO₂ 提供が必須である。その観点からすれば、両者が協業しやすい仕組みが重要であり、双方に CO₂ 削減効果を分配することは必要といえる。仮に炭素提供側に CO₂ 削減効果が分配されなければ、発電所や産業プラントがカーボンリサイクルに参画する動機が弱まる。加えて、発電所や産業プラントは CO₂ 対策を何ら実施していないことになるため、脱炭素化の流れの中でプラントの早期閉鎖等に繋がりがかねない。これは炭素源の減少を意味し、CO₂ 利用側にとっても不利益となりうる。

2. 本文

第一稿と第二稿で、カーボンリサイクル燃料の原理や脱炭素社会において必要となる炭素源について議論を行った。本稿では、カーボンリサイクル燃料の CO₂ 排出削減効果の帰属について 2 つの異なる考え方を提供する。本稿は読者の方の思索・議論の一助になることを目的としており、敢えて多様な意見を併記している。

CO₂ 排出削減効果はカーボンリサイクル燃料を利用する主体のみに帰属するという考え

第一稿で述べた通り、カーボンリサイクル燃料の主役は水素であり、CO₂ は脇役（分離回収・利用・再排出の過程でオフセットされているだけ）である。したがって、カーボンリサイクル燃料の低炭素化効果はその主原料である水素に起因する。つまり、カーボンリサイクル燃料の利用＝水素の利用と見なすことができる。水素を直接利用する場合を考えてみると、水素が化石燃料を代替しており、例えば近隣に火力発電所がある場合と想定すると、そこからの CO₂ はただ排出・大気放出されるだけであり、火力発電所の CO₂ 排出削減効果はない。言い換えれば、カーボンリサイクル燃料の場合は、火力発電所からの CO₂ は一時的に分離回収されるが、時間差・地点差で分散的に排出されているだけであり、水素の直接利用と変わらない。

もし、カーボンリサイクル燃料の製造・利用における CO₂ 排出削減効果の一部を、火力発電所での CO₂ 分離

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループマネージャー 研究主幹

** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

回収に帰属させるというならば、その行為（火力発電所でのCO₂分離回収）によって得られる効果を特定する必要がある。その場合、「カーボンリサイクル燃料利用によるCO₂削減効果>水素直利用によるCO₂削減効果」でなければならない。しかしながら、CO₂排出削減効果は、変換プロセスでの損失によって、絶対的に「水素直接利用>カーボンリサイクル燃料利用」である。したがって、火力発電所からのCO₂分離回収はCO₂排出削減に寄与していない。つまり、火力発電所からのCO₂分離回収にCO₂排出削減効果を帰属させることはできないと考えられる。同様のことはバイオマス発電所に対しても言うことができる。

火力発電所がCCSを実施する予定であるにも関わらず、火力発電所から分離回収したCO₂を貯留せずに、カーボンリサイクル燃料を製造するために利用（CCS用CO₂の横取り）するのであれば、本来CCSを実施することによって得られたはずであろうCO₂排出削減効果を火力発電所に帰属させることはできる。しかしながら、大気放出されるしかないCO₂を利用するのであれば、CO₂排出削減効果はカーボンリサイクル燃料製造・利用者、つまり水素利用者に属するという考え方が合理的である。

したがって、言うまでもないが、CO₂分離回収に係る費用はカーボンリサイクル燃料を製造・利用する主体が負担する。

なお、次項で紹介するCO₂排出削減効果のCO₂排出源（CO₂提供者）との配分問題や第二稿で述べた2050年脱炭素社会実現におけるCO₂再排出課題を避けるために、カーボンリサイクル燃料の製造・利用主体が、自身でバイオマス発電や直接空気回収（DAC）施設を保有し、これらの施設からのCO₂を利用することも一案である。

CO₂削減効果は炭素提供側とカーボンリサイクル燃料利用側の両方で分配するという考え

他方で、化石燃料CO₂を再利用する場合には、炭素提供側（発電所や産業プラント等）にも削減効果を分配すべきとの考え方もある。炭素提供側にCO₂削減効果が分配されなければ、発電所や産業プラントがカーボンリサイクルに参画する動機が弱まり、中長期的には化石燃料CO₂の再利用が困難となる可能性があるためである。

仮に炭素提供側にCO₂削減効果を分配しない場合、炭素提供側は実質的に何の排出削減対策も実施しておらず、社会のCO₂削減に貢献していないことになる。そして、今後、炭素税や排出権取引等の環境政策が強化された場合には、炭素提供側は化石燃料燃焼へのペナルティ（炭素税支払いやオフセットクレジットの購入費用等）を被ることになる¹。短期的に環境規制が緩やかな状況においては、それも許容できるかもしれない。対して、2050年のカーボンニュートラル化を考えると、ペナルティを被ってまで化石燃料の発電所や産業プラントを維持するよりは、プラントの早期閉鎖もしくは燃料転換・CCS等の代替策を講じた方が炭素提供側にとって合理的となる可能性がある。つまり、炭素提供側にCO₂削減効果のメリットが無い場合、「化石燃料CO₂の提供」を中長期的には持続できなくなる恐れがある。カーボンリサイクル燃料の量的拡大への制約となりかねず、これはCO₂利用側にとっても不利益となりうる。

カーボンリサイクルにおいて、炭素提供側とカーボンリサイクル燃料利用側は相互依存的な関係になると思われる。炭素提供側にとってはカーボンリサイクル燃料利用側が存在しなければCO₂排出削減は実現できない。同時に、後者にとってCO₂は必須の資源であり、安定的な調達が必要となる（CO₂の供給が無ければ、水素の直接利用をせざるを得なくなり、“既存インフラとの親和性”というカーボンリサイクル燃料のメリットを享受できなくなる）。両者が協業・持続しやすい仕組みが重要であり、その観点からすれば、双方にCO₂削減効果を分配することは必要と考えられる。なお、CO₂削減効果を分配する場合には、カーボンリサイクル燃料側もCO₂排出源と見なされることになる。

ところで、炭素提供側に削減効果を分配しない場合には、上記の通り、炭素提供側の持続可能性に課題が生じる可能性がある。第2稿の末尾でも論じたが、カーボンリサイクル燃料利用側はそういった点を踏まえて炭素調達戦略を練ること（例えば、代替の炭素源やCO₂調達インフラ等を予め想定しておくこと）が重要かもしれない。

¹ 発電所や産業プラントにCO₂削減効果が分配されない場合においても、利用側にCO₂を有償で引き渡せば、化石燃料燃焼へのペナルティを緩和できる。しかしながら、これはペナルティの一部をCO₂利用側が肩代わりしている状況であり、経済的に考えれば、実質的にCO₂削減効果を再分配しているといえる。

その他の課題

以上、国内でカーボンリサイクル燃料を製造・利用するケースを前提に議論したが、カーボンリサイクル燃料を国外で製造し輸入するような国境を超える場合にも、CO₂排出削減効果の帰属に関する課題がある。A国において水素とCO₂からカーボンリサイクル燃料を製造、B国へ輸出、B国においてカーボンリサイクル燃料を利用（燃焼・CO₂再排出）する場合、CO₂は一度A国で回収され、B国で時間差で排出されるだけであり、世界全体で見たCO₂の排出量は変わらないが、越境が伴うことから、CO₂排出削減効果の帰属に関する国際的なルール作りが必要になる。

カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する議論（４）

—連載の終わりに—

柴田 善朗* 大槻 貴司**

連載の終わりに

これまで連載してきた「カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する試論」(1)～(3)では、第1稿でカーボンリサイクル燃料の原理について、第2稿で2050年脱炭素社会構築に向けた留意点、第3稿でCO₂排出削減効果の帰属に関する多様な考え方について紹介した。以下に本連載のポイントを整理する。本連載が、2050年脱炭素社会に向けて、カーボンリサイクル燃料に関する政策立案・制度設計の一助となれば幸いである。

- カーボンリサイクル燃料は、十分に低炭素化された水素とCO₂から合成される。水素が必ず必要になることに加えて、燃料製造プロセスでのCO₂分離回収と燃料利用（燃焼）プロセスでのCO₂排出を伴うことから、CO₂排出削減効果の評価やその帰属の考え方が非常に複雑になる。
- 原理原則に基づくと、カーボンリサイクル燃料の効果は水素に由来することから、水素が十分に低炭素化されているという条件下においては、CO₂源の選定やCO₂再排出は問題ない。ただし、脱炭素社会の構築が目的となる場合には異なる視点が求められる。2050年脱炭素社会までの移行期においては火力発電や産業部門からの化石燃料由来CO₂の利用が考えられる一方で、2050年脱炭素社会の成立を制約条件とする場合には、CO₂再排出は避けなければならない。つまり、炭素制約が比較的緩い時点（2030年や40年など）においては、化石燃料CO₂がカーボンリサイクル燃料拡大への鍵となりうる。他方で、2050年までには、化石燃料CO₂の再利用に制約が生じる可能性も否定できず、バイオマス由来や直接空気回収（DAC）由来のCO₂等の炭素源への移行が必要となる可能性がある。時間軸を考慮したCO₂調達戦略が重要であろう。
- 現在、我が国ではカーボンプライシングや2050年脱炭素社会の議論が進むが、それらが炭素源のあり方に影響を及ぼす可能性がある。例えば、炭素税が強化された場合、化石燃料CO₂を再利用するシステムには課税が発生する。また、2050年に正味ゼロ排出を実現する際において、化石燃料CO₂を再利用する場合には、正の排出を相殺することが必要となる。炭素税や相殺費用を誰が負うのか？（炭素提供側か利用側か）が課題となるが、以下に述べるCO₂排出削減効果の帰属の問題とも密接に関係する。第2稿の試算で示したように、化石燃料CO₂の利用可能性の議論にはそれらの費用を考慮することが重要である。
- カーボンリサイクル燃料の製造・利用におけるCO₂排出削減効果の帰属の解釈も非常に複雑である。原理に基づく、カーボンリサイクル燃料の製造・利用におけるCO₂は、CO₂が半永久的に固定化・貯留されるCCSの場合と異なり、分離回収・再排出されているに過ぎなく、そのプロセスにおいてCO₂排出削減効果は無く、CO₂排出削減効果は水素のみに依存することから、カーボンリサイクル燃料の利用主体（つまり水素の利用主体と同義）がCO₂排出削減効果の全てを有するという考え方がある。一方で、カーボンリサイクル燃料はCO₂の提供が無ければ製造できないことから、CO₂提供側とカーボンリサイクル燃料製造・利用側は相互依存的な関係にあり、CO₂排出削減効果を両者で配分すべきとの考え方もある。つまり、例えば化石燃料利用者はCO₂排出源であるとともに、カーボンリサイクル燃料を製造するために必要なCO₂の提供者でもあり、化石燃料利用主体とカーボンリサイクル燃料製造・利用主体の協働が必要であるという考え方である。
- カーボンリサイクル燃料は、現在の化石燃料を基盤とし成熟した既存技術・インフラの活用を通じて経済

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループマネージャー 研究主幹

** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

合理的に水素を利用し易くするための方策であり、CCU やカーボンリサイクルによる CO₂ 排出削減が主目的ではないということには留意が必要である。ただし、技術的には、水素と CCU・カーボンリサイクルの両方の領域に跨ることから、その機能・役割に対する解釈が複雑化している。カーボンリサイクル燃料を経済合理的な脱炭素社会実現のための一つのオプションとして位置づけるためには、早期の社会実装を見据えた具体的な制度設計に向けて更に深い議論が求められる。

- CO₂ を固定化・貯留することで大気放出を半永久的に回避する CCS という理解しやすい技術とは異なり、CCU・カーボンリサイクルには多種多様な技術がある。本稿で対象とした水素が必要で水素が CO₂ 削減効果の主役であるカーボンリサイクル燃料、炭酸カルシウムやコンクリート養生のような CO₂ がほぼ固定化され CCS に近い技術、尿素、メタノール、ドライアイスのように既に化石燃料由来 CO₂ を利用している技術等がある。CO₂ をリサイクルするという考えは大事ではあるものの、CO₂ が固定化され大気放出が回避されるのか、何が何を代替することにより CO₂ 排出削減が得られるのか等、各技術の機能と効果を詳細に分類することが求められる。この思考・分類プロセス無くしては、全ての CCU・カーボンリサイクル技術を、低炭素化に資するものとして誤った認識を植え付けてしまう可能性があると同時に、一方で低炭素化に意味のないものと位置付けてしまう可能性もある。

COVID-19 等による全国・地域別のエネルギー（電力・都市ガス・燃料油）需要変動の振り返り

岡林 秀明*

1. はじめに

新型コロナウイルス感染症(以下「COVID-19」)等による経済停滞によって、わが国は一体どれだけのエネルギー需要を失ったのか。その実態を正確に把握することは困難だが、以下では可能な限りデータを基に COVID-19 の影響を分析する。2021年5月31日、経済産業省「電力調査統計」で2021年2月までの電力需要の実績が示され、COVID-19の国内感染拡大から1年間分のデータが揃ったことから、可能な範囲で全国(月次)および地域別(年間)で、電力・都市ガス・燃料油の各エネルギー需要量の変化について振り返りたい。

2020年2月29日、安倍前首相が記者会見で全国の小中高校に臨時休校を要請し、3月以降の社会のあり方が大きく変わった。各種エネルギー統計の2020年3月～2021年2月実績を前年同月比で見ることで、当然前年・当年ともに COVID-19 以外の影響も受けたことに留意しながら「COVID-19 前後での需要変動」を捉えたい。

2. 全国のエネルギー需要の振り返り

2-1. 「電力」販売量の推移

経済産業省「電力調査統計」を基に、直近3～2月の電力販売量(TWh)を各月2ヶ年並べてその推移を見たものが図1で、3～2月(年間)の電力販売量計は819TWh/年、その増減率(%)が図2で、対前年-1.9%と減少した。

電力の統計値は、大規模工場・鉄道施設等の「特別高圧(20,000V以上かつ2,000kW以上)」、中小工場・企業等の「高圧(50kW以上)」、主に商店等で大型エアコン・電動機など利用の「低圧電力(50kW未満かつ三相200V)」、主に一般家庭等でコンセント・照明など利用の「低圧電灯(50kW未満かつ单相100V・200V)」の契約区分で示され、都市ガスの統計値のような用途区分はない。

図1・図2から、大規模な契約区分ほど対前年同月の減少幅が大きくなる傾向が明らかで、低圧電灯に至ってはむしろ増加した月が大部分であり、COVID-19の影響から企業の生産活動や鉄道移動の需要が極端に抑制され、一般家庭では外出自粛やテレワーク等から巣ごもり需要が生まれたことが窺われる。

また、電力(非電灯)は、1回目の緊急事態宣言の継続下の2020年5月の減少幅が、特別高圧・高圧で2桁%減など、COVID-19前後で最も落ち込んだ。

ただし、冒頭でも述べた通り、電力販売量の増減のすべてが COVID-19 影響とは言いきれず、エネルギー需要は特に気温影響による冷暖房需要等の増減を無視できない。図3の月平均気温の増減を対前年同期で見る限り、夏場の冷房需要はほぼ相殺されているが、2021年1月の2回目の緊急事態宣言下の大寒波による暖房需要増は、需給ひっ迫も伴って電力販売量を押し上げた。しかし、気温影響を含めても年間販売量はマイナスであり、COVID-19 影響による需要減は、現在に至るまで電力事業者を悩ませ続ける要因となっていると言えよう。

* 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 主任研究員

図1 全国 電力販売量2ヶ年の推移(対前年同月)

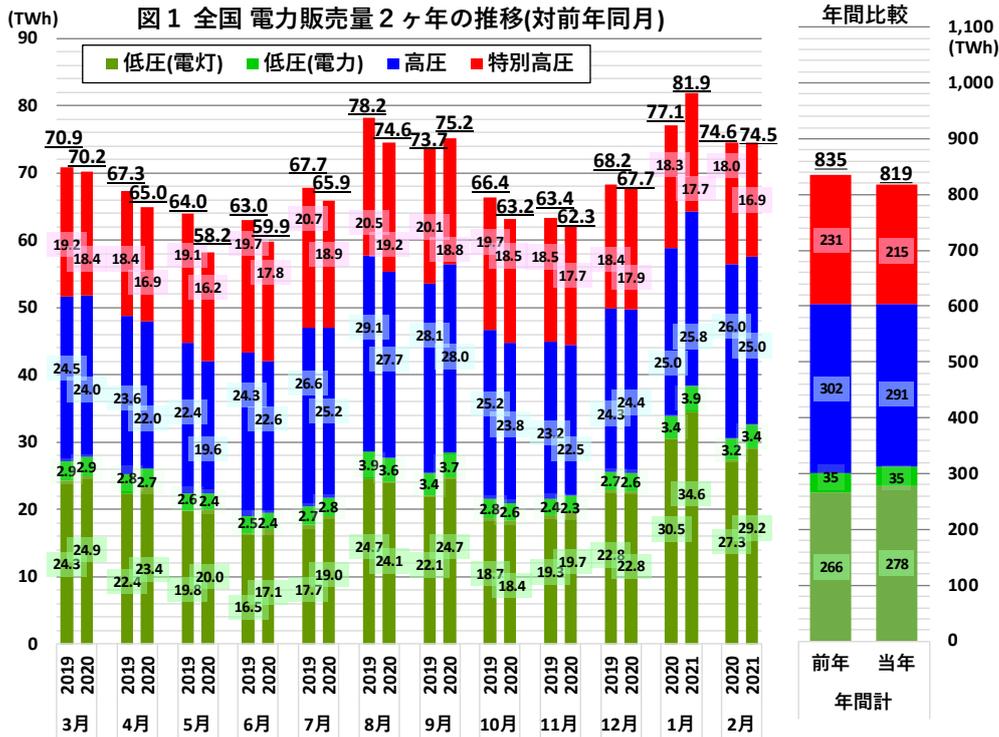


図2 全国 電力販売量2ヶ年の増減率(対前年同月)

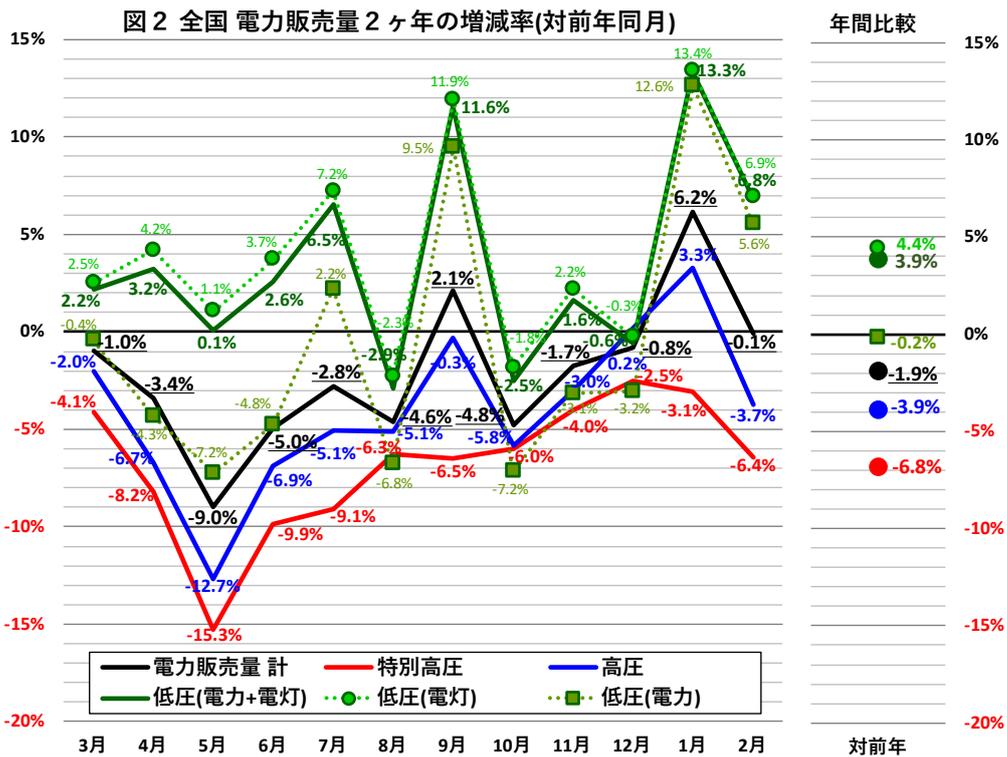
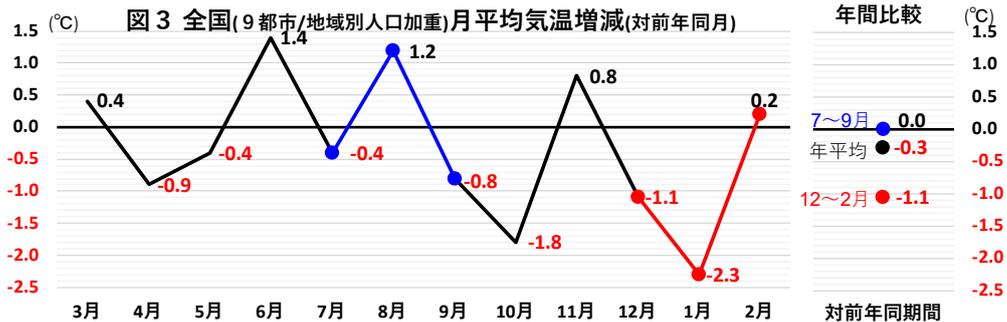


図3 全国(9都市/地域別人口加重)月平均気温増減(対前年同月)



2-2. 「都市ガス」販売量の推移

経済産業省「ガス事業生産動態統計調査」を基に、直近3～2月の都市ガス販売量(億 m^3 [41.8605MJ(10,000kcal)/ m^3 換算])を各月2ヶ年並べてその推移を見たものが図4で、3～2月(年間)の都市ガス販売量計は394億 m^3 /年、その増減率(%)を見たものが図5で、対前年-2.5%と減少した。

都市ガスの統計値は、「家庭用」「商業用」「工業用」「その他用(公用・医療用)」の用途区分で示され、(1)の「電力調査統計」から工業用は「発電用」「一般工業用」に分解できる。区分が必要家属性そのもので明確で、図5で「商業用」の5月対前年同月-44.4%、「家庭用」の巣ごもり需要増などCOVID-19の影響が色濃く反映されているように感じる。

図4・図5から、工業用需要の2割前後を占める「発電用」が2020年8月以降絶対量を大幅に増やし、かつガスの最大需要期である冬場の気温低下で暖房需要も増加したにも関わらず、3～2月(年間)の都市ガス販売量計は「一般工業用」「商業用」の2桁減少もあって、電力販売量計(-1.9%)よりも大きな減少(-2.5%)となった。5月に「商業用」がV字で減少幅を減らした中で「一般工業用」が2桁減少を9月まで続けたのは、生産財(製造業)の調整が商業サービスに比べて遅行性があった可能性が考えられる。

2020年11月～2021年2月の販売量は対前年同月を上回り続けているが、COVID-19と関係性が薄い「発電用」と低気温による下支えが相当に作用しており、「一般工業用」「商業用」がCOVID-19以前の需要量に戻るまでは、都市ガス事業者がCOVID-19の影響を脱したとは言い難い状況にある。

2-3. 「燃料油」販売量の推移

経済産業省「資源・エネルギー統計(石油)」の国内向け販売を参照し、直近3～2月の燃料油販売量(百万 kL)を各月2ヶ年並べてその推移を見たものが図6で、3～2月(年間)の燃料油販売量計は151百万 kL /年、その増減率(%)を見たものが図7で、対前年-7.6%と減少した。

燃料油の国内向け販売量の内訳は「ガソリン」「ナフサ」「ジェット燃料油」「灯油」「軽油」「A重油」「B・C重油」の油種別に示されている。

図6・図7から、外出自粛の移動需要減が色濃く反映される「ガソリン」「軽油」「ジェット燃料油」は、電力・都市ガスと同様に2020年4～5月に対前年で大幅減となっている。レジャー・通勤・営業車需要を反映する「ガソリン」と陸運需要を強く反映する「軽油」は、その後、徐々に減少率を減らしながらも1桁減のマイナスで推移した。航空業界の減便を強く反映する「ジェット燃料油」は、その後も回復できずに対前年で約半減程度のまま推移した。

2020年8月が必要の底となった「B・C重油」も年率で対前年-14.1%と大幅減となった。約0.5百万 kL /月の販売量の内0.2百万 kL /月前後を示す発電用需要が(図6・7にはないが)年率で同-1.6%と比較的安定したため、海運需要を相当量含む

「発電用除くB・C重油」にすると年率で同-21.3%とさらなる大幅減であり、航空需要ほどではないが、海運でもCOVID-19の下押しを受けたものと思われる。

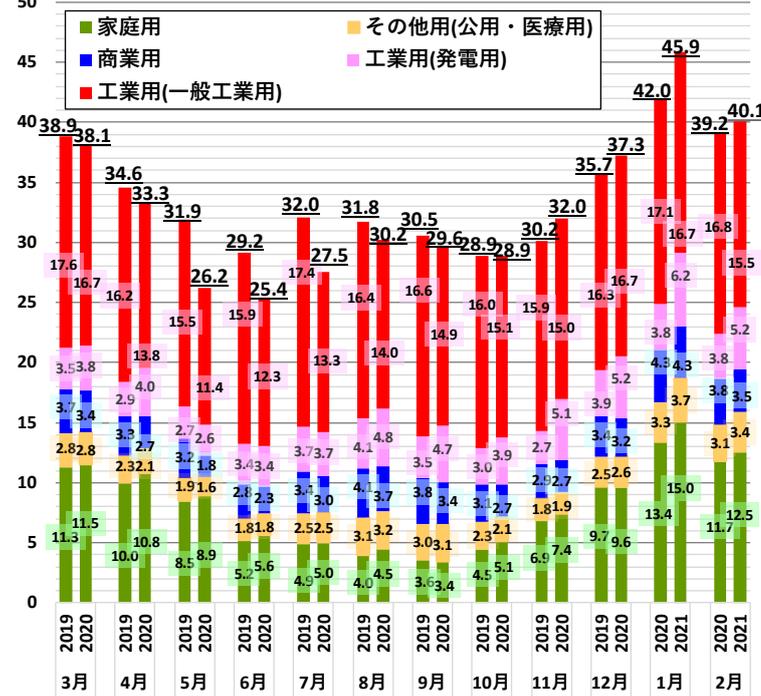
「ナフサ」は自動車等の国内生産の低迷から合成樹脂の需要が低調であったこともあり、年率で同-8.3%と大幅に減少した。

「A重油」は生産活動の需要減がビル・病院・学校の暖房・給湯需要増と相殺し、年率でほぼ横ばい(対前年で-1.0%)となった。

家庭用の巣ごもり需要の動向を反映する要素が大きいと考えられる「灯油」は、需要期に大寒波が到来したことによる暖房需要の増加も手伝って、年率で対前年7.0%増とすべての燃料油で唯一の年間での増加となった。

結果、3～2月(年間)の燃料油販売量計は、大幅な減少(同-7.6%)となった。

図4 全国 都市ガス販売量2ヶ年の推移(対前年同月)



年間比較 (億m³)

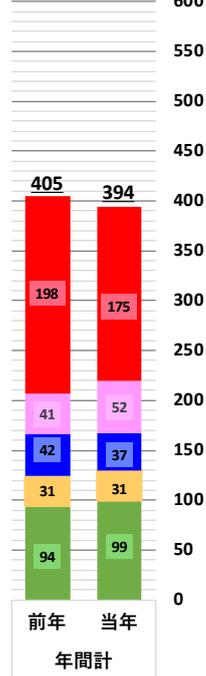
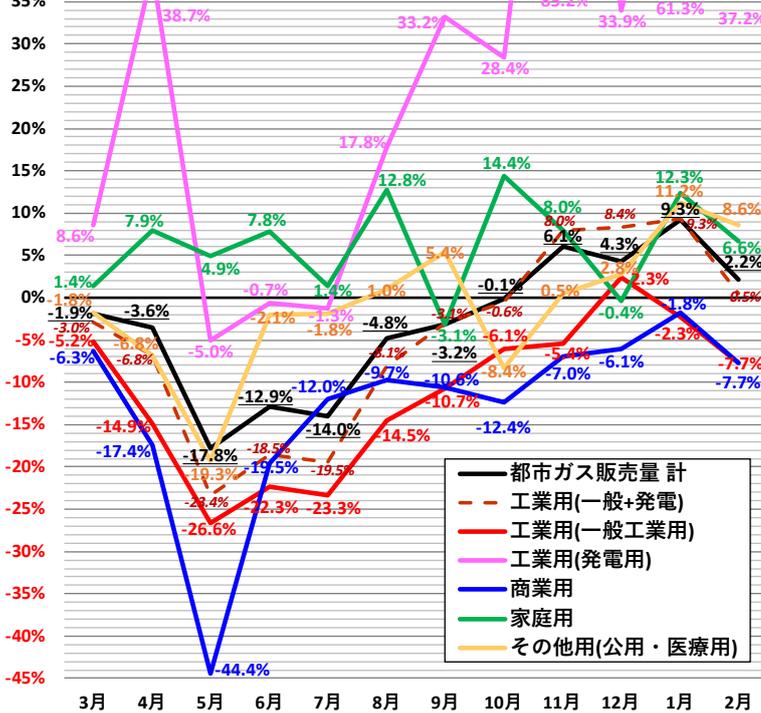


図5 全国 都市ガス販売量2ヶ年の増減率(対前年同月)



年間比較

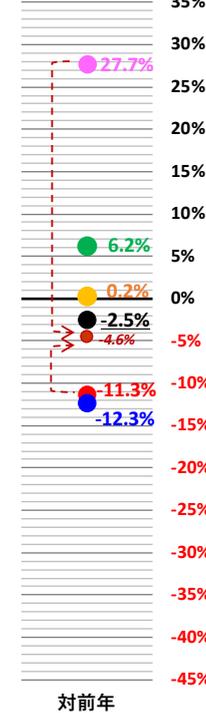
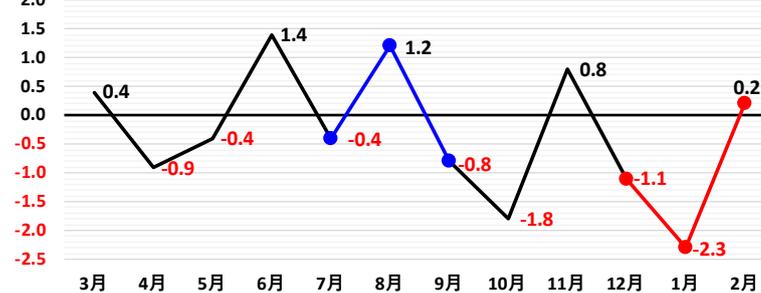


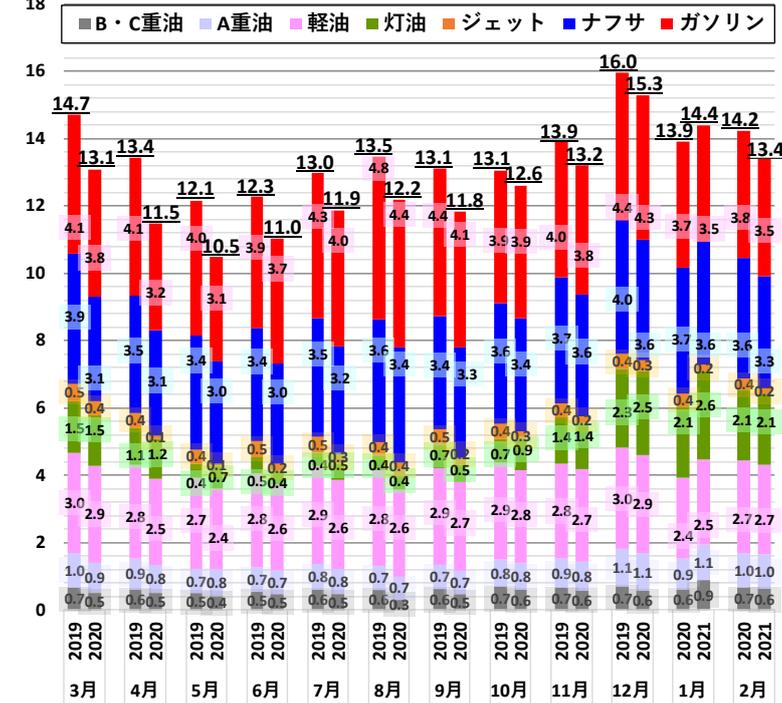
図3再掲 全国(9都市/地域別人口加重)月平均気温増減(対前年同月)



年間比較 (°C)



図6 全国 燃料油販売量2ヶ年の推移(対前年同月)



年間比較

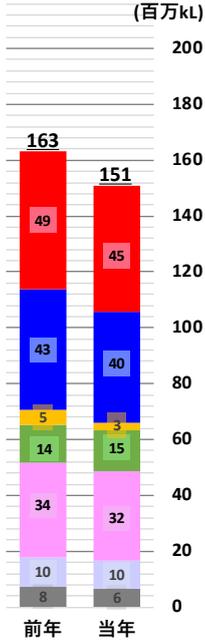
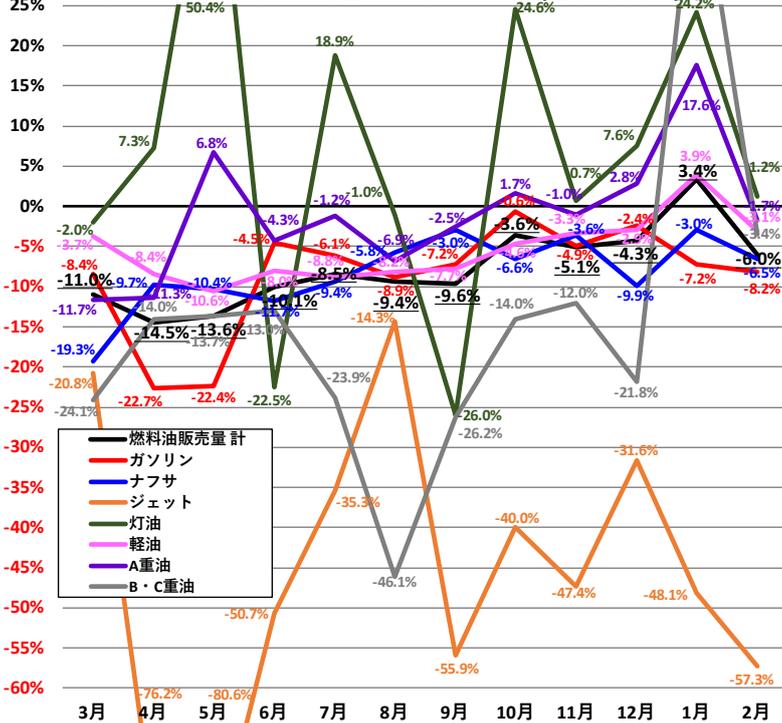


図7 全国 燃料油販売量2ヶ年の増減率(対前年同月)



年間比較

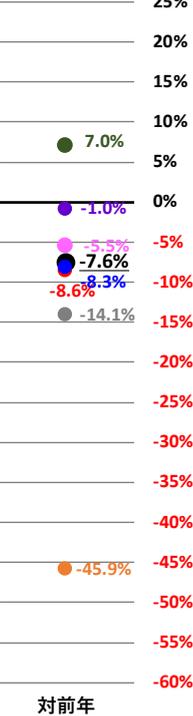
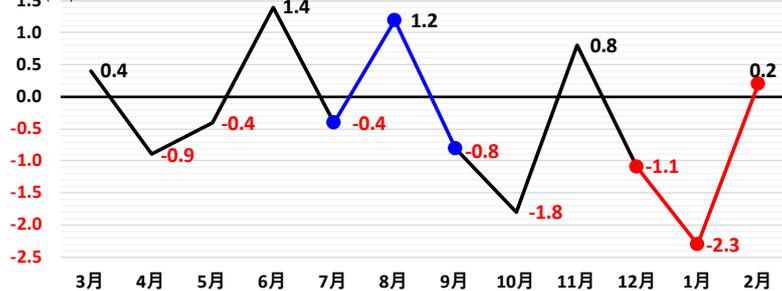
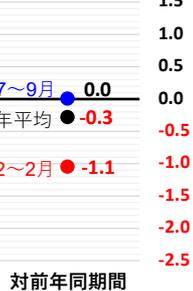


図3 再掲 全国(9都市/地域別人口加重)月平均気温増減(対前年同月)

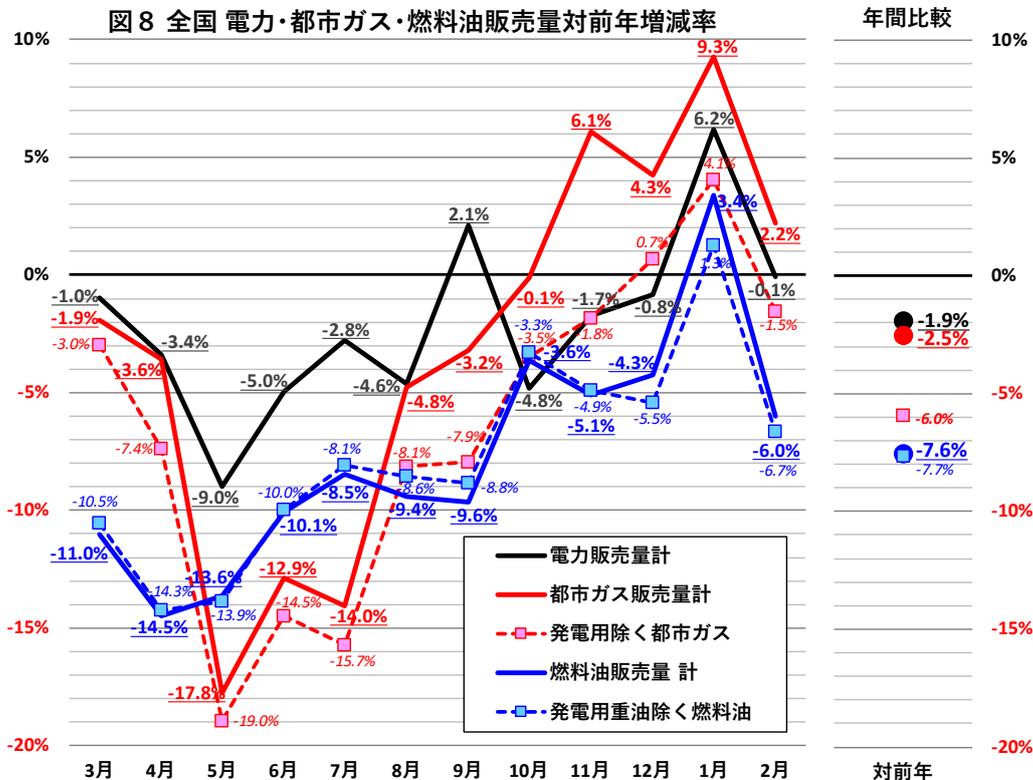


年間比較



2-4. 全国のエネルギー販売量のまとめ

図8の通り、COVID-19 影響は受けたが回復傾向に向かう「電力」販売に対し、一時最も強く押し下げ影響を受けた一方で最も回復したが、発電用を除けば電力同等级までの回復に止まる「都市ガス」販売、「電力」よりも強く影響を受け、今なお十分回復し切れていない「燃料油」販売といった現状が確認できる。



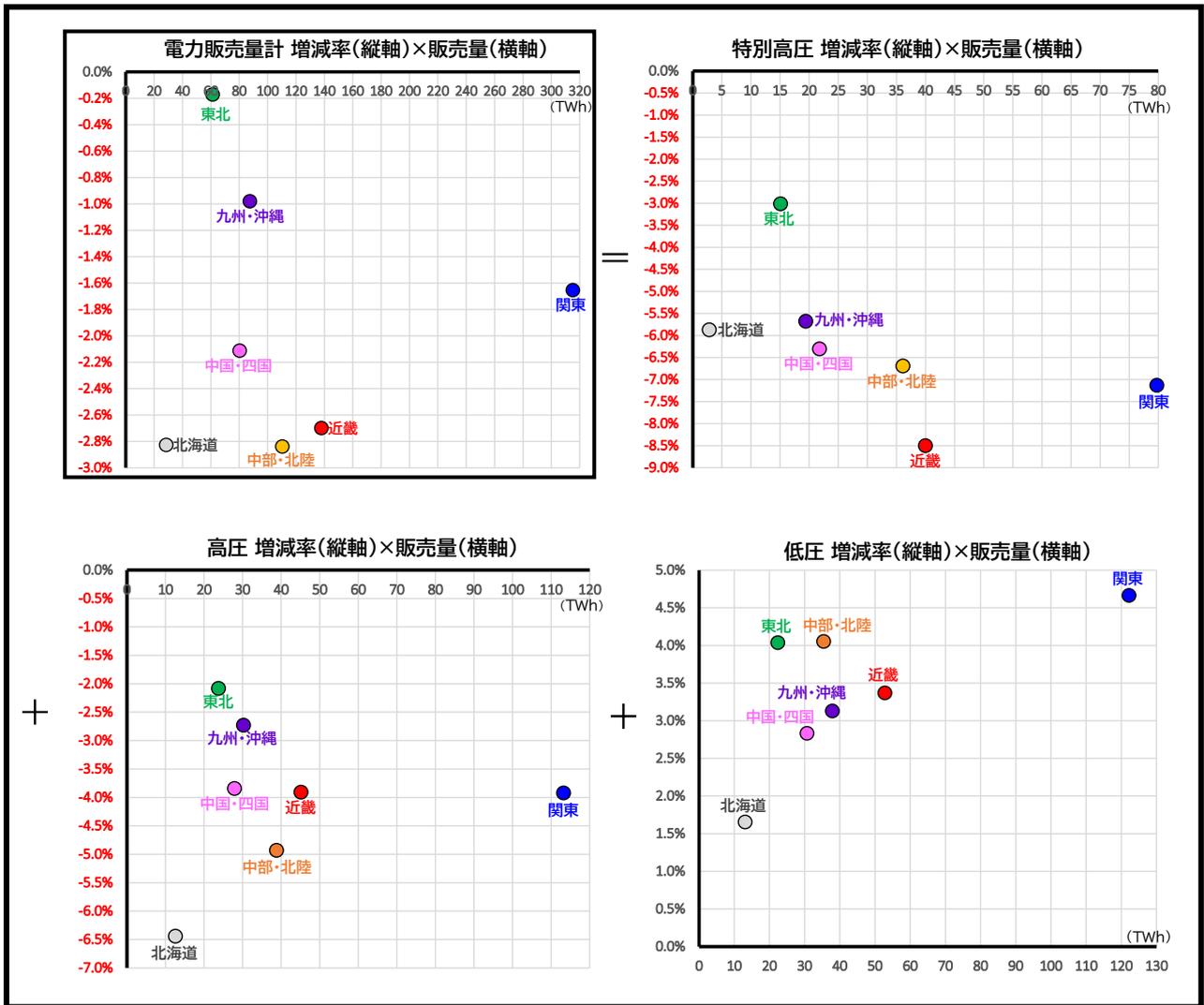
3. 地域別のエネルギー需要量の振り返り

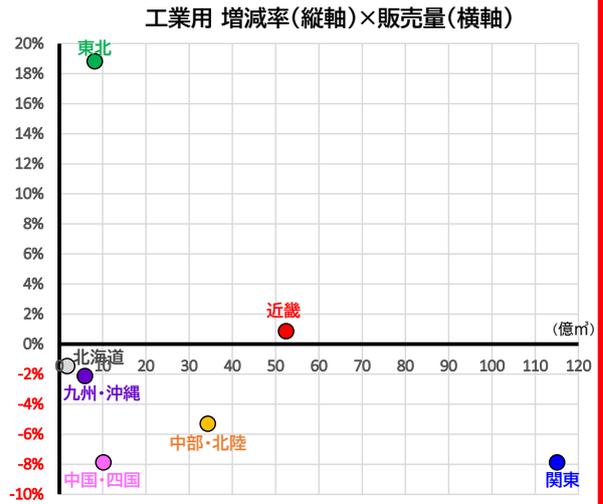
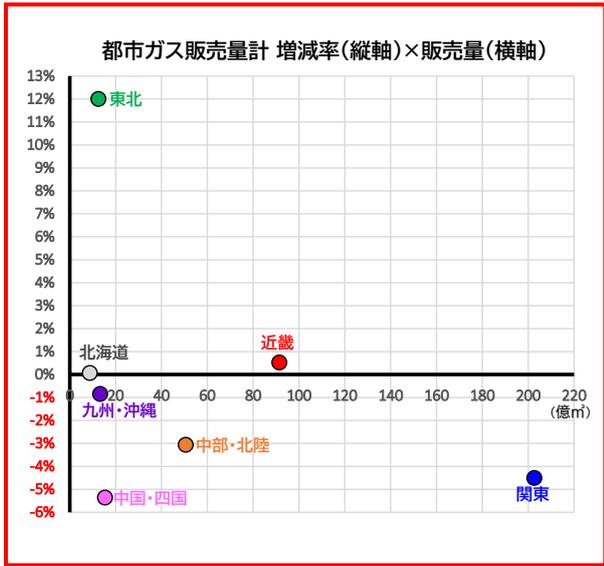
わが国の全国ベースのエネルギー需要量は、区分別の総和であると同時に、北海道～沖縄に至る各地域の販売量の総和でもあり、地域別に「対前年増減率」(COVID-19 等による需要増減の影響度)と「年間販売量」(産業・人口・エネルギー消費構造等の寄与度)の2軸で分布を見ることで、エネルギー需要を地域別に分解し振り返る。

「電力」では前述と同じ経済産業省「電力調査統計」から「都道府県別電力需要実績」2020年3月～2021年2月の年間計を、「都市ガス」も前述と同じ経済産業省「ガス事業生産動態統計調査」から「地区別表」(経済産業局管轄9地域別から「中国・四国」「九州・沖縄」をまとめた7地域別の実績表)の2020年3月～2021年2月の年間計を利用し分析を試みる。ただし、「燃料油」は、前述の経済産業省「資源・エネルギー統計(石油)」で地域別の内訳を示した販売実績値が公表されておらず、別途、石油連盟の統計情報「都道府県別販売実績」の2020年度(2020年4月～2021年3月)計を利用した。電力・都市ガスとは参照期間が1ヶ月“後ズレ”するが、需要量の地域別の変動量同士を比較するには有意な結果を得られると思われる。

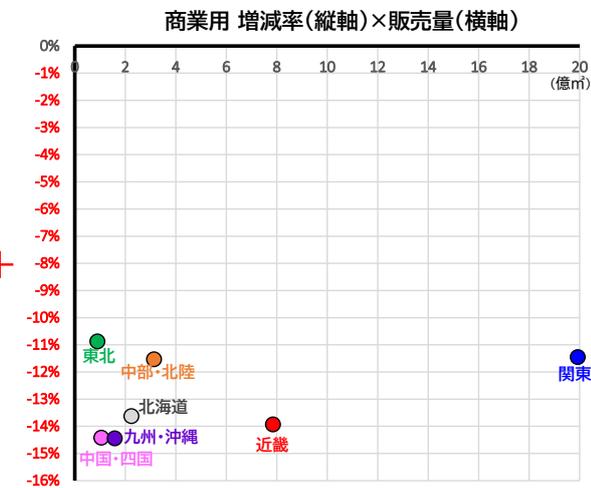
図9の通り、7地域(北海道、東北、関東、中部・北陸、近畿、中国・四国、九州・沖縄)別に販売量を集計した上で、縦軸に「対前年増減率」、横軸に「年間販売量」を取った分布図に地域別の実績値をプロットし、区分ごとに地域間を比較すると偏差が生じているかどうか、その傾向を確認した。

図9 エネルギー需要量の対前年増減率(横軸)・年間販売量(縦軸)の「地域別」分布図

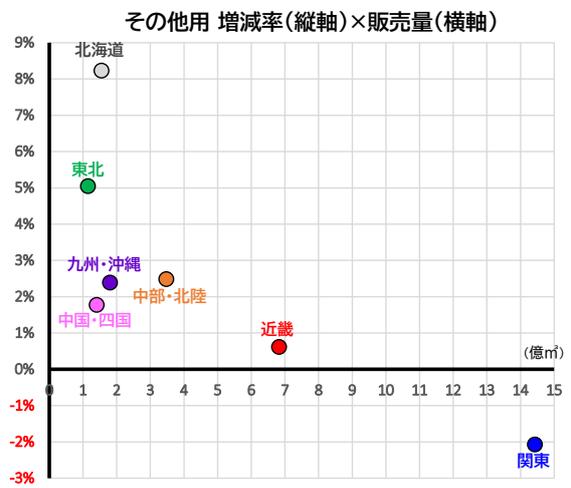




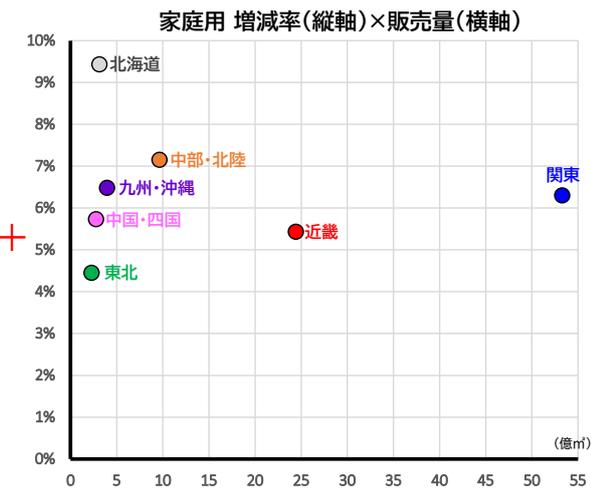
=



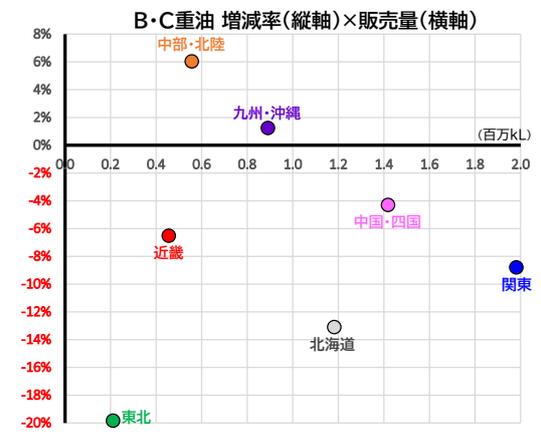
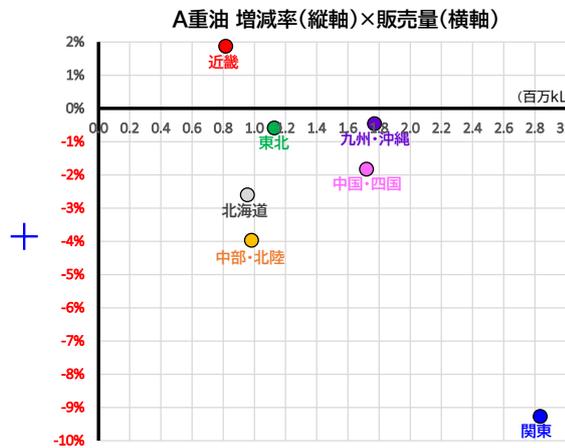
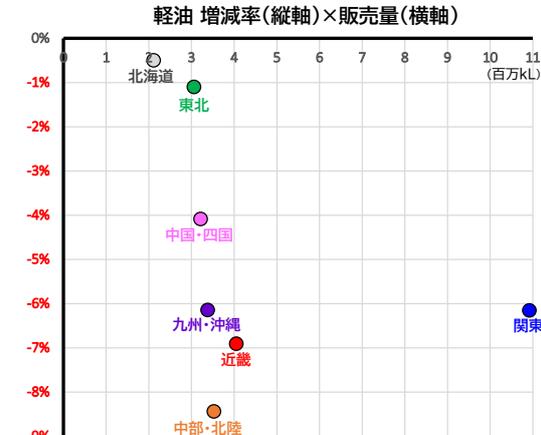
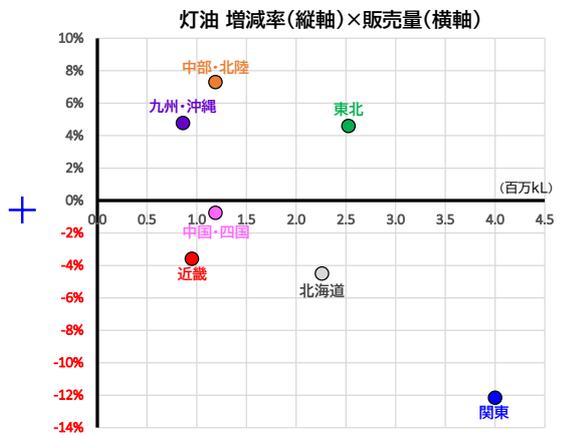
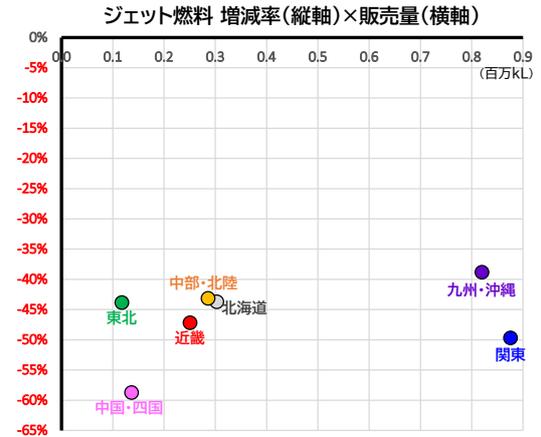
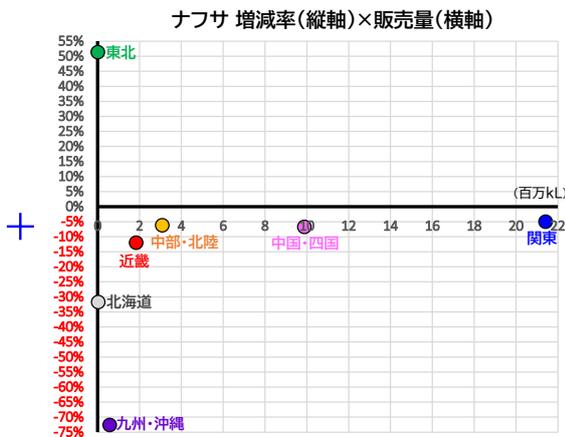
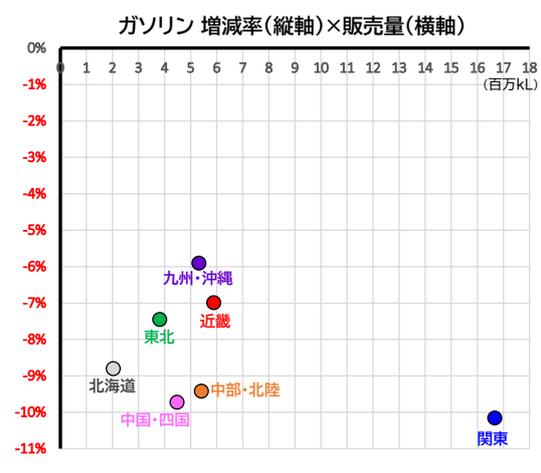
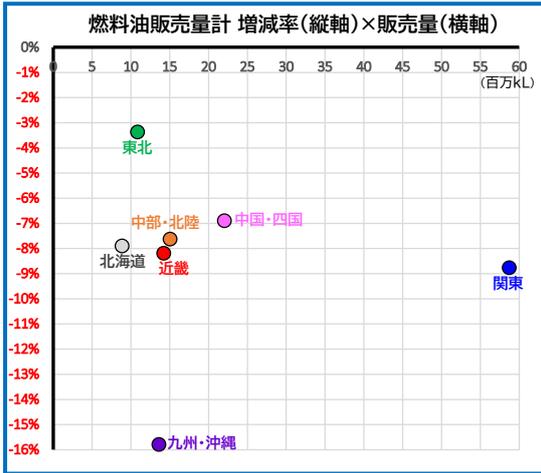
+



+



+



①【関東】【東北】需要抑制の感度を大きく受けた「関東」と受けづらかった「東北」

電力・都市ガスと燃料油のいずれの販売量計の分布図も右下方に「関東」、左上方に「東北」が来る。内訳でも、電力の「低圧」、都市ガスの「家庭用」、燃料油の「B・C重油」を除いてすべて同じ位置関係で、「東北」は、都市ガスが「商業用」以外で増加、燃料油は「ナフサ」「灯油」で増加している。経済規模の大小から左右方向(販売量)の乖離は必然だが、上下方向(増減率)での乖離は、緊急事態宣言下の期間が長い東京都周辺を含む「関東」が COVID-19 の需要抑制の影響を受けやすく、比較的感染者数が少なく推移してきた「東北」は被害も比較的小さかった可能性がある。

②【関東】【東北】需要増加の感度も大きく受けた「関東」と受けづらかった「東北」

電力の「低圧」と都市ガスの「家庭用」は、右上方に「関東」、左下方に「東北」が来ているが、COVID-19 等の巣ごもり需要増に関しても「関東」が受けやすく、「東北」が受けづらかった可能性がある。

③【近畿】【中部・北陸】電力で「関東」以上の需要抑制・都市ガスと燃料油で「関東」以下の需要抑制

「近畿」「中部・北陸」共に電力販売量計では「関東」と比べて需要抑制の影響を受けた(左下方に来た)一方で、都市ガスと燃料油の販売量計では「関東」の方が需要抑制された(右下方に来た)。電力の「近畿」は「特別高圧」で、「中部・北陸」は「高圧」で、それぞれ「関東」よりも増減率が減少した(左下方に来た)。左右方向(販売量)で「近畿」「中部・北陸」に関して、電力・都市ガスで「関東」との距離感を見ると、産業・企業部門の活動が家庭部門の活動よりも作用する(構成比が高い)ことが窺える。

④【近畿】【中部・北陸】「関東以外」の地域よりも燃料油の都市ガス転換が進展

左右方向(販売量)において、都市ガスが「関東以外」の地域よりも右側に、燃料油で左側に来ていることから、都市ガス転換が「関東以外」の地域よりも進展していることが窺える。

⑤【九州・沖縄】燃料油で全地域最大の需要抑制を受けた「九州・沖縄」

「九州・沖縄」において、「ナフサ」は対前年-72.6%(-1,519 千 kL)で、販売量が「関東」を上回る減少となり、「ジェット燃料油」も「関東」に次ぐ-520 千 kL もの減少と、燃料油の販売量計では全地域最大の需要抑制を受けた。(電力・都市ガスではそこまでの需要抑制は受けていない。)

⑥【すべての地域】都市ガス「商業用」や燃料油「ジェット燃料油」は皆一様に需要抑制を受けている

都市ガス「商業用」や燃料油「ジェット燃料油」は、全国・全地域での偏差が乏しいため、観光(旅行)業・小売業・航空業などは全国で一様に大幅な需要抑制を受けていることが推測できる。

4. 結論・所感

エネルギー需要は、電力や都市ガスの販売では大幅減から回復基調に復帰しつつあるが、燃料油の販売では回復の道半ばであることが確認できた。足元では、COVID-19 との戦いはワクチン普及により終息への希望が見え、現下の緊急事態宣言下においても感染の拡大防止と経済の維持・拡大とのバランスを取った政策運営から引き続きエネルギー需要の激減局面は脱していくものと思われる。

今回、「全国計」でのエネルギー需要の増減分析のみでなく、「地域別」での増減分析も試み、特徴的な偏差が統計に表れていることを確認できたが、「都道府県別」「市町村別」等のより細かな分類で分析できれば、一層深い考察を得ることが可能かも知れない。2050 年に向けて温室効果ガスの排出を削減し、エネルギー需給をよりカーボン・ニュートラルへ進化させるためには、地方自治体や各エネルギー事業者の“地域に根差した努力”を適切に「数値(量・率)で把握し評価する仕組み」の構築が重要であり、筆者としてもその実現に向けて様々な局面でその必要性を発信し続けていきたい。

(参考) 図10 エネルギー需要量の「地域別」分布図への適用値まとめ

経済産業局 9地域 ↓ 7地域	電力販売量計 (特別高圧+高圧+低圧)					特別高圧					高圧					低圧(低圧電灯+低圧電力)				
	2020-3- 2021.2 電力 販売量 (GWh)	前年同 期間比 増減量 (GWh)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020-3- 2021.2 電力 販売量 (GWh)	前年同 期間比 増減量 (GWh)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020-3- 2021.2 電力 販売量 (GWh)	前年同 期間比 増減量 (GWh)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020-3- 2021.2 電力 販売量 (GWh)	前年同 期間比 増減量 (GWh)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位
北海道	28,458	-828	6	-2.9%	7	2,846	-177	7	-5.9%	5	12,539	-663	5	-6.4%	1	23,072	213	1	1.7%	1
東北	61,210	-105	7	-0.2%	2	15,100	-469	6	-3.0%	7	23,729	-565	5	-2.1%	7	22,387	869	3	4.0%	5
関東	315,119	-5,299	1	-1.7%	5	79,754	-6,122	1	-7.1%	2	113,227	-4,620	7	-3.9%	3	122,137	5,443	7	4.7%	7
中部・北陸	110,320	-3,222	3	-2.9%	1	36,120	-2,590	3	-6.7%	3	38,783	-2,012	2	-4.9%	4	35,417	1,380	5	4.1%	6
近畿	137,576	-3,823	2	-2.8%	2	39,985	-3,712	2	-8.5%	1	45,108	-1,832	3	-3.9%	2	52,782	1,721	6	3.4%	4
中国・四国	80,526	-1,733	4	-2.1%	4	21,789	-1,465	4	-6.3%	4	27,862	-1,114	4	-3.8%	5	30,684	845	2	2.8%	2
九州・沖縄	87,537	-866	5	-1.0%	6	19,418	-1,169	5	-5.7%	6	30,219	-847	6	-2.7%	6	37,900	1,150	4	3.1%	3
全国計	820,846	-15,876	-	-1.9%	-	215,004	-15,705	-	-6.8%	-	291,460	-11,739	-	-3.9%	-	314,382	11,622	-	3.8%	-

経済産業局 9地域 ↓ 7地域	ガス事業者・都市ガス販売量計 (41,8605M/円≒10,000kcal/円換算)					工業用					商業用					その他用(公用・医療用)					家庭用					
	2020-3- 2021.2 ガス 販売量 (百万円)	前年同 期間比 増減量 (百万円)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020-3- 2021.2 ガス 販売量 (百万円)	前年同 期間比 増減量 (百万円)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020-3- 2021.2 ガス 販売量 (百万円)	前年同 期間比 増減量 (百万円)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020-3- 2021.2 ガス 販売量 (百万円)	前年同 期間比 増減量 (百万円)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020-3- 2021.2 ガス 販売量 (百万円)	前年同 期間比 増減量 (百万円)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	
北海道	872	1	5	0.1%	5	180	-3	5	-1.5%	5	224	-35	4	-13.6%	4	155	12	7	8.2%	7	312	227	27	4	9.4%	1
東北	1,249	134	7	12.0%	7	819	130	5	18.8%	7	90	-11	7	-10.9%	4	114	5	5	5.0%	6	227	227	10	1	4.5%	7
関東	20,270	-956	1	-4.8%	2	11,506	-984	1	-7.5%	1	1,922	-258	1	-11.5%	6	1,442	-30	1	-2.1%	1	5,329	5,329	316	7	6.3%	4
中部・北陸	5,057	-160	2	-3.1%	3	3,431	-192	2	-5.3%	3	313	-41	3	-11.5%	5	348	38	6	2.5%	5	964	964	64	6	7.2%	6
近畿	9,140	48	2	0.5%	6	5,234	45	2	0.9%	6	784	-127	2	-13.9%	2	683	4	4	0.6%	2	2,439	2,439	126	6	5.4%	2
中国・四国	1,539	-87	3	-5.4%	1	1,016	-87	3	-7.9%	2	105	-18	6	-14.4%	2	141	4	2	1.8%	3	277	277	15	2	5.7%	3
九州・沖縄	1,320	-11	4	-0.8%	4	588	-13	4	-2.1%	4	158	-27	5	-12.4%	1	180	4	4	2.4%	4	394	394	24	3	6.5%	3
全国計	39,447	-1,032	-	-2.6%	-	22,775	-1,103	-	-4.6%	-	3,667	-516	-	-12.3%	-	3,063	6	6	0.2%	-	9,942	582	582	3	6.2%	-

経済産業局 9地域 ↓ 7地域	燃料油販売量計					揮発油(ガソリン)					ナフサ					ジェット燃料油				
	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位
北海道	8,565	-760	6	-7.9%	4	2,020	-185	7	-8.8%	4	22	-11	6	-31.7%	2	302	-235	3	-43.7%	5
東北	10,853	-978	7	-8.5%	2	3,809	-307	6	-7.5%	5	3	1	7	51.4%	7	118	-92	7	-43.8%	4
関東	58,694	-5,637	1	-8.4%	2	16,668	-1,884	1	-10.2%	1	21,416	-1,129	2	-5.0%	6	876	-865	1	-49.7%	2
中部・北陸	15,039	-1,241	5	-7.6%	5	5,413	-563	2	-9.4%	3	3,088	-204	5	-6.2%	5	286	-217	5	-43.1%	6
近畿	14,234	-1,288	4	-6.2%	3	5,884	-492	4	-7.0%	6	1,834	-245	4	-11.9%	4	251	-194	4	-47.1%	3
中国・四国	22,022	-1,632	3	-6.9%	6	4,473	-482	3	-9.7%	2	9,885	-716	3	-6.8%	4	137	-194	6	-58.7%	6
九州・沖縄	13,610	-2,851	2	-15.8%	1	5,317	-334	5	-5.9%	7	573	-1,519	1	-72.5%	1	820	-520	2	-38.8%	1
全国計	143,326	-13,467	-	-8.0%	-	43,594	-4,206	-	-8.8%	-	36,822	-3,525	-	-8.4%	-	2,789	-2,346	-	-45.7%	-

経済産業局 9地域 ↓ 7地域	灯油					軽油					A重油					B・C重油				
	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位	2020 年度 販売量 (千kl)	対前年 比較 増減量 (千kl)	減少 量 単位	前年 同月比 増減率 (%)	減少 率 単位
北海道	2,250	-106	2	-4.5%	2	2,113	-11	7	-0.5%	7	955	-25	4	-2.6%	3	1,182	-178	2	-13.1%	2
東北	2,527	111	7	4.6%	5	3,057	-34	6	-1.1%	6	1,128	-7	6	-0.6%	5	211	-52	4	-19.8%	1
関東	4,001	-654	1	-12.2%	1	10,919	-716	1	-6.2%	3	2,834	-289	1	-9.3%	1	1,981	-191	7	-6.8%	3
中部・北陸	1,189	81	6	7.3%	7	3,526	-355	2	-8.4%	1	982	-15	2	-1.5%	2	556	32	7	6.0%	7
近畿	950	-35	3	-3.0%	3	4,045	-300	3	-6.9%	2	814	15	7	1.9%	7	455	-32	5	-6.8%	4
中国・四国	1,189	-9	4	-0.8%	4	3,211	-197	5	-4.1%	4	1,719	-32	3	-1.8%	4	1,417	-64	3	-4.3%	5
九州・沖縄	861	39	5	4.8%	4	3,378	-221	4	-6.1%	5	1,770	-82	5	-4.5%	6	891	11	6	1.2%	6
全国計	12,976	-473	-	-3.5%	-	30,249	-1,743	-	-5.4%	-	10,202	-387	-	-3.7%	-	6,694	-474	-	-6.6%	-

各地域の産産消費の注記

経済産業局管轄の地域別ベースとした「ガス事業者別」の地域別

- 北海道 北 青森県、岩手県、秋田県、宮城県、山形県、福島県
- 東北 北 青森県、岩手県、秋田県、宮城県、山形県、福島県
- 関東 東 東京都、茨城県、栃木県、群馬県、埼玉県、千葉県、東京都、神奈川県、山梨県、長野県、静岡県、岐阜県、愛知県、三重県
- 中部・北陸 北 新潟県、富山県、石川県、福井県、山梨県、長野県、静岡県、岐阜県、愛知県、三重県
- 近畿 東 大阪府、京都府、滋賀県、奈良県、和歌山県、兵庫県、徳島県、高知県
- 中国・四国 西 岡山県、広島県、山口県、香川県、愛媛県、高知県
- 九州・沖縄 北 福岡県、佐賀県、大分県、熊本県、鹿児島県、沖縄県

変動制再生可能エネルギー大量導入時の電源別経済性指標 LCOE と System LCOE[◆]

松尾 雄司*

1. はじめに

気候変動問題に対する関心の高まりと変動性再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy: VRE、主に風力発電及び太陽光発電を指す）のコスト低減に伴い、現在、世界の多くの国において電力部門は大きな変化を遂げようとしている。電力システムの観点からは、VRE が従来型電源と大きく異なる点は主に3つある。即ちVRE はその出力が自然条件によって変化するため、電力需要に合わせて出力を変化させることができないこと、その立地地点は風況や日射の良好な点に限られ、特に風力の場合は我々の都合のみによって立地地点を選べないこと、一方でその限界費用は一般的に非常に安く、一度設備を設置すると風況・日射の良い時には極めて安価な電力を供給し得ることである。既に欧州を始め多くの国でVRE が大量に導入され、また今後も導入の拡大が見通される中、短期もしくは長期の将来に向けて適切な電力設備の拡張計画を策定することは、各国の政府・規制機関や電気事業者にとって極めて重要な課題となっている。

電源の拡張計画が緻密な経済性の評価に基づくべきことは言うまでもない。従来、このような電源別の経済性評価は平準化発電単価（Levelized Cost of Electricity: LCOE）と呼ばれる指標を用いて行われてきた。これはある電源によって1kWhの発電を行うために必要とされる費用（つまり単価）をある想定のもとに算出するものであり、それぞれの電源の特性を反映して算出されるとともに、同一の電源でも設備利用率によってその値が大きく変化する。後述の通り、例えば石炭火力と天然ガス火力とではその変化の仕方が異なるために、電力需要曲線に応じてそれらの最適な（＝総費用を最小とする）構成比率が定まることになる。

これに対し、VRE がもつ上述の諸特性は、多くの場合、LCOE によって十分に表現することができない。例えばVRE は火力のように柔軟に運用することができず、従って仮に火力と太陽光が同じLCOE をもつ場合、一般的には前者の方が電力システムの中での価値が高い、換言すれば後者の方が相対的なコストが高いことになる。ここでの問題を素朴に言うならば、LCOE によって適切に評価されないVRE の（不）経済性、即ち「VRE がもつ自然変動性等に伴う追加的コスト」は一体どの程度であるのか、ということになる。但し正確には火力・VRE ともにその経済性は電力システムの中で初めて決まるものであり、前者であっても完全に柔軟ではない以上、少なくとも部分的には同様な不経済性をもつ。明らかにこの問題は決して単純なものではなく、VRE の大量導入時の各電源の挙動を正確に模擬した上で、慎重な概念設計に基づいてその追加的な費用をVRE と従来型電源双方に割り振る必要がある。

本稿ではこのような観点に基づき、VRE 大量導入時の電力部門における経済性を考える上で重要となる事項について概説する。この問題については国際的に検討が続けられており、例として昨年末の12月9日には経済協力開発機構（Organisation for Economic Co-operation and Development: OECD）の原子力機関（Nuclear Energy Agency: NEA）及び国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）による評価レポートが公表されている¹⁾。本稿はこのような国際的な評価結果の紹介をも併せて意図するものである。

以下、まず2章ではLCOE について、OECD/NEA, IEA による評価結果を中心に概説する。次いで3章において、上述の「LCOE を超える」経済性評価の手法について、最近の研究動向を踏まえて概説する。

◆ 本稿はエネルギー・資源学会誌『エネルギー・資源』1月号及び3月号の連載記事「電力部門の経済性評価手法」の内容を一部修正し、学会の許可を得て掲載するものです。

* 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループマネージャー 研究主幹

2. 平準化発電単価 (LCOE)

2-1. LCOE の概念

LCOE とは上述の通り所謂「発電単価」、即ち 1kWh の電力をある特定の技術によって発電するために必要な費用であるが、正確には下式を満たす定数 p として定義される。

$$\sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_t \frac{pE_t}{(1+r)^t} = p \sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

ここで t はプラント運転開始年を 0 として、運転開始からの経過年数を示す変数であり、プラント運転開始前に最初に費用が発生した年 (つまり $t < 0$) から、運転が終了し、最後に費用が発生する年までの期間にわたって動くものとする。 C_t は t 年にかかる費用であり、建設費、固定費、可変費等の他に、プラントの廃止措置や使用済燃料の最終処分等、(理想的には) 発電プラントのライフサイクルにわたる全ての費用を含む。また E_t は t 年の発電量である。式(1)の左辺は総費用を後述する割引率 r によって運転開始年の現在価値に換算した値であり、右辺はそのプラントで発電される電気が仮に 1kWh 当り p 円で販売されると想定した場合の総収入である。このように、プラントの「費用」と「価値」とをバランスさせる電力単価が LCOE と呼ばれるものとなる。

式(1)より、LCOE は

$$p = \frac{\sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

と計算される。便宜上、この分母は「割引電力量」と呼ばれる。但し当然ながら、ここでは電力量そのものを割引計算しているのではなく、割り引いているものは(1)に示す将来の p であることに留意されたい。

LCOE とはある電力システム内において将来のある年を対象とし、既存の設備が全くない状態から電力供給のための設備を全て建設すると仮定した場合 (Greenfield と呼ばれる) において、電源間の電力量の代替による総費用の変化を線形で近似したものと理解することができる。即ち、電源 A 及び B の LCOE をそれぞれ LA 及び LB とし、1kWh 分の電源 A による電力供給を電源 B に代替した場合、システム全体の費用は LB-LA だけ増加する。逆に言えば、この線形近似が成り立たない限り LCOE は電力システムの経済性を評価するには不十分である、ということになり、これが次回に示す「LCOE を超える」指標の重要性と結びつくことになる。

また、費用 C_t (のうち初期投資や固定運転維持費) は当該プラントの設備容量に強く依存するため、一定の設備からどれだけ多くの電力 E_t を産出できるか (=設備利用率) が LCOE に大きく影響することになる。

C_t の中に含まれるべきものは実際のキャッシュアウトを伴うものであって、会計上の費用ではない、という点は注意が必要である。例えば発電プラントの建設費は一般的にはプラント稼働前の時点で計上されるべきであり、減価償却費として計上されるべきではなく、仮に後者の方法を取った場合には費用の発生時点の差により割引現在価値が異なったものとなり、一般的にはやや小さな LCOE の値を算出してしまうことになる。日本政府による 2011 年の電源別 LCOE 評価では減価償却費によって資本費が計上されていたが、この点是不適切であることが認識され、2015 年の政府試算では運転開始時に計上するよう改められている²⁾。

2-2. 割引率の問題と LCOE の評価に係る留意点

2-2-1. 割引率の概念

LCOE の評価のみならず、エネルギー・環境問題に関連する多くの経済的評価を考える際に重要となるものは、費用の発生する時点の相違である。これは一般的に、割引率 r によって表現される。

割引率とは、将来の貨幣価値を現在の価値に換算する際に用いられる比率のことである。例えば仮に年率 3% の利息収入が確実に見込まれる場合、現在の 100 万円は 10 年後の 134 万円と等価である。逆に言うと、10 年後の 100 万円は現在価値 74 万円に「割引き」される。このような計算で用いられる 3% という比率が割引率と呼ばれる値である。この例からわかるように、数年から数十年の時間スケールでは割引率は利子率とほぼ同等のものと考えて良い。

多くの場合、式(1)や式(2)に現れる費用 C_t は実質値、即ちインフレやデフレの影響を控除した値で示される。この場合、 r としては実質割引率が用いられる。例えば名目利子率が 5%、インフレ率が 2% の場合には実質利子率はおよそ 3% となり、名目割引率と実質割引率との関係もそれに等しい。ここでは物価の変動と、現在価値換算との 2 つの異なる種類の等価性が考えられていることに留意されたい。まず物価水準として今年の 100 万円は来年の (名目) 102 万円と等価であり、この来年の金額は (実質) 100 万円と表示される。その上で、現在価値換算を行う場合、来年の (実質) 103 万円が今年の 100 万円と等価になる。

2-2-2. 割引率による LCOE の変化

式(2)からわかるように、LCOE の値は割引率 r の想定によって大きく変化する。具体的には仮に r が上昇した場合、原子力や再生可能エネルギーといった初期費用が大きい電源は LCOE が大きく上昇する一方で、火力発電のように建設時ではなく発電時に大きな燃料費がかかる電源は、 r の影響を大きく受けない。これは、例えば資金を借り入れて原子力発電所を建設し、発電収益によってそれを返済するような状況を考えてわかり易い。ここで r が高いほど原子力の LCOE が上昇するという事は、借入金を返済するための利子率が高いほど、より大きな収益が挙げられない限り返済が不可能となることに対応する。この観点から、従来、割引率は原子力発電の経済性に最も大きな影響を与える要因の一つと考えられている。日本においては従来 3% の割引率を用いてコストが表示されることが多いが、この想定次第で結果が大きく変化する可能性があることには留意する必要がある。

2-2-3. バックエンド費用の問題

LCOE ではこのように全てのコストをプラントの運転開始時の現在価値に換算して評価するため、一般的に、バックエンド費用の LCOE への寄与は小さくなる。例えば日本政府による 2015 年の試算結果²⁾では原子力発電の LCOE 8.8 円/kWh のうち、廃止措置の寄与は 0.1 円/kWh、再処理の寄与は 0.5 円/kWh、高レベル放射性廃棄物処分の寄与は 0.04 円/kWh に過ぎない。これは、廃止措置や再処理の費用はプラント運転開始から早くとも 40 年以降に発生するため、仮に割引率 3% の場合には少なくとも $1/1.03^{40} \approx 0.3$ 倍以下に割引かれることによる。これが意味することは、上記の割引率の概念に照らせば明らかである。即ち、プラント運転時に得られる収益のうち幾分かを運転終了後の廃止措置のために積み立てておく場合、一般的にはその積み立てた資金から運用益が得られるために、比較的少額の積み立てであっても十分に廃止措置・再処理費用を賄うことができる。このため、もしプラントの運転時に十分計画的に廃止措置費用の積み立てを行うならば、これらのコストが原子力発電の経済性に与える影響は小さい。但しこれは当然ながら、仮に十分な積み立てが行われなかった場合に、実際の廃止措置時に十分な資金調達ができなくなる可能性を否定するものではない。

高レベル放射性廃棄物処分はやや複雑な問題を孕む。日本でこれまで原子力発電によって発生した高レベル放射性廃棄物を地層処分する費用は約 3 兆円と見積られており、一度廃棄物を処分した後はある期間にわたってモニタリングをした上で、その後は基本的に人間による管理を行わない。ここでは将来世代に負担を残さないよう、人類が関与しなくとも安全性が損なわれないよう、十分に保守的に処分場の立地や設計を考慮することが想定されている。当然ながら、運転開始から数十年以降に発生するその費用が LCOE に与える影響は小さい。その代りとして、この問題は経済性よりもむしろ、「いかにして数十万年間の安全性を確保するか」という問いを我々に提示することとなる。

但し、仮に処分終了後数十年にわたってサイトの管理が必要となった場合にどうなるかを考えること自体は有用である。或いはもし処分後に放射能が人間の生活圏に漏洩する可能性が全くゼロでないならば、少なくとも一定の貨幣価値換算値を有する潜在的被害が数十年にわたって発生し続ける、という言い方も可能かも知れない。ここで留意すべきことは、割引率 r を想定し、今から毎年 X 円の潜在的、もしくは顕在的なコストが永遠にかかり続ける場合、無限の将来までの累計の費用は等比級数の和として $X + X(1+r) + X(1+r)^2 + \dots = X/r$ と表

される、ということである。例えば X を 10 億円/年、 r を 3% とすると累計費用は 333 億円となり、廃棄物処分費用 3 兆円にこれが加算されたとしても、全体の経済性にはほとんど影響しない。これは具体的には、廃棄物処分時にある有限の金額（例えば 333 億円）を積み立てておけば、その資金運用等によって必要な費用を永遠に捻出できることに相当する。

但しここでもなお残る問題がないわけではない。即ち、対象とする時間スケールがこのような長期にわたる場合、割引率の値は将来に向けて低下するように想定されるべきであるとされており³⁾、これを十分に踏まえた定量評価は非常に難しい。但し結局のところ、この問題は経済性よりもむしろ、将来の漏洩リスクがどの程度まで低減するよう処分場を設計するか、という問題に帰着するものと思われる。

2-2-4. 初期費用及び事故リスク対応費用

このように、原子力発電に係るバックエンドの費用は主に割引計算によって、一般的には LCOE への寄与が小さくなる。逆に言えば、それ以外の（割引計算されない）費用は電源の経済性に大きな影響を与える可能性がある。この観点から日本の原子力発電にとって特に注意すべきものは追加的安全対策費用であり、これは初期費用（プラントの建設費用）に加算されるため、これをいかに合理的な水準に抑えるかが、今後の原子力発電の経済性に大きく影響することとなる。

また原子力の事故リスクに関する費用も割引計算はされるべきではない。これは、原子力事故は潜在的に発電と同時に発生する、ということによる。一般的には事故リスクは事故の被害額にその発生頻度を乗じた値として評価されるべきものであるが、その頻度の評価は必ずしも単純ではない。いずれにせよ、何らかの方法で推定された 1kWh 当りの事故リスク費用は割り引かれることなく、そのまま LCOE に加算されるべきものと考えられる。

2-3. LCOE と最適電源構成

LCOE は従来電源の最適な設備比率を求めるために有用である。図 1 にある電力システムにおいて、年間 8,760 時間分の電力需要値を大きい方から順に並べたもの（負荷持続曲線と呼ばれる）の概念図を示す。ここで、例えば石炭火力発電と LNG 火力発電とによってこの電力需要を満たすことを考えよう。一般的に石炭火力の方が LNG 火力よりも建設費が高く、燃料費が安いために、設備利用率が高い場合には石炭火力の LCOE の方が LNG 火力よりも低く、設備利用率が低い場合にはその逆となる。

いま両者の LCOE がちょうど一致する設備利用率を f としよう。このとき、電力システムの総費用を最小化する石炭・LNG 火力の内訳は、図 1 に示す横の破線によって示される。即ち、この破線よりも下の領域は設備利用率が f よりも高い領域であるため、これを石炭火力で供給することが経済合理的となり、一方で破線よりも高い領域は LNG 火力で供給することが合理的となる。このように、従来電源による電力供給の最適化は、概念的には LCOE を用いて簡易に行うことが可能である。

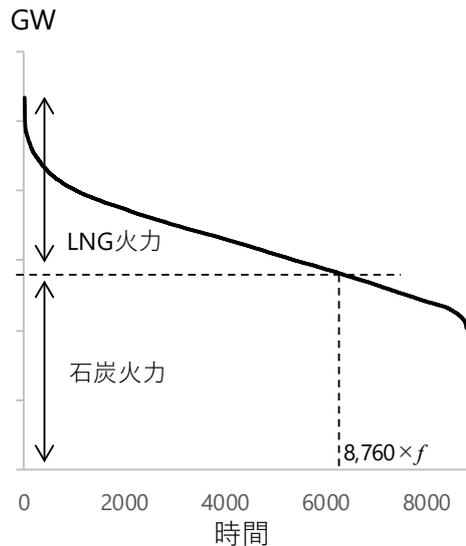


図 1 負荷持続曲線と LCOE による電源選択

ここでは、設備利用率を反映した LCOE の値がそれぞれの電源の「限界費用」を示していると考えられることができる。即ち、石炭火力の発電量が大きくなるにつれ、追加的に増加させる石炭火力発電の設備利用率は低下し、従ってその追加分 1kWh 当りのコスト=LCOE は上昇する。この設備利用率を反映した石炭火力の LCOE が LNG 火力の LCOE と同等になる点が最適な電源構成である。後述する電源別限界費用は、このよく知られた関係を一般化するものと考えられることができる。

2-4. LCOE の具体例 : OECD による評価

OECD/NEA 及び IEA は 1983 年以降、継続的に各国の電源別 LCOE を網羅的に評価する取り組みが進められており、その第 9 版が 2020 年 12 月に公表された。これは OECD 諸国を中心とした各国からの代表者がそれぞれの国の発電コストに関するデータを持ち寄り、それを統一フォーマットのもとで LCOE として集計して提示するものであり、この第 9 版では 24 か国のデータが掲載されている。近年では OECD 以外の国のデータも参考として収集されることとなっており、今回は非 OECD 国として、NEA の加盟国であるロシア及びルーマニアの他に、中国・インド・ブラジルのデータが掲載されている。なお日本のデータは国内の最新評価値である上述の発電コスト検証ワーキンググループによる値に基づいているが、VRE についてはそのコスト低減の現状と可能性に鑑み、2030 年の試算値を 2025 年運開プラントのコスト評価値として用いている。

この第 9 版では、これまでと異なる以下のような点が着目される。第一に、今回初めて LCOE のみでなく、「LCOE を超える」指標として、IEA が提唱する価値調整済み LOCE (Value-adjusted LCOE: VALCOE) についても言及がなされている。これについては第 3 章で概説する。第二に、従来版では評価されなかった新たな技術として、二酸化炭素回収・利用・貯留 (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS)、原子力発電の寿命延長 (Long-term Operation: LTO) と蓄電池の評価値が含まれている。特に蓄電池については LCOE の方法そのままでは評価し得ないため、それに類似する平準化貯蔵コスト (Levelized Cost of Storage: LCOS) という新たな手法を用いて推計が行われている。LCOE は原則として 2025 年運転開始想定であり、火力発電には炭素価格として 30 ドル/tCO₂ を上乗せしている。

図 2 に技術ごとの LCOE の推計結果を示す。報告書には割引率 3%、7%及び 10%の評価結果が示されているが、ここでは 7%の結果のみ示している。

火力発電については、30 ドル/tCO₂ の炭素価格を想定したとしても CCUS によりコストは上昇する。但し炭素価格が 50~60 ドル/tCO₂ を超えれば石炭火力において、100 ドル/tCO₂ を超えれば天然ガス火力において CCUS はコスト競争力をもつ。IEA による世界エネルギー需給見通し (World Energy Outlook 2020) 4)における「持続可能な開発」シナリオでの先進国における炭素価格想定が 2025 年に 63 ドル/tCO₂、2040 年に 140 ド

ル/tCO₂であることを考えると、少なくともこのレベルの野心的な温室効果ガス排出削減を目指すシナリオでは、CCUSは合理的なオプションであり得ると考えられる。

原子力発電については今回初めて掲載されたロシアのLCOEが他国と比べて顕著に低く、割引率7%で4.2セント/kWhとなっており、同国の陸上風力発電（割引率7%で6.7~7.2セント/kWh）の3分の2以下である。また寿命延長については米国、フランス、スウェーデン及びスイスを対象とした評価が行われ、20年延長の場合4.0~4.9セント/kWhと、他電源の新設と比べて競争力の高いオプションであると評価されている。

再生可能エネルギー、特に太陽光及び風力は前回の2015年版に比べて着実にコストが低減している様子が読み取れる。特に欧州では洋上風力のLCOE低下が顕著であり、最も低いデンマークでは割引率7%で4.5セント/kWhとなっている。但し、これらの再生可能電源は国による、もしくは同じ国内でもサイトによるLCOEのばらつきが大きく、日本を含むコストの高い国・地域においていかに低減を進めるかは今後の重要な課題になると思われる。

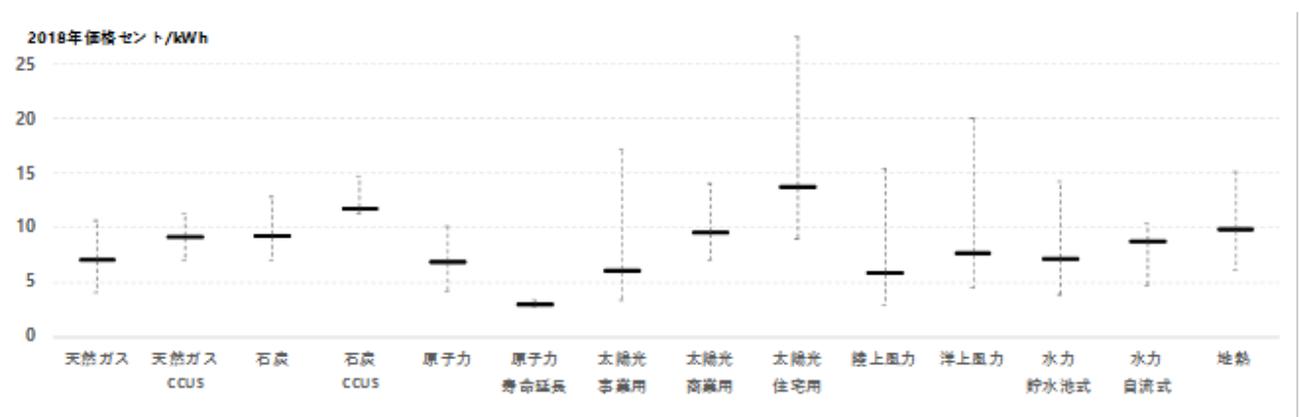


図2 OECD/NEA, IEA (2020)によるLCOE評価例

註：全データの中央値及び最大・最小値。「天然ガス」はコンバインドサイクル発電（CCGT）の値を示す。陸上風力は1MW以上、水力は5MW以上の値

3. 「LCOEを超える」指標

3-1. 「LCOEを超える」指標の必要性

LCOEは従来、電源別の発電単価を比較するために広く用いられてきた手法である。上述の通り、あるエネルギーミックスにおいて電源Aを電源Bに代替した場合、全体の総費用は、代替する電力量に定数（＝それぞれの電源のLCOEの差）を乗じた値だけ変化することになる。しかしVREが大量導入された電力システムにおいては、多くの場合この線形関係が成り立たない。即ち、例えば太陽光発電の導入量が比較的小さいときにはその出力は電力需要と正の相関をもつため、太陽光は電力供給の安定化に貢献する。しかしその導入量が大きくなると、蓄電池等の電力貯蔵システムの必要性が高まり、その分電力システムの総費用が上昇することになる。この場合、太陽光発電の導入量と電力貯蔵システムの必要量は明らかに非線形の関係をもち、従ってこの場合、太陽光発電のコスト（費用）はLCOEという単一の指標で表示し得ない。

この問題は2010年代以降急速に重要な問題と見做されるようになりつつあり、2015年に公表された上述のNEA, IEAの報告書の旧版においてもある程度の言及がなされていた。2020年末に公表された最新版ではより詳細に、第4章において価値調整済みLCOE（Value-adjusted LCOE: VALCOE）について記述されている。これはIEAの定期刊行物である世界エネルギー展望（World Energy Outlook: WEO）において示された評価指標であり、WEOと同様に本報告書においても、提案者であるIEAのBrent Wanner氏が執筆し、米国・欧州・中

国及びインドについて試算例が示されている。この VALCOE は後述の通り、LCOE をエネルギーシステムの中での価値によって補正したものであり、まさに上記の問題意識のもとに新たに提案された指標である。但し同様の目的のもとで考案された指標は他にも存在し、私の認識する限り、それらの中で VALCOE は唯一のもので、最良のものでもない。本稿では以下、既発表の研究論文等に基づき⁵⁶⁾、VALCOE を含む各種の概念について概説し、この問題に関する現状の検討状況を紹介する。

3-2. 統合費用

3-2-1. 統合費用の概念

いま我々が考えている問題は、本質的には従来の LCOE に対し、追加的に必要となる費用はどの程度であるかという問題であると言える。この観点から、仮に電力システムにかかる総費用が何らかの方法で算定可能であると想定し、その総費用から LCOE 比例分を除いた残りのことをここでは統合費用と呼ぶ(図 3)。従来型電源と VRE の 2 種から成る単純な系の場合、従来型電源の発電量にその LCOE (L_{conv}) を乗じた値を C_{conv} 、VRE の発電量に LCOE (L_{VRE}) を乗じた値を C_{VRE} とすると、総費用 C はこれらの費用と統合コスト C_{INT} の和として表される。

このとき、 C を最小化する VRE 導入量 x は

$$L_{conv} = L_{VRE} + \frac{dC_{INT}}{dx} \equiv L_{VRE} + L_{INT} \tag{3}$$

を満たす点として求められる。左辺の値は当該 VRE に係る System LCOE と呼ばれることがある。但し後述の通り、System LCOE という用語は、より一般的にはやや異なる概念について用いられる。

VRE の大量導入時の経済性の評価に際して C_{INT} を適切に算定することが極めて重要であることは言うまでもなく、2010 年代以降、これを定量的に評価する試みは数多く公表されている。注意すべき点は C_{INT} は異なる多数の種類のコストを含むということであり、多くの場合数理モデルを用いたシミュレーションによって算定される。一般的には、以下のように区分して解釈されることが多い。

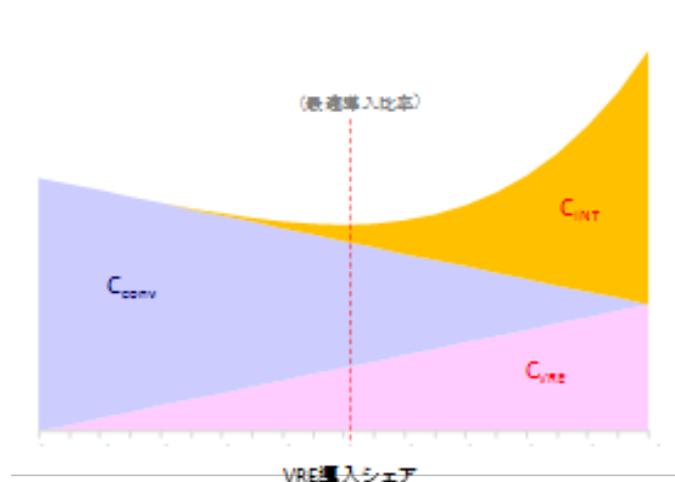


図 3 統合費用・System LCOE の概念図 (横軸 : VRE 導入シェア、縦軸 : 総システム費用)

① バランスコスト (Balancing cost)

短期の予測誤差等に伴うインバランスのコストであり、VRE の導入初期に当ってはこの費用上昇が大きな課題として認識される。

② グリッドコスト (Grid cost)

電力グリッドの強化もしくは拡大に係るコストであるが、より一般的には、VER 発電と電力需要の「空間的」な乖離に起因して生じるコストと定義される。

③ プロファイルコスト (Profile cost)

VRE 発電と電力需要の「時間的」な乖離に起因する追加コストであり、利用コスト (Utilization cost) とも呼ばれる。ここには VRE の出力抑制や蓄電池の導入、従来電源の設備利用率低下、火力発電の部分負荷運転、起動停止回数の増加などに伴う費用が全て含まれる。①のバランスコストと異なり、仮に VRE 発電や需要の変動が完全に予測可能であったとしてもプロファイルコストは依然として必要である。VRE 導入比率が一定程度を超えて上昇した場合には、このプロファイルコストの影響が大きくなるとされている。

図3は2種類の技術のみを示しているという単純化はあるものの、ここに示される統合費用の概念は一見明快であるように見える。それにもかかわらず、この概念は実際には幾つかの不明瞭さを免れない。第一に、VRE の導入比率が高まると一般的に従来型電源の設備利用率が低下し、その LCOE が上昇する。従って C_{conv} は図1に示されるように VRE シェアに対して線形に変化はしないのではないかと、という疑念が生じる。第二に、「従来型電源」と見做される火力発電の中でも、天然ガス火力と石炭火力では柔軟性が異なる。このことから、少なくともより非柔軟的な電源については VRE と同様に、若干の統合費用がかかるのではないかとと思われる。

統合費用、もしくはそれを含む総費用は、ある1つのエネルギーミックスに対して1つの値が定まるものであり、その意味において、LCOE のような電源別のコスト評価とは異なる。このような観点から、後述の通り、統合費用とは別に電源別の経済性を示す指標が考えられることになる。但し実際には VRE 比率に応じた統合費用 CINT もしくは総費用 C の変化さえ正確に評価できるならば、政策立案上は十分に有益であると言うこともできるであろう。

3-2-2. 統合費用の評価の試み

2010年代に入って、統合費用を定量的に評価する研究例は数多く公表されている。中でも2015~16年頃までは VRE 導入比率 50%程度までの評価例が多く示されてきたが、2017年頃以降はより高い導入比率について評価を行う例が増えている。最近では多くの試算例で、1時間刻み以上の時間解像度とある程度細かな地域分割をして VRE 出力の時間的・地域的偏在をモデル化し、上記のグリッドコストやプロファイルコストを評価する試みがなされることが多い。

統合費用の評価結果を見る際に多く議論になることは、第一に極めて高い再生可能エネルギー比率を達成する場合に総費用はどの程度上昇するのか、もしくはしないのかということ、第二に再生可能エネルギーに加えて他の低炭素電源、例えば原子力発電やゼロ・エミッション火力発電を利用した場合に、総費用は上昇するのかしないのか、ということである。多くの評価例では、VRE 発電シェアが上昇するにつれて総費用は緩やかに上昇する。幾つかの評価例では、電力部門のゼロ・エミッション化を達成する場合には再生可能エネルギーのみを用いるよりも、火力や原子力を用いる方がコストが低いという結果も示されている。但しこれらの結果は対象とする地域の他に、モデル化の方法や前提条件等に強く依存しており、条件次第では再生可能エネルギー100%を達成するケースの方が従来型電源のみのケースよりも総費用が低いとする論文もある。統合費用の評価についてはこれまでにある程度は方法論の共通化が図られつつあるが、現状では未だに評価例による結果の幅が大きく、今後数年の間に更に多くの研究例が蓄積されることが期待される。

3-3. システム価値 (System value) と平準化回避費用 (LACE)

3-3-1. システム価値 (System value) の評価

VRE 大量導入下の文脈では、上記の統合「費用」の概念に加えて、「価値」について語られることが多くなっている。例えば IEA はある電源の「システム価値」を、当該電源を追加することによって生じる正味の便益、即

ち全ての便益から全ての費用を控除した値としている⁸⁾。便益としては VRE の導入に伴う火力燃料費や CO₂ 等の汚染物質の排出、他電源に係る費用の低減等が考えられ、一方で費用としては設備の導入や運用に係る費用の他に、既存の電力システムへの悪影響や必要となる送配電網等への追加投資、VRE 自体の出力制御の必要性、などが挙げられている。

仮に電力システムの総費用が完全に評価可能であるならば、この意味での「価値」とは、当該電源追加前後の総システム費用の差を意味することになる。つまり「費用」のみを十分に評価できれば同時に「価値」をも評価できる。具体的に、例えば揚水発電の「価値」は、それを電力システムの中に入れる場合と入れない場合との総費用の差を計算することにより明確に評価することができる⁹⁾。しかし、同様に例えば石炭火力や太陽光といった発電技術の「価値」を評価しようとした場合、事態は必ずしも単純でない。即ち、ある与えられた電力システムの中にこれらの電源を導入した場合、一般的にはそれに応じて他の何かの電源による発電量を減らす必要があり、そこで何を減らすかによって総費用の変化の仕方が異なるため、「価値」を一義的に定義することができない。このことから、次に述べる「市場価値」を考える必要が生じる。

3-3-2. 市場価値と共食い効果

ここでいう「市場価値」とは、電力部門に付随する多種類の市場の中で、当該電源から得られる収益が幾らになるか、ということである。特に従来、卸電力市場を想定して市場価値を測定する試みがなされてきた。即ち、1kW の太陽光発電設備の市場価値は、与えられた需給構造のもとで時間とともに変化する卸電力価格をその設備の発電量で加重平均した値である。これは数理モデル上は、需給制約式のシャドウプライスの加重平均値として表現することができる。ここで注意すべきことは、少なくとも数理モデル上の最適化計算において、ある電源の発電量が他電源の発電量と均衡状態にある、即ち電力システムが最適点、もしくは総費用を最小化する点にあるときには、この市場価値、即ちシャドウプライスの加重平均値は、その電源の平均費用と一致する、ということである。何らかの制約により発電量が均衡状態よりも低く抑えられている場合には市場価値は平均費用よりも大きくなり、均衡状態よりも多量に導入されている場合には逆に小さくなる。

これは特に出力の変動が大きく、制御不能な VRE において顕著に見ることができる。即ち太陽光発電設備が大量に導入された場合には、晴れた日の日中の電力価格が小さく、もしくはゼロになり、追加的に太陽光発電設備を導入することの価値が極めて小さくなる。同様の現象はやや緩やかな（しかし顕著な）レベルにおいて、風力発電にも生じる。このように、VRE の大量導入に伴い VRE 自体の価値が急速に低下する現象は「共食い効果」と呼ばれる。

3-3-3. 平準化回避費用 (LACE)

米国エネルギー省が数年来用いている指標である平準化回避費用 (Levelized avoided cost of electricity: LACE)¹⁰⁾は、この市場価値と本質的に同一の指標である。即ち、ある電源の市場価値とは、あるエネルギーミックスの中に当該電源を微量分追加した際の、電力システムにおける当該電源以外の部分の総費用の減少量に等しい。従って上述のように、LACE が LCOE を上回るときにはその電源を追加的に導入することが経済合理性をもち、最適点 (均衡点) においては LACE は LCOE に一致する。

3-4. 価値調整済み LCOE (VALCOE) と System LCOE、Enhanced levelized cost

このように電源の「コスト」のみでなく「価値」をも評価し、それらを比較することにより、電力システムの中での電源の経済性をより正確に評価することができる。これを踏まえ、コストと価値を結合した指標により LCOE の概念を拡張し、電源の経済性の評価指標とすることが検討されている。これらの試みは「電源別限界費用」を評価しようとするものであると整理される。以下、そのうち代表的なもの 3 種について述べる。

3-4-1. 価値調整済み LCOE (VALCOE)

VALCOE は IEA が “World Energy Outlook 2018” (WEO2018)において初めて提唱した概念であり、これは上述の通り NEA と IEA の共同レポートの中でも取り上げられている。これは上述の「価値」の評価によって、従来の LCOE を補正しようとするものである。より具体的には、図 4 のように例示される。

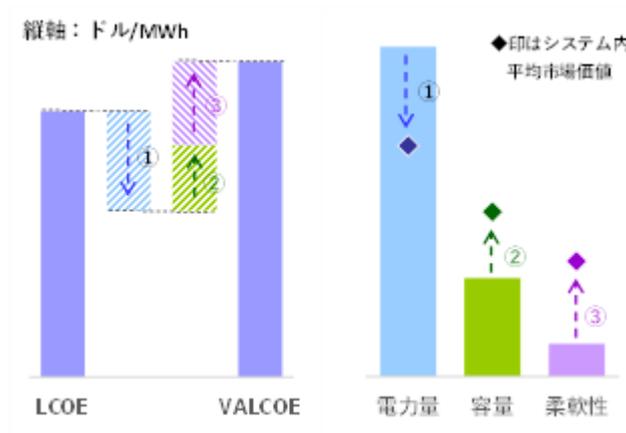


図 4 価値調整済み LCOE (VALCOE) の概念図

まず図右に示す通り、その電源を対象として、LCOE と同様の電力量（卸市場）価値及び容量市場価値に加え、柔軟性について市場価値を評価する。それを電力システム中での平均的な市場価値（図中◆印）と比較し、ここでは「価値が高い」ことを「コストが低い」ことと同一視する。即ち、これら 3 種の価値について、図左に示す通り、当該電源が市場平均よりも高い場合にはその差分を LCOE から差し引き（この例では電力量価値）、逆に低い場合にはその差分を LCOE に加算する（この例では容量価値及び柔軟性価値）。ここで特に注意すべきことは、ここで用いる「LCOE」とは、その電力システムの中での当該電源の設備利用率を算定し、それを用いた値である、ということである。例えば VRE が大量導入されたシステムにおいては、一般的には従来型の火力発電の設備利用率が低下し、それに基づく費用増加分は 3-2-1.節で述べた統合費用のうちプロファイルコストの一部として認識される。しかし VALCOE でいう価値調整前の LCOE は既にこの設備利用率低下を反映した、高めの値であることに注意を要する。

3-4-2. Hirth et al. (2016)による System LCOE_HUE

VALCOE と類似の指標として、L. Hirth, F. Ueckerdt and O. Edenhofer (2016)¹⁰⁾が定義する System LCOE (以下、System LCOE_HUE と表記する) が存在する。これは以下の式によって定義される。

$$L_{HUE\ i} = c_i - v_i + v_L \tag{4}$$

ここで c_i は電源 i の LCOE であるが、VALCOE の場合と同様に、与えられた電力システム内での設備利用率を用いて計算する。 v_i は「価値単価」であり、当該電源が電力システムに関連する市場から得られる（年間）収入を当該電源の（年間）発電量で除した値である。 v_L は「需要の価値単価」であり、需要の価値＝電力需要を満たすために市場から供給を受けるために必要な費用の（年間）総額を、（年間合計の）発電量で除した値である。

VALCOE を計算する際に用いられる「システム内平均市場価値」の定義は公開文書¹²⁾からは必ずしも正確に読み取れない。仮にそれが「需要の価値単価」と同一のものであるならば、電力システムにおいて卸電力市場、容量市場及び柔軟性市場のみが存在する場合、VALCOE と System LCOE_HUE は同一のものとなる。また仮に VALCOE のシステム内平均市場価値が全電源の加重平均のことであるならば、蓄電システムや送電網の影響が小さいとした場合に、VALCOE と System LCOE_HUE は近似的に同一のものとなる。いずれにせよ両者は類似した概念である、と言える。VALCOE では実際に IEA の使用するモデルを用いて計算を行うために、対象とする市場や用いるデータ（容量市場価格など）が定められている一方で、System LCOE_HUE はより一般的な概念として定義されている点が異なると言えるであろう。

VALCOE、もしくは System LCOE_HUE の概念には、次節に示すような難点がある。それとともに、この指

標が「可分性」を有しないことは注意に値する。ここでいう「可分性」とは、対象とする電力システムを分割し得ることを意味している。即ち、例えば北海道のある都市に存在する風力発電設備の System LCOE_HUE を計算する際に、式(4)に示す vL の値は、その都市、もしくは北海道、もしくは日本全体の電力需要曲線のうち何れを用いて計算するかによって異なり、従って System LCOE_HUE の値自体も一意に定まらない。多くの場合、例えば卸電力市場の価格が北海道内で定められる場合には、北海道全体の電力需要を用いることが適切であるとは思われるものの、これは一般的な解決とはならず、概念的な課題を残すものと思われる。

3-4-3. 英 BEIS による拡張平準化コスト

これらと類似のものとして、英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (Department for Business, Energy and Industrial Strategy: BEIS) が 2020 年に公表した電源別発電コスト評価¹³⁾において示された指標が挙げられる。ここではまず、2016 年から検討されていた方法論¹⁴⁾に基づき、ある所与のエネルギーミックスの中に特定の電源を追加した場合の①卸電力市場、②容量市場、③アンシラリーサービス市場、及び④電力ネットワークへの影響が Wider system impacts として BEIS の所有する電源構成モデル (BEIS Dynamic Dispatch Model) によって定量的に評価される。ついでこの値を LCOE に加算することによって拡張平準化コスト (Enhanced levelized cost) と呼ばれる値が算出される。但し後述の相対限界 System LCOE と同様に、この方法でも基準となる電源を定める必要があり、ここでは原子力発電との相対差によって各電源の Wider system impacts が評価されている。

この評価の結果として、今後 2035 年までの間、VRE の LCOE は火力発電 (CCGT+CCUS) よりもかなり安くなることが想定される一方で、拡張平準化コストは VRE については LCOE よりも高く、CCGT+CCUS については LCOE よりも低くなることが示されている。但しその上昇・低下の程度はそれらの電源がどのようなエネルギーミックスの中に存在するかによって異なる。ここではエネルギーミックスの構成比率や電力需要の大小に応じて 6 つのエネルギーミックスに対して拡張平準化コストが計算され、CCGT+CCUS のコストが太陽光よりも安くなる場合とそうでない場合の両方が存在し得ることが示唆されている。

BEIS による拡張平準化コストは上記の VALCOE や System LCOE_HUE と異なり、定式化に際して市場価値を用いるものではない。しかし次節で述べる通り、これらは全てあるエネルギーミックの中での電源別限界費用を評価する試みと考えることができる。

3-5. 電源の限界費用と平均費用：日本を対象とした試算例

3-5-1. System LCOE_HUE と相対限界 System LCOE

上述の通り VALCOE と System LCOE_HUE は本質的に類似した概念である。ここでは System LCOE_HUE を例にとり、これが電力システムの総費用 C とどのような関係にあるのかを見る。

いま、ある系において電源 i の発電量 x_i を微小量 Δx_i 増加させることを考える。このとき、総費用 C のうち、電源 i に係る部分以外の合計値は x_i の増加に応じて $v_i \Delta x_i$ だけ減少し (上記の通り、電源 i の価値単価 v_i はその回避費用単価と同一であることを思い起されたい)、一方で電源 i に係る部分はその LCOE に比例する量 $c_i \Delta x_i$ だけ増加する。

但し、実際の系では x_i が増加した分を、他の電源の減少で補う必要がある。ここではある「基準電源」の発電量 x_0 を考え、それが x_i の増加に対応して減少し、それ以外の電源の発電量は変化しないとする。上記と同様に、これによって C は $-(v_0 - c_0) \Delta x_0$ だけ増加する。いま、電源 i の減少量と基準電源の増加量が 1 対 1 である、即ち $\Delta x_i = -\Delta x_0$ であるならば、

$$\frac{dC}{dx_i} = (c_i - v_i) - (c_0 - v_0) = L_{HUE\ i} - L_{HUE\ 0} \quad (5)$$

即ち、System LCOE_HUE の差は、電源 i と基準電源との発電量を代替した際の限界費用を示すことになる。

問題は、一般には $\Delta x_i = -\Delta x_0$ が成り立たないことである。いま仮に電源 i を太陽光発電、基準電源 0 を火力発電とし、 $R_i \Delta x_i = -\Delta x_0$ が成り立つとする。太陽光導入比率が小さい時には R_i は概ね 1 に等しいのに対し、それが大きくなると、蓄電ロスや出力抑制等に伴って火力発電量 1 単位に対応する太陽光発電量が大きくなり、 $R_i < 1$ となる。従って式(5)は一般的には成り立たない。

この観点から、System LCOE_HUE を代替する指標として、電源 i の相対限界 System LCOE L_i を以下の式によって定義する。

$$L_i = \frac{1}{R_i} \frac{\partial C}{\partial x_i} - \frac{\partial C}{\partial x_0} + L_0 \quad (6)$$

このとき、電源 i と基準電源 0 の微小代替に対し、 $dC = -(L_i - L_0) dx_0$ となる。即ち $(L_i - L_0)$ は、基準電源 1 単位を電源 i に代替した際の総費用 C の増加分を示している。ここでは「相対」限界 System LCOE の名の通り、電源間の限界費用の差だけが意味をもつ値となるため、基準電源の相対限界 System LCOE L_0 としては、差当りどのような値を採用しても構わない。一般的にはこれがある定数、即ち 0 か、もしくはある設備利用率のもとでの基準電源の LCOE の値とすることが直観的にはわかり易いであろう。

3-5-2. 平均 System LCOE

以上述べてきたことは、各電源の「限界」費用に関するものであった。他方で電源の「平均」費用を算出することも可能である。即ち、図 3 に示す統合費用 I を、従って総費用 C を何らかの形で各電源の寄与分に割り当てるのが可能であるならば、振り分けた後の統合費用を発電量で除することにより、各電源の平均 System LCOE L_{Ai} を求めることが可能である。但し従来型電源もそれぞれの種類に応じて非柔軟性を有するため、 I を割り当てる際には、VRE のみでなく全ての電源種に配分することが必要である。またその際、より柔軟な電源により小さな I が割り当てられるべきであるとともに、全く同じ性質を持った 2 つの電源に割り当てられる I の量は、その 2 種の電源の発電量に比例しなくてはならない等の性質を有しなくてはならない。

ここでの主な問題は、電源を導入する順序に応じて統合費用のかかり方が異なる、ということである。即ち、従来電源からなる系にまず太陽光を導入し、ついで風力を導入した場合には風力導入による I の上昇が大きくなるのに対し、逆の順序で導入すれば太陽光導入による I の上昇が大きくなる。これは VRE のみならず、従来電源についても言えることである。このことから、少なくとも一つの方法として、無限に柔軟で費用のかからない「コストレス電源」を仮想し、全電力がコストレス電源によって供給される仮想的な状態から、全ての電源の等分に増やしてゆき、現実的な状態に至る経路に従って積分を行うことで費用を各電源に割り振ることが可能である。より詳細については文献⑨を参照されたい。

多くの経済問題においてそうであるように、ここで限界費用と平均費用との違いを認識することは重要である。ある電源の平均 System LCOE が安価であることは、その電源が大量の電力を安価に供給し、総費用低減に貢献していることを意味している。一方で仮にその電源の限界 System LCOE が高い場合、同種の電源を更に追加的に導入することは難しく、総費用低減の観点からは、他電源への代替を促すことが必要であることを示している。

3-5-3. 日本を対象とした試算例

日本を対象として上述の平均 System LCOE 及び相対限界 System LCOE を示した結果例を図 5 に示す⑩。これは日本全体を北海道・東北及びそれ以外の 3 地域に区分し、全電力を再生可能エネルギー・原子力及びゼロ・エミッション火力（輸入水素火力等）によって供給することを想定して、太陽光・風力原子力及びゼロ・エミッション火力を対象として評価したものである。総電力需要は 1,000TWh 強、原子力発電は 25.5 GW で設備上制限約を置き、太陽光及び風力は環境省のポテンシャル評価値に従って大量に導入が可能であるとしている。また太陽光発電及び陸上風力発電の LCOE はそれぞれ 7 円/kWh 及び 8~9 円/kWh と想定している。相対限界 System LCOE の基準電源としてはゼロ・エミッション火力発電をとり、その設備利用率 80% での LCOE 想定値 12 円/kWh を式(6)に示す L_0 としている。正確には同種の電源であっても 3 地域間で System LCOE が異なる値を取

ることがあり、図5に示すものはその3地域間の加重平均値である。

ここでは LCOE ベースにおいて火力発電よりも VRE の方が安価であると想定しているため、VRE の平均 System LCOE は多くの場合、火力よりも低い。但し火力発電制約量を小さくするにつれて他電源の平均費用は緩やかに上昇し、火力発電量 50 TWh 以下では陸上風力が火力を上回っている。これに対し、相対限界 System LCOE については火力発電量の減少とともに他電源の値が急速に上昇する。ここで注意すべきことは、定義上、「均衡点」に達している電源の相対限界 System LCOE は全て同じ値をとる、ということである。図5では原子力発電には上限制約があり、この均衡点まで達していないために、原子力の値は比較的低い値をとる。また洋上風力は高い LCOE 想定のためにここに示す解では導入されていない。その他のもの、即ち太陽光と陸上風力はこの計算において「均衡点」にあるために、異なる LCOE 想定にもかかわらず、両者は同一の相対限界 System LCOE をとる。但し火力発電量 20 TWh の場合には太陽光発電が想定している導入上限に達するため、太陽光が陸上風力を下回っている。このように、相対限界 System LCOE とは「その電源の導入量が均衡点からどの程度離れているか」を示す指標であるとも考えることができる。

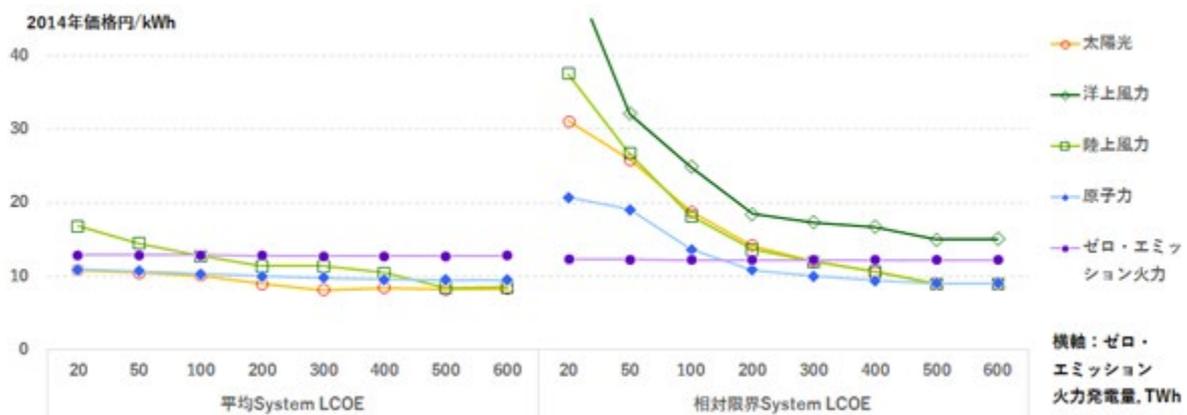


図5 平均・限界 System LCOE の試算例

4. おわりに

本稿では現在提示されている様々な「LCOE を超える」指標について、それらの間の関係も考慮しつつ概説した。以上示してきた通り、細かな概念上の異同はあるものの、それらは概ね「総費用（統合費用含む）」と「市場価値」、並びに「電源別限界費用」「電源別平均費用」として整理することができる。これらの中で最も基本となるものは、ある与えられたエネルギーミックスに対して計算される統合費用、もしくは総費用であり、仮にこれを数理モデル等によって正確に求めることが可能であるならば、それだけで政策立案上非常に有用な情報を与えるものとなる。その他の指標は、この総費用の変化を電源別の経済性として表示するものに他ならない。

電源別に算定される「市場価値」は概念上、「回避費用単価」と同一のものである。ある電源が最適点を超えて導入された場合にはその市場価値はコスト（LCOE）よりも低くなり、逆に最適点よりも導入量が小さい場合には価値はコストよりも高くなる。この性質を用いて、コストと価値を統合させたものが電源別限界費用であり、VALCOE や System LCOE_HUE といった指標はこれに該当すると考えられるが、より十全な指標としては相対限界 System LCOE を用いることが妥当であろう。いずれにせよこのような分析からわかることは、どのような電源であれ、最適点（均衡点）を超えて導入を進めるとその限界費用が急速に上昇する、ということである。ここでは貨幣価値換算され得る「コスト」のみを対象としているが、必ずしも貨幣価値換算されない「リスク」についても同様のことが言えるのかも知れない。このような状況は、電源のゼロ・エミッション化及び VRE の大量導入が予想される将来においても、従来とはやや異なる形でのエネルギーの「ベストミックス」というものがどこかに存在し、それを追求することがエネルギー政策上の要点となることを示している。一方で、将来 VRE のコストが大幅に低下した場合、その平均費用は非常に安価なものとなり得る。これは、VRE のような「扱いに

くい」電源であっても電力の平均的なコストの低減に大きく貢献し得ることを示しており、政策次第によっては大きな国民負担なく電源のゼロ・エミッション化を達成することが可能かも知れないという希望を抱かせる。

VRE 大量導入時の経済性評価は今後、エネルギー利用の脱炭素化を目指す上で必須の検討事項である。しかし上述の通り、特に統合費用自体の評価において、現状では研究例の間でいまだに乖離が存在する。今後の研究の進展により研究者間である一定のコンセンサスが得られるようになれば、エネルギー・環境政策立案の上で極めて有用な情報を提示することが可能となるものと思われる。

参考文献

- 1) Organization for Economic Cooperation and Development/Nuclear Energy Agency (NEA), International Energy Agency (IEA), (2020). Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition, OECD Publishing.
- 2) 発電コスト検証ワーキンググループ, (2015). 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告.
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf
- 3) C. Gollier, (2013). Pricing the planet's future: The economics of discounting in an uncertain world, Princeton University Press.
- 4) International Energy Agency (IEA), (2020). World Energy Outlook 2020, IEA Publications.
- 5) Y. Matsuo and R. Komiyama, (2021). System LCOE of variable renewable energies: A case study of Japan's decarbonized power sector in 2050, *Sustainability Science*, (in press).
- 6) 松尾雄司, 村上朋子, 荻本和彦, (2019). 発電部門の経済性評価手法及び指標に係るレビュー, 『第38回エネルギー・資源学会研究発表会講演要旨集』, 20-4.
- 7) F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Ludere, and O. Edenhofer, (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, pp. 61-75.
- 8) International Energy Agency (IEA), (2016). Next generation wind and solar power, IEA Publications.
- 9) 荻本和彦, 片岡和人, 占部千由, 齊藤哲夫, (2017). 日本における揚水発電所の System Value (II), 『平成29年電気学会B部門大会講演論文集』, 149.
- 10) U. S. Energy Information Administration (EIA), (2019). Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2019. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- 11) L. Hirth, F. Ueckerdt and O. Edenhofer, (2016). Why wind is not coal: On the economics of electricity, *Energy Journal*, 37(3), pp. 1-27.
- 12) International Energy Agency (IEA), (2020). World energy model documentation 2020 version. <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/documentation>
- 13) Department for Business, Energy, and Industrial Strategy (BEIS), (2020). Electricity generation costs 2020. <https://www.gov.uk/government/publications/beis-electricity-generation-costs-2020>
- 14) Frontier Economics, (2016). Whole power system impacts of electricity generation technologies. <https://www.gov.uk/government/publications/whole-power-system-impacts-of-electricity-generation-technologies>

2050年に向けた最適電源構成の検討◆

—マクロ経済影響を加味した定量分析—

A Quantitative Analysis of Japan's Optimal Power Generation Mix towards 2050 - Analysis Considering Economic Percussion by Investment in Power Resources -

岡林 秀明* 柴田 智文** 松尾 雄司***

Abstract

This study performs model analyses assuming the Japanese power supply portfolio in 2050 to evaluate the optimal generation portfolios that contribute to both economic growth and low-cost power supply by in 2050. The energy model developed in this paper is an integrated model which combines an optimal power generation mix model and an econometric model.

Considering the economic ripple effect, portfolios that include zero emission power generation do not necessarily decelerate the economic growth, even if the portfolios raise the electric price due to higher system costs. A balanced energy mix using not only zero-emission power generation but also an optimal amount of gas power generation can realize the harmonization between the environment and economic growth.

Key words : Nuclear power, Unit cost, Linear programming, Econometrics, Energy mix

1. 序論

地球温暖化防止に対する国際的な関心の高まりを受けて、温室効果ガス削減に関する国家目標を設定する動きが、数多くの国で活発に見られるようになった。

例えば、2019年6月に、英国において2050年における同国の温室効果ガス排出を実質的にゼロとすることを求める法律が可決された他、同年11月には、フランスにおいて「2050年までに1990年比で温室効果ガス排出量を75%削減する」という従来の国家目標を「2050年までにカーボンニュートラルを達成」へと上方修正する法律が可決されている。

将来の温室効果ガス削減に向けた取組み強化の動きは、我が国においても例外でない。日本政府は「最終到達点としての『脱炭素社会』を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すとともに、2050年までに80%の温室効果ガスの削減に大胆に取り組む」とした、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」を2019年6月に閣議決定している。なお、同決定は、温室効果ガス排出量実質ゼロを掲げる決定としては、G7加盟国において初の事例である。また、2020年10月に行われた菅内閣総理大臣所信表明演説⁴⁾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、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すこと」が宣言された。

上記のように、将来時点における温室効果ガスの排出について各国が、実質ゼロという極めて野心的な目標設定を矢継ぎ早に打ち出す一方で、温暖化対策に必要な費用を賄うための費用負担増加に対する懸念が一部の国において高まりを見せている。

フランスで2018年後半から2019年半ばまで高まりを見せた、市民によるフランス政府への抗議運動（いわゆる「黄色いベスト運動」）は、10名を超える市民が犠牲となった他、市民・警察の双方において1千名を超える負傷者が発生する事態にまで発展したが、その背景の1つとして、炭素税による負担増加に対する市民の不満が挙げられる。

我が国においても、経済界を中心に、炭素税などの温室効果ガス削減に向けた一部政策の導入が経済に与える影響への懸念が表明されており、2017年11月、日本経済団体連合会は「カーボンプライシングに対する意見」を公表⁵⁾、明示的カーボンプライシングの導入に対し、我が国の国際競争力低下の観点から懸念を示している。

◆ 第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスの内容をもとに作成されたもの

* 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 主任研究員

** 元 戦略研究ユニット 原子力グループ 研究員

*** 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループマネージャー 研究主幹

いずれの事例も、温室効果ガス排出のネットゼロ化という理想と、その実現に伴う経済負担増加という現実との間の葛藤を示すものであり、経済影響を最小限に留めながら、野心的な温室効果ガス削減に向けた具体的戦略を作成することの重要性を端的に示すものであるといえる。

上記の問題意識から、ゼロエミッション化に向けた国家のエネルギー選択が経済や国民負担に与える影響の分析のための取組みが、内外において活発に行われている。

例えば、再生可能エネルギーをはじめとした各種電源の電力システムへの統合費用の評価は欧米を中心に、海外では多くの研究者によって進められている。

経済協力開発機構 (OECD)・原子力機関 (NEA) の 2012 年のレポート⁸⁾によれば、VRE が 30%導入された際の平均統合費用は国によって 2~8 セント/kWh 程度とされていた。また 2018 年に同機関が公開した文献⁷⁾におけるレビューでは 2.5~4 セント/kWh 程度、2019 年に公開した欧州を対象としたモデル分析⁹⁾では 2 セント/kWh 程度とされるなど、評価の幅が広い。これと同様の分析は欧州 (例えば Van Zuijlen et al.(2019)⁹⁾など) や米国 (例えば Noel et al. (2017)¹⁰⁾など) を中心に数多く存在し、また Jacobson et al. (2015)¹¹⁾や Lappeenranta 大学のグループ、例えば Ram et al. (2017)¹²⁾のように、世界のほぼ全ての国・地域を対象として統合費用を推計し、公開しているグループも存在する。

日本を対象として同様の評価を行った文献も複数存在しており、例えば前述のグループ、Ram et al. (2017)¹²⁾や WWF ジャパン(2017)¹³⁾などは、仮に 2050 年に再生可能エネルギーで日本の全電源を供給したとしても、統合費用を含む電力システム総費用は現状に比べて低下する、としている。一方で、Matsuo et al.(2018)¹⁴⁾、Matsuo et al.(2020)¹⁵⁾では 2050 年に火力発電が利用可能でない場合、電力システム費用は大幅に上昇し、かつ、再生可能エネルギーのみでなく原子力発電をも利用することでコストの上昇を抑制できる、との結果となっており、また荻本他(2018)¹⁶⁾も仮に電力供給を VRE のみで行った場合、電力システム単価は現状よりも遥かに高くなる、との結果を示している。

このように、エネルギー選択による電力部門の経済性評価を行った研究例は多い一方で、それらの多くは電力システム全体の整備および維持管理に係る総コストとしての経済性だけに焦点を当てて分析を行ったものであり、電源設備の整備により生じる設備投資が誘発する経済効果や、炭素税の経済負担や、その税収を原資に政府が歳出を拡大した場合の乗数効果など、より広義のマクロ経済全体に及ぼす影響について定量的に検討した例は決して多くない。

一部(独)国立環境研究所の AIM モデル¹⁷⁾のように応用一般均衡モデルを用いマクロ経済全体への影響を分析した事例も存在するものの、経済成長率については前提を置いて試算を行っているため、炭素税導入等、政策の導入がマクロ経済へ及ぼす影響を、政策が導入されない場合の均衡からの歪みとして表現することが可能である一方、完全情報下において各主体が価格情報をもとに合理的な行動を行うことを前提としているため、実際の社会におこる不況や市場の不均衡等のギャップが表現されず、モデルに炭素税等の何らかの制約を賦課した場合、必ず GDP が減少するなど、その適用には一定の制約が存在する。

例えば、応用一般均衡モデルでは、労働市場について完全雇用の状態が前提とされている。この為、不況期において政府がグリーンニューディールにより経済浮揚を目指す政策を行った場合における GDP への影響について分析することはモデルの性質上困難である。

このような状況を踏まえ、本研究では、2050 年の我が国の電力システムにおけるエネルギー選択が、電力システムの総コストおよび GDP をはじめとしたマクロ経済に与える影響の両面について、線形計画法を用いた最適電源構成モデルとマクロ計量モデルを統合し筆者らが作成した統合型エネルギー経済モデルを利用し分析する。

以下、本論文は次の通りの構成となる。第 2 章では使用したモデルの概要及び主要な前提条件等を記述し、第 3 章においてモデル分析の結果の概要を記した。これを踏まえ、第 4 章において低炭素化と経済成長を両立する最適な電源選択の組み合わせについて考察を加えた上で、本研究から得られる政策的インプリケーションを記述した。

2. 評価方法

2-1. 統合型エネルギー経済モデル

2050年までの日本のエネルギー選択が、電力システムの総コストおよびマクロ経済に与える影響について評価するため、本研究では統合型エネルギー経済モデルを構築し、試算に供した。

本稿で作成したモデルは、トップダウン型の計量経済モデルと、ボトムアップ型のコスト最小化型最適電源構成モデルを組み合わせた統合型エネルギー経済モデルである。トップダウン型の計量経済モデルは、室田他(2005)¹⁸⁾が開発し、柳澤(2008)¹⁹⁾や小宮山他(2012)²⁰⁾が改良したモデルを用いる。ボトムアップ型のコスト最小化型最適電源構成モデルは、Fuji and Komiyama (2017)²¹⁾を基に、松尾他(2019)²²⁾, Matsuo et al.(2020)¹⁵⁾で改良したモデルを用いる。

2-2. 計量経済モデル

計量経済モデルでは、世界貿易等の海外要因、公共投資等の経済政策、人口動態、化石燃料価格等のエネルギー価格を前提条件として、各種経済指標を推計する。

計量経済モデルは、図1の通り、国民総生産(GDP)やそれを構成する投資、輸出入等の動きに着目して、国民経済の資金循環を計算するモデルである。

モデルは主に、実質支出モジュール、賃金物価モジュール、所得分配モジュール、労働モジュールより構成され、各種外生変数の変化が経済全体に与える影響について、推計することが可能となる。モデルの詳細については、小宮山他(2012)²⁰⁾を参照されたい。

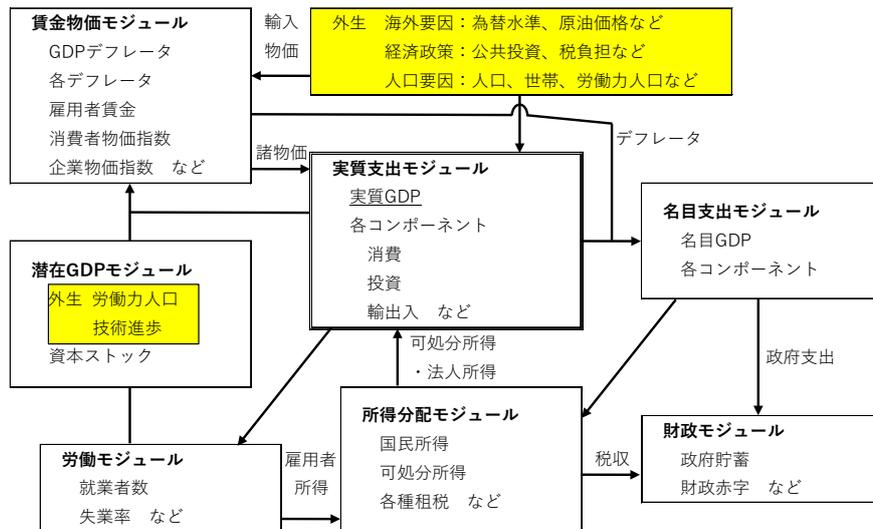


図1 計量経済モデル

2-3. 最適電源構成モデル

本研究では2050年の日本の電力部門を対象とし、最適電源構成モデルによって複数の制約条件下で費用が最小となる電力供給を模擬し、分析を実施した。

最適電源構成モデルでは一国のエネルギーシステムが線形計画法によりモデル化されており、エネルギー需給とエネルギー技術の経済合理的な導入規模が決定される。目的関数は算定期間における割引後のシステム総コストであり、制約式として、資源量制約、エネルギー需給バランス制約等を考慮している。

地域区分としては、図2に示す通り、旧一般電気事業者の供給区域に従って沖縄を除く日本全国を9地域に分割した。これらの地域は相互に直流または交流の連系線によって繋がれているものとする。

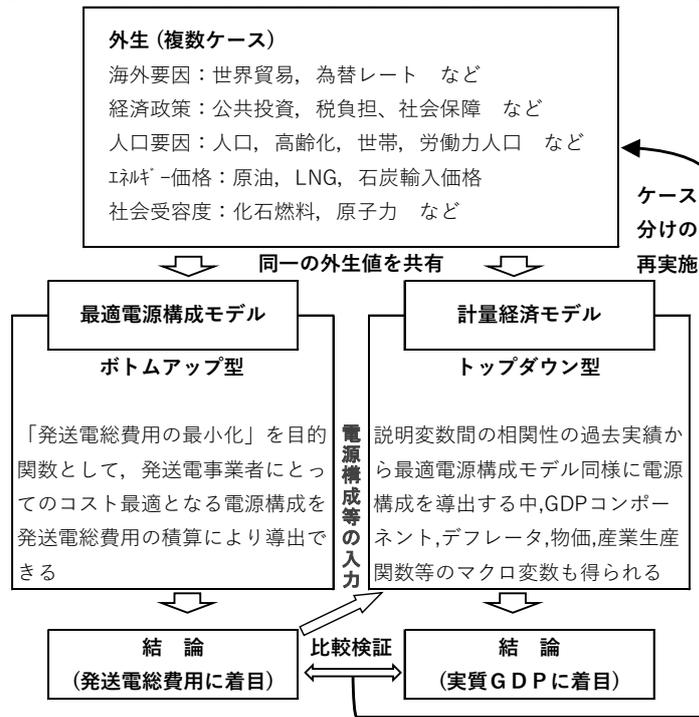


図3 統合型エネルギー経済モデル

2-5. 試算ケース

本研究では、2050年時点において電力システムを取り巻く制約を幅広く検討するため、図4に示すとおり、まずは基本となる6ケースを作成し、比較分析を行った。表1内の番号はケース番号を指す。化石燃料の発電利用、炭素税の導入、原子力発電所の新設のそれぞれが社会的に受容されるか否かでケース分けをしている。

また、6ケースについて比較検証の後、最適電源構成モデルと計量経済モデルの評価結果のギャップを明確にするため、さらに5ケースを両モデルに投入し、計11ケースで比較検証を実施しているが、それらは第3章で後述する。

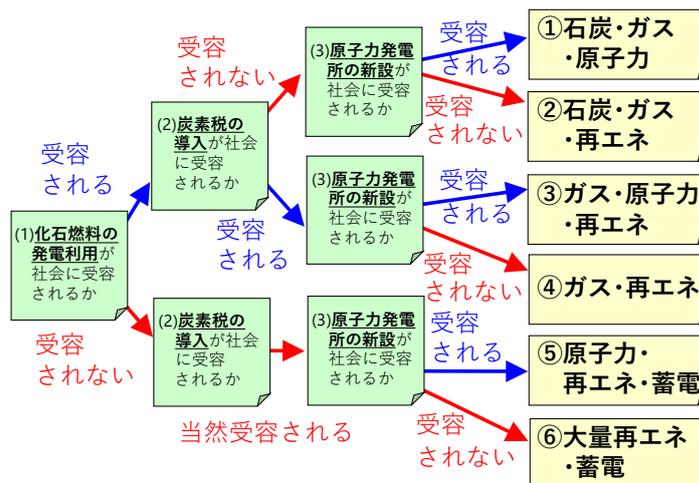


図4 試算ケース

表1 試算ケースの基本的な電源の設置可否

ケース番号	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO ₂ ※			
石炭 既設	○	○	×	×	×	×
ガス 火力	○	○	○	○	×	×
原子力 新設	○	×	○	×	○	×

※ World Bank “State and Trends of Carbon Pricing 2020” 12p.
2020.4.1 時点の最高値スウェーデン\$119/t-CO₂に2050年には日本も到達と仮定した試算、最適電源構成モデルでは石炭火力が全廃に至る。為替レートは110円/ドルとしている。

2-6. 前提条件

すべてのケースでは、松尾他(2019)²²⁾に従い、2050年の日本のエネルギーミックスを想定して前提条件を設定した。但し、一部の条件は本研究の趣旨に従い、以下の通り独自に設定した。

2-6-1. 原子力発電

表2の通り、現行の既存大型炉で用いられる発電コスト・性能を用いて算定した。2050年の原子力発電所の最大導入可能量については、2020年10月現在、廃炉未表明の既設炉および現在建設中の原子炉容量の合計値を上限(42.5GW)とした。60年運転を前提とすると、2050年までに、既設炉のうち17.0GWが廃炉へと移行するが、新設炉の採算が得られ、かつ社会的に新設が許容される場合は、廃止される発電所の連系容量を上限にリプレースが行われる。なお、現在建設中または既設の原子炉(以下、両者をあわせて「既設炉」という)で2050年においても運転開始後60年に到達しない炉の建設費については、原子力電気事業者にとってサンクコストとし、算定時の資本費から控除した。

表2 発電コスト・性能想定(既存大型炉・新設炉)

建設単価 [千円/kW]	420
稼働年数	40
年経費率	1.00
自家消費率	0.04
燃料費 [円/kWh]	1.8
出力増加率上限	0.02
出力減少率上限	0.02
年間設備利用率上限	0.80
最小出力レベル	0.80

2-6-2. 再生可能エネルギー発電

2020年2月の政府の調達価格等算定委員会による再生可能エネルギーのコスト低減目標²⁶⁾では、2025年もしくは2030年までに太陽光発電について7.0円/kWh、陸上風力発電について8~9円/kWhまで低減させることとされている。但しこの目標は日本における過去のコスト低減トレンドを逸脱していることから、2050年に太陽光7.0円/kWh、陸上風力8.5円/kWhと想定し、また洋上風力については概ね陸上風力のコスト低減と同等の低減率でコストが低減するとして、太陽光・風力の発電コストを表3の通り想定した。

太陽光・風力の最大導入可能量は、表4の通り設定した。前述の既往研究²²⁾では太陽光・風力ともに環境省によるポテンシャルの評価値を利用したが、今回は陸上風力発電については現実的な利用制約の観点から尾羽他(2019)²⁸⁾の数値を利用した。

表3 発電コストの想定（太陽光発電・風力発電）

		標準
太陽光 発電	建設単価 [千円/kW]	102
	稼働年数	30
	年経費率	0.014
陸上風力	建設単価 [千円/kW]	190
	稼働年数	30
	年経費率	0.021
洋上風力	建設単価 [千円/kW]	286
	稼働年数	30
	年経費率	0.044

表4 太陽光・風力の最大導入可能量想定

単位：GW	太陽光	陸上風力	洋上風力
北海道	14.7	16.4	177.1
東北	24.8	2.8	33.9
東京	54.4	0.6	38.8
北陸	9.3	0.2	0.1
中部	35.5	0.5	23.3
関西	26.0	0.6	0.04
中国	24.2	0.8	0.1
四国	13.1	0.5	1.9
九州	37.5	2.2	2.0
合計	239.3	24.6	277.2

2-6-3. 蓄電池

蓄電池コストについてはリチウムイオン電池を想定し、標準ケースとして Cole and Frazier (2019)²⁹⁾の中位ケースである 150 米ドル/kWh を設定した (表 5)。なお前述の既往研究²²⁾に従い、別途、既存設備相当の揚水発電 (163GWh) の利用を想定している。

表5 蓄電池のコスト想定

	標準
蓄電池 [米ドル/kWh] ※	150

※110円/ドルで計算し、各モデルに入力。

2-6-4. 火力発電

本研究では、水素発電や CCS 付き火力等は考慮せず、既存の石炭火力・ガス火力のみ使用される前提で検討を行った。火力発電設備の想定を表 6 に示す。

燃料費については、表 7 のとおり、日本エネルギー経済研究所(2019)³⁰⁾の想定値を利用した。

表6 発電コストの想定(石炭火力・ガス火力)

	石炭	ガス
建設単価 [千円/kW]	250	120
稼働年数	40	40
年経費率	0.037	0.024
熱効率	0.48	0.57
自家消費率	0.06	0.02
燃料費	(表7)	(表7)
出力増加率上限	0.26	0.44
出力減少率上限	0.31	0.31
季節内設備利用率上限	0.90	0.95
年間設備利用率上限	0.80	0.80
DSS 運転比率	0.00	0.50
最小出力レベル	0.30	0.30

表7 燃料費想定

	標準
石炭 [米ドル/t] ※	123
LNG [米ドル/MMBtu] ※	10.5

※110円/ドルで計算し、各モデルに入力。

3. 評価結果

3-1. 最適電源構成モデルによる発送電費用最小の電源構成

最適電源構成モデルを用いた最適電源構成および発送電総費用の値は表8のとおり。

炭素税の多寡が石炭火力発電に与える影響は大きく、現状の石油石炭税程度の課税水準が継続するケース（ケース①、②参照）では、既設の石炭火力の発電容量が最大限維持される。一方で、再生可能エネルギー発電設備の導入については、コスト競争力に優れる石炭火力発電所に押し出される形で他のケースと比べ大幅に縮小する。

一方で、炭素税の課税水準が大幅に増加したケース（\$120/t-CO₂：ケース③～⑥）における最適電源構成は前者とは大幅に異なる形態を示し、炭素税による負担が大きい石炭火力発電所の設備容量は完全に消失する。他方、石炭火力による発電を代替する形で、他の発電設備の設備容量が増加し、ガス火力・太陽光・陸上および洋上風力発電の各容量は大幅な増加を示す。

原子力発電については、コスト競争力の高さから、ケース間の相違に関わらず、原則として、導入可能容量の上限値に近い容量が導入される。ただし、炭素税制が現行水準のケース（ケース①）においては、さらに高い競争力を有する石炭火力に押し出される形で、原子力発電の新設容量は2GW程度の減少を示す。

発送電総費用の最小化を目的関数とする最適電源構成モデルにおいては、ケース①が、最適な（費用最小を実現する）電源構成を示す。一方、発送電総費用の水準は、原子力発電の新設制限、炭素税の課税額が高いケース、ガスを含む化石燃料の使用制限等、特定の発電技術に賦課される制約の増加とともに上昇し、最も制限が厳しいケース⑥において最大（18.96兆円：評価としては最下位）となる。

表8 最適電源構成と発電電総費用の順位

最適電源構成モデル		(単位：GW)					
ケース番号	①	②	③	④	⑤	⑥	
石炭既設	40	40	-	-	-	-	
ガス火力	82	97	120	137	-	-	
火力計	122	137	120	137	-	-	
原子力既設	26	26	26	26	26	26	
原子力新設	15	-	17	-	17	-	
原子力計	41	26	43	26	43	26	
太陽光	-	171	171	188	239	231	
陸上風力	2.5	11	11	12	25	25	
洋上風力	-	-	-	-	155	250	
地熱が 付双	16	16	16	16	16	16	
再双計	18	197	197	215	435	521	
水力	20	20	20	20	20	20	
発電容量	201	380	380	398	497	567	
蓄電池(GWh)	0.2	0.1	0.2	0.3	173	150	
発電量(GWh)	1,010	1,009	1,017	1,016	1,043	1,043	
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO ₂				
発電電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96	
同上(円kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18	
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6	

3-2. 計量経済モデルによる実質 GDP 最大の電源構成

一方で、トップダウン型の日本エネルギー経済研究所が開発した計量経済モデルに各ケースの電源構成を投入した場合、表9の結果となった。ケース③が最適な(日本の実質 GDP を最大化する)電源構成となり、最適電源構成モデルでコスト最小の1位・2位であったケース①・②が、計量経済モデルでは5位・6位の最下位グループとなる。

表9 表8と同一ケースにおける実質 GDP の順位

計量経済モデル		(単位：兆円)					
ケース番号	①	②	③	④	⑤	⑥	
実質 GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9	
GDP 順位	5	6	1	3	2	4	
民間消費支出	413.6	413.8	415.8	415.4	414.9	413.9	
政府消費支出	99.7	99.7	100.8	101.1	99.7	99.7	
民電設備投資	104.8	107.5	108.5	108.2	114.9	117.0	
化石燃料輸入	35.1	31.7	30.7	31.7	27.6	27.6	
電力電総単価 (円kWh)	24.72	37.60	37.96	38.28	44.43	47.59	

3-3. 最適電源構成モデルと計量経済モデルの比較

表8と表9を比較し最適電源構成モデルの発電電総費用のコスト順位と計量経済モデルの GDP 順位を抽出し比較したものが表10であり、2つのモデル間で結果に明確な差異が生じる。

表10 発送電総費用対実質GDP順位

最適電源構成モデル

ケース番号	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO ₂			
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18
同上順位	1	2	3	4	5	6

計量経済モデル

実質GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9
GDP順位	5	6	1	3	2	4

(参考)CO₂排出量 (石炭火力 0.80kg-CO₂/kWh、ガス火力 0.43kg-CO₂/kWh として)

CO ₂ 排出量 (Mt-CO ₂)	320.9	366.5	128.3	169.7	-	-
省CO ₂ 順位	4	5	2	3	1	1

3-3-1. ケース①・② 対 ケース③～⑥の比較

石炭火力は最適電源構成モデルにおいて、炭素税が現行水準ならば非常に競争力が高く、ケース①で太陽光発電ゼロ・原子力発電新設抑制など、有望な電源に見える。しかし、計量経済モデルでは、ケース①と②において炭素税収からの政府消費支出の還流がなく、石炭火力の安価な建設投資単価と既設石炭火力の多さから民間設備投資が伸びず、国富の流出たる化石燃料輸入も大規模であり、GDPの押し上げ効果に乏しいため、結果的に計量経済モデルでは評価は低くなり、温暖化対策の潮流にも逆行する。

3-3-2. ケース①対②、③対④、⑤対⑥の比較

原子力発電は、すべてのケースにおいて既設炉(26GW)利用のみよりも新設リプレース(17GW)を加えた方が、最適電源構成モデルにおける発送電総原価が小さく(評価が高く)なる。加えて、計量経済モデルでも大規模な建設投資、資機材の国産化率の高さ、化石燃料輸入の抑制などを通じてGDPを確実に押し上げるため、両モデルで新設炉の評価は高い。

3-3-3. ケース③～⑥の4ケース間比較

炭素税の賦課の条件を同一に揃えれば、ガス火力は最適電源構成モデルで資源エネルギー庁の電力調査統計(2020)³¹⁾の既設83GWを超え新設するケース③(ガス火力・大量120GW規模)が発送電総費用最小で、他ケース比較で火力の調整力の重要性が際立つ。また、炭素税の賦課下において、最適電源構成モデルの電気事業者のコスト最小と計量経済モデルのGDP最大化が同時に達成されるケースは③であるように見える。

なお、参考情報でCO₂排出量を付記したが、ケース③は石炭火力主力の①・②より省CO₂で勝り、排出ほぼゼロの⑤・⑥に劣るが、本研究ではコストとGDPの2軸比較を目的としており、脱炭素を加えた3軸での検証は今後の検討課題とする。

3-4. ケース分けの追加による最終結果の導出

しかしながら、計量経済モデルにおいて、火力発電の評価は、建設投資が安価であり、化石燃料の輸入を発生させるため、GDPへの波及効果が他電源よりも相対的に小さいと考えられる。このため、ケース③でGDPが最大化するかは、追加的な検証が必要と考えた。そこで、GDP順位が表10で1位と2位であったケース③(火力120GW)とケース⑤(火力なし)との間に、火力20GW刻みで以下5ケースを新設し、再度最適電源構成モデルと計量経済モデルに投入することで、追加の試算を行った結果が表11である。

表 11 最終結果

ケース番号	再掲 ③	新規 ③-1	新規 ③-2	新規 ③-3	新規 ③-4	新規 ③-5	再掲 ⑤
石炭既設	-	-	-	-	-	-	-
ガス火力	120	100	80	60	40	20	-
火力 計	120	100	80	60	40	20	-
原子力既設	26	26	26	26	26	26	26
原子力新設	17	17	17	17	17	17	17
原子力 計	43	43	43	43	43	43	43
太陽光	171	189	197	209	208	239	239
陸上風力	11	11	12	14	19	25	25
洋上風力	-	-	-	21	60	103	155
地熱・小水力	16	16	16	16	16	16	16
再エネ 計	197	215	224	260	303	382	435
水力	20	20	20	20	20	20	20
発電容量	380	378	367	383	406	465	497
蓄電池 (GWh)	0.2	24	44	72	110	160	173
発電量 (GWh)	1,017	1,018	1,020	1,024	1,030	1,039	1,043
発送電総費用 (兆円)	10.30	10.37	10.48	10.68	11.27	12.83	16.07
同上 (円/kWh)	10.13	10.18	10.27	10.43	10.95	12.35	15.41
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6	7
実質 GDP	814.0	814.4	814.6	814.2	813.7	813.6	813.9
GDP 順位	4	2	1	3	6	7	5
民間消費支出	415.8	416.0	416.1	415.9	415.4	415.2	414.9
政府消費支出	100.8	100.7	100.7	100.5	100.1	99.8	99.7
民間設備投資	108.5	108.7	108.8	109.7	111.1	113.1	114.9
化石燃料輸入	30.7	30.3	30.2	29.3	28.2	27.8	27.6
電力電灯総合単価 (円/kWh)	37.96	38.10	38.03	39.50	41.36	43.19	44.43

(参考)CO₂排出量 (石炭火力 0.80kg-CO₂/kWh、ガス火力 0.43kg-CO₂/kWh として)

CO ₂ 排出量 (Mt-CO ₂)	128.3	119.2	114.0	84.4	43.3	12.0	-
省 CO ₂ 順位	7	6	5	4	3	2	1

ケース③～⑤の7ケース間比較の結果、③-2において、既設83GWに近い80GW程度のガス火力を確保しつつ再生可能エネルギーや蓄電池をバランス良く導入することで、電気事業者の発送電総費用の上昇を相当抑制しながらも、GDPを最大化できるとの解を得た。電気事業者のコスト最小(ケース③)と日本経済におけるGDP最大(ケース③-2)は火力発電・再エネ・蓄電池等の電源構成のバランスが異なるとの結果が導き出された。

ガス火力を80GW程度とする状態(③-2)がGDPを最大化させる理由に関しては、③-2より右方との比較では、ガス火力は「無風・無日照期間」における電力供給を維持する役割を果たすことが大きい。特に、ガス火力を40GW以下に設置を抑制した場合、急激に再エネ・蓄電池の導入量が増加し、所謂「出力抑制」が頻発する計算結果が得られており、コストアップで電気事業者の経営に支障が生じやすいとの試算である。また、③-2より左方との比較では、先述の通り、ガス火力は建設投資が安価であり、化石燃料の輸入を増加させるため、GDPへの波及効果は他電源よりも相対的に小さいこと等が挙げられる。よって、再エネ・蓄電池の普及を促進しつつも「出力抑制」による無為な電気料金の上昇を招かないケース③-2が、日本経済に対するベストミックスの1つの最適解と言えよう。

4. 結論

本研究では 2050 年の日本の電力部門を対象として、最終的に 11 のシナリオ想定のもと、石炭火力・ガス火力・原子力・再エネ・蓄電池等の電源構成のベストミックスに関し、電気事業者が採用する「最適電源構成モデル」とエネルギー政策の検討に広く用いられる「計量経済モデル」の 2 つの異なるモデルを統合型エネルギー経済モデルとして同条件で繰り返し扱い、「電気事業者の発送電コスト最小」と「日本経済全体が目指す実質 GDP 最大化」の最適解は異なる事実を定量的に示すことができた。

表 11 下部の太枠囲いを比較すると、③から③-2 への移行で、日本の実質 GDP が約 6 千億円浮揚する一方、電気事業者は約 2 千億円の発送電コストを負担することにつながる。逆もしかりで、電気事業者が約 2 千億円のコストを削減することで、実質 GDP が約 6 千億円縮小する。すなわち、電源構成の最適解が異なる政策主体と電気事業者が連携し、エネルギー・経済政策が適切に執り行われることで、日本経済の好循環につながるとも言えよう。

なお、今回は、現在推定可能な技術・コストを前提のベースとして、2050 年断面に向けて、今、現段階から、どの電源に重点投資を行っていくべきかの提言を意図している。このため、今回対象とした発電・技術の他に、水素・アンモニア発電や CCS・CCUS 等の新技術の導入も考えられるが、本研究では敢えて算入・検討を見送っている。現在、これらの新技術は実証段階で商用段階になく、2050 年までに商業化が間に合うか、電気事業者でどの程度の規模とコストで導入できるか、日本経済にどの程度の波及効果があるか金額に大きな幅と不確実性があり過ぎ、算出の攪乱要因となるためである。新技術の実証段階のコストを前提におけば、高い炭素税を与える場合の石炭火力と同様、モデルの計算上で採用される容量はゼロとなってしまう。無論、直近の首相の所信表明演説⁴の通り、日本が“低炭素社会”から“脱炭素社会”へ目標の舵を切る中では、これらの新技術も将来の電源構成を検討する上では重要な要素となることから、商用利用の規模やコストの見通しや目標値が明らかになり次第、比較の対象に加えて再度検討したい。

化石燃料の価格が高騰もしくは再エネと蓄電池がさらに安価になれば、GDP の押し上げ効果に係る優位性がガス火力で低くなり、再エネと蓄電池で高まるため、GDP 最大化となるケースは③-2 よりも右方(③-3 の方向)へ移るであろうし、逆も同様となるため、評価結果は変わり得る。

また、設備投資の国産化率はあくまで現状に鑑みて設定したため、将来的に各種電源・蓄電池の国産化率が想定よりも高まれば、その電源等の構成比の多寡に応じて民間設備投資が増加し GDP を押し上げ、国産化率が低くなれば GDP を押し下げる。

さらには、多額の炭素税が課される状態を想定したが、現時点では「国境調整措置」と呼ばれる製品等の国際競争力調整は想定しておらず、今後は考慮が必要となろう。

著者の知る限りにおいて、電気事業者の電源構成コスト最適化と、実質 GDP をはじめとした各種経済指標との相関性に関して、具体的な数値で網羅的に論じた先行研究はないものと認識しており、電気事業者と日本経済の双方にとって有益になる 1 つの方向性を示す端緒となることを期待している。今後も引き続き、電源構成と経済活動との関係性に関して、あらゆる切り口から検討を続けていく。

参考文献

- 1) Gov.UK; UK becomes first major economy to pass net zero emissions law,(2019).
<https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law>(アクセス日 2020.11.30)
- 2) République française Direction de l'information légale et administrative; Loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat,(2019). <https://www.vie-publique.fr/loi/23814-loi-energie-et-climat-du-8-novembre-2019>(アクセス日 2020.11.30)
- 3) 首相官邸 ; パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略、令和元年 6 月 11 日、(2019).
<https://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kaisai/dai40/pdf/senryaku.pdf>(アクセス日 2020.11.30)

- 4) 首相官邸；第二百三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説、令和2年10月26日、(2020)。
https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/statement/2020/1026shoshinhyomei.html(アクセス日 2020.11.30)
- 5) (一社) 日本経済団体連合会；カーボンプライシングに対する意見、2017年10月13日、(2017)。
http://www.env.go.jp/earth/ondanka/cp/arikata/conf05/cp05_mat_keidanren.pdf(アクセス日 2020.11.30)
- 6) Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA); Nuclear energy and renewables system effects in low-carbon electricity systems, (2012), OECD/NEA, Paris.
- 7) Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA); The full costs of electricity provision, (2018), OECD/NEA, Paris.
- 8) Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA); Nuclear energy and renewables system effects in low-carbon electricity systems, (2019), OECD/NEA, Paris.
- 9) B. Van Zuijlen, W. Zappa, W. Turkenburg, G. Van der Schrier, M. Van den Broek; Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future, *Applied Energy*, 253 (2019), 113587.
- 10) L. Noel, J.F. Brodie, W. Kempton, C.L. Archer, C. Budischak; Cost minimization of generation, storage, and new loads, comparing costs with and without externalities, *Applied Energy*, 189 (2017), pp.110-121.
- 11) M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, G. Bazouin, Z.A.F. Bauer, C.C. Heavey, E. Fisher, S.B. Morris, D.J.Y. Piekutowski, T.A. Vencill, T.W. Yeskoo; 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States, *Energy and Environmental Science*, 8 (2015), pp.2093-2117.
- 12) M. Ram, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A.S. Oyewo, A. Gulagi, M. Child, H-J. Fell, C. Breyer; Global energy system based on 100% renewable energy – power sector, (2017).
https://www.researchgate.net/publication/320934766_Global_Energy_System_based_on_100_Renewable_Energy_-_Power_Sector (アクセス日 2020.11.30)
- 13) WWF ジャパン；脱炭素社会に向けた長期シナリオ 2017、(2017). <https://www.wwf.or.jp/press/475.html> (アクセス日 2020.11.30)
- 14) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii; A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO₂-free hydrogen, *Energy*, 165 (2018), pp.1200-1219.
- 15) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii; Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, *Applied Energy*, 267 (2020), 113956.
- 16) 荻本和彦、占部千由、斉藤哲夫；2050年に向けた日本のエネルギー需給検討：将来の再生可能エネルギー100%の可能性と課題、第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集、31-5(2018)、pp.697-702.
- 17) (独) 国立環境研究所；AIM モデルによる分析 - 2020年排出量選択肢候補に関する検討 -、(2009).
<https://www.kantei.go.jp/jp/singi/tikyuu/kaisai/dai07kankyo/03-1-1.pdf>(アクセス日 2020.11.30)
- 18) 室田泰弘、越国麻知子、伊藤浩吉；マクロ・産業連関分析のためのパソコンによる経済予測入門、(2005)、275、東洋経済新報社。
- 19) 柳澤明；わが国の長期エネルギー需給展望—環境制約と変化するエネルギー市場の下での2030年までの見通し—、(2008)。エネルギー・資源、29(6),pp.13-17.
- 20) 小宮山涼一、鈴木研悟、永富悠、松尾雄司、末広茂；統合型エネルギー経済モデルによる2050年までの日本のエネルギー需給の分析、『エネルギー・資源学会論文誌』、33-2(2012)、pp.34-43。
http://www.jsr.gr.jp/journal/journal_pdf/2012/journal201203_5.pdf(アクセス日 2020.11.30)
- 21) R. Komiyama and Y. Fujii; Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nationwide power grid, *Energy Policy*, 101, (2017), pp.594-611.

- 22) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正；2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討(2) 気象条件の変動に関する評価、『エネルギー・資源学会論文誌』、40-3(2019), pp.49-58.
- 23) NEDO；NEDO 再生可能エネルギー技術白書第2版(2014).
https://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html(アクセス日 2020.11.30)
- 24) 石井晋；原子力発電の効率化と産業政策 ―国産化と改良標準化― (2014), pp.28.
<https://www.rieti.go.jp/publications/summary/14050002.html> (アクセス日 2020.11.30)
- 25) 調達価格等算定委員会；令和2年度の調達価格等に関する意見、(2020).
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20200204001_1.pdf (アクセス日 2020.11.30)
- 26) 東京電力；数表で見る東京電力 原子力 各号機の概要(2020).
<https://www.tepco.co.jp/corporateinfo/illustrated/nuclear-power/nuclear-plants-j.html> (アクセス日 2020.11.30)
- 27) 三菱総合研究所；経済産業省第1回定置用蓄電システム普及拡大検討会『蓄電システムをめぐる現状認識』(2020).
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/001_05_00.pdf (アクセス日 2020.11.30)
- 28) 尾羽秀晃、永井雄宇、朝野賢司；土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価、電力中央研究所報告 Y18003,(2019).
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y18003.html>(アクセス日 2020.11.30)
- 29) W. Cole and A.W. Frazier; Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage, (2019),
<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf> (アクセス日 2020.11.30)
- 30) 日本エネルギー経済研究所；IEEJ Outlook 2020、(2019).
<https://eneken.iej.or.jp/data/8645.pdf> (アクセス日 2020.11.30)
- 31) 資源エネルギー庁；電力調査統計、1-(1)電気事業者の発電所数;出力、(2020.7).
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results.html(アクセス日 2020.11.30)

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第1回 —脱炭素の潮流と革新的技術への期待—

中村 博子* 笹川 亜紀子*

1. 「カーボンニュートラル」の潮流

菅義偉首相は昨年10月、所信表明演説でグリーン社会の実現に注力する方針を示し、2050年までの「カーボンニュートラル」達成を宣言した。

背景には国際的な脱炭素化の潮流がある。2015年に開催された国連気候変動枠組み条約第21回締約国会議(COP21)で採択された「パリ協定」は、二つの長期目標を掲げる。一つ目は、世界の平均気温上昇を産業革命以前に比べて2度より十分低く保ち、1.5度以下に抑える努力をすること、二つ目は、できるだけ早く世界の温室効果ガス排出量をピークアウトし、21世紀後半には温室効果ガス排出量と吸収量のバランスを取ることである。このうち「排出量と吸収量のバランスを取ること」がいわゆるカーボンニュートラルにあたる。さらに、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)が2018年に発表した『1.5°C特別報告書』では、地球温暖化を2度より十分低く保つには2050~2070年に世界の排出量が正味ゼロになっている必要があり、1.5度以内に抑えるには、2050年近辺までのカーボンニュートラルが必要とされている(表1)。

表1 各国際機関の「脱炭素」見通しやシナリオ

国際機関の報告書等	予測される再エネ比率(世界)
IRENA(2020) 「より大規模な脱炭素化見通し(DDP)」	1.5度以内/2050~2060年に最終エネルギー消費量の66%
IPCC(2018)『1.5°C特別報告書』	1.5度以内/2030年に発電量の48~60% 2050年に発電量の70~80%
IRENA(2020年) 「エネルギー変革シナリオ(TES)」	2度より十分に低く/2030年に発電量の57% 2050年発電量の86%
IEA(2020)「持続可能な開発シナリオ」	1.8度以内:2030年に発電量の49%

(注) IRENA=国際再生可能エネルギー機関、IPCC=気候変動に関する政府間パネル、IEA=国際エネルギー機関
(出所) 筆者作成

これまでに120以上の国と地域が2050年までのカーボンニュートラルを表明しているほか、世界最大の排出国である中国も2060年の達成を目指すとして表明しており、各国が気候変動問題への対応を成長の機会と捉えている。

企業セクターの動きも活発化している。欧米を中心とした石油メジャーや大手IT企業など多くの企業に加え、日本国内でも業界を代表する企業が2050年までの(一部企業はそれより早期に)事業活動におけるカーボンニュートラル実現を表明している。その達成手段の一つとして、事業に必要なとされる電力を100%再生可能エネルギー(再エネ)で調達することを目標に掲げる企業も増えており、国際的なイニシアチブ「RE100」に参加する日本企業は2021年3月現在、53社に達している。

また、EUや米国は近い将来、気候変動対策を取る国が対策不十分な国からの輸入品に対して水際で炭素課金(さらに、場合によっては自国からの輸出に対して炭素対策コストの還付)を行う「炭素国境調整措置」を導入

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年4月13日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。
* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

する可能性を視野に、二酸化炭素を排出しない生産方法の模索として「グリーンなエネルギー」調達に拍車がかかる。

このような取り組みは、投資を呼び込む上でも重要となっている。近年、ESG投資は世界的に拡大している。世界持続可能投資連合(GSIA)によると、世界のESG投資額は2016年の22兆9000億米ドルから30兆7000億ドルに増えた。その間、日本のESG市場は5000億米ドルから約4倍の2兆1000億ドルに拡大した。

2. 脱炭素実現のため重要性高まる「再エネ」

それではカーボンニュートラルはどのように実現するのか。

まず、排出する温室効果ガスの大幅な「削減」が大前提になる。その上で、削減の難しい排出分については、植林や森林保護による二酸化炭素の「吸収」や、化石燃料の脱炭素化(カーボンリサイクル)およびネガティブエミッション(大気に蓄積された二酸化炭素の回収・除去)に貢献することが期待される二酸化炭素回収・貯留(CCS)技術を利用した「除去」を行う。すなわち、排出量に対し、吸収量と除去量が均衡している状態を作ることが目指される。

国際再生可能エネルギー機関(IRENA)が2020年9月に公表した報告書『Reaching Zero with Renewables』では、パリ協定が採択された2015年前後の政策を基準としたベースラインシナリオに対し、2050~2060年に二酸化炭素の排出量をゼロにすることを旨とする「より大規模な脱炭素化見通し」(DDP)が示された。本シナリオでは、全排出量の94%は省エネと再エネ(再エネ電力、再エネ熱利用・バイオマスおよび再エネ合成燃料)により「削減」し、残りの6%は「除去」によって達成するとされている。このシナリオが示すように、徹底した省エネに加え、再エネを主とした脱炭素エネルギーの導入をまずは拡大することがカギとなる。

前述のIPCCによる特別報告書では、今世紀の地球温暖化を1.5°Cに抑えるためには2050年時点で世界の電力に占める再エネの割合を70~80%とすることが必要で、2030年時点の割合は48~60%と想定されている。パリ協定で定められた目標を達成するための道筋を分析した国際エネルギー機関(IEA)の「持続可能な開発シナリオ」(1.8度の気温上昇)では、2030年に世界の電源構成に占める再エネの割合は49%になると予測されている。またIRENAの「2度より十分低く」抑える「エネルギー変革シナリオ」(TES)では、再エネは2030年に57%、2050年は86%になると予測されている。

3. 脱炭素に向け、日本も本腰

日本においては、政府は昨年12月25日、「グリーン成長戦略」を策定し、洋上風力、水素、自動車・蓄電池など成長が期待される14の重要分野ごとの脱炭素化に向けた高い目標や、実行計画を示した。同戦略では、電力部門の脱炭素化を前提とし、電力部門以外では電化を中心に、熱需要には水素化や二酸化炭素回収で対応することとしている。2050年に電力需要が30~50%増加することを見込み、発電量の約50~60%を再エネで、10%程度を水素・アンモニア発電で、30~40%程度を原子力と二酸化炭素回収を伴う火力発電で賄うことを参考値としている。

また、2020年度第3次補正予算では、「グリーンイノベーション基金事業」として新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)に2兆円基金を設け、2050年までのカーボンニュートラル実現に必須となる3要素を、「電化と電力のグリーン化」「水素社会の実現」「CO₂固定・再利用」とした上で、そうした重点分野における技術開発・社会実装に向けた研究開発事業を今後10年間継続して支援することを表明した。

本連載では、こうした潮流を踏まえつつ、国内外における脱炭素化に資する革新的技術の動向を紹介する。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第2回 —太陽光の最新技術やビジネスモデル—

中村 博子*

1. 太陽光技術の新しい利用形態

セブン&アイ・ホールディングスと日本電信電話（NTT）は3月31日、太陽光発電による新たな仕組みを4月から導入すると発表した。NTT傘下のNTTアノードエナジーが新設する太陽光発電所から、同社子会社の小売電気事業者を介してセブン&アイグループの一部店舗に電力供給する。

「オフサイト型コーポレートPPA」と呼ばれる国内初の取り組みで、事業者が、遠隔地の再エネ発電所から送配電網を介して需要家に電力を長期間供給する。この仕組みでは、再生可能エネルギー（再エネ）によって発電した電気を一定期間、国が決めた価格で購入することを義務付ける「固定価格買取制度」（FIT）は利用しない。

これまでは、事業者が設置した敷地内の屋根や遊休地などに設置して直接電力を供給する仕組み（オンサイト型コーポレートPPA）が多く、オフサイト型は企業グループ内の融通のみ認められていた。しかし、経済産業省は3月22日、「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」で他社からの供給も容認する電気事業法の解釈を示した。オフサイトPPAが認められると、再エネ100%の調達ニーズが満たしやすくなる。

再エネの普及やエネルギーの地産池消を目指し、営農を続けながら太陽光発電等を行うことができる「営農型太陽光発電」（ソーラーシェアリング）も注目を集める。農林水産省によると、ソーラーシェアリングの設備を設置するための農地転用許可実績は2018年度までに1,992件（560ヘクタール）に上る。太陽光パネルの下で生産される農作物は、野菜、観賞用植物、果樹、米・麦などさまざま。

フランスやドイツ、イタリアなどでは、ビニールハウスやぶどう園、オリーブ園などへのメガソーラー級のソーラーシェアリング設備の導入が進んでいる。農地への利用における日照時間への影響について、太陽光パネルを設置する角度や間隔の研究、可動式のパネルの導入なども進む。仏エネルギー規制委員会が今年1月に実施した革新的な太陽光発電技術の入札では、落札者47件（146.2メガワット）のうち31件（80メガワット）がソーラーシェアリング事業だった。また、イタリアエネルギー大手のグループ会社エネル・グリーン・パワーは2月、スペイン、イタリア、ギリシャの9カ所の既存の太陽光発電所を営農用に改修する実証事業を立ち上げた。

太陽光発電技術の活用は、農地利用に限らない。国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が2020年12月に発表した新たな技術開発指針「太陽光発電開発戦略2020（NEDO PV Challenges 2020）」では、①建物の壁面、②重量制約のある屋根、③移動体（車載電池パネル）、④戸建て住宅、⑤水上、⑥農地—の6分野について今後特に技術開発を推進すべきと位置付けている。

2. 次世代太陽電池技術の進展と課題

太陽光発電の新たな用途への展開に向けて期待されるのが次世代太陽電池技術だ（表1）。太陽電池はシリコン系、化合物系、有機系の3つに大別されるが、現在、結晶シリコン型が市場の約9割を占める。

化合物系では、銅・インジウム・セレンの化合物であるCIS太陽電池やテルル化カドミウム（CdTe）系太陽電池といった既存技術に加え、ガリウムヒ素（GaAs）を利用する太陽電池が次世代技術として注目を集める。例えば、シャープは約30～32%という世界最高水準の光電変換効率を実現しており、人工衛星向けに開発を進めてきた。この技術を利用して約0.03ミリメートルの電気自動車（EV）向け太陽電池パネルを製作し、2019年から自動車会社と協業して太陽電池パネル搭載自動車の実証実験を進めている。

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年4月20日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

表1 最先端の次世代太陽電池技術

技術名	特徴	変換効率 (%)
ガリウムヒ素太陽電池	光電変換効率が高い。移動体への採用に期待。	30~32
色素増感太陽電池	屋内外で低照度でも安定的に発電可能。通信・センサー用電源として採用。	13
有機薄膜太陽電池	プリンタブル(印刷で太陽電池を作成できる)で低コスト、軽量、フレキシブル。多色化が可能。低い光電変換効率が課題。建材一体型太陽電池としての採用が多い。	18
ペロブスカイト太陽電池	プリンタブルで低コスト、軽量、フレキシブル。多色化が可能。鉛を利用するのが課題。ガラスや建物への利用に期待。	25

(出所) NREL 調査、シャープウェブサイトなどから筆者作成。

有機物系の技術では、低照度でも安定的に発電できる色素増感太陽電池が通信・センサー用電源として採用されており、IoT の進展に伴いさらなる展開が期待される。液体型色素増感太陽電池は液漏れや腐食といった安全性や耐久性が課題だったが、リコーが昨年開発した固体型色素増感太陽電池が、初めて一般向けにパソコン用のマウスとして実用化された。

安価で、資源性に優れる有機半導体を用いる有機薄膜太陽電池は、次世代の低コスト太陽電池として期待される。原材料を印刷機で薄膜状に塗布して製造でき、半透明化や多色化が可能のため、海外では主に建材一体型太陽電池 (BIPV) として採用されている。軽量かつフレキシブルだが、十数%という低い光電変換効率が課題である。

有機無機ハイブリッド太陽電池に分類されるペロブスカイト太陽電池 (PSC) も有望な技術で、2009年に日本で発明された。原材料を液体に溶かしてインク状にし、基板に塗布することで製造できるため、コストを抑えられる。また、基板にフィルムを用いることで、軽量かつフレキシブルになるため、ガラスへの印刷や建物への利用をはじめ、さまざまな用途への展開が期待される。

米国の国立再生可能エネルギー研究所 (NREL) によると、PSC 光電変換効率は単結晶シリコン太陽電池と同程度の 25%前後に到達している。有害物質である鉛を使用する点が課題とされており、他物質による製造も研究開発が進められている。米バイデン政権は3月25日、太陽エネルギー技術の導入加速化に向けて2030年までにコストを60%低減する野心的な目標を発表したが、投入予定の総額1億2800万ドルのうち約4分の1がPSCの研究開発に充てられることになっている。

なお、太陽光発電の大量導入が進むと使用済み太陽電池モジュールが大量発生する。NEDOの推計によると日本国内の排出量のピークは2035~2037年頃で、年間17~27万トンとなる。太陽光発電設備は長期にわたる屋外の使用を前提にセル、封止材、ガラスの複層構造になっており、今後これらを低コストで分離するリサイクル技術の開発も今後の課題である。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第3回 —洋上風力発電への期待と課題—

笹川 亜紀子*

1. 技術革新への期待の高まり

脱炭素の潮流を追い風に、洋上風力発電への期待が高まっている。2050年までにカーボンニュートラルを実現する方針の下、日本政府が定めた「グリーン成長戦略」において、洋上風力発電の導入量を2030年までに10GW、40年までに30～45GWまで拡大する目標が掲げられた。再生可能エネルギー（再エネ）主力電源化に向けた切り札である。

風力で風車を回転させ、その動力を電気エネルギーに変換する風力発電は、再エネの中でも発電効率が比較的高い。太陽光発電とは異なり、風さえ吹けば昼夜問わず発電できる。また、大規模に発電することで発電コストを抑えられることから、経済性に優れたエネルギー源とされている。

日本における風力発電は、2000年代より陸上風力発電を中心に導入拡大が図られてきたが、適地が限定されることや、開発事業による環境への影響を事前に調査する手続き等に長期間を要することなどから導入量は限定的で、2019年度時点の総発電量に占める風力発電の割合は0.7%に留まる。

こうした中で注目されているのが、洋上風力発電である。海域に風力発電の設備を設置して発電する洋上風力発電は、陸上と比べて立地の制約を受けにくいことに加え、大きな風を安定的に得ることができる。

四方を海に囲まれた日本には、洋上風力発電の高い潜在力があるとされている。日本風力発電協会によると、水深10～50メートルに設置される「着床式」洋上風力発電（支持構造物の基礎を海底に固定し発電する技術）のポテンシャルは128GWで、水深100～300メートル程度の深い海域に適用される「浮体式」洋上風力発電（支持構造物の基礎を海に浮かべワイヤーなどで海底に係留し発電する技術）に関しては、その3倍以上の424GWものポテンシャルがあると試算されている（表1）。

表1 「着床式」と「浮体式」洋上風力発電の比較

	着床式	浮体式
特徴	風力発電機を海底に設置した支持構造物（基礎）に固定して発電する技術。水深50メートルより浅い海域に適用される。	支持構造物を海に浮かべワイヤーなどで海底に係留し発電する技術。水深50メートルより深い海域に適用される。
代表的な支持構造形式	海底地盤、水深、自然環境等の諸条件に適した支持構造物が開発されており、代表的な形式は、①モノパイラ式、②ジャケット式、③重力式	海域や波浪条件等に適した浮体形式が開発されており、代表的な形式は、①ポンツーン式、②セミサブ式、③スパー式
日本におけるポテンシャル	128GW	424GW

（注）日本におけるポテンシャルは、一般社団法人 日本風力発電協会による試算（「洋上風力の主力電源化を目指して」2020年7月17日）

（出所）国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構「着床式洋上風力発電導入ガイドブック」「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」から筆者作成

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年4月20日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。
* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

2. 同じ「島国」として先行する英国

洋上風力発電の導入は、2002年にデンマークが史上初の洋上風力発電所（商用ベース）を建設して以来、欧州が牽引してきた。世界風力発電会議（GWEC）によると、2020年時点の世界の洋上風力発電累積導入量35.3GWのうち6割以上を欧州が占める。2020年の新規導入量6.1GWに関しては、その約半数を占める中国が存在感を示しつつあるが、それでも49%は欧州が占めている。

着目したいのが、世界の洋上風力累積導入量の約3割を英国が占めており、世界最大の導入量を誇る点である。日本と同じく島国である英国は、1990年代後半から洋上風力発電の促進に取り組んでおり、2000年には、英国海域における利用割り当てを開始している。英国政府は2002年、再エネ導入策として、小売電気事業者に対して一定割合の再エネ由来電力の調達義務を課す「Renewable Obligation (RO)」制度を導入し、洋上風力も同制度の対象とした。加えて、洋上風力に対し、事業費の10%を補助する施策を講じた上で、2009年以降はRO制度下での優遇措置も実施した。

こうした政策支援に下支えされた英国の洋上風力発電は、発電コストの低減や技術進歩を遂げつつ、目覚ましい伸びをみせている。RO制度が導入された2002年時点では、4MW程度に過ぎなかった洋上風力発電の導入量は、2010年には1.3GW、2020年には10.2GWに達した。英国は、2030年までに総電力供給量の約4割にあたる40GWの導入を目標に掲げ、洋上風力大国としての歩みを進めている。

3. 日本の課題と今後の展望

英国と日本は島国で海岸線が長く、洋上風力発電の潜在力が高いとされる点で共通している。ただ、英国に比べて洋上風力発電の実績が少ない日本では、事業環境を整備することが洋上風力発電の導入促進のために必要となる。

この点、日本は、固定価格買取制度（FIT）の下、2014年に洋上風力発電の買取価格を設定し、2016年には、洋上風力発電の港湾域導入促進のための改正港湾法を施行した。また、2019年には、「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用促進に関する法律」が施行された。同法は、潜在力が高いとされる海域の中で、漁業や海運業などの先行利用に支障を及ぼさず、系統接続が適切に確保される等の要件を満たす海域を「促進区域」とし、その区域内では事業者は最大30年間の占有許可を得られることを定めている。洋上風力発電の事業リスクを軽減することで、導入促進を図るものだ。

また、日本は、英国と異なり、遠浅の海域が少ない。水深の深い海域では設置コストや運転開始後の管理、保守コストが上がるという課題がある。コストを低減するには、風車を大型化して風車1基当たりの発電量を増やすことが必要とされ、その実現には大型作業船や風車の基礎を積み出すための港湾設備の整備などが不可欠となる。

こうしたコストやインフラ面での課題に加え、競争力のあるサプライチェーンをどのように形成するかも重要な課題である。「グリーン成長戦略」では、国内に風車の製造拠点がなく、海外からの輸入に依存している現状を踏まえ、ライフサイクル全体での国内調達比率を2040年までに60%とする目標を示している。

洋上風力産業は、関連部品数が1基当たり1万～2万点で、自動車産業にも匹敵する裾野の広い産業である。そのため、洋上風力産業の振興は、関連産業への波及効果が大きく雇用創出にもつながると期待されている。また、国内調達率の向上により、欧州や中国からの部品輸入や大型部品の輸送費などのコスト削減も見込まれている。

今後、台湾や韓国を中心としたアジア地域で洋上風力の進展が見込まれている。そうした中、日本は国内調達比率の向上を図りつつ、アジア地域のハブとして関連部品の輸出促進や、地域内のサプライチェーン構築を先導することで、国際競争力の向上に資する洋上風力産業の構築を目指すことが期待される。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第4回 —欧米中心に進む海洋エネルギー技術開発—

松本 知子*

1. 課題克服が期待される海洋エネルギー

海洋エネルギーは、海洋資源の環境保全を確保しながら経済成長や社会の向上を図る「ブルーエコノミー」の一翼を担っている。現在は研究開発や実証試験の段階だが、長期的に脱炭素化に資する技術として期待される。具体的には、①潮流（潮汐によって生じる海水の流れ）、②潮汐力（潮汐現象を引き起こす力）、③海流（風や太陽熱によって生じる大洋の大循環流）、④波力（波のエネルギー）、⑤海洋温度差（海洋表面の温水と深海の冷水との温度差）—などを利用した発電技術がある。

潮流は太陽と月の引力によって生じる周期的な変動であるため、予測可能で、安定したエネルギー源となる。商用化に近い潮流発電は潮流を利用して主に水車を介して発電する。

潮位差を利用する潮汐力発電は、水力発電のように満潮時に貯水した水を干潮時に放出してタービンを回す技術で、早くから実用化されている。世界の海洋エネルギー発電設備容量 535MW のうち潮汐力が 98%を占めるが、「ダム建設が可能で、かつ潮位差5メートル以上」という適地が必要となるため、新規開発は滞っている。

海流は、流速や流向の変化が少ない、安定した大規模エネルギー源である。潮流発電と類似の技術が検討されているが、流速の早い地点は陸地から数キロメートル離れ、水深も深いため、発電システムを整備するのが難しいとされる。

波のエネルギーを利用する波力発電は潮流よりポテンシャルが大きく、短期ではあるが、予測も可能である。商用化前の段階であり、多様な技術が模索されている。

海洋温度差発電（OTEC）には約 20 度の温度差が必要とされる。OTEC は昼夜の変動がなく、安定したエネルギー源であるため、ベースロード電源として期待でき、深層水は海水淡水化や冷熱等にも併用できる。

このように、海洋エネルギーは長年研究されているが、さまざまな障壁があることから、ほかの再生可能エネルギー（再エネ）のように普及していない。発電技術はもちろん、過酷な海洋環境への耐久性や海洋生態系への影響を考慮した技術開発が求められる。海中でのインフラ整備や保守・管理も容易ではない。技術開発に伴うリスクから融資を受けるのが難しく、開発段階の技術が混在する不透明さも投資の障壁となっている。さらに、法整備や国による支援が十分でないことも懸念材料である。

他方、海洋エネルギーがもたらすメリットは大きく、今後の可能性に注目したい。例えば、海洋エネルギーは予測可能で安定した電源であるため、変動型再エネ（太陽光や風力）と組み合わせてハイブリッド型の効率的な発電システムとなり得る。養殖など他のブルーエコノミーへの電力供給源となれば、脱炭素化を加速できる。また、小島嶼開発途上国などディーゼル依存が高い離島では、海洋エネルギーもコスト競争力を持ち、石油製品と代替する可能性が高まる。

2. 先行する欧米と中国の躍進

海洋エネルギーの技術開発を牽引しているのは欧州である。

なかでもスコットランドは 2000 年代より政策的な支援を強化し、オークニー諸島の実証試験サイトである欧州海洋エネルギーセンターを中心に技術開発を進めている。系統接続されている潮流発電「メイゲン・プロジェクト」（現時点では 6MW）は、さらなる設備の拡張が計画されている。

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年5月4日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

欧州連合（EU）は、海洋エネルギーを含むクリーンエネルギーを経済成長に資する技術として推進している。2020年11月に発表された「洋上再生可能エネルギー戦略」では洋上風力を補完する位置付けではあるものの、海洋エネルギー発電設備の目標を、2030年までに少なくとも1GW、2050年までに40GWとした。2021～27年の研究開発支援プログラム「ホライズン・ヨーロッパ」の下、海洋エネルギーが支援される見込みである。

北米も海洋エネルギーの利用を目指している。

米国では、研究開発の助成金制度や複数の国立海洋エネルギー研究機関も整備されており、積極的な技術開発が行われている。国立再生可能エネルギー研究所は今年2月、50州における海洋エネルギーのポテンシャルを年間2,300TWhと発表した。これは米国の2019年発電量の約57%に相当する。

カナダは潮流発電に注力しており、ノバスコシア州は固定価格買取制度（FIT）を潮流発電に対して実証段階でも適用している。カナダ政府は2020年11月、浮体式潮流発電事業（9MW）に対して2,850万加ドルの支援を発表した。

アジアでは中国が躍進している。同国の海洋エネルギーに関する特許数は2005年以降、著しく増加し、近年では他国を大きく引き離している。2020年は潮流発電と波力発電でそれぞれ500kWの装置が導入された。

3. 実証試験進める日本、実用化に向け政策的支援を

日本では2018年7月の「第5次エネルギー基本計画」において、ほかの再エネとともに海洋エネルギーの低コスト化・高効率化に資する研究開発を推進することがうたわれ、実用化に向けた技術開発を進める施策の一つとして6県8海域で実証試験サイトが選定されている（表1）。

表1 日本の海洋再生可能エネルギー実証フィールド

	海域	エネルギーの種類
岩手県	釜石市沖	波力、浮体式洋上風力
新潟県	粟島浦村沖	海流（潮流）、波力、浮体式洋上風力
佐賀県	唐津市 加部島沖	潮流、浮体式洋上風力
長崎県	五島市 久賀島沖	潮流
	五島市 柁島沖	浮体式洋上風力
	西海市 江島・平島沖	潮流
鹿児島県	十島村 口之島・中之島周辺	海流
沖縄県	久米島町	海洋温度差

（出所）内閣府（2017年6月29日）「海洋再生可能エネルギー実証フィールドの選定について」

総合重工業メーカーのIHIと新エネルギー・産業技術総合開発機構は2019年7月、鹿児島県十島村口之島沖における水中浮遊式海流発電実証機（100kW）の1年以上にわたる実証試験について公表した。今年1月には、九電みらいエナジー等が、長崎県五島市奈留瀬戸沖の水深約40メートル地点に500kWの潮流発電設備を設置して実証を行っている。

しかし海洋エネルギーは「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」のもとで政策支援の対象となる新エネルギーには含まれていない。技術的・経済的な問題に加えて、漁業権との関係や関連法の制約もあり、普及に向けた課題は多い。

海に囲まれた日本が海洋エネルギーを利用しない手はなく、政策的支援の在り方を見直す時期が来ていると思われる。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第5回 —バイオマス活用と炭素循環への期待—

永富 悠*

1. 求められる「炭素資源」の有効活用

2050年のカーボンニュートラルに向けては温室効果ガス排出量の削減が重要な対策となるが、温室効果ガス排出量をゼロにすることが容易ではない部門や用途がある。

まず素材系の産業では、製造工程において石油や石炭などの構成元素に炭素を含む資源（炭素資源）を活用しており、温室効果ガスの削減が難しい場合がある。鉄鋼業ではコークスを用いた還元時に温室効果ガスが発生する。コークスの代わりに水素を用いて還元を行う代替技術の開発が進められているが、現状では温室効果ガスの抜本的な削減は難しい。石油から作られるプラスチックなどの素材は、「炭素」「水素」「酸素」の元素から構成されるため、脱炭素は容易ではない。輸送部門では電気自動車による電動化の推進と電源の低炭素化を組み合わせた取り組みが期待されるが、大型の貨物車や船舶、航空機のように高い出力を要し、長距離を移動する輸送手段の電動化を実現するには時間を要するだろう。

これらの部門では、依然として化石燃料やバイオ燃料のような炭素資源の果たす役割が大きい。日本が目指すカーボンニュートラルとは温室効果ガスの「排出量と吸収量のバランスを取ること」である。つまり、高密度かつ高出力なエネルギーが必要な場合や電力や水素などでの代替が難しい場合には炭素資源を適切に活用しつつ、そこから排出される温室効果ガスを適切に回収することでカーボンニュートラルを維持する取り組みが求められる。

2. 国内外で開発が進むバイオ燃料

そのための持続可能な炭素資源として期待されるのがバイオ燃料の利用である。バイオ燃料の原料となる「バイオマス」とは、動植物資源とそれを起源とする廃棄物のことであり、農作物、木材、海藻に加えて産業廃棄物、一般都市ゴミ、下水汚泥など多岐にわたる。

その特徴として、バイオマスのエネルギー利用自体がカーボンニュートラルになり得る点が挙げられる。例えば木材を燃焼すると二酸化炭素が放出されるが、その木材の成長過程で光合成によって二酸化炭素が吸収されるため、生産と消費のバランスを取ればカーボンニュートラルであるとされている。ただし、一般都市ゴミについては、化石燃料由来の廃棄物が含まれる場合もあるため、これらの廃棄物を燃焼したときに発生する排ガス処理を通じて適切に炭素の流れを管理することが求められる。つまり、バイオマスの活用に当たっては生産と消費のバランスの下で、炭素を循環させる枠組みの構築が重要になる。

現在生産されているバイオ燃料の多くがサトウキビやトウモロコシ、パーム油を原料としたものであり、食糧との競合の問題や農地開拓に伴う森林伐採の環境破壊の懸念が指摘されている。これらの課題を克服する新たなバイオ燃料の技術開発が進められている。

技術開発についての国内の代表的な事例としては、ユーグレナが微細藻類であるミドリムシ（学名＝ユーグレナ）から抽出した油を用いてバイオジェット燃料、バイオディーゼル、バイオマスプラスチックの生産を進めている。Jパワーは微細藻類の中でも海水で育つ種類を用いてバイオジェット燃料の生産を進めている。グリーン・アース・インスティテュートは日本航空との連携の下で古着を原料としたバイオジェット燃料を完成させたことを発表し、21年2月にそれを用いた商用フライトを実施している。また、環境省は自動車の車体にバイオマス由

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年5月18日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。

* 電力・新エネルギーユニット 電力グループ 主任研究員

来の素材を用いることで軽量化するとともに資源循環に配慮したコンセプトカーを発表しており、バイオ燃料にとどまらないバイオマスの活用の検討が進んでいる。

国外では、フランスのエネルギー大手トタルが廃食油を原料にしたバイオジェット燃料を製造している。また、三井物産が出資している米ランザテックは製鉄所の排ガスからエタノールやブタジエンなどの燃料や化学品を製造しており、全日空が21年以降に同社からバイオジェット燃料の供給を受けることを発表している。このほかにも、廃棄物を原料としたバイオ燃料の生産を通じて炭素循環に貢献する技術開発が進んでいる（表1）

表1 近年発表されたバイオ燃料の製造技術

原料	生産物	企業	概要
藻類	ジェット燃料	ユーグレナ（日）	微細藻類ユーグレナよりバイオジェット燃料を製造
	ディーゼル		微細藻類ユーグレナより次世代バイオディーゼル燃料を製造
	バイオプラスチック		バイオマスプラスチックの技術開発を推進
藻類	ジェット燃料	Jパワー（日）	海洋性微細藻類を用いたバイオジェット燃料を製造
衣料品	ジェット燃料	グリーン・アース・インスティテュート（日）	国内で集めた古着を原料としたバイオジェット燃料を製造
廃食油	ジェット燃料	トタル（フランス）	廃食油を原料にサステナブル航空燃料(SAF)を製造
アルコール	ジェット燃料	ランザジェット（米）	アルコールからジェット燃料を製造
廃棄物	エタノール	ランザテック（米）	微生物による発酵で排気ガスからエタノールを製造
廃棄物	ディーゼルほか	バイオ・ビーン（英）	廃コーヒーかすを先進的なバイオ燃料、バイオマスペレットとし、バイオディーゼルを製造
廃棄物	ジェット燃料	SkyNRG（オランダ）	廃油を原料にしたジェット燃料を製造
廃棄物	メタノール、エタノール	エネルケム（カナダ）	都市固形廃棄物から再生可能なメタノールとエタノールを製造

（出所）各種報道から筆者作成。

3. バイオマスの活用と炭素循環の確立が重要に

燃料、化学品の需要家も、バイオ燃料を含むカーボンニュートラルな資源に期待を寄せている。国際民間航空機関は10年の総会において、20年以降は温室効果ガス（二酸化炭素）の排出量を増加させない「CNG2020」を採択し、目標を達成する手段の一つとしてバイオマスなどの持続可能な供給源から製造される代替航空燃料（SAF）の活用を挙げている。また、日本自動車工業会の豊田章男会長は4月22日の記者会見において、高効率エンジンとモーターの複合技術にバイオ燃料などの「カーボンニュートラル燃料」を組み合わせることで、中古車を含めたすべての自動車に二酸化炭素の削減を図れるようになると指摘している。

脱炭素社会の実現には、温室効果ガスの着実な削減を進めるとともに、脱炭素への転換が困難な分野において炭素資源の適切な利用と回収、資源の有効化技術の組み合わせが重要になる。バイオマスの活用と炭素循環の確立は、気候変動対策であるとともに、化石燃料からの脱却を果たすことで持続可能な社会を支える取り組みといえる。

エネルギー経済 第47巻 第3号

2021年9月1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

