

脱炭素化社会に向けた電力市場データの利活用

慶應義塾大学

小西 祥文

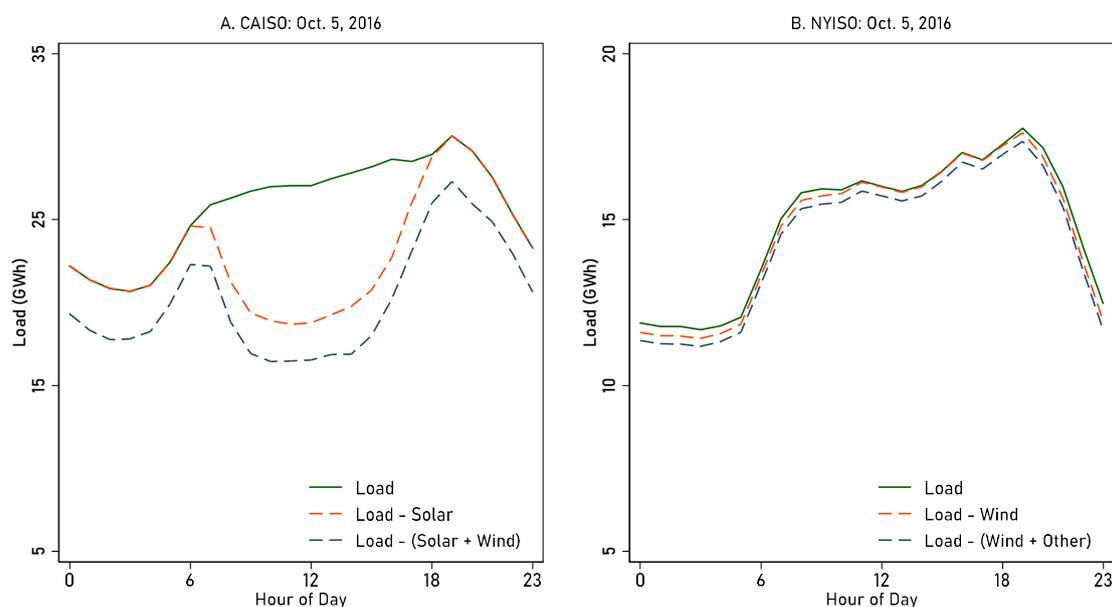
2022.5.12

## 1. 序

ダックカーブ (Duck Curve) という言葉をご存じだろうか？電力需要量から再生可能エネルギー (“再エネ”) の発電量を差し引いた超過需要 (Net Load) を時間別にプロットするとカモ (Duck) のような形状をする場合があることから、このように呼ばれ、カリフォルニア独立系統運用機関 (California Independent System Operator : CAISO) の 2013 年の報告書が初出と言われている。

典型的な一日における電力需要は、朝、人々が起床し、電気を消費し始めることにより徐々に上昇しはじめる。カリフォルニアのように、太陽光発電が進んでいる地域では、昼から夕方にかけて太陽光発電から電力が供給されることで Net Load は減少する。夕方になり日が沈み始めると、太陽光発電からの電力供給がなくなる一方で、夜間の照明や帰宅した人々の電力消費が始まることで Net Load は増加する。図 1A は、2016 年 10 月 5 日の CAISO の時間別 Net Load をプロットしたものであるが、点線で示した Net Load がまさしくカモの背に似た形状 (右側が頭) を示していることが分かる。

図 1. CAISO と NYISO の時間別 Net Load



出所：CAISO に関しては Bushnell-Novan (2021) の Replication File, NYISO に関しては NYISO の公開データを利用。

しかし、このような Duck Curve はどの電力系統にも現れる訳ではない。図 1B は、ニューヨーク独立系統運用機関 (NYISO) における 2016 年 10 月 5 日の時間別 Net Load を示したものである。NYISO では系統側の太陽光導入は進んでおらず、原子力、水力、火力発電を中心とした電力供給体制となっているため、Duck Curve は観察されない (2021 年 12 月現在でも同様である)。日本でも、太陽光発電の導入が進んでいる電力系統 (例：九州電力

や中国電力)では Duck Curve と似た形状の Net Load が観察されることがあるものの、Duck Curve が観察されない電力系統も多い (2020 年時点)。

大規模な蓄電や系統間の電力融通が難しい現状、Duck Curve が見られるような電力系統では、Net Load の急激な増減に対応して発電設備を短時間のうちに起動・停止する必要がある。しかし、問題は、そのような柔軟かつ安定的な電力供給が技術的に可能か、という技術的な問題ではない。例えば、カリフォルニアでは、柔軟かつ安定的に電力供給を行うために、前日卸売市場 (Day-ahead Market) と当日のリアルタイム卸売市場 (Real-time Market) が併用されており、様々な情報に基づく電力予測 (前日の天気予報や過去の電力需要など) によって需給バランスが調整されている。また、現在の技術では、石油・ガス火力は比較的短時間での起動・停止が可能であり、当日の需給バランスに応じて柔軟かつ安定的な電力供給が可能となっている。

では何が問題なのだろうか？一つは、機動的に利用される電源設備の採算性の問題である。石炭、石油、天然ガスなどの化石燃料を利用する火力発電は、大規模な初期投資を伴うため、発電費用に占める固定費の割合が高い電源である。そのため、稼働率が高いほど採算性が高くなる。よって、上述のように柔軟に電源設備を利用するためには、稼働していない時間帯にも予備電源としての価値を認め、固定費回収分に相当する市場価値を付与する仕組みが必要となってくる。そのような仕組みの例として、容量市場 (Capacity Market) や容量補助金 (Capacity Subsidy) が議論されているが、筆者の知る限り、こういった仕組みが想定通り適切に機能するか否かに関しては厳密な実証研究の蓄積が不十分であり、今後、経済実証の専門家が積極的に関与すべき分野の一つであると考えられる。

二つ目は、電力の脱炭素化を考える上で、「限界電源」の考え方が重要になるという点である。ある電力系統において電力需要量が追加的に一単位増加した時に追加的に利用される電源を「限界電源」と呼ぶ。変動する電力需要に応じて実際にどの電源が利用されるかによって、二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) や大気汚染物質の排出量は大きく変化することになる。反対に、再エネ発電が追加的に一単位増加した時、それによって代替される電源によって CO<sub>2</sub> や大気汚染物質の排出削減量が大きく変わることになる。例えば、太陽光発電は日中にはなんらかの火力発電を代替かもしれないが、その一方で、日中に代替された電源の代わりに夜間供給を賄う電源が必要となる。必ずしも日中に利用されなかった電源が夜間に稼働を再開する形で夜間供給が賄われるとは限らない。仮に日中に代替された電源よりも発電効率が低い火力電源が利用されてしまった場合、太陽光の導入が夜間の CO<sub>2</sub> 排出量を増加させてしまう可能性がでてきてしまう。第3節で紹介するように、カリフォルニアでは、実際に一部の季節に関してそのような現象が観察されている (Bushnell-Novon, 2021)。実はこのような限界電源は、電力市場に存在する様々な制約条件によって、地域、季節、時間帯によって大きく変化することが知られている。このことは、電力市場の脱炭素化にどのような意味を持つだろうか？

本稿ではこの後者の問題に焦点を当て、現実の電力市場における様々な制約下で限界電

源が決まるとき、従来の教科書的なカーボンプライシングがどのような意味を持つのかを議論したいと考えている。まず次節では、電力部門の脱炭素化における教科書的な最適解を確認する。次に第3節では、再エネ電源の「環境価値の時間的・地理的異質性」に関する海外の先端的な実証研究を紹介することで、より現実的な電力市場の制約下において「限界電源」が重要な意味を持つことを確認する。第4節では、現実的な電力市場の制約下において、なぜ教科書的なカーボンプライシングでは適切な価値付与が行われない可能性があるのか、そして、環境価値の異質性を考慮したより適切な価値付与の方法について議論を行う。最後に、第5節では、本稿の議論から得られる電力市場データの利活用に関する幾つかの示唆を提示する。本稿の第2、第3節は拙稿（小西, 2022）の一部を簡潔に要約したものであるが、第4節は本稿で新たに追加された内容となっている。

## 2. 電力部門の脱炭素化と教科書的なカーボンプライシング

本稿の主題に入る前に、なぜ電力部門の脱炭素化が重要なのか、そして、そのための教科書的な最適解について簡単に説明しておこう。

過去十年間、気候変動に関する厳密かつ頑健な科学的知見の蓄積が進んだおかげで、1990～2000年代に存在していた懐疑論は払しょくされ、人為的な要因による地球温暖化とその社会的・経済的影響の甚大さが再認識されるようになった。とりわけ、近年の気候科学では、温暖化がある水準を越えてしまうと様々な連鎖が起きてしまい温暖化を止めることが極めて困難になってしまう可能性（ドミノ効果）や温室効果ガスに対する温度上昇の反応速度がこれまでの想定よりも遥かに早い可能性が指摘されるようになっており、最適な脱炭素経路に重大な影響を及ぼすことが示唆されている（Cai-Lontzek, 2019; Dietz *et al.*, 2021）。気候変動対策には、人為的な温室効果ガスを抑制する「脱炭素」と気候変動の影響を抑制するための「気候適応」の二つがあるが、気候変動が本格化かつ恒久化してしまえば人為的な適応が不可能となる可能性も指摘されており、脱炭素と適応の両方を迅速に進めていく必要があると考えられている（EPIC, 2021）。

その一方で、交通電化（Transportation Electrification）が、電力部門の脱炭素化と並ぶ世界的な環境政策の大きな潮流となっている。2021年11月、第26回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP26）において、「2040年までにガソリン車の新車販売の全面的停止」を約束する宣言に24カ国が賛同を示した。この宣言には、米ゼネラル・モーターズ、フォード、独メルセデス・ベンツなどの自動車大手6社や米カリフォルニア州やニューヨーク州など、38の地方政府や都市も参加している。このような目標の宣言が必ずしも目標の達成に繋がる訳ではなく、かりに目標が達成されたとしても、世界の自動車市場からガソリン車がなくなるわけでもないが、もし仮に交通部門のエネルギー消費を電力で賄おうとすれば、電力部門がCO<sub>2</sub>排出量に占める割合は極めて大きくなることが予想される（電力と交通部門を合算したCO<sub>2</sub>排出量に占める割合は、世界全体で約46.3%、日本では約57.0%と

なっている；2016年実績値）。2050年のカーボンニュートラルの達成は、電力の脱炭素化をいかに経済と両立させる形で達成するかに掛かっているといても過言ではない。

ではどのように電力の脱炭素化を行えば良いのだろうか？教科書的に考えると、ある季節・日時における電力需要を所与とした場合、社会厚生を最大化するような電力供給は、限界費用の最も小さな発電設備（電源）から順に発電を行い、電力需要量を満たした所でそれ以上の余分な発電をストップする方法である。電力業界では、このような供給方法を「メリット・オーダー（merit-order）」と呼ぶ。このような順序付けは、各時点における限界費用によるべきであり、例えば、固定費用などを含めた年間の平均費用を使ってしまうと根本的に間違った議論となってしまう点には注意して欲しい。

しかし、ミクロ経済学の初級で学ぶように、このような経済厚生を最大化問題を考える場合の限界費用は、私的限界費用（MPC：Marginal private cost）ではなく社会的限界費用（MSC：Marginal social cost）によらなければならない。良く知られるように、化石燃料を利用する火力発電からは、温室効果ガス、二酸化硫黄（SO<sub>2</sub>）、窒素酸化物（NO<sub>x</sub>）、微小粒子状物質（PM）などの大気汚染物質が排出される。これらの外部費用が私的限界費用に上乗せされていないければ、社会的な観点から最適な電力供給とはならない。特に温室効果ガスの社会的費用は、Social Cost of Carbon（SCC）と呼ばれ、近年、様々な実証研究が行われている。海外の経済実証論文では、米国 Interagency Working Group レポート（IWG, 2016）をもとに、概ね\$40～60/ton が使用されることが多かったが、より先端的な研究では、これがかかなり過小評価された値である可能性が指摘されている（Carlton-Greenstone, 2021）。また、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、PM などの大気汚染物質は、風向きや近隣地域の人口などによって一単位当たりの限界被害が大きく異なる局所的汚染（local pollution）であることが良く知られている。しかし、日本を含む多くの国では、石炭や天然ガスに対して低い税率が適応されているため、火力の平均費用が再エネの平均費用を下回ってしまっている。<sup>1</sup> このような既存の税制度が変更され、外部費用が適正に内部化されない限り、電力事業者が社会的限界費用に応じてメリット・オーダーを行うインセンティブは持たないであろう。そこで、炭素税や排出量取引のような仕組みを使って発電費用に SCC に相当する外部費用を上乗せする必要がある。これがカーボンプライシングの基本的な考え方である。

また、電力市場にはこのような最適な電源利用が行われないもう一つの大きな理由が存在する。それは、現実の電力システムには様々な技術的・制度的な制約が存在するためである。例えば、送電網には送電可能な容量が存在し、容量を超えて送電することはできない。よって、仮に限界費用の低い電源が利用可能であったとしても、送電制約によって利用されない場合がある。また、伝統的な「総括原価方式」の下では、そもそも私的限界費用に応じて自社保有の電源を利用するインセンティブも無ければ、私的限界費用に応じて他社と取引す

---

<sup>1</sup> 日本では、発電に利用される化石燃料に対して石油石炭税、地球温暖化対策税などのエネルギー諸税が課されているが、燃焼時に排出される CO<sub>2</sub> や大気汚染物質の環境被害価値を十分に反映した税率とはなっていないことが指摘されている。

るインセンティブも存在しない。よって、現実の電力システムにおける電力供給と理想的な（社会厚生を最大化するような）電力供給との間に乖離が生じてしまう。仮にカーボンプライシングのように外部費用の一部を内部化する政策が採られたとしても、現実の電力供給がメリット・オーダーに従わなければ、経済と両立するような脱炭素化は難しくなる。本稿では、紙面が限られているため、この点に関する詳細な議論は割愛させて頂くが、拙稿（小西, 2022）や伊藤（2020, 2021）では、電力供給のメリット・オーダー化を阻む幾つかの重要な障壁について議論を行い、関連する海外の実証研究が紹介されている。

### 3. 再エネの環境価値をどう考えるか？

様々な技術的・制度的な制約によって現実の電力供給がメリット・オーダーに従わないということは、電力部門の脱炭素化を考える上でどのような意味を持つのだろうか？より厳密な経済学的意味を考える前に、少し分かり易い思考実験を行ってみよう。

太陽光発電を導入すれば、それによって化石燃料を使った火力発電を代替することができる。したがって、単純に考えると、仮に太陽光の年間発電量が 1GWh だとすれば、1GWh 分の化石燃料由来の CO<sub>2</sub> や大気汚染の排出削減に繋がるはずである。よって、この太陽光の環境価値は代替される化石燃料から生じる環境被害の貨幣的価値によって測ることができる。社会的費用の貨幣的価値を厳密な統計的手法によって推定する分野は「環境の非市場価値評価（Non-market valuation）」と呼ばれ、環境経済学の得意分野の一つである。

しかしここで問題が出てくる。現実の電力供給がメリット・オーダーに従わないということは、仮に外部費用の内部化が行われていたとしても、太陽光発電がそれよりも社会的限界費用の高い電源を代替するとは限らないということの意味する（そればかりか、太陽光発電が私的限界費用の高い電源を代替するとも限らない）。

では、太陽光発電は実際にどの電源を代替するのだろうか？代替される電源は季節、時間、地域によって異なるのだろうか？もし異なるのであれば、それは太陽光発電の環境価値はどのように変わるのだろうか？

本節で紹介するのは、このような問いに対して厳密な実証的検証を行った海外の先端的な一連の実証研究である（Bushnell-Novan, 2021; Callaway *et al.*, 2019; Fell *et al.*, 2021; Holland *et al.*, 2016; Novan, 2015）。これらの実証研究は、伝統的な環境経済学の知見をベースとした上で、再エネ（太陽光・風力）の限界的な経済価値が極めて重要な時間的・空間的異質性を持つことを明らかにしている。

まずは、これらの実証研究の基本的な考え方を示そう。第一に、再エネによる電力供給が代替するのは、その時間帯に実際に稼働していてかつ可変的に利用されている「限界電源」である。各電力システムにおいて、いつどの電源が限界電源となっているかは、需要側・供給側の様々な要因によって変動する。例えば、夏場・冬場のピーク需要が発生している時間帯では、普段はベースロードとして利用されていない休眠電源（例：天然ガス）が利用されてい

るため、再エネによる追加的電力供給が可能となった場合に代替されるのはそのような電源かも知れないし、あるいは、そのような電源の急停止ができない場合、十分な代替が行われない可能性もある。一方で、太陽光による電力供給が潤沢である日中では、再エネによる追加的電力供給はベースロード発電の抑制に寄与するかも知れないが、九州電力系統のように出力制限が行われる地域では、そのような効果は限定的かも知れない。つまり、「限界電源」は系統内の電源構成や様々な制約によって、季節や時間帯によって大きく変わってしまう。これが再エネの限界価値が時間的異質性を持つ理由である。第二に、一般的な商品の物流と同様に、電力供給には送電上の「輸送コスト(transportation cost)」が存在する。異なる電源で発電された電力は、送電網・変電所・配電網と幾つかの電圧変換を経て最終消費者に届けられるため、様々な系統制約により、同じ送電網、同じ電圧帯で発電された電力間の方が、そうでない場合と比べ、よりロスが少ない形で効率的に代替することが可能である。そのため、再エネ発電が、実際にどの化石燃料をどの程度減少させるかは、その発電地域の電源構成や需要構成にも依存する。したがって、再エネの限界価値は空間的な異質性も持つことになる。第三に、これらの時間的・空間的異質性をさらに大きくしてしまうのが環境被害の非線形性の問題である。局所的大気汚染物質が地域住民に与える限界環境被害は、元々の大気汚染水準やその地域の人口の大きさによって大きく変化する (Muller-Mendelsohn, 2009)。したがって、仮に代替する化石燃料が一定であったとしても、これらの要因によって環境被害の限界価値が異なることによって、時間的・空間的異質性を持つことになる。

そこで、近年の実証研究は、次のような推定式を用いて、このような再エネの環境価値の時間的・空間的異質性を検証している。

$$E_{rhdm} = \phi_{rhs} R_{rhdm} + \gamma' X_{rhdm} + \delta_{rhdm} + \epsilon_{rhdm} \quad (1)$$

ここで、 $E_{rhdm}$ は地域  $r$  における  $h$  時、 $d$  日、 $m$  月、 $y$  年における (火力発電由来の) 大気汚染物質の排出量 (あるいは排出量削減の貨幣的価値)、 $R_{rhdm}$  は可変的な再エネ (風力・太陽光) の発電量、 $X_{rhdm}$  は制御変数、 $\delta_{rhdm}$  は交差項を含む様々な固定効果を表している。 $E_{rhdm}$  に関しては、論文によっては、大気汚染物質として二酸化炭素のみに焦点を当てている場合もあれば (例: Callaway *et al.*, 2018)、 $\text{NO}_x$  などの局所的大気汚染物質を含める場合もある (例: Bushnell-Novon, 2021; Fell *et al.*, 2021)。また、主説明変数  $R_{rhdm}$  として再エネの発電量を使う場合もあれば (例: Bushnell-Novon, 2021; Fell *et al.*, 2021)、地域内の総電力供給量から可変的な再エネを差し引いた変数を使用する場合もある (例: Callaway *et al.*, 2018) が、いずれの場合も、再エネの大気汚染物質排出量 (あるいは環境被害額) に与える限界効果を推定することが目的である点は同じである。

式(1)で最も特徴的な点は、主たる因果効果のパラメータ  $\phi_{rhs}$  が地域別 ( $r$ )・時間別 ( $h$ )・季節別 ( $s$ ) に異なることを明示的に考慮し、その推定値にバイアスが生じないように様々なケアをした上で推定している点である。 $R_{rhdm}$  は可変的な再エネ (風力・太陽光) の発電量で

あるため、個々の電源の発電量自体は、その地域・時間・季節の天候条件によって外生的に変化する。しかし、上述の議論で示したように、域内全体の再エネ発電量は、域内の他の電源からの供給量やその結果としての均衡価格にも依存してしまう。したがって、そのような内生性に対処するために制御変数や固定効果を入れたり操作変数法を利用したりすることで内生問題に対処することになる。また、本稿では詳しく解説しないが、このようにして推定された限界効果 $\phi_{rhdm_y}$ に、当該汚染物質から生じる環境被害の(地域別)貨幣価値 $d_r$ を掛け合わせることで、時間的・空間的に異なる再エネの環境価値を評価することができる。

(Fell *et al.* (2021)のように、被説明変数 $E_{rhdm_y}$ に $d_r$ を乗じることで、 $\phi_{rhd}$  を環境被害額に与える限界効果のパラメーターとして直接推定する場合もある。)

では再エネ発電の環境価値が実際にどのぐらい時間的・空間的異質性を持つのか、現実のデータを使って見てみよう。Bushnell-Novan (2021) は CAISO の 2012~2016 年のデータを用いて、時間別・季節別の再エネの限界的 CO<sub>2</sub> 削減効果を推定している。但し、多くの既往研究が式(1)の主たる説明変数として時間ごとの再エネ発電データを使用しているのに対し、彼らは日ごと d・再エネ電源 k ごとの再エネ発電量 $R_{kdmy}$ を使用して次のような推定を行っている。

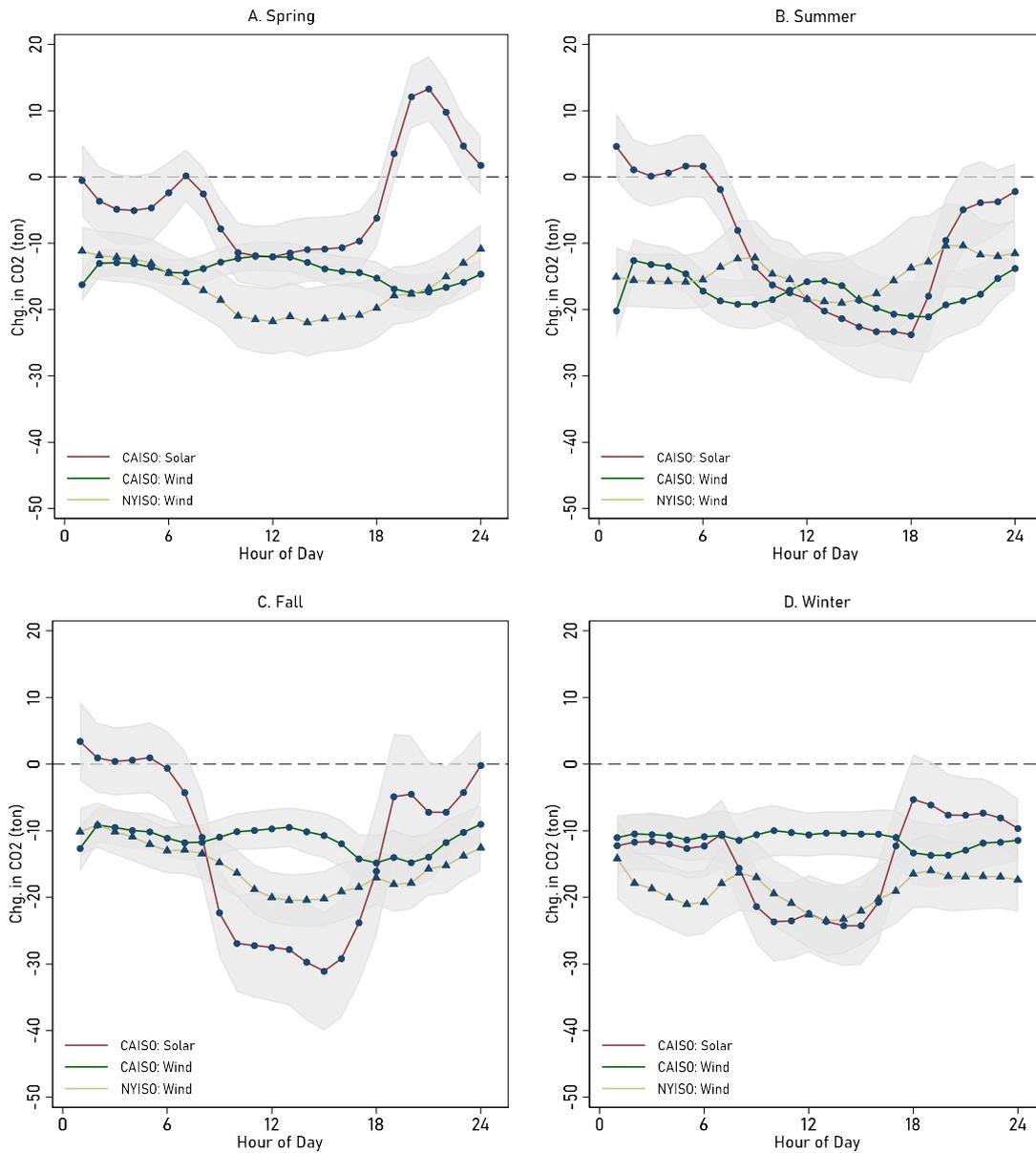
$$E_{hdmy} = \phi_{khs}R_{kdmy} + \gamma'X_{hdmy} + \delta_{hdm} + \epsilon_{hdm} \quad (1)'$$

ここで、被説明変数は CAISO 系統内の発電所から排出される CO<sub>2</sub> (および NO<sub>x</sub>) の排出量である。需要側・供給側の要因による再エネ発電量 $R_{kdmy}$ への影響を排除するため、天然ガスのスポット価格、潜在的な水力発電量、総電力消費量、月・時間固定効果などを制御している。また、発電所の供給行動には時系列的な自己相関が存在すると考えられるため、一週間のラグを取った Newey-West 標準誤差を使用している。

このような推定式によって検証されるのは、「一日当たりの再エネ発電量が増加すると、どの再エネ、どの季節、どの時間帯において CO<sub>2</sub> 削減効果が最も高いのか」という季節間・時間帯間・電源間の効果の異質性である。また、因果効果のパラメーター $\phi_{khs}$ は、一日当たりの発電量に対する時間当たりの削減量を示しているため、再エネの 1GWh 当り平均的 CO<sub>2</sub> 削減効果を求めるには推定値を 24 時間分足し上げる必要がある点に注意されたい。

また、Bushnell-Novan (2021) の分析では CAISO における時間的・季節的な異質性を明らかにしているが、加えて地域間の異質性がある点も示したい。そこで、地域間の比較を行うため、NYISO の公開データを用いて筆者が独自に同様の推定を行った。但し、NYISO の場合、詳細な再エネ発電データが公開されているのが 2016 年以降のため、推定には 2016~2020 年のデータを使用している。また、NYISO では太陽光発電の多くが系統外 (Behind the Meter : BTM) の消費者向け発電 (家屋や社屋に設置された太陽光による発電) であるため、NYISO における太陽光発電の CO<sub>2</sub> 削減効果は推定されていない。

図2. 再エネ電力1GWh 当りの CO<sub>2</sub>削減効果 (米国 CAISO, NYISO)



出所：CAISO に関しては Bushnell-Novan (2021) の Replication File, NYISO に関しては NYISO の公開データを用いて推計。

このような推定の結果が図2に示されている。図より、風力発電は季節・時間帯を通じて概ね均一な CO<sub>2</sub> 削減効果を持つのに対し、太陽光に関しては、夏場よりも冬場の方が再エネによる限界的 CO<sub>2</sub> 削減効果がより大きいこと、夜間よりも昼間の方がより効果の大きいことが分かる。昼間は太陽光をベースロード的に利用できるため、再エネの発電量の増加に対して柔軟に火力発電を減少させることができる一方、夜間は火力発電をベースロードとして利用するため、再エネの発電量の変化に対して柔軟に火力を減らすことができず、再エ

ネの CO<sub>2</sub>削減効果が限定的となってしまうことが見て取れる。また、風力発電の CO<sub>2</sub>削減効果は、CAISO よりも NYISO の方が大きく、かつ季節・時間帯による変動が比較的小さいことが分かる。恐らく、NYISO では風力発電がベースロード的に利用されているため、単位当たりの CO<sub>2</sub>排出量がより大きい電源（例：石炭・石油火力）が代替されているためであると推察される。

Bushnell-Novan (2021) によれば、CAISO において、特に夜間では冬季の方が春～夏季よりも太陽光の CO<sub>2</sub>削減効果が高い理由は、冬場は域内外の水力の発電容量が比較的豊富であるため、太陽光の発電量に応じて水力発電を柔軟に調整することで再エネによる火力発電の代替が可能である一方で、春～夏季は干ばつなどによる水力発電の不足をピーク電源のフル稼働によって補うため、太陽光の発電量に応じて夜間の水力発電（域外からの輸入も含む）を逆に減少させてしまうことがあるという。そのため、一部の季節では、日中に太陽光発電に代替される火力電源の代わりにより CO<sub>2</sub>排出量の大きな火力電源が夜間に利用されてしまうことで逆に夜間の CO<sub>2</sub>排出量が増えてしまっている。

このように、再エネの限界の経済価値が、時間、季節、地域によって大きく異なり、その異質性が事前の想定とは異なるという点は、電力の最適供給を考える上で極めて重要な意味を持つ。また、本稿では詳しく議論しないが、このような最適供給の問題を考える際に、系統制約を所与とした短期的な環境価値を考えるか、系統内の電源構成や制約の変化を踏まえた長期的な環境価値を考えるかによって分析や結論が変化する点には注意されたい。

#### 4. 価値の異質性を考慮した「正しい」価値付与とは？

前節で紹介した研究群が示唆するのは、再エネの（非市場価値を含む）経済価値が大きな空間的・時間的異質性を持ってしまうという点である。この異質性の背後には、再エネ発電によって実際に代替される電源が、単に自然地理的な条件に依存するばかりでなく、電力市場を通じた他の経済主体の行動（系統内の他の全ての電源利用）にも依存してしまうという意味での電源間のネットワーク外部性の問題が存在する。そのため、単純に炭素価格を各電源に上乗せするだけでは外部性の適切な内部化に繋がらず、真の経済価値と市場価値との間に大きな乖離が生じる可能性があると考えられる。

本節では、この点についてもう少し詳しく掘り下げてみたい。図3は、ある季節・日時 $t$ （例：夏場の平日 19 時）における電力需要量 $D_t$ を所与として、 $D_t$ を満たすための最適な電力供給（ $MSC^*$ ）と実際に行われる電力供給（ $MSC^+$ ）を示している。<sup>2</sup> 最適な電力供給では、系統内で社会的限界費用に応じて電源利用が行われるため、社会全体にとっての経済厚生

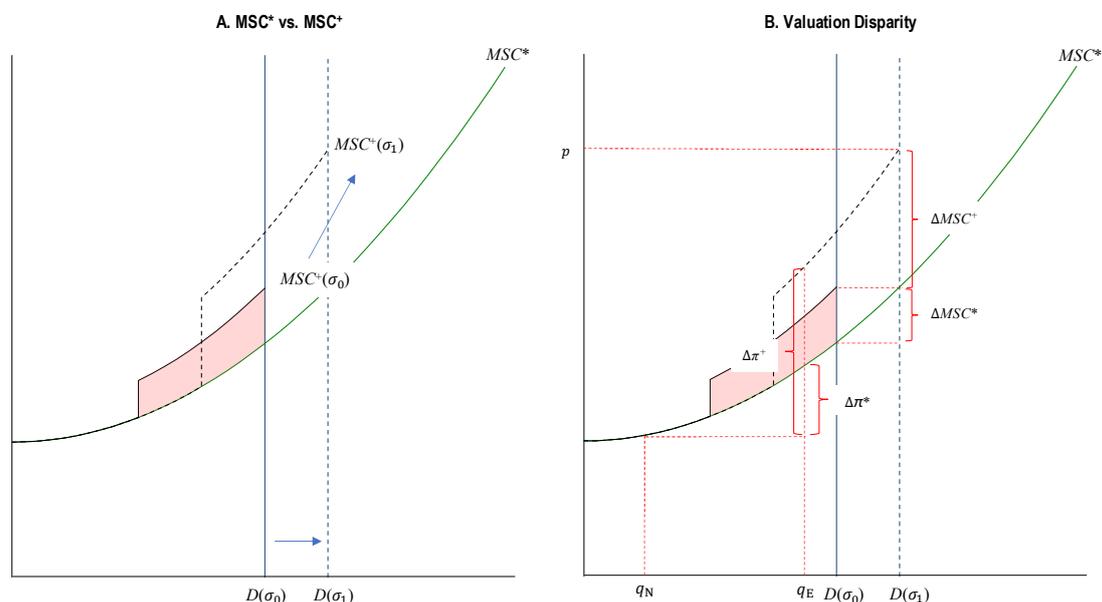
---

<sup>2</sup> 日本を含む多くの国では、電力の小売価格が短期的に固定されているため、ある季節・日時（例：夏場の平日 19 時）における日本全体の電力需要  $D$  は概ね供給側の要因とは無関係に外生的かつ非弾力的に決定されているものと考えられる。したがって、以下の議論では、議論の単純化のため、需要側の要因や非効率性は考慮しないものとする。

が最大化される。一方、現実の電力供給には様々な技術上・制度上の市場制約が存在しているため、実際の電源利用はカーボンプライシングのような外部費用の内部化が行われていたとしても、必ずしも社会的限界費用に応じた電源利用が行われない。 $MSC^+$ は、メリット・オーダーに従わない電力供給が行われた場合に、実際に発電に利用された電源を社会的限界費用の低い順から並べた時の供給曲線を示している。図より、最適な電力供給が行われた場合と比べ、赤の網掛けに相当する社会的損失が生じてしまうことが分かる。

ここで、前節の実証分析の議論を思い出してみよう。当然ながら、電力系統における需要量 $D_t$ は季節・時間帯・地域によって大きく変わる。しかし、前節の議論が示しているのは、所与の需要量 $D_t$ に対してどのように電力供給が行われるかも、季節・時間帯・地域によって大きく変動するという点である。天候条件によって利用できない電源（例：水力、太陽光、風力）もあれば、制度的に優先的に利用される電源（例：原子力、水力、石炭火力）もあれば、供給可能であるのに系統制約や電力会社の市場支配力によって十分に発電された電力が生かされない電源（例：太陽光、風力）もあるかも知れない。このような様々な要因を抽象化・単純化して表した変数を $\sigma_t$ として定義しよう。よって、 $MSC^+$ および $D$ は $\sigma_t$ によって変化する関数として表現することができる。

図 3. 再エネ価値の乖離



このようにシンプルに単純化されたモデルから二つの重要な示唆が得られる。第一に、電力消費者が直面すべき社会的限界費用は、 $\sigma_t$ を通じた $MSC^+$ および $D$ の変動によって大きく変化し、その変化はネットワーク外部性が存在しない最適な供給曲線上の変化と必ずしも一致しない。図では、需給条件が $\sigma_0$ から $\sigma_1$ に変化する時に、最適な（メリット・オーダーに従った）電力供給が行われていた場合の社会的限界費用の変化が $\Delta MSC^*$ であるのに対し、現

実の（メリット・オーダーに従わない）電力供給における社会的限界費用の変化が $\Delta MSC^+$ として表されている。第二に、電力事業者が新しく再エネ電源への投資を行う際、既存の電源設備との採算性評価を行うはずであるが、その際に直面すべき期待相対利潤も、 $\sigma_t$ を通じた $MSC^+$ および $D$ の変動によって大きく変化し、その変化はネットワーク外部性が存在しない最適な供給曲線上の変化と必ずしも一致しないことになる。この点に関して少し厳密な議論を行うと、電力事業者は、既存の電源設備 $E$ を利用し続けることによる期待利潤と新規の（CO<sub>2</sub>排出を伴わない）電源設備 $N$ で代替することによる期待利潤とを比較し、後者の期待利潤が大きければ、新規の電源設備を導入すると考えられる。よって、経済学的には次のように定式化される。

$$\mathbb{E} \sum_t \rho_t \pi(\sigma_t; N) - F \geq \mathbb{E} \sum_t \rho_t \pi(\sigma_t; E) \quad (2)$$

ここで、 $F$ は新規電源の初期費用、 $\rho$ は割引因子、 $\pi$ は（内部化された外部費用を含む）利潤を表している。現実の電力価格には様々な規制がかかっているおり、必ずしも（社会的）限界費用に一致しないため、電力価格の決定に関する議論は割愛し、費用側のみ注目しよう。ここでポイントとなるのは、前節で議論したように、新規電源が導入された場合に、所与の季節・時間帯において、実際に新規電源 $N$ がどの既存電源 $E$ をどの程度代替するかは系統内の様々な条件に依存する。最悪の場合、既存電源がそのまま利用されてしまう場合もあれば、他の電源（例：石炭火力の代わりにガス火力）に代替される場合もある。すなわち、需給条件 $\sigma_0$ を所与とした時、最適な（メリット・オーダーに従った）電力供給が行われていた場合の限界利潤の変化 $\Delta\pi^*$ に対し、現実の（メリット・オーダーに従わない）電力供給における限界利潤の変化は $\Delta\pi^+$ かも知れないし、あるいは全く異なるものであるかも知れないのである。よって、最適な電源供給が行われていた場合の経済価値とは大きく異なる評価が下されることになる。

では、このような現実の電力供給の非効率性に対してどのような対応策が考えられるだろうか？一つは、電力供給の（社会的限界費用に応じた）メリット・オーダー化を促進するような施策である。もう一つは、現実の電力供給の非効率性を所与として、最適な電力供給との乖離から生じる電力消費者および電力事業者へのインセンティブを間接的に是正する方法である。前者に関しては、拙稿（小西，2022）や伊藤（2020, 2021）が詳しい議論を行っている。以下では、後者について議論したい。

まずは、電力消費者にとっての価格インセンティブを考えてみよう。もし仮に、カーボンプライシングが実施され、各時点 $t$ における電力供給が $MSC^*$ に応じて最適に行われ、さらに、電力小売価格が（社会的）限界費用に一致する形で競争的に決定されている場合、需要の変化（ $D(\sigma_0) \rightarrow D(\sigma_1)$ ）に応じた社会的限界費用の変化が価格に反映されるため、消費者は適切な価格シグナルを受け取ることになる。一方、上で議論したように、カーボンプライシング

が実施されていたとしても、現実の電力供給がメリット・オーダーに従わない場合、実際の社会的限界費用の変化は図の $\Delta MSC^+$ に相当することになる。このような状況下でも、現実の小売価格がリアルタイム化されており、かつ競争的に社会的限界費用を反映する形で決定されていれば、消費者は（最適供給と比べ割高にはなるが）適切な価格シグナルを受け取ることになる。しかし、現実の小売価格には消費者保護の観点から規制が掛かっており、限界費用では無く（電力会社が保有する電源の）平均費用に一致する形で決定される。よって、現実の電力供給がメリット・オーダーに従わないことと小売価格が（社会的）限界費用に一致しないことはセットで起こると考えられる。そのため、電力消費者は、現実の意思決定において、このような現実の社会的限界費用に基づいた価格インセンティブに直面しないことになる。このような乖離を是正する方法の一つとして考えられるのは、各時点・各地域の電力需要に応じた社会的限界費用情報をリアルタイムで提供し、もし可能であれば、小売価格に一部反映させる形ことで、電力消費者の適切な節電行動を促す方法である。

この点をより具体的に示すために、米国 CAISO と NYISO のデータを使って、電力消費の「限界 CO<sub>2</sub> 排出量 (Marginal Operating Emissions Rate ; MOER)」がどのような季節的・時間的・地域的な異質性を持つかを見てみよう。限界 CO<sub>2</sub> 排出量とは、追加的に電力消費を一単位増加させた場合にどれくらい CO<sub>2</sub> 排出量を増加させてしまうかを表す概念であり、近年の環境経済学分野の実証研究で頻繁に使用されている概念である (Bushnell-Novan, 2021; Callaway *et al.*, 2019; Fell *et al.*, 2021; Holland *et al.*, 2016; Novan, 2015)。ここまでの議論から明らかのように、限界 CO<sub>2</sub> 排出量は各地域、季節、時間帯における限界電源に依存するため、季節的・時間的・地域的な異質性を持つことが予想される。論文によって推定方法は若干異なるが、ここでは、式(1)と同様に、2012~2016年の CAISO と 2016~2020年の電力市場データを使って、次のような式を推定してみよう。

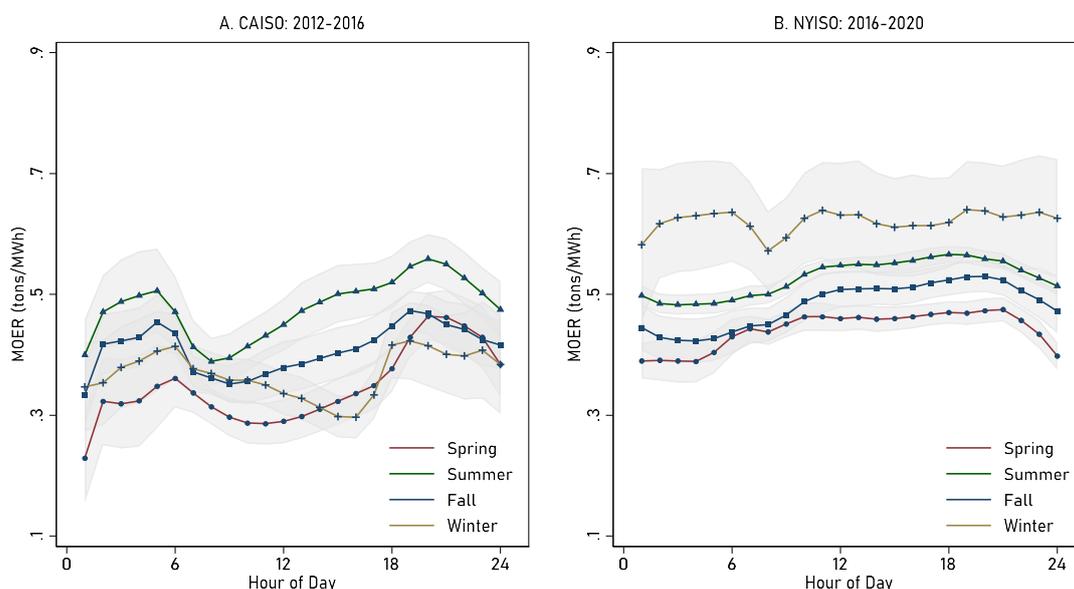
$$E_{rhdm_y} = \phi_{rhs} N_{rhdm_y} + \gamma' X_{rhdm} + \delta_{rhdm_y} + \epsilon_{rhdm_y} \quad (3)$$

式(1)と異なる点は、主説明変数として各時点における電力消費量から火力発電以外のベースロード電源の発電量（水力・原子力）を差し引いた純電力需要 $N_{rhdm}$ を使用している点である。それ以外の推定方法は、制御変数列に若干の違いがあることを除き、式(1)と同様である。この推定式から得られるパラメータ $\phi_{rhs}$ の推定値が、各季節、各時間帯、各電力系統における限界 CO<sub>2</sub> 排出量の推定値となる。これを CAISO および NYISO に関して推定した結果が図4に示されている。

図から、電力消費の限界 CO<sub>2</sub> 排出量が、季節・時間帯・電力系統によって大きく異なることを見て取ることができる。第一に、CAISO に比べて NYISO の限界 CO<sub>2</sub> 排出量の方が概ね高く、特に冬場においてはその差が最大で二倍にもなっている。第二に、CAISO では夏場の限界 CO<sub>2</sub> 排出量が最も高くなっているのに対し、NYISO では冬場の限界 CO<sub>2</sub> 排出量が最も高くなっている。CAISO では夏場の電力需要が高いことに加え、水力の容量が逼

迫するため、より CO<sub>2</sub> 排出量の大きい火力発電が限界電源となるのに対し、NYISO では冬に電力需要が高くなる際に、より CO<sub>2</sub> 排出量の大きい火力発電が限界電源として利用されるためであると考えられる。また、NYISO では、ピーク時にどの火力発電が限界電源となるかが変動するため、冬場の標準誤差がかなり大きくなっていることが見て取れる。第三に、NYISO では、各季節において限界 CO<sub>2</sub> 排出量が時間帯を通じてほぼ一定であるのに対し、CAISO では、時間帯に応じて限界電源が大きく異なることが分かる。CAISO では、冬～春にかけて水力を調整弁として太陽光発電を日中の限界電源として一部利用することが可能なため、限界 CO<sub>2</sub> 排出量が（平均的に）抑えられているのではないかと推測される。また、このような限界 CO<sub>2</sub> 排出量の推定値は、推定に利用されるデータ期間や推定方法にも依存する。例えば、図 4 に示された NYISO の推定値は、Callaway *et al.* (2018) の Figure 1 で示された推定値と異なっている。分析に利用されたデータが公開されていないため確かなことは言えないが、Callaway *et al.* では 2010～2012 年のデータを利用しているのに対し、本稿では 2016～2020 年のデータを使用していること、推定方法に若干の違いがあることなどが理由として考えられる。

図 4. 電力消費 1 単位当りの限界 CO<sub>2</sub> 排出量(MOER) (米国 CAISO, NYISO)



出所：CAISO に関しては Bushnell-Novan (2021) の Replication File, NYISO に関しては NYISO の公開データを用いて推計。

次に、電気事業者側の問題を見てみよう。電力事業者は、自社が保有している電源に関しては、各季節・時間帯にどの電源がどれだけ利用されたか、どの電源にどれだけの費用が掛かったかを把握しているはずである。また、カーボンプライシングのような形で外部費用の内部化が行われていれば、各時点の各電源の社会的費用（＝私的限界費用＋限界外部費用）

に関する情報も把握できるはずである。したがって、既存の電源を新たな電源に置き換えた場合の各時点での社会的限界費用の差（図 3B の）も（理論上は）正確に把握できるはずである。では何が問題か？それは、各時点で自社の電源が実際にどの程度利用されるかが、系統制約や市場内の様々な条件によってネットワーク上の全ての電源利用に間接的に依存してしまうという問題である。電力事業者が、新規電源への投資を考える時、式(2)のような形で投資した場合の期待利潤と投資しなかった場合の期待利潤を比較することになる。電力業界では、そのような比較に LCOE（均等化発電原価；Levelized Cost of Energy）という指標を重視する。LCOE は、電源の初期費用（設備費・工事費・部材費など）、運転・維持費用、設備廃棄費用の現在価値を合算し、その総費用を稼働期間中に想定される発電量で割ったものである。この時、電力事業者は、新規電源が一年を通じてどれだけ利用可能かを工学的な条件下で評価する。ところが、ここまで見てきたように、現実の電力供給はネットワーク全体の電源利用に大きく依存してしまい、工学的な評価では想定されていない異時点間および異地点間の代替が起こってしまう。そこで、工学的に評価された LCOE と実際の市場条件下で評価された真の LCOE とが大きく異なる可能性が出てきてしまう。

ではどうすれば良いのか？一つの方法として、実際に観察される時間別の電源利用・CO<sub>2</sub> 排出量データを利用して、この差を補填するような形で補助金を調整する方法が考えられる。そもそも新規電源の導入には、将来的な需要や自然地理条件に関する不確実性が存在しているため大きなリスクが伴う。そのため、教科書的な環境経済学の知見では、再エネの導入を促進するために、カーボンプライシングと同時で初期の投資費用をカバーするための補助金を導入することが理想的な政策ミックスであると考えられてきた。我が国においても、カーボンプライシングに関しては道半ばであるものの、理論上は再エネ電源への間接的な補助金として期待されている固定価格買取制度が 2012 年から実施されている。しかし、現状の買取価格は一律で設定されており、本稿で示されたような再エネの CO<sub>2</sub> 削減価値の季節・時間帯・地域的な異質性に配慮した価格付けとはなっていない。そのため、実際の環境価値が低い電源が、環境価値の低い地域に大量に設置されてしまう可能性がある。日本では各電源の時間帯別の CO<sub>2</sub> 排出量データが公開されていないため、実際にどの程度の歪みが存在しているのかを評価することは難しいが、そのようなデータが公開されている米国では、再エネに対する補助金額と実際の環境価値の間に大きな乖離があること (Callaway *et al.*, 2018)、太陽光発電の地理的分布と実際の環境価値に応じた太陽光設置との間に大きな乖離があること (Sexton *et al.*, 2021) が示されている。工学的な評価が中心である日本でも、同様の歪みが生じている可能性は否定できない。

## 5. 日本における電力市場データの利活用に向けて

本稿で示した議論は、日本における電力市場データの利活用に向けて、幾つかの重要な視点を提示してくれる。第一に、電力消費者が、各地域・季節・時間帯における電力消費の限

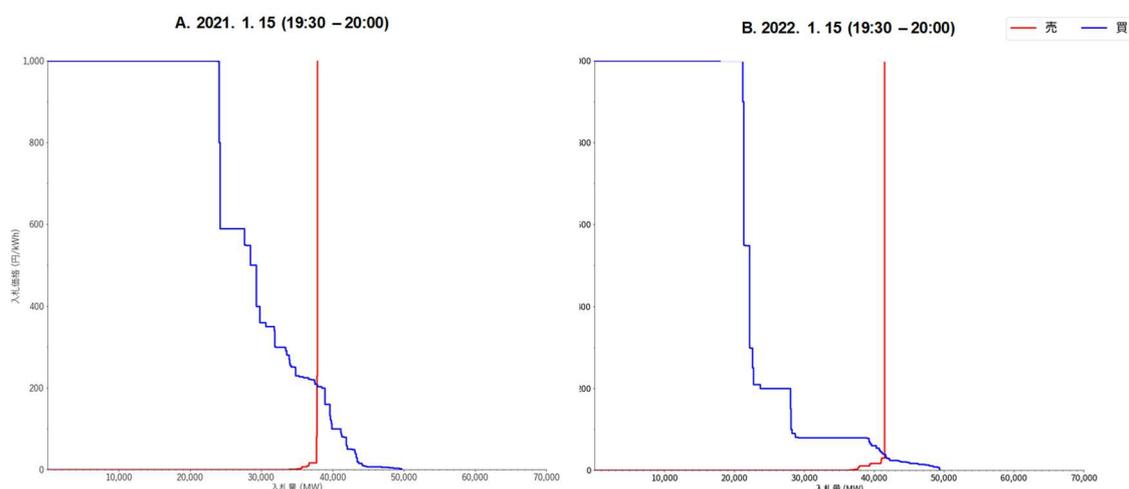
界 CO<sub>2</sub> 排出量 (MOER) 情報にリアルタイムでアクセスできることは、環境と経済の両立を図る上で極めて重要であるという点である。仮にカーボンプライシングが行われていなくても、最も CO<sub>2</sub> 排出量の少ない時間帯・場所・方法をリアルタイムで知っていれば、電力利用者は一部の電力利用を柔軟にシフトさせることで、低コストで CO<sub>2</sub> 排出量を削減してくれるかも知れない。一方で、このような情報が提供されていなければ、良かれと思って推奨された政策が逆に CO<sub>2</sub> 排出量を増加させてしまう可能性も出てきてしまう。例えば、交通部門を EV 化することによる CO<sub>2</sub> 削減効果は、系統内の電力ミックスの平均値に依存するのではなく、系統内の電力需要が増加したときに限界的に利用される限界電源の CO<sub>2</sub> 排出量に依存する。現行のシステムでは、多くの系統において限界電源は火力発電である。よって、EV 充電の時間帯や場所によっては、EV がガソリン車よりも CO<sub>2</sub> 排出量を増加させてしまう場合もあり得てしまうのである。

第二に、前節で説明したように、仮にカーボンプライシングが本格的に導入されたとしても、現行の電力システムに存在する様々な制約により、電力消費者や電力事業者にとっての適切な価格インセンティブに繋がらない可能性がある。本稿で紹介した手法は、現実の制約条件下における（実際に利用される限界電源に応じた）CO<sub>2</sub> 排出量および CO<sub>2</sub> 削減効果の推定を可能とするだけでなく、その時間的・空間的異質性に応じて、電力消費者および電力事業者にとって価格インセンティブを調整できる可能性を示している。すでに日本では電力価格のリアルタイムプライシング (RTP) 化による電力需要マネジメントの可能性が議論されているが (Ito *et al.*, 2021)、電力部門の脱炭素化には、社会的限界費用に応じた RTP も重要となってくる。その際、電力事業者が各電源の環境効果に応じた真の社会的限界費用に応じて電源利用を行うインセンティブを確保することが重要となってくる。カーボンプライシングを直接 RTP 化することは難しいと思われるが、各電源の環境価値の地理的、季節的、時間的な異質性に配慮した再エネへのインセンティブの調整や電力消費者への情報提供などは十分可能ではないかと思われる。

残念ながら、私の知る限り、日本では詳細な電源利用に関するデータ（特に時間別・電源別の CO<sub>2</sub> や大気汚染物質の排出量）は公開されておらず、このような電力市場データの本格的な利活用は行われていない。しかし、このような電力市場データの利活用は、日本の DX (デジタルトランスフォーメーション) 戦略と極めて相性が良いと考えられる。例えば、図 2 で示した時間別・電源別の限界効果の推定を行うには、当然ながら、時間帯・電源別の詳細な発電データを丁寧に分析する必要がある。よって、これをリアルタイム化するには、逐次アップデートされる膨大なデータを丁寧に処理・分析する作業を自動化し、メンテナンスを行うための高度なデータサイエンス技術者が必要となる。実際、米国ではすでに、電力利用の季節・時間帯・地域別の限界的 CO<sub>2</sub> 排出量をリアルタイムで提供する民間サービスが生まれてきており (例: Singularity Energy や WattTime)、公的データの DX 利活用が進んでいる。さらに、このような動きを背景に、これまでは月平均ないし年間平均の粗い「CO<sub>2</sub> 排出係数」をもとに算出されてきた「再エネクレジット (RECs)」をより厳密に時間単位に

計測し直して認証する動きも出てきている（例：T-METS）。

図5．日本の電力卸売市場における入札カーブ



出所：日本卸電力取引所 HP.

最後に、本稿では紙面が限られているため特に議論してこなかったが、電力市場データの利活用に関するもう一つの方向性として、電源別・時間別の入札データの利活用について触れておきたい。例えば、海外の先行研究では、電力事業者の柔軟な電源利用を阻む要因の一つとして「スタートアップ費用」の重要性が指摘されている。ここで言うスタートアップ費用とは、休稼働中の電源を再稼働させる際に生じる固定的な費用のことであり、例えば、火力発電所を安全に再稼働するための点検費用やボイラーの温度を上げるために使用される燃料費などが含まれる。そのようなスタートアップ費用が大きい場合、卸売市場の入札において、電力事業者は休眠中の電源が利用されないことを担保するよう（真の限界費用に比べ）極端に高い価格を入札する一方で、反対に、稼働中の電源が常に利用されることを担保するよう極端に低い価格を入札する行動を取る可能性が指摘されている。実際、Reguant (2014) によるスペインの電力市場の入札データを利用した実証研究では、そのような入札行動が顕著に観察されており、そのような行動から導出されるスタートアップ費用の推定値は€ 12,000~28,000 とかなり高額である。このようなスタートアップ費用の存在は、現実に観察される入札カーブがより垂直的（経済学的に言うより非弾力的）になることを意味し、需要のわずかな変化に対して、市場価格が大きく変動してしまうことを意味する。日本では詳細な入札データが開示されていないため、現時点ではこのような検証を行うことはできないが、日本卸電力取引所より画像として提供されている日本の入札カーブ（前日市場の需給曲線）を見てみると、一定水準までかなり水平的である一方で一定水準を超えると垂直的になるかなり特殊な供給曲線となっていることが見て取れる（図5）。このような入札デー

タの分析は、価格ボラティリティの解明に繋がるだけでなく、需給ひっ迫時や自然災害時の電源を確保する目的で導入されている容量市場が実際に機能するかどうかを検証する上でも重要であると考えられる。

このように電力市場データは、電力部門の脱炭素化に向けて、様々な形で利用できる可能性を秘めていると考えられる。プライバシー侵害の懸念から民間データ利用で大きく後れを取っている日本は、そのような懸念の少ない電力市場の詳細データを脱炭素化に有効利用することが新たな活路となる可能性がある。そういった意味でも、今後、研究の拡充が望まれる分野であると考えられる。

#### 【参考文献】

Bushnell, James, and Kevin Novan (2021) Setting with the Sun: The Impacts of Renewable Energy on Conventional Generation. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 8:4, 759-796

Callaway, Duncan S., Meredith Fowlie, and Gavin McCormick. (2018) Location, Location, Location: The Variable Value of Renewable Energy and Demand-Side Efficiency Resources. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 5:1, 39-75

Cai, Yongyang, Thomas S. Lontzek. (2019) The Social Cost of Carbon with Economic and Climate Risks. *Journal of Political Economy* 127:6, 2684-2734

Dietz, Simon, Frederick van der Ploeg, Armon Rezai, Frank Venmans. (2021) Are Economists Getting Climate Dynamics Right and Does It Matter? *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 8:5, 895-921

Carlton, Tamma, Michael Greenstone (2021) Updating the United States Government's Social Cost of Carbon. Chapter 3 in EPIC (2021) *U.S. Energy & Climate Roadmap: Evidence-based Policies for Effective Action*, available online at [epic.chicago.edu](http://epic.chicago.edu)

Energy Policy Institute at the University of Chicago (EPIC) (2021) *U.S. Energy & Climate Roadmap: Evidence-based Policies for Effective Action*, available online at [epic.chicago.edu](http://epic.chicago.edu)

Fell, Harrison, Daniel T. Kaffine, and Kevin Novan (2021) Emissions, Transmission, and the Environmental Value of Renewable Energy. *American Economic Journal: Economic Policy* 13: 2, 241-72.

Holland, Stephen P., Erin T. Mansur, Nicholas Z. Muller, and Andrew J. Yates (2016) Are There Environmental Benefits from Driving Electric Vehicles? The Importance of Local Factors. *American Economic Review* 106: 12, 3700-3729.

IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.

Muller, Nicholas Z., and Robert Mendelsohn (2009) Efficient Pollution Regulation: Getting the Prices Right. *American Economic Review* 99: 5, 1714-39.

Novan, Kevin (2015) Valuing the Wind: Renewable Energy Policies and Air Pollution Avoided. *American Economic Journal: Economic Policy* 7: 3, 291-326.

Reguant, Mar (2014) Complementary Bidding Mechanisms and Startup Costs in Electricity Markets. *The Review of Economic Studies* 81:4, 1708-1742.

Sexton, Steven, A Justin Kirkpatrick, Robert I Harris, and Nicholas Z Muller (2021) Heterogeneous Solar Capacity Benefits, Appropriability, and the Costs of Suboptimal Siting. Forthcoming at *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*

Templeton, Mark (2021) Accelerating and Smoothing the Transition from Coal. Chapter 11 in EPIC (2021) *U.S. Energy & Climate Roadmap: Evidence-based Policies for Effective Action*, available online at [epic.chicago.edu](http://epic.chicago.edu)

U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Greenhouse Gases (IWG) (2016) *Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866*, available online at [www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/sc\\_co2\\_tsd\\_august\\_2016.pdf](http://www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/sc_co2_tsd_august_2016.pdf)

伊藤公一朗 (2020) 「経済学の理論と実証に基づいた電力市場のデザイン」『経済セミナー』10月・11月号 (No.716) 日本評論社

伊藤公一朗（2021）「経済理論と実証分析に基づく電力市場設計」『現代経済学の潮流 2021』宇野貴志，加納隆，西山慶彦，林正義編

小西祥文（2022）「脱炭素政策と環境実証」『三田学会雑誌』114 巻 4 号