

2-2 再エネと需給調整

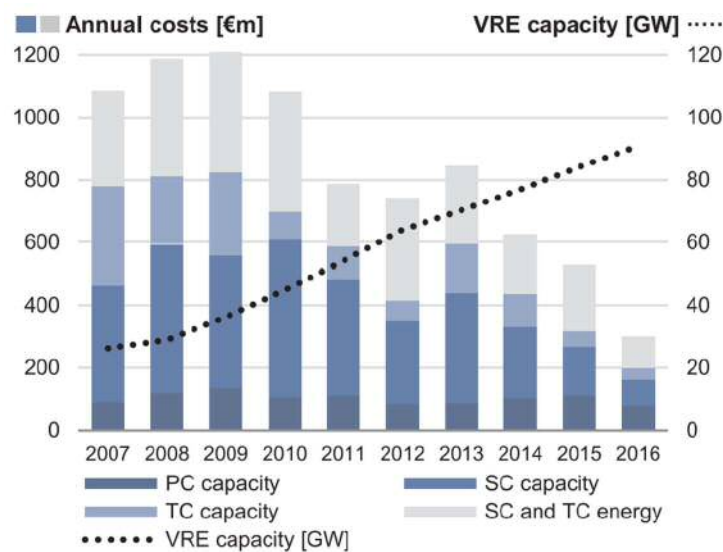
東京財団政策研究所 博士研究員/政策研究ポスト・ドクトラル・フェロー
杉本康太

2-2-1 再エネと需給調整費用

太陽光発電や風力発電などの自然変動性再エネが増加すると、再エネの出力変動や出力の予測誤差に備える必要性が増すため、需給調整費用の増加が懸念されている。需給調整費用は、調整力を所有または制御する事業者から一般送配電事業者があらかじめ調達する容量の確保費用と、その調整力を発動した場合に調整力提供事業者に対して支払うエネルギーの費用の和からなる。シミュレーションを用いた欧米の先行研究は、他の条件を一定とすれば、再エネの導入量が増えれば調整力の必要量は増加することを示している。例えば過去の研究をレビューした Brouwer et al.(2014)は、風力発電の設備容量が電力需要量の30%まで増加した場合、数秒単位での速い応答が求められる1次調整力は、増加した風力の設備容量の0.3~1%程度が追加的に必要になる一方で、数分~数時間で応答が求められる2次・3次調整力は、風力発電の設備容量が電力需要量の20%まで増加すると、増加した風力の設備容量の6~11%程度が必要になるという。

しかし日本より先に再エネが増加した欧州では、需給調整費用が減少している。ドイツでは2007年から2016年の間に再エネの発電容量は30GWから90GWに3倍に増加したにもかかわらず、Joos and Staffell (2018)によれば、この期間に需給調整費用は、容量調達費用および発動エネルギー費用が両方とも減少している(図1棒グラフの青色部分と灰色部分を参照)。Brouwer et al.(2014)によれば、ドイツだけではなく、風力発電が急速に増加している西デンマーク、スペイン、ポルトガルでも、必要な調整力のサイズは増えていない。これは各国の政策立案者や事業者が、再エネの導入をただ傍観しているわけではなく、様々な取り組みを進めているからだと考えられる。以下ではその要因について解説したい。

図1 ドイツの需給調整費用の推移(2007年~2016年)



出典 Joos and Staffell (2018)

2-2-2 需給調整費用の減らし方①：エネルギーの発動費用

調整力のエネルギー発動費用はどうすれば減らせるのか。ドイツの2次調整力(Frequency Restoration Reserve)の発電電力量は、2011年には73億kWhだったが、2017年には25億kWhにまで減少した。Koch and Hirth (2019)によれば、この減少分のうち4割が国際的な「インバランスネッティング」によるものと推計されている。インバランスネッティングとは、送電会社同士がお互いの管轄エリアの余剰インバランスと不足インバランスを連系線を用いて相殺することで、調整力の発動を回避することである(Ocker and Ehrhart 2017)。はじめは2010年ごろにドイツ国内の4つの送電系統運用者(TSO: Transmission System Operator)で開始し、その後、欧州11か国のTSOが参加している。インバランスネッティングはエリア間が連系線を介して接続されていれば可能であり、日本でも3次調整力のインバランスネッティングは2021年3月17日17時から、沖縄を除く9エリアで既に行われている。

これは非常に大きな需給調整の方法の転換であった。これまで日本では、平時はエリアごとに調整力を自給自足することが基本方針だったからだ。それぞれの一般送配電事業者は、エリア単位で生じる余剰・不足インバランスを、それぞれのエリア内で調達した上げ・下げ調整力を発動することで、需給一致を達成していた。それでも調整力(運転予備力)が当日の最大電力の3%を下回ったとき、または予想されるときにのみ、一般送配電事業者はOCCTO(Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN)に「指示」を要請し、OCCTOは他エリアの一般送配電事業者に対して調整力の提供を要請し、必要量を連系線を通じて融通し合っていた。

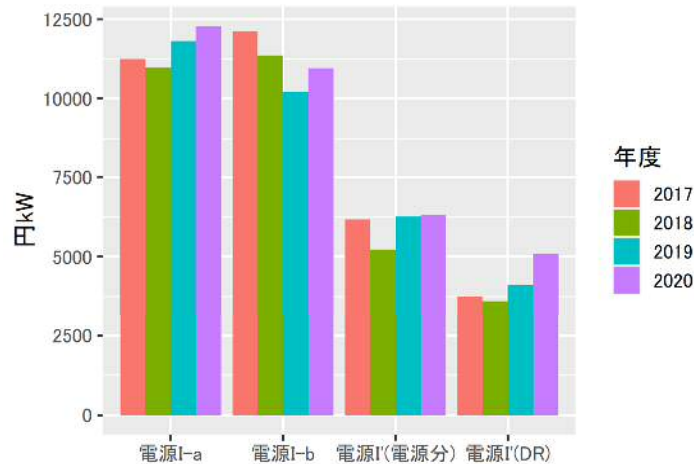
日本は「広域需給調整」という取り組みの中で、3次調整力のインバランスネッティングと、調整力の広域(メリットオーダー)運用が実施されている(送配電網協議会2021)。調整力の広域運用とは、調整力を全国で安い順に発動することだ。つまり、エリアAの不足インバランスを解消するために、平時から近隣エリアBの上げ調整力が発動されることがあるということである。これまでのようにエリア単位のインバランスではなく、(連系線に空きがあれば)9エリアで余剰インバランスと不足インバランスを相殺した後の純インバランスに対して、広域で調整力が発動されることになる。その結果、3次調整力の発動頻度を低下させ、需給調整費用のうちエネルギー分の費用の削減効果が期待できる。送配電網運用委員会(2020)は、中部電力、北陸電力、関西電力の3社で広域需給調整を実施することで、調整力の発動費用が1日あたり平均で1300万円程度低下することを確認している。

インバランスネッティングは一般送配電事業者同士の取り組みであるが、インバランスを生む発電事業者および小売事業者が、実需給の1時間前に確定させる計画値と最終的な実績値の乖離を減らすインセンティブを持つことも重要である。そのためには、一般送配電事業者がインバランスを解消するために発動した調整力の費用について事後的に精算する際に用いる、インバランス料金の制度設計が重要である。発電・小売バランスンググループ(BG)が発生させた不足(余剰)インバランスに対して支払う(支払われる)インバランス料金単価が十分高ければ(低ければ)、BGは、実績値を事前に正確に予測し、計画値通りに実際に発電・消費し、当日市場で過不足分を取引し、調整力へ投資し、デマンドレスポンスを実装するなどインセンティブも生まれるからだ(Hirth and Ziegenhagen 2015)。BGの計画値と実績値の乖離が減少すれば、それだけ実需給時に一般送配電事業者が対応するインバランスの量も減少する。日本ではインバランス料金制度の改革が進んでおり、2022年度からはエリアごと・コマごとの需給状況と発動した調整力の限界的な費用を反映した新しいインバランス料金制度が開始する予定である(詳しくは電力・ガス取引監視等委員会2019の中間とりまとめを参照)。

2-2-3 需給調整費用の減らし方②：容量の調達費用

次に、調整力の容量の確保費用はどう減らすかについて考えたい。日本では2017年度から「調整力公募」という制度の下で、調整力が調達されている。現状の制度の特徴は、年に1回公募が開催されている点、エリアごとに調整力を公募している点だ。LNG・石油火力発電や水力・揚水発電所という伝統的な調整力を所有しているのは大半が旧一般電気事業者（旧一電）であるため、旧一電が調整力のほとんどを供給している。図2の年度間の平均落札価格をみると、いずれの調整力の商品も落札価格は低下しておらず、若干増加していることがわかる。これは旧一電以外の参加者が少なく、競争が限定的であることを示唆している。

図2 調整力公募における平均落札価格



出典：電力・ガス取引監視等委員会 2018, 2019

この点で、欧州の取り組みから学べることがある。第一に、大陸欧州の Frequency Control Reserve Cooperation project では、最も反応が速い調整力 (Frequency Control Reserve) を、国ごとに調達するのではなく、国際的に共同で調達していることだ。大陸欧州の8国の TSO は、国境を越えて共通の市場で、オークションによって安い順に調達している。こうすることで、安価な調整力の確保が可能になる。第二に、欧州では、入札の頻度と容量調達期間の細分化を進めている。Frequency Control Reserve の調達のためのオークションは、2018年には毎週火曜の午後に開催され、翌週分の調整力を調達していたが、2019年7月1日からは2日前の15時に後ろ倒しにして開催され、翌日分の調整力だけを調達するようになった。そして2020年7月1日からは、前日の8時に開催され、翌日24時間を6つの商品ブロックに分けて、調整力は4時間ずつ調達されるようになった。このように開催期間を後ろ倒しにし、容量の調達期間を短くすることで、火力発電のような伝統的な調整力に加え、様々な新しい調整力 (再エネ、デマンドレスポンス、蓄電池、電気自動車や、それらを束ねて仮想的な発電所として柔軟に運用できるアグリゲーター) も入札しやすくすることを意図している (Hu et al. 2018)。

日本は調整力公募を徐々に需給調整市場に置き換えていく計画であり、需給調整市場は、電力広域的運営推進機関 (以下、広域機関) を中心に、欧州と同じ方向を目指した制度設計が行われている。エリアを超えた広域調達と広域運用は、3次調整力から段階的に行われる (広域機関 2019)。3次調整力②は既に2021年4月1日から、毎日前日12時から14時の間に入札が行われ、15時までに約定が行われている。翌日24時間を8つに分けた、3時間ずつの商品ブロックが用意されている。市場の運用開始から半年後、更に入札者を増やすための商品ブロック細分化などのルール見直しの検討が行われている (広域機関 2021)。1次、2次、3次調整力①は、これまでの年に1回の調達から、毎週の調達に変わる予定である。

2-2-4 ここまでのまとめ

以上から、変動性再エネの導入に伴い、需給調整の費用増加が懸念されるが、削減は可能であることを論じた。削減に有効なのは、広域での調整力の調達・運用や、入札頻度や調達期間を細分化し、新しい調整力を持った事業者が需給調整市場に参入しやすくすることだと考えられる。日本は広域機関を中心に欧米の取り組みに学びながら急速に制度設計を進めているため、今後再エネが増加しても需給調整費用は減少できるのではないかと予想できる。インバランスネットティングを3次調整力だけではなく、今後2次調整力にも適用し、調整力の入札頻度を週間単位から更に短くすれば、さらなる費用減少も期待できる。ただし需給調整費用の観点で調整力を眺めると、できるだけ少ない方が望ましいという発想になるが、事業者が今後も調整力への投資を行うインセンティブを持つためには、電源の持つ価値に対して漏れなく対価を払う電力市場を設計する必要がある。供給力という価値の観点から、以下では容量メカニズムについて議論する。

2-2-5 再エネ大量導入時の容量メカニズムの必要性

容量メカニズムがなぜ必要か。容量メカニズムがなければ、発電事業者は前日市場・当日市場、需給調整市場などの電力市場からの収入だけでは発電所、特にガス火力発電などの調整力としての役割を持つものの設備投資費用を回収できず、短中期的に供給力が不足する可能性があるからである。これはミッシングマネー問題と呼ばれる。日本でミッシングマネー問題が実際に発生している、または今後発生すると考えられることを示す事実は2つある。第一に、1回目の容量市場の入札後に電力・ガス取引監視等委員会（2020）が、約定価格を決定した電源の費用に関する情報を事業者から提出させたところ、応札価格 14137 円/kW を提示した電源の維持管理費用の平均値は、年間でkW 当たり 12262 円であるのに対し、卸売電力市場、需給調整市場、そして非化石価値取引市場からの収入を合計しても、年間でkW 当たり 424 円の収益しか得られていないということがわかった。第二に、永井・岡田（2017）は、2030年の火力発電の収支を推計した結果、新設の石炭火力発電と新設・既設のLNGコンバインドサイクル火力発電は、需給調整市場を除く卸売電力市場からの収入だけでは固定費を含む発電費用を回収できないことを示した。

容量メカニズムを導入することなく、発電事業者が少なくとも設備投資分の費用を回収するためには、前日市場や当日市場で需給ひっ迫を反映した非常に高い価格がつく必要があるが、日本は少なくとも2つの点でこれが妨げられている。1つは、広域機関が行う「指示」が、当日市場の取引終了時間である実需給の1時間前より前に発せられることがあることだ。広域機関は、あるエリアで需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれが認められる場合、別のエリアの電力会社に連系線を介して応援融通を指示することができるが業務規定に定められている。広域機関が年に1度公表する「電力需給及び地域間連系線に関する概況」によると、指示の多くは、当日市場の取引終了後から実需給までの間に出されているが、当日市場の取引終了時間より前に出されることもある。このとき広域機関は、当日市場の取引をストップさせてしまう。需給ひっ迫が起きる場合、本来であれば当日市場での取引価格は大きく増加し、発電事業者がミッシングマネーを回収する機会となるはずが、広域機関が当日市場の取引終了時間より前に指示を出してしまうことで、その機会が失われてしまう。需給ひっ迫時のみ稼働するようなピーク電源は、年に数回～数十回の価格高騰でほとんどの固定費用を回収する必要があるため、このような取引機会の喪失は致命的となり得る(Joskow 2008)。

2点目に、2021年1月上旬の需給ひっ迫時に、インバランス料金に200円/kWhの暫定的な上限価格が設定されたことである。これにより小売事業者は、前日・当日市場で200円以上で電気を買うインセンティブを失った。

前日・当日市場で 200 円以上を払って計画値を一致させるよりは、不足インバランスを発生させて、インバランス料金を 200 円払った方が安く済むからである。この措置により、需給ひっ迫時にも前日・当日市場で 200 円以上の価格高騰が起こる頻度は、更に減少したと考えられる。

新規に電源投資を検討する発電事業者にとって、これらの系統運用や制度設計は市場での販売収入で費用を回収する見込みを減じる要因になり、リスク回避的な事業者は、新設電源への投資を控える可能性がある。上記 2 点は広域需給調整と 2022 年度からの新インバランス料金制度のもとで改善されていく予定だが、寡占競争で特徴づけられる現状の発電市場においては、需給ひっ迫時に市場支配力の行使による人為的な価格スパイクが発生する可能性は残る (Joskow 2008)。さらに、ミッシングマネーを回収する過程では、予備率が年ごとに変動し、適正水準以下に低下して安定供給が損なわれる可能性もある (Spees, et al. 2013)。以上から、容量メカニズムの必要性には妥当性があると考えられる。

2-2-6 容量メカニズムの制度設計：容量市場 VS 戦略的予備力

では、どのような容量メカニズムの設計が望ましいのか。日本がモデルにした米国の PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) やイギリス式の容量市場以外にも、ドイツ・ベルギー・スウェーデン・フィンランドなどで行われている戦略的予備力など、世界では様々な形の容量メカニズムが導入されている。これらについて様々な研究が行われているが、どの容量メカニズムが最も優れているかについて、未だ十分なエビデンスは蓄積していない (Bublitz et al. 2019)。複数のシミュレーション研究は、容量市場の方が戦略的予備力より優れていることを示している (Bhagwat et al. 2017; Höschle et al. 2017 など)。一方で Neuhoﬀ et al. (2016) は、戦略的予備力の方が、前日・当日市場の価格メカニズムを通じて調整力への投資インセンティブを喚起できる点、規制機関による非効率的なパラメーターの設定を回避できる可能性が高い点などから優れていると主張している。Holmberg and Tangerås (2021) は、今後電力システムに自然変動性再エネや、デマンドレスポンス・エネルギー貯蔵資源の比率が増える場合、これらの供給力（「期待容量」）を適切に評価することが難しい点や、容量の申請・認定手続きが小規模事業者にとっては負担となるため、戦略的予備力の方がより効率的になる可能性もあることを指摘している。容量メカニズムが小売市場での既存事業者と小規模の新電力との競争に与える影響については重要な問題だと考えるが、先行研究はほぼ見受けられないため、今後の分析が求められる。

いずれにせよ、容量市場をただちに戦略的予備力に置き換えることは現実的ではないと考えられる (服部 2015)。そこで当面は、現状の容量市場の諸パラメーターを、電力市場の動向や調整力の投資状況を見ながら改善していくことが重要だと考える。例えば、需要曲線の形状を決定するパラメーターのうち、指標価格となる「Net CONE (Cost of New Entry)」の額を左右する、新設電源が容量市場以外の卸売電力市場から得られる利益である「他市場収益」の額や、「目標調達量」を適宜修正することは、過大な消費者の費用負担を回避するために重要である。さらに私は、既存事業者だけではなく、新規参入者が調整力となる柔軟性資源に投資しやすくなるような容量メカニズムの設計が必要だと考える。現在の日本の容量市場は、4 年後の実需給期間の 1 年分の供給力をオークションで募集するという方法を採用している。募集する対象を数年先に設定することで、建設予定の電源も入札に参加することができるので、落札できれば収入をある程度確保した上で投資を行うことができる (Cramton and Stoft 2005)。このような工夫を重ねることで、新電力が積極的に投資を行えるようになれば、調整力と供給力が増加するだけでなく、発電市場の寡占競争が緩和される効果も期待できる。

参考文献

2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略（経済産業省）

<https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012-2.pdf>

2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略（内閣官房ほか9府省庁）

<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-3.pdf>

2019 年度の温室効果ガス排出量（確報値）について（環境省）

<http://www.env.go.jp/press//109480-print.html>

ドイツ連邦共和国 Climate Action Programme 2030「Lower CO₂ emissions from energy generation」The Press and Information Office of the Federal Government

<https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action/lower-co2-emissions-1795844>

Society 5.0 新たな価値の事例（エネルギー）（内閣府）

https://www8.cao.go.jp/cstp/society5_0/energy.html

送配電網運用委員会(2020)「需給調整市場に係るシステム開発および取引規程等関連業務の取り組み状況」第17回需給調整市場検討小委員会 資料4

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_04.pdf

送配電網協議会（2021）「需給調整市場の運用開始について」第22回需給調整市場検討小委員会 資料4

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_04.pdf

電力・ガス取引監視等委員会（2018）「一般送配電事業者による調整力の公募調達結果等について」資料4

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/026_04_00.pdf

電力・ガス取引監視等委員会（2019）「一般送配電事業者による2020年度向け調整力の公募調達結果等について」第44回制度設計専門会合 事務局提出資料7

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/044_07_00.pdf

電力・ガス取引監視等委員会（2019）「2022年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）」

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20200410001a.pdf>

電力・ガス取引監視等委員会（2020）「容量市場に係る前回の意見を踏まえた御報告」第43回制度検討作業部会 資料3-1

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/043_03_01.pdf

電力広域的運営推進機関（2019）「(参考資料) 需給調整市場について」第11回 需給調整市場検討小委員会 資料4-2-2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_04.pdf

電力広域的運営推進機関（2021）「三次②市場ルール見直し時期等について」第26回需給調整市場検討小委員会 資料4、2021年11月2日 需給調整市場検討小委員会 事務局

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_26_04.pdf

永井雄宇・岡田健司（2017）「電力システム改革におけるアデカシー確保の考察」電力経済研究 No.64

服部徹(2015)「容量メカニズムの選択と導入に関する考察 —不確実性を伴う制度設計への対応策—」電力経済研究 No.61

Bhagwat, Pradyumna C., Kaveri K. Iychettira, Jörn C. Richstein, Emile J. L. Chappin, and Laurens J. De Vries. 2017. "The Effectiveness of Capacity Markets in the Presence of a High Portfolio Share of Renewable Energy Sources." *Utilities Policy* 48:76–91.

Brouwer, Anne Sjoerd, Machteld Van Den Broek, Ad Seebregts, and André Faaij. 2014. "Impacts of Large-Scale

- Intermittent Renewable Energy Sources on Electricity Systems, and How These Can Be Modeled.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33:443–66.
- Bublitz, Andreas, Dogan Keles, Florian Zimmermann, Christoph Fraunholz, and Wolf Fichtner. 2019. “A Survey on Electricity Market Design: Insights from Theory and Real-World Implementations of Capacity Remuneration Mechanisms.” *Energy Economics* 80:1059–78.
- Cramton, Peter, and Steven Stoft. 2005. “A Capacity Market That Makes Sense.” *Electricity Journal* 18(7):43–54.
- Hirth, Lion, and Inka Ziegenhagen. 2015. “Balancing Power and Variable Renewables: Three Links.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50:1035–51.
- Holmberg, Pär, and Thomas Tangerås. 2021. *Strategic Reserves versus Market-Wide Capacity Mechanisms*.
- Höschle, Hanspeter, Cedric De Jonghe, H el ene Le Cadre, and Ronnie Belmans. 2017. “Electricity Markets for Energy, Flexibility and Availability — Impact of Capacity Mechanisms on the Remuneration of Generation Technologies.” *Energy Economics* 66:372–83.
- Hu, Jing, Robert Harmsen, Wina Crijns-Graus, Ernst Worrell, and Machteld van den Broek. 2018. “Identifying Barriers to Large-Scale Integration of Variable Renewable Electricity into the Electricity Market: A Literature Review of Market Design.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81:2181–95.
- Joos, Michael, and Iain Staffell. 2018. “Short-Term Integration Costs of Variable Renewable Energy: Wind Curtailment and Balancing in Britain and Germany.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 86:45–65.
- Joskow, Paul L. 2008. “Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design.” *Utilities Policy* 16(3):159–70.
- Koch, Christopher, and Lion Hirth. 2019. “Short-Term Electricity Trading for System Balancing: An Empirical Analysis of the Role of Intraday Trading in Balancing Germany’s Electricity System.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 113.
- Neuhoff, Karsten, Jochen Diekmann, Friedrich Kunz, Sophia R uster, Wolf Peter Schill, and Sebastian Schwenen. 2016. “A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition.” *Utilities Policy* 41:252–63.
- Ocker, Fabian, and Karl Martin Ehrhart. 2017. “The ‘German Paradox’ in the Balancing Power Markets.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67:892–98.
- Spees, Kathleen, Samuel A. Newell, and Johannes P. Pfeifenberger. 2013. “Capacity Markets - Lessons Learned from the First Decade.” *Economics of Energy and Environmental Policy* 2(2):1–26.