

容量市場の価格決定要因に関する考察 —わが国の制度設計と海外の経験からの示唆—

On the Price Determination of Centralized Capacity Market:
Implications from Market Design in Japan and Experiences of the U.S. and UK Market

キーワード：容量市場，容量オークション，需要曲線，入札行動

服 部 徹

わが国の容量市場の制度設計において参考とされる米国や英国の容量市場では、新規電源が固定費を回収できる水準（Net CONE）を下回る約定価格が続いている。容量市場の価格も、通常の市場と同様に需要と供給によって決まると考えられるが、需要側では、事前に市場運営者が設定する需要曲線の形状や、目標とする容量及びその容量において支払われるべき指標価格などが約定価格に影響を与える。一方、供給側では、市場全体の需給に関する情報や落札した供給力が満たすべき要件（リクワイアメント）などが、容量を提供する市場参加者の入札行動に影響を与え、それが入札曲線を通じて約定価格に影響を与える。約定価格の短期的な変動は、こうした要因の動向を見極めることで、ある程度説明できる可能性はある。一方で、長期的な約定価格の水準は、市場参加者が不確実性の下で行動する結果として、低い状態が続く可能性がある。その場合、エネルギー政策が目指すエネルギーミックスの実現が困難になり得ることに留意する必要がある。

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. 集中型容量市場の制度設計と価格動向 <ul style="list-style-type: none"> 2.1 わが国における容量市場創設の経緯 2.2 集中型容量市場の概要と特徴 2.3 海外の容量市場における価格動向 3. 需要側の影響—需要曲線に関する考察 <ul style="list-style-type: none"> 3.1 需要曲線の形状 3.2 需要曲線のパラメータ 3.3 エリア別の需要曲線 4. 供給側の影響—入札行動に関する考察 <ul style="list-style-type: none"> 4.1 入札への参加の意思決定 | <ul style="list-style-type: none"> 4.2 オークション参加者の入札行動 4.3 制度設計が入札行動に与える影響 5. 容量市場の均衡価格としての約定価格の評価 <ul style="list-style-type: none"> 5.1 容量市場の約定価格の変動に関する分析と考察 5.2 容量価格の長期的な傾向に関する展望 6. まとめ 補論 1. 英国の容量市場の需要曲線における Net CONE の考え方 補論 2. 英国の分散型電源が受けていた経済的便益 |
|--|---|

1. はじめに

わが国で創設される容量市場は、すでに米国や英国において導入されており、その制度設計は、わが国でも参考とされてきた。ただし、そうした海外の容量市場で実際に決まっている約定価格は、新規電源が固定費を回収できる水準である Net CONE（Net Cost of New Entry）の半分程度という状態が続いている。

容量市場の約定価格が低くても、必要とされた

以上の容量が、その価格で確保されているということであり、供給力の確保にただちに問題が生じるわけではない。需要家の視点で考えれば、それが競争の結果で安くなっているのであれば歓迎すべき事でもある。しかし海外では、低い約定価格が続くことで、容量市場の制度設計が問題視され、詳細設計の見直しが繰り返されることも珍しくない。見直しによって、より適正な価格となる可能性もあるが、実際には今も試行錯誤が続いている。わが国でも、創設後ある程度の試行錯誤は

やむを得ないが、制度設計の見直しを適切に進めるためには、容量市場における価格がどのように決まるのかということについて、政策当局や市場参加者が理解を深めておくことが重要と考えられる。

本稿では、そのような理解を助ける試みとして、現在固まりつつあるわが国の容量市場の制度設計を踏まえ、米国や英国の容量市場の経験を参考にしながら、需要と供給を通じて、容量市場の価格に影響を与える主な要因を探り、それらの影響を評価する上での留意点などについて考察する。また、約定価格の変動や長期的な価格の水準とその影響についても考察する。

以下、第2章でわが国での容量市場導入の経緯や集中型容量市場の制度設計の概要、そして海外での価格動向を簡単に振り返る。続いて第3章で需要側の影響、特に市場運営者が設定する需要曲線の影響について考察し、第4章で供給側の影響、すなわち入札者の入札行動について考察する。第5章では容量市場の均衡価格としての約定価格について、その変動に関する考察や中長期的な価格の水準に関する展望を述べる。最後に本稿の結論をまとめる。

2. 集中型容量市場の制度設計と価格動向

2.1 わが国における容量市場創設の経緯

電力システム改革においては、競争環境下で十分な供給力を確保することが困難になるとの懸念から、中長期の供給力を確保する「容量メカニズム¹」を導入することとなっていたが、「電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下、貫徹小委）」で、一定の投資回収の予見性を確保する施策として「容量市場」を創設する方針が固

¹ 容量メカニズムには、容量市場を含め、様々な仕組みがある。服部 (2015a)を参照。

まった²。容量市場は、中長期的に必要となる供給力を最も効率的に確保する容量メカニズムとされ、それが容量市場を選択した理由となっている。

電源の投資回収の予見性が、従来の総括原価方式の状況と比較して低下していることは、これまでの電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）による供給計画の取りまとめでも示唆されてきた。特に、平成30年度の取りまとめ（電力広域的運営推進機関, 2018）では、時間帯によっては広範囲のエリアで予備率が8%を下回る状況になるとして、広域機関からは、経済産業大臣に対して、「容量市場の必要性が一層高まった」との意見も提出された。また、2018年7月の「電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 中間とりまとめ（資源エネルギー庁, 2018）」では、競争の激化に加え、再生可能エネルギーの導入拡大により、市場価格が低下し、発電投資意欲をさらに減退させる可能性も指摘された。電源の新設やリプレース等が十分なされない状態で、既存の発電所が閉鎖するなどして、中長期的に供給力不足の問題が顕在化し、電気料金の高止まりや、再エネ導入で必要となる調整電源を確保できない問題が生じる恐れがあるとされたのである³。

一方で、容量市場が創設されると、小売電気事業者（最終的には需要家）は、購入した電力 (kWh) の対価に加えて、容量 (kW) の対価を支払うことになる。これは一見、追加的な費用の負担が求められるように思われるが、容量市場によって十分な供給力が確保されれば、安定供給に支障をきたすリスクを抑えられるとともに、卸電力市場に

² 貫徹小委が始まった時点で導入済みの施策として、小売電気事業者の供給能力の確保義務があるものの、これは確保する容量や時期についての具体的な要件を定めたものではなかった。また、広域機関による「電源入札制度」も導入されたが、あくまでセーフティネットとしての位置づけであり、中長期的に十分な供給力を確保する手段ではなかった。

³ こうした理由は、英国で容量市場が導入された背景でもある。後藤他 (2014)を参照。

における潜在的な供給量の増加によって、kWhの価格が低下するというメリットも期待される。容量市場の創設は、必要な電源投資のための総費用に直接影響を与えないが、価格変動の激しい卸電力市場からの収入のみに依存する状況よりもリスクが軽減する分、リスクプレミアム等の金利が減少することで、需要家の費用負担はむしろ抑制される可能性もあるとされている（資源エネルギー庁, 2018）。

2.2 集中型容量市場の概要と特徴

わが国で創設される「集中型容量市場」は、オークションを通じて、安定供給のために中長期的に必要な供給力を一元的に調達する市場である⁴。この容量市場により、わが国の場合、具体的には4年先の容量を一年ごとに確保していくことになる。

しかし、電力を使用する需要家、あるいは顧客となった需要家のためにkWhを卸電力市場から調達すればよい小売事業者は、容量市場で取引されるkWの価値を認識して、それを追加的に支払う意思を持たない。つまり、個々の市場参加者に、容量に対する需要があるわけではない。そこで、容量市場では、顧客を抱える小売事業者に、電力需要のピーク時の顧客の需要に応じた一定の供給力の確保を義務付けて、需要を創り出す必要がある。わが国でも、容量市場導入後は、供給力確保義務を負う小売電気事業者から、容量市場の価格に基づく「容量拠出金（仮称）」を徴収することになっている。個々の小売事業者が負担する費用は、設備形成の原因者に多くの負担を求めるといった考え方から、エリアピーク時の電力（kW）に応じて配分することを基本としている⁵。また、

⁴ わが国の容量市場の市場管理者は広域機関が担う。以下、わが国の容量市場の制度設計に関しては、資源エネルギー庁（2018）を参照。

⁵ わが国では、予見可能性を高め、供給力の確保に万全を期す観点から、夏期ピークと冬期ピークが設定される。小売電

需要の価格弾力性がゼロではないと仮定すると⁶、確保する供給力の水準に応じて、需要家がいくら支払っても良いと考えるかを勘案した需要曲線を設定する必要がある。つまり、容量市場には、市場の外で人為的に設定された需要曲線が必要となるのである。

一方、供給力を有する者は、その供給力によって生み出す電力を卸電力市場などで売るだけでなく、供給力そのものを容量市場に売ることができる。具体的には、容量オークションに参加して、落札できればその供給力の分だけ約定価格を得ることができるのである。わが国の場合、落札者は入札単位⁷で「容量確保契約（仮称）」を結び、容量価格を得ることになっている。基本的に、この契約は1年間である。

入札価格を安い順に並べると、入札曲線になるが、これが容量市場における供給曲線になる。ただし、落札した供給力は、決められた期間において、実際に供給力を確保する必要があり、確保した状態であると認められるための「リクワイアメント」と呼ばれる要件が課される。リクワイアメントを満たすことができなければ、ペナルティが課せられることで、その実効性が担保される。

2.3 海外の容量市場における価格動向

容量市場の価格は、上で紹介した、事前に設定された需要曲線と入札曲線（供給曲線）の交点で決まる。需要曲線が市場の外で人為的に決まっていること以外は、通常の市場と同じであり、その価格変動は、需要と供給の変化によってもたらされる。

気事業者のシェアは、競争の結果として変動するが、年度内で変動する場合に対応するため、託送契約電力等を用いて、年間ピーク時kWシェアを補正し、各小売電気事業者への配分額を決定する。

⁶ 確保する容量を定めるだけの場合は、垂直的な（つまり価格弾力性がゼロの）需要曲線を設定することを意味する。

⁷ わが国の容量オークションの入札単位は電源単位を基本とするが、小規模電源やデマンドレスポンスを集約（アグリゲート）して一つの供給力として入札することは可能である。

後述するが、容量市場においては、Net CONE (Net Cost of New Entry) が「指標価格」とされる。これは、CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) のような、新規に建設される典型的な電源の一年当たりの建設費 (固定費) から、卸電力市場等で得られる利益 (卸電力収入から可変費を支払った後のキャッシュフロー) を差し引いた値である⁸。しかし、容量市場の約定価格は、需要曲線や入札曲線が変化した場合、指標価格を上回ることもあれば、下回ることもあるといえる (図1)。

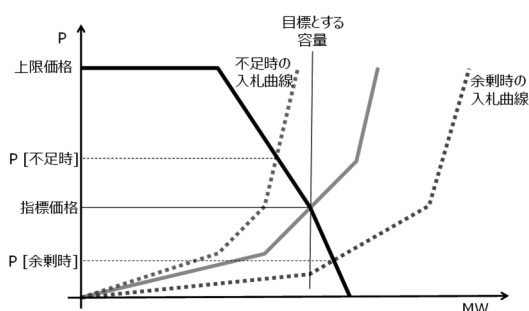
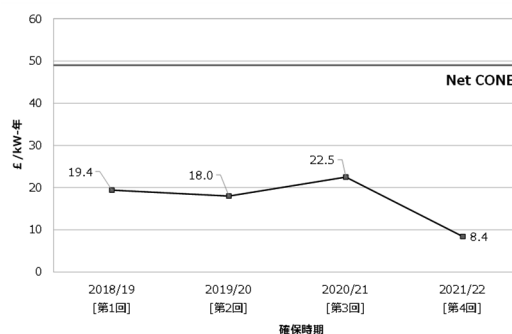


図1 需要曲線設定後の容量価格の変動

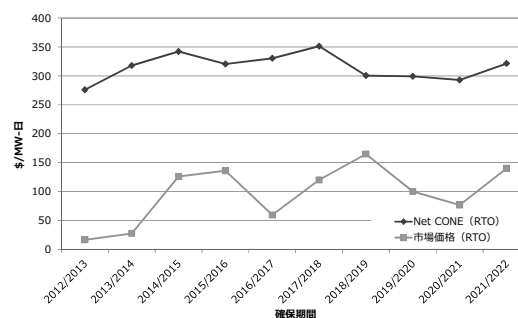
実際、海外の集中型容量市場の約定価格を見ると、年毎の価格変動が大きいだけでなく、その水準がNet CONEを下回る状態が続いている。例えば、英国では4年先の容量を確保するためのオークション (4年前オークション) が、既に4回行われているが、その価格の推移は図2に示すとおりである。



出所: National Grid “Final Auction Results”各年版より作成

図2 英国の容量市場における価格動向

また、米国PJMでは、3年先の容量を確保するためのBase Residual Auction (BRA) と呼ばれる容量オークションが開催されているが、その約定価格の推移 (PJM-RTOエリア) は図3に示すとおりである。



出所: PJMのデータより作成

図3 米国PJMにおける容量市場の価格動向

こうした価格を決定する要因について、以下では、需要側 (第3章) と供給側 (第4章) に分けて考察する。

3. 需要側の影響 — 需要曲線に関する考察

既に述べたように、集中型容量市場では、事前に需要曲線が市場運営者によって人為的に設定される。以下では、その設定が価格に与える影響について検討する。

⁸ 理論上、競争下では、どの電源も Net CONE は同じになると考えられる。固定費の大きい (小さい) 電源は、その分、卸電力市場で得られる利益が大きい (小さい)。

3.1 需要曲線の形状

約定価格に影響を与える需要側の要因として、需要曲線の形状が挙げられる。後述するパラメータの設定で形状が変わることもあり得るが、ここでは、特定の形状にすることを前提に需要曲線を設定することの影響を考える。

一般に需要曲線は、右下がりの曲線となることが知られているが、海外の容量市場では、以前、上限と下限を除き、目標調達量との交点で価格が決まるという、垂直の需要曲線を設定していたところがある。これは需要の価格弾力性がゼロということの意味しており、そのために市場支配力の行使が容易となり、結果的に価格変動も極端になることから、最近では、右下がりの傾きを持つ傾斜型の需要曲線を設定するのが主流となっている（服部，2015b）。わが国でも傾斜型が採用される。

さらに、右下がりの傾きを持つ需要曲線でも、図4のように、後述する上限価格よりも下の部分で、凸型の曲線となるかどうかによって価格に与える影響は異なる⁹。需要曲線が右下がりの凸型の曲線となるのは、供給力が不足の状態の時には、供給力を追加することによる供給信頼度を改善するメリットの増分が大きく、供給力に余裕がある状態の時にはその増分が小さくなることを意味する¹⁰。容量市場の場合は、図4のように屈折した直線で設定されることがある。現在、PJMの容量市場でこうした形状が採用されている。

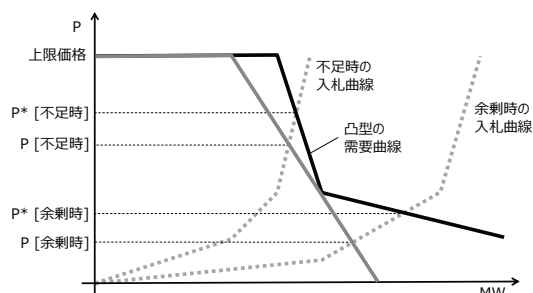


図4 需要曲線の形状が容量価格に与える影響

仮に同じ入札曲線が与えられた場合は、凸型の需要曲線の方が、例えば、指標価格で接する線形の需要曲線に比べて価格が高めとなる。これは、目標とする容量を確保できない場合（図4の「不足時」）は、将来の投資を促すとともに、目標とする容量以上に容量を確保できる場合（図4の「余剰時」）には、急速に廃止が進んで供給不足に転じることを防ぐという狙いがあり、供給力を安定的に確保することを重視した需要曲線の形状といえる。

3.2 需要曲線のパラメータ

容量市場における需要曲線は、基本的な形状を踏まえ、いくつかのパラメータに基づいて設定される（図5）。一つは、上限価格である。これは、需要家の負担に一定の限度を設けるためのものである。この上限価格が高く設定されれば、約定価格は高くなる可能性が高まると考えられる。ただし、上限価格が十分に高く設定されれば、実際の価格はそれよりも低いところで決まる可能性が高く、上限価格の水準が約定価格に影響を与えることはない。海外では、指標価格の1.5倍とするなど、指標価格に合わせて設定するケースが多い。また、上限価格が適用される容量も決める必要がある。

⁹ これは、上限価格以下の部分において、需要曲線の上側にある任意の2点を結んだ直線も需要曲線の上側に含まれることを意味する。

¹⁰ Pfeifenberger, et al. (2014)を参照。

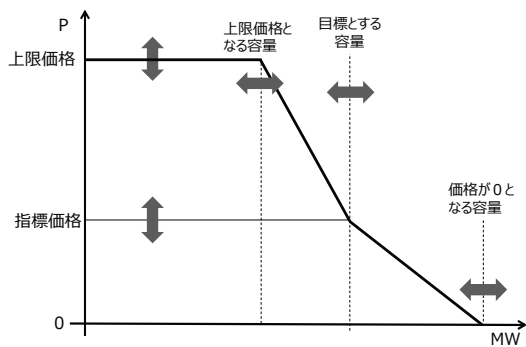


図5 需要曲線の設定で考慮するパラメータ

下限価格は、通常は0であるが、過去に一部の容量市場で最低価格を設定し、一定以上の価格が維持されるようにしていたケースもある。この場合は、供給余剰の状態での競争となった場合に、約定価格に影響を与えうる。しかし、下限価格が0である限り、入札価格も0を下回ることはいないため、それが約定価格に与える影響はないといえる¹¹。ただし、容量をどの程度確保していれば、約定価格を0として良いのかを検討する必要があり、それが大きくなるほど、供給余剰の時の約定価格には影響を与える。

需要曲線のパラメータのうち、重要な影響を与えうるのが、目標調達量と、その量を確保するために支払う価格である。後者は、わが国では、「指標価格」と呼ばれている。目標調達量が大きければ大きいほど、需要曲線は右側にシフトするため、結果的に約定価格は高くなる。海外の容量市場では、目標調達量は、基本的には、信頼度基準に基づいて決められる。安定供給を重視して、厳しい信頼度基準を適用すれば、目標調達量は大きくなり、価格も高くなるということになる。また、信頼度基準を満たすのに必要な容量は、実際にその容量を確保する期間中のピーク需要の予測にも

¹¹ 海外の卸電力 (kWh) の市場では、起動停止のコストが大きい電源などが、低負荷期においても運転を継続するために負の価格 (ネガティブ・プライス) で入札し、それが約定価格となることがあるが、容量市場においてはそのような事象は発生しない。

依存する。このピーク需要を過大に見積もっていれば、目標調達量も増えることになる。

指標価格が高ければ、約定価格も高くなる可能性が大きくなる。先に述べた海外の例と同様に、わが国でも、Net CONE、すなわち、新規に建設される電源の固定費から、燃料費などの可変費を控除した後に残る卸電力市場での利益を差し引いた金額を指標価格としている。容量市場の価格がNet CONEと等しければ、新規の電源は固定費をちょうど回収できることになる。理論的には、Net CONEは目標予備率を達成するために追加的に必要となる容量の限界費用を反映するものである。

Net CONEはモデルプラントの費用情報や卸電力市場の価格に基づいて推計される。米国や英国では、CCGTをモデルプラントとしているが、卸電力市場等からの利益を差し引く前のCONEは、その建設費の情報に基づいて算定される。年額換算するために、設備の運転期間が必要であり、将来の収支を現在価値に割り戻すためのハードレート¹²も推計する必要がある。こうした推計値も、Net CONEを通じて需要曲線に影響を与えることになる。

さらに、建設費から差し引かれる卸電力市場などでの利益が大きくなれば、Net CONEは低くなるが、これは卸電力価格が可変費と比較して高くなった時には、指標価格を低くすることによって、需要家の負担を抑えるということにもなる。結果的に、需要曲線の変化を通じて、容量市場の約定価格も安くなる可能性が高まる。なお、実際には、PJMの場合は、過去3年間の価格に基づいて、卸電力市場からの収入を算定している。また、英国の場合は、5年間据え置かれているため、その間は、実際の市場の動向とは関係なく一定である¹³。

¹² 投資案件の評価において最低限必要とされる収益率のこと。

¹³ その背景については補論1を参照。

3.3 エリア別の需要曲線

海外では、市場分断の結果として、エリアごとに需要曲線が異なる場合があり、それが結果的にエリア間の容量価格の差をもたらす可能性がある。米国のPJMの容量市場では、オークションの前に市場分断を行っている¹⁴。送電制約の解析の結果、事前に分断されたエリアでは、そのエリアにおける需要曲線が別途設定されることになる。したがって、エリアでの価格は、エリア間の連系線の制約にも依存する。制約が厳しく、需要過多のエリアでは、容量価格が高くなりうる。わが国では、市場を事後的に分断することを検討しており、その詳細は現時点では不明だが、結果的には同様の影響が生じることになると思われる。

4. 供給側の影響—入札行動に関する考察

以下では、供給側の影響として、容量市場の供給曲線となる入札曲線を形成する市場参加者の入札行動について考察する。

入札行動については、大きく2つの段階に分けて考える必要がある。一つは、入札に参加するか否かの判断をする段階である。これは主に、これから投資する新規電源と、高経年化で廃止を検討するような既存電源の参加に当てはまる問題である。もう一つは、入札への参加を決めた電源が、入札価格を設定する段階である。

¹⁴ まず、市場が設定される各エリア (Locational Deliverability Areas, LDA) で信頼度基準を満たすのに必要な import の送電容量 (Capacity Emergency Transfer Objective; CETO) を計算する。次に、各 LDA の実際の送電容量の上限 (Capacity Emergency Transfer Limit; CETL) を計算する。もし、ある LDA の CETL の値が CETO の値の 1.15 倍以下 (マージンが 15% 以下) ならば、その LDA は分離される。加えて、過去 3 年間の容量オークション (BRA) で価格差がついた LDA、過去の入札データから価格差がつきそうな LDA も分離される。なお、3 つの特定の LDA (EMAAC, SWMAAC, MAAC) は常に分離されることになっている他、PJM が特に必要と認めた LDA も分離することになっている。PJM (2017) を参照。

4.1 入札への参加の意思決定

4.1.1 新規電源

競争力のある新規電源の増加は、仮に既存の電源で廃止する電源がないとすれば、供給曲線を右側にシフトさせ、結果として価格を安くする可能性がある。

ここで留意する必要があるのは、容量市場において競争力を持ち、投資が促される新規電源は、可変費が高いとしても、kW当たりの建設費が安い電源である可能性が高いということである。こうした電源は、容量市場がなければ、卸電力市場で価格スパイクが一定以上生じない限り固定費を回収できないが、スパイクの頻度や程度に関しては不確実性が大きい。そうしたリスクを踏まえると、一度決まれば、リクワイアメントを満たせる限り、年間を通じて確定した収入が得られる容量市場が存在しなければ、参入しなかった電源かもしれない。同様のことは固定費が小さく、可変費が高いと考えられる需要側資源、いわゆるデマンドレスポンスにもあてはまる。

容量市場が存在することで十分な供給力を確保できれば、卸電力市場における価格スパイクによる収入は減っていく可能性が高まるので、これはトレードオフの側面もある。しかし実際、英国では、落札している新規の電源の大半が小規模なレシプロエンジン¹⁵やOCGT (Open Cycle Gas Turbine, 開放サイクルガスタービン¹⁶) といった電源である。こうした小規模な (100MW以下の) 電源には、後述する別の経済的メリットがあったことも事実であるが、それらが縮小されることになった後でも一定程度の参入がみられる。

なお、特に海外の事例を見る際に注意を要するのは、政策や規制の影響で、費用が安く抑えられた、あるいは何らかの経済的利益を受けた電源などが、数多く容量市場に参加して、価格を低下さ

¹⁵ ピストンを用いる内燃機関を指す。

¹⁶ 燃焼したガスが大気に放出されるタービンを指す。

せてしまうということである。米国PJMでは、州政府が支援して建設した電源が安値で容量市場に入札し、約定価格を引き下げたと考えられていた。対応策として、そうした電源の存在を念頭に置いた、最低入札価格規則 (Minimum Offer Pricing Rule, MOPR) が導入されている。英国では、送配電料金制度に起因する経済的メリット¹⁷を受けた、小規模で配電網に接続する分散型電源が数多く容量オークションに参加して、やはり約定価格を歪めたとされていた。そのため、規制当局は、送配電料金制度を改革して、そうしたメリットの縮小を図ったという経緯がある。わが国でも、FIT電源は容量市場に参加できないようにしているが、政策的に普及を支援するような電源や需要側資源が容量市場に参加する場合には、それが容量市場の価格に与える影響に留意しなければならない。

4.1.2 既存電源

次に、既存の電源が入札に参加しない、すなわち、退出する可能性について考えてみたい。伝統的な経済学では、価格が平均費用を下回れば、企業はやがて市場から退出すると考える。もちろん、実際には、一定期間、価格が平均費用を下回ったとしても、企業は直ちに退出するわけではない。将来の価格に不確実性がある場合には、直ちに退出しない方が合理的な場合もある点に留意する必要がある。

このような行動は、「リアルオプション」の考え方をを用いて説明することができる。現在、発電可能な設備を持っている事業者が市場で固定費を回収できないような低価格に直面している場

¹⁷ 分散型電源がピーク時に発電することによって、その電源と契約を結んでいる小売事業者は、ピーク需要に応じて課金される送電料金の負担を減らすことができるメリットのこと。Embedded Benefitとも呼ばれる。補論2を参照。こうした経済的メリットが容量市場を歪めるとの指摘についてはNewbery (2016)を参照。

合、単純化すると、その事業者には、次の(数年先の)容量確保期間に、(i)設備を維持する、もしくは、(ii)設備を廃止する、という二つの選択肢があると考えられる。事業者が(i)を選べば、容量市場に入札するが、これは将来、価格が上昇した時に利益を獲得できるという「権利」を保有し続けるということであり、(i)と(ii)の選択においては、将来、価格が上昇した場合の利益を獲得できる権利の価値と、そのような権利を放棄して電源を廃止し、手元に残るスクラップバリューの比較で大きい方を選ぶことになる。前者のような「権利」を金融商品のオプションと見立てて、オプション理論を応用して、その価値を評価するのがリアルオプションである。実際の価値評価は様々な前提条件に依存するが、例えば、価格のボラティリティが大きい場合には、たとえ将来の価格の期待値が低くても、権利としての価値は大きくなる。結果的に、高経年化した電源も、廃止を先送りする価値が高くなるといえる。このことは、供給余剰の状態になって、平均的な価格が下がっても、価格が一定程度変動し、高くなる可能性がある限り、電源の廃止などによる供給力の調整はただちには行われず¹⁸、その結果、しばらくは供給余剰が続くこともあり得ることを示唆している。

4.2 オークション参加者の入札行動

容量オークションへの参加を決めた電源のオークションでの入札行動、すなわち入札価格の設定は、卸電力市場での入札行動と比較すると複雑である。基本的に、シングル・プライス・オークションの下では、供給するのに必要最小限の費用を正直に入札価格とすることが、利潤最大化の観点からは望ましいと言える。卸電力市場においては、ほぼ燃料費に等しい短期限界費用で入札する

¹⁸ 一方で、環境規制の強化によって石炭火力発電所が廃止を余儀なくされることなどもあり、それが容量市場の価格に影響を与える可能性もある。

ことが最適な戦略になり、その費用を把握することは比較的容易である。容量市場においては、理論上は、1kWを確保するための追加的な費用になると考えられるが、個別の電源にとって必要な費用がどの程度となるのかは必ずしも明確ではない。

ここでも、新設と既設を分けて考える。既存の電源は、設備を数年先に1年間維持するために追加的に生じる費用から卸電力市場等で得られる利益を差し引いた値を入札価格とすると考えられる。約定価格は、最後の落札者となる他の電源等の入札価格で決まるため、それが結果的に、例えば粗利益から減価償却費等を差し引いた後の会計上の利益を出せる水準になるとは限らないが、そのような利益を入札価格に織り込むことは必ずしも最適ではない。

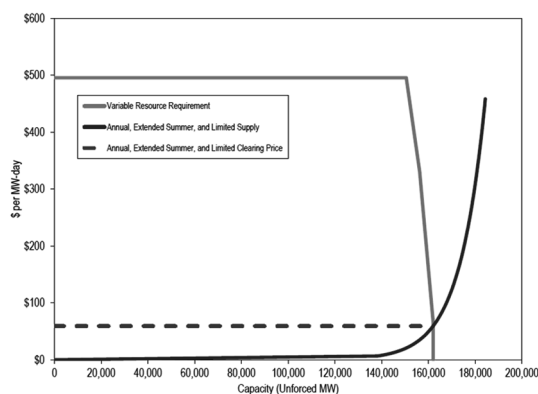
さらに、設備容量を一定として考える短期の状況において、卸電力市場で価格が平均可変費用を上回って、一定の時間、発電することが期待できる電源の場合は、容量市場からの収入がなくても、設備を維持して事業を継続するのが合理的である。その場合、容量市場での入札価格は0とすることが考えられる。

実際、米国PJMの容量市場においては、既存の電源と見られる大半の電源が、ほぼ0ドルで入札している状況も見られる(図6)¹⁹。米国PJMでも英国でも、落札できなかった既設の電源があることから²⁰、このことは必ずしもすべての既設電源に当てはまるわけではない。しかし、電源の維持

¹⁹ 英国では、競り下げ時計方式のオークションのため、落札した電源の入札価格というのは明らかではない。競り下げ時計方式とは、高い価格を市場参加者に提示し、その価格で売ることが希望する参加者の容量が需要を上回った場合、価格を引き上げて提示し、同様にその価格で売ることが希望する参加者の容量と需要を比較する。このようにして最終的に残った参加者の容量と需要が一致するところで約定価格を決める。英国の容量市場では、上限価格から開始し、5ポンド/kW刻みで価格を下げっていく。

²⁰ 例えば、米国では、運転を継続する原子力発電所が、容量オークションで落札できなかったことが報じられている。服部(2018)を参照。

に必要な改修のために追加的な費用が必要となるような電源でなければ、0に近い入札価格となることは、十分に想定される。



出所：Monitoring Analytics (2014)

図6 PJMの容量オークション (BRA) における入札曲線の例

次に新設電源の場合は、投資の意思決定にあたり、正味現在価値 (Net Present Value, NPV) が0となるような価格で入札することが考えられる。新規電源の場合には、落札できなければ、投資せずに(投資した場合の)損失は回避できることから、この価格を下回れば投資はしないと判断する価格で入札すると考えられるためである。ただし、同じような電源でも、将来の卸電力市場や容量市場の価格の見通しをどのように考えるか、また、価格変動リスクをどのように考えるかによって差は生じうる。

主に新規電源や設備の改修を要する電源が、NPV=0となるような入札価格を設定する際には、どのような要因が働いているだろうか。それは、約定価格の変動の理由にもなる。例えば新設電源の建設費は、長期的には技術革新で安くなることなどが考えられるが、一年単位で大きく変わるとは考えにくい。すると、卸電力市場など、容量市場以外の市場からの収入の見込みが、容量市場からの一定の収入を必要とする電源の入札価格、そして約定価格を大きく左右する可能性がある

いえる。

容量確保期間に受渡する卸電力や燃料の先物価格があれば、それに将来の価格に関する情報が織り込まれるため、参考となる指標となり得る。ここで、先物価格の動向から、容量確保期間中の卸電力価格が低くなると予想される場合はどうなるだろうか。一つの可能性としては、卸電力市場で得られる利益が減った分、一部の市場参加者は、容量市場からの収入で補うために高い価格を設定するかもしれない。しかし、卸電力価格が低くなるということが、卸電力市場の供給曲線が右側にシフトして、供給過剰な状態を反映した結果だとすれば、それは容量市場における競争がより厳しいということも意味する。これは例えば、燃料価格がそれほど下がっていないのに、卸電力の価格が下がっている場合に生じている可能性があるが、卸電力市場に入札する電源の数や規模が変化し、すなわちkWが変化するということがある。したがって、それは容量市場における需給、ひいては競争の程度を反映している可能性がある。

一方で、卸電力価格の低下が、燃料価格の低下によってもたらされており、供給力には変化がない場合、すなわち、卸電力市場における供給曲線が垂直方向に下がっているような場合には、容量市場における競争の程度にはそれほど変化がないと見ることができ、卸電力市場での利益が下がった分、入札価格を引き上げることも可能かもしれない。

PJMの容量市場の需要曲線のように、Net CONEの推計を過去の卸電力価格の実績値に基づいて設定している場合、例えば、卸電力価格が低下し続けるならば、Net CONEの水準がやがて高くなることを通じて需要曲線の位置も変わるため、容量市場の約定価格も安くなるということは避けられる可能性もある。しかし、卸電力 (kWh) の市場価格が供給余剰で安くなっている場合には、それは容量 (kW) の市場においても供給余剰と

なっていることを意味するため、卸電力市場で減少した収入を容量市場の約定価格の上昇で補うことにはならないという点には留意する必要がある。

4.3 制度設計が入札行動に与える影響

容量市場の制度設計が入札行動に影響を与える可能性も無視できない。ただし、実際に影響を与えるかどうかは、そうした制度の詳細次第でもある。以下では、3つの例を挙げておきたい。

まず、直接、入札価格に影響を及ぼす例として、市場支配力の行使による価格の高騰を未然に防ぐための入札上限価格がある。これは、既存の大手事業者等に対して適用され、需要曲線の上限よりも低い上限価格が課されることがある。こうした事前規制による入札価格の上限が、過度に低く設定されていれば、価格が(必要以上に)安くなることは考えられる。ただし、海外の容量市場においては、約定価格は既存電源などに適用される入札価格の上限よりも明らかに低い水準で決まっており、少なくともこれまでは、大きな影響はなかったと推察される。

また、容量オークションの方式の違いが入札行動に影響を与える可能性もある。米国PJMでは、密封入札方式であるのに対し、英国では、競り下げ時計方式を採用している。競り下げ時計方式は、価格の推移を見ながら入札行動を変更することが可能であり、価格発見機能に優れていると言われることがある²¹。しかし両者の約定価格を単純に比較して、その違いをオークション方式の違いに求めることは難しい上、ともにNet CONEを大きく下回る価格であることから、オークション方式の違いによる影響が大きかったとは考えにくい。

²¹ Harbord and Pagnozzi (2014)は、競り下げ時計方式には、市場支配的な事業者が存在する場合、市場支配力を行使して約定価格を高くできるタイミングを推察しやすいという問題点があることを指摘している。

最後に、落札した供給力に対して、必要な時にそれらが確保されていることを担保するために求められるリクワイアメントの影響がある。このリクワイアメントの厳しさが、それを満たせなかった場合のペナルティの厳しさと合わせて、入札価格に影響を与えると考えられる。リクワイアメントやペナルティが厳しければ、発電事業者などは対策に費用をかける必要があり、そのために入札への参加を見送ったり、高い入札価格を設定したりすることがあり得るからである。

リクワイアメントには様々な方法が考えられるが、米国PJMや英国では、需給ひっ迫時に実際に発電するなどして、供給力を提供できていることを示さなければペナルティを課すという方法を採用している。PJMでは、2015年のオークションから、Capacity Performanceと呼ばれる制度で、リクワイアメントの厳格化を進めた²²。これは3年間の移行期間を設けて、徐々に適用範囲を広げる形で進められた。その結果、移行期間の最初の年の容量オークションでは価格が上昇したものの、その後は下落に転じている。リクワイアメントの変更だけで約定価格の変動を全て説明できるわけではないが、リクワイアメントそのものに理由があった可能性もある。例えば、需給ひっ迫時の発電を求める方法は、需給ひっ迫がどの程度起きうるかに依存するが、そうした状態がそれほど発生しないと見込まれれば、実効性はなくなる。つまり、そうした場合には、確実にリクワイアメントを満たすための対策を施す必要はなく、入札行動にも影響を与えないと考えられる。それゆえ、実効性のないリクワイアメントでは、価格の上昇は期待できないということである。

²² その概要については服部(2018)を参照。

5. 容量市場の均衡価格としての約定価格の評価

以下では、需要と供給の関係で決まる容量市場の約定価格の年毎の変動について、簡単な分析に基づく考察を行うとともに、長期的な価格水準に関する展望について述べる。

5.1 容量市場の約定価格の変動に関する分析と考察

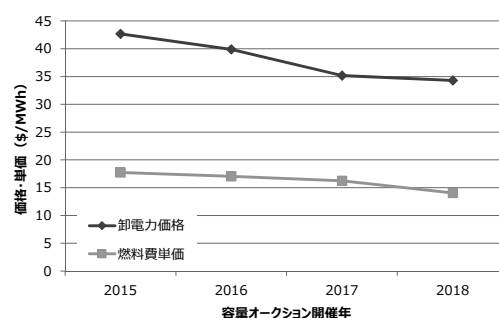
これまでに述べてきた、需要側と供給側で、価格に与える個別の要因の影響については、あくまでも、その要因以外の条件はすべて同じという前提で考察したものである。実際の約定価格の変動は、こうした様々な要因が同時に影響を与えた結果と考えられる²³。どの要因がより重要なのかを明らかにするためには、それぞれがどの程度の影響を与えているのかを分析して明らかにすることが望ましい。しかし、個々の要因が与える影響を定量的に把握するために、計量経済学的手法を用いて明らかにしようとしても、年に1回の容量オークションのデータではサンプル数が少ないという問題があり、現時点では十分な分析は困難と思われる。さらに、市場参加者が約定価格の変化を見極めたいと考える場合には、需要曲線のパラメータに加えて、発電所の建設計画や廃止計画といった供給力の動向の把握と、制度設計の影響についての理解が必要となる。

ただし、限られたデータでもある程度の説明は可能である。以下では、米国PJMの容量市場の約定価格について、卸電力と燃料の先物価格を用いた説明を試みる。

分析対象とするのは、PJM-RTOの容量価格である。PJMの容量市場は、事前に必要に応じて市場

²³ 実際には、市場運営者が設定する需要曲線が先に決まり、その情報が公表された後にオークションが行われるため、需要曲線に関する情報を考慮に入れた市場参加者の入札行動により入札曲線が決まり、約定価格が決まると考えられる。

分断を行うが、PJM-RTOは、分断されなかった大半のエリアに適用される価格である。具体的には、必ず分断されることになる東部の需要地エリアが除かれるため、ペンシルバニア州の西部地域が中心となる。市場参加者は、そのエリアの卸電力価格と燃料価格の関係に基づいて容量市場での入札行動を決めるものと想定する。具体的には、ペンシルバニア州西部のPJM Western Hubの3年先の1年物の卸電力の先物価格と、Dominion Sと呼ばれる、3年先の1年物の天然ガスの先物価格を用いる²⁴。過去のデータは、2015年以降に取引されたものしか取得できなかったため、分析対象の期間を2015年から2018年に行われた容量オークションの価格とする²⁵。なお、これは2018/2019年（2018年6月から2019年5月）の容量を対象とするオークションから4回分となる。先物価格は、いずれも、容量オークション（Base Residual Auction）開催期間中²⁶の平均値をとっている。発電によるおおよその利益（卸電力価格－燃料費単価）を見るために、7,000MMBtu/MWhと仮定したヒートレートをを用いて²⁷ MWh当たりの燃料費単価を求め、卸電力価格と合わせて示したのが図7である。



(注：ヒートレート7,000MMBtu/MWhと仮定)

図7 容量オークション開催時の卸電力の先物価格とガスの先物価格（それぞれ3年先1年物）を用いて計算した燃料費単価

卸電力価格からガスの燃料費単価を差し引いた値は、「スパーク・スプレッド」と呼ばれるが、オークション期間中の先物価格を用いて計算した3年後に期待されているスパーク・スプレッド²⁸と、容量市場の約定価格を比較したのが図8である。

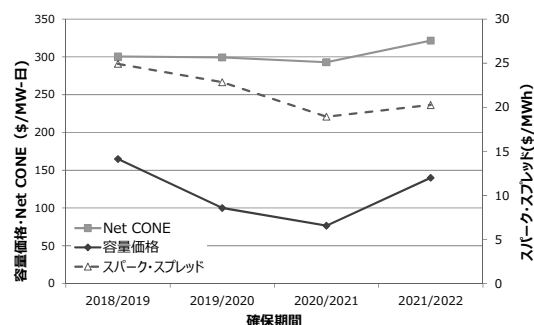


図8 米国PJM-RTOの容量価格とスパーク・スプレッドの比較

PJM-RTOの容量価格は、2018/2019年から、Net CONEがそれほど変化しなかったにもかかわらず、2020/2021年まで連続して下がっていた²⁹。しかし、

²⁴ ただし、容量の確保期間が6月から翌年の5月であるのに対し、先物の対象とする期間は1月から12月であり、容量確保期間よりも少し前になる。

²⁵ データはS&P Globalのデータベースから取得した。

²⁶ 例年5月に1週間程度の期間で入札を受け付けている。

²⁷ このヒートレートの値は、米国エネルギー情報局がCCGTを想定したベンチマークとして用いている。

²⁸ これは図7の卸電力価格から燃料費単価を差し引いた値で、例えば、図7の2015年の値が図8の2018/2019年の値となっている。

²⁹ 容量オークション（Base Residual Auction）は例年5月に開催されているが、2015年は8月に開催されている。仮に2015年も5月に開催されていた場合として、5月のスパーク・スプレッドの平均値を見ると、図8の2018/2019年の8月の値

それぞれのオークション開催時に取引されていた先物価格で計算したスパーク・スプレッドも、同じ期間に下がっていたのである。図7を見ると、この間、卸電力価格の方が燃料費よりも大きく減少している。これは電力の供給および供給力に余剰感が出てきたことを反映している可能性がある。なお、2018/2019年を対象とするオークションからは、Capacity Performanceと呼ばれるリクワイアメントの強化策が導入され、その後3年間は移行期間として、その適用範囲を徐々に拡大していった期間である。その影響だけを考えると、約定価格を上昇させる可能性があったものの、そうならなかったという点にも留意する必要がある。

その後、2021/2022年を対象とするオークションでは、容量価格は反転しているが、この時はスパーク・スプレッドも上昇に転じている。図7を見ると、この時のスパーク・スプレッドの上昇は、主に燃料価格の下落によってもたらされている。燃料価格が下がったほどに卸電力価格が下がっていないことから、以前のような余剰感はなくなったと見ることができる。このことから、容量市場では以前ほどの競争圧力はないと考えられ、それが入札価格に反映されたかもしれない。なお、この年の容量価格の上昇は大きいように見えるが、この時には、過去のデータに基づいて計算されたNet CONEも上昇していることを考慮に入れる必要があるだろう。

過去4年の傾向であり、この観察結果をもって一般化することはできないものの、市場参加者が将来の卸電力市場の価格などから需給状況を判断して入札価格を決定し、それが約定価格に反映された可能性は否定できない。

ブレッドの平均値を見ると、図8の2018/2019年の8月の値よりも\$0.92/MWh高くなるだけで、以下の結果とその解釈には影響を与えない。

5.2 容量価格の長期的な傾向に関する展望

短期的には、毎年の価格変動はやむを得ないとはいえ、海外の容量市場において約定価格がNet CONEを下回っている状況を踏まえると、長期的にどの程度の水準で価格が安定するのかについては検討しておく必要がある。容量市場が「市場」である限り、低価格が長く続けば、やがては供給力の退出などを通じて、価格が上昇局面に入ること十分考えられる。結果的に、投資のブーム&バースト・サイクルのような状況が生じる可能性もあるが、理論上、長期的には目標とする容量の確保に必要なNet CONEの水準に落ち着くということが考えられる。

しかし他方で、退出が見込まれる高経年化した電源も、不確実性の下では必ずしも退出せずに、容量市場において競争力のある供給力として市場に残り続ける可能性がある。また、容量市場の価格が上昇するとしても、kW当たりの建設費が安く、建設のリードタイムも短い小規模な電源が直ちに参入し、再び価格を下げる圧力となる可能性は否定できない。電源構成は容量市場だけで決まるわけではなく、卸電力市場の価格にもよるが、当面は電源構成の変化を伴いつつ、容量価格は低い水準のまま、不確実性の下での投資リスクを考えると、建設のリードタイムの長い、大型の電源の参入が困難な状況が続くこともあり得る。

このことは、わが国の目指すエネルギーミックスが、大型の高効率電源の新規投資を前提としたものであるとすると、その実現を困難にする可能性を示唆している。容量市場の創設のねらいであった、投資の予見性を確保するということが、そうした電源を念頭に置いたものであったとすれば、これから創設される容量市場が、少なくとも短期間で、期待された結果をもたらすとは言えない可能性がある。

6. まとめ

わが国の容量市場については、制度設計が徐々に固まりつつあるが、海外の容量市場の運用開始後がそうであったように、詳細設計の試行錯誤は避けられない可能性がある。本稿では、需給の両面から、容量価格の変化に影響を与える要因について考察してきたが、実際には偶発的な要因を含め、様々な要因が複雑に絡んで、約定価格を変化させるものと思われる。

海外の容量市場において、指標価格を下回る約定価格が続いていることについては、それ自体を過度に問題視する必要はなく、むしろ、需要家の負担を最小限に抑制するという意味で、容量市場はその果たすべき役割を果たしているともいえる。しかし、その傾向はしばらく続く可能性があり、ゆくゆくは電源構成の変化をもたらす、卸電力市場の価格の変動にも影響を与える可能性がある。

原因者負担の原則に基づき、十分な供給力の確保に必要な最小費用を小売事業者間で公平に負担するための仕組みという意味において、その価格がいくらになろうとも、容量市場の存在意義はあるといえる。しかし、容量市場の創設は、大型の高効率電源の新規投資を前提としたエネルギーミックスの実現を困難にする可能性がある。そのような可能性が高まった場合、エネルギー政策と市場メカニズムの活用の整合性を図っていくという点で、どのような改善策をとれるのかを検討する必要があるといえる。

【参考文献】

- [1] DECC (2013). “Electricity Market Reform Delivery Plan, Annex C: Reliability Standard Methodology, Policy Paper.”
- [2] Harbord, D. and M. Pagnozzi (2014). “Britain’s Electricity Capacity Auctions: Lessons from Columbia and New England,” *Electricity Journal*, 27 (5), 54-62.
- [3] Monitoring Analytics (2014). “Analysis of the 2016/2017 RPM Base Residual Auction,” The Independent Market Monitor for PJM.
- [4] National Grid (2015). Introduction to Triads, Information.
- [5] Newbery, D. (2016). “Questioning the EU Target Electricity Model- How Should It Be Adapted to Deliver the Trilemma?” Cambridge Working Paper Economics: 1634.
- [6] Ofgem (2017). “Impact Assessment and Decision on industry proposals (CMP264 and CMP265) to change electricity transmission charging arrangements for Embedded Generators.”
- [7] Pfeifenberger, J.P., S.A. Newell, K. Spees, A. Murray, and I. Karkatsouli (2014). “Third Triennial Review of PJM’s Variable Resource Requirement Curve,” prepared for PJM Interconnection, L.L.C., Brattle Group.
- [8] PJM (2017). PJM Manual 18: PJM Capacity Market, Revision 37.
- [9] 後藤美香・古澤健・服部徹 (2014). 「欧州における容量メカニズムの動向と課題－イギリス、フランス、ドイツの事例を中心に－」 電力中央研究所報告 Y13013.
- [10] 資源エネルギー庁 (2018). 「電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 中間とりまとめ」 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
- [11] 電力広域的運営推進機関 (2018). 「平成 30 年度供給計画の取りまとめ」
- [12] 服部徹 (2015a). 「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 61, 1-16
- [13] 服部徹 (2015b). 「欧米における容量市場の制度設計の課題」 諸富徹編著『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社, 135-152
- [14] 服部徹(2018). 「米国の電力市場改革と原子力発電の収益性－収益の見通しに関する総合評価－」 電力中央研究所報告 Y17005

補論1. 英国の容量市場の需要曲線におけるNet CONEの考え方

英国の容量市場の需要曲線のNet CONEが、一定の値となっている背景には、経済的に最適な信頼度基準に基づく考え方を現実に適用していることがある³⁰。

英国は信頼度基準の指標として期待停電時間

³⁰ 本補論の内容については、DECC (2013)を参照。

のLOLE (Loss of Load Expectation) を採用しているが、経済的に最適なLOLEが実現している時、kWh当たりの停電コストVoLL (Value of Lost Load) とCONEは以下のような関係にある。

$$\text{CONE} = \text{LOLE} \times \text{VoLL}$$

これは、経済的に最適な信頼度基準の下では、供給力を1kW追加するために必要な費用(CONE)が、それによって回避できる停電コストの総額と等しくなることを表している。

ここで、上の式を変形すると、以下のような条件が得られる。

$$\text{LOLE} = \text{CONE} / \text{VoLL}$$

CONEの値とVoLLの値を与えると、経済的に最適なLOLEが得られる。英国政府は、このLOLEを年間で3時間以内にすることを目標として定めている。VoLLは政府が民間に委託した調査の結果から17,000ポンド/MWhと推定されており、またCONEは、実際にはNet CONEを用いているが³¹、49ポンド/kWとなっていることから、計算すると(49/kW)/(17,000/MWh)=2.88時間 < 3時間となり、政府の目標も達成されることが確認できる。

ただし、VoLLの推定値は5年毎にしか見直さないこととなっており、上記の関係も5年間は変わらないものとして、Net CONEも5年間は変えないことにしたと考えられる。

補論2. 英国の分散型電源が受けていた 経済的便益

以下では、英国の容量市場で問題視されていた、100MW以下の小規模な分散型電源 (Embedded Generation, 以下EG) が得ていた送配電料金制度に起因する経済的メリット (Embedded Benefits) について説明する。

³¹ 制度導入前、CONEはCCGTをモデルプラントとして、47ポンド/kWとされていた。その後2013年10月に、モデルプラントをCCGTに変更している。

Embedded Benefitには様々なものがあるが、需要側の送電ネットワーク利用料金 TNUoS (Transmission Network Use of System Charges) の負担軽減に基づくメリットが最も大きなものであった。英国の送電事業者は、このTNUoSを通じて、送電システムの構築と維持に必要な費用を回収することになっている。小売事業者が(最終的には需要家が)支払うネットワーク利用料金は、冬季のピーク時 (Triad period³²) の差引需要 (同じ接続地点 (Grid Supply Point) における需要家の使用電力からEGによる発電を差し引いたもの) に応じて計算される。すなわち、EGの発電は負の需要とみなされる。EGの多くは小売事業者と契約するが、その小売事業者が支払うネットワーク料金は、EGによるピーク時の発電によって引き下げられるため、小売事業者に経済的メリットがもたらされ、EGはそのメリットに基づく報酬を受け取っていたとされる。

そもそも、送配電料金制度において、こうしたメリットが得られていたのは、EGがネットワークに接続することによって、ネットワークの追加的な投資が回避できるというメリットがあると考えられているためである。しかし、Ofgem (2017) によると、Embedded BenefitはkW当たり47ポンド/kWの利益をもたらしており (2017年)、2021年度には、約70ポンド/kWになると見込まれていた。47ポンド/kWはCCGTのNet CONE (49ポンド/kW) にほぼ等しく、容量オークションの約定価格の倍以上の大きさで、消費者の負担は2016年には総額で3.7億ポンドに達していたとされている。実際には、以前から増加傾向にあったが、容量市場導入後の近年は、さらに急速に増加していたのである³³。

³² Triad Period とは、冬季の日最大需要を大きい順に、それらが発生した日の前後10日間が重複しないように選ばれた3日間である。また、その3日間の日最大需要の平均値をとったものはTriad Demandと呼ばれる (National Grid, 2015)。

³³ 増加の背景として、英国の送配電部門では、低炭素化の目標を達成するため、大規模な設備投資が求められ、積極的な投資を促す規制方式RIIOの下で認められた料金収入 (上限)

規制当局は、Embedded Benefitの大きさが容量市場等における競争を歪めることを懸念して、2017年に送配電料金制度を見直し、分散型電源の経済的メリットは縮小することになった。具体的には、分散型電源の発電を差し引く前の需要に応じて小売事業者が支払うネットワーク料金を決定することとし、2018年から2021年にかけて、kW当たりの利益を段階的に減額していくこととした。

服部 徹 (はっとり とおる)

電力中央研究所 社会経済研究所

の額が増加していることがある。他方で、料金単価の分母であるピーク需要は年々減少している。この減少には、需要の低迷に加え、分散型電源が増加して発電することで系統需要が減少しているという背景がある。さらに規制で認められた収入を確保するために、現在のネットワーク利用料金と需要の下で不足する場合は、需要側の負担する単価(ポンド/kW)を上昇させる必要がある。しかし、発電側の負担にはキャップがかけられており、その超過分も需要側が負担することになっている。