



電力市場の整備が進んだ米国北東部 市場運営者と事業者に求められる新たな対応

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 遠藤 操
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 井上 智弘

米国北東部は、国内でも比較的早くから電力の自由化が進んだ。1990年代後半に、電気事業者から送電系統の運用機能が分離され、ISO(独立系統運用者)やRTO(地域送電機関)が中立的な送電機関として設立された。そのISO/RTOが卸電力市場も運営している。

米国北東部の代表的なRTOであるPJM(PJM Interconnection)は、欧米で最も整備が進んでいるとされる卸電力市場を運営している。わが国の電力システム改革では卸電力市場を活用した市場メカニズムの導入が1つの柱となっており、その議論において、PJMの制度設計が参照されることも多い。そこで以下では、PJMの事例を中心に、米国北東部に

おける卸電力取引の現状と課題について紹介する。

PJM地域の歴史と現状

PJMは、ペンシルバニア(P)、ニュージャージー(J)、メリーランド(M)の3つの州を表しており、1927年にこの地域で電力供給を行っていた電気事業者3社によって形成された、世界初の協調的なプール制度を前身とする。その後、周辺各州の電気事業者が参加し、FERC(連邦エネルギー規制委員会)によって、1997年にISOとして認可された。さらに2001年には、ISOの機能を拡張したRTOとして認可されている。現在、その範囲は13の州とワシントンD.C.にまで及び、米国を代表するRTOとなっ

ている。

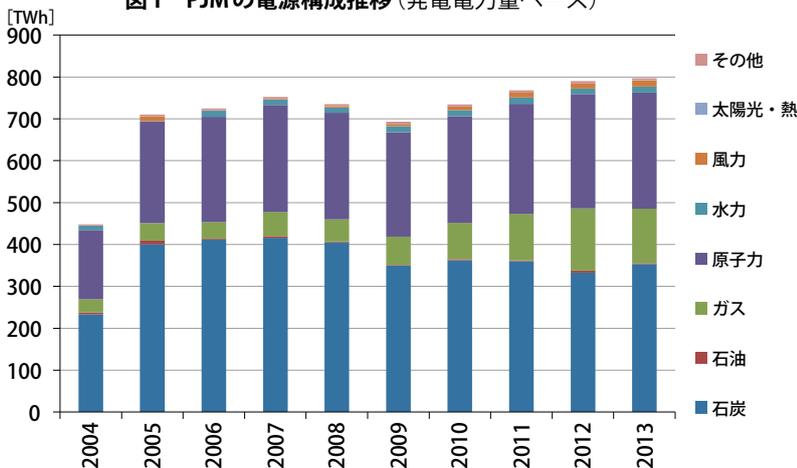
米国ISO/RTOの卸電力市場では、卸電力を取引するための前日市場・リアルタイム市場といったエネルギー市場、ISO/RTOが周波数調整電源や予備力を調達するためのアンシラリーサービス市場、送電混雑によって生じる地点別の価格変動リスクをヘッジするための金融的送電権市場の3つが運営されている。それに加えてPJMでは、供給力確保を目的とする容量市場が運営されている。

PJM地域のシステムを利用する発電事業者は、原則としてPJMが運営するエネルギー市場に売り手として入札(スポット取引)に参加するか、前日までに自社供給ないしは相対契約に基づいた運転スケジュールをPJMに提出する義務がある。2013年の取引データを見ると、その比率は、スポット取引が約24%、自社供給が約66%、相対契約が約11%となっている。

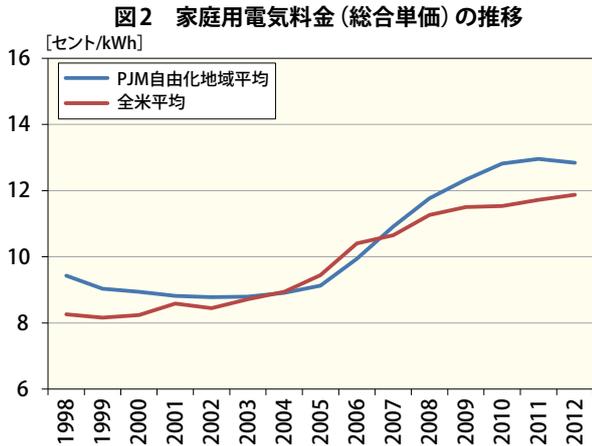
図1はPJMの過去10年間の電源構成を表す。2005年に石炭火力と原子力の発電電力量が顕著に増加しているが、これはPJM地域の範囲拡大による影響が大きい。

また、直近5年間でガス火力が増加している。これは、2000年代半

図1 PJMの電源構成推移(発電電力量ベース)



出所：PJM State of the Market Report を元に電力中央研究所作成



出所：米国エネルギー情報局データを元に電力中央研究所作成

ばに高騰していた天然ガス価格が2009年以降は低下し、ガス火力の燃料費が下がったためと考えられる。なお、再生可能エネルギーは、風力を中心に若干の増加傾向が見られるものの、水力を含めても全体の10%未満である。

このような電源構成は、PJM地域内の発電事業者の経済合理的な行動の結果として形成されたものである。発電事業者は、発電コストを考慮して卸電力市場への入札や小売事業者との相対契約を行い、燃料や卸電力の市場価格によって変動する将来の発電事業収入を予測して将来の電源開発計画を立てる。そのため、卸電力市場が整備され、信頼性のある価格シグナルが広く発信されることは、競争促進による電気料金の低廉化のためだけでなく、供給力確保の観点からも重要となる。

現在のPJM地域のうち、7つの州とワシントンD.C.では、2000年代前半までに小売全面自由化も行われている。当該地域は米国の他の地域

に比べて電気料金が高かったため、小売分野への競争の導入によって電気料金の抑制を図ったと考えられる。しかし、当該地域の電気料金は、2000年代半ばに一時的に全米平均を下回ったものの、現在は再び全米平均を上回っている(図2)。

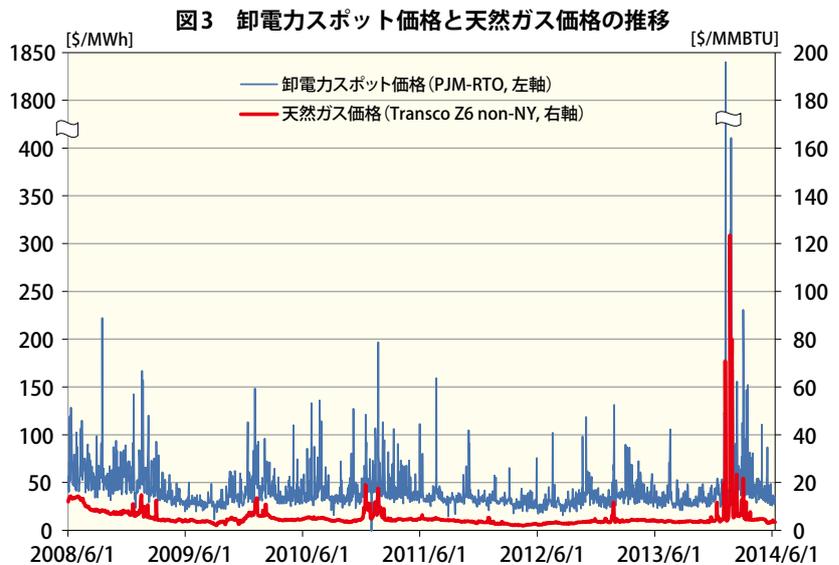
卸電力スポット価格の変動

図3に卸電力スポット価格(エネルギー市場における市場価格)と北東部の代表的な天然ガス価格の推移を示す。スポット価格の変動には2つの特徴がある。

①長期的には天然ガス価格に連動している。スポット価格は市場に入

札された電源の発電コストによって決まっており、その限界電源(落札された電源のうち、最も価格が高い電源)は一般に天然ガス火力であることが多い。さらに、発電コストの中で最も大きな要因は燃料費であるため、結局、スポット価格は天然ガス価格によって決まることになる。ただし、近年の米国では、シェールガス革命により天然ガス価格が大きく低下したことから、石炭火力とガス火力の発電コストの優劣はなくなってきており、燃料の市況に応じて発電燃料のスイッチングが頻繁に起きている。

②スポット価格は、短期的には非常に不規則な変動をしており、時折、平常時の数十倍にもなるスパイクと呼ばれる価格上昇が起きている。2014年1月には、記録的な寒波の影響で、平常時であれば40~50ドル/MWh程度のスポット価格が、上限で



※卸電力スポット価格はリアルタイム市場における8:00-9:00の平均システムプライス
出所：PJM、トムソン・ロイターを元に電力中央研究所作成



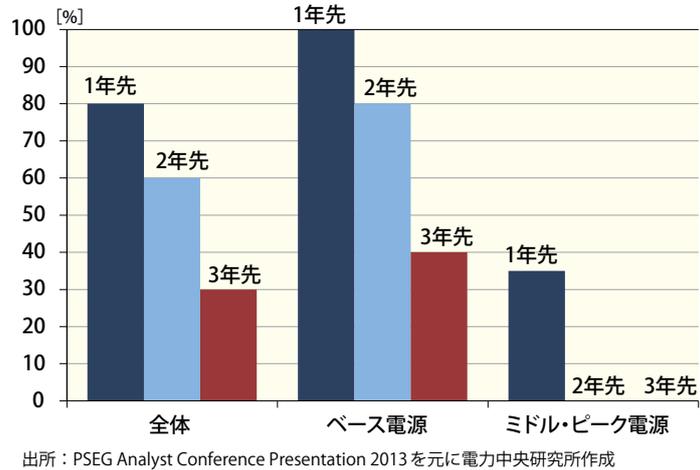
ある1000ドル/MWhを超える値を付けた*。

一般的に、電力取引に市場メカニズムが導入されると、その価格変動は不安定になることが多い。電力は貯蔵できないため、市場全体で供給力を柔軟に調整できず、その時その時の需給逼迫、送電制約、燃料価格上昇などの影響を受けてしまうからである。これはまさに価格シグナルが機能するということでもある。ただし、この性質を利用して発電事業者が不当に価格を引き上げる可能性もあるため、入札価格に対して一定の規制が課されている。

スポット価格の上限規制

自由競争の下では発電事業者が自由に価格を設定できるが、競争が働かなければ、事業者が市場への入札量を減らして、スポット価格を不当に引き上げる可能性がある。多様な事業者が存在し、市場で取引される供給量が需要水準に比べて十分に多ければ、一部の事業者による供給抑制は、他の事業者の供給増加に取って代わられるため、市場価格には影響しない。しかし、需給逼迫時には供給力の余剰分が少なくなるため、供給抑制によって価格が引き上げられてしまう可能性が大きくなる。したがって、事業者が不当に価格を引き上げられないような制度設計を施し、シグナルとして信頼できる市場価格を形成することが重要となる。

図4 PSEG Power社のヘッジ戦略



そこで、市場運営者であるPJMでは、発電事業者の入札価格に2種類の上限規制を課している。1つは、全事業者に対して課される1000ドル/MWhの上限規制である。もう1つは、供給信頼度維持の要となる電源を持つ事業者の一部に対して課される、電源ごとの上限規制である。

要となる電源は、入札価格を不当に引き上げても、落札される可能性が高いため、特別な上限規制が必要となる。規制の対象となる電源は、所定の費用計算ガイドラインに従って発電コストを計算し、それに基づいた価格で入札しなければならない。この発電コストは、燃料費、運営維持費、人件費といった可変費によって構成され、固定費を含まない。

市場価格と事業者の発電コストなどに基づく四半期ごとの市場競争評価を見ると、特に2つ目の上限規制がエネルギー市場における競争の維持に寄与しており、有効に機能して

いると考えられている。ただし、2014年1月に、天然ガス価格の高騰を主な原因としてスポット価格がスパイクしたことを受け、燃料価格の高騰にどう対応するかが課題となっており、現在の上限価格が必ずしも最適なものとは限らない。

上限価格を引き上げればこのような事態は回避できるものの、発電事業者が不当に価格を引き上げる余地が生じるため、スポット価格が全体的に上昇してしまう恐れもある。したがって、上限価格を適切な水準に設定することは容易ではなく、上限規制によって、公正な競争を促進し、不当な価格上昇を抑制することは困難であるということに留意しなければならない。

先物市場を用いたリスク管理

仮に適正な上限価格が設定されたとしても、市場価格は様々な要因により変動する。発電事業の収益は市

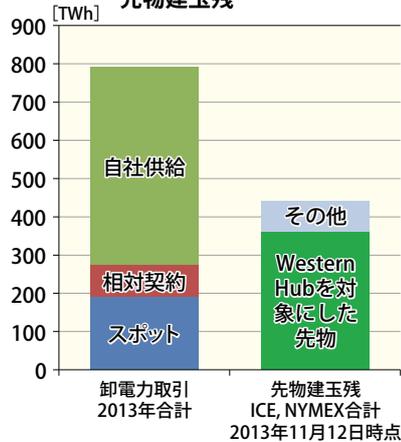
* PJMにおけるスポット価格の上限は1000ドル/MWhであるが、電源の計画外停止などによって、予備力が不足する時間帯での運転が求められる電源については、それを上回る価格での入札が時限的に認められている。

場価格に左右されるため、事業者にとっては市場リスクの管理が重要となる。市場リスクを回避したい事業者は、長期契約や先物取引を活用してヘッジ取引(将来収益の確定)を行うようになる。例えば、ニュージャージー州の発電事業者であるPSEG Power社は3年先までのヘッジ取引を行っており、そのヘッジ比率は直近になるほど高い(図4)。

すでに見たように、スポット価格は長期的に天然ガス価格に連動しており、事業者は、卸電力価格だけでなく、天然ガス価格との価格差(スパーク・スプレッド)に着目したヘッジ取引を行う必要がある。これは、電力先物を売り、天然ガス先物を買うことで、発電事業におけるキャッシュ・フローの一部を事前に固定するものである。

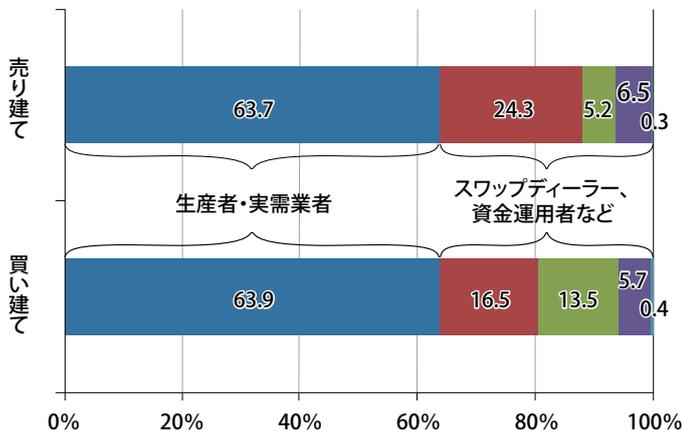
その一方で、ヘッジ後の卸電力・燃料の市況変化によっては、自社発電するよりも卸電力市場から調達したほうが経済的な場合もある。その場合には、買電による安価な電源調

図5 PJM地域の卸電力取引量と先物建玉残



出所：PJM State of the Market Report, CFTC Commitments of Traders Reports を元に電力中央研究所作成

図6 PJM地域の電力先物建玉残の内訳



出所：CFTC Commitments of Traders Reports を元に電力中央研究所作成

達と燃料の転売によって、収益拡大の機会を追求している。

PJM地域を対象にした電力先物は、NYMEX (New York Mercantile Exchange) やICE (Intercontinental Exchange) に上場されており、ICEの流動性が圧倒的に高い状況である。両市場を合わせると、スポット取引量に対して2倍強の建玉残(先物取引においてまだ決済されてない契約数量)があり、その市場流動性は欧州市場などと比べても十分に高いと言える(図5)。ただし、先物市場の取引が活発なのは3~4年先まで、より長期のリスクをヘッジするための市場とはなっていない。

また、先物取引は実物受け渡しを伴わず差金決済できることから、実際に電力を扱わない金融プレーヤーの参入が価格変動を不安定にするという懸念がある。しかし、PJM地域を対象とする電力先物では、建玉残の6割以上が実際に電力を扱う生産者・実需業者のものであり(図6)、金融プレーヤーなどが8~9割を占

めるWTI(West Texas Intermediate)原油先物と比べて、生産者・実需業者が主体の市場と評価できる。

米国で柔軟なリスク管理が可能になっている背景には、流動性の高い天然ガス市場の存在がある。米国には豊富なガス資源があり(そのポテンシャルは、シェールガス革命によりさらに増大)、生産地と消費地を結ぶ広範な天然ガスパイプライン網が整っている。事業者は市況に応じた機動的な燃料調達・売却が可能であり、そのことが、自社発電か、市場からの買電かの選択を通じた柔軟なリスク管理を可能にしている。

しかしながら、日本の主要な発電燃料であるLNG(液化天然ガス)は、液化や輸送のための巨額設備投資を確実に回収するため、硬直的な長期売買契約が結ばれることが多く、柔軟な取引からは程遠い状況にある。自由化後に、わが国の電気事業者が市場リスクを適切に管理できるようになるためには、LNG取引の柔軟性向上が重要である。■