

既定の価格にプレミアム(市場が評価する付加価値価格)を上乗せして交付する

FIP制度の概要・今後の見通し

FITが2012年度に導入されてから8年、幾度かの法改正を経て、2020年度に再エネ特措法(FIT法)が抜本的に改正されることが閣議決定された(2020年2月25日「エネルギー供給強化法案閣議決定」)。

文・藤野孝一郎(日本総合研究所 リサーチ・コンサルティング部門 ディレクター/プリンシパル)

本法エネルギー供給を強化する3法案は、電気事業法・FIT法・JOGMEC法について三法一体の改正を目指すいわゆる「東電法案」である。このうちFIT法については、これまでの名称を「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法」と改め、再生可能エネルギーの買取(調達)から、他の電源と同じく利用を促進していくという立場を明確にした。

発電事業者としての義務と市場リスクを負う

今回の改正FIT法は、題名の改正の他、①市場連動型の導入支援(固定買取に加えて、市場価格に一定のプレミアムを上乗せして交付するFIP(Feed-in Premium)制度の創設)、②再エネポテンシャルを活かす系統整備(プル型からプッシュ型へ)、③再エネ発電設備の適切な廃棄、④認定失効ルールなどが織り込まれており、いずれも再エネ発電事業者に対して新たな対応を求めものであるが、とりわけFIPの導入が大きな意味を持つ。

第5次エネルギー基本計画(2018年7月3日閣議決定)では「再生可能エネルギーの主力電源化」を目指す方針が打ち出された。ここでいう「主力化」とは、電源構成(エネルギーミックス)において一定のシェアを持つこともあるが、

それに加えて「他の電源と同じ役割・責任を果たす」という意味もあった。

今般のFIP導入は、まさにその政策の延長線上にあり、これまで送配電事業者による固定買取によって市場リスクから切り離されていた再エネ発電事業者に対して、他の火力発電所等と同程度の義務を課し、市場リスクを負うことを求めるものである。

具体的には、①自ら売電先を確保し、②これまで他の発電事業者が果たしてきた「計画値同時同量」業務を行うとともに、③市場価格のボラティリティを考慮した売電計画を立案する、ことが求められる。

売電先としては、市場売電、小売電気事業者との相対契約、アグリゲーターへの卸売、の3つが想定されている。一般的に火力発電所等であれば、相対契約を基本としつつ、余剰電力を市場売電するという行動を取るが、出力変動をコントロールすることが難しい再エネ電源から上手に調達ができる小売電気事業者は限られるだろう。

売電計画を最適化することが求められる

再エネの市場統合が進む欧州では、アグリゲーターと呼ばれる事業者が再エネ事業者と小売電気事業者/卸電力取引市場間の調整を行うことが一般的であり(図表-1)、ドイツではアグリゲ



藤野 孝一郎
(だんの・こういちろう)
日本総合研究所
リサーチ・コンサルティング
部門 ディレクター/プリンシパル

京都大学大学院工学研究科博士前期課程修了(工学修士)、日本総合研究所において、環境・エネルギー、通信・ICT、資源・水ビジネスをテーマに、事業戦略、セールス・マーケティング戦略、M&Aに関するコンサルティングを行う。近年は、Post-FIT、洋上風力開発、新興国の電力・ガスビジネス、ESG/SDGsに注力。

ターと契約する再エネ事業者が全体の80%を超えることとされる。日本でも今後は再エネの需給管理に長けたアグリゲーターが台頭するだろう。

「計画値同時同量」とは、系統の周波数を一定に維持するために必要な業務の一環である。FIT制度では、再エネ発電事業者は、いわゆる「出なり」で発電を行い、全量を送配電事業者が引き取り、周波数維持のために必要な需要と供給の差の管理(=インバランス管理)を行っていた。しかし近年は、再エネ電源が増加し、送配電事業者側にインバランス管理の負担が回ってきていた。

FIP制度では、再エネ電源に対しても計画値同時同量義務を課し、30分間の発電計画値と発電実績値を出来る限り近づけ、差分(インバランス)抑制に努めることを求めることとなる。

ただ、一般的な火力発電等と異なり、

再エネ電源では出力のコントロールが困難である。そのため、再エネ電源のインバランス抑制に向けて、出力抑制の高度化(出来る限り予測精度を高め発電計画を精緻に立案することでインバランス発生を抑制)、アグリゲーターによる「ならし効果」の発揮(異なる地域・電源種類の発電所を取りまとめ、全体としての出力変動を平準化)、「再エネ需給一体モデル」の確立(供給側の再エネ、需要側の双方を最適制御し、全体としてのインバランスを低減)といった対応が期待されている。

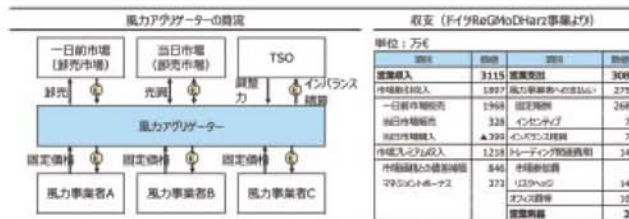
そして究極的には、市場価格の変動(例:太陽光などの発電が多い昼間に安く、電力需要が急増する点灯時間帯(夕方~夜)に高い)に応じて、蓄電池などの電力貯蔵装置を活用し、昼間は蓄電池、夕方~夜に売電するといったように、売電計画を最適化することが求められているのである。

「基準価格(=FIP価格)」が定められる

上記に加えて、FIP制度において調達価格が「市場価格に一定のプレミアムを乗せて交付」する形に切り替わることで、売電価格が時々刻々と変化するのはないかと懸念される方も多いだろう。

実際には、現在のFITにおける調達価格決定方式もしくは入札方式によ

図表1 風力アグリゲーターのビジネスモデル



● 風力アグリゲーターが、固定価格+αで風力事業者から風力発電電力を買い取り、卸売市場に売電する。インバランスタは風力アグリゲーターが負担する。風力事業者はノーズで風力発電電力を販売可能。ただし、アグリゲーターに一定の手数料(約10%)を払わなければならない。

出所:ReGoMoDHzr事業戦略等資料を基に日本総研作成

て、「プレミアム」設定の基準となる「基準価格(=FIP価格)」が定められ、「基準価格(FIP価格)」と「参照価格」(=プレミアム算出のために設定する一定期間における市場価格の平均値)との差分が「プレミアム」となる(図表-2)。

仮に参照価格をリアルタイムの市場価格にすれば、プレミアム=「基準価格」-「参照価格」=「基準価格」-「市場価格」となるため、市場価格変動リスクは存在しないこととなる(基準価格と市場価格の差分をプレミアムと設定するため)。しかしその場合、市場価格の確定を待ってからプレミアムが確定するため、再エネ発電事業者へのプレミアムの交付が遅くなる。従い、再エネ発電事業者の運転資金にも一定の影響が生じるだろう。

一方、「参照価格」を「過去の平均市場価格」とする場合、プレミアムの交付は早期に可能であるが、昨年の市場価格

と今年の市場価格が一致するとは限らないため、プレミアム価格の決定に多少の不確実性が残る。

これがFIP制度における市場価格リスクと言えよう(なお、上述の論点を考慮し、市場価格を参照する「参照期間」の設定方法はまだ正式には決まっていない)。

課せられる発電事業者としての自覚と専門性

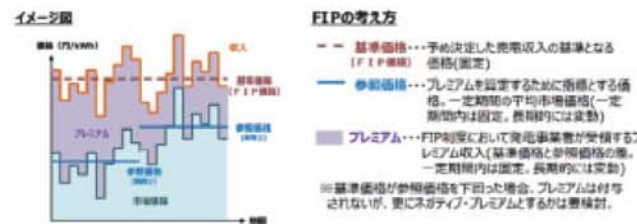
FIP制度導入は規定路線であり、2021年度から導入される見通しである。

まずは、大型太陽光、風力等の競争電源から適用されていく見通しであるが、再エネ開発を引き続き志向する事業者にとっては、これまで培った電源開発ノウハウに加えて、電力需給に関するノウハウ(発電計画値提出、そのための高度な発電量予測ノウハウの習得、インバランス管理等)を備え、「再エネ主力化」に貢献することが求められる。

これまでの再エネデベロッパーは「開発のプロ」、「金融のプロ」であることが求められたが、今後はさらに「電力のプロ」であることも求められる。

これらのノウハウは一朝一夕に身に付けられるものではないが、欧州においてFIP制度後に合従連衡が進み、大手事業者が誕生したように、これらのノウハウを身に付けた事業者にとっては、大きな事業機会が待っていると看做される。

図表2 FIP制度における買取価格のイメージ



出所:再エネ主力電源化制度改正小委員会資料