

アナリストの眼

太陽光発電の現状

【ポイント】

1. 我が国のエネルギー政策は、再生可能エネルギーを主力電源とすべく、固定価格買取制度を採用した。太陽光発電の導入ペースは伸びた一方で、買取価格の一部を国民が負担する賦課金の増加に繋がることとなった。
2. 太陽光発電の一層の拡大には、技術革新やコスト削減の他、送電インフラへの設備投資が必要である。
3. 資金面でのサポートを担当する金融機関には、経済的合理性だけでなく、社会性や環境面にも配慮することが求められる。

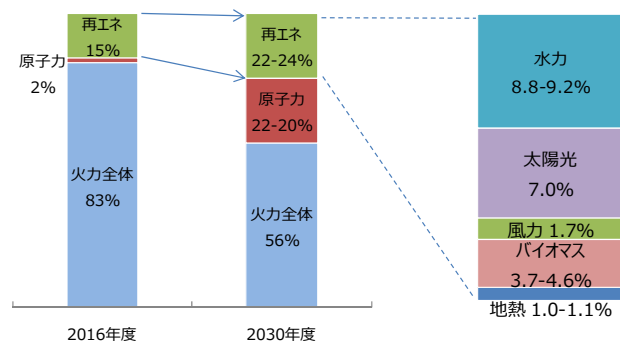
太陽光や風力等をエネルギー源とする発電方式は、地球温暖化の原因となる温室効果ガスを排出しない。また、それらのエネルギー源は自然界に存在し、永続的に利用できることから、「再生可能エネルギー」と呼ばれ、世界各国のエネルギー政策に導入されている。本稿では、再生可能エネルギーのうち、我が国において拡大が進む太陽光発電を取り上げ、足元の状況を確認したい。

1. エネルギー政策の動向と太陽光発電

2018年7月、第5次エネルギー基本計画が経済産業省より発表された。エネルギー基本計画は、2003年に策定され、以降は環境の変化に合わせて改定が行われてきた。東日本大震災後の改定時には、再生可能エネルギーが注目されるようになり、今回の第5次計画では、再生可能エネルギーを、有望かつ多様で、長期を展望した環境負荷の低減が期待される重要なエネルギー源として位置付けている。特に太陽光や風力は、今後の技術革新等により、コストの改善が期待され、長期安定的な主力電源としてのポテンシャルを秘めた電源として、導入の一層の拡大が想定されている。経済産業省が公表する長期エネルギー需給見通しによれば、再生可能エネルギーの電源構成比率は、2016年度の15%から2030年度に22~24%まで上昇し、うち太陽光発電の比率を2016年度の5%から2030年度に7%とすることを目標に掲げており、政府の意気込みがうかがえる見通しとなっている（図表1）。

ここで、足元の再生可能エネルギーの導入状況を確認すると、年平均の伸び率は、2003年から2009年までが5%にとどまっていたのに対し、2009年から2012年までが9%、2012年から2016年までが26%と加速度的に伸展した。電源別導入量で見ると、太陽光発電は、2012年から2016年にかけて911万kwから4,229万kwと約3.6倍になった。足元で起きている2012年から

図表1. 長期エネルギー需給見通し



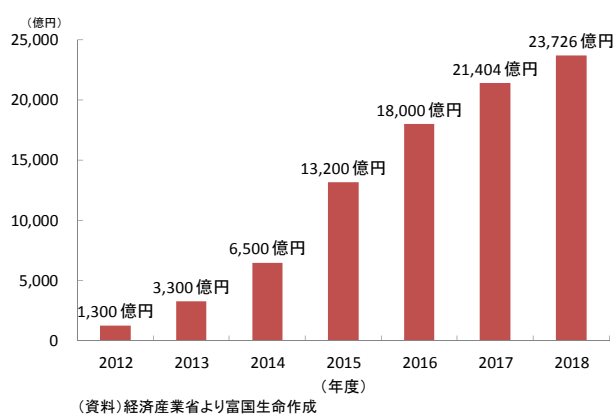
(資料)経済産業省より富国生命作成

の導入拡大の背景には、同年に制定された固定価格買取制度（Feed-in Tariff、以下、FIT）が大きく関係している。FITとは、エネルギーの買取価格を法律で定める制度で、経済産業省が家庭や企業を再生可能エネルギーの発電事業者と認定し、発電した電力を長期間、固定した価格で買い取ることを電力会社に義務付けるものである。この制度により、発電設備を導入しようとする事業者側からすれば、収入が安定することとなり、将来の収支の予測を立てやすくなった。また、当初設定された電力の買取価格（以下、FIT価格）が1kwh（キロワットアワー）あたり40円（税抜、発電容量が2,000kw以上の太陽光発電事業）であったことも導入拡大の主因となった。結果をみれば、太陽光を主力電源化するという政策方針が十分に反映され、成果の実を結んだ制度であったといえよう。

2. 固定価格買取制度と課題

2012年にスタートしたFITでは、電気の買い取りにかかる費用のうち、一部が賦課金として国民の電気料金に上乗せされることとなっている。つまり、再生可能エネルギーの導入が進むと同時に、国民の負担が増加するということになる。国民負担総額の推移を確認すると、2012年度の約1,300億円から2018年度の約2兆3,726億円へと大幅に拡大した（図表2）。他国と比較して発電コストが高い日本では、導入拡大のために設定したFIT価格が国民負担

図表2. 国民負担総額の推移



の原因となっている。FIT価格は毎年見直されているものの、一度認定を受けて発電が開始されたものについては、20年間買取価格が固定される。そのため、今後の価格改定が反映されたとしても、国民負担を軽減するには時間がかかるであろう。FIT価格の推移を確認すると、2013年度に36円となったのを皮切りに、毎年段階的に引き下げられ、2016年度に24円となった（発電容量が2,000kw以上の太陽光発電）。2017年度以降は入札制へと移行したものの、移行初年度は落札が実現しなかった。初めて落札されたのは2018年12月で、最低落札価格は14円台まで低下することとなった。こうしたFIT価格の下落は、事業者側にとって収益を押し下げる要因となるものの、コストの削減努力が働くきっかけになる。今後、さらなる発電コストの抑制が進めば、国民負担の問題も解消の道筋が見えてこよう。

国民負担問題に加え、「需給バランス」問題や「送電容量の制約」問題も課題となっている。需給バランス問題とは、発電して作られる電力量（供給側）と、使用される電力量（需要側）のバランスが崩れることで、発電所の発電機等に悪影響を与え、最悪の場合、大規模停電に繋がるという問題である。2018年9月、北海道胆振東部地震の影響で大規模停電が発生したのは記憶に新しいが、これは、複数の発電所が停止した際に需給バランスが崩れたことによるものであった。再生可能エネルギーによる発電所が次々に建設され稼働すると、需給バランスが崩れる要因となり得る。太陽光発電は、発電量を比較的容易に調整することができるものの、安易な電力の出力抑制は、事業者側にとって収入減に直結するため、電気事業者による見通しの公表や、出力抑制の妥当性の説明等の対応が求められる。

二点目の送電容量の制約問題とは、発電した電力を地域間で融通する際に生じる容量の問題で、送電網の整備が遅れていることが原因にある。地域間の電力融通のためのインフラ投資が喫緊の課題となっている。

政府は今後、発電コストの改善や市場の競争、地域間連系線の増強、技術革新を通じて、再生可能エネルギー発電の長期安定的な自立を目指すとしている。

3. 太陽光発電プロジェクト（非住宅用）のコストと金融のチェック機能

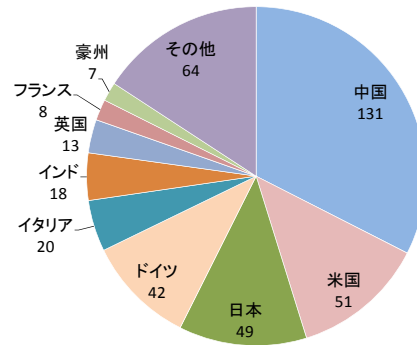
世界の太陽光発電の導入状況は、2018年3月時点の累積ベースで1位が中国131gw（ギガワット）、2位が米国51gw、3位が日本49gw、4位がドイツ42gwとなっている（図表3）。発電コストについては、1mwhあたり、米国87ドル、中国102ドル、ドイツ103ドル、日本192ドルと、日本の発電コストは他国の約2倍となっている。諸外国と比較して高コストとなっている要因の中には、太陽光パネル等の設備費用や建設工事費等が相対的に高いことが挙げられる。設備については、発電事業者が太陽光パネル等をメーカーから直接調達せず、工事会社を通じて発注することから、追加マージンが上乗せされる傾向となり、コストの増加要因となっている。足元では、海外メーカーによる安価な太陽光パネルの大量生産が可能となる等、設備費用は徐々に低下していくものと思われる。建設工事については、工事会社が元請、一次下請、二次下請と複数存在することがコスト増の一因となる。工事業者が細分化していることについては、安全面や工事の管理面を考慮すると是正が難しく、コスト削減には時間がかかろう。その他、地震の対策等災害への備えとしての設備や保険も、費用の増加要因であろう。

太陽光発電プロジェクトへの融資を検討する金融機関としては、前述のFITの動向や、系統制約の問題について注視することに加え、プロジェクトの特性を踏まえた上で融資の可否を判断することとなる。判断のポイントは、発電施設の建設前後で異なる。建設前や建設工事期間中において融資を検討する場合は、建設会社の与信や工事契約の内容、ハザードマップの確認等、通常2年から4年程度を要する工事期間中のリスク管理の他、パネルメーカーの保証や、土地の権利関係、キャッシュフローの妥当性等を確認すべきであろう。稼働後に融資を検討する場合は、発電量のレコードやパネルの破損等問題がないかもみることになる。どちらの場合も、最大20年間に亘る稼働期間において、安定的に運営できる体制が整っているか、想定通りの出力となるか等の長期的な視点が欠かせない。さらに、環境に配慮した計画であるか、周辺地域の住民との合意がなされているか等の社会性の有無も重要なポイントとなる。

このように様々なポイントについて検討し、何か問題があれば意見し、あるいは計画の変更等を促し、経済面や環境面で国民負担に相応しい良質なプロジェクトが一つでも増えるよう努めることが、ESG（Environment, Social, Governance）の観点からも肝要であると同時に、資金面のサポートを担当する金融機関の責務であろう。

FIT 価格の低下や各種問題等の影響で普及のペースが鈍化する可能性はあるものの、太陽光は、再生可能エネルギーの中でいち早く導入が進んだ電源であり、発電コストの改善が期待できる。金融機関には、チェック機能が普及の一助となるよう、引き続き精査することが求められる。

図表3. 太陽光発電設備の累積導入シェア
（単位 gw、2018年3月時点）



（資料）一般財団法人日本エネルギー経済研究所より富国生命作成