

失敗しない

メガソーラープロジェクトはこう進める

日本総合研究所

経営コンサルティング部 経営戦略グループ



副主任コンサルタント
岡田 匡史



コンサルタント
大森 充

岡田匡史／東京大学大学院工学系研究科航空宇宙工学専攻修士課程修了。
大森充／京都大学大学院経営学修士課程修了。
成長セクターである再生可能エネルギー市場や、技術革新やグローバル競争の激しい製造業など「大きな変革」が起こりつつある産業の、新規事業開発・アジア市場開拓・海外拠点コントロールといった顧客単独ではノウハウが不足する局面でのコンサルティングを実施。

説得力のある発電量予測を！

メガソーラー事業において、収入源は発電した電力の売電のみであり、発電量が売上を決める。一方、コストの中では投資コストが大半を占めるため、事業開始後のコストコントロールは難しい。そのため、想定通りの利益を創出するためには、確実な発電量予測が必要となってくる。第2回の本稿では、複数の発電量予測手法を提示しながら、それぞれのメリットやデメリットを考察し、説得力のある発電量予測のアウトラインを紹介したい。

日射量の予測が必要

メガソーラー事業は、太陽光パネルによって発電した電力を、東京電力などの系統電力へと売電して収益を得るといったモデルである（基本的な収益モデルについては、後段のJRI View参照）。そのため、売上は発電量と買い取り価格の単純な掛け算で決まる。

買い取り価格は一定だが、発電量はどのようにして決まってくるのだろうか。図1の通り、発電量は様々な変数によって決定される。大別して、システムに起因する変数群と、システムに起因しない年間日射量という変数がある。

前者のシステムに起因する変数

（及び係数）としては、システム定格出力、ロス率、総合設計係数が挙げられる。

システム定格出力は、太陽光パネル上でどのくらいの電力を生産する力があるのかを示すものだ。これは、太陽光パネルの品質そのものやパネルの枚数によって規定される。なお、太陽光パネルを継続利用すると、パネルが劣化し、生産される電力は年々低下する。いわゆる劣化率であり、年率0.5～1.0%程度となる。

ロス率は、太陽光パネル、パワコン、ケーブル、変電所などを通して系統電力へと電気が流れて行く最中に、様々なところで電力がロスしてしまう比率を指す。これは、機器を電力

が流れる時どうしても発生する。

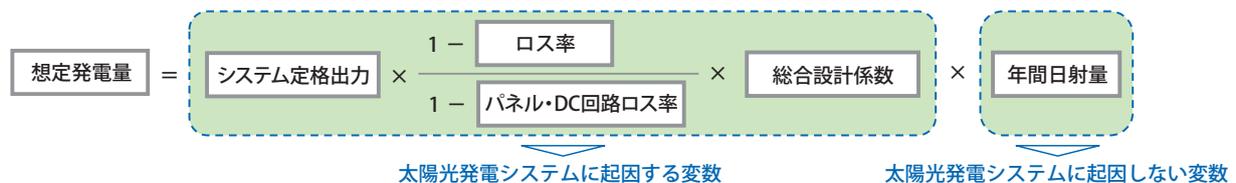
総合設計係数は太陽電池の温度による出力補正や損失などの補正を考慮した係数であり、おおよそ0.8程度となる。

これらは、どのようなシステムを設計するかによって決定されるものである。投資前であればコントロールできる変数と言える。

一方、年間日射量はシステムに起因しない。日射量は、どのくらい太陽が照って強い光が太陽光パネルに当たったかということである。即ち、気象条件によって大きく変わる。そのため、毎年全く同じ日射量ということはない。

また、気象条件は立地によっても

図1 発電量の要素



大きく変わるため、年間日射量は立地の影響も強いと言える。例えば、日本では南ほど日照時間が長くなり年間日射量が多くなる傾向が強い。現在西日本以南にメガソーラープラントが多く集まっているのはそのためだ。ただし、発電量という観点からは、気温が高くなるほど主流の結晶系パネルは効率が落ちるため、必ずしも南ほど発電量が多くなる訳ではないことに注意が必要である。また、緯度だけでなく、地形によって雨や曇の多いエリアが存在し、年間日射量は少なくなる。

年間日射量は、言ってみれば自然の産物であり、年によってもエリアによっても大きく異なるものだ。立地選定という観点から、年間日射量の大きいエリアを選定することはできるが、年間日射量そのものは現在の人類がコントロールできるものではない。

メガソーラー事業が想定通りの売上を上げるためには、価値あるプラントを構築しシステムに起因する変数をコントロールするだけでは不十分であり、コントロールできない年間日射量をいかに予測しておくかが鍵となる。

NEDOのアプリケーションがスタンダード

では、年・立地によって変わる年間日射量を、どのように予測すれば良いのだろうか。

実は当業界でよく利用されるアプリケーションが存在する。NEDO(独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)が提供するアプリケーションであり、年間月別日射量データベース(MONSOLA-11)、年間時別日射量データベース(METPV-11)、大

規模太陽光発電システム導入のための検討支援ツール(STEP-PV)がある。

MONSOLAとMETPVは特定したエリアの日射量を推定することができ、STEP-PVは日射量の推定及びメガソーラープラントの条件を入力し発電量も推定することができる。

どちらも非常に優秀なアプリケーションであるにも関わらず、無償で提供されている。これらのアプリケーションは、多くのパネルメーカーやEPC事業者(プラント開発事業者)なども積極的に利用しており、独自にツールを保有している事業者は極少数に止まるのが現状だ。

既存アプリケーションの限界

しかし、これらのツールにも限界があることはさほど知られていない。ここでは3つの限界を指摘したい。

一つ目の限界は、日射量を求めることのできるエリアメッシュが粗いということだ。提供されているデータは、気象官署・アメダス837地点に

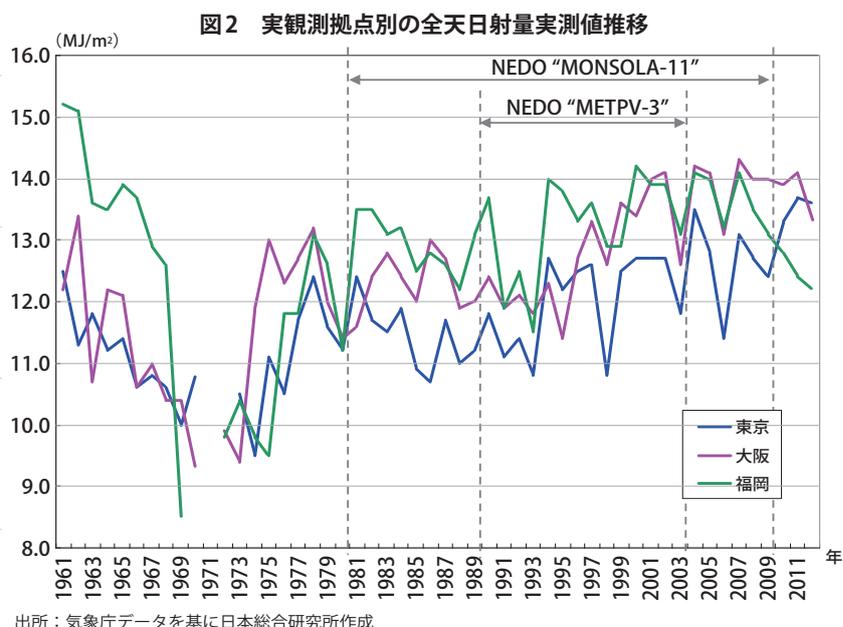
おけるものであり、大きな市町村に一つ程度のメッシュでしかない。即ち、遠いところでは数十kmに1点でしか日射量を求めることはできない。

メガソーラープラントの建設場所が計測地点と一致することは稀であり、中間地点にプラントが建設される場合、どのデータを使用すべきか困ることになるのだ。

そしてさらに問題なのが、2つの隣り合った計測地点で1割程度の差異が出ることがあるということだ。日射量が1割違うということは、言ってみれば売上が1割違うということだ。投資回収する力が全く違う。

事業者としては少しでも高い数値を採用しようとするだろうし、金融機関はそこにリスクを感じ取るだろう。両者に溝が出来てしまっただけでは、円滑なプロジェクト推進にとっては大きな問題となる。

二つ目の限界は、日射量データの構築方法である。837地点において、実は大半の地点の日射量が実際の計



失敗しない
メガソーラープロジェクトは
こう進める

測値ではなく、日照時間から推定されているものだ。実際に日射量が計測されているのは全国で40数カ所に過ぎず、これは経費削減で減少傾向にある。

もちろん、日射量実計測値と日照時間による補完的な推定は精度高く実施されているが、それでもやはり実際の計測数値ではなく、現地の気象条件を完全に反映できているかは気になるところだ。

三つ目の限界は日射量の計測期間である。発電量を予測するSTEP-PVにて使用されている日射量は、1990～2003年のデータであり古いものを使用している。MONSOLA-11やMETPV-11のデータは1981～2009年と比較的新しい数値ではあるものの、あくまでも日射量であり発電量を予測することまではできない。

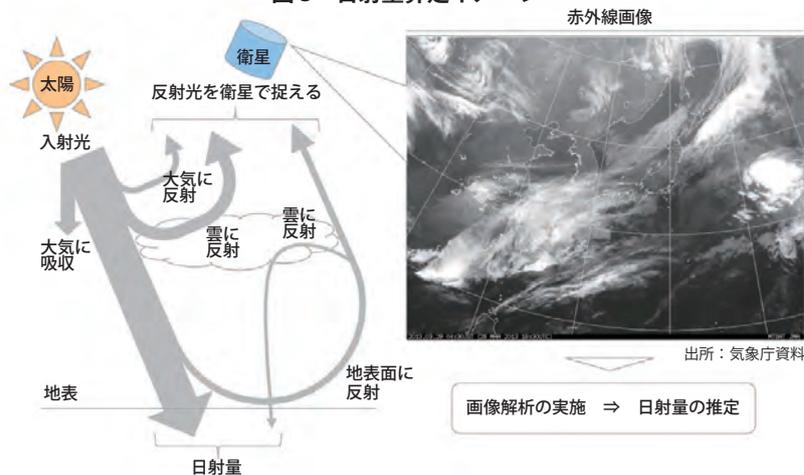
また、日本の日射量は超長期レンジで見ると増加傾向にある。これは経済成長期による大気汚染からの回復のためと言われている。そのため、あまりにも長期レンジで数値を取得している既存アプリケーションでは、日射量を低く見積もってしまう傾向がある(図2参照)。

地点にもよるが、10年前の2003年頃から直近年までの実績平均値と比較してみると、1割近く低く予測されるケースがある。業界関係者からも、低い数値が出る傾向にあると聞く。

“空間解像度”を高めよ

既存アプリケーションの限界を述べて来たが、決してそれを否定するものではない。むしろ、これだけの密度の観測地点を有しているのは、国土の狭い日本の特徴を活かしていると言える。

図3 日射量算定イメージ



では逆に、国土の広い欧州や米国ではどのように日射量を予測しているのだろうか。欧州や米国においては、実は地上の観測を利用しておらず、衛星による赤外線画像から推定するという手法が採られている。

図3左図のように、太陽光が地球に到達すると、様々なものに反射が生じる。具体的には、大気、雲、地面からの反射が存在する。これらを気象衛星が図3右図のような赤外線画像として捉え、その画像データから日射量を解析するというものだ。

当手法の最大のメリットは、何と言ってもメッシュが1kmあるいは5kmであるという「空間解像度が高い」ことだ。ほぼピンポイントでプラント上空の画像から日射量を推定することができる。

それに加えて、衛星画像を活用しているため、直近までの日射量を考慮することが出来ることもメリットとなる。

日本でこの手法を用いて発電量を予測するためには、赤外線画像提供者、解析事業者、シミュレータ事業者など様々なアライアンス先と共に

実施する必要がある。

弊社でも、アライアンスを活用し、実際に事業開発プロジェクトにおいて当該手法を取り入れている。直近のケースにおいては、STEP-PVでは計測地点が離れており、かつ当初スポンサーや関係者が想定した発電量を下回っていた。そのため、当該手法を駆使し、よりピンポイントで現実に則した発電量を算出したところ、想定通りの発電量が期待できるという結果が出たため、スポンサーや関係者の参画を促すことに成功した。利用シーンはこれに止まらず、円滑なプロジェクト推進に効果を発揮できるものと考えられる。

ただ、当該手法にも限界がある。精度の高い赤外線画像を取得できるのは2006年頃からであり、日射量の変動状況からも10年程度の平均値を取りたいところだが、若干期間が短くなってしまふ点だ。

現時点では、当手法、既存アプリケーションのどちらか一方で十分ということはない。双方を並行して活用し、双方のデメリットを補完し、説得力のある発電量予測をすべきであろう。E

《JRI View》 今さら聞けないメガソーラービジネスあれこれ

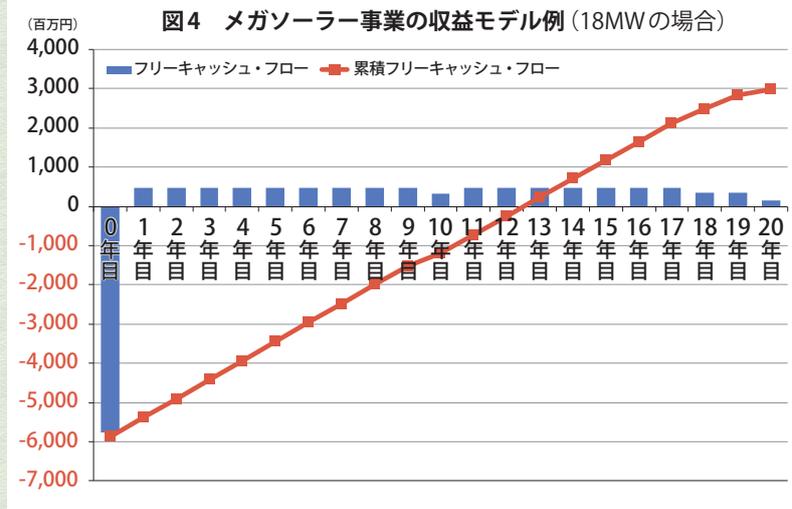
メガソーラーの収益モデル

3月29日、資源エネルギー庁は2013年度の太陽光発電の固定買い取り価格について1キロワット時あたり10%の引き下げを決定し、これにより、13年度の太陽光の買い取り価格は前年度の税込42円から37.8円に下がった。

このニュースを聞いて、「メガソーラーはもう儲からないのでは?」と感じた方もいるかと思うが、売電価格が最低37円あれば企業が太陽光発電所を建設するインセンティブは維持されるとも言われており、13年度も当ビジネスは伸長することが見込まれている。では、そもそも当ビジネスの収益モデルはどのようなモデルなのか。

当ビジネスの収益構造は①売上、②初期投資、③ランニングコストの3つに整理できる。まず売上であるが、その構造は極めてシンプルであり、「発電量(=供給電力量)×「売電価格」で算出される。ここで言う、売電価格は固定買い取り価格となるため、13年度は税込37.8円となる。当ビジネスはこれら2つの変数によって左右されるため、事業開始前の売上予測に際しては、先に示したような精緻な発電量予測がかなり重要となってくる。

次に初期投資であるが、初期投資は「①土地代(賃貸の場合はランニングコスト)」、太陽光パネル



やパワーコンディショナーなどの「②システム費用」、ケーブルや変圧器などの「③付帯設備費用」、そして送電線や鉄塔などの「④系統連系費用」の4つに大きく分類できる。

最後にランニングコストであるが、ランニングコストは「メンテナンス費用」と「事業運営費用」に分類される。前者は、太陽光パネルやパワーコンディショナーなどのシステム機器にかかるメンテナンス費用であり、後者は、メガソーラーシステムを管理する電気主任技術者らの人件費や運転管理委託費用などの事業運営にかかる費用である。

以上のように、当ビジネスの収益モデルを売上、初期投資、ランニングコストで整理すると、メガソーラービジネスは売電収入によ

る回収型の収益モデルであるといえる(図4参照)*。

2012年度は固定買い取り価格が税込42円、システム単価が30万円を目安にスタートし、年度末にはシステム単価を25~28万円に抑えることで各社は当ビジネスの期待収益率(=IRR)をあげてきた。その結果を踏まえ、政府は13年度の買い取り価格を下げる方針を決め、今回の10%引き下げの価格改定に至っている。13年度も12年度同様、各社の企業努力によりシステムコストが下がることが見込まれるため、メガソーラー事業はまだ企業にとって十分に魅力的な事業であるといえるだろう。

*10年目に事業収益が圧迫されているのは、パワーコンディショナーのオーバーホールを考慮しているため。