

固定価格買い取り制度 (FIT) における 太陽光発電の機動的な買い取り価格改定の必要性 Rapid Adjustment to Feed-in Tariff Prices for Photovoltaic Systems

杉山 昌広*・朝野 賢司*

Masahiro Sugiyama Kenji Asano

(原稿受付日 2012 年 6 月 29 日, 受理日 2013 年 2 月 22 日)

With the introduction of the feed-in tariff (FIT) system in July 2012, there is a growing interest in expanding photovoltaic (PV) installations. The history of Germany and other countries, however, shows that a failure to adjust FIT prices promptly could result in a rush in installation, resulting in a huge policy cost. In particular, commercial rooftop PV systems are unique for their short lead time (about a couple of months) and a possible rapid decline in prices. Here we develop a simple model of the PV installation as a function of cost decline scenarios and FIT prices, and examine the effect of the time period for which the FIT price is updated. The more frequent the adjustment of FIT price is, the smaller the policy cost of unit installation. The rapid FIT adjustment can also reduce the uncertainty of the policy costs and PV installations. The law in the present presumes updating every year, or every six months in a special circumstance, although adjusting every one or two months is recommended. It does not explicitly recognize the category of commercial rooftop systems. A more adaptive policy framework is preferable, with frequent price adjustments and extensive price monitoring.

1. はじめに

2012 年 7 月, 「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」(以下 FIT 法) に基づく固定価格買取制度(Feed-in Tariff, FIT)が開始した。経済産業省は調達価格等算定委員会が公表した買い取り価格の意見¹⁾を完全採用し, 買い取り区分と価格を決定した²⁾。買い取り価格については多方面から大きな関心が寄せられ, この発表に至るまで活発な議論がなされていた。

制度開始前に買い取り価格に関心が集中するのは当然であるが, FIT については電力料金に上乗せして回収するかどうか, 買い取る量は全量か余剰か, また価格改定の頻度など様々な論点がある。特に太陽光発電は計画から発電・稼働までの期間(リードタイム)が短く, 制度設計の仕方によっては過度な導入ラッシュが起きる可能性がある。

本稿では導入ラッシュを, 短期的な大量導入によって, 導入実績が導入目標を大幅に超過することと定義する。導入ラッシュの主要な理由として, 太陽光発電システムのリードタイムは住宅用屋根設置型で 2~3 ヶ月, 地上設置型(いわゆるメガソーラー)で 1 年前後と短いことが挙げられる。これに対して陸上風力は 4~5 年, 木質専焼バイオマスは 3~4 年, 木質混焼バイオマスは 1 年半のリードタイムを要する³⁾。このため太陽光発電については買い取り価格とシステム・コストの差, すなわち設置者にとっての利益

が大きくなったときに導入ラッシュが起きやすい。例えばスペインの 2008 年の導入ラッシュでは, 目標値の 10 倍近くの太陽光発電システムが導入され, 制度の変更を余儀なくされた。2010 年のドイツの導入量は 2020 年までの導入目標から逆算したときの年間目標量の 2 倍に相当した⁴⁾。

大量の太陽光発電システムが導入されることに対しては, (電力系統不安定化などの問題がなければ) FIT 制度が目指す導入目的が早期に達成されるという見方もあるかもしれない。しかし導入ラッシュはシステム・コストの低減によって太陽光発電プロジェクトの利益が増加し, FIT の買い取り価格低下がシステム・コストの低下に十分な速度で追従できていないため起こる。このため事業者の利益・政策的負担が過剰になり, 費用負担が過大になってしまう。最近では導入ラッシュの防止策として価格改定の頻度を短くすることなどが提案されてきている⁴⁾⁵⁾⁶⁾。

我が国では固定価格買取制度は 2012 年 7 月から開始されたところであり, 現在, 市場は発展段階にある。しかしながら日本でも将来のシステム・コストは不確実であり, 急激にシステム・コストが低下することで発電プロジェクトの利益が上昇し, ドイツのような導入ラッシュが起こる可能性は否定できない。

急激なコスト低下の可能性の第一の理由は, 内外価格差が大きいことである。例えばドイツにおいてはシステム価格が 2000 ユーロ/kW を切るところまで低下してきているが⁷⁾, 我が国では大規模地上設置型(いわゆるメガソーラー)で 32.5 万円/kW, 住宅用で 47 万円/kW 程度である¹⁾。中国製の安価なパネルが大量に使われるドイツと, 日本メーカーが大きな占有率を示す我が国では状況が異なるもの

*電力中央研究所社会経済研究所
〒100-8126 東京都千代田区大手町 1-6-1
E-mail s-masa@criepi.denken.or.jp
**電力中央研究所社会経済研究所
〒100-8126 東京都千代田区大手町 1-6-1
E-mail k-asano@criepi.denken.or.jp

の、今後輸入が増え競争が進むと、大きな内外価格差が長期にわたって継続するとは考えにくい。さらに世界で大量のモジュールなどの在庫が抱えられているため、ドイツでさえ価格低下基調はしばらく続くであろう。したがって我が国では価格低下の余地は大きい。

急激な価格低下と導入ラッシュの可能性が特に大きいのは非住宅用屋根設置型である。住宅用は消費者の国内メーカーに対するブランド志向なども影響し、簡単に海外製システムが大量に流入するとは限らない。また地上設置型は海外製品の導入が進むであろうが、用地確保などのプロセスもあり、リードタイムが約1年と長めである。一方この中間に位置する商業施設等の屋根設置型は、海外の安価のパネルが入る可能性があると同時にリードタイムも約2ヶ月と短めという特徴を持つため、導入ラッシュが起きる可能性が高い。

このように特異な性質を持つ非住宅用屋根設置型システムであるが、調達価格等算定委員会の報告書ではこの区分に対して特段の言及がなく、区分としても10kW未満（住宅用を想定）と10kW以上の2区分となっている。したがって、そもそも分類の段階から現状の政策に不備があるといえる（表1）。また現行のFIT法では価格改定頻度は1年ごと（必要があれば半年ごと）となっており、機動的な政策対応ができない状況にある。

なお、わが国では政策的に注目を浴びていなかった非住宅用屋根設置型であるが、ドイツにおいて累積導入量の約65%ほどであり⁸⁾、メガソーラーおよび住宅より大きな割合を占めている。わが国でも今後は決して無視することのできない区分である。

本稿は小規模・中規模の商業施設や工場の屋根に設置される太陽光発電システムに対する機動的な価格改定の役割を、簡単なモデルを用いて考察する。システム・コストの不確実性を考慮し、仮想的なシナリオのもとでの日本の導入量を試算し、価格改定頻度の影響の度合いを見積もり、機動的な価格改定が効率的な太陽光発電システム導入に有効であることを示す。なお、本稿の内容は既報のディスカッション・ペーパー⁹⁾に不確実性の分析を追加したものである。

なお、本稿でいう価格改定とは新規導入システムに対する価格を改めることを意味し、すでに導入されたシステムの買い取り価格を事後的に変更することではない。事後的な買い取り価格変更は制度的に混乱をもたらす可能性が大きく、我々はこれを意図していない。

本稿のモデルは単純化されたものであり、またデータの未整備のためにパラメーターの検証が不十分である。した

表1. 本稿の検討対象の区分

調達価格等算定委員会の案	本稿の検討対象
< 10kW (余剰買取)	対象外： 屋根設置型(10kW未満)
≥ 10kW	屋根設置型 (10kW以上)
	対象外：地上設置型(10kW以上)

がって本稿の結果に数値的な不確実性があることに注意されたい。結果としてはロバストな見積もりを意図したものではなく、重要なのはFITの価格改定を現行の1年から短くするといった機動的対応の必要性である。

2. モデル

ドイツにおいてはGrau⁵⁾が簡潔・明晰なモデルを示した。Grauは基本モデルと詳細モデルの2種類を作成した。基本モデルにおいては導入量を売電の利益の線形関数とし、詳細モデルにおいてはこれにFIT買い取り価格が改定される前に事業者が設置を加速させる効果を加えた。詳細モデルは導入ラッシュを表現することができ、複数の政策提案を分析することでFIT買い取り価格の改定頻度を高めることの重要性を指摘している。本稿のモデルはGrauの基本モデルと同等であるが、コスト低下の不確実性を陽に考慮する点が異なる。またドイツについて分析を行ったGrauのモデルは住宅を含む30kW未満のシステムを対象にしているが、本モデルはより大きなシステムも対象にしている。

モデルでは、各期の部分均衡を考え、太陽光発電の導入量の時間発展を検討する。太陽光発電のリードタイムはドイツでは非住宅用屋根設置型で平均12週間（6～24週間）であり⁵⁾、日本でも短期間を目指している設置会社もあることから、ここでは単純化のため2ヶ月を投資判断の単位とする。

表2のように変数とパラメーターを定義する。パラメーターについては定義に加えて基準値も示した。なお a は供給曲線を q ではなく e の関数として扱ったときの単位になっている。

システム・コストと導入量については、しばしば学習曲線の文脈で語られる¹⁰⁾。しかし、当面の価格下落は既に生産された在庫調整の影響が大きいだろう。また直近の市場を考えれば、~30GWの世界市場に対し日本での導入量は~1GW程度であり、これが数GWに伸びたとしても（世界で見たときの）学習効果に影響のある累積導入量には大きな影響を及ぼさない。したがって本稿は文献⁵⁾にならって短期的な分析に限定し、学習効果を無視し導入量はシステム価格に影響を及ぼさないと仮定する。

表2. 変数とパラメーターの一覧

変数	単位	基準値	説明
a	[円/kWh/GW]	87.65	供給曲線の係数
b	[円/(kWh)]	33.62	供給曲線の定数項
c	[円/(kWh・期)]	2.72	供給曲線のコスト低減パラメーター
e	[GW]	-	設備容量
f		0.12	稼働率
i, j	[期]	-	時間を表すインデックス
n	[期]	1, 3, 6	FIT 買い取り価格改定期間 (一期=2ヶ月)
p	[円/kWh]	-	システム平均化コスト (LCOE) または FIT 買い取り価格
q	[GWh]	-	現在価値換算した買い取り期間の発電電力量 (単価を乗ずると売電益の現在価値となる)
r	[円/kWh]	4.38	FIT 価格の利潤水準を示すパラメーター
M	[年]	20	FIT 買い取り対象年数
N	[期]	6	モデルの対象期間 (一期=2ヶ月)
ρ		0.04	割引率
ϵ	[円/kWh]	-	コスト低減のランダムな要因
σ	[円/kWh]	1.06	ϵ の標準偏差
γ	[万円/kW]	-	システムの設備費
μ		0.03	設備費と運転維持費の比率

なお、本稿で想定する 20 円/kWh 台までの価格低下は学習効果から想定されるものより遥かに速い。前述の日本の将来価格に関する学習効果を検討した研究によれば、価格が 21-24 円/kWh まで低下するには、53GW の導入量が必要であると見積もられている¹⁰⁾。短期的には価格は長期的な学習曲線から逸脱する可能性があることが知られており (例えば高原効果)、内外価格差の縮小は学習効果以外で解釈の方が自然であろう。

まず供給曲線について考える。第 j 期の供給曲線は次のような想定を置く。

$$p_j^{cost}(q_j) = aq_j + b - cj + \sum_{k=0}^j \epsilon_k \quad (1)$$

ここで $-cj$ は每期おこる海外製品流入等による市場競争の進展によってモジュールなどのコストが低下する効果を表し、簡単化のために時間の線形関数とした。このシステム・コストは消費税は除くが、それ以外の税は含むとする。システム・コストは独立に同一の正規分布に従うランダム変数によって影響を受けるとし、 ϵ_k は平均 0、分散 σ^2 の正規分布に従うとする。なお q が同じであれば $p_{j+1}^{cost} = p_j^{cost} - c + \epsilon_{j+1}$ とかけ、システム・コストがドリフト付きランダムウォークであることが分かる。

この定式化は導入量を利益の線形関数とした Grau の式と同等である。Grau が示したように、単純な線形関数の場合、FIT 買い取り価格改定前の非線形に導入量が増加する

現象 (価格切り下げ前の導入量が急増する駆け込み設置) が再現できない。このためモデルは導入ラッシュを過小評価するという問題を抱える。しかし、非線形の効果をモデルで表現するには追加のパラメーターが必要となり¹⁾、市場が未発達でデータが不足しているわが国ではこうした効果を考慮したモデルの構築は難しい。急激な導入量の増加については今後の課題とし、ここではこの定式化を用いる。

e はシステムの設備容量であり、現在価値換算した買い取り期間の発電電力量 q と次の関係がある。

$$q = \frac{365 \cdot 24 \cdot f}{A} \cdot e \quad (2)$$

ここで $A(\rho) = \rho/[1 - (1 + \rho)^{-M}]$ は年経費率である。(2)の両辺ともに物理量であるため本来割引はできないが、両辺に価格がかけられているという了解のもとで現在価値化する。割引電力量はよく知られている手法であり、例えばコスト等検証委員会が公表している試算でも用いられている²⁾。

日本においては、地域によって稼働率に大きな差異がないので、本モデル上は設備容量と発電量の変換係数を地域によらない定数として差し支えない。なお供給関数で表現されている供給者は設置事業者などを意味し、パネルやインバーターの製造業者ではないことに注意されたい。コスト等検証委員会の報告書³⁾ にならって耐用年数を $M = 20$ [年] (買い取り期間と同じ)、稼働率を $f = 0.12$ とする。パネル等の劣化率は簡単化のために考慮しない。数式上は q と e は比例係数をかければ変換できるので、供給曲線はどちらの関数として書いても構わないが、ここでは q の関数として扱う。

買い取り価格は n 期ごとに更新される。我が国の現行制度では改定頻度は早くても半年となっているが、ここでは法改正の可能性も考慮して、より短い期間についても検討する。全期間長 N は n の倍数とする。

具体的には n は 12 ヶ月 (6 期) や 6 ヶ月 (3 期)、もっと短い 2 ヶ月 (1 期) などが考えられる。

次に FIT 買い取り価格を考える。利益のパラメーターを r とすると例えば次の定式化が考えられる。

$$p_j^{FIT} = \begin{cases} b + r & (j < n) \\ b - cn(j \div n) + r + \sum_{k=0}^{n(j \div n) - 1} \epsilon_k & (j \geq n) \end{cases} \quad (3)$$

$j \div n$ は剰余を除いたときの割り算の結果である。これは $p_j^{FIT} = p_{n(j \div n)}^{cost}(0) + r - \epsilon_{n(j \div n)}$ を満たす。

1 具体的には Grau は導入の加速の効果をモデルで表現するために、リードタイムの平均とばらつきのデータを用いた。

2

http://www.npu.go.jp/policy/policy09/pdf/20120210/shisan_sheet102.xls (2012 年 10 月 17 日閲覧)

ここでは解析解を求めることも想定して線形の需要・供給曲線を仮定し、さらにコスト低下も（ランダム項を除いて）時間に線形で低下すると仮定した。これらは強い仮定である。例えばコスト低下が進んでも供給曲線の弾性に関わるパラメーター a が変わらないことは考えにくい。モデルの簡素化のために誤差が生じていることに注意されたい。

3. 解析解

$I = \{0, n, 2n, \dots, N - n\}$ と定義して、各期の需給均衡を踏まえた総期間の結果は以下のように求められる。数式の導出については補遺を参照されたい。

発電量換算した導入量

$$E \left[\sum_{i \in I} \sum_{j=i}^{i+n-1} q_j \right] = \frac{N}{a} \left[\frac{c(n-1)}{2} + r \right] \quad (4)$$

FIT 支払額

$$E \left[\sum_{i \in I} \sum_{j=i}^{i+n-1} p_j^{FIT} q_j \right] = \frac{1}{a} \left[\frac{c(n-1)}{2} + r \right] \left[\frac{cN}{2} n + (b+r)N - \frac{cN^2}{2} \right] \quad (5)$$

生産者余剰

$$E \left[\sum_{i \in I} \sum_{j=i}^{i+n-1} \frac{q_j [p_j^{FIT} - p_j^{cost}(0)]}{2} \right] = \frac{N}{2a} \left[c^2 \frac{1}{6} (n-1)(2n-1) + cr(n-1) + r^2 \right] + \frac{\sigma^2 N(n+1)}{4a} \quad (6)$$

導入量当たりの支払額

$$\frac{E \left[\sum_{i \in I} \sum_{j=i}^{i+n-1} p_j^{FIT} q_j \right]}{E \left[\sum_{i \in I} \sum_{j=i}^{i+n-1} q_j \right]} = \frac{c(n-N)}{2} + b + r \quad (7)$$

導入量当たりの支払額の期待値は分数の期待値を含むので、ここでは近似的な値として支払額の期待値を導入量の期待値で除したものを示した。

この結果から以下のことが分かる。まず総期間では導入量は $O(n)$ でスケールして、支払額と生産者余剰は $O(n^2)$ でスケールする。また生産者余剰はランダム・ウォーク項 σ^2 に依存する項がある。

導入量などの総量は見積もる事が難しいパラメーター a （供給曲線の弾性に関連する）に依存するが、導入量当たりの支払額はこれに依存せず $c(n-N)/2 + b + r$ と書く事ができ、FIT 改定期間が長くなるのに伴って線形に増加する。頻繁に FIT 価格を更新すればコスト低減の効果を FIT 価格に反映できるが、逆に全期間固定であれば最初の価格で固定するためである。

同様に $n = n_1$ と $n = n_2$ のときの全期導入量の比は

$$\frac{E \left[\sum_i \sum_j q_j |_{n_1} \right]}{E \left[\sum_i \sum_j q_j |_{n_2} \right]} = \frac{c(n_1 - 1) + 2r}{c(n_2 - 1) + 2r} \quad (8)$$

となり、 a にはよらず b には r を通じて依存する。また導入量あたりの支払額の差は

$$\frac{E \left[\sum_i \sum_j p_j^{FIT} q_j \right] |_{n_1}}{E \left[\sum_i \sum_j q_j \right] |_{n_1}} - \frac{E \left[\sum_i \sum_j p_j^{FIT} q_j \right] |_{n_2}}{E \left[\sum_i \sum_j q_j \right] |_{n_2}} = \frac{c(n_1 - n_2)}{2} \quad (9)$$

となり、 a, b に依存しない。

分散については以下のものは簡単に求まる（導入量については補遺を参照）。

$$V[p_j^{cost}] = (j+1)\sigma^2 \quad (10)$$

$$V[p_j^{FIT}] = n(j \div n)\sigma^2 \quad (11)$$

$$V \left[\sum_{i \in I} \sum_{j=i}^{i+n-1} q_j \right] = \frac{\sigma^2 N(n+1)(2n+1)}{6a^2} \quad (12)$$

したがって導入量の標準偏差は $(V[\sum_i \sum_j q_j])^{1/2} \sim O(n)$ となる。特に $n = n_1$ と $n = n_2$ のときの導入量の標準偏差の比は

$$\sqrt{\frac{V[\sum_i \sum_j q_j |_{n_1}]}{V[\sum_i \sum_j q_j |_{n_2}]}} = \sqrt{\frac{(n_1+1)(2n_1+1)}{(n_2+1)(2n_2+1)}} \quad (13)$$

であり、 n_1 と n_2 のみ依存する。FIT 支払額（と関連する単位導入量当たりの支払額）、生産者余剰は煩雑なので省略する。

なお ϵ_k は正規分布であるが、導入量と価格以外は誤差項の積を含むため正規分布にはならない。

4. シナリオの試算

次に具体的なシナリオを検討する。前提条件として、2012年度は市場の成熟はあまり進まず、消費税前の FIT の買い取り価格 40 円/kWh のもとで導入ラッシュもなく順調な市場拡大が進むとする。

2013 年度であるが、市場の成熟に伴って内外価格差が縮小してシステム・コストが大幅に低下するとする。総期間 $N=6$ [期] (12 ヶ月) として、価格改定期間は次の 3 つのシナリオを想定する。

- 6 期 (12 ヶ月) ごとに改定。
- 3 期 (6 ヶ月) ごとに改定。
- 1 期 (2 ヶ月) ごとに改定。

2013 年度初期の買い取り価格 p_0^{FIT} については一年間の運用を経て消費税抜き価格が 40 円/kWh から 38 円/kWh へと低下したとする。以下、結果も消費税を抜いた値で表示する。

シナリオ計算のためにはモデルのパラメーター a, b, c, σ

を決定する必要がある。 b, r は $p_0^{FIT} = b + r$ で関係づけられている。供給曲線は q ではなく e の関数として扱った方が計算の際便利である。以下、順に検討する。

a は供給曲線の弾性に関係する重要なパラメーターである。我が国における供給曲線を公知情報から見積もることは困難であろう。一方世界については、例えば（やや古い）市場調査会社 GTM Research が見積もったモジュールの供給曲線³やコンサルティング会社である McKinsey & Company が作成したシリコンの供給曲線がある¹²。

ここではこうした情報を用いるのではなく FIT 価格と導入量などから逆算することとする。単純化のために 2012 年度はコスト低減の効果が無視でき、 $c, \epsilon \approx 0$ であるとすれば、 $p_j^{cost} = ae_j + b = p_j^{FIT} = b + r$ より、導入量と a の間には $a \sum_{j=0}^5 e_j = 6r$ の関係が成り立つ。したがって 2012 年度における商業施設や工場などの非住宅用屋根設置型の導入量 $\sum_{j=0}^5 e_j$ を仮定すれば a が求まる⁴。

調達価格等算定委員会によると、2012 年度の太陽光発電の導入想定として、家庭用(10kW 未満)を約 1.5GW (2011 年度の 1.4 倍)、メガソーラーを 500MW としている¹¹。これらを踏まえて、本稿では、2012 年度に $\sum_{j=0}^5 e_j = 300\text{MW}$ 、非住宅用屋根設置型システムが導入されると暫定的に想定した。例えば、ヤマダ電機は 2013 年 3 月までに、300 店舗の屋根に太陽光発電システムを計 75MW を設置すると報道されており(日本経済新聞電子版、2012 年 5 月 19 日)、他の商業施設工場等も同様の計画を進めるだろう。したがって、2012 年度に 300MW という想定は十分現実的である。

b は第 0 期における供給曲線の切片である。 r は買い取りに伴う利潤に関連するパラメーターであり、 $p_0^{FIT} = b + r$ が成立する。調達価格等算定委員会の報告書¹⁾は 10kW 以上のシステムについて内部収益率(IRR)を 6% と仮定した。この数値を b の検討に用いるため、IRR と発電コストの LCOE の対応を考える。ここで LCOE とはシステムの運転年数均等化発電コストであり、現在価値化した費用を現在価値化した発電電力量で除したものである。

資本費を γ 、時間によらない運転維持費と資本費の比率を μ とすれば $LCOE, p$ との間には $p = \gamma[A(\rho) + \mu]/(365 \cdot 24 \cdot f)$ の関係が成り立つ。なお μ の値としては調達価格等算定委員会報告書の 10kW 以上のシステムの値 $\mu = 1/32.5$ を用いる。実際のところ μ は固定資産税などによって時間によって変化するが、ここでは簡略化して時間によらず一定とする。

供給曲線の切片 b に対応する供給者の IRR が 6% とすると、

この供給者の資本費は $p_0^{FIT} = \gamma[A(0.06) + \mu]/(365 \cdot 24 \cdot f)$ を γ について解いて求めることができる。この解を γ_0 と書くと $\gamma_0 = 33.87$ を得る。本稿では LCOE の計算に割引率 4% を用いていることから、 $b = \gamma_0[A(0.04) + \mu]/(365 \cdot 24 \cdot f) = 33.62$ を得る。 $p_0^{FIT} = b + r$ の関係から $r = 4.38$ が求まる。続いて $a = 6r/(\sum_{j=0}^5 e_j) = 87.65$ が得られる。

なお、調達価格等算定委員会によれば設備費は 10kW 以上の非住宅型で 32.5 万円/kW、家庭用が 47 万円/kW となっており、評価時点が異なるものの $\gamma_0 = 33.87$ はこの間の水準である。

c は毎期のコスト低減を示すパラメーターであり、 $j = 0$ から $j = 5$ までのコスト削減幅は $5c$ となる。ここでは極端ではあるがモデルの対象期間で内外価格差が大幅に解消されるとの想定を置く (c は期待値であって、 ϵ_k によってエラーが反映されている)。設備費が $\gamma_0 = 33.87$ 万円/kW から 20 万円/kW まで下落したとすれば LCOE で約 20 円/kWh を得る。そこで、 $b - 5c = 20$ [円/kWh] とし、 $c = 2.72$ を得た。

コスト低減の不確実性 σ の見積もりとしては、BSW-Solar の四半期 (3 か月ごと) の価格データ⁵ (急激な価格下落が始まった 2008 年第 4 四半期から 2011 年第 3 四半期まで) から線形トレンドを除き、その一階差分から標準偏差を求め、データ期間の長さの調整をするために $\sqrt{2/3}$ を乗じたものを用いた。データからは設備費の標準偏差で約 97 ユーロ/kW を得た。1 ユーロ = 110 円で換算して、更に $[A(0.04) + \mu]/(365 \cdot 24 \cdot f)$ を乗じて $\sigma \approx 1.06$ 円/kWh とした。

各変数の時系列を図 1 に示す。コスト低減のランダム・ウォーク項を無視した結果を太線で、モンテカルロ計算の結果を細い線で描いている。グラフの表示のためにモンテカルロ計算の結果は 100 回にとどめている。なお、モンテカルロ計算の場合導入量が負になる場合が低い確率で発生するが、現実には起こりえないために、これを 0 として計算しており、これが解析解との小さなずれを生むことになる。4 枚のパネルは (a) 発電コスト (LCOE)、(b) FIT 買い取り価格、(c) 導入量 (設備容量換算)、(d) FIT 支払額 (単年度の支払い額換算) を示しており、横軸は月である。モデルの一期が 2 ヶ月であるため、データは 2 ヶ月ごとに打たれていることに注意されたい。線の色については青が $n = 6$ 、緑が $n = 3$ 、赤が $n = 1$ に対応する。

3 <http://www.greentechmedia.com/articles/read/pv-competitive-dynamics-in-2011-and-beyond-the-battle-resumes/>, 2012 年 5 月 18 日閲覧。

4 正確に言えば、FIT 開始が 7 月であったため 4 月から 6 月分についての補正が必要だが、単純化のためにこれを無視する。

5 <http://www.greentechmedia.com/articles/read/Germany-Installed-More-Than-2-GW-of-Solar-in-December/> (2012 年 6 月 27 日閲覧) に一部が公開されている。

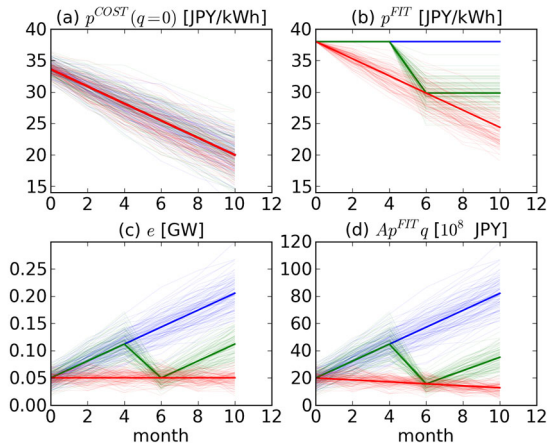


図 1. 非住宅用屋根設置型システムの変数の推移

コストは時間とともに低減するが、ランダムウォークの効果のため期末には約 10 円/kWh 程度の幅を持つ。

各期に買い取り価格を改定した場合、導入量は時間変化があまりないが、改定期間が 12 ヶ月の場合導入量は時間とともに伸び続ける。FIT の支払額は導入量に大きく影響を受けることが図 1 から見て取れる。

次に 20 万回のモンテカルロ計算に基づく総期間の合計値の確率分布を図 2 に示した。図 2 において (a)は導入量のヒストグラム、(b)は年間あたりの FIT 支払額、(c)は導入量あたりの FIT 支払額を示す。色は図 1 と同じように定義されている。n=6 の場合は導入量あたりの FIT 支払額は総期間を通じて固定の FIT 価格に等しいので、確率はデルタ関数になる。

コストの不確実性によってばらつきはあるものの、導入量は改定期間に大きく依存し、改定期間を延ばした方が導入量は大きくなる。これに応じて支払額も大きく増加する。

当然のことながら FIT 支払額は導入量に依存する。FIT 価格の改定期間が長ければ導入量の増加のために支払額も増える。より重要な指標は導入量あたりの支払額であるが、この指標も更新期間が長いほど導入量あたりの支払い額も増加することになる。

分散については、総期間導入量と支払額については、頻繁に改定した方が小さくなる。

なお、図 2 においては量と価格の不確実性のトレードオフが見られる。すなわち FIT 価格を 6 期改定しない場合価格は固定されるが導入の不確実性が最も大きく、逆に 1 期ごとに改定した場合、導入量の不確実性は抑えられるが導入量あたりの FIT 支払額に不確実性が見られる。

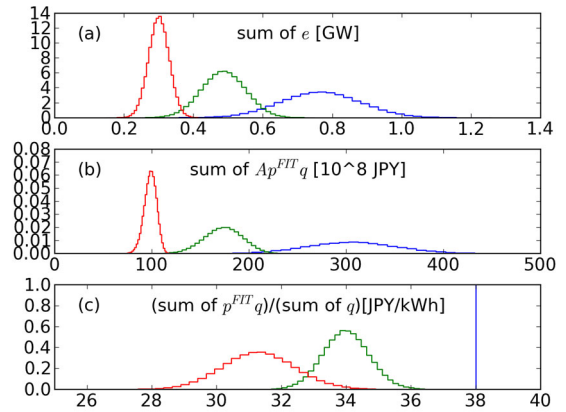


図 2. モンテカルロ計算による各変数の確率分布

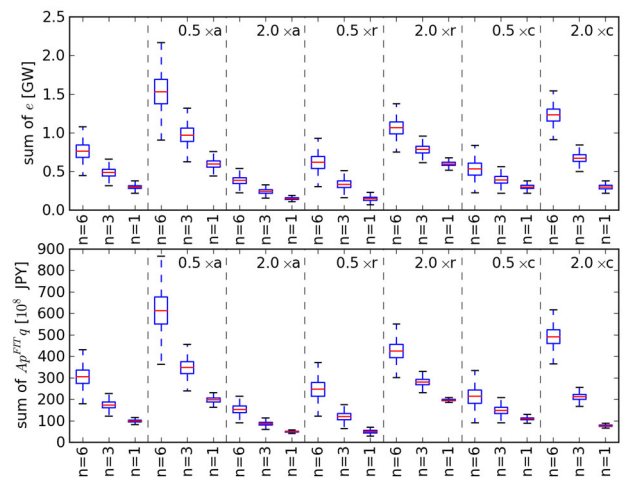


図 3. 感度分析の結果の箱ひげ図

本稿での計算結果は多くの不確実なパラメーターに依存するため、数値的な結果には不確実性が大きい。図 3 にパラメーターの a, r, c を半分、2 倍と変化させたときの感度分析の結果を箱ひげ図で示す⁶。図 2 と異なり計算回数は 2 万回である。上パネルは総期間の導入量、下パネルは年間あたりの FIT 支払額を示す。ひげは箱から四分位数範囲の 1.5 倍離れた値を意味し、外れ値は図示していない。b のみ r と連動して変化するが、それ以外は独立に変化させた。パラメーター推計の過程では a, r は関連づけられているが、独立して変化することも考えられる。この場合、供給曲線の弾力性が時間とともに変化したと解釈すべきである。

図 3 によると a の不確実性が結果に及ぼす効果が最も大きい。解析解からも明らかであるように、期待値は a に逆比例する。b, c の不確実性の影響は線形で効果が現れる a ほどは大きくないが、無視できない。

6 仮に b を 0.5 倍、2 倍に変化したすると、前者の場合 2013 年度第 0 期でドイツ並みの価格が実現されることとなり、後者の場合 FIT 価格よりシステム・コストが高くなり、モデルと現実の整合性が失われる。従ってここでは b ではなく r を変化させた。

5. まとめと今後の課題

本稿では小規模・中規模の商業施設や工場の屋根に設置される太陽光発電システムの導入ラッシュの可能性と、それを抑制するための機動的な買い取り価格改定について検討した。

コスト低下の不確実性を含む簡単なモデルを構築し、解析的に分析したところ、導入量の期待値のリーディング・タームは改定期間に比例し、FIT 支払額の期待値は改定期間の2乗にスケールすることが示された。導入量当たりの支払額の期待値の近似値は、改定期間が長くなるにつれて線形に増加する。不確実性を考慮すると、導入量の標準偏差は改定期間に対して線形にスケールする。

仮想的なシナリオとして 2013 年度の一年で内外価格差が解消されるケースについて試算を行った。FIT 価格を 2013 年度に改定しない場合は 2 ヶ月ごとに改定した場合に比べて大幅に支払額が増えることが示された。ただし本計算は不確実なパラメーターへの依存度が大きく、数値的結果は妥当性が高くないことに注意されたい。

機動的な買い取り価格改定を我が国で行うためには何が必要だろうか。詳しくは別稿で論じたが⁹⁾、主要な論点をここでも示す。

第一に、現行の FIT 法では改定頻度は最短でも半年ごととなるため、これをより短い期間で改定できるようにすべきである。改定頻度については法律上規定があるため法改正を要する。第二に、現行制度では買い取りの分類は住宅用 (10kW 未満) とメガソーラー (10kW 以上) しか想定しておらず、非住宅用屋根型という買い取り分類が存在しない。コストの低下度合いは規模によって異なることが想定され、非住宅用屋根型の買い取り価格を機動的に改定するには、新たにこうした分類を設けることが必要である。調達区分は政令で定めることとなっているため、対応は第一に比べて容易である。第三に、より高い頻度でのシステム・コストのデータの収集が必要である。調達価格等算定委員会報告書では今後データ収集を進め、半年後に検証としているが、この頻度を高め、またリードタイムなどのデータも集めることが肝要である。

本稿で示したモデルは透明性が高いものの、いくつかの課題がある。第一に FIT 価格改定前にドイツなどで見られる非線形の導入量の急激な増加を明示的に考慮できていない。言い換えれば本モデルは導入ラッシュを過小評価しているだろう。したがってモデルの欠点は本稿の結論を弱めるのではなく、むしろ強める方向に働くといえる。とはいえ、モデルの問題ではあるので今後の分析が必要となる。

第二にモデルは非住宅屋根型設置型に限定されている。住宅型や地上設置型の市場の状況は大きく異なり当面は導入ラッシュが起こることは考えにくい、長期的にはドイツ

で非住宅屋根型設置型に限らず導入ラッシュが起こっている事実を踏まえれば、検討の余地はあるだろう。

6. 数学的補遺

まずランダム・ウォーク項を無視した分析を行う。総期間の結果の導出にあたっては、まず以下のように第 j 期の部分均衡、すなわち $p_j^{FIT} = p_j^{cost}$ となる供給曲線と需要曲線の交点を求める。

発電量換算した導入量

$$q_j = \frac{c(j - n(j \div n)) + r}{a} \quad (14)$$

FIT 支払額

$$p_j^{FIT} q_j = [b - cn(j \div n) + r] \frac{c(j - n(j \div n)) + r}{a} \quad (15)$$

生産者余剰

$$\frac{q_j \cdot [p_j^{FIT} - p_j^{cost}(0)]}{2} = \frac{[c(j - n(j \div n)) + r]^2}{2a} \quad (16)$$

次に総期間の和についてだが、例として導入量の次の式を考える。

$$\begin{aligned} \sum_{j=i}^{i+n-1} q_j &= \sum_{j=i}^{i+n-1} \left[\frac{c(j - n(j \div n)) + r}{a} \right] \\ &= \frac{c}{a} \sum_{j=i}^{i+n-1} \left[j - n(j \div n) + \frac{r}{c} \right] \end{aligned} \quad (17)$$

ここで $j = i + k = m \cdot n + k$, $k = 0, 1, 2, \dots, n-1$, m は整数であることに気をつければ $j \div n = m$, $n(j \div n) = n \cdot m = i$, $j - n(j \div n) = j - i$ となり和が求まる。これにランダムウォーク項の期待値がゼロであることを用いて、(4)を得る。他の計算も同様に求まる。

期待値については導入量と FIT 支払額は決定論的結果と同じものを得る。生産者余剰についてはノイズの積が有るため、ランダムウォーク項に依存する項が加わる。

次に導入量の分散を考える。まず

$$V \left[\sum_{j=0}^{N-1} a q_j \right] = \sum_{j=0}^{N-1} E[\eta_j^2] + 2 \sum_{l=0}^{N-2} \sum_{m=l}^{N-1} E[\eta_l \eta_m] \quad (18)$$

を考える。ここで $\eta_j = \sum_{k=n(j \div n)}^j \epsilon_k$ と定義した。右辺第一項は $E[\eta_j^2] = E \left[\sum_{k=n(j \div n)}^j \epsilon_k^2 \right] = \sum_{k=n(j \div n)}^j \sigma^2$ であることを用いて

$$\sum_{j=0}^{N-1} E[\eta_j^2] = \sum_{i \in I} \sum_{j=i}^{i+n-1} \sum_{k=i}^j \sigma^2 = \sigma^2 N \frac{(n+1)}{2} \quad (19)$$

と計算できる。

つぎに右辺第二項を考える。 i_1, i_2 を n の倍数とし、場合分

けして $i_1 \neq i_2$ のときには $E[\eta_l \eta_m] = E[\eta_{i_1+k_1} \eta_{i_2+k_2}] = E\left[\sum_{s_1=i_1}^{i_1+k_1} \sum_{s_2=i_2}^{i_2+k_2} \epsilon_{s_1} \epsilon_{s_2}\right] = 0$, $i_1 = i_2$ のときには $E[\eta_l \eta_m] = E[\eta_{i+k_1} \eta_{i+k_2}] = E\left[\sum_{s_1=i}^{i+k_1} \sum_{s_2=i}^{i+k_2} \epsilon_{s_1} \epsilon_{s_2}\right] = \sigma^2 \sum_{s_1=i}^{i+k_1} \sum_{s_2=i}^{i+k_2} \delta_{s_1 s_2} = \sigma^2(\min(k_1, k_2) + 1)$ を得る. ここで δ はクロネッカーのデルタである. したがって

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in I} \sum_{k_1=0}^{n-2} \sum_{k_2=k_1+1}^{n-1} E[\eta_{i+k_1} \eta_{i+k_2}] \\ &= \sum_{i \in I} \sum_{k_1=0}^{n-2} \sum_{k_2=k_1+1}^{n-1} \sigma^2(k_1 + 1) = \sigma^2 N \frac{n^2 - 1}{6} \end{aligned} \quad (20)$$

これにより(12)を得る.

参考文献

- 1) 経済産業省 資源エネルギー庁; 調達価格等算定委員会 平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見 (2012).
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_001_01_00.pdf (アクセス日 2012.5.28).
- 2) 経済産業省 資源エネルギー庁; 再生可能エネルギーの固定価格買取制度について調達価格及び賦課金単価を含む制度の詳細が決定しました. ニュース・リリース, (2012),
<http://www.meti.go.jp/press/2012/06/20120618001/20120618001-1.pdf> (アクセス日 2012.6.20).
- 3) 国家戦略室; エネルギー・環境会議コスト等検証委員会報告書, (2011),
<http://www.npu.go.jp/policy/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf> (アクセス日 2012.5.28).
- 4) International Energy Agency (IEA); Deploying renewables 2011: Best and future policy practice, (2011).
- 5) Grau, T.; Responsive adjustment of feed-in tariffs to dynamic PV technology development, DIW Berlin Discussion paper, 1189 (2012),
http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.392871.de/dp1189.pdf (アクセス日 2012.5.28 閲覧).
- 6) 経済産業省 資源エネルギー庁; 調達価格等算定委員会 平成 24 年 3 月 6 日 第 1 回資料 6, 欧州の固定価格買取制度について (2012).
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/001_06_00.pdf (アクセス日 2012.5.28 閲覧).
- 7) Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar); Preisindex Photovoltaik, (2012).
<http://www.solarwirtschaft.de/preisindex> (アクセス日 2012.5.13).
- 8) European Photovoltaic Industry Association (EPIA); Global market outlook for photovoltaics until 2016, (2012).
- 9) 杉山昌広, 朝野賢司; 固定価格買い取り制度 (FIT) における太陽光発電の機動的な買い取り価格改定の必要性, (2012), SERC Discussion Paper, SERC12004.
- 10) 朝野賢司; 太陽光発電は需要創出によりどこまでコストが下がるのか, (2010), 電力中央研究所報告 Y09020.
- 11) 経済産業省 資源エネルギー庁; 調達価格等算定委員会 第 7 回 配布資料 3, (2012),
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/007_03_00.pdf (アクセス日 2012.5.31).
- 12) Aanesen, K., Heck, S., Pinner, D.. Solar power: Darkest before dawn. McKinsey & Company, (2012),
http://www.mckinsey.com/Client_Service/Sustainability/Latest_thinking/Solar_powers_next_shining (アクセス日 2012.5.28).