

マルチエージェント電力市場シミュレーションモデルに基づく FIP 制度の検討

Study on FIP Policy Design by Using Multi-agent Based Electric Power Market Simulation Model

關 思 超 *・柴 田 善 朗 **
Sichao Kan Yoshiaki Shibata

By using multi-agent based electric power market simulation model, this paper studied the possible effect variable renewable technologies to electric power market and its implications to the Feed-in Premium policy design, which is under discussion by government committees in the context of revision of the current Feed-in Tariff mechanism in Japan. The paper focused on the impact of solar PV in Kyushu region. The results suggest that under FIP (Feed-in Premium) price of 10JPY/kWh, the breakeven cost of solar PV (in the Kyushu region) is under 150,000JPY/kW. However, if the amount of solar PV increases from 7,850MW to 16,673MW, the monthly average market value of solar PV would decrease by 3~4JPY/kWh and to get breakeven, cheaper solar PV cost is required. Although batteries can help to improve the revenue of solar PV from market, to make investment to batteries economically viable, the cost of batteries need to be below 15,000/kWh.

Keywords : FIP, Renewable Energy, Electric Power Market Simulation

1. 背景・目的

現在、政府では再生可能エネルギー(以下：再エネ)の固定価格買取(FIT)制度の見直しが検討されているが、大規模太陽光発電や風力発電に対して Feed-in Premium(FIP)制度へ移行させる方針が示されている(文献¹⁾。

FIP 制度によって、再エネ電源の電力市場への統合を促すことが期待されているが、限界費用の低い太陽光発電や風力発電(出力変動型電源：VRE 電源)が大量に電力市場に参入すると、同一時間帯での発電が集中することで電力市場価格の下落による再エネ電源の市場売電収入の減少(Cannibalism：“共食い”)が課題となっている(文献^{2,3)}。

本研究は、太陽光発電の導入が最も進んでいる九州地域を対象に、太陽光発電が大量に卸電力取引市場に参入する際の市場価格への影響および蓄電池設置による共食い現象の緩和効果を検証する。その上で、FIP 制度における太陽光発電と蓄電池の経済性を分析し、FIP の制度設計や将来的な太陽光発電の補助金からの自立化に関する論点を整理する。

2. 研究の手法と主な前提

2.1 FIP 制度の仕組みに関する想定

FIP 制度における再エネ電源の収入は、卸電力取引市場

での市場売電収入と市場価格に上乗せたプレミアム分の収入(補助金)で構成される。FIP 制度はプレミアムの決定方式によってプレミアム変動型とプレミアム固定型に分けられる(図 1)。政府審議会では、一定期間毎に参照価格を変更するという両者の中間的な枠組みを検討中であり、ドイツ型 FIP と類似していると言える。本研究でも同様の仕組みを想定する。

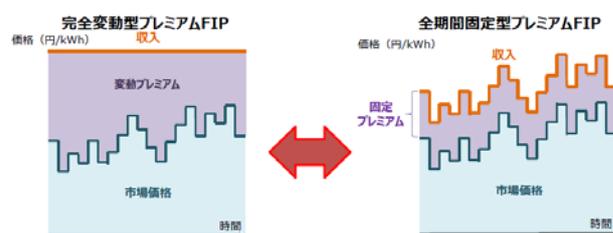


図 1 FIP 制度のイメージ

(出所)再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会第 1 回資料(文献¹⁾)

プレミアムは FIP 価格(基準価格)と参照価格の差である。第 4 回太陽光発電入札における最安落札価格(10.5 円/kWh, 文献⁴⁾)に基づき、太陽光発電の FIP 価格を 10 円/kWh とする。

ドイツの FIP では参照価格の算定について、電源によって異なる。出力安定型の再エネ電源(バイオマス発電、地熱発電、水力発電)の参照価格は卸電力取引市場の平均として

* (一財)日本エネルギー経済研究所 主任研究員
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1 イヌイビル・カチドキ

いる(文献⁵⁾). 一方, VRE 電源の参照価格は, 当該再エネ電源の落札量と落札時の市場価格で算出する(式(1)).

$$\text{参照価格}(VRE_i) = \frac{\sum_{t=1}^n (\text{t時点市場価格} \cdot \text{t時点VRE}_i\text{の市場約定量})}{VRE_i\text{の月間発電量}} \quad (1)$$

ここで“n”は一ヶ月の時間数, “i”は VRE 電源の種類である. 本研究では, 当該電源の卸電力取引市場価格の当該月平均とし, プレミアムは事後精算とする.

2.2 電力市場シミュレーションモデル

本研究では, 太陽光発電が大量に市場参入した際の市場価格への影響や, 市場価格と連動する FIP 制度における太陽光発電や蓄電池併設の経済性評価を行うため, 多様な状況における市場価格の変化がインプットとして必要となる. そのため, 日本卸電力取引市場(JEPX)の市場価格の実績値のみでは不十分であり, マルチエージェントシステムに基づいたモデルを構築し, 電力市場のシミュレーションを行う.

具体的には, 買い手と売り手をエージェントとし, プログラムで各エージェントの市場入札ブロックを生成して, 日本卸電力取引市場(JEPX)の一日前市場と同様の市場約定仕組み(図2)で, 市場価格と約定量を計算する.

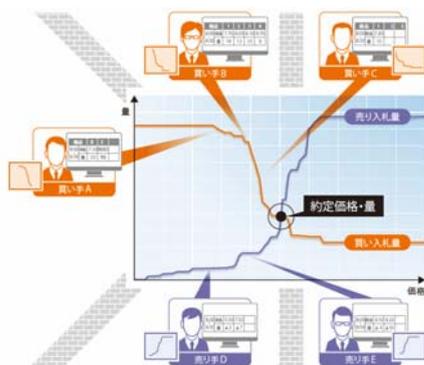


図2 市場約定方法のイメージ
(出所)JEPX(文献⁶⁾)

JEPX では, 一日前市場(スポット市場)と当日市場(時間前市場)が設けられ, 30 分単位に取引が行われているが, 本研究では, 電力需要と各電源の発電出力データは時間単位であるため, 1 時間単位に電力取引のシミュレーションを行う. また, 再エネ電源は一日前市場のみに参加すると想定する.

九州電力管内における全ての電力需給は市場取引に参入すると仮定し, 買い手は1エージェント, 売り手は電源毎に複数のエージェントを設定する. 買い手エージェントの入札ブロックを図3に示した需要関数を用いて生成する.

ここで, β を-0.05, 入札の上限価格を 85 円/kWh とする. Q_0 は九州電力公開の毎時電力需要の実績値(2017 年)(文献⁷⁾)とする. Q_0 に達するまでの電力需要を 3MW 刻みにし(q), 需要関数で入札価格(p)を求め, 市場入札ブロックを生成する. 入札価格(p)を計算する際に使うベース価格(P_0)は 5 円/kWh を想定する.

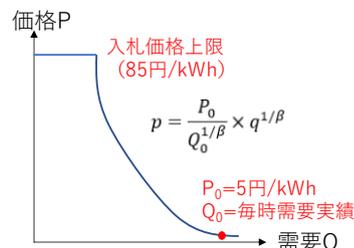


図3 電力需要と市場入札価格曲線

売り手エージェントの市場入札価格は, 各電源の限界費用+利益(α)で計算する. 利益 α を Q-learning という強化学習手法で, 予め想定した 21 の選択肢から, 市場取引収益を最大させる α 値を選択する(文献^{8,9)}). α 値の最小値は 0, 最大値は 80 である. 各電源の限界費用は発電コスト検証ワーキンググループ(文献¹⁰⁾)での値を用いる(表1). 燃料費は一定とする. なお, 本研究では, 売り手の入札最低価格を限界費用にしているため, 市場価格は 0 円にならない.

売り手エージェントの市場入札量は, 各電源の設備容量とする. なお, VRE 電源の場合, 設備容量と過去の出力実績に基づいて推計した出力曲線で市場参入可能な発電量を計算する. 各電源の設備容量は現在の九州電力管内の設備容量に基づき想定する(表1).

また, 単純化のため, 九州地域と他地域との電力融通や揚水発電による需給調整は行わないものとする.

表1 各電源の限界費用と現状の設備容量

	水力	原子力	石炭	ガス	石油	バイオマス	太陽光	風力	地熱	洋上風力
限界費用 (円/kWh)	2.3	5.4	7.2	11.4	26.7	25.2	12.5	3.34	4.15	3.34
設備容量 (MW)	1,901	1,780	3,983	4,981	3,560	52	192	7,850	500	シナリオ

(出所)発電コスト検討ワーキンググループ(文献¹⁰⁾, 九州電力(文献^{7,11)})

2.3 シミュレーションケースの想定

限界費用の低い太陽光発電が増えると, 昼間時間帯の市場価格が低下し, 太陽光発電の市場売電収入が減少することが予想される. 太陽光発電事業者は, 蓄電池を設置し, 市場価格の高い時間帯に売電することによって, 市場売電

収入を増やすことができるが、蓄電池設置に係る追加投資が発生する。蓄電池を設置するインセンティブが働くかどうかは、蓄電池の費用対効果(市場売電増収分が蓄電池への追加投資を上回るかどうか)で検証する必要がある。また、FIT 制度では、蓄電池を導入すると太陽光発電の出力パターンがシフトすることで参照価格が変化し、それに伴うプレミアムの変化も踏まえなければならない。

本研究では、図4に示した4つのケースを想定し、電力市場シミュレーションを行う。シミュレーションの結果によって、電力市場に太陽光発電が大量参入する場合の影響、蓄電池設置による増収効果、太陽光発電と蓄電池の経済性、補助金から自立化するために要求される条件等を検討する。

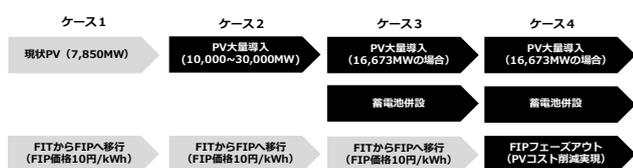


図4 シミュレーションのケース想定

2.4 太陽光発電+蓄電池の出力パターン

蓄電池を設置する場合の発電出力パターンは、外生変数として与える。太陽光発電1kWあたり1kWhから5kWhの5つの蓄電池容量を設定する。蓄電池の運転パターンは多様であるものの、単純化のため図5に示すように、蓄電池の容量を最大限に利用し、蓄電した電力を夕方時間帯(17時~21時)に市場に売電する運転パターンを想定する。

蓄電池の設置容量によって夕方時間帯にシフトできる太陽光発電出力が異なるため、蓄電池の費用対効果は蓄電池の設置容量によって変わる。

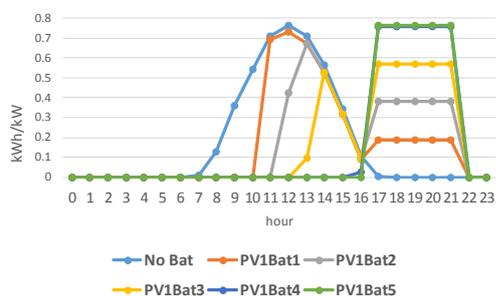


図5 太陽光発電+蓄電池の出力の例

3. 結果

3.1 FIT 制度と太陽光発電大量導入の影響

限界費用の低い太陽光発電が大量に電力市場に参入すると、昼間時間帯の市場価格が低下することで、太陽光発電のFIT参照価格(太陽光発電の月平均市場価格)も低下する。

例えば、九州地域で、電力取引市場に参入する太陽光発電が現状の導入量(2017年現在7,850MW)からFIT認定済み容量(16,673MW¹)まで拡大すると、太陽光発電のFIT参照価格は3~4円/kWhほど低下する(図6)。

昼間時間帯市場価格低下の結果、太陽光発電の市場売電年間収入もkWあたり5,000円ほど低下する(図7)。太陽光発電のシステムコストが市場収入減少と同じペースで低減できない場合、事業性は厳しくなる。

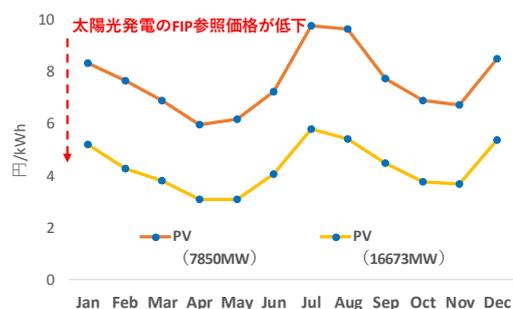


図6 太陽光発電の市場導入量増加に伴う太陽光発電の参照価格の変化

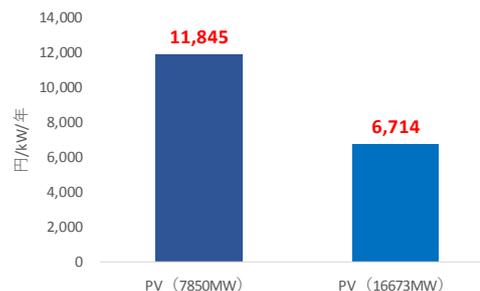


図7 太陽光発電の増加による市場売電収入の変化

3.2 蓄電池設置の増収効果

蓄電池の設置によって、市場価格が高い時間帯に売電することが太陽光発電の市場売電収入減を改善するための一つの対策である。太陽光発電の市場参入量が16,673MW(認定済み分)のケースにおいて、蓄電池設置の増収効果を検証する。

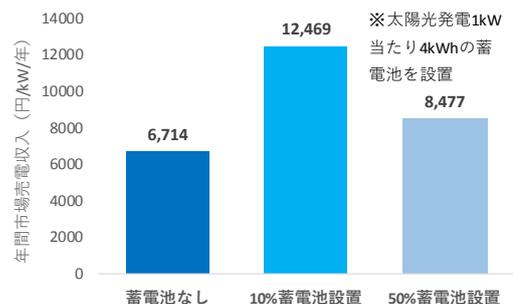


図8 蓄電池の設置による市場売電収入の変化

¹ 2019年5月現在

図8に示す結果によると、蓄電池を設置した場合の年間市場売電収入は蓄電池なしの場合を上回っている。10%の太陽光発電設備容量が蓄電池を設置した場合(太陽光発電1kW当たり蓄電池4kWh)、kW当たりの年間市場売電収入は蓄電池なしより5,700円ほど増える(図8)。ただし、蓄電池を設置する事業者数が増加し、夕方時間帯に入札する太陽光発電の量が増え続けると、同時間帯の市場価格が低下し、太陽光+蓄電池の市場売電収入が減少する。シミュレーション結果によると、夕方時間帯に入札する太陽光発電の容量が全体の10%から50%に増加すると、太陽光+蓄電池の市場売電収入は年間4,000円/kWほど減少することが分かる(図8)。

3.3 太陽光発電と蓄電池の経済性

現状の太陽光発電(2017年現在7,850MW)が全て電力取引市場に参入した場合、10円/kWhのFIP価格で、事業が成立するために求められる太陽光発電のシステムコストは15万円/kWとなった。ただし、太陽光発電が16,673MW(認証済みの太陽光発電)に増えると、市場価格低下により、太陽光発電の年間収益は黒字から赤字に転じる(図9)。

蓄電池を設置することによって太陽光発電の市場売電収入が改善することが期待されるものの、蓄電池の費用対効果は蓄電池のコストに大きな影響を受ける。前述と同様にFIP価格(10円/kWh)と太陽光発電のシステムコスト(15万円/kWh)の条件で、蓄電池コストが9万円/kWhの場合は、システム全体の赤字が拡大する(図9)。なお、蓄電池のコストが1.5万円/kWh以下になると、システム全体の収益を黒字に転じることができる(太陽光発電1kWあたり4kWhの蓄電池)(図9)。蓄電池の導入が最も進んでいる米国でも、蓄電池コストが4万円/kWh(\$380/kWh、(文献¹²⁾)台となっていることを踏まえると、事業者が蓄電池設置のインセンティブを与えるためには、更なる蓄電池コストのコストダウンが求められる。また、図9に示すように、蓄電池の設置容量によっても蓄電池の費用対効果が変わることが分かる。

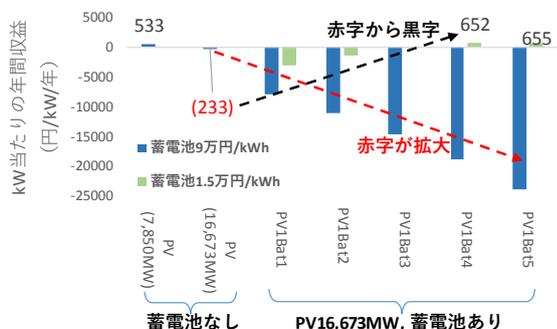


図9 FIP価格10円/kWh、太陽光発電15万円/kWhにおける太陽光発電と蓄電池の経済性(太陽光発電容量の10%が蓄電池設置)

3.4 補助金からの自立化に関する検討

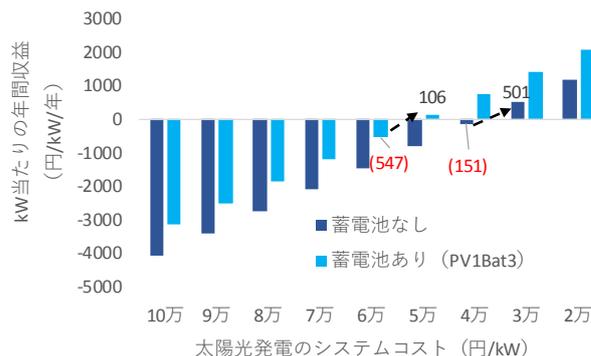


図10 補助金なしの場合の太陽光発電の年間収益の比較(蓄電池なしと蓄電池あり)(円/kWh/年)

太陽光発電が大量に市場に参入した場合、市場売電収入が減少することから、補助金から自立するためにはシステムコストがかなり低減することが求められる。例えば、市場に参入している太陽光発電が16,673MWの場合、補助金がフェーズアウトされても、事業が成立するために求められる太陽光発電のシステムコストは3~4万円/kWh以下である(図10)。同条件で、蓄電池コストが2万円/kWh以下が実現できれば、前述した蓄電池設置の増収効果によって、太陽光発電のシステムコストが3~4万円/kWhまで下がらなくても、事業性は確保できる(太陽光発電1kWあたり3kWhの蓄電池)。蓄電池のコスト低減は、太陽光発電の補助金からの早期自立化に大きな影響を与える。

4. まとめ・示唆

FIPをベースとした太陽光発電の電力取引市場への統合は、“共食い”現象により太陽光発電自身に大きな影響を与える。九州地域を例にした本研究のシミュレーション結果によると、当地域における認証済みの太陽光発電(16,673MW)が全て電力取引市場に参入すると、太陽光発電の年間市場売電収入は約5,000円/kWh減少する。蓄電池の設置によって、発電パターンを夕方にシフトすることで、市場売電増収になるものの、事業性確保のためには蓄電池の大幅なコスト削減が求められる。事業者の市場入札行動を誘導するためには、FIP制度設計のみならず、蓄電池のコスト低減加速化への取組みも必須である。蓄電池のコストが2万円/kWh程度まで低減すれば、蓄電池の設置による太陽光発電の補助金からの早期自立が見込める。

また、蓄電池の設置によって市場価格の高い時間帯に入札する太陽光発電の容量が増えると、同時間帯の市場価格が下がり、事業者の市場売電収入が減少するリスクもある。再エネ発電を完全に市場統合する場合、市場売電収入を増やすためには、蓄電池の設置と同時に市場価格の変動によ

って蓄電池の運転パターンを調整できる動的な市場入札戦略が求められる。

限界費用の低い再エネ電源が大量に電力取引市場に参入した際の“共食い”現象に対応するために、再エネ電源と蓄電池の大幅なコスト削減が求められる。コスト削減が短期的に実現困難な場合は、再エネ事業者は“共食い”現象による市場売電収入減少のリスクを回避するために、電力消費者との直接売電契約(相対取引)など卸電力取引市場以外の売電ルートの多様化を図ることも対策の一つとして挙げられる。

参考文献

- 1) 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会第1回資料4,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/saiene_shuryoku/001/. (アクセス日 2019.10.5)
- 2) 朝野賢司, 岡田健司, 永井雄宇, 丸山真弘; 欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題, 電力中央研究所, (2016).
- 3) Hirth Lion, The Market Value of Variable Renewables, Energy Policy 38 218-236, (2013).
<https://www.neon-energie.de/Hirth-2013-Market-Value-Renewables-Solar-Wind-Power-Variability-Price.pdf>. (アクセス日 2019.09.19)
- 4) 一般財団法人低炭素投資促進機構; 太陽光第4回(令和元年度上期)の結果について, (2019) .
<https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F00000IaQd9>. (アクセス日 2019.10.18)
- 5) BMWi; Renewable Energy Sources Act (EEG2017), (2017),
https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D3. (アクセス日 2019.10.25)
- 6) 日本卸電力取引所(JEPX); 日本卸電力取引所取引ガイド, (2019).
http://jepx.org/outline/pdf/Guide_2.00.pdf. (アクセス日 2019.10.5)
- 7) 九州電力系統情報の公開,
http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html. (アクセス日 2019.10.18)
- 8) Yasumasa Fujii, et al.; Basic analysis of the pricing processes in modeled electricity markets with multi-agent simulation, IEEE Joint Conference of PES/IAS/PELS/IES, H.K., The Second International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, Hong Kong, April 6-8 2004.
- 9) Kan Sichao, Hiromi Yamamoto, Kenji Yamaji ; Evaluation of CO2 free electricity trading market in Japan by multi-agent simulations, Energy Policy, Volume 38, Issue 7, July 2010, pp 3309-3319
- 10) 発電コスト検討ワーキンググループ ; 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告(案), (2015).
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/006/pdf/006_05.pdf. (アクセス日 2019.10.18)
- 11) 九州電力データブック,
http://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0223/6994/data_book_2019_all_b.pdf. (アクセス日 2019.10.18)
- 12) Wesley Cole, A. Will Frazier (National Renewable Energy Laboratory); Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage, (2019).
<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf>. (アクセス日 2019.10.18)