

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

(一財) 日本エネルギー経済研究所
新エネルギーグループ
○ 關思超・柴田善朗

(1) 背景・目的

(2) 手法と前提

(3) 主な結果

(4) 結論・示唆

(1) 背景・目的

- 2020年度中に現行のFIT法は抜本的に見直しされる。
- 市場への統合を促進するために、大規模太陽光発電と風力発電に対して、Feed-in Premium (FIP)へ移行させる方針が示されている。
- ただし、限界費用の安い再エネ電源が市場に大量参入すると、市場価格が下落し、再エネ電源自身の市場売電収入が減少してしまうこと（Cannibalism(カニバリズム)：“共食い”）が課題となっている。

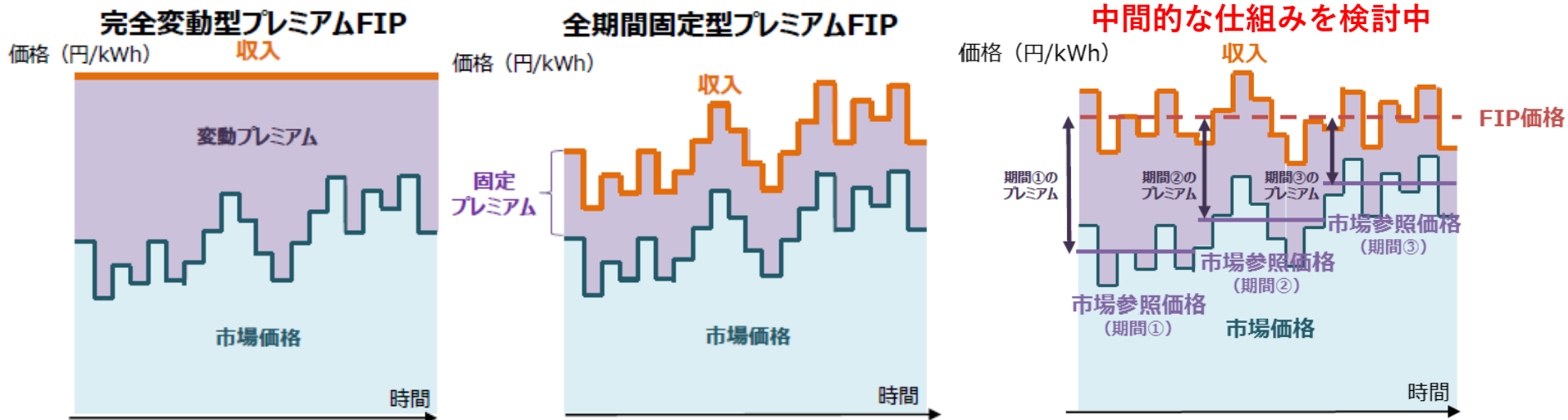


本研究は、太陽光発電の導入が最も進んでいる九州地域を対象に、FIP制度への移行、太陽光発電の電力市場への大量参入等将来像を踏まえ、以下の分析を行う：

- 太陽光発電が大量に電力取引市場に参入する際のカニバリズムの影響
- 蓄電池の設置によるカニバリズム現象の緩和効果
- 太陽光発電、蓄電池の経済性
- 補助金からの自立化に関する検討

(2) 手法と前提（FIP制度とは）

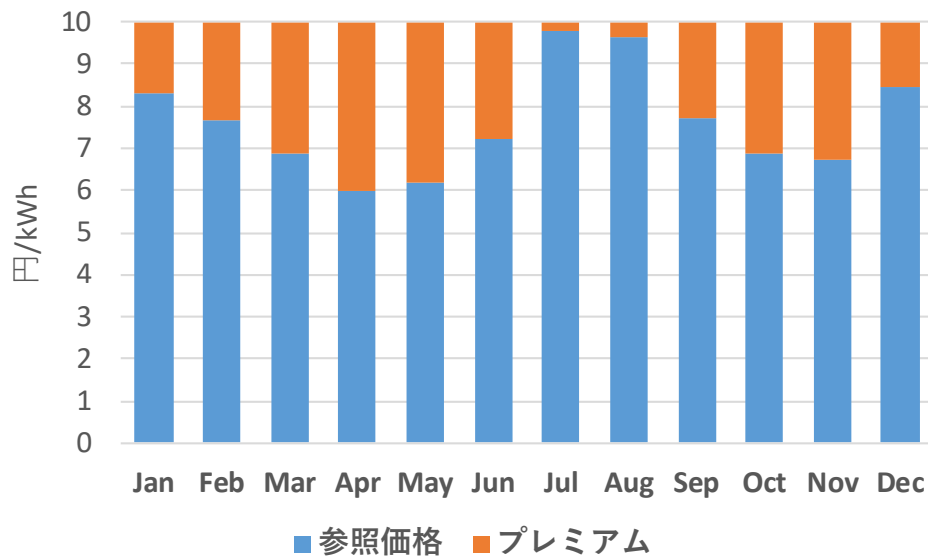
- 再エネ電力の売電価格：市場価格＋プレミアム
- 再エネ事業者の売電収入：電力取引市場における売電収入＋プレミアム収入
- プレミアムの決め方によって、さまざまなFIPの制度設計がある。
- 日本でのFIPは、完全変動型と全期間固定型の間が提案されている。



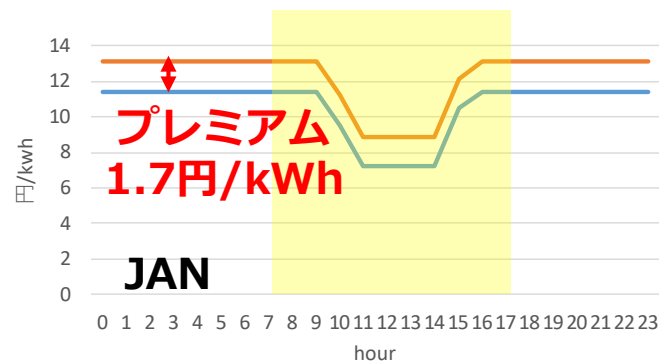
出典：「再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会」第1回資料、2019年9月

(2) 手法と前提 (FIP仕組みの想定)

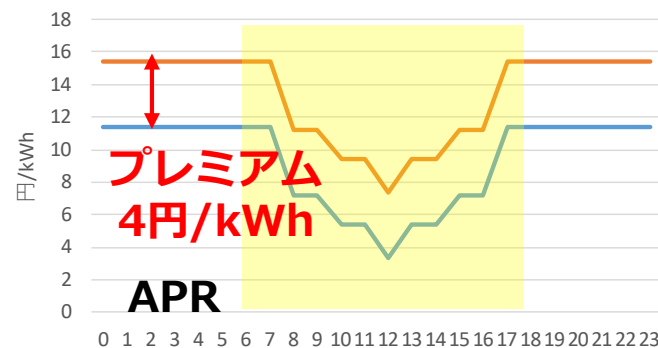
月毎の参照価格とプレミアムのイメージ



太陽光発電の売電価格



— 市場価格 — PV売電価格(市場価格+プレミアム)



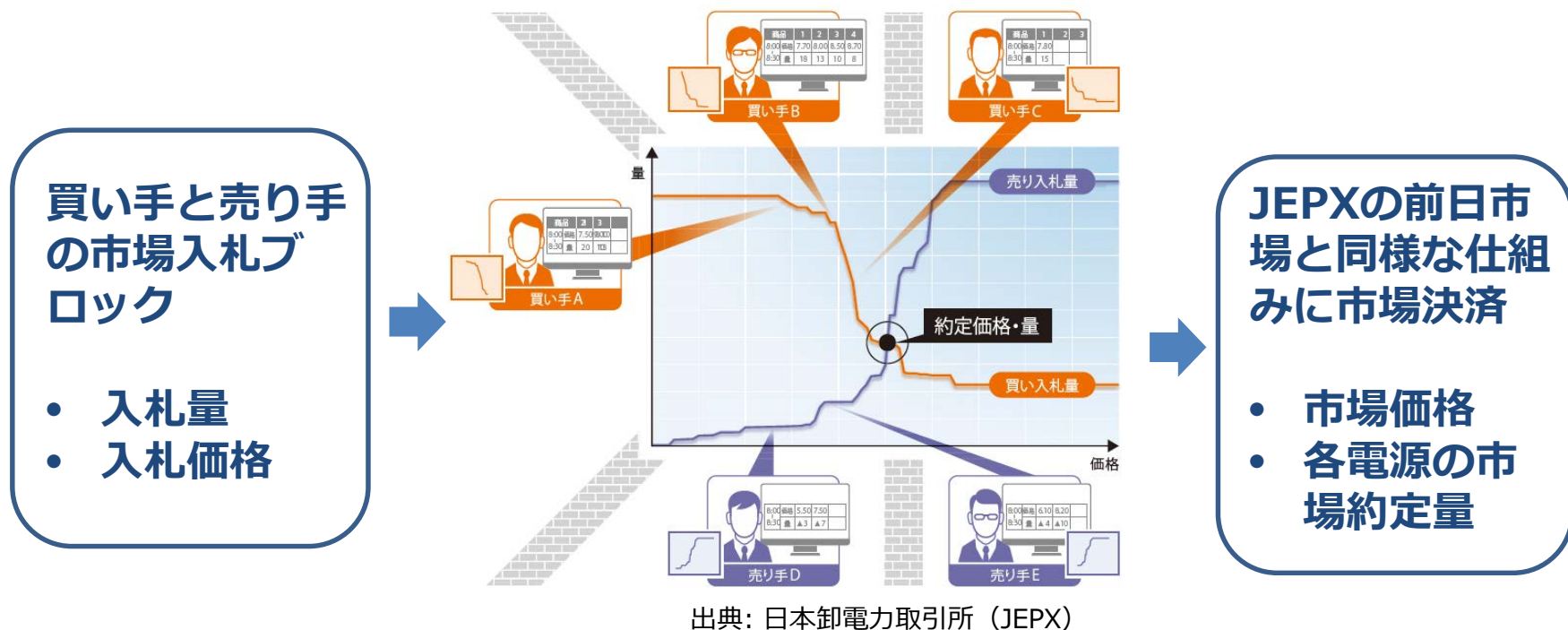
— 市場価格 — PV売電価格(市場価格+プレミアム)

プレミアム = FIP価格 - 参照価格

- **FIP価格** : 10円/kWh
- **太陽光発電の参照価格** : 太陽光発電の市場価格の月平均 (月市場売電収入/月発電量)

(2) 手法と前提（市場シミュレーション）

マルチエージェントに基づいた電力市場シミュレーションモデル



買い手と売り手をエージェントとし、プログラムで市場入札ブロックを生成する。

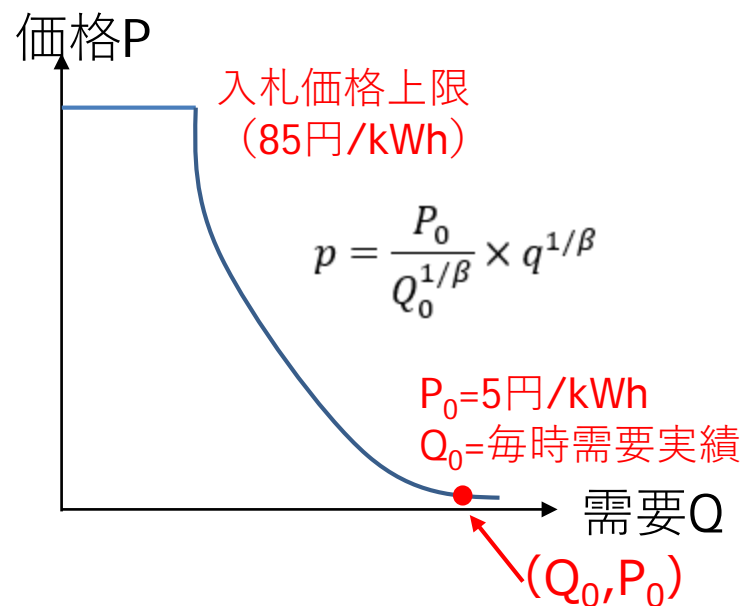
買い手：一つのエージェント

売り手：電源ごとに複数のエージェント

市場取引単位：1時間

※揚水発電と地域連系を考慮しない

(2) 手法と前提（買い手の市場入札ブロック）



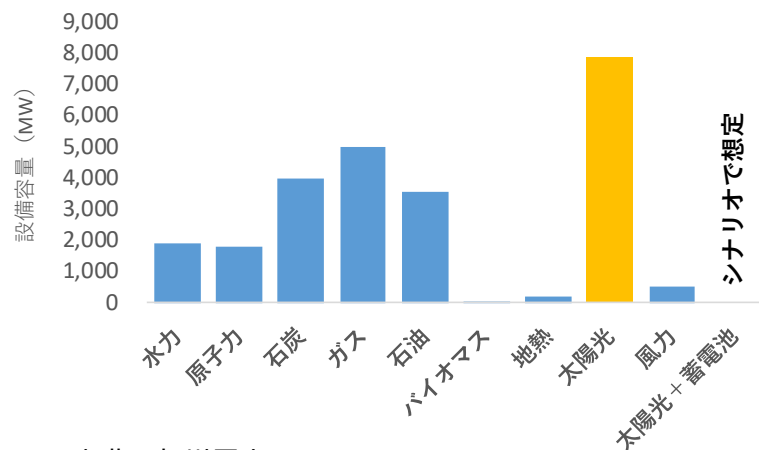
入札量(q) : 0~ Q_0 、3MW刻み (Q_0 は九州電力管内における毎時の電力総需要)

入札価格(p) : 電力需要曲線で算出 ($\beta = -0.05$)

(2) 手法と前提（売り手の市場入札ブロック）

入札量：

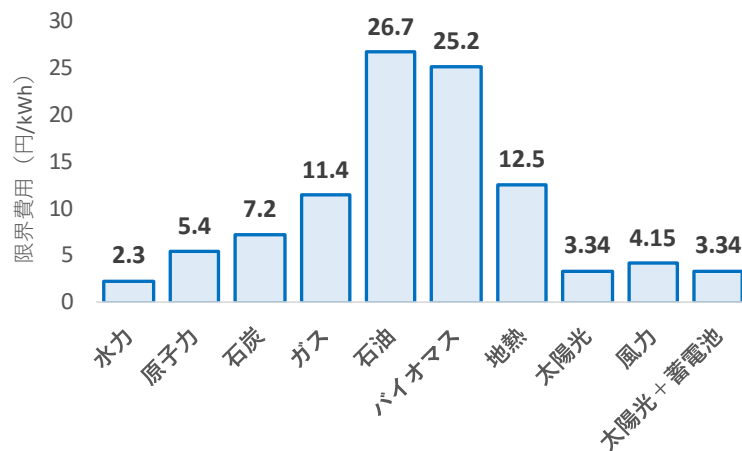
- 風力、太陽光：
設備容量 * 出力曲線
- その他電源：設備容量



出典：九州電力

入札価格：

- 各電源の限界費用 + a
- Q-Learningによって予め想定した21の選択肢から a を選択
($a=0\sim 80$)

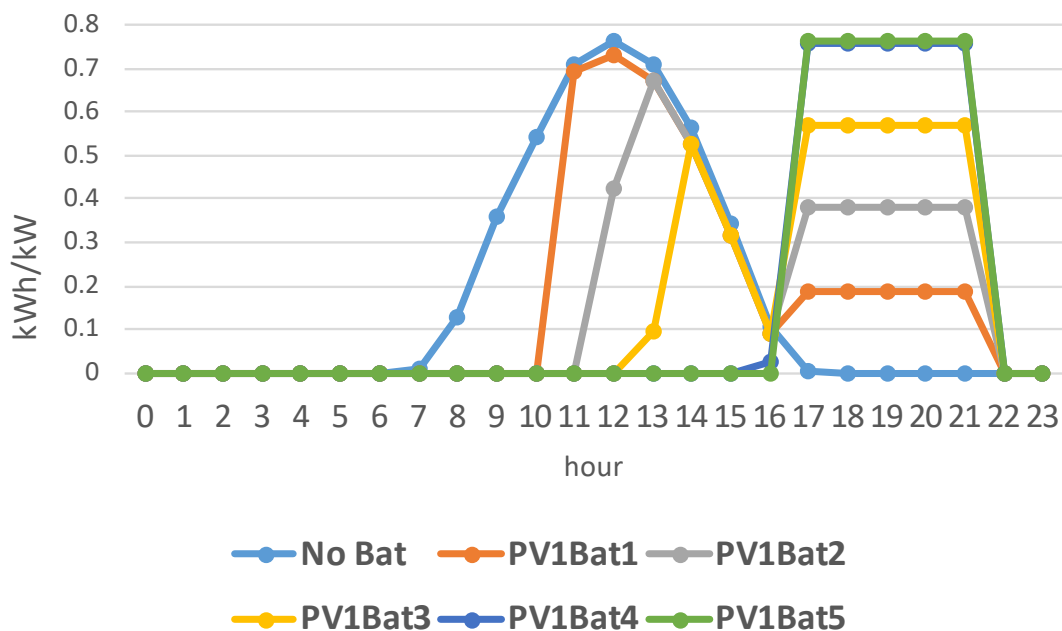


出典：発電コスト検討ワーキンググループ

(2) 手法と前提（蓄電池の容量と出力）

- 蓄電池を設置した場合の出力は外生変数として与える。
- 太陽光発電1kWあたり、1~5kWhの蓄電池を設置、5のケースを想定する。
- 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に売電するような運転パターンを想定する。

太陽光発電 + 蓄電池の出力の例



(2) 手法と前提（シミュレーションのケース設定）

ケース1

現状PV
(7,850MW)

ケース2

PV大量導入
(16,673MW)

ケース3

PV大量導入
(16,673MW)

ケース4

PV大量導入
(16,673MW)

蓄電池併設

蓄電池併設

FITからFIPへ移行
(FIP価格10円
/kWh)

FITからFIPへ移行
(FIP価格10円
/kWh)

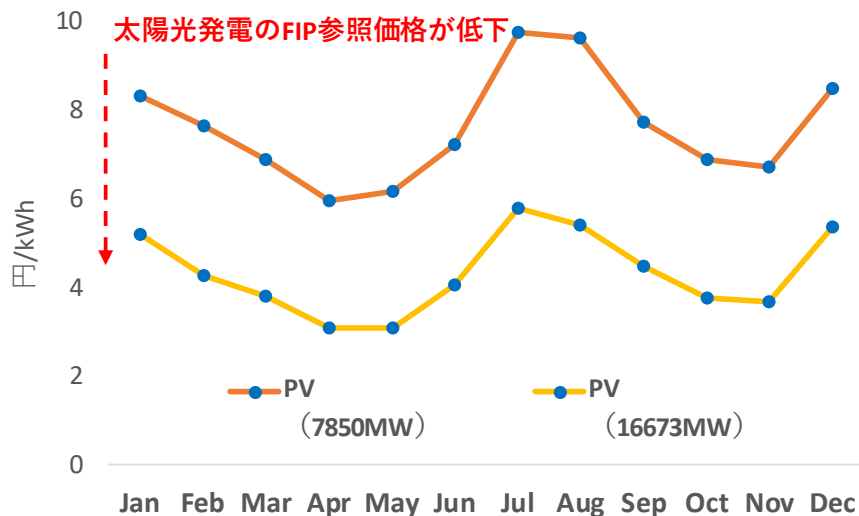
FITからFIPへ移行
(FIP価格10円
/kWh)

FIPフェーズアウト
(PVコスト削減)

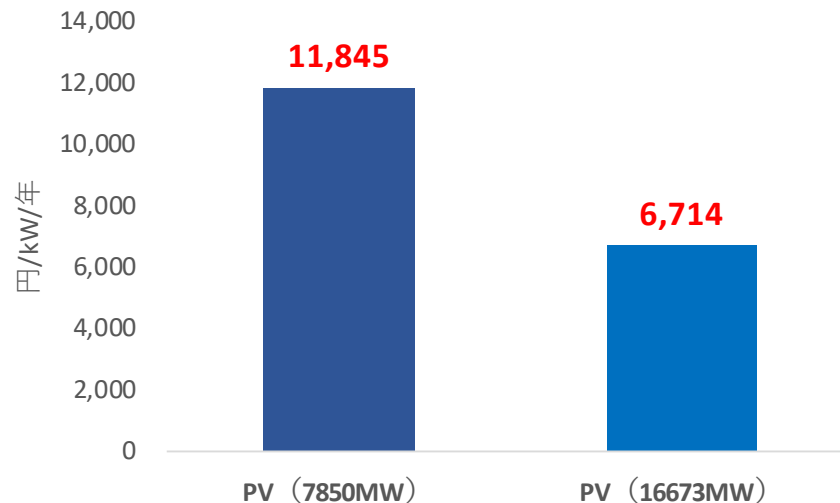
- 太陽光発電電力市場参入量の想定：現状（7,850MW、2017年時点）、大量導入（16,673MW、認定済を含む全部）
- 蓄電池を設置する太陽光発電規模：総設備容量の10%と50%二つのケースを想定

(3) 主な結果（太陽光発電大量に市場参入の影響）

太陽光発電市場価格の月平均 （FIP参照価格）

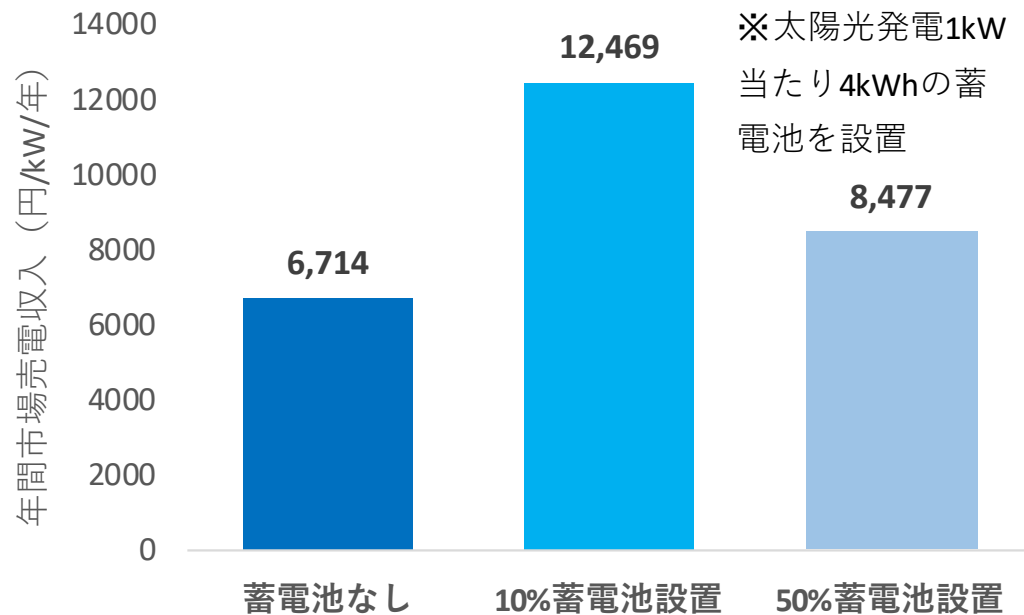


太陽光発電の年間市場売電収入 （円/kW/年）



- 電力取引市場における太陽光発電の参入量は、7,850MWから16,673MWになった場合、太陽光発電の市場価格の月平均（FIP参照価格）は3~4円/kWhほど低下する。
- 太陽光発電の市場売電収入は年間5,000円/kWほど減少する。

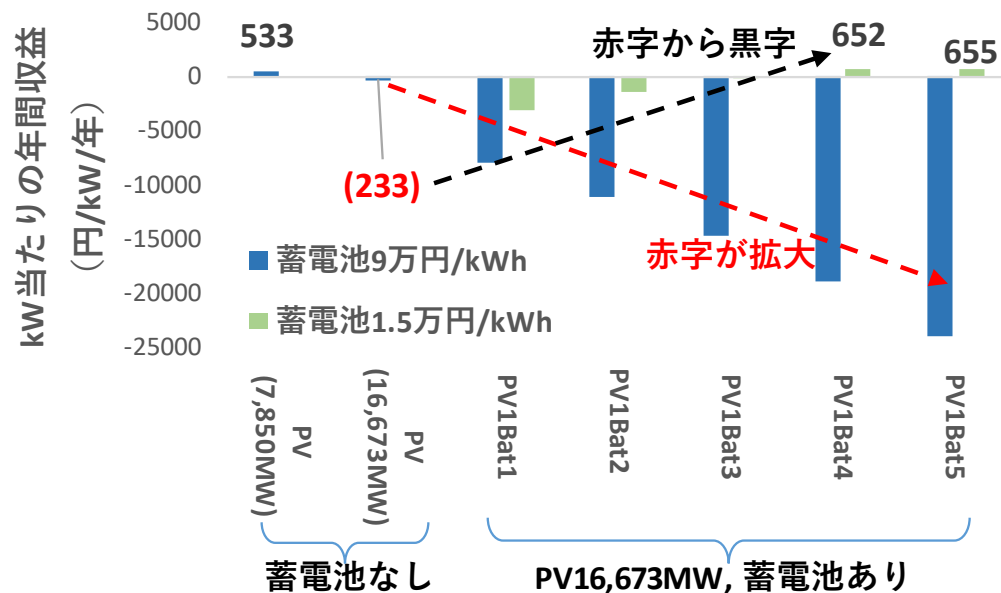
(3) 主な結果（蓄電池設置の影響）



注: 太陽光発電の市場参入量が16,673MW

- 蓄電池の設置によって太陽光発電の市場売電時間帯を夕方時間帯にシフトすることによって、年間市場売電収入が5,700円/kWほど増える。
- ただし、夕方時間帯に売電する太陽光発電事業者数が増え続けると、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。
- 例えば、夕方時間帯に入札する太陽光発電の設備容量が10%から50%になった場合、蓄電池を設置した太陽光発電の年間市場売電収入は4,000円/kWほど減少する。

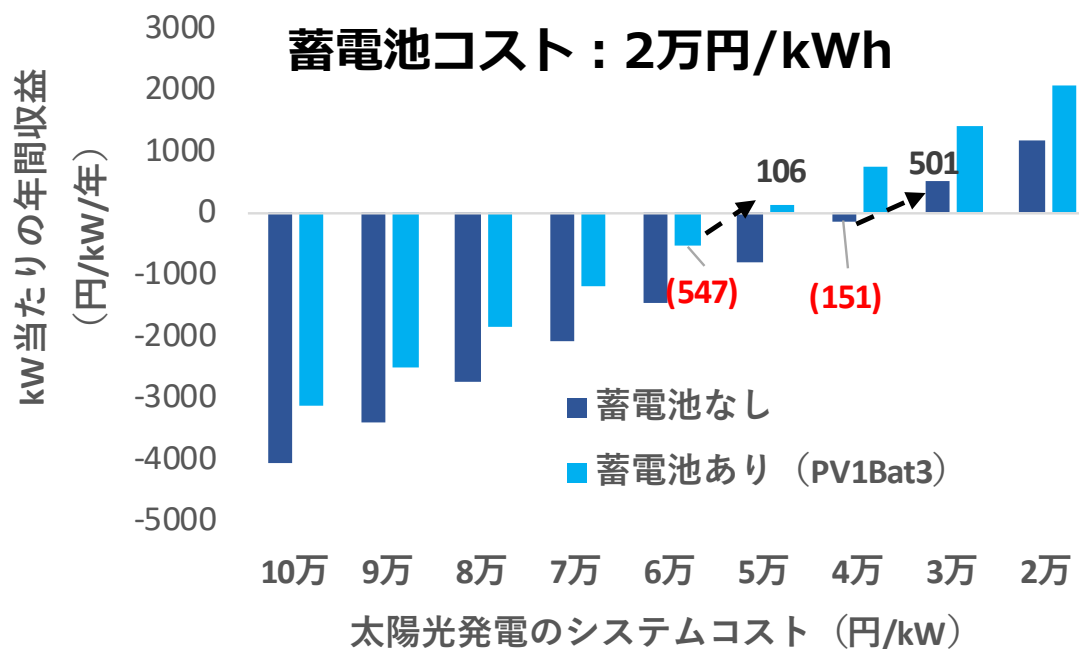
(3) 主な結果（経済性の検討）



注: FIP価格、10円/kWh ; 太陽光発電のシステムコスト、15万円/kW ; 太陽光発電設備容量のうち10%が蓄電池を設置

- ❑ 太陽光発電は7,850MWから16,673MWに増えると、出力抑制が発生し、収益は減少する（kW当たり売電量は年間1,545kWhから1,275kWhに減少）。
- ❑ 蓄電池の設置によって市場売電収入が増えるものの、蓄電池への追加投資の採算に見合うために求められる蓄電池のコストは1.5万円/kWh以下である。
- ❑ ただし、蓄電池の導入が最も進んでいる米国でも、蓄電池コストは4万円/kWh台である。
- ❑ コスト削減の加速や、中古EV電池の活用などの取り組みが必要である。

(3) 主な結果（補助金から自立化に関する検討）



注：太陽光発電の市場参入量は16,673MW；太陽光発電設備容量のうち10%が蓄電池を設置

- FIT認証済の太陽光発電（16,673MW）がすべて市場参入し、かつFIPがフェーズアウトされた場合、事業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/kW以下である。
- 同条件で、蓄電池のコストは2万円/kWh以下であれば、蓄電池設置の電力市場売電増収効果によって、太陽光発電のコストは3~4万円/kWに下がらなくても事業性が確保できる。

(4) 結論・示唆

- 電力取引市場における太陽光発電の参入量は増えると（7,850MWから16,673MW）、太陽光発電の市場売電収入は年間5,000円/kWほど減少する（カニバリズム）。
- FIPフェーズアウトされた際に事業性が成立するために求められる太陽光発電のコストは3~4万円/kW（政府の目標：10万円/kW）。
- 蓄電池の設置によって、カニバリズムの緩和や、太陽光発電の補助金からの早期自立化などが期待される。ただし蓄電池設置の採算に見合うために、蓄電池のコストは1.5~2万円/kWh以下になることが求められる（現状安い場合でも4万円/kWhである）。
- 蓄電池の効果を早期発揮するために、コスト削減の加速や、中古EV電池の活用等取り組みの検討が必要。
- また、カニバリズムによって、電力市場の売電収入だけで再エネ電源のコスト回収がより困難となった場合、収入の多様化が望まれる（例えば、RE100企業等需要家への直接売電）。
- 蓄電池を設置した場合の市場売電収入を上げるために、市場価格によって蓄電池の運用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。

ご清聴、ありがとうございます！