

系統用蓄電池・FIP転換の経済性検証

Claude との対話ログ（2026年7月13日）

目次

- JEPX取引における充放電時の経費項目・妥当性検証
- 買電側のPPA化による収益率への影響
- 既存太陽光への蓄電池増設のメリット再考
- 「19年目でFIP転換」戦略の検証
- FIPプレミアムの実際の大きさ

Q1

USER

系統用蓄電池が最近活況です。系統用蓄電池の稼ぎの主軸は需給調整市場での取引であり、JPEXでのアービトラージを狙った電気の売買は利益がほぼ出ないそうです。理由としては昼間の電気を0円で買ったとしても、充電放電双方に託送料がかかり夜売れる単価とのサヤを経費でほぼ食われるというのが原因のようです。

- JPEX取引における充放電時の経費項目を列举、
- 経費の妥当性を検証
- 結論を考察し教えて

CLAUDE

1. JEPX取引における充放電時の経費項目

充電時（買電＝需要側）

項目	内容	目安水準
卸電力購入費	JEPXスポット価格そのもの	昼間0.01円/kWh～
託送料金（需要側・kWh課金）	系統から蓄電池への引込電力量に対する従量料金	約0.88円/kWh
託送料金（需要側・kW課金＝基本料金）	契約電力に応じた月額固定費。充放電量に関わらず発生	約503.80円/kW/月
再エネ賦課金	系統から購入した電力量に一律で課される	約3.49円/kWh
往復効率ロス	充放電効率90%前後（LFP系）	実質▲10%程度を目減り

放電時（売電＝発電側）

項目	内容	目安水準
発電側課金（kW課金）	発電設備容量に応じた月額固定費	約75.13円/kW/月
発電側課金（kWh課金）	揚水発電・蓄電池は免除されている	0円（免除）
JEPX取引・システム利用の諸費用	時間前市場でのスリッページ、インバランリスクなど	変動
EMS／アグリゲーター手数料	自動入札・運用委託の対価	契約次第

2. 経費の妥当性検証

「サヤが経費に食われる」現象の主因は、従量費ではなく**固定費（kW課金）の按分負担**です。

変動費（1kWhあたり）：託送kWh課金0.88円＋再エネ賦課金3.49円＝約4.4円/kWh（＋効率ロス約10%）

固定費（kW課金）の按分：託送kW課金503.80円＋発電側課金75.13円＝約579円/kW/月。1日1サイクル・4時間放電（月間約120kWh/kW）で稼働させた場合でも、579円÷120kWh≒約4.8円/kWhの固定費負担が上乘せされる。稼働率が低いほどこの負担は跳ね上がる。

合計すると、概ね10円/kWh前後、稼働率が悪ければそれ以上のコストが必要。2024年のJEPX価格差（1日平均約20円/kWh）を踏まえても、実質マージンは数円/kWh程度まで圧縮される。経産省試算でもアービトラージ主体の20年IRRは、値差4.45円/kWhで-8.1%、10.61円/kWhで-0.7%、17.54円/kWhで4.2%。

3. 結論

- 「託送料でサヤが食われる」は事実だが、正確には「充放電双方に課される固定費を、限られたサイクル数・充放電深度で割り算した結果、負担が重くなる」という構造
- ダックカーブ（昼間ほぼゼロ・夕方急騰）がアービトラージ収益の源泉だが、固定費構造のため値差の大半が相殺され、単独の収益源としては薄いというのが業界のコンセンサス
- 需給調整市場・容量市場との「スタッキング」が主軸になる。ただし需給調整市場も2026年3月13日取引分から上限価格が19.51円→15円/ΔkW・30分に引き下げられ、募集量も3σ→1σ相当に削減されるなど、この主軸自体も先細りリスクを抱えている

Q2

USER

ありがとう、では買電側をPPAにして太陽光発電から取り出す方式にしたら収益率は向上する？系統から買電した場合の+5円の経費と比べて、構造的にどうなるか、結果どうなるかを考察して

CLAUDE

PPA充電化による収益率への影響：構造分析

結論から言うと、単純に「系統買電をPPAに置き換える」だけでは収益率は向上しません。むしろ多くのケースで悪化します。「PPAの種類」によって結論が180度変わります。

1. PPAには3種類あり、託送料金の扱いが全く異なる

方式	系統の利用	託送料金	単価水準
オンサイトPPA（構内直結）	使わない	不要	10～25円/kWh程度が相場
自己託送（遠隔地の自社電源）	使う	必要	発電コスト+託送料
オフサイトPPA（第三者所有の遠隔電源）	使う	必要	オンサイトより割高な傾向

2. 「+5円の経費」と比較した構造変化

ケースA（オフサイトPPA／自己託送）：託送料金・賦課金は回避できず、その上にPPA単価（10～25円/kWh）が上乘せされる。構造的に悪化する可能性が高い。

ケースB（オンサイトPPA・通常契約）：託送料金・賦課金（約4.4円/kWh）は回避できるが、仕入れ単価がJEPXの0.01円からPPA契約単価（10～25円/kWh）に跳ね上がるため、トータルでは大幅な悪化になる。

ケースC（出力抑制回避目的の特殊併設契約）：唯一メリットが成立し得る例外形。九州エリア等、出力抑制が頻発する太陽光発電所に併設し、本来ゼロ円になる電力を格安～逆インセンティブ付きで直接吸収する契約であれば、構造的に純粋なメリットのみとなり収益率は向上し得る。

3. 見落としてはいけない副作用：稼働率の低下

PPA充電化（特にオンサイト直結）は、充電できる時間帯が太陽光の発電時間に限定される。充電機会が減れば固定費の按分負担（円/kWh）はむしろ悪化する。「変動費が減る」メリットと綱引きになる。

結論

シナリオ	変動費(+5円相当)	仕入れ単価	稼働率	総合評価
系統買電（JEPX）＝現状	かかる	極めて安い(0.01円～)	高（随時）	基準
オフサイトPPA／自己託送	かかる（変わらず）	割高（相場）	太陽光依存で低下	悪化
オンサイトPPA（通常契約）	回避	割高（10～25円/kWh）	太陽光依存で低下	悪化
オンサイトPPA（出力抑制回避型・格安契約）	回避	極めて安い～逆インセンティブ	太陽光依存で低下	改善余地あり

Q3

USER

では、あらかじめ太陽光発電事業者が発電設備を持っていた場合、蓄電池を増設することによって得られるメリットは出力制御で抑制された分をJPEXで夜間売電することができるというぐらいという理解が正しい？その場合、蓄電池増設コストをペイするのはかなりむずかしそうだね。裏付けを取って解説して

CLAUDE

「既存太陽光＋蓄電池増設」のメリット再考

その理解は半分正しく、半分過小評価です。「出力制御分を貯めて後で売る」というのはメリットの一部に過ぎません。

1. 「出力制御分をJEPXで夜間売電」は正しいが不完全

収益性が高く評価されている事例のほとんどは「FIT→FIP転換」と「蓄電池併設」をセットで行っている。FIP転換すると、市場価格が高い時間帯に売電するほど収益が増える**プレミアム**制度が働き、出力制御時間帯（プレミアムも受け取れない）の電力を蓄電し、プレミアムが出る時間帯にシフトして売れる。さらに2026年度からは優先給電ルールの変更で、FIP電源は出力制御を受けにくくなる方向。

2. 実例データでの裏付け

事例①：さつまグリーン電力2号（鹿児島）－AC450kW・FIT18円/kWhの太陽光に580.5kWhの蓄電池を後付け、FIP転換と併せて収益42%アップと見込み。

事例②：九州電力管内・低圧太陽光（80kW、FIT36円/kWh、残FIT期間11年）－約260kWhの蓄電池導入で、FIT売電収入年間約360万円→FIP転後は年間644万円、約5年で投資回収と試算。ただし「FIT単価32円以上・残FIT期間10年以上・九州電力管内」という条件付き。

3. 新設の系統用蓄電池と比較した構造的優位

既存太陽光への後付けは、土地・連系設備を流用でき、再エネ電源併設型に特化した補助金も存在するため、新設より投資回収しやすい構造。

4. 条件がそろわない場合はご懸念どおり厳しい

- 出力制御率が低いエリア（関東など）：回避効果が小さい
- FIT単価が低い案件：上乘せ効果が絶対額として小さい
- 残存FIT期間が短い：投資回収期間が短い
- FIT転換せずFITのまま維持：プレミアム制度が使えない

さらに電池劣化（初期の80%程度まで容量低下）により、収益は年々減少する点も考慮が必要。

Q4

USER

では、本土エリアで単価も低い発電所の場合はペイしにくいという話であれば、FITを19年目ぐらいギリギリまで引っ張って、そこからFIPに乗り換え蓄電池を増設するというスキームが、一番固定買取という安定位置を維持しながら卒FIT後も発電所を運営していく最善策と言えるのでは？もしほかに良い方法があれば提案して

CLAUDE

「19年目でFIP転換」戦略の検証

結論から言うと、この戦略には**制度上の重大な欠陥**があります。FIP転換の恩恵をほとんど受けられない設計になってしまいます。

1. なぜ「19年目」だと機能しないのか：制度上の理由

FIT認定時の調達価格がそのままFIP基準価格として適用され、**交付期間もFIT残存期間がそのままFIP制度の適用期間として引き継がれます**。つまり19年目でFIP転換した場合、プレミアムが受け取れるのは残り1年間だけで、20年目を過ぎればプレミアムなしの完全な市場売り（実質的に卒FIT/卒FIPと同じ状態）になります。

好事例が高い収益性を出せた条件は「FIT単価32円以上・残FIT期間10年以上」でした。19年目に切り替えても、蓄電池投資を「プレミアムがある1年間」だけで回収することはほぼ不可能で、結局20年目以降は蓄電池も丸腰で市場に晒されます。「良いとこ取り」ではなく「悪いとこ取り」に近い結果になりがちです。

2. では本土・低単価案件はどうすべきか：代替案

案①：卒FIT直前に「出口戦略の比較検討」を開始する（推奨の起点）

- **売電先の見直し（相対取引）**：卒FIT後の買取単価は大手電力で7～10円程度、新電力では8～13円程度が目安。初期投資ゼロで収益改善が見込め

るケースがある

- **自家消費への転換検討**：高圧の電気購入単価（20円/kWh以上）と卒FIT後の売電単価（7～13円程度）の差を踏まえると、売るより自社で使う方が経済合理性が高いケースが多い
- **その時点での蓄電池コストで再試算**：蓄電池のコストは低下傾向にあるため、「今」ではなく「卒FIT直前」に改めて費用対効果を計算し直す方が有利な可能性がある
- **発電所の売却**：運営を続けるより売却の方が合理的なケースもあり、選択肢として比較すべき

案②：出力制御動向を継続モニタリングし、状況が変われば方針転換（東北エリア等、本土でも出力制御拡大の動きあり）

案③：老朽化コストとのバランスも同時に検討（PCS更新のタイミングと合わせて蓄電池投資を設計）

結論

「19年目までFIT、そこからFIP+蓄電池」という設計は、FITの安定性は確保できてもFIP転換の本来の旨味（長期プレミアムでの投資回収）を捨てることになり、最善策とは言えません。「決め打ちせず、卒FIT直前に最新情報で意思決定する」柔軟型の出口戦略の方が合理的と考えられます。

Q5

USER

ありがとうございます。出口付近で振り返り作戦再検討が提案ですね。あなたはFIPのプレミアムに重きをおいているけど、プレミアムは売電価格に対してどの程度乗るものですか？あなたの分析からは逆接ではあるけれど、FIPのプレミアムと蓄電池の補助金がなければ蓄電池に投資する価値は薄いという結びになると思うけどその理解でいいですか？

CLAUDE

FIPプレミアムの実際の大きさ、そしてご推論の検証

結論から言うと、そのご理解は正しいです。

1. プレミアムの計算式と実際の大きさ

プレミアム単価 = 基準価格（FIT時の調達価格）－ 参照価格（市場平均価格ベース）－ 非化石価値相当額 + バランシングコスト（下限0円、マイナスにはならない）

基準価格＝そのプラントのFIT認定時の調達価格そのものであるため、プレミアムの大きさは実質的に「認定年・認定単価」でほぼ決まります。

発電所のタイプ	基準価格（FIT単価）	参照価格の目安	プレミアム
2012～2014年頃認定の高単価案件	32～40円/kWh	10～12円/kWh程度	15～25円/kWh規模
2020年代の低単価案件（本土・低単価）	10～11円/kWh前後	10～12円/kWh程度	0～2円/kWh程度（ほぼゼロ）

前述の好事例は、いずれも基準価格が高い旧世代FIT案件だったからこそプレミアムが厚く効きました。本土・低単価案件は基準価格自体が現在の市場価格に近いため、プレミアムというメカニズムそのものが構造的に薄いのです。

2. ご推論の検証：「プレミアムと補助金がなければ蓄電池投資の価値は薄い」

その理解で合っています。蓄電池投資が明確にペイした事例の収益源は、実質的に次の3つの合わせ技でした。

1. 出力制御回避（本土・低出力制御エリアでは効果が薄い）
2. FIPプレミアムの獲得（低単価案件ではほぼゼロ）
3. 設備導入補助金（なければCAPEX回収年数がそのまま伸びる）

本土・低単価案件は、この3つのうち1と2がほぼ機能せず、3もなければ、蓄電池投資の経済性は結局「素のJEPXアービトラージ経済性」（変動費約4.4円/kWh+固定費按分+往復ロスを、値差から差し引いて薄いマージンを取りに行く）に収斂してしまいます。

3. 留保点：出力制御回避自体はFITのままだでも一定の価値を持つ場合がある

FIT制度下では出力制御時（0.01円コマ）の売電収入はゼロになるが、蓄電池が吸収して後で市場価格で売れば「捨てるよりはマシ」な収入源にはなる。ただし出力制御が一定以上の頻度で発生しているエリア限定の話であり、本土・低出力制御エリアでは効果が小さい。

まとめ

プレミアムの大きさは「基準価格－参照価格」で決まり、低単価案件では構造的に薄い、ほぼゼロになります。本土・低単価案件で蓄電池投資を正当化するには、専用の補助金の有無と将来の蓄電池コスト低下、そして将来的な出力制御拡大の可能性を、卒FIT直前に改めてチェックする価値があ

る、という結論に帰着します。