

FIP制度が太陽光発電アセットマネジメントに与える影響

本多 史裕 一般財団法人日本海事協会 (ClassNK)

1. はじめに

エネルギー基本計画（第5次、2018年閣議決定）では、2030年、さらに2050年を見据えたエネルギー政策の方向性と「3E+S」¹を原則とし、安定的で負担が少なく、環境に適合したエネルギー需給構造を実現することが示された。太陽光発電を含む、再生可能エネルギーは2030年に向けては、主力電源化への布石、低コスト化、系統制約の克服が施策として示されている。また、2050年に向けては、経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指す方向性がだされている。現在、状況変化を踏まえ、エネルギー基本計画の見直しが検討されている。気候変動問題への危機感の高まり、新たなテクノロジー（デジタル化、データ駆動型社会）の取り込みなどが視座として出され、再生可能エネルギーはエネルギーミックスにおいて引き続き重要な位置を占めていくと予想される。他方、再生可能エネルギーは「低コスト化」「電力市場への統合」「事業規律」「電力系統」「発電量の不安定さ」という課題を抱えているとも認識されている。再生可能エネルギーを「主力電源」とするため、責任ある長期安定的な電源となることが必要で、具体例を挙げると、安全面、地元との調整（環境影響）、廃棄対策での配慮が求められている。また、2015年からの「電力システム改革」²では、「広域系統運用の拡大」「小売および発電の全面自由化」「法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保」の3段階で工程が進められ、2020年4月に第三段階である、送配電部門の分離が実施された。既に、電力量

(kWh) を取引する「卸電力市場」や環境価値を取引する「非化石価値取引市場」が開始されているほか、調整力（周波数調整や予備力）を取引する「需給調整市場」（2021年4月から）も新たな市場として開始された。また、将来の供給力(kW)を取引する「容量市場」も2020年度からオークションが開始され、2024年から取引開始となる。

2. エネルギー供給強靱化法の成立

2020年の通常国会で、強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（エネルギー供給強靱化法）が成立した。「電気事業法」と「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（再エネ特措法）」と「独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構法（JOGMEC法）」という、3つの法律をパッケージにして改正がされた。施行は2022年である。エネルギー供給強靱化法における再エネ主力電源化にむけた主要改正項目は以下のように3点ある（アンダーラインは筆者）。

1. 電源の特性に応じた制度構築（競争力ある再エネ産業への進化）

- 「FIT法」から「再エネ促進法」に改正。
- 市場連動型のFIP制度の創設。
 - ✓ 2022年度よりFIT制度に加え市場連動型のFIP（Feed-in Premium）制度を導入。（再エネ促進法）
 - 分散型電力システムの促進（電気事業法）
 - ✓ 地域において分散小型の電源等を含

む配電網を運営しつつ、緊急時には独立したネットワークとして運用可能となるよう、配電事業を法律上位置付け。

- ✓ 分散型電源等を束ねて電気の供給を行う事業（アグリゲーター）を法律上位置付け。

2. 再エネの大量導入を支える次世代電力ネットワーク

- マスタープランの法定化（電気事業法）
 - ✓ 電力広域機関に、広域系統整備計画策定義務を追加
- 系統増強費用への賦課金投入（再エネ促進法）
 - ✓ 広域系統整備計画を踏まえ、再エネの導入拡大に必要な地域間関係線の送電網の増強費用の一部を、賦課金方式で全国で支える制度を創設。

3. 適正な事業規律（再エネと共生する地域社会の構築）

- 太陽光発電の廃棄費用の外部積立義務化（再エネ促進法）
 - ✓ 事業用太陽光発電事業者に、廃棄費用の外部積立を原則義務化。
 - 長期未稼働に対する失効制度（再エネ促進法）
 - ✓ 認定後、一定期間内に運転開始しない場合、認定を失効。
- （2020年7月22日再エネ大量導入・次世代NW小委員会（18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料より引用）

この昨年6月の法改正とその後の委員会での議論から、太陽光発電事業の将来の方向性は、以下のようにまとめられる。

¹ Safety: 安全最優先、Energy security: 資源自給率、Environment: 環境適合、Economic Efficiency: 国民負担抑制

² 「安定供給を確保すること」「電気料金を最大限抑制すること」「需要家の選択肢や事業者の事業機会を拡大すること」の3つが目的である。

従前のFIT制度からの変化、将来の方向性

| | FIT | FIPを含むポストFIT | 将来 |
|------------|-----------------------|-------------------------------|---|
| 販売、オペレーション | 市場取引の免除、固定価格買取、インバラ特例 | 市場取引へ統合（買取義務・インバラ特例の廃止） | 自立化 ・他電源と共通の環境下で競争 ・責任ある長期安定的な電源となる |
| | | 新ビジネス促進、システム最適化（需要家発掘、蓄電池併用等） | |
| 発電側基本料金の負担 | | | |
| 投資インセンティブ | 固定価格で買取 | FIPによるプレミアム（供給促進交付金） | |

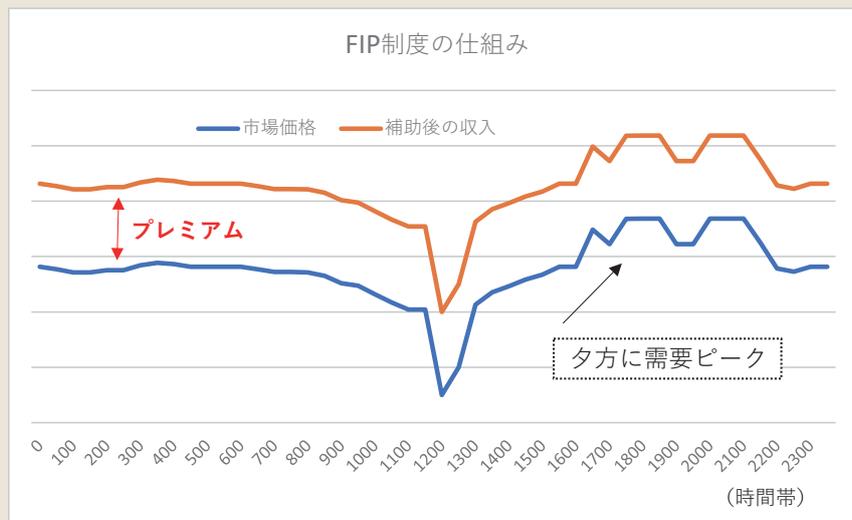
（資源エネルギー庁資料を参照し、作成）

3. FIP制度について

エネルギー供給強靱化法に基づき、発電コストが低減している電源、又は発電コストが低廉な電源として活用しうる電

源について、電源ごとの案件の形勢状況をみながら、電力市場への統合を図っていくとされている。具体的には、大規模太陽光・風力等の競争力ある電源への成

長が見込まれるものについては、2022年度よりFIT制度に加えて市場連動型のFIP（Feed-in Premium）制度が導入される。



| | FIT制度 | FIP制度 |
|--------|--|--|
| 売電 | 売電価格が一定 | 補助金が一定（売電価格は変動）。販売先、価格、契約期間をどう組み合わせられるか。 |
| 特例措置 | 特例措置で全量買取、インバランス料の支払い免除 | なし（買取先をみつける必要、並びに、インバランスのリスクを負担） |
| 収入 | 発電量に応じて固定価格での収入。時間帯、季節性、需給要因による影響は軽微。 | 発電量と市場価格の両方に応じた収入。時間帯、季節性、需給要因による影響は大きい。 |
| 行動原理 | 計画されたリターン、需要の変動に応じて供給するようなインセンティブはない。効率性の追求。発電量を最大化。 | リスクに見合うリターンの確保、需要ピーク時に高価格で売るインセンティブ。創意工夫、付加価値、一層の効率性の追求。 |
| 政策の意図 | 導入促進、育成 | 育成、自立促進 |
| 産業ステージ | 揺籃期、成長期 | 成熟期 |

FIP制度の仕組みは、再生可能エネルギーによる電力を、市場価格にプレミアム（補助額）を上乗せして買い取る仕組みである（右図）。再エネ発電事業者からみると、プレミアム（補助額）は一定で、この部分は優遇を得るが、売電価格は（卸電力）市場価格に連動して動く。事業者にとって、市場価格の高い需要ピーク時に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブがあるとされる。他方で、買取価格が固定であるFITに比べると、価格変動リスクを負い、発電事業におけるコストダウンの必要性はさらに増すと予想されている。

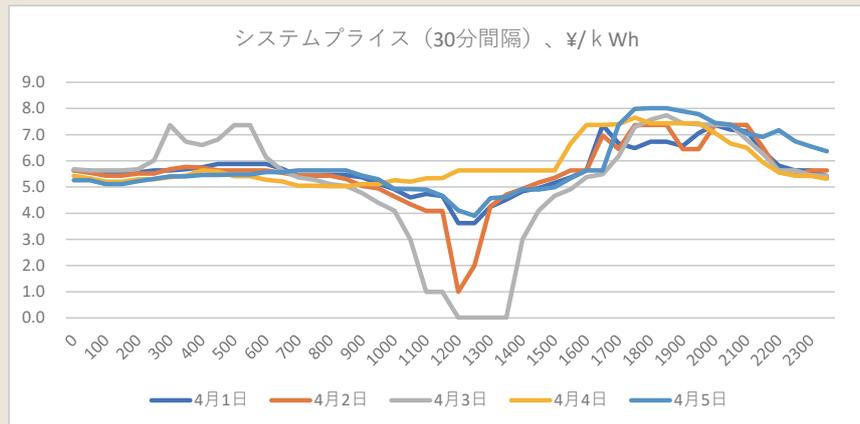
FIT制度とFIP制度を対比すると、次表のようになる。

FIT制度では、特例措置で全量買取、インバランス料の支払い免除がされているが、FIP制度では、発電事業者は自ら買取先をみつける必要、並びに、インバランス³のリスクを負担することになる。FIT制度では、売電先の確保、価格変動を心配することなく、発電に専念できたが、FIP制度における発電事業者の方が、各事業者における管理の対象、選択や意思決定を求められる度合いは格段に増すと考えられる。

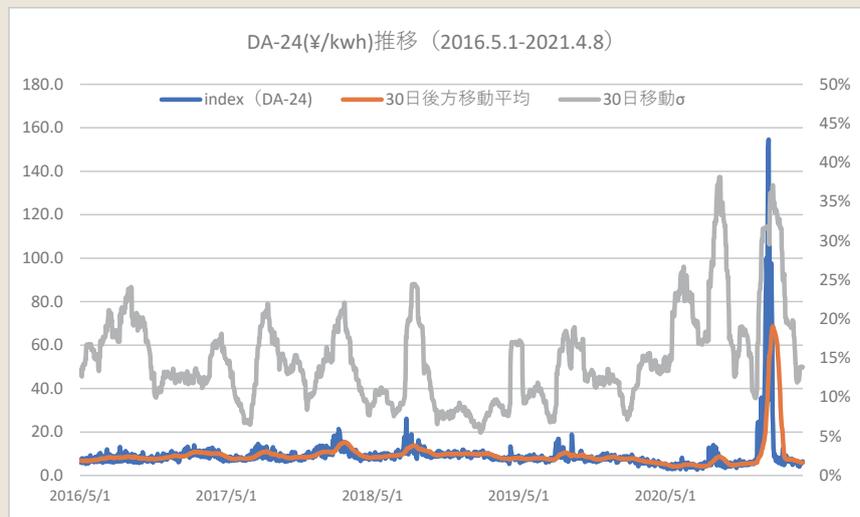
さて、ここで、FIT制度では影響が遮断されていた売電価格（市場価格）の動きについて確認してみよう。FIP制度では、市場価格に基づく売電となり、相対取引でも日本卸電力取引所（JEPX）における価格が参照されると思われる。まず、日中の動きについては、右上図に示すように30分刻みで48の時間帯から構成され、需給により価格が変動する。例えば、夕方にかけて電力需要が増加し、価格が上昇する一方、天気の良い日の正午前後は価格が下落する傾向がある。

また、長期の時系列データを見ると（右表参照）、2016年4月1日から2020年3月31日までは、平均値9円前後、4円から26円のレンジの中で推移している。ときおり、価格が高騰する（スパイク）様子が見受けられる。右中グラフの灰色の線（右軸）は30日移動でのボラティリティである。2020年4月から2021年3月までの1年間で

2021年4月のシステムプライス



（JEPX スポット市場データ、2021年4月初旬）



（JEPX スポット市場インデックス、2016年5月～2021年4月8日）

スポット価格（インデックス）

| | 2020年3月までの4年間 | 2020年度を含む5年間 |
|------|---------------|--------------|
| 平均値 | 8.97 | 9.40 |
| 中央値 | 8.57 | 8.21 |
| 最頻値 | 8.86 | 8.86 |
| 標準偏差 | 2.20 | 9.52 |
| 範囲 | 21.97 | 151.96 |
| 最小 | 4.19 | 2.61 |
| 最大 | 26.16 | 154.57 |
| 変動係数 | 25% | 101% |

（価格については、単位は¥/kWh）

³ 発電事業者が発電計画と発電実績の同時同量を達成できず、供給する電力に過不足が生じた場合をさす。インバランス料金は、その調整のための対価として、発電事業者が一般送配電事業者支払い（精算）をしなくてはならない料金のこと。

| 機会 | 脅威 |
|--------------------------------|---|
| システムの強化 | 市場取引への移行（販売先確保、売れ残りリスク、価格変動リスク、長期価格低迷リスク） |
| 蓄電池、新しい技術（デジタル化、データ解析、ドローン利用）等 | コスト増（発電側基本料金、廃棄費用、保険料） |
| 失効制度の明確化 | 気候変動リスクと災害の激甚化 |
| 非化石燃料価値、SDGs重視の流れ | |

は、下期に北半球で厳冬となり、天然ガスの需要が国際的に想定を上回り、ガス価格の上昇、LNGの逼迫が生じた。こうしたことなどを背景に、2021年1月には電力価格が154円まで高騰し、ボラティリティは通常の2倍以上を示し、その後、価格は従前の水準に戻っている。

4. エネルギー供給強靱化法、FIP制度のもとでのアセットマネジメントの方向性

前述のように、太陽光発電事業のステージは導入・高成長期から成熟期に移行している。要求される事項は、効率化（コストダウン、国民負担の軽減）、精緻な発電計画とその実行、他の電源に劣位しない競争力、地元社会との調和などである。経営的には、成熟期における成長の実現、規模の利益の追及、効率化が課題となる。売電収入の見通しの不確実性は増す一方、他の電源との競争、安全や安定供給への要請に応じていくためのコスト、手間は増えると予想される。こうした相反する要素と様々な要請に対し、アセットマネジメントの高度化を通じて最適化をはかることが対応として考えられる。

まず、今回の法改正やステークホルダーからの期待をもとに、今後の太陽光発電事業における機会、脅威を整理してみたのが上表である。

FIP制度のところでも述べたように、市場取引への移行は、発電事業者が電力価

格の変化に直面することになる。そして、電力の市場価格は、日中、並びに、1ヶ月程度の短期ではそれぞれ不安定な様相をみせることがある。これに対しては、蓄電池の併用、コーポレートPPA⁴、などが対応として既に論じられている。これらに加え、事業期間を長期化⁵する方策により、価格が変動しても売電収入の総和を一定以上に確保できるようにすることも検討に値すると思われる。また、インバランス料金の負担を極力増やさないう、発電計画の精度をあげたり、不測の運転停止を起こさないような計画的な保守、運用が不可欠である。

長期間にわたる発電については、昨夏にインフラファンド、私募ファンド、事業会社等にヒアリングしたところ、極めて多くの事業者はFIT期間後も、発電を継続させていきたいという意向が示された。パワコン、太陽光パネル等のメンテナンス、必要な設備更新を行いながら、発電所としての機能を長期間にわたって維持していくことが想定されている。また、廃棄費用の積立も義務化される中、ライフサイクルコスト（LCC）、すなわち、「設備の発案・企画から廃棄まで若しくはその一部分の期間に発生するコスト」の経済性評価（定量化）と最小化も考慮すべきである。LCCを下に簡略に示すが、リスクと費用のバランスをとった維持管理費の最適化、確率事象であるリスクの抑制（*確率を低下させる、増加させない工夫の発揮）がポイントであろう。

$LCC = \text{初期建設費用} + \text{維持管理費 (O\&M)} + \text{処分費用 (廃棄費用)} + \text{リスク (確率事象*)}$

また、需要家（電力小売事業者、再エネ電力を求める最終需要家）のニーズ、期待を踏まえて事業者、アセットマネージャーが考慮し、需要家に訴求していく要素として以下が考えられる。

- ・電力の質（電圧、周波数、安定性（低い不稼働率））、必要量の提供
- ・リスクマネジメントの高度化（事故回避、災害への耐性の強化、対応計画）
- ・メンテナンス⁶により、高い稼働率、低い事故率・停止率を実現できないか。
- ・メーカーの保証期間経過後のメンテナンスの巧拙
- ・コスト競争力、コスト、効率性の持続的な改善
- ・発電所のライフサイクル（計画、建設、運用から廃棄まで）を通じての低炭素化
- ・安全性、安全運転
- ・きめ細かい単位での発電量の予測（年単位、季節単位、月単位→日単位、時間単位）、発電量の予測の精度の向上
- ・気象条件、立地条件等と自社の発電実績との関係の分析、データ活用と予測精度の向上
- ・地域との調和、責任ある長期安定的な電源として、安全面、地元との調整（環境影響）
- ・廃棄対策での配慮

⁴ コーポレートPPA（Corporate Power Purchase Agreement）とは、企業（電力需要家）が独立系発電事業者（IPP）と長期間の電力購入契約（PPA）を締結すること。

⁵ ファイナンス面からは、発電事業が借入、ボンド等の外部負債で調達されている場合は、貸付人、ボンドホルダーの了解を得て、事業期間と借入期間を延長することを想定しておく必要がある。

⁶ メンテナンスでは、TBM（経過時間に基づくメンテナンス）に加えて、CBM（状態に基づくメンテナンス）の採用、設備の特性にあわせ、両者の併用が進むであろう。