

2023年10月3日

経済産業省 資源エネルギー庁 御中

FIP制度の更なる活用促進に向けた制度設計改善に関する意見書

一般社団法人 再エネ推進新電力協議会 (REAP)

FIP制度は、その制度趣旨である再エネの市場統合実現の観点に加え、再エネ電源との相対取引を可能としたことで需要家主体型の再エネ導入を促すことから、政府としても新規電源のFIP利用、並びに既存FIT電源のFIP移行を推進されているものと認識しております。しかしながら、2022年4月の制度導入後約1.5年が経過した現時点において、FIPの新規認定はFIT認定と比較して大幅に落ち込んでいることや、FITからの移行も期待通り進んでいるとは言い難い状況にあります¹。

第6次エネルギー計画において掲げられたエネルギーミックスにおける再エネ比率36~38%の実現には、引き続き再エネの新規導入を失速させないことが必要であり、またFIP制度を活用して小売事業者が相対取引により再エネ電源からの直接調達を行うことで需要家の再エネ利用が促進し、再エネのさらなる普及拡大につながると考えております。

FIP制度の更なる活性化を促すためには、以下の課題を解消するべく制度の見直しが必要と考えます。

- 1 参照価格に内在する不確実性が高く、ファイナンスを成立させにくいこと。
- 2 インバランス調整を担うアグリゲーターが育っていないこと。
- 3 既設ではオンライン制御化が難しい電源が多く、これらのFIP移行ができないこと。

2021年2月26日に示された再エネ特措法の改正の取りまとめにおいても「FIP制度施行後においても、予見可能性に配慮しつつ適切な見直しを実施し、必要に応じてファインチューニングを行っていく。」と記されておりますので、上記3点の課題を踏まえて下記の通り提言をさせていただき次第です。

【意見内容】

1. 参照価格算定における前年度参照方式を見直すこと
2. プレミアム単価から差し引く非化石価値相当額のあり方を見直すこと
3. プレミアム単価に付与されるバランシングコストの適正化すること
4. オンライン制御化をFIP移行の要件としないこと

1. 参照価格算定における前年度参照方式を見直すこと

現行のFIP制度では、季節間の市場価格のインセンティブを与えるために前年度を参照する方式となっております。しかし、市場高騰が発生した次年度におけるプレミアムは前年高騰月のみに著しくプレミアムが偏る現象が発生するため、特に太陽光、風力等においては天候次第で収益が大きく影響を受けてしまうことから、発電事業収益の予見性が低下しファイナンスの組成を困難にする要因となっております。また、太陽光、風力については、メンテナンスによる停止期間が短いことや、水素等長期蓄電手法が確立されていない現状

¹ 再エネ大量導入小委員会（第52回）資料1によると、2023年6月時点までのFIPの新規認定は638.5MWであり、これは2022年度のFITの新規認定量の5,687MWに比べると約9割減少しています。またFITからの移行認定量は太陽光で22.7MW、風力で131.8MWであり、それぞれFIT既認定導入量の0.04%、5%に過ぎません。

において、季節間のプレミアム価格インセンティブは有効とは言えません。FIP 制度導入に先行する海外においても前年度参照方式は採用されていません²。従って、プレミアム算出時の参照価格を当年度月間平均のみとすることを提言します。

2. プレミアム単価から差し引く非化石価値相当額のあり方を見直すこと

FIP 制度では、プレミアム価格算出に非化石価値を減じています。その際の非化石価値市場のうち「高度化法義務達成市場」を参照することとされていますが、この方法について以下2点課題があると考えます。

①同市場の価格は市場創設以来、上下限に張り付いており市場としての価格形成が機能しているとは言い難く、且つ現状では相対による取引が大宗を占めている状況から、当該市場価格が非化石価値の指標とは言えないこと。②発電事業者が需要家に相対取引で再エネ電力として販売する際には、証書価値の回収が再エネ価値取引市場程度になるため、プレミアムの減額分を回収できないこと。といった課題があります。

従って、まず、新設電源に対し FIP を適用する際は、非化石価値をプレミアムから減じないことを求めます。参照価格のから非化石価値を減ずとも、入札にて決定される基準価格は非化石価値を考慮した適正価格まで下がるものと考えられます。他方、既設 FIT 電源の FIP 移行の際には現状の買取価格を基準価格とすることから、非化石価値を外しとした場合は直接的な国民負担の増加につながるため、非化石価値を参照価格から差し引く必要があります。この際差し引く非化石価値は、FIT 非化石証書の売買市場である「再エネ価値取引市場」の価格とすることを提言します。

3. プレミアム単価に付与されるバランシングコストを適正化すること

プレミアム単価に付与されるバランシングコストは経過措置として当初 1.0 円/kWh とし、これを徐々に低減させ、バランシングコストの目安として FIT 特例 2 に使用されるインバランスリスク料と同額を目指すこととしています。こうした仕組みは FIP 制度開始当初、FIT からの移行インセンティブを持たせ、アグリゲーション・ビジネスの活性化を創出することを目的として設定されました³。しかしながら、現時点でアグリゲーターの参入は少なく、FIP 活用が進まない一要因となっているため移行のインセンティブが十分であるかどうかの検証が必要と考えます。さらに、FIT インバランスリスク料は僅か 0.1 円/kWh 程度⁴しかなく、継続的にバランシング業務を行う上での費用回収として不十分であることも課題と考えます。諸外国でも管理プレミアムとして継続的に 0.5 円/kWh 程度が継続的に付与されていることから、バランシングコストの付与のあり方については、発電予測が難しい風力電源など電源種も考慮しつつ実情を踏まえ見直すことを提言します。

4. オンライン制御化を FIP 移行の要件としないこと

現行の FIP 制度では、FIT 対象電源を FIP 認定事業に移行（FIP 移行）する際「事業計画策定ガイドライン」の規定や「再エネ特措法改正にかかる詳細設計」により、オンライン事業者であること、もしくはオンライン化することが要件とされています^{5,6}。オンライン化は出力制御効率化や系統運用の観点から有用なも

² 2022 年 3 月「諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査 報告書」P12

https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2021FY/000135.pdf

³ 2021 年 1 月 12 日大量導入小委員会 資料 1

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/023_01_00.pdf

⁴ OCCTO ウェブサイト インバランスリスク単価（2023 年度上期）

<https://www.occto.or.jp/fip/imbalance.html>

⁵ 事業計画策定ガイドライン(風力発電) P27 解説

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/legal/guideline_wind.pdf

⁶ 2021 年 2 月 26 日 再エネ特措法改正にかかる詳細設計とりまとめ（P10）

のである一方、高経年風力発電所等において、技術的にオンライン化ができない、もしくはオンライン化を行うにあたり相当なコストが必要となることから、事実上 FIP 移行ができなくなるケースが存在します。系統の高度化や出力抑制の最適化に向け電源のオンライン化は推し進めるべきであるものの、オンライン化を FIP 移行の際の条件とする必要があるとまでは言えません。従って、事業計画策定ガイドライン等における FIP 移行時にオンライン化を求める記載は FIP 促進の観点から望ましくなく、該当箇所の削除を提言します。

以上