

発電側基本料金 制度見直しにあたって

1. 発電側基本料金の見直しの方向性について
2. 発電側基本料金の見直しにあたっての意見
3. FIT・FIP対象電源の買取期間中の課金免除について
4. 今後の進め方に関する要望

2020年12月15日
一般社団法人 太陽光発電協会

発電側基本料金の見直しにあたって、

発電側基本料金の必要性、並びに小売側を含めた託送料金制度全般の抜本的見直しが必要な時期に来ているのではないか。

- 従来の発電側課金、並びに小売側託送料金は、大規模集中電源を主体とした上流から下流への一方向の電力供給を前提に設計されている。しかしながら、これからは脱炭素化に向け、分散電源とデマンドリスポンスが活躍する双方向の電力ネットワークに急速に変貌していくと考えられ、制度設計の前提が大きく変わりつつある。
- 系統への接続と運用に関しては、従来より、平時においては地内系統に混雑が発生しない前提かつ先着優先ルールに基づいており、発電側課金に関しても、その前提で制度設計がなされた。しかしながら、その前提を大きく変える方針が示され、混雑処理を前提としたノンファーム接続の全国展開を始め、先着優先からメリットオーダーへの転換、将来的にはゾーン制やノードル制への移行が検討されている。これら、新しい系統アクセスと運用ルールに整合した制度設計を開始すべき時期に来ているのではないか。
- 特に、配電ネットワークにおける電源への課金に関しては、系統増強費用が、原則、特定負担となっていること、また、配電系統内で消費される場合の送電ロス削減等への貢献を評価し、大幅な割引の適用等についても検討が必要ではないか。

今後の検討において、発電側基本料金の必要性が確認された場合、**kW課金からkWh課金を基本とした制度への変更を要望したい。**

- 従来の、平時においては地内系統に混雑が発生しない前提かつ先着優先ルールに基づいた系統接続・運用ルールにおいては、接続された電源は、最大受電電力（kW）の範囲内で、原則、電源の都合で系統を利用することができる。そのようなルールの下では、電源の最大受電電力（kW）に基づき課金することには一定の合理性があるといえる。
しかしながら、このルールが大きく変わり、全ての電源がノンファーム化するようなルールとなれば、最大受電電力（kW）での系統利用が保証されなくなる。従って、最大受電電力に基づくkW課金よりも、実際に系統を利用し受益したkWhに基づく課金方式の方が合理的とはならないか。
- 電力の卸取引は、kWhに基づいた取引が一般的である。発電事業者が、発電側基本料金を卸取引価格に転嫁する場合、kW課金をkWhに換算する必要があるが、電源の設備利用率によって大きな差が生じる。例えば、設備利用率の低い太陽光発電の場合、kWh当たりの発電側課金が1.5円程度と、石炭火力等と比べ相対的に高くなるため、卸価格への転嫁が難しくなる。
- JPEAが掲げる発電コストの目標7円/kWhと比較して、1.5円はコストの2割に相当し、卸価格に転嫁できない場合のイパクトは決して小さくない。
- 風力発電や太陽光発電、揚水発電のみならず、供給力・調整力として今後も重要な役割を担う火力発電においても、将来は設備利用率が低くなり、kW課金の場合は負担が大きくなると考えられる。

現状における発電側基本料金の基本的な考え方は以下の通りと理解している。

【送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WG 中間とりまとめ：6頁】

しかし、今後、電力需要の伸び悩みが見込まれる一方で、再生可能エネルギーの系統連系二重の増加等により、電源起因による送配電関連費用の増大が想定される。また、送配電設備の高経年化対策による送配電関連費用の増大も見込まれる中、将来にわたって託送料金を最大限抑制しつつ、質の高い電力供給を維持していくことが求められる。

これらの課題に対応するには、**系統利用者である発電側にも受益に応じた費用負担を求め、送配電網のより効率的な利用を促すことが適当**である。

新制度検討におけるポイント（案）

ポイント1：送配電網の効率的な利用（効率的な形成・利用）について、今般、マスタープランによる系統形成、ノンファーム接続等、新たな仕組みによる系統利用の検討が進む中で、発電側への課金による統制効果をどう見るか。

ポイント2：立地別割引による立地誘導効果の太陽光における有効性をどう見るか。

* 太陽光にとって配電網内における立地割引制度は重要で、慎重なご議論をお願いしたい。

太陽光発電事業立地選択の実態：

今後検討される太陽光発電事業計画では、土地、系統接続に関する費用をどう抑えることが出来るかが、事業者にとって非常に重要な検討項目で、導入地点の選択は、系統増強費用の少ないエリアが優先される。

なお、昨年協会会員へのアンケート調査で、系統費用の特定負担（事業者負担）と一般負担の状況を確認すると、一般負担のあった案件は、1,116案件中、1件（0.1%）であった。太陽光はほとんどがローカル系統、配電網へ接続されているため、系統増強が必要な場合は、特定負担（事業者負担）で実施している。

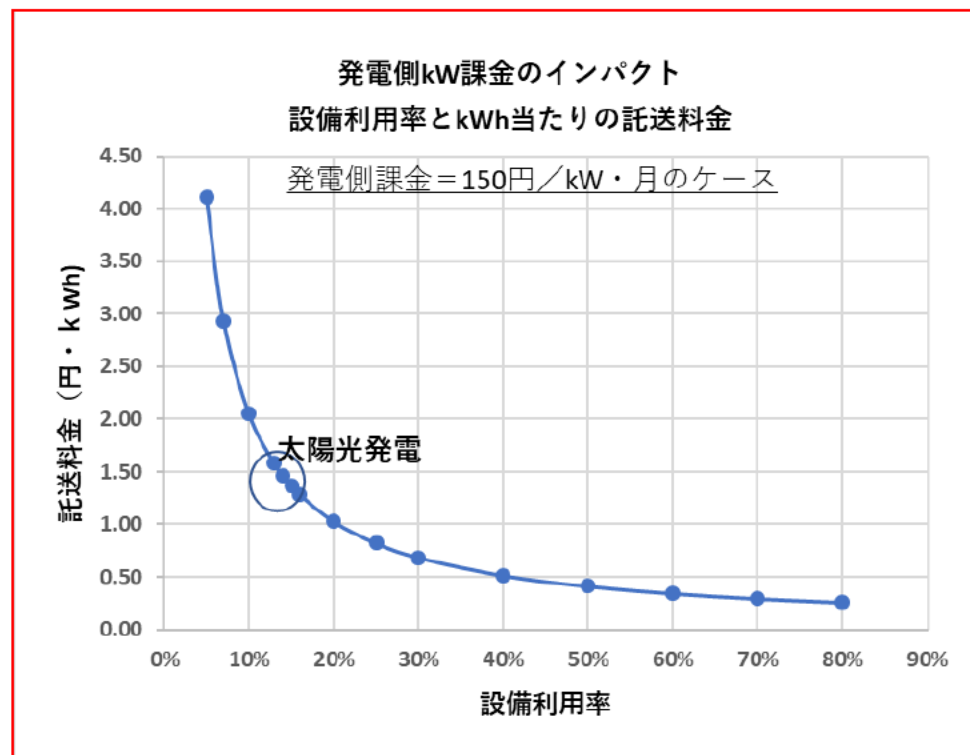
- 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGにおいて示された試算では、発電側基本料金対象費用は電力会社10社の託送原価の1割程度と想定し、**設備容量1kW当たりの単価**としては、**150円/月程度（年間では1,800円/kW程度）**が目安になるとされている。
- **太陽光発電の場合**は、設備利用率を**15%程度**と仮定すれば、150円/kW・月の発電側基本料金を発電量1kWhあたりに換算すると**1.4円程度**になる。
- 一方、設備利用率の高い（70～80%）**石炭火力や原子力は1kWh当たり0.26～0.30円程度**、**風力は設備利用率を25%程度とみなせば、0.82円程度**の発電側基本料金となる。
- 以上より、発電側基本料金は、発電量1kWhあたりに換算すると、設備利用率に反比例するため、太陽光発電等の設備利用率の低い電源は負担額が大きくなる。

太陽光発電側課金の影響推定

基本料金		150円/kW月
設備容量別 年間課金額		
kW	50	90,000
	100	180,000
	500	900,000
	2,000	3,600,000
	10,000	18,000,000
		円

太陽光kWh単価（設備利用率別）

設備利用率	kWh単価
16%	1.28円
15%	1.37円
14%	1.47円
13%	1.58円



前回の検討時点（2019年12月）では、発電側基本料金導入に伴うFIT 対象電源の負担増分の調整について、小売事業者の託送料負担軽減分や、賦課金等を用いての補填の是非などの検討が行われた。

弊協会では、負担の規模や事業への影響を示し、FIT対象事業に対する調整の必要性を主張してきた。しかしながら、その調整方法に関しては、明確な負担額や調整額を含め未決定のままであったため、新規開発案件を検討している事業者にとっては、追加負担分を制度リスクとして考えざるを得ない状況が続いている。これは、再エネの導入促進という観点からば不都合な状況といえる。今般の発電側基本料金の見直しに当たっては、**FITからFIPへの移行を経て、自立導入へ向かう重要な時期でもあることから、例えば、以下の点についても早期に明確にする必要がある。**

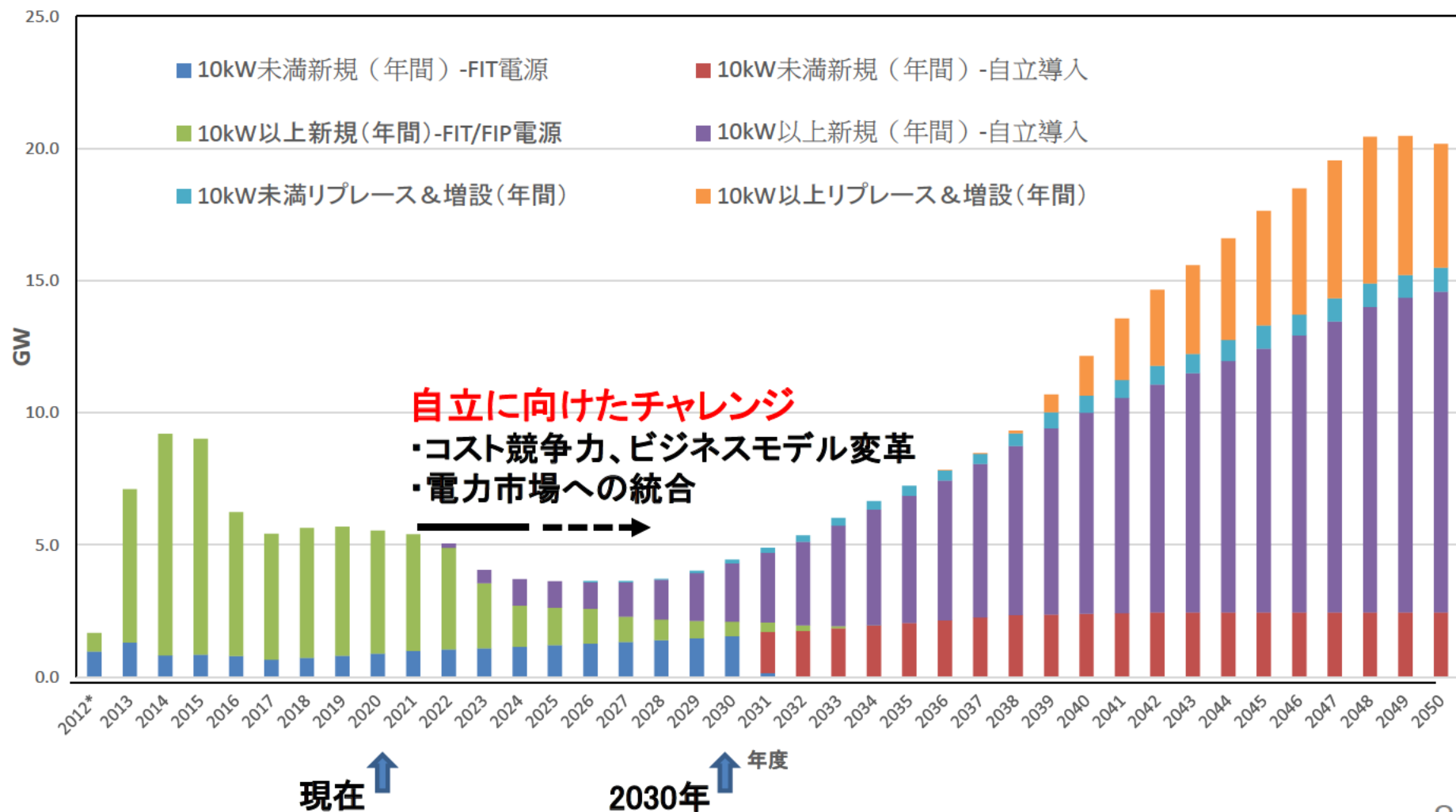
- ・ 発電側基本料金導入に伴う負担増の調整方法として、小売事業者との相対取引やスポット取引市場において、卸価格に確実に転嫁できるかどうか。
- ・ 分散電源の導入が進む配電系統内を含む、あるべき立地割引制度の内容

なお、FIT（及びFIP）対象の電源については、「課金」して「調整」とするという追加の事務作業と費用が発生する方法ではなく、**買取期間においては課金対象としないことで、再エネの新規開発案件への影響を無くすることが出来る。**

- 今回は、見直しの方向、見直し（案）のご提案の無い時点でのヒアリングのため、事業者へのアンケート等での影響調査は行えず、幣協会意見としては暫定的なものとなっている。
- 今回の弊意見も踏まえてご検討を頂き、課金対象費用、課金水準、立地別割引制度の詳細等々、制度の見直し（案）のご提示がある時点で、再度ヒアリングの機会を頂ければ有難い。

■2050年に至る想定導入量 最大化ケース 300GW(AC)

- 導入量は2020年代前半は減少傾向となるが、コスト競争力の向上とCO2削減の目標達成の原動力として、**FITから自立した太陽光発電が2030年以降も持続的に成長**を続ける。



(参考) 今後の導入量と便益(JPEA PV Outlook 2050より)

