自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

再エネ特措法改正に対する提言

2019 年 7 月 17 日

公益財団法人 自然エネルギー財団

はじめに

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（以下、再エネ特措法）のもとで、2012 年以降、自然エネルギーの急速な普及が実現してきた。発電量に占める自然エネルギーの比率は、2010 年には 10.2%であり、その多くが一般水力発電であった。それが、太陽光発電を中心に急速に普及が進み、2018 年は 18.4%にまで増加している[1]。すでに水力以外の自然エネルギーは、水力発電の発電量を凌駕している。さらに、経済性についても、太陽光発電を中心に急激なコスト低減が進み、2012 年度に 40 円/kWh であった買取価格(10kW 以上)は 19 年度には 14 円/kWh となり、経済性が増している。

現在、経済産業省の「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」において、現行の再エネ特措法で規定されたスケジュールにのっとり見直しの議論が行われている。この議論の中で、現行法から特に大きな変更として以下の 2 点が議題となると考えられる。

・固定価格買取から直接販売及びプレミアム制度(FiP)への移行
・自然エネルギーの大量導入を実現するための計画的な系統形成

本提言では、上記 2 点についての現時点での当財団の見解を示すとともに、現行の再エネ特措法で導入され、今後運用拡大が予想される入札制度についても、次期改正再エネ特措法において追加的に規定すべき点についての見解を示し、以下 3 点の提言を行う。

<提言概要>

提言 1　自然エネルギーの市場統合のための環境整備を先行させる

自然エネルギー電源が自らの電力を販売できる市場環境の整備なしに、拙速な直接販売の義務化を行うことは適切ではない。市場環境整備や発電事業者側の準備状況をみつつ、適切な移行期間を設定すべきである。

[1] 数値は BP (2019) Statistical Review of World Energy，を参照。

提言２　中長期の計画的な系統形成を進める

将来的な脱炭素社会の実現のため、自然エネルギーをさまざまな段階で拡大導入していくことを念頭に、前もって系統整備計画をたてることが重要である。さらに当該費用は、国の政策目標の達成のために実施されるべきものであり、全国負担とし、また送電事業者のコスト効率的な事業運営を促すためにも、託送料で負担するのが基本である。

提言３　入札量について複数年計画をたてる

現状の入札制度は毎年度入札募集枠を決める方法であるため、事業者は市場の展望を持てず、積極的な開発に踏み出しにくい。予見性のある制度とするため、入札に指定する電源区分のそれぞれについて、3 年~5 年程度で調達する目標値を定め、各年で行う入札について入札量・実施回数等の複数年計画を定めるべきである。その際、再エネ特措法の事業計画認定量がエネルギーミックスで想定していた導入量に近い、あるいは、超えている電源もあることから、調達する目標値の設定のためには、エネルギーミックスの引き上げが必要である。

提言１　自然エネルギーの市場統合のための環境整備を先行させる

自然エネルギーの市場統合は重要な課題である。自然エネルギーが市場の中でその市場価値を適正に評価され、自然エネルギー発電事業者がその価値の最大化に貢献することが期待されるからである。現行の再エネ特措法では、自然エネルギー発電事業者は、自身の発電計画をたてることなく、発電した電気を、すべて送配電事業者に販売することになっている。発電計画は、基本的には送配電事業者が代わりに立てて、小売事業者に通知している(FiT 特例①)。FiT 特例①の場合、送配電事業者は、実給電日の前々日 16 時に小売事業者に発電計画を通知しなければならず、精度の高い発電予測が立てられない。そのため、送配電事業者の太陽光の出力予測の誤差率は、18.3%から 33.2%と大きい[2]。

また、電力市場では発電事業者や需要家が価格シグナルに応じて行動することで、経済合理的な需給バランスを取ることが目的とされている。しかし、固定価格全量買取りでは、いかなる時に発電しても固定価格で買取られるため、自然エネルギー発電事業者は、電力需要に応じた発電をするインセンティブがない。

以上に述べた固定価格買取の市場全体に与える影響は、FiT 電気の市場比率が小さいときは軽微である。それよりも、普及当初段階では、発電事業者の事業リスクを低減することで、投資を促進しコスト低減を促すことが優先される。しかし、現行制度のままで FiT 電気の比率が高まってくると、インバランスコストや需給バランスに与える影響も高まってくる。上記の理由から、FiT 制度下にある自然エネルギー発電事業者が自ら需給バランスを管理する体制を整え、市場に電気を売る体制への移行は、重要な課題となる。

[2] 2018 年 4 月 1 日から 2019 年 1 月 31 日までの予測誤差率。予測誤差率＝太陽光出力予測誤差値/太陽光出力実績値で算出されている。資源エネルギー庁（2019）「適正な市場メカニズムと需給確保のあり方について」

しかし、問題は、発電事業者が卸電力市場等に電力を直接販売していくための環境が、現在の日本に整っているかである。直接販売のための環境整備の問題は、以下の 2 点である。

第一に、自然エネルギー事業者自身は、未だ直接販売できるノウハウやシステムを有していない。直接販売のためには事前に発電量の予測を行い、発電計画を立て、市場での販売、時間前市場での調整を行い、最終的にインバランスを精算する。それらを自ら構築するか、直接販売を手がける事業者に委託をするか、といったことが必要になる。直接販売には、こうした販売にかかるシステムや販売業者の育成も含めた環境整備が必要である。

第二に、自然エネルギー電気を販売し、需給調整する市場制度が未成熟である。日本では、電力システム改革を進めている段階であり、関連する市場制度や競争環境等も整備途上である。2020 年には発送電分離が予定され、2021 年に需給調整市場が開始される予定である。また、先物市場の創設についてもその重要性は認識され、開設に向けて動き始めている。このように市場環境の整備過程では、各種市場を機能させるため、当面の試行錯誤が必要になるであろう。また、現在の市場設計は必ずしも自然エネルギー発電事業者が参加しやすいように設計されていない部分がある。例えば、日本では時間前市場のゲートクローズ時間が 1 時間前となっているが、欧州では、自然エネルギーからの出力の予測誤差を少なくするため、15 分前や 30 分前まで調整が可能になっている。

こうした理由から、まずは自然エネルギー電源が自らの電力を販売できる環境の整備を優先させるべきであり、市場環境整備や発電事業者側の準備状況をみつつ、適切な移行期間を設定すべきである。

提言 2　中長期の計画的な系統形成を進める

これまで日本における電力系統は、主として大規模電源と需要地を結ぶ形で形成されてきた。このため、集中的に自然エネルギー資源が存在する地域と系統線が整備されている地域とのミスマッチが起こっている。すでにいくつかの地域では大規模な系統制約が顕著になってきている。例えば東北北部エリアの電源接続案件募集プロセス等、実際の事業者の系統連系要請にもとづき、送電網の容量増強の可否、増強容量の検討を行っている。

しかし、広域エリアにわたるものについては、検討プロセスそのものや増強までに長い期間がかかる[3]。他方で、自然エネルギー電源の建設は短ければ 1 年程度で可能であるため、そうした電源の系統ニーズに対応できない。こうした時間ギャップは、自然エネルギー発電事業者の投資意欲を減退させ、普及を遅らせるとともにコスト低減にも悪影響を与え、国の自然エネルギーの「主力電源化」という政策目標達成の阻害要因になる。

[3] 東北北部エリアの募集プロセスは、2016 年 10 月に開始された。工事完了予定時期は、プロセス完了から約 11 年後とされる。電力広域的運営推進機関(2017) [東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセス募集要領]

こうした状況に対して、経済産業省の「総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会脱炭素社会に向けた電力レジリエンス小委員会」では、自然エネルギーの適地から、安価な自然エネルギーの電気を大量に大消費地に送るといった系統形成の在り方について検討を進めている。すでに欧州では、欧州電力系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）により、将来のシナリオ別に欧州大の送電網の 10 カ年開発計画を策定して、自然エネルギーの大量導入を想定している。アメリカでは、テキサス州とカリフォルニア州において、この課題に対処するため「自然エネルギーゾーン」系統計画が策定されてきた[4]。具体的には、州の自然エネルギー目標の達成のために、自然エネルギーの最適地に直接送電線を敷設するものである。「自然エネルギーゾーン」系統計画では、行政機関にその権限を与えるための法規制の枠組みを整え、当該枠組みのもとで、コスト効率の高い自然エネルギー電源の導入のために、自然エネルギー資源の評価と送電網の評価をおこなう。そして、当該系統整備にかかる費用については、託送料金によって回収している。テキサス州は、2005 年にこの計画プロセスを開始し、2014 年には系統整備を完了した。これによって、11GW を超える風力発電が新たに系統に接続されるといった成果が出た。さらに、これにより、風力発電導入量が増えたにもかかわらず、出力抑制率が大幅に減少した。

このように、自然エネルギーをさまざまな段階で拡大導入していくことを念頭に、前もって系統整備を行っていくことが有効である。具体的には、国全体で脱炭素社会の実現にむけた大幅な自然エネルギー目標値の引き上げを行い、その効率的な達成のため、現実的な地理的配置に関する検討を行うなど、全国計画を構築し、その上で、地域間連系線のみならず、上位 2 系統の計画的な増強を行うべきである。

さらに、こうした政策目標達成のための系統整備にかかる費用については、系統が整備された地域のみで負担されるべきではない。当該の系統整備は、国の政策目標の達成のために実施されるべきものであり、全国負担とし、また送電事業者のコスト効率的な事業運営を促すためにも、託送料で負担するのが基本である。ただし、当該系統整備によって新たに接続された発電所の発電側基本料金の収入の取扱いについては、別途慎重な検討が必要である。

提言３　入札量について複数年計画をたてる

2017 年度および 18 年度にかけて、2MW 以上の太陽光発電と 10MW 以上の木質バイオマス発電に対して入札が実施されてきた。太陽光発電の入札は、2018 年度末までに計 3 回行われたが、毎回入札募集枠が変更されるなど、長期的な展望を示さないまま毎年度、次年度の入札にかける容量(入札量)を決めてきた。このため、毎年度どの程度の入札量が募集されるか不透明である。自然エネルギー電源の開発には、一定の準備期間が伴う。比較的リードタイムが短い太陽光発電でも大規模なものであると、地権者との交渉も含め、系統接続検討等の準備に 2~3 年程度かかるとされる。こうした中で、毎年度どの程度の入札量が募集されるか不透明では、入札に参加を希望する事業者でも開発に関する展望を描けない。そのため、かえって入札制度への参加意欲を減退させかねない。

[4] USAID & NREL (2017) Renewable Energy Zone (REZ) Transmission Planning Process: A guidebook for practitioners.

自然エネルギーの目標を有する国においては、数年先の入札量や上限価格などを事前に公表して、計画的な入札を実施しており、事業者に予見性を提供している(表)。例えば、ドイツの再生可能エネルギー法 2017 では毎年募集される入札容量と募集頻度について詳細に規定している。フランスにおいてもエネルギー転換法(2015 年)のもとで、複数年の入札計画を公表し、実施している。イギリスは、2020 年代の間、洋上風力発電を毎年 1~2GW 導入することを目指して、隔年で入札をおこなう、としている。

これには、2 つのメリットが見いだせる。第一に、事業者は入札スケジュールを見ながら事業開発を進め、入札参加の準備を進めることができる。その結果、入札募集枠に対する応札量も増える可能性が高まり、結果として競争環境を生み出しやすくなる。第二に、サプライチェーンに対しても数年間の市場供給量を予見しやすくなるので、長期的な投資を決めやすくなる。

表　自然エネルギー目標と入札量のスケジュール

	日本	ドイツ	フランス	イギリス
目標	2030 年 22~24%	2025 年 40~45%	2023 年までの電源別目標値が規定（in 2016）	2020 年 31% 2020 年代は毎年 1~2GW の洋上風力の導入を目指す
入札量	毎年度調達委で決定	電源別に将来にわたる入札量を記載	電源別に 2016 年に 19 年までの入札量を、2018 年に 2023 年までの入札量を規定	複数年分をまとめて入札。 ただし入札は数年に 1 回。

他方、複数年の入札量の設定に対する懸念として、入札量に対して応札量が極端に少なるラウンドが連続することである。これに対しては入札量に対して一定の柔軟性措置を講じることで対処可能である。現在の日本の運用のように応札量の少なさを懸念するあまり、入札量をどんどん絞っていき、市場全体を縮小させていくことは、長期的なコスト低減に対してマイナスに働くであろう。

以上から、入札に指定する電源区分のそれぞれについて 3 年~5 年程度で調達する目標値を定め、各年で行う入札について入札量・実施回数等の複数年計画を定めることが適当である。その際、再エネ特措法の事業計画認定量がエネルギーミックスで想定していた導入量に近い、あるいは、超えている電源もあることから、調達する目標値の設定のためには、エネルギーミックスの引き上げが必要である。