

第3章

再生可能エネルギーの導入加速～主力電源化に向けて～

はじめに

再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という。）は、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で重要な低炭素の国産エネルギー源です。世界的には、再エネの導入拡大に伴い発電コストが急速に低減し、他の電源と比べてもコスト競争力のある電源となってきました。それがさらなる導入につながる好循環が実現しています。我が国においても、2012年7月に固定価格買取制度（以下、「FIT制度」という。）が導入されて以降、再エネの導入量が制度開始前と比べて約3倍になるなど、導入が急速に拡大してきました。2019年9月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は約5,062万kW、FIT制度の認定を受けた設備は約8,918万kWとなっています。今後、さらなる導入拡大を図り、世界の状況を我が国においても実現していくため、2018年7月に閣議決定された第5次エネルギー基本計画においては、再エネを初めて「主力電源化」していくものと位置付けています。

再エネの主力電源化を図っていく上で、最大の課題は、国民負担の抑制です。現在、我が国の再エネの発電コストは国際水準と比較して依然高い水準にあり、FIT制度に伴う国民負担の増大をもたらしています。エネルギーミックスにおいては、2030年度の導入水準（再エネ比率22～24%）を達成する場合のFIT制度における買取費用総額を3.7～4兆円程度と見込んでいますが、2019年度の買取費用総額は既に3.6兆円程度に達するなど、国民負担の抑制が待ったなしの状況となっています。こうした状況を踏まえ、再エネの発電コスト低減を加速化させていくことが不可欠です。

また、太陽光発電を中心に、再エネの導入が拡大したことに伴い、安全面や防災面、景観や環境への影響、将来の設備廃棄等に対する地域の懸念や、FIT調達期間終了後の事業継続や再投資が行われないうことによる持続的な再エネの導入・拡大の停滞への懸念が高まっています。再エネが主力電源となるためには、再エネが地域と共生する形で定着し、長期にわたる事業継続や再投資により、責任ある電源

としての長期安定的な事業運営が確保されることが重要です。同時に、立地制約のある洋上風力発電の導入を進めていくため、2019年4月に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成30年法律第89号）」（以下、「再エネ海域利用法」という。）が施行されました。再エネ海域利用法に基づき、事業環境整備を進めつつ、コスト効率的な案件の導入を促進していきます。

さらに、従来の系統運用の下での系統制約も顕在化しています。系統制約の克服に向けては、これまで電源接続案件募集プロセスの実施や、既存系統を最大限活用するための「日本版コネクト&マネージ」の検討・実施等が進められてきましたが、さらなる導入拡大のためには、再エネポテンシャルの地域偏在性に留意しつつ、計画的な系統形成を進めていく必要があります。

加えて、2019年は、台風第15号や台風第19号による広範な停電被害が発生しましたが、住宅用太陽光発電設備の自立運転機能やバイオマス発電設備の熱電併給等の活用を通じて、緊急時における電力供給において、再エネが一定の役割を果たしました。地域分散的に賦存するという再エネの特徴に注目が集まっており、分散型エネルギーシステムの構築に当たって、再エネの重要性がますます高まっています。

こうした中で、「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（平成23年法律第108号）」（以下、「再エネ特措法」という。）において、2020年度末までにFIT制度の抜本的な見直しを行う旨が規定されていることも踏まえ、2019年9月から総合資源エネルギー調査会基本政策分科会再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（以下、「主力電源化小委員会」という。）において、①電源の特性に応じた制度構築、②地域に根差した再エネの導入、③次世代電力ネットワークといった観点を軸とした検討を行ってきました。

FIT制度の抜本見直しとともに、引き続き、現行制度の運用も含め、あらゆる政策を総動員し、再エネの主力電源化を実現していきます。

第1節 電源の特性に応じた制度の構築

現行のFIT制度においては、再エネ発電事業者が発電した再エネ電気を電気事業者が買い取ることが法律によって義務付けられています。再エネ発電事業者自身は市場取引を免除されていることにより、再エネ発電事業者の発電収入が予見可能なものとなり、再エネ発電事業の投資インセンティブが強固に担保されています。その一方で、再エネ発電事業者にとっては、電力市場の需給状況や市場価格の変動によらず、どの時間帯に発電を行っても固定価格での買取りが保証されているため、需給がひっ迫し、市場価格が高い時に売電を行うといった電力市場の需給状況に応じた発電行動をとるインセンティブが生じず、それを受け入れる系統側のコストが増大する等、電力システムへの悪影響が生じています。

こうした状況も踏まえ、再エネの主力電源化を実現していくためには、再エネ発電事業者が「市場取引を免除する措置」から脱却し、「市場への統合」を進め、電力市場において他の電源と同様な売電行動を促していくことが必要です。我が国に先行してFIT制度を導入してきた諸外国においても、再エネの電力市場への統合に向け、既にFIT制度から別の制度への移行が進んでおり、我が国においてもこうした事業環境の整備を進めていくことが求められています。その一方で、発電コストの低減状況や、その導入状況、地域貢献の程度などについては、電源によって様々であり、電源ごとの特性に応じた制度的アプローチを具体的に検討していく必要があります。

主力電源化小委員会においては、こうした電源の特性に応じた制度の在り方について議論が進められ、概ね以下のような方向性が取りまとめられました。

1. 主力電源化に向けた2つの電源モデルと政策の方向性

(1) 競争電源に係る制度の在り方

大規模事業用太陽光発電や風力発電といった、技術革新等を通じて発電コストが確実に低減している電源、または低廉な電源として活用し得る電源については、今後、さらにコスト競争力を高めてFIT制度からの自立化が見込める電源として、現行制度の下

での入札を通じてコストダウンの加速化を図るとともに、再エネが電力市場の中で競争力のある電源となることを促す制度を整備していくことが必要です。

その際、FIT制度で確保されている投資インセンティブについては、再エネのコスト競争力が他の電源と比較してまだ十分でないことに鑑みれば、引き続きその確保が必要と考えられる一方、FIT制度に基づく市場取引の免除については、電力システムへの悪影響を生じさせている状況を踏まえ、その見直しが必要です。こうしたことから、FIT制度に代わり電力市場への統合を図る新制度の在り方として、ドイツやフランスといった欧州等を中心に導入が進んでいる「FIP(Feed in Premium)制度」を念頭に検討していくことが適当であると考えられます。

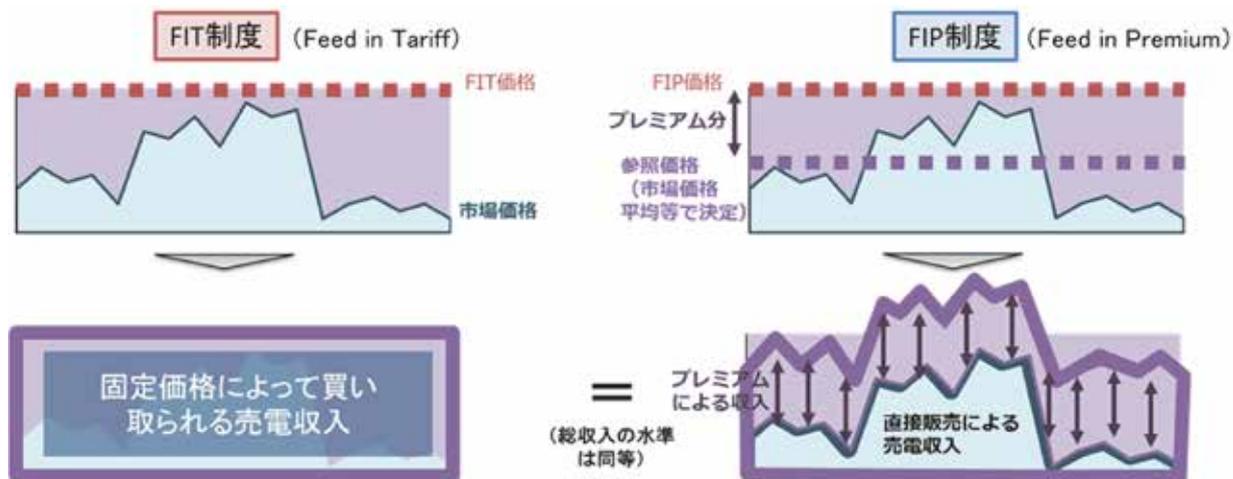
① FIP制度について

FIP制度は、再エネ発電事業者が、発電した電気を卸電力取引市場や相対取引で自ら自由に売電し、そこで得られる市場売電収入に、「あらかじめ定める売電収入の基準となる価格(以下、「FIP価格」という。))と市場価格に基づく価格(以下、「参照価格」という。))の差額(=プレミアム)×売電量」の金額を上乗せして交付することで、再エネ発電事業者が市場での売電収入に加えてプレミアムによる収入を得ることにより、投資インセンティブを確保する仕組みです。

FIP価格は、FIT制度における調達価格に対応するものであり、その水準の決定が実質的にプレミアムの額の水準を規定します。また、参照価格は、卸電力取引市場の電力価格の実績の平均を基礎に算定されることが想定されます。この両者の差額がプレミアムとして発電事業者に付与されることで、発電事業者は他の電源と同様に市場取引等による売電を行いつつ、そこで得られる売電収入に加えて一定のプレミアムの上乗せを受けることができるため、再エネ事業の投資インセンティブを確保しつつ、電力市場への統合に向け、市場を意識した発電行動を促していくことができます。

その際、FIP制度により発現する効果は、FIP価格が固定であるため、参照価格の変更頻度によって変わってきます。市場で電力取引を行う再エネ発電事業者の売電収入は、時間帯・季節による市場変動に加え、長期の気候変動や長期的な市場価格の下落などにより投資回収の予見性を著しく損なうリスクにさらされており、参照価格の期間や算定方法の設定に当たっては、こうしたリスクを最小化し、かつ

【第331-1-1】FIT制度の概要について



出典：資源エネルギー庁作成

日中・季節変動の中で市場価格に応じた発電・売電行動(市場価格が低い時期に定期メンテナンスをする、蓄電池を活用する等)に誘導できるような設定を行うことが必要です。

②再エネの市場取引を進めていくための環境整備について

FIT制度における市場取引を免除された特例的な仕組みを見直し、FIP制度への移行を通じて他の電源と同様に市場取引を行う仕組みへと改めていくためには、様々な環境整備が必要です。

まず再エネの市場統合を進めていくためには、再エネ発電事業者自らが、発電した再エネ電気の市場取引等を行う必要があります。その具体的な方法としては、①自ら卸電力市場取引を行う方法、②小売電気事業者との相対(直接)取引を行う方法、③アグリゲーターを介して卸電力取引市場における取引を行う方法、の3つが想定され、こうした取引を通じて再エネ発電ビジネスの高度化や電力市場の活性化が期待されます。一方で、電気を買う側の小売電気事業者にとっては、発電予測や出力調整が難しいFIP電気(再エネ電気)を相対取引するインセンティブが低い可能性もあるため、発電予測支援ビジネスやアグリゲーション・ビジネスの活性化のための環境整備を進めていくことも重要です。FIT制度からFIP制度へと移行してもなお引き続き再エネの導入を拡大させていくためには、アグリゲーターが小規模再エネ由来のものも含めたより多くの再エネ電気を効率的・効果的に市場取引することが、期待されます。

また、通常、発電事業者は、常に需要の増減に合わせて自らが発電する電気の量をバランスさせるこ

とが求められており、事前の計画値と実際の実績値に差が発生した場合には、その調整に係る費用の負担(インバランス負担)分を支払わなければなりません。しかし、FIT電源については、再エネ発電事業者の代わりに一般送配電事業者または小売電気事業者が、発電計画を作成し、計画と実績のずれであるインバランスリスクを負う「FITインバランス特例制度」が設けられています。FIT制度において免除されてきたインバランス負担についても、今後再エネの市場統合を図っていくためには、他電源と同様に再エネ発電事業者にその負担が課されることが適切であると考えられます。発電予測技術や小売電気事業者・アグリゲーターとの契約ノウハウを持たない再エネ発電事業者が新たに市場に出てくることを踏まえた負担軽減のための経過措置も検討しつつ、発電事業者にインバランスの発生を抑制するインセンティブを持たせていくことが必要です。

(2)地域活用電源に係る制度の在り方

需要地に近接して柔軟に設置できる電源(住宅用太陽光発電、小規模事業用太陽光発電等)や地域に賦存するエネルギー資源を活用できる電源(小規模地熱発電、小水力発電、バイオマス発電等)については、災害時のレジリエンス強化等にも資するよう、需給一体型モデルの中で活用していくことが期待されています。したがって、自家消費や地域と一体となった事業を優先的に評価するため、一定の要件(地域活用要件)を設定した上で、当面は現行のFIT制度の基本的な枠組みを維持していく方向で検討を行っています。

①自家消費型の地域活用要件

小規模事業用太陽光発電は、立地制約が小さく需要地近接での設置が容易である電源です。このため、需要地において需給一体的な構造として系統負荷の小さい形で事業運営がなされ、災害時に活用されることで、全体としてレジリエンスの強化に資することを要件とする「自家消費型」の地域活用要件を設定することが必要です。

特に、低圧設備(10～50kW)については、地域でのトラブル、大規模設備を意図的に小さく分割することによる安全規制の適用逃れ、系統運用における優遇の悪用などが発生し、地域での信頼が揺らぎつつあります。地域において信頼を獲得し、長期安定的に事業運営を進めるためには、全量売電を前提とした野立て型設備ではなく、自家消費を前提とした屋根置き設備等の支援に重点化し、地域に密着した形での事業実施を求めることが重要です。このため、主力電源化小委員会や調達価格等算定委員会での議論も踏まえ、低圧設備については、2020年度から、自家消費型の地域活用要件をFIT制度の認定基準として求めることとなりました。一方で、高圧以上設備(50kW以上)については、地域での活用実態やニーズを見極めつつ、引き続き検討を深めています。

自家消費型の具体的な要件については、主力電源化小委員会や調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、まず、自家消費を行う設備構造を有し、かつ需要地内において自家消費を行う計画であることを求めることとします。その際、ごく僅かしか自家消費を行わない設備が設置され、全量売電となることを防ぐため、厳格な自家消費の確認を行っていきます。加えて、災害時に活用するための最低限の設備を求めるものとして、災害時のブラックスタート(停電時に外部電源なしで発電を再開すること)が可能であること(自立運転機能)を前提とした上で、給電用コンセントを有し、その災害時の利活用が可能であることを求めることとしました。

営農型太陽光発電設備については、営農と発電の両立を通じて、エネルギー分野と農林水産分野での連携の効果も期待されるものもある中で、一部の農地には近隣に電力需要が存在しない可能性もあることに鑑み、農林水産行政の分野における厳格な要件確認を条件に、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であれば、自家消費型の地域活用要件を満たすものとして認めることとしています。

②地域一体型の地域活用要件

小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電については、FIT制度開始以降も、導入スピードは緩やかであり、発電コストの低減が進んでいません。FIT制度は、再エネ導入初期において、国民負担を通じた導入拡大によるコストダウンを図り、将来的に自立的な導入が進むことを目指した時限的措置であることを踏まえると、これらの電源については、地域に賦存する資源エネルギーを活用できるという特性を活かし、その地域への便益を内在化させながら、将来的な自立化を目指すことが求められます。これらの電源も自家消費型での活用を拡げる可能性が期待されるものですが、立地制約が大きいことから、自家消費型だけでなく、「地域一体型」の地域活用要件を設定する方向で議論が進められました。

地域一体型の具体的な要件については、調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、①災害時(停電時)の電気の活用が地方自治体の防災計画等に位置付けられていること、②災害時(停電時)の熱の活用が地方自治体の防災計画等に位置付けられていること、③地域が再エネ発電事業に自ら取り組むものとして、地方自治体が再エネ発電事業に自ら取り組むものであること、または地方自治体が再エネ発電事業に直接出資するものであること、のいずれかを求めることとしました。また、地域マイクログリッド(平時は系統配電線を活用し、緊急時にはオフグリッド化して地域内に電力供給を行う方法)についても、将来的に方法が確立した時点で要件とすることとしています。

その上で、小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電は、系統接続・地元調整等に要するリードタイムが長いことを踏まえ、調達価格等算定委員会の意見を踏まえ、2020年度及び2021年度のFIT認定案件については、推奨事項として地域活用を求めるものと位置付けつつ、FIT制度の認定要件としての施行時期は2022年4月とすることとしました。また、事業者の予見可能性を確保するため、2022年度に地域活用電源となり得る(地域活用要件が支援の要件となり得る)可能性がある規模について、小規模地熱発電は2,000kW未満、小水力発電は1,000kW未満、バイオマス発電は10,000kW未満とされています。

2. 需給一体型の再エネ活用モデルの促進

世界及び日本において、①太陽光発電コストの急激な低下、②デジタル技術の発展、③電力システム改革の進展、④再エネを求める需要家とこれに応える動き、⑤多発する自然災害を踏まえた電力供給システムの強靱化(レジリエンス向上)の要請、⑥再エネを活用した地域経済への取組、といった大きな変化が生じています。加えて、2019年11月以降順次、FIT調達期間を終え、投資回収が済んだ安価な電源として活用できる住宅用太陽光発電(FIT卒業電源)が出現しています。

こうした構造変化により、「大手電力会社が大規模電源と需要地を系統でつなぐ従来の電力システム」から「分散型エネルギーリソースも柔軟に活用する新たな電力システム」へと大きな変化が生まれつつあり、こうした変化を踏まえ、自家消費や地域内システムの活用を含む需給一体型の再エネ活用モデルをより一層促進することが求められています。こうしたモデルの普及のために、民間の様々なサービスやEVを始めとした新たな分散型エネルギーリソースもあわせ、新たなビジネス創出の動きを加速化するための事業環境整備が必要です。

そのため、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会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(以下、「再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」という。)において、特に発電と自家消費の需給の範囲ごとに(1)家庭・大口需要家、(2)地域の単位で、それぞれの論点と方向性について検討を行いました。

(1) 家庭・大口需要家

住宅用太陽光発電の価格低下による自家消費のメリットの拡大やFIT卒業太陽光の出現により、今後は、自家消費や余剰電力活用の多様化が進んでいくことが期待されます。自家消費率向上にはZEHが有効な施策の一つですが、これまでのZEHは、余剰売電を前提として普及していたことが課題となっており、今後、自家消費のメリットが大きくなる中で、再エネ導入を一層拡大しつつZEHを普及させるためには、自家消費率向上に有効な機器の導入を支援し、余剰電力を売電ではなく他の住宅やEVなど他の電力需要へ融通することも可能とするなど、新たなZEHの在り方を検討すべきです。また、大手電力会社・新電力ともに余剰電力を狙った買取りメニューを発表しており、

余剰電力を活用する市場が活性化することが期待されます。

事業用太陽光発電についてもコスト低下が著しく、RE100加盟やESG投資等もあいまって、大口需要家においてもオンサイト発電の第三者所有サービスやオフサイトの非FIT再エネ電源の活用などFIT制度を前提としない再エネ自家消費モデルが出始めてきています。

このような需要家側の需給一体型の再エネ活用モデルが出始めてきているところ、一層これらを推進すべく、今後対応すべき課題として、主に①再エネ価値の見える化(再エネ活用に対するインセンティブを高める取組)、②中核技術の普及(PV&EVモデルの促進/蓄電池の普及拡大/VPP等のエネルギー統合技術)、③既存電力システム・制度との調和、④プラットフォームの形成について検討を行いました。

(2) 地域

再エネ電源を自律的に活用する地域での需給一体的なエネルギーシステムは、エネルギー供給の強靱化(レジリエンス)、地域内エネルギー循環、地域内の経済循環などの点で有効です。そのため、地域の再エネをコージェネレーションなどの他の分散型エネルギーリソースと組み合わせて利用するなど、地域レベルで再エネを需給一体的に活用する取組について、より取組を行いやすくするための仕組みの在り方や、他分野の政策と連携強化等について、さらに検討を深めていくことが重要です。

また、自営線を活用してエネルギーを面的に利用する分散型エネルギーシステムの構築については、導入コスト等の採算面や工事の大規模化が大きな課題となっています。こうした課題には、地域の再エネと既存の系統配電線を活用し、災害等の大規模停電時には自立して電力を供給できる地域マイクログリッドの構築が有効であり、その制度的・技術的課題の整理を行い、事業環境の整備につなげていく必要があります。

また、こうした検討を踏まえ、官民が連携して課題分析を的確に行うとともに、分散型エネルギーに関係するプレイヤーが共創していく環境を醸成することを目的として、「分散型エネルギープラットフォーム」を開催しました。当該プラットフォームは、経済産業省と環境省が共同で、多様なプレイヤーが一堂に会し、取組事例の共有や課題についての議論等を行う場を設けることで、こうした幅広いプレイヤーが互いに共創する機会を提供するものです。

第3章 再生可能エネルギーの導入加速～主力電源化に向けて～

第1回(2019年11月1日開催)では、分散型エネルギーシステムについての事例紹介を交えたプレゼンテーションを通して、議論の論点を整理しました。また、第2回(2020年1月29日開催)及び第3回(2020年2月17日開催)では、「家庭」、「大口需要家」、「地域」という需要地ごとに、分散型エネルギーモデルを普及させるに当たっての課題について、グループ別にディスカッションを実施するとともに、第4回(2020年3月19日Web配信にて開催)では、ディスカッションされた分散型エネルギーモデル普及に向けた課題等について報告を行いました。とりまとめにおいては、本プラットフォームにおいて提案された分散型エネルギーモデル普及に向けた施策について、必要に応じて適切な場において検討を続けるとともに、プレイヤーが共創する環境を醸成するための次なるステップについても検討を進めることとしています。

3. 認定案件の適正な導入と国民負担の抑制

(1) 新規認定案件のコストダウンの加速化

現在、我が国の再エネの発電コストは国際水準と比較して依然高い水準にあり、FIT制度に伴う国民負担の増大をもたらしています。我が国の再エネの発電コストが高い原因として、例えば、太陽光発電については、①市場における競争が不足し、太陽光パネルや機器等のコスト高を招いていることや、②土地の造成を必要とする場所が多く、台風や地震の対策をする必要があるなど、日本特有の地理的要因が工事費の増大をもたらしている、といった点が挙げられます。

FIT制度では、発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによる再エネの発電コストの低減を促すため、中長期の価格目標を定めています。2019年4月から、事業用太陽光発電の「2030年発電コスト7円/kWh」という目標を5年前倒すとともに、住宅用太陽光発電についても、事業用のコスト低減スピードと合わせて、「売電価格が卸電力市場価格並み」という価格目標を達成する年限を「2025年」と設定しました。また、風力発電(陸上・洋上(着床式))については、引き続き、「2030年発電コスト8～9円/kWh」という価格目標の実現に向けて、コスト低減の取組を深掘りしていきます。さらに、その他の電源については、「FIT制度からの中長期的な自立化を目指す」という目標が掲げられており、この目標に向けて、コスト低減を進めていく必要があります。

また、再エネの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るため、FIT制度では、入札により調達価格

を決定することが国民負担の軽減につながると認められる電源については、入札対象として指定することができることとされています。事業用太陽光発電は、2017年度の入札制度導入以降、入札対象範囲を「2,000kW以上」としていましたが、競争性を確保するため、2019年度から対象範囲を「500kW以上」に拡大しました。2019年度には、2回(上期(第4回)・下期(第5回))の入札を実施しています。一般木材等バイオマスによるバイオマス発電(10,000kW以上)及びバイオマス液体燃料によるバイオマス発電についても、2018年度より入札対象としており、2019年度は1回(下期(第2回))の入札を実施しました。

2019年度の調達価格等算定委員会においては、これまで拡大してきた事業用太陽光発電の入札対象範囲を引き続き段階的に拡大させていくこととし、将来のさらなる拡大を見据えながら、2020年度の入札対象範囲を「250kW以上」とする意見が取りまとめられました。また、着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外案件)についても、2020年度から入札制に移行する旨の意見が取りまとめられました。この意見を尊重し、経済産業大臣として、2020年度の事業用太陽光発電の入札対象範囲を「250kW以上」に拡大するとともに、着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外案件)も2020年度から入札制に移行することを決定しています。

(2) 既認定の未稼働案件がもたらす問題と対応

2012年7月のFIT制度開始以降、事業用太陽光発電は急速に認定・導入量が拡大しており、資本費の低下などを踏まえて調達価格は半額以下にまで下落しました(2012年度40円/kWh→2020年度12～13円/kWh)。この価格低減率は他の電源に比べて非常に大きく、認定時に調達価格が決定する仕組みの中で、大量の未稼働案件による歪みが顕著に現れてきています。具体的には、高い調達価格の権利を保持したまま運転を開始しない案件が大量に滞留することにより、①将来的な国民負担増大の懸念、②新規開発・コストダウンの停滞、③系統容量が押さえられてしまうといった課題が生じています。

こうした未稼働案件に対しては、これまでも類似の対策が講じられてきました。2017年4月に改正された再エネ特措法においては、接続契約の締結に必要な工事費負担金の支払いをした事業者であれば、着実に事業化を行うことが見込まれるとの前提の下、原則として2017年3月末までに接続契約を締結できていない未稼働案件の認定を失効させる措置

【第331-3-1】年度別FIT認定の稼働状況

	既稼働	未稼働	合計	
2012年度認定【40円】	1,214万kW	264万kW	1,478万kW	○2012～2015年度 未稼働案件：約1,784万kW（35%） （運転開始期限なし 約852万kW 運転開始期限有無未判明分 約65万kW 運転開始期限あり ^(※2) 約867万kW）
2013年度認定【36円】	1,515万kW	929万kW	2,444万kW	
2014年度認定【32円】	580万kW	452万kW	1,031万kW	
2015年度認定【27円】	197万kW	140万kW	337万kW	
2016年度認定【24円】	204万kW	285万kW	489万kW	-2016/8/1以降接続契約 ⇒ 運転開始期限（3年）を設定
2017年度認定【21円】 ^(※1)	106万kW	162万kW	268万kW	
2018年度認定【18円】	28万kW	453万kW	481万kW	
合計 ^(※2)	3,844万kW	2,685万kW	6,528万kW	

＜2019年6月末時点＞

※1 2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。
 ※2 系統連系工事着工中込みが受領され、運転開始期限が新たに設定された案件も含む。

出典：資源エネルギー庁作成

を講じ、事業用太陽光発電は、これまでに約2,070万kWが失効となりました。加えて、2016年8月1日以降に接続契約を締結した事業用太陽光発電については「認定日から3年」の運転開始期限を設定し、それを経過した場合は、その分だけ20年間の調達期間が短縮されることとしました。

しかしながら、接続契約を締結した上でなお多くの案件が未稼働となっているのが現状であり、このうち2016年7月31日以前に接続契約を締結したものは、早期の運転開始が見込まれることから上記の運転開始期限は設定されませんでした。現在では逆に早期に稼働させる規律が働かない結果となっています。

再エネ特措法において調達価格は、その算定時点において事業が「効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」を基礎とし、「適正な利潤」を勘案して定めるものとされています。太陽光パネル等のコストが年々低下し、2020年度の調達価格が12～13円/kWhとなっている中で、運転開始期限による規律が働かず運転開始が遅れている事業に対して、認定当時のコストを前提にした調達価格が適用されることは、再エネ特措法の趣旨に照らして適切ではありません。

こうした状況に鑑み、国民負担の抑制を図りつつ、再エネの導入量をさらに伸ばしていくため、再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会での審議を経て、運転開始までの目安となる3年を大きく超過した2012～2016年度にFIT認定を取得した事業用太陽光発電で、運転開始期限が設定されていない未稼働案件について、①原則として一定の期限までに運転開始準備段階に入っていないものには、認定当時のコストを前提にした高い調達価格ではなく、適時の

調達価格を適用する、②早期の運転開始を担保するために原則として1年の運転開始期限を設定する等の措置を講じることとしています。

さらに、一連の未稼働対策を講じてもなお長期間事業を開始せず系統容量を空押さえする案件の存在が懸念されることから、主力電源化小委員会において、認定を受けてから一定期間にわたり事業が実施されない場合には、認定を失効させる等の措置を導入するという方向性が取りまとめられ、今後、措置の具体化に向けた検討が行われることとなります。

(3)住宅用太陽光発電設備の意義とFIT買取期間終了の位置付け

太陽光発電は、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることでエネルギー安全保障にも寄与することに加え、火力発電などと異なり燃料費が不要であり、自家消費を行い、非常用電源としても利用可能な分散型電源となり得る特徴があります。一般家庭が太陽光発電設備を設置する理由は様々ですが、光熱費の節約や売電収入を得るといった経済的な理由だけでなく、自ら発電事業者として再エネの推進に貢献していくことを目指している方もいらっしゃいます。一般に、太陽光パネルは20年以上発電し続けることが可能であり、特に住宅に設置されたパネルは改築・解体等をするまで設備が維持されて稼働し続けることが期待されます。

このような状況の中、2009年11月に開始した余剰電力買取制度の適用を受けた住宅用太陽光発電設備について、2019年11月以降、固定価格での調達期間が順次満了を迎えています。その規模は、2019年11月と12月だけで約53万件、200万kWが対象となり、

累積では2023年までに約165万件、670万kWに達する見込みですが、これはFITという支援制度に基づく10年間の買取りが終了するに過ぎず、その後も10年以上にわたって自立的な電源として発電していくという役割が期待されます。

調達期間終了後の円滑な移行に向けて、現行の調達事業者からは、買取期間が終了が間近に迫った世帯に対して、調達期間終了日などが個別通知されています。また、資源エネルギー庁Webサイトに情報提供ページを開設し、調達期間終了後の選択肢の提示や、電気の買取りを希望する事業者情報の提供などを行っています。

第2節 適正な事業規律の確保

FIT制度開始から7年以上が経過しましたが、FIT制度により参入が急速に拡大した太陽光発電のプレーヤーを中心に、設置工事・メンテナンスの不備等による安全面での不安や、景観や環境への影響等をめぐる地元との調整における課題などが顕在化してきています。

再エネの「主力電源化」に向け、持続的にその導入を拡大していくためには、再エネが地域で信頼を獲得し、地域社会と一体となりつつ、責任ある長期安定的な事業運営が確保されることが不可欠です。こうした問題意識の下、これまでも、安全の確保、地域との共生、太陽光発電設備の廃棄対策等に取り組んできており、一部の再エネ発電事業者には地域に根差した事業運営の重要性が認識されつつあります。

他方、FIT制度の導入を契機に急速に拡大してきた太陽光発電事業に対するものを中心に、再エネ発電事業の実施に対する地域の懸念は依然として存在しており、こうした懸念を払拭し、責任ある長期安定的な事業運営が確保される環境を構築する必要があります。

また、太陽光発電に偏重した導入が進む中、エネルギー安定供給の観点からは、洋上風力発電や地熱発電など立地制約による事業リスクが高い電源も含め、バランスの取れた導入を促進することも重要です。特に、我が国にとって洋上風力発電は、大きな導入ポテンシャルとコスト競争力をあわせ持ち、再エネの最大限の導入拡大と国民負担の抑制の両立において重要な電源として位置づけられます。洋上風力発電のための海域利用ルールの整備として、2019年4月に再エネ海域利用法を施行し、先行利用者との調整の

枠組を明確にするとともに、事業予見性の確保及び事業者間の競争を促してコストを低減する仕組みを創設しました。今後も、適切な法律の運用を通じて、洋上風力発電の導入促進を図っていきます。

1. 事業規律の確保

(1) 安全の確保

① 技術基準が定めた「性能」を満たす「仕様」の設定・原則化

現状、「電気事業法(昭和39年法律第170号)」が定めた電気設備の技術基準は、安全上必要な「性能」を国が定めるものであり、これを満たす設備を、事業者の責任で設計・工事・確認し、設置することとなっています。

出力50kW未満の太陽電池発電設備については、その多くがFIT制度の創設以降、発電事業に参入した事業者により設置された設備であり、一部の事業者は、電気保安に関する専門性を有していないため、構造強度が不十分な設備を設置するおそれがあります。技術基準への適合を分かりやすく判別するため、電気事業法に基づく技術基準が定めた「性能」を満たすために必要な部材・設計・設置方法等の「仕様」を定め、これを原則化しました。

② 斜面等に設置する際の技術基準の見直し

傾斜地や土地改変された場所への太陽電池発電設備の設置は、平地への設置と比べてリスクが高く、十分な技術的検討を行った上で実施する必要があります。このため、電気事業法の技術基準においても、太陽電池発電設備を、「急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律(昭和44年法律第57号)」(以下、「急傾斜地法」という。)の指定する斜面(周辺に一定規模以上の人家や病院等の施設が存在するなど特別な要件を満たす場合)に設置する際には、当該区域内の急傾斜地の崩壊を助長するおそれがないように施設することが定められています。しかし、急傾斜地法の指定を受けていない斜面については、相対的にリスクが低いと考えられていたため、技術基準上特段の定めがありませんでした¹。

そのため最近の豪雨災害時に、急傾斜地法の指定を受けていない斜面や切土、盛土等の土地改変された場所に設置された太陽電池発電設備が崩落したことを踏まえ、太陽電池発電設備に関する技術基準の見直しを行い、土砂流出を防止する措置を講じることを規定しました。

¹ ガイドラインに基づき自社Webサイトに情報提供を行っている旨を太陽光発電協会宛に連絡した企業数(2019年2月時点)。

③小出力発電設備の事後規制の在り方

再エネ発電設備のうち、小出力発電設備(出力50kW未満の太陽電池発電設備、出力20kW未満の風力発電設備等)について、設備件数が飛躍的に増加し、その事故が社会的影響を及ぼした事案も発生している中、安全の確保が不可欠です。一方で、現在、小出力発電設備は報告徴収・事故報告の対象外であり、事故情報をしっかり収集した上で事故原因の究明や再発防止策の実施を行うことが困難であるため、他の発電設備との違いには留意しつつ、新たに報告徴収・事故報告の対象とすることを検討しています。

(2)地域との共生

①FIT認定基準に基づく標識・柵塀設置義務違反案件の取締り

2017年4月に施行された改正再エネ特措法では、FIT認定事業者に対し、発電設備への標識及び柵塀等の設置を義務付けたところであり、これを設置していない事業者に対し、これまで、必要に応じて口頭指導を行ってきました。しかしながら、改正再エネ特措法の経過措置期間(標識及び柵塀等の設置について、改正再エネ特措法施行以前(2017年3月31日以前)に旧認定を受けた発電設備については、改正後の再エネ特措法の認定を受けたものとみなされた日から1年以内に設置することとされています。)を超過した2018年度においても、標識や柵塀等が未設置の設備や柵塀の設置が不適切な設備の情報が引き続き寄せられていました。このため、FIT認定事業者に対し、標識及び柵塀等の設置義務について2018年11月に改めて注意喚起を実施しました。なお、注意喚起後も引き続き標識や柵塀等が未設置との情報が寄せられた案件については、必要に応じて口頭指導を実施しており、今後も、必要に応じて現場確認も行った上で、認定基準違反として、報告徴収、立入検査、指導、改善命令、認定取消し等の厳格な対応を速やかに行っていきます。

②自治体の先進事例を共有する情報連絡会の設置

全国の各地域でトラブルになる再エネ発電設備が増加したことから、改正再エネ特措法においては、条例も含めた関係法令の遵守を義務付け、関係法令遵守違反の場合には、指導及び助言、改善命令、認定取消し等の対応を行うこととしています。この仕組みを実効性あるものとするためには、自治体による条例策定等の自律的な制度整備が必要となりますが、国もそれを支援することが求められています。このため、条例策定など地域での再エネに係る理解促進のため

の先進的な取組を進めている自治体の事例等を全国に共有する場として、自治体と関係省庁を参加者とする連絡会を2018年10月に新たに設置し、2019年度中に計4回実施しております。地域の声に耳を傾け、より実態に応じた事例の展開を行っていくため、地域別の連絡会開催も検討していきます。

(3)太陽光発電設備の廃棄対策

2012年に導入されたFIT制度により導入が急速に拡大した太陽光発電設備は、太陽光パネルの製品寿命(25～30年程度)を経て、2040年頃、大量に廃棄される見込みです。こうした将来の太陽光パネルの大量廃棄をめぐって、様々な懸念が広がっており、特に事業の終了後に太陽光発電事業者の資力が不十分な場合や事業者が廃業してしまった場合、太陽光パネルが放置されてしまう、あるいは不法投棄されてしまうのではないかと懸念があります。こうした懸念を払拭するため、2018年度には、これまでは努力義務となっていた廃棄等費用の積立てをFIT認定における遵守事項とし、事業計画策定時に廃棄等費用の算定額とその積立計画を記載することを求めるとともに、認定事業者に毎年提出を義務付けている発電コスト等の定期報告において、廃棄等費用の積立進捗状況の報告を義務化しました。

しかし、それでもなお、積立水準や時期は事業者の判断に委ねられていることもあり、2019年1月末時点で積立てを実施している事業者は2割以下となっています。

こうした状況を踏まえ、FIT制度の対象となっている太陽光発電設備の廃棄等費用を確保するための制度について、原則として外部積立てを求め、長期安定発電の責任・能力を担うことが可能と認められる事業者に対しては内部積立てを認めることも検討するという方向性の下、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループにおいて、専門的視点から具体的な制度設計について議論を行いました。中間整理の中では、①10kW以上の全ての太陽光発電のFIT認定案件を対象とすること、②原則、認定事業者が受け取る売電収入の中から廃棄等費用を源泉徴収的に差し引き、積立金の管理機関に積み立てること、③積み立てる金額水準を、既に調達価格が決定されている認定案件についてはその調達価格の算定において想定されている廃棄等費用の水準とすること、④積み立てる時期については、一律に調達期間終了前10年間とすること、⑤2022年7月までの適切な時期に制度を施

第3章 再生可能エネルギーの導入加速～主力電源化に向けて～

行することなどが取りまとめられました。今後、制度の施行に向けて、必要な法整備等を進めていきます。

他方、前述の「太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを確保するための制度」は、FIT制度の下での発電事業終了後の放置・不法投棄対策を主眼としており、災害等により早期の事業廃止や修繕が発生する場合には、各太陽光発電事業者による独自の積立てや保険加入により手当てされることが期待されます。こうした中で、現行の事業計画策定ガイドラインでは、適切に保守点検・維持管理を実施する体制の構築を求めています。特に50kW未満の太陽光発電設備を中心に、保険に加入していない事業者が一定程度存在する状況です。

こうした状況を踏まえ、太陽光発電事業者に災害時の備えを促すため、主力電源化小委員会での議論を踏まえ、新規認定案件・既認定案件ともに、火災保険・地震保険等への加入を努力義務とし、保険料の水準を含めた努力義務化の影響を見極めながら、今後、遵守義務化も検討していきます。さらに、太陽光発電事業者による独自の積立てや保険加入といった自主的な取組を公表対象に加えることを検討していきます。

2. 立地制約のある電源の導入促進 (洋上風力のための海域利用ルールの整備)

(1) 洋上風力をめぐる世界の動き

洋上風力発電には陸上風力発電と比較して次の特徴があります。まずは、陸上と比較して風況が優れ

ているため設備利用率を高めることが可能(世界平均では陸上約30%、洋上約40%)で、また輸送制約等が小さいため大型風車の設置が可能であり建設コスト等を抑えることができるので、コスト競争力のある再エネ電源と言えます。さらに、事業規模は数千億円に至る場合もあり、また1～2万点と部品数が多いため、部品調達・建設・保守点検等を通じて地元産業を含めた関連産業への波及効果が期待できます。

このような洋上風力発電は、現在世界で最も飛躍的に導入が拡大している再エネ電源の一つです。国際エネルギー機関(IEA)によると、2017年は世界全体で再エネの導入容量は前年比約8%増加しましたが、洋上風力発電だけを見ると前年比約30%も増加しています。また、2017年末時点で洋上風力発電の累積導入量の多い上位5か国は、イギリス、ドイツ、中国、デンマーク、オランダ、となっており、欧州を中心に導入が進んできたことがわかります。

欧州では、1990年にスウェーデンで世界初の洋上風力発電所の実証試験が開始されたのを皮切りに、デンマークやオランダ等で次々に実証試験が行われました。2000年頃からデンマークを中心として事業化を目指した洋上ウィンドファームの建設が始まり、2000年代半ば頃からはイギリス、ベルギー、ドイツ等の参入が進み、欧州全体の導入量は2018年末時点で1,849kWにまで達しています。このように欧州で洋上風力発電の導入が進んだ背景にはいくつか要因があります。

まず、北海などの欧州の海は風況が良く、また海

【第332-2-1】欧州における最近の洋上風力発電の入札の動向

入札時期	国	プロジェクト名	規模	価格 (1€=130円/1£=150円)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (13.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG 両Orsted)	752MW	72.7 EUR/MWh (9.5円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (8.2円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	731.5MW	54.5 EUR/MWh (7.1円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG 両Orsted)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG 両Orsted)	240MW + 240MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	He Dreiht (EnBW)	900MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2017.9	英国	Triton Knoll Offshore Wind Firm (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
	英国	Hornssea Project 2 (DONG 両Orsted)	1,386MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
	英国	Moray East (EDPR, Engie)	950MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
2018.3	オランダ	Hollandse Kust Zuid 1+2 (Nuon, Vattenfall)	740MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2018.4	ドイツ	Baltic Eagle (Iberdrola)	476MW	64.6 EUR/MWh (8.4円/kWh)
	ドイツ	Wikinger Sud (Iberdrola)	10MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	Gode Wind IV (Orsted)	131.75MW	98.3 EUR/MWh (12.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West I (Orsted)	420MW	市場価格 (補助金ゼロ)

出典：資源エネルギー庁作成

岸から100kmにわたって水深20～40mの遠浅の軟弱地盤の地形が続くなど自然的条件に恵まれているのです。加えて、2000年代後半以降、洋上風力発電についてのルール整備が進められ、設置のための調査や、事業を実施する区域の選定、電力システムの確保などについて政府の役割が増しており、これによって事業者の開発リスクが低減されてきたことも大きな要因です。また、入札制度も導入され、事業者間の競争が促されることで、コストが急速に低下している点も重要です。例えば、2015年以降の入札では、落札額が10円/kWhを切る事例や市場価格(補助金ゼロ)の事例も生まれています。

アジアでも、例えば中国は2020年に累積導入量を500万kWにする目標を設定しており、2017年末時点で導入量は280万kWに達しています。また、2018年には台湾で洋上風力発電の大規模な入札が行われ、2025年までに稼働予定の550万kWが落札される等、洋上風力発電の導入拡大に向けた動きが活発化しています。

(2)日本の状況と再エネ海域利用法の運用

周囲を海に囲まれた日本にとって洋上風力発電の導入は重要です。2018年に閣議決定されたエネルギー基本計画の中でも「陸上風力の導入可能な適地が限定的な我が国において、洋上風力発電の導入拡大は不可欠である」と位置付けられています。

2000年代後半から、海底地形が急峻で、また台

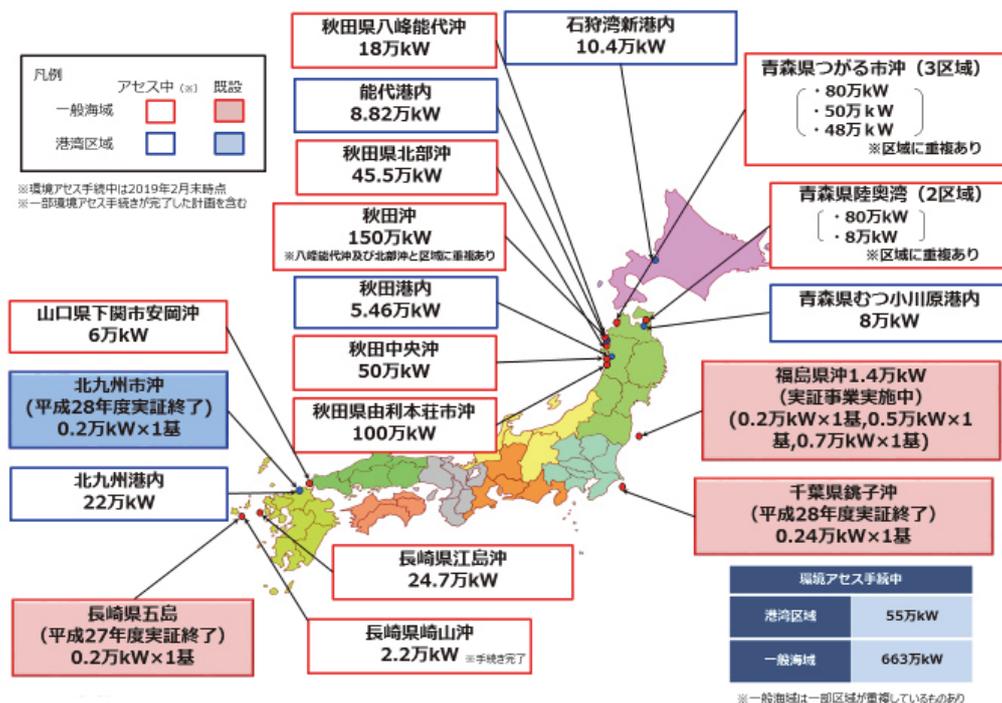
風や地震が多いといった厳しい自然環境への適応やコスト削減を図るための実証事業が国主導のもと行われており、現在の導入量約2万kWはすべて国による実証事業です。こうした実証事業の成果の蓄積やFIT制度の導入、世界の導入実績の増加等を背景に、現在日本でも積極的に商用運転を目指す事業者の動きが活発化しており、例えば、2019年8月末時点の環境アセスメント手続中の案件は約1,260万kWに達しています。こうした中で、次の2つの課題が事業化への大きな障害として顕在化しました。

1つは、「海域の占有に関する統一的なルールがない」ことです。従来、海域の大半を占める一般海域は占有の統一ルールがなく、都道府県が条例に基づき通常3～5年の占有許可を出す運用がなされてきました。FIT制度の調達期間の20年と比較して短期の占有許可しか得ることができないため、中長期的な事業予見性が低くなり、資金調達が困難になっていました。もう1つは、「先行利用者との調整の枠組みが不明確」という課題です。海域を新たに利用するに当たっては、海運業や漁業等の地域の先行利用者との調整が不可欠ですが、調整のための枠組みが存在せず、事業者には大きな負担となっていました。

これらの課題の解決に向けて、2019年4月に再エネ海域利用法が施行されました。

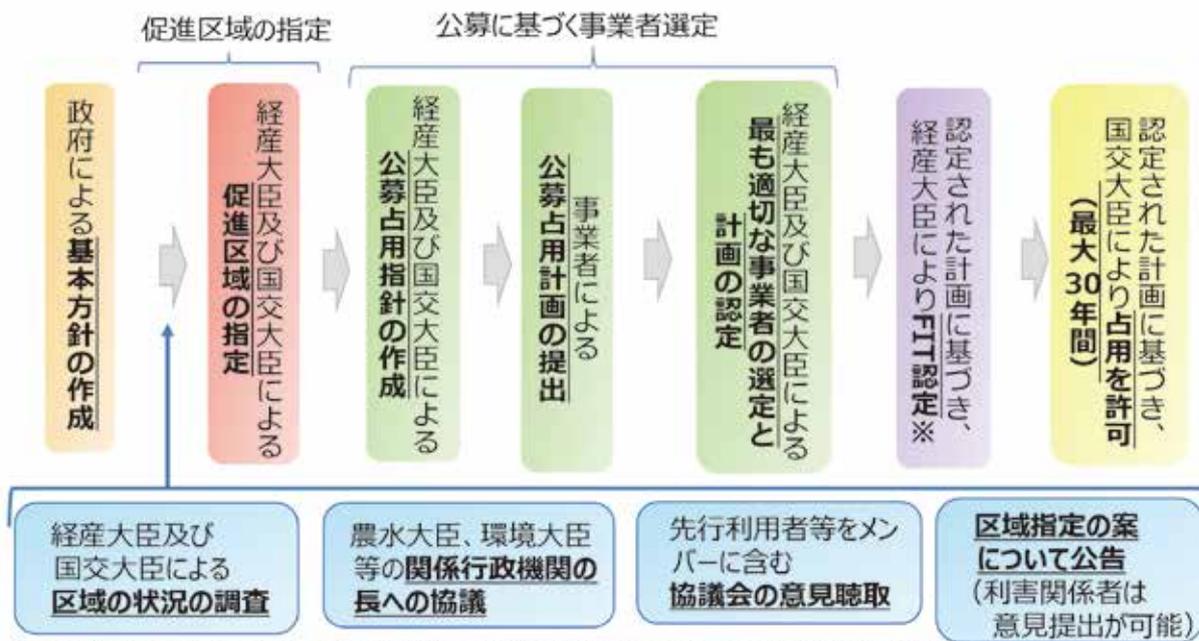
本法律により、図【第332-2-3】で示す手続の流れに基づき、経済産業大臣及び国土交通大臣が、自然的条件が適当であること、漁業や海運業などの先行

【第332-2-2】日本における洋上風力発電の導入状況及び計画



出典：資源エネルギー庁作成

【第332-2-3】再エネ海域利用法の手続の流れ



※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第9条に基づく経済産業大臣による発電事業計画の認定

出典：資源エネルギー庁作成

利用に支障を及ぼさないこと、系統接続が適切に確保されること、等の要件に適合した区域を促進区域として指定し、公募による事業者選定を行います。選定された事業者は、区域内で最大30年間の占用許可を受けるとともに、FIT制度に基づく認定を得ることができます。公募による事業者選定では、長期的・安定的・効率的な事業実施の観点から最も優れた事業者を選定することで、コスト効率的かつ長期安定的な洋上風力発電の導入を促進する仕組みとなっています。

制度運用を進めるため、2019年5月に法律に基づく基本方針(海洋再生可能エネルギー発電設備に係る海域の利用の促進に関する施策の総合的かつ計画的な推進を図るための基本的な方針)を策定するとともに、2019年6月には関係審議会での議論を踏まえて、2つのガイドライン(海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン・一般海域における占用公募制度の運用指針)を定めました。

上記の法令・ガイドラインに基づき、2019年7月に、今後の促進区域の指定に向けて、既に一定の準備段階に進んでいる区域として、11区域を整理しました。このうち4区域(「秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖」「秋田県由利本荘市沖(北側・南側)」「千葉県銚子市沖」「長崎県五島市沖」)については、有望な区域として、協議会が立ち上がっており、促進区域

の指定及び発電事業の実施等に当たっての利害関係者の合意形成を目指した議論を進めているところです。2019年12月には長崎県五島市沖について、初の促進区域の指定を行いました。当該促進区域においては、今後、事業者選定のための公募が進められることとなります。

また、適切な法律の運用以外にも、浮体式をはじめとした技術開発、系統制約の克服、環境アセスメントの短縮化、基地港湾の整備、等に関係省庁一丸となって取り組み、洋上風力発電の導入拡大を推進していくことが重要になります。

(3) 洋上風力発電の導入促進に向けた港湾法の改正

洋上風力発電設備の設置及び維持管理に利用される基地港湾においては、重厚長大な資機材を扱うことが可能な耐荷重・広さを備えた埠頭が必要であり、高度な維持管理のほか、広域に展開し、参入時期の異なる複数の発電事業者間の利用調整も必要となります。このため、2019年12月に「港湾法の一部を改正する法律(平成29年法律第55号)」が公布され、国が基地港湾を指定し、当該基地港湾の特定の埠頭を構成する行政財産について、国から再エネ海域利用法等に基づく許可事業者に対し、長期的かつ安定的に貸し付ける制度を創設しました。これらの措置を講じることにより、事業の見込みが立ちやすくなり、

洋上風力発電事業のより一層の円滑な導入に資することになります。

第3節 次世代電力ネットワークの形成

我が国の電力系統(送配電網)は、これまで主として大規模電源と需要地を結ぶ形で形成されてきており、再エネ電源の立地ポテンシャルのある地域とは必ずしも一致しておらず、再エネの導入拡大に伴い、系統制約が顕在化しつつあります。このため、今後、再エネの主力電源化を進める上で、この系統制約を解消していくことが重要です。

さらに、今後の電力ネットワーク形成を検討するにあたっては、2030年以降を見据え、人口減・需要減といった構造的課題や2018年9月の北海道胆振東部地震や2019年の台風15号、19号等による大規模停電を始めとした自然災害に対するレジリエンスの強化を含む系統の在り方など、多様な視点・目的が存在します。これらを踏まえ、我が国の電力系統を再エネの大量導入等の環境変化に適応する「大規模電源と需要地をネットワークでつなぐ従来の電力システム」から「分散型電源も柔軟に活用する新たな電力システム」へと長期的に転換していくための環境整備を進めていかなければなりません。

また、2018年10月には、九州エリアにおいて本土初となる再エネの出力制御が行われました。出力が天候等によって変化する変動再エネ(太陽光・風力)の導入が拡大することで、その出力変動を調整し得る「調整力」を効率的かつ効果的に確保することが、国際的にみても、大量の再エネを電力系統に受け入れるための課題になります。

我が国の電力系統を再エネの大量導入等の環境変化に適応した次世代型のネットワークへと転換していくため、それぞれの課題を整理しながら道筋を描いていく必要があります。

1. 系統制約の克服

(1) 既存系統の最大限の活用

我が国のこれまでの制度では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を強化した上で追加的な受入れを行うこととなって

います。一方、欧州においては、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もあります。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要です。このため、以下のとおり、系統の空き容量を柔軟に活用する「日本版コネクト&マネージ」を具体化し、早期に実現するための取組を進めています。

① 想定潮流の合理化

過去の実績をもとに実際の利用率に近い想定を行い、より精緻な最大潮流を想定して送電線の空き容量を算出する「想定潮流の合理化」については、2018年4月から全国的に導入されています。電力広域的運営推進機関(以下、「広域機関」という。)において、想定潮流の合理化の適用による効果として、全国で約590万kWの空き容量の拡大することが確認されています。

② N-1電制

落雷等による事故時には電源を瞬時に遮断する装置(以下、「電制装置」という。)を設置することを条件に、緊急時用に確保している送電線の容量の一部を平常時に活用する「N-1電制」については、2018年10月からその先行適用²が実施され、本格適用³に向けては、2022年度の適用開始を目指し、具体的な仕組みの検討を進めています。広域機関において「N-1電制」の適用による効果として、全国で約4,040万kWの接続可能容量が確認されています。

③ ノンファーム型接続

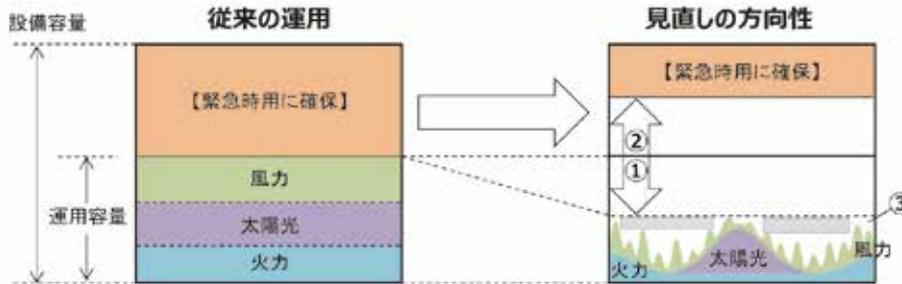
系統の混雑時には出力制御することを前提として新規の接続を可能とする「ノンファーム型接続」について、広域機関によると、日本における再エネ電源の連系の中心となる小規模電源が多数接続される配電系統を含めた仕組みは海外にも例がなく、全くの新規の検討が必要であり相当程度時間を要するものとされています。また、導入に向けては、現行の電力取引制度をはじめとした関連の諸制度・ルールとの整合性や、ノンファーム電源の事業予見性、システム構築など、多くの課題があります。そのため、まずは、基幹系統へノンファーム型接続を適用していき、取組を通じて、実現可能性や経済性、事業者の受容性を総合的に勘案し、日本に最適なノン

² 電制装置設置者と費用負担者(N-1電制を前提として接続する新規電源)が一致するケース。

³ 電制装置設置者と費用負担者を分けるケース。

【第333-1-1】日本版コネクト&マネージの進捗

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況(2018年12月時点)
①空き容量の算定	全電源フル稼働	実感に近い想定(再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kWの空き容量拡大を確認 ※1
②緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施 約4040万kWの接続可能容量を確認 ※1, 2
③出力制御前提の接続	通常は想定せず	混雑時の出力制御を前提とした、新規接続を許容	制度設計中



※1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではありません。
 ※2 速報値であり、数値が変わる場合がある。

出典：資源エネルギー庁作成

ファーム型接続の検討を進めています。並行して、フィジビリティスタディを行った上で、実システムでの実証を実施していきます。

(2)出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

系統制約が顕在化する中で、発電事業の収益性を適切に評価し、投資判断と円滑なファイナンスを可能とするため、事業期間中の出力制御の予見可能性を高めることが、既存系統を最大限活用しながら再エネの大量導入を実現するために極めて重要です。一方で、発電事業者の事業判断の根拠となる出力制御の見通しを送配電事業者が示そうとすると、安定供給重視の万全の条件とする、見通しよりも高い出力制御が現実に発生する事態を確実に避ける、といった観点から見積り自体が過大となるおそれがあります。

このため、一般送配電事業者が基礎となる情報を公開・開示し、それを利用して発電事業者やコンサルタント等が出力制御の見通しについて自らシミュレーションを行い、事業判断・ファイナンスに活用できるよう、①需給バランス制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報と、②送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報(「需要・送配電に関する情報」及び「電源に関する情報」)について、それぞれ公開(「電源に関する情報」については開示)する具体的な内容や手続等に関する関係規程類を整備しました。これに基づき、新たな情報公開・開示の運用を開始しました。

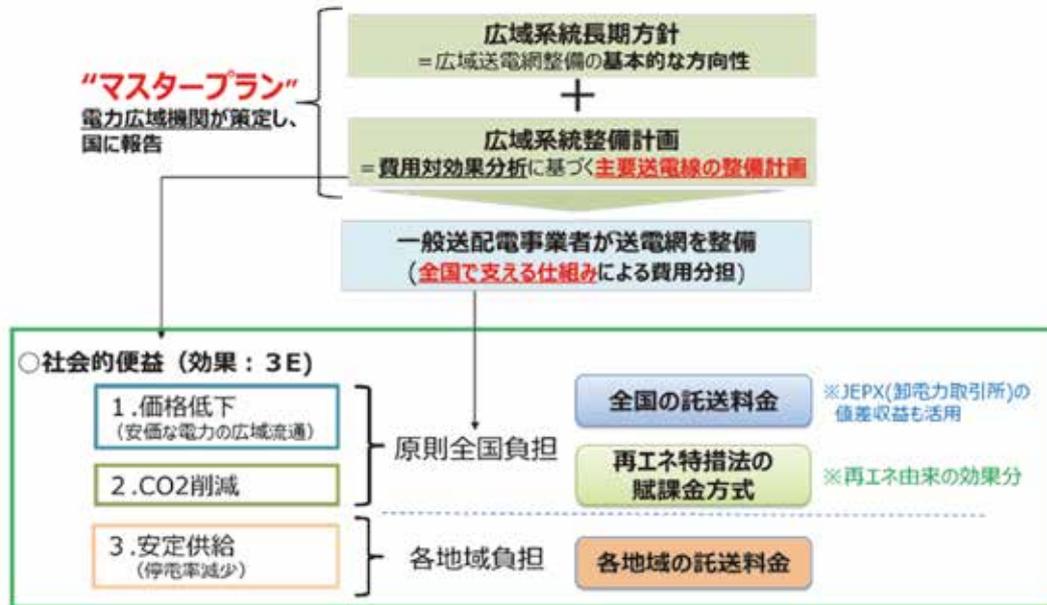
(3)ネットワーク改革等による系統増強への対応

再エネ電源の大量導入を促しつつ、国民負担を抑制していくためには、電源からの要請に都度対応する「プル型」ではなく、再エネをはじめとする電源のポテンシャルを考慮し、一般送配電事業者や広域機関等が主体的かつ計画的に系統形成を行っていく「プッシュ型」で、再エネ主力時代に応じた次世代の系統形成を進めていく必要があります。

このプッシュ型の考え方にに基づき、広域機関において、中長期的な系統形成についての基本的な方向性となる広域系統長期方針や、B/C分析(費用対効果分析)のシミュレーションに基づいて主要送電線の整備計画を定める広域系統整備計画を定めることとしました。この広域系統長期方針と広域系統整備計画を併せていわゆる「マスタープラン」とし、これに基づき、送配電事業者が実際の整備を行います。

また、プッシュ型の系統形成に当たって、特に地域間連系線等を増強することは、広域メリットオーダーや再エネの導入による環境への負荷軽減効果や燃料費用の削減といった効果があり、こうした効果は全国大で需要家が裨益するものと考えられます。しかし、従来の費用負担の考え方では、地域間連系線等の増強費用は増強する連系線の両側の地域が負担することが原則であり、今後再エネの地域偏在性によって地域間で系統増強にかかる負担格差が生じるとの懸念がありました。このため、連系線等の増強に伴う便益のうち、広域メリットオーダーにより

【第333-1-2】電力システムの増強



出典：資源エネルギー庁作成

もたらされる便益分は受益者負担の観点から原則全国負担とし、特に再エネへの導入促進効果が認められる範囲で、全国一律の賦課金方式を活用することや、連系線の送電容量が不足していることで市場分断が生じ発生する卸電力取引市場の値差収益を活用することを促すための制度整備を行いました。

今後、こうしたプッシュ型系統形成の実際の導入に向け、関係機関と協力しながら、さらに取組を進めていきます。

2. 調整力の確保・調整手法の高度化

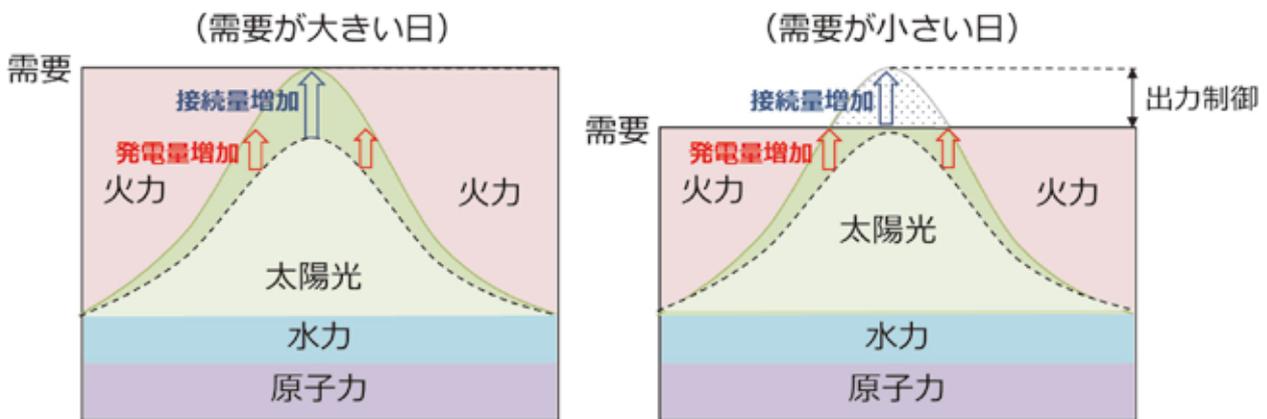
(1) 出力制御

太陽光発電・風力発電といった再エネ電源は天候や日照条件等の自然環境によって発電量が変動する特性があるため、地域内の発電量が需要量を上回る場合には、電気の安定供給を維持するため、発電量の制御が必要となります。こうした場合、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施行規則や広域機関の送配電等業務指針で定められた優先給電ルールに基づき、火力発電の抑制、揚水運転、地域間連系線の活用などを行います。それでもなお発電量が過剰となる場合には再エネの出力制御を実施することとされており、太陽光発電の導入が急速に進む九州エリアでは2018年10月に本土初となる再エネの出力制御が行われました。こうした出力制御は送電線に再エネをより多く送電線

につなぐために必要な取組であり、スペインやアイルランドといった再エネ先進国でも変動する再エネを無制限に発電しているわけではなく、むしろ適切な制御を前提とすることで送電線への接続量を増やすための取組として採用されています。

再エネの出力制御を低減させるための取組として、①地域間連系線のさらなる活用による他エリアへの送電、②実需要に近いタイミングでの柔軟な調整を可能にするオンライン制御の拡大、③火力発電等の最低出力の引下げ、④発電事業者間の公平性及び効率的な出力制御を確保するための出力制御の経済的調整、等が挙げられます。このうち①については、2017年以降、九州電力において、連系線の運用改善やOFリレー(電力需要と供給のバランスを表す周波数が一定値以上になった場合に、発電機などへの悪影響や大規模停電を防ぐために発電機を系統から切り離す機器)を活用した電源制限量の確保によって、再エネの送電可能量を段階的に拡大してきました。また、国の補正予算事業を活用して、転送遮断システムによる電源制限量の確保を進めており、この結果、2018年度末までに、関門連系線の再エネ送電可能量は当初の45万kWから135万kW程度(※一定の仮定の下で試算した数値であり、需要動向や電源制限機能付電源の稼働状況によって変動)に拡大する見込みです。

【第333-2-1】再エネ発電量と出力制御の関係



出典：資源エネルギー庁作成

(2)グリッドコードの整備

変動再エネの導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動等に対応するための調整力の必要性が高まり、電力システムで求められる対応が高度化することから、今後、変動再エネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電・バイオマス発電の調整力としての重要性が一層高まっていくことが予想されます。こうした中、系統に接続される電源が持つべき機能や従うべきルールである「グリッドコード」の重要性が高まっています。まずは新規の風力発電が具備すべき調整機能(出力抑制、出力変化率制限等)を特定し、そのグリッドコードの具体化に向けた検討を進めているところです。これらの検討を踏まえつつ、太陽光発電など他の電源や既存の火力発電・バイオマス発電についても併せて検討を進めていきます。

また、2018年9月の北海道胆振東部地震を踏まえ、変動再エネの周波数変動への耐性を高めるための対応が必要とされており、レジリエンスの向上と再エネの大量導入を見据えてグリッドコードの整備を進めていきます。

(3)再エネ予測誤差への対応

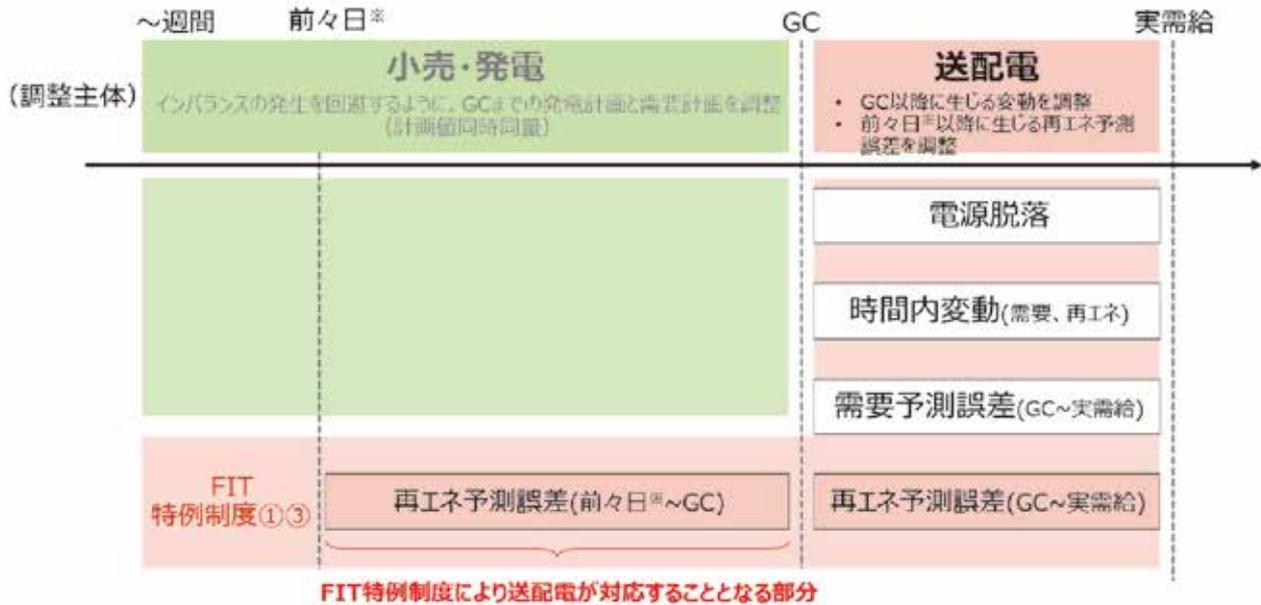
再エネの大量導入を進めながらも、同時に社会コストの最小化も図っていかねばなりません。FIT電源については、FIT制度によって固定価格での売電収入が保証されるという特性と計画値同時同量制度の整合性を保つため、FIT発電事業者の代わりに一般送配電事業者または小売電気事業者が発電計画を作成し、計画と実績のずれであるインバランスリスクを負う「FITインバランス特例制度」が設け

られています。一方、変動電源は、天候予測の精度等によって、ほぼ必然的に予測誤差によるインバランスを発生させている状況であり、エリアインバランスの大半を太陽光発電の予測外れが占めています。今後、再エネ(特に太陽光発電)の導入拡大が進むにつれ、インバランスが一層増大する可能性がある中、一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の下で、市場メカニズムを活用しながら発電計画と発電実績とのギャップを縮減し、再エネに起因するインバランスを小さくするための対策(発電量の予測精度向上、発電計画の通知時期を可能な限り実需給断面に近づける等)の検討を進める必要があります。

具体的には、一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再エネに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進めることとしています。

加えて、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減について広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働くようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用をFIT交付金により負担する仕組みについて検討を進めることとしています。

【第333-2-2】FITインバランス特例制度に起因する再エネ予測誤差



※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

出典：資源エネルギー庁作成

第4節 その他制度・予算・税制面等 における取組

<具体的な施策>

1. 制度

○農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律

「農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律(平成25年法律第81号)」(農山漁村再生可能エネルギー法)を積極的に活用し、農林地等の利用調整を適切に行いつつ、市町村や発電事業者、農林漁業者等の地域の関係者の密接な連携の下、再エネの導入と併せて地域の農林漁業の健全な発展に資する取組を促進しました。

また、本法律が施行後5年となることから、同法の附則に基づき、2019年7月に基本方針の見直しを行いました。

2. 予算事業

(1) 太陽光発電

① 太陽光発電のコスト低減や信頼性向上等に向けた技術開発事業 【2019年度当初：33.5億円】

発電コストのさらなる低減かつゲームチェンジャーとなりうる太陽電池技術(ペロブスカイト太陽電池等)の開発や市場での差別化が可能な太陽電池の開発を行うとともに、主力電源化に向け、長期安定電源化に不可欠な信頼性評価技術、安全確保のための設計・施工技術、低コストリサイクル技術等の開発・調査等を行いました。

② 営農型太陽光発電の高収益農業の実証事業 【2019年度当初：14.3億円の内数】

太陽電池(ソーラーパネル)下部の農地においても、高い収益性が確保できる営農方法を確立し、その普及を目指すために、実証試験等の取組を支援しました。

(2) 風力発電・海洋エネルギー

① 風力発電等に係るゾーニング導入可能性検討モデル事業 【2019年度当初：4億円】

環境保全と両立した形で風力発電事業の導入促進を図るため、個別事業に係る環境影響評価に先

第3章 再生可能エネルギーの導入加速～主力電源化に向けて～

立つものとして、関係者間で協議しながら、環境保全、事業性、社会的調整に係る情報の重ね合わせを行い、総合的に評価した上で環境保全を優先することが考えられるエリア、風力発電の導入を促進しうるエリア等の設定し活用する取組として風力発電に係るゾーニング実証事業を7の地域で実施しました。また、2016年度から3カ年で実施した風力発電等に係るゾーニング導入可能性検討モデル事業のレビューを行い、「風力発電に係る地方公共団体によるゾーニングマニュアル」を改訂しました。

②海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用調整に必要な経費について

【2019年度当初：3.3億円】

再エネ海域利用法における促進区域⁴の指定に向けて、既に一定の準備段階に進んでいる区域11区域を整理し、このうち4区域を有望な区域として、促進区域の指定基準への適合性を確認するための海域の状況調査の実施及び促進区域の指定等に関し必要な協議を行うための協議会を開催しました。

③洋上風力発電等のコスト低減に向けた研究開発事業
【2019年度当初：73.3億円】

浮体式洋上風力発電の低コスト化を目的とした実証事業では、北九州市沖において3MW風車を搭載したバージ型浮体(実証機)の実証運転を2019年5月に開始し、観測データによる設計検証や効率的な係留方法の技術開発等を行いました。また、浮体式のさらなるコスト低減を実現するため、ガイワイヤ支持やタレットを用いた一点係留による、浮体・タワー・係留システムの軽量化など、先進的な要素技術を用いた浮体式洋上風力発電システムの実現可能性や事業性を評価するフィージビリティ・スタディを行いました。着床式洋上風力発電においては、資本支出に占める割合が高い基礎・施工費に関する実証に先立ち、これらの技術の適用が想定される海域の特性などを踏まえた、低コスト化に資する技術の検討を実施しました。また、風車の稼働率の向上を図るため、故障による停止時間を縮小させるためのAIを活用したメンテナンス技術の検討を実施しました。

④浮体式洋上風力発電の低コスト化・普及促進事業

【2018年度当初：30.0億円】※一部繰り越し、2019年度実施。

2013年10月から、国内初の商用スケール(2MW)の実証機の運転を開始し、環境影響、気象・海象への対応、安全性等に関する情報収集等を行いました。この実証試験を通じて、2015年には、高い安全性や信頼性を有する効率的な発電システムの確立に成功し、当該実証の成果として、2016年から国内初の洋上風力発電の商用運転が開始されており、風車周辺に新たな漁場が形成されるなど、副次効果も生じています。

また、2016年度からは、民間による浮体式洋上風力発電事業を促進するため、海域動物や海底地質等を正確かつ効率的に調査・把握する手法及び浮体式洋上風力発電の海域設置等の施工に伴い発生するコストやCO₂排出量を低減する手法の開発・実証を進めており、2019年度は、前年度に引き続き、浮体式洋上風力発電の本格的な普及拡大に向け、施工を低炭素化・高効率化するため、洋上施工コストを低減させる浜出船の活用など、施工手法等の確立を目指す取組を行いました。

⑤福島沖での浮体式洋上風力発電システムの実証研究事業
【2019年度当初：11億円】

「福島イノベーション・コースト構想」の実現のため、福島沖において、複数の浮体式洋上風車と浮体式洋上変電所による本格的な実証研究を進め、安全性・信頼性・経済性の評価等を行いました。

(3)バイオマス発電

○地域で自立したバイオマスエネルギーの活用モデルを
確立するための実証事業

【2019年度当初：12.5億円】

地域におけるバイオマスエネルギー利用の拡大に資する技術指針及び導入要件を策定するとともに、当該指針等に基づき地域特性を活かしたモデル実証を行うため、間伐材や家畜排せつ物等のバイオマス利用システムの事業性評価(FS)事業に加え、間伐材や竹等の木質系バイオマスや、都市ゴミや牛ふん等の湿潤系バイオマス利用システムの実証事業を実施しました。また、モデル事業の横展開を図るべく、ワークショップを開催しました。

4 海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域。

(4) 水力発電**① 水力発電の導入促進のための事業費補助金****【2019年度当初：20.0億円】**

水力発電の事業性評価や地域住民等の理解促進、既存発電所の増出力または増電力量を図る更新工事、高効率化やコスト低減に資する発電設備の製作、実証を支援することによって、ベースロード電源である水力発電の事業化、既存発電所出力の増加を推進しました。

② 中小水力発電開発費等補助金**【2019年度当初：0.1億円】**

旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者等の行う中小水力開発に対し、建設費の一部を補助することにより、水力の初期発電原価を引き下げ、開発を促進しました。

③ 中小水力発電事業利子補給金助成事業費補助金**【2019年度当初：0.2億円】**

地方自治体(公営電気事業者)が水力発電所の建設に際して要した資金の返済利息に関して、利子補給を行いました。

(5) 地熱発電・熱利用**① 地熱発電の資源量調査・理解促進事業費補助金****【2019年度当初：86.5億円】**

地熱発電は、天候等の自然条件に左右されず安定的な発電が可能なベースロード電源であり、我が国は世界第3位の地熱資源量(2,347万kW)を有しています。一方で、資源探査に係るリスクやコストが高い、温泉資源との調和を図り地域の理解を得ることが必要といった課題があることから、探査リスクを低減するため、新規の有望地点を開拓するためのポテンシャル調査や事業者が実施する地表調査や掘削調査などの初期調査に対して支援を行うとともに、地域の理解を促進するため、地熱発電に対する正しい知識の共有等を行うための勉強会などの取組に対して支援を行いました。

② 地熱資源探査出資等事業

地熱資源の蒸気噴出量を把握するための探査に対する出資や発電に必要な井戸の掘削、発電設備の設置等に対する債務保証を行うことで、地熱資源開発を支援しました。

③ 地熱発電や地中熱等の導入拡大に向けた技術開発事業【2019年度当初：29.6億円】

地熱発電は、資源探査の段階ではリスクやコストが高く、発電段階では、運転の効率化や出力の安定化といった課題があり、これら課題を解決するため、探査精度と掘削速度を向上する技術開発や、開発・運転を効率化、出力を安定化する技術開発を行いました。また、発電能力が高く開発が期待されている次世代の地熱発電(超臨界地熱発電)に関する詳細事前検討を行いました。

また、地中熱、太陽熱、雪氷熱などの再エネ熱については、我が国の最終エネルギー消費の約半分は熱需要であることから、再エネ熱の効果的な利用により空調や給湯に使われる電力や燃料の消費量を抑制していくことは、エネルギー需給を効率化する上で効果的な取組みとなります。他方、再エネ熱の利用拡大にあたっては、高コスト、担い手となる事業者の不足などの課題があります。このため、本事業では、再エネ熱利用システムの導入拡大に向け、再エネ熱の設計から施工までに関わる事業者の体制を構築し、業界横断的に一貫してコスト低減に資する技術開発に取り組みました。

(6) 系統制約克服及び調整力確保への対応**① 再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代型の電力制御技術開発事業****【2019年度当初：19.7億円】**

再エネのさらなる導入拡大を図り、主力電源化を進めるため、ノンファーム型接続、配電系統における潮流の最適制御、直流送電システムの基盤技術について研究開発を支援しました。

② 風力発電のための送電網整備実証事業費補助金**【2019年度当初：80.0億円】**

風力発電の適地において、送電網の整備及び技術的課題の解決を目的とした実証事業を行いました。

③ 福島県における再生可能エネルギーの導入促進のための支援事業費補助金【2019年度当初：84.8億円】

阿武隈山地や福島県沿岸部における再エネ導入拡大のための共用送電線の整備及び、当該地域における風力、太陽光等の発電設備やそれに付帯する送電線等の導入を支援するとともに、福島県内の再エネ関連技術について、実用化・事業化のための実証研究を支援しました。

第3章 再生可能エネルギーの導入加速～主力電源化に向けて～

④災害時にも再生可能エネルギーを供給力として稼働可能とするための蓄電池等補助金

【2019年度補正：44.0億円】

災害時の安定的な電力供給に向け、①再エネ発電設備への蓄電池の導入支援、②再エネを活用した地域マイクログリッドの構築支援を行いました。

(7)その他

①再生可能エネルギー電気・熱自立的普及促進事業
【2019年度当初：50.0億円】

低炭素社会の実現に資することを目的に、地域における再エネ普及・拡大の妨げとなっている課題への対応の仕組みを備えた取組等について、地方公共団体等に対し、再エネ設備の導入支援等を行いました。

②地域の防災・減災と低炭素化を同時実現する自立分散型エネルギー設備等導入推進事業

【2018年度補正210.0億円、2019年度当初：34.0億円】

地域防災計画等に位置づけられた避難施設等に、平時の温室効果ガス排出抑制に加え、災害時にもエネルギー供給等の機能発揮が可能となり、災害時の事業継続性の向上に寄与する再エネ設備等の導入支援等を行いました。

③地域資源活用展開支援事業

【2019年度当初：0.5億円】

地方公共団体や農林漁業者の組織する団体等が農山漁村の地域循環資源を再エネ等として活用し、地域の持続可能な発展を目指す取組について、事業計画策定のサポートや関連事業者とのマッチング、相談窓口、情報発信を支援しました。

④民間事業者による分散型エネルギーシステム構築支援事業【2019年度当初：21.0億円】

地域のエネルギー需給の特性に応じた再エネ設備導入やエネルギー管理システム構築など、地域に存在する再エネ等の分散型エネルギーを地域内で効率的に活用する地産地消型エネルギーシステムを構築する事業に対して支援を行いました。

⑤戦略的創造研究推進事業 先端的低炭素化技術開発
【2019年度当初：48.9億円】

2030年の社会実装を目指し、リチウムイオン蓄電池に代わる革新的な次世代蓄電池やバイオマスから化成品等を製造するホワイトバイオテクノロジー等の世界に先駆けた革新的低炭素化技術をはじめ、

低炭素社会の実現に貢献する革新的な技術シーズ及び実用化技術の研究開発を推進しました。

⑥未来社会創造事業(「地球規模課題である低炭素社会の実現」領域)【2019年度当初：8.5億円】

2050年の社会実装を目指し、エネルギー・環境イノベーション戦略等を踏まえ、低炭素社会の実現に資する、従来技術の延長線上にない革新的エネルギー科学技術の研究開発を推進しました。

⑦新エネルギー等のシーズ発掘・事業化に向けた技術開発事業【2019年度当初：19.0億円】

太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス、太陽熱・雪氷熱・未利用熱、燃料電池・蓄電池、エネルギーマネジメントシステム等における中小・ベンチャー企業が有する潜在的技術シーズを発掘し、その開発及び実用化を支援しました。

⑧下水道革新的技術実証事業

【2019年度当初：156億円の内数】

下水道事業における再エネ創出技術等の導入を促進するため、ICT活用スマートオペレーションによる省スペース・省エネ型高度処理技術や、小口径管路からの下水熱を利用した融雪技術の実証等を実施しました。

⑨CO₂排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業
【2019年度当初：65.0億円の内数】

再エネを活用した自立分散型エネルギーシステムの普及のため、デジタルグリッドルータ及び電力融通決済システムの開発・実証や、電気自動車を家庭等に導入した再エネの調整力として活用するいわゆるV2Hの実現を容易にする車載用蓄電池と定置型蓄電池間の双方向充電システムの技術開発を実施しました。また、離島、港湾及び沿岸域等の海洋エネルギーを活用できる次世代型高効率波力発電システムの技術開発・実証を行いました。加えて、大都市域に共通して存在する帯水層の熱利用ポテンシャルを活用した業務用ビル空調向けのオープンループ型地中熱システムの技術開発・実証を実施しました。

⑩公共施設等先進的CO₂排出削減対策モデル事業
【2019年度当初：26.0億円】

公共施設等に再エネや自営線等を活用した自立分散型エネルギーシステムを導入するなどした上で、地区を超えたエネルギー需給の最適化を行う実証について補助を行いました。

⑪ブロックチェーン技術を活用した再エネCO₂削減価値創出モデル事業

【2019年度当初：30.0億円の内数】

これまで十分に評価または活用されていなかった自家消費される再エネのCO₂削減価値について、低コストかつ自由取引できるシステムを、ブロックチェーン技術を用いて構築し、CO₂削減価値が適切に評価される社会へのパラダイムシフトを起こすことで再エネのさらなる普及を目指しています。2019年度は100軒程度の消費者等をモニターとした、本事業の成果の社会実装・商用利用に向けたCO₂削減価値のリアルタイム取引の実証を開始しました。

⑫国内における温室効果ガス排出削減・吸収量認証制度の実施委託費【2019年度当初：3.8億円】

J-クレジット制度の運営に取り組みつつ、同制度を利用した省エネ・再エネ設備の導入を促進するため、同制度でクレジットを創出・活用する企業・自治体等に対して制度利用支援等を実施しました。併せて、同制度におけるクレジット需要を開拓するため、各種制度との連携を図りつつ、クレジット制度利用の推進事業を行いました。

⑬環境を考慮した学校施設(エコスクール)の整備推進

【2019年度当初：667.2億円の内数 ほか、臨時・特別の措置(防災・減災、国土強靱化関係)941.0億円の内数】

地球環境問題が喫緊の課題となっている中、公立学校施設に対して、文部科学省、農林水産省、国土交通省及び環境省が協力して、環境を考慮した学校施設(エコスクール)の整備を推進しており、再エネ設備を導入する場合には、費用の一部を補助しました。

⑭エコリース促進事業

【2019年度当初：19.0億円の内数】

中小企業等が、再エネ設備等の低炭素機器をリースにより導入する際に、リース料の一部を助成しました。

⑮新エネルギー等の導入促進のための広報等事業

【2019年度当初：8.1億円】

再エネの普及の意義やFIT制度の内容について、展示会への出展、パンフレットの作成、WEBサイト等の活用などを通じて発電事業者をはじめとする幅広い層に対する周知徹底を図るとともに、地域密着型の再エネ発電事業の事業化に向け、計画策定支援研修会の開催、必要となる調査・協議等に関する助言及び各種支援施策の紹介や許認可手続の案内などの支援

を実施しました。また、地方自治体と協力しつつ地域の再エネ推進体制を構築し、再エネ発電事業者や地元関係者への再エネ関連の情報提供等を実施しました。さらに、住宅用太陽光発電設備の買取期間終了に向け、制度に関する情報提供やFIT卒業電源の活用メニューを提供する事業者のポータルとなる専用サイトや、新聞・Web広告等による周知を行いました。

⑯バイオ燃料の生産システム構築のための技術開発事業【2019年度当初：27.2億円】

食糧と競合しないセルロース系バイオマス原料によるエタノールの一貫製造プロセスの確立を目指し、要素技術の組合せをパイロット規模で検証し、事業性評価を踏まえた上で、一貫製造プロセスの確立に向けたデータ取得及び事業性評価の精度向上を図るために長期安定性試験を実施しました。

また、バイオジェット燃料の2030年頃の商用化を目指し、バイオマスのガス化・液化や微細藻類の培養技術等優れた要素技術を基にした、一貫製造プロセス構築のためのパイロット規模の検証試験を行いました。

⑰分散型エネルギーインフラプロジェクト

【2019年度当初：10億円の内数】

地方公共団体を核として、需要家、地域エネルギー会社及び金融機関等、地域の総力を挙げて、バイオマス、廃棄物等の地域資源を活用した地域エネルギー事業を立ち上げる地方公共団体のマスタープラン策定を支援するとともに、関係省庁と連携して総務省に事業化ワンストップ窓口を設置しマスタープランの円滑な事業化を支援しました。

⑱地域低炭素投資促進ファンド事業

【2019年度当初：46.0億円】

「脱炭素社会の実現」と「地域活性化」の同時達成を目的として、一定の採算性・収益性が見込まれる地域の再エネ事業等に対して「出資」を行いました。

3. 税制

(1)省エネ再エネ高度化投資促進税制<再生可能エネルギー部分>【税制】

FIT制度からの自立化や長期安定発電の促進に大きく貢献する再エネ発電設備等を取得等した場合に、その取得価額の20%を特別償却できる税制措置を講じました(2020年3月31日までの間)。

(2)再生可能エネルギー発電設備に係る固定資産税の特例措置【税制】

FIT制度の認定を受けた再エネ発電設備(太陽光発電設備については、FIT制度の認定を受けていないもの)を取得した場合、固定資産税を3年間にわたって軽減する措置を講じました。2018年度税制改正において、本措置の適用期限を2020年3月31日まで、2年間延長しています。

(3)バイオ燃料製造設備に係る固定資産税の軽減措置【税制】

農林漁業由来のバイオマスを活用した国産バイオ燃料の生産拡大を図るため、「農林漁業有機物資源のバイオ燃料の原材料としての利用の促進に関する法律(平成20年法律第45号)」「(農林漁業バイオ燃料法)に基づく生産製造連携事業計画に従って新設されたバイオ燃料製造設備(エタノール、脂肪酸メチルエステル(ディーゼル燃料)、ガス、木質固形燃料の各製造設備)に係る固定資産税の課税標準額を3年間にわたり、2分の1に軽減する措置を講じました(2020年3月31日までの間)。

(4)バイオ由来燃料税制の整備及び施行【税制】

バイオ燃料の導入を加速化するため、バイオエタノール等を混和して製造した揮発油については、これまでガソリン税(揮発油税及び地方揮発油税)の課税標準(混和後の揮発油の数量)から混和されたエタノールの数量を控除する措置を講じてきており、2018年度税制改正において本措置の適用期限を5年間延長しています(2023年3月31日までの間)。また、2020年度税制改正において課税標準の特例措置の対象となるバイオエタノール等の範囲に、カーボンリサイクル技術を用いて製造されるエタノール等を加える措置を講じました(2020年4月1日から2023年3月31日までの間)。

当該措置により、バイオエタノールの混合分の税額(ガソリン1リットルについて平均約0.87円(2018年度実績))が軽減されました。また、バイオエタノールをガソリンに混合するために用いられるETBEのうち、バイオマスから製造したエタノールを原料として製造したものにかかる関税率(3.1%)及びバイオマスから製造したエタノールをそのまま輸入する場合にかかる関税率(10%)について、2020年度税制改正において引き続き暫定的に1年間無税とする措置を講じました。当該措置により、ETBEを国内製造するための輸入バイオエタノールの関税額分(ガソリン1リットルについ

て平均約0.002円(2018年度実績))及び輸入ETBEの関税額分(ガソリン1リットルについて平均約0.088円(2018年度実績))が軽減されました。

4.財政投融资

○環境・エネルギー対策資金(非化石エネルギー関連設備)【財政投融资】

再エネ発電設備・熱利用設備を導入する際に必要となる資金を日本政策金融公庫から中小企業や個人事業主向けに低利で貸し付けることができる措置を講じました。

5.その他の取組

(1)風力・地熱発電に係る環境影響評価の国による審査期間の短縮化及び環境影響評価対象事業の追加

風力・地熱発電建設時の環境影響評価の国の審査期間については、2012年11月の「発電所設置の際の環境アセスメントの迅速化等に関する連絡会議 中間報告」(環境省・経済産業省)において、火力発電所リプレースに係る国の審査期間の短縮に向けた取組を、風力・地熱発電の環境影響評価の審査についても適用することとされています。

この結果、2018年度においては、地方公共団体の協力を得て審査期間の短縮を図るとともに、環境調査を前倒して他の手続と同時並行で進める手法の実証事業を行い、これをもとに事業者が参照できるガイドをとりまとめ、概ね目標のとおり実施期間の短縮を実現しました。また、実証事業の成果を一般化するため、「発電所に係る環境影響評価の手引」に前倒し手法を反映しました。質の高い環境影響評価を効率的に進めるために、環境省では、環境影響評価に活用できる地域の環境基礎情報を収録した「環境アセスメントデータベース"EADAS(イーダス)」において、情報の拡充や更新を行い公開しました。

また、環境の保全への適正な配慮がなされることを確保するため、2020年4月から大規模な太陽電池発電所を環境影響評価法(平成9年法律第81号)の対象事業に追加する「環境影響評価法施行令の一部を改正する政令(令和元年政令第53号)」が施行されました。

(2)バイオマス産業都市の構築

2012年9月に関係7府省(内閣府、総務省、文部科学省、農林水産省、経済産業省、国土交通省、環境

省)が共同で取りまとめたバイオマス事業化戦略において、地域のバイオマスを活用したグリーン産業の創出と地域循環型エネルギーシステムの構築に向けたバイオマス産業都市の構築を推進することとされ、2019年度までに90市町村をバイオマス産業都市として選定しました。

(3) FIT制度におけるバイオマス燃料の持続可能性

FIT制度では、バイオマス発電に対して、FIT認定基準の一つとして「燃料を安定的に調達することが見込まれること」を求めています。この燃料の安定調達については、調達期間中に必要量を安定して調達できることを契約書等により確認していますが、特に持続可能性の担保について懸念のある輸入の木質バイオマスについては、持続可能性を確認するため、FIT制度創設以来、林野庁の「木材・木材製品の合法性・持続可能性の証明のためのガイドライン」に示されたFSC等の森林認証及びCoC認証等により、サプライチェーンにわたる分別管理を行うことを要件としています。

一方で、輸入の農産物の収穫に伴って生じるバイオマス液体燃料(パーム油)については、FIT制度創設時には第三者認証を求めていませんでしたが、認定量の急増を受けて、持続可能性の確認をより厳格に確認する必要が生じたことから、2018年4月の新規認定より、RSPO認証などの第三者認証によって持続可能性の確認を行うこととし、より実効的な確認を行うため、認証燃料が非認証燃料と完全に分離されたかたちで輸送等されたことを証明するサプライチェーン認証(アイデンティティ・プリザーブド(IP)及びセグリゲーション(SG))を求めてきました。

こうした中、2019年4月から10月にかけて、調達価格等算定委員会からの要請を踏まえ、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会バイオマス持続可能性ワーキンググループを5回開催し、FIT制度における農産物の収穫に伴って生じるバイオマス燃料の持続可能性の確認方法について専門的・技術的な検討を行い、2019年11月に中間整理を取りまとめ、環境・社会・労働、ガバナンス等の観点について、第三者認証が満たすべき評価基準等を整理しました。この中間整理を踏まえ、2020年4月に、FIT制度の事業計画策定ガイドライン(バイオマス発電)を改訂しました。