

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、温室効果ガスを排出しない脱炭素エネルギー源であるとともに、国内で生産可能なことから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おり、それが更なる導入につながる好循環が実現しています。日本においても、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4倍になるなど、導入が急速に拡大してきました。2021年3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6,136万kW、FIT制度の認定を受けた設備は約9,824万kWとなっています。

2020年10月に菅総理が2050年にカーボンニュートラルを目指す宣言を発表したことを受けて、2021年3月から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合同小委」という。）において再エネの2050年も見据えた2030年の導入目標の策定にあたり、関係省庁、業界団体、事業者、シンクタンクへのヒアリングを複数実施し、集中的な議論・検討を行いました。

その結果、2021年10月に閣議決定された第六次「エネルギー基本計画」において、再エネについては、2050年カーボンニュートラル及び2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現を目指し、再エネ最優先の原則を踏まえ、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促していくものと位置付けています。具体的には、コスト低減・市場への統合、地域と共生する形での適地確保や事業実施、系統制約の克服等を着実に進め、導入拡大を図っていきます。日本の再エネの発電コストは着実に低減してきているものの、現在、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36～38%程度）を達成する場合のFIT制度における買取費用総額を5.8～6兆円程度と見込んでいますが、2021年度の買取費用総額は既に3.8兆円程度に達する等、国民負担の抑制が待たなしの状況となっています。こうした状況を踏まえると、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、再エネの市場統合への段階的な措置である市場連動型のFIP制度が含まれる「エネルギー供給強靱化法」が2020年6月に成立しました。本法案ではFIP制度の他、系統増強費用

への賦課金投入、太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度の導入等によりFIT制度の抜本的な見直しが行われました。本法案の改正内容は2022年4月から施行される予定です。

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。

2050年カーボンニュートラルの実現のためには、洋上風力発電も重要です。2019年4月には洋上風力発電の導入を進めていくため、「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。再エネ海域利用法の施行等の状況については、既に促進区域に指定された長崎県、秋田県、千葉県との4区域に加えて、2021年9月に秋田県八峰町・能代市沖を含む5区域を指定しており、そのうち、秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖並びに千葉県銚子市沖の3区域については、2021年12月に事業者を選定しました。引き続き、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、全国送電ネットワークを、再エネ電源の大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要となります。これまで転換に当たっての諸課題を整理しながら、電力ネットワークの次世代化に取り組んでいました。こうした取組について2021年9月に開催された再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会合同小委において電力ネットワークの次世代化に向けた中間取りまとめを行いました。

第六次「エネルギー基本計画」における再エネ政策の基本的方針を踏まえ、これらの各論や個別施策の中間整理を行い、36～38%という野心的な目標達成のための関係省庁の施策について、進捗が把握できるような形で定期的なフォローアップを行う等のアクションプランを策定しています。引き続き、FIT・FIP制度をはじめ、現行制度の運用も含めたあらゆる政策を総動員し、再エネ最大限の導入を実現していきます。

第1節 競争力のある再エネ産業への進化

再生可能エネルギーの主力電源化には、再生可能エネルギーを電力市場へ統合していくことが重要であり、これを進めるため、2022年度より、FIT制度に加えて市場連動型のFIP (Feed-in Premium)制度が導入されることになりました。FIP制度においては、発電事業者自身が卸電力取引市場や相対取引で売電することとなります。そのため、FIP制度の導入に当たっては、必要な環境整備、特にアグリゲーターの活性化が重要となってきます。こうしたことを踏まえ、電力市場への統合を通じた再生可能エネルギーの導入拡大と新たなビジネスの創出を図るべく、FIP制度の詳細設計とアグリゲータービジネスの活性化に向けた検討を一体的に行いました。

また、近年、分散型エネルギーリソースも柔軟に活用する電力システムへの変化が進む中で、家庭、企業／公的機関、地域といった需要の範囲ごとに、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普及させるため、分散型エネルギーリソースの更なる導入促進、分散型エネルギーリソースを活用する事業の構築支援及び関係するプレイヤーの共創の機会創出等の事業環境整備を進めています。

加えて、欧州を中心に世界で導入が拡大している洋上風力発電は、大量導入・コスト低減・経済波及効果が期待される再生可能エネルギーです。再エネ海域利用法の着実な施行により案件形成を進めるとともに、洋上風力関連産業の産業競争力の創出に向け、取り組んでいます。

1. コスト低減、電力市場への統合に向けた方向性

(1)競争力のある再エネ産業への進化

再生可能エネルギーの主力電源化には、再生可能エネルギーを電力市場へ統合していくことが重要です。2020年2月にまとめられた主力電源化小委員会の中間取りまとめの内容を踏まえ、2020年6月に第201回通常国会において成立した再エネ特措法の改正を含む「エネルギー供給強靱化法」に基づき、2022年度より、FIT制度に加え、市場連動型のFIP (Feed-in Premium)制度が導入されることになりました。

このFIP制度においては、発電事業者自身が卸電力取引市場や相対取引で売電することとなるため、その導入に当たっては必要な市場整備や仲介する役割を担うアグリゲーターの活性化が重要となります。アグリゲーターの活性化については、2020年7月から、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と主力電源化小委員会の合同会議において、FIP制度の詳細設計とアグリゲーション・ビジネスの活性化に向けた課題を一体的に検討し、市場統合を通じた再エネ導入拡大と新たなビジネスの創出に向け、取り組んでいます。

①FIP制度について

FIP制度は、再エネ発電事業者が、発電した電気を他の電

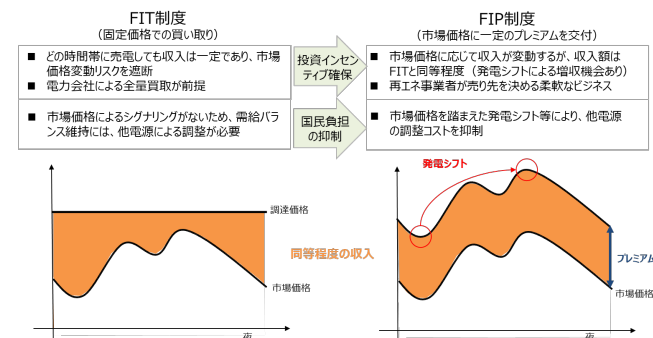
源と同様に卸電力取引市場や相対取引で自ら自由に売電し、そこで得られる市場売電収入を踏まえ、「発電コスト等により算出されるプレミアム算定の基準となる価格(以下、「基準価格」という。))と市場価格に基づく価格(以下、「参照価格」という。))の差額(=プレミアム単価)×売電量を基礎とした金額を交付することで、再エネ発電事業者が市場での売電収入に加えてプレミアムによる収入を得ることにより、投資インセンティブを確保する仕組みです。

基準価格は、FIT制度における調達価格に対応するものであり、FIP制度導入当初は、各区区分のFIT調達価格と同水準となる方向です。また、参照価格は、卸電力取引市場の前年度1年間の平均価格をもとに、月ごとの価格補正や電源の発電特性等も踏まえ算定されることとなります。この両者の差額を踏まえたプレミアムが発電事業者に交付されることで、再エネ事業の投資インセンティブが確保されるだけでなく、電力市場への統合に向け、再エネ事業者が電力市場を意識した電気供給を促していくことができます。その際に発現される効果は、基準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りますが、事業者に対し、燃料調達やメンテナンス時期の工夫等により、電力需給を踏まえた季節をまたぐ行動変容を促すため、上記の算定方法を採用することになりました。また、これに加えて、出力制御が発生するような時間帯にはプレミアムを交付しないという算定方法を設定することにより、事業者に対し、蓄電池併設や太陽光パネル設置方法の工夫等により、電力需給を踏まえた電気供給をするインセンティブとなるよう、設計しました。

さらに、FIP電源の持つ環境価値については、市場とFIP制度の双方からの環境価値の二重取りにならないようにする前提で、再エネ発電事業者が自ら販売する仕組みとすることとしました。

なお、FIP制度の対象については、調達価格等算定委員会において、再生可能エネルギーの電源種毎の発電特性、動向、事業環境、業界団体からのヒアリング等を踏まえながら審議が行われ、2022年度は太陽光発電や地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電の一定規模以上に適用されること、また2023年度には陸上風力、2024年度には洋上風力についても対象となる等の内容が同委員会の意見として取りまとめられました。

【第331-1-1】FIP制度の概要について



資料：経済産業省作成

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、様々な環境整備が重要です。

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つが主に想定され、こうした取引を通じて再エネ関連ビジネスの高度化や電力市場の活性化が進むと期待されます。一方で、電気を引き受ける小売電気事業者やアグリゲーターにとっては、発電予測や出力調整が従来電源に比べて容易ではない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。

こうした市場環境整備を進めるための仕組みを、FIP制度の詳細設計においても検討しました。例えば、再エネ発電事業者やアグリゲーターが持つ調整電源を上手く活用するため、FIP電源については、FIP電源以外の一般電源や他のリソースと一緒に発電バランスグループを組成することを認めることにしました。また、アグリゲーションが可能な電源をFIP制度開始当初から増やしていくため、FIT認定事業者が希望する場合には、FIP制度へ移行することを認めることにしました。

加えて、FIP制度においては、FIT制度において免除されてきた再エネ発電事業者のインバランス負担についても、再エネの市場統合を図っていくため、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となります。その際、再エネ発電事業者にインバランスを抑制させるインセンティブを持たせ、当該コストを下げるよう努力する制度にするため、FIP認定事業者には、バランスコストとして、再エネ電気の供給量に応じてkWh当たり一律の額を交付し、特に制度開始当初においては、FIT制度からFIP制度への移行のインセンティブにもなるよう、変動電源について技術やノウハウの蓄積を目的とした経過措置を設けることにしました。

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、「大手電力会社が大规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」への大きな変化が生まれつつあり、こうした変化を踏まえ、自家消費や地域内系統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併せ、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、再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、需給一体型の分散型エネルギーの普及促進策について検討を行いました。また、FIT制度における地域活用要件についても、調達価格等算定委員会において検討を進めました。

また、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、2019年に引き続き「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。

キックオフシンポジウム(2021年2月5日配信)では、意見交換会のテーマに関するプレゼンテーションを行い、論点の整理を行いました。また、2月から3月にかけてオンラインの意見交換会を開催し、「地域マイクログリッドの構築や配電事業の実施に向けた課題の整理」、「地域資源を活用するための地域エネルギー事業者と自治体の役割と可能性」、「家庭・企業/公的機関の自家消費促進」という3つのテーマについて、関係する事業者等にご参加頂き、課題の整理を行うディスカッションを行いました。本プラットフォームは、分散型エネルギーに関係する多様なプレイヤーの共創の場を継続して提供するため、参加者のニーズも収集しながら、2021年度も継続して実施することとしています。

(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。一方、住宅を購入する多くの消費者にとっては、太陽光発電の設備投資に伴う追加的な経済的負担は大きく、ZEH化の課題になっています。このような中で、再エネ導入を一層拡大しつつZEHを普及させるためには、太陽光発電等の設備を第三者が保有するビジネスモデルを活用した新たなZEHの在り方を検討していくことが重要になってきています。

また、家庭や大口需要家に設置された再エネによる自家消費を促進するためには、エコキュート、蓄電システム、電気自動車等の分散型エネルギーリソースの導入促進も重要です。そのため、特に定置用蓄電システムについて、定置用蓄

電システム普及拡大検討会を開催し、普及拡大に向けた課題及びその対応策を整理するとともに、目標価格や導入見通し等を策定しました。

(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、地域内の経済循環等の点で有効です。そのため、地域の再エネをコージェネレーション等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等、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、更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。こうしたコスト面の課題解決に向けて、災害時の大規模停電時に既存の系統配電線と地域にある再エネや分散型電源を活用して、自立した電力供給が可能となる地域マイクログリッドの構築が進められています。一方、災害時だけでなく平時での活用も見据えて、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。そこで、来年度以降地域マイクログリッド事業に申請する事業者向けに、一般送配電事業者や地元自治体等のステークホルダーとの調整や事業を進めていく上での具体的な手順を示した手引書を作成しています。

加えて、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)を満たす再エネ事業については、当面、FIP制度のみならず、現行FIT制度の基本的な枠組みを維持して支援していく方向です。その具体的な地域活用要件は以下のとおりです。

① 自家消費型の地域活用要件(事業用太陽光発電)

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、低圧事業(10kW以上50kW未満)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等が発生し、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、低圧事業については、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ています。

自家消費型の具体的な要件については、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ています。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。

ただし、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が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。また、2021年度の調達価格等算定委員会での議論を踏まえて、2022年度以降の新規認定においては、共同住宅の屋根に設置する10kW以上20kW未満の太陽光発電設備については、自家消費を行う設備構造を有していれば、自家消費の量の基準を満たしているものと取り扱うこと、加えて、近接した10kW未満の複数設備(地上設置)で認定を取得し、設備を意図的に10kW未満に分割する等、10kW以上50kW未満の地域活用要件逃れの疑いのある案件が生じていることから、10kW未満で地上設置を選択した案件についても建物登記等の提出を求め、電気の自家消費を行う建物等の確認を行うこととし、地域と共生した形での太陽光発電の導入加速化を図っていくこととしました。

なお、高圧以上事業(50kW以上)については、調達価格等算定委員会の議論を踏まえ、地域活用要件を設定してFIT制度による支援を当面継続していくのではなく、電源毎の状況や事業環境を踏まえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立を促していく方針です。

② 自家消費型・地域消費型又は地域一体型の地域活用要件(地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電)

地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電は、太陽光発電に比べて立地制約が大きく、太陽光発電や風力発電に比べてFIT制度開始以降も導入スピードは緩やかであり、現時点では発電コストの低減の道筋が明確化していません。他方、2020年度は、FIP制度においても投資回収の予見可能性が確保されるように制度設計が進められ、また、電源特性の観点から、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電は、発電予測がしやすい又は出力を調整しやすく、比較的FIP制度への適性が高いことも明らかになってきました。

こうした中、再生可能エネルギーの自立化を促すため、調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電でFIT制度の新規認定を認める対象については、FIP制度が施行される2022年度から地域活用要件を求めることとし、その規模を、地熱発電・水力発電は2022年度から2024年度について1,000kW未満とし、バイオマス発

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～

電は2022年度は10,000kW未満、2023年度は2,000kW未満とします。

また、これらの電源に適用される地域活用要件については、調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、FIP制度の適用対象拡大を念頭においた制度設計であるという発想の下で、いたずらにコスト増をもたらさず、相対的に緩やかなものが設計されています。具体的には、2022年度及び2023年度の新規認定については、以下のいずれかの地域活用要件を満たすことが求められる方針です。2024年度以降については、今後、必要に応じて見直すこととし、また、地域マイクログリッドについても、将来的に方法が確立した時点で具体的な要件を検討していきます。

(ア) 自家消費型・地域消費型の地域活用要件

低圧太陽光発電事業の地域活用要件と同程度に電気を自家消費することが求められます。または、再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給し、かつ、その供給先の小売電気事業者等が、小売供給する電気の一定割合を当該発電設備が所在する都道府県内へ供給することが求められます。あるいは、発電設備から産出された熱を原則として常時利用しつつ、一定の電気も自家消費することが求められます。

(イ) 地域一体型の地域活用要件

当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備が所在する地方公共団体の名義の取決めにおいて、当該発電設備による災害時を含む電気又は熱の当該地方公共団体内への供給が位置付けられていることが求められます。または、当該発電事業を地方公共団体が自ら実施又は直接出資することが求められます。あるいは、再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給し、かつ、その供給先の小売電気事業者等が、地方公共団体が自ら事業を実施又は直接出資するものであることが求められます。なお、こうした地方公共団体が自ら事業を実施又は直接出資するものについては、地方公共団体の主体的な関与を求めていきます。

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、日本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。日本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等、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。

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、対象範囲を2019年度から「500kW以上」、2020年度から「250kW以上」に拡大しました。2021年度からは、①予見可能性の向上のため、上限価格を公表し、②参加機会の増加のため、入札実施回数を年間2回から年間4回としています。また、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等についても、入札を実施しています。加えて、新たに250kW以上の陸上風力発電について入札を実施しています。

今後、2050年カーボンニュートラルの実現を見据えると、再エネの更なる導入拡大は不可欠であり、継続的なコスト低減とともに、案件組成が促されるような制度設計・環境整備が必要です。2021年度の調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、入札の対象範囲については、2022年度からFIP制度が開始されることを踏まえ、2022年度の事業用太陽光発電は、FITは250kW以上、FIPは1,000kW以上とすることとし、陸上風力発電については50kW以上とすることとしています。また、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、引き続き2022年度も入札対象とすることとしています。また、既築建物の屋根に設置する太陽光発電については入札対象外とし、地域と共生可能な形での太陽光発電の導入加速化を図ることとしました。加えて、陸上風力発電については、入札が年1回であることから、最大限の導入と国民負担の抑制を図るため、応札容量が募集容量を大きく上回った場合は、同年度内に追加の入札を行うこととしました。

(2) 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、国内で発電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、火力発電等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せん。

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、買取期間の終了が間近に迫った世帯に対して、調達

期間終了日等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等を行っています。

4. 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、陸上よりも比較的風況が優れているため設備利用率をより高めることが可能(世界平均では陸上約30%、洋上約40%)です。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、また数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あり、世界風力エネルギー協会(GWEC)によると、世界の洋上風力発電導入量は2013年以降毎年増加し、2021年には21.1GWが導入され、2021年末の総導入量は57.2GWとなり、全風力発電導入量の7%を占めています。

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風力発電所の建設が始まり、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2021年末時点で28.1GW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、北海等の欧州の海は風況が良く、また海岸から100kmにわたって水深20~40mの遠浅の軟弱地盤の地形が続く等、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、電力系統の確保等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となる事例(補助金ゼロ)も生まれています。

アジアでも、IEAによると、累積導入量を中国は2020年に500万kW、台湾は2025年に550万kW、韓国は2030年に1,200万kWとする目標を設定しており、うち中国は2019年末時点で導入量が6.9GWに達する等、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

【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

国	プロジェクト名	規模	価格 (€=123.6円) ※2019年平均相場	運転開始 予定
オランダ	Hollandse Kust Noord V	759MW	市場価格 (補助金ゼロ)	2023年
オランダ	Holland Kust Zuid 3 & 4	760MW	市場価格 (補助金ゼロ)	2023年
フランス	Dunkirk	600MW	44 EUR/MWh (5.4 円/kWh)	2026年
イギリス	Sofia	1400MW	44.99EUR/MWh (5.6 円/kWh)	2024年
イギリス	Seagreen Phase 1 - Alpha	454MW	47.21EUR/MWh (5.8 円/kWh)	2025年
イギリス	Forthwind	12MW	44.99EUR/MWh (5.6 円/kWh)	2024年
イギリス	Doggerbank Teeside A	1200MW	47.21EUR/MWh (5.8 円/kWh)	2025年
イギリス	Doggerbank Creyke Beck A	1200MW	44.99EUR/MWh (5.6 円/kWh)	2024年
イギリス	Doggerbank Creyke Beck B	1200MW	47.21EUR/MWh (5.8 円/kWh)	2025年

資料：経済産業省作成

要です。第六次「エネルギー基本計画」の中でも「特に、洋上風力は、大量導入やコスト低減が可能であるとともに、経済波及効果が大きいことから、再生可能エネルギー主力電源化の切り札として推進していくことが必要である」と位置付けられています。また、洋上風力発電は、海外において急激にコスト低下が進んでおり、大規模な開発も可能であることから、再エネの最大限の導入と国民負担の抑制を両立し得る重要な電源です。しかし、主に次の2つの課題により、日本においては導入が進んでいない状況にありました。

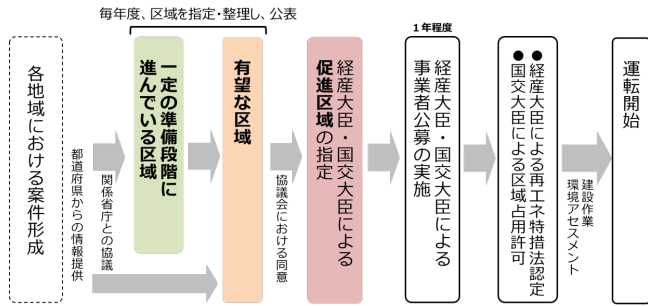
1つは、「海域の占有に関する統一的なルールがない」ことです。従来、海域の大半を占める一般海域は占有の統一ルールがなく、都道府県が条例に基づき通常3~5年の占有許可を出す運用がなされていました。FIT制度の調達期間の20年と比較して短期の占有許可しか得ることができないため、中長期的な事業予見性が低くなり、資金調達が困難になっていました。もう1つは、「先行利用者との調整の枠組みが不明確」という課題です。海域を新たに利用するに当たっては、海運業や漁業等の地域の先行利用者との調整が不可欠ですが、調整のための枠組みが存在せず、事業者には大きな負担となっていました。

これらの課題の解決に向けて、2019年4月に「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。

本法律により、以下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、漁業や海運業等の先行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年間の占有許可を受けると

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332-2-2】再エネ海域利用法の手続の流れ



資料：経済産業省作成

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(第332-2-2)。

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、毎年着実な案件形成を進めており、2021年9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、10区域、有望な区域として7区域を整理しました。

「長崎県五島市沖」については、2019年12月に促進区域として指定し、公募占用計画の審査を経て、2021年6月に事業者選定を行いました。また、秋田県、千葉県のみ「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」については、2020年7月に促進区域として指定し、同じく公募占用計画の審査を経て、2021年12月に事業者選定を行いました。また、有望な区域に整理をされていた「秋田県八峰町・能代市沖」については、2021年9月に新たに促進区域に指定し、2021年12月より洋上風力発電事業を行うべき者を選定するための公募を開始しました。

(3) 洋上風力関連産業の産業競争力に向けた取組

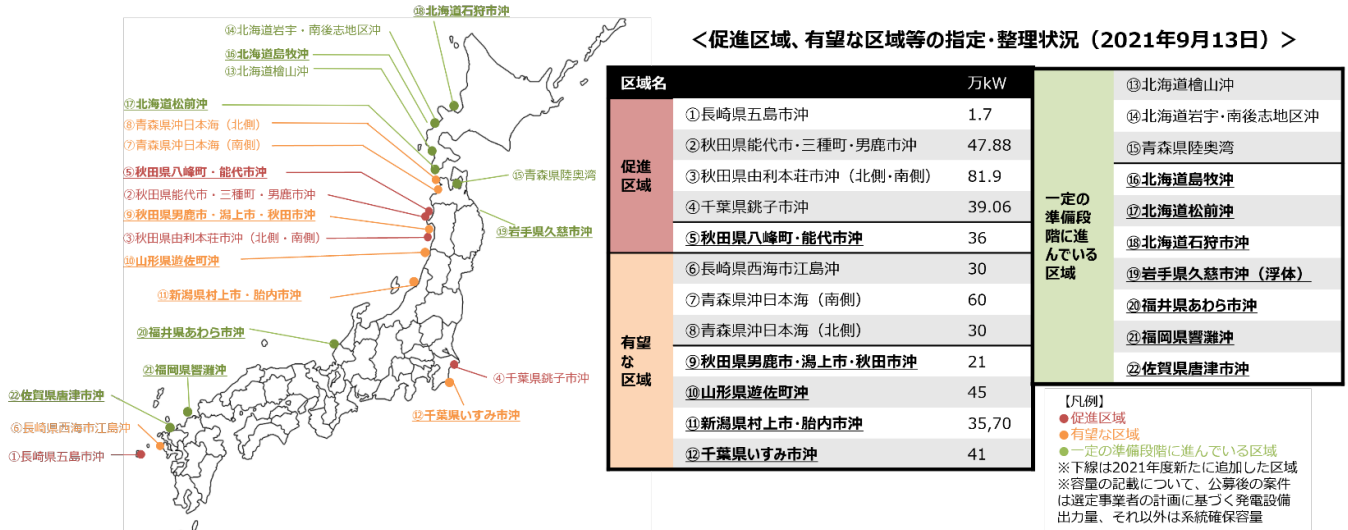
再エネ海域利用法に基づき、洋上風力発電の案件形成は着実に進みつつあります。洋上風力発電の更なる導入拡大には、洋上風力関連産業の競争力を強化し、コストの低減をしっかりと進めることが重要です。このため、再エネ海域利用法を通じた洋上風力発電の導入拡大と、これに必要な関連産業の競争力強化と国内産業集積及びインフラ環境整備等を、官民が一体となる形で進め、相互の「好循環」を実現していくため、「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」(以下「官民協議会」という。)を2020年7月から開催し、2021年12月に「洋上風力産業ビジョン(第1次)」(以下「産業ビジョン」という。)を策定し中長期的な政府及び産業界の目標、目指すべき姿と実現方策等について一定の方向性を示しました。

産業ビジョンでは、①魅力的な国内市場の創出②投資促進・サプライチェーン形成③アジア展開も見据えた次世代技術開発と国際連携といった基本方針に基づき、方策等について一定の方向性を、「洋上風力産業ビジョン(第1次)」として取りまとめました。政府による導入目標として、「年間100万kW程度の区域指定を10年継続し、2030年までに1,000万kW、2040年までに浮体式も含む3,000万～4,500万kWの案件を形成する。」ことを目標として掲げ、2020年12月に策定しました。この政府目標達成に向けた案件形成を加速するため、まずは、「日本版セントラル方式」による事前調査等のプッシュ型の案件形成、需要地とポテンシャルのある適地を結ぶ系統整備等の国内インフラ整備を進めていく必要があります。これまで、洋上風力発電の実施に当たっては、初期段階の調査等を複数の事業者が同一区域で重複して実施することの非効率性が指摘されてきました。このため、「日本版セントラル方式」として、開発の初期段階から政府が関与することによって、より迅速、効率的に風況・地質調査や適時の系統確保等を行うことを目指し、この方式の確立に向けて、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)において、実証事業を実施しています。欧州でも、様々な形で政府が関与し、案件形成を進めていることも踏まえ、同実証事業の成果を踏まえつつ、官民の適切な役割分担も含めて、検討を進めていきます。

また、電力安定供給や経済波及効果といった観点からは、競争力があり強靱なサプライチェーンを形成することが重要です。足下では、欧州で技術が確立した「着床式」の導入を着実に進めていくことが重要ですが、遠浅な海が広がる欧州に比べて、急深な地形・複雑な地層である日本では、深い海域でも利用可能な「浮体式」の導入拡大が不可欠です。「浮体式」の商用化を早期に実現するため、グリーンイノベーション基金の「洋上風力発電の低コスト化プロジェクト」に1195億円を割り当て、風車・浮体・電気システム・メンテナンスの4項目において、2021年に採択を行い、要素技術開発を進めています。今後、最速2023年から行う実海域での実証を通じて、コスト低減や量産化に向けて取り組んでいきます。さらに、風車については、グローバルなコスト競争と開発競争が激化しており、風車の大規模化が加速しています。政府としても、サプライチェーンの形成に向けて、設備投資へのインセンティブの付与、グローバルなビジネスマッチングの促進、各省と連携した規制改革等による事業環境の改善、人材育成の取組等を進めています。

特に、人材育成については、長期的、安定的に洋上風力発電を導入・普及させていく上で、風車製造関係のエンジニア、洋上工事や調査開発に係る技術者、メンテナンス作業者等、幅広い分野における人材が必要です。2021年には、産業界と連携して必要なスキルの棚卸しを行っており、2022年度から、大学・高専等や企業が洋上風力人材育成のために提供するカリキュラム作成や、風車設備のメンテナンスや洋上作業に係る訓練を行うための訓練設備整備費の補助を行う予定です。

【第332-2-3】再エネ海域利用法の施行状況



資料：経済産業省作成

【第332-2-4】「洋上風力産業ビジョン（第1次）」の概要

洋上風力発電の意義と課題

- 洋上風力発電は、①**大量導入**、②**コスト低減**、③**経済波及効果**が期待され、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札。
- **欧州を中心に全世界で導入が拡大**。近年では、中国・台湾・韓国を中心に**アジア市場の急成長**が見込まれる。（全世界の導入量は、**2018年23GW→2040年562GW（24倍）**となる見込み）
- 現状、**洋上風力産業の多くは国外に立地しているが、日本にも潜在力のあるサプライヤーは存在**。

洋上風力の産業競争力強化に向けた基本戦略

1. 魅力的な国内市場の創出

官民の目標設定

(1) 政府による導入目標の明示

- ・2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万kW～4,500万kWの案件を形成する。

(2) 案件形成の加速化

- ・政府主導のプッシュ型案件形成スキーム（日本版セントラル方式）の導入

(3) インフラの計画的整備

- ・系統マスタープラン一次案の具体化
- ・直流送電の具体的検討
- ・港湾の計画的整備

2. 投資促進・サプライチェーン形成

官民の目標設定

(1) 産業界による目標設定

- ・国内調達比率を2040年までに60%にする。
- ・着床式発電コストを2030～2035年までに、8～9円/kWhにする。

(2) サプライヤーの競争力強化

- ・公募で安定供給等に資する取組を評価
- ・補助金、税制等による設備投資支援（調整中）
- ・国内外企業のマッチング促進（JETRO等）等

(3) 事業環境整備（規制・規格の総点検）

(4) 洋上風力人材育成プログラム

3. アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携

(1) 浮体式等の次世代技術開発

- ・「技術開発ロードマップ」の策定
- ・基金も活用した技術開発支援

(2) 国際標準化・政府間対話等

- ・国際標準化
- ・将来市場を念頭に置いた二国間対話等
- ・公的金融支援

資料：経済産業省作成

(4) 洋上風力発電の導入促進に向けた改正港湾法に基づく基地港湾の指定

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や広さを備えた埠頭が必要であり、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（令和元年法律第68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。2020年9月には、当該制度に基づき能代港、秋田港、鹿島港、北九州港の4港を基地港湾として指定しました。秋田港については、既に地耐力強化のための工事が完了しており、2021年4月に発電事業者への貸付を開始しました。また、他の3港についても地耐力強化等の必要な整備を実施しています。また、洋上風力産業ビジョン（第1次）を踏まえ、2021年5月から開催した「2050年カーボンニュートラル実現のための基地港湾のあり

方に関する検討会」において、基地港湾の規模及び配置や、基地港湾を活用した地域振興について検討を行い、2022年2月に取りまとめを行いました。

第2節 適正な事業規律の確保

再エネの最大限の導入を促すためには、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、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等、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、日本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併せ持ち、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) 地元理解の促進に向けた取組

再生可能エネルギー発電事業について地域が情報を把握するための仕組みとして、2016年の再エネ特措法改正に基づき、発電設備の識別番号、認定事業者名、発電設備の出力等の情報については、経済産業省ホームページにおいて公表されています。今後、事業者の適正で地域の理解を得た事業の実施を更なる地域住民等に対する情報提供等により促していくため、改正再エネ特措法に基づき、2022年度から、公表情報の拡大を措置します。具体的には、発電設備の稼働・未稼働の状況等を新たに公表します。

また、FIT制度開始以降、大量に再生可能エネルギー設備の導入が進んだこともあり、地方自治体による調和的な条例やガイドラインの策定数が増加しています。例えば、再生可能エネルギーに係る市町村等が制定する条例の中で、再生可能エネルギー発電設備の設置に関し、2020年度までに制定された抑制区域や禁止区域を規定している条例は、2016年度までに比べて約4倍に増加しています。こうした状況を踏まえ、

再エネ特措法においては、条例を含む関係法令遵守を認定基準とし、地域の実情に応じた条例への違反に対し、再エネ特措法に基づく指導、改善命令、必要に応じて認定取消しが可能となっています。そのため、全国の自治体の再生可能エネルギー発電設備の設置に関する条例等の制定状況やその内容に関する、各地の条例に関するデータベースを構築し、各自治体における地域の実情に応じた条例等の策定等を後押ししています。

さらに、再エネ特措法の施行に当たっては、地域の実情を理解している地方自治体との連携が重要です。そのため、2018年10月に全ての都道府県を集めた地域連絡会等を設置し、これまでに5回開催しています。条例による取組やグッドプラクティスの横展開に当たっては、引き続きこの枠組も活用し、地方自治体との連携の強化に取り組んでいきます。

加えて、改正地球温暖化対策推進法において、地域における円滑な合意形成を図りつつ、適正に環境に配慮し、地域に貢献する再生可能エネルギーの導入を促進する仕組みが設けられました。環境省を始めとする関係省庁が連携してこの仕組みの活用を進めるとともに、人材・情報・資金の観点から、国が地域の取組に対し、継続的・包括的に支援するスキームを構築し、環境影響や地域とのコミュニケーション等にも配慮しつつ、地域共生型・裨益型の再生可能エネルギー導入を進めていきます。

(2) 開始から終了まで一貫した適正な事業実施の確保

再生可能エネルギー発電事業が地域に根差した長期安定的な事業として定着し、地域の信頼を確保するためには、開始から終了まで一貫した適正な事業実施を担保する必要があります。再エネ特措法では、2017年4月の改正法施行以降、認定事業者に対し、設置する設備に標識・柵塀等の設置を義務付けています。2018年11月及び2021年4月には、標識・柵塀等の設置義務について注意喚起が行われたほか、資源エネルギー庁に対して標識・柵塀等が未設置との情報が寄せられた案件については、その都度、必要に応じ、口頭指導や現場確認を行っています。しかし、依然として標識・柵塀等の未設置に関する情報は寄せられていることから、より多くの事案に対応するため、通報案件への対応体制を強化していきます。

また、太陽光発電設備の適正廃棄に向けた廃棄等費用の積立てを担保する制度が措置されています。

(3) 安全の確保

① 太陽電池発電設備に特化した技術基準の施行

電気事業法における太陽電池発電設備に関する技術基準については、従来「電気設備に関する技術基準を定める省令」に規定されていましたが、太陽電池発電設備の増加や設置形態の多様化等を踏まえ、太陽電池発電設備に特化した技術基準として、「発電用太陽電池設備に関する技術基準を定める省令」を2021年4月1日に施行しました。

また、従来までの屋根設置や地上設置に加え、新たに水上や農地、傾斜地といった特殊な環境に設置される設置形態の多様化を受け、これらの太陽電池発電設備の安全性を確保す

るため、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術開発機構において、「水上設置型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン」、「農産型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン」、「傾斜地設置型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン」を策定し、2021年11月に公表されました。これらのガイドラインに盛り込まれている具体的な設計・施工方法については、「発電用太陽電池発電設備に関する技術基準」の解説に参考となる技術資料として規定をしました。

②小出力発電設備の事後規制の見直し

再生可能エネルギー発電設備のうち、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）については、設備件数が飛躍的に増加し、かつ社会的影響を及ぼすような事故も発生していることから、その安全の確保が不可欠となっています。そのため、これまで電気事業法の報告徴収の対象外となっていた出力10kW以上50kW未満の太陽電池発電設備と出力20kW未満の風力発電設備について、2021年4月1日から報告徴収の対象に加え、事故報告を義務化しました。立入検査の実施と併せ、対象設備の所有者等に対し、適切な事業規律を確保していきます。

(4)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、2030年代頃、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、認定事業者が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した。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。

2019年12月に取りまとめられた同ワーキンググループによる中間整理を踏まえ、2020年6月に成立した「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（令和2年法律49号）」に含まれる再エネ特措法の改正法の下で、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が創設されることとなりました。主な内容は、①10kW以上の全ての太陽光発電の再エネ特措法の認定事業を対象とすること、②原則、認定事業者が受け取る収入の中から廃棄等費用を源泉徴収的に差し引き、積立金を電力広域的運営推進機関に積み立てること、③積み立てる金額水準を、各認定事業に該当する調達価格又は基準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、一律に調達期間又は交付期間の終了前10年間とすること等となっています。2022年7月以降、積立開始時期が訪れた発電事業ごとに、順次、廃棄等費用の積立てが開始される予定であるため、制度の実施に向けた準備や周知を進めているところです。

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制度やFIP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。

こうした状況の下、2019年度の主力電源化小委員会での議論を踏まえ、太陽光発電事業者に災害時の備えを促すため、2020年4月に、再エネ特措法に基づく事業計画策定ガイドライン（太陽光発電）において、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ました。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。

(5)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、資本費の低下等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、これまでも累次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

【第331-1-3】2012～16年度認定における事業用太陽光の稼働状況

(万kW)	既稼働	未稼働	2018年12月時点で運轉期限あり	2018年12月時点で運轉期限なし			合計
				適用除外	認定時の調達価格維持・運轉期限認定	認定時の調達価格維持できず	
2012年度	1,296	174	44	24	92	14	1,470
2013年度	1,854	562	265	42	182	72	2,416
2014年度	730	283	172	13	51	47	1,013
2015年度	239	96	38	-	13	44	335
2016年度	333	144	141	-	0.02	3	478
合計	4,452	1,259	661	80	339	180	5,712

※2021年10月15日時点。四捨五入により計算の合計が合わない場合がある。

資料：経済産業省作成

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」の運轉開始期限を設定し、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、早期の運轉開始が見込まれることから上記の運轉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、運轉開始期限による規律が働かず運轉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、2018～20年にかけて、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、運轉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、運轉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轉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早期の運轉開始を担保するために原則として1年の運轉開始期限を設定する等の措置を講じています。

それでもなお、依然として大量の未稼働案件が継続していることから、2019年9月より、主力電源化小委員会において、未稼働案件への対策について議論が行われ、2020年6月に成立したエネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法により、2022年度から、認定取得後、長期にわたり運轉が開始されない場合には、認定を失効させる制度が新たに創設されました。

第3節 次世代電力ネットワークの形成

日本の電力系統(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当たっては、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等、多様な視点・目的が存在します。これらを踏まえ、日本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。

日本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

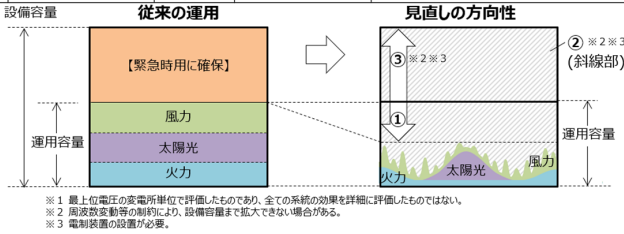
日本のこれまでの制度では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を強化した上で追加的な受入れを行うこととなっています。一方、欧州においては、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もあります。系統の強化には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要です。このため、以下のとおり、系統の空き容量を柔軟に活用する「日本版コネクト&マネージ」を具体化し、早期に実現するための取組を進めています。

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。

【第333-1-1】日本版コネクト&マネージの進捗

	取り組み	従来の運用	見直しの方向性	実施状況
コネクト	①空容量の算定条件の見直し(想定潮流の合理化)	全電源フル稼働	実態に近い想定(再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kWの空容量拡大を確認 ※1
	②ノンファーム型接続	適用しない	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2021年1月に空容量の無い基幹系統に適用。 2021年4月に東京電力PG&Eの一部ローカル系統に試行適用。 2021年11月時点で全国で300万kW程の契約申込みを受け付け
マネージ	③緊急時用の枠の活用(N-1電制)	設備容量の半分程度(緊急時に容量を確保)	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、緊急時用の枠を活用	2018年10月から一部実施 約4,040万kWの接続可能容量を確認 ※1 2021年11月時点で全国で約650万kWの接続



※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 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合があります。
 ※3 電制装置の設置が必要。

資料：経済産業省作成

②ノンファーム型接続

再エネ導入拡大の鍵となる送電網の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進める方策の一つとして、2021年1月より全国の空容量の無い基幹系統において、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」の受付を開始しました。今後、再エネ主力電源化に向けて、基幹系統より下位のローカル系統等についても、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めています。また、配電系統への適用については、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース(DER)を活用したNEDOプロジェクトにおいて、必要となる要素技術等の開発・検証を進めています。

③N-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¹が実施され、本格適用²に向けては、2022年度中の開始を目指し、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。

④基幹系統の利用ルール見直し

現行は、送電線の容量制約により、接続されている全ての電源の発電量を流せない場合、後から接続した電源を先に出力制御することとなっています(先着優先ルール)。一方、ノンファーム型接続の電源の増加が予想される中で、新規参入したノンファーム型接続の電源は、系統の空容量が無い時間帯においては、従来から接続している石炭火力等より先に出力制御を受けることになります。今後は、再生可能エネルギーが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できるように、メリットオーダーを追求した市場を活用する新たな仕組み

み(市場主導型：ゾーン制やノードル制)への見直しと早急な実現を目指すこととし、必要な制度面やシステム面の検討を進めながら、当面は、S+3Eの観点から、CO₂対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式の導入に向けた系統利用ルールの見直しを進めています。また、上位系統の容量制約の対策に向けて、ディマンドレスポンス等、同地域内の分散型エネルギーリソースの有効活用を進めていきます。

(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、新たな情報公開・開示の運用を開始しています。

(3)ネットワーク改革等による系統増強への対応

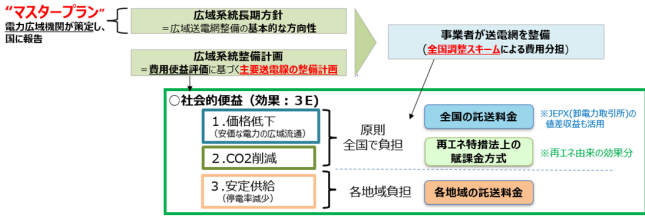
再エネ電源の大量導入を促しつつ、国民負担を抑制していくためには、電源からの要請に都度対応する「プル型」ではなく、再エネをはじめとする電源のポテンシャルを考慮し、一般送配電事業者や広域機関等が主体的かつ計画的に系統形成を行っていく「プッシュ型」で、再エネ主力時代に応じた次世代の系統形成を進めていく必要があります。

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。全国の再エネ導入見込みへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系系統の形成を計画的に進めるため、広域機関によって送電網整備のマスタープランの中間整理が2021年5月に取りまとめられました。今後、2022年度中を目途に完成を目指していきます。

1 事故時には自らが電制されることを条件に、常時は使用を想定しない緊急時に確保している容量に新規電源を接続
 2 前述のノンファーム型接続が開始されたことに伴い、系統混雑を緩和し系統の有効利用を図る仕組みとなる

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333-1-2】電力システムの増強



資料：経済産業省作成

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。

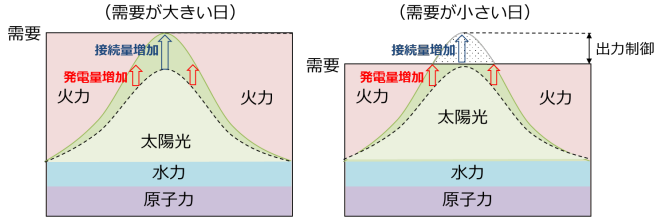
2. 調整力の確保・調整手法の高度化

(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、揚水発電のくみ上げ運転による需要創出、地域間連系線を活用した他エリアへの送電を行います。それでもなお発電量が需要量を上回る場合には、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。加えて、2022年4月には、四国・東北・中国エリアで、同年5月には、北海道エリアでも初めて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

【第333-3-1】再エネ発電量と出力制御の関係



資料：経済産業省作成

間連系線の更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火力等発電設備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、連系線の運用改善や、転送遮断システムまた特高再エネ出力制御システムの活用による電源制限量の確保等によって、再エネの送電可能量を段階的に拡大してきました。また、②について、まずは2022年度に出力制御が発生する蓋然性が高いエリアにおいて、オフライン事業者におけるオンライン化への切替率を、例えば2から3年内に1割増やすことを目指すこととしています。当該目標を達成するため、オンライン化のメリットを引き続き周知していくことに加え、メリットを特段感じない事業者に対し、どのようにオンライン化を促していくか、引き続き検討を進めていきます。③については、エネルギー政策の基本方針であるS+3Eを大前提に、火力等発電設備の最低出力の引下げにより、結果的に安定供給が損なわれないよう、既存設備への影響を念頭に、全国の火力等発電設備の実態や今後の対応可能性について、引き続き丁寧に確認を続けつつ、取組を進めていきます。④については、2022年早期のオンライン代理制御(オフライン事業者が本来行うべき出力制御をオンライン事業者が代わりに実施し、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者が発電を行ったものとして、通常の買取価格で対価を受ける仕組み)の導入を目指し、技術的課題の検討等を進めています。

(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。そこで日本においては、実効性や手続きの適正性が担保されている「系統連系技術要件」をグリッドコードの中心に位置づけ、発電機の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定していくこととしました。また、本個別技術要件の具体化は、機能性・適切性・透明性の確保をしつつ、包括的かつ実効的な審議が可能な枠組みの中で実施すべく、広域機関を中心に検討を進めていくこととなりました。これを踏まえ、2020年9月には広域機関によりグリッドコード検討会が開始され、必要な技術要件を2023年には「系

統連系技術要件」に規定すべく、日本での再エネ導入拡大に伴う課題と解決策の検討、「系統連系技術要件」に規定する個別技術要件等の選定、具体的要件内容の検討、議論が進められています。

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)」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、再生可能エネルギー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。

2. 予算事業

(1)太陽光発電

①太陽光発電の導入可能量拡大等に向けた技術開発事業 【2021年度当初：33.0億円】

太陽光発電システムの設置に適した未開発の適地が減少する中、従来の技術では設置できなかった場所への太陽光発電システムの導入を可能とするため、軽量化等の立地制約を克服するための革新的な技術等の要素技術の開発を実施するとともに、太陽光発電の長期安定電源化に資するため、発電設備の信頼性・安全性の確保、資源の再利用化を可能とするリサイクル技術の開発、系統影響を緩和する技術の開発等を実施しました。

②需要家主導による太陽光発電導入促進補助金事業 【2021年度補正：135.0億円】

FIT制度等を利用せず、特定の需要家の長期的な需要に応じて新たに太陽光発電設備を設置する者に対して、一定の条件を満たす場合の太陽光発電設備の導入に関する支援を開始しました。

③営農型太陽光発電システムフル活用事業 【2021年度当初：0.1億円】

脱炭素化の進展により、営農上の電力消費が増えると考えられる中、営農型太陽光発電で発電した電気を、ドローン運用等による自らの農業経営の改善に利活用することで電力料金を節減する等、営農型太陽光発電のメリットを営農面で十分に活かすための具体的なモデルの構築を支援しました。

(2)風力発電・海洋エネルギー

①再エネの最大限の導入の計画づくり及び地域人材の育成を通じた持続可能でレジリエントな地域社会実現支援事業 【2021年度当初：12億円】

地域における再エネの最大限の導入を促進するため、地方公共団体による脱炭素社会を見据えた計画の策定等に加え、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、円滑な再生可能エネルギー導入のための促進エリア設定等に向けたゾーニング等を支援する事業を実施しました。

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 【2020年度補正：5.8億円】

再エネ海域利用法における促進区域の指定に向け、2021年9月に新たに有望な区域として4区域、一定の準備段階に進んでいる区域として6区域を整理しました。有望な区域において、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。促進区域に指定した5ヵ所(6区域)において、「長崎県五島市沖」「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」の4ヵ所(5区域)では事業者より提出された公募占用計画を審査・評価することにより事業者を選定しました。

③洋上風力発電等の導入拡大に向けた研究開発事業 【2021年度当初：82.8億円】

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)の実証運転を過年度から継続して実施し、各種メンテナンスや観測データによる設計検証等技术開発等を行いました。また、浮体式の更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証研究に向けて詳細設計を実施しました。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・施工費の低コスト化に資する機器の設計、製作等を実施するとともに、実海域における実証試験等を行いました。風車の運用・維持管理における研究開発については、過年度に構築したAIを活用したメンテナンス技術や、それによる効果の検証等に加え、ダウンタイムの低減等を通じたコスト低減に資する技術開発を実施しました。

④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 【2021年度当初：48.0億円】

「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・経済性の検証等を行うとともに、浮体式洋上風車の低コストかつ安全性が

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～

考慮された撤去実証を行いました。

⑤浮体式洋上風力発電による地域の脱炭素化ビジネス促進事業

【2021年度当初：4億円】

深い海域の多い日本における浮体式洋上風力発電の導入を加速し、脱炭素ビジネスが促進されるよう、浮体式洋上風力発電の早期普及に貢献するための情報の整理や、地域が浮体式洋上風力発電によるエネルギーの地産地消を目指すに当たって必要な各種調査、当該地域における事業性・二酸化炭素削減効果の見通し等の検討を行いました。

(3)バイオマス発電

①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

【2020年度当初：11.3億円】 ※一部繰り越し、2021年度実施

パーク(樹皮)等の木質系バイオマス、排菌床の熱利用や、牛ふん等の湿潤系バイオマス利用システム等地域特性を活かしたモデル実証を実施しました。そしてこれまで実施したフィージビリティスタディ及び実証事業の成果も含め、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改定しました。また、これらの広報普及のためのワークショップを開催しました。

②木質バイオマス燃料等の安定的・効率的な供給・利用システム構築支援事業

【2021年度当初：12.5億円】

新たな燃料ポテンシャルの開拓に資する”エネルギーの森(燃料材生産を目的とした森林)“づくりを実現するため、早生樹(コウヨウザン、ユーカリ等)の活用方法に関する実証事業、そして木質バイオマス燃料の製造・輸送システムを効率化するため、広葉樹林の燃料利用に関する実証事業について、設備の準備等を実施しました。また、燃料品質の安定化および品質に基づく商慣行定着のため、木質バイオマス燃料の品質規格を策定する委託事業について、国内調査等を実施しました。

(4)水力発電

○水力発電の導入加速化補助金

【2021年度当初：20.0億円】

水力発電の事業初期段階における事業者による調査、設計や地域における共生促進に対して支援を行うことで、水力発電の新規地点の開発を促進したほか、既存設備の発電出力及び電力量の増加のための余力調査、工事等の事業の一部を支援しました。

(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

【2021年度当初：110.0億円】

地熱発電は、ベースロード電源であり、日本は世界第3位

の地熱資源量を有しています。一方で、資源探査段階の高いリスクやコスト、温泉事業者を始めとする地域理解といった課題があります。そこで、リスク・コスト低減のための新規地点を開拓するポテンシャル調査や事業者が実施する初期調査、地域理解促進のための勉強会等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・地中熱等導入拡大技術開発事業

【2021年度当初：29.7億円】

地熱発電は、資源探査段階の高いリスクとコスト、発電段階における出力の安定化といった課題があり、これらの課題を解決するための技術開発を行いました。また、地熱発電の抜本的な拡大に向け、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。

地中熱や太陽熱等の再エネ熱について、日本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電力や燃料の消費量を抑制していくことが重要です。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、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

【2021年度当初：41.9億円】

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、疑似慣性力を持つPCS、配電系統における潮流の最適制御、電圧フリッカを最小限に抑えるためのPCS、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

【2021年度当初：89.0億円】

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

【2021年度当初：52.3億円】

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風力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、福島再生可能エネルギー研究所(FREA)の再生可能エネルギーに係る拠点としての機能強化等を実施しました。

(7) その他

①地域レジリエンス・脱炭素化を同時実現する避難施設等への自立・分散型エネルギー設備等導入推進事業

【2021年度当初：50.0億円】

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。

②地域資源活用展開支援事業

【2021年度当初：0.2億円】

地域資源を活用した再生可能エネルギーの導入を推進するため、相談対応や出前指導、関連事業者とのマッチング等の取組、先進事例やノウハウをシェアリングする取組を支援しました。

③戦略的創造研究推進事業先端的低炭素化技術開発

【2021年度当初：25.4億円】

2030年の社会実装を目指し、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や、リチウムイオン蓄電池に代わる革新的な次世代蓄電池等の世界に先駆けた革新的低炭素化技術の研究開発を推進しました。

④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)

【2021年度当初：9.6億円】

2050年の社会実装を目指し、2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略等を踏まえ、カーボンニュートラル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。

⑤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

【2021年度当初：20.8億円】

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。

⑥下水道革新的技術実証事業

【2021年度当初：437億円の内数】

下水道事業における省エネで安定的な水処理技術等の導入を促進するため、ICT・AI制御による高度処理技術の実証を実施しました。

⑦CO2排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業

【2021年度当初：66.0億円の内数】

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、一次供給エネルギーとして排出される熱の回収を安全安価なシステムで実用化するための技術開発や、居住地近傍

でも使用できる社会受容性の高い小形風力発電機の開発を実施しました。また、グリーン水素のサプライチェーンの早期実現のため、高付加価値の副産物を併産する水電解システムの開発や、ハイブリッド電気自動車や電気自動車に搭載されたリチウムイオンバッテリーを低コストでリユースし、データセンタや他の電力運用システムに適用するために必要な技術開発・実証を実施しました。

⑧PPA活用など再エネ価格低減等を通じた地域の再エネ主力化・レジリエンス強化促進事業

【2021年度当初：50.0億円の内数、2020年度第3次補正予算：80.0億円の内数】

屋根や駐車場を活用した自家消費型の太陽光発電・蓄電池の導入等による再エネ供給側の取組及び変動性再エネを効率的に活用するための調整力の向上等による需要側での取組に対し、支援を行いました。

⑨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

【2021年度当初：27.0億円の内数】

これまで十分に評価又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、低コストかつ自由に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、環境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更なる普及を目指しています。2021年度は過年度事業で構築した取引システムを活用して環境価値の属性や価格に関するオークション実験を実施し、環境価値の購入意思や支払意思額を高めるナッジ手法を実証しました。

⑩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

【2021年度当初：3.8億円】

J-クレジット制度の運営に取り組み同制度を利用した省エネ・再エネ設備の導入、森林整備等を促進するため、2030年度以降の制度の永続性確保や排出削減算定方法やそのモニタリング方法を規定した方法論の改定、森林小委員会の設置を行いました。また、地球温暖化対策計画では、J-クレジットの認証量の目標設定を行っており、2020年度の認証量が目標を上回ったため、2030年度の目標を1,300万t-CO2から1,500万t-CO2へと目標の引上げを実施しました。

更には、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。あわせて、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。

⑪環境を考慮した学校施設(エコスクール)の整備推進

【2021年度当初：688.4億円の内数】

【2021年度補正：1,312億円の内数】

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

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～

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。

⑫ ESGリース促進事業

【2021年度当初：14.0億円の内数】

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

⑬ 新エネルギー等の導入促進のための広報等事業

【2021年度当初：7.4億円】

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サイト等の活用等を通じて発電事業者を始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、各種支援施策の紹介や許認可手続の案内等の支援を実施しました。また、FIT制度の抜本見直しに係る周知や需給一体型の分散型エネルギーシステムの普及促進等について情報提供等を行いました。

⑭ 脱炭素イノベーションによる地域循環共生圏構築事業

【2021年度当初：80.0億円の内数、2020年度第3次補正予算：40.0億円】

地域の再エネ、蓄電池及び各地域に敷設した自営線により地産エネルギーを直接供給すること等により、地域の再エネ自給率を最大化させるとともに、防災性も兼ね備えた地域づくりを行う事業に対して支援をしました。

⑮ 分散型エネルギーインフラプロジェクト

【2020年度当初：7.0億円の内数】

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。

⑯ 再エネ調達市場価格変動保険加入支援事業費補助金

【2021年度補正：4.0億円】

地域における再生可能エネルギーの導入を促進するため、地域新電力等の小売電気事業者がFIT制度の支援を受けた再生可能エネルギー電気を調達する際の市場価格変動リスクに対応する民間保険に加入した場合の保険料の一部を支援しました。

3. 税制

(1) 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、自家消費型補助金^[1]の交付を受け取得したもの)

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。2022年度税制改正において、本措置の適用期限を2024年3月31日まで、2年間延長しています。

(2) 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)」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、ガス製造設備に係る課税標準を価格の2分の1、それ以外の製造設備を3分の2に軽減する措置を講じました(2024年3月31日までの間)。

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) 再生可能エネルギー推進に向けた規制・制度見直し

2050年カーボンニュートラル社会の実現に向けて、再生可能エネルギーに係る規制・制度の見直しも本格的に検討が開始されました。2020年11月から、内閣府特命担当大臣(規制改革)の下で、関連府省庁にまたがる再生可能エネルギー等に関する規制等を総点検し、必要な規制見直しや見直しの迅速化を促すことを目的として、「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」が開催され、令和3年度は、12回にわたって、必要な規制見直しが検討されてきました。

同タスクフォースにおける規制・制度見直しの進捗として、例えば、農地の活用に関しては、タスクフォースからの指摘に対応していくつかの見直しが既に行われています。営農型太陽光発電について、荒廃農地を再生利用する場合は、おおむね8割以上の単収を確保する要件は課さず、農地が適正かつ効率的に利用されているか否かによって判断することに制度変更がなされました。また、再生困難な荒廃農地について、非農地判断の迅速化や農用地区域からの除外の円滑化について助言するとともに、農用地区域からの除外手続、転用許可手続が円滑に行われるよう、同時並行処理等の周知徹底等も実施されました。

また、タスクフォースにおいては、再生可能エネルギーの促進を阻む系統制約や市場制約についても取り上げられました。中でも、再生可能エネルギーの主力電源化及び最大限の導入に向けては、透明性が確保され、かつ電源間の公正な競争環境が担保された電力システム・電力市場の実現が重要で

あり、その実現に向けて鍵を握る構造的問題(例：市場への義務的な玉だし、内外無差別、発電分離等)に徹底的に取り組む必要性が指摘されました。なお、構造的問題に関する検討については、2021年4月の第60回制度設計専門会合(経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会)において、スポット価格高騰問題に関する議論を踏まえ、支配的事業者の発電・小売事業の在り方についての検討、具体的には、旧一般電気事業者の内外無差別的な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題(売入札の体制、会計分離、発電分離等)を総合的に検討していくことが表明されました。

なお、その他の分野においても、順次規制・制度の見直しの検討が進められています。

(2)再生可能エネルギーに係る環境影響評価に関する総合的な取組

再生可能エネルギーの地域における受容性を高め、最大限の導入を円滑に進めるためには、環境への適正な配慮と地域との対話プロセスが不可欠であり、環境影響評価制度の重要性は高まっています。

環境省及び経済産業省が開催した「再生可能エネルギーの適正な導入に向けた環境影響評価のあり方に関する検討会」において、環境影響評価法に基づく風力発電事業の規模要件について、最新の知見に基づき他の法対象事業との公平性の観点を踏まえ検討した結果、適正な規模要件は第一種事業について5万kW以上、第二種事業について3.75万kW以上5万kW未満という結論を得ました。これを踏まえ、環境影響評価法施行令を改正し、環境影響評価法及び電気事業法に基づく環境影響評価の対象となる第一種事業の規模を「1万kW以上」から「5万kW以上」に、第二種事業の規模を「0.75万kW以上1万kW未満」から「3.75万kW以上5万kW未満」に引き上げる措置を講じました(2021年10月4日公布、10月31日施行)。

また、本改正により法の対象となくなる規模の事業についても、地域の環境保全上の支障のおそれを防ぐため、法と条例が一体となって日本の環境影響評価制度が形成・運用されてきたことに鑑み、当面、都道府県・環境影響評価法政令市の条例により適切に手当されることが必要であることから、地域の状況に応じて条例等の検討・整備の期間を確保するための経過措置を設けています。

迅速化については、再生可能エネルギーの導入促進に向けて、環境影響評価の迅速化のための施策、取組を推進してきました。環境影響評価法の対象となった地熱発電所(6事業)のうち、環境アセスメントの迅速化の施策、取組以降に手続きを実施した地熱発電所(4事業)については、環境アセスメント期間が大幅に短縮することができ、地方自治体の審査期間の短縮等の取組について引き続き協力を要請しました。

地熱発電事業におけるボーリング調査や調査井掘削等、環境影響評価手続を進める上で必要な事業計画の検討のために行われる事前調査の実施に関して、対象事業の実施制限に関

する考え方について整理し、地方自治体等に通知を发出了しました。

また、太陽電池発電所について事業特性や地域特性に応じた合理的な環境影響評価を一層推進するため、造成地やゴルフ場跡地等の開発済みの土地における事業に関して環境影響評価を行う項目の合理的な選定の考え方を示したガイドラインを2021年6月に公表しました。

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。

(3)バイオマス活用推進基本計画について

バイオマス活用推進基本計画(2016年9月策定)の改定に向けた取組を進めています。なお、バイオマス活用推進基本計画の目標達成に向け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、2021年度までに97市町村をバイオマス産業都市として選定しました。

(4)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、2021年度までに97市町村をバイオマス産業都市として選定しました。

(5)FIT制度におけるバイオマス燃料の持続可能性

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すでしたが、認定量の急増を受けて、2018年度より、RSPO³認証等の第三者認証によって持続可能性の確認を行うことになりました。また、PKS等の農産物の収穫に伴って生じるバイオマス個体燃料についても持続可能性の確認を行うこととならなかったため、2019年度より、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において検討を行い、持続可能性の確認項目の整理の他、RSPO認証に加えて、RSB認証を採用することになりました。こうした中、2020年2月の調達価格等算定委員会「令和2年度の調達価格等に関する意見」を受けて、2020年度からは、食料競合における判断基準、ライフサイクルを通じた温室効果ガス(以下「ライフサイクルGHG」という。)排出量について検討を行うこととなり、2020年12月の調達価格等算定委員会に食料競合の判断

3 持続可能なパーム油のための円卓会議(Roundtable on Sustainable Palm Oil)を指します。

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～

基準の検討状況を報告しました。2021年度は、ライフサイクルGHGの算定式や排出削減基準について検討を行い、2022年1月の調達価格等算定委員会に検討状況を報告しました。ライフサイクルGHGに係る確認方法等、残された論点については、2022年度も引き続き検討を行う予定です。

(6)みどりの食料システム戦略の策定

食料、農林水産業を持続可能なものとしていくため、農林水産省において、2021年5月に新たな政策方針である「みどりの食料システム戦略」を策定しました。本戦略では、農山漁村に適した地産地消型エネルギーシステムの構築や、その一環として、バイオマス等の国内の地域資源や未利用資源の活用を促進していくこととしています。また、本戦略の実現に向けた「環境と調和のとれた食料システム確立のための環境負荷低減事業活動の促進等に関する法律案」が2022年2月に閣議決定され、第208回国会に提出されました。