

第3章

地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入

はじめに

再エネは、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、日本のエネルギー安全保障にも寄与できる重要な国産エネルギー源です。2021年10月に閣議決定された「第6次エネルギー基本計画」では、再エネについて、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とされています。また、2023年2月に閣議決定された「GX実現に向けた基本方針」（以下「GX基本方針」という。）においても、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら再エネを導入拡大していく方針が明確に示されています。さらに、同年4月に、再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議において定められた『GX実現に向けた基本方針』を踏まえた再生可能エネルギーの導入拡大に向けた関係府省庁連携アクションプラン（以下「アクションプラン」という。）では、再エネの導入促進に向けた取組を具体化し、強力に進めるため、イノベーションの加速や次世代ネットワークの構築、事業規律を前提とした再エネの推進等、関係府省庁が協力して対応する施策がとりまとめられました。

世界的には、再エネの導入拡大に伴って発電コストが低減し、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、それがさらなる導入につながるという「好循環」が実現しています。日本においても、2012年7月の再エネ特措法に基づく固定価格買取制度（以下「FIT¹制度」という。）の導入以降、再エネの導入が急速に拡大してきました。2023年3月末時点で、FIT制度の開始後に新たに運転を開始した設備は約7,360万kW、FIT制度の認定を受けた設備は約9,941万kWとなっています。一方、日本における再エネの発電コストは着実に低減してきているものの、国際水準と比較すると、依然として高い水準にあります。「第6次エネルギー基本計画」では、2030年度における再エネの導入水準（電源構成に占める再エネ比率36%～38%程度）を達成する場合のFIT・FIP²制度の買取費用総額を、5.8～6.0兆円程度と見込んでいます。なお、2023年度の買取費用見込額は4.7兆円程度であり、2023年度の再エネ賦課金単価は、再エネ特措法で定められた算定方法に則り、ウクライナ情勢等に起因する年間を通じた市場価格の実績等を反映した結果、1.40円/kWhとなり、2022年度の単価から2.05円/kWhの低下となりました。

「第6次エネルギー基本計画」で掲げた、2030年度における

再エネの導入水準の達成に向けては、地域との共生を前提に、導入までのリードタイムが比較的短い太陽光発電を最大限導入することが重要です。地域と共生した太陽光発電の導入を促進するため、関係省庁が連携して、公共施設や住宅、工場・倉庫の屋根等への導入、空港の再エネ拠点化等に取り組むとともに、地球温暖化対策推進法や建築物省エネ法に基づく促進区域等での導入拡大等にも取り組んでいきます。また、FIT・FIP制度における調達価格・基準価格については、調達価格等算定委員会の意見を尊重し、2023年度下半期から、屋根設置の事業用太陽光発電の区分を新設しました。さらに、耐荷重の小さい屋根やビルの壁面等、既存の太陽電池では設置が困難であった場所への設置を可能にする、軽量で柔軟性を持つ「ペロブスカイト太陽電池」等の次世代型太陽電池については、グリーンイノベーション基金を活用し、研究開発から実証までを支援することで、早期の社会実装に向けた取組を加速させていきます。

一方で、太陽光発電を中心とした再エネの導入拡大に伴い、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調達期間の終了後に事業継続や再投資が行われず、持続的な再エネの導入・拡大が停滞することへの懸念が高まっています。再エネの導入拡大のためには、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長期安定的な事業運営が確保されることが重要です。こうした懸念の解消に向けて、2022年4月より、関係省庁による「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会」が開催され、同年10月には、再エネ事業の各事業実施段階における課題とその解消に向けた取組のあり方等を内容とする提言がとりまとめられました。また、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「大量導入小委員会」という。）では、事業規律の強化を前提に、再エネ設備の最大限の活用を促すため、既存再エネの長期電源化と有効活用に向けた論点を整理しました。これらの議論等を踏まえ、大量導入小委員会の下に、「再生可能エネルギー長期電源化・地域共生ワーキンググループ」を設置し、2023年2月には「中間とりまとめ」を公表しました。この中間とりまとめでは、再エネ特措法に基づく認定における地域の方々への事業内容の事前周知の要件化や、関係法令に違反する事業者に対するFIT・FIP交付金による支援の一時停止といった事業規律の強化に必要な制度的措置や、2030年代後半に見込まれる太陽光パネルの大量廃棄への対応の必要性

¹ FIT：Feed-in Tariffの略。

² FIP：Feed-in Premiumの略。

第3章 地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入

について、とりまとめました。2023年5月には、こうした検討を踏まえた措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた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5年法律第44号)」(以下「GX脱炭素電源法」という。)が成立しています。

また、2050年カーボンニュートラル等の実現のためには、洋上風力発電の導入拡大も重要です。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。この再エネ海域利用法に基づき、2021年には、長崎県の1区域、秋田県の2区域、千葉県1区域の計4区域の事業者選定を行いました。また、秋田県八峰町・能代市沖、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖、新潟県村上市・胎内市沖、長崎県西海市江島沖の4区域については、2022年末より公募を開始し、うち3区域については2023年12月に、残る1区域については2024年3月に事業者選定を行いました。さらに、2024年1月には、青森県の1区域、山形県の1区域の計2区域について、公募を開始しています。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、安全保障や環境影響、リサイクル等の観点についても十分に考慮しつつ、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、全国の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へと転換する取組を進めてきました。既存系統を最大限活用していくために、「日本版コネク&マネージ」の具体化を進め、2023年4月からは基幹系統に加えて、ローカル系統等についても、ノンファーム型接続の受付を開始しました。また、系統整備の具体的対応として、全国大の送電ネットワークの将来的な絵姿を示すマスタープランを2023年3月に策定しました。計画的な系統整備のために必要となる資金調達を円滑化する仕組みの整備を進めることに加えて、分散型リソースの活用や系統運用のさらなる高度化等を進めることで、引き続き、再エネの導入拡大に向けて、系統制約の克服を目指します。

「第6次エネルギー基本計画」等における再エネ政策の基本の方針を踏まえ、2050年カーボンニュートラル及び2030年度における再エネ比率36%~38%という目標の達成に向けて、太陽光・風力・地熱・中小水力・バイオマスといった電源について、引き続き、FIT・FIP制度をはじめとしたあらゆる政策を総動員しながら、イノベーションの加速やコストの低減、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、再エネの最大限導入を実現していきます。

第1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、安全の確保や地域との共生、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。他方で、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を中心に、再エネ発電事業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て、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していく必要があります。

こうした地域の懸念の解消に向けて、2022年4月より、経済産業省・農林水産省・国土交通省・環境省が共同事務局(のちに総務省もオブザーバー参加)を務める「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会」が開催されました。同年10月には、今後の制度的対応や運用のあり方等についての提言がとりまとめられました。また、大量導入小委員会では、事業規律の強化を前提に、再エネ設備の最大限の活用を促すため、既存再エネの長期電源化と有効活用に向けた論点を整理しました。これらの議論等を踏まえ、大量導入小委員会の下に、「再生可能エネルギー長期電源化・地域共生ワーキンググループ」を設置し、2023年2月には「中間とりまとめ」を公表しました。2023年5月には、こうした検討を踏まえた措置を盛り込んだ「GX脱炭素電源法」が成立しています。

また、再エネの導入拡大が太陽光発電に偏重した形で進む中、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て、バランスの取れた形で導入を促進することも重要です。特に洋上風力発電は、大きな導入ポテンシャルとコスト競争力をあわせ持っており、再エネの最大限の導入と国民負担の抑制の両立に向け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みを明確化するとともに、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. 再生可能エネルギーの主力電源化

日本では、2012年7月のFIT制度の開始以降、再エネの導入が急速に拡大してきました。2022年度の電源構成に占める再エネの割合は、21.7%に達しています。2030年度には、これを36%~38%へと拡大することを目指しており、引き続き、FIT・FIP制度をはじめとしたあらゆる政策を総動員して、再エネの導入拡大に取り組んでいきます。

具体的には、この目標の実現に向けて、適正な国民負担と地域との共生を図りつつ、公共部門や工場、倉庫等の建築物への太陽光発電の導入強化、地球温暖化対策推進法や「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)」(以下「農山漁村再エネ法」という。)に基づく各省連携による再エネの導

入促進、再エネ海域利用法に基づく着実な洋上風力発電の案件形成に加え、グリーンイノベーション基金等を活用した、次世代型太陽電池や浮体式洋上風力の技術開発等に取り組んでいきます。

FIT・FIP制度における調達価格・基準価格については、調達価格等算定委員会の意見を尊重し、2023年度下半期から、屋根設置の事業用太陽光発電の区分を新設しました。その価格については、コスト動向を踏まえて、地上設置の太陽光発電より2割ほど高い12円/kWhとしており、メリハリのついた導入支援に取り組んでいきます。

また、太陽光発電を中心とした再エネの導入拡大に伴い、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調達期間の終了後に事業継続や再投資が行われず、持続的な再エネの導入・拡大が停滞することへの懸念が高まっています。こうした懸念に対応するため、事業規律の強化等にも取り組んでいるところです。

2. 地元理解の促進に向けた取組

地域が再エネ発電事業の情報を把握するための仕組みとして、2017年の再エネ特措法の改正法の施行以降、発電設備の識別番号、認定事業者の名称、発電設備の出力等の情報を、経済産業省のホームページ上で公表しています。2022年度からは、事業者の適正かつ地域の理解を得た事業実施を、地域住民等へのさらなる情報提供等によって促すため、公表する情報を拡大し、運転開始年月や太陽光事業の積立方法等の情報も公表しています。

また、FIT制度の開始以降、再エネ設備が大量に導入されたこともあり、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、市町村等が制定する条例の中で、再エネ発電設備の設置に関する条例の数は、2016年度までと比べ、2022年度までに約9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の遵守を認定基準としており、地域の実情に応じた条例への違反に対しても、再エネ特措法に基づく指導や改善命令、さらに必要に応じて、認定取消が可能となっています。全国の地方自治体の再エネ発電設備の設置に関する条例等の制定状況や、その内容に関するデータベースを構築し、各地方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年より、全都道府県を集めた地域連絡会等を定期的に開催しています。条例による取組やグッドプラクティスの横展開を行うに当たっては、引き続きこの枠組みも活用し、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、2021年に改正された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、地域に貢献する再エネの導入を促進する仕組みが設けられました。環境省をはじ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、国が継続的・包括的に地域の取組を支援するスキームを構築し、環境への影響や地域とのコミュニケーション等にも配慮しつつ、地域と共生した再エネの導入を進めていきます。

また、こうした取組に加えて、2023年5月には、再エネの導入拡大に伴う安全面・防災面等に対する地域の懸念を解消するため、説明会の開催等の周辺地域への事前周知をFIT・FIP制度の認定要件とする措置や、関係法令に違反した場合等にFIT・FIP交付金を一時停止する措置等を盛り込んだ再エネ特措法の改正を含む「GX脱炭素電源法」が成立しています。

3. 事業実施各段階からの制度的対応

再エネ発電事業が、地域に根差した長期安定的な事業として定着し、地域からの信頼を確保するためには、開始から終了までの一貫した適正な事業実施を担保することが必要です。再エネ特措法では、2017年4月の改正法の施行以降、認定事業者に対して、設置する設備に標識・柵塀等の設置を義務づけています。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を行ったほか、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、必要に応じて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が資源エネルギー庁に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も措置されています。

4. 安全の確保

FIT制度の開始以降、再エネ発電設備の導入数は急速に増加し、設置形態も多様化しました。しかし、そのことに伴い、再エネ発電設備に係る公衆災害のリスクが懸念されています。そこで、再エネ発電設備に係る安全を確保するため、再エネ発電設備の安全規制や立地規制等の関連法令遵守の徹底等の取組を進めています。具体的には、経済産業省・農林水産省・国土交通省・環境省の4省が共同事務局として2022年10月に公開した「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会」の提言では、今後の再エネの適正な導入に向けた立地のあり方等に関する基本的な考え方をとりまとめ、法令・条例等への違反案件への関係省庁・自治体との連携強化について検討することを示しました。

これに基づき、2024年4月に施行された再エネ特措法の改正法では、説明会等の事業内容の事前周知をFIT・FIP制度の認定要件化し、適切かつ十分な事前周知がなされない場合には、認定を行わない措置を講じています。また、2023年10月からは、法改正を待たずに、災害の危険性に直接影響を及ぼしうるような土地開発の許認可について、FIT・FIP制度の認定申請前に許認可の取得がない場合には、認定を行わないこととしました。なお、電気事業法においても、2024年度から、

第3章 地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入

工事計画の届出の際に、土地開発の許認可手続が適切に実施されていることを確認する措置等を講じています。

また、「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会」で言及のあった低圧の太陽電池発電設備に関する侵入及び接触防止措置については、発電用太陽電池設備に関する技術基準の一部を改正することとし、2024年4月1日に公布、同年10月1日付で施行される予定です。

5. 再生可能エネルギー発電設備の廃棄・リサイクルへの対応

2012年7月に導入されたFIT制度により、導入量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年代頃に大量排出される見込みとなっています。こうした将来の太陽光パネルの大量排出に関して様々な懸念が広がっています。特に、事業終了後に太陽光発電事業者の資金力が不十分な場合や、太陽光発電事業者が廃業してしまった場合には、太陽光パネルが放置されてしまう、不法投棄されてしまうといった懸念があります。

こうした懸念を払拭するため、2018年度には、そ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、事業計画の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、認定事業者に対して毎年の提出を義務づ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を報告することを義務化しました。

しかし、積み立てる金額水準や時期が事業者の判断に委ねられていたこともあり、2019年1月末時点において、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、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年法律第49号)」(以下「エネルギー供給強靱化法」という。)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を創設することとなりました。この制度の主な内容は、①対象事業については、10kW以上の全ての太陽光発電の認定事業とすること、②積み立てる方法については、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、積立金は電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)に積み立てること、③積み立てる金額水準については、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の10年間とすること等となっています。その後、2022年7月より、積立開始時期が訪れた発電事業の廃棄等費用の積立てが順次開始されています。

なお、こうした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・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、災害等によって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されることが期

待されます。こうした懸念への対応として、2020年4月には、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、火災保険や地震保険等への加入を努力義務としました。

また、今後の使用済太陽光発電設備の排出量の増加に備え、計画的に廃棄物としての処理量を削減し、再資源化を促進していくためには、太陽光発電設備のリユースやリサイクルのさらなる推進が必要です。こうした中、2023年4月から、太陽光発電設備や風力発電設備等の再エネ発電設備の廃棄・リサイクルに関する対応の強化に向けた具体的な方策の検討を目的に、経済産業省及び環境省が共同事務局となって「再生可能エネルギー発電設備の廃棄・リサイクルのあり方に関する検討会」を開催し、2024年1月に「中間取りまとめ」を行いました。この中では、新たな仕組みの構築や制度的な対応に向け、引き続き検討を深める事項とともに、速やかに対応する事項についても整理しています。例えば、再エネ特措法の新規認定申請時等に、含有物質情報が登録された型式の太陽光パネルの使用を求める措置については、速やかに対応する事項として位置づけており、2024年4月から制度を開始しています。

6. 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制度の開始以降、事業用太陽光発電の認定・導入量は急速に拡大しており、調達価格・基準価格については、資本費の低下等を踏まえて半額以下にまで低減しました。この低減率は、他の電源の低減率と比較しても非常に大きく、調達価格・基準価格が認定時に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・基準価格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、将来的な国民負担の増大の懸念、新規開発・コストダウンの停滞、系統容量が押さえられてしまう等の課題が生じています。

こうした未稼働案件に対しては、これまで累次の対策を講じてきました。2017年4月に改正された再エネ特措法では、接続契約の締結に必要な工事費負担金の支払を行った事業者であれば、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を講じ、これによって、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。さらに、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、この期限を経過した場合は、その分、20年間の調達期間を短縮することとしました。

しかし、接続契約を締結した上でなお多くの案件が未稼働の状態となっています。このうち特に、2016年7月31日以前に接続契約を締結した案件については、早期の運転開始が見込まれることから、前述の運転開始期限が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(第331-6-1)。

再エネ特措法において、調達価格・基準価格は、その算定

【第331-6-1】2012～2016年度認定における事業用太陽光の稼働状況(2023年12月末時点)

(万kW)	既稼働	未稼働	2018年12月時点で運開期限なし				合計
			2018年12月時点で運開期限あり	適用除外	認定時の調達価格維持+運開期限設定	認定時の調達価格維持できず	
2012年度	1,195	254	59	60	107	28	1,448
2013年度	1,459	805	358	150	230	67	2,264
2014年度	554	359	202	53	84	20	913
2015年度	191	79	40	-	19	20	270
2016年度	188	206	200	-	0.1	6	394
合計	3,587	1,702	859	263	440	140	5,289

(注1)端数処理(四捨五入)の関係で、表中の合計があわない場合がある。

(注2)「2018年12月時点で運開期限あり」については、接続契約の締結日が2016年8月1日以降のものを対象としている。

資料：経済産業省作成

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ている中、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・基準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ながら再エネの導入量をさらに伸ばしていくため、2018年から2020年にかけて、大量導入小委員会での審議を経た上で、運転開始までの目安となる「3年」を大きく超過した2012年度～2016年度にFIT認定を取得した事業用太陽光発電であって、運転開始期限が設定されていない未稼働案件について、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対しては、認定当時のコストを前提にした高い調達価格・基準価格ではなく、適時の調達価格・基準価格を適用する、また、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ています。

それでもなお、依然として多くの未稼働案件が存在していることから、2019年9月より、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、未稼働案件への対策についての議論が行われ、適用される調達価格・基準価格の適時性の確保や、系統の利活用の促進といった観点から、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の改正法に基づき、2022年度から、認定取得後、一定期間を経過しても運転が開始されない場合には認定を失効させる制度を新たに開始しています。

第2節 再生可能エネルギーの長期電源化に向けた取組

再エネの技術自給率を向上させ、より強靱なエネルギー供給構造を実現していくためには、次世代太陽電池である「ペロブスカイト太陽電池」や浮体式洋上風力等における技術の開発・実装を進め、再エネ導入に向けたイノベーションを加速させていく必要があります。

また、再エネの主力電源化を進めるためには、再エネを電力市場へ統合していくことも重要です。2022年度からは、FIT制度に加えて、市場連動型のFIP制度が導入されています。FIP制度では、発電事業者自身が卸電力取引市場や相対取引で売電を行うため、必要な環境整備、特にアグリゲーターの活性化が重要です。こうした状況を踏まえ、電力市場への統合を通じた再エネ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。

さらに、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、家庭や企業、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さらなる導入促進や分散型エネルギーリソースを活用する事業の構築支援、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も進めています。

加えて、欧州を中心に世界中で導入が拡大している洋上風力発電については、大量導入・コスト低減・経済波及効果が期待される再エネであり、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た取組を進めています。

1. 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

日本における再エネの発電コストは、国際水準よりも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。日本における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、「市場における競争が不足しており、太陽光パネルや機器等のコスト高を招いていること」や、「土地の造成を必要とする場所が多く、台風や地震の対策も行う必要がある等、日本特有の地理的要因が工事費の増加をもたらしていること」等が挙げられます。

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、入札を通じて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ますとしています。事業用太陽光発電については、2017年度の入札制度の導入以降、入札対象範囲を順次拡大しており、2020年度からは「250kW以上」に拡大しました。2021年度からは、予見可能性の向上のため

に上限価格を公表するとともに、参加機会の拡大のために入札実施回数を年2回から年4回としました。また、陸上風力発電については、2021年度から「250kW以上」を入札対象とし、2022年度からは入札対象を「50kW以上」に拡大しました。加えて、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、入札を行ってきました。

今後、2050年カーボンニュートラルの実現を目指す上では、再エネのさらなる導入拡大が不可欠であり、コスト低減に向けた継続的な取組とともに、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。そうした中、2023年度までの調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、2024年度における事業用太陽光発電の入札対象範囲については「250kW以上」とするとともに、設置の形態等に応じてメリハリをつけてさらなる導入促進を図るべく、屋根設置の太陽光発電については引き続き入札制の適用を免除することとしました。また、陸上風力発電(50kW以上)、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は、2024年度も引き続き入札対象とすることとしました。なお、陸上風力発電については、入札実施回数が年に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には、同年度内に追加の入札を行うこととしています。また、着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)についても、再エネ海域利用法に基づく公募における事業者の参加状況や評価結果を踏まえ、国内の着床式洋上風力発電において、一定程度の競争効果が見込まれることから、入札制を適用することとしました。

(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づけ

太陽光発電は、温室効果ガスを排出せず、日本のエネルギー安全保障に寄与するとともに、火力発電等とは異なり燃料費が不要であり、また、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うる等の特徴があります。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することを目指している方もおられます。一般的に、太陽光パネルは20年以上にわたって発電し続けることが可能であり、特に住宅に設置された太陽光パネルは、住宅が改築・解体されるまで稼働し続けることが期待されます。

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は、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、2023年までの累積で約135万件、約819万kWとなっており、今後も2025年までの累積で約200万件、約860万kWに達する見込みとなっています。しかし、これはFIT制度という支援制度に基づく10年間の買取が終了しただけに過ぎず、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ています。

10年間にわたる調達期間終了後の円滑な移行に向けて、現行の買取事業者からは、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に通知されています。また、資源エネルギー庁のホームページ上にも情報提供ページを開設しており、調達期間終了後の選択肢の提示や、電気の買取を希望する事業者情報の提供等を行っています。

2. FIP制度へのさらなる移行促進に向けて

再エネの主力電源化には、再エネを電力市場へ統合していくことが重要です。2020年2月に主力電源化小委員会でもとめられた「中間取りまとめ」の内容を踏まえ、同年6月に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制度に加えて、市場連動型の「FIP制度」が導入されています。

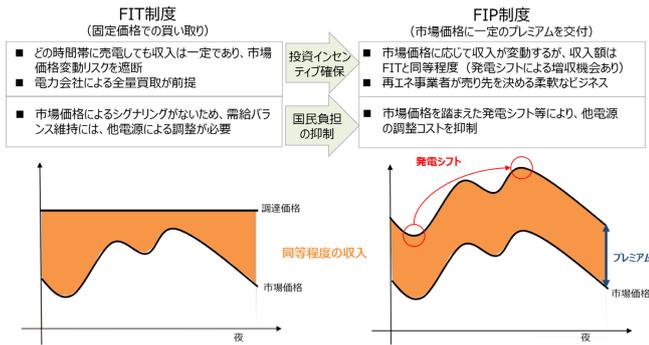
FIP制度とは、再エネ発電事業者が、発電した電気を他の電源と同様に卸電力取引市場や相対取引で自ら自由に売電し、その際に得られる市場売電収入を踏まえ、「発電コスト等により算出されるプレミアム算定の基準となる価格(基準価格)と市場価格に基づく価格(参照価格)の差額(プレミアム単価)×売電量」を基礎とした金額を交付することで、再エネ発電事業者が市場での売電収入に加えてプレミアムによる収入を得ることにより、投資インセンティブを確保する仕組みです。

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、各区分等のFIT制度における調達価格と同水準となっています。また、参照価格は、卸電力取引市場の前年度1年間の平均価格を基に、月ごとの価格補正や電源の発電特性等も踏まえて算定されます。この2つの価格の差額を踏まえたプレミアムが再エネ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て、再エネ発電事業者に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、前述の算定方法を採用しました。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、再エネ発電事業者に対し、蓄電池の併設や太陽光パネルの設置方法の工夫等、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、設計されています(第332-2-1)。

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しています。

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、それぞれの再エネ電源の発電特性、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ており、一定規模以上の新規認定については、FIP制度のみ認めています。加えて、50kW以上の認定事業者については、FIT制度の対象事業者であっても、FIP制度の利用を認めること

【第332-2-1】FIT制度の概要



資料：経済産業省作成

としています。2023年度からは、一定の要件を満たした場合、10kW以上50kW未満の太陽光発電事業者についても同様に、FIP制度を利用することが可能となっています。

また、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、自ら卸電力取引市場で取引を行う方法、小売電気事業者との相対(直接)取引を行う方法、アグリゲーターを介して卸電力取引市場で取引を行う方法の3つの方法が主に想定され、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、電気を引き受ける側の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、アグリゲーターには、小規模再エネ由来の電気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・バラシング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制度の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、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、FIP制度においては、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はその負担が課されることになります。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に努力することを促す制

度とするため、FIP認定事業者には、バラシングコストとして、再エネ電気の供給量に応じてkWh当たり一律の額を交付することとしました。バラシングコストについては、発電量の予測や予測誤差への対応が、発電事業者がFIT制度からFIP制度に移行するに当たってのボトルネックになっていることを踏まえ、大量導入小委員会及び調達価格等算定委員会において議論を行い、変動電源の発電事業者がFIP制度として運転を開始してから3年間のバラシングコストを時限的に見直す措置を、2024年度より開始しました。

また、FIT制度からFIP制度への移行をさらに促進させるために、国民負担の増大を抑制しつつ、蓄電池の活用を促す観点から、FIT制度からFIP制度への移行案件に対して、事後的に蓄電池を設置した場合の基準価格変更ルールの見直しについて、大量導入小委員会及び調達価格等算定委員会において議論がなされ、2023年度より運用を開始しました。具体的には、発電設備の出力(PCS出力と過積載部分の太陽電池出力)と基準価格(蓄電池設置前の基準価格と蓄電池設置年度における該当区分の基準価格)の加重平均値に変更することで、従来の「最新価格への変更」に比べ、移行案件に対する蓄電池設置のインセンティブが高まることが期待されます。さらに、2024年度からは、蓄電池の稼働率の向上を図るため、FIP認定設備に併設する蓄電池に系統から充電する場合の価格算定ルールを開始しています。

3. 需要家主導による再生可能エネルギーの導入

世界及び日本において、太陽光発電コストの急激な低下、デジタル技術の発展、電力システム改革の進展、再エネを求める需要家とこれに応える動き、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)への要請、再エネを活用した地域経済の活性化等への注目等、様々な変化が生じています。加えて、2019年11月以降は、FIT制度による調達期間を終え、投資回収を終えた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」への大きな変化が生じつつあり、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、DRを活用した民間の様々なサービスや、EVをはじめとした新たな分散型エネルギーリソースも含めた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となっています。

こうした中、官民が連携して課題分析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。これは、2019年度から経済産業省と環境省が共同で開催しており、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、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。2023年度は、

第3章 地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入

物流・運輸部門の脱炭素化、木質バイオマスの利活用、製造業における太陽光発電導入のビジネスモデル、大規模・中小規模の需要家によるソーラーカーポートや水上太陽光等を含めた自家消費型太陽光の導入拡大といったテーマに関して、関係する事業者等が参加し、課題の整理等について議論しました。

太陽光発電については、「RE100」等の潮流により需要家サイドの再エネに対するニーズが高まる中、需要家の再エネの調達ニーズを満たすビジネスモデルは普及途上にあります。FIT・FIP制度は再エネの導入を急速に進めましたが、国民負担の抑制や地域との共生に課題があり、今後は需要家による再エネ電気のニーズを背景に、需要家と発電事業者等が連携して、非FIT・非FIPの太陽光発電の導入を促進していく必要があります。また、太陽光発電等の出力の安定しない電源の導入量が増加し、出力制御が喫緊の課題となっている中において、発電設備に蓄電池を併設して、ピークシフトを行うことは、再エネの導入拡大及び電力の安定供給の観点から有効な手段です。

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制度を卒業した太陽光発電の出現により、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、太陽光発電への設備投資に伴う追加的な経済的負担は大きく、住宅のZEH化に向けた課題となっています。このような中で、再エネの導入をより一層拡大しつつ、ZEHを普及させていくためには、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のあり方について検討していくことも重要となってきています。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、エコキュートや蓄電システム、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、特に家庭用蓄電システム等については、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ています。目標価格については、経済産業省等の補助事業において、採択要件として活用しています。

再エネ電源を自律的に活用する地域における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)や、地域内のエネルギー循環・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るといった、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、こうした取組をより行いやすくするための仕組みのあり方や、他分野の政策との連携強化等について、検討をさらに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、導入コスト等のコスト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、災害等による大規模停電時に、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することで、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

けでなく、平時における活用も見据えて、制度的・技術的課題の整理を行い、事業環境の整備を進めていく必要もあります。そこで、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ました。また、2022年度は、千葉県いすみ市や北海道釧路市等において、地域マイクログリッドが構築されました。

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、現行のFIT制度の基本的な枠組みを維持して支援しています。その具体的な地域活用要件については、下記のとおりです。

まず、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な電源です。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、災害時にも活用されることで、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。

そうした中、特に低圧事業(10kW以上50kW未満)については、地域でのトラブルや、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ていくためには、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への支援を重点化し、地域に密着した形での事業実施を求めていくことが重要です。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として、まず、自家消費を行う設備構造を有しており、加えて、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、ごくわず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、自家消費の確認を厳格に行います。さらに、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、給電用コンセントを有し、災害時には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、一部の農地において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として、自家消費を行わない案件であっても、災害時における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、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、自家消費を行う設備構造を有していれば、自家消費量の基準も満たしているものとして取扱うこととしています。さらに、近接した10kW未満の複数設備(地上設置)において認定を取得し、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て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を図っています。

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での議論を踏まえ、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、各電源や事業環境の状況を踏まえながら、FIP制度の対象を順次拡大していき、早期の自立を促す方針です。

地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電については、太陽光発電と比べて立地制約が大きく、太陽光発電や風力発電と比べると、FIT制度の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に向けた道筋が明確化していません。他方で、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、発電予測又は出力調整がしやすく、FIP制度への適性が比較的高いことも明らかになってきました。

こうした中、再エネ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制度が施行された2022年度から地域活用要件を求めることとし、その規模について、地熱発電・水力発電は1,000kW未満、バイオマス発電は2,000kW未満としました。また、陸上風力発電については、50kW未満（リプレース案件は1,000kW未満）のものを対象に、2023年度から地域活用要件を求めています。

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制度の適用対象の拡大を念頭に置いた制度設計であるという発想の下、いたずらにコストの増加をもたらさず、相対的に緩やかなものが設計されています。具体的には、自家消費型・地域消費型の地域活用要件又は地域一体型の地域活用要件のいずれかを満たすことが求められています。

自家消費型・地域消費型の地域活用要件としては、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。又は、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、一定の電気についても自家消費することが求められます。

地域一体型の地域活用要件としては、当該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づけられていることが求められます。又は、地方公共団体が当該発電事業を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ます。

4. 立地制約克服に向けた取組

(1) 洋上風力を巡る世界の動き

洋上風力発電には、陸上風力発電と比較して様々な特徴があります。まず、洋上は陸上よりも風況が比較的優れているため、設備利用率をより高めることが可能（世界平均では陸上が約30%、洋上が約40%）です。また、輸送制約等が小さく、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ため、コスト競争力のある再エネ電源といえます。さらに、事業規模が数千億円に至る場合もあり、部品数も数万点と多いため、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。

このような特徴を持つ洋上風力発電は、近年世界で飛躍的に導入が拡大している再エネ電源の1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の導入量は、2013年以降毎年増加しており、2022年には約8.8GWが導入されました。2022年末の累積導入量は約64.3GWとなっており、全風力発電導入量の約6%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年頃からは、デンマークを中心に、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、英国やベルギー、ドイツ等の参入が進みました。2022年末時点では、世界の洋上風力発電導入量の約4割を欧州が占めています。

欧州において洋上風力発電の導入が進んだ背景には、いくつかの要因があります。まず、北海等の欧州の海は風況が良く、加えて、海岸から100kmにわたって水深20m～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点が挙げられます。また、2000年代後半以降、欧州では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してきたことも大きな要因です。また、入札制度も導入されており、事業者間の競争が促されたことで、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を下回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（第332-4-1）。

(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。「第6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」と明記されています。また、洋上風力発電は、海外において急激にコストの低下が進んでおり、大規模な開発も可能であることから、再エネの最大限導入と国民負担の抑制を両立しうる重要な電源です。しかし、主に2つの課題により、日本においては導

第3章 地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入

【第332-4-1】欧州における洋上風力発電の入札の動向

国	プロジェクト名	価格 (€=131.4円 £=155円) ※2021年平均相場	運転開始年
オランダ	The Princess Amalia	200EUR/MWh (26円/kWh)	2008年
オランダ	Borssele III + IV	54.49EUR/MWh (7.1円/kWh)	2021年
オランダ	Hokkandse Kust Noord V	市場価格 (補助金ゼロ)	2023年
オランダ	Hollande Kust Zuid 3 & 4	市場価格 (補助金ゼロ)	2023年
イギリス	Sofia	44.99EUR/MWh (5.9円/kWh)	2024年
イギリス	Doggerbank Creyke Beck A	44.99EUR/MWh (5.9円/kWh)	2024年
フランス	Dunkirk	44 EUR/MWh (5.8円/kWh)	2026年
イギリス	Hornsea3,4	37.35ポンド/MWh (5.7円/kWh)	2027年

資料：経済産業省作成

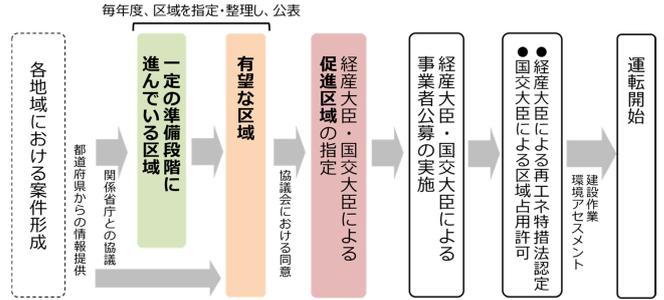
入が進んでいない状況にありました。

1つ目の課題は、「海域の占用に関する統一なルールがない」ことです。従来、海域の大半を占める一般海域には、占用に関する統一ルールがなく、都道府県が条例に基づき通常3年～5年の占用許可を出すといった運用がなされていました。FIT制度の調達期間である20年と比較して、短期間の占用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、資金の調達が困難になっていました。2つ目の課題は、「先行利用者との調整の枠組みが不明確」ということです。海域を新たに利用するに当たっては、漁業や海運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、事業者にとって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。再エネ海域利用法の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者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、促進区域内で最大30年間の占用許可を受けるとともに、再エネ特措法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により、コスト効率の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332-4-2)。

制度運用を進めるため、2019年5月には、再エネ海域利用法に基づく「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、同年6月には、関係審議会での議論を踏まえて、「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」と「一般海域における占用公募制度の運用指針」の2つのガイドラインを定めました。このうち、一般海域における占用公募制度の運用指針につい

【第332-4-2】再エネ海域利用法の手続の流れ



資料：経済産業省作成

ては、2022年10月に改訂を行っています。

前述の法令及び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、2023年10月には、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8区域、有望な区域として9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。秋田県・千葉県の計3海域(「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」)については、2020年7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12月に事業者選定を行いました。秋田県・新潟県・長崎県の計4海域(「秋田県八峰町及び能代市沖」、「秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖」、「新潟県村上市及び胎内市沖」、「長崎県西海市江島沖」)については、「秋田県八峰町及び能代市沖」を2021年9月に、「秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖」、「新潟県村上市及び胎内市沖」、「長崎県西海市江島沖」を2022年9月に促進区域として指定し、公募占用計画の審査を経て、2023年12月に「秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖」、「新潟県村上市及び胎内市沖」、「長崎県西海市江島沖」の事業者選定を行い、2024年3月に「秋田県八峰町及び能代市沖」の事業者選定を行いました。

さらに、「青森県沖日本海(南側)」、「山形県遊佐町沖」については、2023年10月に新たに促進区域として指定しており、2024年1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。

これらにより、2024年3月末時点で、事業者が選定されている8区域を含む10の促進区域を指定しており、合計で約4.6GWの案件を形成しています(第332-4-3)。

また、洋上風力発電の導入に当たっては、海洋環境を含む環境への適正な配慮と、地域との対話プロセスが重要になります。洋上風力発電の環境配慮に関しては、2022年6月の「規制改革実施計画」において、「環境アセスメント制度について、立地や環境影響などの洋上風力発電の特性を踏まえた最適な在り方を、関係府省、地方公共団体、事業者等の連携の下検討する」とされたことを受け、2022年度にとりまとめた新たな環境影響評価制度の方向性に基づき、関係省庁で「洋上風力発電の環境影響評価制度の最適な在り方に関する検討会」を開催し、2023年8月には、洋上風力発電に係る新たな環境影響評価制度についてのとりまとめを行いました。また、このとりまとめを踏まえ、2024年3月には、中央環境審議会に

【第332-4-3】再エネ海域利用法の施行状況(2024年3月時点)

区域名	万kW		
促進区域	①長崎県五島市沖(浮体)	1.7	第1ラウンド公募 事業者選定済 約170万kW
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4	
	③秋田県田子市沖	84.5	
	④千葉県銚子市沖	40.3	
	⑤秋田県八峰町能代市沖	37.5	
	⑥秋田県男鹿市・湯上市・秋田市沖	31.5	
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4	
	⑧長崎県西海市江島沖	42	
	⑨青森県沖日本海(南側)	60	
	⑩山形県遊佐町沖	45	
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91~114	第2ラウンド公募 事業者選定済 約180万kW
	⑫北海道岩手・南後志地区沖	56~71	
	⑬北海道島牧沖	44~56	
	⑭北海道檜山沖	91~114	
	⑮北海道松前沖	25~32	
	⑯青森県沖日本海(北側)	30	
	⑰山形県酒田市沖	50	
	⑱千葉県九十九里沖	40	
	⑲千葉県いすみ市沖	41	
	準備区域	⑳北海道岩手・南後志地区沖(浮体)	
㉑北海道島牧沖(浮体)			
㉒青森県陸奥湾			
㉓岩手県久慈市沖(浮体)			
㉔富山県東部沖(着床・浮体)			
㉕福井県あわら沖			
㉖福岡県響灘沖			
㉗佐賀県唐津市沖			

資料：経済産業省作成

において、「環境影響評価法(平成9年法律第81号)」と再エネ海域利用法が適切に接続され、海洋環境への適切な配慮を確保しつつ洋上風力発電の導入を図るための新たな環境影響評価のあり方に関する「風力発電事業に係る環境影響評価の在り方について(一次答申)」が提言されました。当該中央環境審議会第一次答申を踏まえ、同年3月12日に政府から第213回国会に提出した再エネ海域利用法の改正法案において、促進区域の指定の際に環境大臣が環境に係る調査を行い、当該調査結果を踏まえた環境配慮を図るとともに、当該手続を踏まえた事業者の環境影響評価手続に係る環境影響評価法の特例措置の規定を導入することとしています。

このほか、質の高い環境影響評価を効率的に進めるために、

【第332-4-4】「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
・政府主導のプラットフォーム型案件形成チーム
(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(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

(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。
・離陸式発電コストを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)

(3)事業環境整備(規制・規格の観点)
(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て二国間対話等
・公的金融支援

資料：経済産業省作成

環境省及び経済産業省共同で「洋上風力発電に係る環境評価手法の技術ガイド」を公表しました。また、環境省は、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ました。

(3)洋上風力関連産業の産業競争力強化に向けた取組

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んでいます。洋上風力発電のさらなる導入拡大には、洋上風力関連産業の産業競争力を強化し、コスト低減をしっかりと進めていくことが重要です。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産業競争力強化や国内産業集積、インフラ環境整備等を、官民が一体となる形で進めて相互の「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」を2020年7月から開催しました。同年12月には、「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。

この産業ビジョンでは、「魅力的な国内市場の創出」、「投資促進・サプライチェーン形成」、「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、方策等についての一定の方向性をとりまとめました。政府による導入目標としては、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kW~4,500万kWの案件を形成することを掲げています(第332-4-4)。

この政府目標の達成に向けた案件形成を加速するためには、まず、「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や、ポテンシャルのある適地と需要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、同一区域における初期段階の調査等を、複数の事業者が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。この課題を解消するために、案件形成の初期段階から政府が主導的に関与し、より迅速かつ効率的に調査等を実施する「セントラル方式」の一環

第3章 地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入

として、JOGMECが担い手となり、風況や海底地盤といった洋上風力発電事業の検討に必要な調査を実施していくことにしています。2023年度からは、①北海道岩宇・南後志地区沖、②北海道島牧沖、③北海道檜山沖を対象に調査を実施しており、さらに、2024年度からは、①及び②の沖合海域、山形県酒田市沖を追加して、調査を実施する予定です。

また、電力の安定供給や経済波及効果といった観点からは、産業競争力があり、強靱なサプライチェーンを形成することが重要です。足元では、東芝の京浜事業所におけるGE製風車のナセル組立計画や、JFEエンジニアリングのモノパイル製造工場の建設、石狩湾新港洋上風力発電所における日鉄エンジニアリングのジャケット及び清水建設のSEP船(自己昇降式作業台船)の活用等、「着床式」の洋上風力を中心としたサプライチェーンの構築が進んでいます。このように、着床式の洋上風力の導入を着実に進めていくことも重要ですが、遠浅な海が広がる欧州と比べ、急深な地形・複雑な地層を有する日本では、深い海域でも利用可能な「浮体式」の洋上風力の導入拡大が不可欠です。浮体式洋上風力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」に対して1,195億円を割り当て、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年にプロジェクトの採択を行い、フェーズ1として要素技術開発を進めています。2024年2月には、フェーズ2として、フェーズ1の技術を活かしながら実海域での大規模実証を行うため、実施事業者の公募を開始しました。

さらに、大量生産に向けてコストの低減を図っていく上では、各構成要素を1つのシステムとして統合し、全体最適を図っていくことが必要です。2023年に追加した40億円の予算も活用して、産業界が横断的に協調して共通基盤となる研究開発を進めつつ、さらには、先行する欧米とも連携することで、浮体式洋上風力における国際標準化等を活用し、グローバル展開を目指していきます。その先駆けとして、2023年10月にはデンマークとの間で、浮体式洋上風力に関する産学官の協力枠組みを立ち上げることを目的に、浮体式洋上風力の協力に関する基本合意書を締結しました。今後は、デンマークと同様に、他国との協調も進めていきます。

加えて、産業界においては、浮体式洋上風力の大量導入や発電コストの低減を目的として、発電事業者を中心に「浮体式洋上風力技術研究組合」を立ち上げ、2024年2月に経済産業大臣が設立を認可しました。今後、浮体式洋上風力の普及拡大に向けて、諸外国との連携等の取組がますます加速していくことが見込まれます。

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。日本としても、浮体式洋上風力の導入目標を掲げ、その実現に向けて、引き続き技術開発・大規模実証を実施するとともに、風車や関連部品、浮体基礎等の洋上風力関連産業における大規模かつ強靱なサプライチェーン形成や、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、メンテナンスを担う作業業者等、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年度からは、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開始しました。今後も、引き続き、産業界とも連携をしながら支援を行っていく予定です。

(4)洋上風力発電の導入促進に向けた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。

当該制度に基づき、2020年9月に能代港、秋田港、鹿島港、北九州港、2023年4月に新潟港を基地港湾として指定するとともに、2024年4月には新たに青森港及び酒田港を指定しました。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。2020年9月に基地港湾として指定された他の3港については、2023年度も引き続き地耐力強化等の必要な整備を実施しています。

第3節 次世代再生可能エネルギーの導入加速

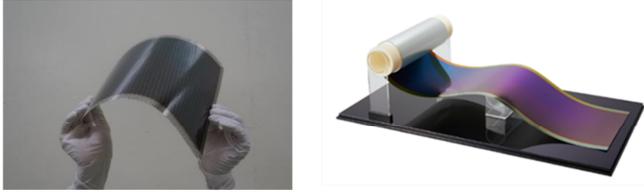
1. 次世代太陽光電池

太陽光発電のさらなる導入拡大には、立地制約の克服が課題です。軽量かつ柔軟で、ビルの壁面等にも設置可能なペロブスカイト太陽電池は、こうした課題を克服するものです。ペロブスカイト太陽電池は、中国や欧州をはじめとする諸外国との競争が激化しており、グリーンイノベーション基金による支援を通じて、2030年を待たずに社会実装を実現することが必要です。予算を498億円から648億円に拡充し、量産技術の確立、需要の創出、生産体制整備を進めていきます(第333-1-1)。

2. 浮体式洋上風力

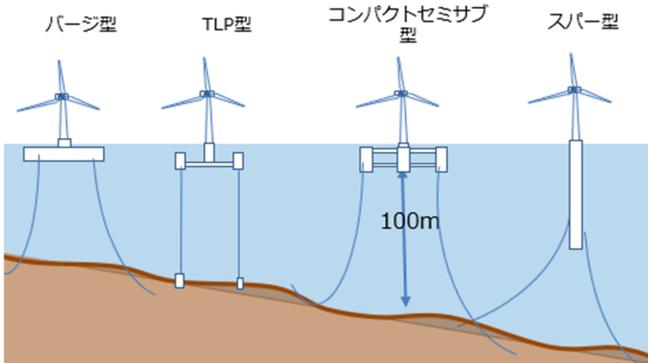
浮体式洋上風力についても、導入目標を掲げ、その実現に向けて、技術開発・大規模実証を実施するとともに、風車や関連部品、浮体基礎等の洋上風力関連産業における大規模か

【第333-1-1】ペロブスカイト太陽電池



資料：(左図)株式会社東芝、(右図)積水化学工業株式会社

【第333-2-1】浮体式洋上風力発電



資料：経済産業省作成

つ強靱なサプライチェーン形成を進めていくことが、アクションプランにおいて示されています。浮体式洋上風力の開発・実証に向けては、グリーンイノベーション基金において、「洋上風力発電の低コスト化プロジェクト」を進めており、将来のアジアへの展開も見据えながら、引き続き、技術開発や実証、技術力の高い国内サプライヤーの育成等に取り組んでいきます(第333-2-1)。

また、2023年6月には、今後の普及拡大が期待される浮体式洋上風力に係る産業のあり方等を検討することを目的に、有識者、業界団体、発電事業者、浮体製造事業者等から構成される「浮体式産業戦略検討会」を設置しました。この検討会では、浮体式洋上風力に係る日本の産業の国際競争力の強化や、魅力ある市場形成等に向けた取組について、複数回にわたり議論を行ったところです。

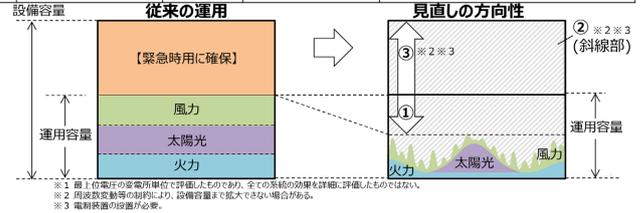
さらに、2030年までに10GW、2040年までに30GW～45GWの案件形成を行うという目標の達成には、現在の案件形成に加えて、排他的経済水域 (EEZ) における案件形成にも取り組んでいく必要があります。そうした中、現在の再エネ海域利用法では、その適用対象を「領海及び内水」としており、排他的経済水域についての定めがないことから、排他的経済水域における洋上風力の導入を目的に、再エネ海域利用法の改正法案が2024年3月12日に閣議決定され、第213回国会に提出されました。

第4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、これまで主に大規模電源と需要地を結ぶ形で形成されてきました。しかし、再エネ電源

【第334-1-1】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
① 空き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の空き容量拡大を確認 ※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可	2021年1月に空き容量の無い基幹系統に適用 2021年4月に東京電力PGエリアの一部ローカル系統に試行適用 2023年4月にローカル系統に適用 2023年8月末時点で全国で2,727MW接続による契約申込みが約1,240万kW、その前段階の接続検討が約7,223万kW
③ 緊急時用の快の活用(N-1電制)	設備容量の半分程度(緊急時用に容量を確保)	事故時に臨時遮断する装置の設置により、緊急時用の快を活用	2018年10月から一部実施(先行適用) 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 2022年7月から本格適用を実施



資料：経済産業省作成

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、系統制約の問題が顕在化しつつあります。2023年2月に閣議決定された「GX基本方針」においても、中長期的な対策として、再エネの導入拡大に向けて重要となる系統整備及び出力変動への対応を加速させることが示されており、2030年度の電源構成に占める再エネ比率36%～38%の確実な達成や、2050年カーボンニュートラルの実現、自然災害に対するレジリエンスの強化に向けては、送配電網をバージョンアップする必要があり、「広域系統長期方針(広域連系系統のマスタープラン)」の早期の具体化、分散型リソースの活用や「日本版コネクト&マネージ」等による系統運用の高度化が重要となります。

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、その後、2022年度には新たに5エリア、2023年度には新たに3エリアにおいて、それぞれ初めてとなる再エネの出力制御が行われました。太陽光や風力といった出力が天候等によって変動する再エネの導入拡大に伴い、その出力変動を調整しうる「調整力」を効率的かつ効果的に確保することが、国際的に見ても、大量の再エネを電力系統に受け入れるための課題となっています。

1. 系統制約の克服

(1) 既存システムの最大限の活用

日本のこれまでの制度では、電源を新規に系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れを行い、空き容量がなくなった場合には、系統を増強した上で追加的に受け入れを行うこととしていました。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。系統増強には、多くの費用と時間が必要となることから、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、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(第334-1-1)。

①想定潮流の合理化

過去の実績を基にして、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。広域機関では、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の空き容量の拡大が確認されています。

②ノンファーム型接続及び系統利用ルール

再エネの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、早期に再エネの導入を進める方策の1つとして、2021年1月より、全国の空き容量のな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。加えて、再エネの主力電源化に向けて、基幹系統よりも下位のローカル系統等についても、2023年4月よりノンファーム型接続の受付を開始しました。また、配電系統への適用については、分散型エネルギーリソースを活用したNEDOプロジェクトにおいて、必要となる要素技術等の開発・検証を進めており、この結果を踏まえて、社会実装に向けた方向性を検討していく予定です。

ノンファーム型接続の電源の増加が予想される中で、従来の「先着優先ルール」を前提とした場合、新規に参入したノンファーム型接続の電源は、系統の空き容量がない時間帯において、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。そのため、ノンファーム型接続の適用に当たっては、再エネが石炭火力等より優先的に系統を利用できるように、「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た順番で制御を行います。その方法として、例えば基幹系統においては、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」を導入しています。将来的には、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（市場主導型：ゾーン制やノーダル制）への見直しを含め、既存系統の最大限活用のための方策を検討していきます。また、上位系統の容量制約への対策として、DR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。

③N-1電制

落雷等による事故時に電源を瞬時に遮断する装置（電制装置）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月から先行適用³が実施され、2022年7月に本格適用⁴を開始しました。広域機関では、「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。

(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、発電事業者等の事業判断の根拠となる出力制御の見通しを一般送配電事業者が示そうとすると、安定供給を重視して万全の条件とする、見通しよりも高い出力制御が現実には発生する事態を確実に避ける、といった観点から、見通しの算定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、その情報を利用して、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、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、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。

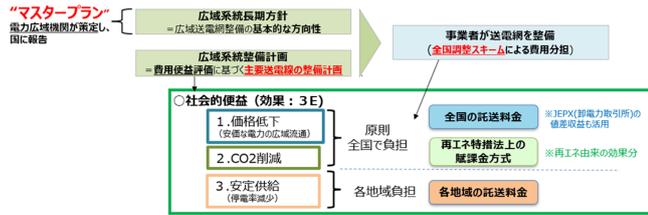
このプッシュ型の考え方にに基づき、広域機関においては、中長期的な系統形成についての基本的な方向性となる「広域系統長期方針」や、B/C分析（費用対効果分析）のシミュレーションに基づき、主要送電線の整備計画を定める「広域系統整備計画」を定めることとしています。再エネの大量導入とレジリエンス強化に向けて、全国大の送電ネットワークの将来的な絵姿を示すマスタープランを2023年3月に策定し、計画的に系統整備を進めていきます。また、特に再エネの導入を加速化する政策的な観点から、東地域（北海道～東北～東京間）、中西地域（関門連系線、中地域）については、マスタープランの策定に先行して、2022年7月から、広域機関において計画策定プロセスを開始しました。

また、プッシュ型の系統形成に当たり、特に、地域間連系線等を増強することには、広域メリットオーダーや再エネの導入による環境負荷の軽減、燃料費用の削減といった効果があり、こうした効果については、全国規模で需要家に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係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につい

³ 事故時には自らが電制されることを条件に、緊急時に確保している送電線の容量に新規電源を接続できる仕組み。

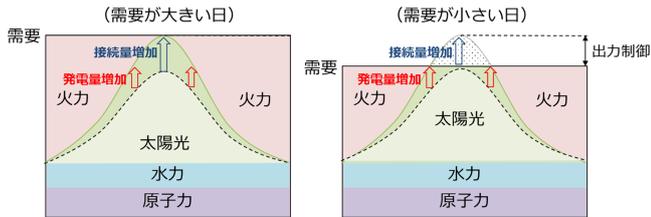
⁴ ノンファーム型接続が開始されたことに伴い、系統混雑を緩和し系統の有効利用を図る仕組み。

【第334-1-2】電力システムの増強



資料：経済産業省作成

【第334-2-1】再生エネ発電量と出力制御の関係



資料：経済産業省作成

ては、受益者負担の観点から原則全国負担とし、特に、再生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て発生する卸電力取引市場の値差収益を活用するための制度整備を行いました。加えて、系統整備に必要となる資金調達を円滑化する仕組みの整備も進めることとしています。今後、こうしたプッシュ型系統形成に向けて、関係機関とも協力しながら、さらに取組を進めていきます(第334-1-2)。

2. 調整力の確保・調整手法の高度化

(1) 出力制御

太陽光発電や風力発電といった再生エネ電源は、天候や日照条件等の自然環境によって発電量変動する特性があるため、地域内における発電量が需要を上回る場合には、電力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(第334-2-1)。

こうした場合、再生エネ特措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、揚水発電の汲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、発電量が需要を上回る場合には、再生エネの出力制御を実施することとしており、2018年10月には、九州エリアで本土初となる再生エネの出力制御が行われました。その後、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、2023年1月には沖縄エリアで、同年4月には中部・北陸エリアで、同年6月には関西エリアで、それぞれ初めて再生エネの出力制御が行われました。こうした再生エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制するとともに、電力の安定供給を維持しつつ、再生エネの最大限の導入を進める上で必要な取組です。スペインやアイルランドといった再生エネの導入が進んでいる国においても、発電量変動する再生エネは無制限に発電

しているわけではなく、適切な制御を行うことで、再生エネの導入と電力の安定供給を図っています。

一方で、再生エネの導入拡大に伴い、足元の出力制御量が増加傾向にあることを踏まえ、出力制御を抑制するための取組として、2023年12月に新たな「再生エネ出力制御対策パッケージ」をとりまとめました。このパッケージでは、需要面での対策により、出力制御時における需要家の行動変容・再生エネ利用を促しつつ、供給面での対策により、再生エネが優先的に活用される仕組みを措置することとしています。また、系統増強等により、再生エネ導入拡大・レジリエンス強化の環境を整備する等、切れ目のない対策を講じることとしています。発電した電気を有効活用するためにも、再生エネの出力制御が必要最小限のものとなるよう、制度環境の整備を進めるとともに、需要家の行動変容を促すことにより、再生エネのさらなる導入拡大を進めていきます。

(2) グリッドコードの整備

発電量変動する再生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も高度化することから、今後、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については、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、個別技術要件の具体化については、機能性・適切性・透明性を確保しつつ、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、広域機関において「グリッドコード検討会」が設置されました。この検討会では、日本における再生エネの導入拡大に伴う系統連系等に関する課題と解決策について検討を行い、再生エネの導入比率に応じて「フェーズ1」～「フェーズ4」に分けて、必要な技術要件の議論を行っています。フェーズ1(再生エネ比率：22%～24%(旧想定値)に対応)については、2023年4月に要件化を行いました。また、フェーズ2(再生エネ比率：36%～38%に対応)については、2024年3月に検討を完了し、2025年に要件化を行う予定です。フェーズ3(再生エネ比率：50%～60%を想定)、フェーズ4(継続検討)については、今後、要件候補や審議時期を整理し、具体的な要件内容の検討を進めていきます。

第5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

(1) エネルギーの使用の合理化及び非化石エネルギーへの転換等に関する法律

喫緊の課題である気候変動問題に対応していくためには、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、あらゆる主体が取組を進めることが重要です。特に、産業界においては、徹底した省エネを進めるとともに、産業界全体でカーボンニュートラルに総合的な目標を立てることで、需要サイドの事業者による非化石エネルギーの導入拡大に向けた取組を加速させていくことが重要です。

このため、「エネルギーの使用の合理化等に関する法律」を、「エネルギーの使用の合理化及び非化石エネルギーへの転換等に関する法律」へと改正し、2023年4月に施行されました。この法律では、需要側における非化石エネルギーへの転換に関する措置が新設され、エネルギーを使用して事業を行う者に対し、その使用するエネルギーに占める非化石エネルギーの割合の向上を求めています。具体的な枠組みとして、下記の内容が挙げられます。

- 非化石エネルギーへの転換の適切かつ有効な実施を図るため、非化石エネルギーへの転換の目標及び当該目標を達成するために取り組むべき措置に関し、事業者の判断の基準となるべき事項(以下「判断基準」という。)を定めて公表し、事業者に対して判断基準に沿った取組を求める
- 一定規模以上の事業者(特定事業者等)に対して、非化石エネルギーへの転換の目標に関する中長期的な計画の作成及び非化石エネルギーの使用状況の定期的報告を求める
- 必要に応じて指導・助言や、非化石エネルギーへの転換の取組状況が判断基準に照らして著しく不十分な場合には、関連する技術の水準等を勘案した上で勧告、公表を行う

なお、判断基準では、特定事業者等ごとに、非化石エネルギーの供給状況等に応じて、2030年度における非化石電気の使用割合に関する定量的な目標を設定しており、その達成に努めるものとしています。また、鉄鋼業(高炉・電炉)、化学工業(石油化学・ソーダ工業)、セメント製造業、製紙業(洋紙製造業・板紙製造業)、自動車製造業の5業種(8分野)については、非化石エネルギーへの転換の定量的な目標に関して、目安となる水準を定めています。

(2) 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(農山漁村再エネ法)

農山漁村再エネ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、再エネの導入とあわせて、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。

(3) 地域脱炭素化促進事業制度

2021年に改正された地球温暖化対策推進法において、市町村が策定する地方公共団体実行計画(区域施策編)では、地域の合意形成を図りながら、環境に適正に配慮した再エネ促進区域等を定め、地域と共生する再エネの導入を促進する地域脱炭素化促進事業制度が設けられています。2023年10月時点では、全国の計16の市町村で促進区域が設定されるとともに、環境保全と地域経済への発展等を考慮した地域脱炭素化促進事業計画の認定も始まる等、広がりを見せつつあります。

さらに、2023年4月からは、「地域脱炭素を推進するための地方公共団体実行計画制度等に関する検討会」を開催し、地域脱炭素化促進事業制度の施行状況等を踏まえ、地域共生型再エネの推進を中心に、地域脱炭素施策を加速させる地方公共団体実行計画制度等のあり方について議論を行い、同年8月にとりまとめを公表しました。このとりまとめ等も踏まえて、地域共生型再エネの導入促進に向けて、都道府県の関与強化による地域脱炭素化促進事業制度の拡充を含む「地球温暖化対策の推進に関する法律の一部を改正する法律案」を2024年3月に閣議決定し、第213回国会に提出しました。

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

【2023年度当初：31.4億円】

太陽光発電の導入可能量の拡大に向けた技術開発や、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、先進的共通基盤技術の開発、系統影響を緩和する技術の開発等を実施しました。

② 需要家主導太陽光発電導入促進事業費

【2023年度当初：105.0億円】

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実施しました。

③ 需要家主導型太陽光発電及び再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業費補助金

【2023年度補正：160.0億円】

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と、太陽光発電設備に併設する蓄電池の導入について、支援を実施しています。また、FIP制度の認定を受ける再エネ発電設備に併設する蓄電池の導入について、支援を実施しています。

④地域循環型エネルギーシステム構築のうち営農型太陽光発電のモデル的取組支援

【2023年度当初：7.0億円の内数】

地域循環型エネルギーシステムの構築に向け、営農型太陽光発電設備下においても収益性を確保可能な作目や栽培体系、地域で最も効果的な設備の設計(遮光率や強度等)、設置場所の検討等を支援しました。

(2)風力発電

①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

【2023年度当初：5.5億円の内数】

再エネ海域利用法における促進区域の指定に向け、2023年10月には、有望な区域として9区域、一定の準備段階に進んでいる区域として8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。

②洋上風力発電の導入拡大に向けた調査支援事業

【2023年度当初：2.5億円】

産業ビジョンで掲げる、2030年までに1,000万kW、2040年までに浮体式も含む3,000万kW～4,500万kWの案件形成の実現に向けて、計画的・継続的な案件形成及び事業実現を進めるため、国による系統暫定確保スキームの具体化に向けた検討や、これまでの実績を踏まえた案件形成に係る課題検証等を行ったほか、促進区域において洋上風力発電事業を行う者を選定するための公募における評価支援を行いました。

③洋上風力発電等の導入拡大に向けた研究開発事業

【2023年度当初：44.8億円】

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の技術開発等を行いました。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。

④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

【2023年度当初：3.5億円】

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となる各種の調査、当該地域における事業性・CO₂削減効果の見通し等の検討を行いました。

⑤洋上風力発電人材育成事業

【2023年度当初：6.5億円】

民間事業者等が洋上風力発電に係る人材を育成するため、事業開発(ビジネス・ファイナンス・法務関連)、エンジニア(設計・基盤技術・データ分析関連)、専門作業員(建設・メンテナンス関連)の各分野において必要となるカリキュラムの策定や、トレーニング施設等の整備に必要な費用に対して補助を行いました。

⑥洋上風力発電の導入促進に向けた採算性分析のための基礎調査事業

【2023年度当初：36.0億円】

案件形成の初期段階から政府が主導的に関与し、必要となる調査等を実施する仕組みである「セントラル方式」に基づき、洋上風力発電設備の設置に関する採算を分析するために必要となる事項の基礎調査(風況調査や海底地盤調査等)を実施しました。得られた調査データを発電事業計画の策定を行う事業者に提供することを通じて、洋上風力発電の案件形成の加速化を図ります。

(3)バイオマス発電

○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

【2023年度当初：7.4億円】

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、気候区分ごとに様々な広葉樹・早生樹の活用方法に関する実証事業や、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の実証事業を実施しました。

(4)水力発電

○水力発電の導入加速化事業

【2023年度当初：16.0億円】

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発電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。さらに、水力発電の導入加速に寄与することを目的に、国内外の技術情報等を調査し、最新の動向を公開しました。

(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

【2022年度補正：34.0億円(資源量調査のみ)、2023年度当初：102.3億円】

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、温泉事業者をはじめとする地域理解の促進といった課題があります。そこで、これらの課題を解決するために、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

第3章 地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入

対して支援を行いました。

②地熱資源探査出資等事業

【2023年度産投：5.0億円】

JOGMECにおいて、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制度を措置し、地熱資源開発を支援しています。

③海外における地熱の探査事業に対する出資事業

【2023年度当初：6.3億円】

国内での地熱開発に必要な不可欠な技術やノウハウを獲得するため、海外で行われる地熱探査事業に参画する事業者に対して、出資を行う制度を創設しました。

④地熱・地中熱等導入拡大技術開発事業

【2023年度当初：24.0億円】

地熱発電には、資源探査段階における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)に関する資源量評価についての検討を行いました。

地中熱や太陽熱等の再エネ熱については、日本の最終エネルギー消費の約半分が熱需要であることから、再エネ熱の効果的な利用によって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、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・慣性力確保

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

【2023年度当初：63.0億円】

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、直流送電システムの基盤技術、系統を安定させる装置やインバーターについての研究開発を支援しました。

②系統用蓄電池等の導入及び配電網合理化等を通じた再生可能エネルギー導入加速化事業

(再掲 第2章第3節 参照)

③再生可能エネルギー導入拡大に資する分散型エネルギーリソース導入支援事業

(再掲 第2章第3節 参照)

④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

【2023年度当初：52.0億円】

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)」の再エネ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地域脱炭素移行・再エネ推進交付金

【2023年度当初：350.0億円、2023年度補正：135.0億円】

地域脱炭素に意欲的に取り組む地方公共団体等に対して、複数年度にわたり継続的かつ包括的に支援するスキームで、少なくとも100か所の「脱炭素先行地域」の実現に向けて、地域特性等に応じた先行的な取組を支援するとともに、全国で実施すべき脱炭素の基盤となる技術の複合的な導入を目指す重点対策への支援を行いました。

②地域脱炭素実現に向けた再エネの最大限導入のための計画づくり支援事業

【2023年度当初：8.0億円、2023年度補正：18.9億円】

地方公共団体等による地域再エネ導入の目標設定、意欲的な脱炭素の取組に関する計画策定、再エネ促進区域の設定等に向けたゾーニング、公共施設等への太陽光発電設備等の再エネの導入調査、官民連携で行う地域再エネ事業の実施・運営体制の構築、事業の持続性向上のための地域人材の確保・育成に関する支援等の事業を実施しました。

③地域レジリエンス・脱炭素化を同時実現する公共施設への自立・分散型エネルギー設備等導入推進事業

【2023年度当初：20.0億円、2023年度補正：20.0億円】

地域防災計画により災害時に避難施設等として位置づけられた公共施設や、業務継続計画により災害等発生時に業務を維持すべき施設における平時の脱炭素化に加え、災害時にもエネルギー供給等の機能の発揮を可能とする再エネ設備等の導入支援等を行いました。

④地域資源活用展開支援事業

【2023年度当初：7.0億円の内数】

地域資源を活用した再エネ導入の検討開始から発電までの各段階における課題解決のため、農林漁業者や市町村からの問い合わせに対してワンストップで受付・対応する相談窓口の設置、現場のニーズに応じた専門家の派遣等や、バイオマス産業都市等におけるバイオマス利活用の促進、普及に向けた人材育成のための研修会の開催、情報発信ツールの整備、国産バイオマスのフル活用に向けた賦存量・用途の調査等を支援しました。

⑤戦略的創造研究推進事業 先端的カーボンニュートラル技術開発(ALCA-Next)

【2023年度当初：10.0億円】

2050年カーボンニュートラル実現等への貢献を目指し、従来の延長線上にない、非連続なイノベーションをもたらす革新的技術を創出するため、重要となる技術領域を複数設定した上で、幅広いチャレンジングな提案を募り、大学等におけ

る基礎研究の推進により、様々な技術シーズを育成する探索型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）

【2023年度当初：12.5億円】

2050年の社会実装を目指し、温室効果ガスの大幅削減に資する革新的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研究開発事業

【2023年度当初：17.8億円】

太陽光、風力、水力、地熱、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

【2023年度当初：773.0億円の内数】

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、AI制御による運転操作技術の実証を実施しました。

⑨地域共創・セクター横断型カーボンニュートラル技術開発・実証事業

【2023年度当初：49.8億円の内数】

既存建築物のZEB化の普及拡大のため、高意匠・高性能な建材一体型太陽光発電システムの開発を実施しました。また、出力変動の大きい再エネ由来電力を電源として活用するため、資源として豊富に存在し、安全で安定的に保存可能な亜鉛をエネルギー貯蔵媒体として用いるフロー型亜鉛空気電池技術の開発を実施しました。さらに、園芸施設における気密性と環境制御の精度を向上させた「セミクローズド・パイプハウス」に、電気ヒートポンプ冷暖房及び植物生体情報計測技術を連携させた環境制御システムを開発し、CO₂の削減と生産性向上を同時に達成するために必要な技術開発・実証等を実施しました。

⑩民間企業等による再エネ主力化・レジリエンス強化促進事業

【2022年度補正：90.0億円の内数、2023年度当初：42.6億円の内数】

屋根や駐車場を活用した自家消費型の太陽光発電や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。

⑪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

（再掲 第2章第1節 参照）

⑫環境を考慮した学校施設（エコスクール）の整備推進

【2023年度当初：687.2億円の内数、2023年度補正：1,558.1億円の内数】

気候変動問題への対応が喫緊の課題となっている中、文部科学省、農林水産省、国土交通省、環境省が連携協力して、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、文部科学省では、公立学校施設のZEB化に係る断熱性確保等の省エネ化や再エネ設備等の導入費用の一部を補助しました。

⑬脱炭素社会の構築に向けたESGリース促進事業

【2023年度当初：13.3億円】

中小企業等が、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。

⑭新エネルギー等の導入促進のための広報等事業委託費

【2023年度当初：6.5億円】

再エネの普及の意義やFIT・FIP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、発電事業者をはじめとする幅広い層に対して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て、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・FIP制度等の再エネ関連制度に係る周知等の情報提供等も行いました。

⑮脱炭素イノベーションによる地域循環共生圏構築事業

【2023年度当初：34.0億円の内数】

地域の再エネ、蓄電池及び各地域に敷設した自営線によって、地産エネルギーを直接供給する等により、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、支援を行いました。

⑯分散型エネルギーインフラプロジェクト

【2023年度当初：5.8億円の内数】

地方公共団体を核として、需要家や地域エネルギー会社、金融機関等、地域の総力を挙げて、バイオマスや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、マスタープランの策定から事業化までアドバイス等を実施しました。

⑰再エネ調達市場価格変動保険加入支援事業費補助金

【2023年度当初：3.0億円】

地域における再エネ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エネ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、自家消費型補助金の交付を受けて取得したもの)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。2024年度税制改正において、太陽光発電設備に係る適用の対象をペロブスカイト太陽電池を使用した一定の設備又は地球温暖化対策推進法に規定する「認定地域脱炭素化促進事業計画」に従って取得した一定の設備とする見直し等を行った上で、本措置の適用期限を2026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、エタノール、脂肪酸メチルエステル(ディーゼル燃料)の製造設備に係る課税標準を価格の3分の2、木質固形燃料製造設備に係る課税標準を価格の4分の3に軽減する措置を講じました(2026年3月31日までの間)。

(3)バイオ由来燃料税制の整備及び施行【税制】

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おり、2023年度税制改正において、本措置の適用期限を2028年3月31日まで、5年間延長しています。

4. 財政投融资

(1)環境・エネルギー対策資金(非化石エネルギー関連設備)

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。

(2)株式会社脱炭素化支援機構による資金供給

(再掲 第2章第1節 参照)

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、再エネに係る規制・制度の見直しも本格的に検討が開始されています。2023年度の進捗として、例えば、再エネの主力電源化に向けては、系統制約の解消が必要であることから、基幹系統

における再給電方式(一定の順序)を開始しました。再給電方式(一定の順序)は、混雑系統に接続される調整電源だけでなく、調整電源以外の電源も対象として、発電コストの安い順(メリットオーダー)に基づき、出力制御するものです。

また、再エネ価値取引市場等から調達するトラッキング付非化石証書について、2023年8月に開催されたオークションから、需要家等が運転開始から15年以内の設備を選択してトラッキング情報を割り当てることができる制度に変更しました。

(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

再エネの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。

陸上風力発電所については、「規制改革実施計画」において、立地地域の環境特性を踏まえた効果的・効率的なアセスメントのあり方について、「迅速に検討・結論を得る」とされたことを受け、2023年3月にとりまとめた枠組みについて、有識者等へのヒアリングを行う等、制度の実現に向けた検討を行いました。2024年度も、適正な環境配慮を確保しつつ、地域共生型の事業を推進する観点から、環境影響の程度に応じて環境影響評価手続を振り分けること等を可能とする新制度の検討を進めていきます。

また、質の高い環境影響評価を効率的に進めるために、環境省において、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)”」について、情報の拡充や更新を行いました。

(3)バイオマス活用推進基本計画

「バイオマス活用推進基本法(平成21年法律第52号)」に基づき、2022年9月に閣議決定された「バイオマス活用推進基本計画」では、農山漁村だけでなく、都市部も含めた地域主体のバイオマスの総合的な利用を推進し、製品・エネルギー産業の市場のうち、一定のシェアを国産バイオマス産業で獲得することを目指すこととしており、「バイオマス年間産出量の約80%を利用」、「全都道府県でバイオマス活用推進計画を策定・全市町村がバイオマス関連計画を活用」、「製品・エネルギー産業のうち国産バイオマス関連産業での市場シェアを2倍(1%→2%)に伸長」を2030年度目標として設定しています。

この目標達成に向け、「バイオマスの活用に必要な基盤の整備」、「バイオマス又はバイオマス製品等を供給する事業の創出等」、「バイオマス製品等の利用の促進」等を推進していきます。

(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)が共同でとりまとめた「バイオマス事業化戦略」においては、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

進することとされており、2023年度までに103市町村をバイオマス産業都市として選定しました。

(5) FIT・FIP制度におけるバイオマス燃料の持続可能性

バイオマス発電の安定的な運営には、燃料を長期にわたって安定的に調達することが重要であるため、FIT・FIP制度におけるバイオマス燃料の持続可能性について、第三者認証等による確認を2017年度から順次進め、これまで持続可能性の確認項目の整理を行ってきたところです。

さらに、2023年度からは、ライフサイクルを通じた温室効果ガス排出量の基準の整理を行い、制度の運用を開始しました。

(6) みどりの食料システム戦略の推進

食料・農林水産業の生産力向上と持続性の両立をイノベーションで実現させるため、農林水産省において策定した「みどりの食料システム戦略」に基づき、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、「環境と調和のとれた食料システムの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（令和4年法律第37号）」に基づき、農林漁業における再エネの活用等に取り組む生産者の認定や、地域ぐるみで再エネを活用した温室効果ガスの排出量削減等の環境負荷低減に取り組む特定区域の設定が進められています。

(7) 地域の魅力と質を向上させる地方創生に資する地域脱炭素の推進

（再掲 第2章第1節 参照）