

太陽エネルギーの
普及促進に関する提言

令和3年3月

一般財団法人新エネルギー財団
新エネルギー産業会議

はじめに

電気事業法やFIT法の改正となる「エネルギー供給強靱化法」は、2020年6月に成立し、2022年4月の施行に向けた詳細制度設計の審議が進んでいる。

2020年7月には梶山経産大臣から、非効率石炭火力のフェードアウトや基幹送電線の利用ルールの見直し、再エネ型社会の創生、洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会など、これまでの再エネ政策が大きく見直され、今後の再エネ主力電源化に向けた方向性が示された。

菅首相は、国会の所信表明（2020年10月26日）で、我が国の温暖化ガスの排出量を2050年までには実質ゼロにする「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことを宣言した。これまでの80%削減目標をさらに進めた目標の達成のため、従来の発想を転換し、温暖化対策を積極的におこなうことで、産業構造や経済社会の変革をもたらし、大きな経済成長につなげることを目指している。具体的な経済対策として、「グリーン投資の基金」を創設し、カーボンニュートラル技術革新に対して2兆円規模・10年にわたる支援も打ち出した。新型コロナウイルス感染症の広がり、これまでにない経済・産業活動の停滞をもたらしているが、ポストコロナの最大の課題は「脱炭素社会の実現」であり、社会へのエネルギー供給のみならず再エネ型社会への変革といえる。

COP26の開催（英国・グラスゴー）は、新型コロナウイルス感染症の影響から、2021年11月開催と1年延期されたが、世界のエネルギー環境・気候変動への取組みはますます加速している。先行する欧州の動きに対し、中国も2060年までに温室効果ガスゼロの目標を2020年9月に発表している。また、米国のバイデン大統領は、パリ協定へ復帰を公約とし、今後4年間の間に2兆ドル（約207兆円）規模の環境インフラ投資を掲げている。

このような背景の中、来年度にはエネルギー基本計画の見直しが予定されており、2030年度の見直し策定にあたっては、2050年の脱炭素社会の実現目標からのバックキャストした、従来の手法から踏み出した野心的なアプローチが必要である。

とくに、将来の脱炭素社会の実現を前提とした2030年度エネルギーの電源構成については、非効率石炭火力のフェードアウトを補うべく、再エネ電源構成比

率を大きく引き上げていくことを要望する。太陽光発電の導入については、すでに58GW（認定量を含め79GW）となり、現行の2030年の目標設定である64GW（約77%）を明らかに超えることから、各電源ごとのコスト競争力と将来性を踏まえた野心的な上方目標設定を要望する。

再生可能エネルギーは、分散電源としての様々な特色があるが、なかでも太陽光発電や風力発電のような自然変動型電源の拡大によって、現在の電力インフラが変動電源を積極的に受入れていくことが不可欠であり、将来の電力システム構造変革を促す必要がある。

国内の電力系統の設備形成と運用については、将来の脱炭素社会・カーボンニュートラルを視野に、変動型再エネの大量導入時代を前提とした長期マスタープランの策定とエネルギー政策への反映が必要である。

本年度の提言では、太陽光発電が再生可能エネルギーを支え・リードしていくチャレンジを実現し、将来の社会エネルギーインフラとして育成していく必要があると位置付けた。

太陽エネルギーの普及促進に関する提言

太陽エネルギー委員会

目 次

1. 提言の概要	P 1
2. 提言の趣旨説明	
提言 1 : 太陽光発電の主力電源化と FIP 制度	P 2
提言 2 : 電力システム改革と太陽光発電	P 4
提言 3 : 住宅用太陽光発電	P 6
3. まとめ	P 9
4. 参考資料	P 11
新エネルギー産業会議 審議委員名簿	P 47
新エネルギー産業会議 太陽エネルギー委員会名簿	P 50

1. 提言の概要

提言1 太陽光発電の主力電源化とFIP制度

- 1) 太陽光発電が今後の主力電源になるための挑戦として、FITからFIPへの移行を促し、激変緩和措置を講じながら今後10年程度で電力市場へ統合を進めるべきである。
- 2) コスト競争力の向上への挑戦のため、運転年数の長期化等についての再エネ事業者の創意工夫とともに、明確な導入目標の設定等の政策面からの支援が必要である。
- 3) 地域分散電源として、中期的にはFITやFIPに頼らない自家消費型導入を拡大するため、PPAモデル等の普及に向けた支援制度や環境整備が必要である。
- 4) 太陽光発電の開発を進めるためには、地域との共生が不可欠であり、農地の活用等についてはさらなる制度の検討が必要である。

提言2 電力システム改革と太陽光発電

- 1) 再生可能エネルギーの電力市場への統合を進めるためには、インフラ整備とアグリゲーターの育成が必要である。
- 2) 太陽光発電の普及拡大のためには、配電系統におけるノンファーム型接続が不可欠である。
- 3) 需要側での需給調整機能をも活用した電力ビジネスの制度設計・運用を期待する。
- 4) 送配電ネットワーク費用については、新しい系統アクセスと運用ルールに整合した制度設計を開始すべきである。
- 5) 系統運用情報公開のリアルタイム化が必要である。

提言3 住宅用太陽光発電

- 1) 住宅用太陽光発電を受給一体型モデルへ市場転換していく挑戦のため、エコキュート等の家電機器や蓄電システム等の普及施策の整備が必要である。
- 2) 卒FIT事業者をプロシューマーに育成する挑戦のため、自家消費を増やすための追加費用についての支援が必要である。
- 3) 第三者保有モデルの普及拡大への挑戦のための支援が必要である。

2. 提言の趣旨説明

提言 1. 太陽光発電の主力電源化と FIP 制度

1) 電力市場への統合への挑戦

太陽光発電が将来の主力電源となるためには、競争電源としての電源価値を發揮できることが必要である。FIP 制度はこれまでの FIT 制度から、再生可能エネルギーが電力制度のなかで電力市場との統合によって、将来の自立を促す仕組みであり、導入に当たっては、今後 10 年程度での統合に向けた課題の迅速かつ着実な解決を目指すべきである。

FIP 制度設計については、価格変動等のリスクが大きいと事業者の資金調達コストが上昇する可能性もある。既存の FIT 事業者が FIP 事業の移行を促すような制度設計が必要である。FIT から FIP への移行に際しては、調整力関連技術の向上とインバランス低減ノウハウの蓄積が図れるまでの期間は激変緩和措置を設定し、段階的な移行を行うことを要請する。これにより事業者への一方的なリスクの増加は回避することが可能となる。

また、市場統合に向けた再エネ事業者の拡大にはアグリゲーターの育成が不可欠である。新規 FIP 制度による市場統合に加え、従来 FIT 事業者が FIP 制度へ移行するためのインセンティブを設定することによって、市場統合化が円滑に進むと考える。

2) コスト競争力の向上への挑戦

太陽光発電の発電コストは、FIT 当初導入時に比較して 6 割以上の低減が図られてきた。一方で、今後、主力電源としてのさらなる普及拡大には、賦課金としての国民負担の抑制と再エネ投資へのインセンティブ確保の両立が不可欠である。将来の自立した電源として、賦課金を上回る便益を国民へ還元し、できるだけ早い段階で FIT や FIP 制度からも自立していく挑戦が求められる。そのためには、産業界や再エネ事業者が一体となって、さらなるコスト低減に向けた挑戦として、運転年数の長期化、設備利用率の向上、機器コストの低減、工事費の低減、運転維持費など、再エネ事業者の創意工夫が必要である。

また、コスト低減のボトルネックとなっている土地造成や系統対策については、まずは追加費用負担の少ない遊休地、産業構造変換などによって生じる未利用地の活用、住宅や工場等の屋根、荒廃農地・耕作放棄等の活用を優先すべき

である。

また、今後の法的な規制緩和や手続きの簡素化などによっても従来のコスト構造を大きく低減化出来る期待もある。コスト低減には一定の市場規模が確保される必要があり、冒頭に示した「2030年の明確な導入目標」と、政策面で「リスクとリターンの関係性」を生かした国からの導入誘導と産業政策としての制度支援を要請する。

3) 新たな価値の創出、地域分散電源としての挑戦

FIP 制度設計の再生可能エネルギーの導入形態として、競争電源は FIP の適用、地域活用電源については住宅用太陽光発電や地域に密着した自家消費（レジリエンス対応）を前提とした太陽光発電として FIT を活用する方向が示されている。地域分散電源として需要に最も近い自家消費と余剰部分の FIT によって、需給一体となったさらなる普及が期待される。

一方で、中期的にはコスト低減とともに、FIT や FIP に頼らない普及の形態として自家消費型導入の拡大も行い、その具現化には第 3 者保有モデルや PPA などによる拡大へ向けた取り組みにも挑戦していくべきである。また、PPA モデル普及に向けた支援制度や環境整備が必要である。

海外では、RE100 事業者は、自らの再生可能電源を確保すべく、太陽光発電の PPA 事業に直接投資する事例も拡大している。

4) 地域との共生ならびに市場拡大

令和 2 年度より大規模太陽光発電が環境アセスの対象となり、また、地方自治体による条例アセスも拡大し、太陽光発電の開発には、より地域との合意の醸成が必要となる。自治体等においてはゾーニングなどによって、設置可能地区の明確化を行うことや事業者も地域住民の参加型や地域貢献に配慮した事業計画を推進することが好ましい。

一方で、荒廃農地等などは現行の農地法のなかでも農山漁村再エネ法によって、市町村とともに太陽光発電の導入計画を作成・導入することは可能であり、事業者が自治体との協議会等と協力した事前調査や実施計画を立案することで普及拡大が推進できる。ただ、農地法などの枠組みの中では実現スピードが遅いため、荒廃農地の迅速な非農地化や営農型太陽光発電の転用許可の不要化などの検討を急ぎ、農地の持つポテンシャルを生かしていくことが不可欠である。

太陽光発電の潜在的な導入ポテンシャルは、荒廃農地のほか、水上、地上、設備屋根などの利用可能性が高く、主力電源化に向けた導入に当たっては、まずまず地域との共生を図っていくことが必要になる。

提言 2. 電力システム改革と太陽光発電

1) 再エネ市場統合化についてのインフラ整備

再エネ事業者にとって、電力市場統合を目指し、競争電源として FIP 制度に移行するためには、自ら電力市場取引に参入するか、アグリゲーターの活用などにより、インバランス低減に不可欠な発電量予測技術、卸取引市場の活用等を含む需給調整力の獲得が必要である。

特に、アグリゲーターが機能を発揮するためには、再エネ市場統合化に公平で開かれ、活発に取引される電力市場・非化石価値市場等の整備を要望する。再エネ事業者がインバランス回避に活用しやすい時間前市場の整備が行われるべく、インフラ整備とアグリゲーターの育成が必要である。

2) 太陽光発電普及拡大のための配電システムのノンファームの挑戦

現在、進められている系統運用のノンファーム型接続については、上位幹線、地域内送電系統での接続運用試行によって拡大していく方向が示されている。今後、大量導入に向けた太陽光発電の普及拡大の方向は、配電系統での電源拡大が加速すると想定されていることから、配電系統においてもノンファーム型の接続が不可欠となる。

系統整備には、長期的な視点での検討が必要となるが、配電系統では需要・都市集中型や地域分散型によって、整備内容と導入効果が大きく異なる。将来的には、至近の課題となる住宅用や低圧用電源に加えて、2MW 未満の太陽光発電の拡大に対する系統対応が必要であることから、地域特性に応じた、送配電事業者による効率点な配電系統のノンファーム接続の挑戦を要請する。

また、太陽光発電でのグリッドコードの検討も着手されたが、今後の配電系統のスマート化やノンファーム接続も見据えた要件も取り込んでいくことを要望する。

3) 変動型再エネの拡大のための調整力拡大（蓄電池や DR・VPP などによる需要側での検討）の挑戦

需要側での電源調整機能を生かすことで、変動型再エネの需給調整に大きく貢献する。具体的には、エコキュートの昼運転や蓄電池の活用等と、電力料金のダイナミックプライシングの組み合わせによって、太陽光発電の余剰電力の活用を進める可能性が出てくる。

需要側での蓄電池の利用については、後述される災害時のレジリエンス強化にもつながる。DR・VPP や EV の蓄電力を活用することで調整力を拡大でき、アグリゲーターとの連携や協業関係の推進によって変動型再エネの拡大に貢献す

る電力ビジネスの制度設計を要請する。

また、非化石価値・環境価値等の最大活用とノウハウの獲得によって、再エネ電源の価値を活用できることから、再エネ事業者・アグリゲーターが多様な創意工夫を發揮できる電力ビジネスの制度運用を期待する。

4) 送配電ネットワーク費用の抜本見直し

これまでの発電側課金ならびに小売側託送料金は、大規模集中電源を主体とした上流から下流への一方向の電力供給を前提に設計されてきた。これからは脱炭素化に向け、分散電源とデマンドレスポンスが活躍する双方向の電力ネットワークに急速に変貌していくと想定される。従来、系統への接続と運用に関しては、平時においては地内系統に混雑が発生しない前提、かつ、先着優先ルールに基づいており、発電側課金に関しても、その前提で制度設計がなされた。

しかしながら、その前提を大きく変える方針が示され、混雑処理を前提としたノンファーム接続の全国展開を始め、先着優先からメリットオーダーへの転換、将来的にはゾーン制やノードル制への移行が検討されている。これら新しい系統アクセスと運用ルールに整合した制度設計を開始すべき時期に来ているのではないか。

とくに、配電ネットワークにおける電源への課金に関しては、系統増強費用が原則、特定負担となっているが、配電系統内で消費される場合の送電ロス削減等への貢献を評価し、大幅な近接電源への割引の適用等についても検討が必要ではないか。

5) 系統運用情報公開のリアルタイム化

太陽光発電や風力発電などの変動電源の大量導入においては、時々刻々と変化する系統運用情報公開のリアルタイム化が不可欠である。特に、系統運用情報等が（系統空き容量の把握方法含む）リアルタイム化に移行することで、予測誤差や調整誤差を最小化することが可能となり、系統設備投資の最適化にも貢献する。将来的にはダイナミックラインレーティングの導入なども、送電線の有効活用につながる。系統運用情報公開のリアルタイムデータの利用によって、発電事業者、送配電事業者、小売事業者、需要家の変動電源に対する調整力対応が進む。

提言 3. 住宅用太陽光発電

住宅用太陽光発電に関しては、調達価格等算定委員会において 2021、22 年度の調達価格が家庭用電気料金以下の 19 円、17 円/kWh となる方向が確定しており、売電に依存しない自家消費型への転換が求められる。

また、2020 年 11 月の総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会では、住宅用太陽光発電の課題として「初期投資費用の負担軽減」があげられており、様々な第 3 者保有モデルの形態があるが、本稿では今後拡大が期待されている PPA モデルを中心にとりあげる。

このような状況下で、「需給一体型モデルへの市場転換への挑戦」「卒 FIT 事業者をプロシューマーに育成する挑戦」「第 3 者保有モデルによる PPA 普及拡大への挑戦」の 3 点について提言を行う。

1) 需給一体型モデルへの市場転換への挑戦

住宅用太陽光発電において、PV の発電電力を自家消費電力として活用するためには、昼間に稼働する家電機器を増加させる蓄電システムを利用して太陽光発電時間帯以外での活用等が想定されている。これらの対応を促進し、需給一体型へ転換を目指す必要がある。

<昼間の太陽光発電時間帯の家電機器運転を促進する為に>

住宅用太陽光発電の余剰電力を活用する機器の代表格にエコキュートがあり、太陽光発電の余剰電力を活用できるように、AI を使った天候予測、制御ができる機器が実売されている。今後、住宅用太陽光発電の FIT 単価が（賦課金、税を含む）深夜電力単価を下回ることが想定され、エコキュートの昼間運転が現実化していくと考えられる。このような需給一体型に寄与できる機器の普及が促進されるような施策を期待する。

<蓄電システムの普及に関して>

蓄電システムにおいても、上記エコキュートと同様に FIT 単価と深夜電力単価の逆転により、PV 余剰電力を蓄電池に充電し、夜間活用するモデルが拡大していくと想定される。家庭用蓄電池は、価格の低減が図られているものの、まだ目標価格には達していない状況であるが、太陽光発電システムと蓄電池を一体化することによる AC-DC 変換ロスの削減、トータル機器コストの低減が期待できるようなシステムに対しての支援などを行うことで、PV、蓄電池の双方の普及拡大に期待する。

<災害時のレジリエンス強化につながる機器の普及に関して>

2018、19 年は台風、地震等による大規模停電が全国で発生したが、太陽光発電と蓄電システムを併用した住宅では、長期停電の際にも、昼夜を通して電力が

利用できた事例も数多く紹介され、レジリエンスの効果が市場で評価されている。過去、蓄電システムに関する助成制度に関しては、太陽光発電との併用によるレジリエンス効果が十分に評価されておらず、蓄電機器の普及・拡大が主目的であったと認識している。

太陽光発電から蓄電システムへの充電に関しては、発電量の日々の変動に関して、天候予測のような高度マネージメントが要求される。このような先進性を有するような技術・機器に対する支援策を期待する。

2) 卒 FIT 事業者をプロシューマーに育成する挑戦

今後、継続的に 1～2 万件/月の単位で出現する卒 FIT 事業者に対して、「太陽光発電を所有し、発電を継続するプロシューマー」の育成が必要である。

設置後 11 年目以降に売電単価が大幅に減少する中で、自家消費電力量の拡大、余剰の有効活用でユーザーメリットの確保が課題となる。

＜既築邸での自家消費電力量を増加させる設備機器の導入に対して＞

卒 FIT 事業者で、自家消費電力量を増加させる目的で蓄電池等の導入が進んでいる。蓄電池の導入に際し、既存住宅では配線の切り回し、停電時対応の分電盤回路分け等、機器導入以外のコスト増が必要である。導入の助成等の政策では、蓄電池の目標コストが設定されているが、既築邸での追加費用に関して配慮されることを期待する。

＜PV 設備の継続運転への配慮＞

PV 搭載住宅の設置者は高齢化してくる為、約 30 年間の継続的な運転を維持していく為には、PV の持つ環境快適価値をいかに次の世代へ引き継ぐかを考慮する必要がある。PV 所有権の移転、空屋状態での売電の継続（安全性の確保が前提）等、長期運転を可能にする市場条件の整備が必要である。

3) 第 3 者保有モデルによる普及拡大への挑戦

第 3 者保有モデルはその名の通り、使用者と保有者が異なるビジネスモデルであり、使用者の初期投資費用の負担を軽減するビジネスモデルである。かかるビジネスモデルの普及には事業者としての保有者へのリスク低減の施策を同時に考える必要がある。

＜需要家へのビジネスモデル等の認知活動＞

第 3 者保有モデルは使用者にとって初期費用が不要で、電気代が削減でき、契約終了時には無償で PV システムが使用者に移管されることが多く、大きなベネフィットが期待されるビジネスモデルではあるが、一方で、需要家には十分認知されていない。

普及促進において、例えば資源エネルギー庁の HP による紹介や、事例を掲載

することで、需要家への安心感に繋げることで普及拡大が期待できる。

<ZEH ビルダーへの補助>

第3者保有モデルは需要家の初期投資を不要とすることから、新築時の契約により ZEH との親和性には期待される。第3者保有モデルによる ZEH 普及には、ビルダーへなんらかのインセンティブを検討してはどうか。

<PPA 契約期間中の電力需要の変化への対応>

PPA 事業者の収入は FIT によるところがあり、契約期間中に蓄電池の設置を制限する可能性がある。これは需給一体型モデルの推進とは逆行することから、自家消費率を高めることで、PPA 事業者にインセンティブとなるような制度設計はできないか。

<システムのコストダウン>

第3者保有モデルにおける PPA 契約では、自家消費量に応じた電力料金プランが設定される。通常の PV システムの販売と異なり、自家消費量を計量メーターで計測する必要があり、コスト高となることから、別途議論されているような簡易の計量メーターでの対応ができないか。

<VPP や P2P モデルの実現>

第3者保有モデルにおける PPA 契約では、PPA 事業者が資産を保有することから需要家との契約次第ではあるが、システムをより高度に制御・運用することが可能となる。蓄電池から系統への逆潮流が可能となれば、実証が進められている VPP や P2P の早期事業化に資するのではないか。

3. まとめ

2020年度の新型コロナウイルス感染症の影響は、いまだかつてない地球規模での広がりとなり、経験したことのないほどの社会経済活動に打撃を与えている。これらの社会経済活動の停滞は温室効果ガスの排出量を一時的に減少させる動きとはなったが、地球温暖化については依然として予断を許さない状況にある。

欧州・米国をはじめとし、2050年に向け、世界各国が脱炭素に向けて、舵を切るなか、我が国においても菅総理は「2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする」方針を示し、脱炭素社会の実現に向けた取組みが急速に動き出した。

欧州ではグリーンリカバリー、米国ではバイデン政権による脱炭素投資など、コロナ禍の影響からの経済再生として「経済刺激策で脱炭素社会へ向けたインフラ投資」や「産業活動や構造を脱炭素へむけた事業転換」を促す方向に向かって進んでいる。

日本政府も成長戦略会議では、2050年に向けた日本のグリーン成長戦略を示した。

2021年度にはエネルギー基本計画の見直しが予定されており、2022年4月からはFIP制度の導入が予定されている。

このような変革点において、本年度の提言は以下の3点にまとめた。

提言1では 太陽光発電の主力電源化とFIP制度として

太陽光発電が今後の主力電源になるための挑戦として、電力市場への統合化、コスト競争力の向上への挑戦、新たな価値の創出・地域分散電源としての挑戦、地域との共生ならびに市場拡大などを取り上げた。

提言2では 電力システム改革と太陽光発電として

電力システム改革、制度改革を推進するなか、太陽光発電に関する再エネ市場統合化に向けたインフラ整備とアグリゲーター育成、配電システムのノンファーム接続、変動型再エネに調整力の拡大、送配電ネットワーク費用の抜本見直し、系統運用情報公開のリアルタイム化などを取り上げた。

提言3では 住宅用太陽光発電として

需給一体型モデルへの市場転換への挑戦、卒FIT事業者をプロシューマーに

育成する挑戦、第3者保有モデルによる普及拡大の挑戦などをとりまとめた。

本提言が、今後の太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーによる脱炭素社会の主力電源化として、関係各位の活用にお役立ていただければ幸いである。

4. 参考資料

目 次

1. 2050 年カーボンニュートラル・世界と日本	P 12
2. 太陽光発電の導入状況	P 16
3. 日本の 2050 年カーボンニュートラル・脱炭素社会の実現に向けて	P 19
4. FIT 法の詳細設計	P 24
5. 調達価格等算定委員会の審議	P 36
6. 系統制約の課題解決に向けて	P 42

1. 2050年カーボンニュートラル・世界と日本

1) 再生可能エネルギー環境・2050年カーボンニュートラル・世界と日本

2020年からの世界的な新型コロナウイルス感染症の拡大は、パンデミックとしてこれまで経験したことない地球規模で従来の社会経済活動を大きく停滞させる動きとなっている。

温暖化対策の面では、パリ協定 COP21 以降、欧州（EU 連合）のドイツ、フランス、イタリア、スペイン、英国は、2050年までにカーボンニュートラルを実現することを表明し、EU 欧州委員会の 2050年の脱炭素を目指すシナリオでは、エネルギー消費量のうち、50%以上を再生可能エネルギーが必要とし、電力分野での脱炭素を目指すシナリオでは 81~85%を再生可能エネルギーで賄うべく、風力と太陽光発電の役割が高まるとしている。

この欧州のカーボンニュートラルを達成する戦略としての「欧州グリーンニューディール」計画によれば、脱炭素を政策面で、投資・金融などで支え、今後 10 年に 1 兆ユーロを持続可能な投資に振向けるとし、パンデミックで疲弊した社会を脱炭素化に変革する動きといえる。中国も 2020 年 9 月の国連総会で、CO2 排出量を 2030 年までに減少させ、2060 年までにカーボンニュートラルを実現することを表明した。米国をみればバイデン大統領は、パリ協定の復帰と 2050 年までの温室効果ガス排出量実質ゼロ達成、コロナ禍で落ち込んだ経済の持続的な回復とを両立させる政策を進めようとしている。

日本では、菅総理が 10 月 26 日の所信表明演説で「2050 年カーボンニュートラル」を宣言し、成長戦略の柱に経済と環境の高循環を掲げ、グリーン社会の実現に最大限注力し、「もはや温暖化対応は経済成長の制約ではない、積極的に温暖化対策を行うことが、脱炭素社会に実現に向けた成長戦略である。」とした。政府から、脱炭素化に向けた国の方針が次々と打ち出され、中でも 12 月 25 日には政府の 2050 年のカーボンニュートラルを踏まえたグリーン成長戦略の工程表と目標が示された。この中では再生可能エネルギーの電源構成の目安を 50~60%としている。

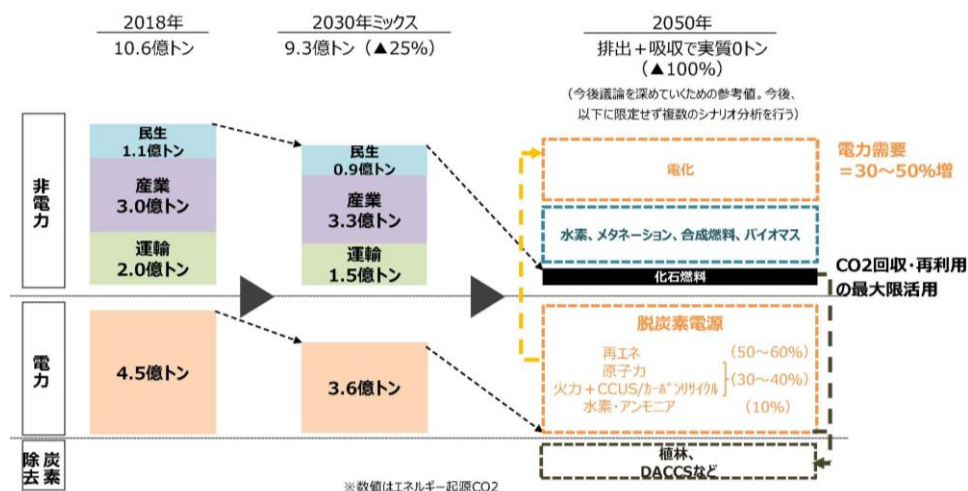


図 1.1.1 「2050年カーボンニュートラルの実現」の目安

グリーン成長戦略では、脱炭素の 14 の重点分野を定め工程表・目標などを設定し、脱炭素社会に向けた社会への変革を実行する方針を打ち出している。

2) ESG 投資などの環境金融面や RE100 企業の動き

2020 年に入り、SDGs の取組みを支える動きは、世界的に金融面での ESG を配慮する企業投資とも連動しこれまでになく拡大している。ESG 投資とは、環境・社会・企業統治に配慮している企業を重視・選別して行なう投資で、ESG 評価の高い企業は事業の社会的意義、成長の持続性など優れた企業特性と評価される。

特に、気候変動を事業の経営リスクとしてとらえることや、新しい脱炭素社会への先行投資としての企業経営への動きにつながっている。世界的にも企業の情報開示について、CO2 削減目標を設定し、目標達成をめざす SBT や使用するエネルギー環境情報を開示する CDP などに加え、金融面では気候関連財務情報開示タスクフォース (TCFD) が推奨する気候関連の情報開示も含まれ、世界最大の公的年金である日本の GPIF も積極的に環境投資基準に取入れている。発電設備への投資においては、環境負荷の高い石炭火力発電から撤退するダイベストメントの世界的な動きとも連動している。

図 1.2.1 に、環境省が TCFD, CDP, RE100 の日本の参加企業を取りまとめた内容 (2021 年 2 月現在) を示した。

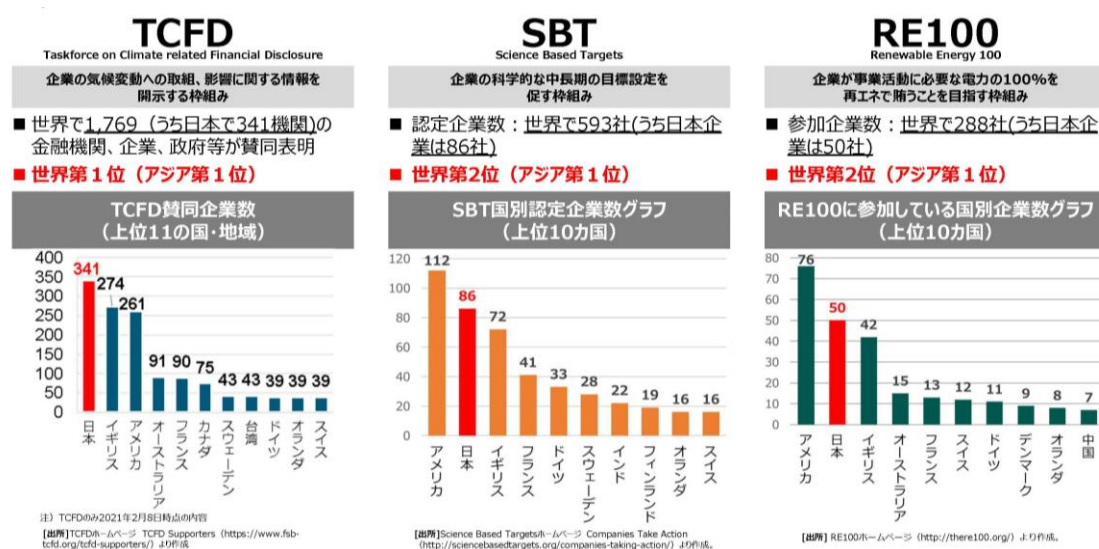


図 1.2.1 TCFD, CDP, RE100 の日本企業の参加 (環境省)

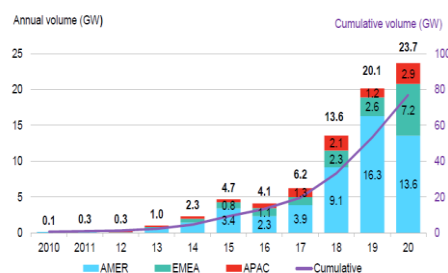
企業の動きとしては、RE100 への参加企業の拡大もめざましい。RE100 とは、使用する電力の 100%を再生可能エネルギーで発電した電力にする企業が加盟している国際的な企業連盟で、世界の影響力のある大企業が参加している The Climate Group と CDP によって運営される国際ビジネスイニシアティブである。2021 年 2 月現在、日本からは 50 社、世界では 288 社が参加している。世界で国際的な事業活動を行っている先端企業が、率先して再生可

能エネルギーを活用する姿は、気候変動対策や持続可能な社会へむけた企業の姿勢を明確にする世界の大きなうねりとなっている。図 1. 2. 2 には日本の RE100 参加 50 企業を示した。

■ 日本はRE100に50企業が参加 (2021年2月現在)



BNEFによれば世界のPPAによる再エネ 調達90GWを超え(対前年+24GW)多 くのRE100企業が参加



Source: BloombergNEF. Note: Onsite PPAs excluded. APAC volume is an estimate. Pre-reform PPAs in Mexico and sleeved PPAs in Australia are excluded.

世界のRE参加は 288 社・団体が参加
(2021年2月上旬)



図 1. 2. 2 日本の RE100 参加企業(2021. 2)

図 1. 2. 3 世界 RE100 企業再エネ PPA(2021. 2)

又、企業からの再生可能エネルギー電気への供給要請も年々増加し、世界の RE100 企業が、2020 年末に再エネの PPA 購入契約が 23. 7GW に達したと (BNEF) 報告されている。(図 1. 2. 3)

3) EV シフト

運輸部門の脱炭素化については、太陽光発電と EV との関係で電源調整、運輸部門の再エネ化を行う補完関係にある。今後は分散型の再エネ電源太陽光からの再エネを EV で活用することで、ガソリン車など化石燃料が再生可能エネルギーに置き替わるエネルギーセクターカップリングが進むことや EV の普及拡大は蓄電機能が変動型再生可能エネを調整する役割をもつことにもなる。欧州を中心とした 2030 年か 2040 年にかけてのガソリン車、ディーゼル車の販売を中止する動きは、世界的な EV (電気自動車) 化の動きを加速化している。英国では 2030 年、フランスでは 2040 年までに内燃機関エンジン搭載車の販売を廃止し、電気自動車の拡大を計画している。スペインではゼロエミッション自動車の販売を 2040 年までに、ドイツでは 2050 年までに 100%にする目標である。米国においてもカリフォルニア州は 2035 年までに、同州で販売されるすべての乗用車はゼロエミッションとする目標を示している。輸送部門の EV 拡大によって再生可能エネルギーによる電力シフトの流れが加速する。

日本ではグリーン成長戦略で「EV 等の電動車の普及加速」を推進するに当たり、電池な

ど電動車関連技術・サプライチェーン強化と一体的に成長を実現するとしている。遅くとも2030年代半ばまでに、乗用車新車販売で電動車100%を実現できるような包括的措置を講じるとした。

具体的には、自動車・蓄電池産業については遅くとも2030年代半ばまでに乗用車の新車販売で電動車100%とする。商用車についても乗用車に準じる格好で2021年夏までに検討を進める。今後10年間は電気自動車の導入を強力に推進し、電池をはじめ世界をリードする産業サプライチェーンとモビリティ社会を構築する。電動化が難しい軽自動車や商用車は支援策を検討する。電気自動車の価格を引き上げるため、電池について2030年までのできるだけ早期に電気自動車とガソリン車の経済性が同等となるように車載用電池パックの価格を1万円/kWh以下に引き下げることを目指すとしている。

図1.3.1 にグリーン成長戦略の「自動車・蓄電池産業の成長戦略工程表」からの抜粋を示す。

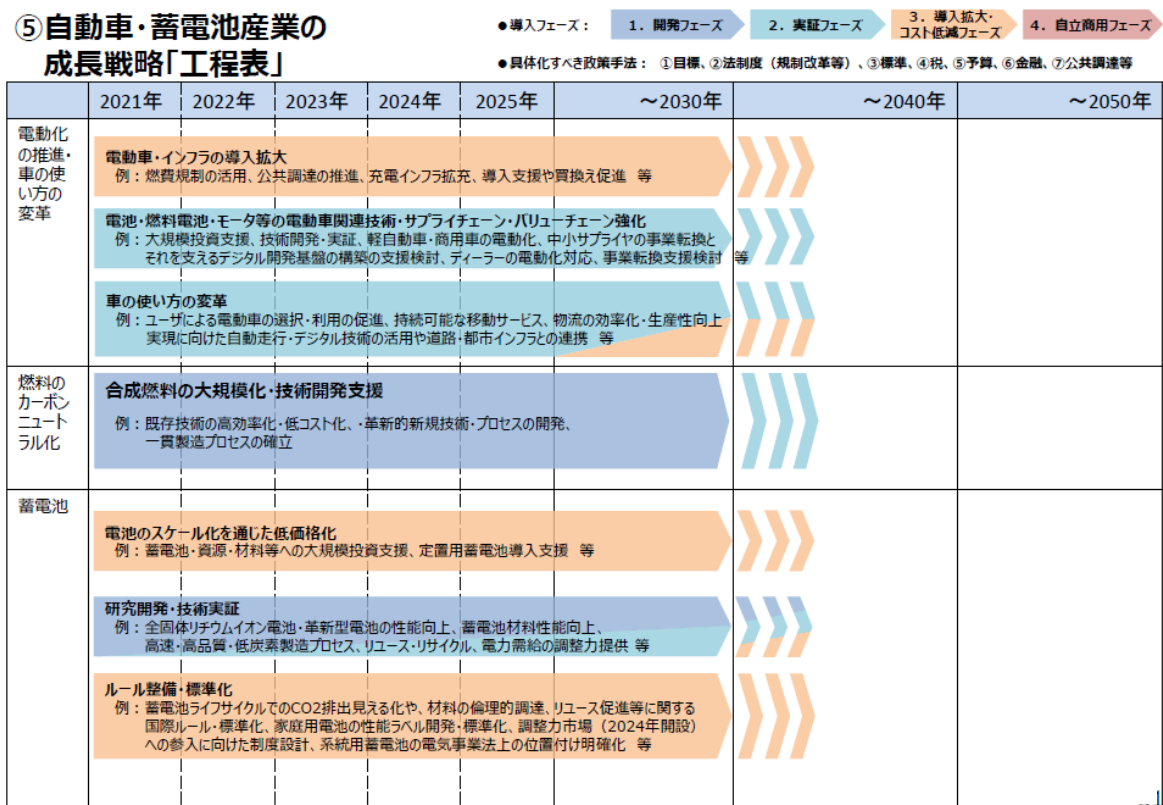


図1.3.1 グリーン成長戦略の「自動車・蓄電池産業の成長戦略工程表」

2. 太陽光発電の導入状況

1) 世界の太陽光発電の導入状況

IEA/PVPS2020によれば、2019年の太陽光発電の世界市場はほぼ112GW となり、前年に比べ約7GWの増加となった。中国の導入量が政策変更の影響で、前年の45GWから約30GWと減少したが、中国以外の米国、インド、欧州連合、東南アジアなど他国の導入が拡大して中国の減少をカバーした。2019年の上位各10カ国はいずれも3GWを大きく超える導入となった。又、2019年の全世界の累積容量は約623GWの結果となった。

TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2019

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	30,1 GW	1		China	204,7 GW
(2)		European Union	16,0 GW	(2)		European Union	131,7 GW
2		United States	13,3 GW	2		United States	75,9 GW
3		India	9,9 GW	3		Japan	63 GW
4		Japan	7,0 GW	4		Germany (EU)	49,2 GW
5		Vietnam	4,8 GW	5		India	42,8 GW
6		Spain (EU)	4,4 GW	6		Italy (EU)	20,8 GW
7		Germany (EU)	3,9 GW	7		Australia	14,6 GW
8		Australia	3,7 GW	8		UK (EU in 2019)	13,3 GW
9		Ukraine	3,5 GW	9		Korea	11,2 GW
10		Korea	3,1 GW	10		France (EU)	9,9 GW

Source: IEA PVPS

図2.1.1 2020年の国別年間導入量と国別累積導入量（IEA/PVPS2020 Snapshot より）

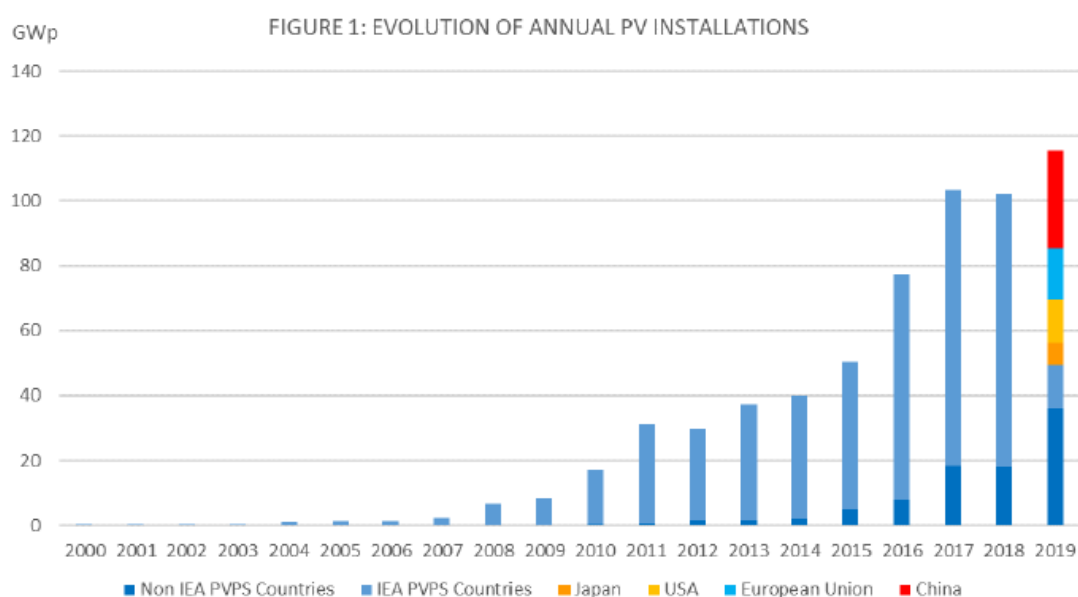


図2.1.2 2019年の世界の太陽光発電の導入量推移（IEA/PVPS2020 Snapshot より）

2) 日本の太陽光発電の導入状況

FIT 導入の2012年7月以降に設備認定された太陽光発電設備累積導入量は、2020年3月末で10kW未満の住宅用では6.9GW、10kW以上では43.3GWとなった。FIT 導入前の導入量10kW未満4.7GW、10kW以上の0.9GWをそれぞれに加えると、10kW未満は11.6GW、10kW以上の非住宅用については48.0GW、太陽光の累積導入量は59.6GWになる。(いずれも、交流基準であり、モジュール直流基準となればこの値に1.2-1.3倍大きな値になる。)

一方、年度別の導入量は2014年をピークに2017年度には5.4GWまで低下したが、2018年度には5.6GWと持ち直し、2019年度についても前年並みの5.6GWとなった。

2019年度ならびに2020年度4-9月までの導入容量の推移を図2.2.1に示す。

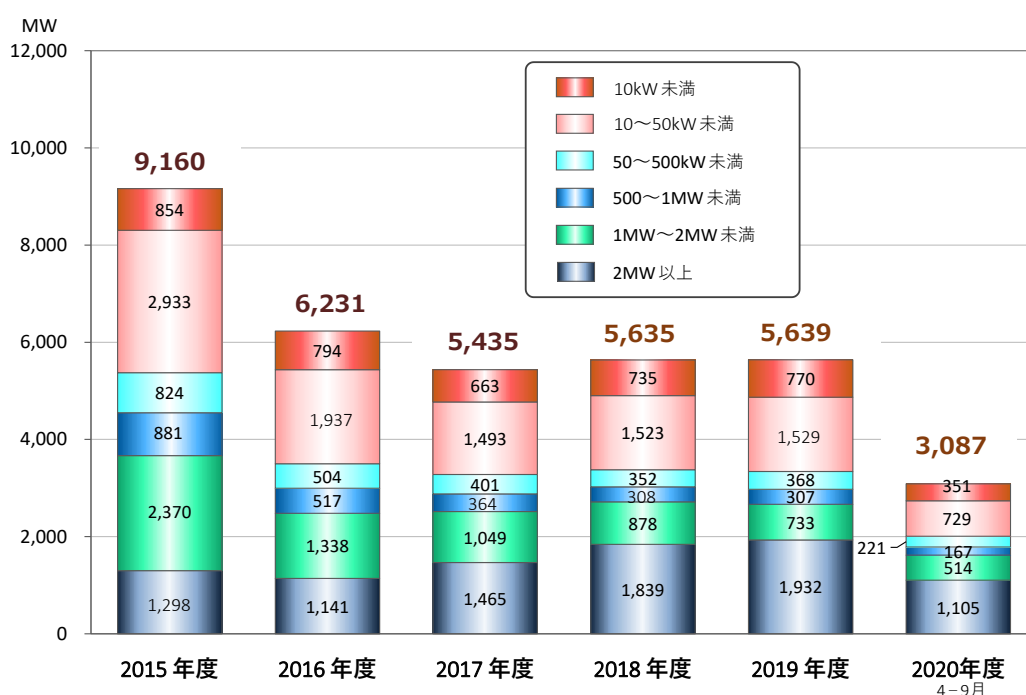


図2.2.1 FIT 導入以降、年度別認定設備の導入容量 (AC ベース)

なお、2017年度においては、FIT 改正にともなう認定手続きの遅れにより、着工できなかった案件が多くあったことや設置済みのモジュール容量を増やすいわゆる過積載が規制されたことから、増設案件を優先するあまり新規着工を繰り延べしたことも発生した。

また、2018年度においては導入量が持ち直す動きや、未稼働設置案件の着工も加速した可能性が高く、導入の低下が止まったと推定される。

規模別の太陽光発電の累積設備認定量と累積導入量との関係については、2012年7月から2020年9月末までの結果を表2.2.1に示す。2012年~2014年度の未稼働案件についての対応については、2018年度に検討された省令改正によって、2019年度4月1日からの施行によって整理が進んでいる。

表 2. 2. 1 規模別の太陽光発電の累積設備認定と導入量(2012. 7-2020. 9 末)

発電規模		累積認定量(A) 2012.7-2020.9	累積導入量(B) 2012.7-2020.9	導入率 (A)/(B)	
1	2MW以上	21,758	10,293	47.3%	60.4%
2	1M-2MW未満	12,739	10,552	82.8%	
3	500-1MW未満	5,252	4,574	87.1%	83.5%
4	50-500kW未満	5,598	4,485	80.1%	
5	10-50kW未満	21,560	16,127	74.8%	
6	10kW未満	7,524	7,264	96.5%	
合計		74,431	53,295	71.6%	

2020年9月末での認定済が74.4GW 導入量は53.3GW となり、21GW程度が未稼働容量となる。2020年3月から2020年7月での新規認定については10-50kWのFIT自家消費要件の変更、入札対象の250kWまでの拡大があったが、新規認定量が大きく停滞している。図2.2.2に3月末/9月末の状況を示した。

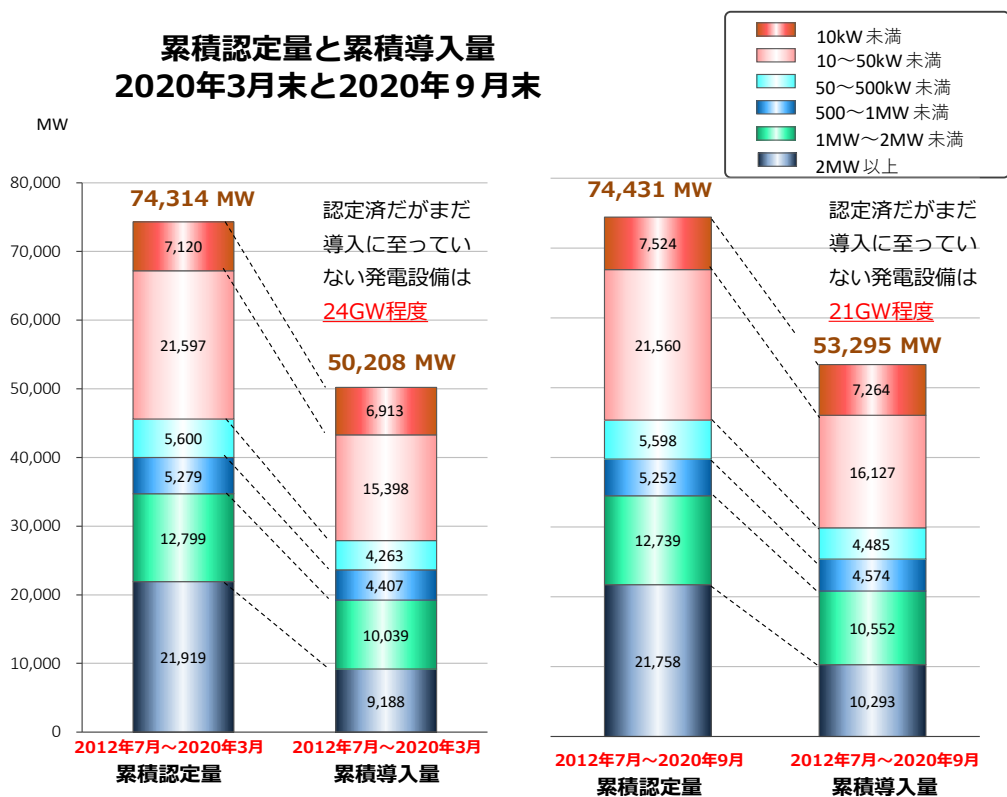


図 2. 2. 2 2020年3月末、9月末の太陽光発電の設備認定量と導入量

3. 日本の2050年カーボンニュートラル・脱炭素社会の実現に向けて

1) 成長戦略会議とグリーン成長戦略

成長戦略会議は、未来投資会議を継承し、2020年7月に閣議決定された「経済財政運営と改革の基本方針2020（骨太2020）」のポストコロナ時代を見据え、経済財政諮問会議の方針をうけ、成長戦略を立案する役割として官房長官が議長となり、10月に発足した。日本のエネルギー環境政策の面で、2021年度に見直しが予定されているエネルギー基本計画やイノベーション戦略を支える役割を果たしている。

菅総理は2020年10月の国会所信表明で「成長戦略の柱に経済と環境の好循環を掲げて、グリーン社会の実現に最大限注力し、2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを宣言する」と日本の目標を明確に宣言した。

「もはや、温暖化への対応は経済成長の制約ではなく、積極的に温暖化対策を行うことが、産業構造や経済社会の変革をもたらし、大きな成長につながるという発想の転換が必要です。鍵となるのは、次世代型太陽電池、カーボンリサイクルをはじめとした、革新的なイノベーションです。実用化を見据えた研究開発を加速度的に促進します。規制改革などの政策を総動員し、グリーン投資のさらなる普及を進めるとともに、脱炭素社会の実現に向けて、国と地方で検討を行う新たな場を創設するなど、総力を挙げて取り組みます。環境関連分野のデジタル化により、効率的、効果的にグリーン化を進めていきます。世界のグリーン産業をけん引し、経済と環境の好循環を創り出してまいります。省エネルギーを徹底し、再生可能エネルギーを最大限導入するとともに、安全最優先で原子力政策を進めることで、安定的なエネルギー供給を確立します。長年続けてきた石炭火力発電に対する政策を抜本的に転換します。」このように、気候変動対策と経済成長を両立して、イノベーションで課題を解決していく方法性を示しました。電源については、これまでの石炭火力発電推進政策を抜本的に転換し、再生可能エネルギーを最大限導入するとし、原子力政策についても「安全最優先で進める」としている。

これらの一連の成長戦略の具体的な実行計画となる「グリーン成長施略」を菅総理の指示を受け、梶山経産大臣が関係省庁との調整を行い、課題や工程表などを整理した実行計画を14の分野にわたり策定し、12月25日の成長戦略会議に発表した。

成長戦略の前提となる2050年の電力需要は約1兆3千億kWh～約1兆5千億kWhを担うと想定。電源構成の参考値として再エネ比率を50～60%、原子力とCO2回収を前提とした火力を30～40%、水素アンモニア発電を10%程度とした。並行して審議が進められているエネルギー基本計画審議（基本政策分科会）で議論が深められる予定である。

「グリーン成長戦略」の14重点分野は

①洋上風力、②燃料アンモニア、③水素、④原子力、⑤自動車・蓄電池、⑥半導体・情報通信、⑦船舶、⑧物流・人流・エネルギーインフラ、⑨食料・農林水産業、⑩航空機、⑪航空機、⑫住宅・建築物、次世代太陽電池、⑬資源循環関連、⑭ライフスタイル関係 などである。この中で、特に太陽光発電に関係するのは、⑤自動車・蓄電池、⑫住宅・建築物、次世代太陽電池 の2分野になる。

2) 国・地方脱炭素実現会議（2050年に向けた地域脱炭素化）

国・地方脱炭素実現会議は菅総理の所信表明で示された「脱炭素社会の実現に向けて、国と地方で検討を行う新たな場を創設するなど総力を挙げた取組み」の具体的な検討として、内閣府・環境省がリードする政府・内閣府に創設された検討会議体である。

2020年12月25日に官邸にて第1回の国・地方脱炭素実現会議が開催され、2050年に向けた脱炭素社会実現にむけ、地域の脱炭素化に向けたロードマップ素案を示し2021年6月の第3回会議まで取りまとめる予定を示した。今後の温対法の見直しなども視野にいて、国と地域自治体、地域企業が脱炭素化に向けた動きを促進させる動きになる。この実現会議のポイントは

- 今後5年間に既存技術で可能な対策を集中的に投下・全国で実施
 - 2050年に向け地域の脱炭素のドミノの拡大・2030年までにできるだけ拡大
 - 地域の主体的な取組みを引き出す施策として 誘導策、規制手法、人材育成・連系枠を総動員し、実効性を確保
 - ロードマップの内、直ちにできることは直ちに実践
- 地球温暖化対策計画、長期戦略や長期成長戦略実行計画、温帯法に基づく地方公共団体実行計画など、国・自治体、地域企業等が一丸となって速やかに実行。
- ロードマップが対象とする、8つの集中分野として
- ①地域のエネルギーや地産地消 ②住まい ③まちづくり・地域交通
 - ④公共施設・建築物 ⑤生活衛生インフラ ⑥農産漁村・里山里海
 - ⑦働き方・社会参加 ⑧地域に脱炭素を支える各分野共通の基盤仕組み
- などが示されている。

3) エネルギー基本計画の見直しに向けて（基本政策分科会の審議）

2021年度は第5次エネルギー基本計画の終期となり、第6次エネルギー基本計画の策定に向けては経産省の基本政策分科会での審議が2020年7月始まり、12月までに4回の審議が行われている。2050年を見据え、各電源（再エネ、原子力、火力+CCUS/カーボンリサイクル、水素・アンモニア）が乗り越えるべき課題と電源の位置づけが審議される。まずは、主力電源化を目指す再エネについて議論されたことから、再エネ審議の重要な点を示した。

○2050年のカーボンニュートラルの実現

2050年に向けた電源構成については、EUでの複数シナリオなども参考に4研究機関からのヒヤリングを通して、導入シナリオが紹介された。事務局として今後の2050年の審議の目安として、電力エネルギーの50～60%を再エネに、原子力+火力CCUS等で30～40%、水素・アンモニアで10%程度の参考値を示した。

2021年夏に向けての審議は、再生可能エネルギーが進められる予定である。

再生可能エネルギー導入拡大に向けた課題	
① 出力変動への対応 (調整力の確保)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 変動再エネ(太陽光・風力)は、<u>自然条件によって出力変動するため、需給を一致させる「調整力」が必要</u>。現在は調整電源として火力・揚水に依存。 ▶ 調整力が適切に確保できないと、再エネを出力制御する必要。結果として、再エネの収益性が悪化し、<u>再エネ投資が進まない可能性</u>。 ▶ 今後、変動再エネの導入量が増加する中で、①<u>調整力の脱炭素化</u>(水素、蓄電池、CCUS/カーボンサイクル付火力、バイオマス、デマンドレスポンス等)を回りつつ、②<u>必要な調整力の量</u>を確保する、といった課題をどのように克服していくか。
② 送電容量の確保	<ul style="list-style-type: none"> ▶ <u>再エネポテンシャルの大きい地域(北海道等)と大規模需要地(東京等)が離れているため</u>、送電容量が不足した場合には、物理的に送電ができず再エネの活用が困難。 ▶ 特に北海道については、北海道内の需要規模が小さいこともあり、<u>導入拡大が難しい状況</u>。 ▶ <u>社会的な費用に対して得られる便益を評価しながら、どのように送電網の整備を進めていくか</u>。
③ 系統の安定性維持 (慣性力の確保)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ <u>突発的な事故の際に、周波数を維持しブラックアウトを避けるためには、系統全体で一定の慣性力(火力発電等のタービンが回転し続ける力)の確保が必要</u>。 ▶ 太陽光・風力は慣性力を有していないため、その割合が増加すると、<u>系統の安定性を維持できない可能性</u>。 ▶ その克服に向けて、<u>疑似慣性力の開発等を進めていく必要があるが、現時点では確立した技術がない状況</u>。
④ 自然条件や社会制約への対応	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 自然条件に左右される再エネの導入にあたっては、<u>平地や遠浅の海が少なく、また日射量も多くない我が国の自然条件を考慮する必要</u>。 ▶ また、他の利用(農業、漁業)との調和、景観・環境への影響配慮を含む<u>地域等との調整が必要</u>。 ▶ <u>導入できる適地が限られている中で、各電源毎の現状・課題を踏まえ、どのように案件形成を進めていくか</u>。
⑤ コストの受容性	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 上記のような諸課題を克服していくためには、<u>大規模な投資が必要</u>。また、適地が限られている中で大量導入した場合には、<u>適地不足により今後コストが上昇するおそれ</u>。 ▶ 既に再エネ賦課金の負担が大きくなっている中で、こうしたコスト負担への<u>社会的受容性</u>をどのように考えるか。また、<u>イノベーションの実現が不確実な中で、どのようにリスクに備えた対応</u>をしていくべきか。

(注) これらの課題以外にも、今後検討を深める中で生じる様々な課題について対応策を検討する必要がある。

○再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題と対応

2050年に向けて再エネ拡大には5つの課題と対応について整理された。

これらの、5つの課題対応については、次のような対策が必要とされ、再エネ大量導入を前提に個別課題の対応に向けて今後詳細が検討されていく。

課題	対応策例
① 調整力	当面は火力・揚水を活用、連系線増強や、地域間融通、DR、FIP導入 2050に向けては水素、蓄電池開発などによる脱炭素化
② 送電容量	マスタープラン策定、増強費用全国負担系統整備 ノンファーム全国展開、再エネ利用ルール見直し(メリットオーダー) 地域マイクログリッド構築
③ 慣性力	再エネ疑似慣性力PCS開発、系統安定要件化

④ 自然条件 社会制約	地域理解促進、コスト低減や電力市場統合、地上設置ルール整備 立地課題克服可能な次世代電池開発
⑤ コストの 受容性	イノベーションによるコスト低減、大規模系統整備、 国民負担を抑制しつつ再生エネ拡大を行う

なお、2050年度の目標設定に伴い、2030年度の再エネ比率である現状の22-24%についても本年末のCOPを視野入れた2030年度CO2削減目標の上方修正と併せて、再エネ比率の見直しも行われると想定される。

○非効率な石炭火力のフェードアウト、系統運用ルールの見直し

2020年7月には、梶山大臣から閣議決定後の記者会見で、従来のエネルギー政策を大きく見直す、非効率な石炭火力の考え方や系統運用ルールの見直しを行う検討の指示があり、今回の第6次エネルギー基本計画策定において再エネ拡大を後押しする政策に反映されることになった。

以下、梶山大臣の会見内容を引用した。

「資源の乏しい我が国において、エネルギー安定供給に万全を期しながら脱炭素社会の実現を目指すために、エネルギー基本計画に明記している非効率な石炭火力のフェードアウトや再エネの主力電源化を目指していく上で、より実効性のある新たな仕組みを導入すべく、今月中に検討を開始し取りまとめるよう、事務方に指示をいたしました。具体的には、2030年に向けてフェードアウトを確かなものにする新たな規制措置の導入や、安定供給に必要な供給力を確保しつつ、非効率な石炭の早期退出を誘導するための仕組みの創設、既存の非効率な火力電源を抑制しつつ、再エネ導入を加速化するような基幹送電線の利用ルールの抜本見直し等の具体策について、地域の実態等も踏まえつつ検討を進めていきたいと考えております。また、系統の効率的な利用を促すことで、再エネの効率的な導入を促進する観点から検討が進められております発電側課金についても、基幹送電線の利用ルールの見直しとも整合的な仕組みとなるよう見直しを指示いたしました。」

これらの具体的な検討については3つの側面から
電力ガス基本政策小委・省エネ小委の合同委員会では、規制措置の検討
電力ガス基本政策小委制度検討作業部会では、安定供給確保・早期フェードアウト誘導
再エネ大量導入・NW小委・OCCTOで、基幹送電線の利用ルールの抜本見直し
など、具体的な審議が行われている。審議の枠組みを図3.1.1に示す。

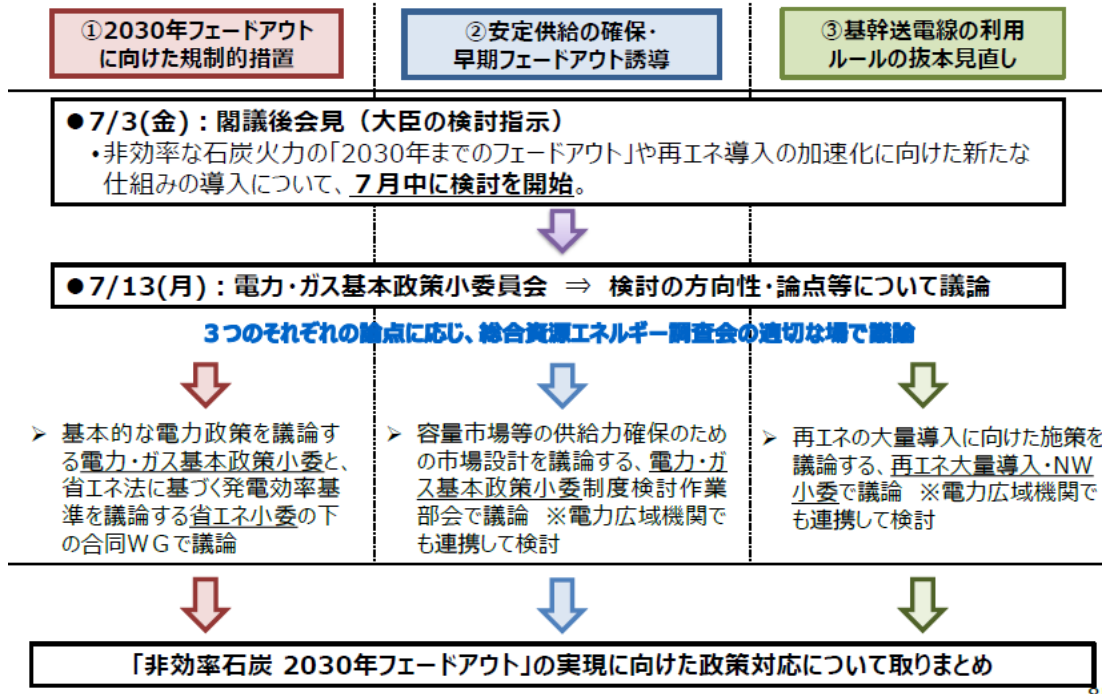


図3.1.1 非効率な石炭火力のフェードアウト、系統運用ルールの見直し検討

4. FIT法の詳細設計

FIT法（再生可能エネルギー特別措置法）の抜本改正や電気事業法などの改正を盛り込んだ「エネルギー供給強靱化法」が2020年6月5日に国会で可決・成立した。

FIT法では再生可能エネの導入拡大と国民負担の軽減を目指し、再エネの一部を電力市場に統合させ市場連動型の支援制度に移行させるFIP制度の導入などほか、電気事業法では送配電事業者の収入に上限をかけ、その範囲内でのコスト効率化を促すレベニューキャップ制度などが含まれる。直ちに制度手当が必要な自然災害に備える等の必要なものを除き、2022年4月に法律が施行される。

2022年4月からの施行に当たっては制度の詳細設計が進められるが、太陽光発電の導入の視点から見た審議委員会の行われる体系を図4.1エネルギー供給強靱化法（FIT法）詳細設計の審議についてに示した。

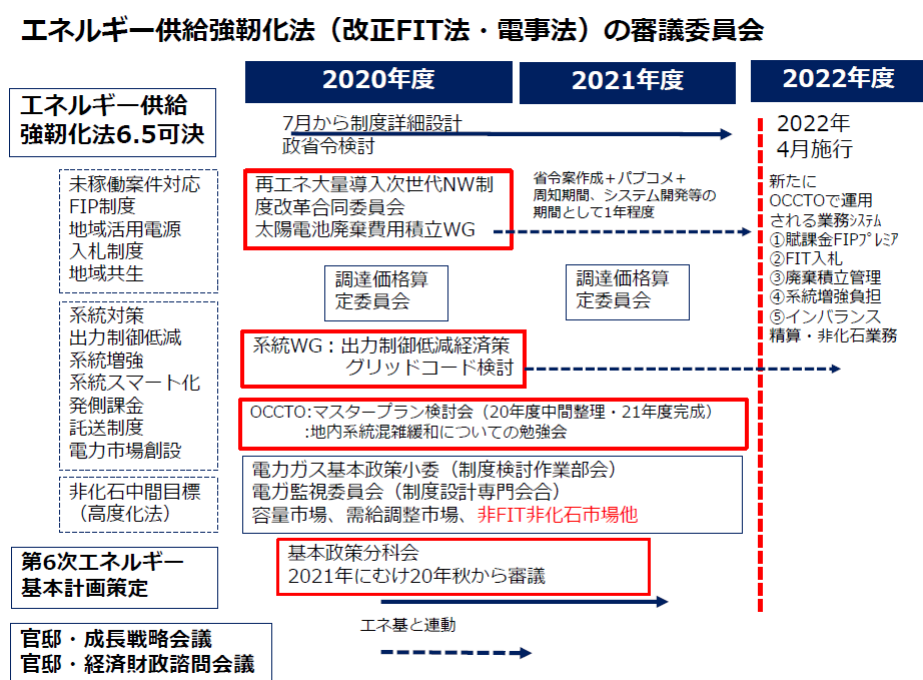


図4.1 エネルギー供給強靱化法（FIT法）詳細設計の審議について

FIT法の改正では、これまでFIT制度で一律に固定価格買取制度で支えられてきた再エネ電源を競争電源と地域活用電源に区分して、電源の成長状態に合わせて市場統合へ移行できる競争電源として、まずは事業用太陽光と風力をFIP（フィードインプレミアム）に移行する。市場連動には、過去の卸電力市場の平均から算出する「参照価格」と入札等で決定する「FIP価格」を決めるほか、FITとFIPの区分や地域活用電源の位置付けなどの要件なども決定する。詳細設計は「再エネ大量導入・次世代NW小合同委員会」ならびに「調達価格等算定

委員会」で審議が行われている。

電事法関連では、緊急対応が必要となる自然災害時のレジリエンス（強靱性）確保を巡っては、関係機関との連携などを予め定めておく「災害時連携計画」を一般送配電事業者が協力して作成し、経済産業相に届け出ることを義務付ける。同計画には、設備の仕様統一化などに関する事項も盛り込まれ、2020年から一部は施行される。

又、託送料金制度改革では、従来の総括原価方式をベースとしたものから欧州で導入されている「レベニューキャップ制度」に見直す大改革になる。経産相が事業者の投資計画などを踏まえて収入上限を設定。定期的な洗い替えも行って、枠内での効率化努力を後押しする。レベニューキャップ制度については、電力・ガス取引監視等委員会を中心に、詳細検討が進められている。電源側からは、電力ネットワークについては国が「プッシュ型」で送配電網を整備するためのマスタープランとなる「広域系統整備計画」の策定や、電力広域的運営推進機関（広域機関）においては、FIT賦課金の交付など様々な調整業務が追加されることも決まった。

FIT法の抜本改正と、詳細制度設計

2012年7月から導入されたFIT法は、日本の再生可能エネルギーとりわけ太陽光発電拡大の原動力となった。2017年4月には、それまでの設備認定から事業計画認定となる制度見直しによって改正FIT法として施行され、系統接続契約締結が事業計画策定の基本条件になるほか、事業用太陽光発電は事業認定後3年以内の運転開始要件となり運転開始超過は買取期間が短縮され制度運用での適正化が進んだ。これまで未稼働案件に対する見直しも実施され、賦課金の国民負担低減が図られた。2018年7月に第5次エネルギー基本計画が閣議決定され「再生可能エネルギーの主力電源化を目指す」ことが方向付けられた。

また、2020年10月には2050年温暖化ガス削減目標であった80%削減を見直したカーボンニュートラル宣言が出され、2050年の脱炭素社会の実現にとって再エネ拡大が今後のエネルギー供給に果たす役割でますます重要になっている。

FIT制度は、再生可能エネルギー導入初期における普及拡大とそれを通じたコストダウンを実現することを目的とする制度で、時限的な特別措置として創設された「特別措置法」であり、この法律では2020年度末までに抜本的な見直しを行う旨が規定され、今回の「エネルギー供給強靱化法」がこの節目になる。2017年度以降、経済産業省では2017年12月に創設の「再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会」が中心となって、再生可能エネルギーの「主力電源化」を打ち出すとともに、系統制約の克服に向けた論点について集中的に議論し、第1次中間整理（2018年5月）の内容が第5次エネルギー基本計画に反映された。その後、エネルギー基本計画を踏まえ、再生可能エネルギーを社会に安定的に定着した主力電源とする加速化のため、現行制度下での政策対応について更に論点を深掘りし、第2次中間整理（2019年1月）が取りまとめられた。その後2019年4月以降は「第3フェーズ」と

して審議が進み、多発する災害を踏まえたレジリエンス強化や電力システム改革とも連動する形で、「総合資源エネ調電力・ガス事業分科会 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会」（「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会」）における電力インフラの総合的な検討と並行しながら、今回の「FIT法」の抜本見直しに向けた審議が行われた。

2020年6月に成立した「エネルギー供給強靱化法」は、FIT法や電気事業法などの改正が盛り込まれているが、抜本改正となるFIT法ではこれまでの「第4ステージ」と位置づけられる。詳細設計に関する審議は前述した「再エネ大量導入次世代NW小委・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会の合同会議」として、2020年7月から2021年1月13日までに6回の審議が行われている。本稿で、この中から太陽光発電に関する6つの内容にハイライトを当て取り上げた。

1. 「再エネ型経済社会」の創設
2. FIP制度の詳細設計とアグリゲータービジネス
3. 基幹送電線のルール見直しとノンファーム接続
4. 地域の信頼性を得るための事業の適正化
5. 認定失効の位置付け
6. アグリゲーターの位置付け

1) 「再エネ型経済社会」の創設

新たな第4ステージでは、梶山大臣が7月の記者会見で表見した「再エネ型経済社会」の実現が大きな方向で、この社会を如何に創造し、早期に再エネの主力電源化を達成していくかが課題とされた。なお、委員会では具体的な3つの論点で課題の特定と対策案の検討を進める方向が示された。図4.1.1に再エネ型社会の創造に向けた具体的な論点を挙げた。

論点1：産エネ産業として海外での導入が進む中、日本の再エネを如何に低コスト化し、安定的な導入を可能とする「競争力のある産業」に進化させるか

論点2：電力社会インフラ整備として系統制約を抑えつつ分散型変動電源である再エネの効率的な導入拡大を図り、電力系統などのインフラ整備を如何に進めるか

論点3：再エネ拡大によって、地域と共生する社会の構築

将来には再エネが社会のエネルギーとしてごく身近で、当たり前エネルギーとして普及していくことを狙っている。

今後のエネルギー基本計画の見直し、再エネの主力電源化においては、これらの「再エネ型社会」を如何に実現していくかであり、再エネが競争力のある電源としてFITからFIPへの移行を促し、需給統合化が重要になる。

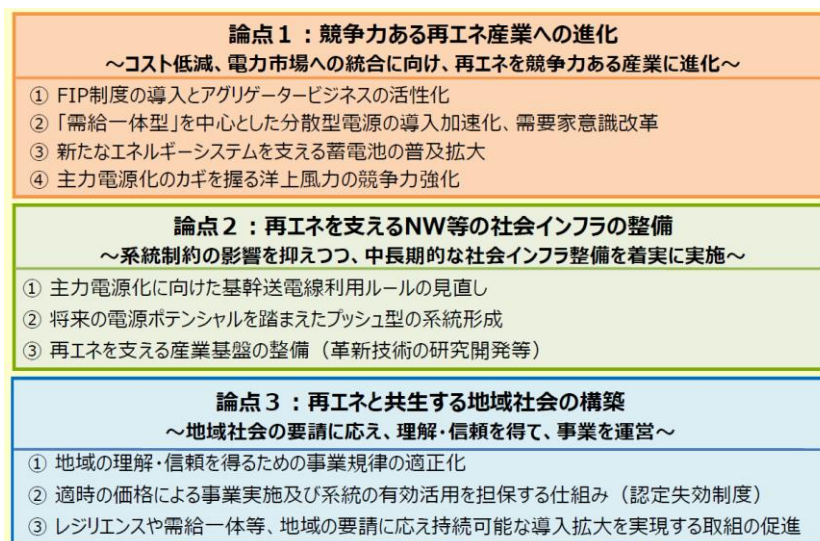
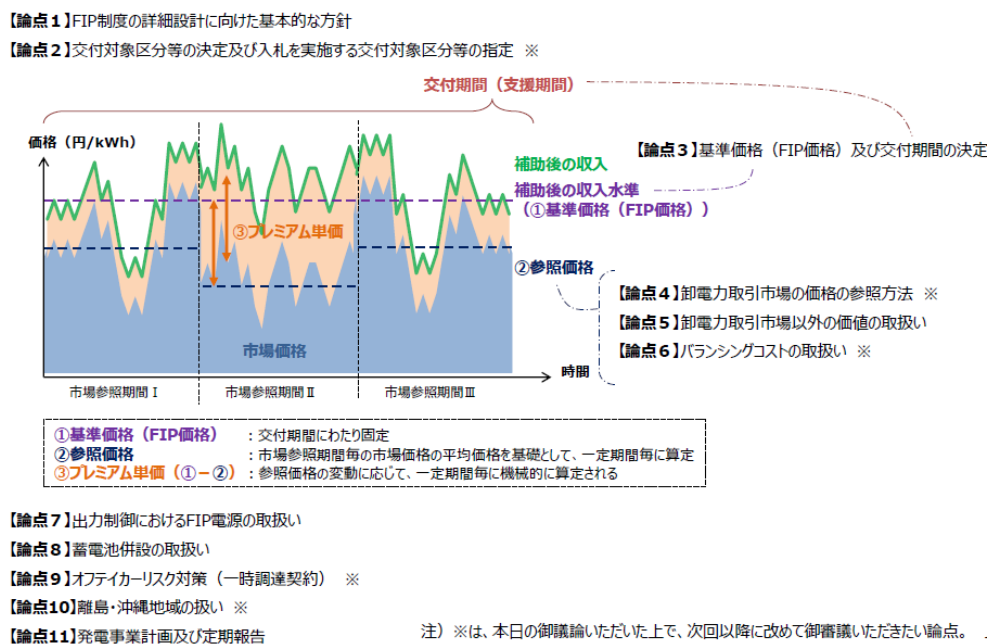


図4.1.1 再エネ型社会の創造に向けた具体的な論点

2) FIP制度の詳細設計とアグリゲーター

改正FIT法への制度設計の審議では再エネの電源特性に応じた制度構築として、太陽光発電については大きく2つの電源に区分した制度設計の方向とされ、電力市場への統合のための新制度として、FITからの自立に向けたFIP制度と、地域で需給一体的に活用されることにより、災害時のレジリエンス強化やエネルギーの地産地消に資する地域活用電源とに分け、それぞれ応じた支援制度の詳細設計を進めていくこととされた。

2020年1月13日の再エネ大量導入次世代NW小合同委員会で、ほぼ制度設計の概要が決まったので以下、制度概要について示す。制度設計は12の論点に整理され制度要件が決まった。



FIP制度の詳細設計の論点と内容

論点区分	FIP制度設計内容
論点1 基本方針	FIP制度は、FIT制度から、他電源と競争でき自立するための経過制度であり、過度に不確実性が高くない配慮も必要
論点2 FIP対象区分と移行認定	住宅用・10-50kW（自家消費）は地域活用電源としてFIT 事業用・50-250kWは、FITもしくは、FIP（入札対象外）選択 事業用・250-1MWは、FIT入札もしくはFIP（入札対象外）選択 事業用・1MW以上は全てFIP入札 FIP移行については、全電源共通で50kW以上は認める （太陽光は、2020.6で38.3千件、45.5GWが対象）
論点3 規準価格(FIP価格)と交付期間	FIP導入当初は、FIP基準価格は各区分調達価格とFIT同一水準 交付期間もFIT同一（住宅用太陽光は10年、事業用は20年） FIP移行認定は、基準価格は調達価格、交付期間は残存期間
論点4 卸電力取引価格の参照方法	kWh価値は、卸取引市場（JEPX）の価格を基準 ①市場価格：各エリアプライスのスポットと時間前市場の加重平均 ②各エリア供給実績（1時間値）をつかって市場価格指針の加重平均 ③市場参照期間・市場参照時期 前年年間平均市場価格+月間補正額（当該月間平均-前年月間平均） ④プレミアム交付頻度：1か月
その他の論点 出力制御発生する時間帯プレミアム	出力制御発生エリア外での、エリアスポット市場が0.1円/kWhになった場合には、当該各30分コマのプレミアムを他のコマに割り付ける
論点5 卸電力市場以外の価値の扱い （非化石価値）	非化石価値市場については、プレミアムには含まれないことから参照価格に非化石価値を含めることになった プレミアム=基準価格FIP-参照価格（卸市場）-参照価格（非化石） 需要家からは、FIP電源の非化石価値は非FIT非化石証書（大型水力・卒FIT電源）同一、この価格は直近1年の4回の平均入札価格とする （昨年、1.2円/kWh）参考までにFIT、非化石証書は1.3円
論点6 balancing costの扱い	インバランス抑制するメリットを供給量に応じkWh当たり一律交付 （特例②で事業者がリスクをとってきたインバラ水準を参照） 太陽光発電（変動電源）については「balancing cost目安」と「経過措置」の合計として1.0円/kWhとして、FIP制度施行から3年間は、0.05円ずつ低減、4年目以降は0.1円/kWhで低減 （2022）1.0→0.95→0.90→0.85→（2025）0.8→0.7→0.6・・・ （非変動電源）はFIP制度導入時からbalancing cost目安のみ

<p>論点7 出力制御における FIP に取扱い</p>	<p>出力制御は、FIP 制度でも FIT 制度同様にかわらない FIP 制度下で、新規連系事業者、FIT から FIP 移行事業者にはオンライン制御化を義務付け</p>
<p>論点8 蓄電池併設に取り 扱い</p>	<p>蓄電設備に、再エネのみが充電される構造であれば、当該電気が供給されたときにはプレミアム交付対象 蓄電池への充電後の再エネ電気に対して、出力制御を指示することとし出力制御時に蓄電池に充電された場合も出力制御されたものとみなす 2022 年度以降に、新規認定に限り、事後的な蓄電池併設を、基準価格の変更なしで認める</p>
<p>論点9 オフテーカーリス ク対策（一次調達契 約）</p>	<p>リスク対策利用可能な対象は 1000kW 未満電源か、純資産額 1000 万円以上を満たさず、卸電力市場で取引ができない者に限る 条件は①（小売事業者、特定卸、JEPX 取引会員、再エネ供給等）の電気供給先が、②（破産や事業廃止等）の認定事業者に責めに帰することができない事業（詳細は、審議会資料参照） 一次調達価格：基準価格の 80%、連続最長 12 カ月 供給または使用：再エネ特定卸供給以外の方法で電気を供給または使用</p>
<p>論点10 離島・沖縄地区</p>	<p>他の地区で、新規認定で FIP 制度の認める対象でも FIT 買取りも引き続き認める 離島等供給エリア変更の場合には、FIT/FIP 移行を制約しない</p>
<p>論点11 発電事業計画及び 定期報告</p>	<p>FIP 制度の適用を受けるための発電事業計画には 電気の取引方法（自ら卸取引、小売へ卸供給）や需給管理（自ら実施、小売電気事業者に委託）の記載 定期報告では、年間発電量や販売量など電気の取引方法別に年間売電量を提出する</p>
<p>論点12 再生エネのアグリ ゲーションを促す 課題</p>	<p>FIP 電源は FIP 電源以外の一般電源や他のリソースとの BG 組成を認める balancing cost は、変動電源は 2022 年度は 1.0 円/kWh として段階的低減 FIP 移行要件としては、供給電気の取引方法が決まっていること、一送が定めるサイバーセキュリティ要件を遵守 2022 年度以降に FIT 認定を受けた事業が FIP に移行する場合には蓄電池の価格変更事由に該当しない</p>

補足：FIT から、FIP 制度への移行について

今回の制度改正では、既設のFIT電源でもFIP制度への移行が可能となったことが重要といえる。従来の固定価格買取りが参考となる参照価格が電力卸市場と連動することから、事業リスクが大きく拡大するのではないかとの見方があるが、事業者自ら積極的にリスク回避や市場メリットを取り込み、FIP制度の運用にかかわっていくことも可能となる。FIP制度設計面での非化石価値の事業者による相対取引やインバランスリスクについては、リスク相当にプレミアムが設定されたことから事業者自身による需給調整次第によっては、メリットを発揮できることになる。

具体的には、2022年度には1.0円/kWhが同時同量に対応することになり、2024年度までは0.05円ずつ穏やかに減額し、4年目以降については2025年以降は0.1円ずつ低減することで決まった。制度開始段階では新規認定が未だ少ないことから、FIT事業者を早期にFIP制度に移行させることで、再エネの市場統合を進めて自立化を促す狙いがある。

また、アグリゲートを行う上で、需給調整を行うためのbalancingグループについては、FIP電源については火力電源や蓄電池などの様々なリソースとbalancingグループ（BG）を組んでイン balan 対応が出来ることになった。

3) 基幹送電線の増強と利用ルールの見直し

再エネ大量導入によって更に効率的に送電ネットワークの形成を行うため、各エリアの基幹系統について、これまでの募集プロセスから費用便益評価に基づく増強方法をマスタープランとして策定していく方向が決まった。(図4.3.1)

便益としては、送配電増強にともなう燃料費やCO2対策削減効果を算出して比較される。マスタープランに基づく設備増強と費用負担については、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断で実施されることから、再エネ特措法の賦課金方式の活用による全国調整することも方向付けられ詳細設計が行われている。

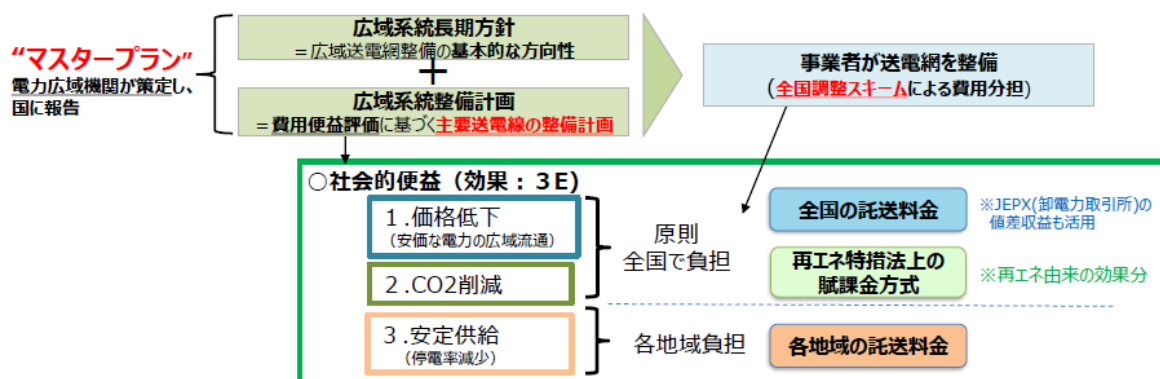


図4.3.1 マスタープランに基づく設備増強と費用負担

地域間連系線と同様に、基幹送電の利用ルールもメリットオーダーに基づくルールに展開していくことが決まった。

これまでの系統混雑時では先着優先接続によって、系統混雑時には非効率な石炭火力電源を含むファーム電源が優先され、ノンファーム型接続の再エネは、送電可能容量を超える
と先に接続していた電源が優先され、再エネに多くの出力制御が発生することになる。メリットオーダーによるルールへの転換では限界費用での接続となるため、非効率石炭火力が劣後するなど既存電源との調整が制度設計での鍵になる。

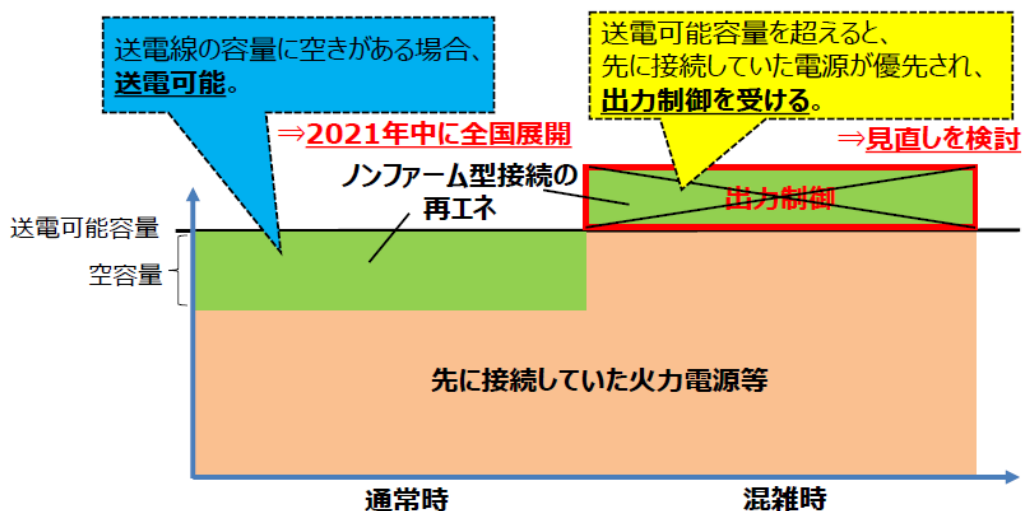


図4.3.2 基幹送電線の利用ルールの見直し

また、再エネ拡大導入のための基幹送電線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ための方策として系統増強を行うことなく送電線混雑時の出力制御を条件に新規の接続を容認する「ノンファーム型接続」を、試行的な検討から全国展開することも決まった。事業者にとっては接続該当の系統について、将来の出力制御リスクが想定できればメリットとなる。

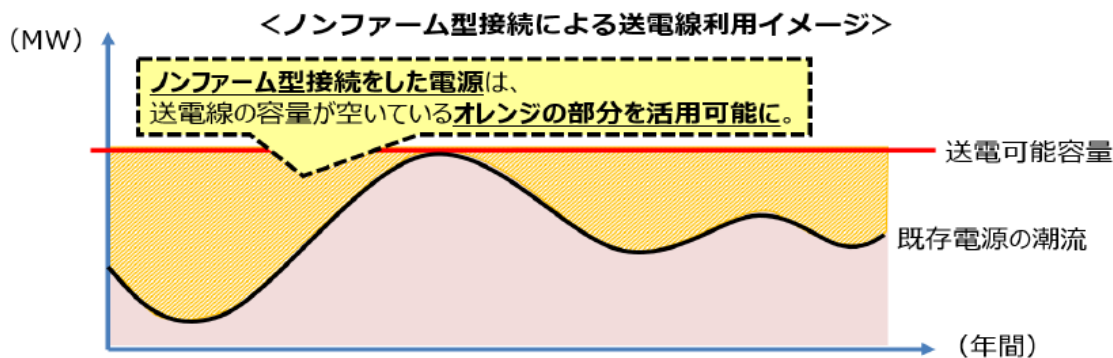


図4.3.3 ノンファーム型接続による送電線利用ルールイメージ

4) 地域の信頼性を得るための、事業の適正化

再エネの大量導入には、再エネが地域や社会から受容され、持続可能な形で導入が拡大していくような「再エネ型の地域社会」を構築するためには、事業の開始から終了まで一貫して適正かつ適切に再エネ発電事業が担保され、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ことが不可欠である。このような視点から、地元理解の促進に向けた取り組み、開始から終了まで一貫した適正な事業実施、安全の確保、国民負担抑制への試みなども決まった。

① 地元理解の促進に向けた取り組み

- ・認定前時点で自治体への情報提供（自治体との連携強化）として、FIT認定情報については条令をはじめとする法令順守状況や安全上の問題への地元の懸念にしっかりと対応すべく、認定時点より早い申請時点で国と自治体とで法令順守のための情報を共有する等の連携強化を行う。

- ・公表情報の拡充として、未稼働状況や廃棄費用の積み立てに関する情報等
- ・再エネ導入に関する条例にデータベース構築

② 開始から終了まで一貫した適正な事業実施

- ・柵塀、標識設置等の未設置事業に関する取り組みを強化していく方向
- ・廃棄等費用に確実な積み立てを担保する制度の検討をおこない、2022年7月からの積み立て開始前に準備や周知を行う

③ 安全の確保

- ・自然災害などの事故が増える中、50kW未満太陽光発電について事故報告徴収に加える
- ・太陽光発電設備に特化した新たな技術基準を策定する

5) 長期未稼働に対する認定失効を位置づけ（国民負担抑制）

高い調達価格の権利を保持したまま長期にわたり未稼働の案件が滞在することにより、将来的な国民負担増大の懸念、新規開発・コストダウンの停滞、系統容量の空抑えといった問題が生じた。この対策として「系統連系着工申込期限」を設定し、期日までに連系工事着工申込みが出来ない案件には2年前の価格適用で、買取期間の短縮措置へと改正されてきた。今回のFIT法の法律改正では新たに認定後、一定期間内に運転開始出来ない案件については失効する内容が追加されることになり、具体的な期間が決まった。

FIT認定を受けた日から起算して、期間内に認定計画に係る再エネ発電事業を開始しなかった場合に認定の効力を失う期間は以下の通り決まった。

10kW未満の太陽光発電設備は従来通り1年。その他は「運転開始期限日から1年後の期日まで」の状況で判断し、認定から失効に以下3区分を設定された

表 4.5.1 過去認定案件に係る運転期限の設定

	一般送配電事業者等が 系統連系工事着工申込み を受領していない場 合（環境影響評価を 行っていた場合）	一般送配電事業者等が 系統連系工事着工申込み を受領した場合（環 境影響評価を行って いた場合）	一般送配電事業者等が系 統連系工事着工申込み を受領し、かつ、開発工 事への準備・着手が公的 手続によって確認され た（※）（環境影響評 価を行っていた場合）
10kW以上の太陽光発 電設備	4年（6年）	6年（8年）	23年（25年）
風力発電設備	5年（9年）	8年（12年）	24年（28年）
水力発電設備	8年	14年	27年
地熱発電設備	5年（9年）	8年（12年）	19年（23年）
バイオマス発電設備	5年	8年	24年

（※）電気事業法の規定による工事計画届出が不備無く受領されたこと、または電気事業法の規定による準備書に対する経済産業大臣の勧告、勧告をする必要のないこと若しくは勧告までの期間延長の通知が出されたことを経済産業大臣が確認した場合。この規定による届け出の対象は、太陽光発電：2,000kW以上、風力発電：500kW以上

なお、2017年4月1日時点で手続中の「電源接続案件募集プロセス」に参加している案件や系統連系工事着工申込みの受領後、送配電事業者が指定する連系開始予定日が系統連系工事の事情により遅れが生じた場合については、例外措置を適用することになった。

6) アグリゲーターの位置づけと計量法の合理化

電気事業法の改正については「持続可能な電力システム構築小委」で審議が行われているが、本稿ではFIP制度の運用に特に関係の深いアグリゲーター要件についての審議について以下とりあげた。

○アグリゲーターを電気事業法上に位置付け、計量法の合理化

アグリゲーターを介して、再エネ等の分散型エネルギーをまとめてアプローチできれば、分散型エネルギーを束ねて供給力や調整力として活用するビジネス環境を整えることが可能であり、災害時における需給ひっ迫解消等への貢献も期待される。

アグリゲーターを適切な義務や規制の対象とすることにより、規制の適用関係が明確化されるとともに、アグリゲーション・ビジネスの信頼性やビジネス環境の向上につながり、再エネをはじめとする分散型エネルギーの更なる普及が期待される。加えて分散型エネルギー活用のため、計量制度の合理化もする方向性で検討されている。

① アグリゲーターの位置づけ

アグリゲーターは、電気事業法における「特定卸供給事業者」として位置付けられる。特定卸供給とは、電気の供給能力を有する事業者（発電事業者を除く）に対し、発電または放電を指示する方法その他経済産業省令で定める方法によって集約した電気を、小売電気事業者、一般送配電事業者、配電事業者または特定送配電事業者の用に供するために電気として供給することをいう。特定卸供給事業者とは、特定供給を行う事業者で、その供給力が経済産業省令で定める要件に該当する必要がある。特定卸供給事業を営もうとする者は、経済産大臣への届出が必要となる。

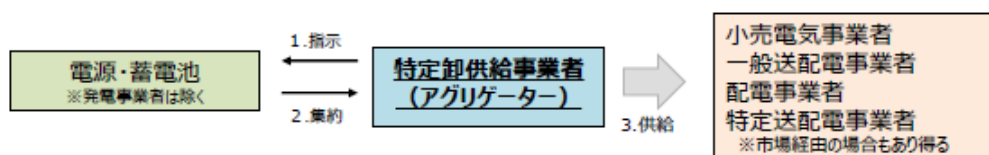


図4.6.1 特定卸供給事業者（アグリゲーター）について

② 代表類型と最小共有能力

また、代表的な4つの事業類型に区分できるが、いずれも特定卸供給事業の要件として小売・送配電事業への供給能力が合計で1000kWを超えることも決まった。

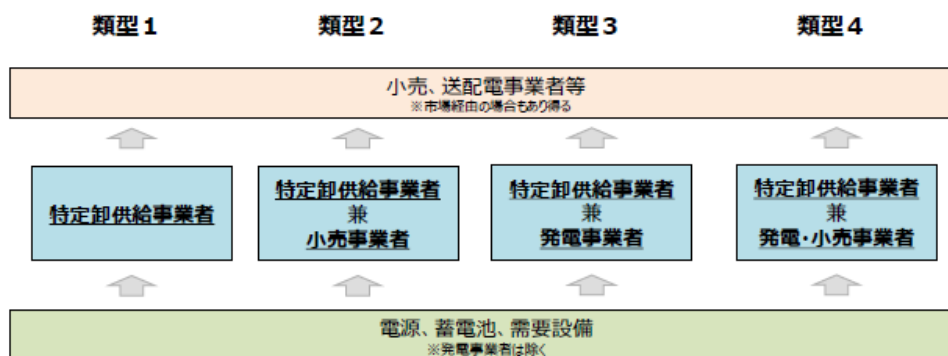


図4.6.2 事業者要件について

③ アグリゲーターのビジネスモデルと健全な育成

アグリゲーションビジネスにおいては、アグリゲーター等は分散型リソースの価値、非化石価値、 Δ kW価値などを市場に提供する。

需給管理などは大規模BGが一括して行う手法に加え、AIやIoTの最大限の活用を通じた需給管理など、新たな創意工夫を行うことでFIP再エネ分散電源を活用したビジネスモデルによる電力システム全体の活性化が図れる可能性がある。

アグリゲーターに関連する分散電源、市場のイメージを図4.6.3に示す

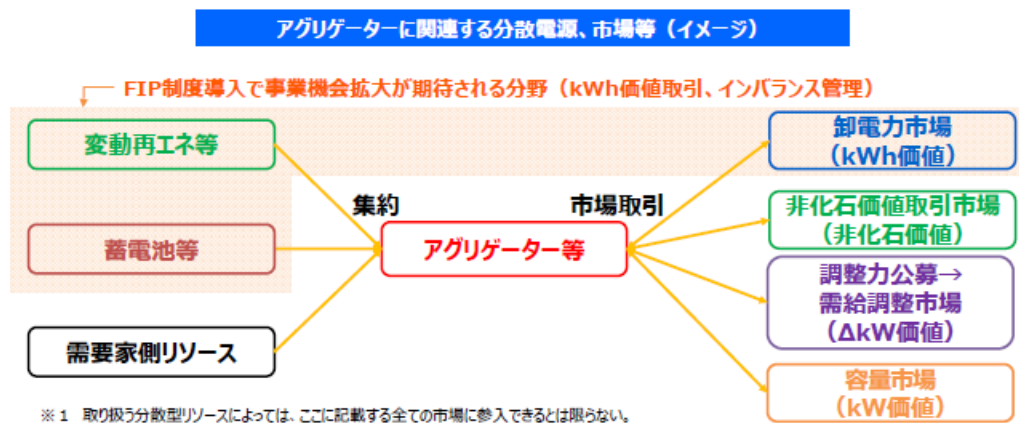


図4.6.3 アグリゲーターに関連する分散電源、市場のイメージ

④ 電気計量制度

太陽光発電や蓄電池などの分散電源等を活用して、家庭などがアグリゲーター等で電力を取引することを促進するため、計量器の精度や消費者保護の確保を求めた上で、計量法の規定での適用除外することも方向付けられた。

具体的な運用として、事業者は規定の適用除外規制に当たることから事業者が経済産業大臣に届出ること。省令で定める基準を満たし、国が報告徴収や立ち入る検査が出来ることとし、遵守されない場合には罰則規定の対象とすることも決まった。

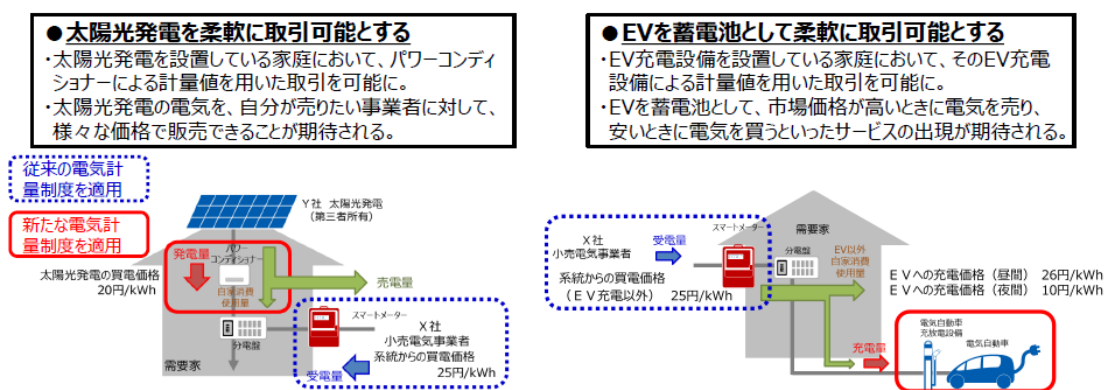


図4.6.4 電気計量制度の合理化(検討の方向性)

5. 調達価格等算定委員会の審議

2020年度の調達価格等算定委員会の審議は、入札要件設定のための非公開委員会を含め2021年1月12日までに11回の審議が行われた。本稿では、2021年1月12日までの審議について取りまとめた。2020年度の委員会の審議は、2022年度からの改正FIT法の導入が決まっていることから、FIP制度への導入への移行準備期間となる2021年度、2022年度の複数年度を視野に入れた検討や、「再生エネ大量導入次世代NW小・再エネ主力電源化制度改革小合同会議」での審議にも連動するかたちで制度詳細審議が行われた。

2021年度以降の太陽光発電にかかわる主なポイントは次の7点、

1. FITからFIPへの移行領域
2. 2022年度以降の規模別、FIP/FITの対象区分について
3. 2021/2022年度の住宅用（地域活用FIT）
4. 10-50kWの自家消費型（地域活用型FIT）
5. 2021/2022年度の調達価格
6. 入札・入札対象外の事業用太陽光
7. 廃棄費用の積み立て

1) FITからFIPへの移行領域を想定した対応

2022年4月からの施行に向けて、予めFIP制度に移行すべき対象と、事業環境に応じて徐々に移行する領域を3つに分けてFIP制度への移行を促すスキームとした。即ち、次の領域に分けた制度設計となった。（図5.1.1 FIP制度の対象領域）

領域①新規認定：FIP制度の対象領域（FIP入札、FIP）

領域②新規認定：FIP制度に移行することを前提に、徐々にFITからFIPへ

領域③既認定：すでにFIT認定を受けている事業者のFIPへの移行

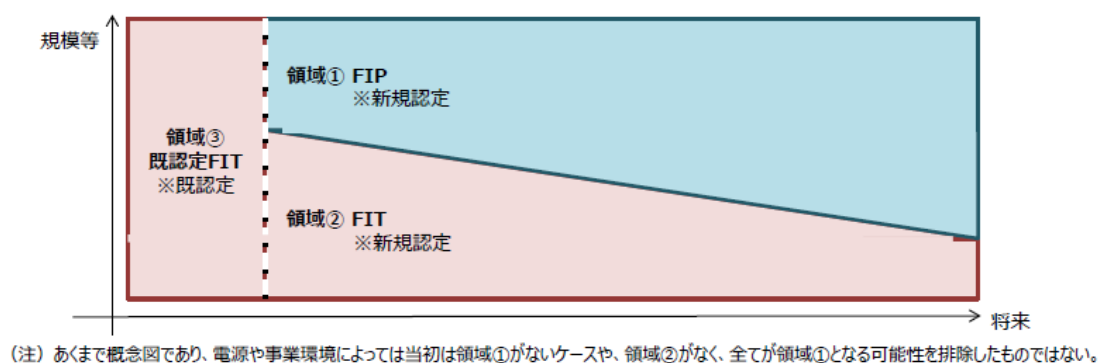
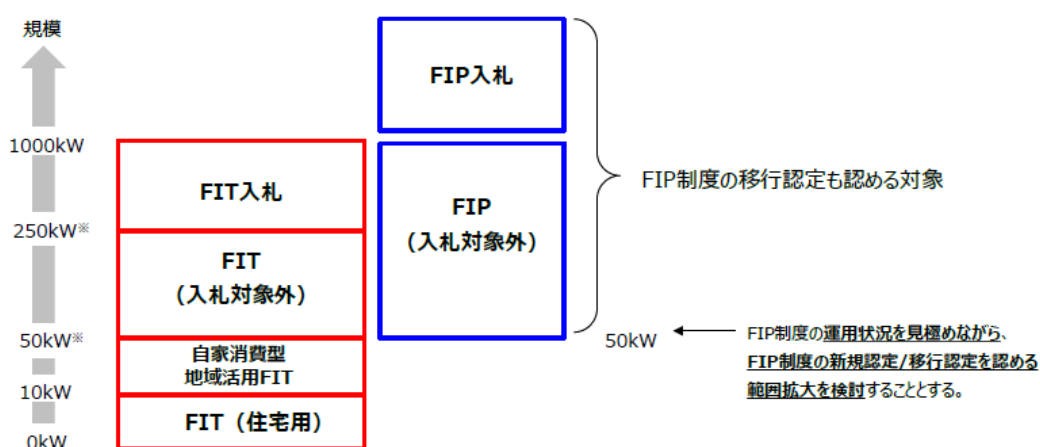


図 5. 1. 1 FIP 制度の対象領域

2) 2022年度以降の規模別、FIP/FITの対象区分の決定（下図参照）

1MW 以上	2022年度以降はすべてFIP入札へ
50kW～1MW	2022年度以降は、FIP制度とFITの選択制（動行見定め拡大）
250kW～1MW	2021年度までは250kW以上が全てFIT入札になるが、 2022年度以降は、FIP制度との選択
50kW～250kW	2021年度までは、FIT対象（地域要件はない）となるが 2022年度以降は FIPとの選択制
10～50kW未満	2022年度までは、自家消費型地域活用電源（2020年度は30%）
10kW未満	2022年度以降も、自家消費型地域活用電源

<2022年度における太陽光発電のFIP/FIT制度・入札制の対象（イメージ）>



※ 自家消費型地域活用FITやFIT入札の対象の閾値については、2021年度（案）のそのまま仮定していることに留意。

3) 2021/2022年度の住宅用（地域活用FIT）

住宅用(10kW未満)については、FIP対象外として2021/2022年度の調達価格を決める。

システム価格はトップランナー分析から、2021年度は27.5万円/kW、2022年度は25.9万円/kWが決まった。運転維持費、設備利用率、余剰売電比率、自家消費分の便益は据置かれ、また調達期間終了後の売電価格については9円/kWhが採用された。

表 5.3.1 住宅用太陽光発電の価格

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
対象規模	10kW未満（住宅用は地域活用電源として位置づけ、FIT継続方針）			
調達価格（内税）	24円/kWh	21円	19円	17円
資本費・システム費用	30.8万円/kW	29.0万円	27.5万円	25.9万円
運転維持費	0.3万円/kW/年	→据置き	→据置き	→据置き
設備利用率	13.7%	→据置き	→据置き	→据置き
余剰売電比率	70%	→据置き	→据置き	→据置き
自家消費分の便益	24.00円/kWh	26.33円	26.44円	26.44円
調達期間終了後売電	11.0円/kWh	9.3円	9円	9円
IRR(税引前)	3.2%	→据置き	→据置き	→据置き
調達期間	10年	→据置き	→据置き	→据置き

調達価格については、2021年度は19円/kWh、2022年度は17円/kWhとなり、20円台を下回り再エネの自立化を促す。

4) 10-50kWの自家消費型（地域活用型FIT）

10-50kWについては、2020年度から自家消費型の地域活用要件（自家消費率30%、災害時の自立運転（給電コンセント付き））が設定されているが、2021年度以降も現状を継続。2020年度からの制度変更になったため、実績データが集まっていないこともあり、2021年度は自家消費率30%が据え置きとなる。

5) 2021/2022年度の調達価格の想定

事業用太陽光については、これまでは毎年のコスト低減からトップランナー方式によるコスト積み上げを行ってきたが、2021年度の調達価格検討からは国の価格目標を達成する形で設定する方向となった。具体的には再エネ拡大と国民負担軽減の観点から「2025年度に運転開始する案件の平均的な発電コストを7円/kWh」（調達価格に換算すると8.5円/kWh（内部収益率IRR5%））を目指した価格水準とする方向が決まった。

新規開拓発電事業者にとって如何にコスト低減が実現できるかが課題となるが、土地や系統接続費用が増加する状況に於いて、最適条件やコスト低減に向けた創意工夫が不可欠となる。表5.5.1に調達価格を示した。

表 5.5.1 2021/2022年度の調達価格

規準調達区分	2020年度 FIT調達価格	2021年度 FIT調達価格	2022年度		
			制度区分	FIT調達価格	FIP基準価格
住宅 10kW未満	21円/kWh	19円	地域活用 FIT継続	17円	
10-50kW	13円/kWh	12円		11円	
50-250kW	12円/kWh	11円	FIT/FIP 選択	10円	10円
250-1MW	入札 上限事前非公表 上期：12.0円 下期：11.5円	入札 上限事前公表 第1回：11.00円 第2回：10.75円 第3回：10.50円 第4回：10.25円	FIT入札/ FIP選択	FIT入札 (上限未定)	10円
1MW以上			FIP入札		FIP入札 (上限未定)

事業用価格について50-250kW区分は、2021年度は11円/kWh、2022年度は10円/kWhと設定された。ポイントは、コスト低減速度が鈍化している状況化で、2025年度コスト目標価格に近づけるべく2023年度水準の設定になる。

6) 入札対象の事業用太陽光

これまで太陽光発電の入札については、2017年度下期 2018年度の2MW以上から、2019年度、2020年度には500kW、250kW以上と毎年拡大されてきた。2020年度までの入札推移結果を表5.6.1に示した。

2021年度/2022年度については入札上限価格を公表し、入札1回当たりの募集量を減らして募集回数を増やす検討も行うことが方向付けられた。

複数年度の認定容量と入札価格について検討し、上限価格については公開する予定が方向付けられた。価格目標の設定については、国の価格目標を見据えた設定とする。

また、12月25日に明らかになる2020年度下期の結果も参考に、2021年度以降を設定するとしている。

表5.6.1 太陽光発電の入札推移 (2017年度下期から2019年度)

		2017/下期	2018/上期	2018/下期	2019/上期	2019/下期
入札範囲		2MW以上	2MW以上		500kW以上	
募集容量		500MW	250kW	197kW	300MW	416MW
実入札結果		141MW	197MW	307MW	266MW	186MW
上限価格		21円/kWh (公開)	15.5円/kWh (非公開)	15.5円/kWh (非公開)	14円/kWh (非公開)	13円/kWh (非公開)
落札	落札件数	9件	0件	7件	63件	27件
	落札容量	141MW	—	197MW	196MW	40MW
結果	最低価格	17.20	—	14.25	10.50	10.99
	平均価格	19.64	—	15.17	12.98	12.57

表5.6.2 太陽光発電の入札推移 (2020年度から2021年度以降)

		2020/上期	2020/下期	2021年度	2022年度 FIT入札	2022年度 FIP入札
入札範囲		250kW以上		250kW以上	250kW-1MW	1MW以上
募集容量		750kW	750kW	208kW/回	2022年度は、(FITからFIPへの)移行年度	
実入札結果		369MW	79MW	4回実施		
上限価格		12円/kWh (非公開)	11.5円/kWh (非公開)	11円/kWh (公開)	10円/kWh (公開)	
落札	落札件数	254件	83件			
	落札容量	368MW	69.4MW	—	—	—
結果	最低価格	10.00	10.48	—		—
	平均価格	11.48	11.20	—		—

2020年度の下期の入札結果は、上期に比べ大きく後退した。また、特別高圧(2MW)以上の結果は、上期での9件(149MW)に対し下期ではゼロとなり、新規開発に伴うコスト条件が厳しくなっていることが推定される。

2021年度 FITの入札については、2021年1月12日の調達価格等算定委員会で次の通り方向付けがされた。入札回数を4回として、資格審査期間の短縮化や認定取得期限を落札から7カ月以内と運用面で柔軟化が図られた。表5.6.3に平成21年度の太陽光発電のFIT入札概要を示した。

表 5.6.3 平成 21 年度の太陽光発電の FIT 入札概要

区分	2020 年度	2021 年度の詳細制度
対象規模	250kW 以上	250kW 以上は全て FIT 入札で変わらず (22 年度は 1MW 以上 FIP、250-1MW は FIT 入札)
年間導入量	上/750MW 下/750MW (1.5MW)	208MW/回・4回とするが2回目以降 落札<208MW→次回は208MW 落札>208MW→次回は前回落札を最低水準 208kW とし+非落札の40%を加算
上限価格の設定	(非公開) 上/12.0円 下/11.5円	条件公開価格(4段階で設定) 1回目 2回目 3回目 4回目 11.00 10.75 10.50 10.25 2022年度水準は2025年度目標から検討
入札回数	2回/年	4回/年
資格審査期間の短縮	3か月程度	2週間程度
落札案件認定取得期限	年度内取得	落札から7カ月
保証金没収理由緩和	工事費負担金 理由免除なし	工事負担金が高額となったため入札を辞退する場合の保証金没収は免除

*上限価格については、2021年度11円/kWh、2022年度10円/kWhとされ、段階的に価格水準が下がる。

7) 廃棄費用の積み立て

廃棄費用について、住宅用以外については設備費の5%相当の費用が調達価格に組み込まれてきたが、設備費の低下に伴い2020年度以降は廃棄費用の想定額が1万円/kWhとなり、解体積み立て基準額として0.66円/kWhに固定されることになった。また、10-50kWについては自家消費率想定を50%とし、1.33円/kWhになる。

FITの改正によって、2022年7月からの源泉徴収方式で10年積み立てが行われる。プロジェクトファイナンス等の一部の大型案件については、一定の要件を満たせば内部積み立ても認められることになった。表5.7.1に認定年度別の廃棄費用の取り扱いを示す。

表 5.7.1 認定年度別の廃棄費用の取り扱い

認定年度※	調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額	
2012年度	40円/kWh	1.7万円/kW	12.0%	—	1.62円/kWh	
2013年度	36円/kWh	1.5万円/kW	12.0%	—	1.40円/kWh	
2014年度	32円/kWh	1.5万円/kW	13.0%	—	1.28円/kWh	
2015年度	29円/kWh 27円/kWh	1.5万円/kW	14.0%	—	1.25円/kWh	
2016年度	24円/kWh	1.3万円/kW	14.0%	—	1.09円/kWh	
2017年度	入札対象外	21円/kWh	1.3万円/kW	15.1%	—	0.99円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	15.1%	—	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	1.2万円/kW	17.1%	—	0.80円/kWh
	第2回入札対象	(落札者なし)	—	—	—	—
	第3回入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	17.1%	—	0.63円/kWh
2019年度	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	—	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	—	0.52円/kWh
2020年度	10-50kW以外	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	10-50kW	13円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2021年度	10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	10-50kW	(審議中)	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	10-50kW	(審議中)	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh

第63回に、御議論いただいた事項

本日、御議論いただきたい事項

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

6. 系統制約の課題解決に向けて

再エネの大量導入には電力ネットワークのインフラ整備が不可欠である。分散型再エネの急速な拡大に伴い、従来の送配電ネットワークに改革はシステム運用の見直し、送配電設備の投資など長期に亘る時間と費用が必要となる。このような中、「日本版コネクトアンドマネージ」による運用改善や系統運用面でのノンファーム型接続の全国展開やマスタープランによるプッシュ型の系統増強が進んでいる。本稿では特に太陽光発電に関係のある系統問題について取り上げた。

1) 中3電力の出力制御ならびに今後のオンライン制御の方向

電力の中3社（東京・中部・関西）を除く全エリアは、太陽光と風力の系統への接続量と接続契約申込量が接続可能量を超える可能性があるため、これらのエリアを管轄する旧一般電気事業者（電力会社）は指定電気事業者指定され、系統の安定運用を維持するため、再生可能エネルギー電源の出力制御が事業者当たり最大30日まで行われ、接続可能量を超えて接続契約を申し込んだ事業者に対しては無制限・無補償の出力制御が系統接続の条件となっている。これまで、中3社は30日等出力制御枠がなく、新規に接続する発電事業者には現状では360時間・720時間ルールが適用されているが、2020年7月の系統WGでの発表では、中三社のエリアにおける再生可能エネルギー電源の接続量は太陽光4500万kW、風力770万kW、接続検討申込量まで含めると太陽光5800万kW、風力5000万kW（特に東京、中部の風力が大きい）まで増加していることが報告された。

その結果、電力需要が相対的に大きく余裕があった中三社エリアにおいても再生可能エネルギー出力比率が高まり、今後、出力制御が必要な状況になることが示され、出力制御対応PCSへ切替えが必要なこととされた。今後、指定電気事業者を撤廃し、全エリアでの接続可能量を超えた無制限・無保障の制御とオンライン制御の拡大やオンライン代理制御が2021年度以降導入される予定である。今後のスケジュールを図6.1.1に示した。

	2019年度	2020年度	2021年度以降
①事業者間の公平性確保	<ul style="list-style-type: none"> ・制御対象の範囲について国の指針等により確認的に明確化。 ・30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等、適切な出力制御の在り方について検討。 		<ul style="list-style-type: none"> ・③とあわせ全国大で導入。
②オンライン制御の拡大	<ul style="list-style-type: none"> ・公平性ガイドラインの見直し、運用開始。 		
③オンライン代理制御 (経済的出力制御)	<ul style="list-style-type: none"> ・再エネ運用システムの整備。 ・特別高圧のオフライン事業者のオンライン化を順次促進。 		
	<ul style="list-style-type: none"> ・実務的手法等について系統WGで検討。 		<ul style="list-style-type: none"> ・①とあわせ全国大で導入。

図 6.1.1 オンライン制御等のスケジュール

2) 指定電力事業者の太陽光発電の系統制御見直し

中3社を除く電力7社については、接続可能量を超える指定電気事業者として、毎年、各社の10年後を踏まえた再エネの接続可能量の試算と検証が行われている。

2020年度においては、2020年12月の系統WGで各指定電気事業者の検討結果を公開した。これらの結果を表6.2.1に示した。

表 6.2.1 指定電気事業者の出力制御見直し

電力	30日等 出力制御枠	最小需要	連系線 100%活用	過去3ヶ年間の需要・日照を参考に試算 (出力制御枠+a(10年先))			各社状況前提 太陽光は20.9時点
北海道	117万kW	273万kW	58万kW	+100万kW 49.6%	+150万kW 56.2%	+200万kW 61.6%	原子力：175万kW 太陽光：194万kW
東北	552万kW	773万kW	164万kW	+150万kW 5.7%	+300万kW 18.6%	+450万kW 29.8%	原子力：200万kW 太陽光：620万kW
北陸	110万kW	254万kW	167万kW	+20万kW 3.4%	+40万kW 4.0%	—	原子力：120万kW 太陽光：1062万kW
中国	660万kW	522万kW	126万kW	+100万kW 11.3%	+200万kW 15.92%	+300万kW 24.1%	原子力：175万kW 太陽光：515万kW
四国	257万kW	244万kW	180万kW	+50万kW 0%	+100万kW 0.2%	+150万kW 1%	原子力：78万kW 太陽光：265万kW
九州	817万kW	825万kW	135万kW	+400万kW 22%	+600万kW 31%	+700万kW 33%	原子力：349万kW 太陽光：998万kW
沖縄	49.5万kW	68.8万kW	—	+4.8万kW 10.1%	+9.6万kW 12.6%	14.4万kW 17.5%	太陽光：35.8万kW

地域間連系線を100%活用し過去3ヶ年の需要を前提に算定（前提となる各社の原発は、各社設備容量に震災前の30年間平均稼働率（約7-8割）の電源供給力が含まれている）。

九州電力の場合には、2021年以降、4基の原子力発電（玄海・川内）の稼働が重なる低負荷時期については、出力制御が1か月以上発生するため、九州エリアは2021年には旧ルール30日を超える。

3) 九州電力エリアでの出力制御方法の変更とオンライン代理制御の推進

九州エリアでは、太陽光発電の拡大と4基の原子力発電（玄海・川内）の稼働から2021年以降は旧ルール（30日）に達するため、これまでの順番制による出力制御から一律制御に変更されることとなる。従来のオフライン手動制御設備に対する抑制量がオンライン制御に比べて大幅に抑制量が多くなるため、旧ルール500kW以上の事業者は出来るだけ早くオンライン化への切替えが必要となる。今後は、500kW未満10kW以上の事業者には代理制御が実施予定となる（*オンライン設備を設置せずにオンライン代理制御を行い、経済的出力制御（買取費用で調整）の準備に入り、九州電力管内では特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から順次開始が時始まっている。代理制御の仕組みや精算の方向、発電事業者への支払などについては九州エリアが先行して全国大で導入する方向である。

図 6.3.1 にオンライン代理制御のスキームを示す。

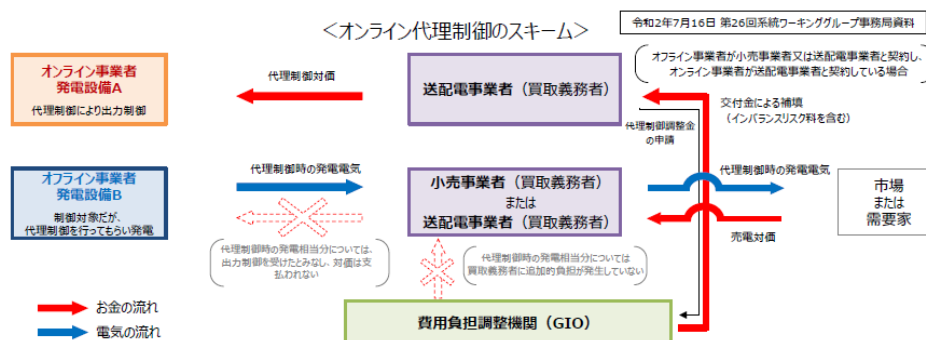


図 6.3.1 オンライン代理制御のスキーム

4) 日本版コネクタンドマネージとノンファーム接続の全国展開

2018年度からは、再生可能エネルギーの拡大に伴い、系統潮流運用やN-1電制、ノンファーム接続など既存ネットワークの運用を見直し、再生可能エネルギーの系統利用拡大を図る、いわゆる「日本版コネクタンドマネージ」の導入が始まった。上位系統の系統制約に比べ、多くの太陽光発電については送電網の下位系統の特別高圧や配電用変電所の下位に接続された高圧・低圧設備が中心であり、直接的にコネクタンドマネージの効果が現れるわけではないが、上位系統の容量の制限からこれまで接続検討ができない多くの下位系統の系統容量の拡大も間接的に進むメリットも生まれる。

日本版コネクタンドマネージの本格運用については、混雑時の管理方法経済負担などの構築検討として、想定潮流の合理化ガイドラインでは2020年運用、N-1電制については精算システム開発を踏まえ2022年度後半からとされている。

一方で基幹系統の増強を伴わない条件下で、既存系統の効率化を図り地内系統の接続ネックを解消する試みとしてノンファーム接続がある。これまで東京電力が試行的な検討として千葉地区で検討している先行事例を参考に全国展開する動きになった。

ノンファーム型への移行については、2020年10月の「再エネ大量導入次世代NW合同委員会」の全国展開の方向付けを受け、OCCTO・広域系統整備委員会が系統運用面での検討を行い、先行導入を進める方向である。

○基幹送電線に余裕がない地区から、2021年度から再給電方式でノンファーム接続を全国展開する方針が決まった（再エネ大量導入合同委員会）

○発電事業者が一般送電事業者に電源接続検討を行う場合、検討プロセスで基幹送電線に空きがない場合には、ノンファーム接続になることを明記する

- 下位系統での接続や一括検討プロセスの開始についても、基幹系統の運用を考慮して判断していく
- すでに進行している基幹系統増強を伴う電源接続案件募集プロセス（東北北部、愛知、北関東東部）、リプレース募集（新福島）については、基幹送電線の増強を伴う場合も 従来通りの手続きを実施
- 募集要項を公表していない（北海道3エリア）はノンファーム型を適用する
- 受付を2021年1月から始める（接続検討の回答や、申込書の様式は年内、一括検討プロセスの手続きは1月末を目途に実施）。詳細はOCCTOで公開
- ノンファームの拡大による他制度整合性（容量市場や需給調整市場が適切に機能するか）についても今後審議

		2020年度				2021年度		
		12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
広域系統整備委員会		◆今回						
ノンファーム型接続	受付開始		←→					
	接続検討			←→	←→			
	契約申込み (一括検討プロセス)						←→	
個別検討の申込・回答様式見直し		←→						
一括検討に関する手続き等・様式類見直し		←→						

図 6.4.1 ノンファーム全国展開、一括検討スケジュール

5) 太陽光発電のグリッドコードの検討について

自然変動電源である太陽光発電の普及が拡大していくと、電力系統の安定性を維持するためには一定量まで導入量が限界になる。大量導入に応じ導入量を拡大していくには、太陽光発電側から電力系統の状況を見て周波数や力率などを調整することが必要となるが、このための太陽光発電側での出力調整のルールがグリッドコードである。これまで変動型再エネ太陽光については、慣性力がない変動電源として導入制約がネックとして評価されてきたが、スマートインバーターによるPCS疑似慣性力や周波数、力率調整などによってグリッドコードが導入できれば十分に導入拡大が可能である。

特に、太陽光発電の場合には設置稼働台数が多く、今後の主力電源化に向けて、低圧・高圧・特別高圧と全ての電圧区分に足して継続的な導入と設備の更新が見込まれるため、グリッドコードの整備が急務となっている。

現在、OCCTO・電力広域的運営推進機関にグリッドコード検討会が設置され、国・電力・

学・関連業界などが中心となって検討が進められている。

図 6.5.1 にグリッドコード検討の全体像を示す。

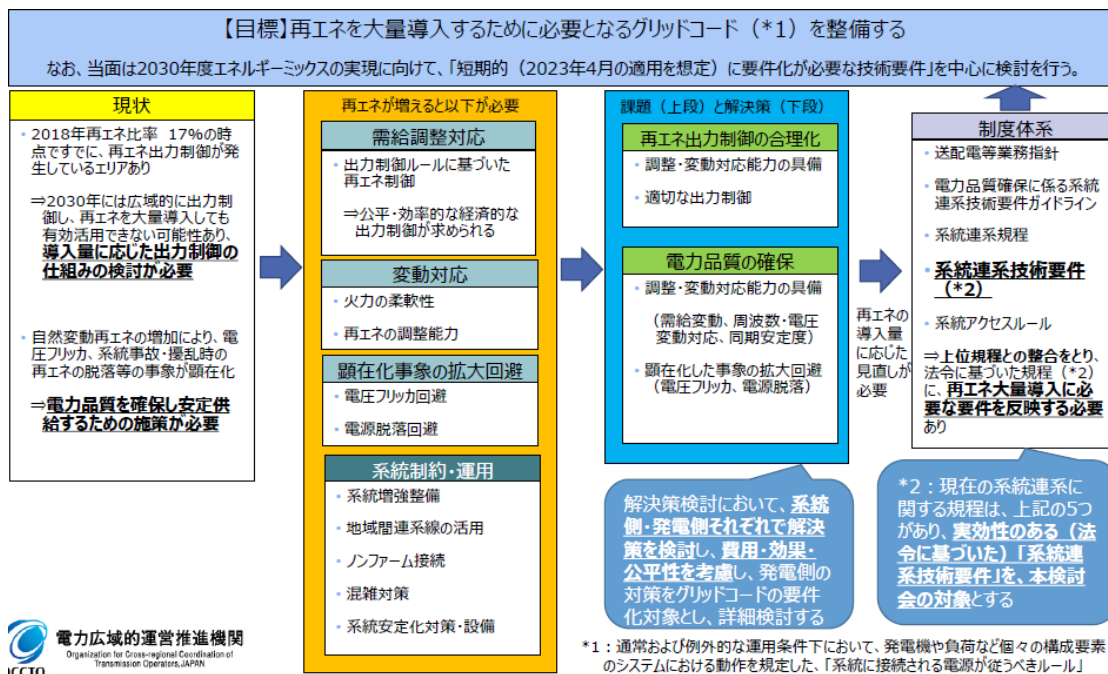


図 6.5.1 グリッドコード整備の全体像

具体的スケジュールとしては、系統連系技術要件の改定を前提に、早期に要件化が必要な技術要件については2022年4月、短期検討で整理した全ての技術要件については2023年4月を想定して検討が進められる予定である。

新エネルギー産業会議審議委員名簿

任 期 { 自 令和 2年7月 1日
至 令和 4年6月30日 }

氏 名	会 社 名 等	役 職
牛 山 泉	足利大学	理 事 長
藤 森 俊 郎	株式会社 I H I	技 監
會 澤 祥 弘	會澤高圧コンクリート株式会社	代表取締役社長
永 尾 徹	足利大学大学院	特任教授
池 上 徹	株式会社安藤・間	取締役副社長 建設本部長
安 永 文 洋	伊藤忠テクノソリューションズ 株式会社	技術戦略グループ 科学システム本部 本部長
正 代 尊 久	株式会社 N T T ファシリティーズ	カスタマーソリューション本部 再生可能エネルギー事業室長
木 村 裕 之	ENEOS株式会社	常務執行役員
池 島 賢 治	大阪ガス株式会社	参 与
新 川 隆 夫	鹿島建設株式会社	常務執行役員 環境本部長
西 田 篤 史	関西電力株式会社	研究開発室長
牧 野 俊 亮	株式会社関電工	常務執行役員 技術開発本部長 兼 技術開 発 ユニット長 兼 営業統轄本部副本部長
千 田 善 晴	九州電力株式会社	常務執行役員
高 嶋 正 彦	株式会社熊谷組	執行役員 副社長
入 澤 博	公営電気事業経営者会議	専務理事
宮 崎 庄 司	株式会社神戸製鋼所	専務執行役員
石 井 義 朗	国際石油開発帝石株式会社	常務執行役員 再生可能エネ ルギー・電力事業本部長
眞 鍋 修 一	コスモエコパワー株式会社	常務取締役
山 本 敏 雄	西部ガス株式会社	常務執行役員
小 島 信 一	佐藤工業株式会社	常務執行役員 営業統括
山 崎 達 成	四国電力株式会社	取締役 常務執行役員
山 田 安 秀	清水建設株式会社	執行役員 営業総本部営業担当
西 堀 仁	シャープエネルギーソリューション 株式会社	事業戦略部 シニアエキスパート
矢 部 彰	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構	技術戦略研究センター フェロー
大 河 内 巖	JFEスチール株式会社	常務執行役員
石 橋 利 久	JX金属探開株式会社	常務取締役 探査事業部長

氏 名	会 社 名 等	役 職
塩 将 一	積水化学工業株式会社	住宅カンパニー シニアエキスパート
橋 口 昌 道	一般財団法人石炭エネルギーセンター	専務理事
山 本 浩 士	石油資源開発株式会社	技術本部 評価技術部 部長
井之脇 隆 一	石油資源開発株式会社	技術本部 評価技術部 担当部長
羽 田 健一郎	全国町村会	政務調査会 経済農林委員長
鶴 滋 人	ソーラーフロンティア株式会社	取締役執行役員
高 浜 信一郎	大成建設株式会社	常務執行役員 エンジニアリング本部長
増 田 孝 弘	株式会社タクマ	技術センター 東京技術企画室副部長
奥 田 正 直	株式会社竹中工務店	執行役員 エンジニアリング本部長
中 村 慎	株式会社竹中工務店	スマートコミュニティ本部長
茅 陽 一	公益財団法人 地球環境産業技術研究機構	理 事 長
大 里 和 己	地熱技術開発株式会社	取締役事業開発統括部長
瀬 古 一 郎	中央開発株式会社	代表取締役社長
味 能 弘 之	中国電力株式会社	エネルギー総合研究所所長
船 山 政 昭	帝石削井工業株式会社	代表取締役社長
笹 津 浩 司	電源開発株式会社	常務執行役員
川 原 修 司	一般社団法人電力土木技術協会	専務理事
天 野 寿 二	東京ガス株式会社	ソリューション技術部長
飯 田 誠	東京大学	特任准教授
芋 生 憲 司	東京大学	教 授
石 谷 久	東京大学	名誉教授
山 本 竜太郎	東京電力ホールディングス株式会社	常務執行役
黒 川 浩 助	国立大学法人東京農工大学	名誉教授
植 田 讓	東京理科大学	工学部 電気工学科 教授
畠 澤 守	株式会社東芝	代表執行役専務
小 山 俊 博	東電設計株式会社	シニアオフィサー
梅 田 良 人	東邦ガス株式会社	R&D・デジタル本部 先端技術担当部長
八 代 浩 久	東北電力株式会社	取締役 常務執行役員
松 原 利 之	飛鳥建設株式会社	常務執行役員 技術研究所長
櫻 根 喜 久	トヨタ自動車株式会社	東京技術部 部長

氏 名	会 社 名 等	役 職
杣 津 雄 治	日鉄鉱業株式会社	取締役
豊 田 正 和	一般財団法人 日本エネルギー経済研究所	理 事 長
田 中 一 幸	一般財団法人日本環境衛生センター	東日本支局 環境事業本部 環境事業第一部 次長
西 川 省 吾	日本大学	教 授
石 井 秀 紀	株式会社ニュージェック	常務取締役
山 本 毅 嗣	一般社団法人 バイオマス発電事業者協会	代表理事
松 本 宏 一	株式会社日立製作所	エネルギービジネスユニット 新エネルギーソリューション事業部長
神 本 正 行	弘前大学	特別顧問
近 藤 史 郎	富士電機株式会社	執行役員常務 技術開発本部長
吉 田 悟	株式会社北拓	取締役 副社長
大 西 賢 治	北陸電力株式会社	取締役 常務執行役員
上 野 昌 裕	北海道電力株式会社	取締役 常務執行役員
森 本 英 雄	前田建設工業株式会社	常務理事
前 田 太佳夫	国立大学法人三重大学	教 授
佐々木 誠 夫	みずほ情報総研株式会社	グローバルイノベーション& エネルギー部長
木 村 信 彦	三井金属鉱業株式会社	資源事業部長
加 藤 晴 信	三菱電機株式会社	電力・産業システム事業本部 電力・産業システム技術部
松 野 芳 夫	三菱マテリアル株式会社	環境・エネルギー事業カンパニー エネルギー事業部長
神 田 正 明	三菱マテリアルテクノ株式会社	取締役副社長
鈴 木 岳 夫	株式会社明電舎	執行役員 社会インフラ事業企画本部長
関 和 市	逢甲大学大学院	客員教授
山 本 俊 一	矢崎エナジーシステム株式会社	環境システム事業部長
西 浦 寛	株式会社 ユーラスエナジーホールディングス	国内事業企画部長
今 岡 朋 史	株式会社レノバ	執行役員

80名

令和2年度 太陽エネルギー委員会委員名簿

	氏名	所属・役職
委員長	植田 譲	東京理科大学 工学部 電気工学科 教授
副委員長	杉本 完蔵	ソーラーフロンティア(株) 経営企画部 参事
委員	石田 智宏	中国電力(株) 経営企画部門 (設備計画グループ) マネージャー
委員	榊枝 浩司	富士電機(株) 発電プラント事業本部 エンジニアリング統括部 再エネ営業技術部 海外太陽光・蓄電ソリューショングループ
委員	加納 達也	(株) 価値総合研究所 パブリックコンサルティング事業グループ 主席研究員
委員	河本 桂一	みずほ情報総研(株) グローバルイノベーション&エネルギー部 エネルギービジネスチーム シニアコンサルタント
委員	塩 将一	積水化学工業(株) 住宅カンパニー シニアエキスパート
委員	北村 弘明	関西電力(株) 研究開発室 研究推進グループ リーダー
委員	田口 泰啓	(株) NTTファシリティーズ カスタマーソリューション本部 環境エネルギー推進部門 部門長
委員	橋本 秀実	(株) GSユアサ 産業電池電源事業部 電源システム販売本部 REB推進室 室長
委員	濱口 泰典	東芝エネルギーシステムズ(株) 再生可能エネルギー技術部 部長
委員	西浦 寛	(株) ユーラスエナジーホールディングス 国内事業企画部長
委員	西堀 仁	シャープエネルギーソリューション(株) 事業戦略推進部 シニアエキスパート
委員	長谷川 一穂	(株) 明電舎 エネルギーシステム技術部 太陽光技術課 課長
委員	山根 俊博	清水建設(株) 技術研究所 エネルギー技術センター 主任研究員
委員	吉田 功	一般社団法人日本電機工業会 技術戦略推進部 新エネルギー技術課 課長
オブザーバー	佐藤 貴文	みずほ情報総研(株) グローバルイノベーション&エネルギー部 エネルギービジネスチーム チーフコンサルタント
アドバイザー	黒川 浩助	国立大学法人 東京農工大学 名誉教授

太陽エネルギーの普及促進に関する提言

令和3年3月

この提言書は、新エネルギー産業会議の審議を経て、新エネルギー財団がまとめたものです。内容などのご照会につきましては、下記事務局までご連絡願います。

一般財団法人 新エネルギー財団 計画本部
〒170-0013 東京都豊島区東池袋3丁目13番2号
電話 03-6810-0362
FAX 03-3982-5101