

社会動向レポート

# 再生可能エネルギーの現状と将来(2019年版)

## —出力抑制シミュレーションによる蓄電池併設の効果の分析—

グローバルイノベーション&エネルギー部  
 コンサルタント    コンサルタント    チーフコンサルタント  
 境澤 亮祐    古林 知哉    蓮見 知弘

2018年10月に九州本土にて、電力の安定供給のため、地域内の発電量が需要量を上回った場合に発電量を制限する再生可能エネルギーの出力抑制が実施された。この出力抑制は、太陽光発電を中心に再生可能エネルギーの導入が急増したことにより生じたものであり、九州以外でもその蓋然性は高まっている。出力抑制の回避措置として、大型蓄電池が活用されている。本レポートでは、省エネ対策として推進している住宅用太陽光発電に蓄電池を併設した自家消費利用が、どの程度出力抑制の低減に寄与するかを定量的に分析した。

### 1. はじめに

2012年の固定価格買取制度(以下「FIT 制度」という。)の開始によって再生可能エネルギーの導入は急速に進んだ。今後も太陽光発電や風力発電のような天候や日照等の自然条件によって発電量が変動する電源の導入が進む傾向にある。電力会社<sup>(1)</sup>は、機器の動作不良や停電の誘発を防ぎ、電力を安定的に供給するため、常に電力の供給量と需要量を同量に保つ“同時同量の原則”を維持しなければならない。そのため、地域内の電力需要量と供給量を予測し、供給量が上回った場合は、出力を制限する要請を行っている。特に、FIT 制度により全国的に太陽光発電が急増し、発電量が日中に集中する状況となったため、再生可能エネルギーの発電量を抑制する状況となった。2018年10月には、離島を除いた国内で初めてとなる出力抑制が九州で実施され<sup>1</sup>、その後、2018年度末までに26回行われた。太陽光発電の導入の急増は全国的なものであり、今後九州以外の地域でもその蓋然性が高まって

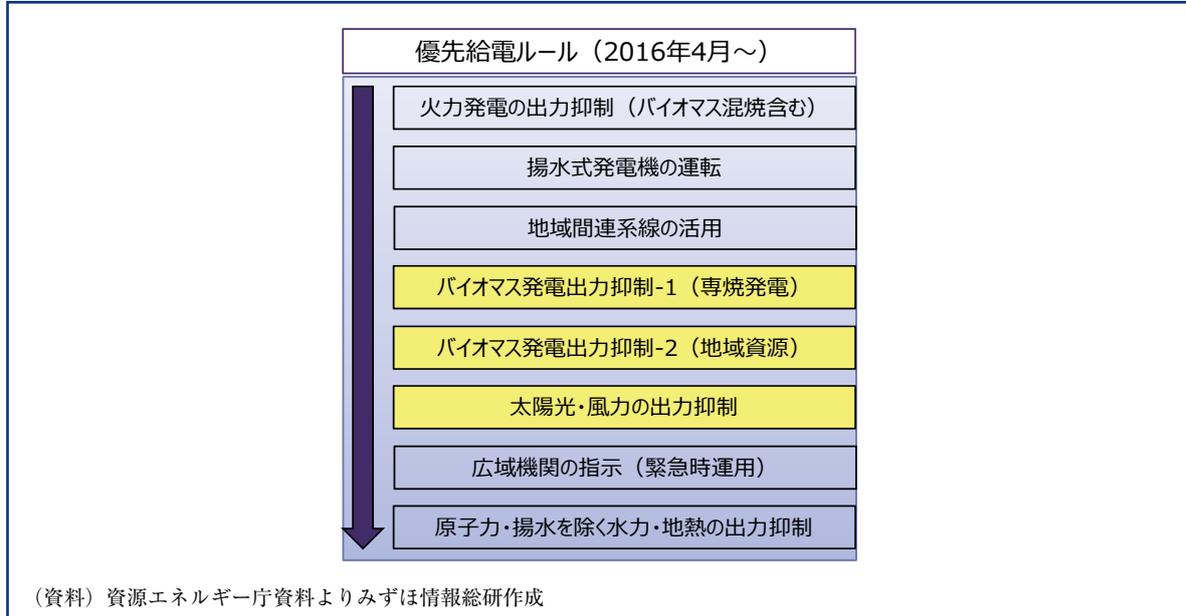
いる。

電力供給過剰時において、電力会社は図表1に示した優先給電ルールに則って供給量の調整を行っている。まず短時間での調整が可能な①バイオマス混焼を含む火力発電、②揚水式発電機や大型蓄電池の最大限の活用、③地域間連系線による他地域への融通を行う。それでも供給過剰が発生している場合は、④専焼バイオマス発電、⑤地域資源バイオマス発電、⑥太陽光発電・風力発電の順で実施する。原子力発電や水力発電・地熱発電は、数時間単位での調整が困難であるため抑制対象外となっている。

制度上出力抑制の頻度は、電源の種類と地域等によって異なり、抑制時間の上限を設定しない無制限抑制を前提とするものもある。その場合、再生可能エネルギー事業者にとってもファイナンスを組成する金融機関にとっても、事業性に直結するリスクの1つである。事業期間中の出力抑制の頻度を見極める必要がある。

本レポートでは、すでに導入されている大型蓄電池とは別に、国が省エネ対策として推進し、

図表1 優先給電ルールの概要



今後も導入が期待されている住宅用太陽光発電と蓄電池の併設による出力抑制の低減効果を、シミュレーションモデルを用いて分析した。また、シミュレーションの前提に用いた再生可能エネルギーの導入状況等を参考資料として示す。

## 2. 出力抑制シミュレーションによる蓄電池併設の効果の分析

近年、蓄電池や電気自動車を利用した自家消費モデルが注目されている。自家消費モデルは、日中に発電した電力を蓄電し、夜間に使用することで消費者が系統から電気を購入する必要がなくなり、電気料金の負担低減につながるもので、国としても省エネ対策として推進している。2019年には、10年の買取期間を終えた住宅用太陽光発電の一部がFIT制度から卒業することもあり、売電から自家消費への移行が進むと考えられる。

出力抑制の観点からみた自家消費モデルの普及は、太陽光発電設備の導入量が圧倒的に大きく、日中に電力の供給過剰が発生しやすい傾向

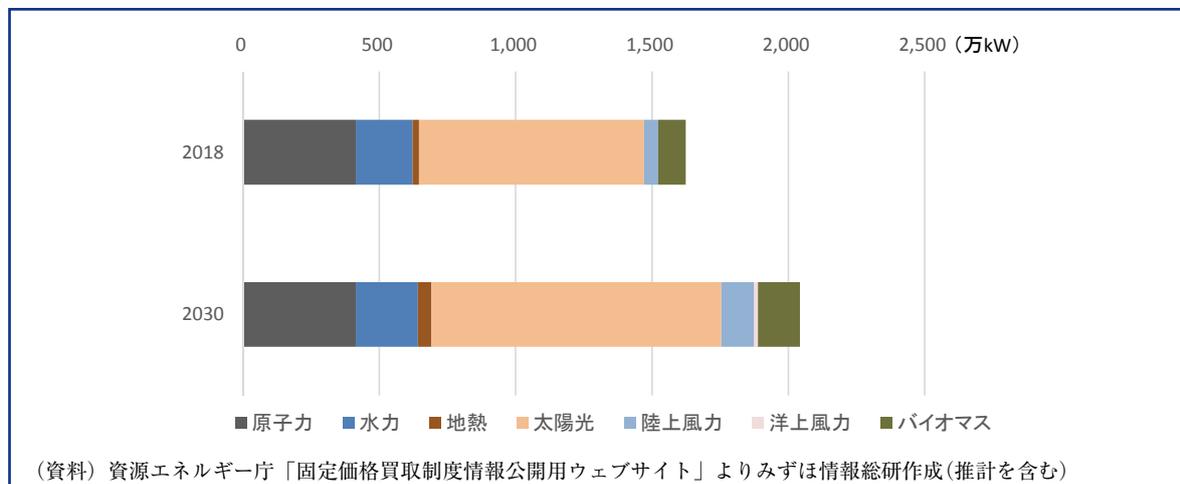
にあるわが国において、太陽光発電による電力供給量の平準化に寄与するため、結果的に出力抑制の低減に寄与することが期待される。

本レポートでは、出力抑制が実施された九州において、2030年の電源構成が2015年に国が掲げたエネルギーミックスを実現したという前提条件下で、住宅用太陽光発電等の普及に伴って蓄電池が住宅に併設された場合、出力抑制にどの程度影響を与えるか、当社の出力抑制シミュレーションモデル<sup>2</sup>を用いて分析した。

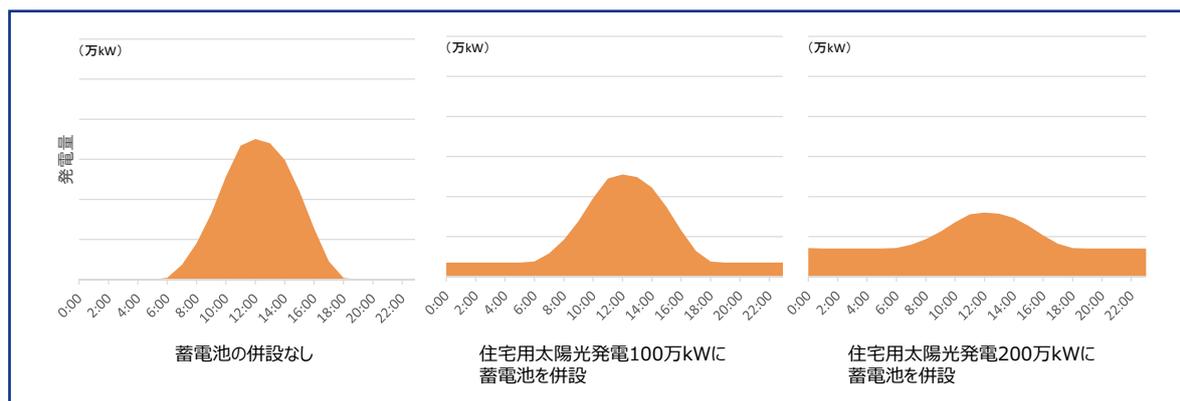
### 2.1 シミュレーションにあたっての前提条件 (1)原子力発電と再生可能エネルギーの導入量の設定

原子力発電と再生可能エネルギーの導入量は、国の定めたエネルギーミックスを達成することを前提に推計した。図表2は、原子力発電と再生可能エネルギーの導入量の2018年度の実績と2030年の見通しを示したものである。原子力発電は、現在稼働している玄海原子力発電所3、4号機、川内原子力発電所の1、2号機が引き続き

図表2 九州における2018年及び2030年の原子力発電と再生可能エネルギーの導入量



図表3 蓄電池併設時における自家消費型太陽光発電の発電量のイメージ



稼働しているとし、原子力の発電所の新設はないとした。太陽光発電、風力発電についても、エネルギーミックスの水準を達成することを前提に導入実績や発電計画等の情報をもとに推計した。

本レポートにおいて注目する蓄電池は、住宅用太陽光発電に併設することが一般的である。住宅用太陽光発電の導入量は、すでに2030年目標に到達している(参考図表9参照)ものの、省エネ対策としてのZEH (Zero Emission House) の導入目標を踏まえると、今後も一定の新築住宅には太陽光発電が導入されるものと考えられる。そこで、政府が掲げているZEHの見通しとして、環境省の地球温暖化対策計画や内閣府

の未来投資戦略2018を参考に設定した。

### (2)蓄電池の併設に伴う自家消費モデルの考え方

本レポートでは、蓄電池が併設されている太陽光発電の導入量を①併設なし(蓄電池の影響を考慮しない)、②100万kW(現在の住宅用太陽光発電の約6割相当)、③200万kW、の3つのシナリオを設定し、太陽光発電の出力抑制の影響を分析した。蓄電池の導入によって平準化される住宅用太陽光発電の発電量を図表3に示す。蓄電池を併設する住宅用太陽光発電の割合が増えると、日中の発電量ピークが蓄電によって減少する代わりに、夜間で蓄えた電力が利用されるため、太陽光の出力パターンを図表3のよう

に考えることができる。

### (3)前提条件のまとめ

本レポートで実施した計算条件を整理したものを図表4に示す。出力抑制に大きな影響を及ぼす地域間連系線の容量は、経済産業省の審議会である系統ワーキンググループ(第18回)において九州電力が設定した容量の50%(67.5万kW)を活用可能とした<sup>3</sup>。なお、図表4の計算条件は、同ワーキンググループにおいて九州電力が設定した条件とは異なることに留意されたい。

## 2.2 シミュレーション結果

太陽光発電の出力抑制の頻度に関するルールは、国が定めており、地域と契約時期によって、年間の上限は①最大30日間まで(30日ルール)、②最大720時間まで(720時間ルール)、③無制限(指定ルール)の3つの区分で、事業者ごとに設定されている。また、出力抑制の時間が上限値に到達するまでは、事業者間の公平性の観点から、抑制時間が均等になるように、電力会社が

調整している。しかしながら、上限時間を越えると、③の無制限ルールだけが出力抑制の対象となる仕組みになっている。2019年3月時点の九州電力管内で、新たに太陽光発電事業を新たに行う際は、③の無制限の抑制(指定ルール)が適用される。本シミュレーションでは、出力抑制が生じる指標として出力抑制率を「本来発電することが見込まれた電力量に対し、出力抑制によって発電することができなかった電力量の割合」と定義し、以後、この指標を使って3つのシナリオの分析を行うこととする。

2030年における指定ルールの太陽光発電の出力抑制率の結果を図表5に示す。この図表のとおり、①併設なしのシナリオでは、年間の出力制御率は21.7%であり、年間で21.7%の発電機会損失が発生することを意味する。次に、蓄電池を併設した場合の年間の出力制御率は、②100万kWシナリオでは17.8%、③200万kWシナリオでは13.9%となり、蓄電池の併設によって出力抑制率が4~8%低減することを示した。

指定ルールが適用されている太陽光発電事業

図表4 計算条件のまとめ(2030年度の九州地域)

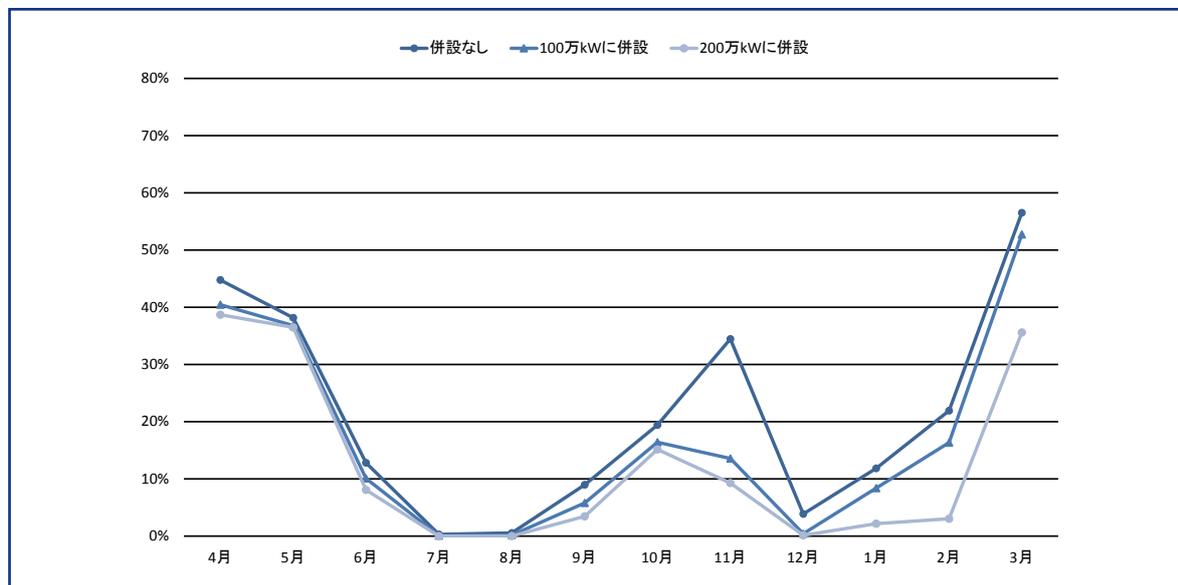
項目	設定値
電力需要	2017年度実績を使用
再生可能エネルギー導入量	各電源が2030年エネルギーミックスに掲げた導入量を達成
原子力発電の導入量	現在稼働中の4基(玄海3、4号機、川内3、4号機)が稼働
設備利用率	系統ワーキンググループ(第18回)の値を採用
地域間連系線	系統ワーキンググループ(第18回)の中位ケース67.5万kWを採用
蓄電池が併設している太陽光発電の容量	①併設なし、②100万kW、③200万kWの3つのシナリオ

図表5 3つのシナリオにおける年間の出力抑制率

	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3
蓄電池を併設した住宅用太陽光発電の容量	併設なし	100万kW	200万kW
指定ルール太陽光年間出力抑制率(年間)	21.7%	17.8%	13.9%

※出力抑制率=出力抑制によって発電することができなかった電力量/本来発電することができた電力量

図表6 太陽光発電の出力抑制率の比較(月別：指定ルール)



者の出力抑制率を各月で表示したものを図表6に示す。全てのケースにおいて、3月から5月の春季、10月と11月の秋季にかけて出力抑制率が大きくなっている。これは夏季や冬季にくらべて冷暖房需要が小さく、電力の供給過剰が発生しやすくなるためである。次に、各ケースの出力抑制率を比較すると、蓄電池の利用による出力抑制率の低減効果が月ごとに異なっていることがわかる。例えば、シナリオ1とシナリオ3を比較すると、5月の出力抑制率の差は2%程度であるが、11月や2月、3月については20%ほどの低減効果が見られる。一方で、11月は、シナリオ1とシナリオ2の間で出力抑制率の乖離が大きくなっている。これは、10月までは、出力抑制の年間上限値である30日または720時間に到達しておらず、すべての事業者が平等に抑制されていたが、11月中に年間の抑制時間が上限に到達したため、指定ルールが適用された事業者の負担が大きくなったことが原因である。

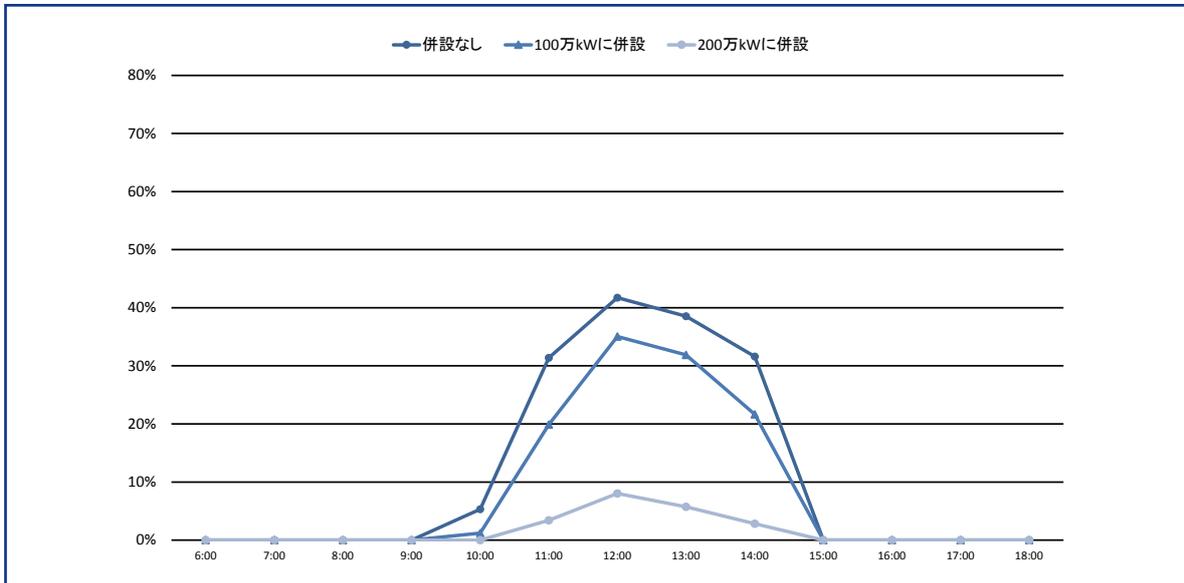
その他、5月と2月で蓄電池効果に差が見られることについては、電力の供給過剰の絶対量が影響している。2月は、シナリオ3の200万kW

の併設では、蓄電池を運用することで電力の供給過剰を回避できたが、5月においては回避できないほどの供給過剰が発生していることを意味している(図表7、8を参照)。

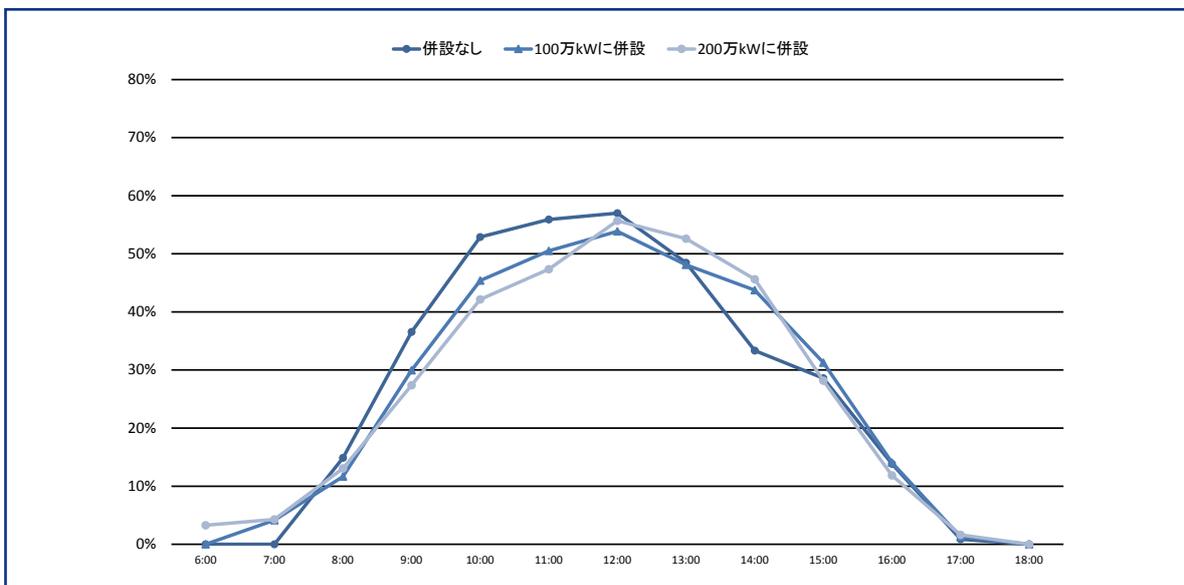
### 3. おわりに

本レポートでは、国が省エネ対策として推進している自家消費を目的とした蓄電池の導入が太陽光発電の出力抑制率に与える影響を分析した。その結果、住宅用太陽光発電に蓄電池を併設することは、電気料金の負担軽減だけでなく、太陽光発電事業者に課せられる年間の出力抑制率が4~8%程度低下し、再生可能エネルギーの利用可能量が向上することが明らかになった。一方で、電力の供給過剰量が大きい月では蓄電池に加えて何らかの対策が必要であることが示唆された。蓄電池は、日中の余剰電力を夜間に利用することができるので出力抑制率の低減に効果的だが、200万kW程度の蓄電池の導入では、電力の供給量と需要量のギャップが大きい5月における出力抑制率には波及しなかった。改善策としては、数日単位ではなく、季節をまた

図表7 1時間ごとの太陽光発電の出力抑制率の比較(2月平均：指定ルール)



図表8 1時間ごとの太陽光発電の出力抑制率の比較(5月平均：指定ルール)



ぐような時間スケールでの蓄電やPtG (Power to Gas)に代表される新たな電力利用方法の検討、電力需要家のデマンドレスポンスを追加的な取り入れが期待される。

また、本レポートでは九州電力管内での電力供給量と需要量のバランスに関する出力抑制の評価を実施したが、さらに再生可能エネルギーの導入が進むと、同じ電力管内でも場所によっ

て、送電線や変電設備の空き容量が異なることから、電力需要地や発電所の位置情報まで考慮した精緻な分析が求められる。今後、発電事業者は、設備導入地域近隣の送電容量を意識した発電見通しを計画的に検討することや、地域近隣での電力消費を想定し送電を最小限にする再生可能エネルギーの地産地消モデルの構築が必要となるだろう。

### 〈参考〉FIT 制度における再生可能エネルギーの導入と国民負担の状況 (2018年12月時点)

FIT 制度以降再生可能エネルギー電源の認定量、導入量および買取価格、国民負担について、2018年12月までの推移および2030年度の累積の導入量見通しを整理した。各図において認定量・導入量を棒グラフ、買取価格を折れ線グラフで表記している。なお、いずれの電源も特に断りが無ければ、認定量、導入量は、FIT 制度開始後の新規認定分のみを対象とし、FIT 開始前の移行認定分は含んでいない。また、買取価格は10kW 未満の太陽光発電が税込み表示であり、それ以外は税抜き表示となる。

#### (1)太陽光発電

FIT 制度開始により、最も認定・導入が進んだ再生可能エネルギーである太陽光発電について、主として住宅向けの発電容量10kW 未満と、ビルの屋上設置やメガソーラー向けの10kW 以上の2つの区分で整理した。

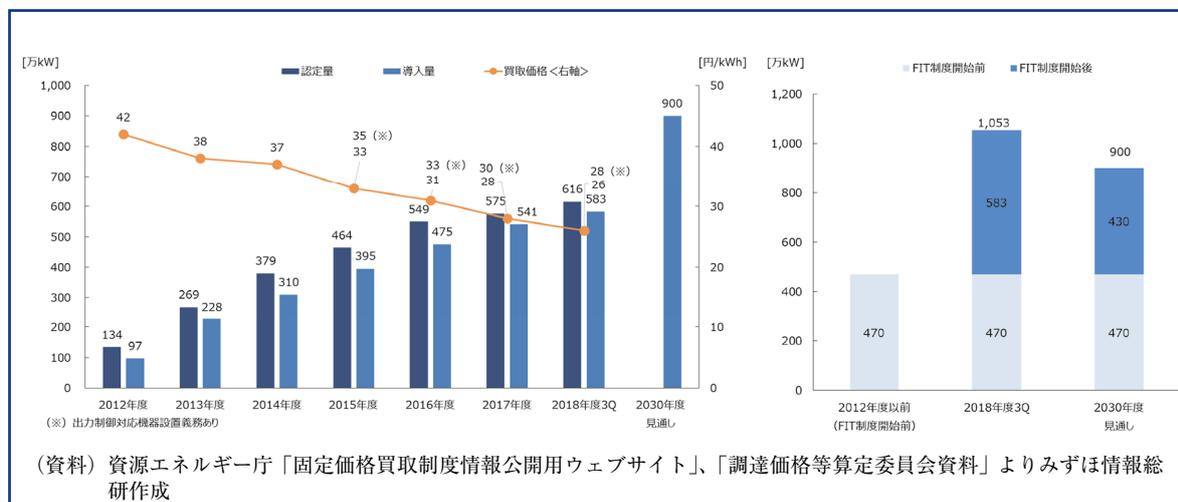
はじめに、10kW 未満の太陽光発電の認定量・導入量・買取価格の推移を図表9に示す。FIT 制度開始から2016年度までは、毎年100万 kW 程

度のペースで認定され、その後鈍化し、2018年12月時点では616万 kW が認定されている。一方、導入量は、認定量の約8割に相当する80万 kW/年程度の水準であったが、2017年度より事業認定の取得から1年以内に運転を開始しない場合、買取の権利を失う「失効」とする制度変更が行われたため、2017年度は、認定量97%とこれまでの中で最も高水準で導入された。2018年12月時点における、FIT 制度開始以前を含む累積導入量は1,053万 kW となり、すでに2030年度見通しである900万 kW を早々に超過している状況である。

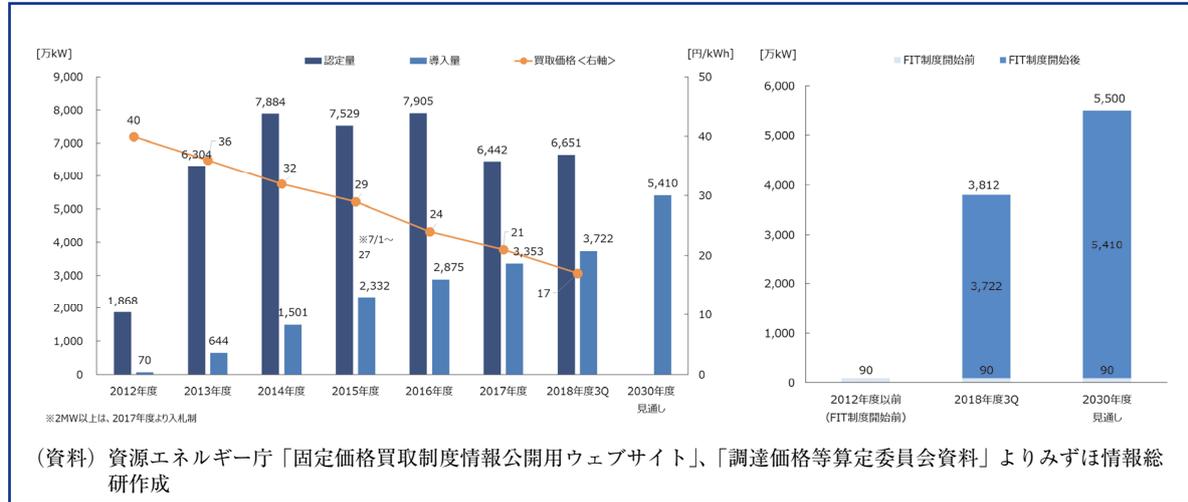
買取価格については、FIT 制度開始時点では42円/kWhであったが、太陽光パネルを中心に市場拡大に伴うコスト低減が進んだこともあり、2018年度には26円/kWh、出力抑制対応の場合には28円/kWh まで低下している。

2019年には、2009年に開始した余剰価格買取制度から移行された設備が10年間の買取期間を終えて、FIT 制度から卒業することになっている。

図表9 10kW 未満の太陽光発電の認定量・導入量・買取価格の推移  
(左：FIT 制度下における認定量・導入量と買取価格、右：累積導入量と見通し)



図表10 10kW以上の太陽光発電の認定量・導入量・買取価格の推移  
(左：FIT制度下における認定量・導入量と買取価格、右：累積導入量と見通し)



次に、10kW以上の太陽光発電の認定量・導入量・買取価格の推移を図表10に示す。事業参入の容易さに加え、40円/kWhの買取価格の高さの後押しもあり、認定量は2012年度の1,868万kWから急増し、2016年度にピークとなる7,905万kWに達した。その後、FIT制度の改正で電力会社との接続契約のない案件が失効したため、2018年12月末時点では6,651万kWに落ち着いている。一方、導入量は2015年度までは年間で約700万kW程度の水準であったが、2016年度以降は、系統工事の遅れ等もあり、年間約500万kWとやや鈍化した。2018年12月末におけるFIT制度開始以前を含む累積導入量は3,722万kWとなり、2030年度見通しの5,500万kWの約7割に達した。2017年度以降は、事業認定取得から3年以内に運転開始をしない場合は20年の買取期間が短くなるという制度改正から、2020年度までに導入が加速すると予想される。さらに、2018年12月には、2012年度から2015年度までに認定された運転開始期限が設定されていない未稼働案件の早期稼働を促すため、2019年3月までに電力会社に対する系統連系工事申込を行っていない案件については、「調達価

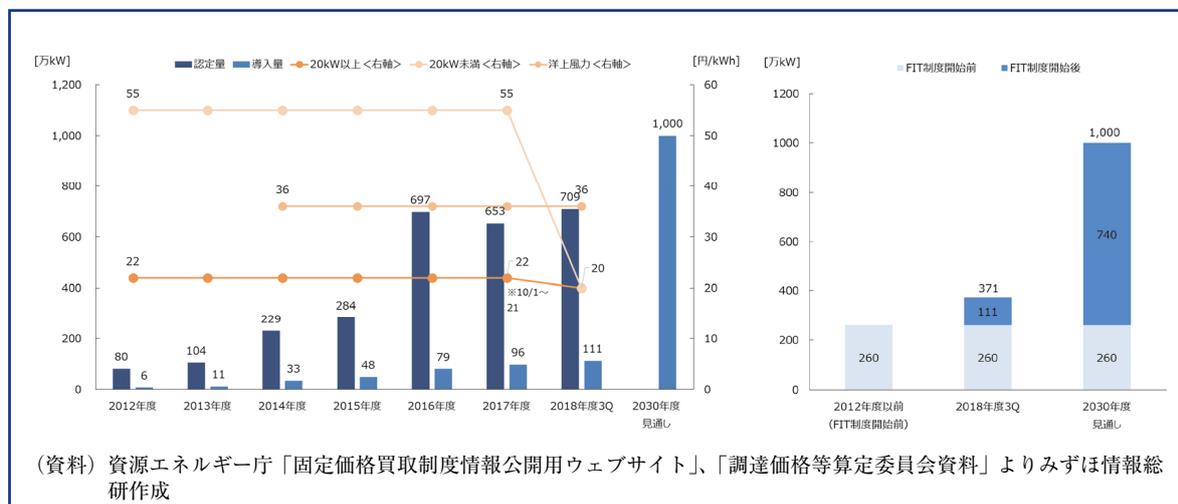
格を見直すこと」、「1年以内に運転開始ができない場合は買取期間を短くすること」が示された<sup>4</sup>。また、2018年12月21日には、運用の詳細についても示されたところである<sup>5</sup>。

買取価格は、FIT制度開始時点では40円/kWhであったが、10kW未満の太陽光発電と同様のコスト低減に加えて、安価な海外メーカーの導入が進んだことや、海外メーカーとの競争力強化の観点もあり、2018年度には17円/kWhにまで減じられた。2MW以上のメガソーラーは、2017年度からあらかじめ決められた募集枠に到達するまで、低価格で事業を行うことが可能な事業者から順に権利を獲得する入札制度が導入された。なお、2019年度においては、入札制度の対象も500kW以上となる見込みであり、入札対象外の10kW以上の買取価格は2018年度の17円/kWhから▲18%の14円/kWhまで減じられる。

## (2)風力発電

風力発電の認定量・導入量・買取価格の推移を図表11に示す。風力発電についての2018年度時点のFIT制度における買取区分は、陸上風力が新設とリプレースで2区分、洋上風力が着床

図表11 風力発電の認定量・導入量・買取価格の推移  
(左：FIT 制度下における認定量・導入量と買取価格、右：累積導入量と見通し)



式と浮体式で2区分の合計4区分になっているが、認定量や導入量は、これらを区別することなく整理した。

風力発電の認定量は、FIT 制度開始から発電容量が年間50万 kW のペースで増加し2015年度末では284万 kW にとどまっていたが、環境影響評価の手続きが進んだことも影響し、2016年度の1年間で約400万 kW 急増、その後は、相応の失効もあったことで、2018年12月時点では709万 kW に落ち着いている。一方、導入量は、年間約10万 kW の水準で増加し、2018年12月末時点の FIT 制度開始以前も含めた累積導入量は371万 kW となり、これは2030年度見通しである1,000万 kW の約37%の水準である。

買取価格は、20kW 未満の場合、制度開始から2017年度までは55円/kWh と高水準であったが、その高い買取価格と、規模の性質上、国民全体が受益を得るような電源ではないこと等もあり、2018年度から20kW 以上の買取価格に一本化された。20kW 以上については、制度開始から2017年9月末までは22円/kWh としていたが、海外と比べて発電コストが高く、国際競争力強化の観点から2017年10月から21円/kWh、

2018年度は20円/kWh と減じられた。また、洋上風力については、2014年に民間でも事業計画が立ち上がりつつあることを背景に、買取価格が36円/kWh と設定され、2018年度まで変更はない。

今後は、着床式の洋上風力発電が北海道や東北地域といった風況のよいエリアを中心に導入が期待される。政府としても、その動きを加速化させるため、一般海域における洋上風力発電のルール作りを始めている。2018年の臨時国会において、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が可決され、2019年度の施行に向けて、促進区域の指定基準や指定手続等の運用の検討が進められている。この一般海域の海域利用ルール整備により、今後多くの洋上風力発電が導入されることが期待される。海域利用ルールの適用される案件は競争による価格低減を見込み、入札制で買取価格が決定されるとともに、海域利用ルール適用外の案件についても、大量導入によるコスト低減が見込まれることから2020年度以降の買取価格は2019年度に決定することとなっている。

### (3)地熱発電

地熱発電の認定量・導入量・買取価格の推移を図表12に示す。地熱発電についての2018年度時点のFIT制度における買取区分は、新設の場合、発電規模別に15,000kW未満、15,000kW以上の2区分がある。これに加えリプレース枠として全設備更新型と地下設備流用型の2区分に対しそれぞれが前述の規模区分があるため、新設と合わせ合計6区分が設定されている。ここでは、認定量や導入量は、これらを区別することなく整理した。

認定量は、FIT制度開始から、大型の開発が1件のみで、ほとんどが数千kW級の中規模発電と、数百kW級の小規模発電が主流である。そのため、認定量は制度開始から2018年12月末までで8.4万kWにとどまっている。同様に、導入量は同2.3万kWにとどまっており、FIT制度開始以前を含む累積導入量52.3万kWは、2030年度見通しである140～155万kWの4割弱の水準という状況にある。このような中、2018年度には松尾八幡平(7,499kW)が、2019年度には山葵沢(42,000kW)が運転を開始した。

買取価格は、新設を対象とする2つの区分に

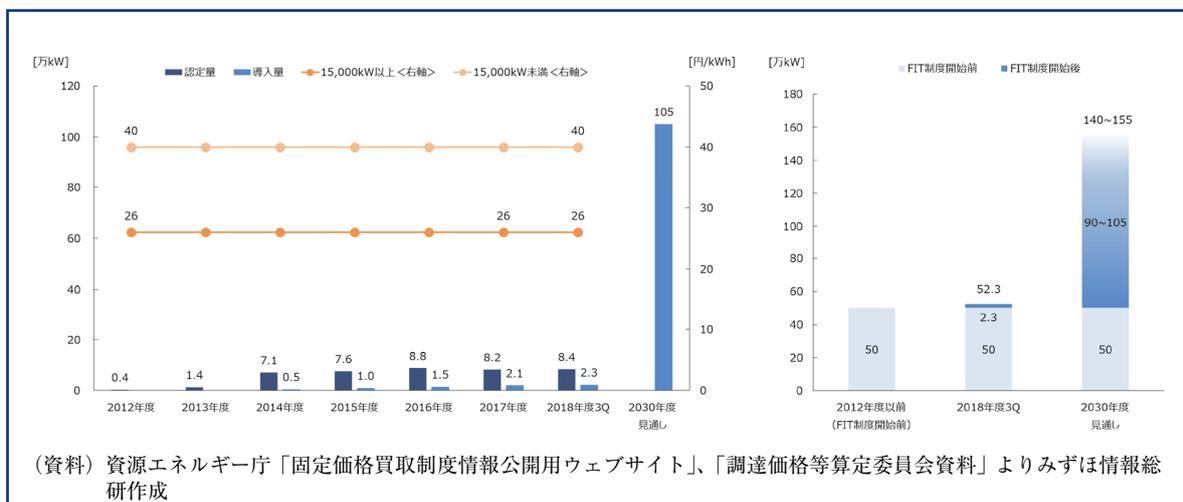
においてFIT制度開始から2018年9月までの間、15,000kW未満が40円/kWh、15,000kW以上が26円/kWhで変更されていない。その結果として、買取価格が原因で大規模な開発が停滞しているのではないかとの意見もあり、実態の把握が求められている。

大規模な地熱発電は、洋上風力発電と同様に地元関係者との合意形成に加え、開発にあたっては資源リスクが存在するため、一般的に計画から運転開始まで長い時間を要する電源である。そのため、現在は環境影響評価の対象にならない7,500kW未満の案件の開発や、既存の温泉井を使って発電する小規模な発電が主流になっている。今後の一層の導入に向けては、大規模な開発の支援だけでなく、現在開発が進んでいる案件の加速化、新規開発地点の開発のためのヒートホール調査や空中物理探査の充実が求められている。また、2050年を見据えた新しい技術開発の検討も進められている。

### (4)中小水力発電

中小水力発電の認定量・導入量・買取価格の推移を図表13に示す。中小水力発電についての

図表12 地熱発電認定量・導入量・買取価格の推移  
(左：FIT制度下における認定量・導入量と買取価格、右：累積導入量と見通し)



2018年度時点のFIT制度における買取区分は、規模別である200kW未満、200kW以上1,000kW未満、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の4区分に対し、新設および既設導水路活用型2区分があるため、合計8つの買取区分が設定されている。ここでは、認定量や導入量は、これらを区別することなく整理した。

認定量は、FIT制度開始から2016年度末までは、年間で約20万kWのペースで増加したものの、その後は伸びが鈍化し、2018年12月末まで120万kWとなっている。これに対して導入量は、2018年12月末時点で35万kW、FIT制度開始以前を含む累積導入量は、994万kWであり、2030年度見通し1,090～1,161万kWに対し約9割の水準である。

買取価格は、3つの区分において設定されており、FIT制度開始から2018年度まで、200kW未満が34円/kWh、200kW以上1,000kW未満が29円/kWhと変更されていない。しかしながら、1,000kW以上30,000kW未満については、2016年度までは24円/kWhだったが、2017年度より細分化され、1,000kW以上5,000kW未満が27

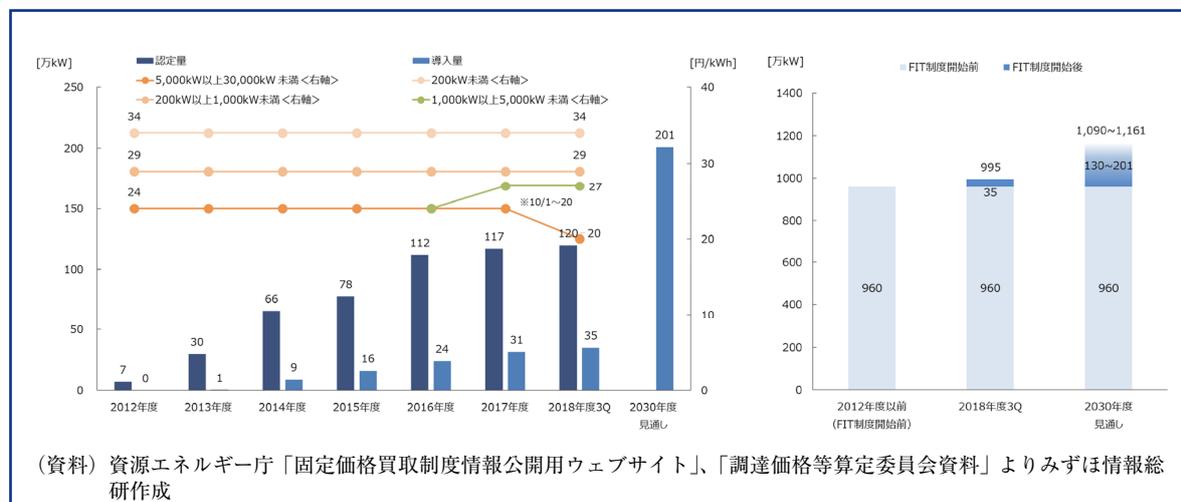
円/kWh、5,000kW以上30,000kW未満が20円/kWhと変更になった。

2030年度見通しは、一般水力を含めた水力発電全体としてのものであり、中小水力発電のみで達成率を試算すると、約15～26%の水準にとどまっている。一方、すでに大規模な一般水力の開発が進められてきたことから、中小水力発電の開発案件は限定的となっている。こうした状況から新設よりもリプレース時の増強が期待されるが、認定量が急速に増えることは考えにくく、現在認定を受けている案件の確実な導入が求められる。

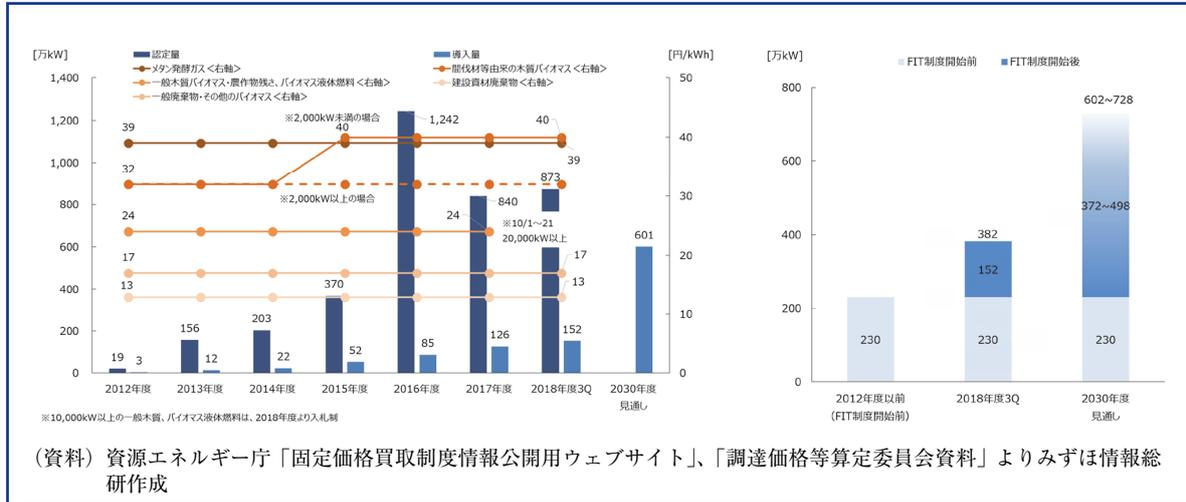
### (5) バイオマス発電

バイオマス発電の認定量・導入量・買取価格の推移を図表14に示す。バイオマス発電についての2018年度時点の買取区分は、メタン発酵ガス、間伐材等由来の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農作物残さ、バイオマス液体燃料、建築資材廃棄物、一般廃棄物その他のバイオマスといった6つの燃料種に加え、そのうちの2種はさらに発電規模が2つに区分されていることから、合計8区分が設定されている。ここでは、

図表13 中小水力発電の認定量・導入量・買取価格の推移  
(左：FIT制度下における認定量・導入量と買取価格、右：累積導入量と見通し)



図表14 バイオマス発電の認定量・導入量・買取価格の推移  
(左：FIT 制度下における認定量・導入量と買取価格、右：累積導入量と見通し)



(資料) 資源エネルギー庁「固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト」、「調達価格等算定委員会資料」よりみずほ情報総研作成

認定量や導入量は、これらを区別することなく整理した。

認定量は、FIT 制度開始から年間で約90万 kW のペースで増加、2015年度末には370万 kW に達したが、2017年度に一般木質バイオマス・農作物残さの買取価格が下がることを受けて、前年度の2016年度に駆け込みで認定を取得する事業者が殺到し、1,242万 kW まで増加した。その後、制度改正より、電力会社との系統接続の承諾が期限内に得られなかった案件が失効になったことにより、2018年12月末時点では873万 kW に落ち着いている。一方、導入量は、年間約20万 kW のペースで増加、2018年12月末では FIT 制度開始以前を含めた累積導入量は382万 kW であり、2030年度見通し602~728万 kW の約5~6割の水準である。

買取価格は、燃料種によって価格の見直し等の方向性が異なっている。一般木質バイオマス・農作物残さは、買取区分の細分化と買取価格の低減が図られ、10,000kW 以上の一般木質バイオマス・農作物残さやバイオマス液体燃料は、2018年度より入札制に移行した。それ以外の燃料種は、間伐材等由来の木質バイオマスの買取

区分の新設以外は、変更がない。

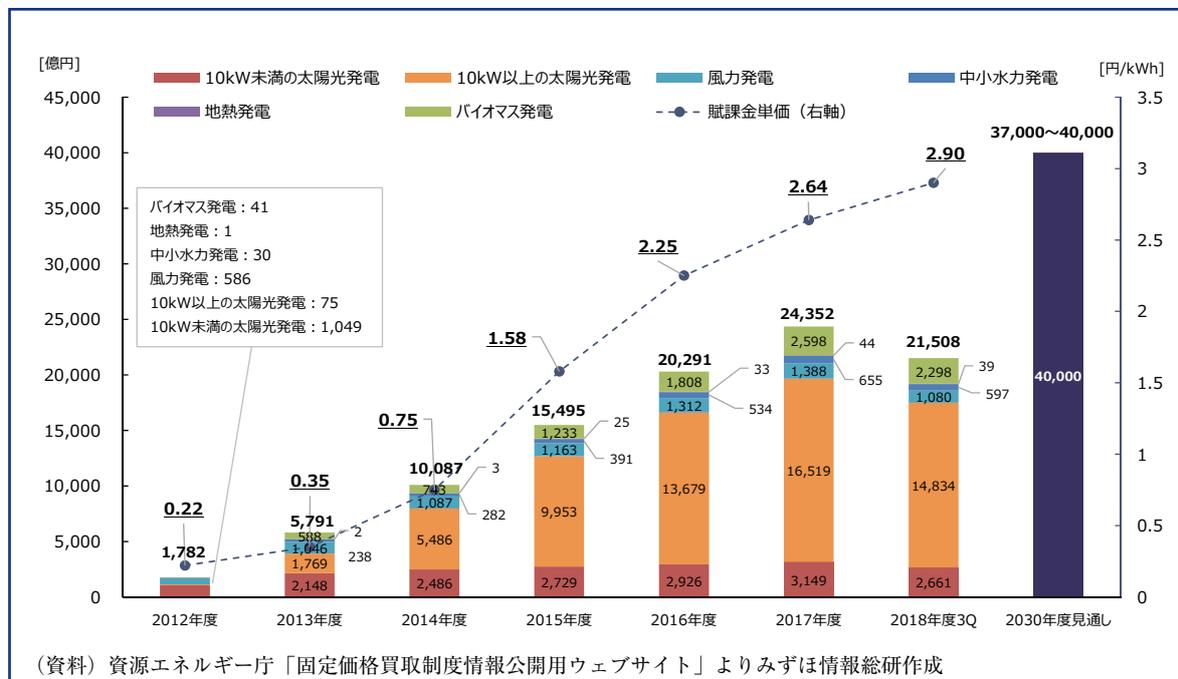
バイオマス発電においても、未稼働の太陽光発電の案件と同様に、国民負担の抑制に向けた対応として、バイオマス比率の変更にあって制約を設けることになった<sup>6</sup>。具体的には、石炭等の混焼の場合は、バイオマス比率を増やす場合、または40%以上減らす場合は、バイオマス全体の買取価格の変更を行うこと、バイオマス専焼においても、買取区分ごとのバイオマス比率を20%以上増加させる場合は、増加した燃料に対し最新の買取価格を設定することとなった。

## (6)国民負担

FIT 制度下での再生可能エネルギーの買取総額と再生可能エネルギー発電促進賦課金(以下、「賦課金」という)単価の推移を図表15に示す。

再生可能エネルギーの買取総額は FIT 制度が開始された2012年度では1,782億円であったが、その後は、主として太陽光発電の導入量の増加に伴い2016年度には2兆円を超え、2018年度では12月末のペースで年度末まで推移した場合、3兆円を超える可能性があり、2030年時点の想定である3.7~4兆円へは、あと数年で到達する

図表15 FIT 制度下における再生可能エネルギーの買取金額と賦課金単価の推移



可能性が高い。また、賦課金単価においては、2012年度は0.22円/kWhであったが、その後急激に伸び2016年度で2円/kWhを超えた。その後、ややペースが鈍化した。2018年度は2.90円/kWh、2019年度は2.95円/kWhとなった。このように、再生可能エネルギーを導入することで電気料金が高くなり、需要家である企業の国際競争力が失われる懸念から、省エネ対策等の取組を継続している企業に対しては、賦課金を減免する制度が設けられている。

注

(1) 正確には「一般送配電事業者」であるが、本レポートでは一般になじみがあり、かつこれまで一般的に使われてきた「電力会社」と表記する。

参考文献

- 九州電力 再生可能エネルギー出力制御見直し  
[http://www.kyuden.co.jp/power\\_usages/pc.html](http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pc.html)
- みずほ情報総研 再生可能エネルギーの出力抑制の評価サービス  
<https://www.mizuho-ir.co.jp/solution/improvement/>

- [http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/018.html](http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/018.html)
- 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(第18回)  
<http://www.meti.go.jp/press/2018/12/20181205004/20181205004.html>
- 資源エネルギー庁 FIT制度における太陽光発電の未稼働案件への新たな対応を決定しました  
[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/announce/20181221\\_mikado.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/announce/20181221_mikado.pdf)
- 資源エネルギー庁 事業用太陽光発電の未稼働案件への新たな対応に係る詳細運用等について(お知らせ)  
[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/announce/20181221.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/announce/20181221.pdf)