

# 平成29年度以降の調達価格等に関する 意見

平成28年12月13日（火）  
調達価格等算定委員会



## 目次

<b>I. はじめに</b>	2
<b>II. 分野横断的事項</b>	4
1. 価格目標	4
2. 複数年度の調達価格等の設定	4
3. リプレースについて	6
4. 利潤配慮期間終了後の IRR の扱いについて	7
5. コストデータについて	8
<b>III. 分野別事項</b>	9
1. 太陽光発電	9
(1) 価格目標	9
(2) 10kW 未満	11
(3) 10kW 以上	15
(4) 運転開始期限(10kW 以上)	19
2. 風力発電	21
(1) 価格目標	21
(2) 20kW 以上	23
(3) 20kW 未満	26
(4) 洋上風力発電	27
(5) リプレースの調達価格区分の設定	27
3. 地熱発電	29
(1) 価格目標	29
(2) 15,000kW 未満	29
(3) 15,000kW 以上	30
(4) リプレースの調達価格区分の設定について	30
4. 中小水力発電	32
(1) 価格目標	32
(2) 資本費のコストデータ	32
(3) 運転維持費のコストデータ	34
(4) 調達価格区分の見直し及び今後の想定値について	35
(5) 既設導水路活用型	38
5. バイオマス発電	39
(1) 価格目標	39
(2) 木質等バイオマス（未利用木材、一般木材等、建設資材廃棄物）発電	39
(3) 廃棄物系バイオマス発電	47
(4) メタン発酵バイオガス発電	48
<b>IV. 調達価格、調達期間に関する結論</b>	50
<b>V. 入札制度</b>	51

## I. はじめに

第 190 回通常国会において、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法等の一部を改正する法律（以下「改正法」という。）が成立した。平成 28 年度における調達価格等算定委員会は、この法改正を踏まえ議論を行った。

※以下、改正法による改正後の電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法を「新法」、改正前を「法」という。

新法では、再生可能エネルギーの最大限導入と国民負担の抑制の両立を図るために、新たに以下の調達価格等の決定方式が導入された。

- (1) 電気についてエネルギー源としての再生可能エネルギー源の効率的な利用を促進するため誘導すべき再生可能エネルギー電気の価格の水準に関する目標（以下「価格目標」という。）の設定【新法第 3 条第 12 項】

これまでは、再生可能エネルギー電気を安定的かつ効率的に供給するために通常要する費用等を基礎に調達価格を算定していたところ、事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、新法においては、電源毎に中長期的な価格目標を設定することとされ、調達価格の決定においては価格目標も勘案して定めるものとされた。

- (2) 複数年度の調達価格等の設定【新法第 3 条第 2 項】

これまでは、毎年度、当該年度の開始前に当該年度分のみの調達価格等を定めていたところ、リードタイムの長い電源については、事業化決定後も適用される調達価格が決定していないリスクを負いながら、事業の具体化（環境影響評価手続や地元調整等）を進めざるをえないことが課題であった。このため、事業の予見可能性を高める観点から、新法において、必要に応じ複数年度の調達価格等の設定を行うことができることとなった。

- (3) 入札制度の導入【新法第 4 条等】

新法において、再生可能エネルギー電気の供給価格について入札を実施することにより、認定を受けることができる者を決定することが、再生可能エネルギー電気の利用に伴う電気の使用者の負担の軽減を図る上で有効であると経済産業大臣が認めるときは、入札対象の区分等を指定することができることとなった。また指定の際には、入札実施指針を策定することとされた。

経済産業大臣が調達価格及び調達期間を定めるに当たっては、法（新法においては第 3 条第 7 項）の規定に基づき、調達価格等算定委員会の意見を聴くこととされていたところ、新法においては、これに加えて新たに価格目標の設定、入札対象区分等の指定、入札実施指針の策定に当たっても、調達価格等算定委員会の

意見を聴くこととされた（新法第3条第12項、第4条第2項、第5条第4項）。そのため、新法の規定に従い、調達価格及び調達期間、価格目標、入札対象の区分等、入札実施指針について、以下のとおり、調達価格等算定委員会の意見を取りまとめた。本意見が、新法が目指す再生可能エネルギーの最大限導入と国民負担の抑制の両立を実現し、我が国の基幹電源として再生可能エネルギーの自立化が図られていくことに期待する。再生可能エネルギーが我が国の基幹電源として自立化していくためには、コスト効率的な導入を進めるとともに、さらなる導入のための環境整備を進めていくことが必要である。また、こうしたコスト効率的な導入について、電力需要家や関係事業者、国民各層にも広く理解を得ていくことが重要である。

経済産業大臣におかれては、本意見を基に価格目標を設定するとともに、また、本意見を尊重して調達価格及び調達期間の決定、入札対象の区分等の指定、入札実施指針の策定を行うことを求める。また、パブリックコメント等を実施した結果として、本意見の内容と異なる決定をするときは、事前に調達価格等算定委員会の意見を聴くように求める。

調達価格等算定委員会として、どのような考え方で意見集約に至ったかを明らかにすることで、再生可能エネルギー発電事業者の事業の予見可能性を向上させるため、以下、意見集約に当たって、調達価格等算定委員会として合意した考え方を記す。

## **Ⅱ. 分野横断的事項**

### **1. 価格目標**

#### (1) 価格目標の勘案について

- 価格目標については、発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、新法において新たに盛り込まれたものである。調達価格は、従来は、通常要する費用を基礎として、利潤や供給の量の状況等を勘案し算定してきたが、今後は、価格目標も勘案した上で、算定することとなる。
- なお、価格目標は一要素として勘案されるものの、前提として足下の通常要する費用を基礎として、調達価格を算定する点には変わりはなく、価格目標は予め調達価格を決定するものではないことを確認した。

#### (2) 価格目標の示し方について

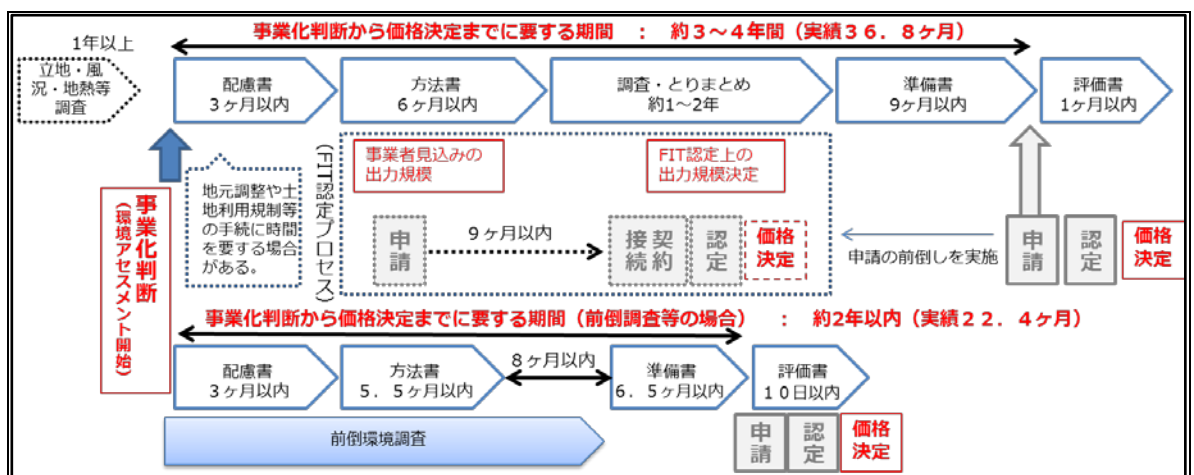
- 価格目標は、コスト低減を促す観点から設定された趣旨に鑑み、その示し方としては、調達価格に限らず、発電コスト等が考えられることとした。
- また、コスト低減に向けては、研究開発支援や導入環境整備等、総合的に施策を展開していく必要があり、価格目標には、その達成のためにとられるべきこうした施策の方向性といったものも含まれると考えるものとした。
- 設定された価格目標については、再生可能エネルギーをめぐる情勢に大きな変動があり、必要と認められる場合においては、見直される必要があることを確認した。

### **2. 複数年度の調達価格等の設定**

- 新法では、必要に応じ、事業者の予見可能性を高めるため、予め複数年度の調達価格等の設定を行うことが可能とされている。
- 特にリードタイムの長い電源（風力、地熱、中小水力、バイオマス）については、単年度でなく、複数年度の調達価格設定を予め行うことが適当であると考えられるが、具体的な複数年度の年数の設定に当たっては、（事業者が風況・地熱量・流量等の事前調査等を行い、大枠での出力規模を見込み・立地等を含め固定価格買取制度（以下「FIT」という。）上の設備認定（以下「FIT認定」という。）の申請（以下「FIT申請」という。）をした後）事業者が事業化の決定を行ってから、FIT認定を取得し、調達価格が決定されるまでの期間を基準とした。

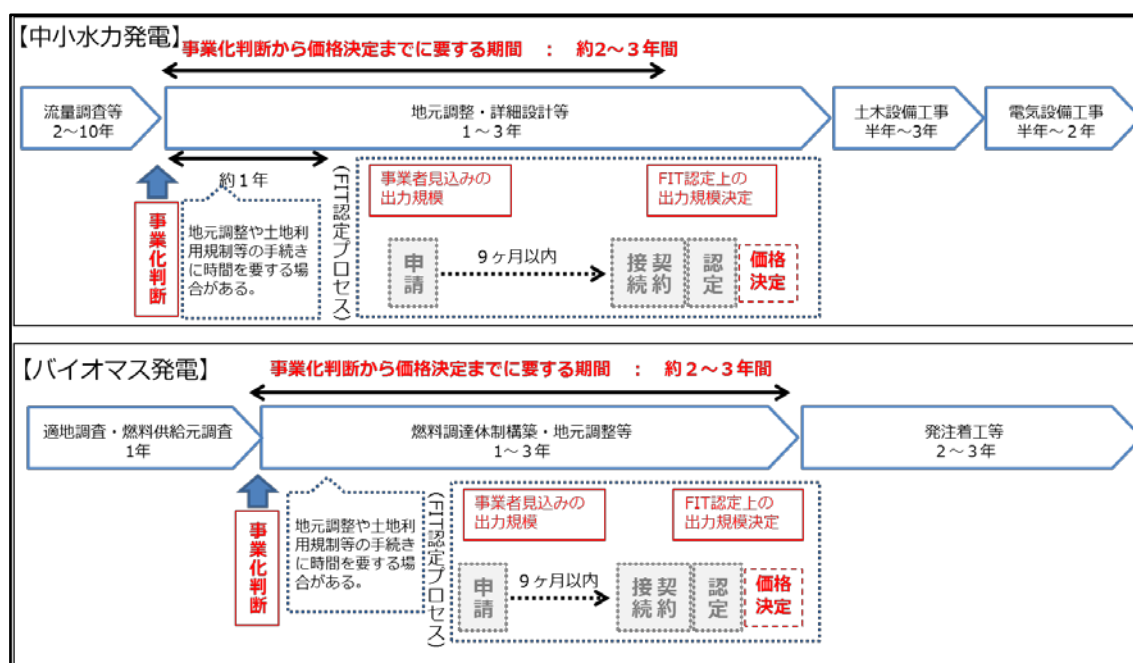
- 風力・地熱発電については、発電規模により環境影響評価法等の対象となる案件が多いが、従来は、事業者による事業化判断（配慮書手続の開始）から、準備書手続終了後の FIT 申請・FIT 認定まで約3年～4年かかるとされていた。現在、環境影響評価手続の迅速化のため、期間の半減を目指した環境調査の前倒調査の実証事業等の取組が実施されている。
- 従来の FIT においては、環境影響評価法等に基づく準備書手続終了後に FIT 申請を行う運用とされていたが、平成 28 年 12 月 5 日より FIT 申請時期の前倒しを行い、方法書手続を開始した段階で FIT 申請が可能となった（なお、FIT 認定と環境影響評価手続は相互に独立して行われるものであり、環境影響評価手続等によって、FIT 認定された出力規模が変更される可能性がある）。
- このような状況や、地元調整、関係法令の手続等を勘案し、風力・地熱発電については、複数年度の調達価格を設定する期間については3年間とすることとした。（参考1）
- 20kW 未満の小型の風力発電については、設置までに要する期間が短い上、まだ得られているデータも少なく、コスト動向を注視すべきことから、予め3年間の調達価格を定めないこととした。

【参考1】風力・地熱発電の複数年度価格について



- 中小水力・バイオマス発電については、事業者による事業化判断から約2年で価格の決定（FIT 認定の取得）に至るが、地元調整や関係法令の手続に時間がかかるおそれがあるため、複数年度の調達価格設定の期間については、3年間と設定することとした。（参考2）

【参考2】中小水力・バイオマス発電の複数年度価格について



- なお、10kW 未満の太陽光発電についても、設置期間は短いものの、上位 25% の水準のシステム費用を目標とし、段階的にトップランナー的なアプローチで調達価格を引き下げ、コスト低減を促していく観点から、予め平成 31 年度（2019 年度）まで 3 年間の調達価格を設定することとした。【Ⅲ. 2. (2) 参照】

### 3. リプレースについて

- 我が国における再生可能エネルギー比率を継続的に高めていくためには、再生可能エネルギー発電設備について、円滑な更新投資や適切なリプレースが行われる必要がある。
- また、リプレースは、既存案件のインフラや環境を継承しつつ、最新の発電機器を導入することにより、新設時と比較した場合に低コスト・低リスクでの導入が可能であるという点で、再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担抑制に資するものであり、その促進は重要である。
- 一方で、原則としては、なるべく FIT に頼らずにリプレースを行うべきという指摘もあることから、代替性の低いインフラの有効活用という観点で、FIT の対象となるリプレースの調達価格区分を限定して定めることとした。
- 直近でも、風力・水力・地熱発電では、リプレースに向けた具体的な検討が進められており、風力・地熱発電ではリプレースに相当する調達価格区分が存在しないことから、新たに風力・地熱発電について、リプレースの調達価格区分を設定し、FIT の対象とすることとした。
- リプレースの調達価格区分の設定に当たっては、同一地域・地点において、



同一電源種の発電所の建て替えが行われ、同一系統にアクセスされる場合を対象とすることとし、出力の増加分についても、事業リスクの低減が認められ、国民負担を抑制する観点から、一律リプレースの調達価格区分として整理することとした。

- また、リプレースの調達価格区分に適用する調達価格については、既存の案件のインフラや環境を継承しつつ、最新の発電機器を導入することにより、新設時と比較した場合に低コスト・低リスクでの導入が可能であるため、国民負担抑制の観点から、新規案件よりも低い調達価格とすることとした。
- なお、リプレースに当たっては、FIT 認定手続の整備や環境影響評価手続の迅速化、効率化等が課題であると委員からの指摘があった。

#### **4. 利潤配慮期間終了後の IRR の扱いについて**

- 平成 27 年 6 月末に、法の規定（法附則第 7 条）に基づく 3 年間の「利潤配慮期間」が終了したが、各再生可能エネルギーの供給の量を勘案し、平成 28 年度の調達価格の決定に当たっては、十分な FIT 認定・導入が進んでいる太陽光についてのみ IRR を 6 % から 5 % に引き下げた。それ以外の電源については、十分に導入が進んでいないことから、IRR の水準を維持することとした。
- 新法では、FIT 認定時点で調達価格が確定することとなるため、FIT 認定量の動向とエネルギーミックスの見通しとの関係を踏まえ、FIT 認定が着実に増加しているものについては、IRR の引き下げを検討する必要がある。
- 直近の導入量・FIT 認定量については、10kW 以上の太陽光発電は大幅に導入が拡大している。風力発電については、FIT 認定量は、FIT 導入前の累積導入量と比較すると倍増している。また、平成 28 年 6 月末時点で、環境影響評価手続中で FIT 認定前のもは約 750 万 kW あると推定され、直近数年間で大きく導入が進む見込みである。また、バイオマス発電についても、特に一般木質等バイオマス発電の FIT 認定量は、FIT 導入前のバイオマス発電全体の累積導入量の約 1.5 倍に達している。
- 一方で、風力発電については、環境影響評価手続を実施中の案件は多いものの、FIT 認定に至っている案件は限られており、また、バイオマス発電を含め、まだ導入に至っている案件は少ない。
- そのため、来年度以降は全電源の IRR を維持した上で、今後の導入量、FIT 認定量等の推移を良く注視して、上乘せ分の IRR の取扱いについて、引き続き検討を行うこととした。

## 5. コストデータについて

- FIT 認定を受けて運転開始した設備には、法令に基づきコストデータを義務的に提出させており、平成 29 年度以降の調達価格の算定に当たっても、実態の費用を反映した当該コストデータを基礎とした。
- ただし、法施行後 4 年を経て、太陽光発電を中心にデータが集積しつつあるものの、運転開始まで長期の開発期間を要する電源（風力・地熱発電等）については、十分なデータが収集されているわけではない。
- このため、前年度の調達価格等算定委員会で提示したデータも含め、今回の分析対象とした。
- また、中小水力発電については、規模・種類毎により細分化した分析を行うため、法令に基づき提出されたコストデータに加え、FIT の適用を受ける前から運転開始している設備を含めてアンケート調査を行った結果も、今回の分析対象とした。
- なお、今年度の調達価格等算定委員会では、新法において新たに導入される入札制度の詳細設計等を行うため、例年よりも早い 10 月から調達価格等算定委員会を開催していることから、8 月末までに報告されたデータを参照している。
- 他方、例年は 1 月から調達価格等算定委員会を開始しており、12 月までのデータを参照していたことから、来年度の議論で整合的な比較を行うため、平成 28 年 12 月末までのデータも集計し、来年度の調達価格等算定委員会において参照することとする。
- データの分析に当たっては、そもそものデータ数、分布の状況、年毎の変動等を勘案し、「供給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」を基礎とするよう法及び新法で規定している趣旨を踏まえる必要がある。

### Ⅲ.分野別事項

#### 1. 太陽光発電

##### (1) 価格目標

- 太陽光発電については、FIT 開始を受け、急速に導入が拡大したものの、システム費用が欧州の約 2 倍の水準にあるなど、そのコスト低減が課題となっている。
- 調達価格については、これまでは通常要する費用を基礎に算定することとされていた。今後は、調達価格の決定に当たって、新法で導入される価格目標や入札制度も含めて、コスト効率的な導入を進めていくことが重要である。
- 更に、低コスト化・高効率化の研究開発や自立的導入のための制度整備等を進め、FIT から自立した形での導入を目指すべきである。
- このような考えに基づき、太陽光発電の価格目標については、以下の方向性で設定すべきとした。

##### <価格目標>

FIT からの自立を目指し、以下の水準を達成。

非住宅用太陽光発電：2020 年に発電コスト 14 円/kWh、  
2030 年に発電コスト 7 円/kWh。

住宅用太陽光発電：2019 年に調達価格が家庭用電気料金並み、  
2020 年以降、早期に売電価格が電力市場価格並み。

- なお、太陽光発電のコスト競争力強化等のための取組について検討を行うため、経済産業省において、有識者・業界団体で構成された「太陽光発電競争力強化研究会」を、平成 28 年 8 月～9 月に開催しており、本研究会で取りまとめられたコスト低減の方向性を、価格目標の設定に当たって参照している。  
(参考 3・4)

## (参考) 太陽光発電競争力強化研究会について

### ■ 目的

ポストFITも見据えたコスト競争力の強化や、長期安定的な発電事業体制の構築に向けて、具体的に必要な業界の取り組みや、政策的措置について検討を行う。更に、目指すべきコスト水準や、ZEHやVPP等と連携した将来の太陽光発電の導入の在り方についても、検討を行う。

### ■ 開催実績

平成28年 8月8日～9月30日 全4回開催

### 委員一覧

#### ● 委員長

若尾 真治 早稲田大学 先進理工学部 電気・情報生命工学科 教授

#### ● 委員

浅野 浩志 一般財団法人 電力中央研究所 社会経済研究所 副研究参事

一木 修 株式会社 資源総合システム 代表取締役社長

植田 譲 東京理科大学 工学部 電気工学科 講師

梅嶋 真樹 慶應義塾大学 SFC研究所 AutoIDラボラトリー 副所長

仁木 栄 国立研究開発法人 産業技術総合研究所

再生可能エネルギー研究センター 研究センター長

#### ○ オブザーバー

一般社団法人 太陽光発電協会

#### ○ 事務局

資源エネルギー庁 新エネルギー課

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

## 【参考4】太陽光発電競争力強化研究会取りまとめ（コスト低減イメージ）

### 太陽光発電のコスト低減イメージ

- 欧州の約2倍のシステム費用を大幅に引き下げ、市場価格水準をそれぞれ達成。（=自立化）
- このため、非住宅については、2030年10万円/kW、住宅用については、2020年以降できるだけ早い時期に20万円/kWの達成を目指す。

#### 【現状】

現行のシステム費用は、約30万円/kWで欧州の2倍

#### モジュール・PCS：1.7倍

・ 国際流通商品でも内外価格差が存在。

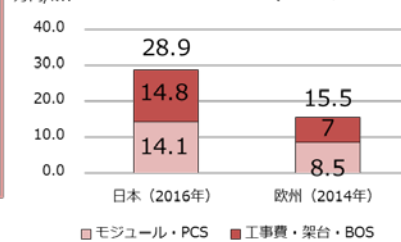
・ 住宅用は過剰な流通構造で3倍の価格差。

#### 工事費・架台等：2.1倍

・ 太陽光専門の施工事業者も少なく、工法等が最適化されていない。

・ 日本特有の災害対応や土地環境による工事・架台費増。

万円/kW 日欧のシステム費用比較(非住宅)



競争促進と  
技術開発により  
国際価格に収斂

工法等の最適化、  
技術開発等により低減

#### 【目標】

##### <非住宅用太陽光>

- ・ 2020年 20万円/kW  
(発電コスト14円/kWh※に相当)
- ・ 2030年 10万円/kW  
(発電コスト7円/kWh※に相当)

##### <住宅用太陽光>

- ・ 2019年 30万円/kW  
(売電価格が家庭用電力料金24円/kWh並み)
- ・ 出来るだけ早期に 20万円/kW  
(売電価格が電力市場価格11円/kWh並み)

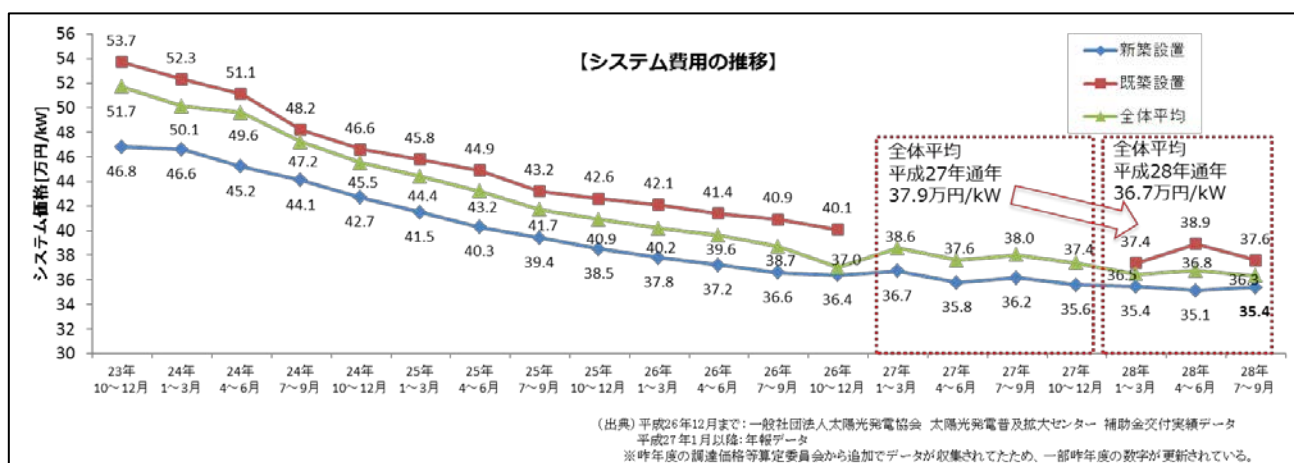
※2020年14円、2030年7円/kWhはNEDO技術開発戦略目標

## (2) 10kW 未満

### ① システム費用

- 10kW 未満の太陽光発電設備のシステム費用（太陽光パネル、パワーコンディショナー、架台、工事費を含む）については、毎年の価格下落傾向を見越して、その直近の新築設置の平均値を採用してきている。平成 28 年 7～9 月期のコストデータでは新築価格は 35.4 万円/kW となっており、平成 28 年度の想定値（35.3 万円/kW）を若干上回っている。
- 一方で、既築設置を含めた通年の全体平均でみると、37.9 万円/kW から 36.7 万円/kW へと約 1.2 万円/kW 低下し、全体として引き続き低下傾向にある。（参考 5）

【参考 5】10kW 未満太陽光発電のシステム費用の推移



- また、10kW 未満の太陽光発電設備のシステム費用については、これまでは新築費用の平均値を想定値として採用してきたが、コスト低減を図っていくには、よりトップランナー的なアプローチで効率化を促していくべきである。
- 多段階の流通構造の是正等を前提とすると、上位 25%のトップランナー水準が適当であることとした。他方、流通構造の是正等には、一定の時間がかかることから、上位 25%の水準のシステム費用を目指し、段階的に 3 年間で調達価格を引き下げ、コスト低減を促していくことが適当であるとした。
- そのため、想定値としては、平成 29 年度は 33.6 万円/kWh、平成 30 年度は 32.2 万円/kWh、平成 31 年度は 10kW 以上の太陽光と同様に上位 25%に相当する 30.8 万円/kWh を採用することとした。（参考 6・7）
- この水準は、平成 31 年度（2019 年度）に調達価格が家庭用電気料金水準

並みとなることを達成するため、足下での運転維持費の低減傾向も勘案すると、30万円/kW程度まで低減させていくとしていた価格目標とも整合的である。

【参考6】太陽光発電（10kW未満）のシステム費用の水準

%	住宅用PVシステム価格	
	H28以降(全体)	H28以降(新築のみ)
5%	25.88	25.15
10%	27.99	27.44
15%	29.37	28.81
20%	30.96	29.59
21%	31.16	29.76
22%	31.16	30.07
23%	31.41	30.37
24%	31.67	30.58
25%	31.94	30.84
26%	32.16	31.09
27%	32.37	31.16
28%	32.60	31.16
29%	32.88	31.16
30%	33.12	31.16
31%	33.38	31.21
32%	33.64	31.45
33%	33.88	31.68
34%	34.12	31.96
35%	34.37	32.21
36%	34.56	32.44
37%	34.76	32.66
38%	34.94	32.95
39%	35.11	33.13
40%	35.28	33.37
41%	35.43	33.60
42%	35.54	33.82
43%	35.65	34.03
44%	35.78	34.27
45%	35.90	34.48
50%	36.58	35.25

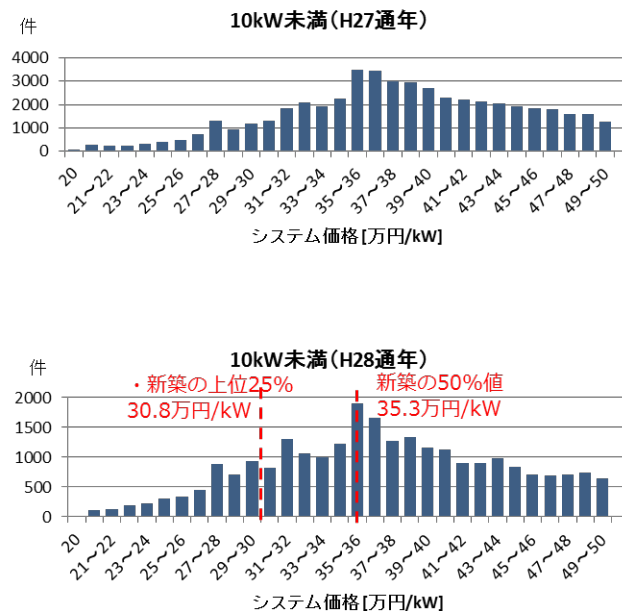
2019年 ←上位25%値

←2018年

←2017年

←2016年の中央値

【参考7】太陽光発電（10kW未満）のシステム費用の分布



- なお、東京電力・中部電力・関西電力管内以外では、10kW未満でも出力制御対応機器の設置が求められており、昨年度と同様にメーカー等へのヒアリングを踏まえ、追加費用として1.0万円/kWを計上することとした。

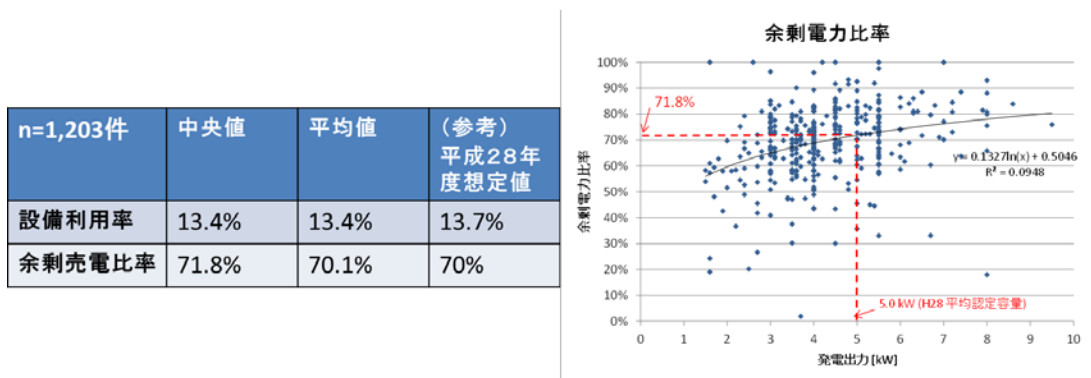
## ② 運転維持費

- 運転維持費について、昨年度に引き続き、パネルメーカーや太陽光発電協会へのヒアリングにより調査を実施した。
- その結果、昨年度の結果と同様、発電量維持・安全性確保の観点から定期点検が励行されており、稼働期間 20 年間では、① 4 年に 1 回以上の定期点検（2 万円程度/回）、② 1 回以上のパワーコンディショナーの交換（20 万円程度/回）が一般的な相場ということであった。
- kW 当たりの費用で見ると、年報データでは平均出力が平成 28 年には 5.0kW に達していることから、平成 28 年度の想定値（3,200 円/kW/年）から、約 3,000 円/kW/年に低下している。
- 他方、年報データで確認された費用の平均値は約 2,000 円/kW/年、中央値は 0 円/kW/年という結果であったが、これは対象となる太陽光発電設備の設置年数が短いことから、点検費用やパワーコンディショナーの交換費用が発生しておらず、過小となっていると考えられる。
- したがって、想定値としては、昨年度と同水準の定期点検費用、パワーコンディショナー交換に係る費用を計上し、平均出力の上昇分を反映した 3,000 円/kW/年を平成 29 年度～平成 31 年度において採用することとした。

## ③ 設備利用率、余剰売電比率

- 平成 28 年に収集された年報データから設備利用率を確認したところ、中央値は 13.4%（平均値 13.4%）であり、昨年度の想定値 13.7%から若干の低下はあるものの、ほぼ同水準であることが確認された。
- また、余剰売電比率についても、中央値は 71.8%（平均値 70.1%）であり、想定値の 70%とほぼ同水準であることが確認された。更に、発電出力と余剰売電比率について、回帰分析を行って検証したところ、平成 28 年 1-3 月以降運転開始案件では、平均出力 5.0kW での余剰売電比率は 71.8%となり、中央値に近い値となった。（参考 8）

【参考8】10kW未満太陽光発電の設備利用率・余剰売電比率



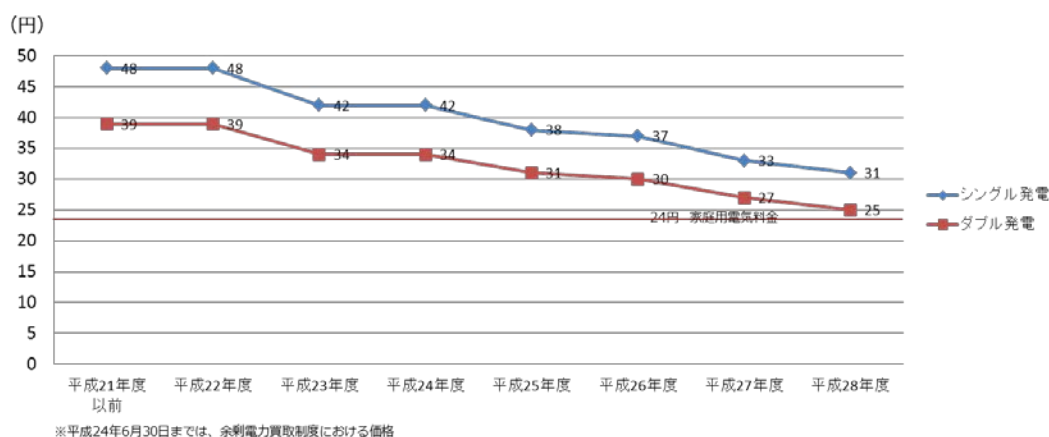
- 以上を踏まえ、平成 29 年度～平成 31 年度における調達価格の算定に当たっての想定値として、平成 28 年度の想定値（設備利用率 13.7%、余剰売電比率 70%）を据え置くこととした。

④ ダブル発電の調達価格

- ダブル発電（エネファーム等の自家発電設備との併設）の場合、自家消費の一部を自家発電が賄うため、太陽光発電の売電量の押し上げ効果がある。この場合にシングル発電と同じ調達価格を適用すると、シングル発電に比べて収益率が高くなることから、家庭用電気料金との差額分を基に算定した売電量の押し上げ分を調整したダブル発電の調達価格を適用している。
- 他方、毎年のコスト低減・シングル発電の調達価格の低下に伴い、ダブル発電の調達価格と家庭用電気料金の価格差は、縮小しつつある。（平成 28 年度のダブル発電の調達価格：25 円、家庭用電気料金 24 円）（参考 9）
- 更にダブル発電価格を引き下げ、調達価格が家庭用電気料金と同額以下となると、シングル発電とダブル発電の収益の差がなくなるため、今年度は 25 円で据え置くこととし、シングル発電の調達価格が、家庭用電気料金と同額になった段階でダブル発電の調達価格区分を撤廃し、シングル発電と同じ調達価格を適用することとした。



【参考9】 シングル発電とダブル発電の調達価格推移



(3) 10kW 以上

① システム費用

- 10kW 以上の太陽光発電設備のシステム費用について、通年での費用の推移を規模別に見ると、50kW 以上 500kW 未満では 0.9 万円/kW 減、500kW 以上 1,000kW 未満では、0.3 万円/kW 減、1,000kW 以上 2,000kW 未満では 0.6 万円/kW 減となっており、減少している。他方、10kW 以上 50kW 未満では 0.2 万円/kW 増、2,000kW 以上では 0.1 万円/kW 増となっており、ほぼ横ばいとなっている。(参考 10)

【参考 10】 10kW 以上の太陽光発電のシステム費用の推移 (規模別)

完成四半期	システム費用[万円/kW]											
	10-50kW未満		50-500kW未満		500-1,000kW未満		1,000-2,000kW未満		2,000kW以上		10kW以上全体	
	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数
平成24年通年	43	5,585	37.2	174	30.3	35	29.2	49	-	0	42.6	5,843
平成25年通年	38.3	36,675	34.1	2,313	30.4	862	30.0	707	31.5	29	37.7	40,586
平成26年通年	34.6	47,669	32.3	2,026	30.1	952	29.4	957	32.1	67	34.3	51,671
平成27年1-3月期	33.8	14,727	31.4	408	30.7	283	29.5	428	31.9	32	33.5	15,878
平成27年4-6月期	32.1	10,798	29.9	231	28.9	132	28.4	186	31.2	11	31.9	11,358
平成27年7-9月期	31.5	8,575	30.6	258	28.8	161	30.4	218	31.0	18	31.4	9,230
平成27年10-12月期	31.6	7,125	31.4	271	30.0	132	28.7	264	31.2	17	31.5	7,809
平成27年通年	32.5	41,225	30.9	1,168	29.8	708	29.3	1,096	31.4	78	32.3	44,275
平成28年1-3月期	33.2	6,410	30.5	258	29.8	142	29.2	274	32.0	18	32.9	7,102
平成28年4-6月期	31.6	3,281	28.9	109	28.7	45	26.7	56	29.8	8	31.4	3,499
平成28年7-9月期	32.3	176	31.7	5	-	0	25.5	2	36.5	1	32.3	184
平成28年通年	32.7	9,867	30.0	372	29.5	187	28.7	332	31.5	27	32.4	10,785
平成27年以降	32.5	51,092	30.7	1,540	29.7	895	29.2	1,428	31.4	105	32.3	55,060
平成28年度想定値	25.1											

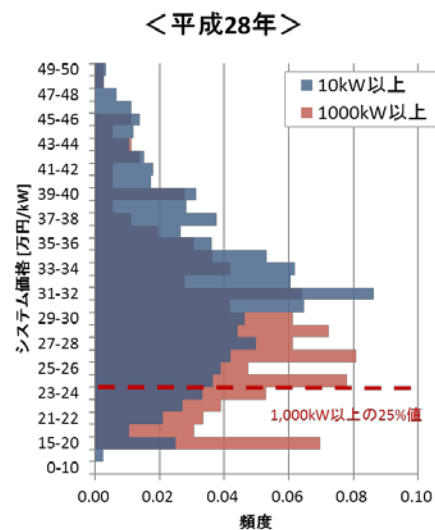
- 昨年度の調達価格等算定委員会では、「効率的」な費用水準として、

1,000kW 以上の上位 25% (10kW 以上の上位 15%) の値の 25.1 万円/kW を想定値として採用したところ。

- 新たに収集された平成 28 年 1-3 月期から平成 28 年 7-9 月期のコストデータから、昨年度と同様に 1,000kW 以上の上位 25%の値を見ると、24.4 万円/kW であった。これは 10kW 以上全体の上位 13%に相当し、効率化を促していく観点からこの値 (24.4 万円/kW) を想定値として採用することとした。(参考 11)

【参考 11】 10kW 以上全体・1,000kW 以上の太陽光発電のシステム費用分布

%	10kW以上	1,000-2,000kW未満	1,000kW以上
1%	17.49	16.22	16.28
2%	19.00	16.78	16.87
3%	20.38	17.36	17.43
4%	21.15	18.02	18.14
5%	21.63	18.85	19.27
6%	22.04	19.57	19.74
7%	22.44	19.86	20.12
8%	22.73	20.29	20.54
9%	23.14	20.58	20.69
10%	23.43	20.73	21.05
11%	23.75	21.12	21.31
12%	24.02	21.43	21.80
13%	24.29	21.80	21.89
14%	24.59	21.94	22.14
15%	24.85	22.17	22.45
16%	25.15	22.46	22.82
17%	25.39	22.82	22.93
18%	25.69	22.92	23.20
19%	25.92	23.13	23.41
20%	26.10	23.40	23.65
21%	26.35	23.56	23.72
22%	26.61	23.67	23.90
23%	26.87	23.81	24.18
24%	27.09	24.06	24.28
25%	27.27	24.20	24.35
30%	28.27	24.76	24.97
35%	29.44	25.77	25.98
40%	30.39	26.58	26.81
45%	31.14	26.99	27.27
50%	31.66	27.74	28.17



## ② 土地造成費用

- 平成 28 年度の調達価格の算定に当たっては、平成 27 年 1-3 月期から平成 27 年 7-9 月期に収集されたコストデータに基づく、10kW 以上全体の設備の土地造成費の平均値が 0.47 万円/kW となり、想定値 (0.4 万円/kW) と大きく変わらないことから、想定値を据え置いた。
- 新たに収集された平成 28 年 1-3 月期から平成 28 年 7-9 月期のコストデータによれば、1,000kW 以上の設備の土地造成費は、平均値で 1.66 万円/kW、中央値で 1.25 万円/kW、10kW 以上の全体の設備の土地造成費は平均値で 0.53 万円/kW、中央値で 0.00 万円 /kW であった。
- 昨年度と同様に、想定値として採用している 10kW 以上全体の設備の平均値 (0.4 万円/kW) は、今年度の 10kW 以上の全体の平均値 (0.53 万円/kW) と大きく変わらないことから、平成 28 年度の想定値 (0.4 万円/kW) を据え置くこととした。(参考 12)

【参考 12】平成 28 年に収集された土地造成費のデータ

	土地造成費(万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	0.45	1.16	1.21	1.66	1.65	1.79	0.53
中央値	0.00	0.39	0.79	1.25	1.19	1.76	0.00
件数	9,717	365	187	356	330	26	10,625
(参考) 平成28年度 想定値	0.4						

### ③ 接続費用

- 平成 28 年度の調達価格の算定に当たっては、接続費用の上昇傾向や、出力制御対応機器の設置費用の増加を踏まえ、平成 27 年度の想定値（1.35 万円/kW）を据え置いた。
- 平成 28 年 1-3 月期から平成 28 年 7-9 月期に収集されたコストデータによれば、1,000kW 以上の設備の接続費用は、平均値で 0.78 万円/kW、中央値で 0.44 万円/kW となっており、昨年度と同様、平成 28 年度の調達価格の算定の想定値を下回っている。
- 他方、上記のとおり出力制御対応機器の設置費用が今後発生する見込みである。現在、実証事業を踏まえて、各社が開発を進めているものの、特に大規模なものは市場未投入の企業が多く、まだ具体的な費用水準を確認できないことから、出力制御対応機器の設置費用については、昨年度同様に接続費用に含まれるものとして整理することとして、1.35 万円/kW の想定値を据え置くこととした。（参考 13）

【参考 13】平成 28 年に収集された接続費用のデータ

	接続費用(万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	0.89	0.63	0.67	0.78	0.74	1.26	0.87
中央値	0.61	0.47	0.36	0.44	0.43	0.77	0.58
件数	9,717	365	187	356	330	26	10,625
(参考) 平成28年度 想定値	1.35						

#### ④ 運転維持費

- 平成 27 年 7-9 月期から平成 28 年 7-9 月期までに収集されたコストデータによれば、1,000kW 以上の設備の運転維持費は、平均値で 0.6 万円/kW/年、中央値で 0.5 万円/kW/年であった。
- 平成 29 年度の調達価格の算定に当たっても、昨年度同様に 1,000kW 以上の中央値を採用し、0.5 万円/kW/年を想定値とすることとした。(参考 14)

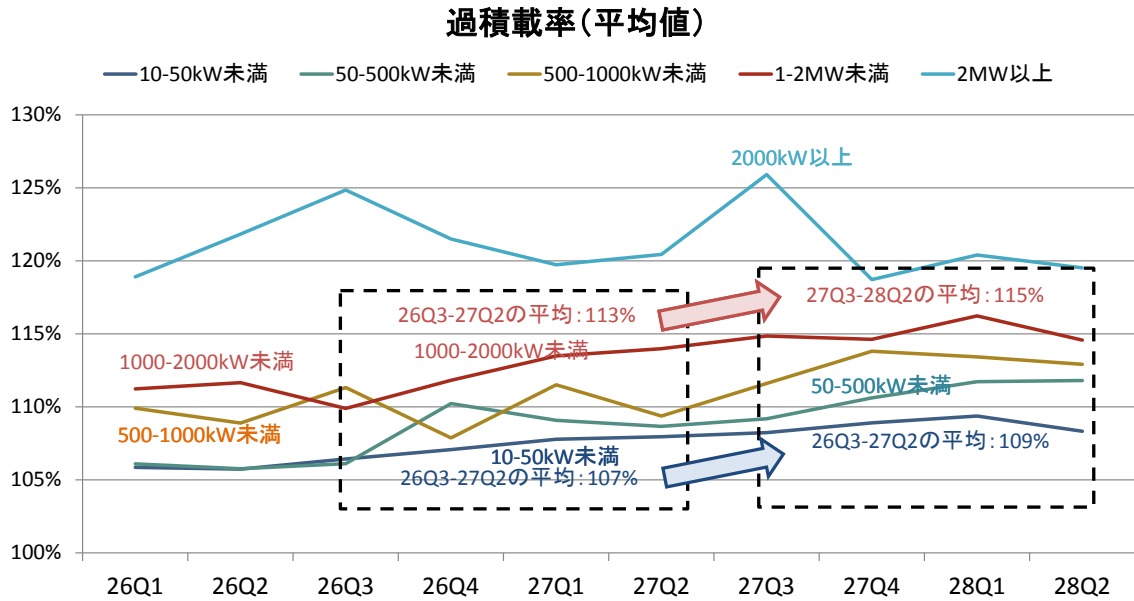
【参考 14】平成 27 年 7-9 月期から平成 28 年 7-9 月期に収集された運転維持費のデータ

	運転維持費(万円/kW/年)						
	10-50 kW未満	50-500 kW未満	500- 1,000 kW未満	1,000 kW以上	1,000 -2,000 kW未満	2,000kW 以上	10kW以上 全体
平均値	0.6	0.4	0.5	0.6	0.6	0.8	0.6
中央値	0.5	0.3	0.4	0.5	0.5	0.8	0.5
件数	18,753	1,698	1,042	1,609	1,490	119	23,102
(参考) 平成28年 度想定値	0.6						

#### ⑤ 設備利用率

- 太陽光発電設備の設備利用率について、費用負担調整機関に蓄積された調達電力量を、個々の FIT 認定を受けた設備の出力で除した値の平均をとって確認した。(単純平均)
- その結果、データをとることができる直近期間（平成 27 年 7 月-平成 28 年 6 月）では、設備利用率は 10kW 以上全体で昨年度の 13.5%から 13.8%へ上昇、1,000kW 以上全体では 14.6%から 15.1%に上昇した。さらに 2,000kW 以上では 15.2%から 16.3%に上昇した。これは、パネルコスト低下に伴う過積載が進んだことにより、上昇したものと考えられる。(参考 15)

【参考 15】太陽光発電（10kW 以上）の過積載の推移



- 平成 29 年度の調達価格の算定に当たって、設備利用率については、1,000kW 以上では 15.1%に達しており、昨年度は 10kW 以上全体の平均値を採用していたところだが、システム費用と同様にトップランナー的に効率化を促していく観点から、1,000kW 以上の平均値 15.1%を想定値として採用することとした。(参考 16)

【参考 16】設備利用率のデータ（平成 27 年 7 月-平成 28 年 6 月）

買取期間	設備利用率			
	10kW以上全体	1,000kW以上	1,000kW以上 -2,000kW未満	2,000kW以上
平成26年7月— 平成27年6月	13.5%	14.6%	14.6%	15.2%
平成27年7月— 平成28年6月	13.8%	15.1%	15.0%	16.3%
(参考)平成28年度 想定値	14%			

- なお、過積載は、設備利用率向上の観点からは有効だが、現在、蓄電池を併設した形で、過積載率を高めている事例も見られるため、実態を調査した上で、必要な対応を検討すべきと委員からの指摘があった。

#### (4) 運転開始期限

- 新法における FIT 認定制度では、未稼働案件の発生防止の観点から、10kW 以上の太陽光発電については、FIT 認定から 3 年の運転開始期限が設定されている。

- 運転開始期限を超過した場合の扱いについて、調達価格を低減するのか、調達期間を短縮するのかを定める必要があるが、ファイナンスの実態や事業者の予見可能性、交付金実務等に配慮し、調達期間を超過期間分だけ月単位で短縮することとした。
- 入札対象案件についても、再生可能エネルギーの早期導入促進という趣旨は変わらないため、入札対象外の10kW以上の太陽光と同様、落札後のFIT認定取得から3年の運転開始期限を設けることとした。また、運転開始期限を超過した場合の措置についても同様に、調達期間を超過期間分だけ月単位で短縮とすることとした。
- なお、10kW未満の太陽光発電については、1年の運転開始期限を超過した場合は、FIT認定を失効することとされている。

## 2. 風力発電

### (1) 価格目標

- 風力発電については、資本費、運転維持費の高さや、設備利用率の低さにより、他国と比較しても発電コストが高いことから、導入拡大とともにコスト低減を進めていく必要がある。
- そのため、新法を踏まえ、価格目標の設定や、複数年度価格の設定、価格低減スケジュールの提示により、投資の予見可能性を与えつつ、コスト低減を促していくことが重要である。
- 更に、導入環境整備や、低コスト化・設備利用率向上に向けた取組の支援（スマートメンテナンス等）を進めることにより、FIT から自立した形での導入を目指していくべきである。
- このような考えに基づき、風力発電（20kW 以上の陸上風力発電）の価格目標については、以下の方向性で設定すべきとした。

#### <価格目標>

2030 年までに、発電コスト 8～9 円/kWh を実現。

FIT から自立した形での導入を目指す。

- なお、風力発電のコスト競争力強化等のための取組について検討を行うため、経済産業省にて有識者・業界団体で構成された「風力発電競争力強化研究会」を平成 28 年 8 月～9 月に開催しており、本研究会で取りまとめられたコスト低減の方向性を、価格目標の設定に当たって参照している。（参考 17・18）

## (参考) 風力発電競争力強化研究会について

<p><b>■ 目的</b>                  風力発電産業の業界構造を明らかにしつつ、特に導入段階でのコスト競争力の強化や、高い稼働率を実現する安定発電システムの確立に当たって、必要な業界の取り組みや、政府の政策的措置等について検討を行う。</p>	
<p><b>■ 開催実績</b>                  平成28年 8月10日～9月30日 全4回開催</p>	
<p><b>委員一覧</b></p>	
● 委員長	牛山 泉 足利工業大学 理事長
● 委員	足立 慎一 SOMPOリスクアマネジメント リスクエンジニアリング開発部 執行役員 部長
	石原 孟 東京大学大学院 工学系研究科 社会基盤学専攻 教授
	勝呂 幸男 横浜国立大学 産学連携研究員
	永尾 徹 一般財団法人 新エネルギー財団 国際協力部長
	増田 真男 日本政策投資銀行 企業金融第五部 担当部長
○ オブザーバー	一般社団法人 日本風力発電協会
○ 事務局	資源エネルギー庁 新エネルギー課 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

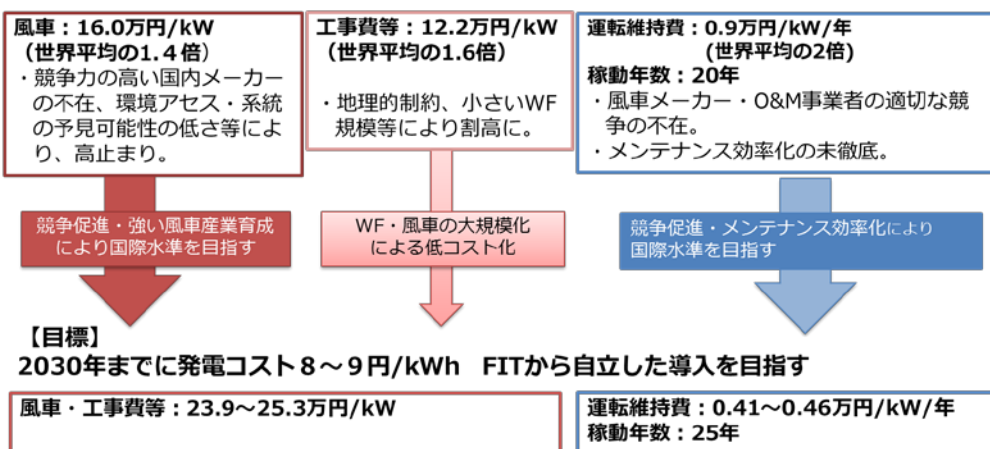
【参考 18】風力発電競争力強化研究会のコスト低減に関する取りまとめ

### 風力発電のコスト低減イメージ

■ 2030年までに、発電コスト8～9円/kWhを実現し、FITから自立した形での導入を目指していく。

#### 【現状】

現行の発電コストは、13.9円/kWhで、世界平均（8.8円/kWh）の約1.6倍



※目標の数値はJWPA WIND VISION（2030年）より



- なお、20kW 未満の小型風力発電、洋上風力発電については、20kW 以上の陸上風力発電とは導入状況等が異なることから、価格目標については、以下の方向性で設定すべきとした。

<価格目標>

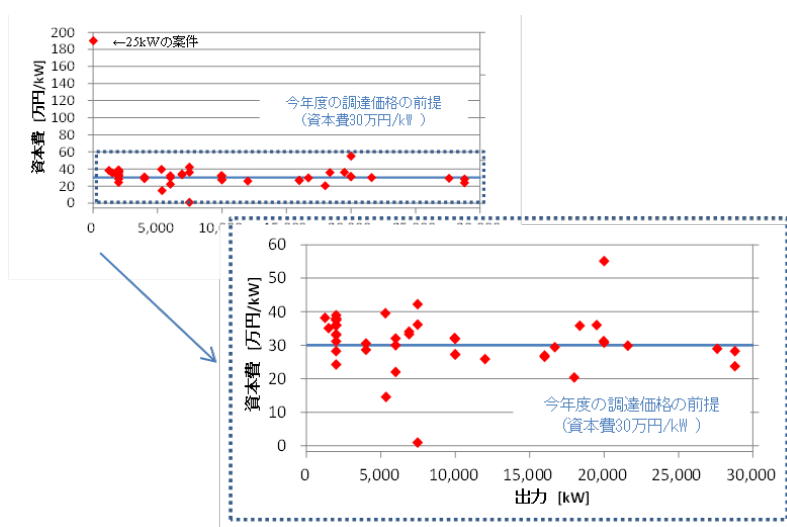
- ・ 20kW 未満の小型風力発電  
導入動向を見極めながら、コスト低減を促し、FIT からの中長期的な自立化を図る。
- ・ 洋上風力発電  
導入環境整備を進めつつ、FIT からの中長期的な自立化を図る。

## (2) 20kW 以上

### ① 資本費

- FIT 開始以降得られた資本費のコストデータは 49 件。平均値 34.2 万円/kW、中央値 31.2 万円/kW であり、想定値(30 万円/kW)を上回っている。しかし、現在 FIT 認定されている案件は大規模な案件が多いことから(平均約 10,000kW)、アセス基準である 7,500kW 以上についてみると、平均値 29.5 万円/kW、中央値 28.2 万円/kW となっている。(参考 19)

【参考 19】 陸上風力発電 (20kW 以上) の出力と資本費の関係



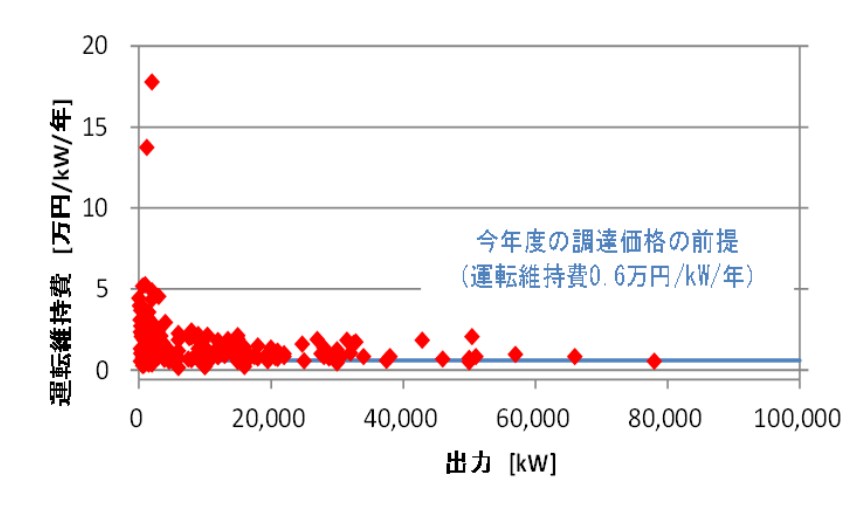
- 現時点でも、FIT 認定されている案件の平均容量は約 10,000 kW であり、将来の自立化に向けて、効率化を促していく観点から、トップランナー的に、より大規模の 7,500kW 以上の資本費の中央値 (28.2 万円/kW) を

想定値として採用することとした。

## ② 運転維持費

- FIT 開始以降得られた運転維持費のコストデータは 281 件。平均値 1.52 万円/kW/年、中央値 1.13 万円/kW/年であり、ともに想定値 (0.6 万円/kW/年) を上回る。7,500kW 以上の案件についてみると、平均値 1.09 万円/kW/年、中央値 0.93 万円/kW/年となっている。(参考 20)

【参考 20】 陸上風力発電 (20kW 以上) の出力と運転維持費の関係



- 資本費と同様、トップランナー的に、より大規模の 7,500kW 以上の運転維持費の中央値 (0.93 万円/kW/年) を想定値として採用することとした。

## ③ 設備利用率

- 風力発電設備の設備利用率について、費用負担調整機関に蓄積された調達電力量を、個々の FIT 認定を受けた設備出力で除した値の平均をとって確認した。その結果、全体での平均設備利用率は 18.8% で、平成 28 年度の想定値 (20%) を下回っているものの、直近の 2011 年以降の設備利用率は平均 24.2% となり、一部運転を停止している案件の影響を除外するため、中央値を見ると、24.8% となっている。(参考 21)
- また、昨年度の調達価格等算定委員会での指摘を踏まえ、今後運転開始する案件において、見込みの設備利用率について、アンケート調査を行った結果、全体 44 件で平均値・中央値が 24.9%、算定根拠を確認した上で、設備利用率が異常に高い又は低い案件を除いた 30 件では、平均値 25.3%、中央値 25.0% となる。

- 実績として設備利用率の上昇が見られ、今後運転開始する案件へのアンケート調査でもほぼ同等の結果となったことから、設備利用率としては、2011年以降に設置された案件の中央値24.8%を想定値として採用することとした。

【参考21】設備利用率のデータ（平成27年7月-平成28年6月）

分類		平均設備利用率	件数
全体		18.8%	339
設置年別	～2000年	16.3%	42
	2001～2005年	17.5%	137
	2006～2010年	18.6%	106
	2011年～	<b>24.2%</b> <b>(中央値24.8%)</b>	54
(参考)平成28年度想定値		20%	

#### ④ 3年間の調達価格の決定

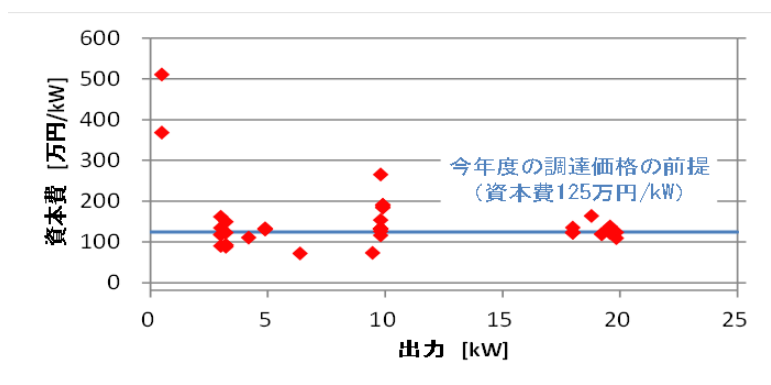
- 20kW以上の陸上風力発電については、予め3年間の調達価格を設定することになる（Ⅱ.2参照）。
- 資本費については、平成31年度時点で、7,500kW以上の資本費の水準を達成することとし、段階的に価格を引き下げることとした。
- 具体的には、
  - 平成29年度は、20kW以上全体の中央値である資本費31.2万円/kW
  - 平成30年度は、資本費29.7万円/kW
  - 平成31年度は、7,500kW以上の中央値である資本費28.2万円/kWを想定値として採用することとした。
- 運転維持費についても、資本費と同様に段階的に引き下げ、
  - 平成29年度は、20kW以上全体の中央値である運転維持費1.13万円/kW/年
  - 平成30年度は、運転維持費1.03万円/kW/年
  - 平成31年度は、7,500kW以上の中央値である運転維持費0.93万円/kW/年
 を想定値として採用することとした。

- 設備利用率は、20kW 以上全体で既に 24.8%に達しているため、平成 29 年度分から 24.8%を想定値として採用することとした。(参考 21)
- 引下げに当たっては、風力発電が集中的に導入されている北海道・東北地域において、系統用蓄電池設置や募集プロセス等の系統連系対策が平成 28 年度内目途に行われることになるが、当該プロセスを着実に実行し、接続契約の締結を確保する観点から、経過措置的に平成 29 年度の 4 月-9 月の半年間は、調達価格を据え置くこととした。
- なお、中長期的に資本費を低減させていく観点からは、系統問題への対策が重要との委員からの指摘があった。
- また、コスト低減の可能性（ポテンシャル）等を検討するため、今後、資本費について、設備費・工事費・接続費用等の要素に分けて分析すべきとの委員からの指摘があった。

### (3) 20kW 未満

- FIT 開始以降得られた資本費のコストデータは 49 件。平均値は 146 万円/kW であり、想定値（125 万円/kW）を上回っているが、中央値は 133 万円/kW であり、想定値と同水準となっているため、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。(参考 22)
- FIT 開始以降得られた運転維持費のコストデータは 10 件で、平均値は 3.1 万円/kW/年であるが、データ数が限られるため、今後のデータの蓄積を待つ必要がある。
- なお、20kW 未満の小型の風力発電については、設置期間が短い上、まだ得られているデータも少なく、コスト動向を注視すべきことから、予め 3 年間の調達価格を定めないこととした。【Ⅲ. 2 再掲】今後データ収集を進め、来年度以降、調達価格の見直しについて議論を深めるべきである。

【参考 22】 陸上風力発電（20kW 未満） の出力と資本費の関係



(4) 洋上風力発電

- FIT 開始以降得られた資本費のコストデータは1件、201 万円/kWであり、運転維持費のコストデータはまだ得られていないため、平成 28 年度の想定値（資本費：56.5 万円/kW、運転維持費 2.25 万円/kW/年）を据え置くこととした。
- なお、洋上風力発電については、予め3年間の調達価格を決定することとしたが（Ⅱ. 2 参照）、この3年間にわたって、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。

(5) リプレースの調達価格区分の設定

- 20kW 以上の陸上風力については、リプレースの調達価格区分を設定することとした（Ⅱ. 3 参照）。
- 設備の更新については、基本的に全て建て替えとなるが、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能となる。
- 事業リスクについては、風況データが整っている上、地元調整も済んでいること、環境影響評価手続についても、新設案件に比較すると必要なデータも整いやすい状況にあることから、事業の確実性が高く、リスクは低いと考えられる。
- そのため、20kW 以上の陸上風力発電のリプレースについては、資本費からは、接続費用を差し引いた値を想定値として採用することとした。
- また、想定する IRR としては、現在風力発電は 8 %が設定されているが、事業リスクの低さを反映させ、FIT 開始当初の 10kW 以上の太陽光発電に設定されていた 6 %とすることとした。

- 出力が増加する案件についても、事業リスクの低減が認められ、国民負担の軽減を図る観点からも、一律リプレースの調達価格を適用することとした。
- なお、現時点では、具体的なリプレース案件のコストデータは得られていないため、上記の形で調達価格の算定に当たっての想定値を設定したが、具体的な案件のコストデータ等が収集されれば、更に検証していく必要がある。

### 3. 地熱発電

#### (1) 価格目標

- 地熱発電は、地元調整や環境影響評価手続等に時間を要すること等により開発期間が長いことや、掘削成功率が低く開発リスク・コストが高いことが課題となっており、15,000kW 以上の大規模案件は、FIT の開始後、まだ運転開始に至っていない。
- 一方、運転開始した後は、必要な追加掘削や設備修繕を行っていくことにより、低コストで長期的な発電を行うことが可能である。
- そのため、当面はFITに加え、地元理解促進や、環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発の円滑化を積極的に進めつつ、掘削に係る技術開発等によって開発リスク・コストを低減し、中長期的には、FITからの自立化を図るべきである。
- このような考えに基づき、地熱発電の価格目標については、以下の方向性で設定すべきとした。

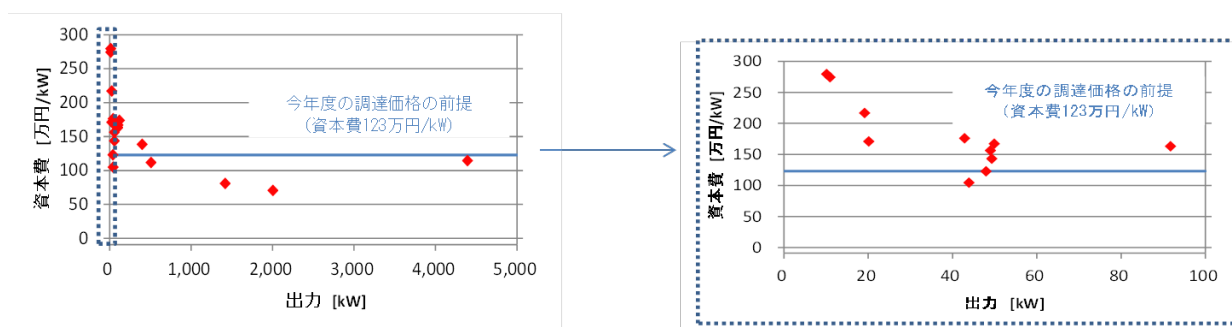
#### <価格目標>

当面は、FITに加え、地元理解促進や環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発を円滑化。  
中長期的には、技術開発等により開発リスク・コストを低減し、FITからの自立化を図る。

#### (2) 15,000kW 未満

- FIT開始以降得られた資本費のコストデータは18件。平均値157万円/kW、中央値160万円/kWであり、想定値(123万円/kW)を上回るが、平均値を引き上げている非常に小規模で高額な案件を除くと、平均値は138万円/kWとなることから、平成28年度の想定値を据え置くこととした。(参考23)

【参考 23】地熱発電（15,000kW 未満）の出力と資本費の関係



- FIT 開始以降得られた運転維持費のコストデータは 8 件。平均値 7.6 万円/kW/年は、想定値（4.8 万円/kW/年）を上回る。他方、30.9 万円/kW/年の案件が平均値を引き上げており、この案件を除くと平均値 4.3 万円/kW/年、中央値 4.4 万円/kW/年となり、想定値と同水準となることから、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。
- なお、15,000kW 未満の地熱発電については、予め 3 年間の調達価格を決定することとしたが（Ⅱ. 2 参照）、この 3 年間にわたって、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。

(3) 15,000kW 以上

- 現時点では、FIT 認定を受けた新規運転開始実績は無く、コストデータが収集されていないことから、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。
- なお、15,000kW 以上の地熱発電については、予め 3 年間の調達価格を決定することとしたが（Ⅱ. 2 参照）、この 3 年間にわたって、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。

(4) リプレースの調達価格区分の設定について

- 地熱発電については、リプレースの調達価格区分を設定することとした（Ⅱ. 3 参照）。
- 設備の更新については、(ア) 地下設備を流用するケース、(イ) 地下設備を新たに掘削し新設するケースが存在し、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能となる。
- そのため、資本費からは、接続費用に加え、(ア) 地下設備を流用するケースでは、地下設備の費用も差し引いた値を採用することとした。



- 事業リスクについては、(ア) 地下設備を流用するケース、(イ) 地下設備を新たに掘削し新設するケースで違いはあるものの、地下構造が判明しているため、新規地点開発と比較すると、低減すると考えられる。
- そのため、想定する IRR としては、現在地熱発電は 13%と設定されているが、事業リスクの低さを反映させ、(ア) 地下設備を流用するケースでは、当初の 10kW 以上の太陽光に設定されていた 6%程度とし、(イ) 地下設備を新たに掘削し新設するケースでは、引き続き一定の掘削リスクが存在することから、リスクが中程度の電源に対して適用するとしていた 8%程度の IRR を適用することとした。
- 出力が増加する案件についても、事業リスクの低減が認められ、国民負担の軽減を図る観点からも、一律リプレース価格を適用することとした。  
(再掲)
- なお、現時点では、具体的なリプレース案件のコストデータは得られていないため、上記の形で調達価格の算定に当たっての想定値を設定したが、具体的な案件のコストデータ等が収集されれば、更に検証していく必要がある。(再掲)

## 4. 中小水力発電

### (1) 価格目標

- 中小水力発電については、有望地点の探索や地元調整等に時間を要することによる開発期間が長いこと、資本費のうち特に土木設備（導水路等）のコストが高いことが課題となっている。
- 他方、一度新規に地点開発を行った後は、調達期間終了後も必要な修繕を行っていくことにより、低コストで長期的な発電を行うことが可能である。
- そのため、当面はFITに加え、流量調査等による開発におけるリスク低減を進め、積極的に新規地点開発を促進しつつ、技術開発によるコスト低減等も合わせて、中長期的なFITからの自立化を図るべきである。
- このような考えに基づき、中小水力発電の価格目標については、以下の方向性で設定すべきとした。

#### <価格目標>

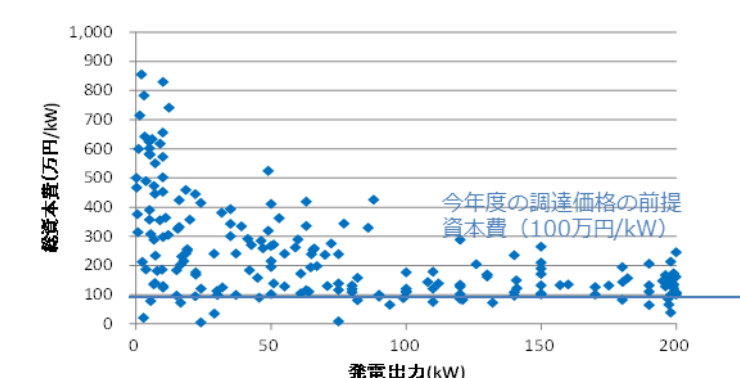
当面はFITに加え、流量調査等によるリスク低減を進め、新規地点開発を促進。

新規地点開発後は低コストで発電可能であることも踏まえ、技術開発によるコスト低減等を進め、FITからの中長期的な自立化を図る。

### (2) 資本費のコストデータ

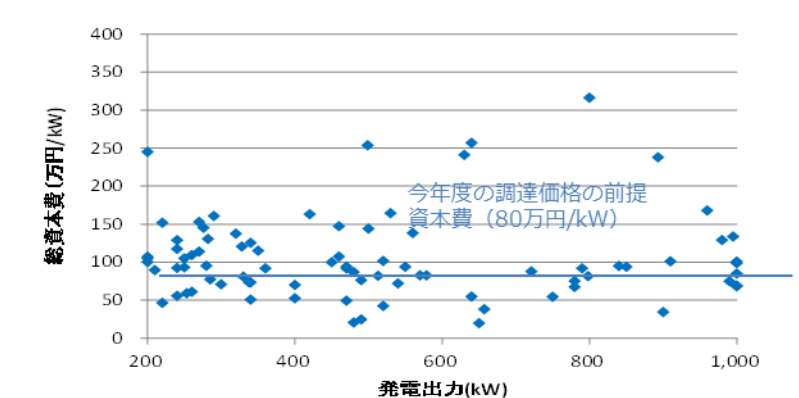
- 資本費については、法令に基づくコストデータの報告は、FIT開始後に運転開始した案件に限られるため、後述の別区分化の分析を行うと、極めてデータ数が少なくなる。そのため、中小水力発電については、FIT開始前から運転開始している案件が多数存在することから、これらの案件に対して資本費のコストデータの調査を行い、分析対象として加えている。
- 200kW未満についてのコストデータは204件。既存の水路等の活用で低額で実施できており、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（197件）、平均値307万円/kW、中央値194万円/kWとなる。そのうち、補助金案件が多く含まれる100kW未満を除くと、平均値139万円/kW、中央値133万円/kWとなり、想定値（100万円/kW）に近い水準となる。（参考24）

【参考 24】 中小水力発電（200kW 未満）の出力と資本費の関係



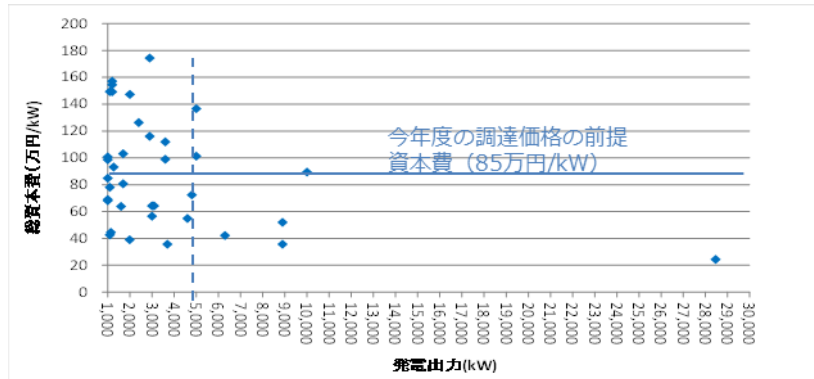
- 200kW 以上 1,000kW 未満のコストデータは 94 件。既存の水路等の活用で低額で実施できており、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（79 件）、平均値 122 万円/kW、中央値 94 万円/kW。そのうち、300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均 103 万円/kW、中央値 94 万円/kW となり、想定値（80 万円/kW）に近い水準となる。（参考 25）

【参考 25】 中小水力発電（200 以上 1,000kW 未満）の出力と資本費の関係



- 1,000kW 以上 30,000kW 未満のコストデータは 65 件、既存の水路等の活用で低額で実施できており、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（36 件）、平均値 88 万円/kW、中央値 83 万円/kW となり、想定値（85 万円/kW）に近い水準となる。（参考 26）

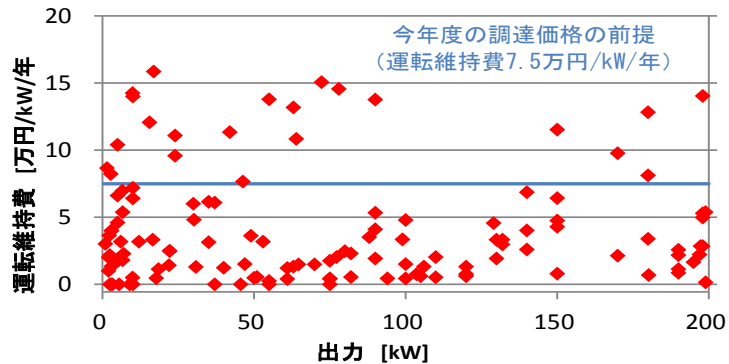
【参考 26】 中小水力発電（1,000 以上 30,000kW 未満）の出力と資本費の関係



### (3) 運転維持費のコストデータ

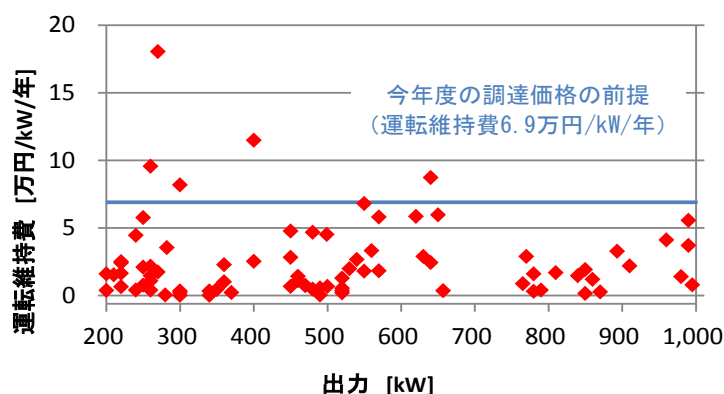
- 200kW 未満について、FIT 開始以降得られた運転維持費のコストデータは 135 件。平均値 5.6 万円/kW/年、中央値 2.8 万円/kW/年となり、想定値（7.5 万円/kW/年）を下回る。他方、大規模修繕の有無による変動を注視する必要がある。（参考 27）

【参考 27】 中小水力発電（200kW 未満）の出力と運転維持費の関係



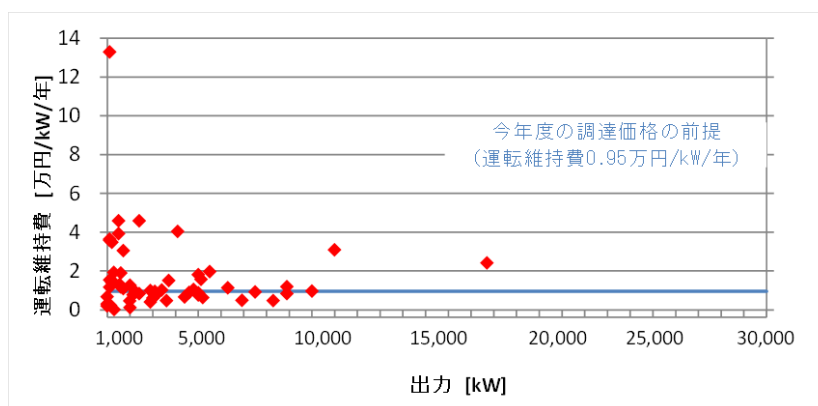
- 200kW 以上 1,000kW 未満については、コストデータは 81 件。平均値 2.5 万円/kW/年、中央値 1.6 万円/kW/年となり、想定値 6.9 万円/kW/年を下回る。他方、大規模修繕の有無による変動を注視する必要がある。（参考 28）

【参考 28】 中小水力発電（200 以上 1,000kW 未満）の出力と運転維持費の関係



- 1,000kW 以上 30,000kW 未満については、コストデータは、55 件。平均値 1.7 万円/kW/年、中央値 1.1 万円/kW/年となり、想定値(0.95 万円/kW/年) とほぼ同水準となる。(参考 29)

【参考 29】 中小水力発電（1,000kW 以上 30,000kW 未満）の出力と運転維持費の関係



#### (4) 調達価格区分の見直し及び今後の想定値について

【調達価格区分の見直しの検証について】

- 中小水力発電について、業界団体(公営電気事業経営者会議、大口自家発電施設者懇話会水力発電委員会、全国小水力利用推進協議会、水力発電事業懇話会)の要望も踏まえ、

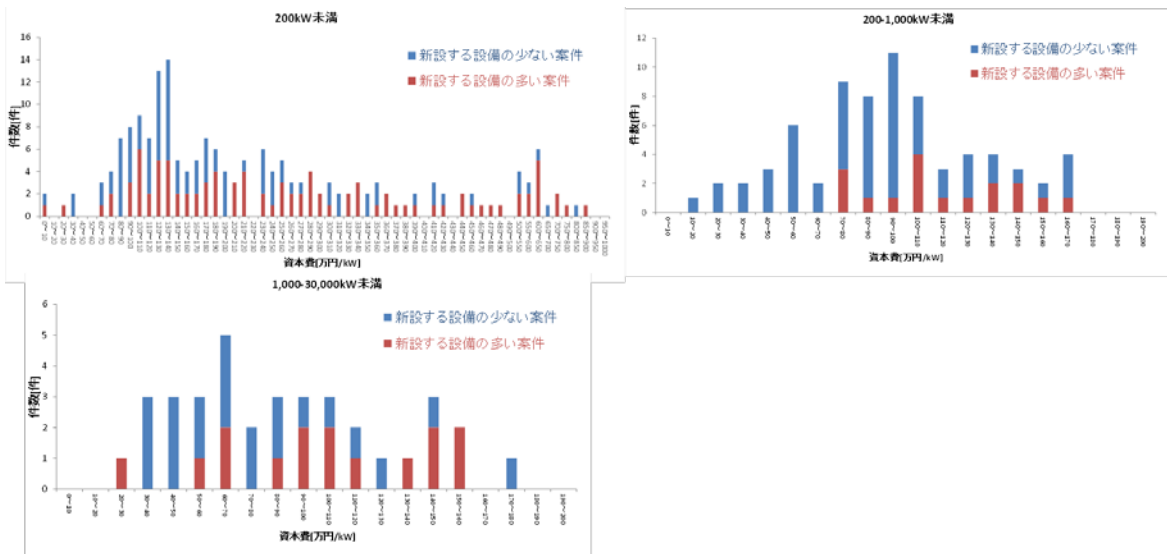
- ① 工事種類によって区分（水路式等の新設する設備が多い案件／上下水道や、既存ダムの活用等の新設する設備が少ない案件）、
- ② 1,000kW 以上 30,000kW 未満の調達価格区分を 5,000kW で区分（1,000kW 以上 5,000kW 未満/5,000kW 以上 30,000kW 未満）し、分析

を行った。

### ①工事種類による区分について

- 資本費について工事の内容別に見ると、水路式等の新設する設備の多い案件の方が、上下水道、既存ダム活用等の新設する設備の少ない案件に比べて高い傾向にあるが、分布としてはほぼ重複している。(参考 30)

【参考 30】 中小水力発電の資本費分布



### ②5,000kW以上・未満での区分について

- 資本費について、5,000kWで切り分けると、1,000kW以上5,000kW未満(29件)では平均値93万円/kW、中央値85万円/kW、5,000kW以上30,000kW未満(7件)では、平均値69万円/kW、中央値52万円/kWとなり、規模による差異が見られる。
- 運転維持費について、5,000kWで切り分けると、1,000kW以上5,000kW未満については、コストデータは39件。平均値1.8万円/kW/年、中央値1.1万円/kW/年となる。5,000kW以上30,000kW未満については、コストデータは15件。平均値1.3万円/kW/年、中央値1.0万円/kW/年となり、規模による差異は小さい。

### 【調達価格区分の見直しの検証結果】

- ①工事の範囲の大きさによる別区分化については、分布がほぼ重複していることや、同規模の中でも効率的な案件・地点から導入していくという観点から、工事の範囲の違いによる区分は設けないこととした。

- ②5,000kW 以上・未満での別区分化については、資本費は規模による差異が認められ、運転維持費については、規模による差異が小さく、ほぼ想定値と同水準であることから、資本費のみ想定値の見直し（1,000kW 以上 5,000kW 未満：平均値 93 万円/kW、5,000kW 以上 30,000kW 未満：平均値 69 万円/kW を採用）を行った上で、1,000kW 以上 5,000kW 未満、5,000kW 以上 30,000kW 未満で別途の調達価格区分を設けることとした。
- なお、5,000kW での別区分化を行う際は、現行の新設区分／既設導水路活用型の区分を分ける基準（1.5km 以上の導水路の更新等）についても、1,000kW 以上 5,000kW 未満、5,000kW 以上 30,000kW 未満で切り分け、5,000kW 以上については、より厳しい基準を適用することとすべきである。
- 1,000kW 未満の調達価格区分については、資本費・運転維持費とも、案件による分散が非常に大きいことから、まずは現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点から、全て想定値を据え置くこととした。
- なお、中小水力発電については、予め3年間の調達価格を決定することとしたが（Ⅱ. 2 参照）、調達価格区分の新設によって見直した想定値、据え置くこととした想定値ともに、3年間にわたって適用することとした。
- 他方、先述（Ⅱ. 2）のように、中小水力発電は、FIT 申請前に地元との調整などに時間がかかるケースが多い、リードタイムの長い電源である。実際のケースを調査したところ、現在、地元自治体等との最終調整に入っている案件もあることに配慮し、新設で調達価格区分が変更され、調達価格が下がる区分（5,000kW 以上 30,000kW 未満）については、法改正が行われる変革期にあたることを踏まえ、経過措置的に平成 29 年度の4月-9月の半年間は、現行価格を維持することとした。
- なお、FIT を効率的に運用していく観点からは、いたずらに調達価格区分を増やすことには慎重である必要があるため、調達価格が上がる区分（1,000kW 以上 5,000kW 未満）と下がる区分（5,000kW 以上 30,000kW 未満）が生じることにより、全体として国民負担が抑制されているのか検証すべきと委員からの指摘があった。

## (5) 既設導水路活用型

- 既設導水路活用型については、まだコストデータが得られていない1,000kW未満については、想定値を据え置くこととした。
- また、1,000kW以上30,000kW未満については、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満で調達価格区分が分かれ、新設の調達価格区分について、資本費の想定値が見直されることとなるため、見直し後の新設の調達価格区分の想定値（1,000kW以上5,000kW未満:93万円/kW、5,000kW以上30,000kW未満:69万円/kW）に対し、導水路の費用の割合を差し引くこれまでの考え方を適用し、既設導水路活用型の資本費の想定値を設定（1,000kW以上5,000kW未満:46.5万円/kW、5,000kW以上30,000kW未満:34.5万円/kW）することとした。



## 5. バイオマス発電

### (1) 価格目標

- 未利用木材等の木質等バイオマス発電の特長としては、コストの7割が燃料費であるため、これらの燃料費の中長期的な低減が不可欠である。また、継続的な発電に当たっては、安定的な燃料の調達が課題となっている。
- そのため、林業政策とも連携し、マテリアル利用も含め、安定的かつ効率的な燃料の調達を確保していくことが重要である。
- また、廃棄物発電やメタン発酵発電については、廃棄物処理事業や畜産業等の一部として、発電事業が実施されていることも踏まえ、関連施策とも連携し、全体として効率化を図っていくことが重要である。
- このような考えに基づき、バイオマス発電の価格目標については、以下の方向性で設定すべきとした。

#### <価格目標>

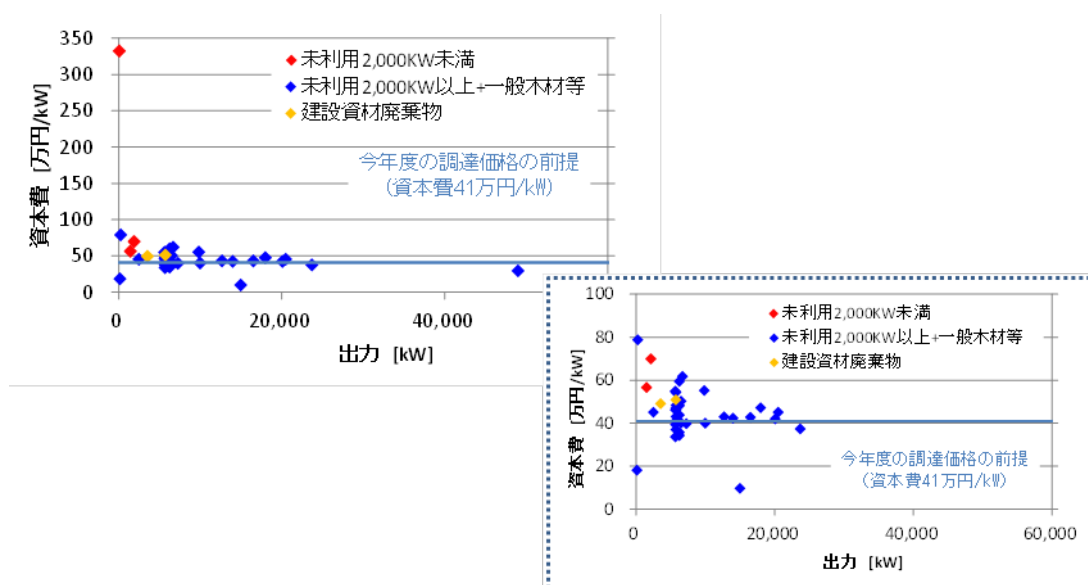
燃料の集材の効率化等の政策と連携を進めながら、FITからの中長期的な自立化を図る。

### (2) 木質等バイオマス（未利用木材、一般木材等、建設資材廃棄物）発電

#### ① 資本費のコストデータ

- FIT開始以降得られた資本費のコストデータ（2,000kW未満未利用木材及び建築資材廃棄物を除く）は34件。平均値44万円/kW、中央値43万円/kWとなり、想定値（41万円/kW）とほぼ同水準となる。（参考31）
- 2,000kW未満の未利用木材の資本費のコストデータは3件で、平均値153万円/kW、中央値70万円/kWと想定値（62万円/kW）を上回るが、これは非常に小規模な案件が数値を引き上げている。
- 建築資材廃棄物の資本費のコストデータは2件。平均値50万円/kWで想定値（35万円/kW）を上回る。

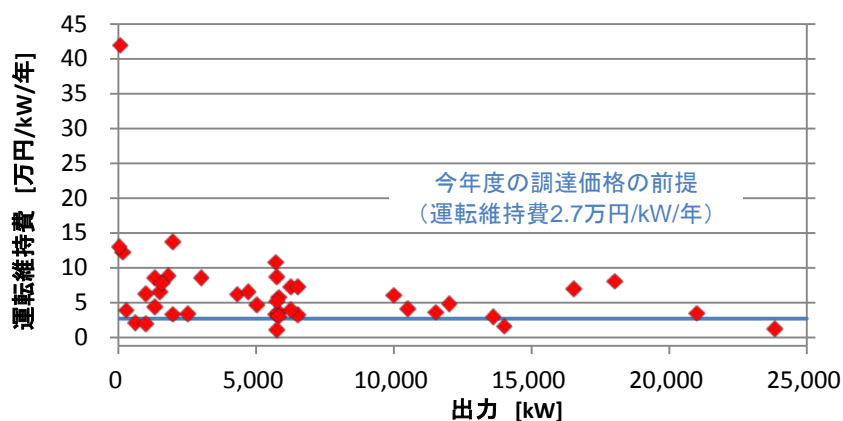
【参考 31】 木質等バイオマス発電の出力と資本費の関係



## ② 運転維持費のコストデータ

- FIT 開始以降得られた運転維持費のコストデータ (2,000kW 未満未利用木材を除く) は 35 件。平均値 5.2 万円/kW/年、中央値 4.4 万円/kW/年となり、想定値(2.7 万円/kW/年)を上回る。これは、大規模な修繕が発生した案件が、全体の値を引き上げているものと考えられる。(参考 32)
- FIT 開始後得られた 2,000kW 未満の未利用木材の運転維持費のコストデータは 6 件。平均値 15.1 万円/kW/年、中央値 10.4 万円/kW/年となり、想定値(6.4 万円/kW/年)を上回るが、これは非常に小規模な案件が数値を引き上げているためである。

【参考 32】 木質等バイオマス発電の出力と運転維持費の関係



### ③ 燃料費のコストデータ

- 木質等バイオマス発電は、燃料費がコスト構造の中で大きな割合を占める。ペレット、チップ等、燃料種により、カロリー量が異なることから、カロリーベースでの費用を検証した。また、逆有償や、長期取引により極端に低額な案件、少量で極端に高額な案件は対象から除外した。
- FIT 開始以降得られたコストデータでは、燃料費は、未利用木材で 958 円/GJ (42 件)、うち 2,000kW 未満では、777 円/GJ (5 件)、一般木材等で 644 円/GJ (59 件)、建設資材廃棄物は 347 円/GJ (35 件) であった。(参考 33)

【参考 33】木質等バイオマス発電の燃料費

	熱量ベースの 実績値	熱量ベースの 想定値
未利用木材	958円/GJ:42件 (うち2000kW未満 777円/GJ:5件)	1200円/GJ (うち2000kW未満 900円/GJ)
一般木材等	644円/GJ:59件 (うち2万KW以上 779円/GJ:17件)	750円/GJ
建設資材廃棄物	347円/GJ:35件	200円/GJ

### ④ 大規模な一般木質バイオマスの別区分化及び今後の想定値について

#### 【検討の背景】

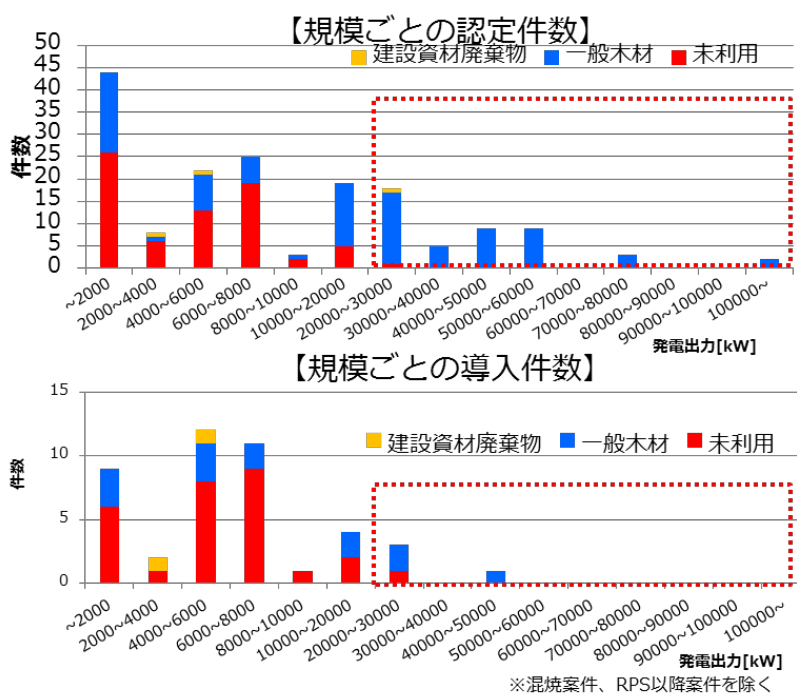
- 木質等バイオマス発電については、平成 28 年 6 月末時点で、①未利用木材の FIT 認定量が 44 万 kW、導入量が 25 万 kW、②一般木材等の FIT 認定量は 322 万 kW、導入量が 28 万 kW、③建設資材廃棄物の FIT 認定量は 37 万 kW、導入量が 34 万 kW となっており、量的には特に一般木材の FIT 認定量が約 300 万 kW に達するなど急速に拡大している。(参考 34)

【参考 34】木質等バイオマス発電の FIT 認定量・導入量について

燃料種別	認定量 (件数)	導入量 (件数)	ミックス 想定量
未利用木材	44万kW (78件)	25万kW (38件)	24万kW
一般木材等	322万kW (121件)	28万kW (26件)	274万kW ~400万kW
建設資材廃棄物	37万kW (33件)	34万kW (31件)	37万kW

- 現在の FIT 認定・導入件数を規模ごとにみると、10,000kW 未満では未利用木材が中心となっており、10,000~20,000kW では未利用木材・一般木材とも存在、20,000kW 以上はほとんどが一般木材となっている。(参考 35)
- このような案件が急増する中、将来の木質等バイオマス発電の FIT からの自立化の観点も踏まえつつ、よりコスト効率的な導入を図っていくことが重要である。現在、一般木材については、5,700kW の発電所を前提として、調達価格を算定しているところだが、上記の観点も踏まえ、大規模な案件 (20,000kW 以上) について、コストを検証の上、調達価格を算定することとした。

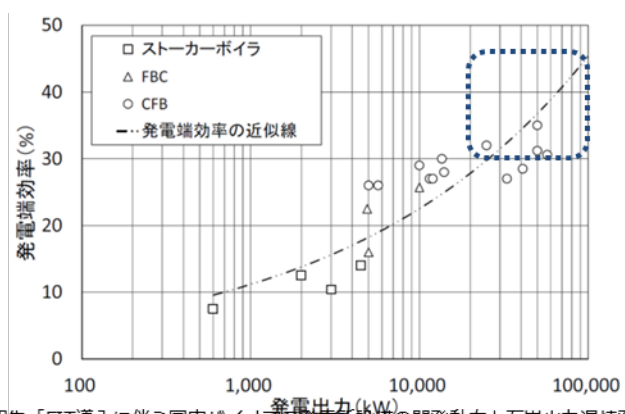
【参考 35】木質等バイオマス発電の出力規模と FIT 認定・導入件数



【検証内容】

- 資本費のコストデータで、20,000kW 以上の案件は 4 件、平均値 38 万円/kW、中央値 40 万円/kW であった。(平成 28 年度の想定値：41 万円/kW)
- 運転維持費のコストデータで、20,000kW 以上の案件は 2 件、平均値 2.4 万円/kW/年であった。(平成 28 年度の想定値：2.7 万円/kW/年)
- 一般木材の燃料費のコストデータで 20,000kW 以上の案件は 17 件、779 円/GJ であった。(平成 28 年度の想定値：750 円/GJ)
- 大規模な木質等バイオマス発電所については、一般的に発電効率は高い水準にある。想定値として採用した発電所 (5,700kW) については、26% の発電効率を想定しているが、一般的に大規模なプラントについては、30%以上の発電効率となっている。直近で運転開始予定の 20,000kW の木質等バイオマス発電所について、ヒアリングで確認したところ、発電効率は 32%であった。(参考 36)

### 【参考 36】木質等バイオマス発電の発電出力と発電効率の関係



出典：電力中央研究所報告「FIT導入に伴う国内バイオマス発電所設備の開発動向と石炭火力混焼発電への影響調査」より

### 【検証結果】

- 資本費・運転維持費・燃料費については、20,000kW以上の案件であっても、想定値から著しい乖離は認められない。一方で、発電効率については、20,000kW以上の案件は、5,700kWの案件とは、大きく異なる点が確認された点を踏まえ、一般木材等の20,000kW以上について、別途の調達価格区分を設けることとした。
- そして、発電効率については、既にFIT認定している案件で、更なる大規模な案件も多く存在することから、20,000kW以上の大規模な案件について、32%を見込むこととした。
- その他の調達価格区分については、足下の傾向や、大規模修繕の発生等を踏まえ、平成28年度の想定値を据え置くこととした。
- なお、バイオマス発電については、予め3年間の調達価格を決定することとしたが（Ⅱ. 2参照）、調達価格区分の新設によって見直した想定値、据え置くこととした想定値ともに、3年間にわたって適用することとした。
- 他方、先述（Ⅱ. 2）のように、バイオマス発電は、FIT申請前に地元との調整などに時間がかかるケースが多い、リードタイムの長い電源である。実際のケースを調査したところ、現在、地元自治体等との最終調整に入っている案件もあることに配慮し、新たに調達価格区分が変更され、調達価格が下がる区分（20,000kW以上の一般木材等）については、法改正が行われる変革期にあたることを踏まえ、経過措置的に、平成29

年度の4月-9月の半年間は、現行価格を維持するものとした。

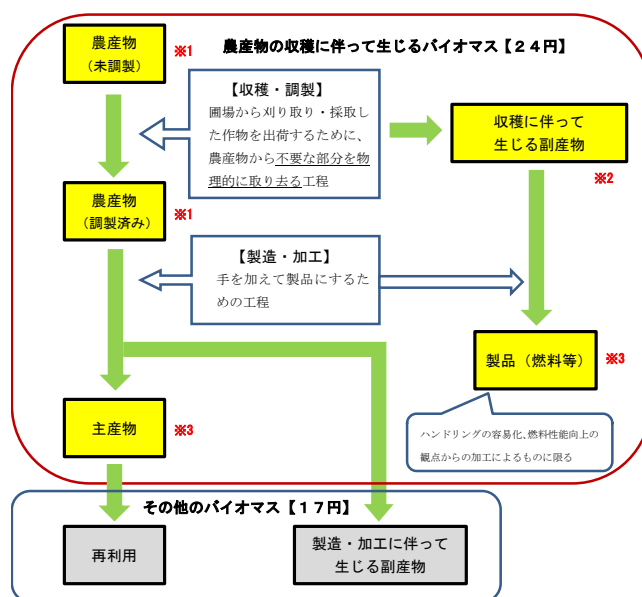
- なお、これまでは主に専焼のプラントを前提に調達価格の算定を行っていたが、石炭混焼の発電所については、より低コストで実施できているとの指摘もあることから、FIT 外の案件等を含め、既設の改造と新設の違い、混焼比率による違いなど、そのコストの実態を把握していく必要がある。
- また、委員からは、
  - バイオマス発電について、その持続可能性・合法性をしっかりと担保していくため、海外の持続可能性基準の実態等を把握した上で、必要であれば対応を検討すべき
  - 調達期間終了後のFIT からの自立化の観点も踏まえ、熱電併給を促進していく観点から、事例の調査や支援のあり方の検討等を進めていくことが重要

との指摘があった。

⑤ 農産物の収穫に伴って生じるバイオマスの扱いについて

- 昨年度の調達価格等算定委員会において、『「農産物の収穫に伴って生じるバイオマス」に該当しないPKS 以外の農産物由来のバイオマスの活用の検討が進んでいる状況を踏まえて、実態を把握し、より実態に即した区分のあり方を今後を検討していく必要がある。』とされていたため、改めてその確認を行った。
- 「農産物の収穫に伴って生じるバイオマス」については、「農産物の収穫」は「農産物の刈取り作業等」及び「調製作業」と解釈されるため、収穫された農産物そのもの（※1）、当該農産物の収穫工程に生じる副産物（※2）並びに当該収穫物又は当該副産物を燃料用に加工（ハンドリングの容易化や燃料性能の向上化等のための加工）したもの（※3）が対象として定義されている。（参考 37）

【参考 37】 定義のイメージ図



- 収穫とは、「栽培してきた作物の植物体の全体あるいは特定の部位を、刈り取ったり摘み取ったり、掘ったりする」作業を指し、パームの実のみならず、その幹であるパームトランクを収集する作業についても、この中に含まれる。
- 他方、これまでは、「収穫」という作業の期間として、「毎回の」収穫に伴って生じるバイオマスが、「農産物の収穫に伴って生じるバイオマス」として定義されていた。
- 昨年度の調達価格等算定委員会の指摘を踏まえ、経済産業省において、パームの栽培の実態を確認したところ、一定期間でパームを植え替えて収穫していくという意味において、他の農産物とプロセスは同じであることが分かった。
- したがって、「果実等の目的物が収穫できなくなり、当該植物としての寿命を終えるまでの1サイクル」を「収穫」の範囲内と捉え、パームトランクについても、平成 29 年度から「農産物の収穫に伴って生じるバイオマス」の対象とすることを確認した。(参考 38)
- これは、将来的なバイオマス発電の自立化に向けて、燃料間の競争の促進にも資することとなる。



【参考 38】 パームの栽培のサイクル

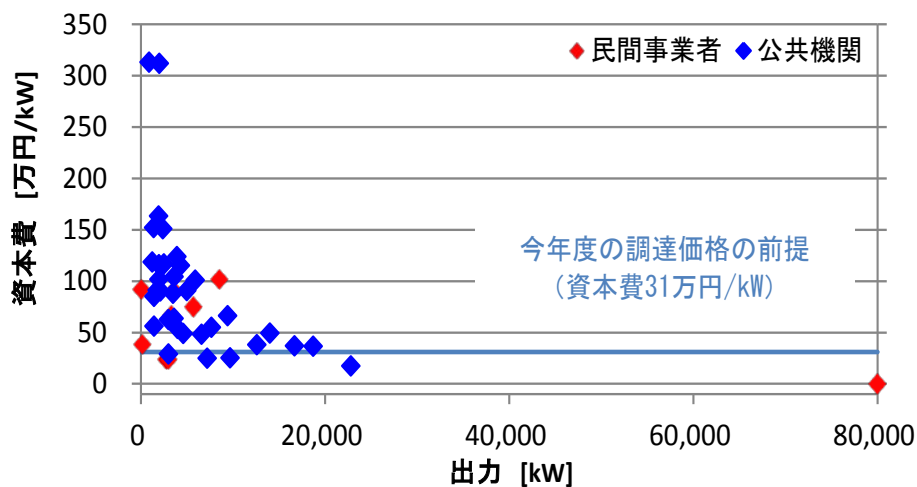


### (3) 廃棄物系バイオマス発電

#### ① 資本費

- FIT 開始以降得られた資本費のコストデータは43件。平均値85万円/kW、中央値75万円/kWとなり、想定値(31万円/kW)を上回る。
- 現在の調達価格の前提は、FIT 開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しているため、6,000kW以上の設備(12件)をみると、その平均値は41.6万円/kWとなり、想定値に近い水準となることから、平成28年度の想定値を据え置くこととした。(参考39)

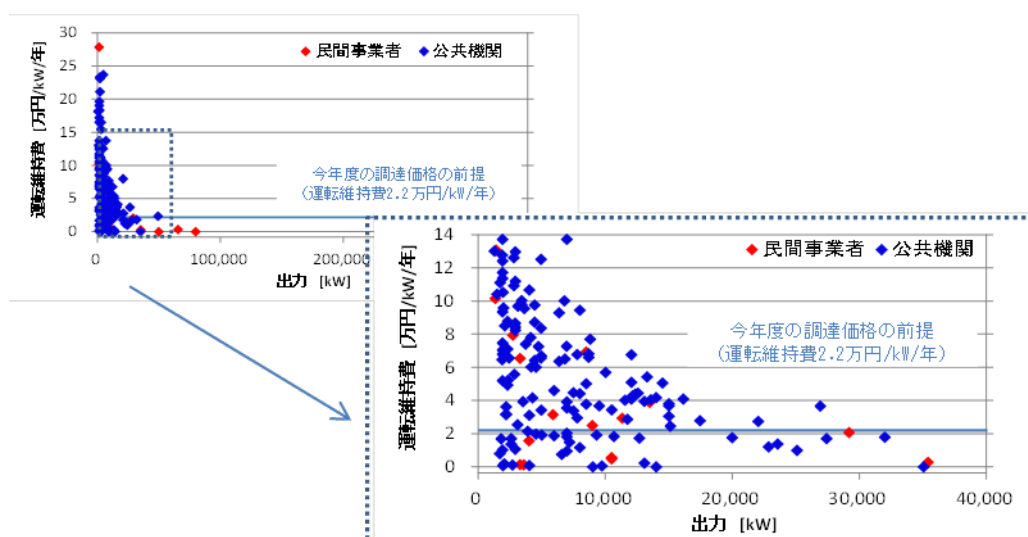
【参考 39】 廃棄物系バイオマス発電の出力と資本費の関係



## ② 運転維持費

- FIT 開始以降得られた運転維持費のコストデータは 173 件。平均値 6.1 万円/kW/年、中央値 4.4 万円/kW/年となり、想定値（2.2 万円/kW/年）を上回る。
- 現在の調達価格の前提は、FIT 開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しているため、6,000kW 以上の設備（83 件）をみると、平均値 3.4 万円/kW/年、中央値 3.1 万円/kW/年となり、想定値に近い水準となることから、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。（参考 40）

【参考 40】 廃棄物系バイオマス発電の出力と運転維持費の関係



## ③ 3年間の調達価格の設定

- なお、廃棄物系バイオマス発電については、予め3年間の調達価格を決定することとしたが（Ⅱ. 2参照）、この3年間にわたって、平成28年度の想定値を据え置くこととした。

## (4) メタン発酵バイオガス発電

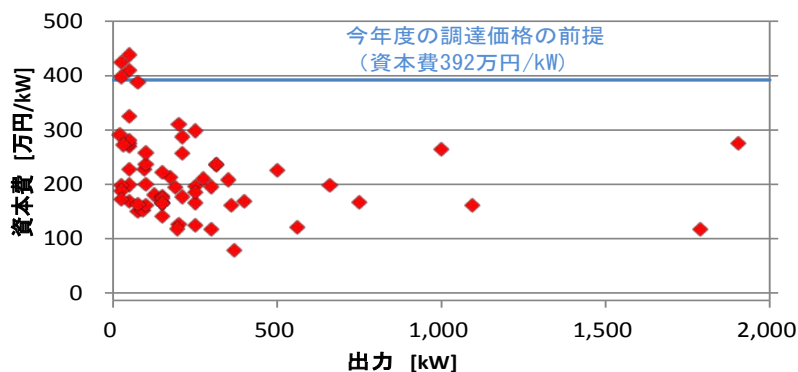
### ① 資本費

- FIT 開始以降得られた資本費のコストデータは 63 件。その平均値は 167 万円/kW、中央値は 136 万円/kW であった。そのうち 31 件が、過去に投資をしたメタン発酵バイオガス発電に必要な発酵槽（101 万円/kW。新設

案件のコストデータより。)を有効利用したケースであった。この点を勘案し、実質的な資本費は、全体で平均値は 218 万円/kW、中央値は 198 万円/kW となるが、想定値 (392 万円/kW) を下回った。(参考 41)

- 現在の調達価格の前提は、FIT 開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、小規模な設備 (50kW 程度) を想定しているため、50kW 未満の設備をみると、平均値 279 万円/kW、中央値 273 万円/kW となる。
- しかしながら、これらの設備は立地条件上、通常必要な設備 (消化液処理設備、脱臭設備等) が不要となっているケースが多く、今後の地域的拡大を考えると、今後必要となる費用が増加する可能性もあるため、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。

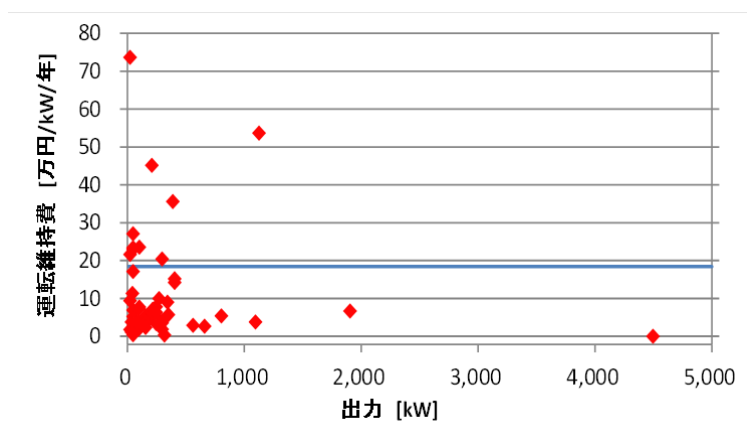
【参考 41】メタン発酵バイオガス発電の出力と実質的な資本費の関係



## ② 運転維持費

- FIT 開始以降得られた運転維持費のコストデータは 57 件。平均値は 10.3 万円/kW/年、中央値は 5.4 万円/kW/年であり、想定値 (18.4 万円/kW/年) を下回る。(参考 42)
- メタン発酵バイオガス発電は、導入間もない案件が多いことから、現時点においては、修繕・点検等の発生が少ない可能性も考えられることから、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。

【参考 42】メタン発酵バイオガス発電の出力と実質的な運転維持費の関係



### ③ 3年間の調達価格の設定

- なお、メタン発酵バイオガス発電については、予め3年間の調達価格を決定することとしたが（Ⅱ. 2参照）、この3年間にわたって、平成 28 年度の想定値を据え置くこととした。

## IV. 調達価格、調達期間に関する結論

以上を踏まえ、平成 29 年度以降の調達価格、調達期間に関する調達価格等算定委員会の意見を、別添のとおり取りまとめた。

## V. 入札制度

- 入札制度については、新法上、経済産業大臣は、①再生可能エネルギー電気の供給価格について入札を実施することにより認定を受けることができる者を決定することが国民負担の軽減に有効であると認める際に、②入札対象の区分等を指定することができ、その際には、③入札実施指針を策定することとされている。
- 新法では、入札対象として指定された区分等においては、調達価格を入札によって決定することとなり、入札の流れとしては、以下が想定されている。
  - ▶ 入札に参加を希望する者は、入札に先立って再生可能エネルギー発電事業計画を提出し、参加資格の有無を審査されることとなる。
  - ▶ 入札参加資格が認められた者は、安定的かつ効率的に電気を供給できる1 kWh当たりの価格と発電出力についての札を入れる。
  - ▶ 最も安価な札を入れた者から順次、入札全体の募集容量に達するまでの者を落札者とする。
  - ▶ 落札者についてのみ、FIT認定を取得する権利が付与されることとなる。
- 新法において、調達価格等算定委員会に意見を聴いて定めるとされている入札の具体的な内容について、取りまとめた意見は以下の通りである。

### ① 入札対象電源の区分

- 入札対象電源は、FIT導入後、他電源と比べ、①導入が大幅に達成されていること、②十分なFIT認定件数を有すること、③コスト低下のポテンシャルが見込まれることから、10kW以上の太陽光発電とした。

### ② 試行的期間の設定

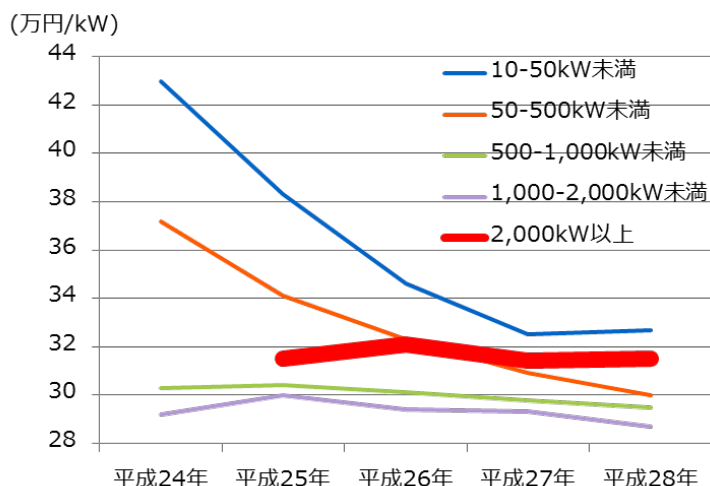
- 初年度（平成29年度）及び次年度（平成30年度）については試行的期間として位置付け、平成29年度に第1回、平成30年度に第2回・第3回（2年間で合計3回）を実施することとした。なお、平成29年度・平成30年度の調達価格等算定委員会にて入札結果を検証し、必要に応じて実施内容の見直しを行うこととした。

### ③ 当面の入札対象規模の設定

- 第1回～第3回における入札対象規模は、特別高圧連系が必要であり大規模事業者間における競争による価格低減効果が期待される2MW以上

の太陽光発電とした。(参考 43)

【参考 43】 太陽光発電におけるシステム費の運開年別推移



#### ④ 入札量

- 入札量(入札全体の募集容量)は、十分な競争が起きる容量とするため、近年における2MW以上の太陽光発電のFIT認定容量の動向を踏まえ、また、事業者の予見可能性に配慮し、第1回～第3回で、合計1～1.5GWを募集することとした上で、第1回における入札量は、最大募集容量1.5GWの1/3の500MWとした。
- 第2回・第3回の入札量は、第1回の結果を検証した上で設定することとした。(参考 44)

【参考 44】 太陽光の年度別件数・容量

	10-50kW未満	50-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000-2,000kW未満	2,000kW以上
平成24年度	3,088 MW (118,831 件)	1,168 MW (5,227 件)	1,529 MW (2,062 件)	3,503 MW (2,230 件)	6,647 MW (387 件)
平成25年度	13,728 MW (393,021 件)	1,708 MW (6,657 件)	1,919 MW (2,846 件)	6,230 MW (4,096 件)	12,007 MW (616 件)
平成26年度	6,876 MW (232,521 件)	941 MW (3,817 件)	802 MW (1,239 件)	2,025 MW (1,336 件)	6,318 MW (272 件)
平成27年度	2,381 MW (82,534 件)	428 MW (1,669 件)	363 MW (563 件)	813 MW (538 件)	1,361 MW (81 件)
平成28年度 (※)	260 MW (9,024 件)	80 MW (306 件)	117 MW (178 件)	194 MW (125 件)	544 MW (20 件)

※平成28年6月30日時点

## ⑤ 上限価格

- 上限価格は、第1回については、事業者の予見可能性に配慮し、入札対象外の10kW以上の太陽光発電と同額とし、第2回・第3回については、第1回の結果を検証した上で設定することとした。

## ⑥ 落札者の調達価格等

- 価格低減効果の健全化の観点や、事業者の予見可能性を高める観点から、調達価格の決定方式については、第1回～第3回においては応札額を調達価格として採用する方式（pay as bid方式）を採用することとした。
- 調達期間については、入札対象外の10kW以上の太陽光発電と同様、20年間とした。

## ⑦ 入札実施主体

- 今後、入札対象件数が増大していく可能性があること等に鑑み、第1回から指定入札機関を実施主体とすることとした。

## ⑧ 入札参加資格

- 原則、FIT申請の際の認定要件と同様の要件を求めることとした。
- ただし、接続契約については、締結までに一定の時間を要することを考慮し、参加要件としては求めず、FIT認定取得までに工事費負担金契約まで締結することを求めることとした。
- なお、入札に先立って接続契約（工事費負担金契約を含む）を締結し、系統工事のためのコストを確定させた上で応札額を決定したいというニーズにも配慮し、入札対象案件の工事費負担金契約については、落札を経たFIT認定取得後の一定期間、支払期限の延長を可能とする措置を設けることとした。
- 入札対象電源が大規模太陽光発電であることを考慮し、予め、地域との共生を図るための一定の取組（自治体への事業計画の説明、他法令の許認可手続の確認等）を求めることとした。

## ⑨ 手数料

- 指定入札機関が入札業務を運営するために必要な実費を勘案して手数料を定めることとした。

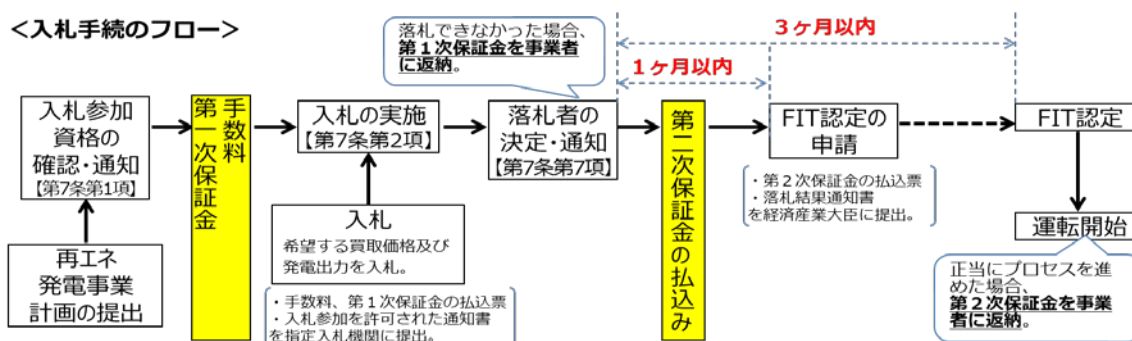
## ⑩ 保証金

- 適正な入札実施を担保するため、入札参加者に対する保証金（第1次保証金）を求めることとした。
- 落札者のみ FIT 認定を取得し事業実施することが可能となるため、落札者の確実な事業実施を担保するため、落札者に対する保証金（第2次保証金）を求めることとした。
- 第1次保証金は500円/kW、第2次保証金は5,000円/kWとした上で、正当にプロセスを進めた事業者には全額返金することとした。

## ⑪ 入札対象区分等の FIT 認定申請期限

- 申請の準備期間等を考慮し、落札結果の公表から1ヶ月以内の FIT 認定申請を義務付けることとした。
- 落札案件については、落札時に実質的に決定した価格を FIT 認定取得によって早期に確定させ、速やかな事業実施を促すべきであるため、手続に要する一定程度合理的な期間を配慮し、原則として、落札後3ヶ月以内に FIT 認定を取得することを求めることとした。（参考45）

【参考45】入札手続のフロー



## ⑫ 入札に参加するために提出した事業計画からの変更

- 落札後速やかな FIT 認定取得を求めるため、FIT 認定取得前の事業変更は認めないこととした。
- FIT 認定取得後、出力の減少方向で事業内容が大幅に変わるような変更（事業中止や大幅な出力減少等）は、その者による応札がなければその出力分だけ他者による事業実施が可能であったと考えられ、コスト効率的な再生可能エネルギーの導入を妨げるものであることから、第2次保証金を全額没収することとし、FIT 認定を失効することとした。



- FIT 認定取得後の出力増加は、結果的に入札実施指針に定めた入札量（募集総量）を超過するおそれがあるため、一切認めない（第2次保証金全額没収+FIT 認定失効）こととした。
- 落札案件の確実な事業実施を担保するため、FIT 申請時の事業計画に自らが記載した運転開始予定日の遵守を求め、運転開始予定日を超過した場合には第2次保証金を没収することとした（ただし、FIT の適用を受けることは引き続き認める）。
- 他方、事業実施に際して、事業計画段階からの事情変更が起こりうることや、変更認定との整合性も考慮し、落札量に対して一定程度（20%）までの出力減少については、減少分相当の保証金を没収することとした上で、事業実施を認めることとした。
- 事業形態の多様性を許容する観点から、FIT 認定取得後の事業主体の変更は認めることとした。（参考 46）

【参考 46】 入札に参加するために提出した事業計画からの変更

	事業変更内容	措置
入札に参加するために提出した事業計画から認定取得までの間	事業変更全般	認めない(認定取得の権利の剥奪)
認定取得後	事業中止	● 第2次保証金全額没収 ● 認定失効
	大幅な出力減少(落札量に対して20%以上の減少)	
	出力増加	
	運転開始の遅延 ※事業計画に自らが記載した運転開始予定日までに運転開始しない場合	第2次保証金全額没収
	出力減少(応札量に対して20%未満の減少)	減少分相当の保証金没収
	事業主体の変更	認める

### ⑬ 入札対象区分等の運転開始期限

- 入札対象案件についても、再生可能エネルギーの早期導入促進という趣旨は変わらないため、入札対象外の 10kW 以上の太陽光発電と同様、落札後の FIT 認定取得から 3 年の運転開始期限を設けることとした。また、運転開始期限を超過した場合の措置についても同様に、調達期間を超過期間分だけ月単位で短縮とすることとした。【再掲】

### ⑭ 入札実施時期

- 事業機会の分散化と事務手続の時間を考慮し、原則、年 2 回（上期・下期）実施することとした。ただし、平成 29 年度においては入札システムの構築等が必要となるため、年 1 回の実施とすることとした。

- 年度ごとに上限価格を更新することを想定しているため、年度内最後の入札における落札者が年度内に FIT 認定を取得できるよう配慮してスケジュールを設定することとした。(参考 47)

【参考 47】 当面の入札スケジュール

	平成28年度	平成29年度	平成30年度	平成31年度以降
4月		指定入札機関の業務規程策定		
5月		入札募集要綱の公表(上旬)		
6月		システム作成 試験運用	第2回入札募集開始【P】	上期入札募集開始【P】
7月			第2回入札募集〆切【P】 第2回落札結果発表【P】	上期入札募集〆切【P】 上期落札結果発表【P】
8月				
9月		第1回入札募集開始(上旬)		
10月		第1回入札募集〆切(上旬) 第1回落札結果発表(下旬)		
11月	平成28年度 算定委		第3回入札募集開始【P】	下期入札募集開始【P】
12月			第3回入札募集〆切【P】 第3回落札結果発表【P】	下期入札募集〆切【P】 下期落札結果発表【P】
1月		平成29年度 算定委【P】 →第1回検証・見直し		
2月	入札実施指針の公表(上旬) 入札機関公募開始(上旬)		平成30年度 算定委【P】 →第2・3回検証・見直し	算定委【P】 →入札結果検証・見直し
3月	入札機関の指定(中旬) 入札対象電源の指定(中下旬)	入札募集要綱の改訂【P】	入札募集要綱の改訂【P】	入札募集要綱の改訂【P】

# 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

## ①太陽光（10kW未満）：

		(参考) 平成28年度	平成29年度	平成30年度	平成31年度
調達価格 出力制御対応機器設置義務なし		31円/kWh	28円/kWh	26円/kWh	24円/kWh
資本費	システム費用	35.3 万円/kW	33.6 万円/kW	32.2 万円/kW	30.8 万円/kW
調達価格 出力制御対応機器設置義務あり※1		33円/kWh	30円/kWh	28円/kWh	26円/kWh
資本費	システム費用	36.3 万円/kW <small>(うち1.0万円/kWは 出力制御対応機器設置 による追加費用)</small>	34.6 万円/kW <small>(うち1.0万円/kWは 出力制御対応機器設置 による追加費用)</small>	33.2 万円/kW <small>(うち1.0万円/kWは 出力制御対応機器設置 による追加費用)</small>	31.8 万円/kW <small>(うち1.0万円/kWは 出力制御対応機器設置 による追加費用)</small>
運転維持費		0.32万円/kW/年	0.30万円/kW/年	平成29年度の前提を据え置き	平成29年度の前提を据え置き
設備利用率		13.7%	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
余剰売電比率		70%	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
IRR (税引前) ※2		3.2%	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
調達期間		10年間	今年度の期間を据え置き	今年度の期間を据え置き	今年度の期間を据え置き

(※1)現時点では、平成27年4月1日以降、北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力に接続しようとする発電設備が設置の義務付けの対象となっている。

(※2)法人税等の税引前の内部収益率。

# 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

## ②太陽光（10kW以上）：

		(参考) 平成28年度	平成29年度
調達価格		24円/kWh	21円/kWh
資本費	システム費用	25.1万円/kW	24.4万円/kW
	土地造成費	0.4万円/kW	今年度の前提を据え置き
	接続費用	1.35万円/kW	今年度の前提を据え置き
運転維持費		0.6万円/kW/年	0.5万円/kW/年
設備利用率		14%	15.1%
IRR（税引前）※1		5%	今年度の前提を据え置き
調達期間		20年間	今年度の期間を据え置き

(※1) 法人税等の税引前の内部収益率。

# 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

## ③風力（20kW以上）：

	（参考）平成28年度	平成29年度※1	平成30年度	平成31年度
調達価格	22円/kWh	21円/kWh	20円/kWh	19円/kWh
資本費	30万円/kW	31.2万円/kW	29.7万円/kW	28.2万円/kW
運転維持費	0.6万円/kW/年	1.13万円/kW/年	1.03万円/kW/年	0.93万円/kW/年
設備利用率	20%	24.8%	平成29年度の前提を据え置き	平成29年度の前提を据え置き
IRR（税引前）※2	8%	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
調達期間	20年間	今年度の期間を据え置き	今年度の期間を据え置き	今年度の期間を据え置き

## ④風力（20kW以上）リプレース：

	平成29年度	平成30年度	平成31年度
調達価格	18円/kWh	17円/kWh	16円/kWh
資本費	30.3万円/kW	28.7万円/kW	27.4万円/kW
運転維持費	1.13万円/kW/年	1.03万円/kW/年	0.93万円/kW/年
設備利用率	24.8%	平成29年度の前提を据え置き	平成29年度の前提を据え置き
IRR（税引前）※2	6%	平成29年度の前提を据え置き	平成29年度の前提を据え置き
調達期間	20年間	平成29年度の期間を据え置き	平成29年度の期間を据え置き

（※1）平成29年4月～平成29年9月末は経過措置として今年度の調達価格22円/kWhを据え置き。

（※2）法人税等の税引前の内部収益率。

# 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

## ⑤地熱発電（15,000kW以上）リプレース：

	(参考)平成28年度 新設価格	平成29～31年度 地下設備流用型	平成29～31年度 全設備更新型
調達価格	26円/kWh	12円/kWh	20円/kWh
資本費	79万円/kW	48万円/kW	79万円/kW
運転維持費	3.3万円/kW/年	3.3万円/kW/年	3.3万円/kW/年
IRR（税引前）※1	13%	6%	8%
調達期間	15年間	15年間	15年間

## ⑥地熱発電（15,000kW未満）リプレース：

	(参考)平成28年度 新設価格	平成29～31年度 地下設備流用型	平成29～31年度 全設備更新型
調達価格	40円/kWh	19円/kWh	30円/kWh
資本費	123万円/kW	77万円/kW	123万円/kW
運転維持費	4.8万円/kW/年	4.8万円/kW/年	4.8万円/kW/年
IRR（税引前）※1	13%	6%	8%
調達期間	15年間	15年間	15年間

(※1)法人税等の税引前の内部収益率。

# 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

## ⑦水力（1,000kW以上30,000kW未満）※1

	(参考) 平成28年度	平成29～31年度	
		1,000kW以上5,000kW未満	5,000kW以上30,000kW未満 ※2
調達価格	24円/kWh	27円/kWh	20円/kWh
資本費	85万円/kW	93万円/kW	69万円/kW
運転維持費	0.95万円/kW/年	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
IRR (税引前) ※3	7%	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
調達期間	20年間	今年度の期間を据え置き	今年度の期間を据え置き

(※1) 平成29年度以降1,000kW以上30,000kW未満の区分を5,000kWで別区分化

(※2) 平成29年4月～平成29年9月末は経過措置として今年度の調達価格24円/kWhを据え置き。

(※3) 法人税等の税引前の内部収益率。

# 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

⑧水力（1,000kW以上30,000kW未満）既設導水路活用型：※1

	(参考) 平成28年度	平成29～31年度	
		1,000kW以上5,000kW未満	5,000kW以上30,000kW未満
調達価格	14円/kWh	15円/kWh	12円/kWh
資本費	42.5万円/kW	46.5万円/kW	34.5万円/kW
運転維持費	0.95万円/kW/年	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
IRR (税引前) ※2	7%	今年度の前提を据え置き	今年度の前提を据え置き
調達期間	20年間	今年度の期間を据え置き	今年度の期間を据え置き

(※1) 平成29年度以降1,000kW以上30,000kW未満の区分を5,000kWで別区分化

(※2) 法人税等の税引前の内部収益率。



# 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

## ⑨一般木材等（20,000kW以上）：

	（参考）平成28年度	平成29～31年度 ※1
調達価格	24円/kWh	21円/kWh
資本費	41万円/kW	今年度の前提を据え置き
運転維持費	2.7万円/kW/年	今年度の前提を据え置き
燃料費	750円/GJ	今年度の前提を据え置き
発電効率	26%	32%
IRR（税引前）※2	4%	今年度の前提を据え置き
調達期間	20年間	今年度の期間を据え置き

（※1）平成29年4月～平成29年9月末は経過措置として今年度の調達価格24円/kWhを据え置き。

（※2）法人税等の税引前の内部収益率。

⑩洋上風力、地熱（⑤⑥を除く）、水力（⑦⑧を除く）、バイオマス（⑨を除く）については、平成28年度の調達価格及び調達期間を平成29年度から平成31年度まで据え置く。  
20kW未満の風力については、平成28年度の調達価格及び調達期間を平成29年度も据え置く。

(参考) 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格				調達期間
			平成28年度(参考)	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
太陽光	10kW未満	出力制御対応機器設置義務なし	31円	28円	26円	24円	10年間
		出力制御対応機器設置義務あり	33円	30円	28円	26円	10年間
	10kW未満 (ダブル発電)	出力制御対応機器設置義務なし	25円	25円		24円	10年間
		出力制御対応機器設置義務あり	27円	27円		26円	10年間

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格		調達期間
			平成28年度(参考)	平成29年度	
太陽光	10kW以上 2,000kW未満	※	24円＋税	21円＋税	20年間

※2,000kW以上は入札によって調達価格が決定、  
調達期間は2,000kW未満と同様に20年間

(参考) 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格				調達期間
		平成28年度(参考)	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
風力	20kW以上 (陸上風力)	22円+税	21円+税 (平成29年9月末まで 22円+税)	20円+税	19円+税	20年間
	20kW以上 (陸上風力) リプレース	-	18円+税	17円+税	16円+税	20年間

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格				調達期間
		平成28年度(参考)	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
風力	20kW以上 (洋上風力)	36円+税	36円+税			20年間

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格		調達期間
		平成28年度(参考)	平成29年度	
風力	20kW未満	55円+税	55円+税	20年間

(参考) 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格				調達期間
			平成28年度 (参考)	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
地熱	15,000kW以上		26円＋税	26円＋税			15年間
	リプレース	15,000kW以上 全設備更新型	—	20円＋税			15年間
		15,000kW以上 地下設備流用型	—	12円＋税			15年間
	15,000kW未満		40円＋税	40円＋税			15年間
	リプレース	15,000kW未満 全設備更新型	—	30円＋税			15年間
		15,000kW未満 地下設備流用型	—	19円＋税			15年間

(参考) 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格				調達期間
		平成28年度(参考)	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
水力	5,000kW以上 30,000kW未満	24円＋税	(平成29年9月末まで 24円＋税)	20円＋税	20年間	
	1,000kW以上 5,000kW未満		27円＋税			
	200kW以上 1,000kW未満	29円＋税	29円＋税	20年間		
	200kW未満	34円＋税	34円＋税	20年間		
水力 (既設導水路活用型)	5,000kW以上 30,000kW未満	14円＋税		12円＋税	20年間	
	1,000kW以上 5,000kW未満			15円＋税	20年間	
	200kW以上 1,000kW未満	21円＋税	21円＋税	20年間		
	200kW未満	25円＋税	25円＋税	20年間		

(参考) 平成29年度以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格				調達期間
			平成28年度(参考)	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
バイオマス	メタン発酵 ガス化発電		39円＋税	39円＋税			20年間
	未利用木材 燃焼発電	2,000kW以上	32円＋税	32円＋税			20年間
		2,000kW未満	40円＋税	40円＋税			20年間
	一般木材等 燃焼発電	20,000kW以上	24円＋税	(平成29年9月末まで 24円＋税)		21円＋税	20年間
		20,000kW未満		24円＋税		24円＋税	20年間
	廃棄物 燃焼発電		17円＋税	17円＋税			20年間
	リサイクル木材 燃焼発電		13円＋税	13円＋税			20年間