

# 電源種別（太陽光・風力） のコスト動向等について

平成 2 8 年 1 1 月  
資源エネルギー庁

1. 全体にかかる論点について
  - (1) リプレース
  - (2) 複数年度価格設定
  - (3) 利潤配慮期間終了後のIRR

# 1. リプレース案件に対するFITによる支援の必要性について

- 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、FIT対象電源について、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、その促進は重要である。
- 一方で、リプレース案件について、全てをFITの支援対象とすることは適切か。以下のような意見が示されているが、どのように考えるべきか。
  - ✓ FITに頼らずにリプレースを行うべきではないか。
  - ✓ FITによる支援を行う前提として、何らかの条件を設けるべきではないか。
  - ✓ 代替性の低いインフラの有効活用という考えからリプレースの対象を定めるべきではないか。
- 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、そのFIT上の扱いについて、業界から要望が寄せられているところ。

# 1. リプレース案件に対するFITによる支援の必要性について

- リプレース案件に対するFITによる支援を行う場合、以下の論点に対する考え方の整理が必要ではないか。
  - ① FITにおけるリプレースの定義
  - ② 適用する価格について（新規案件と同価格でよいか）
- なお、リプレース案件については、接続ルール・出力制御ルール等の取扱いも論点となるが、これらについては、然るべき場において改めて検討を行う必要がある。

## <各論点における具体的な考え方（案）>

### ① FITにおけるリプレースの定義

- ・ 同一地域・地点において、同一電源種の発電所の建替えが行われ、同一系統にアクセスされる場合と考えるべきではないか。
- ・ 出力の増減についてはどう考えるか。

### ② 適用する価格について（新規案件と同価格でよいか）

- ・ リプレースについては、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場合は、国民負担抑制の観点からは、新規案件よりも低価格での買取を行うべきではないか。（例えば、事業リスクの低下や施設の有効活用の点から設備費等を考慮。）
- ・ なお、価格区分を新たに設ける前提として、リプレース案件のニーズがどの程度あるかを考慮すべきではないか。

1. 全体にかかる論点について
  - (1) リプレース
  - (2) 複数年度価格設定
  - (3) 利潤配慮期間終了後のIRR

# 1. 複数年度の買取価格の設定について

- リードタイムの長い電源については、事業化決定後も、適用される買取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（環境アセスメントや地元調整等）を進めざるをえないことが課題。このため、改正法では、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設定を行うことが可能。
- 具体的な複数年度の年数の設定に当たっては、（風況・流量等の事前調査等を行い、大枠での出力規模・立地等が確定した後）事業化の決定を行ってから、FIT認定を取得、買取価格が決定されるまでの期間が基準となる。
- その期間には、環境アセスメントや地元調整、調達先との交渉等の発電事業者の事由によらない事象の期間を考慮する必要がある。

## 改正FIT法 第3条2項

- 経済産業大臣は、再生可能エネルギー発電設備の区分等ごとの再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー電気を発電する事業の状況その他の事情を勘案し、必要があると認めるときは、前項の規定により定める調達価格等のほかに、当該年度の翌年度以降に同項の規定により定めるべき調達価格等を当該年度に併せて定めることができる。

## 改正FIT法 第3条3項

- 前項の規定により調達価格等を定めた再生可能エネルギー発電設備の区分等については、その定められた年度において、第一項の規定は適用しない。

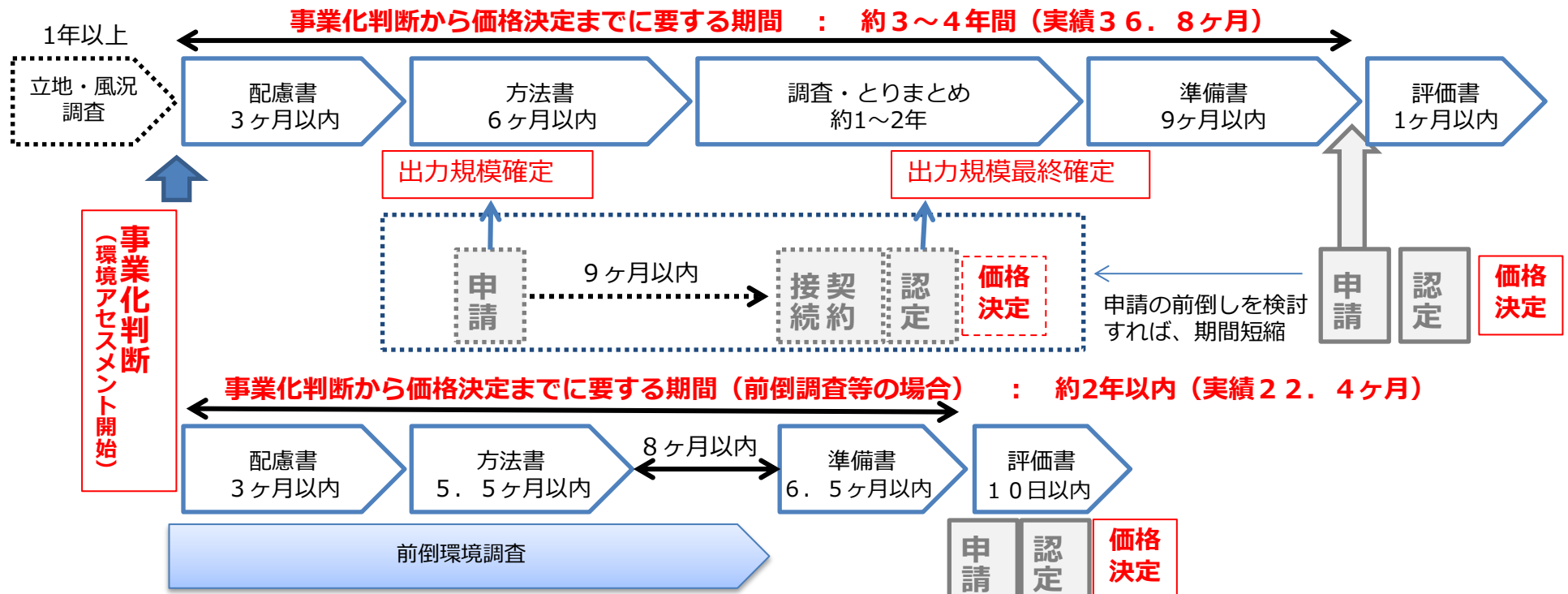
## 2. 環境アセスメント手続きと価格決定のタイミング

- 現行制度においては、事業化判断（配慮書手続きの開始）から、準備書手続き終了後のFIT申請・認定まで約3年～4年かかる見込み。現在、環境アセスメント手続きの迅速化のため、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を実施している。

実績（配慮書から準備書終了までの期間）：通常の手続き 36.8ヶ月

平成27年度前倒実証手続き 22.4ヶ月

- 現在は、準備書手続き終了後に認定申請を行うルールであるが、申請時期の前倒しを行った場合には、接続契約締結後、前倒しで認定が可能となり、更なる予見可能性が確保される。
- これらを勘案すると、複数年度の期間については最大3年間と設定してはどうか。



1. 全体にかかる論点について
  - (1) リプレース
  - (2) 複数年度価格設定
  - (3) 利潤配慮期間終了後のIRR



# 1. 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、法の規定に基づき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、十分な認定・導入が進んでいる太陽光については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の水準を維持したところ。
- そのため、各再生可能エネルギーの供給の量を確認しつつ、引き続き、太陽光以外の電源の利潤の水準を維持すべきか、検討していく必要がある。
- なお、直近の導入量・認定量については、10kW以上の太陽光は大幅に導入拡大。風力については、認定量を見ると、FIT導入前の累積導入量と比較すると倍増。また、直近の環境アセスメント中でFIT認定前のものは約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。また、バイオマスについても、特に一般木質バイオマスは、認定量は、FIT導入前のバイオマス全体の累積導入量の約1.5倍に達している。こうした認定量が増大し、導入が見込まれる電源に対してのIRRの水準の維持をどう考えていくべきか。

## 2. 再生可能エネルギーの導入状況について

- 固定価格買取制度開始後、平成28年6月時点で、新たに運転を開始した設備は約3047万kW。制度開始後、認定された容量のうち、運転開始済量の割合は約35%。
- 制度開始後の導入量、認定量ともに太陽光が9割以上を占める。

＜2016年6月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

設備導入量（運転を開始したもの）			認定容量	エネルギーミックス
再生可能エネルギー発電設備の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後	平成24年7月～平成28年6月末までの認定量	2030年度の水準
	平成24年6月末までの累積導入量	平成24年7月～平成28年6月末までの導入量		
太陽光（住宅）	約470万kW	413.4万kW	486万kW	6,400万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW	2,499.5万kW	7,503万kW	
風力	約260万kW	56.7万kW	288万kW	1,000万kW
地熱	約50万kW	1.0万kW	8万kW	140～155万kW
中小水力	約960万kW	200kW未満	3万kW	1,084～1,155万kW
		200-1000kW未満	7万kW	
		1000-3万kW未満	69万kW	
		合計	19.3万kW	
バイオマス	約230万kW	未利用材	42万kW	602～728万kW
		一般材	300万kW	
		リサイクル材	3万kW	
		廃棄物・木質以外	24万kW	
		メタンガス	6万kW	
		合計	57.5万kW	
合計	約2,060万kW	3,047万kW	8,739万kW	

※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。

※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

## 2. 太陽光発電

(1) 目標水準について

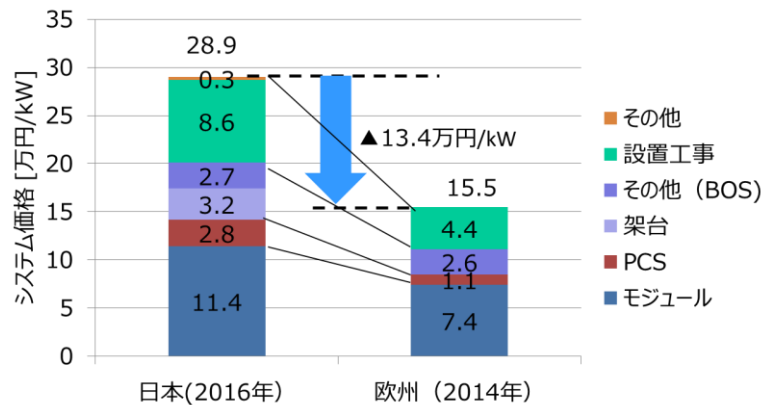
(2) コストデータについて

(3) 運転開始期限について

(4) 入札制について

- 太陽光発電については、FIT制度開始を受け、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。
- 買取価格については、これまでは通常要する費用を基礎に算定していた。今後は、買取価格決定方式において、FIT法改正も踏まえ、価格目標の設定や、入札制の導入を加えて、コスト効率的な導入を進めていくべきではないか。
- 更に、低コスト化・高効率化の研究開発等を進め、FITから自立した形での導入を目指すべきではないか。

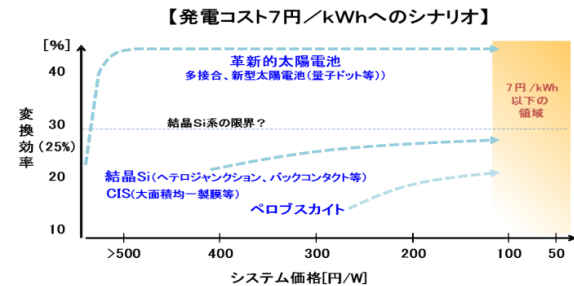
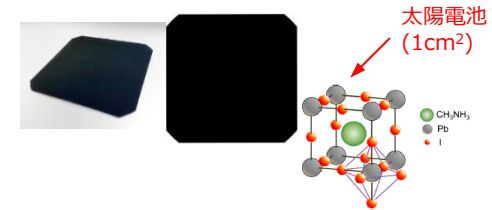
## 【非住宅太陽光のシステム費用の内外比較】



出典：日本：平成28年FIT年報データより。土地造成、系統接続費用は別。  
欧州：JRC: PV Status Report 2014、2014年11月、架台はその他に含む。

## 【太陽電池の変換効率向上・製造コスト低減】

- ヘテロ接合バックコンタクト型結晶シリコン太陽電池のセル変換効率で、世界最高となる26.33%を実用サイズ(180cm<sup>2</sup>)で達成。
- 新構造の太陽電池についても、超長期的な視野も見据えて研究開発を実施。
- ペロブスカイト太陽電池の標準面積(1cm<sup>2</sup>)のセルで、世界で初めて18%を超える変換効率を達成。



出典：NEDO

## 【目指すべき方向性(案)】

- 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：2020年で発電コスト14円/kWh、  
2030年で発電コスト7円/kWh
- 住宅用太陽光：2019年でFIT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

## ■ 目的

ポストF I T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、Z E HやV P P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) 太陽光発電の導入拡大に向けた方向性 (課題と対策 ～P V 100年構想に向けて～)

【概要】

太陽光発電競争力  
強化研究会とりまとめ

13

## 太陽光の自立的な導入加速時代 ～未来型ソーラーライフ時代へ～

### 1. 自家消費モデルの確立

- ・ 系統への負担が少ない、自給・自立型や、地産池消モデルの普及拡大が鍵。



- ・ 2019年に向けて、
- ①EV、蓄電池と連携したエネルギーマネジメントの実現  
(共通通信規格の普及等)
- ②自家消費インセンティブ  
(FIT価格<電気料金)

### 2. P Vベースの未来型社会

- ・ 地域に分散的に導入されるPVをベースとして生み出される
- ①新たな暮らしや社会の姿や、
- ②VPP等の新たなエネルギーの取組の実現を目指すとともに、これを実現するビジネスの創出、更には海外展開に取り組むべき。

## 競争力のある太陽光発電の実現 ～コスト構造改革、 競争力のある産業の創出～

### 1. 電源としての競争力強化

- ・ 高いFIT価格、多段階流通構造により、システム費用が海外の約2倍。
- ↓
- ・ FIT価格低減等で競争を促し、技術開発によるコスト低減と併せ、FITから自立した導入を目指す。  
(2030年に7円/kWh)

### 2. 産業の国際競争力強化

- ・ 日本企業・産業が、グローバルな規模拡大競争の中で、海外展開を含め、競争を勝ち抜く力を持つことが重要。
- ↓
- ①高効率・高信頼性による差別化
  - ②市場に応じた事業展開  
(システム売り等の高付加価値化)

## 安定的な信頼ある太陽光発電の実現 ～長期安定発電、系統制約対策～

### 1. 長期安定的な発電基盤

- ・ 多数の投資目的の低圧案件、長期安定発電の意識が低い。
- ↓
- ①FITでメンテナンスを義務化
  - ②長期安定発電の体制の構築  
ーインフラファンド活用による所有・運営の再構築  
ー地域メンテ産業の創出

### 2. 電力系統制約の克服

- ・ 自然条件により出力が変動、導入可能量に制約が存在。
- ↓
- ①導入拡大に向けた系統運用ルールの見直し
  - ②出力変動対策の技術開発等  
(出力制御、変動予測、蓄電池)

～産官学による将来の太陽光の導入像を共有、技術開発、規制改革により、民間の投資を喚起～

# (参考) 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。

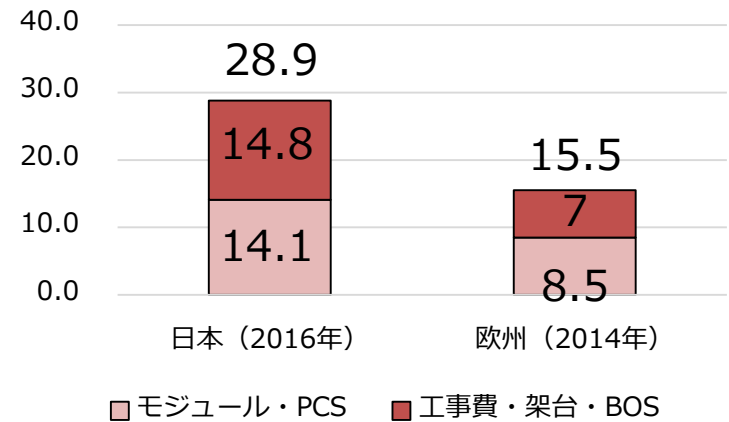
### 工事費・架台等 : 2.1倍

- ・ 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。

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

万円/kW 日欧のシステム費用比較(非住宅)



## 【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. 太陽光発電

(1) 目標水準について

(2) コストデータについて

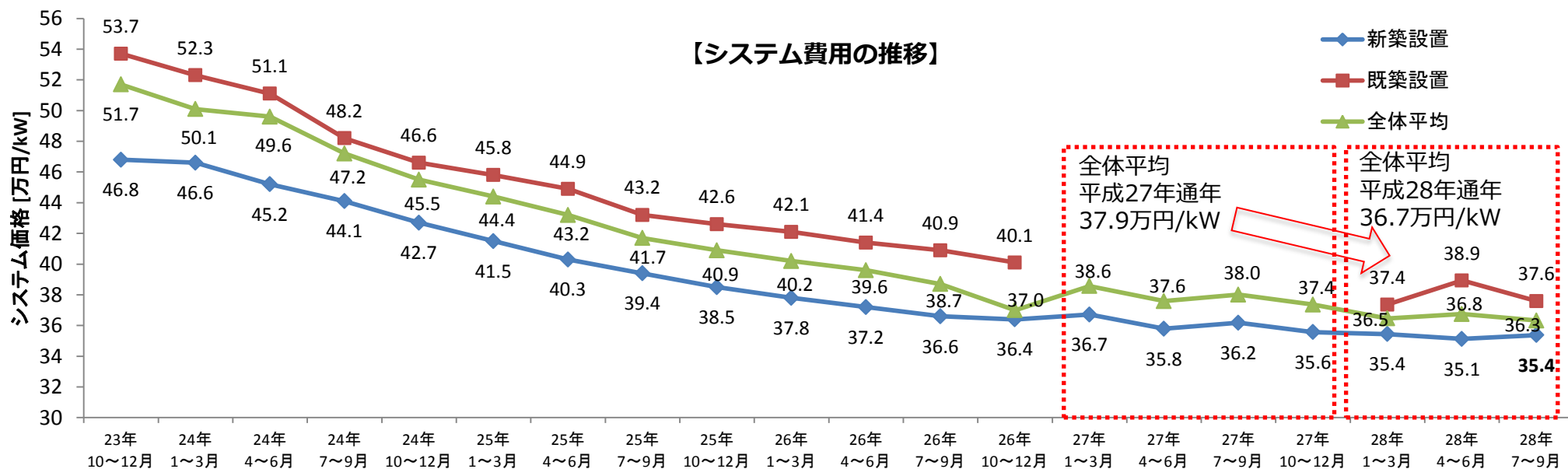
(3) 運転開始期限について

(4) 入札制について



# 1. 太陽光発電（10kW未満）のシステム費用①費用動向

- 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、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データを採用しており（昨年度も同様）、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となっている。
- また、通年の全体平均でみると、通年で37.9万円から36.7万円へと約1.2万円/kW低下し、全体として引き続き低下傾向にある。
- なお、東京・中部・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いる。業界ヒアリング等で昨年度と同条件で追加費用を確認したところ、追加費用は約1万円程度であった。



(出典)平成26年12月まで:一般社団法人太陽光発電協会 太陽光発電普及拡大センター 補助金交付実績データ  
平成27年1月以降:年報データ  
※昨年度の調達価格等算定委員会から追加でデータが収集されたため、一部昨年度の数字が更新されている。

# 1. 太陽光発電（10kW未満）のシステム費用②費用分布分析

- 10kW未満のシステム費用について、新築案件についてみると、新築の案件の中央値は約35.3万円/kW。
- 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、多段階の流通構造等により、高いシステム費用が課題となっており、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はないか。
- 仮に2019年に買取価格の家庭用電気料金水準を達成するとすれば、システム費用が30万円/kW程度（▲5.3万円/kW）まで低減する必要がある。なお、住宅用太陽光については、再生可能エネルギー改革小委員会の報告書において、低減スケジュールを示すべきとされていたが、目標設定に加え、複数年度の買取価格を予め決定すべきか。

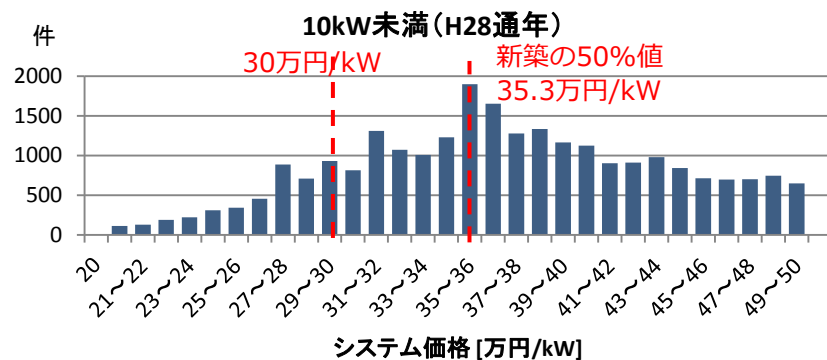
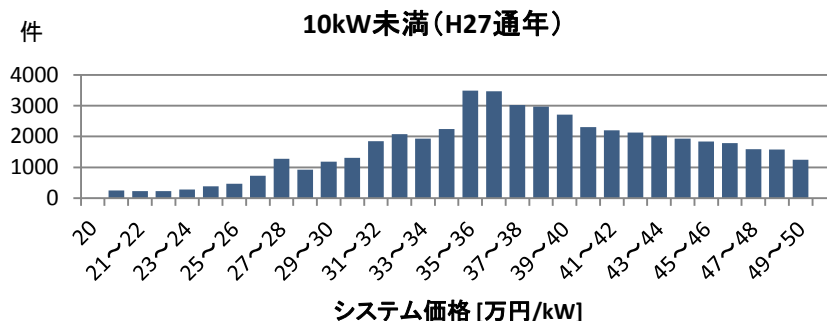
## 【太陽光発電（10kW未満）のシステム費用水準】

%	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

←システム費用  
30万円  
←上位25%値

←2016年の中央値

## 【太陽光発電（10kW未満）のシステム費用の分布】



## 2. 太陽光発電（10kW未満）の運転維持費

- 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。
- 昨年度の結果と同様に、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、4年ごとに1回以上、一回当たり2万円程度の費用が一般的な相場であった。また、システム費用の一部を構成するパワコンについては、太陽光パネルが実態として稼働する20年間で一度は交換され、その費用は20万円程度が一般的な相場とのことであった。
- kWあ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5kWに達していることから、想定値の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/年で、報告された9割はかかった費用が0円/kW/年という結果であった。これは、得られたデータが固定価格買取制度開始後に運転開始したもので、設置年数が浅いことから、点検費用やパワコン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。
- 従って、実態として稼働する20年間を通じた年平均運転維持費は、昨年度と同水準の定期点検費用、パワコン交換を計上し、平均出力の上昇分を反映した、3,000円/kW/年を採用することとしてはどうか。

【実態として稼働する20年間を通じた年平均運転維持費の考え方】

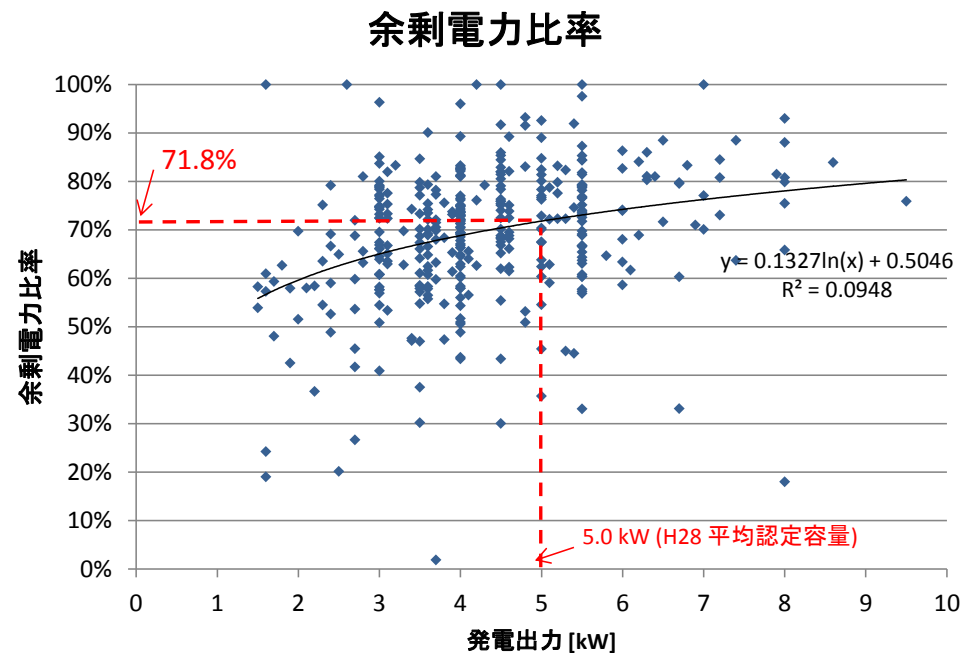
$$(\text{2万円} \times 5\text{回} + \text{20万円}) \div \text{5kW} \div 20\text{年間} = \text{約3,000円/kW/年}$$

定期点検費用    パワコン交換費用    H28年設置平均出力

### 3. 太陽光発電（10kW未満）の設備利用率、余剰売電比率

- 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、若干の低下はあるものの、想定値13.7%とほぼ同等の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%）に達しており、想定値70%とほぼ同等の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、余剰売電比率は71.8%となり、中央値に近い値となった。

n=1,203件	中央値	平均値	(参考) 平成28年 度想定値
設備利用率	13.4%	13.4%	13.7%
余剰売電比率	71.8%	70.1%	70%



## 4. 太陽光発電（10kW以上）のシステム費用①

- 10kW以上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、50-500kW未満では0.9万円/kW減、500-1000kW未満では、0.3万円/kW減、1000kW以上2000kW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-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、横ばいとなっている。

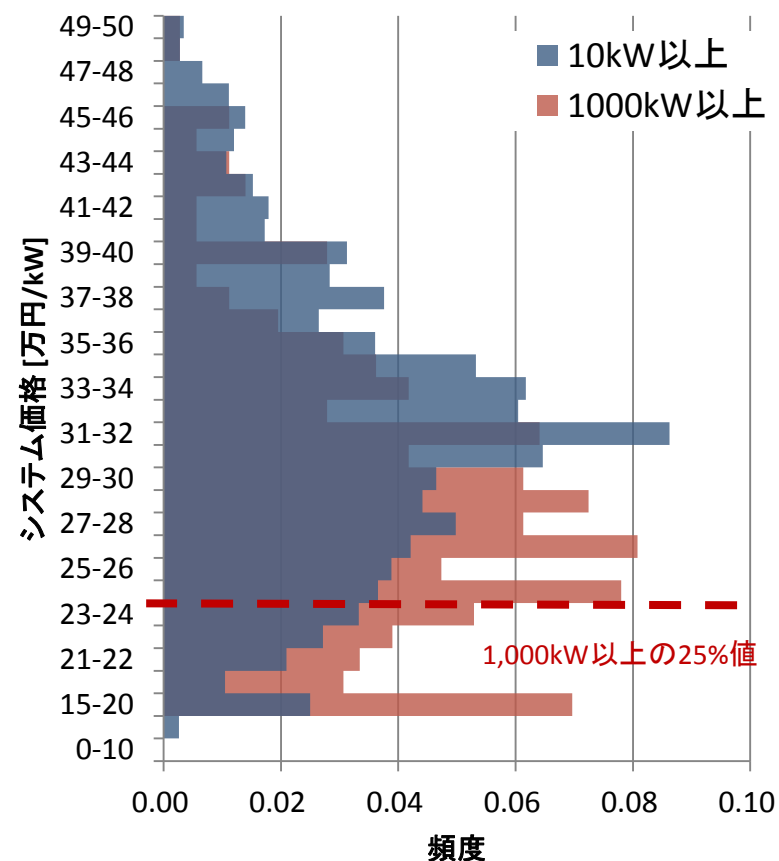
完成四半期	システム費用[万円/kW]											
	10-50kW未満		50-500kW未満		500-1,000kW未満		1,000-2,000kW		2,000kW以上		10kW以上全体	
	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数
平成24年通年	43	5,585	37.2	174	30.3	35	29.2	49	-	0	42.6	5,843
平成25年通年	38.3	36,675	34.1	2,313	30.4	862	30.0	707	31.5	29	37.7	40,586
平成26年通年	34.6	47,669	32.3	2,026	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											

## 4. 太陽光発電（10kW以上）のシステム費用②

- 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、1000kW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1000kW以上の上位25%の値を見ると、24.4万円/kW、うち1000-2000kW未満の上位25%の値は24.2万円/kWとなり、これは10kW以上全体の上位13%に相当する。

%	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

＜平成28年＞



## 5. 太陽光発電（10kW以上）の土地造成費

- 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と、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、想定値を据え置くこととしてはどうか。

	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	<b>1.66</b>	1.65	1.79	<b>0.53</b>
中央値	0.00	0.39	0.79	<b>1.25</b>	1.19	1.76	<b>0.00</b>
件数	9,717	365	187	356	330	26	10,625
(参考) 平成28年度 想定値	0.4						



## 6. 太陽光発電（10kW以上）の接続費

- 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年度の調達価格の想定値（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てはどうか。

	接続費(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	0.89	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						



## 7. 太陽光発電（10kW以上）の運転維持費

- 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。
- 今年度の調達価格の算定に当たっては、昨年度と同様に1,000kW以上の中央値を採用し、0.5万円/kW/年を想定値としてはどうか。

	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	<b>0.6</b>	0.6	0.8	0.6
中央値	0.5	0.3	0.4	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	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						

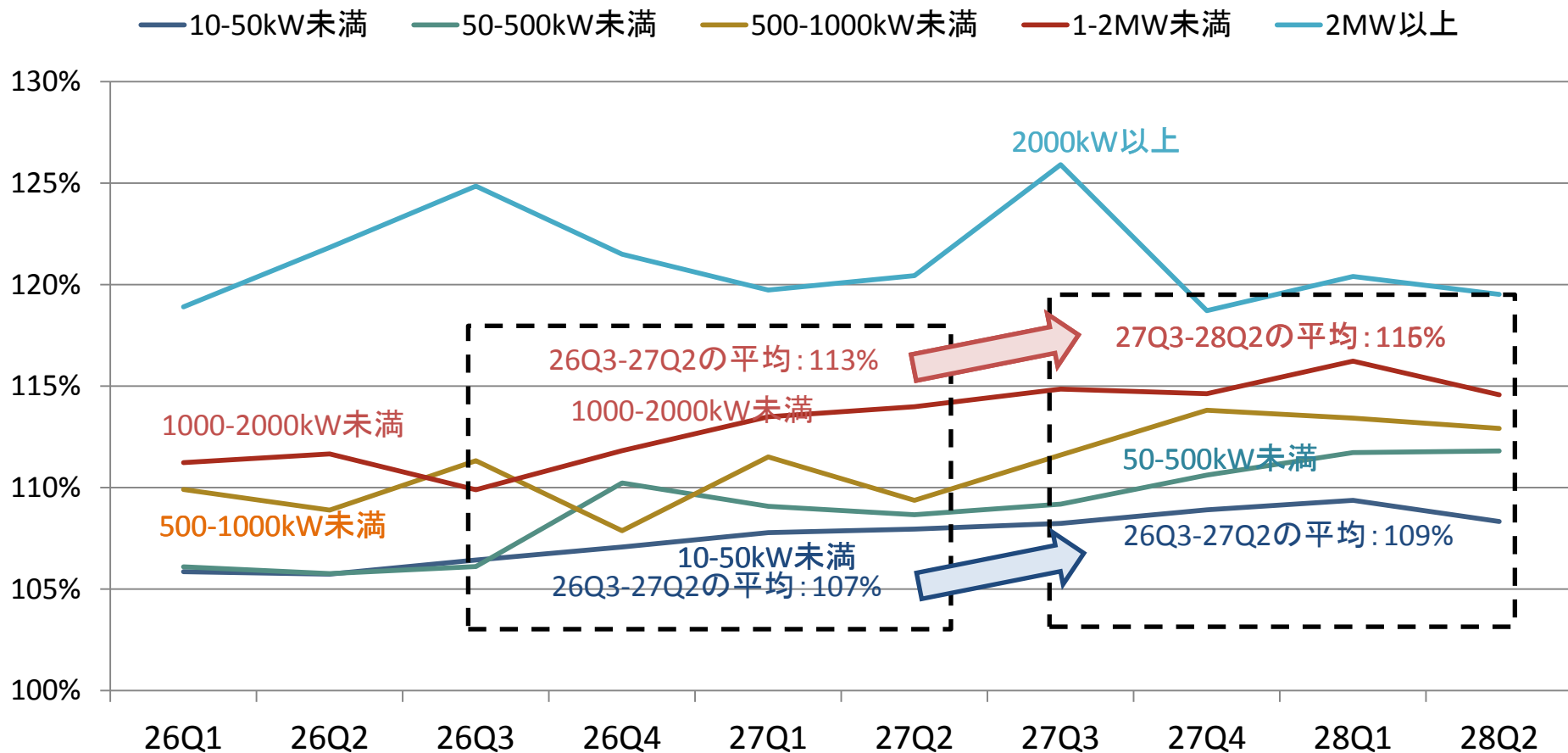
## 8. 太陽光発電（10kW以上）の設備利用率

- 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買い取った電力量を、個々の認定を受けた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、データがとれる直近期間（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。
- 設備利用率については、1,000kW以上では15.1%に達しているが、想定値としてはどのような数値を基準としていくべきか。

買取期間	設備利用率			
	10kW以上全体	1,000kW以上	1,000kW以上 -2,000kW以下	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%			

- 10kW以上の設備について、過積載率を見ると、全規模において進んでいることが確認され、これが設備利用率の上昇要因と考えられる。
- 特に大規模な案件について、過積載率が高く、パネルの設置割合の最適化により、設備利用率の向上を図っているものと考えられ、パネルコストの低下が進む中、全般において最適化を進めていくことは重要であると考えられる。

## 過積載率(平均値)



## 2. 太陽光発電

(1) 目標水準について

(2) コストデータについて

(3) 運転開始期限について

(4) 入札制について

# 1. 運転開始期限を超過した場合の対応について

- 改正FIT法施行後の新認定制度においては、国民負担抑制のため、**早期の運転開始（実際の発電開始）に向けたインセンティブを設ける**べく、太陽光発電の運転開始期限を設定することとしている。
- 具体的には、**本年8月1日以降に接続契約（工事費負担金契約まで）を締結する案件を対象**として、新認定制度に移行後、**住宅用太陽光については認定から1年、事業用太陽光については認定から3年**という期限を設定することとしている。
- このうち、事業用太陽光について、運転開始期限を超過した場合の対応は、本委員会で検討を行うこととされている。認定時の価格から買取価格を毎年一定割合（例：年5%）下落させるか、買取期間を短縮させる、という2つのオプションが示されていたところ、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**とすべきではないか。

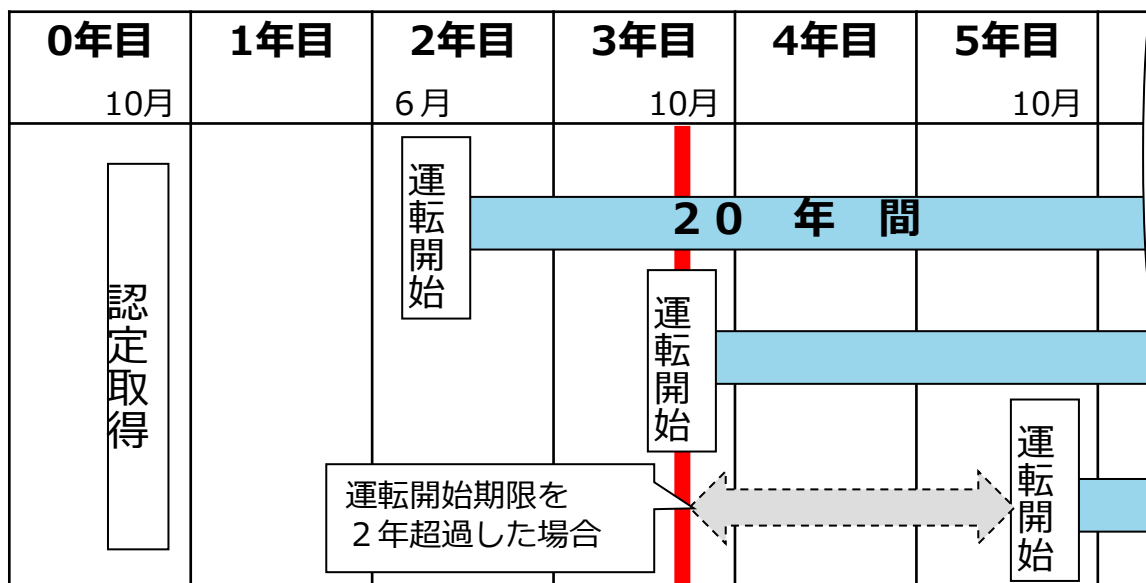
## <事業用太陽光について、運転開始期限を超過する場合の措置>

オプション	メリット	デメリット
①認定時の価格から買取価格を毎年一定割合（例：年5%）下落させる	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 運開当初から発電事業者側の収入が減ることとなるため、早期運転開始のインセンティブが大きい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 様々なパターンの買取価格を設定する必要があるため、分かりにくい。</li> <li>■ 月単位の下落幅設定は困難であり、年単位の対応となる。</li> </ul>
②買取期間を短縮させる（超過月分と同月の場合）	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 交付金は月単位で支給するため、買取期間を月単位できめ細かく調整しやすく、事業者の予見可能性も高い。</li> <li>■ 20年という買取期間のうち、17～18年で融資を回収するというファイナンスの実態に即している。</li> </ul>	（①と比較した場合の相対的なデメリットは、特段なし）

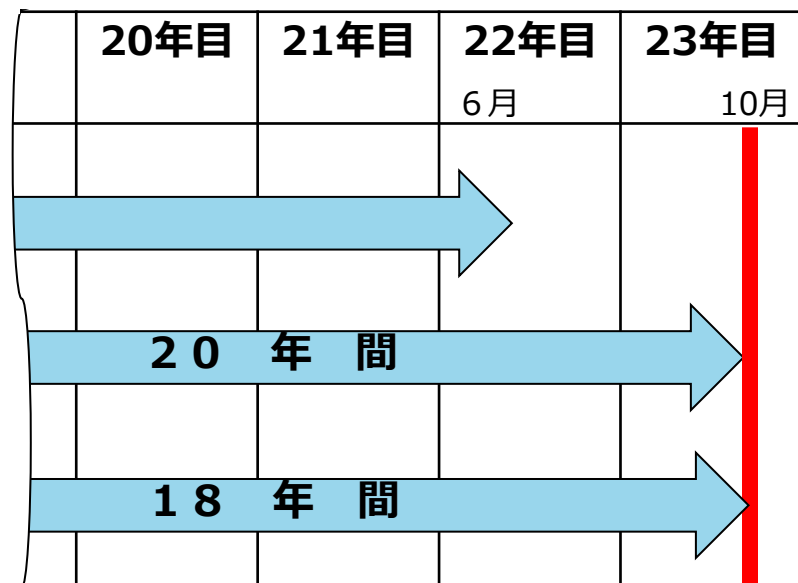
## 2. 入札対象案件の運転開始期限について

- 入札対象案件についても、落札後の運転開始期限を設定しない限り、応札価格の前提となるコストの基準が定まらず、何年も先のコストを想定した安価な価格で応札されるおそれもあるため、公正な競争環境が確立できないと考えられることから、運転開始期限を設ける必要がある。
- 再生可能エネルギーの早期導入促進という趣旨は、入札対象であるか否かを問わないものであり、入札対象となる事業用太陽光の出力規模も固定されるものではないことからすれば、入札対象案件の運転開始期限についても入札対象外の事業用太陽光と同様、落札後の認定取得から3年とすべきではないか。  
※系統工事の長期化等によるコスト・リスク増加分は、応札価格への反映で対応すべきもの。
- また、運転開始期限を超過した場合の措置についても、通常の実業用太陽光の場合と同じ整理が適用可能であることに加え、FIT入札が「価格」についての入札である点を考慮し、調達期間を超過期間分だけ月単位で短縮とすべきではないか。

### <運転開始期限を超過する場合の措置のイメージ（全事業用太陽光（入札分も）共通）>



運転開始期限



期限超過時のFIT買取期間終了

## 2. 太陽光発電

- (1) 目標水準について
- (2) コストデータについて
- (3) 運転開始期限について
- (4) 入札制について

- ✓ 落札者の調達価格の決定方法（pay as bid方式 / uniform pricing方式）
- ✓ 落札者の調達期間
- ✓ 入札実施主体
- ✓ 入札参加資格の内容（事業実施計画、接続契約関係、地域との調整等）
- ✓ 落札案件についての運転開始期限及び超過した場合の措置
- ✓ 保証金・手数料
- ✓ 認定申請期限
- ✓ 落札後の事業変更の取扱い 等

➡ なお、入札対象の事業用太陽光の規模、入札量及び上限価格については、第24回調達価格等算定委員会で頂いたご意見・ご議論に加えて、来年度の事業用太陽光の調達価格に関する本日のご議論を踏まえた上で決定していくことが望ましいと考えられるため、後日、改めて具体的な案をお示しすることとしたい。



## 2. 落札者の調達価格・調達期間について

- FITにおいて入札制度を導入している諸外国においては、応札額を調達価格として採用する方式(pay as bid方式)又は落札者の中で最高額で落札した者の応札額を、落札者全員の調達価格として採用する方式(uniform pricing方式)のいずれかが用いられることが多い。
- ドイツのuniform pricing方式を採用した入札では、1ユーロセント以下という極端に安価な戦略的入札があった。
- 価格低減効果の健在化の観点や、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、29年度・30年度においては**pay as bid方式を採用**すべきではないか。
- また、調達期間については、**入札対象外の事業用太陽光と同様、20年間**とすべきではないか。

### 【参考】ドイツにおける入札の事例

	第1回 (2015年4月)	第2回 (2015年8月)	第3回 (2015年12月)	第4回 (2016年4月)
募集容量	150MW	150MW	200MW	125MW
平均落札価格 (1-セント/kWh)	9.17¢	8.48¢	8.00¢	7.41¢
入札価格範囲 (1-セント/kWh)	8.48¢ ～11.29¢	1.00¢ ～10.98¢	0.09¢ ～10.98¢	6.94¢ ～10.98¢
入札上限価格 (1-セント/kWh)	11.29¢	11.18¢	11.09¢	11.09¢
落札書価格 決定方式	<b>差別価格方式 (Pay-as-bid)</b>	均一価格方式 (Uniform pricing)	均一価格方式 (Uniform pricing)	<b>差別価格方式 (Pay-as-bid)</b>

### 3. 入札実施主体、入札参加資格について

#### <入札実施主体について>

- 入札は、国又は指定入札機関が実施することとなっている。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、**29年度から指定入札機関を実施主体**としてはどうか。

#### <入札参加資格について>

- 原則、**認定申請の際の認定要件と同様の要件を求める**こととしてはどうか。
- 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、落札した場合に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**こととすべきではないか。
- 他方、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、**入札対象案件の接続契約については、落札を経た認定取得後の一定期間後まで支払期限の延長を可能とする措置**を設けるべきではないか。
- また、入札対象電源が大規模太陽光であることを考慮し、**あらかじめ、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**べきではないか。

- 改正FIT法第7条第2項  
経済産業大臣は、(略)入札実施指針に従い、入札を実施しなければならない。
- 改正FIT法第7条第10項  
**経済産業大臣は、その指定する者(以下「指定入札機関」という。)に、入札の実施に関する業務(以下「入札業務」という。)を行わせることができる。**
- 改正FIT法第39条第2項  
経済産業大臣は、指定をしたときは、入札業務を行わないものとする。

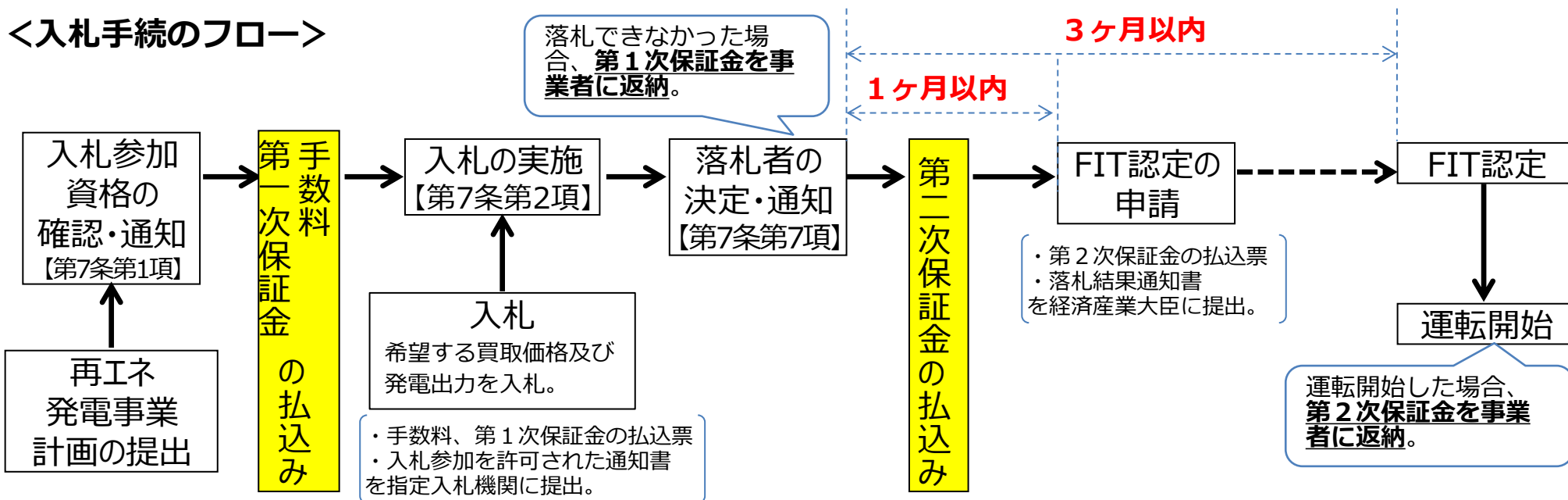
#### 認定基準 ※再エネ特措法施行規則に規定

事業計画が明確かつ適切に定められていること
分割しないこと
適切に点検・保守、維持管理を行うこと
系統安定化等について適切に発電事業を行うこと
設備の設置場所において事業内容等を記載した標識を掲示すること
適切な時期に費用、発電量等を(記録・)報告すること
設備の更新又は廃棄の際に、不要になった設備を適切に処分すること
適正な期間内に運転開始すること
事業実施に必要な関係法令を遵守すること
<b>接続契約を締結していること</b>
場所が決定していること 等

## 4. 保証金・手数料、認定申請期限について

- 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)**を求めるべきではないか。
- 入札対象区分等においては、落札者のみ認定を取得し事業実施が可能となるため、**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)**を求めるべきではないか。
- 入札を実施しているドイツ等の例を参考に、**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てはどうか。
- また、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**を定めることとする。
- 申請の準備期間等を考慮し、**落札結果の公表から1ヶ月以内の認定申請**を義務付けるべきではないか。
- なお、落札案件については、落札時に実質的に決定した価格を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ヶ月以内に認定を取得することを求めるべき**ではないか。

### <入札手続のフロー>



## 5. 落札案件の事業変更の取扱いについて

- 落札後速やかな認定取得を求めるため、**認定取得前の事業変更は認めない**こととするべきではないか。
- 認定取得後、**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り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、認定を失効**させるべきではないか。また、速やかな運転開始を促すため、**運転開始期限を超過した場合には第2次保証金を全額没収**すべきではないか(ただし、FITの適用を受けることは引き続き認める)。
- また、落札後の**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+認定失効)こととするべきではないか。
- 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、**応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、事業実施を認めるべきではないか。
- 加えて、事業形態の多様性を許容する観点から、**落札後の事業主体の変更は、認定取得後においては認める**こととしてはどうか。

	事業変更内容	措置
落札から認定取得までの間	事業変更全般	認めない (認定申請の権利の剥奪)
認定取得後	事業中止 大幅な出力減少(応札量に対して20%以上の減少)	● 第2次保証金全額没収 ● 認定失効
	出力増加	
	運転開始の遅延 ※認定取得から3年以内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

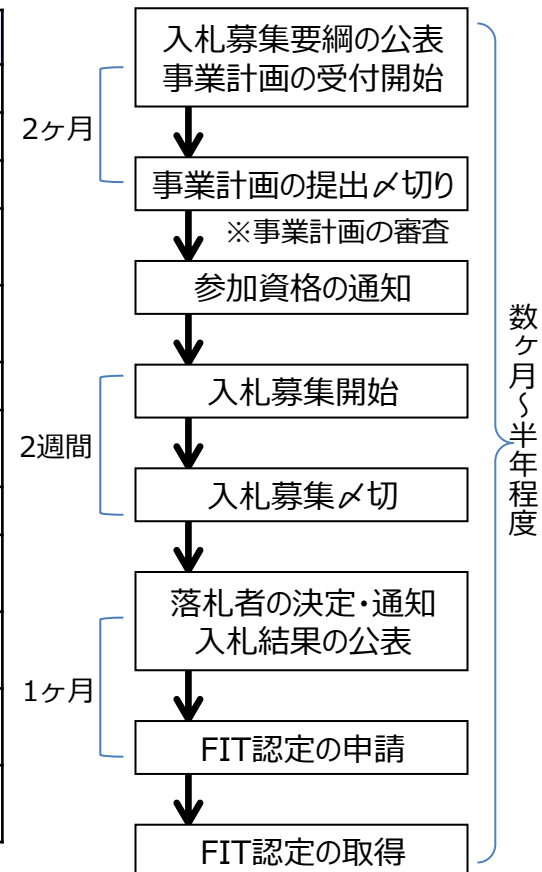
## 6. 入札実施時期

- 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）実施すべきではないか。
- ただし、初年度（29年度）及び次年度（30年度）については試行的期間として位置付け、29年度に第1回、30年度に第2・3回（2年間で合計3回）を実施することとする。なお、29年度・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。
- なお、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認定を取得できるよう配慮してスケジュールを設定すべきではないか。

### <入札手続のフロー>

	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】

### <入札実施プロセス>



### 3. 風力発電

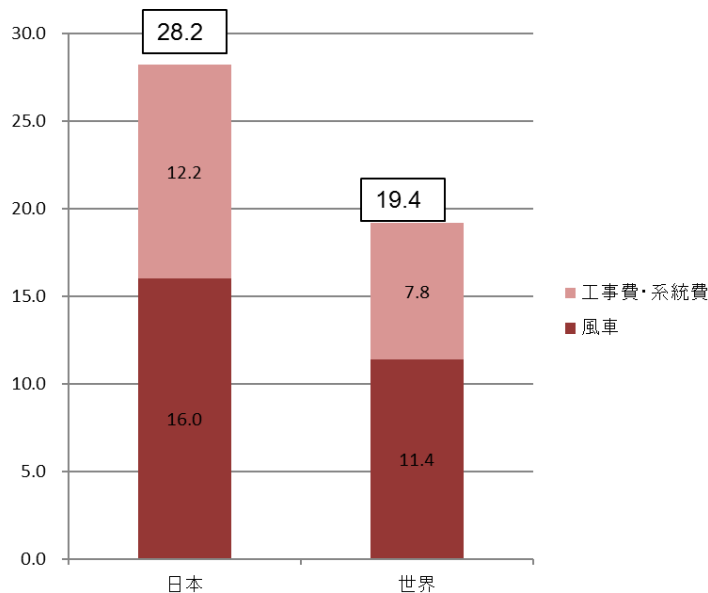
(1) 目標水準について

(2) コストデータについて



- 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、発電コストが高く、導入拡大と共にコスト低減を進めていくことが重要。
- そのため、FIT法改正を踏まえ、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提示により、投資の予見性を与えつつ、コスト低減を促していくべきではないか。
- 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り組みの支援（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はないか。

## 【風力発電の資本費の内外比較】

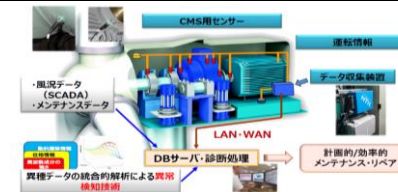


(出典) 日本: FIT年報データ(7500kW以上)、世界はBloomberg New Energy Financeより

## 【風力発電高度実用化研究事業】

### ○スマートメンテナンス

- 欧米と比較し設備利用率が低い原因のひとつとして、メンテナンスのため風車を停止させている時間が長い。
  - (1) 問題箇所特定は習熟度によって差があり時間がかかる。
  - (2) 修理部品の手配等のため稼働できない。
- 効率的・計画的なメンテナンスによる設備利用率の向上を目指し、風車の異状振動を感知するセンサー、状態監視システムを高度化。部品寿命・メンテナンス時期を予測する技術開発を実施。



<スマートメンテナンスイメージ>

## 【目指すべき方向性 (案)】

- 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。

## ■ 目的

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。

## ■ 開催実績

平成28年 8月10日～9月30日 全4回開催

## 委員一覧

### ● 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



## 風力発電の投資環境の改善 ～投資の円滑化と規模拡大～

- ・風況や地理的制約に加え、環境アセス・系統の予見可能性の低さ等が、事業者の投資制約。
- ・また、更なる導入拡大には、新たな開発ポテンシャルの拡大が必要。



- ・課題解決に向け、以下の取組を進め、高い水準の風力発電開発投資を生み出していく。

### 1. 投資環境の改善

- ①既存系統の最大限活用等による系統制約の解消
- ②環境アセス・土地利用規制対応の迅速化  
(地域協議会の組成支援)
- ③インフラファンド活用等のファイナンス環境整備

### 2. 開発可能ポテンシャルの拡大

- ①低風速域のポテンシャル調査、新型風車開発
- ②風力のリプレースの推進 (認定制度等)
- ③洋上風力発電の立地環境整備  
(港湾法改正、洋上風況マップ)

## 風力産業基盤の強化

～低コストの導入を実現する強い風力産業作り～

- ・競争力の高い国内メーカーの不在、環境アセス・系統の予見可能性の低さ等により、我が国の風車価格は高止まり。
- ・データ産業化、O&M産業が確立されず、高い稼働率・効率的なメンテナンスが実現されていない。



- ・以下の取組により、コスト低減を実現し、FITからの自立を図る。(8～9円/kWh)

### 1. 強い風車産業の育成

- ①FIT価格低減でコスト削減努力の促進
- ②新型風車(低風速、洋上)の開発、海外展開
- ③風車メーカーの総合産業化(開発・運営)

### 2. 効率的・安定的な発電システムの確立

- ①データ産業化による設備利用率向上
- ②O&Mの効率化支援  
(スマートメンテナンス、人材育成、部品開発)
- ③出力変動対策の技術開発等

産学官で将来の風力発電のあるべき導入の姿を共有。投資環境の改善により、民間の投資拡大・風力発電産業の成長へつなげるダイナミズムを創出。

# (参考) 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

**風車：16.0万円/kW**  
(世界平均の1.4倍)

- ・競争力の高い国内メーカーの不在、環境アセス・系統の予見可能性の低さ等により、高止まり。

**工事費等：12.2万円/kW**  
(世界平均の1.6倍)

- ・地理的制約、小さいWF規模等により割高に。

**運転維持費：0.9万円/kW/年**  
(世界平均の2倍)

**稼働年数：20年**

- ・風車メーカー・O&M事業者の適切な競争の不在。
- ・メンテナンス効率化の未徹底。

競争促進・強い風車産業育成  
により国際水準を目指す

WF・風車の大規模化  
による低コスト化

競争促進・メンテナンス効率化により  
国際水準を目指す

## 【目標】

2030年までに発電コスト8~9円/kWh FITから自立した導入を目指す

**風車・工事費等：23.9~25.3万円/kW**

**運転維持費：0.41~0.46万円/kW/年**  
**稼働年数：25年**

### 3. 風力発電

(1) 目標水準について

(2) コストデータについて

# 1. 陸上風力発電（20kW以上）のコストデータ

## 【資本費】

- 制度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。また、現在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1万kW）、アセス基準である7,500kW以上の案件についてみると、平均値29.5万円/kW、中央値28.2万円/kWとなっている。

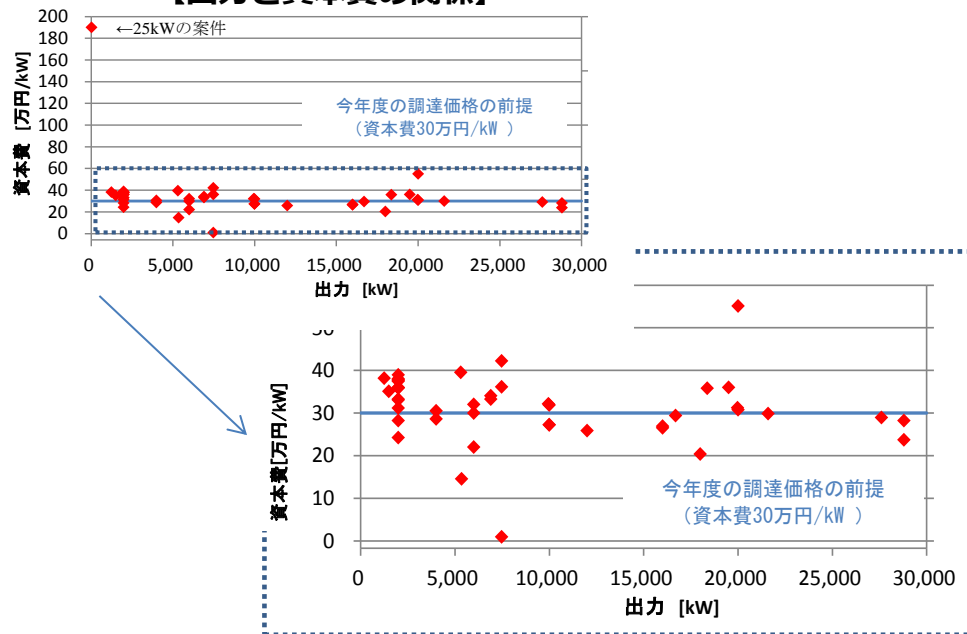
## 【運転維持費】

- 制度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1.5万円/kW/年、中央値1.1万円/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1.1万円/kW/年、中央値0.9万円/kW/年となっている。

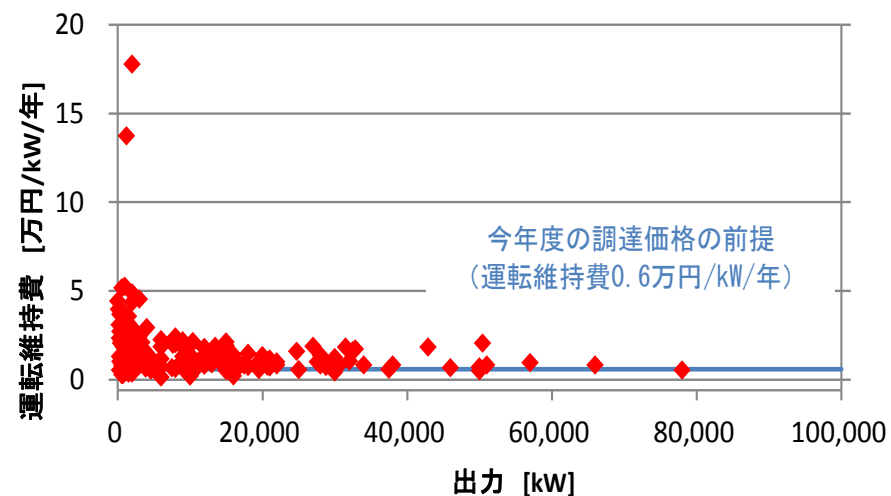
## 【複数年度の買取価格】

- 風力発電について、複数年度の買取価格を決定することとしているが、どのようなスケジュールを描くべきか。

### 【出力と資本費の関係】



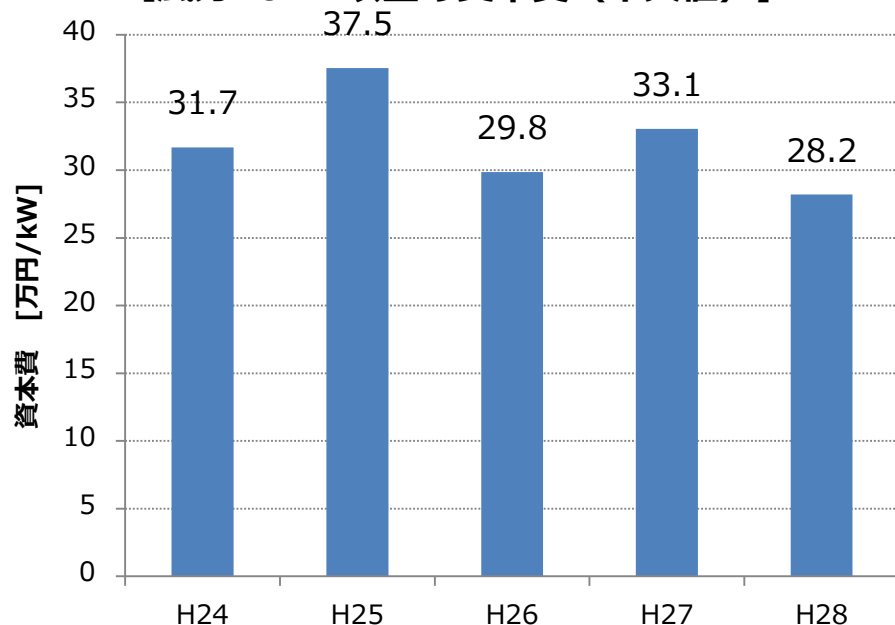
### 【出力と運転維持費の関係】



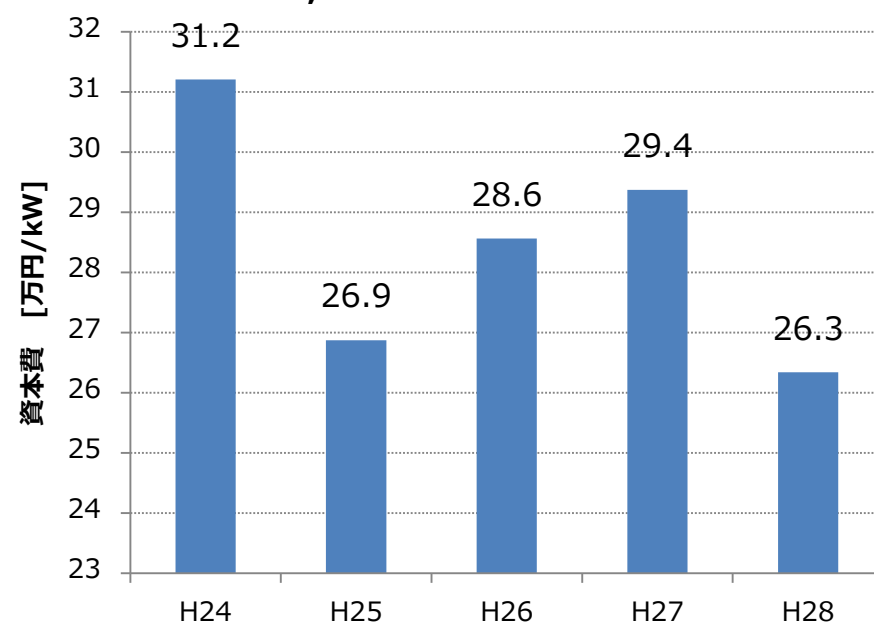
## 2. 陸上風力発電（20kW以上）の資本費・接続費データの推移

- 導入年別にコストデータをみると、データ件数には留意する必要があるものの、資本費については、足下では低い値となっており、20kW以上全体での中央値は28.2万円/kW、7,500kW以上では26.3万円/kWとなっている。
- また、そのうち接続費用については、変動はあるものの直近では、平均・中央値でも概ね1万円/kW以下で推移している。

【風力20kW以上の資本費（中央値）】



【風力7,500kW以上の資本費（中央値）】



【接続費】

20kW以上	H24	H25	H26	H27	H28
データ件数	4	8	13	17	7
平均値	2.0	1.6	0.6	0.9	0.4
中央値	1.7	0.2	0.3	0.3	0.2

7500kW以上	H24	H25	H26	H27	H28
データ件数	3	1	8	5	4
平均値	2.2	2.1	0.9	0.9	0.2
中央値	2.1	2.1	0.3	0.4	0.2

### 3. 陸上風力発電（20kW以上）の設備利用率

- 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買い取った電力量を、個々の認定を受けた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%、直近の2011年以降の設備利用率は平均24.2%、中央値では24.8%となっている。
- また、昨年度の調達価格等算定委員会でのご指摘を踏まえ、今後運転開始する案件について、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。

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. 風力発電（20kW未満）のコストデータ

### 【資本費】

- 制度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。

### 【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは10件。平均値は3.1万円/kW/年である。

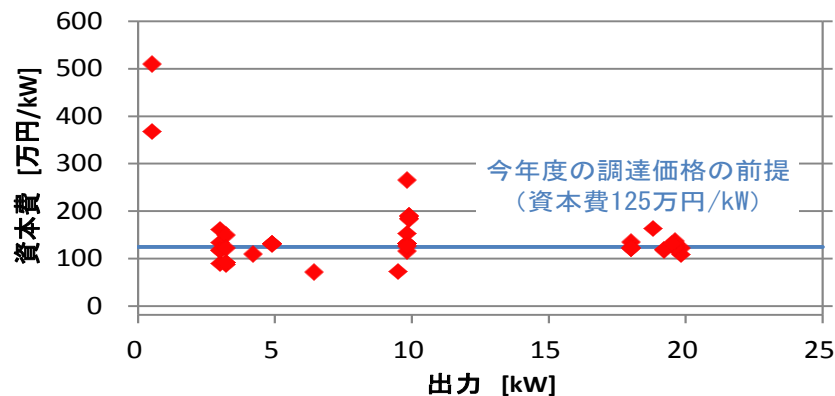
### 【複数年度の買取価格】

- 足元で認定件数は増加していることから、来年度においても、コストデータを分析した上で、再来年度の買取価格を算定すべきではないか。

### 【目指すべき方向性（案）】

- 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。

【出力と資本費の関係】



# 5. 洋上風力発電のコストデータ

## 【資本費】

- 制度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であるが、引き続き導入環境整備を進めつつ、コスト動向を見極めていく必要がある。運転維持費のコストデータはまだ得られていない。

## 【目指すべき方向性（案）】

- 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。

