

平成 27 年度調達価格及び  
調達期間に関する意見（案）

平成 27 年 2 月 24 日（火）  
調達価格等算定委員会

# 平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見

## 目次

|                                 |    |
|---------------------------------|----|
| I. はじめに                         | 1  |
| II. 分野横断的事項                     | 1  |
| III. 分野別事項                      | 5  |
| 1. 太陽光                          | 5  |
| (1) 10kW 未満                     | 5  |
| (2) 10kW 以上                     | 6  |
| 2. 風力                           | 18 |
| (1) 20kW 以上                     | 18 |
| (2) 20kW 未満                     | 19 |
| (3) 洋上風力                        | 20 |
| 3. 地熱                           | 21 |
| (1) 1.5 万 kW 以上                 | 21 |
| (2) 1.5 万 kW 未満                 | 21 |
| 4. 中小水力                         | 22 |
| (1) 200kW 未満                    | 22 |
| (2) 200kW 以上 1,000kW 未満         | 23 |
| (3) 1,000kW 以上 30,000kW 未満      | 24 |
| 5. バイオマス                        | 25 |
| (1) 木質バイオマス（未利用木材、一般木材、リサイクル木材） | 25 |
| (2) 廃棄物系バイオマス                   | 29 |
| (3) メタン発酵バイオガス                  | 30 |
| IV. 結論                          | 31 |

## I. はじめに

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（以下、単に「法律」という。）第3条第5項の規定に基づき、平成27年度調達価格及び調達期間について、以下のとおり、意見をとりまとめた。経済産業大臣におかれては、本意見を尊重して調達価格及び調達期間を定められるとともに、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されるときは、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。

なお、法律において、調達価格及び調達期間については、経済産業大臣が毎年度、当該年度の開始前に定めることとされている。これは、電気の供給に必要となる費用の低減を勘案し、賦課金の負担が電気の利用者に対して過重なものにならないよう配慮しているものである。一方で、再生可能エネルギー発電事業者にとり、可能な限り予測可能性を持たせ、事業計画を立案しやすくすることが、再生可能エネルギーの拡大のためには重要である。このため、調達価格等算定委員会として、どのような考え方で、平成27年度調達価格の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測可能性を向上させたい。このような意図から、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 総論

- 制度の適用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（虚偽の記載があった場合には制度の適用を取り消す旨、注意喚起を実施）、平成27年度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。
- これに加え、経済産業大臣の認定を受けておきながら運転開始に至っていない中規模以上の太陽光発電設備を対象に実施している報告徴収では、運転開始後の設備から報告されたコストデータよりも更に新しい市況を反映しているデータが得られていると考えられることから、当該データについても分析の対象とした。
- ただし、施行後2年半を経て、太陽光を中心にデータが徐々に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発電設備（風力・地熱等）を中心に、十分なデータが収集されているわけではない。
- このため、今回の審議の対象として取り上げる太陽光以外の発電設備については、収集したデータ数が少ないことから、前回の調達価格等算定委員会で提示したデータも含めた、制度開始以降運転開始後の設備から報告さ

れたコストデータの全数を、今回の分析対象とした。

- 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、特異な気象等による年毎の変動等を勘案し、法律が「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」を基礎とするよう規定している趣旨を踏まえる必要があることを確認した。

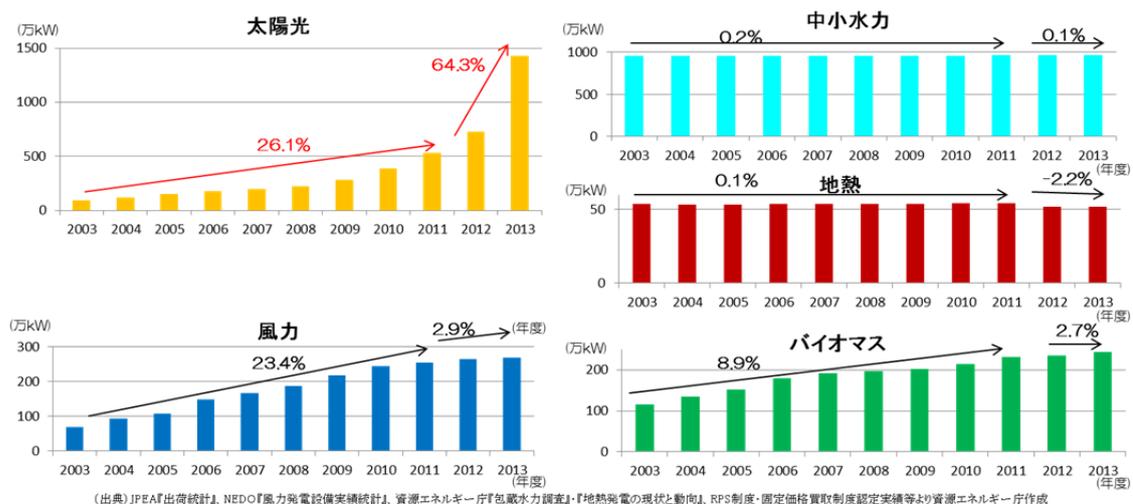
## ② 利潤配慮期間終了後の扱い

- 調達価格は、法律第3条第2項において、「当該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」及び「当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量」を基礎とし、「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」、「特定供給者が受けるべき適正な利潤」、「この法律の施行前から再生可能エネルギー発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給する者の当該供給に係る費用」を含む「その他の事情」を勘案して、定めることとされている。
- また、附則第7条において、「集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して3年間を限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮する」こととされている。
- 第3条第2項にいう「適正な利潤」とは、調達価格等算定委員会において、諸外国の事例も参考に、リスクが中程度の電源に対する標準的なIRRとして「税引前5～6%」がまず設定されており、これが、附則第7条がないと仮定した場合において第3条第2項において与えられるべき適正な利潤であると考えられる。附則第7条は「3年間を限り」と明記しており、法律の適正な執行の観点から、本年7月1日以降は、同条において上乘せされた1～2%分については、廃止することとする。
- 他方、別途、調達価格の算定に当たっては、第3条第2項において「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」を勘案することとされている。これは、調達価格が「当該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」及び「当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量」を基礎としつつも、その時点における「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」からみて、その水準の価格とすることが妥当かを判断する必要があることから、勘案要素としているものである。
- この「供給量の状況」という事項については、我が国において再生可能エネルギー電気の供給の量が少ないことはそもそも法律施行の前提であったし、また、このことを踏まえて附則第7条によって更に利潤に配慮するこ

ととされていたことから、これまでの調達価格の算定に当たっては、調達価格に影響を与えるべき独自の事情としては明示的に織り込んでこなかった。しかし、制度開始後3年程度を経過し、また、附則第7条の期間が終期を迎えつつある中、この点を再考する必要がある。

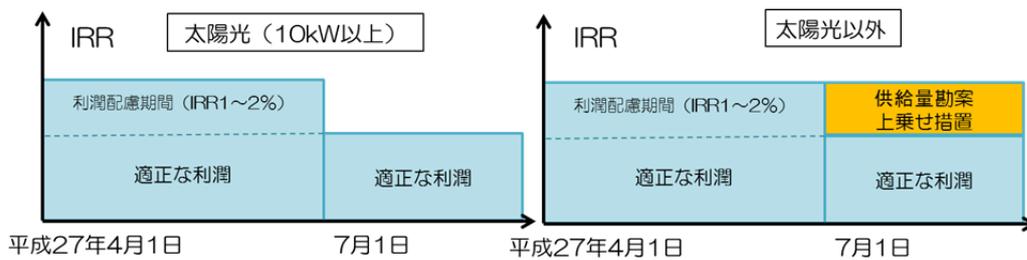
- そこで、「供給の量の状況」を勘案した結果として、費用及び利潤の外側で、この事情を直接的に調達価格に織り込むこととする。供給の量の状況の勘案に当たっては、再生可能エネルギー電源毎の供給の量の状況についても、あわせて勘案することとする。太陽光以外の電源については供給の量が順調に伸びてきたとはいえないのに対し、太陽光については、これまで順調に伸びてきていること、既存の設備認定容量をみると10kW以上を中心に太陽光の認定が6,745万kW（平成26年12月末時点）にも達しており、今後も供給の量が大きく伸びることが確実であることから、これらの点を同時に勘案することが適当である（参考1）。

【参考1】電源別の導入量の推移



- 以上により、太陽光以外の電源について、調達価格の判断において、費用及び利潤とともに、いわば「供給量勘案上乗せ措置」を導入することが適当である。「供給量勘案上乗せ措置」の大きさについては、調達価格の安定性、事業者の予見可能性に配慮し、これまで上乗せされてきたIRR 1~2%分に相当する分とすることが適当である。なお、今後、供給量勘案上乗せ措置をどれだけ継続するかについては、今後の導入状況を踏まえて見極めることとする（参考2）。

【参考2】供給量勘案上乗せ措置



(※)なお、10kW未満の太陽光発電については、平成25年度調達価格等に関する意見において、「大宗が住宅用であり、IRRを保証するという考え方はなじまない」等の考え方が、余剰電力買取制度から踏襲されており、調達価格の算定に当たって、IRRとして一般的なソーラーローンの金利である3.2%を採用してきているため、利潤配慮期間終了後も、同水準のIRRを維持することとなる。

### Ⅲ. 分野別事項

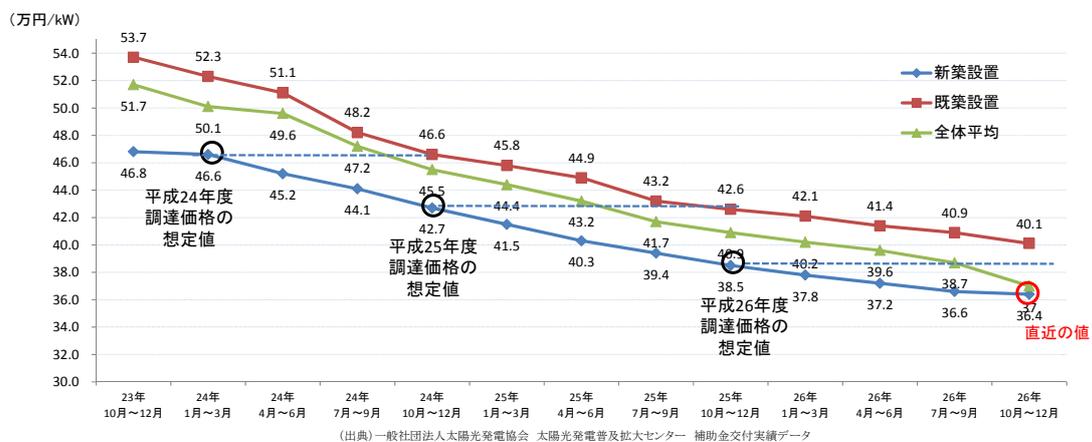
#### 1. 太陽光

##### (1) 10kW 未満

###### ① システム費用

- 住宅用太陽光補助金制度の交付決定実績データによれば、新築設置の平均のシステム費用（太陽光パネル、パワーコン、架台、工事費を含む価格をいう。以下同じ。）は、平成 26 年度の想定値の 38.5 万円/kW（平成 25 年 10-12 月期）から 36.4 万円/kW（平成 26 年 10-12 月期）に下落していることが確認された。
- 新築設置の平均費用を算定根拠に用いることは、確かにその時点では既築設置も含めた全体平均より低い水準となるものの、全体平均の低下トレンドを勘案すると、結果として翌年度の全体平均の近似値となることが確認されているため、昨年度と同様、平成 26 年 10-12 月期の新築設置の平均のシステム費用である 36.4 万円/kW を算定の根拠に採用した（参考 3）。

【参考 3】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移



###### ② 運転維持費

- 制度開始後 2 年以上が経ち、運転を開始した設備が増加しており、昨年度に引き続き、その現状について、パネルメーカーや太陽光発電協会へのヒアリング、ユーザーへのアンケートによる調査を行った。
- その結果、①多くのパネルメーカーが、システム全体に 10 年間無償の保証を実施していること、②過半数のユーザーがこれらの無償の保証に加入していること、③当該保証に係る費用はユーザーへの販売価格に転嫁されていることが確認された。

- 一方で、稼働期間 20 年間では、①4 年に 1 回以上の定期点検（2 万円程度/回）、②1 回以上のパソコン交換（平均 20 万円）が必要とのことであり、定期点検、パソコン交換の頻度、費用については、昨年度のヒアリング結果から、変動は確認されなかった。
- したがって、平成 26 年度の想定値（3,600 円/kW/年）を据え置くこととした。

## （2） 10kW 以上

### ① システム費用

- 調達価格等算定委員会では、これまで 10kW 以上の発電設備について、「発電が効率的に実施」される場合として、1,000kW 以上の発電設備を念頭に、そのコストを把握してきている。
- 運転開始後の設備から報告されたコストデータ（平成 26 年 10-12 月期）によれば、1,000kW 以上の設備の平均費用は、平成 26 年度の想定値の 27.5 万円/kW から 28.6 万円/kW に上昇している（参考 4）。

【参考 4】 運転開始後の設備から報告されたシステム費用のデータ

| 運転開始時期            | システム費用(万円/kW) |        |            |     |               |     |           |     |           |  |
|-------------------|---------------|--------|------------|-----|---------------|-----|-----------|-----|-----------|--|
|                   | 10-50kW未満     |        | 50-500kW未満 |     | 500-1,000kW未満 |     | 1,000kW以上 |     |           |  |
|                   | 平均値           | 件数     | 平均値        | 件数  | 平均値           | 件数  | 平均値       | 件数  |           |  |
| 平成24年7-9月期        | 47.0          | 913    | 37.1       | 40  | 32.6          | 7   | 32.0      | 19  |           |  |
| 平成24年10-12月期      | 43.5          | 5,110  | 36.8       | 158 | 29.8          | 30  | 28.0      | 35  |           |  |
| 平成25年1-3月期        | 40.9          | 9,468  | 35.4       | 707 | 30.7          | 182 | 29.4      | 162 |           |  |
| 平成25年4-6月期        | 38.7          | 8,729  | 33.6       | 475 | 30.4          | 128 | 29.3      | 110 |           |  |
| 平成25年7-9月期        | 37.4          | 8,968  | 33.2       | 486 | 29.9          | 250 | 30.3      | 238 |           |  |
| 平成25年10-12月期      | 36.5          | 8,482  | 32.3       | 347 | 30.0          | 186 | 30.3      | 229 |           |  |
| 平成26年1-3月期        | 36.2          | 10,325 | 32.5       | 485 | 30.2          | 232 | 30.4      | 299 |           |  |
| 平成26年4-6月期        | 34.7          | 8,339  | 30.8       | 328 | 28.4          | 141 | 27.8      | 135 |           |  |
| 平成26年7-9月期        | 34.1          | 7,191  | 31.3       | 315 | 30.2          | 150 | 29.3      | 170 |           |  |
| 平成26年10-12月期      | 32.2          | 2,925  | 31.9       | 100 | 28.4          | 62  | 28.6      | 66  |           |  |
| (参考)<br>平成26年度想定値 | -4.3万円/kW     |        | -0.4万円/kW  |     | 27.5          |     | -1.6万円/kW |     | -1.7万円/kW |  |

- 経済産業省では、昨年度と同様に、「平成 25 年度の調達価格を確保し、建設を意図的に遅らせているケースもあるのではないか」との指摘もあることから、平成 25 年度に認定を受けて、未だ運転開始していない、400kW 以上の全ての太陽光発電設備を対象に報告徴収を求めて、その実態の調査を行った。同調査の 1,000kW 以上の設備のデータをみると、平成 26 年 7-9 月期の太陽光のシステム費用は 29.0 万円/kW まで上昇している（参考 5）。

【参考5】報告徴収によるシステム費用のデータ（1,000kW以上）

| 売買契約日又は<br>注文請書発行日の<br>属する時期 | システム費用(万円/kW) |      |     |
|------------------------------|---------------|------|-----|
|                              | 平均値           | 中央値  | 件数  |
| 平成26年1-3月期                   | 30.4          | 30.9 | 42  |
| 平成26年4-6月期                   | 30.6          | 29.4 | 68  |
| 平成26年7-9月期                   | 29.1          | 29.0 | 175 |
| 合計                           | 29.7          | 29.4 | 285 |
| (参考)<br>平成26年度想定値            | 27.5          |      |     |

※平成25年度に認定を受けて、まだ運転開始をしていない、400kW以上の太陽光発電設備への報告徴収では、平成26年9月末を期限としている(平成24年度の認定設備への報告徴収の期限は、平成25年10月18日であった)。

- 平成27年度の調達価格の算定に当たっては、昨年度と同様、報告徴収で得られたデータが、運転開始後の設備から報告されたデータより、新しい市況を反映したものとなっていると考えられることから、報告徴収で得られた1,000kW以上の設備のシステム費用の中央値29.0万円/kWを、想定値として採用することとした。
- また、昨年度に引き続き、運転開始実績のデータを確認すると、設備利用率が、10kW以上全体では、昨年度の13.0%から14.0%に上昇していることが確認された(うち1,000kW以上では、昨年度の13.6%から15.0%に上昇)。その背景としては、パネルの設置容量や設置角度、設置方位を十分に計算するなど、事業を効率的に実施する案件が増えたことが考えられ、中でもパネルの設置容量をパワーコンディショナーの容量よりも大きくすることで、設備利用率を上げるケースが常態化しつつあることが見てとれることから、平成27年度の調達価格の算定に当たっては、14%を想定値として採用することとした<sup>1</sup>。

## ② 土地造成費用

- 運転開始後の設備から報告されたコストデータによれば、①1,000kW以上の設備の土地造成費は、平均値で1.39万円/kW、中央値で0.92万円/kW、②全ての設備の土地造成費は、平均値で0.36万円/kW、中央値で0.00万円/kWであった。
- 法律では、「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」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、平成27年度の調達価格の算定に当たっては、全体の平均値(0.36万円/kW)が、平成26年度

<sup>1</sup> パネル対パワーコンディショナーの比率の上昇については、①認定容量(通常パワーコンディショナーの容量)当たりのシステム費用の増加と、②発電量の増加の影響があるため、その分析を行った。その結果、①認定容量当たりのシステム費用は、パネル容量当たりで補正したシステム費用よりも、1.5万円/kW程度高くなっていること、②パネル対パワーコンディショナーの比率の引き上げにより、設備利用率が上昇する傾向があることが確認された。最適容量までは、ア)発電量の増加の効果が、イ)パネル費用の増加によるシステム費用の増加分よりも大きいため、発電事業者は、最適容量までパネル容量を積み増すことによって、kWh当たりの投資コストを最小化している。その結果、これまで採用している認定容量(通常パワーコンディショナー容量)当たりのシステム費用は、パネル容量で補正したシステム費用より上昇することから、発電量の増加による設備利用率の上昇分(13%→14%)についても、平成27年度の調達価格の算定に当たって盛り込むこととした。

の想定値（0.4万円/kW）と大きく変わらないことから、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

### ③ 接続費用

- 運転開始後の設備から報告されたコストデータによれば、いずれの区分も平成26年度の想定値の1.35万円/kWを下回る水準となった（参考6）。

【参考6】 運転開始後の設備から報告された接続費用のデータ

|               | 接続費用(万円/kW)   |             |               |                   |               |
|---------------|---------------|-------------|---------------|-------------------|---------------|
|               | 10-50kW未満     | 50-500kW未満  | 500-1,000kW未満 | 1,000kW以上         | 全体            |
| 平均値※1         | 0.87/0.70     | 0.64/0.60   | 0.45/0.43     | 0.47/ <b>0.45</b> | 0.84/0.69     |
| 中央値※1         | 0.59/0.34     | 0.30/0.27   | 0.15/0.14     | 0.18/ <b>0.17</b> | 0.53/0.31     |
| 件数※2          | 23,057/28,775 | 1,144/1,228 | 554/585       | 646/672           | 25,401/31,260 |
| (参考)平成26年度想定値 | 1.35          |             |               |                   |               |

※1 左側は接続費用として計上された案件の平均値/右側は接続費用がわからない案件を、接続費用を0として平均した全体の平均値  
 ※2 左側は接続費用が計上された案件の件数/右側は全体の件数

- 他方、今回新たに収集されたデータは、接続保留問題が生じた昨年9月よりも前に接続が終了した案件が9割以上を占めており、今後は接続費用の更なる上昇も考えられることから、後述の出力制御対応設備導入の対応の必要性についても加味し、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

### ④ 運転維持費

- 運転開始後の設備から報告されたコストデータによれば、いずれの区分でも、概ね平成26年度の想定値の0.8万円/kW/年を下回っているが、運転維持費の分布をみると、一部の高額な案件が全体の平均値を引き上げていることが確認された。法律では、「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」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、平成27年度の調達価格の算定に当たっては、1,000kW以上の設備の中央値の0.6万円/kW/年を想定値として採用することとした（参考7）。

【参考7】 運転開始後の設備から報告された運転維持費のデータ

|               | 運転維持費(万円/kW/年) |            |               |            |       |
|---------------|----------------|------------|---------------|------------|-------|
|               | 10-50kW未満      | 50-500kW未満 | 500-1,000kW未満 | 1,000kW以上  | 全体    |
| 平均値           | 0.6            | 0.7        | 0.7           | 0.8        | 0.6   |
| 中央値           | 0.3            | 0.3        | 0.4           | <b>0.6</b> | 0.3   |
| 件数            | 3,737          | 797        | 328           | 397        | 5,259 |
| (参考)平成26年度想定値 | 0.8            |            |               |            |       |

## ⑤ 土地賃借料

- 運転開始後の設備から報告されたコストデータによれば、一部の高額な案件等が全体の平均値を高めていることが確認された。法律では、「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」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、中央値が 153 円/㎡/年であることを確認した上で、平成 26 年度の想定値 (150 円/㎡/年) を据え置くこととした (参考 8)。

【参考 8】 運転開始後の設備から報告された土地賃借料のデータ

|               | 土地賃借料 (円/㎡/年) |             |                |            |     |
|---------------|---------------|-------------|----------------|------------|-----|
|               | 10-50 kW未満    | 50-500 kW未満 | 500-1,000kW 未満 | 1,000kW 以上 | 全体  |
| 平均値           | 218           | 195         | 190            | 242        | 219 |
| 中央値           | 155           | 150         | 145            | 153        | 152 |
| 件数            | 588           | 66          | 98             | 206        | 958 |
| (参考)平成26年度想定値 | 150           |             |                |            |     |

※地上設置(借地)のうち、土地賃借料を計上している設備を集計。

## ⑥ その他の論点

### i. 10-500kW 未満の別区分化

- 昨年度の調達価格等算定委員会では、中規模 (10-500kW 未満) の設備の別区分化について、引き続き調査・検討を行うべきとされたことから、平成 27 年度の調達価格を算定するに当たって、改めてその検討を行った。
- 規模別の認定・運転開始状況・システム費用を確認すると、引き続き中規模の設備の普及が進んでおり、運転開始した設備の件数では、メガソーラー (1,000kW 以上) の 100 倍以上となっており、合計出力でも、メガソーラーを超過している状況にある。また、システム費用についても、10-50kW 未満と 1,000kW 以上の差は、1 年間程度で約 9 万円/kW 差から約 3 万円/kW 差まで縮小している。
- その他の費用についても確認すると、接続費用については、10-50kW 未満が最も高いものの、土地造成費や運転維持費については、大規模な設備でむしろ、上昇する傾向にある。このように、500kW 未満については、システム費用以外の費用も勘案すれば、1,000kW 以上との費用の差は更に縮まることとなる (参考 9)。

【参考 9】太陽光(10kW 以上)の規模別のコスト構造

|               | 資本費(万円/kW) |       |      | 運転維持費<br>(万円/kW/年) |
|---------------|------------|-------|------|--------------------|
|               | システム費用     | 土地造成費 | 接続費用 |                    |
| 10-50kW未満     | 32.2       | 0.00  | 0.70 | 0.3                |
| 50-500kW未満    | 31.9       | 0.00  | 0.60 | 0.3                |
| 500-1,000kW未満 | 28.4       | 0.38  | 0.43 | 0.4                |
| 1,000kW以上     | 29.0       | 0.93  | 0.45 | 0.6                |

※【システム費用】1,000kW未満:運転開始後の設備から報告されたコストデータ(平成26年10-12月期、平均値)、  
1,000kW以上:報告徴収のデータ(平成26年7-9月期、平均値)

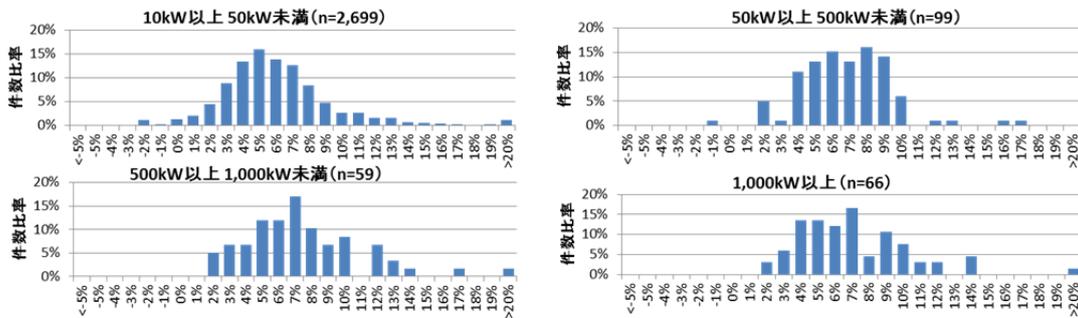
※【土地造成費】運転開始後の設備から報告されたコストデータ  
(平成26年1-3月期から平成26年10-12月期、中央値)

※【運転維持費】運転開始後の設備から報告されたコストデータ  
(平成26年10-12月期までに収集されたデータ、中央値)

- また、中規模太陽光について、十分な利益水準が確保されているのかを確認するため、設備利用率(14%)と、各区分の運転維持費の中央値を加味し、各案件のIRR(税引前)を確認した。
- その結果、平成26年度の調達価格32円/kWh(税抜)において、現状の調達区分(10kW以上)で想定しているIRR水準6%を下回っている件数比率は、10-50kW未満の区分で48%、50-500kW未満の区分で31%であった(参考10)。

【参考10】運転開始設備のIRR水準

(平成26年10-12月期運転開始設備、今年度調達価格32円/kWh(税抜)で計算)



|              | 10- 50kW未満 | 50- 500kW未満 | 500- 1,000kW未満 | 1,000kW以上 |
|--------------|------------|-------------|----------------|-----------|
| IRR3%未満の件数比率 | 10%        | 6%          | 5%             | 3%        |
| IRR6%未満の件数比率 | 48%        | 31%         | 31%            | 36%       |

- 10-50kW未満では、IRRが想定値より低い案件の割合が若干多いものの、半数以上がIRR6%を確保しており、「10kW以上の設備について、発電が効率的に実施された場合」の想定として、1,000kW以上の設備を念頭に算定した調達価格が、中規模太陽光においては事業採算性に合わないものとは言いきれないと考えられる。
- また、平成26年度調達価格等に関する意見で、「500kW未満の太陽光発電設備の別区分化については、こうした建設を断念したものが潜在的に有し

ていた費用構造等も含め、来年度以降も引き続き調査を行うべき」とされたことを踏まえ、平成24年7月の固定価格買取制度の開始以降、設備認定を受けたが、運転開始前に事業実施を断念した案件に対してアンケート調査を行った。

- アンケート調査結果において、事業実施を断念した案件と実際に運転開始した案件のシステム費用を比較したところ、10-50kW未満では断念した案件の方が0.7万円/kW上回ったものの、50-500kW未満では逆に2.4万円/kW下回っており、500kW未満のシステム費用について、実際に運転開始した案件よりも、事業実施を断念した案件の方が高いとの傾向は確認できなかった（参考11）。

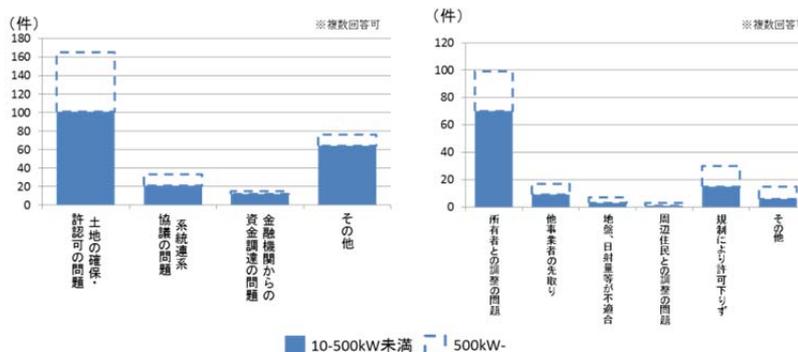
【参考11】 事業実施を断念した案件と実際に運転開始した案件のシステム費用の比較(n=219)

|               | 事業実施を断念した案件<br>(万円/kW) |      |     | 実際に運転開始した案件<br>*(万円/kW) |
|---------------|------------------------|------|-----|-------------------------|
|               | 平均値                    | 中央値  | 件数  |                         |
| 10-50kW未満     | 38.1                   | 37.5 | 27  | 37.4                    |
| 50-500kW未満    | 30.9                   | 30.0 | 130 | 33.3                    |
| 500-1,000kW未満 | 33.8                   | 33.2 | 34  | 30.0                    |
| 1,000kW以上     | 31.2                   | 30.8 | 28  | 29.7                    |

※平成24年7月から平成26年12月までのデータ(平均値)を集計

- 加えて、事業実施を断念した理由のうち、費用以外の項目を確認すると、500kW未満では、194件中101件が土地の確保・許認可の問題であったと回答している。また、その要因として、予定していた土地の所有者と調整がつかなかったとする案件が、500kW未満では101件中70件と過半数を占めている（参考12）。

【参考12】 事業実施を断念した費用以外の理由（500kW未満：n=194）及び土地の確保・許認可の問題が生じた理由（500kW未満：n=101）

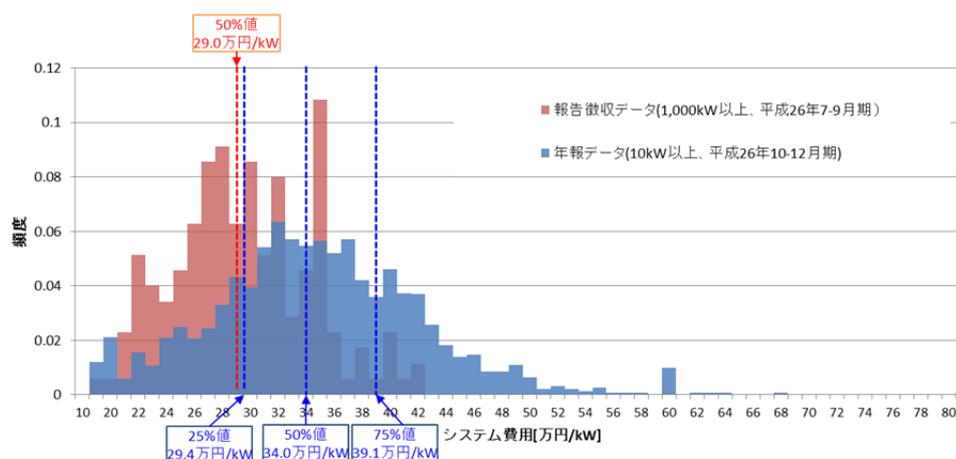


- したがって、①事業実施を断念した案件と、実際に運転開始した案件のシステム費用に大幅なコスト差は確認されず、②費用以外では、所有者との調整がつかないこと等による土地の確保・許認可の問題が事業実施の主な課題となっていると見受けられることも踏まえ、今回、新たな価格区分を設定する必要はないとの判断で合意した。
- なお、小規模な発電設備を設置する事業者は、大規模事業者と比べて、①パネルとパワーコンディショナーの容量の比率を最適化する等の情報量の違いがあるといった事情もあることや、②出力制御対応機器の設置費用が比較的高いといった事情もあると推定されることから、ノウハウ・スキルの標準化など調達価格以外での対応を含め、小規模な発電設備を設置する事業者の円滑な事業展開について、引き続き政府は配慮すべきである。

## ii. より競争的な手法の導入

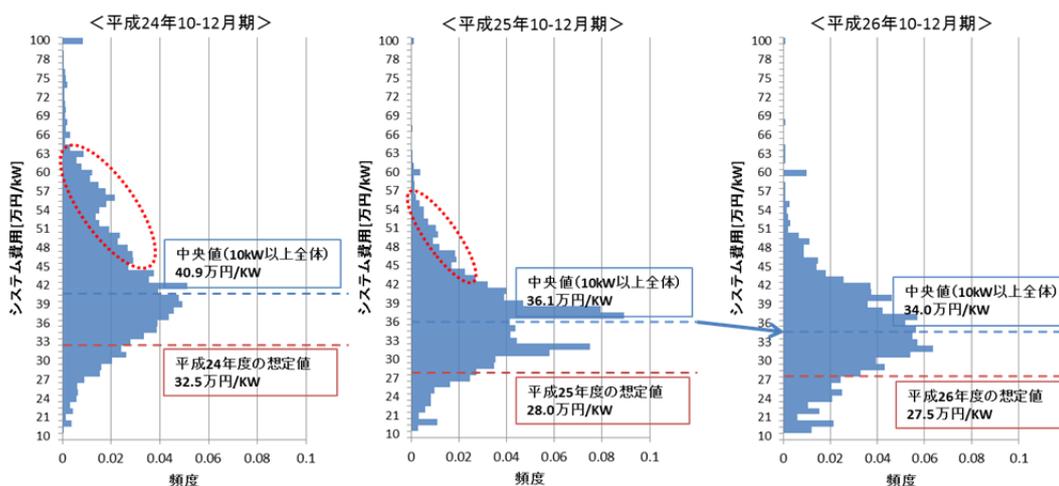
- 委員から、10kW以上の太陽光の調達価格の算定に当たって、より競争的な手法を導入すべきではないかとの意見を受け、現行の調達価格の算定方式について改めて検討を行った。
- 10kW以上の太陽光の調達価格の算定に当たっては、法律で「供給が『効率的に』実施される場合に通常要すると認められる費用」を基礎とするよう規定されていることを踏まえて、これまで費用が比較的低い1,000kW以上の発電設備のシステム費用を採用している。
- そこで、1,000kW以上の発電設備のシステム費用の中央値の29.0万円/kWが、10kW以上の発電設備のシステム費用の分布において、どのような水準に位置しているのかを確認すると、上から25%値の29.4万円/kWとほぼ同じ水準となっており、10kW以上の太陽光全体としては、実質的に、効率的に事業を行う者の費用水準を採用しているとも考えられる（参考13）。

【参考13】システム費用の分布（10kW以上、1,000kW以上）



- また、10kW以上の発電設備のシステム費用の分布の推移を確認すると、平成24年10-12月期に40.9万円/kWであった中央値が、平成25年10-12月期に36.1万円/kW、平成26年10-12月期に34.0万円/kWと低下しており、これまでの調達価格の引下げの中で、一定の競争が働き、システム費用が高く効率の悪い案件が淘汰されてきたものと考えられる（参考14）。

【参考14】システム費用の分布の推移(10kW以上)



- 他方、10kW以上のシステム費用の中央値が、平成24年10-12月期に40.9万円/kW、平成25年10-12月期に36.1万円/kW、平成26年10-12月期に34.0万円/kWと下げ止まりつつあることから、ヒアリングによりその要因を分析したところ、足下では、①円安傾向による海外製のモジュール価格の上昇、②再生可能エネルギー関連工事以外の工事案件の増加による工事費の上昇により、太陽光発電の資本費の約6割を占める設備費、約3割を占める工事費の上昇傾向は継続すると見込まれるとのことであった。
- 実際に、①制度開始以降円安傾向が続いている中、容量で約5割を占める海外生産のモジュールの費用は下げ止まっており、②設計労務費単価についても、2011年以降は上昇傾向に転じており、外的な環境変化がシステム費用の動向に一定の影響を及ぼしていると考えられる。
- 以上を踏まえると、①既に現行制度において、一定の競争が働いていること、②他方、足下では円安・工事費の上昇等の外的な環境変化がシステム費用に影響を及ぼしており、事業者の努力のみでは削減できない部分もあり得ることから、現行の法律の下では、これまでの価格決定方式を維持することが適当であるということ合意した。
- なお、委員から、コストが高い状態で太陽光が大量導入されてきた事実を認識して、法制度の在り方を含め引き続き検討していくべきとの意見が出された。この点につき、政府は留意すべきである。

### iii. 出力制御対応機器についての考え方

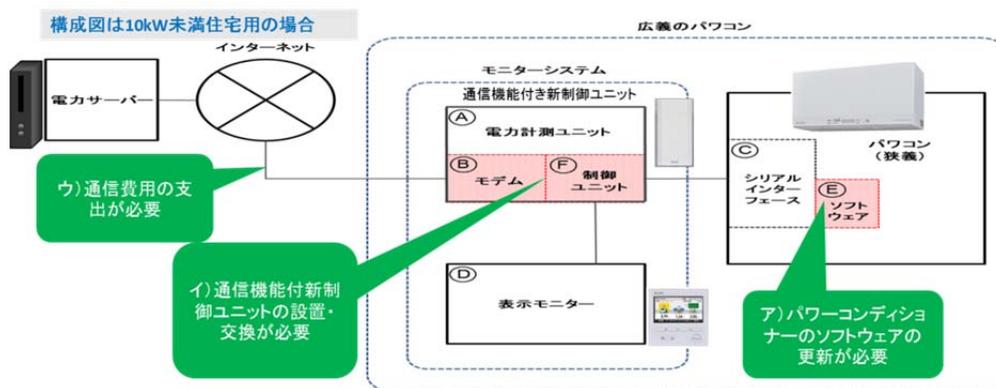
#### 【総論】

- 今般の接続保留問題を機に、再生可能エネルギーの接続可能量を増加させるために、出力制御について新たなルールを導入することとなった点につき、調達価格の算定に当たって反映させる必要があるか否かを検討した。
- このうち、無補償の出力制御期間の日数制から時間制への移行については、1時間の抑制で済むところを1日抑制されることとならざるを得なかった従来のルールから、より時間を限定した抑制が可能となったこともあり、必ずしもいずれかの制度の方が有利とはいえないと考えられる。
- また、指定電気事業者への指定については、指定電気事業者の管内以外の系統制約の少ない地域に立地を誘導するという政策的な観点を踏まえると、特別な措置をとることまでは不要であると考えられる。
- なお、これまで実際に出力制御が生じた事例はなく、接続枠を確保してから設備の運転開始まで一定の時間を要すること等を踏まえると、当面は全国的に大規模な出力制御が生じるとは想定しにくい。現時点で調達期間を通じての出力制御を受ける期間を予測するのは難しく、実際に出力制御がかからなかった場合、調達価格に出力制御期間を盛り込むと、過剰な利益を発生させてしまうおそれがある。したがって、これらの点に関しては、調達価格では特別な措置を盛り込むことはしないことで合意した。
- 他方、出力制御対応機器（遠隔出力制御システム等）の設置等の義務付けについては、対象となる設備には、既存の設備と比較して追加的な費用負担が必然的に生ずるものと考えられることから、「通常要すると認められる費用」として、調達価格の算定に反映させることが必要とも考えられる。したがって、以下のとおり考察した。

#### 【10kW以上の発電設備の追加的な費用負担の取扱い】

- 太陽光発電協会によれば、出力制御対応機器（遠隔出力制御システム等）は、現在、メーカーが開発中であり、今年の春以降、順次市場に投入される見込みとのことであった。したがって、太陽光発電設備の設置者は、当初、市場に存在する機器を設置しておいて、将来、出力制御対応機器が投入される場合、追加的に、ア）パワーコンディショナーのソフトウェアの更新、イ）通信機能付新制御ユニットの設置・交換、ウ）通信費用の支出をするといった対応を行うことが必要となるとのことであった（参考15）。

【参考 15】出力制御対応機器の設置に伴い追加的に必要となる対応



- 10kW以上の太陽光の調達価格の算定に当たっては、これまで1,000kW以上の発電設備の費用を採用していることから、出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用についても同様に、1,000kW以上の発電設備の費用（500-2,000kW未満で0.31万円/kW、2,000kW以上で0.40万円/kW）を想定値として採用することとした（参考16）。

【参考 16】太陽光発電協会から報告された出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用

|               | 資本費(万円/kW)                             |                      |                       |               | 運転維持費(万円/kW/年)                  |               | 合計<br>(万円/kW)<br>(ソフト更新済新製品の投入前に設置した場合) |
|---------------|--|----------------------|-----------------------|---------------|---------------------------------|---------------|---|
|               | (ア)パワーコンディショナー                         |                      | (イ)モニターシステム           |               | (ウ)通信費 <sup>※1</sup>            |               |   |
|               | 遠隔制御対応のソフトの更新費用<br>(ソフト更新済新製品の投入以降は不要) | 更新済新製品の投入時期<br>(検討中) | 通信機能付き新制御ユニットの設置・交換費用 | 投入時期<br>(検討中) | 通信費用<br>(買取期間中合計) <sup>※2</sup> | 開始時期<br>(検討中) |   |
| 10-50kW未満     | 0.36                                   | 平成27年10月～            | 0.5                   | 平成28年10月～     | 0.06<br>(1.2)                   | 平成28年10月～     | 1.7<br>(2.06)                           |
| 50-500kW未満    | 0.12                                   | 平成27年10月～            | 0.36                  | 平成28年10月～     | 0.01<br>(0.28)                  | 平成28年10月～     | 0.64<br>(0.76)                          |
| 500-2,000kW未満 | 0.09                                   | 平成27年10月～            | 0.26                  | 平成28年10月～     | 0.003<br>(0.05)                 | 平成28年10月～     | 0.31<br>(0.40)                          |
| 2,000kW以上     | 0.10                                   | 平成27年10月～            | 0.30                  | 平成28年10月～     | 0.005<br>(0.10)                 | 平成28年10月～     | 0.40<br>(0.50)                          |

※1:通信回線がない場合はローカルカレンダーでの対応を想定。  
 ※2:開設費用を含む。

- 10kW以上の発電設備については、先述のとおり、接続費用のデータの平均値が0.45万円/kW、中央値が0.17万円/kWであったが、接続保留問題への対応による今後の接続費用の更なる上昇の可能性を考慮し、平成26年度の想定値（1.35万円/kW）を据え置くこととしているため、今回の費用増分はこの想定値と実績値の差分で吸収されることが想定される。この点につき、委員からは、①10-50kW未満の発電設備では、想定値と実績値の差額（中央値で0.93万円/kW、平均値で1.18万円/kW）と比較すると、追加的に必要な費用（1.7万円/kW）の方が高いという指摘があった一方で、②50kW以上の発電設備では、追加的に必要な費用（0.64万円/kW、0.31万円/kW、0.40万円/kW）の方が低いため、かえって接続費用の想定値が高すぎるのではないかとの意見が出された。しかし、①については、10kW以上の発電設備の導入については全体的に効率化を進めていく必要があること、②に

については、上位系統の増強による費用負担等、パワーコンディショナー以外にも、接続保留問題への対応による追加的な費用が発生し得ることを踏まえ、出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用については、この想定値に含まれると整理することとした<sup>2</sup>。

### 【10kW 未満の発電設備の追加的な費用負担の取扱い】

- 10kW 未満の発電設備については、太陽光発電協会によれば、1.88 万円/kW の追加費用が発生するとのことであった。この費用は、(ア) 遠隔制御対応のソフトの更新費用と、(イ) 電力計測ユニットと新制御ユニット・モデムの合計額であるが、(ア)については、新製品の投入以降は不要であり、(イ)については、出力制御対応機器の設置により追加的に必要となる新制御ユニット・モデムの費用に限定すると、追加費用は 1.0 万円/kW とのことであった。したがって、法律で「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」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、当該費用を想定値として採用することとした。
- なお、10kW 未満の発電設備については、東京電力、中部電力、関西電力に接続しようとする場合は、当分の間、出力制御対応機器の設置等は義務付けられることになっていない。この点は、10-50kW 未満の設備と同様、より効率的に事業を行える地域へ誘導する観点を勘案して、全国一律の費用を採用することも考えられるが、10kW 未満の発電設備は、①住宅用が大半を占めており、より効率的に事業を行える地域に誘導することが難しく、②従来の余剰電力買取制度から「IRR を保証するという考え方はなじまない」との考え方が踏襲されており、10kW 以上の発電設備に比べて利潤が低く設定されていることを踏まえる必要がある。また、出力制御対応機器の設置等が義務付けられていない発電設備を含め、全国一律に出力抑制対応機器の設置に必要な追加的な費用を上乗せした場合は、追加的な国民負担が発生することになる。
- 以上を総合的に勘案し、10kW 未満の太陽光発電設備については、出力制御対応機器の設置等の義務付けのある場合は、別途の調達価格を設定することとすべきである。
- なお、これまで地域によって別途の調達価格を設定していない。これは、日照といった自然条件、系統の状況、土地の価格等の外性的な事情については、事業者がその競争の中に織り込むことで、結果として、適地からコ

<sup>2</sup> 当分の間、出力制御対応機器の設置等が義務付けられることになっていない、東京電力、中部電力、関西電力に接続しようとする 10-50kW 未満の発電設備については、全国一律の費用を採用することで、より効率的に事業を行える地域に誘導する効果があることも勘案して、別途の調達価格を設定する必要はないとのことと合意している。

ストを抑制しつつ導入が進んでいくこととなるとの観点を踏まえたものである。これに対し、今回の接続保留問題は制度運用の結果として生じた、いわば内在的な問題であり、出力制御対応機器の導入は、発電事業者に義務的に対応することを求めるものである点で、性格が異なるものであることに留意する必要がある。このため、別途の調達価格を新たに設定するに際しては、「地域」という観点ではなく、「義務的な機器導入の要否」という観点から、別途の調達価格を設定すべきである（参考 17）。

【参考 17】 太陽光発電協会から報告された出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用

|        | 資本費(万円/kW)                                 |                                 |   |               | 運転維持費(万円/kW/年)                      |               | 合計<br>(万円/kW)   |
|--------|--|---------------------------------|---|---------------|-------------------------------------|---------------|---|
|        | (ア)パワーコンディショナー                             |                                 | (イ)モニターシステム                                 |               | (ウ)通信費 <sup>※1</sup>                |               |   |
|        | 遠隔制御対応の<br>ソフトの更新費用<br>(ソフト更新済新製品の投入以降は不要) | 更新済新製品の<br>投入時期<br>(検討中)        | 通信機能付き新制御<br>ユニットの設置・<br>交換費用               | 投入時期<br>(検討中) | 通信費用<br>(買取期間中<br>合計) <sup>※2</sup> | 開始時期<br>(検討中) |   |
| 10kW未満 | 0.50万円                                     | 平成27年7月～<br>(早いメーカーは<br>4月から投入) | 1.0万円<br>(電力計測ユニットを含<br>めて交換した場合<br>1.38万円) | 平成28年10月～     | —                                   | —             | 1.0万円<br>(電力計測ユニットを<br>含めて交換した場合<br>1.38万円<br>ソフト更新済新製品の<br>投入前に設置した場合<br>1.88万円) |

※1: 通信回線がない場合はローカルカレンダーでの対応を想定。  
 ※2: 開設費用を含む。

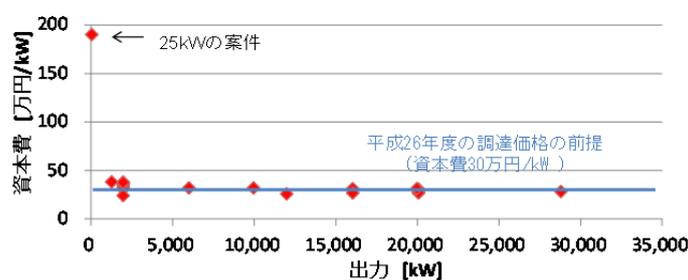
## 2. 風力

### (1) 20kW 以上

#### ① 資本費

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 20 件。その平均値は 39.7 万円/kW、中央値は 31.6 万円/kW であり、平成 26 年度の想定値 (30 万円/kW) を上回っているが、25kW と小形風力とほぼ同等の案件を除けば、平均値は 31.8 万円/kW となり、平成 26 年度の想定値から大きくずれるものではないため、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした (参考 18)。

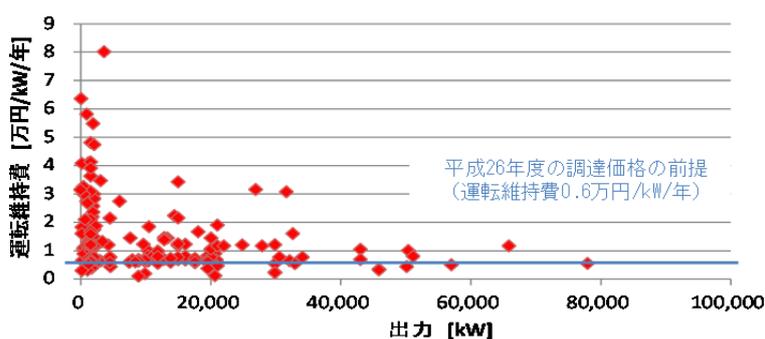
【参考 18】 陸上風力 (20kW 以上) の出力と資本費の関係



#### ② 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 172 件。その平均値は 1.3 万円/kW/年、中央値は 1.1 万円/kW/年であり、平成 26 年度の想定値 (0.6 万円/kW/年) を上回っている (参考 19)。

【参考 19】 陸上風力 (20kW 以上) の出力と運転維持費の関係



- これは、①大規模修繕 (オーバーホール) が集中したことや、②古い案件では品質・性能が低いこと等から一時的に高い値となった可能性があると考えられる。こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

### ③ 出力制御対応機器についての考え方

- 20kW以上の風力発電設備については、太陽光発電設備と同様、出力制御対応機器（遠隔出力制御システム等）の設置等が義務付けられることになるため、日本風力発電協会にヒアリングを行った。
- 日本風力発電協会によれば、出力制御対応機器（遠隔出力制御システム等）は、①欧州に納入実績のあるメーカーは、即時対応可能であるが、②新規開発が必要なメーカーは2年程度の開発期間が必要とのことであった。
- また、出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用は、20,000kW（2,000kW×10基）の発電所では、約3,000～3,600万円（建設費用60億円の0.5～0.6%相当）とのことであった（参考20）。

【参考20】日本風力発電協会から報告された出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用

| 発電所規模                     | 項目  | 導入コスト                  | 備考                           |
|---------------------------|---|------------------------|------------------------------|
| 20,000kW<br>(2,000kW×10基) | ウインドファームコントローラ                                | 約1,000万円               |                              |
|                           | 通信インターフェイス装置(注)                               | 0～約600万円               | 回線、方式、フォーマット、項目など詳細仕様により、変わる |
|                           | 風車制御コントローラ(10基分)                              | 約2,000万円               | オプション機能追加                    |
|                           | 各コントローラ設置・調整・試験                               | ※風車及びSCADA設置コストに含む     |                              |
|                           | 出力制御システムの維持管理                                 | ※風車及びSCADA等の運転維持コストに含む |                              |
|                           | 合計  | 約3,000～3,600万円         |                              |
|                           | 建設コスト(30万円/kW×20,000kW)に対して、0.5～0.6%相当の追加となる。 |                        |                              |

※2000kW×1基の場合：建設コストに対して、2.0～3.0%相当の追加になる。（導入コスト：約1,200～1,800万円）

(注)通信方式の詳細仕様が未定であり、新規に開発が必要となる可能性あり。

- 10kW以上の太陽光発電設備とは異なり、接続保留問題への対応を接続費用として見込んでいないため、平成27年度の調達価格の算定に当たっては、当該費用を想定値として採用することとした。

#### (2) 20kW未滿

- これまで得られた資本費のコストデータは2件で平均323万円/kW。平成26年度の想定値(125万円/kW)よりも高いが、設置した事業者への取材によると、CSRの一環や試験事業として設置したものであるため、採算度外視であることが判明した。
- 平成27年度の調達価格の算定に当たっては、実績データが2件にとどまること、固定価格買取制度に対応した各種市場環境整備が進みつつあることから、もうしばらく状況を見極めるべく、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

### (3) 洋上風力

- 固定価格買取制度では、平成 26 年 4 月 1 日から、着床式を想定した洋上風力の調達価格（36 円/kWh（税抜））を陸上風力の調達価格（22 円/kWh（税抜））とは別途設けている。
- これまでのところ、鹿島港、稚内港、石狩湾新港、御前崎港に加え、平成 26 年 12 月には、むつ小川原港、能代港及び秋田港の港湾計画に、「再生可能エネルギー源を利活用する区域」が位置付けられるとともに、着床式洋上ウィンドファームの開発支援や浮体式洋上風力発電の低コスト化、港湾における占用許可手続の審査の拠り所となる技術ガイドラインの策定などの洋上風力発電の導入に向けた各種取組が進められている。
- いずれにせよ、事業化に向けた動きはあるものの、現時点では、洋上風力の認定を受けた設備のコストデータは収集されていないことから、もう少しばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

### 3. 地熱

#### (1) 1.5 万 kW 以上

- 現時点では、制度の適用を受けた新規運転開始実績は 0 件であった。制度の施行を受けて開発機運が高まっているものの、大規模な地熱発電の開発には 10 年程度を要するため、現時点では運転開始に至っている案件は出てきていない状況であった。ただし、環境アセスメントが終了し、今後申請が予定されている案件が 1 件ある。
- 現在進行中の主なプロジェクトとしては、地表調査・掘削調査実施中の案件 6 件、環境アセスメントに向けた準備段階の案件が 1 件の計 7 件ある。また、これに加え、開発前の地元理解に取り組んでいる案件が非公表案件も含め複数件ある。実際に第一号案件が運転開始に至るのは、概ね 4 年後となる見通し。
- こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

#### (2) 1.5 万 kW 未満

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 5 件で、その平均値は 173 万円/kW、中央値は 156 万円/kW であり、平成 26 年度の想定値 (123 万円/kW) を上回っているが、10kW の案件を除けば平均値は 147 万円/kW となり、平成 26 年度の想定値 (123 万円/kW) から大きくずれるものではない。
- 運転維持費は 3.5 万円/kW/年と、平成 26 年度の想定値 (4.8 万円/kW/年) を下回っているが、得られたコストデータが 1 件のみであった。
- こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

## 4. 中小水力

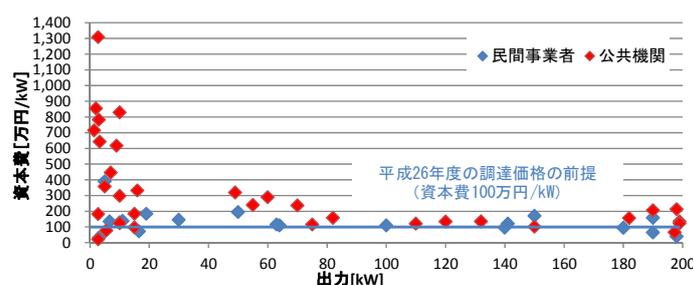
- 固定価格買取制度の開始により、従来は採算性の観点から開発を見送っていた案件の見直しや、中小水力発電の開発に向けた地域での協議会の設立など、開発に向けた動きが活発化。さらに、固定価格買取制度の開始を受け、老朽化した小水力発電設備を改修して、事業の継続を検討する事業者が増加している。
- なお、平成26年4月1日から、既設導水路活用中小水力の調達価格（200kW未満：25円/kWh、200-1,000kW未満：21円/kWh、1,000-30,000kW未満：14円/kWh（全て税抜））を別途設けているが、開発まで一定の期間を要するため、現時点では、既存導水路活用中小水力の認定を受けた設備のコストデータは収集されていないことから、この区分については、もうしばらく状況を見極めるべく、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

### (1) 200kW未満

#### ① 資本費

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは52件。その平均値は252万円/kW、中央値は151万円/kWであり、平成26年度の想定値（100万円/kW）を上回っている。このうち、民間事業者が設置した案件のコストデータをみると、その平均値は131万円/kW、中央値は122万円/kWとなり、平成26年度の想定値に近づく（参考21）。

【参考21】 中小水力発電（200kW未満）の出力と資本費の関係



- 法律では、「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」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、もうしばらく状況を見極めるべく、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

#### ② 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41件。その平均値は4.0万円/kW/年、中央値は2.1万円/kW/年であり、平成26年度の想定値（7.5万円/kW/年）を下回っている。

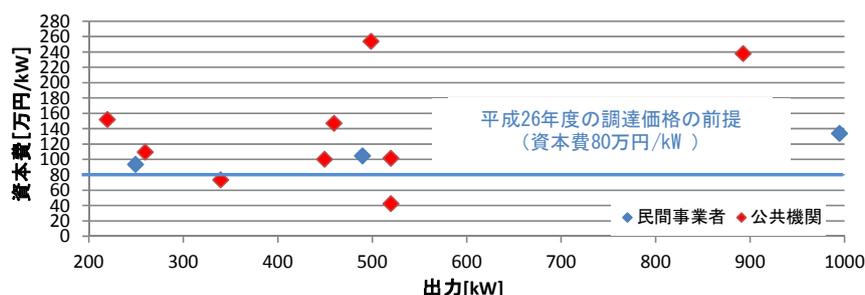
- これは、①大規模修繕のタイミングや、②その年の天災等の自然状況等により影響を受けた結果である可能性も考えられる。
- こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

## (2) 200kW 以上 1,000kW 未満

### ① 資本費

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 12 件。その平均値は 129 万円/kW、中央値は 107 万円/kW であり、平成 26 年度の想定値(80 万円/kW)を上回っている。このうち、民間事業者が設置した案件のコストデータをみると、その平均値は 111 万円/kW となり、平成 26 年度の想定値に近づく(参考 22)。

【参考 22】 中小水力発電（200kW 以上 1,000kW 未満）の出力と資本費の関係



- 法律では、「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」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

### ② 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 48 件。その平均値は 2.2 万円/kW/年、中央値は 1.3 万円/kW/年であり、平成 26 年度の想定値(6.9 万円/kW/年)を下回っている。
- これは、①大規模修繕のタイミングや、②その年の天災等の自然状況等により影響を受けた結果である可能性も考えられる。
- こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

### (3) 1,000kW 以上 30,000kW 未満

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは2件にとどまり、その平均値は29万円/kWであり、平成26年度の調達価格の想定値(85万円/kW)を大きく下回っている。
- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは45件。その平均値は1.8万円/kW/年、中央値は1.1万円/kW/年であり、平成26年度の想定値(0.95万円/kW/年)を上回っている。これは、①大規模修繕のタイミングや、②その年の天災等の自然状況等により影響を受けた結果である可能性も考えられる。
- こうした状況を踏まえて、平成27年度の調達価格の算定に当たっては、もしばらく状況を見極めるべく、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

## 5. バイオマス

### (1) 木質バイオマス（未利用木材、一般木材、リサイクル木材）

#### ① 資本費

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは8件。その平均値は41万円/kW、中央値は42万円/kWであり、平成26年度の想定値（41万円/kW）から大きくずれるものではない。このため、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

#### ② 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5件。その平均値は5.6万円/kW/年、中央値は4.6万円/kW/年であり、平成26年度の想定値（2.7万円/kW/年）を上回っている。
- これは、大規模修繕のタイミング等により影響を受けた結果である可能性も考えられる。こうした状況を踏まえて、平成27年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成26年度の想定値を据え置くこととした。

#### ③ 燃料費

- 他の再生可能エネルギー発電設備と異なり、木質バイオマス発電は、燃料費がコスト構造の中で大きな割合を占める。制度開始以降得られたコストデータによると、燃料費は、未利用材で11,141円/トン（4件）、一般木材で7,267円/トン（10件）であり、平成26年度の想定値（未利用木材：12,000円/トン、一般木材：7,500円/トン）を少し下回っているが、大きくずれるものではない。リサイクル木材は3,173円/トン（4件）で、平成26年度の想定値（2,000円/トン）を上回るが、得られたデータ数が少ない（参考23）。

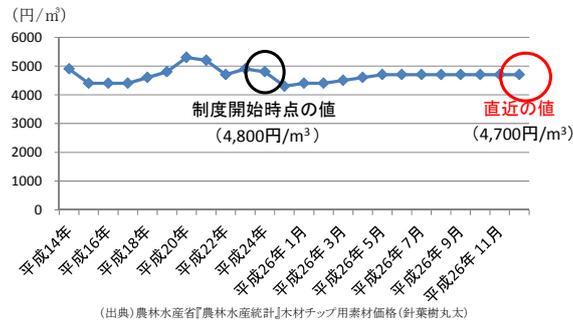
【参考23】 運転開始後の設備から報告された燃料費のデータ

|         | 報告されたコストデータ    | これまでの想定値   |
|---------|----------------|------------|
| 未利用木材   | 11,141円/トン(4件) | 12,000円/トン |
| 一般木材    | 7,267円/トン(10件) | 7,500円/トン  |
| リサイクル木材 | 3,173円/トン(4件)  | 2,000円/トン  |

- なお、特に一般木材の燃料単価と連動すると考えられる、昨年度の調達価格等算定委員会でも参照した製紙用の木材チップの原料価格（針葉樹丸太の価格）の動向をみると、制度施行時点（平成24年7月）では4,800円/

m<sup>3</sup>であったものが、直近では 4,700 円/m<sup>3</sup>となっている。この変動幅は、過去の変動幅におおよそ収まるものである（参考 24）。

【参考 24】製紙用の木材チップの原料価格の推移



- こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

#### ④ 小規模未利用木質バイオマスの別区分化

##### 【総論】

- 平成 26 年度の調達価格等に関する意見では、小規模未利用バイオマスの調達価格の別途の区分を設けることについて、「来年度以降も引き続き調査を行い、その要否を検討していく」とされたことから、平成 27 年度の調達価格を算定するに当たって、改めてその検討を行った。
- 委員からは、小規模未利用木質バイオマス発電の推進は①出力が変動する電源とは異なって、安定的な発電が期待できる再生可能エネルギーとして、エネルギー政策上も重要であることに加えて、②森林資源の適切な活用や林業再生等の地域活性化につながることから意義があるが、現在の調達価格の水準では、十分な利益を確保することが難しいことについて、指摘があった。
- 農林水産省からは、小規模未利用木質バイオマス発電の推進により、①従来未利用だった間伐材等の林地残材に新たな需要が創出され、資源の有効利用が進めば、地域で雇用が増大する等、林業施策と相まって地域活性化に大きく寄与すること、②現在の調達価格の算定に当たって想定していた事業規模に見合う原料の収集ができる地域は限られ、更なる未利用木質バイオマス利用の推進には、条件不利地でも取り組める小規模な未利用木質

バイオマス発電の推進が必要であることが報告された<sup>3</sup>。

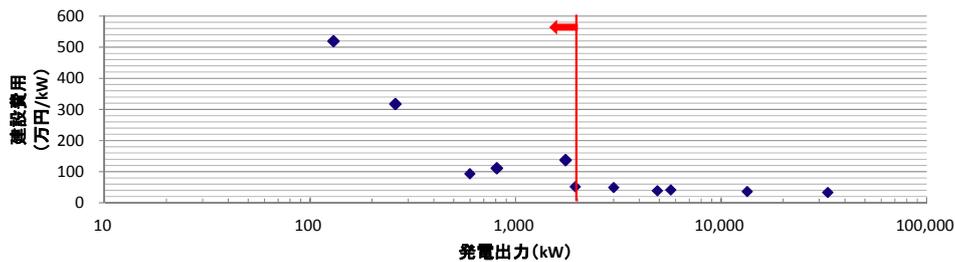
### 【具体的な検討】

- 小規模未利用木質バイオマス発電の調達価格を算定するには、法律で「通常要すると認められる費用」を基礎とするよう規定されていることから、これまでに運転開始後の設備から報告されたコストデータを確認した。
- まず、資本費・運転維持費については、非常に小規模な発電設備や未利用以外の木質バイオマス発電設備等のデータを除外して、1,500kW のいいづなお山の第2発電所の値（資本費：62万円/kW、運転維持費：6.4万円/kW/年）を想定値として採用することとした。
- また、燃料費については、燃料使用量が少量な上、火力発電所の混焼である発電設備のデータを除外して、燃料使用量が20,830トンの案件（いいづなお山の第2発電所）と26,000トンの案件の燃料費の間の水準（約8,000～10,000円/トン）を念頭に置いて検討することとした。
- 農林水産省からの説明を踏まえると、いいづなお山の第2発電所のような小規模未利用木質バイオマス発電所では、使用する燃料の量が少なく、チップ加工場の規模が小さくてすみ、チップ加工設備を発電設備に併設することが比較的容易であるため、一般的に、燃料費のうち25%を占めるチップ運搬コストの削減等により燃料費の低減を図ることが可能であることから、平成27年度の想定値（12,000円/トン）に、この燃料費のコスト削減（25%減）を織り込み、9,000円/トン程度を想定値として採用することとした。
- 調達価格に別途の区分を設ける際の設備の規模について検討するに当たって、運転開始後の設備から報告されたデータでは、サンプル数が限られるため、固定価格買取制度開始前から存在している案件についても建設費用を確認したところ、発電規模が2,000kWを下回ると建設費が増加する傾向が確認された（参考25）。

---

<sup>3</sup> 委員からは、小規模未利用木質バイオマスは、資源量に限りがあるため、調達価格に別途の区分を設定したとしても、賦課金の負担が電気の利用者に対して、過重なものとなりにくいとの指摘があった。

【参考 25】木質バイオマス発電の出力と建設費用の関係



- 以上を踏まえ、2,000kW 未満の未利用木質バイオマス発電設備について、調達価格に別途の区分を新たに設けることとし、この調達価格の想定値として、いづなお山の第2発電所の資本費（62万円/kW）及び運転維持費（6.4万円/kW/年）、燃料費は9,000円/トンを採用することとした(参考26)。

【参考 26】小規模未利用木質バイオマス発電の費用構造のまとめ

| 設備    | いづなお山の第2発電所 | (参考)グリーン発電会津 |
|-------|-------------|--------------|
| 出力    | 1,500kW     | 5,700kW      |
| 資本費   | 62万円/kW     | 41万円/kW/年    |
| 運転維持費 | 6.4万円/kW/年  | 2.7万円/kW/年   |
| 燃料費   | 9,000円/トン   | 12,000円/トン   |
| 調達期間  | 20年間        | 20年間         |
| IRR   | 8%          | 8%           |

- 調達価格の別区分化に当たっては、全体の発電出力が2,000kW 未満で、燃料として未利用木質バイオマスを使用している部分のみ、新たな調達価格が適用されることとなり、全体としての発電出力が2,000kW 以上の場合や、未利用木質バイオマス以外の燃料を用いている部分については、従前の調達価格が適用されることとなる。
- なお、別区分化するに当たっての条件として、事業者及び政府が、①未利用木質バイオマス発電の課題は燃料確保であり、その安定供給のため、しっかりと取り組むこと、②林業の施業の集約化や低コスト・高効率の作業システムの構築などによる燃料費の低減はもとより、資本費及び運転維持費についても、技術開発を進めることによりコストの低減を図ること、③林野庁「発電利用に供する木質バイオマスの証明のためのガイドライン」等により、木質バイオマスの由来証明に引き続きしっかり行うことが必要であることを確認した。
- また、委員より、小規模未利用木質バイオマス発電を行うに当たって、ガス化発電や熱電併給が、エネルギー利用上、効率的であるとの指摘があった。これらの形態であっても、発電部分について固定価格買取制度の適用

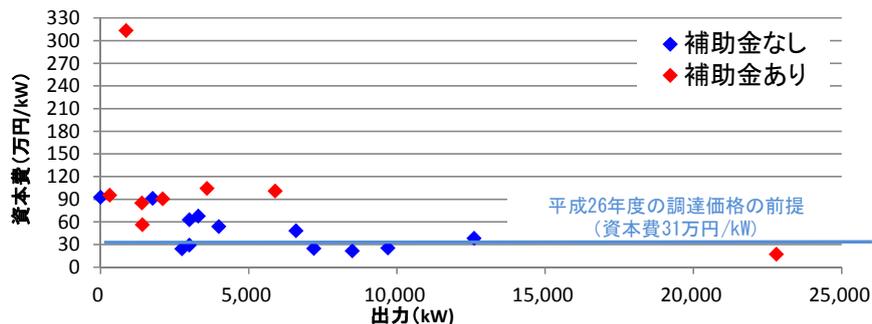
を受けることは可能であり、熱利用専用設備の導入費用は調達価格の算定に当たっての根拠には算入されないが、別途補助金による補助が可能となっていることを確認した。

## (2) 廃棄物系バイオマス

### ① 資本費

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 20 件。その平均値は 72 万円/kW、中央値は 59 万円/kW であり、平成 26 年度の想定値 (31 万円/kW) を上回っている。
- 現在の調達価格の前提は、制度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 (6 件) をみると、その平均値は 29 万円/kW となり、平成 26 年度の想定値 (31 万円/kW) に近づく。また、補助金を受けていない案件 (12 件) のコストデータをみると、その平均値は 48 万円/kW、中央値は 43 万円/kW となり、平成 26 年度の想定値 (31 万円/kW) に近づく (参考 27)。

【参考 27】 廃棄物バイオマス発電の出力と資本費の関係

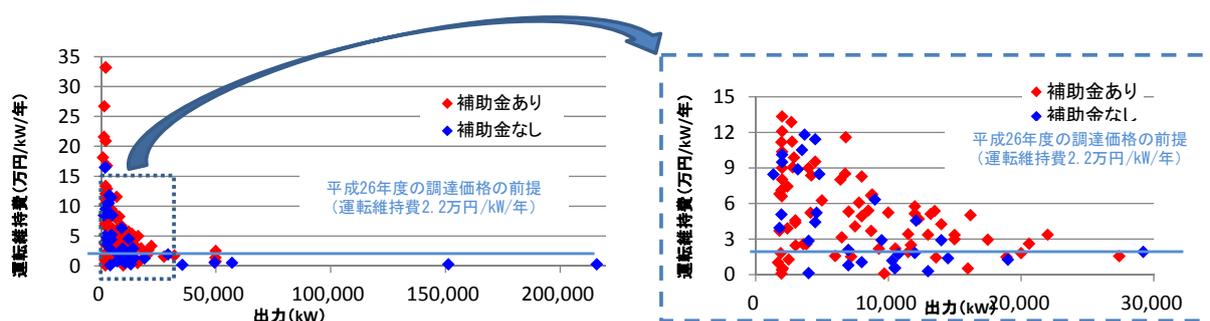


- 法律では、「供給が『効率的に』実施される場合に通常要すると認められる費用」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

### ② 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 135 件。その平均値は 5.8 万円/kW/年、中央値は 3.9 万円/kW/年であり、平成 26 年度の想定値 (2.2 万円/kW/年) を上回っている。このうち、補助金を受けていない案件のコストデータ (37 件) をみると、その平均値は 4.5 万円/kW/年、中央値は 2.8 万円/kW/年となり、平成 26 年度の想定値 (2.2 万円/kW/年) に近づく (参考 28)。

【参考 28】 廃棄物バイオマス発電の出力と運転維持費の関係



- 法律では、「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」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

### (3) メタン発酵バイオガス

#### ① 資本費

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 27 件。その平均値は 184 万円/kW、中央値は 142 万円/kW であった。そのうち 13 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（約 110 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。このため、実質的な資本費は、27 件全体で平均値は 237 万円/kW、中央値は 204 万円/kW となるが、平成 26 年度の想定値（392 万円/kW）を下回った（参考 29）。

【参考 29】 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



- 他方、現在 73 件の設備認定があり、これらの案件が今後運転開始していくことが見込まれる。こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

## ② 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 11 件。その平均値は 15.0 万円/kW/年、中央値は 6.3 万円/kW/年であり、平成 26 年度の想定値（18.4 万円/kW/年）を下回っている。
- これは、大規模修繕のタイミング等により影響を受けた結果である可能性も考えられる。こうした状況を踏まえて、平成 27 年度の調達価格の算定に当たっては、もうしばらく状況を見極めるべく、平成 26 年度の想定値を据え置くこととした。

## IV. 結論

以上を踏まえ、平成 27 年度の調達価格及び調達期間に関する当委員会の意見を、別添のとおりとりまとめた。