

平成 2 6 年度調達価格及び
調達期間に関する意見（案）

平成 2 6 年 3 月 7 日（金）
調達価格等算定委員会

平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見（案）

目次

I. はじめに	1
II. 基本方針	1
III. 分野別事項	2
1. 太陽光	2
(1) 10kW未満	3
(2) 10kW以上	4
2. 風力	11
(1) 20kW以上	11
(2) 20kW未満	13
(3) 洋上風力	14
3. 地熱	19
(1) 1.5万kW以上	19
(2) 1.5万kW未満	19
4. 中小水力	20
(1) 200kW未満	20
(2) 200kW以上1,000kW未満	21
(3) 1,000kW以上30,000kW未満	22
(4) 既設導水路活用型の中小水力	22
5. バイオマス	26
(1) 木質バイオマス（未利用木材、一般木材、リサイクル木材）	26
(2) 廃棄物系バイオマス	30
(3) メタン発酵バイオガス	31
(4) 既設発酵槽活用型のメタン発酵バイオガス	32
IV. 結論	35

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26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使用者に対して過重なものと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26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. 基本的方針

- 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26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、本年度は、平成24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に対し、法律に基づく報告徴収を求めてその実態の調査を行った。これによるデータは、更に新しい市場状況を反映したものとなっていることから、分析の対象とした。
- また、施行後1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集積していないため、太陽光以外の発電設備は、制度開始以降運転開始したデータの全数を分析の対象とした。
- さらに、①収集したデータから平成25年度調達価格の算定後コストの変化が確認された場合は平成26年度の調達価格の算定に適切に反映させる必要があること、②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費用」と規定している趣旨を踏まえる必要があることも確認した。

Ⅲ. 分野別事項

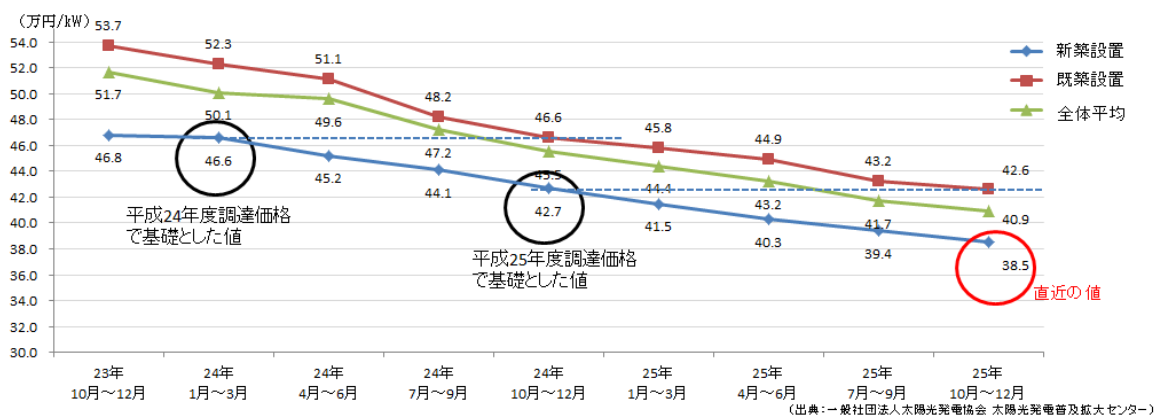
1. 太陽光

(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25年度の想定の42.7万円/kW（平成24年10月～12月期）から38.5万円/kW（平成25年10月～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、平成24年度同様、平成25年10月～12月期の新築設置の平均のシステム費用である38.5万円/kWを算定の根拠に採用した（参考1）。

【参考1】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移



② 補助金額の控除

- 平成25年度までは、住宅用太陽光発電（10kW未満の太陽光発電）の設置に対し国及び地方自治体からの補助制度が存在していたため、補助金の交付と固定価格での調達が一重の助成とならないよう、調達価格算定に当たっては、当該補助額を控除してきた。具体的には、平成25年度の調達価格の算定の根拠とするシステム費用から、国からの補助金2万円/kWと、地方自治体からの補助金3.4万円/kWを控除して、調達価格を計算している。

- しかし、平成26年度から国の補助金が廃止されることは既に決定しており、それに伴う地方自治体の補助金も改廃が予想される。人口が多い自治体を中心にアンケート調査（太陽光発電協会調べ）を行ったところ、平成26年度も補助金を継続する自治体は、全体の約36%、現在検討中の自治体を含めても最大で約46%と、半数を下回った。また、補助金を継続する場合も、減額を検討中とする自治体が28%であった。
- 以上より、平成26年度の調達価格の算定にあたっては、国による補助金はもとより、地方自治体による補助金分についてもシステム費用からの控除は行わず、補助金の受給がないとの前提で調達価格の算定を行うこととした。

③ 運転維持費

- 制度開始後一年以上が経ち、運転を開始した設備が増加したため、改めて、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。
- また、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回以上のパワコン交換（平均20万円）が必要とのことであり、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、約3,600円／kW／年となった。
- したがって、システム費用の低下と同様、平成25年度調達価格の想定（4,300円／kW／年）から引き下げて、3,600円／kW／年を平成26年度調達価格の算定の基礎として採用することとした。

（2） 10kW以上

① システム費用

- 法令の規定に基づき運転開始した設備から収集したコストデータ（平成25年10月－12月期）によれば、1,000kW以上の設備の平均費用は、平成25年度の想定28.0万円／kWから30.5万円／kWに上昇している（参考2）。

【参考 2】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

	10kW以上50kW未満		50kW以上500kW未満		500kW以上1000kW未満		1000kW以上	
運転開始時期	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	47.2万円/kW	875件	36.9万円/kW	36件	32.6万円/kW	7件	32.2万円/kW	17件
平成24年10-12月期	43.6万円/kW	4854件	37.2万円/kW	153件	29.8万円/kW	28件	28.0万円/kW	35件
平成25年1-3月期	41.2万円/kW	8696件	35.6万円/kW	633件	30.6万円/kW	167件	29.6万円/kW	149件
平成25年4-6月期	39.0万円/kW	7620件	33.9万円/kW	417件	30.4万円/kW	116件	29.3万円/kW	105件
平成25年7-9月期	38.0万円/kW	7248件	33.4万円/kW	401件	30.1万円/kW	214件	30.2万円/kW	213件
平成25年10-12月期	36.9万円/kW	2322件	32.4万円/kW	98件	29.4万円/kW	48件	30.5万円/kW	94件
	-6.7万円		-4.8万円				+2.5万円	

- こうした価格上昇の背景として、円安による海外製品の値上がり、工事費の上昇等も指摘されたが、①上記データには平成24年度調達価格の適用を受けた案件が多いことや、②資材等を発注していない案件が多く市場に価格低下のインセンティブが働いていないことも要因として考えられる。
- こうした点に関連し、「初年度の買取価格だけを確保し、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」との指摘も出てきたことから、経済産業省では、昨年9月、平成24年度に認定を受けて、未だ運転開始をしていない、400kW以上の全ての太陽光発電設備に報告を求めて、土地及び設備の確保の状況やその遅れの理由について、実態調査を行った(参考3)。

【参考 3】報告徴収によるシステム費用のデータ

	500kW以上1,000kW未満		1,000kW以上	
	平均値	件数	平均値	件数
平成24年7-9月期	-	0件	38.8万円/kW	4件
平成24年10-12月期	31.0万円/kW	8件	31.6万円/kW	7件
平成25年1-3月期	30.8万円/kW	27件	29.4万円/kW	29件
平成25年4-6月期	30.5万円/kW	57件	29.9万円/kW	62件
平成25年7-9月期	30.1万円/kW	113件	29.3万円/kW	104件
平成25年10-12月期	30.7万円/kW	23件	27.5万円/kW	18件

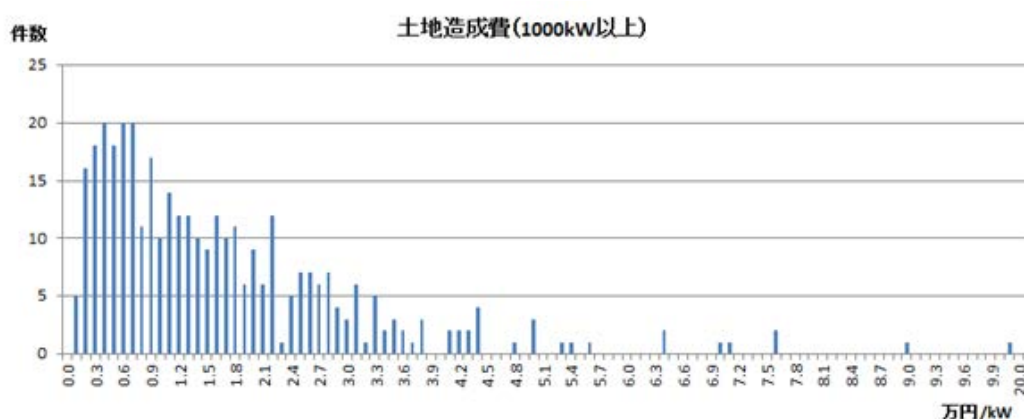
- 同調査の1,000kW以上の設備のデータをみると、平成25年10-12月期の太陽光のシステム費用は27.5万円/kWまで低下している。法律は、調達価格の算定の基礎として、当該供給が「効率的に」実施される場合に通常要すると認められる費用を用いるよう定めているため、平成26年度は、27.5万円/kWを調達価格の算定の基礎として採用することとした。

- なお、制度開始後一年以上が経ち、運転開始実績のデータが蓄積し始めたところ、設備利用率が平均で13.6%となっていることが確認された。これは、制度開始前に行われていたNEDOのフィールドテスト事業の実績データを基に採用してきた12%よりも上昇する結果となっている。ただし、「本年度は特に天候状況がよかった影響を考慮する必要がある」との声もあるため、平成26年度調達価格の算定根拠に、設備利用率として13%を新たに採用することとした。

② 土地造成費用

- 法令の規定に基づき運転開始した設備から収集したコストデータによれば、500kW以上1,000kW未満の区分で全体の4割強、1,000kW以上の区分では全体の6割程度の案件で、土地造成費用の計上が確認され、その全体の平均値は、平成24年度・平成25年度の想定の0.15万円/kWよりも高い、0.97万円/kWとなった。
- 一方で、土地造成費用には、中央値と平均値の間に大きな乖離があり、①敷地全体をコンクリートで整地したケースや、②ゴルフ場の跡地であったため、勾配をならす必要があったケース等、極端に費用が高い案件が全体の平均値を高めていることが確認されたため、平成26年度調達価格の算定根拠として、中央値である0.4万円/kWを採用することとした（参考4）。

【参考4】 運転開始後の設備から報告された土地造成費用のデータ



③ 接続費用

- 法令の規定に基づき運転開始した設備から収集したコストデータによれば、いずれの区分も平成25年度の想定の1.35万円/kWを下回る水準と

なった（参考5）。

【参考5】 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 [万円/kW]			
	10kW以上50kW未満	50kW以上500kW未満	500kW以上1,000kW未満	1,000kW以上
平均値	0.71	1.02	0.46	0.44
中央値	0.30	0.38	0.12	0.11
件数	31,615	1,738	580	613

- 一部事業者へのヒアリングによれば、現在建設中又は計画中の案件の中には、①2,000kW以上の特別高圧となるものや、②系統接続距離が長くなるもの等、接続費用が1.35万円/kWを上回る水準のものが存在するとのことであり、こうした案件を含め、更なるデータの集積を待った上で評価することが適切と考え、平成25年度の想定を据え置くこととした。

④ 運転維持費

- 法令の規定に基づき運転開始した設備から収集したコストデータによれば、いずれの区分においても、概ね平成25年度調達価格の想定0.9万円/kW/年より低下がみられたことから、システム費用の低下に併せて、1,000kW以上の区分の平均値である0.8万円/kW/年を、平成26年度調達価格の算定の根拠に採用することとした（参考6）。

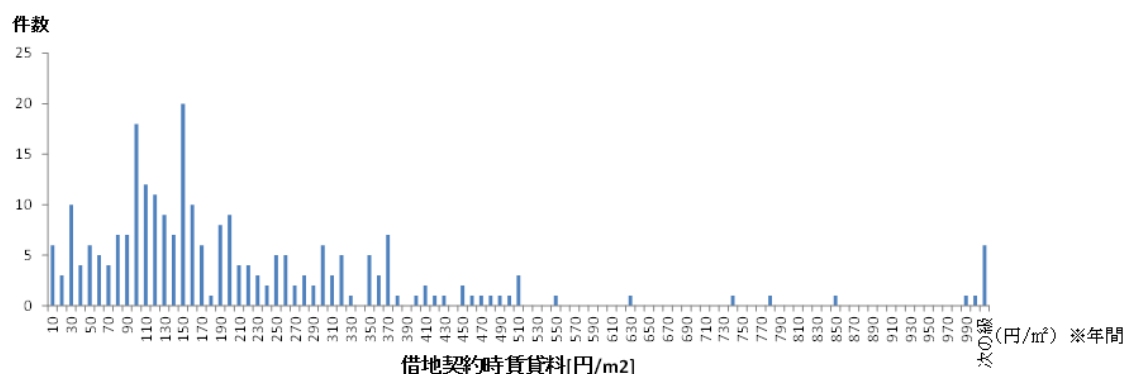
【参考6】 運転開始後の設備から報告された運転維持費のデータ

	運転維持費[万円/kW/年]			
	10kW以上50kW未満	50kW以上500kW未満	500kW以上1,000kW未満	1,000kW以上
平均値	0.7	0.8	0.8	0.8
中央値	0.1	0.5	0.7	0.9
件数	462	52	23	32

⑤ 土地賃借料

- 法令の規定に基づき運転開始した設備から収集したコストデータによれば、遊休工業用地の転用で工業用地単価での算定となり突出して高額となった案件等が全体の平均値を高めていることが確認されたため、中央値が150円/m²/年程度、最頻値が150円/m²/年であることを確認した上で、平成25年度の想定(150円/m²/年)を据え置くこととした(参考7)。

【参考 7】 運転開始後の設備から報告されたコストデータ



⑥ 10kW以上500kW未満の別区分化

- 「平成25年度の調達価格及び調達期間に関する意見」では、10kW以上500kW未満の太陽光発電設備について、その別区分化の是非につき、検討を行ったが、①国民負担への配慮、②短期の制度変更により失われる制度の予測可能性、③特定規模での区分バイアスの発生、④価格の高い区分への市場シフトの誘発、⑤10kW未満案件との不公平感、⑥現在の価格でも多数の申請がある現状等に鑑み、別区分化の必要はないと判断した。
- 一方で、委員からは、10kW以上500kW未満の設備については、昨年度に引き続きそのシステム費用がメガソーラー（1,000kW以上）に比して高いことから、メガソーラーと同じ利益水準が確保されていないため、やはり調達価格を別区分化すべきとの意見が出された。このため、改めて、昨年度の審議からの事情変更がないか、再検証を行った。
- 平成25年度の普及実績をみると、500kW未満の設備も、遊休地や学校や工場の屋根の活用等、各地で普及が進んでおり、運転開始した設備の件数では全国で81,728件、合計出力でも、1,000kW以上の設備の128.7万kWに対して、230.7万kWと、倍近い規模の設備が普及している（参考8）。

【参考8】運転開始後の設備から報告されたコストデータ

	運転開始		システム費用
	出力(万kW)	件数	万円/kW
10kW以上50kW未満	156.9	78,249	36.9
50kW以上500kW未満	73.8	3,489	32.4
500kW以上1000kW未満	74.2	997	29.4
1000kW以上	128.7	716	27.5

※認定・運転開始状況:固定価格買取制度における平成25年11月末時点
 ※システム費用
 1000kW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25年10-12月期)
 1000kW以上:報告徴収のデータ(平成25年10月以降)

- また、コスト実績をみると、引き続き、500kW以上に比較して500kW未満の区分のシステム費用は高く、10kW以上50kW未満が36.9万円、50kW以上500kW未満が32.4万円となっていることが確認された。これは①流通過程が長く流通費用が長いこと、②工事の規模の経済が働かないことが理由として考えられる。もっともこの差は、平成25年度より縮まっている（参考9）

【参考9】システム費用の変化

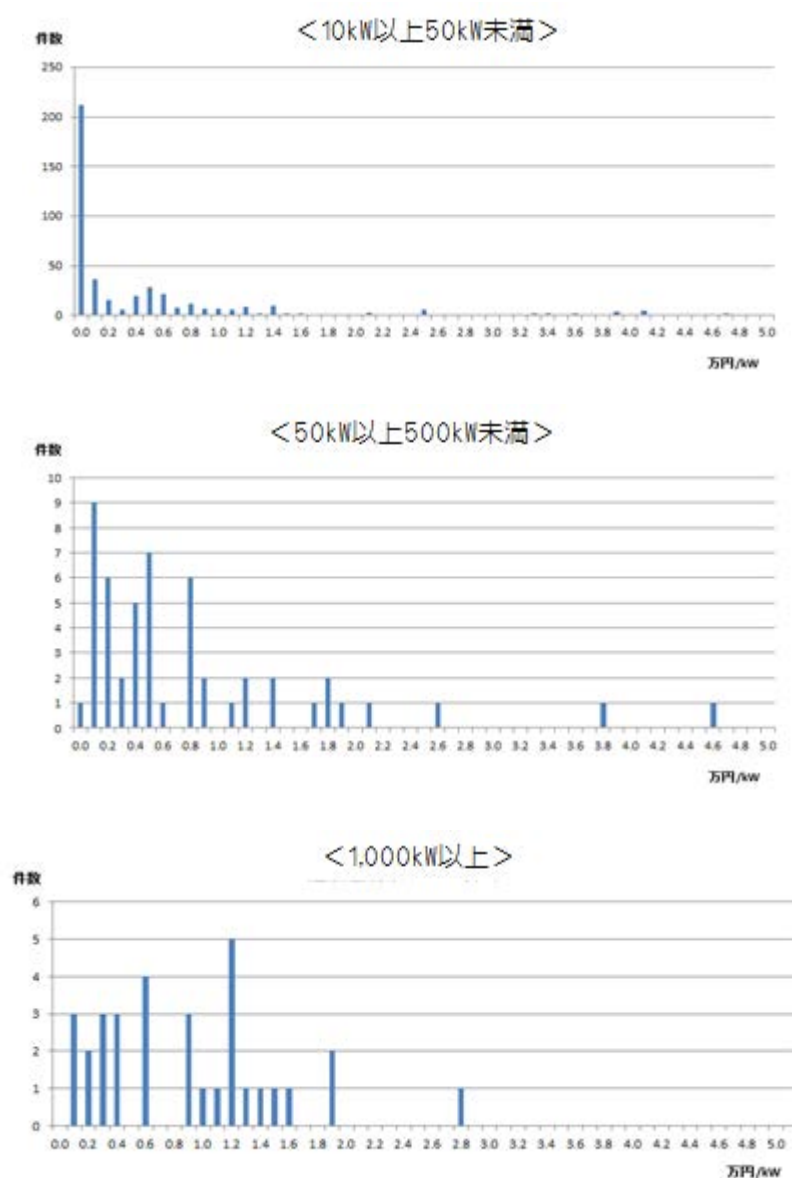
	システム費用(万円/kW)	
	平成24年10-12月期	平成25年10-12月期
10kW以上50kW未満	43.6	36.9
50kW以上500kW未満	37.2	32.4
500kW以上1000kW未満	29.8	29.4
1000kW以上	28.0	27.5

※システム費用
 1000kW未満:平成24年10-12月期の1000kW以上:運転開始後の設備から報告されたコストデータ
 平成25年10-12月期の1000kW以上:報告徴収のデータ(平成25年10月以降)

約15万円差 → 約10万円差

- 他方、運転維持費については、10kW以上50kW未満は、ほとんどが運転維持費を計上しない案件であり、500kW未満でも、極端に運転維持費用が高い案件（土地賃借料が高い案件等）が一定程度存在することが全体の平均値を高めていることが確認されたため、中央値を念頭において検討すると、0.1万円/kW（10kW以上50kW未満）、0.5万円/kW（50kW以上500kW未満）と、0.8万円/kW（1,000kW以上）よりも低くなることが確認された（参考10）。

【参考１０】運転開始後の設備から報告された運転維持費のデータの出力分布

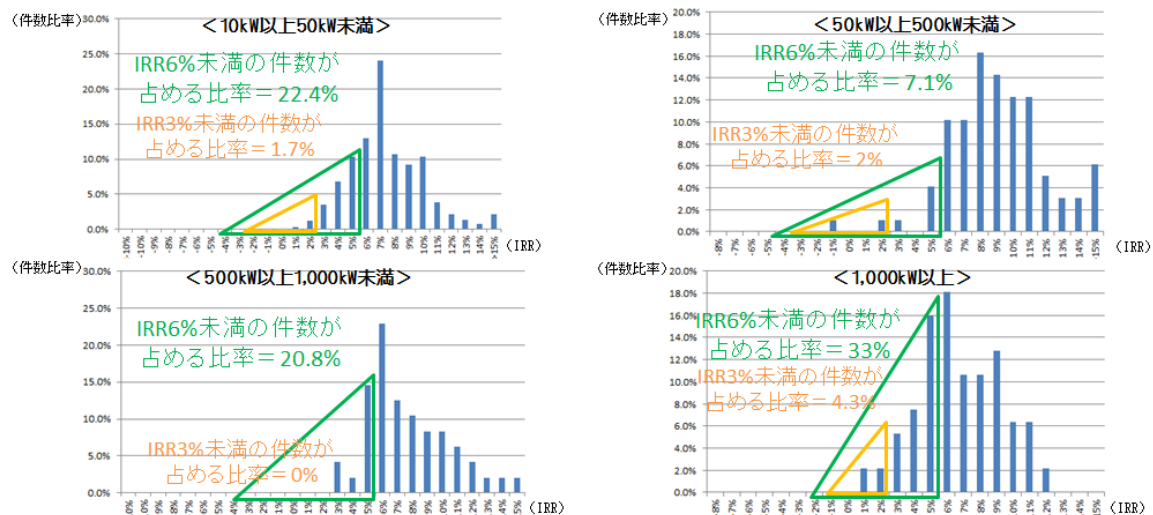


- このように、500kW未満については、運転維持費が相対的に低いことから、システム費用以外のコストも勘案すれば、1,000kW以上との費用の差は、更に縮まることとなる。
- このため、実際の利益水準においても問題となるような差が生じているのかどうか、直近に導入された設備の利益水準をもとに、検証を行うこととした。具体的には、平成25年10月－12月期の運転開始設備について、今年度調達価格36円／kWh（税抜）を前提として、設備利用率を来年度の算定根拠とする13%を採用し、実績値のデータが少ない運転維持費については別途行った分析によるデータを加味した上で、各区分における税抜前のIRRの分布を調査した（参考11）。

- その結果、現状の調達区分（10kW以上）で想定しているIRR（税引前）水準6%を下回っている件数比率は、10kW以上50kW未満の区分で約22.4%、50kW以上500kW未満の区分で約7.1%となった。

【参考11】 運転開始設備のIRR水準

（平成25年10月－12月期運転開始設備、今年度調達価格36円／kWh（税抜）で計算）



- このため、現状では、1,000kW以上の設備を念頭に算定した調達価格を適用することで、500kW未満の設備の事業採算性に著しい問題を発生させているとは判断されず、事業が効率的に実施されていれば必要な利益が十分に得られていると考えられる。このため、昨年度と同様、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、システム費用を中心にコスト差があるのは事実である上、運転開始した設備を中心としたデータの取得方法によるのみでは、結果的に建設を断念した場合のコストデータが含まれないという課題も抱えている。
- このため、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い、その可否を検討していくこととした。

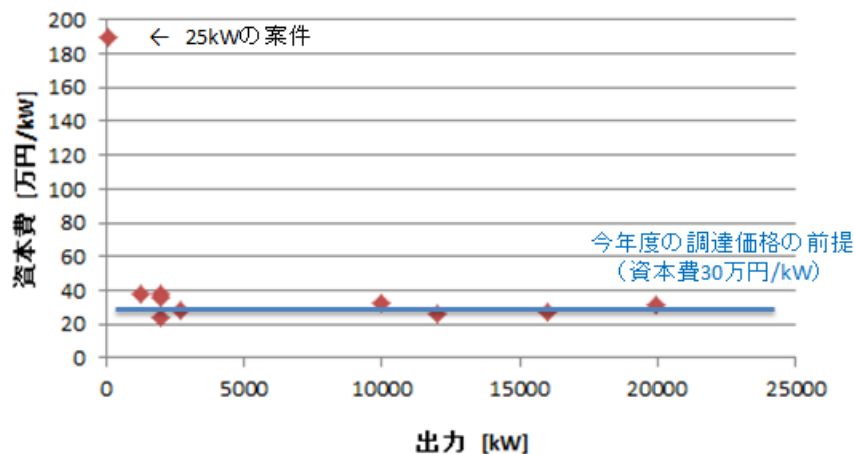
2. 風力

(1) 20kW以上

① 資本費

- 今回の審議時点では、制度の適用を受けた新規運転開始実績は10件であった。
- 大型風力の場合、事前調査や環境アセスメント等で運転開始までに4～7年程度を要するため、現時点では制度施行前から準備を進めていた案件のみが運転開始に至っている状況である。ちなみに、現在のところ、設備認定を取得した開発案件が76件存在しており、今後は、これらの案件が順次運転開始していく見込みである。
- 運転開始した設備から得られたデータによれば、資本費は、平均値47.1万円/kW、中央値31.7万円/kWとなったが、中でも25kWと小形風力とほぼ同等と思われるケースを除けば、平均値は31.7万円となり、平成25年度の想定（30万円/kW）とほぼ同水準となったため、平成25年度の想定を据え置くこととした（参考12）。

【参考12】陸上風力（20kW以上）の出力と資本費の関係



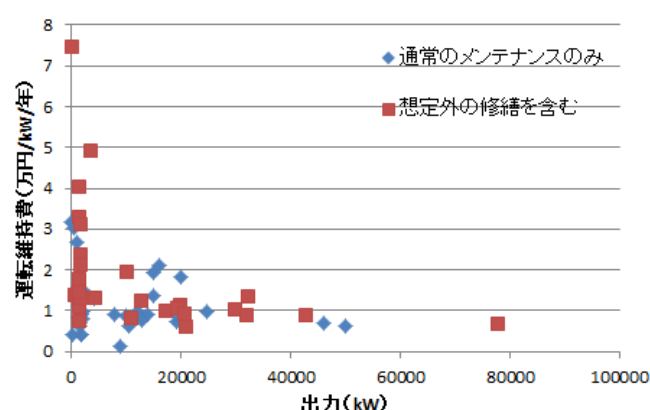
② 運転維持費

- 今回収集できた運転維持費のデータは64件であった。その平均値は1.4万円/kW/年、中央値は1.0万円/kW/年であり、平成25年度の想定（0.6万円/kW/年）を上回る水準であった。
- これは、例年より比較的多かった台風の影響による風車の修繕や数年に一度実施される大規模修繕（オーバーホール）等が本年度に集中した影響が

あるといわれており、一時的に、高い値を示した可能性があることから、更にその精査を行った。

- 収集したデータのうち、天災（台風・落雷等）の影響が確認されたものや、大規模修繕（オーバーホール）等の実施が確認された設備は64件中28件あり、その平均値は1.8万円/kW/年、中央値は1.3万円/kW/年であった。また、通常のメンテナンスが確認された設備は64件中36件であり、その平均値は1.1万円/kW/年、中央値は0.9万円/kW/年であった（参考13）。

【参考13】陸上風力（20kW以上）の出力と資本費の関係



- このように、今回データを収集できた設備からは、天災や大規模修繕が確認されたケースが、通常のケースと比較して運転維持費が高くなること、全体的にも約半数前後の案件が、実際に天災や大規模修繕の実施を行った案件であることが確認できた。
- 運転維持費の水準は、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左右されること、また一名の委員より指摘があった、雷対策の技術の採用により、これらの費用は抑えられる可能性があることから、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。
- 以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(2) 20kW未満

- 今回の審議時点では、収集した資本費のデータは1件で510万円/kWであり、平成25年度の想定（125万円/kW）よりも高いが、設置し

た事業者によると、CSRの一環として設置したものであり、採算度外視であるとのことであった。

- 現在、小形風力発電機メーカーでは、設備認定上求められている安全性や品質に関する基準を満たすことを確認できる第三者認証の取得に向け、各種データの取得に努めているところである。加えて、電力会社との接続協議の円滑化に向けた客観的な技術基準の整備等、制度に対応した市場環境整備に取り組んでいるところである。
- 資本費の実績データが1件であり運転維持費のデータが0件であること、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、状況を見極めるべく、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(3) 洋上風力

- 「平成25年度調達価格及び調達期間に関する意見」では、「洋上風力に係るコストデータが把握可能となった時点で、(陸上風力とは) 別途の区分を設けることも含めて、再検討を行う」こととされている。
- 平成25年度には、着床式洋上風力については、国及びNEDOによる実証事業の一環として、銚子沖・北九州沖にて実機の設置が完了し発電が開始され、費用を含めた各種データの取得が始まると同時に、これらも参考とした民間企業による着床式の洋上風力事業計画が動き始めている。
- ただし、浮体式洋上風力については、福島県沖と長崎五島列島において、実証機の設置が完了し発電を開始したものの、まだ、事業化に向けて技術的な課題等の開発・検証が必要な状況にあることから、その事業化には今しばらく時間を要すると考えられる。
- こうした状況を踏まえ、経済産業省では、本年度の調達価格等算定委員会の開催に先立ち、平成25年11月に、風力発電等に詳しい外部有識者からなる研究会（以下単に「研究会」という）を組織し、国による実証事業のデータの信頼性や事業検討段階にある事業者へのヒアリング、実証事業に先立ち実施した実現可能性調査、海外事例のコスト動向等について専門的知見から整理を行い、平成26年1月に、報告をとりまとめた（参考14）。

【参考14】洋上風力の調達価格に係る研究会 委員名簿

荒川 忠一	東京大学 教授
飯田 誠	東京大学 准教授
石原 孟	東京大学 教授
牛山 泉	足利工業大学 学長【座長】
佐藤 森夫	新日本有限責任監査法人 シニアパートナー
高橋 良友	みずほコーポレートアドバイザー株式会社営業本部 部長

- 調達価格等算定委員会においては、こうした専門家による知見の整理を踏まえつつ、洋上風力に関し、別途の区分による調達価格の設定を行うかどうか、その水準をどの程度に設定するか、議論を行った。

① 洋上風力調達区分の定義

- 洋上風力については、現在でも、風車本体は洋上に立ちその基礎は海底に設置されているものの、陸上から建設又は運転保守を行うことが可能な接岸型の風車等、洋上風力と陸上風力の間の限界的な事例となるような発電設備が、既に存在している。
- 洋上風力と陸上風力の調達区別については、その費用構造に着目して整理することが必要となるところ、その費用に最も大きな違いを与えるのは、建設及び運転保守の方法の違いであり、これを陸上側からできるのか、洋上側で船舶等によるアクセスを必要とするかで、大きく費用構造が異なるものと判断された。
- このため、洋上風力の調達区分の定義は、「建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの」とした（風車と陸地が構造物等で繋がっており、作業員が建設又は運転保守の主たる作業を、陸側から行うことができるケースは対象外）。
- なお、今回検討を行った洋上風力の調達区分は、主として着床式を念頭に置いて議論しており、浮体式を念頭に置いた費用の構造については、浮体式洋上風力に関する技術実証の成果により事業化を具体的に検討することが可能になった段階で、改めて整理を行うこととした。

② 資本費・運転維持費

- 研究会では、事業検討段階にある事業者へのヒアリング、事業者も参画した実現可能性調査、海外の事例等をあわせて分析を行った結果、事業化段階における費用を検討する際に、次の大きく3つの代表的なコスト試算オプションを念頭に置くことが適切ではないかとの結論に至った（参考15）。

【参考15】代表的なコスト試算オプション

オプション	コスト ※ヒアリング・実現可能性調査の値	備考
① 事業検討段階にある一部事業者の報告	資本費45万円/kW 運転維持費2.1万円/kW/年	委員から以下の指摘あり。 ・利害関係者の特定が容易な港湾内の開発案件で調整コストが安価 ・事業リスクや設備利用率の見通しなどに不十分
② 比較的條件が良い海域において、国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定するケース	資本費54～59万円/kW 運転維持費1.5万円/kW/年～3.0万円/kW/年。	・「比較的條件が良い海域」とは、海底条件が良く、比較的高い設備利用率が期待できる海域を想定
③ 沖合で大型風車を設置する際に採用が見込まれる、相対的に高価な基礎構造を想定するケース	資本費75、79万円/kW 運転維持費2.1、2.3万円/kW/年	一部委員から以下の指摘あり。 ・本ケースのような、欧州でも展開が始まっている沖合での大型風車も見据えた調達価格の設定が必要。

■ 専門家の間では、特に、

- オプション②
比較的安価な基礎構造で、期待できる設備利用率も適度に高く（30％程度）、投資回収を相対的により確実に実現するケース
- オプション③
比較的高価だが沖合等や大型風車にも強く設置海域の可能性が広がり、より高い設備利用率も期待できるものの（35～40％程度）、その実現の確実性は、相対的に落ちるケース

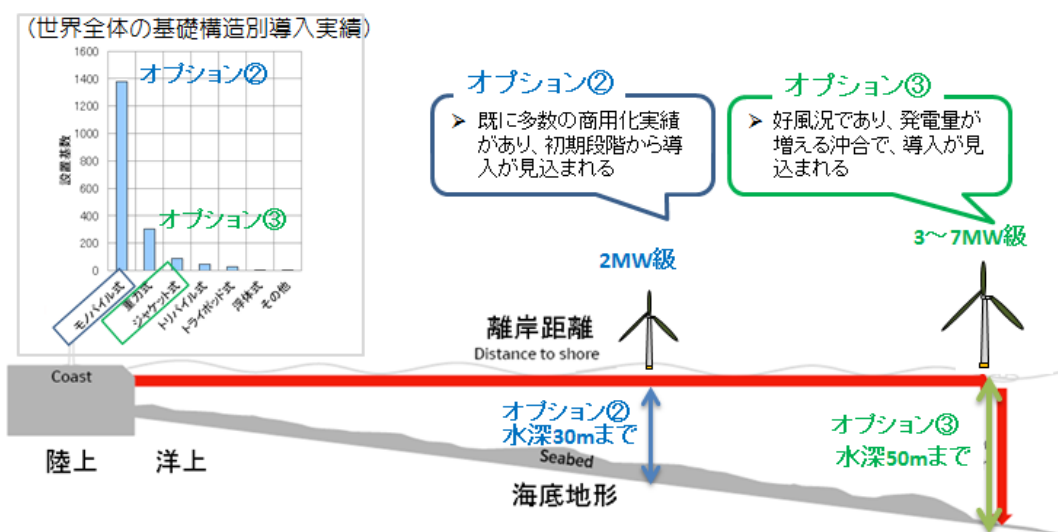
の間に、「効率的に事業が実施された場合」として採用すべきコスト構造があるが、どのような洋上風車を念頭に置くかによって、その適切なコスト水準も分かれ得るとの評価であった（参考16）。

■ このため、調達価格等算定委員会では、こうした研究会の指摘を基に、主としてオプション②とオプション③の評価を行いつつ、設定すべき洋上風力に関する調達価格について、検討を行った。

■ オプション②は、既に多数の商用化実績のある安価な基礎構造（モノパイプル + 2MW級の風車で採用）を想定している。対応水深は浅いため（水深30mまで）、離岸距離が近い海域での開発に向いており、初期段階の普及の主役となることが見込まれる。

■ オプション③は、比較的深い水深に対応し（水深50mまで）、また大型風車の搭載（重力式又はジャケット式 + 5～7MW級の風車で採用）にも対応可能である。好風況に加えて大型風車による発電量の増加が見込めるような場所にも建設が可能となるが、資本費が割高となり、初期段階から普及の主役となるかどうかについても、評価が難しい。

【参考16】 オプション②と③の主な違い



- なお、我が国におけるポテンシャル（物理的・社会的制約条件は考慮していない）は、オプション②では陸上風力の導入量の約38倍、オプション③では陸上風力の導入量の約74倍を見込めるとの試算がある。
- 上記を踏まえて、以下の考えから、オプション②（資本費56.5万円／kW（54、59万円／kWの平均）、運転維持費2.25万円／kW／年（1.5、3.0万円／kW／年の平均）、設備利用率30%）を念頭に、調達価格の別区分化を行うこととした。
 - 現状想定されるコストは、オプション②の方がオプション③より安価である。ただし、オプション③の場合でも、設備利用率が、欧州並みに40%まで引き上げられるのであれば、結果的に、kWh当たりの発電コストはオプション②と同等か安価になる可能性もある。
 - 現状では、両オプションともに商用ベースでのコストデータが収集されていないため、まずは確度の高いオプション②を採用することとする。
- なお、オプション②及び③ともに、洋上風力開発に関する事業の習熟度が増すにつれ、低減が期待できるコスト要素（地耐力の高い港湾拠点インフラの整備や、設置船・メンテナンス船等の設置管理に必要な船舶・設備等の整備等の施工環境の整備等）が多数残されている。このため、将来的には、そのコスト動向をよく注視していく必要がある。

③ 適正な利潤水準

- 洋上風力について想定すべき「適正な利潤水準」は、洋上風力に関する独自のリスクを踏まえ、評価する必要がある。
- 適正な利潤水準は、平成24年度の調達価格等算定委員会において整理したとおり、IRR（税引前）を採用することとしている。IRRは、その事業特性に応じて、事業リスクに比例して変動する。このため、洋上風力のIRRについては、既に他の調達区分で設定されているIRRを念頭に置きつつ、その事業リスクの違いを考慮して、設定することが適切と考えられる
- 具体的には、洋上風力について、以下の事業特性があると判断された。
 - 洋上風力の導入が進む欧州では、陸上風力と比した追加利子率・想定融資利率の差が0.5～1.5%であること
 - 洋上風力の導入実績が僅少な我が国では、欧州よりは相対的に高いリスクが見込まれること
 - 欧州の洋上風力に対する追加利子率は、陸上風力（2.5%）と地熱

(3. 5%) の中間の水準であること (参考 1 7)

【参考 1 7】 電源毎のリスクの相違

Technology	Debt ratio (%)	Term loan spread (bps)	Term loan tenor (years)
PC - c - Si Tracking	70	290	10
PV - c - Si	70	290	10
PV - thin film	70	290	10
STEG - LFR	80	500	8
STEG - Parabolic Trough	80	1000	10
STEG - Tower & Heliostat	80	1000	10
Wind - Onshore	70	250	10
Wind - Offshore	60	300	15
Geothermal - Binary Plant	50	350	15
Geothermal - Flash Plant	50	350	15
Biomass - Gasification	75	320	10
Biomass - Anaerobic Digestion	70	320	10
Biomass - Incineration	70	320	10
Landfill Gas	70	320	10
Municipal Solid Waste	70	320	10
Marine - Wave	0	500	15
Marine - Tidal	0	500	15
Small Hydro	70	363	13
Large Hydro	70	363	13
Natural Gas CCGT	75	250	15
Nuclear	0	-	-
Coal Fired	70	550	15

(出典: Bloomberg New Energy Finance)

- これらの事業特性を踏まえ、洋上風力の適正な利潤として、陸上風力の 8 % よりも高く地熱の 13 % よりも低い、IRR 10 % を採用することとした。

④ 調達期間

- 陸上風力と同様、実態上の設計寿命が 20 年あり、また風車の操業期間として事業者も 20 年以上を見込んでおり、更に IEC の規格上も耐用年数は 20 年とされていることから、陸上風力と同様の 20 年とした。

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。
- 一方、現在進行中の主なプロジェクトは、地表調査・掘削調査実施中の案件が9件、探査段階の案件が1件、環境アセスメント実施中の案件が1件の計11件がある。また、これらに加え、開発前の地元理解に取り組んでいる案件が非公表のものも含めて複数件ある。実際に第一号案件が運転開始に至るのは、早くとも概ね6、7年後以降となる見通しである。
- 現在実績がないため、コストの算定を見直す根拠は乏しいと判断し、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(2) 1. 5万kW未満

- 現時点では、制度の適用を受けて運転開始した案件は1件（48kW：バイナリー発電）であり、その資本費は123万円/kWと、平成25年度の想定（123万円/kW）と同値であった（運転維持費のデータはない）。
- 温泉地における温泉発電の計画等が数件進行していることから、また、データ数が限られた現状では、しばらく状況を見極めるべく、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

4. 中小水力

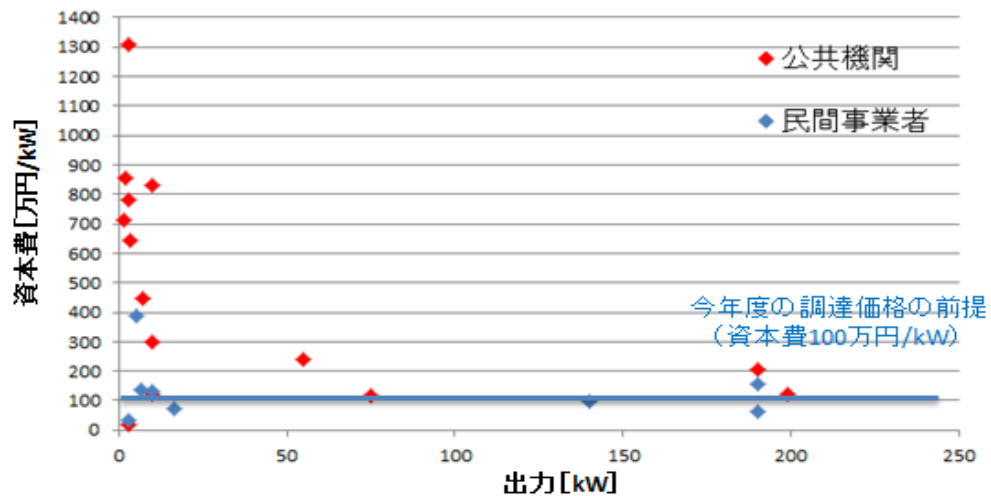
- 今回の審議時点では、現時点では、制度の適用を受けた新規運転開始実績は200kW未満の区分で22件。200kW以上1,000kW未満の区分では7件、1,000kW以上30,000kW未満の区分では0であった。
- 本年度は、採算性の観点から従来は開発を見送っていた案件の見直しや、中小水力発電の開発に向けた地域での協議会の設立等、開発に向けた動きが活発化。さらに、制度の開始を受け、老朽化した小水力発電設備を改修して、事業の継続を検討する事業者が増加している。
- さらに、慣行水利権が設定された水路における小水力発電の水利手続き簡素化や、設備容量に余裕のある水力発電における水利手続きの簡素化等が国土交通省によりなされる等、事業環境の整備も進みつつあり、今後導入は更に拡大する見通しである。

(1) 200kW未満

① 資本費

- 今回の審議時点で収集できた資本費のデータは22件。平均値354万円／kW、中央値182万円／kWであり、平成25年度の想定（100万円／kW）を上回る水準となっている。このうち、公共機関ではなく民間事業者が設置した8件の資本費は、平均値135万円／kW、中央値113万円／kWであり、平成25年度調達価格の想定をやや上回る水準であった（参考18）。

【参考 1 8】 中小水力発電（200 kW未満）の出力と資本費の関係



- 平成25年度調達価格は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえた数値であり、当時、調達価格等算定委員会ではこれを価格算定の上限値とすることについて合意した経緯がある。
- 現在、設備認定ベースで46件、相談も含めれば60件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

② 運転維持費

- 今回の審議時点で収集できた運転維持費のデータは16件。平均値3.3万円/kW/年、中央値2.8万円/kW/年であり、平成25年度の想定（7.5万円/kW/年）を下回る水準であった。
- しかし、運転維持費の水準は、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左右される。
- このため、複数年度にわたり状況を見極めることが必要と考え、平成25年度の想定を据え置くこととした。
- 以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(2) 200kW以上1,000kW未満

① 資本費

- 今回の審議時点で収集できた資本費のデータは7件。平均値132万円／kW、中央値105万円／kWであり、平成25年度の想定（80万円／kW）を上回る水準であった。
- しかし、現在の調達価格は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえた数値であり、当時、調達価格等算定委員会ではこれを価格算定の上限値とすることについて合意した経緯がある。
- 現在、設備認定ベースで約22件、相談も含めれば50件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、本区分についても、状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

② 運転維持費

- 今回の審議時点で収集できた運転維持費データは19件。平均値2.9万円／kW／年、中央値2.1万円／kW／年であり、平成25年度の想定（6.9万円／kW／年）を下回る水準であった。
- しかし、運転維持費の水準は、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左右される。
- このため、複数年度にわたり状況を見極めることが必要であると考え、平成25年度の想定を据え置くこととした。
- 以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(3) 1,000kW以上30,000kW未満

- 今回の審議時点で収集できた資本費のデータは0件であった。他方、現在、設備認定ベースで15件、相談も含めれば30件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。
- 今回の審議時点で収集できた運転維持費のデータは10件であった。平均値2.0万円／kW／年、中央値1.9万円／kW／年であり、平成25

年度の想定（0.95万円／kW／年）を上回る水準であった。

- しかし、運転維持費の水準は、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左右される。
- このため、複数年度にわたり状況を見極めることが必要であると考え、平成25年度の想定を据え置くこととした。
- 以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

（４） 既設導水路活用型の中小水力

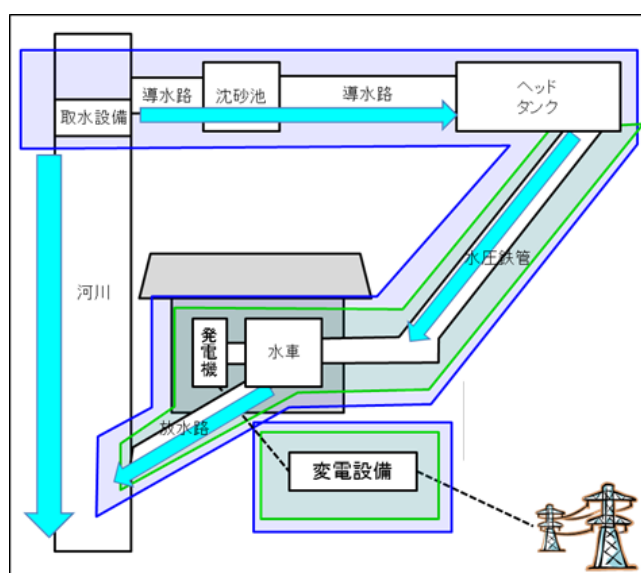
① 買取対象の追加

- 中小水力発電設備は、水車、発電機、変電設備といった電気設備のほか、導水路、水圧鉄管といった土木設備から構成される。通常、電気設備については20年程度での改修・交換等のニーズがある一方、導水路等の土木設備は100年近く利用できる例も多く、構成する設備の中でライフサイクルが異なるという他の発電設備にはない特徴がある。
- 制度開始後1年以上を経て、ライフサイクルが長い導水路等の土木設備をそのまま活用し、既に老朽化した電気設備等を更新することで、その投資回収を図りたいと希望するケースが多数あることが明らかとなった。
- こうした改修案件については、制度上、既設の土木設備を活用し電気設備等の一部を改修したリパワリング案件と整理することが可能である。しかし、この場合、従来の定格出力と、新たな設備の定格出力の差分となる能力増強分しか制度の対象とならず、電気設備全般の投資を回収するインセンティブとしては十分ではない。
- 他方で、導水路等の多額の投資を要する既設の土木設備を活用しながら、土木設備を含む全ての設備を新設した場合と同じ価格が適用されるのは、国民負担の観点から問題があるのではないかと指摘がある。
- このため、調達価格等算定委員会においては、導水路等の既設の土木設備を活用して発電設備を建設する中小水力発電設備の取扱いについて、審議を行った。

- 事務局が行った事業者ヒアリングによれば、中小水力のコスト構造は、電気設備（水車・発電機）が全体の4割、土木設備が全体の6割を占める。土木設備のコストのうち、発電以外の治水等の用途と共用となる場合も多い導水路のライフサイクルが特に約100年と長く、そのコストが全体の5割、これに対して発電設備に直接接続して用いられる水圧鉄管等が全体の1割となっている（参考19）。
- ライフサイクルが約100年と長い導水路に対して、電気設備のライフサイクルが約20年間、水圧鉄管が30～60年となっていることから、両者の投資時期は通常一致しない。このため、既設の導水路等を活用したまま、電気設備及びその関連設備のみを更新することで、新たに発電設備を形成することには、一定の合理性が認められる。また、既存の土木設備を活用した発電設備への投資を促すことは、国民負担への配慮の観点からも有効であると考えられる。

【参考19】 代表的な中小水力発電設備のコスト比と、実態上の更新時期

		設備を更新する 範囲	
(1) 電気設備	4割	①	②
	4割	■	■
・ 水車、発電機、変電設備等 (20年程度～)			
(2) 土木設備	6割		
	5割	■	
	1割	■	■
・ 用水路等 (100年程度)			
・ 水圧鉄管等 (30～60年程度)			



- このため、既設導水路活用型の中小水力については、調達価格の別区分化を行うこととした。具体的には、「既に設置している導水路を活用して、電気設備と水圧鉄管を更新するもの」について、その更新に対応したコスト

を基礎に算定することで、「既設導水路活用型」の調達区分を新たに設定することとした。

② 資本費

- 資本費については、全てを新設する場合の中小水力発電設備の資本費（100万円／kW（200kW未満）、80万円／kW（200kW以上1,000kW未満）、85万円／kW（1,000kW以上30,000kW未満））に対して、ヒアリングの結果得られた電気設備及び水圧鉄管の費用の割合に相当する5割（50万円／kW（200kW未満）、40万円／kW（200kW以上1,000kW未満）、42.5万円／kW（1,000kW以上30,000kW未満））を算定の根拠とすることとした。
- なお、水圧鉄管の更新については、鉄管自体を交換する場合と、防錆、防水等の観点から再塗装、一部部品交換等の補修によって行う場合の双方が認められた。このため、本価格区分では、電気設備の更新に加え、水圧鉄管については補修に留める場合であっても、本区分の買取対象に含めることとした。

③ 運転維持費

- 運転維持費については、既設導水路を活用した場合、及び全ての設備を新設する場合との間で特段の事情の違いが認められないことから、全ての設備を新設の場合の運転維持費をそのまま採用することが適切と判断した。

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・運転維持費

- 今回の審議時点では、制度の適用を受けた運転開始設備は4件。木材の安定的な収集ルート of 構築に時間を要しているとみられるが、現在、全国で、設備認定ベースで27件、相談も含めれば70件程度の案件が検討を進めており、今後、順次稼働を開始する見通しである。
- 資本費のデータは4件。平均値は40.9万円/kW、中央値が36.5万円/kWと、平成25年度の想定（41.0万円/kW）から大きくずれるものではなかった。このため、平成25年度の想定を据え置くこととした。
- 運転維持費のデータは1件。その費用は5.7万円/kW/年と、平成25年度の想定（2.7万円/kW/年）を上回る水準であった。ただし、得られたデータ数が1件であったため、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

② 燃料費

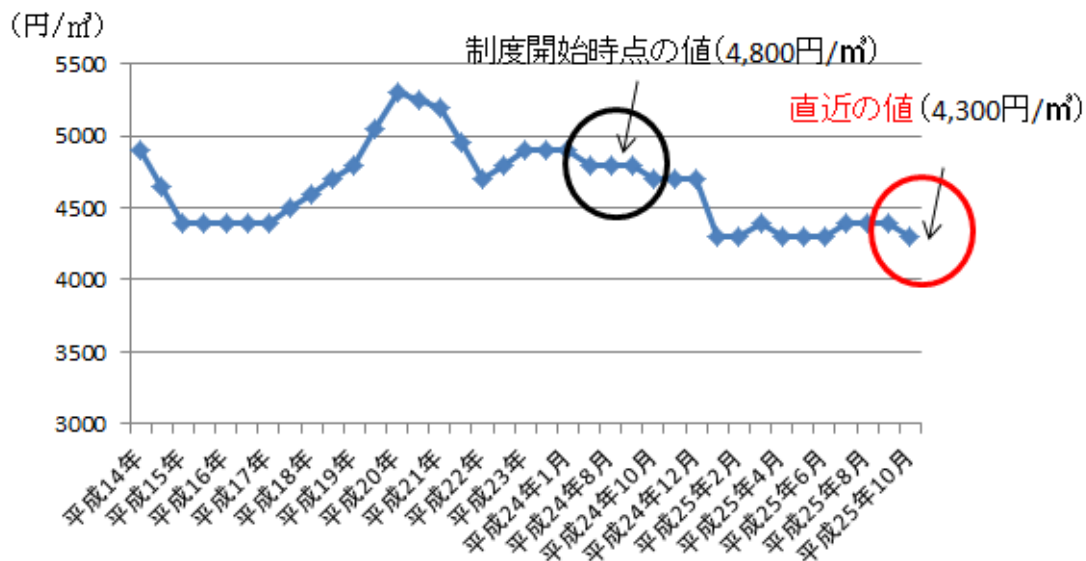
- 他の再生可能エネルギー発電設備と異なり、木質バイオマス発電は、燃料費がコスト構造の中で大きな割合を占める。
- 今回の審議時点で収集できた燃料費のデータは1件。平成25年度の想定から大きくずれるものではなかった。また、事務局が行ったヒアリングによると、木質バイオマス発電用チップについては、発電用の需要に対応するには十分な供給があるとのことであった（参考20）。

【参考20】製紙用の木材チップの原料価格の推移

	今年度の調達価格の前提	収集したコストデータ
燃料費		(データ数1件)
未利用木材	12,000円/トン	12,000円/トン
一般木材	7,500円/トン	8,500円/トン
リサイクル木材	2,000円/トン	4,000円/トン

- なお、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/㎡であったものが、直近では、4,300円/㎡となっている（参考21）。この変動幅は、過去の変動幅におおよそ収まるものであり、制度の施行以後、現時点でバイオマス発電の燃料費が大きく変化していると事実認定できる水準ではなかった。

【参考21】製紙用の木材チップの原料価格の推移

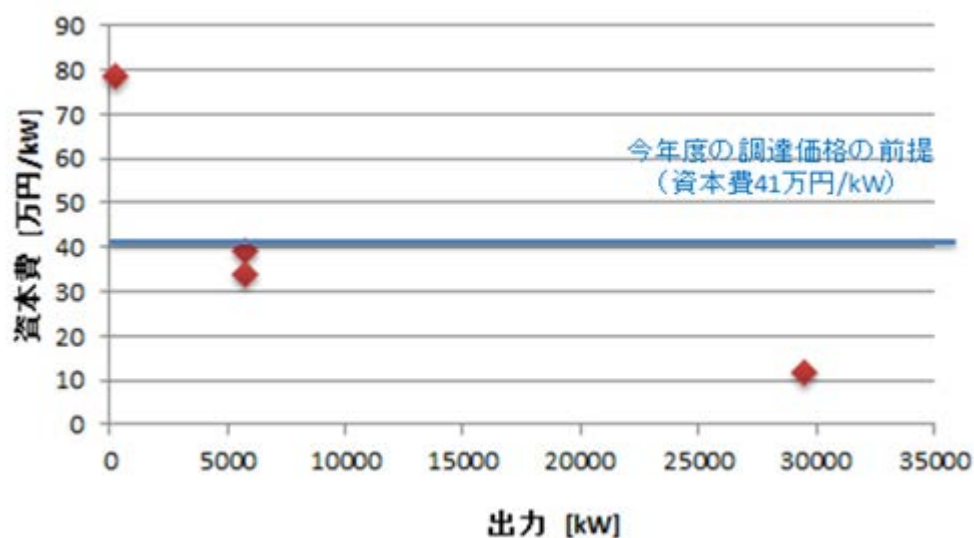


（出典）『農林水産統計』（農水省）木材チップ用素材価格（針葉樹丸太）

③ 小規模木質バイオマスの別区分化

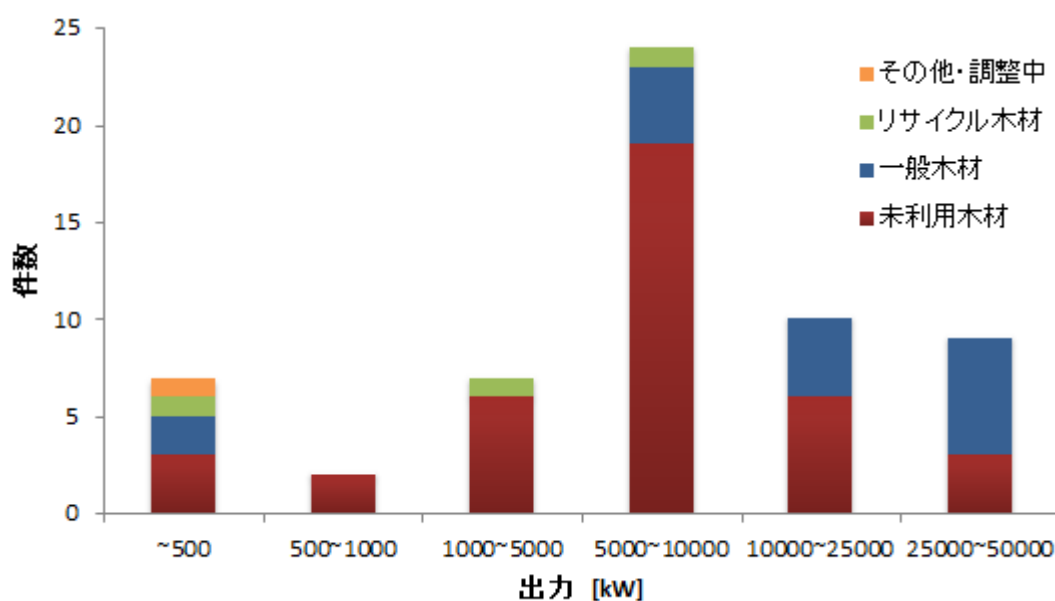
- 間伐材を始めとする未利用木材による木質バイオマス発電は、原料調達を含めて地元で雇用が創出される、地域活性化にも資するエネルギー源であり、更に森林環境保全・林業再生の波及効果も期待される。
- そのため、委員の一名から、地域主体で取組が行いやすいが、コストが高い未利用木材による小規模バイオマス発電設備の導入を促進するために、調達価格を別区分化すべき、との意見があった。
- このため、今回の審議時点で収集できた資本費のデータを出力規模別にみると、確かに、規模の小さな発電設備が高価であることが確認されたが、特に念頭に置いていると思われる500kW以下の発電設備については、1件しかデータが得られていない（参考22）。

【参考２２】木質バイオマス発電の出力と資本費の関係



- この結果について、当該委員から、現在の調達価格が低く経済合理性が得られない水準であるため、小規模発電設備の運転開始件数が少ないのではないかとの指摘もあった。
- このため、現在運転開始には至っていないものの、経済産業大臣の設備の認定を受けている案件や、認定に向けて相談・申請手続きを行っている案件について、出力規模別で、その分布を確認した（参考２３）。

【参考２３】木質バイオマス発電の出力規模別分布（認定・相談・申請中の案件）



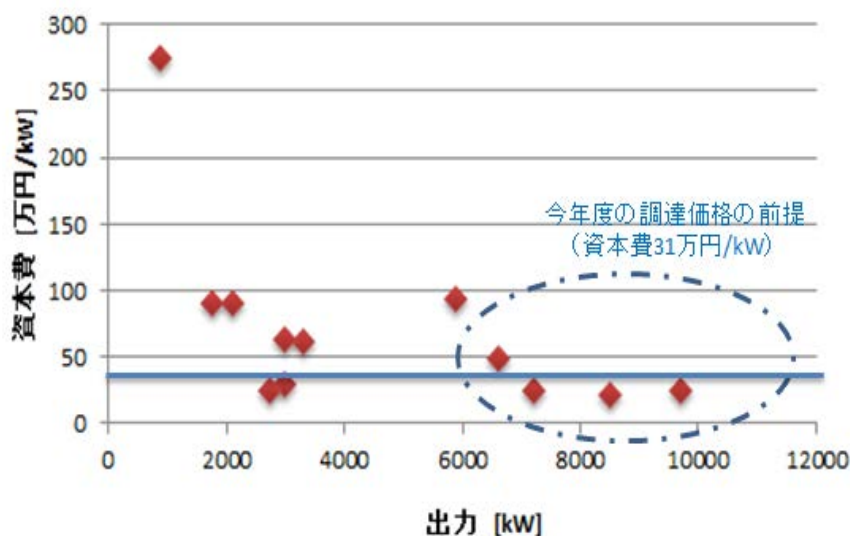
- 現在、設備認定ベースで27件、相談も含めれば70件程度の案件で事業化に向けて検討が進められているが、その出力規模別の分布では、平成24年度調達価格算定の際に、企業からのヒアリングを行った中規模の設備（5,000kW以上10,000kW未満）の案件に、分布が集中していた。また、10,000kW以上の大規模な設備も多いが、500kW未満の小規模な設備も案件が確認される状況であった。また、原料別では、小規模の設備も含め、未利用木材の利用が多い状況であった。
- そのため、今のところ、未利用木材、また小規模設備も含めて、事業計画が確認されるため、現状の調達価格の設定が、必ずしも開発を阻害しているとは言い切れない状況であった。
- なお、当該委員の意見は、林業再生、地域活性化の観点からも、特に間伐材（未利用木材）由来の小規模な木質バイオマス発電を普及すべきとするものであったが、当該設備においては、発電設備の資本費と運転維持費に加え、原料の収集コストについて勘案することが必要となる。その収集コストは、発電設備の立地場所や、立地近隣における林業の形態に応じて異なるため、「市町村規模での収集において、近隣からの収集となるため、収集コストは低くなるケース」もあれば、逆に「広域からの収集になるため、収集コストが高くなるケース」も存在すると考えられる。
- しかし、実績として収集できている燃料費データは1件となっており、現状、規模別で燃料費のコスト構造の違いを判断できるだけのデータが収集できていない。
- さらに、当該委員からは、メタン発酵ガス化ではなく、直接的なガス化も、こうした小規模な木質バイオマス発電の効率的な発電方法としては有効であるとの指摘があった。しかし、国内では、現在、普及実績がなく（設備認定実績1件、相談中案件は4件）、コストに関する実績データが収集できない状況にある。
- このように、①現在、価格算定に活用できる実績データが僅少である、②小規模設備も含めて事業化に向けて検討が進んでいる状況にあることから、未利用木材による小規模バイオマス発電の調達価格の別区分化については、こうした検討中の案件の事業化の動向を踏まえ、更なるコストデータの集積を待ってから、通常の木質バイオマス発電とは別途の区分を設けることも含めて、再検討を行うこととした。

- なお、10 kW以上500 kW未満の中規模太陽光と同様に、運転開始した設備を中心としたデータの取得方法によるのみでは、結果的に建設を断念した場合のコストデータが含まれないという課題も抱えているため、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い、その可否を検討していくこととした。

(2) 廃棄物系バイオマス

- 今回の審議時点で収集できた資本費のデータは12件。その平均値は71万円/kW、中央値が55万円/kWであり、平成25年度の想定（31万円/kW）を上回る水準であった。
- ただし、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おり、コストデータのうち、一定の出力以上（6,000 kW）の平均値をとると29万円/kWと、平成25年度の想定から大きくずれるものでなかった（参考24）。

【参考24】廃棄物バイオマス発電の出力と資本費の関係



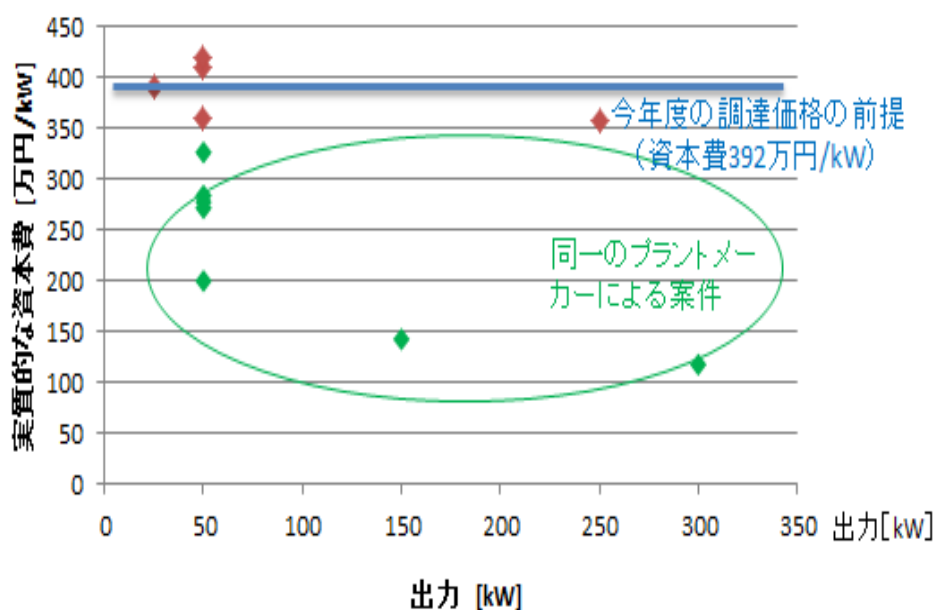
- このように、制度開始当初と同様の想定で収集したデータを見る限り、平成25年度の想定と大きく事情に変化が認められない。また、現在、設備認定ベースで25件、相談も含めれば35件程度の案件が事業化に向けて検討を進めている。
- 法律は当該供給が「効率的に」実施される場合に通常要すると認められる費用を算定の基礎とすることが規定されているため、平成25年度の想定を据え置くこととした。

- また、運転維持費については、2件のデータが収集されたが、平均は2.6万円/kW/年であり、平成25年度の想定（2.2万円/kW/年）から大きくずれるものではない。いずれにせよデータ数が少ないため、もう少しばらつきを見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

（３） メタン発酵バイオガス

- 今回の審議時点で収集できた資本費のデータは12件。そのうち7件は同一のプラントメーカーの案件であり、平均値は231万円/kWと、平成25年度の想定（392万円/kW）を大きく下回る水準であったが、本メーカーへ取材したところ、これらのプラントについては、市場形成期の中でシェアを拡大するために、採算度外視の低価格で建設したものとのことであった（参考25）。

【参考25】メタン発酵バイオガス発電の出力と資本費の関係



- 残りの案件においても、今年度調達価格の前提よりも更に安価な案件もあったが（58万円/kW、60万円/kW、120万円/kW）、これらはメタン発酵バイオガス発電に不可欠な発酵槽（概ね300万円/kW程度）について過去に投資していたものを有効活用したケースであり、過去に投資していた発酵槽を含めた実質的な資本費はそれぞれ358万円/kW、360万円/kW、420万円/kWに相当する。そのため、実質的な資本費は、平均値300万円/kW、中央値305万円/kWとなり、平成

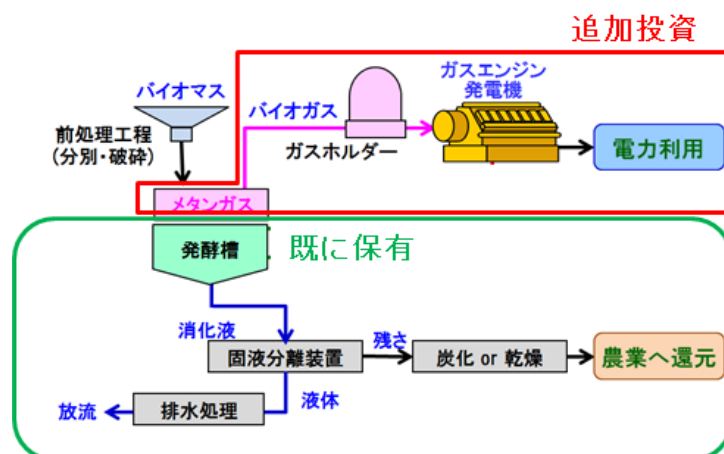
25年度の想定（392万円／kW）を下回る水準であった。

- このように、収集できたデータには特殊性があり、また、現在、設備認定ベースで37件、相談も含めれば55件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、資本費の水準については、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。
- また、今回の審議時点において収集できた運転維持費は1件にとどまった。その費用は13.2万円／kW／年と、平成25年度の想定（18.4万円／kW／年）を下回る水準であったが、得られたデータ数が1件であったため、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

（４） 既存発酵槽活用型のメタン発酵バイオガス

- メタン発酵バイオガス発電は、主に食品系バイオマス、家畜排せつ物、下水汚泥を原料として、微生物による嫌気性発酵によって有機物を分解し、その過程で発生するメタン等をボイラ設備、発電設備に供給して発電する。
- 制度の開始以降、発電用ではない別目的で設置されたメタン発酵槽を保有している設備に、発電機等、発電関連設備を新規に追加し、再生可能エネルギー発電を行うケースがみられる（参考26）。

【参考26】 発電関連設備を追加し、発電を行うケースの一例



- こうしたケースについて、現状では、メタン発酵槽が他の用途のために既に設置されている場合であって、専ら発電に用いられているその他の設備が全て更新されている場合は、設備認定を行い、制度の対象としている。
- メタン発酵槽については、既に食品廃棄物、家畜排せつ物、下水汚泥等廃

- 既存のメタン発酵槽は、消化液精製や悪臭除去等、発電の用には供していなかった段階で、既に投資判断が行われたものであり、既設のメタン発酵槽への投資自体に対し、追加的に投資インセンティブを与える必要はない。このため、こうした発電設備を制度の対象にするのであれば、別途、メタン発酵槽への投資分を積算すべきコストから除外した、既設発酵槽活用型のメタン発酵バイオガス発電区分を設ける必要があるとも考えられる。
- 他方、調達価格の算定根拠の中では、既に、消化液精製や悪臭除去による便益分について調達価格に反映する（便益分を控除した上で、調達価格を算定する）考え方を採用しているため、他用途のある既存発酵槽の投資相当分は既に減額という形で価格に織り込まれているとみることにもできる。このため、メタン発酵槽への投資分を積算すべきコストから除外した、既設発酵槽活用型のメタン発酵バイオガス発電区分を、敢えて設ける必要はないとも考えられる（参考27）。

便益分として計上=その分、調達価格から控除

- 33

合の発電設備と同様の条件で買い取ることとしつつ、更にコストデータの集積を待ってから、別途の区分を設けることも含め、再検討することが適当と判断することとした。

IV. 結論

以上を踏まえ、平成２６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。