

調達価格等算定委員会意見書作成に当たっての合意事項（案）

平成 24 年 4 月 25 日

買取価格及び買取期間については、再生可能エネルギー特措法（以下、単に「法律」という）において、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、費用低減を勘案し、賦課金の負担が電気の利用者に対して過重なものとならないよう配慮しているものである。一方で、事業者にとり、事業計画を立案しやすくすることが必要であり、調達価格等算定委員会として、どのような考え方で、今般の買取価格と買取期間の意見集約に至ったかを明示することは、事業者の予測可能性を向上させることに貢献するものとする。以下、意見書策定に当たって、委員間で合意した考え方を記す。

I. 分野横断的事項**1. 全体論**

- 法律の規定に基づき、効率的に供給される場合に通常要する費用、及び適正な利潤を基礎に、買取価格を算定することとした。加えて、施行後 3 年間は、例外的に、利潤に特に配慮する旨の規定がある。初年度は、これに当たるため、適正な利潤の検討、すなわち 3. に記す IRR の設定にあたり、この点に留意した。
- 算定に当たっては、ヒアリングで各事業者団体や事業者から提示された数値を上限値とした。
- ヒアリングで提出された資料については、経済産業省事務局から法律の規定や国会における審議経過を説明した上で、公開されて、一般のチェックを受けることとなることをあらかじめ予告した上で、提示されたデータである。このため、委員会での審議において疑義が述べられた部分を除いては、初年度の算定に当たっては、一定の信頼を置くこととした。
- ただし、法律上、賦課金の負担が電気の利用者に対して過重なものとならないよう配慮が求められていることに鑑み、二年度目以降については、現実のコスト等の変化を反映して、適正な買取価格の意見提出を行うことが必要となることから、固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータを経済産業省に事後的に提出することを買取制度適用の条件とすることを求め、これを価格設

定の審議に反映させることとした。また、コストの変動が激しい電源もあることに鑑み、当該コストデータは、概ね半年ごとに集計し、最新の動向を把握することを経済産業省に求めることとした。

2. 通常要する費用

- 費目の範囲については、コスト等検証委員会で議論された費目に、①再生可能エネルギー発電事業者側で負担すべき接続費用、②土地の賃借料、③法人事業税を加えたものとした。
- 費目ごとの費用額は、コスト等検証委員会の試算結果があるものについては、これを基礎としたが、分野ごとに合理的な事情が認められる場合については、その修正を行うこととした。
- 費目ごとの整理については、以下とした。
 - 地熱における地表調査など事業可能性評価に要する事前調査費用は、買取対象として具体化できなかった案件にも必要となる支出である。当該支出について、ヒアリングにおいては、通常要する費用として計上されていたが、事前調査に対する支出の必要性は、事業リスクの高さを示すものであり、通常要する費用に計上するのではなく、IRRの設定の際に事業リスクとして勘案するという整理とした。
 - ヒアリングにおいて、一部に、通常要する費用として、金利負担を含めていた場合があったが、適正な利潤の指標としてIRRを用いるため、金利負担は一律費用には含めないこととした。
 - 廃棄費用については、コスト等検証委員会が採用している建設費用の5%（IEA報告書が根拠）を採用した。ただし、10kW未満の太陽光発電については、費用に計上しないこととした。
 - 消費税については、将来的な消費税の税率変更の可能性も想定し、外税方式とすることとした。ただし、一般消費者向けが大宗となる太陽光発電の余剰買取の買取区分については、従来どおりとした。
 - 法人税法上損金算入が認められている固定資産税及び法人事業税については、通常要する費用として計上した。

3. 適正な利潤

- プロジェクトの事業採算性を評価する際には、広く I R R の指標が使われている。適切な利潤を決定するに当たっては、他事業との総合的な比較を勘案できるようにすることが重要であり、適正な利潤を計測する指標としては、各事業の態様によって異なりうる、税金を差し引く前の税引前 I R R を用いることとした。
- I R R は、その事業特性に応じ、事業リスクが高ければ高い I R R に、事業リスクが低ければ低い I R R になる性格を持つ。ヒアリングで提示された I R R の差は、こうした各事業固有のリスクなどを、一定程度、反映したものと考えることができる。
- ドイツやスペインでは、それぞれ税引前 7 % 程度、税引前 8. 5 ~ 1 0 % 程度の I R R を設定している。日本との金利差（ドイツで 1 % 程度、スペインで 4 % 程度）を考慮すれば、両国の I R R と同程度の I R R として我が国で標準的に設定すべき I R R は、税引前 5 ~ 6 % 程度と考えることができる。施行後 3 年間は、例外的に、利潤に特に配慮する旨の規定がなかった場合には、この程度の I R R の水準が我が国では妥当であると考ええる。
- 実際には、施行後 3 年間は利潤に特に配慮する必要があることを加味し、これに更に 1 ~ 2 % 程度を上乗せし、税引前 7 ~ 8 % を初年度の標準的な I R R とすることとした。
- 既に固定価格買取制度を導入した国では、電源に関わりなく、一律の I R R 設定が行われている国があるが、我が国においては、同じ再生可能エネルギーといえど、電源ごとに異なる各事業固有のリスクが存在することに鑑み、異なる I R R 設定を行うこととした。具体的には、太陽光発電にやや低め、地熱発電にやや高めの設定とすることとした（参考 1）。さらに、住宅用や他の事業に付随して実施される事業等については、リスクが通常の発電事業に比して小さいことから、I R R は更に低く設定することとした。

【参考1】 Term Financing Data (2012 Q1)

	Technology	Debt ratio (%)	Term loan spread (bps)	Term loan tenor (yrs)
太陽光	PV - c-Si Tracking	75%	250	10
	PV - c-Si	75%	225	10
	PV - Thin Film	75%	225	10
	STEG - LFR	80%	325	15
	STEG - Parabolic Trough	80%	325	15
	STEG - Parabolic Trough + Storage	80%	325	15
	STEG - Tower & Heliostat	80%	325	15
	STEG - Tower & Heliostat w/storage	80%	325	15
風力	Wind - Onshore	75%	275	12
	Wind - Offshore	60%	300	12
地熱	Geothermal - Binary Plant	50%	366	15
	Geothermal - Flash Plant	50%	366	15
バイオマス	Biomass - Gasification	70%	320	12
	Biomass - Anaerobic Digestion	70%	320	10
	Biomass - Incineration	70%	320	12
	Landfill Gas	70%	320	10
	Municipal Solid Waste	70%	320	14
	Marine - Wave	0%	500	15
	Marine - Tidal	0%	500	15
水力	Small Hydro	70%	363	13
	Large Hydro	70%	363	13
	Natural Gas CCGT	70%	250	15
	Nuclear	0%	-	-
	Coal Fired	70%	550	15

Source: Bloomberg New Energy Finance

4. 買取期間

- 買取期間については、法律上、「電気の供給の開始の時から、発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間」を勘案して定めるとされていることに鑑み、法定耐用年数を基礎とすることが適当と判断した。
- ただし、分野ごとに、実態上の合理的な事情が認められる場合には、その年数の延長又は短縮を行うこととした。

5. 買取区分

- 各電源内での区分については、現時点で、事業毎の差異についての情報が限定的である場合、初年度から、無理をして細分化を行うことをせず、法律の施行を続けるなかで、不都合が生じた段階で、見直しを行う方針とした。

Ⅱ. 分野別事項

1. 太陽光

(1) 買取区分

- 買取区分については、10kW未満と10kW以上の2区分を設け、主として住宅用である10kW未満の区分については、法律の国会審議を踏まえ、現行制度と同じく、余剰買取方式とした。
- なお、10kW以上については、今般の審議においては、発電規模が大型化しても顕著なスケールメリットは認められなかったため、今般は、更に細かな区分は設けないこととした。

(2) 建設費及び運転維持費

- 10kW以上の太陽光発電については、近年の太陽光パネルのコスト低下を反映し、コスト等検証委員会の下限値を下回る32.5万円/kWに土地造成費を加えた値を採用することとした。
- 10kW未満の太陽光発電については、ヒアリングでは、太陽光パネル単価が48万円/kWが採用されていたが、平成24年4月24日（火）に発表された平成23年度第4四半期の住宅用太陽光補助金制度の執行結果によれば、46.6万円/kWまで低下したことから、これを採用することとした。

(3) 運転維持費

- 10kW以上の運転維持費については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の報告書の提示した金額の幅の中に収まっており、これを採用することとした。
- 10kW未満の運転維持費については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の報告書の金額より低い数値であり、これを採用することとした。なお、10kW未満の運転維持費の中には、定期点検費用も含まれていることを確認した。

(4) IRR

- 10kW以上の太陽光発電については、ヒアリングでは、非住宅用太陽光については、税引前6%と、他の分野に比べて低めのIRRが提示された。これは

再生可能エネルギーの他の分野と比べた場合の太陽光発電リスクの小ささを反映しているものと判断した。

- このため、最初3年間の特別な配慮を加えた標準的なIRRを税引前7～8%として想定するのであれば、非住宅用の太陽光発電については、これよりやや低い水準に設定することとし、ヒアリングどおり、税引前6%とすることとした。
- 一方、10kW未満の太陽光発電については、IRRについては、一般的なソーラーローンの金利である3.2%とした。

(5) 買取期間

- ヒアリングでは、太陽電池パネルの実態上の寿命は20年以上あり、若干の経年劣化はあっても発電は十分可能との理由から、法定耐用年数17年より長い20年が提示された。実際に20年を経た事例は未だあまりないものの、パネルの設計寿命も、多くの事業計画も、20年間の使用を念頭に置いている実態があることから、10kW以上については、買取期間は20年とした。
- 10kW未満については、その用途が主として住宅用であり、ヒアリングでは、個人住宅の外壁や屋根の塗り替えが10～15年程度で実施され、又、住宅自体の譲渡もありうることを考慮し、法定耐用年数17年より短い10年が提示された。こうした理由には一定の合理性が認められる上、現行の余剰電力買取制度との連続性も考慮し、買取期間は、10年とした。

(6) その他

① 劣化率の取扱

- ヒアリングで提出された資料を精査したところ、10kW以上の太陽光発電の費用算出に当たり、毎年発電電力量が低下すること（劣化率）が仮定されていた。
- 劣化率については、複数年使用した後の太陽光発電パネルの公称出力からの出力低下がどの程度の水準であるかという点について、確立したデータが存在していない。このため、コスト等検証委員会の費用試算においても劣化率を全く考慮していない。また、10kW未満や他の電源についても、ヒアリングで提出された資料において、劣化率は考慮されていない。
- このため、今般、10kW以上の太陽光発電の買取価格を算定するに当た

っても、劣化率は考慮しないこととし、費用を計算し直した。

② 住宅用太陽光発電向け補助金の効果

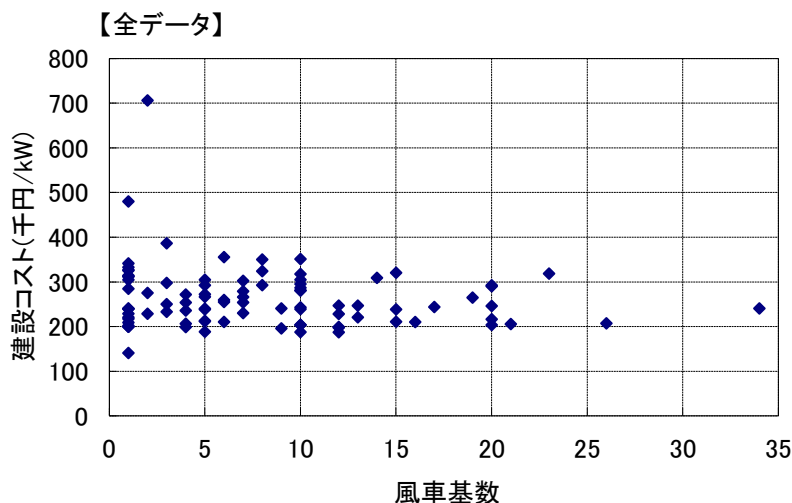
- 住宅用太陽光発電（10kW未満で、低圧契約を行っており、かつ住居として使用されているものであること）については、現在、国の補助制度が存在しており、仮にこれがなかったと仮定した場合、現在の余剰電力買取制度のうち10kW未満で、かつ、低圧契約を行っている場合に適用されている買取価格42円/kWhは、48円/kWh程度に相当する。今般の10kW未満の買取価格の設定に当たっても、このような補助制度が存在する点については、念頭に置いて検討を行った。

2. 風力

(1) 買取区分

- 買取区分については、20 kW未満と20 kW以上の2区分を設けることとする。なお、経済産業省の大型の風力発電に対する補助制度のデータによると、20 kW以上のものについて、規模の違いによるコスト差が小さいため（参考2）、更なる細分化は行わないこととした。
- 洋上風力発電については、現時点では費用の算定が困難であるため、初年度においては、「風力（20 kW以上）」の区分で対応することとした。しかしながら、現実の費用は、陸上風力発電と相違することも想定されることから、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、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。

【参考2】 風力発電の1 kW 1 kW 当たり建設コストと規模の関係



出典：新エネルギー等事業者支援対策事業

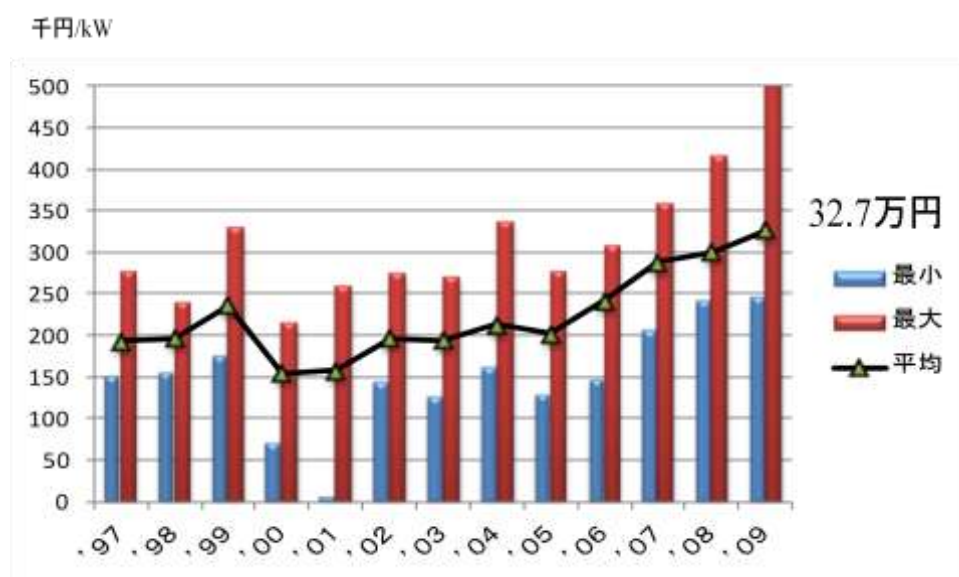
(2) 建設費

- 20 kW以上の建設費については、ヒアリング結果は、コスト等検証委員会の金額の幅の中でも上限に近い30万円/kWであった。また、欧米では、より低い建設コストが実現しているとのデータも存在した。このため、建設費については、より客観的なデータで実態を把握するよう、事務当局に指示を行った。これに従い、事務当局が、経済産業省の補助金データを基に建設コストを計算したところ、国内実績値の平均値は30万円/kW程度であった（参考3）。したがって、概ね実勢を反映した建設費として30万円/kWを採用することと

した。

- 他方、20kW未満の建設費については、ヒアリング結果では、150万円/kWが提示された。他方で、ヒアリングで提示された買取価格は50～55円であり、この価格に対応する設備コスト（125万円/kW（事務局推計））まで業界努力で自らコスト低減を実現させるとしていたことから、125万円/kWを建設費として採用することとした。

【参考3】風力発電の1kW当たり建設コストの推移



出典：新エネルギー等事業者支援対策事業

(3) 運転維持費

- 20kW以上の運転維持費については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の幅に収まっており、これを採用した。
- 20kW未満の運転維持費については、把握困難との理由により、ヒアリング結果においても0円が提示されており、これを採用することとした。

(4) IRR

- 風力発電（20kW以上）は、地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため（参考1参照）、当初3年間の標準的IRRを適用し、ヒアリング結果でも提示された8%で設定することとした。
- 他方、20kW未満の小形風力については、ヒアリング結果においても提示さ

れたとおり、国債金利利回り程度の1.8%とした。

(5) 買取期間

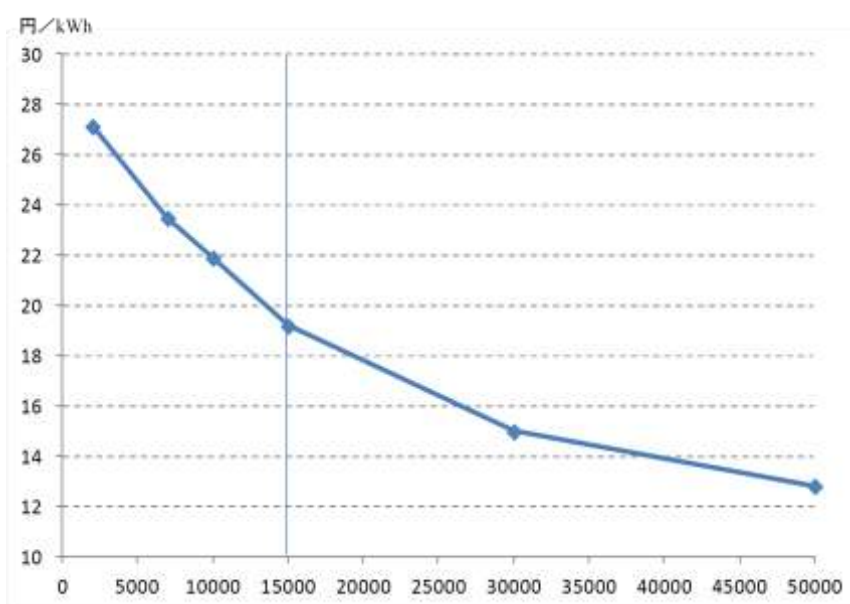
- ヒアリング結果では、実態上の設計寿命が20年あり、また、風車の操業期間の実態も20年以上となっていることから、法定耐用年数の17年より長い20年が提示された。さらに、世界で事業用に使用される風車は、ほとんどがIEC（国際電気標準会議）の規格に準拠しているが、IECの規格上も風車の設計耐用年数は20年とされている。これらを勘案し、20kW以上、20kW未満を問わず、買取期間については、20年とすることとした。

3. 地熱

(1) 買取区分

- ヒアリング結果で提示された出力規模別の発電コストを見ると、概ね1.5万kWを境にスケールメリットの働き方が変わってくることから、1.5万kW以上とそれ未満に区分することとした(参考4)。なお、ヒアリング結果では、フォーミュラ方式で価格を決めるべきとの意見があったが、地熱発電のみこれを採用する特段の理由は認められなかったため、他の電源と同様の扱いとした。

【参考4】地熱発電の出力別発電原価(15年平均)



(出典) 日本地熱開発企業協議会プレゼン資料中の「発電原価(15年平均)」の数値をプロット。

(2) 建設費

- 建設費については、1.5万kW以上の設備については、3万kWの設備をモデルプラントとすると、ヒアリング結果が79万円/kW(既述のとおり、開発に着手する以前の調査費用は除いた)となり、これはコスト等検証委員会の金額の幅の中に収まっていることから、これを採用することとした。
- 1.5万kW未満の設備については、7,000kWの設備をモデルプラントとすると、ヒアリング結果が123万円/kW(同様に、開発に着手する以前の調査費用は除いた)となるため、これを採用した(コスト等検証委員会では、この規模のものは検討されていない)。

(3) 運転維持費

- 運転維持費については、1.5万kW以上の設備については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の金額の幅の中に収まっていることから、これを採用することにした。
- 1.5万kW未満の設備については、ヒアリング結果を採用した（コスト等検証委員会ではこの規模のものは検討されていない）。

(4) IRR

- 地熱発電については、他の電源と比較して著しくリスクが高いことから、ヒアリング結果でも、当初3年間の集中導入期間における標準的なIRRである7～8%より高い13%が提示された。

(5) 買取期間

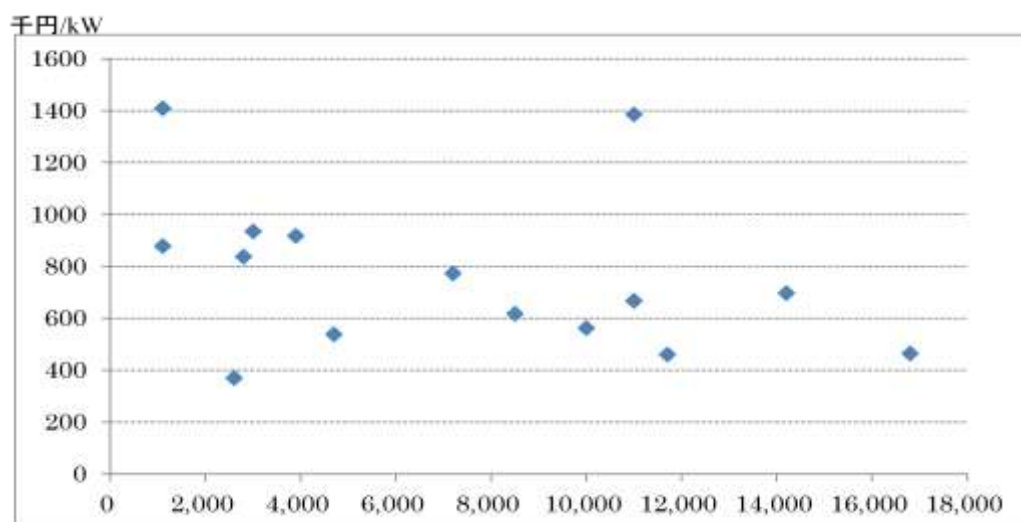
- ヒアリングでは、発電機などの主要設備の法定耐用年数どおり15年が提示されており、これが実情を反映していると考えられることから、買取期間は15年とした。

4. 中小水力

(1) 買取区分

- 買取区分については、中規模・小規模を区分する出力として1,000kWで区分を設けることとした。
- 1,000kW以上の水力発電については、経済産業省補助金の実績データを用い直近10年間に採択された案件の建設費を分析したところ、出力の違いによる建設費の変動は小さく（参考5）、件数も多くはなかったことから、1,000kW以上は一律区分とした。

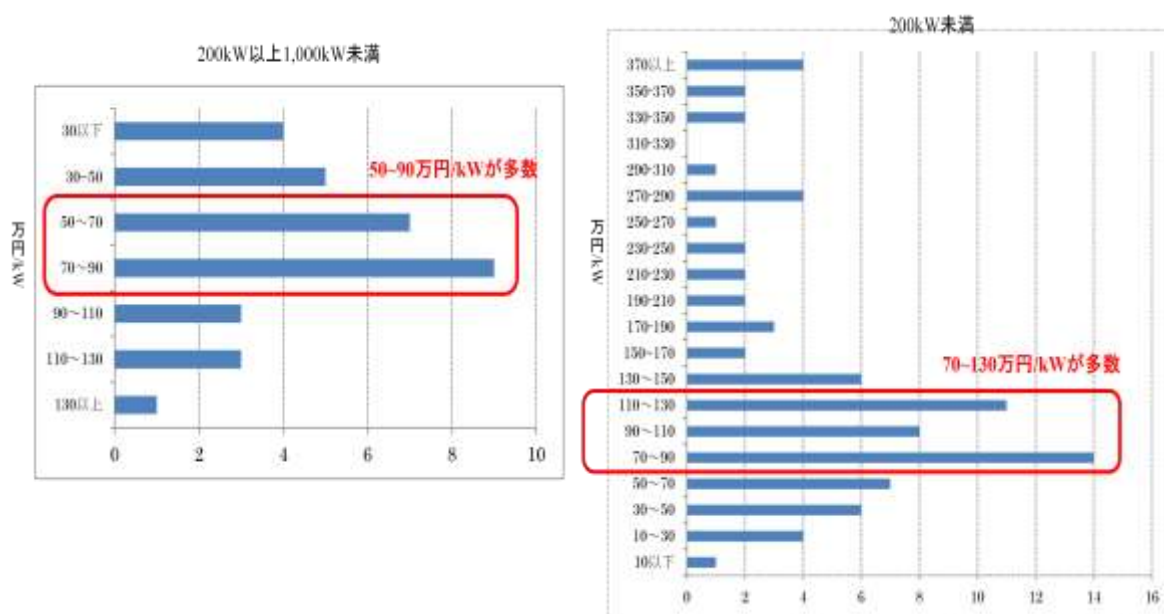
【参考5】 1,000kW以上3万kW未満の水力発電の規模と建設費の関係



(出典)「中小水力発電開発費補助金補助事業」データのうち、直近10年に採択した案件より資源エネルギー庁作成

- 1,000kW以下については、経済産業省補助金の実績データを用いて直近10年間に採択された案件の建設費を分析したところ、200kW以上と200kW未満では建設費の中心価格帯が異なっていることが判明した（参考6）。このため、200kWで更に区分を設けることとした。

【参考6】 1, 000kW以下の水力発電の規模と建設費の関係



(出典)「新エネルギー等導入加速化支援補助金」(平成19年以降)および「中小水力発電開発費補助金補助事業」(平成18年まで) データのうち、直近10年に採択した案件より資源エネルギー庁作成

(2) 建設費及び運転維持費

- 1, 000 kW以上の中小水力発電については、建設費が、コスト等検証委員会の85万円/kWhに対し、ヒアリング結果は136万円/kWhと高く、運転維持費も、コスト等検証委員会の0.95万円/kWhに対し、ヒアリング結果は1.5万円/kWhと高く出る結果となった。
- これは、ヒアリングが採用したモデルプラントの規模が、コスト等検証委員会の1.2万kWと比較して小さい3, 000 kW以下であったために、費用が過大に評価されたことが原因であった。また、ヒアリング結果の建設費は、開発できなかった案件の建設費も含めていたため、建設費が押し上げられていた。このため、建設費、運転維持費ともに、コスト等検証委員会の値を採用することとした。
- 1, 000 kW未満の中小水力発電について、ヒアリングでは、コスト等検証委員会と比べ、建設費は高くなるが、運転維持費は低くなるとの指摘があった。しかし、現時点ではそれぞれについて詳細なデータの提出は難しく、また結果的にはコスト等検証委員会と同じ水準のコストとなるとの指摘があったため、まずは、コスト等検証委員会のモデルケースの値を採用することとした。

(3) IRR

- 1,000kW以上については、ヒアリングを行った公営企業には益金概念がない一方、この分野には民間の参入も十分に考えられることから、民間が実施する場合を想定したIRRの設定が必要と判断した。
- このため、1,000kW未満の分野で全国小水力利用推進協議会が設定したIRR7%を採用し、事務局にて、コスト等検証委員会における建設費・運転維持費を基礎に買取価格を推計したところ、ヒアリングで事業者が示した上限値とほぼ一致する結果が得られた。このため、ヒアリング結果を上限とする原則に従ってヒアリングの要望価格を採用することとし、IRRとしても、7%を採用することとした。
- 1,000kW未満の水力発電については、地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間の標準的IRRを適用することとし、ヒアリング結果でも提示された7%に設定することとした。

(4) 買取期間

- 20年を超える資金調達は事実上困難との実態が認められることから、買取期間としては、発電設備の法定耐用年数22年より短い20年とした。

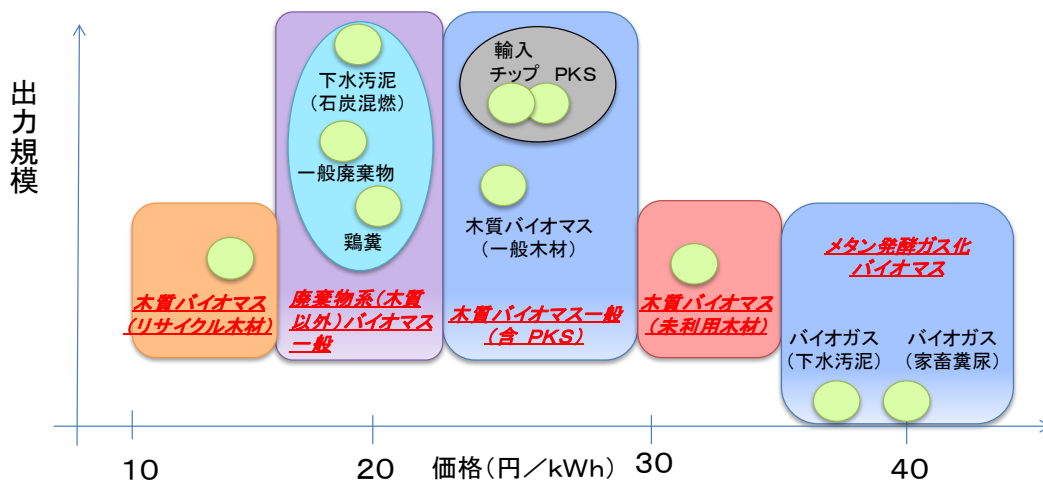
5. バイオマス

(1) 買取区分

- 初年度においては、買取区分を細かく設定するために必要となる詳細なデータの把握が困難である。このため、買取区分については、コスト構造の類似したものごとにグループ分けすることとした。
- グループ分けに当たっては、主要なバイオマス発電それぞれの発電コストを算出した上で、その発電コスト（円／kWh）の類似したものごとにグループ分けをすることとした。
- 各バイオマスの発電コスト計算結果を踏まえ、以下の5つの区分（参考7）とする。
 - 家畜糞尿や下水汚泥等を用いたメタン発酵ガス化バイオマス発電については、ヒアリング結果によると、発酵槽を用いたガス化プロセスが必要となる分、総じて30円後半から40円程度の価格が提示されており、他のバイオマスと比較すると極めて高い。
 - 他方、建設廃材などリサイクル木材を燃焼させるバイオマス発電については、その価格が14円程度と圧倒的に安い上、製紙業、繊維板業等による原料としての用途との不要な競合を回避することも重要であり、市場実態を踏まえた価格設定が不可欠である。このため、まず、メタン発酵ガス化バイオマス発電と、リサイクル木材を燃焼させるバイオマス発電の二つを、買取区分として分離することとした。
 - これら二つの区分の中間領域となる発電コストに、未利用木材を燃焼させるバイオマス発電と、工場残材などの一般木材を燃焼させるバイオマス発電、一般廃棄物などを燃焼させるバイオマス発電が残る。ヒアリング結果によると未利用木材は34円程度、一般木材は27円程度、一般廃棄物は18円程度と、これらの中での発電コスト差が大きい。他方、輸入チップやPKS（パーム残さ：Palm Kernel Shell）を燃焼させる一般木材のバイオマス発電に近く、鶏糞や下水汚泥を燃焼させるバイオマス発電は、一般廃棄物を用いたバイオマス発電の価格に近い。
 - このため、この中間領域については、①未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電、②工場残材などの一般木材、輸入チップやPKSを燃焼させるバイオマス発電、及び、③下水汚泥や鶏糞、一般廃棄物等を燃焼させるバイオマス発電の、3つにグループ化することとした。
- この場合、各買取区分についての買取価格は、以下のとおりとすることとした。

- メタン発酵ガス化バイオマス発電については、件数の大半を家畜糞尿のケースが占めることから、この場合の価格を採用することとした。
- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電とリサイクル木材を燃焼させる木質バイオマス発電については、それぞれが1つのグループを構成していることから、それぞれの価格を採用することとした。
- 一般木材等を燃焼させるバイオマス発電については、輸入チップやPKSといった海外資源ではなく国内資源を活用する事例が大半を占めることから、国内の一般木材の場合の価格を採用することとした。
- 一般廃棄物や下水汚泥、鶏糞などを燃焼させるバイオマス発電については、一般廃棄物の件数が大半を占めるため、一般廃棄物の場合の価格を採用することとした。

【参考7：バイオマス発電の区分（案）】



(2) 建設費及び運転維持費

- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電は、ヒアリングの結果と、コスト等検証委員会の結果がほぼ同等となったため、ヒアリングの結果を採用することとした。
- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電以外のバイオマス発電については、コスト等検証委員会のデータが無く、初年度においては、他に詳細なデータの把握も困難であったため、ヒアリング結果を採用することとした。ただし、法施行後は、固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータを経済産業省に事後的に提出することを買取制度適用の条件とすることとしており、次年度以降は、これにより収集したデータをもって、再度検討を行うこととする。

(3) IRR

- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電のIRRについては、地熱ほどリスクが高くない一方で、太陽光よりはリスクが高いと認められるため、標準的IRRを適用し、8%とすることとした。
- メタン発酵ガス化バイオマス発電については、ヒアリング結果では低いIRRが設定されており、それより高いIRRを設定する理由もないことからヒアリング結果であるIRR1%を採用することとした。

(4) 買取期間

- 買取期間については、実際の稼働期間は20年程度あることから、一律に20年とした。