

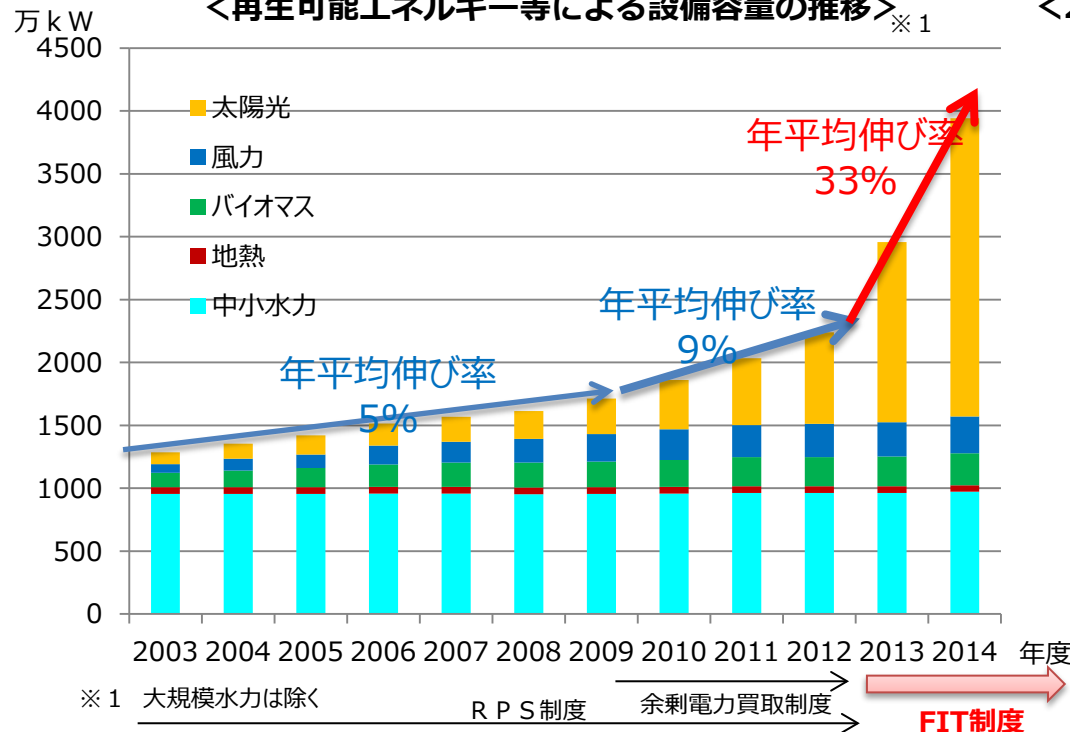
再生可能エネルギーの効率的な導入について

資源エネルギー庁
平成27年10月20日

- I. FITにおける買取価格決定方式のあり方
- II. FITに関するコストの負担のあり方
 - 1. 賦課金減免制度のあり方
 - 2. 費用負担調整機関の事務に伴うコストの最小化

- FIT制度は、再生可能エネルギー市場という新市場を創出し、電源の中長期的な自立化に向けて
 - ① 固定価格での長期買取によって事業収益の予見可能性を高めて、参入者のリスクを低減し、
 - ② 市場拡大に伴うコスト低減（スケールメリット、習熟効果）を目指すもの。
- 2030年のエネルギーミックスで示された再生可能エネルギーの導入水準（電源比率22-24%）の達成に向けて、FIT制度には引き続き重要な役割が期待されるが、現状の導入拡大のペースには電源毎に大きな差異があり、それぞれの特性に応じた支援をするための制度のあり方を再検討することが必要。

＜再生可能エネルギー等による設備容量の推移＞※1



＜2015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）				
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	
	2012年6月末 までの累積導入量		2012年7月～ 2015年6月末 までの導入量	
太陽光（住宅）	約470万kW	約560万 kW	332.4万kW	2,077.7万kW
太陽光（非住宅）	約 90万kW		1,745.3万kW	
風力	約260万kW		34.8万kW	
地熱	約 50万kW		0.9万kW	
中小水力	約960万kW		10.5万kW	
バイオマス	約230万kW		32.1万kW	
合計	約2,060万kW		2,156.0万kW (1,071,827件)	

（JPEA出荷統計、NEDOの風力発電設備実績統計、包蔵水力調査、地熱発電の現状と動向、RPS制度・固定価格買取制度認定実績等より資源エネルギー庁作成）

※ 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。

I-2. (1)買取価格の設定に関する現行制度と運用

- 買取価格は、法律上、①**毎年度**（必要に応じ半年ごと）、②再生可能エネルギーの種別、設置形態、規模に応じて、効率的に事業が実施される場合に**通常要すると認められる費用**を基礎に、**適正な利潤**等を勘案して定めることが設定されている。
- 具体的な手続きとしては、毎年度、中立的な第三者委員会である調達価格等算定委員会（算定委）において、事業者から収集した実績コストデータや、事業者ヒアリング等を踏まえて、翌年度の買取価格水準について検討を行い、その意見を尊重し、経済産業大臣が年度開始前に決定し、告示している。

<買取価格の水準の算定方式>

- ①発電事業者に「**資本費**」「**運転維持費**」に関する実績データの提出を義務付け。集計した実績のコストデータを基に、事業の規模等の属性を踏まえてコスト水準の分布を分析し、「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」の水準を設定。
- ②売電実績データ等に基づき設定している「**設備稼働率**」及び事業者ヒアリングを通じて設定した「**適正な利潤**」を勘案して、買取価格を決定。

<事業者提出させる実績コストの項目>

費用項目例

- 資本費
 - ・システム費用（設計費、設備費、工事費等）
 - ・接続費
 - ・土地造成費
- 運転維持費
 - ・人件費、修繕費、土地賃借料、諸費、一般管理費等

<算定委が見込んでいる適正な利潤>

調達区分	税引き前IRR
太陽光（～10kW）	3.2%
太陽光（10kW～）	5%
風力（～20kW）	1.8%
陸上風力（20kW～）	8%
洋上風力（20kW～）	10%
地熱	13%
中小水力	7%
バイオマス（メタン発酵）	1%
バイオマス（未利用木材）	8%
バイオマス（その他の区分）	4%

<買取価格・区分の推移>

(1) 買取価格

- 太陽光：発電コスト低下に伴い引き下げ

	H24年度	H25年度	H26年度	H27年度
10kW未満	42円	38円	37円	33円 (※1)
10kW以上 (税別)	40円	36円	32円	27円 (※2)

※1：出力制御対応機器設置義務有だと35円

※2：4/1-6/30は29円

- 太陽光以外：買取価格を据え置き

(2) 買取区分

平成24年度：15区分

平成26年度：19区分

- ・「洋上風力」の新設
- ・「中小水力（既設導水路活用型）」の新設

平成27年度：20区分

- ・「2,000kW未満未利用木質バイオマス」の新設
- ※「出力制御対応機器設置義務の有無」で別立て（+2区分）

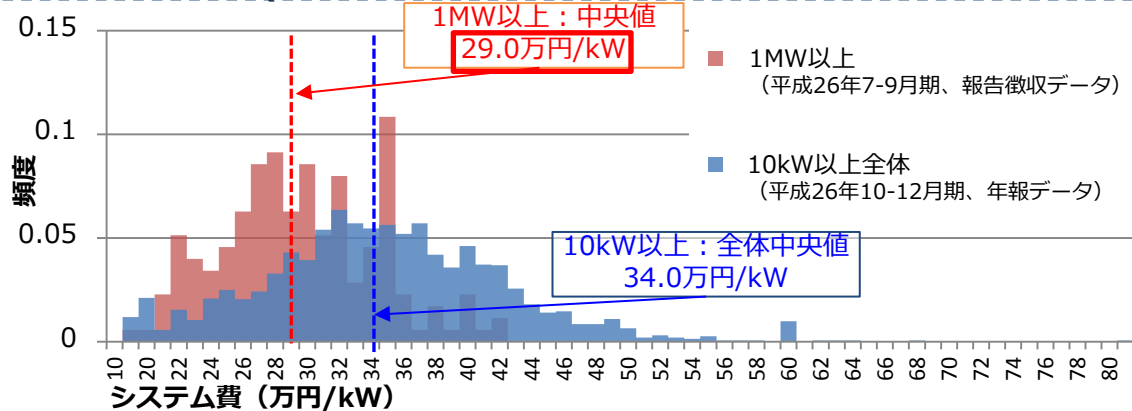
I-2. (2)太陽光発電の買取価格の設定に関する検討内容

■ 10kW以上の太陽光については、発電事業者から提出された「資本費」「運転維持費」の実績のコストデータを基に分析を行い、「（発電が）効率的に実施される場合」の費用として、① 1 MW以上の案件を対象として絞り込んだ上、② 極端に高コストの案件の影響を排除するために平均値ではなく「中央値」を採用して、買取価格を算定しているところ。

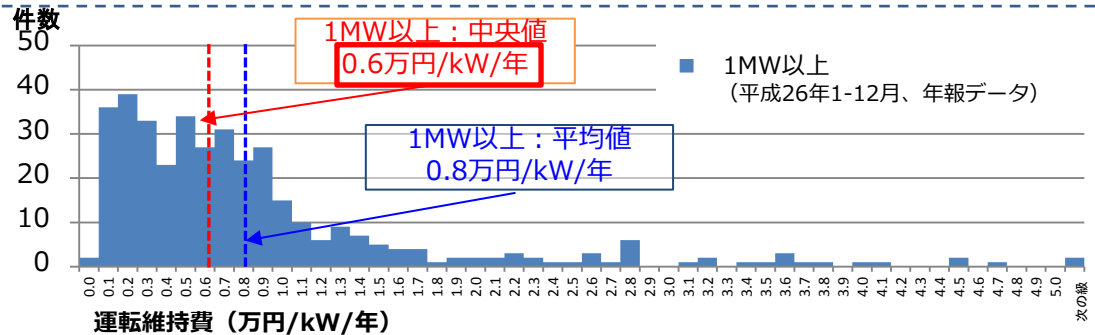
- 制度開始後、発電コストの実勢動向を反映して順次買取価格を引き下げ、平成24年度の40円から、平成25年度に36円、平成26年度に32円、平成27年度に29円と引き下げている。
- 平成27年度は6月末の利潤配慮期間の終了を受け、IRRの上乗せ分を廃止し（6%⇒5%）、買取価格を更に27円に引き下げた。

＜太陽光のコスト実績データ＞

(1) システム費用(1MW以上、10kW以上全体)



(2) 運転維持費(1MW以上)



＜買取価格決定の前提＞

		H24年度	H25年度	H26年度	H27年度
資本費 (万円/kW)	システム費用	32.5	28	27.5	29.0
	土地造成費	0.15	0.15	0.4	0.4
	接続費	1.35	1.35	1.35	1.35
運転維持費 (万円/kW/年)		1.0	0.9	0.8	0.6
設備稼働率 (%)		12	12	13	14
IRR (%)		6	6	6	6→5
買取価格(税抜き)		40円	36円	32円	29円→27円

買取価格引き下げ

I-3. 検討すべき論点

1. 中長期見通しの必要性

- 事業者の予見可能性を高める観点からは、単に固定価格による長期買取を行うだけではなく、それぞれの再生可能エネルギー電源に関する中長期的な導入見通し（10数年先までの価格と導入量等）を示すことが必要ではないか。このことは、再生可能エネルギーの導入を促進するとともに、自立化に向けて事業者の中長期的なコスト低減努力を促す観点からも重要ではないか。

2. 買取価格決定方式の見直し

（1）数年先の案件の買取価格を予め決定する方式

- 事業収益の予見可能性をより一層高める観点から、今後の買取価格の決定については、（毎年、翌年度価格を決定する現行制度を見直し）数年先の案件の買取価格を予め決めることが出来る仕組みとすることが必要ではないか。

（2）コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式

- 自立化に向けて、よりコスト効率的な導入を進める必要性の観点から、事業者のコスト低減への努力を促すような買取価格を設定することが出来る仕組みが必要ではないか。

I-3.(1)数年先の認定案件の買取価格を予め決定する方式

＜数年先の認定案件の買取価格を予め決定する意義＞

- 風力・地熱・水力など、リードタイムが長い電源の場合、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のが現状。数年先の認定案件の買取価格を決定することで事業化決定のリスクが軽減されることとなり、開発促進に繋がることが期待されるのではないか。他方、太陽光について数年先の認定案件の買取価格（価格の引き下げ）を決定する場合、事業者にとっての予見可能性が向上することで、コスト低減への努力が促される一方で、価格水準によっては、想定以上に導入が進み、国民負担の上昇を踏む懸念あり（詳細は、I-3.(2)で議論）。
- なお、欧州のFIT制度等においては、近時導入された入札制度を除き、毎年度買取価格を決定する仕組みは採用されていない。

＜買取価格の決定時期＞

- 買取価格決定時を「運転開始時」とした場合、リードタイムの長い電源にとって、価格決定時期が現行制度よりも数年分遅れることになり、事業リスクが大幅に上昇するなどの問題が生じることから、「認定時」が適当ではないか。

＜事業化決定からFIT認定・運転開始までに要する標準的な期間等＞

電源	事業化決定～FIT認定	FIT認定～運転開始
地熱 (30,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	3～4年
風力 (20,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	1～3年
中小水力 (1,000kW)	3年（地元調整等）	～5年
バイオマス（木質5,000kW）	1年（詳細設計等）	2～3年
太陽光 (10,000kW)	1年	1年～1年半

買取価格の決定時期

（１）風力、地熱、水力、バイオマス

- 「運転開始時」とした場合、非常に長期間価格が決定されず、事業化が困難となる。他方、これに対応するために5～10年先の長い期間の価格決定も非現実的。
- 「認定時」とした上で、電源の実態にあわせ、2～5年程度の期間の価格決定を行うことが適当ではないか。

（２）太陽光

- 数年先の認定案件の買取価格（引き下げ）を予め決定する場合は、「運転開始時」又は「認定時」。他方、数年先の決定を行わない（毎年度決定）場合、「運転開始時」では将来の見通しが立たず、「認定時」の方が適当。
- I-3.(2)の議論と併せて検討することが必要ではないか。

①地熱発電の事業決定におけるリスクの分析

課題 ■ **5年目に事業化判断**を行い、最大の発電出力、発電機の仕様などを概ね決定。系統整備に長時間を要すると見込まれる場合には、FIT認定を待たずに工事費を負担の上、接続契約を先行。最終的には**環境アセス終了後（9年目）に**、発電容量などの詳細が最終的に確定することから、この段階で**FIT認定を取得して買取価格が決定**。環境アセスを行う**3～4年の間は、買取価格変動リスク**を抱えながら、事業具体化を図る（規制改革により、環境アセス期間を半減することを目標）。

導入量とミックス

運転開始済の設備容量と
2030年の導入見込量

FIT前 (2012.3)	54
現在(A) (2015.3)	52
ミックス(B) (2030)	140～155
B(最大)/A	約3.0倍
(単位：万kW)	

開発期間

10～13年
(以下13年を想定)

融資決定

9年目

買取価格決定時期

9年目

接続申込

9年目

事業化判断

5年目

総開発費用

260億円
(3万kWを想定)

地熱発電の開発フローにおける費用

開発費用
(円)

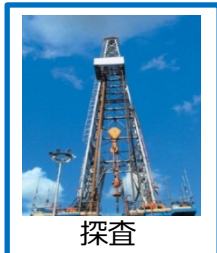
<事業化判断の要素>

- ①価格の見通し
- ②出力規模
- ③系統の状況
(余剰枠・他社動向)



一斉噴気試験

出力規模が
概ね確定



探査



地表面調査等

接続
検討
申込

事業
化
判
断

保証
契約
工事
負担
金・
接続
契約
金

FIT
認
定

系統
工
事

系統工事に要する
期間が接続契約の
時期に影響

運
転
開
始

出力規模が
最終確定



環境アセス

198億



生産井戸等掘削
発電設備設置

【規制改革等】所要期間半減
を目標に実証実験中。

事業化
検討開始 1年 2年 3年 4年 5年 6年 7年 8年 9年 10年 11年 12年 13年 年

1～2年

12億

1～3年

47億

3億

3～4年

3～4年

②風力発電の事業決定におけるリスクの分析

課題

- **2年目に事業化判断**を行い、最大の発電出力等を決定。**環境アセス終了後（5－6年目）**に、最終的な発電容量が確定することから、この段階で接続契約を結んだ上で**FIT認定を取得**（新制度下で買取価格決定）。環境アセスを行う**3－4年の間は、買取価格変動リスク**を抱えながら、事業具体化を図る（規制改革により、環境アセス期間を半減することを目標）。

導入量とミックス

運転開始済の設備容量と
2030年の導入見込量

FIT前 (2012.3)	256
現在(A) (2015.3)	294
ミックス(B) (2030)	1000
B(最大)/A	約3.4倍

(単位: 万kW)

開発期間

5～8年
(以下は8年を想定)

融資決定

5～6年目

買取価格決定時期

5～6年目

接続申込

5～6年目

事業化判断

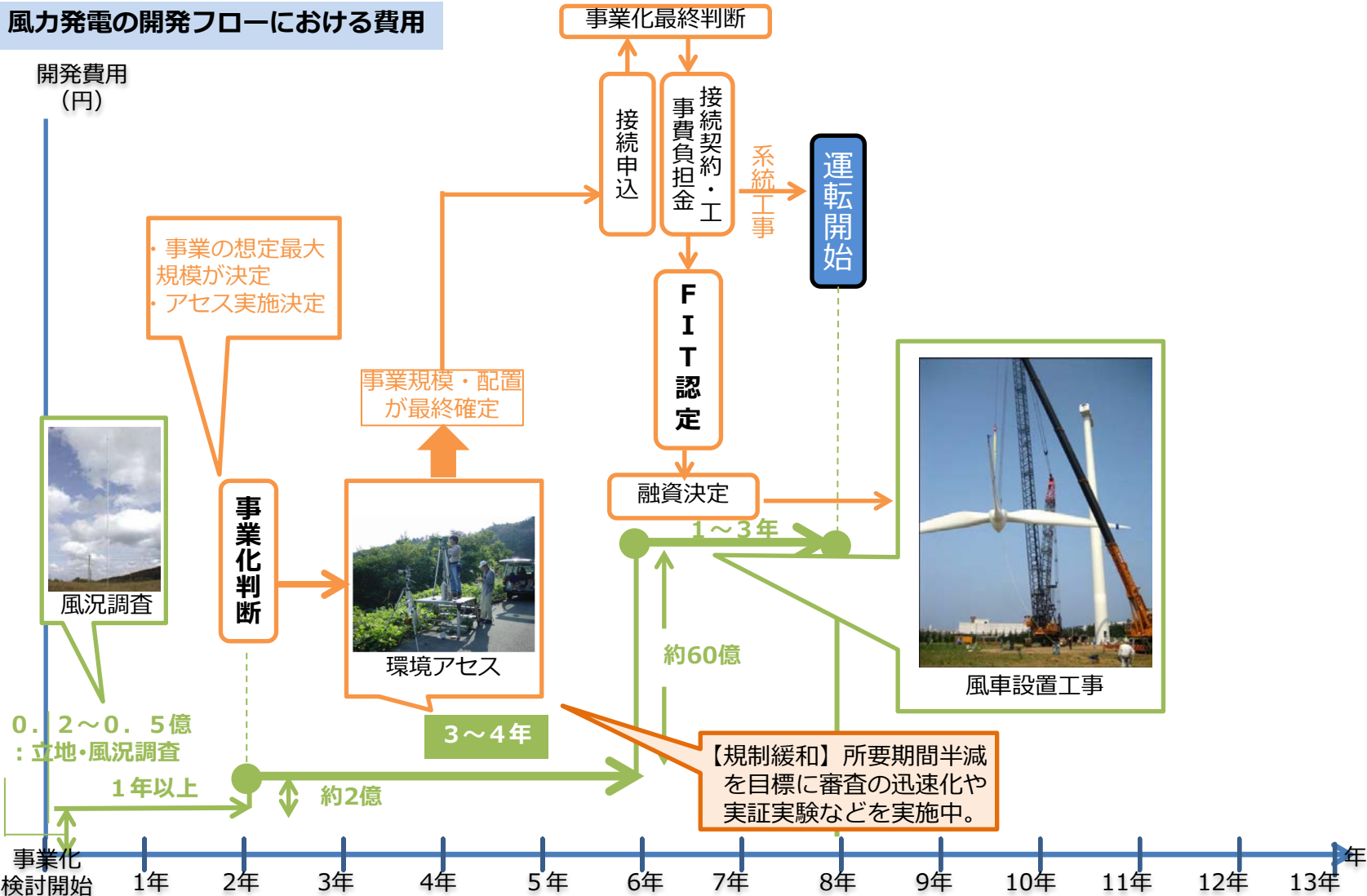
2年目

総開発費用

62億円
(2万kWを想定)

風力発電の開発フローにおける費用

開発費用
(円)



③中小水力発電の事業決定におけるリスクの分析

課題

- 流量調査等を行った上で、概ねの発電規模・地点を決定し**5年程度で事業化判断**。用地・水利使用など**地元との調整を経て**、発電機の具体的な配置・仕様等を確定させた上で**FIT認定を取得**（新制度下で買取価格決定）。この間の**1～3年間は、買取価格変動リスク**を抱えながら、事業具体化を図る。

導入量とミックス

運転開始済の設備容量と
2030年の導入見込量

FIT前 (2012.3)	963
現在(A) (2015.3)	972
ミックス(B) (2030)	1084～1155
B(最大)/A	約1.2倍

(単位：万kW)

開発期間

4～18年
(以下は13年を想定)

融資決定

8年目

買取価格決定時期

8年目

接続申込

8年目

事業化判断

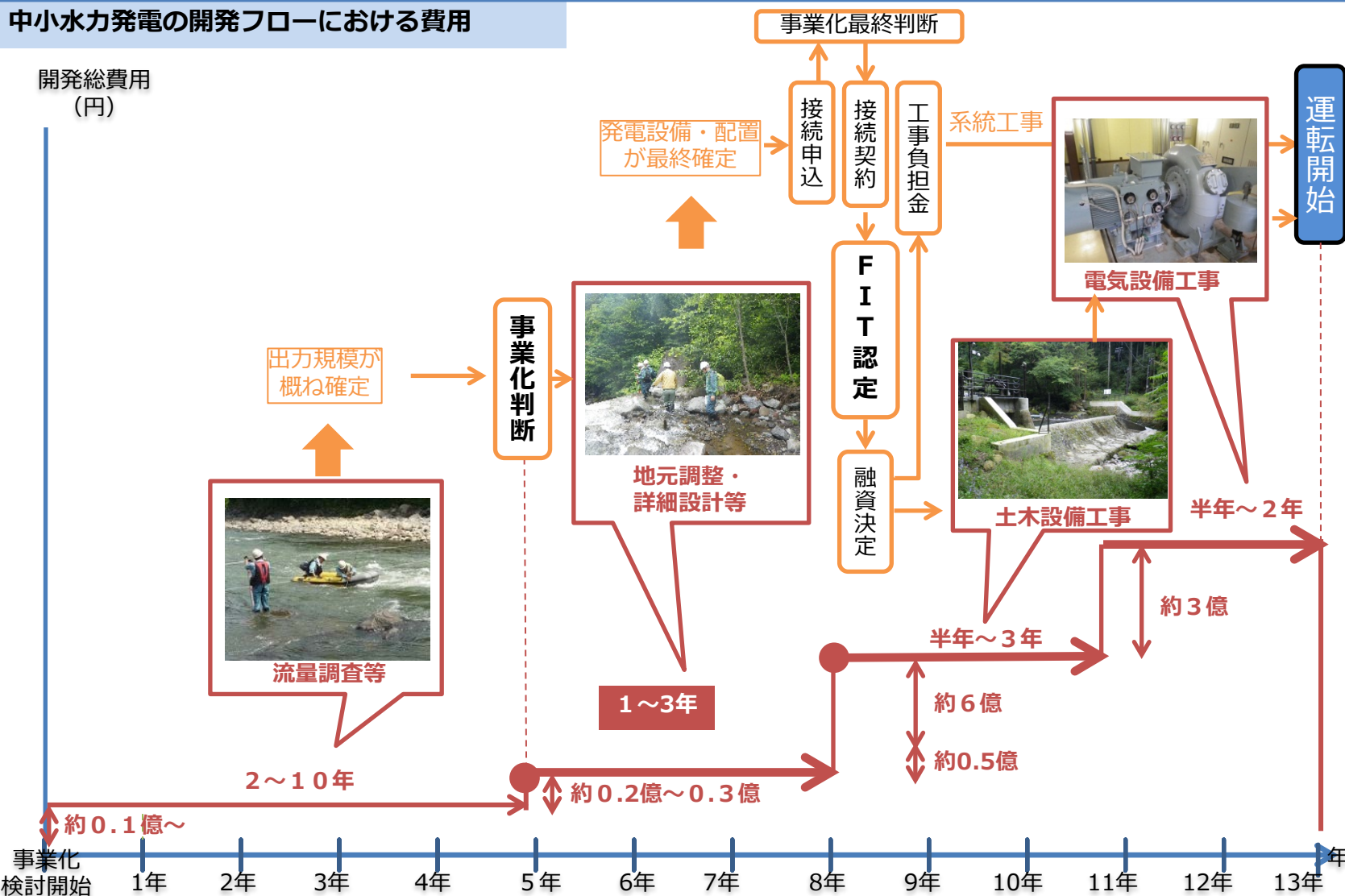
5年目

総開発費用

10億円
(1,000kWを想定)

中小水力発電の開発フローにおける費用

開発総費用
(円)



④ バイオマス発電の事業決定におけるリスクの分析

課題

- 事業化判断からFIT認定までは1年間と比較的短い。他方、他のFIT電源と異なり、燃料調達の検討が事業実施の前提となるため、今後、**燃料の需給状況によって1年間以上かかるリスク**があり、安定的な燃料調達体制構築等のためにより精緻な検討が必要となるため、将来の**買取価格についての予見可能性を担保**することが望ましい。

導入量とミックス

運転開始済の設備容量と
2030年の導入見込量

FIT前 (2012.3)	231
現在(A) (2015.3)	254
ミックス(B) (2030)	602~728
B(最大)/A	約2.9倍

(単位: 万kW)

開発期間

4～5年
(以下は5年を想定)

融資決定

3年目

調達価格決定時期

2年目

接続申込

2年目

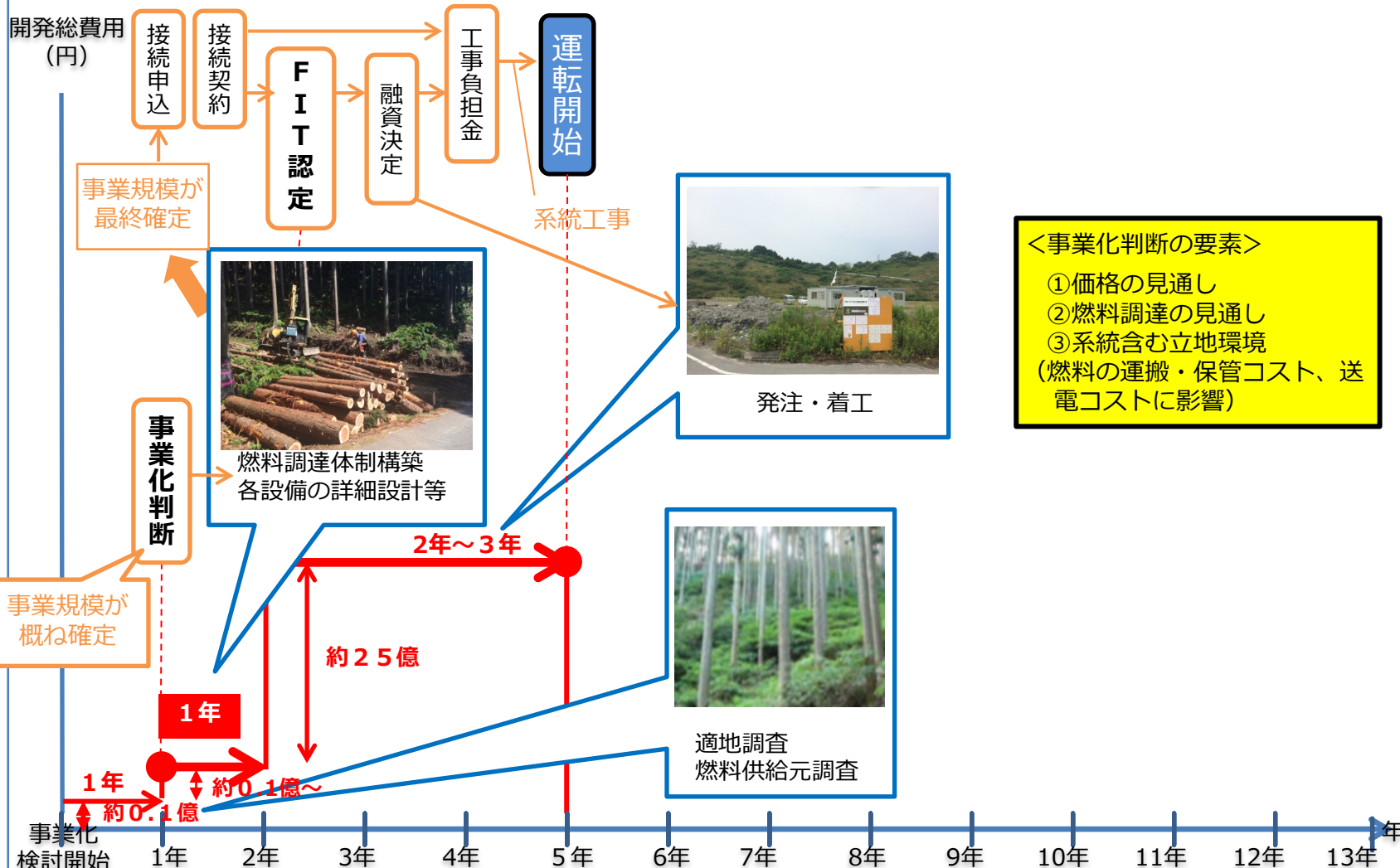
事業化判断

1年目

総開発費用

約25億円
(木質5000kWを想定)

バイオマス発電の開発フローにおける費用



<事業化判断の要素>

- ① 価格の見通し
- ② 燃料調達の見通し
- ③ 系統含む立地環境
(燃料の運搬・保管コスト、送電コストに影響)

<現状と課題>

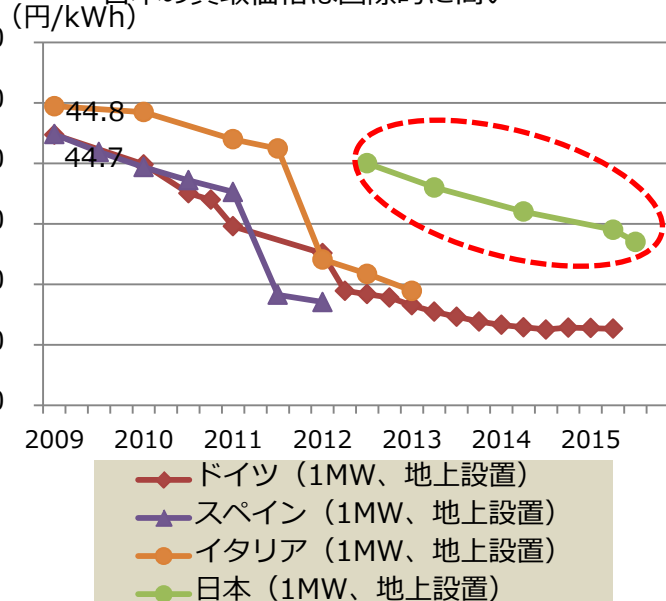
- 太陽光では導入が急速に進んでおり、現行制度では以下のような状況が生じている。
 - i. 太陽光システム価格は市場拡大により低下してきたが、設備費用、工事費用とも日本のコストは欧米に比べ高く、買取価格も欧州に比べ高い水準（制度当初から二倍程度）に留まっている。
 - ii. 最終的な利益(IRR)にはプロジェクトごとに大きな開きが存在し、事業者・案件によりコスト効率性に差が存在。
- 早期の自立電源化を目指して、コスト効率的な事業者の参入を優先させ、事業者のコスト低減努力をより一層促進するためには、海外の事例も参考にしつつ、コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式へ移行すべきではないか。

<対応策の案>

- A. 現行価格決定方式の厳格化（トップランナー方式）
- B. 一定比率で毎年価格を低減させる方式
- C. 導入量に応じて価格低減率を変化させる方式
- D. 市場競争を通じた価格決定方式（入札制）

<太陽光発電買取価格の国際比較>

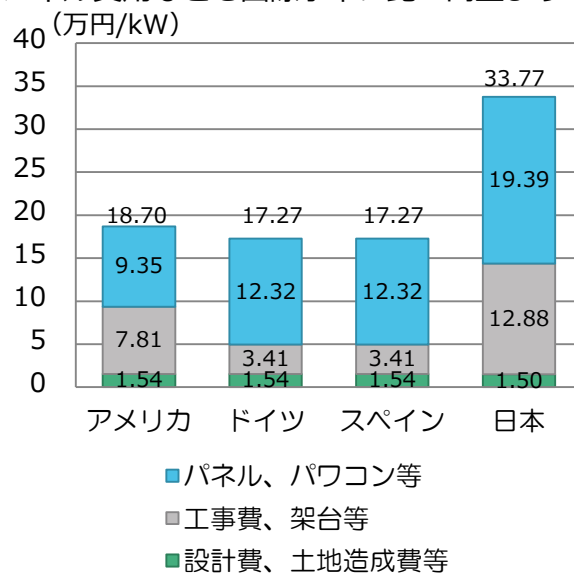
～日本の買取価格は国際的に高い～



第12回 新エネルギー小委員会より

<太陽光発電システムの導入費用国際比較 (2014年)>

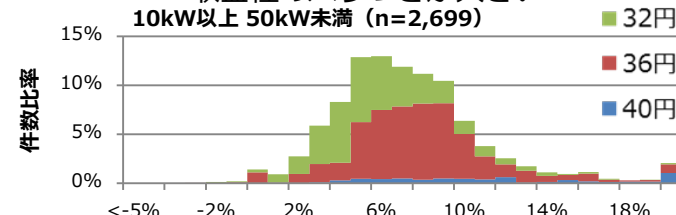
～パネル費用なども国際水準に比べ高止まり～



第12回 新エネルギー小委員会より

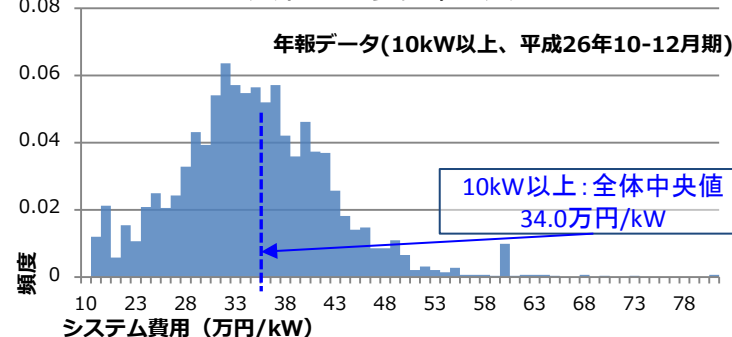
<太陽光発電のIRRの分布>

～収益性のバラつきが大きい～



<太陽光発電のシステム費用の分布>

～コストのバラつきが大きい～



①ドイツにおける太陽光発電に関するFIT価格決定方式の変遷

- ドイツでは、2002年から価格低減率方式を設定していたが、太陽光導入の急拡大と賦課金上昇を受けて、国民負担抑制を図る観点から、2009年から導入量に応じて価格低減率を変化させる方式に変更。さらに、2015年からは入札制度に移行。

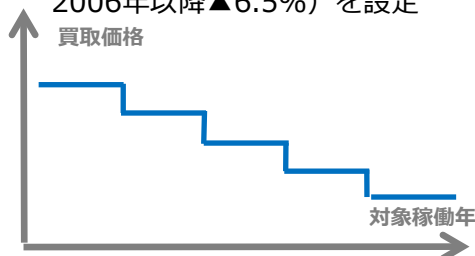


価格維持方式 (2000～01年)

- 2000年4月、再生可能エネルギー法により、50.62ユーロセント/kWhと規定（20年間適用。法改正を行わない限り、買取費用は変動せず。）

一定比率で毎年価格を低減させる方式 (2002年～08年)

- 長期的に一定年率の価格低減（建物固定は年▲5%、地上設置は2006年以降▲6.5%）を設定



100kWの太陽光発電（建物固定）
 2004年:54ユーロセント/kWh
 2005年:51.30ユーロセント/kWh
 2006年:48.74ユーロセント/kWh
 2008年:46.30ユーロセント/kWh
 2009年:43.99ユーロセント/kWh

導入量に応じて価格低減率を変化させる方式 (2009年から)

- 直近1年間の太陽光発電導入総量に応じて、買取価格を低減する仕組みを導入。ドイツは年間2.5GWの導入を想定。

年間新規容量	適用月低減率	年間新規容量	適用月低減率
7.5.GW超	2.8%	2.6～3.5GW	1.0%
6.5～7.5GW	2.5%	2.4～2.6GW	0.5%
5.5～6.5GW	2.2%	1.5～2.4GW	0.25%
4.5～5.5GW	1.8%	1.0～1.5GW	0%
3.5～4.5GW	1.4%	～1.0GW	-0.5%

- 直近の導入量が想定より多い場合には、価格低減率が上昇するのに対し、想定よりも少ない場合には買取価格の上昇もあり得る。

入札方式 (2015年から試験導入)

- 事業者が支援を受ける価格水準について入札し、応札札が安い順に落札。ドイツでは2015年より太陽光発電地上設備向けの入札方式を実施。

年	入札期限・規模
2015年	2015年4月15日:150MW 2015年8月1日:150MW 2015年12月1日:200MW 合計：500MW ※2016年は400MW, 2017年は300MW

- 落札プロジェクトへの支援額はpay as bid方式。ただし2015年8月、12月の入札では試験的にuniform pricing方式を採用。

② 欧州における太陽光発電に関するFIT制度等の変遷

- 欧州では、2000年代後半の太陽光パネルのコストの急速な価格低下の中で、各国のFIT等の支援制度は、太陽光発電の大量導入と国民負担増の問題に直面し、入札制導入など大幅な制度の見直しや制度の停止に至る。

ドイツ (2000年～) 	2000～01年 ・ 価格維持 ・ 累積容量上限を設定（350MWとしたが、2003年に撤廃）	2002～08年 ・ 長期的に一定比率の低減率（年▲5～6.5%）を設定	2009年～ ・ 直近導入量に応じた低減率導入（2009年より1年毎、2012年1月より半年毎、2012年4月より月毎） ・ 年間導入量を2.5Gに改正	2012年4月 ・ 累積容量上限 52GWを設定。	2015年～ ・ 地上設置型太陽光は、入札に移行（年3回実施）	
スペイン (1998年～) 	1998年～ ・ 設備稼働年に関わらず同一の買取価格を適用 ・ 2004年以降、法令であらかじめ定められた計算式に従って年毎に買取価格を改定	2009年～ ・ 設備稼働時期に応じて直近導入量に応じた低減率導入（四半期毎） ・ 年間容量上限を設定	2012年1月 ・ 新規設備の申込を停止	2013年7月 ・ 既存設備を含めてFIT制度を廃止し、新たな支援制度に移行		
フランス (2002年～) 	2002年7月～ ・ 価格維持 ・ 2006年7月法改正時に価格改定	2010年～ ・ 立地点の日射条件で適用する買取価格を調整する仕組みを導入	2011年3月～ ・ 直近導入量に応じた低減率導入（四半期毎） ・ 出力区分帯別の年間容量上限を設定	・ 100kW超設備はすべて入札に移行		
イタリア (2005年～) 	2005年～ ・ 価格維持	2009年～ ・ 一定比率の低減率導入（2009年より1年毎、2011年1月より4ヶ月毎、2011年6月より月毎）	・ 累積容量上限を設定（350MW → 1.2GW→3.5GWと法改正で引き上げ）	2011年6月 ・ 累積容量上限を 23GWに引き上げ	2012年8月 ・ 累積年間支援額上限（67億ユーロ）を設定	2013年7月 ・ 累計年間支援額上限に到達し、新規設備の申込を停止
イギリス (2010年～) 	2010年4月～ ・ 価格維持 ・ 2012年度以降は低減率を設定	2012年3月～ ・ 直近導入量に応じた低減率導入（四半期毎）	2014年度～ ・ 5MW超の設備は、CfD FITで入札を実施			

③価格決定方式に関する各案の論点

A. 現行価格決定方式の運用厳格化（トップランナー方式）

- 事業者にとって、年度毎に価格が決定されるため、予見可能性が低い。
- 直近（前年）の導入量やコスト実績データを踏まえて価格決定するため柔軟な対応が可能。他方、価格の設定を誤ると、急速な導入拡大や急激な導入停滞を生む恐れがある。

B. 価格低減率を予め決定する方式

- 事業者にとって、将来の価格が見通せるため、予見可能性が高い。このため、事業者によるコスト低減努力、イノベーションを促しやすい。
- 技術革新やコスト変化が著しい場合、将来を見通した価格低減率の設定は難しい。

C. 導入量に応じて価格低減率を変動させる方式

- 理論的には導入実績に応じた価格決定の実現を目指す仕組み。
- 導入量と低減率、2つの要素を決める必要がある。適正な数値を設定するのは難しく、事業者にとって導入量を予見することは困難であり、買取価格に関する予見可能性が低い。

D. 入札方式

- 事業者にとって、（自分で決めた入札額に基づくため）買取価格は予見可能となるが、そもそも落札できないリスクが生じる。
- 競争を通じてコスト効率的な事業者から導入が進むことが期待される。

④風力発電の価格決定方式について

- 風力については、開発のリードタイムが長く、長期の価格見通しを示すことが重要と考えられる。
- 他方、建設コストは国際的に見て高く、買取価格も欧州の約2倍という高い水準に留まっている状況。風力発電の事業や技術イノベーションが国際的に進展している中で、国民負担抑制を図りつつ、エネルギーミックスの実現を図る必要がある。
- 風力発電の買取価格については、海外との自然環境との差等にも留意しつつ、建設コストを引き下げる事業者の努力を促す仕組みとする必要があるのではないか。具体的には、長期的な買取価格の引き下げスケジュールを示すべきではないか。

＜2015年の風力発電（2MW）の買取価格＞

国	買取価格 ※3
ドイツ（-5年目）	12.5円
ドイツ（6年目-）	6.9円
フランス（-10年目）	11.5円
フランス（11年目-）	9.6円
スペイン ※1	12.1円
日本	22円
【参考】 日本(RPS制度下<2003年度-2007年度>における取引価格) ※2	10.4～11.8円

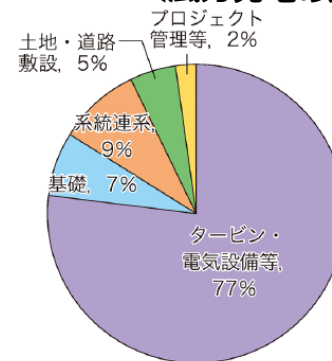
※1 スペインのみ2013年時価格

※2 平成21年 取引価格についての経済産業省アンケート結果より

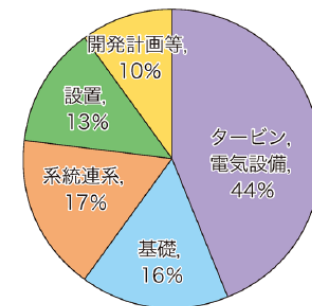
※3 1ユーロ140円で計算

ドイツでは、2002年より風力発電については年率（▲1～2%の範囲）で価格低減率を設定。また陸上風力については、2014年の法改正以降、直近の導入量に応じて価格低減率を調整させる方式に変更。

＜風力発電の建設費の費用構造＞



陸上風力



洋上風力（着床式）

（出典）“The Economics of Wind Energy”（2009, EWEA）, “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power”（2012, IRENA）よりNEDO作成

現状の陸上風力建設費（割合は推計）	割合	国際価格 （万円/kW）	日本国内 （万円/kW）
タービン・電気設備等	77%	17.1	23.1
基礎、土地・道路敷設、系統連系等	23%	5.1	6.9
合計		22.2	30.0

（出典）発電コスト検証ワーキング

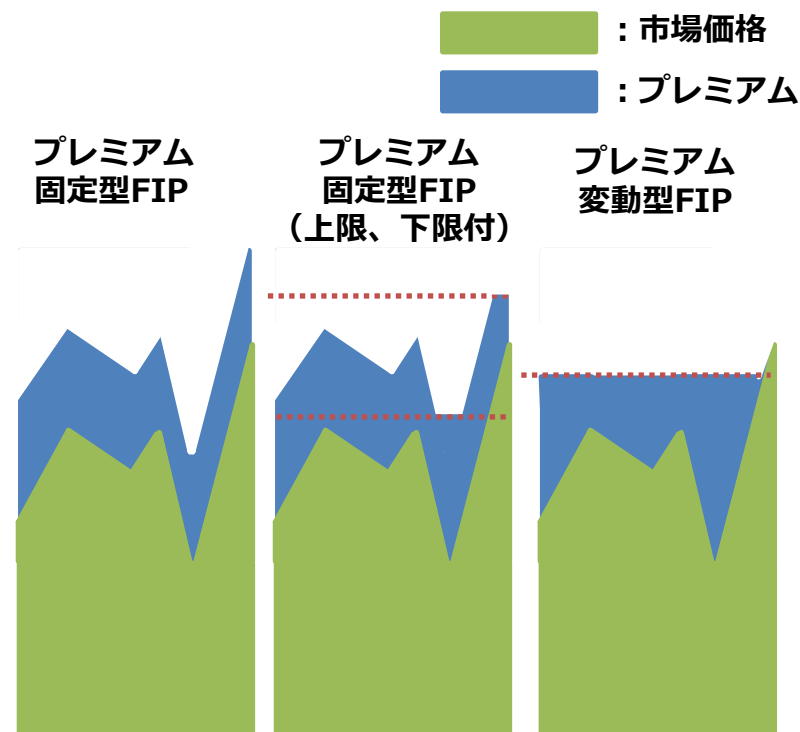
参考：FIP（feed in premium）について

- FIPとは、再生可能エネルギーの自立普及・完全自由競争に向けて、再エネ発電事業者が市場価格で電力販売する場合（市場での売却など）に、市場価格にプレミアムを上乗せする方式。
- 日本におけるFIT制度は、今後、回避可能費用を市場価格に連動させるため、再エネ事業者に対する交付金の設定方法という点ではプレミアム変動型FIPと近くなる。

FIP制度について（比較）

FIP制度の種類	概要	メリット	デメリット	採用実績のある国
プレミアム固定型FIP	電力卸市場価格に固定されたプレミアムを付与	電力需要の大きい時間帯における再エネ供給インセンティブが高まる。	卸電力価格の変動に再エネ事業者の利益が大きく左右される。	・ スペイン (-2007)
プレミアム固定型FIP（上限・下限付）	市場価格とプレミアムの和に上限と下限を設定したもの	卸電力価格の変動による事業の収益性への影響をある程度低減出来る。	適正な上限値、下限値の設定が難しい。	・ スペイン (2007-13) ・ デンマーク
プレミアム変動型FIP	電力卸市場価格の上下に応じて、付与するプレミアムが変動する	卸電力価格の変動による収益性への影響を低減出来る。	市場価格が低下した場合、賦課金が増大。	・ イタリア ・ ドイツ ・ オランダ ・ スイス

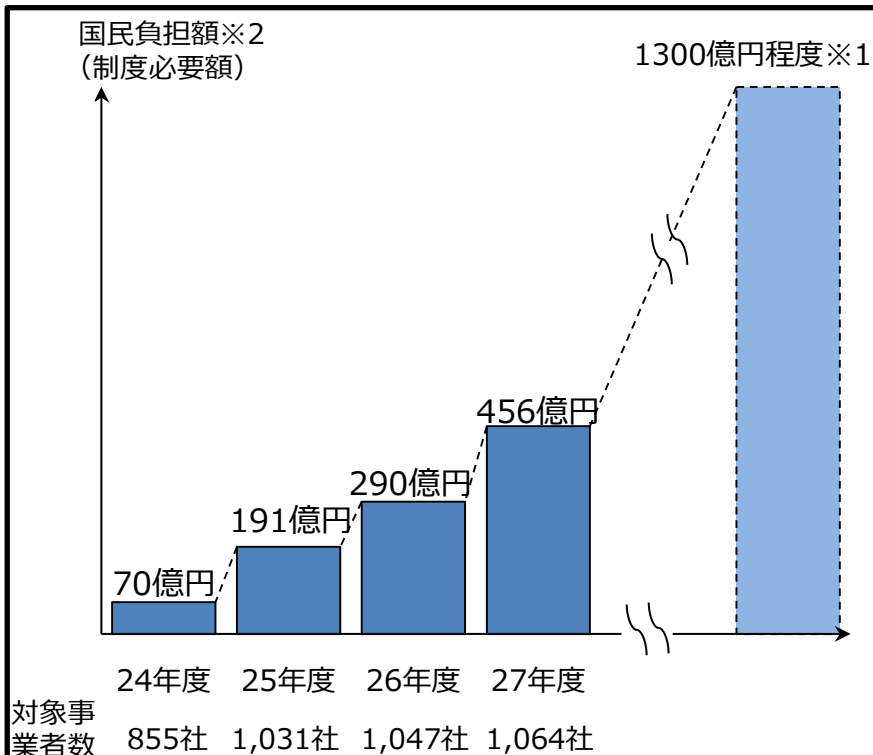
主なFIP制度の種類（イメージ図）



Ⅱ-1. 賦課金減免制度について

- 賦課金減免制度は、国際競争力の維持・強化の観点から、電力多消費事業者の売上高千円当たりの電気使用量（kWh）が、製造業では平均の8倍（非製造業は14倍）以上となる事業を行う事業所について、その賦課金負担の8割を減免。原資は政府予算により手当て。
- 制度運用後3年間を経過する中、減免制度に対して、①国民負担（制度の必要額）が増大し、減免対象とならない他の電気利用者との間に不公平が生じているのではないかと、②電力多消費産業への支援は、予算の使い方としては、省エネ努力の有無等に関わらず交付される単なる電気代補助として行うよりも、費用対効果の高いものに振り向けていくべきではないか等の指摘がある。

＜減免制度に係る国民負担額＞



(※1) 現行の減免制度の下で、長期エネルギー需給見通しにおいて示された再生可能エネルギーの導入量等を前提に機械的に試算。減免対象となる電力使用量等によって必要額は変動する。

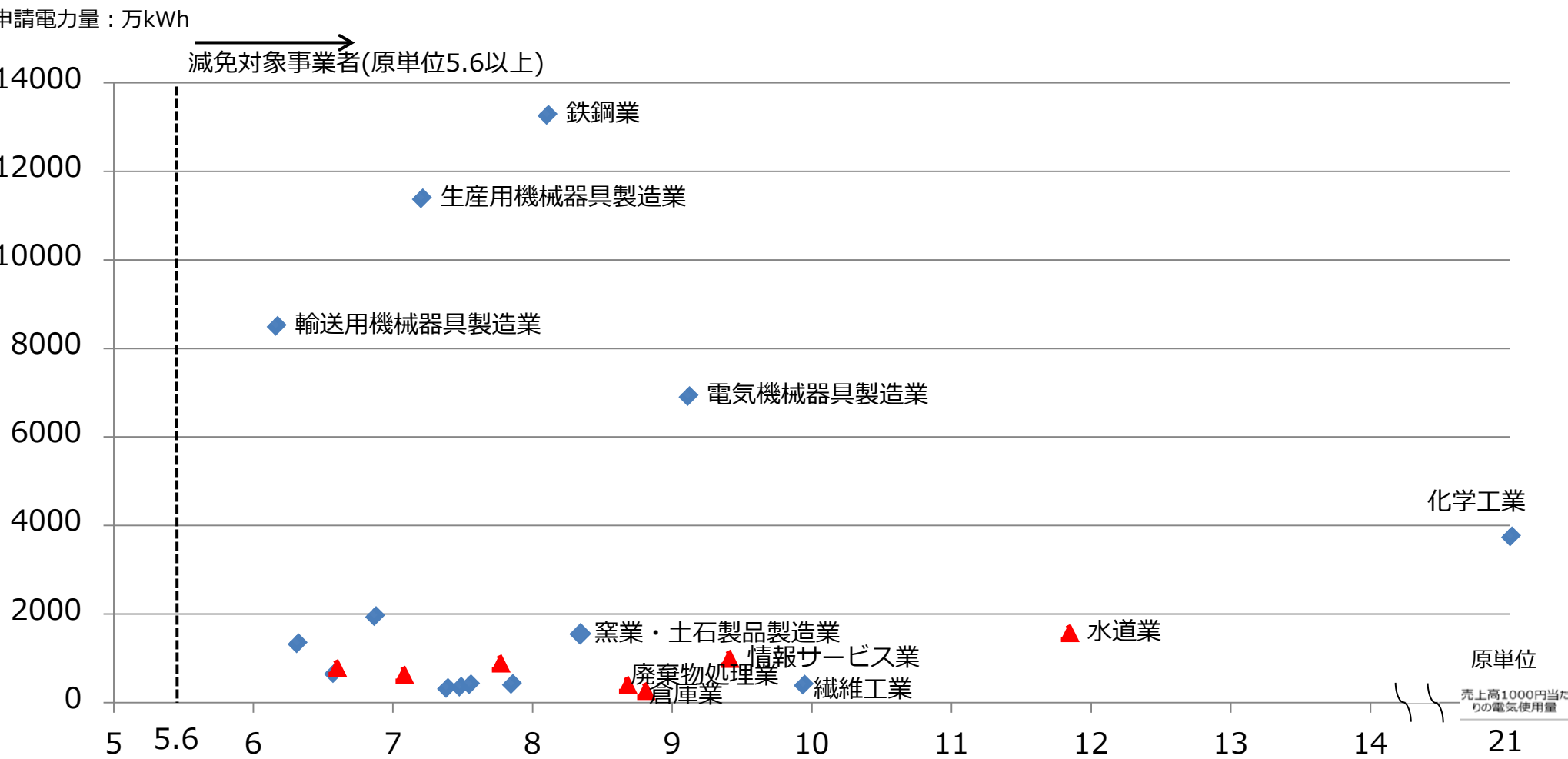
(※2) 平成27年度までは予算計上額を記載。

＜認定上位事業者＞

減免額	事業者数	27年度減免見込み額
20億円以上	2	43億円
10億円以上20億円未満	8	106億円
5億円以上10億円未満	14	96億円
1億円以上5億円未満	107	229億円

(※) 平成27年度の減免認定事業者の申請電力量と賦課金単価をもとに、機械的に試算をした減免見込み額。

参考:27年度減免事業者の申請電力量と原単位の分布(業種別中央値)¹⁸



(※) ◆ 製造業、▲ 非製造業

(※) 原単位8以下かつ申請電力量2000万kW以下の業種
金属製品製造業、熱供給業、飲料・たばこ・飼料製造業、農業、娯楽業、鉄道業、プラスチック製品製造業、食料品製造業、非鉄金属製造業、
パルプ・紙・紙加工品製造業、窯業・土石製品製造業

(※) 業種は日本標準産業分類の中分類で分類。

国	大規模需要家に対するFIT賦課金軽減措置	負担軽減措置の原資
＜FIT賦課金を直接の対象とした負担軽減措置＞		
日本 	● 電力多消費事業者の売上高千円当たりの電気使用量（kWh）が、製造業では平均の8倍（非製造業は14倍）以上となる事業を行う、100万kWh/年以上電力を消費する事業所に対し賦課金の80%を軽減。	● 予算
ドイツ 	● 大規模電力需要家（製造業等219業種）であって粗付加価値に対する電力費用の割合が16%以上等の場合、100万kWh/年以上の賦課金の85%を軽減。<u>省エネポテンシャルを評価するエネルギーマネジメントシステムの認証取得・実施が必要。</u>（※1） ● 年間200万kWh以上の鉄道会社は、賦課金の80%を軽減。	● 賦課金
＜他の電力関連のコストと合わせた負担軽減措置＞		
デンマーク 	● 大規模需要家を対象とした公共サービス義務（PSO）料金〔コジェネ支援、研究開発等FIT費用以外の費目も含む料金〕の1需要サイトあたり1億kWh超/年の電力量を割引。 ● 2015年9月以降、<u>政府と省エネ対策に関する協定を締結したエネルギー多消費である68業種に属する事業者を対象に、公共サービス義務（PSO）料金に対する補助を実施。</u>	● 賦課金 ● 予算（2015年9月以降の68業種に対する補助）
フランス 	● 1需要サイトにつき、公共サービス料金（CSPE）〔離島支援や社会保障（必需品特別価格）等FIT費用以外の費目も含む料金〕の負担額を約63万ユーロ（約8,800万円）/年に制限。年間電力消費量が7億kWh超の産業用電力需要家については、公共サービス料金の負担額を付加価値の0.5%の金額に制限〔上記の1需要サイトごとの上限額を併用〕。	● 賦課金（※2）
スペイン 	● 需要家に課されるアクセス料金（系統利用料金）の一部としてFIT制度の賦課金を徴収。高圧契約をしている者（大規模需要家）は、kWhあたりのアクセス料金額を低く設定。	● 賦課金
イギリス 	● 欧州委員会ガイドラインで指定する業種で、かつ貿易集約性が高く電力コストが粗付加価値の20%を超える企業を減免対象にCfD FITに基づく賦課金の最大85%を軽減する措置を2016年より導入予定（詳細は検討中）。	● 賦課金

※1 欧州委員会補助金ガイドラインに対応するため、2014年改正法により対象要件の厳格化や費用負担軽減割合の引き下げ等の見直しを行った。

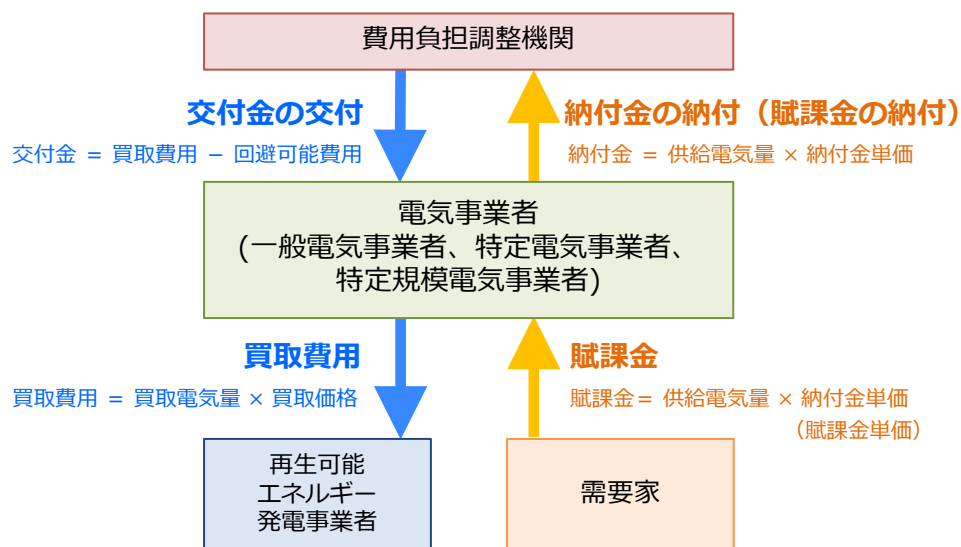
※2 政策的に料金を抑えていたため、CSPEの必要な費用をすべて需要家に転嫁しておらず、2013年に累積赤字の49億ユーロについて、フランス政府が弁済。

（出所）経済産業省委託調査

Ⅱ-2. 費用負担調整機関の事務に伴うコストの最小化

- 現在の固定価格買取制度においては、買取に必要な費用を賄うため、全国の需要家から賦課金を徴収している。
- しかしながら、毎年度の賦課金単価の設定においては、再生可能エネルギー導入量や全体の需要量の予測が困難であることから、結果的に費用負担調整機関に資金不足が生じ、金融機関からの借入が発生している。
- 具体的には、平成27年9月末時点で、借入残高が1406億円あり、これまでに資金調達コストが約10億円（金利6.6億円＋手数料3.5億円）発生し、これが追加的な国民負担となっている。
- 国民負担を軽減する観点から、これらのコストを最小化する具体的方策を検討すべきではないか。

<現在の固定価格買取制度に係る資金の流れ（イメージ）>



<具体的方策（案）>

- 賦課金単価の設定を精緻に行い、交付金の原資たる納付金が不足する事態を出来る限り発生させないようにすることを徹底すべきではないか。
- また、費用負担調整機関が金融機関から借入を行う場合に、利子や手数料によって事後的に発生する追加的な国民負担を抑制する観点から、金利負担等を最小化するための措置を検討すべきではないか。

【参考】総務省勧告（抜粋、平成27年9月）

経済産業省は、交付金財源の不足による借入金の借入れに伴い発生する利息や借入手数料等による電気使用者の負担の増加を招かないよう、賦課金単価の算定時において設備導入実績やその傾向等を踏まえ買取電力量の見込みを精緻化するなど、必要な措置を講じる必要がある。