

## 「CO2削減とイノベーション」研究会 第17回研究会報告

「固定価格買取制度の展望と課題」 2012.6.14

朝野賢司 氏

((一財)電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員)



2012年7月1日から、再生可能エネルギーによって発電された電気を、一定の期間・価格で電気事業者が買取することを義務付けた「固定価格買取制度」(FIT: Feed-in Tariff)が始まった。しかし、当該制度では、最も要となる買取価格が高めに設定されており、そのことは早くも論議を呼んでいる。そこで、FIT 施行直前の開催となった今回の研究会では、再生可能エネルギー政策の研究者である朝野賢司氏にお越しいただいた。日本版 FIT の中身や成立経緯、先行するドイツ版 FIT の施行状況を踏まえたうえで、日本の現行制度の問題点は何か、現行制度によって今後どんなことが危惧されるのかなど、シビアな視点からいろいろ問題提起をしていただいた。

### 【講演要旨】

2012年7月1日から、再生可能エネルギーによって発電された電気を、一定の期間・価格で電気事業者が買取することを義務付ける「固定価格買取制度(FIT)」が施行される。買取価格、買取期間、費用負担など、本制度における重要なイシューについては、経済産業省の調達価格等算定委員会によって審議されてきたが、「再生可能エネルギー特別措置法」に基づいて、「コスト+適正利潤によって買取価格を設定する」という方法が採られ、さらに「3年間の促進期間」が設けられた結果、その価格は非常に高めとなった。残念ながら、より少ない負担で効率を上げ、国際競争力に結び付けていくという視座は、現行制度では抜け落ちている、といわざるをえない。

今回の日本版FITでは、ドイツの例が先蹤とされた。しかし、そのドイツでは、太陽光発電の買取価格を高く設定したことで、拡大した国内市場に世界中から大量の在庫が流れこむという導入ラッシュを引き起こし、その結果、ドイツ国内の製造メーカーは市場を獲得できず、窮地に追い込まれることになった。ドイツ政府は買取価格の改定頻度を上げて費用負担の抑制を図っているが、モジュール価格の急速な下落という悪状況に陥り、導入ラッシュは今なお防げていない。

なぜ、日本は今回、ドイツの蹉跌を教訓とすることができなかったのか。ひとつには、折からの首相交代劇と相俟って、ねじれ国会のなか、超党派合意して進めていく最初の法案に、FIT が位置付けられてしまったことが大きい。“政治主導の試金石”とされたがために十分な議論が阻害された、といえる。加えて、ヨーロッパに比べて遅れている日本の再生可能エネルギー導入を促進するという考えのもと、審議委員たちの予測や議論にも不十分な部分があったことは看過できない。

日本が今後、ドイツのような状況に陥らないためには、法改正によって買取価格の更新を縮減する必要がある。買取価格を通じて導入量や費用負担をコントロールするという、FITの調整機能にもっと注目し、マーケットメカニズムを採って、導入量や費用負担を根拠に価格を決めていく方法も、選択肢として検討すべきである。導入量を増やすことばかりを優先せず、経済的影響等を考慮しながら、電力供給の効率化をどう進めていくかを真剣に考えるべきだろう。(文責:藤井由紀子)

# 固定価格買取制度の展望と課題

電力中央研究所 社会経済研究所

主任研究員 朝野 賢司

於:「CO2削減とイノベーション」研究会  
一橋大学商学研究科・産学連携センター

2012年6月14日

電力中央研究所

© CRIEPI

## 固定価格買取制度の概要—法律にはどう定められているか

朝野談: 電力中央研究所の朝野です。本日は「固定価格買取制度の課題と展望」ということでお話しさせていただきます。

私がこの1~2年、重視しているテーマは、再生可能エネルギー政策です。昨年9月、『再生可能エネルギー政策論—買取制度の落とし穴』(エネルギーフォーラム、2011年)という本も上梓しております。簡単に内容をご紹介しますと、再生可能エネルギーの普及政策には2つの方法がある、ということを書きました。ひとつは、現状の固定価格買取制度のように、電源の設置コストに適正な利潤を上乗せする方法。もうひとつは、そもそも再生可能エネルギーにはどういう価値があるか、ということを考えてやる方法です。では、再生可能エネルギーの価値とは何かと申しますと、電力としての価値と、環境としての価値があると思います。このうち、電力としての価値については「回避可能原価(avoided cost)」をもとにすべきだろう、と考えます。再生可能エ

### 『再生可能エネルギー政策論』における示唆

#### ◆再エネへの合理的な補助水準

- 電力価値(6円/kWh)+環境価値(1~5円/kWh)=7~11円/kWh
- 雇用創出、地域振興等は定量的に示されているとは言えず
- 系統安定化コスト含めれば補助水準は下がる可能性

#### ◆欧州の経験: 高い買取価格は失敗する

#### ◆合理的な補助水準を大幅に上回る技術→技術的

\* 青字は拙著の議論では不十分。

今後の研究課題

© CRIEPI

電力中央研究所



## 本日の講演内容

1. 固定価格買取制度(FIT)とは何か
2. どのようにFITは制定されたか
3. ドイツFITの教訓
4. 日本における買取制度の展望と課題

エネルギーの新規発電設備によって、既存の電力会社が所有する火力発電等の燃料や新增設が「回避可能」となったのだから、その「回避可能」となる燃料費や設備費に基づく原価を算出することで、電力としての価値を出すことができる、ということです。日本の現状を見ていくと、だいたい発電量、kWh(キロワットアワー)あたり6～7 円ぐらいです。そして、この電

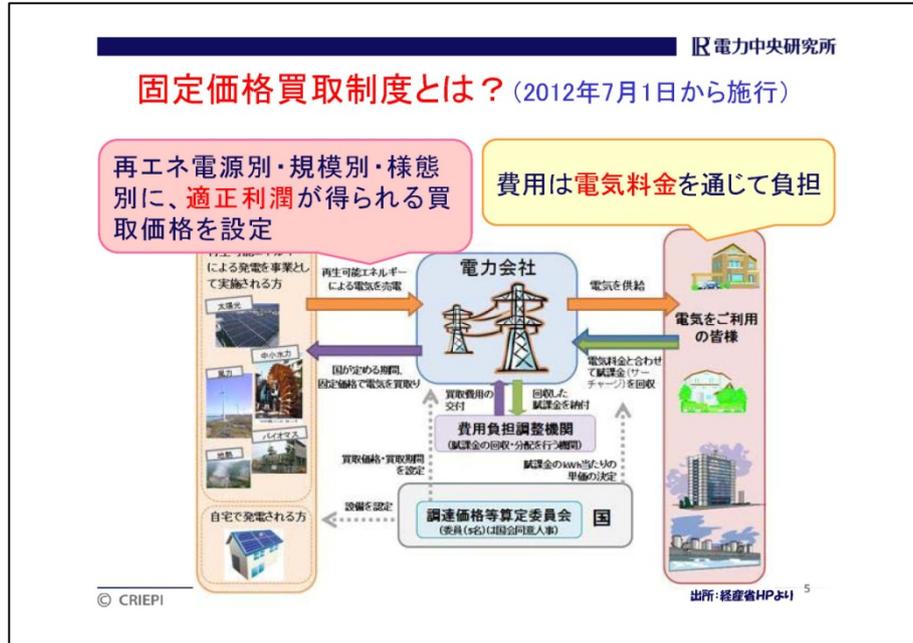
力としての価値にプラス、環境としての価値ですね。これは経済学でいうところの外部不経済を削減した部分です。従来型電源では、CO<sub>2</sub>、Sox、NO<sub>x</sub> といったものが出るので、再生可能エネルギーに代替することで、それらを削減できる価値があるだろう、ということです。環境としての価値については、この30年ほど、ヨーロッパのExtern-Eやアメリカなどで研究が進められていて、だいたい1～5 円程度と考えられています。したがって、両方の価値を合わせた7～11 円というのが、再生可能エネルギーへの合理的な補助水準である、と考えます。もちろん、他に雇用創出、地域振興、技術開発の可能性といったものももしあるのであれば、それは上乘せしていいと思いますが、そういうものは、現状、kWh でいくらになるのか定量的に示されているとはいえません。ですから、現状ではやはり、電力価値と環境価値という考え方をベースにして考えるべきじゃないか、ということ論じました。

でも、そうしますと、太陽光など、kWh で40 円といった高いものはどうしたらよいのかということになりますが、それは普及政策の対象ではなくて、技術開発政策としてやっていくことを考えなければいけないのではないかと主張しています。ただ、そうは申ししても、合理的な技術開発ということまでは、この本では踏み込めませんでした。技術開発には無駄がいっぱいあって、費用対効果が悪いということは、皆さん直感的にご承知の通りです。ですから、今後はあまり論じられなかった技術開発政策を研究テーマとしてやっていきたい、というふうに思っています。

それでは、本日の講演に入ってきたと思います。内容は4 つです。まず、今回決まった「固定価格買取制度」とはどんなものか。次に、この制度は国会でどんなふう制定されていったのか。「今回の買取価格は非常に高いね」と皆さんがおっしゃっている、それはどのようにして制定されていったのか、ということをお話します。3 番目に、ドイツの固定価格買取制度の教訓。これについてはいろいろところで書かれていますので、簡単にお話させていただきます。最後に、そうした教訓から示唆されることは何か、日本で気をつけなければいけないことは何かについて言及したい、と思います。今日お話する内容の3分の1くらいは、『WEDGE』(2012年7月号)という雑誌にも寄稿しておりまして、よろしければどうぞ参照ください。

では、最初に固定価格買取制度(FIT)の中身についてお話いたします。この制度は、「電源

別・規模別・様態別に適正利潤が得られる再生可能エネルギーの買取価格を設定しましょう」というもので、その費用は電気料金を通じて負担します。皆さんご存じのように、来月の7月1日から始まります。



実は、この日本版の固定価格買取制度には、4 つほど論点がありました。1 点目は、買取価格と期間をどのように設定するか。これが一番重要です。2 点目は、費用負担は誰が行うのか。3 点目は、費用負担はどのくらいか。この点はあまり議論されなかった部分で、審議上、非常に大きな問題点だったと思っています。そして、4 点目として、電気事業者は買取契約の締結や接続義務を拒否できるのか、ということがあります。

まず、1 点目の買取価格と期間についてですが、「再生可能エネルギー特別措置法」には、「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に適正な利潤を加えて調達価格を算定する」(第3条第2項)と定められているほか、「集中的に再生可能エネルギー電気の利用を拡大するために、3 年間は例外的に利潤に特に配慮する」(附則第7条)という附則があって、これが非常に大きな要素になっていた、と思われま

す。では、ここにいう「通常要すると認められる費用」とはどういうものかと申しますと、昨年12月、再生可能エネルギーや原子力も含めた従来型電源のコストを、調達価格等算定委員会が再検証した表

R 電力中央研究所

### 日本版FIT: 4つの論点

- A) 買い取り価格と期間はどのように設定するか？
- B) 費用負担は誰が行うのか？
- C) 費用負担はどのくらいか？
- D) 電気事業者は買い取り契約の締結や、接続義務を拒否できるのか？

© CRIEPI

6

がウェブ上に公開されておりまして、資本費、運転維持費、租税など、項目別に諸費用が挙げられています。ただ、これを見ますと、コスト等検証委員会の試算と買取価格とでは重要な違いが2つあります。ひとつは、資本費のところ、「接続費用」というものを費用項目に入れています。もうひとつは、運転維持費のところ、「土地の貸借料」も費用として認めています。メガソーラーや風力発電を建てる時に土地が必要になりますので、新たにこれを費用項目として認めたんですね。買取価格は、こういった諸費用に適正な利潤を加えて設定される、ということになります。

では、「適正な利潤」とは何かということですが、ヨーロッパの例が参照されました。つまり、ドイツやスペインではプロジェクトファイナンスが中心なんですけど、そこではIRR (internal rate of return: 内部利益率) を使って7%とか10%とかで決めているようだ、それでは日本もそうしよう、ということで決まりました。ただ、日本版のFITの場合は、IRRは5%か6%になるようにしていて、先ほど「法律施行後3年間は促進期間」と説明いたしましたけれども、促進期間の間は少し盛って7%か8%にしよう、という議論がなされました。しかし、ドイツのFIT法の条文

には、IRRをいくらにするかについては全く書かれてはいないので、この辺はちょっと決め方としてどうだったんだろうな、というのはあります。ですから、適正な利潤をどう算出するかについてはもう少し議論があつてよかったんじゃないか、というふうに思っています。しかし、あの短い期間で議論

電力中央研究所

## A) 買い取り価格と期間の設定

- ◆ 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、及び適正な利潤を基礎に、調達価格を算定すること(法律第3条第2項)
- ◆ 促進規定(附則第7条): 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、3年間は、例外的に、利潤に特に配慮する

© CRIEPI

電力中央研究所

## 「通常要すると認められる費用」 コスト等検証委試算と買取価格の違い

再生可能エネルギー発電設備の建設に際し一般的に要する費用  
(赤字はコスト等検証委員会で議論されていなかった費目)

各電源共通費	資本費	発電設備建設費
		再エネ発電事業者側で負担すべき接続費用
	運転維持費	設備の廃棄費用
		人件費
		修繕費
		土地の賃借料
各電源特有の費用	租税	固定資産税、事業税
	中小水力	水利利用料
	バイオマス	燃料費

出所: 調達価格等算定委員会

© CRIEPI

電力中央研究所

## 適正な利潤とは?

- ◆ プロジェクトの事業採算性評価のためにIRRを採用
  - IRR: 投資対象が将来生み出すキャッシュフロー(将来生み出すキャッシュ総額から必要経費を差し引いた額)に基づいて算出。IRR > r なら実行。
  - メリットは割引率を使わずに計算可能(NPVは必要)。ただし、(1)プロジェクトのリスクは結局割引率で考慮、(2)企業の目標は、収益率を高めるのではなく、企業価値を高めること(NPV絶対額が大きいプロジェクトを選択)
- ◆ 日本版FITのIRRは5~6%(税引前)。ただし促進期間中(附則第7条)は7-8%
  - ドイツ: 税引前7%、スペイン: 税引前8.5~10%程度
  - 日本との金利差(独1%程度、西4%程度)を考慮すれば、税引前5~6%程度
- ◆ 調達期間: 法定耐用年数

© CRIEPI

するにはこれしかなかったというのが、経済産業省や調達価格等算定委員会の先生方の言い分です。

では、どのようにコスト等検証委員会試算と買取価格が決まってきたかですが、表にしてまとめてみました。一番左の列が、昨年の 2011 年 12 月末、コスト等検証委員会が出した各再生可能エネルギーの発電コストです。そして、その発電コストを踏まえて、今年の 3 月から調達価格等算定委員会が買取価格の議論を開始したんですけれども、その時に業界団体が希望した買取価格が 2

R 電力中央研究所

### コスト等検証委試算・業界希望・買取価格案の違い

		コスト検証委員会 (円/kWh)	希望価格 (円/kWh)	希望期間 (年)	委員会案 (円/kWh) 税込	期間 (年)	IRR(%) 税前
太陽光	10kW未満	33.4-38.3	42	10	42	10	3.2
	10kW以上	30.1-45.8	42	20	42	20	6
風力	20kW未満		61-62	20	57.75	20	1.8
	20kW以上	9.9-17.3	22-25	20	23.1		8
地熱	1.5万kW未満	9.2-11.6	22-37	15	42	15	13
	1.5万kW以上				27.3		
中小水力	200kW未満	19.1-22	24-36	20	35.7	20	7
	200kW-1MW未満				30.45		
	1MW-30MW未満				25.2		
固形燃料 燃焼	未利用木材	17.4-32.2	14-31	20	33.6	20	8
	一般木材				25.2		4
	リサイクル木材				13.65		4
	一般廃棄物				16		25-30
ガス化	下水汚泥		17-29	15-22	17.85		4
	家畜糞尿		39	20	40.95		1

© CRIEPI

R 電力中央研究所

### 委員会案①

電源	太陽光		風力		地熱		中小水力			
	10kW以上	10kW未満 (余剰買取)	20kW以上	20kW未満	1.5万kW以上	1.5万kW未満	1,000kW以上 30,000kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満	
費用	建設費 32,500円/kW	46,600円/kW	30,700円/kW	12,500円/kW	79,000円/kW	12,300円/kW	85,000円/kW	80,000円/kW	100,000円/kW	
	運転維持費 (1年あたり)	10,000円/kW	4,700円/kW	6,000円/kW	-	33,000円/kW	48,000円/kW	9,500円/kW	69,000円/kW	
IRR	税前6%	税前3.2% (*1)	税前8%	税前1.8%	税前13% (*2)		税前7%		税前7%	
調達価格 (1MWhあたり)	税込 (*3)	42.00円	42円 (*1)	23.10円	57.75円	27.30円	42.00円	25.20円	30.45円	35.70円
	税抜	40円	42円	22円	55円	26円	40円	24円	29円	34円
調達期間	20年	10年	20年	20年	15年	15年		20年		

(\*1) 住宅用太陽光発電について  
10kW未満の太陽光発電については、一見、10kW以上の価格と同一のように見えるが、家庭用についてはkW当たり3、5万円(平成24年度)の補助金の効果を勘案すると、実質、4.8円に相当する。  
なお、一般消費者には消費税の納税義務がないことから、税抜き価格と税込み価格が同じとなっている。

(\*2) 地熱発電のIRRについて  
地表調査、調査井の掘削など地点開発に一件当たり46億円程度かかること、事業化に結びつく成功率が低いこと(7%程度)等に鑑み、IRRは13%と他の電源より高い設定を行っている。

(\*3) 消費税の取扱いについて  
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、一般消費者向けが太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。

出所: 調達価格等算定委員会 11

© CRIEPI

R 電力中央研究所

## 委員会案②

電源		バイオマス					
バイオマスの種類	ガス化(下水汚泥)	ガス化(家畜糞尿)	固形燃料燃焼(未利用木材)	固形燃料燃焼(一般木材)	固形燃料燃焼(一般廃棄物)	固形燃料燃焼(下水汚泥)	固形燃料燃焼(リサイクル木材)
費用	建設費	392万円/kW	41万円/kW	41万円/kW	31万円/kW	35万円/kW	
	運転維持費(1年当たり)	184万円/kW	27万円/kW	27万円/kW	22万円/kW	27万円/kW	
IRR		税前1%	税前9%	税前4%	税前4%	税前4%	
調達価格 1kWh当たり	調達区分	【メタン発酵ガス化バイオマス】	【未利用木材】	【一般木材(木パルプ製子版)】	【廃棄物系(木質以外)】	【リサイクル木材】	
	税込	40.95円	33.60円	25.20円	17.85円	13.65円	
	税抜	39円	32円	24円	17円	13円	
調達期間		20年					

出所: 調達価格等算定委員会

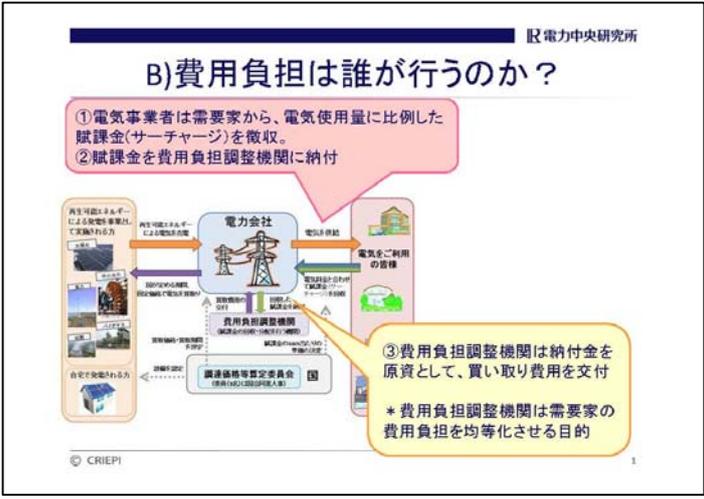
© CRIEPI

12

列目の「希望価格」です。さらに、これを踏まえて、4月27日、調達価格等算定委員会の委員長植田和弘先生が中心になって「委員会案」というのをまとめました。ご覧いただければわかるように、業界の「希望価格」そのままか、それ以上です。そのぐらい強く業界の意向を反映しています。参考までに、IRRについても示しておきましたが、かなりばらつきがあるのは確かです。例えば、地熱に関しては、開発期間が長いということで13%と非常に高く見積もっていたりしますが、風力や太陽光に関しては6~7%ぐらいに当てはまるようにしよう、という感じです。

次に、論点の2点目、費用負担は誰が行うのか。これについては、電気料金に転嫁して、上乘せして徴収します。これをサーチャージと言います。例えば、太陽光発電を42円で買い取る場合、その42円から回避可能原価の6円を差し引いた36円を、kWh当たりのサーチャージとします。ですから、回避可能原価をベースとして、その上乘せ分をサーチャージで回収する、ということになります。

では、「回避可能原価」というのは何かと申しますと、経済産業省の「省令案」に2つの定義が書いてあります。1つは燃料費で、発電部門の変取費を取っていきます。火力発電が非常に増えている関係で燃料費が上がる可能性がありますから、ここは適宜見直していくことになると思います。2つ目は、将来的に再生可能エネルギーが電気事業者の設備を代

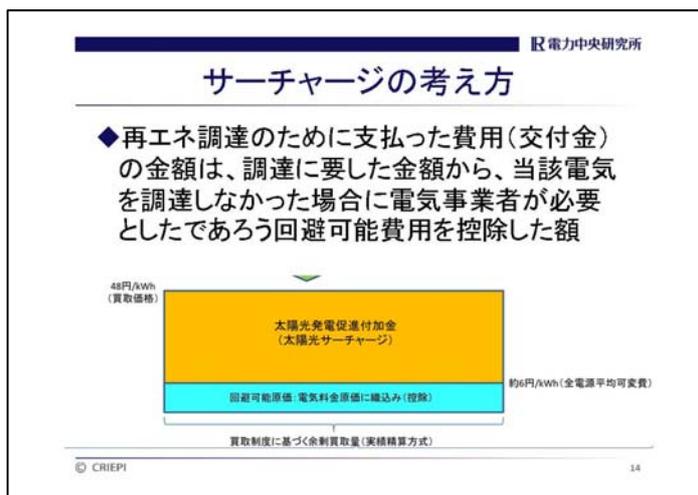


替することがあるので、その固定費の一部に相当する費用も回避可能原価に含めましょう、としています。これは、いわゆる「キロワット価値」といわれるものですね。従来型の火力発電をどのくらい代替できるのか、ということです。

では、そうした「キロワット価値」、つまり、間欠性電源の供給力評価をどのように考えるかということなんですが、これは議論が始まったばかりなので、ヨーロッパの例や日本の太陽光の例を若干示しておきました。まず、供給力を評価する時に重要なことが2つあります。ひとつは、日中最も電力が使われるピーク時間帯に出力がほとんど途切れないこと。もうひとつは、需要増加に対応した給電指令によって稼働できること。いずれも、電力という材が同時同量、基本的に需給が一致するように運用されなければいけない、ということから重要視されています。

この試算については様々なものがありますが、おおむね太陽光発電では設備容量の10%程度の供給能力が認められる、とされています(例えば100万kW太陽光が入っていたら10万kW分はキロワット価値として認めることができる)。また、風力については、ヨーロッパではだいたい5~10%だろう、と言われていています。このように、今後、再生可能エネルギーが大量導入されてくると、必ずこうした価値というものを見込んでいって、それに基づいて電源構成を考えていきますので、こういう点も今後課題になってくるだろう、と思います。

次に、3番目の論点、費用負担はどのくらいか。この点に関しては、今回の調達価格等算定委員会ではほとんど議論されなかったです。議論として唯一出ているのは、現状、1945万kWあって、今年度には250万kWぐらい増加するんじゃないかということで、その内訳を見てみますと、太陽光が200万kWでほとんどです。リードタイムがかかる風力やその他のものは、今年度は少し入っていく程度になるのではないかと考えられています。では、電気料金への上乗せ額、つまりはサーチャージがいくらになるかといいますと、kWh当たり0.2~0.4円ぐらいで、日本国全体では約1兆kWhなので、2000億~4000億円ぐらい、ということになります。これでいきますと、毎月の電気料金



- R 電力中央研究所
- ### 回避可能原価とは？
- ① 再エネの買取によって不要となる発電部門の可変費(燃料価格の変動や、電源構成の変化に伴う電気事業の原価の見直しが必要であれば、それを反映した変更を行う)
  - ② 将来的に再生可能エネルギーが電気事業者の設備を代替することが見込まれるようになれば、固定費の一部に相当する費用も回避可能原価に含める (いずれも経産省令案より)
- © CRIEPI 15

電力中央研究所

### C)費用負担はどのくらいか？

- ◆現在の約1945万kWから、2012年度に250万kW増加
  - PV(住宅用約150万kW、メガソーラー50万kW)
  - 1MW以上水力:2万kW
  - 風力、1MW未満の水力、バイオマス:それぞれ前年比50%増
- ◆電気料金への上乗せ額(サーチャージ)
  - 0.2~0.4円/kWh時
  - 毎月の電気料金が7千円の標準家庭では1カ月70~100円程度

© CRIEPI ➤ 今後は不明 16

が7000円の標準家庭では、1ヶ月70~100円程度のサーチャージになる、と考えられています。ただ、「今後は不明」としていることは少し責任放棄です。導入量がどれくらいになるかわかりませんし、価格も基本的には毎年見直すことになっているので予測しようがない、というので放棄しているという状況なんです。この辺はもうちょっと突っ込んだ検討をしなければいけないかな、と思います。

電力中央研究所

### 費用負担の見通しは？

これまでの試算結果から、概算を予想すると、、、  
制度開始10年後の費用負担は**緑色部分**を上回る水準

買取対象	買取価格	買取期間	導入量(万kW)	CO2削減コスト(円/トンCO2)	買取費用(億円/年)	一世帯当たり負担額(円/月)
現行の余剰電力買取制度 ・太陽光 ・余剰買取 ・新設+既設	太陽光:住宅用42円/kWh(2011年度)	10年	2523	19594	3118	102
ケース4(修正案に近い) ・実用化済みの再エネ ・原則全量買取(住宅太陽光は余剰買取) ・新設のみ	太陽光:住宅用42円等、太陽光以外20円	20年	3474	21798	6292	204
	太陽光:住宅用42円等、太陽光以外15円	15年	3155	19407	4622	150 電気料金の2%弱

出所:経産省 全量買取プロジェクトチーム

費用負担がこの表を上回る理由

- ①既設対象を検討中
- ②20円以上の価格が多い

© CRIEPI 17

ただし、経済産業省では固定価格買取制度の検討というのをかなり以前からやっておられて、2010年に全量買取プロジェクトチームが報告書も出しています。この表は、その概算を当てはめてみるとどうなるか、というのを見ています。2009年4月から余剰電力買取制度というのが始まって、今現在もこれは継続中なんですけれども、基

本的にこれが固定価格買取制度に置き換わっていくだろう、とされています。まず、2009年の導入時ですが、住宅用太陽光については49円か48円ぐらいで買い取っています。それが10年経過した時点で、買取価格がどのくらいの費用負担になるかという、だいたい3000億円ぐらいで、1世帯当たり100円ぐらいになるんじゃないか、という試算です。この全量買取プロジェクトチームでは、太陽光と太陽光以外という区分で主に検討していますので、これよりちょっと膨れ上がるといったことぐらいしかわからないんですが、この中では太陽光を42円として、太陽光以外を20円と固定しています。実際には、風力や地熱など、ばらばらに価格が付いて、おおむね20円より高い価格になりましたので、これよりも費用負担が膨れ上がりました。ですから、これは最低ラインとして見る事ができるわけで、今後これがいくらに膨らむかは導入量に応じて変わります。例えば、20年経ってどのくらいかを見ますと、1世帯当たり200円ぐらい負担するとして、CO2削減コストは約2万円ですから、非常に割高なCO2対策コストだといえる、と思います。なお、ここでの計算は、FIT開始10年後の断面において、買取費用の総額から回避可能費用を控除し、電力会社の想定販売電力量で割ることで、kWhあたりの単価であるFIT賦課金単価をまず算出しています。その上で、標準的な家庭の1ヶ月あたりの消費電力量を300kWhとして、これを賦課金単価に掛け合わせています。日

本全体の総世帯数で負担額を割ると少なく見えますが、実際には企業も負担していますので、負担額の算出方法としてはこうした方法が一般的です。

費用負担については、現状では詳しく検討されていない点、非常に問題ですが、その一方で、減免措置を設けよう、という動きがあります。FIT 法の「省令案」では、製造業と非製造業に対する減免措置が設けられています。少し細かくなりますが、具体的に申し上げますと、製造業と非製造業に関して、売上高 1000 円当たりの電気の使用量というのを平均値として出して、それが 8 倍を超えるような事業所に関しては 8 割減免しよう、という措置です。

では、その減免したぶんを誰が補填するのかというと、補填の対象は政府の予算、石油石炭税で

対応する、とされています。ドイツの減免措置の場合は、減免されない人たち、これは主に家庭部門なんですけれども、そうした家庭部門がほとんど負担していて、10%ぐらいを電力多消費産業が負担する、という形になっています。これに対して、日本の方式では家庭部門に対する負担は重くならないようにしましょう、としています。でも、この制度では、もし負担額が増えていった場合には、政府の財政支出が多くなってしまいます。ただ、現状ではそれほど入らないので、こういう負担減免措置を使う、ということになっています

最後の論点として、電気事業者は買取契約の締結や接続義務を拒否できるのか。これについては、正当な理由なしに拒否できない、ということを言明しています。細かい規定はいろいろあるんですけれども、今日は省略いたします。

さて、本来、この FIT という制度は、新規の発電設備を対象にするものだったんですが、今回の法律では既存の発電設備も対象に含めるということになっておりまして、RPS (Renewables Portfolio Standard) 法対象電源であった風力発電や石炭火力の混焼を行っている事業者が、FIT での買取を希望する場合、残存期間について買取の対象になっています。もともと新規を増やすことが目的ですから、どうしてこの既存の設備を対象に含めるのか、私には理由が全くわからないと思ってい

R 電力中央研究所

### 8割減免措置: 製造業 非製造業への対象拡大も検討中

- ◆ 売上高当たりの電力使用量がその業種の平均値の8倍以上となる場合は、電気料金に上乘せされるサーチャージの8割以上を減免
- ◆ 補填は「政府の予算(石油石炭税?)」で対応
  - ▶ cf.ドイツの減免措置では、非対象者(家庭部門等)が補填

© CRIEPI

18

R 電力中央研究所

### 費用負担の減免措置(省令案)

- ◆ 製造業以外の業種に属する事業に係る、賦課金の特例を受けることができる平均原単位の倍数を、製造業の平均原単位の8倍と同水準の値となる倍値とする
- ◆ 賦課金の特例を受けることができる事業所の当該事業に係る年間の電気の使用量を、100万kWhとする。
- ◆ 賦課金の特例に係る認定を受けた事業所に対し請求できる賦課金の減免割合は100分の80とする。

	平均原単位 (売上高(千円)当たり の電気の使用量(kWh))	特例の対象となる原単位水準 の電気の使用量(kWh)
製造業に属する事業	0.7	5.6 (8倍※1)
製造業以外の業種に属する事業	0.4	5.6 (14倍※2)

※1…法17条1項において8倍と規定されている。  
※2…法17条1項において政令で定める倍数と規定されている。

© CRIEPI

19

RI 電力中央研究所

**D)電気事業者は買い取り契約の締結や、  
接続義務を拒否できるのか？**

- ◆ 契約は正当な理由なしに拒否できない
  - 正当な理由→今後、経産省令で決定
  - Cf.虚偽事項に基づく申込、オフピーク時の一定程度の出力抑制
- ◆ 接続義務は正当な理由なしに拒否できない
  - 発電事業者が接続に必要な費用を負担しない
  - 電気事業者による電気の円滑な供給の確保に支障が生じる
  - 接続順はfirst come first serve方式

© CRIEPI ■ 既存計画電源を排除してでもREを優先接続することはない

RI 電力中央研究所

**特定契約に関する「正当な理由」**

1. 特定契約本来の目的を超えて、電気事業者の利益を害するものである場合
  - 特定契約の申し込みに関し、虚偽の申し込みを行った場合。
  - 特定契約の内容に関し、正常な商慣習又は社会通念に照らして著しく不合理
  - 当該電気事業者が当該特定供給者からの電気を受電するために追加的に支払うべき費用に同意しない場合
2. 法の施行に当たり必要な協力が得られない場合
  - 出力の計量に必要な協力が得られない場合
  - 代金支払手続きに反する規定を定めようとする場合

© CRIEPI 21

たんですが、「省令案」を見てみますと、既存の設備を対象にするのは、リプレースなどを促すことができるからだ、ということにあるようです。ただ、買取の対象とするためには、別会社にして、取引関係が存在するようにしなければいけないことになっているので、電力会社さんが持っている石炭火力の発電設備を別会社にするのは現実的には不可能ですから、FIT 買取対象にはならないだろう、と思います。石炭火力のバイオマス混焼についても導入ラッシュが起こるのではないかと一部で懸念があるようですが、以上のような理由で電力会社の石炭混焼が大幅に増えるということはない、と私は考えています。しかし、自社内に多く自家発の設備を持つ業界もありますので、そういった設備ですでにバイオマス混焼をやっている場合には、「追加分が増え

たので FIT の対象にしてください」という動きは、買取価格を見るとすごく加速する可能性はある、と思います。

### 固定価格買取制度の成立経緯—高めの価格はどのようにして設定されたか

朝野談：現在、非常に高めに付いた買取価格が問題になっています。そこで、次に、買取価格はどうのように設定されたのかについて、お話ししたいと思います。

どうしてこのような価格がついたのか。私も調停価格等算定委員会や経済産業省の知り合いの方々に尋ねたりしていますが、「法律にそのように定められているからだ」という答えが必ず返ってきます。つまり、諸費用に適正利潤を加えるというやり方を使って、特別に 3 年間の促進期間を設けると法律に定められているからだ、とおっしゃるんですね。「コスト+利潤」という方法に加えて、ドイツやスペインでは IRR をやっているから、日本でも促進期間中は IRR を 1~2% 盛ろう、ということになったんだ、と。国会で法律が決まっているなか、調達価格等算定委員会は非常に裁量の狭いと

ころで決めるしかなかった、ということですね。

ただ、『日経新聞』の3月14日の朝刊に、調達価格等算定委員会の植田和弘先生のインタビューが掲載されているんですけども、「ドイツでは国民負担が増加しているのに、FITは問題があるんじゃないですか?」という問いに対して、「欧州と日本では事情が異なる。日本は再生エネルギーの導入が大幅に遅れている。むしろ制度導入で投資バブルが起きるなら、東北の復興にも役に立つのではないか」というふうに答えていらっしゃいます。もちろん、日本と欧州では再生可能エネルギーをめぐる状況は全然違います。しかし、重要なことは、より少ない負担でどれだけ多くの再エネを導入するかという効率性の視点なのであって、現行法ではこれが完全に抜け落ち

ています。ですから、ヨーロッパがやって失敗をしたのと同じようなことをまた日本がやるというのはすごく愚かな話で、効率性の観点が無いのは非常に残念です。

それでは、法律はどうしてそんな規定内容になったのか。実はもともとあった法律と、実際に成立した法律とは全く違うものなんです。もともとあった法律というのは、奇しくも東日本大震災の起こった2011年3月11日の午前中に閣議決定したものです。それに対して、現行の「再生可能エネルギー措置法」は、同年の8月26日に成立をみたものです。

では、原案と現行法との違いについて申し上げますと、原案は対象電源と買取価格に関して、太陽光とその他の再生エネルギーとに分けて、太陽光は40数円で、現状の余剰買取の延長でやろう、その他の再生可能エネルギーに関しては15~20円の一律価格で、期間も15~20年という範囲内にしよう、ということを決めました。これが現行の「再生可能エネルギー特別措置法」ではどうなっているかというと、電源別・規模別に適正利潤を上乗せしましょう、法律施行後3年間は促進期間にしましょう、となっています。附則7条ですね。また、新設のみをやると言っていたんですけど、既設も対象にしましょう、というふうになった。非常に大きく変更されています。さらに、買取価格の設定に関して、原案では経済産業大臣が決定するとなっていたんですけども、大臣が決定する

R 電力中央研究所

### なぜこの買取価格に決まったのか?

- ◆ 調達価格等算定委員会やMETIIは答えます:「法律にそのように定められているから」(WEDGE2012年7月号)
- ◆ 「コスト+利潤(3条2項)」→「ドイツ、スペインではIRRでやっているようだ。日本でも。促進期間中はちょっとIRRを盛ろう」
- ◆ 植田先生:ドイツの国民負担増加を問われて。
  - 「欧州と日本では事情が異なる。日本は再生エネルギーの導入が大幅に遅れている。むしろ制度導入で投資バブルが起きるなら、東北の復興にも役立つのではないか」(2012/03/14 日経朝刊)

© CRIEPI 23

R 電力中央研究所

### なぜ現行のFIT法が生まれたのか?

原案と修正案は内容が大きく異なる  
修正案の原案は自民案とされる

	原案(2011年3月11日午前閣議決定)	修正案(2011年8月26日成立)→2012年7月1日施行
対象電源・買取価格	太陽光と「その他再エネ」 「その他」の買取価格は15~20円/kWh 期間15~20年の範囲内 新設のみ	電源別・規模別・様態別に適正利潤を上乗せ 法律施行後3年間は促進期間 既設も対象に含める
買取価格の設定	省令に基づいて経産大臣が決定	経産大臣が決定、国会報告、関係大臣と協議 調達価格等算定委員会の意見聴取
費用負担軽減措置	なし	製造業&非製造業への8割減免負担軽減分は政府の予算(石油石炭税)から補填

© CRIEPI 24

のは確かなんですが、調達価格等算定委員会という第三者委員会を設けて、そこから意見聴取をしましょう、ということになりました。費用負担軽減措置に関しても、原案には全く書かれていなかったんですが、修正された法律では、先ほど述べた 8 割減免と、原単位 8 割以上の事業所に関しては 8 割減免します、ということが盛り込まれました。ですから、非常に大きな変化があった、といえます。

どうしてこんなことが起こったかということなんですけれども、FIT の審議過程と買取価格が示されるまで、つまり 2011 年 3 月 11 日から今年の 4 月 27 日まで、これを時系列に並べてみますと、重要だったのは、6 月 27 日、FIT が菅直人前首相の退陣 3 条件の 1 つにされた、ということです。菅首相を辞めさせるためにはこれを成立させなければいけない、という流れがつけられたんですね。そして、8 月 10 日、菅首相退陣を日本の各紙が報道いたしました。民主党が代表選に向けて動き出す一方で自民党は、エネルギー政策を議論していた「エネルギー特命委員会」というのがあるんです

けれども、そこが固定価格買取法案を大幅に修正する内容を固めました。大幅に修正した内容とは、「コスト+利潤」にすること、第三者委員会を設けること、特に 3 年間は促進させること、という 3 点です。これ

E 電力中央研究所

### FIT審議過程と買取価格が示されるまで

3月11日	(午前)閣議決定
4月5日	法案国会(衆議院)提出
6月27日	菅首相記者会見:退陣三条件
7月14日	衆:本会議趣旨説明、代表質問
7月29日	衆:経済産業委員会参考人質疑
8月10日	朝刊各紙「菅首相退陣へ」。 民主党が代表選に向け動き出す一方、自民党はエネルギー政策を議論していた特命委員会で法案の修正内容を固める →民主党は修正案を全面的に受け入れる
8月23日	衆:本会議採決
8月26日	参:本会議採決(成立)
11月17日	調達価格等算定委員会の人選案提示も反発を呼ぶ。
2012年3月6日	調達価格等算定委員会第1回が開催
4月27日	買取価格の委員長案が提示される

© CR 25

を盛り込んだ「自民党修正案」というのを作って、これを民主党にほぼ丸のみさせる、ということをやりました。そして、その後、8 月 23 日、8 月 26 日と、それが決まっていたんですね。

そして、11 月 17 日、経済産業省が調達価格等算定委員会、つまり第三委員会の人事案を示すんですけれども、これは国会同意人事なので、国会で同意を取らなければなりません。ただ、この同意を得るのに大変に紛糾いたしまして、結局、調達価格等算定委員会のメンバーが固まったのが、非常に遅くなって、確か 2012 年 2 月ぐらいだった、と思います。そして、3 月 6 日に第 1 回の会議を開催して、2 ヶ月も経たないうちに「委員長案」が決まりました。

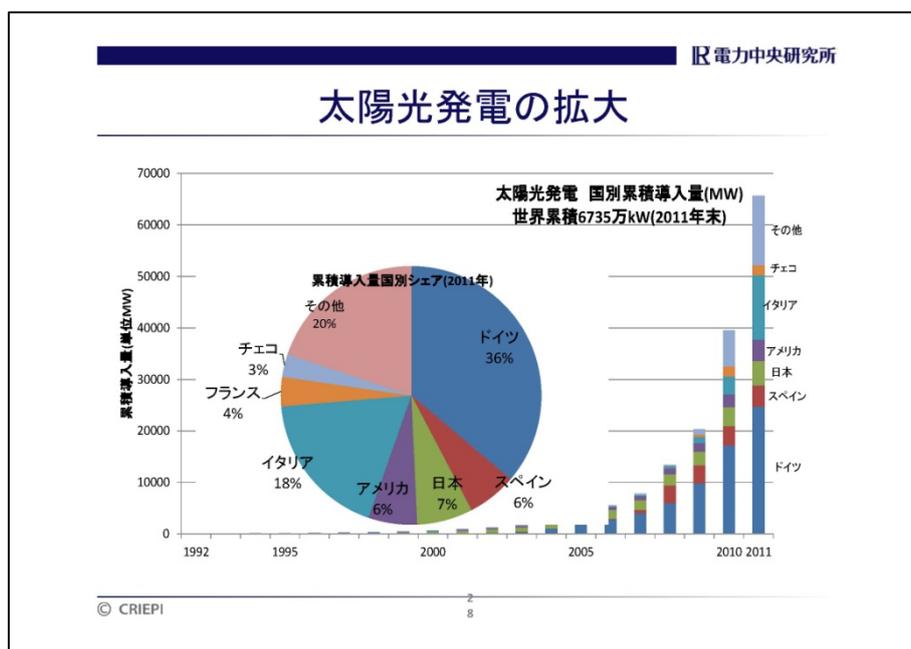
日本版 FIT は、このような経緯のもとに制定されていったわけですが、非常に問題なのは、この法律が効率性とか、費用負担の関係をよく考えていない、ということです。これについて議員も考えなかったし、ほとんど議論らしい議論をしてくれなかったし、調達価格等算定委員会も議論をしなかったということが、一番問題だと思います。FIT というのは、電源別に買取価格を細かく調整していく

制度なんですけれども、結局どこで調整していくかとなると、費用負担の大きさを見ながら調整している部分というのも現実にはありますので、それを全く考えないような法制度にしてしまったのはすごく問題だったんじゃないかな、と思います。

一応、今後の政府の方針としては、今年の夏までに国民的議論を通じて選択肢を絞って1つにする、としています。ただし、その前には検討しなければいけないことが腐るほどあります。特に重要なのが、国民負担がどのくらい上がるかということと、2030年時点で、例えば再生可能エネルギーを現状の11%から20~30%へと、2~3倍以上にしようとしているんですが、それはkWhでしか見ていません。電源構成として、kWとしてどういうふうに見るかということは、今は全く議論しないでやっています。だから、実際に25%とか35%入れた時に、火力発電はものすごく調整が必要になる、ということも考えられるんですね。そういう意味では、目標値を決めたとしても、その費用がどのくらい掛かるかということも踏まえた上で、国民的議論を通じて選ぶ、ということを実行しなければいけないんですが、現状ではそこまでたどり着いていない、と思います。

### 太陽光発電市場にみるドイツFIT事例——導入ラッシュによる国内メーカー凋落

朝野談:ドイツのFITの教訓はいろいろあります。太陽光発電に集中して申し上げますと、2つほどあります。ひとつは、2008年から2009年ぐらいにかけて、世界中で大量の在庫が発生しているた



め、国内で市場が拡大しても、国内の製造メーカーがその市場を獲得できるとは限らない、ということです。もうひとつは、買取価格の改定頻度を上げて費用負担の抑制を目指したんですが、それでも導入ラッシュが防げていない、ということです。確かに、ドイツは大きな市場をつくって、そのことで量産効果があったというのは間違いない、と思います。ただ、価格下落とグリーン産業育成という

二兎を追えたかという、そうではない。ですから、日本も同じようにできるかとなると、日本の場合は、価格下落とグリーン産業育成の 2 つとも危ういかもしれない、と思っています。

この棒グラフですが、年間の導入量を青で、供給量を緑で示しています。これを見ますと、在庫がどんどん増えているのがわかるか、と思います。生産調整自体はしてい

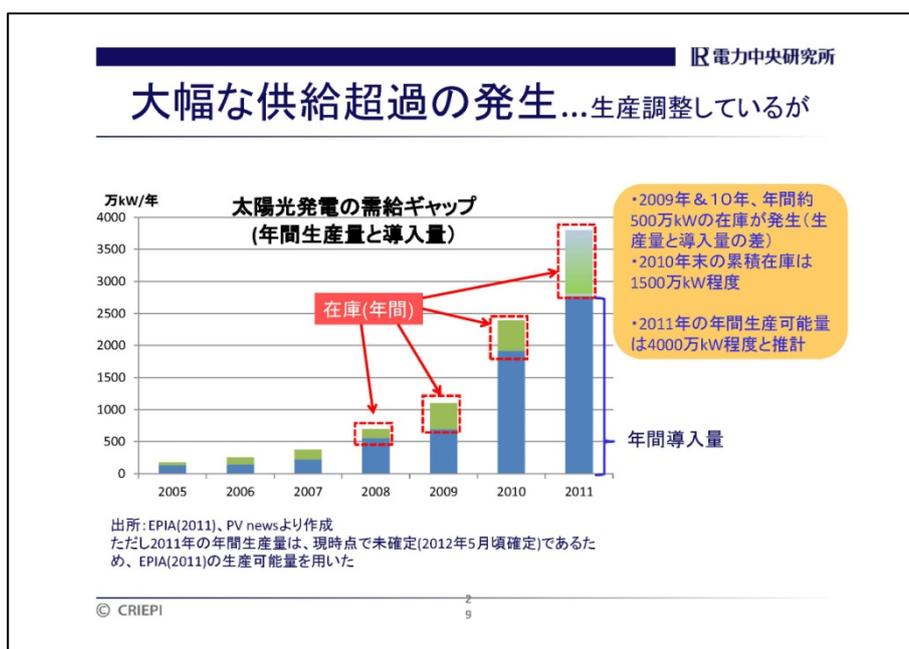
るんですが、中国、台湾では、それよりも早く、買取価格が高いところに売ろう、ということが動機付けとして激しくあるからなんですね。2011 年末の時点で、生産能力で言いますと、4000 万 kW ぐらい生産できるんですが、昨年導入されたのは 2800 万 kW ぐらいですから、在庫は非常に大量にある、ということです。2010 年時点の累積在庫を見ますと、世界中でだいたい 1500 万 kW ぐらいです。今年度、日本の市場が 200 万 kW ぐらい入るんじゃないかと言われていますので、それから比べても非常に大きい規模の在庫を抱えています。

R 電力中央研究所

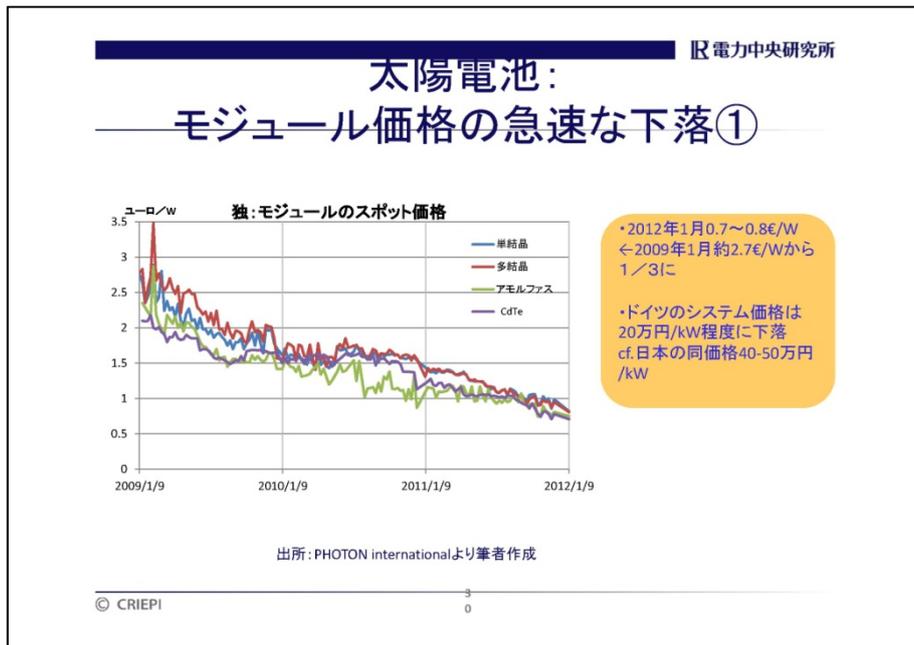
### ドイツFITの教訓

- ① 国内で市場が拡大しても、国内メーカーがその市場を獲得できるとは限らない
  - ◆ PVの価格下落とグリーン産業育成という「二兎を追う」ことは困難
- ② 買取価格の改定頻度を上げて費用負担の抑制を目指したが、それでも導入ラッシュを防げていない

© CRIEPI



そして、モジュール単価も非常に急速に下落しています。これは PHOTON international がずっと出しているデータなんですけれども、2009 年 1 月から 2012 年 1 月までを見ますと、だいたい 3 分の 1 ぐらいに下落しています。ここで興味深いのは、モジュールの価格はワットあたり 1 ユーロを切っていますので、システム価格にいたしますと、1€を 100 円とすると、もう 20 万円を切っています。PHOTON international 以外のドイツのデータを見ても、やはり 20 万円を切っているぐ



らいなので、非常に安くなっているな、と思います。日本が 35～50 万円ぐらいだと考えると、非常に安い価格を達成しています。そこで、モジュールのスポット価格について、どこが引っ張っているかを見てみますと、日本以外のアジア勢、中国がプライスリーダーになっています。

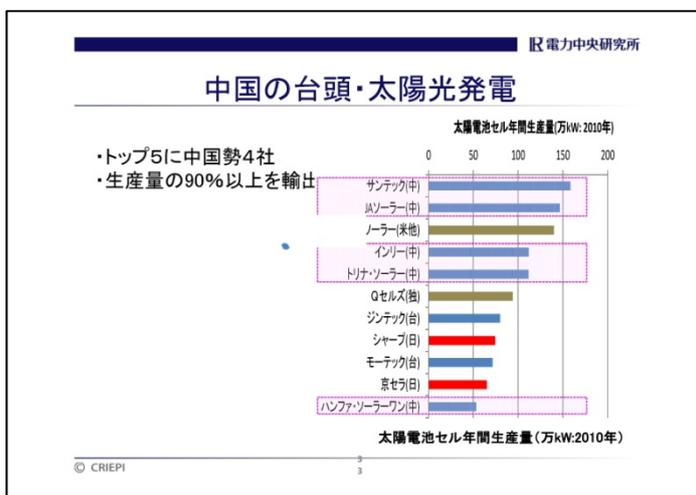
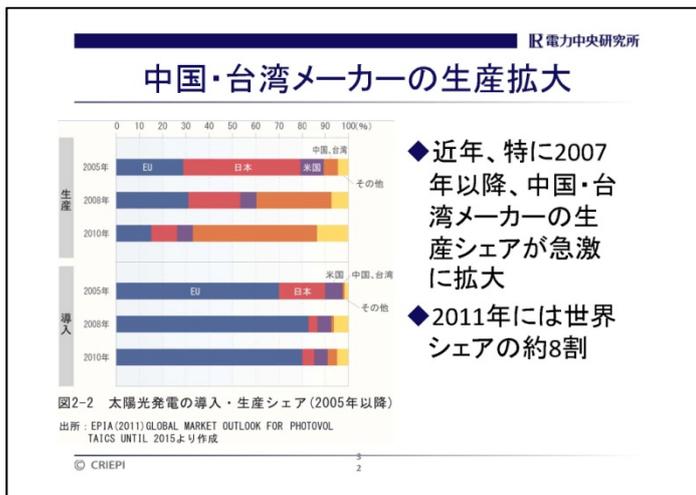
そうした一方で、中国・台湾メーカーの生産拡大も非常に大きいです。EPIA (European Photovoltaic Industry Association: 欧州太陽光発電産業協会) のレポートによると、生産シェアで見ますと、2004 年では日本がほぼ 5 割を占めていて一番大きかったんです。シャープさんが世界一だった頃です。それが 2008 年ぐらいからだんだん旗色が変わってきて、中国が大きくなって、2012

年には中国が6割ぐらいになっています。2011年のデータを見ると、もう78%ですね。そのぐらい中国と台湾がシェアを伸ばしている。逆に、導入しているマーケットはどこかについて見てみますと、EUの割合が非常に大きいです。かつては日本も大きかったんですけども、EUの割合が急速に増えている、ということがわかります。とにかく中国の台頭が目覚ましくて、トップ5のうちの4社が中国勢です。また、工場の大規模なところが多いというの、傾向としてあります。

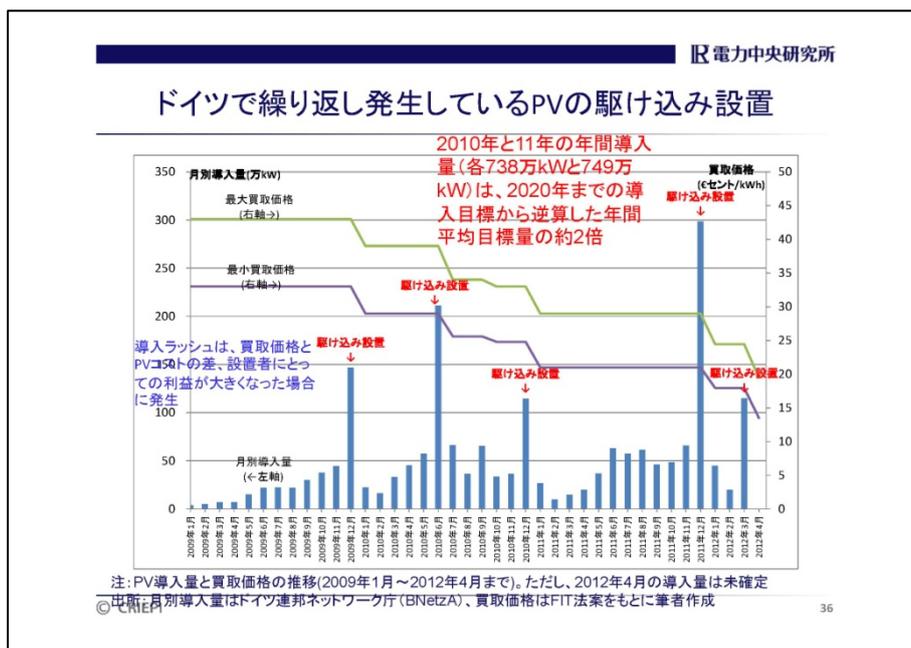
収益悪化に苦しむ先進国メーカーの典型ということで、ドイツのQセルズ社の経営破綻は非常に大きな話題になりましたけれども、Qセルズ以外にもドイツのメーカーの破綻は、昨年末に数社起こっていますし、今年もまたありました。シャープさんも非常に業績が悪化していて、円高もあって、「もう日本からの輸出は不可能だ」、「売れば売るほど赤字になるので地産地消しかない」と言っています。そういう点では、日本でFITが導入されてありがたい限り、ということかもしれません。

次に、ドイツの教訓の2つめ、つまり、買取価格の改定頻度を非常に上げて、費用負担の抑制というのを目指してきたんですけども、

それでも導入ラッシュを防げたかという、そうはできていないです。これは非常に興味深いグラフで、棒の部分はドイツの太陽光の月別の導入量です。ドイツの場合、買取価格を今まで6区分に分けていたんですが、これからは3区分ぐらいにしようと言っていて、買取価格を頻繁に下げている、



ということを示しています。ですから、規模の小さい戸建ての住宅に付けるようなものが最大買取価格で、メガソーラーのような陸上設置のものを最小買取価格とさせていただければいいです。この折れ線グラフでは、全ての区分を示さず、見やすいように最大と最小を取っています。ご覧のように、買取価格を何度も下げているんですけども、面白いのは、買取価格を引き下げる直前に、ぼんと駆け込み需要が発生している、ということです。



例えば、ドイツで一番何が問題になったかという、2010年と2011年に、738万kWと749万kWという非常に莫大な量が入ったんですが、2020年までの導入目標、つまり、年間平均どのくらいや

っていけば目標値を達成するかというのを見てみますと、2倍に達しています。そこで「ちょっと入れ過ぎじゃないか」、「これはどうにかしたほうがいいぞ」ということを議論し始めています。

では、こうした導入ラッシュはなぜ起こるかということなんですが、買取価格と太陽光コストとの差が非常に大きいので、設置する人にとって利益が大きくなった場合に発生するんじゃないか、と一般的には言われています。最近、4月に買取価格を切り下げようとした時も3月にドンと入ったんですけれども、いずれにしろ、こういうことがずっと起こっている、ということです。

費用負担については、推計値なんですけれども、ドイツの買取法の費用負担を推計しているドイツの連邦機関からのグラフです。2011年が136億ユーロ。これは実際まだ確定してない値で、確定した値だと128億ユーロになります。世帯当たりだと、10.3ユーロ(約1000円)で、電気料金支出の15%程度、というふうにいわれています。そして、これの半分が太陽光の費用負担です。太陽光は総発電量の3%しか占めておりませんので、ちょっと大き過ぎるだろうということで、「もっと改定頻度を上げよう」という動きがありました。2012年の推計値と2013年の推計値が出ているんですけれども、80億ユーロなので、2兆円弱ぐらいになるだろう、といわれています。

次に、今年の4月から予定されていた機動的な価格改定についてですが、4月に大幅に価格を引き下げるといので、3月に駆け込み需要が起こりました。ドイツ政府がどう価格改定しようと考えたかといいますと、ポイントは5月から毎月価格を下げて、11月以降は直近の導入実績に基づいて、毎月の引き下げ幅を調整する、ということです。これは、直近の3ヶ月の導入実績を4倍して年間目標に当てはめて、例えば年間目標を2012年に250万~350万kWというふうに設定するんですけれども、それを超えるようだとしたら、この一般制度から0.75~1.5%の間で調整するようになっていきます。なので、導入目標を大幅に超過する場合には1.5%引き下げるといような形で、毎月自動的に価格切り下げを調整する、というものです。

 電力中央研究所

## 2012年4月から予定されていた機動的な価格改定

- ① 買取価格: 20-32%の引き下げ
- ② 買い取り対象の区分を簡易化(6区分を3区分)
- ③ 2012年5月以降の毎月の1%切り下げ
- ④ 11月以降は至近の導入実績\*に応じて毎月の引き下げ率を調整

\*至近3ヶ月の導入実績を年間目標に当てはめる。年間目標: 2012&13年250-350万kW・2014年210-310万kW・2015年170-270万kW・2016年130-230万kW・2017年90-190万kW

- ⑤ 容量が1000kW以下設備は発電量の85~90%を買い取り対象(1000kW~1万kW以下は全量買い取り)

	区分	価格 (€セント/kWh)
屋根設置	0-30kW以下	24.43
	30kW超-100kW以下	23.23
	100kW超-1000kW以下	21.98
	1000kW超	18.33
陸上設置	転換地等*	18.76
	その他用地	17.94

	区分	価格 (€セント/kWh)	買い取り割合 (対発電量比)
設置形態は問わず	10kW以下	19.5	80%
	10kW超 - 1000kW以下	16.5	90%
	1000kW超-1万kW以下	13.5	全量
	1万kW超	対象外	

本法案は連邦議会(Bundestag)を3月29日に通過したが、参院(Bundesrat)では5月11日に反対多数で否決。継続審議中

今後の価格改定措置  
 ①5月以降、毎月1%価格を切り下げる  
 ②11月以降は至近の導入実績に応じて毎月の引き下げ幅を調整

この価格改定は、連邦議会を3月29日に通過して、4月1日から施行を予定していたんですけども、これが5月11日、ドイツの参議院で反対多数で否決されて、継続審議中扱いになりました。反対多数になった理由は、買取対象の区分を簡易化しようとしたんですが、簡易化し過ぎだということが問題になっているんですね。以前は、非常に細かく、0~30kWとか、30~100kWとか、6区分に分けて買取価格を設定していました。そこで、1万kWを越えるものに関しては買取対象から外して3区分にしようとしていたんですが、その区分の分け方がちょっと大ざっぱすぎるというので、今、ペンディングとなっています。ただ、買取価格のレベルを見ていただくと、10kW以下のところは19.5ユーロ/セント。だから、20円を切っていますね。19円ぐらい。大きなメガソーラークラスになると、13.5ユーロ/セントになるので13円ぐらいということで、4月1日からは非常に低いレベルの買取価格を予定していたことがわかるか、と思います。これ自体がうまくいくのか、うまくいかないのか、わからないですが、いずれにしろ、改定頻度を何度もさせて、価格をどんどん引き下げることで駆け込み設置をやめさせよう、としています。ただ、ドイツはここまで費用負担の議論をしても、絶対年間導入制限、つまり導入キャップをかけません。これは徹底しています。ほとんどのヨーロッパの国は、キャップで対応していて、政策としては、そういうほうが基本的に楽なんですけど、ドイツはそれをやっていません。

ドイツのFITに対する批判というのは、一般誌でも非常に高くなっています。一般誌の中で注目すべき論説だと思っているのは、『The Economist』の論説です。彼らは太陽光自体の可能性は全く否定していませんが、FIT自体は巨額で、無駄で、維持困難だという理由を挙げて批判しています。では、何をしたらいいのかということについてですが、外部不経済の内部化をインセンティブにすべきじゃないか、補助なしで回る市場はたくさんあるはずだから、そこでまず導入していくべきではないか、と議論しています。つまり、無駄な補助金をいっぱい出しても仕方ないということを彼らは主張しているわけで、私にはこれが一番しっくりくる議論だ、と思っています。

R 電力中央研究所

## FITに対する高まる批判

**The Economist誌の社説**

- ◆ PVは離陸しつつある。再エネの中で最も可能性がある
- ◆ しかし、FITは巨額で無駄な補助金。維持困難で不安定。
- ◆ 外部不経済の内部化をインセンティブにすべき。
- ◆ 補助なしで回る市場で導入増やすべき (cf. アフリカの携帯充電)

The Economist, Oct 15<sup>th</sup> 2011  
<http://www.economist.com/node/21532285>

© CRIEPI

### 日本版FITの見直し—今後日本がとるべき選択肢として

朝野談:ドイツの導入ラッシュの例を見ていただきましたが、最後に日本の場合はどうしなければいけないか、ということについてお話ししたいと思います。もう来月から法律は始まってしまおうわけですが、

一番重要なことは、効率的な供給にどうやってインセンティブを与えるか、ということです。バブルが起こればそれはそれでいい、というようなことでは決してないと思います。

調達価格等算定委員会が終わる際、「価格が業者の言い値じゃないか」という非難が非常に多くて、その結果、「コストデータを蓄積させて透明性を高めましょう」ということが公式見解として出されました。今後は買取対象事業者からコストデータを提出させ、施行後は半年ごとに見直しをする、ということです。法律上では1年ごとですが、経済産業大臣が必要だと考えれば半年ごとに実施できる、という項目が入っています。ですから、コストデータを出させて、価格の見直しと連動させていけば、ある程度効率化を促すことは可能なのではないか、と思われまます。ただ、問題はドイツの前轍を避けるために日本は何をしなければいけないか、という点にありますので、それで十分かどうかです。

では、どうして太陽光の導入ラッシュ、いわゆるPVバブルが起こるのかと申しますと、3つの理由があって、IEA (International Energy Agency: 国際エネルギー機関)の「Deploying Renewables」にもこのこ

とが書いてあります。まず、計画から実際設置するまでのリードタイムが非常に短いことが挙げられます。日本のコスト等検証委員会でもリードタイムの比較をしているんですが、太陽光に関しては2ヶ月です。これに対して、地熱発電では10~15年、風力発電も環境アセスメントが必要なので4~

RI 電力中央研究所  
**論点: 「効率的な供給」にインセンティブを与えることができるか?**

- ◆公式見解: コストデータの蓄積と透明性向上
  - ▶ 調達価格等算定委員会は、今後、買取対象事業者からコストデータを提出させて、施行半年後に検証
  - ▶ 買取価格の更新は法律上、毎年度(必要があれば半年ごとに)実施するため(3条1項)、一定の効率化を促すことは可能
  - ▶ **問題はそれで十分か? ドイツの前轍を避けるために何をすべきか?**

RI 電力中央研究所  
**法律上は半年毎に価格改正が可能**

- ◆ 第三条に、調達価格は経産大臣が毎年度開始前に判断、**必要があれば半年ごと**に定めると明記
- ◆ 例えば、内外価格差が是正されるまで、PVの買取価格は半年ごとの見直し
- ◆ 内外価格差の是正は、日本メーカーが本当に輸出で稼ぐつもりなら望ましい

第三条 経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、電気事業者が次条第一項の規定により行う再生可能エネルギー電気の調達につき、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模ごとに、当該再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格(以下「調達価格」という。)及びその調達価格による調達に係る期間(以下「調達期間」という。)を定めなければならない。  
 ただし、経済産業大臣は、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、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、調達価格及び調達期間(以下「調達価格等」という。)を定めることができる。

RI 電力中央研究所  
**なぜPVバブルが起こるのか?**

1. 短いリードタイム
2. 政策当局の価格モニタリングの限界
3. 高すぎる買取価格

→ **法改正による価格更新の縮減が必要では無いか?**

5年かかるということになっていますから、2ヶ月という短期間で設置できて、しかも太陽光自体のコストがすごく下がっている時に、1年間とか、半年間とか、固定した価格を付けるとなると、駆け込み需要なり、太陽光の導入ラッシュなりが起こる、ということです。政策当局は「価格のモニタリングをします」と言いますが、それではすでに古いデータになるわけですし、そういう意味では限界があります。こうした急速な値下がりをしている技術に対して、高い買取価格を付けてしまうと、どうしても投機対象になってしまうので、投資資金が集まって導入量が増える、という結果にもなりやすいです。

ですから、私は法改正で価格更新の縮減をしていくことが重要だ、ということを主張します。今回42円で設定されましたけれども、日本のFITで一番起こってはいけないことは、日本企業が太陽光の汎用製品の生産増強に注力してしまうことです。そうなってしまうと、短期的には収益が改善するかもしれないけれども、長期的には低迷します。テレビ産業で起こったことと同じようなことが起こってしまうんじゃないか、と懸念されるんですね。世界中には大量に在庫があります。そこに42円という価格が付いたら、内外価格差は2倍程度ありますので、日本市場に向けてその在庫が流れ込む、ということは自然に考えられることです。

 RI 電力中央研究所

## 日本FITの展望：ワーストシナリオ

- ◆ 日本：10kW以上に42円/kWh等の「高い買取価格」を設定
- ◆ 日本企業：汎用製品(結晶系)の生産増強に注力→**短期的に収益改善するも、長期的には低迷(テレビ産業と同じ)**
- ◆ 世界市場の在庫が日本市場に向けて流れ込む(大きな内外価格差の存在)
- ◆ 電気料金を通じた費用負担が上昇し、導入制限や買取価格の大幅な引き下げが実施される。導入量は縮小(**PVバブル&パースト**)
- ◆ 産業振興にもならない：日本メーカーは既に輸出利益を得られていない
- ◆ 費用負担は買取期間(20年等)の間に渡って継続

© CRIEPI44

また、電気料金を通じて費用負担が上昇して、導入制限や買取価格の大幅な引き下げが実施されれば、導入量は縮小してしまいます。PVバブルでブーストを起こそうとしているんですが、「バーストになっちゃうかもしれないよ」ということです。これはもうヨーロッパのほとんどの国で起こっていることなので、だからこれはやっぱりすごく考えなければいけないことなんですね。そうなってしまうと産業振興にはならないですし、費用負担は長期間固定化されますので、国民にとってすごくマイナスが多いんじゃないか、ということを懸念しています。

ですから、現行の買取区分をまず変えなければいけません。経済産業省の定めた今の区分というのは、太陽光発電の10kW未満を42円、10kW以上も42円で20年間買い取る、というものです。おそらく、経済産業省の調達価格等算定委員会の念頭には、10kW未満は戸建てに設置される太

太陽光発電で、10kW 以上は地上のメガソーラーというのがあるんでしょうね。でも、メガソーラーの場合は土地の取得とかがあって、リードタイムが1年ぐらいかかりますから、実はバブルがどこに起こるかという、10kW 以上の屋根設置です。商業施設や集合住宅や工場等の屋根は2ヶ月ぐらいで設置できてしまうので、そこにバブルが起きる。実際、固定価格買取制度が始まるということになってから、大手の家電販売店、スーパーが全店舗の屋根に設置することを表明していますが、こうした商業施設、工場等の屋根の場合は、もう本当にコストの問題だけなので、価格が高ければ日本製ではなく韓国や中国のものを調達する、ということになると思います。そうすると、非効率的なことになってしまいます。

現在、基本問題小委員会が、エネルギー政策の見直しの一環として、電源選択をして2030年時点の目標値を出す、ということを議論しています。今、この2012年6月14日の時点でまとめたのは4つの選択肢です。選択肢の1から3では、原子力の比率を0%、15%、20~25%というふうに振っていて、4つ目では「電源の選択は市場に任せる」という形をとっています。

それぞれの選択肢の再生可能エネルギーの中身を見ていきますと、これはまだ確定しているわけでも何でもなく、事務局が一応のイメージとして示したものですが、太陽光は6%で固定されています。現状では0.3%なので、非常に大きく増やします。風力発電に関しては、3~12%と割と大きな幅で振っています。また、地熱、水力、バイオマスに関しては、基本的に変わらないか、現状よりも若干増加する、ということ想定しています。脱原発がどのくらい進むかは、風力発電がどのくらい入るかに依存するような選択肢といえます。ただ、この風力発電の設置量ですが、仮に12%入れますと、陸上で5000万kW出ることになりますが、現状は240万kWですので、現実的には相当遠い数字だな、というふうに思います。太陽光の2020年の2800万kWは達成できると思うんですが、風力発電がこういう数字で伸びていくという予想は非常に現実離れしている、と思います。

RI 電力中央研究所

## そもそも論：エネルギー政策見直しとの整合性

◆2030年時点の電源構成選択肢 基本問題小委

- 再エネの発電量比を35%、30%、25-30%(2010年実績11%)
- PVは6%(同0.3%)、風力発電は3%~12%(同0.4%)
- 脱原発依存は風力次第??
- **目標値を安価に達成したいなら、入札やRPSが効率的**

	総発電量	原子力	再生可能エネルギー	太陽光	風力発電		地熱	水力	バイオマス・廃棄	CO2排出量 (対90年比)	GDP(実質) 変化率(%)**
					設置形	導入量					
選択肢①	1兆kWh	0%	35%	6%	陸上	901億kWh、5143万kW	4%	11%	3%	-16%	▲5.0~ ▲1.0
					洋上	225億kWh、857万kW					
選択肢②	1兆kWh	15%	30%	6%	陸上	526億kWh、3000万kW	3%	11%	3%	-15%	▲4.1~ ▲0.8
					洋上	131億kWh、500万kW					
選択肢③	20-25%	25-30%	6%	3-7%**	陸上	225億kWh、1286万kW	3%	11%	3%	-16%	▲3.6~ ▲0.7
					洋上	56億kWh、214万kW					
選択肢④					電源の選択は市場に任せる						
現行計画	1.2兆kWh	45%	20%	5%	2%	176億kWh、1000万kW	1%	10%	3%	-31%	
2010年実績	1.1兆kWh	26%	11%	0.3%	0.4%	43億kWh、244万kW	0.2%	8%	1%	6%	

\* 選択肢③の風力発電導入量は、「3%」の数値

\*\* GDPの増減は全て、省エネ対策等しないケース(参照ケース、電源構成は2010年ほほ横ばい)における2030年時点の試算値との比較

© CRIE, 45

いずれにしても、この夏、こういう選択肢を決めていくわけですが、もし再生可能エネルギーの目

標値を安価に達成したいということだけを考えるのであれば、固定価格買取制度をやるのではなくて、入札や RPS (Renewables Portfolio Standard) 法をやったほうが効率的ではないかな、と思います。どういう方法を探れば安い再生可能エネルギーから順に入れることができるのかを考えるのも、1つの方法だろうと思います。

ここで私が言いたいのは、電源別に「費用コスト+利潤」という方法よりも、実質的に量からコントロールするという方法もあるんじゃないか、ということです。ドイツの場合も、なぜ今回のような毎月価格を切り下げるといった方法をやっているかという、導入量と費用負担の面から価格を調整しているわけです。ですから、やはり費用負担や導入量を根拠にして価格というものを考えるべきだ、と思います。そういう意味では、入札や RPS という方法も考えてもいいのではないかと、つまりはマーケットメカニズムを採ったほうがいいのではないかと、という主張です。

ただし、大きな問題が2つあって、ひとつは、発電量、kWh としての割合を決めてはいるんですけども、電源構成の供給力、kW としてどうなるか、ということは考慮していません。ですから、例えば風力発電のキロワット価値は5~10%で、太陽光は10%という話をしましたけれども、kW でみた時には、それをバックアップするための火力発電だとか、調整用電源が必要になってきますが、その時のコストというのはまだ計算していません。これが問題の1点目です。

もうひとつは、この選択肢は4つの研究機関が回した経済モデルなんですが、興味深いのは、いずれの選択肢も、対策をしないケースを比べると、経済にマイナスの影響になってしまう、ということです。経済的影響としては非常に大きいんです。当たり前ですが、原子力をやめて、それよりも割高な再生可能エネルギーを導入するぶん、買いたいものが買えなくなってしまうので、GDP としては影響を受ける、という構造になっています。ですから、この負担がどういうふうになるかということはずくづく考えなければいけません。もちろん、負担を帳消しにするぐらい、日本経済にプラスになるようなものが何か見つかればいいんですが、それが現時点ではよくわかっていないという状況にあるので、経済的影響についてももう少し慎重に議論して、選択肢を決めるなどのことをしなければいけない、と思います。

「再生可能エネルギー特別措置法」の1条に規定されているように、FITの目的は再生可能エネルギーを促進することと、それによって国際競争力強化と産業振興、地域活性化、国民経済の健全な発展を図ることにあります。ぜひそうあるべきだと思います。ただ、現状では、いずれの経済モデルの結果も、過剰に促進すると国民経済の発展を阻害する可能性を示唆していますので、再生可能エネルギーを促進するにしても、経済的影響を出さないためにどう産業競争力を強化

電力中央研究所

### そもそも論：経済影響

◆目的は？(1条)に規定

- ▶再エネを促進すること
- ▶それによる国際競争力強化、産業振興、地域活性化、国民経済の健全な発展に寄与すること

→再エネの過剰な促進は国民経済の発展を阻害する可能性はないのか？

基本問題委員会の全てのモデル検証結果は、再エネ大量導入でGDPがマイナス

→仮に再エネを促進するにしても、FIT以外の選択肢と比較すべきではないか？

© CRIEPI 46

するか、ということを考えなければいけません。これは別途議論しなければならない問題だと思います。これはマクロモデルで見ているので、ミクロで競争力をどう見ていくか、ということシビアに見ていく視点は必要だろう、と思います。

結局、FIT という制度は、買取価格の調整を通じて導入量や費用負担をコントロールする、という制度なんです。当然、導入量ばかりを

優先してはだめで、費用負担の観点からも、どうやって電力供給の効率化をどうやって進めていくかを、もっと真剣に考えるべきです。ですから、法律 3 条 2 項の「適正な利潤」や、今回一番問題になった附則 7 条の促進条項に効率化の観点がいないことは、やはり非常に問題が大きい、と私は考えております。

電力中央研究所

### そもそも論：費用負担

- ◆ **過重な費用負担とは？(3条4項)**
  - 賦課金の負担が需要家に過重にならない配慮
- ◆ **FITとは買取価格による導入量(費用負担)のコントロール**
  - 買取価格と導入量は、価格を高めれば導入量が拡大し、低めれば導入量は縮小する
  - 導入量ばかりを優先するのではなく、電力供給の効率化(費用負担)の観点からも設定すべき
  - 3条2項と附則7条に効率化の観点は無い。
  - ドイツも、**買取価格の調整を通じて、導入量(その裏返しとしての費用負担)をコントロールしている**

© CRIEPI 47

本講演録の著作権は、ご講演者もしくは一橋大学イノベーション研究センターに帰属しています。本講演録に含まれる情報を、個人利用の範囲を超えて転載、もしくはコピーを行う場合には、一橋大学イノベーション研究センターによる事前の承諾が必要となりますので、以下までご連絡ください。

【magicc プロジェクト事務局】 藤井由紀子

一橋大学 イノベーション研究センター内

〒186-8603 東京都国立市中 2-1

TEL. 042-580-8434 e-mail: yukifuji@iir.hit-u.ac.jp