



研究レポート

No.396 September 2012

再生可能エネルギー拡大の課題

—FIT を中心とした日独比較分析—

上席主任研究員 梶山 恵司

再生可能エネルギー拡大の課題 －FIT を中心とした日独比較分析－

上席主任研究員

梶山恵司

kajiyama.his-01@jp.fujitsu.com

〈要旨〉

- ・ 2000 年の FIT 導入以降、ドイツの再生可能エネルギーは拡大が続き、2012 年上期の電力に占める比率は 24% に達した。
- ・ 原発の発電量は減少してきているが、電力は輸出超過を維持している。再生可能エネルギーの雇用は 37 万人、設備投資も 3 兆円を超えるまでになっている。
- ・ 他方で、2009 年からの太陽光の急拡大により家庭の負担が増している。ただし、日本の電気料金と比べると、税金を除いた実質ではそれでもドイツが 2 割近く安い。
- ・ 太陽光急増の結果、太陽光の発電コストが大幅に下がったこと、太陽光発電市場の自由化の道筋が見えたことなどは、正当に評価されるべきだろう。
- ・ 農村では、バイオガスによる熱電併給をベースに風力や太陽光を組み合わせた再生可能エネルギーの地域利用モデルが急増している。エネルギー消費者（consumer）が同時に発電事業者（producer）としてプロシューマー（prosumer）になることによって、新しい富が生み出されている。
- ・ 再生可能エネルギーのマーケットリーダーとなったドイツでは新たな産業が勃興するとともに、洋上風力や集光型大規模太陽熱発電など、大規模プロジェクトも活発化してきており、エネルギー分野が地域の中小企業から大企業に至るまで、一大成長産業となっている。
- ・ 日本も FIT がスタートしたことにより、再生可能エネルギービジネスが本格化する。FIT を軌道に乗せるためにもっとも急がれるのは、再生可能エネルギーごとの標準値・ベンチマークをつくり、理論・技術・ノウハウの共有化をはかることである。

キーワード；

再生可能エネルギー、固定価格買取制度（FIT）、風力、太陽光、木質バイオマス、バイオガス、地域分散型エネルギー

目次

1. はじめに	1
2. ドイツの再生可能エネルギーの実際	2
2-1 再生可能エネルギーの拡大と家庭負担の関係	2
2-2 外国との電力系統網の接続と電力輸入依存	4
2-3 国内の新産業育成への貢献	6
3. ドイツの再生可能エネルギーの価格設定とコスト負担の推移	8
3-1 設備容量に応じた価格設定、逓減率の採用、情報開示	8
3-2 太陽光拡大と負担増の関係	10
3-3 2020 年に向けての展望	12
4. ドイツと比較した日本の買取価格の課題	14
4-1 情報開示の問題	14
4-2 メガソーラーでもコスト高	15
4-3 風力発電ビジネスの基本が守られない	16
5. バイオマス発電をどう定着させるか	19
5-1 林地残材と廃材を使い分ける価格設定	19
5-2 バイオマスはコージェネが前提	20
5-3 日本の価格設定の問題点	21
5-4 日本が必要とする小規模熱電併給	23
6. ドイツの地域分散型エネルギー利用の実際と日本の課題	25
6-1 短期間で全国展開に成功したドイツのバイオガスモデル	25
6-2 バイオガス普及拡大のメカニズム	27
6-3 新しい富の創造	28
7. FITを軌道に乗せるために	30
○優良事例分析に基づく標準値の設定	30
○FITの基本原則の明確化	30
○教科書とベンチマーク	31
8. おわりに～フロンティアへの挑戦	32

再生可能エネルギー拡大の課題 －FIT を中心とした日独比較分析－

1. はじめに

再生可能エネルギーでつくられた電力を、あらかじめ決められた価格で電力会社に全量買い取ることを義務付ける再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）が、7月から始まった。FIT は、再生可能エネルギー市場の育成・拡大とそれによる電力の中長期的な安定確保のために不可欠の制度であり、これが日本でもスタートしたことの意義は極めて大きい。

再生可能エネルギーは化石燃料に比べコストが高く、そのままでは普及は困難である。FIT は再生可能エネルギーの競争力を高め、将来的に再生可能エネルギーを自由市場に移行させるための制度である。再生可能エネルギーの競争力をどのように高めていくか、また、その間のコスト負担をどう抑制しつつ拡大していくか、FIT の設計・運用に大きく依存することになる。

こうした問題を検討する上で参考になるのが、ドイツである。ドイツは、日本同様、再生可能エネルギーの種類も豊富で、種類ごとにきめ細かな対応をして、それぞれの可能性を着実に引き出してきている。2000 年に FIT を導入して以降、再生可能エネルギーは順調に拡大し、2012 年上半期の電力に占める比率は 24% に達した。

そこで本稿では、ドイツの再生可能エネルギーの実際を、主に FIT を中心に分析したうえで、日本の再生可能エネルギーをどのように発展させていくかの方策を検討する。

なお、FIT が機能するためには、発送電分離や電力系統網の強化、系統への優先接続、需要改革などの条件を着実に整備していくことが前提である。この点についてはすでにいろいろなところで提言がなされており、論点も整理されてきているので、本稿では、主に再生可能エネルギー競争力強化と産業育成に焦点を絞って検討する。

また、日本ではエネルギーというと電力というイメージが強いが、エネルギーの利用形態は、電力に加え、熱および輸送用燃料もある。特に熱と電力は相互に密接に結びついており、本来ならこれらを総合的に取り扱うべきだが、本稿では FIT をテーマとする関係上、熱と電力双方の利用が可能なバイオマスを除いては、再生可能エネルギー電力に焦点を絞る。

2. ドイツの再生可能エネルギーの実際

2-1 再生可能エネルギーの拡大と家庭負担の関係

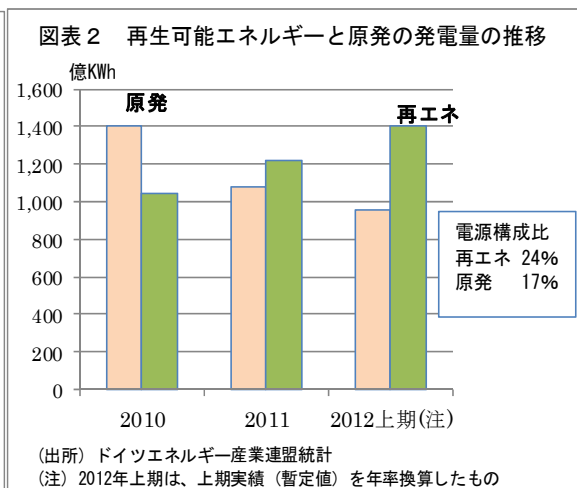
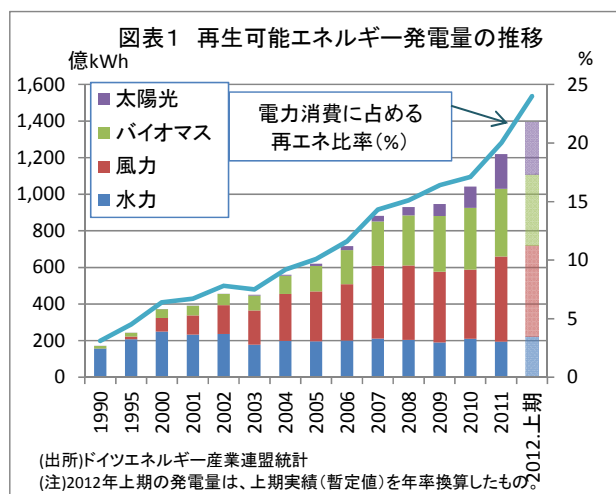
ドイツの再生可能エネルギーについてはこれまで断片的に取り上げられることが多く、その実態が必ずしも体系的に整理されているとは限らないので、まずはこの点を明らかにしておきたい。

2000 年に FIT を導入して以降、ドイツの再生可能エネルギーは順調に拡大を続け、当初 6 % にすぎなかった再生可能エネルギーの電力に占める比率は、2011 年に 20%、2012 年上半期には 24% に達するまでになった（図表 1）。また、再生可能エネルギーの発電量も 2011 年には 1220 億 kWh にまで拡大し、原発の発電量（1080 億 kWh）を初めて上回った。2012 年上期にはこの差はさらに拡大し、再生可能エネルギーの発電量は原発の 1.5 倍近くに達するまでになっている（図表 2）。

ドイツは、総発電量に占める再生可能エネルギーの比率に関する長期目標を、2020 年 44%、2030 年 66% に設定しているが¹、これはそれまでの再生可能エネルギーの経験・実績や、それにもとづくイノベーションの見通しなどの科学的知見に裏付けられたものである。

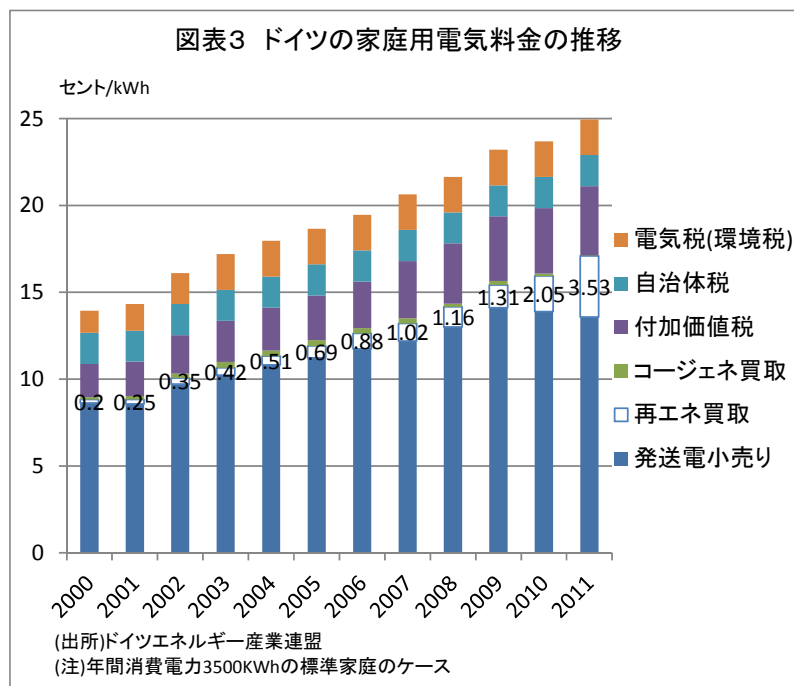
他方で、これだけ再生可能エネルギーの発電量が増えると、そのコスト負担はどうかとの疑問も当然でてくるだろう。また、再生可能エネルギーが拡大しているために、ドイツの電気代は上昇してきているとの指摘もなされる。

実際、ドイツの家庭の電気代の推移をみると、2000 年の 14 セント/kWh から 2011 年には 25 セントへと、大幅に上昇してきている（図表 3）。ただし、これは再生可能エネルギーの買取負担のせいだけではなく、通常の発送電経費や税金など、全体のコストが上昇した結果である。



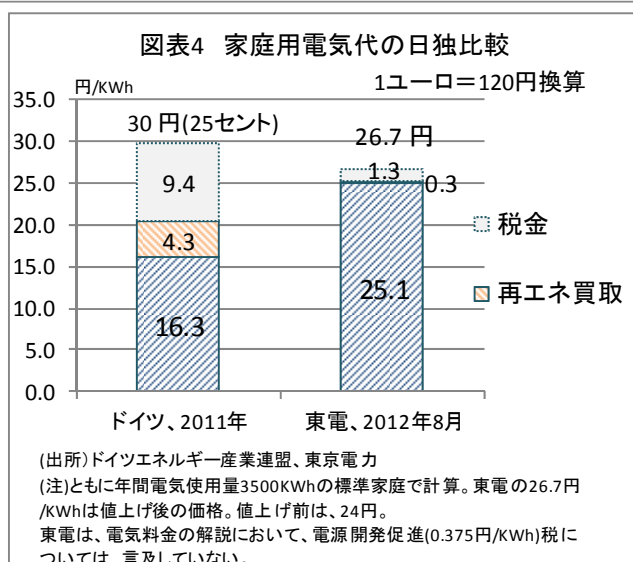
¹「再生可能エネルギー拡大のための長期シナリオと戦略」（ドイツ連邦環境省）による目標値。再生可能エネルギー法では、発電に占める再生可能エネルギーのシェアを、2020年 35%、2030年 50%、2050年 80%としている。一般には「長期シナリオと戦略」の数値が目標値として用いられている。

また、ドイツの家庭の電気料金 25 セント（日本円に換算して 30 円）のうち、再生可能エネルギー発電に対する 2011 年の負担額は 3.53 セント、4.2 円である（図表 4）。標準家庭の年間消費電力 3500kWh として、年間の再生可能エネルギーに対する負担額は 123 ユーロ（約 1 万 5000 円）となり、それ



なりの負担となっていることは確かといえるだろう（なお、2012 年 8 月現在、1 ユーロは 100 円弱で推移しているが、本稿ではより長期的トレンドである 120 円で計算する）。

これに対し、日本の標準家庭の電気代を東京電力の例でみると 2012 年 8 月の値上げ後で 26.7 円（値上げ前は 24 円）なので、日本の電気代の方が安いように見える。しかしながら、この電気料金は税込での価格なので、実質のコ



スト比較のためには、税抜でみる必要がある。この点、日本の税金は消費税 5 % にすぎないが、ドイツでは電気料金全体に占める税金の比率が付加価値税 16 %、電気税（炭素税）8 %、自治体税 7 % となっており、税金の比率は 31 % に達する。そこで税抜の実質金額で比較すると、ドイツ 20.6 円、日本 25.1 円となり、日独の電気料金格差は逆転する。

さらに日本では、原発の安全対策、10 年以上かかる核廃棄物の処理負担、損害保険等のコストは、いまだ電力価格には十分に反映されていない。再生可能エネルギーは普及に伴いコストも下がる学習効果が期待されるが、原発の場合、将来にツケを回していた分が表面化して、コストはむしろ上がっていくという、いわば負の学習効果がこれから出てくることを考慮すべきだろう。

なお、買取制度における再生可能エネルギー買取の負担額とは、再生可能エネルギーに切り替えた場合に、電力卸売市場での取引価格に比べて追加的に必要となる費用である。再生可能エネルギーの買取総額そのものではないことに留意する必要がある。

2-2 外国との電力系統網の接続と電力輸入依存

再生可能エネルギー懐疑派からは、ドイツが原発を減らし、再生可能エネルギーにシフトできるのは、①電力系統が外国とつながっておりいざという時に電力を融通しあえるうえ、隣国の安い電力を輸入できるからではないか、②再生可能エネルギーが拡大しても国内の産業育成につながっていないのではないかと指摘がしばしばなされる。

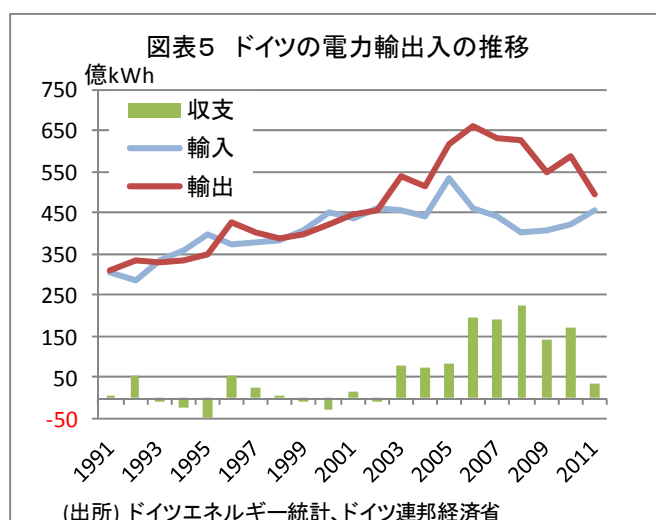
そこで次に、この2点について検討する。

ドイツの電力輸入については、電力輸出入の推移を見れば一目瞭然である（図表5）。これによると、2000年代に入り輸入が横ばいで推移する一方、輸出が伸びており、2005年から2010年にかけて、電力輸出量が輸入量を年平均168億kWh上回っている。2011年には原発の発電量が前年の1400億kWhから1080億kWhへと減少したこともあり、ドイツの電力純輸出も37億kWhまで減少したが、いずれにせよドイツの電力収支がプラスであることに変わりない。つまり、ドイツが脱原発を決め、再生可能エネルギー拡大ができるのは安い電力を外国から輸入しているからだという批判は当たらない。

ただし、これは年間の収支でみた場合であり、ドイツがピーク需要局面でいざという時に、隣国の電力に依存することができることは事実である。外国との電力の連系線がない日本ではありえないことであり、系統安定化という点ではドイツは確かに恵まれているといえるだろう。この点に関し、2012年1月、2月に厳冬となった際に、原発の発電量の減ったドイツでは電力不足になり、フランスの原発電力を輸入することになるのではないかと懸念が出たことがあった。ところがふたを開けると実際にはその逆で、暖房に電気ヒーターを使うケースが多いフランスでむしろ電力不足におちいり、ドイツからの緊急の電力輸入で何とかしのぐことができた。

電力融通の点でより参考になるのが、スペインである。

スペインでは再生可能エネルギー電力の比率が3割を超えており、ドイツ以上に



再生可能エネルギーの電力利用が進んでいる。全電力量の2割近くは風力発電であり、時間によっては電力需要の6割を風力が供給することもあるほど、風力発電大国となっている。

他方で、再生可能エネルギーを取り巻く条件は日本と共通点が多い。たとえば、スペインの電力消費地はマドリード、バルセロナに集中する反面、風力適地は東部から北西のガリシア地方に偏在しており、再生可能エネルギーの供給地と電力の消費地が離れている。さらに、スペインとフランスとの連系線の容量は、輸入が130万kW、輸出が50万kWにすぎず、電力系統に関してはスペイン自ら呼ぶように、「島国」状態である。

スペインの系統安定を担うのは、スペインの送電会社REE社（スペイン送電会社）である。スペインの発送電分離は1985年とすでに30年近い歴史があるが、再生可能エネルギー拡大をにらみ、REE社は、2006年に再生可能エネルギー制御センター（Control Center for Renewable Energies, CECRE）を設立、再生可能エネルギーの特性を考慮した電力制御システムを導入した。

CECRE は、電力系統の安定性を損なうことなく、再生可能エネルギーを最大限に導入することを目的としている。具体的には、風力、太陽光、小水力、バイオマスなどの再生可能エネルギーとコージェネを対象とし、電力需要に応じてその発電電力の管理・調整を行っている。また、CECRE は、風力を含む対象発電設備の状態をオンラインで監視・制御しており、スペインの電力系統全体を制御する中央給電指令所の一部として運用されている²。

なお、スペインでは、再生可能エネルギーのバッファーとしては、ガス火力と揚水発電が用いられている。スペインの発電会社は2000年代初頭の好景気時代に、将来の電力需要増を見込んでガス火力の設備投資を行ったが、その後の需要の減退で余剰設備となっており、それが結果として、再生可能エネルギーのバッファーとなっている。他方で、スペインでは蓄電池導入の動きはあまりない。既存の設備を使い、いかに電力系統化対策費用を最小限に抑えることに重点が置かれているといえる。

写真1 CECRE（再エネ制御センター）



（出所）富士通総研

²「風力発電大国の実像 ～その背景に電力系統制御への挑戦～」 東京大学 石原孟 日経エレクトロニクス 2011年 7月11日号

2-3 国内の新産業育成への貢献

再生可能エネルギーの拡大は国内の産業育成に貢献していないとの指摘については、どうだろうか。これは主に、ドイツの太陽光パネルメーカーが中国製に押されて苦境に立たされていることを意味していると思われるが、あまりにも一面的な見方である。

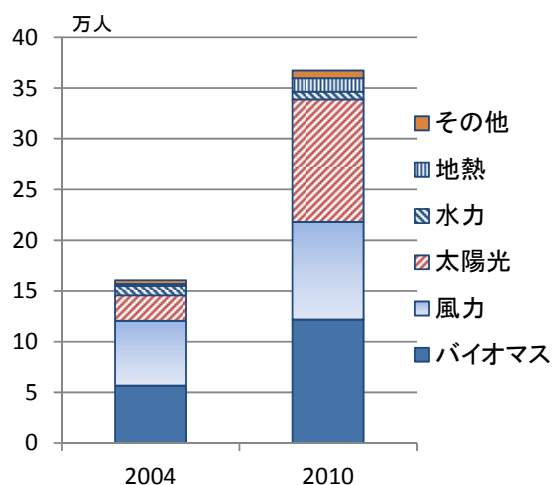
そもそも、再生可能エネルギーは多様である。ドイツの再生可能エネルギーの発電量の構成を見ても、風力 38%、バイオマス 30%、太陽光 16%、水力 16%である（2011 年）。太陽光のみが再生可能エネルギーではない。

また、ドイツの再生可能エネルギーにかかわる雇用は 2010 年で 37 万人と、6 年前の 16 万人に比べ、20 万人以上増加している（図表 6）。太陽光での雇用拡大はもっとも顕著だが、バイオマスや風力についても雇用は着実に増加している。

産業育成という点では、設備投資も重要である。2010 年のドイツの再生可能エネルギーにかかわる設備投資は、3 兆 2000 億円を超えた（図表 7）。リーマンショック前の日本の自動車産業の設備投資額が関連産業も含め 3 兆円に達しなかったこと、ドイツの経済規模は日本の 3 分の 2 であることを考えると、ドイツにおける再生可能エネルギー関連の投資がいかに巨大であるかがわかる。

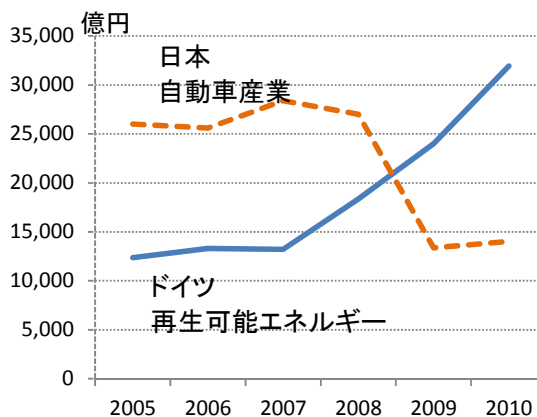
ただし 2010 年の投資額の内訳をみると、太陽光が 2 兆 3000 億円で全体の 73%を占めている（図表 8）。これがすべて外国からの輸入パネルであれば、確かに再生可能エネルギー

図表 6 再生可能エネルギー雇用者数の推移



(出所) 再生可能エネルギー統計2011、連邦環境省

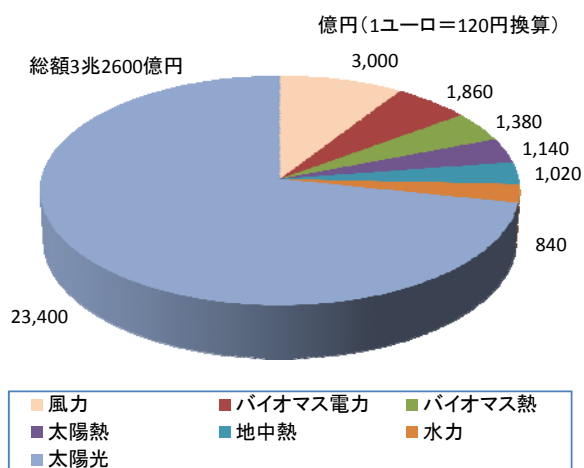
図表 7 再生可能エネルギー設備投資額の推移
(日本の自動車産業との比較)



(出所) ドイツ連邦環境省、財務省法人企業統計

(注) 1ユーロ=120円換算

図表 8 再生可能エネルギー投資額内訳、2010年



(出所) 再生可能エネルギー統計2011年、連邦環境省

一の設備投資の国内波及効果も見かけほどではないということになるだろう。しかし、太陽光の設備投資額のうちパネル部分は 5 割弱であり、残りのインバータや架台、建設のほとんどは国内での投資である。

他方で、風力発電機やバイオマスの発電機・燃焼機器などは、ドイツが世界トップクラスの強い競争力を有している。しかも、単に設備を売るのではなく、施工管理・運営に至るトータルのサービスを提供することによって、より付加価値を提供する新しいビジネスモデルを切り開いてきている。つまり、仮に太陽光のパネルがすべて外国製であったとしても、国内での投資額は 2 兆円に達する規模であり、巨大であることに変わりない。

ちなみにドイツの太陽光パネルメーカーが、中国製との競合により打撃を受けているのは事実である。しかしながら、太陽光パネルは、世界中どこで作っても同じコモディティー化した商品であり、ドイツ国内での製造にこだわり続ければ、いずれ日本の液晶テレビと同じ運命をたどることになるだろう。80 年代、日本からの挑戦を受け、エレクトロニクスやタンカー造船などの量産型産業から撤退してきた経験を有するドイツの外国製太陽光パネルへの反応は、日本で報道されるよりはるかに冷静である。

太陽光では、パネルと並びインバータも重要な部品だが、この分野では世界シェアの 4 割を占める SMA や同 2 位の KACO とともにドイツ企業であり、強い競争力を誇っている。メガソーラーでは大型のインバータが求められるが、インバータは故障も起きやすい部位であることから、高品質のものが求められるとともに、メンテナンスサービス体制も含めての総合力が競争力を左右する³。つまり、インバータは、パネルとは異なり差別化でドイツ企業の特性を十分に発揮できる分野である。

特にメガソーラーになってくると、各国の電力インフラに適合させるシステム設計力も重要となってくるので、この分野でドイツが先行した優位性は大きい。また、SMA では単にインバータの生産・サービスにとどまらず、ドイツの太陽光発電設備をネットでつなぎ、すべての地域における太陽光発電量把握および予測も行うなど、系統安定化のためのシステムへとつながるようなソフト開発も着々と進めている。

このような新たな産業が発展するのも、ドイツが世界に先駆けて再生可能エネルギー市場を拡大してきた成果といえるだろう。

³ 「インバータ業界 変換効率だけでは勝ち残れない」 野村総研 加藤秀瓦 NRI 未来創発 10 年夏特別号

3. ドイツの再生可能エネルギーの価格設定とコスト負担の推移

3-1 設備容量に応じた価格設定、逓減率の採用、情報開示

次に、ドイツの再生可能エネルギーの発電コストがどのように決定されてきたのかをみてみよう。

ドイツの再生可能エネルギー買取価格は、再生可能エネルギー法に基づき、連邦議会で決定される。再生可能エネルギーは 2000 年にスタートして以降、2004 年、2009 年、2012 年と、おおむね 4 年ごとに改訂されてきた。4 年間というのは、技術進歩や得られた経験や知見を制度に反映させるのに妥当な期間ということだ。

ドイツの再生可能エネルギーの買取価格の大きな特徴は、規模別にきめ細かく設定されていることである。発電コストは基本的に規模が大きくなればなるほど下がる。このため、買取価格を規模にかかわらず同一にした場合、大型案件ばかりになりかねない。ドイツでは、買取価格を規模に応じて設定することによって、地域の分散型エネルギー源として再生可能エネルギーを促進するよう配慮されている。ただし、風力に関しては風況による発電効率の差が大きいことから、発電実績に応じた価格設定としているが、この点については後述する。

また、再生可能エネルギーは当初こそ割高であるものの、学習効果によりコストは低下していくことが見込まれる。このため、ドイツの買取制度では、新規設備に対して、毎年一定の率で買取価格を下げていくよう設計され、コスト削減を促す仕組みを構築している。たとえば、2012 年に改定された買取価格は図表 9 のとおりである（太陽光を除く）。逓減率は太陽光を除き、1～2%の間である。なお、逓減率の適用はその年に新しく稼働したものに對するもので、一度適用された買取価格は、向こう 20 年間適用される。

図表9 新規に稼働する設備に対する買取価格(太陽光除く)、2012年

種 類 逓減率	€セント/kWh									
	水力			バイオマス			風力・陸上		風力・洋上	
	1%			2%			1.5%		—	
	～500kW	～2MW	5～10MW	～150kW	500kW～5MW	～20MW	基本価格	初期優遇価格	基本価格	初期優遇価格
2012	12.70	8.30	5.50	14.30	11.00	6.00	4.87	8.93	3.50	15.00
2013	12.57	8.22	5.50	14.01	10.78	5.88	4.80	8.80	3.50	15.00
2014	12.44	8.14	5.45	13.73	10.56	5.76	4.72	8.66	3.50	15.00
2015	12.32	8.06	5.39	13.46	10.35	5.65	4.65	8.53	3.50	15.00
2016	12.20	7.98	5.34	13.19	10.15	5.53	4.58	8.41	3.50	15.00
2017	12.07	7.90	5.28	12.92	9.94	5.42	4.51	8.28	3.50	15.00
2018	11.95	7.82	5.23	12.66	9.74	5.32	4.44	8.16	3.26	13.95
2019	11.83	7.74	5.18	12.41	9.55	5.21	4.38	8.03	3.03	12.97
2020	11.72	7.66	5.13	12.16	9.36	5.10	4.31	7.91	2.82	12.07
2021	11.60	7.58	5.08	11.92	9.17	5.00	4.25	7.79	2.62	11.22

(出所)ドイツ再生可能エネルギー法2012

再生可能エネルギーの種類ごとに、買取単価が実際にどう推移してきたかを示したのが、図表 10 である。これは、その年の種類別買取総額を発電量で除したものであり、各種類の年ごとの買取の平均単価である。これによると風力と太陽光の買取価格は逡減率を反映し実際に低下してきているが、一方で、水力、バイオマスの買取単価はむしろ上昇してきている。

図表10 種類別平均買取単価の推移

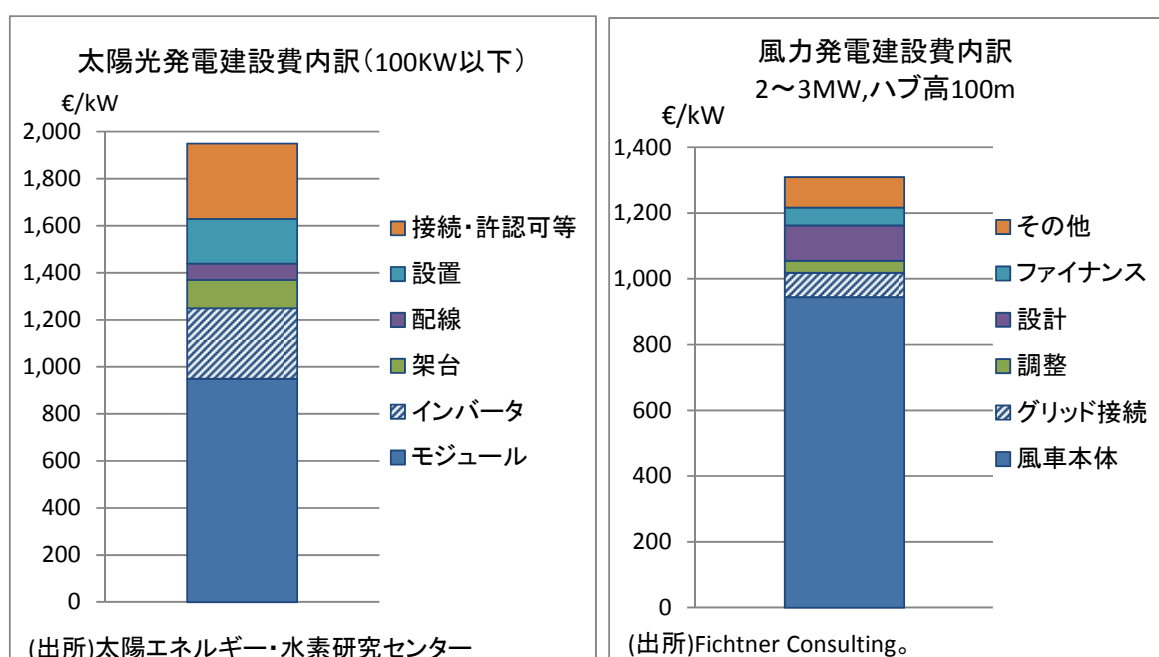
	€セント/kWh			
	水力	バイオマス	風力	太陽光
2000	7.21	9.62	9.10	51.05
2001	7.25	9.51	9.10	50.79
2002	7.25	9.49	9.09	50.43
2003	7.24	9.38	9.06	49.11
2004	7.32	9.70	9.02	50.83
2005	7.35	10.80	8.96	52.96
2006	7.45	12.27	8.90	53.01
2007	7.53	13.58	8.83	51.96
2008	7.60	14.24	8.78	50.20
2009	7.84	16.10	8.79	47.98
2010	7.60	15.04	8.78	46.80
2011	7.86	17.48	8.85	41.34

(出所)再生可能エネルギー統計、ドイツエネルギー産業連盟

これは、水力、バイオマスともに、小規模事業が活発化し発電量が増え、結果として買取単価が上がってきたためである。特にバイオマスは、2000 年代半ばに小規模の発電技術が進展したことやバイオガスの技術が確立したことから、小規模発電が急増し、これが買取単価の上昇に結びついた。他方、水力に関してはもともと買取価格が低いことから、単価が上昇してきているとはいえ、その影響は限定的である。

なお、再生可能エネルギーの買取価格決定に際しては、そのコストと採算性の実態を的確に把握することが前提となることはいうまでもない。このため、ドイツでは研究機関や民間コンサルタントが建設コストや稼働実績などの詳細なモニ

図表 11 太陽光・風力資本費内訳



タリングを行っており、実態に即したコスト・採算性を把握できる体制を構築している。

たとえば 2011 年末での太陽光発電（100kW 以下、屋根設置）の建設コストは 22 万円（1950 ユーロ）/kW、内訳（パネル、インバータ、架台、配線、建設費）も図表 11 のとおりである。風力に関しても同様である。なお、コスト計算の際に基準とする標準設備利用率は太陽光が 10.4%、風力が 23.4%とされている。

このように実際のデータが整備されていればこそ、実態に即した買取価格の設定が可能となる。

3-2 太陽光拡大と負担増の関係

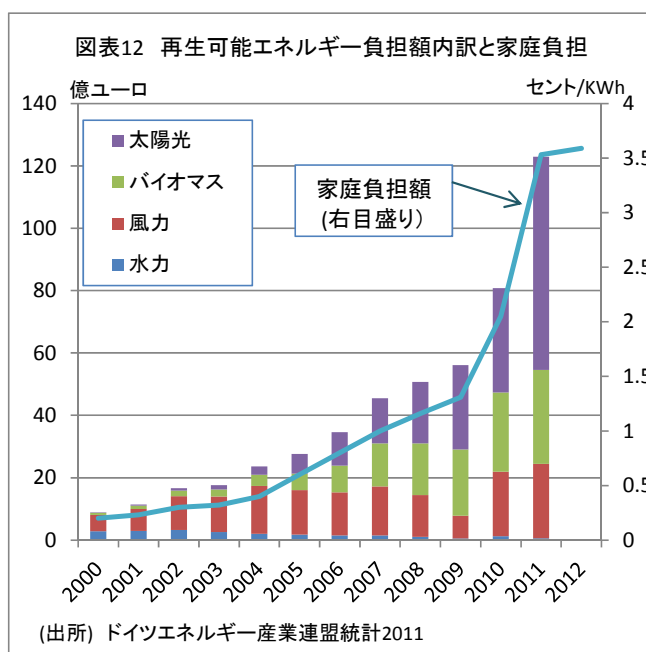
次に、再生可能エネルギーの買取による追加負担が実際にどのように推移してきたのかをみてみよう。

2009 年に kWh 当たり 1.3 セントにとどまっていた家庭の負担は、2010 年には 2.1 セントへと上昇、さらに 2011 年には 3.53 セントへと急増した（図表 12）。総発電量に占める再生可能エネルギーのシェアは、2008 年 15.1%、2009 年 16.4%に達している。それにもかかわらず 2009 年まではコスト負担が 1 セント台に収まっていたのは、ドイツの再生可能エネルギーが、水力をベースにまずコストの安い風力、次いでバイオマスの順に拡大してきたこと、他方で、コストが大幅に高い太陽光の普及が抑えられてきたことが主な要因である。実際、再生可能エネルギー全体に占める太陽光の割合は、2009 年でも 7%にすぎなかった。

買取制度導入当初に太陽光の普及速度が緩やかだったのは偶然ではない。「太陽光発電 10 万軒屋根設置プログラム」という政策措置により、誘導されたものである。

これは、太陽光発電を自宅の屋根に設置しようとする個人や小規模事業者を中心に無利子融資を行う一方、太陽光発電の買取価格を 50 セント以下に抑えるというものである（図表 13）。当時、買取価格が 50 セント以下では、利子補給なしで採算をとるのは難しく、太陽光導入は主にこのプログラムの対象者に絞られた。これにより、太陽光発電の普及速度をコントロールすることができた。

この施策は目標が達成された 2003 年末で廃止され、2004 年に太陽光の買取制度は一新された。新制度では、買取価格を規模別に



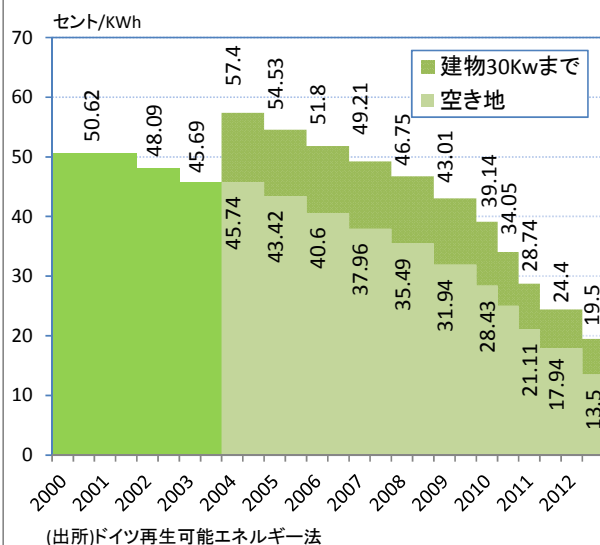
きめ細かく設定するとともに、設備容量 30kW 以下の太陽光については、買取価格を前年の 45.69 セントから 57.4 セントへと引き上げた。また、主にメガソーラーが対象となる空き地利用についての買取価格も新たに設けられたが、これは 45.7 セントという低い水準に設定された。

当時は、太陽光発電システムの大型化への対応がそれほど進んでいなかったこともあり、この価格ではメガソーラーの参入も容易ではなく、だからこそ太陽光の拡大速度も抑制することができた。

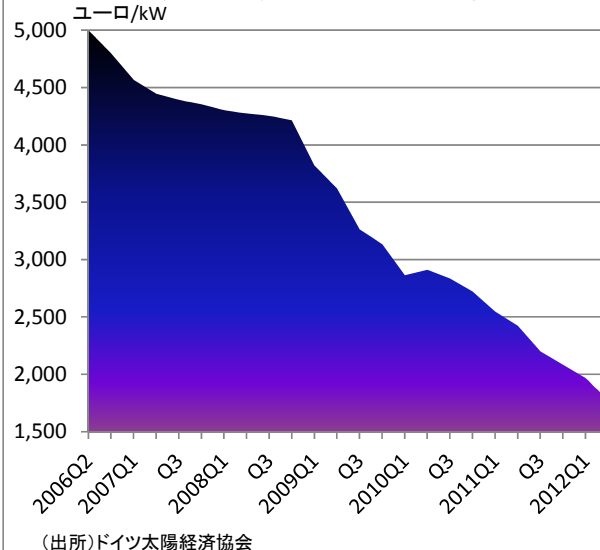
ところが、2008/9 年になると、太陽光のシステム価格の急落に加え（図表 14）、大型のインバータ技術の進展などもあり、太陽光発電の導入も加速化する。これに対し、ドイツはそれまで年に 1 回だった太陽光の買取価格の見直しを柔軟に行うようになり、買取価格をたとえば 10kW 以下で、2009 年の 43 セントから 2010 年 1 月 39.14 セント→7 月 34.05 セント→2011 年 1 月 28.7 セント→7 月 24.4 セントへと段階的に引き下げていった。

それでも太陽光のシステム価格の下落はやまず投資収益率が大幅に上がったことから、太陽光は急増し続けた。この結果、2009 年には 7%にすぎなかった再生可能エネルギー発電量に占める太陽光の比率は、10 年に 11%、11 年に 16%へと急速に拡大していった。

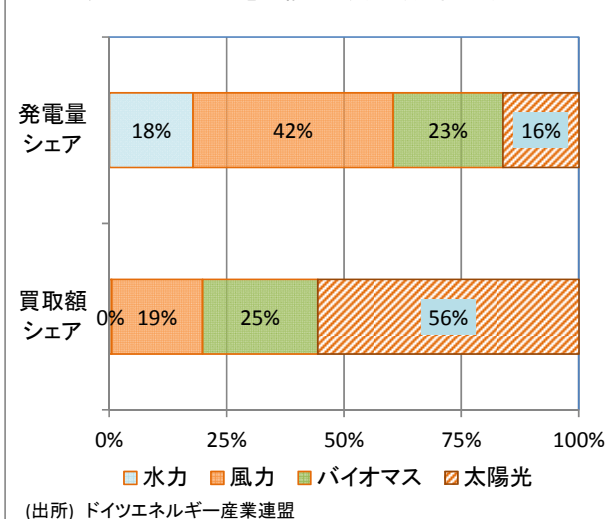
図表13 太陽光買取価格の推移 屋根設置と空き地設置



図表14 太陽光システム価格の推移



図表15 再エネ発電量構成と買取額の関係、2011年



買取価格が相対的に高い太陽光がこれだけ増えれば、負担が増えるのも当然である。実際、負担額は 2009 年の 561 億ユーロから、2010 年 808 億ユーロ、2011 年 1229 億ユーロへと大幅に増加し、それにともない 2009 年には kWh 当たり 1.3 セントにとどまっていた家庭の負担も、2.05 セント、3.53 セントへと急速に拡大していった。図表 15 をみると、再生可能エネルギー発電量に占める太陽光の比率は 16%なのに対し、買取負担総額では 57%を太陽光が占めており、その負担の偏在ぶりがわかる。

3-3 2020 年に向けての展望

ドイツはこのような状況から 2012 年に入り太陽光の買取価格を大幅に見直し、4 月から 1000～1 万 kW までについてはそれまでの 17.94 セントから 13.5 セント、10kW 以下については同 24.4 セントから 19.5 セントへと下げるとともに、10 月にかけて毎月、前月比 1 %づつ買取価格を下げる措置を導入した。この結果、2012 年 10 月の買取価格は、1000～1 万 kW までは 12.72 セント、10kW 以下については 18.36 セントにまで下がることになる。

また、10 月以降については、毎年 250 万～350 万 kW の新規設備容量を目標ラインに設定し、過去 3 か月間の導入実績を年率換算し、導入量はその範囲にとどまっていれば月 1 %の逓減率を適用する、それを下回っている場合は逓減率を下げ、上回っている場合は逓減率を据え置くという新しい措置を導入した。

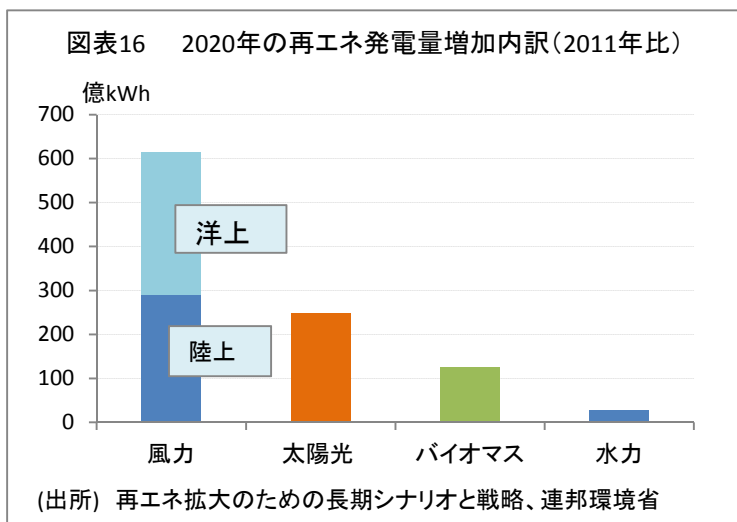
さらに、太陽光の設備容量が 5200 万 kW になった時点で買取制度をやめ、自由市場へと移行することも同時に決めた(2011 年末現在でのドイツの太陽光設備容量は 2500 万 kW。日本は 480 万 kW)。250 万～350 万 kW という年間目標導入量からすると、太陽光発電の自由化の時期は 2020 年頃になるが、太陽光のシステム価格の低下速度次第では、これが早まる可能性もある。

また、太陽光の買取価格は家庭用でさえすでに家庭用電気料金(=税抜)に近づいてきているが、買取価格の低下は、太陽光の大量導入があればこそ可能になったものといえる。

このように、ドイツの再生可能エネルギー市場は、太陽光パネル価格の急落により混乱したものの、その経験から多くを学び、制度改定へとつなげていった。さらに、このような急拡大により太陽光の発電コストが誰も予期せなかったほどの勢いで低下したこと、太陽光発電市場の自由化への道が開けたことなど、大きな成果をもたらしたことは評価されてしかるべきだろう。

ドイツは、再生可能エネルギーの総発電量を 2011 年の 1220 億 kWh から、2020 年には 2300 億 kWh(再生可能エネルギーの発電構成を 20%から 44%)へと、1080 億 kWh 増やす目標である。その内訳は、風力陸上 290 億 kWh、洋上 325 億 kWh、太陽光 250 億 kWh、バイオマス 130 億 kWh となっている(図表 16)。増加分の 8 割が風力、太陽光であるが、太陽光のコストは大幅に低下し、自由市場移行への道筋も見えたこと、風力も陸上はコストが着実に低下していることか

ら、2020 年にかけての再生可能エネルギー拡大のコストをどう抑制するかは、洋上風力のコストをどこまで下げられるかに大きく左右されるといえる。この点、2012 年に改定された買取価格によると、洋上風力の買取価格（初期優遇価格）は 2017 年まで 15 セント/kWh となっており、コストの点では決して楽観できる状況とはいえない（図表 17）。



図表17 洋上風力の買取価格

	セント/kWh	
	基本価格	初期優遇価格
2012	3.50	15.00
2013	3.50	15.00
2014	3.50	15.00
2015	3.50	15.00
2016	3.50	15.00
2017	3.50	15.00
2018	3.26	13.95
2019	3.03	12.97
2020	2.82	12.07
2021	2.62	11.22

(出所)ドイツ再生可能エネルギー法2012

4. ドイツと比較した日本の買取価格の課題

4-1 情報開示の問題

以上のドイツの再生可能エネルギーの経験を念頭に置きながら、資源エネルギー庁に設置された調達価格等算定委員会（以下、算定委員会）にて決定された日本の買取価格の問題を分析しよう。

まず、2012年7月にスタートした日本の買取制度の価格をドイツと比較してみよう（図表18）。なお、ドイツの再生可能エネルギーの電力買取価格は非課税なので、本稿でも日本の買取価格は税抜き価格を用いる。

再生可能エネルギーの中でもコストが安く、量を稼ぎやすい風力発電の買取価格は、ドイツ8.93セント（10.7円）であるのに対し日本は22円と、ドイツの倍の設定である。

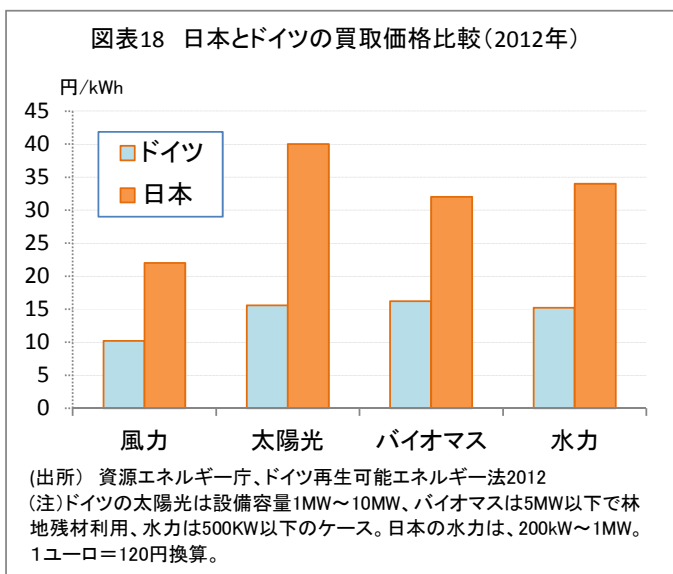
太陽光の買取価格については、ドイツではメガソーラー15.4円～家庭用22.3円（2012年9月適用価格）と幅があるが、日本の価格は40円である。本来、太陽光パネルは国際商品で内外価格差は少ないはずだが、日本の太陽光の買取価格は、メガソーラーでドイツの2.5倍の水準に設定された。しかも、標準設備利用率では、ドイツ10.4%に対し、日照時間の長い日本は12～13%とドイツに比べ2割ほど有利なことを考えると、日独の実質的な価格差はさらに開くことになる。

また、バイオマスについては、日本では主体となる林地残材を使う「未利用木材」の買取価格が32円とされている。ドイツでのバイオマスの買取価格は発電規模などにより異なるが、これに相当するドイツの買取価格は16.2円と、日本のちょうど半分である。

日本の買取価格は、どうしてこのような高い水準になったのだろうか。

今回の価格案は、算定委員会において、業界団体ヒアリングの際に提出された資料、および補助実績をもとに決定したとされている。今回の価格がこのような高い水準に決まった主な原因は、ここにある。

再生可能エネルギーの最大の特徴は、バイオマスを除き燃料が要らないことにある。つまり、発電コストは資本費と維持管理費であり、したがって、バイオマス以外の電源の採算性は、建設費を可能な限り低く抑え資本費を圧縮するとともに、低コストでかつ適切にメンテナンスを行い、いかに稼働率を上げるかで決まる。このため、これらの実態を的確に把握していくこ



とが、適正な買取価格を決める前提となる。実際、ドイツでは、その実態を研究機関や民間コンサルタント会社がモニタリングしており、その結果も適宜開示されていることは図表 10 でみたとおりである。

ところが驚くことに、業界団体が算定委員会に提出したヒアリング資料には、このコストの内訳も稼働率も一切記載がなく、ブラックボックス化されている。たとえば太陽光の設備は、パネル、インバータ、架台、配線、設計費、架設費から構成されるが、ヒアリング資料にはこれらは単に「システム単価 32.5 万円/kW」として一括計上されているだけだ。これは風力も同じで、「建設費 30 万円/kW」とされているにすぎない。それにもかかわらず、「事業者から提出された資料には一定の信頼を置く」として、事業者の要望価格をほぼそのまま採用したのが、今回の価格である。

また、価格設定に際しては補助金実績も参照にしたとしているが、補助事業では、止まったままの風車、発電しないバイオマス発電、2 億円かけて建設した 53kW の小水力発電等々、死屍累々である。現場を調べれば調べるほど、補助事業の実績をそのまま参照することなどありえないことがわかってくる。

このままでは日本の再生可能エネルギーの高コスト体質が定着しかねず、再生可能エネルギーの本格普及に大きな支障が出かねない。そこで、次に日本の買取価格どこが問題なのかを、種類別に検討する。

4-2 メガソーラーでもコスト高

太陽光は計画から設置までのリードタイムが短いこと、設置すれば発電できることなどから、買取制度が始まると太陽光から一気に導入が拡大する可能性が高い。他方で、日本の太陽光のコストはあまりにも高いので、仮に太陽光が大量に導入されることになれば、買取の負担が大幅に拡大する危険性もはらんでいる。このため、太陽光の買取価格は、本来なら、制度導入に際してもっとも注意深い対応が必要とされる。

この点、ドイツは買取制度発足当初に太陽光の普及速度をコントロールする仕組みを導入し、再生可能エネルギーのコスト負担を抑制することに成果を上げたことは、分析してきたとおりである。それに加え、ドイツの太陽光の買取制度が規模別の設定になっていることも、太陽光のコスト低下を促す要因となっていることは重要なポイントである。

たとえば 2012 年 9 月現在の買取価格は、10kW 以下の小規模で 18.54 セント、1000kW 以上 1 万 kW 以下のメガソーラーについては 12.85 セントと、大規模の買取水準は小規模に比べ 3 割も価格が低い。しかも、これは屋根や壁などの建物設置についてであり、建物以外の空き地の設置は、規模に関係なく 12.85 セントに設定されていることに留意する必要がある。これは、屋根設置など可能な限り太陽光発電しか利用しえないような場所への設置を促すとともに、空き地については、高速道路脇や汚染された土壌への設置など、それ以外に用途となりえないと

ころへの設置を促すことによって、空間の有効・集約利用をはかり、コストを可能な限り抑制することを目指したものである。

これに対し日本にはこのような基本原則はないうえ、算定委員会においては、規模によるコストの差は認められないとして、一律 40 円とされた。本来、メガソーラーのコストが家庭用設置と変わらないのであれば、基本的に個人がこれを行った方が、収益を直接個人が受け取れることになるので、メガソーラーの存在意義そのものが問われるはずである。メガソーラーは本来、再生可能エネルギーのコストを大幅に下げることによって、コスト的にも受け入れ可能な形で再生可能エネルギーの市場を拡大し、もってマーケットリーダーの役割を担ってこそ、その存在意義を発揮できるのではないだろうか。

メガソーラーのコスト構造について、まずは建設費の内訳や間接費など、詳細な情報開示が必要だろう。そのうえで、ドイツとの差がどうしてこのように大きいのかを比較分析のうえ、それが日本固有の問題に起因して改善が困難なのか、それとも企業努力で対応可能なのかを明確にしておく必要がある。

なお、日本のメガソーラーの高コスト体質の一因となっているのが地代であることは間違いない。

たとえば、2012 年初めに徳島県で工業団地を太陽光施設に転用するための入札が行われたが、そこでの地代の落札価格は 1 平米当たり 273 円から 520 円だった。これを年間の総発電量と設置必要面積から計算すると、kWh 当たり 3.7～5.6 円が地代に払われることになる。1 円の差をめぐって電気料金の高い・安いが議論されるときに、この地代はあまりにも異常といわざるを得ない。つまり、売れ残った工業団地のツケを再生可能エネルギーで払うに等しいものだ。メガソーラーも含めて一律の高い買取価格の下では、地代を払う安易なビジネスモデルが定着化しかねない。

本来、このようなケースでは、土地を所有する自治体が直接、メガソーラーの運営主体となり、地代収入を上回る発電の収益を得られるよう努力をするのが筋だろう。また、このように自治体が努力して再生可能エネルギーの経験を積んでいけば、他の再生可能エネルギーを導入する際のノウハウの蓄積にもなっていくはずである。

4-3 風力発電ビジネスの基本が守られない

風力は賦存量も大きく、コスト的にも安いことから、これからも再生可能エネルギーの最大の担い手であることは、日本もドイツも同じである。しかもドイツでは、今後は技術的にも大きなチャレンジである洋上風力を拡大させ、2020 年には陸上・洋上合わせ、再生可能エネルギーの 5 割を風力でまかなう見込みである（図表 19）。

ドイツの風力発電の買取価格の最大の特徴は、稼働から最初の 5 年までは優遇価格を適用しており、6 年目以降は基本価格が適用されることである。たとえば、

2012 年に稼働した風力発電の最初の 5 年間の買取価格は 8.93 セント/kWh、6 年目から買取期間終了の 20 年目までは 4.87 セント/kWh である。この場合の 20 年間の平均買取価格は 6 セントになる。

ただし、5 年間で当該風力発電の総発電量が基準発電量に達しない場合、基準発電量の 150% を 0.75% 下

回るごとに優遇価格が 2 か月間延長されることになる。たとえば、5 年間の発電実績が基準発電量の 150% より 30% 少ない場合、 $(30/0.75) \times 2 = 80$ か月 (=6 年 8 か月) なので、稼働から 11 年 8 か月までは 8.93 セントの価格が適用され、残り 8 年 4 か月は 4.87 セントの価格が適用されることになる。

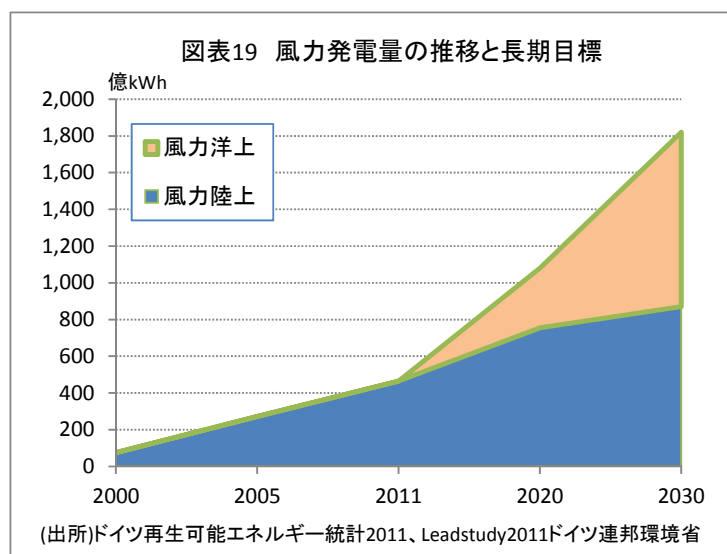
これは、風況による優劣を相殺するための措置である。この制度は、2000 年の買取制度発足に際してドイツ風力発電協会の提案によって創設、定着したものである。立地ごとに風況をはかり価格を設定するのは事実上不可能だが、このように発電実績を元にすれば、立地場所の条件が自動的に計算できることになり、公平性も担保できる。また、最初の 5 年間の買取価格が高めに設定されれば、ファイナンスの点でも有利である。

なお、5 年間の基準発電量は、風力発電メーカーの型番ごとに認証されている。各発電機の効率性がすべて公表されているということであり、透明性の高い制度となっている。

2012 年のドイツの風力発電の買取価格 8.93 セント（10.7 円）は、日本の 22 円の半分だが、これは初期優遇価格との比較であり、20 年間の買取期間でみれば、日独価格差はもっと開くことになる。

再生可能エネルギーのイノベーションは、あらゆる分野で加速化しているが、風力も例外ではない。たとえば、90 年代に建設された風車を最新の大型のものに代替すると、従来 2 基立っていたところを 1 基にして設備容量は 2 倍になり、収益は 3 倍にまで高めることができる。このため、ドイツでは 2002 年以前に建設された古い世代の風車の代替えであるリパワリング（repowering）を支援しており、買取価格もリパワリングに対しては、最初の 5 年間、0.5 セント価格を上乗せする制度を設けている。

風力発電は駆動部品が多いため、メンテナンスをいかに適切に、コストを抑えて行い、稼働率を高めることができるかが、採算性を左右する最大のポイントである。ドイツでは一般にメンテナンスコストを抑えるには一か所に 8 基以上



設置することが目安になるとされている。また、地元の機械工経験者が再訓練を受けてメンテナンスを行えるようにするなど、コスト削減のための様々な工夫がなされている（写真2）。

ところが日本では、適切な運営を行い、稼働率を高め、実績を上げている事業者も存在しないわけではないが、現実には、自治体のみならず、民間事業体でも補助金をあてにして建て続けることによって運転資金をまかない、運営は二の次といったケースや、補助金で建てたもののメンテナンスもメーカー任せでコストがかさむ、やがて負担に耐え切れなくなってメンテナンスをやらず、止まったままになるなどのことがいたるところで起こっている。

写真2 地元参加による風車建設とメンテナンス



（出所）Solarkomplex 社提供

5. バイオマス発電をどう定着させるか

5-1 林地残材と廃材を使い分ける価格設定

バイオマスは、燃料を燃やして発電する火力発電であり、発電のみならず、熱としての利用も可能なエネルギーである。他の再生可能エネルギーと異なる点が、多いので、少し詳しく検討する。

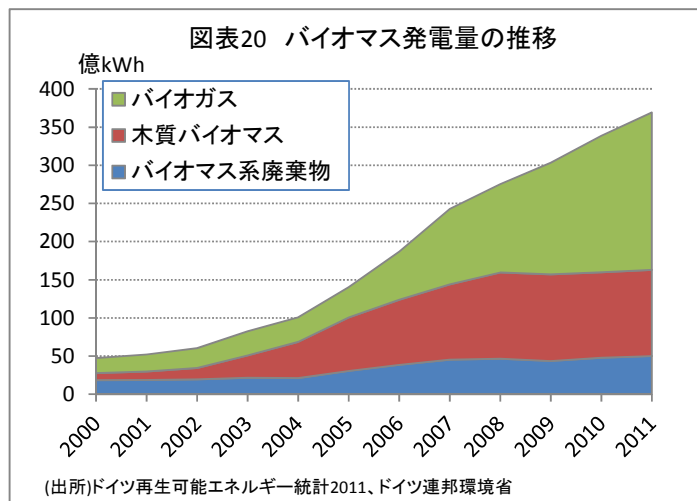
バイオマスは大きく、森林資源を使う木質バイオマスと、家畜糞尿にトウモロコシなどのエネルギー作物を混ぜてメタン発酵させてつくったバイオガスを燃料にガスエンジンで発電するバイオガスの 2 つに分かれる。ドイツでは、ともに 2000 年代半ばから急速に拡大し、2011 年にはバイオマス発電の占めるシェアは 30%、うち木質バイオマス 13%（木質系廃棄物含む）、バイオガス 17%に達するまでになった（図表 20）。

バイオマスは火力発電なので、発電効率は設備容量に大きく左右される。このため、ドイツにおけるバイオマスの買取価格は、150kW まで 14.3 セント、500kW まで 12.3 セント、5000kW まで 11 セント、5000kW 以上 2 万 kW まで 6 セントと、規模別の価格設定とし、規模が小さくても不利にならないよう配慮がなされている。

なお、これら買取価格は基本価格であり、これに林地残材や食品加工の際に出る残渣（ビールの搾りかす等）、農産副産物など従来廃棄されてきた自然の原材料を用いる場合、価格を上乗せするボーナス制度が存在する。

このうち、日本でもっとも関心が高い林地残材のバイオマス利用はボーナスの対象となるが、6 セントの上乗せ価格がフルに適用されるのは 500kW 以下の設備容量までであり、それ以上

5000kW までは 2.5 セントに減額される（図表 21）。5000kW 以上の設備についてはボーナス制度は存在せず、買取価格は燃料にかかわらず、一律 6 セントである。この価格では、林地残材のようにコストのかかる燃料を利用しては採算を合わせる



図表21 木質バイオマス発電の買取価格(2012年)

設備容量	基本価格	セント/kWh	
		林地残材を使う場合の上乗せ	林地残材を使う場合の買取価格
<150kW	14.3	6	20.3
<500kW	12.3	6	18.3
<5,000kW	11	2.5	13.5
<20,000kW	6	—	6

(出所)ドイツ再生可能エネルギー法2012

(注)コージェネ利用が買取の条件

ことはできず、5000kW を超える規模のバイオマス発電の燃料は必然的に工場残材か建設廃材になる。工場残材を自社で使って発電すれば燃料代はタダであるし、建設廃材もトン当たり 2000 円程度にすぎない。トン当たり 6000 円かかる林地残材とは比較にならないくらい価格が安い。

林地残材は本来、大規模利用にはあまり向かない。というのは、一度に大量に出てくる建設廃材や工場残材と異なり、林内にある材を収集・運搬するにはそれだけでコストがかかるが、それをさらに大量に集めようとすればより遠くから集荷しなければならず、コストもそれだけ余計にかさんでしまうからである。

林地残材は、資源の近くで使えば運搬コストを抑えてより付加価値を引き出すことができるので、小規模利用が適している。また、林地残材は不純物もなく灰の処理も容易であるので、小規模利用であっても灰の処理の問題も発生しない。反面、建設廃材などは不純物質が含まれる可能性も高いので、灰などは可能な限り集中して処理するほうが、汚染物質の不用意な拡散を回避できる。

だからこそドイツでは、発電規模により買取の価格差を設けるとともに、相対的にコストのかかる林地残材に対しては小規模発電での利用を促すようなボーナス制度とする一方、建設廃材などは大規模発電に誘導することによって、資源利用の最適化を図る制度設計としているのである。

5-2 バイオマスはコージェネが前提

ドイツにおけるバイオマス発電の買取はすべて、発電の際に出る熱を利用する熱電併給（コージェネ）が条件である。バイオマスは規模を大きくするにも限界があり、発電のみで採算を合わせようとすれば、コストが高くついてしまう。この点、コージェネによって総合的なエネルギー効率を高めることができれば、コストを下げることができるので、電力の買取価格も低く抑えることができる。

コージェネとして認められ、買取制度の適用を受けることができるのは、熱の 7 割以上を利用する場合である。たとえば、発電効率 25%、残り 75% が排熱となる場合、75% の 7 割を利用しないと、買取制度の適用は受けられないことになる。

かつて、コージェネに対してはその分、買取価格を上乗せするボーナス制度があったが、2011 年からは、コージェネを電力買取の条件として義務化するとともに、基本買取価格をその分引き上げる措置によって代わられた。

ただし、設備容量 5000kW 以上については、買取価格を 7.76 セントから 6 セントへとむしろ大幅に引き下げた。この結果、5000kW を超える発電設備でももはやコージェネなしに採算を合わせるのは不可能に近く、大規模バイオマスで今後新しく稼働する設備は基本的にすべてコージェネとなる。ドイツではそれだけエネルギーの効率利用に力を入れているということだ。

コージェネの場合、熱需要をどう結び付けるかがポイントである。火力発電なので、燃料を供給すれば年間を通して安定的に発電できるが、他方で、熱需要は

季節によって大きく変動しうるので、安定した熱需要を確保するには工夫がいる。

ドイツの木質バイオマスで普及している代表的なコージェネは、木材加工産業での熱利用と地域熱供給利用である。製材などの木材加工産業であれば、バイオマス燃料が大量に出てくるので調達も容易であるし、木材乾燥などで熱需要も常に存在するので、コージェネもやりやすい。

地域熱供給は、比較的大型の地域熱供給網に接続する方法である。地域熱供給の場合、熱需要は冬と夏で大きく変動するが、熱供給網に接続するのであれば、年間を通して熱を買ってもらえることができる。これは、発電した電気を電力系統網へつなぐのと同じである。

他方で、日本では木質バイオマスコージェネにより地域熱供給をしようとする動きがあるが、効率的にこれを行うのは難しいだろう。大型の地域熱供給網がほとんど存在しない日本では、地域熱供給網をつくり、そこに供給することになるが、その場合、需要に供給を一致させなければならない。このため、夏には需要が極端に減り、熱の利用効率が大幅に落ちてしまう。

ドイツでも小規模の地域熱供給が存在するが、木質バイオマスによる場合、発電はやらず、熱供給だけなのが一般的である。熱供給だけなら、年間稼働時間が2000時間程度で、採算を合わせることが可能となる。小規模熱供給をコージェネでやる場合は、後述するようにバイオガスをメインに木質バイオマスの熱ボイラーを組み合わせるのが主流である。

なお、木質バイオマス発電は、当初は技術が確立している蒸気タービンによるものが主体だった。この場合、一定の規模以上（一般に2000kW）でないとコージェネでも採算をとるのが難しく、したがってドイツの木質バイオマス発電は、工場残材や建設廃材を使う大型のものから始まった。小規模の木質バイオマス発電が可能になるのは、2000年代半ばに熱利用を主体として発電を行う300～1500kW規模の有機ランキンサイクル方式の技術革新が起こって以降のことである。2000年代半ば以降、木質バイオマス発電量が増加するのは、こうした背景がある。

木質バイオマス発電の技術としては、他にもガス化発電がある。発電効率は40%近くになるので効率がよく、小規模発電・熱利用に向いている。商業化するにはいくつも課題があることから、欧州では実証実験レベルのプラントがいくつか作られ改良が重ねられてきた。ここに来て、ようやく実用化の段階に入ってきたところである。

5-3 日本の価格設定の問題点

日本の木質バイオマスの価格設定がドイツと大きく異なるのは、規模別でなく燃料種別にしたこと、コージェネが考慮されていないことである。このため、直接的な比較がしにくい部分もあるが、同じ規模、同じ燃料で比較してみよう。

日本で買取価格設定に際して参考にされた設備容量は5700kWのケースである。

ドイツの買取制度では、設備容量が5000kWを超えるバイオマスに対する買取価格は6セントにすぎないので、ここでは5000kWまでの設備容量に対する買取価格で比較する。

これを表したのが図表 22 である。これによると建設廃材を燃料とする発電についての買取価格は、日独でほとんど変わらない。他方、工場残材では日本の価格は24円と、ドイツの13円に比べ大幅に高い。これは、そのまま燃料代の差を反映したものである。

つまり、建設廃材に関しては、日独ともに燃料代は2000円であり、買取価格に差がないのもこのためである。他方、工場残材の燃料代は、日本が

7500円なのに対しドイツではタダで計算されている。ドイツでの工場残材を使うバイオマス発電は、製材工場などの木材加工産業によるものである。このため、自社から出てくる残材をそのまま使うので、燃料代は実質タダになっている。これに対し、日本の工場残材の燃料代が7500円となっているのは、工場残材を外部から燃料用に購入すると想定しているためである。だからこそ、工場残材による電力の買取価格に、日独でこれだけの差が出るわけである。

本来、木材加工産業から出てくる工場残材を発電に使うのであれば、その工場で発電するのが最も効率が良い。燃料代はタダだし、工場で熱を大量に使うことから排熱の有効利用もできる。実際、自社でコージェネとしてバイオマス発電を行っている木材加工産業は日本にもいくつも存在する。本来なら、工場残材を使う場合は、燃料代は計上しないか、仮に計上するにしても建設廃材と同じレベルにして、資源のより最適利用をはかるような制度設計にすべきだろう。なお、算定委員会においては、工場残材でコージェネを行っている事例が参照されなかったのは不思議である。

今回の買取制度導入でより注目が集まっているのは、林地残材である。買取制度が導入される前までは、バイオマス発電は、コストの関係で建設廃材や工場残材しか使えなかったが、買取制度によって林地残材を使う場合の買取価格が設定されたことによって、間伐材の受け皿となることが期待されるからだ。

実際、林地残材を使う発電に対しての価格32円は、ドイツの16円に比べ倍である。そして、その根拠とされたのが、1万2000円という林地残材の燃料代である。ドイツが6000円なので、燃料代も倍ということだ。この違いは、ドイツが木材生産の際に製材や製紙用に採材した残りの「林地残材」、いわばゴミを燃料と

図表22 木質バイオマス発電の買取価格と燃料費

1ユーロ=120円換算

種類	買取価格、円/kWh	
	日本	ドイツ
林地残材	32	16.2
工場残材	24	13.2
建設廃材	13	13.2

(出所) 資源エネルギー庁

(注) 日本は規模別の価格設定ではないが、価格決定に際して参考にされたのが5700kWの設備容量。ドイツの買取価格は5000kW以下の設備に対して適用される買取価格を用いた

種類	燃料費、円/トン	
	日本	ドイツ
林地残材	12,000	6,000
工場残材	7,500	0
建設廃材	2,000	2,000

(出所) 算定委員会提出資料より

ドイツバイオマス研究センター資料より

して利用するのに対し、日本の場合、バイオマス用にわざわざ伐採した木を使うことを想定していることに起因している（写真3）。つまり、「林地残材」といいながら実は、日本では、燃料用に木材を伐採する主産物利用になってしまっている。これでは高くつくのが当たり前である。

写真3 日本とドイツのチップ利用の違い 主産物利用と副産物利用

日本



間伐した木を燃料として利用する主産物利用。コストがかかる。

（出所）富士通総研

ドイツ



10年前はゴミ、今では100万円の価値。

5-4 日本が必要とする小規模熱電併給

日本の木質バイオマス発電の現状では、5000kW という大型の発電に目が向いてしまうことも問題である。日本では、蒸気タービンの技術しかなく、コージェネも想定していない。このため、発電だけで効率を上げようとする、どうしても一定以上の規模が必要となる。現在計画されているバイオマス発電のほとんどが大型なのはこのためである。

そこで問題となるのが、燃料となる林地残材である。5000kW のバイオマス発電の年間のチップ消費量は6万トン、原木換算で10万立方メートルを超える材が必要とされることになる。これだけのチップ用原料を得るためにはその3倍、30万立方メートルという大量の木材生産が前提となるが、これだけの大量の材料を一定の地域内で調達するのは実質的には相当なムリがある。コスト高になったり、せっかく育ってきた木を根こそぎ伐採してはげ山の拡大を招くなど、林業に深刻な影響を及ぼしかねない。

森林は適切な間伐をしながら利用していけば、蓄積を高め、経済的にも環境的にも価値の高い森林へ誘導していくことができるが、ひとたび皆伐してしまうと、植林に巨額の経費がかかる。このため、伐採した跡は放置されるか、植林されるにしても巨額の税金によるものかになってしまう。つまり、今回の買取のあり方では、バイオマス利用を進めれば進めるほど家庭や国家の財政負担が増え、森林破壊、CO₂の排出量も増加ということになりかねない。

しかも、これだけの量の林地残材は、実際には集められない可能性も高い。そうになると、稼働率が下がり採算性が悪化するため、今度は林地残材の想定買取価格 1 万 2000 円を守るのがむずかしくなることも起こりかねない。

日本林業は、それまでの木を育てる林業から、育った木を間伐して利用する林業への転換をめざし、抜本的な改革がスタートしたところである。これから、木材生産が活発化していくが、森林の手入れ不足から、当初は間伐してもそのほとんどは燃料にしかならないような木しかないところも多い。このため当面は、燃料用に間伐する主産物利用もある程度やむを得ないが、その場合、地域の熱需要に着実に応えらるとともに、発電に関しては、数百～2000kW 級の小規模コージェネなど、可能な限り地産地消にして、付加価値を高めるべきである。

ただし、この規模では従来型の蒸気タービンでは対応できないので、有機ランキンサイクルおよびガス化発電といった技術が必要になってくる。これは日本にはない技術なので、まずは欧州のものを導入し、真の優良事例を確立する必要がある。その際には、単に設備を輸入するのではなく、設備の選定・設計・施工・施工管理を含む総合的なアドバイスを欧州からもらうことが不可欠である。

6. ドイツの地域分散型エネルギー利用の実際と日本の課題

6-1 短期間で全国展開に成功したドイツのバイオガスモデル

日本ではあまりなじみがないが、ドイツではバイオガスが急拡大しており、農村地帯での地域分散型エネルギーシステムの核になるまでに成長している。バイオガスの発電量はすでに木質バイオマスを3割ほど上回っている。

バイオガスは、家畜糞尿にトウモロコシなどのエネルギー作物を混ぜる方法以外に、食物残渣やビールなどの搾りかす、下水汚泥など生物由来であれば、基本的にバイオガス利用ができる。このため、バイオガスは、日本でも農村地帯を中心に全国どこでも展開できるモデルである。

ガスエンジンは小規模でも発電効率が40%近くになり、小規模利用にも向いている。担い手のほとんどは地域の農家である。単独で運営することもあるが、数人の共同出資で始めることもある。自己資本3割というのが、一般的なケースである。

発電の排熱を利用した地域熱供給は、農村地帯の住宅十数軒から百数十件程度をカバーする規模である。また、近隣の宿泊施設や魚の養殖場に熱を供給するなど、地域の熱需要に応じた柔軟な対応が可能である。

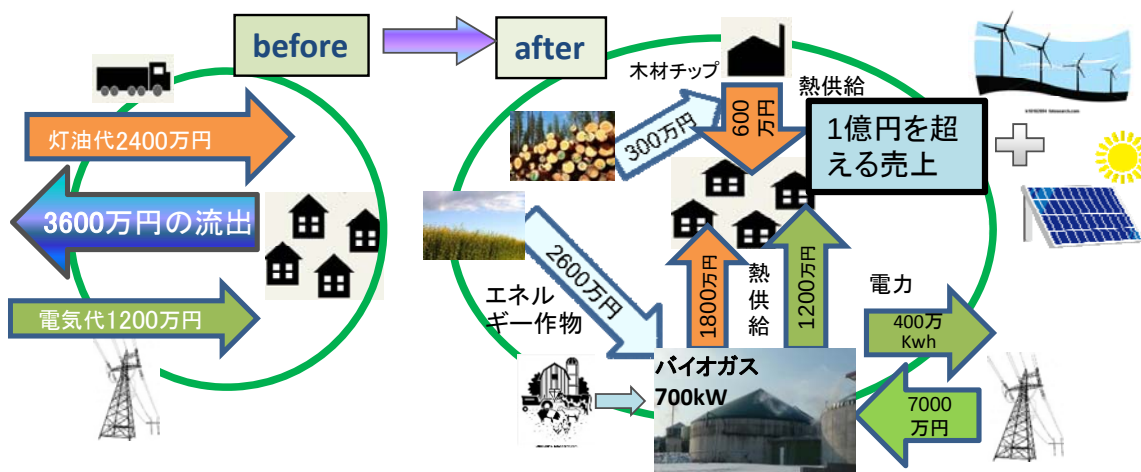
地域熱供給は夏場の需要が極端に減るので、冬場のピーク需要に合わせて発電の設備容量を設定すると、効率が大幅に落ちてしまうので、ピーク需要対応として、木質バイオマ

写真4 農家によるバイオガス発電



(出所) 富士通総研

図表23 バイオマスガス利用のビフォア・アフター（100軒の事例）
消費者（consumer）からプロシューマー（prosumer）へ
新しい富の創造



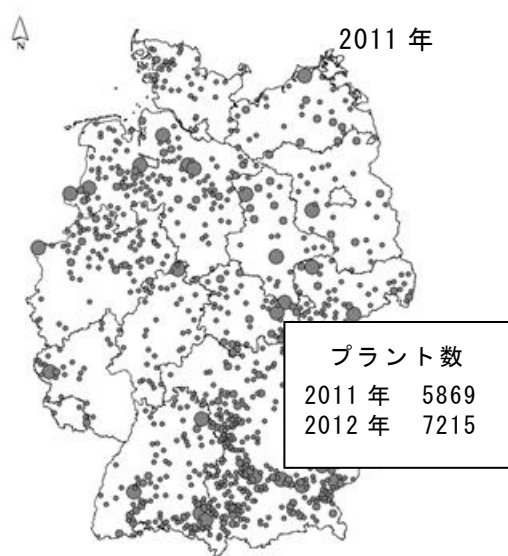
スボイラーを組み合わせるのが一般的である。このため、燃料の供給可能量や地域熱供給の需要量を判断し、バイオガスと木質バイオマスの設備容量をどう組み合わせるかが、採算性を大きく左右する。

図表 23 は、100 件規模のドイツの農村でバイオガスを導入した場合のビフォア、アフターの典型的な事例を表したものである。従来は電気と灯油を購入しており、合計で 3600 万円ほど資金が流出していた。ところがバイオガス発電・地域熱供給を行うことによって、エネルギー作物や木質バイオマスチップなどの売り上げが新たにできたこと、100 軒分の電気と熱需要を賄ったうえで、さらに余った電気を販売するなどで、地域での売り上げは軽く 1 億円を超えるほどの経済効果をもたらしている。

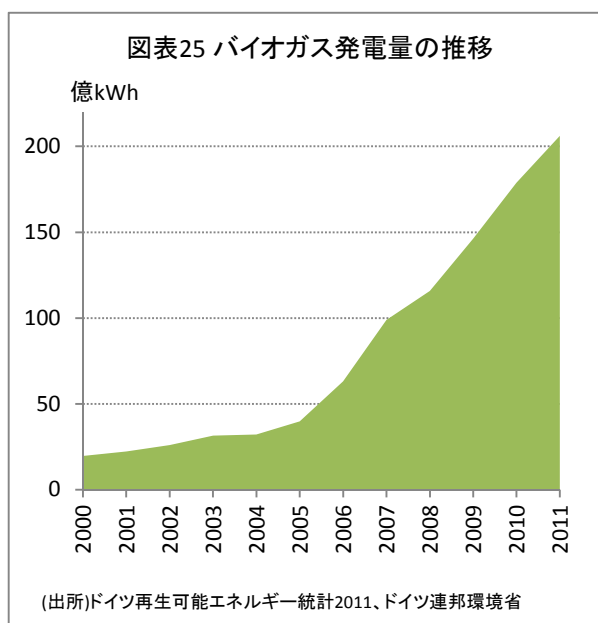
バイオガスは、2000 年代前半の実証実験を経て 2000 年代半ばに技術が確立し一気に普及した。バイオガスによるコージェネを軸に、風力や太陽光を地元資本で建設・運用し、地域再生をはかるとというのが、ドイツの農村地帯どこにでもみられる一般的なパターンであり、いまではドイツ全国で 7000 を超えるプラントが存在するほどである(図表 24)。発電量を見ても、2005 年には 40 億 kWh にすぎなかったが、2011 年には 200 億 kWh と、わずか 6 年間で 5 倍にまで拡大している(図表 25)。

ドイツとは対照的に、日本では補助金によりバイオガスプラントがいくつも建設されてきたが、残念ながらまともに動いているプラントはほとんどないのが実態である。その検証も行われず、経験の共有化も図られず、相変わらず似たような失敗を繰り返してきている。

図表 24 ドイツのバイオガスプラント



図表25 バイオガス発電量の推移



6-2 バイオガス普及拡大のメカニズム

このバイオガスをめぐる日独の差は、一体、どこからくるのだろうか。

ドイツのバイオガスは、1990年代後半から研究が本格化し、2000年代に入り大学などの研究者が地元働きかけて実証プラントを立ち上げるという形で、進んでいった。実証実験には、研究者のみならず、プラントメーカーも積極的に参画、改良を重ねていった。そして、各地での成果を元に2000年代半ばに技術が確立し、バイオガスの理論・技術・ノウハウの共有化がはかられ、全国展開していった。

再生可能エネルギーの担い手は地域の人々であり、資本力も弱い。他方で、作った電力はすべてFITによって買ってもらえるので、従来の産業のように顧客をめぐって競争する必要がない。つまり、再生可能エネルギー拡大のためには、企業間の競争に委ねるというよりは、得られた知見・技術の共有化を図ることこそが必要な新しい産業なのである。

バイオガスプラント関係のメーカーはみな、各地で先駆的に実証実験に参加した地元のベンチャーである。そのほとんどは、90年代後半に設立され、実証実験を経て、2000年代の後半に飛躍している。いまや、バイオガスの分野でドイツは世界のマーケットリーダーである。

バイオマスの設備投資は数千万からせいぜい数億円規模にとどまる。設備の配置や配管など、オーダーメイド性が高く、量産で台数をさばくような設備ではない。このため、中小企業こそ、その特性を活かして競争優位性を発揮できる分野といえよう。

バイオガスプラント企業は、単に設備を提供するだけではない。プラントの配置や配管などの施工こそ、効率性のカギを握る部分である。トラブルが起きた時にも、迅速に対応できなければならない。このため、現場での施工管理からアフターサービスまで含めて、プラントメーカーは自社に研修施設を設け、各地域・各国で施工・メンテナンスできる人材の育成も行っている。

単に機械を売るだけではなく、システムとして総合的なサービスを提供するビジネスモデルは、欧州では、バイオガスにかかわらず、バイオマスのボイラー、太陽光インバータ、風力発電機器等、再生可能エネルギーのあらゆる分野で一般化している方法である。

コンサルタントの役割も重要である。ピーク需要に対応するための木質バイオマスボイラーも含め、設備容量をどの程度の規模にするかなどは、原料供給量や熱需要、資金力などを勘案して、総合的に判断されなければならない。また、地域熱供給を行う場合、地元住民を説得し、熱供給のパイプを敷設するなどの作業もでてくる。農家がこうしたことに単独で対応するのは不可能で、コンサルタントの協力が必要となるが、ドイツには数十人規模の地域密着のコンサルから、1000人規模の国際展開をするコンサルが全国各地に存在し、それぞれのニーズに合った専門のサービスを提供している。

このように、質の高いサポート体制が整備されていればこそ、地元の農家でも努力をすればバイオガス事業を始めることができるのであり、わずか6年あまりで全国に7000を超えるプラントができるほどの成功を収めることができたのも、このためである。

これに対し日本はどうだろうか。日本におけるバイオガスは、補助金で建設するのがもっぱらである。運営も自治体などが行っており、責任を負っているわけでも、専門知識を持ち合わせているわけでもない。設計はプラントメーカー任せだが、プラントは大企業が片手間で作るか、輸入代理店が契約しているプラントメーカーのものを設置して終わりである。

つまり、日本のメーカーは、ユーザーのニーズを把握してそれに合ったプラントを作り上げ、作った後もそれがうまくいくように一緒になって改善するなどもなく、専門の研修を受けた施工業者がこれを行うわけでもない。作るだけである。

研究者の多くは個別の分野に特化しているので、総合的な視点でアドバイスできるわけでもなく、専門的な知識を持ち合わせたコンサルタントの存在も稀有である。補助金でいくつものプラントがつくられてきたものの、同じような失敗が繰り返されてきた背景はここにある。

6-3 新しい富の創造

バイオガスの例は、ドイツにおける農村での再生可能エネルギー利用の典型例である。日本ではあまり知られていないが、こうした全国的な地域レベルでの取り組みは、経済社会システムを変革する大きなうねりになってきている。

従来の中央集権的なエネルギーシステムでは、消費者は一方的にエネルギーを購入し、代金を支払うだけだった。ところが、消費者（consumer）が発電事業者（producer）となって、自ら利用する以上のエネルギーを再生可能資源から作り出すというプロシューマー（prosumer）になることによって、農村地帯には従来考えられなかった新しい富が生み出されるようになってきている。プロシューマーとは、自給自足をはるかに超える概念であり、エネルギーによる地域の自立、ないし、エネルギーの民主化といってもいいかもしれない。

これはまた、従来の産業のあり方をも大きく変えていくものだ。バイオガスプラントやバイオマスボイラー・発電設備、太陽光インバータ、風力発電機器など、20年前には考えられなかった産業が次々と生まれ、一大成長産業となっている。これら企業は、単に物を作って売るというよりは、施工管理やメンテナンスができる人材育成まで含めて、システムとして商品を提供する新しいビジネスモデルを構築してきている。再生可能エネルギーの設備は、売りっぱなしでは産廃にしかならないし、マーケットが立ち上がらない。このことは、日本に数ある事例が端的に物語っている。

逆にこのようなシステムとしての対応があればこそ、新しい市場が創出され、これがまた自らのビジネスの拡大につながる、ビジネスが拡大すればするほど再

再生可能エネルギー利用が進んで地域は潤い、CO₂削減につながるという循環を築くことができる。これこそがまさに、成長することによって環境にも地域にも貢献するグリーン成長そのものである。

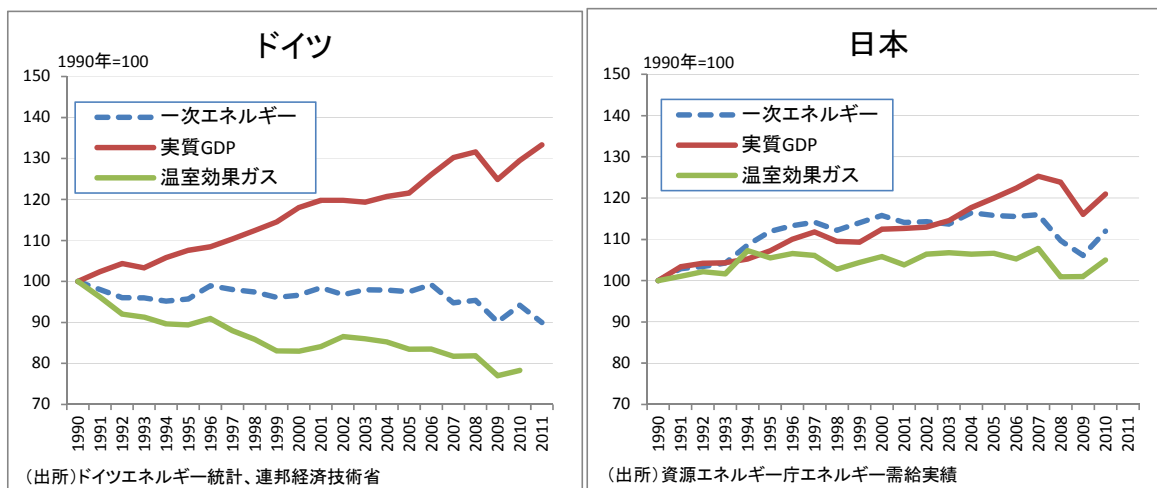
再生可能エネルギーへのシフトは、エネルギーのあり方を根底から変えるものだけに、その影響は地域や中小企業にとどまるものではない。電力系統の安定制御や長距離大規模送電網の整備、洋上大規模風力、集光型太陽熱発電など、大規模プロジェクトも不可欠である。

ドイツのように、2050年に向けて電力の大部分を再生可能エネルギーで賄うとするなら、地域循環型システムから大型インフラまで、多様な主体がそれぞれの得意性を発揮して総合的にこれを進めなければ不可能である。ドイツのエネルギーシフトをめぐるのは、このようにあらゆるステークホルダーが参画して、経済社会がダイナミックに発展してきているのである。

これに対し、日本は、エネルギー価格の低位安定もあり、中央集権型の大規模集中型エネルギーシステムにどっぷりつき、20世紀型経済社会構造が固定化されてきた。9 電力に分割されたまま、非効率かつ高コスト体質が温存され、かつては世界の最先端を行っていたはずの日本のエネルギー関連技術も、いまやその地位そのものが揺らぎはじめている。特に再生可能エネルギー関連の技術では、もはや日本では手に入らない、手に入ったとしても技術が陳腐化してしまっているというのが現実である。

このことは、両国の経済成長のパフォーマンスとエネルギー効率の差になって表れている。過去 20 年間の経済成長とエネルギー消費の関係をみると、ドイツでは経済成長とエネルギー消費のデカップリングを実現しつつあるし、経済成長と温室効果ガス削減のデカップリングのスピードはそれ以上である（図表 26）。ドイツはエネルギーシフトにより、経済社会システムの転換を図ることによって、全く新しいパラダイムを切り開きつつある。これに対し、日本は、経済成長に伴ってエネルギー消費も拡大するという 20 世紀型経済成長のままである

図表 26 日本とドイツの GDP、エネルギー消費、温室効果ガスの推移



7. FITを軌道に乗せるために

○優良事例分析に基づく標準値の設定

日本はドイツに遅れること 10 年あまり、FIT がスタートしたことにより再生可能エネルギーの取り組みが本格化し始めた。日本の再生可能エネルギーは、風力、太陽光・太陽熱、バイオマス、地熱、地中熱から温泉熱まで、すべての種類が豊富に存在しており、足元に巨大な需要もある。つまり、需要も供給も存在するのであり、あとはこれをどうつないでいくか、問われるのは知恵と努力である。

そのためにも急がれるのが、FIT の制度改革である。価格決定までの時間が限られていたこともあり、今回の買取価格は、業界資料を参考に設定された暫定的なものである。これをまずは、実態を反映したものにしていかなければならない。

そのためには、各エネルギーのコストの実態を把握して、標準値をだすことが不可欠である。本稿で分析したとおり、日本の再生可能エネルギーの現場では、経営的にはありえない事業運営がなされていることも日常茶飯に起こっている。標準値を求めるためにはそうした事例は除外し、(本来であれば当たり前の) 優良事例を対象に分析して標準値を設定し、それをもとに買取価格を決めていく作業になる。

○FITの基本原則の明確化

その際に議論になるのが、地代を払うことを前提とした価格設定を是とするのか、コージェネなしで採算が取れるような価格設定を認めるのか、等々の各再生可能エネルギーに関する原則の整理である。

本来なら、太陽光は本当にそれしか設置できないところを探して、可能な限り地代などを払わないでコスト的に安くするなどの努力があるべきである。そもそも、自治体の売れ残りの土地に太陽光を設置するのであれば、自治体が自ら運営すべきである。その方が、自治体の収入増にもなるし、再生可能エネルギー運営のノウハウの蓄積もでき、資源の最適配分になるはずだ。

また、木質バイオマスは発電単独では効率を上げるにも限界があり、発電のみでは買取価格は必然的に高めになる。エネルギーの効率利用の観点からも、コージェネは必須のはずだ。

そうした際に必ず出てくるのが、それでは事業にならないという声だろう。太陽光の設置場所は限られる、コージェネの熱需要をみつけるのは日本では不可能、等々である。

そこで重要なのが、FIT の基本原則を明確にすることである。そもそも、FIT は将来的に再生可能エネルギーを自由市場に移行させるための過渡的な制度である。そうであれば、将来的に競争力を持ちうるように誘導していく制度設計でなければならず、地代を払ったり、排熱を再利用しなくても採算が取れるような制度設計はありえないということが、おのずと整理されてくるはずだ。

もっとも、最初からハードルを上げすぎると普及も進まなくなってしまうので、当初はそれほど厳格にやる必要はない。重要なのは、こうした原理原則・理念を明確にして浸透させ、将来にわたっての方向性を示すことだ。

○教科書とベンチマーク

優良事例を対象に再生可能エネルギーのコスト分析を行っていけば、設備機器の選定の仕方や施工管理、メンテナンスなどのポイントもおのずと整理されるようになってくる。こうしたことをまとめていけば、再生可能エネルギー建設・運用のノウハウのつまった教科書になる。

このような教科書ができそれがベンチマーク化され、理論・技術・ノウハウが共有化されていけば、いままで再生可能エネルギーの経験のない地元の人々でも、導入を考える際の貴重な手引き書となる。標準値があれば、それによって再生可能エネルギー機器メーカーやコンサルタントの提案が妥当かどうかを判断できるわけだし、導入の際には何に留意し、導入して以降はいかに運用し、メンテナンスを図るかという、一連の流れが理解できるようになる。

このようにベンチマークができると、金融機関の再生可能エネルギーへの融資判断も容易になる。現状では、再生可能エネルギーといっても中身がよくわからないので、金融機関は融資判断できず、信用力での融資になってしまい、融資先は大手企業ばかりということになりかねない。これではいつまでたっても地域の再生可能エネルギーは立ち上がらない。ベンチマークができれば、個別案件への融資に対する判断が可能になり、地域の再生可能エネルギー融資がやりやすくなるだろう。

つまり、標準値を導き出し、ベンチマーク化してその共有化をはかることは、FITの買取価格設定のベースをつくるという意味のみならず、再生可能エネルギーを普及拡大させるうえでの不可欠の前提でもあるということだ。

なお、ベンチマークは国内事例のみならず、ドイツなどの経験の蓄積のある欧州の事例を取り入れて、補強することが不可欠である。また、バイオマスやバイオガスのように日本で参考としうる事例を探すのが困難な場合、基本は欧州の事例を分析のうえ、日本の事例を加味して作っていくしかない。それと並行して、欧州から設備をシステムとして導入し、実証していくしかないだろう。その場合、欧州の専門家のアドバイスは必須である。

8. おわりに～フロンティアへの挑戦

ドイツの再生可能エネルギーは順調に拡大が続いているが、同時に多くの課題にも直面している。電気料金の負担は確かに増加してきているし、系統連系の拡大や電力の安定化の問題など、再生可能エネルギーの発電に占める比率が4分の1に達しつつあるなかで、これらは待ったなしで取り組まなければならない課題になりつつある。そうした意味では、ドイツの再生可能エネルギー拡大は、これからも大きなチャレンジの連続である。

大事なことは、ドイツの再生可能エネルギーとエネルギー効率向上によるエネルギーシフトは、特定の勢力によって進められているのではなく、市民、経済界、労働界など、あらゆる人々が一丸となって推進しているということだ。

21世紀は、エネルギー需給ひっ迫・エネルギー価格高騰が見込まれ、地球環境問題は深刻化する一方である。そうした中、再生可能エネルギー拡大は人類共通の課題だし、ドイツではこの課題に先駆的に取り組むことによって、新しいフロンティアが開け、経済社会の変革がダイナミックに進展している。ドイツはいまや再生可能エネルギーや省エネという21世紀最大の成長分野で、世界のマーケットリーダーの地位を築きつつある。だからこそ、エネルギーシフトがドイツの総意となるわけだ。

すでにお手本があり、それに追いつくことで発展してきた日本には、不確実性の中で突き進むドイツのエネルギーへの挑戦はわかりづらいかもしれない。しかし、日本もキャッチアップの段階はとっくに通り越しているし、福島原発事故により20世紀の技術・システムの限界がすでに見え、人類の未来がその延長にはありえないことも明確になっている。われわれは、21世紀の新たなフロンティアを切り開くべく、チャレンジすべきときにきている。

(参考文献)

再生可能エネルギー拡大のための長期シナリオと戦略、最終報告 2011
連邦環境省

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
Schlussbericht, BMU - FKZ 03MAP146
Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR),
Stuttgart Institut für Technische Thermodynamik, Abt.
Systemanalyse und Technikbewertung

再生可能エネルギー法がバイオマス発電の発展に及ぼす影響に関するモニタリング、中間報告 2011年3月

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die
Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse
Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse (FZK: 03MAP138)
Zwischenbericht, März 2011

研究レポート一覧

No.396	再生可能エネルギー拡大の課題 ーFITを中心とした日独比較分析ー	梶山 恵司 (2012年9月)
No.395	Living Lab(リビングラボ) ーユーザー・市民との共創に向けてー	西尾 好司 (2012年9月)
No.394	ドイツから学ぶ、3.11後の日本の電力政策 ー脱原発、再生可能エネルギー、電力自由化ー	高橋 洋 (2012年6月)
No.393	韓国企業の競争力と残された課題	金 堅敏 (2012年5月)
No.392	空き家率の将来展望と空き家対策	米山 秀隆 (2012年5月)
No.391	円高と競争力、空洞化の関係の再考	米山 秀隆 (2012年5月)
No.390	ソーシャルメディアに表明される声の偏り	長島 直樹 (2012年5月)
No.389	超高齢未来に向けたジェロントロジー(老年学) ー「働く」に焦点をあててー	河野 敏鑑 (2012年4月) 倉重佳代子
No.388	日本企業のグローバルITガバナンス	倉重佳代子 (2012年4月)
No.387	高まる中国のイノベーション能力と残された課題	金 堅敏 (2012年3月)
No.386	BOP市場開拓のための戦略的CSR 地域経済を活性化させるための新たな地域情報化モデル	生田 孝史 (2012年3月)
No.385	ー地域経済活性化5段階モデルと有効なIT活用に関する研究ー	榎並 利博 (2012年2月)
No.384	組織間の共同研究活動における地理的近接性の意味 ー特許データを用いた実証分析ー	齊藤有希子 (2012年2月)
No.383	企業集積の効果 ーマイクロ立地データを用いた実証分析ー	齊藤有希子 (2012年2月)
No.382	BOPビジネスの戦略的展開	金 堅敏 (2012年1月)
No.381	日米におけるスマートフォンの利用実態とビジネスモデル	田中 辰雄 (2012年1月) 浜屋 敏
No.380	「エネルギー基本計画」見直しの論点 ー日独エネルギー戦略の違いー	梶山 恵司 (2011年11月)
No.379	ロイヤルティとコミットメント ー百貨店顧客の評価に基づく実証分析からー	長島 直樹 (2011年10月)
No.378	中国経済の行方とそのソブリンリスク	柯 隆 (2011年10月)
No.377	Startup Acceleratorの現状と展望 ー変化する起業の形から考える今後のICTビジネスー	湯川 抗 (2011年9月)
No.376	生物多様性視点の地域成長戦略	生田 孝史 (2011年8月)
No.375	成果主義と社員の健康	齊藤有希子 (2011年6月)
No.374	サービス評価に内在する非対称性と非線形性	長島 直樹 (2011年6月)
No.373	日本企業における情報セキュリティ逸脱行為と組織文化・風土との関係	浜屋 敏 (2011年5月) 山本 哲寛
No.372	企業の社外との連携によるイノベーションの仕掛けづくり ーの現状ー大学との連携を中心としてー	西尾 好司 (2011年4月)

<http://jp.fujitsu.com/group/fri/report/research/>

研究レポートは上記URLからも検索できます



富士通総研 経済研究所

〒105-0022 東京都港区海岸1丁目16番1号（ニューピア竹芝サウスタワー）
TEL.03-5401-8392 FAX.03-5401-8438
URL <http://jp.fujitsu.com/group/fri/>