

Ⅲ. 新しい産業の創出

Ⅲ-1. 再生可能エネルギー ～日本は困難を乗り越えてこの産業をモノに出来るか～

【要約】

- ◆ 再生可能エネルギーは既に一部の国では主要電源の一角を担いつつあり、今後コストの低下と共に一段と重要性を増していくと思われる。再エネに関心の強い世界各国は導入推進政策とともに産業振興策にも力を入れていることから、世界の再エネ産業は更なる成長が期待されるが、同時にグローバルな競争環境も厳しさを増していく見通し。
- ◆ 日本ではこれまで導入が進まず、産業振興政策も一部に限定されていたが、今年から固定価格買取制度が導入され、本格的に再エネの電源開発が始まる。他国より遅れて導入推進を図る日本は、世界の先例も参考にしながら、①国産電源として最大限の導入を図ること、②国際競争力のある産業として育成することを目指すことになる。
- ◆ 何れの目標に対しても鍵を握るのはコストである。再エネの導入促進には国民負担が避けられず、コストダウンを実現しなければ大量導入は難しい。また、産業としても既に揺籃期を過ぎた世界市場において最も重要な要素はコスト競争力となっている。政府も企業も、低廉で有用な電源を開発する覚悟を持って、この産業を育てていく必要がある。

1. 世界市場の概況

2010年の市場規模は2,000億ドル

過去5年で市場は4倍に成長

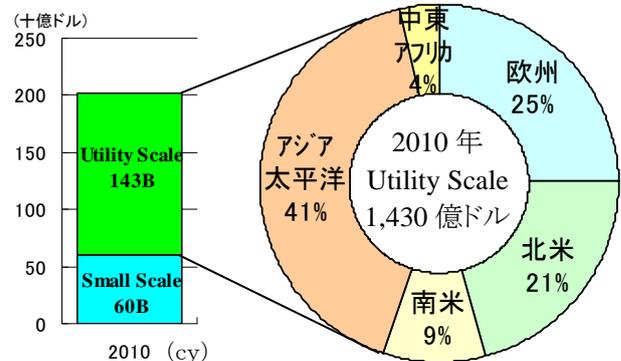
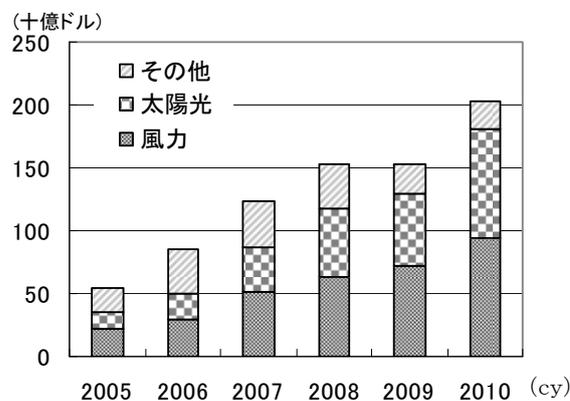
風力と太陽光が大半を占める

再生可能エネルギー（大規模水力を除く）の市場規模を、発電施設・設備に対する投資額として捉えたと、2010年に約2,000億ドル（≒17兆円）と推計されている。2005年から5年で4倍の急成長を遂げている（【図表Ⅲ-1-1】）。

この内、風力が950億ドル、太陽光が800億ドル程度とこの二つが産業規模の観点では主要な地位にある。尚、風車システムと太陽光モジュールの市場規模はそれぞれ500億ドル、380億ドルと総投資額の半分程度を占め、残りは、建設工事・輸送・流通のほか、系統連携費用、金融サービスに係る費用等であり、“発電装置の製造業”以外にも大きな事業機会があることが分かる。

【図表Ⅲ-1-1】 電源別世界再エネ市場規模

【図表Ⅲ-1-2】 規模別・地域別再エネ市場シェア



(出所)【図表Ⅲ-1-1, 2】ともに、UNEP よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

新興国の市場規模が急拡大

2,000億ドル市場の内7割を占める大規模プロジェクト(Utility Scale)において、中国を中心にアジア地域の投資額が拡大しており、新興国の市場規模は既に先進国を上回っている(【図表Ⅲ-1-2】)。電力需要が増加する新興国が電源整備に努めていることが背景にあるが、先進国よりコストに厳しくCO₂排出削減義務も負わない新興国が大規模に導入を進めている現実からは、再生可能エネルギーが、環境適合性だけに立脚しているのではなく、実用的な電源となり始めている事実を読み取ることが出来るだろう。

2020年の世界市場は2010年の2倍程度に拡大

2020年に向けた市場成長については、2010年の2倍程度に市場が拡大するとのポジティブな見方が支配的である。風力はその活用領域を陸上から洋上にも拡大し、風車の大型化を進めることで、適度な成長を遂げていくだろう。太陽光は常に想定を上回る価格下落に苦しみながら、正にその結果として導入量を拡大し、振れを伴いながらも中長期の成長を実現するだろう。

ただ、再エネの市場見通しには、①政策支援依存度の高さ、②技術革新による業界構造の激変リスク、③他電源との競合等外部要因の影響等、独特の不透明感を伴うため、企業としては難しい投資判断を迫られることになる。このリスクを低減し投資を促すことが産業振興に繋がるだろう。

本編では、将来性が期待される再生可能エネルギーについて、日本における導入促進という観点と関連産業の振興という観点の両面から見ていきたい。

2. 導入促進に係る政策制度設計

再エネ推進の支援動機

- ①環境特性
- ②安全保障
- ③産業振興
- ④コスト低減

再生可能エネルギー産業は政策依存度が高いため、その構造について確認しておきたい。現時点では再エネの発電コストは既存の火力発電等と比較して割高なため、導入促進には政策的な支援が必要とされている。政策当局が、導入支援に必要なコストを支払う動機は、①環境適合性、②エネルギー安全保障といったエネルギー側の外部費用を考慮すること以外にも、③産業振興・雇用促進や④コストダウンの促進等の産業側の効果を狙うためだと考えられる。支援政策の結果、十分にコストが下がれば支援が不要となりその後は自立的な電源開発、産業成長に移行することが期待されている。

政策の柱

- ①長期導入目標
- ②経済的インセンティブ
- ③事業環境の整備

世界各国の導入促進政策は、主に①長期導入目標の設定、②経済的インセンティブ付与、③事業環境の整備等を組み合わせて構成されている。長期導入目標は一定の目標時点における全発電量に占める再エネ比率として設定することが多い(【図表Ⅲ-1-3】)。例えば、ドイツでは2020年までに全発電量の35%を再エネで賄うことを目標としている。この目標はエネルギーに関する長期的な国家戦略の一翼を担うものであり、各国の資源、政治、地理、安全保障など様々な要因を反映して決定される。日本でも震災後、原発を巡る環境変化を踏まえ、将来の電源の最適構成を改めて議論する中で、再エネの導入目標が決められる機運となっている。導入目標は単なる努力目標ではなく、関連政策の根拠となる強固なものでなければならない。そうでなければ市場成長の確度が高まらず、企業の投資活動を促すことが出来ないからである。

長期導入目標は政策決定の根拠となる確かなものである必要

経済的インセンティブの類型

- ①FIT(価格)
- ②RPS(導入量)

一方、経済的インセンティブの付与制度は、大きく分けてFIT方式(Feed-in-Tariff: 固定価格買取制度)とRPS方式(Renewables Portfolio Standard: 再エネ比率基準割当制度)の二つが主流となり、これに補助金や税

制優遇などを組み合わせるのが一般的である(【図表Ⅲ-1-4】)。FIT は一定期間、固定価格での再エネ電力買取を系統運用者に義務付ける方式であり、実態は「価格」を調整することで民間の投資や価格低減競争を促し、その結果として「導入量」をコントロールしようとする政策手段と理解することが出来る。一方の RPS は電力供給者に一定割合の再エネ導入を義務付けるものであり、より直接的に「導入量」をコントロールするものである。「価格」については発電事業者間の競争等を通じて低減努力が図られるものと期待されている。

【図表Ⅲ-1-3】各国の中長期再エネ導入目標

	2010		2020	
	再エネ比率 (含む水力)	再エネ比率 (除く水力)	再エネ比率 (含む水力)	再エネ比率 (除く水力)
ドイツ	17%	14%	35%	32%
スペイン	33%	21%	36%	28%
イギリス	9%	8%	31%	29%
フランス	16%	3%	27%	15%
カリフォルニア州 (米国)	—	18%	—	33%
日本 (現行計画)	9%	1%	14%	6%

※一般的に大規模水力は欧州では含まれ、米国・日本では除いて表現される

(出所)IEA, EIA, EC よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅲ-1-4】再エネ導入促進政策の類型

導入支援施策		概要	実施国	
設置支援	補助金	(ex)初期投資の～%補助等	日本他	
	債務保証	(ex)PJ総費用の～%保証 (ex)～b\$以上のPJ等	米国他	
	税制 ITC※1	(ex)総投資額の～%税控除	米国	
市場ベースの施策	量 Base	割当制度 (RPS/QO) ※2	日本 (RPS) 英国 (QO) 他	
		入札	特定技術からの供給エネルギー量を入札にかけ、最安値を提示した事業者から買取	アイルランド デンマーク他
	価格 Base	Feed-in Tariff	一定期間、一定価格での再エネ買取を系統運用者に義務付け	ドイツ フランス 他 スペイン オランダ 他
		Feed-in Premium	電力料金へのプレミアム(上乘せ)を固定(※電力料金の変動に応じて総額も変動)	デンマーク 他
税制	PTC※3	(ex)発電量毎に～¢/kWh減税	米国	
市場ベース以外の施策		系統接続、運用ルール明確化 行政手続き簡素化 等	世界各地	

※1 Investment Tax Credit、※2 Quota Obligation、※3 Production Tax Credit

(出所)みずほコーポレート銀行産業調査部作成

日本は RPS から FIT に移行

日本では昨年まで RPS 方式を採用していたが、今年から全面的に FIT 方式に移行し、現在は 1%に留まっている再エネ比率(大規模水力発電を除く)を大幅に向上させることを目指している。ここでは、施行が間近に迫る FIT 法の最適な運用について検討してみたい。

FIT の政策効果
①導入促進
②コスト低減
③産業振興

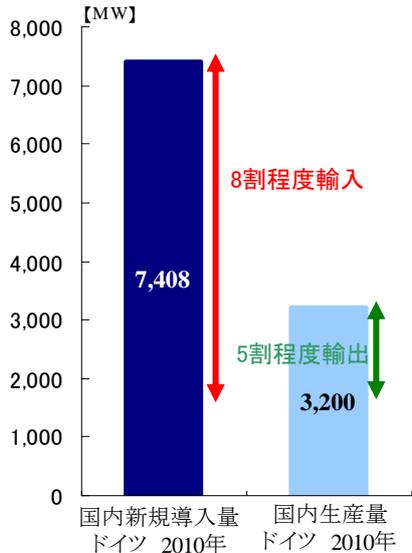
一般に FIT の政策効果としては、①導入促進、②コスト低減、③産業振興などが挙げられる。本当にそのような効果が観測されているのか検証してみたい。まず、導入促進効果については、FIT を導入し、経済的に意味のある価格を設定すれば導入量が飛躍的に増加する事実が多くの国で観測されている。次に、コスト低減効果であるが、観測されているデータからは、FIT に伴い導入量が増加している国においてコスト低減が進んでいる事実が見て取れる。太陽電池のように輸送費負担が小さく関税が掛からない貿易に適した財は地域間の価格差が小さいはずだが、それでもその傾向が顕れるのは、販売・設置等も含めサプライチェーン全体でコストダウンが進むからだと判断される。

産業振興効果については、高い電気料金を負担する代償として必須であるが、実際の効果は疑問を呈されやすい。典型例としては、ドイツに導入される太陽電池の 8 割が主に中国製の輸入品となっていることを指して、国民負担で外国の雇用に貢献しているとの批判がなされている(【図表Ⅲ-1-5】)。

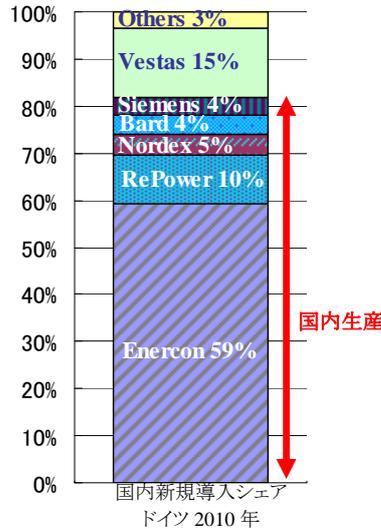
ドイツの実態を確認してみよう。輸送コスト負担等の観点から現地生産が有利な風車に関しては、ドイツ国内で導入されている風車の 8 割以上が国産であ

る(【図表Ⅲ-1-6】)。ところが、雇用促進効果で見ると太陽光産業は風力産業を上回る実績をあげている(【図表Ⅲ-1-7】)。これは、太陽電池こそ輸入超過となっているが、製造設備やパワーコンディショナー、メガソーラーの開発・設計サービスなどバリューチェーン上の様々な分野で大幅な輸出超過となっていること、建設・流通などの川下領域において国内雇用効果が大きいこと等が理由である。やはり FIT を最大限活用し世界一のソーラー大国となった効果は大きい。産業振興効果は、FIT の導入に伴って自動的にもたらされるものではなく、それを活用して施策が成功した場合に得られるものと言えるだろう。

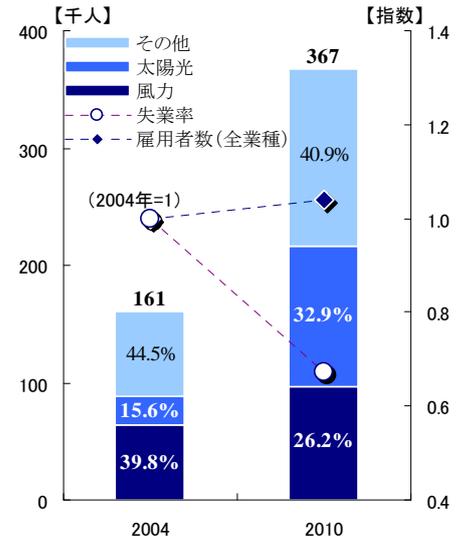
【図表Ⅲ-1-5】ドイツ太陽電池供給 【図表Ⅲ-1-6】ドイツ風車供給 【図表Ⅲ-1-7】ドイツ再エネ雇用効果



(出所) BSW よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成



(出所) 【図表Ⅲ-1-6、7】ともに、BMU よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成



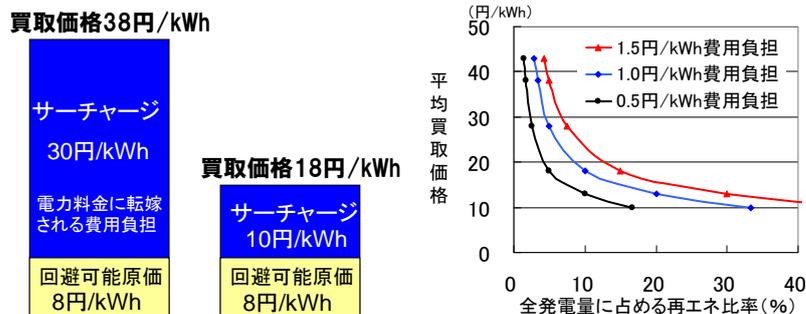
FIT の課題

- ①費用負担
- ②系統接続問題
- ③想定外の過剰導入

国民の費用負担として許容できる範囲を議論する必要

FIT の課題については、主に①需要家の費用負担、②系統接続の問題、③想定外の過剰導入の3つが挙げられる。FIT の仕組み上、再エネの割高なコストは需要家(=国民)に転嫁されるため、この制度の持続的発展には国民が許容できる範囲にその負担を抑制することが求められる。ドイツでは再エネ普及促進に軸足を置いてきたことから、この負担額が近年急激に増加し、2010年には132億ユーロ(≒1.5兆円)まで拡大した。日本では従来政策当局の目線として5,000億円/年(≒0.5円/kWh)というラインが意識されてきたが、原発を巡る環境が変化した現在、改めて負担の許容範囲とその範囲で導入可能な発電量のバランスを議論しなければならない。

【図表Ⅲ-1-8】買取価格と国民負担と再エネ導入比率の関係



(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注) 回避可能原価 8 円/kWh、日本の年間発電量を 1 兆 kWh、費用のみを導入制約と仮定

限られた国民負担許容額の範囲で導入を促進するには、コストダウンが必須

仮に買取価格 38 円/kWh（回避可能原価 8 円、サーチャージ 30 円）の電源で 5,000 億円の予算枠を使い切ると、僅か 167 億 kWh/年しか導入できず、総発電量の 1.7%しか賄えない。買取価格 18 円/kWh であれば、サーチャージは 10 円/kWh に圧縮できるため、同じ予算で 3 倍の導入が可能になる。再エネの本格導入を目指すには負担許容額を増やすだけでなく、低コスト電源の開発が鍵を握ることが理解されよう（【図表Ⅲ-1-8】）。

FIT を用いて投資を呼び込むには優先接続・優先給電が必要

次に系統接続の問題についてだが、FIT を用いて再エネの普及を図る際には、系統への接続に関して再エネを優先的に取り扱う優先接続・優先給電というルール設定が求められる。これが確立しなければ投資家の採算見通しが担保されず、必要な投資資金の流入が見込めないからである。日本では必ずしも明確に制度化されていないため、再エネの系統接続は不安定な状況にある。これは深刻な制度欠陥となる懸念もあり、早急に手当てが必要であろう。

再エネ対応としての系統強化費用の負担方法を早急に決める必要

一方、再エネを優先することは、系統全体に大きな負荷を掛ける。その対策費用については、過去にも試算はされているが、震災後に前提条件も変わっている。早急に費用を再計算し、負担方法を決定し、系統強化の投資を進めていかなければ、導入促進を妨げる懸念となるだろう。

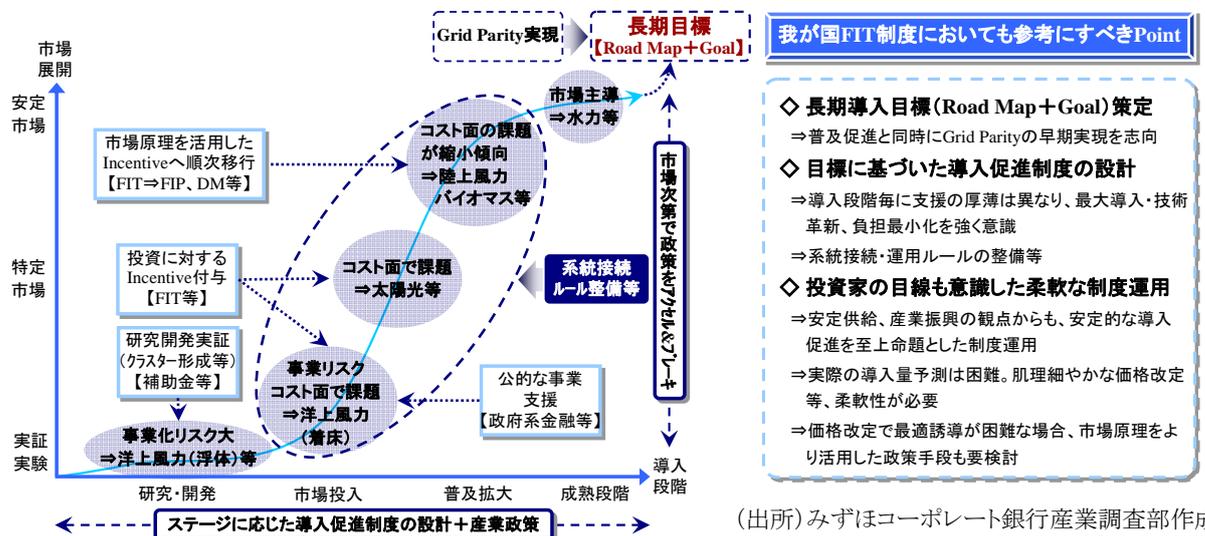
FIT はバブルを生みやすく、備えが必要

最後に、FIT に特有の想定外の過剰導入の問題（所謂バブル）について考えたい。先に述べたように、FIT は買取価格を政策的な誘導材料として用いる一方、究極的な政策目標としては特定の導入量を実現することを狙っている。ところが、太陽電池のように急激に価格が下落すると、政策当局がその影響を読みきれず、想定外の大量導入が起きるケースがある。また、スペインのようにバブルを急激に破裂させると、国内産業に大打撃を与えてしまう。健全な産業の育成には毎年の導入量を平準化させることが好ましく、そのためには買取価格を柔軟かつ機動的に調整し、効果的な市場誘導を行う必要がある。

ドイツやスペインの先行事例は良い参考に

ドイツでは買取価格を短期間で見直す制度や、地理的条件に応じてボーナスを与える制度を導入する等、より安く、より多く、より安定的に導入を目指す工夫を行っている。日本では、こういった海外の先行事例から学びつつ、①状況の変化に応じて不断の制度改善を行うこと、②限られた予算枠で目標とする導入量を達成する戦略を持つこと、③可能な限り導入量を平準化し、国内産業の健全な発展に配慮すること等が求められるだろう。

【図表Ⅲ-1-9】海外事例に学ぶ日本の制度設計の方向性



3. 太陽光発電 ～日本の太陽光発電産業復活への道はあるか

欧州市場の急拡大とそれに伴うコストダウンが産業構造を変えつつある

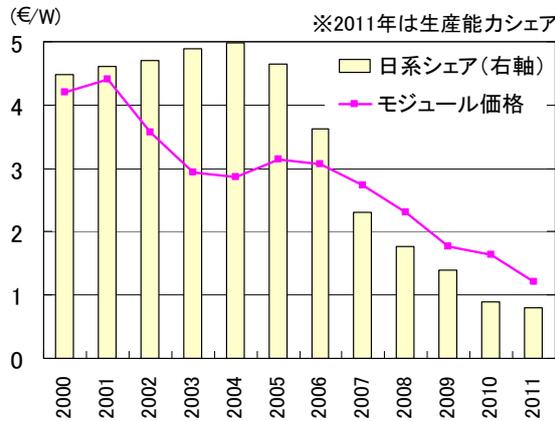
今後、欧州市場は成長鈍化の懸念

替わって中国、インドなどの導入本格化が前倒しになる期待

日本では 1970 年代から太陽光発電の研究開発と普及促進に努めてきたこともあり、再エネの主役の地位を占めている。世界的に見ると 2000 年代半ばから欧州市場が拡大して注目を集めたが、そのコストの高さから発電量ベースで再エネの主役に躍り出るにはまだ時間が掛かると思われていた。しかし、ここ数年手厚い政策支援を受けた欧州市場の急拡大やそれに伴う劇的なコストダウン(【図表Ⅲ-1-10】)を受けて、関係者の認識は徐々に変わり始めている。

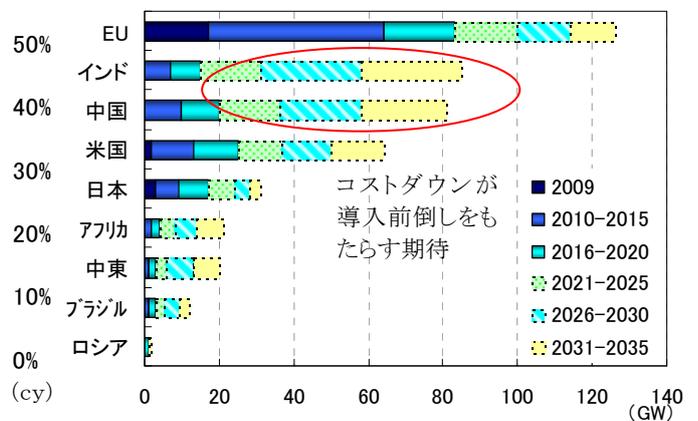
2011 年の一年間で太陽電池の価額が半値になる前、IEA は 2020 年の累積導入量を 184GW と予測したが、2011 年だけで 28GW が導入されて、累積導入量が 67GW に達したことを踏まえ、次の予測では上方修正するだろう。欧州の業界団体である EPIA は 2020 年に累積導入量 345GW と推定しているが、足下のコスト低下を前提にすれば、一段の導入が進む可能性もある。地域別の従来想定シナリオは見直しが求められている。欧州では重い費用負担が認識され、政策支援が後退する懸念があり、成長鈍化は避けられない。これに対し、赤道近辺の新興国は日照条件に恵まれているものの、補助政策が採れないために本格導入は 2020 年以降と想定されていたが、今の価格低下が継続するなら 2020 年までに火力発電に対する競争力を獲得し、自立的な市場成長が期待できる(【図表Ⅲ-1-11】)。また、国内に巨大な関連産業が発達した中国は、近い将来需要創出を狙って国内での導入を促進する政治的な動機を有することも指摘され、市場の成長期待を下支えするだろう。

【図表Ⅲ-1-10】 平均単価と日系シェア推移



(出所)EPIA 等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅲ-1-11】 国・地域別導入量見通し



(出所)IEA よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

日本の導入目標は上積みされる期待

日本は世界の中でも有望市場の一つとして期待されている。世界の再エネ推進国は低コストの風力を先に導入し発電量を稼いでいるが、日本では風力市場が未発達なまま再エネ電源の拡充を急ぐ機運が高まっている。結果的に太陽光に比較的大きな発電量を期待することになり、2020 年までに 28GW とされてきた導入目標の上積みも検討せざるを得ないだろう。FIT の買取価格は当初海外平均よりも割高となる見通しだが、バブルを防ぎつつ、コストダウンを急ぎ、大量導入が継続出来る価格水準を実現していく必要があるだろう。

太陽光発電産業は再エネの中でも最も奮起が期待されている。2000 年代前半まで世界で出荷される太陽電池の半分近くが日本製だったが、2000 年代

後半以降急激にシェアを失い、2011 年は 10%を下回った(【図表Ⅲ-1-10】)。完全にコモディティ化した市場において、日系太陽電池メーカーが劣勢にあるのは、コスト競争力の低下が主因である。また、国内にメガソーラー市場が育たず、川下産業の発展が遅れていることも産業面の課題となっている。

日系太陽電池メーカーの目指すべき方向性は
①コスト競争力の回復
②事業領域のシフト

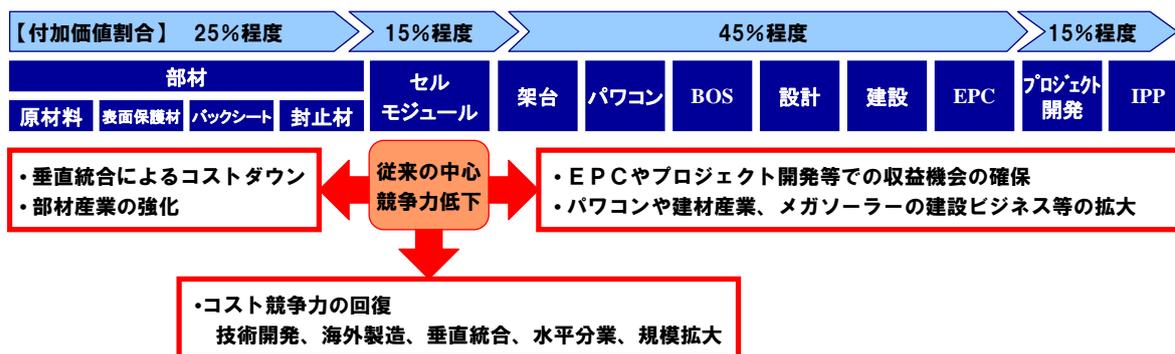
日系太陽電池メーカー復活への処方箋としては、①コスト競争力の回復、②事業領域のシフトの二つが挙げられよう。コスト競争力の回復に向けては、海外への生産移転、素材領域からの一貫生産、海外メーカーとの水平分業、規模の拡大、技術革新への挑戦などの様々なアプローチが試みられている。技術革新については、引き続きコストダウンに直結する可能性を秘めており、各社が短期、中長期の開発競争に鏑を削っている。

これに対し、事業領域のシフトも有効な選択肢である。太陽電池の価格下落は太陽電池メーカーに大きな脅威となっているが、発電事業者、EPC(プラント設備工事における設計・調達・建設)事業者等の太陽電池の購買側のプレイヤーにとっては、事業に妙味が生まれている。日系企業の中にも海外企業の買収を通じてこの事業に参入するプレイヤーが生まれているが、今後も様々な形で事業領域のシフトが模索されるだろう。

日本の産業振興に向けて、バリューチェーンを広く認識し、川下産業などの育成にも尽力を

日本産業の育成という観点では、バリューチェーンを広く見直す必要がある。伝統的に部材等川上産業に強い日本に対し、ドイツ勢はパワーコンディショナーやEPCなど川下産業に強みを有する。日本でもメガソーラー市場が立ち上がるのにあわせて、この分野の育成が急がれる。例えば、メガソーラーの建設・施工についてはこれまで市場がなかったこともあり、海外との比較で割高なコストが想定されているが、バリューチェーン全体のコスト構造に鑑みれば大きな改善が期待される分野でもある。単純そうに見える工法に工夫を凝らし、プレハブ工法による架台など建材レベルに踏み込んでコストダウンに成功するプレイヤーが出現すれば、強い競争力を獲得することになるだろう。

【図表Ⅲ-1-12】太陽光発電産業のバリューチェーンと日本の方向性



(出所)DOE 資料等を参考にみずほコーポレート銀行産業調査部作成

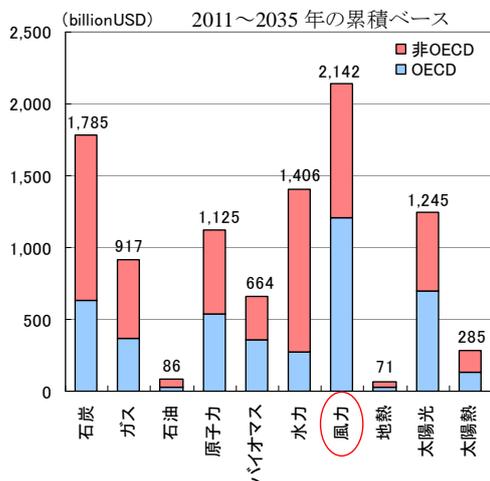
4. 風力発電 ～洋上風力時代の到来は出遅れを取り戻す好機

風力発電は再エネ産業の主役

風力発電は再エネの中では発電単価が最も低く、世界の再生可能エネルギー産業の中心的な役割を占めてきた。また、IEA の設備投資見通しによれば、2011 年から 2035 年までの投資額見通しは火力や原子力を含む全電源の中で最も大きく、将来に渡って期待されている(【図表Ⅲ-1-13】)。

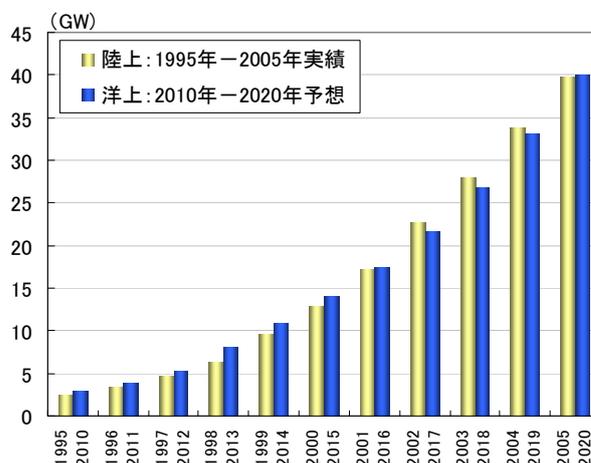
地域別には、国土に恵まれた中国、米国、インドなどが欧州と並ぶ市場となっている。特に中国は 2010 年以降、世界最大の市場となり、またその市場を用いて国産風車メーカーの育成を進め、世界最大の風車生産国になっている。

【図表Ⅲ-1-13】電源別投資金額見通し



(出所)IEA をもとにみずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅲ-1-14】洋上風力発電市場見通し



(出所)EWEA をもとにみずほコーポレート銀行産業調査部作成

日本の風力は出遅れ

これに対し残念ながら日本の風力開発は遅れており、国内導入量、日系メーカーのシェア共に世界の 1%程度に低迷している。今後、日本が再エネ比率を向上させるにはコスト面で優位な風力を大規模に導入する必要があるが、系統接続や環境アセスメントの問題からメガソーラーよりも導入が出遅れることが懸念されている。FITによる経済支援だけでなく、事業環境の整備面でサポートが必要になるだろう。また、国内の風力資源の賦存量には偏在性があり、北海道、東北に集中している。本格的に導入量を拡大するには好風況地から電力需要地へ送電する仕組みづくりが不可欠になるだろう。

欧州市場では洋上風力時代が幕開け

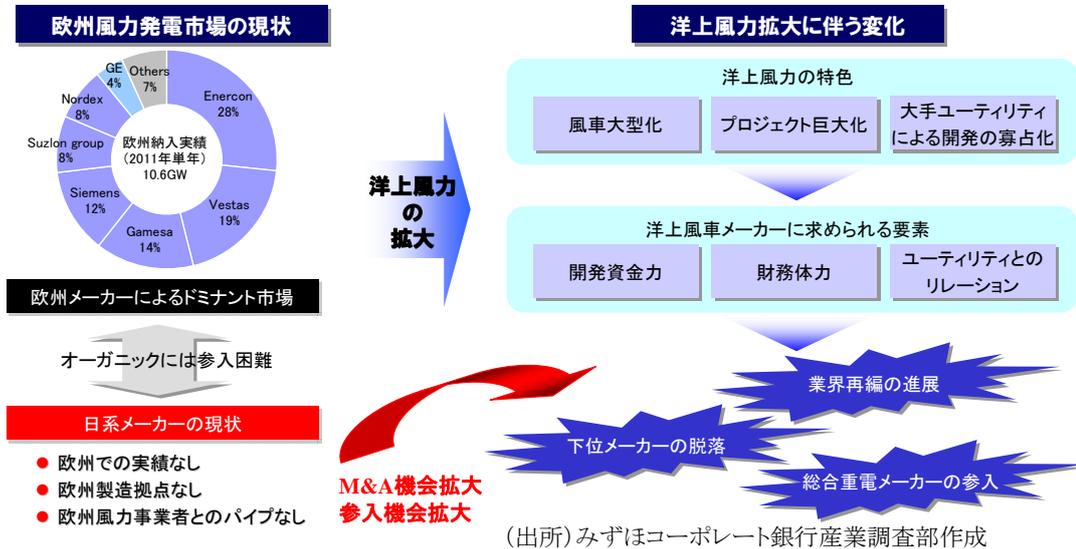
世界の風力発電市場に起きている重要な変化として、洋上風力の開発が挙げられよう。2020 年までの市場成長見通しは 1990 年代後半からの陸上風力発電が大きく成長した黄金時代を髣髴とさせる(【図表Ⅲ-1-14】)。背景には、陸上の適地が少なくなってきたこと等を踏まえ、英国、ドイツなどの欧州各国が大規模な洋上風力開発計画を進めていることがある。

欧州における洋上風力時代の到来は、出遅れた日系企業が挽回する好機

このトレンドは風車メーカーの勢力図に変化をもたらしている。洋上風力の特色として、①風車の大型化、②プロジェクトの巨大化、③大手ユーティリティによる案件開発の寡占化が挙げられる。この結果、世界シェアの上位を占めてきた欧州の風車専門メーカーが優位性を失い、代わって専門メーカーの買収を通じて新たに市場に参入してきた独 Siemens や仏 Alstom といった総合重電メーカーが、①大型風車の開発力、②大型プロジェクトに対応できる財務体力、③大手ユーティリティとの多面的なリレーション等を活かしてより優位なポジションを占めつつある。日本の総合重電メーカーはこれまであまり風力に投資してこなかったが、洋上風力市場が重電メーカーの独壇場になっていくこの局面を捉えて、一気に挽回する機会が到来している。実際、風力発電の実績に乏しい韓国のサムスン重工や現代重工は洋上風力の拡大を契機としてこの産業への参入を狙っている。日本でも鹿島沖、福島沖などで大規模な洋上風

力発電プロジェクトが立ち上がり始めている。これらのプロジェクトを世界市場に打って出る好機と捉えて、大きな挑戦を行う企業の出現を期待したい。

【図表Ⅲ-1-15】日系風車メーカーの戦略の方向性



5. 地熱発電 ～ニッチだが電源としても産業としても魅力的

日本は世界三大地熱資源大国の一角

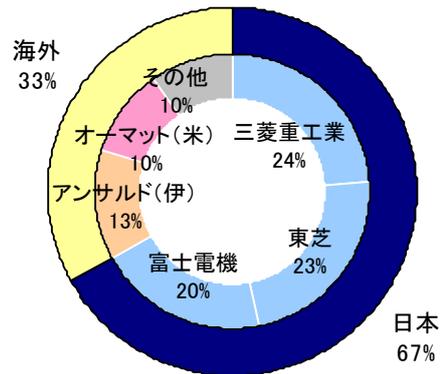
地熱発電は、比較的発電コストが低く、安定した稼動が見込めるといった優れた特性を有している。地熱資源は偏在性が強くどの国でも開発が出来るわけではないが、日本は米国、インドネシアと並ぶ世界三大地熱資源国の一角を占めている(【図表Ⅲ-1-16】)。更に、地熱発電用タービンは日系企業が世界市場シェアの67%を占める(【図表Ⅲ-1-17】)など、日本産業の競争力も高い。三拍子揃った魅力的なエネルギーと言えるだろう。

【図表Ⅲ-1-16】国別地熱資源量と発電導入量

国名	活火山数 (個)	地熱資源量 (MW)	発電導入量 (MW)
アメリカ	160	30,000	3,084
インドネシア	146	27,791	1,200
日本	119	23,470	536
フィリピン	47	6,000	1,906
メキシコ	39	6,000	953
アイスランド	33	5,800	578
ニュージーランド	20	3,650	632
イタリア	13	3,267	846

(出所) 産業技術総合研究所資料等をもとに
みずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅲ-1-17】地熱発電タービン世界シェア



(出所) Geothermal Power Generation in the Worldをもとに
みずほコーポレート銀行産業調査部作成

従来開発は低迷

ところが、日本の地熱発電開発は低迷している。1999年以降新規開発はなく、全国でも13箇所、0.5GWの設備容量に留まっている。理由として、①開発リスクの高さ、②自然公園内における厳しい開発規制、③政策支援の欠如など

が挙げられるが、本質的にはこの電源を開発する意欲が乏しかったと言えるだろう。だが、震災後の環境変化を踏まえ、改めて地熱発電の開発機運が生じている。地熱は太陽光の 6-7 倍の設備利用率を誇り、安定した発電量を稼げることから、自主電源不足に悩む日本にとって切り札となる可能性がある。

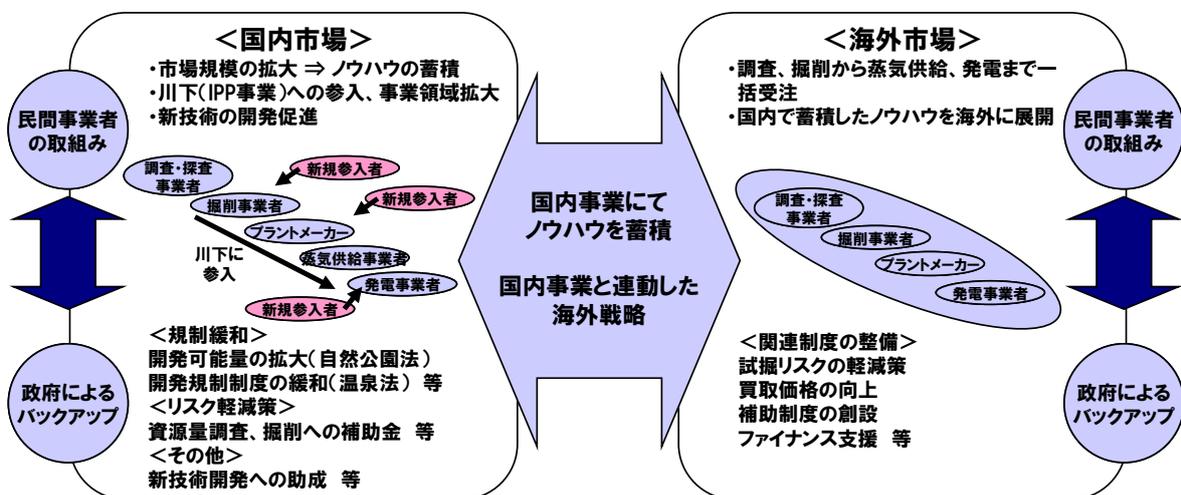
地熱資源の開発には調査・掘削など売電が始まるまでに 10 年近い時間を要するため、開発事業者にとっては大きなリスクと資金負担が生じる。事業者から見ると“時間と手間が掛かって儲からない”との印象が強く、投資意欲が高まらない構図となっている。従って、FIT による電力買取だけでは政策支援として不十分であり、調査・掘削フェーズにおける様々な支援が求められる。この点に関して、支援事業を NEDO から JOGMEC に移管して案件開発を支援する新たな補助制度が創設されたことは一歩前進と言えるだろう。

一方、規制緩和に関しては政策当局の覚悟が問われている。日本の地熱発電資源の 8 割以上は自然公園地域に賦存しているため、自然公園保護を優先すると、開発は進まず、発電量を稼ぐという目標は達成できない。原発に頼らずに CO₂ の排出削減を目指すなら地熱は欠かせないが、それはこれまで環境省が省省として保護してきた自然を開発するという矛盾を孕む。守るべき環境とは一体何か、如何なるバランスを目指すのか、その判断が試されよう。

産業界としては海外市場も魅力的である。IEA は 2035 年までの累積地熱発電投資 710 億ドルの半分近くはアジアで生じると予測している。日系重電メーカーはアジア重視の戦略を掲げながらも、主戦場の石炭火力発電においては中韓勢とのコスト競争の中でシェアを落としてきた。地熱発電用のプラントは、開発案件ごとに蒸気の温度、成分、噴出速度などが異なりオーダーメイド型の設計が求められることから、日系企業の強みが発揮できるだろう。

課題はここでも開発リスクのマネジメントである。主要市場となる東南アジアでは、資源調査から掘削、建設、発電までのプロジェクトを一括して提供するサービスが要求される。また、売電が始まるまで長期間の資金負担とリスクに対応することが必要になる。調査・探索事業者、掘削事業者、プラントメーカー、発電事業者がコンソーシアムを形成し新興国で必要とされるターンキーサービスを提供すると共に、政府によるファイナンス面での支援などを活用するパッケージ型のインフラ輸出戦略が一つの事業モデルとして有望であろう。

【図表Ⅲ-1-18】日本の地熱発電産業の方向性



(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

6. バイオマス発電 ～発電量への期待は大きい、導入推進の具体策は見えない

バイオマスは非常に多様性がある資源

発電量の観点で、バイオマスの貢献は大きい

未利用資源系の開発可否は回収コストで決まる

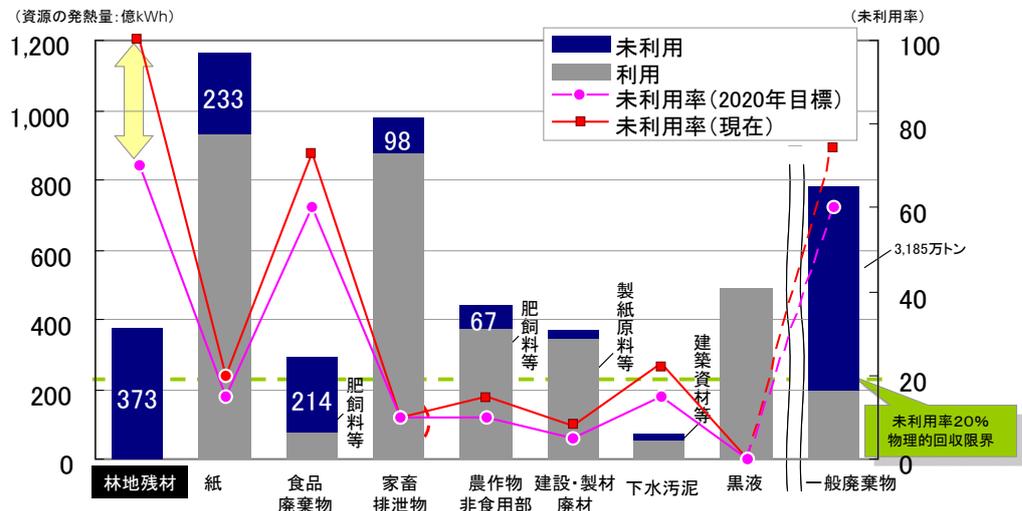
日本の廃棄物利用は進んでおり、未利用資源は限られる

バイオマスは極めて多様性のある資源である。発生源別に分類すると、未利用資源系(主に廃棄物)と生産系(原材料である農作物を生産)に大別できる。また、その用途は、肥飼料や建築資材といったマテリアル利用等極めて多岐に亘り、発電用燃料に留まらないが、この章では商業化事例のある未利用資源系の発電に絞って検討する。未利用資源系の発電は、用途のない残材・廃棄物を回収し、固体燃料化、若しくはメタンガスに転換、乃至は直接燃焼することで火力発電の燃料として利用することが一般的である。発電技術そのものは確立されたものであるため、発電量を稼ぎやすく、世界全体では2020年に総発電量の2.3%を担うことが期待されている。日本でも2030年に全発電量の1%弱を担う目標となっているなど、発電量への期待感は相応にある。

未利用資源系のバイオマス発電の要諦は「回収」にある。つまり、ある程度の量を安定的に集めてくるコストが発電用燃料の費用として妥当かどうかで資源としての開発可否が決まる。

日本の廃棄物利用状況を見ると、発電用途以外に再利用が進んでおり、未利用資源は限られている(【図表Ⅲ-1-19】)。このため、開発余地が残る資源として林地残材が期待を集め、今後のバイオマス発電拡大計画の半分を担っている。ただ、この計画については懐疑的にならざるを得ない。日本の林地は急峻な山間地帯にあるため残材の回収コストは下げにくく、また現在の林道整備状況では回収率は2割程度が限界である。つまり実際に回収率を上げるには兆円単位の資金を投じて大規模に林道開発を行う必要が生じる。発電燃料の回収費用としては正当化できず、他の諸政策との連携が必要になる。

【図表Ⅲ-1-19】日本のバイオマス資源の賦存量と未利用率



(出所)農林水産省バイオマス推進活用計画をもとにみずほコーポレート銀行産業調査部作成

バイオマス発電を政策ツールの一つとして残すことは重要

現時点で国内のバイオマス発電拡大計画に具体性があるとは言えないが、CO₂の排出削減目標を巡る国際的な枠組みにおいて、原発に頼れない日本は難しい立場に置かれており、バイオマス発電は将来的に最後の調整弁という役割を担う可能性がある。また、生産系バイオマスは、足許の商業化事例は少ないものの、研究実証段階にあるエネルギー転換事業も数多くあり、長期

的には大きな可能性を秘めた資源といえる。多様な観点から、バイオマス発電を日本の選択肢として残しておくことは重要であろう。

7. 日本産業への提言

欠点の多い再エネの導入には相応の覚悟が必要

日本は果たして再生可能エネルギーに本気で取り組むことが出来るだろうか。今日、総論として再エネの導入推進に異論を唱える人は少ない。再エネは日本でブームと言って良いだろう。しかし、再エネには、高コスト、不安定、自然環境への影響などの弱点もあり、共存することは容易ではない。既得権益への配慮が強く、また少数の反対意見を無視できないコンセンサス型社会の日本では、新たに登場するシステムの受け容れには膨大なエネルギーが要求されるだろう。再エネブームを地に足の着いた継続的な取組みとするためにも、ここで改めて日本にとっての再エネの必要性を確認したい。

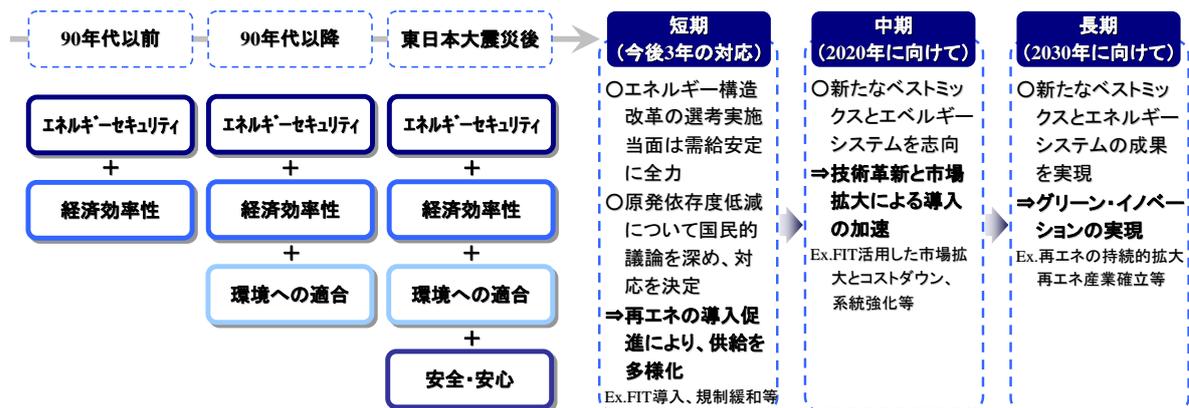
再エネ政策はエネルギー政策全体の枠組みの中で決定

これまで日本のエネルギー基本計画の中核には原発推進があった。低コスト、低炭素、準国産資源の3拍子揃った理想的なエネルギーと目され、産業振興・地域振興にも貢献してきた。事故発生以降、原発を巡る環境は一変し、今後の活用について国民的合意には達していない。ただ、少なくとも原発比率を現行エネルギー基本計画並に高めることは難しくなったと言えるだろう。

3Eのフレームワークを維持するなら、再エネの受容れ以外に選択肢なし

原発推進が後退する穴を火力発電だけで埋めることは現実的とは言えない。石炭火力は環境適合性の課題があり、LNG火力への過度の依存はエネルギー安全保障上の問題を抱える。何れも有用な電源だが、利用拡大には限界もある。日本のエネルギー政策は3E(エネルギー安全保障、経済性、環境適合性)の実現を基本的なフレームワークとしてきたが、万能電源が見当たらない中、それぞれの課題をカバーするベストミックスを追求しなければならない。消去法で考えても今の日本には再エネとの共存を選択肢から外すことは出来ないという現実がある。

【図表Ⅲ-1-20】日本のエネルギー政策の変遷と今後の方向性

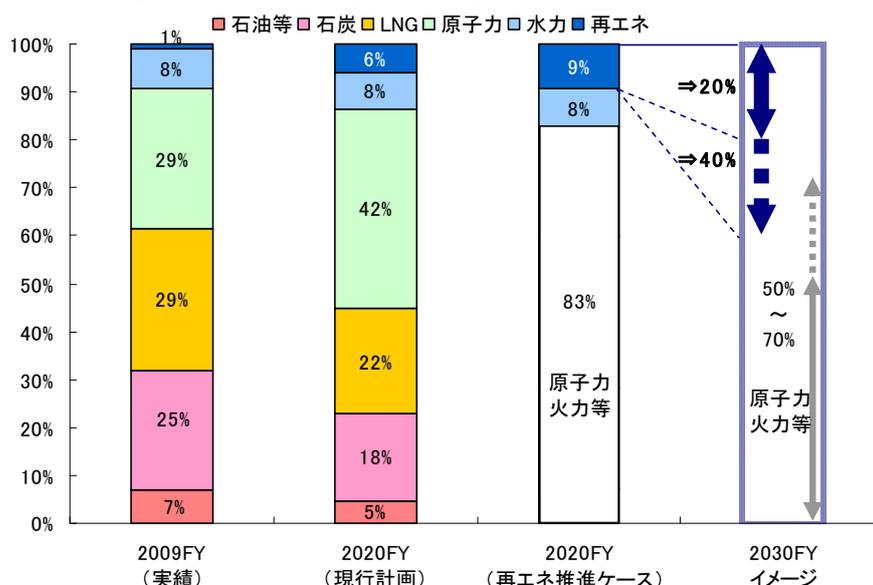


(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

今後、最大限のスピードで再エネ導入に邁進しても、制度や運営体制の整備、電源開発のリードタイムなどを考慮すると2020年時点の再エネ比率(除く大規模水力)は10%程度に留まるかもしれない。この数字を2030年に20%に留めるか、40%に伸ばすのかに関してはそれぞれの立場や主張に応じて様々な意

見がある(【図表Ⅲ-1-21】)。技術革新、燃料価格、国際政治情勢、原発の安全性など様々な要素を考慮して、計画は将来的に見直されるべきかもしれない。ただ、2020年までに努力して再エネと共存できる社会を構築しなければ、日本の選択肢は極めて限られたものになってしまうだろう。今、必要なのはこの切迫感と覚悟を持つことではないだろうか。

【図表Ⅲ-1-21】日本の電源構成の方向性



(出所)エネルギー基本計画等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

日本の再エネ推進に必要なこと

- ①コストダウン
- ②産業振興
- ③世界目線

最後に、日本が再生可能エネルギーをモノにするために必要な3つの提言を述べたい。①コストを下げること、②産業を振興すること、③世界を見ること。

まず、コストはこの産業の最重要テーマであり、世界中の関心事だが、日本ではこの意識がやや希薄である。円高影響もあるが、欧州の風力のFIT買取価格は日本のガス火力のコスト並みであり、太陽光の買取価格は日本の石油火力のコストを下回っているなど、技術的には再エネの低コスト化は一定の水準に達しつつある。日本では、自然環境との調和、地域社会や既得権益との調整、系統への接続環境の整備、開発・建設・流通等川下産業の成熟化、過剰な法的規制や品質基準の緩和など再エネの受け入れ本格化に向けてクリアすべき様々な課題があり、即座に欧州と同水準のコストは実現できないが、導入拡大にあわせてこういった社会的コストの低減を急がなければならない。

また、産業側は世界中で進んでいる低コスト化の波に対応し、競争力を獲得することが急務である。発電システム(太陽電池や風車)の単価引下げは最も効果的だが、高い効率や設置費用を低減する軽量化、メンテナンスフリー特性などによって最終的な発電コストを実際に低減できるなら、単価を下げなくても市場では評価される。バリューチェーン全体を見据えて、最終的な発電コストの低減に寄与する技術を磨く企業が優位性を獲得するだろう。

次に、産業振興の重要性である。再エネはあくまでエネルギーとして導入を議論すべきだが、その導入負担を考えれば産業振興の果実を得ることは必須で

ある。日本ではともすれば機器メーカーの議論が優先されるが、再エネのバリューチェーンは多様である。発電、建設、流通、メンテナンス、素材、IT、金融など関連産業の裾野を広く認識し、戦略的に育成する必要がある。

最後に、世界を見ることである。再エネ後進国の日本はその導入推進に際して世界の先例に倣って後発メリットを活かさなければならない。産業側は更に世界を見据える必要がある。日本市場は重要だが揺り籠として活用するという程度の位置づけにしておきたい。他の多くの産業と同様に日本市場が世界に占めるシェアは 10%に満たず、そこに閉じこもって将来の戦略を描くことは出来ない。再エネの将来性に期待をするなら、世界市場を展望した戦略を掲げるべきであろう。

【図表Ⅲ-1-22】再生可能エネルギーをモノにするために



(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

再生可能エネルギーには豊かな将来性がある。日本にはその将来性をモノにする十分な潜在的な力も備わっている。だが、実際にその果実を手にするには厳しい現実と向き合い課題を克服していかなければならない。

(組立加工チーム 村木 章弘／篠原 弘俊／大野 真紀子)
 (エネルギーチーム 柏木 芳伸／高田 智至／市川 美穂子／田島 裕太)
 (素材チーム 木山 泰之／松本 阿希子)
 (情報通信チーム 米井 洋平)
 (事業金融開発チーム 草場 洋方)
 akihiro.muraki@mizuho-cb.co.jp

Focus1

【太陽光発電のコストダウンについて】

太陽光発電は立地制約は小さいがコストが高いという特徴があり、その将来性はコストダウンに懸かっている。では、どのようなスピードでコストは下がるのだろうか。

NEDO は「PV2030+」という研究で技術やコストのロードマップを示しており、2020 年に 14 円/kWh、2030 年には 7 円/kWh までコストが低下し、既存電源に対して競争力を持つと想定している。従来、伝統的なエネルギー産業からはその実現性について懐疑的に見られてきた。

だが、筆者は太陽光のコスト低下がそれ程緩やかなものに留まるのか？という疑問を抱く。

NEDO のロードマップ作成には日系メーカーも参加している。将来性をアピールする意図もあり、コストダウン見通しはやや甘くなる方向（不確実な技術革新を織り込む等）のバイアスが掛かりやすいが、あくまで、技術革新や企業努力によって対応可能な正常な価格推移を想定している。ところが、足元で起きている現実はそのような生易しいものではない。

太陽電池モジュールの卸売価格は 2010 年末には \$2.19/W だったが、2011 年末には \$1.14/W に低下した。現在の市況から 2012 年末には \$0.81/W に低下すると予想されている。この結果、大半の太陽電池メーカーが赤字となり、大手も含めて破綻が相次いでいる。業界関係者にとっては異常事態だが、価格はメーカーの利益水準ではなく、需給バランスで決定されるため、供給過剰状況下において価格が是正される見通しはない。

例えば、破綻申請をしたドイツ最大手 Q-Cells (2007 年の世界トップ) の今後を考えてみよう。企業としては破綻したが、世界需要の 5% 近くを満たす同社の製造能力は健在である。減資や債務免除など財務的な処理により企業再生するにせよ、第三者が資産を買収するにせよ、再生計画は現在の“異常な”価格水準を前提に検討されるだろう。かくしてここに \$0.8/W の価格にも耐えうる製造ラインが誕生する。これは極端な例だが、太陽電池の価格低減が技術革新や経験曲線だけに依拠しないことも事実である。太陽電池は過去 5 年間で価格が 61% 下落したが、同じ期間に液晶 TV は 71%、DRAM は 92% の価格下落を経験している。何れもメーカーは深刻な赤字を計上したが、市場価格を下支えする効果はなかった。

上記 NEDO のロードマップの前提となっているモジュール想定価格は、2017 年に 75 円/W、2025 年に 50 円/W だが、2012 年末に予想される \$0.81/W (=65 円/W) は「PV2030+」がコスト面では 10 年近く前倒しされる可能性を示している。実際に 14 円/kWh や 7 円/kWh を実現するには、モジュール価格だけではなく、建設・流通など様々なレイヤーでの努力が必要だが、この産業のコストダウンが破壊的な側面を持つことは念頭に置いておくべきだろう。

但し、それを嘆いてばかりでは仕方がない。破壊的なコストダウンがこの電源の欠点を解消し、爆発的な需要を喚起する可能性やそれを前提とした新たなビジネス機会について前向きに検討することこそ、日本の太陽光発電産業の未来にとって必要なことであろう。

(組立加工チーム 村木 章弘)
akihiro.muraki@mizuho-cb.co.jp

Focus 2

【ガラパゴス化懸念について】

世界最高水準の技術力があってもそれが日本市場の特異な環境に最適化してしまうと、海外市場との互換性を喪失し、国際競争力を失って取り残される懸念が生じる。日本の携帯電話端末が高い技術力を誇りながらも、世界市場では売れず、産業としては衰退したことを、「ガラケー」と自虐的に表現されるようになったことから世間に広くその問題点が認知された。

日本独自のガラケー文化が発達した理由として、通信事業者の強い独自技術志向、市場支配力、端末メーカーに対する支配力とそれに対するメーカーの依存性が挙げられる。日本の電力事業者は通信事業者と比較しても、独自技術志向、市場支配力、メーカー支配力が強い。東日本大震災は、日本の電力システムの優秀性を示すとともに、その運営においては世界のスタンダードと異なる側面があることを浮き彫りにした。

今後、期待の再生可能エネルギー産業がガラケーと同じ轍を踏むことは避けたい。現在、日本では再エネの国内本格導入に向けた制度設計の最終準備段階にあるが、既に様々なところで、世界では見られない日本独自の方式が議論されている。日本の技術力はそのような独自の制約に対応することが可能かもしれないが、その技術は海外では売れない。もしかすると、そのような独自規格が海外勢の市場参入を阻み、国内産業の保護・育成に繋がるとの思惑もあるかもしれないが、それは絶望的な籠城戦を意味しており、最終的には白旗を掲げることになるだろう。携帯電話産業の例では、スマートフォン時代の到来と共に「ガラパゴス島」の参入障壁が崩壊し、遂には国内市場も海外ブランドに席捲されることになった。こうなると劣勢挽回に向けた選択肢は限られてしまう。

再生可能エネルギー産業はまだまだ成長途上にある。日本は母国市場を上手く活用しながら世界で戦える産業を育成しなければならない。そのためには極力、世界標準との互換性を維持する必要がある。その結果、海外勢の国内市場参入を一部招くとしても成長フェーズであれば対応戦略を選ぶことが出来る。また、世界市場での大量販売を前提とした商品設計はコストダウンにつながるため、日本の発電コスト低減にも寄与する。苦しい選択だが、ここで方針を間違えてはならない。

(組立加工チーム 村木 章弘)

akihiro.muraki@mizuho-cb.co.jp