

再生可能エネルギーの課題と展望

武蔵野大学 客員教授 西脇 文男

mail address: nishiwaki@yacht.ocn.ne.jp

0. はじめに

2012 年 7 月の固定価格買取制度（以下 FIT）導入以降、わが国の再生可能エネルギー発電導入は急速に進んだ。導入後の 3 年間（2012/7～2015/6）で、それまでの累計導入量 2,060 万 kW を上回る 2,156 万 kW が導入された。国内発電電力量に占める再生可能エネルギー発電（水力を除く）の比率も、2011 年度に 1.4%であったものが 2014 年度には 3.2%へと上昇した。それでも再生可能エネルギー導入で先行する欧州諸国と比べると大きく見劣りする（表 1）。もともとわが国では水力発電が主要な電源の一角を占めており、これを含めたベースでようやく米国並みとなる。（但し水力発電は再生可能エネルギーではあるが、大規模水力はダム建設による自然環境破壊を伴うため別枠とする見方が欧州では一般的。）

（表 1）発電電力量に占める再エネ割合の国際比較

	ドイツ	スペイン	イギリス	フランス	米国	日本
再エネ(除水力)	23.0%	25.9%	17.6%	5.1%	6.9%	3.2%
再エネ(含水力)	26.2%	40.1%	19.4%	16.1%	13.0%	12.2%

（注）日本は 2014 年度実績、日本以外は 2014 年推計値

（出典）経済産業省、IEA

福島原発事故まで、わが国のエネルギー政策は、地球温暖化対策とエネルギー安全保障の両面から原子力発電を基軸のエネルギーと位置付け、2030 年には発電量の 5 割以上を原子力でまかなう計画であった。一方、再生可能エネルギーへの取り組みは必ずしも積極的であったとはいえ、住宅用の太陽光発電を除けば導入は進んでおらず、欧米諸国に比べ著しく低いレベルにとどまっていた。震災後状況は一変した。もはや原発に多くを頼ることは許されず、政府は再生可能エネルギーの導入促進・普及に本腰を入れることとなった。その最大の施策が上記 FIT 導入であり、それ以外にも規制緩和や技術開発支援等の施策が打ち出されている。

2015 年 7 月に政府が取りまとめた「長期エネルギー需給見通し」では、2030 年時点の日本の望ましい電源構成として、再生可能エネルギー 22～24%、原子力 20～22%、石炭火力 26%、天然ガス火力 27%、石油火力 3%としている。これは温室効果ガス排出削減目標（2030 年度の排出量を 2013 年度比▲26%とする＝COP21 パリ協定による国際公約）を前提に、発電方式のうち 44%を CO2 を排出しない電源とし、かつその中で再生可能エネルギー

一の比率を多少なりとも原子力より高いものとする、という政治的判断があったものと思われる。再生可能エネルギー22～24%というのは、目標としては控えめ過ぎるのではないかとの批判も少なくない。ただ、この目標自体は単純に12%→24%に倍増ということではない。12%のうち9%は水力でこれはもう増やせない。(今後国内で巨大ダム建設はほぼ不可能) 水力以外の3.2%部分を13～15%に増やすことが必要であり、それにはFIT導入後3年間のスタートダッシュ(1.4%→3.2%、年平均0.6%ポイント増)を上回るペースで導入拡大し続けていかなければならない。

はたしてそのような拡大は可能か？ 本稿では、制度面、技術面、経済性等の課題を掘り下げ、その対応状況および今後進むべき方向性を展望する。

1. 固定価格買取制度

再生可能エネルギーには、以下に挙げるような化石燃料にはない利点がある。

- ① クリーンエネルギー(温室効果ガスや有害物質の排出がほとんどない)
- ② 純国産エネルギーなのでエネルギー自給率が向上
- ③ 新しいエネルギー産業の発展・雇用創出といった経済活性化が期待できる。

一方弱点は、第1に、自然条件に依存するため、安定した発電が得られない。太陽光や風力発電の発電量は天候次第で大きく変動する。こうした不安定な電力を使いこなすには、蓄電システムやスマートグリッドの技術が必要となる。(これについては本稿の後半で論考する。)

第2に、発電コストが高い。既存の電力はkWhあたり10円前後だが、再生可能エネルギーは総じて割高(2～3倍)。この割高のものを普及させるためには何らかの政策的な支援が必要となる。

支援のスキームとしては、大きく分けて、設備導入時に費用の一部を補助する方法と、稼働後に電力会社に発電した電力の引き取りを義務付ける方法がある。コスト負担は、前者は税金を投入し、後者は電力料金に上乗せして消費者から集める。後者をさらに大別すると、電力会社に一定割合で再生可能エネルギーの調達(自社発電+購入)を義務付けるRPS制度(Renewable Portfolio Standard)と、一定期間一定価格での買取を保証する固定価格買取制度(FIT: Feed-in Tariff)がある。

RPSとFITの比較では、①再生可能エネルギー発電者にとっては、FITは長期的に売電収入が確定するため、事業計画が立てやすいが、RPSは配電事業者を導入義務を課す間接的方法なので、リスクがある、②RPSは配電事業者が自主的判断で購入を決めるため、太陽光発電のような発電コストの高いものは対象になりにくい、等の理由から、コスト的にはRPSの方が少なく済むが、導入促進効果はFITの方が高いとされる。事実2000年代前半からFITを導入したドイツ、スペイン、イタリア、デンマーク等では再生可能エネルギーの普及拡大が急速に進んだ。

震災前にわが国で行われてきたのは、主に補助金制度と RPS 制度であった。しかし RPS の義務量があまり大きくなかったこともあり、RPS 制度導入（2003 年 4 月）から 2010 年度までの 8 年間で再生可能エネルギーの発電電力量は 2.2 倍の増加にとどまった。そこで拡大の切り札として、わが国でも 2012 年 7 月から FIT が導入された。

FIT 開始後、新規設備導入が一気に加速。先述の通り、3 年間（2012/7～2015/6）で、それまでの累計導入量 2,060 万 kW を上回る 2,156 万 kW が導入された。ただ新規設備導入量の 96%が太陽光発電に偏るいびつな姿となっている。（表 2）

この理由としては、太陽光発電は風力や地熱と比べ、空き地さえあれば環境アセスメント等の手間（＋コスト）も要らずすぐに着工可能、建設期間も大規模メガソーラーでも 1 年程度と短い等があげられるが、最大の要因は買取価格が高めに設定されたことである。買取価格はコストに適正利潤を乗せて決められるが、制度を早く軌道に乗せ実績を上げたいとの政策的思惑からコスト算定で事業者寄りとなり過ぎた感は否めない。事業者にとって十分利益の出る価格で 20 年間買取りが保証されることで、低リスク高収益の事業モデルとなり、全国各地でメガソーラーの建設が相次ぎ、ソーラーバブルとも言われる過熱状態を呈するに至った。

（表 2）再生可能エネルギー発電の設備導入状況

設備導入量（運転を開始したもの）				
再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	固定価格買取制度 導入前		固定価格買取制度 導入後	
	2012年6月末 までの累積導入量		2012年7月～ 2015年6月末 までの導入量	
太陽光（住宅）	約470万kW	約560万 kW	332.4万kW	2,077.7万kW
太陽光（非住宅）	約 90万kW		1,745.3万kW	
風力	約260万kW		34.8万kW	
地熱	約 50万kW		0.9万kW	
中小水力	約960万kW		10.5万kW	
バイオマス	約230万kW		32.1万kW	
合計	約2,060万kW		2,156.0万kW (1,071,827件)	

（出典）経済産業省

太陽光発電建設ラッシュは 2 つの問題を引き起こした。

一つは、あまりの急増に電力会社が受けきれなくなって、接続保留問題が発生したこと。電力需要は朝夕がピークで昼間は若干減少するが、太陽光は昼間晴れば発電量が増える。太陽光発電量の増減に合わせて、電力会社は火力発電の出力を調節して需要曲線に合わせる。調節できないほど多量の太陽光発電が入ってくると供給過多となり、過電圧や周波数の乱れ、ひどいときには停電を引き起こすこともある。需要規模に比べメガソーラーの建設が相次いだ九州や北海道では接続可能量を超える申し込みが殺到し、2014 年 9 月から 10

月にかけて、九州電力、北海道電力等 5 電力会社が受付を停止する事態に追い込まれ、社会問題となった。

第 2 に、需要家の負担（賦課金）増加である。FIT の仕組みでは、買取価格と通常発電コストとの差額は需要家在使用電力量に応じて負担する（電力多消費型産業に対する軽減特例あり）が、買取価格の最も高い太陽光ばかりが導入されたことで、負担額が急ピッチで増加し、家計や企業収益の圧迫要因となってきた。

（表 3）標準家庭の再エネ賦課金負担額（月額）

	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度
賦課金	87	125	225	474	675
kWh 単価	0.22	0.35	0.75	1.58	2.25

（出典）経済産業省

10 年以上前から FIT を導入しているドイツでは再生可能エネルギー導入が順調に拡大している一方で、電気料金上昇に対する国民の不満が高まっている。賦課金の月負担額を上記日本と同じベースで比較すると 2014 年は月額 2,433 円（1 ユーロ 130 円で換算）にもなっている。政府は年数回の頻度で買取価格を引き下げる等の対応に加え、2014 年 8 月には制度を抜本的に見直し、太陽光については固定価格を止め入札制度を採り入れる改革も行った。

日本でも太陽光の買取価格（税抜き）は 2012 初年度 40 円⇒2013 年度 36 円⇒2014 年度 32 円⇒2015 年度 4～6 月 29 円、7 月以降 27 円と引下げられてきたが、それでもシステム価格の低下スピードに後追いで十分とは言えない。さらに問題なのは認定時に価格決定する仕組みで、年度末に申し込みが殺到し、中には認可だけ取ってシステム価格の低下を待って着工を遅らせるという「空枠取り」も横行した。

接続保留問題に対して政府は、電力会社が太陽光発電の出力を制御できる対象範囲の拡大や、無償で出力制御できる上限の実質的引上げ等、出力制御ルールの見直しを行い、これによって電力会社は 2015 年 1 月以降順次接続申し込みの受付を再開した。これと並行して、価格決定時期の見直し（接続申込時⇒接続契約時）や、空枠取り抑制（予定日までには運転開始しない場合は契約解除可とする）などの対策も取られた。

出力制御ルール見直しは緊急対応としてやむを得ないものであったが、発電事業者に出力制御を強い、事業リスクを拡大し、またせっかく発電した電気を無駄にすることになる。本来は送電システムの改善や蓄電システムの普及等により接続可能量を増やす方向で解決するのが望ましい。また、こうした事態（太陽光ばかりが急増し接続保留）を招いた背景には不適切な価格設定や運用ルールの不備があった。固定価格買取制度は再エネ拡大には極めて効果があるが、将来の電気料金が上がるという国民負担を伴う。負担をできるだけ抑えつつ再エネの持続的拡大に繋がるよう、制度の適切な運用が望まれる。

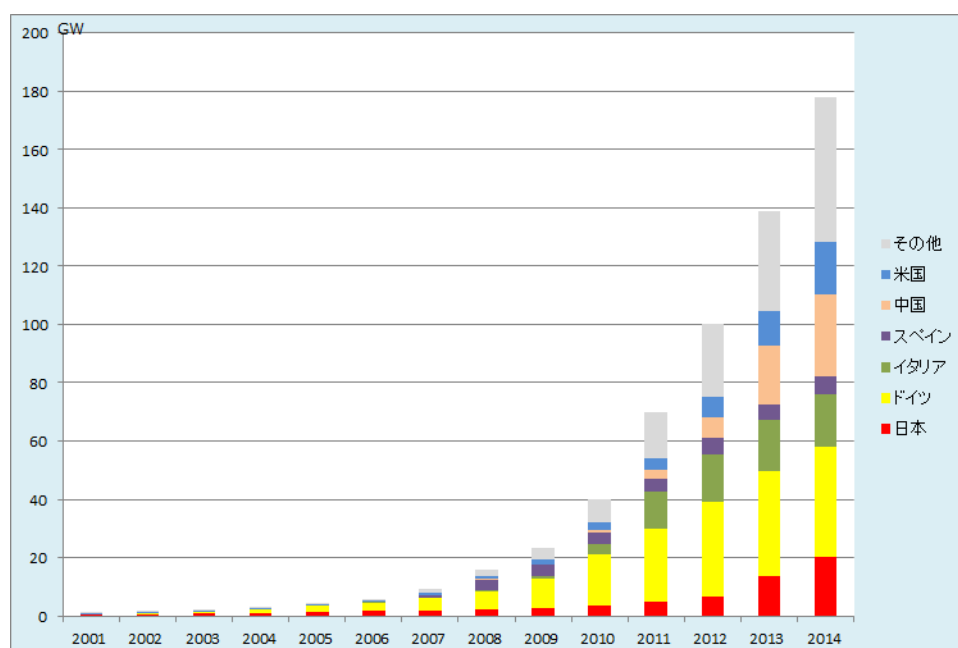
2. 再生可能エネルギーの種類とそれぞれの特色・課題・展望

再生可能エネルギーにはいろいろな種類があり、またその利用形態も、自然エネルギーの力で発電し電気として利用する、太陽熱や地熱、バイオマス燃焼熱等を熱としてそのまま利用する、燃料油やガスに転換して利用する、等のパターンがある。ここでは主に固定価格買取制度の対象となっている、太陽光発電、風力発電、小水力発電、地熱発電、バイオマス発電の 5 つを採り上げる。また、現在はまだ実用の域に達していないが、今後の研究開発に期待が高まる藻類バイオ燃料と、海洋国家日本にとってポテンシャルの大きい海洋エネルギー発電についても考察する。

2-1. 太陽光発電

太陽光発電には、①設置が簡単かつ設置場所を選ばない、②メンテナンスが容易で長寿命、③発電時に騒音や高温を発しない、等他の再生可能エネルギーにはないメリットがある。都会の街中や狭いスペースでも簡単に導入でき日本に最も適した再エネといえよう。再生可能エネルギー全体では日本は欧米に大きく後れを取っているが、こと太陽光発電に関しては、2014 年末の設備導入量はドイツ、中国に次ぎ世界第 3 位を占めている。

(図 1) 世界の太陽光発電累積導入量



(出典) Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

2014 のみ European Photovoltaic Industry Association

FIT 導入後太陽光発電は急速に伸びたが、一方で接続保留問題や電気料金に上乗せされる賦課金の急増を招いたことは前述のとおり。買取価格が数次の引き下げで 2015 年後半に

は 27 円/kWh まで下がり他の再エネと比べた割高感も薄れたが、それでも通常発電方式の 2 倍以上であることには変わりがない。今後さらに普及させるためには、発電コストの一段の低減が不可欠である。そのカギは変換効率向上とコスト削減にあると言ってよい。

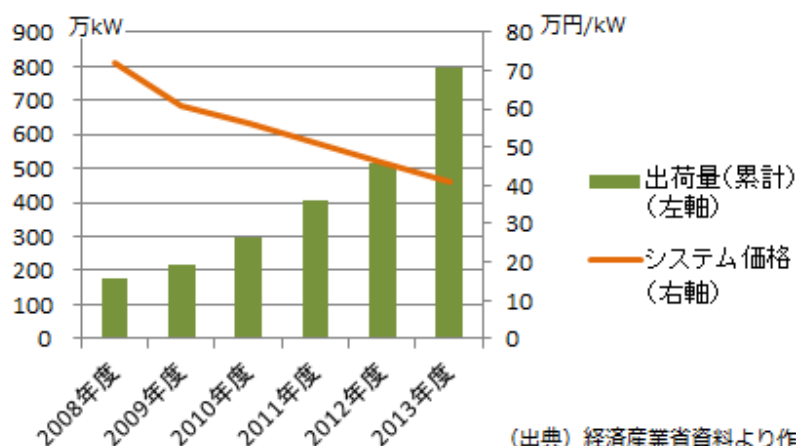
(表 4) 太陽電池の種類と特徴

	シリコン系				化合物系		有機系	
	結晶シリコン		薄膜シリコン		CIS系 (CIGS)	Ⅲ－Ⅴ結晶系	色素増感型	有機薄膜型
	単結晶	多結晶	アモルファス	多接合				
特徴	シリコンの単結晶基板を用いたもの。多結晶より値段は高いが、性能や信頼性に優れる。	多結晶基板を用いたもの。単結晶より安価で作りやすいことから現在の主流となっている。変換効率は単結晶よりやや劣る。	アモルファス(非結晶)シリコンの薄膜をガラス基板上に形成させる。シリコン使用量は1/100以下で済むが、変換効率は低い。	アモルファスシリコンと微結晶シリコンを積層したもの。アモルファスより高効率。	銅、インジウム、セレンなどから成る化合物半導体を使った薄膜太陽電池。シリコンを使わず工程が簡素で低コスト。	ガリウムヒ素など特別な化合物半導体を使った超高性能太陽電池。コストが高く、宇宙用など特殊用途。	酸化チタンに付いた色素が光を吸収して電子を放出することで発電する新しいタイプ。低コストだが効率は低め。(研究段階)	有機薄膜半導体を用いたもの。構造・製法が簡単で低価格化の期待大。(研究段階)
変換効率	～15%	～14%	～6%	～10%	～11%	～37%	(11%)	(5%)
主なメーカー	シャープ パナソニック	シャープ 京セラ 三菱電機	三菱重工 カネカ 富士電機 シャープ		昭和シェル ホンダ	シャープ	シャープ フジクラ ソーニー アイシン精機	パナソニック JX石油 三菱化学 住友化学

(出典) NEDO 資料を一部改変

太陽光発電は、半導体の持つ光電効果を利用して、光のエネルギーを直接電気に変換するものであるが、半導体に使われる素材や構造によっていくつかの種類がある。現在主流となっているのは多結晶シリコンを使ったもので、変換効率は 10～14%程度である。太陽光のエネルギーは、快晴日の昼間水平面 1㎡あたり約 1kW である。変換効率が 10%なら 1㎡あたり 100W の電気を生み出す。変換効率が 20%になれば 200W となる。もしパネルの製造コストが同じならば 1 枚のパネルの発電量は 2 倍に、発電コストは 1/2 となる。メーカー各社は開発を競っており、変換効率は少しずつ向上しており、また量産効果によって価格も低下している(図 1)。まだまだ技術革新の余地はあり、変換効率向上→コスト低下→普及拡大→量産効果によるコスト低下、という好循環が期待できる。

(図 2) 住宅用太陽光発電システム出荷量と価格



(出典) 経済産業省資料より作成

変換効率の向上は別の効果もある。同じ電力量を得るのに必要なパネルの枚数が少なくなるので、パネルを敷き詰める土地の面積も少なくて済む。太陽光発電は夜間は発電できないし、昼間でも曇りや雨の時は発電量が激減する。晴天率のあまり高くない日本の気象条件では年間の平均的設備利用率（容量に対する実際の発電量）は 12%程度にとどまる。変換効率 10%なら 1 m²あたりの年間発電量は 105kWh（=100W x 8,760 時間 x 12%）。大きな発電量を得るためには多量のパネルが必要となる。国内最大のメガソーラー青森県のユーラス六ヶ所ソーラーパークは、253 ヘクタールの敷地に 51 万枚のパネルを設置し、総出力 115 千 kW(交流)、総発電量は 3 万 8 千世帯分の消費電力に相当する。(出典:同社 HP) 253 ヘクタールという面積はゴルフ場およそ 4 個分の広さ。単純に原発の発電量と比べてみると、原発 1 基で 50 倍の 195 万世帯分を賄える（出力 100 万 kW、稼働率 80%として）。つまり原発 1 基並の発電量を得るには、ゴルフ場 200 個分の土地が必要との計算になる。これでは国土の狭い日本で、変換効率がよほど向上しない限り、原発の代わりになるようなボリュームで発電することは、ハードルは相当高いと言わざるを得ない。

パネルを敷き詰める用地としては、太陽光発電はどこでも設置可能なので、学校、公共施設などの屋上、工場の屋根・敷地等、空きスペースの活用や、大規模なものでは、工場跡地、ゴルフ場跡地、耕作放棄地などを転用する事例も多い。

最近新しいアイデアとして農地で営農を続けつつ発電も行う「ソーラーシェアリング」が注目されている。農作業の邪魔にならない高さ 2.5~3mの架台を設け、幅の狭い太陽光パネルを間隔をあけて設置する。植物には光飽和点があり、一定以上の光を浴びてもそれ以上の成長は見込めない。過度の太陽光はむしろ有害ですらある。パネルの設置面積が農地の 1/3 程度であれば農作物の収穫高には影響がない。太陽光発電の用地確保に有効な手法であると同時に、農家にとっては農業収入に加え発電収入を得ることで所得が向上し、TPP 対策や後継者不足解決の一助になると期待されている。国もこれを後押しする方針で、ソーラーシェアリングのために農地に工作物を建設することを認めるガイドラインを示している。今後ソーラーシェアリング普及に向けて、農家への技術指導や建設支援など、より直接的なサポートも必要であろう。

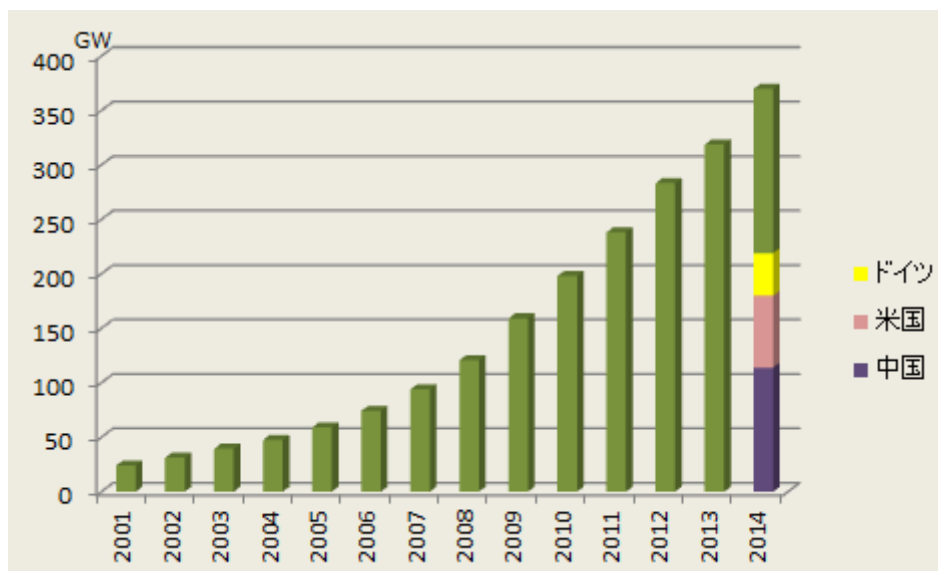
2-2. 風力発電

日本では再生可能エネルギーと言えば真っ先に太陽光が来るが、世界的には、風力発電の方が大きな発電量が期待でき、発電コストも安いことから、こちらが主流となっている。世界の発電電力量の 3.1%を占め、水力を除く再生可能エネルギー発電の 1/2 を占める。(出典:REN21、2014 年末時点の推計値)

世界の風力発電設備容量は過去 10 年間で 8 倍に増加した。同じ期間に日本は 3 倍の伸びにとどまっている。導入量世界 1 位は中国、2 位アメリカだが、普及が進んでいるということでは欧州が断トツ。EU28 カ国の全電力消費量に占める風力発電の割合は 7%にのぼる。国別には、デンマーク 37%、ポルトガル 23%、スペイン 19%など、それぞれの国で主要な電源の一角を担っている。日本は設備容量では世界 18 位、発電量に占める比率はわずか

0.5%に過ぎない。

(図3) 世界の風力発電累積導入量



(出典) Global Wind Energy Council

国民負担をあまり増大させず再生可能エネルギー発電を拡大するには太陽光より風力のほうが優れている（FIT 買取り価格は太陽光 27 円に対し風力 22 円、2015 年末時点）が、なぜ日本で風力発電の導入が進まないのか？ 発電所建設の適地が少ないこと、環境アセスメントに時間とコストが掛かること、出力が不安定なため系統接続に制約があること、等が理由として挙げられる。

欧州は貿易風の影響で平地でも強い風が安定的に吹く地域が多いが、日本では、風力発電に適した平均 6m 以上の風が吹くのは、山岳地帯や沿岸部に限られる。こうした地域は地形が複雑なため、風の方角や風速が一定でなく、安定した出力を出しにくいことや、山岳地帯では大型風車の建設が容易ではない、送電線の施設が必要、といった問題もある。日本で比較的風況に恵まれているのは北海道と東北で、日本の風力発電の約 4 割がこの 2 地方に集中している。

風力発電の最大の問題は発電出力の不安定性。風のエネルギーは風速の 3 乗に比例する。風速が 2 倍なら発電出力は 8 倍にもなり、少しの風速変化で出力は著しく変動する。これを電力系統に取り込むと、系統全体の周波数が乱れ、電気機器が誤作動する恐れが生ずる。電力会社は周波数を一定に保つために、予備電源の出力を調整して安定化を図っている。風力発電を無理なく吸収できる限度は、電力会社の発電設備容量の 5%程度<注>とされるが、北海道電力・東北電力管内ではこの比率は 3%を超えており余力は少ない。

<注>東北電力は蓄電池を併設した場合の増枠を含め受け入れ可能量を 7.1%に引き上げている。

(表 5) 各電力会社の風力連係可能量と導入実績

電力会社	連係可能量 24/7公表値(万kW)	地域間連携泉 活用による増枠	導入実績 2014年3月(万kW)	発電設備容量 震災前(万kW)	連係可能量/ 発電設備容量	導入実績/ 発電設備容量	備考
北海道電力	36	20	31.6	742	4.9%	4.3%	解列枠5万kWを含む
東北電力	118	40	56.5	1,655	7.1%	3.4%	蓄電池枠33万kW含む
東京電力	設定なし	—	37.1	6,400	—	0.6%	
北陸電力	15	30	22.4	796	1.9%	2.8%	
中部電力	設定なし	—	14.6	3,263	—	0.4%	
関西電力	設定なし	—	7.8	3,306	—	0.2%	
中国電力	62	—	29.9	1,199	5.2%	2.5%	
四国電力	25	20	16.6	667	3.7%	2.5%	解列枠5万kWを含む
九州電力	100	—	36.5	2,002	5.0%	1.8%	
沖縄電力	3	—	1.4	192	1.3%	0.7%	
10電力計	359	110	254.4	20,222	—	1.3%	

(出典) 電力系統利用協議会「風力発電連係可能量確認 WG 報告書」、電気事業連合会資料等を基に作成

欧州の送電網は国境を越えてつながっており、EU 全体が一つのグリッドを形成しており、1 国で突出した風力発電導入をしても、大きな器の中で吸収が可能。日本では、各電力会社がそれぞれのテリトリー内で個別に系統運営を行っており、電力会社間の連携は十分とはいえない。これは大震災後に露呈した日本の電力システムの大きな問題点のひとつでもある。震災後に北海道電力、東北電力、東京電力の 3 社が連携して、北海道、東北で導入する風力発電の出力変動を東電の調整余力で吸収する試みが始まった。しかし連係線の容量による限界（特に北海道⇄本州間の連係線は 60 万 kW しかない）が指摘されている。

風力発電の課題はこれ以外にも、騒音問題、環境問題など、風力発電所建設に適した立地の確保はますます難しくなっている。そこで、海の上に出ていくこと（洋上風力発電）が考えられる。

洋上風力発電のメリットは、大型風車の設置が容易、強い風が安定して吹く（したがって発電出力も設備利用率も高い<注>）、などから大きな発電量を得ることができる。

<注>発電出力は前述のとおり風速の 3 乗に比例する。設備利用率は陸上風力発電の 20～24%に対し、

後述の福島沖浮体式の実績値は 30.4%（2014 年平均、出典：福島洋上風力コンソーシアム）

一方デメリットは、建設費、電力輸送費用、メンテナンス等コストが割高となること。水深が 50m 位までは海底に風車を直接建てる着床式が可能だが、それより深くなると浮体式となる。建設費は着床式で 2 倍、浮体式は 3 倍程度とされる。しかし発電量が大きいことから、kWh あたりの発電コストでみればそれほど差とはならない。

洋上風力でも欧州が先行している。英国は北海油田の減衰で、これに代わるものとして北海で大規模 PJ を推進中。2020 年までに 7,000 基設置して、国内全電力量の 1/4 を賄う計画である。ドイツやデンマークも、北海・バルト海で大規模 PJ に乗り出している。

北海やバルト海は遠浅で沖の方まで着床式が可能だが、日本の場合海岸からすぐに深くなるので、どうしても浮体式が必要となってくる。浮体式は世界的にもまだほとんど例がなく、技術的にもこれからの分野で、日本でも本格的な実証実験がようやく始まった段階。長崎県の杵島周辺海域で環境省が、福島県沖では経産省が中心となって、大規模な実証事業をスタートさせている。福島沖プロジェクトでは、2013 年 11 月に 2,000kW の風車 1 基を稼働させ、順調な運転を続けている。さらに 2015 年末から 2016 年にかけて、5,000kW

と 7,000kW の超大型風車 2 基を設置する計画で、実証事業とはいえ世界最大の浮体式洋上発電所となる。

わが国はこれまで欧米に大きく後れを取ってきたが、浮体式洋上発電は浮体構造物の技術や、大型で軽量かつ耐久性のある風車の素材として本命視される炭素繊維など、わが国が得意とする技術が活かせる分野であり、一気に世界のトップランナーになる可能性も十分期待できる。

2-3. 小水力発電

世界で水力発電は全発電電力量の 16.6% を占める。再生可能エネルギー全体では 22.8% なので、その過半を水力が担っている。(2014 年、出典：REN21) しかし水力発電は大規模ダムを建設するので自然環境を破壊するとの批判がある。また発電自体は CO₂ を排出しないが、森林破壊によって CO₂ 吸収ができなくなり結果として排出量が増えてしまう。こうしたことから欧米では、ダム建設を伴わない小水力発電のみを Renewable (再生可能) とみなし大規模水力発電は含めない傾向が強い。

日本でも先述のとおり再生可能エネルギー発電の比率 12.2% のうち水力が 9.0% を占める。1960 年代初までは国全体の電力量の 5 割以上を水力が担っており、戦後の電力不足期には黒四ダムをはじめ巨大水力発電所が次々と建設された。しかし 1990 年代以降は発電目的の大規模ダムは建設されていない。いま環境にやさしい発電方式として、ダム建設の要らない小水力発電が再評価されている。

資源エネルギー庁が 2013 年に実施した全国包蔵水力調査によれば、貯水池式・調整池式等ダム建設を伴うような発電方式では包蔵水力の 8 割以上が開発済みだが、小規模な流込式(表 6 の網掛け部分)はまだ包蔵水力の 1/3 程度しか開発されておらず、未開発の包蔵水力が全国に 2,500 地点、9 百万キロワットも残されている。これは河川を利用した発電であるが、より小規模な農業用水路や上下水道を利用するミニ水力・マイクロ水力まで含めれば、発電規模は小さいものの設置場所の可能性は無限にあると言ってもよい。

(表 6) 発電方式別包蔵水力 (2013 年 3 月末現在)

発電方式		既開発			工事中			未開発		
		地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)	地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)	地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)
一般水力	流込式	1,216	4,938,458	27,213,311	19(1)	62,204	257,014	2,508	8,880,910	35,539,061
	調整池式	469	10,393,870	45,683,774	2(2)	116,000	557,553	150	2,268,650	7,639,597
	貯水池式	251	6,946,086	19,823,779	4	166,000	318,187	48	921,430	2,451,369
	小計	1,936	22,278,414	92,720,864	25(3)	344,204	1,132,754	2,706	12,070,990	45,630,027
混合揚水		17	5,624,690	2,366,866	0	0	0	18	6,916,000	1,651,500
合 計				95,087,730			1,132,754			47,281,527

(出典) 資源エネルギー庁 HP 水力のページより抜粋

小水力発電は、ダム建設など大規模な土木工事を必要としないので、自然環境への負荷が少なく、建設費もその分少なくて済むが、発電量が小さいため、発電コストはどうしても割高になってしまう。いかにコストを低く作るかがポイントとなる。

固定価格買取制度の導入で、採算性が大幅に改善し、全国で小水力発電の計画がたくさん出てきている。小水力発電は規模が小さいのでボリューム的にはなかなか原子力の代替というわけにはいかないが、水力発電所は一度作ってしまえば 50～100 年使えるので、買取制度で全国的に開発が進めば将来にわたって国民財産となる。

2-4. 地熱発電

地熱資源はエネルギー小国日本が潤沢に持つ数少ない資源の一つ。資源量は 2,347 万 kW（原発 23 基分に相当）でアメリカ、インドネシアに次いで世界第 3 位。しかし過去 15 年以上新たな開発は行われておらず、発電導入量では世界第 8 位にとどまっている。せっかく資源に恵まれながら資源量の 2% しか活用できていないのが実情である。

（表 7）国別地熱資源量と地熱発電導入量

国名	活火山数 (個)	地熱資源量 (万 kW)	地熱発電導 入量(万 kW)	開発比率 (%)
米国	160	3,000	311	10.4
インドネシア	146	2,779	119	4.3
日本	119	2,347	50	2.1
フィリピン	47	600	197	32.8
メキシコ	39	600	89	14.8
アイスランド	33	580	67	11.6
ニュージーランド	20	385	77	20.0
イタリア	19	327	86	26.3

（出典）活火山数、資源量は産業技術総合研究所、設備容量は BP 統計 2014

なぜ地熱開発が進まないのか？

ひとつには、有望地点の 8 割が開発規制のかかる国立公園内にある。国立公園の外でも温泉地に近接するケースが多く、源泉の枯渇を危惧する温泉業者等地元の反対で開発許可が下りない。

第 2 に、これまで売電価格が低かったため採算性が悪いこと。ただ FIT 導入後は買取価格は 26 円/kWh とこれまでの倍以上になったので、今では問題とならない。

3 つ目は、開発リスク。リードタイムが長く、ボーリング調査など投資額も嵩む。せっかく開発しても熱水が期待通りでない資源リスクもある。期待収益に対してリスクが大き過ぎ、民間企業が手掛けにくいという実態がある。

地熱発電は太陽光や風力と違い天候に左右されず安定的に発電でき、その意味では再生可能エネルギーの優等生であり、もっと利用を進めるべきである。震災後地熱開発拡大に向けた規制緩和の議論が進んでおり、環境省は国立公園内の開発を条件付きながら容認する方針を打ち出した。これによって栗駒国立公園内（秋田県）や磐梯朝日国立公園内（福島県）等で開発計画が動き出している。また第 3 の点についても、環境アセスメントの簡素化等リードタイム短縮を可能とするルール改正も進んでいる。資源調査や資金調達の面でも、国がもっと前面に出てリスク軽減を図る必要がある。

地熱をより高度に利用する方法としてバイナリー発電が注目されている。地熱発電は、地下の貯留槽から噴出する蒸気と熱水を汽水分離器で分離して蒸気のみタービンに吹き付けて発電する。熱源の温度が低いと（通常 150℃以下では）発電に適した高圧の蒸気が十分確保できない。こうした低温の蒸気・熱水でも発電できるのがバイナリー発電である。低沸点の媒体（ペンタン 36℃、代替フロン 34℃等が使われる）と熱交換して媒体の高圧蒸気を作りタービンを回す。熱水サイクルと媒体サイクルの 2 つの熱サイクルを使うのでバイナリーサイクルと呼ばれる。

このバイナリー発電は地熱発電以外にもいろいろ応用が利く。

たとえば温泉発電。源泉の温度が高い温泉では、入浴できる温度に冷ますため、水を加えたり、一定時間置いたりするのが一般的だが、この熱をバイナリーサイクルの加熱源としてタービンを回し発電する。これは温泉事業者にとっては捨てている熱を有効利用できるメリットがあり、また発電事業者は新たに井戸を掘らなくても、温泉で汲み上げている温水を利用できるので、双方にメリットがある。

このほか、工場排熱発電や木質バイオマスを使ったコジェネ（熱電供給）など活用範囲は広い。捨てていた熱や、熱量が十分でないものでも発電でき、エネルギーの有効活用が可能となる。

2-5. バイオマスエネルギー

バイオマスエネルギーは、石油・石炭等の「化石燃料」に比べ、現存の生物に由来することから「生きた燃料」とも言われる。生態系を壊さない範囲で利用する限りは再生可能なエネルギーである。燃焼時には CO₂ を排出するが、植物は成長過程で CO₂ を吸収するので、全体で見ると CO₂ の量は増加しない（カーボンニュートラル）。

バイオマスは古くから、薪炭や牛糞などが燃料として利用されてきたが、20 世紀には化石燃料に取って代われ、先進国ではあまり利用されなくなってきた。近年 CO₂ 排出抑制の観点から再び見直され、新たな技術で固形燃料化した木質ペレットや、液体燃料化した木質エタノールなど、使い勝手の良い燃料として生まれ変わっている。また、資源用作物や廃食用油を原料として、エタノールやディーゼル油が作られ、自動車用燃料に使われている。

(表 8) バイオマスの種類

廃棄物系バイオマス	未利用バイオマス	資源作物・微細藻類
家畜排せつ物 食品廃棄物 パルプ工場廃液(黒液) 製材工場残材、建設廃材 下水汚泥 など	稲わら・麦わら・もみ殻などの 農作物の非食用部 間伐材、被害木などの林地残材 など	サトウキビやトウモロコシなどの 糖質系・でんぷん系作物 なたね、大豆などの油糧系作物 脂質を多く含有する微細藻類 など

2-5-1 バイオマス発電

バイオマス発電は、林業間伐材・製材端材・建築廃材等をチップ化、ペレット化して発電用燃料とし、燃焼熱で蒸気を作りタービンを回す。課題としては①発電効率が低い（10～20%）②燃料の安定調達（およびコスト）等があげられる。①は天然ガスとの混焼で効率を高めることは可能だが、もともと木質バイオマスは、発熱量が低い、水分が多い、等の特質があり、エネルギー効率の向上には限界がある。また②の課題、例えば間伐材は収集や運搬に手間とコストがかかる、といったこともあり、大規模な発電は難しい。バイオマスはもともと発電よりは暖房給湯などの熱利用に適したエネルギーといえる。発電に使う場合でも、原料の入手しやすい場所で小規模な発電所を作り、排熱を熱供給に利用するコジェネ方式など、エネルギー効率を高める工夫をすべきであろう。

この点廃棄物発電は、ごみ焼却時に発生する熱をボイラーで回収し、蒸気を発生させてタービンを回して発電する仕組みなので、全体としてのエネルギー効率は高くなる。現在、全国のごみ焼却施設 1,172 施設のうち 328 施設に発電設備があり、発電能力は 177 万キロワット、年間発電量 80 億キロワット時で、これは 240 万世帯分を賄う電力量に相当する。（出典：環境白書平成 27 年版）

2-5-2 バイオ燃料

バイオエタノールは、サトウキビやトウモロコシなどの糖質・でんぷんを発酵させ、蒸留することによって作られる。バイオディーゼルは、菜種、大豆等の油糧系植物や、動物性油脂、廃食用油などから作られる。主な用途はガソリンやディーゼル油に添加して、自動車用燃料として使用する。バイオ燃料を加えた分だけガソリンやディーゼルの使用量が減り、その分 CO₂ の排出量が減少する。欧米諸国やブラジル等ではバイオ燃料の使用拡大を義務付ける政策を打ち出し、普及拡大を図っている。ただ一方で、食糧との競合問題や、耕作地開拓による森林伐採・環境破壊などの問題が指摘されている。

食料との競合問題や広い耕作地を必要としない次世代バイオマスエネルギーとしていま注目を集めているのが、微細藻類を用いたバイオ燃料である。藻類の中には、生育速度が速く体内に脂質を多く含有する種類があり、単位面積当たりのオイル収量は、陸上の食用植物に比べ 10 倍から数百倍のものもある。

表 9 に最近のわが国の代表的な研究開発事例を示す。この中で最近注目されているのがオ

ーランチオキトリウム。他の 3 種類と違って光合成をしない従属栄養性藻類で、周囲の有機物を吸収して生育する。工場排水や生活排水に含まれる有機物を吸収してくれるので、排水浄化システムに組み込むこともできる。

藻類バイオ燃料は狭い土地で効率よく生産できるので、日本に適したバイオ燃料と言える。現状はまだ、大量培養技術の確立、コスト低減に向けて研究開発途上であるが、今後の進展次第では日本が産油国となることも夢ではない。

(表 9) 微細藻類バイオ燃料の主な研究開発事例

藻の種類	油分 (乾燥重量比)	特 徴	研究機関
ミドリムシ (ユーグレナ)	24~30%	軽質・高品位でジェット燃料に近い。2020 年に実用化を目指す。	(株)ユーグレナ
シュードコリスチス	約 30%	増殖速度が速い。8~9 時間で細胞の数が 2 倍に。	慶応大学 (株)デンソー
ボトリオコックス	25~75%	油を自分の細胞の外側に作る。油を絞った後再培養して何度も収穫可能	筑波大学
オーランチオキトリウム	50~77%	光合成を行わず周囲の有機物を吸収して生育。油分多く生産効率高い。	筑波大学

(出典) 新聞雑誌記事、関係企業 HP 等より作成

2-6. 海洋エネルギー発電

日本は四囲を海に囲まれた海洋国家である。波の力や潮の流れ、海水の温度差を利用した発電など、海洋エネルギー発電は先述の洋上風力発電とともに大きなポテンシャルがある。日本ではオイルショック後の 1970 年代から研究が始まっているが、未だ実用の域には達していない。現在の研究開発状況、今後の実用化への道筋などについて見ていきたい。


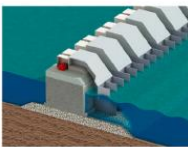

2-6-1 波力発電

波力発電の仕組みは大きく分けて、①波の上下運動で空気を圧縮しその押し出す力でタービンを回して発電するエアタービン方式、②波による浮体の運動を用いて機械的に発電機を作動させる浮体運動方式、③水の位置のエネルギーを利用する方式の 3 タイプがある。日本ではオイルショック後の 1970 年代から研究開発が始まり、①の方式を使った実証実験を重ねてきた。しかし実用化につながる成果がでないまま打ち切られ、2002 年以降は本格的な実証実験も行われない状況が続いた。

欧州ではこの間も開発が進み、実用化に近いレベルに達した実験プラントもいくつか出てきている。その先頭を走る英国ペラミス社は、スコットランド北方オークニー諸島海域に上記②方式による巨大浮体式発電装置（直径 4m、長さ 180m、出力 750kw x 4 基）を浮かべ、2 年前から連続運転をしており限りなく商業運転に近づいている。

日本は開発競争で大きく後れを取ってしまったが、ここに来て新たな動きがでてきた。表10はNEDOの「海洋エネルギー発電実証研究」に採択されたプロジェクト。いずれも日本の環境にあった小型で高効率な発電方式に挑戦し、2020年頃までに発電コスト40円/kWh以下を目指すとしている。今後の技術開発に期待したい。

(表10) わが国の波力発電研究開発事例

	①機械式波力発電	②空気タービン式波力発電	③ジャイロ式波力発電
共同研究先	三井造船	三菱重工鉄構エンジニアリング 東亜建設工業	ジャイロダイナミクス 日立造船
発電原理	波の上下運動をラックとピニオンで回転運動に変換し発電機で発電。	波で生じる空気室の動揺を空気タービンの回転運動に変換し発電機で発電。	波による上下運動をフライホイールの回転運動に変換し発電機で発電。
研究開発の概要	同調制御を利用した、緊張係留による波力発電の開発。	空気室とウォールによる共振現象を利用した、高効率な防波堤設置式の波力発電の開発。	密室構造で発電機が外気、海水に接しないジャイロ式の波力発電の開発。
装置イメージ			

(出典) NEDO再生可能エネルギー技術白書 (2013.12)

2-6-2 海洋温度差発電

海洋温度差発電は、海の表層と深層との温度差を利用して発電する。温度差が大きいほどよいので、日本近海では、九州南部から沖縄にかけての海域が最も適している。

発電方式は、地熱発電のところで述べたバイナリー発電と同様の仕組みが使われる。佐賀大学で開発したウエハラサイクルは熱効率が高く、現時点で世界の最先端技術である。課題は発電コストの高さで、現状の小型実験プラントでは 40～60 円/kWh 程度かかる。プラント規模を大型化することで発電コストはある程度低減可能と考えられる。

コストを薄めるアイデアとして海洋深層水の複合利用がある。沖縄県久米島のプロジェクトでは発電プラントで汲み上げた深層水を販売することで、発電コストを 20～25 円に抑える。離島のメイン電源に使われるディーゼル発電はコスト 25 円程度なので、これなら十分経済性がある。発電出力も安定しているので、離島のメイン電源として十分使えると期待してよい。

2-6-3 潮流・海流発電

潮流発電は潮の流れで水車を回して発電を行う。水車・発電ユニット(ナセル)の設置方法としては、海底に支柱を立てる着定式、浮体構造物からつり下げる浮体式、橋脚を利用す

る方式等がある。潮の流れは速いものでも秒速2〜3mと風速に比べるとかなり遅いが、水の密度は空気の800倍なので十分な発電量が得られる。しかも風と違って潮の流れは安定しているので、安定的な発電が可能。現在関門海峡などで実証実験が行われているが、発電効率の向上、運用およびメンテナンス手法や環境影響評価手法等課題も多く、まだ研究段階の域を脱していない。

海流発電は潮流と同じ方式だがはるかに規模が大きい。技術的にはさらに難易度は高いが、発電量のポテンシャルも大きい。和歌山県は串本の沖合で、東京大学、IHI 等の協力を得て、2030 年頃の実用化を目指して実験を始めている。

2-6-4 実証実験海域

海洋エネルギー発電の開発には実海域での実証試験が不可欠である。欧州がこの分野で先行する要因の一つが公的な実証実験フィールドの存在である。北海や大西洋の沿岸部に 8 か所設定されており、そこには送電線(海底ケーブル)や変電設備等のインフラも整備され、企業や開発者は許可を得れば自由に機材を持ち込んで実験することができる。先述のペラミス社の波力発電プラントが試験運転しているのも、このうちの一つスコットランドにある EMEC(欧州海洋エネルギーセンター)である。

海洋エネルギー開発関係者が切望しているのが、欧州のような公的実証試験場である。日本の沿岸はほぼすべてに漁業権が存在し、船舶の航路も入り組んでいる。個別の試験ごとに漁業関係者と調整を行うのは難しく、時間もかかる。ベンチャー企業などには極めて高いハードルである。国もこうした要望に応え、実証フィールドとして 2014 年に 6 か所(後に 7 か所)の海域を選定し、自治体と協働して整備を進めている。欧州と比べるとまだまだ規模も小さくインフラ整備も十分とは言えないが、大きな第 1 歩と評価できる。これによって海洋エネルギー発電の開発が促進されることを期待したい。

3. 系統接続の問題点と対応

3-1. 送電線

再生可能エネルギー発電の適地は人口過疎地域が多く、こうした地域では、送電網が整備されていなかったり、容量が不十分といった問題がある。特に風力発電の適地がたくさんある、北海道と東北の北部(北緯 40 度以北)にその傾向が強い。

送電網の整備は地域独占の電力会社の役割だが、個別の再エネ発電所のためにいちいち送電線を施設してはくれない。現行のルールでは発電事業者が自分で送電線を引かなければならない。しかしこれではよほど大きな発電量でないとコストが合わない。

また風力発電のところで述べたが、不安定な電源を電力系統に受け入れるには、より大きなネットワークの方が吸収力が大きくなる。電力会社間の連係線の容量を大きくして、運

営もできるだけ広域化・一体化した方がよい。その意味で、電力システム改革の第 1 弾として 2015 年 4 月に発足した電力広域的運営推進機関の役割が期待される。さらに、2016 年 4 月には電力小売りの全面自由化、2020 年には発送電分離が行われる。これら一連の電力システム改革を進めるなかで、自由化＝競争導入という視点だけでなく、どうしたら再生可能エネルギー発電の拡大を図れるかという視点を忘れてはならない。

3-2. 蓄電システム

太陽光発電や風力発電は気象の変化によって発電出力が変動する。こうした不安定な電源を大量に電力システムに取り込むと、系統全体の周波数が乱れ、電力の安定供給を損なうリスクがある。一部の電力会社が太陽光発電の接続申し込みの受付を停止したり、風力発電の接続に制限を設けたりしたことは先に述べた。

蓄電池を使えばこうした不安定電源を安定電源に変えることができる。太陽光発電や風力発電機の一つ一つに個別に蓄電池を設置すれば、安定的な電力を得ることが可能となる。しかし現状蓄電池のコストが高いので、これではコストが著しく掛かってしまう。電池を効率的に使う工夫としては、





- ① 瞬間的な変動を電池で平滑化し、より長期で、ある程度予測可能な変動は系統側で吸収。
- ② 複数の発電機（発電所）を一体的管理。あるところで曇っても他では晴れていたり、風速も瞬間的な変動が均される（平準化効果）。個別設置より少ない蓄電池で可。一体管理の範囲を広域化すればするほど、蓄電池の容量は小さくて済む。
- ③ 太陽光と風力を同じ蓄電システムでカバー。悪天候のとき太陽光は駄目でも風力は発電といった相互補完効果も。
- ④ 発電側ではなく、系統側でまとめて余剰電力を蓄電することでさらに蓄電池容量を節約することが可能。

青森県五所川原市の市浦風力発電所はわが国初の出力変動緩和型風力発電所である。大型風力発電機 8 基（総出力 15,440kW）の出力変動を、最大容量 10,400kWh の蓄電池を使って 20 分間の出力変動率を定格出力の 10%以内に抑制し、系統側の負担を大幅に軽減している（上記①の方式）。また②の例として、青森県六ヶ所村の二又風力発電所では 34 基（総出力 51,000kW）に 34,000kWh の大容量蓄電池を併設し、風速によって変化する発電機出力を平滑化し、常に一定の電力を送電している。太陽光発電でも、FIT の出力制御ルール見直し（電力会社が無補償で出力制御できる上限を引上げ）を契機に、今後蓄電池を併設するケースが増えてくるものと思われる。

電力用蓄電池の主な種類を表 11 に示す。従来電力用には安くて大容量の鉛蓄電池が使われてきた（現在でも主流）が、最近はより性能の高い電池が開発されている。中でも高性能なのはリチウムイオン電池。コストが高いのと大容量化が難しいので、現時点では大規模電力用には不向きだが、コンパクトで取り扱いも容易なので家庭用蓄電池等小規模用途には適している。NaS 電池とレドックスフロー電池は電力用に開発されたもので、性能・価格のバランスが取れており最近伸びている。リチウムイオン電池も含めこれらは日本で

開発されたものである。

(表 11) 主な電力用蓄電池

	鉛電池	リチウム電池	NaS電池	リニウム電池
				
エネルギー密度	×	◎	○	×
エネルギー効率	×	◎	○	○
寿命	○	×	○	◎
価格	○	×	◎	○
特徴	比較的安価で使用実績多い。動作温度範囲が広い。過充電に強い。	エネルギー密度、エネルギー効率が低い。瞬時の充放電に適応	電力用に開発されたもので、鉛蓄電池に比べエネルギー密度が高い	大型化が容易。長寿命。室温で動作するため熱源不要、安全性も高い
短所・課題等	エネルギー効率が低い。低い充電状態では電極が劣化しやすい。	容量当たりの価格が高く大型化が難しい。	作動温度が高い。過去に火災事故発生。	エネルギー密度が低い。
主なメーカー	GSユアサ、古河電池、パナソニック等	パナソニック、ソニー、日立、GSユアサ等	日本ガイシ	住友電工

(出典) 資源エネルギー庁、メーカー各社 HP など。○×評価は筆者による。

電力自由化や再生可能エネルギー発電の増加に伴い蓄電池の需要はますます高まるが、今後普及が進むためには価格が大幅に下がっていく必要がある。昨春米国電気自動車のベンチャー企業テスラモーターズが、これまでの市場価格の半値以下の家庭用据置型蓄電池を販売すると発表し注目を集めた。蓄電池市場はもともと日本企業が強い分野である。さらなる技術革新・コストダウンで巻き返し、世界をリードしていくことが期待される。

3-3. スマートグリッド化の必要性

電力は貯蔵できないので供給量と消費量を常に一致させる必要がある。電力会社は一日の電力消費パターンに沿って発電計画を組み、実際の電力消費量の変動に合わせて発電出力を絞ったり予備電源を動かしたりして需給調節を行う。ここに不安定な再生可能エネルギー発電が加わると、消費量だけでなく発電量も変動する。しかもこの発電は一つ一つが小規模分散型で、その大部分が電力会社のコントロール外にあり、需給調節は一層困難となる。そのため太陽光や風力発電の系統接続に制約を設けざるを得なくなっている。

これまでは需要側が必要なだけ消費して、電力会社はこれに合わせて発電量を調節するという一方通行であったが、スマートグリッド化して需要家サイドと双方向での情報のやり取りが行われるようになれば、需要家サイドも需給調節に加わることが可能となる。現在家庭向け電気料金は、深夜時間帯割引など一部を除き、基本的に一律料金であるが、今年4月から始まる電力全面自由化後は、新たに参入する新電力を含め電力会社は時間帯別料金など多様な料金メニューを提供することとなる。これによって電力消費のピーク崩しが可能となる。さらに、需要家は新たに設置されるスマートメーターやこれに接続する

HEMS (Home Energy Management System) でリアルタイムの電力消費量を把握し、節電に努めたり、デマンドレスポンス (注 1) やネガワット取引 (注 2) によって積極的に需給調節に参加できる。この結果調節力は格段に向上し、再生可能エネルギー発電の受け入れ余地も大幅に増加することとなる。

(注 1) デマンドレスポンス：供給側の要請に応え、需要側が電力消費を抑制することで、需給バランスを調整する仕組み (DR、需要応答)

(注 2) ネガワット取引：DR に応じて削減した消費量をマイナスの供給量 (発電したと同じ効果) とみなし、経済価値化して売買する仕組み

4. 終わりに

原発事故後、再生可能エネルギーへの注目と期待が高まっている。FIT の導入で再生可能エネルギー発電の拡大も急ピッチで進みつつある。しかし一方で FIT は発電コストを電気料金に上乗せという形で国民負担の増大を招く。負担を抑えつつ再生可能エネルギー発電を伸ばしていくためには、発電コストを大幅に下げていかなければならない。

米国では FIT を採用していない州が多い (RPS ないし税制優遇を選択) にもかかわらず再生可能エネルギー発電の導入拡大が進んでいる。再エネの発電コストがそれほど高くないことが大きな要因となっている。米国エネルギー情報局「Annual Energy Outlook 2015」によれば、米国で新たに建設される発電所の電源別発電コストは、天然ガス複合発電 7.5¢/kWh、石炭火力 9.5¢ に対し、風力 7.4¢、太陽光 12.5¢ であり、風力はすでに競争力があり太陽光でもそれほど大きな差はない。カリフォルニア州やテキサス州などでは、日照や風況に恵まれて設備利用率が高いことも効いている。

日本は気象条件に恵まれないことや建設工事費が高い等のハンデがある。それでも太陽電池の変換効率を上げる技術を開発する、風況のよい洋上発電の技術を磨く等によってブレークスルーは可能である。FIT にばかり頼るのではなく、コスト低減につながる技術開発に一層力を注ぐべきであろう。

再生可能エネルギー関連の技術は、蓄電池やスマートグリッド関連も含め、日本が得意とする省エネ技術・環境技術の延長線上にある。再生可能エネルギーやスマートグリッドの市場は、日本のみならず世界で今まさに成長期であり、技術革新が進行中である。日本の出番が大きく広がっている。この市場を取り込むことによって日本経済再生の起爆剤ともなり得る。いまこそ、産官学オールジャパンの総力を結集して取り組む必要がある。