

日本の風力発電の持続的な導入拡大に向けて ～制度的・政策的変遷から得られる教訓～

Toward Sustainable installation of wind power generation in Japan ～ Lessons learned from transitions of policy and institution ~

北 風 亮
Ryo Kitakaze

Abstract

The capacity of wind power generation in the world reached approximately 500 GW at the end of 2016 and already exceeded the capacity of nuclear power generation. In the world, generation cost of wind power is drastically reduced through market expansion and technological innovation, while coping with the variability of the output, simultaneously achieving mass introduction and stable supply of electricity. From the latter half of the 1990s to the 2000s, in Europe and the United States and Emerging countries steadily expanded the installation of wind power generation, and present markets and industries that create cost competitiveness are formed.

Overall, not only policy support such as Feed-in Tariff, but also the grid connection and the reform of the electric system were integrally progressed in the background. The authors think that a positive circulation, which is called an "autonomous expansion cycle" that enhances cost competitiveness and enables sustainable installation and expansion, is functioning.

However, in Japan, connection to the grid by wind power generation is almost consistently restricted, and expansion of the market has not progressed further due to the addition of other barriers such as the Environmental Impact Assessment procedure. Despite being blessed with conditions such as huge potential and high purchase price, the spread of wind power generation is stagnant. There is a possibility that Japan's unique business environment may hamper the installation of wind power generation.

Why did not "autonomous expansion cycle" be formed in Japan, just like the Western countries and Emerging countries? In this paper, we focus on the policy support and the grid connection in Japan. And we will examine the transition and influence of policies, institutions and rules on wind power generation in Japan and discuss the current state of the grid constraints, which is the key to expansion of wind power installation, and the direction toward future improvement.

Keywords: Wind Power Generation, Autonomous Expansion Cycle, the Feed-in Tariff System, Grid Constraint

要 旨

世界の風力発電設備容量は2016年末に約5億kWに達し、すでに原子力発電の設備容量を超えた。世界では市場拡大や技術革新を通じてコストが大幅に低下し、出力の変動性に対応しつつ、大量導入と電力の安定供給を両立している。1990年代後半から2000年代にかけて、欧米や新興国では、風力発電の導入拡大が着実に進み、現在のようなコスト競争力を生み出す市場や産業が形成された。大局的には、FITなどの政策支援だけでなく、系統接続や電力システムの変革が一体的に進められたことが背景にあると考えられる。コスト競争力を高め、持続的な導入拡大を可能とする「自立的拡大サイクル」ともいうべき正の循環が機能していると筆者は考える。

しかしながら、日本では風力発電の系統接続がほぼ一貫して制限されており、環境影響評価手続といった他の導入ハードルも加わったことで市場の拡大が一向に進んでいない。ポテンシャルや買取価格等の条件に恵まれているにもかかわらず、日本固有の事業環境が風力発電の導入を妨げている可能性がある。

なぜ欧米と同じように、日本において「自立的拡大サイクル」が形成されなかったのか。本稿では、日本の政策支援と系統接続に焦点をあてる。風力発電に関する日本の政策・制度・ルールの変遷や影響を考察するとともに、導入拡大の鍵となる系統制約の現状と今後の改善に向けた方向性について論じる。

キーワード：風力発電、自立的拡大サイクル、固定価格買取制度、系統制約

1 はじめに

2015年12月の第21回国連気候変動枠組条約締約国会議（COP21）において、先進国・途上国を合わせ、196カ国が参加する新たな枠組み「パリ協定」が採択された。合意内容には、世界の平均気温上昇を産業革命前の水準から2度未満に抑える目標とともに、1.5度未満に抑えるよう努力していくことが明記されており、目標達成には「今世紀後半の人間活動による温室効果ガス排出量を実質ゼロにする」必要があるとしている。すなわち、経済・社会の「脱炭素化」にむけて世界全体で取り組んでいかなければならない。脱炭素化の実現には、世界のCO₂排出量の9割を占めるとされるエネルギー起源のCO₂排出をいかにして抑えるかが要諦となる。そのためには、これまでの化石燃料依存からの脱却とともに、徹底した省エネルギー化の推進、エネルギーのクリーン化が不可避となる。

低炭素電源と位置付けられている原子力発電が放射性廃棄物処分や重大事故のリスク、建設コス

トの増大といった問題を抱える中、世界的にコストの低減化が進み、安全かつ持続可能なエネルギー源である再生可能エネルギーへの転換がエネルギー分野の気候変動対策の主流となっている。実際に欧米の主要国・地域では、2050年までに8～9割の削減を目標として掲げているが、多くが再生可能エネルギーの大量導入によって脱炭素化の実現を図ろうとしている。

世界第5位のCO₂排出国であり、約95%のエネルギーを海外に依存している日本は、他の先進国と同様に積極的な気候変動対策の推進、エネルギー転換が求められる。パリ協定に基づく長期戦略を検討する経済産業省と環境省の両省は、2050年に低炭素電源比率を9割まで高める目標を掲げるが、その数値をどのように達成するのか、再生可能エネルギー、原子力、炭素貯留（CCS）など選択肢は示されるものの方向性は定まっていない。世界的な潮流を踏まえ、再生可能エネルギー中心の電源構成に変革すべきと筆者は考える。太陽光発電協会は2050年までに2億kWの導入目標を掲げ、想定される総発電電力量（1兆3500

億 kWh) の約 2 割を太陽光発電で賄うとしているが、その目標が達成されたとしても残り 8 割の大部分を別の低炭素電源で賄わなければならないことになる。環境省 (2016) によれば、日本全体の再生可能エネルギー導入ポテンシャル (19.3 億 kW) のうち、陸上と洋上を合わせた風力発電が約 9 割を占める。設備利用率を陸上 20%、洋上 30% と想定した場合、発電電力量ベースのポテンシャルは 4.2 兆 kWh に達し、現在の日本の総発電電力量の約 4 倍に匹敵する。日本の脱炭素社会の実現、持続可能なエネルギー社会の実現を見据えるならば、風力発電の飛躍的導入が社会的要請になってくるのではないだろうか。

本稿では、世界と日本の風力発電導入の現状を俯瞰するとともに、世界の導入状況から将来にわたって持続的かつ大量に導入するには、政策支援に依存しない「自立的拡大サイクル」へと段階を進めていく必要性を強調する。そのうえでこれまでの日本の風力発電導入政策の変遷を振り返り、どういった課題があったかを考察する。さいごに現在、普及の障害となっている諸課題に対し、持続的な導入拡大を見据えた、改善に向けた方向性について、例示を試みる。

2 風力発電導入の現状

世界ではすでに再生可能エネルギーの導入拡大が進んでいる。1998 年に 2.8 兆 kWh だった再生可能エネルギー (大規模水力を含む) の発電電力量は、2017 年には 6.2 兆 kWh と 20 年間で倍以上に増加した。2017 年の世界全体の発電電力量 (約 25 兆 kWh) のうち 4 分の 1 を再生可能エネルギーが占めている。

中でも太陽光とともに急速な伸びを見せているのが風力発電である。2000 年末時点で 2000 万 kW に満たなかった世界全体の風力発電導入量は、2015 年には原子力発電の総設備容量を超え、2017 年末に約 5 億 kW に達した (図 1)。風力発電はポテンシャルが膨大かつ普遍的に存在し、燃料費もかからない純国産エネルギーである。設備・施工費が下がればおのずと競争力の高い電源となる。各国が気候変動対策やエネルギー自給率向上に取り組む中、経済性を有する電源として風力発電の導入拡大が進んでいる。しかしながら、導入拡大を続ける世界の潮流に逆らうかのように、日本の導入量は停滞したままである。2016 年の国別の累積導入量は、中国 (1 億 4864 万 kW)、米国 (8245 万 kW)、ドイツ (4953 万 kW) の上

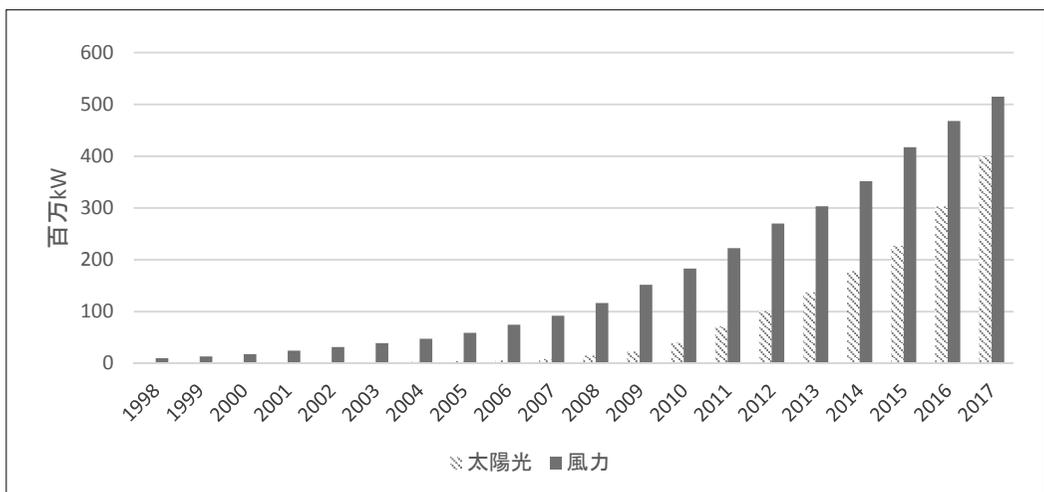


図 1 世界の風力発電と太陽光発電の累積導入量 (設備容量ベース)

(出所) BP Statistical Review of World Energy June 2018 より筆者作成

位3か国を筆頭に、欧米諸国や新興国において大量導入を実現した国が増えている一方、日本の導入量は固定価格買取制度（以下、FIT制度）がはじまった2012年以降もほとんど伸びていない。2006年末から2016年末までの10年間における日本の風力発電導入量は約190万kWであり、フランスにおける2016年の年間導入量とほぼ同等である。

日本において風力発電の導入が進まない要因としては、火力発電などの既存のエネルギーと比較すると発電コストが高い点、自然状況に左右されることから出力が不安定な点が度々指摘されてきた¹⁾。これらの点について世界の現状はどうなっているのか。

第一に世界の風力発電コストは大幅に低下しており、火力発電と同等かそれ以上に安価なコストでプロジェクトが至るところで実現している。国際再生可能エネルギー機関（IRENA）は、世界の15000のプロジェクト、10億kW以上の設備容量からのコストデータをもとに作成した報告書のなかで、風力発電のコストについて、2017年に運転を開始した陸上風力の発電コスト（LCOE）は、kWhあたり6セント（約7円）であったとしている（IRENA, 2018）。これは世界の火力

発電のコスト範囲から見ても下限値に近い。

また、国際エネルギー機関（IEA）の報告書でも国や地域、サイトごとによってコスト構造や発電単価は様々だが、導入の進んでいる国や地域では、発電コストや電力市場での長期契約価格が着実に低下していることが指摘されており、2010年から2015年の6年間の世界の新規の陸上風力発電の発電コストは、平均して30%下がっており、今後も引き続き低下すると予測している。また長期契約価格についても、新たな陸上風力発電は、今日、多くの市場において60～80USD/MWh（7.2～9.6円/kWh、1ドル=120円換算）、最良の事例（例えば、ブラジル、エジプト、南アフリカ及び米国におけるいくつかの市場）で、おおよそ50USD/MWh（6.0円/kWh）であるとし、技術進歩、よりよい融資と資源条件のよりよい新市場への拡大により、数年後にさらなる発電コスト低下が実現する可能性を指摘している（IEA, 2015：3-4）。

他方、日本の風力発電コストはkWhあたり14円とされており、風車価格や工事費用等の資本費が概ね国際価格の約1.5倍の水準にある（資源エネルギー庁, 2016）。自然エネルギー財団（2017）によれば、FIT制度導入後、風力タービンのコス

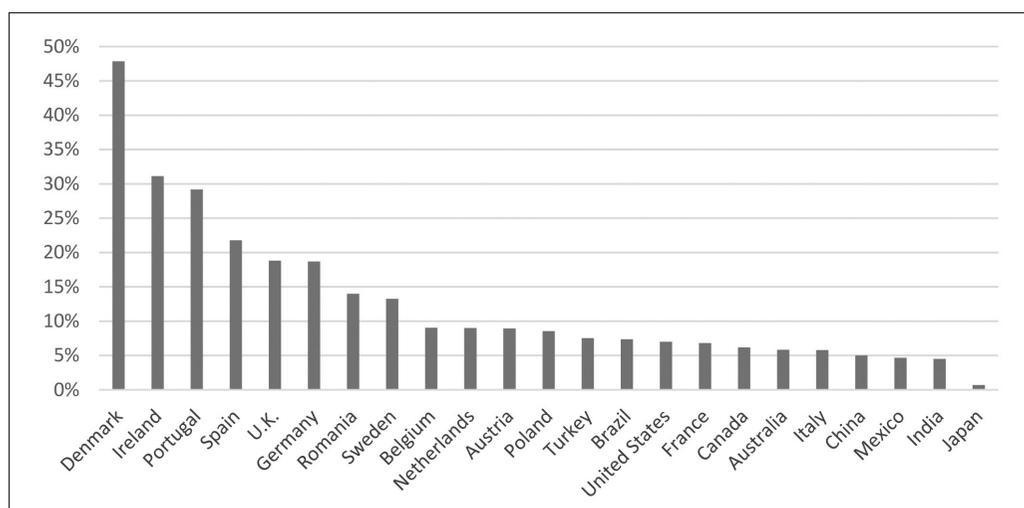


図2 世界各国における発電電力量に占める風力発電の割合

（出所）U.S.DOE（2018）より作成。

トは国際価格に収斂する方向に低下してきているものの、一方で土木工事費や電気工事費といった工事関連費が増加してきており、運転維持コストに関しても一般運転管理費がFIT導入以前から倍近くに増加している。

第二に出力の変動性であるが、世界には1～4割の電力を風力発電で賅っている国が複数存在しており、太陽光や風力といった「変動型再生可能エネルギー（VRE）」と呼ばれる電源を電力系統に大量導入しながら安定的な電力供給を実現していることから技術的には対応可能と考えられる。図2は世界各国における発電電力量に占める風力発電の割合を示したものだが、デンマークの5割弱、アイルランドやポルトガルの約3割、スペイン、英国、ドイツが約2割を占めており、米国では7%、中国では5%を占めている。発電量ベースで主要国が軒並み5%超の風力発電導入を達成しており、世界全体の平均でも5%となっている一方、日本は0.7%と低い水準にとどまっている。

IEAが試算した再生可能エネルギー普及シナリオ“The Power of Transformation”では、風力や太陽光などの変動型再生可能エネルギーを電力系統に入れた場合の影響について、2～3%の段階では特に対策は不要、5～10%でも技術的な問題は小さいとされ、25～45%に高めることも既存システムの柔軟性向上を前提にすれば技術的に可能であるとしている（IEA, 2014 = 荻本他, 2015）。欧米では電力系統に大量導入するためのさまざまな方法が考えられ、既に実用化されている（安田, 2013a : 108）。日本の場合、2017年の日本の電力全体に占める割合は風力と太陽光をあわせても6%程度である。詳しくは後述するが、殊に風力発電についてはFIT導入以前から電力系統への接続を制限する「系統制約」が課せられていた。これはドイツをはじめとする欧州において、再生可能エネルギーの系統への優先接続、電力市場への優先アクセスが法律で規定され、系統での優先権が与えられている（Heinrich Böll Foundation, 2012 = 2016）のとは対照的な対応といえる。

世界では風力発電の低コスト化と電力系統への大量導入が同時並行的に進んでいる。前述のように火力発電と同等かそれ以下の発電コストや長期契約がすでに実現しており、政策的支援がなくとも競争力のある電源として導入が進みつつある。他方、受け入れる側の電力系統についても、ドイツの例が示すように、地域分散型で出力変動がある風力発電の大量導入を見据え、系統の運用方法を変える、送電網を增強するなど対応を進めることで安定供給を維持している（北風・小野田, 2018）。

以前は高コストであった風力発電は、FIT制度や補助金等の政策支援と同時に電力系統への接続が政策的に担保されることで、事業の採算性、安定性、予見性が改善され、発電事業者やメーカー、施工業者等の新規参入や投資が活発化し、市場が拡大したことで量産効果や規模の経済が働き、技術革新やノウハウの蓄積も相まってコストの低下が進んだと考えられる。出力の変動性が課題であった風力発電の導入拡大が、受け入れる側の電力系統の運用や設備形成に変革を促し、さらなる導入を可能とすることでさらなる量産効果等によるコスト低下が進んでいると考えられる。これらのサイクルはあくまで仮説であるが、今後数十年にわたり、国の電力の大半を賄うべく持続的かつ大量に導入していくには、図3に示すような「自立的拡大サイクル」をまわし、一刻も早く風力発電を競争力のある電源にすることが必要であると筆者は考える。これは風力発電に限らず、太陽光をはじめとする他の再生可能エネルギーも同様である。

日本においてもこれまで再生可能エネルギー、あるいは風力発電の導入拡大をはかるべく、政策支援やその前提となる導入目標が設定されてきた。しかしながら現在の導入状況のみをみかぎり、持続性のある自立的拡大サイクルが形成されているとはいいがたい。過去の政策支援や導入目標がどのようなものであったか、自立的拡大サイクルに至らなかった背景としてどのような課題があったのか、次章で詳しく見ていこう。

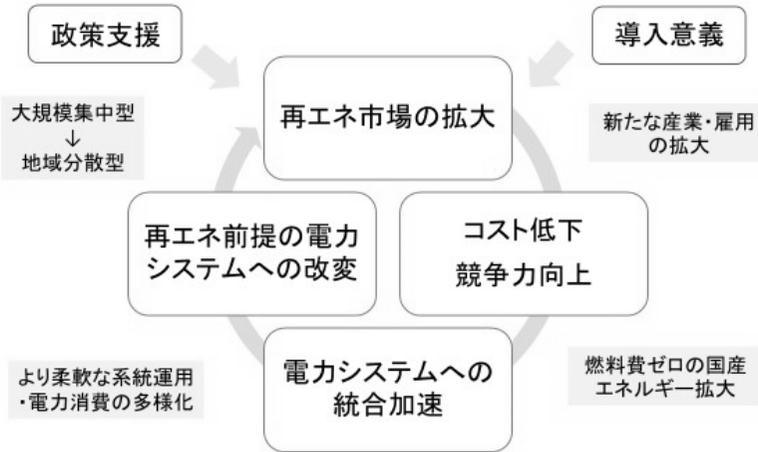


図3 再生可能エネルギーの自立的拡大サイクルの概念図

(出所) 筆者作成

3 風力発電の導入にかかる施策・政策の変遷

本章では日本の風力発電導入にかかる施策及び政策がどのような変遷を辿ったか、国と電力会社の取組に焦点をあてて考察する。具体的な施策・政策を取り上げる前に、風力発電、あるいは再生可能エネルギーに対し、国がどのような位置づけを与えていたのかを導入目標の変遷から見ていく。

3.1 国の導入目標の変遷

国はエネルギー基本法に基づき、長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）を定期的に公表している。図4は国のエネルギーミックスの変遷を示している。なお、図中の1998～2004年の見通しは2010年度、2008～2010年の見通しは2030年度を基準としている。京都議定書が採択された1997年の翌年に公表された「長期電力需給見通し」をみると、2010年度の電力供給目標における風力や太陽光を含む新エネルギーの割合はわずか0.85%にすぎず、当時、火力や原子力とならんで項目立てされていた地熱の目標値（1.1%）よりも低かった。

2001年公表の「長期エネルギー需給見通し」では、2010年度発電電力量（目標ケース）に占める割合が地熱と新エネルギーを合計しても1.5%にとどまっていた。2005年に公表された「2030年のエネルギー需給展望」では、新エネルギー進展ケースであっても地熱と新エネルギーの割合は4%にすぎず、40%を想定している原子力とは対照的な位置づけとなっていた。風力発電のみならず再生可能エネルギー全体の国の目標は一貫して低いままであったといえる。政権交代のあった2009年衆議院選挙の最中に公表された「長期エネルギー需給見通し（再計算）」、あるいは民主党政権下の2010年6月に閣議決定された「エネルギー基本計画」をみると、2030年度の地熱と新エネルギーの割合は10%程度、大規模水力等を含めると約2割を占める見通しとなっている。しかし、図4のように震災前の原子力の目標は常に4～5割超と高い数値であった。国は一貫して原子力重視の姿勢であったことを示している。

それでは風力発電の導入目標はどうだったのか。表1は国の風力発電導入目標の推移を表している。1994年の新エネルギー導入大綱では2000年度に2万kW、2010年度に15万kWとの目

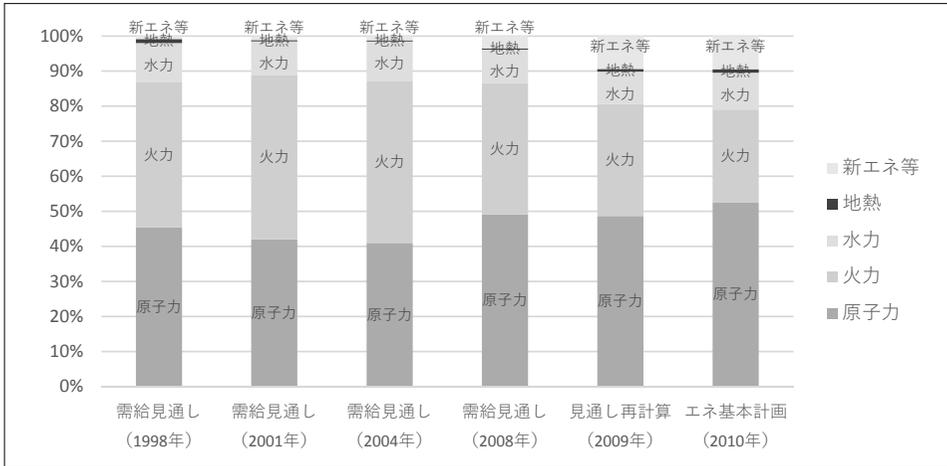


図4 国のエネルギーミックスの変遷

(出所) 筆者作成

表1 国の風力発電導入目標の推移

	目標年度		
	2000年度	2010年度	2030年度
新エネルギー導入大綱 (1994年)	2万 kW	15万 kW	
新エネルギー導入大綱 (1998年)		30万 kW	
新エネ利用等促進法 (2001年)		300万 kW	
2030年のエネ需給展望 (2005年)			660万 kW
長期エネ需給見通し (2015年)			1000万 kW

(出所) 筆者作成

標が設定され、1998年の改定でも2010年度30万kWにすぎない。2001年の「改正新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法（新エネ利用等促進法）」では300万kWとされたが、同時に掲げられた太陽光（482万kW）や廃棄物とバイオマスの合計（450万kW）と比べても低い数値にとどまっていた。なお、300万kWという風力発電の目標を達成したのは当初の目標年度から5年遅れの2015年度であった。

近年の風力発電導入目標はどのように推移しているのか。図5は国及び日本風力発電協会（JWPA）が示した設備容量ベースの目標値である。2014年に公表した2030年導入目標は、3620万kWである。内訳は、陸上2660万kW、

洋上960万kWとなっている。想定される発電電力量は、840億kWhにのぼり、実現すれば総発電電力量の約8%を占めることになる。一方、2015年7月に決定した国の長期エネルギー需給見通しは、2030年に1000万kW、総発電電力量に占める割合を1.7%としている。FIT制度が導入された民主党政権時代の2012年に内閣府の国家戦略室からシナリオ別見通しが公表されたが、再生可能エネルギー35%のシナリオでは風力発電の目標値を4750万kWとしており、同年に環境省が公表した高位シナリオ数値では3250万kWとしていた。2015年の国の風力発電導入目標はそれまでの3つと比較しても明らかに低い見通しに下方修正されており、国における風力発

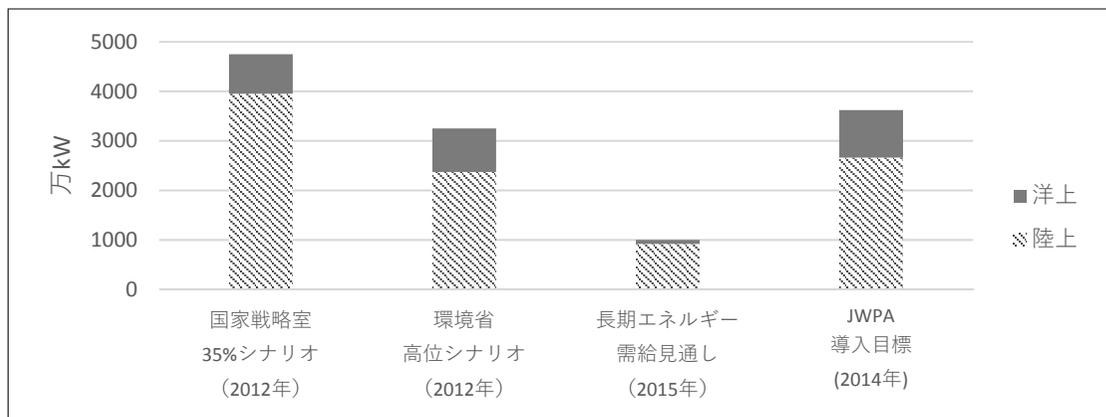


図5 国及びJWSAの風力発電導入目標（設備容量ベース）

（出所）内閣府、環境省、JWSAの資料をもとに作成。

電の位置づけが変化していたことが窺える。

3.2 FIT 制度以前の施策・政策と系統接続を取り巻く状況

(1) 主な施策・政策

前節でみたように日本の風力発電導入目標は低位に推移してきた。また震災後の民主党政権下では目標が引き上げられたものの、政権交代後には再び低い数値にとどまるといったように近年はその位置づけが目まぐるしく変化した。では、風力発電に係る施策や政策はどのような変遷を辿ったのか、また電力系統への接続はどのように行われていたのか、以下で詳しく見ていこう。

表2は1970年代からFIT制度開始前に至る再生可能エネルギー導入に係る政策の変遷を示したものである。70年代の石油危機を契機に石油代替エネルギーの技術開発がサンシャイン計画をはじめとする国家プロジェクトとして進められた。ただし、第二次石油危機以降は石油価格や需給が安定していたこと、原子力や天然ガスといった石油代替エネルギーが普及したことから、再生可能エネルギーは技術開発政策の対象にとどまり、あくまで石油代替エネルギー開発の一環との位置づけであった（小林, 2013）。

その後、1992年の地球サミット以降は気候変

動対策の一環として再生可能エネルギーの導入が進められることとなる。90年代の導入支援策としては、風力資源の分布を示す風況マップの公表（1994年）、設備等への導入補助の開始（1997年）が挙げられる。特にエネルギー対策特別会計を原資とする「地域新エネルギー等導入促進事業」にかかる補助制度は、設備費の約3分の1の交付が受けられる²⁾。後述するが買取価格が低く設定される中、イニシャルコストを低減できる補助制度の存在は、事業者にとって重要であった。なお、当該補助制度は2010年度より新規案件への補助金適用が停止された。

2000年代は上述の補助制度に加えて、電気事業者に再生可能エネルギーからの電気を一定量調達させ、導入インセンティブを与える施策がはじまった。2002年施行の「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（以下、RPS法）」は電気事業者に対して、毎年の販売電力量に応じた一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用の義務付けを規定した。経済産業大臣が新エネルギー等電気の利用目標を定めることになっているが、当初示された目標量は2010年度時点で年間122億kWh、全供給量（自家発電を除く販売電力量）の1.35%にすぎなかった。2014年度時点の目標量は160億kWh（販売電

表 2 再生可能エネルギー導入にかかる政策の変遷

主な支援	年	事象
技術開発	1973	第一次石油危機
	1974	クリーンエネ技術開発の国家プロジェクト「サンシャイン計画（SS計画）」開始
	1979	第二次石油危機
	1980	SS計画の推進機関として「新エネルギー総合開発機構」（現在のNEDO）発足
		「ソーラーシステム普及促進融資制度」創設（～1996年度）
		「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律（代エネ法）」施行
	1981	100kW風車の開発プロジェクト開始（翌年、実証実験開始）
	1992	地球サミット・リオデジャネイロ宣言
		電力会社の自主的取組として「太陽光の余剰電力買取メニュー」開始
	1993	SS計画に省エネ技術開発を統合。「ニューサンシャイン計画（NSS計画）」に改組。
導入補助 自主買取	1994	新エネルギー導入大綱策定
		風況マップを公表
		住宅用太陽光発電補助開始
	1997	COP3 京都会議・京都議定書採択
		「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法（新エネ法）」施行 風力発電設備等への導入補助開始
	2001	NSS計画廃止
	2002	エネルギー政策基本法制定
		「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS法）」制定
導入補助 RPS	2003	RPS制度開始
		第一次エネルギー基本計画策定
	2006	経済産業省が「新・国家エネルギー戦略」公表
	2007	第二次エネルギー基本計画策定
余剰買取 （太陽光）	2009	国連気候変動サミットにて2020年までに90年比GHG25%削減を表明
		住宅用及び小規模を対象とする「太陽光発電余剰電力買取制度」開始
	2010	第三次エネルギー基本計画策定
	2011	東日本大震災／福島第一原子力発電所事故
		「電気事業者によるRE電気の調達に関する特別措置法（FIT法）」制定

（出所）小林（2013）「再生可能エネルギーの政策史」などをもとに作成。

力量の1.63%相当）とされた。北海道・東北の両電力管内における2010年度目標量は、わずか15億kWhである。目標量は施行前に建設された既存設備で埋まっていき、新規導入へのインセンティブはさほど喚起されないままであった。なおRPS法は買取価格をあらかじめ設定しておらず、事業者と電力会社の交渉によって価格が決定した。

（2）電力系統への接続

一方、風力発電からの電気を受け入れる側の電力会社はどのような対応をとってきたのか。1990年代初頭から電力会社は新エネルギー導入促進策として自主的取組を行ってきた。1991年に「新エネルギー導入計画」を自主的に策定し先導的に風力発電を導入するとしたが、1998年までの導入量は1.3万kWにとどまった。他社からの電力買取に関しては、1992年に「余剰電力購入メ

ニュー」を策定し、主に太陽光発電からの余剰電力を販売電力料金単価相当で購入するとした。4年後の1996年には事業用風力を対象とする「長期購入メニュー」を設定し、契約期間を15年もしくは17年、購入単価をkWhあたり11円台で安定的に買い取るとした。ところが1999年に北海道電力が系統への接続を制限する措置を講じた。道内の風力発電導入枠を15万kWと設定し、同時に競争入札制度を導入したことで契約価格の引き下げが生じたのである³⁾。それ以降、各電力会社が一方的に接続の上限枠が設け、入札や抽選によって接続契約の可否が決められるようになった。ここでの抽選とは「くじ引き」のことであり、プロ野球のドラフト会議のように応募した各事業者がくじを引き、接続の可否を決めていた。風力発電に関しては、すでに1990年代後半から接続上限枠が設けられていたのである。2004年度からは「連系可能量」と称される接続上限値が東京・中部・関西を除く電力会社において設定された。各社は連系可能量として、2007年12月末時点で計265.5万kW、2010年10月末時点で368.5万kWの制限を設けた⁴⁾。この連系可能量は技術的に最大限受け入れることが可能量を示している訳ではない。従来のシステムを可能な限り維持し、新しい技術に対する対策をほとんど全く行わなければ新技術の参入がどれほど困難であるかという「最低位予測」を試算したに過ぎない(安田、2013b:994)⁵⁾。

3.3 FIT制度以後の施策・政策と系統接続を取り巻く状況

(1) 主な施策・政策

2011年の「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(FIT法)」制定に伴い、2012年7月、FIT制度が施行された。FIT制度は、再生可能エネルギーで発電した電気を電力会社が一定期間、一定の価格で買い取ることを義務付けた制度であり、風力発電の場合、20年間にわたり、kWhあたり22円(税抜)で買い取ることが規定された。それまではkWhあたり

10円前後で15～17年程度の長期購入メニューが一般的であったことから、これまでよりも有利な条件が政策的に付与されたことになる。

他方、買取費用の一部は、「再生可能エネルギー賦課金」として電気料金に上乗せされ、広く電力消費者が負担している。また、FIT制度を通じて再エネ市場を創出・拡大し、設備コスト等の低減化を図ることで、競争力のある電源に育てることが制度の主な目的となっていることから、電源としての自立を促すための過渡的な制度といえる。なお、2030年度の再生可能エネルギー目標である総発電電力量の22～24%という数値はFIT制度における買取費用総額を年間3.7～4兆円程度に抑えることが前提の一つとなっている。2018年の時点で、買取費用総額は年間3兆円を超えており、買取費用の抑制が国における政策課題の一つとなっている。

発電事業者にとっては、20年間、kWhあたり22円での買取が担保されたことで将来の収支計画が立てやすくなり、事業の安定性が向上した。加えてこれまでの補助金モデルと比較した場合、事業採算性も大きく向上することとなる。環境エネルギー政策研究所編(2014:111-115)によれば、補助金モデルとFITモデルの単純な総収入比較の試算を行った結果、同じ想定設備利用率であっても補助金モデルよりFITモデルのほうが約5.5～7.2億円の収入増となった(表3)。導入拡大に向けてこれまでにない政策支援が実施されたといえよう。

FIT制度開始により風力発電の導入が加速すると思われたが、ほぼ同時期に普及にブレーキをかけることとなる制度が開始された。国の環境影響評価手続(以下、環境アセス)の風力発電への適用である。2011年4月に成立した「環境影響評価法の一部を改正する法律(改正環境影響評価法)」は、対象とする手続きをそれまでの事業段階(事業アセスメント)から構想・計画段階(戦略的環境アセスメント)まで拡大するものであった。2012年10月には「風力発電所を対象事業に追加するための改正政令」が施行され、それま

表3 補助金モデルと FIT モデルの単純な総収入比較

想定設備利用率	補助金モデル (+2億、10円/kWh)	FIT モデル (22円/kWh)
18%	8億3072万円	13億8758万円
22%	9億7088万円	16億9593万円

(注) 両モデルとも 2000kW、6億円の風車を建設したと仮定。O&M費用や金利費用などは考慮しない。
 売電契約は 10円/kWh (補助金モデル)、22円/kWh (FIT モデル)、契約期間はともに 20年と仮定。
 (出所) 環境エネルギー政策研究所編 (2014: 111-115)

表4 各国のアセスメントにおける規模要件と一般的な手続期間

	日本	米国	英国	ドイツ	スペイン
規模要件	1万kW	5万kW	5万kW	20基	50基
期間	3～4年	1～2年	1.5～2年	2年	1.5～2年

(出所) JWPA 資料を基に筆者作成

での対象発電所(水力、地熱、火力、原子力)に風力発電(規模要件は、第1種事業:1万kW以上、第2種事業:0.75万kW以上)が加わることとなった。制度の違いなどから単純比較はできないものの、日本の規模要件は他国と比べても低く設定されていることがわかる(表4)。

事業者への影響としては環境アセスにかかる期間が大幅に伸びた。それまでの自主アセスメントでは1～2年程度だった手続期間が、新たに配慮書手続が加わったことで3～4年かかるようになった。国の環境アセス適用前でも風況精査や基本設計、許認可手続、合意形成、建設工事を含めたトータルのリードタイムが比較的長かった風力発電だが、配慮書手続が導入されたことでさらに長期化したのである。環境アセスの長期化は、FIT買取価格の変更、あるいは同地域で開発されている太陽光に送電線の空容量がおさえられてしまうといった事業リスクの増大、環境アセスにかかる調査等のコストの増大といったかたちで事業者負担の増大を招く。2017年4月に順序が変更となるまで、設備認定取得(買取価格決定)と電力会社との接続契約が環境アセスの最終段階(評価書手続)の一つ手前(準備書段階終盤)でなければ確定できなかった。準備書段階でなければ確定できないということは、環境アセスに入る準備期間を含め、開発フェーズに入ってから6～7年

近くの間、買取価格の変更や系統空容量の消失といった事業リスクにさらされることを意味する。また、環境アセスのコストをプロジェクトコストに組み込んだとしても確実に事業化するならいい投資回収が見込めるが、環境アセス終了後に系統連系や設備認定が不可となれば、すべてサunkコスト化する可能性がある。1万kWで1億円ともいわれる環境アセスのコストは、特に地域主体の事業者などにとっては重い負担である。

(2) 電力系統への接続

FIT制度により国が電力会社に対し、法的に買取を義務付けたことで、これまで地域におけるほぼ唯一の買い手として独占的地位のもと契約交渉にあたった電力会社の立場は変わらざるを得なくなった。それまでは送電網を所有・管理している電力会社が一方的に風力発電導入枠や連系可能量といった上限を設定していたが、FIT制度では法律上、電力会社に接続義務を課しており、原則的に連系を拒否することは出来ないこととなっていたからである。くじ引きによって接続の可否が決まるという事業不確実性が取り除かれたことで発電事業者の事業予見性は改善されたと考えられる。このようにFIT制度は事業の安定性・採算性を改善するとともに、導入の障害となっていた電力系統への接続を法的に担保することで事業

の予見性・確実性を改善したといえる。

ところが、FIT 制度には抜け道が残されていた。系統の受入能力を超えることが見込まれる場合には、系統連系拒否が可能となっていたのである（自然エネルギー財団，2014）。2014 年 9 月、九州電力を皮切りに複数の電力会社が突如として接続回答を保留する事態が発生した。これを契機に、資源エネルギー庁において「系統ワーキンググループ（以下、系統 WG）」が設置され、太陽光発電と風力発電の接続可能量が設定されることとなった。

系統 WG は毎年度実施されており、電力会社が算定した接続可能量について精査している。は 2017 年度の接続可能量と FIT 風力導入量、導入ポテンシャルを比較したものである。特に恵まれたポテンシャルを有する北海道、東北の両電力管内にはそれぞれ 36 万 kW、251 万 kW の枠が設定されている。ポテンシャルに比して接続可能量がいかに小さいかがわかる。また、接続可能量の算定方法にも問題がある。電力各社が算定した太陽光・風力の接続可能量は、原子力の最大限の稼働を前提としている。将来にわたり、再稼働か未稼働か、廃炉か運転延長か、完成か建設中止かも分からないまま、送電網を使える容量のみが最大限確保されている。2015 年 12 月には、北海道電力および東北電力の 2 社が指定電気事業者に指定される旨、経済産業省より告示が発出された。現行ルールでは、指定電気事業者と認められた電力会社において接続可能量を超える接続分は、年間 720 時間（年間 30 日）という制度上の上限を超えた出力抑制に無補償で応じなければならない。無補償・無制限の出力抑制を強いられる可能

性があるとなれば、将来の事業予見性が低下し、金融機関から融資を受けることも困難となる。

系統接続に関しては、電力会社エリアごとの接続可能量の問題のほかに、地域レベルでの系統制約（ローカル系統制約）の問題が発生している。日本の好風況地域は北海道、東北に集中しているが、適地とされるサイトには系統が脆弱なところがある。従来の日本の電力システムは大規模集中型電源でつくった電気を送電線で各地域の需要家に送っているため、需要の大小に対応した送電網投資が行われてきた。上流から下流にむけて効率的に電気を送るシステムでは、需要の小さい地域に伸びる送電線の容量は小さい。風力資源の豊富な地域と需要の小さい地域が重なる場合、物理的な送電容量の制約が発生しやすい。送電容量が不足している場合、増強工事が必要となる。

日本の場合、系統費用負担に関する制度的側面から、制約を受けている面がある。たとえば系統を増強する際の費用負担のあり方を日欧で比較すると、欧州では系統運用者である送電会社が系統増強費用を負担し、再生可能エネルギー発電事業者が既存系統までの電源線敷設費用を負担する方式が一般的となっている（岡田・田頭，2009）。しかし日本では、再生可能エネルギー発電事業者が接続に際して必要となる系統増強費用、ならびに電源線敷設費用の両方を負担する方式となっており、再生可能エネルギー発電事業者に費用負担が偏っている。高額な系統工事負担金を請求され、やむなく事業化を断念する太陽光発電事業者が続出する背景にはこのような問題がある。たとえば、九州電力では、系統増強工事の工期が最大で 132 か月、費用負担が最大で 23.9 万円 / kW と試算

表 5 電力 7 社の風力発電接続可能量と FIT 風力導入量、導入ポテンシャルの比較

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄	7 社計
接続可能量	36	251	59	109	71	180	18.3	724.3
導入量（FIT 対象）	35.4	104.6	15.6	34.9	15.2	49.5	1.8	256.9
導入ポテンシャル（陸上風力）	11823	3803	246	657	271	658	174	17632

（出所）環境省（2015）などをもとに筆者作成

されており、工事の長期化、費用の高額化が生じている（自然エネルギー財団、2016）。欧州各国に比べても送電容量確保や系統接続そのもののハードルが高いといえる。他方、太陽光発電のような比較的短期間に建設可能な電源が先に系統接続をおこない、系統容量を埋めてしまうケースがある。電力会社に事前確認して系統容量があいていても、実際に系統接続協議の段階で空いている保証はない。

また、電力会社による送電線の空容量の算定方法にも問題がある。日本では、電源を系統に接続する際の基本的な考え方は「先着優先」となっており、既に接続している原子力や火力などの系統利用が優先され、新規に接続する再生可能エネルギー設備は出力の制約や系統増強の必要性を一方的に負うことになっている。あわせて、稼動していない電源を考慮する、あるいは既設・新設の電源の出力調整による柔軟な運用を考慮しない、といった前提で接続の可否を決めており、送電線の利用可能な容量を過度に制限している面もある（自然エネルギー財団、2016）。再生可能エネルギーを優先する欧州の考え方は本質的に異なる。系統接続の可否は事業化の成否を決する重要事項である。この点にかかる開発リスクの高さは、新規事業へのインセンティブを削ぐだけでなく、特に地域主体の中小規模事業者にとっては参入障壁になり、事業主体の多様性創出という面からも問題である。

3.4 過去の風力発電導入政策がもたらした帰結

これまで国の風力発電にかかる導入目標、及びFIT制度以前と以後の主な施策・政策、系統接続の状況について時系列で整理し、考察した。その結果、次の3点が指摘できる。第一に、国の風力発電導入目標は民主党政権下の一時期を除き、一貫して低位で推移してきた。国が低い目標を掲げた状況で積極的な政策措置を期待するのは難しい。風車メーカーや施工業者、ディベロッパーなどの風力発電関連事業者が長期的な投資に踏み切ることもしないだろう。第二に、自立的拡大サイ

クルの起爆剤であり推進力となるはずの政策支援については、FIT以前の補助制度がインシヤルコスト低減に寄与したことでプラスに働いた一方、RPS法は利用目標が全電力量の1%程度と低く、電力会社による買取はkWhあたり10円前後という低い価格が提示されていたことから事業環境を下押ししていた。2012年開始のFIT制度はkWhあたり22円という高い買取価格を20年間にわたり保証するなど、事業の採算性・安定性・予見性を大幅に改善させた一方、ほぼ同時期に開始された環境アセスという別の政策によって導入にブレーキがかかるといった形で不十分かつちぐはぐな施策・政策にとどまった。そして第三に、系統接続を取り巻く状況は、1990年代から現在に至るまでほぼ一貫して厳しい状況に置かれていた。1999年に北海道電力が15万kWの導入枠を設定して以降、電力会社は接続可能量の枠を設けてきた。ローカル系統制約の顕在化も加わり、系統接続を取り巻く状況は厳しさを増している。

図6は年度別の風力発電導入量の推移を示したものである。年間導入量のピークが2006年の約40万kWで頭打ちとなり、その後大きく変動しつつ導入が低位にとどまっていることがわかる。世界が着実に導入拡大を進め、自立拡大サイクルを形成した過去20年間、日本は低位な導入目標、不十分でちぐはぐな施策・政策、系統接続の困難性が導入にブレーキをかけ、自立拡大サイクルの形成を阻害してきたといえるのではないだろうか。なお、導入量の変動には、2000年代の鋼材等資源価格の上昇、2007年の建築基準法改正に伴う耐震構造の強化、2009年の農地法等の改正による農地での開発不可なども影響しているだろう。

FIT制度が始まった2012年度から2017年度までの風力発電の新規運転開始容量は96万kW、年平均は16万kWにとどまる。同期間の太陽光発電の新規運転開始容量は3890万kWであった。FIT制度が強力な政策支援であることは太陽光の導入状況を見れば明らかである。図6においてFIT制度開始年の前後を含む3年間（2011～2013年度）の導入量が落ち込んでいるのは、

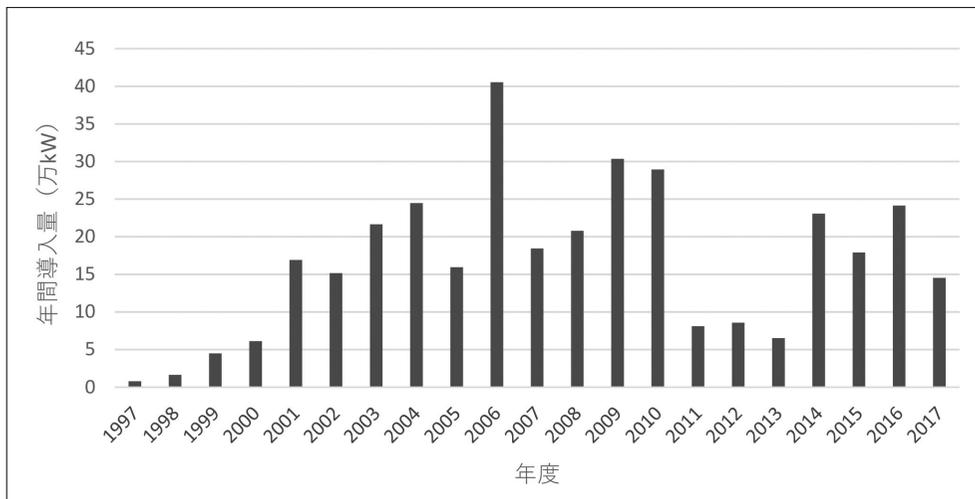


図6 年度別風力発電導入量の推移

(出所) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」より筆者作成

2010年度の補助金停止や2012年の国の環境アセス開始が影響していると考えられる。2014年度以降、一向に導入量が伸びないのは、接続可能量の設定、無補償・無制限の出力抑制の可能性、ローカル系統制約といった系統接続の困難性が影響していると考えられる。

4 電力系統への接続にかかる改善に向けた方向性の提示

日本において風力発電の自立的拡大サイクルを実現するためには、どのような改善が優先されるべきであろうか。筆者は、FIT制度の効果を最大化し、市場の拡大と規模の経済によるコスト低減化を実現するには、これまでも導入の障害となってきた電力系統への接続を大きく改善することが優先事項であると考えている。本章では前述で指摘した接続可能量、及びローカル系統制約という2つの問題の解消に向けて以下の2点を提案したい。

(1) 接続可能量の解消に向けた優先給電ルールの見直し

図7は2015年度の接続可能量算定に当たり用いられた供給力想定である。電気は常に需要と供

給をバランスさせる必要があるため、需要の少ない時には供給も絞り込まなければならない。図中の昼間最低負荷（北海道：302.5万kW、東北：765.3万kW）に占める想定供給力の割合を見ると、現在稼働していないはずの原子力が東北では3割、北海道にいたっては5割超に上っている。試算上は、火力の出力を最大限絞り込む一方で、原子力の供給力を震災前過去30年の平均設備利用率を前提に最大限上乘せしているため、その分風力や太陽光の入る余地がなくなっている（接続可能量が過少に評価されている）のである。

この背景には日本特有の優先給電ルールがある。日本の現行ルールでは風力や太陽光よりも長期固定電源（原子力、水力、地熱）からの給電を優先している。原子力は基本的に出力抑制されないで算定にあたって供給力としてカウントしている。算定にあたり供給力として想定されている電源の中には、原子力規制委員会の審査において活断層の存在が指摘されている発電所や建設中の発電所が含まれている。将来にわたり、再稼動か未稼動か、廃炉か運転延長か、完成か建設中止かも分からないまま、送電網を使える容量が最大限確保されていることになる。

欧州各国では、EUによる「再生可能エネルギー

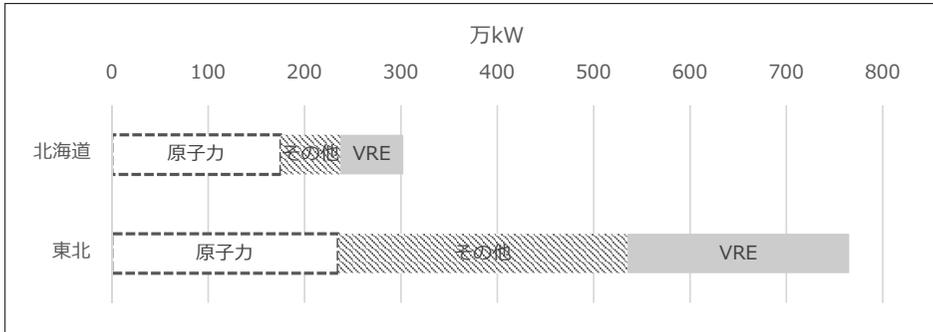


図7 2015年度の出力制御枠算定における供給力想定（昼間最低需要時）

注) 図中の「VRE (変動型自然エネルギー)」には風力・太陽光、「その他」には火力 (最低出力)、水力、地熱、バイオマスが含まれる。揚水動力や連系線を活用した場合のVRE供給力を示している。
(出所) 資源エネルギー庁資料等より筆者作成

指令 (Directive 2009/28/EC)」に基づき、系統への接続や給電に関して、再生可能エネルギーを原子力や火力といった他の電源よりも優先するよう規定が定められており、国レベルもしくは系統エリアレベルでの「接続可能量」や「連系可能量」といった概念は存在しない。特にドイツなど一部の国々では再生可能エネルギーの優先的な接続や給電などが送電会社に義務として課されており、系統容量の不足を理由に拒否できないこととなっている。

福島原発事故後の実際の運用では、火力の焼き増しや太陽光の拡大等によって、原子力停止による供給力不足を補完してきた。今後、火力への依存度を下げ、低炭素電源比率を向上させていく必要がある中、新增設が難しく廃炉の増加が見込まれる原子力に低炭素電源の主力を担わせるのは困難といえるだろう。再生可能エネルギーを最優先とする優先給電ルールに変更し、接続可能量を見直し、あるいは解消することで風力や太陽光の導入拡大を図るべきではないだろうか。

(2) ローカル系統制約の解消に向けた国家プロジェクトでの系統整備

前述のとおり、日本では、再生可能エネルギー発電事業者が接続に際して必要となる系統増強費用、ならびに電源線敷設費用の両方を負担する方

式となっており、再生可能エネルギー発電事業者費用負担が偏っている。風況に恵まれた適地でも送電線の新設や増強の費用がネックとなり事業化が困難といったエリアは北海道を中心に数多く存在する。欧州のように送電会社が新設や増強をおこない、電力消費者に広く負担してもらう方法もあるが、仮に北海道電力がその方法をとると道内の電力消費者への負担が重くなる可能性がある。道内の電力需要の20～30倍近い風力発電ポテンシャルを活かすためには、国を挙げての系統整備が必要ではないだろうか。

実際に、経済産業省は2013年度より「風力発電のための送電網整備実証事業」として北海道・東北の風力適地における送電網整備や技術実証を進めている。風力発電事業者をはじめとする民間事業者と国の共同プロジェクトであり、3000億円近い総事業費の半分を国が補助することとなっているが、2013年度の250億円から150.5億円 (2014年度)、105億円 (2015年度) と減額されており、2016年度は50億円となった。ローカル系統制約解消に向けた国の取組としては心許ない。参考までにドイツでは、エネルギー産業法12条および17条に基づき、「送電網整備計画 (Grid Development Plan)」と「洋上送電網整備計画 (Offshore Grid Development Plan)」が策定され、国を挙げての送電網整備を進めてい

る。2022年までに計3800km（直流2100km、交流1700km）の送電網拡張を目指しており、投資額は200億ユーロとも言われている。日本においても持続可能なエネルギー社会の実現に向け、国家プロジェクトとして風力発電導入拡大に向けた系統整備を主導していくべきではないだろうか。

また、広域的な系統整備の司令塔役を担う電力広域的運営推進機関（OCCTO）の役割も大きい。OCCTOが策定する「広域系統長期方針」では、整備の対象となる広域連系系統の該当条件が「地域間連系線（一般電気事業者の供給区域間を常時接続する250kV以上の送電線及び交直変換設備）及び地内基幹送電線（使用電圧が250kV以上のもの、又は最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧のみ）のもの）」となっている。たとえば北海道では最上位から3、4階級（110kV、66kV）についても国の送電網整備事業とも整合性を取りつつ、地域を限定して整備の対象に含めるなど、より柔軟な計画策定を進め、ローカル系統制約の解消に努めるべきではないだろうか。

本稿にかかる調査を通じて、日本の風力発電事業者はこれまで厳しい環境におかれていたことがわかった。国による一貫して低い目標、消極的な施策・政策、電力系統への接続制限等の障壁があわさることで、導入の停滞を招き、市場の縮小やコストアップを招くという負のサイクルがこれまで続いてきたと推察する。仮に2000年代から他の風力先進国と同様に高い目標を設定し、積極的な政策対応をしていれば、導入拡大やコスト低減化が進み、関連産業も育っていたのではないだろうか。国がイニシアティブを発揮し、風力発電拡大に向けた取組の加速化すれば、市場拡大への強力な追い風となる。国は低い導入目標をあらため、電力系統への接続、電力システムへの統合を推進すべきである。市場の拡大を通じたコストの低減化、FITからの卒業を見据えた「正の好循環（自立的拡大サイクル）」を創出すべく、積極的な政策対応が求められる。

注

- 1) 資源エネルギー庁ウェブサイト、(2018年1月29日取得、http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/renewable/outline/index.html) 及び(2018年3月20日取得、http://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/qa_saiene.html)。
- 2) 自治体や非営利団体が事業者となる場合は約2分の1の交付が受けられる。
- 3) 入札の結果、落札価格はkWhあたり8円まで下落した。「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク事務局資料より、2018年1月27日取得、http://www.re-policy.jp/shiminiinkai/1st/ppt_010927.pdf）。
- 4) 電気事業連合会パンフレット、「電気事業と新エネルギー2010-2011」より、(2018年1月27日取得、http://www.fepc.or.jp/library/pamphlet/pdf/shinene_2010_2011.pdf)。
- 5) なお、連系可能量を算出した電力系統利用協議会(ESCJ)は「日本では、現状の発電設備と需給運用を変えずに、その裕度内での連系可能量を算出しているため、欧州の連系実績や計画値に比して小さい連系可能量が設定されている」と2012年報告書の中で指摘している。

引用文献

- 岡田健司・田頭直人、2009、「欧州での再生可能エネルギー発電設備の系統接続等に伴う費用負担の動向」電力中央研究所。
- 環境省、2015、「平成25年度再生可能エネルギー導入拡大に向けた系統整備等調査事業報告書」。(2018年1月27日取得、http://www.env.go.jp/earth/report/h27-02/mat01_zentai.pdf)。
- 、2016、「平成27年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」。(2018年1月27日取得、<https://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/index.html>)。
- 環境エネルギー政策研究所編、2014、「地域の資源を活かす再生可能エネルギー事業」金融財政事情研究会。
- 北風亮・小野田真二、2018、「エネルギー大転換への挑戦—ドイツ調査報告書」法政大学サステナビリティ研究所。
- 小林信一、2013、「再生可能エネルギーの政策史」国立国会図書館。
- 資源エネルギー庁、2016、「風力発電競争力強化研究会報告書」。(2018年1月27日取得、<http://www.meti.go.jp/committee/>)

- kenyukai/energy_environment/furyoku/pdf/report_01_01.pdf).
- 自然エネルギー財団, 2014, 「自然エネルギーの系統連系問題と今後の方向性」.
- . 2016, 「自然エネルギーの導入拡大に向けた系統運用—日本と欧州の比較から—」.
- . 2017, 「日本の風力発電のコストに関する研究」.
- 安田陽, 2013a, 『日本の知らない風力発電の実力』オーム社 .
- . 2013b, 「風力発電の系統連系問題——日本の電力系統には本当に風力発電が入る余地はないのか?」『科学』 83 (9) : 987-996.
- Heinrich Böll Foundation, 2012, Energy Transition – The German Energiewende. (=2016, 自然エネルギー財団監訳「エネルギー転換 ドイツのエナギーヴェンデ」.) .
- IEA, 2014, The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, International Energy Agency, Paris. (=2015, 荻本他監訳「電力の改革」NEDO.).
- IRENA, 2018, Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- U.S.DOE, 2018, Wind Technology Market Report 2017, U.S. Department of Energy.

北風 亮 (キタカゼ・リョウ)
法政大学大学院公共政策研究科博士後期課程