自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

日本の風力発電コストに関する研究

2017年6月

謝辞

本研究は、多くの風力発電の開発事業者の方々から、さまざまな情報を提供していただいたことにより実現したものである。秘匿性の高い情報であるにもかかわらず、日本における風力発電事業の発展、持続可能なエネルギーシステムの構築に資するために、貴重な情報を共有していただいたことを、心より感謝申し上げる。

また、一般社団法人日本風力発電協会には、本研究の設計および結果の評価に関して、重要なコメントをいただくと同時に、コスト情報の収集等研究全般の実施にご協力いただいた。改めて感謝申し上げる。さらに、メーカー、コンサルティング会社、関連企業、風力発電の研究者、専門家の方々から、ご多忙にもかかわらず有益な情報やご意見を頂戴した。ここに感謝の意を記したい。

なお、本研究は JSPS 科研費 JP16H01800 の助成を受けたものである。

研究担当者

木村　啓二　上級研究員

北風　亮　　上級研究員

本レポートは、さまざまな団体・個人のご支援により作り上げられたものであるが、ここに記載してある内容・見解についての責任は、公益財団法人 自然エネルギー財団にあり、他の団体・個人に帰するものではない。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫 正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。

表紙写真　Pattern Energy

目次

1. はじめに 1
1.1. 調査の目的 1
1.2. 研究の方法 1
1.3. 風力発電のコスト構造の概要 1
1.4. 風力発電のコストに影響を与えうる要素についての分類 3
2. 国際的な風力発電のコスト状況 5
3. 収集されたデータサンプルの妥当性 10
3.1. 収集されたデータ（サンプル） 10
3.2. コストデータの妥当性 11
3.3. 立地分布の傾向 11
3.4. 風力発電所の規模の傾向 13
3.5. 立地場所の地形傾向 14
4. 資本費の分析 15
4.1. 資本費総額の経年推移 15
4.2. 発電所の規模と資本費の関係 16
4.3. 発注方法の違いによるコストへの影響 17
4.4. 日本の資本費についての国際的な比較 19
5. 風力タービンコストの分析 21
5.1. タービンコストの経年推移 21
5.2. 日本に導入されているタービンの特性について 22
5.3. 日本のタービンコストの変化要因について 23
6. 土木工事費及び電気工事費の分析 27
6.1. コストの経年推移 27
6.2. コスト上昇の要因分析 28
6.3. 結果のまとめ 35
7. 運転維持費の分析 36
7.1. 運転維持費とその内訳 36
7.2. 運転維持費の国際比較 37
7.3. 運転維持費に影響を与える要素について 37

8.　発電実績の分析 41
8.1.　稼働率 41
8.2.　メンテナンス主体と実稼働率 42
8.3.　設備利用率 43
9.　結果の考察と今後の課題 45
9.1.　日本の風力発電のコストの現況についての考察 45
9.2.　今後の風力発電のコスト低減に向けた考察 47
9.3.　今後の課題 49
参考文献 51

要旨

日本が持続可能なエネルギーシステムを構築していくため、風力発電は重要な電源の 1 つである。他方で、日本の風力発電は世界的に見てもコスト高であり、そのコストの低減が喫緊の課題である。そこで、自然エネルギー財団は、事業者から提供された実際のコストデータにもとづき、近年の日本の風力発電のコスト構造を分析した。

①資本費

タービンコストについては、近年下落傾向にある。2007 年の建築基準法改正による耐震規制の強化により、2008 年ごろに発注された風力タービンは国際価格に比べてかなり高い価格での調達が余儀なくされたものの、近年は世界的なタービンコストの下落の恩恵を日本も享受し始めていることがうかがえる。これは固定価格買取制度(以下、FIT)導入によって日本市場の魅力が上がったことが影響していると考えられる。

他方で、土木工事費や電気工事費といった工事関連費は急増しているものの、その要因は必ずしも明らかではない。確かに東北地方の太平洋側においては復興需要による労務費や土木関係の資材価格の急騰といった地域的な要因が影響している可能性がある。しかし、全国的な建設工事費デフレーターは数%程度の上昇にとどまっているため、風力発電のみで工事関連費の急騰は説明しづらい。この点について専門家や事業者からは、開発事業者の成熟度や資金調達力に関する指摘があった。その他には、建設工事期間が長期化している傾向が見られたが、その理由も明らかでない。

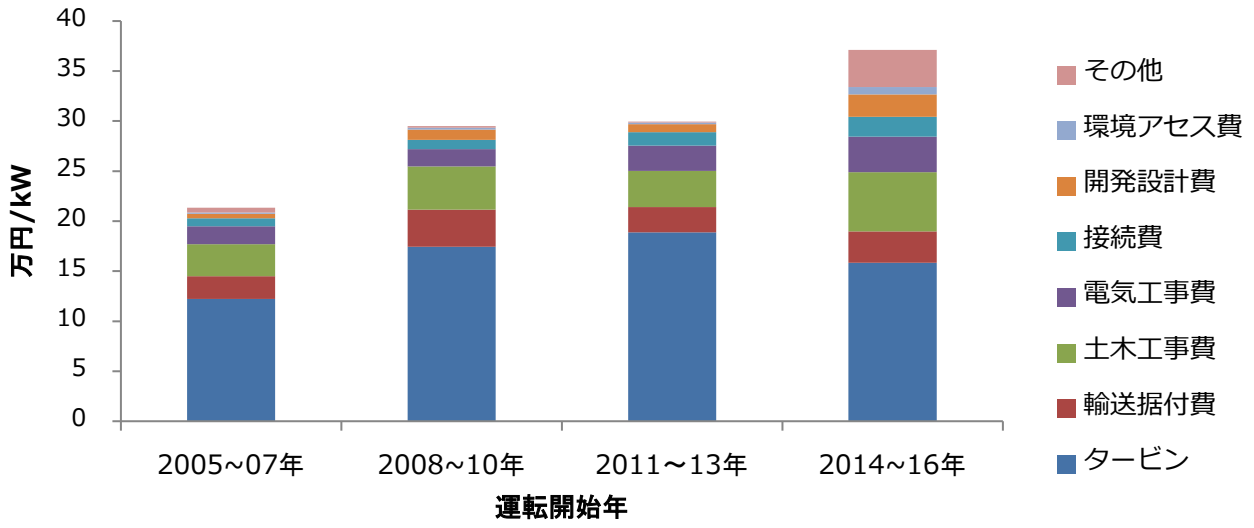


図 S-1　資本費(中央値)の構成要素別の推移

②運転維持費

運転維持費のうち最も大きな割合を占めるのは一般運転管理費である。他方で、FIT 導入後に運転開始した設備は、一般運転管理費が、FIT 導入前のものよりも約 2 倍に増加していることがわかった。これについては、FIT によって、開発事業者が運転管理によりコストをかけられるようにな

ったという側面があるとの指摘が専門家やメンテナンス事業者からあった。また、一般運転管理費は、年間導入量との負の相関関係が見られた。専門家からは、少数機種の場合メンテナンスがしにくいとの指摘があり、この点が関係している可能性がある。

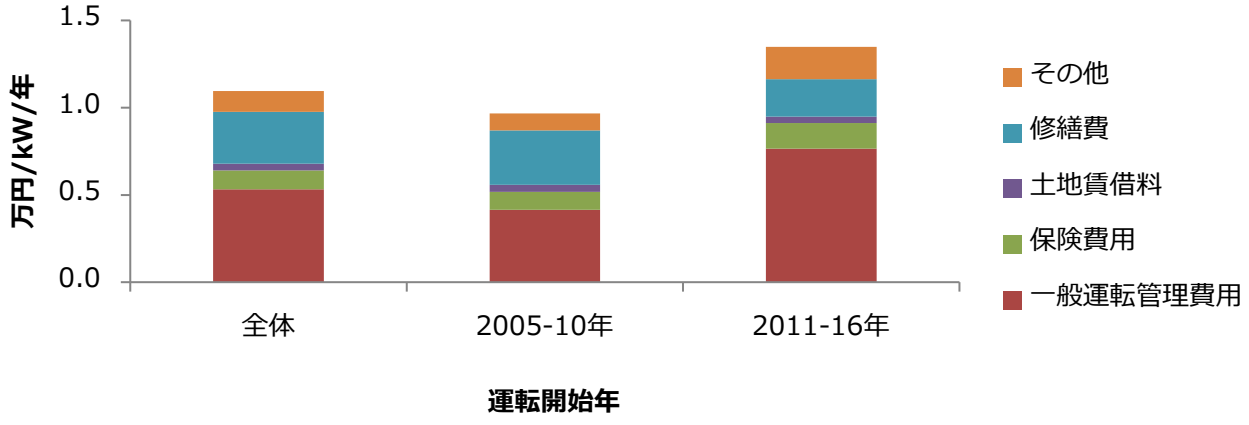


図 S-2　運転維持費(中央値)の構成要素別内訳

③発電実績

FIT 導入後に運転開始した設備の設備利用率は向上している。これは、次の 2 つの要因が考えられる。第一に、立地的要素が考えられる。すなわち、FIT 後に風況の良い北日本に立地している設備が相対的に多くなっており、そのため設備利用率が改善していると考えられる。FIT 導入前は、風力発電の普及量は電気事業者の募集枠に制約されることがおおかった。しかし、FIT 導入に伴い、電気事業者が募集しなくても、開発事業者は適宜系統接続を申し込みができるようになった（ただし、依然として接続可能量の概念は残っている)。これにより、条件の良い地域への立地がある程度進むようになったと考えられる。第二に産業的要素の可能性が考えられる。FIT 前後で北日本以外の地域に立地している設備においても設備利用率が改善している。サンプルの偏りによって偶然に発生した可能性もあるが、稼働率の改善やハブ高の高度化・受風面積の拡大と合わせて、効率が向上している可能性もある。

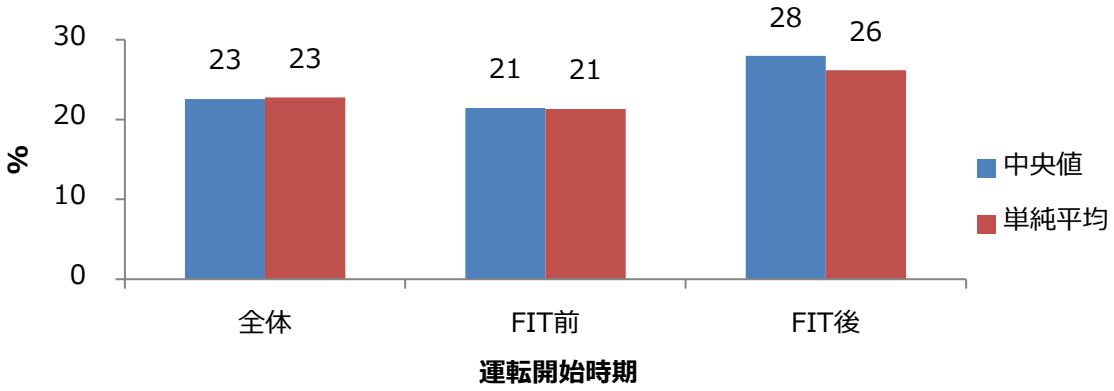


図 S-3　設備利用率

1. はじめに

1.1. 調査の目的

日本が持続可能なエネルギーシステムを構築していくため、風力発電は極めて重要な電源の 1 つである。資源としては、陸上だけで 2.8 億 kW に達する潜在的な導入ポテンシャルを有している[1]。また、国際的に風力発電の発電コストは、化石燃料も含めて最も安い電源の 1 つになってきており、経済的な自立可能性が高い。

他方で、日本の風力発電は世界的に見てもコストが高いといわれている（第 2 章を参照）。さらに資源エネルギー庁のデータによると、固定価格買取制度(以下、FIT)導入以降、資本費や運転管理費がさらに上昇していることが指摘されており、経済性の改善は大きな課題となっている。今後、風力発電が、日本の基幹電源の 1 つになっていくためには、将来的な風力発電の経済性について検討が必要である。

こうした問題意識に基づき、風力発電の開発事業者から提供された実際のコストデータをもとに近年の日本の風力発電のコスト構造を明らかにするとともに、当該コスト構造に影響を与えている諸要素について分析する。また、日本の風力発電のコスト低減に向けた示唆を得る。

1.2. 研究の方法

本研究は、一般社団法人日本風力発電協会(以下、JWPA と略記)の協力を得て、会員事業者から資本費、運転維持費等のデータの提供を得、そのデータをもとに解析した。収集したデータは、2005 年以降に運転開始をした総出力 1000kW(=1MW)以上の風力発電所を対象としている。また、数値に基づく解析に加えて、風力発電メーカー、風力発電の技術コンサルティング会社、メンテナンス会社、関連する専門家および研究者、金融機関へのヒアリングを実施し、データの解釈を補完した。

また、比較のため、国際的な風力発電のコストも検証した。具体的には海外文献を参照するとともに、欧州の風力発電の研究者および業界関係者、風力発電関係企業へのヒアリングを実施し、情報の収集を行った。

1.3. 風力発電のコスト構造の概要

ここで、風力発電の発電コストとは、発電所のライフタイム全般を通じて 1kWh 発電するのにかかる平準化された費用を示すこととする。発電コストは、大きく 4 つの項目によって規定される。

---

[1] 環境省(2016)を参照。80m 高において年平均風速 5.5m/s 以上が得られる地域で、かつ一定の自然的条件及び社会的条件を考慮した地域における導入ポテンシャルを指す。社会的条件には、住居からの距離が適切に離れていること、規制等により開発が許可されない地域でないこと、などを含む。

第一に、資本費である。これは、風力発電所の建設費及び送電網への接続費、運転終了時の廃棄費用が含まれる。本研究では、建設にかかる諸々の費用と接続費を調査の対象とした。資本費の内訳は、表 1に示したとおりである。

表 1　資本費(税抜)の費用区分

費目	内容
タービンコスト	風力タービンの調達費用。
輸送据付関連費	タービン・その他部材の輸送にかかる費用（海上・陸上）、保管、風車の組立・据付作業にかかる費用。
土木工事費	発電所内の土地造成、基礎にかかる費用及び、荷揚げ港における改変工事、輸送用道路の敷設・拡幅工事にかかる費用等。
電気工事費	構内の配線、配管工事等。
接続費	電源線、遮断機敷設費用等、計量器等設置に必要な費用、送配電事業者への工事費負担金支払を含む。
開発・設計費	風況調査、土地の確保、発電所の設計等着工に至るまでにかかる費用（環境影響評価費用を除く）。
環境影響評価費用	環境影響評価に関わる費用。
その他	上記費用に含まれないもの。

出所：自然エネルギー財団

第二に、運転維持費がある。発電所を運転していくために必要な経費であり、土地の賃借料や保険料、故障した場合の修繕費等も含まれる。これを年間の費用としてあわらしたものが運転維持費である。本研究では、運転維持費を以下の費目に分類した。

表 2　運転維持費(税抜)の費用区分

費目	内容
一般運転管理費	運転・保安管理にかかる人員の労務費、データの計測費、定期点検のコスト等日常的にかかる費用。ただし、保険料、税金、土地の賃借料は除く。
保険料	火災・落雷等財物保険、賠償責任保険、喪失利益に対する保険等の保険料の１年あたりの平均金額。
土地賃借料	発電所等の借地に対して賃借料として支払った金額。
修繕費	故障等により発生した修繕費。
その他	上記に含まれない諸費。

出所：自然エネルギー財団

第三は、年間の発電量である。総費用が同じでも、年間発電量が多ければ、発電コストは低下する。年間発電量は、その発電設備の設備容量と設備利用率によって決まる。

第四は、内部収益率(IRR)である。自己資本、他人資本にかかわらず事業資金を調達するためには、ある程度の収益を見込む必要がある。その事業がどの程度の収益性があるか、あるいは求められるかを示す指標が、IRR である。資金調達の観点からすると、リスクの高い事業であれば、より高い IRR が見込めないと資金を集められない。言い換えれば IRR は資金調達にかかる費用を表しているともいえる。一般的な風力発電事業に求められる IRR は、その時の金融市場の状況や風力発電事業のリスク等さまざまな要素によって規定される。一般的に、IRR を規定するのは、金融機関からの借入金利とその割合である。本研究では、IRR については、分析の基礎になる借入金利とその割合について事業者から得られた情報が十分でなかったため、本研究の対象から除く。

1.4. 風力発電のコストに影響を与えうる要素についての分類

風力発電の発電コストに影響を与える要素はさまざま考えられる。大きくは、国際的要素と国内的要素に分けられるだろう。国際的要素とは、世界的な風力タービンの技術動向や市場の需給状況、風力タービンの原材料価格の変化、為替による影響等によって、海外メーカーの風力タービン価格は変わりうる。また、国内メーカーであっても、全てを国内で調達・製造しているわけではなく、国際的な原料価格や為替の影響を受ける。

他方、国内的要素については、さらに立地的要素、制度的要素、産業的要素と大きく 3 つに分けられる。立地的要素の最大のものは、地形・地質や風況といった自然の条件に由来するものである。風況は建てられる風車の設計強度に影響を与えるし、発電量にも影響を与える。地形・地質は、必要とされる土木工事のコスト等に影響を与える可能性がある。

制度的要素は、風力発電の建設や運営及びそのコストに影響を与えるさまざまな制度や規制によるものを示す。これらは、国や自治体、送配電事業者（旧一般電気事業者）によるものまで多岐にわたるものが考えられる。国における主な関連制度の変化を示したものが表 3 である。こうした諸制度は、風力発電のコストに多大な影響を与える。例えば、規制の強化は、直接的間接的にコストアップにつながる可能性があるとともに、立地可能な地域を減らすなど、市場の拡大を阻害する可能性がある。

表 3　国の風力発電に関する制度の変化

年度	主要な制度変化	概要
2003	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）が施行	電気事業者に対して毎年度一定量の新エネルギー等電気の買取を義務付けたものの、義務量は小さく、自然エネルギー普及に与えた効果は限定的であった。
2007	建築基準法改正	改正により 60m を超える風車は超高層ビル並みの耐震基準を要求されるようになった。
2009	農地法施行規則における解釈の明確化	優良農地の転用規制の例外規則を、風力発電に適用することができなくなった。結果として優良農地での建設が実質的に不可能になった。
2010	新エネルギー等事業者支援対策事業の終了	事業用風力発電を行う民間事業者に対して、資本費の一部を補助する制度が終了した。
2012	電気事業者による再生可能エネルギーの電気の調達に関する特別措置法(FIT 法)が施行	電気事業者に対して、法的に定められた条件で再生可能エネルギー電気の接続及び契約を義務付ける。契約条件が制度的に定められ、また契約義務が課されることにより風力発電事業環境は大きく改善した。
2012	風力発電所を対象事業に追加するための改正政令により環境アセスの対象化	1 万 kW 以上の風力発電所は、環境影響評価法適用の対象となり、法定の手続きが義務付けられる。
2014	農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律（農村漁村再エネ法）が施行	優良農地のうち第 1 種農地について、一定の条件のもと農地転用が可能となる。

出所：自然エネルギー財団作成

産業的要素とは、風力発電産業・技術及び関連産業の状況によって影響を受ける要素である。具体的には、個別の発電所の規模が大きければ、1kW あたりのコストは低減する可能性がある。また個別の発電所レベルではなく、事業者の規模によっても変わる。大手の開発事業者の場合、事業経験も豊富で資材調達力も高いため、低コストでの開発が可能になる可能性もある。その他、国内の労務費、国内で調達する関連資材価格もまた、風力発電のコストに影響するであろう。さらに、市場規模が大きければ、供給される関連資材やサービスの価格は規模の経済等により低下していく可能性もある。

以上、風力発電コストに影響を与えうる要素について分類を試みた。しかし、問題はそれぞれの要素は独立しているとみなしてよいものもあれば､お互いに関連しているものもある。例えば、国際的要素と国内の立地的要素はお互いに独立していると見なしてよい。しかし、国内の産業的要素としての市場規模は、国内の立地的要素や制度的要素によって大きな影響を受ける。これらそれぞれの要素を矛盾なく統一的に表し、分析を行うのは難しい。

2. 国際的な風力発電のコスト状況

すでに国際的には、風力発電はどの電源に対しても高いコスト競争力を有していると考えられている。例えば、2016 年下半期時点における西欧とアメリカにおける新規発電設備の発電単価の比較において、陸上風力発電は、アメリカでは 5.6 米セント/kWh、西ヨーロッパでは 6.9 米セント/kWh と評価され、火力発電や原子力発電等既存の電源に比べても、同等かそれ以上の競争力を持つ電源と評価されている(図 1、図 2)。

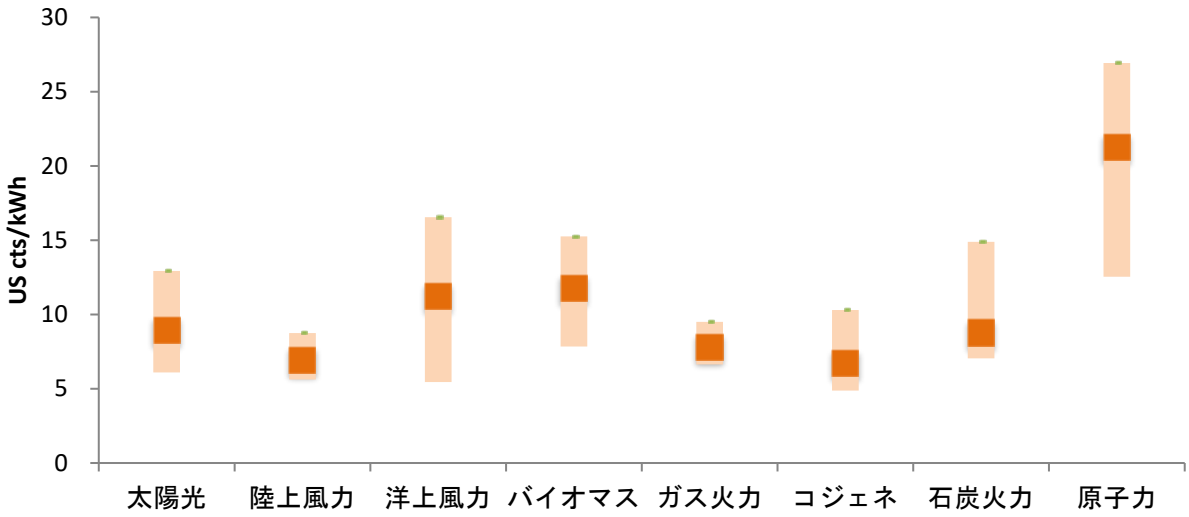


図 1　西ヨーロッパにおける電源別発電単価(2016 年下半期)

出所：Bloomberg New Energy Finance (2016) “H2 2016 EMEA LCOE Outlook”より作成

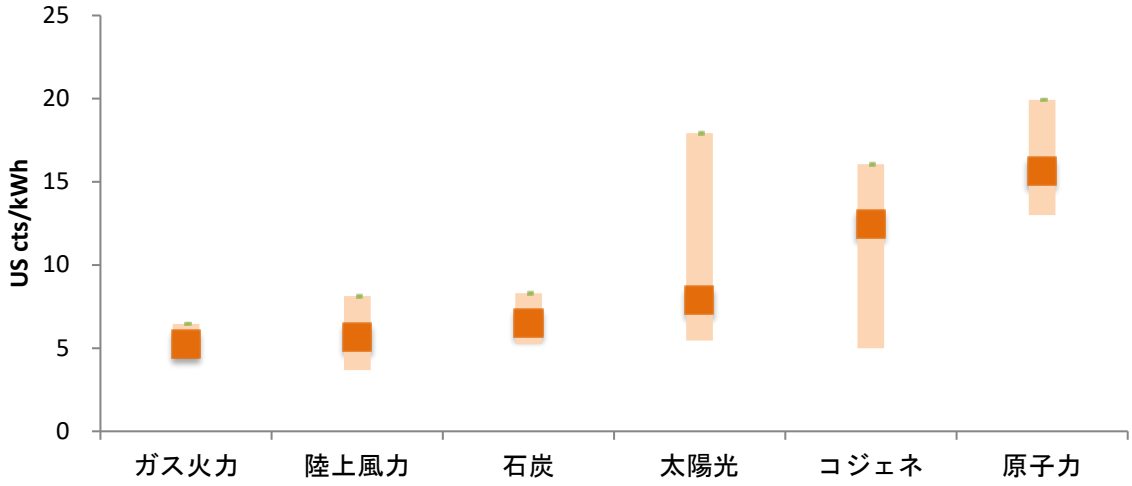


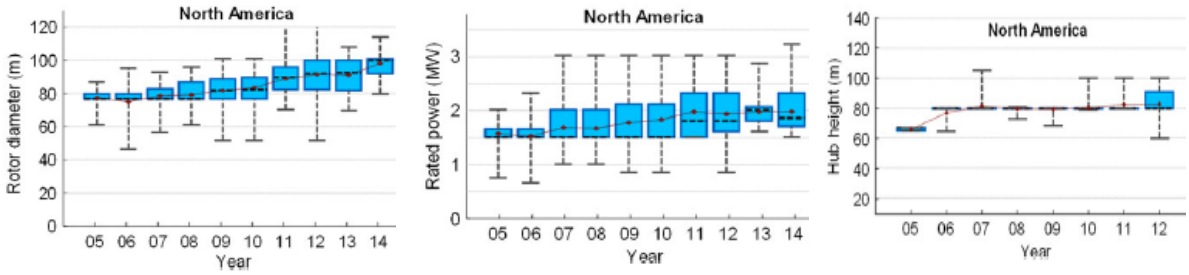
図 2　アメリカにおける電源別発電単価(2016 年下半期)

出所：Bloomberg New Energy Finance (2016) “H2 2016 AMER LCOE Outlook”より作成。

世界的に風力発電がいかにコスト競争力を高めてきたかについては、幾つかの要因がある。

第一に、風力発電の技術進歩により発電効率が向上していることがあげられる（IEA Wind Task 26, 2015; IRENA, 2015; Wiser and Bolinger, 2016）。近年の傾向として、アメリカにおいては、ハブ高をほとんど変えず、ブレードの長尺化（ローター直径の拡大）によって風車単機の出力の増加が図られている。ローター直径の拡大により、受風面積が大きくなる。これによって、弱風も含めてより多くの風を捉えることが可能になり、1 基の風車が生み出す発電量が大きくなる。こうしたローター直径の拡大を重量の増加を抑えながら実現している。

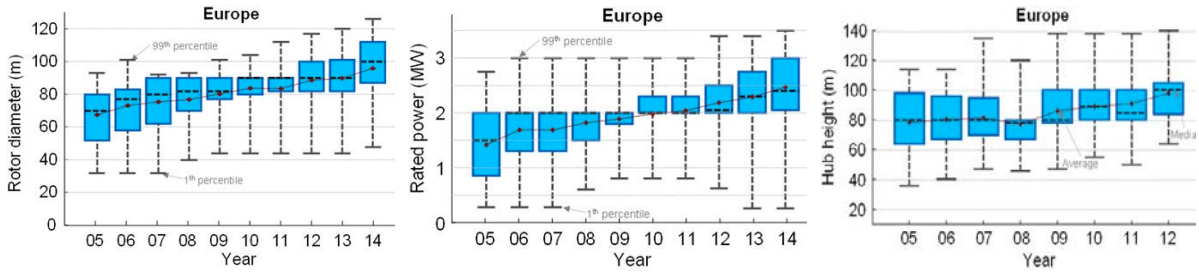
さらに欧州では、ローター直径の拡大に加えて、タワーの改良を通じて、風車のハブ高の高度化も図られてきている。風車のハブ高を高くすることによって、同じサイトにおいても、より高所の強い風を利用することが可能になる。これらの技術進歩は、相対的に低風速な地域でも、高風速地域と遜色ない発電量を実現することを可能にする。



（a）ローター直径　　（b）タービン単機出力　　（c）ハブ高

図 3 アメリカにおける運転開始年別の平均のタービン単機出力、ローター直径、ハブ高

出所：Gonzalez and Arantegui (2016)



（a）ローター直径　　（b）タービン単機出力　　（c）ハブ高

図 4 ヨーロッパにおける平均タービン単機出力、ローター直径、ハブ高

出所：Gonzalez and Arantegui (2016)

こうした技術の改善によって、風況が良くないところに立地地域が移動してきても設備利用率が改善してきている。図 5 はアメリカの風力発電の設備利用率と、それに直接関連する風況、ハブ高、比出力(受風面積あたりの定格出力)[2]が設備利用率に与える影響度を表したものである。アメリカでは、2012 年以降に建設されたものの設備利用率が大きく向上している。しかし、風況（緑色の折れ線グラフ）は、2011、12 年を底としてやや上昇しているが、大きく改善しているわけではない。2013 年建設された風力発電の立地場所の風況は 2010 年とほぼ同じであり、2014 年のものは、2007 年、2008 年とほぼ同じである。ハブ高（紫の折れ線グラフ）はほぼ横ばいである。2012 年以降大きく改善しているのは、比出力インデックス(赤い折れ線グラフ)である。比出力インデックスが大きくなっているのは、出力以上に受風面積が大きくなっていることを意味し、これが 2012 年以降の設備利用率の向上に大きく寄与していることがわかる。

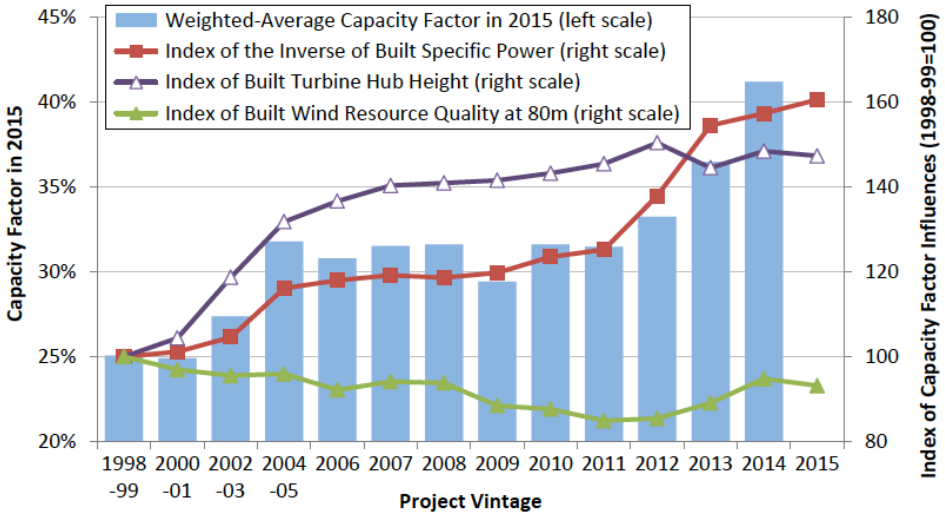


図 5 アメリカにおける運転開始年別の加重平均設備利用率(2015 年値)

出所：Wiser and Bolinger (2016)

注：水色の棒グラフは、2015 年の加重平均設備利用率を示す。緑の折れ線グラフは、当該年に建設された風車の 80m 高における風況のインデックス。紫の折れ線グラフはハブ高、赤い折れ線グラフは比出力の逆数のインデックス。比出力はタービンの定格出力が一定で受風面積が拡大されれば低下する。この比出力が低下すれば、設備利用率は改善する。

第二に、風力発電タービンの価格が大きく下落している。タービンの取引価格(1kW あたり)は、2008 年以降一貫して下落し続けている(図 6)。それ以前(2002 年から 2008 年にかけて)は、タービン価格は、大幅に上昇していた。この要因については、Bolinger and Wiser (2011)により、7 つの要因別にその影響が詳細に分析されている。分析の結果、最大の要因は、ハブ高の高度化やローター直径の巨大化などのタービンの大型化による影響と評価されている。ただし、これによる価格上昇は前述のように発電量を増やす効果があるので、悪いこととはいえない。

[2] 比出力(Specific Power)とは、風車の定格出力をその受風面積で割った値である。受風面積はローター直径から算出される。

第二に大きな要因は、為替要因である。アメリカ国内製造比率は高まっているものの、当時は風力タービンそれ自体やその部品の約 6 割を輸入に頼っていた。そのため、主な輸入先である国の通貨為替の影響を受ける。主にユーロやデンマーククローネ、日本円の影響が大きいと分析されており、これら通貨に対して、当該期間は大幅にドル安になった。このためドルベースで風力タービン価格が上がったとされている。

第三は、労働コストの上昇である。一般的に風力発電の普及に伴い効率化や規模の経済が働き、kW あたりの労働コストは下がるが、急激な供給の増加に直面した場合、労働コストは増加する。同時に、2005 年以降、風力発電市場が売り手市場になったため、メーカー側の利益も増やしている。

第四の要因は鉄鋼等の原材料価格の上昇であると分析されている。

以上のタービン価格を押し上げた諸要因が 2008 年以降解消されたこと、メーカー間の競争が激しくなったことにより、風力タービン価格の下落が起こったとされる(Wiser and Bolinger, 2016, p.52)。BNEF (2017)によれば、2016 年下半期のタービン価格は、約 1120 米ドル/kW であり、これは 2009 年上半期の価格に比べて約 4 割安くなっていることを示している。

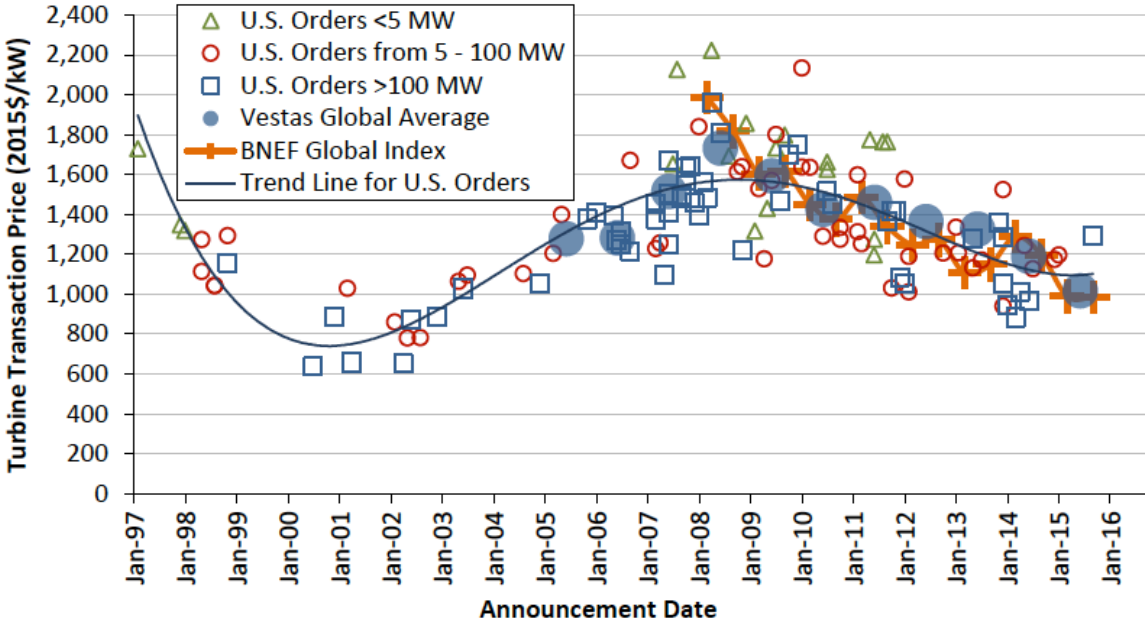


図 6 風力発電タービンの取引価格（アメリカ及び世界）

出所：Wiser and Bolinger (2016)

以上のように、世界的にタービンの技術的性能が上昇しつつ、かつタービン価格も下がっている影響を受けて、風力発電の発電単価は下落し続けている。BNEF のグローバルベンチマークでは、2010 年の陸上風力の平均発電単価[3]は 9.4 米セント/kWh であるのに対して、2016 年は 7.4 米セント/kWh にまで下落している(いずれも 2015 年米ドル価値に換算)。

他方で、日本の 2016 年の陸上風力の平均発電単価は、16.5 米セント/kWh（2015 年米ドル価値）と世界で最もコストが高いと BNEF により評価されている(BNEF, 2016d)。国内における検証においても同じである。例えば、2015 年の発電コスト検証ワーキンググループの検討結果では、CO_2 の排出に対する社会的費用を考慮したとしても、2014 年時点のみならず 2030 年においても、原子力、火力、水力のいずれの電源に対しても経済的優位性を持たないとの評価がなされている。こうした背景もあり、風力発電に対する国内のエネルギー政策上の位置付けは必ずしも高いとはいえない。

何れにしても、国際的に見て日本の陸上風力のコストは高く、なぜこのようなコスト高になっているのか、構造的な要因も含めて明らかにしていかなければ、日本の環境エネルギー政策における陸上風力発電の可能性を見出すことが難しくなる。

[3] BNEF (2016a)は、四半期あるいは半年毎に発電単価ベンチマークを示しているが、ここでは年毎にするため、各期を平均して年間の値としている。また、BNEF (2016a)は、名目貨幣価値ベースで表しているが、インフレ等により貨幣価値は年々変わっていく。そのため、歴年の比較を行う際にはこうした貨幣価値の変化も反映している。ここでは 2015 年の米ドルの価値に合わせている。

3. 収集されたデータサンプルの妥当性

3.1. 収集されたデータ（サンプル）

本研究では、JWPA の協力を得つつ、2016 年秋から風力発電の開発事業者に対して、コストデータ収集のための調査票を配布し、回収した。その結果、2017 年 3 月時点で 38 の発電所についての情報提供を得た（表 4）。これらの総設備容量は 370MW、風力発電のタービン数は 215 基である。NEDO(2016)のデータをもとに集計すると、2005 年以降に運転開始した売電事業用の風力発電所(1MW 以上)は 211 か所ある(設備容量 2290MW、タービン数 1290 基)。これが調査対象の母集団であるとすれば、回収率は発電所数ベースで 18%となる。

サンプルデータ 1 基あたりの平均タービン出力は 1.8MW であり、母集団のそれと一致する。発電所の平均規模については、母集団が 11MW であるのに対して、サンプルデータの平均は 10MW とやや小さい。特に 2008~10 年及び 2014~16 年に運転開始をした発電所については、母集団の平均に対して発電所の規模が小さい。したがって、以下の分析においても当該年次のデータについては、母集団よりも小規模の発電所の数値であることに留意すべきである。

表 4　収集されたデータの概要

運転開始年(暦年)	2005~07	2008~10	2011~13	2014~16	合計
発電所数	15 (87)	9 (49)	8 (36)	6 (39)	38 (211)
総設備容量 (MW)	151 (741)	117 (755)	73 (354)	30 (441)	370 (2290)
基数	108 (470)	57 (402)	35 (171)	15 (208)	215 (1290)
平均タービン出力 (MW)	1.4 (1.5)	2.0 (1.9)	2.1 (2.0)	2.0 (2.1)	1.7 (1.8)
平均発電所規模 (MW)	10 (9)	13 (16)	9 (10)	5 (11)	10 (11)

出所：自然エネルギー財団及び NEDO (2016)より作成

注：上段はサンプルデータ、下段カッコ内の数値は日本全体の数値。当該表には運転開始に至っていないデータは含まれない。

3.2. コストデータの妥当性

今回集められたコスト情報が、資源エネルギー庁が公表しているデータ（これは母集団のデータともいえる）と比較して大きく乖離していれば、コストデータの偏りが大きい可能性がある。そこで、コストデータの妥当性を見るために、類似の対象範囲の設備について、政府のデータと比較した。その結果、資本費については平均値及び中央値において大きな数値の乖離は見られなかった。ただし、運転維持費については、資源エネルギー庁のデータでは2005年以前に運転開始したものも含んでいるのに対して、今回集められたデータは2005年以降のものに限定されており、対象が異なるため、適切な妥当性の確認が難しい。

平均値、中央値では、今回収集されたデータは、母集団のデータとの乖離は小さいものの、データそのもののばらつきは大きい。そもそも母集団のデータのばらつきがわからないため、その妥当性については検証できない。しかし、ばらつきが大きいこと、サンプル数が限られていることから、結果の誤差は大きいかもしれない。したがって、本研究における評価は慎重になされるべきである。

表 5 コストデータの比較

		資源エネルギー庁	今回のサンプル
資本費 (FIT 後運開)	平均値(万円/kW)	34.2	33.7
	中央値(万円/kW)	31.2	31.6
	標準偏差(万円/kW)	n.a.	8.5
	標本数(FIT 後運開)	49	10
運転維持費 (認定設備)	平均値(万円/kW/年)	1.52	1.17
	中央値(万円/kW/年)	1.13	1.10
	標準偏差(万円/kW)	n.a.	0.67
	標本数(認定設備)	281	33

出所： 資源エネルギー庁 (2016)より作成

3.3. 立地分布の傾向

発電所の立地は、風力発電の経済性に大きな影響を与える。風況が良い地域もあれば、それほど良くない地域もあるからである。一般的に、北海道や東北地方は風況が良く、風力発電の立地に適していると言われる。ここでは、個別発電所の特定リスクを避けるために、大まかに日本を3つの地域に分け、その分布傾向を見る。北海道・東北地方を北日本に区分し、関東・中部・北陸地方を中日本に区分、近畿地方以西を西日本とした。

まず、日本全体の傾向について、NEDO(2016)のデータより解析する。図 7 は発電所の運転開始期間別に、立地分布の違いを示す。2005～2010 年にかけて運転開始をした発電所の多くは、西日本や中日本に立地しているものが多いことがわかる。しかし、2011 年以降、FIT が始まってからは北日本での立地割合が高まっていることがわかる。

もともと、北日本は風況や利用可能な土地の面からも風力発電の導入ポテンシャルが高いものの、旧一般電気事業者が連系可能量を設定し、募集枠の設定をするなど新規の接続を制限してきたため、こうした地域での開発が抑制されていた[4]。本来、適地から開発が進むものであるが、日本では逆の傾向にあったといえる。

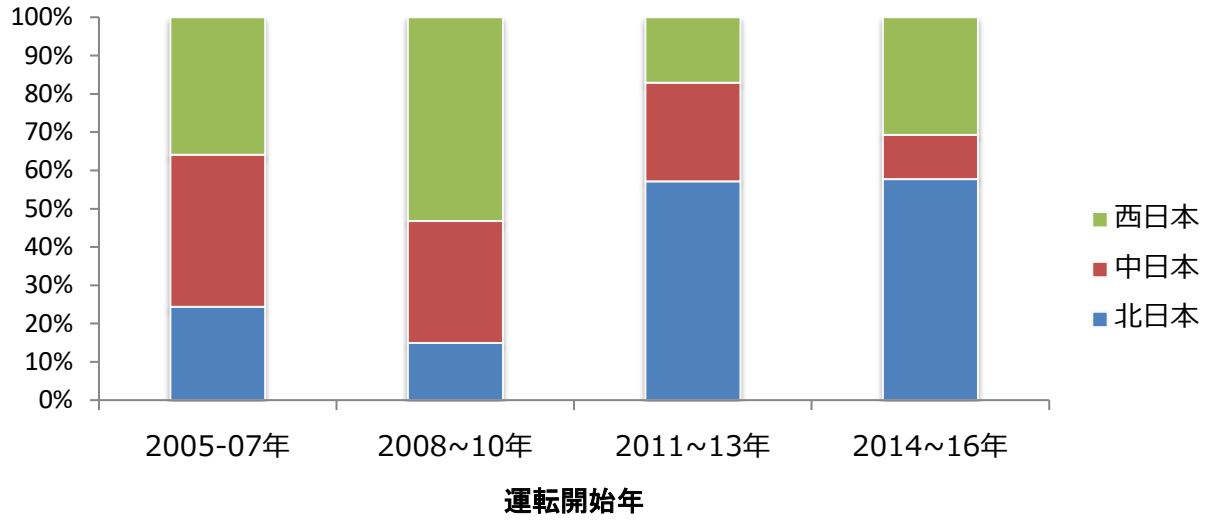


図 7　日本の風力発電所の立地分布の推移（母集団）

出所：NEDO (2016)より作成。

注：地域区分は北海道・東北地方を北日本に区分し、関東・中部・北陸地方を中日本に区分、近畿地方以西を西日本とした。数値は、各期間に運転開始をした 1000kW 以上かつ売電事業用の発電所数を分母として、当該期間に運転開始をした各地域の発電所数を分子とした。

次に、今回集まったサンプルデータが立地分布の傾向を示す(図 8)。この立地分布が、日本全体（母集団）の傾向と大きく乖離している場合、サンプルに偏りがあるといえる。しかし、図 8 に示したように、それぞれの運転開始期間における立地分布に大きな乖離は見られない。ただし、2011～13 年のデータに関しては中日本の発電所データがない点に注意されたい。

[4] 例えば、東北電力は、風力発電の連系可能量を 2004 年に 52 万 kW、2008 年に 85 万 kW、としていた。なお、現在は連系可能量という概念はなく、2017 年 4 月現在、251 万 kW の 30 日等出力制御枠を設けているが、当該制御枠以上の連系も可能である。

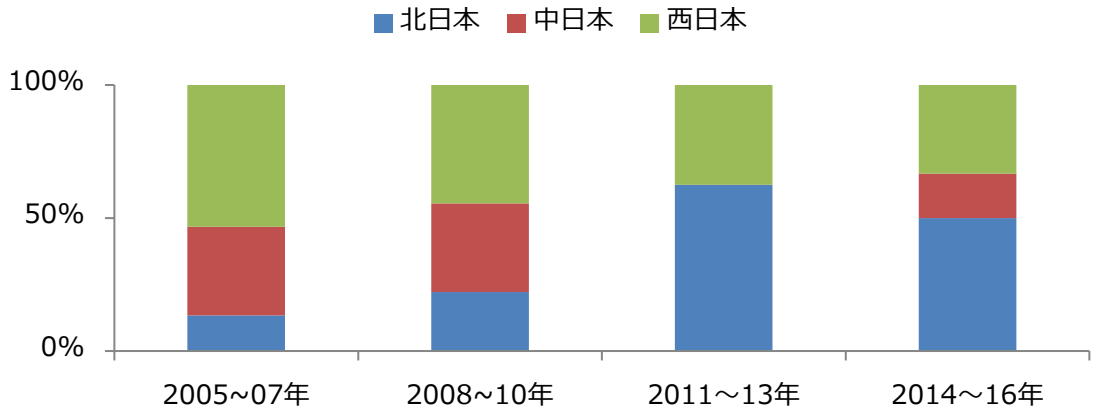
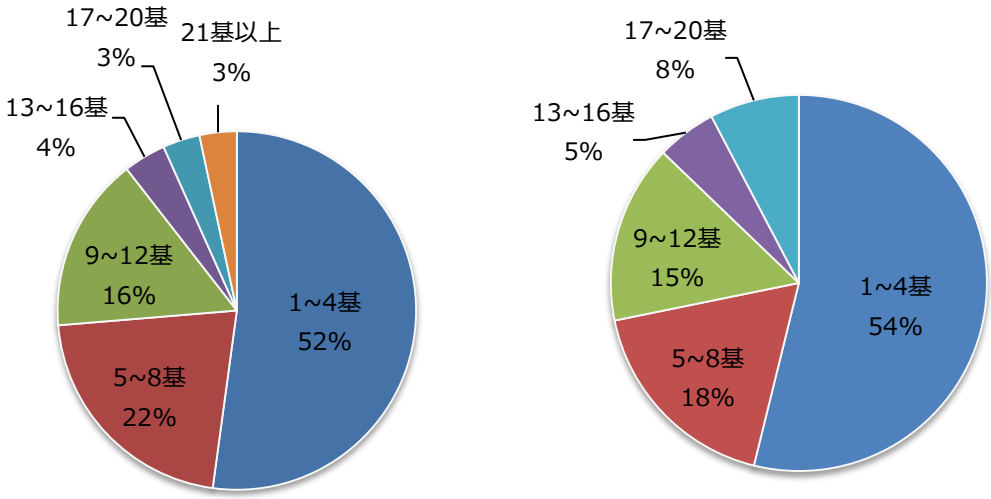


図 8 サンプルデータの発電所の立地分布

注：地域区分は北海道・東北地方を北日本に区分し、関東・中部・北陸地方を中日本に区分、近畿地方以西を西日本とした。数値は、各期間に運転開始をした 1000kW 以上かつ売電事業用の発電所数を分母として、当該期間に運転開始をした各地域の発電所数を分子とした。

3.4. 風力発電所の規模の傾向

風力発電所の規模によって経済性が変化する可能性がある。したがって、どのような規模の発電所が分布しているかを示す。図 9 は、今回の調査対象である 2005 年以降に運転開始をした 1MW 以上の発電所について、日本全体の発電所の規模分布（発電所数ベース）を示したものである。およそ半数(52%)の発電所が 4 基以下の発電所である。次に多いのが 5 基以上 8 基以下の発電所で 22%を占める。残りが 9 基以上の比較的大きな発電所である。なお、今回収集されたサンプル発電所についても同様の傾向を示しており、大きな違いは見られない。



(a) 母集団の内訳(n=211)

出所：NEDO (2016)より作成

(b) サンプルデータの内訳(n=39)

出所：自然エネルギー財団

図 9 風力発電所の規模別内訳

3.5. 立地場所の地形傾向

風力発電所の建設において当該土地の地形は重要な要素の一つである。日本の国土面積に占める山地の割合は 6 割である [5]。山地に風力発電を設置する場合には、風力タービンの輸送据付コスト、道路の造成コスト等が上がる可能性があることが指摘されている（水野, 2013, p.17）。そのため、どのような地形条件に風力発電所が立地しているかは、コスト分析において重要な要素となりうる。しかし、風力発電の立地地形についての統計的データはなく [6]、今回は事業者から提供されたデータをもとに集計した（図 10）。

その結果、36%の発電所が低地に立地している一方で、31%が山地に立地していることがわかった。丘陵地に建設されているものも 23%もある。山地と丘陵地を合わせると、54%が複雑地形において建設されていると考えられる。

さらに地域別にみると大きな違いがある。北日本に立地している発電所の 9 割は、低地に立地している。中日本も低地及び台地に立地している発電所の割合は 6 割に上る。これに対して、西日本に立地している発電所の 9 割超は山地及び丘陵地に立地している。これら、地域別の違いは、各地域の土地利用状況や風況の違いによる可能性がある。

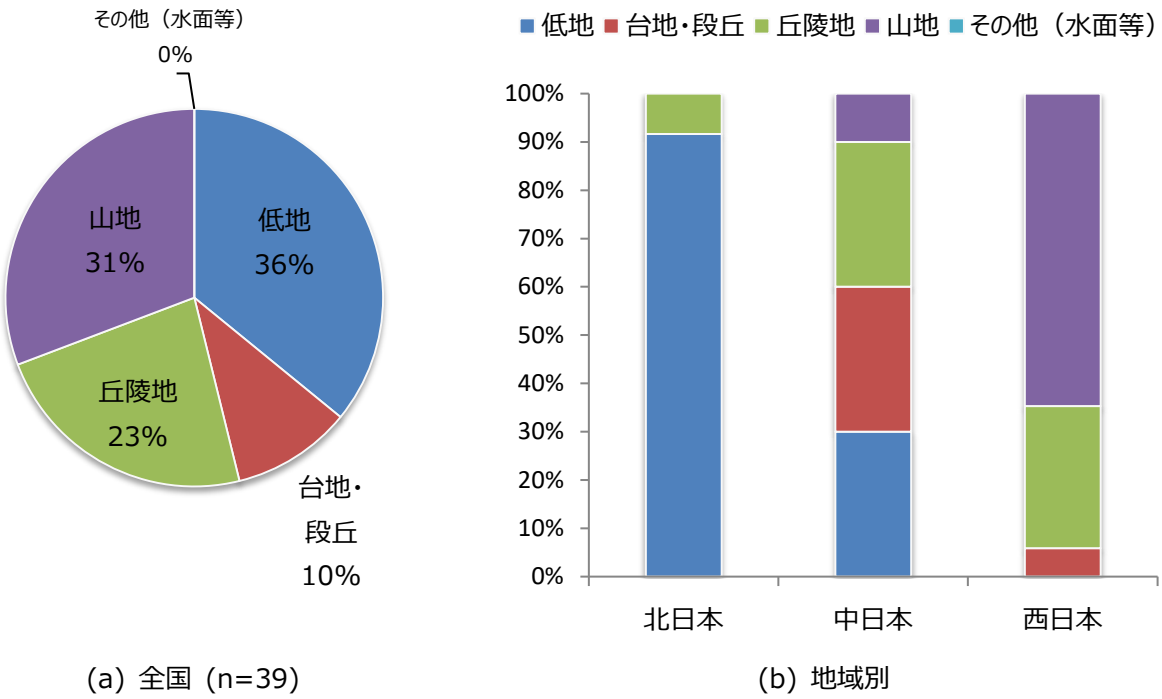


図 10　風力発電所の立地の地形別内訳

出所：自然エネルギー財団

[5] 総務省統計局「都道府県、地形・傾斜度別面積」より算出。
[6] 厳密にいえば、国土交通省東京航空局が「風力発電機位置情報」において、風力発電機のブレードを含む最高到達点における地上高および海抜高を公表している。これらの高度差は立地点の標高を表している。しかし、低地や山地といった地形分類は標高によって定義されるものではないため、立地の地形と標高の対比から関係性を見出すことは難しい。

4. 資本費の分析

4.1. 資本費総額の経年推移

サンプルデータの資本費を集計したところ、表 6 の結果となった。2005~07 年の資本費は 21 万円/kW(中央値)であったが、これは、当時の世界の風力発電の資本費と同レベルか、やや安い方である[7]。しかし、その後、日本では、中央値及び平均値ともに、時間を経るごとに高くなっている。太陽光発電に代表されるように、普及が進むと技術と習熟が進み、コストが下がると考えられてきたが、日本の風力発電については逆の現象が起きている。

表 6　資本費の推移（3 年毎）

運転開始年	2005~07 年	2008~10 年	2011~13 年	2014~16 年
中央値（万円/kW）	21.0	29.5	30.5	35.5
平均値（万円/kW）	21.3	29.5	29.9	37.1
標準偏差（万円/kW）	2.6	6.8	3.7	9.4
標本数	14	8	6	6

出所：自然エネルギー財団

注：サンプル数の制約から期間を三年ごとに区切って分析をしている。

第一の大きな変化は、2008~10 年に起こっている。資本費がそれまでの約 20 万円/kW から、一気に 50%もコストが増加し、約 30 万円/kW に達している。その後 13 年までほぼ横ばいの状況が続いている。第二の資本費の変化は、2014~16 年におこっている。中央値で約 5 万円/kW 増加し、35.5 万円/kW に達している。2014～16 年データは、平均値と中央値との乖離や標準偏差も大きく、ばらつきが大きい。

資本費は、表 1 に示したようにいくつかの費目で構成されている。費目別に資本費の推移を見ると、各時期においてどの費目がどのように資本費に影響を与えているかがわかる(図 11)。2008～10 年の 50%の資本費の増加は、風力タービンコスト[8]が増加した影響が最も大きい(中央値で 6 万円/kW 増)。その他、土木工事費及び開発設計費も上昇している（中央値で 0.6 万円/kW、0.4 万円/kW 増)。2014~16 年における資本費の増加は、土木工事費、電気工事費、開発設計費、その他費用といったさまざまな費用の急増による。その他費用については、EPC 事業者[9]が計上した諸経費、事業主体の現場管理・対応費用、労災、組立保険、ファイナンス費用等が含まれる。

[7] IEA Wind (2006) や IEA Wind (2008)によれば、2006 年から 07 年の欧州の風力発電の資本費はおよそ 1000~2000 ユーロ/kW であり、1 ユーロ＝150 円とすると、15~30 万円/kW になる。

[8] ここでタービンコストとは、開発事業者が風力タービンメーカーから調達する際の費用を指す。タービンの製造原価ではないことに注意されたい。

[9] プラントの設計、調達、建設までを請け負う事業者のこと。

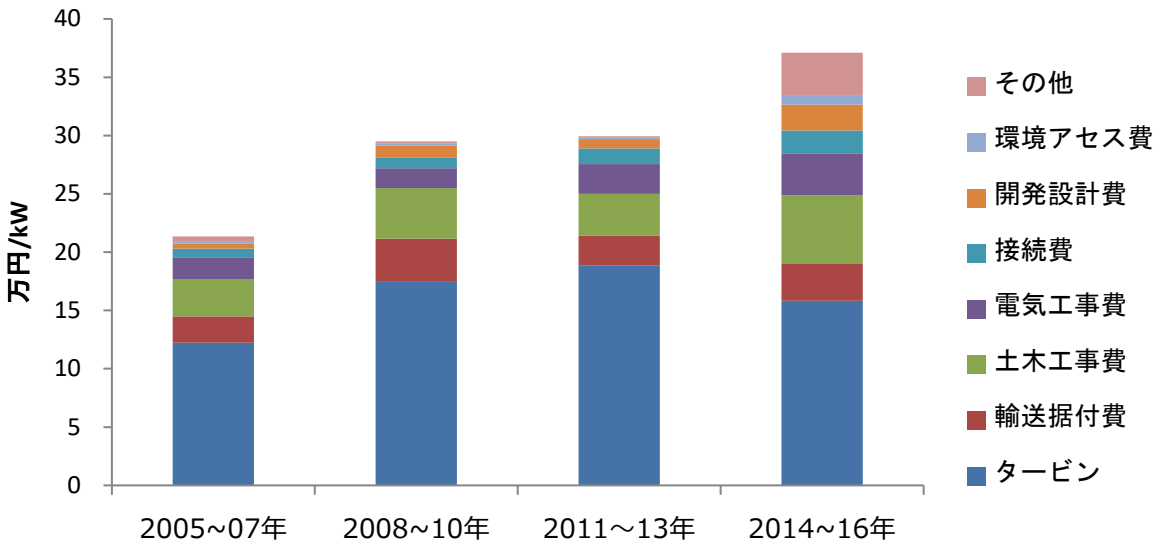


図 11　資本費(中央値)の構成要素別の推移

出所：自然エネルギー財団

4.2.　発電所の規模と資本費の関係

発電所の規模は産業的要素の 1 つとして、資本費に影響を与えている可能性がある。また、2008~10 年の資本費に対して 2014~16 年の資本費は上昇しているが、前述の通り発電所の平均規模が異なるため、単純比較については留意すべきである。そこで、資本費と発電所規模との関係についてみる。ここでは、2008~2016 年までに運転開始した発電所の資本費と発電所規模との関係を見た（図 12）。なお、2008 年以前のものを除いたのは、それ以前は資本費が大幅に安いためであり、これによるバイアスを避けるためである。

その結果、資本費と規模に関する近似モデルは、線形近似よりも対数近似の方が当てはまりが良く、相関係数(R)は 0.495 と中程度の相関が見られた(N=20, p 値=0.026)。これが意味するところは、例えば 5MW の風力発電所に比べて 10MW の発電所における資本費は下がりやすいが、10MW から 15MW に規模が大きくなっても前者よりも資本費の下がり方は小さくなる、ということである。

現実的に考えても、資材価格や労務費等の物理的な原価の低減には限界があるため、発電所の規模の増加に対して、線形的にコストが低減するとは考えにくい。むしろある程度規模が大きくなると、その規模の拡大に比べてコストが下がりにくくなるのが自然であろう。

以上の結果を踏まえると、今回得られた 2014~16 年の発電所は平均規模が 5MW と 2008~10 年の発電所の平均規模 13MW よりもかなり小さいため、資本費が高く出ている可能性がある。

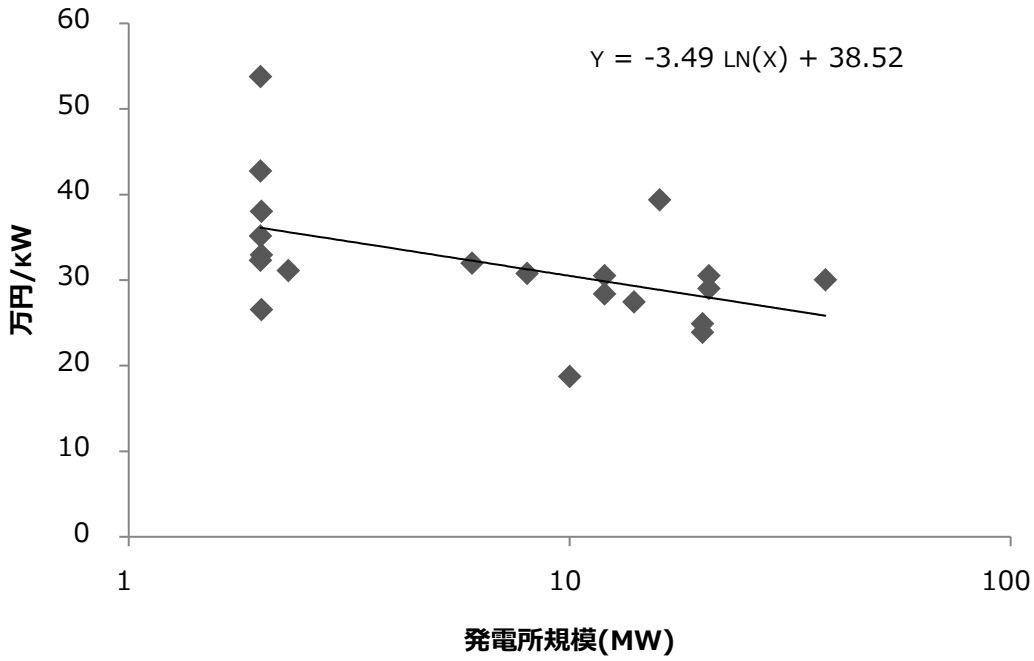


図 12　発電所の資本費と規模の関係（2008~2016 年運転開始のもの）

出所：自然エネルギー財団

4.3.　発注方法の違いによるコストへの影響

産業的要素の 1 つとして事業者の熟度がコストに影響を与えている可能性がある。事業者の熟度を測る指標としてはこれまで手掛けてきた風力発電事業数による経験の差を見るのが一つの方法として考えられる。しかし、今回収集されたデータでは 10 箇所以上手掛けている大手事業者からのデータ提供は得られなかったので、適切な比較対象がない。そこで、ここでは事業の発注方法の違いによるコストへの影響を見ることとする。

風力発電の建設は、設計、タービン等発電設備の調達、道路工事、変電所工事、輸送、造成工事、組立工事、系統連系工事など、多岐にわたる工程に区分される。それぞれの工程の部分を、専門業者に任せることになる。それらの各工程をどのように各専門業者に任せるか、あるいは自社でやるのかは、開発事業者の力量にかかってくる。

各工程の発注方法には、おおきく以下の 3 つに分けられる。

①EPC 一括発注方式（EPC 方式）：設計から調達、建設まで EPC 事業者 1 社に任せる。

②BOP 方式：風力発電タービンのみを開発事業者で調達し、建設その他を統括する会社に任せる。

③個別発注その他方式：開発事業者が、設計、調達を行い、建設等の他の工程については、工程ごとに個別発注するか自社で行う。

これら発注方法の違いについて、欧州の開発事業者からは、次のような見解が聞かれた。「EPC 方式の利点は、リスク管理を集中的にできることだが、個別費用の妥当性についてのチェックがしにくくなる。他方で、個別発注方式にすることで、事業の細かい部分まで精査し、個別に競争させ、価格交渉することで全体のコストが下がりうる」。他方で、個別発注をするためには開発事業者自らが各工程について熟知し、適切に管理統括しなければならず、相応の経験と知識、能力が求められる。このため、「事業経験が少ない場合は、EPC 方式のほうが有効である」点も指摘された。

以上のことから、個別発注その他方式をとる事業者はある程度経験や知識を有している可能性が推測される。そこで、以下では、発注方式別に資本費（特に発注方式によって影響を受けると考えられる費目）を比較する。まず、発電所別に発注方式の違いを見る。3 つの発注方法のうち、EPC 方式が 72%を占めた（図 13）。特に 2005~10 年に運転開始した発電所の 86%はこの方式であった。他方で、2011~16 年にかけて EPC 方式以外の方式での発注が増えてきており、EPC 方式の割合は 50%となっている。2011 年以降、発注方式が多様化していることがうかがえる。

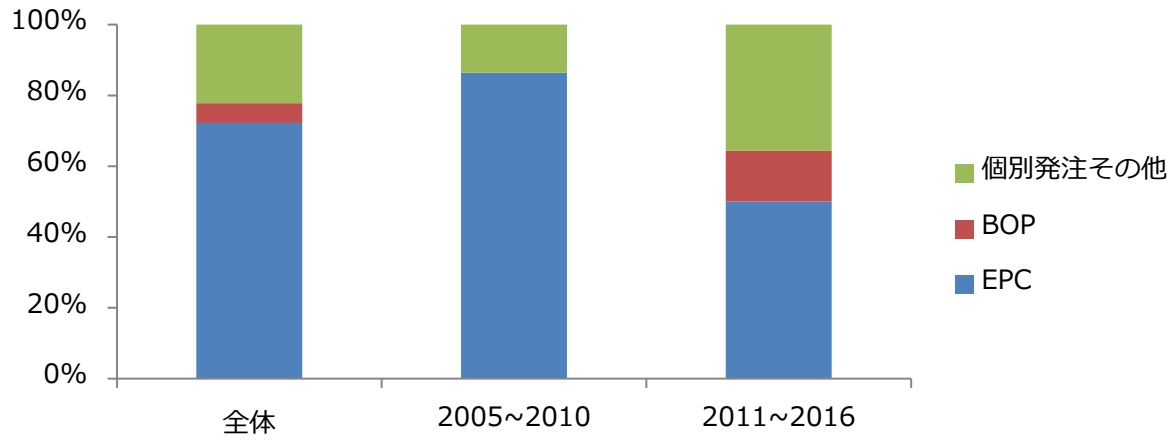


図 13　発注方法の違い（発電所ベース）

出所：自然エネルギー財団

次に、発注方式が多様化している 2011 年以降に運転開始した案件について、EPC 方式と個別発注その他方式で、開発設計、タービン調達、建設工事のコストの違いについて比較した（BOP 方式はデータ数が少ないため省略）。その結果、個別発注その他方式の場合、タービンコストが EPC 方式に比べて低く抑えられている。タービンコストは個別発注その他の方が中央値で 4.6 万円/kW、平均値で 3.1 万円/kW 低い。土木・電気等建設工事費は、両者の間でほとんど違いがない。逆に、開発設計費については、個別発注その他の方が中央値で 1.6 万円/kW、平均値で 1.5 万円/kW 高い。

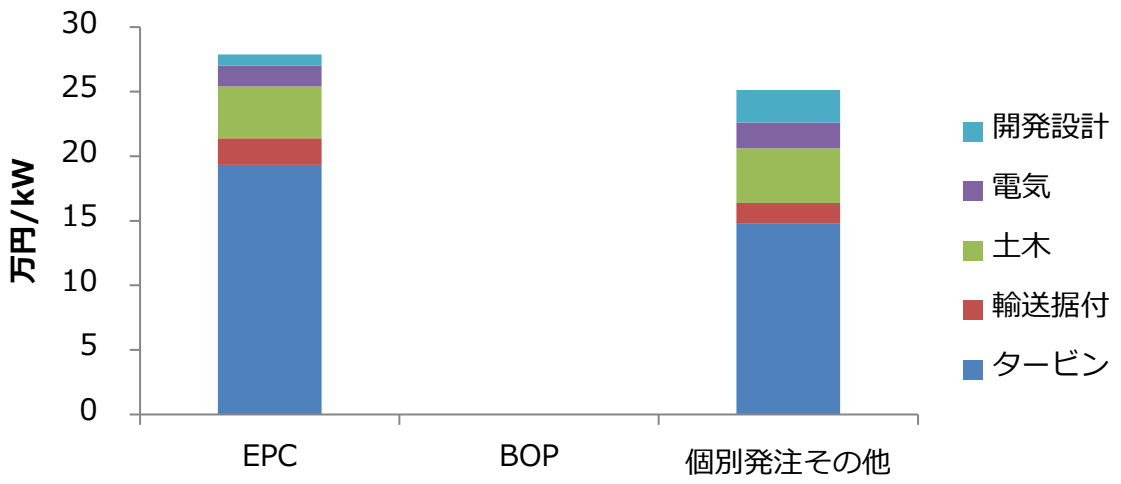


図 14　発注方式の違いによる関連費目の比較（中央値）

出所：自然エネルギー財団

4.4.　日本の資本費についての国際的な比較

最後に、直近の資本費について世界的な資本費の比較を行う。ただ、ひとくちに世界といっても、各国ともにさまざまな条件が違っているので、資本費は異なってくる。例えば、アメリカでは、平均的な発電所規模が 92MW(2012 年)と日本との規模の違いが極めて大きい[10]。これに対して、ドイツの風力発電所の規模は、日本とほとんど変わらないため[11]、上記の発電所の規模の差はほとんど考慮しなくて良いだろう。さらに、ドイツは地形条件が日本と異なるものの、欧州の先進工業国であり、比較的人口密度が高く、近年風況の良い利用可能な土地が限られている。そこで日本の 2014-16 年の資本費について、ドイツの資本費(2013 年平均値)と比較する。

図 15 を見ると明らかであるが、ドイツに比べて極めて高い資本費となっていることがわかる。ドイツの資本費は 1539 ユーロ(2015 年価値)/kW であるのに対して、日本は 2510 ユーロ(2015 年価値)/kW となり、およそドイツに比べて約 1000 ユーロ/kW 高いといえる。ただし、ドイツの調査の対象は、2.0~3.5MW 規模の風力タービンとしているので、日本の風力タービンよりも相対的に大きなタービンが用いられている点に注意が必要である。

[10] IEA Wind Task 26 (2015)におけるアメリカの 2012 年の平均値である。同資料によると、多くの事業が 25~150MW の規模で運営されており、日本の平均的な規模(12MW)と比べても極めて大きい。

[11] Leipziger Institute fur Energie GmbH (2015)によれば、ドイツ国内で 2012~2014 年に建設された風力発電所の約 43%(発電所ベース)が 4 基以下の小規模発電所であった。同資料から 2012~14 年の期間にドイツで建設された風力発電所の平均発電所規模は約 8MW であると推計される。

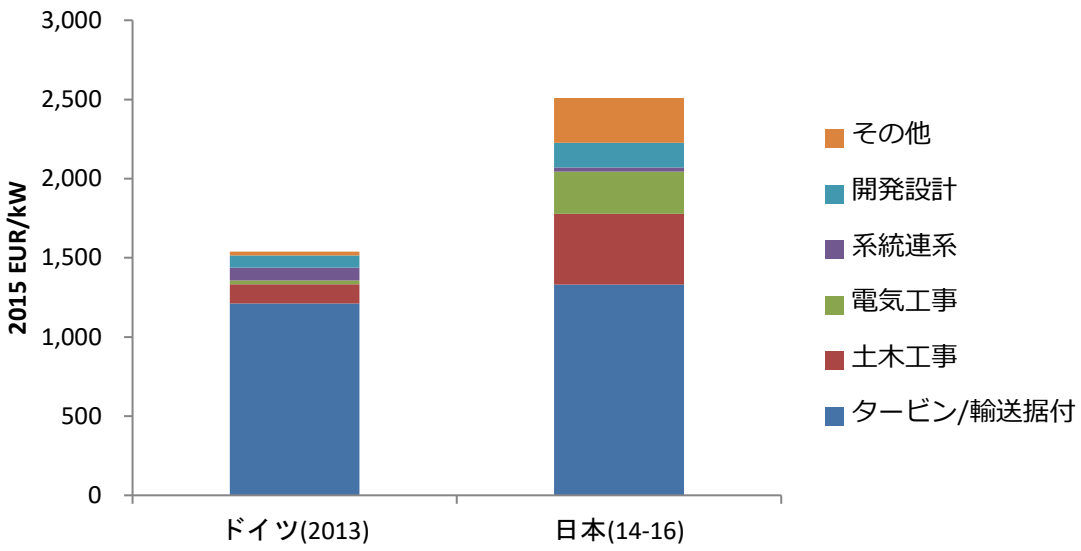


図 15　日本とドイツの風力発電の資本費比較（2015 年ユーロ価値）

出所：ドイツのデータは Leipziger Institute fur Energie GmbH (2014)を参照している。ただし、ドイツの調査の対象は、2.0~3.5MW 規模の風力タービンとしているので、日本の風力タービンよりも大きなタービンが用いられている。

図 15 に示したように、資本費の構成要素別にみると、風力タービン・輸送据付費用については、日本の方が高いものの、大きな差は見られない。他方で、土木工事費、電気工事費、その他費用の 3 つの費用項目について、ドイツとの費用差が大きい。これらはいずれも日本国内で主に発生する費用であることが共通している。

この事から、海外との資本費の差には、主に国内的要素（立地的要素、制度的要素、産業的要素）が強く影響している可能性がある。国内的要素のうち、産業的要素の 1 つである発電所規模についてはドイツの平均(2012~14 年)が約 8MW と日本とそれほど大きな差があるわけではない。したがって、その他の国内的要素について焦点を当てていくことが重要であろう。

以下の章では、タービンコスト、土木工事費、電気工事費といった資本費の中に占める割合が大きい費目について、近年の推移をみると共に、それらのコストを左右すると考えられる要素との関係性について分析をする。

5. 風力タービンコストの分析

図 11 からもわかるように、風力タービンコスト（以下、タービンコストと略記）は、風力発電の資本費の中で中心的なコストを占めるため、風力発電のコスト分析においてタービンコストの分析は極めて重要である。これらタービンコストは、国際的要素や、国内的要素のうち制度的要素、産業的要素に影響を受ける可能性がある。本章では、まずタービンコストの経年推移及び日本に導入されているタービンの特性を示した上で、どのような要素がタービンコストに影響を与えているかを考察する。

5.1. タービンコストの経年推移

タービンコストは、風力発電の資本費の最も大きな部分を占める。2014~16 年を除いてタービンコストが資本費の約 6 割を占めている。そのためタービンコストの増減が風力発電の資本費に与える影響は極めて大きい。

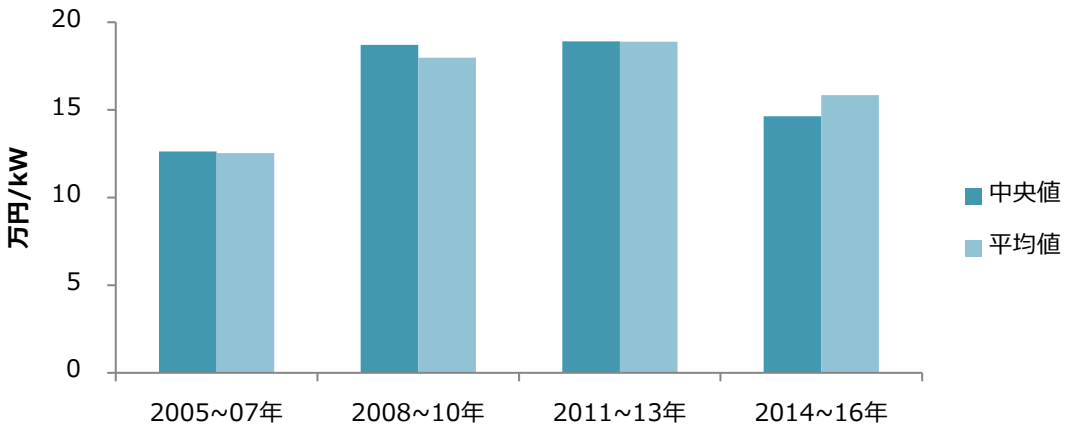


図 16　運転開始時点のタービンコスト（中央値・平均値）の推移

出所：自然エネルギー財団

図 16 に運転開始期間別のタービンコストの推移を見ると、過去 10 年にわたりタービンコストは 2 度の大きな変化があることがわかる。第一の大きな変化は、2008~10 年における大幅なタービンコストの上昇である。この傾向は 11～13 年まで続いている。第二の変化は、2014～16 年におけるタービンコストの下落である。この下落幅は中央値で約 4 万円/kW 程度の大きさになっている。さらに、2014~16 年のサンプルデータが小規模な風力発電であることを踏まえると、大規模発電所や大手の発電事業者の場合、バーゲニングパワーを行使して、さらに安い価格で調達できている可能性がある。風力発電の専門家に対するインタビューによると、「大手であれば、近年 12 万円/kW 以下の価格で調達している」とのコメントもあった。

5.2.　日本に導入されているタービンの特性について

前述したように、世界的には、風力タービン 1 基からより多くの発電量を生み出すために、ハブ高の高度化及びローター直径の拡大を図ってきている。しかし、今回収集したサンプルデータによると、海外で近年導入されている最新タービンが日本に導入されているわけではないことがわかった。

ハブ高については、2005~07 年の平均高度 66m から徐々に上がり、2014~16 年は 78m まで高くなってきている（図 17）。ドイツでは平均ハブ高がすでに 120m にまでなってきているのに比べると、日本のハブ高はかなり低い（図 4）。

ローター直径については、2005~07 年の平均 71m から、2008~10 年に 83m へと一気に約 10m 拡大したが、その後はほぼ横ばい傾向であり、こちらも大型化への動きが止まっている。図 3 及び図 4 からもわかるように、欧米では 2010 年頃は日本と同様に平均ローター直径が 80m 程度であったが、2010 年以降、ブレードの長尺化が進みローター直径が拡大し、2015 年には平均ローター直径が 100m 前後になっている。

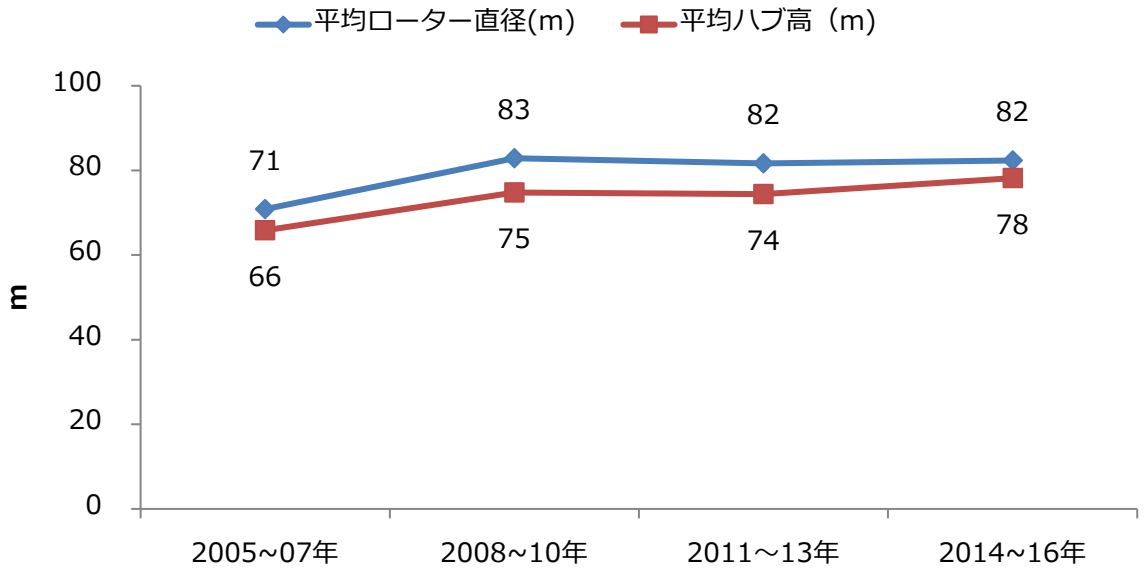


図 17　サンプルデータの平均ハブ高とローター直径

出所：自然エネルギー財団

本来であれば、年平均風速が弱い日本ではハブ高を高くし、ローター直径を大きくするメリットが大きい。しかし、他方で「日本では台風など極値風が強いため、あまりハブ高やローター直径を大きくしすぎると、風車の設計強度要求が高くなり、かえってコスト高になる可能性がある（専門家意見）」との意見があり、費用対効果の面で大型機を導入しづらい背景もあるとみられる。

しかし、2016 年の風車メーカーの日本向けのラインナップを見ると、幾つかのメーカーにおいては、ローター直径 100m 以上の機種をメインに据えて販売を行っており、今後、こうした機種が導入されることによって、日本においても風車の大型化がある程度進むと考えられる。

5.3. 日本のタービンコストの変化要因について

①世界の価格との比較

タービンは国際的な商品であるため、国内的要素のみならず国際的要素に大きく左右される。そこで国際的要素を見るため、国際的なタービン価格との日本のタービンコストとの比較を行う。ただし、比較を行う際には、運転開始時点での比較を行うのは適切ではない。なぜなら、第一に、欧米の場合は、風力タービンの製造工場が国内あるいは近隣にあり、輸送に時間がかからないのに対して、日本に輸入されるタービンのナセル部分は欧米等から輸送してくるケースがあり、輸送のタイムラグがある。また建設工事期間の時間差もバイアスになるため、適切ではないであろう。第二に、為替の影響もタイムラグがあるからである。為替の影響は、主に契約時点で発生するのであり、運転開始時点ではない。これらの理由から、タービンコスト・価格の国際比較を行うのは、発注時点・取引時点のコスト・価格の比較を行う方がより実態に近いと考える。

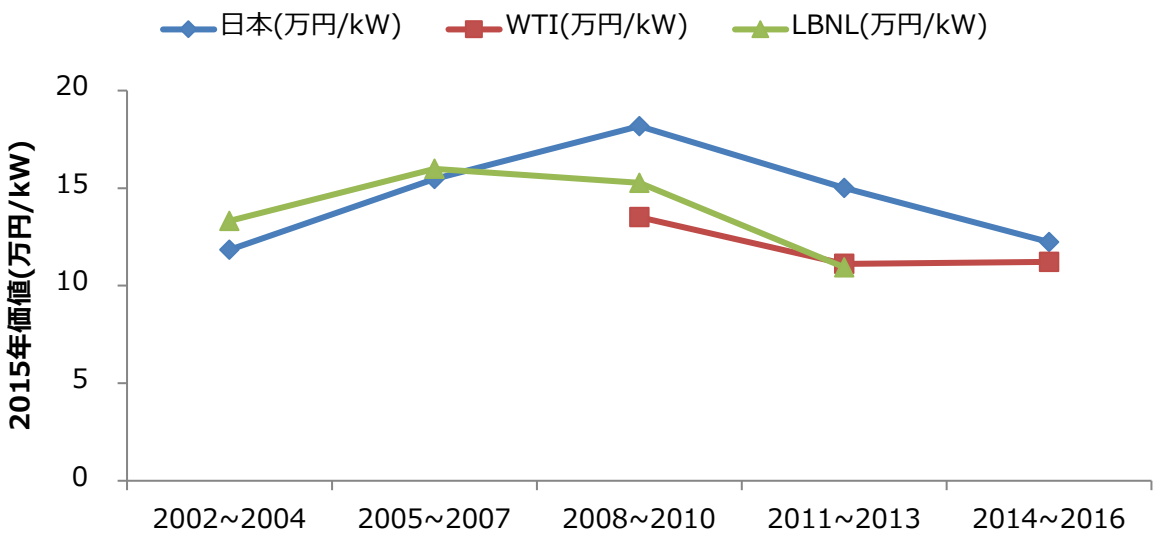


図 18 発注・取引時点のタービンコスト・価格の国際比較

出所：自然エネルギー財団、BNEF (2015), Wiser and Bolinger (2016)より作成。

注：日本の値は、発注時点のタービンコストの加重平均値を 2015 年の円価値に換算している。WTI は、BNEF の Wind Turbine Price Index を表している。WTI はタービン引き渡し時点の価格であるため、発注は引き渡しの 1 年前と仮定して、時期を 1 年ほどずらしている。LBNL は、アメリカのタービンの取引価格の平均値を示したものである。LBNL の価格には、タービンのみならず、輸送費、制限つき保証やサービス費用も含まれている場合が多い。

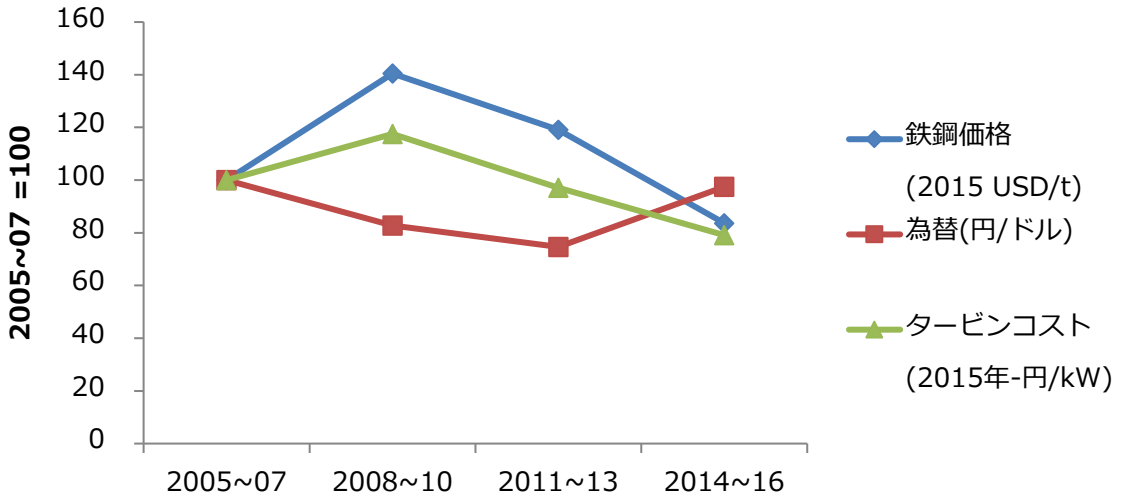


図 19 発注時点のタービンコストと、鉄鋼価格、為替の推移

出所：自然エネルギー財団、鉄鋼新聞、IMF より作成。

注：鉄鋼価格、為替、タービンコストは、2005~07 年の期間の価格を 100 として、それぞれ相対値を示す。なお鉄鋼価格は、1 トン当たりの厚板価格（2015 年のドル価値）の平均値を指す。

図 18 は発注時点・取引時点のタービンコスト・価格を示したものである。WTI は世界の価格指標であり、LBNL は、アメリカの取引価格を示している。アメリカのタービン取引価格には、契約上さまざまな付帯費用も含まれている場合も多い上に、開発される発電所の規模が日本よりもはるかに大きいため、単純比較はできない。それでも 2002~07 年の取引価格は、日本のタービンコストとほぼ同程度である。また、図 19 は、日本のタービンコストに対して、鉄鋼価格と為替の変化の影響を見たものである。全体的な傾向は鉄鋼価格の変化に追随した動きをしていることがわかる。

問題は、2008 年以降から 2013 年にかけて日本のタービンコストが国際価格に比べて大きく乖離していたと言う点である。これは、アメリカの取引価格のみならず WTI と比較しても、一貫して日本のタービンコストは高いことがわかる。2008 年以降、国際的タービン価格に比べて、日本のタービンコストが乖離していった最も大きな要因として考えられるのは、国内の制度的要素である。すなわち、2007 年の建築基準法改正以降、風力発電に対して日本独自の厳しい耐震基準が要求されるようになっていたので[12]、風力発電を日本で建設するには、厳しい環境にも耐えうる強度の高い風車が要求されるようになっている。その結果、台風など極値風の負荷に対応する場合は、欧州と同じ条件になるが、地震に合わせてさらに強度が求められた場合、設計変更が必要になり、その分コストが上がるリスクが生じている。

[12] 具体的には、この改正により、60m を超える風車は超高層ビル並みの耐震基準を要求されるようになった。そして、基準に適合しているかどうか指定性能評価機関による評価を受け、国土交通大臣の大臣認定が求められるようになった。これによる影響については、林(2008)がその経緯をまとめている。

その上、建築基準法に則り、主要構造部等に使用する鋼材等について、その品質が国土交通大臣の指定する日本工業規格(JIS 規格)に適合するものを使わなければならない。これにより、生産できる工場が限られ、また生産も日本向けの特注品になることもメーカーに対するヒアリングから聞かれた[13]。

それでも、2014~16 年にかけて発注されたタービンは、国際的な WTI 価格に近づきつつある。このコストが下落している要因については、国内の制度的要素が関係している可能性がある。すなわち、2012 年 7 月より施行された FIT により、一時的に落ち込んだ風力発電導入量もわずかではあるが持ち直してきており、再び国内市場が活性化し始めている。年間の風力発電の導入量は2014年に13万kW、2015年に24万kWまで回復した(JWPA, 2017)。FIT 導入後、日本の風力発電市場としての魅力が高まり、海外のタービンメーカーも、再度日本市場への参入を図ってきている。こうした中で、複数のタービンメーカーへのヒアリングによると、「タービンメーカー間の価格競争は激しくなっており、FIT の調達価格が高くても、高い値段を付けることができない。このため、海外に比べて高い利益を取っているわけではない」との意見が聞かれた。

②発電所規模との関係

次に規模とタービンコスとの関係について見る。図 16 で示したように 2008 年前後でタービンコストが大きく変わっているため、2008 年以降に運転開始したタービンについて、規模とコストとの関係を見た。その結果、資本費と同様に、線形よりも対数の方がより当てはまりが良いことがわかった。相関係数(R)は、0.406 で中程度の負の相関が見られるものの、有意水準 5%で統計学的に有意とはいえない（n=19、p 値=0.085)。

仮に規模とコストとの関係が対数的関係にあるとすれば、2MW1 基の発電所を建設する場合に比べて、4 基増やして 10MW の発電所（2MW 機 5 基）にした方が、タービンコストは大きく下げられる可能性があるといえる。しかし、さらに 4 基を増やして 9 基(18MW)にした場合のコスト低減効果は、1 基から 5 基に増やした場合の低減効果よりも低くなる。

[13] 建築基準法の第 37 条（建築材料の品質）の 1 「築物の基礎、主要構造部その他安全上、防火上又は衛生上重要である政令で定める部分に使用する木材、鋼材、コンクリートその他の建築材料として国土交通大臣が定めるもの（以下この条において「指定建築材料」という。）は、次の各号の一に該当するものでなければならない。
一　その品質が、指定建築材料ごとに国土交通大臣の指定する日本工業規格又は日本農林規格に適合するもの。」

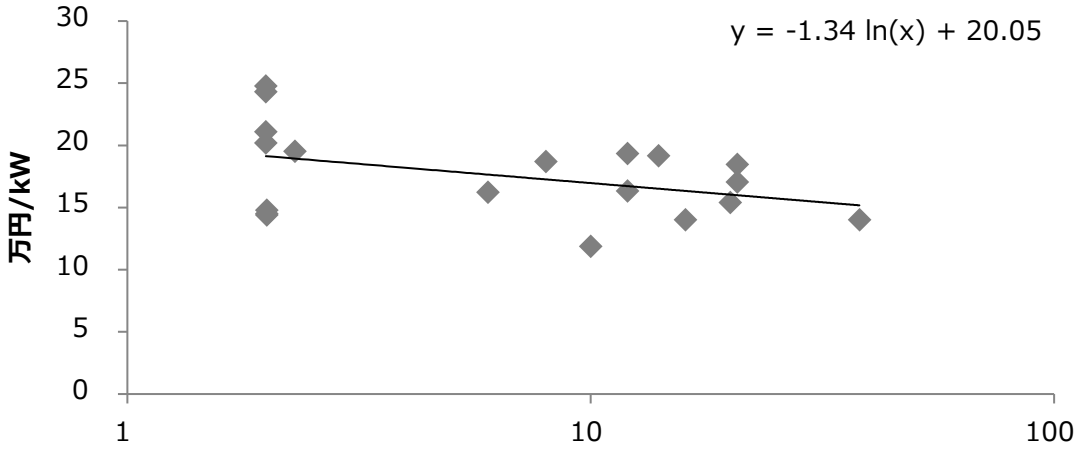


図 20 発電所の規模とタービン価格との関係(2008 年以降運転開始)

出所：自然エネルギー財団

6. 土木工事費及び電気工事費の分析

6.1. コストの経年推移

土木工事費は、風力発電の建設及び現場への輸送道路整備の際にかかる費用であり、電気工事費は、構内の配線工事、必要な変電設備等の据付・接続にかかる費用である。しばしば、接続費に分類している電源線の敷設費用を合わせて電気工事費に組み込んでいる発電所もあることから、ここでは電気工事費と接続費を合わせた費用を分析の対象とし、「電気工事費等」と呼ぶ。これら土木工事費と電気工事費は、タービンコストについで大きな費目を占めている(図 11)。これらの費用は、タービンとは異なり、国内的要素がさまざまに絡み合ってくる。

コストの推移については図 21 と図 22 に示したとおりで、期間を経るごとに費用単価が上昇していることがわかる。2013 年までは土木工事費が緩やかに上昇し、2014~16 年に至っては、土木工事費及び電気工事費がともに大きく増加している。上昇幅は約 4 万円/kW にも達している。

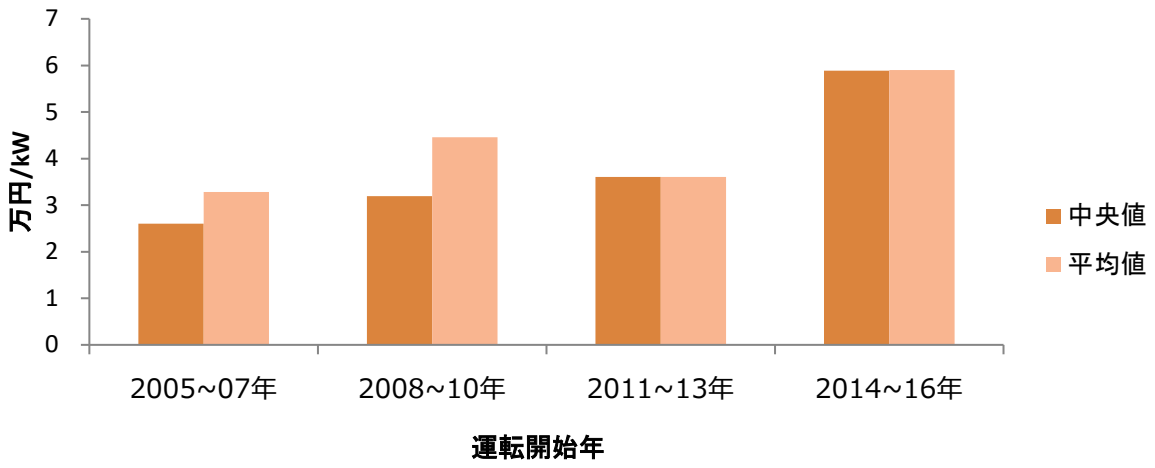


図 21　土木工事費（中央値・平均値）の推移

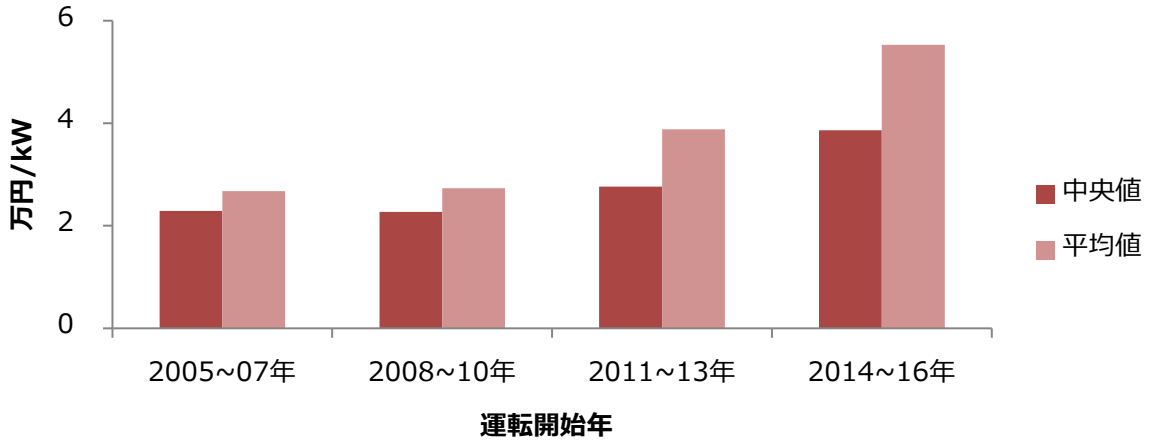


図 22　電気工事費等（中央値・平均値）の推移

出所：自然エネルギー財団

6.2. コスト上昇の要因分析

ここで焦点を当てたいのは、2014~16 年にかけてこれらの土木・電気工事費が急騰している要因である。そこで、土木工事費と電気工事費に関係すると考えられる国内的要素について、検討を行う。検討を行う項目は以下のとおりである。

要素	検討項目
立地的要素	土木：地形の形状により造成等の費用が増加している可能性がないか。 電気等：立地場所により、連系点までの距離が長くなっていないか。
産業的要素	発電所規模について、2014~16 年の平均発電所規模が 5MW と小さいため、規模の影響があるのではないか。
	いわゆる復興需要・オリンピック効果により労賃や資材価格、工事単価が高騰しているのではないか。
	工事期間の長期化が影響しているのではないか。

①立地要因

まず、立地地形によって工事費に影響が出る場合があるかどうかである。土木工事費に関しては山地への設置はタービン等の輸送路の整備や山林の造成等により多くのコストがかかる可能性がある。そこで、土木工事費について地形別にコストを集計したところ、図 23 に示したように山地における設置の場合、土木工事費が高くなる傾向にあることがわかった。

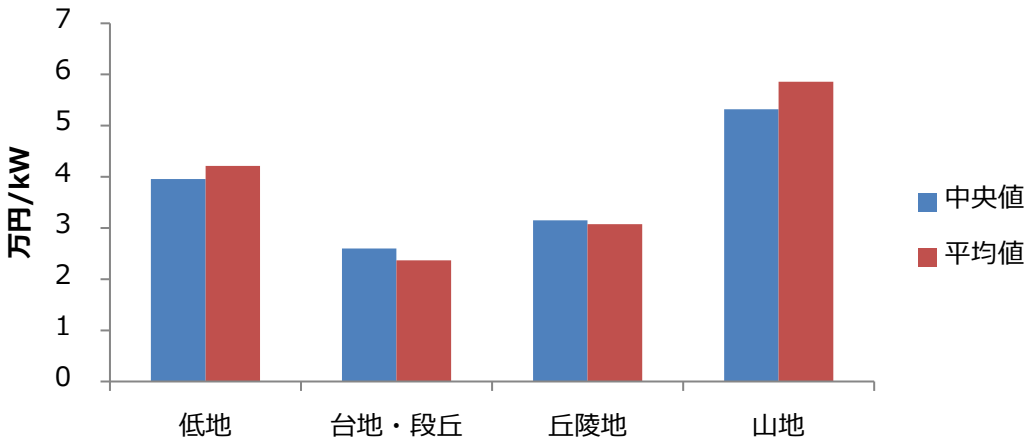


図 23　地形別土木工事費

出所：自然エネルギー財団

次に、2014~16 年に建設された風力発電所がどのような地形条件のもとに建設されたかであるが、図 24 で示したように、この時期最も多いのは低地で建設されたものであることがわかった。したがって、立地地形要因によって、14~16 年の土木工事費が高くなっているとは言い難い。

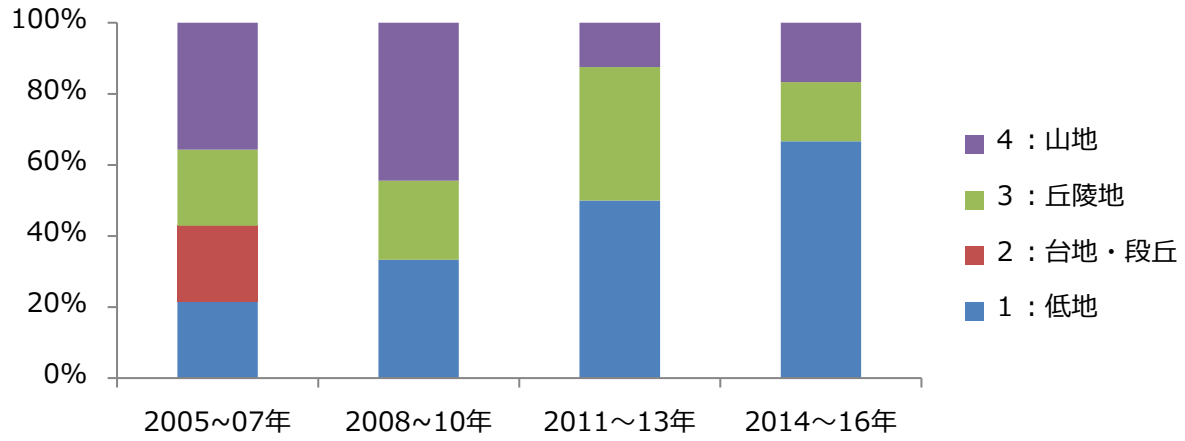


図 24　時期別立地条件の変化

出所：自然エネルギー財団

電気工事費等も立地に左右される可能性がある。既存の送電網から離れた場所に建設する場合、あるいは送電網はあっても空容量が不十分であった場合、より遠くの空容量がある送電網まで、長距離にわたって電源線を敷設しなければならない。その場合、電気工事費等は上昇する可能性がある。実際に、図 25 に見られるように電気工事費等の費用は電源線の距離と高い相関関係が見られる(R=0.78、n=31、p 値=0.000)。しかし、2014~16 年に運転開始した発電所の平均的な連系点までの距離は、どの時期のものよりも短い(図 26)。

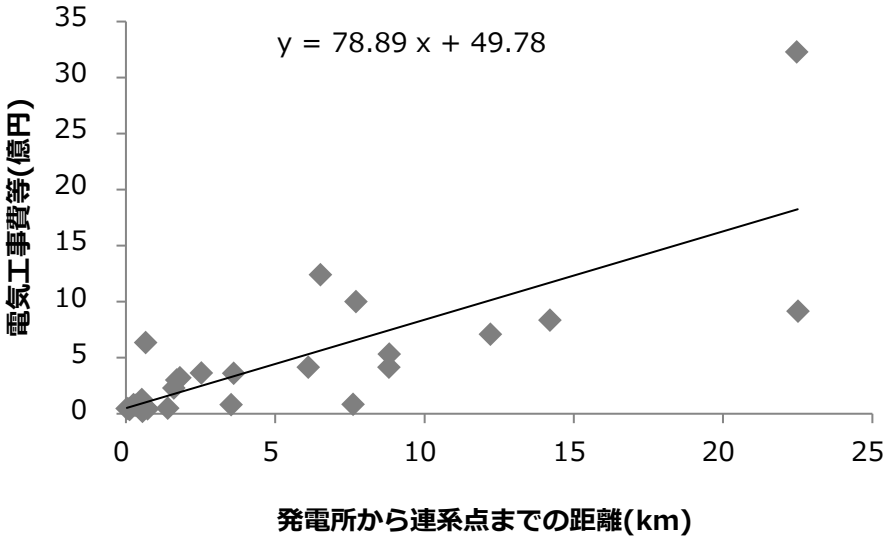


図 25　電気工事費等と連系点までの距離の相関

出所：自然エネルギー財団

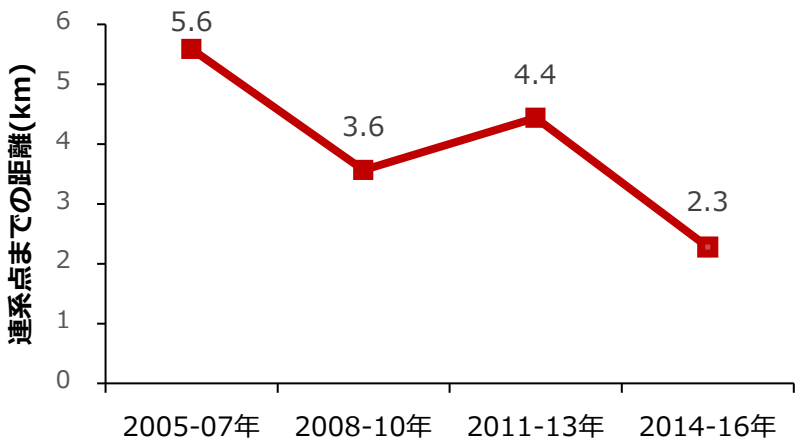


図 26　連系点までの平均距離

出所：自然エネルギー財団

②発電所規模による影響

前述したように、今回収集されたデータは 2014~16 年については平均的に小規模な発電所が多い（表 4）。そのため、小規模であればあるほど、土木工事費単価及び電気工事費単価が高くなるのであれば、14~16 年の単価が高い要因の 1 つといえる。

図 27 は、発電所の規模とそれぞれの単価との関係性を示したものである。電気工事費単価については規模との関係は見られない(R=0.20, N=31, p 値=0.284)。土木工事費単価については、発電所の規模が大きくなればなるほど、工事費単価が上がる傾向がわずかに見られる(R=0.39, N=30, p 値=0.029)。以上からは、少なくとも 14~16 年の発電所の規模が小規模であるがゆえに、土木・電気工事費単価が高くなっているとは言い難い。

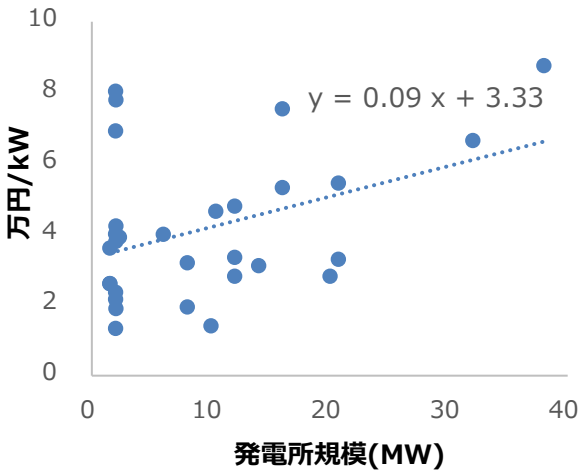


図 27 土木工事費と発電所規模との関係

出所：自然エネルギー財団

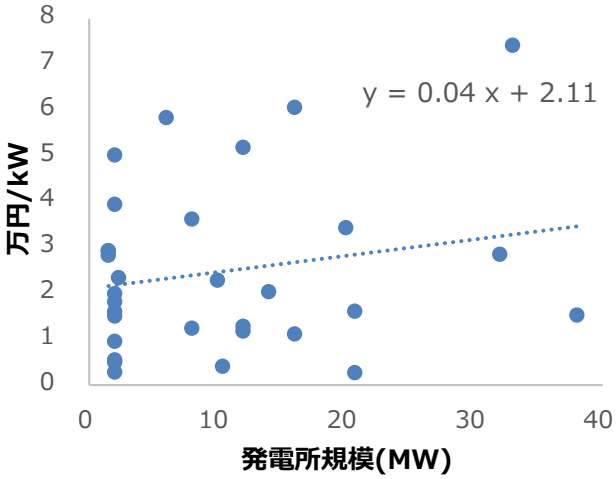


図 28　電気工事費と発電所規模との関係

出所：自然エネルギー財団

③労務費単価や資材価格、工事費単価の変化について

労務費単価や資材費価格、および工事費単価はその時々の建設市場の需給環境によって変化し、これにより風力発電の土木・電気工事費単価も影響を受ける可能性がある。そこで、原価としての労務費単価及び資材価格がどのように変化しているか、また関連する建設工事費の全体の物価動向について見ていく。

まず一般的な建築工事費の物価については、国土交通省の建設工事費デフレーター(2005年基準)を参照する。これによると、風力発電に関連があると考えられる項目（電力施設建設、土地造成、その他土木）について、2010 年度から比べると、2014~15 年度は 3～5%ほど建設工事費が増加している（図 29)。

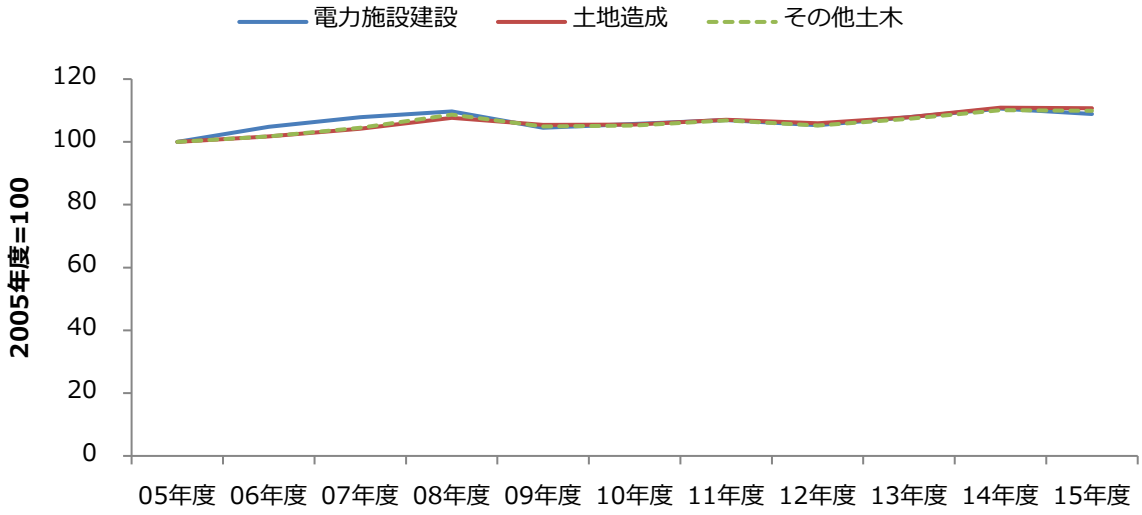


図 29　建設工事費デフレーター

出所：国土交通省（2016)「建設工事費デフレーター（2005 年度基準)」より作成。

次に、労務費単価について、建設業(電気工事業含む)の企業（事業所規模 5 人以上）の 1 時間当たりの給与（時間給）の変化を見たところ、全国値では 2010 年から 2012 年にかけて時間給は 3 ポイント減少したが、その後 15 年にかけて 6 ポイント上昇している（図 30)。2010 年比で見ると 3 ポイントの増加になる。しかし、全体として大幅に上昇しているとはいえない。

次に、風力発電が多く立地する東北 3 県(岩手県、青森県、秋田県)について県別の時間給を見たところ、岩手県及び青森県では、2012 年から 14 年にかけて時間給が上昇している。岩手県は東日本大震災で大きな被害を受け復興需要の影響を受けていると見られる。他方で日本海側の秋田県については時給の大きな変化は見られない。

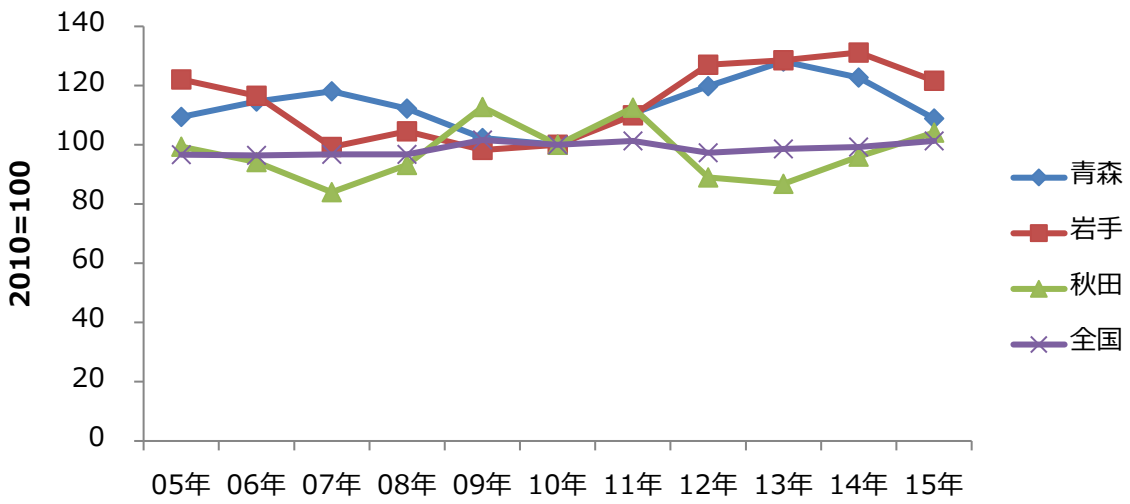


図 30　建築業（事業所規模 5 人以上）の時間給の推移（2010 年=100）

出所：厚生労働省「毎月勤労統計調査」及び青森県、岩手県、秋田県の「毎月勤労統計調査」より作成。

注：時間給は、現金給与総額を総実労働時間で割った値。

最後に資材価格について見ていく。風力発電の土木に関わる資材のうち影響の大きいものとして、鉄鋼とコンクリートがある。これらの価格について都市別の建築資材の価格指標が経済調査会によって公表されている。ここでは風力発電の立地が多い地域である東北、日本海側、及び全国的影響を合わせてみるため、東京、仙台、新潟の 3 都市の普通鋼材と生コンクリートの価格指標を調べた。その結果、普通鋼材については、いずれの都市においても 2010 年に比べて安くなっている。他方で、生コンクリートについては、いずれの都市でも 2010 年に比べて高くなっている。東京、新潟は 2010 年比で約 10%、仙台に至っては約 70%増加している。仙台における生コンクリート価格の高騰は東日本大震災の復興需要に関係していると考えられる。

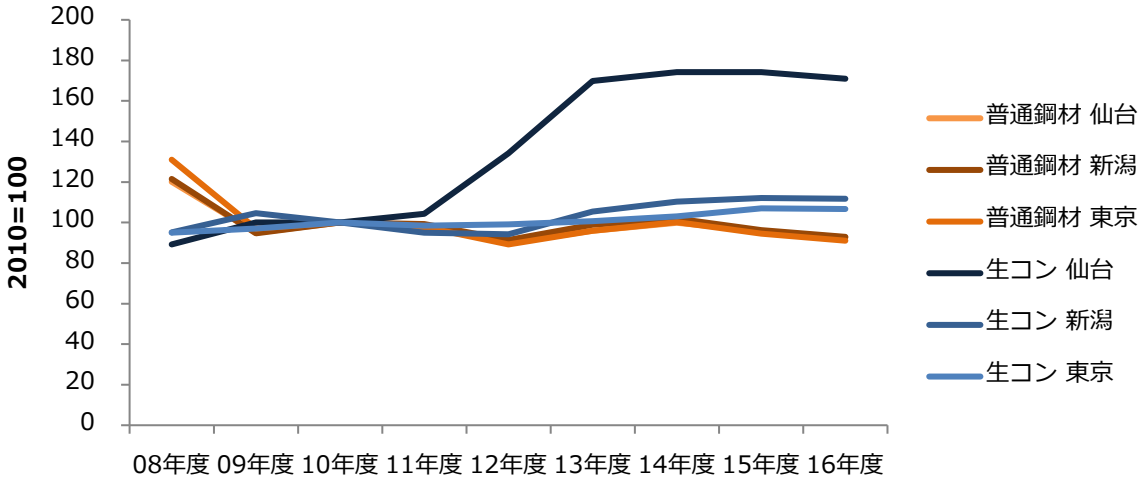


図 31　建築資材（普通鋼材、生コンクリート）の都市別価格指標

出所：経済調査会より自然エネルギー財団作成

次に電気工事の主要資材の 1 つとして電力ケーブルがある。この主要な原材料の 1 つは銅である。そこで、国内の銅価格（銅建値）の推移を 2005 年から 2016 年まで見たものが図 32 である。ここから明らかなように、銅価格は、2006 年から 2008 年が最も高く、2010 年以降はほとんど横ばいである。このことから、2014~16 年の電気工事費等単価の増加は、電力ケーブルの原材料価格からは説明ができない。

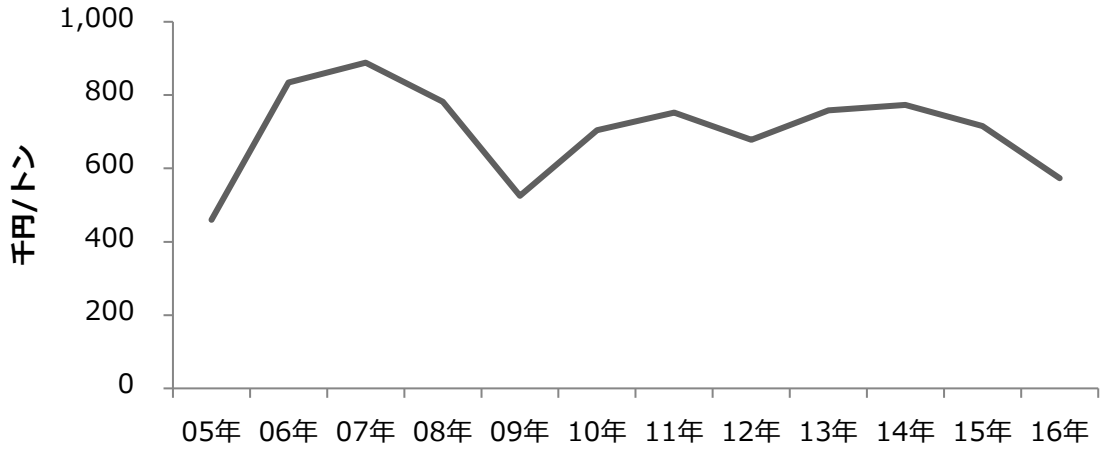


図 32　国内銅建値の推移（年平均値）

出所：日本電線工業会より自然エネルギー財団作成

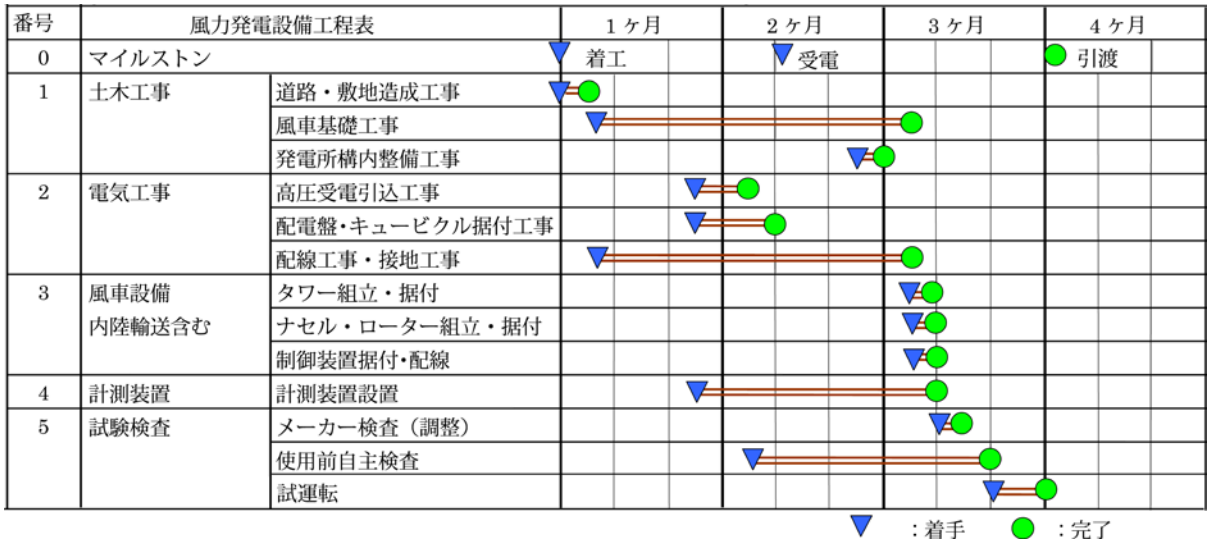
以上の分析から、労務費単価や資材価格の全国的な大幅な上昇は見られない。土木及び電気工事に関して、建設工事費デフレーターにおいても数%の上昇程度でしかない。しかしながら、地域的に見ると大きな違いがみられる。特に東北地方の太平洋側に関しては、復興需要の影響により、労務費及び一部資材価格が大きく上昇していたとみられる。この傾向により、これら地域の建設工事費は大きく上がっている可能性がある。しかし、同じ東北でも日本海側になると、その影響はほとんど見られない。全体として、今回収集されたデータにおいて、2014-16 年の土木工事費の急騰要因については一部を労務費及び資材価格の上昇といった産業的要素によって一部説明しうるかもしれないが、電気工事費等については説明できない。

④建設工事期間の変化について

建設工事期間は、工事費に大きな影響を与えうる。その時間が長くなれば、それだけ労働者と機材の確保に追加的な費用が生じるからである。そこで、建設工事期間と費用との関係を明らかにし、時期別の建設工事期間を比較することで、2014~16 年における工事費の高騰への影響をある程度推察することができると考えた。ただし、発電所の基数が多い場合、同時並行的に建設を行うので、1 基建設する場合に比べて、1 基あたりの工事期間は短くなり、

公平な比較ができない[14]。そこで、ここでは少数基数の風力発電所の 1 基あたりの平均建設工事期間について土木工事費単価との比較を行う。なお、ここで建設工事期間とは、建設工事の着工から運転開始までの期間と定義する（表 7 表 7）。

表 7　1.5MW1 基の工事工程表（例）



出所：NEDO (2008)

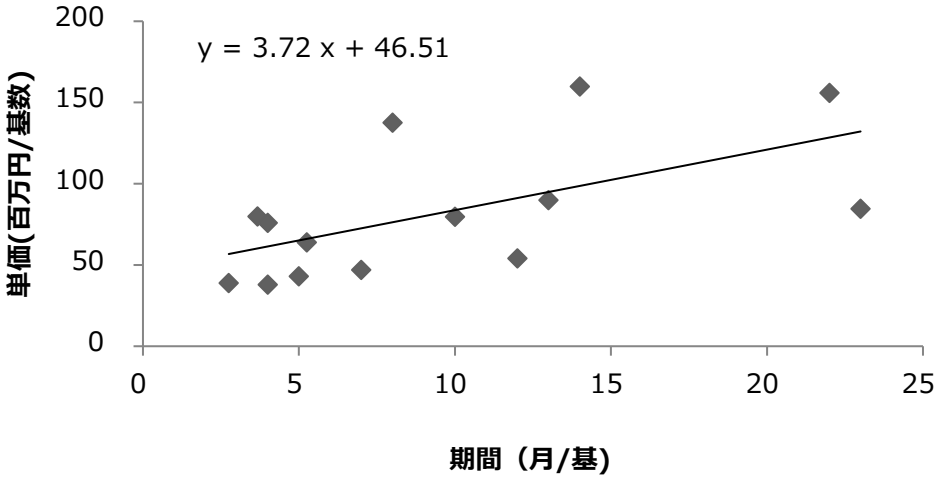


図 33　4 基以下の風力発電所における工事期間と土木工事費単価の関係

出所：自然エネルギー財団

1 基あたり建設工事期間と土木工事費単価の関係を見ると、中程度の正の相関が見られる(R = 0.591, n=14, p 値=0.026)。ここから建設工事期間が長いということが、土木工事費単価に影響を与えている可能性が高いことが示唆される。他方で、電気工事費については建設工事期間との相関は見られなかった。

[14] 本来は多数の基数の風力発電所についても同基数の発電所同士で、工事期間と工事費単価の関係を調べることは可能であるが、今回は分析耐えうる数のサンプルがないため、多数基数については比較を行わない。

それでは、実際の建設工事期間はどのように変化しているのか。ここでは同じく 1 基のみの発電所の建設工事期間を見ていく。期間を大きく 2 つに分けて、2010 年以前に運転開始をした設備と 2011 年以降に運転開始をした設備における建設工事期間を比較した（図 34）。その結果、平均建設工事期間は、7 ヶ月だったものが、13 カ月とほぼ 2 倍の長さに伸びていることがわかった。NEDO(2008)によると、標準的に 1 基の風力発電所を建設する期間は 3 カ月程度とされている。実際には試験検査期間が長引くこと（プラス 1、2 カ月程度）や立地環境によって道路整備が追加的に必要となり、それ以上かかることがある。「それでも 1 年もかかることは、めったにない」との見解が風力発電業界の関係者から聞かれた。

以上のように建設工事期間と土木工事費単価に正の相関関係が見られ、近年の建設工事期間が伸びていることが観察される。こうした大幅な工事期間の長期化が土木工事費単価の増加に少なからぬ影響を与えている可能性があることが推察される。

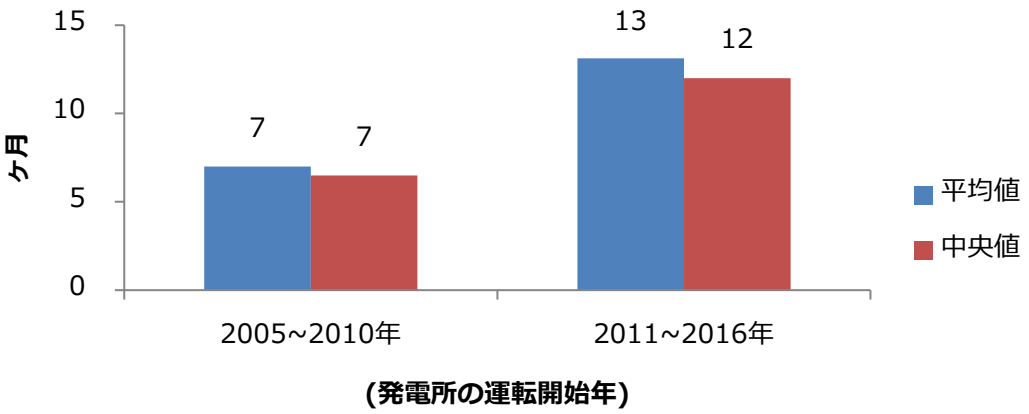


図 34　単基の発電所における建設工事期間

出所：自然エネルギー財団

6.3.　結果のまとめ

以上の分析から、2014~16 年期に土木工事費が上昇しているのは、労務費単価及び資材価格の上昇が一部影響している可能性がある。特に東北地方の太平洋側ではその影響が大きいことが示唆される。ただし、日本海側は大きな影響は受けていない。また、風力発電の建設を手がけてきた建設会社へのインタビューによれば、「確かに労務費単価や資材価格は上がっているものの、それらが建設工事費用全体に与える影響はそこまで大きくない」。むしろ、「東北地方では人手不足や重機の確保が難しい中で、地元の施工会社が強気になっている」ことが指摘されており、そのため、値段が吊り上っている可能性がある。さらに、今回の調査では、土木工事費に関しては建設工事期間が長期化していることも影響を与えている可能性があるが、その要因については本調査では不明である。

電気工事費等については、連系線の距離との関係や主要資材の原材料である銅価格との関係を見たがいずれも 2014~16 年期におけるコストの急騰を説明できず、費用高騰の要因は明らかではない。

7. 運転維持費の分析

7.1. 運転維持費とその内訳

風力発電のコストの中で資本費とともに重要なのは運転維持費である。風力発電は発電の際に多数の機械を駆動させるため、建設し運転開始した後も適切な維持管理が必要とされる。そのため、日常的な維持管理や定期検査を行うとともに、機器の故障等突発的に発生する事象にも対応するための体制（保険等も含め）も整備しておく必要がある。

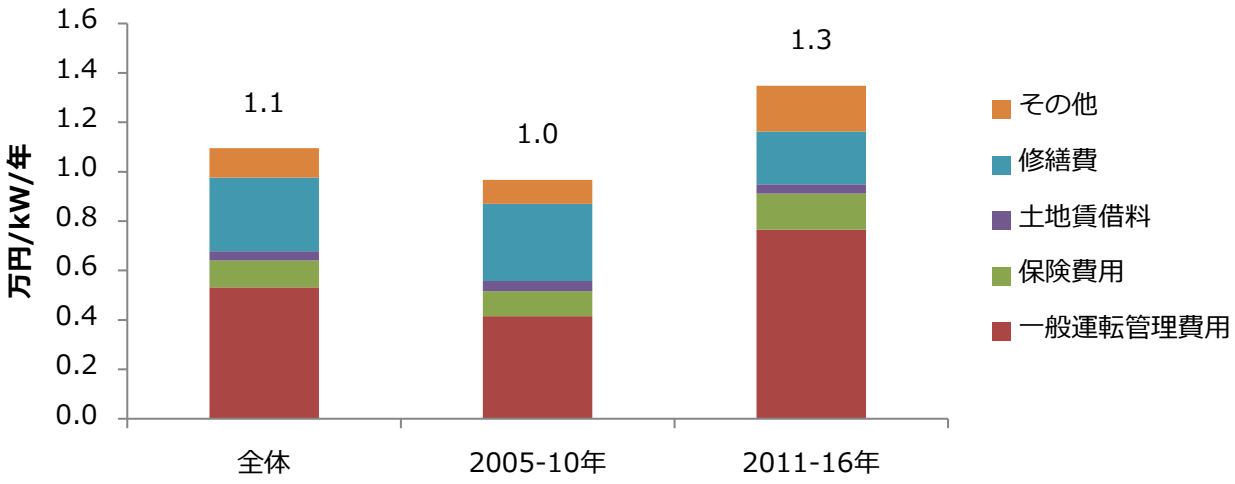


図 35　運転維持費（中央値）

出所：自然エネルギー財団

今回収集した運転維持費の実績データは、33 件である（運転開始予定のものは除く）。運転維持費総額の中央値は 1.1 万円/kW/年、平均値では 1.2 万円/kW/年である。全体の費用の中でもっとも大きな割合を占めるのは「一般運転管理費用」である。これは、日常的な運転管理・定期点検等、経常的に発生する費用である。これに加えて、発電所の土地の賃借料、保険費用も経常費用である。これに対して、修繕費は、メーカー保証を超える故障等により不定期に発生した費用としている。そのため、発電所によってはほとんどかかっていないところもあり、ばらつきが大きい。

新しい発電所と古い発電所で運転維持費にどのような変化があるかを見るため、2005~10 年に運転開始した発電所と 2011 年以降に運転開始した発電所の運転維持費についても集計したところ、修繕費については 2005~10 年運転開始した発電所の方が大きい。時間が経過した発電所の方が修繕にかかるコストが増えるのは自然なことと受け取れる。他方で、一般運転管理費用については、2011~16 年の発電所については大幅にコストが上がっており、上昇幅はおよそ 2 倍にもなっている。また、全体に占める割合は小さいものの、保険費用についても上昇を見せていた。

7.2. 運転維持費の国際比較

海外の運転維持費と比べて日本の水準はどうか。ここでは資本費の比較と同様にドイツの運転維持費（平均値）と比較する。ドイツの運転維持費に関する費用は、kWh あたりで示されている関係で、日本の運転維持費も kWh あたりに換算した。

比較の結果、日本の運転維持費は、ドイツのおおよそ 2 倍に相当することがわかった(図 36)。項目別に見ても土地賃借料をのぞく、すべての費目で日本のコストは大幅に高いことがわかる。

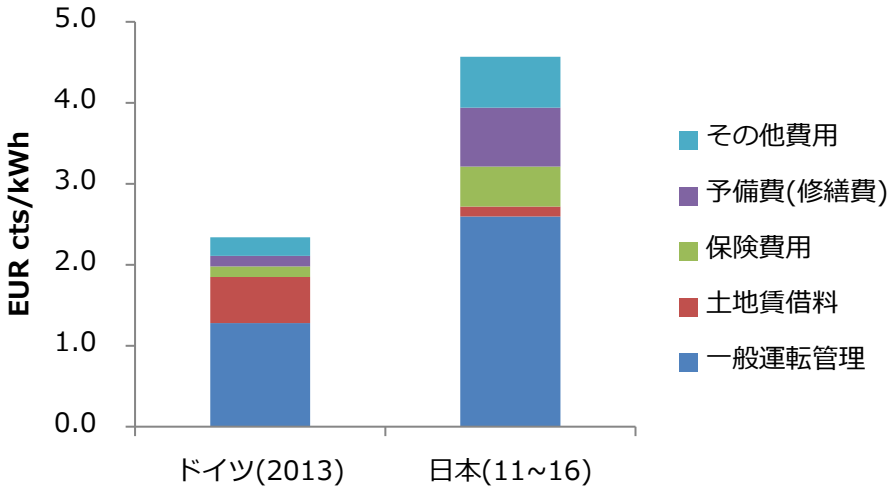


図 36　ドイツと日本の運転維持費の比較

出所：ドイツのデータは Leipziger Institute fur Energie GmbH (2014)を参照。

注：日本の運転維持費は、2011~16 年の中央値を用い、IRR はドイツと同条件(4.6%)とし、設備利用率は、FIT 導入後の日本のデータ(26%)を利用、1EUR=130 円として計算した。

7.3. 運転維持費に影響を与える要素について

運転維持費に影響を与える要素は、費目によって大きく異なり、さらに複雑である。特に費用として主要なものは、一般運転管理費であり、本章ではここに焦点を当てて分析を行う。

これら費目について、①市場規模との関係、②発電所規模との関係、③運転維持主体との関係の 3 つの要素の影響を検討する。

①市場規模とコストとの関係

経済産業省資源エネルギー庁の風力発電競争力強化研究会の報告書では、風力発電市場の規模が影響している可能性が指摘されている。すなわち、日本では「導入量も限られていたことから、メンテナンスを担う産業基盤が弱く、効率化や合理化が進んでいない(風力発電競争力強化研究会, 2016, p.15)」さらに、別途ヒアリングした専門家からは、「日本では、市場が小さい中で、多品種の風車が入っているので、少数しかない風車ごとに保守管理技術の習得、部品等保管が必要になって、結果としてコスト高になる」との意見があった。競争力強

化研究会の指摘は、日本の風力発電市場全体の小ささに由来するメンテナンス産業の基盤の弱さを指摘しており、この点を明らかにするためには、他国との運転維持にかかる費用とその産業構造の比較をしなければならない。これはさらなる詳細な研究が必要で、本レポートの範囲を超えている。他方で、後者の専門家の指摘は、同じく市場全体の小ささを指摘しているものの、相対的に少ない機種と多い機種ではかかる運転維持費にも差が出てくる可能性を示唆している。

そこで、ここでは「年間導入量が多い年には、比較的に同一種類の機種が多数入りやすく、結果として一般運転管理費用が安くなるのではないか」と仮説を立てた。この仮説に基づき、年間の導入量と、その年に運転開始した設備の一般運転管理費用との関係を見た。その結果、高い負の相関が見られた(R=0.704, n=9, p 値=0.034)。

ただし、本分析は限られたデータをもとにしており、またコスト情報が 1 件しかない 3 カ年分(2008 年、2013 年、2014 年)のデータは除いた。このため、これをもって、導入量が増えれば一般運転管理費用が下がると、結論とするのは早計であろう。しかしながら、導入量との関係性については、引き続き検討する価値はある。

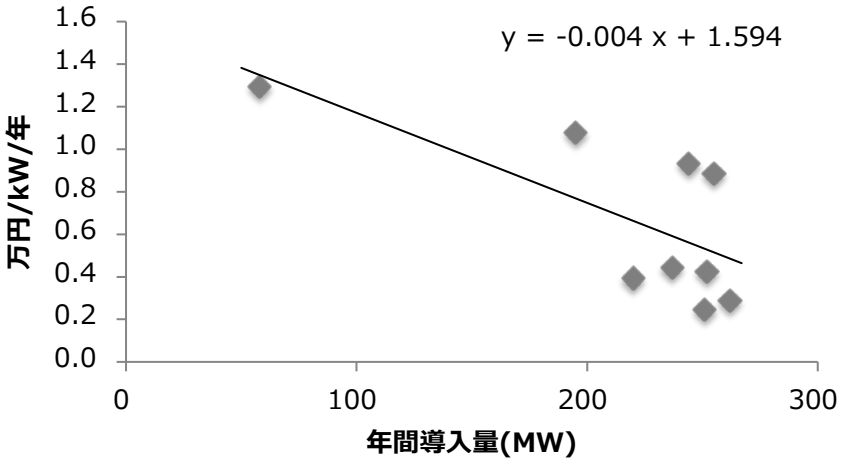


図 37　年間導入量(2005~2016)と一般運転管理費(平均)

出所：自然エネルギー財団

注：1 発電所のデータしか取れなかった年(2008 年、2013 年、2014 年)については、分析の対象から除いている。

②発電所の規模との関係

一般運転管理費に関係するもう一つの要素として、時間と距離との関係がある。運転管理は、人が行うため、実際に仕事を行う人の労働時間が重要な要素となる。管理者一人当たりで見た場合、管理する風車数が多ければ、それだけ kW あたりの一般運転管理費は削減されることが推測される。現状では、運転管理にかかる人員は、多数基数の場合は発電所ごとに置かれるか、少数基数であればエリア単位で管理することになるとされる。後者の場合、管

理者が移動する距離が長くなり、時間がそれだけ多くかかる可能性がある。そこで、大型の発電所では近傍に運転管理員が常駐し、また多数の風車を管理するため、kW あたりの一般運転管理費が低下する可能性が考えられる。しかし、今回得られたデータからは、発電所の規模との相関性は見られなかった(R=0.06)。

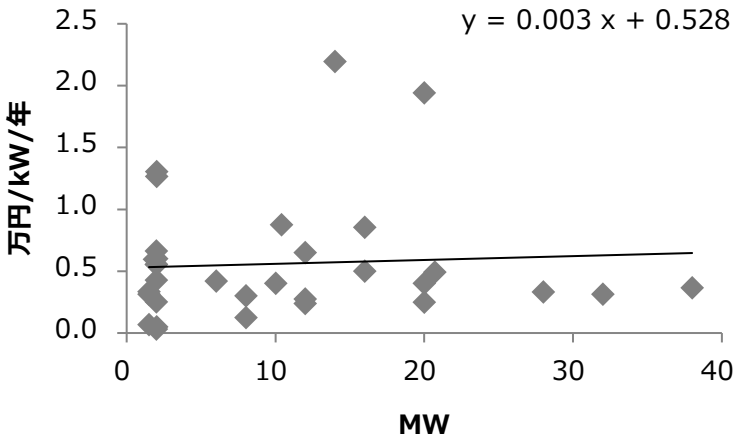


図 38　発電所の規模と一般運転管理費

出所：自然エネルギー財団

③主体別の運転維持費

一口に運転維持と言っても、どのような主体が行っているかも事業者によって異なる。契約条件次第であるが、通常運転開始後 2 年間は瑕疵担保保証、稼働率保証等の保証期間内でもあり、タービンメーカーが運転維持を行い、その後については、運転維持主体には 3 つのパターンがあると考えられる。1）発電事業者が自ら運転維持を行うパターン、2）タービンメーカーが引き続き運転維持を行うパターン、3）風力発電の O&M 専門事業者に委託するパターンである。

そこで、メーカーの保証期間後の運転維持の主体についても聞いたところ、ほとんど 3 等分に近い形で別れた(図 39)。すなわち、35%の発電所が事業主体（自社）により運転維持が行なわれており、タービンメーカーに任せる発電所も同様に 35%あった。最後に、メンテナンス専門の O&M 業者に任されている発電所が 30%あった。

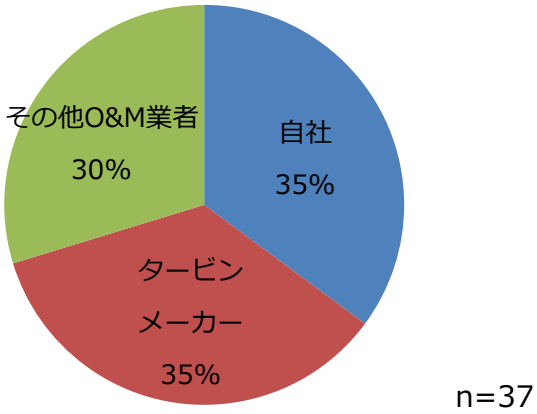


図 39　運転維持を行う主体別の割合

出所：自然エネルギー財団

次に、誰が運転維持を行うかによって、一般運転管理費にどのような違いが出るかを比較したところ、平均値ではタービンメーカーや自社による一般運転管理費が高いことが示唆されるものの、中央値では主体別の違いは見られない（図 40）。ただし、自社で管理している事業者のうち、20 基以上の風車を管理している事業者は、平均値の半額近いコストで運転管理を行っている。そのため、一般運転管理は主体が違うことによる影響というよりも管理している風車の基数や経験に関係している可能性も考えられる。

他方で、特に大きく違いが出たのは修繕費である。今回集められたデータでは、自社で運転維持を行う方がより多くの修繕費がかかっていることがうかがえる。また、修繕費は多数の基数を自社管理している企業でもばらつきが大きいため、単純に管理基数とは比例しない可能性がある。

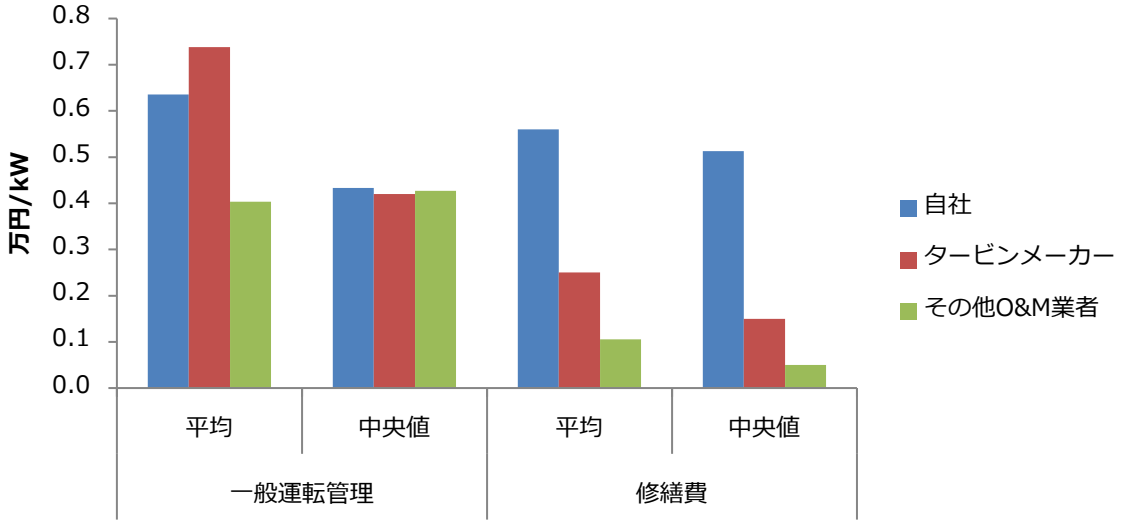


図 40　主体別の一般運転管理費と修繕費

出所：自然エネルギー財団

8. 発電実績の分析

風力発電の経済性を計る上で、発電実績は非常に重要な意味を持つ。発電パフォーマンスを規定する上で重要な指標は、第一に稼働率であり、次に設備利用率である。

8.1. 稼働率

稼働率とは、年間のうち稼働可能な状態にあるかを示す指標である。稼働率が高ければ、それだけ風力発電の発電する機会は増え、結果として発電量も増加する可能性が高い。ここでは、内田他(2008)に基づいて、システム稼働率[15]について発電所のデータを集計した。

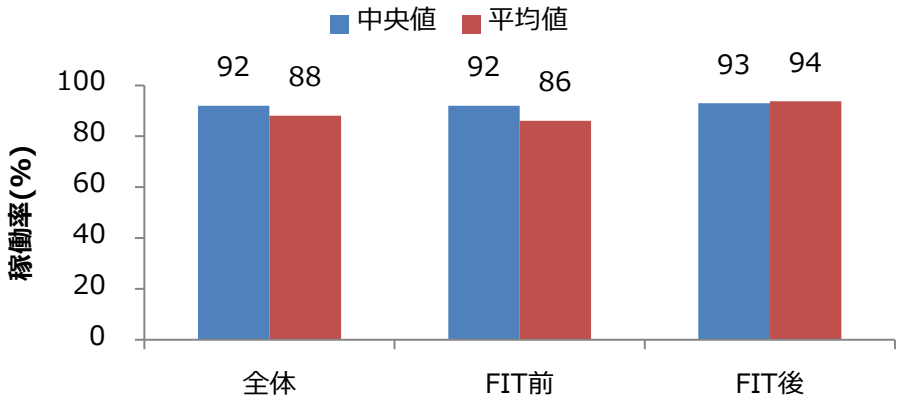


図 41　システム稼働率

出所：自然エネルギー財団

サンプルデータ全体の年間システム稼働率の平均は 88%（標準偏差 13%）、中央値は 92%であった（図 41）。風力発電競争力強化研究会(2016)によると、国内の平均稼働率は 87%としており、政府のデータとの大きな乖離は見られない。

内田他(2008)によれば、世界各地の 250 を超えるウインドファームのシステム稼働率を集計したところ、平均稼働率は 96.4%であり、50%のウインドファームで 97.5%以上の稼働率を実現していた。およそ 8 年前のデータであるが、世界ではおよそ 96～97%の稼働率が一般的であるとすると、日本の 88%の平均稼働率は世界に比べて大幅に低いといえる。中央値で比較しても日本は 92%であり、世界（97.5%）から比べると、5~6%低いということがわかる。

[15] 内田他(2008)によれば、「システム稼働率は、風力発電機が稼働可能な状態にあり、運転準備ができている時間を当該期間の全時間で割った値」としている。収益性を評価する観点から、稼働率について風力発電機単体ではなく、ウインドファーム全体で見るべきとしており、停止要因を問わずに、ほとんどの停止時間は稼働率を下げる要因として計算するとしている。

次に、FIT 制度施行(2012 年 7 月 1 日)前に運転開始をした発電所とそれ以降に発電開始をした発電設備の稼働率を比較したところ、平均値で 94%と大きく改善している。中央値も 93%とわずかに上昇している。内田他(2008)の分析によると、風力発電の稼働率は、運転開始初期は低く、時間が経っていくにつれて改善していくとし、「運転開始直後の四半期の稼働率は 93%であるが、2 年経過するときには 96%に改善されている。その後 10 年経過するまでには、大まかに言って 97%から 98%の間で安定している。(内田他, 2008)」としている。

これを踏まえると、FIT 前に運転開始した古い発電所の方が初期トラブルを乗り越えて運転が安定し、結果として稼働率が高く、FIT 後の新しい発電所の方が稼働率が悪くなるはずである。しかし、今回収集されたデータでは、むしろ新しい発電所の方が稼働率が良い結果になっている。これが何によるのか、さらなる検証が必要であろう。

8.2. メンテナンス主体と実稼働率

前章で見たように、メンテナンス主体は、自社、タービンメーカー、O&M 業者と大きく 3 つに分かれる。メンテナンス主体が異なることによって実稼働率に変化があるかどうかは重要な情報である。図 42 に示したように、平均値、中央値ともに、その他 O&M 業者による運転管理において稼働率が良い傾向にある可能性がある。図 40 に見られるように、その他 O&M 業者では修繕費が低くなっていることも併せて考えると、故障等のトラブルによる停止が少ないことで稼働率が良いのではないか、と推察される。ただし、サンプル数の制約もあり、今回示した主体別による稼働率実績の傾向が、日本全体の傾向を反映するかはさらに慎重な検討が求められる。

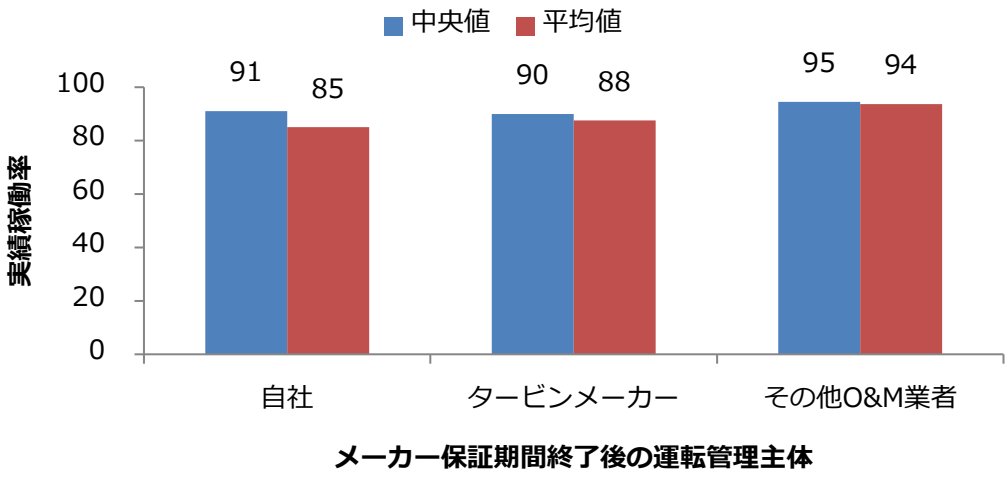


図 42　運転管理主体別の実績稼働率

出所：自然エネルギー財団

8.3. 設備利用率

設備利用率は、実際に発電した電力量ベースで当該発電設備の効率を表し、風力発電の経済性の評価に直結する重要な指標である。一般に、風況の良い場所に設置された発電所の方が、そうでない場所に設置されたものよりも発電量は多くなり、設備利用率も高くなる。それは国別の比較でも同様である。風況の良い利用可能な土地が多ければその国における風力発電の設備利用率は高くなる。これは立地的要素に依拠する部分も大きい。同様に、同じ国の中でも風況の良い地域とそうでない地域に別れる。そこで、今回収集されたデータをもとに、大まかな地域別の平均設備利用率を示したものが、図 43 である。これを見ると明らかに、北日本において平均設備利用率が高く、北日本の風況の良さを示しているといえる。

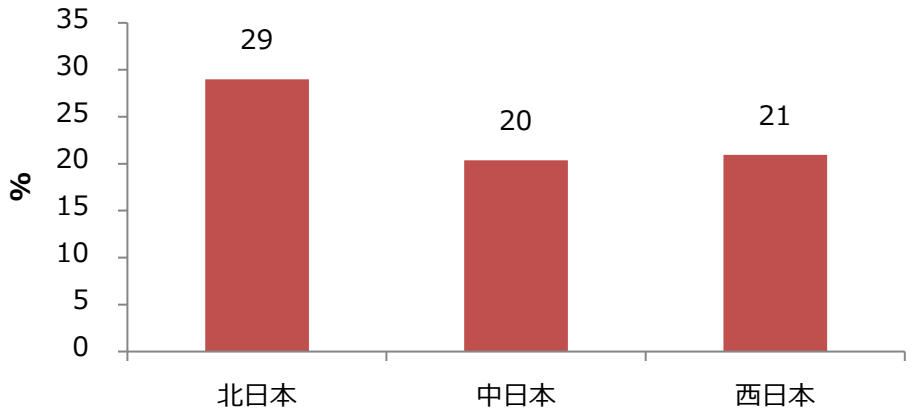


図 43　地域別の平均設備利用率

出所：自然エネルギー財団

今回収集されたデータの設備利用率についてみると、全体では平均値・中央値ともに23%となった（図 44）。資源エネルギー庁 (2016)のデータによると、全体の平均設備利用率は、約 19%としており、今回収集されたデータは、それよりもかなり高い。しかし、資源エネルギー庁のデータは、2005 年以前に設置された発電所のデータも含めたデータであるため、単純比較はできない。

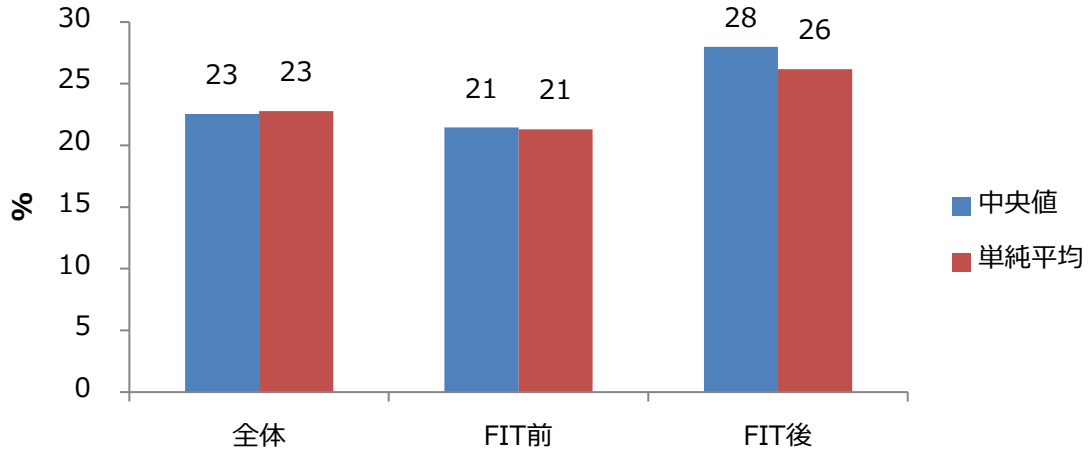


図 44　設備利用率（単純平均値・中央値）

出所：自然エネルギー財団

運転開始時期別にみると、FIT 前（2005 年 1 月～2012 年 6 月末）と FIT 後(2012 年 7 月以降)では大きな差がある。FIT 後の運転開始した発電所の設備利用率が単純平均で 5 ポイントも高い。FIT 後の設備が高い理由については、次の 2 つの要因が考えられる。第一に、立地的要素が考えられる。すなわち、今回のサンプルでは、FIT 後に北日本に立地している設備が相対的に多いため、設備利用率が改善していると考えられる（図 8)。FIT 後、第二に産業的要素の可能性が考えられる。FIT 前後で北日本以外の地域に立地している設備においても設備利用率が改善している。当然サンプルの偏りによって偶然に発生した可能性もあるが、稼働率の改善（図 41）やハブ高の高度化・受風面積の拡大（図 17）と合わせて、効率が向上している可能性もある。

9. 結果の考察と今後の課題

最後に、今回得られた解析結果を踏まえて、日本の風力発電のコストの現況について考察し、今後のコスト低減に向けた示唆を示す。その上で、今後の研究課題について述べる。

9.1. 日本の風力発電のコストの現況についての考察

風力発電のコストとして、重要なのは 1kWh の電力を発電するのにかかるコスト、すなわち発電単価である。これまでの分析を総括して、風力発電の発電単価に影響を与える要素（資本費、運転維持費、発電実績）について、近年(2014~16 年)どのような傾向にあるのかを、表 8 にまとめた。

表 8　近年の風力発電の発電コストに与えている諸影響

		国際的要素	国内的要素			不明
			立地的要素	制度的要素	産業的要素	
資本費	タービンコスト	⬇	-	⬇	⬇	-
	土木工事費	-	⬇	-	(⬆)	⬆
	電気工事費等	-	-	-	(⬆)	⬆
運転維持費	一般管理費	-	-	⬇	⬆	⬆
発電量	設備利用率	-	⬆	-	⬆	-

注：⬆はコスト上昇影響、⬇はコスト下落影響を与えている可能性を示唆している。

まず、タービンコストについては、2007 年の建築基準法の改正による耐震規制の強化により、国際的なタービン価格に比べてかなりの高コストでの調達が余儀なくされたものの、近年は世界的なタービンコストの下落と技術改善が続いている恩恵を、日本も享受し始めていることがうかがえる。こうした恩恵が日本にも届くようになったのは、FIT 導入によって日本市場の魅力が上がったことが大きいと考えられる(制度的要素)。すなわち、固定優遇価格での長期買取契約の保証により、風力発電への投資収益性が向上すると同時に市場も拡大している。それまでは、RPS 制度のもとで、風力発電の電気の買取条件は電気事業者の設定する条件や相対契約次第であった。

土木工事費については、近年、北日本での立地が進み、また低地での開発が進むようになってきた（図 24)。低地の土木工事費は、山地に比べて低く抑えられる傾向にある（図 23)。このような立地的要素を生み出したのは制度的要素が影響していると考えられる。すなわち、従来、風力発電の系統接続の可否について連系可能量という概念によって旧一般電気事業者別（中三社を除く）に系統接続容量が制限され、そもそも当該電気事業者が募集をしなければ接続できなかった。それでも、東北電力管内の募集枠は 2008 年度ごろから 2011 年度にかけて比較的大きな規模に拡大された [16]。さらに、FIT により電気事業者が募集しなくても、開発事業者は適宜系統接続を申し込みができるようになった。

[16] 例えば、東北電力では、2008 年度までは、募集枠は数万 kW か、全く募集しない年もあったが、2008 年度に 16 万 kW、2010 年度に 27 万 kW、2011 年度に 48 万 kW と拡大させている。

しかし、こうした下落要因があったにもかかわらず、実際のコストは急増している。そして、その要因は必ずしも明らかではない。これは電気工事費等も同様である。確かに東北地方の太平洋側においては復興需要による労務費や土木関係の資材価格の急騰といった地域的な要因が影響している可能性があるものの、全国的には数%程度の上昇にとどまっている。

この点に関して専門家や事業者からは、開発事業者の成熟度やファイナンスに関する指摘があった。すなわち、開発事業者の多く（特に今回、集めたデータは大手デベロッパーを除くデータである）は、依然として開発実績が少ないため、土木や電気も含めた全体の工事のマネジメントや施工管理に関しては、大手 EPC 事業者に頼らざるをえないところが多い。そのような中では、発電事業者と EPC 事業者との関係は対等ではない。さらに、建設業界や電工業界自体が近年の復興需要、FIT 制度や原発事故等による電気工事関係の需要増加によって売り手市場になっている可能性も無関係ではないであろう。

さらに、金融機関からは、大手を除く開発事業者が金融機関からファイナンスを組む際には、事業リスクを考慮し、信用力のある大手の EPC 事業者をつけないと融資しにくい現状にあるとの指摘もあった。逆に EPC 事業者側は開発に伴うさまざまなリスクを引き受け、その分を価格に転嫁しているため、結果として全体のコストが高くなる。

実績が積み重なってきている太陽光発電では、このようなことは少なくなってきているといわれるが、導入量が少ない風力発電は依然として、市場や産業として未成熟な部分があり、それらの点がコスト低減に結びつかない要因となっている可能性がある。今後、これらの指摘が正しいかどうかはさらなる検証が求められる。

運転維持費については、一般運転管理費は、年間導入量との相関関係が見られた。専門家からは、類似の機種がたくさんあるほうが、メンテナンスがしやすいとの指摘があり、この点が関係している可能性がある。仮にこの関係が成り立つのであれば、年間の風力発電導入量が数百万 kW と非常に大きいドイツにおける一般運転管理費が低い理由が説明できるかもしれない。他方でメンテナンスの体制整備の観点からは、累積導入量との関係も考慮すべきかもしれないが、これは国際的な比較が必要になるため、別途研究すべき課題であろう。

他方で、FIT 制度導入後に運転開始した設備は、一般運転管理費が、それ以前のものよりも約 2 倍に増加していることがわかった。これについては、FIT 制度によって、発電事業者が運転管理によりコストをかけられるようになったという側面があるとの指摘が専門家やメンテナンス事業者からあった。これによって、稼働率の向上等発電量の増加に貢献するプラスの要素もありうる。

9.2. 今後の風力発電のコスト低減に向けた考察

データ数や情報の制約など、今回の分析で全ての費用項目において、その上昇要因や他国に比べて相対的に高コストになっている理由について必ずしも明らかになっていない。このような不十分な情報の中ではあるものの、現在得られている情報に基づいて、今後の日本の風力発電のコスト低減に向けた可能性について考察する。

①魅力的な事業・市場環境の維持・改善

FIT 導入以降、日本における風力発電の事業環境は、買取価格の面でも優遇され、系統アクセスの点でも徐々に改善している。その結果、海外のタービンメーカーも再参入をし、導入量は徐々に回復している。そうした環境下でメーカー間の競争も起こり、資本費の中で最も大きな割合を占めるタービンコストが低減してきていると考えられる。その意味で、今後も日本の風力発電市場がタービンメーカーにとって魅力的であり続けることが、コスト低減に向けて重要である。

②市場全体の拡大によるコスト低減の可能性

本レポートでは過去と現状の日本のデータから分析を行っているため、市場規模が小さいことによるコスト影響について十分検討できていない。これを行うためには国際的な比較を要するものと思われる。しかしながら、今回の分析では、一般運転管理費について年間の導入量との負の相関性が高く見られる。また、一般運転管理のコストは、管理している基数との関係（発電所の規模ではない）も重要な要素ではないかとも考えられる。市場全体の拡大は、財やサービスのサプラーチェーンの効率化や産業全体の習熟化との関係も含めて重要な要素であることは示唆される。

③　有望な地域・土地での開発制約の緩和

風力発電の経済性は立地場所の条件にも大きく依存する。例えば、北日本は風況がよく設備利用率が高い傾向が見られる。設備利用率が改善すれば当然発電単価は下落する。しかしながら、当該地域の系統運用をあずかる北海道電力や東北電力は、風力発電の接続を厳しく管理・制約してきた。FIT 導入後、系統接続は募集制から申込制に変わり、また経済産業省の「風力発電のための送電網整備実証事業」により、多くの風力発電の開発計画が北日本に集中していると考えられる。しかしながら、依然として地域間連系線の活用や域内系統線の運用など既存の送電線の有効活用がされていない。そのため、接続するために巨額の送電網の増強費用を請求されたり、接続し発電を開始したとしても多大な出力制御の可能性を示されている状況である。このように、経済合理性の高い地域での開発が制約を受けている状態であるので、障害の解消に向けたさらなる努力が求められる。

さらに、農地での立地規制を緩和することでも風力発電のコスト低減に寄与しうる可能性がある。すでに示したように、低地で建設した方が山地に建設するよりも土木工事費を節約できる傾向にある。加えて、山地では輸送面で問題が発生しやすく、タービンの大型化がしにくい。このことからすれば、低地・台地等での立地を進めることで、風力発電のコストを低減できる可能性がある。

問題は風力発電が立地可能な低地・台地等のポテンシャルがあるかどうかである。これに関して利用可能性が高いのが農地である。農地は、輸送のための道路や送電線などのインフラが整っている可能性があり、輸送、土木工事、接続等にかかるコストを下げる上でも有望な適地である。また、風力発電の場合は、基礎部分の面積が小規模なため、立地による農地や農作業への影響は小さいといえる。つまり、風力発電は農業との共生が可能である。実際、全国各地で農地に設置された風力発電所が稼動しており、海外でも農地でまわる風力発電所の風景はごく一般的となっている。しかしながら、日本の農地関連法制では、農用地区域内農地や第 1 種農地といった生産性の高い農地において、風力発電の建設が原則認められておらず、厳しい規制がかけられている。これは優良農地の確保等を図るべく、2009 年に農林水産省が開発規制を厳格化したことなどがその背景にある。他の開発行為とひと括りに規制を厳格化するのではなく、むしろ風力発電を積極活用し、農家の収入を安定化させるといった形で農業との共生のあり方を模索すべきである。こうした規制上のハードルを下げることも風力発電のコスト低減に寄与するであろう[17]。

④　規制の透明性と迅速性の確保

欧州の開発事業者へのインタビューでは、「No surprise」、言い換えれば規制の透明性が非常に重要であるとの指摘があった。どのような条件で、どのような風車で、どのような場所であれば建てることができるのか、法文や規制文書に明記されていることが重要である。そうでなければ事業者は許認可が得られないリスクを評価できないまま開発に着手しなければならず、開発の失敗率が上がり、開発設計費や資金調達コストが増大するであろう。さらに、許認可の手続きが迅速でなければならない。開発に時間がかかればかかるほど、コストは上がり、投資効率は落ちていくからである。

この点について、専門家や事業者へのインタビューから、構造安全審査のプロセスにおける課題も指摘された。2007 年の建築基準法改正以降、60m を超える風力発電の支持構造物の強度に関して、認可を受けることが求められている（2013 年度までは国交大臣の認定、14 年度以降は経産省産業保安監督部の審査）。2014 年度以降、標準的な風力発電では産業保安監督部で原則 30 日以内に審査されるとされているものの[18]、経済産業省電力安全課によれば、実際はおよそ半数の事業が産業保安監督部で判断できないとされ、学識経験者で構成さ

[17] 農地の利用規制に関する詳細は、当財団レポート「風力発電の導入拡大に向けた土地利用規制・環境アセスメントの検討」を参照のこと。
[18] 産業構造審議会保安分科会電力安全小委員会風力発電設備構造強度ワーキンググループ（2013）

れる専門家会議の判断に委ねられているとされる。

また、複数の専門家・事業者からは、この専門家会議の審査では、審査項目が急に追加されたり、合格基準（クライテリア）について明確でないので、メーカーや EPC 事業者も対応に苦慮しているとの意見もあった。当然、これらの不確実性は全てリスクとしてコストに跳ね返る。確かに、地震や台風の影響が大きい日本において、風力発電が一定の安全性を確保するのは重要なことである。ただ、安全審査における透明性と迅速性を高め、審査に係る時間、労力、リスクを節約することは、安全性確保とは矛盾しないであろうし、コスト効率的な風力発電の導入にとっても有効であろう。

⑤　開発事業者の熟練化を促す

図 14 で示したように、日本において EPC 事業者への発注の場合、タービンコストが高くなる傾向が見られる。また、前節で述べたように、近年土木工事費や電気工事費といった工事費が労務費や資材価格では説明がつかないほど高くなっている背景として、設計能力やファイナンスも含めた開発事業者と EPC 事業者との関係も影響している可能性も指摘されている。

この状況を変えていくためには、個別発注を設計・工事への入札方式も含めて実施していくことが重要である、との指摘が複数の専門家からあった。しかし、そのためには、開発事業者に知識と経験、能力が要求される。さらに欧州の開発事業者は、多数の開発を経験する中で、経済性の最大化、コストの低減努力を行なってきた。彼らのノウハウは、「良い仕様を設計し、すべての作業を最適に統合し、それらの作業工程が遅滞なく進むように管理することにある。同時に、各工程において下請け業者を競わせることで、収益を最大化すること」にある。そのようなノウハウが一朝一夕に身につくわけではなく、多数の事業開発を経験する中で、事業者が学習・改善してきた結果(“improving by doing”)として得られるものであったという。

日本では、長らく風力発電市場の成長が抑えられてきたことによって、開発事業者がそうした経験を通じた学習と改善を行う機会が限られてきたのではないか。また、日本では、風力発電の事業開発に 10 年かかると言われる。これでは、単純に開発設計費や建設工事費がかかるだけでなく、事業者の学習と改善の機会を遅らせるだけである。今後は 1 事業開発にかかる時間についても短縮化するよう、政府としてもあらゆる支援を行なっていくことが望まれる。

9.3.　今後の課題

最後に、今後の研究課題を示す。第一に、さらなるサンプルデータの充足が求められる。これまで見たように、今回得られたデータは、全体の傾向から大きな乖離は見られないものの、2014~16 年に運転開始したものについては小規模な発電所のデータが中心となっており、

その点母集団の傾向を適切に把握しきれていないのではないかと考えられる。

さらに、サンプルデータが限られるため、同じ条件での比較分析も限界があり、大きな塊での比較をせざるをえず、分析精度の点では低いものとならざるをえなかった。今後、さらに多くのデータサンプルを得られるよう努力していく。

第二に、今回は、現行のコスト構造を明らかにすることを分析の中心に据え、今後のコスト低減の可能性については、定量的評価ができていない。特に市場拡大によるコスト低減効果は、日本の市場自体が小さいことから検討できていない。今後は、データの充足を得ながら、国際的市場の現状の分析と合わせて、将来的に日本国内で、どこまでの発電単価の低減が可能なのかを定量的に示していきたい。

参考文献

日本語文献

- 発電コストワーキンググループ（2015）「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ.
- 林農（2008）「風力発電設備にかかわる法改正など」『風力エネルギー』vol.32 (3) pp.77-78.
- 風力発電競争力強化研究会(2016)「風力発電競争力強化研究会報告書」
- 環境省（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」
- JWPA: 一般社団法人 日本風力発電協会（2017）「2016 年末の風力発電導入量と、2017 年 3 月末の推定導入量」
- 水野瑛己（2013）「日本の陸上風力発電コストの現状と分析」自然エネルギー財団ディスカッションペーパー。
- NEDO: 独立行政法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構（2008）「風力発電導入ガイドブック」
- NEDO: 国立研究開発法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構（2016）「日本における風力発電・設備導入実績(2016 年 3 月末現在)」
- 産業構造審議会保安分科会電力安全小委員会風力発電設備構造強度ワーキンググループ（2013）「産業構造審議会保安分科会電力安全小委員会風力発電設備構造強度ワーキンググループ　報告書」
- 資源エネルギー庁（2016)「電源種別（太陽光・風力）のコスト動向等について」, 第 25 回調達価格等算定委員会.
- 内田行宣, Harman, K., Walker, R., and M. Wilkinson, (2008）「ウインドファーム稼働率の傾向について―欧州・米国・アジアで稼働中のウインドファーム調査結果―」『風力エネルギー利用シンポジウム』Vol. 30, pp.144-147.

英語文献

- BNEF: Bloomberg New Energy Finance (2015) “The future cost of onshore wind – an accelerating rate of progress”
- BNEF: Bloomberg New Energy Finance (2016a) “H2 2016 Global LCOE Outlook”
- BNEF: Bloomberg New Energy Finance (2016b) “H2 2016 EMEA LCOE Outlook”
- BNEF: Bloomberg New Energy Finance (2016c) “H2 2016 AMER LCOE Outlook”
- BNEF: Bloomberg New Energy Finance (2016d) “H2 2016 APAC LCOE Outlook”
- BNEF: Bloomberg New Energy Finance (2017) “H2 2016 Wind Turbine Price Index”
- Bolinger M. and R. Wiser (2011) Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA.
- Gonzalez, J. S., and R. L. Arantegui, (2016) “Technological evolution of onshore wind turbines – a market-based analysis”, *Wind Energy*, Vol. 19, pp.2171-2187.
- Lüers, S., Wallasch A.-K., and I. K. Rehfeldf, (2015) Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, DEUTSCHE WINDGUARD.
- IEA Wind (2006) IEA Wind Energy Annual Report 2006.
- IEA Wind (2008) IEA Wind Energy Annual Report 2007.
- IEA Wind Task 26 (2015) Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark,

Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007-2012, National Renewable Energy Laboratory.

- IRENA: International Renewable Energy Agency (2015) Renewable Power Generation Costs in 2014. IRENA. Abu Dhabi.
- Leipziger Institute fur Energie GmbH (2014) Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gem. Åò 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums fur Wirtschaft und Energie Vorhaben IIe Stromerzeugung aus Windenergie - Wissenschaftlicher Bericht.
- Leipziger Institute fur Energie GmbH (2015) Marktanalyse – Windenergie an Land, Hmburg.
- Wiser R. and M. Bolinger (2016) 2015 Wind Technologies Market Report, U.S. Department of Energy.

日本の風力発電のコストに関する研究

2017 年 6 月初版
2018 年 3 月改訂

公益財団法人　自然エネルギー財団
〒105-0003 東京都港区西新橋 1-13-1 DLX ビルディング 8F TEL：03-6866-1020（代表）

www.renewable-ei.org