

Evaluating Potential and Feasibility of Wind Energy Considering Restriction of Plant Location

Keiichi OKAJIMA[†] and Masato OISHI

(Received November 15, 2016)

立地制約を考慮した風力発電の導入および事業性に関する評価 岡島敬一[†], 大石叡人

Renewable energy has been developed in Japan to actualize the sustainable society. It is also expected to contribute rehabilitation razed by Great East Japan Earthquake. Iwate prefecture has great wind resources potential among disaster-stricken areas. We have evaluated the wind energy by wind turbines in Iwate prefecture with Geographic Information System (GIS) taking into account restriction for the plant location and business feasibility. Furthermore, we have analyzed sensitivity analysis of feasibility and assessed the case of bigger or less expensive wind turbines. As the results, wind power in Iwate prefecture has capable of generating 73.4 TWh for one year with the levelized cost of 24.7 Yen/kWh. For the location which has above 8% of the internal rate of return (IRR), the total amount of annual electricity and the levelized cost are estimated to 3.0 TWh and 15.4 Yen/kWh, respectively. The available area is 232 km² and this accounts for only 1.5% of the whole. The improvement of IRR is expected by the installation of larger wind turbines, though the available area increases only slightly with the cost reduction case.

再生可能エネルギーは持続可能な社会構築のため導入が進められてきているが、東日本大震災後、環境課題への対策のみならず、災害やエネルギーリスクに強い地域づくりの面からも、太陽光発電や風力発電といった再生可能エネルギーへの関心が高まっている。特に岩手県は震災の被害を受けた中でも風況が良い地域である。本論文では、風力発電の開発の際に関係する様々な条件を地域ごとに整理し、地理情報システム (GIS) を用いて、開発可能地域の検討を行った。また、それらの地域へ風力発電機を導入した際の正味年間発電量を算出することで、岩手県における風力発電の導入評価を行った。加えて、将来的にコストが低減された場合および風車の大型化が可能となった場合の事業性についても評価を行った。その結果、開発可能地域の全域に風車を導入した際の総正味年間発電量は 73.4 TWh、平均発電コストは 24.7 円 / kWh となり、事業性の基準値を内部収益率 (IRR) 8% 以上と設定すると、これを満たす総面積は 232 km² と岩手県全域に対し 1.5% に限られ、このときの総正味年間発電量は 3.0 TWh、平均発電コストは 15.4 円 / kWh と推計された。コスト低減を考慮したケースでは導入可能面積は微増に留まるが、大型風車導入を想定したケースにおいては、IRR が全体的に増加し、風車の大型化によって事業性の向上が期待される。

Key Words

Wind energy, Potential evaluation, Feasibility, IRR, GIS

1. はじめに

東日本大震災後、環境課題への対策のみならず、災害やエネルギーリスクに強い地域づくりの面からも、太陽光発電や風力発電といった再生可能エネルギーへの関心が高まっている。再生可能エネルギーは、化石燃料に代わる持続可能

なエネルギーとして注目されると同時に、自律分散型のエネルギー供給システムを構築することができるため、地域エネルギー供給を目指したメガソーラー、ウインドファームの導入や、より小さい規模では、避難所等への導入が期待されている¹⁾。

University of Tsukuba
SB, 1-1-1, Tennodai, Tsukuba-shi, Ibaraki 305-8573, Japan
[†] Corresponding author: okajima@risk.tsukuba.ac.jp

筑波大学大学院システム情報工学研究科
〒305-8573 茨城県つくば市天王台 1-1-1 総合研究棟 B

再生可能エネルギーのひとつである風力発電では、開発が可能な地域を定義することが難しいという課題がある。これは技術面や環境面、社会面といった様々な要素が関係し、複雑化しているためである。複数の要素を整理するためには、地理情報システム (Geographic Information System, GIS) が用いられることが多い。例えば都市における一般廃棄物管理に関する評価²⁾、再生可能エネルギーのポテンシャル評価³⁾、バイオマス資源ポテンシャルならびに分布評価⁴⁾、などの研究が報告されている。風力発電に関しても、GISを用いて開発可能地域を選定し年間発電量を推計したものがあり、スウェーデンを対象に、開発可能地域シナリオを設定して抽出し年間発電量を推計している⁵⁾。

一方、風力発電は発電コストが火力発電に対し比較的高いため導入が進まないという課題も存在する。既往報告には売電価格等を考慮することで、各地域における風力発電の事業性を評価した研究も存在する^{6) 7)}。これらの研究により開発可能地域の検討に考慮すべき条件や、風況情報に確率分布を用いることで、より詳細な年間発電量を推計可能なことが示されてきている。しかし、技術特性や、環境条件、社会条件等を配慮しているが、経済性を含めた風力発電のポテンシャル評価ができていない。特に導入適地の検討には、地形的条件や環境的条件、社会的条件、技術的条件など、様々な要素を考慮する必要があり、非常に複雑である。

本論文では、様々な条件を整理し風力発電の導入及び事業性の評価を行うことを目的とした。GISを用いて風力発電開発可能地域を選定し、事業性評価ならびに事業性に関する感度分析を行い、導入ポテンシャルがどのように推移するのか検討した。また、将来的に風車が大型化した際や、風力発電の導入コストが低減した際の、事業性の推移についても評価を行った。対象地域は、東日本大震災の被災地域の中でも、再生可能エネルギーのポテンシャルが高い岩手県とした。

岩手県では、2012年3月に岩手県地球温暖化対策実行計画が策定され、2016年3月に改訂された⁸⁾。これは、2011年に発生した東日本大震災の復興計画に示された、再生可能エネルギーの導入促進に向けた具体的な取り組み計画も含む。この計画の中では、2020年までの再生可能エネルギーの導入想定量 (Table 1) が設定されており、この目標の達成により、二酸化炭素の排出量が 569 kt-CO₂ 削減可能だと

Table 1 Renewable Energy Target in Iwate Prefecture⁸⁾

	2010	2020	
	Capacity [kW]	Capacity [kW]	Increase rate [%]
Solar photovoltaic	34,740	747,663	2,052
Wind power	67,099	475,699	609
Hydro power	274,576	276,001	1
Geothermal	103,500	110,999	7
Biomass	1,724	40,954	2,275
Total	481,639	1,651,316	97

見積もられた。風力発電に注目すると、2010年からの増減率が609%と非常に高く、再生可能エネルギーの中でも成長が期待されている。

2. 分析手法および前提条件

本論文における分析手法の概要を Fig. 1 に示す。風力発電の導入ポテンシャルを推計するためには、第一に、風力発電設備の開発が可能な地域を抽出する必要がある。そこで本論文では岩手県を 500 m 四方のメッシュへ細分化し、各条件に基づき、GISを用いて風力発電の開発可能地域を求めた。また、風況データと風車の出力カーブのデータを用いて、各メッシュにおける年間発電量を推計した。その後、初期投資費用や保守管理費用、収益等を入力データとして内部収益率 (Internal rate of return, IRR) を算出した。それらの結果を用いて、岩手県における風力発電の導入ポテンシャルと事業性の評価を行なった。GISソフトウェアとして、Arc GIS 10.2 を用いた。

2.1 検討ケース

風力発電の効率化およびコストの削減を目的として、風力発電システム (風車) の大型化が進んでいる。近年の日本では 2 MW 級の風車の導入実績が多い。そこで本論文においても、定格出力 2 MW の風車を導入することを想定した。これを基準ケースとし、世界風力会議 (Global Wind Energy Council, GWEC) によるコスト低減シナリオに基づいた「コスト低減ケース」と、将来的に風車のさらなる大型化が進むことが予想され、「大型風車導入ケース」についても検討を行った。

- ・基準ケース (定格出力 2 MW 風力発電機導入)
- ・コスト低減ケース (4%低減および 12%低減シナリオ)
- ・大型風車導入ケース (5 MW 風力発電機導入, コストは基準ケースと同等)

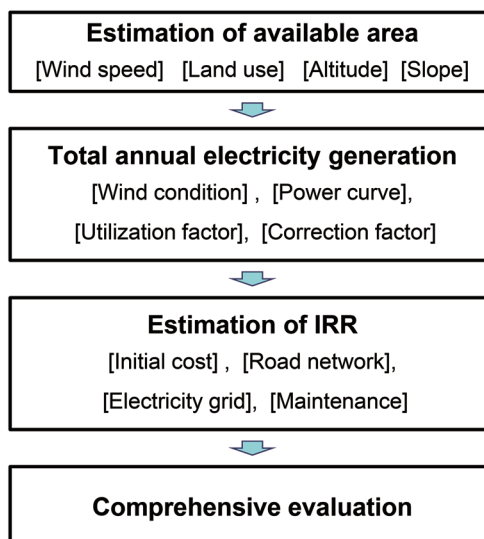


Fig. 1 Potential and feasibility evaluation of wind energy

2.2 開発可能地域の抽出

風力発電の導入ポテンシャルを推計する際には、風況だけでなく建設地点傾斜などの自然条件や、土地利用などの社会的条件を考慮する必要がある。このような複数の制約条件を重ね合わせ、各地点について面的に評価を展開するにはGISでの分析は有力な手法である。そこで本論文ではGISを用いて、制約条件を考慮し風力発電の開発可能地域を抽出した。

GISデータとして、国土交通省国土政策局の国土数値情報ダウンロードサービスにおいて様々な情報が一般公開されている。これは、国土形成計画、土地利用計画等の策定や国土政策の推進に資するため、基礎的な情報を整備したものである。公開データは、海岸線や河川等の水域情報、森林地域や農業地域等の土地利用情報、気候値等の自然情報、自然公園や自然保全等の指定地域情報、公共施設や発電所等の施設情報、工業や商業統計等の産業情報など、多種多様な情報がメッシュ、ポリゴン、ライン、ポイント情報として整備されている。本論文では国土数値情報ダウンロードサービスより、行政区域、土地利用種別細分メッシュ、自然公園地域、自然保全地域、鳥獣保護区、森林地域、空港のデータを用いた⁹⁾。

また、国土交通省国土地理院の数値地図(国土基本情報)においても様々な情報が販売されている。これは、国土地理院が整備してきた基盤地図情報、数値地図シリーズ、数値標高データを統合し、さらに各種データ項目を追加した総合的な地理空間情報である。公開データは、行政区画情報や道路情報、建物情報、地形情報、公共施設情報、構造物情報などである。本論文では数値地図(国土基本情報)より、標高、道路、送電線のデータを用いた¹⁰⁾。

日本における風力発電の開発時に考慮すべき条件は議論が進められており、報告書としてまとめられている。特に環境省報告書では社会条件として土地利用条件のみならず法規制条件として航空法による制限も考慮した精緻な検討が行われてきている^{11)~14)}。本論文ではNEDO風力発電導入ガイドブック¹⁵⁾、および前述の環境省報告書^{11)~14)}、地方自治体として岩手県の風力発電導入構想策定報告書¹⁶⁾を参考に検討し、制約条件をTable 2に示す標高、傾斜、土地利用種別および年平均風速に絞りこみ、開発可能地域を抽出した。これらに該当しない地域を岩手県の行政区域内から除外することで、開発可能地域を抽出した。

Table 2 Consideration for evaluation of available area^{11)~16)}

	Condition	Data mesh
Wind speed	> 5 m/s	500 m
Land use	Forest, Agriculture, Waste land	100 m
Altitude	< 1,000 m	50 m
Slope	< 20°	50 m

2.3 対象風力発電システムおよび正味年間発電量の算出

本論文で対象とした定格出力2 MWの風力発電機および「大型風車導入ケース」において対象とした定格出力5 MW風力発電機の諸元をTable 3に示す^{17)~19)}。2 MW機はロータ直径が80 m、ハブ高さが78 mであり、カットイン風速は4 m/s、カットアウト風速は25 m/s、定格風速13 m/sで出力2 MWを達成する。5 MW機は、カットイン風速、カットアウト風速は2 MWと変わらず、風速13 m/sで出力5 MWを達成し、ロータ直径およびハブ高さはそれぞれ126 mならびに90 mである。

年間発電量(E_{ap})は、風車の発電出力と各風速の出現確率(ワイブル分布)を用い、式(1)によって算出した。

$$E_{ap} = \sum (P(V) \times f(V) \times T) \quad (1)$$

ここで、風速 V における発電出力 $P(V)$ は式(2)を、風速 V の出現確率 $f(V)$ は式(3)を用いて算出した。また T は1年間の総時間数で8760時間である。

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (2)$$

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left(\frac{V}{c} \right)^k \right\} \quad (3)$$

各式における変数は以下のとおりである。 ρ は空気密度で、日本の平地(1気圧、気温15°C)での平均値1.225 kg/m³とした¹⁵⁾。 A は風車の受風面積で、2 MW機で4,978 m²、5 MW機では12,469 m²である。 C_p は風速 V における風車の出力係数で、2 MW機についてはカタログ値¹⁸⁾を用い、5 MW機についてはパワーカーブ¹⁹⁾より概算した。 k および c はそれぞれ、ワイブル分布の形状係数と尺度係数で、NEDOの局所風況マップ²⁰⁾に基づき、各500 mメッシュ全てに適用した。なお、2 MW機および5 MW機のどちらにおいても、地上高70 mの値を用いている。前述の通りハブ高さは2 MW機で78 m、5 MW機では90 mと、地上高70 mよりも高く、特に5 MW機の場合は上空となるため風速が高くなり発電電力量が増大するが、本論文では、簡素化のために、風速の高度補正を考慮していない。

実際の風力発電には、故障修理など発電量を低減させる要因が存在する。また、風車の風下側には、風の乱流が発生するウェーク領域が存在するため、複数の風車を設置する際には、風車間に一定距離を置く必要がある。これらを考慮するため、式(4)を用いて各500 mメッシュに対し正味年間発電量(E_{nap})を算出した。

Table 3 Wind turbine specifications^{17)~19)}

	2 MW	5 MW
Rated power output	2 MW	5 MW
Cut in speed	4 m/s	4 m/s
Cut out speed	25 m/s	25 m/s
Rated speed	13 m/s	13 m/s
Roter diameter	80 m	126 m
Swept area	4,978 m ²	12,469 m ²
Hub height	78 m	90 m
Altitude	1,000 m or less	1,000 m or less

$$E_{nap} = \alpha \times C_{av} \times C_{pf} \times E_{ap} \quad (4)$$

ここで、 α は 500 m メッシュあたりに導入可能な風車の基数を示す面積係数である。本論文では Fig. 2 に示す通り、風車のロータ直径 D の 10 倍を風車間の最低必要距離 ($10D \times 10D$) とし、風車を設置することを想定した¹⁵⁾。2 MW 機および 5 MW 機における風車のロータ直径 D は 80 m, 126 m であるため、風車 1 基に必要な面積はそれぞれ 0.554 km², 1.37 km² となり、よって 2 MW 機および 5 MW 機における面積係数 α はそれぞれ 0.451 および 0.182 と算出された。なお、実際の風力発電導入に際しては風車の基数は整数でなければならず、実数値である面積係数 α を用いて算出した本論文での正味発電量は、その観点において実際の発電量よりも過大に評価している可能性が残ることに留意頂きたい。

この面積係数 α を 1 km² あたりの導入設備容量に換算すると、2 MW 機および 5 MW 機ではそれぞれ 3.61 MW/km² および 3.65 MW/km² であり、これら導入設備容量の値は、環境省報告書^{11) 12)}における 10 MW/km² と比較して 1/3 程度に相当する。環境省の値は卓越風向が顕著である場合を前提としており、風車の風下に形成される風況の乱れた領域であるウェーク領域を、風向と直角方向に風車のロータ直径 D の 3 倍の $3D$ 、風下方向に 10 倍の $10D$ 、とした「 $10D \times 3D$ 」に基づいた数値を使用している¹²⁾。一方、本論文では顕著な卓越風向が出現しない場合の推奨である「 $10D \times 10D$ 」(Fig. 2) を用いて算出しており、より保守的な想定に基づいているといえる。なお、2 MW 機および 5 MW 機の比較では、風車間の最低必要距離を考慮すると結果的に面

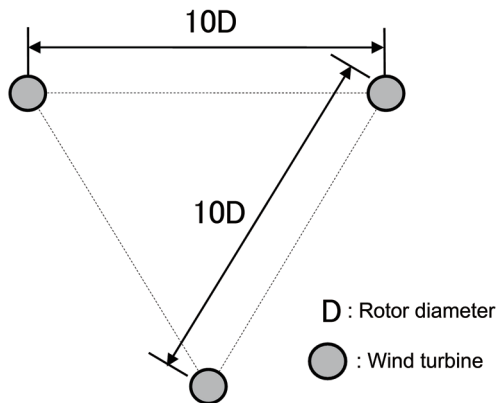


Fig. 2 Turbine spacing in a wind farm¹⁵⁾

積あたりの設備容量に大きな差は生じない。

C_{av} は故障修理や定期点検によって風車が停止し、年間発電量が低減することを考慮したアベイラビリティで、0.95 とした¹⁵⁾。また、 C_{pf} は風向変動や突風等によって出力が低下することを考慮した出力補正係数で、0.90 とした¹⁵⁾。

2.4 事業性の評価

風力発電の開発に必要な費用は、風車本体のみならず、機材搬入のための道路の建設や送電システムの整備に必要な費用も含まれる。地域によって既存の道路や送電線へのアクセス性は異なるため、結果として、これらの整備に必要な費用も異なる。これらの初期投資費用が多く必要となる地域では、風況が良い場合でも、経済的な困難性から風力発電の導入は進まない。本論文では、500 m メッシュごとに風力発電の導入に必要な費用を算出し、また、発電量と想定した売電単価を乗じることで得られる収益を用いて、風力発電の事業性を評価した。想定売電単価は固定価格買取制度 (FIT) の調達価格に基づき 22 円 / kWh と設定した²¹⁾。

事業性の評価には式 (5) によって求まる内部収益率 (IRR) を用いた。

$$\sum_{y=1}^{yr} \frac{CF_y}{(1+r)^y} - CI = 0 \quad (5)$$

yr は投資回収年数で、20 年とした。 CF_y は事業の年間のキャッシュフローで、年間発電量と想定売電単価の積である収益と保守点検費用を考慮した。 CI は初期投資費用で、設備費用および道路整備費用、送電線敷設費用、開業費用を考慮した。道路整備費用は幅員 5.5 m 以上の道路から風力発電設備の開発箇所までの直線距離を算出し、迂回経路を考慮するため、その 2 倍の距離が必要とした。また、道路整備費用と送電線敷設費用は土地利用種別情報を用いて、平地と山岳地ごとに必要な単価を変化させた。それぞれの費用単価を Table 4 に示す¹¹⁾。以上の値によって決定される割引率 r が IRR である。IRR は投資によって得ることのできる利回りを比較する投資判断指標である。この値が大きいほど収益率が大きいことを示す。

風力発電の開発に必要なコストは将来的に低減することが予想される。本論文では、岩手県の再生可能エネルギー導入目標量の達成年である 2030 年における風力発電のコストを推計した。世界風力会議 (GWEC) では、2030 年までに風車の本体および運転保守に必要なコストが、Moderate

Table 4 Cost assumptions for feasibility evaluation¹¹⁾

	Specific cost		0.25 Million Yen/kW
Initial cost	Road construction	plain field	25 Million Yen/km
		mountainous	85 Million Yen/km
	Electricity grid construction	plain field	35 Million Yen/km
		mountainous	55 Million Yen/km
	Capital cost		600 Million Yen per unit
Cash flow	O&M cost		6,000 Yen/kW
	Electricity selling price		22 Yen/kWh

Scenario (MS)において4%, Advanced Scenario (AS)においては12%低減されると予測している²²⁾。そこでこれらのシナリオに基づき、コストが低減された際のIRRを算出し、事業性についての評価も行った。

3. 風力発電の導入評価

岩手県全域を500 m四方のメッシュへ細分化し、各メッシュに導入できる風力発電設備の定格容量を求め、それを導入した際の正味年間発電量を算出した。そして、開発可能地域のマップとオーバーレイすることで、開発可能地域における正味年間発電量を抽出し、風力発電の導入性を評価した。

3.1 年間発電量推計

設定した条件に基づき風力発電の開発可能地域を抽出し、その地域に対して風力発電を導入した際の発電量を推計した。平均風速制約、土地利用制約、標高制約、傾斜制約を考慮し開発可能地域を抽出した。これを Fig. 3 に示す。

この抽出された開発可能地域分布に基づき、500 mメッシュごとに推計した正味年間発電量の分布を Fig. 4 に示す。本論文で設定した条件では、岩手県全域に遍在的に開発可能地域が存在しており、この面積は、岩手県の面積の約53%に相当する8,133 km²であった。また、開発可能地域の全てに風力発電を導入すると、年間で73.4 TWhの発電量を見込むことが可能である。これは、岩手県の電力需要(2014年)の8.5倍に相当する²³⁾。

3.2 IRRによる事業性評価

風力発電の開発の事業性を評価するために、IRRを推計した。風力発電では、開発が進むためにIRRが8%を上回る必要があるとされている¹¹⁾。そこで、風力発電の開発可能地域においてIRRが8%を上回る地域のみを抽出した結果を Fig. 5 に示す。開発可能地域が岩手県に遍在的に存在する一方で、事業性がある地域はわずかに絞られ、その総面積は232 km²であった。また、事業性がある地域に風力発電を導入した際の総発電量は3.0 TWhであり、これは岩手県の電力需要の35%に相当した²³⁾。

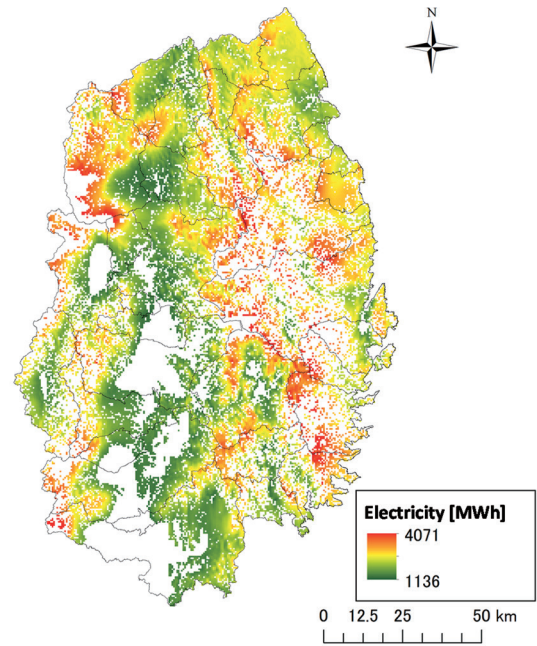


Fig. 4 Distribution map for annual electricity generation

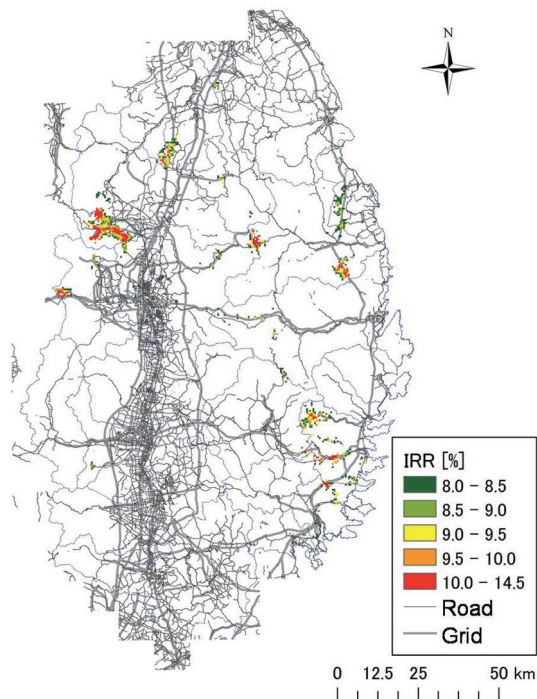


Fig. 5 Distribution map above 8% of IRR

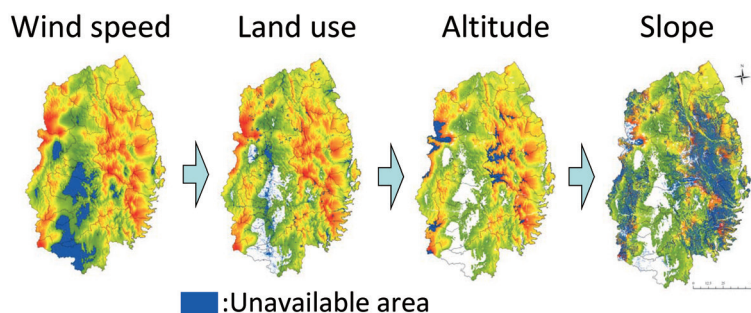


Fig. 3 Steps of estimation of available area

3.3 事業性の感度分析

固定価格買取制度が開始して以降、風力発電に必要なIRRは8%とされてきた。しかしながらこれは、利潤配慮および供給量の状況を勘案して決定された値であり、今後検証が必要な数値だとされている²⁴⁾。そこで本論文では、事業性の基準値をIRRが4%以上、6%以上と設定した条件を加え導入ポテンシャルを算出し、8%での結果を含め比較した。各基準における面積や総正味年間発電量などをTable 5に示す。

事業性があると判定された地域の総面積は岩手県面積に対して、IRR 4%以上のとき約16.3%、IRR 8%以上のとき約1.5%に相当した。IRR 8%以上と設定した場合と比較して、IRR 4%以上の総正味年間発電量および総面積は9.2倍および10.8倍と大きく増加した。また、事業性の基準を厳しくすると、平均設備利用率は大きくなり、平均初期投資費用は小さくなった。IRRの基準値が2%大きくなるごとに、約2円/kWh安くなることが分かった。

資源エネルギー庁の試算では、陸上風力発電の発電コストは21.6円/kWh、政策経費を除くと15.6円/kWhである²⁵⁾。事業性を考慮せず開発可能地域の全域に風車を導入した場合では、年間で73.4 TWhの発電量を見込むことが可能である一方で平均発電コストは24.7円/kWhと大幅に高い値となるが、本論文で算出した発電コストで最も近い値は、IRRが8%以上の場合で、総発電量は3.0 TWhに対し平均発電コストが15.4円/kWhであった。資源エネルギー庁の試算方法では、設備利用率を20%と設定し発電量を推計しているが、本論文では、IRRが8%以上のときの平均設備利用率は40.5%であった。資源エネルギー庁の系統接続費用は、風力発電の建設費の5.2%と設定している。しかし、本論文では地域ごとにこの費用を算出しており、本論文の初期費用は資源エネルギー庁のそれよりも大きな値を取ることが多い。つまり、資源エネルギー庁の試算と比較すると、本論文は風力発電の発電量だけでなく、初期投資費用も大きく評価しているといえる。

3.4 事業性を考慮した導入ポテンシャル

算出したIRRが8%以上となった地点は、概して発電量の高い地域に集中している結果となった。その一方で、発電量が高い地域の中にもIRRが低い地点が存在した。そこで、IRRが低い地点の要因を自然条件および社会条件の観点から考察するため、IRRが等しく5.0%となった地点の中から

Table 5 Estimated results depends on IRR

	IRR		
	4%	6%	8%
Total area [km ²]	2,495	890	232
Total annual electricity [TWh]	27.3	10.6	3.0
Average utilization factor [%]	34.7	37.7	40.5
Average initial cost [Million Yen]	640	618	587
Average electricity cost [Yen/kWh]	19.5	17.3	15.4

道路および送電系統に対する立地が異なる3地点を選択し、IRRが9.0%と高い結果を示した代表地点と比較した。これら地点選択の主要点をTable 6に、選択した地点の位置をFig. 6に示す。IRR 9.0%の代表地点をAとし、IRRが5.0%と低い代表地点をB-Dとしている。各代表のこれら各地点における年間発電量と初期投資費用の内訳を算出し比較した結果をFig. 7に示す。

各地点において、必要な設備費用と開業費用に差はない。そのため、IRRに差ができる要因は、年間発電量または道路整備費用、送電線敷設費用のいずれかである。地点Aでは正味年間発電量が高く、必要な初期投資費用も小さいことから、IRRが9.0%と高い値となった。一方で、地点Bおよび地点Cでは、正味年間発電量はAと遜色がない値を示した一方で、IRRが5.0%と小さい値となった。B地点では道路から距離があり、道路の整備に多くの費用が必要な面が、地点Cでは送電線から距離があり、送電線の敷設に多くの費用が必要な面が要因でIRRが小さくなった。また地点Dでは、必要な初期投資費用はA地点と同じく小さい一方で、風が弱く正味年間発電量が小さい結果、IRRが小さい値をとった。IRRは発電量に大きく影響され、また、各地点により道路整備費用及び送電線敷設費用が変化する。そ

Table 6 Major points for each selected site

Site	IRR	Electricity generation	to Road	to Grid
A	9%	High	Not far	Not far
B	5%	High	Far	Not far
C		High	Not far	Far
D		Low	Not far	Not far

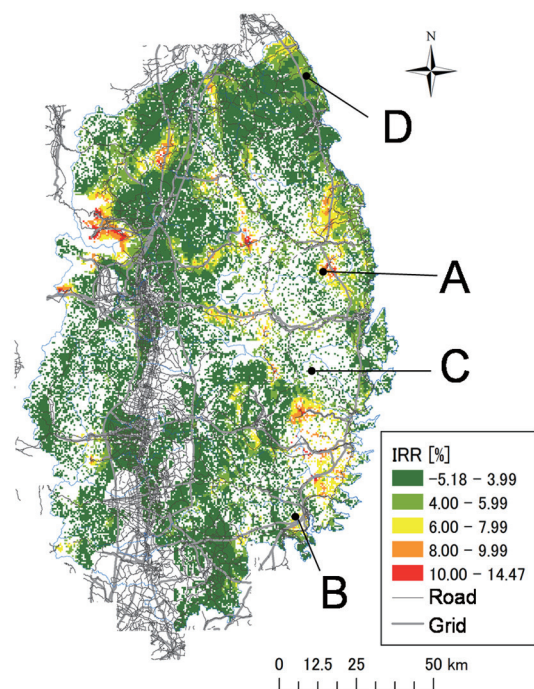


Fig. 6 Selected locations for typical examples

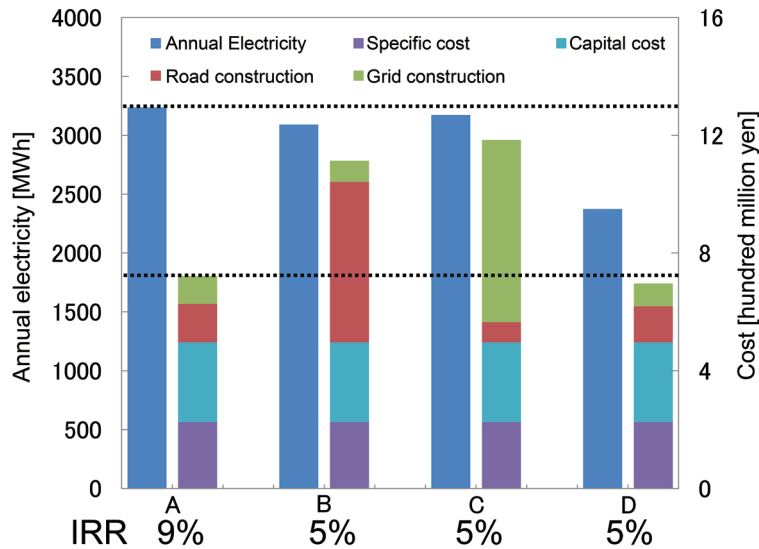


Fig. 7 Total annual electricity generation and initial costs for each selected location

のため、風力発電が事業性を持つためには、その地域の発電量が大きく、なおかつ道路および送電線に近い必要があることが定量的に明示された。

4. 事業性向上のための検討

IRRは、以上のように年間発電量と初期投資費用に左右される。将来的に風力発電は、コストの低減ならびに風車の大型化が予想される。これら二つの観点について、それぞれIRR向上に寄与するかどうかを検討した。

4.1 コスト低減時の事業性評価(コスト低減ケース)

世界風力会議(GWEC)によるコスト低減シナリオである、Moderate Scenario (MS, 低減率4%)ならびにAdvanced Scenario (AS, 低減率12%)に基づき、コストが低減された際のIRRを算出し、事業性についての評価を行なった。MS, ASそれぞれのシナリオのコスト低減率に則り算出した想定低減単価をTable 7に示す。これらの値に基づき、IRRを算出した結果をFig. 8 (a)およびFig. 8 (b)に示す。IRRが8%以上で事業性があると判定された地域の総年間発電量は、MSでは3.4 TWh, ASでは4.4 TWhであり、総面積はMS, ASそれぞれ266 km², 354 km²であった。これは岩手県の総面積の1.7%および2.3%に相当する。また、コスト低減がない基準時の面積からの増加率はMSで14.7%, ASで52.6%となり、大きく増加する。

4.2 大型風車の導入時の事業性評価(大型風車導入ケース)

定格出力5 MWの大型風車を導入することを仮定した「大型風車導入ケース」に対し、同様にポテンシャルの評価を行った。なお、費用については基準ケースと同様としている。5 MW機を導入した際のIRRの算出結果をFig. 9に示す。IRRが8%以上の地域の総年間発電量は27.6 TWh, 総面積は2,541 km²で、2 MW機と比較すると、面積は11倍へと増加した。本評価結果においてこのようにIRRが増

大した主な理由は、メッシュあたりに必要な費用が低下した点にある。同一メッシュにおける2 MW機と5 MW機の風車での発電量と必要な費用の比較をFig. 10に示す。2 MW機と5 MW機では、1基当たりの発電量が増加する一方で、面積係数が小さい、すなわち、1つのメッシュに導入可能な風車の基数が減少するため、メッシュあたりの発電量は同程度に留まる。評価の前提条件として、道路整備費用や送電線敷設費用、開業費用は風車1基に必要な費用としているため、メッシュあたりに換算すると費用が小さくなる。その結果、大型風車導入ケースにおいてIRRは全体的に増加する。

本論文では、特に、建設費用が含まれている開業費用については、1基あたりに必要な費用を2 MW機と5 MW機で同等として評価を行っており、建設用超大型クレーンの機種の違いによるコスト差などは考慮していない。また、5 MW大型風車の導入には、道路拡幅が必要になる箇所が増加、橋梁の重量制限、トンネルの通過制限などが生じる可能性が十分高い。このため、輸送・建設費の増加も考慮すると、山間部への5 MW大型風車の導入可能地点は、限定されると思われる。

5 MW機において有利なのは、上空の風を利用できることに起因する発電電力量増加と、同一の設備容量を持つウインドファームでの場合は、設置基数の低減によるメンテナンス費の低減である。より精緻な試算を進めるには、これらの前提条件を詳細に評価していく必要があり、今後の課題といえる。

Table 7 Cost Scenarios

Scenarios	Cost reduction	Specific Cost [1000 Yen/kW]	O&M cost [1000 Yen/kW]
Moderate (MS)	4%	240	5.76
Advanced (AS)	12%	220	5.28

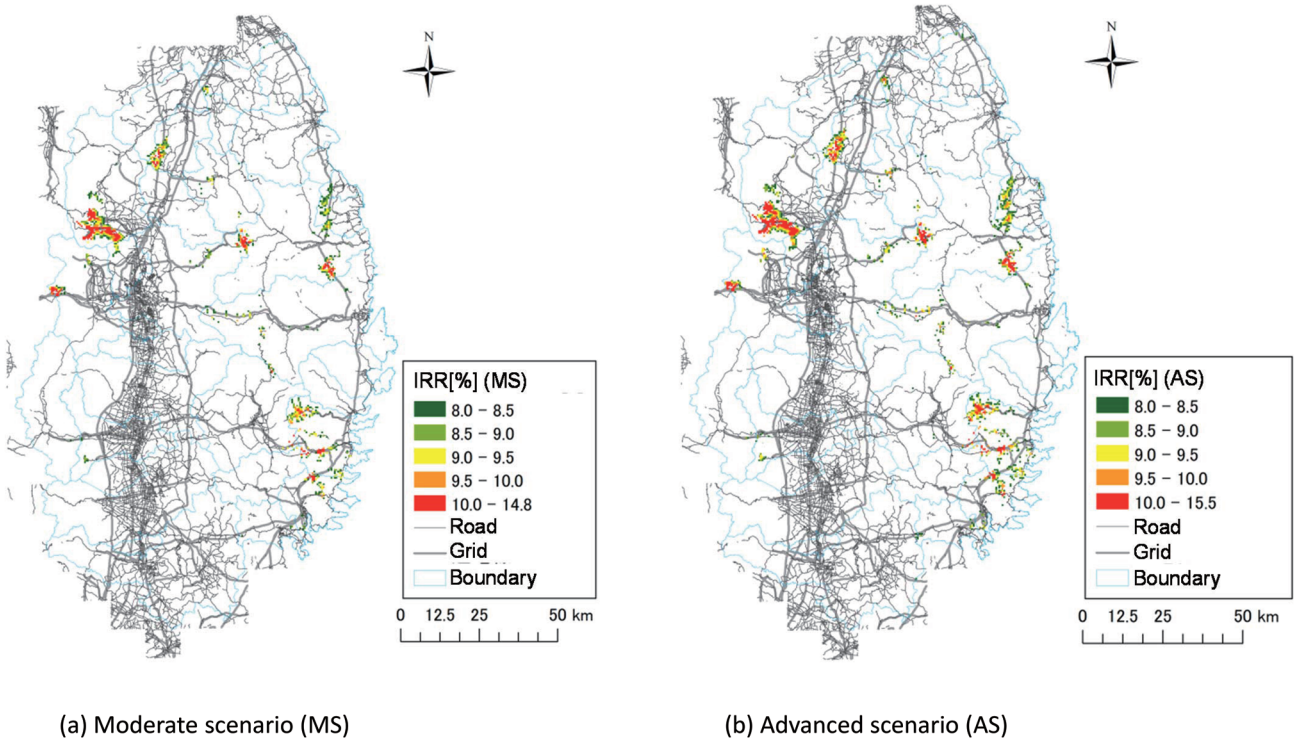


Fig. 8 IRR considered cost scenarios: (a) Moderate scenario (MS), (b) Advanced scenario (AS)

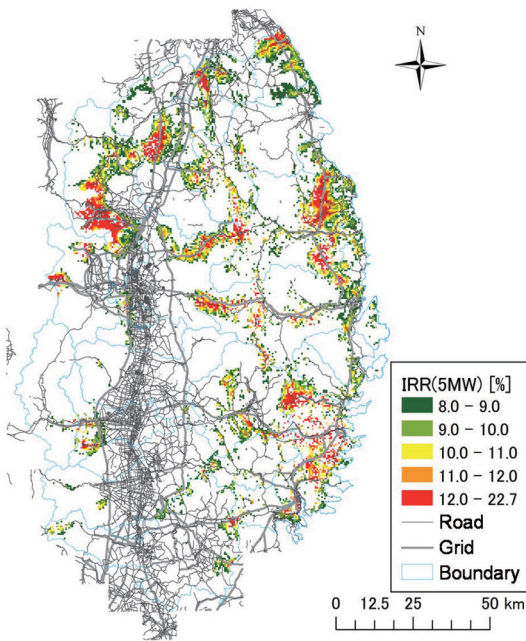


Fig. 9 IRR for 5 MW wind turbines

5. おわりに

本論文では、東日本大震災によって被災した中でも、風力発電のポテンシャルが高いとされる岩手県を対象に、立地制約を考慮した風力発電の導入量および事業性の評価を行った。また、将来的にコストが低減した場合の事業性、大型風車の導入ケースについても評価を行った。立地制約を考慮すると、岩手県の面積の約 53%において風力発電の

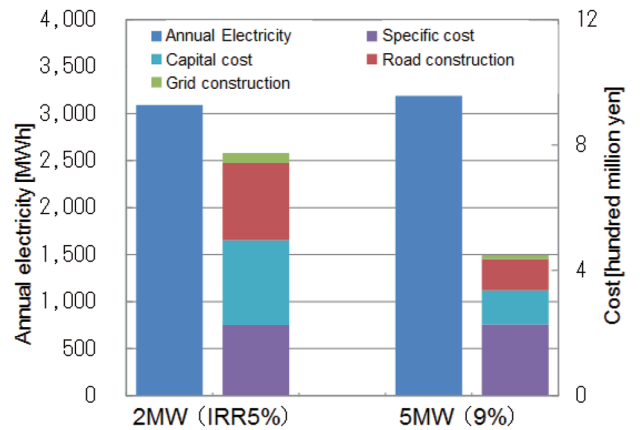


Fig. 10 Annual electricity and levelised cost of 2 MW and 5 MW wind turbines per data mesh size of 500 m

開発が可能だと判定された。その開発可能地域の全域に風車を導入した際の、正味年間発電量は 73.4 TWh、平均発電コストは 24.7 円 /kWh と推算された。事業性の基準値を IRR 8%以上と設定すると、これを満たす地域は、岩手県の 1.5%のみに限られ、総発電量は年間 3.0 TWhであった。このときの平均発電コストは 15.4 円 /kWh と、資源エネルギー庁の試算と近い値を取る。

2030 年までのコスト低減率を 4%および 12%とすると、IRR が 8%以上の地域の総面積は 266 km² および 354 km² であり、今後導入が進むと予想される 5 MW 大型風車導入を想定したケースにおいては、IRR が全体的に増加し、IRR が 8%以上の地域の総面積は 2,541 km² へと増大した。コス

ト低減ケースでの IRR 向上は微増に留まるが、大型風車の導入により IRR は大きく向上する。これは大型風車導入により、単位面積あたりの道路整備費用及び送電線敷設費用等が低減されることに起因する。

岩手県は、発電量が大きい一方で、道路や送電線からの距離が遠いため、これらの費用が高く、IRR が小さい値となる地域が多い。そのため岩手県では、大型風車の導入によるこれら費用の圧縮、本論文では省略した、風速の高度補正および最新の長大ブレード風車の適用による発電量増加により、事業性が大きく向上する可能性が高い。

謝 辞

本研究は JSPS 科研費（課題番号：24360403）の支援により実施されました。

文 献：References

- 1) Ministry of the Environment Government of Japan, Annual Report on the Environment, the Sound Material-Cycle Society and Biodiversity in Japan 2016, p. 66 (2016), <http://www.env.go.jp/policy/hakusyo/h28/pdf/full.pdf> (Last access: 2016.10.14) : 環境省, 平成 28 年版 環境・循環型社会・生物多様性白書, p. 66 (2016), <http://www.env.go.jp/policy/hakusyo/h28/pdf/full.pdf> (Last access: 2016.10.14)
- 2) Akther, A.; Ahamed, T.; Takigawa, T.; Noguchi, R., *J. Jpn. Inst. Energy*, **95**, 457-467 (2016)
- 3) Wakeyama, T.; Ehara, S., *J. Jpn. Inst. Energy*, **91**, 391-404 (2012): 分山達也, 江原幸雄, 日エネ誌, **91**, 391-404 (2012)
- 4) Fukuda, Y.; Fujii, M., *J. Jpn. Inst. Energy*, **94**, 1057-1065 (2015)
- 5) Siyal, S.; Mörtberg, U.; Mentis, D.; Welsch, M.; Babelon, I.; Howells, M., *Energy*, **83**, 447-461 (2015)
- 6) Sliz-Szkliniarz, B.; Vogt, J., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **15**, 1696-1707 (2011)
- 7) Grassi, S.; Chokani, N.; Abhari, R., *Energy Policy*, **45**, 73-85 (2012)
- 8) Iwate Prefecture, Action plan for global warming, 2016, http://www.pref.iwate.jp/dbps_data/_material/_files/000/000/002/954/jikkoukeikaku_kaitei.pdf (Last access: 2016.10.14) : 岩手県, 地球温暖化対策実行計画, 2016, http://www.pref.iwate.jp/dbps_data/_material/_files/000/000/002/954/jikkoukeikaku_kaitei.pdf (Last access: 2016.10.14)
- 9) Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism, National Land Numerical Information download service, <http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/> (Last access: 2016.10.14) : 国土交通省, 国土数値情報ダウンロードサービス, <http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/> (Last access: 2016.10.14)
- 10) Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism, Maps & Geospatial Information, <http://www.gsi.go.jp/kibanjoho/kibanjoho40027.html> (Last access: 2016.10.14) : 国土交通省, 数値地図 (国土基本情報), <http://www.gsi.go.jp/kibanjoho/kibanjoho40027.html> (Last access: 2016.10.14)
- 11) Ministry of the Environment Government of Japan, Study on Basic Zoning Information Concerning Renewable Energies, 2014, <https://www.env.go.jp/earth/report/h26-05/full.pdf> (Last access: 2017.3.19) : 環境省, 平成 25 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, 2014, <https://www.env.go.jp/earth/report/h26-05/full.pdf> (Last access: 2017.3.19)
- 12) Ministry of the Environment Government of Japan, Study of Potential for the introduction of Renewable Energy, 2011, <https://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/full.pdf> (Last access: 2017.7.20) : 環境省, 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書, 2011, <https://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/full.pdf> (Last access: 2017.7.20)
- 13) Ministry of the Environment Government of Japan, Study of Potential for the introduction of Renewable Energy, 2010, <http://www.env.go.jp/earth/report/h22-02/full.pdf> (Last access: 2017.3.19) : 環境省, 平成 21 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書, 2010, <http://www.env.go.jp/earth/report/h22-02/full.pdf> (Last access: 2017.3.19)
- 14) Ministry of the Environment Government of Japan, Study on Basic Zoning Information Concerning Renewable Energies, 2016, https://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/h27_whole.pdf (Last access: 2017.3.19) : 環境省, 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, 2016, https://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/h27_whole.pdf (Last access: 2017.3.19)
- 15) New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), The guidebook for wind energy, 2008, <http://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf> (Last access: 2016.10.14) : 新エネルギー産業技術総合開発機構 (NEDO), 風力エネルギー導入ガイドブック, 2008, <http://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf> (Last access: 2016.10.14)
- 16) Iwate Prefecture, Report for wind energy action plan, 2015, http://www.pref.iwate.jp/dbps_data/_material/_files/000/000/002/954/jikkoukeikaku_kaitei.pdf (Last access: 2016.10.14) : 岩手県, 風力発電導入構想策定報告書, (2015), https://www.pref.iwate.jp/dbps_data/_material/_files/000/000/037/272/houkokusyo.pdf (Last access: 2016.10.14)
- 17) Hitachi, Ltd, HTW2.0-80 specification, <http://www.hitachi.co.jp/products/power/wind-turbine/products/>

- htw2000_80/specification/index.html (Last access: 2017.3.19): 日立製作所 HP, HTW2.0-80 諸元, http://www.hitachi.co.jp/products/power/wind-turbine/products/htw2000_80/specification/index.html (Last access: 2017.3.19)
- 18) Hitachi, Ltd, HTW2.0-80 performance, http://www.hitachi.co.jp/products/power/wind-turbine/products/htw2000_80/performance/index.html (Last access: 2017.3.19): 日立製作所 HP, HTW2.0-80 性能, http://www.hitachi.co.jp/products/power/wind-turbine/products/htw2000_80/performance/index.html (Last access: 2017.3.19)
- 19) Saeki, M.; Tobinaga, I.; Sugino, J.; Shiraishi, T., *Hitachihoron*, **92**, 340-345 (2014) : 佐伯満, 飛永育男, 杉野淳一, 白石崇, 日立評論, **96**, 340-345 (2014)
- 20) New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Wind conditions map, <http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/> (Last access: 2016.10.14): 新エネルギー産業技術総合開発機構 (NEDO), 局所風況マップ, <http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/> (Last access: 2016.10.14)
- 21) Ministry of Economy, Trade and Industry, Procurement price calculation committee, Settlement of FY 2016 Purchase Prices and FY 2016 Surcharge Rates under the Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy, 2016, http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_005_01_00.pdf (Last access: 2017.3.19): 経済産業省調達価格等算定委員会, 平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見, 2016, http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_005_01_00.pdf (Last access: 2017.3.19)
- 22) Global Wind Energy Council, Global Wind Energy Outlook 2014, 2014, https://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf (Last access: 2016.10.14)
- 23) Agency for Natural Resources and Energy, Statistics of energy consumption by prefectures, 2014, http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/energy_consumption/ec002/results.html. (Last access: 2017.3.19): 資源エネルギー庁, 都道府県別エネルギー消費統計調査, 2014, http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/energy_consumption/ec002/results.html. (Last access: 2017.3.19)
- 24) Ministry of Economy, Trade and Industry, Procurement price calculation committee, Settlement of Purchase Prices for Renewable Energy, 2-3 (2015), http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_004_01_00.pdf (Last access: 2016.10.14): 経済産業省調達価格等算定委員会, 調達価格及び調達機関に関する意見, 2-3 (2015), http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_004_01_00.pdf (Last access: 2016.10.14)
- 25) Agency for Natural Resources and Energy, http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf (Last access: 2016.10.14): 資源エネルギー庁, http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf (Last access: 2016.10.14)
-