

地域特性を考慮した風力発電導入の ポテンシャル分析と事業性評価

植田 真弘¹・天野 耕二²・島田 幸司³

¹京都大学大学院 エネルギー科学研究科 (〒606-8501 京都市左京区吉田本町)
E-mail:m.ueda@kw7.ecs.kyoto-u.ac.jp

²正会員 工博 立命館大学教授 理工学部 (〒525-8577 草津市野路東1-1-1)
E-mail:amano@se.ritsumei.ac.jp

³正会員 博(工) 立命館大学教授 経済学部 (〒525-8577 草津市野路東1-1-1)
E-mail:shimada@ec.ritsumei.ac.jp

日本における風力発電事業の導入ポテンシャルを分析することを目的として、気象官署が設置されている152市町村における気象条件と社会特性から年間発電量と発電売り上げを算出した上で経済学的手法を用いて事業性を評価した。風力発電による発電ポテンシャルを算出する際には、各地域の雷や暴風の頻度等気象リスクに加えて、平均風速の実測値を考慮した。さらに、普及拡大政策として電力の買い取り価格と排出権取引制度に着目し、各々の政策によって発電事業としての赤字相殺が可能となる地域の割合を求めた。各地域共に、平均風速が経済収支に最も影響し、次いで買い取り価格が影響することが示された。

Key Words : wind power generation, potential, npv, emissions trading, regional characteristics

1. はじめに

21世紀に入り、発展途上国を中心とした国々による飛躍的な経済成長によって、エネルギーの需要が高まってきたと同時にエネルギー源である天然資源の枯渇も問題視されている。そのような中、エネルギー自給率が極めて低い水準にある我が国においては、エネルギーセキュリティの向上のために化石燃料に依存しない社会構築が必要となってきている。そこで、環境負荷、エネルギーセキュリティの両面から現在注目されているのが太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーである。これらは、発電時に二酸化炭素を排出しない上に無尽蔵なエネルギー源であることから、我が国においては積極的に普及させていくことが望まれている。また、これらのエネルギーは、化石燃料の依存度を低下させる石油代替エネルギーとして、エネルギーの安定供給の確保に貢献するため、持続可能な経済社会の構築に寄与すると考えられている。特に、風力発電においては、再生可能エネルギーの買い取りを電力供給事業者に対して義務付けた再生可能エネルギー法（EEG法）によって、ドイツや欧州で普及が進んでおり、設備容量拡大のための制度設計も他国と比較して充実している。我が国においては、年々導入規模は拡大してきているものの、技術的・経済

的制約に加え、欧州のような普及政策の充実が得られず、海外諸国に比べて導入規模が小さいのが現状である。

そこで、本研究では、我が国における気象条件、社会特性を包括的に考慮し、風力による発電ポテンシャルについて地域ごとに分析していくと同時に、設備投資する際に重要視される経済収支についても算出する。さらに、事業採算性が見込めない地域については、風力発電による電力の買い取り価格と排出権取引制度の2つの政策に着目し、発電事業としての赤字相殺の可能性についても追究していくこととする。

2. 設定条件

(1) 対象地域

本研究では、日本全土の中より気象官署が設置されている市町村152地域を対象とし、各々の地域における気象データや社会特性に基づいて風力発電の導入ポテンシャルを推計する。主な地域特性としては、自然条件として平均風速、雷頻度、暴風頻度に着目し、社会特性としては当該地域を管轄する電力会社の風力発電に対する対応（買い取り価格）に着目して導入ポテンシャルと事業性を多面的に評価する。

(2) 風車仕様

自然状況や各種社会特性など、地域ごとに適している風車の規模が異なるため、算出の際には出力規模の基準を3通り設定し、各々の風車を単基導入した場合について分析していく。その際に設定する風車の規模を小規模ケース、中規模ケース、大規模ケースに分類する。また、各メーカーによって風車仕様が異なるため、3つのケースにおける仕様を設定した(表-1)。なお、総合効率については地域新エネルギー・省エネルギービジョン策定ガイドブック¹⁾で用いられた値を採用した。

表-1 風車仕様の設定条件²⁾

	小規模ケース	中規模ケース	大規模ケース
出力規模	750kW	1,500kW	2,000kW
ロータ直径	50m	60m	65m
ハブ高	50m	70m	70m
総合効率	33%		

(3) 自然条件

a) 平均風速

平均風速については、NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)が開発した局所的風況予測モデル(LAWEPS)のデータを引用した。この際、風車のハブ高と同じ高さの平均風速を用いる。従って、小規模ケースにおいては地上高 50m の平均風速、中規模・大規模ケースにおいては地上高 70m の平均風速のデータを用いることにする。八丈島、父島、与那国島については、NEDOの「平均風速の検索機能」の対象範囲外の地域となっているために、気象庁で観測された 2004 年から 2006 年までの平均風速を地上高 50m と地上高 70m における風速に補正計算した。なお、計算に用いた「べき指数」の値は地表の粗度状態により異なるが、ここでは平地の場合に用いられる 7 という値を採用した。

平均風速の補正計算式を式(1)に示す。

$$V = V_1 (Z/Z_1)^{\frac{1}{n}} \quad (1)$$

ここで、

V : 地上高 Z (m) における風速 (m/s)

V_1 : 地上高 Z_1 (m) における風速 (m/s)

n : べき指数

b) 雷

風車の停止要因で最も多いとされているのが落雷による風車の損傷である。本研究では、風車停止要因として雷日を地域ごとに算定し、気象リスクとして年間発電量の算出に反映させる。また、算定に用いる雷日について

は、気象庁が提供している気象統計データのうち、2004 年から 2006 年までの実測値の平均値を採用する。雷日として観測された日には風車を自動的に停止させると仮定し、この日数を自動停止日数とする。これに加え、落雷事故が発生したことを想定し、これによる風車故障停止時間についても考慮する。この故障停止時間とは、故障が発生してから技術者を派遣し、故障原因の特定、そして部品の発注・修理を含めての停止時間であり、1 回の落雷に対して 1,025hr 停止させると仮定する。この値は、風力発電利用率向上調査委員会と故障・事故等調査委員会が行ったアンケート調査によって得られた復旧までに要した時間の平均値である³⁾。

以上のように、自動停止日数と故障停止時間の双方を考慮することによって雷による気象リスクを年間発電量に反映させる。

c) 暴風

風車の停止要因として雷の他に台風などによる暴風が挙げられる。風況の優れたサイトであっても、台風の多発地域では有望サイトであるとは限らない。そこで、本研究では、この暴風に関しても重要な自然条件のひとつとして考慮する。

ここで、暴風の定義を明らかにしておく。現在風力発電に用いられている風車には、カットアウト風速と称される、風速が大きくなると危険防止のためロータの回転を止め発電を停止させる風速値がある。カットアウト風速は国内外含めて 25m/s に設定されている風車が大半を占めているために、本研究においてもカットアウト風速を 25m/s とし、これを超える風速を暴風と定義する。

対象とするデータは、気象庁が設置している気象官署で観測された最大瞬間風速の値を用いる。すなわち、各地域において最大瞬間風速が 25m/s 以上の観測値が記録された日は、全ての風車を停止させると仮定し、暴風日とする。暴風日についても、雷日と同様に 2004 年から 2006 年までの実測値の平均値を採用する。

また、暴風が原因とされる事故・故障については、年々減少傾向にあるため(2004年度21件、2005年度1件、2006年度0件⁴⁾)、暴風日の自動停止のみを考慮し、暴風に伴う故障は想定しないこととする。

(4) 社会特性

本研究では、対象地域の社会特性として当該地域を管轄する電力会社が設定する風力発電による電力の買い取り価格に着目する。また、風力発電を設置した地域を管轄しない電力会社による電力の買い取りは、考慮しない。電力会社が設定する買い取り価格は年々変動しており、非公表の場合も少なくない。本研究では、経済収支を判断するためには不可欠な要素であると考え、電力会社ご

表-2 電力会社別買い取り価格（2007年時点）
加重平均価格

地域 (電力会社別)	買い取り価格 (円/kWh)		
	小規模	中規模	大規模
北海道	10.70	10.70	10.70
東北	3.60	3.60	5.90
東京	10.70	10.70	10.70
北陸	10.70	10.70	10.70
中部	10.40	10.40	10.70
関西	10.82	10.82	10.70
中国	10.50	10.50	10.50
四国	10.70	10.70	10.70
九州	10.50	10.50	9.50
沖縄	11.76	11.76	10.70

とに買い取り価格をヒアリング調査した。買い取り価格を公表している電力会社についてはその公表値を用いることとし、守秘義務のために公表していない電力会社については、資源エネルギー庁が2006年度に実施したアンケート調査により得た加重平均価格のうち、2006年度の値である10.70円/kWhという値を適用する。表-2に本研究で採用した買い取り価格を電力会社別に示す。

また、電力会社が買い取る電力には、「電気としての価値」と「再生可能エネルギー普及促進のための環境付加価値」に分けられるが、そのうちの環境付加価値のことを「RPS相当量」として認定し、取引されている。しかし、東北電力に関しては、この価値を買い取り価格に含めることを保障していないために、買い取り価格には、「電力としての価値」のみ含まれていると想定した。よって、他の電力会社より低い価格設定となった。

3. 分析手法

(1) 年間発電量

各地域の平均風速と風車のロータ直径、総合効率から、立地条件や技術的制約を考慮した期待可採量としての年間発電量を算出した。算出の際は気象リスクに加え、定期点検による停止日数を5.25日/年⁵⁾と設定し、地域別の稼働率についても算出する。この値は、北海道経済産業局が2005年度に行った調査で得られた定期点検の平均停止時間である。また、1年間のうち、雷日・暴風日による累計停止日数と落雷による停止時間、定期点検日数を

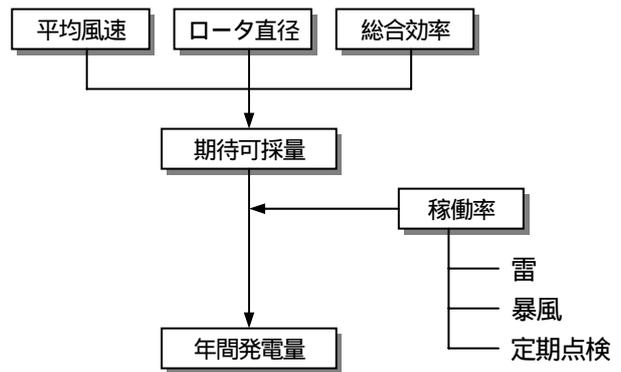


図-1 発電量算出フロー

表-3 風車規模別のコストシナリオ

	小規模ケース	中規模ケース	大規模ケース
出力規模	750kW	1,500kW	2,000kW
建設コスト	25万円/kW	20万円/kW	15万円/kW
運転保守費 (当初)	300万円/年・基		
補助率	1/2 × 0.9		

除いた日数の割合を利用可能な割合（稼働率）とし、期待可採量に地域別の稼働率を乗じることによって152地域の年間発電量を算出する(図-1)。

(2) 正味現在価値 (NPV)

a) コストシナリオ

風力発電の事業性を判断することを目的として、正味現在価値 (NPV) を地域ごとに算定することによって経済収支を試算した。その際、詳細な建設コストが予測困難であることから、NEDO 風力発電導入ガイドブック⁶⁾を基にコストシナリオと運転保守費を設定し、各々の条件におけるポテンシャルと採算性について分析していくこととする。また、毎年伴う費用という主旨でNPVの割引計算に反映させるために、上記の表には当初(0年目)の値として示した。補助金については、地域新エネルギー導入促進事業助成制度に基づいて、NEDOが設備設置の段階で地方公共団体に交付している補助率を用いた。本研究で試算する際に用いるコストシナリオにおける設定条件を表-3に示す。

ただし、本研究で用いるコストシナリオの中には、風車故障等のために発生した修理費は考慮していない。

b) 算出式

対象地域におけるNPVを算出するために用いた式を以下の式(2)に示す。NPVの値が正の値となれば採算が見込めるとし、負の値となれば採算が見込めないとする。

$$NPV = \sum_{t=0}^{17} \frac{Q_i \times P_e - C \times n_i}{(1+r)^t} - I_i \quad (2)$$

Q_i : 地点 i ($i = 1 \sim 152$) における年間発電量 (kWh/年)

P_e : 電力会社 e ($e = 1 \sim 10$) における

風力発電電力の買い取り価格 (円/kWh)

C : 運転保守費 (円/年・基)

n_i : 地点 ($i = 1 \sim 152$) における風車設置可能台数 (基)

r : 割引率 (%)

I_i : 地点 i ($i = 1 \sim 152$) における初期投資額 (円)

t : 風車の耐用年数 (年)

風車の耐用年数については、一般的に減価償却費を算出する際に用いられている17年という値を用いた。また、割引率については「平成18年度風力発電利用率向上調査委員会および故障・事故等調査委員会⁷⁾」で用いられている4%という値を採用する。風車を設置してから1年が経過するまでを0年目、そして耐用年数とした17年目までの各年の収益を計算し、それらの合計値から初期投資額を差し引くことによってNPVの値を算出する。

4. 結果

(1) NPV算出結果

風力発電の採算性を概観するために、対象官署(市町村)各々に風車を単基設置した場合の「NPVが正の値を示した官署の数」を地域・規模別に表-4に示す。

出力規模が大きくなるに従ってNPVが正になる地域が増えていることがわかる。出力規模が増大することによって建設費も割高になるが、その分発電効率が上がることで経済収支がとれるようになると考えられる。

表-4 NPV算出結果 単位：地域

地域 (電力会社別)	全官署	NPVが正になる官署数		
		小規模	中規模	大規模
北海道	22	12	16	17
東北	20	0	0	3
東京	20	6	6	9
北陸	6	0	1	1
中部	18	4	6	6
関西	11	0	0	1
中国	14	1	3	4
四国	9	2	2	4
九州	24	9	9	11
沖縄	8	8	8	8
合計	152	42	51	64

(2) 導入ポテンシャルについて

効率性の観点から今後需要が高まると考えられる大規模風車のNPV及び発電コストについて、NPVの上位10地域に絞って結果を整理した(図-2, 図-3)。沖縄地方や東京都の離島、そして北海道地域が上位を占め、経済収支の値が高い結果となった。それらの地域における地域特性がNPVに及ぼす影響の度合い(弾性値)について図-4に示す。雷日や暴風日、割引率についても解析を行ったが、中でも平均風速が最も経済収支に影響し、次いで買い取り価格が影響する結果となった。

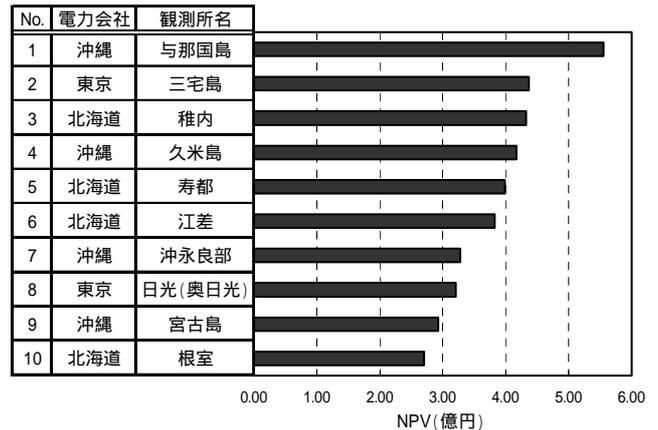


図-2 NPV上位10地域

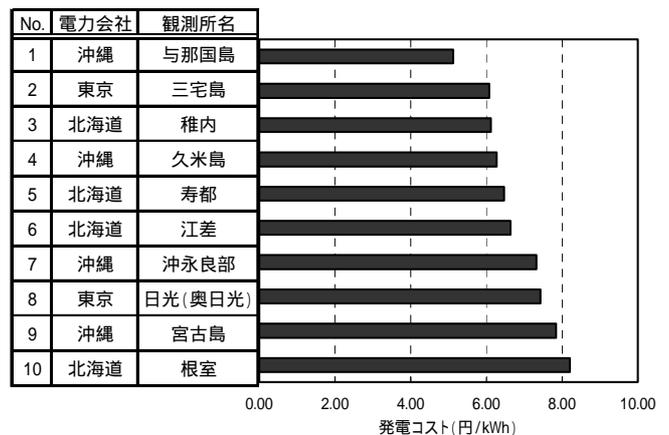


図-3 NPV上位10地域における発電コスト

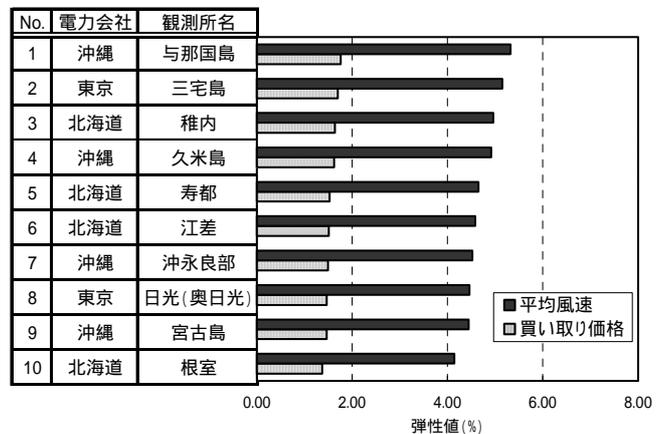


図-4 NPVに及ぼす影響(弾性値)

5. 政策評価

(1) 買い取り価格の設定によるポテンシャル分析

NPVを算出する際に用いた年間発電量，割引率，導入コストから，NPVが0となる場合の買い取り価格を地域ごとに求めた．この価格を上回る水準で電力会社が買い取れば，事業者にとって採算が見込めると考える．これを踏まえ，大規模風車を導入した場合について，価格上昇による採算が見込める地域の割合の変化を図-5に示す．

資源エネルギー庁が調査した風力発電電力の買い取り価格の加重平均価格である10.70円/kWhの水準では対象地域の約半数の地域で採算が見込める結果となった．さらに，価格水準を上昇させていくに従って採算の見込める地域の割合が上昇し，価格水準が20.00円/kWhでは約80%の地域で採算が見込めることがわかる．この場合，対象地域において単純計算すると，全ての地域に大規模風車を設置した場合に約243MW（=152地域×80%×2,000kW）の設備容量の新規導入が期待できる．また，本研究では1地域（気象官署）につき風車を単基導入すると仮定したが，複数基の風車を導入すれば，更に設備容量が拡大することも可能と考えられる．

(2) 風力発電のCO₂削減平均費用

CO₂削減に要した費用を化石燃料代替によるCO₂削減量で除して，風力発電導入のCO₂削減平均費用を地域別に算出した．ここで対象とした費用は，風車導入に伴う初期投資額と耐用年数における保守費の合計金額とした．算出方法としては，小・中・大規模の風力発電設備のLC-CO₂のデータを引用することによってライフサイクルにおける環境負荷を設定した．小・中規模風車のLC-CO₂については，滋賀県の烏丸半島内にあるFuhrlandar社の1,500kW風力発電システムを対象とした海老原ら⁸⁾による算出結果を引用し，大規模風車については，JSW（日本製鉄所）社製の2,000kW風力発電設備を対象とした安藤ら⁹⁾による算出結果を引用した．また，安藤らによる研究では，輸送・運用段階におけるLC-CO₂を考慮していないために，海老原らによって算出された1,500kW風車の輸送・運用段階におけるLC-CO₂の値に4/3（=2,000kW/1,500kW）を乗じることによって2,000kWの値に換算し，その値を積み上げることによって大規模風車の仮想的なLC-CO₂を設定した．結果を図-6に示す．なお，削減量のうち輸送・運用段階におけるLC-CO₂の占める割合は10%前後であった．海老原らの結果では，素材製造段階におけるLC-CO₂の値が高く（1,500kWの場合で約53%），この値が低い風車の方が，よりCO₂削減平均費用の低減が期待できると考えられる．

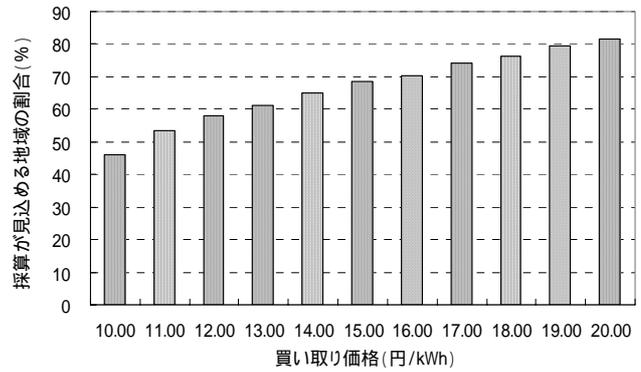


図-5 買い取り価格と導入ポテンシャルの関係

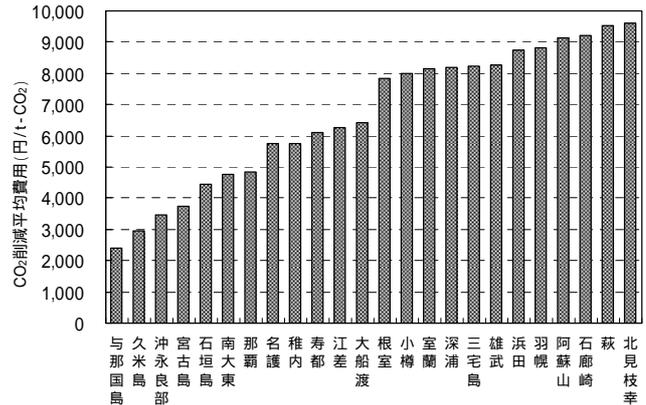


図-6 CO₂削減平均費用【10,000円/t-CO₂以下の地域】

NPVと同様に，沖縄地方や北海道地域におけるCO₂削減平均費用が比較的低い傾向にあることがわかる．2008年1月時点でのEU ETS（EU域内排出量取引制度）における価格水準（3,300～3,700円/t-CO₂）に匹敵する地域は沖縄地方の4地域のみとなり，その他の地域については，現在の排出権価格よりCO₂削減平均費用が大幅に上回る結果となった．従って，現状では追加的に風力発電事業を拡大するより排出権を購入することによってCO₂削減事業を行う方が，大部分の事業者にとって費用対効果が大きいと考えられる．しかし，耐用年数が延びることによってCO₂削減平均費用を低減できる可能性もある．大きな故障等が生じなければ年間の経費は運転保守費に限られるため，CO₂削減平均費用の低減の為に運転保守費が重要な指標となる．運転保守の効率が上がることで年間の経費が抑えられると，前述したEU ETSの価格水準に匹敵する地域は増加することが予測される．

これらの結果より，買い取り価格の水準向上とCO₂削減平均費用の低減が風力発電の普及拡大のための必要条件と考えられる．風力発電機器の効率向上や費用の大幅な低減には年数を要するため，短期的な普及拡大策としては，ドイツ等で進められているグリーン電力の安定的買い取り政策が重要となる．また，そのことが長期的な技術開発や生産拡大による機器費用の低減にもつながることになる．

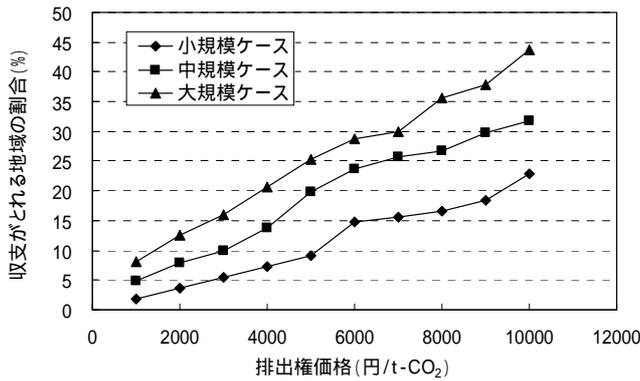


図-7 収支がとれる地域の割合と排出権価格の関係

(3) 排出権取引による経済収支

想定したコストシナリオで採算がとれなかった地域を対象とし、赤字金額を相殺するための排出権価格を算出した。1,000円から10,000円まで1,000円ごとに排出権価格を想定し、各々の金額において収支が見込める地域の割合を小規模・中規模・大規模ケースごとに図-7に示す。これより、排出権の価格水準を10,000円/t-CO₂まで上昇させたとしても、赤字相殺できる地域の割合が50%に満たないことが示された。

6. まとめ

本研究では、日本における風力発電事業のポテンシャルを分析するために、対象とした152地域における賦存量、気象条件、社会特性から年間発電量と発電売り上げを算出し、それらを基に経済学的手法を用いて事業性を評価した。また、風力発電事業を拡大させるための政策オプションとして、買い取り価格の設定と排出権取引制度に着目し、赤字相殺の可能性についても評価した。その結果、以下のことが明らかとなった。

1. 風力発電事業の経済収支に最も影響するのは対象地域における平均風速であり、次いで買い取り価格が影響する。北海道をはじめ沖縄や東京都に位置する離島においてNPVの値が大きく、経済収支の見込める地域が多い。
2. NPVの上位10地域における発電コストは約5.1～8.2円/kWhと、石炭火力発電等のコスト水準に近い値となった。
3. 買い取り価格が加重平均価格である10.70円/kWhの水準では対象地域の約半数の地域で採算が見込め、価格水準が20.00円/kWhでは約80%の地域で採算が見込める。この場合、全ての地域に大規模風車を設置した場合に約243MWの設備容量の新規導入が

期待できる。

4. 現在のEU ETSの価格水準ならば、追加的に風力発電事業を拡大するより排出権を購入することによってCO₂削減事業を行う方が、大部分の事業者にとって費用対効果が大きいと考えられる。

しかし、本研究では対象地域に風車を単基のみ設置することを前提としたため、今後は市町村ごとの設置可能な風車基数を詳細に把握しながら、各地域の土地利用条件も分析する必要があると言える。また、風車の出力規模を完全に分離した形で考察したが、地域に適した出力規模の選定も必要である。この他、コストシナリオの中に故障や事故等による修理費用を含めていないため、これらを検討することによって経済収支の結果が変化することも考えられる。更に、政策評価の際に限界削減費用を17年間の必要経費で算出したが、年間の見積もりや採算性を計る目的の他、風況変動を考慮すると、1年ごとに分析を行うことで、より詳細な削減費用を導き出すことも今後の課題として挙げられる。

謝辞：本研究を進めるにあたり、度重なる質問に丁寧にご回答して下さった東伊豆町企画調整課の森田様、また、風力発電LC-CO₂のデータ提供をしていただいた千葉科学大学の安藤様に感謝の意を表します。

参考文献

- 1) 経済産業省、資源エネルギー省、NEDO；地域新エネルギー・省エネルギービジョン策定ガイドブック, pp38, 2003.
- 2) 清水幸丸；風力発電技術〔改訂版〕, pp26-32, 1999.
- 3) NEDO；平成 18 年度 風力発電利用率向上調査委員会および故障・事故等調査委員会, pp13, 2007.
- 4) NEDO；平成 18 年度 風力発電利用率向上調査委員会および故障・事故等調査委員会, pp12, 2007.
- 5) NEDO；平成 18 年度 風力発電利用率向上調査委員会および故障・事故等調査委員会, pp39, 2007.
- 6) NEDO；風力発電ガイドブック（2005 年 5 月改訂第 8 版）, pp113, 2005.
- 7) NEDO；平成 18 年度 風力発電利用率向上調査委員会および故障・事故等調査委員会, pp52, 2007.
- 8) 天野耕二、海老原美里；風力発電システムの導入と運用にともなう環境負荷量のライフサイクル評価、環境システム研究論文発表会講演集, Vol29, pp89-94, 2007.
- 9) 安藤生大、長井浩、久保典男、武藤厚俊、小林謙介、田原聖隆、稲葉敦；千葉県銚子地域における風力発電の適用、第3回日本LCA学会研究発表会講演要旨集, pp222-223, 2008.

Analysis of potential and project evaluation
for introduce wind power generation considered regional characteristics

Masahiro Ueda, Koji Amano and Koji Shimada

In order to analyze the potential of wind power generation in Japan, we calculated annual amount of power generation and economical balance of wind power generation considering meteorological conditions and social characteristics in 152 municipalities where meteorological observatories were placed. Meteorological conditions include the average of wind velocity and the risk of lightning strike and storm. After evaluating wind power generation projects based on the economic method using NPV (Net Present Value) indicator, we showed the ratio of municipalities those could offset deficit through the system of taking up electricity and the emissions trading as policies for wind power use popularization. The average of wind velocity was indicated to be the dominant factor for the economical balance followed by the price of taken up electricity in every municipality.