



## 特集



### 風況と風力発電出力の予測技術

#### The State-Of-The-Art on Wind Climate Assessment and Wind Power Forecasting

石原 孟<sup>\*1</sup>, 山口 敦<sup>\*2</sup>

Takeshi ISHIHARA, Atsushi YAMAGUCHI

#### 1. はじめに

2010年までに風力発電の導入量を300万kWとする政府の目標を実現するために、風力開発は急速に拡大している。2004年度末には風力発電の導入量は94万kWに達し、全国各地には924基の風車が設置されている。現在日本における風力発電導入量は世界第8位、国内における風力発電産業も形成されつつある。

風力発電量は風速の3乗に比例することから、小さな風速の予測誤差が大きな風力発電量の予測誤差につながる。そのため、風力開発を成功させるためには開発対象地点における精度の高い風況予測が不可欠である。それに加え、風力発電の出力が風速に応じて変動するために、風力発電導入量の増加に伴い、電力系統の安定性の維持または各種電源の経済的な運用のために数十分前から1日先の風力発電量を精度よく予測するニーズも急速に増えている。本報では風力開発のための風況と発電出力の予測技術の現状と将来展望を概説する。

#### 2. 風況予測技術

風力開発の事業性に影響を与える要素として工事用道路の有無、送電線までの距離、土地利用の状況、風況など様々な条件があり、中でも風況予測の精度が風力発電事業に与える影響は最も大きい。そのために、風力開発を行う際にはまず開発対象地域のある1, 2箇所ですべて1年間の風況観測を行い、そして、これらの観測データを基に、風況予測モデルを用いて、風車設置地点における風配、風速の発生頻度並びに年間発電量を予測し、風力発電事業の採算性を評価する。従って、

風況予測モデルの精度は風力発電事業を大きく左右し、その予測精度の向上は極めて重要である。

風況予測手法として、現在欧州で開発された線形風況予測モデル WAsP<sup>1)</sup>は最も広く利用されている。このモデルの特長としては流体力学の基礎方程式であるナビエ・ストークス方程式を線形化することにより、地形、地表面粗度による風速の増減効果、建物などの障害物の遮蔽効果を線形的に評価することを可能にし、少ない計算時間で安定した風況予測を実現している点である。しかしながら、WAsPはデンマークのような比較的平坦な地形上の風況予測を想定しているため、わが国のような急峻で複雑な地形に適用した場合にはその予測精度は著しく低下することがある。

この問題を解決するために、剥離を伴う急峻な地形上の複雑流れ場を予測できるCFDをベースとする非線形風況予測モデルの開発が期待され、またCFD技術と天気予報技術とを融合することにより、風観測によらない風況予測の実現が求められている。

現在国内においては剥離を含む複雑地形上の流れ場を精度よく予測できるCFDベースの非線形風況予測モデルはすでに幾つか開発され<sup>2)~4)</sup>、地形、地表面粗度、森林などの植物キャノピが流れ場に与える影響を評価できるようになっている。また複雑地形上の局所風況を予測するための質量保存則に基づく境界処理手法や大規模線形連立方程式を高速かつ安定的に解くための手法が提案され、数km四方の風況予測は1台のPCで1時間以内に解析することが実現されている<sup>2)</sup>。以下、日本で開発された非線形風況予測モデルによる単純地形周りの気流解析例を紹介すると共に

\*1 東京大学大学院工学系研究科総合研究機構, 助教授  
Associate Professor, University of Tokyo

\*2 東京大学大学院工学系研究科総合研究機構, 助手  
Research Associate, University of Tokyo

に、風観測と気象シミュレーションに基づく風況予測手法を説明する。

## 2.1 単純地形周りの気流解析

図1には $k-\varepsilon$ モデルを用いた非線形風況予測モデルにより求められた孤立峰周りの3次元流線を示している。山背後に回り込んだ流線は、山の風下斜面に生じた上昇流にのって山頂まで持ち上げられた後に下流方向に流れていく様子が捉えられている<sup>5)</sup>。

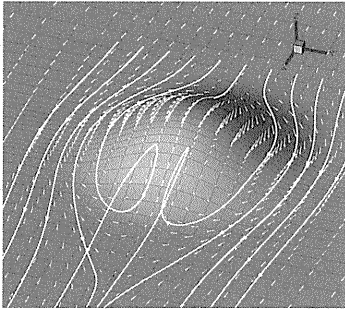


図1 孤立峰周りの3次元流線<sup>5)</sup>

図2には孤立峰の中心断面における平均速度成分 $U$ と乱流エネルギーの鉛直分布を示す。孤立峰の風上麓での風速の減少や山頂での流れの増速、更に山背後の流れの剥離とそれに伴う乱れの増大などがよく再現され、風洞実験から得られた値ともよく一致している。また標準 $k-\varepsilon$ モデルの結果に比べ、Shihの非線形 $k-\varepsilon$ モデルによる解析結果がより実験値に近いことが分かる。これは、非線形 $k-\varepsilon$ モデルがレイノルズ応力の非等方性を考慮したことによるものである。

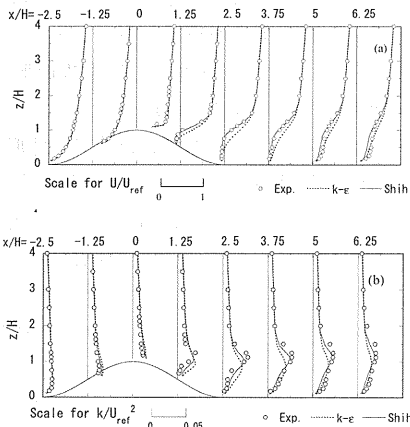


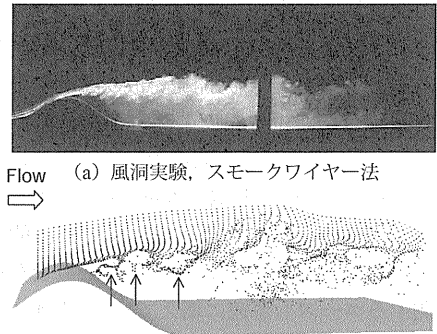
図2 孤立峰の中心断面における平均速度成分 $U$ と乱流エネルギーの鉛直分布<sup>5)</sup>

このようなレイノルズ平均型乱流モデルを用いた

CFD解析は剥離を含む急峻な地形における平均風速や乱れの標準偏差を精度よく予測することが可能であることが分かる。しかし、山の背後の乱流場における非正常特性を求めるにはLES解析が必要である。

図3には2次元尾根まわりの瞬間的な流れパターンの解析例を示す<sup>4)</sup>。数値シミュレーションの結果は風洞実験により可視化された流れの挙動をよく再現していることが分かる。すなわち、流れは2次元尾根の頂部付近で剥離し、剥離したせん断層は孤立した渦に巻き上がっている(数値シミュレーションの結果図3(b)の矢印を参照)。これらの孤立した渦は次々に合体して剥離バブルを形成し、ここから大規模渦が放出されて流下している。結果として、尾根背後の流れは複雑乱流場を呈している。

山岳地帯に設置された風車はこのような風速変動により大きく振動することがあり、山岳地帯における風車の耐風安全性や耐用年数などを考える場合にはLESモデルを用いた風況予測技術が有用なツールとなることが分かる。



(a) 風洞実験、スモークワイヤー法  
(b) RIAM-COMPACTによる数値シミュレーション、パッシブ粒子追跡法

図3 2次元尾根まわりの瞬間的な流れパターン<sup>4)</sup>

## 2.2 風観測データに基づく風況予測

風力開発を行う際には開発対象地域のある1箇所での1年間の風観測データが得られていれば、この観測データを基に、風況予測モデルを用いて、風車設置地点における風況並びに年間発電量を予測すること可能である。CFDをベースとする非線形風況予測モデルはすでに風力開発の現場で利用されている<sup>6)~11)</sup>。その一例として、非線形風況予測モデル MASCOT (Microclimate Analysis System for Complex Terrain) を用いた複雑地形上の風況予測結果を紹介する。

青森県の竜飛岬は日本有数の風況のよい場所として知られ、竜飛灯台における年平均風速は10m/sに

達している。竜飛岬には東北電力(株)の「集合型風力発電基地」があり、11台の風車が設置されている。図4には竜飛ウインドパーク内の風車の配置を示す。風車1~10号機のナセルの上に風車型風向風速計が設置されている。1997年の観測データによると、ウインドパーク内に設置された10機の風車の設備利用率には大きな差があり、最も高い10号機は最も低い5号機の2.6倍である。この違いを明らかにするために、竜飛ウインドパークから1km離れた灯台で得られた風向・風速データを基にウインドファーム内の各風車周辺の気流分布性状並びに年平均風速を求めた。

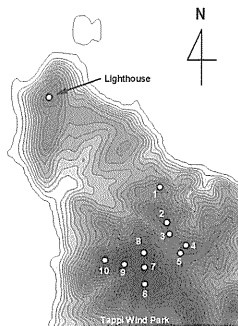


図4 竜飛ウインドパーク内の風車の配置図

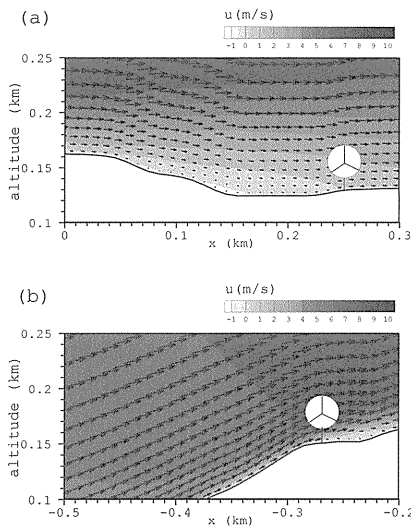


図5 E-W断面内の平均風速ベクトル<sup>2)</sup>  
(上:5号機 下:10号機)

図5には、設備利用率が最も低い5号機と最も高い10号機の位置におけるE-W断面内の平均風速ベクトルを示す。5号機は山頂の窪んだ地点に位置しているため、風車ハブ高さでの風速が大きく減少している。一方、10号機は上り斜面の増速場所に位置している

ため、風車ハブ高さにおける平均風速が大きくなっている。竜飛岬の卓越風向は西風であるため、図6に示すような平均風速分布の違いが年平均風速及び発電量に大きな影響を与える。

図6には年平均風速の予測結果を示す。図中の黒四角は非線形風況予測モデルMASCOTによる予測結果、黒三角は従来の線形モデルWAsPの予測結果を表す。非線形風況予測モデルMASCOTによる予測値が観測値とよく一致しているのに対して、線形モデルWAsPは2~5号機の年平均風速を過大に評価している。2~5号機は山頂のやや低い場所に位置するため、主風向Wに対して上流側の地形の影響を受け、風速が減少している。従来の線形モデルではこのような風速の減少を再現できない。10機平均では線形モデルWAsPの予測誤差が14.2%であるのに対して、非線形モデルであるMASCOTは4.9%となる。CFD技術を利用した非線形モデルによる予測精度は格段に向上していることが分かる。

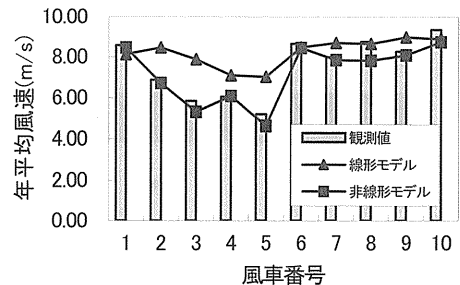


図6 年平均風速の予測値と観測値との比較<sup>2)</sup>

### 2.3 気象シミュレーションに基づく風況予測

風力開発を行う際には、建設地点の風況を事前に把握することが重要である。しかし、現在全国をカバーする風況マップは500mの分解能しかないため、局所地形の影響が十分に反映されていない。そのため、実際風力開発を行う際には風観測による風況精査が必要であり、最低1年の時間を要する。風力開発の迅速化の観点から、風観測によらない高精度な風況予測手法の確立が望まれている。近年、天気予報技術の進歩に伴い、気象シミュレーションに基づく風況予測が可能となっている。ここで、気象シミュレーションに基づく風況予測の例としては、風観測に基づく風況予測と同様、竜飛ウインドパークを対象とした予測結果を紹介する。

この手法では、天気予報の結果を初期条件ならびに境界条件として地域気象モデルをその内側に順次ネ

スティングさせ、1年分の地域風況に関する時系列計算を行う。最も内側の計算グリッドは格子間隔を1~2km程度とする。地域風況には大地形や局地循環の効果は含まれているが、1~2kmの格子で解像できない小地形の効果は考慮されていない。小地形の影響を考慮するために非線形風況予測モデル MASCOTを用い、地域風況から局所風況への変換を行う。

地域風況から局所風況への変換手法として標準実風況変換法が提案されている<sup>9)</sup>。図7にはその概念図を示す。まず、気象モデルで用いた1~2km程度の解像度を持つ粗い地形と粗度を用い、MASCOTによる風況シミュレーションを行い、地域風況から仮想領域の風況への変換を行う(図7(a))。次に、10m~50m程度の解像度を持つ細かい地形と地表面粗度を用いた風況シミュレーションを行い、仮想領域の風況から対象地点での実風況へと変換する(図7(b))。すなわち、本手法では、まず仮想領域での標準風況を求め、そして対象地点の実風況に変換する。この手法を標準実風況変換(IRA: Idealizing and Realizing Approach)と呼ぶことができる。

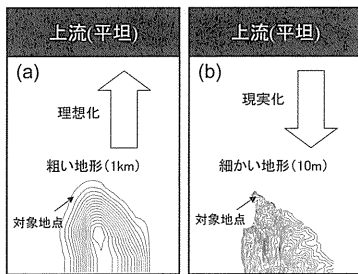


図7 標準実風況変換の概念図

このように、粗い地形の効果と実際の局所地形の効果との差を補正することにより実地形上の局所風況を再現すると共に、局地循環及び大地形の効果も反映される。

図8には龍飛埼灯台における風向別出現頻度の予測結果を示す。西風を中心に西北西、西南西の風の出現頻度が高く、これら3つの風向の出現頻度を合わせると全体の4割半分近く占める。また、東風の出現頻度も高く、東風とその両側、東北東と東南東を合わせた出現頻度は2割以上となっていることや北風と南風がほとんどないことなどを予測により忠実に再現されている。図9には風速階級別出現頻度の予測結果を示す。微細地形の効果を入れた局所風況予測結果は各風速階級における観測値とよく一致し、年平均

均風速の予測誤差は4.6%であることが分かる。

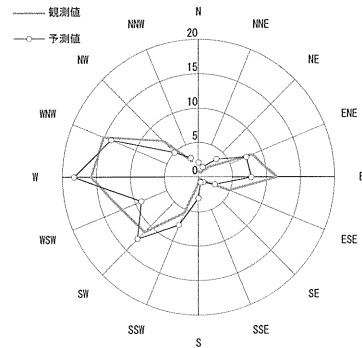


図8 風向別出現頻度の予測値と観測値との比較<sup>9)</sup>

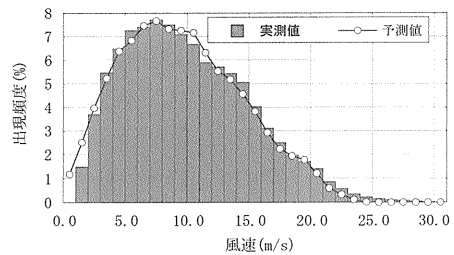


図9 風速階級別出現頻度の予測値と観測値との比較<sup>9)</sup>

さらに竜飛ウインドパーク内の各風車に対して同様の手法を用い、風向・風速別出現頻度を求め、年平均風速を計算した。その結果を図10に示す。棒グラフが観測値、実線が微細な地形の影響を考慮した予測値を表す。気象シミュレーションに基づく風況予測は、5号機における風速の減少や、10号機、灯台における風速の増大など風車設置場所による年平均風速の違いを定量的に再現している。年平均風速の予測誤差は全風車の平均で7.6%であることが分かる。

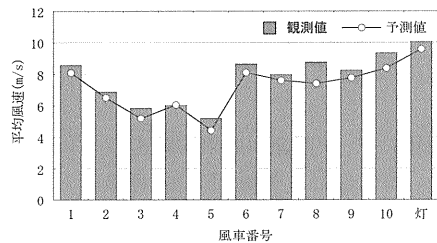


図10 竜飛ウインドパークと灯台における年平均風速の予測値と観測値との比較<sup>9)</sup>

このように、気象シミュレーションに基づく風況予測は、風観測データに基づく風況予測とほぼ同じ精度

を有することが分かる。地域風況から局所風況への変換を行うことにより、微細地形の効果を考慮した局所風況予測が可能となり、年平均風速のみならず、風向別出現頻度、風速階級別出現頻度、ウインドファーム内における風速の空間分布を精度よく再現できることが分かる<sup>10, 11)</sup>。

### 3. 風力発電出力予測技術

風力発電は、風況の変動に伴いその出力が大きく変動する。近年、風力発電の導入の進展に伴い電力系統への連系量が増大し、電力系統における周波数変動問題が懸念されている。平成17年度中に北海道電力管内では風力発電導入量が系統容量の約5%に達する見込みであり、電力品質維持が困難となる可能性が出てきたため、当該地域において風力発電の導入に対して制限が設けられている。

経済産業省がまとめた風力発電系統連系対策小委員会の平成16年度中間報告書によれば、電力系統安定化対策として7つのオプションが挙げられており、その7番目のオプションとして気象予測に基づく風力発電量予測システムの導入が検討され始めた<sup>12), 13)</sup>。

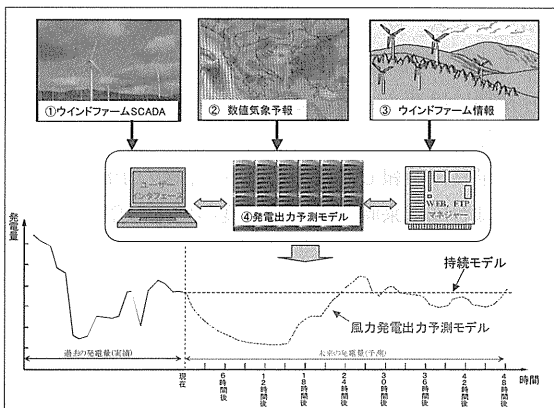


図11 風力発電出力予測システム概念図<sup>13)</sup>

図11には風力発電出力予測システム概念図を示す。図中の点線と実線はそれぞれ持続モデルと以下に説明する風力発電出力予測モデルによる予測結果を示す。持続モデルは発電出力の実測値を利用しているため、現時刻とその2, 3時間先において比較的正確な発電出力を予測するが、時間の経過に伴い、予測誤差が急速に拡大し、翌日予測においては実用には使えないレベルにまで予測誤差が大きくなる。

一方、現在考案されている風力発電出力予測システムは、①ウインドファーム SCADA (Supervisory Control

and Data Acquisition) データ、②数値気象予報 (Numerical Weather Prediction: NWP)、③ウインドファーム情報 (風車情報、地形情報等) を入力データとして、風力発電出力予測モデル (物理モデル、統計モデル、ニューラルネットワークモデル) により風力発電出力予測を行っているため、当日から翌日までの長い時間範囲において持続モデルより高い予測精度を示す。

風力発電出力の翌日予測は、系統運用者が翌日需給運用計画を策定するため、あるいは発電事業者が電力市場に電気を売るために、指定された時間までに、翌日1日の1時間毎 (または30分) の発電量を予測するものである。一方、当日予測は、系統運用者または発電事業者が電力系統の当日運用を支援するために1時間毎 (または30分) に、十数時間先までの1時間 (30分) の発電量を予測するものである。

わが国における風力発電出力予測モデルの開発は、2000年以後、電力会社を中心に気象サービス会社、大学などの研究機関が電力会社と共同で行ってきた<sup>12)</sup>。しかし、これらの研究開発が実用化された例はなく、風力発電出力の予測結果を系統運用に反映させた実証試験の例もないのが現状である。ここで、国内における風力発電出力予測の例として、東京電力と東京大学が共同で実施した八丈島風力発電所における風力発電出力予測の結果を紹介する<sup>14)</sup>。

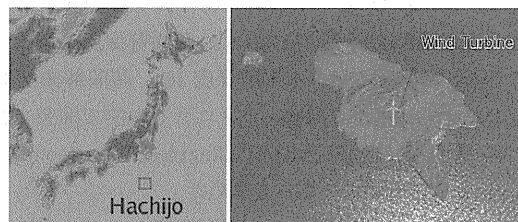


図12 八丈島と八丈島風力発電所の位置

図12に八丈島と風力発電所の位置を示す。八丈島風力発電所は三原山中腹に建設されているために、複雑地形が予測精度に与える影響を調べるのに適している。また毎年多くの台風が八丈島付近を通過し、台風などの極端な気象変動の影響を調べることが出来ると期待されている。

図13には風力発電出力予測の流れを示す。まず、システムの入力値としては、インターネットから取得した気象庁提供の数値気象予報データ (GPV データ) と風力発電所における風向・風速・発電量の実観測データを予測システムに取り込む。次に、気象庁提供の数値気象予報データを基に、メソスケール気象モデル

を用いて、八丈島を対象に、水平解像度 1 k m 程度、時間分解能 10 分の風向・風速を求めた。最後に過去の観測から得られた風速と発電量の間の関係(パワーカーブ)により発電量を求める。リアルタイムで取得した風向・風速と発電出力の観測データは発電出力当日予測に利用されている。

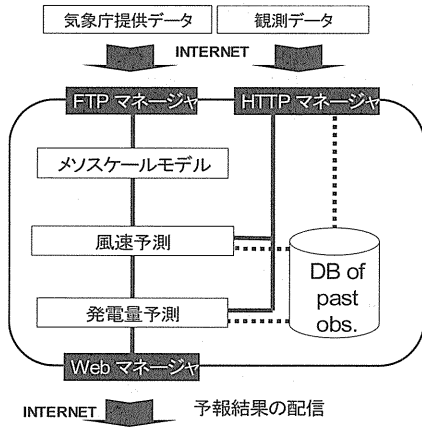


図 13 風力発電出力予測の流れ

### 3. 1 風力発電出力の翌日予測

風力発電出力の翌日予測を実現するため、数値気象予報データを用いる必要がある。しかし、気象庁提供の RSM 数値気象予報データの水平解像度と時間解像度はそれぞれ 20km と 3 時間であるため、対象地点近傍の複雑地形を再現できない上、時間解像度も不十分である。本研究では、水平解像度 1km、時間解像度 10 分の風向・風速の予測値を、コロラド大学で開発された地域気象モデル RAMS (Regional Atmospheric Modeling System) を用いて求めた。

図 14 には気象庁提供の水平解像度 20 k m の RSM データを風車地点に内挿した予測値と、メソスケールモデル RAMS により求めた水平解像度 1 k m の風向・風速の予測値を観測値と比較した結果を示す。11 月 3 日 21 時から 4 日 21 時付近までは風速が徐々に減少していることは両モデルにより再現されている。一方、11 月 4 日 21 時過ぎになると、風向が西から北に変化した際に風速が大きく減少している。地域気象モデル RAMS により求めた風速の予測値はこの現象を捉えているのに対して、気象庁提供の RSM データはこの現象を捉えられていないことが分かる。これは風力発電所の北側に位置する三原山による風速の遮蔽の効果が、空間解像度の低い気象庁の予報では再現できないためである。その結果、高解像度を有するメソスケール

モデルにより求められた翌日発電出力予測値は、気象庁提供の予報データから直接に求めた発電出力の予測値に比べ、平均絶対誤差(Mean Absolute Error)は 27%から 17%に減少した。このことから、日本における複雑地形上に建設されたウィンドファームの発電出力予測を精度よく予測するためには、1 k m 程度の水平解像度が必要であることがわかる。

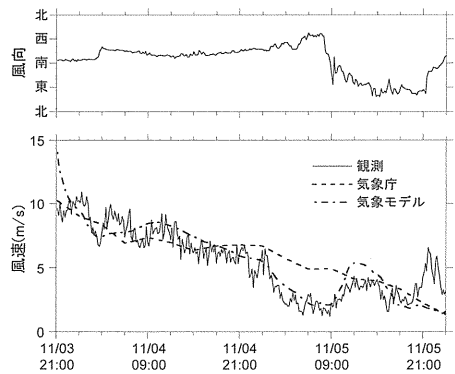


図 14 八丈島風力発電所における風向と風速の予測

しかし、気象シミュレーションにより高解像度の風向・風速データを求めても予測精度が改善されない日が見られる。図 15 には 10 月と 11 月の日平均風速を示す。翌日予測値は概ね的確に予測されているが、10 月初期に風速を大幅に過大評価している日がある。これは気象庁提供の予報データが、台風の到来を实际よりも早目に予報したためであり、今後の予測精度の向上には台風到来時期の予報精度の向上が望まれる。

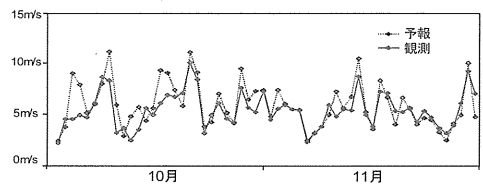


図 15 八丈島風力発電所における日平均風速の予測

### 3. 2 風力発電出力の当日予測

数値気象予報データに基づく風速の予測値は気象現象の時間変化を再現できるが、予測開始時に既に予測誤差を伴う場合がある。一方、最新の観測値が収集された場合には、観測値を予測の初期値とすれば、その時刻の予測誤差を完全になくすることができる。このことから、気象モデルによる予測値と最新の観測データを組み合わせることにより、当日予測精度を改善することが可能であると示唆される。図 16 は 11 月 17 日午前 00 時における当日予測の一例を

示す。気象モデルによる予測では予測初期に大きな誤差が見られるが、最新の観測値と予測値を上手く組み合わせることにより、風速の予測精度が格段に向上し、その結果、当日予測における6時間先の平均絶対誤差(Mean Absolute Error)は14%から9%に減少した。

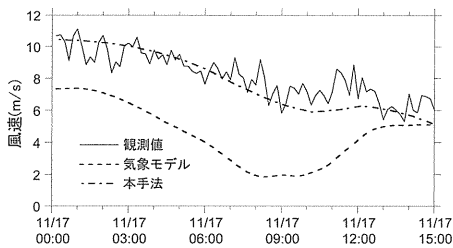


図 16 11月17日00時における風速の当日予測

#### 4. おわりに

以上に示すように、風況予測技術は、風力発電事業における計画、実施、運用の各段階において使われるようになってきている。風力エネルギーの地域偏在性に起因する風力開発の適地不足問題を解決するために、日本における洋上風力開発も検討されている。石原ら<sup>15)</sup>の最近の研究によると、従来、風が弱いと言われている関東地方は、洋上に目を向ければ、35%という高い設備利用率に代表されるように、関東地域における洋上風力開発に大きな可能性を秘めていることが分かった。風況予測技術は今後洋上風力開発にも大きく貢献すると期待している。

また、風力発電出力予測技術が開発されることにより、数十分先から1日先の風力発電出力は観測と気象シミュレーションに基づき精度よく予測することが可能になり、風力発電が電力システムに与える影響が低減されると共に、蓄電池や各種電源の経済運用の実現により、風力発電量の導入拡大に貢献すると期待している。

#### 参考文献

- 1) N.G. Mortensen, L. Landberg, I. Troen And E.L. Petersen : Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), Riso National Laboratory. 1993.
- 2) 石原孟：非線形風況予測モデル MASCOT の開発とその実用化, 日本流体力学会誌, 第 22 巻, 第 2 号, pp. 387-396, 2003.

- 3) 村上周三, 他：局所風況予測システム LAWEPS の開発と検証, 日本流体力学会誌, 第 22 巻, 第 2 号, pp. 375-386, 2003.
- 4) 内田孝紀, 大屋裕二：風況予測シミュレータ RIAM-COMPACT の開発, 日本流体力学会誌, 第 22 巻, 第 2 号, pp. 417-428, 2003.
- 5) 石原孟, 日比一喜：急峻な山を越える乱流場の数値予測, 日本風工学会論文集, No. 83, pp. 175-188, 2000.
- 6) 石原孟, 山口敦, 藤野陽三：複雑地形における局所風況の数値予測と大型風洞実験による検証, 土木学会論文集, No. 731/I-63, pp. 195-221, 2003.
- 7) 嶋田健司, 石原孟, 中田武男, 日比一喜：複雑地形下での風力発電量予測に及ぼす風況予測モデルの影響. 第 25 回風力エネルギー利用シンポジウム. PP. 149-152, 2003.
- 8) 福本幸成, 村口英之, 石原孟：八丈島風力発電所における風況予測に関する検討. 第 26 回風力エネルギー利用シンポジウム. 2004
- 9) 山口敦, 石原孟, 藤野陽三：力学統計的局所化による新しい風況予測手法の提案と実測による検証, 土木学会論文集, 2006. 1.
- 10) 磯修, 大江直樹, 石原孟, 他：複雑地形上の風況予測に関する一考察, 第 26 回風力エネルギー利用シンポジウム. 2004.
- 11) 嶋田健司, 藤永崇志, 石原孟：地域気象モデルと非線形風況予測モデルを用いた複雑地形下の風況予測第 27 回風力エネルギー利用シンポジウム, pp. 249-252, 2005.
- 12) 新エネルギー等電力市場拡大促進対策基礎調査等(気象予測に基づく風力発電量の予測システムに関する調査)報告書, イー・アンド・イー ソリューションズ(株), 2005.
- 13) 石原孟：風力発電出力予測技術の現状と課題, 風力エネルギー, Vol. 29, No. 3, pp. 19-25, 2005
- 14) 山口敦, 石原孟, 福本幸成：気象予測に基づく風力発電出力予測システムの開発と実測による検証, 第 27 回風力エネルギー利用シンポジウム, pp. 245-248, 2005.
- 15) 石原孟, 山口敦, 佐々木庸平, 藤野 陽三：気象モデルと地理情報システムを利用した洋上風力賦存量の評価, 風力エネルギー, Vol. 29, No. 1, pp. 73-76, 2005.

