

青森県・津軽海峡における風力エネルギーの 賦存量推定に関する研究

松 坂 知 行*・小 玉 成 人**・星 文 伸***

Wind Energy Resource Estimation in Tsugaru Channel in AOMORI Prefecture

Tomoyuki MATSUZAKA*, Naruhito KODAMA**, Fuminobu HOSHI***

Abstract

This paper treats wind energy estimation for wind turbine generation in Tsugaru Channel in Aomori Prefecture. The authors analyzed the wind climate of Tugaru Channel with data observed at light houses located at The Sea of Japan and Tugaru channel, and also examined wind speed distributions at a particular site using WAsP program in more detail. The results showed that the wind resource is fairly promising in these area.

Key words: wind resource estimation, wind turbine generation, WAsP

1. ま え が き

自然エネルギーの中でも、風力エネルギーは最も実用化が進んでおり、欧州のデンマークでは2003年現在、すでに発電電力の15%が風力発電でまかなわれており、また、ドイツでも3%が風力発電で供給されている。このように、風力発電の導入が進んだ理由は、風況精査に力を入れたこと、税制面から導入促進を図ったこと、電力会社に買い取り義務を課したこと、さらに風力発電機器の技術開発に力を注いだことなどである。日本では、自然エネルギーを、ほとんど電源として視野に入れなかったこと、出力変動が大きいこと、系統連系上嫌われたことなどの理由のため、欧州諸国に大きな遅れをとったが、ここ数年、法制面、技術基準が整備され、大規模なウインドファームの建設が行われている。

中でも青森県は、日本で最も風力エネルギーの賦存量が豊富である地域とみなされており、津軽海峡、北部太平洋岸を中心に大規模な風力発電所の建設が進んでいる。

本稿では、まず、観測したデータを用いて津軽海峡が風力エネルギーの賦存量の豊富な地域であることを述べる。つぎに、風況解析プログラムWAsPを用いて、竜飛ウインドパークの詳細な風速分布を計算し、実観測データと比較して、WAsPの計算誤差の要因を考察する。

2. 津軽海峡の風況

まず、風況評価を行うためには、データの採取が必要である。最近では、人工衛星のGPVデータと数値流体力学を用いて、風力発電を実施する地表100m程度の風力エネルギーを推定する研究も推進されているが、地上データとの検証がいまだ十分ではない。現時点では、実観測データから周辺地域の風力エネルギーを推定する方法が堅実であろう。

また、風況データを改めて採取しようとする多額の費用と時間がかかる。そこで、本稿では、常時風況を観測している灯台のデータを利用することにした。もとより、灯台によっては、建物、灯台自身が障害物となって、風向によっては正しい風速が計測されないこともあるが、大まかな風況の推定を行おうとする場合には、費用と時間の観点から、このデータを利用するのが最も効率的である。

図1は今回利用した灯台の場所を示す。風況データは2001年4月から2001年12月のものである。採取したデータは、それぞれの灯台でデータ採取時刻が若干異なっているので、ガウスの補間法を用いて時刻を統一した。

図2は、図1の中から津軽海峡に面した6箇所を選び、月ごとの平均風速を示したものである。大まかに見ると、各灯台の平均風速はほぼ似たような傾向を示し、津軽海峡の風速が相関のあることが推定される。表1は各灯台の期間平均風速(4月～12月)を示す。大間崎の平均風速は約7(m/s)、それ以外の灯台では、平均風速は8(m/s)以上であり、風力発電の採算性に必要な平均6(m/s)を超えていることが分かる。このデータに示されていない1月～3月の期間は、風速の大きな期間である

平成15年12月19日受理

* システム情報工学科教授

** システム情報工学科助手

*** 電気電子専攻大学院学生

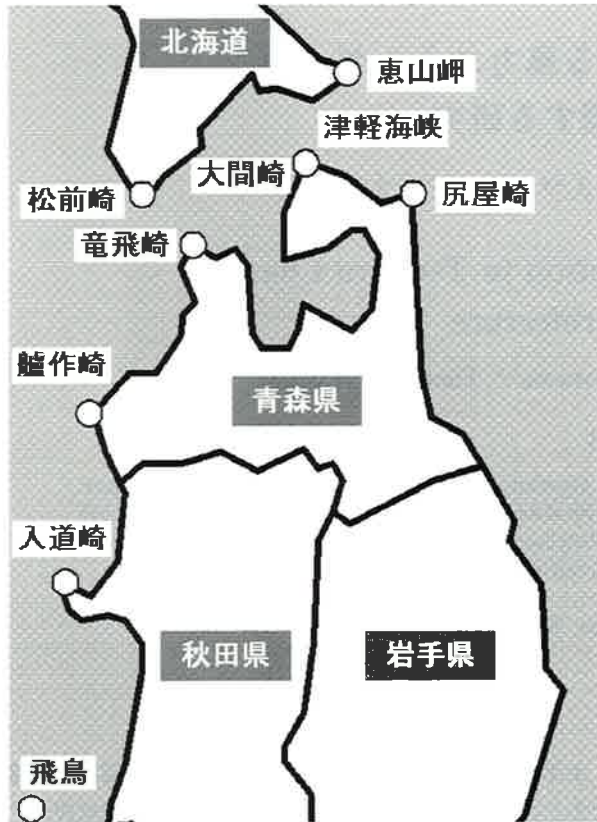


図1 風況データを採取した灯台

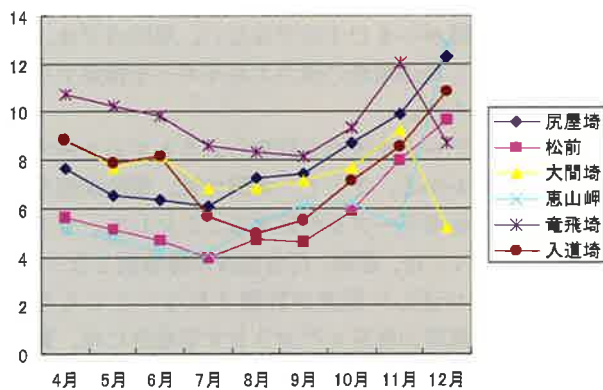


図2 各灯台の月別平均風速

ので、年間平均風速でもこれらの数字を上回ることが予想され、津軽海峡は風力発電の有望地域であることが分かる。

表2は、10月における各灯台の風速の相関係数を示す。竜飛—松前、竜飛—大間の相関係数は約0.8、竜飛—尻屋で0.6であるので、津軽海峡の風は、相互に相関をもっており、海峡が風の通り道であることが分かる。

また、図3(a)～(c)は月別の風向分布を示す。4月～7月の風向は特定の方向を示していないが、8月～9月の主風向は東～南東、11月～12月の主風向は北西、また、10月の主風向は南東、北西に分かれ、風向の切り替わり季節と考えられる。1月～3月のデータについては図示していないが、主風向は北西である。

表1 各灯台の期間平均風速

	尻屋崎	松前	大間崎	恵山岬	竜飛崎	入道崎
4月	7.64	5.63	8.97	5.08	10.74	8.87
5月	6.57	5.17	7.68	4.75	10.28	7.89
6月	6.36	4.71	8.2	4.25	9.84	8.18
7月	6.12	3.98	6.85	4.17	8.65	5.69
8月	7.27	4.77	6.84	5.43	8.37	4.97
9月	7.44	4.63	7.18	6.15	8.16	5.53
10月	8.74	5.91	7.67	6.26	9.35	7.19
11月	9.9	8.03	9.22	5.22	12.05	8.56
12月	12.35	9.68	5.18	12.83	8.74	10.85
平均	8.04	8.15	6.59	9.22	9.23	8.17

表2 各灯台の風速の相関

各灯台の相関係数 (10月)							
	尻屋崎	松前	大間崎	恵山岬	竜飛崎	鱈作崎	飛鳥
松前	0.6110						
大間崎	0.7206	0.7700					
恵山岬	0.7293	0.4152	0.5288				
竜飛崎	0.6228	0.8625	0.8087	0.4192			
鱈作崎	0.0848	0.1807	0.1662	0.0227	0.1549		
飛鳥	0.4832	0.4668	0.4628	0.5480	0.5025	0.1446	
入道崎	0.3307	0.4321	0.4250	0.4036	0.4858	0.4386	0.6694

以上のデータから分かるように、津軽海峡は風の回廊になっており、風力発電にとって風況は極めて良好な地域であると云える。

3. ウィンドパークの風況精査

つぎに、津軽海峡内の竜飛ウィンドパークを取り上げ、風速の精査を行った。その方法としては、竜飛ウィンドパークの10台の風力発電機の風速の実測値を観測し、風況解析ソフト WAsP による計算値と比較した。

風力エネルギーの賦存量を求める計算ソフトとしては WAsP と AVENU が広く知られているが、このうち、デンマークの Riso 国立研究所で開発された WAsP は、小型コンピュータで計算可能であるため、欧州をはじめいろいろな国で風力エネルギーの賦存量、取得エネルギーを計算するソフトとして実際に使われてきた。しかし、WAsP は線形モデルをもとにしているため、地形の起伏が比較的なだらかな欧州と比べて起伏の激しい地形の日本では、計算値と実観測値と比較した場合、差異が出ることが多いと云われている。このため、最近では CFD(数値流体力学) モデルによる新たな計算コードが開発されてきた。

筆者等の内、松坂は東北電力(株)の協力を得ながら、1991年以来竜飛ウィンドパークに WAsP に適用し、計算値と実測値との比較を行ってきた。その結果、WAsP の計算結果と実測値の差異の要因がいくつか見つかった。

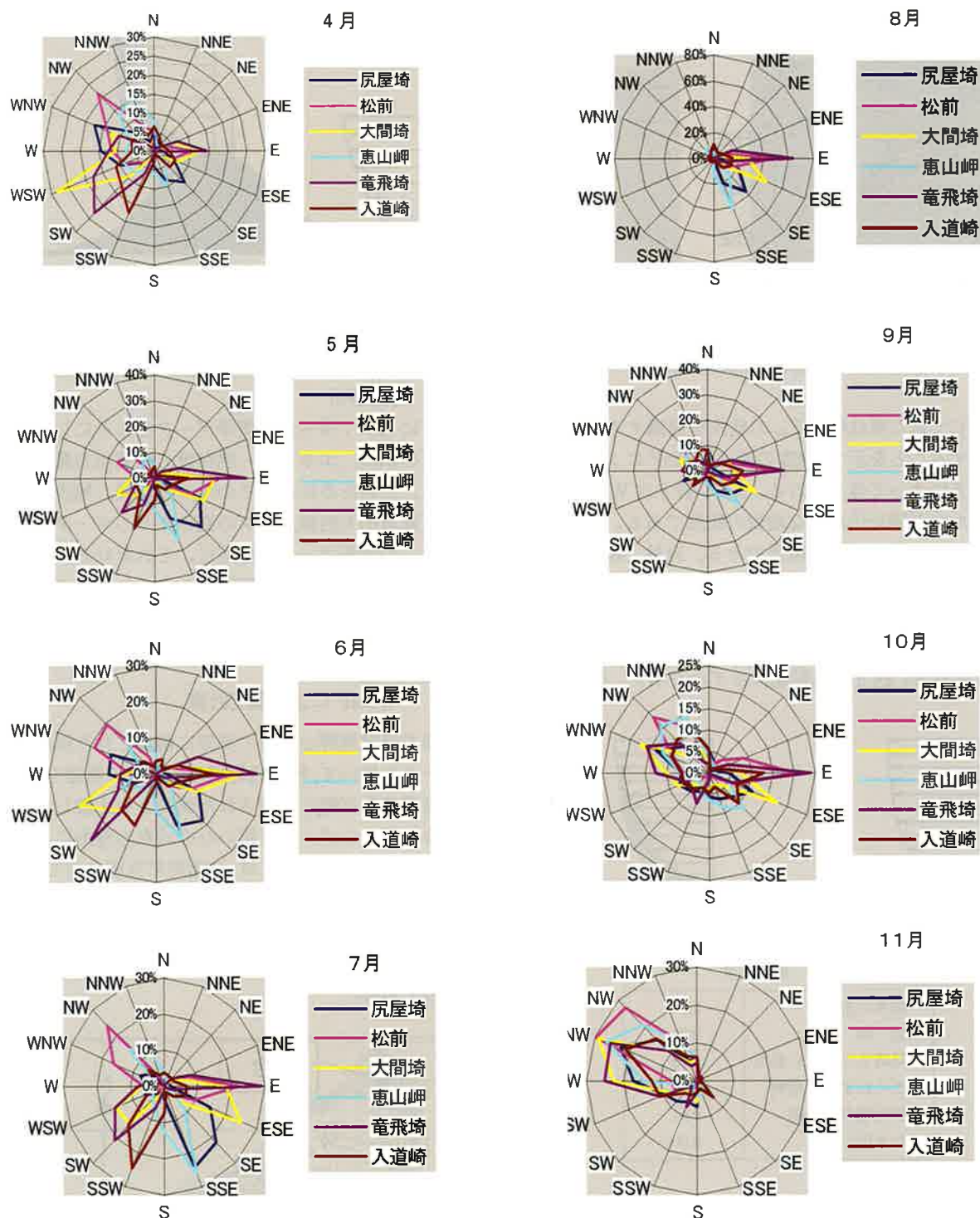


図 3(a) 各灯台の月別風向 (4 月～7 月)

図 3(b) 各灯台の月別風向 (5 月～11 月)

3.1. WAsP の概要

本節では WAsP の概要を説明する。

(a) 風況解析

まず、ウインドパーク内の一点に風速計を設置し風速、風向の時系列データを採取する。また、このとき、観測地点周辺の地表粗度、障害物、3次元地形起伏データも必要である。これらのデータを基にして、WAsP は地表粗

度、障害物、3次元地形起伏の風況に与える影響の相互作用を考慮して計算を行い、12 方位毎の風速、風向の分布を表すワイブルパラメータ (尺度定数、形状定数) を計算する。また観測点の地表粗度、障害物、地形の起伏の影響を除いた標準状態 (上空 1,000 m) の風速、風向を計算する。これにより観測地点の固有な条件を除いた標準風況データが得られる。

図 4 は地表粗度モデルの概念である。粗度 Z_{01} の地表

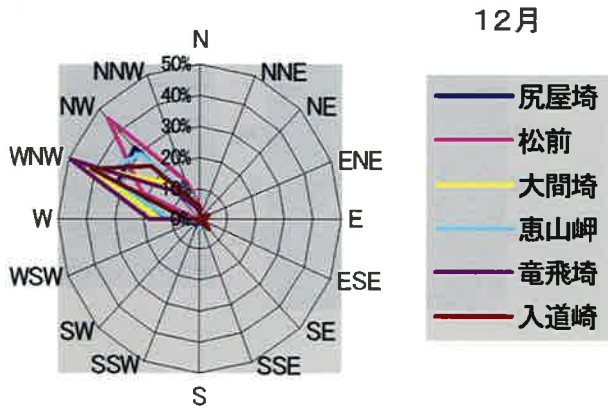


図3(c) 各灯台の月別風向 (12月)

を通過してきた風は粗度 Z_{02} の地表を通過するとき流れが変化することを示す。粗度の値は WAsP による経験的なデータによって与えられる。また、表3は WAsP のマニュアルから得た代表的な地表の粗度である。

図5は障害物モデルの概念である。森林、建造物などの障害物の種類によって風の減速率が異なることを示す。このデータとしては、障害物の位置と風通過率を入力する。風通過率は WAsP による経験的なデータによって与えられる。図6は地形起伏モデルを示す。丘陵、山、

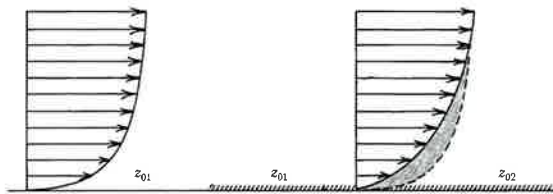


図4 地表粗度モデル

表3 地表粗度

郊外の街	0.3
森 林	0.8
見晴らしのよい農地	0.05
ごくわずかの建物	0.03
飛行場の滑走路	0.01
むき出しの土	0.005

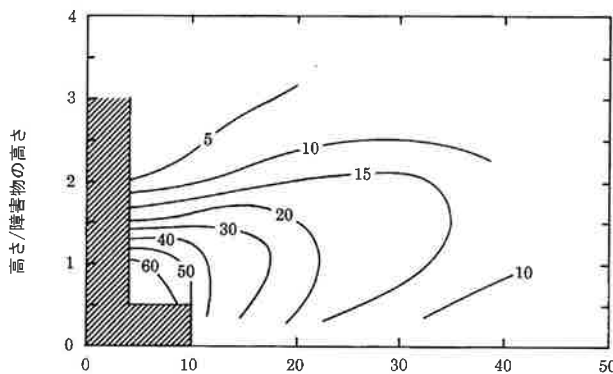


図5 障害物モデル

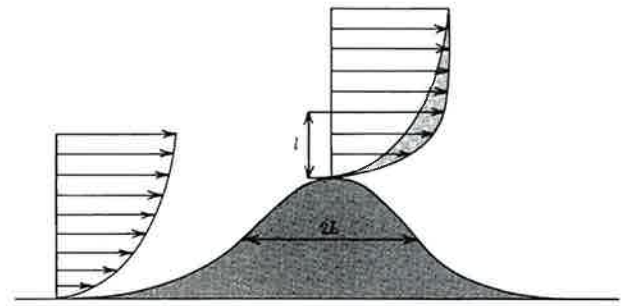


図6 地形起伏モデル

谷などの高度変化は風の流れに大きな影響を与える。実際のデータは等高線データを入力する。

(b) 応用解析

つぎに (a) で得られた標準データをもとにして、未知の地点の風況、エネルギー賦存量、発電出力量などを予測する。このためには、その地点の位置、地表粗度、障害物、風車出力曲線、ハブの高さなどのデータが必要である。この予測は、どの地点に、どれだけの賦存量が得られるか、どんな風車を設置したらどれだけの出力が得られるかをシミュレーションするもので、WAsP では逆方向計算と呼んでいる。

3.2. WAsP による風況計算

本節では竜飛岬の灯台で実際に観測された風速、風向のデータを用いて、風車発電機の設置点の風速を推定し、この推定値と実際に測定された風速とを比較した結果を述べる。灯台のデータを用いたのは次の理由による。すなわち灯台の風況データは、全国的に採取されており、もしこのデータからウインドパーク内の風況データが推定可能であれば、改めて観測することなしに未観測地点の風エネルギーの賦存量を求めることが可能になると考えたからである。

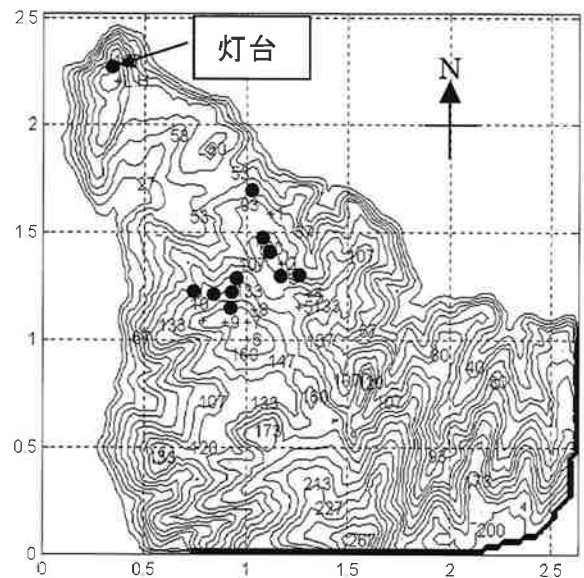


図7 二次元等高線地図 (●: 発電機)

3.2.1 風況解析のためのデータ

図7は二次元等高線地図を示す。風速の測定点となった灯台、および風速の実測値を求めた発電機の位置を黒丸で示してある。灯台の風速計は地上高20m、発電機の風速計は30mの高さに設置されている。

つぎに、地表粗度を評価する方法について述べる。まず、被覆領域を区分けするためには、風況解析の対象となる領域全体を俯瞰することが必要であり、このためには航空写真あるいは人工衛星のデータの活用が考えられる。人工衛星のデータを用いる場合には、風況解析の対象となる領域の大きさにもよるが、1画素当たり30m×30mの解像度が欲しい。また、研究者が容易に入手できる画像であることが必要である。現在、この条件を満たすものはランドサット衛星のデータであろう。図9はランドサット衛星のデータを画像処理して求めた地表粗度の分布図である。

なお、地形起伏のデータとしてデジタル化された市販のデータを用いると、工事などにより切り取られた部分などが盛り込まれていないことが多いので、東北電力か

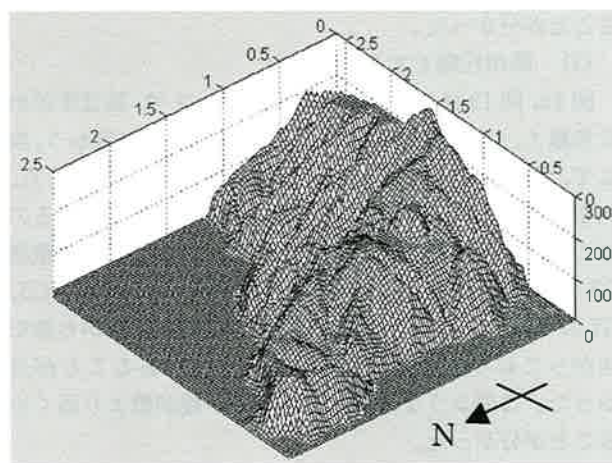


図8 三次元起伏図

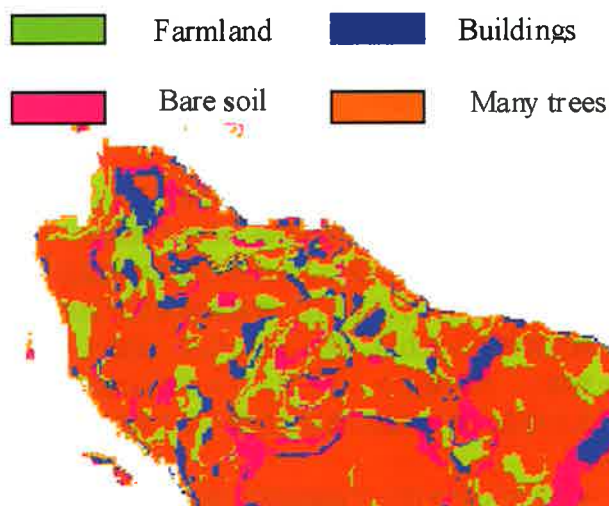


図9 地表粗度

ら頂いた地図を参照して、できるだけ現状の起伏が反映されるように考慮した。さらに、風車の工事後の位置は、地図上のどの部位に該当するか正確に位置合わせができ難いため、GPSを用いて確認した。GPSは差動型のものを用いて、位置を確認した。この際、緯度、経度については測定値のバラツキは少なかったが、高度については

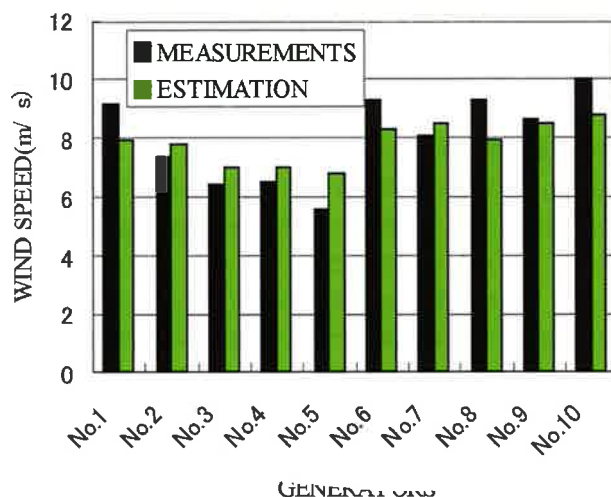


図10 各発電機の計算値と観測値の比較（年間平均）

表4 各発電機の計算値と観測値の比較

Gen.	No. 1		No. 2		No. 3		No. 4		No. 5	
Mon.	M	E	M	E	M	E	M	E	M	E
Jan.	12.9	9.9	11.0	10.1	9.7	9.0	8.6	9.7	6.9	9.8
Feb.	10.9	8.6	8.8	8.6	7.9	7.7	6.8	8.2	5.5	8.1
Mar.	10.4	8.3	7.9	8.2	7.1	7.4	6.9	7.5	5.8	7.4
Apr.	9.5	8.8	6.9	8.7	5.9	7.7	6.6	7.4	5.6	7.1
May	8.0	7.6	6.6	7.4	5.5	6.5	5.9	6.3	5.2	5.9
Jun.	7.5	7.5	6.4	7.2	5.0	6.3	6.1	5.9	5.7	5.5
Jul.	7.6	8.2	6.2	7.8	4.8	6.9	6.1	6.5	5.7	5.9
Aug.	7.2	6.8	6.3	6.6	5.3	9.6	6.3	5.5	6.0	5.3
Sep.	6.1	5.4	5.1	5.3	4.3	4.7	4.7	4.7	4.2	4.5
Oct.	7.9	6.6	6.1	6.5	5.7	5.8	5.9	6.0	4.9	5.9
Nov.	11.5	9.0	8.8	9.1	8.2	8.1	7.7	8.6	6.2	8.5
Dec.	10.6	8.2	7.9	8.3	7.3	7.4	6.7	7.8	5.2	7.8

Gen.	No. 6		No. 7		No. 8		No. 9		No. 10	
Mon.	M	E	M	E	M	E	M	E	M	E
Jan.	10.9	11.1	8.1	11.2	12.0	10.4	9.6	9.4	12.8	12.1
Feb.	9.5	9.5	7.7	9.7	10.0	8.9	8.5	9.8	11.2	10.4
Mar.	9.6	8.8	8.5	9.1	9.7	8.4	9.1	9.0	10.8	9.5
Apr.	10.7	9.1	9.9	9.5	10.1	8.8	10.4	9.2	11.2	9.5
May	9.2	7.5	8.7	7.9	9.0	7.3	8.9	7.7	9.3	7.9
Jun.	9.0	7.0	8.6	7.3	8.2	6.8	8.5	7.1	8.6	7.2
Jul.	9.9	7.9	9.9	8.4	9.6	7.6	9.7	8.1	9.6	8.2
Aug.	8.4	6.2	8.0	6.5	8.0	6.2	7.7	6.3	7.6	6.4
Sep.	6.6	5.5	6.0	5.7	6.3	5.3	6.2	5.6	6.8	5.8
Oct.	7.9	7.0	4.8	7.2	7.8	6.7	7.2	7.2	8.7	7.6
Nov.	9.7	9.9	7.4	10.1	10.4	9.4	9.4	10.2	11.8	10.8
Dec.	9.4	9.1	7.5	9.3	9.4	8.6	8.4	9.2	11.0	9.8

かなりバラツキが見られた。

3.2.2 計算値と観測値の比較

図10は、WAsPによる風速の計算値と各発電機の風速の観測値を年間平均で比較したものである。風速の実測値はハブ上に設置された風速計で求めた。厳密には風車前面の風速と風車を通過したハブ上の風速では差があると考えられるが、本稿ではハブ上の風速計の値を観測値と考えた。計算値と観測値は、傾向としてはほぼ合っているが、各発電機によっては差異が見られる。そこで、この差異の原因を見つけるため、月ごとの計算値と観測値の比較を行った。表4はこの比較を示す。この表中の斜線は、計算値と観測値が大きく異なる部分である。この原因をいろいろ考察した結果、最終的に地形の起伏の影響によるものとの結論に達した。

そこで地形の断面を主風速の風向にそって切断し、地形の起伏との関係を調べてみた。図11、図12、図13は地形の起伏と主風向との関係を示す。以下これについて説明する。

(1) 風が斜面を駆け上がるケース

図11は、風が斜面を駆け上がるケースで、この場合は

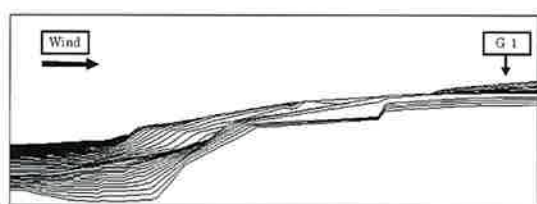


図11 斜面を駆け上がるケース—計算値が低い
G1の1月、2月—風向は西から東

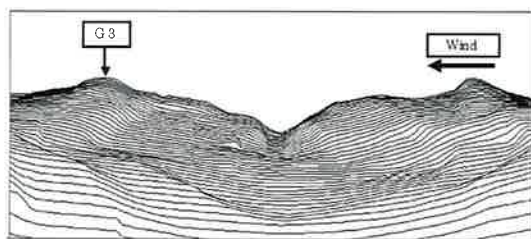


図12 丘超えのケース1—計算値が高い
G3の8月—風向は東から西

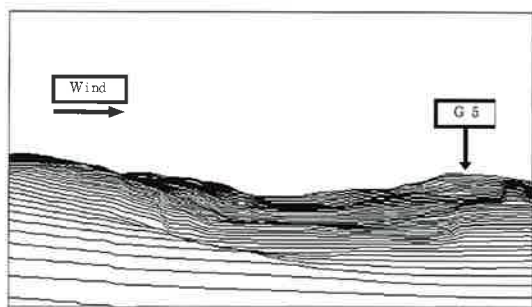


図13 丘超えのケース2—計算値が高い
G5, G7の1月、2月、11月、12月
風向は西から東

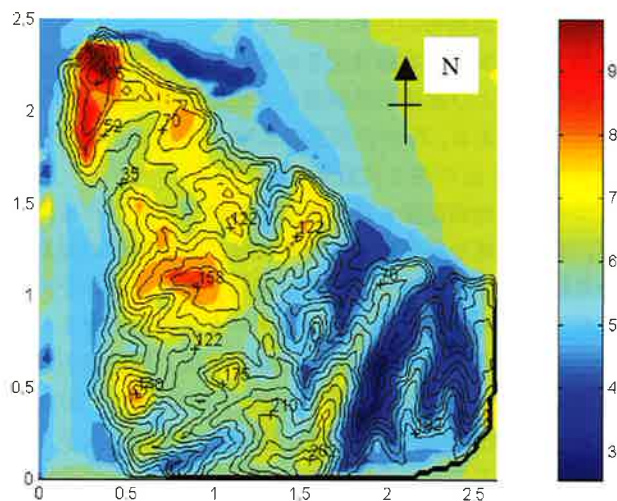


図14 ウインドパークの風速のカラーマップ

計算値が観測値よりも低く出てくる傾向にある。表2で、発電機G1の1月、2月の計算値と観測値に差異が出てくるのはこのケースであることが分かった。この場合、発電機G1の1月、2月の主風向はほぼ西から東に向かい、風は斜面を駆け上がり、計算値が観測値より低く出てくるということが分かった。

(2) 風が丘を超えるケース

図12、図13はいわゆる丘超えのケースで、風は手前の丘を越え、つぎの丘に設置されている発電機に向かう。表2で、発電機G3の8月、発電機G5、発電機G7の1月、2月、11月、12月の計算値と観測値に差異が出てくるのはこのケースであることが分かった。この場合、発電機G3で8月には主風向は東から西に向かい、発電機G5、G7の1月、2月、11月、12月では、主風向は西から東に向かっており、ともに丘超えのケースであることが分かった。このような場合は、計算値が観測値より高く出ることが分かった。

3.2.3 ウインドパークの風速等高線図

図14は25×25のメッシュに分割して計算した風速のカラーマップを示す。地形の起伏と対照させてみるとほぼ妥当な結果が得られていることが分かる。

4. ま と め

以上、津軽海峡の風力エネルギーの賦存量の推定について述べた。この結果、津軽海峡の海岸の風速は、年平均約8 (m/s) である。また、各灯台の風速は相関のあることが分かった。このことは、津軽海峡地区に設置された風力発電機の出力が、同じような位相で変動することを意味し、大容量のウインドファームがこの地区に建設された場合、電力システムの運用上影響を与える可能性がある。

また、WAsPを用いて津軽海峡の竜飛ウインドパークの賦存量の精査を行い、計算値と実測値との比較を行っ

た。その結果、計算結果と実測値の差異の出てくる一つの要因は、地形の起伏に基づくものであることが分かった。これは WAsP の構築モデルによるものと思われる。竜飛ウインドパークのような起伏の激しいところに適用する場合には、風況の評価結果に対して注意が必要である。

現在、八戸地区では、洋上風力に関する関心が高まり研究会が組織されたが、本研究は風力エネルギーの賦存量の評価に役立つものと考えている。

最後に、本研究は東北電力(株)より頂いたデータで行ったものであり、そのご好意に感謝するとともに、データ採取にご協力頂いた土屋 敬一氏(元東北電力(株)・元八戸工業大学教授)、また、衛星データの解析に協力してい

ただいた本学田中教授に感謝する。

参考文献

- (1) 松坂：竜飛ウインドパークにおける Wind Atlas, 第 17 回風力エネルギー利用シンポジウム, p 88, 1995 年 11 月
- (2) 土屋, 松坂：ウインドパークにおける風車エネルギー量予測手法の実用性評価, 日本機械学会論文集, 第 61 巻, 590 号, pp. 337-342
- (3) T. Matsuzaka, K. Tuchiya: Wind Resource Estimation of TAPPI Wind Park, Proc. of EWEC'97, pp. 377-380, Dublin, Ireland, 1997
- (4) 松坂：風況解析ソフト WAsP の課題, 第 3 回風力エネルギー利用セミナーテキスト, p 30-35, 2003 年 6 月