

洋上風力開発のための風観測と発電量予測 The Wind Observation and Energy Production Estimation for Offshore Wind Farm

土谷 学*1 福本幸成*2 石原 孟*3
Manabu TSUCHIYA Yukinari FUKUMOTO Takeshi ISHIHARA

1. はじめに

日本における風力発電の導入量は、2006年度末に設備容量149万kW、1314基に達した。特に最近5年間では、年平均24万kWが導入されている^[1]。

これまでの導入は、陸上あるいは港湾における立地であるが、将来の大規模な導入では、洋上が不可欠であり、かつ大きく期待されている。陸上と比較して洋上における風力発電では、①年平均風速が高いこと、②風の乱れ強さが小さいこと、③風向変化が小さいこと等が期待できる。これらは、発電量や風車の耐久性、建設費に直結する重要な要素である。

政府の目標導入量として、2010年度、300万kWが掲げられ、更に新エネルギー産業ビジョン^[2]では、1,000万kW(2020年度)、2,000万kW(2030年度)が予測されており、今後、益々の導入が期待されている。これらの導入目標や予測の中、NEDO技術開発機構では、2006年度から洋上風力発電の導入に向けての基礎調査やF/S先行調査が実施されており、近い将来には実証実験プロジェクトが見込まれ、日本における大規模洋上風力発電の実現が、着実に近づいていると言える。

筆者らは、このような状況に先駆け、福島県沖合37kmの太平洋上にある磐城沖ガス田プラットフォームを利用して、十分に高い高度での風況を2年間にわたって連続観測し、風力発電に適していると期待されていた洋上の風況特性を観測によって確認した。以下では、その観測概要とそれを基にした発電量予測結果を報告する。

2. 観測方法

風況観測位置は、Fig. 1に示す福島県楢葉町の東沖合37kmの太平洋上にある天然ガス田プラットフォームである。プラットフォームの全景をPhoto 1に、風向風速計の設置状況をPhoto 2に示す。風向風速計は掘削やぐらの最頂部(海上92m)に設置しており、風向風速計の海面からの高さは94mである。観測場所が天然ガス田プラットフォームであることから、風向風速計には、光ファイバーを用いた信号伝達方式による

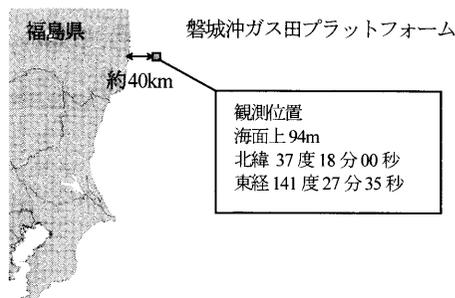


Fig. 1 Locations of offshore and onshore observation site.

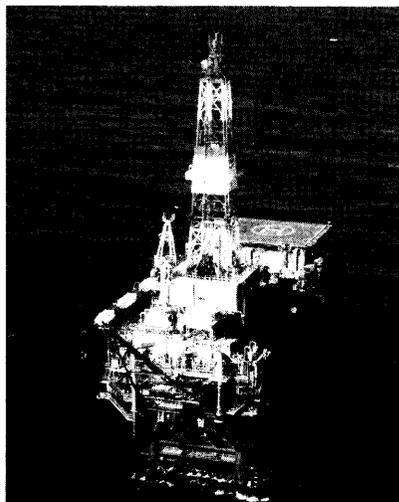


Photo 1 The natural gas platform.

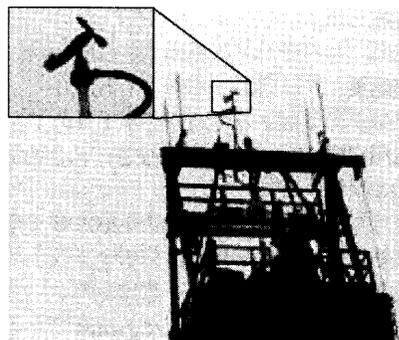


Photo 2 Wind speed and direction sensor.

*1 鹿島建設(株) 環境本部, 課長 Manager, Kajima Corporation.

*2 東京電力(株) 技術開発研究所, 主任研究員 Researcher, Tokyo Electric Power Company.

*3 東京大学大学院 工学系研究科, 教授 Professor, The University of Tokyo.

Table 1 Offshore Wind Observation System

風向風速計	メーカー	小笠原計器製作所
	形式	風車型風向風速計 WS-7671
	検出方式	7心光ファイバー方式
	風向	16 方位方式
	風速	0~60 m/s
ロガーA	メーカー	NRG Systems
	形式	SYMPHONIE / 2000-J
	測定間隔	2 秒
	取得データ	10 分間平均風速, 10 分間平均風向 10 分間最大風速, 10 分間最小風速 10 分間風速標準偏差
ロガーB	観測期間	2004 年 10 月~2006 年 9 月
	メーカー	omron
	形式	ZR-MDR10
	測定間隔	1 秒
	取得データ	風速及び風向の時刻歴データ
観測期間	2005 年 12 月~2006 年 9 月	

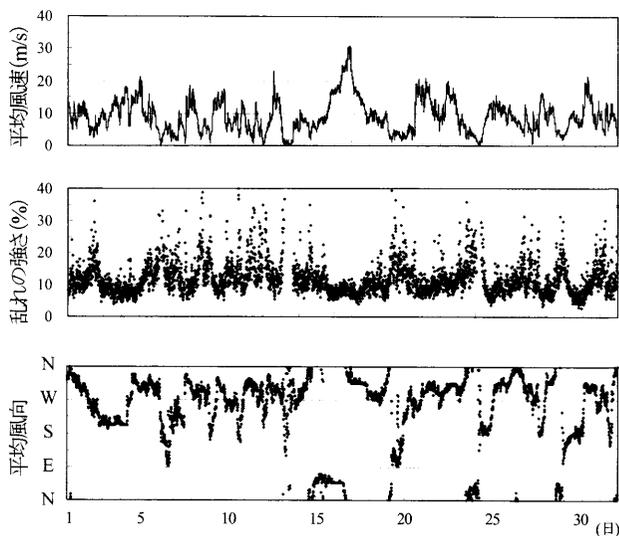


Fig. 2 Example of Time History. (Jan. 2005)

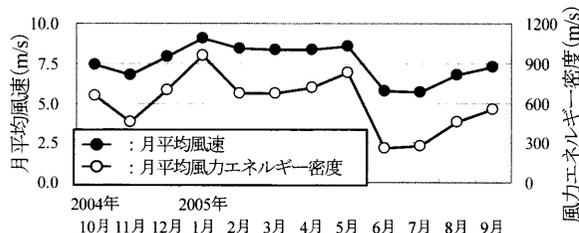


Fig. 3 Monthly mean wind speed and power density.

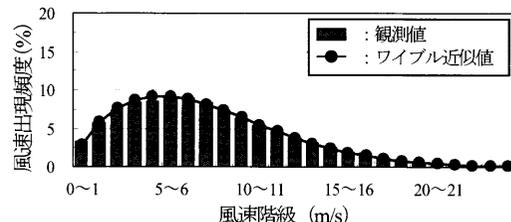


Fig. 4 Wind speed occurrence frequency.

防爆型を採用した。観測システムの仕様を Table 1 に示す。観測データは、天然ガス田プラットフォームの居住区画（防爆仕様を必要としない）に設置したデータロガーに記録し、毎日 1 回、携帯電話回線を用いて 10 分間統計値を自動送信した（ロガーA）。サンプリング間隔は 2 秒、観測期間は 2004 年 10 月から 2006 年 9 月までの 2 年間である。また、2005 年 12 月より、1 秒サンプリングの時刻歴データの取得（ロガーB）も同時に実施した。

3. 観測結果

観測データの一例として、2005 年 1 月の 1 ヶ月間における 10 分間の平均風速、乱れ強さ、平均風向の推移を Fig. 2 に示す。

以下では主として 2004 年 10 月~2005 年 9 月の 1 年間の観測結果についてその概要を示す。

(1) 平均風速と風力エネルギー密度

全観測期間における平均風速は 7.4m/s であった。大型風車のハブ高さ 70m~80m に換算（べき指数 $\alpha=0.1$ ）した場合の平均風速は、7.2m/s~7.3m/s が見込まれる。一般的に陸上における風力発電の適地条件としては、風車のハブ高さにおける年平均風速 6m/s 以上が目安

とされている^[3]。風力エネルギーは、風速の 3 乗に比例するため、本観測地点においては、陸上における適地条件の目安の 1.7 倍~1.8 倍の風力エネルギーが存在することになる。

月平均風速の変化を Fig. 3 に示す。月平均風速は、概ね 12 月~5 月の冬季から春季に高く、6 月~11 月の夏季から秋季に低い傾向を示している。月別では、1 月の平均風速が最も高く 8.5m/s であった。一方、平均風速が最も低いのは 7 月の 5.4m/s であった。

月別の風力エネルギー密度を Fig. 3 に示す。月別風力エネルギー密度の最大値は 1 月の 957W/m² であり、最小値は 6 月の 258W/m² であった。また、全観測期間中における風力エネルギー密度は 562W/m² であった。

10 分間平均風速の出現頻度とそのワイブル分布近似値を、Fig. 4 に示す。最も頻度が高い風速階級は 5m/s~6m/s であり、ワイブル分布の形状係数 k は 1.70、尺度係数 c は 8.3 である。

(2) 風向出現頻度

年間の風向出現頻度を Fig. 5 に、年間の風向別風力エネルギー密度を Fig. 6 に示す。年間の最多出現風向は南 (S) 風の 9.7% であった。ただし、西北西 (WNW) 風から北北東 (NNE) の出現頻度も 7.5%~9.2% 観測

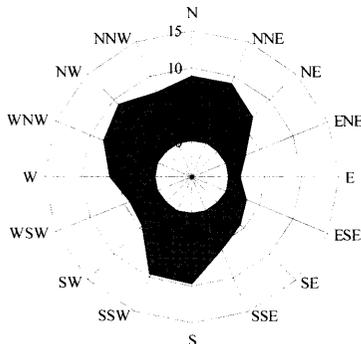


Fig. 5 Annual wind rose. (%)

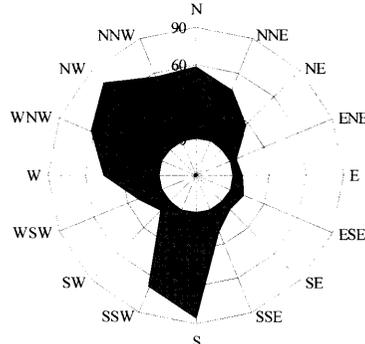


Fig. 6 Power density distribution (W/m^2)

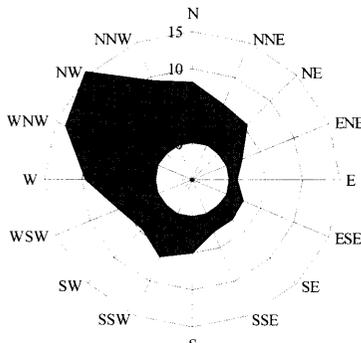


Fig. 7 Wind rose in cold season. (%)

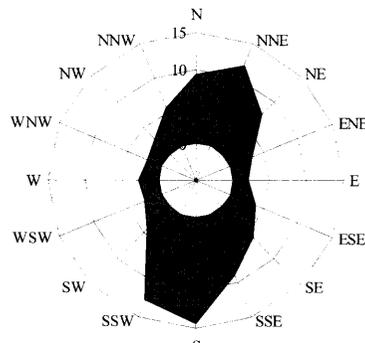


Fig. 8 Wind rose in warm season. (%)

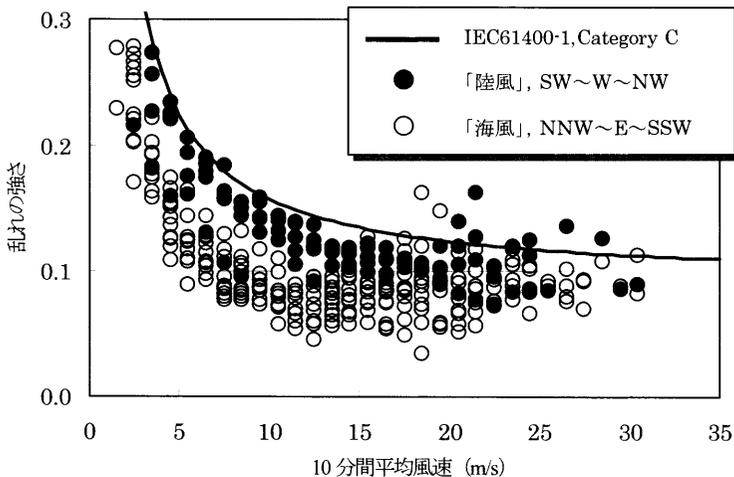


Fig. 9 Turbulence intensity given by the 90 % quantile.

されており、概ね南北方向の風向出現頻度が高いといえるが、このグラフからは定まった卓越風向を見出すことが難しい。風力エネルギー密度においても同様の傾向を示している。

風向出現頻度分布を寒候期（10月～3月）と暖候期（4月～9月）に分けた場合を Fig. 7 と Fig. 8 に示す。これらの風向出現頻度分布においては、それぞれ特徴的な風向頻度性状を示している。寒候期には北西

(NW) 寄りの風が多く出現し、陸側から吹く風が卓越している。一方、暖候期には南北軸方向の風向出現頻度が高く、海岸線に沿って吹く海風が卓越していることがわかる。

(3) 乱れ強さ

乱れ強さの年平均値は 10.5% であった。

風力発電システムの国際規格 IEC61400-1^[4] では、風力発電システムの安全性能を確認するための種々の風速・風向特性が規定されている。この中で、乱れ強さについては、乱れ強さの大きい地域に適用される Category-A、洋上を含む乱れ強さの小さい地域に適用される Category-C およびその中間の Category-B の 3 つに分類されている。本観測値を乱れ強さの小さい Category-C と比較したグラフを Fig. 9 に示す。Fig. 9 に示す乱れ強さは、観測で得られた風向別風速階級別の乱れ強さの頻度分布を対数正規分布に近似し、その非超過確率 90% の値をプロットしたものである。また観測値は、南西～西～北西の風向「陸風」とその他の風向「海風」に分類した。

Fig. 9 より、観測で得られた乱れ強さは、陸風、海風とも、概ね IEC 規格の Category-C を下回っていることがわかる。また、海風の乱れ強さは、陸風の乱れ強さと比較して、更に小さい特性を示している。なお、平均風速が 20m/s 以上の高風速域において、一部に IEC 規格の

Category-C を上回る乱れ強さが見られるが、これは、風の乱れそのものではなく、平均化時間内における風速の変化（単純増加あるいは単純減少など）によるものであると推察される。

以上のことから、観測地点における乱れ強さは、IEC 規格が対象としている洋上の風況特性を十分に下回っており、乱れ強さの観点から風車にとって耐久性への悪影響が少ない良好な環境であることを確認した。

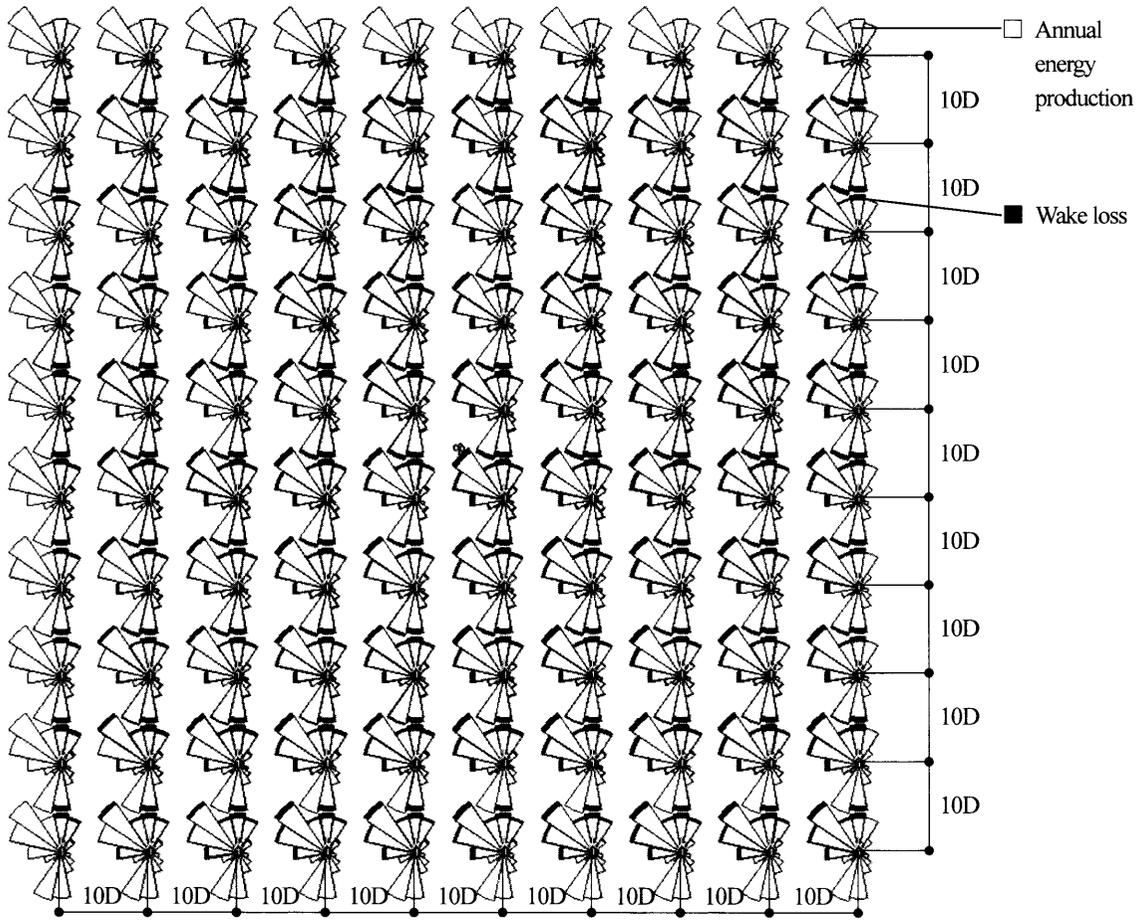


Fig. 10 Wind rose of Annual energy production and wake loss.

4. 洋上ウインドファームのケーススタディ

観測結果を基にして、観測地点における洋上ウインドファームを想定し、発電量予測を実施した。Fig. 10に風車配置および風向別発電量とウエイクロス量の予測結果を示す。風車は、定格出力 2.5MW クラス、ロータ径(D)90m クラス、ハブ高さ 80m クラスのモデル風車を仮定した。ウインドファームの風車基数は東西 10 基×南北 10 基の計 100 基とし、東西および南北方向 10D の等間隔配置とした。ウインドファーム全体の定格出力は 250MW (25 万 kW) となる。発電量予測には、WAsP (Risø, National Laboratory DTU) を用いた。

年間発電量の予測結果は、約 6 億 7000 万 kWh (利用可能率を 90%とした場合)、設備利用率は 31%、平均ウエイクロスは 5.7%であった。これは、一般家庭約 20 万戸分の消費電力に相当する。

風車別では、北西隅の風車が設備利用率最大(32%)、ウエイクロス最小(1.9%)を示し、中心位置付近の風車が設備利用率最小(30%)、ウエイクロス最大(7.4%)を示した。

5. まとめ

- (1) 観測地点における年平均風速は 7.4m/s、年平均風力エネルギー密度は 562W/m²、年平均乱れ強さは 10.5%であり、風力発電の適地条件として良好な風況であることを確認した。
- (2) モデル風車を用いた観測地点における洋上ウインドファームを想定した年間発電量の予測では、設備利用率 31%が得られた。

参考文献

- [1] NEDO, 日本における風力発電導入量の推移, 2007.3
- [2] 新エネルギー産業ビジョン検討会, 新エネルギー産業ビジョン, 2004.06
- [3] NEDO, 風力発電導入ガイドブック(改訂第 8 版), 2005.5, p.116
- [4] International Electrotechnical Commission (IEC), Wind turbines - Part 1 Design requirements, IEC61400-1 Third edition, 2005.8