

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 その2

技術的, 社会的条件を考慮した発電可能量の評価

An Assessment of Offshore Wind Energy Potential Using Atmospheric Model and GIS Part 2

An Assessment of Wind Power Production Concerning Technical and Social Limitations

○佐々木 庸平¹⁾

山口 敦²⁾

石原 孟³⁾

藤野 陽三⁴⁾

Yohei SASAKI¹⁾

Atsushi YAMAGUCHI²⁾

Takeshi ISHIHARA³⁾

Yozo FUJINO⁴⁾

1. はじめに

その1では関東地方沿岸海域の最大風力発電可能量を推定した。しかし洋上風力の実際の発電可能量を評価するには、技術的, 社会的, 経済的に立地が可能かどうかといった立地制約条件を考慮する必要がある。そこで、本研究ではその1でメソスケール気象モデルにより推定した最大風力発電量と、前述の立地制約条件を地理情報システム(GIS)上で扱い、ジオプロセッシングを行なうことで、洋上風力の実際の年間発電可能量を評価した。また関東地方沿岸域内での洋上ウィンドファームの最適地を検討し、その実現可能性を評価することで、技術開発の方向を考察した。

2. 発電可能量の評価

発電可能量の評価に際しては、まず立地制約条件を整理し、その制約条件に関連する地理データを入手した。次に入手した地理データ及び風力賦存量データをGISで読み込めるように変換し、GISのジオプロセッシング機能を用いて制約条件から求めた立地不可能な海域を除外し、発電可能量を算出した。

立地制約条件は、技術的, 経済的, 社会的制約条件の3種類に分類できる。技術的な制約条件としては水深を考慮した。現在欧州で実用化されている着底型基礎構造を用いた場合に風車が設置可能な水深は0~20mである。一方、現在実用化に向け開発が進められている浮体式基礎構造は設置水深20~500mを目標としている¹⁾。そこで本研究ではこれら二つの水深域での発電可能量を評価した。

次に経済的制約条件としては海底送電ケーブルの延長を考慮した。海底ケーブルの延長が40kmを超えると交流高圧送電が不可能となる。また、維持管理の作業性の点からも40km以上は除外するのが望ましいため、経済的制約条件として、沿岸から40km以上の海域を除外した。

さらに社会的制約条件としては、自然公園区域, 漁業権設定区域, 航行区域等の既利用区域を除外した。自然公園区域や航行区域では風車の建設は許可されず、また漁業権設定区域についても、漁業補償によるコスト変動リスクや交渉による事業遅延リスクを考慮すると、発電可能量を評価する海域から除外するのが望ましい。

以上の制約条件と関係する地理データをまとめたものを表1に示す。等深線及び海岸線データは、海洋情報研究センターより購入した「日本全域海岸線データ」と「日本近海等深線データ」を使用した。他のデータは全て国土交通省より入手した国土数値情報を用いた。

表1 制約条件と地理データ

制約条件	内容	地理データ
技術的	風車設置可能水深	等深線
経済的	送電ケーブル長	海岸線、発電所位置
社会的	環境影響	自然公園設定区域
		漁礁
	既利用海域	漁業権設定区域
		増養施設
	船舶航行区域	漁港エリア
港湾エリア 航路		

以上のような立地制約条件を考慮した関東地方沿岸海域の発電可能量は、現在実用化されている着底型基礎構造を用いる場合には0.4TWh/yearとなり、最大発電可能量のわずかに0.1%に過ぎない。これは日本では海底の地形が急峻なため、着底型基礎構造に適した水深20m以下の海域は沿岸のごく近傍に限られ、殆どの場合漁業権が設定されており、ウィンドファームの建設が不可能であるためである。より深い水深の海域に建設が可能な浮体式基礎構造を用いた場合、発電可能量は94TWh/yearとなり、最大発電可能量の34%が利用可能となる。また、この発電量は2001年度東京電力電力供給量の32%に相当する。図1に浮体式基礎構造を用いた場合の発電可能量マップを図1に等深線と併せて示す。また図2には、水深別

1) 東京大学大学院工学系研究科社会基盤工学専攻 大学院生
Graduate Student, Dept. Civil Eng. Univ. 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, Institute of Eng. Innov. Univ. Tokyo

3) 東京大学大学院工学系研究科総合研究機構 助教授
Associate Professor, Institute of Eng. Innov. Univ. Tokyo

4) 東京大学大学院工学系研究科社会基盤工学専攻 教授
Professor, Dept. Civil Eng. Univ. Tokyo

の発電量を示す。水深 20~200m での発電量が大きく、浮体式基礎を導入するメリットが大きいことがわかる。図 1 からわかるように、水深が 200m を超えると急激に水深が深くなるため、水深 200m 以上の海域での発電量はあまり期待できず、浮体式基礎の技術開発においては、水深 200m 以下の海域を目標とすればよいこともわかる。

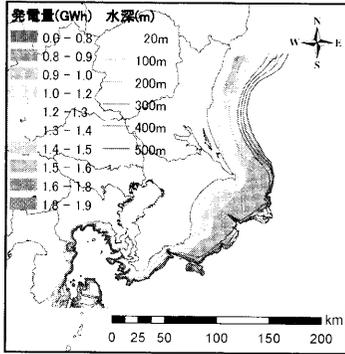


図1 浮体式基礎を用いた場合の発電可能量マップ

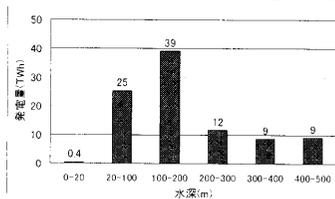


図2 全制約条件考慮後の水深別発電可能量

3. 洋上ウインドファーム実現可能性評価

実際の洋上ウインドファーム建設を想定して実現可能性を評価した。まず設置海域であるが、陸上の系統連携を考え、発電所からの距離 40km 以内という条件により、図 3 に示す海域を選定した。この海域に 5 MW 風車 200 基による 100 万 kW のウインドファーム設置を想定すると、東京電力の RPS 法による 2009 年度推計義務量の 106% に相当する、3.1TWh の年間発電量が見込めることがわかる。

次に発電単価を表 2 に示す値と式(1)を用いて算出した。機械類の償却年数(F)、基礎構造物の償却年数(H)は 20 年、利息(G)は 3%、補助金(J)は総建設費用(I)の 3 分の 1 と仮定した。その結果、発電単価は 14.4 円/kWh となり、事業化基準である売電単価 11.5 円/kWh を上回る。

しかし、事業化するためには、発電単価は 11.5 円/kWh を下回る必要があるため、基礎構造物の耐用年数を延ばすことを考える。基礎構造物の償却年数を変化させた場合の発電単価の変化を図 4 に示す。基礎構造物の償却年数を 50 年とすると、事業化基準を満たすことがわかり、現在、耐用年

数 30 年で開発中の浮体式基礎の耐用年数を 50 年とすると実現可能性が高まることがわかる。

表2 建設コスト

1浮体当たり費用(億円)	
発電関連(A)	8.93
浮体関連(B)	12.6
曳航設置(C)	1.2
送電関連(D)	2.5
年間維持管理費(E)	0.5

$$\text{発電単価} = \frac{(A/F+B/H) + (I-J) \times G + E}{\text{年間発電量}} \quad (1)$$

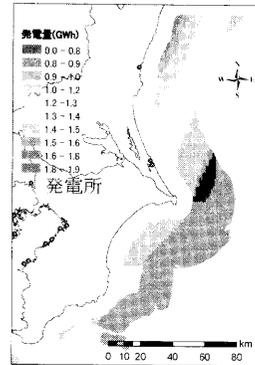


図3 洋上ウインドファーム設置位置

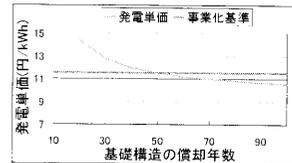


図4 基礎構造の償却年数による発電単価の変化

4. まとめ

本研究では地理情報システムを利用し、技術的、社会的、経済的制約条件を考慮した関東地方沿岸域の風力発電量を評価した。その結果以下の結論を得た。

1. 着底型基礎を用いた場合に利用可能な発電量は 0.4TWh/year にすぎないが、浮体式基礎を用いると 94TWh/year が利用可能である。
2. 浮体式基礎構造の開発目標水深は 20m~200m とした場合に最も発電量が望める。
3. 基礎の償却年数を 50 年とすると、浮体式洋上ウインドファームは事業化基準を満たすため、耐用年数 50 年以上の浮体式基礎の開発が望まれる。

参考文献

- 1) 山口, 石原, 藤野, 関東地方沿岸の洋上風力発電量の評価 その 1, 日本風工学会年次研究発表会, 2004.
- 2) 金網正夫, 浮遊式洋上風力発電基地の実現性について, 海洋開発ニュース Vol.30 No.5, 2002.