

洋上風力発電所の構造特性及び社会条件を考慮した 洋上風力エネルギーの導入可能量評価*

An assessment of offshore wind energy potential
considering structural behavior and social condition

菊地由佳**

Yuka KIKUCHI

石原孟***

Takeshi ISHIHARA

1. 序論

福島第一原子力発電所事故を受けて、再生可能エネルギーの導入拡大が喫緊の課題として広く認識されるようになった。2011年に環境省が公表した「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」¹⁾によると、風力エネルギーの導入ポテンシャルは18億5千万kWで、その内の16億kWを洋上風力エネルギーが占める。これは太陽光（非住宅）の1億5千万kWの10倍以上、地熱・中小水力1400万kWの100倍以上であり、洋上風力発電の普及が期待されている。

「導入ポテンシャル」は理論的に算出されるエネルギー資源量のうち明らかに利用不可能なもの、および技術的・社会的制約条件によって利用不可能なものを除いた量を指すが、政策決定や投資判断のためには、「導入ポテンシャル」を事業収支に関するシナリオのもと具現化が期待されるエネルギー資源量に絞った「シナリオ別導入可能量」（以下、「導入可能量」という。）の正確に算定が必要である。洋上風力発電所の建設コストは、水深・離岸距離といった環境条件の影響を大きく受けるため、1地点の建設コストを他の地点には適用できない。従って、洋上風力エネルギーの導入可能量評価にはコストモデルが必要となる。

コストモデルの構築手法は、一般的にパラメトリック法と積上げ法に大別される。パラメトリック法は、十分な実績データが存在する場合に回帰分析等の手法を用いて総コストをパラメータとの関係式で表す手法である。実際に、前述の環境省報告書では、陸上風力発電所の建設コストを、実績値の回帰分析により建設地点の平均標高・最大傾斜角・仮設道路の整備距離・送電線の整備距離をパラメータとして評価している。また、欧州でも European Environmental Association が洋上風力発電所の建設コストを、実績値の回帰分析

により水深と離岸距離をパラメータとして評価している²⁾。（以下、EEAモデルという。）しかし、日本の洋上風力発電所では、国内の実績がほとんどないためにこの手法は適用できない。

一方、積上げ法は、コストを細かな構成要素に分解し、下位レベルのコスト要素に対する詳細見積もりを足し上げることで、上位レベルのコスト見積もりを得るものである。洋上風力発電所の建設コストを詳細に分解すると、下位レベルのコスト要素は、陸上風力発電や既存技術との類似性を持つため、特定の環境条件下での評価が可能である。また、コスト要素ごとに水深・離岸距離といった環境要因との関係性を物理的に明らかにできれば、コストモデルが構築できる。実際に、欧州や米国では洋上風力発電の導入初期において、このような手法によりコストモデルを開発し、政策決定や発電所の設計に役立てている³⁾⁴⁾。

本研究では、モノパイル型着床式洋上風力発電所のコストモデルを積上げ法により構築し、導入可能量の評価手法を示す。まず、モノパイル型着床式洋上風力発電所のコストモデルを提案する。提案モデルをパラメトリック法による EEA モデルと比較するとともに、欧州の実際のデータにより検証する。次に、千葉県銚子沖において、提案モデルを用いて、買取価格および補助金額を変化させ、内部収益率を調べるとともに導入可能量評価の評価手法と開発のシナリオを示す。

2. コストモデルの提案

本研究では、積上げ法によりコストモデルを構築する。まず、モノパイル型着床式洋上風力発電所の建設コストを風力発電機、支持構造物、アレイケーブル・送電ケーブル・変電所からなる送電設備、環境調査や許認可を含むその他のコスト要素に分解した。さらに、各コスト要素を表1に示すように材料費と設置費に分けた。次に、各コスト要素に影響を与えるパラメータとそのコストとの関係を文献やインタビューによ

* 平成24年11月28日第34回風力エネルギー利用シンポジウムにて講演

** 学生会員 東京大学工学系研究科 〒113-8656 東京都文京区本郷7-3-1

*** 会員 東京大学工学系研究科

り調べると共に、表 1 に示す値に基づき各コスト要素のコストモデルを構築した。なお、表 1 の値は英国の The Crown Estate 社が 2010 年に出版した『A guide to an offshore wind farm』⁵⁾ (以下、CE 報告書と呼ぶ。) による。CE 報告書は、離岸距離 80km, 5MW 風車 100 基から成るウィンドファーム建設を想定したときのコストを、欧州の代表企業へのインタビューに基づき、評価している。以下、各コスト要素のモデル化の詳細について記述する。単位はすべて億円/MW である。

表 1 風力発電所の建設コスト (億円/MW)

コスト要素		材料費	設置費
① 風力発電機		2.04	0.476
② 支持構造物		1.02	0.34
③ 送電設備	送電ケーブル	0.204	0.272
	アレイケーブル	0.068	0.204
	変電所	0.17	0.034
④ その他		0.204	
(¥170.00/£換算)			

① 風力発電機コストモデル

風力発電機コスト WT およびその設置コスト I_{WT} は、次式により評価した。ここで、 $m.r.$ は定格出力である。

$$WT = 0.17(m.r.) + 1.19 \quad (1)$$

$$I_{WT} = 0.23WT \quad (2)$$

風力発電機コストは定格出力が大きくなるにつれ増加する。CE 報告書では 5MW 風車の 2 億円/MW に対し、日本の陸上風力発電所の報告書⁶⁾では 2MW 風車は 1.53 億円/MW であった。そこで、この 2 点を線形補完し、定格出力 $m.r.$ をパラメータとして評価した。一方、図 1 に示すように、EEA モデルは定格出力をパラメータとして考慮していないため、風力発電機コストは一定になっている。

風力発電機設置コストは、設置費は輸送物の重量に比例すると仮定し、CE 報告書の値に基づき提案した。

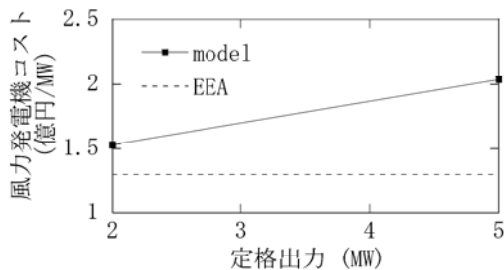


図 1 風力発電機コストモデル

② 支持構造物コストモデル

表 2 および図 2 に支持構造物の構造諸元および 3.6MW 風力発電機の例を示す。本研究では、モノパイル長さ L を地中部長さ h' と水深部長さ h に分け、 h' は h に対して 20m 長いと仮定した。

表 2 支持構造物の構造諸元と 3.6MW 風車の例

項目	記号	値
タワー高	H	80m
モノパイル直径	D	水深 h の関数
モノパイル長さ	L	水深 h の関数
板厚	t	75mm
鉄密度	ρ_{steel}	7870 kg/m ³
頂部質量	m_{top}	219900kg
ヤング率	E	2.1×10^{11} N/m ²

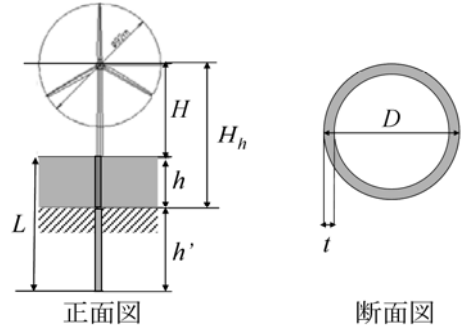


図 2 支持構造物の構造諸元

支持構造物コスト SS および支持構造物設置コスト I_{SS} は、次式により評価した。

$$SS = \pi D t L \rho_{steel} C_{steel} \quad (3)$$

$$I_{SS} = \begin{cases} 0.41SS & (h < 20m) \\ 1.23SS & (h \geq 20m) \end{cases} \quad (4)$$

支持構造物コストは、モノパイル重量に単位重量あたり鉄価格 C_{steel} を乗じることで求めた。 C_{steel} は 28 万円/t と仮定した。 D は水深が深くなるにつれ増加するため、後述する水深に対するモデルで評価した。

支持構造物設置コストは、設置費は輸送物の重量に比例すると仮定し、CE 報告書の値に基づき提案した。水深 h が 20m 以上の場合、設置船が大型化するため比例係数が 3 倍増加すると仮定した。

モノパイル直径 D を水深の関数としてモデル化した。発電機タワーの固有振動数は、ロータ及びブレード回転との共振を避けたるために、およそ 0.4Hz と一定であり、支持構造物はこの値を満たすよう構造決定される。風力発電機と支持構造物水深部を、頂部質量のある幅一様の片持ち梁としてモデル化すると、一次固有振動数は次式で表される。

$$f = \frac{0.92}{2\pi} \sqrt{\frac{\int_0^H E I x_{zz}^2(z) dz}{\int_0^H m x^2(z) dz + m_{top} x^2(H_h)}} \quad (5)$$

ただし、 $I = (\pi/8) t D^3$, $m = \rho_{steel} \pi D t$,

$$x_{zz}(z) = \frac{d^2 x}{dz^2}(z) = \frac{M(z)}{EI(z)}, \quad x(z) = \int_0^z \int_0^\eta \frac{M(\xi)}{EI(\xi)} d\xi d\eta,$$

$$M(z) = m_{top} g (H_t - z) + \int_z^{H_t} m g (\xi - z) d\xi.$$

式(5)を展開し、直径 D に関して次式を得る。

$$\frac{E}{H_h^4} D^3 - 18.4f^2 \rho_{steel} D - 87f^2 \frac{m_{top}}{\pi H_h t} = 0 \quad (6)$$

フランジ等を考慮して係数を調整すると⁷⁾,

$$\frac{E}{H_h^4} D^3 - 23.6f^2 \rho_{steel} D - 104f^2 \frac{m_{top}}{\pi H_h t} = 0 \quad (7)$$

3.6MW 風力発電機について式(7)および表 1 に示す諸元を用い、水深 5m ごとに D を求め、二次関数で近似することで、直径 D の水深 h に対する評価式を得た。

$$D = 0.0003h^2 + 0.0627h + 3.9687 \quad (8)$$

モデル(8)による直径 D の評価と実績値を比較すると、図 3 のように両者はよく一致した。3MW 以下の風力発電機については、打込み時のハンマによる制約から、直径 D は水深に依らず 2MW、2.3MW 風力発電機で 4m、3MW 風力発電機で 4.5m と仮定した。

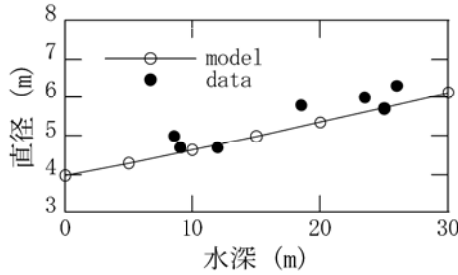


図 3 モノパイル直径モデルと実績値の比較

③ 送電設備コストモデル

送電ケーブルコスト EC 、アレイケーブルコスト AC 、変電所コスト TS 、およびそれぞれの設置コスト I_{EC} 、 I_{AC} 、 I_{TS} は次式で評価した。

$$\begin{cases} EC = 0.0026d \\ AC = 0.068 \\ TS = 0.17 \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} I_{EC} = 0.0034d \\ I_{AC} = 0.102 + 0.0026d \\ I_{TS} = 0.034 \end{cases} \quad (10)$$

送電ケーブルコストは離岸距離 d に比例、アレイケーブルコスト、変電所コストは定数と仮定した。

送電ケーブル設置コストは、悪天候により施工が遅れる影響を考慮し、離岸距離 d に比例するとした。アレイケーブル設置コストは、その半分が離岸距離に比例、変電所の設置コストは定数とした。

④ その他コストモデル

その他のコスト O は定数とし、次式で評価した。

$$O = 0.204 \quad (11)$$

以上のように構築したコストモデルをパラメトリック法による EEA モデルと比較するとともに、欧州の洋上風力発電の実際の建設コスト⁸⁾を用いて精度を検証した。精度評価には推定誤差の自乗和の平方根 RMSE (Root Mean Square Error) を用いる。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum ((x_{model} - x_{data}) / X_{data})^2} \quad (12)$$

x_{model} はモデル評価による建設コスト、 x_{data} は実際の建設コスト、 X_{data} は実際の建設コストの平均を表し、 n は検証に用いた発電所の個数である。なお、EEA モデルは、1800Euro/kW を基準値とし、表 3 に示す水深・離岸距離をパラメータとした増加係数によって、総建設コストを評価している。

表 3 EEA モデルによる建設コスト

	Distance to coast (km)							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
10-20	1	1.022	1.043	1.065	1.086	1.183	1.408	1.598
20-30	1.067	1.090	1.113	1.136	1.159	1.262	1.501	1.705
30-40	1.237	1.264	1.290	1.317	1.344	1.464	1.741	1.977
40-50	1.396	1.427	1.457	1.487	1.517	1.653	1.966	2.232

検証結果を図 4 に示す。RMSE 値は、EEA モデルが 0.33、提案モデルは 0.28 となり、推定精度が向上した。これは、風力発電機コストを定格出力の関数とし、水深 20m 以上での支持構造物設置コストの増加を考慮したためであり、積上げ法が新しい技術や環境の変化を考慮する際に有効であることを示す。

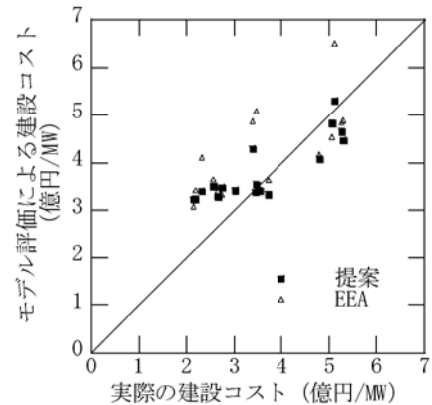


図 4 建設コストモデル評価と実績値の比較

3. 導入可能量評価

提案したコストモデルを用い、千葉県銚子沖に 2.4MW 風力発電機を建設する場合の導入可能量を評価する。まず年間発電量を評価し、次に内部収益を評価することで開発のシナリオを示す。

年間発電量は、気象モデルを用いた風況予測により評価する。本研究では、メソスケール気象モデル RAMS (Regional Atmospheric Modeling System)⁹⁾を用い、銚子沖で 2000 年 1 年間の 10 分平均風速を評価した。計算の詳細は文献 9 を参照されたい。評価した 10 分平均風速に基づき、設備利用率を求めた結果が図 5 である。年間発電量は、定格出力で 1 年間発電した年間可能発電量に、設備利用率と稼働率を乗じることで評価する。稼働率は 9 割と仮定した。図 6 には銚子沖の水深を示す。本研究では、銚子沖に代表的な水深 15m、離岸距離 10km、平均風速 7.5m/s の地点を対象にする。

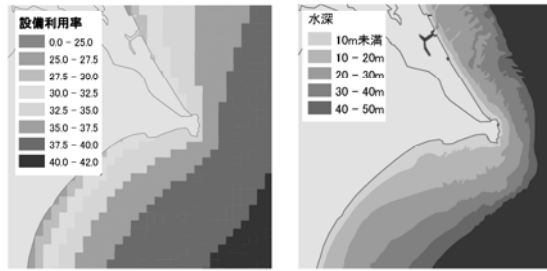


図5 設備利用率の評価 図6 銚子沖の水深

次に、採算性を評価する。採算性は、一般的に発電コストで評価され、発電コストおよび年経費率は次式で示される。ここで、 i は金利、 N は耐用年数である。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{建設コスト} \times \text{年経費率} + \text{維持管理費}}{\text{正味年間発電量}} \quad (13)$$

$$\text{年経費率} = \frac{i}{1 - (1+i)^{-N}} \quad (14)$$

表5に示すように、建設コストは提案コストモデル、年間発電量は前述の気象モデルにより評価し、維持管理費は建設コストの23%と仮定する。このように発電コストは、風況や技術革新による建設コスト低減は評価できるが、実際の投資判断に必要な事業利益や事業収入に対する支援政策は評価できない。

表5 発電コストの評価項目

項目	評価方法
年間発電量	年間可能発電量×設備利用率×稼働率
建設コスト	提案コストモデルによる
維持管理費	建設コストの23%
金利	3%
耐用年数	20年間

そこで、内部収益率 r を考える。内部収益率 r は、投資プロジェクトの正味現在価値がゼロとなる割引率で、事業期間 N 年のとき n 年目のキャッシュフロー C_n を用いて次式で表される。

$$\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (15)$$

内部収益率は、洋上風力発電の導入刺激策として代表的な買取価格、補助金、免税について評価できる。そこで本研究では、買取価格が20円・25円・30円の場合および買取価格20円で補助金額が建設コストの10%・20%・30%の場合の6通りを想定し、内部収益率を評価した。表6には計算に用いた仮定を示す。

表6 内部収益率の評価項目

項目	評価方法
売上高	電力販売収入
営業経費	年間発電量×買取価格
	建設費
	20年定額法で減価償却
	維持管理費
	20年で建設コストの23%
	保険料
	1000千円/基・年
	固定資産税
	1.4%
	解体費用
	400,000千円/基・年
法人税等	実効税率40%

内部収益率の評価結果を図7に示す。内部収益率8%を確保するために、買取価格20円に補助金3割でも確保できず、買取価格30円以上に設定する必要があることが分かった。なお、本試算は洋上風力の導入が既に進んだ欧州の数値を用いているため、日本では過小評価となる可能性があることに注意されたい。

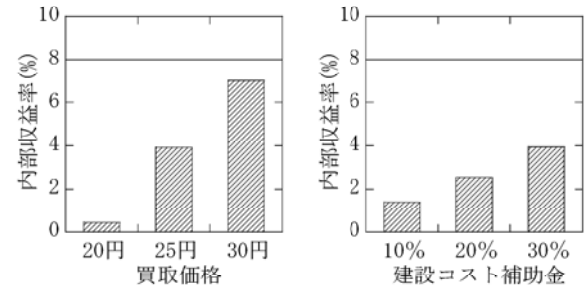


図7 買取価格と補助金額による内部収益率の変化

4. 結論

本研究では、洋上風力発電の構造特性および社会条件を考慮した導入可能量の評価手法を提案し、以下の結論を得た。

- 1) モノパイル型着床式洋上風力発電所の建設コストモデルを積上げ法により構築した。欧州の実績値を用いて検証を行い、提案モデルはEEAモデルに対して精度が向上することを示した。
- 2) 提案コストモデルとメソスケール気象モデルを用いて、内部収益率を指標とした導入可能量評価手法を示した。洋上風力発電の買取価格は、内部収益率8%を確保するために、30円以上に設定する必要があることが分かった。

参考文献

- 1) 環境省、平成22年度導入ポテンシャル調査、2011。
- 2) European Environmental Association, Europe's onshore and offshore wind energy potential, 2009。
- 3) Cockerill, T.T., et al., Development of a cost model for offshore wind energy, Optu-OWECS Final Report Vol.2: Methods assisting the design of offshore wind energy conversion systems, PartA, Institute for Wind Energy, Delft, 1998。
- 4) L.Fingersh, et al. Wind turbine design cost and scaling model, National Renewable Energy Laboratory, 2006。
- 5) The Crown Estate, A guide to an offshore wind farm, 2010。
- 6) 経済産業省、平成22年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業調査報告書、2011。
- 7) Jan van der Tempel, design of support structures for offshore wind turbines, Doctoral thesis, Technical university of Delft, 2006。
- 8) British Wind Energy Association, UK offshore wind: charting the right course, 2008。
- 9) 山口敦、石原孟、メソスケールモデルと地理情報システムを利用した関東地方沿岸域における洋上風力エネルギー賦存量の評価、日本風工学会論文集, Vol.32, No.2, pp.63-75, 2007。