

エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上ウィンドファーム 建設費の評価と実データによる検証

Assessment of Initial Capital Cost for Bottom-mounted Offshore Wind Farms
by Using Engineering Model and Its Verification

菊地 由佳^{*1}
Yuka KIKUCHI

石原 孟^{*2}
Takeshi ISHIHARA

^{*1} Graduate Student, Department of Civil Engineering, The University of Tokyo, 7-3-1 Hongo Bunkyo Tokyo, 113-8656, Japan, Fax:+81-3-5841-1147, E-mail: kikuchi@bridge.t.u-tokyo.ac.jp

^{*2} Professor, Department of Civil Engineering, The University of Tokyo

Abstract

Initial capital costs of bottom-mounted offshore wind farms are analyzed by using an engineering model considering water depth, distance of coast and number of turbines. The parameters in the engineering model are identified with detailed cost data of a standard wind farm. The initial capital costs of the existing bottom-mounted offshore wind farms calculated by the engineering model and a parametric model are compared with the existing cost data in Europe. The engineering model shows a good agreement with the existing data by taking account of the size increase effect of wind turbine and construction vessels, the parametric model underestimates some existing data. Scenarios for the initial capital cost reduction in Japan are discussed.

キーワード：着床式洋上風力発電所，建設費，エンジニアリングモデル
Key Words : Bottom-mounted offshore wind farm, Initial capital cost, Engineering model

1. はじめに

東日本大震災以降、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18億8千万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。山口と石原²⁾は、メソスケール気象モデルを用いた風況予測手法を提案し、関東地方沿岸における水深20~200m、離岸距離10~30kmの海域に、東京電力の2005年度年間電力販売量の14%に相当する39.32TWh/yearの導入ポテンシャルが存在することを明らかにし、この海域を対象として今後の技術開発および詳細な計画の立案を行うことが妥当であることを示した。

実際の再生可能エネルギーの導入拡大には、導入ポテンシャルの存在に加えて、事業採算性が確保される

必要がある。そこで、2012年に、我が国は固定価格買取制度を導入し、事業採算性を確保することによって、再生可能エネルギーの導入および規模効果や技術開発による発電コストの低下を促している。買取価格の設定は、一般に実績値を基に行われる。例えば、2012年に、陸上風力エネルギーの買取価格は、建設費と運転維持費の実績値を基に、税引き前内部収益率8%を満たすよう22円/kWhに設定された³⁾。

一方、洋上風力エネルギーの買取価格は、国内に実績が少ないために設定が見送られてきた。千葉県銚子沖および福岡県北九州沖における実証研究⁴⁾や民間の事業計画が開始したことを受け、2014年に初めて、ファイジビリティスタディ^{5)~8)}による建設費と運転維持費の評価値を基に、税引き前内部収益率10%を満たすよう36円/kWhに設定された⁹⁾。しかし、この評価値は、水深30m以内の海域を対象としており、中水深・大水深に対して十分かは不明である。洋上風力の開発が進む英国では、Crown Estate（以下、CE）が標準的な中水深大規模ウィンドファームの詳細な建設費のコストデータを、提供しているが¹⁰⁾、環境条件と建設費の関係が分からないため、日本の評価に用いることができない。環境条件と建設費の関係を明らかにするためには、コストモデルの構築が必要となる。

^{*1} 東京大学大学院工学系研究科大学院生・日本学術振興会特別研究員DC（〒113-8656 東京都文京区本郷7-3-1）
E-mail: kikuchi@bridge.t.u-tokyo.ac.jp

^{*2} 東京大学大学院工学系研究科教授
（原稿受付：2014年5月27日）

コストモデルは、パラメトリックモデルとエンジニアリングモデルに大別される。パラメトリックモデルでは、十分な実績データを基に回帰分析法を用いて、コスト要素とパラメータとの関係をモデル化する。我が国では、陸上風力発電所の建設費のパラメトリックモデルを、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構築している¹¹⁾。米国の National Renewable Energy Laboratory (NREL) では、陸上風力の発電コスト削減を目的に、実績値の回帰分析により、定格出力を変数とした建設費のパラメトリックモデルを提案している¹²⁾。欧州の European Environment Agency (EEA) では、洋上風力エネルギーの導入可能量評価を目的に、実績値の回帰分析により水深と離岸距離を変数とした建設費のパラメトリックモデルを構築している¹³⁾。しかし、パラメトリックモデルは、日本の洋上風力では十分な実績がないため適用できない。

エンジニアリングモデルでは、構造解析等の手法による重量評価を用いて、コスト要素とパラメータとの関係をモデル化する手法である。実績がない技術のコストモデル構築に優れているとともに、コスト決定要因の技術要素と経済要素を明確に分けて論じることが可能となる。欧州の Opti-OWECS というプロジェクト

では、洋上風力発電所の最適化設計を目的に、初めてエンジニアリングモデルを構築した¹⁴⁾。最近では、欧州で WindSpeed というプロジェクトが実施され、北海の環境変数を考慮した洋上風力発電所の建設費を評価することを目的に、詳細なエンジニアリングモデルを提案している¹⁵⁾。エンジニアリングモデルは日本への適用も可能であるが、コストモデルのパラメータの値を明らかにする必要がある。

そこで、本研究では、環境条件を考慮したエンジニアリングモデルを用いて着床式洋上風力発電所の建設費の評価モデルを構築するとともに、CE¹⁰⁾から提供された欧州における標準ウインドファームの詳細なコストデータからエンジニアリングモデルのパラメータを同定する。従来のパラメトリックモデル EEA と比較するとともに、欧州の実績値を用いて、構築したエンジニアリングモデルの精度検証を行う。次に、日本における洋上風力発電所のフィージビリティスタディおよび実証研究の実績値を用いて、日本に適用できるエンジニアリングモデルのパラメータを同定するとともに、構築したエンジニアリングモデルを用いて洋上風力発電所の事業採算性評価を行い、今後日本における洋上風力発電の導入促進の方策について論じる。

Table 1 Engineering model for the evaluation of ICC

項目	モデル	パラメータの定義
(1) 風力発電機設備費	$WTC = (a_{WT} \times P_r + b_{WT}) \times P_r \times N$ (1)	a_{WT}, b_{WT} : 発電機の増加係数
(2) 支持構造物設備費	$SSC = \pi D_{SS} t_{SS} L_{SS} \times PsRate \times N$ (2)	c_{SS}, d_{SS}, e_{SS} : 半径の増加係数 f_{SS}, g_{SS} : 厚みの増加係数
	$D_{SS} = \max(c_{SS} Dph^2 + d_{SS} Dph + e_{SS}, 4)$ (3)	
	$t_{SS} = f_{SS} Dph + g_{SS}$ (4)	
	$L_{SS} = 2Dph + 20$ (5)	
(3) アレイケーブル設備費	$ACC = C_{AC} \times DWT \times N$ (6)	C_{AC} : アレイケーブル単価
(4) 送電ケーブル設備費	$ECC = C_{EC} \times DTC \times N_{EC}$ (7)	C_{EC} : 送電ケーブル単価
(5) 変電所設備費	$TSC = (C_{ONTS} + C_{OFTS}) \times P_r$ (8)	C_{ONTS} : 陸上変電所の設備費 C_{OFTS} : 洋上変電所の設備費
(6) 工事費	$IC = C_{mob} + A \times C_{vessel,i} \times (T_{install,i} + T_{transport,i})$ (9)	C_{mob} : 回航費 A : 船の大きさを表す係数 $C_{vessel,i}$: 建設船の日当り単価 $T_{install,i}$: 設置船の供用日数 $T_{transport,i}$: 輸送船の供用日数
(7) 港湾費	$PC = C_{port} \times N$ (10)	C_{port} : 1基あたり港湾費
(8) 設計・調査費	$DC = C_{design} \times ICC$ (11)	C_{design} : 設計・調査費の建設費に対する比率

2. 建設費のエンジニアリングモデルの構築と検証

2.1 建設費のエンジニアリングモデルの構築

水深、離岸距離、規模を考慮した着床式洋上風力発電所の建設費 ICC (Initial Capital Cost) のエンジニアリングモデルを、欧州で開発されたエンジニアリングモデル *Windspeed*¹⁵⁾ を参考に本研究で提案した式と併せて Table 1 に示す。エンジニアリングモデルに用いた入力パラメータを Table 2 に示す。*Windspeed* では、港と建設地点の距離、洋上変電所と陸上変電所の距離などの詳細な入力パラメータを設定できるようになっているが、本研究では、洋上風力発電所の特性を論じるために、*Windspeed* のモデルを簡略化し、パラメータを同定できるようにした。

風力発電機設備費は、大型化により MW あたりのコストが増加することが知られている。NREL は部品毎に詳細なパラメトリックモデルを提案しているが¹²⁾、本研究では簡易式を提案した。支持構造物設備費は、*Windspeed* では詳細な設計データに基づき、重量評価をしているが、本研究では洋上風力発電所の一般的な特性を論じるために、半理論解を提案した。以下に本研究では構築したモデルの詳細を述べる。

Table 2 Input parameter of the engineering model

入力パラメータ	記号	単位
水深	D_{ph}	m
離岸距離	D_{TC}	km
風車基数	N	Number
定格出力	P_r	MW
風車間隔	D_{WT}	km
鋼材価格	P_sRate	/tones
送電ケーブル本数	N_{EC}	Number

(1) 風力発電機設備費 WTC 風車の出力は長さの2乗に、重量、機器コスト、及び荷重は長さの3乗に比例する。しかし、実際の重量は、軽量化や新しい制御技術の導入により、長さのおよそ2乗に比例して増加している^{16), 17)}。従って、本研究では、MW あたり風力発電機コストを定格出力 P_r の比例関数として式(1)により表わした。

(2) 支持構造物設備費 SSC モノパイル式支持構造物の設備費は、重量の関数として式(2)により評価した。このとき、 D_{SS} は、支持構造物の直径、 L_{SS} は長さ、 t_{SS} は厚みである。直径 D_{SS} は、Tempel¹⁸⁾により提案されたモノパイルの直径 D_{SS} 、水深 D_{ph} 、風車タワーおよび支持構造物の固有振動数 f の関係式を用い、 f は共振

を避けるためにほぼ一定であることを利用して、直径と水深との関係式(3)を導出した。詳細な導出は参考文献 19 を参照されたい。また、打込み時の耐力保持のために、直径の最小値を 4m と仮定した。Fig.1 に示すように、3.6MW 風車の代表的な諸元を仮定して導出したパラメータを用いた直径の評価値は実績値^{20)~26)}とよく一致した。鋼材の厚み t_{SS} は、水深の増加に応じて曲げ応力に耐えるよう増加するため、本研究では水深に比例して増加すると仮定して、式(4)により評価した。長さ L_{SS} は、実績値を参照し、簡単に水深より 10m 深い長さを打ち込み、風車タワーとモノパイルの接続部を LAT+10m と仮定し、式(5)により評価した。

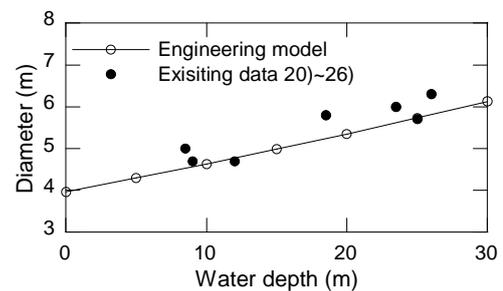


Fig. 1 Comparison of predicted and existing substructure diameter changing with water depth

(3) アレイケーブル設備費 ACC アレイケーブルの設備費は、ケーブル長さ L_{AC} にケーブル単価 C_{AC} を乗じることにより評価することができる¹⁵⁾。ケーブル長さは、風車基数 N と風車間隔 D_{WT} によるが、発電所ごとに風車間隔が異なるため、高精度のモデルを作することは難しい¹⁵⁾。本研究では、簡単に風車基数に風車間隔を乗じて評価した。CE に記載されている風車間隔 1km を仮定した時のケーブル長さ L_{AC} の評価値を実績値²⁷⁾と比較した結果を Fig. 2 に示し、よい精度が得られていることが分かる。ケーブル単価 C_{AC} は定数とし、式(6)を提案した。

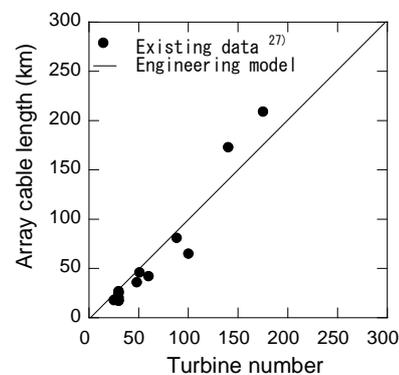


Fig. 2 Comparison of predicted and existing array cable length changing with turbine number

(4) 送電ケーブル設備費 ECC 送電ケーブル設備費は、ケーブル長さ L_{EC} とケーブル単価 C_{EC} を乗じることにより評価することができる¹⁵⁾。発電所ごとに変電所の位置やケーブル本数が異なるため、高精度のモデルを作ることは難しい¹⁵⁾。送電ケーブル長さは洋上変電所と陸上変電所の距離に一致するが、本研究では、洋上風力発電所の一般的な特性を論じるために、離岸距離に一致させた。送電ケーブル本数 N_{EC} を2本と仮定した。 L_{EC} の離岸距離に対する評価値を実績値²⁷⁾と比較した結果を Fig. 3 に示す。バラツキがあるものの、傾向が捉えられていることが分かる。ケーブル単価 C_{EC} は定数とし、式(7)を提案した。

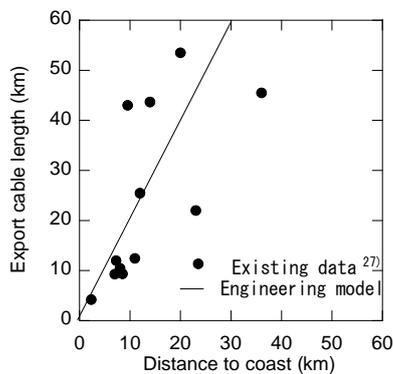


Fig. 3 Comparison of predicted and existing export cable length changing with distance to coasts

(5) 変電所設備費 TSC 陸上変電所、洋上変電所の設備費は定数と仮定し、式(8)を提案した。また、100MW 以上のウィンドファームで、洋上変電所が建設されるとした。洋上変電所について Windspeed は電気設備、支持構造部に分け、詳細な見積もりを行っている¹⁵⁾。

(6) 工事費 IC 工事費は、Windspeed を参考に、回航費、輸送費、設置費を評価し、式(9)を提案した。

回航費は、変動が大きいので、Windspeed では、建設船の初期資本費の 1% として評価しているが、本研究では簡単のためゼロとした。

輸送費および設置費は、設置物 i ごとに、建設船の日当り単価 $C_{vessel,i}$ に輸送日数 $T_{transport,i}$ および設置日数 $T_{install,i}$ を乗じることによって評価した。

建設船の日当り単価 $C_{vessel,i}$ は、日本の積算資料²⁸⁾によると積載重量やクレーン吊上げ能力を指標とした船の大きさに比例して増加させている。欧州の代表的な風力発電所専用の建設船の諸元²⁹⁾を基に、クレーン吊上げ能力の比例関数として、建設船の日当り単価の比例係数 A を Table 3 に示すように設定した。また船の

適用条件は、実績値³⁰⁾を基に、水深、風車の定格出力、基数に応じて、Table 3 に示すように設定した。

輸送日数 $T_{transport,i}$ は、Windspeed では、設備の製作工場から建設拠点港までの距離を考慮せず、建設拠点港から建設地点までの距離を有義波高 2.5m 以下の環境条件の下、4knot (1.64m/s) で輸送するとして評価している。本研究では、簡単に建設地点の離岸距離を 4knot で輸送するとした。設置日数 $T_{install,i}$ は、地域の気象条件に応じて異なる。

Table 3 Description of work vessels

船の大きさ	小	中	大
水深	0-20m	20-40m	20-60m
クレーン	230t	400t	900t
比率 A	0.26	0.44	1
適用条件	$Dph \leq 20m$ $Pr \leq 3MW$ $N \leq 100$	$Dph \leq 20m$ $Pr > 3MW$ $N \leq 100$	$Dph > 20m$ $Pr > 3MW$ $N > 100$

(7) 港湾費 PC 一般に港湾費は 1 日 $1m^3$ あたりの使用料が決まっている。使用面積は基数に応じて増加すると考えられるため、1 基あたりの港湾使用料をパラメータとして、式(10)を提案した。

(8) 設計・調査費 DC 設計・調査費は、一般に発電所の規模に応じて増加すると考えられるため、建設費に対する割合をパラメータとして、式(11)を提案した。

(9) パラメータ同定 Fig.4 に示す欧州における標準的なウィンドファームのコストデータ $CE^{10)}$ を用いて、構築したエンジニアリングモデルのパラメータを同定した。 CE は、5MW 風車 100 基からなり離岸距離 80km に位置する大規模ウィンドファームを想定している。

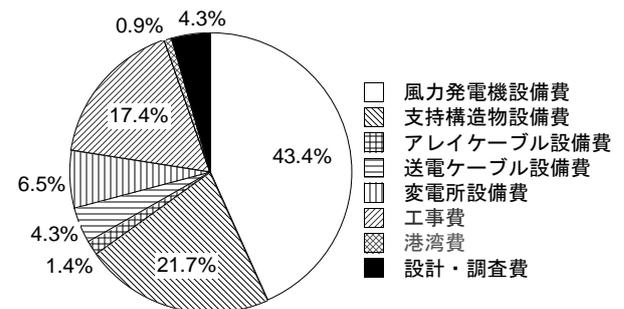


Fig. 4 Cost structure of cost data by Crown Estate

2.2 建設費のエンジニアリングモデルの検証

本節では、欧州における洋上風力発電所の実績データを用いて、従来のパラメトリックモデル EEA と比較するとともに、本研究で構築したエンジニアリングモデルの予測精度を検証した。

パラメトリックモデル EEA は、コスト要素を、風力発電機設備、支持構造物設備、設置費、連系設備、その他に分解し、回帰分析法により各コスト要素を離岸距離と水深の関数としてモデル化し、基準値を 1800Euro/kW として、Table 4 のように係数として示している。

本研究は、鋼材価格は 28 万円/tonne、送電ケーブル本数は 2 本、風車間隔は 1km と仮定して評価した。水深、離岸距離、基数の値は参考文献 27 から引用した。

各モデルの精度は推定誤差の自乗和の平方根 RMSE (Root Mean Square Error) を用いて評価した。

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

ここで、 x_{model} はモデルにより評価された建設費、 x_{data} は建設費の実績値、 X_{data} は建設費の実績値の平均を表し、 n は検証に用いた発電所の数である。Fig. 5 には、実績値³³⁾に対する各モデルの評価値を示す。

建設費が 40 万円/kW 以下の発電所では、RMSE は、パラメトリックモデルで 0.26、エンジニアリングモデルで 0.22 と同程度の評価精度であった。大規模ウィンドファームのコストデータ CE より評価したエンジニアリングモデルのパラメータを用いて、浅水深ウィンドファームの建設費を精度良く評価できたことから、エンジニアリングモデルの有用性が示された。

建設費が 40 万円/kW 以上の発電所では、RMSE は、パラメトリックで 0.36、エンジニアリングモデルで 0.13 と、エンジニアリングモデルの精度が向上した。これは、パラメトリックモデル EEA が 2000 年代前半の建設費の実績値を基に構築されたため、2000 年代後半に生じた風車と建設船の大型化を考慮できていないことに起因する。諸条件の変化がパラメータに影響を及ぼす洋上風力発電所では、パラメトリックモデルでは考慮しきれないパラメータが出現する可能性があるため、エンジニアリングモデルが有用であることが分かった。

Table 4 Initial capital cost model by EEA⁸⁾

		DTC (km)							
		0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
Dph (m)	10-20	1	1.022	1.043	1.065	1.086	1.183	1.408	1.598
	20-30	1.067	1.09	1.113	1.136	1.159	1.262	1.501	1.705
	30-40	1.237	1.264	1.29	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

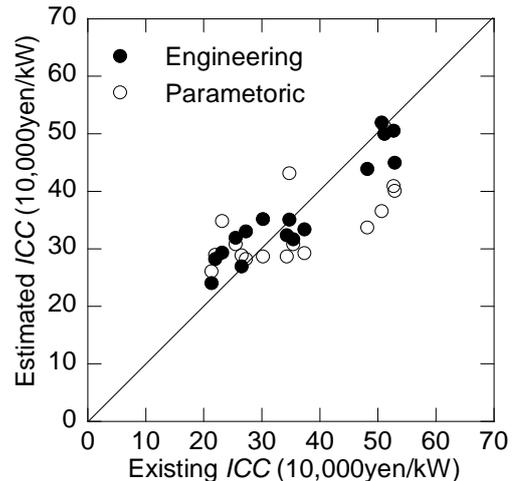


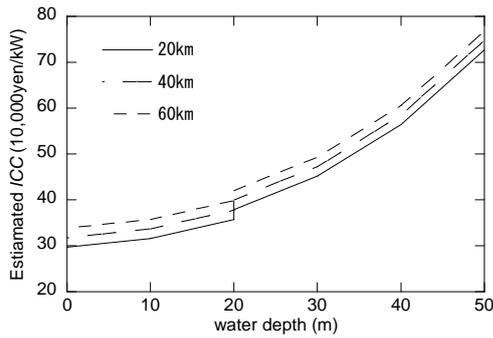
Fig. 5 Comparison of predicted ICC by engineering and parametric models and existing one

3. 洋上風力発電所の建設費の特性

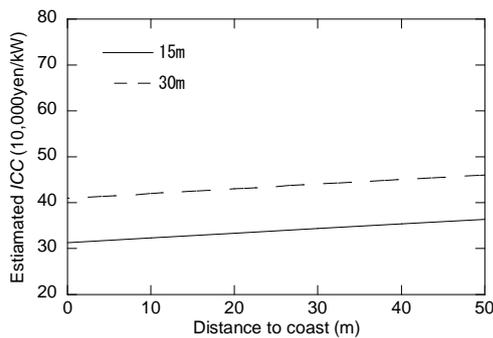
3.1 欧州における建設費の特性

Fig. 6 には、本研究で構築したエンジニアリングモデルを用いて欧州の洋上風力発電所の建設費と環境条件との関係を示す。支持構造物の設備費が水深に応じて連続的に、建設船の日当り賃料が建設船の大型化により不連続的に増加する (Fig. 6(a))。また送電ケーブルの設備費が離岸距離に応じて増加することが分かる (Fig. 6(b))。さらに、1基あたりの船の回航費等の固定費が風車の基数に応じて減少する (Fig. 6(c))。設置費用が風力発電機、支持構造物の設置日数に比例して増大するため、風車および支持構造物の設置日数が建設費に与える影響が大きいことが分かる (Fig. 6(d))。

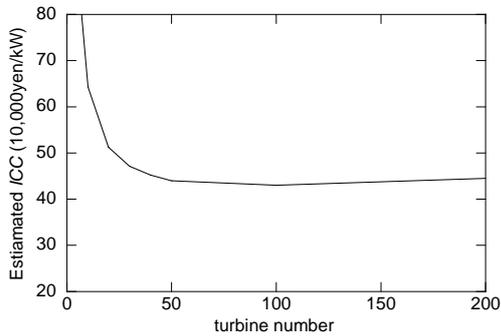
Fig. 7 には欧州における洋上風力発電所の建設費の水深および離岸距離との関係を示す。プロットの大きさが MW あたり建設費を表す。水深 0~15m、離岸距離 0~20km の海域 A では、建設費が安価であるが、岸に近いので、大規模な開発ができず、風車の平均基数は 39 基となっている。水深 15~30m、離岸距離 10~40km の海域 B では、岸から遠く、良い風況が期待できるため、大規模な開発が可能であり、風車の平均基数は 92 基となっている。一方、水深の増加により支持構造物の設備費および風力発電機・支持構造物の設置日数が増加するため、水深 30~50m、離岸距離 40~70km の海域 C では、大型風車を採用し、支持構造物もジャケット式やトリパイル式となっている。洋上風力発電所の開発が海域 A から C へと進んでいく際には、大型風力発電機および大型基礎を採用し、MW あたり建設費の削減を行っている。



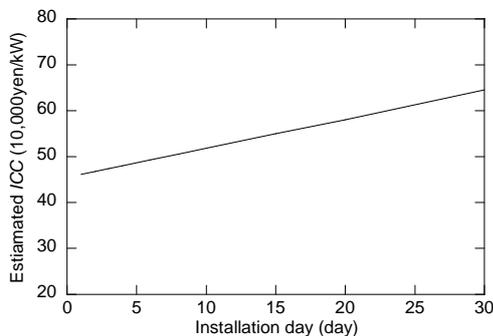
(a) Water depth ($P_r=3, N=100$)



(b) Distance of coast ($P_r=3, N=100$)



(c) Number ($P_r=3, D_{ph}=30, DTC=20$)



(d) Installation day ($D_{ph}=30, DTC=40, N=50, P_r=3$)

Fig. 6 Variation of initial capital cost with environmental factors

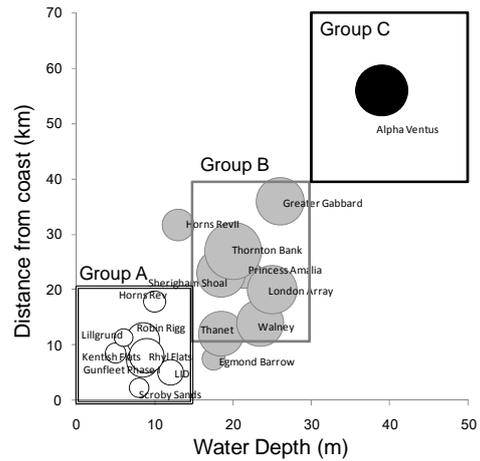


Fig. 7 Group for the evaluation of ICC with water depth and distance to coast

3.2 日本における洋上風力発電所の事業採算性評価

日本における洋上風力発電所の建設費の特徴を明らかにするために、CE が示す欧州における標準ウィンドファームの建設費 (170 円/£ 換算) と NEDO による旭市沖におけるフィージビリティスタディ(税込)および銚子沖実証研究の建設費の実績値 (税抜) との比較を Table 5 に示す. 設備費については、CE と旭市沖では開発海域の違いがあるに関わらず、ほぼ変わらない。銚子沖は実証研究であるため、設備費が高くなっている。一方、工事費は、旭市沖は水深が浅いが、欧州に比べ高い。銚子沖は欧州の約 6 倍高くなっている。

本研究では、Table 5 に示す旭市沖 FS および銚子沖実証研究の実績値を用いて、日本における浅・中水深および大水深におけるパラメータを評価した。

Table 5 Comparison of ICC between Japan and Europe

	CE	旭市沖 FS ³⁴⁾	銚子沖実証 ³⁴⁾
規模	5MW×100 基	2MW×50 基	2.4MW×1 基
水深	20-40m	15m	10m
設備費	37.4 万円/kW	32 万円/kW	44.8 万円/kW
工事費	13.6 万円/kW	26.8 万円/kW	80.2 万円/kW
総額	53 万円/kW	59 万円/kW	139 万円/kW

構築したエンジニアリングモデルと評価したパラメータを用いて、日本の洋上風力発電の事業採算性を、税引き前内部収益率 (IRR) を指標に、代表的な海域別に評価した。Table 6 に示すように、小水深、中水深、大水深およびそれぞれに対応する離岸距離を設定した。各海域における環境条件は次のように設定した。設備利用率は各海域に代表される値を設定した。稼働率は、欧州の洋上風力発電所の実績値の平均値を参考にした³⁵⁾⁻³⁷⁾。運転維持費は経済産業省の資料を用いて設定した³⁸⁾。建設費は、構築したエンジニアリングモデルを

用いて評価した。減価償却は20年定額法で算出し、固定資産税は日本で現在適用されている税率1.4%を用いた¹¹⁾。撤去費は、IEAの試算にならない、建設費の5%を仮定した³⁹⁾。洋上風力エネルギーの買取価格は、36円/kWhと仮定した。

Table 6の値を用いて評価した税引き前IRRをFig. 8に示した。小水深においては10%の税引き前IRRを確保できるが、中水深・大水深では確保できないことを明らかにした。税引き前IRR10%を達成するには、中水深で43円/kWh、大水深で58円/kWhの買取価格が必要となる。

そこで、中水深では建設船を整備し設置日数を半分にすると仮定し、大水深では設置日数を半分にするとともに港湾を整備したと仮定した場合に、中水深と大水深の建設費はそれぞれ64万円/kWと72万円/kWに低下すると設定した。この建設費を用いて税引き前のIRRを評価した結果をFig. 8の白棒に示す。税引き前IRRは中水深では10%近くまで、大水深では8%まで改善する。大水深では、さらに風車の大型化、支持構造物の最適化、運転管理維持費の低減といったコスト削減が求められることが分かる。

建設船および港湾の整備には大きな初期投資が必要であり、投資には風力発電の大規模導入が前提となるため、国の導入目標の設定が望まれる。

Table 6 Environmental factors and ICC

	Shallow	Middle	Deep
<i>Dph</i>	15m	30m	60m
<i>DTC</i>	10km	20km	30km
<i>N</i>	40基	100基	160基
<i>Pr</i>	2MW	2MW	2.4MW
<i>CF</i>	30%	35%	35%
<i>Avail.</i>	94%	94%	94%
<i>ICC</i>	52万円/kW	79万円/kW	110万円/kW
<i>O&M</i>	1.95万円/kW/年	2.2万円/kW/年	2.7万円/kW/年
減価償却法	20年定額法		
固定資産税率	1.40%		
撤去費	建設費の5%		

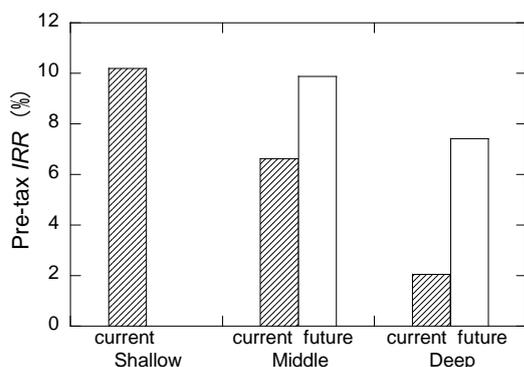


Fig. 8 Pre-tax IRR in Japan

4. 結論

本研究では、エンジニアリングモデルを用いて洋上風力発電所の建設費を評価すると共に、日本における洋上風力発電所の導入促進の方策について論じ、以下の結論を得た。

- 1) 水深、離岸距離、ウィンドファームの規模を考慮したエンジニアリングモデルを構築するとともに、構築したエンジニアリングモデルと従来のパラメトリックモデルにより洋上風力発電所の建設費を算出し、欧州の実績データを用いて、その精度検証を行った。その結果パラメトリックモデルに比べ、エンジニアリングモデルは、風車や建設船の大型化の効果を考慮できるために、予測精度が向上することを示した。
- 2) 構築したエンジニアリングモデルおよび日本における洋上風力発電所の実績およびフィージビリティスタディのデータを用いて、日本における洋上風力発電所の事業性評価を水深別に行い、中水深および大水深の開発を促進するためには、インフラの整備が重要であることを明らかにした。

参考文献

- 1) 環境省、平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査、2011、<http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/>、アクセス2014年5月25日。
- 2) 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, 2007, pp.63-75。
- 3) 経済産業省調達価格等算定委員会、平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見、http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_001_01_00.pdf、アクセス2014年5月25日。
- 4) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、「国内初！沖合における洋上風力発電への挑戦」、<http://www.nedo.go.jp/fuusha/index.html>、アクセス2014年5月25日。
- 5) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、平成23年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ(FS)岩手県洋野町沖、2011、http://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201208/20120000000940.html、アクセス2014年5月25日。
- 6) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、平成23年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ(FS)秋田県秋田市沖、2011、http://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201208/20120000000929.html、アクセス2014年5月25日。
- 7) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、平成23年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開

- 発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ(FS)千葉県旭市沖, 2011, http://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201208/2012000000928.html, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 8) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 平成 23 年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ(FS)茨城県鹿島灘, 2011, http://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201208/2012000000927.html, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 9) 経済産業省調達価格等算定委員会, 平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見, http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_003_01_00.pdf, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 10) The Crown Estate, A guide to an offshore wind farm, 2010. http://www.thecrownestate.co.uk/media/211144/guide_to_offshore_windfarm.pdf, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 11) 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 (風力エネルギーの導入可能性に関する調査) 調査報告書, 2011, http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2011fy/E001771.pdf, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 12) L. Fingersh, M. Hand, and A Laxon, Wind turbine design cost and scaling model, National Renewable Energy Laboratory, 2006, <http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 13) European Environmental Association, Europe's onshore and offshore wind energy potential, 2009, <http://www.energy.eu/publications/a07.pdf>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 14) M. Kühn, W. A. A. M. Bierbooms, G. J. W. van Bussel, T. T. Cockerill, R. Harrison, M. C. Ferguson, B. Göransson, L. A. Harland, J. H. Vugts, R., Towards a Mature Offshore Wind Energy Technology – Guidelines from the Opti-OWECS Project, Wind Energy., Vol. 2, 1999, pp. 25-58.
- 15) J. Jacquemin, D. Butterworth, C. Garret, N. Baldock, A. Henderson and GH, Inventory of location specific wind energy cost, WP2 Report D2.2, 2011. http://www.windspeed.eu/media/publications/WINDSPEED_D2_2_revised_May_2011.pdf, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 16) European Wind Energy Association, Wind energy - the facts: A guide to the technology, economics and future of wind power, 2009.
- 17) Mark Bolinger and Ryan Wiser, Understanding trends in wind turbine prices over the past decade, 2011, <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-5119e.pdf>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 18) Jan van der Tempel, design of support structures for offshore wind turbines, Doctoral thesis, Technical university of Delft, 2006.
- 19) 菊地由佳・石原孟, 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性評価, 第 34 回風力エネルギー利用シンポジウム, 2012, pp.330-333.
- 20) LORC Knowledge, <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/lynn-and-inner-dowsing>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 21) DONG Energy, http://www.dongenergy.com/Gunfleetsands/GunfleetSands/News_and_events/data/Pages/FirstpowerfromthefirstRound2offshorewindfarm%E2%80%94DONGEnergy%E2%80%99sGunfleetSandsproject.aspx, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 22) MTHojgaard, <http://mth.com/Projects/Offshore/Rhyl-flats.aspx>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 23) Seaway Heavy Lifting, <http://www.seawayheavylifting.com.cy/projects/greater-gabbard-monopiles#>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 24) GeoSea, http://www.geosea.be/EN/Projects_post.html?postId=60, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 25) <http://www.rechargenews.com/energy/wind/article285930.ece>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 26) London Array, <http://www.londonarray.com/wp-content/uploads/First-foundation-installed-at-London-Array.pdf>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 27) 4C Offshore, Offshore wind farm database, <http://www.4c offshore.com/windfarms/>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 28) 国土交通省, 平成 26 年度船舶および機械器具等の損料算定基準, 2014.
- 29) A2SEA, Fleet, <http://www.a2sea.com/fleet/>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 30) 4C Offshore, Offshore wind vessel database, <http://www.4c offshore.com/windfarms/vesselSearch.aspx>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 31) MTHojgaard, Horns Rev Offshore Wind Farm, <http://mth.com/Projects/Offshore/Horn-Rev.aspx>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 32) Dillinger Hütte, Heavy plate from Dillinger Hütte for the Walney wind farm in the Irish Sea, <http://www.dillinger.de/dh/referenzen/windkraft/00034037/index.shtml.en>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 33) British Wind Energy Association, UK offshore wind: charting the right course, 2008.
- 34) 調達価格等算定委員会, 第 12 回参考資料 2 洋上風力の調達価格に係る研究会, 2013 http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/012_s02_00.pdf, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 35) GL Garrard Hassan, Review of offshore wind energy markets, 2013.
- 36) BTM Consultant, Offshore report 2013, 2012.
- 37) Fraunhofer IWES, Offshore wind energy development it's the cost that counts, 2011.
- 38) 経済産業省, 洋上風力の調達価格に関わる研究会取りまとめ報告書, 2014. <http://www.meti.go.jp/press/2013/01/20140107001/20140107001-2.pdf>, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 39) International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition, 2010. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf, アクセス 2014 年 5 月 25 日.
- 40) 土木学会, 風力発電設備支持構造物構造設計指針・同解説 2010 年版, 2010, pp. 100-101.