

エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上風力発電所の コスト評価に関する研究*

Assessment of levelized cost of energy for fixed-bottom offshore wind farm
by using engineering model

菊地由佳**
Yuka KIKUCHI

ジラウォンサパン ピッチャポン**
Pitchapon JIRAWONGSAPAN

石原孟**
Takeshi ISHIHARA

1. はじめに

2020 年 10 月に政府は 2050 年までに二酸化炭素排出量をゼロとする目標を発表した。洋上風力発電については、2030 年までに 10GW、2040 年までに 30-45GW という導入目標が掲げられている¹⁾。また、その実現のために、発電コストを現在の 20 円/kWh から 8-9 円/kWh まで低減することが必要である²⁾と示され、風力発電コストの低減シナリオが求められている。

現実的なシナリオを提案するためには、検証されたコストモデルを用いたコスト評価が必要である。コストモデルは大きく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は、実績値を回帰分析することによりモデル化する手法であり、実績値が十分にある場合は精度の高い予測が可能である^{2, 3)}。European Energy Association⁴⁾が提案したモデルが知られているが、技術変化等を考慮することができず、将来の予測には不向きであると指摘されている。一方、エンジニアリングモデルは、技術的知見を用いて積み上げ方式でモデル化する手法である。技術変化等を考慮することが可能であるとされるが、近年のデータを含めて十分に検証される必要がある。例えば、イギリスでは、建設費が 2010 年代前半に増加したのち、2010 年代後半に減少したが、そのメカニズムを、エンジニアリングモデルを用いて定量的に説明した例はない。

そこで、本研究では、着床式洋上風力発電所のコストを評価するため、エンジニアリングモデルを構築し、イギリスにおける着床式洋上風力発電所の建設費を用いて検証する。次に、構築したエンジニアリングモデルを用いて、イギリスで経験された建設費増減のメカニズムを明らかにする。最後に、2030 年に向けた日本における洋上風力発電コスト低減のシナリオを示す。

*令和 3 年 11 月 19 日 第 43 回風力エネルギー利用シンポジウムにて講演

**会員 東京大学大学院工学系研究科

〒113-8656 東京都文京区本郷 7-3-1

2. エンジニアリングモデルの構築

2.1 データベースの構築

エンジニアリングモデルの構築と検証のため、建設費に関するデータベースを作成した。表 1 にはデータベース構築に用いた資料を記す。図 1 に、データベースより得たイギリスの建設費の推移を示す。参考文献 5) に基づき、2008 年までを導入期 (Initial phase)、2009 年から 2013 年までを発展期 (Consolidation phase)、2014 年から 2019 年までを商用期 (Pre-commercialization phase) と定義した。建設費は、発展期に上昇し、商用期に減少していることが分かる。図 2 には、水深・離岸距離・定格出力・風車基数の推移を示す。発展期と商用期ともに増加しており、建設費が発展期に増加し、商用期に減少した理由を示す必要がある。

表 1 データベース構築に用いた参考文献のリスト

項目	参考文献
建設費	4C Offshore wind farm database ⁶⁾
水深、離岸距離	4C Offshore wind farm database ⁶⁾
基数、定格出力	4C Offshore wind farm database ⁶⁾
ケーブル距離	4C Offshore wind farm database ⁶⁾
使用船舶	4C Offshore construction database ⁷⁾
モノパイル諸元	Negro et al., 2017 ⁸⁾
施工日数諸元	Lacal-Arántegui et al., 2018 ⁵⁾
想定耐用年数	4C Offshore wind farm database ⁶⁾

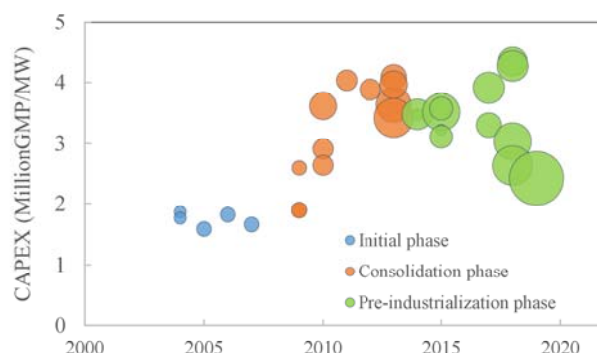


図 1 イギリスにおける建設費の推移

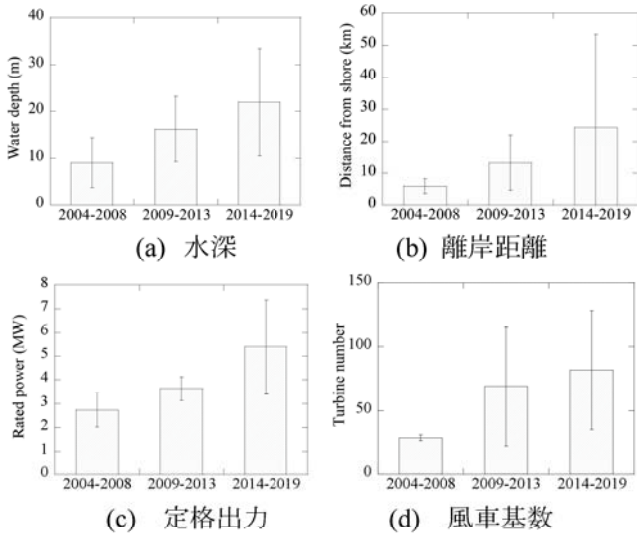


図2 洋上ウィンドファームにおける諸条件の推移

2.2 エンジニアリングモデルの構築

水深 h 、離岸距離 d 、風車の定格出力 P 、風車の基数 N を入力条件とするエンジニアリングモデルを構築した。エンジニアリングモデルは、開発費、風力発電機、支持構造物、アレイケーブル、送電ケーブル、変電所の設備費、施工費、港湾費からなる。菊地・石原モデル²⁾に対して、主に風力発電機・支持構造物・設置費モデルを修正した。風車モデルについて、5MW までのモデルに加え、5MW 以降も定めた。既往文献から、5MW より大きい風車の MW あたり風力発電機コストは低減し、定格出力によらず一定となる (図 3)。これは、ビジネス環境の変化に起因すると考えらる。以上より、風力発電機コスト C_{WT} を式(1)のように評価した。

$$C_{WT} = \begin{cases} (a_{wt} \times P + b_{wt}) \times P \times N & P < 6 \text{ MW} \\ (c_{wt} \times P + d_{wt}) \times P \times N & 6 \text{ MW} \leq P < 7 \text{ MW} \\ e_{wt} \times P \times N & 7 \text{ MW} \leq P \end{cases} \quad (1)$$

ここで、 P は定格出力、 N は風車基数、 $a_{wt} \sim e_{wt}$ はモデル係数であり、データベースより決定した。

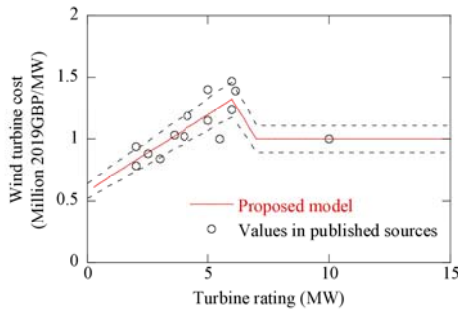


図3 風力発電機の MW あたりコストモデル

支持構造物コスト C_{SS} は、従来モデルが材料費 $C_{ss-material}$ のみを評価したのに対し、製作費 $C_{ss-fabrication}$ を新たに定数として考慮した (図 4)。材料

費は物理的に導出しており、文献 2) を参照されたい。

$$C_{SS} = C_{ss-fabrication} + C_{ss-material} \quad (2)$$

$$C_{ss-material} = \pi D_{ss} t_{ss} L_{ss} \times \rho_{steel} \times C_{steel} \times N \quad (3)$$

$$D_{ss} = \max(4, a_{ss} \times h^2 + b_{ss} \times h + c_{ss}) \quad (4)$$

$$t_{ss} = d_{ss} \times h + e_{ss} \quad (5)$$

$$L_{ss} = f_{ss} \times h + g_{ss} \quad (6)$$

ここで D_{ss} 、 t_{ss} 、 L_{ss} はモノパイルの直径、厚み、長さ、 ρ_{steel} 、 C_{steel} は鉄の密度および価格である。 h は水深であり、 $a_{ss} \sim g_{ss}$ はモデル係数である。

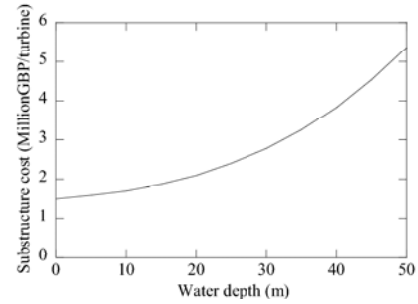


図4 支持構造物のコストモデル

設置費モデルは、主に設置船の大きさを表す係数を修正した。従来モデルの係数を代表的な船のクレーン能力から風車の規模、水深、定格出力別に評価していた。本研究では詳細なデータベース⁷⁾の分析を行い、定格出力別に係数を定めた。図 5 に定格出力と風車設置船のクレーン能力との関係を示す。クレーン能力は 700 トン以上と以下で 2 つに分類され、各平均値は 420 トンと 1000 トンとなった。3.6MW 未満は 700 トン未満のクレーン、3.6MW より大きい風車は 700 トン以上のクレーンを主に使っているため、3.6MW より大きい風車で用いる船の大きさを 1 とした時、3.6MW 未満の風車で用いる船の大きさを 0.42 とした。3.6MW 風車については、両方が混在していたため、2 項ロジットモデルとした。以上より風車の設置船に関するモデルを式(7)に示すように定めた。支持構造物の設置船に関しても同様に設定した。

$$A_{ves}^{wt} = \begin{cases} 0.42 & P < 3.6 \\ P_1 = \frac{\exp(0.42)}{\exp(0.42) + \exp(1)} = \frac{2}{3}, P_2 = \frac{\exp(1)}{\exp(0.42) + \exp(1)} = \frac{1}{3} & P = 3.6 \\ 1 & P > 3.6 \end{cases} \quad (7)$$

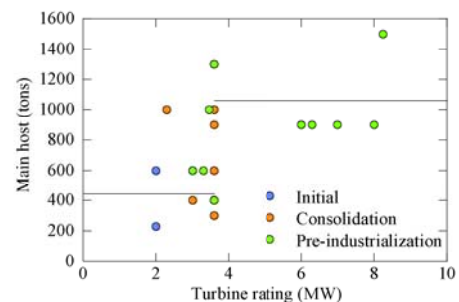


図5 定格出力と風車設置船クレーン能力との関係

また、設置費モデルでは、2014 年以降、離岸距離と水深の増加によりリスクが増大し、保険料等の増加を考慮した。

その他のモデルのパラメーターを文献 9)、10) を用いて同定した。従来のパラメトリックモデルおよび提案したエンジニアリングモデルを用いて予測した建設費と実績値との比較を図 6 に示す。RMSE は従来モデルは 1.15 M GBP/MW だったのに対し、提案モデルは 0.6 M GBP/MW であった。従来モデルに対し、本モデルは技術変化を考慮したため、予測精度が向上した。

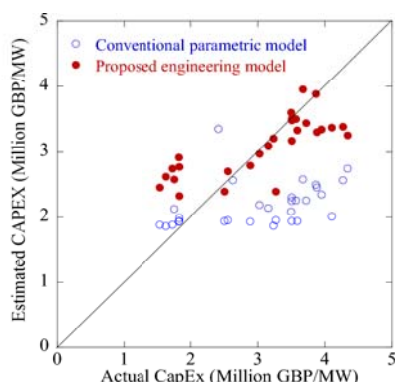


図 6 従来モデルと提案モデルによる建設費の予測値と実績値との比較

3. 洋上風力発電コスト低減シナリオの分析

3.1 イギリスにおけるコスト増減メカニズムの分析

本研究で構築したコストモデルを用いて、イギリスの 3 つの時期の建設費を評価し、その内訳の割合を示したものを図 7 に示す。入力条件はデータベースより分析した表 2 の値を用いた。

発展期は、水深・離岸距離の増加に応じて支持構造物・送電線ケーブル費が増加したが、風車の大型化により相殺された。しかし、船が大型化し、価格が上がったことやリスクの増大により保険料が増加したことにより設置費が増加し、結果的に建設費は増加した。

一方、商用期は、水深・離岸距離の増加に応じて設備費が増加したが、風車の大型化により、支持構造物および設置費のコストが低減し、MW あたりのコストが低減した。

表 2 イギリスにおける各時期の代表洋上ウィンドファームの入力条件

時期	出力 (MW)	基数 (基)	水深 (m)	距離 (km)
導入期 (-2008)	2.7	29	8.7	6.4
発展期 (-2013)	3.6	69	16.2	13.3
商用化期 (-2019)	8.0	82	22.0	24.3

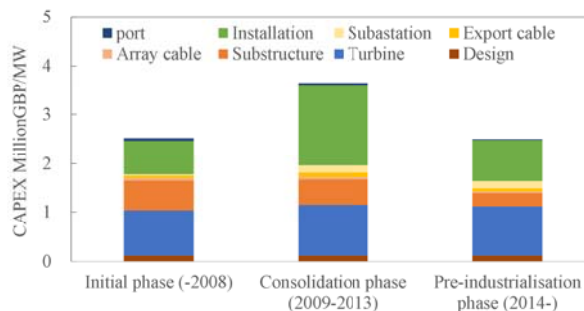


図 7 イギリスの各期における建設費の予測値

3.2 日本における発電コスト低減シナリオの分析

本研究で構築したエンジニアリングモデルおよびイギリスでの増減メカニズムの分析結果を用いて、日本の発電コストの低減シナリオを示す。発電コスト $LCOE$ の評価式を次式に示す。

$$LCOE \times \sum_{n=0}^N E_n \times (1+r_n)^{-n} = \sum_{n=0}^N (C_n + OM_n + D_n) \times (1+r_n)^{-n} \quad (8)$$

ここで、 E_n は年 n における発電量、 r_n は減価償却率、 C_n は建設費、 OM_n は運転維持管理費、 D_n は撤去費である。

ベースラインのコストは、調達価格等算定委員会の買取価格上限 29 円/kWh を評価した際の資料 1) を基にして定めた。年経費率は 3% とし、設備利用率は年平均風速 7.56m/s に対して、稼働率 95%、送電損失 3.1%、ウェイク損失 10%、その他損失 3.0% を考慮し、33.2% とした 1)。物理条件は、10MW 風車 37 基、水深 18.6m、離岸距離 6km を仮定している。本研究では、10MW 風車 36 基または 15MW 風車 24 基とした。ベースラインに対する発電コストの低減シナリオを以下のように設定した。

シナリオ 1 では、イギリスにおける建設費低減の分析を基に、建設費 (CAPEX) および撤去費 (DECEX) の低減に関するシナリオを構築した。シナリオ 1.1 として、洋上風力用建設船による施工効率化を考慮した。国内では、吊り能力 2500t を持つ洋上風力用建設船の建設が発表されており、2022 年に完成予定である。シナリオ 1.2 として既に発表されている 15MW 風車設置による MW あたりコストの低減を考慮した。撤去費は国の資料 1) に基づき、建設費のうち設置費の 7 割として評価した。建設費の低減に伴い、撤去費も低減する。

シナリオ 2 では、維持管理費 (OPEX) の低減に関するシナリオを構築した。シナリオ 2.1 として、Tavner¹¹⁾の研究を参照し、定期点検の効率化および軽微補修の効率化を設定した。ロボットとドローンを利用した効率化が既に発表されている。シナリオ 2.2 として、Tavner¹¹⁾および Kikuchi&Ishihara¹²⁾の論文を

表3 日本における洋上風力発電のコスト低減シナリオに基づき予測した発電コスト

コスト低減 方策	現状	CAPEX+DECEX		OPEX		Extension
		施工の 効率化	風車の 大型化	点検と軽微補修 の効率化	大型部品修繕 の効率化	耐用年数 の延長
シナリオ	Baseline	1.1	1.2	2.1	2.2	3
建設費 (万円/kW)	51.2	28.6	25.8	25.8	25.8	25.8
運転維持費 (万円/kW/年)	1.84	1.84	1.84	1.40	1.04	1.04
撤去費 (万円/kW)	10.7	5.0	3.8	3.8	3.8	3.8
運転年数 (年)	20	20	20	20	20	25
利用可能率 (%)	95	95	95	96	97	97
発電コスト (円/kWh)	20	13.8	12.9	11.3	10.0	9.0

参考に、状態基準保全を利用した大型部品の修繕時間の低減を考慮した。

シナリオ3では、耐用年数の20年から25年への延長を考慮した。4C Offshore データベース⁶⁾を見ると、イギリスで建設された発電所の54%は予想耐用年数を25年としている。

本研究で構築したエンジニアリングを用いてシナリオ1.1および1.2を評価した結果を表3に示す。それぞれ、建設費は51.2万円/kWから28.6万円/kWおよび25.8万円/kWに低減し、撤去費は5.0万円/kWおよび3.8万円/kWに減少した。発電コストは20円/kWhから13.8円/kWhおよび12.9円/kWhまで低減した。

シナリオ2.1および2.2では、維持管理費はそれぞれ1.84万円/kW/年から1.40万円/kW/年および1.04万円/kW/年に低減し、発電コストは13.0円/kWhから11.3円/kWh、10.0円/kWhに低減した。

シナリオ3では、風車の耐用年数が25年となることにより、発電コストは10.0円/kWhから9.0円/kWhに低減した。日本での風車運転年数の延長を実現するためには、一般海域の借用期間の30年から35年に延長する法律改正が必要となる。

4. まとめ

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コストを分析し、以下の結論を得た。

1. エンジニアリングモデルを構築し、2019年までに運開したイギリスの洋上風力発電所の実績値を用いて、検証した。従来のパラメトリックモデルに対して、エンジニアリングモデルは技術変化を評価できるため、精度が高いことを示した。
2. 本研究で提案したエンジニアリングモデルを用いて、イギリスの建設費の増減メカニズムを明らかにし、発展期におけるコスト増加は設置船と保険料等

の増加が要因であること、商用期におけるコスト低減は風車の大型化が要因であることを示した。

3. 本研究で提案したコストモデルおよびコスト増減メカニズムの分析結果を用いて、日本における洋上風力発電のコスト低減シナリオを示した。

謝辞

本研究は「次世代エネルギーインフラの創成」社会連携講座の研究の一部として行われた。関係者の皆様に謝意を表する。

参考文献

- 1) 第59回調達価格等算定委員会、資料1-2, 2020.
- 2) 菊地由佳, 石原孟, 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, 風力エネルギー学会論文集, No.110, pp.36-43, 2014.
- 3) 今村博, 植田祐子, 浅井樹, 壺岐信二, 加藤菜里, 着床式洋上風力ポテンシャルマップの開発, 第42回風力エネルギー利用シンポジウム
- 4) European Environmental Association, Europe's onshore and offshore wind energy potential, 2009.
- 5) R. Lacal-Arántegui, J.M. Yusta, J.A. Domínguez-Navarro, Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time. Renew Sustain Energy Rev 2018; 92:133-45.
- 6) 4C Offshore, Offshore wind farm online database, 2021.
- 7) 4C Offshore, Offshore wind farm construction database, 2021.
- 8) V. Negro, J.S. López-Gutiérrez, M.D. Esteban, P. Alberdi, M. Imaz, J.M. Serraclará, Monopiles in offshore wind: Preliminary estimate of main dimensions. Ocean Eng 2017;133:253-61. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.02.011>.
- 9) Crown Estate, Guide to Offshore Wind Energy, 2010.
- 10) Crown Estate, Guide to Offshore Wind Energy: Updated and extended, 2019.
- 11) P. Tavner, Offshore Wind Turbines: Reliability, availability and maintenance, 2012.
- 12) Y. Kikuchi, T. Ishihara, Availability and LCOE analysis considering failure rate and downtime for onshore wind turbine in Japan, Energies, 14, 3528, 2021