

着床式洋上風力ポテンシャルマップの開発*

Development of Potential Map for Bottom Fixed Offshore Wind Power Generation

今村 博** 植田 祐子** 浅井 樹*** 壺岐 信二*** 加藤 茉里****

H. IMAMURA Y. UEDA M. ASAI S. IKI M. KATO

1. はじめに

本年は、再エネ海域利用法のもと、一般海域における洋上風力導入促進区域が指定され、日本でも大規模な洋上風力発電の導入のいわゆる Round 1 がスタートした。NEDO では、2019 年度に「洋上風力発電の発電コストに関する検討」を実施した⁽¹⁾。本事業は、気象・海象条件、水深・離岸距離及び発電コスト等から、有望海域を面的に明らかにするポテンシャルマップ(発電コストマップ)を作成し、洋上風力発電の導入拡大に貢献することを目的とした。

国内外において洋上風力発電事業の発電コスト等を計算した事例を調査し、日本の海域条件に適用可能性が高く、水深、離岸距離及び風速等の条件をパラメータとした洋上風力発電の発電コスト(Levelized Cost of Energy:LCOE)が算出可能な前提条件及び計算式を整理し、日本の海域条件に最適な発電コスト計算式として NEDO CAPEX モデルを開発した。NEDO CAPEX モデルは、NED 洋上風況マップ NeoWins⁽²⁾の詳細風況データ及び底質情報、施工に係る工事日数を考慮するために船舶供用係数を導入する等した。また、各海域の LCOE の算定結果を相対比較し、評価する為のベースラインとなるウインドファームの前提条件を設定した。発電コストを算出するための前提条件として、将来の日本における着床式洋上風力に関する環境が、現在の欧州並みのインフラやサプライチェーンが構築された場合を想定した。このため、発電コストの算定で用いた施工等に係るパラメータは現時点での欧州のデータを参照している。

開発した発電コスト計算方法を用いて、日本の海域における発電コストマップを作成し、作成したマップのデータを用いて、LCOE ランク毎、電力管内別の①導入面積、②設備容量及び③発電電力量を算出した。

本稿は、2019 年度の NEDO 事業において開発した着床式洋上風力ポテンシャルマップの概要を紹介する。

2. ポテンシャルマップの概要

洋上風力発電の発電コストの計算は、欧州のコストモデル、既存情報(データ及び文献等)を参考に、風速、波高、水深及び離岸距離等を考慮した評価を行い、コスト算定式及びパラメータを追加・調整した新しいコスト算定式を作成した。コスト算定式決定後、NeoWins のデータ及び全国ベースで整備されている環境情報を活用した GIS データを用いて、自然的制約条件を整理、抽出した。

算出した発電コスト結果から、一定の範囲別に海域を色分

けた発電コストマップを作成した。図1に発電コストマップとその活用のイメージを示す。

LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲を図2に示す。コストの対象範囲は、風車から陸上変電所への接続までを範囲として、系統接続費用は含まない。CAPEX モデルには、図2にある洋上変電施設を含むが、日本における発電コスト算定には含まない。

3. 洋上風力発電の発電コスト算定モデル

3.1 ベースラインウインドファームの設定

各海域の LCOE の算定結果を相対比較し、評価する為のベースラインとなるウインドファームの前提条件を整理した。ベースラインウインドファーム(BWF)は、IEA Wind Task26:「風力発電のコスト」⁽³⁾において、欧米の洋上風力のコストを比較する場合に、各国の状況を考慮して各国それぞれで条件を設定しているもので、その考え方を採用した。欧州主要国においてこれまでに設置又は入札にかけられた洋上風力発電1区域当たりの平均出力を参考にして、ウインドファームの規模は350MW程度とした⁽⁴⁾。また、風車サイズは9.5MW、設備利用率は30%(年平均風速7m/s強程度)とした。

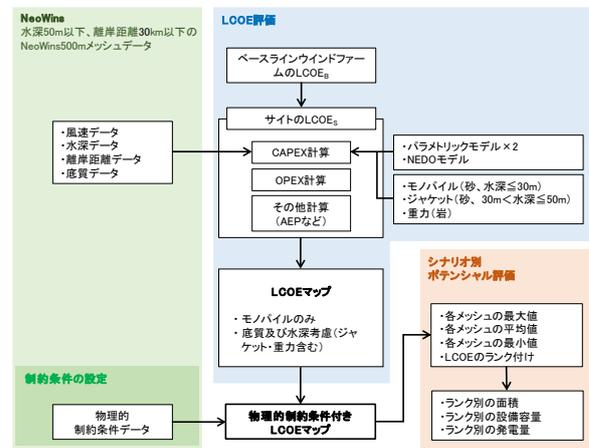


図1 発電コストマップとその活用のイメージ

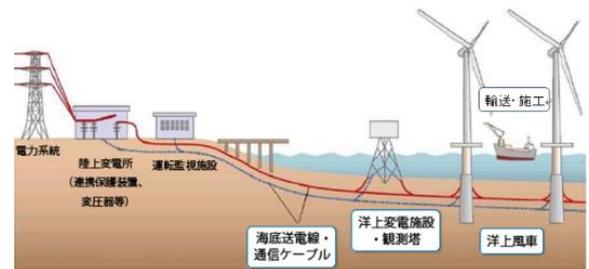


図2 LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲

* 2020年11月27日第42回風力エネルギー利用シンポジウムにて講演
** 会員 株式会社ウインドエナジーコンサルティング 〒102-0003 東京都千代田区二番町9-3
*** 団体会員 アジア航測株式会社
**** 一般 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

表1 ベースラインウィンドファーム

項目	ベースラインウィンドファーム	
出力	[MW]	342 (9.5MW × 36 基)
設備利用率	[%]	30
水深	[m]	30
離岸距離	[km]	5
割引率	[%]	3
物価上昇率	[%]	0
稼働期間	[年]	20
保険料(建設中)	[%]	建設費の 3%
固定資産税	[%]	1.4
撤去費		施工費(+輸送費)の 70%
撤去期間	[年]	2
運転維持費	[万円/kW]	0.97

また、LCOE の算定のための設定条件は、発電コスト検証ワーキンググループの仮定を用いた。表 1 にベースラインウィンドファームの設定条件を示す。表中の撤去費及び運転維持費については後述する。

3.2 LCOE 評価手法の検討

LCOE の算定については、発電コスト検証ワーキンググループにおける計算式等^{(5),(6)}を参考とし、資本費、維持管理費、発電量の算出方法について整理した。ベースラインウィンドファームのLCOEと比較検討の上、日本の海域条件を考慮したLCOEの評価手法を検討した。

3.3 CAPEX コストモデルの整理

コストモデルには、大別してパラメトリックモデルとエンジニアリングモデルがある。パラメトリックモデル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手法で、エンジニアリングモデルでは、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。

ポテンシャルの計算では、これらのコストモデルを欧州の洋上風力プロジェクトの実績値と比較し、どの手法が妥当であるか評価を行い、計算式を整理した。調査した CAPEX コストモデルの中から、自然条件をパラメータにでき、数式が公開されているモデルについて比較検討を行った。検討を行うモデルの考え方は、①数式が明確であること、②検証が可能であること、③モデルの修正が可能であること、の3点とした。

検討を行ったモデルは、パラメトリックモデルとして、Kaiser^{(7),(8)}ら、Rosenauer⁽⁹⁾、Ioannou ら⁽¹⁰⁾などのモデルを、エンジニアリングモデルとして、Opti-OWECS⁽¹¹⁾、NREL⁽¹²⁾、Windspeed⁽¹³⁾及び菊地・石原⁽¹⁴⁾である。これらのモデルの内、CAPEX の内訳の各項目に対して数式が公開されており、比較的新しいデータを基に構築されているのは、菊地・石原のモデルであるため、ここでは、菊地・石原モデルを基に使用データを最新の文献等を参考にして引用し、式及びパラメータを追加・調整し NEDO CAPEX モデルとした。

菊地・石原モデルからの主な変更点は以下の通りである。

- 欧州の最新の情報(Carbon Trust 内部データベースを含む)を参考にしてモデル式の固定値を決定。
- 基礎構造設備費は欧州の最新の資料を参考にモノパイル、ジャケット及び重力式基礎構造の算定式とした(ポテ

表2 入力変数

項目	記号	備考
水深 [m]	Dph	サイト個別
離岸距離 [km]	DTC	サイト個別
船舶共用係数	WDF	サイト個別(図 3 参照)
風速[m/s]	V	NecWins の詳細風況データ(500m メッシュ)

表3 ベースラインデータ

項目	記号	値	備考
風車基数	N	36	BWF
定格出力[MW]	Pr	9.5	BWF
風車間隔[km]	DWT	1.26	7D(風車直径 D:180m)
鋼材価格[£/ton]	PsRate	3000	人件費、製造費を含む。
送電ケーブル数	Nec	2	冗長性確保に 2 本使用。

ンシャルマップはモノパイルモデルのみ使用した)。

- 工事費は使用する船舶による回航費及び施工日数が異なることから新たに追加した。日本の海象条件は船舶共用係数で考慮する。なお、回航費の算定に必要な施工年数は、施工日数の積算により計算する。

3.4 NEDO CAPEX モデル概要

表 2 及び表 3 にコストモデルのための入力変数及びベースラインデータを示す。表中の記号は、CAPEX モデル式の中で用いるものである。なお、モデルにおけるコストに関する数値及び変数は英国£としている。

① 設備費

設備費 CAPEX は式(1)を用いて算定する。

$$CAPEX = WTC + SSC + ACC + ECC + TSC + IC + PC + DC \dots\dots\dots (1)$$

- WTC : 風力発電機設備費
- SSC : 基礎構造物設備費
- ACC : アレイケーブル設備費
- ECC : 送電ケーブル設備費
- TSC : 変電所設備費
- IC : 工事費
- PC : 港湾費
- DC : 設計・調査費

表 4 に式(1)の右辺の各項を算出する計算式を示す。表中の項目及び記号は、黒字:菊地・石原モデル⁽¹⁴⁾、赤字:菊地・石原モデル⁽¹⁴⁾の改定、緑字:日本市場用、緑塗り:プロジェクト毎のデータなどで修正可を表す。また、LUT は Lookup table のことで、表から数値を読み取る。

工事費の計算では、回航費、備船費、施工及び輸送に係る日数を欧州の洋上ウィンドファームのモノパイルに対する実績値⁽¹⁵⁾を参考にして決定した。洋上における工事は、気象・海象の影響を受け、風速や波高によって施工日数が限られる。この影響は、日本の海域に対して、船舶共用係数 WDF⁽¹⁶⁾で考慮した。船舶共用係数は図 3 に示す。図 3 は、隣接する重要港湾間を垂直二等分線で区分し、その区間において港湾毎に与えられている船舶共用係数の最大値を示している。

表 4 CAPEX 計算式

項目	記号	NEDOモデル式	式中の変数	
風力発電機設備費	WTC	$WTC = (awt*Pr+bwt) * 1000 * N$	awt	発電機の増加係数(傾き) 811.5
基礎構造物設備費	SSC	$SSC = \pi * Dss * Tss * Lss * PsRate * \rho * N$ $Dss = \max(css * Dph^2 + dss * Dph + ess, 4)$ $Tss = (fss * Dph + gss) / 1000$ $Lss = 2 * Dph + 20$	bwt	発電機の増加係数(切片) 1897
			ρ	鋼材密度 7.874 [ton/m ³]
			Dss	モノパイル直径 [m]
			Tss	モノパイル板厚 [m]
			Lss	モノパイル長さ [m]
			css	直径の増加係数 0.0003
			dss	直径の増加係数 0.0627
			ess	直径の増加係数 3.9687
			fss	厚みの増加係数 0.7177
			gss	厚みの増加係数 50.609
アレイケーブル設備費	ACC	$ACC = Cac * Lacc$ $Lacc = N * DWT$	Cac	アレイケーブル単価 486,000 [€/km]
送電ケーブル設備費	ECC	$ECC = Cec * DTC * Nec$	Lacc	アレイケーブル長さ [km]
送電ケーブル設備費	ECC		Cec	送電ケーブル単価 648,000 [€/km]
変電所設備費	TSC	$1SG = (Cconts + Cofts) * 1000 * Pr * N$	Cconts	陸上変電所の設備費 30 [k€/MW]
工事費	IC	$IC = ICsub + ICwt + ICable + ICss + Ico$ ICsub: 基礎工事費, ICwt: 風車工事費, ICable: ケーブル工事費, ICss: 洋上変電所工事費 $ICsub = A * (Fyr.sub * 2 * Cmob.sub + Cvessel.sub * (Tinstall.sub + Ttrans1.sub) * WDF)$ $ICwt = A * (Fyr.wt * 2 * Cmob.wt + Cvessel.wt * (Tinstall.wt + Ttrans1.wt) * WDF)$ $ICable = A * (Fyr.cable * 2 * Cmob.cable + Cvessel.cable * (Tinstall.cable + Ttrans2.cable) * WDF + Co.cable)$ $ICss = A * (Fyr.ss * 2 * Cmob.ss + Cvessel.ss * (Tinstall.ss + Ttrans2.ss) * WDF)$ $Fyr.j = \text{ROUNDUP}(Tday.j * N / 180.0)$ $Tinstall.j = Tday.j * N$ $Tinstall.cable = Lacc / 0.6 + DTC / 1.6 * Nec$ $Ttrans1.j = Vs * (DTC + 200) * \text{ROUNDUP}(N / 5)$ $Ttrans2.j = Vs * (DTC + 200)$ $Vs = 1 / (1.852 * Vvessel) / 24$ $Ico = 245000 * N * Pr$	CofTs	洋上変電所の設備費 120 [k€/MW]
			Cmob	回航費 LUT [€]
			A	船の大きさを表す係数 1
			Cvessel.j	備船費 LUT [€/day]
			Tinstall.i	施工船の供用日数 LUT
			Tinstall.cable	ケーブル施工日数 LUT
			Tday.j	基礎、風車の施工日数 LUT
			Trans1.j	輸送日数(基礎、風車)
			Trans2.j	輸送日数(送電線、洋上変電所)
			Vs	輸送船の速度 LUT [km/day]
			Co.cable	ケーブル施工の他の費用 [€]
			Fyr.j	施工期間
			WDF	船舶共用係数
			Ico	その他施工コスト 245,000 [€/MW]
			港湾費	PC
設計・調査費	DC	$DC = Cdesign * ICC$ $ICC = WTC + SSC + ACC + ECC + TSC + IC + PC + FC$	Cdesign	設計費 5 [%]

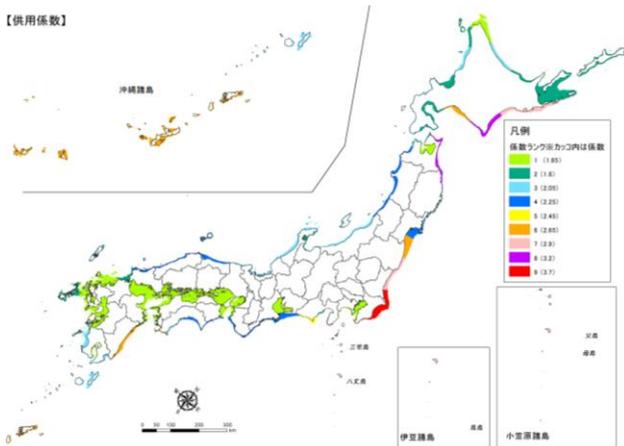


図 3 船舶供用係数の分布

② 運転維持費

運転維持費 OPEX は、感度分析の結果、OPEX のばらつきが LCOE に与える影響はそれ程大きくないこと、また、想定する離岸距離が 30km までと限られることから、欧州の実績を踏まえて、Crown Estate の最新の文献⁽¹⁷⁾等を参考にし、運転維持費 OPEX は、0.97 万円/kW/年とした。

③ 撤去費

洋上風力プロジェクトの撤去の実績はまだ少ないため、ここでは、限られた文献^{(18),(19),(20)}を参考にして撤去費は、工事費 IC の 70%とした。

$$DECEX = 0.7 * IC \dots \dots \dots (2)$$

④ LCOE の計算

LCOE は以下の式で算定する。

$$LCOE = [CAPEX + \sum Ti(1+r)^i + DECEX] / \sum OPEX / (1+r)^i \dots \dots \dots (3)$$

$$AEP = \sum F(V) * P(V) * \eta * 8766 \dots \dots \dots (4)$$

- F(V) : ワイブル分布
- i : 年数(1~20)
- P(V) : パワーカーブ[kW]
- Ti : 固定資産税=1.4%
- r : 割引率=3%
- η : 各種損失を考慮した効率

3.5 NEDO CAPEX モデルの検証

欧州のモノパイル式基礎を使用した洋上風力プロジェクトの実績値^{(8),(21)}と他の CAPEX モデルの比較により、NEDO モデルの検証を行った。図 4 の横軸は実績値、縦軸はモデルの値である。この図から、NEDO モデルは他のモデルと比べて、実績値との相関が良いことを確認した。

4. 有望海域を選定する為の自然・社会的制約条件の整理

NeoWins 等を参考に、洋上風力発電事業の実施が困難と見込まれる自然的、社会的制約条件を整理した。ポテンシャルマップでは、物理的制約条件を反映させた。

5. ポテンシャルマップの作成

収集・整理した自然的、社会的制約条件を基に、有望海域を抽出するためのマップを作成する。日本の海域を 500m 格子に区画化し、検討した最適な発電コスト計算式を用いて、各格子の LCOE を計算し LCOE を 10 のランクに区分して相対的に評価した。LCOE 評価結果から、一定の範囲別に海域を色分けしたポテンシャルマップ(発電コストマップ)を作

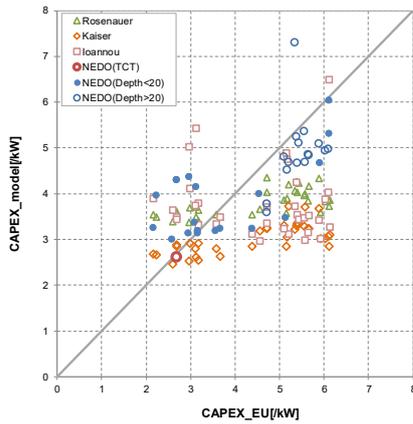


図4 モノパイルの CAPEX 実績値とコストモデルの比較

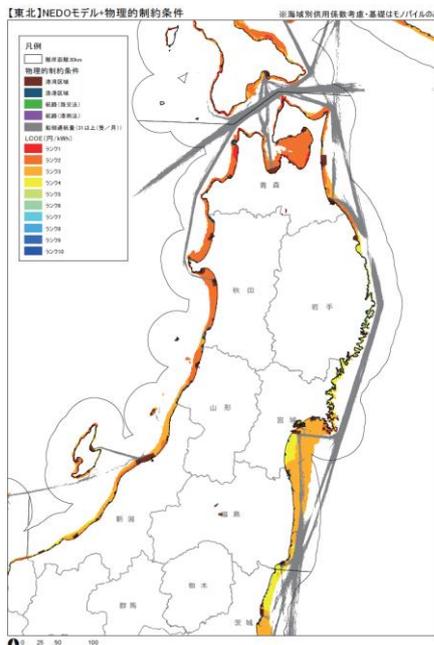


図5 ポテンシャルマップの例(東北電力管内)

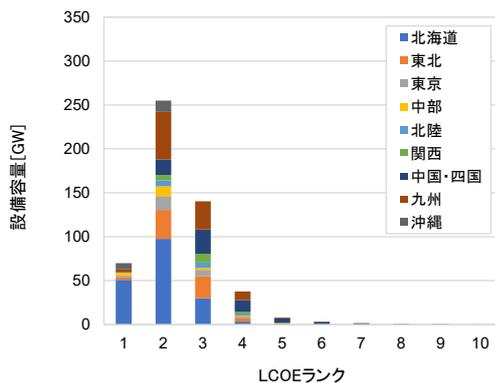


図6 LCOE ランク別・電力管内別の設備容量[GW]
(モノパイルのみ+航路制約)

成した。マップの範囲は、離岸距離 30km 以内、かつ水深 50m 以浅の海域とした。

図 5 にポテンシャルマップの例を示す。物理的制約条件として、船舶交通量、航路(海)及び航路(港)を考慮している。また、図 6 は、LCOE ランク別・電力管内別の設備容量 [GW] の例を示す。他の結果については報告書⁽¹⁾を参照さ

りたい。

6. おわりに

本事業で開発した発電コスト計算方法を用いて、日本の海域におけるポテンシャルマップ(発電コストマップ)を作成した。マップの範囲は、離岸距離 30km 以内、かつ水深 50m 以浅の海域とした。作成したマップのデータを用いて、LCOE ランク毎、電力管内別の①導入面積 [km²]、②設備容量 [GW] 及び③発電電力量 [Twh] を算出した。本事業の成果が今後の洋上風力導入促進に資するものであることを期待したい。

謝辞

本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の委託事業「洋上風力発電の発電コストに関する検討」で実施して得られた成果であり、NEDO 殿ならびに技術検討委員会の委員の皆様、ヒアリングにご協力いただいた皆様に深く感謝いたします。

参考文献

- (1) NEDO 報告書、洋上風力発電の発電コストに関する検討、2020。
- (2) NeoWinds (洋上風況マップ)、http://app10.infoc.nedo.go.jp/Netdo_Webgis/top.html
- (3) M. Noman et al., IEA Wind TCP Task26, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 2018.
- (4) 資源エネルギー庁、「エネルギー・港湾局洋上風力促進小委員会(第2回):資料2「再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定について」、2019年1月30日
- (5) 資源エネルギー庁、「発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」、2015年5月26日
- (6) 資源エネルギー庁、「発電コストレビューシート」(xls形式:12,649KB)(平成27年7月16日)
- (7) M. Kaiser and B. Snyder, Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf, 2010.
- (8) M. J. Kaiser and B.F.Snyder, Offshore Wind Energy Cost Modeling, Springer, 2012.
- (9) E. Rosenauer, Investment costs of offshore wind turbines, Center for Sustainable Systems, Univ. of Michigan, Report No. CSS14-27, December 19, 2014.
- (10) A. Ioannou, et al., Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global development parameters, Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, Vol. 13, No.8, 2018.
- (11) M. Kuhn, et al., Opti-OWECS Final Report, Structural and Economic Optimization of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters – Executive Summary, 1998.
- (12) L. Fingersh et al., Wind Turbine Design Cost and Scaling Model, NREL/TP-500-40566, 2006.
- (13) Windspeed, Inventory of location specific wind energy cost, WP2 Report D2.2, 2011.
- (14) Y. Kikuchi and T. Ishihara, Assessment of Initial Capital Cost for Bottom-mounted Offshore Wind Farms by Using Engineering Model and its Verification, Journal of JWEA, 2014.
- (15) R. Lacal-Arantequi, et al., Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.
- (16) 日本港湾協会、港湾土木請負工事積算基準、2019。
- (17) The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm Updated and extended, Jan. 2019.
- (18) E. Topham and D. McMillan, "Sustainable decommissioning of an offshore wind farm", Renewable Energy 201(2017)470-480
- (19) G. Smith, C. Garrett and G. Gibberd "Logistics and cost reduction of decommissioning offshore wind farms", EWEA offshore 2015.
- (20) Windpower Monthly, February 2015, p24.
- (21) V.Negro, et al., Monopiles in offshore wind: Preliminary estimate of main dimensions, Ocean Engineering, 133, 2017.