NEDOエネルギー・地球環境分野成果報告会2026（分野名：風力発電）
発表No.：I-24

風力発電等導入支援事業／洋上ウィンドファーム開発支援事業／
我が国における洋上ウィンドファーム等の事業性に関する調査

団 体 名 ：株式会社ウインドエナジーコンサルティング
発 表 日 ：2026年7月21日

◆事業の目的・目標

＜事業背景＞

- 洋上風力の事業性を評価する方法として、NEDOでは2019年度に着床式（モノパイル式基礎）を対象としたエンジニアリングコストモデルを開発した。その後、2022年度には浮体式（セミサブ式基礎）モデルを、2024年度には欧州の最新情報を踏まえ、主にジャケット式基礎、スパー式基礎およびOPEXモデルを追加・更新した。
- 一方、近年では、国内外の洋上風力の開発が進み、最新情報を用いて、我が国の洋上ウィンドファーム等の事業性評価手法の見直しおよび精度向上を行うことができる状況にある。

＜目的・実施内容＞

- 2025年度は、こうした国内外の開発状況や最新情報をもとに、これらがコストに与える影響について、主に着床式に関して様々な調査を実施し整理した。

※ 本モデルは、日本における洋上風力発電の実績が限られていることから、LCOE 算定のためのコストモデルは、公開されている欧州のデータを主に参照して検証している。このため、本コストモデルにより算定されるコストは、洋上風力のサプライチェーン及びインフラが整備された現在の欧州市場を想定しつつ、日本の環境条件（水深、離岸距離、船舶供用係数等）を考慮可能なモデルとしている。

◆着床式洋上風力コストモデルの概要

- 本モデルは、菊地・石原（2014、2022）モデルをベースとして開発したエンジニアリングモデル（図１）
  - 基礎は、モノパイル式、ジャケット式が対象。
  - サイト毎の施工期間を船舶供用係数により考慮。
- 2024年度の本モデルは、2022年度に作成した本モデルに対して最新データに基づいた更新ならびに船舶供用係数、定期・非定期保守を想定したOPEX算定モデルを追加。
- 2025年度は、事業環境の変化等がコストに与える影響について、主に着床式に関して様々な調査を実施し整理した。

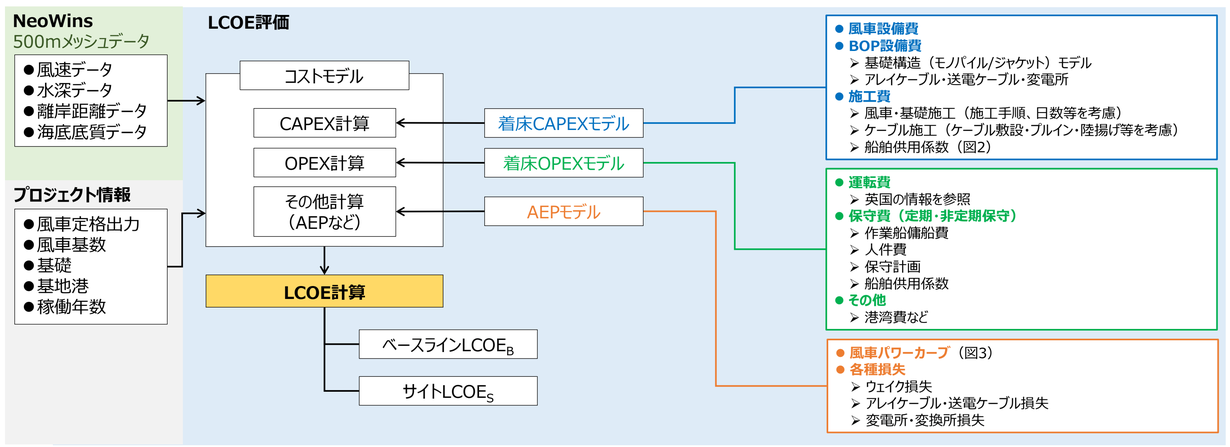


図１　着床式洋上風力に係る本モデルの概要（2024年度版）

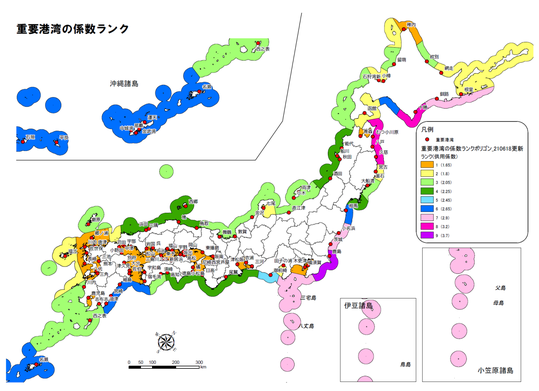
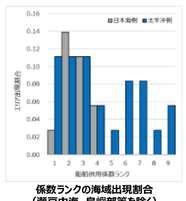


図２　船舶供用係数マップ



係数ランクの海域出現割合
（瀬戸内海、島嶼部等を除く）

WDFの平均値
（瀬戸内海、島嶼部等を除く）

海域	太平洋側	日本海側	全国
平均WDF	2.34	1.95	2.21
中央WDF	2.15	1.93	2.05

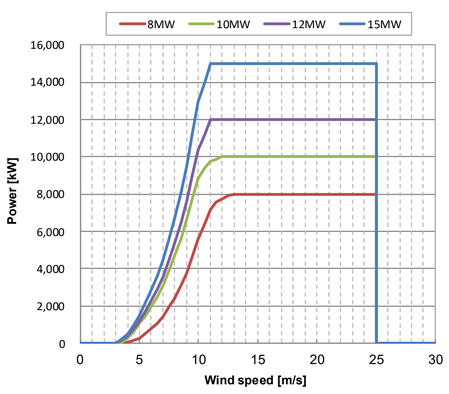


図３　風車パワーカーブ

◆2024年モデルの主な変更内容

- CAPEXモデル
  - ジャケット式基礎のコストを、モノパイル式基礎と同様に、基礎重量から算定する方法に変更。
  - 浮体式モデルは新たにスパー式基礎モデルを追加。
- OPEXモデル（図4）
  - 2022年モデルまでは0.97万円/kW/年と固定値としていたが、海域情報（離岸距離、船舶供用係数等）を考慮し、サイト個別に定期保守、非定期保守及び運転に係る費用を算定。
  - 定期保守費：年間アクセス可能日数を船舶供用係数に応じて設定、また、年間アクセス可能日数及び必要保守日数・作業員数から必要なCTVの数を設定。
  - 非定期保守費：着床は起重機船による大規模保守、浮体はサイト補修を仮定し、風車の故障率から必要とされる故障時間を推定し、費用・日数を算定。また、風車のダウンタイムから算定される稼働率をAEP計算に反映。
  - 運転費：Guide to Floating Offshore Wind（英国浮体式洋上WFガイド）のデータ（MW当たりの単価）を反映。

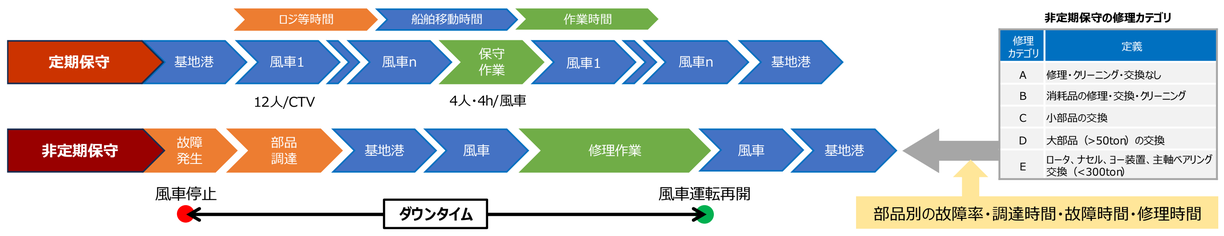


図４　OPEXモデルにおける保守の工程

◆ベースラインWF（ウィンドファーム）のコスト算定条件に係る情報整理

- ベースラインWF諸元については、2024年度モデルにおいて15MW機を用いた500MW規模のWFを想定した。
- 設備利用率については、2024年度モデルにおいて、発電コスト検証ワーキンググループの考え方を踏襲し、30%とした。
- 為替については、2024年度モデルにおいて過去10年間の平均為替レートを採用。
- 保険料および予備費については、海外では5～10%程度とされており、発電コスト検証WGの調査では、保険料はCAPEXの3%を想定している。

表１　ベースラインウィンドファーム諸元（着床式）

項目		2024年度	2019･2022年度	備考
出力	[MW]	495（15MW×33基）	342（9.5MW×36基）	• 今後大型化する風車出力及びウィンドファーム規模を見据え、15MW風車及び500MW規模と設定。
設備利用率	[%]	30	30	• 正味設備利用率(各種損失含む)。 • 着床式の設備利用率は、発電コスト検証ワーキンググループ［※1］で用いられている諸元である30%を維持。
水深	[m]	30	30	• 着床式は、水深30m以浅において事業性が高いと考えられるため、前回想定を維持。
離岸距離	[km]	5	30	• 国内の海域条件を考慮の上設定。

［※1］第2回 発電コスト検証ワーキンググループ:資料1 2024年発電コスト検証WGの進め方（案）、2024年8月16日
［※2］エネ庁・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

表２　LCOE算定のための設定条件

項目		ベースラインウィンドファーム	発電コスト検証ワーキンググループ[※1]	備考
割引率	[%]	3	3	• 欧州は2%（2019年Carbon Trustヒアリング） • 発電コスト検証ワーキングでは、IRRは別建てとしており、10%を仮定している。
稼働期間	[年]	20	20、25	• 発電コスト検証WGの数値を参考に採用
保険料（建設中）	[%]	（建設費の3%［※2］）	–	• 発電コスト検証WGの数値を参考に採用
固定資産税	[%]	1.4	1.4	• 発電コスト検証WGの数値を採用
撤去費		施工費の70%	建設費の5%	• 発電コスト検証WGでは、OECD/IEAの試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用［※1］
運転維持費	[万円/kW]	海域毎に算定	2.25	• 2019･2022年度モデルでは、0.97万円/kWに固定。 • 2024年度モデルは、海域毎に算定するモデルに変更。

◆着床式洋上風力コストモデルに関する洋上風力を取り巻く事業環境変化の調査

欧州（主に英国）におけるコストの推移について調査・整理した。

- CAPEX
  - 洋上風力のコストは2025年以降も上昇予測（図５）
- 風車
  - 商用風車のMW当たりの価格は2024年以降も増加傾向（図６）
- 基礎（モノパイル）
  - モノパイルコストに影響する鋼材費の価格上昇は継続（図7）
- 電気システム
  - 電気システム（変圧器、ケーブル等）の価格上昇は継続（図８）
- 傭船費
  - 大型化するSEP船、CTVの傭船費も上昇（図９）
- 為替
  - 2020年以降円安傾向となり、為替は上昇（図１０）
- 英国ガイドのデータ
  - 2025年版（2024年コスト）は対2019年版比でCAPEXは1.29倍、OPEXは1.13倍（図１１）
  - 費用項目のうち、コスト上昇が大きいのは、洋上ロジスティクス、風車施工、洋上変電所、電気ケーブルが2倍を超えている（図１２）

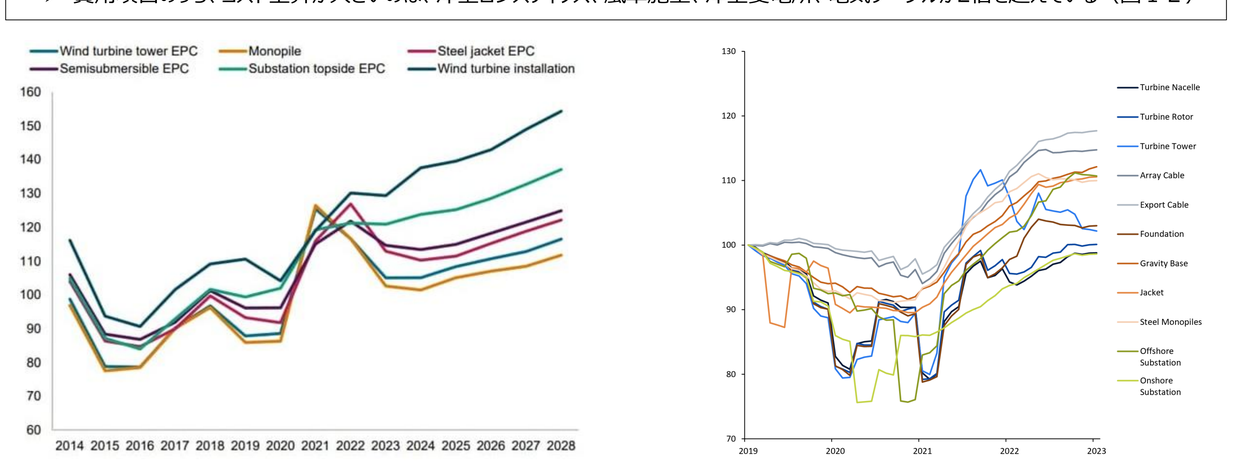


図５　洋上風力の主要部品のコスト推移
（左）S & P Global調査結果（対象期間：2014～2028年）
（右）Rystad Energy Service Price Inflation調査結果（対象期間：2019~2023年）

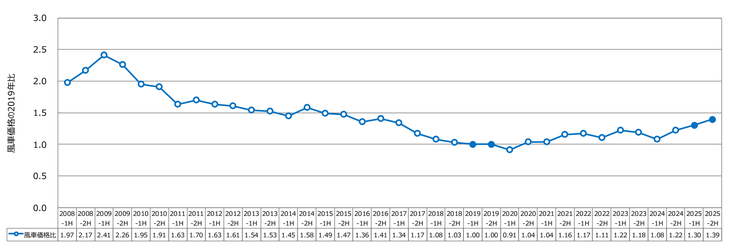


図６　風車価格の2019年比の推移（出典：Bloomberg New Energy Finance）

図7　英国の鉄鋼価格(建設資材物価指数)の推移（2019～2025、出典：British Constructional Steelwork Association)

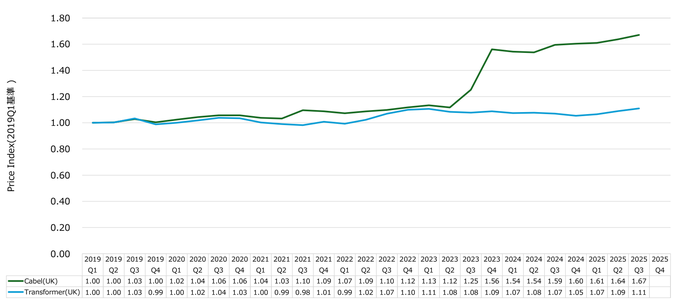


図８　英国の電力機器、電線・ケーブル価格の推移（2019～2025年、出典：Office for National Statistics等）

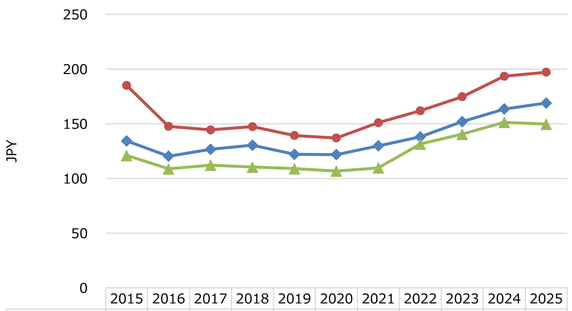


図１０　為替の推移（2015～2025年、出典：日本銀行等）

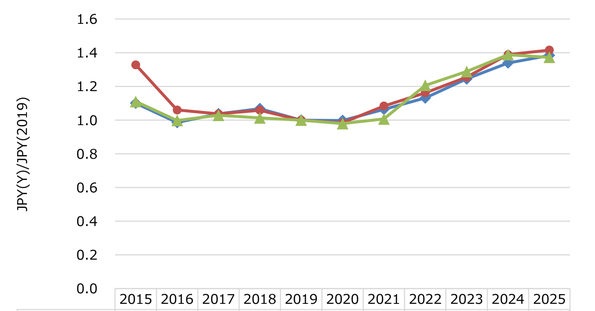


図９　北海におけるCTVの即時配船可能隻数と傭船費の比較（2021～2022年、出典：CSO MARINE GROUP）

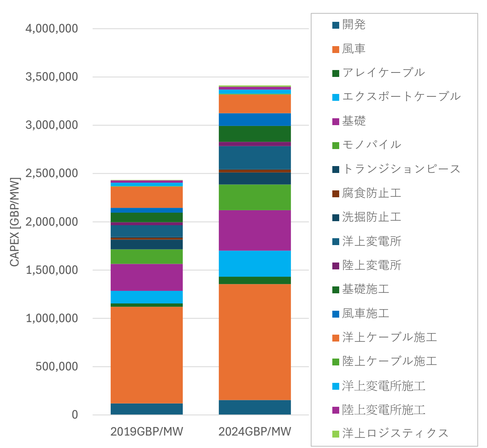


図11　英国ガイド2019年及び2025年版コストの比較

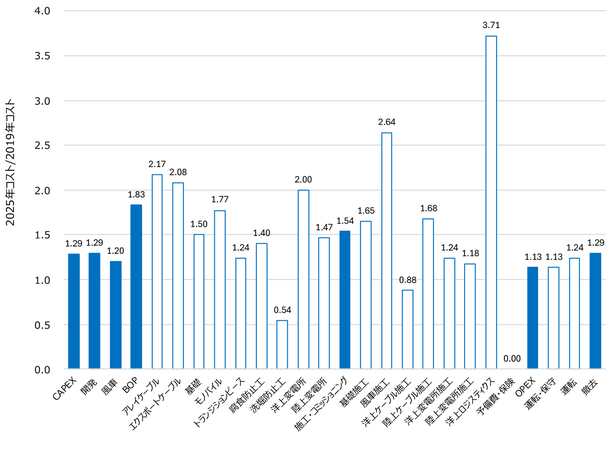


図12　英国ガイドの2025年版コストの対2019年版比（※予備費・保険は2019年版に項目なし）

◆2025年度の主な成果

- 洋上風力を取り巻く事業環境の変化等について調査を実施

◆課題と今後の取組

- コストデータ（単価、CAPEX/OPEX実績値など）の情報収集
- 着床式・浮体式洋上風力NEDOモデルの更新（モデル精緻化など）の継続

◆実用化の見通し

- 2026年度も引き続き、モデル精度向上のための調査を実施し整理を行う。

WINC
株式会社ウインドエナジーコンサルティング　日置　史紀
連絡先：hioki@jwinc.co.jp