

風力発電等技術研究開発／洋上風力発電等技術研究開発／  
次世代浮体式洋上風力発電システム実証研究（基盤調査）  
のうち着床式洋上ウィンドファーム等の事業性評価  
に関する検討（中間報告）

2022年11月

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

## 要約

2019年度に国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は、「洋上風力発電の発電コストに関する検討」において、我が国の洋上風力発電の発電コストを詳細に把握するため、国内の全海域を対象に、気象・海象条件、水深・離岸距離及び発電コスト等から、着床式洋上風力の事業性に関して有望海域を面的に明らかにする発電コストマップを作成した。

本調査では、2019年度に開発した着床式洋上風力発電用の事業性評価マップを、欧州の最新の情報を基にコスト算定モデルを更新し、新たなコスト算定モデルを用いて、事業性評価マップを更新する。本中間報告では、NEDO コストモデルの更新について以下の内容を報告する。

- (1) 最新情報（2010～2021年データ）によるアップデートにより、2022年モデルは2019年モデルよりも相関係数（0.70→0.75）が向上し、二乗平均平方根誤差は、参照した期間に対して、7.7～7.9万円となった。
- (2) ウィンドファーム設備容量及び風車サイズの違いがCAPEX及びLCOEに与える影響について分析を行った。年平均風速、水深、離岸距離、船舶供用係数は同一に設定した。また、運転保守費：0.97万円/kW/年に統一し、風車サイズは、10、12、15MW（ハブ高の違いによる風速補正は考慮せず）、ウィンドファーム規模は360、720及び1,080MWとし、9つのシナリオを設定し、2022年モデルを用いてCAPEX及びLCOEを算出した。

## Summary

In FY 2019, NEDO project of "Study on the Generation Cost of Offshore Wind Power Generation" created a power generation cost map for all domestic sea areas to identify promising sea areas in terms of the feasibility of implantation offshore wind power, based on weather and sea conditions, water depth and distance from shore, and power generation costs, in order to understand the detailed cost of generating offshore wind power in Japan.

In this study, the feasibility assessment map for implantable offshore wind power developed in FY 2019 is updated with a new cost calculation model based on the latest information from European offshore wind projects. In this interim report, the following details of the NEDO cost model update are reported.

- (1) Updated with the latest information (2010-2021 data), the 2022 model has a better correlation coefficient (0.70 to 0.75) than the 2019 model, with a root mean square error of 77 to 79kJPY for the period referenced.
- (2) The effects of wind farm facility capacity and wind turbine size on CAPEX and LCOE are analyzed. The same annual average wind speed, water depth, distance from shore, and weather delay factor are set. OPEX are set at 9.7 kyen/kW/year, wind turbine sizes were 10, 12, and 15 MW (wind speed correction due to differences in hub height was not considered), and wind farm sizes were 360, 720, and 1,080 MW. CAPEX and LCOE were calculated using the 2022 model.

# 目次

主な記号.....	iii
1. 目的及び概要.....	1
1.1 目的.....	1
1.2 実施内容.....	1
1.2.1 洋上風力発電の発電コストの計算式の検討.....	1
1.2.2 委員会の開催及び報告.....	3
2. 着床式洋上風力発電の発電コストの計算式の検討.....	4
2.1 事業性評価方法.....	4
2.1.1 LCOE 算定式.....	4
2.1.2 コストに含める対象範囲.....	4
2.1.3 ベースラインwindファームの整理.....	5
2.1.4 LCOE 算定条件.....	6
2.1.5 AEP 算定条件.....	6
2.2 NEDO CAPEX モデル.....	8
2.2.1 モデルの概要.....	8
2.2.2 欧州プロジェクト実績の整理(モノパイル).....	8
2.2.3 2022 年モデルの主な更新箇所.....	11
2.2.4 コストモデル.....	16
2.3 撤去費.....	24
2.4 運転維持費.....	25
2.4.1 OPEX について.....	25
2.4.2 OPEX コストモデル.....	27
2.5 発電コストマップのための LCOE 算定式.....	28
2.6 更新箇所のまとめ.....	29
2.7 2022 年モデルの検証.....	30
2.7.1 CAPEX.....	30
2.7.2 CAPEX 内訳.....	32
2.8 2022 年モデルによる LCOE の感度分析.....	32
2.8.1 入力パラメータに対する感度分析.....	32
2.8.2 Windファーム規模に関する分析.....	34
3. まとめ.....	36
3.1 2019 年モデルの更新.....	36
3.2 2022 年モデルの検証.....	36
3.3 発電コスト試算.....	36
参考文献.....	37

付属資料 A: 欧州プロジェクトのデータ .....	38
付属資料 B: ウェイク損失 .....	40
付属資料 C: 2022 年モデル .....	42

## 主な記号

記号	単位	定義
AEP	[kWh]	年間（推定）発電量（Annual Energy Production）
ACC	[£]	アレイケーブル設備費
C	[¥]	建設費
CAPEX	[£]	設備費
Cac	[£/km]	アレイケーブル単価
CC	[£]	予備費等
Cec	[£/km]	送電ケーブル単価
Ccc	[%]	予備费率
Cmob	[£]	回航費（図表 2.24 参照）
Co,cable	[£]	ケーブル施工の他の費用
Conts	[k £/MW]	陸上変電所の設備費
Cofts	[k £/MW]	洋上変電所の設備費
css		モノパイル直径の増加係数
Cvessel,i	[£/日]	備船費（i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]、ss [洋上変電所]、図表 2.24 参照）
DECEX	[£]	撤去費
DC	[£]	設計・調査費
$D_c$	[¥]	撤去費
dss		モノパイル直径の増加係数
Dss	[m]	モノパイル直径
Dph	[m]	水深
DTC	[km]	離岸距離
DWT	[km]	風車間隔
ECC	[£]	送電ケーブル設備費
ess		モノパイル直径の増加係数
F(V)		ワイブル分布（風速出現の確率密度分布）
FC	[£]	基礎・地盤補正項
fss		モノパイル厚みの増加係数
Fyr,i		基礎、風車及びケーブルそれぞれの工事を実施する年度数（i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]）
gss	[m]	モノパイル厚みの増加係数
IC	[£]	工事費
ICcable	[£]	ケーブル工事費
ICo	[£]	その他の施工費
ICss	[£]	洋上変電所工事費
ICsub	[£]	基礎工事費
ICwt	[£]	風車工事費
Lacc	[km]	アレイケーブル長さ
LCOE	[¥/kWh]	発電コスト（Levelized Cost of Energy）
$M_i$	[kWh]	発電電力量

記号	単位	定義
N	[基]	風車基数
$n$	[年]	運転年数
Nec	[本]	送電ケーブル本数
$O_i$	[¥]	運転維持費
OPEX	[£/年]	運転維持費
P(V)	[kW]	パワーカーブ
PC	[£]	港湾費
Pr	[MW]	風車定格出力
PsRate	[£/ton]	鋼材価格 (図表 2.20 参照)
$r$	[%]	割引率
SSC	[£]	基礎構造物設備費
Tday,i	[日/基]	基礎、風車の施工日数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]、図表 2.24 参照)
$T_i$	[¥]	固定資産税
Tinstall,cable	[日]	ケーブル施工日数 (図表 2.24 参照)
Tinstall,i	[日]	施工船の施工日数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、ss [洋上変電所]) [£/日]、図表 2.24 参照)
Trans1,i	[日]	輸送日数 (i : sub [基礎]、wt [風車])
Trans2,i	[日]	輸送日数 (i : cable [ケーブル]、ss [洋上変電所])
TSC	[£]	変電所設備費
Tss	[m]	モノパイルの板厚
V	[m/s]	風速
Vs	[日/km]	輸送速度 (図表 2.25)
WDF		船舶供用係数 (図表 2.26 及び図表 2.27 参照)
WTC	[£]	風力発電機設備費
$\eta$		各種損失を考慮した効率 (図表 2.6 参照)
$\rho$	[ton/m <sup>3</sup> ]	鋼材密度=7.874

## 1. 目的及び概要

### 1.1 目的

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は、2019年度に「洋上風力発電の発電コストに関する検討」<sup>1</sup>において我が国の洋上風力発電の発電コストを詳細に把握するため、国内の全海域を対象に、気象・海象条件、水深・離岸距離及び発電コスト等から、浮体式洋上風力の事業性に関して有望海域を面的に明らかにする着床式洋上風力発電コストマップを作成した。

2019年度の調査では、参照した文献等は主に3～5MW風車のデータに基づいていたが、その後大型化する風車や大規模化するプロジェクトのデータが蓄積されていること、コストモデルを最新の市場を反映する必要があるため、参照したデータのアップデートが必要である。本調査では、2019年度に開発した着床式洋上風力発電用の事業性評価マップを、欧州の最新の情報を基にコスト算定モデル（以下、2019年モデル）を更新し、新たなコスト算定モデル（以下、2022年モデル）を用いて、事業性評価マップを更新する。本中間報告では、NEDOコストモデルの更新について報告する。

### 1.2 実施内容

#### 1.2.1 洋上風力発電の発電コストの計算式の検討

##### ①2019年度実施内容

2019年度の調査では、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整理し、その結果を基に、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た。また、国内の洋上風力発電所での検討事例等を参考に、上記で整理した発電コストの計算式の中から日本の海域条件に最適な発電コスト計算式を選定し、LCOEの評価に資する計算手法を整理した。

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ある。欧州では実績値が多いが、日本の洋上風力では十分な実績値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（数式やデータベースを用いる）。実績がない技術のコスト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できる。

2019年度の調査では、菊地・石原ら<sup>2</sup>（2014）が開発したエンジニアリングモデルをベースに、欧州等の実績データや文献等を参考にして、本調査の目的に資するように修正し、最終的な

<sup>1</sup> NEDO、風力発電等導入支援事業／着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業／着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書、2020。

<sup>2</sup> 菊地、石原、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、日本風力エネルギー学会 論文集、Vol.38、No.2、2014。



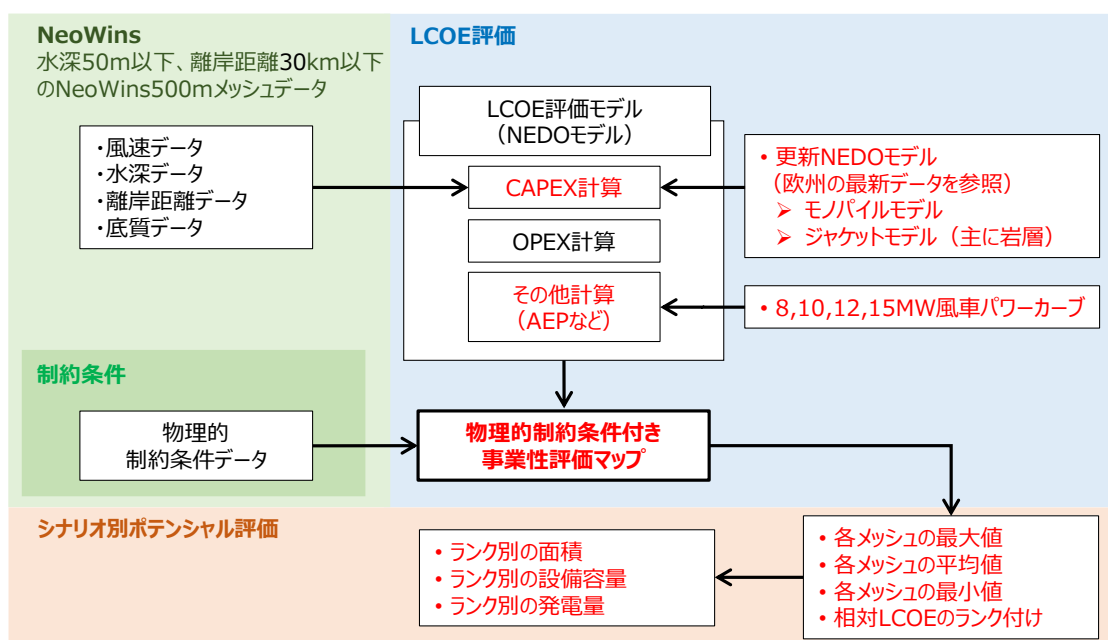
CAPEX コスト算定式とした。

LCOE を算定するのに必要な OPEX（運転維持費）、撤去費及び日本の海域条件などの考慮方法については、欧州及び日本の既存データなどを活用して算定方法を検討し、全ての算定方法に関して委員会の承認を得て決定した。

## ②2022 年度実施内容

本調査では、2019 年度に開発した着床式洋上風力発電用の事業性評価マップを、欧州の最新の情報を基にコスト算定モデルを更新し、新たなコスト算定モデルを用いて、事業性評価マップを更新する。本中間報告では、NEDO コストモデルの更新（2022 年モデル）について報告する。

図表 1.1 に発電コストマップとその活用のイメージを示す。赤字は 2019 年モデルから更新する項目である。



図表 1.1 発電コストマップとその活用のイメージ(赤字は 2019 年モデルからの主な更新箇所)

更新した 2022 年モデルを用いて、水深、離岸距離、船舶供用係数等に対する感度分析、及び風車サイズ・ウィンドファーム規模の違いが CAPEX 及び LCOE に与える影響について分析・整理した。

## 1.2.2 委員会の開催及び報告

有識者からなる委員会を設置し、洋上風力発電の発電コストの計算式の検討、発電コストの評価方法等について審議した。委員会委員を図表1.2に示す。

図表 1.2 委員会委員(五十音順、敬称略)

氏名	所属	専門分野
池谷 毅	東京海洋大学海洋資源エネルギー学部門・教授	沿岸海洋工学
永尾 徹	足利大学・特任教授【委員長】	風車工学
原田 文代	株式会社日本政策投資銀行・常務執行役員	金融
本田 明弘	弘前大学地域戦略研究所・教授	風工学

## 2. 着床式洋上風力発電の発電コストの計算式の検討

### 2.1 事業性評価方法

我が国には洋上ウィンドファームが設置されておらず、データが蓄積されていないため、自然条件等をパラメータとして、各海域でウィンドファーム事業が実施された場合に想定される LCOE を算定する事により、各海域の事業性を評価する。

#### 2.1.1 LCOE 算定式

LCOE (Levelized Cost Of Energy) [¥/kWh] の算定は、発電コスト検証ワーキンググループ<sup>3</sup>の次式に示すコスト算定式の項目を参照する。

$$\begin{aligned} \text{コスト [円/kWh]} &= \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費}}{\text{発電電力量 [kWh]}} \\ &= \frac{(\text{建設費} + \text{固定資産税} + \text{撤去費}) + (\text{人件費} + \text{修繕費} + \text{諸費} + \text{業務分担費})}{\text{発電電力量 [kWh]}} \end{aligned}$$

注記1：元のコスト算定式には、燃料費及び社会的費用が含まれるが、燃料費はゼロのため上記式から省略し、社会的費用は考慮しない。  
注記2：建設費のうち、接続費用は含まれていない。

式 (2.1) に本調査で用いた LCOE 算定式を示す。

$$\text{LCOE [円/kWh]} = \frac{\left[ C + \sum_{i=1}^n \frac{T_i}{(1+r)^i} + D_c \right] + \sum_{i=1}^n \frac{O_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{M_i}{(1+r)^i}} \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

ここで、

- C : 建設費
- T<sub>i</sub> : 固定資産税
- D<sub>c</sub> : 撤去費
- O<sub>i</sub> : 運転維持費
- M<sub>i</sub> : 発電電力量
- r : 割引率
- n : 運転年数

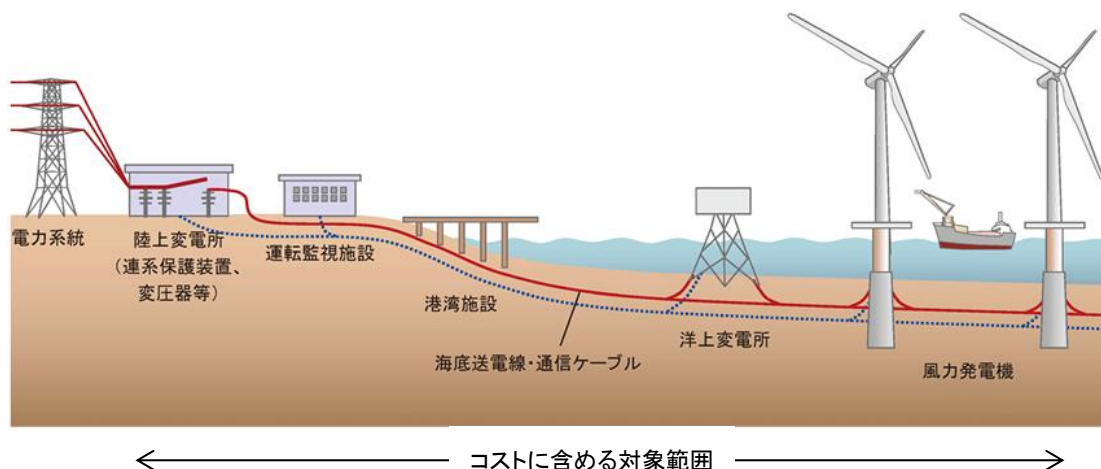
である。

#### 2.1.2 コストに含める対象範囲

LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲を図表 2.1 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、図表 2.1 にある洋上変電施設は、着床式では発電コスト算定には含めない。また、LCOE の計算は

<sup>3</sup> 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

発電コスト検証ワーキンググループのコストレビューシート<sup>4</sup>を参照する。



図表 2.1 LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲<sup>5</sup>

### 2.1.3 ベースラインウィンドファームの整理

2019年度の調査では、LCOEを相対比較するためにベースラインウィンドファームを設定した。ベースラインウィンドファームは、IEA Wind Task26:「風力発電のコスト」<sup>6</sup>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されている。ウィンドファームの規模は350MW程度、風車サイズは9.5MW機とし、設備利用率は30%（年平均風速7m/s強程度）とした（図表2.2）。

図表 2.2 ベースラインウィンドファーム(2019年検討結果)

項目	ベースライン ウィンドファーム	(参考) 発電コスト 検証ワーキング グループ[1]	備考
出力 [MW]	342[2] (9.5MW×36基)	100	• 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は約35万kW[2]
設備利用率 [%]	30	30	• 正味設備利用率(各種損失含む)。中間整理において、洋上風力発電事業の事業性が確保できる見込みがあると総合的に判断できる例として、設備利用率30%以上の確保と記述。 • 設備利用率は、同じ年平均風速でも風車のパワーカーブにより異なるため、ここでは、設定値は年平均風速ではなく設備利用率とした。
水深 [m]	100	—	• 中間整理において、水深30m以浅において事業性が高いと考えられるとの記述より。
離岸距離 [km]	30	—	• 国内の海域条件を考慮の上設定。
開発期間 [年]	4	—	• 専門家のヒアリング。
建設期間 [年]	3	—	• 専門家のヒアリング。

[1] 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

[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

<sup>4</sup> 「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)

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/)

<sup>5</sup> 図はNEDO再生可能エネルギー技術白書(2014)より引用

<sup>6</sup> M. Noorani et al., IEA Wind TCP Task26, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 2018.

本調査では、風車サイズやウィンドファーム規模が発電コストを与える影響を評価するために、風車サイズを 10、12 及び 15MW、ウィンドファーム規模は 360、720 及び 1,080MW として分析を行った。また、発電コストを計算するために 8MW 機のパワーカーブも準備した。

## 2.1.4 LCOE 算定条件

LCOE を算定するための設定条件を統一した。基本的に発電コスト検証ワーキンググループ [3] の仮定を用いる。図表 2.3 に LCOE 算定のための設定条件を示す。図表 2.3 中の撤去費及び運転維持費については、それぞれ 2.3 節と 2.4 節で述べる。

図表 2.3 LCOE 算定のための設定条件(2019 年検討結果)

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%(Carbon Trust ヒアリング)
物価上昇率 [%]	0	—	• 発電コスト検証ワーキンググループでは 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	• 発電コスト検証ワーキンググループの数値を採用。
保険料 (建設中) [%]	建設費の 3%[2]	—	• 建設期間中の保険料。建設費は設備費と設置費の合計。運転開始後の保険料は運転維持費に含む。 • 建設中の保険は建設費の内数として含まれる場合が多い。
固定資産税 [%]	1.4	1.4	• 発電コスト検証ワーキンググループの数値を採用。
撤去費	施工費(+輸送費)の 70%[3]	建設費の 5[4]%	• 発電コスト検証ワーキンググループでは、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
撤去期間 [年]	2	1	• Carbon Trust ヒアリング。
運転維持費 [万円/kW]	0.97	2.25	• 欧州のデータを元に設定。

[1] 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

[2] JWEA 風力エネルギー2018 Vol.42 No.2 通巻 126(平成 30 年 2 月)

[3] Eva Topham, David McMillan, "Sustainable decommissioning of an offshore wind farm", Renewable Energy 201(2017)470-480.

[4] IMF Data mapper, <http://www.imf.org/external/datamapper/>

## 2.1.5 AEP 算定条件

AEP (Annual Energy Production : 年間推定発電量) の算定のための風況データは、NeoWins<sup>7</sup> (500m メッシュ、詳細風況データ) を用いる。

風車は 2019 年モデルでは、9.5MW 機のみであったが、更新版では、今後、大型化する風車を検討できるように、8、10、12 及び 15MW 風車を扱えるようにした。図表 2.4 にそれぞれのパワーカーブを示す。また、図表 2.5 には 8、10、12 及び 15MW 風車の主な仕様を示す。

AEP の算定には NeoWins の詳細風況データで提供されるワイブルパラメータからワイブル分布<sup>8</sup>を求め、ワイブル分布、風車出力及び年間時間 8766h (閏年を考慮) の積により求める (グロス

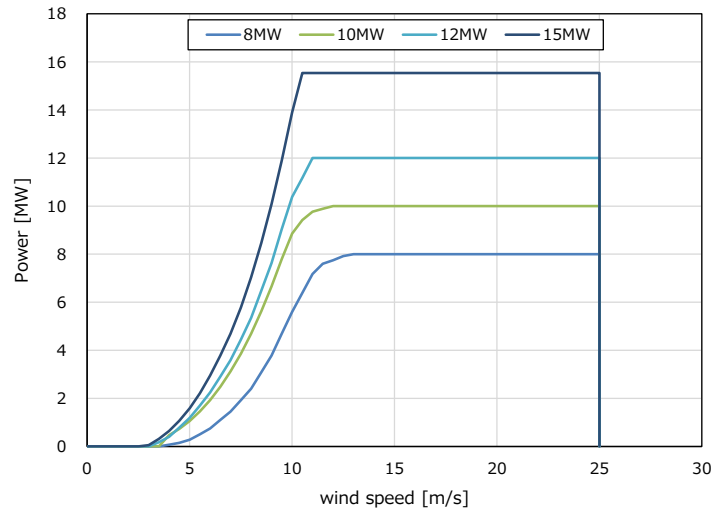
<sup>7</sup> NeoWins (洋上風況マップ)、[http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo\\_Webgis/top.html](http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/top.html)

<sup>8</sup> ワイブル分布: 風速階級別の出現頻度を近似する確率分布。確率密度関数は以下の式で表される。

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right\}$$

ここで、V [m/s] : ハブ高さにおける風速、k [-] : ワイブル分布の形状パラメータ及び C [m/s] : ワイブル分布

値)。このグロス値に各種の損失をかけて正味（ネット値）の AEP を算出する。各種損失は、風車効率、ウェイク損失、送電損失及びその他損失である。図表 2.6 に AEP 算定のための各種損失を示す。なお、ウェイク損失 10%は、着床式のポテンシャルマップに準じて、欧米の実績値等を参考にして設定した（付属資料 B を参照）。



図表 2.4 8, 10, 12 及び 15MW 風車の出力曲線

図表 2.5 8, 10, 12 及び 15MW 風車の主な仕様

定格出力 [MW]	ロータ径 [m]	ハブ高さ [m]	カットイン風速[m/s]	定格風速 [m/s]	出典
8	164	100	4.0	13.5	Wind Power データベース ( <a href="https://www.thewindpower.net/">https://www.thewindpower.net/</a> )
10	205	125	3.0	12.0	<a href="https://github.com/IEAWindTask37/IEA-10.0-198-RWT">https://github.com/IEAWindTask37/IEA-10.0-198-RWT</a>
12	222	136	3.0	12.0	<a href="https://www.researchgate.net/publication/351522553">https://www.researchgate.net/publication/351522553</a>
15	240	150	3.0	10.5	<a href="https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT">https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT</a>

図表 2.6 AEP 算定のための各種損失

項目	数値[%]	備考
稼働率	95.0	欧州のデータを参考に決定
送電損失	3.1	/100km
ウェイク損失	10.0	WaSP による計算及び欧州のデータを参考に決定
その他	3.0	高風速時のヒステリシス損失 <sup>9</sup> 、所内使用電力などを考慮し仮定

**【注記】**

図表 2.4 及び 2.5 に示されるように、各風車の定格風速は、定格出力が大きくなるのに従い、低風速側の仕様になっている。このため、採用したデータはより設備利用率が向上するパワーカーブ仕様である。パワーカーブは設備利用率（すなわち AEP）に影響するため、LCOE での比較の

の尺度パラメータである。

<sup>9</sup> 高風速時のヒステリシスとは、高風速時に風車が停止したのち、風速が低下し再度発電状態になるまでにタイムラグが生じ損失する発電量

場合に留意が必要である。

## 2.2 NEDO CAPEX モデル

### 2.2.1 モデルの概要

2019年モデルのベースとされた菊地・石原モデル(2014)[2]は、CAPEXの内訳の各項目に対して数式を公開されているエンジニアリングモデルで、このモデルをベースにして欧州のデータに基づき、CAPEXモデルを構築している。本調査では、2019年モデルを、欧州の最新の情報を基にコストモデルを更新し2022年モデルとする。

2019年モデルからの変更・追加の項目は以下の通りである。

### 2019年モデルからの主な更新内容

- モノパイル寸法の補正係数<sup>10</sup>の導入(モノパイル径モデルを欧州データ(11MW機まで)により更新)
- モノパイルCAPEXを補正
- ジャケット基礎用モデルを追加
- ケーブル容量(33、66、132、150及び220kV)を考慮可(欧州比較に反映)
- 輸送・施工の能力<sup>11</sup>を考慮(欧州プロジェクト比較に使用)
- 予備費を考慮可
- 風車パワーカーブ:8、10、12及び15MW風車のパワーカーブに置換

なお、欧州データとの比較は、為替レートを2010～2021年の平均値を使用して欧州データを円換算した(物価変動は未考慮)。

### 2.2.2 欧州プロジェクト実績の整理(モノパイル)

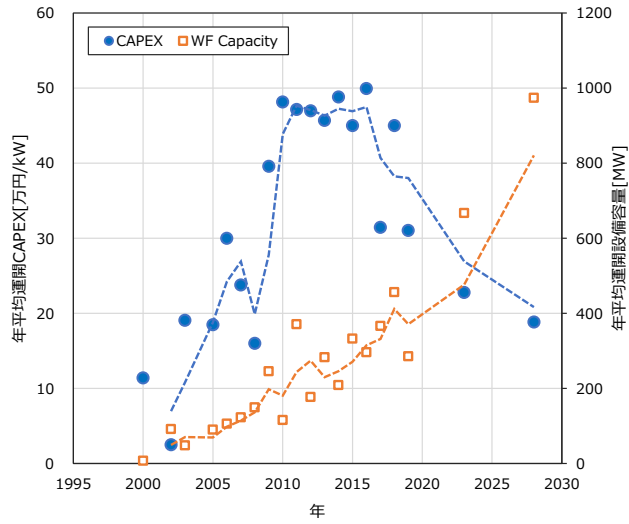
コストモデルの更新にあたって、モノパイル式基礎を採用している欧州の洋上風力プロジェクトの最新のデータの整理を行った。データ整理には、民間有料データベースである4COffshoreのデータ[9]を用いた。

図表2.7に欧州プロジェクト実績の整理(モノパイル)を示す(付属書A参照)。図表2.7に示す各プロジェクトの「年」は運開年である。データ整理にあたり、各年のプロジェクトの平均値をプロットした。また、点線は移動平均を示している。

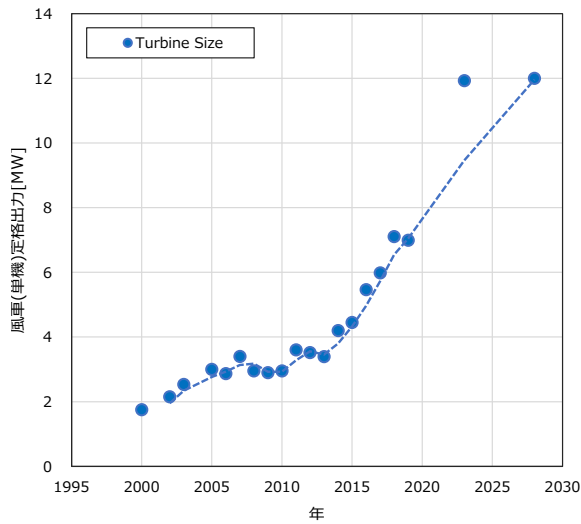
図表2.7(a)に示されるように、導入初期から2010年頃(導入～発展期)にかけてCAPEXは増加したが、2014年以降(商用期)は低下している。WF設備容量は増加傾向で、2020年は400MW、2030年頃は1GWと大規模化が進んでいる事が示されている。また、図表2.7(b)では、図風車単機容量は増加し、2020年の平均風車容量は8MW、2030年頃は12MWになると推測されている。表2.7(c)は、水深、離岸距離ともに増加傾向、水深は40m、離岸距離は50kmに達することを示している。

<sup>10</sup> M.K. McWilliam, et al., Conceptual monopile and tower sizing for the IEA Wind Task 37 Borssele reference wind farm, Jout. Of Physics, EERA Deep Wind 2021, 2018(2021) 012025, 2021.

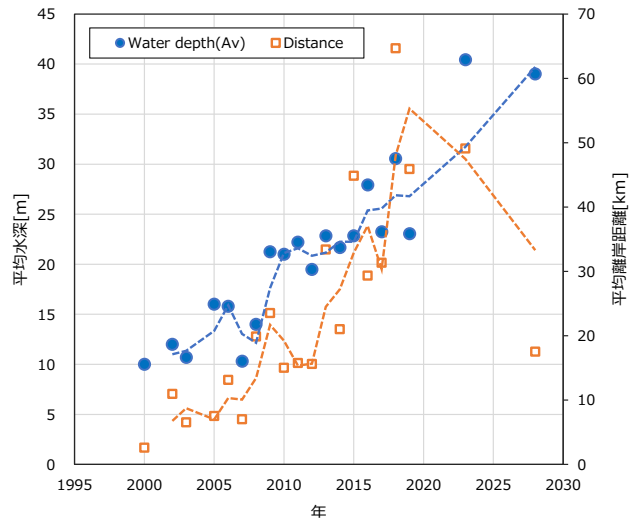
<sup>11</sup> 4C Offshore データベース、<https://www.4coffshore.com/>



(a) CAPEX 及び WF 設備容量の推移



(b) 風車定格出力の推移



(c) プロジェクトの水深及び離岸距離の推移

図表 2.7 欧州プロジェクト実績<sup>12</sup>の整理(モノパイル)

<sup>12</sup> 2022 年以降の計画値を含む。

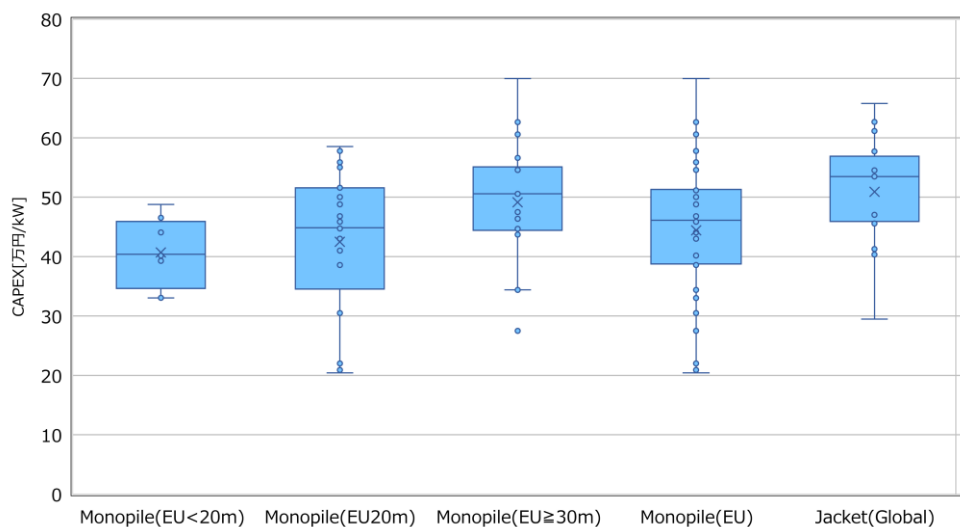


本調査では、2019年モデルの更新にあたり、モノパイルに関する欧州の最新データとして、風車サイズが3MW以上の大型化が始まる2010年から、直近の2021年までのデータを使用して、コストモデルの更新を行った。

CAPEXの統計値に関して、モノパイル式及びジャケット式基礎のデータを比較した。図表2.8及び2.9はモノパイル及びジャケット式基礎の実績値のCAPEXの比較を示す。使用したデータは次の通りである（付属書A参照）。図表2.8において、モノパイルは水深20m未満（EU<20m）、20～30m（EU20m）、30m以上（EU≥30m）及び全データ（EU）を示した。

- モノパイル：2010～2021年の英国、ドイツ、オランダ、ベルギーの実績データ（50プロジェクト）
- ジャケット：2010～2021年の英国、フランス、ドイツ、ベルギー、台湾、中国の実績データ（17プロジェクト）

図表2.8及び2.9に示されるように、ジャケット式はモノパイル式基礎と比べてCAPEXの平均値は1.12倍であるが、モノパイルは、ジャケットよりもコストデータの範囲が広く、ばらつきはジャケットよりも大きい。これは、プロジェクトの規模が異なることや、モノパイルを用いたプロジェクトの水深範囲は4～41mであるのに対し、ジャケットは21～56mのため、水深の影響に



図表 2.8 モノパイル及びジャケット式の CAPEX 実績値の箱ひげ図

図表 2.9 CAPEX 実績値の統計データ(単位: 万円/kW)

項目	モノパイル(EU)	ジャケット(Global)
最大値	70.0	65.8
75%分位置	51.3	54.5
中央値	46.0	53.5
平均値	44.5	49.7
25%分位置	39.5	45.6
最小値	20.4	29.9

○: データ、□: 25-75%分位置、—: 中央値、×: 平均値、エラーバー: はずれ値を外した最大/最小値、エラーバーの外側のデータ: 四分位範囲の 1.5 倍を超えた値を外れ値

よるばらつきが考えられる。ただし、モノパイルの CAPEX は水深 20m 未満の場合、ジャケット式よりも CAPEX のばらつきは小さい。

### 2.2.3 2022 年モデルの主な更新箇所

本項では、2019 年モデルからの主な更新箇所（モノパイルモデル、ジャケットモデル、施工）について述べる。

#### ① モノパイルモデル

2019 年モデルは、最大 5MW 機のデータを使用して構築されているが、図表 2.7 に示されるように、年々風車が大型化していることから、欧州データ（4C Offshore [9]、11MW 機まで）を使用して更新した。更新したコストモデル式は 2.2.4 項に示し、ここでは、更新したモデルの検討結果を示す。

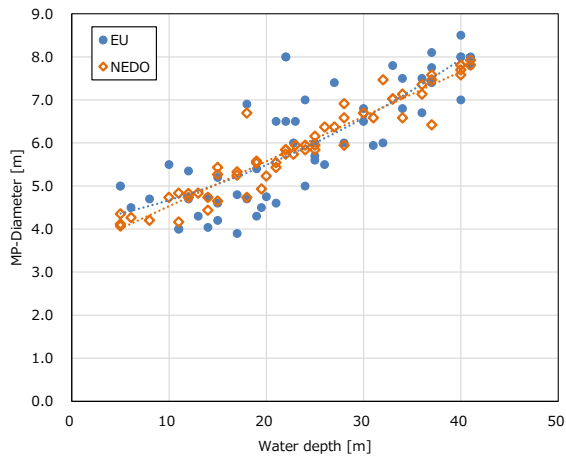
モノパイル径は最新データを基に式を修正した。2022 年時点で最大モノパイル径は XXL<sup>13</sup> の 9.5m<sup>13</sup>だが、4C Offshore データベースによると、将来は 50m を超える水深用にモノパイル径は 10m を超えることが予測されている。モノパイル厚みは、McWilliam [8] を参考にして最大 0.2m とした。

図表 2.10 に、モノパイル諸元の欧州実績と 2022 年モデルの比較を、図表 2.11 にモノパイル諸元の欧州実績と NEDO モデルの相関を示す。

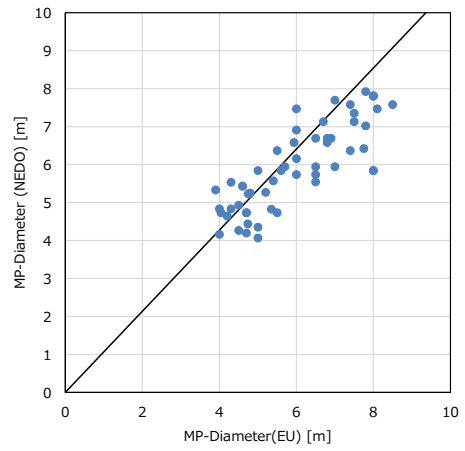
図表 2.10 中の点線は、実績値及び 2022 年モデルの線形近似、◇は 2022 年モデルで算出した値である。実績の近似値と 2022 年モデルの値はほぼ一致している。また、図表 2.11 に示すように、欧州実績と 2022 年モデルの比較では、相関係数は 0.8 以上となった。

---

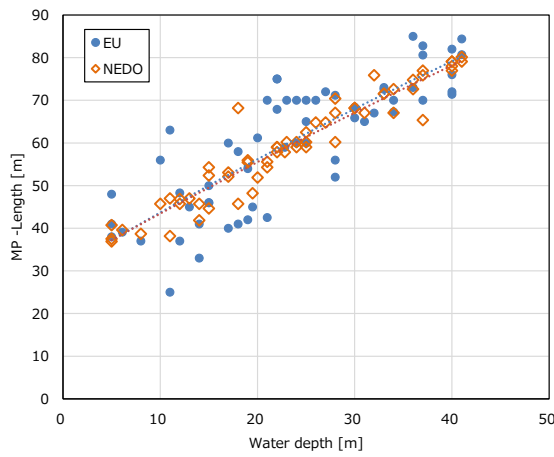
<sup>13</sup> DEME, Monopile Installation Completed at ARCADIS OST 1 Offshore Wind Farm, 2022, <https://www.deme-group.com/news/monopile-installation-completed-arcadis-ost-1-offshore-wind-farm>



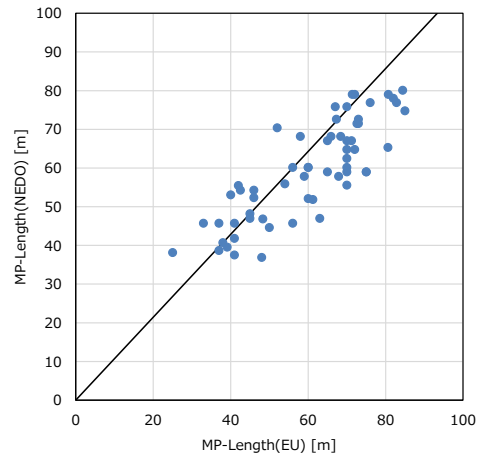
(a) 水深とモノパイル径



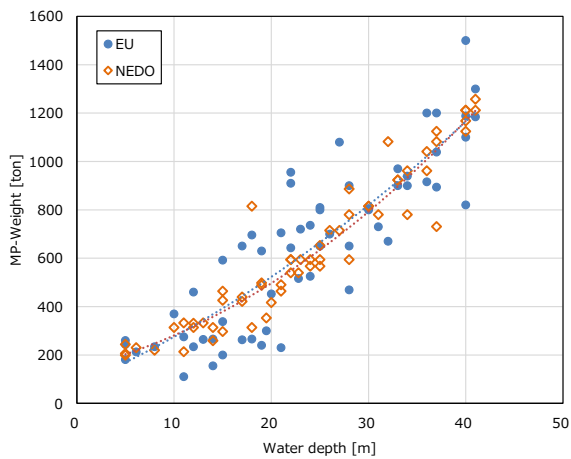
(a) モノパイル径 (相関係数:  $R=0.82$ )



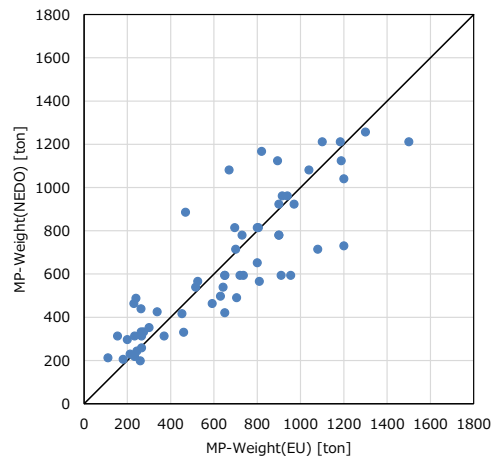
(b) 水深とモノパイル長さ



(b) モノパイル長さ (相関係数:  $R=0.83$ )



(c) 水深とモノパイル重量



(c) モノパイル重量 (相関係数:  $R=0.86$ )

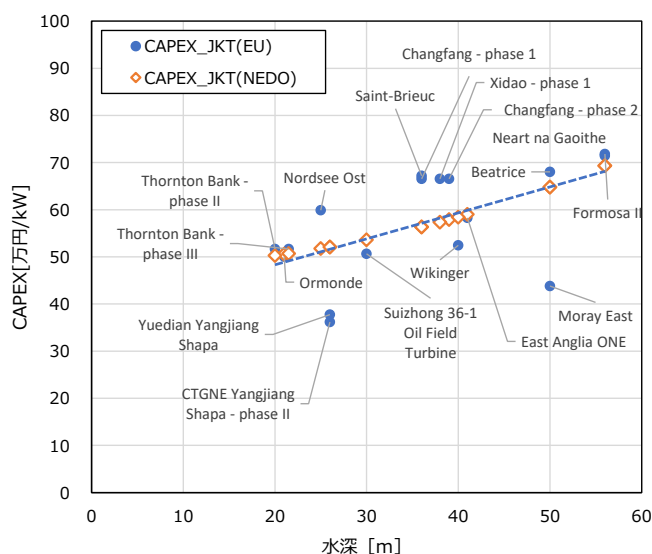
図表 2.10 モノパイル諸元の欧州実績と 2022 年モデルの比較

図表 2.11 モノパイル諸元の欧州実績と 2022 年モデルの相関

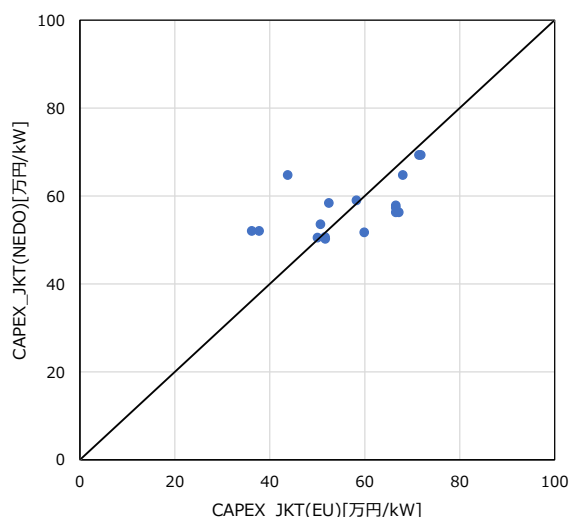
## ② ジャケットモデル

2019 年モデルでは、ジャケット式基礎を用いたプロジェクトのコストモデルを開発している。このモデルは、モノパイル式基礎用コストモデルで算出した CAPEX をジャケット式基礎用に補正する方法であるが、ジャケット式基礎のデータが限られていたことから、本調査では、世界の最新のデータ (付属資料 A 参照) を用いてコストモデルの再検討を行った。コストモデル式は 2019 年モデルと変更していない。

図表 2.12 は水深に対するジャケット式基礎を採用したプロジェクトの比較を示す。図表中の点線は実績値の線形近似、◇は NEDO モデルで算出した値である。実績の近似値と NEDO モデルはほぼ一致している。また、図表 2.13 はジャケット式基礎の CAPEX の比較を示す。相関係数は 0.56 であった。



図表 2.12 水深に対するジャケット式基礎を採用したプロジェクトの比較



図表 2.13 ジャケット式基礎の CAPEX の比較

### ③ 施工モデル

2019年モデルでは、輸送・施工時のSEP（Self Elevation Platform）船の風車及び基礎の搭載数は固定（5基）にしていたが、施工方法に関して、欧州の実績値と比較するために、大型化する欧州のSEP船の世代を考慮した。

表 2.14 に世代別 SEP 船の比較を、図表 2.15 に、モノパイル及び風車（ブレード、RNA 及びタワー）重量の比較を示す。

図表 2.15 及び 2.17 の SEP 船 1 隻当たりの推定風車積載セット数及び推定基礎搭載セット数は、SEP 搭載性能や施工時写真等（図表 2.16）から推定し設定した。また、輸送・施工時の 4C Offshore データベースを参考に使用船数を設定した。

図表 2.18 に、欧州におけるモノパイルプロジェクトの施工日数の比較を示す。比較にあたって、船舶供用係数は 1.5 に設定した。図表 2.18 に示されるように、ドイツのプロジェクトに関しては、2022 年モデルよりも施工日数が長くかかっている。ドイツでは、系統運用者による系統接続工事に遅延が生じていたため<sup>14</sup>、運開までに期間を要していたことが原因の一つと考えられる。

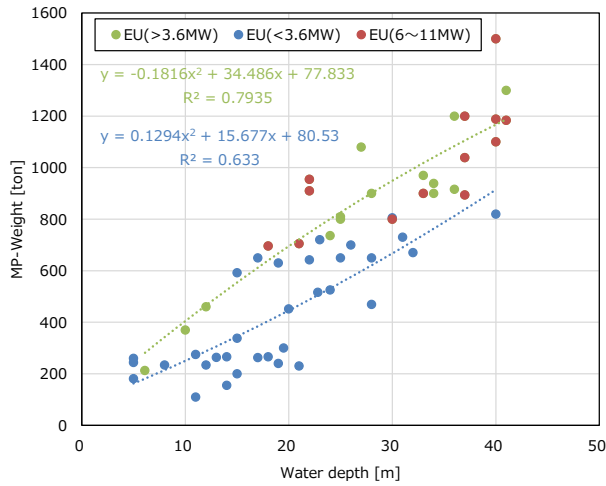
図表 2.14 世代別 SEP 船の比較<sup>15</sup>

世代	第 1 世代	第 2 世代	第 3 世代	第 4 世代
運転年	2005 年	2010 年	2015 年	2022 年
平均クレーン吊り上げ重量	500 ton	900 ton	1,400 ton	2,500~3,500 ton
平均積載荷重	2,000 ton	5,000 ton	8,500 ton	10,000 ~16,000 ton
適用風車サイズ	3 MW	6 MW	9 MW	15 MW
推定風車重量	380	565	862	1,922
推定風車積載セット数※	5	6	6	6
備考	洋上風力における初の SEP 船	洋上風力用新設計の SEP 船	10MW クラス風車用 SEP 船	15MW 風車用の次世代 SEP 船
ジャッキアップ船外観				

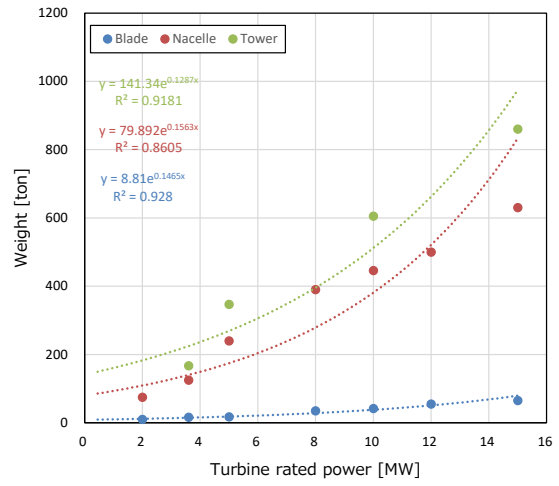
※風車・タワー重量等から設定

<sup>14</sup> World forum offshore wind, Financing offshore wind, 2022.

<sup>15</sup> Ulstein. Securing your future in offshore wind, 2019, <https://ulstein.com/news/securing-your-future-in-offshore-wind>



(a) モノパイル重量



(b) 風車(ブレード, RNA 及びタワー)重量

図表 2.15 モノパイル及び風車(ブレード、RNA 及びタワー)重量の比較



(a) Gode Wind 1&2 wind farm (2015)

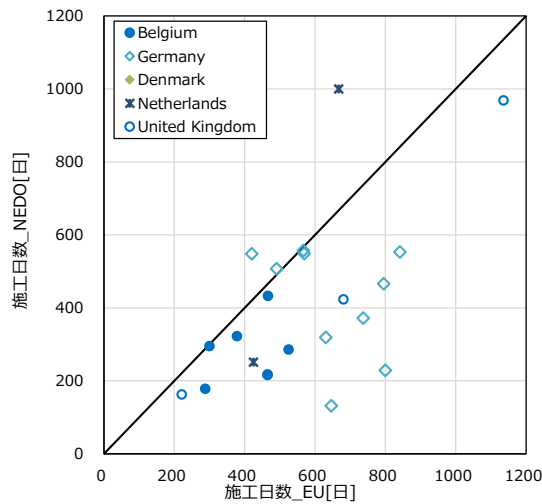


(b) Hohe See wind farm (2019)

図表 2.16 モノパイル(a)及び風車タワー(b)施工例

図表 2.17 水深別推定平均モノパイル重量(単位:ton)

水深 [m]	5	10	15	20	25	30	40	推定搭載基礎数
Pr ≤ 3.6MW	162	250	345	446	553	667	915	4
Pr > 3.6MW	246	405	554	695	826	949	1,167	4



図表 2.18 施工日数の比較

## 2.2.4 コストモデル

### ① 入力変数及びベースラインデータ

図表 2.19 に CAPEX を算定するための入力変数を示す。また、図表 2.20 に本調査で使用するベースラインデータ（ベースラインウィンドファーム等のデータ）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。また、本報告書中の£・円換算レートは2010～2021年の平均値147円/£とした。

図表 2.19 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
拠点港からの距離 [km]	DTCp	サイト個別
地盤条件補正項	FC	モノパイル→ジャケットまたは重力を選択する。サイト個別。
船舶共用係数	WDF	サイト個別
風速[m/s]	V	NeoWins の詳細風況データ(500m メッシュ)を使用。

図表 2.20 ベースラインデータ

項目	記号	値	備考
風車基数	N	36	ベースラインウィンドファーム
定格出力	Pr	10[MW]	ベースラインウィンドファーム
風車間隔	DWT	1.26[km]	7D(風車直径 D:180m)を仮定
鋼材価格	PsRate	3000 [£/ton]	人件費、製造費を含む。(EU 実績値や日本のデータを用いることで予測精度が高まる。)
送電ケーブル数	Nec	2	冗長性確保のため2本使用

### ② 設備費

設備費 CAPEX [£] は式 (2.2) を用いて算定する。2019 年モデルに対して予備費等を考慮するために、パラメータ CC を追加した。ただし、本調査では CC=0 とした。

$$\text{CAPEX} = \text{WTC} + \text{SSC} + \text{ACC} + \text{ECC} + \text{TSC} + \text{IC} + \text{PC} + \text{DC} + \text{CC} + \text{FC} \dots \dots \dots (2.2)$$

式 (2.2) 中のパラメータは、次の通りである。

- 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 [£]

CC : 予備費等 [£]  
 FC : 基礎・地盤補正項 [£]

### ③ 風力発電機設備費

2019 年モデルから変更なし。風力発電機設備費 WTC [£] は式 (2.3) で算定する。式 (2.3) 中の係数は、3MW 機<sup>16</sup>、5MW 機<sup>17</sup>及び 10MW 機<sup>18</sup>のコストを用いて決定した。

$$WTC = (811.5 * Pr + 1897) * 1,000 * N \dots\dots\dots (2.3)$$

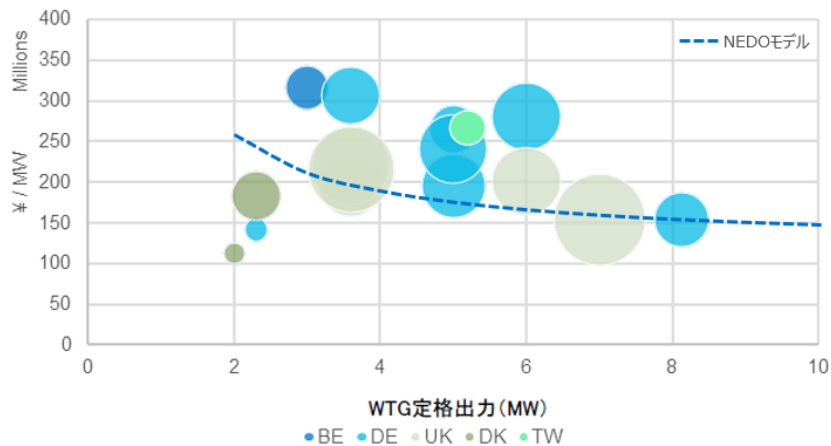
ここで、

Pr : 風車定格出力 [MW]  
 N : 風車基数

である。

#### 【補足】

風車供給価格のデータ<sup>19</sup>と NEDO モデルの値を比較すると、欧州のデータは国、プロジェクト毎にばらつきはあるが、NEDO モデルは英国及び 6MW を超える大型機の費用と概ね一致している (図表 2.21)。なお、図中のバブルの大きさは案件規模に対応している。



図表 2.21 風力発電機設備費の比較(文献[16]の図に WINC 追記)

<sup>16</sup> E. Rosenauer, Investment Costs of Offshore Wind Turbines, Report of University of Michigan, 2014.  
<sup>17</sup> The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm, 2010.  
<sup>18</sup> The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm Updated and extended, Jan. 2019.  
<sup>19</sup> PwC アドバイザリー、令和元年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 (洋上風力発電の認定に係る費用分析等支援業務) 報告書、2020。



#### ④ 基礎構造物設備費

基礎構造物設備費（モノパイル）SSC [£] は式 (2.4) を用いて算定する。式中の係数等は、2.2.3 項に示したように、欧州の最新のデータを用いて更新した。

$$SSC = \pi D_{ss} * T_{ss} * L_{ss} * P_{sRate} * \rho * N \dots\dots\dots (2.4)$$

$$D_{ss} = \max(c_{ss} * D_{ph}^2 + d_{ss} * D_{ph} + e_{ss}, 4) \dots\dots\dots (2.4a)$$

$$T_{ss} = \min((f_{ss} * D_{ph} + g_{ss}) * (Pr/10)^{0.5} / 1,000, 0.2) \dots\dots\dots (2.4b)$$

$$L_{ss} = 2 * D_{ph} + 20 \dots\dots\dots (2.4c)$$

ここで、

c<sub>ss</sub> : モノパイル直径の増加係数=0.0003

d<sub>ss</sub> : モノパイル直径の増加係数=0.0907

D<sub>ss</sub> : モノパイル直径 [m]

e<sub>ss</sub> : モノパイル直径の増加係数=3.7027

f<sub>ss</sub> : モノパイル厚みの増加係数=0.7177

g<sub>ss</sub> : モノパイル厚みの増加係数=50.609

L<sub>ss</sub> : モノパイル長さ [m]

P<sub>sRate</sub> : 鋼材価格 [£/ton] (図表 2.20 参照)

T<sub>ss</sub> : モノパイルの板厚 [m]

ρ : 鋼材密度=7.874 [ton/m<sup>3</sup>]

である。

#### ⑤ アレイケーブル設備費

アレイケーブル設備費 ACC [£] は式 (2.5) を用いて算定する。アレイケーブルの長さは、図表 2.22 に示すように、風車の配置を正方形格子等間隔 (7D×7D) として算定する。ケーブル単価 C<sub>ac</sub> は、33、66、132、150 及び 220 kV ケーブル費用を選択するように更新した。

$$ACC = C_{ac} * L_{acc} \dots\dots\dots (2.5)$$

$$L_{acc} = N * DWT \dots\dots\dots (2.5a)$$

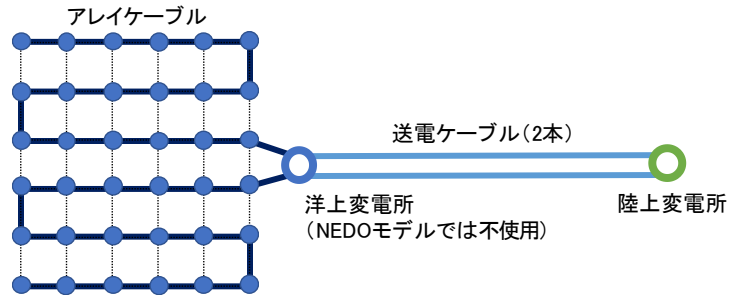
ここで、

C<sub>ac</sub> : アレイケーブル単価 [£/km]

DWT : 風車間隔=7\*D (D : 風車直径) [km]

L<sub>acc</sub> : アレイケーブル長さ [km]

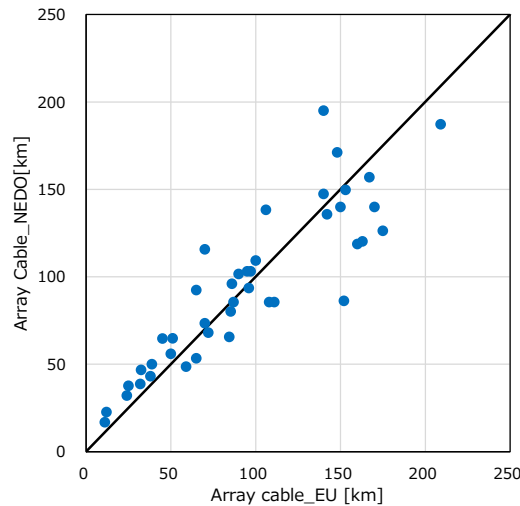
である。



図表 2.22 アレイケーブル及び送電ケーブルレイアウト

**【補足】**

アレイケーブルの長さは、風車間隔などよりプロジェクト毎に異なる。図表 2.23 には欧州のプロジェクトの実績値と NEDO モデルにおいて風車間距離を 10D (D：風車直径) に設定した場合の値の比較を示す。実績値と NEDO モデルの相関係数は 0.89 であった。



図表 2.23 アレイケーブル長の比較(風車間距離を 10D に設定)

**⑥ 送電ケーブル設備費**

送電ケーブル設備費 ECC [£] は式 (2.6) を用いて算定する。ケーブル故障及び事故を想定して、冗長性を確保するために、送電ケーブルは 2 本敷設することとする (図表 2.22 参照)。ケーブル単価 Cac は、33、66、132、150 及び 220 kV ケーブル費用を選択するように更新した。

$$ECC = C_{ec} * DTC * N_{ec} \dots\dots\dots (2.6)$$

ここで、

Cec : 送電ケーブル単価=648,000 [£/km]

Nec : 送電ケーブル本数=2

である。

⑦ 変電所設備費

2019年モデルから変更なし。変電所設備費 TSC [£] は式 (2.7) を用いて算定する。欧州の洋上ウィンドファームでは洋上変電所が設置されている場合が多いが、日本における洋上発電コストの算定では、欧州の実績、複数の専門家の意見に基づき、非設置とする。

$$TSC = (Conts + Cofcs) * 1,000 * Pr * N \dots\dots\dots (2.7)$$

ここで、

Conts : 陸上変電所の設備費 [k £ /MW]

Cofcs : 洋上変電所の設備費 [k £ /MW]

である。

⑧ 工事費

工事費 IC [£] は式 (2.8) を用いて算定する。式中の係数等は、2.2.3 項に示したように、欧州の最新のデータを用いて更新した。

$$IC = ICsub + ICwt + ICcable + ICss + ICo \dots\dots\dots (2.8)$$

ここで、

ICsub : 基礎工事費 [£]

ICwt : 風車工事費 [£]

ICcable : ケーブル工事費 [£]

ICss : 洋上変電所工事費 [£]

ICo : その他の施工費 [£]

であり、それぞれ、以下の式で算定する。

$$ICsub = Fyr,sub * 2 * Cmob\_sub + Cvessel,sub * (Tinstall,sub + Ttrans1,sub) * WDF \dots\dots\dots (2.8a)$$

$$ICwt = Fyr,wt * 2 * Cmob\_wt + Cvessel,wt * (Tinstall,wt + Ttrans1,wt) * WDF \dots\dots\dots (2.8b)$$

$$ICcable = Fyr,cable * 2 * Cmob\_cable + Cvessel,cable * (Tinstall, cable + Ttrans2,cable) * WDF + Co,cable \dots\dots\dots (2.8c)$$

$$ICss = Fyr,ss * 2 * Cmob\_ss + Cvessel,ss * (Tinstall, ss + Trans2,ss) * WDF \dots\dots\dots (2.8d)$$

$$Fyr,i = ROUNDUP(Tday,i * N / WDF, 0) \dots\dots\dots (2.8e)$$

$$Tinstall,i = Tday,i * N / Nvessel,i \dots\dots\dots (2.8f)$$

$$Nvessel,wt = 6 (Pr > 3.6), 5 (Pr \leq 3.6) \dots\dots\dots (2.8g)$$

$$Nvessel,sub = 4 \dots\dots\dots (2.8h)$$

$$Tinstall,cable = Lacc / 0.6 + DTC / 1.6 * Nec \dots\dots\dots (2.8i)$$

$$Ttrans1,i = Vs * (DTC + DTCp) * ROUNDUP(N / Nvessel,i) \dots\dots\dots (2.8j)$$

$$Ttrans2,i = Vs * (DTC + DTCp) \dots\dots\dots (2.8k)$$

$$Vs = 1 / (1.852 * Vvessel) / 24 \dots\dots\dots (2.8l)$$

$$Co,cable = (1000*(Lacc + DTC) + 8,000 + 10,000)*N*Pr \dots\dots\dots (2.8m)$$

$$ICo = 245,000*N*Pr \dots\dots\dots (2.8n)$$

ここで、

- Cmob : 回航費 [£] (図表 2.24 参照)
- Co,cable : ケーブル施工の他の費用 [£]
- Cvessel,i : 傭船費 (i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]、ss [洋上変電所]) [£/日]、図表 2.24 参照)
- Fyr,i : 基礎、風車及びケーブルそれぞれの工事を実施する年度数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル])
- Tday,i : 基礎、風車の施工日数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、図表 2.24 参照)
- Tinstall,i : 施工船の施工日数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、ss [洋上変電所]) [£/日]、図表 2.24 参照)
- Tinstall,cable : ケーブル施工日数 (図表 2.24 参照)
- Trans1,i : 輸送日数 (i : sub [基礎]、wt [風車])
- Trans2,i : 輸送日数 (i : cable [ケーブル]、ss [洋上変電所])
- Vs : 輸送速度 [日/km] (Vvessel は図表 2.25 の船の速度 [knots])
- WDF : 船舶供用係数 (図表 2.26 及び図表 2.27 参照)

である。

式 (2.8a) ~ (2.8d) は、それぞれ、基礎、風車、ケーブル及び変電所を施工するためのコストを算定する式である。回航費、傭船費、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<sup>20</sup>を参考にして決定した。欧州の工事費に用いるデータは図表 2.24 及び 2.25 を参照。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、船舶供用係数<sup>21</sup>WDF で考慮し、式 (2.8a) ~ (2.8d) に含めた。

式 (2.8e) は、回航費を算定するために用いる。施工可能な期間は欧州では 1 年であるが、日本では、船舶供用係数の定義により 1/WDF 年とする (2019 年モデルは 6 か月に固定)。基礎、風車及びケーブルそれぞれで、施工日数が施工期間を過ぎた場合、工事は次年以降に実施すると仮定する。船舶供用係数は図表 2.26 及び 2.27 を参照。図表 2.26 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供用係数の最大値を示している。

式 (2.8i) は、風車及び基礎の輸送に関する日数を算定するための式である。想定した船の速度は図表 2.25 にまとめた。往路と復路で船の速度は異なる。また、輸送距離は離岸距離及び拠点港からの距離 DTCp を仮定する。DTCp は、2019 年モデルでは 200km を仮定したが、2022 年モデルでは任意の距離を設定することとした。一度に輸送できる基礎及び風車の数は式 (2.8g) 及び (2.8h) で算定する。また、式 (2.8i) は、ケーブル及び洋上変電所の輸送に関する日数を算定するための

<sup>20</sup> R.Lacal-Arantequi, et al., Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.

<sup>21</sup> 日本港湾協会、港湾土木請負工事積算基準、2019.

式である。

式 (2.8j) は、ケーブル施工日数を算定するための式で、図表 2.24 に示すように、欧州の実績を参考にして、アレイケーブルと送電ケーブルで日当たりの施工距離が異なる。

式 (2.8m) は、ケーブル施工に係る埋設費 (1,000 £ /km/MW)、ケーブル引込費用 (8,000 £ /MW) 及び試験費 (10,000 £ /MW) を算定するために用いる<sup>22</sup>。

式 (2.8n) は、工事費に係る他のコスト (陸上変電所施工費、陸上ケーブル施工費、ロジステイクス、海洋工事安全 (HSE) 管理などの費用) であり、Crown Estate [15] を参考にして設定した。

図表 2.24 工事費に用いるパラメータ

NEDO モデル使用データ		備考
輸送日数	個別 日	船の種類別に輸送速度を算定(文献[17])。距離は離岸距離+200km(拠点港からの距離)を仮定。表 5 参照
回航費(基礎)	868,000 [£/船/片道]	文献[17]、[27]
回航費(風車)	1,240,000 [£/船/片道]	文献[17]、[27]
回航費(ケーブル)	555,000 [£/船/片道]	文献[17]、[27]
回航費(変電所)	900,000 [£/変電所]	文献[15]
傭船費(JUV)	173,600 [£/日]	文献[17]、[27]
傭船費(風車施工船)	248,000 [£/日]	文献[17]、[27]
傭船費(ケーブル施工船)	111,000 [£/日]	文献[17]、[27]
傭船費(変電所施工船)	180,000 [£/日]	文献[27]
施工日数(基礎)	4 [日/基礎]	文献[17]、[27]
施工日数(風車)	2 [日/風車]	文献[17]、[27]
施工日数(アレイケーブル)	0.6 [km/日]	文献[19]
施工日数(送電ケーブル)	1.6 [km/日]	文献[19]
施工日数(洋上変電所)	5 [日/変電所]	文献[27]
施工日数(洋上変電所基礎)	2 [日/基礎]	文献[27]
船舶共用係数	1.65~3.70 [-]	文献[18] 欧州は 1.50(文献[27])。図表 2.26 及び 2.27 参照。

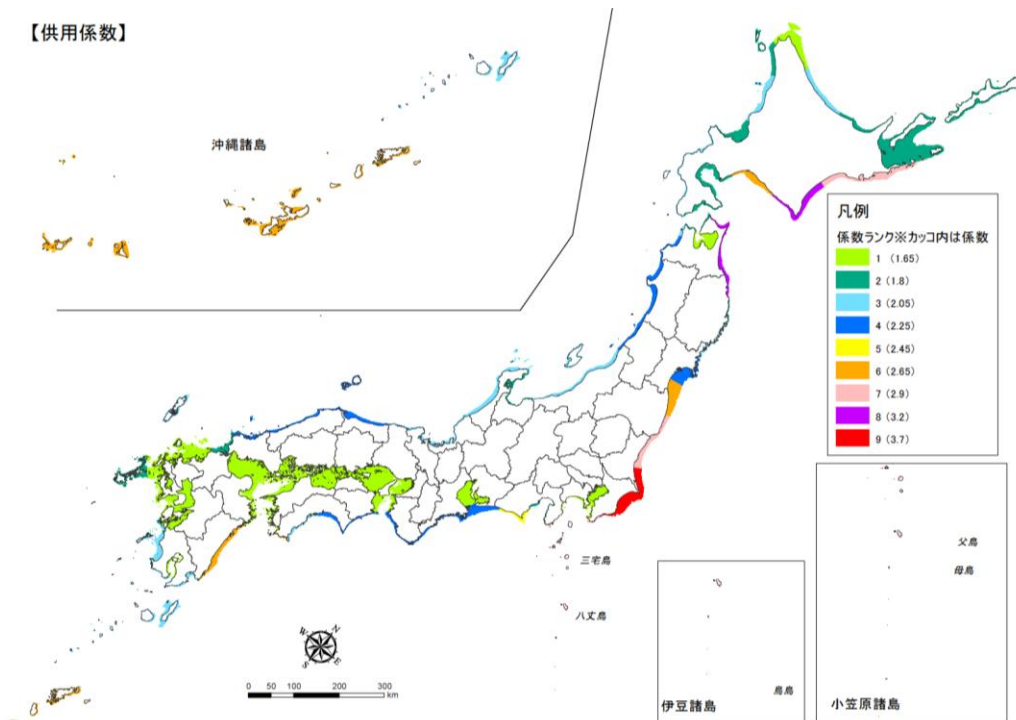
図表 2.25 工事費に用いる船の速度(1 knots = 1.852 km/h)

Vessel	Transit speed (loaded)[knots]	Transit speed (return)[knots]
Large jack-up	3	10
Cable-laying vessel	9	14

図表 2.26 船舶供用係数

ランク	1	2	3	4	5	6	7	8	9	欧州
日本	1.65	1.80	2.05	2.25	2.45	2.65	2.90	3.20	3.70	1.50

<sup>22</sup> A Ioannou, et al., A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances, Applied Energy, 2018.



図表 2.27 船舶供用係数の分布

⑨ 港湾費

2019 年モデルから変更なし。港湾費 PC [£] は式 (2.9) を用いて算定する。基礎一基あたりの港湾費を考慮したモデル式である。

$$PC = 35,000 * N \dots\dots\dots (2.9)$$

⑩ 予備費等

予備費 CC [£] は式 (2.10) を用いて算定する。本モデルでは、Crown Etate [15] を参考に、式 (2.8n) でその他の費用を考慮しているが、必要に応じて、式 (2.14) により予備費等を算定する。なお、本調査では、Ccc=0 としている。

$$CC = Ccc * ICC \dots\dots\dots (2.10)$$

$$ICC = WTC + SSC + ACC + ECC + TSC + IC + PC + FC \dots\dots\dots (2.10a)$$

Ccc : 予備费率=5%程度

⑪ 設計・調査費

2019 年モデルから変更なし。設計調査費 DC [£] は式 (2.11) を用いて算定する。式 (2.11) 中の ICC は式 (2.10a) を用いて算定する。

$$DC = 0.05 * ICC \dots\dots\dots (2.11)$$

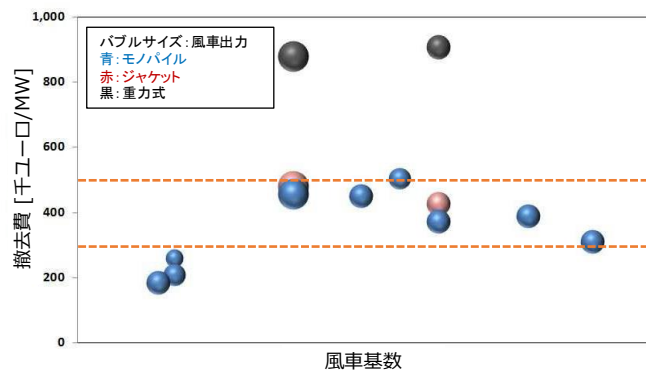
### 2.3 撤去費

2019年モデルから変更なし。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、限られた文献を参考にして撤去費用を見積もった。なお、発電コスト検証ワーキンググループでは、洋上風車の撤去費（DECEX）は建設費の5%と設定している。

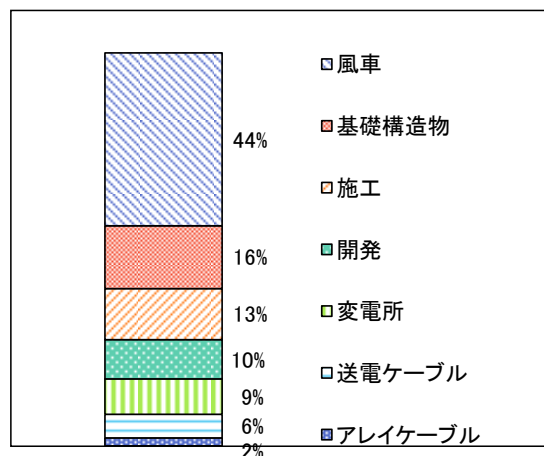
初期のウィンドファームの撤去費は、風車サイズが小さく、離岸距離も短かったため、€200k/MW（2.7万円/kW）程度であったが、近年の状況（離岸距離と水深の増加、厳しい海象条件）を反映すると、モノパイルの撤去費は€300k/MW～€500k/MW（4.1万円/kW～6.8万円/kW）と見積られており（DNV-GL 試算<sup>23</sup>、図表 2.28 参照）、これは施工費の約60%～70%<sup>24</sup>に相当する。なお、発電コストワーキンググループでは撤去費は資本費の5%としているが、図表 2.29 の条件の場合、撤去費は資本費の9%である。

これらのデータを参考して、本調査では、発電コストを算定するための撤去費 DECEX [£] は、工事費 IC（式（2.8）参照）の70%とし、次（2.12）で算定する。

$$DECEX = 0.7 * IC \dots \dots \dots (2.12)$$



図表 2.28 撤去費（文献[20]より作成）



図表 2.29 洋上風力資本費（\$4,500-\$5,400/kW）（文献<sup>25</sup>より作成）

<sup>23</sup> Gillian Smith, Chris Garrett, George Gibberd “Logistics and cost reduction of decommissioning offshore wind farms”, EWEA offshore 2015.

<sup>24</sup> Eva Topham, David McMillan, "Sustainable decommissioning of an offshore wind farm", Renewable Energy 201(2017)470-480.

<sup>25</sup> Windpower Monthly, February 2015, p24.

## 2.4 運転維持費

### 2.4.1 OPEX について

運転維持費 OPEX は、施工費用と同様にサイトの気象・海象条件に応じて異なる。OPEX の試算ツールとして、例えば、ECN（オランダ）の O&M Calculator がある。このツールは風車の故障を各部品の故障率を基にポアソン過程で記述し、保全作業を時間領域モンテカルロ法によりシミュレーションし、発電所の利用可能率（稼働率）及び運転維持費を評価する。ここでの運転維持費は故障に直接かかった費用と発電損失の合計である。日本では、菊地・石原ら（2017）<sup>26</sup>が、O&M Calculator を使用して、銚子沖洋上風力発電所の維持管理モデルを構築し、維持管理費を算出している。

IEA Wind Task26 では、2017 年をベースラインとしており、0.91 万円/kW（1€=118.5 円）となっている。また、欧米の平均は 0.78 万円/kW、日本は 1.30 万円/kW となっている。

図表 2.30 は欧州における OPEX の推移<sup>27</sup>を示す。欧州において OPEX は年々低減しており、2019 年時点での OPEX は 0.95 万円/kW となっている。

図表 2.31 は、欧州 47 プロジェクトの財務データを元に OPEX を分析した結果<sup>28</sup>を示す<sup>29</sup>。高 OPEX の 5 つのプロジェクトの平均 OPEX は、低 OPEX プロジェクトの平均 OPEX の 2 倍以上で、全プロジェクトを通じ、プロジェクト内の最低 OPEX/MW/年と最高 OPEX/MW/年の平均分散は 94%である。一般的に、ドイツのプロジェクトは分析に含まれる 5 カ国の中で最も高い OPEX を含んでいた。図表 2.31 から、最も OPEX の安価なプロジェクトは 0.97 万円/kW/年である事が示されている。また、12～15MW 機を使用したプロジェクトの OPEX は、0.52～1.00 万円/kWh/年である。

さらに、他の例として、図表 2.32 にオランダのプロジェクト毎のデータを示す。データにばらつきはあるが、ほぼ一定である。図表 2.32 は欧州における 50km より近い離岸距離における OPEX を比較したものである。専用船の仕様と年間有義波高に対してまとめられており、OPEX のばらつきは±15%程度となっている。

また、図表 2.33 に OPEX のパラメトリックモデルとして、ほぼ唯一のモデルと思われる Ioannou のモデル[19]を用いて、離岸距離に対する OPEX を算定した結果を示す。図表 2.33 に示されるように、離岸距離 50km までは OPEX はほぼ一定となっている。

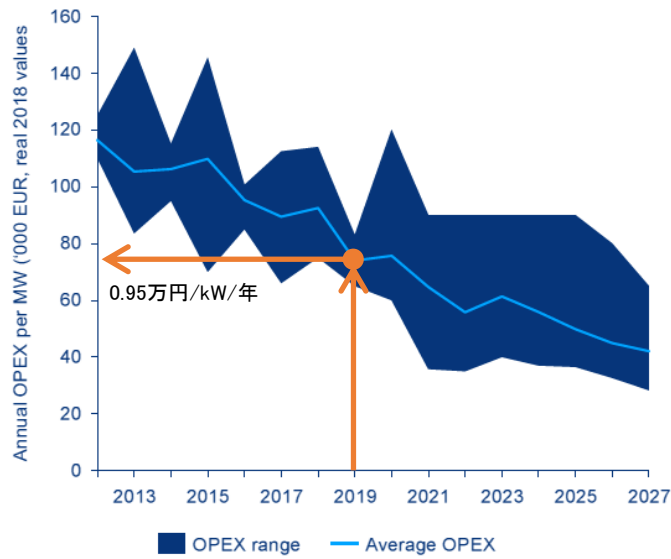
<sup>26</sup> 菊地、石原他 2 名、時間領域モンテカルロシミュレーションを利用した洋上風力発電所利用可能率の評価、第 38 回風力エネルギー利用シンポジウム、2017。

<sup>27</sup> Wood Mackenzie, Offshore Wind Power Outlook and O&M Trends, 2019.

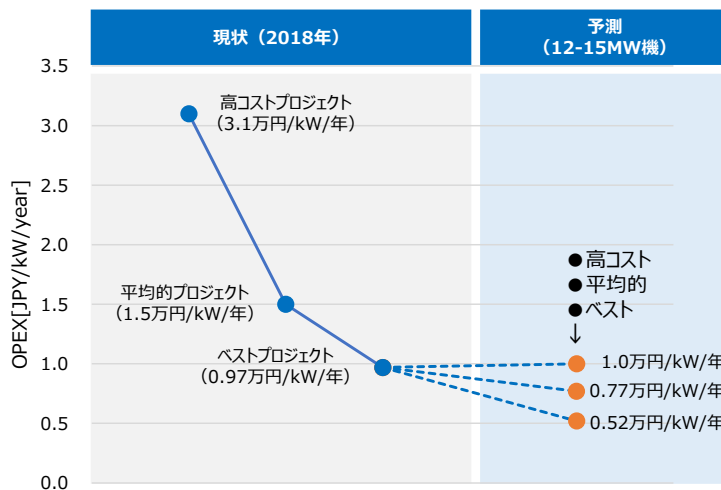
<sup>28</sup> Peak Wind, OPEX Benchmark – An insight into operational expenditures of European offshore wind farms, <https://peak-wind.com/insights/opex-benchmark-an-insight-into-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>

<sup>29</sup> 1EUR=129JPY で換算（2018 年の為替レート）

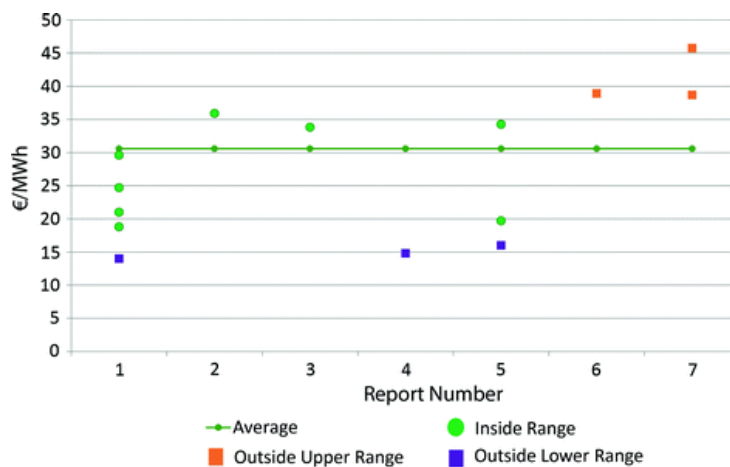




図表 2.30 欧州における OPEX の推移[24]



図表 2.31 欧州 47 プロジェクトの OPEX 分析(文献[25]より作成)

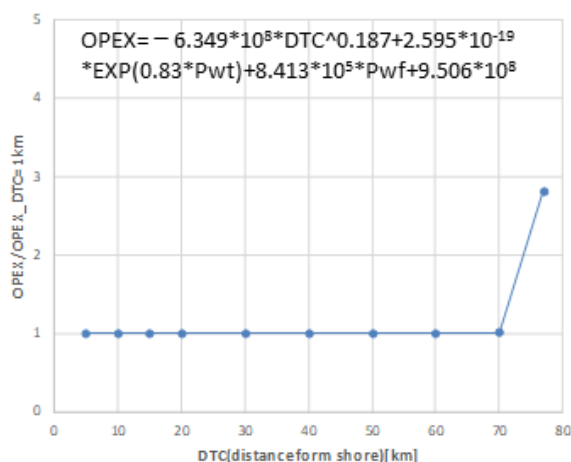


図表 2.32 プロジェクト別(オランダ)の OPEX[19]

図表 2.33 北海における OPEX の比較 (DST ≤ 50km)

Distance [km]	Annual Hs [m]	Direct O&M Cost <sup>1</sup> [€/MW/annum]	Optimum O&M Strategy				
			Work Vessel Hs limit	Strategy	Shift <sup>2</sup>	Vessel Capacity (PAX)	Repair Resource [crews]
20	1.3	54,315	< 2.0m	Heli	D	12	8
	2.0	54,260	< 2.0m	Heli	D	24	10
	2.2	55,238	< 2.0m	Heli	D	12	12
50	1.3	55,078	< 2.0m	Heli	D	12	10
	2.0	55,984	< 2.0m	Heli	D	12	12
	2.2	57,117	<2.0m	Heli	D	24	17

Note: 1. Mature operation (central reliability)  
2. D = Day Only, D/N = Day and Night shift



図表 2.34 OPEX のパラメトリックコストモデル [19]

## 2.4.2 OPEX コストモデル

OPEX に関する欧州の傾向については、2019 年調査時点と大きく変わらないことため、2019 年モデルから変更なし。本調査では、次節で示す感度分析の結果などから、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、本調査で想定する離岸距離が 30km までと限られることから、2.4.1 項で述べた欧州の実績を踏まえて、Crown Estate<sup>30</sup> [15] (7,500 万 GBP/kW/年 = 0.97 円/kW/年) や Peak Wind [25] (図表 2.31) 等を参考にして、運転維持費 OPEX は、0.97 万円/kW/年とする。

OPEX は式 (2.13) に示すように、一定値とすることとした。

$$\text{OPEX} = 0.97 \text{ [10,000¥/kW/year]} \dots\dots\dots (2.13)$$

<sup>30</sup> 1GW ウィンドファーム (10MW 風車×100 基)、水深 : 30m、離岸距離 : 60km を想定。

## 2.5 発電コストマップのための LCOE 算定式

2019 年モデルから変更なし。本調査で発電コストマップを作成するための LCOE は、2.1 節から 2.4 節で述べたモデル及び式を用いると式 (2.1) は式 (2.14) になる。風車の運転年数は 20 年とした。

$$\text{LCOE} = [\text{CAPEX} + \sum T_i/(1+r)^i + \text{DECEX}] + \sum \text{OPEX}/(1+r)^i / [\text{AEP}/(1+r)^i] \dots\dots\dots (2.14)$$

$$\text{AEP} = \sum F(V)*P(V)*\eta *8766 \dots\dots\dots (2.14a)$$

ここで、

CAPEX : 建設費 [式 (2.2)]

DECEX : 撤去費 [式 (2.12)]

F(V) : ワイブル分布 (風速出現の確率密度分布)

i : 年数 (1~約 20)

OPEX : 運転維持費 [式 (2.13)]

P(V) : パワーカーブ [kW] (図表 2.4)

V : 風速 [m/s]

$T_i$  : 固定資産税=1.4% (図表 2.3)

$r$  : 割引率=3% (図表 2.3)

$\eta$  : 各種損失を考慮した効率 (図表 2.6)

付属資料 C に、発電コストマップを作成するための前提条件、NEDO CAPEX モデルに関連する数式及びパラメータ等をまとめた。

## 2.6 更新箇所のまとめ

2.1～2.5 節までに述べた、2019 年モデルと 2022 年モデルの主な点を比較した表を図表 2.35 に示す。

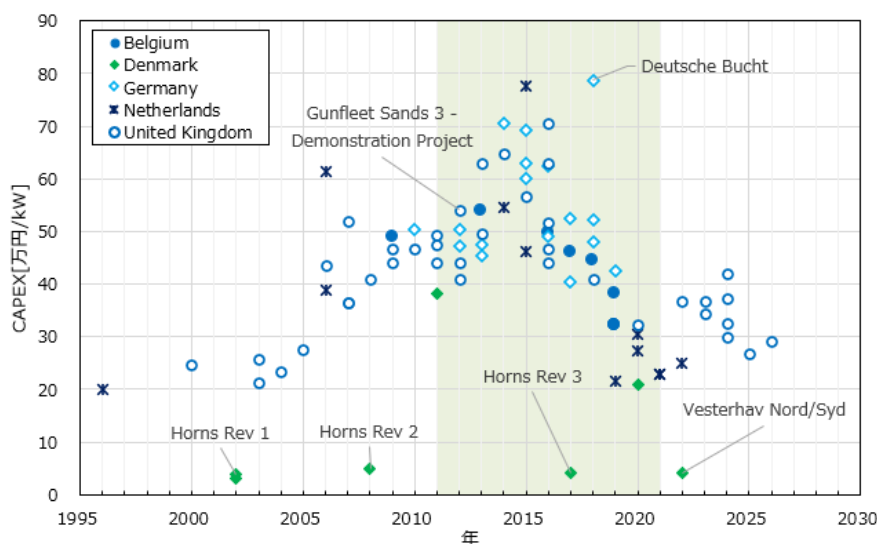
図表 2.35 NEDO モデルの主な更新箇所の比較

項目	2019 年モデル	2022 年モデル	説明
モノパイル	$D_{ss} = \max(c_{ss} * D_{ph}^2 + d_{ss} * D_{ph} + e_{ss}, 4)$ $T_{ss} = (f_{ss} * D_{ph} + g_{ss}) / 1000$	$D_{ss} = \max(c_{ss} * D_{ph}^2 + d_{ss} * D_{ph} + e_{ss}, 4)$ $T_{ss} = \min((f_{ss} * D_{ph} + g_{ss}) * (Pr/10)^{0.5} / 1000, 0.2)$	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2019 年モデルは最大 5MW 機のデータを使用。2022 年モデルは、11MW までのモノパイルデータ[9]及び文献[8]を参照して、モノパイル径と厚みのモデル式を更新。</li> <li>● 係数 <math>d_{ss}</math> 及び <math>e_{ss}</math> を補正</li> </ul>
ケーブル	アレイケーブル、エクスポートケーブル費用は固定値	33、66、132、150 及び 220 kV ケーブル費用選択可	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 欧州プロジェクトの実態を反映するために、アレイケーブル及びエクスポートケーブルを選択可能とした。</li> </ul>
施工	$F_{yr,i} = \text{ROUNDUP}(T_{day,i} * N / 180, 0)$  $T_{install,i} = T_{day,i} * N$	$F_{yr,i} = \text{ROUNDUP}(T_{day,i} * N / WDF, 0)$  $T_{install,i} = T_{day,i} * N / N_{vessel,i}$ $N_{vessel,wt} = 6 (Pr > 3.6), 5 (Pr \leq 3.6)$ $N_{vessel,sub} = 4$	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 年間施工可能日数は 1/WDF 年に更新</li> <li>● 欧州の最新データを用いて、SEP への搭載風車セット数を更新。</li> </ul>
輸送距離	$T_{trans1,i} = V_s * (DTC + 200) * \text{ROUNDUP}(N/5)$  $T_{trans2,i} = V_s * (DTC + 200)$	$T_{trans1,i} = V_s * (DTC + DTC_p) * \text{ROUNDUP}(N/5)$  $T_{trans2,i} = V_s * (DTC + DTC_p)$	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2019 年モデルは拠点港までの距離を 200km に固定。2022 年モデルは拠点港までの距離 <math>DTC_p</math> を変数とした。</li> <li>● 日本市場では 50km 程度に設定。</li> </ul>
予備費等	その他施工コストに含む	$CC = C_{cc} * ICC$	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 予備費を考慮できるように、予備費率 <math>C_{cc}</math> を追加(ただし、今回のコスト計算では不使用)。</li> </ul>
パワーカブ	9.5MW 機	8MW, 10MW, 12MW, 15MW 機を選択可	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 今後、大型化する風車サイズに対応するため、15MW 機までのパワーカブを選択可能とした。</li> </ul>

## 2.7 2022 年モデルの検証

### 2.7.1 CAPEX

2022 年モデルの CAPEX の推定精度を検証するために、欧州の実績値と比較を行った。欧州実績は 2010～2021 年における英国、ベルギー、デンマーク、ドイツ及びオランダのデータを使用した。図表 2.36 は、欧州のモノパイルを採用したプロジェクトの CAPEX の比較を示す。



図表 2.36 欧州のモノパイルを採用したプロジェクトの CAPEX の比較

欧州実績値との比較では、設備容量は約 50MW 以上、水深 10m 以上、離岸距離 1～100km のデータの計 50 プロジェクトを抽出した（付属資料 A 参照）。データには、2.3～11MW 風車を含んでいる。なお、データから、Horns Rev 3（2019 年、4.4 万円/kW）及び Deutsche Bucht（2019 年、80 万円/kW）等は例外として除外した。デンマークの一部のプロジェクトは補助金が適用されているため除外する。また外れ値は、一般的に、その時期における最先端の次世代タービンを発注したプロジェクトであることが要因となっている（例：Skipjack 案件（タービン型式：Haliade X）、Deutsche Bucht 案件（タービン型式：V164-8.13）、Thornton Bank 1 案件（タービン型式：RE-5.0-126） [16]）。

欧州データと 2022 年モデルの比較にあたり、2022 年モデルによる CAPEX 算定条件は以下の通りとした。

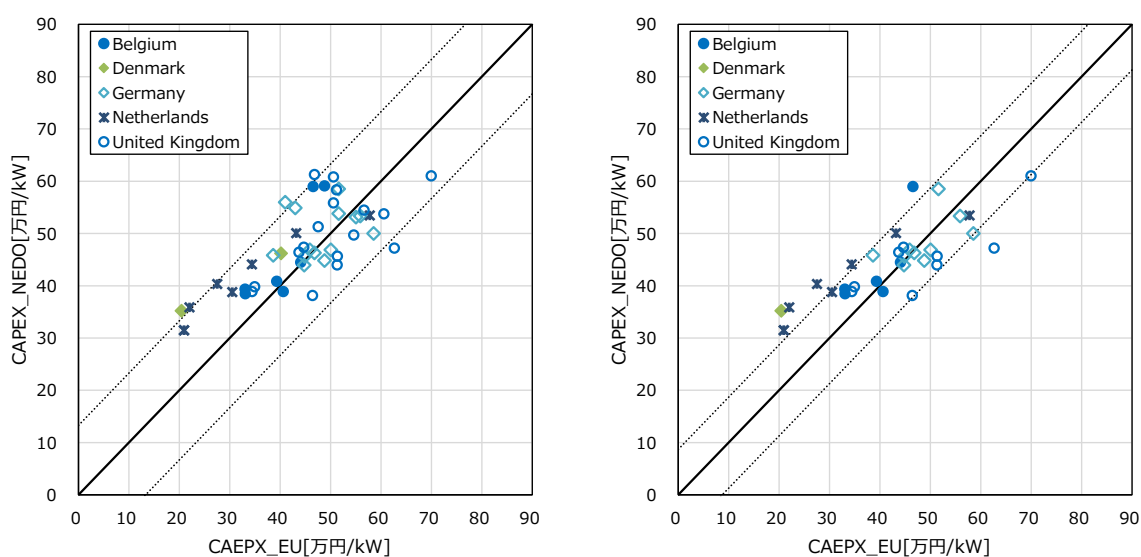
#### 2022 年モデルによる CAPEX 算定条件

- 欧州プロジェクト条件（水深、離岸距離、風車定格出力、風車基数、ケーブル容量）に対して 2022 年モデルにより CAPEX を算出<sup>31</sup>
- セントラル方式のオランダとデンマークは開発費を含めず（ドイツは 2020 年から）
- 船舶供用係数は 1.50 に固定
- 風車間距離は 10D に設定（図表 2.20 及び 2.23 参照、2022 年モデルは 7D）

<sup>31</sup> NEDO2019 年モデルでは、船の大きさパラメータ A を調整して欧州実績と比較したが、2022 年比較では、WF 情報をできるだけ入力し、船の大きさパラメータの調整はしていない。

図表 2.37 に CAPEX に対する欧州実績と 2022 年モデルの比較を示す（図中の実線は傾き 1、点線は 10%及び 90%分位置）。図表 2.37 (a) は、2010～2021 年の欧州実績データとの比較を、図表 2.37 (b) は、2014～2021 年の商用期の欧州実績データの比較で比較した図である。また、図表 2.37 は、欧州のモノパイルを採用したプロジェクトの CAPEX の相関係数 R 及び二乗平均平方根誤差 RSME<sup>32</sup>の比較を示す。図表 2.38 には国内における菊地らのエンジニアリングモデルの検証結果<sup>33</sup>を示す。菊地らのエンジニアリングモデル（2014）は 2019 年モデルの参考にしたモデルであり、2021 年に、風車サイズ(6MW、7MW)を考慮、モノパイル費用に製作費を追加、風車サイズ(3.6MW)を閾値値とした施工船モデルを改良して、評価精度を向上している。

2022 年モデルは 2019 年モデルと比較して、実績データとの相関は向上し、また、二乗平均平方根誤差についても菊地らのモデルと同等の評価精度を実現した。



(a) 2010～2021 年データの比較

(b) 2014～2021 年データの比較

図表 2.37 欧州のモノパイルを採用したプロジェクトの CAPEX の比較

図表 2.38 欧州のモノパイルを採用したプロジェクトの CAPEX の相関係数及び二乗平均平方根誤差の比較

モデル	相関係数 R	二乗平均平方根誤差 RSME
2019 年モデル	0.70	—
2022 年モデル (欧州データ: 2010～2021)	0.75	7.9 万円/kW
2022 年モデル (欧州データ: 2014～2021)	0.82	7.7 万円/kW
菊地モデル(2021)	—	0.6MGBP/MW (8.8 万円/kW)

※1GBP=147JPY

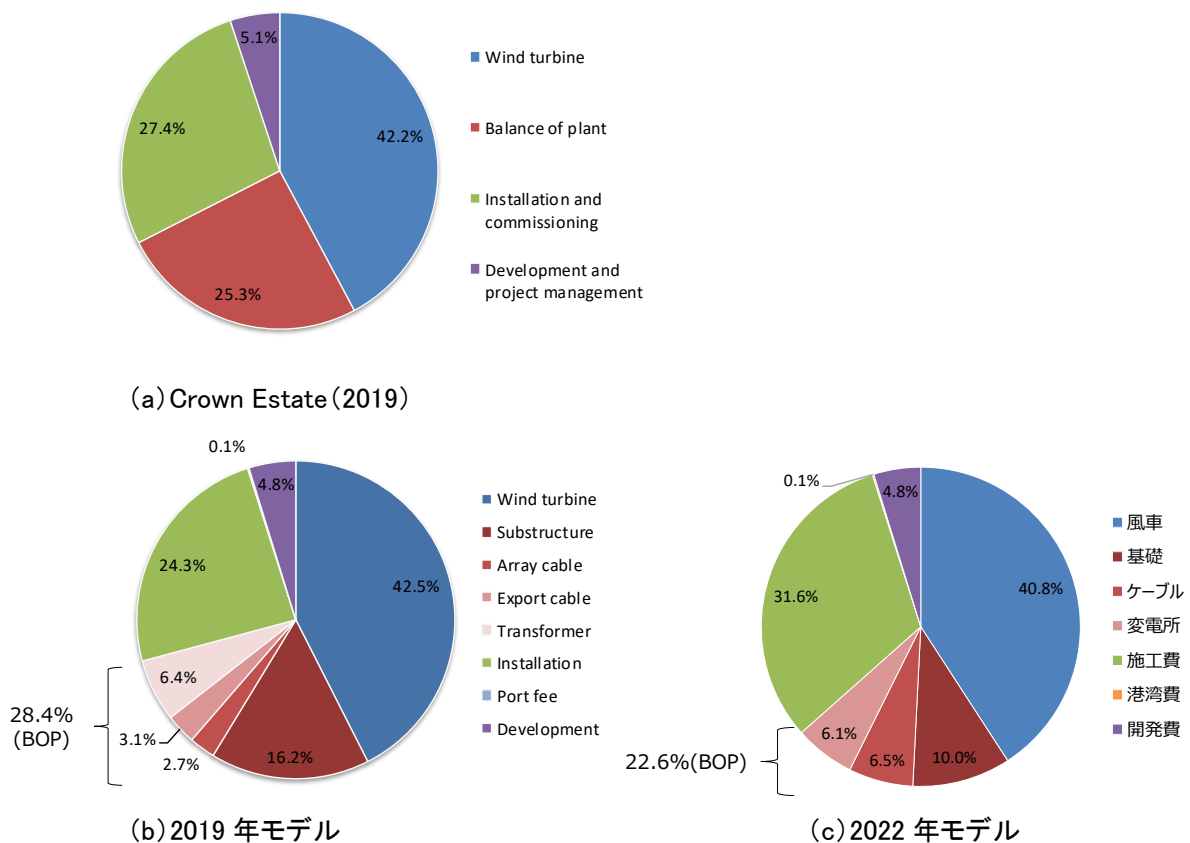
<sup>32</sup>  $RMSE = \sqrt{1/N \cdot \sum (y_i - y_{Ei})^2}$ ,  $y_i$ : 真値,  $y_{Ei}$ : 予測値,  $N$ : データ総数

<sup>33</sup> 菊地、ジラウオンサパン、石原、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、第 43 回風力エネルギー利用シンポジウム予稿集、2021.

## 2.7.2 CAPEX 内訳

図表 2.39 は英国の Crwon Estate による 1GW の洋上ウィンドファーム（10MW×100=1GW、水深 30m、離岸距離 60km）の CAPEX 内訳を 2019 年及び 2022 年モデルの結果を比較した図である。

2019 年モデルは施工費の割合が少し低く、BOP（Balance Of Plant）の費用の割合が少し高い。一方、2022 年モデルは、施工費の割合が少し高く、BOP の費用の割合は少し低い。2019 年モデルと傾向は異なるが、CAPEX の内訳はほぼ一致している。なお、風車費用は 2019 年モデルも 2022 年モデルも同じである。



図表 2.39 モノパイルの CAPEX コスト内訳の比較

## 2.8 2022 年モデルによる LCOE の感度分析

### 2.8.1 入力パラメータに対する感度分析

ここでは、2022 年モデルによる LCOE の感度分析を示す。図表 2.40 はベースラインウィンドファームの条件を、図表 2.41 は感度分析の範囲を示す。

図表 2.42 には図表 2.41 に示す各パラメータに対する感度分析の結果を示した。感度分析の結果は次のようにまとめられる。

- 感度の大きさ：年平均風速  $V_{av}$  >> 風車定格出力  $P_r$  > 水深  $D_{ph}$  > OPEX > 船舶供用係数  $WDF$  > ウェイク損失  $WL$  > 離岸距離  $DTC$
- 年平均風速の影響が最も大きい。

- 風車の定格サイズが大きい方が LCOE は低い<sup>34</sup>。
- 離岸距離の感度はあまり大きくない。
- 運転維持費の 0.5 円/kWh/年の影響は LCOE に対して 2 円/kWh の影響がある。

図表 2.40 ベースラインウィンドファーム

項目	数値	数値(2019) [1]※
設備容量	360 MW (10 MW×36 機)	342 MW (9.5MW×36 機)
風車定格風速	12.0 m/s	12.0 m/s
ウェイク損失	10 %	10 %
水深 / 離岸距離	30 m / 5 km	30 m / 5 km
稼働率	95 %	95 %
設備利用率 (年平均風速)	33.2 % (7.13 m/s)	30% (7.13m/s)
供用係数	1.50	1.50

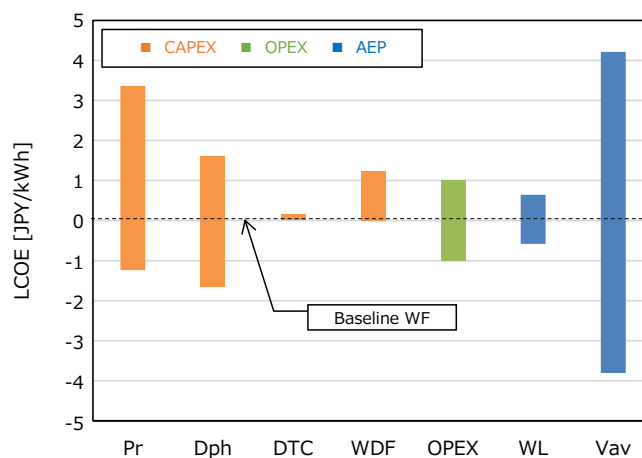
※ 2019 年のベースラインウィンドファームは、9.5MW 機で設備利用率が 30%になる風速を設定。

図表 2.41 感度分析の範囲

項目		数値の範囲			
Pr	風車定格出力※1	8, 10, 12, 15		MW	
Dph	水深	5	—	50	m
DTC	離岸距離	5	—	30	km
WDF	船舶供用係数	1.5	—	3.7	
OPEX	運転維持費※2	-30 (0.7)	—	30 (1.3)	% (万円/kWh/年)
WL	ウェイク損失	5	—	15	%
Vav	年平均風速	6	—	10	m/s

※1 2019 年は 9.5MW 機(欧州仕様と低風速仕様の比較、BWF は低風速仕様を選択)

※2 2019 年は、-15%~15%の範囲、()内の数値は万円/kWh/年



図表 2.42 感度分析結果

<sup>34</sup> 一般的に、風車の定格出力が変わるとハブ高、すなわち年平均風速も変わるが、感度分析では年平均風速は一定とした。



## 2.8.2 ウィンドファーム規模に関する分析

ここでは、ウィンドファーム設備容量及び風車サイズの違いが CAPEX 及び LCOE に与える影響について分析を行った。図表 2.43 にはウィンドファーム規模に関する分析のための共通パラメータを示す。年平均風速(2019年モデルで用いた 9.5MW 機で設備利用率 30%となる風速)、水深、離岸距離、船舶供用係数は同一に設定した。また、運転保守費：0.97 万円/kW/年に統一した。

図表 2.43 ウィンドファーム規模に関する分析のための共通パラメータ

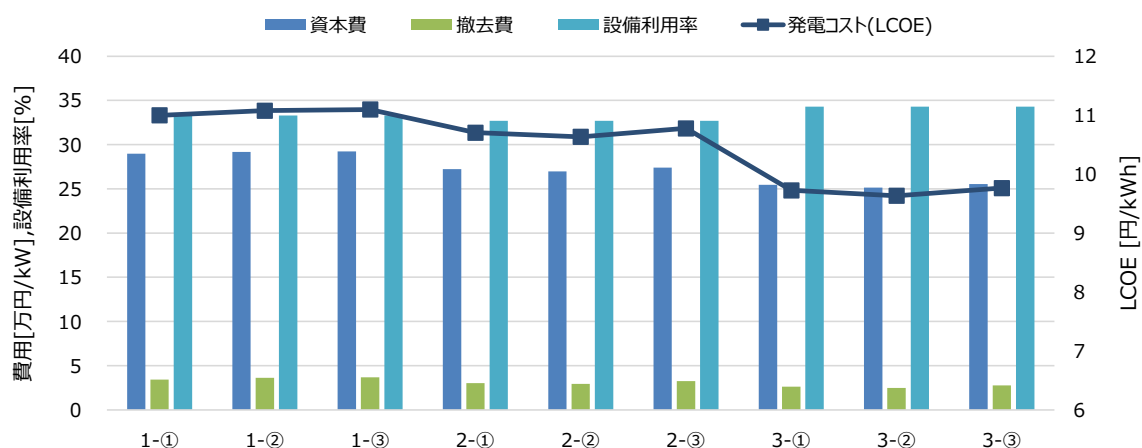
基礎	モノパイル
アレイケーブル容量 [kV]	33
送電ケーブル容量 [kV]	66
設備利用率※ [%]	33.3
水深 [m]	30
離岸距離 [km]	5
拠点港までの距離 [km]	50
船舶供用係数	1.5

※ 年平均風速は 2019 年ベースラインウィンドファームで設定した値で、9.5MW 機で設備利用率 30%に対応した風速。

風車サイズは、10、12、15MW（ハブ高の違いによる風速補正は考慮せず）、ウィンドファーム規模は 360、720 及び 1,080MW とし、それぞれの組み合わせをシナリオ 1~3×①~③とし、更新した 2022 年モデルを用いて CAPEX 及び LCOE を算出した。

算出結果を図表 2.44~2.46 にまとめた。これらの表から、分析結果を整理すると以下の通りとなった。

- 15MW 機で設備利用率が最も高い（10MW→15MW で+3%向上）。
- CAPEX 及び LCOE は、10MW>12MW>15MW となる（10MW→15MW で資本費は-14%、LCOE は-12%）。
- 同じ風車サイズでも、風車基数が多くなると、工事年数が増える（回航費が増える）ため、資本費が若干増える。



図表 2.44 シナリオ別費用分析結果

図表 2.45 シナリオ別費用分析結果(数値)

シナリオ	1-①	1-②	1-③	2-①	2-②	2-③	3-①	3-②	3-③
風車定格出力 [MW]	10	10	10	12	12	12	15	15	15
風車基数 [基]	36	72	108	30	60	90	24	48	72
設備容量 [MW]	360	720	1080	360	720	1080	360	720	1080
資本費 [万円/kW]	29.0	29.2	29.2	27.2	27.0	27.4	25.4	25.1	25.5
運転維持費 [万円/kW/年]	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
撤去費 [万円/kW]	3.4	3.6	3.7	3.0	2.9	3.2	2.6	2.5	2.8
設備利用率 [%]	33.3	33.3	33.3	32.7	32.7	32.7	34.3	34.3	34.3
年間発電電力量 [GWh]	1,048	2,096	3,145	1,029	2,058	3,087	1,082	2,165	3,247
発電コスト(LCOE) [円/kWh]	11.0	11.1	11.1	10.7	10.6	10.8	9.7	9.6	9.8

図表 2.46 2022 年モデルによる発電コスト試算結果のまとめ

基礎	モノパイル
アレイケーブル容量 [kV]	33
送電ケーブル容量 [kV]	66
設備利用率※1 [%]	32.7~34.3
水深 [m]	30
離岸距離 [km]	5
拠点港までの距離 [km]	50
船舶供用係数	1.5
CAPEX※2 [万円/kW]	25.1~29.2
LCOE [円/kWh]	9.6~11.1

※1 年平均風速は 2019 年ベースラインウインドファームで設定した値で、9.5MW 機で設備利用率 30%に対応した風速(一定値)に対する値。

※2 CAPEX の二乗平均平方根誤差は、7.7~7.9 万円/KW

### 3. まとめ

2019年度に国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は、「洋上風力発電の発電コストに関する検討」において我が国の洋上風力発電の発電コストを詳細に把握するため、国内の全海域を対象に、気象・海象条件、水深・離岸距離及び発電コスト等から、浮体式洋上風力の事業性に関して有望海域を面的に明らかにする発電コストマップを作成した。

本調査では、2019年度に開発した着床式洋上風力発電用の事業性評価マップを、欧州の最新の情報を基にコスト算定モデル（2019年モデル）を更新し、新たなコスト算定モデルを用いて、事業性評価マップを更新する。本中間報告では、2019年モデルの更新し、以下に項目について報告した。

#### 3.1 2019年モデルの更新

NEDO事業「洋上風力発電の発電コストに関する検討」（2019）で開発した着床式洋上風力発電コスト算定モデルを、欧州の最新の情報を基に更新した。CAPEXは日本円で比較（為替レートは2010～2021年の平均値（1GBP=147JPY）を使用、物価変動は未考慮）

#### 3.2 2022年モデルの検証

最新情報（2010～2021年データ）によるアップデートにより、2022年モデルは2019年モデルよりも相関係数（0.70→0.75）が向上し、二乗平均平方根誤差は、参照した期間に対して、7.7～7.9万円/KWとなり、他のエンジニアリングモデルと同等の評価精度を実現した。

#### 3.3 発電コスト試算

ウィンドファーム設備容量及び風車サイズの違いがCAPEX及びLCOEに与える影響について分析を行った。年平均風速（2019年モデルで用いた9.5MW機で設備利用率30%となる風速）、水深、離岸距離、船舶供用係数は同一に設定した。また、運転保守費：0.97万円/kW/年に統一し、風車サイズは、10、12及び15MW（ハブ高の違いによる風速補正は考慮せず）、ウィンドファーム規模は360、720及び1,080MWとし、9つのシナリオを設定し、2022年モデルを用いてCAPEX及びLCOEを算出した。分析結果を整理すると以下の通りとなった。

- 15MW機で設備利用率が最も高い（10MW→15MWで+3%向上）。
- CAPEX及びLCOEは、10MW>12MW>15MWとなる（10MW→15MWで資本費は-14%、LCOEは-12%）。
- 同じ風車サイズでも、風車基数が多くなると、工事年数が増える（回航費が増える）ため、資本費が若干増える。

## 参考文献

- [1] NEDO、風力発電等導入支援事業／着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業／着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業(洋上風力発電の発電コストに関する検討) 報告書、2020.
- [2] 菊地、石原、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、日本風力エネルギー学会 論文集、Vol.38、No.2、2014.
- [3] 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
- [4] 「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)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/)
- [5] M. Noorhan et al., IEA Wind TCP Task26, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 2018.
- [6] NEDO 再生可能エネルギー技術白書, 2014.
- [7] M. Noorhan et al., IEA Wind TCP Task26, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 2018.
- [8] M.K. McWilliam, et al., Conceptual monopile and tower sizing for the IEA Wind Task 37 Borssele reference wind farm, Jout. Of Physics, EERA Deep Wind 2021, 2018(2021) 012025, 2021.
- [9] 4C Offshore データベース, <https://www.4coffshore.com/>
- [10] DEME, Monopile Installation Completed at ARCADIS OST 1 Offshore Wind Farm, 2022, <https://www.deme-group.com/news/monopile-installation-completed-arcadis-ost-1-offshore-wind-farm>
- [11] World forum offshore wind, Financing offshore wind, 2022.
- [12] Ulstein. Securing your future in offshore wind, 2019, <https://ulstein.com/news/securing-your-future-in-offshore-wind>
- [13] E. Rosenauer, Investment Costs of Offshore Wind Turbines, Report of University of Michigan, 2014.
- [14] The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm, 2010.
- [15] The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm Updated and extended, Jan. 2019.
- [16] PwC アドバイザリー、令和元年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業(洋上風力発電の認定に係る費用分析等支援業務) 報告書、2020.
- [17] R.Lacal-Arantequi, et al., Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.
- [18] 日本港湾協会、港湾土木請負工事積算基準、2019.
- [19] A Ioannou, et al., A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances, Applied Energy, 2018.
- [20] Eva Topham, David McMillan, "Sustainable decommissioning of an offshore wind farm", Renewable Energy 201(2017)470-480.
- [21] Gillian Smith, Chris Garrett, George Gibberd "Logistics and cost reduction of decommissioning offshore wind farms", EWEA offshore 2015.
- [22] Windpower Monthly, February 2015, p24.
- [23] 菊地、石原他2名、時間領域モンテカルロシミュレーションを利用した洋上風力発電所利用可能率の評価、第38回風力エネルギー利用シンポジウム、2017.
- [24] Wood Mackenzie, Offshore Wind Power Outlook and O&M Trends, 2019.
- [25] Peak Wind、OPEX Benchmark – An insight into operational expenditures of European offshore wind farms、<https://peak-wind.com/insights/opex-benchmark-an-insight-into-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>
- [26] C. Röckmann, et al., Operation and Maintenance Costs of Offshore Wind Farms and Potential Multi-use Platforms in the Dutch North Sea, 2017.
- [27] 菊地、ジラウォンサパン、石原、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、第43回風力エネルギー利用シンポジウム予稿集、2021.
- [28] Carbon Trust 提供データ

※本分中の引用順(脚注)。また、本文中の文献の引用は「文献番号」としている。

付属資料 A: 欧州プロジェクトのデータ<sup>35</sup>

図表 A.1 モノパイル式基礎を採用した洋上風力発電プロジェクト(2010~2021 年)

ウィンドファーム	国 <sup>36</sup>	年	風車メーカー <sup>37</sup>	単機出力 [MW]	風車基数	設備容量 [MW]	水深 [m]	離岸距離 [km]	CAPEX [万円/kW]
Northwind	BE	2013	MVOW	3	72	216	23	37	49
Nobelwind	BE	2016	MVOW	3.3	50	165	33	47	47
Rentel	BE	2017	SGRE	7	42	309	34	34	44
Norther	BE	2018	MVOW	8.4	44	370	26	23	41
Northwester 2	BE	2019	MVOW	9.5	23	219	37	46	39
Seamade (Mermaid)	BE	2019	SGRE	8.4	28	235	26	54	33
Seamade (SeaStar)	BE	2019	SGRE	8.4	30	252	27	40	33
Anholt	DK	2011	SGRE	3.6	111	400	19	21	40
Kriegers Flak	DK	2020	SGRE	8.4	72	605	30	15	20
Amrumbank West	DE	2013	SGRE	3.8	80	302	25	35	41
Meerwind Süd/Ost	DE	2012	SGRE	3.6	80	288	27	53	52
Riffgat	DE	2012	SGRE	3.6	30	108	23	15	55
DanTysk	DE	2013	SGRE	3.6	80	288	29	70	43
Butendiek	DE	2014	SGRE	3.6	80	288	21	32	56
Gode Wind 1 and 2	DE	2015	SGRE	6.3	97	582	34	45	47
Nordsee One	DE	2015	Senvion	6.2	54	332	29	40	45
Sandbank	DE	2015	SGRE	4	72	288	29	90	52
Nordergründe	DE	2016	Senvion	6.2	18	111	11	15	46
Veja Mate	DE	2016	SGRE	6	67	402	41	95	59
Arkona	DE	2017	SGRE	6.4	60	385	28	35	39
Merkur	DE	2017	GE Energy	6	66	396	33	45	50
Hohe See	DE	2018	SGRE	7	71	497	40	95	45
Trianel Windpark Borkum II	DE	2018	Senvion	6.3	32	203	33	45	49
Eneco Luchterduinen	NL	2014	MVOW	3	43	129	22	23	43
Gemini	NL	2015	SGRE	4	150	600	34	85	58
Westermeerwind	NL	2015	SGRE	3	48	144	7	1	34
Borssele 3 and 4 - Blauwwind	NL	2019	MVOW	9.5	77	732	38	31	22
Windpark Fryslân	NL	2020	SGRE	4.3	89	383	6	6	27
Hollandse Kust Zuid Holland I and II	NL	2021	SGRE	11	70	770	22	30	21
Hollandse Kust Zuid Holland III and IV	NL	2021	SGRE	11	70	770	22	19	21
Borssele 1 and 2	NL	2020	SGRE	8	94	752	38	22	30
Greater Gabbard	UK	2010	SGRE	3.6	140	504	37	36	47
Walney - phase 1	UK	2010	SGRE	3.6	51	184	23	14	51
Lincs	UK	2011	SGRE	3.6	75	270	16	8	55
London Array	UK	2011	SGRE	3.6	175	630	23	20	57
Walney - phase 2	UK	2011	SGRE	3.6	51	184	30	14	51
Gwynt y Môr	UK	2012	SGRE	3.6	160	576	32	16	51
Humber Gateway	UK	2013	MVOW	3	73	219	16	10	61
West of Duddon Sands	UK	2013	SGRE	3.6	108	389	21	15	48

<sup>35</sup> 4C Offshore データベース、<https://www.4coffshore.com/>

<sup>36</sup> BE : ベルギー、DK : デンマーク、DE : ドイツ、FR : フランス、NL : オランダ、UK : 英国、US : 米国

<sup>37</sup> MVOW : MHI Vestas Offshore Wind、SGRE : Siemens Gamesa Renewable Energy

ウィンドファーム	国 <sup>36</sup>	年	風車メーカー <sup>37</sup>	単機出力 [MW]	風車基数	設備容量 [MW]	水深 [m]	離岸距離 [km]	CAPEX [万円/kW]
Westernmost Rough	UK	2014	SGRE	6	35	210	22	8	51
Kentish Flats Extension	UK	2015	MVOW	3.3	15	50	4	9	45
Burbo Bank Extension	UK	2016	MVOW	8	32	254	17	6	46
Race Bank	UK	2016	SGRE	6.3	91	573	23	27	44
Rampion	UK	2016	MVOW	3.5	116	400	39	13	70
Dudgeon	UK	2017	SGRE	6	67	402	27	32	51
Galloper	UK	2017	SGRE	6	56	353	36	27	63
Triton Knoll	UK	2020	MVOW	9.5	90	857	30	33	34

図表 A.2 ジャケット式基礎を採用した洋上風力発電プロジェクト

ウィンドファーム	国	年	風車メーカー	単機出力 [MW]	風車基数	設備容量 [MW]	水深 [m]	離岸距離 [km]	CAPEX [万円/kW]
Thornton Bank - phase II	BE	2010	Senvion	6.2	30	184.5	20	27	51
Thornton Bank - phase III	BE	2011	Senvion	6.2	18	110.7	21.5	26	51
Nordsee Ost	DE	2012	Senvion	6.2	48	295.2	25	57	59
Wikinger	DE	2016	Adwen	5	70	350	40	35	52
Nissum Bredning Vind	DK	2017	SGRE	7	4	28	6	2.5	19
Saint-Brieuc	FR	2021	SGRE	8	62	496	36	16.3	67
Beatrice Demonstration	UK	2006	Senvion	5	2	10	45	25	55
Ormonde	UK	2010	Senvion	5.1	30	150	21	9.5	50
Levenmouth demonstration turbine	UK	2013	Samsung Heavy Industries	7	1	7	5	0.04	29
Beatrice	UK	2017	SGRE	7	84	588	50	13.5	68
East Anglia ONE	UK	2018	SGRE	7	102	714	41	45.4	58
Moray East	UK	2019	MVOW	9.5	100	950	50	22	43
Nearr na Gaoithe	UK	2020	SGRE	8	54	448	56	15.5	71
Block Island	US	2015	GE Energy	6	5	30	28	4.5	152
Changhua Demonstration	台湾	2020	Hitachi Ltd	5.2	21	109.2	26	6	77
Changfang - phase 1	台湾	2021	MVOW	9.5	10	95	36	15	66
Changfang - phase 2	台湾	2021	MVOW	9.5	47	446.2	39	15.2	66
Formosa II	台湾	2021	SGRE	8	47	378	56	3.8	71
Xidao - phase 1	台湾	2021	MVOW	9.5	5	47.5	38	8	66
Suizhong 36-1 Oil Field Turbine	中国	2007	Goldwind	1.5	1	1.5	30	70	50
Longyuan Jiangsu Dafeng (H12) 200MW	中国	2016	Goldwind	2.5	80	200	10.6	24	33
Zhuhai Guishan Demonstration-phase 1	中国	2016	MingYang	6.5	37	120	9	13	42
Yuedian Yangjiang Shapa	中国	2019	MingYang	6.5	47	300	26	20	37
CTGNE Yangjiang Shapa - phase II	中国	2020	MingYang	6.5	62	400	26	20	36
Guangdong Yudean Zhanjiang Wailuo-phase 3 (Xinliao)	中国	2020	MingYang	6.5	32	206.4	9	10	34
Kitakyushu Offshore Demonstration Project	日本	2012	Japan Steel Works	2	1	2	14.5	1.4	152

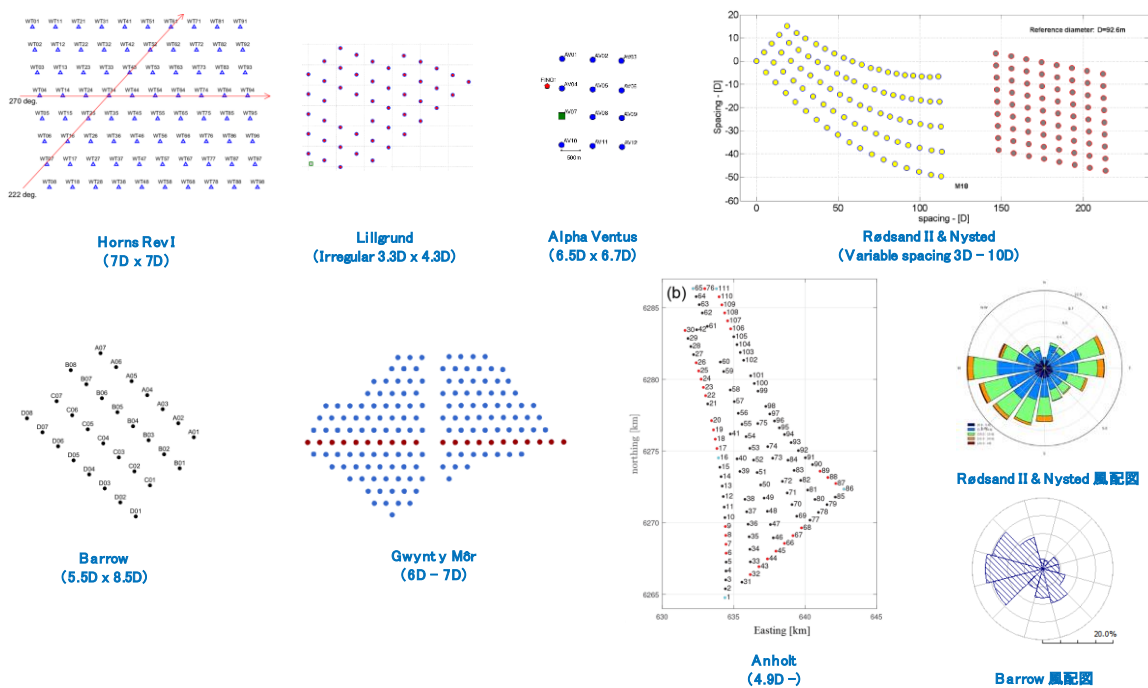
※2.2.3 項は■のデータを利用

## 付属資料 B: ウェイク損失

### B.1 欧州におけるウェイク損失

ウィンドファームでは、風下側の風車が上流側の風車の後流（ウェイク）により発電量が低下するウェイク損失が発生する。図表 B.1 に示すように、レイアウトは場所・風車基数などにより異なる。ウェイク損失は風車レイアウトに依存するため、プロジェクト個別に評価する必要がある。表 B.2 によれば、欧州の代表的な洋上ウィンドファームのウェイク損失は、9%~11%である。

洋上ウィンドファームにおける風車の配置は、一般的に、10D（主風向）×3D（横方向）（D：風車直径）と言われているが、DNV GL [B.1] では、初期検討のレイアウトとして6D×4Dを推奨している。



図表 B.1 欧州における洋上ウィンドファームのレイアウト<sup>38</sup>

図表 B.2 IEA Wind Task26 発電量関連の入力値及び結果[B.2]

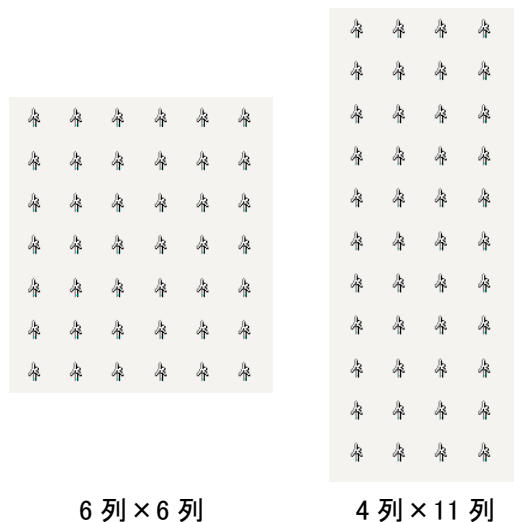
	2017 Baseline	オランダ	英国	ベルギー	デンマーク	米国	ドイツ	日本
風車定格 [MW]	4	4	6	7	8	6	6	5.2
年平均風速 [m/s]	9.9	9.36	9.15	8.95	9.57	8.99	9.47	8.67
グロス設備利用率 [%]	57.22	51.09	50	54.92	50.04	53.11	57.4	55.14
ウェイクロス [%]	11.37	9.61	9.13	10.04	10.75	9.02	10.04	9.55
送電ロス [%]	2	2	2	2	2	2	2	2
その他のロス [%]	1	1	1	1	1	1	1	1
稼働率 [%]	94.22	94.87	94.2	95.3	95.32	94.54	94	94.44
トータル効率 [%]	81.02	83.20	83.09	83.18	82.54	83.45	82.04	82.88
ネット設備利用率 [%]	46.36	42.51	41.55	45.68	41.30	44.32	47.09	45.70

### B.2 NEDO モデルのウェイク損失

<sup>38</sup> 各プロジェクトの資料を基に作成

発電コストマップの作成では、海域毎に風車レイアウトの最適化を行うのは現実的でないため、風車のレイアウトは固定とし、固定したレイアウトにおけるウェイク損失を決めることで、年間発電量 AEP を算定することとする。

図表 B.3 に示すウィンドファームのレイアウトに対して、洋上風力の分野で実績のある発電量計算ソフト WAsP<sup>39</sup>を使用して、ウィイクロスの計算を実施した。その結果を図表 B.4 に示す。ウィイクロスの大きさは、5～9%程度となった。発電量を最大化するためには、ウィイクロスの少ないレイアウトするのが望ましいが、B.1 節で述べた欧州の実績などを考慮して、本調査では、発電コストの算定では、ウィイクロスは10%とする。



図表 B.3 ウィンドファームレイアウトの設定例

図表 B.4 WAsP によるウェイク損失試算例

レイアウト	全体	最小	最大
6列×7列 (7D×7D)	9.13	2.04	12.54
6列×7列 (10D×10D)	5.54	1.25	7.68
4列×11列 (7D×7D)	8.14	2.11	10.9

#### 参考文献

- [B.1] DNV GL, Offshore Wind Farm Layout Optimization
- [B.2] M. Noorman et al., IEA Wind TCP Task26, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 2018.

<sup>39</sup> デンマーク工科大学が開発した風況解析ソフト。線形理論をベースにしており、ウェイクの計算を行える。欧州の洋上風力の発電量評価で実績がある。



## 付属資料 C: 2022 年モデル

- 2019 年モデルをベースとし、欧州の最新情報に対応するようにモデルを更新
- 更新箇所は、図表中の青字

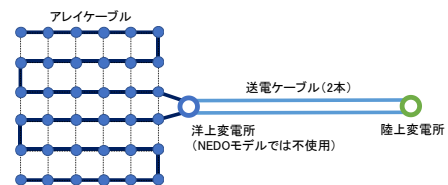
表C.1 入力条件

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
地盤条件補正項	FC	モバイル→ジャケットまたは重力を選択する(表C.3)。サイト個別。
船舶供用係数	WDF	サイト個別
風速[m/s]	V	NeoWinsの詳細風況データ(500mメッシュ)を使用。

【注記】表C.3～表C.6の項目及び記号：  
 ● 黒字：文献[C.1]、  
 ● 緑字：日本市場用の入力値または変数  
 ● 緑塗り：プロジェクト毎のデータなどで修正可

表C.2 ベースラインデータ

項目	記号	値	備考
風車基数	N	36	ベースラインウインドファーム
定格出力	Pr	10[MW]	ベースラインウインドファーム
風車間隔	DWT	1.26[km]	7D(風車直径：180m)を仮定(図C.1)
鋼材価格	PsRate	3000 [ £ / ton]	人件費、製造費を含む。→EU実績値や日本のデータを用いることで予測精度が高まる。
送電ケーブル数	Nec	2	冗長性確保のため2本使用(図C.1)



図C.1 WFLレイアウト

表C.3 CAPEX算定式

項目	記号	数式	式中の変数
設備費	CAPEX	$CAPEX = WTC + SSC + ACC + ECC + TSC + IC + PC + DC + CC + FC$ モバイル：FC=0, if(Dph <= 30 and soil=1) ジャケット：FC=0.0744*Dph+22.9 if(Dph > 30 and soil=1) soil=1：砂、soil=2：岩	FC 地盤条件補正項[万円/kW]

表C.4 CAPEX算定式(項目)

項目	記号	NEDOモデル式	式中の変数			
			変数	値	単位	
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	
			bwt	発電機の増加係数(切片)	1897	
基礎構造物設備費	SSC	$SSC = n * Dss * Tss * Lss * PsRate * \rho * N$ $Dss = \max(css * Dph^2 + dss * Dph + ess, 4)$ $Tss = \min((fss * Dph + gss) * (Pr/10)^{0.5} / 1000, 0.2)$ $Lss = 2 * Dph + 20$	$\rho$	鋼材密度	7.874	[ton/m <sup>3</sup> ]
			Dss	モバイル直径		[m]
			Tss	モバイル板厚		[m]
			Lss	モバイル長さ		[m]
			css	直径の増加係数	0.0003	
			dss	直径の増加係数	0.0907	
			ess	直径の増加係数	3.7027	
			fss	厚みの増加係数	0.7177	
			gss	厚みの増加係数	50.609	
			ACC	ACC = Cac * Lacc Lacc = N * DWT	Cac	アレイケーブル単価
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	ECC = Cec * DTC * Nec	Cec	送電ケーブル単価	648,000	[ £ / km]
			Cnts	陸上変電所の設備費	30	[k £ / MW]
変電所設備費	TSC	TSC = (Cnts + Cofts) * 1000 * Pr * N	Cofts	洋上変電所の設備費	120	[k £ / MW]

表4 CAPEX算定式 (項目、続き)

項目	記号	NEDOモデル式	式中の変数		
工事費	IC	IC = ICsub + ICwt + ICcable + ICss + Ico	Cmob	回航費	表C.6 [ £ ]
		ICsub : 基礎工事費 ICwt : 風車工事費 ICcable : ケーブル工事費 ICss : 洋上変電所工事費	A	船の大きさを表す係数	±
		ICsub = A*(Fyr,sub*2 * Cmob_sub + Cvessel,sub * ( Tinstall, sub + Ttrans1, sub ) * WDF)	Cvessel,i	備船費(i : 基礎、風車、ケーブル、洋上変電所)	表C.6 [ £ /day]
		ICwt = A*(Fyr,wt*2*Cmob_wt + Cvessel, wt * (Tinstall, wt + Ttrans1, wt ) * WDF)	Tinstall, i	施工船の供用日数	表C.6
		ICcable = A*(Fyr,cable * 2 * Cmob_cable + Cvessel,cable * ( Tinstall, cable + Ttrans2, cable ) * WDF + Co,cable)	Tinstall,cable	ケーブル施工日数	表C.6
		ICss = A*(Fyr,ss*2*Cmob_ss + Cvessel,ss * (Tinstall, ss + Ttrans2,ss ) * WDF)	Tday,i	基礎、風車の施工日数	表C.6
		Fyr,i = ROUNDUP(Tday,i * N/WDF,0)	Trans1,i	輸送日数(i : 基礎、風車)	
		Tinstall,i = Tday,i * N / Nvessel,i Nvessel,wt=6 (Pr>3.6), 5(Pr=<3.6) Nvessel,sub=4	Trans2,i	輸送日数(i : ケーブル、洋上変電所)	
		Tinstall,cable = Lacc/0.6 + DTC/1.6 * Nec	Vs	輸送船の速度	表C.5 [km/day]
		Ttrans1,i = Vs * (DTC + DTCp) * ROUNDUP(N/5)	Co,cable	ケーブル施工の他の費用	[ £ ]
		Ttrans2,i = Vs * (DTC + DTCp)	Fyr,i	施工期間 (工事を実施する年度数)	
		Vs = 1/(1.852 * Vvessel)/24	WDF	船舶供用係数	
		Ico = 245000 * N*Pr	DTCp	拠点港までの距離	[km]
		予備費	CC	CC=Ccc*ICC ICC = WTC+SSC+ACC+ECC+TSC+IC+PC+FC	Ccc
港湾費	PC	PC = Cport*N	Cport	港湾費	35,000[ £ ]
設計・調査費	DC	DC = Cdesign*ICC ICC = WTC+SSC+ACC+ECC+TSC+IC+PC+FC	Cdesign	設計費	5[%]

表C.5 施工コスト計算パラメータ (船舶速度)

船	輸送速度 (積荷あり)[knots]	輸送速度 (積荷なし)[knots]
Large jack-up	3	10
Medium jack-up	3	10
Cable-laying vessel	9	14

表C.7 AEP計算条件

項目	数値[%]	備考
稼働率	95	欧州の実績値を参考にして設定
送電損失	3.1	/100km (文献[C.9])
ウェイク損失	10	欧州のデータを参考に決定
各種損失	3	仮定

表C.6 施工コスト計算パラメータ

NEDOモデル使用データ		備考
輸送日数	個別日	船の種類別に輸送速度を算定[C.5]。距離は離岸距離+拠点港からの距離[km]を仮定。表C.5参照
回航費 (基礎)	868,000[ £ /船/片道]	文献[C.5][C.9]
回航費 (風車)	1,240,000[ £ /船/片道]	文献[C.5][C.9]
回航費 (ケーブル)	555,000[ £ /船/片道]	文献[C.5][C.9]
回航費 (変電所)	900,000[ £ /変電所]	文献[C.2]
備船費 (JUV)	173,600[ £ /日]	文献[C.5][C.9]
備船費 (風車施工船)	248,000[ £ /日]	文献[C.5][C.9]
備船費 (ケーブル施工船)	111,000[ £ /日]	文献[C.5][C.9]
施工日数 (基礎)	4[日/基礎]	文献[C.5]
施工日数 (風車)	2[日/風車]	文献[C.5]
施工日数 (アレイケーブル)	0.6[km/日]	文献[C.8] (文献[C.6]ではプロジェクト平均で0.3[km/日])
施工日数 (送電ケーブル)	1.6[km/日]	文献[C.8] (文献[C.6]ではプロジェクト平均で0.7[km/日])
施工日数 (洋上変電所)	5[日/変電所]	文献[C.5][C.9]
施工日数 (洋上変電所の基礎)	2[日/基礎]	文献[C.5][C.9]
船舶供用係数	1.65~3.70[-]	文献[C.7] 欧州は1.50 (文献[C.9])

参考文献

- [C.1] 菊地、石原、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、日本風力エネルギー学会 論文集、Vol.38、No.2、2014.
- [C.2] The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm Updated and extended, Jan. 2019.
- [C.3] Y.Kikuchi and T.Ishihara, An Assessment of Offshore Wind Energy Potential considering structural behavior and Social Condition, JWEA Symposium, 2012.
- [C.4] V.Negro, et al., Monopiles in offshore wind: Preliminary estimate of main dimensions, Ocean Engineering, 133, 2017.
- [C.5] R.Lacal-Arantequi, et al., Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.
- [C.6] M. Kaiser and B. Snyder, Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf, 2010.
- [C.7] 日本港湾協会、港湾土木請負工事積算基準、2019.
- [C.8] A Ioannou, et al., A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances,

- Applied Energy, 2018
- [C.9] Carbon Trust 提供データ
  - [C.10] The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm, 2012.
  - [C.11] 4C Offshore データベース, <https://www.thewindpower.net/>