

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

事業者名：株式会社ウインドエナジーコンサルティング

◆背景

- 2019年度の「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）」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・離岸距離等の観点から、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事業性評価マップを作成、2022年度には、欧州の最新の情報を基に新たなコスト算定モデル（以下、NEDOモデル）を作成し、事業性評価マップを更新した。
- 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ている状況にある。
- 浮体式洋上風力の普及を見据え、洋上風力の設置場所はEEZに拡大することが検討されている。

◆目的・実施内容

- 本調査では、2022年度に作成した着床式及び浮体式洋上風力発電用のNEDOモデルについて、最新のデータに基づいて更新。なお、更新頻度については必要性を判断して決定する。

表1 実施内容・目標

項目	実施内容	目標
着床式洋上風力のNEDOモデルの更新	● 2019・2022年度で作成した事業性評価に用いたNEDOモデルの更新 ※NEDOモデルは、「現在の欧州並みのインフラ等が整備された将来の日本を想定」する。NEDOで実施した従来の検討方針により更新する。IRR、物価指数等は考慮しない。	● 洋上風力の公募時期に合わせて評価モデルを更新 ※更新頻度については必要性を判断して決定する。
浮体式洋上風力のNEDOモデルの更新	● 2022年度で作成した事業性評価に用いたNEDOモデルの更新	● 洋上風力の公募時期に合わせて評価モデルを更新。

◆コストモデル

- NEDO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。
 - 基礎は、モノパイル式、ジャケット式、セミサブ式及びスパー式。
 - サイト毎の施工期間を船舶供用係数により考慮。
- 2022年度に作成した着床式及び浮体式洋上風力発電用のNEDOモデルについて、最新のデータに基づいて更新した。
 - 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。

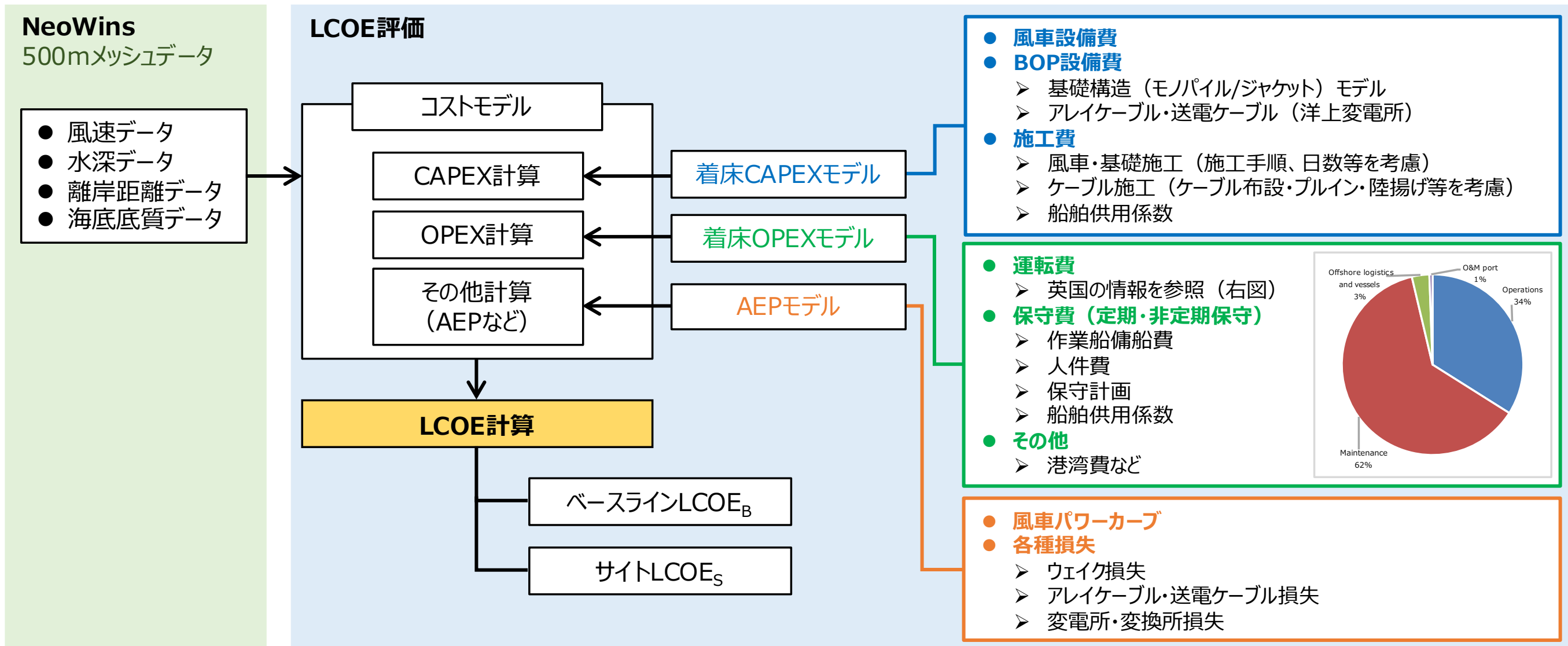


図1 着床式洋上風力コストモデルの概要

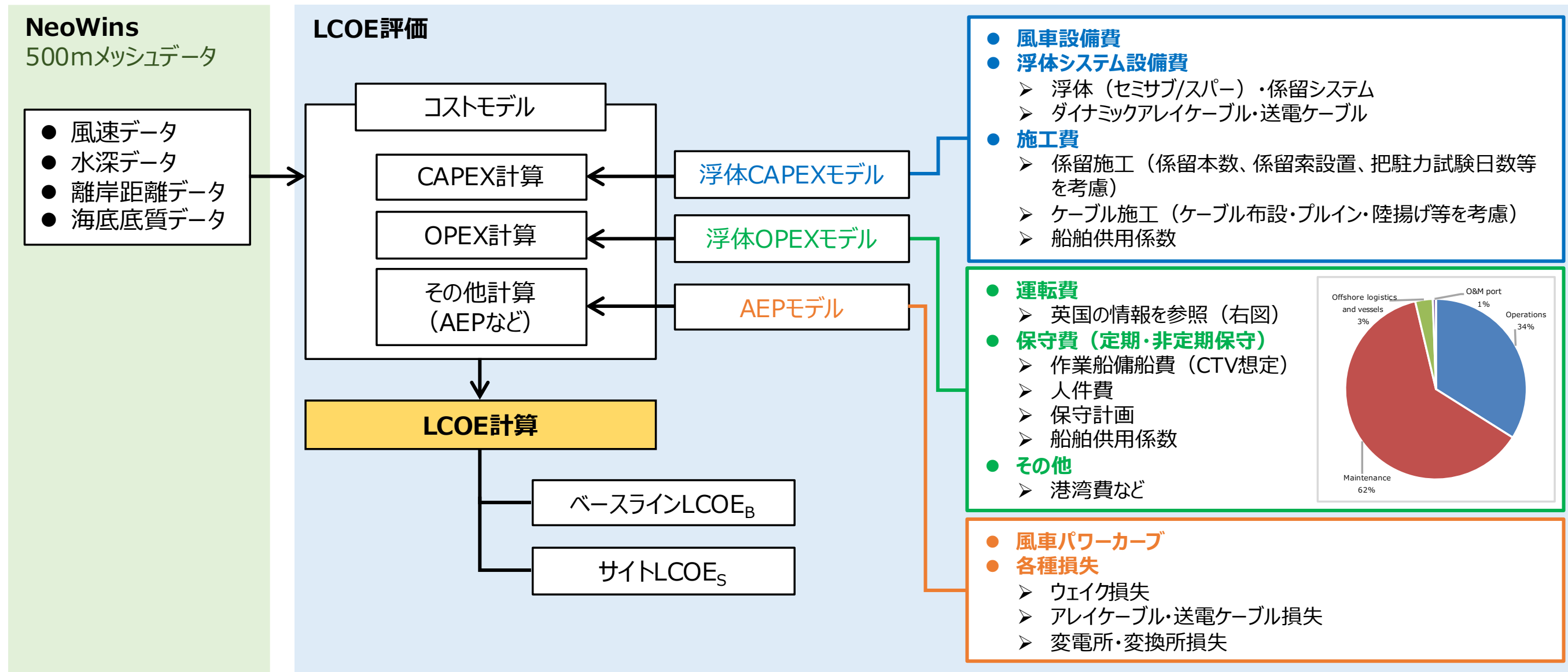


図2 浮体式洋上風力コストモデルの概要

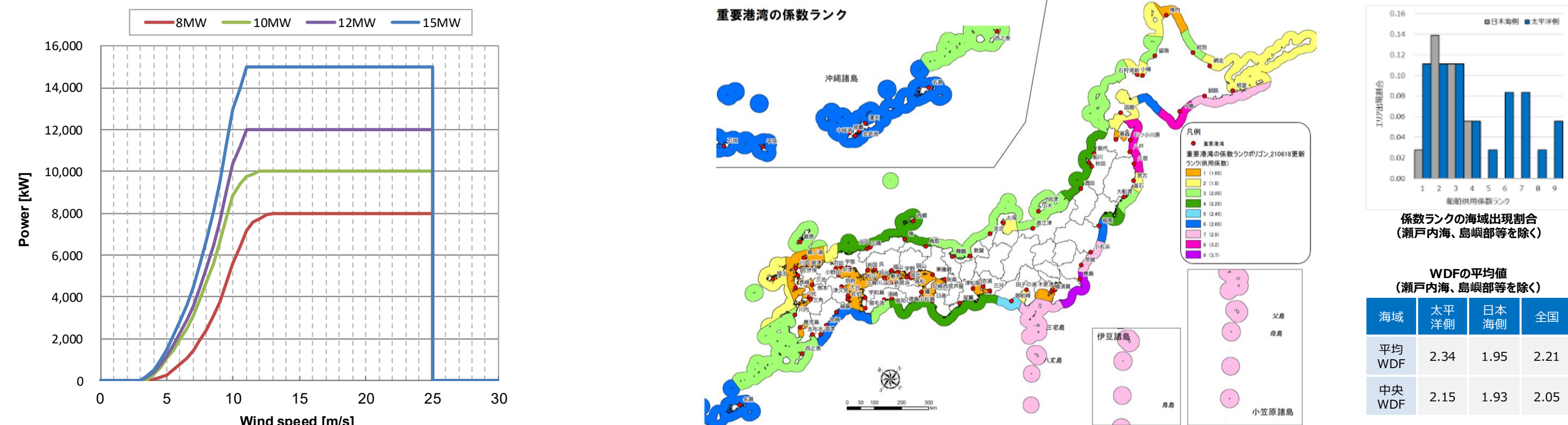


図3 風車パワーカーブ

図4 船舶供用係数マップ

表2 着床式洋上風力コストモデルの更新内容

大項目	項目	説明	備考・更新内容等
CAPEX	風車	● 定格出力に対する1次式で算定	● 最新のデータに基づき式を改定
基礎	モノパイル	● モノパイル重量×鋼材単価（製作費含む）	● 変更なし
ジャケット	● ジャケット重量×鋼材単価（製作費含む）	● ジャケットコスト算定式追加	
電力ケーブル	アレイケーブル	● アレイケーブル長×長さあたりの単価×本数	● ケーブル単価のアップデート
エクスポートケーブル	● エクスポートケーブル長×長さあたりの単価×本数	● ケーブル単価のアップデート	● エクスポートケーブルは揚陸地点までの距離
変電所	● 陸上及び洋上変電所	● 離岸距離55km以上で洋上変電所考慮	
施工	基礎	以下作業にかかる日数×備船費+回航費で施工費を算定	● モノパイル及びジャケット式基礎それぞれで施工日数を算定
風車	● 基礎・風車・基地港→SEP船で輸送→基礎施工→風車施工	● 基礎・風車・基地港→SEP船で輸送→基礎施工→風車施工	● 設備移動の回航費及び備船費をアップデート
サブステーション	● サブステーション・基地港→SEP船で輸送→基礎施工→サブステーション施工（日本では考慮しない）		
アレイケーブル	● アレイケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設（敷設・引込）		
エクスポートケーブル	● エクスポートケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設		
港湾費	● MW当たりの費用	● 変更なし	
その他	● MW当たりの費用	● [※1]を参考に陸上変電所施工費、陸上ケーブル施工費、ロジスティクス、海洋工事安全（HSE）管理などの費用	
OPEX	運転	● 運転費は英国WF情報を参照	● 運転保守費固定値→故障率、海域情報を考慮して算定
定期保守	● 定期保守費は工程、CTV輸送費を考慮		
非定期保守	● 必要の故障率、工程、備船費を考慮		
AEP	AEP	● 風車/パワーカーブ、風速出現頻度よりグロスAEPを算定	● 稼働率は風車ダウンタイムを考慮
稼働率	● 各種損失、稼働率からネットAEPを算定		

AEP: Annual Energy Production, SEP: Self Elevation Platform, CLV: Cable Laying Vessel

表3 浮体式洋上風力コストモデルの更新内容

大項目	項目	説明	備考・更新内容等
CAPEX	風車	● 定格出力に対する1次式で算定	● 最新のデータに基づき式を改定
基礎	セミサブ式	● 浮体重量×鋼材単価（製作費含む）	● MWICGに算定式更新
スパー式	● 浮体重量×鋼材単価（製作費含む）	● 算定式追加	
保留システム	● 保留ライン：保留長さ×長さあたりの単価×本数	● 保留長さ×長さあたりの単価×本数	● 保留長さ×長さあたりの単価×本数
電力ケーブル	アレイケーブル	● アレイケーブル長×長さあたりの単価×本数	● ケーブル単価更新
エクスポートケーブル	● エクスポートケーブル長×長さあたりの単価×本数		
変電所	● 陸上及び洋上変電所	● 離岸距離55km以上で洋上変電所考慮	
施工	基礎	以下作業にかかる日数×備船費+回航費で施工費を算定	● セミサブ式の施工日数を追加
風車	● 基礎・風車・基地港→AHV等でサイトへ輸送→風車施工	● 基礎・風車・基地港→AHV等でサイトへ輸送→風車施工	● スパー式の施工方法を追加
サブステーション	● サブステーション・基地港→AHV等でサイトへ輸送→基礎施工→サブステーション施工（日本では考慮しない）		● 使用船舶の回航費及び備船費を更新
アレイケーブル	● アレイケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設（敷設・引込）		
エクスポートケーブル	● エクスポートケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設		
港湾費	● MW当たりの費用	● 変更なし	
その他	● MW当たりの費用	● [※1]を参考に陸上変電所施工費、陸上ケーブル施工費、ロジスティクス、海洋工事安全（HSE）管理などの費用	
OPEX	運転	● 運転費は英国WF情報を参照	● 運転保守費固定値→故障率、海域情報を考慮して算定
定期保守	● 定期保守費は工程、CTV輸送費を考慮		
非定期保守	● 必要の故障率、工程、備船費を考慮		
AEP	AEP	● 風車/パワーカーブ、風速出現頻度よりグロスAEPを算定	● 稼働率は風車ダウンタイムを考慮
稼働率	● 各種損失、稼働率からネットAEPを算定		

◆定期保守費・非定期保守費・運転費

- 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、サイト個別に算定。
- 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。
 - 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。
 - 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。
 - 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。

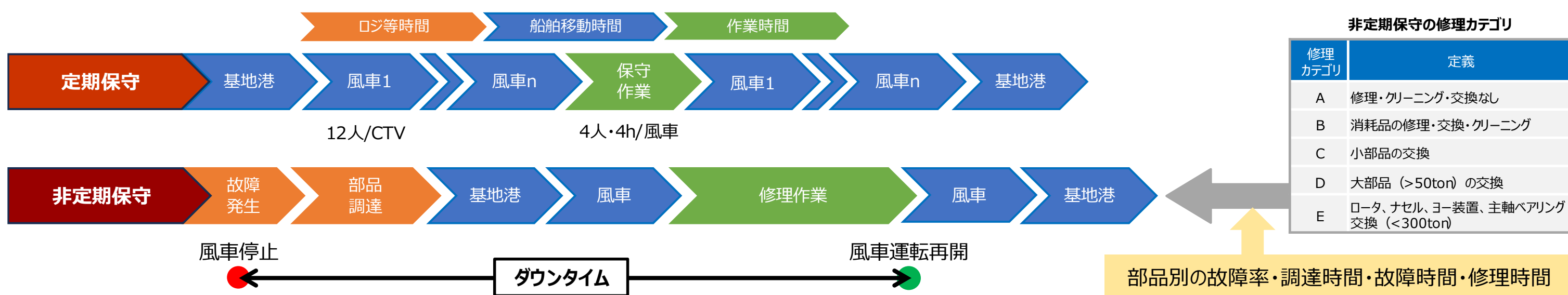
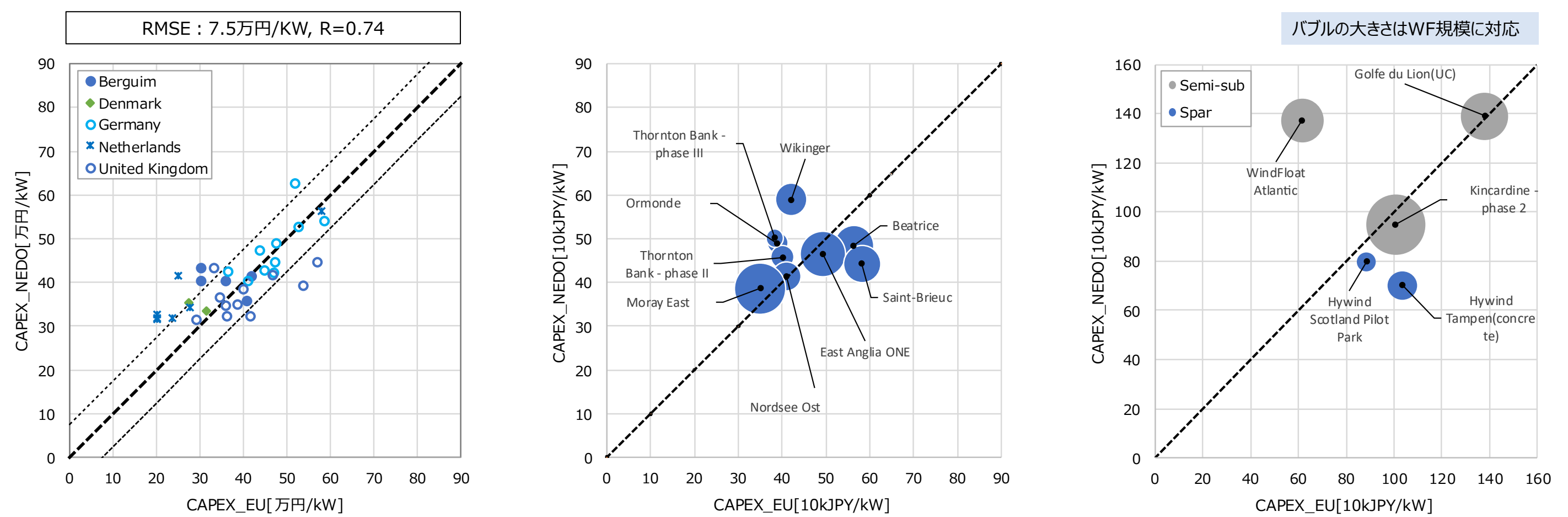


図5 OPEXモデルにおける保守の工程

◆実績データとの比較

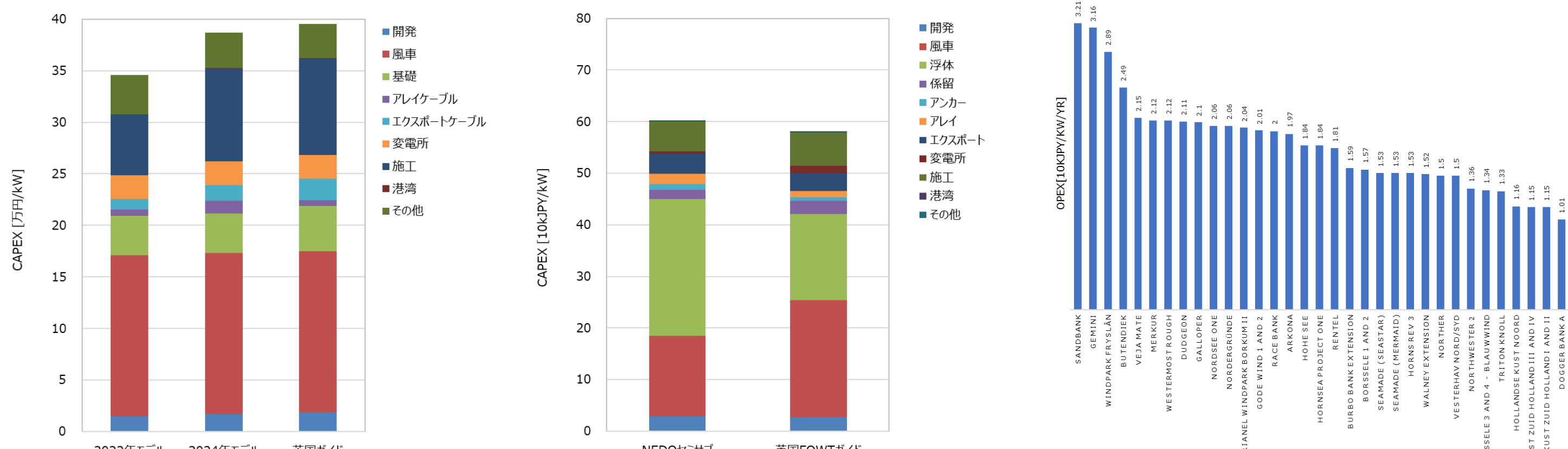
- モノパイル式基礎（図6(a)）
 - 欧州の商用期と位置付けられる2014年以降の実績値と比較(ベルギー、デンマーク、ドイツ、オランダ、英国)
 - 更新モデルは、2014～2023年の欧州実績データ(35プロジェクト)を参照。この期間の平均風車出力：7.8MW、平均WF容量：518MW。
 - 2022年モデル及び2024年更新モデルの相関係数及びRMSE(二乗平均平方根誤差)はほぼ同じ。
- ジャケット式基礎（図6(b)）
 - 商用期プロジェクト(2014年以降、風車容量5MWのWikinger除く)と比較して同水準であるため、NEDOモデルについては一定程度の精度があると評価される。
- 浮体式基礎（図6(c)）
 - 商用プロジェクトと比較して同水準であるため、NEDOモデルについては一定程度の精度があると評価される。一方、より規模が大きく、プレ商用プロジェクトと比較して、習熟が進み、高い技術を活用した今後の商用プロジェクトについては、より効率的な事業実施が可能となることも見込まれる。
- 英国ガイドとの比較（図6(d)(e)）
 - 着床式：CAPEXは2024年NEDOモデルは-2.1%
 - 浮体式：CAPEXはNEDOモデルは+3.8%
- OPEXの比較（図6(f)）
 - 欧州におけるOPEXは、1.06～4.46万円/kW/年(80～338k€/MW/年、外れ値含む)、平均値は1.78万円/kW/年(135k€/MW/年)
 - NEDO・OPEXモデルによる算定値は、欧州実績と比較対象としているWFの条件は不明だが、概ね実績値と同程度。



(a) 商用期2014～2023年の欧州実績データの比較（モノパイル式基礎）

(b) 更新モデルと実績CAPEXの比較（ジャケット式基礎）

(c) 更新モデルと実績CAPEXの比較（浮体式基礎）



(d) 英国着床式洋上WFガイド条件（セミサブ式基礎）との比較

(e) 英国FOWTガイド条件（セミサブ式基礎）との比較

(f) NEDO・OPEXモデルによるプロジェクト毎のOPEX[万円/kW/年]の比較（商用期2014～2023年のOPEX算定結果）

図6 NEDOコストモデルと欧州実績値等との比較

◆2024年度成果

- 2022年度に作成した着床式及び浮体式洋上風力発電用のNEDOモデルについて、最新のデータに基づいて更新した。
 - 着床式モデルでは、ジャケット式基礎のためのエンジニアリングモデルを更新。
 - 浮体式モデルでは、スパー式基礎のためのエンジニアリングモデルを追加。
 - OPEXモデルとして、サイト条件を考慮したモデルに更新。
 - 更新したNEDOモデルは海外の実績値との比較により一定程度の精度があるものと評価。

◆2025年度実施内容

- 洋上風力の事業実現性の評価モデルに関する調査を実施。
 - 英国・米国等で実施された洋上風力のエリア指定ステップにおける事業実現性を評価する手法を調査。
- コストモデルは最新情報を基に随時更新。