

IEA Task53 (風力発電の経済性) 活動成果と今後の活動計画

2024年2月28日

東京大学大学院工学系研究科
菊地由佳



Task53の概要

2/19

名称: Wind Energy Economics

目標: 脱炭素社会における風力発電のコストと価値を分析する

活動内容: 各国のコスト分析の専門家が所定のWork Packageに基づき、それぞれの国の現状及び将来の動向を分析・整理。
6つのWork Packageがあり、各国の事情、関心から関与するWorkを選択。
年2回のIn-person meeting、毎月のWeb meeting等を通じてディスカッション。
直近では、2023年11月14-16日にドイツ・カッセルでIn-person meetingが開催された。

活動期間: 2021年12月1日～2025年11月30日

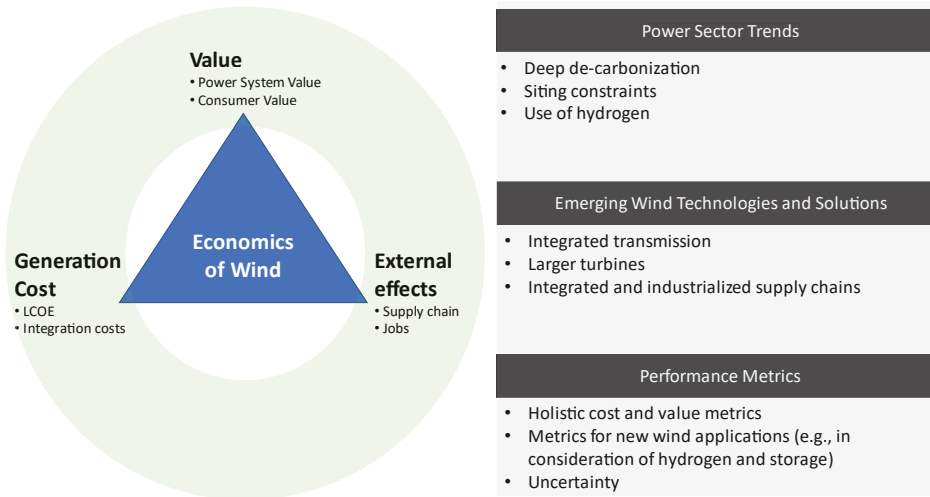
参加国: 米国、英国、デンマーク、ドイツ、ノルウェー、スウェーデン、EC (European Commission)、
日本、アイルランド、オランダ

Operating Agent(OA): Beiter Philipp (NREL)

委員: ○菊地由佳(東京大学)、木村啓二(大阪産業大学)



- 高い普及率下での未来における風力エネルギーの設計、運用等の傾向を予測し、コストと価値を含む風力エネルギーの経済的提供への影響を理解する。
 - 国際的な協力と協調によって得られた最先端の手法で、進化する風力エネルギーの経済性を分析する。
 - 様々なステークホルダーにコストと価値を伝えるためのデータを提供する。
 - 脱炭素化が進んだ未来における技術進化、研究開発の必要性、コストと価値の傾向を明らかにする。
 - 技術報告書や雑誌記事、その他の普及手段で研究成果を発表する。



WP	題目と内容	担当者
WP1	“風力発電所の設計・運転維持管理・価値は、脱炭素化に伴い、どのように変化するか？”	NREL (USA)
	専門家へのインタビュー (Expert elicitation) を用いて、風力発電所の技術、設計、運転維持管理について現在検討されている技術革新について調査する。	
WP2	“個別の技術革新、運転維持管理方法はコストと価値にどのように影響を与えるか？”	UTokyo (JPN)
	エンジニアリングコストモデルを構築し、技術、設計、維持管理の革新がコストに与える影響を調査する。地域と送電線のタイプに対して比較のケーススタディを実施する。	
WP3	“不確かさは風力発電のコスト、価値と金融にどのように影響を与えるか？”	NREL (USA)
	現在進んでいる金融コストにたいする専門家への調査の結果を分析することにより、不確かさやリスクが実際に及ぼす影響について調査する。次に、これらの不確かさがLCOEに与える影響を明らかにする。最後に、シナリオベースの風力の金融コストの予測モデルを構築する。	
WP4	“どのようなデータと分析手法が、現在と過去の風力発電コストをより良く理解するためにふさわしいか？”	NREL (USA)
	毎年の各国の風力発電に関する技術・経済に関するデータの調査を行うとともに、発電コスト等による経済性評価手法の提案と検証を行う。	
WP5	“新しい送電網と水素はコストと価値にどのように影響を与えるか？”	EA (DNK)
	シナリオ研究により、参加国が保有しているモデルを用いて、水素と送電線がコストと価値に与える影響を評価する。	
WP6	“成熟した将来の市場においてサプライチェーンはどのように発展し変化するか？”	JRC (EU)
	2030年、2050年までの雇用創出数、売り上げ規模といった将来の価値を評価 認証機関、EPDやその他から風車の部品とその製造拠点を調査する。さらに、その地域で作り出される価値について評価する。	

- 脱炭素化する電力部門における将来の陸上風力に関する技術、立地選択、製造、価値について、専門家へのヒアリングにより予測する。
- ヒアリングシートが最終決定し、12月上旬にインタビューを開始し、来年に論文にまとめる予定。

■ 立地選択について

- 立地選択の要因(農業、野生動物、航空レーダ、社会基盤、景観、複雑地形等)/共同立地について
- 大型風車(5MW)が望ましいか、小さい風車(2.5MW)が望ましいか
- 陸上風力の発展に寄与する技術開発(市民風車、水素、蓄電池、PV、政策等)
- 今後10年間の陸上風力発電の成長の阻害要因

■ 製造について

- 製造拡大に必要な技術(風車の大きさ、自動化、グローバルサプライチェーンの構築、輸送技術 etc.)

■ 価値について

- 風力発電の価値向上に必要な技術(低出力比の風車、データ分析技術、蓄電池併用、水素併用等)

WP2: 技術革新によるコスト低減・価値向上 (UTokyo)

- 発表者が提案するエンジニアリングコストモデルの論文を出版した。
- 今後、エンジニアリングコストモデルを用いた技術革新によるコスト低減量の評価を実施し、共同論文を2025年末までに出版予定。

Y. Kikuchi, T. Ishihara, Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model, Applied Energy, 341, 120912, 2023

共同論文の計画

- エンジニアリングコストモデルのより包括的なレビュー
- イギリス以外の国での検証
- 最新技術によるコスト低減分析

Applied Energy 341 (2023) 120912

Contents lists available at ScienceDirect

Applied Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/apenergy

Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model

Yuka Kikuchi, Takeshi Ishihara

The University of Tokyo, School of Engineering, Department of Civil Engineering, Japan

HIGHLIGHTS

- A probabilistic engineering cost model is proposed to predict mean and standard deviation of CAPEX for offshore wind farms.
- The predicted CAPEX for the offshore wind farms with monopile foundations show good agreement with those reported in the UK.
- The cost reduction scenarios and the predicted supply prices agree well with those reported at the first auction in Japan.

ARTICLE INFO

Keywords: Fixed-bottom offshore wind farm; Capital expenditure; Engineering cost model; Uncertainty; Cost reduction scenarios in Japan

ABSTRACT

The capital expenditure (CAPEX) for the fixed-bottom offshore wind farm is assessed using a probabilistic engineering cost model and the cost reduction scenarios in Japan are analyzed. Firstly, the engineering cost model is described to assess the capital expenditure. A new export cable length model is also proposed considering the landing point distance and the vessel size model is proposed as the function of turbine rated power. The proposed engineering cost model succeeds in explaining the mechanism of the increase and decrease of CAPEX experienced in the UK. The uncertainties of model parameters are identified from the reported data and modeled by the normal distribution function. The workability is predicted using the discrete event simulation. The predicted CAPEX is then compared with the existing 30 fixed-bottom offshore wind farms in the United Kingdom. The predicted mean and standard deviation values of CAPEX show good agreement with the reported ones, while the conventional parametric model underestimates the mean value and cannot predict the standard deviation. Finally, the cost reduction scenarios and their uncertainties of offshore wind farms in Japan are analyzed using the proposed probabilistic engineering cost model. The levelized cost of wind energy reduced from 20.0 JPY/kWh to 17.0 JPY/kWh, 13.6 JPY/kWh and 10.1 JPY/kWh by the reduction of installation days using the specific installation vessel, the turbine enlargement and the improvement of operation and maintenance efficiency. The predicted supply prices for each cost reduction scenario agree well with those reported at the first auction conducted in 2021 in Japan.

- Task26における調査のまとめとして、CfD制度 (Contracts for Difference: 差額決済契約) におけるリスクマネジメントに関する論文が2023年12月に出版された。
- エンジニアリングモデルを用いた不確かさ評価を行うことが検討されている。

Beiter, P., Guillet, J., Jansen, M. et al. The enduring role of contracts for difference in risk management and market creation for renewables. Nat Energy 9, 20–26 (2024). <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01401-w>

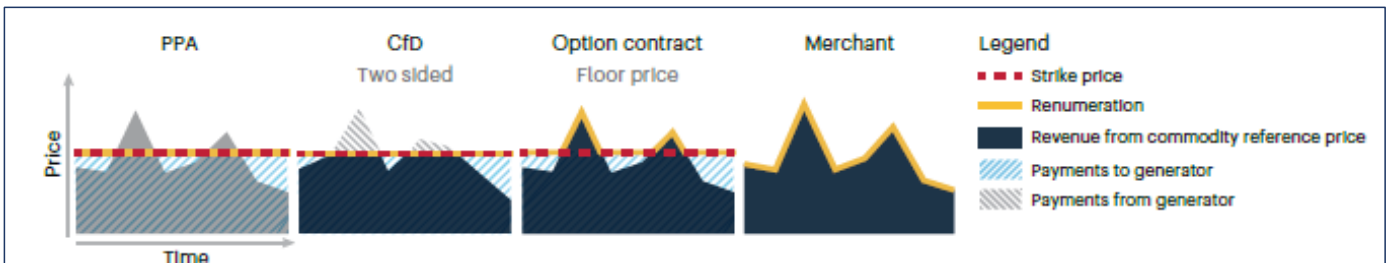


- CfD制度は補助金と混同されることが多いが、補助金の役割は本質的ではなく、長期にわたって安定的な価格で電力を供給する市場を創出することによるリスクマネジメントの役割を果たしている。

Received: 21 February 2023
 Accepted: 11 October 2023
 Published online: 05 December 2023
 Check for updates

Philippe Beiter^{1,2}, Jérôme Guillet¹, Malte Jansen¹, Elizabeth Wilson^{1,3} & Lena Kitzing¹

Governments procure renewables through a variety of mechanisms. Contracts for difference (CfDs) have been used for more than 50% of the global offshore wind supply. The payments awarded through CfDs are sometimes labelled subsidies, suggesting that they support uneconomic activity. Here, we argue that the primary role of CfDs is rather risk management by creating a market for electricity supply at stable long-term prices. Similar to its use in other sectors of the economy, this contract type transforms a variable to a fixed price to reallocate volatility risks. Such long-term contracts are often necessary for renewables financing due to limited hedging options in existing markets. Our perspective could imply a shift in perception towards CfDs as a fundamental and lasting market feature. We hope to stimulate a timely discussion about the impact of greater CfD diffusion on electricity market mechanisms, risk allocation and the potential for combining fragmented streams of energy finance, market and policy research.



WP4: 現在と過去の陸上風力発電のコスト分析 (NREL)

- Data Viewerが更新され、見やすさが改善された。
- Task26に引き続き、各国の陸上風力発電のコストを収集している。

日本の状況

- 導入量に関する公的資料が存在しないため、JWPAの報告値を基に、毎年建設された発電所のホームページを調査し、提出している。
- 発電所の風速はNeoWindsを用いて評価。
- CAPEX・OPEXは調達価格等算定委員会の資料を基に評価。最大値・最小値・中央値は不明。

<https://iea-wind.org/task53/task-53-data-viewer/>

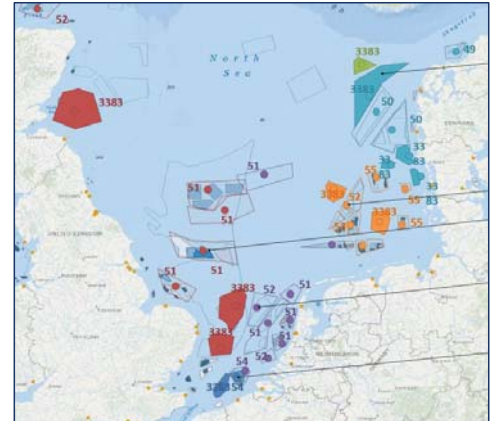


- BALMOREモデルを用いて、水素の導入が風力発電と水素の価格に及ぼす影響を評価
- 来年の夏までに報告書をまとめる予定

分析例:

- Case I: 100%を電力として送電
- Case II: 水素と電力に半分ずつに分けて送電
- Case III: 100%を水素として送電
- Case IV: 水素の最適な配分を評価するケース

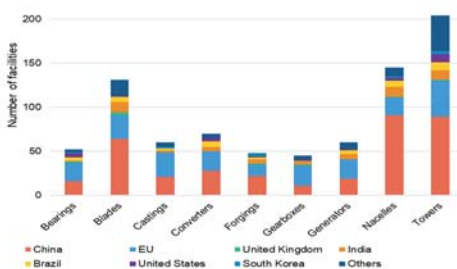
- DK, NL** – 4 GW offshore wind in 2035, 10 GW in 2050
- DE, GB** – 6 GW offshore wind in 2035, 12 GW in 2050
- BE** – 6 GW in 2035



WP6: サプライチェーンの発展と需要分析 (JRC)

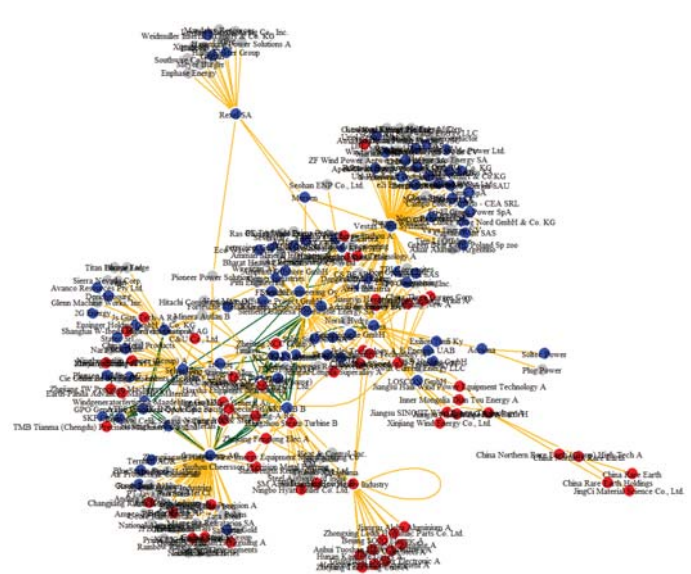
- サプライチェーンに関するデータベースを分析するとともに、補助金・製造拠点・雇用者数・レアアース有無等を考慮し、需要を満たす将来のサプライチェーンの発展に必要な投資額や障壁要因を分析する。来年末に報告書を完成する予定。

サプライチェーンにおける工場数



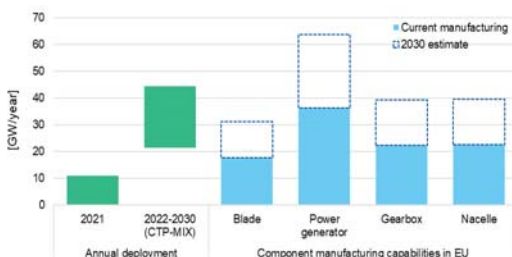
Source: JRC based on WindEurope/WoodMackenzie, 2021

データベースに基づくサプライチェーン分析例



Blue nodes EU, Red nodes China, Grey nodes RoW

サプライチェーンの将来需要



Source: JRC, 2022

- 2023年12月23日、海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域である3海域における選定事業者を発表した。
- 2海域ではゼロプレミアム水準である3円/kWhで落札された。

選定事業者の供給価格	
秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖	3円/kWh
新潟県村上市及び胎内市沖	3円/kWh
長崎県西海市江島沖	22.18円/kWh

<https://www.meti.go.jp/press/2023/12/20231213003/20231213003-1.pdf> より作成

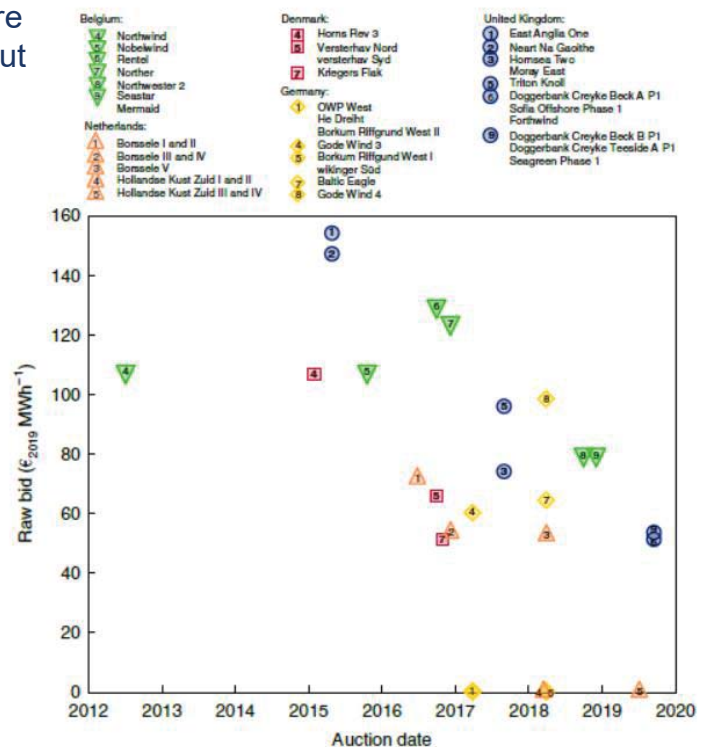
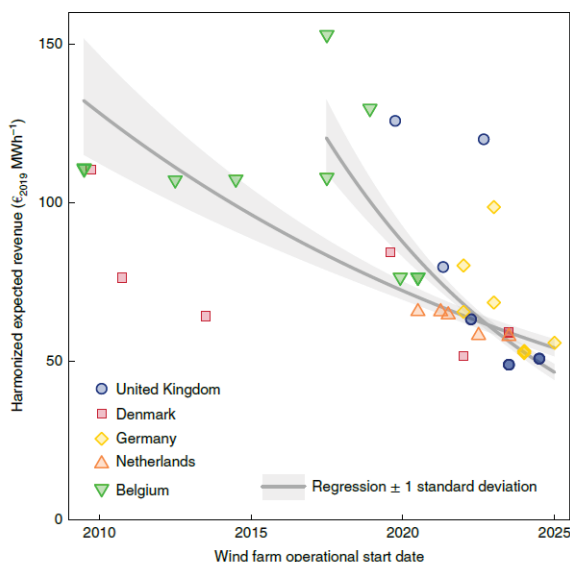
	今回対象の促進区域 【モバイル式】 ・秋田県八峰町・能代市沖 ・新潟県村上市・胎内市沖 ・秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	今回対象の促進区域 【ジャケット式】 ・長崎県西海市江島沖	(参考) 前回公募の促進区域 【モバイル式】 ・秋田県能代市・三種町・男鹿市沖 ・秋田県由利本荘市沖 ・千葉県銚子市沖
資本費 (接続費含む)	35.4万円/kW	67.2万円/kW	51.2万円/kW
運転維持費	1.26万円/kW/年	1.26万円/kW/年	1.84万円/kW/年
撤去費	4.8万円/kW	7.9万円/kW	10.7万円/kW
設備利用率	34.8%	37.0%	33.2%
IRR (税引前) (法人税等の税引前の 内部収益率)	10%	10%	10%
交付期間	20年間	20年間	20年間
供給価格上限額	19円/kWh	29円/kWh	29円/kWh 選定事業者の供給価格 13.26, 11.99, 16.49円/kWh

https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/080_b02_00.pdf

入札に関する欧州での議論：入札価格の分析方法

- 2020年に欧州での入札結果の比較に関する論文が出版された。
- 議論のために、期待される収益 (Revenue) の比較が行われた。

Jansen, M., Staffell, I., Kitzing, L. et al. Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy. *Nat Energy* 5, 614–622 (2020).
<https://doi.org/10.1038/s41560-020-0661-2>



Beiter, Philipp and Kitzing, Lena and Spitsen, Paul and Noonan, Miriam and Berkhout, Volker and Kikuchi, Yuka, Toward Global Comparability in Renewable Energy Procurement, 2021. Available at <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3770991>

Levelized Revenue and Value of Electricity

$$LROE + LTV + LIDV = LRVE \equiv LCOE_{eq}$$

- LROE** : **Levelized revenue of energy**
capture all possible revenue streams from energy production and capacity provision
- LTV** : **Levelized tax value (米国の投資税控除ITC)**
capture dedicated fiscal support received by a project in the form of preferential tax and depreciation rules
- LIDV** : **Levelized infrastructure and development value (ドイツ、デンマークでの送電線に対する補助)**
capture the value of broader infrastructure and development expenditures that benefit a project regardless of the paying entity



入札に関する欧州での議論：勝者の呪いに関する分析

S. Malleret, M. Jansen, A. S. Ladio, L. Kitzing, Winner's curse or blessing? The changing profitability of offshore wind from auction to final investment decision, Preprint in 2023. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4415948>

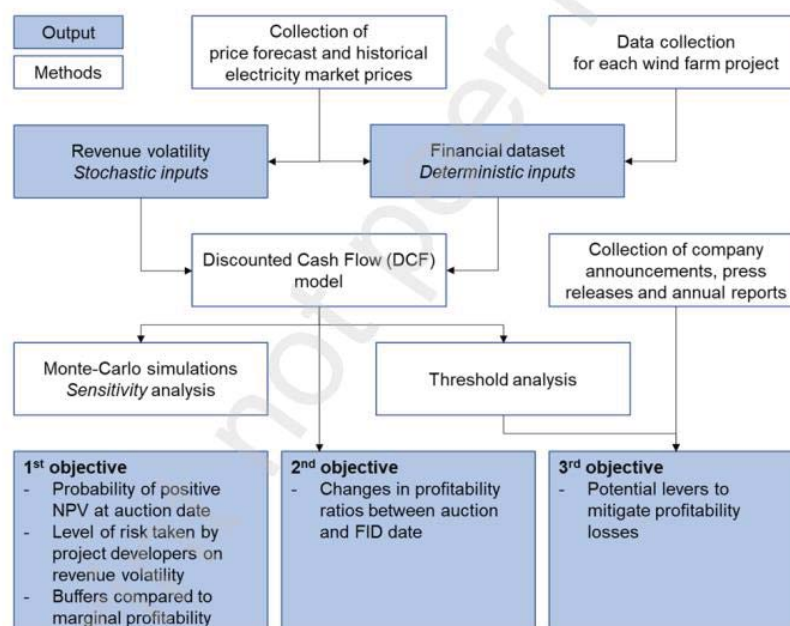


Figure 1: **Research design.** Research methods are presented with white boxes, intermediary and final outputs produced are presented with blue boxes. Our three research objectives are met by the three outputs displayed in the last row.



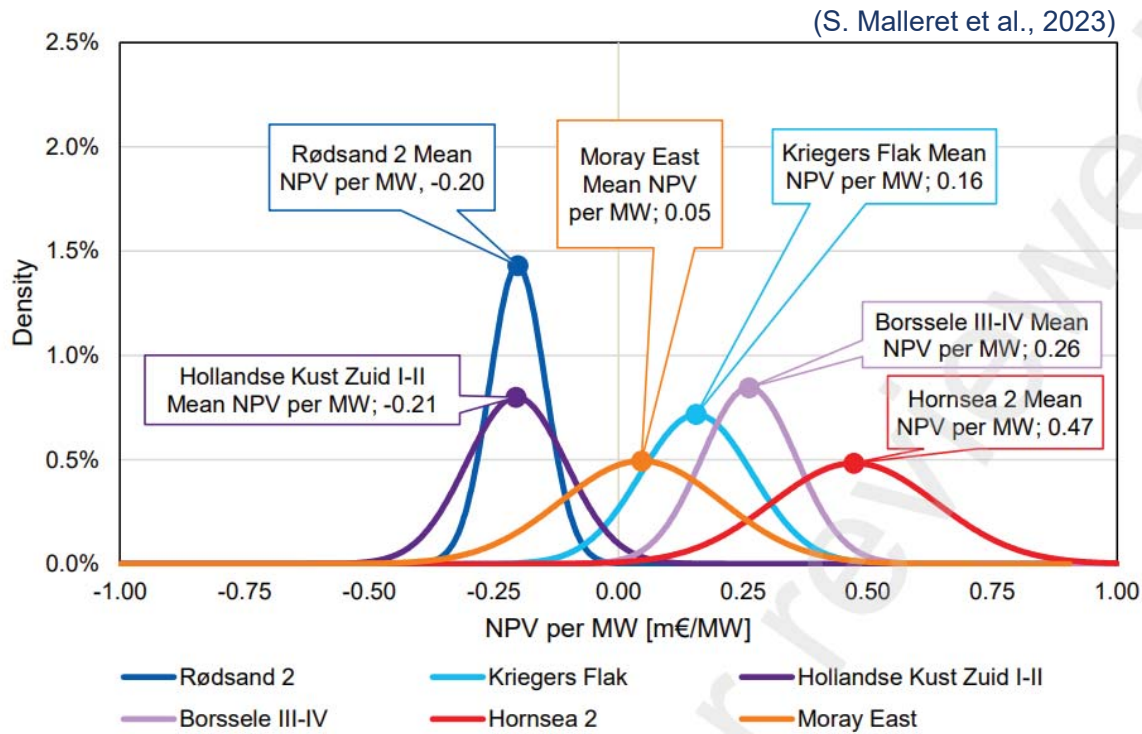


Figure 2: **Monte-Carlo simulation results - NPV per MW normal probability distribution curves.** Each curve represents the NPV per MW distribution of a project in the base case. It is a representation of the project uncertainty at the time of the auction about future revenues and the impact on project profitability.



- 電力市場価格の動向は、入札開催日から最終的な投資決定(FID)までの間に、収益性に大きなマイナスの影響を与える可能性がある。本論文では、プロジェクト開発者が近年の入札においてこのリスクを認識していた可能性を示唆するものを示した。
- **コンティンジェンシー・バッファーは、将来の市場価格の不利な展開の影響を緩和するために、近年増額されている可能性がある。** 主要な契約はFIDの数ヶ月前に確定しているようであるため、プロジェクト開発者が、落札後の電力市場価格予測の不利な展開を緩和するために、FID直前に予想される損失を設備供給業者や請負業者に転嫁したという兆候は見られなかった。
- **デベロッパーは、期待投資収益率の低下を吸収する能力を反映して、プロジェクトの収益性を維持するために自己資本コストを調整した可能性がある。** 全体として、洋上風力オークション落札後のプロジェクト撤退を回避するためにリスク管理戦略が用いられたようであり、これは欧州の洋上風力産業にとって健全な兆候であると考えられる。
- 本論文は、**最近の低入札価格でもプロジェクトが採算を取るには十分であることを**示しており、既往文献で提起されたいくつかの懸念に答えるものである。さらに、我々の本論文は、洋上風力発電資産の収益の減少傾向がコストの減少を反映していることを示しており、これは最近の結論を支持している。



- 積極的な入札は、洋上風力発電プロジェクトにおける勝者の呪い (Winner's Curse) のリスクの増大、ひいては収益性の縮小に道を開く可能性がある。これは、投資家にとってこのセクターの魅力を下させ、将来の成長に障害をもたらす可能性がある。
- この結果は、洋上風力発電所が建設される政策環境の重要性も強調している。我々のケーススタディは、市場価格へのエクスポージャーによる収益リスクが現実のものであることを示している。
- オランダやデンマークのウインドファームと比較すると、しており、期待収益性の変動も小さい。これは、入札**英国のケーススタディは価格予測変動に対してより強固なビジネスケースを実証**からFIDまでの期間が短いことや、英国のCfD支援スキーム自体がリスク回避の性質を持っていることも一因と考えられる。
- 補助金ゼロのウインドファームは、支援スキームへの追加容量のコストを引き下げたが、政策立案者の中には、投資、収益、運用のリスクが高まるとWACCが上昇し、ひいては洋上風力発電のコストが上昇するため、ネットゼロを達成するために投資のリスク回避を継続することを選択する人もいよう。このようなリスクを管理するための政策手段はいくつかある。

(S. Malleret et al., 2023)

よりよい入札制度設計に向けた議論が行われている

浮体式洋上風力発電に関するコストモデル

菊地由佳, 石原孟, 製造と施工方法を考慮したスパイ型浮体式洋上洋上風力発電所の建設費評価, 日本風力エネルギー学会論文集, 2024

Table 3 Description of conventional and advanced technologies



	Conventional	Advanced
Floater	Cylinder ²⁷⁾ 	Flat panel ²⁸⁾ 
Mooring line	Steel ²⁴⁾ 	Hybrid ²⁸⁾ 
Wind turbine Installation	Floating-to-floating ²⁹⁾ 	Floating-to-fixed ³⁰⁾ 
Mooring line installation	Barge type vessel ³¹⁾ 	AHTS ³²⁾ 

Table 15 Comparison of CAPEX between baseline and advanced models (10,000JPY /kW)

Item	Baseline	Advanced	Reduction rate (%)
DEVEX	2.3	2.3	-
Turbine	13.9	13.9	-
BOP			
Floater	13.4	11.4	15
Mooring and anchor	6.8	4.3	37
PTS	3.1	3.1	-
Installation			
Turbine	6.0	3.1	48
Mooring and anchor	2.5	2.1	16
Floater	1.1	1.1	-
PTS	5.3	5.3	-
Port	0.1	0.1	-
Others	6.0	4.7	22
Total	60.6	51.5	15

- 来年に成果が求められるWP1・WP5・WP6については、準備段階がほぼ完了し、調査やシミュレーションの実行段階に入っている
- WP2・WP3についても、計画をより詳細に詰めている段階である
- 日本は、WP2において、エンジニアリングコストモデルを更新し、新しい技術によるコスト低減効果を評価する予定
- 国内外の入札等に関する結果を随時共有し、欧州での議論の情報収集を行うとともに、国内の分析に反映していく

