

洋上風力発電事業の産業基盤構築に向けた取組と 発電コスト低減の道筋



2026年1月8日

一般社団法人 日本風力発電協会
(Japan Wind Power Association)

<https://jwpa.jp>

目次

1. 洋上風力の位置付け
2. 産業基盤構築に向けた取組
3. 発電コスト低減に向けた道筋
4. 調達価格等算定時に考慮いただきたい事項
5. 参考資料

【1. 洋上風力の位置付け】

洋上風力の政策的位置付けについて

第37回合同会議※1 資料3(2025/10)より一部抜粋

- 我が国は、すぐに使える資源に乏しく、エネルギー供給の多くを化石燃料の輸入に依存することによる価格変動リスクや国富流出といった課題を抱える中で、エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、再エネの主力電源化を徹底し、地域との共生や国民負担の抑制を図りながら、最大限の導入を図る必要がある。また、DXやGXの進展による電力需要増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源を十分確保できるかが我が国の経済成長や産業競争力を左右する状況にある。
- 特に洋上風力発電は、以下の理由から再エネの主力電源化に向けた「切れ札」と位置付けられている。
 - 我が国は、陸上に設置する再エネ発電設備は適地が限られるという制約を抱える一方、四方を海に囲まれているというポテンシャルの高さを活かすことができ、国産エネルギー自給率の向上に貢献する。
 - 欧州等では導入拡大とともにコストが低減ってきており、現状では黎明期にある我が国でも、今後、案件形成が進めば、サプライチェーンの構築や発電事業者によるノウハウの蓄積等により、コスト低減が見込まれる。
 - 事業規模が大きく、産業の裾野も広いことから、建設やO & M等を通じ雇用創出にも貢献するなど、発電事業の実施地域を中心とした国内全体への経済波及効果が期待される電源である。
- 他方で、我が国の洋上風力は黎明期にあり、現状、エネルギー安全保障やコスト低減に資する国内サプライチェーンの構築や人材育成等の産業基盤の確立はまだ緒についたばかりであるところ、初期の案件形成を着実に進めることで、産業基盤を構築していく必要性が高い。
- さらに、再生可能エネルギー全般については、再エネ価値を適切に評価する電力需要家が少なく、市場が未成熟であることから、再エネ価値が適切に評価される環境の整備によってその厚みを作っていく必要がある。
- 加えて、洋上風力等の再生可能エネルギーの変動性への柔軟性も確保した、次世代の電力ネットワークの構築を推進していくこととしている。

※1：総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー・分科会再生可能エネルギー・大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会洋上風力促進ワーキンググループ
交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会 合同会議

背景

- **大規模脱炭素電源である洋上風力**は、国内において未だ**黎明期**にある中、インフレや金利の上昇などの事業環境変化の影響を受け、足下のコストは高まっており、インフレ等による建設コスト増加を理由とし第1ラウンドの3海域で事業者が撤退した。
- 上記を受けて、当協会内の発電事業者や風力発電機メーカー、風力発電機等部品サプライヤー、基礎製造サプライヤーなどからは、**今後も事業撤退が相次いだ場合**、中長期的な投資のための予見性が損なわれ、既に**投資済の計画の廃止**や**今後に向けて現在検討している投資が当面見送り又は白紙になる**との声も寄せられており、政府に御検討いただいている事業環境整備を通じ、**第2・第3ラウンドを筆頭に着実な案件形成・事業完遂が不可欠**と考える。
- 着実な案件形成・事業完遂が進めば、**産業界としてサプライチェーン等の産業基盤の構築に向け一層努力し加速**させていく。それにより、**自立化水準まで発電コスト低減が可能**と考えるが、**これを十分とは捉えずに更なるコスト低減にも取り組んでいく**。実際、欧州各国では、黎明期においてはコスト高であったものの、風力発電機の技術革新に加え、案件形成や産業基盤構築を着実に進めたことで、急速なコストダウンを実現した実績がある。
- こうした産業界における産業基盤構築の取組と発電コスト低減の道筋について示したい。

※：ここで案件形成の定義は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（以下「再エネ特措法」という。）に基づく認定。運転開始とは異なるため注意

【2. 産業基盤構築に向けた取組】

2-1. 国内産業基盤構築に向けた産業界の取組

- 競争力があり強靭なサプライチェーンの構築に向けて、「洋上風力産業ビジョン（第2次）」で掲げた、**2040年までに国内調達比率65%以上、産業基盤を支える約4万人の人材育成・確保**を産業界として目指す。
- 具体的には、下記のサプライチェーンの構築や技術開発、人材育成等に取り組んでいく。

(サプライチェーン構築)

- ナセル・ブレード等主要部品の国内製造・国内組立、基礎製造や送電線製造の国内供給力強化、SEP船・国内輸送船・海底送電線敷設船の建造・確保などサプライチェーンの構築とアジア太平洋への展開、等を通じた国内サプライチェーンの構築・強靭化。

(技術開発)

- ブレードの大型化による設備利用率の増加、最適配置によるウェイクロスの低減、ドローン・AIの導入による点検効率化と稼働率向上、製造・施工方法の標準化・修練化、等技術開発を通じた競争力ある風力発電産業の構築。

(人材育成・確保)

- ECOWINDと高専との連携、トレーニング施設の整備、都道府県や他産業との連携、等を通じた産業基盤を支える人材育成・確保。

- 着実な案件形成や制度整備に応じて、産業界として上記のような製造・輸送設備の量産投資、技術開発投資、人材育成といった**産業基盤構築**に取り組むことで、輸出も視野に**発電コスト低減**に努め、産業競争力を強化する。その産業競争力強化が今後拡大の見込まれる浮体式の産業基盤拡大をさらに加速させる要素となる。

2-2. 産業構造の好循環

- 魅力的な市場・案件の創出によって継続的に事業投資を呼び込むことで、産業基盤が構築（着実な各案件の完遂、サプライチェーンの形成・競争力強化）される**好循環**を生み出すことにより、発電コスト低減につながる。

【魅力的な市場・案件の創出】

（案件形成）

- ・適地調査(風況・海底地盤・系統等)等を通じた、計画的な(2030年代中頃から着床式 2～3 GW/年規模)案件形成

（事業環境整備、公募制度整備、インフラ整備）

- ・事業性向上に資する規制緩和(海域占用期間延長等)の適用
- ・着実な事業遂行を促進するような公募評価制度
- ・案件形成に見合う港湾・系統インフラ整備（基地港湾の使用プロジェクト数増加 含む）

【産業基盤構築】 案件形成に見合うサプライチェーン・インフラ整備

（サプライチェーン構築） 風力発電機主要部品、基礎、送電線、船の国内供給力強化と海外展開

（技術開発） ブレード・発電機大型化、最適配置、デジタル活用、製造・施工の自動化・標準化・修練化

（人材育成・確保） ECOWINDの活動による高度人材の育成、高専等との産学連携、拠点整備

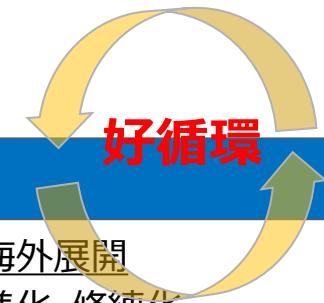
【発電コスト低減】

（設備利用率(Capacity Factor)向上）

- ・大型ブレード・発電機の導入(発電効率増加)、最適配置(ウェイクロス削減)、デジタル活用(稼働率上昇)

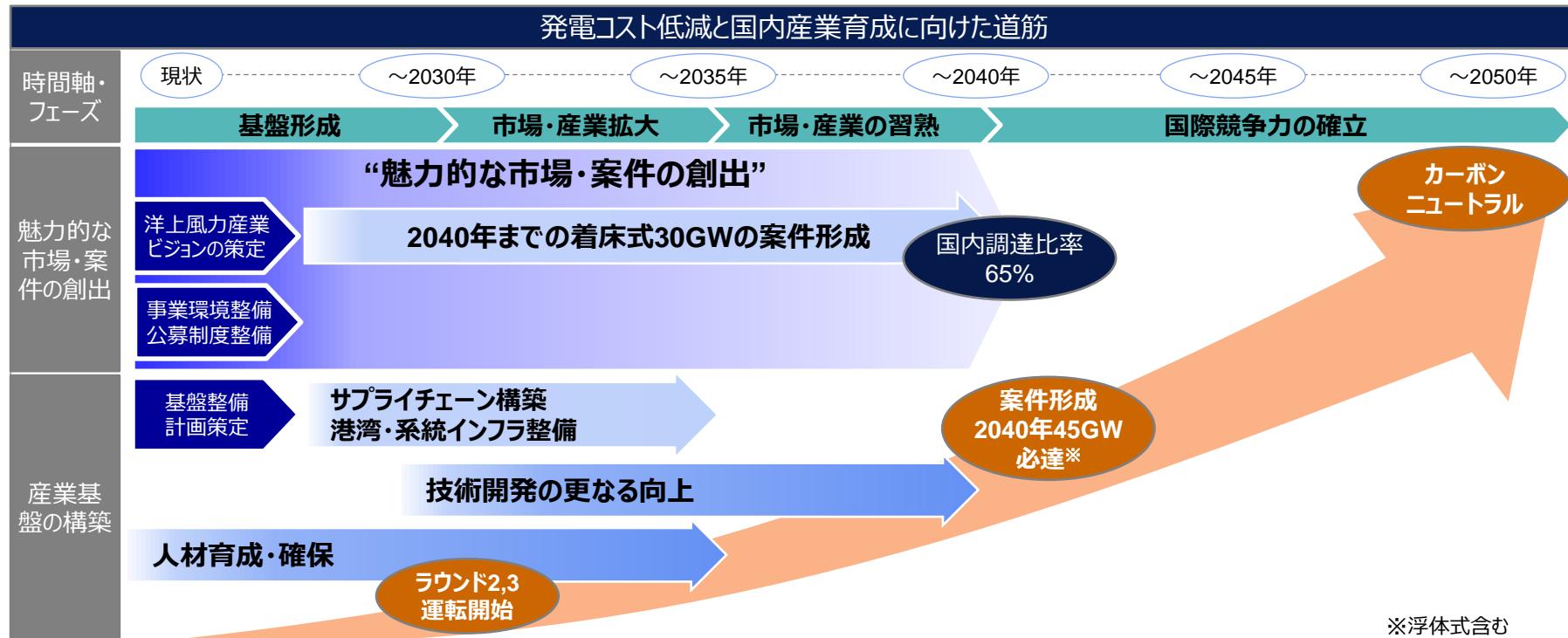
（CAPEX及びOPEXの低減）

- ・国内供給力強化(製品の量産化、輸送費低減)、製造・施工の修練化(能率向上)、デジタル活用(点検効率化)

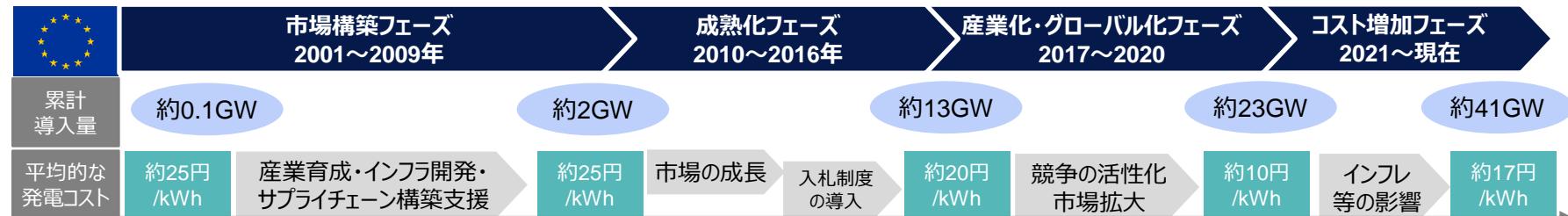


2-3. 魅力的な市場・案件の創出と産業基盤構築とコスト低減に向けた道筋

- 魅力的な市場・案件の創出と産業基盤構築ができれば、国内サプライチェーンが充実し、発電コストが低減することで自立電源、ひいてはカーボンニュートラルへの切り札となる



欧洲の歩み※JWPA内部調査レポートに基づき作成



【3. 発電コスト低減に向けた道筋】

※資料中に示しているコストなどの定量的なデータは、アンケートからデータを統計的に処理し、業界全体の実態として提示しています。特定の事業者の優遇や価格協定を目的とするものではなく、政策提言や市場の健全な競争促進、制度設計の改善や産業政策の目標を目的として記載しています。

3-1. 発電コスト低減の概要

I. 国内一般海域案件における現状のコスト把握

- 公募選定済の一般海域案件の事業者へアンケートの結果、モノパイル案件（平均）の **CAPEXは約90万円/kW、OPEXは約1.23万円/kW/年**。（実績額ではなく想定値のため今後変動可能性あり）
- これらのCAPEX、OPEXをモデルプラントの諸元（**設備利用率36.6%**等）を基に経済性評価実施の結果、**発電コスト 約22.4円/kWh、PIRR 6%確保に必要な金額は、30円台半ば**となった。

II. 発電コスト低減の好循環

- コスト低減のためには、魅力的な市場の創出による、導入拡大・投資拡大と学習効果の好循環が必要。2040年までに着床式で30GWの案件形成を前提とした。
- 発電コスト低減の要素として①設備利用率向上、②CAPEX・OPEXの低減を設定。

III. 発電コスト低減の見通し

- 当協会では、2040年までに30GW着床式が案件形成されるシナリオのもと、少なくとも2045年までに①**設備利用率41%**、②**CAPEX 約60万円/kW、OPEX 約0.8万円/kW/年**、割引率3%で**発電コスト約 13.4円/kWh**（※）と**政策的な支援がなくとも新規の電源投資が進展する自立化水準までコストが低減すると見据えるが、決してこれを十分とは捉えずに、この水準から更なるコスト低減を図る。**

→①は風車大型化や技術革新などが寄与

②は導入量が2倍になると、CAPEX/OPEXともに▲10%の効果を想定（欧州検討結果）

※他電源との比較を目的とするため、各種コストは現在からのインフレは考慮せず。

3-2. 洋上風力発電事業の現状のコスト①

アンケート概要

- 一般海域にて着床式洋上風力事業を推進する事業者にアンケートを実施。8事業者から回答あり（内、モノパイル5案件(6事業者から回答)、ジャケット1案件、基礎形式不明1件）
- CAPEXは調査設計費用と風車・基礎・送電線（洋上/陸上）・陸上変電設備の調達及び建設費用について、kWあたりコストで回答を受領。自営線距離も回答対象とし、陸上送電線コストの分析に活用
- OPEXは設備維持費用と人件費を対象とし、kW/年あたりコストで回答を受領

アンケート結果

- モノパイル案件のCAPEXは、約90万円/kW、OPEXは、約1.23万円/kW/年**（設備維持費用と人件費のみ）
- 本結果は、実績額ではなく想定値のため今後変動可能性あり

CAPEX内訳

項目	コスト (万円/kW)	項目	コスト (万円/kW)
調査設計	2.5	陸上送電線※1	調達 2.9
風車 調達	27.0		施工 4.7
基礎 調達	8.1	変電設備	調達 1.8
	8.6		施工 0.9
海底送電線 調達	11.5	予備費 7.2	
	2.4	その他費用※2 8.7	
施工 4.5		合計 90.8	

※1 陸上送電線の敷設長は揚陸地点から連系地点までの平均距離（アンケート結果）30kmを採用

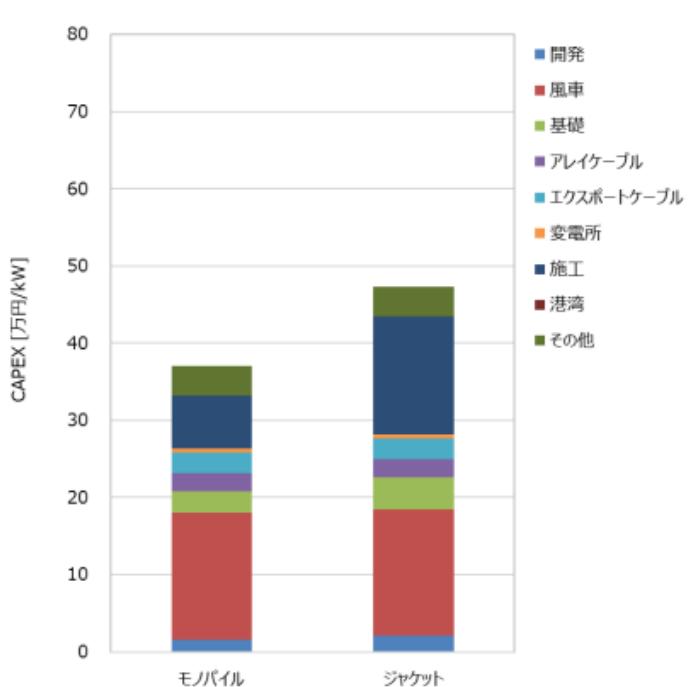
※2 その他費用は、系統費用・保険料・建中金利・占用料・人件費・港湾使用料を含む

3-2. 洋上風力発電事業の現状のコスト②

第3ラウンド（モデル）との比較（CAPEX）

- 第3ラウンドでの供給価格上限額設定時に、NEDOモデルに基づき算出された資本費は38.8万円/kW
- 昨今のインフレの影響もあるが、アンケートに基づく現在のコストは上記と比して、約2.3倍の状況

NEDO報告書のモデルプラントCAPEX



第3ラウンド（モデル）とアンケート結果の比較※1

項目	第3R（モデル） (万円/kW)	アンケート結果 (万円/kW)	アンケート /モデル
開発	1.9	2.5	1.3倍
風車	17.1	27.0	1.6倍
基礎	3.2	8.6	2.7倍
海底送電線(アレイ)	2.3	2.4	1.1倍
海底送電線(エクスポート)	2.6	-	N/A
陸上送電線	-	2.9	N/A
変電所	0.8	1.8	2.1倍
施工	7.1	29.7	4.2倍
調達施工予備費	-	7.2	N/A
その他	3.8	8.7	2.3倍
合計	38.8	90.8	2.3倍

※1：内訳はNEDO報告書（2024年10月）から推定

Copyright © 2026 Japan Wind Power Association. All Rights Reserved.

3-2. 洋上風力発電事業の現状のコスト③

第3ラウンドとの比較（OPEX）

- 第3ラウンドの上限価格設定時のOPEXは、1.32万円/kW/年（設備維持費用・人件費・保険料が対象）
- アンケート結果1.23万円/kW/年に保険料を加えた、現在のコスト1.83万円/kW/年は上記と比して約1.4倍

実勢コストを適用した経済性評価

モデルプラントの諸元

項目	諸元
風車体格、基数	15MW,30基
発電所容量	450MW
基礎形式	モノパイル
発電期間	35年※2
設備利用率	36.6%※3

PIRR 6%の場合、30円台半ば

※下記発電コストをベースに陸上送変電設備、系統費用を考慮
※実績額ではなく想定値のため今後変動可能性あり

算定結果

- 発電コスト：約22.4円/kWh

＜条件設定＞

- 発電コストは割引率3%、固定資産税を考慮
(発電コスト検証WGでの前提に準拠)
- 税引後の算定結果
- 陸上送変電設備は他電源と比較の観点から考慮せず
- 今回の発電コスト算定で加味するOPEXは2.76万円/kW/年※1

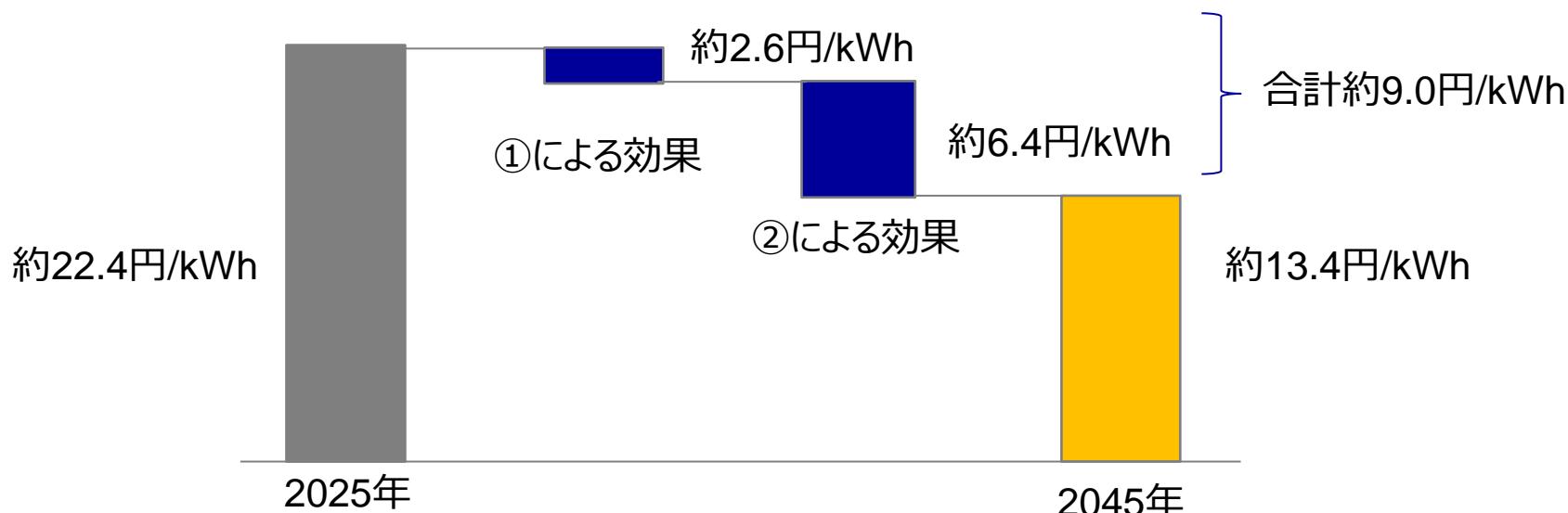
※1：『設備維持費用』と『人件費』のアンケート平均値1.23万円/kW/年に保険料・港湾使用料・占用料・需給調整費用・固定資産税等を加味

※2：10年間の占用期間延長を想定

※3：2nd/3rd ラウンドのモノパイル5案件の上限価格設定時の平均値。アンケート結果では約32%

3-3. 発電コスト低減効果

- 発電コスト低減の要素を基に、2045年時点には、発電コスト(割引率3%)は現状の22.4円/kWhから、少なくとも約13.4円/kWhへ低減できると見据え、当協会としてはこの水準から更なる低減を進めていく
- 発電コスト低減要素の効果
 - ① **設備利用率向上** : 約2.6円/kWh低減
 - ② **CAPEX及びOPEX低減** : 約6.4円/kWh低減
- それぞれの詳細について、時系列での分析も含め、次ページ以降で説明する。



注記) あくまで現時点でのコストを基に算出し、インフレは考慮していない。

3-3-①：設備利用率向上

- 設備利用率は第2、3ラウンド上限価格設定時の36.6%から2045年までに41%まで向上させる
- 着床式ができる高風況(風況8m/s以上)の海域は限られることから、高風況以外の要素での設備利用率向上も不可欠※1

設備利用率の推移と設備利用率向上要素の適用年

項目	2025	2030	2035	2040	2045
設備利用率	36.6%	38%	38.5%	40%	41%
A: 風力発電機の大型化 ・20MWクラス風力発電機の導入	N/A	N/A	適用	→	
B: 事業海域面積の拡大によるロス率低減 ・ウェイク及びセクターマネジメントによるロスの低減	N/A	適用	→	→	
C: 技術革新による設備利用率向上 ・ドローン・AIによる点検効率化と稼働率向上 ・制御技術の向上によるウェイクロス低減 ・故障予知向上によるダウントイム最小化 ・その他技術革新	N/A	N/A	N/A	適用	→
風車長寿命化（運転期間40年）	N/A	N/A	N/A	N/A	適用
風況（140m高における年平均風速）※2	7m/s後半	8m/s台	7m/s後半	7m/s後半	7m/s後半

※1：適用風車によりハブ高は異なるが、NeoWins（洋上風況マップ）と照合可能にするため140m高の風速を表示

※2：ジャケットの活用による候補海域の拡大も今後の検討要素

3-3-② : CAPEX及びOPEXの低減 (円/kW)

「CAPEX/OPEX低減の要素」

- CAPEX/OPEXの低減の要素は、以下A)～C)と想定
- 本資料では、A)～C)による低減効果をまとめて「**学習効果**」と定義
- 検討にあたっては、学習効果によって、**累積導入量（運転開始）が2倍になる毎に10%の割合（学習率）でCAPEX/OPEXを低減**できると想定（学習率設定根拠は参考資料に記載）

A) サプライチェーンの構築

（量産化による原単位低減）

- ・ 風力発電機製造、基礎製造、送電線製造などの工場生産能率向上
- ・ 風力発電機の国内工場設置による輸送費大幅減、為替リスクの低減効果
- ・ 風力発電機や基礎の国内製造拠点から基地港湾への大物部材輸送のための内航船就航（経験積み増しによる能率向上）
 - ・ 製造期間、施工期間の短工期化や歩留まり向上、保険料・ファイナンスコストの低減

B) 技術開発

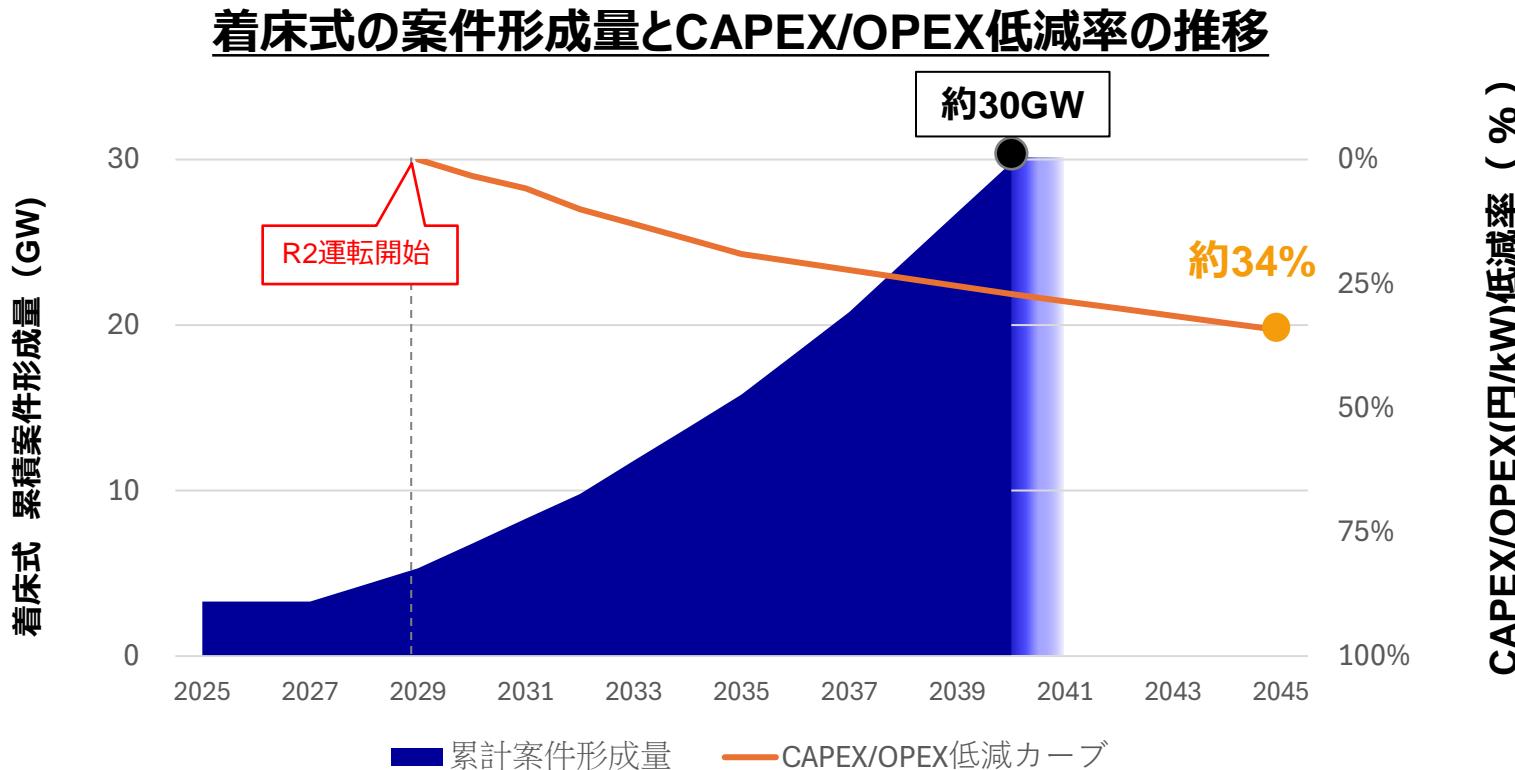
- ・ 大型クレーン等先端設備導入による工場作業効率化
- ・ 高能率施工船・輸送船導入、設備強化による風力発電機/基礎/海底送電線の施工・輸送能率向上
- ・ 新素材の適用による部材の信頼性向上、軽量化
- ・ 高電圧化による海底送電線(アレイ)の導体サイズダウン、送電線長寿命化等
- ・ 自動溶接、塗装工程の自動化等の工場生産技術高度化
- ・ ドローン・センサーヤAIを活用した遠隔モニタリング技術、集中監視、CMS（Condition Monitoring System）導入、SEPレス大型部品交換技術 等

C) 人材育成・確保

- ・ ECOWINDの活動による高度人材の育成
- ・ 高専との連携、トレーニング施設の整備 等

3-3-② : CAPEX及びOPEXの低減 (円/kW) 「着床式のCAPEX/OPEX低減の想定推移」

- 2040年に着床式で30GWの案件形成を前提に、洋上風力の累積導入量（運転開始）が2倍になる度に10%の割合(学習率)でCAPEX/OPEXが低減されると想定
- CAPEX/OPEX(円/kW)の約34%低減が見込める

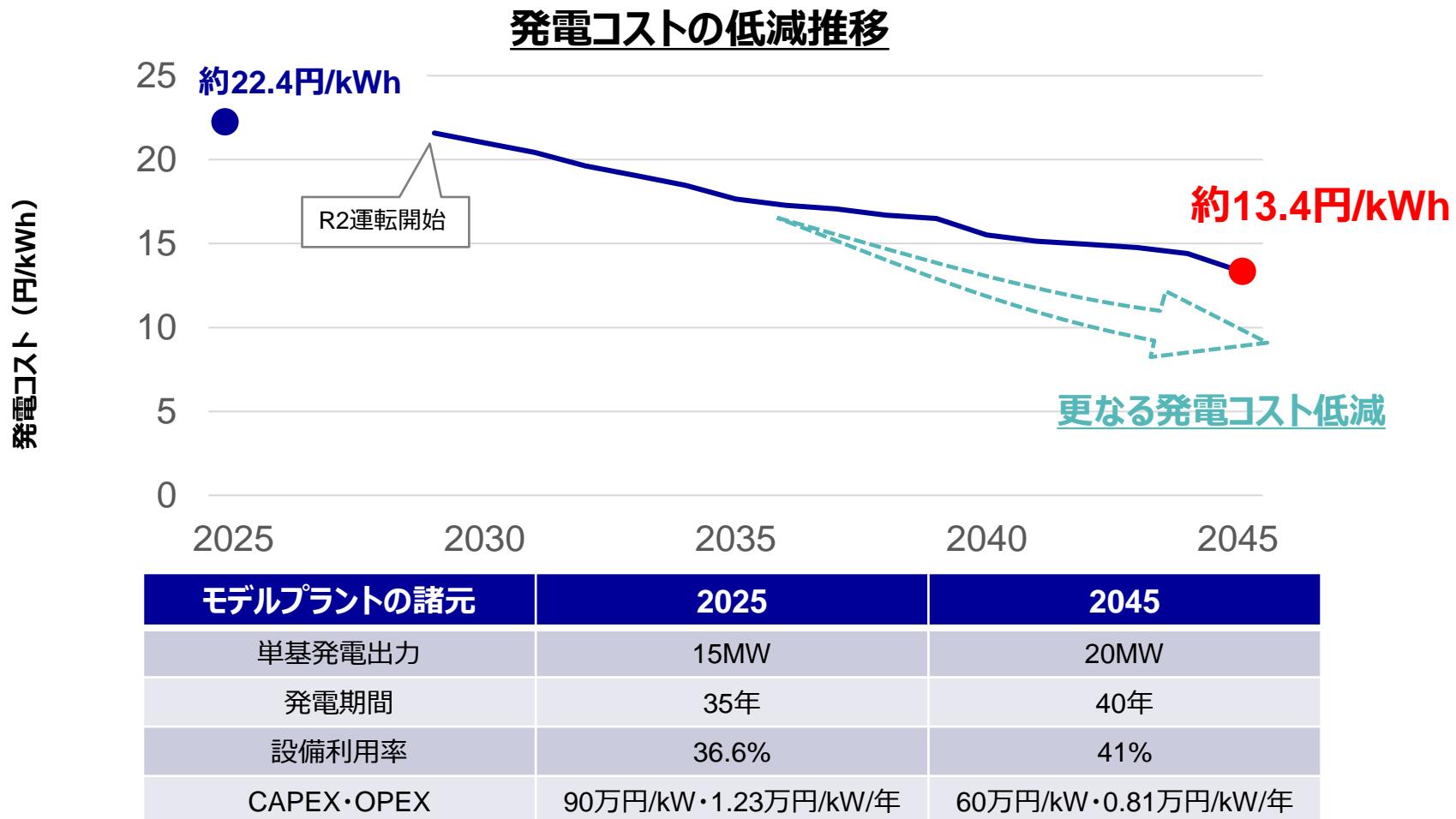


〈前提条件〉

- ・現在、一般海域での大規模洋上風力が運転開始していないため、R2が運転開始することで初めて学習効果が生まれる (=R2/3が順調に運転開始する前提)
- ・あくまで現時点でのコストを基に算出し、インフレは考慮していない。また、離岸距離や水深等の違いによる増減は考慮していない
- ・CAPEX/OPEXは同じ割合で低減できると想定 (デンマークエネルギー庁 : Technology data catalogue for electricity and district heating (February 2025)を参照)
- ・上記の低減効果が反映される時期は、同時期に案件形成された案件となる (例 : 2030年の低減効果の恩恵を受けるのは2030年に案件形成された案件)

3-4. 【まとめ】 着床式の発電コスト低減の想定推移

- 約13.4円/kWhへの発電コスト低減の想定推移を以下の通り示すが、これを十分とは捉えずに更なる発電コスト低減に取り組む（詳細は次頁）



注記）あくまで現時点でのコストを基に算出し、インフレは考慮していない。

3-5. 更なる発電コスト低減要素

■ 以下3要素の具体化への努力により、更なる発電コスト低減を目指す

【サプライチェーン構築】

- ・ 国内サプライチェーンの輸出促進等による学習効果の早期発現
- ・ サプライチェーン構築に伴うマーケット成熟による保険料率の低減
- ・ 案件の大規模化（1GW以上）によるスケールメリット

【技術開発】

(新規技術開発)

- ・ 新型風力発電機の開発（新型駆動方式の開発による軽量化とコストダウン）
- ・ 新型燃料電池の開発による余剰電力の活用
- ・ 多端子開発による海底直流送電網への洋上接続

(技術改良)

- ・ 単機出力25MWを超える風力発電機の開発・導入
- ・ 低風速領域を効率よく発電できる風力発電機の開発
- ・ 故障検知システムの発展に伴う発電機会損失の減少
- ・ 疲労強度や摩擦耐性に優れた材料の開発を通じた風力発電設備の長寿命化
- ・ 海底直流送電網への連系による海底・陸上送電線敷設工事の減少
- ・ 送電ロスが最小化される海底送電線の技術開発

【人材育成・確保】

- ・ ノウハウ蓄積による製造品質、施工品質向上による予備費の低減

【4. 調達価格等算定時に考慮いただきたい事項】

※本資料での評価は、価格影響の傾向を示すことを目的としており、各数値の妥当性については別途検証が必要（各種数値はあくまでも協議のための参考として記載したもの）。また、特定の事業者の優遇や価格協定を目的とするものではなく、政策提言や市場の健全な競争促進、制度設計の改善や産業政策の目標を目的として記載しています。

4-1. 加算いただきたい費用項目

- 現状、上限価格算定時に加算されていない洋上風力特有の費用項目が複数ある
- その中で、影響度が大きい3項目が上限価格に反映されないことで、合計4円程度の過小評価になる※1
- 以上より、上限価格算定時はこれら3項目等を加算していただきたい

未加算費用項目の価格への影響度の概算

費用項目	モデルプラント	影響度(概算)
a. 陸上送変電設備 (送電=自営線コスト)	自営線30km前提 コスト: 約530億円 (約12万円/kW)	3.4円/kWh
b. 基地港湾賃料※2	コスト: 約160億円 (約1,000円/kW/年)	0.6円/kWh
c. 地域共生策費用	コスト: 45億円 (250円/kW/年)	0.1円/kWh

モデルプラントの諸元(再掲)

項目	諸元
風車体格、基数	15MW,30基
発電所容量	450MW
基礎形式	モノパイル
発電期間	35年※3
設備利用率	36.6%※4

合計4円/kWh程度の過小評価の可能性

※1: 本資料での評価は、価格影響の傾向を示すことを目的としており、各数値の妥当性は別途検証が必要（各種数値はあくまでも協議のための参考）

※2: 促進区域と一体的に利用できる港湾の使用料

※3: 10年間の占用期間延長を想定

※4: 2nd/3rd ラウンドのモノパイル5案件の上限価格設定時の平均値

4-2. 海域ごとの上限価格の算定

- これまで原則全海域で共通の上限価格が設定 (R2西海のみ地盤の違いにより別価格)
- 下表のとおり、地盤以外にも大きなコスト変動を生じる要素が複数ある※1
- 以上より、これら要素を反映して、海域ごとに上限価格を算定いただきたい

海域ごとの違いによるコスト変動の影響度の概算

要素	海域ごとの違いによる コスト変動の要因	モデルプラント	影響度試算の条件	影響度(概算)
a. 設備利用率 (風況など)	風速等による設備利用率の 変動	36.6%	32.0% (アンケート平均)	4.7円/kWh
b. 陸上自営送電線 の距離	陸上送電線敷設距離による 変動(陸揚点から連系変電 所までの距離)	30km 送電線費用(調達施工)： 約8.3万円/kW(予備費込み)	50km(アンケート最大値) 送電線費用(調達施工)： 約13.8万円/kW(予備費込み※2)	1.6円/kWh
c. 水深 (試算詳細は参考資料)	水深の違いによる基礎重量 の変動とそれに伴う調達費 及び施工費の変動	20.6m CAPEX:90.8万円/kW	26m (R2・R3最大値) CAPEX:97.3万円/kW	1.2円/kWh
d. 洋上施工稼働率と 基地港湾の距離 (試算詳細は参考資料)	海象条件と基地港湾の距離 の違いによる施工費の変化	※本項目は推定値※3 供用係数: 2.05(全国中央値) 基地港距離: 22km(R2/3中央値) 洋上施工費(風車・基礎)： 約19.6万円/kW	供用係数: 2.15(太平洋中央値) 基地港距離: 222km(西海) 洋上施工費(風車・基礎)： 約27.2万円/kW	2.4円/kWh
e. 地盤※4 (試算詳細は参考資料)	地盤の固さの違いによる洋上 基礎・施工費の変動	堆積層モノパイル CAPEX:90.8万円/kW	岩盤モノパイル CAPEX:133.5万円/kW	11円/kWh

※1: 本資料での評価は、価格影響の傾向を示すことを目的としており、各数値の妥当性は別途検証が必要 (各種数値はあくまでも協議のための参考)

※2: 距離に比例して費用が増加すると仮定し算出

※3: 本検討で使用した供用係数は港湾工事を想定した数字のため、実際のサイトでの工事では施工稼働率が低くなる可能性が高い

※4: ラウンド2の長崎県西海市江島沖はジャケット式としてモノパイル式と異なる上限価格を算定頂いたが、今後の案件でも考慮した算定が必要

【5. 參考資料】

2040年度におけるエネルギー需給の見通し

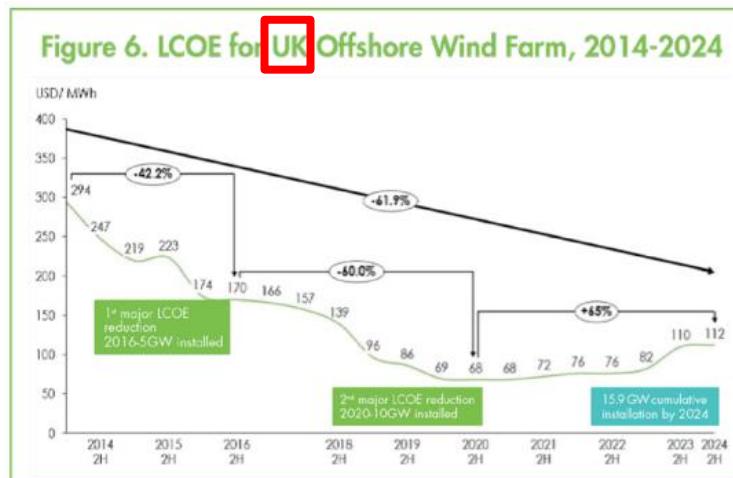
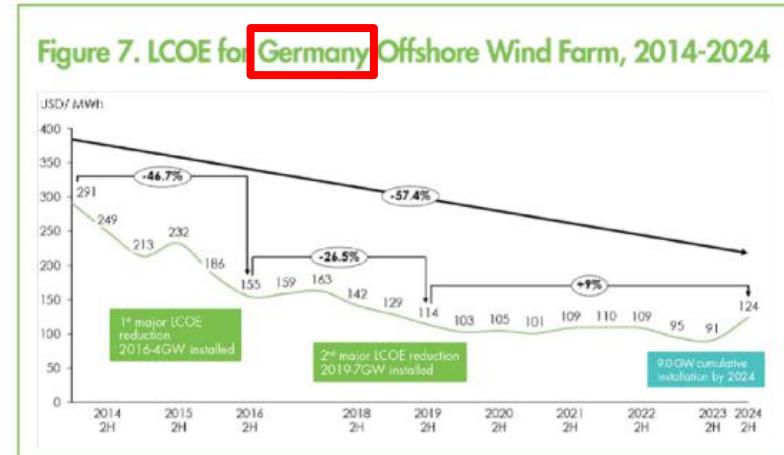
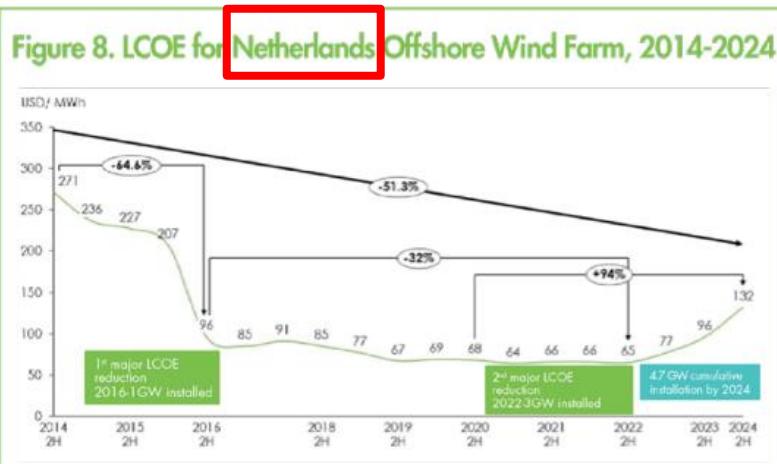
総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第70回会合）資料2(2025/12)より一部抜粋

	2010年度	2013年度	2023年度	2024年度	2040年度 (政府見通し)
エネルギー自給率	20.2%	6.5%	15.3%	16.4% (増加)	3~4割程度
最終エネルギー消費量	3.8億kl	3.6億kl	3.0億kl (減少)	2.9億kl	2.6~2.7億kl程度
1次エネルギー供給の化石燃料割合	81.2%	91.2%	80.7% (減少)	80.1%	5割程度
電源構成	火力発電	65.4%	88.3%	68.6% (減少)	3~4割程度
	再生可能エネルギー	9.5%	10.9%	22.9% (増加)	4~5割程度
	太陽光	0.3%	1.2%	9.8%	23~29%程度
	風力	0.3%	0.5%	1.1%	4~8%程度
	水力	7.3%	7.3%	7.6%	8~10%程度
	地熱	0.2%	0.2%	0.3%	1~2%程度
	バイオマス	1.3%	1.6%	4.1%	5~6%程度
	原子力	25.1%	0.9%	8.5% (増加)	2割程度
エネルギー起源	CO2排出量	11.4億t	12.4億t	9.2億t (減少)	3.6~3.7億t程度

出典：総合エネルギー統計（2024年度速報）、2040年度におけるエネルギー需給の見通しをもとに資源エネルギー庁作成

欧州(英国、ドイツ、オランダ)の発電コスト低減の推移

- 英国、ドイツ、オランダの2014年から2024年にかけての発電コストの低減推移
- 大量導入に伴う10年間で50-60%の大幅な低減の実績あり※1



※1：欧州の低減実績は風車の大型化の寄与が大きいが、日本では大型化が一定程度進んだ状況下で発電コスト低減を目指すため、欧州よりも緩やかなカーブになると想定

学習効果 (Learning Curve) の想定値

■ 学習率10%の設定根拠 :

- 着床式洋上風力の学習率としては8-10%程度で想定するのが一般的とされており、当協会では下表記載の文献1～3を参照して妥当性を確認した。
- 特に、文献1より、洋上風力の成熟市場である欧州においても、産業拡大期における実績値と遜色ない8～10%の学習効果を2025年～2040年で引き続き適用可能と捉えられていることから、国内で洋上風力産業が本格的に拡大していく2030年以降において、学習率10%の学習効果を期待することは可能と判断した。

■ 学習効果によって前ページA～Cの全項目の影響を説明可能とする根拠 :

- 過去データを分析している文献2～3から、学習効果の中に前ページA～Cに記載する項目も含まれると解釈できる。文献1は、判別不能であった。なお、参照したいずれの文献においても、前ページA～Cに記載する項目毎の学習率への寄与率は判別不可能であった。

参照文献	概要	出所
文献 1	欧州での洋上風力コスト低減について検討したオーステッド社の公開資料。2040年に向けた学習効果をCAPEX,OPEXともに学習率8～10%と想定し、9%を適用した場合、EUR15/MWhの発電コスト低減効果（▲15%）が期待できると試算。（なお、欧州の業界団体WindEuropeも、2025年4月のEU政府宛て提言書にて、2040年迄に学習効果によって発電コスト15%低減を目指すとしている。）	Orsted, Offshore wind at a crossroads (2025) https://orsted.com/en/what-we-do/insights/white-papers/offshore-wind-at-a-crossroads
文献 2	2014年～2021年に運転開始した出力150MW以上の56案件（主に欧州）を対象に学習効果を検証。結果、学習率は8.8%（プロジェクト規模、水深、離岸距離、設置国の影響を統計的に調整済み）。※学習率には風車大型化、サプライチェーンの成熟、経験を通じた学び、改良型技術革新（Incremental innovation）による効果が含まれると明示あり。	NREL Technical Report (2022) https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81819.pdf
文献 3	2010年～2020年に運転開始した64案件（UK + 欧州）を対象に学習効果を検証。結果、学習率は10.9%（離岸距離、水深の影響を統計的に調整済み）。	Santhakumar, S., Smart, G., Noonan, M., Meerman, H., & Faaij, A. (2022) https://doi.org/10.1016/j.techfore.2022.121856

出典：Orsted社 HP (<https://orsted.com/en/what-we-do/insights/white-papers/offshore-wind-at-a-crossroads>)

CAPEX/OPEX低減の要素(P16)による2030年代初頭での低減効果

【凡例】
 A : 量産化による原単位低減
 B : 経験積み増しによる能率向上
 C : 技術開発

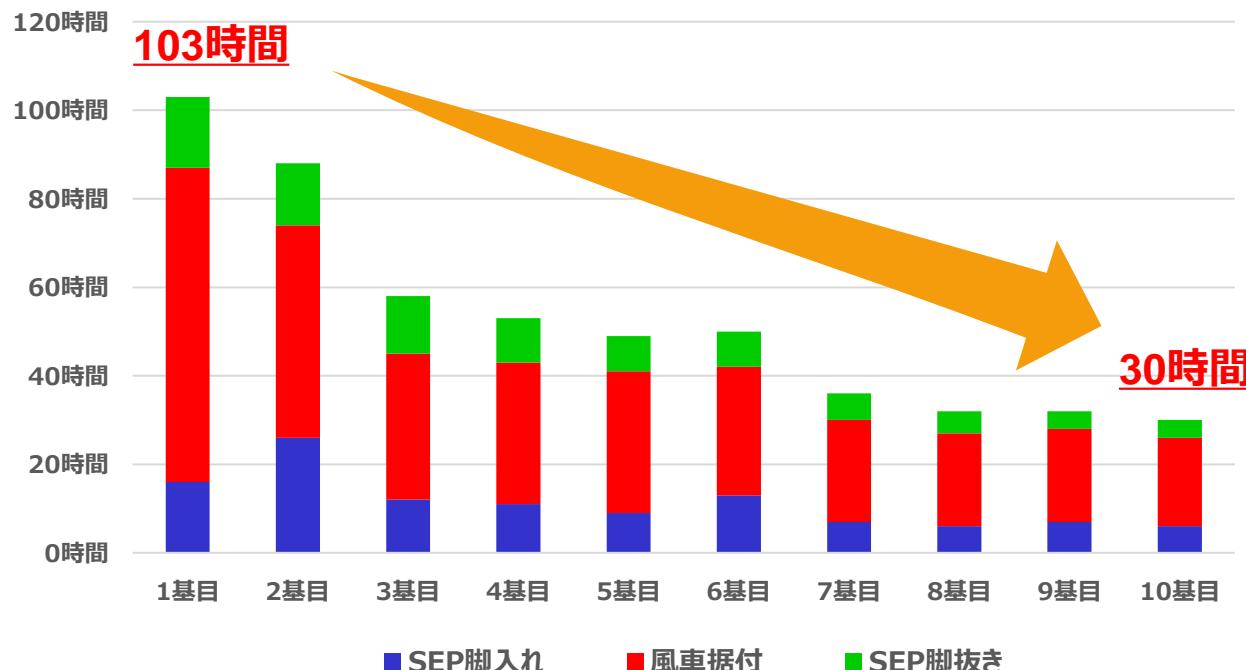
- 2030年代初頭での累積導入量(運転開始)が2倍になる最初のタイミングでCAPEX/OPEXの10%低減が現実的であることを確認した

分野	シナリオ	低減要素	低減効果
風力発電機 製造	風力発電機部品の国内拠点化が実現し、量産が本格化し、生産拠点がノウハウを蓄積	A, B	▲3.2%
	旺盛な大物部品の内航輸送需要を背景に、内航モジュール船が就航	C	
支持構造物 製造	安定的に生産が継続することにより、高稼働状態を維持し、生産拠点がノウハウを蓄積	A, B	▲1.0%
	基地港湾の整備と十分な船腹数を前提として、国内製造拠点から基地港湾に大物部材を輸送するための内航船が就航	C	
施工	・風力発電機施工で必要な艤装機器の共通化や施工用船舶の稼働率が上昇 ・海外調達割合が高い資機材に対して国内のサプライチェーン構築による一部内製化	A	▲3.2%
	施工ノウハウの蓄積により、SEP船を使用する限界作業条件の引き上げ、送電線(アレイ)敷設速度が1本/日→2本/日に高速化、 洋上据付作業日数が高速化	B	
	・高能率基礎施工船の導入、高能率送電線敷設船の導入 ・従来の1.5m埋設を3パスから1~2パスに低減できる、海底送電線大型埋設機の導入	C	
	・大型風力発電機（15-20MW）を想定した港湾施設の整備、プロジェクト単位ではなく港湾設備の一部としての仮設構造物等の構築 ・一定の外国船籍の施工船が国内に導入（カボタージュ規制の一部緩和）	その他	
	送電線製造工場の新設、生産能力拡大により量産が本格化し、生産拠点がノウハウを蓄積	A, B	▲0.3%
海底 送電線			▲2.2%
その他費用			
		CAPEX 計 ※CAPEXには陸上送変電は含まず	▲10.0%※ (▲8.34万円/kW)
維持管理	・CMS導入/監視センターやSEPLes大物部品交換による停止期間減少(売電量増) ・維持管理用船舶の配備、維持管理拠点港湾の整備 ・維持管理実績を踏まえた保険料率の低減	C その他	▲10.0% (▲0.18万円/kW/年)
		OPEX 計	

石狩湾新港洋上風力発電所での作業能率向上の事例

- 1案件の期間中だけで、能率向上により洋上での風車据付作業時間が1基目に比べて10基目が**3分の1**程度にまで短縮

石狩港湾案件におけるSEP作業時間推移
(1基目～10基目)



年間2GW以上の産業基盤構築に必要なサプライチェーン

■ 必要な投資のために、十分な市場規模の確保と技術開発・設備投資支援の継続が望まれる

分野	現状	必要設備
調査	調査船不足	<ul style="list-style-type: none">・調査船の追加導入が必要
風力発電機 製造	輸入に依存	<ul style="list-style-type: none">・国内製造拠点（ナセル組立工場、ブレード、タワー製造工場）の国内立地・部品の国内サプライチェーンの構築、部材の国内輸送船の導入
基礎製造	国内で約1GW超の供給 能力（モノパイル/ジャケット 合計）	<ul style="list-style-type: none">・既存設備の能力強化により、国内で年間約1.5GWの基礎を供給<ul style="list-style-type: none">・大型クレーン等の製造設備導入による生産ライン構築・ジャケット及びトランジションピースのブロック製造強化により年間約5万トンの鋼構造ブロック製造能力を構築（浮体製造にも今後活用可能）
基礎輸送	大型基礎(2,000ton超) の 国内輸送船の大幅不足	<ul style="list-style-type: none">・モノパイル/ジャケット輸送船の導入
風力発電機 /基礎施工	<ul style="list-style-type: none">・15MW風力発電機施工 可能なSEP船が国内3 隻のみ・大型基礎施工船は大幅 不足	<ul style="list-style-type: none">・風力発電機施工<ul style="list-style-type: none">・15MW風車施工の大型SEP船は一部改造が必要・CTVや起重機船等の補助船団の導入が必要・基礎施工<ul style="list-style-type: none">・大型基礎施工船の導入（3～4隻程度）・CTVや起重機船等の補助船団の導入が必要・一定程度の海外籍船の国内導入（カボタージュ規制等の緩和）
送電線 (海/陸)製造	洋上風力向け製造能力が 大幅不足	<ul style="list-style-type: none">・既存送電線製造工場の製造能力拡大、新規工場立ち上げによる全量国内調達・送電線関連部品のサプライチェーン強化
海底送電線 敷設	船舶少なく能力不足	<ul style="list-style-type: none">・現在建造・設計中の船舶が導入されれば能力充足見込み
維持管理	<ul style="list-style-type: none">・CTV/SOV等船舶不足・専門人材が大幅不足	<ul style="list-style-type: none">・CTV、SOVなどの船舶導入・風力発電設備O&M、船舶等の専門人材の育成・ドローンやデジタル技術の活用、集中監視システム導入などによる管理効率の向上

※上記を支える人材確保・育成は必要

サプライチェーン形成の取組事例

■ 既に多数のサプライチェーン形成への投資・契約締結・認証取得などが進んでいる

分野	事例
風力発電機 製造	<ul style="list-style-type: none">• GEとのナセル組立工場に係る戦略的提携 (2021/5、東芝エネルギー・システムズ株式会社)• 洋上風力向けタワー製造工場に約55億円投資決定 (2024/7、株式会社駒井ハルテック)• 風車メーカーとスイッチギア供給に係る覚書締結 (2025/4、三菱電機株式会社)• 風車メーカーとパワー半導体供給に係る覚書締結 (2025/4、富士電機株式会社)• 風車メーカーと風車用タワー鋼材供給に係る覚書締結 (2025/7、日本製鉄株式会社)• 風車メーカーと風車用軸受開発への実験棟を竣工 (2024/12、大同メタル株式会社)
基礎製造	<ul style="list-style-type: none">• 基礎製造工場への大型クレーンの約130億円の投資決定 (2025/1、日鉄エンジニアリング株式会社)
基礎輸送	<ul style="list-style-type: none">• 基礎輸送のための内航モジュール船の造船契約締結 (2024/4、株式会社商船三井)
風力発電機 /基礎施工	<ul style="list-style-type: none">• 大型基礎施工船への約1200億円 (内、五洋建設の投資額は約600億円) の投資決定 (2024/12、五洋建設株式会社)• 2500トンクローラークレーンへの発注 (2025/10、DENZAI株式会社)
送電線 (海/陸)製造	<ul style="list-style-type: none">• 高電圧直流送電の製造工場への約1000億円の投資決定 (2025/10、古河電気工業株式会社)
海底送電線 敷設	<ul style="list-style-type: none">• ケーブル敷設船への約300億円の建造契約の締結 (2023/12、東洋建設株式会社)• ケーブル敷設船への約310億円 (内、五洋建設の投資額は約155億円) の投資決定 (2024/12、五洋建設株式会社)• 長距離海底ケーブル敷設船の概念設計承認を取得 (2024/12、日本郵船株式会社)• 海底送電ケーブル接続船・埋設船の概念設計承認を取得 (2025/12、株式会社商船三井)
維持管理	<ul style="list-style-type: none">• 初の国産作業員輸送船の進水式実施 (2025/12、日本郵船株式会社)

海域ごとの上限価格の設定（推定値） 「水深による違い」

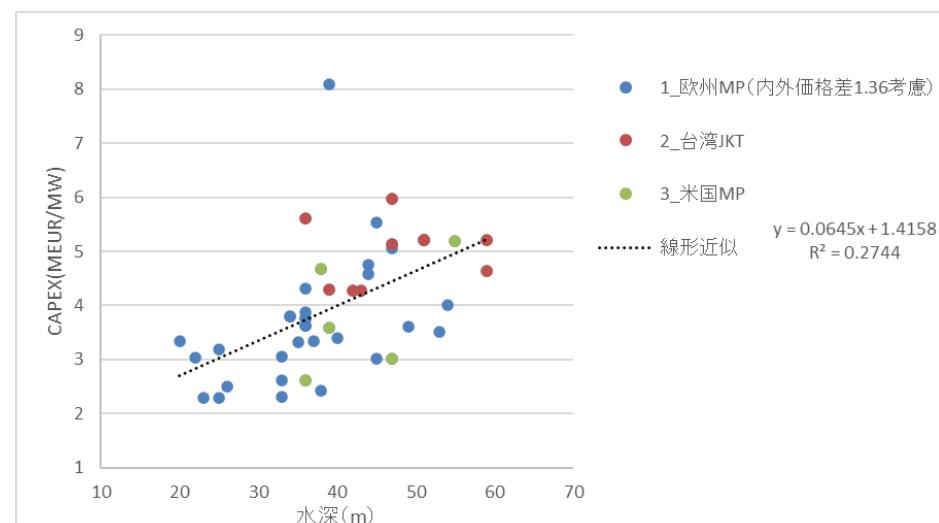
- 水深の増加により基礎重量は増加し、重量増加に伴い吊能力の高い施工船が必要となるため、調達費に加えて施工費も増加する。
- 海外の公知情報を利用して水深とCAPEX^{※1}の関係を評価した

※1：データベースでは基礎調達・施工費だけを抜き出せず、CAPEX全体での評価となる（＝公知情報での検証の限界）点に留意

検討条件

データベース	4C offshore
施工時期	2016年～2025年
風車サイズ	8 MW以上
基礎形式	モノパイル（MP）および ジャケット（JKT） ※重力式、サクション、岩盤案件を除く
データ数	MP：欧洲案件 30件、米国案件 5件 JKT：台湾案件 10件
内外価格差	欧洲案件30件は内外価格差係数1.36を反映

水深（m）とCAPEX（MEUR/MW）の関係



- ・上記から、水深とCAPEXには正の相関あり
- ・**水深1m差により約1.2万円/kWの影響の可能性あり**

海域ごとの上限価格の設定（推定値） 「海洋施工の稼働率、サイトと基地港湾の距離（1/2）」

- 海洋施工における稼働率およびサイトと基地港間の距離の差異による施工日数の変動を概算し、これら2つの要因が海洋施工コストに及ぼす影響を検討した

施工日数の概算方法

$$\text{施工日数} = (\text{回航日数} \cdot \text{往路} + \text{施工日数} + \text{回航日数} \cdot \text{復路}) \times \text{船舶供用係数} \times \text{航海数}$$

③、⑥ ② ③、⑥ ⑤ ①、④

検討条件

①風車諸元	15MW×30基
②施工サイクルタイム	※NEDOモデル 表2.14より 基礎(モノパイル) : 2.3日／1基当たり 風車 : 3.6日／1基当たり
③施工船の速力	5knots (非自航式のジャッキアップ船を想定)
④基礎・風車積載数	いずれも1航海当たり2基
⑤船舶供用係数	NEDOモデル 表2.12を使用
⑥サイトと基地港間の距離	海図から推定

⑤船舶共用係数

i	ランク1	1.65	
ii	中央値-日本海	1.93	
iii	中央値-全国	2.05	モデルプラント
iv	中央値-太平洋	2.15	比較ケース
v	ランク7	3.70	

⑥サイトと基地港間の距離（海図から推定）

i	遊佐沖	5.6km	
ii	中央値-R2&R3	22.2km	モデルプラント
iii	銚子	74.1km	
iv	西海	222.2km	比較ケース
v	北海道案件想定（遠）	287.1km	

※比較ケースは、今後形成される案件が複数あることから、意図的に悪すぎない条件を選定

海域ごとの上限価格の設定（推定値）

「海洋施工の稼働率、サイトと基地港湾の距離（2/2）」

<凡例>



：モデルプラント



：比較ケース

基礎(モノパイル)と風車に係る海上施工日数

施工稼働率高い

施工稼働率低い

近い
↓
遠い

基礎 (日数)	供用係数（＝稼働率）					
	i	ii	iii	iv	v	
のサイトと基地港間の距離	i	115.1	134.6	143.0	150.0	258.1
	ii	118.8	139.0	147.6	154.8	266.4
	iii	130.4	152.6	162.1	170.0	292.5
	iv	163.4	191.1	203.0	212.9	366.3
	v	178.0	208.2	221.1	231.9	399.0

近い
↓
遠い

風車 (日数)	供用係数（＝稼働率）					
	i	ii	iii	iv	v	
のサイトと基地港間の距離	i	179.4	209.9	222.9	233.8	402.4
	ii	183.2	214.2	227.6	238.7	410.7
	iii	194.8	227.8	242.0	253.8	436.8
	iv	227.7	266.3	282.9	296.7	510.6
	v	242.3	283.4	301.0	315.7	543.3

基礎(モノパイル)と風車の海上施工に係るモデルプラントとの比率

施工稼働率高い

施工稼働率低い

基礎 (比)	供用係数（＝稼働率）					
	i	ii	iii	iv	v	
のサイトと基地港間の距離	i	0.780	0.912	0.969	1.016	1.748
	ii	0.805	0.941	1.000	1.049	1.805
	iii	0.884	1.034	1.098	1.151	1.982
	iv	1.107	1.295	1.375	1.442	2.482
	v	1.206	1.410	1.498	1.571	2.704

風車 (比)	供用係数（＝稼働率）					
	i	ii	iii	iv	v	
のサイトと基地港間の距離	i	0.789	0.922	0.980	1.028	1.768
	ii	0.805	0.941	1.000	1.049	1.805
	iii	0.856	1.001	1.064	1.115	1.920
	iv	1.001	1.170	1.243	1.304	2.244
	v	1.065	1.246	1.323	1.388	2.388

- 上記から、モデルケースと比して、**基礎施工は約1.4倍、風車施工は約1.3倍のCAPEXになる可能性がある**

	モデルケース	比較ケース
基礎施工	11.5万円/kW	16.6万円/kW
風車施工	8.1万円/kW	10.6万円/kW

合計27.2万円/kW

海域ごとの上限価格の設定（推定値） 「地盤」

- 海底地質によって基礎杭の施工法が異なり、堆積層（粘土、シルト、砂、礫などの碎屑物が堆積した地盤）に比べて岩盤は施工費が増大する。
- 海外の公知情報を利用して地盤の違いによるCAPEX^{※1}の差異を評価した

検討情報

データベース	4C offshore
施工時期	2016年～2025年
風車	6～10MW
基礎形式	モノパイル(MP) ※ジャケット、重力式、サクションを除く
地域	欧州のみ

※1：データベースでは基礎調達・施工費だけを抜き出せず、CAPEX全体での評価となる（＝公知情報での検証の限界）点に留意

地質及び基礎形式によるCAPEXの平均値と比較

No	地質	基礎	案件数	風車	基数	CAPEX平均値 (MEUR/MW)	①とのCAPEX 比較(A)	アンケート結果との比較 (A × 90.8万円/kW)
①	堆積層	モノパイル	27	6-10MW	1587	3.2	1倍	90.8万円/kW
②	岩盤	モノパイル	2	6-8MW	141	4.6	約1.5倍	133.5万円/kW

同じ基礎形式(モノパイル)でも地質の違いでCAPEXが約1.5倍になる可能性あり