

「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／電力・ガス事業分科会 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（第38回）

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



2025年11月10日

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

<https://jwpa.jp>

0. 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、実際、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、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。

※：ここでの案件形成の定義は、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

1. 国内産業基盤構築に向けた産業界の取組

- 競争力があり強靱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、基礎製造やケーブル製造の国内供給力強化、SEP船・国内輸送船・海底ケーブル敷設船の建造・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・強靱化。

（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の削減、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にできる。

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、2030年代中頃から着床式 2 ～ 3 GW/年規模の計画的な案件形成

（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、ケーブル、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**）ECOWINDO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)

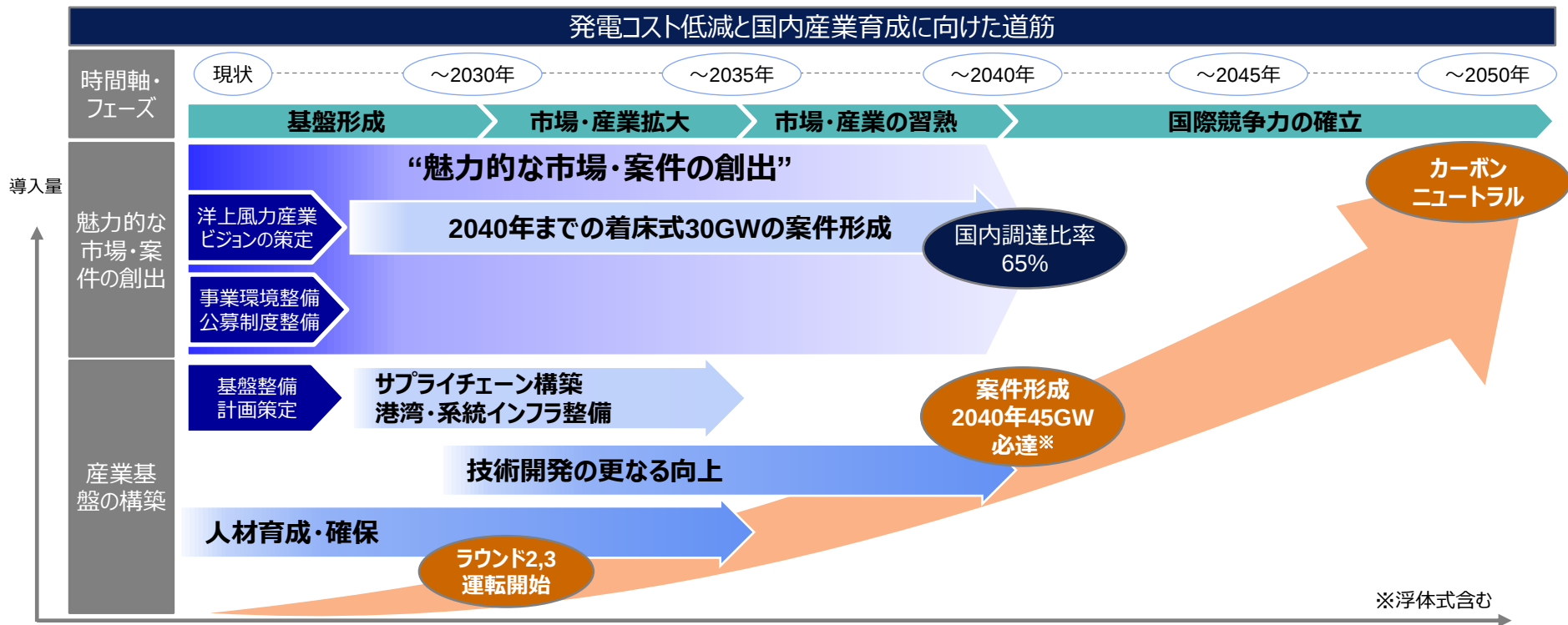
（CAPEX及びOPEXの低減）

- ・ 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)

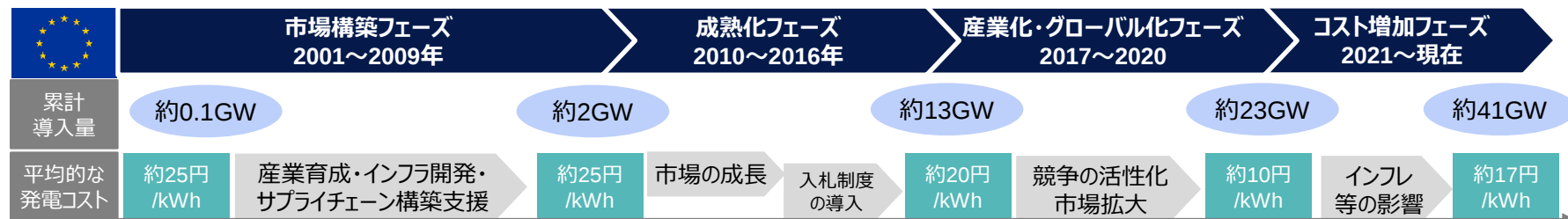


3. 魅力的な市場・案件の創出と産業基盤構築とコスト低減に向けた道筋

- 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

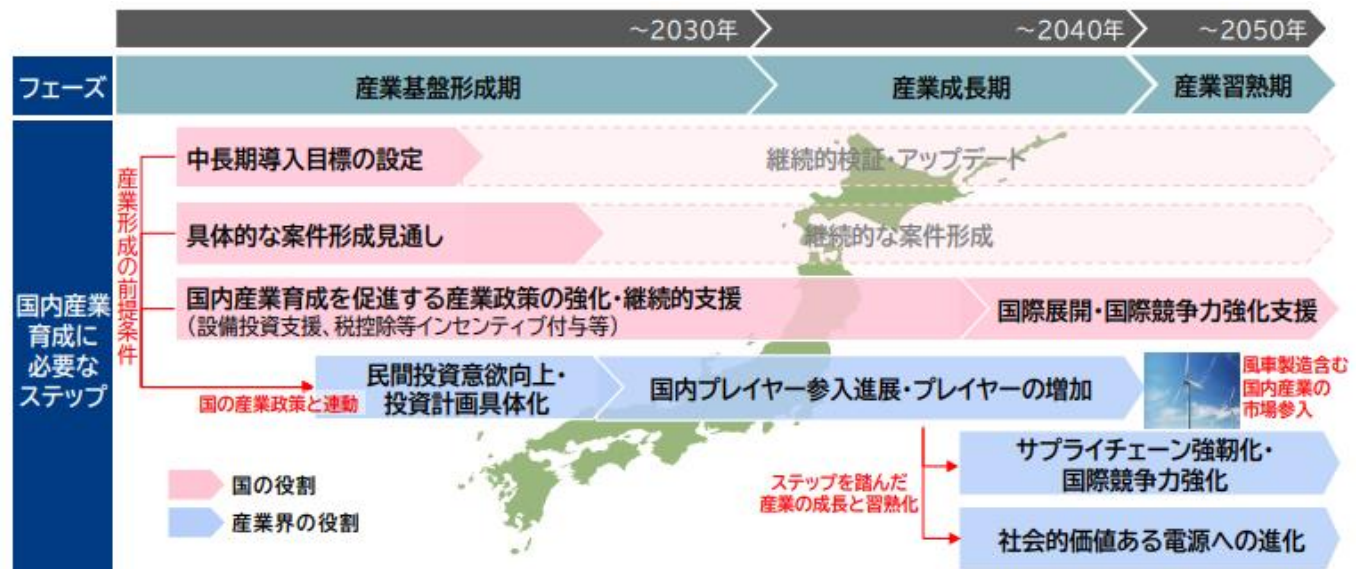


欧州の歩み ※JWPA内部調査レポートに基づき作成



(参考) 産業界の一層の努力 (サプライチェーン形成・国内調達比率向上)

- 海外メーカーや他産業とも連携し、産業の裾野を広げる取り組みの推進
 - ✓ 海外輸出も視野に国産化を推進すべき分野の見極め
 - ✓ 国内調達が不十分な品目への参入を検討、希望する国内企業への情報提供と参入機会創出
 - ✓ 風車向けだけでは十分な操業確保が難しい、大物鋼製部品の生産設備に関して、他産業用途でのニーズの掘り起こし
 - ✓ 風車大型部材の輸送用内航船の就航
- 国内調達比率の更なる向上には、風車の国内調達比率向上がカギ
 - ✓ 第1ステップ 風車部品の国内調達の促進(グローバルサプライヤーの育成)
 - ✓ 第2ステップ 風車ナセル、ブレードの組立工場の国内立地の促進
 - ✓ 第3ステップ 上記工場向けに国内調達品のさらなる拡大



(図：2024年11月「第7次エネルギー基本計画に向けたJWPAの提言」から抜粋)

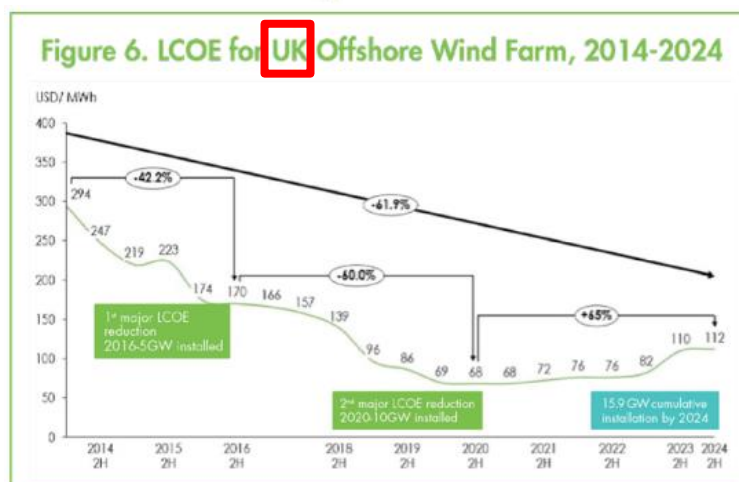
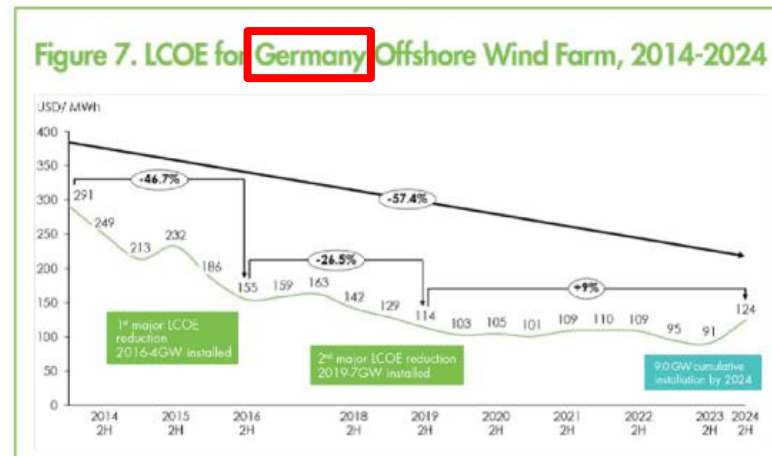
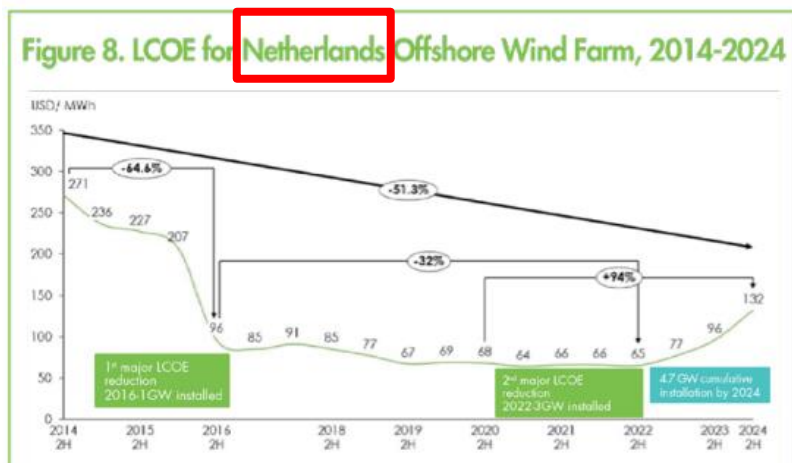
(参考) 産業界の一層の努力 (人材育成)

- 官学産が連携し、人材育成の包括的ビジョン形成を前提に人材育成・確保を実現
 - ✓ ECOWINDOの活動による高度人材の育成【官民連携】
 - ✓ 洋上風力スキルガイドの精査・情報発信
 - ✓ 必要人材数推計の精査、実態把握・モニタリング
 - ✓ スキルの見える化の仕組みの創設に向けた検討【官民連携】
 - ✓ 専門教育プログラム・産学連携型研究活動への貢献【産学連携】
 - ✓ 洋上安全作業・メンテナンストレーニングプログラムの拡充【官民連携】
 - ✓ BOP・メンテナンス人材認証制度創設
 - ✓ 風力発電に触れる機会の創出【官学産連携】
 - ✓ 洋上風力専門高等教育プログラムへの貢献【産学連携】
 - ✓ 共通的な教材の開発・提供【産学連携】
 - ✓ 仕事・キャリア・教育に関する情報発信【官民連携】



(参考) 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



出典：
GWEC FINANCE PAPER
Financing Offshore Wind in APAC
Assessing the Cost Competitiveness
of Offshore Wind JUNE 2025

※1：欧州の低減実績は風車の大型化の寄与が大きいが、日本は風車の大型化は一定程度成熟してからの発電コスト低減を目指すため、欧州よりもカーブは緩やかになる想定

【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収集し、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。

4. 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した結果、モノパイル案件（平均）の **CAPEXは約90万円/kW、OPEXは1.23万円/kW/年**であった。
- 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）に適用して経済性評価を実施すると、**発電コスト 22.4円/kWh**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。

5. 洋上風力発電事業の現状のコスト①

事業者向けアンケートの実施

- 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・ケーブル（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**
- 尚、上記OPEXは、設備維持費用と人件費のみを対象

CAPEX内訳

項目			項目		
		コスト (万円/kW)			コスト (万円/kW)
調査設計		2.54	陸上ケーブル※1	調達	2.87
風車	調達	27.0		施工	4.67
	施工	8.10	変電設備	調達	1.76
基礎	調達	8.60		施工	0.86
	施工	11.53	予備費		7.23
海底ケーブル	調達	2.44	その他費用※2		8.70
	施工	4.53	合計		90.82

※1 陸上ケーブル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

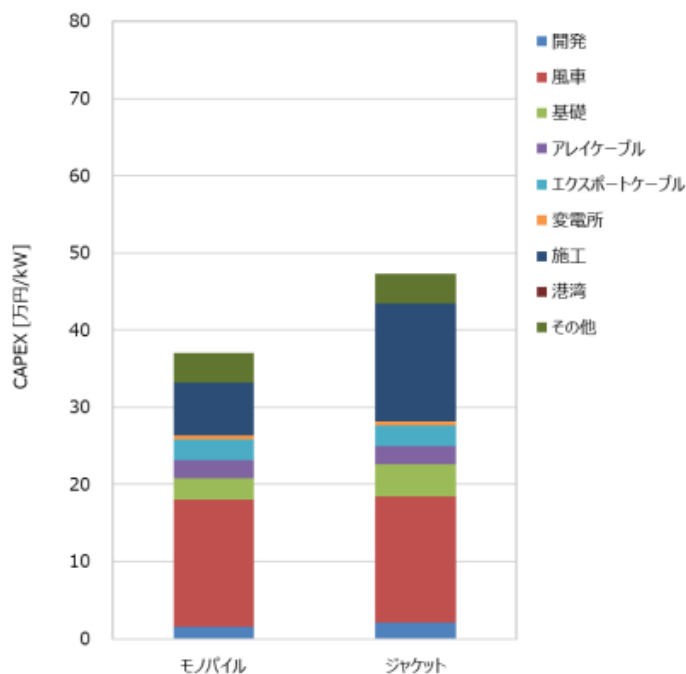
※2 その他費用は、系統費用・保険料・建中金利・占用料・人件費・港湾使用料を含む

5. 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3 R（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	1.94	2.54	1.31倍
風車	17.09	27.0	1.57倍
基礎	3.15	8.60	2.73倍
アレイケーブル	2.31	2.44	1.06倍
エクスポートケーブル	2.57	-	N/A
陸上送電ケーブル	-	2.87	N/A
変電所	0.84	1.76	2.10倍
施工	7.13	29.69	4.16倍
調達施工予備費	-	7.23	N/A
その他	3.78	8.70	2.30倍
合計	38.8	90.82	2.34倍

※1：内訳はNEDO報告書（2024年10月）から推定

5. 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

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
- あくまで割引率は3%であり、上記コストは実際の売電単価ではない、且つ案件ごとに変動があることに留意

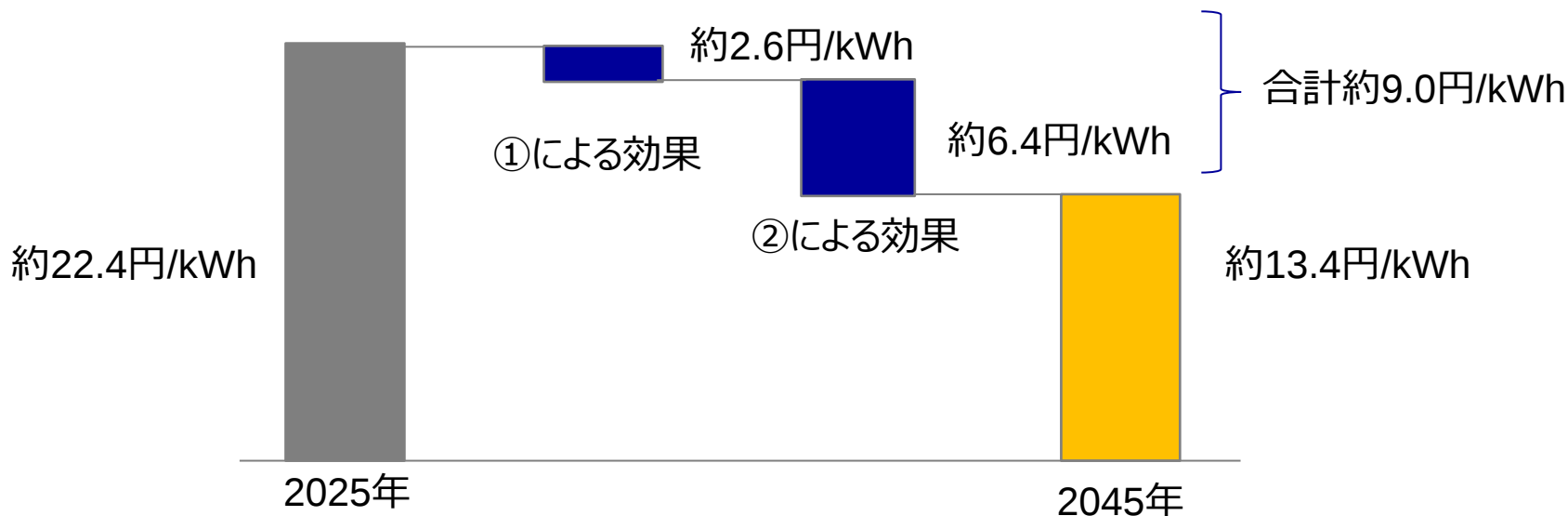
※1：『設備維持費用』と『人件費』のアンケート平均値1.23万円/kW/年に保険料・港湾使用料・占用料・需給調整費用・固定資産税等を加味

※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であり、アンケート結果ではないことを留意

6. 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。

6-①：設備利用率向上

- 設備利用率は第2、第3ラウンド想定 of 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	N/A	N/A	N/A	適用	
・制御技術の向上によるウェイクロス低減	N/A	N/A	N/A	適用	
・故障予知向上によるダウンタイム最小化	N/A	N/A	適用		
・その他技術革新	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

6-② : 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、ケーブル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/海底ケーブルの施工・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
- ・ 高電圧化によるアレイケーブルの導体サイズダウン、ケーブル長寿命化等
- ・ 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・センサーや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、SEプレス大型部品交換技術 等

C) 人材育成・確保

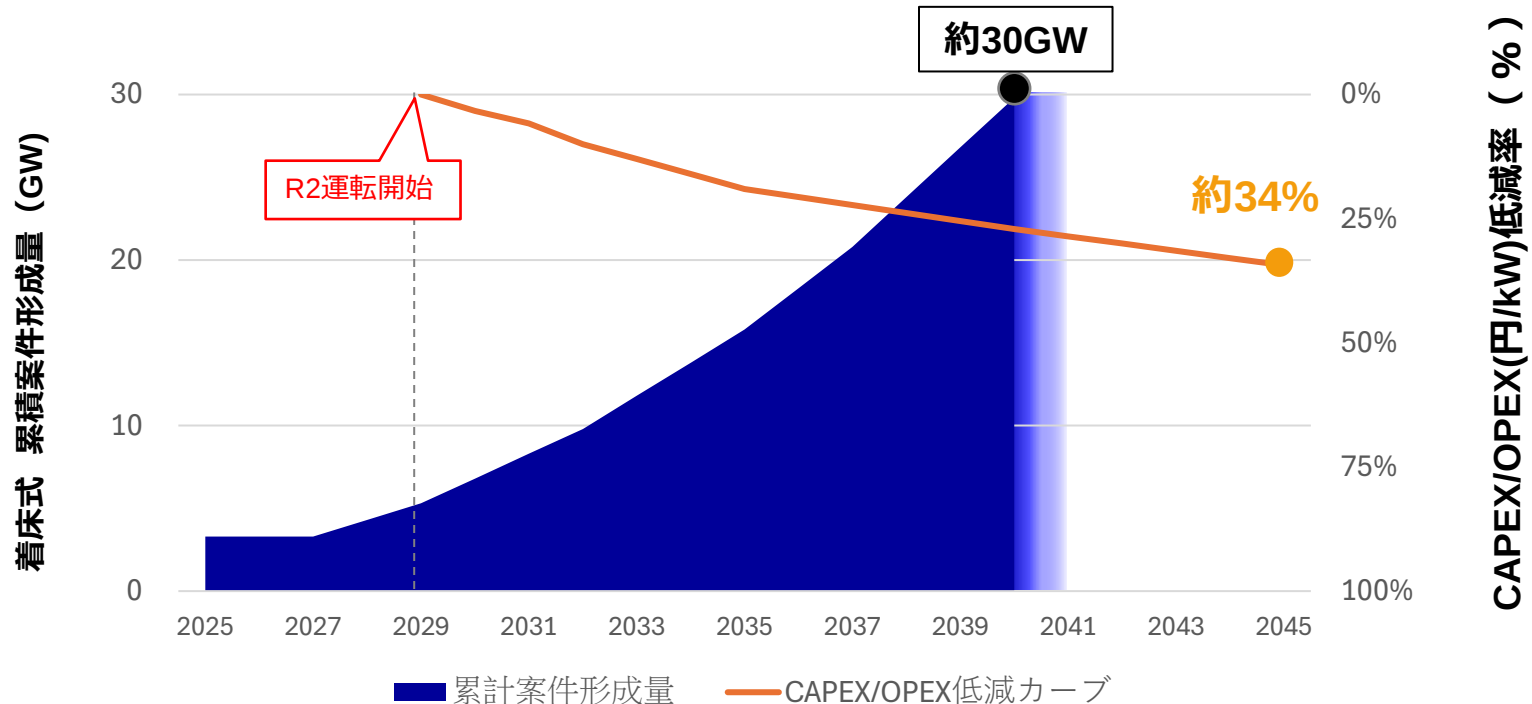
- ・ ECOWINDOの活動による高度人材の育成
- ・ 高専との連携、トレーニング施設の整備 等

6-②：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

着床式の案件形成量とCAPEX/OPEX低減率の推移



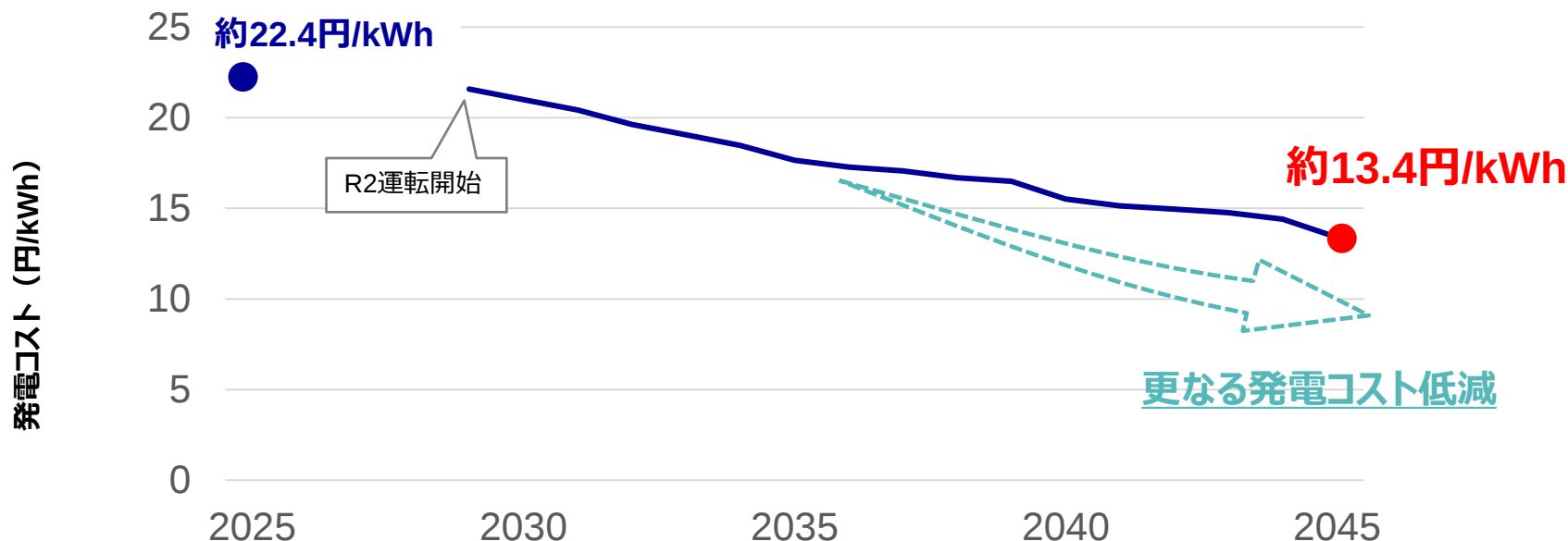
＜前提条件＞

- ・ 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）

7.【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）

発電コストの低減推移



モデルプラントの諸元	2025	2045
単基発電出力	15MW	20MW
発電期間	35年	40年
設備利用率	36.6%	41%
CAPEX・OPEX	90万円/kW・1.23万円/kW/年	60万円/kW・0.81万円/kW/年

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。

8. 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・陸上ケーブル敷設工事の減少
- 送電ロスが最小化される海底ケーブルの技術開発

【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

【参考資料】

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	・調査船の追加導入が必要
風力発電機製造	輸入に依存	・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）	・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 ・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	・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	・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	・風力発電機施工 ・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 ・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）
ケーブル（海/陸）製造	洋上風力向け製造能力が大幅不足	・既存ケーブル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 ・ケーブル関連部品のサプライチェーン強化
海底ケーブル敷設	船舶少なく能力不足	・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	・CTV/SOV等船舶不足 ・専門人材が大幅不足	・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

6-② : CAPEX及びOPEXの低減 (円/kW) 「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。

参考文献	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>）

6-②：CAPEX及びOPEXの低減（円/kW） 「直近の取組によるCAPEX/OPEX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

- 累積導入量(運転開始)が2倍になる最初のタイミング(2030年代前半)でCAPEX/OPEXの10%低減が現実的であることを検証した

分野		シナリオ（2030年代前半）	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	・ 風力発電機施工に必要な艀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、Arrayケーブル敷設速度が1本/日→2本/日に高速化		B	
	・ 高能率基礎施工船の導入、高能率ケーブル敷設船の導入 ・ 従来の1.5m埋設を3パスから1～2パスに低減できる、海底ケーブル大型埋設機の導入		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	
海底ケーブル	ケーブル製造工場の新設、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%
その他費用				▲2.2%
			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SEプレス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	