



The Canon Institute for Global Studies

CIGS Working Paper Series No. 26-0015J

洋上風力発電の問題点

杉山 大志（キャノングローバル戦略研究所 研究主幹）

2026. 7. 10

※Opinions expressed or implied in the CIGS Working Paper Series are solely those of the author, and do not necessarily represent the views of the CIGS or its sponsor.
※CIGS Working Paper Series is circulated in order to stimulate lively discussion and comments.
※Copyright belongs to the author(s) of each paper unless stated otherwise.

General Incorporated Foundation

The Canon Institute for Global Studies

一般財団法人 キヤノングローバル戦略研究所

Phone: +81-3-6213-0550 <https://cigs.canon/>

洋上風力発電の問題点

杉山 大志

キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹

2026 年 7 月 10 日

要 旨

洋上風力発電は、二酸化炭素を排出せず、大量に導入でき、安価になると説明されてきた。政府は2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万～4,500万kWの案件形成を掲げ、浮体式についても2040年までに1,500万kW以上を目標としている。加えて、風は国内に存在する資源であるためエネルギー安全保障に役立ち、風車産業を国内に育てれば雇用と地域振興も生まれると期待されてきた。これらの説明が成り立つなら、初期の政策支援には一定の合理性がある。

しかし、政策の前提として置かれた低コスト化は、すでに実績によって揺らいでいる。2023年以降、英国、米国、デンマーク、ドイツなどで、開発中止、契約解除、入札不成立が相次いだ。英国では、洋上風力の応札がなかった後、政府が支援価格の上限を大幅に引き上げた。日本でも、三菱商事グループが2021年に低価格で落札した秋田・千葉の3案件から、2025年8月に全面撤退した。政府の事後分析によれば、風車の調達費は公募時の見込みから2倍以上に増加していた。安価になるという当初の期待は実現してこなかった。

政府の発電コスト試算にも注意が必要である。2040年に新設する着床式洋上風力について、発電所そのものの費用は1キロワット時当たり14.0円とされている。ところが、太陽光や風力が大量に導入された電力システムを想定すると、同じ洋上風力の費用は18.1円、20.5円、23.1円へ上昇する。後者は、余った電気を捨てる損失や、風力の変動に合わせて火力を非効率に動かす費用などを織り込んだ試算である。それでも、地域間を結ぶ送電線や大規模蓄電池の建設費は十分に含まれていない。したがって、14.0円なる数値は国民が最終的に負担する費用からはかけ離れている。

風力発電は、本質的に二重投資となる。風が吹く時間には火力発電の燃料を節約できるが、需要の大きい無風時に備えて、火力や原子力、水力など、必要なときに発電できる設備を減らすことは出来ず、その設備を維持した上で、風力発電所に加えて、海底ケーブルや基地港湾などを整備しなければならないことになる。蓄電池を置く場合も、それは更なる投資が追加されることになる。洋上風力を政府目標どおり大量導入すれば、「電力系統統合コスト」と呼ばれるこれらのコストは電気料金、託送料金、再エネ賦課金または税負担を通じて、家庭と企業に及ぶ。

要 旨（続き）

電気料金への影響は甚大になりうる。第七次エネルギー基本計画に沿って太陽光・風力を大量導入し火力発電も低炭素化を進めるケースを、既存の火力・原子力発電設備を活用するケースと比較した。近年の洋上風力の費用上昇と、政府試算に十分含まれない送電・蓄電費用を織り込むと、日本全体の発電コストの増分は年間 30 兆円にも達し得る。このことは、大量導入の目標を固定したまま、費用上昇を政府支援で埋め続けるならば、国民負担が極めて大きくなり得ることを示している。

「国産エネルギー」という説明も、その意味を分けて考える必要がある。風そのものは輸入燃料ではないが、大型風車は国内に製造拠点がなく、主要設備を海外から輸入している。政府は 2040 年までに国内調達比率 65% を目標とするが、これは現状からはほど遠い。世界の風車市場は少数の大手企業が主導し、大型化のたびに巨額の研究開発費と量産投資を要する。日本が後発で中核機器を国産化する道のりは容易ではなく、そのための政府補助の費用も精査すべきである。なお保守部品、制御ソフト、遠隔監視を海外に依存する場合には、供給途絶やサイバーセキュリティへの備えも必要になる。

洋上風力は地球環境対策として導入されるが、その地域環境への影響は無視できるものではない。沿岸景観への影響に加え、建設時の騒音と水中音、海鳥の衝突や生息域の減少、海洋哺乳類や魚類への影響、海底改変、漁業との競合などが問題となる。影響の大きさは海域ごとに異なり、知見が不足する分野も多いため、影響を事前に調べ、運転後も公開データで監視しなければならない。さらに、ブレードに用いるプラスチック複合材は再資源化が難しい。欧州委員会共同研究センターは、欧州の廃ブレード由来の産業廃棄物が 2040 年に約 40 万トンへ増えたとの推計を紹介している。撤去、廃棄、再利用、事後監視等に必要な費用は、事業実施に合わせて積み立てる必要がある。

以上を総合すると、政府は、現行の数値目標に沿って大量導入を進めるべきではない。まず、電力系統統合コスト、環境対策コスト、廃棄・リサイクルコスト等を含めて、発電所の外で生じる費用まで含めた総合的な国民負担を検証する必要がある。その結果、洋上風力発電の総費用が、他の発電方式を大きく上回るならば、政府目標に沿った大量導入は停止すべきである。根本的な低コスト化を目指した基礎的な研究開発は続け得るが、国民に巨額の負担を伴う大量導入ならば継続すべきではない。

目 次

要旨	i
1. 洋上風力を支えてきた説明と本稿の問い	1
2. 楽観的な費用見積りはなぜ崩れたか	2
3. 大量導入が電気料金を押し上げる仕組み	4
4. 費用を精査し、大量導入を止める条件を定める	9
5. 「国産エネルギー」という説明の限界	10
6. 環境対策としての風力が生む環境問題	11
7. 国民にとっての便益と不利益をどう比較するか	13
8. 結論—大量導入を停止し、実証と限定導入へ切り替える	14
参考文献	16

1. 洋上風力を支えてきた説明と本稿の問い

洋上風力発電は、三つの説明によって政策的な支持を得てきた。第一は、運転時に二酸化炭素を直接排出しないことである。第二は、陸上より広い海域を利用し、大型風車を多数設置できるため、電力供給の相当部分を担えるという期待である。第三は、風車の大型化、量産、施工経験の蓄積によって、将来は発電費用が大幅に低下するという見通しである。これらに、風は国内に存在する資源であるというエネルギー安全保障上の説明と、関連産業を国内に育てれば雇用と地方創生が実現するという産業政策上の説明が加わった。

政府はこの構想に基づき、2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万～4,500万kWの案件形成を掲げている。第2次洋上風力産業ビジョンは、洋上風力を「今後コスト低減が見込まれる電源」と位置づけ、浮体式についても2040年までに1,500万kW以上の案件を形成する方針を示した（経済産業省・国土交通省 2025, 1-6 頁）。政府目標は、技術開発の方向を示すだけではない。海域の長期占用、港湾整備、送電接続、価格支援、国内供給網への補助を伴うため、量的目標そのものが将来の国民負担を左右する。

問題は、この政策を支えた前提が実績によって崩れつつあることである。欧米では、2023年以降、契約解除、開発中止、入札不成立が相次いだ。英国は洋上風力の支援価格上限を大幅に引き上げ、日本では第1ラウンド3海域の低価格落札案件がすべて撤退に至った。費用の上昇を一時的な現象とみなし、量的目標を維持するために価格保証を引き上げるなら、当初の「安価になる」という説明は政策上の歯止めとして機能しなくなる。

本稿の問いは、洋上風力が技術的に発電できるかどうかではない。国民にとって得られる便益が、電気料金の上昇、輸入依存、環境影響、撤去負担を上回るかどうかである。評価の中心に置くべきなのは、風車の発電価格ではなく、需要がある時に電気を届けるために社会全体が負担する費用である。その費用が代替策を大きく上回るなら、量的目標に沿った大量導入は停止すべきである。

表1 洋上風力を推進してきた説明と、現在検証すべき事実

推進時の説明	現在明らかになっている事実	政策評価に必要な確認
運転時に二酸化炭素を出さない	運転時の直接排出は小さい。一方、製造、施工、保守、撤去には資材とエネルギーを要する。	実際に代替される火力発電と燃料量を示し、設備の全期間を通じた削減量を評価する。
大量に導入できる	設備容量は増やせるが、出力は風況に左右される。需要が大きい無風時には別の供給力が必要になる。	設備容量ではなく、需要逼迫時に確実に供給できる電力と、そのために残す設備の費用を評価する。
将来は安価になる	近年は風車、工事、資金調達の費用が上昇し、中止・撤退・入札不成立が相次いだ。	低下を前提とせず、上振れ時の費用と中止条件を公募前に設定する。
国産エネルギーである	風は国内資源だが、大型風車は輸入依存が大きい。保守部品と制御技術も海外企業に依存し得る。	資源の国産性と、設備・技術の国産性を分け、国内に残る付加価値を金額で示す。
環境に優しい	二酸化炭素以外に、景観、水中音、野生動物、海底、漁業、廃棄物への影響がある。	回避、監視、補償、撤去、再資源化の費用を事業開始前から計上する。

出所：資源エネルギー庁（2025a）、経済産業省・国土交通省（2025）、発電コスト検証ワーキンググループ（2025）および本稿で検討する文献をもとに作成。

1.1 「大量導入の停止」が意味する範囲

本稿でいう「大量導入」とは、2040年の量的目標を達成するため、新たな促進区域の指定、公募、長期の価格保証、港湾・系統への先行投資を連続的に積み上げる政策を指す。「停止」とは、既設設備を直ち

に閉鎖することでも、風力技術の研究を全面的に中止することでもない。国民負担の総額が確認されるまで、新規の大規模な導入拡大と不可逆的な公的支出を凍結するという意味である。

限定的な実証には、大量導入とは異なる価値がある。台風、雷、地震、深い海域という日本の条件で、実際の稼働率、修理期間、保険料、撤去費を把握できるからである。ただし、実証を名目にした設備が、そのまま長期の価格保証を受ける事業案件へ移行するなら、検証の意味は失われる。実証は、費用と技術データの公開、明確な期間、撤去義務を条件とすべきである。

1.2 分析の方法と資料

本稿は、政府資料（エネルギー基本計画、発電コスト試算、洋上風力産業ビジョン、第1ラウンド撤退分析等）を基礎的な資料とする。これに、他の資料（英国の監査済み会計を用いた Montford（2022）、風力設備の費用と性能を検討した Hughes 等の批判的研究、山本隆三による事業性と産業政策の論考、環境省の技術ガイド、欧州委員会共同研究センターの資源循環資料等）を併せて検討する。

2. 楽観的な費用見積りはなぜ崩れたか

2.1 洋上風力は資本集約的であり初期投資が大きい

洋上風力は、燃料費が不要である一方、発電開始前の投資が極めて大きい。巨大な風車だけでなく、海底の基礎または浮体、海底ケーブル、洋上変電設備、基地港湾、施工船を整えなければならない。建設期間が長く、売電収入を得る前に多額の資金を借りるため、金利が上がると事業費が直ちに増える。主要機器を外貨で調達する日本では、円安も同じ方向に働く。

山本（2026a）は、洋上風力が発電量当たりで火力・原子力より多くの重要鉱物、鉄鋼、セメントを必要とするため、近年のインフレの影響を強く受けたと論じる。大型化と習熟による費用低下を事業者は見込んでいたが、現実には資材と設備の費用が上昇し、違約金を払ってでも撤退する案件が欧米から日本へ波及したという整理である。

大型化は、必ずしも成熟した標準品の量産を意味しない。風車が大型化するたび、ブレード、軸受、発電機、基礎、施工方法は新しくなる。運転実績が十分に蓄積する前に次世代機へ移れば、故障率と保証費用は事後的に判明する。Hughes の論考（邦訳は杉山監訳・木村訳（2023））は、主要メーカーが品質問題と保証費用に苦しんだ事例を通じて、風車の大型化が自動的な費用低下を保証しないことを指摘した。

2.2 英国の低価格化物語と、その後の修正

英国は、洋上風力の低価格化を示す代表例として紹介されてきた。政府の差額決済契約では、将来の売電価格が入札で決まり、低い落札価格が技術費用の低下を示すと受け取られた。しかし、入札価格と実際の建設・運転費は同じではない。事業者は、将来の資材価格、資金調達、発電量、制度変更を見込みながら応札するため、低価格で落札しても事業が完遂されとは限らない。

Montford（2022）を邦訳した『洋上風力発電 コスト予測と実績』は、英国の監査済み会計と稼働データを用い、政策上のコスト低下予測を検証した。同報告は、開発事業者が公表した資本費と公的な想定の間には大きな隔りがあること、ベアトリス洋上風力の会計が劇的な低コスト化を裏づけないことを指摘した。報告が示したように、入札価格だけを技術費用の実績として扱えないという問題提起は、その後の案件中止によって重みを増した。

2023 年の英国第 5 回入札では、通常の洋上風力に応札がなかった。英国政府は次回入札に向け、通常の洋上風力の上限価格を 44 ポンド/MWh から 73 ポンド/MWh へ、浮体式を 116 ポンド/MWh から 176 ポンド/MWh へ引き上げた（UK DESNZ 2023）。制度上の価格を上げなければ応札が得られなかった事実は、当初の低価格が持続可能な費用水準ではなかったことを示す。

2.3 世界で相次ぐ中止・撤退・入札不成立

表 2 は、2023 年以降の代表的な案件と入札を整理したものである。各案件には固有の事情があり、持分売却は通常の資産入れ替えを含む。それでも、複数の市場で同時期に、資材費、金利、供給網、固定された売電条件が問題となったことは偶然ではない。とりわけ、低い政府支援価格を前提とした入札が成立しなくなり、政府が価格保証を引き上げる動きが共通している。

表 2 近年の洋上風力案件における中止・撤退・入札不調の例

時期	国・地域	案件・制度	事象	主な理由・政策上の含意
2023 年 5 月	ノルウェー	Equinor/Trollvind	無期限保留	技術、費用、工程の不確実性。
2023 年 7 月	英国	Vattenfall/Norfolk Boreas	現行条件で停止	投資額が最大約 40% 増え、既存の契約価格では採算が困難。
2023 年 9 月	英国	差額決済契約第 5 回入札	通常の洋上風力に応札なし	上限価格が費用上昇に追いつかず、次回に大幅引上げ。
2023 年 10 月	米国	Ørsted/Ocean Wind 1・2	開発中止	供給網、金利、インフレで事業性が悪化。
2024 年 1 月	米国	Equinor・BP/Empire Wind 2	売電契約を解除し再設計	従来条件では資材費と金利上昇を吸収できない。
2024 年 2 月	韓国	Shell/MunmuBaram	持分売却	浮体式の費用と投資配分を再評価。
2025 年 1 月	デンマーク	政府の洋上風力入札	入札停止・制度見直し	補助なし入札で応札を得られず、支援制度を再設計。
2025 年 5 月	英国	Ørsted/Hornsea 4	現行形で中止	建設費、金利、供給網のリスクが増大。
2025 年 8 月	ドイツ	N-10.1・N-10.2 (計 2.5GW)	応札なし	深海・地質条件、市場収入、費用環境が事業者判断に影響。
2025 年 8 月	日本	三菱商事グループ/秋田・千葉 3 案件	全案件から撤退	風車調達、工事、資金調達の費用が大幅に上昇。
2026 年	日本	Equinor/日本市場	洋上風力事業から撤退	統合型電力市場へ経営資源を集中。東京事務所は年末閉鎖方針。

出所：Equinor (2023, 2026)、Vattenfall (2023)、UK DESNZ (2023)、Ørsted (2023, 2025)、WindEurope (2025)、Mitsubishi Corporation (2025) 等をもとに作成。案件ごとの事情は異なり、一覧は網羅的なものではない。

2.4 日本の第 1 ラウンドが示した入札価格の限界

日本の第 1 ラウンドでは、三菱商事グループが秋田県と千葉県 の 3 海域をすべて落札した。供給価格は 11.99～16.49 円/kWh であり、価格評価は満点だった。低い落札価格は、日本でも洋上風力が安価に導入できる証拠として受け止められた。しかし、2025 年 8 月、同グループは 3 案件すべての開発取り止めを発表した。

政府の撤退分析は、公募開始から撤退までに、インフレ、円安、金利上昇が重なり、主要部品を欧州等から輸入し、多額の借入れを要する事業の建設費を押し上げたと整理した。三菱商事への聞き取りでは、風車調達費は公募参加時の見込みから 2 倍以上に増加した（資源エネルギー庁 2025c, 5 頁）。価格調整、事業期間の延長、固定価格買い取りから市場連動型支援への移行を考慮しても、増加費用を賄える収入が確保できなかった。

この結果は、低価格を競わせれば国民負担が必ず下がるという単純な考え方を否定する。落札価格が低くても完遂されなければ、地域の準備、港湾投資、行政調整に費やした時間と費用が失われる。再公募で価格を引き上げれば、当初の低価格は国民負担の上限ではなかったことになる。入札の評価には、提示価格の低さだけでなく、その価格で建設・運転・撤去まで完遂できるか否かを含めなければならない。

表 3 日本の第 1 ラウンド 3 海域と、その後の撤退

海域	設備容量	供給価格	その後
----	------	------	-----

海域	設備容量	供給価格	その後
秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	約 47.9 万 kW	13.26 円/kWh	2025 年 8 月に開発取り止め
秋田県由利本荘市沖	約 81.9 万 kW	11.99 円/kWh	2025 年 8 月に開発取り止め
千葉県銚子市沖	約 68.4 万 kW	16.49 円/kWh	2025 年 8 月に開発取り止め

出所：経済産業省・国土交通省（2021）および Mitsubishi Corporation（2025）。

3. 大量導入が電気料金を押し上げる仕組み

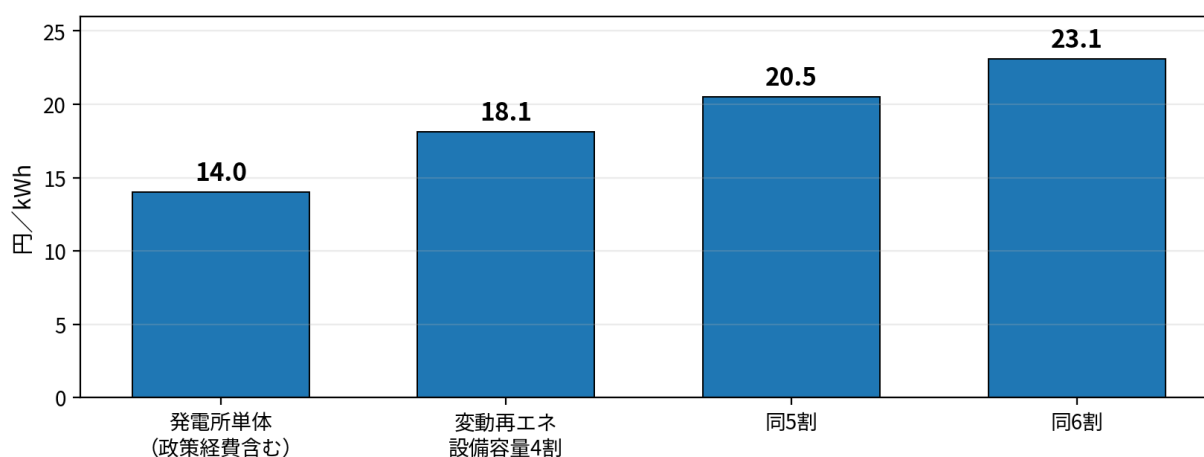
3.1 政府の発電コスト試算が示す二つの数字

政府の発電コスト検証は、電源を比較する重要な出発点である。一定規模の新設発電所について、建設、運転、燃料、廃棄などの費用を、生涯の発電量で割って 1 キロワット時当たりの費用を求める。本文では必要に応じて、この指標を「発電所単体の発電コスト」と呼ぶ。専門的には均等化発電原価(LCOE)と呼ばれるが、この数字は発電所の外で生じる費用を含まない。

発電コスト検証ワーキンググループ（2025）は、2040 年に新設する着床式洋上風力について、政策経費を含む発電所単体の基本ケースを 14.0 円/kWh とした。政策経費を除けば 9.8 円/kWh である。想定は 35 万 kW、設備利用率 30%、運転期間 25 年であり、将来の建設費と運転維持費が低下することを前提とする。浮体式は、2040 年でも政策経費込み 21.6～21.7 円/kWh とされる（同, 29 頁）。

ところが、同じ政府資料は、太陽光と風力が大量導入された電力システムを想定すると、着床式洋上風力の費用が 18.1 円、20.5 円、23.1 円へ上がると試算した。右側の三つの数字は、変動する再生可能エネルギーの設備容量が 4 割、5 割、6 割となるケースである。余剰電力が増えて風力の出力を止める時間が長くなり、火力が出力を上下させることで効率が落ちるため、同じ風車でも有効に使える発電量が減る。

政府試算における着床式洋上風力の2040年発電コスト



注：右3本は、政府が「統合コストの一部を考慮した発電コスト」と呼ぶ試算。
変動再エネの設備容量比率が高まるほど、出力制御や火力の非効率運転等による費用が増える。

図1 政府試算における着床式洋上風力の2040年発電コスト

出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2025, 188-196 頁）をもとに作成。右側 3 本は、政府が「統合コストの一部を考慮した発電コスト」と呼ぶ試算である。

3.2 23.1 円でも「国民にとっての総費用」ではない

18.1～23.1 円という政府試算は、発電所単体の 14.0 円だけでは不十分であることを政府自身が認めた点で重要である。ただし、資料はこれを「統合コストの一部を考慮した発電コスト」と明記する。地域間連

系線が増強され、系統用蓄電池がすでに導入されている状態を前提とし、それらの建設費は計算から外している。地域内の送配電設備、長期の低風況に備える供給力、予測誤差に対応する運用体制も、すべてが十分に含まれるわけではない。

したがって、23.1 円は国民負担の上限ではない。発電事業者の入札価格に現れない費用でも、送電会社の投資は託送料金に、港湾整備は税負担に、安定電源の維持費は容量確保や電気料金に反映される。負担主体を分ければ費用が消えるわけではない。政策評価では、誰の会計に載るかではなく、最終的に家庭と企業がいくら支払うかを明らかにする必要がある。

表 4 政府の「統合コストの一部」に含まれる費用と、外に残る費用

区分	具体的な扱い	政策上の意味
政府試算が一定程度反映するもの	余剰時の出力抑制、火力の追従運転による燃料効率低下、揚水・蓄電池の充放電損失、利用率の変化。	変動電源の比率が高まるほど、発電所単体との差が広がる。
整備済みと仮定するもの	地域間を結ぶ送電線、系統用蓄電池。	建設費は別の主体が負担し、託送料金や税負担へ移る可能性がある。
十分に含まれないもの	地域内の送配電増強、数日以上以上の低風況に備える供給力、予測誤差への備え、追加港湾投資。	政府の数字をそのまま最終的な電気料金とみなすことはできない。

出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2025, 183-196 頁）をもとに作成。

3.3 風力発電は本質的に二重投資である

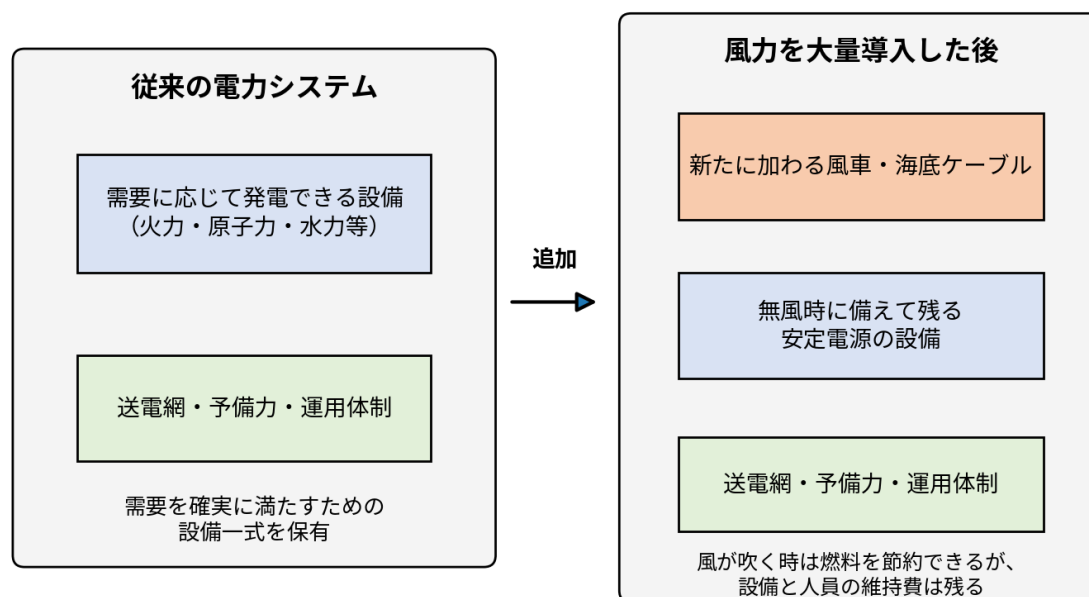
風力発電の費用構造を理解するには、「風車を建てれば、既存の発電所を同じ容量だけ廃止できる」という直感を退ける必要がある。風力は風が吹くときに発電するが、需要が最大となる時間に風が吹く保証はない。したがって、無風時にも需要を満たせる火力、原子力、水力、需要調整などの能力を残さなければならない。風力の設備容量が 1,000 万 kW 増えても、同じ 1,000 万 kW の安定電源を廃止できるわけではない。

このため、風力は「二重投資になる可能性がある」のではなく、本質的に二重投資である。従来の電力システムが持つ発電設備、人員、保守体制、燃料調達、送電網を維持した上に、風車、基礎、海底ケーブル、基地港湾を追加する。風が吹く時間には火力の燃料を節約できるが、火力の設備費と固定的な維持費の大半は残る。

蓄電池は、時間単位の変動を緩和できる。しかし、蓄電池は風力設備を安定電源へ変える無料の装置ではない。大規模な蓄電池を建設し、充放電の損失を負担し、寿命後に更新する必要がある。数日以上にわたる広域の低風況を蓄電池だけで賄うなら、必要容量と費用はさらに大きくなる。蓄電池を加えることは、二重投資をなくすのではなく、第三の投資を追加することである。

例えば杉山（2023a）が示したように、能代周辺の洋上風力において、13 円/kWh の風力発電コストが実現したとしても、それは火力発電の燃料費である 4 円/kWh 程度を節約するに過ぎず、国民の眼から見れば 9 円/kWh の追加費用がかかることになる。風力の発電コストと、風力発電によって実際に回避できる費用の差は、誰かが負担をしなければならない。

風力発電が本質的に二重投資となる構造



風力の設備容量を増やしても、需要が大きい無風時に備える設備は本質的に減らせない。このため、発電設備と送電設備の投資が重なり、電力システム全体では構造的な二重投資となる。

図2 風力発電が本質的に二重投資となる構造

注：風が吹く時には燃料を節約できる一方、需要の大きい無風時に備える安定電源、送電網および運用体制は残す必要がある。この上に風車と海底設備が加わる。

3.4 電気料金には複数の経路で費用が表れる

洋上風力の費用は、複数の請求項目として現れる。売電価格を支える費用は再エネ賦課金または電力契約へ反映される。海上から陸上へ電気を運ぶための送電投資は託送料金に含まれる。港湾整備や技術開発補助は税負担となる。風力の変動に備えて火力や蓄電池を確保する費用は、卸電力価格、容量確保制度、電力会社の運用費を通じて支払われる。

個々の制度だけを見るのでは、負担の全体像は分からない。しかし、家庭と企業が負担するのは、それらを合計した最終料金である。一部だけを見てその経済性の是非を論じてはならない。

表5 洋上風力の費用が国民へ届く複数の経路

費用の経路	具体例	国民負担の現れ方
売電収入の支援	固定価格、市場価格への上乗せ、長期契約の保証。	電気料金または再エネ賦課金。
送電と接続	海底ケーブル、陸上接続、地域間連系、配電設備の増強。	託送料金、一般送配電事業者の投資回収。
安定供給の維持	無風時の発電能力、予備力、火力の追従運転、蓄電設備。	卸価格、容量確保費、電力会社の運用費。
立地と産業政策	基地港湾、施工インフラ、研究開発、国内工場への補助。	国・自治体の予算、税制支援。
事業終了後	撤去、廃棄、再資源化、海底調査、事後監視。	積立が不足すれば将来の需要家または納税者。

注：同じ費用を重複計上しないよう、事業者、送電会社、政府・自治体の会計を接続して把握する必要がある。

3.5 再生可能エネルギー比率と家庭用電力価格

図3は、EPRINCが作成した欧州各国の太陽光・風力比率と家庭用電力価格の散布図を邦訳したものである。太陽光と風力の比率が高い国ほど、家庭用電力価格も高い傾向が示される。この図は相関関係であり因果分析ではないけれども、変動性再エネを大量導入した国で「いまや再生可能エネルギーは最も安い」という言説どおりに電気料金が下がったかという点、そのようなことは全く起きていないことが分かる。

太陽光・風力などの変動性電源が増えると、それが本質的に二重投資であるのみならず、出力抑制や送配電網の強化、バッテリー設置などの電力系統統合費用が増えるために、かえって電気料金は高くなる傾向にあることが分かる。(Odgerel et al. 2023, 56 頁; 杉山 2021)。

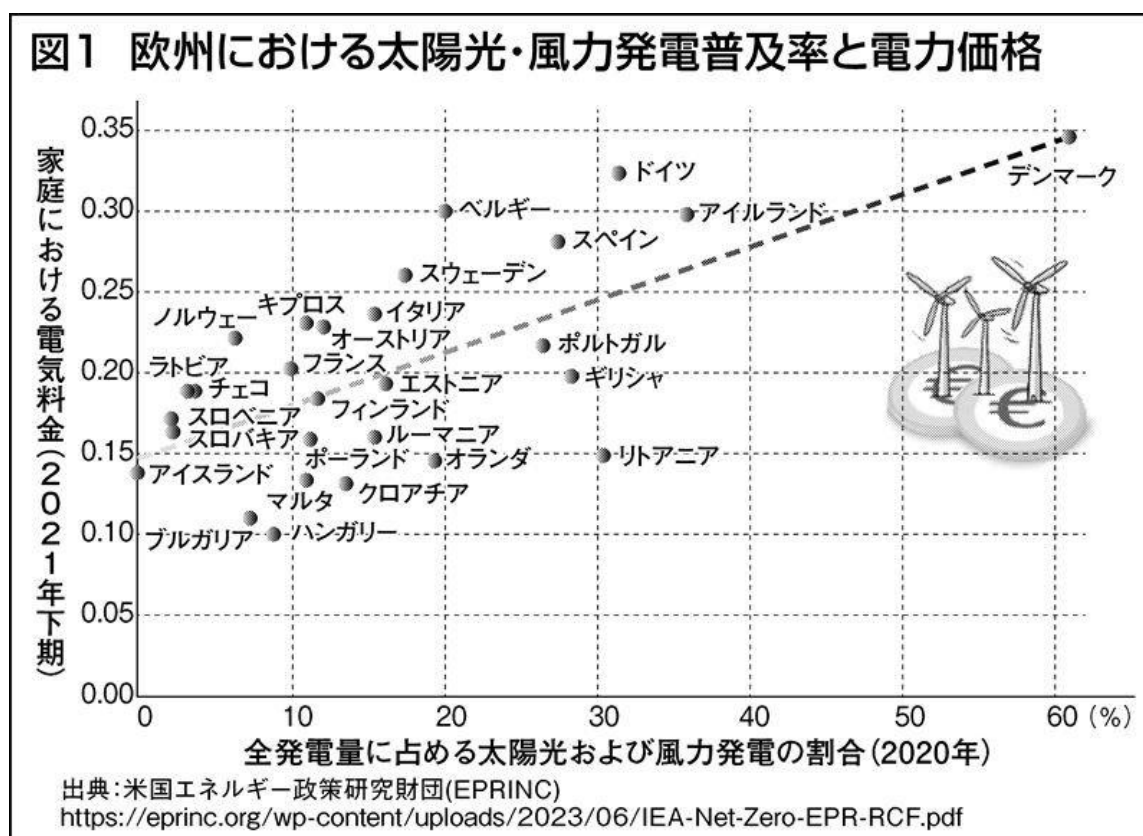


図3 欧州における太陽光・風力発電比率と家庭用電力価格

出所: Odgerel et al. (2023, 56 頁) の図 46 を邦訳。

3.6 2040 年の高コスト感度分析が示す規模

政府は第七次エネルギー基本計画において、太陽光・風力発電の大量導入を進め、その全電源に占める割合を4割から5割にまで引き上げ、併せてCCSなどにより火力発電の脱炭素化を進める一方で、既存の火力発電についてはその利用を縮小してゆくとしている。

杉山(2026, 6-9 頁)は、主に政府資料の数値に基づいて、この場合の2040年時点における年間発電コスト上昇を、既存の火力・原子力発電設備を最大限活用する場合と比較した。

既存の火力・原子力発電設備を活用する場合、その燃料費分による全電源の発電コスト上昇は3.62円/kWhに留まるのに対して、政府計画に従うと全電源の発電コスト上昇は27.76円/kWhにも上る。さらに、政府の「統合コストの一部」に十分含まれない送電線と蓄電池の費用として2円/kWhを加えると、29.76円/kWhとなる。

なお第七次エネルギー基本計画においては、kWベースで見た再エネ比率は6割を超える。このため政府の統合費用試算を高い再エネ比率へと外挿した。これに加えて、近年の建設費上昇を反映して、洋上風力の系統統合コストを含めた発電コストを45.0円/kWhと見積もった。

年間発電量を 1.1 兆 kWh とすると、第七次エネルギー基本計画の追加的な発電コストは年間 26.6 兆円になる。発電量を 1.2 兆 kWh とすれば 29.0 兆円であり、これに更に未算入費用を加えると 28.8～31.4 兆円となった。

つまり第七次エネルギー基本計画を実施すると、発電コストが 30 兆円規模で増大し、それに伴って同規模で国民の電気代負担も増大する、と予想される。

4. 費用を精査し、大量導入を止める条件を定める

4.1 事業者の費用ではなく、国民にとっての総費用を測る

洋上風力政策を続けるかどうかは、発電事業者の採算だけで判断できない。事業者が負担しない費用でも、送電会社、自治体、国、既存電源の運営者が負担すれば、最終的には国民へ移る。政策評価では、発電所の建設・運転費、電力を受け入れる設備、安定供給を維持する費用、環境対策と撤去費を、総合的にまとめる必要がある。

比較の基準は、同じ量の電気を、同じ供給確実性で届ける代替策でなければならない。洋上風力と、発電量だけが同じ火力発電を比べるのでは不十分である。需要家が受け取るサービスをそろえた上で比較する必要がある。

4.2 価格調整は入札後の救済になってはならない

洋上風力の事業費上昇を受け、政府は物価変動を売電価格へ反映する価格調整を導入した。一定の調整は、極端な物価変動の下で事業を完遂するために合理性を持ち得る。しかし、入札後に条件を変えれば、低い価格を提示して落札した事業者と、現実的な価格を提示して敗れた事業者の間で公平性が損なわれる。

価格調整の本質は、事業者が負うはずだった資材、為替、金利のリスクの一部を、需要家へ移すことである。増額だけを認め、費用が下がった場合の減額や、想定以上の利益の還元を設けなければ、利益は民間、損失は国民という非対称な制度になる。調整後の価格が他の電源や省エネルギーより高くなる場合には、事業継続を自動的に認めず、改めて比較審査を行うべきである。

再公募の前には、第 1 ラウンドの費用内訳を可能な範囲で公開しなければならない。公募時と撤退時の風車調達、工事、金利、為替、工程を比較し、どの前提が誤っていたかを明らかにする。原因を検証しないまま支援価格だけを引き上げれば、同じ失敗を高い国民負担で繰り返す可能性がある。

4.3 大量導入を停止する判断基準

現行の量的目標は、費用が上がっても維持する無条件の約束であってはならない。政策には、あらかじめ停止条件が必要である。案件の総費用が代替策を大きく上回る場合、供給確実性を保つための追加設備が過大となる場合、環境・撤去費を事業者が確実に負担できない場合には、新たな大規模案件を認めない仕組みが必要である。

停止条件は、行政内部だけで決めず、第三者が検証できる数値と資料に基づくべきである。特に、電気料金への影響は、平均的な世帯だけでなく、電力多消費産業、病院、鉄道、自治体施設への影響を示す必要がある。産業競争力の低下による雇用減は、風力関連の建設雇用と同じ経済効果として比較されなければならない。

現在は、これらの検証が完了していない一方、費用上昇と撤退の実績がすでに現れている。したがって、立証責任は「停止による損失」を指摘する側ではなく、「この費用でも国民に利益がある」として大量導入を進める側にある。検証が終わるまで新規の事業の入札は止めるべきである。

5. 「国産エネルギー」という説明の限界

5.1 風という資源の国産性と、設備の国産性は別である

洋上風力は、輸入する石炭、石油、天然ガスを燃やさないという意味で、燃料調達リスクを減らす可能性がある。この便益は否定すべきではない。しかし、「風が国内にある」とことと、「発電設備と技術が国内で供給される」とことは別である。燃料を輸入しなくても、風車、制御装置、主要部品、保守サービスを海外に依存すれば、別の供給リスクが生じる。

第2次洋上風力産業ビジョンは、日本周辺が欧州より深い海域、複雑な地層、相対的に小さい風速という条件を持ち、特に大型風車について国内に製造拠点がいないため、海外からの輸入に依存していると明記する（経済産業省・国土交通省 2025, 2 頁）。現時点の洋上風力は、資源は国内でも、設備と技術の中核は輸入であるというのが実態である。

5.2 国内調達比率 65%は実績ではなく目標である

政府と産業界は、2040 年までにライフタイム全体で国内調達比率 65%を目指す。しかし、この数字は現在の国内供給能力を示すものではない。基礎、タワー、港湾、施工、保守の一部を国内企業が担えても、風車本体と制御技術の付加価値が海外へ流れれば、電気料金負担に見合う国内便益が得られるとは限らない。

風車産業の国産化は、工場を一つ誘致すれば完了するものではない。大型風車は設計、型式認証、試験設備、品質保証、世界規模の部品調達、長期保守を必要とする。少数の世界企業が主導する市場に後発で参入するには、長期の国内需要と輸出市場が必要になる。国内市場を作るために高い電気料金を受け入れ、さらに輸出競争力を得るまで補助を続けるなら、産業政策の費用は極めて大きくなり得る。

山本（2024, 2025, 2026a）は、風車の海外依存、中国企業の世界的な拡大、国内産業形成の困難を繰り返し指摘している。産業政策として評価するなら、案件数や「関連産業の裾野」ではなく、国内に残る付加価値、知的財産、継続雇用、輸出収入を測るべきである。建設期の一時的な工事需要を、恒久的な産業競争力と同一視してはならない。

5.3 安全保障は「輸入燃料がない」だけでは測れない

エネルギー安全保障には、燃料の確保だけでなく、設備の修理、制御権限、データ管理が含まれる。風車の故障時に部品が届かなければ、国内に風があっても発電できない。遠隔監視とソフト更新を海外企業に依存する場合には、通信障害、サイバー攻撃、企業撤退への備えが必要になる。

海域調査には、海底地質、航路、通信、気象、沿岸施設に関する詳細な情報が含まれる。公募、建設、運転を通じて、どの情報を誰が取得し、国外へ移転できるかを定める必要がある。安全保障を理由に洋上風力を推進するなら、設備と情報の依存が新たに生むリスクも同じ厳しさを評価すべきである。

5.4 浮体式洋上風力発電の大量導入を計画すべきではない

日本は遠浅の海域が少ないため、政府は浮体式を将来の中心に位置づける。造船、素材、係留、海洋土木の技術を生かすことが期待されている。しかし、第2次産業ビジョン自身が、浮体式は世界的に技術開発途上であり、大規模な商用案件はこれからだと認めている（経済産業省・国土交通省 2025, 4 頁）。

浮体式洋上風力においては、浮体、係留索、アンカー、動く海底ケーブルなどの設備に加えて、曳航や沖合保守などの技術が必要になる。台風、波浪や潮流、さらには地震や津波に耐える設計が必要である。また岸から遠くなるほどメンテナンスも故障時のアクセスも難しくなり費用がかかるようになる。政府の2040年試算においても、発電所単体の費用 21.6～21.7 円/kWh となっていて着床式の洋上風力よりも更に高価になっており、これに近年の資材価格上昇や電力システムへの統合費用が加わることになる。

経済性についての見通しが好転しない限り、浮体式洋上風力については、大幅な低コスト化を目指した研究開発と限定的な実証をするに止め、数値目標を置いた大量導入は止めるべきである。

6. 環境対策としての風力が生む環境問題

6.1 運転時の二酸化炭素排出が小さいことと、環境負荷がないことは同じではない

洋上風力の主要な便益は、運転時に燃料を燃やさず、二酸化炭素を直接排出しないことである。しかし、環境政策として評価するには、製造、施工、運転、撤去を通じた影響を見なければならない。風車と基礎には大量の鉄鋼、コンクリート、銅、複合材が使われ、海底工事と港湾整備が必要になる。

Montford（2019）の *Green Killing Machines* を邦訳した『緑の殺戮機械—再生可能エネルギーが野生動物と自然に与える影響』は、風力と太陽光の大規模展開が景観、鳥類、コウモリ、海洋生物、資源採掘へ与える影響を批判的に整理した（杉山監訳・木村訳 2022a, 4-10 頁）。同報告は政策批判を目的とする文献であり、個別海域の環境影響評価に代わるものではない。それでも、「再生可能」であることを理由に、生態系と資源利用の問題を評価の外へ置いてはならないという指摘は妥当である。

環境負荷は、立地、規模、工法によって影響は異なり、回避と緩和も可能である。しかし、回避措置によって岸から遠く、水深の深い海域へ移れば、施工と保守の費用は増える。これは欧州で実際に起きたことでもある。

6.2 景観、騒音、水中音

沿岸に近い大型風車は、海岸景観を長期間変える。景観の価値は市場価格だけで測りにくいが、観光、居住環境、地域の合意形成に影響する。沖合へ離せば見えにくくなる一方、海底ケーブルと保守の費用は増える。景観影響を「主観的」として無視するのではなく、距離、視認範囲、地域利用を事前に示し、代替配置と比較すべきである。

騒音については、陸上風力と同じ距離で住民が風車に接するとは限らないため、影響を一律に断定できない。しかし、建設時の杭打ち、船舶、港湾作業には陸上と水中の騒音が伴う。運転時にも風車と海中構造物から音が発生する。環境省の技術ガイドは、風車の稼働に伴う水中音が海生哺乳類や魚類の攪乱、忌避、個体間のコミュニケーションへ影響し得るとし、国内知見が不足するため事後調査と公開が重要だとする（環境省 2023a, 54-62 頁）。

6.3 野生動物、海底環境、漁業への影響

鳥類について、環境省の技術ガイドは、施設の稼働に伴うバードストライクを想定し、渡り時期、飛翔高度、風車配置を調査する必要性を示す。海域での知見は不十分であり、予測には不確実性があるため、事後調査を検討すべきだとしている（環境省 2023a, 46 頁）。衝突だけでなく、風車群を避けることで採餌域や移動経路が変わる可能性もある。

海洋哺乳類と魚類には、建設時の衝撃音、運転時の水中音、海底の改変、ケーブル周辺の環境変化が関係する。影響が一時的か長期的か、個体群の減少につながるかは、種と海域によって異なる。だからこそ、個別案件の敷地境界だけでなく、同じ海域に複数の風車群が並ぶ場合の累積影響を評価しなければならない。

漁業についても、工事中の立入制限、操業経路、漁具との干渉、魚群の変化、安全航行が問題となる。一方で、構造物が魚礁の役割を持つ可能性を指摘する研究もある。便益と不利益の双方を検証するには、漁獲量、魚種、操業時間、燃料費について工事前のデータを確保し、運転後も同じ方法で追跡する必要がある。補償金を支払うだけでは、影響の有無と因果関係は明らかにならない。

個別の環境影響評価は、案件ごとの許認可に必要である。しかし、大量導入政策では、海域全体の戦略的評価が先に必要になる。渡り経路、主要漁場、海底地質、航路、防衛・通信施設を重ね、立地を避ける区域を定める。その結果、利用可能な海域が減り、費用が上がるなら、その上昇も現実の政策費用である。

6.4 廃棄物、再資源化、撤去費用

風車の鋼材、銅、アルミニウム、コンクリートの多くは、既存の再資源化経路を利用できる。問題が大きいのは、長く軽いブレードを実現するために用いるガラス繊維または炭素繊維と樹脂の複合材である。複合材は強度と耐久性に優れる一方、材料を分離して同等品質へ戻すことが難しい。破碎してセメント原料や燃料として利用する方法はあるが、高品質な材料循環とは限らない。

欧州委員会共同研究センター（JRC 2023, 2 頁）は、WindEurope の推計として、廃ブレード由来の複合材廃棄物が 2023 年に 6 万トン、2040 年に約 40 万トンへ増えると紹介する。JRC は、欧州のブレード再資源化能力がなお限られ、複合材の設計改善と新しい処理技術が必要だと指摘する。日本が 2040 年に大規模な洋上風力を形成すれば、数十年後に同様の廃棄物が集中して発生する。

撤去費用は、ブレードだけではない。風車、基礎または浮体、係留、海底ケーブルをどこまで除去するかを決め、海底を調査し、残置物があれば長期監視しなければならない。英国の指針は、撤去費の見積りに、設備の除去、廃棄物管理、撤去前後の調査、撤去後の監視・維持管理を含め、事業者が金融的な保証を用意することを求めている（BEIS 2019, 50-51 頁）。

将来の撤去費を小さく見積もり、事業終了時に不足すれば、費用は納税者または将来の需要家へ移る。大型化、沖合化、物価上昇によって、実際の撤去費は増え得る。したがって、公募時に積立または第三者保証を設定し、定期的に再評価する必要がある。

表 6 環境保全に関する主な課題と、対策・費用・制度対応

課題	主な内容	対策・費用・制度対応
景観	海岸・観光地からの視認、夜間灯火。	沖合化や配置変更で工事・送電費が増える場合がある。
建設・運転時の音	杭打ち、船舶、風車からの陸上音・水中音。	低騒音工法、工期制約、監視、運転調整などの対策がある。
鳥類・海洋生物	衝突、忌避、移動経路、コミュニケーションへの影響。	事前調査、監視、必要時の稼働制限など。
海底・漁業	基礎、係留、ケーブル、立入制限、操業経路。	回避工事、データ調査、補償、安全対策など。
廃棄物	ブレード複合材、ケーブル、基礎・浮体の処理。	廃棄および再資源化のための費用積立など。
撤去後	海底清掃、残置物、長期監視。	費用の積立など。

出所：環境省（2023a, 2023b）、European Commission Joint Research Centre（2023）、BEIS（2019）、杉山監訳・木村訳（2022a）をもとに作成。

7. 国民にとっての便益と不利益をどう比較するか

7.1 便益は設備容量ではなく、回避可能な費用で測るべきである

洋上風力には便益がある。風が吹く時間には火力の燃料消費を減らし、輸入燃料費と二酸化炭素排出を削減できる。発電源を分散し、海洋土木や保守に新たな仕事を生む可能性もある。問題は、これらの便益を設備容量や投資額だけで測ることである。

二酸化炭素削減量は、風力が何 kWh 発電したかではなく、その時間にどの発電所の出力を下げたかで決まる。原子力や水力の出力を抑え、余剰電力を捨てる時間が増えれば、削減効果は小さくなる。火力を代替しても、追従運転による効率低下があれば、単純な発電量比例より燃料節約は少なくなる。政策評価で

は、電力系統全体を考慮対象として、実測または系統モデルに基づく回避可能な燃料費と回避可能な排出量を用いるべきである。

産業便益も、投資額をそのまま便益とみなしてはならない。1兆円を投じれば需要は生まれるが、その原資が電気料金であり、他産業の投資と雇用を減らすなら、純便益は小さくなる。国内に残る賃金、利益、税收、技術を数え、輸入機器への支払いと電力価格上昇による損失を差し引く必要がある。

現状では洋上風力は他の発電方式に比べて大幅に高価であるために、それは国民全体にとってみれば、便益ではなくむしろ費用である。

7.2 不利益は長期にわたり、複数の主体へ分散する

洋上風力の不利益は、建設時の事業費だけではない。電力需要家には長期の価格支援と送電費が及ぶ。漁業者と沿岸地域には海域利用と景観の変化が及ぶ。将来世代には撤去と廃棄の責任が残る。海外依存が続けば、重要部品と制御技術の供給途絶リスクも残る。負担が複数の制度と時期に分散するため、一つの入札価格だけでは全体が見えない。

さらに、電気料金の上昇は、家計の可処分所得を減らすだけでなく、産業立地を変える。鉄鋼、化学、半導体、データセンターなど電力を大量に使う産業では、数円/kWhの差が投資判断を左右する。洋上風力関連の工事雇用を便益として数えるなら、高い電力価格によって失われる投資と雇用も同じ表に載せなければならない。

環境影響にも非対称性がある。建設による海底改変や景観変化は、費用が上振れしたからといって容易に元へ戻せない。事業者が撤退しても、調査、港湾、地域調整に費やした資源は戻らない。不可逆な影響を伴う政策ほど、着手前の立証基準を高くする必要がある。

表7 洋上風力の便益と不利益を同じ枠組みで比較する

評価分野	主な便益	主な不利益	比較に用いる指標
二酸化炭素	火力発電の燃料と排出を削減する。	製造・施工・撤去の排出、出力抑制、火力の非効率運転。	実際に代替した電源に基づく削減1トン当たり費用。
エネルギー安全保障	輸入燃料の使用を減らす。	風車、部品、制御、重要鉱物の輸入依存。	燃料節約額から設備・保守の輸入支払いを差し引く。
産業・雇用	基礎、港湾、施工、保守に需要を生む。	電力価格上昇で他産業の投資と雇用を損なう。	国内付加価値と他産業の損失を純額で比較する。
電力供給	風が吹く時間に燃料を使わず発電する。	無風時の供給力を別に維持し、二重投資となる。	同じ供給確実性を持つ代替策との総費用差。
環境	運転時の直接排出が小さい。	景観、音、生態系、海底、廃棄物、撤去。	回避・監視・補償・撤去を含む全期間の費用。

注：設備容量、投資額、発電量だけで便益を測らず、実際に回避された費用と、追加された社会費用を比較する。

7.3 代替策と同じ物差しで比較する

洋上風力を大量導入することに対する代替策は多く存在する。既存原子力の再稼働、既存火力の運転、送配電設備の更新、需要側の省エネルギーなどである。各手段には固有の費用とリスクがあるが、それは洋上風力と同じ物差しで比較すればよい。

特に既存設備の活用は、新設設備より資本費を大幅に抑えることが出来るというメリットがある。すでに建設された設備を活用できれば、巨大な新規設備と送電インフラを同時に建てる費用を回避できる。杉山（2026）の感度分析は、この資本費の差が2040年の国民負担を年間30兆円規模で大きく左右することを示した。

政策目的は、洋上風力の設備容量を増やすことに置いてはならない。目的は安価で安定した電力を供給することであり、環境負荷を合理的な費用で減らすことである。洋上風力はその目的に適した技術であれ

ば採用すればよいが、総費用が代替策を大きく上回る現状において、大量導入による数値目標達成を優先すべきではない。

7.4 現時点の証拠が示す総合判断

洋上風力については、便益が過大に語られ、費用と環境負荷が過小に説明されてきたと判断するのが適切である。低価格での落札は完遂されず、海外では支援価格の引上げが必要となり、政府の費用試算も再エネ比率が高まるほど上昇する。国内産業化は未達の目標であり、環境対策と廃棄・再資源化の費用も確定していない。

この状態で 2040 年の量的目標を追求すれば、費用は大幅に上振れし、それは電気代や税金となって国民負担となる。現在入手できる情報は、政府が想定する大量導入の規模においては、不利益が便益を大幅に上回る危険が大きいことを示している。

したがって、政策上の合理的な結論は、まず大量導入を停止し、総費用を独立に検証することである。検証の結果、もしある海域で便益が上回るなら、その範囲での導入を進める価値はある。総費用が代替策を上回るなら、量的目標を維持するための追加的な政策支援は行わず、他の手段へ政策資源を移すべきである。

8. 結論—大量導入を停止し、実証と限定導入へ切り替える

洋上風力は、運転時に二酸化炭素を直接排出せず、海上に大規模に設置でき、将来は安価になるという説明のもとで推進されてきた。しかし、近年の実績は、その中でも政策の中核だった低コスト化の前提を崩している。欧米では中止と入札不成立が相次ぎ、英国は支援価格を大幅に引き上げた。日本では、低価格で落札された第 1 ラウンド 3 案件が全面撤退に至り、風車調達費が当初見込みの 2 倍以上に増えたことが政府分析で明らかになった。

政府の 2040 年試算も、着床式洋上風力の発電所単体を 14.0 円/kWh としながら、変動する再生可能エネルギーが増えた電力システムでは 23.1 円/kWh まで上昇し得ることを示す。しかも後者は、送電線と蓄電池の建設費を十分に含まず、また近年の資材価格高騰も反映していない。風力は無風時の安定電源を大幅に廃止できないため、本質的に二重投資となる。大量導入を強行すれば、その費用は電気料金、託送料金、税負担を通じて国民へ及ぶ。

「国産エネルギー」という説明も限定的である。風は国内資源だが、大型風車は輸入依存が大きく、国内製造拠点は存在しない。国内調達比率 65% は将来目標であり、実績ではない。国産化には巨額の研究開発と量産投資が必要で、成功する保証もない。

環境面でも、運転時の直接排出が小さいことだけで「環境に優しい」と結論づけることはできない。景観、建設騒音、水中音、鳥類、海洋生物、海底、漁業への影響があり、廃ブレードを含む大量の廃棄物が将来発生する。撤去、再資源化、海底調査、事後監視の費用を公募時に計上し積み立てる等の対応をすべきである。

以上から、現行の量的目標に沿った新規の大量導入は、国民にとっての総費用が検証されるまで停止すべきである。

検証後の判断も明確でなければならない。洋上風力が同等の供給確実性を持つ代替策より高く、電気料金への影響が許容上限を超えるなら、大量導入を再開すべきではない。環境影響と撤去費を事業者が確実に処理できない場合も同様である。反対に、特定の海域と規模で費用と環境条件を満たすことが実証されるなら、その範囲に限って導入すればよい。

エネルギー政策の目的は、洋上風力を増やすことではない。国民生活と産業を支える電力を、安価で安定した形で供給することである。技術への期待を量的目標へ先に置き換えるのではなく、実績によって便

益が費用を上回ると確認できた範囲だけを採用する。この原則へ戻ることが、洋上風力政策をめぐる現在の混乱に対する最も現実的な対応である。

参考文献

本文中の引用は著者名または機関名と年を示した。ウェブ資料の最終確認日は、特記のない限り 2026 年 7 月 10 日である。

- BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy) (2019) Decommissioning of Offshore Renewable Energy Installations under the Energy Act 2004: Guidance Notes for Industry.
https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5f5b2724e90e0718e212a22d/decommissioning-offshore-renewable-energy-installations-energy-act-2004-guidance-industry_1_.pdf
- Equinor (2023) “Trollvind to be put on hold,” May 22, 2023. <https://www.equinor.com/news/20230522-trollvind-on-hold>
- Equinor (2026) 「日本におけるエクイノール」 日本の洋上風力発電事業からの撤退および東京事務所閉鎖方針。
<https://www.equinor.jp/>
- European Commission Joint Research Centre (2023) Wind Energy Circularity Challenges, JRC131723.
https://setis.ec.europa.eu/document/download/6dfe5811-a603-42da-8298-2cc636ae1579_en
- Mitsubishi Corporation (2025) “Result of the Business Plan Review for the Offshore Wind Power Generation Projects in Japan,” August 27, 2025. <https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/news/release/2025/20250827002.html>
- Montford, Andrew (2019) Green Killing Machines: The Impact of Renewable Energy on Wildlife and Nature, GWPf Report 36.
<https://www.thegwpf.org/content/uploads/2019/07/Green-Killing-Machines.pdf>
- Montford, Andrew (2022) Offshore Wind: Cost Predictions and Cost Outcomes. Global Warming Policy Foundation.
<https://www.thegwpf.org/content/uploads/2022/05/Offshore-Wind-Costs.pdf>
- Odgerel, Batt, Lucian Pugliese and Michael Lynch (2023) A Critical Assessment of the IEA’s Net Zero Scenario, ESG, and the Cessation of Investment in New Oil and Gas Fields, Energy Policy Research Foundation, June 2023. <https://eprinc.org/wp-content/uploads/2023/06/IEA-Net-Zero-EPR-RCF.pdf>
- Ørsted (2023) “Ørsted ceases development of Ocean Wind 1 and Ocean Wind 2,” October 31, 2023. <https://us.orsted.com/news-archive/2023/10/orsted-ceases-development-of-ocean-wind-1-and-2>
- Ørsted (2025) “Ørsted discontinues the Hornsea 4 project in its current form,” May 7, 2025. <https://orsted.com/en/company-announcement-list/2025/05/orsted-discontinues-the-hornsea-4-project-in-i-145125446>
- UK Department for Energy Security and Net Zero (UK DESNZ) (2023) “Boost for offshore wind as government raises maximum prices in renewable energy auction,” November 16, 2023. <https://www.gov.uk/government/news/boost-for-offshore-wind-as-government-raises-maximum-prices-in-renewable-energy-auction>
- Vattenfall (2023) “First six months 2023: challenges in offshore wind power,” July 20, 2023. <https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2023/first-six-months-2023-a-challenging-half-year>
- WindEurope (2020) Accelerating Wind Turbine Blade Circularity. Brussels.
- WindEurope (2025) “WindEurope statement on the second German offshore wind auction in 2025,” August 6, 2025.
<https://windeurope.org/news/windeurope-statement-on-the-second-german-offshore-wind-auction-in-2025/>
- 環境省 (2023a) 『洋上風力発電所に係る環境影響評価手法の技術ガイド (案)』。
https://www.env.go.jp/council/content/i_01/000170046.pdf
- 環境省 (2023b) 『洋上風力発電に係る新たな環境アセスメント制度の在り方に関する調査・検討委託業務報告書』。
https://assess.env.go.jp/files/0_db/seika/1055_03/report.pdf
- 経済産業省・国土交通省 (2021) 「再エネ海域利用法に基づく公募占用計画の選定結果」 2021 年 12 月 24 日。
https://www.mlit.go.jp/report/press/port06_hh_000242.html
- 経済産業省・国土交通省 (2025) 『洋上風力産業ビジョン (第 2 次)』 2025 年 8 月 8 日。
<https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001910877.pdf>
- 資源エネルギー庁 (2025a) 『第 7 次エネルギー基本計画』 2025 年 2 月 18 日。
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_01.pdf
- 資源エネルギー庁 (2025b) 『2040 年度におけるエネルギー需給の見通し』 2025 年 2 月 18 日。
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_03.pdf
- 資源エネルギー庁 (2025c) 『第 1 ラウンド事業からの撤退の要因分析等』 2025 年 11 月 10 日資料。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/pdf/038_02_00.pdf
- 発電コスト検証ワーキンググループ (2025) 『発電コスト検証に関するとりまとめ』 2025 年 2 月 6 日。
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_01.pdf
- 山本隆三 (2023) 「事業者も投資家も頭を抱える洋上風力事業」 国際環境経済研究所、2023 年 10 月 12 日。
<https://ieei.or.jp/2023/10/yamamoto-blog231012/>
- 山本隆三 (2024) 「洋上風力発電増加に懸念—電気料金高騰やチャイナリスクなど問題山積」 国際環境経済研究所、2024 年 6 月 24 日。
<https://ieei.or.jp/2024/06/yamamoto-blog240624/>
- 山本隆三 (2025) 「落とし穴にはまった洋上風力事業 生活と産業の大きな足かせに」 国際環境経済研究所、2025 年 4 月 23 日。
<https://ieei.or.jp/2025/04/yamamoto-blog250428/>
- 山本隆三 (2026a) 「洋上風力への風向きは変わったか—産業政策への貢献度合いに疑問符も—」 国際環境経済研究所、2026 年 2 月 6 日。
https://ieei.or.jp/2026/02/yamamotoblog_260206/
- 山本隆三 (2026b) 「エネルギー供給の安価安定のため大胆な政策見直しを」 国際環境経済研究所、2026 年 5 月 27 日。
https://ieei.or.jp/2026/05/yamamotoblog_260527/
- 杉山大志 (2020a) 「風力発電は環境コストの増加に耐えられるか？」 キヤノングローバル戦略研究所、2020 年 2 月 10 日。
https://cigs.canon/article/20200210_6233.html

杉山大志（2020b）「風力発電のコストは上昇している—英国からの報告—」キャノングローバル戦略研究所、2020 年 12 月 8 日。

https://cigs.canon/article/20201208_5491.html

杉山大志（2021）「電気代は再生可能エネルギー導入量に比例する」キャノングローバル戦略研究所、2021 年 10 月 15 日。

https://cigs.canon/article/20211015_6255.html

杉山大志監訳・木村史子訳（2022a）Andrew Montford『緑の殺戮機械—再生可能エネルギーが野生動物と自然に与える影響』キャノングローバル戦略研究所。https://cigs.canon/uploads/2022/11/Green_Killing_Machines_Sugiyama_20221129.pdf

杉山大志監訳・木村史子訳（2022b）Andrew Montford「洋上風力発電 コスト予測と実績」キャノングローバル戦略研究所、2022 年 6 月 24 日。https://cigs.canon/article/20220624_6838.html

杉山大志監訳・木村史子訳（2023）Gordon Hughes「風力発電のコストは高止まりのまま」キャノングローバル戦略研究所、2023 年 7 月 12 日。https://cigs.canon/article/20230712_7546.html

杉山大志（2023a）「政治主導の『再エネ』を見直せ」キャノングローバル戦略研究所、2023 年 10 月 31 日。

https://cigs.canon/article/20231031_7725.html

杉山大志（2024）「再エネ最優先こそが脱炭素の邪魔をする」キャノングローバル戦略研究所、2024 年 6 月 13 日。

https://cigs.canon/article/20240613_8161.html

杉山大志（2026）「研究ノート 第七次エネルギー基本計画に基づく 2040 年発電コストの試算」キャノングローバル戦略研究所、2026 年 6 月 11 日。https://cigs.canon/article/20260611_9936.html