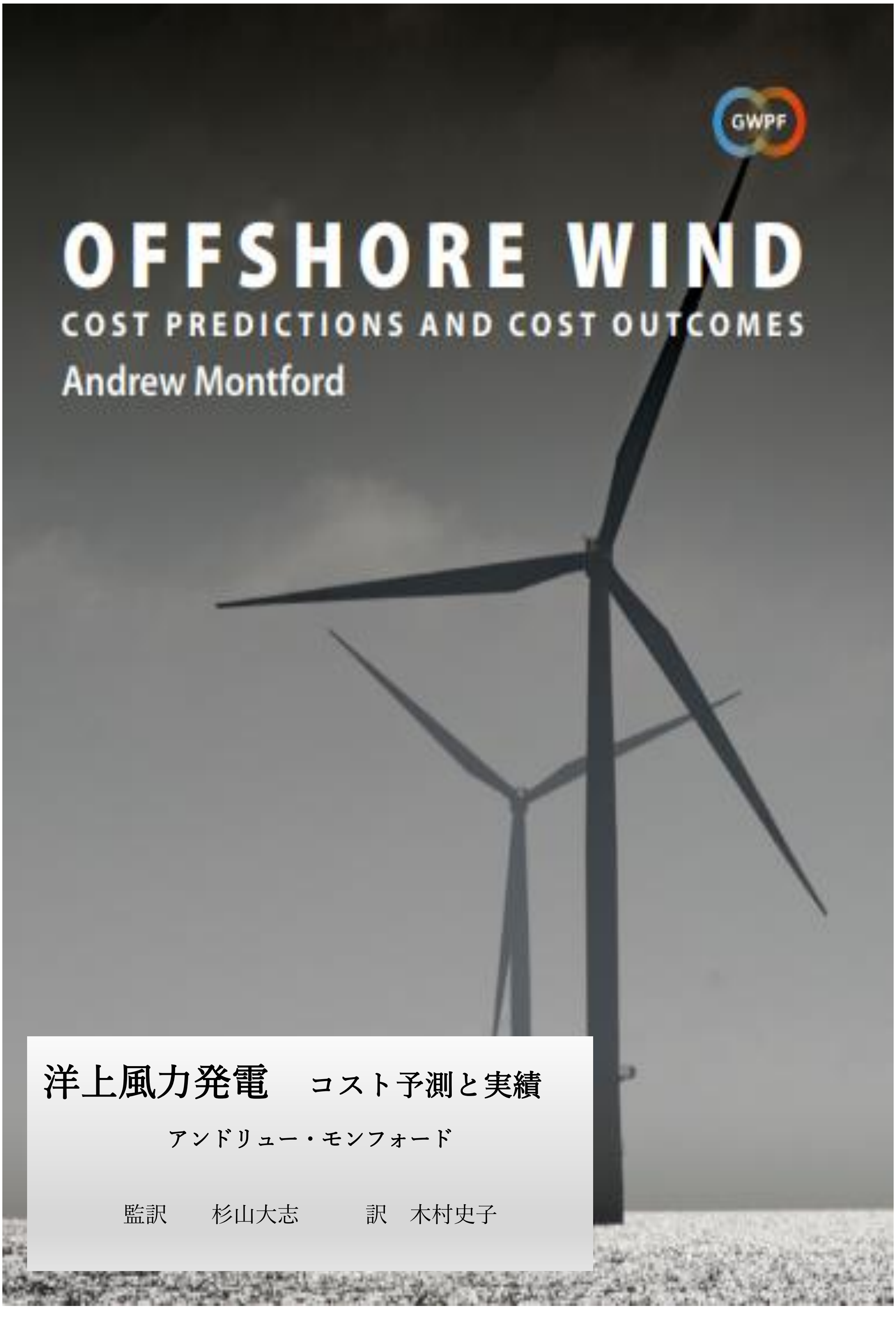

洋上風力発電　コスト予測と実績

アンドリュー・モンフォード

監訳　杉山大志　　訳　木村史子

洋上風力発電　コスト予測と実績

アンドリュー・モンフォード

監訳　キヤノングローバル戦略研究所研究主幹　杉山大志　　　訳　木村史子

本稿は、Andrew Montford, Offshore Wind: Cost predictions and cost outcomes, The Global Warming Policy Foundation Briefing 52
Offshore Wind: Views on costs from advocates and industry (thegwpf.org)を、The Global Warming Policy Foundation の許可を得て翻訳したものである。

目次

著者について 2
概要....................3
1.はじめに 3
2.主な要素 4
3.資本コスト 4
4.運転コスト 7
5.資金調達コスト 9
6.設備利用率....................10
7.平均コスト 11
8.結論....................15
注釈....................17

著者について

　アンドリュー・モンフォードはGlobal Warming Policy Foundation（地球温暖化対策基金）の副理事を務めている。

概要

公的機関を含む風力発電推進派は、洋上風力発電のコストが劇的に低下していると主張している。この論文では、これらの主張を裏付けるために彼らが提示した数字を、監査済み会計と実際の稼働データに基づき、英国の洋上風力発電所の 3 つの包括的なレビューと比較した。また、次世代風力発電所の資本費予測と風力発電所の開発者が発表した声明との比較も行っている。

彼らは風力発電のコストはここ数年急速に低下していると主張するが、それでも平均してガス火力発電所の数倍のコストであるというのが全体的な理解である。

それにも関わらず、2019 年、2020 年に建設される風力発電所のコストは劇的に低下し、将来的にはさらに低下することが予想されると彼らは述べている。

だがこれらすべての予測の資本費に関する要素は、風力発電所開発業者自身が提示した数字と大部分が矛盾している。

2019 年に試運転を行った唯一の洋上風力発電所であるベアトリスの財務会計は、推進派の試算値を実際には達成できないことをすでに示している。

浅い海域に建設されるドッガーバンク風力発電所は、コストがやや低くなる可能性がある。しかし、今後建設されるほとんどの洋上風力発電所では、コストは 125-150 ポンド/MWh 程度となり、ガス火力発電所の発電コストの約 4 倍になると考えられる。

1.はじめに

2017 年の差額決済契約（CfD）入札で、洋上風力発電所にそれまでの半分程度の 57.50 ポンド/MWh で送電網に電気を売る権利（義務ではない）を与えるという驚くべき結果がもたらされて以来、風力産業の経済性が根本的に変わったという意見が一般的になってきている。

最近発表されたエネルギー白書に先行して、ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）[1]、ナショナル・グリッド[2]、ブルームバーグ・ニュー・エネルギー・ファイナンス（BNEF）[3、4] カーボン・トラスト[5]、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）[6、7] およびマーチャントバンクの Lazard[8] による一連の新しいレポートがこれらの主張を繰り返し、強めてきている。これらの組織は、間接的なものを除いて、風力発電所の開発事業そのものに関与していないことに注意されたい。そしていずれも自然エネルギーの推進者であり、時には情報の提供者でもある。したがって、ここではこれらの組織を総称して「推進派」と呼ぶことにする。

洋上風力の推進派がコスト革命の存在を主張するのは驚くべきことではないが、相当なずうずうしさを含んでいる。2017 年、ヒューズらは、公開データには洋上風力発電のコストが低下した証拠がほとんど含まれていないと指摘した[9]。そして 2019 年、アルダーシー・

ウィリアムズらによる英国洋上風力発電所の財務会計のレビューにより、この分野における確実なコストデータの初の体系的分析が行われた[10]。その結果は、2017 年の CfD 入札をめぐる高揚感に対する貴重な解消法となり、風力発電所のコストがほとんど全く下がっていないことを示したのだ。ヒューズによる最近の研究では、アルダーシー・ウィリアムズの結果を更新・拡張し、状況はむしろ考えられていたよりもさらに悪化していると結論付けている[11]。

資本費はせいぜい横ばいであるのに対し、運用コストは急速に上昇している。本当に下がっているのは資金調達コストだけである。

この論文では、個々のコスト要因と、全体的なコスト基盤を示す均等化発電コスト（LCOE）の検討を通じて、洋上風力発電のコストに関する異なる見解を比較・対比している。LCOE は、洋上風力のような断続的なエネルギー源に適用される場合、楽観的な見方を示すため、強い批判を受けてきた[12]。にもかかわらず、自然エネルギー推進派とメディアは、こうした技術の実現可能性を主張する方法として、これを利用し続けている。

本稿では、たとえ LCOE ベースであってすら、自然エネルギー擁護派の主張には根拠がないことを示そうと思う[13]。

2.主な要素

LCOE はディスカウント・キャッシュフロー法であり、発電所の耐用期間における総費用 （資本と運転）を賄う販売価格を見出すことを目的とするものである。したがって、風力発電所の電力コストの主な要素は以下のとおりである。

- 資本費
- 運転コスト
- 設備利用率（すなわち発電の操業率）

3.資本費

Figure 1 は、洋上送電資産を含めた洋上風力発電の容量 1MW あたりの資本費の過去と将来予測を示したものである。小さな点は、ヒューズの研究によるデータである。色が濃くなるにつれて、より深い海域にある洋上風力発電所を示しており、これが資本コスト増加の主な要因であると思われる。2000 年から 2010 年にかけて、洋上風力発電の建設コストが高くなったことは明らかである。しかし、このコストの上昇のすべてが水深の深い場所への移動に起因するわけではない。それ以降、コストは 300 万〜500 万ポンド/MW の範囲にとどまり、継続的に低下している兆候はほとんどない。BNEF[14] と アルダーシー・ウィリアムズらによって、着実に増加している現実は認められており[14]、IRENA も見解は一貫しているように思われる。他の推進派団体は予測のみを述べている（ただし、カーボン・トラス

トの論文の読者は、正確なデータに関する文章を読んでいるかのように誤解する可能性がある[15])。とはいえ、これまでの経緯については、ある程度のコンセンサスが得られているようである[16]。

ところが、推進派による予測は驚くべきものである。BNEF は、2019 年に融資を完了する（つまり 2022 年に運転を開始する）風力発電所の資本費は 230 万〜270 万ポンド/MW になると主張している。彼らの立場は Lazard と同様である。この楽観的な見解は、カーボン・トラスト[17]や BEIS も同様であり、BEIS は驚くべきことに、10 年以内にコストは 100 万ポンド/MW を少し上回る程度に低下すると予測している。ナショナル・グリッドも同様に楽観的な見方をしている[18]。

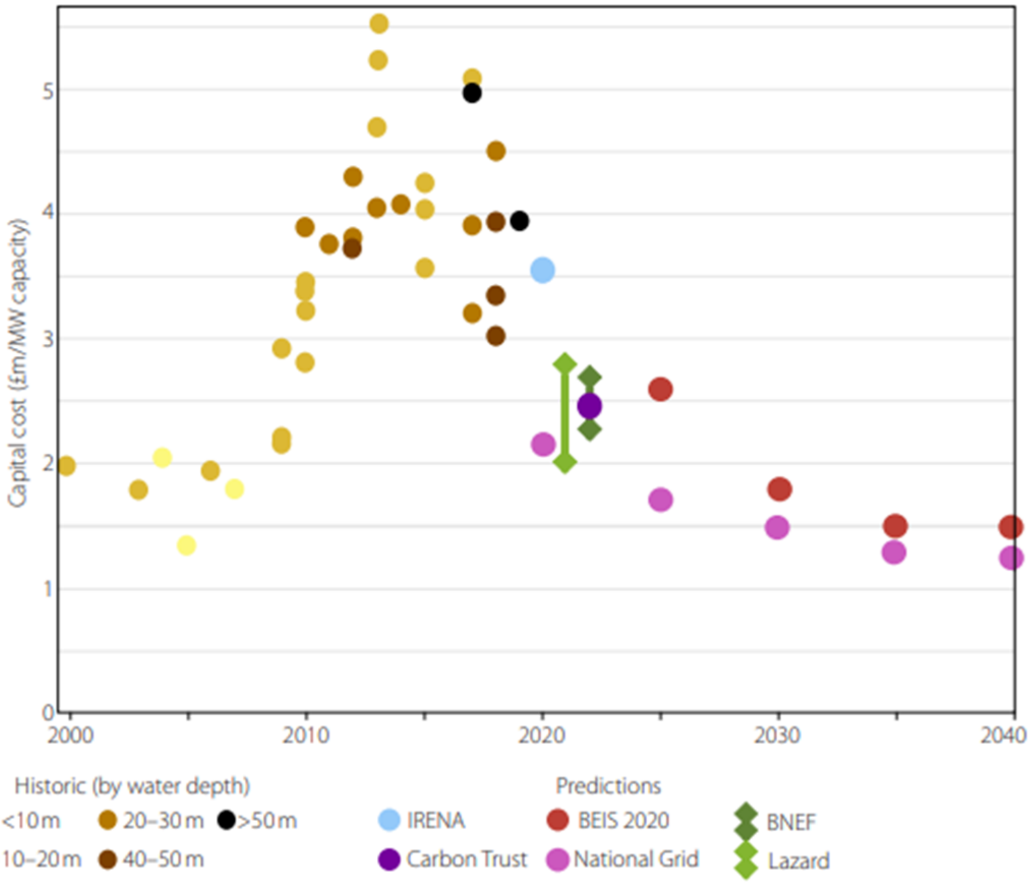

Figure 1: Capital costs: history and predictions

このように、これまでの経緯と擁護派の予測との間には、これ以上ないほどの乖離がある。しかし、開発事業者は個々のサイトにどれだけの費用をかけるつもりなのかを示しているため、さらなる考察を得ることができる。Figure2 は、Figure1 と同じデータであるが、現在から 2025 年の間に稼働する英国の洋上風力発電所の公表されたコストを示す十字の印を追加したものである。色の違いにより、風力発電所は浅い海のものと深い海のものに分かれている。明らかに、深い海での資本費は、少なくとも 2024-25 年まではほとんど変わ

らないというのが一般的な見方である。

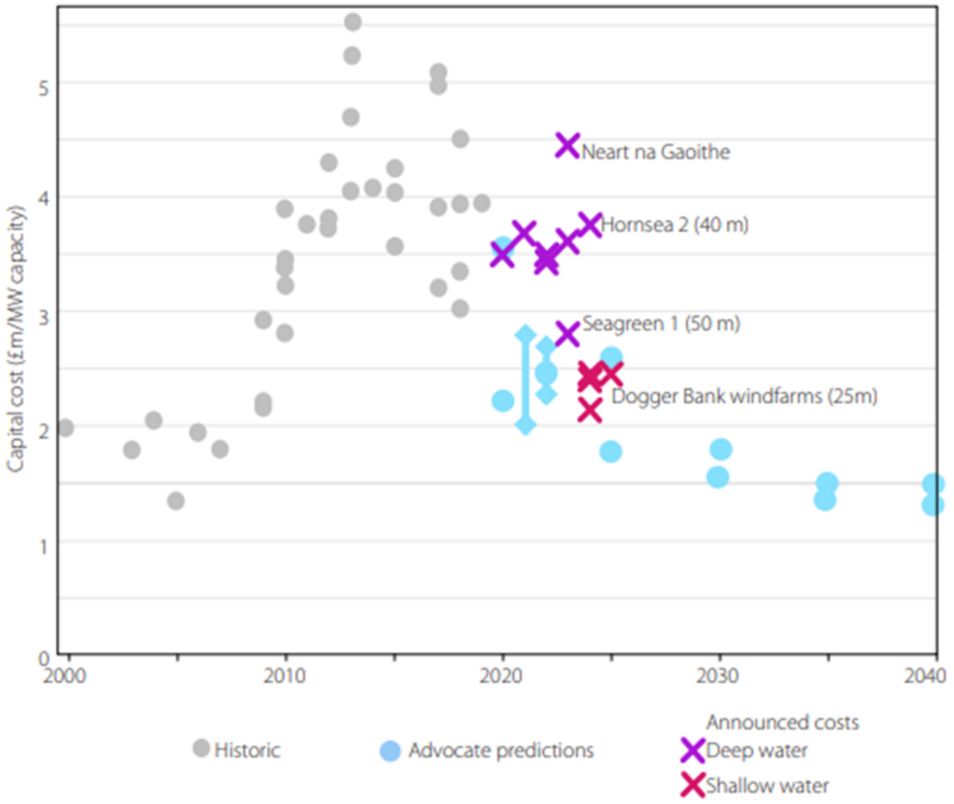

Figure 2: Capital costs: developer announced costs

しかし、それ以降はコストが削減されることが示されている。これは、当該風力発電所のほとんどがドッガーバンクの浅い海域に建設されるためである。水深 40m のホーンジー2号のコストは依然として高いままである。このように、将来の風力発電所がすべて深海を避けるものであるとするならば、推進派の予測は（まだ楽観的ではあるが）理にかなっている。しかし、ドッガーバンクの浅瀬での建設は極めて例外的なケースであるため、そのような予測通りとはならないだろう。

特異なのはシーグリーン 1 で、2023 年にフル稼働する予定で、コストは 30 億ポンド（280 万ポンド/MW）とやや低めである。このプロジェクトがなぜ深い海の他のプロジェクトより安いのか、今のところ説明はないが、発表されたコストは怪しげな丸められた切りのよい数字である。しかも、2020 年 6 月には、この風力発電所の支配権を石油大手トタル社にわずか 7000 万ポンドで売却している。このような安値は、買い手も売り手も、この開発の将来の収益性は良くても投機的であることを認識していることを色濃く示している。

高い方のはずれ値は、Neart na Gaoithe 風力発電所で、ファイフ州沖に設置計画された風力発電所である。こちらの開発はかなり遅れているため、同様に典型的なケースとは言えない可能性がある。

将来のコストに関するさらなる指標は、建設中の風力発電所の 2019 年版決算書から得ることができる。実際、ヒューズが観察しているように、コストのオーバーランは通常、発表された数値の 17%である。モレイ・イースト風力発電所の公表された 360 万ポンド/MW というコストは、最終的に 400 万ポンド/MW に近いという指摘もある[18]。

もしそうなら、英国における洋上風力発電所の建設コストに革命など起きていないことに疑いの余地はないだろう。実際、まったく下がっていないのではないだろうか。

自然エネルギー推進派が、根本的に変わったと主張する正当な理由が何であるかは、前述の CfD 入札の結果や、ドッガーバンク風力発電所が近年完成した風力発電所よりもいくぶん安いという事実以上に、依然として不明である。しかし、入札結果はコストではなく販売価格を表しており、両者がほぼ並行して動くことを期待するのは無理からぬことだが、公的な機関で入手できるコスト情報について、どの論者も議論していないのは不思議なことである。すでに公表されている資本支出のレベルで言えば、次世代の洋上風力発電所は、運転性能に奇跡的な改善がない限り、見たところ、急速に債務超過に陥るだろう。

4.運転コスト

当然のことながら、より深い海域やさらに沖合にあるサイトへのシフトは、運転コストの上昇を招く。しかし、ヒューズは、立地の変化を考慮したとしても、英国では 20 年間にわたり年間 5.7%の割合で運転コストが上昇していることを示し、この割合を「驚異的」と表現している。Figure 3 は、英国の個々の洋上風力発電所の容量 1 メガワットあたりの運転コスト（Opex）を示したものである。データはインフレ調整済みで、移動平均として表示されている。より新しい風力発電所は、一般に水深が深く、短い系列で容易に識別される。そして風力発電所の経年変化によりコストが高くなる傾向は明らかである。ヒューズは、40m 水深で計画されている風力発電所の生涯平均運転コスト（OPEX）が 300,000 ポンド／MW／年に近づく可能性を示唆している。この値は、Figure 3 の最近の風力発電所の値に照らして、妥当であると思われる。

各風力発電所の運転コストのデータを外挿することで、発電容量 1 メガワットあたりの生涯年間平均コストを推定することができる。Figure4 は、水深に対して、推進派の報告書に記載された運転コストを一緒に示したものである。風力発電所が水深の深い場所に移動するにつれてコストが上昇していることは、会計データより明らかである[20]。したがって、彼らの予測に示された数値は非常に楽観的である。特に今後さらに水深が深くなることを考えると例えば2023 年に発注される風力発電所は平均水深 50m 以上の深さになるであろう—なおさらだ。BNEF と Lazard は最も積極的な予測を発表し、今後数年間に試運転されるプロジェクトでは、年間 5 万ポンド/MW を少し上回る程度の運転コストになる可能性があると指摘している。BNEF は、より大きなタービンが「設備投資と運転経費の削減を可能にする」という曖昧な表現をしているが、正当な根拠はほとんど示されていない。これ

は希望的観測に基づく発言と思われる。Figure 3 のデータとヒューズの財務会計分析によると、洋上風力発電所の運転コストは上昇傾向にあり、水深の深い場所への移動がさらなるコスト上昇以外の何物かを伴うとは考えにくい。

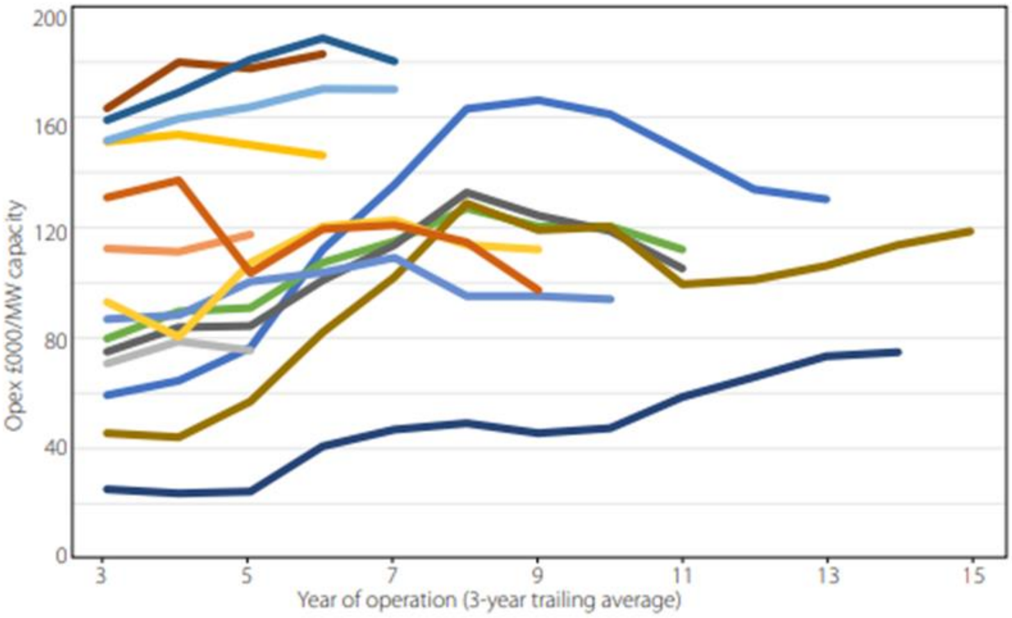

Figure 3: Operating costs: history

The graph shows 3-year trailing average for windfarms where there is sufficient data available, and where there is a single special-purpose financial vehicle used.

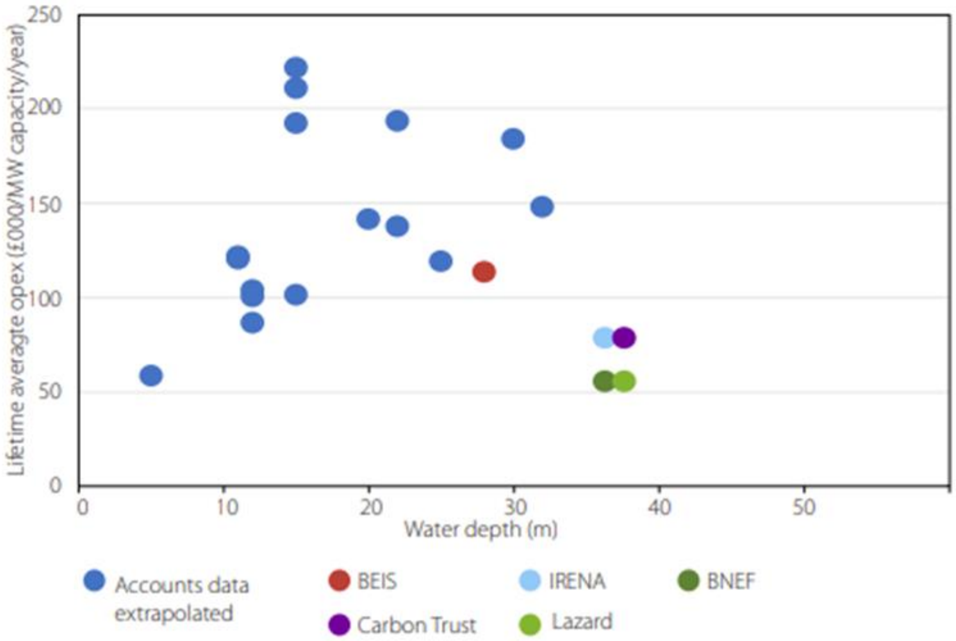

Figure 4: Operating costs: predictions against depth
Linear trends in the historic data are extrapolated and averaged. For the advocates' predictions, the central position is given for each report, against capacity-weighted average depth for the relevant year of commission.

BEIS の 2025 年の 113,000 ポンド/MW という数字は、その年に稼働予定の風力発電所がドッガーバンクの比較的浅い海域にあることから、若干正当性がある。しかし、実際には、海岸から 200km 近く離れているため、この数字も過小評価となる可能性がある。

IRENA は、運転コストについて、次のような考察を述べている。

「2018 年、現在のプロジェクトにおける標準的な範囲は、[54,000 ポンド～100,000 ポンド/MW/年[19]]の間であった。（IEA et al., 2018; Ørsted, 2019; Stehly, T. et al., 2018）

しかし、ステリーらが実際に示した洋上風力の典型的な運転コストは約 111,000 ポンド/MW/年[21] であり、これはモデリング研究に基づくものである[22] 。オーステッドが引用した投資家向け発表資料には、運転コストに関するいくつかのインフォグラフィック があり、一部の要素が劇的に低下したと主張しているが、全体的な変化は依然として不明である。IRENA の数字を裏付けるような数値は示されていない。同様に、IEA の調査では、57,000 ポンド/MW/年に相当する数値が示されているが、この数値の出所や 実際の世界との関係は不明である。

5.資金調達コスト

資金調達コストは低下しているというのが一般的な認識である。10%から最近では 4%にまで低下している（Table 1）。風力発電所の資金調達が株式から負債へと移行したのは、投資家のリスクに対する認識が変わったからである。本稿の残りの部分で、この認識が誤りで

あることを指摘することに注目すべきであろう。いずれにせよ、風力発電所の金利引き下げは事実であるが、資金調達コストをさらに引き下げる余地は必然的に制限される。

Table 1: Financing costs of offshore windfarms

	Cost of capital (%)
BNEF	4.2
BEIS	6.3
IRENA	7.5
Carbon Trust	<7

6.設備利用率

風力発電所の設備利用率について、以下の 3 つの主要な要素があるとして分析する。

- 海岸からの距離
- タービンのサイズとハブの高さ
- 経年劣化

ヒューズは、風力発電所の規模を拡大しても、稼働率に与える影響は限定的であり、かつ逓減することを示している。ハブの高さを 80m から 160m に倍増しても、設備利用率は 10%ポイントしか増加しない。160m は、次世代の風力発電所の基礎となる 14MW のタービン、ハリエイド X のハブの高さである。これより大きなタービンは、基礎部分の大きさが大きくなるため、まだ経済的でない。

このことは、英国における最近の風力発電所の稼働初期の実績を分析した結果、タービンサイズ が 1MW あたりわずか 1 パーセントポイントしか設備利用率は上昇しないことを示唆している（Figure 5 黄色の点）。さらに、この増加の一部は、沖合への移動に起因するものである。

このレポートは、その数字が生涯の平均値なのか、それ以上なのか、明確ではない。平均値なのか、あるいはそれとも風力発電所の操業初期に典型的なものなのか、明確にしていない。しかし、後述するように、これは容易に判断することができる。各レポートについて、代替的な方法で計算した設備利用率を示しておいた。

過去 20 年間は緩やかな成長であったにもかかわらず、推進派のレポートでは、今後数年間で稼働率が著しく上昇することが予測されている。BEIS は、2025 年には典型的なタービンがハリエイド X のような 12MW になり、運転期間中平均 51%の設備利用率とする [23] 。時間の経過とともに性能が低下するため、これは少なくとも 60%の設備利用率を設置初期に実現する必要がある。[23]

2040 年の数字は、さらにありえないものである。BEIS は、20MW 風力タービンの生涯

稼働率が 63%になると予測しているが、これは運転初期には 70%という途方もない数字になることを意味している。現在、最高の固定式洋上風力発電所（浮体式ではなく）は、運転開始後数年間は 50%未満である。BEIS の数字は、見積もりにおいて消耗を全く考慮に入れていないことを示唆している。保守費用を増やせば性能の低下を抑えることができると主張することはできるが、前述のような運転コスト予測を考慮すると分かるように、いずれの推進派レポートにおいてもそのようなことを実現するとは考えていないと思われる。

これに対して、BNEF や IRENA、カーボン・トラストによる数値は初期の年度の数値であり、最近の風力発電の実績と比較すると高い数値であるとはいえ、より現実的である。とはいえ、タービンの運転初期に 55%の稼働率があるとすると、年率 2%の出力低下と仮定した場合、その生涯平均値は 40%強に相当する[24]。

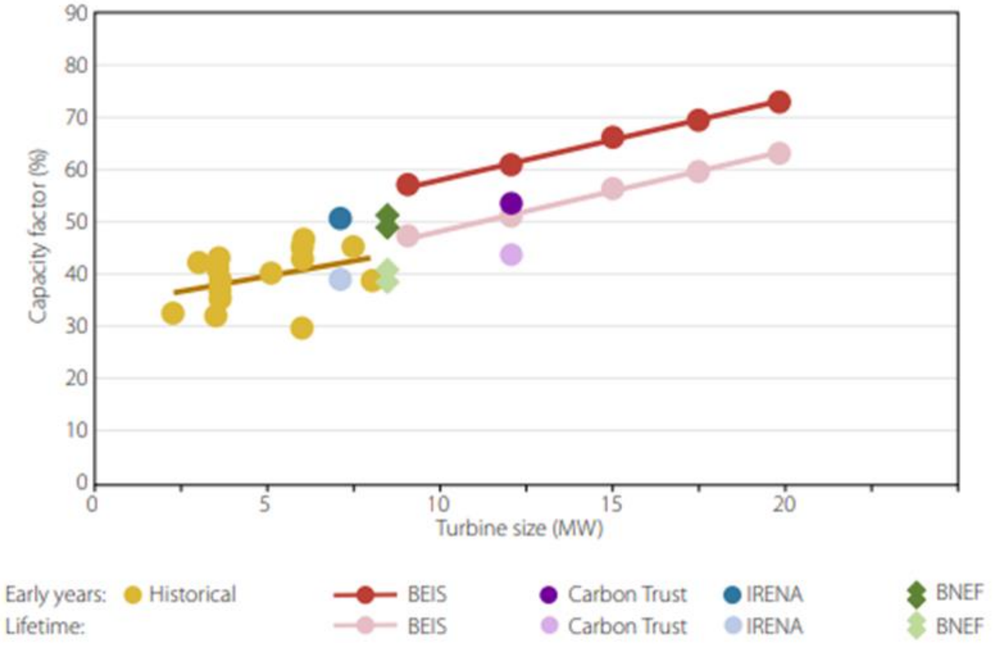

Figure 5: Capacity factors: history and predictions
Historic early years' performance is average of up to first three years' results, excluding outliers. Source: Renewable Energy Foundation data.

7.均等化発電コスト

均等化発電コスト（LCOE）は、資本と運用の両方の支出と性能の値を抽出し、理論上、投資家に必要な利益を提供するために風力発電所が必要とする最低費用を示す一つの指標となるものである。

本稿の残りの部分で検討した研究に加え、本節では、気候変動委員会[25] とエネルギーコンサルタント会社であるウッド・マッケンジー社[26] の論文で示された LCOE 値について

も考察することにした。ヒューズはどちらかといえば損益分岐点を分析することを優先しており、LCOE の数値を報告していない。

LCOE の歴史（灰色の部分）については、Figure 6 に示すように、推進派は 2009 年以降、洋上風力発電の LCOE が急激に低下したと考えている。しかし、アルダーシー・ウィリアムズらの歴史的なデータ（茶色の点）からは、これを正当化する根拠を見出すことは困難である。これらの数字と BNEF の推計の間の不一致は、さらに調査する価値がある。

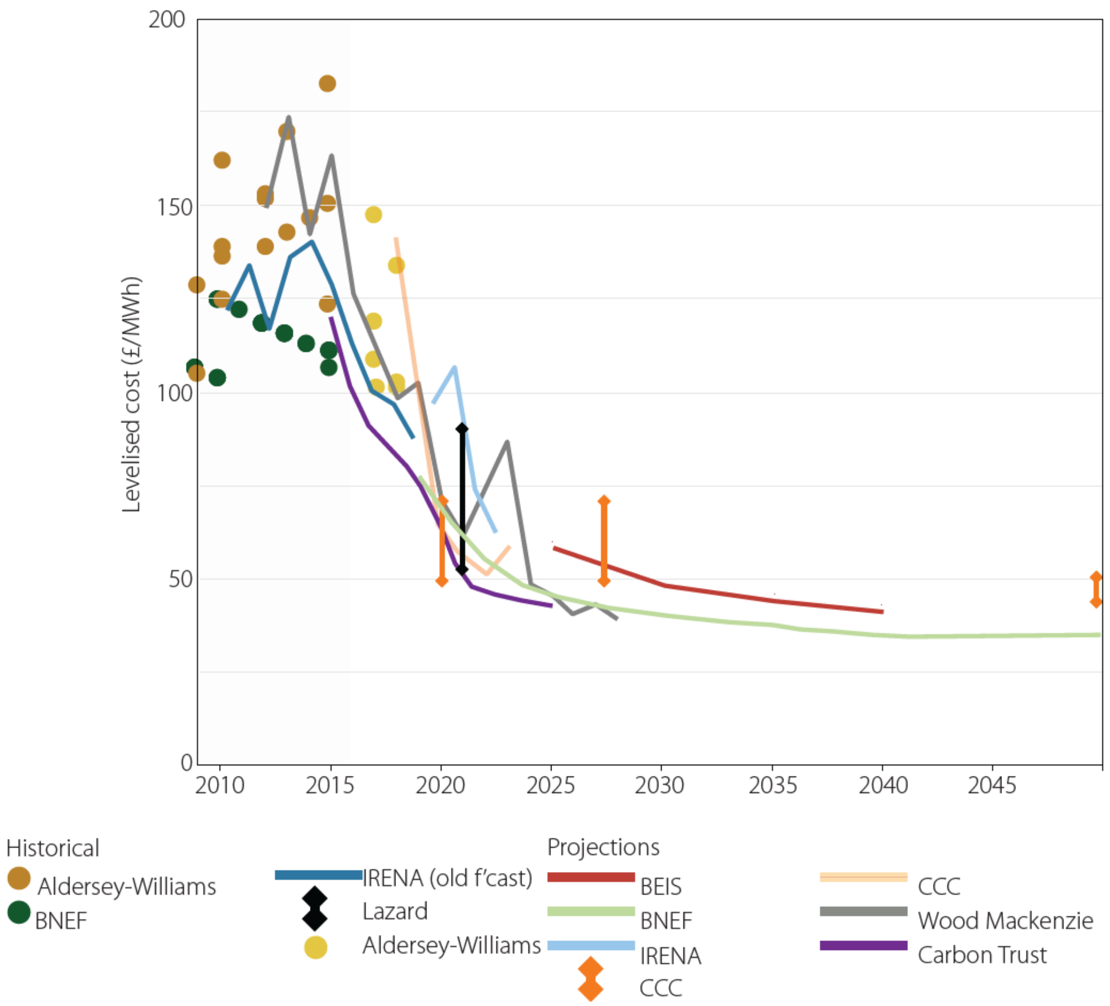

Figure 6: Levelised cost: history and predictions
The Hughes regression model, based on financial accounts data, is compared to predictions.

アルダーシー・ウィリアムズと推進派はいずれも、2015 年以降に試運転を行う風力発電所の一部について、コストの低下を予測していた。注目すべきは、ダジョン風力発電所であり、資本費は 240 万ポンド/MW と比較的低かった。だがバーボ・バンク・エクステンションのような他の風力発電所は、はるかに高いままであった。

2018 年からは、推進派全員が、LCOE の異常なまでのさらなる下落を予測することに同

意している。もちろん、この見解は、後述するように、将来のコストと性能に関する彼らの桁外れな主張の反映である。例えば、BNEF は 2023 年から 25 年にかけて、ドッガーバンク風力発電所の場合、約 45 ポンド/MWh となると予測した。風力発電所 1 基あたり 30 億ポンドと発表されたコストを LCOE の資本的要素を必要な値まで削減するためには、設備利用率を 80%にする必要がある。カーボン・トラスト、Lazard、ウッド・マッケンジーの予測は非常によく似ている。したがって、これらの論文は、CfD の価格から逆算して、コストの下落があったはずだと推測しているように見受けられる。しかし 入札には拘束力がなく、入札の戦略も単純ではないことが多いため、このようなアプローチは誤っていることがわかるだろう。また、実際のコストデータが入手できる場合はやや不自然である。IRENA は、入札の結果は LCOE の数値と比較できない可能性があるとして、その数値に注意を促していることは注目に値する [27]。

しかし、資本費と同様に、これらの予測が実際にどの程度実現されているかを、推進派の示す推定値と、発表された設備投資コストや性能と運転コストのモデル化された見積もりとを比較することで、予備的に評価することができる。

Figure 7 は、英国における洋上 LCOE の過去と未来に関する 3 つの見解を示したものである。2 本の線は、アルダーシー・ウィリアムズらによるものと、筆者が作成した新しい値（以下、GWPF 推定値と呼ぶ）を示している。いずれの場合も、個々の風力発電所の数値は、容量加重の年間平均に集約されているが、GWPF 推定値については、今後の個々の風力発電所の数値も示している。緑色の網掛けの部分は、推進派の推定値の範囲を示している。

運用中の風力発電所については、GWPF とアルダーシー・ウィリアムズの推定値は 125～150 ポンド/MWh と非常によく似ており、モデルや仮定に大きな違いがないことが示唆される。

しかし、推進派の数値は似たような値を中心に表示していて、より広い範囲の値を示している。アルダーシー・ウィリアムズと推進派が 2017 年の風力発電所について予測したコスト削減効果は、GWPF 推定値の試算でも裏付けられているが、バーボバンク拡張工事の方ははるかにコスト高であった。2018 年の風力発電所については、以前の年よりやや低い数値が続いている。

しかし、将来的には、推進派が予測したコストの大幅な低下は、GWPF 推定値のモデルによる数値とは全く対照的だ。GWPF のモデルではせいぜい緩やかな減少にとどまると思われる。このモデルは、開発者が発表した資本費を使っているので、コストに関する入力値の半分は、すでにある程度固まっている [28]。推進派は開発者自身の設備投資の見積もりに異議を唱えているようなので、彼らがより低い予測値を出すのは当然かもしれない。

2019 年に稼働する英国の最新風力発電所「ベアトリス」の例で考えてみよう。資本費は 2019 年の決算発表で確実に判明しており、比較的一般的な 320 万ポンド/MW である。設備利用率（表示された LCOE 値のベース）を 48%とし、年数の経過による性能低下を考慮

すると、LCOE の設備投資要素だけで約 75 ポンド/MWh となる。しかし、CCC と BNEF は（Figure 6 からより野心的な予測を 2 つ挙げると)、設備投資と運転コストの合計の LCOE が 75 ポンド/MWh 程度になる可能性を示唆している。これは不可能である。推進派の予測の平均値を実現するためでさえも、非常に低い運転コストが求められる。これは完全に不可能とまでは言えないが、ベアトリスが水深 55 メートルの海域にあることを考えると、まずあり得ないだろう。これは、これまでの英国の風力発電所では最も深い海域である。尚、ベアトリスの操業 1 年目の決算は、本稿執筆時点ではまだ出ていない。

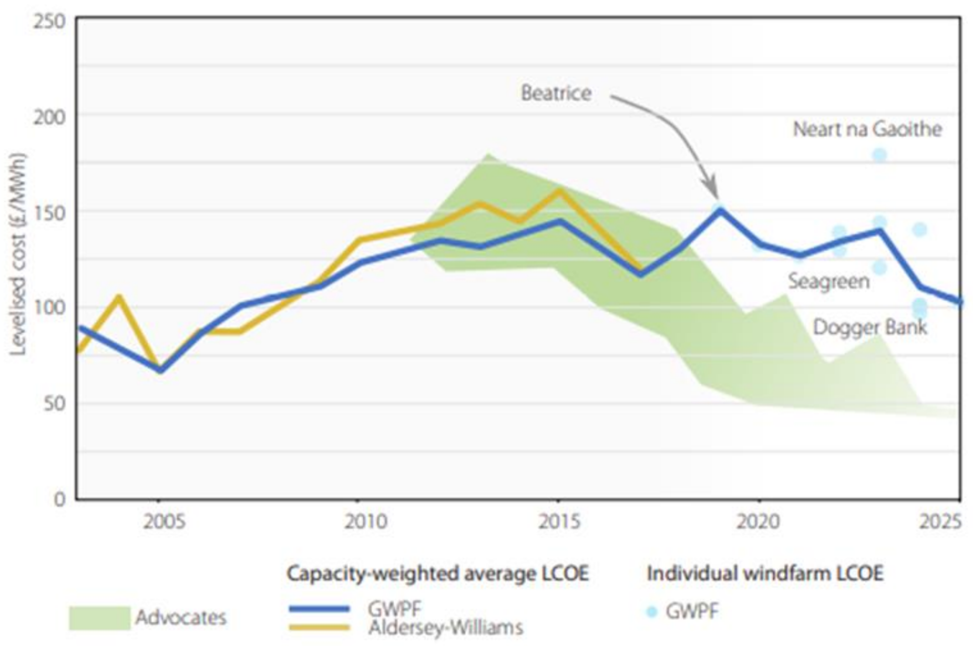

Figure 7: Three views of levelised cost

英国の洋上風力発電のコストが大幅には低下していないことは明らかであり、将来的には、ドッガーバンク風力発電所を除いて、段階的にコストが低下する可能性がある（ただし、可能性は極めて低い）だけで、徐々にしか変化しないと考えるべきであろう。ほとんどの英国洋上風力発電所の LCOE は 125-150 ポンド/MWh の範囲にとどまっており、平常運転中のガスタービンによる発電コストの約 3、4 倍である[29]。この時点で、間欠的な風力発電と安定的な火力発電等との LCOE の比較は、間欠的な発電設備を使用する送電網の調整にかかる余分なコストの分だけ誤差が生じることを再認識しておく必要がある。言い換えれば、洋上風力発電を主とする英国の将来の電力システムは、天然ガスだけで発電した場合に比べて 3〜4 倍以上高くなるのである。

業界への影響は計り知れない。ベアトリスの CfD は現在£158/MWh の価値があり、従って、収益が保証されている間は利益が出るかもしれない。ただ、市場価格は現在 40 ポンド

/MWh 程度である。そのため次世代の風力発電では CfD が 50 ポンド/MWh に近づく見られる中で、採算が取れるようになるとは考えにくい。

8.結論

すべての主要政党は、英国をほぼ完全に電化することができるという考えを支持している。暖房、輸送、産業は化石燃料から切り替えられ、同じ方法で処理できない部門は、電気を使って製造する水素に切り替えることになっていくと考えられている。

したがって、この国の未来は、洋上風力発電がごく近い将来に安価な電力を生産するという前提に基づいて展開されているのである。この論文は、アルダーシー・ウィリアムズらとヒューズが出した、業界のコスト構造の変化が進行中であるという主張に確たる証拠がない、という結論を確認したものである。また、コスト削減の可能性に関する洋上風力推進派の見解が、風力発電所開発者自身の発言とは相容れないことも明らかにした。

しかし政府は、「ネット・ゼロ」プロジェクトを進める決意を固めているようである。従って、消費者と英国経済の未来は極めて暗いと思われる。

謝辞：BNEF の Tiefenn Brandily 氏には、原稿に対して有益なコメントをいただいた。

Appendix: LCOE values

Windfarm	Commission year	LCOE (£/MWh)
North Hoyle Offshore Wind Farm - A	2003	89
Kentish Flats Ltd - A,C	2005	67
Barrow Offshore Windfarm - A	2006	86
Burbo Offshore Windfarm - A	2007	100
Rhyl Flats Wind farm	2009	126
Lynn Offshore Wind Farm	2009	104
Inner Dowsing Offshore Wind Farm	2009	103
Thanet Offshore Wind Farm	2010	150
Walney	2010	130
Gunfleet Sands 1&2	2010	101
Robin Rigg	2010	84
Sheringham Shoal	2012	141
Ormonde Wind Farm	2012	144
Greater Gabbard	2012	126
Teesside windfarm	2013	192
Lincs Wind Farm	2013	152
London Array Offshore Windfarm	2013	116
Gwynt y Mor	2015	168
Humber Gateway Offshore Wind Farm	2015	118
Westermost Rough	2015	107

Windfarm	Commission year	LCOE (£/MWh)
Burbo Bank extension	2017	162
Race Bank	2017	98
Dudgeon Offshore Windfarm	2017	112
Walney Extension	2018	134
Aberdeen Offshore Windfarm - Demonstration	2018	132
Galloper Wind Farm	2018	100
Rampion	2018	151
Beatrice	2019	150
East Anglia 1	2020	132
Hornsea 1	2020	126
Moray East	2022	129
Triton Knoll	2022	138
Neart na Gaoithe	2023	179
InchCape	2023	144
Seagreen Phase 1	2023	120
Hornsea 2	2024	140
Dogger Bank A	2024	101
Dogger Bank B	2024	101
Sofia	2024	97
Dogger Bank C	2025	102

注釈

1. Electricity Generation Costs 2020. Technical report, Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2020.

2. National Grid ESO. 2020 Future Energy Scenarios: Costing the Energy Sector. National Grid ESO, 2020. https://www.nationalgrideso.com/document/181961/download.

3. Brandily T. 2H 2019 LCOE Update: Solar, wind and power prices at the crossroads. Technical report, Bloomberg New Energy Finance, 2019.

4. 2H 2019 Offshore Wind Market Outlook: A blip before the bounce. Technical report, Bloomberg New Energy Finance,19 December 2019.

5. Jennings T et al. Policy, Innovation and Cost Reduction in UK Offshore Wind. Technical report, Carbon Trust, 2020.

6. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2019. Technical report, International Renewable Energy Agency, 2020.

7. For IRENA and BNEF, which give global and national values, I cite figures for the UK throughout.

8. Lazard. Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2020. https://www.lazard.com/perspective/lcoe2020.

9. Hughes G, Aris C and Constable J. Offshore Wind Strike Prices: Behind the Headlines. Briefing 26, Global Warming Policy Foundation, 2017.

10. Aldersey-Williams J et al. Better estimates of LCOE from audited accounts – A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT. Energy Policy 128 (2019) 25–35.

11. Hughes G. Wind Power Economics: Rhetoric and reality. Vol. I, Wind Power Costs in the United Kingdom Technical report, The Renewable Energy Foundation, 2020.

12. Joskow PL Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. Discussion paper. https://economics.mit.edu/files/6317.

13. The basis of the capital and operational costs for UK offshore windfarms is complicated by the way offshore transmission assets (OFTOs) are handled. Older windfarms operated their own OFTOs; their balance sheets included the cost of the equipment, and their profit and loss accounts incorporated the associated operational costs and depreciation. Since 2010, new windfarms have been required to sell their OFTOs to an independent operating company, thus removing the cost from the balance sheet, while replacing the operational costs with what amounts to a facilities management fee. The capex figures presented here include the cost of building the OFTOs, but for the purposes of the LCOE calculations, this is removed.

14. See BNEF, 2H 2019 Offshore Wind Market Outlook: A blip before the bounce, Figure 8. The rise shown by Hughes is closely reproduced in the UK windfarms shown by BNEF.

15. The report says 'project costs for offshore wind installations have reduced from approximately £4m/MW in 2010 to £2.5m/MW in 2019'. Only by examining one of the cited documents can it be determined that the 2019 figure is actually a prediction for a windfarm being given the go-ahead in 2019, but not becoming operational until 2022.

16. IRENA and BNEF quote all figures in USD, which I have converted to Sterling at a rate of 1.29, the value at time of writing.

17. The authors of the Carbon Trust paper have not responded to emails, but since their figure so closely resembles BNEF's I have assumed it is on the same basis. In addition, Hughes' data and the 17 figures for windfarms under construction are given in 2018 values. Although the advocacy papers are sometimes given in 2019 terms, I have assumed the difference is immaterial to this analysis.

18. National Grid are silent on the subject of OFTOs, but the values presented in their cost file are entirely implausible if they are supposed to be OFTO-inclusive. I therefore add 20%

to the cost so that the data is presented on a consistent basis.
19. Montford, A. Offshore Wind: Definitely Expensive. GWPF Blog, 31 July 2020. https://www. thegwpf.com/offshore-wind-definitely-expensive/
20. Other factors may also be at play. For example, frequent reports of equipment failure suggest that engineering specifications may have been pared back in order to contain the capex spend. This may have impacted opex costs.
21. Translating their dollar figure at a rate of 1.29.
22. Beiter P et al. A Spatial-Economic Cost Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2016. https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66579.pdf
23. Although the BEIS document does not explicitly state that the figure represents a lifetime average, they have confirmed (pers. commun.) that this is the case. In order to estimate the early years' capacity factor, I use Hughes' observation (p. xiii) that 'even if offshore turbines can achieve an average load factor of 55% in their early years, their lifetime average is likely to be little better than 40–45%'. I assume that the early years' load factor is 10% higher than the lifetime average.
24. See Hughes 2020.
25. The CCC's claim that we are currently seeing dramatic falls in costs is shown in Figure 3.7 of Net Zero: The UK's contribution to stopping global warming, Committee on Climate Change 2019. The claims about future costs are shown as single values in Table 7.2 of the same document. The ranges are set out in Table 2.2 of the Net Zero Technical report, Committee on Climate Change 2019.
26. https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/Power--Renewables/global-bottom-fixedoffshore-wind-lcoe-2019-2028/
27. It says on page 24: 'Direct comparisons between the LCOE and [power purchase agreement]/ auction data are not always possible, however. This is because in many instances the terms and conditions…mean that the boundary conditions (e.g., the auction price is a 'premium' over spot prices), or underlying contract length or terms diverge from LCOE assumptions. This occurs, for example, when contract periods for the winning bids do not match the economic lifetime of a project, or there are prices that are not indexed to inflation.
28. Future operational performance is of course unknown and has to be based on models. Capacity factors are based on a simple regression model of existing windfarm performance against distance from shore and turbine size, capped at 60% so as to remain plausible for windfarms such as the Dogger Bank developments, that are very great distances away from land. Opex is based on the approach in Hughes' model, which does not treat distance from shore as a driver, and it is likely that the opex economics for the Dogger Bank windfarms,

100–200km from shore, are likely to be rather different to windfarms closer to land. That being the case, it is likely that the LCOE figures presented for these developments are underestimates.

29. Currently, gas turbines in the UK do not run flat out, of course, but without renewables policies, the grid would undoubtedly have a large percentage of CCGTs operating at high capacity factors.