自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

＜研究報告＞

英国の CfD 制度からみる
洋上風力サポートメカニズムの変革、挑戦、改革

日本の洋上風力市場への示唆

2025 年 12 月

小川 逸佳　特任研究員
公益財団法人 自然エネルギー財団

目次

エグゼクティブ・サマリー 1
使用英語略語リスト及び表記の断り 4
1.0 英国における洋上風力の歴史的及び経済的背景 5
2.0 再生可能エネルギー購入義務（RO）制度からの移行 6
3.0 CfD のメカニズム：投資リスクの低減 7
3.1 仕組み 7
3.1.1 入札 7
3.1.2 支払い 9
3.2 バンカビリティ 11
3.3 政策ツール 12
3.4 CfD の限界 12
4.0 コスト削減の黄金時代 13
4.1 経済学での考察 13
4.2 技術および工法の進歩 14
4.3 CfD の入札結果 15
4.4 CfD 落札事業詳細 17
5.0 転換点 19
5.1 CPPA 19
5.2 プロジェクト中止 19
5.3 AR5 の失敗 21
6.0 AR6 政策の再設定 21
6.1 入札ルール変更と入札回復 21
6.2 AR6 結果 22
7.0 AR7 の改革 23
7.1 REMA 23
7.2 AR7 の変更点 25
7.3 Clean Industry Bonus の導入 27
7.3.1 Clean Industry Bonus（CIB） 27
7.3.2 CIB 導入の背景 28
7.4 AR7 のタイムライン 29
7.5 洋上風力の予算の発表 30

8.0 CfD のこれから 30
8.1 Race to the Bottom 30
8.2 出力抑制支払金 (Constraint Payment) 31
8.3 ネガティブ・プライシング 32
8.4 インフレーション 32
8.5 不確実性 33
8.6 AR8 へ向けてのパブリックコメント 33
8.6.1 再入札の禁止 33
8.6.2 浮体式洋上風力（FLOW）に関する契約変更 33
8.6.3 新技術カテゴリーの導入 34
8.6.4 CfD 開始日の遅延防止 34
8.7 まとめ 34
9.0 日本の FIP との比較 35
10.0 日本の洋上風力市場への示唆 37

エグゼクティブ・サマリー

洋上風力発電が英国で商業化に成功した背景には、英国の差額決済契約制度、Contracts for Difference (CfD)がある。CfD は市場価格変動の影響から発電事業者の収益を保護するメカニズムである。再生可能エネルギーを大規模に導入するための政策ツールとして、CfD は世界で最も効果的な事例の一つである。英国は、イングラド、スコットランド、ウェールズ、北部アイルランドの 4 つの地域からなり、北海を含めた海に囲まれている。風速と風向が安定しているだけでなく、海岸線が長く遠浅の海域が広いため、洋上風力発電所の建設に向いている。また、北海油田掘削で培われた技術とノウハウは洋上風力と親和性が高く、洋上風力へ転換できる人材にも恵まれている。英国は 2024 年に最後の石炭火力発電所を閉鎖しており[1]、引き続き調整力としてガス火力発電は引き続き年間 5 %ほど必要だと予測されているが[2]、世界的に気候変動対策として再生可能エネルギーへのシフトが求められている中、長年主幹産業である北海油田を縮小していかざるを得ないのは目に見えている。そのため、洋上風力発電所の建設及び保守管理による雇用創出や経済効果を狙って、英国政府[3]は戦略的に洋上風力を進めてきた。2019 年には意欲的な産業戦略であるセクター・ディール[4]を発表し、国の導入量目標が飛躍的に拡大した。（政権交代後の 2025 年 6 月に削除される。）

同時に発電所の規模はいよいよ大型化し、コストも価格競争によりどんどん下がっていった [5]。

---

[1] BBC, “UK to finish with coal power after 142 years”, 30 September 2024. https://www.bbc.com/news/articles/c5y35qz73n8o.

[2] House of Commons Library, “Clean power targets”, 11 August, 2025. https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-10182/#:~:text=Clean%20power%202030%20targets&text=Metric%201a:%20Clean%20sources%20produce,generation%20to%20below%2050gCO2e/kWh.

[3] 英国は 2010 年と 2024 年に政権交代が起こっている。

[4] HM Government, “産業戦略 洋上風力発電産業政策”, 2019. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/685c26954cd6b0316870985e/Withdrawn_Offshore_Wind_sector_deal_web_optimised_Ja.pdf.

[5] KPMG, “Blown away CfD Round 3 delivers record low price for offshore wind”, September 2019. https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmgsites/uk/pdf/2019/09/kpmg-blown-away.pdf.

英国の洋上風力の成功の理由としては、(1)政府による明確で意欲的な導入目標値を発表し、(２）定期的な公募をすることにより市場を拡大し、(３) 投資を促進する制度を整え、(４)民間企業の競争によりコストの低下を促し、(５)産官学連携を含めた研究開発を進めることにより、技術力と国際競争力を上げてきたことである。

もちろん最初から成功のレシピにたどり着いたわけではない。再生可能エネルギーを導入するための価格サポートとして、1990 年代から様々な試行錯誤がなされた。しかし、2014 年に CfD が導入[6]されて以来、着床式洋上風力発電の LCOE を劇的に引き下げる主要な原動力となり、英国をこの分野のグローバルリーダーへと押し上げた。この成功は、英国が自国のエネルギー目標を達成するために重要なだけでなく、他国の参考となる政策モデルを提示した点でも意義深い。CfD の競争入札を通じて、洋上風力発電のコストは 2015 年から 2022 年の間に大幅に下落した。これは、CfD がもたらす収益の安定性（バンカビリティ）により投資が促進され、それが技術革新、サプライチェーンの成長、そして規模の経済とコス削減という、ポジティブ・スパイラルが出来たという証左である。

しかし、2023 年にこの制度の強靭性が厳しく試されることとなった。CfD の AR5 に洋上風力発電の入札が一件もなかったからだ[7]。この事態は洋上風力市場に大きな衝撃を与え、英国が法的に負う気候変動目標の達成に深刻なリスクをもたらした。この失敗は、急激なインフレやサプライチェーンの混乱といった、未曾有のマクロ経済的圧力に対するこのモデルの脆弱性を露呈した。この出来事は重大な転換点となり、政府による大幅な電力市場制度の見直しを促すこととなる[8]。

続く 2024 年の AR6 では、Administrative Strike Price (ASP)（入札上限価格）は上昇したものの、落札者は出た。しかし、洋上風力業界での CfD モデルの改革を求める声は高く、その結果、2025 年に開始された AR7 は既存の枠組みを残しながらも、今の経済的現実に適合させるための変更を取り入れた。ASP の引き上げ、個別の予算枠の設定、そして非価格要

---

[6] DESNZ, “Contracts for Difference (CfD): first allocation round”, 1 October 2014. https://www.gov.uk/government/collections/contracts-for-difference-cfd-first-allocation-round.

[7] 太陽光や陸上の入札・落札案件は多数あった。
ORE Catapult, “Renewable energy auction results in no bids for offshore wind”, 8 September 2013. https://ore.catapult.org.uk/resource-hub/blog/renewable-energy-auction-results-in-no-bids-for-offshore-wind.

[8] REMA が始まったのは 2022 年の AR5 開札前であるが、問題は AR4 から顕在化していた。

素の導入といった変更により、投資家と事業者、そして国内サプライチェーンの信頼が回復されることが期待されている。2030 年までに洋上風力を 43 から 50 GW 導入するという英国の野心的な目標[9]を達成するためには、CfD が引き続き最適なツールであることを証明する必要がある。

英国の成功の陰には、国内サプライチェーンへの投資の不十分、系統接続コストの不平等や、地方経済の格差などの歪みがあることは日本ではあまり語られていない。この歪みを是正するために、2022 年から英国政府は Review of Electricity Market Arrangements (REMA) という電力市場改革の見直しを開始した[10]。2025 年 7 月には概要が発表になり、年内には費用便益分析(cost-benefit analysis)の中間結果及び、改革の方向性が発表される予定だ[11]。

本報告書では、英国 CfD の歴史、コスト削減への影響、現在直面している課題、そして今進行している大改革について包括的に説明し、最後に日本市場への示唆を述べる。

---

[9] UK Government, “Clean Power 2030 Action Plan: A new era of clean electricity”, December 2024. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/677bc80399c93b7286a396d6/clean-power-2030-action-plan-main-report.pdf.

[10] DESNZ, “Review of electricity market arrangements (REMA)”, 18 July 2022. https://www.gov.uk/government/collections/review-of-electricity-market-arrangements-rema.

[11] 同上。

使用英語略語リスト及び表記の断り

Administrative Strike Price	ASP
Clean Industry Bonus	CIB
Contracts for Difference	CfD
Department for Business Energy & Industrial Strategy	BEIS
Department for	DESNZ
Exclusive Economic Zone	EEZ
Inflation Reduction Act	IRA
Low Carbon Contracts Company	LCCC
National Energy System Operator Limited	NESO
National Renewable Energy Laboratory	NREL
Net Present Value	NPV
The Office of Gas and Electricity Markets	Ofgem
Review of electricity market arrangements	REMA
Renewables Obligation	RO
Renewables Obligation Certificate	ROC
Strategic Spatial Energy Plan	SSEP

表記の断り

- 英語は日本語に翻訳しづらいときがあるため、なるべく英語のままの表記を採用。
- 省庁の細かい部署名は省略
- 会社名は（株式会社）は省略
- 再エネ海域利用法の元の公募は通称のラウンド１，２，３・・・を使用。

1.0 英国における洋上風力の歴史的及び経済的背景

初期の実証：英国の洋上風力発電の歴史は、2000 年に建設された Blyth の実証プロジェクトに始まる[12]。これは世界初の洋上風力発電所の一つであり、わずか 2 基の風車（合計 4 MW）であったが、厳しい北海の環境の下で技術が機能することを証明した。続く 2003 年の North Hoyle（60 MW）などを含める初期プロジェクトは、沿岸に近い浅瀬に建設され、建設・運用のノウハウを蓄積する実証プロジェクトであった[13]。2008 年には風力エネルギーの誕生国であるデンマークを抜き、発電量において世界一の洋上風力発電国の座を得る[14]。

しかし、なぜ英国はこのように目覚ましい勢いで洋上風力建設を開始したのだろうか？その理由は気候変動に対する危機感もあるが、国家経済戦略の転換という深い背景を持ち、20 世紀後半から英国経済を支えてきた北海油田・ガス田の歴史と密接に関連している。

北海油田の開発と衰退：1970 年代に北海油田開発が本格化し、英国はおかげでエネルギー大国として経済的に大きな恩恵を受けることが出来るようになった。しかし、2000 年代に入ると、これらの資源は次第に減少し始めた[15]。時を同じくして、気候変動への対応が国際的な急務となり、英国は 2008 年に世界に先駆けて「気候変動法（Climate Change Act[16]）」を制定し、長期的な温室効果ガス排出削減目標を法的に義務付けた。なぜなら、何もしなければ、英国は再びエネルギー輸入国へと転落するリスクに直面するからである。何よりも北海油田が生んだ多数の雇用の存在が危ぶまれた。この「資源の枯渇」と「経済への打撃」、さらに「気候変動対策」という大きな圧力が組み合わさって、化石燃料に代わる、大規模かつ国産のクリーンエネルギー源の確保及び雇用の創出が英国政府の喫緊な課題となった。

---

[12] “Guide to an Offshore Wind Farm”. https://guidetoanoffshorewindfarm.com/uk-offshore-wind-history.

[13] 同上。

[14] The Guardian, “UK overtakes Denmark as world’s biggest offshore wind generator”, 21 October 2008. https://www.theguardian.com/environment/2008/oct/21/windpower-renewableenergy1.

[15] Ward, B., “Why the British government must stand firm against further North Sea oil and gas development”, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, London School of Economics and Political Science, 17 February 2025. https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/news/why-the-british-government-must-stand-firm-against-further-north-sea-oil-and-gas-development/

[16] The United Kingdom, “Climate Change Act 2008”, 26 November 2008. https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents.

洋上風力という最適解： この課題に応える最適な答えが、洋上風力発電であった。英国の広大な排他的経済水域（EEZ）内の海は、世界でも有数の安定した強い風が吹き、洋上風力に適した風況に恵まれている。さらに、北海油田・ガス田開発で培われた高度な海洋エンジニアリング技術、港湾インフラ、そして熟練した労働力は、洋上風力という新たな産業へ転用可能な貴重な資産であった。英国政府は石油・ガス産業に関わってきた地域の経済と雇用を守りながら、脱炭素化を進めるという「公正な移行（Just Transition[17]）」を公約してきたが、それを実現する上で、洋上風力は極めて強力な経済的合理性を持っていたのである。

このように、英国の洋上風力への傾注は、豊富な自然資源と既存の産業基盤を最大限に活用し、エネルギー安全保障と気候変動対策、そして経済成長という三つの目標を同時に達成するための、計算された国家戦略だったのである。そして、戦略的に洋上風力を促進するために必要なツールとして生まれたのが CfD 制度である。

2.0 再生可能エネルギー購入義務（RO）制度からの移行

CfD が導入される 2014 年以前、英国における再生可能エネルギー発電を支援する主要なメカニズムは、Renewables Obligation（RO）と呼ばれる再生可能エネルギー購入義務制度であった[18]。RO は市場ベースの制度であり、電力供給事業者に対して、特定の割合で再生可能エネルギー由来の電力を調達する義務を課すものであった。発電事業者は発電容量に合わせて Renewables Obligation Certificate（ROC）と呼ばれる証書を政府より交付され、その ROC を電力供給事業者に売ることにより収入を得るという制度である。

RO は初期の成長を促進する上で成功を収めたものの、市場価格変動リスクにさらされるため、大規模な投資を必要とするインフラ・プロジェクトには不向きであった。また、予算管理

---

[17] Johnson 政権のもと発表された 2021 年の North Sea Transition Deal は、現在見直しのためパブリックコメント中である。DESNZ, “Government to unleash the North Sea’s clean energy future”, 5 March 2025. https://www.gov.uk/government/news/government-to-unleash-the-north-seas-clean-energy-future

[18] RO 以前には別の制度、Non-Fossil Fuel Obligation や FIT があったが、洋上風力に関係しないため、ここでは割愛する。
Renewable Energy Foundation, “UK Renewable Electricity Subsidy Totals: 2002 to the Present Day”, 28 April 2025. https://www.ref.org.uk/ref-blog/390-uk-renewable-electricity-subsidy-totals-2002-to-the-present-day
RO は日本で 2003 年から実施されていた RPS 制度に類似している。

などの問題もあり、RO の欠点を克服し、長期的な収益安定化を提供するために、2013 年の Energy Act[19]により CfD の導入が決定されたのである[20]。

3.0 CfD のメカニズム：投資リスクの低減

CfD は予見性を高めるために 2014 年から導入された、英国政府と発電事業者間の差額決済契約制度である。CfD により大型発電プロジェクトの収益性が予測できるようになっただけではなく、価格サポートに上限をつけることで消費者負担を抑えることが出来るという仕組みである。

3.1 仕組み

CfD は金融ヘッジの概念により設計されている。事前に合意された「ストライク・プライス」に合わせて、契約者間の双方向に支払い義務が発生する。先渡契約やデリバティブ商品に構造が近いが、ある一点の日時に取引するのではなく、契約期間内（AR6 までは 15 年間）[21]、同じ権利を行使することができる。

3.1.1 入札

- 競争入札：ストライク・プライスは入札で決まる。政府が設定する Administrative strike price (ASP)を上限とし、それぞれの発電事業者が ASP より低い価格で入札を行うリバース・オークションである。また、価格だけではなく、容量も入札内容の一部である。ただし、建設予定の発電所の 100%を入札する必要はない。落札した事業

---

[19] Energy Act 2013. https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/contents/enacted/data.htm。

[20] RO は 2017 年 3 月で新規発電受付を終了した。

[21] AR6 15 年間。
DESNZ, “Accompanying Note to the Budget Notice for the Sixth Contracts for Difference Allocation Round”, 2024, 6 March 2024.
https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65e85ea45b6524001af21a72/cfd-ar6-budget-notice-accompanying-note.pdf.

AR7 20 年間。
DESNZ, “Accompanying Note to the Budget Notice for the Sixth Contracts for Difference Allocation Round 7(AR7), 2025”, 27 October 2025.
https://assets.publishing.service.gov.uk/media/68ff786649d08dd781b4836c/cfd-ar7-contract-budget-notice-accompanying-note.pdf.

者はストライク・プライスの価格 x 発電電力量の収入を契約期間受け取ることが出来る。

- ストライク・プライス：考え方としては、プロジェクトのすべてのコストと収益の Net Present Value (正味現在価値)がゼロになる数値[22]である。

$$\mathrm{NPV} = \sum_{n} \frac{\text{Total capex, opex, decommissioning costs and revenues}_n}{(1 + \text{discount rate})^n}$$

$$n = \text{years}$$

出典：DESNZ[23]

- 「Pot」：CfD の総額予算には Pot と呼ばれる予算枠が設けられており、申請するプロジェクトの発電方式によって、該当する Pot に振り分けられている。同じ Pot 内のプロジェクトは競争関係にある[24]。これは、コスト構造や戦略的重要性が大きく異なる技術同士が、限られた予算を奪い合うゼロサムゲームに陥るのを防ぐための措置である。

- 例：Pot 予算枠が £200,000 だったとする。その場合価格の低い順に落札していくので、E 社、D 社、C 社まで来た時点で予算枠に達してしまう。そのため、同じ価格で入札していても、B 社は落札できない。ただし、入札期間中、条件を変更し複数回入札することが認められている。ただし、別の Pot の入札には影響しない。

---

[22] DESNZ, “Contracts for Difference Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 6”, November 2023. https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-6-administrative-strike-prices-methodology-note

[23] 同上。

[24] 少しややこしいが、技術ごとに Pot があるわけではない。また、毎回洋上風力だけの Pot があるわけではない。また、同 Pot 内においても、違うテクノロジーには違う ASP と予算が付与される。さらに Minima と Maxima という特定プロジェクト用の予算枠がある。細かい説明は省くが、例えば流札になった AR5 では同じ Pot 内に潮流発電と浮体式があった。潮流は AR5 では特定予算が減らされたにもかかわらず、浮体式が落札しなかったことにより、浮体式の分の予算を落札することができた。（参照：Regen, “AR5: Tidal stream benefits from missing floating offshore wind bids”, October 5, 2023. https://www.regen.co.uk/insights/ar5-tidal-stream-benefits-from-missing-floating-offshore-wind-bids）

	CfD 入札価格	MW	総額
A	100	900	90,000
B	90	900	81,000
C	90	750	67,500
D	80	1,000	80,000
E	75	650	48,750

3.1.2 支払い

- 契約：CfD 契約のカウンターパーティーは政府所有の法人である Low Carbon Contracts Company (LCCC)[25]と発電事業者の間で締結される[26]。そのため、先渡契約にはあるカウンターパーティー・リスクが CfD では低い。
- 市場参照価格（卸電力価格の平均値を示す指標）がストライク・プライスを**下回る**場合 LCCC が発電事業者にその差額を支払う。そのため、事業者は市場価格の下落リスクから保護される。ただし、AR4 以降ネガティブ・プライシング期間の支払いはなくなった[27]。
- 市場参照価格がストライク・プライスを**上回る**場合、発電事業者が LCCC にその差額を支払うため、電力価格高騰時の棚ボタ利益はない。これにより消費者の過剰な補助金負担を防ぐ。実際に近年のエネルギー価格高騰の局面では、多くの CfD プロジェクトが LCCC への支払いを行った。

---

[25] LCCC, “Contracts for Difference”. https://www.lowcarboncontracts.uk/our-schemes/contracts-for-difference/.

[26] 少しややこしいが、契約は事業者と LLLC 間で行われるが、エネルギー政策や CfD のタイミングや価格を決めるのは DESNZ である。実際にエネルギー市場を運用管理し、CfD の公募を司るのは公営会社である National Energy System Operator Limited (NESO)の役割である。そして、CfD の制度に関する行政管理をするのは中立機関である The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)の分野となる。

[27]最近ネガティブ・プライスのケースが頻繁に起こるようになっている。これも CfD 改革を求める声の一因となっている。（参照：The Oxford Institute for Energy Studies, “Contracts for difference – CfDs – in the energy transition: balancing market efficiency and risk mitigation”, July 2024。）

図１は仮に CfD のストライク・プライスを£85/MWh とした場合のチャートである。緑色の面積がすなわち洋上風力発電事業者の事業期間の「収入」となる。洋上風力事業者は電力市場に電気を売るが、電力価格のボラティリティはプロジェクトの収益性に影響しない。

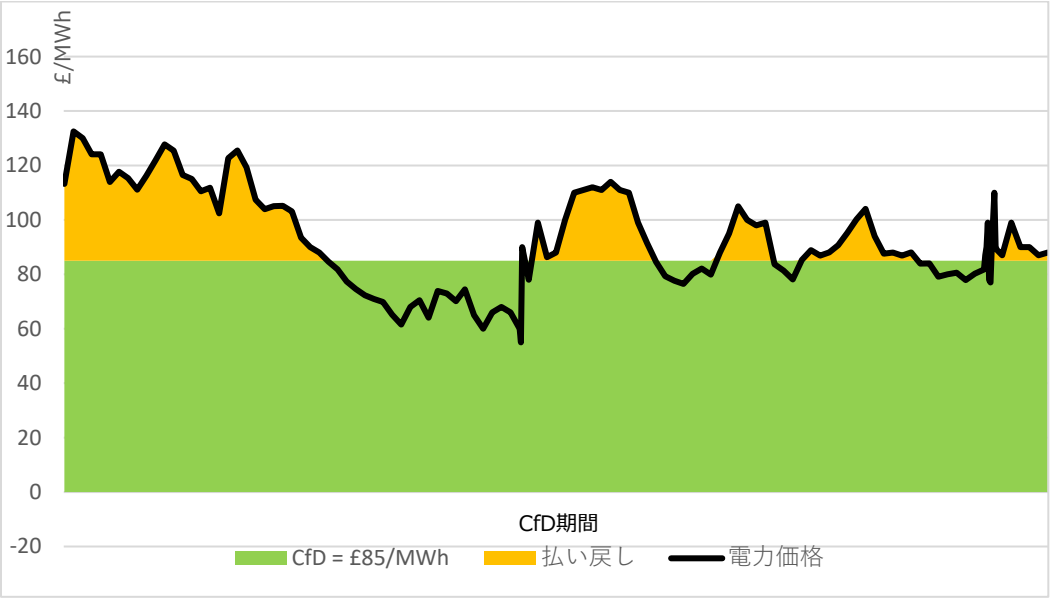


図１：CfD の仕組み

支払い関係だけを取り出すと以下の図２になる。

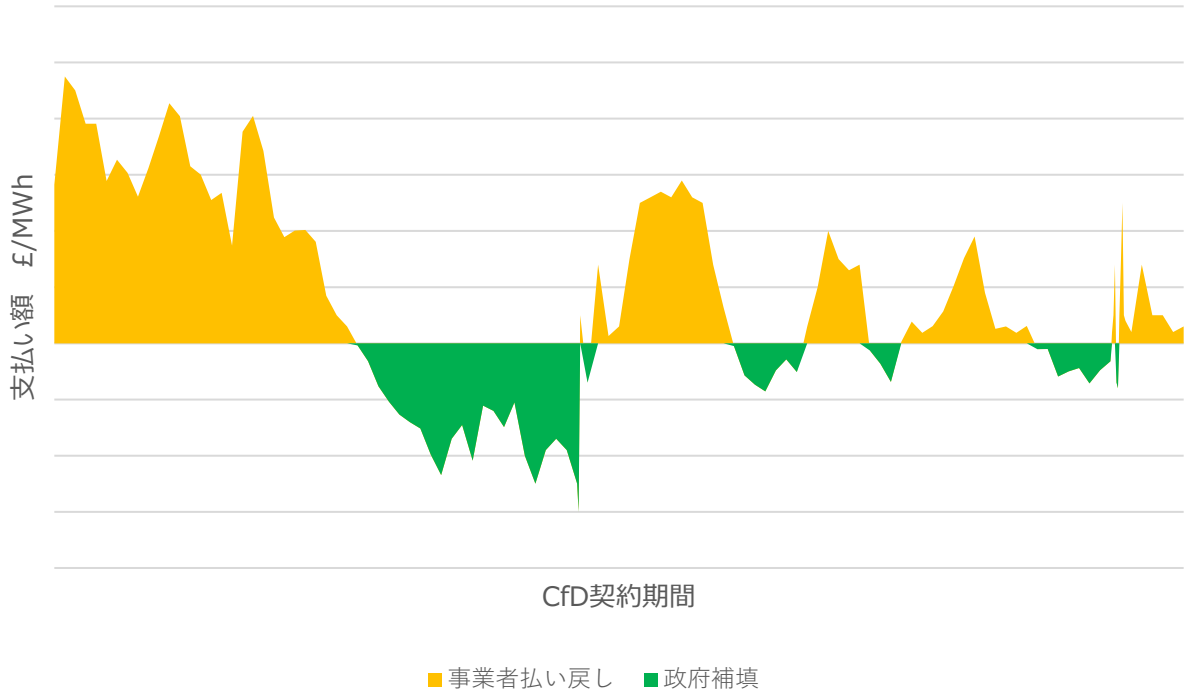


図２：CfD の支払いの仕組み

3.2 バンカビリティ

CfD は単なる補助金ではなく、双方のリスクを管理する保険としての機能を有する。この保険こそが、CfD の成功の礎である。ボラティリティ（または市場リスク）はリスクの一種であるが、長期のインフラプロジェクトはとにかくこのボラティリティを嫌う。そのため、ボラティリティが高ければ、それに見合ったリスクプレミアムが上乗せされ、ファイナンシングコストが高くなる。もちろんコストが高くなればなるほど、必要となるプロジェクトのリターンが高くなる。しかし、CfD は一定レベルの収入を確保してくれるため、プロジェクトのバンカビリティが一気に高まる。それにより資本コストが劇的に低下し、結果としてプロジェクト全体の LCOE が削減されるのである。

ボラティリティをコントロールする仕組みの一つに先渡契約があるが、期間が延びれば延びるほど不履行の可能性が高まるので、カウンターパーティー・リスクが高い。しかし CfD の場合のカウンターパーティーは政府なので、リスクはゼロに近い。これもまたバンカビリティを高めている。

3.3 政策ツール

この報告書では洋上風力にフォーカスして書いているが、CfD に入札可能な発電方式は洋上風力だけではない。政府は CfD を通して特定の技術を支援するため、CfD は政策ツールとしての役割も果たしている。例えば浮体式洋上風力発電が入札可能技術になったのは AR 4 [28]からであるが、それは浮体式が初期の開発段階を終え、商業化への道を歩みだしているというシグナルとなる。また、すでに成熟している太陽光、陸上風力、それから着床式洋上風力が引き続き入札可能技術になっているのは、政府が積極的に導入を推進しているというメッセージということになる。

3.4 CfD の限界

- CfD は収益の安定化のためにある制度なので、ダウンサイドがない代わり、アップサイドもない。そのため、上の図 1 の黄色の部分のように、市場参照価格が CfD のストライク・プライスを上回る場合は、差額（儲け）を LCCC に渡さなくてはならない。この仕組みにより CfD のコストコントロールを同時に行うことが出来る。しかし、契約期間は長い。例えばインフレーションによりコストが高騰した場合、アップサイドが取れればある程度上昇分を吸収できるかもしれないが、CfD の契約内では棚ボタ利益がないのでそれはできない。実際入札した CfD ではコストをカバーできないという状況が起きている。言い換えれば、収益の安定性を得る代わりに、プロジェクトの確実性を求められる事業者は、長い契約期間内の地政学リスクから経済予測までしなければならないということである。
- CfD 入札時に契約期間内の価格も容量も確定する。そのため、市場の需要と供給に合わせて出力をコントロールするインセンティブがない。
- CfD はストライク・プライス以外に、入札する「容量」を指定する。そのため、CfD にカバーされていない部分は市場リスクにさらされる。
- コスト重視の入札制度なので、質が保証できないところがこのシステムのデメリットだが、CfD は申請・審査という入口段階で事業性がないと思われる案件を振り落とすことにより、システムの弱点を回避する。

---

[28] BEIS, “Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fourth Allocation Round”, 2021. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65f979adaa9b76001dfbda60/cfd4-allocation-budget-notice-2021.pdf

4.0 コスト削減の黄金時代

4.1 経済学での考察

前章では CfD という価格差補填契約の仕組みについて、主にファイナンシング面でのメリットを説明した。この章では CfD がなぜコスト削減に有益なのかを経済学的に説明する。

なぜコスト削減につながるのか：定額と定量という上限があるため、CfD で保証されている以上の売電による収入は期待できない。平たく言えば、普通の商品と違い、高く売って儲けるというモデルはここでは通用しない。また、発電所のサイズは決まっているので、たくさん売って儲けるというモデルも通用しない。よって、事業者が利益を最大化するには、コスト削減以外に道はないのである。例えば、コンピュータなら性能をよくして、大量に、高い値段で売る方向に、企業のインセンティブが動く。しかし、洋上風力発電の商品は「電気」なので差別化が出来ない[29]。そして、発電所は簡単には大きくはならないので、商品量も増えない[30]。そのためコストカットでしかプロフィット・マージンが上がらないのだ。一円でも安く電気を作れれば、それだけボトムラインに影響してくるということになる。

価格競争型入札制度：複数の事業者によるリバース・オークションだけでも入札価格が低くなるが、加えてこの入札は密封入札である。入札者はそれぞれほかの入札価格が見えないため、セオリー上真のコストによる入札となる。その結果事業者はサプライチェーンを含めてコストカットとイノベーションに力をいれることになる。しかし、この過激な競争は「Race to the bottom」を引き起こした。

学習曲線：ライトの法則（Wright's Law）によれば、プロダクションが二倍になるとコストが半減する。経験とテクノロジーの進化による効率化のおかげであるが、それには設備投資が必要である。そのため、定期的かつ大型な入札制度は将来の市場規模を予測するのに効率的である。英国の洋上風力は二段階入札だが、政府は海域占有開発権入札と CfD 入札で継続的な市場拡大シグナルを出している。それにより、サプライチェーン企業も事業者も安心して設備投資をすることが出来る。

---

[29] そのため、ROC や非化石証書がある。

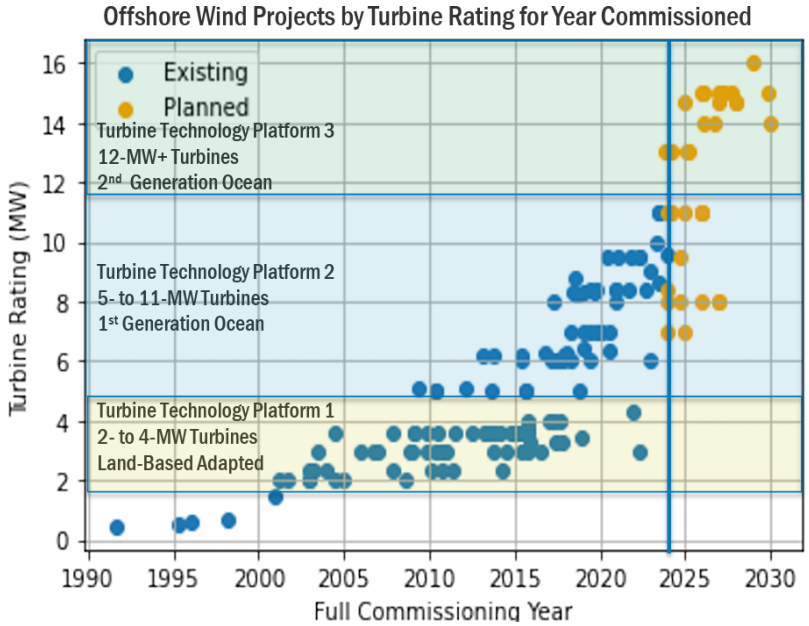
[30] そのため、風車の大型化をするメリットがあるが、ここでは便宜上割愛する。

CfD は完璧ではないが、根本的な経済原理を活用し、巧みに設計された政策ツールなのである。この制度は、開発事業者のインセンティブを公共の利益と一致させ、競争を利用して価格を引き下げ、そして業界全体の学習効果を引き出すために必要な市場の安定性を創出する。その好循環により英国の洋上風力市場は拡大し、コストが下がったのである。

4.2 技術および工法の進歩

もちろんストライク・プライスの低下は、単なる政策の結果ではなく、洋上風力産業界の努力と進歩を反映したものでもある。

- **風車大型化：** 風車技術は急速に進歩した。発電機の定格出力は 2010 年代初頭の平均 3～4 MW から、現在計画中のプロジェクトでは 14～16 MW にまで増大した。大型化によりローター直径の拡大と受風面積の増加により、同じ風速でもより多く発電できるため、設備利用率（キャパシティファクター）が向上し、1 基あたりの電力生産量が大幅に増えた。そのため、MWh あたりのキャピタルコストと O&M コストが削減された。



出典：NREL[31]

[31] NREL, “Scaling the Offshore Wind Industry and Optimizing Turbine Size”, November 20, 2024. https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/92118.pdf.

- **設置効率の向上：** より大型で高性能な自己昇降式作業台船（SEP 船）の開発により、以前より厳しい気象条件下でも迅速かつ安全な建設が可能になった。また、ナセルとブレードを一体で吊り上げる工法や、港湾での物流を最適化して作業船の往復時間を短縮する方法など、設置プロセス全体が効率化された。

- **規模の経済：** CfD がもたらした安定的かつ長期的なプロジェクトの継続的な見通しは、製造業者が英国国内への大規模投資を決断する強力なインセンティブとなった。これにより、Siemens Gamesa 社は Hull 港にブレード工場を建設し、SeAH Wind 社は Teesside にモノパイル工場を設置した。さらに、洋上風力発電所の規模が拡大することにより（例：Hornsea 1 で 1.2 GW、Dogger Bank は 3.6 GW）、事業者は複数のフェーズにわたって設計を標準化し、調達、物流、運営において規模の経済を最大限に活用できるようになった。

4.3 CfD の入札結果

CfD のストライク・プライスを見ていくと LCOE の低下が明確だ。事実、AR1 から AR4 で達成された最安値まで、ストライク・プライスは劇的な下落を記録した。特に AR3 と AR4 で達成された価格は、当時計画されていた新設の原子力発電やガス火力発電の想定コストを大幅に下回るものであり、洋上風力が英国のエネルギー供給における最も安価な選択肢の一つであることを立証した。

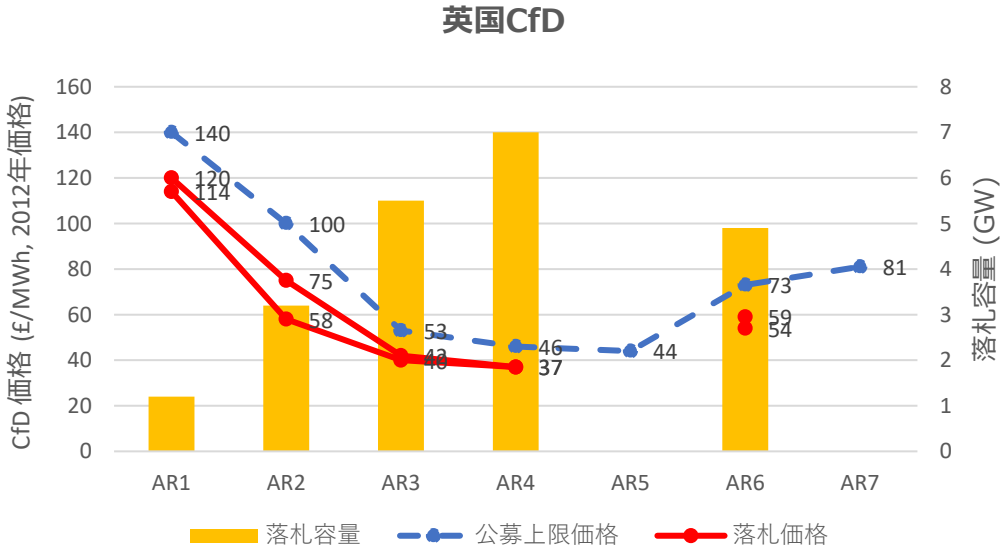


図 3 ：CfD AR1-AR7 推移グラフ

CfD ラウンド	年	着床式			浮体式			コメント
		ASP (公募上限価格) (£/MWh, 2012年価格)	ストライク・プライス (£/MWh, 2012年価格)	発電容量 (MW)	ASP (公募上限価格) (£/MWh, 2012年価格)	ストライク・プライス (£/MWh, 2012年価格)	発電容量 (MW)	
AR1	2015	£140	£114.39 - £119.89	1,162	—	—	—	CfDの実行可能性を確立。価格は初期のプロジェクトリスクを反映。
AR2	2017	£100-£105	£57.50 - £74.75	3,196	—	—	—	50%もの画期的なコスト削減。競争力におけるパラダイムシフトを示す。
AR3	2019	£53-56	£39.65 - £41.61	5,466	—	—	—	4年間で65%コスト削減。
AR4	2022	£46	£37.35	6,994	£122	£87.3	32	・着床式洋上風力発電は史上最安値を達成。着床式のみのPot 3 が作られた。 ・浮体式が初めて入札可能技術となるが、比較的未成熟な技術としてPot 2 に仕分けられる。
AR5	2023	£44	—	0	£116	—	0	・着床式洋上風力発電は成熟した技術として、ソーラーや陸上と同じPot1に入れられる。 ・ 浮体式は比較的未成熟な技術として据え置きPot 2。 ・マクロ経済的圧力と低いASPのため応札なし。
AR6	2024	£73	新規：£58.87	3,363 (新規)	£176	£139.93	400	・66%のASP引き上げにより入札成功。落札価格はAR4より上昇。 ・着床式洋上風力発電は独自のPot 3獲得、総合落札量4942 MW。 ・浮体式は他の未熟な技術と同じPot 2を継続。
		£73	再入札：£54.23	1,578 (再入札)				

表 1：CfD AR1-AR6 の概要

4.4 CfD 落札事業詳細

表 2：CfD AR1-AR6 落札プロジェクト詳細

CfD ラウンド	プロジェクト名	開発事業者	容量 (MW)	ストライク・プライス (£/MWh, 2012 年価格)	Pot
AR1 (2015)					
着床式	East Anglia ONE	ScottishPower Renewables	714	£119.89	2 (非独立)
	Neart na Gaoithe	Mainstream Renewable Power	450	£114.39	
AR2 (2017)					
着床式	Hornsea Project Two	Ørsted	1,386	£57.50	2 (非独立)
	Moray East	Moray Offshore Windfarm East Ltd (MOWEL)	950	£57.50	
	Triton Knoll	Triton Knoll Offshore Wind Farm Ltd (Innogy)	860	£74.75	
AR3 (2019)					
着床式	Forthwind	Forthwind Limited	12	£39.65	2 (非独立)
	Sofia	Innogy	1400	£39.65	
	Dogger Bank Creyke Beck A	Forewind (Equinor, SSE)	1,200	£39.65	
	Dogger Bank Creyke Beck B	Forewind (Equinor, SSE)	1,200	£41.61	
	Dogger Bank Teesside A	Forewind (Equinor, SSE)	1,200	£41.61	
	Seagreen Phase 1	Seagreen Wind Energy Ltd (SSE, Total)	454	£41.61	

CfD ラウンド	プロジェクト名	開発事業者	容量 (MW)	ストライク・プライス (£/MWh, 2012 年価格)	Pot
AR4 (2022)					
着床式	Inch Cape Phase 1 East Anglia 3 *Norfolk Boreas* Hornsea 3 Moray West	Red Rock Power / ESB ScottishPower Renewables *Vattenfall*[32] Ørsted Ocean Winds	1,080 1,372 *1,396* 2,852 294	£37.35 £37.35 *£37.35* £37.35 £37.35	3 (独立)
浮体式	TwinHub Floating	Hexicon	32	£87.30	2 (非独立)
AR5 (2023)					
着床式	落札なし。				1 (非独立)
浮体式	落札なし。				2 (非独立)
AR6 (2024)					
新規 **着床式**	Hornsea 4 East Anglia 2	Ørsted ScottishPower Renewables	2,400 963	£58.87 £58.87	3 (独立)
浮体式	Green Volt	Flotation Energy and Vårgrønn	400	£140	2 (非独立)
再入札 **着床式**	Inch Cape A Inch Cape B Moray West East Anglia 3 Hornsea 3 (A) Hornsea 3 (C) Hornsea 3 (B)	Red Rock Power / ESB Red Rock Power / ESB Ocean Winds ScottishPower Renewables Ørsted Ørsted Ørsted	177 89 74 159 360 360 360	£54.23 £54.23 £54.23 £54.23 £54.23 £54.23 £54.23	3 (独立)

[32] 事業停止発表後、RWE に譲渡。
Vattenfall, "Vattenfall and RWE conclude sale of Norfolk Offshore Wind Zone", 27 March 2024.
https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2024/vattenfall-and-rwe-conclude-sale-of-norfolk-offshore-wind-zone

5.0 転換点

5.1 CPPA

価格の低減を CfD の成功と見るか、また将来の収益性の足かせと見るか、業界の視点が分かれ始めたのが AR3 である。世界で最大級の洋上風力発電プロジェクトの一つである Seagreen だが、出力の 100%を CfD でカバーせず、CPPA というプライベート契約と市場売電にすると決めた[33]。次の AR4 の Moray West[34]では 882 MW の発電容量のうち、294 MW（30%）のみ CfD でカバーし、残りは Google の 100 MW[35]を含めた CPPA と市場売電で賄うことにした。

5.2 プロジェクト中止

AR4 までの劇的なコスト削減は、洋上風力のサクセスストーリーとして世界でも紹介されていたが、2023 年になるとひびはいよいよ亀裂として現れる。

- **インフレーション**：COVID-19 パンデミックからまだ完全に回復していない世界経済はインフレにより一気に打撃を受ける。インフレ対策として各国で金利上昇による金融引き締めが始まると、今まで安かったキャピタルが一気に高くなった。洋上風力のような大型案件においては、1 パーセントの金利上昇でも数億円のコスト高になるの。ファイナンシャルモデル作成時には 0%に近かった金利が 3-4%に上昇する[36]と、プロジェクトのファイナンシャルモデルがそれだけで崩れ、事業性が消滅することになる。

---

[33] TotalEnergies, “Scotland: TotalEnergies Commissions Its Biggest Offshore Wind Farm”, 17 October 2023. https://totalenergies.com/media/news/press-releases/scotland-totalenergies-commissions-its-biggest-offshore-wind-farm.

[34] Ocean Winds. https://www.oceanwinds.com/projects/moray-west/.

[35] offshoreWIND.biz, “Google Buys Scottish Offshore Wind Power”, 24 November 2022. https://www.offshorewind.biz/2022/11/24/google-buys-scottish-offshore-wind-power/

[36] European Central Bank. https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/key_ecb_interest_rates/html/index.en.html.

Bank of England, https://www.bankofengland.co.uk/boeapps/database/Bank-Rate.asp.

- **サプライチェーン**：COVID-19 パンデミックから回復途上にあった世界のサプライチェーンは、ロシア・ウクライナ戦争によって悪化し、商品・物流コストが高騰する。特に基礎やタワーに不可な鉄鋼、ケーブルに必要な銅といった主要資材の国際市場価格が急騰した。これにより、典型的な洋上風力プロジェクトの資本的支出は 10～20%という前例のないレベルで増加した[37]。
- **国際競争：**遅れて始まった米国の洋上風力市場は、2022 年に Inflation Reduction Act (IRA)[38]が法令化されると、いよいよ注目市場として一気に英国の案件と競争し始めた。IRA のような強力な補助金パッケージの導入は、投資とサプライチェーンを引き寄せ、英国市場の相対的な魅力を低下させた。これにより、有限なサプライチェーンと資本をめぐる激しい国際競争が生まれ、英国政府への警鐘となった。
- **風車の大型化：**歯止めの効かない風車大型化もコストを押し上げる要因の一つである。風車メーカーは R&D のコスト回収が出来ないうちに、次のモデルに取り掛かるため、そのしわ寄せが値段に反映される。また、値段だけではなく、新しいモデルはまだ実績がないため、その分リスクが高いのも難点である。また、風車が大きくなれば、その分必要な船舶、クレーンなども大型化する必要があり、コストが上がるだけでなく設備不足となった。

AR5 が発表される前から、この歪みは表面化した。2023 年 7 月には Vattenfall が Norfolk Boreas 洋上風力発電所の開発中止を発表する[39]。（2023 年 12 月 21 日に RWE が Norfolk

---

[37] Rystad Energy with WindEurope, “The State of the European Wind Energy Supply Chain A «what-would-it-take» analysis of the European supply chain’s ability to support ambitious capacity targets towards 2030”, April 2023. https://www.review-energy.com/fileuploads/user/20230413%20Rystad%20Energy%20-%20Wind%20Supply%20Chain%20Report-PRINT.pdf

Stéphane Goutte, Mayssa Mhadhbi, “Analyzing Crisis Dynamics: How metal-energy Markets influence green electricity investments”, Energy Economics, Volume 134, June 2024. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107614

[38] Inflation Reduction Act of 2022. https://www.irs.gov/inflation-reduction-act-of-2022

[39] Vattenfall, “Norfolk Offshore Wind Zone”, 26 July 2023. https://group.vattenfall.com/uk/contentassets/d32c972ea01b43f69f7c950f197ab10f/nz-e-news-update-july-2023.pdf

Boreas プロジェクトの買収を発表する[40]。）コスト高の中、AR4 で落札した£37.35/MWh ではとても採算が見合わないからだ[41]。また、最終的には FID（投資判断）まで行き中止にはならなかったが、Ørsted も Hornsea 3 に関しては計画の見直しをせざるをえなかった[42]。その他大手事業者もこのコスト競争を「Race to the bottom」と批判し、CfD の改革を訴えた。

5.3 AR5 の失敗

2023 年 9 月 8 日に AR5 の結果が発表された。洋上風力プロジェクトの応札はゼロだった。AR5 の失敗を受けて、英国政府に非難が集まった。やはり£44/MWh（2012 年価格）という政府設定の ASP は、非経済的で非現実だったということだ。この「応札ゼロ」という結果は、英国の 2030 年洋上風力導入目標の達成に深刻な遅延をもたらしただけでなく、世界の投資家の英国市場への信頼を揺るがすこととなり、CfD の公募制度の見直しを促すことになる。

6.0 AR6 政策の再設定

6.1 入札ルール変更と入札回復

英国政府は AR5 の流札から回復するため、2024 年の AR6 では着床式洋上風力の ASP を 66%引き上げ£73/MWh[43]とし、その結果 3.4 GW[44]相当の新規容量を確保できた。価格の引き上げだけではなく、さらにいくつか CfD の入札ルールの変更が行われた。

---

[40] RWE, “RWE acquires 4.2-gigawatt UK offshore wind development portfolio from Vattenfall”, 21 December 2023. https://norfolkzone.rwe.com/news/2023-12-21-rwe-acquires-4-2-gigawatt-uk-offshore-wind-development-portfolio-from-vattenfall.

[41] BBC, “Norfolk Boreas: Work on offshore wind farm stops over soaring costs”, July 20, 2023. https://www.bbc.com/news/uk-england-norfolk-66263340.

[42] Financial Times, “Ørsted warns about rising costs of UK wind development”, June 18, 2023. https://www.ft.com/content/4621f549-85dc-4731-b3ad-6d76969c31d4.

[43] DESNZ, “Contracts for Difference Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 6, November 2023. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6555dca8d03a8d000d07fa12/cfd-ar6-administrative-strike-price-methodology.pdf.

[44] DESNZ, “Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 6: results”, 27 March 2024. https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-6-results

- **リスク・プレミアム**：ASP の引き上げの理由の一つにリスク・プレミアムがある。AR6 のハードル・レートには、別途リスク・プレミアムが 2%加算された[45]。理由としてはサプライチェーンの複雑さによりコスト上昇が不透明であること、AR 5 による参考価格の不確実性、系統接続のリスクなどを洋上風力の特殊ファクターとしてリスク・プレミアムを導入した。結果ハードル・レートとリスク・プレミアムを加算した、いわゆる割引率（ディスカウント・レート）は 8.30%となった。
- **再入札（Permitted Reduction）**：過去の CfD で落札した分の容量から 25%分までをキャンセルして再入札出来る制度を取り入れたのだ[46]。AR6 の結果と AR4 を見比べれば明確だが、AR4 の落札プロジェクト 5 つの内、開発を中止した Norfolk Boreas 以外の 4 案件すべてが再入札している。この制度は事業性の向上に貢献するが、プロジェクトの運転開始は再入札の分遅くなる。また、一度落札した後での再入札は既存の CfD 落札者の優遇、また国民負担の観点から反対意見があり、業界全体に与える影響が懸念される。

6.2 AR6 結果[47]

AR6 の入札結果の発表は 2024 年 9 月だったが、一年を待たず Orsted の Hornsea 4 は 2025 年 5 月に事業中止を発表した[48]。世界最大の 2.4 GW の案件がキャンセルになったのだ。Orsted の発表によると理由は事業環境の悪化である。サプライチェーンのコスト、金利

---

[45] DESNZ, “Contracts for Difference Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 6”, November 2023. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6555dca8d03a8d000d07fa12/cfd-ar6-administrative-strike-price-methodology.pdf.

DESNZ, “Hurdle rate estimates for electricity sector technologies”, 30 July 2025. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/68cd1d818c44a661b4995d9f/cepa-desnz-hurdle-rates-electricity.pdf#page=113&zoom=100,53,720.

[46] DESNZ, “Accompanying Note to the Budget Notice for the Sixth Contracts for Difference Allocation Round”, 2024, March 6, 2024. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65e85ea45b6524001af21a72/cfd-ar6-budget-notice-accompanying-note.pdf

[47] DESNZ, “Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 6: results”, 27 March 2024. https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-6-results

[48] Orsted, “Ørsted to discontinue the Hornsea 4 offshore wind project in its current form”, May 07, 2025. https://orsted.com/en/company-announcement-list/2025/05/orsted-to-discontinue-the-hornsea-4-offshore-wind--143901911.

上昇、建設・運営リスクを考慮した結果、CfD の計画通りの事業が困難と判断した。世界で洋上風力事業の中止が続く中、事業性の悪化は確かにあるだろう。しかし、CfD も 6 回行われると、システムの限界がいよいよ表面化する。また制度の設計だけではなく、利用者、関係者も業界の歪みを広げない努力をする必要がある。しかし、それ等の問題は CfD だけで是正できる問題ではない。変わる市場と時代に見合った変革が必要である。

7.0 AR7 の改革

7.1 REMA

2024 年に英国政府の 2030 年目標[49]は 60 GW から 43-50 GW に減少されたが、それでも持続的に洋上風力を導入していくためには、系統を含めた国全体のインフラ制度を見直さなければならない。そこで始まったのが英国の Review of electricity market arrangements (REMA)（エネルギー市場改革）[50]である。

1. **ゾーン別料金設定の却下**: 最も注目されていたゾーン別料金だが、システムの複雑さと導入期間（7 年以上と推定）のため、不採択となった。英国政府は投資家への確実性と、消費者への公平性（地域間の価格差を回避）を確保するため、引き続き全国単一の卸売電力価格を維持することを決定した。
2. **Reformed National Pricing Package（全国単一料金改革パッケージ）**：単一の全国価格を維持しつつも、政府は電力システムの効率性、安全性、エネルギー価格を改善するため、全国料金設定に向けた「改革パッケージ」を確立する。この「パッケージ」を通じて、部分的にゾーン別料金設定のコンセプトを取り入れる予定である。
3. **改革パッケージの主要内容**
    - **戦略的空間エネルギー計画（Strategic Spatial Energy Plan , SSEP）：**今回の改革パッケージの一番の目玉である。2026 年に National Energy

[49] DESNZ, “Clean Power 2030 Action Plan: A new era of clean electricity”, December 2024.

[50] DESNZ, “Review of electricity market arrangements (REMA): Summer update”, 2025, July 2025. https://www.gov.uk/government/publications/review-of-electricity-market-arrangements-rema-summer-update-2025/review-of-electricity-market-arrangements-rema-summer-update-2025-accessible-webpage.

System Operator (NESO)によって計画が発表される予定[51]だが、SSEP を通して将来の需要を満たすために英国全体でエネルギーインフラ（電力および水素の発電、貯蔵、ネットワーク）がどこで、いつ必要とされるかについての、統合されたシステム全体の見解を提供する。SSEP により発電予定地を最適化し、接続待ち時間を短縮し、ネットワークの制約コスト削減を目指す。

- **送電網利用料金（TNUoS）および接続料金の改革:** DESNZ は Ofgemと協力して、料金の見直しをする。改革により TNUoS 料金を投資家にとってより予測可能なものにし、より強力な立地シグナルを提供することで、発電所が最も必要とされる場所に建設されることにつなげる。NESO は 2025 年 9 月にこの見直しについての 5 年計画を発表したが、 2026 年より接続料金は大幅引き上げとなる[52]。

- **運用効率の向上と制約管理:** ネットワークの制約を減らし、需給調整（バランシング）および決済の取り決めを改善するための改革が進められているが、需給調整市場（BM）への参加資格を引き下げ、小規模な柔軟性のあるアセット（系統用蓄電池など）の参加を可能にする。 電力市場の取引期限を「ゲートクローズ」に合わせる。 インバランス決済期間を短縮する（潜在的に 15 分または 5 分に）ことで、価格シグナルを明確にする。 制約エリアの背後にある新たな需要を奨励するための長期契約を検討する。

- **容量市場の改革**: 脱炭素化が進むシステムで信頼できる容量を確保し続けるために、容量市場の変更案に関する協議が 2025 年末までに開始される予定である。

- **連系線潮流の改善**: 政府は欧州の電力取引プラットフォームへの参加を検討し、既存の連系線潮流管理ツールが効果的であることを NESO と協力して確保する。

---

[51] NESO, “Strategic Energy Planning A Summary”, December 2025. https://www.neso.energy/document/349121/download.

[52] NESO, “Five-Year View of TNUoS Tariffs for 2026/27 – 2030/31”, 18 September 2025. https://www.neso.energy/document/367801/download.

4. **次のステップとタイムライン**: 2025 年末までに 改革パッケージの実施計画が発表される予定であり、これには設計と実施の次のステップ、および必要となる法改正・行政改革が含まれる。また、最終的な REMA 分析（卸売市場改革オプションの費用対効果分析を含む）も発表される。
    - 2025 年第 3 四半期: Ofgem が TNUoS 見直しを開始する公開書簡を発表する。
    - 2025 年末まで: NESO による需給調整改革に関する協議が行われる。
    - 2026 年末まで: 戦略的空間エネルギー計画（SSEP）の初回版が提供される。
    - 2029 年まで: TNUoS 改革が完全に実施される。
5. **CfD AR7 への影響**：確実性とスピードを保つため、AR7 と AR8 は現状のシステム（変更点あり）で進める。改革パッケージのインパクトは早くて AR9 からになる。

7.2 AR7 の変更点

REMA のアップデート後発表になったのが AR7[53]である。CfD の仕組みは維持したまま、いくつかの重大な変更が含まれている。

- **ASP の引き上げ：** ASP は 2012 年の価格ベースで着床式は£81/MWh（2024 年の価格ベースでは£113/MWh）に引き上げられた。浮体式については£194/MWh である。これは、政府が現在の事業環境に合わせた新たなコストベースを受け入れたことを意味する。入札プロジェクトの経済性が保たれるというシグナルを市場に送ることにより、投資コミュニティの信頼の回復が期待できる。

[53] DESNZ, “CfD Allocation Round 7 (AR7): Pot and Price Notice”, 23 July 2025. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6881ea7c901d5f8d4712057e/cfd-ar7-pot-and-price-notice.pdf

- **CfD 期間の延長**：AR7 から CfD の契約期間が 15 年から 20 年[54]に引き伸ばされた。英国の洋上風力発電所の占有期間は 50-60 年[55]と長く、また洋上風力発電所のアセット・ライフも 35 年と伸びていることに比べて、CfD の契約期間である 15 年では短すぎるという意見を反映した結果である。延長により、CfD 出口後のマーチャント・リスクが低減されるので、入札価格を抑える効果がある[56]。

- **個別の予算枠**： 着床式洋上風力発電と浮体式洋上風力発電はそれぞれ独立した Pot 3 と Pot 4 に区分けされた。着床式はいろいろと予算枠を移動してきたが、AR7 は独立 Pot 3 である。また、浮体式はデビューして以来ほかの未熟な技術と同じ Pot だったが、AR7 からは独立し潮流や波力と競争する必要がなくなった。

- **スコットランド**：着床式プロジェクトは Pot 3 に入っているが、同じ Pot 内でスコットランドのプロジェクトはスコットランド外のプロジェクトと競争しない仕組みになっている。これはスコットランドの高い接続料金という、ほかの地域との条件の違いを反映するために作られた仕組みである[57]。

- **入札資格の緩和**：AR6 までは該当する許認可取得が入札資格条件だったが、今回は申請段階でも CfD 入札に参加できるようになった[58]。変更の理由としては、英国の洋上風力入札制度のタイムラグである。英国ではまずは海域の独占開発権オプションの入

---

[54] UK Government, “Accompanying Note to the Contract Budget Notice for Allocation Round 7 (AR7) 2025”, 27 October 2025. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/68ff786649d08dd781b4836c/cfd-ar7-contract-budget-notice-accompanying-note.pdf.

[55] The Crown Estate, “Introducing Offshore Wind Leasing Round 4, September 2019 & Information Memorandum Celtic Sea Floating Offshore Wind Leasing Round”, 5 December 2023.

[56] Equinor 社の発表では 10%削減効果がある。
Equinor, “The steps needed to achieve the UK’s offshore wind mission: Reset, Scale, Deliver”, 16 JUNE 2025. https://www.equinor.com/news/uk/the-steps-needed-to-achieve-the-uk's-offshore-wind-mission

[57] Maxima と Clearing Price という制度により調整されている。
Contract for Difference (CfD) Allocation Round Resource Portal, Frequently Asked Questions, (Last updated) 03 Jan 2025. https://www.cfdallocationround.uk/faqs

[58] ただし、申請が却下されていないなど、諸条件がある。

DESNZ, “Government response to the policy proposals in the consultation on further reforms to the Contracts for Difference scheme for Allocation Round 7”, July 2025. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/68766d6e88da2e5804bb6a94/cfd-ar7-consultation-final-government-response.pdf.

札をし、事業が進んだ段階でファイナンシャルサポートの CfD 入札をするという、二回の入札が行われる。ただし、海域の独占開発権入札のタイミングと CfD 入札のタイミングはずれることが多い（この問題は REMA のレビューでも取り上げられている）ので、CfD 入札のタイミングを逃さないよう、AR7 では前倒しで入札出来るようにしたのである。この変更により、今までのルールでは入札出来なかったはずのプロジェクトが参加するため、より多くの入札者の競争により、ストライク・プライスが下がる可能性がある。その代わり、許認可取得途中の案件なので、その分遅延を含めたリスクは上がる。AR7 ではマイルストーンの設定に柔軟性を持たせているが、懸念されるのは昨今の厳しい事業環境の中、無事完工まで行けるかどうかは未知数である。

- **前回までの CfD 取得済プロジェクトの部分的再入札は不可**：AR 6 で許可された 25%分までの再入札(Permitted Reduction)だが、AR7 では不可になった[59]。そのため、例えば一度 CfD を取得した 1000 MW から 20%を削り、AR7 でその 20%分を入札することはできない。ただし、1000 MW から、例えば 200 MW 増やした場合は、その 200 MW 部分は入札可能である。

7.3 Clean Industry Bonus の導入[60]

7.3.1 Clean Industry Bonus（CIB）

CIB は CfD とは別の制度だが、CfD と複雑に絡み合う補助金システムである。CIB で規定するサプライチェーンへの投資条件を満たせば、CfD に上乗せして補助金が与えられる。しかし、CfD が始まるまでに投資が確認できない場合は、CfD から罰則分の%を引かれるというシステムだ。AR7 に入札するためには、事業者は CIB Statement という、以下の条件を満たした投資計画書を提出しなければならない。

- 金額：最低でも[61]着床式なら£100m/GW、浮体式なら£50m/GW。

---

[59]同上。

[60] DESNZ, CfD AR7: Clean Industry Bonus Allocation Framework, 2024", (Revised) January 2025. https:"//www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-7-clean-industry-bonus-framework-and-guidance.

[61] 追加で投資をすれば、追加で補助が出る。

- 投資エリア：以下の①または②のどちらか（または両方）に投資をする必要がある。①政府が定める経済的に貧困している地区での製造、設置・港湾などのインフラ、②科学的根拠に基づく目標（Science Based Targets)[62]に沿った持続的で温室化効果ガスを排出しない製造設備。

7.3.2 CIB 導入の背景

英国は今まで LCOE の低下を追い求めた結果、英国に多数の洋上風力発電所が建設されながらも、国内に洋上風力の製造業が育ってこなかったため、価格以外の審査項目として CIB が取り入れられた。国内サプライチェーン不足の理由[63]として、CfD の価格競争がが挙げられている。コスト競争による入札制度の枠組みでは、サプライチェーンと協力関係を結ぶことが困難である。また、サプライチェーン投資のタイムラインとファイナンシャルインセンティブがずれているという点も指摘されている。CfD 落札前は勝てるかわからないので投資できず、また勝ち取った後は同じ CfD のストライク・プライスしか収入がないため、投資がしにくい事業環境となる。

サプライチェーン側にも最近発表になった 4 億ポンドの補助制度[64]があるが、CIB は事業者側に国内企業に投資するインセンティブを与えるものである。しばらく前から洋上風力業界ではコストの低下ばかりではなく、国の基幹産業としてもっと広範囲に便益を分配するべきだという声があった。CIB の導入はコスト低下が成功の唯一の指標ではないという、政策の成熟を示す戦略的な転換ともいえる[65]。

---

[62] 環境省、”SBT（Science Based Targets）について”、2025 年 6 月 30 日更新.
https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/decarbonization_05.html.

[63] Baringa, “UK renewables deployment supply chain readiness study, Executive summary for industry and policymakers”, April 2024.
https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6617b12ed88c988e81b95af8/uk-renewables-deployment-supply-chain-readiness-study-executive-summary.pdf

[64] The Crown Estate, “Powering Offshore Wind Introducing our Supply Chain Investment Programme”, June 2025. https://www.thecrownestate.co.uk/our-business/marine/supply-chain-investment.

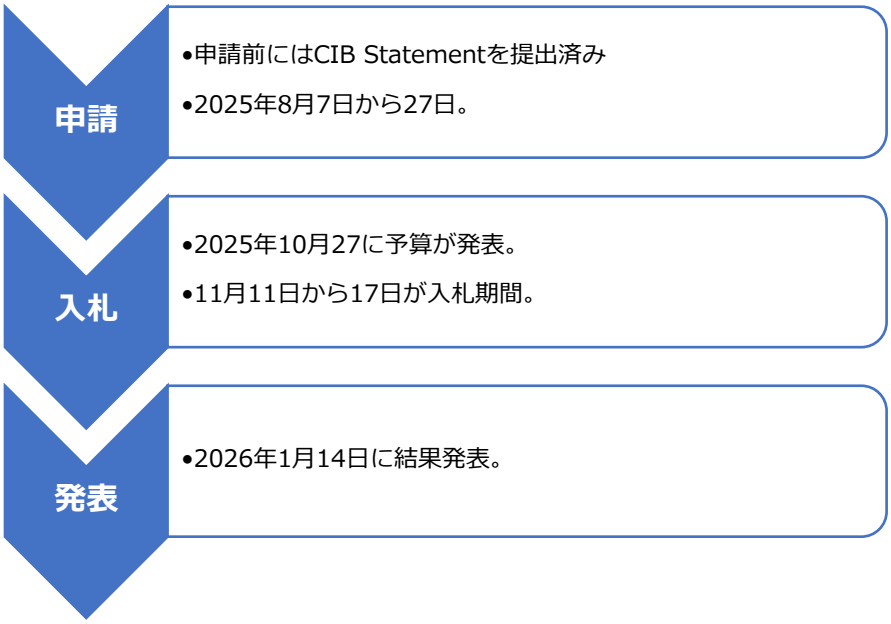
[65] 報告書作成時点では AR7 がまだ終わっていないが、かなりの反響があったようで、すでに AR8 に向けてのパブリックコメントを開始した。
DESNZ, “Contracts for Difference: reforms to the Clean Industry Bonus, Allocation Round 8”, 23 August 2025. https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-reforms-to-the-clean-industry-bonus-allocation-round-8.

ただし、CfD に影響してくるということは、プロジェクトの収益性に影響がでるということである。事業者がマイルストーンをクリアして、無事に CfD の契約通りの金額を受け取れるかどうかという新しいリスクが出来ることになるので、ファイナンシングに影響が出ることが予想される。

7.4 AR7 のタイムライン[66]

申請段階で入札資格に異議申し立てが起きるかどうかで、その先 5 つのシナリオに分かれている。最短 4 か月、最長 6 か月かかるプロセスになっている（洋上風力のタイムラインはほかの CfD 技術のタイムラインと異なる）のは、最終的な入札資格者が揃わない限り入札が始まらないからだ。落札後約一か月で CfD 契約となる。

以下は簡略したプロセスのフローだが、実際は細かくどのような審査が行われるか、また異議がある場合はどのような措置が行われるかなど、透明性が高いのが特徴である。



[66] DESNZ et al, Contracts for Difference Allocation Portal. https://www.cfdallocationround.uk/ar7-timeline.

7.5 洋上風力の予算の発表

10 月 27 日に AR7 の予算が発表された[67]。着床式洋上風力発電には £900m, 浮体式に £180m である。 これは洋上風力事業者が望んでいた予算よりもかなり低い数字であり、2030 年目標達成は難しいという意見が多くみられる[68]。

8.0 CfD のこれから

事業者からすると CfD の利点は市場の影響を受けないということだが、一方で市場の仕組みから生まれる需要と供給による自動調整が働かないということになる。新技術は導入初期においてコストが高いため、市場が拡大されて規模の経済が成り立つまでプライス・サポートが必要である。また、インフラ事業独特の長期の開発コストと流動性の低いアセット保有リスクを事業者と投資家のみが背負うことが難しいため、政府が分担するという意味合いがある。ただし、電力市場構造や金融市場、それから世界が変わっていく中、これからどう諸問題に対応していくかがカギになる。

8.1 Race to the Bottom

AR4 までの CfD のストライク・プライスの下落は、まさしく価格破壊であった。入札制度は入札に勝つために、アグレッシブな数字を入れてしまうインセンティブを作る。低価格で入札をするには、それだけプロジェクトコストを下げなければならないため、一番安いサプライヤーから仕入れをすることになる。そのため国内産業基盤が育たないという問題が起きる。そのためにプライス・フロア（最低入札価格）を設けることも提案されているが、現状ではリバース・オークションのままである。

---

[67] UK Government, Contracts for Difference and Capacity Market scheme update 2025, last accessed 18 December 2025. https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-and-capacity-market-scheme-update-2025/contracts-for-difference-and-capacity-market-scheme-update-2025-accessible-webpage.

[68] WindEurope, Low auction budget puts UK offshore wind at risk, 28 October 2025. https://windeurope.org/news/low-auction-budget-puts-uk-offshore-wind-at-risk/.
ReNEWS, Scottish ports sound AR7 alarm, 15 December 2025. https://renews.biz/105905/scottish-ports-warn-of-stranded-assets-risk/.

8.2 出力抑制支払金 (Constraint Payment)

現在風力発電の設置場所、系統、そして CfD が連携されていないので、それぞれ別のタイムラインとインセンティブでプロジェクトが動いている。洋上風力の商品は電気で、原材料は風なので、風の強いスコットランドにプロジェクトが集中してしまいがちである。しかし、電気はほかの商品と違って貯蓄するのが難しいので、需要と供給がマッチすることが望ましい。蓄電池の技術が進んでいるが、まだまだ蓄電できる量と出力抑制の量のバランスが取れていない。スコットランドにそれだけの需要がないので、産業の多い英国南部に接続出来ればいいが、今度は送電線が長くなってコストが上がる。その結果、系統に接続できないという「無駄」が起きることになる。それが出力抑制である。

CfD のシステムでは出力に合わせて入札が行われる。そのため、発電しなければ、支払いはない。また、発電しただけではなくて、市場に売電しなければならないため、系統に繋げられなければ CfD の支払いはない。英国の電力市場のシステムでは、出力抑制を受けた事業者は、その量に合わせて出力抑制支払金を受け取ることが出来る。理由としてはすでに系統接続するためにお金を払っているのに、支払ったサービスが受けられないからである。しかし、その出力抑制支払金は、入札によって決まり、本来ならもらえた CfD のストライク・プライスの代わりになる金額よりも低い。そのため、事業者は CfD の契約期間内であっても、出力抑制期間中の収益が保証されていないことになる。また、消費者の視点から見れば、地元で発電しているにもかかわらず、発電させないために出力抑制支払金を支払うというのは本末転倒な話である。ただし、CfD のおかげで出力抑制支払金が下がっているというレポートもある[69]。

この無駄を省くためにも、ゾーン別料金設定[70]が検討されたが、導入が複雑なため、当面は見合わせることになった。しかし、CfD でスコットランドのプロジェクトに別枠を設けるなど、対策は行われている。また、CfD よりも広範囲な REMA のレビューにより、将来的には

---

[69] reNEWS, “UK curtailment hits new highs”, 11 August 2025. https://renews.biz/102410/curtailment-in-h1-2025-could-power-all-scottish-homes/

[70] DESNZ, “Review of electricity market arrangements (REMA): Summer update, 2025 (accessible webpage)”, 10 July 2025. https://www.gov.uk/government/publications/review-of-electricity-market-arrangements-rema-summer-update-2025/review-of-electricity-market-arrangements-rema-summer-update-2025-accessible-webpage.

海域入札、系統の整備と CfD 入札のタイミングを合わせるように調整されることを期待する。

8.3 ネガティブ・プライシング

AR4 以降、市場価格がマイナスになったとき、いわゆるネガティブ・プライシング期間は支払いが行われないことになった[71]。そのため£75/MWh の CfD 契約があっても、参照価格がネガティブなら差額補填は行われないため、その期間中の収入はゼロである。この問題は再エネが増えるにつれて顕著になってきている。例えば、直近では 2025 年 5 月 25 日に 17 時間連続してマイナス価格だった時がある[72]。CfD 入札するときに、このネガティブ・プライシングによるリスクをどう組み込むのかが難しい。解決策の一つとして提案されているのが、実際の出力ではなく、想定出力による差額補填だが、そうするとますます市場から乖離することになる[73]。

8.4 インフレーション

インフレーションによる CfD の入札上限価格（Administrative Strike Price）の調整は年毎に行われる。直近の消費者物価指数（CPI）をベースの CPI で割った係数を、落札したストライク・プライスにかけるという数式によって計算される[74]。年毎では急な価格高騰時に対応出来ないことや、資材の値段の高騰が CPI よりも急であるという議論がある。事業者は入札するときにインフレーション予測までをする必要があるということだが、長いインフラ事業でそれは難しい。

---

[71] Contracts for Difference (CfD), Frequently Asked Questions.
https://www.cfdallocationround.uk/faqs?type=&search=Intermittent+Market+Reference+Price.

[72] Argus Media, “UK N2EX hits record negative-hour streak”, 25 May 2025.
https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2692698-uk-n2ex-hits-record-negative-hour-streak.

[73] The Oxford Institute for Energy Studies, “Contracts for difference – CfDs – in the energy transition: balancing market efficiency and risk mitigation”, July 2024.

[74] 実際にはもちろんもっと細かい。CfD の入札ラウンド、その他のファクターにより、計算式が変わる。LCCC, “Strike Price Adjustment Guidance”, March 2025.
https://www.lowcarboncontracts.uk/resources/guidance-and-publications/strike-price-adjustment-spa-guidance-march-2025/.

8.5 不確実性

CfD と一言で言っても、入札、落札、契約から、FID を経て、実際に洋上風力が建設され運開するまでにはかなりの長いタイムラグがある。事業者としてはもっと早く開発段階で資金が欲しいところだが、CfD のシステムではそれが出来ない。昨今の地政学リスク・事業性悪化の中、確実に洋上風力導入目標達成をするためには CfD ではなく、更なる政府介入型のサポートがいいという声もある[75]。

8.6 AR8 へ向けてのパブリックコメント

AR7 の結果が出る前の 12 月 16 日より、次の AR8 へ向けてのパブリックコメント[76]が開始された。以下数点を拾い上げる。目的としてはオークションの公正性を確保し、容量の再利用による競争の歪みを防止するとともに、計画通りの導入を促進するためである。

8.6.1 再入札の禁止

AR で適用されているルールだが、一度 CfD を獲得した容量を削減して再度入札することを禁止する。オークションの公正性を確保し、容量の「再利用」による競争の歪みを防止するとともに、計画通りの導入を促進するためである。

8.6.2 浮体式洋上風力（FLOW）に関する契約変更

浮体式洋上風力発電所の建設・試運転に要する長期的な工程を反映するため初期段階に柔軟性を持たせる。また、必要設置容量（RIC）の下限を引き下げ、段階的な建設や技術的制約に対応する。目的としては浮体式洋上風力の大規模・複雑なプロジェクトにおける現実的なリスクを契約条件に反映し、金融機関からの資金調達を容易にすることがあげられる。

---

[75] 例えば英国の Regulated Asset Model などである。
Regen, “Time to rethink investment support for offshore wind?”, 9 May 2025.
https://www.regen.co.uk/insights/time-to-rethink-investment-support-for-offshore-wind.

[76] UK Government, Consultation on proposed refinements for Allocation Round 8 and future rounds, 16 December 2025. Proposed refinements for Allocation Round 8 and future rounds: consultation document.

8.6.3 新技術カテゴリーの導入

従来の着床式と浮体式以外に「Other Deepwater」という深海洋上風力というカテゴリーを作る。50m以上の水深に適用するカテゴリーで、現在の着床式、浮体式を超えたハイブリッドソリューションを効率よく導入するためである。

8.6.4 CfD 開始日の遅延防止

発電事業者が CfD 開始日を意図的に遅延させ、卸電力価格の高騰を利用して商業運転を行うことを防止するための強制適用ルールを導入する。

8.7 まとめ

英国の CfD 制度は、ダイナミックかつ強力な政策ツールである。当初の設計理念通り、競争と収益安定化を通してコスト削減は見事に実現された。しかし、AR5 の失敗は、いかに優れた設計メカニズムであっても、外部環境の変化に応じて柔軟に、そして迅速に進化し続けなければならないという普遍的な教訓を提供している。

AR7 の変更は、CfD フレームワークの成熟を示すものである。そして、ある一定の技術の成熟とコスト削減がなされた今、次世代の政策を CfD に組み込む変換期と言える。政府の目標である①エネルギー・セキュリティ、②価格の適正性（消費者負担の抑制）、そして③雇用の創出、④経済基盤の拡大など、時に相反する優先事項の間で新たなバランスを取る仕組みをこれから作り出していかなければならない。純粋な価格ベースの CfD から、CIB のような非価格要素を組み込んだ制度への進化は、英国のエネルギー政策がより新たな段階に入ったことを示している。

英国の洋上風力は AR7 で 8.4 GW 分の洋上風力の容量を確保しなければ、目標達成できないというプレッシャーに面している[77]。事業中止のリスクを考慮すると、次の 2 ラウンドで 9.8 GW ずつの落札容量が必要だという見方もある[78]。それは今までの落札容量よりもかなり

---

[77] Offshore Energy UK, “Next offshore wind allocation round must raise 8.4 GW to move UK closer to Clean Power 2030 goal”, 16 July 2025. https://oeuk.org.uk/oeuk-next-offshore-wind-allocation-round-must-raise-8-4-gw-to-move-uk-closer-to-clean-power-2030-goals/.

[78] ORE Catapult, “WHAT DO WE NEED FROM AR7 TO DELIVER ON 2030 AMBITIONS? Reaction to Release of AR7 Parameters by DESNZ”, 24 July 2025. https://ore.catapult.org.uk/resource-hub/blog/what-do-we-need-from-ar7-to-deliver-on-2030-ambitions.

大きい。AR7 の結果、及び REMA の進捗は、英国が 2030 年の再生可能エネルギー目標を達成し、より競争の激しいグローバル市場で主導的地位を維持できるかどうかを決定する上で、極めて重要となるであろう。

9.0 日本の FIP との比較

日本の洋上風力は早くも 2022 年 12 月の第 2 ラウンドで FIT から FIP 制度に移行した。

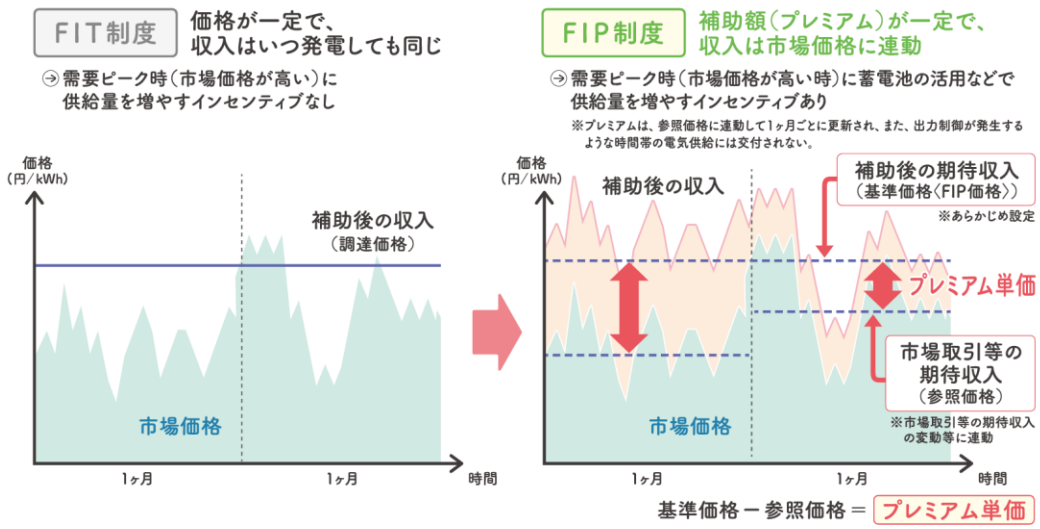


図 4: プレミアム単価の算定イメージ（経済産業省）[79]

CfD がいいのか、FIP がいいのか、または FIT や別のシステムがいいのかという議論はこの報告書がカバーする内容ではないが、電力価格変動を予測することが難しい中、ファイナンスをする側からすると、収益が安定することに越したことはない。特に超長期投資という性質上、同じプロジェクトでも、キャッシュフローが安定している CfD や FIT に比べ、変動する FIP ではリスクが異なるため、金利や必要となるリターンが異なることになる。

日本の電力市場において、再生可能エネルギー由来の電気も、化石燃料由来の電気も同じ商品として市場で取引されるため、洋上風力発電の電気でも、ほかの安価な電源の電気との競争にさらされる。そこで「プレミアム」が必要となる。発電事業者はプレミアムにより、コストの回収をする。日本の FIP のプレミアムは固定ではなく、一定収入が得られるように毎月プレ

[79]経済産業省資源エネルギー庁、再生可能エネルギーFIT・FIP 制度ハンドブック　2023 年版。

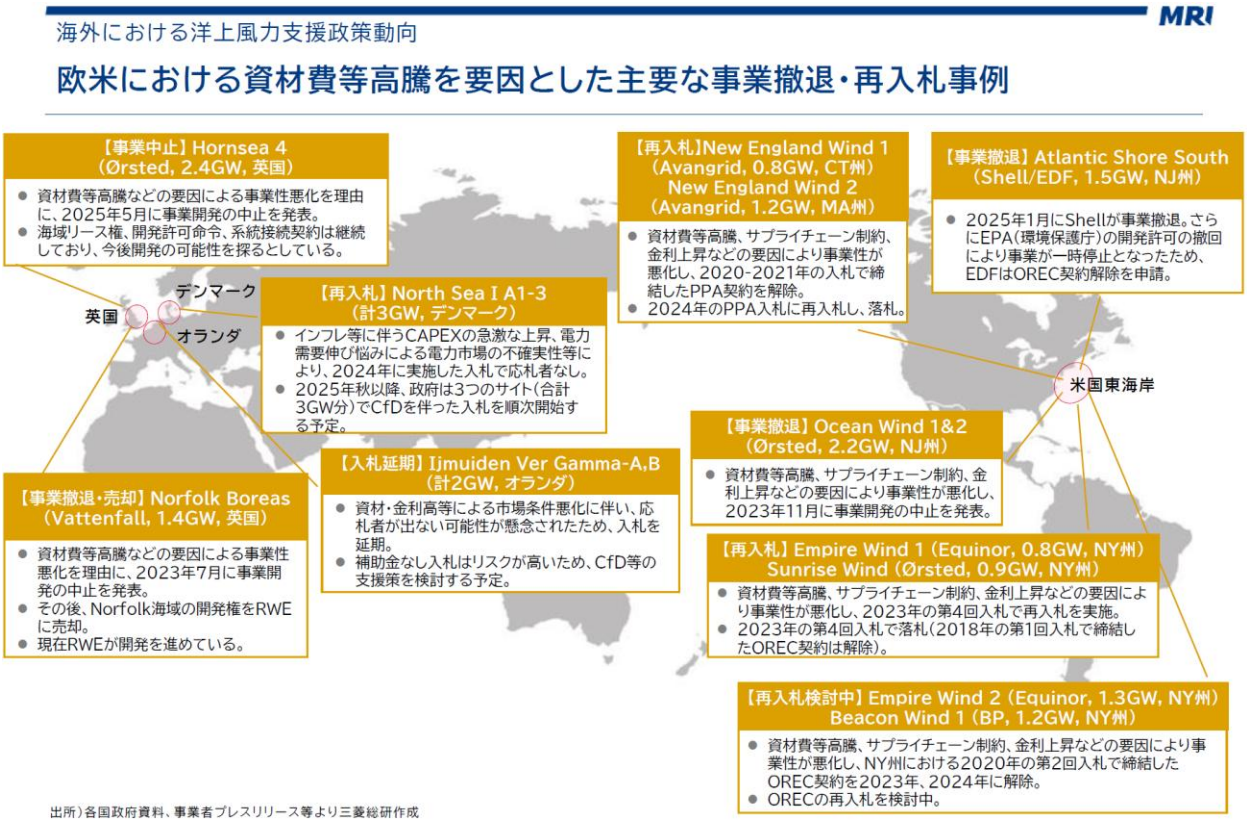
ミアム額を再計算するシステムになっている。そのため、前年度と月ごとの変動が少ない場合は収入の予測がしやすい。

　しかし、第２ラウンド，第３ラウンドと「ゼロプレミアム」で落札されているため、本来プレミアムによる「安定化機能」が機能するチャンスがない。日本の技術面でも実績面でもまだ未成熟の洋上風力プロジェクトはすでにマーチャント・リスクにさらされているのである。

10.0 日本の洋上風力市場への示唆

2025 年 8 月 27 日に、三菱商事が 2021 年 12 月に第 1 ラウンドで落札した三海域からの事業撤退を発表した[80]。三菱商事だけではない。今では第 2 ラウンドや第 3 ラウンドの事業性も危ういという声がある。日本は EEZ が広いということでポテンシャルは高いが、規模の経済を期待するにはまだ日本の市場は小さい。また、まだ立ち上げ段階にあるため、グローバルの荒波に耐えられるだけの産業基盤が確立されていない。

2023 年以来、世界では入札失敗や事業撤退が続き、各国で洋上風力事業は逆風に吹きさらされている。洋上風力市場はグローバル市場なので、その向かい風が日本にも届いている。



出典：三菱総合研究所[81]

---

[80] 三菱商事、”国内洋上風力発電事業に係る事業性再評価の結果について”、https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/news/release/2025/20250827002.html, 2025 年 8 月 27 日。

[81] 海外における洋上風力支援政策について、2025 年 8 月 26 日。https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/pdf/035_02_00.pdf.

事業中止ということは、事業性がなくなったということである。風向や風速、海底地盤が変わったわけではない。プロジェクト開始から落札して中止するまで、当初あった事業性は、なぜなくなるのだろうか？一言で言えば、想定リスクが間違っていたということである。100 億円のプロジェクトで、総コストが 90 億円、IRR が 10%だったとして、コストが 90 億円を超えても赤字になるし、またハードル・レートが変わって 11%になっても赤字である。そこには複雑にインフレーションや金融市場、そして為替が絡んでいる。これらのリスクはどこまで予測可能なのだろうか？そして、またそのリスクは誰が負うべきなのだろうか？？

この数年デンマーク、オランダ、英国と入札の失敗が続いた。米国ではトランプ政権になる前から、同じコスト高という理由で事業中止が発表になっている。そして、2025 年の日本の第 1 ラウンド事業撤退である。洋上風力事業はインフラ事業である。インフラ事業の問題は他のプロジェクトよりも①規模が大きく、②運転期間が長く、③開発期間長い、という三つの特徴があり、それぞれリスクファクターを抱えている。各事業は市場予測モデルを立てて進めていくが、それぞれのリスクファクターが予想外に爆発的に大きくなることがある。それがいわゆる「Black Swan 現象」[82]である。そのため洋上風力に限らず、原子力、鉄道、オペラハウスなど、大型インフラ事業には、遅延と予算オーバーが呪いのように付きまとう[83]。いくつリスクファクターを洗い出しても、完全なリスクヘッジなど存在しないのである。事業者も政府も制度設計をするときに肝に銘じておかなければならないのはその点である。

制度設計に大事なのは、いかに完璧なシステムを作るかではなく、透明性、予見性、そして適応性である。そして、設計者と利用者は敵対関係にあるのではなく、目標を達成するための協力関係にあると考えるべきである。一番の目標は洋上風力の導入量を増やして、日本の、そして地球の温暖化を止め、国民に平等にエネルギーを提供することである。しかし、それぞれのステークホルダーの利益とタイムホライズンがずれているため、インセンティブを合わせることが難しい。日本と地球の未来のためには数十年、数百年単位で考えなければならないが、企業としては来期の収益性を無視することはできない。

CfD は収益安定化を通して、新技術の事業化に有益なツールという側面も持っている。浮体式洋上風力発電は AR4 の TwinHub の 32 MW から、一気に AR6 では Green Volt の 400 MW まで CfD 入札に参加するプロジェクのトサイズが拡大した。これは政府主導の補助金よ

---

[82] Nassim Nicholas Taleb, “The Black Swan”, 2007.

[83] 事例としては Bent Flyvbjerg と Dan Gardner の「How Big Things Get Done」がおすすめである。

りも、外部民間投資の方が効率的であることを証明している。この Green Volt の浮体式のプロジェクトは INTOG[84]プロジェクトの一つであり、予定出力は 560 MW のプロジェクトである。INTOG は英国の二段階入札の一段階目の海域占有開発権入札だが、通常のラウンドと違い、浮体式技術に特化した、北海油田のオイル・ガスプラットフォームの脱炭素化を目的としている。Green Volt は 560 MW のうち 400MW を CfD で賄い、残りの 160 MW のうち、近隣の CNOOC が所有する Buzzard プラットフォームへ 70MW を供給する予定をしていた。しかし、2025 年 9 月に CNOOC は技術的・経済的に難しいと判断した結果、事業を打ち切った[85]。まだ 2029 年の運開に向けて何が起こるかわからないが、Green Volt は開発を続行すると説明している。その背景にはやはり 560 MW のうち 400 MW 分の CfD の存在があるからだと推測される。

現在洋上風力産業が抱える問題は CfD だけで解決できないが、英国の CfD の制度が「模範的」であるのは、完璧だからではなく、透明性と予見性が高いからである。また、洋上風力を含めた再生可能エネルギー導入政策が、うまくツールに落とし込まれている点がデザインとして優れているのである。

しかし、その CfD も転換期を迎えている。これから先の英国の CfD の変更を含める REMA は世界に重要なメッセージを送ることになる。コスト削減のみを追求する段階から、産業育成やエネルギー安全保障といった複数の目標を同時に達成しようとする政策への移行は、今後洋上風力の導入を本格化させる日本にとって重要な示唆を与える。

---

[84] Crown Estate, “INTOG Leasing Round”, last accessed 16 December 2025. https://www.crownestatescotland.com/scotlands-property/offshore-wind/intog-leasing-round

[85] RECHARGE, “UK floating wind pioneer takes knock as it is shunned by Chinese oil giant”, 1 September 2025. https://www.rechargenews.com/wind/uk-floating-wind-pioneer-takes-knock-as-it-is-shunned-by-chinese-oil-giant/2-1-1865229