

調査と情報—ISSUE BRIEF—

No. 1223 (2023. 3. 7)

洋上風力発電の国際動向

—英国・ドイツ・オランダの取組を中心として—

はじめに

I 世界的な導入の拡大及びコストの動向

- 1 世界全体の導入状況及び見通し
- 2 コストの動向

II 英国・ドイツ・オランダにおける取組及びコストの状況

- 1 英国
- 2 ドイツ
- 3 オランダ

おわりに

キーワード：洋上風力発電、セントラル方式、海洋空間計画、クラウンエステート、入札、系統接続、洋上送電事業者 (OFTO)、英国、ドイツ、オランダ

- 洋上風力発電は、脱炭素社会における再生可能エネルギー源の主力として注目され、風車の大型化によるコストの低下もあり世界各国で導入が進められている。今後の急速な導入の拡大に向けて政府による後押しの必要性が指摘されている。
- 洋上風力発電開発において先行する英国、ドイツ、オランダでは、海洋空間の利用を一元的に管理し、開発プロセスを政府と事業者で分担することによって、導入量を伸ばしている。
- 英国、ドイツ、オランダにおいては入札制度により競争を促すことによって、洋上風力発電のコスト低下が進む中、競争の基準が価格だけでなく、発電量や環境への適合性などを含むものに多様化しつつある。

国立国会図書館 調査及び立法考査局

経済産業課 おかだ しょうたろう 岡田 将太郎

第 1 2 2 3 号

はじめに

脱炭素社会実現へ向けて再生可能エネルギーへの関心が高まる中、洋上風力発電は景観・騒音の問題が比較的起きにくいこと、立地の制約が少なく風車の大型化及び発電所の大規模化が可能なこと、陸上風力発電と比べて周辺の障害物が少ないことから風向きや風速など（以下「風況」）が全般的に安定する傾向があり、再生可能エネルギーの中では設備利用率¹が高くなる²ことから、世界各地で立地が進められている。早期に開発を進めてきた EU³では 2040 年代には洋上風力発電が電力供給シェアの中心となる見通しも示されるなど、再生可能エネルギー源の主力として期待されている⁴。

本稿では、世界全体における洋上風力発電の導入状況及びコストの動向について確認した上で、洋上風力開発において先行する英国、ドイツ、オランダにおける、洋上風力発電開発を促進し、コストの低下に資する取組及びコストの現状等を整理する。

I 世界的な導入の拡大及びコストの動向

1 世界全体の導入状況及び見通し

2012 年の洋上風力発電の設備容量⁵は、全世界で 533 万 kW であったが、2010 年代を通して増加を続け、2021 年末には累積の設備容量は 5568 万 kW に到達した。単年での新規導入容量についても同様に増加傾向にあり、2013 年の導入容量は 184 万 kW であったが、2020 年には 598 万 kW、2021 年には 2131 万 kW が導入された⁶。地域別に見ると、1990 年代から洋上風力発電開発を進めてきた欧州が導入の中心であり⁷、2021 年末時点での世界の累積設備容量のうち約 50%を占めている。近年は中国における導入量の伸びが顕著である⁸。国際再生エネルギー

* 本稿におけるインターネット情報への最終アクセス日は、2023 年 2 月 21 日である。本文中の日本円換算は、1 ドル = 135 円、1 ポンド = 165 円、1 ユーロ = 143 円（日本銀行国際局「報告省令レート（令和 5 年 2 月分）」2023.1.20. <https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/syorei/hou2302.htm>）によるもの。

¹ 発電設備の総供給設備容量に対する発電電力量の比であり、設備がどのくらい有効に使われているかを表現する指標（「用語の解説」再生可能エネルギー情報提供システム（repos）ウェブサイト <<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/27.html>>）。

² 2010 年から 2020 年までの設備利用率は、洋上風力発電で 35～45%、陸上風力発電で 27～36%、太陽光発電で 14～18%であった（“Global Trends.” International Renewable Energy Agency (IRENA) Website <<https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>>）。

³ 1991 年にデンマークで世界初の洋上風力発電所が運転開始した（IRENA, *Renewable Power Generation: Costs in 2021, 2022*, p.118. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8>）。

⁴ Fatih Birol, “Offshore Wind Outlook,” 2019.10.25. International Energy Agency (IEA) Website <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/2e7ec2d6-7cfl-4636-b92c-046ae16f4448/OffshoreWind-Launch-Presentation1.pdf>>

⁵ 発電設備における単位時間当たりの最大仕事量。単位はキロワット (kW) が用いられる。「定格出力」、「設備出力」あるいは単に「出力」と表現されることもある（「用語の解説」前掲注(1)）。

⁶ IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2022*, 2022, p.19. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf>

⁷ 世界風力会議（Global Wind Energy Council: GWEC）の見通しによれば、2022 年頃からはアジアが最大の洋上風力発電市場となるが、2030 年以降再び欧州が最大になるとされている（GWEC, *Global Offshore Wind Report 2022*, 2022.6.29, p.85. <<https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2022.pdf>>）。

⁸ 2021 年に新たに導入された洋上風力発電設備のうち、87.4%に当たる 1740 万 kW は中国における導入量であるが、2021 年は中国の固定価格買取制度（FIT）への申込みの最終年であったことが大きく影響したとされる（*ibid.*, p.7）。

機関 (International Renewable Energy Agency: IRENA)⁹の 2021 年末時点のデータによれば、国別の累積設備容量は、2639 万 kW の中国が世界一で、英国、ドイツ、オランダがそれぞれ 1270 万 kW、775 万 kW、246 万 kW で続いている¹⁰。

洋上風力発電の導入は今後、急拡大する見通しが示されている¹¹。2030 年までの各国の洋上風力発電設備の導入目標は、合計で 3 億 8000 万 kW 近くになるなど、多くの国が洋上風力発電の開発目標を掲げている¹²。国際的な風力産業の業界団体である世界風力会議 (Global Wind Energy Council: GWEC) は今後の導入拡大のためには、開発区域の拡大や合理的な許認可手続、送電網の強化が必要であると指摘している¹³。

なお、日本には 5 万 1600kW の洋上風力発電設備が導入済みである¹⁴。政府は、2030 年までに 1000 万 kW、2040 年までに浮体式¹⁵を含む 3000 万～4500 万 kW の洋上風力発電事業計画の具体化を目標としており、迅速・効率的な開発のために、基礎調査や許認可取得を政府及び地方自治体が主導するセントラル方式の導入に向けた検討を進めている¹⁶。2023 年 1 月、事業実施区域の指定及び事業者の公募、風況等の調査、陸上送電網への接続の確保などをセントラル方式の構成要素とする運用方針の骨子が示された¹⁷。

2 コストの動向

洋上風力発電は、事業者が開発を行うに当たって海底の特性や風況に関するデータ収集が必要なこと、送電線を含む設備の設置や運転・保守の環境が厳しいことから、2012 年頃まで発電コストは高止まりしていた¹⁸。しかし、その後、風車の大型化による発電能力の向上及び建設・保守コストの低下¹⁹に伴い、2010 年から 2021 年までに、発電コストは 60%低下したとされている²⁰。2013 年には 1 基当たり 6,000kW の風車が一般的であったが、現在は 10,000kW 以上まで大型化しており、2030 年には 15,000～20,000kW 級の風車が導入されると見込まれている。ま

⁹ あらゆる形態の再生可能エネルギーの広範かつ一層の普及及び持続可能な利用の促進を目的として設立された国際機関 (“Statute of the International Renewable Energy Agency (IRENA),” 2009.1.26. IRENA Website <<https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Official-documents/IRENA-Statute/IRENAstatuteinIRENAFCStatutesignedinBonn26012009incldeclarationonfurtherauthenticversions.pdf?rev=d619033053354d20884bde3aef72224f>>)。

¹⁰ IRENA, *op.cit.*(6), p.19.

¹¹ GWEC は 2031 年末には世界の累積設備容量は 3 億 7000 万 kW になると予想している (GWEC, *op.cit.*(7), p.85)。

¹² *ibid.*, pp.3-4.

¹³ *ibid.*, pp.24, 27.

¹⁴ 沿岸部からアクセス可能なセミ洋上風力を含む (「2022 年 6 月末時点日本の風力発電の累積導入量: 4,691MW (469.1 万 kW)、2,605 基」2022.10.13. 日本風力発電協会ウェブサイト <<https://jwpa.jp/information/6655/>>)。

¹⁵ 洋上風力発電は、風車の支持構造物を海底に据え付ける着床式と支持構造物を洋上に浮かべ、ワイヤーなどで海底に係留する浮体式の 2 種類に大別される。浮体式洋上風力発電は、水深 50m 以深から着床式に対するコスト競争力が生じるとされている (新エネルギー・産業技術総合開発機構『浮体式洋上風力発電技術ガイドブック』2018. 3, pp.5, 14. <<https://www.nedo.go.jp/content/100891410.pdf>>)。

¹⁶ 「エネルギー基本計画」(2021 年 10 月 22 日閣議決定) p.61. 資源エネルギー庁ウェブサイト <https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_01.pdf>

¹⁷ 経済産業省資源エネルギー庁・国土交通省港湾局「洋上風力発電に係るセントラル方式の運用方針 [骨子]」2023.1.30. 資源エネルギー庁ウェブサイト <https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/legal/central_unyou_kosshi.pdf>

¹⁸ IRENA, *op.cit.*(3), p.102.

¹⁹ IEA, *Offshore Wind Outlook 2019*, Revised version, 2019.11, p.25. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf>

²⁰ IRENA によれば、洋上風力発電の加重平均 LCOE (均等化発電原価) (発電にかかる費用を総合的に評価する指標で、施設建設費など初期費用、燃料費・保守管理費などのランニングコスト、解体・廃棄費用などを運転開始時の現在価値に換算して合計し、運用期間中に得る発電量で割って算出する。) は、1kWh 当たり 0.188 米ドル (約 25 円) から 0.075 米ドル (約 10 円) まで低下したとされている (IRENA, *op.cit.*(3), pp.118-119)。

た、洋上風力発電開発の経験値の蓄積により、より風況の良い沖合での開発が行われるようになることで設備利用率が向上し、コスト削減に貢献している²¹。

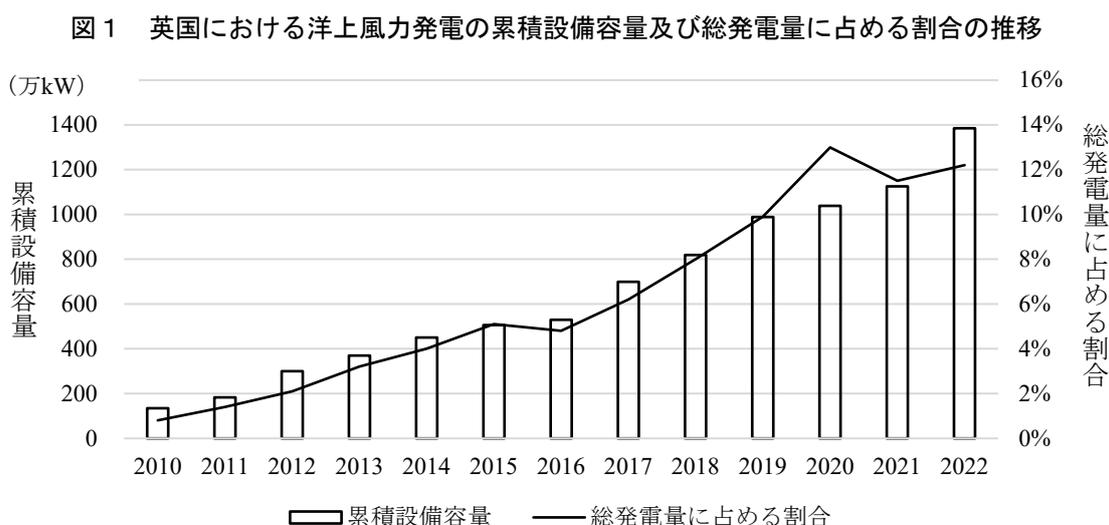
また、先行して開発を進めてきた国では、海洋空間の利用についてのルールを整備し、開発用地の指定や風況や海底地盤の調査を国が実施する等の制度を導入し、競争環境を整備することでもコストの低下を実現してきたことが指摘されている²²。

II 英国・ドイツ・オランダにおける取組及びコストの状況

1 英国

(1) 現状及び目標・見通し

英国には 2000 年に初めて洋上風力発電の 2,000kW 規模の風車 2 基が試験事業として設置された²³。2000 年代末には商用施設の本格稼働が始まり、2022 年 9 月までには、累積で 1385 万 kW の洋上風力発電設備が導入されている。2022 年 1 月から 9 月までには、英国の総発電量の 12.2% を占める 293 億 kWh の電力を供給した（図 1）。2022 年 4 月に公表された「英国エネルギー安全保障戦略」では、2030 年までに洋上風力発電設備を最大 5000 万 kW、そのうち、浮体式洋上風力発電については 500 万 kW 導入する目標が示された²⁴。



* 2022 年は 9 月までの実績値

(出典) Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), “Renewable electricity capacity and generation (ET 6.1 - quarterly),” 2022.12.22. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1126178/ET_6.1_DEC_22.xlsx> を基に筆者作成。

²¹ *ibid.*, pp.103-105.

²² 山家公雄『日本の電力改革・再エネ主力化をどう実現する—RE100 とパリ協定対応で 2020 年代を生き抜く—』インプレス R&D, 2020, p.90.

²³ 伊藤葉子「洋上風力発電の促進に向けた政策基盤整備—英国の取組と今後の課題—」2013.5, p.2. 日本エネルギー経済研究所ウェブサイト <<https://eneken.ieej.or.jp/data/4885.pdf>>

²⁴ HM Government, “British Energy Security Strategy: secure, clean and affordable British energy for the long term,” 2022.4, pp.16, 31. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069969/british-energy-security-strategy-web-accessible.pdf>

ナショナルグリッド ESO (National Grid ESO)²⁵が公表している将来の電力需給シナリオでは、洋上風力発電は、最も導入が進んだ場合、2050年には導入設備容量は1億957万kW、発電量は4872億kWhとなる見通しが示されている²⁶。

(2) 開発制度

英国では、洋上風力発電開発は、①「開発海域の指定」、②「開発海域をリースする事業者の選定に係る入札」、③「事業開発及び事業計画の許認可取得」等のプロセスを通じて進められる。

「開発海域の指定」(①)は、英国王室の資産管理会社として英国の領海・排他的経済水域(Exclusive Economic Zone: EEZ)を管理しているクラウンエステート(Crown Estate)が行う²⁷。開発海域の指定に当たっては、水深や波浪、他の活動での利用状況も考慮され²⁸、これらに関する情報は一般に公開されている²⁹。ただし、開発事業者選定の入札手続に参加する際の事業計画立案のためには、事業者による独自の調査も行う必要があるとされている³⁰。

「開発海域をリースする事業者の選定に係る入札」(②)も、クラウンエステートが行う。事業者が、洋上風力発電所を建設するための海域のリース契約をクラウンエステートと結ぶには、まずリース協定(Agreement for Lease)を締結する必要がある。リース協定を締結する事業者は入札により選定され、この入札手続は、これまでに4回(ラウンド)行われている。2021年に行われた4回目(ラウンド4)の入札手続では、事前の資格審査を通過し、各種の条件を満たす事業計画を提出した事業者のうち、リース協定の期間中に支払う料金を最も高く提示した事業者が開発者として選定された。選ばれた事業者は、入札で提示した料金を毎年クラウンエステートに支払う。リース協定の期間は最大10年で、その期間中に事業計画の許認可取得までのプロセスを進め、必要な許認可を取得した後、海域のリース契約を結ぶ。海域のリース契約は、洋上風力発電所の建設から撤去までのライフサイクル2回に相当する期間として60年間にわたる³¹。

²⁵ 英国の送電網とガス網を所有する持ち株会社ナショナルグリッドのグループ会社で、全国の電力需給バランスを管理する系統運用者(海外電力調査会編『海外諸国の電気事業 2019年 第1編 上巻』2019,p.127)。

²⁶ National Grid ESO, “Future Energy Scenarios – Electricity Supply Data Table (ES1).” <https://data.nationalgrideso.com/backend/dataset/549b0667-b533-4748-95bd-f6e13933a47d/resource/90c4a0e8-22fd-4bda-b5bd-14a540893a98/download/fes2022_es1_v001.csv>

²⁷ クラウンエステートは、1961年の「王室財産法」(Crown Estate Act 1961 (c.55))に基づき領海内の海底を所有している。また、排他的経済水域は、「2004年エネルギー法」(Energy Act 2004 (c.20))に基づいて「再生可能エネルギー水域」(Renewable Energy Zone: REZ)として指定されたが、クラウンエステートがREZの利用に関するライセンスを付与する権限を持っている。国王の財産(The Crown Estate)は、国王の個人財産ではないが国王の権利として君主(The Sovereign)が所有している。君主はこれの法的な所有者であるが、管理(management)の権限も支配(control)の権限も有しない。国王の財産からの収益は、国の利益として大蔵省(The Treasury)に入る(Crown Estate Website <<https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/offshore-wind-map-how-does-the-map-work/>>; 森田倫子「イングランド東部の海洋空間計画と英国の海洋再生可能エネルギー開発」『再生可能エネルギーをめぐる諸相—科学技術に関する調査プロジェクト—』(調査資料2013-4)2014, pp.111-112. <https://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8563848_po_20130406.pdf?contentNo=1>)。なお、クラウンエステートが管理する海域としてはほかに、英国の前浜の約半分がある(「【英国】海洋(基本)法令」海洋政策研究所ウェブサイト <<https://www.spf.org/opri/projects/ocean-policy~uk~ordinance.html>>))。

²⁸ Crown Estate, *Offshore Wind Leasing Round 4: Regions Refinement Report*, 2019.9. <<https://www.thecrownestate.co.uk/media/3330/tce-r4-regions-refinement-report.pdf>>

²⁹ “The Crown Estate Open Data.” Crown Estate Website <<https://opendata-thecrownestate.opendata.arcgis.com/>>

³⁰ Crown Estate, *Information Memorandum: Introducing Offshore Wind Leasing Round 4*, 2019.9, p.18. <<https://www.thecrownestate.co.uk/media/3321/tce-r4-information-memorandum.pdf>>

³¹ *ibid.*, pp.20-35, 38, 41-43.

「事業開発及び事業計画の許認可取得」(③)については、「2008年計画法」³²において、出力10万kW以上の洋上発電設備が「国家としての重要性が高いインフラプロジェクト」(Nationally Significant Infrastructure Projects: NSIP)に位置付けられ、従来別々に取得することが必要であった発電施設の建設許可、洋上建築物の建設許可及び地方自治体の許可の3つが一元化された³³。なお、ラウンド4の海域リース入札では、事業規模の要件により、全ての洋上風力発電施設が10万kW以上でNSIPの対象となった³⁴。さらに、2022年4月の英国エネルギー安全保障戦略においては、急速な洋上風力発電の拡大のため、平均で4年要している事業計画と許認可の手続を大幅に合理化し、最短で1年に短縮する計画が公表された³⁵。

(3) 送電線の整備

洋上風力発電所から陸上の送電網までの送電線の整備は、発電設備の開発に並行して行われる。この送電線の整備は、発電事業者とは異なる送電線の設置・運用等のライセンスを保有する洋上送電事業者(Offshore Transmission Owner: OFTO)が行う制度となっている³⁶。コスト抑制を狙い、OFTOは競争入札により選定されている³⁷。2016年に行われた導入効果の検証においては、他の方法で送電事業者を選定するよりも、OFTO制度を採ることによって、合計でおよそ6億8300万～10億9200万ポンド(約1127億～1802億円)のコスト節約効果があるとされた³⁸。

しかし、2030年に向けた洋上風力発電設備の導入目標の大きさを踏まえ、個々の発電設備からそれぞれ陸上送電網に接続するOFTO制度が非効率になる可能性があるとして、制度設計の見直しが進められている³⁹。2022年7月、ナショナルグリッドESOは、2030年の時点で洋上風力発電に必要な送電網の在り方を示す「Pathway to 2030」を公表した⁴⁰。そこでは、近距離に立地する発電所を組み合わせることで陸上の送電網への送電線を整備すること、洋上風力発電所が多く立地するスコットランドから需要地のイングランドまでの海底送電線を強化することなどが推奨されている。推奨された方法で送電網を整備することで、発電所ごとに送電線を整備する場合よりもおよそ55億ポンド(約9075億円)の節約効果が生まれるとも試算されている⁴¹。

³² Planning Act 2008 (c.29)

³³ 2008年計画法に基づき、NSIPの申請の審査は中央政府の機関である計画審査庁(Planning Inspectorate: PI)により行われる。また、同法によって、NSIP一般について、従来2年程度要していた手続期間が16か月程度まで短縮された(“Planning Inspectorate Role.” Planning Inspectorate Website <<https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/application-process/planning-inspectorate-role/>>; “Frequently asked questions.” *ibid.* <<https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/application-process/frequently-asked-questions/>>; 伊藤 前掲注(23), pp.23-26)。

³⁴ Crown Estate, *op.cit.*(30), p.16.

³⁵ HM Government, *op.cit.*(24), p.17.

³⁶ 当初、OFTO制度では、送電線の設置は洋上送電事業者が行うことになっているものの、機器の選定や工期順守のコントロールを失うことを恐れた洋上風力開発事業者の反発を受け、発電事業者が設置した送電設備を洋上送電事業者が購入する方法が導入され、洋上送電事業者が送電線を設置した事例はない(江島慶彦「英国の洋上風力の本土連系を支えるOFTO制度とその市場動向について」『海外電力』659号, 2020.6, pp.33-51)。

³⁷ 同上, p.37; “Offshore Electricity Transmission (OFTO).” Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) Website <<https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/offshore-electricity-transmission-ofto>>

³⁸ Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA), “Evaluation of OFTO Tender Round 2 and 3 Benefits Office of Gas and Electricity Markets,” 2016.3, p.54. Ofgem Website <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2016/03/ofgem_tr2_tr3_evaluation_final_report.pdf>

³⁹ “Offshore transmission network review.” HM Government Website <<https://www.gov.uk/government/groups/offshore-transmission-network-review>>

⁴⁰ National Grid ESO, “Pathway to 2030,” 2022.7. <<https://www.nationalgrideso.com/document/262676/download>>

⁴¹ 推奨された送電網の整備には76億ポンド(約1兆2540億円)の追加投資が必要であるものの、送電容量が不足することによって生じる131億ポンド(約2兆1615億円)分のコストが節約できるとされている(*ibid.*, pp.9, 23-27)。

(4) 支援策及びコスト低下

英国の新規の洋上風力発電事業は、差額決済（Contract for Difference: CfD）制度の支援対象となっている。CfD 制度の支援対象事業は入札で決まり、最も低い売電価格を提示した事業から順に支援予定額が埋まるまで選定される。支援期間は 15 年間で、落札額が売電価格として保証される⁴²。CfD の入札はこれまでに 4 回行われており、2021 年 12 月に行われた第 4 回の入札⁴³においては、洋上風力発電の平均落札価格が過去最低になるとともに、着床式洋上風力発電の売電価格は、1kWh 当たり 3.735 ペンス（約 6 円）と支援対象となる再生可能エネルギーの中でも最低となった（表）。

表 第 4 回 CfD 入札における主な発電技術別落札結果及び過去の洋上風力発電の落札結果

入札回	発電技術	合計落札規模（万 kW）	落札事業数	落札額（ペンス/kWh）
第 4 回（2021 年）	太陽光	221.0	66	4.599
	陸上風力	88.8	10	4.247
	浮体式洋上風力	3.2	1	8.730
	着床式洋上風力	699.4	5	3.735
第 3 回（2019 年）	洋上風力	546.6	6	4.067
第 2 回（2017 年）		319.6	3	6.214
第 1 回（2014 年）		116.2	2	11.777

（出典）Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), “Contracts for Difference Allocation Round 4 results,” 2022.7.7. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1103022/contracts-for-difference-allocation-round-4-results.pdf>; *idem*, “Contracts for Difference Allocation Round 3 results,” revised on 2019.10.11. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/915678/cfd-ar3-results-corrected-111019.pdf>; *idem*, “Contracts for Difference Second Allocation Round results,” 2017.9.11. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/643560/CFD_allocation_round_2_outcome_FINAL.pdf>; Department of Energy & Climate Change, “Contracts for Difference (CFD) Allocation Round One Outcome,” 2015.2.26. BEIS Website <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407059/Contracts_for_Difference_-_Auction_Results_-_Official_Statistics.pdf> を基に筆者作成。

2 ドイツ

(1) 現状及び目標・見通し

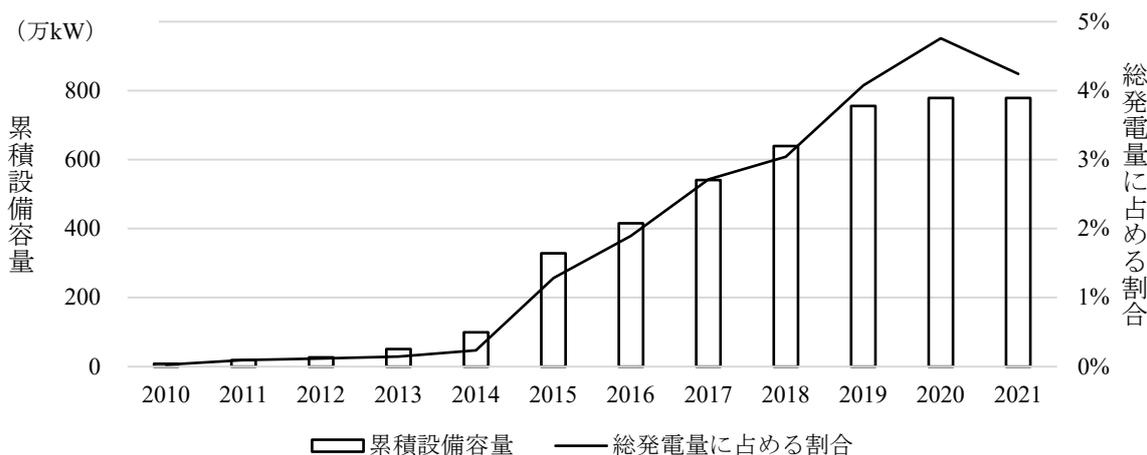
2021 年現在、ドイツには、累積 779 万 kW の洋上風力設備が導入されている。2021 年を通して、総発電量の 4.2% を占める 248 億 kWh の電力が洋上風力発電により供給された（図 2）。2022 年 4 月、洋上風力発電の累積設備容量を 2030 年までに 3000 万 kW、2035 年までに 4000

⁴² CfD では、発電事業者はストライク価格（Strike price）と呼ばれる売電価格を設定し、市場価格がストライク価格よりも低い場合は、その差が政府所有の決済機関から発電事業者を支払われる。反対に市場価格がストライク価格よりも高い場合は、その差を発電事業者が決済機関に支払う仕組みとなっている。CfD の費用は小売事業者を通して需要家が負担する（日本貿易振興機構（ジェトロ）海外調査部・同ロンドン事務所「英国の気候変動対策と産業・企業の対応」2021.4, pp.21-27. <https://www.jetro.go.jp/ext_images/_Reports/01/a6d81fdd945edd47/20210007.pdf>）。

⁴³ 第 4 回の CfD の入札においては、合計 1100 万 kW が入札対象となり、発電技術ごとに支援予定額が 3 つのポットに分けられた。着床式洋上風力発電は特化したポット 3 が設けられ、浮体式洋上風力発電は未確立の発電技術として、地熱発電などと同じポット 2 に入れられた（Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), “The Contracts for Difference (Allocation) Regulations 2014 Allocation Round Notice for the Fourth Allocation Round,” 2021.11.25. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1036257/cfd4-allocation-round-notice.pdf>）。

万 kW、2045 年までに 7000 万 kW に引き上げる目標が閣議決定⁴⁴され、「洋上風力エネルギーの開発及び促進に関する法律」⁴⁵（以下「洋上風力促進法」）の改正⁴⁶により法制化された（2023 年 1 月施行）。同法では、目標達成のため、洋上風力発電の後述する開発事業者選定の入札の対象となる設備容量は大幅に増加し、2023 年及び 2024 年に 800 万～900 万 kW、2025 年及び 2026 年には 300 万～500 万 kW の入札を行い、2027 年以降は、毎年 400 万 kW の入札を行うことも規定されている⁴⁷。

図 2 ドイツにおける洋上風力発電の累積設備容量及び総発電量に占める割合の推移



（出典）Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), “Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland,” 2022.9. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2021-excel.xlsx?jsessionid=32D97E28217D9D2646D5ADBBD23F373B?__blob=publicationFile&v=31>; *idem*, “Zahlen und Fakten: Energiedaten: nationale und internationale Entwicklung,” 2022.1.20. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls-2022.xlsx?__blob=publicationFile&v=8> を基に筆者作成。

将来の見通しについては、連邦ネットワーク庁（Bundesnetzagentur: BNetzA）が 2022 年 7 月に公表した電源構成シナリオによれば、洋上風力発電は 2045 年に、2021 年の 10 倍近い 2304 億 kWh を供給することが見込まれている⁴⁸。

（2）開発制度

洋上風力発電開発は、洋上風力促進法により規定され、①「開発用地の指定」、②「開発用

⁴⁴ 同閣議決定では、2030 年までに総消費電力に占める再生可能エネルギーの割合を 80%にすることを目標として、洋上風力促進法のほか、「再生可能エネルギー法」、「エネルギー産業法」などの改正案も併せて決定され、2022 年 7 月 28 日に公布された（“Habeck: „Das Osterpaket ist der Beschleuniger für die erneuerbaren Energien“,” 2022.4.6. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Website <<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/04/20220406-habeck-das-osterpaket-ist-der-beschleuniger-fur-die-erneuerbaren-energien.html>>; “Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen,” 2022.12.23. Die Bundesregierung Website <<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novelle-eeg-gesetz-2023-2023972>>）。

⁴⁵ Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310)

⁴⁶ Zweites Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325)

⁴⁷ WindSeeG, § 2(a)

⁴⁸ Bundesnetzagentur (BNetzA), “Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045,” 2022.7, p.58. <https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?jsessionid=BB58B51C4BE92439FEC3E3A95BEC79F4?__blob=publicationFile>

地の調査」、③「事業者選定の入札」等のプロセスを通じて進められる。

「開発用地の指定」(①)は、連邦海事水路庁(Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: BSH)が「洋上開発計画」(Flächenentwicklungsplan)⁴⁹を策定する際に行われる。それぞれの開発用地に立地することになる洋上風力発電所の設備容量や事業者選定の入札時期も併せて指定される。

「開発用地の調査」(②)には、政府が行う事業者への情報提供及び手続の迅速化⁵⁰を目的とする中央事前調査(Zentrale Voruntersuchung)⁵¹と事業者による調査がある。中央事前調査では、風況や海況、地盤等の調査や環境影響評価等が行われ、調査結果は、BSHが運営するポータルサイトで公表されている⁵²。

「事業者選定の入札」(③)は、中央事前調査の有無により選定基準が異なる。中央事前調査が行われた開発用地の事業者は、洋上風力発電所を設置して運転する権利に対して支払う額、風車生産時のグリーン電力やグリーン水素⁵³の使用を通じた脱炭素への貢献、環境への適合性、熟練労働者確保への貢献等を評価基準として選定される⁵⁴。一方、事業者が調査を行う開発用地⁵⁵は、価格基準によってのみ事業者が選定される。最初に、後述する支援制度における入札が行われ、最も低い支援価格を提示して支援対象となった事業者が、洋上風力発電所を設置して運転する権利を得る。複数の事業者が支援を不要とする入札をした場合、BNetzAが提示する政府への納付額に同意する事業者が1社になるまで、納付額を引き上げるプロセス(動的入札)が行われる⁵⁶。開発許可は25年間与えられ、1回に限り10年間の期間延長が可能とされている⁵⁷。

⁴⁹ 洋上開発計画は、海運や漁業などの経済活動や環境保護を調整するための海洋空間計画である「排他的経済水域の国土管理計画(Raumordnungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone)」に基づいて策定される(“Meeresraumplanung.” Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) Website <https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/meeresraumplanung_node.html>; 勢一智子「ドイツにおける洋上風力発電に関する法政策動向について」『諸外国における環境法制に共通的に存在する基本問題の収集分析業務報告書 令和3年度 1』商事法務研究会, 2022, pp.43-67)。なお、「洋上開発計画」の訳語は、高橋寿一「洋上風力発電設備の立地規制に関する新たな段階—ドイツ 2017年法改正を中心として—」『再生可能エネルギー導入に係る法的問題の検討』日本エネルギー法研究所, 2017.10, pp.13-34. <<http://www.jeli.gr.jp/img/r-3.pdf>> によった。

⁵⁰ 洋上風力発電開発には、計画確定手続(Planfeststellungsverfahren)が必要とされているが、中央事前調査によって適性が認められた開発用地については計画許可(Plangenehmigung)に手続が簡素化されている(WindSeeG, § 66)。

⁵¹ 中央事前調査は、BNetzAから排他的経済水域内はBSHに、領海内については州法に従い所管する官庁に委託される(WindSeeG, § 11)。

⁵² “Datenportal Flächenvoruntersuchung.” BSH Website <<https://pinta.bsh.de/>>

⁵³ 風力、地熱、太陽光などの自然エネルギーによって発電された電力や、それを用いて水を電気分解させて製造した水素のこと(「グリーン電力」新電力ネットウェブサイト <<https://pps-net.org/glossary/24026>>; 「グリーン水素」同 <<https://pps-net.org/glossary/106767>>)。

⁵⁴ 価格基準が60点でそれ以外の基準が合計40点とされている(WindSeeG, § 53(2)等)。

⁵⁵ 事業者が調査を行う開発用地の入札は、洋上風力発電導入目標の引上げに合わせて新たに導入され、2027年以降は入札対象となる開発用地の総容量のうち、半分は事業者による調査が行われる用地となる(WindSeeG, § 2a(2))。

⁵⁶ いずれの入札形式においても、事業者から支払われた入札額は、90%が電気料金削減要素として系統運用者に、残りの10%のうち5%ずつが、自然保護と環境に優しい漁業に充てられる(WindSeeG, §§ 23(1), 59(1))。なお、2023年1月から新たに導入された動的入札では価格上限が設定されていないため、事業者間の競争が激化し、洋上風力発電所の建設コストが増加することが懸念されている。電力コストは1kWh当たり2.1ユーロセント(約3円)上昇するとの試算もある(Leonie Janisch and Dominik Huebler, “The Future of Offshore Wind Financing in Germany,” 2022.10.8, p.8. Office franco-allemand pour la transition énergétique Website <https://energie-fr-de.eu/de/veranstaltungen/leser/online-konferenz-zur-foerdermechanismen-und-geschaeftsmodellen-von-offshore-windenergie.html?file=files/ofaenr/02-conferences/2022/221018_offshore/Presentations/04_Dominik_Huebler_Leonie_Janisch_NERA_OFATE_DFBEW.pdf>; 佐藤愛・藤原菜里加「ドイツ、エネルギー安全保障の強化と2045年気候中立を目指し再エネ法を改正」『海外電力』690号, 2023.1, pp.42-43)。

⁵⁷ WindSeeG, § 69(7)

(3) 送電線の整備

洋上発電施設から洋上変電所までの送電線は発電事業者が設置するが、洋上変電所から陸上送電網までの洋上送電網の整備は、「エネルギー産業法」により系統運用者⁵⁸の責任とされている⁵⁹。送電線の整備は、開発用地の指定後、直ちに開始される⁶⁰。洋上送電網の建設計画については、洋上開発計画策定の際に、BNetzA が系統運用者に意見書の提出を求めることが洋上風力促進法に規定されている⁶¹。送電線の設置や運用に必要な費用は、洋上ネットワーク賦課金（Offshore-Netzumlage）として、系統運用者が最終消費者から回収することになっている⁶²。

(4) 支援策及びコスト低下

事業者が開発用地の調査を行う新規の洋上風力発電事業は、「再生可能エネルギー法」⁶³に基づくフィードインプレミアム（FIP）の支援対象となる⁶⁴。FIP の支援対象事業は、市場価格と事業継続が見込める水準の支援基準価格の差を補填する市場プレミアムを 20 年間受け取ることができる⁶⁵。支援対象となる事業者は、支援基準価格を競争する入札によって選ばれている⁶⁶。2016 年の洋上風力発電への支援額は、1kWh 当たり 16.1 ユーロセント（約 23 円）であったが、2017 年 4 月に行われた第 1 回の入札では、落札された 4 事業のうち、3 つは世界で初めて支援なしで落札された。その後も支援なしで落札する事業が現れ、洋上風力発電のコスト低下が進んでいることが示された⁶⁷。

⁵⁸ 電力系統では、交流電力により電力を送り届けている。交流電力の特徴としては、「電力の供給と消費が瞬時、瞬時で一致している必要がある」ことが挙げられる。電力需給の一致は交流の周波数が一定に保たれることによって確認される。系統運用者は、交流の周波数を一定に保つため、周波数の変動を監視し、必要な制御を行う事業者（北島尚史「新時代における電力系統運用の挑戦—電力システム改革とエネルギーミックス達成のために—」『Ατομος』681号、2016.3、p.177）

⁵⁹ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), § 17d(1)

⁶⁰ Energiewirtschaftsgesetz, § 17d(2)

⁶¹ WindSeeG, § 6(2)

⁶² “Offshore-Netzumlage.” BNetzA Website <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/O/Offshore-Netzumlage.html>

⁶³ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), § 22(1); WindSeeG, § 14(2) 2

⁶⁴ 2023 年 1 月 1 日施行の新たな制度では、中央事前調査が行われる開発用地の事業は、支援対象とはならない（WindSeeG, § 53）。

⁶⁵ 渡辺富久子「ドイツにおける 2014 年再生可能エネルギー法の制定」『外国の立法』No.262, 2014.12, pp.74-76. <https://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8841951_po_02620005.pdf?contentNo=1>

⁶⁶ 渡辺富久子「【ドイツ】2017 年再生可能エネルギー法」『外国の立法』No.270-1, 2017.1, pp.12-13. <https://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_10258434_po_02700106.pdf?contentNo=1>

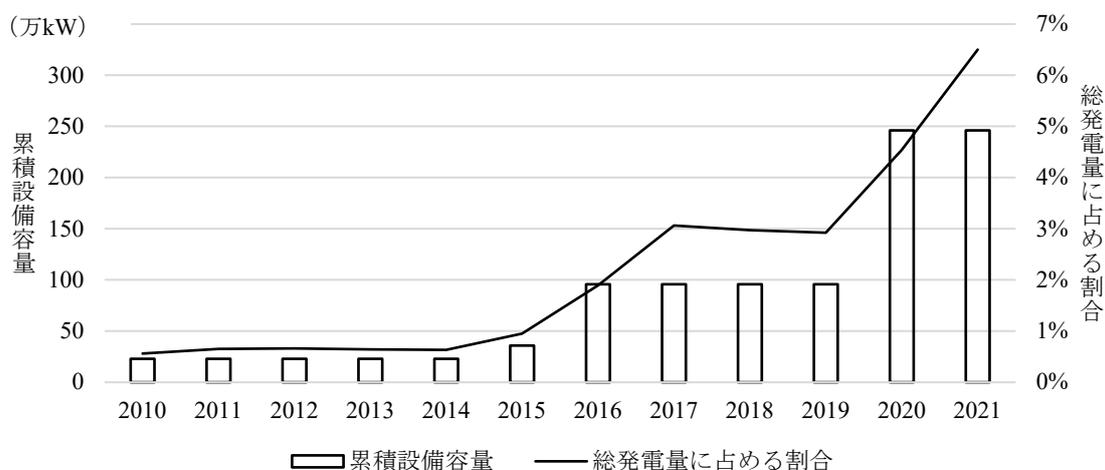
⁶⁷ BNetzA and Bundeskartellamt, “Monitoring report 2017,” 2017.11, pp.65, 70. <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2>; *idem*, “Monitoring report 2019,” 2019.11, p.112. <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2>; *idem*, “Monitoring report 2021,” 2021.11, pp.112-113. <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2>

3 オランダ

(1) 現状及び目標・見通し

オランダでは、温室効果ガス⁶⁸排出削減に向けて、2013年に政府を含む社会経済評議会⁶⁹が策定した「持続的な発展のためのエネルギー協約」（以下「エネルギー協約」）⁷⁰で、本格的な洋上風力発電の開発方針が示された。エネルギー協約では、2023年までに既存の洋上風力発電設備容量100万kWを含め、450万kWの洋上風力発電設備を稼働させることが目標とされた。2021年までに、累積で245万kWの設備が導入済みで、2021年の総発電量の6.5%に当たる79億kWhの電力が洋上風力発電により供給された（図3）。

図3 オランダにおける洋上風力発電の累積設備容量及び総発電量に占める割合の推移



(出典) “Renewable electricity; production and capacity.” Statistics Netherlands Website <<https://www.cbs.nl/en-gb/figure/detail/82610ENG?q=renewable%20electricity>> を基に筆者作成。

今後の開発については、2022年12月に政府が公開した「洋上風力エネルギーロードマップ」⁷¹において、具体的な開発用地と開発事業者選定の入札時期が示され、計画どおりに開発が進めば2031年までに累積でおよそ2200万kWの洋上風力発電設備が導入される。オランダ応用科学研究機構⁷²からは、導入が進んだ場合、2050年には洋上風力発電設備は累積で7000万kW導入され、3860億kWhの電力が洋上風力発電所から供給されるとのシナリオが公表されている⁷³。

⁶⁸ 大気に含まれる二酸化炭素 (CO₂) やメタンなどのガスの総称で、地表から放射された赤外線の一部を吸収し、温室効果をもたらす気体のこと（「温室効果ガス」新電力ネットウェブサイト <<https://pps-net.org/glossary/105230>>）。

⁶⁹ 経営者、労働者、専門家などが社会経済問題について合意に至るための機関で、議会や政府に対する助言も行っている（“Wat is de SER?” Sociaal-Economische Raad (SER) Website <<https://www.ser.nl/nl/ser/over-ser/wat-is-de-ser>>）。

⁷⁰ SER, “Energieakkoord voor duurzame groei,” 2013.9.6. <<https://open.overheid.nl/repository/ronl-archief-2c12d99a-e816-4e93-a199-f9e9feef318c/1/pdf/energieakkoord-voor-duurzame-groei.pdf>>; “Wat is het Energieakkoord?” SER Website <<https://www.ser.nl/nl/thema/energie-en-duurzaamheid/energieakkoord/wat#:~:text=Het%20Energieakkoord%20voor%20duurzame%20groei,van%20Nederland%20duurzamer%20te%20maken>>

⁷¹ Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, “Offshore Wind Energy Roadmap,” 2022.12. <<https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/12/Routekaart-windenergieopzee-december-2022-ENG.pdf>>

⁷² 法律に基づいて設立された独立の立場で企業や政府に対して情報提供などを行う機関（Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO) Website <<https://www.tno.nl/nl/over-tno/organisatie/structuur/>>）。

⁷³ TNO, “Een Klimaatneutraal Energiesysteem Voor Nederland: Nieuwe Verkenning Toont Grenzen Mogelijkheden,” 2022.4, pp.20-21. <<https://www.tno.nl/publish/pages/3714/tno-2022-klimaatneutraal.pdf>>

(2) 開発制度

洋上風力発電開発は、2015年7月に施行された「洋上風力エネルギー法」⁷⁴により規定され、①「開発用地の指定及び調査」、②「事業者選定の入札」のプロセスを通じて進められる。

「開発用地の指定及び調査」(①)は、政府により行われる。洋上風力発電開発が可能な海域は、インフラ・水管理省 (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat) が策定する海洋空間計画である「国家水計画」 (Nationaal Waterplan)⁷⁵で指定され、その中から内務・王室政務大臣等の大臣と合意の上、経済・気候政策大臣が、建設・運営に必要な条件の指定も含む開発用地の決定を行う。同計画で指定された開発用地以外に開発許可を出すことは禁止されている⁷⁶。開発に必要な環境影響評価、海底の土壌、風況、水質等の情報に関する調査はオランダ企業庁 (Rijksdienst voor Ondernemend Nederland: RVO) が担当する。環境影響評価の結果と開発用地に関する情報は、RVOのウェブサイト⁷⁷上で公開され、事業者が事前に調査を行うことなく事業計画を立てることが可能となっている⁷⁸。

「開発事業者選定の入札」(②)は、後述する支援の有無により、異なる基準が用いられる。支援が必要な事業の場合は、最も少ない支援額を提示した事業者に支援とともに開発許可が与えられる。支援が不要な事業の場合は、事業の実現可能性や、想定される発電量などの基準や開発ライセンスのための入札により事業者が選定され、開発許可が与えられる⁷⁹。

(3) 送電線の整備

陸上送電網への接続は、コストや供給の安定性等を検討した結果⁸⁰、陸上送電網の系統運用者である TenneT⁸¹が洋上送電網の系統運用者としても指定され、洋上風力発電設備の系統接続を担当し、建設・運用を行っている。送電設備の整備に関する費用は、エネルギー料金を通じて需要家から回収されている再生可能エネルギーへの支援財源の「持続可能なエネルギーの貯

⁷⁴ Wet van 24 juni 2015, houdende regels omtrent windenergie op zee (Wet windenergie op zee) (Staatsblad 2015, 261) なお、「洋上風力エネルギー法」は2021年6月に改正された。改正法においては、基本的な開発プロセスに関する制度は残しつつ、洋上風力発電の大量導入や技術開発に備え、洋上風力発電による電力で水素などを生産する設備も同法の射程に含めたほか、風車の寿命が延びていることから開発許可期間の上限を30年から40年に引き上げた (Wet van 30 juni 2021 tot wijziging van de Wet windenergie op zee (ondersteunen opgave windenergie op zee) (Staatsblad 2021, 424))。

⁷⁵ オランダにおける水の管理や河川、海洋等の空間利用に関する方針を示す計画 (“Water management in The Netherlands.” Government of the Netherland Website <<https://www.government.nl/topics/water-management/water-management-in-the-netherlands#:~:text=The%20National%20Water%20Plan%202016,delta%20and%20the%20coastal%20area>>)。

⁷⁶ Wet Windenergie op Zee, § 12

⁷⁷ Netherlands Enterprise Agency (RVO) Website <<https://offshorewind.rvo.nl/>>

⁷⁸ RVO, *Dutch Offshore Wind Guide*, 2022, pp.14-19. <<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2021/10/Dutch%20Offshore%20Wind%20Guide%202022.pdf>>

⁷⁹ Wet Windenergie op Zee, § 19等。2022年に実施された Hollandse Kust (west) サイト IV の入札においては、北海の生態系への影響への配慮も考慮された (Regeling van de Minister voor Klimaat en Energie van 5 maart 2022, nr. WJZ/ 21307522, houdende regels inzake de vergunningverlening windenergiegebied Hollandse Kust (west) kavel VI (Regeling vergunningverlening windenergiegebied Hollandse Kust (west) kavel VI) (Staatscourant 2022, 7101))。

⁸⁰ エネルギー協約では、風力発電所を直接国内の送電網に接続するよりも効率的な場合は、洋上送電網を構築し、TenneT がその責任を負うことが合意された。2014年、Royal HaskoningDHV の調査により、各発電所から個別に系統接続するよりも、TenneT が管理する洋上送電網を建設することが経済的であるとされた (SER, *op.cit.*(70), p.8; “Energierapport; Brief regering; Wetgevingsagenda STROOM,” (Kamerstuk 31510 nr. 49), 2014.6.30. <<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-31510-49.html>>)。

⁸¹ 1998年の電気事業法に従い設立され、2001年に政府に買収されたオランダの独立送電系統運用者 (TSO) (海外電力調査会編『海外諸国の電気事業 2020年第2編 上巻』2020, p.39)。

蔵 (Opslag Duurzame Energie: ODE) 」から支払われるか、系統利用者から回収されている⁸²。

(4) 支援策及びコスト低下

新規の洋上風力発電は、2020年11月までは、FIP⁸³による支援対象となり、支援基準価格を競う入札制度により支援対象事業者が選定されていた。2016年の第1回入札では、落札額が1kWh当たり7.27ユーロセント(約10円)であった。さらに、2回目の入札では落札額は1kWh当たり5.45ユーロセント(約8円)に低下し、2017年以降の入札では支援なしで落札されている。エネルギー協約で示された2014年から2024年までに洋上風力の発電コスト(2014年時点では1kWh当たり約12.5ユーロセント(約18円)が目安とされていた。)を40%削減するという目標⁸⁴を大きく上回る結果となっている。コスト低下の結果、オランダにおいて洋上風力発電は、陸上風力発電や太陽光発電よりコストが低くなった。また、2023年の目標である約450万kWの設備導入目標達成に必要な補助金総額は、2014年の140億ユーロ(約2兆20億円)という見積りから20億ユーロ(約2860億円)程度に大きく減少したとされる⁸⁵。

おわりに

先行して洋上風力発電の開発を進めてきた国においては、政府が開発目標を示すことにより市場規模を示しつつ、公的機関が海洋空間利用を一元的に管理する方法を取り入れ、開発用地の調査や送電線の整備において役割分担を定め、必要に応じて見直しを進めている。これらの取組によって事業者のリスクや負担を抑えながら、競争を促すことにより、累積の設備容量が増加し、風車の大型化もあいまってコストは着実に低下してきている。2050年カーボンニュートラルを目標とし、洋上風力発電の導入に向けた取組を始めている日本においても、コストの抑制は重要な課題⁸⁶であり、先行する国々の動向は参考になると考えられる。

⁸² Borssele, Hollandse Kust (zuid)及び Hollandse Kust (noord)に接続する送電網に対しては ODE から、それ以外の送電網については系統利用者から回収している (“Wat kost het net op zee?” Government of the Netherlands Website <<https://windopzee.nl/onderwerpen/wind-zee/kosten/kosten-net-zee/>>)。

⁸³ 2020年11月以降は、政府が設定した予算の範囲で、温室効果ガス(GHG)排出削減量を指標に用い、より少ない補助金でGHG削減を達成できる事業に対して補助金を交付する制度に改められた(児玉かおり「CO₂排出削減量を指標とする温暖化対策支援制度 SDE++の概要(オランダ)―従来の再エネ支援をCO₂排出削減事業に拡張し、温室効果ガス削減を加速―」『海外電力』671号, 2021.6, pp.24-32)。

⁸⁴ SER, *op.cit.*(70), p.32.

⁸⁵ “Wat kosten windparken?” Government of the Netherlands Website <<https://windopzee.nl/onderwerpen/wind-zee/kosten/kosten-windparken/>>。

⁸⁶ 日本における2030年の洋上風力発電コストは、1kWh当たり25.9円と事業用太陽光発電の1kWh当たり8.2~14.9円、陸上風力発電の1kWh当たり9.8~17.2円を大きく上回ることが想定されている(発電コスト検証ワーキンググループ「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」2021.9, p.4. 資源エネルギー庁ウェブサイト <https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_01.pdf>)。