

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¹

新エネルギー・国際協力支援ユニット 新エネルギーグループ

主任研究員 伊藤葉子

サマリー

本稿では、英国における洋上風力発電について、開発状況を概観した上で、現在までの政策基盤整備の取組について述べ、なお残る課題について整理した。最後に、これをふまえ、日本が取り組むべき政策的課題について検討した。

英国では、洋上風力発電の開発がこの 10 年間に大きく進展し、世界に先駆け現在 2.5GW が運転中、2020 年までに少なくとも 13GW の建設が見込まれている。こうした導入拡大の背景には、多岐に亘る政策基盤整備の取組がある。本稿では、1) エネルギー・気候変動政策の長期目標及び再生可能エネルギーの導入目標の策定、2) 開発活動を可能にするための法的枠組みの整備、3) 開発可能海域の特定、4) 経済的インセンティブを与える促進策の実施、5) 陸上の電力系統へ接続するための洋上送電事業の体制整備、の 5 つを取り上げた。英国では、洋上開発に直接的な経済的利害をもつ組織（クラウン・エステート）が推進役を担ってきた独自の事情もあるが、「国家重要インフラ」という大枠の下に、エネルギー・気候問題等の上位の政策目標と整合する形で許認可手続きや利害調整を円滑に進めるための枠組みが構築された点等、日本が参考とすべき点も多いことを指摘した。

我が国は、英国よりも広い管轄海域を持つ海洋国家であり、近年は、浮体式発電設備を含む最新技術を用いた実証事業が開始され、産業界は強い開発意欲を見せている。今後、開発・導入を本格化するためには、英国と同様の総合的な政策基盤整備が求められることになる。

また、洋上風力発電は成熟した技術とはいえ、英国においても日本においても発電コストの低減や導入促進策のあり方は、今後も引き続き検討が必要な課題である。英国では、バリューチェーンの構築等を通じ、発電コストを £100/MWh に引き下げるといった具体的な目標を設定し取り組む方針を示している。我が国においては、特有の地理的条件下での技術の実証や経済性の改善等に加え、漁業との両立が懸案であるが、英国では、漁業に与える影響が小さいと考えられるエリアを開発可能海域として選定したり、開発許可取得プロセスに利害関係者とのコンサルテーション実施の手順を明確に規定するといった対応を進め、経験と知見を蓄積している。我が国は、そうした点を含め、先進事例から得られる示唆を活用し、明確で長期的な政策のシグナルを発して行くことが重要である。

¹ 本稿は、平成 24 年度の資源エネルギー庁委託調査である「国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における再生可能エネルギー事業の立地に関する調査）」（(一財) 日本エネルギー経済研究所、平成 24 年 2 月）について、許可を得て転載・加筆したものである。関係者のご理解・ご協力に謝意を表す。

はじめに

英国では、洋上風力発電の開発がこの 10 年間に大きく進展し、世界に先駆け現在 2.5GW が運転中であり、2020 年までに少なくとも 13GW の建設が見込まれている。こうした導入拡大の背景には、洋上の発電施設建設に関する法的枠組みの策定や、開発可能海域の特定、経済的促進策の実施等、多岐に亘る政策基盤整備の取組がある。我が国でも実証事業が開始されたところであるが、今後本格的に導入して行くためには、英国と同様に総合的な政策基盤の整備が求められる。

本稿では、英国における洋上風力発電について、開発状況を概観した上で、政策基盤整備について述べ、洋上風力発電の導入拡大をもたらした背景を整理する。続いて、今後さらに洋上風力発電を活用するために残された課題を挙げる。最後に、英国における取組と照らし合わせ、日本の政策的課題について整理する。

1. 英国における洋上風力発電の開発動向と政策経緯

1-1 開発状況

英国における洋上風力発電開発は、政府組織に対する英国風力発電協会²の働きかけ等を契機として、1990 年代末に始まった³。2000 年には、実証用の初号機が完工し⁴、同年から、開発サイトの入札が行われるようになった。

現在までに、3 回の入札を経て、約 2.5GW が運転中であり、年間発電量は 6.1TWh⁵ (2010 年の全発電電力量は約 378TWh⁶) となっている (図 1)。計画中のプロジェクトを含めた設備容量は約 10GW あり、これまでのところ、プロジェクトの離脱率⁷は 7% と低い。今後もそのような離脱率で進めば、着実に運転設備容量が増えることが予想される⁸。

これらに加え、直近の入札 (ラウンド 3) では、合計 32GW にのぼるプロジェクトが開発区域を落札しており (現在は開発許可申請の提出準備段階)⁹、より遠く (離岸距離)、深く (水深)、大規模な (設備容量) 洋上風力発電ファームの建設が計画されている (表 1)。また、2009 年には、すでにリース合意が締結されているサイトの拡張のための入札が行われ、これらすべてを含む合計設備容量は 48GW となっている。

これらの投資総額 (系統への投資を除く) は £ 1,500 億 (約 22 兆円¹⁰、うち £ 1,000 億は

² 現在、RenewableUK

³ IRENA (2012)

⁴ Blyth プロジェクト。試験事業として 2MW タービンを 2 基建設。

⁵ 2011 年 7 月～2012 年 6 月までの 1 年間。DECC (2012b)

⁶ IEA Energy Balance of OECD Countries, 2012

⁷ 入札によりサイトのリース合意を締結したが最終的に実行されなかったプロジェクトの率 (drop-out rate)

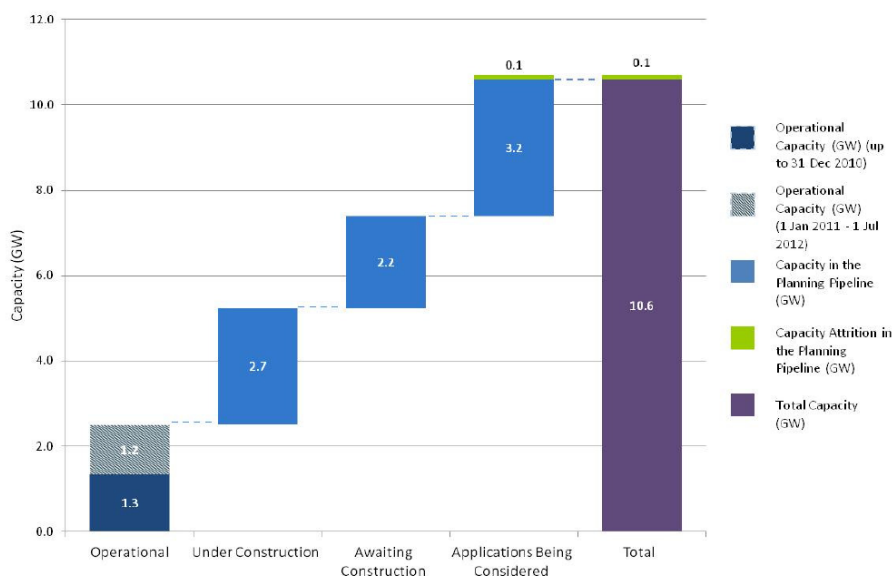
⁸ DECC (2011b)

⁹ DECC (2012b)

¹⁰ 2013 年 4 月 16 日時点のレート (£ 1 ≒ 148 円) で換算。以下同じ。

ラウンド 3) と推計されている¹¹⁾。

図 1 英国における洋上風力発電設備の建設状況



(出所) UK Renewable Energy Roadmap Update 2012

表 1 洋上風力発電の入札期別概要

入札期	年	合計設備容量 (プロジェクト規模)	ロケーション	現況
		落札企業・サイト数		
ラウンド 1	2001 年	1GW (平均 100MW) 18 企業、 18 サイト (30 基)	<ul style="list-style-type: none"> 領海内 離岸距離 2~13km 水深 4~21m 	大半が設置済み
ラウンド 2	2003 年	7.2GW (平均 400MW) 12 企業・企業体 15 サイト	<ul style="list-style-type: none"> 領海内 水深最大 35m 	2008-2014 年の建設予定 現在、建設中または建設準備段階
ラウンド 3	2010 年	32GW (平均 1GW) 9 企業・企業体 9 ゾーン	<ul style="list-style-type: none"> 排他的経済水域 離岸距離 20~160km 水深 35~53m 	2014 年以降建設、2020 年までに運開予定 現在、申請前段階

(注) 年は落札事業者が決定した年

(出所)

合計設備容量 : Accenture

ロケーション等 : Carbon Trust、IRENA、石原孟 (2012 年) 「洋上風力発電の現状と将来展望」、UKERC

¹¹⁾ IRENA (2012)

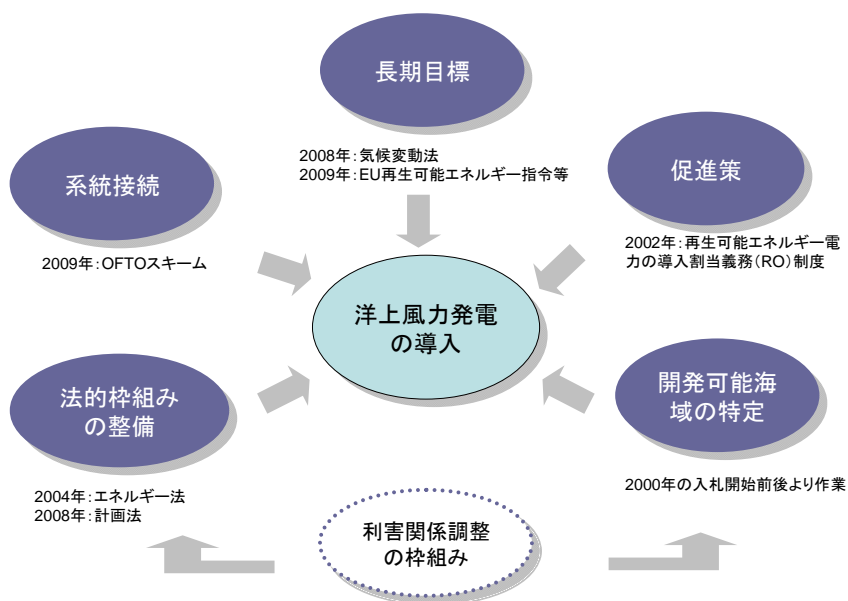
1-2 政策基盤整備

英国で洋上風力発電の導入が本格化してきた背景には、過去 10 年以上に亘る政策基盤整備の取組がある。具体的には、以下に挙げる 5 つの取組により、直接的・間接的に開発を推進するための体制が形成された（図 2 参照）：

- (1) エネルギー・気候変動政策の長期目標及び再生可能エネルギーの導入目標の策定
- (2) 許認可や利害関係の調整を円滑化するための法的枠組みの整備
- (3) 開発可能海域の特定
- (4) 経済的インセンティブを付与する促進策の実施
- (5) 陸上の電力系統へ接続するための洋上送電事業の体制整備

以下にこれらの内容について述べる（各取組の詳細は付属資料に示す）。

図 2 英国における洋上風力発電の導入に向けた政策基盤整備のイメージ



(出所) 筆者作成

1-2-1 エネルギー・気候変動政策の長期目標及び再生可能エネルギーの導入目標

これまでのところ、洋上風力発電に特化した導入目標は策定されていないが、エネルギー・気候変動対策や再生可能エネルギーの導入目標が策定され、洋上風力発電はそうした目標達成に向け重要な再生可能エネルギー源として位置づけられている。

英国政府は、気候変動政策を積極的に推進する方針を強く打ち出しており、2008年に「気候変動法 (Climate Change Act 2008)」を策定した。2050年までに温室効果ガス排出を

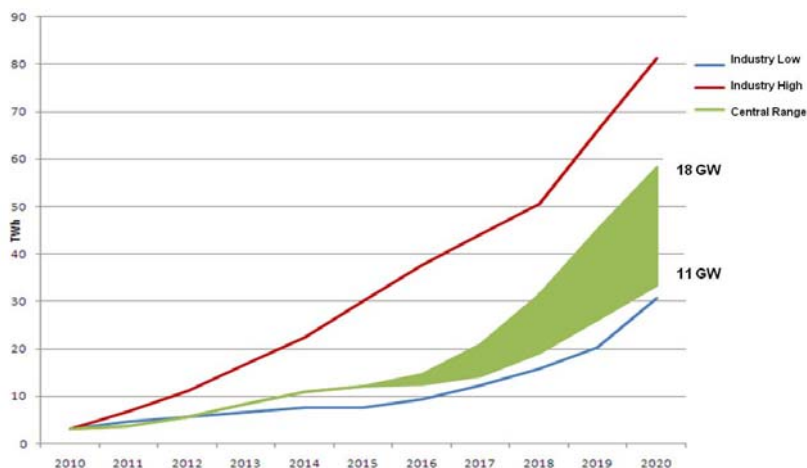
1990 年比 80%削減すること及び、2020 年までに同 34%削減することを法的拘束力のある目標として策定し、長期的視野に立ち社会の低炭素化を推進する姿勢を明確に示した。

また、欧州の再生可能エネルギー政策の枠組みを主導的に導入してきたEUは、「EU再生可能エネルギー 指令 (2009/28/EC)」(2009 年)に基づき、加盟国毎に 2020 年までの再生可能エネルギー導入目標(法的拘束力を持つ義務)を定めた(英国の目標値は 15%)。目標達成に向けた計画書(NREAP)¹²によれば、英国は、発電に占める再生可能エネルギーの割合を 31%に引き上げるとし(2010 年時点で 9%)、2020 年時点の洋上風力発電の設備容量は約 13GWと、再生可能エネルギー発電設備(約 38GW)のうち 1/3 程度を占める計画を示している(付属資料 1 参照)。

このように洋上風力発電が重視された要因は、第一に、資源ポテンシャルが高い点である。政府が 2011 年 7 月に策定した国内初の「再生可能エネルギーロードマップ」は、国内の導入ポテンシャルは 2020 年までに最大で 26GW(中央値で 11~18GW)、2030 年まででは 40GWと推計している。こうしたポテンシャルは欧州でももっとも高いといわれている¹³。

第二に、陸上風力発電に対する国民の受容性が低いことも、洋上風力発電に目を向ける要因のひとつとなっている。英国では、2000 年代初頭以前から、景観や騒音等の問題から、陸上風力発電に対する住民の反対が強まり、プロジェクトの許認可割合が低迷するようになった¹⁴。この頃から英国では、騒音や景観について住民への直接的影響がなく、設備の大規模化が可能といった洋上風力発電のメリットが強く認識されるようになってきている。

図 3 英国における洋上風力発電の導入ポテンシャル



(出所) UK Renewable Energy Roadmap, July 2011, DECC

¹² National Renewable Energy Action Plan

¹³ DECC (2011b)

¹⁴ 2008 年時点の陸上風力発電(50MW 以下)の件数で見た承認割合は約 50%。(Consents for Wind Farms - Onshore, House of Commons Library, 5 July 2012)

1-2-2 法的枠組みの整備

(1) 管轄主体の明確化

洋上風力発電の開発を可能とするためには、海洋・海底の土地や資源の帰属や権限についての規定が必要である。英国では、2004年に制定された「エネルギー法」により、洋上の大気及び水の流れ（具体的には風力、潮力、波力）からエネルギーを生産し、かつそのエネルギーを送る目的等のために利用可能な海域として、領海¹⁵を越えた排他的経済水域（Exclusive Economic Zone, EEZ）¹⁶を「再生可能エネルギー海域（Renewable Energy Zone, REZ）」として指定した¹⁷。

また、REZにおける開発ライセンス付与の実施機関として、英国王室の資産管理会社である The Crown Estate（以下、クラウン・エステート）を指定した。

これにより、領海内及び内水¹⁸での建設の際の手続きに準じ、より広域の海域（REZ）において洋上風力発電開発を実施する枠組みが整備され、EEZにおける開発がはじめて可能となった（付属資料2参照）。

クラウン・エステートは、洋上風力発電サイトのリース料・ライセンス料を事業者から得るが、それらの収入は発電量に応じ増減することから、クラウン・エステートは洋上風力発電事業の成否に直接的な経済的利害を持つ主体として、その後の調査や体制整備に大きく関与している¹⁹。

(2) 大規模インフラ建設の許認可体制

2008年に制定された「計画法（The Planning Act）」は、特定の大規模インフラを“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）として定義づける政策枠組みを導入した。100MW以上の洋上発電施設はNSIPとして特定され、上位の政策目標（上述1-2-1）と整合する形で、許認可手続きや利害調整を円滑に進める制度が適用される（付属資料3参照）。

英国では、地域の住民や地方政府の強い反対により陸上の風力発電建設が低迷してきたが、NSIPの枠組みは、許認可の判断基準及び手続きを統一的に明文化し、これに則った上で重要インフラの建設を中央政府主導で進めることを可能にするものであり、洋上風力発電施設の建設を進める上で重要な政策基盤となっている。

¹⁵ 自国の主権が及ぶ国家の領域の一部で、海岸に沿って一定の幅をもつ帯状の海域。現在は国連海洋法条約により原則として12海里（約22km）とされている。

¹⁶ 国連海洋法条約（United Nations Convention on the Law of the Sea, UNCLOS）（1994年発効）により、海岸から200海里まで設定できる海域。水産資源や天然資源開発を優先的に行うことができる経済的主権が発生し、他国の侵入や探査・開発活動等を禁止することができる。

¹⁷ イギリスの再生可能エネルギー法制、岡久慶、外国の立法 225（2005.8）

¹⁸ 領海の基線（海岸が著しく曲折している場合や海岸に沿って至近距離に一連の島がある場所等において、領海の範囲を測定するために適当な地点を結んだ線）から陸地側の水域。沿岸国の主権が及ぶ。（海上保安庁ホームページ）

¹⁹ The Crown Estate（ヒアリング、2013年2月6日）

1-2-3 開発可能海域の特定

英国では、クラウン・エステート（前出）が洋上風力発電の推進に中心的な機能を担い、開発サイトの入札実施とあわせ、開発可能海域の特定においても積極的な役割を果たしている。

英国における開発可能海域の特定作業は、まずは政府が体系的な調査（戦略的環境アセスメント等）を行い、これに基づきクラウン・エステートが詳細調査を実施し、風況や制約状況をふまえた開発可能海域を絞り込むという手順で進められた。こうした取組は、事業者による具体的な開発サイトの選定（スクリーニング）を手助けすることで開発を進め易くする体制整備の一環として位置づけることができる。

クラウン・エステートが具体的に行った作業は、これまでに管轄海域における制約状況（自然保護、鳥類保護、既存施設、すでに決定している洋上風力発電サイト等）や利害状況（漁業、観光等）の調査を実施し、それらのマッピングに基づき、有望な開発エリアを特定するというものである。また、ラウンド 3 においては、ラウンド 1 及び 2 で得られた知見と経験をふまえ、クラウン・エステートが開発可能ゾーンを特定した上で、具体的なサイトについては開発事業者がさらなる詳細調査を実施した上で決定することができるよう柔軟性をもたせる等、サイト選定プロセスの改善を図っている（付属資料 4 参照）。

クラウン・エステートが実施した調査データ・情報は、開発事業者が具体的なサイトを選定する際の参考情報として提供され、事業者の開発プロセスに役立てられている²⁰。

1-2-4 促進策

英国では、再生可能エネルギーの導入拡大を目指し「再生可能エネルギー導入割当（Renewable Obligation, RO）制度」が 2002 年に導入された（RO制度の概要は付属資料 5 参照）。しかし、2006 年に行われたレビューにおいて、同制度による再生可能エネルギーの導入拡大効果は限定的であり、様々な再生可能エネルギーの普及を目指す政策と整合的でないとの見方が示された²¹。これをふまえ政府は、2007 年の「エネルギー白書」²²において、現時点ではコストが高いが、大規模導入のポテンシャルを有する再生可能エネルギー・技術の導入を進めるための優遇措置（バンディング）を 2009 年に導入すると発表した。

バンディングとは、RO 制度が対象とする再生可能エネルギーについて、コストと普及ポテンシャルに応じ、ROC の発行証書数（基本的な ROC 発行単位は、すべての対象再生可能エネルギー発電について 1 ROC/MWh）を加減する仕組みである。

2009 年の RO 制度令（Renewable Obligation Order 2009）に基づく洋上風力発電に対するバンディングにより、洋上風力発電の ROC 発行係数は 1.5 ROCs/MWh と規定され、英国

²⁰ The Crown Estate (2012a)

²¹ Gross, R. (2010)

²² Meeting The Energy Challenge: A White Paper on Energy, 2007, DTI

の豊富な潜在資源を活用し、国家として支援すべき技術として優遇する方針が取られることとなった。さらに直近の見直しでは、近年のコスト動向をふまえ、そうした補助水準ではコスト低減（後述 1-3）が実現するまでの投資確保が困難になるといった見解が産業界から示された²³。政府が再調査及びコンサルテーションを実施した結果、当面（2015 年まで）は、2 ROCs/MWhに引き上げることが決定された（2012 年 7 月政府発表）。ただし、その後はコストが低減することを想定し、バンディングの設定は順次引き下げられる（表 2）。

なお今般のバンディングに関する検討においては、離岸距離の大きなプロジェクトや、浮体式設備については、さらなる優遇措置が必要といった意見も示された。政府は、前者については、離岸距離に応じ風況も改善（設備利用率が上昇）し、経済性が上がると考えられること、後者については技術開発が緒についたばかりで、当面は導入拡大は見込まれないことから、さらなる優遇措置の導入は見送られた²⁴。

表 2 洋上風力発電に対する ROC 発行証書数

年度	MWh あたりの ROC 発行証書数
2009 年度～2012 年度	1.5 ROCs/MWh
2013 年度・2014 年度	2 ROCs/MWh
2015 年度	1.9 ROCs/MWh
2016 年度	1.8 ROCs/MWh

（出所） Government response to the consultation on proposals for the levels of banded support under the Renewables Obligation for the period 2013-17 and the Renewables Obligation Order 2012, July 2012, DECC より筆者作成

英国では、RO制度のほかに、2001 年には投資補助が導入され、ラウンド 2 では、プロジェクトあたり最大 £1,000 万（プロジェクトコストの約 10%相当）の補助が支給された²⁵。

また、洋上風力発電に対する直接的な促進策のほかに、EU排出量取引制度（2005 年施行）や、炭素の下限価格（Carbon Price Floor）（2013 年 4 月施行）²⁶等により、低炭素電源を優遇する施策が実施されている。

1-2-5 洋上送電に関するインフラ建設及び事業体制

洋上風力発電開発のラウンド 1～3 によるプロジェクトで必要となる送電インフラの建設コストは総額 £150 億と推計される。初期の洋上風力発電プロジェクトにおいては、陸上までの送電設備の手配（建設、開発許可や各種許認可の取得、維持）は、発電プロジェクト

²³ DECC (2012a)

²⁴ DECC (2012a)

²⁵ IRENA (2012)

²⁶ 下限価格を EU 排出量取引における炭素価格とあわせて £16 とし、£16 と炭素価格の見通し価格との差額（£4.94/MtCO₂）を電力事業者に対する気候変動税（CCL）として徴収。価格は順次引き上げられる。

の一環として開発事業者が担っていたが²⁷、そうした設備が増大する中で、政府及びOfgem（英国電力・ガス市場規制機関）は、送電システム全体としての統一性を確保するため、洋上送電事業の体制整備に 2005 年に着手した²⁸。産業界とのコンサルテーション等を含む検討の結果、洋上送電事業者（Offshore Transmission Operator, OFTO）を競争入札により選定する制度が 2009 年 6 月に導入された。ライセンス²⁹を取得したOFTO事業者が海底送電線の建設・所有、運営・保守事業を一体的に担う仕組みであり、これにより洋上発電電力を陸上の電力系統へ接続するための送電事業の体制が構築された³⁰（付属資料 6 参照）。

OFTO 制度は、2020 年までの再生可能エネルギーの拡大や、それ以降の見通しも視野に入れ、より開かれた競争的なアプローチに基づき、洋上送電事業への大規模な投資を実現する枠組みとして位置づけられている。

1-3 英国における今後の課題と対応

これまでに見たように、英国では政策基盤整備が進められてきたが、洋上風力発電コストはむしろ上昇傾向にあり、今後は、具体的なコスト削減目標の実現に向け、産業育成策としても取組を進める等、大規模プロジェクトを本格的に進めるために、以下の課題と対応が検討されている。

1-3-1 コストの削減

(1) 洋上風力発電コストの動向と削減目標³¹

これまでに建設が完了しているラウンド 1 のプロジェクト（2001 年の落札事業）のうち、代表的な 2 つのプロジェクト及び参考としてデンマークのプロジェクトのコストを表 3 に示す。これら英国の初期プロジェクトの 20 年間に亘る平準化コスト（Levelised Cost of Electricity, LCOE）は £60/MWh（約 8.88 円/kWh）程度となっている。設備投資で最大の割合を占めるのはタービン、変圧器及び支柱のコスト（40%）であり、次いで設置工事（約 22%）、基礎工事（約 18%）等である³²。

²⁷ The In-House Lawyer, November 6, 2012

²⁸ DECC/Ofgem

²⁹ 2004 年エネルギー法に規定された大臣の権限に基づく。

³⁰ The Electricity (Competitive Tenders for Offshore Transmission Licenses) Regulations 2009

³¹ UKERC (2010)

³² UKERC (2010)

表 3 ラウンド1 プロジェクト等のコスト等の例

プロジェクト	設備投資 (£/kW)	O&M	寿命 (年)	資本費 (%)	設備利用 率 (%)	LCOE (£/MWh)
英国 : North Hoyle 運開 2003 年、水深 5.0~11.0m、離岸距離 7.2~9.2km						
	1,350	35 (£/kW)	20	10	37	60
英国 : Scorby Sands 運開 2004 年、水深 13m、離岸距離 2.3~3.6km						
	1,250	25 (£/kW)	20	10	34	58
(参考) デンマーク : Horns Rev 運開 2001-03 年、水深 6.0~14m、離岸距離 14~20km						
	1,310	0.7 (p/kWh)	20	7.5	45	40
(参考) デンマーク : Nysted 運開 2003 年、水深 6.0~9.0m、離岸距離 10.8km						
	1,190	0.7 (p/kWh)	20	7.5	37	42

(出所) Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters – understanding the past and projecting the future September 2010, UKERC より筆者作成

UKERCによれば、2000年代半ばまでのコスト動向やコスト削減ポテンシャルに関する分析（主に、それまでの陸上風力発電における学習効果やエンジニアリング評価等に基づく分析や、国内外のコスト動向の分析）では、洋上風力発電のコストは中長期的には大幅に低下するとの見通しが有力であった。しかし、2005年頃からは、図4に示すように、設置コストの増大傾向が明らかになり、建設の遅延も目立つようになった³³。この他のコスト試算においても、2010年の設置コストは、MottMacDonald(2011)では£3,100/kW、ARUP(2011)では£2,300~3,183/kW（ラウンド3に限定した場合、£2,400~3,430/kW）と、初期のプロジェクトと比べ高い水準となっている。

コスト上昇の要因として挙げられているのは、経済状況や為替レート³⁴等の外的要因のほか、タービンの供給不足・価格高騰、サプライチェーン（作業船、港湾施設等）のボトルネック等である。また、ラウンド3のプロジェクトは、水深・離岸距離等の建設条件がさらに厳しくなるため、風況の良さや、設備の大規模化、設置の効率化等を勘案しても、LCOEはラウンド2のプロジェクトと比べ5~24%程度の上昇が見込まれている³⁵。

また、世界で最も早く洋上風力発電が導入されたデンマークでは、1990年代からの発電データの分析により、設備利用率が低下傾向にあり、設備寿命の短縮が見込まれるとの指摘もある³⁶。同様の現象が英国でも発生する場合には、発電コストのさらなる上昇が懸念されることである。

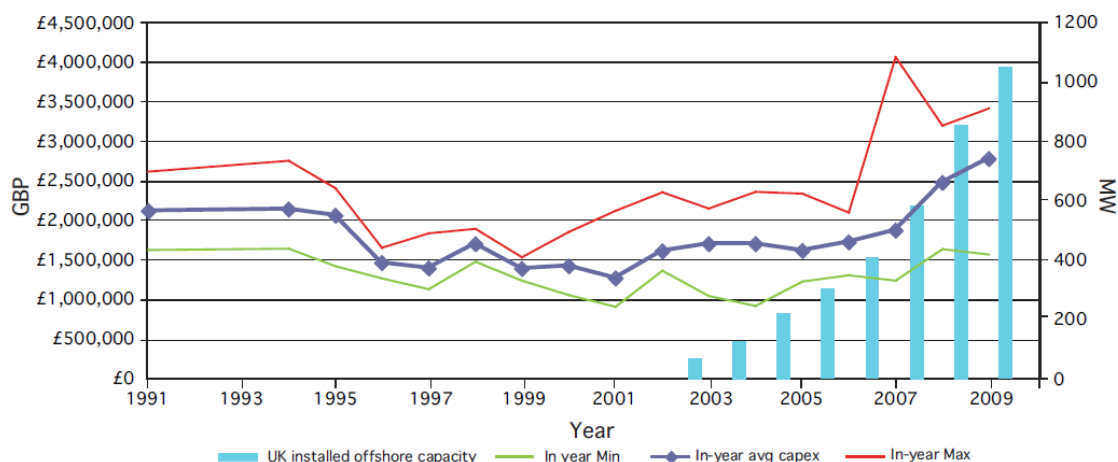
³³ UKERC (2010)

³⁴ 洋上風力発電ファームの財 (value) の80%は他の欧州諸国からの輸入となっている (UKERC, 2010)。

³⁵ UKERC (2010)

³⁶ Hughes, G. (2012)

図 4 設置コスト（年平均 Capex/MW）の推移



(出所) Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters – understanding the past and projecting the future September 2010, UKERC

政府が 2011 年に発表した「再生可能エネルギーロードマップ」によれば、2010 年時点の LCOE は £149~191/MWh (22~28.2 円/kWh) であり、今後、大規模導入を実現するには、大幅にコストを下げ、具体的には 2020 年までに £100/MWh (約 14.8 円/kWh) とする必要があるとしている。気候変動政策を審議する気候変動委員会 (Climate Change Committee) は、洋上風力発電のコストが低減しているとの確証が得られなければ、2020 年までの洋上風力発電の導入は 13GW³⁷にとどめるべきと提言している³⁸。

(2) コスト低減のための対策

これを受けエネルギー・気候変動省 (DECC³⁹) は、上記コスト目標 (£100/MWh) の実現に向け、その道筋と行動計画を設定するタスクフォースを立ち上げた。具体的課題は、大きく分けて 2 つとしている：一点目は技術革新を加速すること、二点目はサプライチェーンを構築し、供給のボトルネックを解消するとともに競争を促すことである。政府はこれらの支援に向け合計 £1 億 7,300 万 (約 256 億円) を計上し、前者については実証施設の建設等、後者については港湾設備や港湾に近接した製造拠点の造成等を実施するとしている⁴⁰。

³⁷ 「再生可能エネルギーロードマップ」は、国内の導入ポテンシャルは 2020 年までに最大で 26GW としている (前出 1-2-1)。

³⁸ DECC (2011b)

³⁹ Dept. of Energy and Climate Change. 2008 年の省庁再編により、当時のビジネス・企業・規制改革省 (DBERR : Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform) からエネルギー政策を、環境・食料・農業省から気候変動政策に関わる大部分の機能を切り離し、新たに設立。

⁴⁰ DECC (2011b)

また、現在は設備機器の輸入比率が高いものの、今後は国内の調達比率を 50%に引き上げることを目指し、為替変動のリスクを軽減するとともに、国内産業の育成を図るとしている⁴¹。

タスクフォースは、コスト目標の達成は、“困難ではあるものの可能”との見解を示しており、実現できれば、2020年までに17GWの導入が可能としている⁴²。

洋上風力発電におけるこれらの取組は、英国財務省 (HM Treasury) による最新の「国家インフラ計画 (2012年)」においても、重要課題として挙げられている⁴³。

政府はこの他にも、開発許可の取得手続きのさらなる円滑化や、投資リスクを軽減し⁴⁴、資金調達へのアクセスを改善するための仕組みの構築等を課題として挙げている。

1-3-2 洋上送電に関するインフラ建設及び事業体制

前述のように、洋上の送電事業の枠組みが構築されているが、現在までのところ、送電インフラの建設はプロジェクトごとに行われており、今後は、システムの全体性を確保し、効率的な設備建設を行うことが課題となっている。そのためにDECC・Ofgemは、「洋上送電の調整プロジェクト (Offshore Transmission Coordination Project)」を2011年3月に立ち上げ、ラウンド3プロジェクトの送電インフラ建設の効率化を図るべく、制度のあり方について再検討を行っている⁴⁵。

1-3-3 今後の促進策

英国のRO制度及びバンディングは、洋上風力発電への投資を促進したとして評価されているものの、政府は2011年7月の「エネルギー白書」において、RO制度の廃止を発表した⁴⁶。RO制度に代わり、新たな固定価格買取制度 (差額決済契約付固定価格買取制度: Feed-in-Tariff with Contract for Difference, FiT CfD) を導入するとしている (付属資料7参照)⁴⁷。新制度は、低炭素型エネルギーインフラの構築等を進めるための電力市場改革 (Electricity Market Reform, ERM) に向けた施策の一環として、2012年11月29日に国会に提出された「エネルギー法案」に盛り込まれており、2013年中に国会での成立を経て、2014年の施行が予定されている⁴⁸。

政府は、新制度への移行に伴う不確実性により投資の中断を招くことがないように、現行

⁴¹ DECC (2012b)

⁴² The Crown Estate (2012b)

⁴³ National Infrastructure Plan: update 2012, HM Treasury (Infrastructure UK), December 2012

⁴⁴ 例えば、新たな石油・ガス資源開発計画により、洋上風力発電サイトへのリースが打ち切られる場合には、金銭補償の支払いを法的に定める等。

⁴⁵ DECC (2011b)

⁴⁶ 2017年3月31日まででRO制度適用の申請受付を終了 (その後、政府が買い上げる期間も含め20年間に亘りROCを発行)。

⁴⁷ FiT CfD 制度の概要は巻末 (資料7) 参照

⁴⁸ 英国では2010年にFIT制度が導入されたが、5MW以下の小規模設備を対象を限定している。FIT制度はFiT CfDの導入後も継続予定。

のRO制度からの移行も含め、新制度の円滑な導入が肝要であるとの認識を示している。しかしながら、次節（1-3-4）に述べるように、英国政府は将来的には低炭素技術（再生可能エネルギー、原子力及びCCS火力）を同制度の対象とし、これらを広く活用することで気候変動目標を達成すべきとの立場を示していることから、個別（洋上風力発電）の再生可能エネルギーに十分に資金が配分され、効果的な経済的インセンティブが与えられるのか、不安視する声もある⁴⁹。

1-3-4 将来の導入目標

英国政府は温室効果ガス排出削減の長期目標を策定しているが、一方、再生可能エネルギーの導入に関する具体的な導入目標は、EU レベルでの政策決定に方向づけられてきた。現在、法的拘束力を持つ再生可能エネルギーの導入目標（「EU 再生可能エネルギー指令」（前出 1-2-1））は 2020 年を期限としているため、将来の目標設定の動向に注目が集まっている。

欧州委員会は、2030 年までの気候・エネルギー政策に関するグリーンペーパーを 2013 年 3 月 27 日に発表し、温室効果ガスの削減目標として、2030 年の目標を 40%（現行では 1990 年比 20%削減）に引き上げる方針を示した。再生可能エネルギーの導入について具体的目標への言及はないが、グリーンペーパー発表以前に欧州議会は、再生可能エネルギーの導入について、法的拘束力を持つ 2030 年までの目標設定を行うべきとの議決を行っている⁵⁰。欧州委員会は、今後はグリーンペーパーに対するコンサルテーション（2013 年 7 月まで）を通じ検討を重ね、2013 年末までに具体的な方針について素案を発表する予定となっている⁵¹。

これに対し英国政府は、再生可能エネルギーの導入に法的拘束力のある目標を再び設定することに消極的な姿勢を示している。英国政府の考え方は、2020 年以降の目標は、温室効果ガスの削減目標に一本化すべきというものであり、再生可能エネルギーの導入について引き続き目標を掲げ、産業界へのシグナルを発し続けるべきとする欧州委員会（気候変動総局及びエネルギー総局）との間で相違が拡大している⁵²。

欧州委員会は、EUの加盟各国、産業界等にコンサルテーションにおいて見解を示すよう広く呼びかけている⁵³。

⁴⁹ 2011 年に出された「炭素計画」によれば、政府は 2020 年代には再生可能エネルギー、原子力発電及び CCS の 3 つが競争力を持つことを期待しているが、現時点ではコストがどのように変化するかは不透明であるため、それぞれの導入目標等は現時点では設定しないと述べている。(The Carbon Plan: Delivering our low carbon future, December 2011, HM Government)

⁵⁰ 2011 年 11 月に発表された「EU エネルギーロードマップ」における検討に際しての議決。EurActiv, March 15, 2012

⁵¹ 欧州委員会プレスリリース、2013 年 3 月 27 日

⁵² The Guardian, March 11, 2012 及び March 27, 2013

⁵³ The Guardian, March 27, 2013

2. 日本における洋上風力発電の開発動向と課題

2-1 開発動向

我が国は、1996年に国連海洋条約を批准したことにより、領海及び排他的経済水域を合わせた管轄海域として447万km²を持つに至った(図5参照)。これは国土(38万km²)の10倍以上に相当し、世界第6位の広さである。

図5 日本の管轄海域の概念図



(出所) 海上保安庁

このように管轄海域は広大であるものの、遠浅な大陸棚の範囲が狭く、周囲の海域の水深が深いといった特徴がある。このため、海洋建造物の建設コストが欧州と比べ高額となると考えられることや、漁業との両立に課題があること等から、洋上エネルギー(風力、波力、潮力等)の活用に向けた積極的な政策的取組は行われて来なかった。

他方、今後のエネルギーミックスを考える上で、一定程度の再生可能エネルギーの導入は不可欠と考えられ、一般的に、陸上風力発電と比べ設備の大規模化が可能であり設備利用率が高いといった利点を持つ洋上風力発電にも一定の期待が持たれるところである。

環境省によるポテンシャル調査によれば、全国の導入ポテンシャル(離岸距離30km以内、水深200m以内、風速6.5m/s以上)は約1,500GWと推計されている(うち、九州エリア29%、

北海道エリア 26%、東北エリア 14%等)⁵⁴。

現在我が国では、表 4に示す 4 地点において実証事業が行われているところである。

表 4 我が国の洋上風力発電の実証事業

場所	技術	容量・ タービン基数	建設状況	離岸距離	参加企業等
				水深	
千葉県 銚子市	着床	2,400kW1 基	平成 25 年 3 月 運開	3.5km 11m	NEDO 東京電力
福岡県 北九州市	着床	2,000kW1 基	平成 25 年 4 月 設置完了	1.5km 15m	NEDO Jパワー
長崎県 五島列島	浮体	2,000kW 2,000kW	2014 年中 2015 年中	1~2km 100m	環境省 戸田建設
福島県沖	浮体	2,000kW1 基 7000kW2 基	平成 26 年度設置 予定	20~40km 100~150m	経済産業省 丸紅

(出所) 各種資料より筆者作成

2-2 日本における政策基盤整備の課題

洋上風力発電に関する所与の条件は、地理的条件をはじめ、土地資産管理の枠組み（クラウン・エステートの存在）、海洋石油・ガス掘削・生産関連産業の集積等、英国と日本とは、大きく異なる点も多い。しかしながら、英国における政策動向と課題への対策の中には、我が国が取り組むべき課題について、得られる示唆もある。以下に整理する。

2-2-1 エネルギー・気候変動政策上の位置づけ

洋上風力発電は未成熟な技術であり、我が国のエネルギー供給において一定程度活用しようとするのであれば、エネルギー・気候変動政策、さらには産業育成策（後述 2-2-6）上の長期的な位置づけを明確に示すことが重要である。英国では、国内のポテンシャル（風資源）や既存のノウハウ（海上の石油・ガス田開発・生産）を活かすことができ、大規模導入が可能な再生可能エネルギーとして洋上風力発電を重視し、世界に先駆け開発・導入をリードすることを目指してきた。現在我が国では、「エネルギー基本計画」について検討中であるが、年内に予定されているとりまとめまでに、再生可能エネルギーの導入割合等が具体的に示されるのかは不明である。また、現時点では法的拘束力のある温室効果ガスの排出削減目標が策定されていない点は、2050 年までの長期目標を掲げる英国とは大きく異なる点であり、政府の指針が求められる。

2-2-2 法的枠組みの整備

洋上の開発活動を可能にするためには、所管や法的根拠等の体制を整備し、許認可等に

⁵⁴ 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書、環境省、平成 23 年 3 月

かかる非効率による投資コストの増大を防ぐ必要がある。現在、我が国の管理海域において発電設備を設置する場合には、事業者は、経済産業省、環境省、国土交通省等から各種の許認可を取得し、沿岸地域の県庁、市町村、住民等の利害関係者との調整等を並行して進めることになる。陸上風力発電については、国の安全審査を経済産業省に一本化する等により、手続きに要する期間の短縮化⁵⁵が行われた⁵⁶。洋上風力発電については、審査顧問会（新設）で議論が行われる方針だが、個別審査で対応する場合にも、英国のケースのように、明確な審査基準や審査期限の設定等が求められる。

洋上の多岐に亘る利害関係の調整は、許認可取得プロセスの一環として重要な要素である。英国では、「計画法」に基づくインフラ整備を上位政策として掲げ、大規模の洋上風力発電を重要インフラとして位置づけた。英国の関係者は、こうした政策基盤の上で、開発の早期段階からステークホルダーを巻き込み、検討を進めることが重要と指摘している。

我が国では、とりわけ漁業との利害関係に関する問題が懸案であるが、英国では、漁業に与える影響が小さいと考えられるエリアを開発可能海域としてあらかじめ選定したり、開発許可取得プロセスに利害関係者とのコンサルテーション実施の手順を明確に規定する等により、利害関係の調整を進める枠組みが形成されている。英国の開発事業者によれば、漁業に関する利害は全体から見て必ずしも大きなウェイトを占めるものではないが、漁業に与える影響は、短期と長期で考えた対応を検討し、必要に応じ金銭補償を行っているとのことである⁵⁷。短期的には、工事期間中に漁ができないといった影響があるが、その間に、建設用に地元の船舶を利用する等、地元経済が活性化するようなメリットを提供することも可能である。長期的には、洋上の建造物が魚礁となり、魚類のストックがむしろ増大するというデータもあり、関係者がともに理解を深め合意形成を目指す取組もある⁵⁸。

我が国でも、そうした点も含め、洋上における利害について幅広い議論と手続きの“交通整理”が行われる体制整備の検討が必要である。

2-2-3 開発可能海域の特定

開発を進め易くする体制整備の一環として、まずは政府が体系的な調査（例えば、英国政府が実施した戦略的環境アセスメント）を実施する等して、風況だけでなく、様々な活動や制約状況をふまえた開発可能海域あるいは候補地をあらかじめ絞り込んでおくことが有用である。進行中の実証事業の成果等を存分に活用し、開発可能海域マップを作成することで迅速なスクリーニングを可能にするといった取組が求められる。

こうした開発可能海域の特定作業等において、英国ではクラウン・エステートが大きな

⁵⁵ 従前では、タワー及び基礎は建築基準法、ナセル、ブレード及び電気設備は電気事業法に従い審査。構造強度に関する基準を電気事業法に取り込むことで、着工前手続きにかかる時間を従来の3~4ヶ月から1ヶ月程度に短縮化。

⁵⁶ 電気新聞、2013年3月21日

⁵⁷ Navitus Bay Development Ltd（ヒアリング、2013年2月4日）

⁵⁸ The Crown Estate（ヒアリング、2013年2月6日）

役割を果たしてきた。クラウン・エステートは、洋上開発に直接的な経済的利害をもった“地主”として英国の洋上風力発電開発を主導した⁵⁹。こうした点は、英国独自の社会経済基盤であるが、開発の遂行に経済的インセンティブをもたせる仕組みとして重要な示唆を持つと考えられる。

2-2-4 促進策

我が国では 2012 年 7 月に再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT 制度）が導入されたが、洋上風力や海洋エネルギー発電を対象とした買取価格は設定されていない。今後策定されるエネルギー基本計画や、エネルギー・気候・産業政策における洋上風力発電の位置づけを勘案し、長期的な経済的インセンティブが必要となろう。

ただし、水深の深い日本では、浮体式発電が主となることも見込まれ、そうした新規性の高い技術に対しては、FIT による発電コスト補助だけでなく、研究開発等による技術革新や実証事業等を通じた技術の確立やコストの低減等が必要である。これらの課題に対して具体的な目標達成のための支援を行うことが求められる。

英国では、経済的インセンティブを含む政策基盤整備が進められてきたが、洋上風力発電のコスト削減に向け、さらなる取組が必要となっている。具体的には、サプライチェーンのボトルネックやさらなる技術革新の必要性といった課題を抽出し、コスト削減等の取組を進めることでひとつの産業として根付かせ、地方の雇用促進等にもつなげる考えである⁶⁰。将来的には、欧州大陸への電力輸出や、その他の海洋エネルギー産業の創出等も視野に入れている⁶¹。

我が国で進められている実証事業は、世界でも例の少ない浮体式発電を含む等、先進的な技術開発が注目されるほか、既存の造船技術や地方の港湾施設の活用といった経済効果も期待される。こうした取組を進めるためには、サプライチェーンを含め投資の継続性を確保することが重要であり、日本企業の技術を今後世界で広く展開して行く可能性も視野に入れ、上記促進策のあり方とあわせ、戦略的に取り組む姿勢が求められる。

2-2-5 洋上送電に関するインフラ建設及び事業体制

我が国では、陸上の系統に接続するまでの送電線だけでなく、再生可能エネルギー電力の増大に伴う系統制約が重要な問題である。送電網の建設には長年を要するが、英国のように、重点インフラとして優先的に資源配分を行うことも考えられる。すでに、特に開発すべきと判断した送電線を重要設備として国が指定し、地元合意形成や関係省庁の許認可の円滑化を図る既存の「重要電源開発地点」のスキーム（2004 年 10 月に閣議決定された「電源開発に係る地点の指定について」に基づく）をもとに、地域間連系線等の整備を後

⁵⁹ ラウンド 3 では、共同出資者としてプロジェクトの進捗に直接的に関与している。Navitus Bay Development Ltd（ヒアリング、2013 年 2 月 4 日）

⁶⁰ DECC (2011b)

⁶¹ UKERC (2010)

押しする方針が示されている⁶²。

このように現在、系統強化や安定化策について検討が進められているが、そうした対策の中で、洋上風力発電の増加を十分に勘案し、適切な建設計画を策定することが重要である。

まとめ

英国では、法的枠組みの策定や、開発可能海域の特定、経済的促進策の実施等、多岐に亘る政策基盤整備の取組を背景に、洋上風力発電の建設が進められてきた。その一方で、発電コストの低減や導入促進策の見直し等は課題として残されており、今後の対応が注目されている。

英国では、洋上開発に直接的な経済的利害をもつ組織（クラウン・エステート）が推進役を担ってきた独自の事情もあるが、「国家重要インフラ」という大枠の下に、エネルギー・気候問題等、上位の政策目標と整合する形で許認可手続きや利害調整を円滑に進めるための枠組みが構築された点等、日本が参考とすべき点が多い。先進事例から得られる示唆を活用し、明確で長期的な政策のシグナルを発して行くことが重要である。

⁶² 電気新聞 2013 年 4 月 9 日

付属資料

付属資料一覧

資料番号	タイトル	本文参照箇所
【資料 1】	エネルギー・気候変動政策の長期目標及び再生可能エネルギーの導入目標と洋上風力発電の位置づけ	1-2-1
【資料 2】	2004 年「エネルギー法」による規定概要	1-2-2 (1)
【資料 3】	2008 年「計画法」 - 大規模インフラ建設の許認可体制	1-2-2 (2)
【資料 4】	開発可能海域の特定経緯	1-2-3
【資料 5】	RO (Renewable Obligation) 制度について	1-2-4
【資料 6】	OFTO (Offshore Transmission Operator) 制度概要	1-2-5
【資料 7】	FiT CfD (Feed-in-Tariff with Contract for Difference) について	1-3-3
【資料 8】	英国における洋上風力発電開発に向けた政策基盤整備の経緯概要	-

【資料 1】エネルギー・気候変動政策の長期目標及び再生可能エネルギーの導入目標と洋上風力発電の位置づけ

エネルギー・気候変動政策の長期目標及び再生可能エネルギーの導入目標と洋上風力発電の位置づけに関する経緯について、以下に時系列に沿って整理する：

英国における再生可能エネルギーの具体的な導入目標は、EU の再生可能エネルギー政策に基づき策定されてきた。2001 年の「EU 再生可能エネルギー電力に関する指令 (2001/77/EC)」は、各加盟国の発電に占める 2010 年における割合を目標として定めた (英国の目標値は 10%)。これを受け英国政府は、再生可能エネルギーの導入拡大を目指し「再生可能エネルギー導入割当義務制度 (Renewable Obligation, RO) 制度」を 2002 年に導入した。

国内のエネルギー政策においても再生可能エネルギーの増大が重視され、2003 年の「エネルギー白書」は、気候変動対策を国内のエネルギー政策の重要な柱のひとつとして位置づけ、上記 EU 目標の他に、2020 年までに再生可能エネルギー電力を 2 倍にふやす方針が示された。

この頃、英国貿易産業省 (DTI)⁶³ は、「Future Offshore」と題するコンサルテーションペーパーを発表し (2002 年 11 月)、洋上風力及び海洋エネルギーの開発に向けた戦略的枠組みについての検討を行った。洋上風力についての資源評価では、英国における洋上風力発電の経済的ポテンシャルは 100TWh/年 (国内の電力需要の 1/3 に相当) と試算され、導入を進めるための法的枠組みや、許認可手続きのあり方等が検討された。

その後政府は、気候変動政策を積極的に推進する方針に基づき、2008 年には「気候変動法 (Climate Change Act 2008)」を策定し、2050 年までに温室効果ガス排出を 1990 年比

⁶³ Dept. of Trade and Industry 組織改変により現在は Dept. for Business Innovation & Skills (BIS)

80%削減すること及び、2020年までに同34%削減することを法的拘束力のある目標として策定し、長期的視野に立ち社会の低炭素化を推進する姿勢を明確に示した。

同法に基づき、5年を一区切りとする炭素排出量合計の上限値（カーボン・バジェット）を定める仕組みが導入され、これまでに4期間（2008年から2027年までの20年間）分のカーボン・バジェットが定められている（2008-2012年3,018MtCO₂e、2013-2017年2,782MtCO₂e、2018-2022年2,544MtCO₂e、2023-2027年1,950MtCO₂e）。カーボン・バジェットの目標を実現するための施策は2009年5月に発表された「低炭素化移行計画（Low Carbon Transition Plan）」に示され、再生可能エネルギー拡大の他、原子力発電の新設やCCS（Carbon Capture and Storage）による低炭素電源へのシフトを挙げている。

この間に、EUでは「EU再生可能エネルギー指令（2009/28/EC）」（2009年）に基づき、加盟国毎に、2020年までの導入目標（法的拘束力を持つ義務）が定められた（英国の目標値は最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー割合15%）。加盟各国は目標達成に向けた計画書（NREAP）⁶⁴を欧州委員会に提出しており、英国は、発電に占める再生可能エネルギーの割合（2010年時点で9%）を31%に引き上げるとした。2020年時点の洋上風力発電の設備容量は約13GWと、再生可能エネルギー発電設備のうち1/3程度を洋上風力発電とする計画を示している（付表1）。

付表1 再生可能エネルギー電力の導入計画

技術別	2010年		2020年	
	設備容量 (MW)	発電量 (GWh)	設備容量 (MW)	発電量 (GWh)
水力				
< 20 MW	640	1,970	1,060	3,230
> 20 MW	1,070	3,130	1,070	3,130
地熱				
太陽光				
PV	50	40	2,680	224
熱	0	0	0	0
海洋エネルギー	0	0	1,300	3,950
風力				
陸上	4,040	9,520	14,890	34,150
洋上	1,390	4,630	12,990	44,120
バイオマス				
固形バイオマス	580	5,500	3,140	20,590
バイオガス	1,340	6,830	1,100	5,570
バイオ燃料			0	0
合計	9,110	31,630	38,210	116,970
発電に占める割合	9%		31%	

（出所）NREAP, UK, 30 June, 2010 より作成

⁶⁴ National Renewable Energy Action Plan

【資料 2】2004 年「エネルギー法」による規定概要

英国では、領海内の海底（の土地）はクラウン・エステートが所有すると規定されており、領海内で洋上風力発電施設等を建設するためには、クラウン・エステートよりその土地（サイト）のリースを受ける必要がある。

領海を超えた排他的経済水域（Exclusive Economic Zone, EEZ）における建設については、2004 年の「エネルギー法（Energy Act 2004）」によりはじめて法的枠組みが策定された。同法策定に至るまでに、政府はコンサルテーションペーパー「Future Offshore」を発表し、洋上風力及び海洋エネルギーに関する法的枠組みや、許認可手続きのあり方等について検討を行った⁶⁵。「エネルギー法」は、その際の論点を含む以下の事項について規定し、洋上風力発電開発を可能にする法的枠組みを形成した。

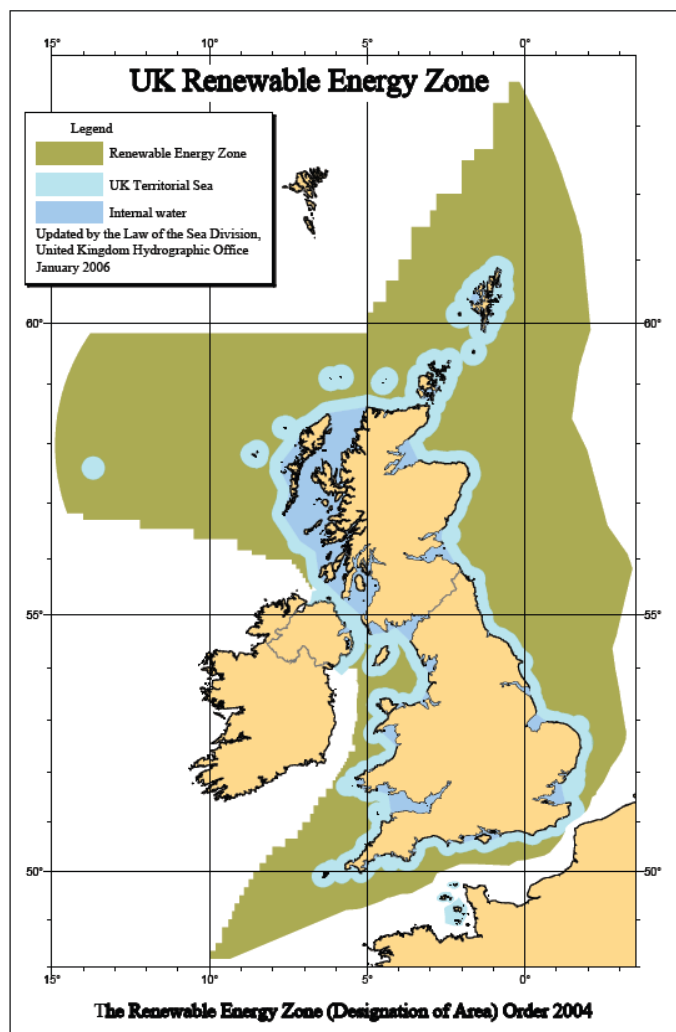
(1) 再生可能エネルギー海域の特定

国連海洋法条約（1996 年）が定める排他的経済水域の規定に基づき、大気及び水の流れ（具体的には風力、潮力、波力）からエネルギーを生産し、かつそのエネルギーを送る目的等のために利用可能な海域として、領海外の 200 海里までの海域を「再生可能エネルギー海域（Renewable Energy Zone, REZ）」として指定した⁶⁶。

⁶⁵ 同時に、ラウンド 2 の実施に向け、開発可能地域を 3 つの戦略的地域（strategic areas）としてあらかじめ特定すること、政府による戦略的環境アセスメント（SEA）を実施すること等を決定した（後述 1-2-3）。

⁶⁶ イギリスの再生可能エネルギー法制、岡久慶、外国の立法 225（2005. 8）

付図 1 再生可能エネルギー海域 (REZ) 及び領海等図



(出所) 英国水路部 (United Kingdom Hydrographic Office)

(2) ライセンス付与の権限

クラウン・エステートに対し、REZ内大陸棚における再生可能エネルギー発電設備の建設について土地(海域)利用のライセンスを付与する権限を規定した⁶⁷。これにより、領海内及び内水⁶⁸での建設の際の手続きに準じて、より広域の海域(REZ)において洋上風力発電開発を実施する枠組みが整備された。

⁶⁷ 領海は、クラウン・エステートが所有するためリース、REZは、クラウン・エステートは所有せず管理する立場であるためライセンスが付与される。

⁶⁸ 領海の基線から陸地側の水域。沿岸国の主権が及ぶ。(海上保安庁ホームページ)

(3) 建設許可の関連法規

再生可能エネルギー発電設備及び架空電線の建設許可は、「電気事業法 (Electricity Act 1989)」及び「輸送及び工事に係る法律 (Transport and Works Act 1992)」に基づき、エネルギー・気候変動省 (DECC) が管轄している。「エネルギー法」は、洋上発電施設の建設許可について、「電気事業法 (Electricity Act 1989)」 (§ 36) が規定する発電施設の許認可手続きを適用し、同様に、洋上電力を送電するための架空電線を沿岸 (陸上) で設置する場合は、電力法 § 37 の規定を適用することを定めた。その上で、洋上開発に特化した規定として、建設地における航行の権利の取消 (§ 36A) や、シーレーンへの累積的影響等の勘案に関する規定 (§ 36B) を策定した⁶⁹。ただし 100MW以上の施設については、「2008年計画法」による手続きが別途定められている。

(4) 洋上送電事業に関する許認可

洋上送電事業に関する事業ライセンス及び産業規則に関する変更をDECC大臣が行えるよう、政府に権限を与えることを規定し、洋上送電系統事業者 (OFTO) の選定に関する制度 (2009年導入) の基盤となった⁷⁰。

【資料 3】2008 年「計画法」 - 大規模インフラ建設の許認可体制

英国では、2008年の「計画法 (The Planning Act)」により、特定の大規模インフラを“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) として定義づける政策枠組みが導入された。100MW以上の洋上発電施設はNSIPとして特定され、エネルギー分野においては、この他に 50MW以上の陸上の発電施設及び 132kV以上の送電線が対象とされる⁷¹。概要は以下のとおり：

(1) 許認可等の所管

NSIPの具体的な許認可審査にあたるのは、中央政府省 (DCLG)⁷²下の政策執行機関である計画審査庁 (Planning Inspectorate, PI)⁷³である。PIは、次項に述べる審査基準に基づき、中央政府として一元的に許認可を行う。地方行政は、法定諮問先のひとつとして位置づけられ、審査基準をふまえて地域への影響等を勘案し意見を表明するが、最終決裁はDECC大臣により行われる。

一方、上記規模に満たない再生可能エネルギーのインフラプロジェクトは、地方自治体が所管する (PIは関与しない)。

⁶⁹ DTI/MCEU

⁷⁰ DECC/Ofgem

⁷¹ NSIPにはエネルギー以外に交通、水、廃棄物、排水の全5分野のインフラが含まれる。

⁷² Dept. of Communities and Local Government

⁷³ 前身のインフラ施設建築申請検討委員会 (Infrastructure Planning Commission, IPC) が「地域主義法」(2011年)により廃止となり、その機能がPIに移管された。PIの人員は全体で約700名、うち国家インフラに関する総局には約70名が在席。(National Infrastructure Planning Portal)

なお、2009 年に「海洋・沿岸アクセス法 (Marine and Coastal Access Act 2009)」が策定され、海洋管理機構 (Marine Management Organization, MMO) が設立された。これにより 1MW 以上 100MW 以下の設備の開発許可は MMO が管轄することが定められた。

付表 2 再生可能エネルギーインフラ建設に関する所管

	規模	所管
陸上	50MW まで	各地域の計画官庁
	50MW 超	PI
洋上	1MW まで	各地域の計画官庁
	1MW~100MW	MMO
	100MW 超	PI

(出所) DECC, Energy Infrastructure ホームページ資料より作成

(2) 審査基準

NSIP の開発許可審査は、「国家政策表明 (National Policy Statement, NPS)」に示された原則に基づき行われる。NPS は、政府による気候変動の緩和・適応政策が、個別の政策にどのように反映されるかを説明するための文書であり、国家政策の実現に向けたインフラ建設の有用性について述べるとともに、許認可等の審査の原則等を示している。

次項に述べる審査手続きにおいては、具体的な NSIP の建設について利害関係者や地方政府等が意見を表明する機会及び期間が定められているが、NPS に示される国家政策を問う見解等は有効な意見とみなされず、NPS はそうしたコンサルテーションにおける議論を個別案件の具体的問題点に論点を絞るための前提となっている。

再生可能エネルギー分野では、「再生可能エネルギーのインフラに関する国家政策表明 (EN-3) ⁷⁴」が策定されており ⁷⁵、許認可の判断基準や、サイトの選定において勘案されるべき項目等が示されている。洋上風力発電の開発許可申請に際し勘案すべき項目には、生物多様性・魚類・鳥類・海洋哺乳類、潮流、漁業、歴史的遺産、航行・海上輸送、石油ガスの掘削活動、景観等が列挙されている。ただし、具体的な数値基準として示されたルール等はなく、これらの影響や緩和措置を斟酌した開発許可の可否は、政策目標と特定の利害関係とのバランスを勘案し、ケースごとに判断される ⁷⁶。

⁷⁴ National Policy Statement for Renewable Energy Infrastructure (EN-3), DECC, July 2011

⁷⁵ エネルギー関連では、あわせて 6 件 (エネルギー全般、再生可能エネルギー、化石燃料、石油ガス供給及び貯蔵、電力ネットワーク、原子力発電) の NPS が 2011 年に策定されている。再生可能エネルギー (EN-3) は、陸上風力発電施設、洋上風力発電施設、バイオマス及び廃棄物発電施設のみを対象としており、他の再生可能エネルギー (NSIP の閾値である陸上 50MW 以上、洋上 100MW 以上の施設) は、技術的・経済的に実行可能となった際に、既存の NPS の修正または別途の NPS 作成を検討するとしている。

⁷⁶ The Crown Estate (ヒアリング、2013 年 2 月 6 日)

(3) 開発許可申請手続きの迅速化

英国における洋上風力発電開発の許認可としては、①「電気事業法」に基づく発電施設の建築許可 (license)、②洋上建造物の建築許可 (marine license)、③ (陸上に変電所等を建設する場合) 地方自治体の許可の 3 つが必要であり、開発期間が長期化する一因として懸念されていた。こうした中でNSIPの枠組みが制定されたことにより、PIの開発許可は、上記①～③の開発許可すべてをカバーすることとなり⁷⁷、大規模洋上風力発電の開発許可手続きの一元化により、プロジェクト実施の迅速化が図られた⁷⁸。PIによれば、申請書の受理から許可の付与についての最終結果が出るまでにかかる日数 (NSIPについて一般的にかかる日数) は、従前では2年程度を要したが、現在は約15ヶ月間程度となっている⁷⁹。

(4) コンサルテーション手続きの明確化

開発許可の申請・取得プロセスは大きく6つの段階に分けられ (付表3)、PIによる審査や所管省庁 (DECC) 大臣による開発許可の決裁等の前後に、地域住民や関係機関等とのコンサルテーションや、大臣決裁後の法的審査等、利害関係を調整するための手順や期間が定められている。これを経ることが事業者・関係者間の合意形成の手続きとして位置づけられている。

ただし、実際に洋上風力発電事業を進める際には、開発事業者は「計画法」が定めるプロセスに入る前の段階で、各種調査、準備・調整、コンサルテーション等が必要である (開発に要するプロセス全体のイメージを付図2に示す)。特に、沿岸の住民等とのコンサルテーションは、正式なプロセスに入る前のより早い段階で、関係者を巻き込むことが重要と指摘されている⁸⁰。プロジェクトによっては、コンサルテーションを実施する関係団体は400にのぼり、協議に基づき、サイトの範囲を修正する等の対応を行っている⁸¹。

なお、こうした利害調整のあり方については、2000年初頭から検討が重ねられてきた。英国風力発電協会は、利害関係者との対話 (stakeholder dialogue) として、漁業関係者、観光業関係者、鳥類保護団体等との意見調整を行い、その成果に基づき関係者とのコンサルテーションの実施や住民参加に関するガイドラインを2001年に作成している⁸²。

⁷⁷ ただしこの他の関連許認可等は、プロジェクトごとに別途取得する必要がある。

⁷⁸ The Crown Estate (ヒアリング、2013年2月6日)

⁷⁹ National Infrastructure Planning ポータルサイト

⁸⁰ The Crown Estate (ヒアリング、2013年2月6日)

⁸¹ Navitus Bay Development Ltd (ヒアリング、2013年2月4日)

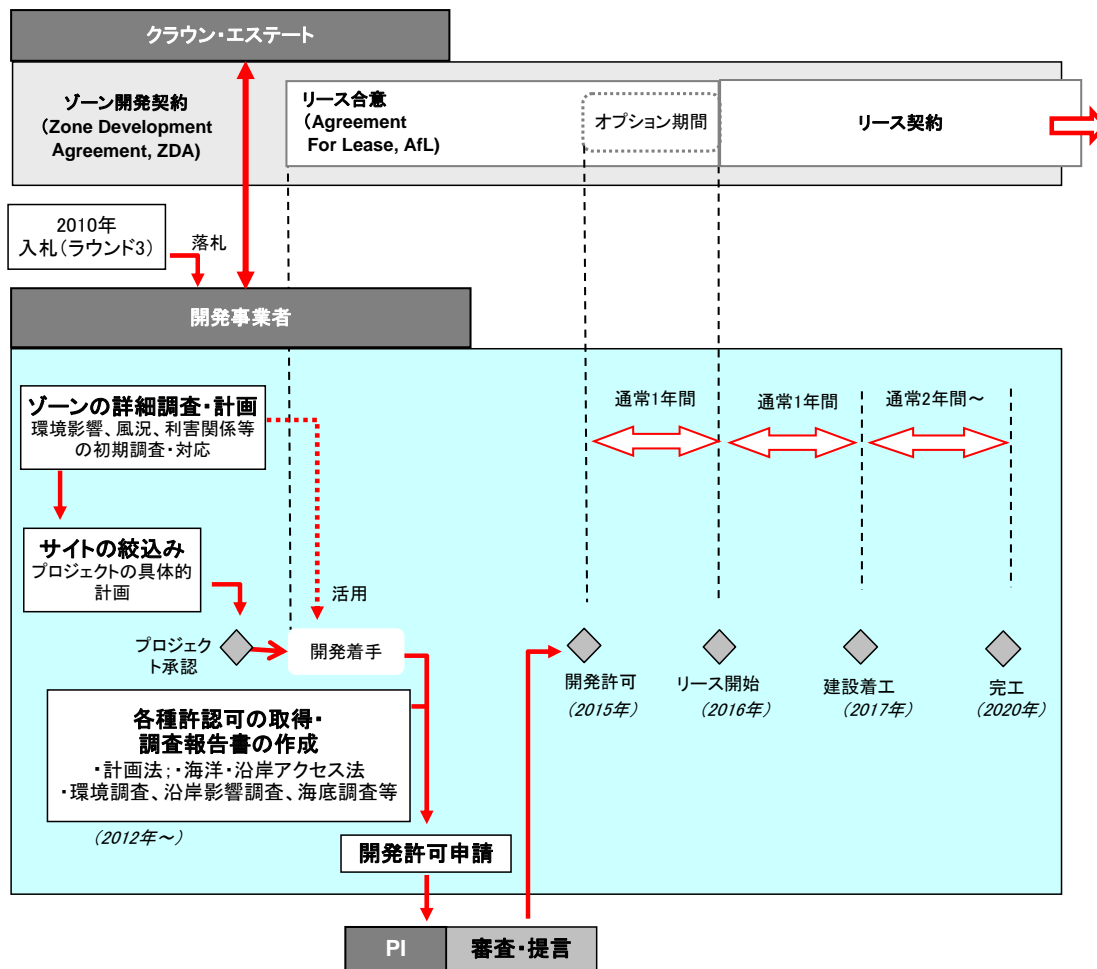
⁸² IRENA (2012)

付表 3 大規模インフラの許認可フロー

<p>①申請前 (Pre-application)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 開発事業者は、申請書類の提出に先立ち、「コンサルテーション計画 (Statement of Community Consultation, SOCC)」を作成し、地方の行政 府や、地域住民、法定諮問機関に対するコンサルテーションを実施。 これらの関係者は、コンサルテーションの実施に先立ち、その実施方法 やスケジュール等についても、意見を表明することが可能。 法定諮問機関 は多岐に亘り、該当する諮問機関に対しては、プロジェク トの申請提案段階における諮問と、プロジェクトの申請段階における通 知がほぼすべての諮問機関について必要。
<p>②受理 (Acceptance)</p>	<ul style="list-style-type: none"> PI は、申請者が法的要件を満たしているかを審査し、調査を進めるかを 判断 (具体的に SOCC どおりに申請者がコンサルテーションを実施した かを把握するのは地方政府に委ねられ、地方行政府は、申請者の実施状 況のモニタリングの仕組みを SOCC に盛り込む等を要求できる)。
<p>③調査前 (Pre-examination)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 調査段階における意見表明は、法的権利として定められており、PI は、 基本的にすべての意見を公表。ただし国家政策 (NPS の内容等) に関す る見解等は、有効な意見 (relevant representation) とみなされない。 有効な意見を示した者は、利害関係者として特定され、今後の調査方法 を決定するための準備会合 (Preliminary Meeting) への参加及び、その 後の調査への参加が可能。
<p>④調査 (Examination)</p>	<ul style="list-style-type: none"> PI が指定する専門家 (単独または複数) による調査を実施。調査が可能 な期間は規定により 6 ヶ月間。
<p>⑤決裁 (Decision)</p>	<ul style="list-style-type: none"> PI は調査結果をふまえ大臣に報告し、NPS の概念に沿い提言。 大臣への報告・提言を行うことのできる期間は 3 ヶ月間、大臣が決裁を 行うまでの期間はその後の 3 ヶ月間。 大臣の決裁には、開発を行う場合の制約・条件等が盛り込まれ、開発事 業者の遵守に対する監督は、地方行政府が担う。
<p>⑥決裁後 (Post-decision)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 大臣の決裁に対して、申請事業者・利害関係者双方は、6 週間以内に司 法審査 (Judicial Review) を申請可能。

(出所) Advice note 8.1, April 2012, The Planning Inspectorate 等より作成

付図 2 英国における洋上風力発電開発（ラウンド3）のフロー概要（イメージ）



(注)

- ・ () 年は Navitus Bay プロジェクトの計画に基づく参考値。
- ・ オプション期間は、PI から示された開発条件等をふまえ、開発事業者がクラウン・エステートとのリース合意について意思決定を行うための期間。
- ・ クラウン・エステートからのリースは、REZ の場合はライセンス（本文 2-2-2 参照）。

(出所) クラウン・エステート資料及びヒアリング (Navitus Bay Development Ltd (2013 年 2 月 4 日))
等に基づき筆者作成

【資料 4】 開発可能海域の特定経緯

英国において洋上風力発電開発を行う開発事業者は、領海内のプロジェクトであれば土地のリース合意、REZ 内のプロジェクトであればライセンスをクラウン・エステートから取得する必要がある。そうした位置づけから、クラウン・エステートは英国の洋上開発において中心的な機能を担い、開発サイトの入札実施とあわせ、開発可能海域の特定においても積極的な役割を果たしてきた。以下に、開発可能海域の特定経緯について、特にラウ

ンド 3 に焦点をあて整理する。

(1) ラウンド 1 の開発可能海域

ラウンド 1 の入札は 2001 年に実施され、開発可能海域は、開発意欲を示す事業者とクラウン・エステートとの協力により検討が行われた⁸³。入札の結果、海岸線に比較的近く水深の浅い 18 サイトの開発が決定した。

(2) ラウンド 2 の開発可能海域

ラウンド 2 の入札は 2003 年に実施されたが、これに先立ち、英国 DTI はコンサルテーションペーパー「Future Offshore」を発表し、開発サイトのリースは、あらかじめ特定した海域に限定するとの考え方を示した。DTI は、洋上風力開発のポテンシャルが最も高いと考えられる 3 つの海域 (Thames Estuary、the Greater Wash 及び the North West) を「戦略的エリア (strategic areas)」として挙げ、具体的な開発可能なサイトは、戦略的環境アセスメント (Strategic Environmental Assessment, SEA) ⁸⁴ をふまえた上で決定するとした。SEA の完了 (2003 年 7 月) を受け、DTI は、これら 3 つのエリアについて、特に環境への配慮が必要と考えられる地域を対象から外す等の修正を行った上で⁸⁵、入札 (ラウンド 2) を実施し 15 サイトの開発が決定した。

(3) ラウンド 3 の開発可能海域

ラウンド 3 の立地の特定では、ラウンド 1 及び 2 で得られた知見と経験をふまえ、下記の 2 段階の仕組みが採用された⁸⁶ :

- ① 所管省庁である DECC による SEA 等の調査をふまえてクラウン・エステートが開発可能海域を特定し、開発ゾーンとして区切り、入札により事業者を選定する ;
- ② ゾーンの開発権を落札した事業者は、ゾーン内の詳細調査 (Zone Appraisal and Planning, ZAP) を実施し、技術的、経済的見地 (環境保護含む) から、それぞれの裁量に基づき、最適な開発サイトを特定する。

ラウンド 1 及び 2 では、入札によりサイトを直接決定する仕組みであったために、事業者が実際の開発を進めるに伴い直面した事情等に応じ、柔軟にサイトを変更することがで

⁸³ IRENA (2012)

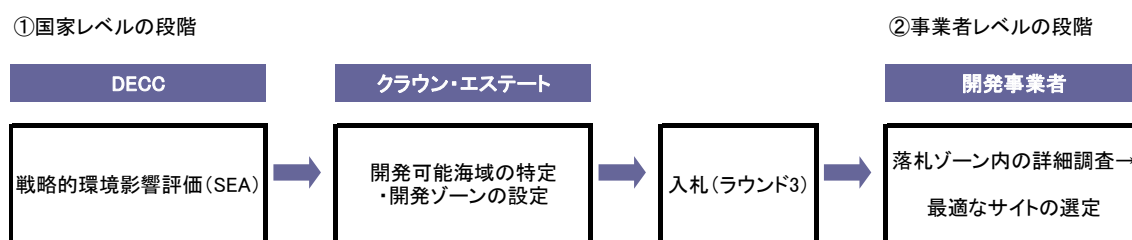
⁸⁴ SEA は、より早期の段階での環境配慮に向け、事業の位置・規模等の検討段階よりも上位の計画及び政策の策定や実施に環境配慮を組み込むことを目的として実施される環境アセスメント。

⁸⁵ 幅 8km までの沿岸地域 (coastal strip)、さらに、特に配慮が必要 (sensitive) と考えられる地域では同じく幅 13km までの地域を対象外。加えて、North West における水深の浅い特定の地域は、鳥類、景観、沿岸地域の漁業、レジャー産業等への影響が特に高い可能性があるとし対象外とした。Guidance Notes: Offshore Wind Farm Consents Process, 2004, DTI

⁸⁶ The Crown Estate (2012)

きなかった。これに対し、ラウンド 3 の“ゾーン・アプローチ”では、落札事業者とクラウン・エステートは、リース合意を締結する前に「ゾーン開発契約 (Zone Development Agreement, ZDA)」を締結し、事業者には、当該ゾーン内で詳細調査 (ZAP) を実施し、立地を特定する排他的な権利が与えられる仕組みとなっている。事業者はそうした作業を行った上で、プロジェクトの具体化を進め、開発許可取得への準備を進めることになる。

付図 3 洋上風力発電入札ラウンド 3 におけるサイト選定プロセス



(出所) Round 3 offshore wind site selection at national and project levels (May 2012), The Crown Estate に基づき筆者作成

以下に、上記 2 段階に亘る開発可能海域の特定方法及び経緯を整理する。

①国家レベルでの開発可能海域の特定

DECCは、2009年に戦略的環境アセスメントを実施し、再生可能エネルギー海域 (REZ) 及びイングランド・ウェールズの領海の水深 60mまでの海域で 33GWの洋上風力発電開発が可能との結論を得た。ただし洋上風力発電の開発エリアは、航海ルート (shipping lanes) を除き、且つ、環境及びその他の海洋利用に与えると考えられる甚大な悪影響を緩和するために必要な措置を講じることを開発の条件とした⁸⁷。

また、クラウン・エステートは、DECCの調査と並行して、生息環境規制アセスメント (Habitats Regulations Assessment) を実施した。これは、EUの生息環境指令 (Habitat Directive) 及び鳥類指令 (Birds Directive) に基づく英国の生息環境規制 (UK Habitats Regulations) に要請されるものである。クラウン・エステートが実施した調査データ・情報は、開発事業者が具体的なサイトを選定する際の参考情報として提供されている⁸⁸。

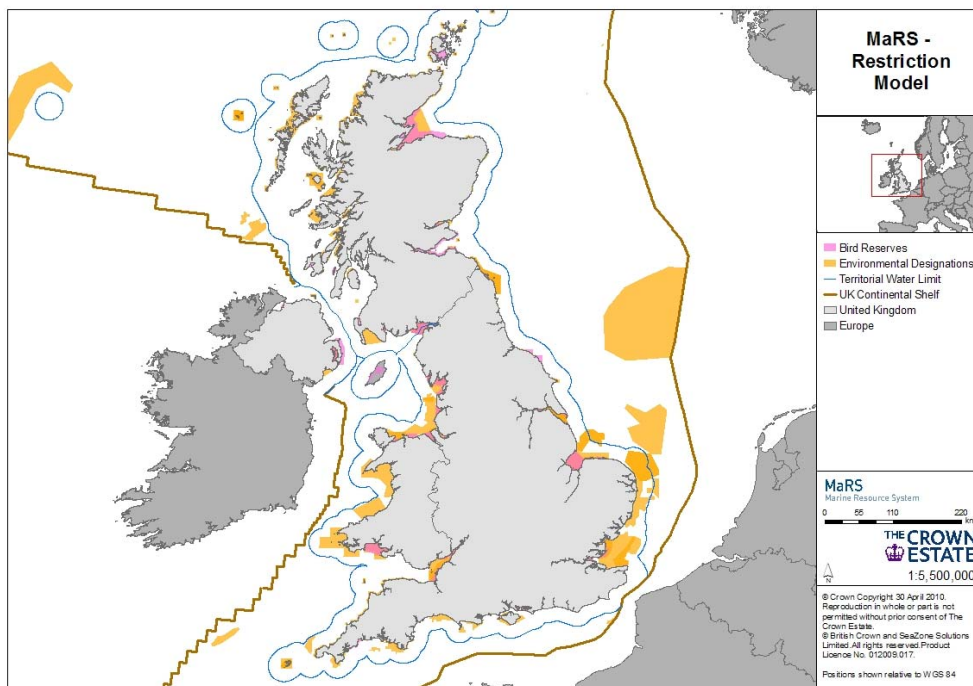
クラウン・エステートによる開発可能海域の特定は、海洋資源システム (Marine Resource System, MaRS) と呼ばれるGIS (Geographic Information System, 地理情報システム) ツールを用いた分析からスタートした。クラウン・エステートによれば、450項目に亘る海底の利用・制限事項 (航海ルート、自然保護、海底の地理的特徴、世界大戦時の沈没船の

⁸⁷ The Crown Estate (2012a)

⁸⁸ The Crown Estate (2012a)

存在、気象レーダー等々)を地図上に洗い出し、それらのレイヤーを重ね合わせる作業が行われた。これに基づき、建設不能地域(既存の開発決定エリア等)を除外し、その他の制約状況の重み付けを行い、開発可能なゾーンをあぶり出すという手順で作業が進められた。例えば、鳥類保護及び自然保護の指定地域は付図 4のとおりである(色付け部分が自然保護区域及び鳥類保護区域)。この他に多岐に亘る制約及び既存の活動・利用状況等を示したものが付図 5であり、海底ケーブル、パイプライン、洋上風力発電建設(予定)地、その他の海洋発電リース(予定)地、石油・ガス関連インフラ、難破船等の所在地をプロットしている。これらの重層的な制約状況を精査した上で、制約の度合いを反映したものが付図 6である(色の濃い部分ほど制約が厳しく、色の薄い部分は利用を検討する余地があると考えられることを示す)。こうした作業に基づき、洋上風力発電開発に適した海域として広域の 9 つのゾーンが決定され(付図 7の斜線区域)、2010年にラウンド 3の入札が行われるに至った⁸⁹。

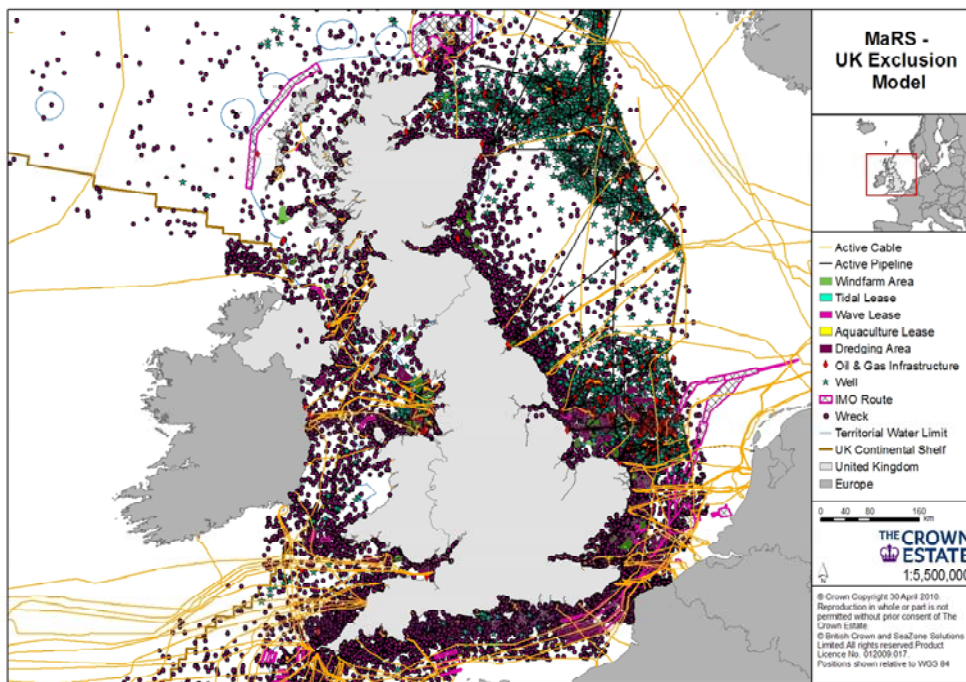
付図 4 英国の洋上の鳥類保護及び自然保護の指定区域



(出所) クラウン・エステート資料、2013年2月6日

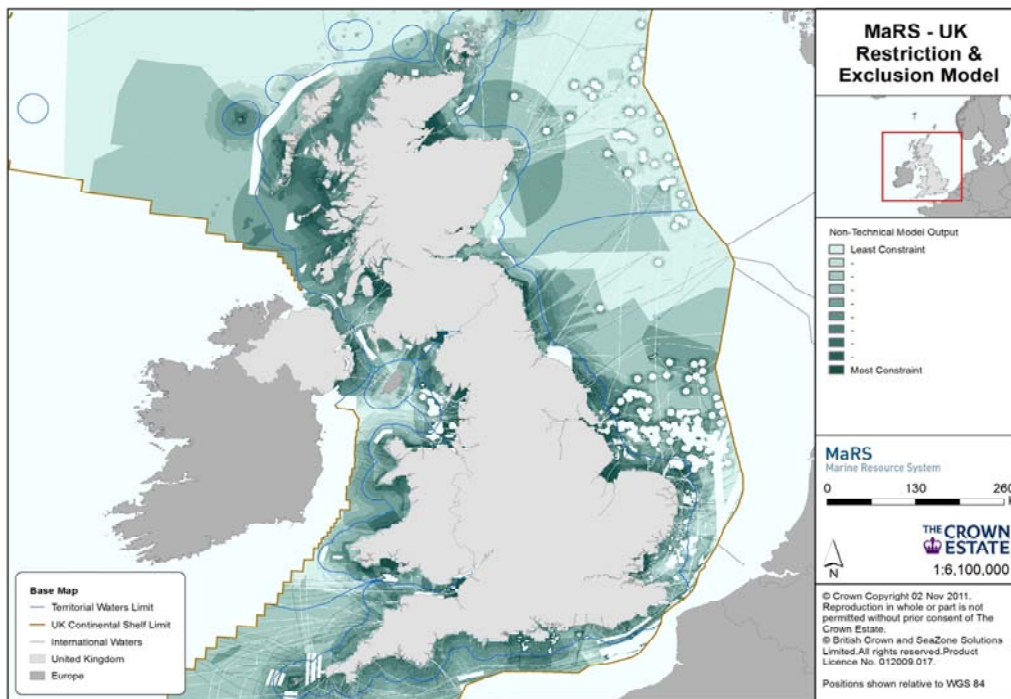
⁸⁹ The Crown Estate (ヒアリング、2013年2月6日)

付 図 5 英 国 の 洋 上 の 活 動 ・ 利 用



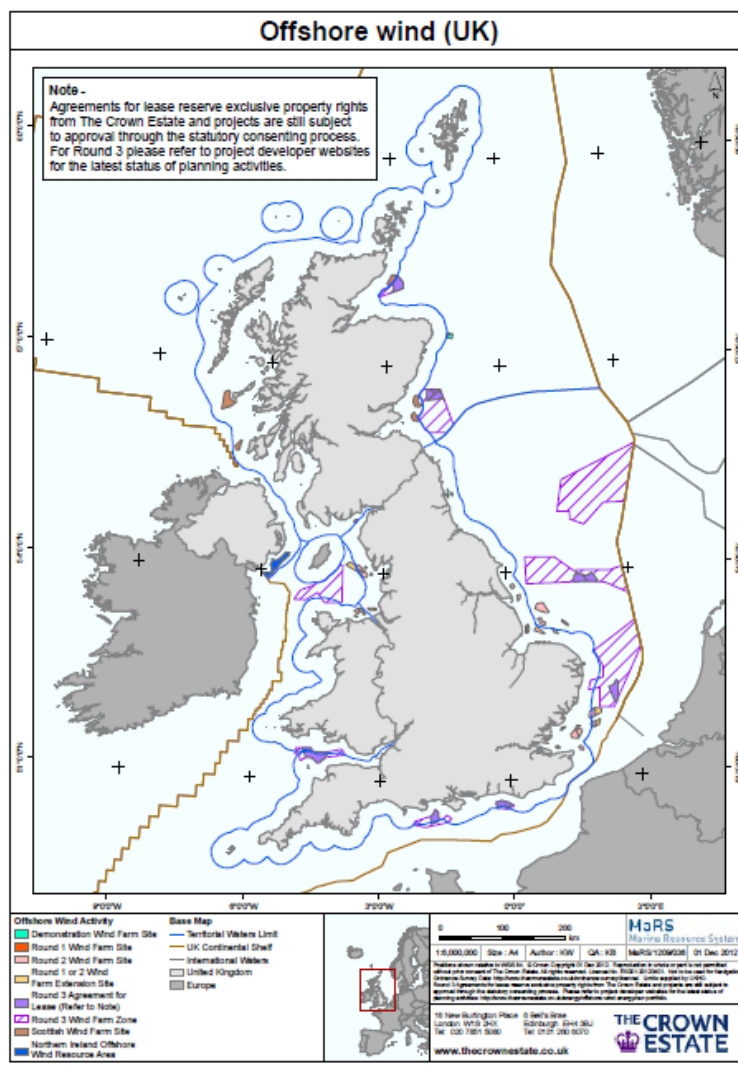
(出所) クラウン・エステート資料、2013 年 2 月 6 日

付 図 6 制 約 状 況 の 重 み 付 け



(出所) クラウン・エステート資料、2013 年 2 月 6 日

付図 7 洋上風力発電の建設サイト（ラウンド1・2）とラウンド3 開発ゾーン



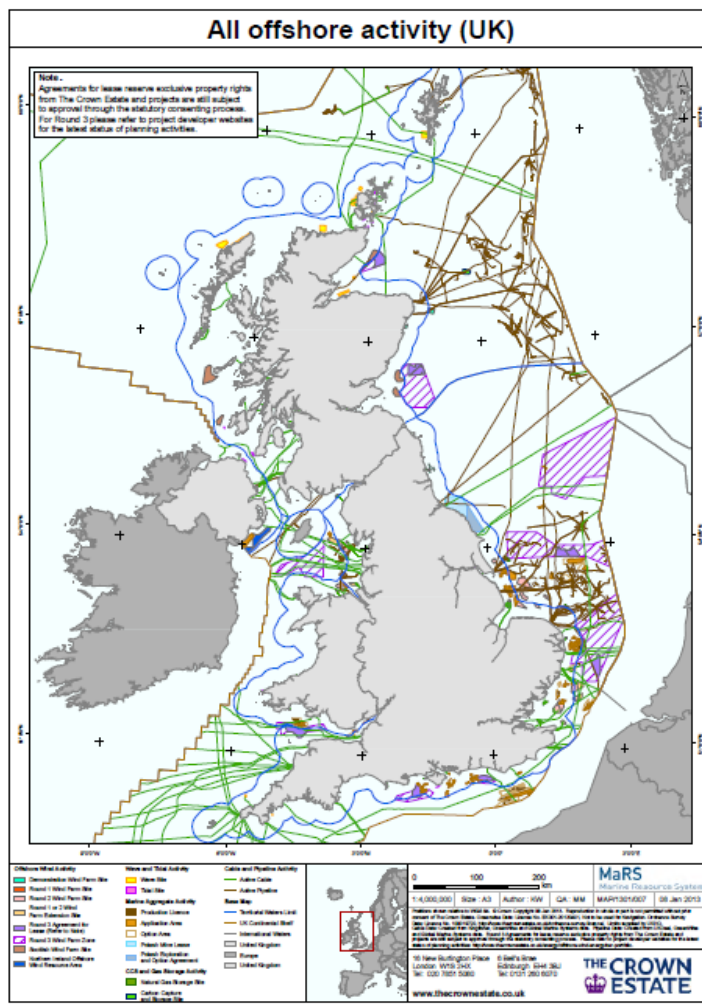
(出所) クラウン・エステート資料、2013 年 2 月 6 日

②開発事業者によるサイトの選定

ラウンド 3 の開発ゾーンを落札した事業者は、ゾーン内の詳細調査を実施し、エンジニアリング、経済性、環境影響等に基づき、最適と考えられるサイトを選定する（ラウンド 3 の落札事業者は現在この段階の作業を進めている）。その上で、プロジェクトの具体的計画を策定し、正式な環境影響評価や詳細なコンサルテーション等、開発許可申請に向け準備を行うことになる。100MW 以上のプロジェクトの場合、開発許可申請は PI に提出され、PI は、申請案件によりもたらされる便益と環境影響との比較等を行い、DECC 大臣に対し開発許可に関し提言を行い、最終判断が下されることになる。

なお、ラウンド 3 までの洋上風力発電開発を含めた、既存の洋上の経済活動は付図 8 のとおりとなっている。海洋管理機構 (MMO) が設立された 2009 年以降は、MMO が海洋開発計画を策定するため、クラウン・エステートは上記のようなゾーンの特定制業には直接的には参画しないことになる。MMO は、開発計画の一次ドラフトを提示しているが、クラウン・エステートによれば、今後の洋上開発の具体的ゾーンを特定するというよりは、政策的な基準を示す内容になっている。今後の具体的な開発可能海域の特定は、MMO とクラウン・エステートとのコンサルテーションにより決定されることになる⁹⁰。ただし、ラウンド 3 以降の入札実施計画等は現在までのところ明らかになっていない。

付図 8 洋上における活動状況



(出所) クラウン・エステート資料、2013 年 2 月 6 日

⁹⁰ The Crown Estate (ヒアリング、2013 年 2 月 6 日)

【資料 5】RO (Renewable Obligation) 制度について

RO制度は、電力供給事業者が販売する電力量に対し、一定の割合を再生可能エネルギー源から調達すること（義務割合相当量の再生可能エネルギー義務証書（ROC）を提出すること）を義務づける制度である。再生可能エネルギー電力の供給事業者は、電力の販売価格に加え、義務対象事業者（電力小売事業者）に対するROCの販売価格をプレミアムとして受け取ることができる⁹¹。ROC購入のコストは電気の需要家に転嫁されることが想定されており（法律上の規定はない）、2011年における標準家庭の負担額は年間£20程度と推計されている⁹²。

RO制度は、市場メカニズムを活用し、コストの低い再生可能エネルギー電力から順次導入を進めることを主旨とした制度である。これに対し2006年に行われたレビューでは、同制度による再生可能エネルギーの導入拡大効果は限定的であり、様々な再生可能エネルギーの普及を目指す政策と整合的でないとの見方が示された⁹³。これをふまえ政府は2007年の「エネルギー白書」⁹⁴において、現時点ではコストが高いが、大規模導入のポテンシャルを有する再生可能エネルギー・技術の導入を進めるための優遇措置（“バンディング”）を2009年に導入すると発表した（2008年「エネルギー法」により施行）。

バンディングとは、RO制度が対象とする再生可能エネルギーについて、コストと普及ポテンシャルに応じ、ROCの発行証書数を加減する仕組みである。従前では、対象再生可能エネルギー発電に対するROCの発行単位は1 ROC/MWhであった。これに対し、バンディングにより、既存の再生可能エネルギー（陸上風力、埋め立てガス、石炭火力におけるバイオマス混焼等）に対する補助を減らす一方、開発途上のエネルギー技術、とりわけ洋上風力発電や海洋エネルギー（波力、潮力）発電は、英国の豊富な潜在資源を活用することから、国家として支援すべき技術として優遇する方針が取られることとなった。なお、2 ROC/MWhが最大の優遇規定となっており、直近（2013年度）の適用では、洋上風力の他に、太陽光、海洋エネルギー、特定のエネルギー作物、先進型ガス化・嫌気性発酵等にも適用される⁹⁵。

現行ルールに基づくROCの価値は、罰則金額であるバイアウト価格と、バイアウト基金から配分される金額の合計値であり、2011年度は£42.07/MWhであった⁹⁶。

再生可能エネルギーの発電事業者がROCの売却を通じて得るプレミアム（バイアウト基金からの配分を除く）は、バイアウト価格に基づき算定した場合、2012年度まで（バンディング1.5 ROCs/MWh）は、£61.07/MWh（約9.04円/kWh）、2013年度以降（バンディング2 ROCs/MWh）は£84.04/MWh（約12.44円/kWh）となる。事業者は、こうしたプ

⁹¹ ROCの売買は、非化石燃料電力購入機関（Non-Fossil Purchase Agency, NFPA）が提供する電子オークション（e-ROC）の場を通じて管理され、NFPAのホームページに過去の取引価格が公表されている。

⁹² 英国政府公式サイト（GOV.UK）

⁹³ Gross, R. (2010)

⁹⁴ Meeting The Energy Challenge: A White Paper on Energy, 2007, DTI

⁹⁵ DECC (2012a)

⁹⁶ 英国政府公式サイト（GOV.UK）

レミアムを売電価格⁹⁷に上乗せして得る（または自社の割当義務の達成に利用している）ことになると考えられるが、ROCの電子取引（e-ROC）価格は、最大で£53.27/MWhをつけるなど、バイアウト価格以上で売買されるケースも散見される（2002年10月～2013年3月のデータ）⁹⁸。

なお欧州では、英国以外にドイツが大規模な洋上風力発電の導入を目指しているが（2020年時点の設備導入量は10GWを計画）、これまでのところ、英国におけるRO制度下の再生可能エネルギー事業者の期待収益は、固定価格買取制度（FIT制度）を実施しているドイツよりも高いとされている⁹⁹。

付表 4 RO 制度の概要

項目	内容
対象エネルギー技術	太陽光、風力（陸上・洋上）、地熱、燃焼バイオマス（非バイオマス系不純物10%以下まで）、廃棄物エネルギー（非化石燃料起源）、発酵バイオマス（下水ガス、埋め立てガス、嫌気消化ガスなど）、水力（既設は20MW以下）、海洋エネルギー（波力、潮力） ※記載がないものは5MW以上の設備が対象。ただし50kW以上5MWまでの設備はRO制度かFIT制度（小規模設備を対象に2010年に導入）の選択可
義務対象	電力小売事業者
義務割合	毎年10月1日に、新年度（4月～3月）全電力供給事業者に対し販売電力量に応じ一律に設定 制度開始時（2002年度）は3.0%、その後順次引き上げられ2012年度は15.8%、2013年度は20.6%
義務割合の設定方法	あらかじめ設定された目標値と、前年の発行証書数（再生可能エネルギー発電量）実績値に一定比率（“ヘッドルーム”：2010年8%、2011年以降10%）を上乗せした値を比較し、より大きい値を採用。一定の成長を見込んだ上で義務量の下限を決めておき、実績値が計画値を上回った場合にはより高い義務量に修正する仕組み。
義務割合の達成手段	以下のいずれか、または組合せ： ①再生可能エネルギー電力の購入による証書取得 ②自ら再生可能エネルギー発電を行うことによる証書取得 ③バイアウト基金へ金銭の支払い

⁹⁷ 2012年の英国の卸電力価格（ベースロードの一日前市場）は£43～47.3/MWh（€1≒£0.86で換算）（DG Energy, Quarterly Report on European Electricity Markets, Vol.1-4）程度となっており、これに基づけば発電事業者が得る収入は18.76～22.7円/kWhと推定される。

⁹⁸ e-ROC ホームページ

⁹⁹ KPMG (2010)

バイアウト価格	制度開始時（2002 年） $\text{£}30/\text{MWh}$ 、その後は小売物価指数（Retail Prices Index, RPI）に連動し決定。2012 年度は $\text{£}40.71$ 、2013 年度は $\text{£}42.02$ 。 ※バイアウトはペナルティとしての位置づけであり、ROC の理論的上限となる。バイアウトに支払われた金額は基金を通じ ROC を提出した供給事業者に戻元される。
---------	---

（注）義務割合の設定方法は、Renewable Obligation Order 2009 により 2010 年度以降適用されている方法

（出所）DECC、Ofgem 等資料より筆者作成

【資料 6】OFTO（Offshore Transmission Operator）制度概要

（1）制度の枠組み¹⁰⁰

OFTO 制度は、洋上風力発電の各プロジェクトの送電設備（132kV 以上）の事業ライセンスを Ofgem が実施する競争入札により付与する仕組みである。落札した事業者は、当該設備の OFTO として、洋上風力発電の発電事業者と系統接続契約を締結し、陸上までの送電を担い、入札により決定した収入（Ofgem による規制の適用有り）を 20 年間に亘り取得する。OFTO へ支払われる費用は、系統使用料金（transmission charge）として（陸上の）系統運用事業者である National Grid を通じ電気の需要家が負担する。

（2）OFTO のカテゴリー¹⁰¹

OFTO を選定するスキームには、送電設備を発電事業者が建設するケースと、OFTO が建設するケースに応じて、以下の 2 つのカテゴリーがある：

- 過渡的スキーム（transitional regime）：OFTO 制度の導入以前に洋上風力発電開発に乗り出した発電事業者には、自ら送電線を建設あるいは計画しているケースがあり¹⁰²、この場合（2012 年 3 月 31 日までに一定の開発段階に至ったもの）は、発電事業者は Ofgem のコスト評価による価格査定（transfer value）に基づき、送電設備を OFTO に売却する¹⁰³。
- 持続的スキーム（enduring regime）：上記以外においては、送電設備の設計、資金調達、建設を含む送電事業すべてを OFTO が担う。ただし、発電事業者は送電設備の建設を OFTO に委ねることへのリスクに強い懸念を示していることから、2010 年の制度改正により、送電設備建設を発電事業者が行った上で OFTO に設備を売却する方式（generator build option）も認められることとなった。この方式を選択しないプロジェクトの送電設備は OFTO が建設する（OFTO build option）¹⁰⁴。

¹⁰⁰ DECC/Ofgem

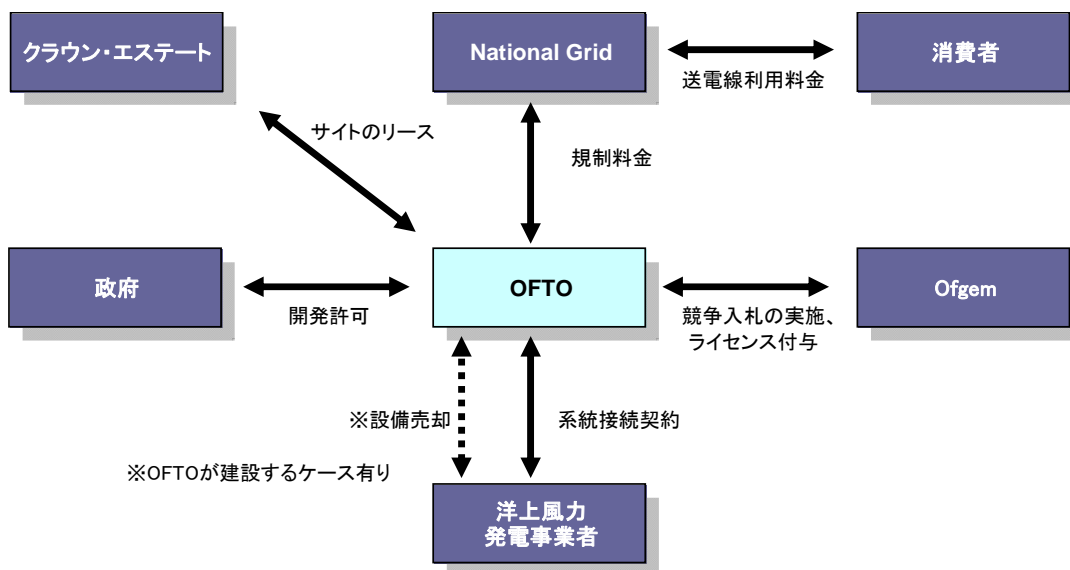
¹⁰¹ DECC/Ofgem

¹⁰² EU の電力自由化政策により、2012 年には、発電設備と送電設備の両方を同一の企業が所有することが原則として禁止され、洋上風力発電事業者は送電設備を第三者に売却することが求められる。

¹⁰³ Ofgem の査定をもとに発電事業者と OFTO の間で合意を形成する。合意に至らない場合、Ofgem は、「2008 年エネルギー法」に基づき、所有権を OFTO に移譲させる権限を行使することができる。

¹⁰⁴ The In-House Lawyer, November 6, 2012

付図 9 OFTO 制度の関連機関・主体の関係



(出所) Overview of Great Britain's Offshore Electricity Transmission Regulatory Regime, 17 June 2009, Joint DECC/Ofgem Statement の図に基づき筆者が加筆し作成

(3) 入札動向¹⁰⁵

これまでに、過渡的プロジェクトについて 2 回の競争入札が実施され、それぞれライセンスの付与や送電設備の売却・所有権の移譲が行われた（第 1 回：2009 年 6 月 22 日、第 2 回：2010 年 11 月 17 日）。当該カテゴリの中で最大規模の London Array プロジェクトの移譲価格は £ 4 億 2800 万（約 638 億円）と推定されている。いずれのプロジェクトも投資規模が大きいことから、企業はコンソーシアムを形成し入札に参加している¹⁰⁶。

政府は、競争入札への参加状況から、同制度は事業者間の競争を促し、制度の目的に応じ機能していると評価している。

持続的プロジェクトについては、制度の運用ルールの検討を進め、2013 年夏には入札を実施する予定となっている。

【資料 7】 FiT CfD（Feed-in-Tariff with Contract for Difference）について

制度設計案によれば、FiT CfDは、電力の固定価格買取を通じた低炭素電力（当面は再生可能エネルギー）に対する補助施策であり、発電事業者は政府組織との間で差額決済契約（Contract for Difference）を締結し、政府が決定する行使価格（strike price）と市場の指標価格（reference price）との差額を補助として受け取る仕組みである。指標価格が行使価

¹⁰⁵ The In-House Lawyer, November 6, 2012

¹⁰⁶ 落札企業・コンソーシアムは、Balfour Beatty Capital Ltd, Macquarie Capital Group Ltd, Transmission Capital Partners 等（Ofgem, 5 August 2010）

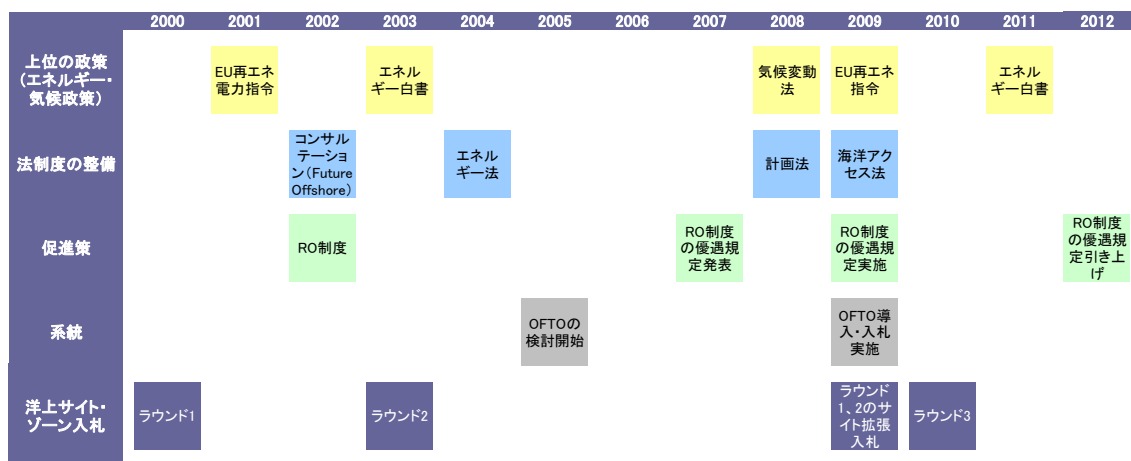
格を下回る場合には発電事業者が差分を受け取り、上回る場合には発電事業者が差分を支払う。Cfdの契約期間は、対象となる再生可能エネルギーについて一律 15 年間としている。現在のところ、FIT Cfdの買取価格は発表されていないが、政府は、RO制度下の補助水準を勘案し決定するとしている¹⁰⁷。

同制度導入の主な目的は、1) 一定の投資の安定性を提供し、よって、再生可能エネルギーの資金調達コスト（ひいては発電コスト）を引き下げ、投資を拡大する。その一方で、2) 過大な補助は行わず、制度費用¹⁰⁸を抑えることとしている。

【資料 8】 英国における洋上風力発電開発に向けた政策基盤整備の経緯概要

洋上風力発電に関連した政策枠組みの策定を時系列に沿って図示する。

付図 10 英国における洋上風力発電開発に向けた政策基盤整備の経緯



(出所) 各種資料より筆者作成

引用資料

Accenture, "Changing the Scale of Offshore Wind Examining Mega-Projects in the United Kingdom", 2012

Arup, "Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK", DECC, June 2011

Carbon Trust, "Offshore wind power: big challenge, big opportunity", October 2008

¹⁰⁷ Electricity Market Reform, Annex A Feed-in Tariff with Contracts for Difference: Operational Framework, November 2012, DECC

¹⁰⁸ 制度費用は、電気料金への課金を通じ消費者が負担する設計となっている。Feed-in Tariff with Contracts for Difference: Operational Framework, November 2012, DECC

DECC (2011a), "National Policy Statement for Renewable Energy Infrastructure (EN-3)", July 2011

DECC (2011b), "UK Renewable Energy Roadmap", July 2011

DECC (2012a), "Government response to the consultation on proposals for the levels of banded support under the Renewables Obligation for the period 2013-17 and the Renewables Obligation Order 2012", July 2012

DECC (2012b), "UK Renewable Energy Roadmap, Update 2012"

DECC/Ofgem, "Overview of Great Britain's Offshore Electricity Transmission Regulatory Regime (Joint DECC/Ofgem Statement)", 17 June 2009

DTI, "Meeting The Energy Challenge: A White Paper on Energy", 2007

DTI /MCEU, "Guidance Notes: Offshore Wind Farm Consents Process", March 2004

Gross, R., "Is there a route to a UK Feed in Tariff for renewable energy?", Imperial College, October 2010

Hughes, G., "The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark", Renewable Energy Foundation, 2012

IRENA, "30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets", 2012

KPMG, "Offshore Wind in Europe 2010 Market Report"

Mott MacDonald, "Costs of low-carbon generation technologies", Committee on Climate Change, May 2011

The Crown Estate (2012a), "Round 3 offshore wind site selection at national and project levels", May 2012

The Crown Estate (2012b), "Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study", May 2012

UKERC (UK Energy Research Centre), "Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters -understanding the past and projecting the future", September 2010

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp