

英国海上风电 政策、创新及成本降低

2020 年 7 月



THE BARTLETT
INSTITUTE FOR
SUSTAINABLE RESOURCES





碳信托咨询公司的使命是加速各国向可持续的低碳经济迈进，致力于减少碳排放，发展清洁技术，在这些方面是世界领先的专业机构。碳信托咨询公司为世界各国政府和领先企业提供咨询，将利润再投资于其低碳使命。



**THE BARTLETT
INSTITUTE FOR
SUSTAINABLE RESOURCES**

作为伦敦大学学院（UCL）巴特莱特能源、环境和资源学院（BSERR）的一部分，可持续资源研究所（ISR）是一所重要的研究和教学中心，主要关注当今社会目前面临的一些主要挑战，包括气候变化、资源效率、环境保护和可持续发展。

作者：

Tom Jennings

总监

tom.jennings@carbontrust.com

Helen Andrews Tipper

高级经理

helen.andrewstipper@carbontrust.com

Jonathan Daglish

分析师

jonathan.daglish@carbontrust.com

Michael Grubb

伦敦大学学院（UCL）-可持续资源研究所（ISR），能源与气候变化教授，副主任

m.grubb@ucl.ac.uk

Paul Drummond

伦敦大学学院（UCL）-可持续资源研究所（ISR），能源与气候变化高级研究员

p.drummond@ucl.ac.uk

碳信托咨询公司受英国商业、能源与产业战略部（BEIS）和外交和联邦事务部（FCO）委托，撰写了这份报告。报告是根据对第一手资料和二手资料的公正分析编写而成。为避免疑义，本报告仅表达作者的独立观点。

目录

执行摘要	4
导言	10
方法及分析框架	12
成本降低驱动因素	12
创新系统	12
调研问题	13
政策驱动因素	15
英国海上风电—关键的需求拉动政策工具	17
成本降低：执行价格与平准化能源成本（LCOE）	25
成本降低的构成要素	27
风机	28
项目开发与管理	31
电厂配套设施	31
安装与调试	32
运营与维护	33
资金成本	34
成本降低驱动因素	37
研发（R&D）	40
在实践中学习	41
规模经济	41
融资成本	42
材料成本与汇率	42
其他	42
创新系统职能	44
目标设定	44
立法与市场形成	45
资源调动	46
知识开发	47
知识交流	48
参考文献	49

图表索引

图 1 运营风力发电场的执行价和预估平准化能源成本（深蓝色）及第 3 轮海上区域的预测平均平准化能源成本（浅蓝色）	4
图 2 技术商业化研发途径	5
图 3 成本动因及其在海上风电风机更新换代中起到的作用	6
图 4 技术商业化研发途径	15
图 5 英国主要海上风电政策工具时间表（2001-2020）	17
图 6 运营风电场的预估平准化能源成本（深蓝色）和第 3 轮海上区域的预测平均平准化能源成本（浅蓝色）	26
图 7 每兆瓦的项目成本，单位£m/MW（相关成本价格为 2019 年数据）	28
图 8 英国海上风电场的平均风机规模（MW） ⁴⁵	29
图 9 风力风机资金成本，单位£m/MW（BNEF，2018 年）	30
图 10 英国近海区域的安装时间（天） ⁵⁶	32
图 11 每台风机的技术人员调动	33
图 12 融资成本 ⁶¹	34
图 13 成本动因及其在海上风电风机更新换代中起到的作用	37
图 14 2020 年可再生能源义务引入以来成本驱动因素的比例作用	38
图 15 各成本驱动因素占比值范围	39

执行摘要

英国的海上风电一直是一个引人注目的绿色增长的成功案例。和十年前相比，如今海上风电的价格还不到当时的三分之一（图 1）。对于英国而言，海上风电与新一代化石燃料相比，现在在成本方面仍然具有竞争力¹。事实上，如果电价恢复到疫情之前的水平，英国政府已经不需要对海上风电进行补贴；英国财政部也可实现盈利²。与此同时，海上风电行业已经发展成熟，石油和天然气公司争相进入这个市场，养老基金也乐于投资数十亿英镑用于建设。

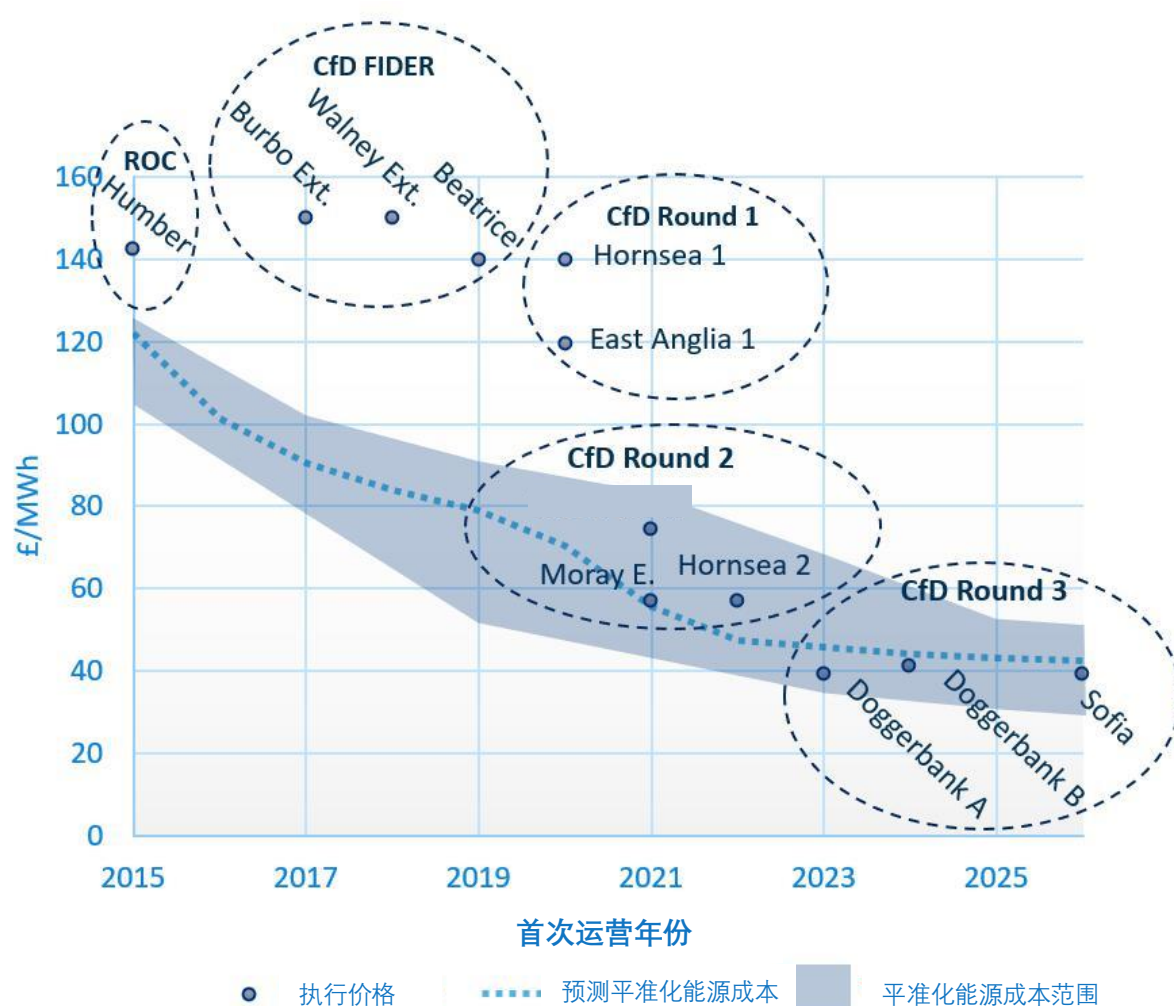


图 1 运营风力发电场的执行价和预估平准化能源成本（深蓝色）及第 3 轮海上区域的预测平均平准化能源成本（浅蓝色）³⁴。

注：2012 年价格，为保证与早期合同的价格可比性。

¹ 彭博社对新天然气（CCGT）投资平准化成本的最新（2020 年）基准估计为 60 英镑/MWh，假设天然气价格逐步回升，但碳价格仍远低于英国水平

² 2017 年-2019 年的平均批发电价为 49 英镑/MWh。（英国价格水平包括碳排放底价）

³ (Aldersey-Williams, Broadbent, & Strachan, 2019 年)（海上可再生能源弹射器，2019 年）(4COffshore, 2019 年)

⁴ 在建立完全竞争性差价合约竞拍之前，最终的可再生能源投资决策（FIDR）作为程序试运行

此报告说明了政策的制定是如何在海上风电的成功发展中发挥了核心作用，其中特别是“需求拉动”政策。随着技术的发展，这项技术沿着“创新链”（见图 3）发展，从问世逐步走向成熟。政策作用于创新链的两端。在技术发展的早期阶段，“技术推动”政策作用于创新链最左侧。相关政策通过研发补助金等机制，直接对技术研发提供资助。“需求拉动”政策作用于创新链最右侧，通过激励机制等手段来开发技术市场。英国的海上风电之所以能在这十年中取得成功，关键就在于其“需求拉动”政策。

报告的第二部分分两步分析了政策的作用。第一步，评估潜在的成本降低驱动因素。第二步，由于创新系统中的某些不同“功能”能够推动创新链上的技术发展，因此，通过分析政策对创新系统的这些不同“功能”的影响，评估政策在多大程度上诱导产生了这些成本降低驱动因素。

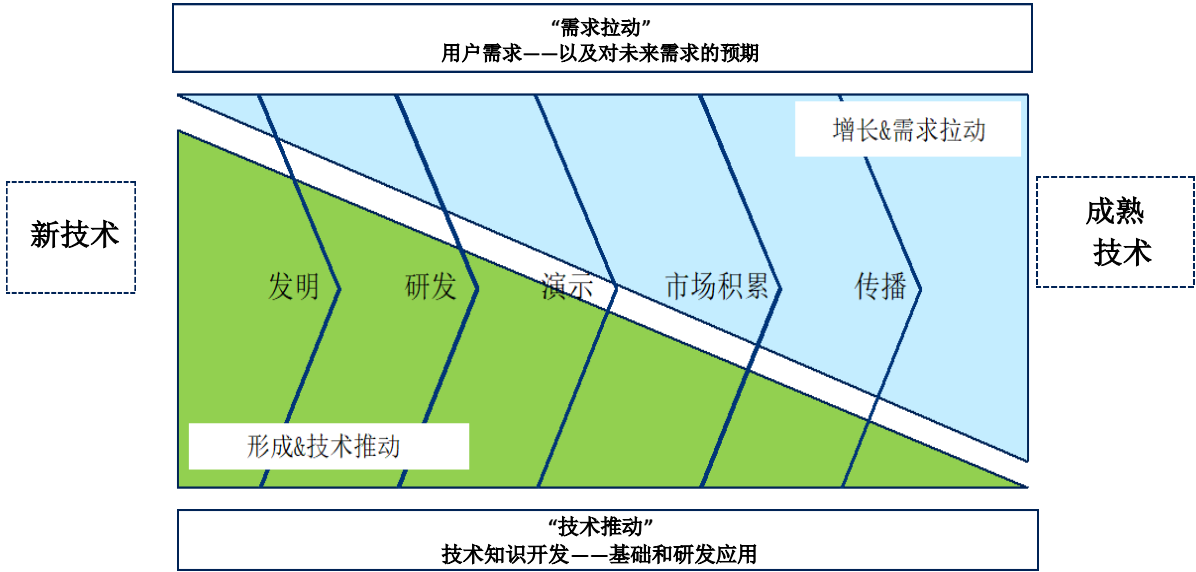


图 2 技术商业化研发途径⁵

⁵ (Grubb, McDowall, & Drummond, 2017 年)
5 |

成本降低驱动因素

这项工作借鉴了 Kavlak 等人（2018 年）的成本分析框架，该框架将成本降低归因于七个成本驱动因素：

1. 研发——公共
2. 研发——私人
3. 在实践中学习
4. 融资成本
5. 规模经济
6. 材料成本和汇率材料成本与汇率
7. 其他，包括其他行业的溢出效应

我们要求主要的海上风电公司及其政府部门依据这七个驱动因素，选择过去十年成本降低的构成要素。他们一致认为，风机尺寸的增加是成本降低的最大因素。受访者随后将风机尺寸增加归因于在实践中学习、研发（私人）和规模经济。我们认为这三点驱动因素都在大型风机开发中发挥了重要作用。此外，对每代/每种尺寸风机性能的信任也推动了融资成本的降低。如下图 3 所示，这些成本驱动因素都以一种相辅相成的方式相互输入和输出。

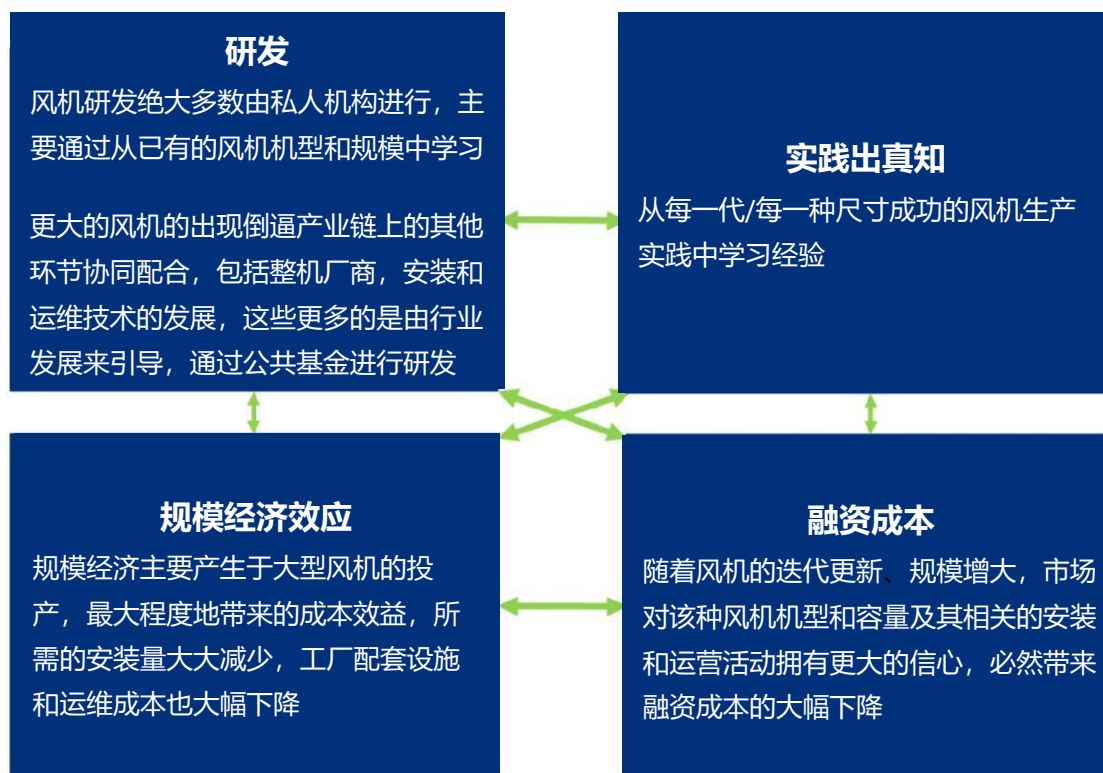


图 3 成本动因及其在海上风电风机更新换代中起到的作用

随着行业的成熟，除了大型风机之外，还有许多其他关键因素对降低生产成本做出了贡献。我们对各个成本动因作用的评估结果总结如下。

研发（公共&私人）

大型风机的开发主要是通过商业资助的新产品设计、测试、增加制造规模来实现的。直接驱动风机的开发标志着风机设计出现了根本性的变化，需要投入更多的研发精力。研发过程部分由政府资助，其本身也是开发新的电厂配套设施技术的关键。研发能够为导管架基础、吸筒、进出船和浮动激光雷达的创新研发提供基础。研发也是制定新标准的关键，而新的行业标准又反过来降低了成本；比如单桩风机基础和 66kV 电缆。

在实践中学习

至少有三种方式，能够通过在实践中学习推动降低成本。首先，每一代风电场，特别是每一代风电机组的成功设计、制造和部署，都会催生迅速开发设计下一代的学习动力和信心。其次，机器运行更加稳定，更具备确定性，因而发生意外事件的几率降低，相关成本降低。最后，通过在实践中学习，供应链提高了生产率，尤其是在安装方面，通过不断的实践，可以缩短安装时间、提高安装效率。在实践中学习这一方式未来将继续支持发展英国海上风电供应链和产业集群，并在其中扮演越来越重要的角色。

规模经济

虽然，一方面，部署量增加、项目规模扩大和长期需求安全性使配件制造商能够提供批量购买折扣，但规模经济主要是通过研发大型风机实现的。使用大型风机的风电场和普通风电场相比，只需要原先一半的安装量，同时，其设备配套部件需求量减少，运营与维护（O&M）停机时间也相对减少。据估计，未来几年，平准化能源成本（LCOE）降低，其中 50%都归因于风机规模增大，将由 8 兆瓦增加到 12 兆瓦。

融资成本

随着海上风电行业不断从经验中学习，诸如安装时间延长、风机可用性低和运行维护要求高等主要风险得到了更好的解决。因此，投资的风险降低，投资者要求获得的回报也随之降低。提供给开发商的加权平均资本成本（WACC⁶）已从 2010 年的 10%以上降至 2020 年的 7%以下。这对降低成本产生了重大影响；加权平均资本成本减少 1%将使平准化能源成本降低约 7%⁷。

⁶ 加权平均资本成本（WACC）是公司为其资产融资而支付的平均利率

⁷ （BVG Associates，2020 年）（Charles River Associates，2018 年）

政策加速创新，推动成本降低

技术推动政策为英国海上风电的早期发展提供了支持，但近年来，通过对海上风电创新系统功能的影响，需求拉动政策通过降低成本，逐步构建了一个稳定可行的英国海上风电市场。受访者认为，80.5%的成本削减归因于需求拉动政策，12.5%归因于技术推动，7%归因于非政策因素。英国海上风电行业发展中，最重要的政策工具是可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）。

政府承诺促进投资和增长

英国政府对海上风电做出了清晰的长期承诺，过去七年中的四轮差价合约（CfD）就体现了这一点。在差价合约（CfD）之前，可再生能源义务（RO）为行业提供了恰当的支持，帮助实现新兴技术的商业化。可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）之间的过渡确实对供应链造成了冲击，导致一些项目的中断，但总体而言，稳定的政策和明确的政府承诺给予了业界进行大规模投资的信心。

竞争帮助降低成本，但需要变革来支持颠覆性创新

差价合约（CfD）竞拍机制引发了激烈的竞争，开发商通过价格竞争大幅降低了成本。这种成本压力推动了渐进式创新，但可以说并没有支持进行更多的颠覆性创新。较不成熟的技术，如海上浮式风电，将是实现长期脱碳目标的必要条件；政府目前正在就差价合约（CfD）的内部机制进行咨询，以确保浮式风电能够获得支持，同时维护市场竞争环境⁸。

在正确的时间采取正确的政策，有助于市场的形成

可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）在促成英国市场形成方面发挥了重要作用。可再生能源义务（RO）根据不同技术的成熟程度给予大量稳定的补贴，让早期投资者对海上风电行业保持信心，开始启动风电市场。差价合约（CfD）利用立法基础和投资者信息，引入竞争来扩大市场并降低成本。

强大的项目渠道加强了供应链

差价合约（CfD）已经建立起了强有力的项目备选库，2019年出台的海上风电行业协议使得项目备选库得到进一步加强，其中包括每两年进行一次差价合约（CfD）竞拍，最少持续到2030年。这些项目渠道让供应链能够看到未来几年的发展趋势，帮助他们做好准备并扩大规模。它促进了英国海上风电劳动力的发展，促进劳动力规模增大、质量上升。这吸引了很多投资者，让他们发现了越来越多的低风险项目。

⁸（英国商业、能源与产业战略部（BEIS），2020年）

知识开发虽好，但还需要更根本的创新

可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）都有效地支持了知识开发。可再生能源义务（RO）为早期知识开发、为新兴技术和工业所必需的基础创新创造了空间。然后，差价合约（CfD）迫使开发人员寻求市场竞争优势，在一定程度上，这种优势是通过知识开发实现的。如上所述，差价合约（CfD）并未支持基本创新，也未支持开发满足英国脱碳目标所需的新技术，但差价合约（CfD）的拟议变更应解决这一问题。

知识共享有所减少，但仍有优秀实践实例

随着差价合约（CfD）带来的竞争，主体之间的知识共享有所减少，但合作的空间仍然存在。海上风电加速器（OWA）是由九家海上风电开发商合作完成的，他们在创新层面上进行合作，以降低成本，同时仍在市场上保持竞争关系。自 2008 年以来，海上风电加速器（OWA）团队在接入系统、电缆安装、电气系统、基础、尾流效应和风能资源等主题研究领域开展了研究，并承担了许多自主项目⁹。

⁹ <https://www.carbontrust.com/our-projects/offshore-wind-accelerator-owa>

导言

英国海上风电成本降低的历史与分析

短短十年，英国海上风电产业从高度依赖公共补贴发展到能够以低于化石燃料对应产品的价格提供可再生电力，不久将成为公共财政的一大来源。在英国海上风电市场的成型过程中，政策发挥了有效作用，并刺激行业进行了大量创新；本报告旨在帮助读者了解其实现方式。虽然发展道路上也有许多坎坷，但这是一个稳定、积极、适应性强的政策体系，能够在适当的时间给予恰当支持，帮助行业实现商业化和行业增长。

英国商业、能源与产业战略部（BEIS）和外交和联邦事务部（FCO）委托我们撰写这份报告，证明结构良好的政策措施对促进创新和降低成本的影响。英国在海上风电方面的经验切实说明了政府可以通过政策刺激新技术市场的发展，推动市场部署和后续创新，从而大幅降低成本。如果没有政策的支持，这样的成果很难实现。目前，许多部门正在开发新技术，但新技术远未成熟，且比现有技术更加昂贵。本报告的内容对相关部门的决策者具有重大影响。

本报告旨在阐述过去十年政策是如何发展的，重点关注政策框架是如何在海上风电行业产生“需求拉动”的。本文试图通过对英国主要行业参与者和决策者的访谈，分析这类政策对创新体系的影响。这些创新体系帮助该行业在这一时期实现了成本的大幅降低。

碳信托咨询公司 碳信托咨询公司

疫情后时代，海上风电的未来

这份报告是在新冠肺炎疫情开始时撰写的。未来可以预测的是，全球经济将出现衰退，关于全球经济衰退如何影响海上风电未来发展的问题自然会出现。我们认为，海上风能和其他低碳基础设施在未来可以经受住即将到来的经济动荡；私人资本仍需要一个较为安全的投资对象，而海上风电将继续提供稳定可靠的回报。除了给予直接的支持，经济刺激方案的性质和范围还有待确定。然而，无论相关方案的内容如何，我们认为海上风电作为一种安全投资的地位不会改变。

碳信托咨询公司与伦敦大学学院的合作伙伴关系

碳信托咨询公司在英国海上风电领域的经验无可比拟。自 2008 年以来，碳信托咨询公司一直在经营海上风电加速器，并为该行业撰写了许多重要报告。碳信托咨询公司的使命是加速各国向可持续的低碳经济迈进，主要致力于减少碳排放，发展清洁技术，在这些方面是世界领先的专业机构。碳信托咨询公司为世界各国政府和领先企业提供咨询，将利润再投资于其低碳使命。

本报告与加州大学可持续资源研究所（ISR）合作，该研究所是巴特利特能源、环境与资源学院（BSERR）的一部分。可持续资源研究所（ISR）是一所重要的研究和教学中心，主要关注当今社会目前面临的一些主要挑战，包括气候变化、资源效率、环境保护和可持续发展。

报告结构

报告主要分为两部分：

第一部分介绍了政策和成本降低的背景，包括自 2001 年第一轮英国皇家资产管理局租赁招标计划以来，对创新和成本降低产生影响的主要政策的相关细节，以及成本降低的关键构成因素。

第二部分分析了成本降低的动因和创新系统的功能，探讨了第一部分所述的成本降低是如何实现的，以及政策如何与创新系统的功能相互作用以实现成本降低。

方法及分析框架

我们通过利益相关者访谈、文献和数据分析，调查过去十年中需求拉动政策如何刺激英国海上风电行业的创新，以及这种创新如何引发了成本的大幅降低。本节介绍研究方法。

研究方法主要借鉴了两个改编自学术文献的分析框架。第一个分析框架对降低成本的驱动因素进行了分类，第二个分析框架对创新系统的不同功能进行了分类。

成本降低驱动因素

本研究假设海上风电成本的降低是七类驱动因素共同作用下的结果，如前所述，并列出了七类驱动因素作用的实例，如表 1 所示¹⁰。这些驱动因素的作用将在第六页的“成本降低驱动因素”中进一步说明。

成本动因	成本动因实例
1. 研发（公共）	-以公共财政来源直接资助技术发展 -以私人资金来源直接资助技术发展（例如，开发商）
2. 研发（私人）	
3. 在实践中学习	-承包商提供时间经验和信心 -更加激进的定价策略
4. 融资成本	-目前认为，海上风电是一种可供银行使用的资产类别 -风险降低，从而带来更加优惠的贷款利率（更低的加权平均资本成本） -创新的融资模式，包括更加多样化的投资者组成
5. 规模经济	-大型风机 -大型单个项目 -大型项目组合 -项目集群 -累计市场规模 -工业化和标准化 -部分关键实体购买力提升 -制造能力提高
6. 材料费&汇率	-钢铁和石油价格降低 -来自其他部门的竞争减少（例如，石油和天然气船舶活动减少）
7. 其他	-其他行业驱动因素，如位置和溢出 ¹¹ 效应

表 1 成本动因

创新系统

为了分析政策对海上风电产业创新的影响，必须考虑整个技术创新系统（TIS）。

¹⁰ 改编自 Kavlak 等人（2018 年）

¹¹ 溢出效应——从其他行业获取/改良的知识或技术，例如用于海上风电场建设和运行维护的石油和天然气行业的船舶

每个技术创新系统（TIS）都由以下结构元素组成：参与者、机构、基础设施¹²及其相互作用。每一个元素的存在与否和能力强弱都会对技术创新系统如何支持整个行业的技术转型产生影响。采用创新系统方法可以对研发¹³以外的创新进行分析，并进一步分析示范和部署阶段。

创新系统功能

创新系统针对某一特定技术或产业的运作，以及对其产生的不同影响，可以通过关键系统的“功能”进行分析。在 Reichardt 等人（2016）研究了政策对德国海上风电创新的影响之后，我们借鉴了 Hekkert 等人（2007）提出的创新系统的七个功能¹⁴。然而，考虑到研究的实用性，我们将这七个功能浓缩为五个，如表 2 所示。

功能	定义
1.目标设定 ¹⁵	为新技术制定明确的发展目标的过程 以技术期望为基础，结合用户需求及社会导向，允许用户进行选择，引导资源分配。
2.市场形成和立法	激励措施和条件的框架，使参与者致力于新技术和执行投资，作出改良决定等。
3.资源调动	创新系统中所有活动所需的资金、人力和物力资源
4.知识开发	以知识为基本资源的学习机制。 包括企业家的实验和生产 利用新知识、网络和市场，采取具体行动的过程。
5.知识交流	系统中各行为主体之间的相关知识交流。

表 2 创新系统的功能（改编自 Reichardt 等人，2016 年）

调研问题

为了评估需求拉动政策对创新系统功能的影响，我们设计了一套诊断性问题。

受访者被分为三组。第一组讨论成本降低和成本降低驱动因素。要求受访者主要关注成本降低带来的行业发展，然后将总体的成本降低趋势归因于不同的成本动因。

第二组主要关注创新体系的政策驱动因素和其功能。通过讨论政策设计特征的类别，了解受访者对可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）的看法，但这部分数据并未用作本报告政策分析的框架。

第二组同样关注创新体系的政策驱动因素和其功能。一些功能在采访时进行了合并，以简化采访流程。立法与市场形成功能进行了合并，只需要给出一个分值；实验及研究引导合并并重新命名为目标设置。要求受访者对可再生能源（RO）及差价合约（CfD）打分。

第三组受访者讨论降低成本与创新系统功能之间的相互作用，并讨论相关政策的影响。

¹² 基础设施：物理、知识和财务组成部分
¹³ (Reichardt, Negro, Rogge, & Hekkert, 2016 年) (Wieczorek, Harmsen, Heimeriks, Negro, & Hekkert, 2012 年)
¹⁴ (Hekkert, Suurs, Negro, Kuhlmann, & Smits, 2007 年)
¹⁵ 在本研究中，实验及研究引导合并到目标设定中

第一部分： 英国海上风电的政策及成本降 低情况

政策驱动因素

本研究探讨了关键政策工具对英国海上风电行业创新的影响，以及这种创新如何在短时间内帮助实现该行业成本的大幅降低。政策工具可分为两大类：“技术推动”政策和“需求拉动”政策。

1. 技术推动——寻求直接资助或以其他方式激励新技术理念和概念的研发，并推动这些技术从早期开发走向示范化和早期商业化。如果产业推动研发投资的动机很小或没有，或者研发风险太高时，就会使用推动政策。这类政策工具主要包括研发税收抵免、直接拨款、奖金和匹配股权融资。

2. 需求拉动——旨在激励和开发一种技术的市场，该技术可能已被证明有效，但尚未实现商业化或尚未拥有与现有技术进行成本竞争的能力。拉动式政策鼓励（更多为私人资金资助）发展一种新兴的技术或产业。随着技术在现实世界中得到应用，从小众市场扩展到广泛应用，拉动式政策能够诱导主体进行学习、创新、帮助降低成本。需求拉动政策工具可能是“广义的”，例如碳定价，也可能更“有针对性”，例如上网电价、供应商义务或监管标准。本研究的重点是“有针对性的”需求拉动工具的作用。

如果需要开发和部署新技术，应对社会所面临的最紧迫的挑战，例如利用可再生能源应对气候变化，就需要一个既有技术推动手段又有需求拉动手段的政策框架。这两者在建立创新系统的过程中都至关重要，帮助在“创新链”的各个阶段支持技术的发展（图 4）。如图 4 所示，技术推动工具是创新链早期阶段“推动”技术发展的主要影响因素，而需求拉动工具在“推动”技术发展通过后一阶段、最终广泛采用的过程中占主导地位。

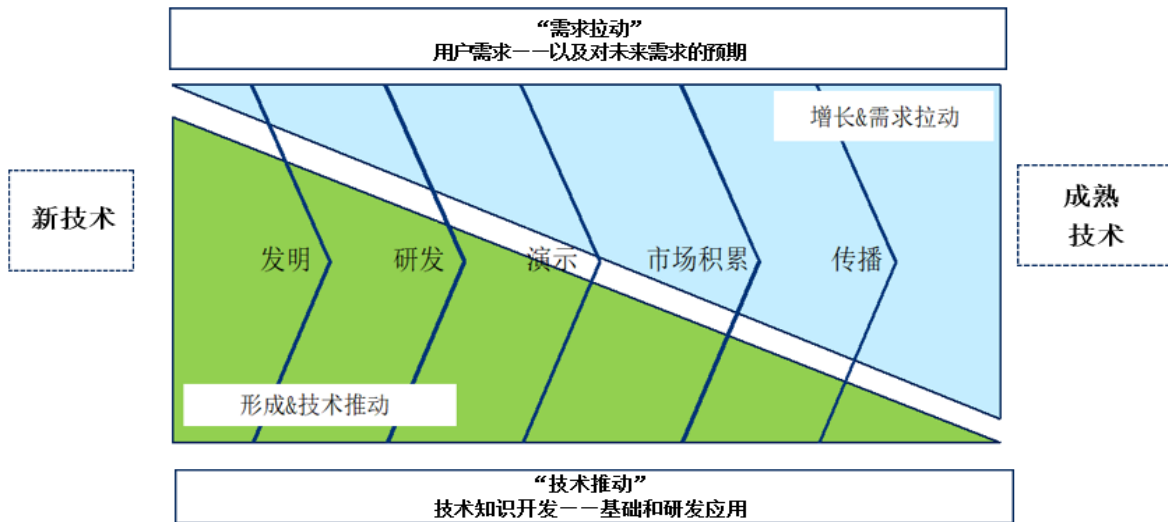


图 4 技术商业化研发途径¹⁶

¹⁶ (Grubb, McDowall, & Drummond, 2017 年)

技术推动政策，如 2012 年英国能源与气候变化部（英国商业、能源与产业战略部前身）海上风电机组技术开发与示范计划¹⁷，在降低海上风电研发成本方面发挥了重要作用，并将继续支持产业进行更多基础性创新。然而，正是需求拉动工具建立并塑造了英国海上风电市场，并在过去十年中对创新和成本降低产生了最大的影响。

¹⁷ 该计划旨在通过加速机组技术的商业化来降低海上风能的成本。目标是：（a）证实>5兆瓦的发电风机组件技术可行性；（b）为新部件的设计和安装提供支持；以及（c）产生学习和实践经验，促进创新，推动海上风电成本降低。

英国海上风电—关键的需求拉动政策工具

在支持英国海上风电市场的建设过程中，政府采取了许多不同类型的政策干预手段。最重要的政策是激励机制，即可再生能源义务（RO）和差价合约（CFD）。除了提供激励机制外，差价合约（CfDs）还要求大型项目提交促进技能提升和创新发展的供应链计划。除此之外，还有一些关键的扶持政策，包括引入容量市场、通过海上输电业主制度对发电和输电进行分拆，以及最近的海上风电行业协议。英国皇家资产管理局海床租赁的招标流程并不是政府政策的一部分，因为英国皇家资产管理局是由议会法案批准创建的独立商业机构，但租赁招标流程一直是政策布局的重要组成部分，因为其对在英国风场开发的资质设定了许多参数。

本节介绍英国海上风电创新系统及帮助降低成本的各项关键政策工具：

基本政策：

- 可再生能源义务
- 差价合约

其他辅助政策：

- 海上风电行业协议
- 英国皇家资产管理局租赁招标流程
- 容量市场
- 海上输电和电网体制

图 5 展示了自 2001 年第一轮英国皇家资产管理局租赁招标计划，相关政策工具的时间表。

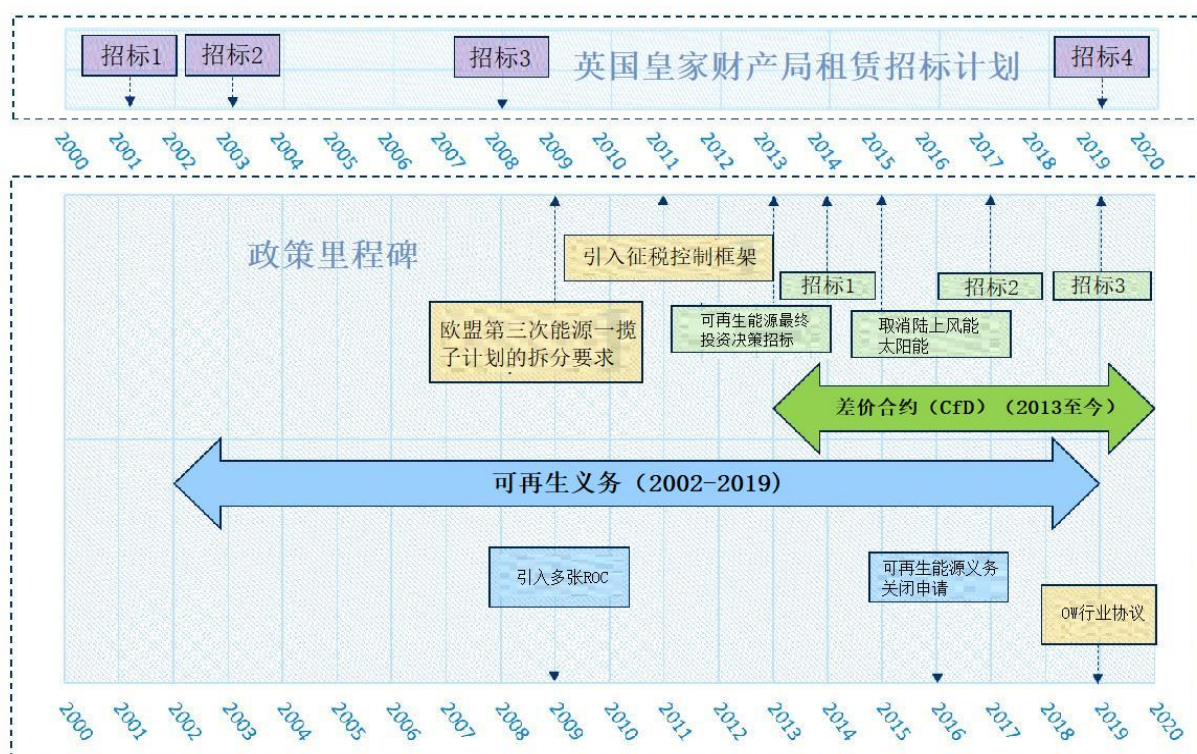


图 5 英国主要海上风电政策工具时间表（2001-2020）

可再生能源义务

英国政府在 2002 年发布了可再生能源义务（RO），鼓励利用可再生能源发电，并希望通过该机制在 2010 年之前实现可再生能源发电占总发电量 10% 的目标。继非化石燃料义务(NFFO)之后，可再生能源义务（RO）成为英国大规模可再生能源发电的主要激励机制。

可再生能源义务（RO）由英国电力与天然气监管办公室（Ofgem）负责管理，目前不再开放申请通道。按照要求，能源供应商需要从可再生能源发电商处购买一定比例的电力。2002 年，购买比例设置为 3%，但在 2018 年可再生能源义务关闭时，该比例已经上升到了 40%¹⁸。

根据各个电力公司的可再生能源发电量，英国电力与天然气监管办公室向他们签发了可再生能源义务证书（ROC），然后电力公司将可再生能源义务证书（ROC）出售给供应商或贸易商。如果供应商无法提交所需数量的可再生能源义务证书（ROC）来满足要求的可再生能源百分比，则必须向英国电力与天然气监管办公室支付“买断”价格¹⁹。2002-2003 年的买断价格为每兆瓦时 30 英镑，买断价格每年均会上涨，到了 2019-2020 年度，该价格增加到了 48.78 英镑²⁰。

可再生能源义务证书（ROC）可以在公开市场上交易，但由政府确保价格保持稳定（见下文），每张可再生能源义务证书（ROC）的价值约为 45 英镑。电力公司定价会在电价批发价的基础上，再收取可再生能源义务证书（ROC）的价值。每兆瓦时发电获得的可再生能源义务证书（ROC）数量取决于发电技术的类型和投产日期。根据可再生能源义务（RO）机制，

¹⁸ (英国电力与天然气监管办公室, 2020 年)

¹⁹ (英国能源和气候变化部, 2013 年)

²⁰ (英国电力与天然气监管办公室, 2020 年)

海上风电场每兆瓦时发电能够获得两张可再生能源义务证书（ROC）（2009 年引入多张可再生能源义务证书政策后——见下文），通常每兆瓦时发电量可获得 140 至 150 英镑。

可再生能源义务（RO）并非为海上风力发电设计的

2002 年提出可再生能源义务（RO）机制时，普遍认为可再生能源义务将支持陆上风电，而不是海上风电，因为在当时，陆上风电已经是一种成本相对较低且相当成熟的技术。然而，伴随着陆上风电的规划问题以及政府的政策中止，陆上风电场的开发并没有如预期的那样取得进展（2016 年 5 月，可再生能源义务完全禁止陆上风力发电）。因而，海上风电行业则有更大的获得支持的机会，因为在这种情况下，海上风电不需要与低成本技术竞争。

政策灵活性确保可再生能源义务（RO）实现其目标

可再生能源义务（RO）政策最初是并不区分技术类别，发电商可获得的可再生能源义务证书（ROC）的数量仅根据发电量来决定，每生产一兆瓦时可获得一张可再生能源义务证书（ROC）。但是显然，为了推动不同成熟度的可再生能源技术都能发展²¹，证书数量的差异化是不可避免的。2009 年，政府开始为不同的技术提供不同数量的可再生能源义务证书（ROC）。陆上风电每兆瓦时获得一张，固定海上风电每兆瓦时可获得两张²²，浮式海上风电的成熟度远低于固定式海上风电，2014/15 年每兆瓦时可获得 3.5 张可再生能源义务证书（ROC）。然而，只有一个 2 兆瓦的浮式风力示范项目 Kincardine 通过可再生能源义务（RO）获得支持。

大规模、高水平支持，帮助海上风电产业起步

可再生能源义务（RO）的不同之处在于，它没有总预算上限，也没有容量上限。也就是说，唯一的制约因素是发电商能够提供的发电容量。英国电力与天然气监管办公室也有许多杠杆，他们可以通过这些杠杆来控制可再生能源义务证书（ROC）的价格：他们设定了供应商的义务水平、收购价格，还知道在任何给定的时间内市场上有多少可再生能源义务证书（ROC）在流通。因此，他们能够确保可再生能源义务证书（ROC）的价格保持稳定，即使在公开市场上交易，也能保证每个可再生能源义务证书（ROC）的目标价格为 45 英镑左右。

从可再生能源义务（RO）迈入差价合约（CfDs）

与差价合约（CfDs）共同发挥作用的六年过渡期之后，可再生能源义务（RO）于 2019 年停止运行²³。这一转变给市场带来了一些不确定性，发展速度有所放缓，从差价合约（CfD）问世以来，持续了大约 18 个月。这种放缓主要是由于人们无法获得确定的心理预期，市场无法确切地知道差价合约（CfD）的作用模式。

²¹ (Woodman & Mitchell, 2011 年)

²² (IRENA, 2014 年)

²³ (Bunn & Yusupov, 2015 年)

差价合约

在英国海上风电市场的早期发展阶段，可再生能源义务（RO）成功为可再生能源的部署提供了支持。但是，要以尽可能低的成本实现政府支持脱碳的目标，目前技术的成本太高。到 2013 年，政府判断可再生能源技术市场已经足够成熟，可以采用更具竞争力的方法。于是，差价合约（CfD）在 2013 年推出，除了 2013 年接受申请的可再生能源最终投资决策（FIDER）外，还利用竞争性配置构建了一个降低发电碳排放成本的机制。差价合约（CfD）在项目开发过程中，比可再生能源义务证书（ROC）提供的时间更早，希望通过这种差异让投资者对项目发展有更大的把握和信心²⁴。

差价合约（CfD）确保投资者能够获得回报

差价合约（CfD）是低碳能源生产商与政府设立的低碳合同公司（LCCC）之间的双边法律合同。该合同保证发电商在 15 年内有固定的发电“执行价”，如果市场参考价格低于差价合约（CfD）执行价，低碳合同公司（LCCC）将向发电商支付差额。相反，如果市场参考价格高于执行价格，则电力公司必须向低碳合同公司（LCCC）支付差额。由于执行价格通常在 15 年内固定不变，电力公司可以通过降低成本或增加发电量来增加利润。

可再生能源最终投资决策（FIDER）过渡轮，旨在尽量减少不确定性

在建立完全竞争性配置之前，2013 年的可再生能源最终投资决策（FIDER）过渡轮是以申请程序的方式进行的。其目的是支持在可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）之间的过渡期内做出最终投资决定的项目，否则这些项目可能会因机制过渡而延迟或取消。过渡期共签订了 8 份合同，其中 5 份授予海上风电，占 2.2 吉瓦支持容量的 70%。海上风电的商定执行价格为每兆瓦时 140 至 150 英镑，与可再生能源义务（RO）提供的支持水平类似。

引入竞争性配置，进行价格竞争

在 2014/15 年的分配轮次中，引入了竞拍机制。开发商受邀提交密封的投标书，包括拟议的执行价格、技术类型、成本、产能和项目交付年份的详细信息。在每次竞拍中，英国国家电网公司都按照执行价格对所有提交的文件进行排序，不考虑计划中开始发电的时间。如果每年的申请总额超过英国国家电网公司当年的预算（迄今为止的所有三轮申请都是如此），则会举行竞拍来分配合同。竞拍采用“现收现付”的形式，因此所有中标者都将获得与最高执行价相同的报酬。

为了控制成本，引入了征税控制框架

在 2010 年进行支出审查后，政府决定采用征税控制框架（LCF），以控制政府为支持低碳电力而征收的费用，因为最终，这些费用将通过能源账单转嫁给消费者。该法案于 2011/12 年度生效，并设定了截至 2020/21 年度的税收资助支出上限。制定 10 年计划的动机之一是让投资者相信，政府始终坚持其低碳发电的承诺。

征税控制框架（LCF）上限涵盖了可再生能源义务（在引入 LCF 之前没有预算上限）和差价合约（CfD）。同时还包括上网电价和温馨家庭折扣计划。上限实际上设定了在每一轮差价合约（CfD）下政府可授予的发电容量，因为需要先对可能的发电量水平、执行价格和批发电价进行估计，确认政府有责任支付何种补贴。

²⁴ (英国能源和气候变化部, 2013 年)

英国约 20%的消费能源账单收入是由这些征税收入构成的，所以，要控制成本²⁵则面临巨大的政治压力。

海上风电主导了差价合约（CfD）的发电容量

差价合约（CfD）最初的目的是支持现有的技术，如陆上风电和太阳能光伏发电，以及不太成熟的技术，包括海上风能、生物质能和热电联产废弃物能源以及潮汐能。但是，2015 年，政府取消了对新的陆上风电和太阳能光伏装机的支持，未来预算的大部分将用于支持不太成熟的技术，主要用于海上风力发电²⁶。

2015 年第 1 轮，27 份合同中的两份授予了海上风电。发电容量为 1.2 吉瓦，共占据支持容量的 54%。目前仍有资格获得差价合同（CfD）的陆上风电在支持容量中占第二大份额，为 34%，即 0.75 吉瓦。在随后的几轮中，与单个海上风电项目的巨大规模相比，所有其他技术相形见绌。2017 年第二轮，11 份合同中有 3 份授予海上风电，占有新签合同支持容量的 96%，为 3.2 吉瓦。在 2019 年的第 3 轮中，12 份合同中有 6 份授予海上风电，占新签合同支持容量的 93%。

通过提升技能和创造就业机会支持市场形成

可再生能源义务（RO）没有写入任何与在海上风电行业创造就业机会或提升技能相关的具体目标或支持措施。相反，差价合约（CfD）引入了一项义务，即每一个容量超过 300 兆瓦的投标需要提交一份供应链计划。该计划必须说明此项目将如何促进供应链中的竞争、创新和技能提升。同时，差价合约还采取了其他政策举措支持本地技能发展，包括区域增长基金对“绿港倡议”的投资（以引入西门子 Gamesa 风机叶片工厂为例，支持当地就业和技能发展）。

然而，在海上风电行业协议之前，海上风电行业在如何促进技能发展和增加就业岗位方面并未达成一个总体目标。

²⁵ (英国电力与天然气监管办公室, 2020 年)

²⁶ (Welisch & Poudineh, 2020 年)

海上风电行业协议

2017 年 11 月，政府发布了产业战略，重点关注四大“重点挑战”：清洁能源发展、老龄化社会、未来流动性、人工智能和数据。该战略包括一项关于“行业协议”的提案，这是一种机制，让政府能够通过提高生产率、扩大就业和创新，来支持面临重点挑战的行业。目前，该机制已就人工智能、汽车、建筑、创意产业、生命科学、核能、铁路和海上风电等领域达成协议。海上风电行业协议属于清洁能源发展的重点挑战。

承诺提供资金和竞拍，实现更广泛的可预测性

2019 年 3 月，政府与海上风电行业达成海上风电行业协议，确保了海上风电在英国清洁能源供应方面的战略地位。该协议旨在为海上风电行业提供前瞻性的视野，设定了到 2030 年总容量达到 30 吉瓦的总目标，并希望在 2020 年前通过定期竞拍的方式为未来差价合约（CfD）交易提供高达 5.57 亿英镑的资金。协议旨在促进供应链、投资规划和实际装机容量目标的发展，以确保英国海上风电行业能够充分发挥其潜力²⁷。

该行业协议预计，到 2030 年，海上风电的国内和出口市场将达到每年 49 亿英镑，到 2050 年将达到 89 亿英镑。目前已经制定足量的已确认项目和项目备选库，可实现在 2030 年前发电容量达到 30 吉瓦的目标。政府宣布定期进行差价合约（CfD）竞拍，旨在鼓励投资者对英国海上风电做出长期承诺，并在 2030 年之后继续投资（2019 年，离岸可再生能源弹射器）。

有针对性的地区福利计划

除了设定产能目标和通过定期竞拍创造知名度外，行业协议还抓住主要机会，为国内供应链创造就业和增长，其目标是“为所有人创造良好的就业机会，获得更强的盈利能力”。该计划的目标是，在 2030 年之前，将海上风电劳动力增加三倍，达到 27,000 人，其中，将风电行业本地就业人数增加到 60%，同时，扩大劳动力多样性，保证 40% 的职工为妇女，12% 为 BAME 人群（即黑人，亚裔和少数民族）。

实现这些目标的关键举措包括：

- 建立“人才投资小组”，由掌握技能的专业人员提供支持，专业人员需要能够了解行业需求，并相应地制定课程计划和认证标准。包括颁发海上能源护照（国际认可），让海上工人能够在海上可再生能源地和石油和天然气田之间流动作业。
- 继续与青少年（16 岁以上）教育机构合作，支持理工学院制定全行业标准化课程。
- 扩大与大学的合作，扶持相关研究，并建立高水平的研发队伍。

2020 年 3 月，在行业协议达成一年后，设立的新目标是招募 3000 名新学徒。学徒职业范围不限，从风机技术人员和维护工程师到管理和财务均可。

²⁷（海上可再生能源弹射器，2019 年）

英国皇家资产管理局租赁招标计划

英国皇家资产管理局是一家独立的商业机构，管理着英国 12 海里范围内几乎全部海底资产。它拥有自然资源（不包括化石燃料）和利用大陆架上的风、浪和潮汐资源发电的权利。

英国皇家资产管理局已进行四轮租赁招标，向海上风力开发商开放海域。第一轮于 2001 年启动，作为一个示范轮次，帮助开发商了解在英国开发海上风电场的实用性。开发地址是开发商选定的。这些项目通常规模较小，不会超过 30 台风机，而且靠近海岸。

第二轮于 2003 年启动。这一轮的项目规模较大，通常离岸更远（8-13 公里）。第 1 轮和第 2 轮的发电总容量约为 8 吉瓦。2010 年 5 月，第 1 轮和第 2 轮项目的项目获得延期授予。

第三轮于 2008 年启动，首次出现大规模发展。共在 9 个地区授予了超过 32 吉瓦发电容量的开发权利。到目前为止，第三轮的 24 吉瓦项目正在开发中，其中一些项目正在建设或运营中。英国皇家资产管理局在第三轮投资了超过 8000 万英镑的共同融资投资资本，还实施了一些扶持行动²⁸。

第四轮于 2019 年启动，扶持新项目，新项目的发电容量均为 7 吉瓦以上。正在进行的这一轮还包括一些技术创新的激励措施，如创新项目的租金折扣、混合项目机会、商业化前示范和测试机会，同时正在努力为创新项目（包括浮式发电）确定合适的场地。租赁期限从 50 年延长到 60 年，因此，现在租赁期限可以涵盖两个完整的项目生命周期。

第四轮还提出了数据共享的要求。开发商将被要求参与英国皇家资产管理局的海洋数据交换（MDE），该系统负责存储、管理和共享开发商和运营商收集的海上调查数据。调查数据包括地球物理调查、鸟类学、底栖生态学、风资源和噪声等信息。开发商必须参与 SPARTA 海上风电性能数据基准测试平台²⁹。

²⁸ 战略扶持行动旨在推进海上风电的证据基础，并为未来海洋空间的使用提供信息。主题包括：深化对环境影响的理解；通过减损程序开放进一步部署；更好地规划和协调陆上和海上活动；带来净环境收益。

²⁹ （英国皇家资产局，2019 年）

容量市场的构建

作为电力市场改革的一部分，容量市场与差价合约（CfD）同时创建³⁰。其目的是确保在需求高峰或其他特殊时段，始终有足够的容量满足英国的电力需求。通过发电调度，需求侧响应（消费者减少或转移其能源消耗以减少需求高峰）和电力存储（尽管随着时间的推移，电池存储的应用越来越少）几种方式的组合来提供电力容量。尽管迄今尚未达成任何协议，但 2019 年产能市场也向可再生能源开放。

申请人有资格参加容量竞拍。与差价合约（CfD）一样，竞拍机制的目的是确保以最低的成本向消费者提供容量。中标人签订容量协议，该协议要求他们确保在必要时可以提供电力容量。

它被视为差价合约（CfDs）的重要补充法规，因为能源系统中海上风电容量的增加同时也增加了发电间隙性风险。

海上输电资产和电网体制

英国典型海上风电场总成本的 10-20% 用于建设输电资产：陆上和海上变电站以及连接用出口电缆。随着风电场的规模越来越大，离海岸越来越远，输电资产的成本也随之增加。项目之间成本有很大的差异，从 3400 万英镑的 Barrow 和 6600 万英镑的 Robin Rigg 等项目到 5 亿英镑的 Race Bank 和 Walney Extension。输电资产一旦安装并投入运营，成本就会很高，但风险很低。

欧盟第三次能源一揽子计划（2009³¹）要求将欧盟成员国的输电和发电资产“分拆”，即两种资产不能再处于同一所有权之下。因此，现有的风电场要连接到 132kV 或以上的陆上电网，必须出售其拥有的任何输电资产。为了通过竞争降低成本，英国电力与天然气监管办公室引入了一种竞争性招标程序，授予海上输电业主（OFTO）许可证。事实上，由于获得海上输电业主（OFTO）许可证的资产所有者通常将运营与维护分包给风电场，因此运营成本几乎没有或根本没有减少。

然而，较低风险的输电资产与高风险生成资产的分割确实推动了项目传输资产要素的资金成本降低。将输电业主的收入风险与风机、风资源状况或其他发电中可能存在的风险分开，为投资者消除了一个重要的风险因素。

英国电力与天然气监管办公室还设计了相关制度，使海上输电业主（OFTO）从英国国家电网公司而非风电场获得收入，英国国家电网公司规模更大也更稳定，此举能够帮助维护业主收入的稳定性。

理论上，输电资产可以由风电场开发商或海上输电业主（OFTO）建造和安装。选择权在于风电场开发商，目前在英国，一般开发商还是会选择自己来建造输电资产。

³⁰ 欧盟第三次能源一揽子计划于 2009 年生效，涵盖以下五个领域：分拆、独立监管机构、ACER、跨境合作和开放公平的零售市场。

³¹ 欧盟第三次能源一揽子计划。

成本降低：执行价格与平准化能源成本（LCOE）

“决不会有人对英国海上风电行业成本降低的幅度无动于衷”- 业内人士消息

2011 年，海上风电成本削减工作组召开会议，建议采取行动，增加英国海上风电的部署数量，降低成本。该工作组在 2012 年提交报告，设定了到 2020 年发电每兆瓦时成本 100 英镑的目标。将于 2021/22 年开始发电的项目的差价合约（CfD）第 2 轮竞拍中，海上风电执行价格为每兆瓦 57-74 英镑。第 3 轮竞拍中的执行价格甚至更低，2023 年投入运营的海上风电场每兆瓦时下降到 39-41 英镑。

然而，执行价格只显示电力公司的支付情况；执行价格并不能显示发电的实际成本，业内通常用平准化能源成本（LCOE）³²或随后产生的利润率（平准化能源成本和执行价之间的差额）来进行衡量。图 6 将每轮分配中选定的执行价格与 LCOE 的行业估计值³³进行比较。如 LCO 趋势所示，2015 年至 2023 年间，发电成本将下降 65% 以上，从 120 英镑/兆瓦时降至 40 英镑/兆瓦时左右。如果能够实现上述目标，成本就能够大幅降低。

图 6 说明了另一种趋势：执行价格和预计未来平准化能源成本范围之间的差异，以及开发商的利润率，将继续下降。在行业发展的初始阶段，由于新技术的不确定性，也由于承包结构较为低效，开发商能够获得更高的利润率。目前，该行业技术逐步趋于稳定，行业能够承受收入减少的风险，并预计在未来几年实现成本的进一步降低。事实上，第 3 轮 39 英镑/MWh 的执行价格低于平准化能源成本从 2023 年起的平均估计值。

³² 平准化能源成本（LCOE）是指发电资产的拥有和使用的贴现终身成本，转换为等效的发电成本单位（£/MWh）（英国商业、能源与产业战略部（BEIS），2016 年）。LCOE 指标给出了项目生命周期内单位能源成本的指标，包括资本成本、运营成本和融资成本（Aldersey Williams & Rubert, 2019 年）。由于 LCOE 将与安装和运行一个装置相关的所有关键成本视为其整个寿命期内可能产生的所有电力的比率，因此它是分析政策和创新对降低成本的影响的有效指标。

³³ 平准化能源成本会考虑到所有项目成本，所以开发商很少公开 LCOE 数据，因为其在商业上较为敏感。但是，许多研究已经为本工作中引用的当前和计划的近海区域建立了 LCOE 模型。（BVG Associates, 2019 年）。

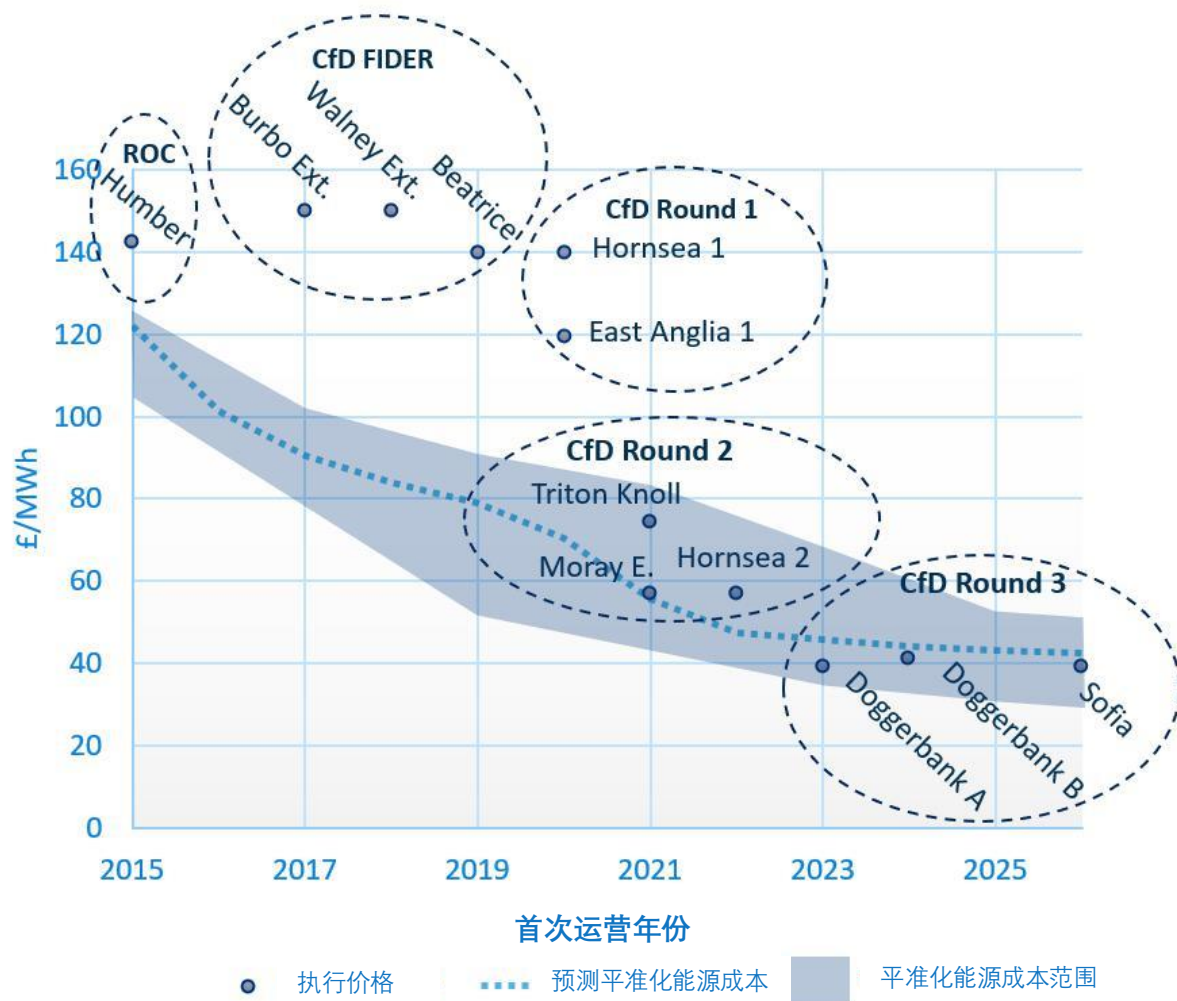


图 6 运营风电场的预估平准化能源成本（深蓝色）和第 3 轮海上区域的预测平均平准化能源成本（浅蓝色）³⁴

³⁴ (海上可再生能源弹射器, 2019 年) (4COffshore, 2019 年) (BVG Associates, 2019 年) (碳信托咨询公司分析)

成本降低的构成要素

海上风电场的安装和运营成本可分为五个部分：风机、项目开发和管理、设备平衡、安装与调试、运营与维护（O&M）以及资金成本³⁵。根据文献和利益相关者访谈，本节分析了 2010 年（2015 年之前建成的风电场）和 2019 年（2025 年之前建成的风电场）之间，这些成本组成中哪些有所减少，减少的原因是什么。

随着风机尺寸的增加，风电场设计和运行方式的改进，发电成本有所降低。如图 7 所示，海上风电装置的项目成本³⁶已从 2010 年的约 400 万英镑/兆瓦下降到 2019 年的 250 万英镑/兆瓦³⁷。到目前为止，风机尺寸的增加对这些成本降低的影响最大。随着第 3 轮差价合约（CfD）竞拍的完成，行业现在正准备进一步扩大风机规模，从 8 兆瓦风机扩大到 12 兆瓦瓦风机，这将占未来几年预计平准化能源成本减少量的 50%³⁸。根据计划，进一步扩大风机规模将进一步降低成本。另一方面，大型风机也降低了其他部件的成本。主要原因是风力发电厂只需要原先一半数量的风机就可以完成相同的发电量指标，因此，安装量和所需要的配套零件数量也相应减少。同时，运营与维护所需的停机时间也相应减半。

开发过程的改进，通过风机、电厂配套设施和运行维护技术的发展，推动了平均容量系数³⁹的提高，这对风电场的收入产生了重大影响。事实上，平均容量系数已从 2009 年的 35% 以下增加到 2020 年的 45%，预计将进一步增加⁴⁰。大型风机也增加了容量系数；考虑到开发过程的改进，同时风机功率将从 10 兆瓦迈向 12 兆瓦，预计到 2021 年，新的风电场的容量系数将超过 50%⁴¹。

³⁵ 在此分析中，资本成本和对容量因素的改进是构建在 BVG 成本模型中的假设。

³⁶ 成本削减数据为 2019 年数据

³⁷ 风电场的具体成本与项目具体情况高度相关；所载数据仅为对行业趋势的估计。

³⁸ (CharlesRiver Associates, 2018 年)

³⁹ 容量系数是一段时间内产生的电力与最大可能输出的比例。

⁴⁰ (Boccard, 2009 年)

⁴¹ (DNV GL, 2019 年)

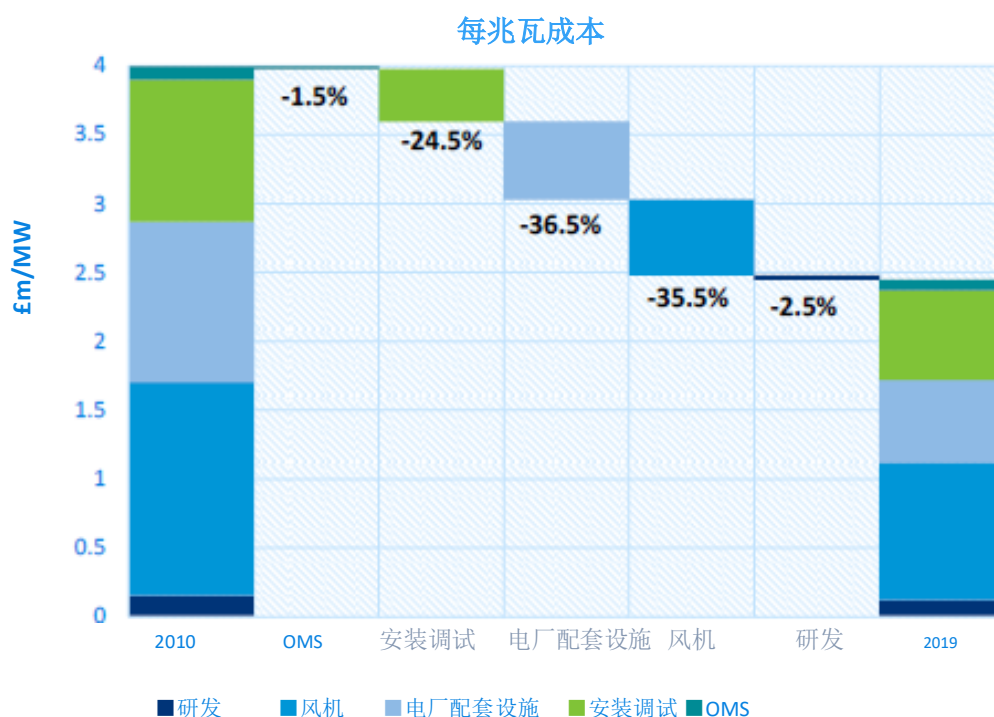


图 7 每兆瓦的项目成本，单位£m/MW（相关成本价格为 2019 年数据）⁴²

风机⁴³

风机制造商是将风电场整合在一起的核心市场主体。由于每个风电场的风机数量与电厂安装、电厂平衡和运行维护成本大致成比例关系，因此风机的任何变化都会影响到其他所有成本。随着风机尺寸的增加，每个风电场的风机数量减少，所需的安装和装运船舶数量也会减少⁴⁴。例如，Scroby Sands 使用 2 兆瓦功率的风机。使用 2 兆瓦的风机，想要建立一个 60 兆瓦容量的电厂，需要安装要 30 个独立的单桩风机。Doggerbank A 则使用 12 兆瓦的风机，因此建立一个 60 兆瓦容量的电厂只需要安装 5 台风机。此外，由于风电场单位容量的风机数量较少，维护所需的总停机时间也更少。

如图 8 所示，当时英国海上风电场是使用 2-4 兆瓦风机建设的，这是当时陆上风机的标准。目前，英国运营的海上风机的平均规模约为 6.8 兆瓦，预计将逐步增加。预计到 2026⁴⁵年，新风机的平均规模将在 17 兆瓦左右，许多处于施工前阶段的发电厂现在正在申请扩容许可令，为安装 20 兆瓦的风机做准备。风机的尺寸增长是由不断增长的研发进程、规模经济以及更加激烈的竞争环境推动的⁴⁶。通用电气在第 3 轮竞拍后进入市场，增加了市场竞争，Doggerbank 将使用他们研发的 Haliade-X12MW 风机，这是目前世界上最大的风机。

⁴² (BVG Associates, 2010 年) (BVG Associates, 2019 年)

⁴³ 风机是海上风电项目中最大的成本组成部分。报价成本考虑了组件、装配和风机供应商在安装、调试和保修方面的成本。风机供应包括制造、装配和系统级测试，以及所有其他风力风机组件，如机舱、转子和风塔。

⁴⁴ 风机需要由人员进行定期操作，相关人员需要通过船舶从陆地前往海上风电场。随着风机规模的增大，风电场对每台风机的船舶输送人员数量要求越来越低。

⁴⁵ (4COffshore, 2020 年)

⁴⁶ (碳信托咨询公司, 2020 年)

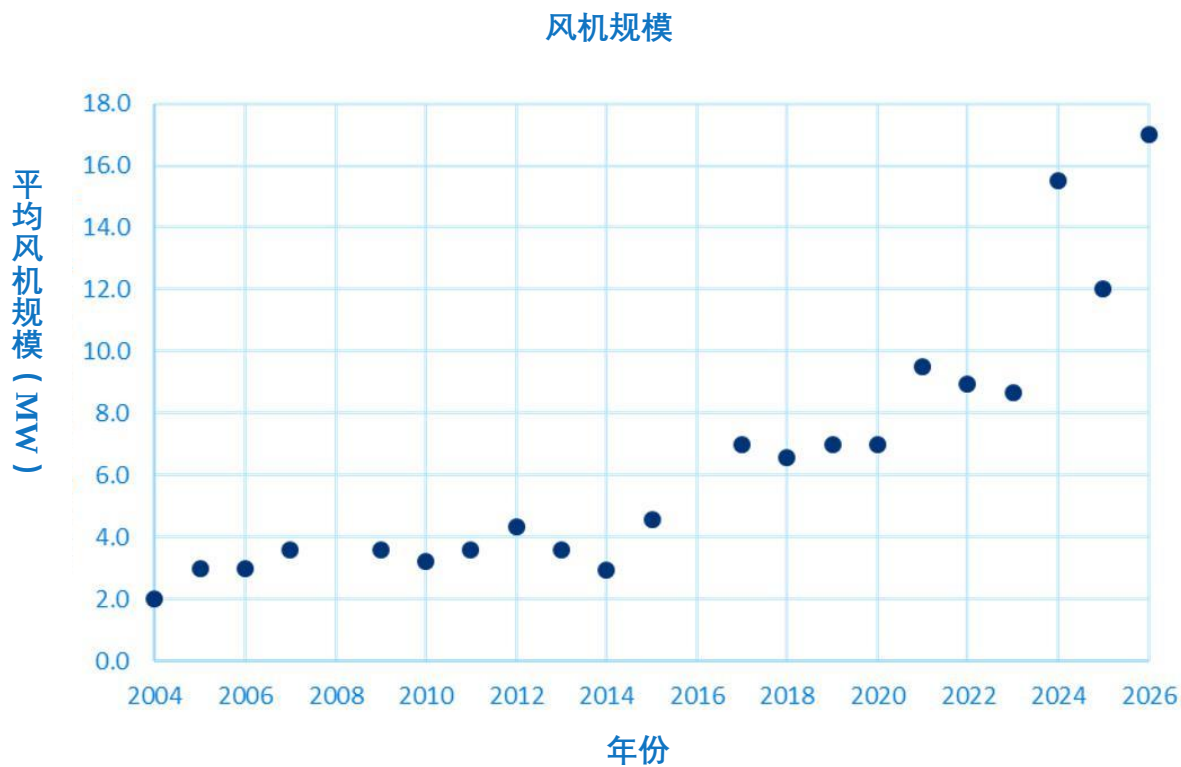


图 8 英国海上风电场的平均风机规模（MW）⁴⁵

近年来，风机的平均资产价格从每兆瓦 155 万英镑降至 100 万英镑，如下图 9 所示。2004 年至 2008 年间，成本上升的部分原因是缺乏竞争，部分原因是供应链有限，还有一部分原因是市场规模较小。随着市场规模增长，价格开始下降，并在 2008 年至 2010 年间再次下降了 25%⁴⁷。直驱式风机虽然比标准齿轮箱设计更昂贵，但其安装和运行成本预计较低，目前正日益普及。⁴⁸由于市场规模不断扩大，销售量增加，推动成本下降。

⁴⁷ （BNEF，2018 年）

⁴⁸ 通过将中压系统和变频器封装在机舱中，可实现缩减成本。这样可以让陆上预调试测试过程更加安全、快速，从而降低了风险和成本。

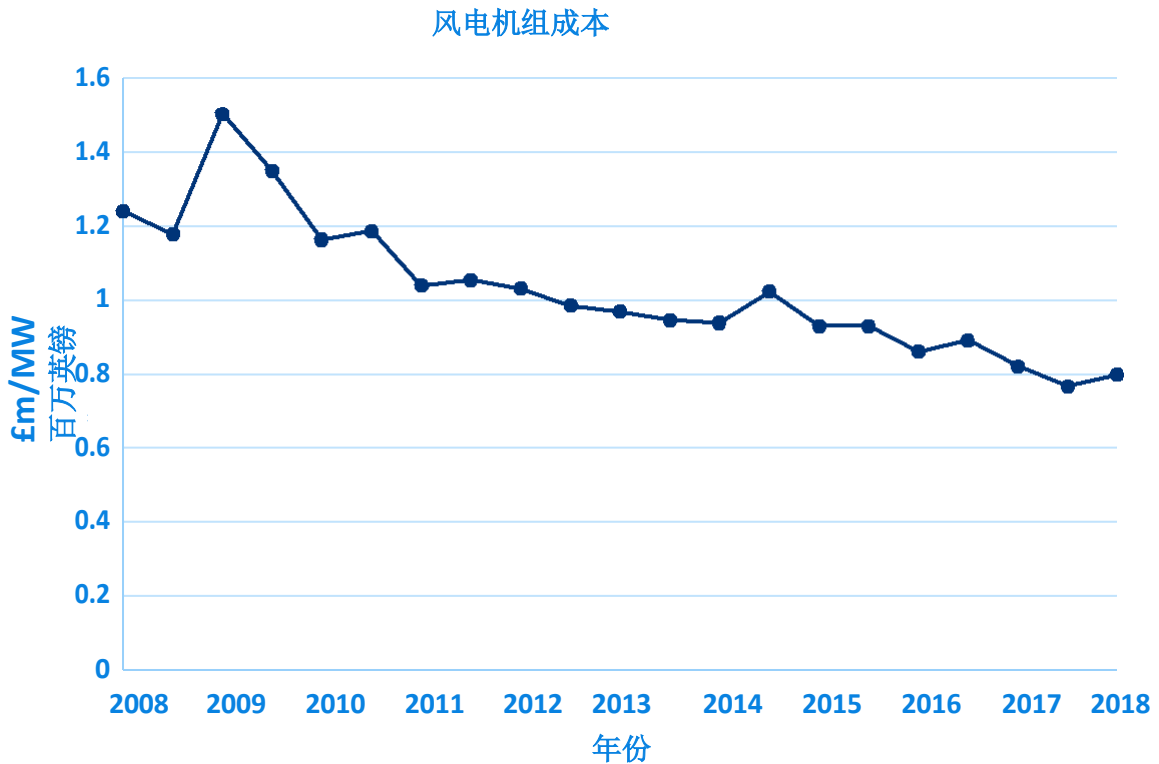


图 9 风力风机资金成本，单位£m/MW（BNEF，2018 年）

2010 年，该市场由西门子和维斯塔斯主导，两家公司的总部都在丹麦，在英国没有建设产业基地。业内人士担心，低供应商数量、高风机数量可能会阻碍市场竞争⁴⁹。此外，英国大型零部件和装配的供应厂商均不在沿海地区。政府试图与风力风机制造商磋商，通过建立沿海机舱组装基地来解决这一问题。政府认为，尽管装配成本与项目总成本相比较低，但本地产业研发对小型供应商的影响将是显著的⁵⁰。

⁴⁹ （碳信托咨询公司，2016 年）

⁵⁰ （BVG Associates，2010 年）

项目开发与管理⁵¹

据估计，2010年至2019年间，每兆瓦的项目开发成本从约15.5万英镑降至12万英镑左右。2010年，有人担心，由于项目开始在更深的水域进行开发，同时开发人员缺乏必要的专业知识，开发成本将有所增加。因此，为应对这种不确定性，开始建立项目成本缓冲区。风电行业人员很快发现，项目可以在之前不熟悉的海上环境中有效地运作，因此在随后的投标中，缓冲区被取消。此外，英国公司没有完全融入供应链，也没有在沿海地区设立产业地或产业集群。所以，缓冲区在项目发展初期是必要的，但随着行业趋于成熟，缓冲区会被取消。

电厂配套设施⁵²

2010年至2019年期间，电厂配套设施成本从100万英镑左右降至60万英镑左右⁴²。电厂配套设施中最大的成本来自电缆和风机基础⁴²，在过去十年中，随着科技创新，这两种设备实现了成本降低。

电缆的成本从每兆瓦190000英镑减少到170000英镑⁴²。十年间，场间缆尤其受益于研发和规模经济，成本从45000英镑/兆瓦降至35000英镑/兆瓦。这在一定程度上是因为行业逐渐倾向于使用66kV电缆。第一代海上风电场部署33kV电缆，但是，当风机功率增加到6兆瓦以上时，高压电缆每条电缆的电容量更大，因而66kV电缆更具成本竞争力。这反过来又减少了所需的电缆总长度。

风机基础负责支撑风力风机，并将负载从风机传递到海床。风机基础也负责容纳电缆并提供船只进出的通道。2010年，每兆瓦风机基础造价超过70万英镑⁴²。现在，30米和40米深度海上风电场，风机基础每兆瓦成本分别为28万至35万英镑⁴²。早期的风机基础往往出现过度设计的问题，现在通过设计优化，每兆瓦风机使用的钢材大大减少，降低材料成本。研究还发现，风机基础不需要像最初设想的那样深入海底，这也降低了成本。

迄今为止，超过80%的海上风力风机使用单桩。15%使用导管架，剩下的使用重力基础形式⁵³。对于目前正在运行的风机而言，单桩基础需要更多的钢材，但由于单桩为批量生产，生产和安装成本更低。如果海上风电场深度在45-60米之间，且海床条件复杂，表面不均匀，使用导管架具有成本竞争力。当使用10兆瓦以上的风机时，由于其能够满足固有频率要求⁵⁴，导管架也更具优势。如果水深超过60米，浮式风机基础预计将是最具成本竞争力的，并将于2020年中期实现商业化部署。

⁵¹ 包括施工前的所有服务，包括现场和环境调查、开发和许可服务、现场调查和项目规划。还包括在资产生命周期内为项目提供的所有项目管理服务。

⁵² 包括所有不属于风机组件的风电场基础设施，例如，电气组件和结构、阵列间和出口的海底电缆、海上变电站设备、钢结构、风机基础和变电站结构供应。

⁵³ 典型的单桩基础是由一根钢管组成的。导管架风机基础包括由钢管构件组装的空间框架结构。重力式风机基础是钢筋混凝土沉箱结构。

⁵⁴ 轮毂塔基础系统的固有频率是风机响应风和波浪载荷所依赖的基本特征。这是由风力风机结构上荷载的动态性质以及系统的一般厚度决定的。

安装与调试⁵⁵

如图 7 所示，安装与调试成本从 2010 年的约 100 万英镑/兆瓦降低到 2014 年的约 65 万英镑/兆瓦⁴²。

2010 年，因安装船舶的适用性和可用性不足，行业遭受损失，增加了风险和项目成本。建筑工程的瓶颈和延误是一个关键问题。在某些情况下，可用的、合适的船只只有一艘，其他的则由石油和天然气部门使用。由于可用的船只数量少，导致租船费率虚高，因此要完成风电行业的具体作业，租赁船只往往并非合适之举⁵⁶。

随着海上风电行业的发展，风电行业开始制造能够定期高效地执行海上风电特定操作的定制船舶。再加上风机尺寸的不断增加，每兆瓦需要的劳动力减少，所需船舶数量减少，安装时间开始减少。图 10 显示风机安装的平均时间显著减少。2008 年至 2017 年间，每兆瓦风机的安装时间从 2.9 天减少到 0.5 天。与此同时，安装风机的平均规模从 2.5 兆瓦增加到 7.4 兆瓦。



图 10 英国近海区域的安装时间（天）⁵⁶

⁵⁵ 该成本类别包括所有辅助设备和风机的安装和调试（不包括风机供应商的特殊安装工作）。安装通常需要 3 年，并按以下顺序进行：陆上变电站和陆上出口电缆、基础海上变电站、场间缆、海上出口电缆和风机（Paterson、Amico、Thies、Kurt&Harrison, 2018 年）

⁵⁶ (Lacal-Arantegui, Yusta, & Dominguez-Navarro, 2018 年)

运营与维护⁵⁷

运营与维护活动的重点是通过优化运营成本与能源收益之间的平衡，最大限度地提高投资回报。在过去十年中，运营与维护成本从每兆瓦 90000 英镑下降到 75000 英镑左右。运维成本的降低有 60% 可归因于风机规模的扩大，这主要是由于风机的可用性提高⁵⁸，风机现在可以在不需要维护的情况下运作更长的时间。并通过优化设计、物流规划和运维接驳等⁴²实现运维目标。目前风机可用性在 95% 至 98% 之间。

运维成本占比最大的部分是运营控制，包括培训、陆上和海上物流、支持和管理、日常开支以及健康和安全。使用无人机等新技术使运营商能够远程工作，减少对船只的需求，降低健康和安全成本。根据彭博新能源财经（BNEF）⁵⁹，通过使用无人机，每年每台风机可减少 750 英镑以上的海上风力检测成本。此外，数据分析的使用频率增高，多用于降低物流成本和提高电厂可用性。随着行业的发展，积累的数据资源增加(例如，通过第七页“规模经济”中描述的 SPARTA 平台)，运维成本开始进一步下降。如图 11 所示，2014 年至 2019 年间，每台风机每月的平均人员转移量下降了 40%。

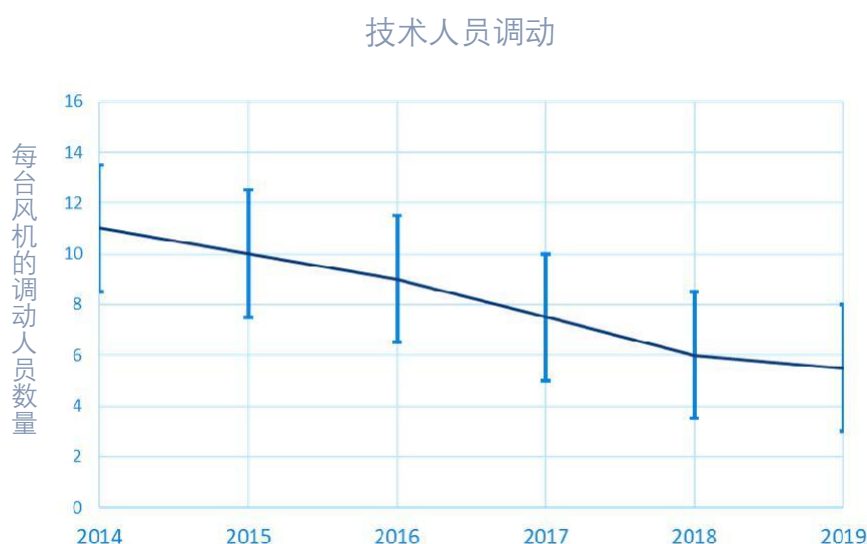


图 11 每台风机的技术人员调动⁶⁰

⁵⁷ 运维包括支持风机、电厂辅助设施和输电资产持续运行所采取的所有行动。这些行动应在施工后开始。

⁵⁸ 风机可用性——风速在运行范围内且风机准备发电时的时间百分比。

⁵⁹ (BNEF, 2018 年)

⁶⁰ (海上可再生能源弹射器, 2019 年)

资金成本

由于海上风电的资本密集性质，加权平均资本成本（WACC）是降低每兆瓦发电成本和整体平准化能源成本（LCOE）的关键驱动力。如图 12 所示，加权平均资本成本降低 1 个百分点，平准化能源成本（LCOE）降低约 7%⁶¹。随着行业的成熟，以及股权和债务融资来源的增加，提供给开发商的加权平均资本成本有所减少。

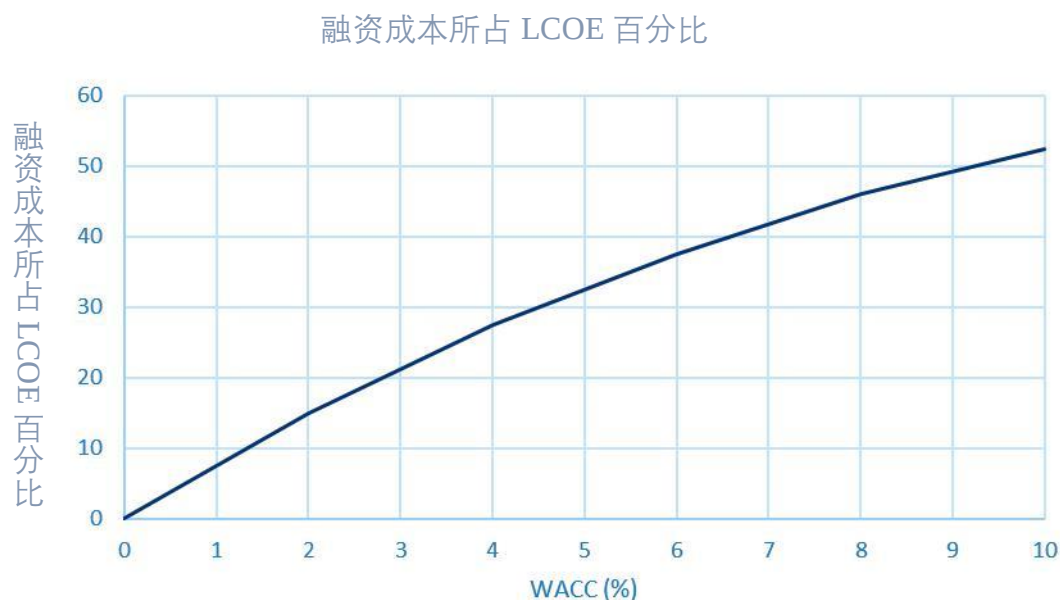


图 12 融资成本⁶¹

减少加权平均资本成本（WACC）的主要驱动力之一是从股权融资转向债务融资。自 21 世纪初以来，无追索权债务⁶²在欧洲越来越受欢迎。但在 2010 年之前，英国海上风电项目对这种债务方式闻所未闻。这在一定程度上是受英国海上风电市场公用事业的主导。传统上，公用事业公司在资产负债表上建立项目，并有专门的财务团队，能够在公司层面筹集资金，并从银行获得尽职调查。因此，小公司很难进入市场，因为在租赁和发电之间的漫长间隔中，他们无法养活自己。

随着行业的成熟，愿意为海上风电项目提供资金的投资者越来越多。因而，小型企业负担得起的债务融资方式增加，特别是无追索权融资。从 2010 年左右开始，养老基金开始投资英国海上风电，到 2012 年，Gunfeet Sands 和 Walney 海上区域都通过无追索权融资获得资金。从 2012 年起，英国可负担债务融资逐渐增加；到 2014 年，英国海上风电行业的债务融资与其他北欧国家相当。值得注意的是 2017 年，丹麦养老基金 PFA 和 PKA 为 Walney Extension 投资了 20 亿英镑，并同时购买了 Ørsted 25% 的股份。此外，随着行业的发展，投资方愿意在早期开发阶段承担一定的风险，基础设施基金成为该行业越来越受欢迎的资金来源。

⁶¹ (BVG Associates, 2020 年) (Charles River Associates, 2018 年)

⁶² 无追索权债务——在项目融资交易中筹集的债务。

在英国海上风电新资产融资中，无追索权债务的所占的比重从 2015 年的 45% 增加到 2019 年的近 80%。欧洲海上风电无追索权债务从 2010 年的 15 亿英镑增加到 2018 年创纪录的 165 亿英镑⁶³。2019 年，欧洲海上风电的无追索权债务降至 88 亿英镑。其中一个原因是金融部门开始通过项目收购和再融资利用二级市场。随着海上风电项目发展，风险降低，债务再融资随之获得发展。一旦风电场投入运行，施工风险将由运营风险替代，而且由于操作风险较低，可能能够提供更优惠的利率条件。因此，项目在完成后通常会进行债务重组(即再融资)。2016 年以来完成的大型项目，包括 Race Bank（573 兆瓦）、伦敦阵列（630 兆瓦）和 Dudgeon（402 兆瓦），都引发了近年来海上风电行业的重大债务重组。

本次金融业重组对海上风电场成本的影响分析详见第二部分的融资成本章节。

⁶³ (Wind Europe, 2019 年)

第二部分： 成本降低动因与创新职能 分析

成本降低驱动因素

本节探讨前文介绍过的成本降低驱动因素如何推动成本降低。本文还探讨了不同驱动因素之间的关系及其相关意义。成本驱动因素分为需求拉动、技术推动和非政策性因素。

我们请业内主要的海上风电公司及其政府同行将过去十年间成本降低的现象归因于这七个驱动因素。他们一致认为，风机尺寸的增加是成本降低的最大功臣。受访者随后将风机尺寸增加归因于在实践中学习、研发（私人）和规模经济。我们认为这三点驱动因素都在大型风机开发中发挥了重要作用。此外，对每代/每种尺寸风机性能的信任也降低了融资成本。如下图 13 所示，这些成本驱动因素都以一种相辅相成的方式相互输入和输出。

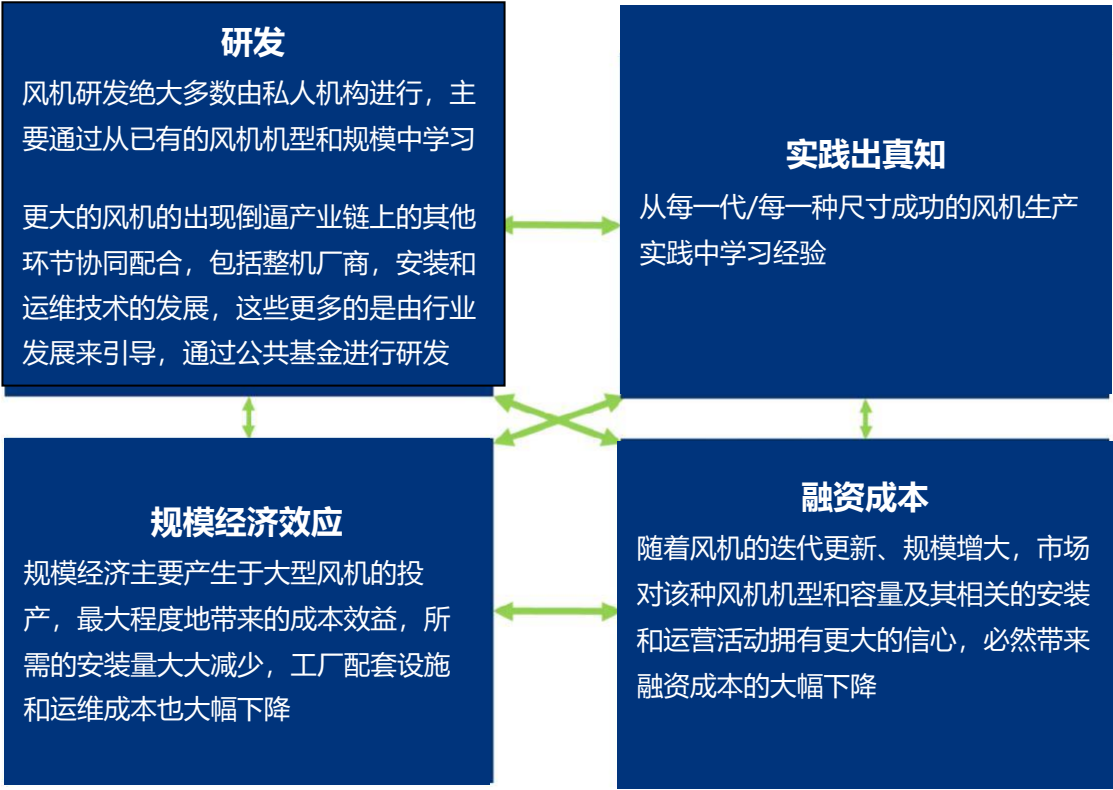


图 13 成本动因及其在海上风电风机更新换代中起到的作用

规模经济之所以能够使整个行业的成本降低，主要是借助大型风机的连锁效应。然而，特别是在产品研发的早期阶段，如果没有“在实践中学习”和贯穿始终的研发创新，这种程度的成本降低趋势是不可能实现的。这一趋势通过直接驱动风机、66kV 场间缆和定制船舶等技术的商业化得以体现。

图 14 突出显示了整个行业的利益相关者所做出的一般性回应。如图所示，利益相关者平均有 80.5%认为 2010 至 2019 年间的成本降低趋势与受需求拉动工具影响的驱动因素相关，12.5%认为与技术推动性驱动因素(即公共研发) 相关⁶⁴，7%认为与非政策因素相关。

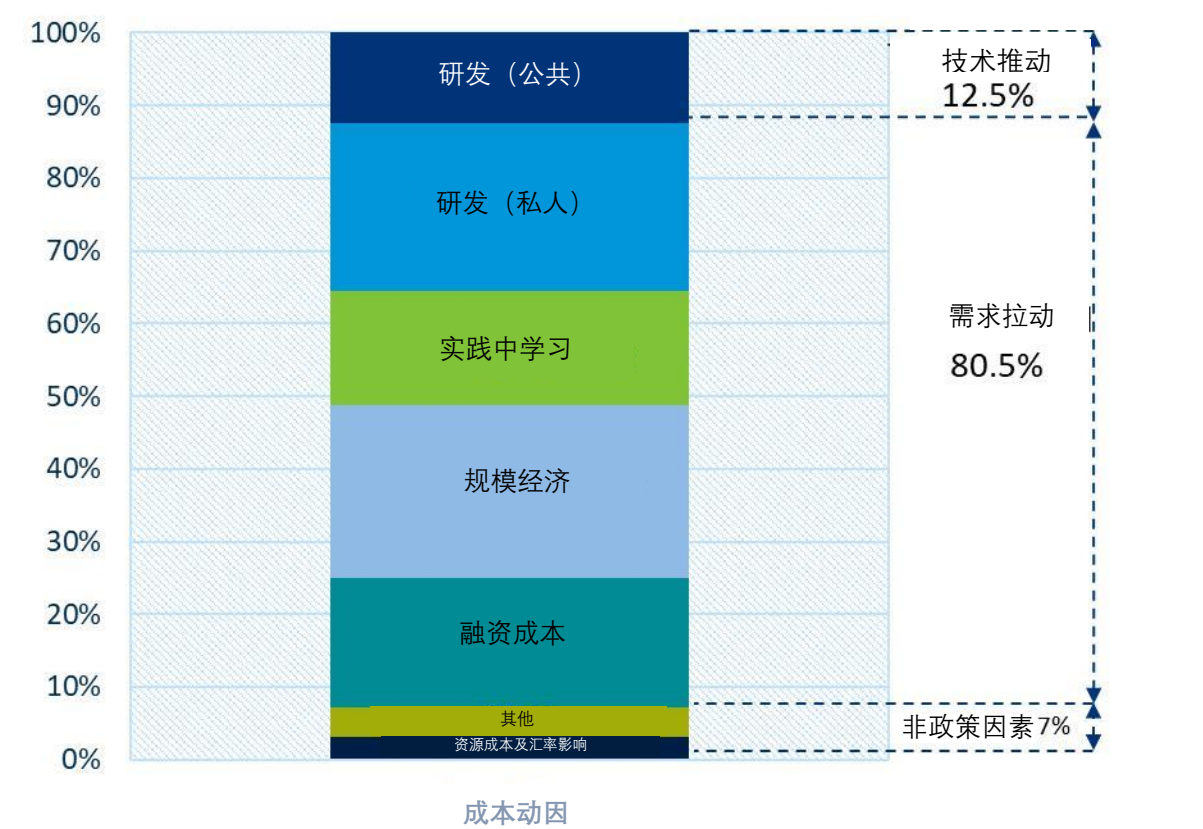


图 14 2020 年可再生能源义务引入以来成本驱动因素的比例作用

⁶⁴ 图 14 所示的平均值表示 7 次访谈之后得出的结果（总共进行了 10 次访谈，但仅在 7 次访谈中要求对成本降低趋势进行归因）。针对我们认为因误读而出现较大偏差的回答，我们会进行删除。值得注意的是，这是一个小样本量的定性研究。成本降低与个人需求拉动相关的成本驱动因素之间的相对归因差异显著，但技术推动和需求拉动影响之间的总体差异更为一致。

图 15 显示了所有利益相关者对各项成本降低驱动因素占比给出的范围。如图所示，与其他驱动因素相比，受访者归因于公共研发的价值范围较小，在 9.5-17.5%⁶⁵之间。尽管个别驱动因素价值范围较大，但与需求拉动政策工具相关的驱动因素总体范围为 75.5-83.5%。这表明，自 2010 年以来，需求拉动政策工具在降低英国海上风电成本方面发挥了主导作用。

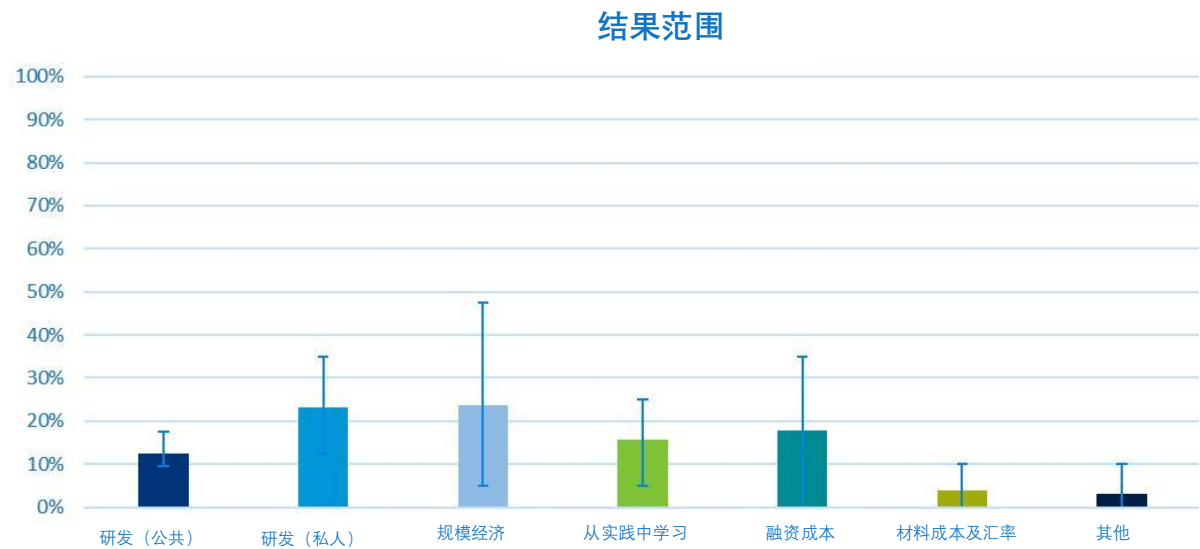


图 15 各成本驱动因素占比值范围

⁶⁵ 由于私人研发在很大程度上是在特定时刻，投资者认为可能存在技术市场（由需求拉动工具塑造的市场）时才会受到诱导出现，因此本研究认为私人研发也是由需求拉动政策驱动的。然而与公共研发部门共同资助有助于进一步降低风险，鼓励私人投资。

研发（R&D）

如上所述，风机尺寸的增加对降低成本的贡献最大。早期的公共研发对第一代陆上风电机组来说非常重要，在随后的海上环境早期部署中，所产生的“在实践中学习”也很重要。近年来，私人研发的重要性与日俱增，主要负责产品设计的改进、测试，以及在风机尺寸和风机产量方面扩大制造规模。

私人研发与公共研发之间的合作也很重要。直驱式风机的开发是风机设计的一项根本性创新，这就是通过私人研发和公共研发的合作来实现的。例如，2009 年，西门子与谢菲尔德大学建立了谢菲尔德西门子风电合作伙伴关系。该项目为西门子 7 兆瓦和 8 兆瓦直接驱动风机的成功商业化提供了支持。

碳信托咨询公司海上风能加速器（OWA）也被广泛认为是一项有效的举措。它得到了公共和私人方面的支持，但由行业（几乎所有的关键开发者）负责领导，这种模式增加了研发创新成功并获得商业部署的可能性。OWA 已经证明，它将为英国的 1 吉瓦项目节省 6.2 亿英镑。因此，假设我们可以实现 2030 年 40 吉瓦发电容量的目标，这相当于为英国消费者节省大约 180 亿英镑。

如图 14 所示，公共研发占总成本降低因素的 12.5%，私人研发占 23%。

研发是制定新标准的关键，新标准反过来又降低了成本，在这一方面，单桩基础和电缆是两个最为突出的例子。结构桩土壤分析（PISA）项目是由 Ørsted 牵头、通过 OWA 实行、由牛津大学负责研发的 350 万英镑的联合工业研究项目（JIP）。结构桩土壤分析（PISA）提出了新的解决方案，可将单桩基础的钢材需求降低 30%。受访者普遍提到了这一项目，将其引为一个关键的研发项目，引发了成本降低。OWA 还促进了行业协议的更新，使现有标准适用于 66kV 电缆，此举帮助实现大型风机以及环路（取代径向）连接的应用，提高风机可用性。

最后，研发是开发新的工厂配套装置技术的关键。其中的突出实例包括导管架风机基础、吸力式导管架、检修船和浮动式激光雷达系统⁶⁶：

⁶⁶ **导管架风机基础**：导管架风机基础是与包括 Beatrice 在内的公众共同资助验证项目共同发展起来的。**吸力式导管架**：通过海上风电加速器（OWA）倡议的公共资助，Borkum Riffgrund 是第一家完成吸力式导管架示范技术的公司。运维船舶：其中较为著名的例子包括 OWA 支持开发的 Umoe Mandal 船舶，该船目前正由 Orsted 部署；同时还有 Nauti 船，已通过 DNV GL 的设计审批预审。**漂浮式激光测风系统**：与目前最先进的气象桅杆相比，漂浮式激光测风系统具有许多优点，包括安装成本更低、能够节省高达 90% 的预算。部署更多系统、同时提升其移动性能也增加了收益率的确定性，这对降低成本具有重大影响。

在实践中学习

至少有三种方式，能够通过在实践中学习推动降低成本。

首先，每一代风电场，特别是每一代风电机组的成功设计、制造和部署，都会催生迅速开发设计下一代风电机组的学习动力和信心。如前文所述，不断增大的风机规模是英国海上风电成本降低的最大功臣。

其次，未来机组的运行更加稳定，运营成本更具备确定性，因而发生意外事件的几率降低，相关成本降低。受访者反映，2010 年，由于行业不成熟，无法准确估计运营成本。在规划风电场的过程中，大量的意外开支随后增加到项目成本中，随着项目建设完善、吸取教训和风险重新评估，意外成本可以很快消除。受访者认为，早期的可再生能源义务（RO）资助项目展示了如何运营项目，如何降低成本，有助于帮助行业了解如何进行海上风电场的部署。

最后，通过在实践中学习，供应链提高了生产率，尤其是在安装方面，通过不断的实践，可以缩短安装时间、提高安装效率。例如，据报告，布线的安装时间减少了三分之一。

另据采访报道，在实践中学习这一方法得到了英国公司的支持，这些公司在海上风电供应链和产业集群中将会扮演越来越重要的角色。这一过程对行业进行了整合，并鼓励供应公司与研究机构合作。

规模经济

规模经济对降低成本的主要影响与大型风机对其他风电场组件产生的连锁效应有关⁶⁷。使用大型风机的风电场对工厂配套设备的需求量减少，同时相关的安装和运行维护实践也较少。事实上，未来几年，平准化能源成本（LCOE）将会降低，其中 50%都归因于风机规模将由 8 兆瓦增加到 12 兆瓦。许多受访者表示，许多第三轮投标的基础都是行业对进一步降低成本的假设，而降低成本主要是通过扩大风机尺寸来实现的。

对于供应链的许多部分，风机尺寸的扩大也使新技术变得更具成本效益。较为著名的实例包括 Walk-to-Work 系统⁶⁸、66 kV 场间缆、导管架风机基础和定制船舶。

逐渐向大型项目过渡也提高了长期业务的安全性，制造商因此能够提供批量购买折扣。例如，获得更大规模的风机订单时，制造商能够降低价格，因为供应一个风力发电场可能需要将整个制造工厂租出几年。

随着市场规模扩大，行业获得了更多可用数据。正在进行的英国皇家资产管理局第 4 轮租赁招标协议将要求开发商共享数据并参与基准计划，如系统性能、可用性和可靠性趋势分析（SPARTA）。英国皇家资产管理局增加了这一要求，以帮助降低投资风险，帮助该行业的持续发展。

⁶⁷ 规模经济并不直接包括使用更大尺寸的风机。

⁶⁸ Walk-to-Work 舷梯系统是一种运动补偿系统，可以让员工方便轻松地进入船舶进入风机。

融资成本

近年来，资产成本不断下降，这得益于行业的日益成熟和其规模的不断扩大。随着行业的发展成熟，风电场能够获得的股权的债务融资也日渐增加。提供给开发商的加权平均资本成本从 2010 年的 10% 以上降至 2020 年的 7% 以下⁶⁹。风险和债务成本的降低，以及海上风电场使用寿命延长所带来的收入增加，推动了资金成本的下降。

在 2010 年之前，学习曲线相对较慢，许多项目被推迟、过度运营或资金成本高于预期。在此期间，在施工前阶段，股权的风险溢价约为 15%。随着行业不断从经验中吸取教训，主要风险如安装时间、风机可用性和运维要求得到了更好的管理，风险状况也有所降低。在风险较低的状态下，投资者可以以相对较低的成本提供资金；2012 年至 2015 年间，股本回报的风险溢价从 5% 降至 1%。开发商最初同意在整个供应链上为不同主体签订单独的合同，每个合同都有风险边际。最近，行业逐渐倾向于采用全承包解决方案，由一个承包商管理供应链，风险边际降低。

对债务融资的依赖增加，压低了贷款利率。自 2011 年以来，贷款条件一直在放宽，平均利率从 2015 年的 2% 以上下降到 2019 年的 1.5% 以下⁷⁰。

最后，随着风电场的发展，其运营性能得到改善，运营维护成本降低，寿命从 25 年左右延长到 30 年左右。在这些发展的基础上，风电场在其生命周期内得以获得更多的收入，并吸引更有利的贷款条件。

总的来说，该行业规模不断扩大，且经历了整套学习过程，因而开发商能够获得有利的财务条件。

材料成本与汇率

由于海上风电项目中，风机基础和风机组件同时需要使用钢材，因此风电项目对钢材的需求非常高。过去，开发商经常对冲钢价波动，尤其是在差价合约 (CfD) 可再生能源最终投资决策 (FID) 融资期间。之后，开发商对行业获得了信心，愿意承担材料成本增加的风险。开发商表示，企业和公用事业公司并不认为汇率是降低成本的一种方式。

总体而言，受访者没有将成本降低归因于材料成本或汇率变化，仅认为其占据 3.9% 的驱动比重。与开发商和风机制造商相比，电缆和船舶公司更重视这方面的因素。对此给出的一个关键解释是，材料成本波动风险被推低到供应链。

其他

受访者并未将整体成本降低显著归因于其他行业的溢出效应。采访中经常提到石油和天然气行业的知识和技术转让，

⁶⁹ (BVG Associates, 2020 年)

⁷⁰ (Wind Europe, 2020 年)

但其对成本削减的影响并未详细说明。事实上，只有当风电行业不再依赖石油和天然气的溢出效应时，成本才会下降。例如，2010年，风电行业广泛使用石油和天然气功能的船舶，但由于船舶数量有限，石油和天然气行业的消费负担更大，风电行业的船舶可用性方面出现了瓶颈。这些船舶也不太适合海上风电作业。直到专门设计的海上风电船舶（其执行必要任务的效率远高于石油和天然气船舶）被开发出来，成本才得以降低。

Walk-to-work 系统被广泛认定为一种创新，有助于降低成本，认为其依赖于飞行模拟行业的技术外溢。然而，通过这项技术实现的成本降低主要是依赖规模经济实现的财务可行性。

创新系统职能

政策工具有可能支持或阻碍上述推动成本降低的驱动因素。政策工具可以通过影响第十三页中描述的创新系统的功能，来实现对成本降低驱动因素的影响。在本节中，我们借鉴了受访者中开发商、投资者和政策制定者的观点，研究了过去十年作为英国海上风电基石的需求拉动政策工具（可再生能源义务和差价合约），以及近期进行的海上风电行业交易，了解这些政策如何促成这些系统功能的发挥，同时诱导与之相关的成本降低驱动因素的出现。

目标设定

“如果有财政支持作保障，行业就会积极响应，努力实现目标”-业内人士见解

承诺和规模目标：差价合约（CfD）给出了更明确、更有力的承诺

可再生能源义务（RO）于 2002 年启动，提出到 2010 年可再生能源发电量达到总发电量 10% 的目标。其承诺了一定程度的可再生能源生产能力，并规定了必须完成这种生产能力部署的时限。

作为电力市场改革的一部分，差价合约（CfD）在制定发电脱碳目标方面非常明确。该行业协议给出了更加明确的承诺，每两年进行一次定期竞拍，这为实现到 2030 年完成 40 吉瓦低碳发电的目标提供了一条清晰的途径。通过这种方式，我们可以清楚地看到目标市场规模。随后，政府承诺就会传导到供应链。

但是，可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）之间的过渡给市场带来了不确定性，导致供应链中断 18 个月，连锁效应现在才得以解决。

时间目标

可再生能源义务（RO）在项目必须开始发电的日期方面给出了一个明确的目标，但是，发电商如果错过该发电日期，则无法获得可再生能源义务证书（ROC），这可能会带来灾难性的后果。如果发电时间延期发生在项目建设阶段，开发商别无选择，只能继续下去，接受低于预期的回报。

差价合约（CfD）也有必须生成的截止日期，但与可再生能源义务（RO）不同，受访者并未提出截至日期相关的问题。这可能与差价合约进入市场的时间跨度有关。

成本降低目标：可再生能源义务（RO）适合用于推动已接近商业化的技术进步，而差价合约（CfD）主要推动成本降低，而非技术的颠覆性创新，包括浮式风电技术

可再生能源义务（RO）的主要目标不是降低成本，这在早期英国海上风电还处在接近商业化的阶段时，是有积极作用的。它为新兴行业的创新者提供必要的空间，进行创新和实验，并通过反复试验进行学习。海上风电成本削减工作组，作为可再生能源义务（RO）政策的补充，在 2012 年发布了报告，得出的结论是到 2020 年，每兆瓦时的发电成本可能降低到 100 英镑。基于这个预测，政府同意提供必要的扶持。

差价合约（CfD）没有目标价格，但通过竞拍推动了激烈的成本竞争，在竞拍中，价格最低的投标者将获胜。该机制在短期内成功地降低了成本，

在整个供应链中，为各个环节的主体带来了成本降低方面的压力。差价合约（CfD）导致了市场竞争出现，只有最具竞争力的供应商才能生存下来，但供应链中的一些人质疑，最新的差价合约（CfD）执行价是否会导致供应链受到过度挤压。

另一方面，由于竞争如此激烈，对于降低成本的强劲推动力也没有为刚进入市场、正在市场中逐渐发展的本土企业和供应链公司留下发展空间。

差价合约（CfD）为颠覆性创新留下的空间很小，尤其对于供应链除风机制造商之外的其他环节而言。一些供应链其他环节行业的受访者认为，明确的成本削减目标并不会为创新提供支持，因为开发商会在成本上对供应链进行挤压，所以他们没有投资创新的空间。其他人认为，规模和成本降低目标明确性给了风机制造商一个明确的目标，促使他们开发更大的风机，这对降低成本非常重要。与供应链中的主体相比，开发者更倾向于以积极的态度看待差价合约（CfD）对目标设定的贡献。

差价合约（CfD）的内容是在安装风机前就要签订，其中对于投资规模和成本预测的准确性需求会推动市场主要选用已经过检验的成熟技术。养老基金进入海上风电领域，在降低资金成本方面具有积极作用，但其更偏好低风险开发，也可能促使开发商坚持现有技术，而非大胆创新和尝试。与基础创新相比，渐进式创新更容易实现，而不会产生风险溢价。

如果英国要达到更高的 75 吉瓦⁷¹的目标，就很可能需要浮式风电和系统的集约化发展等技术。一位受访者建议，未来的差价合约（CfDs）应一方面支持固定海上风电等成熟技术，另一方面支持不成熟技术，如浮式风电或储能，确保新兴技术能够获得支持。政府目前正在就此类修正案进行磋商，以便为海上固定风电和浮式风电分别设立激励机制⁷²。

立法与市场形成

差价合约（CfD）和可再生能源义务证书（ROC）都有助于建立合法性和帮助市场形成，因为它们允许投资者在致力于项目发展的同时，关注发展行业所需的相关技术选择和供应链。两项政策通过鼓励投资建立供应链，帮助促进市场增长。

可再生能源义务（RO）主要负责为早期阶段的投资者设立信心，因为该机制能够提供一个安全、长期的收入流，提供良好的收入回报。该机制适用于英国海上风电市场的早期阶段。虽然其他地区已经在开发海上风能，但北海海洋环境和其他环境具有较大差异，因而我们仍有必要大量学习如何在特定地区开展作业。开拓性发展需要根本性的创新，在过度工程和考虑成本超支的情况下，有较大的安全边际；大量的激励回报推动了技术部署。

可再生能源义务（RO）还提供了丰厚的利润，帮助各类技术进入市场，包括从当地供应商处进入市场。在发展早期阶段，想要成为海上风电供应链一部分需要高昂的成本，这是各类技术进入市场的一个重要障碍。

⁷¹ （海上可再生能源弹射器，2019 年）

⁷² （英国商业、能源与产业战略部（BEIS），2020 年）

激励政策以及不太激烈的竞争环境也为创新提供了条件。开发人员可以部署以前在海上风电领域没有采用的技术，比如导管架电机基础和新的电缆规格。

为了促进市场立法，并形成细分市场，苏格兰海上浮式风电技术每兆瓦发电可以获得高达 3.5 张可再生能源义务证书（ROC）。尽管其可以获得较高倍数的可再生能源义务证书（ROC），可再生能源义务（RO）仍然无法支持浮式风电的开发，只有一个 Kincardine 的 2 兆瓦示范项目得到支持。

差价合约（CfD）在可再生能源义务（RO）奠定的基础上有效推进了基础建设，扩大了市场规模，降低了成本。如上文目标设定部分所述，行业协议承诺进行定期的差价合约（CfD）轮次，增加了行业人员和投资者的信心，从而促进市场规模扩大。

此外，差价合约（CfD）执行价格的确定性和一致性使投资者更倾向于投资大型资本密集型项目，降低了收入风险。英国电力与天然气监管办公室推行了许多杠杆，保持可再生能源义务证书（ROC）的价格稳定，但与差价合约（CfD）不同，可再生能源义务证书（ROC）的价值没有内在的保证。

一位受访者表示，该机制本身不如可预测性重要，例如对差价合约（CfD）竞拍轮次的保证，以及为交付周期 10 年的大型基础设施项目制定的时间表。同样，由可再生能源义务（RO）向差价合约（CfD）过渡所造成的不确定性及政策中断对立法与市场形成产生了负面影响。

资源调动

通常认为，差价合约（CfD）的出台是对资源调动的一种支持性政策，因为竞拍机制和最近出台的行业协议确保了行业拥有大量项目备选库，帮助供应链做好相关准备。有人认为，可再生能源义务（RO）在资源调动方面的影响力较小。可再生能源义务适合支持新兴技术的发展，而另一方面，该机制无法支持长期的行业增长，也无法逐个推动项目的创新。所以，可预测性的问题再一次被提上议程，一些受访者，主要是开发人员，再次表明，对资源调动和试验产生最大影响的是机制的可预测性，而不是机制本身。

在可再生能源义务（RO）和差价合约（CfD）机制下，共有三种资源可供调动：资金、工厂和安装船舶以及劳动力。

资金

可再生能源义务（RO）为资金调动奠定了基础，因为其证明了该技术可以在可接受的安装风险下进行大规模部署，同时提供可靠的发电量。

差价合约（CfD）机制下，发展规模扩大，加上竞争带来的降低成本的压力，提高了行业对成本的预测能力，增加了确定性，降低了风险。因此，对这一行业的投资更加具有吸引力，投资者更愿意在早期研发过程中就参与进来，进行投资。

工厂&安装船舶

可再生能源义务（RO）启动了船舶部署，但最初，风电行业使用的资源主要来自其他行业。风机由陆上风电风机改造而来，船舶和电缆安装人员来自石油和天然气工业。随着差价合约（CfD）的引入，行业规模扩大，更多的企业加入此行业，为建立新电厂和船舶提供了投资。投资人投资开发定制船舶，

围绕风电基础设计，大大缩短了安装时间，从 2008 年的每兆瓦三天减少到 2017 年的每兆瓦一天。定制船舶的出现也让安装更大尺寸的风机成为可能。

应该指出的是，差价合约（CfD）加速市场发展的速度，加上其引发的激烈竞争，最终导致供应链上出现了一些输家。例如，MPI 曾经推定，在可预见的将来风机的规模将不会超过 6 兆瓦，并以此为前提开发了涡轮安装船舶。然而事实上，目前的风机标准规模是 10 兆瓦，所以该公司开发的这批船舶无法发挥市场作用。最终，公司倒闭了。

一位行业受访者还指出，他们之所以决定对新设施进行重大投资，部分是基于通过引入差价合约（CfD）所表现出的决心，但另一方面，也是因为英国政府让他们相信，他们会坚定地为海上风电市场发展提供长期支持。

劳动力

就海上风电劳动力而言，资源调动因组成部分而异。就风机而言，老牌公司只是让其陆上风力风机的设计工程师转为设计海上风机，人员所需的技能没有根本性转变。但是就电厂配套设施、安装和运行维护人员而言，从陆上风电转变为海上风电，人员组成就需要更大的转变。行业劳动力主要由重新培训的石油和天然气员工以及新招募的员工组成。

自 2013 年以来，差价合约（CfD）引发了海上风电市场规模增大及寿命增长，使海上风电就业市场更具吸引力，更能与石油和天然气竞争。降低成本的竞争要素也让那些拥有最佳劳动力的公司获得了发展红利，让拥有领先技能的公司增强实力，并提高了他们培训和发展劳动力的能力。

知识开发

可再生能源义务（RO）的一个优势在于，它能够让整个行业更具创新性和实验性，为行业创造了长期的整体利益。受访者认为，这在支持建设和运营风电场所需的核心技术知识开发方面尤其有效。可再生能源义务能够为长期研发过程提供支持，并将新的劳动力资源引入行业，形成新的行业市场。这就为差价合约建立了基础，为其提供了竞争市场，让差价合约可以进一步推动市场发展。

差价合约（CfD）随后推动行业从可再生能源阶段阶段汲取关键经验教训，并在此基础上发展知识，帮助实现行业商业上，降低成本。这条新的知识开发途径使开发更大的市场成为可能。

在差价合约机制下，知识的发展往往是渐进式，个体实现的微小突破往往最终累加起来就是一种创新。有人认为，创新往往由小规模企业发起，最终由大公司收购。

受访者认为，差价合约推动的市场竞争迫使企业学习更多知识、加快发展速度，以跟上市场发展的步伐，获得竞争优势。竞争可以促进知识的发展，但受访者也强调，竞争同时可能减少知识交流。

差价合约（CfD）目前支持渐进式的知识开发，但要达到净零目标还需要更多的支持

可再生能源义务（RO）为早期知识开发创造了空间，差价合约（CfD）通过迫使企业寻求竞争优势来推动知识发展。然而，差价合约（CfD）目前并不鼓励知识开发，一些受访者认为，如果英国要完成在 2050 年达到净零排放的目标，海上风电需要提供 75 吉瓦的电力。目前政府正在就新的差价合约（CfD）进行磋商，可能会解决这一问题。

知识交流

总的来说，差价合约（CfD）出台后，价格竞争愈演愈烈，行业主体之间的知识共享减少了。一般认为，可再生能源义务（RO）更支持知识共享，但即便如此，受访者也提出了这样一个事实，即油气行业有义务与风电行业共享的基本健康和安全信息在发展最初阶段并未与海上风电行业共享。

海上风电加速器（OWA）和其他行业共同主导的技术合作其实是行业整体知识交流中的特殊情况。海上风电加速器（OWA）的成员发现了分担特定研发成本的优势，因此他们有动力进行知识共享。

可再生能源义务支持新兴行业内的开源知识交流，固定价格鼓励供应链主体之间进行知识共享。在这种机制之下，大学也经常参与决策。但是，即便没有可再生能源义务，通过像海上风电加速器（OWA）这样的行业倡议，仍然有可能进行知识共享。

根据一般性报道，差价合约一般被认为不利于开源知识交流，因为该政策的竞争性质让开发者倾向于保护知识，维持自己在行业中的竞争优势。但是，在通过承包形成的新伙伴关系时，差价合约仍然能够推动知识共享，因为该政策的竞争性质要求各主体通过合作进行创新。

在较高层次中，有人认为，海上风电的最大竞争来源实际上是核能，而不是其他海上风电开发商，这种压倒性的竞争推动了企业间合作，促进了海上风电加速器（OWA）等倡议的诞生。

参考文献

- 4COffshore. (2019). *Global Market Overview Report*. 4COffshore.
- 4COffshore. (2020). *Database of UK Offshore Wind farms*. (4COffshore) Retrieved January 2020, from <https://www.4coffshore.com/>
- Aldersey-Williams, J., & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 169-170.
- Aldersey-Williams, J., Broadbent, I., & Strachan, P. (2019). Better estimates of LCOE from audited accounts – A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT. *Energy Policy*, 128, 25-35.
- BNEF. (2018, May). *2H 2017 Wind Turbine Price Index*. (BNEF) Retrieved January 15, 2020, from <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>
- BNEF. (2018, September). *Bullard: Why Power Companies Love Drones*. Retrieved from BNEF: <https://about.bnef.com/blog/bullard-power-companies-love-drones/>
- BNEF. (2019, 2019). *New ENergy Outlook*. Retrieved from Bloomberg New Energy Finance: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>
- Boccard, N. (2009). Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. *Energy Policy*, 2679-2688.
- Bunn, D., & Yusupov, T. (2015). The progressive inefficiency of replacing renewable obligation certificates with contracts-for-differences in the UK electricity market. *Energy Policy*, 82, 298-309.
- Bunn, D., & Yusupov, T. (2015). The progressive inefficiency of replacing renewable obligation certificates with contracts-for-differences in the UK electricity market. *Energy Policy*, 298-309.
- BVG Associates. (2010). *Crown Estate*. Retrieved from A Guide to an Offshore Wind Farm: https://openei.org/w/images/f/f3/Guide_to_offshore_windfarm.pdf
- BVG Associates. (2010, February). *Value breakdown for the offshore wind sector*. Retrieved from UK Government: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48171/2806-value-breakdown-offshore-wind-sector.pdf
- BVG Associates. (2014, January). *UK offshore wind supply chain: capabilities and opportunities*. Retrieved February 2020, from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/277798/bis-14-578-offshore-wind-supply-chain-capabilities-and-opportunities.pdf
- BVG Associates. (2015, June). *BVG Associates*. Retrieved from Approaches to cost reduction in offshore wind: <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2015/06/BVG-Associates-2015-Approaches-to-cost-reduction-in-offshore-wind.pdf>
- BVG Associates. (2019, January). *Guide to an offshore wind farm*. Retrieved from <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>
- BVG Associates. (2019). *Wind Farm Costs*. Retrieved 15, 2020, from <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>
- BVG Associates. (2020). *BVG Associates*. Retrieved from LCOE – weighted average cost of capital (WACC) : <https://bvgassociates.com/lcoe-weighted-average-cost-capital-wacc/>

- Carbon Brief. (2019). *Mapped World's Coal Power Plants*. Retrieved from <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants>
- Carbon Trust. (2016). *Technology Innovation Needs Assessment - Offshore Wind Power*. Retrieved from UK Government: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48279/4467-tina-offshore-wind-summary.pdf
- Carbon Trust. (2017, March). *Comparative Analysis of International Offshore Wind Energy Development*. Retrieved February 12, 2020, from <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2017/03/IEA-RETD-REWind-Offshore-report.pdf>
- Carbon Trust. (2019). *Energy Innovation Needs Assessment - Sub Theme Report: Offshore Wind*. Retrieved February 10, 2020, from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/845662/energy-innovation-needs-assessment-offshore-wind.pdf
- Carbon Trust. (2020). *Stakeholder Interviews*.
- Charles River Associates. (2018, November). *Offshore wind: Challenges and opportunities in an uncertain world*. Retrieved February 2020, 2020, from <http://www.crai.com/sites/default/files/publications/CRA-Insights-Energy-Offshore-Wind.pdf>
- Crown Estate. (2019, September). *Crown Estate*. Retrieved from Information Memorandum - Introducing Offshore Wind Leasing Round 4: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3378/tce-r4-information-memorandum.pdf>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2020, March 2). *Contracts for Difference (CfD): proposed amendments to the scheme 2020*. Retrieved from UK Government: <https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020>
- Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). (2016). *ELECTRICITY GENERATION COSTS*. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf
- Department of Energy and Climate Change. (2012, February). *Technology Innovation Needs Assessment (TINA) - Offshore Wind Power Summary Report*. Retrieved from UK Government Publishing Service: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48279/4467-tina-offshore-wind-summary.pdf
- Department of Energy and Climate Change. (2013, July). *Consultation on the Transition from the Renewables Obligation to Contracts for Difference*. Retrieved from Department of Energy and Climate Change: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223489/ROtransitionconsultation17July2013.pdf
- DNV GL. (2019, October). *BEIS*. Retrieved from FUTURE TECHNOLOGY IMPROVEMENTS Potential to improve Load Factor of offshore wind farms in the UK to 2035: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/839515/L2C156060-UKBR-R-05-D_-_potential_to_improve_Load_Factors_of_UK_offshore_wind_to_2035.pdf
- Grubb, M., McDowall, W., & Drummond, P. (2017). On order and complexity in innovations systems: Conceptual frameworks for policy mixes in sustainability transitions. *Energy Research & Social Science*, 21-34.

- Hekkert, M. P., Suurs, R. A., Negro, S. O., Kuhlmann, S., & Smits, R. E. (2007). Functions of innovation systems: A new approach for analysing technological change. *Technological Forecasting & Social Change*, 74, 413-432.
- International Energy Agency. (2019, October 25). *Offshore Wind Outlook 2019*. Retrieved from https://webstore.iea.org/download/direct/2886?fileName=Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf
- IRENA. (2014). *30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from United Kingdom*. (IRENA) Retrieved February 5, 2020, from https://www.irena.org/documentdownloads/publications/gwec_uk.pdf
- Kavlak, G., McNerney, q., & Trancik, J. (2018). Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules. *Energy Policy*, 123, 700-710.
- Kerrt, M. P., Suurs, R. A., Negro, S. O., Kuhlmann, S., & Smits, R. E. (2007). Functions of innovation systems: A new approach for analysing technological change. *Technological Forecasting & Social Change*, 74, 413-432.
- Lacal-Arantequi, Yusta, J. M., & Dominguez-Navarro, J. A. (2018). Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, 113-145.
- Lockwood, M. (2017, October). *The development of the Capacity Market for*. Retrieved from Exeter University: <http://projects.exeter.ac.uk/igov/wp-content/uploads/2017/10/WP-1702-Capacity-Market.pdf>
- NERA Economic Consulting . (2017, September 29). *Offshore Revolution? Decoding the UK Offshore Wind Auctions and What the Results Mean for a “Zero-Subsidy” Future*. Retrieved February 5, 2020, from https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_Wind_A4_0917.pdf
- Offshore Renewable Energy Catapult . (2016). *Cost Reduction Monitoring Framework Quantitative Assessment Report*. Retrieved from Offshore Renewable Energy Catapult : <http://crmfreport.com/wp-content/uploads/2017/02/CRMF-2016-Quantitative-Report-Print-Version.pdf>
- Offshore Renewable Energy Catapult. (2016, November). *Offshore Wind Cost Reduction - Recent and Future Trends in the UK and Europe*. Retrieved February 15, 2020, from <https://ore.catapult.org.uk/app/uploads/2017/12/SP00007-Offshore-Wind-Cost-Reduction.pdf>
- Offshore Renewable Energy Catapult. (2019, June). *Offshore Renewable Energy UK Offshore Wind: Realising the Sector Deal Opportunity*. Retrieved from Catapult: <https://ore.catapult.org.uk/analysisinsight/realising-the-sector-deal-opportunity/>
- Offshore Renewable Energy Catapult. (2019). *ORE CATAPULT'S LEVENMOUTH DEMONSTRATION TURBINE*. Retrieved from Offshore Renewable Energy Catapult: <https://ore.catapult.org.uk/stories/ore-catapults-levenmouth-demonstration-turbine-2/>
- Offshore Renewable Energy Catapult. (2019). *Sparta Portfolio Review 18/19*. Retrieved from Offshore Renewable Energy Catapult: https://ore.catapult.org.uk/app/uploads/2019/11/OREC01_8853-SPARTA-digital_FINAL.pdf
- Offshore Renewable Energy Catapult. (n.d.). *SYSTEM PERFORMANCE, AVAILABILITY AND RELIABILITY TREND ANALYSIS (SPARTA) - IMPROVING WIND TURBINE OPERATIONAL PERFORMANCE*. (Offshore Renewable Energy Catapult) Retrieved

- february 10, 2020, from <https://ore.catapult.org.uk/stories/system-performance-availability-and-reliability-trend-analysis-sparta/>
- Ofgem. (2019). *Electricity Generation Mix Quarter and Fuel Source GB*. Retrieved from Ofgem: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-generation-mix-quarter-and-fuel-source-gb>
- Ofgem. (2020). *About the RO*. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>
- Ofgem. (2020). *Breakdown of an electricity bill*. Retrieved from Ofgem: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/breakdown-electricity-bill>
- Ofgem. (2020). *Renewables Obligation (RO) Buy-out Price and Mutualisation Ceilings for 2019-20*. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-ro-buy-out-price-and-mutualisation-ceilings-2019-20>
- Orsted. (2019, June). *Making green energy affordable - How the offshore wind energy industry matured and what we can learn from it*. Retrieved from Orsted: <https://orstedcdn.azureedge.net/-/media/WWW/Docs/Corp/COM/explore/Making-green-energy-affordable-June-2019.ashx?la=en&rev=8c160c2c03bb4fcfb8814c0571393370&hash=8D536706EFE13E7D40C5C7675F84C4FB>
- Paterson, J., Amico, F. D., Thies, P. R., Kurt, R. E., & Harrison, G. (2018). Offshore wind installation vessels – A comparative assessment for UK offshore rounds 1 and 2. *Ocean Engineering*, 637 - 649.
- Peters, M., Schneider, M., GriessHaber, T., & Hoffman, V. (2012). The impact of technology-push and demand-pull policies on technical change – Does the locus of policies matter? *Research Policy*, 41, 1296 - 1308.
- Reichardt, K., & Rogge, K. (2016). How the policy mix impacts innovation: Findings from company case studies on offshore wind in Germany. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 18, 62-81.
- Reichardt, K., Negro, S. O., Rogge, K., & Hekkert, M. (2016). Analyzing interdependencies between policy mixes and technological innovation systems: The case of offshore wind in Germany. *Technological Forecasting & Social Change*, 106, 11-21.
- RenewableUK. (2020). *Wind Energy Statistics*. Retrieved from RenewableUK: <https://www.renewableuk.com/page/UKWEDhome/Wind-Energy-Statistics.htm>
- Rogge, K., & Reichardt, K. (2016). Policy mixes for sustainability transitions: An extended concept and framework for analysis. *Research Policy*, 45, 1620-1635.
- Siemens Gamesa. (2019, December 19). *Leading the offshore industry, Siemens Gamesa installs its offshore Direct Drive wind turbine number 1,000*. Retrieved from Siemens Gamesa: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/newsroom/2019/12/191205-siemens-gamesa-direct-drive-wind-turbine-1000>
- UK Government. (2008). Planning Act 2008, Chapter 29. London.
- UK Government. (2013, August). *Offshore Wind Industrial Strategy Business and Government Action*. Retrieved from UK Government: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/243987/bis-13-1092-offshore-wind-industrial-strategy.pdf
- UK Research and Innovation. (2020). *NaREC Marine Testing Facility (Nautilus)*. Retrieved from UK Research and Innovation: <https://gtr.ukri.org/projects?ref=170040>

- Unwin, J. (2019, August 1). *Aberthaw B power station given proposed closing date*. Retrieved from Power-Technology: <https://www.power-technology.com/news/aberthaw-power-station-closing/>
- US Department of Energy. (2018). *2018 Offshore Wind Technologies Market Report*. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/08/f65/2018%20Offshore%20Wind%20Market%20Report.pdf>
- Welisch, M., & Poudineh, R. (2020). Auctions for allocation of offshore wind contracts for difference in the UK. *Renewable Energy*, 147, 1266-1274.
- Wieczorek, A. J., Harmsen, R., Heimeriks, G., Negro, S. O., & Hekkert, M. P. (2012). *Systemic policy for offshore wind challenges in Europe*. Retrieved February 10, 2020, from https://www.academia.edu/2722333/Systemic_policy_for_offshore_wind_challenges_in_Europe
- Wind Europe. (2019, February). *Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018*. Retrieved from Wind Europe: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2018.pdf>
- Wind Europe. (2020). *Financing and Investment Trends - The European Wind Industry in 2019*. Retrieved from Wind Europe: <https://windeurope.org/about-wind/reports/financing-and-investment-trends-2019/>
- Woodman, B., & Mitchell, C. (2011). Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002–2010. *Energy Policy*, 3914 - 3921.

