

丹麦海上风电投 标模型

2020年11月

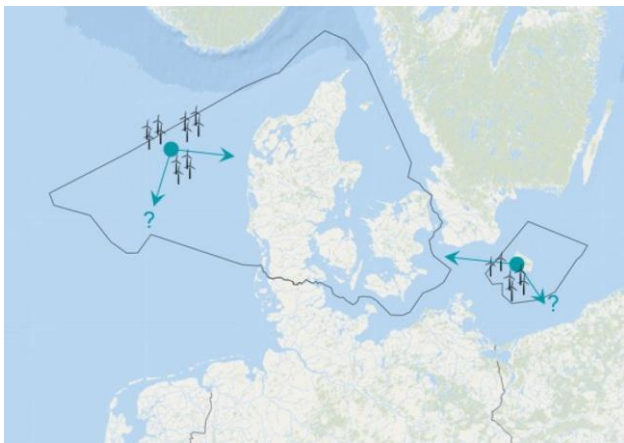
丹麦目前的海上风电场投标模型是基于多年累积的大型风电场投标的规划与落实经验而形成的。此模型的优势在于确保丹麦海上风电项目的低执行风险，包括对海上风电项目做出长期、稳定、广泛的政治承诺。目前，丹麦海上风电装机约为1.7吉瓦，能够满足丹麦约18%的用电需求。

丹麦未来的海上风电项目

2020年6月22日，政府及多数议会成员签署了一份目标远大的气候协议，有意将丹麦海上风电场的发展推上一个新的台阶。新协议要求在2030年之前，建成两个能源岛，新增装机5吉瓦。仅北海能源岛就可容纳3吉瓦装机，而其长期设计是容纳至少10吉瓦装机。

这是一种范式转变：不再规划单个海上风电场，而是扩大海上风电装机，并通过能源岛把它们联系起来。能源岛将作为交流/直流换流器、交流变压器及运维设施所用电缆和平台的枢纽。取决于不同的海水深度和基础条件，能源岛的构造也可能不同。能

源岛可能采用实体结构，例如平台或者人造沙岛。任一种情况下，能源岛都是与周围的海上风电场相连接，作为多个国家电网的互联枢纽。因此，丹麦的电力也可通过能源岛出口到邻国，从而推动欧洲的绿色转型——这是让北海和波罗的海成为“欧洲电池”的重要里程碑。与丹麦能源岛连接可为其他国家带来多项收益。对很多国家的用户来说，接入之后，它们预计可以享受到更低廉的电价，因为更大的发电量将流入电力市场，从而推动电价的下降。此外，供电安全也将得到改善，因为这些国家可获取更大的发电量，能够接入北欧电力市场。接入能源岛的邻国亦可期待以绿色电力取代化石燃料发电，进而推动本国的绿色转型。此外，能源岛减少了对陆上输电网的需求，从而能够确保远离海岸的海上风力资源得到更高效的利用。不仅如此，能源岛还支持大量海上风力的整合，可能为生产氢和氨等绿色“电转X”（Power-to-X）燃料提供电力。能源岛及相关风电场的更具体框架条件尚有待进一步发展。



北海将建造一个装机3吉瓦的人造能源岛，而其长期设计目标是容纳至少10吉瓦装机。该能源岛预计将与丹麦及北海上的一个邻国连接。北海上的博恩霍尔姆将成为第二个能源岛，容纳2吉瓦装机。通过建造高压直流电（HVDC）设施，实现到西兰岛和邻国的输电。



更长远来看，能源岛生产的电力可与邻国进一步连接，为欧洲的绿色转型做出贡献。

为管线上已有项目增加约定的5吉瓦发电装机（“Krieger’s Flak”600兆瓦、“Thor”约1吉瓦和“Hesselø”约1吉瓦）后，丹麦的运行发电装机将在2030年之前达到约9吉瓦。海上风电的发展将保证未来几年间，丹麦能为更多社会部门供电，同时，也有助于确保所有丹麦家庭和公司都可以获得绿色电力。这将推进丹麦社会的绿色转型，促进2030年气候目标的实现——即相比1990年温室气体排放水平下降70%。此目标有强有力的政治承诺作为支持，也有意在维持供电安全的同时，在2050年之前实现气候中和的目标。

Thor和Hesselø海上风电项目投标中的去风险措施

针对正在进行的Thor和Hesselø海上风电项目投标流程，制定了一系列去风险措施。

Thor海上风电场将坐落于北海，Nissum Fjord之外，与海岸之间的最小距离为20公里。通过2019年的市场对话，发起了Thor海上风电场（800-1000兆瓦）的投标，Thor海上风电场计划在2027年之前投入运行。

更多详情及最新信息，参见：

<https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/ongoing-offshore-wind-tenders/thor-offshore-wind-farm/news-about>。

Hesselø海上风电场位于卡特加特海峡，距离西兰岛以北30公里，该风电场将于2027年底之前完全投产，与Thor海上风电场的投产时间一致。丹麦能源署（DEA）计划通过2020年的市场对话，发起此项目的投标流程，并在2022年底公布中标者。Hesselø海上风电场的装机容量将在800到1,200兆瓦之间，届时它可能成为丹麦最大的海上风电场，取决于中标者选择安装的容量。可能向综合电网提供1,000兆瓦。更多详情及最新信息，参见：

<https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/ongoing-offshore-wind-tenders>。

环境评价和初步调研

环境评价将采用新方法，并以最终竞标之前海上风电场计划的战略环境评价（SEA）为基础。除SEA之外，输电系统运营商（TSO）还将开展之前实行过的一系列预调查。这些附加评价的目的是提供尽可能多的风险缓解关键数据。这些附加评价集中关注鸟类调查、航行安全、无线电路和雷达、渔业、海洋考古、噪音和累积影响等。

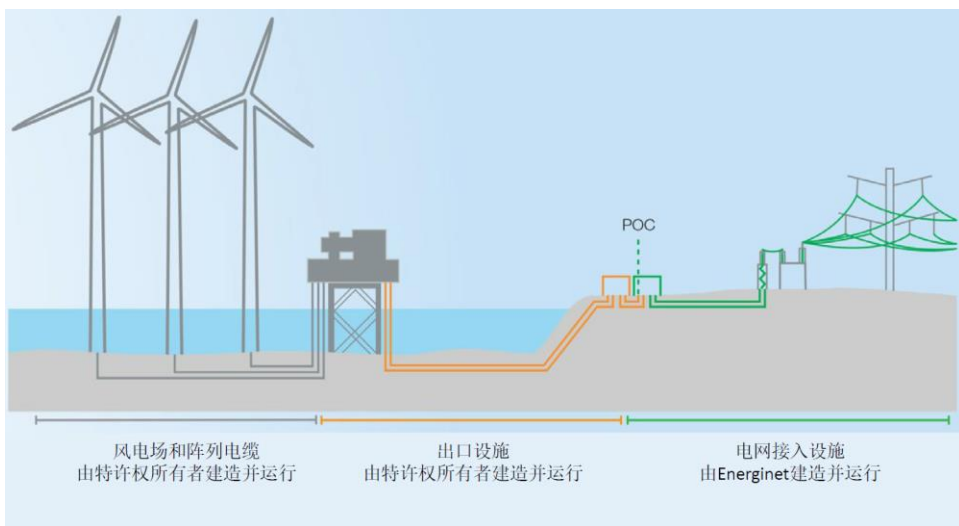
现场开发去风险的初步调研包括：风力资源、海床的地球物理及岩土工程分析以及MetOcean数据集和环境评价。递交标书之前，将公布初步调研的结果，为投标人提供提交海上风电场合格投标价格的机会。但是，中标者必须根据欧洲及丹麦立法开展针对具体项目的环境影响评价（EIA）。

因此，在投标截止日期之后，特许权受让人将开展项目的海上EIA——即风电场、海上变电站以及到登陆点的出口电缆。除此之外，TSO将与市政当局合作开展项目的陆上EIA，即从登陆点到陆上变电站、陆上变电站本身以及再向前到400千伏输电网。

海上变电站和电网接入

因为采用新方法，Thor项目的投标中也包括海上变电站以及从海上变电站到接入点的电网接入。这意味着中标者有责任建造、拥有及运行这些设施。参见下方展示Thor项目电网接入的图片。对于Hesselø海上风电场，投标中要包括直到400千伏公共输电网的整个电网接入。

在投标中包含电网接入是一项政治决定，其背后的根本原因是为了推动电网接入设计、建造和运行的关键创新，最终压低整个海上风电场项目的总成本。



Thor项目电网接入理念图示。

附加去风险措施

- 投标材料中包括DEA出具的许可草案，确保尽早实现许可条件的透明性。
- 将就规划现场调研的范围和深度展开初步技术对话，发挥投标者对调研结果的影响力，从而降低商业风险。
- 初步技术对话，尤其是与潜在投标者和投资者就初步投标条件展开的市场对话，将优化投标者的出价，让投标者和DEA均从中获益。根据商定的投标方法，在第一轮出价之后，投标者还有机会

进一步优化自己的出价。此过程保证了投标条件的灵活性和吸引力。此过程已被证明能够充分发挥投标者对投标条件的影响力，确保最优的风险分担并最终实现极具竞争力的出价。

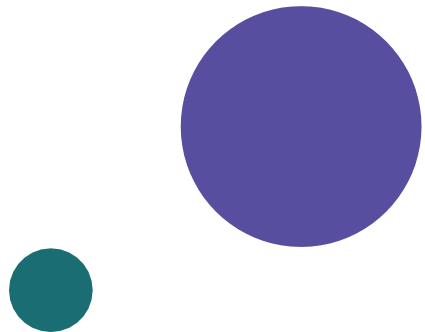
- 风电场（包括海上变电站和出口电缆）设计以及在获准地点（允许建造Thor海上风电场的面积为0.22平方公里/兆瓦）内选择个体园区布局的充分灵活性。
- 风电场发电许可的有效期从25年延长到30年，进一步对齐涡轮机的预期技术寿命。此外，后期还有可能将许可期限进一步延长5年。

- 通过授予电网的优先接入权，可保证已接入的可再生能源发电项目能够始终按照接入规则出售及传输其发电量。
- 高效、透明的电力市场，丹麦 TSO 可轻易获取市场数据。

进入权

项目开发商可能在设计海上风电项目区域之外的地点，申请所谓的进入特许权。DEA 通过单行流程对此进行监管，不适用任何补贴政策。项目开发商负责所有申请成本、电网接入等，但它们可以在未来的技术中立投标中竞价。更多丹麦语信息，参见：

<https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/aaben-doer-ordningen-havvindmoeller> 和 <https://ens.dk/service/aktuelle-udbud/teknologineutrale-udbud>。



财务

到目前为止，丹麦的补贴方案均采用每千瓦时固定价格，依据为50,000平均利用小时数下发电量的差价合同（CfD）。这对应大约11到12年的运行年限，取决于具体的地点和技术解决方案。CfD履约价格以中标价格为准，而将补贴定为可变溢价，弥补波动现货价格与固定履约价格之间的差价。剩余的生产年限取决于电力市场的价格情况。CfD期限内，当现货价格为负数时，不提供任何支持。通常情况下，丹麦电价在一年内只有几个小时为负。因此，固定电价的构成为现货市场价格加上（或减去）合计达到固定价格的溢价。但是，开发商无需承担任何市场价格风险。在溢价达到上限之前，市场电价越低，溢价就越高；达到上限之后，溢价即为系统成本。

以前，溢价补贴以及变电站、出口电缆和陆上布线产生的所有成本均由电力用户承担，通过公共服务税（PSO）和上网电价直接支付。根据欧盟国家补助法规，自2015年起，就逐步废止了PSO计划。因此，PSO开支也逐步转为通过财政预算支付，其

目的是在2022年，逐步将此项开支全部纳入《财政法案》的管理范围。要实现从用户出资计划（PSO）到公共税收出资的转变，需要通过设定预算上限，进一步限制支持计划的成本。

对于即将开始的Thor海上风电场项目的投标，丹麦国家将在CfD本基金的基础上，附加一个20年期限的价格溢价。溢价的计算方式是投标价格和前一日历年电力现货市场价格简单平均数（参考价格）的差值。根据欧盟国家补助法规，当现货市场电价非正数时，溢价中止。此外，还可采用一种所谓的对称付款原则，即在投标价格高于参考价格的年份，所有方会收到溢价；而在参考价格高于投标价格的年份，所有方要向国家支付相应费用。不存在任何退出选项。在现货价格低于特许权所有方当年支付的每一千瓦时的价格时，此要求失效。其目的是在降低国家补助成本的同时，为投资者提供高度的投资安全性。支付上限通过此种方式在双方之间划分无法预见的高电价或低电价风险。

Thor项目投标适用20年补助期限内37亿丹麦克朗的预算评估门槛。低于上限的预期投标价将被自动接受。

否则，就需要得到2018年6月《能源协议》签约方的进一步核准。将基于风电场装机以及20年期限内的4,500年预计利用小时数，计算20年补助期的预期总补贴成本。丹麦国家在20年补助期限内可能支付的上限总额为65亿丹麦克朗。同样的，在20年期限内，特许权所有方可能必须向丹麦国家支付的对称付款也有一个上限，即28亿丹麦克朗。Hesselø项目的补贴计划尚需等待2020年末市场对话的输入信息。

目前，丹麦以及荷兰和德国等其他国家招标还有一项标准要求是对履约不当收取罚金。不论出于何种原因，只要特许权受让人退出项目，或者未能建成风电场并将之接入电网，履约不当的罚金即会生效。要由获得认可的金融机构提供支付罚金的担保作为抵押。可以考虑母公司担保。当第一台涡轮机的第一度电送入综合电网，或者当特许权所有方提供文件证明其已支付与海上风电场相关的所有公共成本时，包括电网接入准备成本（一般在10亿丹麦克朗左右），担保义务即告彻底失效。

特许权受让人最晚必须在2027年12月31日之前，将Thor和Hesselø风电场的95%连接到陆上接入点。

Thor海上风电场项目的违规条款详见：[附录3-建造Thor海上风电场并接入电网义务的协议草案](#)。

大型示范项目和丹麦投标模型的演化

1996年，丹麦政府启动了“能源21”（Energy 21）能源行动计划，目标是在2030年之前建成4吉瓦海上风电装机。之后，在1998年，丹麦公用事业部门收到了建造大型海上风电示范项目的义务，继而在2002和2003年分别实现了Horns Rev项目和Nysted（Rødsand）项目的试运行——当时世界最大的海上风电场，总计装机超过300兆瓦。DEA以技术、经济和环境方面的信息为依据，提出了未来风电场的框架条件。

同时，随着1999年的电力改革以及欧洲电力市场的自由化，尤其是欧盟法规的颁布，丹麦新海上风电场的框架条件发生了变化——从公用事业义务形式的行政规划，转变为以投标作为市场导向的管理工具。

2002年，DEA发布了海上风电项目投标程序和条款的指导方针，其中规定的通用框架条件到今天依然有效，但细化了连续投标轮次之间的框架条件：

- DEA作为领海及专属经济区内所有必要许可的一站式管理机构。
- 投标者财务和技术能力方面的义务，包括提供文件证明有利用风力发电以及建造海上风电场的经验。
- 提议区域内风电场最大地理范围的条件，以及风电场总装机的最小值和最大值。
- 投标者在投标之前，已获悉所有要求。
- 市场价格之外的补贴溢价。
- 特许权受让人得到在规定区域内设立海上风力涡轮机、利用风力资源的专有权。
- 特许权受让人向主管机构支付投标前的环境筛选成本。
- 特许权受让人的抵押品，例如针对风力涡轮机寿命周期终止后的拆卸成本。

2003年之后的丹麦海上风电项目投标情况

2005年，Horns Rev II（209兆瓦）和Rødsand II（207兆瓦）的投标过程包括资格预审以及与通过预审的投标者进行谈判，以延续竞标过程，压低最终投标价格。两个项目的中标标准是50,000个利用小时数对应的每千瓦时发电价格、园区设计以及项目落实的时间线。投标是基于一站式管理方式。除了建造和生产许可以外，其中还包括开展预调研的许可，通过预调研通报EIA中应包含的内容。特许权受让人可在完成EIA之后、TSO发出接入电网订单之前退出；否则，必须向TSO做出赔偿。Horns Rev II项目的最终中标价格低，于2009年投入运行；而Rødsand II项目投标者在完成EIA之后决定退出，后经二次投标，方于2010年投入运行。

因此，DEA在2009年调整了400兆瓦Anholt风电场项目的投标框架：将EIA包含在向投标者提供的投标材料中；缩窄了中标标准，仅以价格为准；增加了履约不当处罚。最终仅有一家公司投标，且投标价格远高于预期。造成投标价格高的原因既有原材料的国际供需限制，也有风力涡轮机和安装

船的供应限制，例如受英国海上风电市场发展的影响。其他原因包括项目交付时间紧以及就投标材料任何延迟征收的罚金数目。但政府最后决定接受出价，以保持既定目标的实现进度。

2014年，400兆瓦的Horns Rev III风电场项目优化了投标流程：邀请业内人士、潜在投标者、顾问和金融机构参与对话，讨论对最终投标价格有重大影响的特定主题。结果，罚金数额及项目开发的分配时间得到了调整，投标价格也因此大幅下降。


2015年，600兆瓦的Kriegers Flak项目采用了同样的投标前对话程序。此项目目前仍在建设中，将于2021年投入运行。主要差别在于增加了罚金数额以及项目开发的分配时间，因为该风电场的规模比之前一个大50%。2016年的履约价格仅为每千瓦时37.2欧尔，在全世界范围内处于最低水平。

下表总结比较了丹麦2003年至今海上风电场项目的投标情况。

丹麦海上风电场项目投标内容演变概览

风电场名称/容量 (兆瓦)	截标 年份	50,000利用小时数 (CFD) 的 价格(丹麦克朗/ 千瓦时)	全面 运行 年份	开展 预调 研的 许可	建造 电厂 的许 可	电厂 发电 的许 可	准予 发电	退役 担保	TSO交 付的 海上 变压 器平 台和 电网 接入	提供 的SEA 和预 调研	DEA提 供的 EIA	履约 不当 罚金	风电 场未 完工 的罚 金	足以 支付 罚金 的担 保	投标 前对 话	资格 预审	投标 过程 中的 谈判	特许 协议
Horns Rev II/209	2005	0.518	2009	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Rødsand II/207	2005	0.499	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Rødsand II (第二次)	2008	0.629	2010	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	-
Anholt/400	2010	1.050	2013	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	+
Horns Rev III/407	2015	0.770	2018	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Kriegers Flak/600	2016	0.372	2021	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Thor/800-1000	2021	待定*	2027	+	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+	+	+	+
Hesselø/1000-1200	2022	待定*	2027	+	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+	+	+	+

*基于CFD本金的20年期限价格溢价待定。参见财务相关段落。



此简章概述了丹麦海上风电投标模型的本质。要获得与海上风电项目相关的其他出版物，亦可访问www.ens.dk。

联系人及更多信息：

Steffen Nielsen

丹麦能源署全球合作中心特别顾问

srn@ens.dk



Danish Energy
Agency