



MASTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

Análisis completo de la viabilidad técnico-económica de un parque
eólico marino en el Mar del Norte

Autor: Jacobo de las Alas-Pumariño López de Toledo

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Análisis completo de la viabilidad técnico-económica de un parque eólico marino en el Mar del Norte** e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025-2026** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Programación de programas en Python para los siguientes ejercicios: la descarga de datos de las series de ERA5, la estimación por el método de Máxima Similitud para obtener los parámetros de la distribución de Weibull, también se ha utilizado para programar el programa empleado en PyWake para el cálculo de la Producción Energética con Estelas.

Se ha empleado también para la obtención de la localización geográfica exacta de las turbinas del parque por medio de georeferenciación de una captura de pantalla.

Se ha utilizado también la IA para la creación de algunas imágenes de apoyo.

Los elementos restantes del proyecto y del presente documento son de realización propia, los cálculos, tanto el desarrollo del análisis, análisis del diseño, la interpretación de modelo y la redacción del trabajo. Todo ha sido realizado y revisado de forma independiente sin el uso de la IA.



Firmado (alumno): Jacobo de las Alas-Pumariño López de Toledo

Fecha: 13/07/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Ignacio Martin Gutierrez	Fdo:
Fecha: 13/07/2026	Fecha:



MASTER EN INGENERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Análisis completo de la viabilidad técnico-económica de un parque
eólico marino en el Mar del Norte

Autor: Jacobo de las Alas-Pumariño López de Toledo

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agradecimientos

Le agradezco este TFM a mi padre y a mi madre, quienes entro otras cosas me han dado acceso a un gran educación y formación.

ANÁLISIS COMPLETO DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN EL MAR DEL NORTE

Autor: de las Alas-Pumariño López de Toledo, Jacobo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo consiste en el análisis integral del parque eólico marino Dogger Bank A situado en el Mar del Norte. Primero se estudia en profundidad el proceso de caracterización del emplazamiento el cual da pie al diseño completo del parque y al estudio del recurso eólico. Por último, se realiza un análisis de costes y una explicación de marco regulatorio para poder calcular la viabilidad económica del proyecto mediante la creación de un modelo financiero y del cálculo del LCOE.

Palabras clave: Energía eólica marina, Mar del Norte, Project Finance, LCOE, Contrato por Diferencia (CfD), Dogger Bank

1. Introducción

El desarrollo de la energía eólica marina en el mar del Norte va a tener un papel protagonista en los ambiciosos objetivos de los países europeos para combatir el cambio climático. Alemania, Dinamarca, Bélgica, Países Bajos, Noruega, Francia, Irlanda, Reino Unido y Luxemburgo han realizado numerosas declaraciones conjuntas, siendo la última la Declaración de Hamburgo de enero de 2026, expresando su disposición y compromiso para convertir la región en “*La mayor central de energía limpia del mundo*”.

Bajo este contexto, cobra un gran interés realizar un análisis técnico-económico de uno de los parques eólicos marinos más grandes y pioneros de la región, el Dogger Bank A. A partir del estudio de un proyecto individual se espera poder entender las principales fortalezas y dificultades del desarrollo del mar del Norte como conjunto.

2. Definición del proyecto

Se empieza describiendo el proceso de caracterización del terreno y la secuencia de decisiones tomadas para la elección final del emplazamiento. Después se realiza el diseño integral del parque eólico incluyendo la elección y disposición de las turbinas, sistema eléctrico y sistema de conexión completo. Con el diseño completo y caracterización del recurso eólico se calcula mediante el uso de la herramienta PyWake la producción energética anual.

La producción energética va seguida de los siguientes apartados: la estructura de costes totales de la vida completa del proyecto y el análisis del marco regulatorio. Estos permiten obtener todos los aspectos necesarios para realizar el análisis económico del proyecto. El análisis económico combina un modelo de flujos de caja de Project Finance con diferentes escenarios de producción energética con un análisis LCOE.

Al ser un parque existente, se combinan justificaciones de diseño (si hay información) con cálculos de ingeniería y económicos (si no la hay).

3. Descripción del parque

Dogger Bank A se sitúa a unos 131 km de la costa de Yorkshire (Reino Unido) en el Mar del Norte, con una superficie de 515 km² y una capacidad instalada de 1,2 GW mediante 95 aerogeneradores GE Haliade-X de 13 MW.

La red de recogida inter-array opera a 66 kV en corriente alterna y se une en una plataforma convertidora marina no tripulada. Desde esta estación la energía se evacúa en corriente continua de alta tensión (HVDC, ± 320 kV) a lo largo de ~ 131 km de cable submarino más ~ 30 km terrestres hasta la estación convertidora en tierra y la subestación de National Grid en Creyke Beck (400 kV). Es el primer parque eólico marino del Reino Unido conectado mediante HVDC.

Su producción se retribuye bajo un contrato por diferencias (CfD) adjudicado en la Allocation Round 3 (2019) a un precio de 39,650 £/MWh en libras de 2012 y con una duración de 15 años.

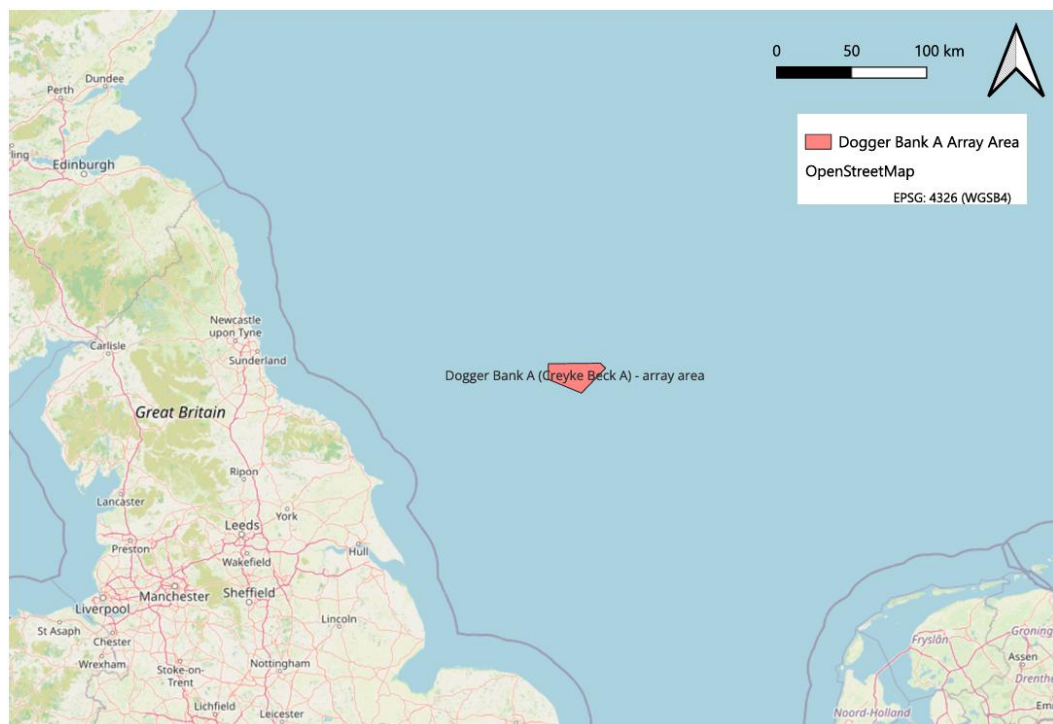


Ilustración 1. Array Area Dogger Bank A representado en QGIS. Fuente: Elaboración propia.

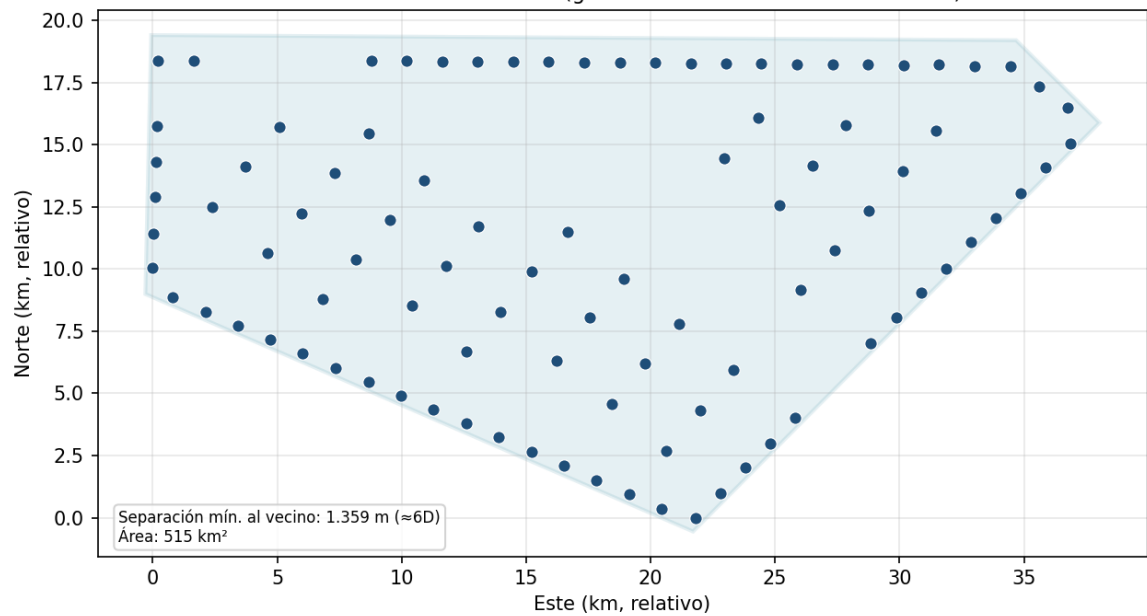


Ilustración 2. Disposición de aerogeneradores de Dogger Bank A: anillo perimetral y interior aligerado.

Fuente: elaboración propia

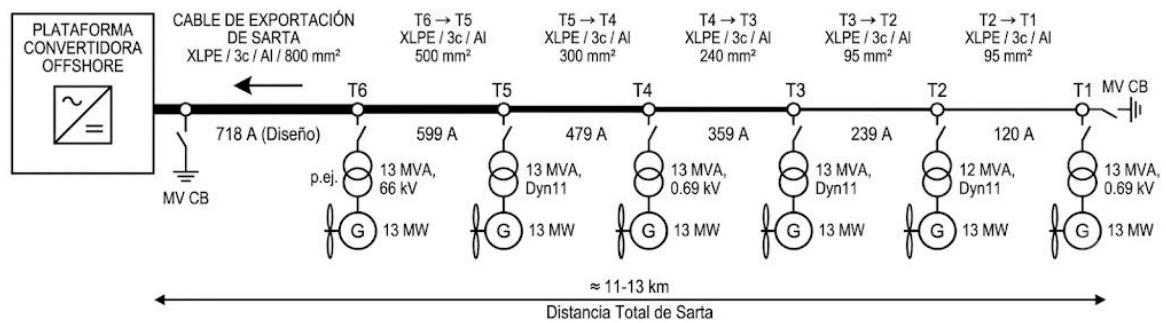


Ilustración 3. Diagrama unifilar interarray. Fuente: Elaboración propia

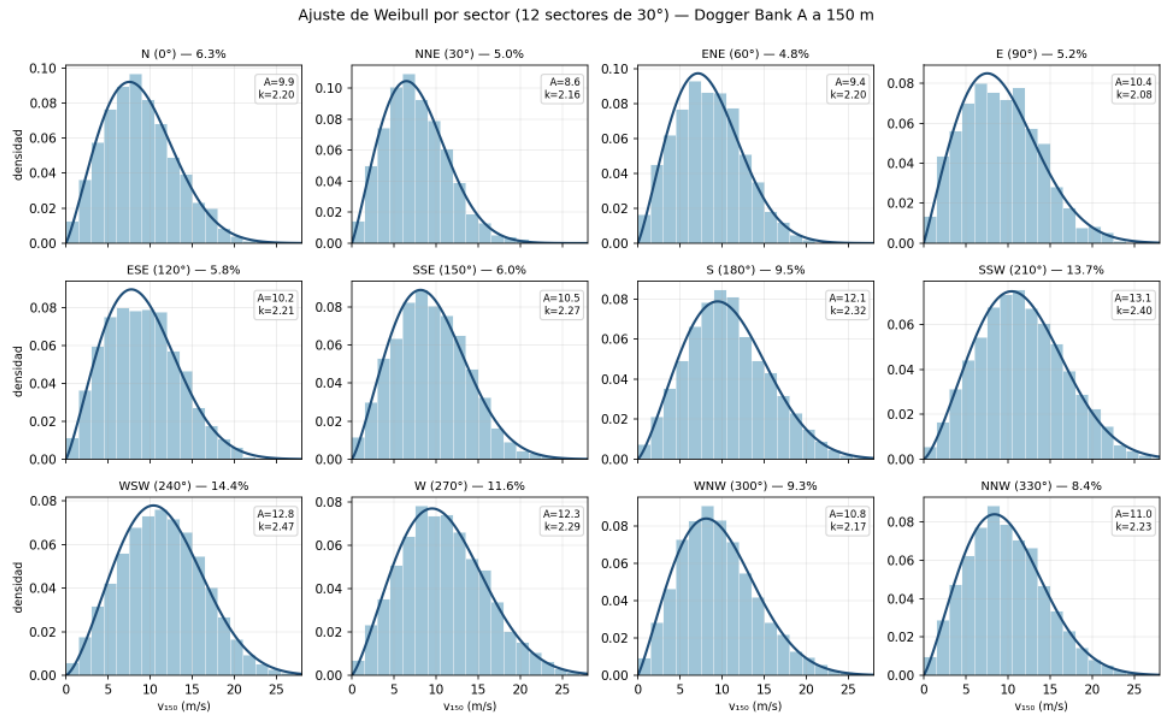


Ilustración 4. Distribuciones de Weibull del emplazamiento caracterizadas por dirección del viento. Fuente: elaboración propia

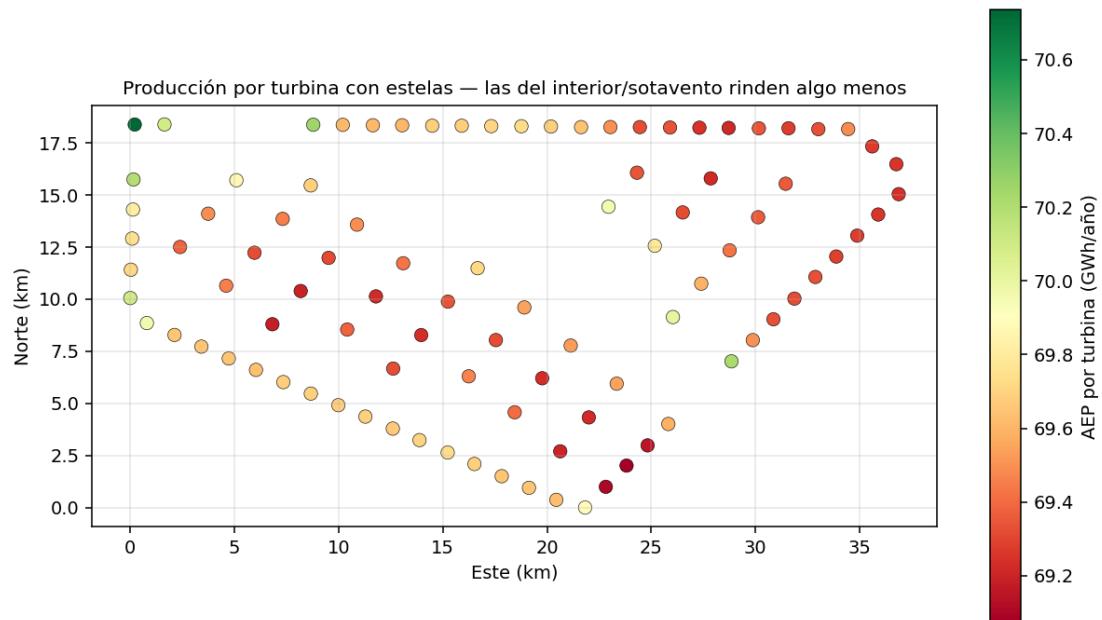


Ilustración 5. Producción de cada turbina en base a las estelas en dirección predominante NE. Fuente: PyWake

4. Resultados

Los principales resultados obtenidos del análisis son:

- Comprensión de la complejidad del megaproyecto que desarrolló en paralelo de varios parques (4 de 12) para maximizar sinergias, con un horizonte de varios lustros (2008–2026).
- La identificación de los riesgos del sistema eléctrico al estar la generación (norte) lejos de la demanda (sur), surgen el curtailment por límites de red y el riesgo de precios zonales.
- Mitigantes: el CfD fija el precio 15 años (reducidos a 12 por los retrasos), pero solo cubre un tercio de la vida del parque. Una solución integral y colectiva sería el sistema europeo Hubs and Spokes de red mallada.
- El impacto de la cadena de suministro donde los fallos de la pala de la Haliade-X se propagaron a la fabricación y causaron años de retraso.
- Obtención de rentabilidades y retornos. TIR de equity del 11,2% (P50), algo por debajo del 12–16% de Equinor por la ausencia de farm-downs en el modelo y los retrasos. La rentabilidad se mantiene sólida (9,7%/8,5% en P90/P99) pese a incluir canibalización y retrasos gracias a la calidad del recurso.

Tabla 1. Resultados del análisis económico con escenarios de probabilidad.

Métrica	P50 (base)	P90	P99
Producción (GWh/año)	6.158	5.606	5.155
TIR Proyecto (unlevered)	6,92 %	6,01 %	5,22 %
TIR Equity (levered)	11,2 %	9,7 %	8,5 %
LCOE (€/MWh)	56,20	61,73	67,13
DSCR mínimo	1,35×	1,35×	1,35×
DSCR medio	1,42×	1,46×	2,06×
Último año con deuda viva	2040	2043	2047
Payback equity	2036	2037	2039
Deuda senior / Equity / Gearing	2.803 / 843 / 76,9 %	(idéntico)	(idéntico)

5. Conclusiones

La transición energética es uno de los grandes retos de Europa en el siglo XXI y la energía eólica marina se ha consolidado como una de sus palancas fundamentales. El caso de Dogger Bank A demuestra que una transformación de esta magnitud exige coordinación entre el sector público y el capital privado. Este proyecto confirma que iniciativas como la Declaración de Hamburgo aciertan al centrarse en el fortalecimiento de la cadena de suministro y en la arquitectura *Hubs and Spokes* para integrar la generación del Mar del Norte.

Más allá de lo tecnológico, el trabajo evidencia la sólida viabilidad económica del Mar del Norte como polo energético. De ello se desprende una reflexión de fondo: el principal motor del éxito de las renovables no reside tanto en su impacto ambiental positivo sino en su competitividad y rentabilidad, que son las características que movilizan el capital privado a la escala necesaria.

Cuando rentabilidad y sostenibilidad se alinean, la transición no se convierte solo en un objetivo viable si no además en una oportunidad de inversión. Esto sitúa al Mar del Norte como un activo estratégico que acerca los objetivos climáticos y de autonomía energética del continente.

6. Referencias

[1] Se pueden encontrar al final de este trabajo.

COMPREHENSIVE TECHNO-ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS OF AN OFFSHORE WIND FARM IN THE NORTH SEA

Author: de las Alas-Pumariño López de Toledo, Jacobo.

Supervisor: Martín Gutierrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work consists of a comprehensive analysis of the Dogger Bank A offshore wind farm, located in the North Sea. First, the site characterization process is studied in depth, which gives rise to the complete design of the wind farm and the assessment of the wind resource. Finally, a cost analysis and an explanation of the regulatory framework are carried out in order to assess the economic viability of the project through the construction of a financial model and the calculation of the LCOE.

Keywords: Offshore wind energy, North Sea, Project Finance, LCOE, Contract for Difference (CfD), Dogger Bank

1. Introduction

The development of offshore wind energy in the North Sea will play a leading role in the ambitious goals of European countries to combat climate change. Germany, Denmark, Belgium, the Netherlands, Norway, France, Ireland, the United Kingdom and Luxembourg have made numerous joint declarations, the most recent being the Hamburg Declaration of January 2026, expressing their willingness and commitment to turn the region into "the world's largest green power plant".

In this context, it is of great interest to carry out a techno-economic analysis of one of the largest and most pioneering offshore wind farms in the region, Dogger Bank A. Based on the study of an individual project, it is hoped to understand the main strengths and challenges of developing the North Sea as a whole

2. Project Definition

It begins by describing the site characterization process and the sequence of decisions taken for the final selection of the location. The integral design of the wind farm is then carried out, including the selection and layout of the turbines, the electrical system and the complete connection system. With the complete design and characterization of the wind resource, the annual energy production is calculated using the PyWake tool.

The energy production is followed by the subsequent sections: the total cost structure over the complete life of the project and the analysis of the regulatory framework. These provide all the elements required to carry out the economic analysis of the project. The economic analysis combines a Project Finance cash flow model under different energy production scenarios with an LCOE analysis.

As it is an existing wind farm, design justifications (where information is available) are combined with engineering and economic calculations (where it is not).

3. Wind Farm Description

Dogger Bank A is located approximately 131 km off the coast of Yorkshire (United Kingdom) in the North Sea, with an area of 515 km² and an installed capacity of 1.2 GW through 95 GE Haliade-X 13 MW wind turbines.

The inter-array collection network operates at 66 kV in alternating current and connects to an unmanned offshore converter platform. From this station, the energy is evacuated in high-voltage direct current (HVDC, ± 320 kV) along ~ 131 km of submarine cable plus ~ 30 km onshore up to the onshore converter station and the National Grid substation at Creyke Beck (400 kV). It is the first offshore wind farm in the United Kingdom connected via HVDC.

Its output is remunerated under a Contract for Difference (CfD) awarded in Allocation Round 3 (2019) at a price of £39.650/MWh in 2012 pounds and with a duration of 15 years.

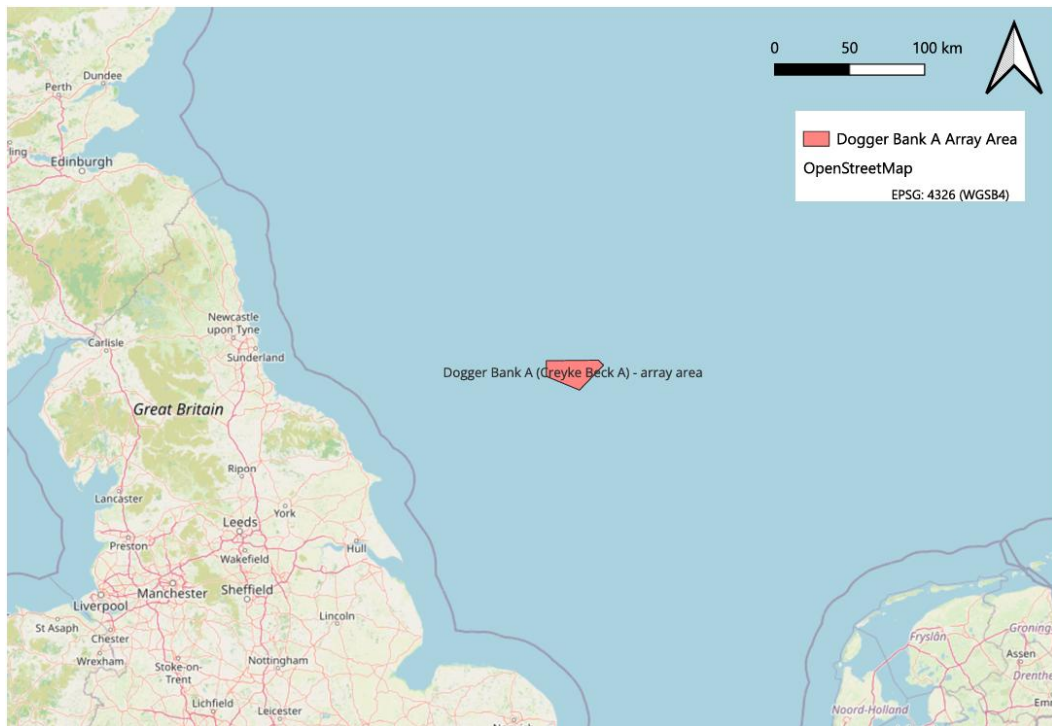


Figure 1. Array Area Dogger Bank A viewd in QGIS. Source: Author's own elaboration

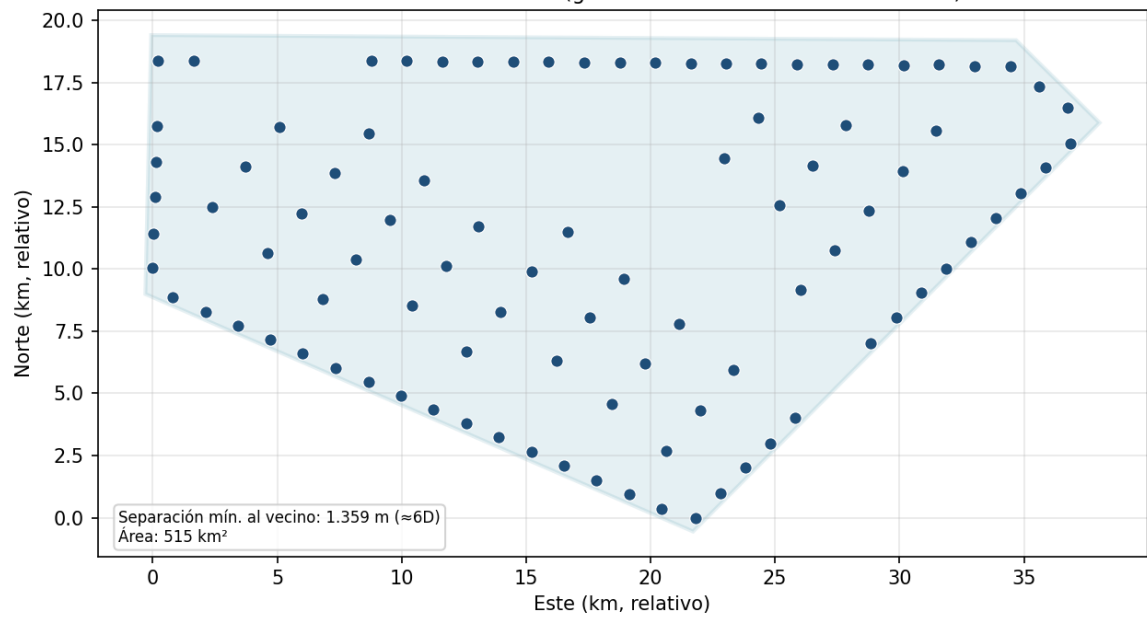


Figure 2. Wind turbine arrangement at Dogger Bank A. Source: Author's own elaboration

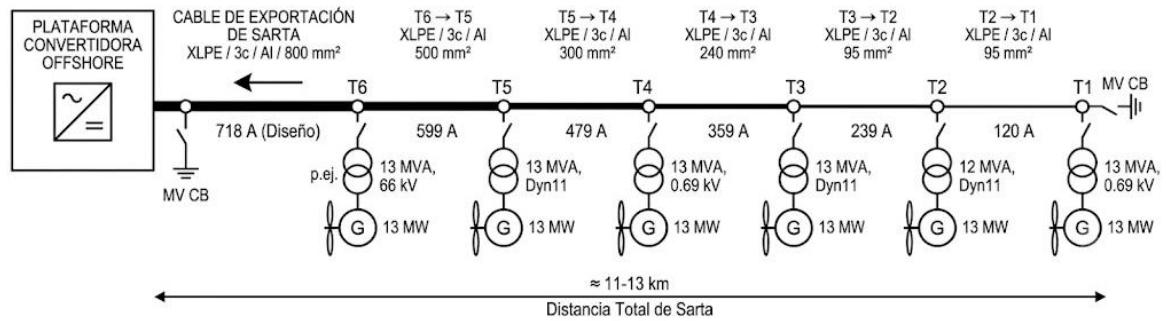


Figure 3 Interarray one-line diagram. Source: Author's own elaboration

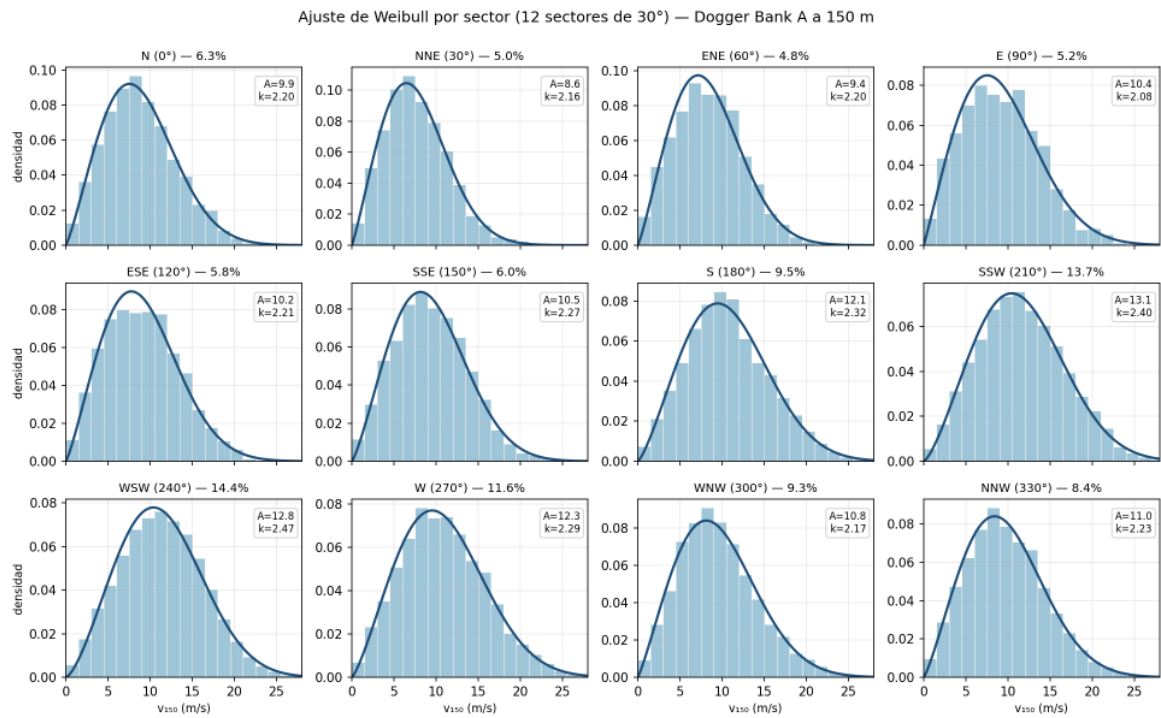


Figure 4. Weibull distributions of the site characterized by wind direction. Source: Author's own elaboration

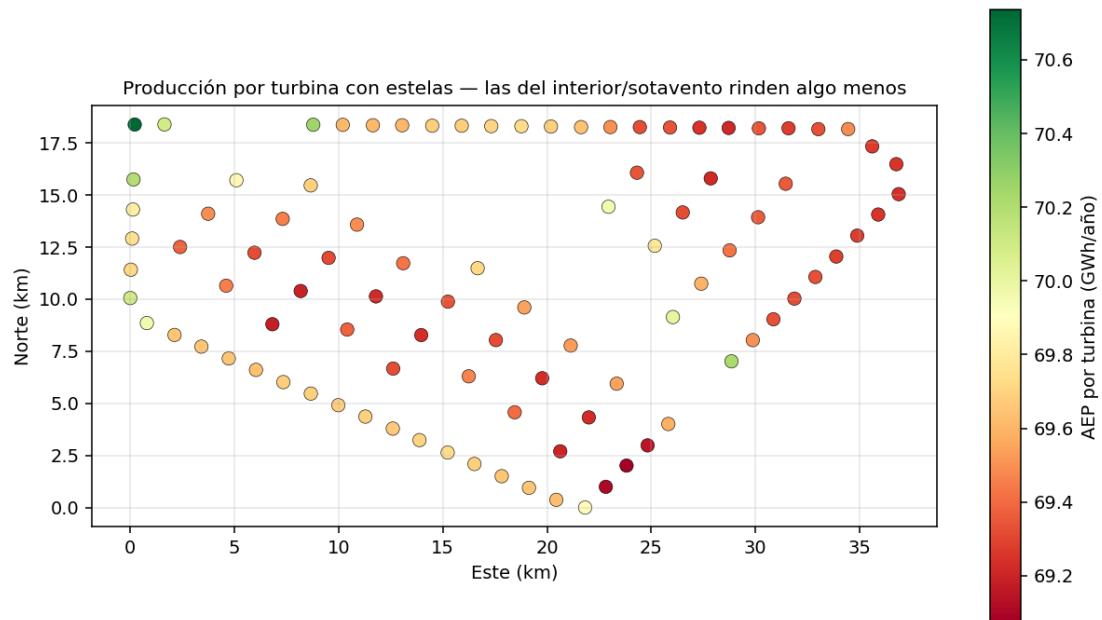


Ilustración 5. Producción de cada turbina en base a las estelas en dirección predominante NE. Fuente: PyWake

4. Results

The main results obtained from the analysis are:

- Understanding of the complexity of the megaproject, which developed several wind farms in parallel (4 out of 12) to maximise synergies, with a horizon spanning several five-year periods (2008–2026).
- Electricity system risks, since with generation (north) far from demand (south), curtailment arises from grid constraints, along with the risk of zonal pricing.
- Mitigants: the CfD fixes the price for 15 years (reduced to 12 owing to delays), but covers only one third of the wind farm's life. An integral and collective solution would be the European *Hubs and Spokes* meshed-grid system.
- Supply chain impact, where the Haliade-X blade failures propagated to manufacturing and caused years of delay.
- Delivery of profitability and returns. An equity IRR of 11.2% (P50), somewhat below Equinor's 12–16% owing to the absence of farm-downs in the model and to the delays. Profitability remains solid (9.7%/8.5% under P90/P99) despite incorporating cannibalisation and delays, thanks to the quality of the resource.

Table 1. Results of economic analysis with probability scenarios.

Metric	P50 (base)	P90	P99
Production (GWh/año)	6.158	5.606	5.155
Project IRR (unlevered)	6,92 %	6,01 %	5,22 %
Equity IRR (levered)	11,2 %	9,7 %	8,5 %
LCOE (€/MWh)	56,20	61,73	67,13
DSCR minimum	1,35×	1,35×	1,35×
DSCR average	1,42×	1,46×	2,06×
Debts last year	2040	2043	2047
Payback equity	2036	2037	2039
Senior debt / Equity / Gearing	2.803 / 843 / 76,9 %	(same)	(same)

5. Conclusions

The energy transition is one of Europe's great challenges of the 21st century, and offshore wind has established itself as one of its fundamental levers. The case of Dogger Bank A demonstrates that a transformation of this magnitude requires coordination between the public sector and private capital. This project confirms that

initiatives such as the Hamburg Declaration are right to focus on strengthening the supply chain and on the Hubs and Spokes architecture to integrate North Sea generation.

Beyond the technological dimension, the work evidences the solid economic viability of the North Sea as an energy hub. From this, an underlying reflection emerges: the main driver of the success of renewables lies not so much in their positive environmental impact as in their competitiveness and profitability, which are the main drivers to mobilize private capital at the required scale.

When profitability and sustainability align, the transition becomes not only an achievable goal but also an investment opportunity. This positions the North Sea as a strategic asset that brings the continent's climate and energy-autonomy objectives closer.

6. Referencias

[1] References can be found at the end of this project.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Motivación.....	11
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	13
2.1 La energía eólica: fundamento físico.....	13
2.2 Arquitectura de un aerogenerador moderno	14
2.3 La curva de potencia y el factor de capacidad	17
2.4 Especificaciones de la eólica marina (offshore).....	18
Capítulo 3. Estado de la Cuestión.....	20
3.1 Mar del Norte británico.....	21
Capítulo 4. Definición del Trabajo	23
4.1 Justificación.....	23
4.2 Objetivos	23
4.3 Metodología.....	24
4.4 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	26
4.5 Recursos a Emplear	28
4.6 Planificación	28
Capítulo 5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO DOGGER BANK A	31
5.1 localización del Dogger Bank A	36
5.1.1 Selección de los tranches A y B.....	38
5.1.2 Estudio de áreas desarrollables y selección final del emplazamiento	60
5.2 Estudio del recurso eólico	81
5.2.1 Definir el punto y el periodo	81
5.2.2 Descargar los datos	81
5.2.3 Construcción de la serie de velocidad y dirección	81
5.2.4 Cizalladura y extrapolación a altura de buje	82
5.2.5 Densidad del aire.....	83
5.2.6 Ajuste de la distribución de Weibull	84
5.2.7 Densidad de potencia	88
5.2.8 Análisis direccional.....	89

5.2.9 Variabilidad temporal	93
5.2.10 Turbulencia y viento extremo	96
5.2.11 Validación y limitaciones	97
5.3 Selección de la turbina eólica	101
5.3.1 Del Rochdale Envelope Approach al aerogenerador	101
5.3.2 La variación del consentimiento: del rotor de 215 m al de 280m	102
5.3.3 El aerogenerador seleccionado: GE Haliade-X de 13 MW	103
5.3.4 Curva de potencia de la turbina	105
5.3.5 Justificación de la selección	108
5.3.6 Conclusión	112
5.4 Disposición de las turbinas	113
5.4.1 La dirección del viento como eje de diseño	113
5.4.2 Coste relativo de la energía y batimetría	115
5.4.3 Disposición en anillo y cableado	117
5.4.4 Síntesis distribución final	118
5.4.5 Impacto de las estelas	123
5.5 Estimación producción energética	124
5.5.1 Inputs y cálculo	125
5.5.2 Resultado y conclusiones	126
5.6 Selección del tipo de cimientos	129
5.6.1 Tipos de cimentación en eólica marina	129
5.6.2 Criterios de selección	131
5.6.3 Aplicación a Dogger Bank A para la selección del monopilote	132
5.6.4 Valores y elementos de diseño	135
5.6.5 Resumen	137
5.7 Conexión con la Red Eléctrica	138
5.7.1 Arquitectura general de la evacuación	138
5.7.2 Red de recogida entre aerogeneradores (inter-array)	139
5.7.3 Dimensionamiento eléctrico del cable	141
5.7.4 Plataforma convertidora y elección del HVDC	147
5.7.5 Cable de exportación y corredor marino	148
5.7.6 Instalaciones en tierra y conexión a Creyke Beck	151
5.7.7 Del envelope de Forewind a lo construido	151

5.7.8 Pérdidas de energía del sistema eléctrico	151
5.7.9 Síntesis.....	153
Capítulo 6. Construcción, mantenimiento y desmantelamiento	155
6.1 Fase de desarrollo y tramitación (2010–2020).....	156
6.1.1 Contexto.....	156
6.1.2 Actividades y costes de la fase de desarrollo	156
6.2 Fase de construcción: análisis del CAPEX	157
6.2.1 Aerogeneradores: fabricación y suministro.....	158
6.2.2 Cimentaciones: monopilotes y piezas de transición	159
6.2.3 Red eléctrica interna (array cables)	160
6.2.4 Estación convertidora offshore y sistema HVDC de evacuación	160
6.2.5 Instalación offshore.....	161
6.2.6 Infraestructura portuaria y logística.....	162
6.3 Resumen del CAPEX de Dogger Bank A.....	162
6.4 Análisis gráfico de la distribución del CAPEX	164
6.5 Operación y mantenimiento (O&M)	165
6.5.1 Parámetros generales	165
6.5.2 Actividades de O&M	166
6.5.3 Estimación de costes de O&M	166
6.5.4 Coste de O&M acumulado a 35 años	167
6.6 Desmantelamiento.....	168
6.6.1 Marco regulatorio.....	168
6.6.2 Actividades.....	168
6.6.3 Estimación de costes	168
6.7 Coste total del ciclo de vida (LCC)	169
6.8 Parámetros de referencia para el modelo económico	170
6.9 Problemas y retrasos en la construcción: la crisis de las palas del Haliade-X.....	170
Capítulo 7. Análisis del entorno regulatorio, institucional y de mercado.....	172
7.1 Marco institucional y competencias regulatorias.....	172
7.2 Contexto sectorial y competencia por el recurso	174
7.3 El mercado eléctrico británico y su relación con el mercado europeo	176
7.4 Esquemas de remuneración.....	177

7.5	El mecanismo CfD aplicado a Dogger Bank A	178
7.6	Conexión a la red y régimen OFTO	180
7.7	Riesgos regulatorios y de mercado.....	180
7.8	Perspectiva futura: Hubs and Spokes y el rol de Dogger Bank en la red offshore del Mar del Norte	182
7.9	Resumen de parámetros de mercado para el modelo económico.....	183
7.10	El impacto de los retrasos sobre el Contract for Difference.....	185
Capítulo 8. Análisis económico.....		186
8.1	El modelo financiero: estructura, estimaciones y simplificaciones.....	186
8.2	Precios Eléctricos	187
8.3	Coste normalizado de la energía (LCOE)	188
8.4	Análisis de resultados: rentabilidad y resiliencia	189
Capítulo 9. Análisis de Resultados.....		193
Capítulo 10. Conclusiones y Trabajos Futuros.....		197
10.1	Futuras líneas de estudio	198
Capítulo 11. Bibliografía.....		200
ANEXO I		209
ANEXO II		212
ANEXO III		214
ANEXO IV		217
ANEXO V		221

Índice de figuras

Figura 1.....	Error! Bookmark not defined.
Figura 2. Diagrama de Arquitectura del Sistema	Error! Bookmark not defined.
Figura 3. Rutas de cables en la zona de Dogger Bank y zona de cables offshore.....	41
Figura 4. Tuberías de petróleo y gas, tuberías costeras en la zona de Dogger Bank y zona de cables offshore	42
Figura 5. Zonas de alto riesgo de obtención de consentimiento en Dogger Bank Zone.....	43
Figura 6. Areas de ejercicio y practica del ministerio de defensa en Dogger Bank Zone..	44
Figura 7. Actividad total de barcos en Dogger Bank Zone.....	45
Figura 8. Actividad de barcos pesqueros en Dogger Bank Zone.....	46
Figura 9. Actividad de desove de los peces en Dogger Bank Zone.....	47
Figura 10. Heat Map de Consentimiento del Dogger Bank Zone.....	48
Figura 11. Mapa de batimetría del Dogger Bank Zone. Fuente: ZoC.....	51
Figura 12. Mapa de rangos de distancia del Dogger Bank Zone. Fuente: ZoC.....	52
Figura 13. Corredor asignado para el cable de conexión a tierra del tranche A. Fuente: Dogger Bank Tranche A Selection Report	53
Figura 14. Mapa QGIS de velocidad media del viento en el mar del norte. Fuente: Elaboración propia.....	54
Figura 15. Mapa QGIS de velocidad media del viento en el Dogger Bank Zone. Fuente: Elaboración propia.....	55
Figura 17. Mapa QGIS de densidad de potencia media del viento en el mar del norte. Fuente: Elaboración propia	56
Figura 18. Subdivisión de la Superficie Adjudicada en Tranches A y B.....	59
Figura 19. Área desarrollable de Dogger Bank (developpable area). Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 13.....	61
Figura 20. Densidad de tráfico pesquero y pesquería de lanzón en el margen oeste. Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 9	62

<i>Figura 21. Densidades de aves marinas en el borde occidental de la Zona (ejemplo: fulmar). Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 10.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 22. Cables y tuberías existentes en la Zona (gasoducto SEAL, cables TATA y UK–Germany). Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 6]</i>	<i>64</i>
<i>Figura 23. Bloques de petróleo y gas en relación con la Zona. Fuente: Boundary Selection Report</i>	<i>66</i>
<i>Figura 24. Variación de la producción energética con el overplanting. Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 14].....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 25. Variación del retorno económico (IRR) con el overplanting: crece y luego decae. Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 15]</i>	<i>69</i>
<i>Figura 26. Productividad del parque (factor de capacidad) frente a la separación entre turbinas. Fuente: Boundary Selection Report).....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 27. Retorno económico frente a la separación entre turbinas: óptimo en ~11D. Fuente: Boundary Selection Report</i>	<i>72</i>
<i>Figura 28. Esquema de separación entre turbinas (11D; 5,5D al límite). Fuente: Boundary Selection Report,.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 29. Ejemplo de configuración de Zona modelizada (no es la solución propuesta). Fuente: Boundary Selection Report,</i>	<i>74</i>
<i>Figura 30. Límites de los cuatro proyectos llevados a EIA, sobre batimetría. Fuente: Boundary Selection Report.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 31. Síntesis de los condicionantes de consentimiento de la selección de límites (con tabla de coordenadas). Fuente: Boundary Selection Report</i>	<i>78</i>
<i>Figura 32. Mapa 4 Array Areas en Dogger Bank.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 33. Array Areas en Dogger Bank Representados en QGIS.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 34. Array Area Dogger Bank A Representado en QGIS</i>	<i>80</i>
<i>Figura 35. Rosa de frecuencia del viento (% de horas por dirección, color = velocidad). 90</i>	
<i>Figura 36. Rosa de velocidad del viento (velocidad media en m/s por dirección)</i>	<i>91</i>
<i>Figura 37. Rosa de potencia del viento (% de la energía total por dirección).....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 38. Captura de pantalla de la plataforma Global Wind Atlas con el array area del dogger bank A. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>99</i>

<i>Figuras 39. Rosa de frecuencia del viento. Fuentes: Wind Atlas y propia</i>	<i>99</i>
<i>Figuras 40. Rosa de velocidad del viento. Fuentes: Wind Atlas y propia</i>	<i>100</i>
<i>Figuras 41. Rosa de potencia del viento. Fuentes: Wind Atlas y propia</i>	<i>100</i>

Índice de tablas

Tabla 1. Diagrama Gant planificación del trabajo.....	29
Tabla 2. Dimensiones indicativas de turbina por escenario. Fuente: Boundary Selection Report	70
Tabla 3. Componentes y disposición tipo de un parque (Tabla de elementos clave). Fuente: Boundary Selection Report.....	71
Tabla 4. Características y coordenadas de Dogger Bank Creyke Beck A. Fuente: Boundary Selection Report	76
Tabla 5. Valores de cizalladura y desviación típica	83
Tabla 6. Velocidad promedio de 20 años de la velocidad a 150 m, desviación típica y cociente	83
Tabla 7. Densidad del aire medio de 20 años y desviación típica.....	84
Tabla 8. Parámetros k y c de la distribución de Weibull producidos por el método de momentos.....	85
Tabla 9. Parámetros k y c de la distribución de Weibull producidos por método máxima verosimilitud.....	86
Tabla 10. Densidad de potencia media obtenida con el primedio y con Weibull usando los 2 métodos.....	88
Tabla 11. Distribuciones de Weibull direccionales	92
Tabla 12. Comparación datos obtenidos con en el estudio con los datos de Global Wind Atlas	98
Tabla 13. Cronología de hitos del consentimiento y la contratación de Dogger Bank A..	103
Tabla 14. Especificaciones técnicas principales del aerogenerador GE Haliade-X 13 MW	104
Tabla 15. Valores Cp estimados por el autor para la curva de potencia de la turbina.....	107
Tabla 16. Resumen de los criterios de selección y su contribución a la decisión	112
Tabla 17. Tipos de cimentación, profundidad orientativa y características	130
Tabla 18. Parámetros de la cimentación de Dogger Bank A. Fuentes: [58], [59], [60]..	137
Tabla 19. Tabla datos técnicos cable XLPE y aerogenerador.	142

Tabla 20. Estimación de costes de desarrollo de Dogger Bank A. Fuente: elaboración propia a partir de benchmarks sectoriales.....	157
Tabla 21. Partida de aerogeneradores (suministro). Fuente: datos técnicos de Equinor/GE; coste unitario por benchmarking (BloombergNEF)	159
Tabla 22. Partida de cimentaciones. Fuente: elaboración propia a partir de benchmarks IEA/NREL.	159
Tabla 23. Partida de red eléctrica interna. Fuente: elaboración propia	160
Tabla 24. Estación convertidora offshore y sistema HVDC. Fuente: elaboración propia a partir de Hornsea 2, Borssele y BloombergNEF	161
Tabla 25. Partida de instalación offshore. Fuente: elaboración propia a partir de proyectos comparables.....	161
Tabla 26. Partida de infraestructura portuaria. Fuente: elaboración propia	162
Tabla 27. Benchmarks de costes de O&M para parques offshore.....	166
Tabla 28. Estimación de costes de desmantelamiento de Dogger Bank A.....	168
Tabla 29. Coste total del ciclo de vida (LCC) de Dogger Bank A. Los valores de O&M son nominales y no están actualizados; para el análisis de VAN del capítulo 4 se aplicarán flujos de caja descontados.	169
Tabla 30. Parámetros de referencia para el modelo económico. Fuente: elaboración propia	170
Tabla 31. Parámetros de mercado para el modelo económico de Dogger Bank A	184

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La transición energética es actualmente uno de los principales retos que afronta el mundo en el siglo XXI. Ante este complejo desafío, las energías renovables van a ser claves para conseguir la reducción de emisiones de CO₂, la reducción del uso de los combustibles fósiles y la creación de redes de energía más independientes y resilientes [1]–[3]. La energía solar, la tradicional hidráulica y la energía eólica ya han experimentado un desarrollo muy significativo desde el año 2000 impulsadas por las necesidades mencionadas y una evolución de la tecnología. Gracias a esto se están consolidando como alternativas viables y cada vez mas eficientes para la generación de energía eléctrica [2], [9].

La Unión Europea es el principal promotor de este impulso a través de un marco regulatorio y estratégico que persigue objetivos climáticos y energéticos muy ambiciosos. Con iniciativas como son el Pacto Verde Europeo o las diferentes estrategias de transición climática implantadas por los países miembros, como son el PNIEC por parte de España, el Net Zero Strategy en Reino Unido, el Klimaschutzplan 2050 en Alemania o la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) en Francia, con las que la Unión Europea tiene como objetivo alcanzar la neutralidad climática para el año 2050. Estas iniciativas fomentan la inversión en infraestructuras renovables, el desarrollo tecnológico y la adaptación de los mercados energéticos a las energías renovables. En este ecosistema regulatorio y de transición energética a nivel europeo, la energía eólica offshore constituye un elemento fundamental para el éxito renovable del sistema energético del futuro en Europa [4], [5], [6].

El papel protagonista de la energía eólica marina en la transición energética europea se debe a la combinación de una serie de ventajas técnicas y económicas. Estas ventajas combinan una alta capacidad producción con una mayor previsibilidad debido a la mejor calidad del viento en alta mar y el mayor tamaño de los aerogeneradores. Menor impacto social al ubicarse lejos de la costa y gran potencial de expansión. Esta serie de características hacen que esta tecnología sea muy eficiente, fiable y con un LCOE atractivo, lo que favorece su competitividad frente a otras fuentes de generación [6], [7], [9], [10].

Tras entender la relevancia de la energía eólica offshore para la transición energética en Europa, el Mar del Norte se posiciona como una región estratégica clave. Sus aguas con una profundidad relativa baja, niveles de viento elevados y constantes, su proximidad a grandes centros de consumo unido a una gran infraestructura auxiliar y experiencia industrial para el desarrollo de proyectos de infraestructura marina (debido a la industria gasista y petrolera offshore) hacen de esta región una de las más favorables para la implantación de proyectos eólicos offshore a gran escala [6], [8]. Es por tanto lógico encontrar algunos de los parques eólicos marinos más grandes y avanzados del mundo..

1.1 MOTIVACIÓN

El desarrollo de la energía eólica marina en el Mar del Norte supone uno de los mayores desafíos tecnológicos, económicos y estratégicos de los planes propuestos por la unión europea para la transición energética. La principal motivación es la de entender y analizar este proyecto colosal que plantea la unión Europea para convertir el mar del norte en “La mayor central de energía limpia del mundo”, como escribieron en la declaración conjunta el pasado 26 de enero de 2026 en la cumbre de Hamburgo los líderes de Alemania, Dinamarca, Bélgica, Países Bajos, Noruega, Francia, Irlanda, Reino Unido y Luxemburgo [13]. Para desarrollar un plan de este calibre, en la cumbre se declaró también que se iban conectar hasta 100 GW de energía eólica marina de nueva construcción por medio de proyectos transfronterizos y un marco financiero común. También reafirmaron el objetivo anunciado en Ostend de alcanzar los 300 GW de potencia instalada para el año 2050. Entender un proyecto europeo conjunto de este calibre y complejidad supone una gran motivación para el desarrollo de este trabajo ya que supone un cambio de paradigma en la manera de entender los sistemas energéticos. Estos pasarán de entenderse como modelos nacionales a redes internacionales altamente interconectados y coordinados a interregional.

Es también de gran interés entender el ecosistema de infraestructuras necesarias para el desarrollo y construcción de este proyecto, mencionadas y comprometidas en la declaración de Hamburgo. En él, los países del North Seas Energy Cooperation (NSEC) y el Greater North Sea Basin Initiative (GNSBI) insisten en la importancia de reforzar la cadena de

suministro europea. Esto se conseguiría por medio de capacidades industriales suficientes para la fabricación de aerogeneradores de gran potencia, cimentaciones offshore y componentes eléctricos además de la ampliación y modernización de las infraestructuras portuarias para poder soportar el ambicioso despliegue eólico. Se destaca también el papel fundamental de las redes eléctricas que necesitan del desarrollo de interconexiones entre países y de un sistema de transmisión offshore más mallado para mejorar la evacuación de energía y la eficiencia del sistema en su conjunto [13], [14].

El Mar del Norte adquiere un carácter estratégico clave en la obtención de la independencia energética europea, incrementando la seguridad de suministro eléctrico y limitando la dependencia de fuentes de energía importadas como combustibles fósiles. Adicionalmente, el desarrollo a gran escala de la energía eólica marina en el mar del norte constituye un motor de crecimiento económico, promoviendo la inversión, la innovación tecnológica y la creación de empleo en sectores industriales clave [5], [14], [15].

Un proyecto de esta magnitud implica una gran complejidad técnica y organizativa. La integración de grandes capacidades de potencia de generación con la coordinación entre múltiples países y sus respectivos marcos regulatorios refuerzan la necesidad de gestionar sistemas eléctricos cada más interconectados, lo que convierten la implementación de este tipo de proyectos un reto sin precedentes [5], [7], [15].

Entendiendo este contexto, surge la motivación de este trabajo, que trata de profundizar en un análisis integral de un parque eólica marina en el Mar del Norte abarcando desde sus aspectos técnicos hasta su viabilidad financiera para poder hacer una valoración adecuada de este tipo de activos. Asimismo, es de gran interés entender el papel y atractivo del capital privado en este tipo de proyectos, así como los factores que determinan la rentabilidad y atracción de las inversiones.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 LA ENERGÍA EÓLICA: FUNDAMENTO FÍSICO

La energía eólica consiste en la conversión de la energía cinética contenida en una masa de aire en movimiento en energía mecánica de rotación y posteriormente en energía eléctrica. El viento es un fenómeno derivado de la radiación solar: el calentamiento desigual de la superficie terrestre genera gradientes de presión que son desplazados por la rotación del planeta a través de la fuerza de Coriolis. Luego la rugosidad y orografía del terreno dirigen el aire en movimiento. En este sentido, la eólica es una forma indirecta de aprovechamiento de la energía solar, lo que explica su carácter renovable e inagotable a escala humana.

La potencia contenida en un flujo de aire que atraviesa perpendicularmente una superficie viene dada por:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho v^3$$

donde ρ es la densidad del aire (kg/m^3), A el área barrida por el rotor (m^2) y v la velocidad del viento (m/s).

De esta expresión se derivan las tres variables que gobiernan todo el diseño de un aerogenerador. La primera y más determinante es la dependencia cúbica con la velocidad: duplicar la velocidad del viento multiplica por ocho la potencia disponible, lo que justifica que la selección del emplazamiento y la altura de buje sean las decisiones de mayor impacto sobre la producción. La segunda es la proporcionalidad con el área barrida, que crece con el cuadrado del diámetro del rotor y explica la carrera tecnológica hacia palas cada vez mayores. La tercera es la dependencia lineal con la densidad del aire, magnitud que varía con la temperatura, la presión y la altitud. Esta se ha observado que en emplazamientos marinos resulta ligeramente superior a la de emplazamientos continentales.

No obstante, no toda la potencia del viento es extraíble. El límite de Betz establece que ningún aerogenerador puede convertir más del 59,3 % (16/27) de la energía cinética incidente, pues una extracción total implicaría detener por completo el flujo tras el rotor, lo que impediría la continuidad de la corriente de aire. Los aerogeneradores modernos alcanzan coeficientes de potencia (C_p) del orden de 0,45–0,50 en condiciones óptimas, situándose así relativamente próximos a dicho límite teórico. [9], [23], [36]

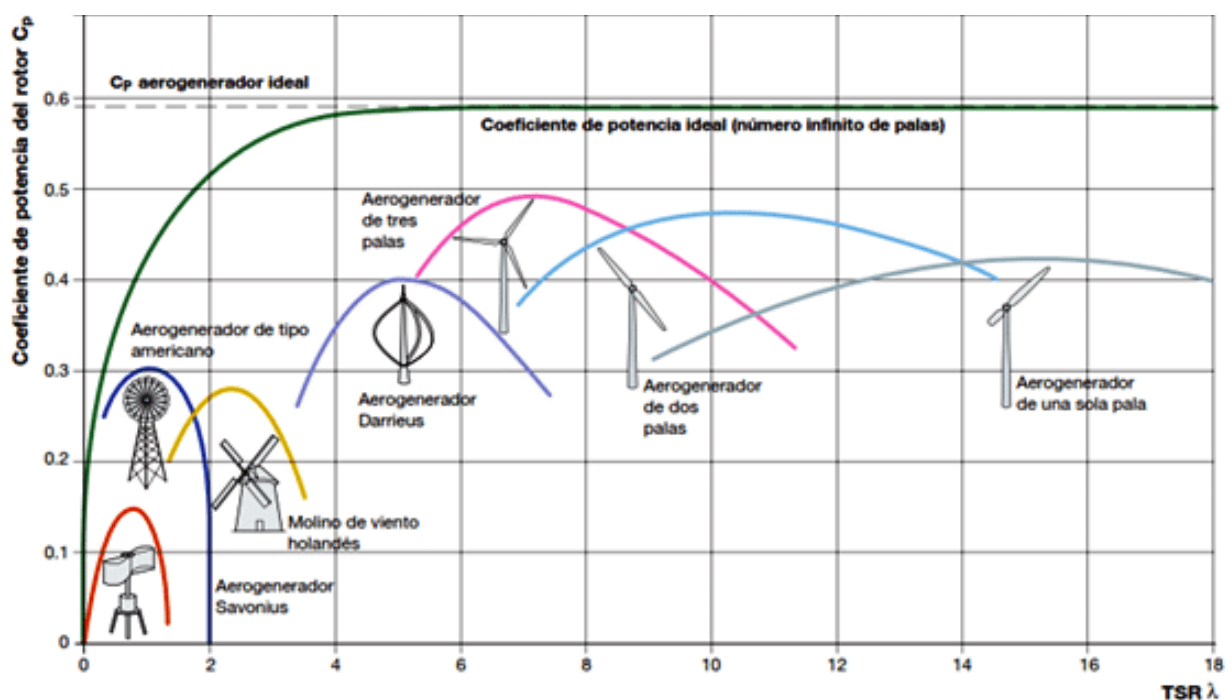


Figura 1. Diagrama del límite de Betz: coeficiente de potencia C_p frente al factor de inducción axial.

(Fuente sugerida: ResearchGate".)

2.2 ARQUITECTURA DE UN AEROGENERADOR MODERNO

El aerogenerador de eje horizontal y tres palas a barlovento se ha impuesto como configuración dominante por su equilibrio entre rendimiento aerodinámico, estabilidad dinámica y coste. Sus componentes principales son:

- **El rotor:** formado por las palas y el buje, es el elemento captador. Las palas operan según el principio de sustentación aerodinámica equivalente al del ala de un avión, de modo que el viento incidente genera una fuerza perpendicular al flujo relativo que

produce el par motor. Su geometría es alabeada y de cuerda variable, optimizada para que cada sección radial trabaje en su ángulo de ataque óptimo pese a la variación de la velocidad tangencial a lo largo de la envergadura.

- **La góndola:** que aloja el tren de potencia. En las máquinas convencionales, la multiplicadora eleva la velocidad de giro del rotor (del orden de 5–10 rpm en las grandes turbinas marinas) hasta la requerida por el generador eléctrico. La tendencia reciente en eólica marina, sin embargo, se orienta hacia configuraciones de accionamiento directo (*direct drive*), que eliminan la multiplicadora (elemento que históricamente ha sido responsable de una fracción significativa de los fallos) acoplando el rotor directamente a un generador síncrono de imanes permanentes de gran diámetro. Esta arquitectura reduce el mantenimiento que es un factor crítico cuando el acceso al activo depende de las condiciones del mar.
- **El sistema de control:** que regula el paso de pala (*pitch*) y la orientación de la góndola (*yaw*). El control de paso permite maximizar la captación por debajo de la velocidad nominal y por encima de ella limitar la potencia al valor de diseño girando las palas para reducir la sustentación. Es también el mecanismo de protección ante vientos extremos.
- **La torre y la cimentación:** que soportan el conjunto y transmiten los esfuerzos al terreno o al lecho marino.

[9], [23]

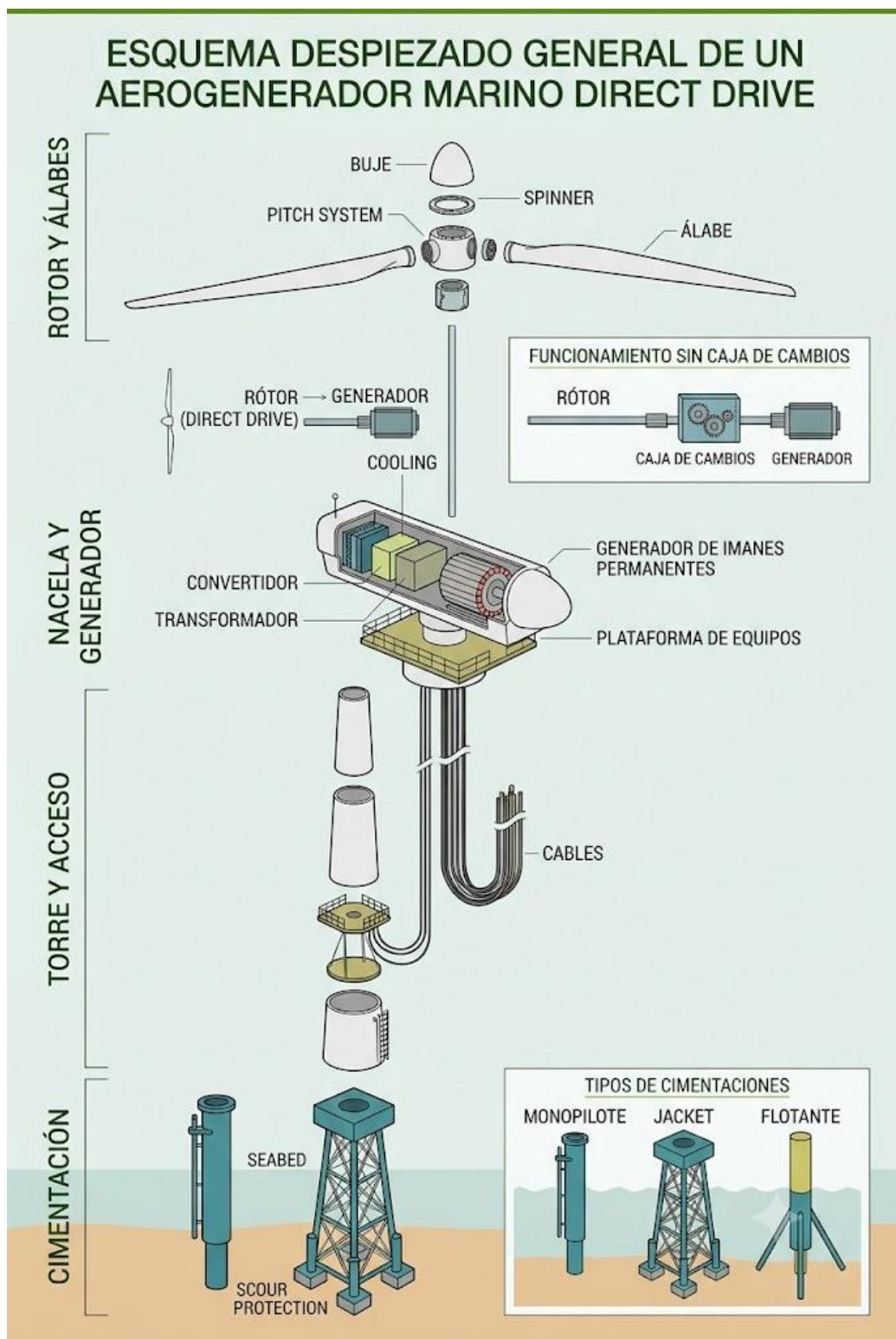


Figura 2. Esquema despiezado de un aerogenerador marino de accionamiento directo, con identificación de componentes. Fuente sugerida: elaboración propia con Nano Banana 2

2.3 LA CURVA DE POTENCIA Y EL FACTOR DE CAPACIDAD

El comportamiento de un aerogenerador se sintetiza en su curva de potencia, que relaciona la velocidad del viento a altura de buje con la potencia eléctrica entregada. En ella se distinguen cuatro regiones: por debajo de la velocidad de arranque (*cut-in*, típicamente 3–4 m/s) el par disponible no vence las pérdidas y la máquina no genera. Luego entre el arranque y la velocidad nominal (*rated*, en torno a 11–13 m/s) la potencia crece siguiendo aproximadamente la ley cúbica, con el control orientado a maximizar el C_p . Después, entre la nominal y la velocidad de corte (*cut-out*, del orden de 25–30 m/s) la potencia se mantiene constante en el valor nominal mediante el control de paso. Por último, por encima de la velocidad de corte la turbina se detiene por seguridad estructural.

La unión de esta curva con la distribución de frecuencias del viento del emplazamiento, que habitualmente se ajusta mediante una distribución de Weibull, proporciona la producción anual esperada (AEP). El cociente entre dicha producción y la que se obtendría operando a potencia nominal las 8.760 horas del año define el factor de capacidad, indicador sintético del aprovechamiento del recurso que en eólica marina moderna supera holgadamente el 40 %, muy por encima de los valores característicos de la eólica terrestre [9], [23], [24].

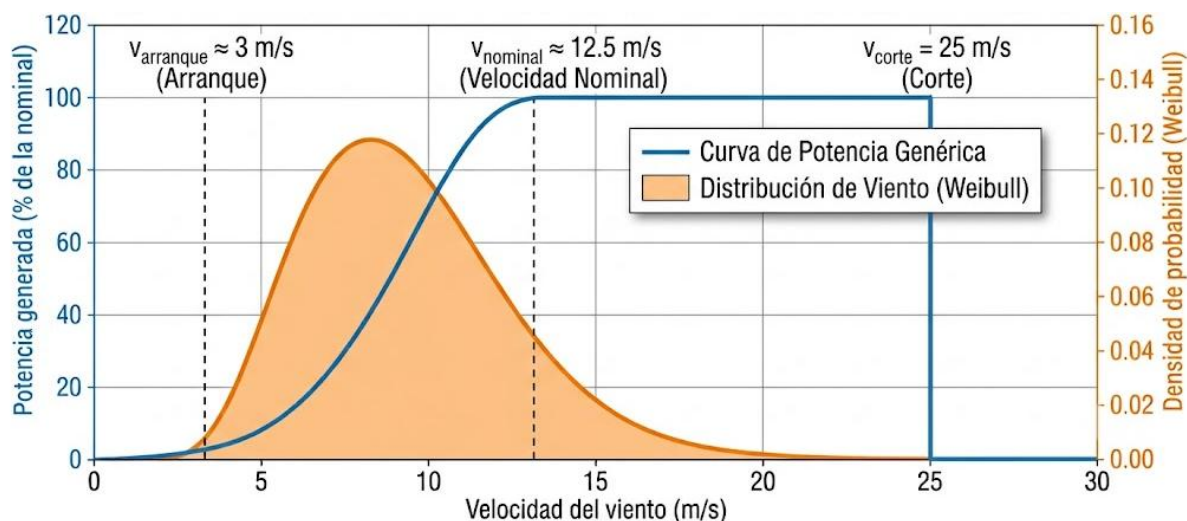


Figura 3. Curva de potencia genérica de un aerogenerador marino superpuesta a la distribución de Weibull.

Fuente sugerida: elaboración propia con Nano Banana 2

2.4 ESPECIFICACIONES DE LA EÓLICA MARINA (OFFSHORE)

El traslado de la tecnología al medio marino responde a razones de recurso y de disponibilidad de espacio. En el mar, la ausencia de obstáculos y la baja rugosidad de la superficie se traducen en vientos más intensos, más constantes y menos turbulentos, lo que eleva el factor de capacidad y reduce la fatiga estructural. La inexistencia de restricciones de transporte terrestre y de impacto visual próximo permite también desplegar máquinas de un tamaño inviable en tierra, con rotores que superan los 200 metros de diámetro y potencias unitarias por encima de los 13 MW.

Esta ventaja tiene como contrapartida una notable complejidad técnica y económica. La estructura debe soportar además de las cargas aerodinámicas las cargas hidrodinámicas del oleaje y las corrientes. Esto es el mayor condicionante del diseño de la cimentación que puede ser de tipo monopilotes, estructuras de celosía (*jackets*), gravitatorias o flotantes, según la profundidad y las condiciones geotécnicas. La corrosión en ambiente salino exige protecciones específicas. También es importante destacar que la accesibilidad al activo está supeditada a las ventanas meteorológicas. Esto encarece drásticamente la operación y el mantenimiento y penaliza cualquier fallo que requiera intervención con buques especializados. A ello se suma la necesidad de evacuar la energía mediante un cableado

submarino y en emplazamientos alejados de la costa mediante transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC). Este último reduce las pérdidas frente a la alterna a partir de determinadas distancias. [6], [10]

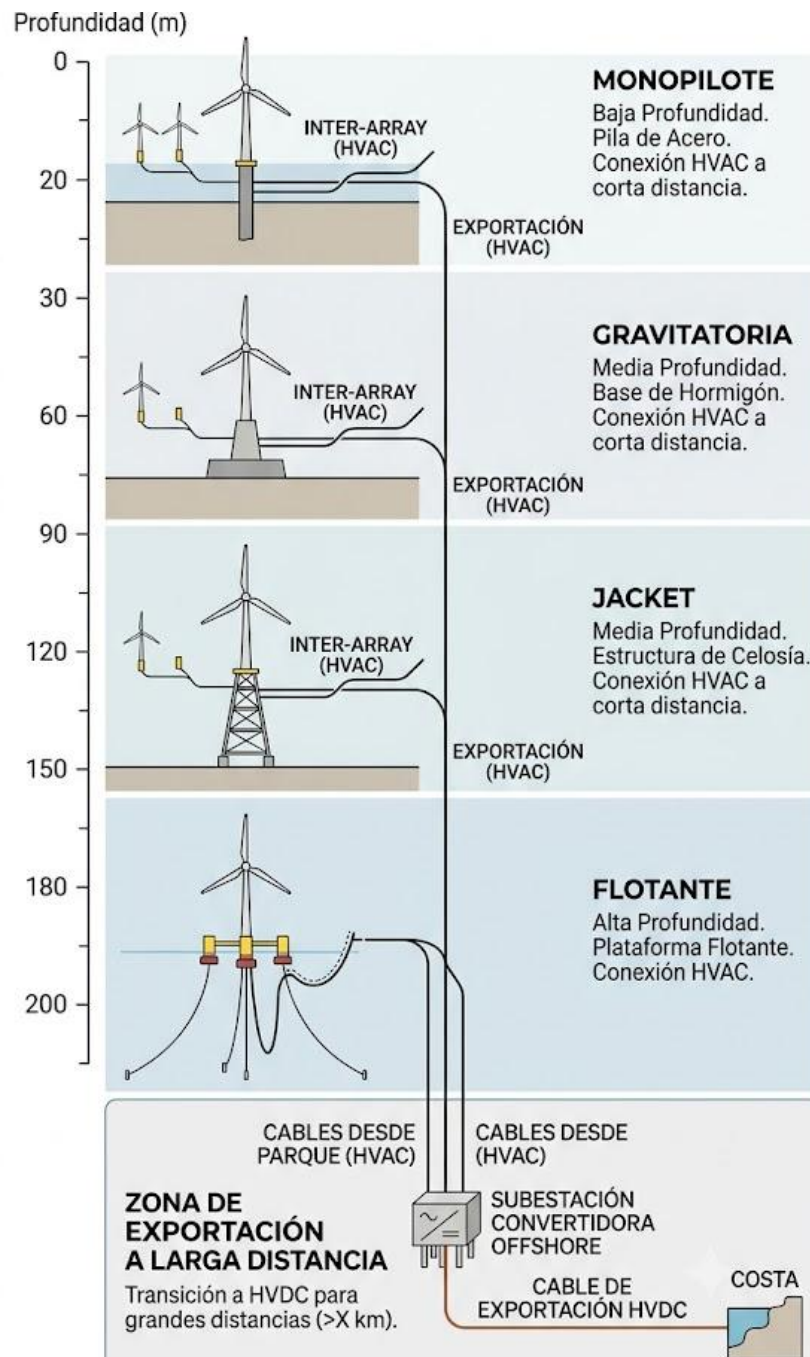


Figura 4. Tipologías de cimentación en eólica marina en función de la profundidad: monopilote, jacket, gravitatoria y flotante.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El Mar del Norte constituye uno de los principales polos de desarrollo de la energía eólica marina en el mundo. La elevada concentración de proyectos, unido al mencionado impulso regulatorio por parte de Europa y la gran competencia entre desarrolladores europeos dan lugar al desarrollo de soluciones muy avanzadas en el ámbito de la generación, las estructuras, la transmisión eléctrica y la operación [5], [6], [7].

La posición líder en complejidad y madurez tecnológica de sus proyectos se caracteriza por los factores descritos a continuación. Primero, incremento continuo de la potencia unitaria de los aerogeneradores en el entorno de 13-14 MW como en el caso del complejo Dogger Bank (UK) [7]. Segundo, la evolución de las cimentaciones y estructuras offshore, con el desarrollo de las primeras plataformas flotantes, como la del Proyecto Hywind de Equinor. Por último, el desarrollo de una red eléctrica offshore con innovaciones como subestaciones off-shore más compactas, convertidores HVDC en plataformas marinas e interconexiones entre países.

En el Mar del Norte se concentran más de 100 parques eólicos offshore en operación constituyendo una potencia instalada superior a 30 GW. Se trata de 6 países los que concentran actualmente esta capacidad: Reino Unido, Alemania, Países Bajos, Bélgica Dinamarca y Noruega, representando diferentes grados de desarrollo entre ellos tanto a nivel de capacidad instalada como de madurez de la tecnología [6],[7]. Los países con mayor relevancia son Reino Unido, Alemania y países Bajos. El Reino Unido es el líder indiscutible con alrededor de 16GW de potencia instalada y en torno a 12 GW en construcción. Seguido va Alemania con un total de 10 GW de potencia instalada y Países Bajos con más de 5 GW [7],[11]. Bélgica y Dinamarca cuentan con una capacidad inferior de alrededor de 2 y 3 GW cada uno.

3.1 MAR DEL NORTE BRITÁNICO

El Reino Unido en especial ocupa una posición de liderazgo indiscutible en el desarrollo de la energía eólica marina a escala mundial, condición que obedece a una conjunción singularmente favorable de factores.

- **Un recurso eólico de excepcional calidad:** las aguas que rodean las islas británicas, y muy señaladamente el Mar del Norte, registran velocidades de viento medias elevadas y sostenidas a lo largo del año.
- **Batimetría extraordinariamente positiva:** amplias extensiones de la plataforma continental presentan profundidades moderadas, con bancos de arena como el propio Dogger Bank donde la lámina de agua se mantiene en el rango en que la cimentación fija.
- **Marco regulatorio e institucional estable y predecible:** articulado en torno a la gestión ordenada del lecho marino por el Crown Estate mediante rondas de concesión sucesivas y al esquema de Contratos por Diferencia (CfD), que ha proporcionado a los promotores la certidumbre de ingresos necesaria para movilizar financiación de proyecto a gran escala y en condiciones competitivas.

La evolución del sector ha seguido una trayectoria de escalado sostenido. Los primeros parques, desplegados en aguas someras y próximas a la costa, contaban con capacidades de decenas de megavatios y turbinas de potencia unitaria reducida. Las sucesivas rondas de concesión desplazaron los emplazamientos hacia aguas más profundas y considerablemente más alejadas de la costa, habilitando parques de tamaño gigavatio. Este alejamiento ha traído consigo dos consecuencias tecnológicas de importancia: la necesidad de recurrir a la transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC) para evacuar la energía con pérdidas aceptables y la adopción de aerogeneradores de potencia unitaria creciente, que permiten reducir el número de posiciones y con ello los costes. La turbina Haliade-X de 13 MW seleccionada para Dogger Bank A representa precisamente el estado del arte de esa progresión en el momento de la decisión de inversión.

En paralelo, el sector ha experimentado una reducción drástica de sus costes normalizados, impulsada por las economías de escala, la maduración de la cadena de suministro, la especialización de la flota de buques de instalación y la competencia introducida por el mecanismo de subastas de CfD. Esta caída ha sido de tal magnitud que ha transformado la eólica marina en una de las fuentes de generación más competitivas del sistema eléctrico británico.

La figura siguiente ilustra la distribución geográfica de los proyectos eólicos marinos en aguas británicas, en la que se aprecia con claridad la concentración de la capacidad en el Mar del Norte. [6], [7]



Figura 5. Distribución geográfica de los parques eólicos marinos en aguas del Reino Unido, con indicación de los proyectos operativos y en desarrollo

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

Teniendo en cuenta el estado de la cuestión el autor percibe que, a pesar de que la literatura técnica sobre eólica marina y la documentación pública de los grandes proyectos son abundantes, resulta difícil hallar un trabajo que integre en un mismo análisis las tres dimensiones que determinan la viabilidad real de un parque de la escala de: el diseño de ingeniería, el marco regulatorio y el modelo de financiación de proyecto. Los estudios de recurso y disposición de turbinas rara vez trascienden hacia la estructura de capital que hace posible su ejecución. Los análisis financieros por otro lado suelen partir de parámetros técnicos recolectados sin justificar su origen físico. Este trabajo aborda precisamente esa necesidad, construyendo un modelo económico cuyos inputs (producción, CAPEX, OPEX) se derivan de un diseño de ingeniería real y verificable y cuya estructura de financiación reproduce la lógica de esculpido de deuda al DSCR empleada por la industria de Project finance.

El interés para un inversor es directo: el análisis demuestra que Dogger Bank A alcanza una TIR de equity del 11,2 % con un LCOE de 42,9 €/MWh y una cobertura de deuda que resiste escenarios de producción P90 sin comprometer el servicio de la deuda, incorporando además los riesgos reales de la tecnología y el marco regulatorio gobernante. Se ofrece así una herramienta realista y sensible a hipótesis, con la que evaluar la rentabilidad y financiabilidad de un activo de esta naturaleza. Este proyecto constituye además un marco replicable para el resto de fases de la Dogger Bank Zone y para los desarrollos que sigan su estela en el Mar del Norte.

4.2 OBJETIVOS

Este Trabajo de Fin de Máster consiste en el estudio de una planta eólica offshore localizada en el Mar del Norte. El objetivo del presente trabajo es el de realizar un estudio técnico y económico de dicha instalación. Abarcando tanto el diseño preliminar de los principales

componentes del parque como la evaluación de su viabilidad financiera. De esta forma se espera analizar la viabilidad y contribución de este tipo de proyectos al desarrollo de energías renovables dentro del contexto energético actual.

Este objetivo general se plantea alcanzar mediante los siguientes objetivos más específicos:

1. Evaluación del potencial energético del emplazamiento mediante el estudio del recurso eólico. Incluye la caracterización del viento y la estimación de la producción energética del parque a través de herramientas de simulación.
2. Diseño preliminar del parque incluyendo aerogeneradores, disposición del parque, elección de las cimentaciones y sistema eléctrico.
3. Análisis de las alternativas de conexión a la red eléctrica teniendo en cuenta aspectos como la configuración de subestaciones, tecnología de transmisión e integración en el sistema eléctrico.
4. Evaluación del proceso asociado al ciclo de vida del parque, incluyendo construcción e instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento.
5. Análisis del entorno regulatorio, marco normativo institucional y de mercado incluyendo esquemas de remuneración en los que se desarrolla el proyecto para poder evaluar su impacto sobre la viabilidad técnica y económica del parque eólico marino.
6. Evaluación económica del proyecto por medio de un modelo financiero detallado del parque eólico a partir del cual se obtendrán indicadores de rentabilidad.
7. Análisis de escenarios y sensibilidades del proyecto unido a una evaluación de los principales riesgos técnicos, regulatorios y económicos.

4.3 METODOLOGÍA

El desarrollo del Trabajo de Fin de Máster se va a estructurar en las siguientes fases. Dichas fases tratan de combinar el análisis técnico y económico del proyecto basándose en una metodología similar a la empleada en estudios de viabilidad de proyectos reales de parques eólicos marinos.

Con la intención de poner en contexto el proyecto de manera adecuada, primero se realizará una descripción explicativa sobre la energía eólica marina, explicándose a fondo el desarrollo de la tecnología en el tiempo, el funcionamiento de la misma y su impacto en sistema eléctrico. A continuación, se hablará del estado y desarrollo de la energía eólica en el mar del norte además de la coyuntura regulatoria y económica a nivel europeo que hay detrás del impulso que está recibiendo este tipo de energía. Para estos apartados se hará uso de informes oficiales, estudios especializados, herramientas estadísticas, representaciones gráficas y material visual complementario.

Una vez entendido el contexto, que en el caso de este proyecto tiene especial importancia, se iniciará el diseño del parque. Para ello, se cogerá un parque eólico real de referencia, en este caso el Dogger Bank Wind Farm en Reino Unido. Este caso real ha sido elegido debido a la gran cantidad de datos y de información pública de la que se dispone tanto a nivel técnico como financiero. Tras el estudio exhaustivo del caso real mencionado se procederá al diseño del parque eólico siguiendo los siguientes pasos:

1. Análisis y selección del emplazamiento por medio de un estudio del entorno del parque en el Mar del Norte que incluye: Recurso eólico y estimación de la producción energética, características del fondo marino y condiciones ambientales, infraestructuras existentes y nivel de desarrollo y saturación de la zona.
2. Diseño preliminar del proyecto llevándose a cabo el diseño técnico del parque eólico. Este nivel de detalle incluye la selección del modelo de turbinas, selección de potencia, número de turbinas y optimización de la distribución y orientación del parque. También se incluirá la selección de cimentaciones, el diseño del sistema eléctrico interno y el sistema de evacuación de la energía. Como se ha mencionado previamente, se utilizará de referencia el caso real Dogger Bank Wind Farm.
3. Estimación de la producción energética a partir del recurso eólico y el dimensionamiento del parque. Se calculará por medio de la producción anual de energía teniendo en cuenta el factor de capacidad y las pérdidas asociadas a este tipo de proyectos.

4. Análisis de los costes involucrados en la construcción y operación del proyecto. Se diferenciará entre el coste de la inversión inicial conocido como CapEx, que incluye tanto la tecnología (turbinas, cimentaciones, red eléctrica) como el coste de instalación de los mismos, gastos de operación y mantenimiento y por último los costes de desmantelamiento.
5. Análisis del entorno regulatorio, institucional y de mercado en el que se desarrolla el proyecto. Este paso incluirá los diferentes esquemas de remuneración posibles y la selección del más adecuado, además de los incentivos y mecanismos de apoyo existentes. El objetivo de este paso es definir adecuadamente el marco operativo y económico en el que se integrará el proyecto.
6. Evaluación económica por medio del desarrollo de un modelo de valoración basado en el descuento de flujos de caja que incluirá la estructura de financiación y el coste de capital además de los ingresos y gastos desarrollados previamente. Con este análisis se calcularán el valor actual neto, la tasa interna de retorno y el LCOE, que son los principales indicadores de rentabilidad empleados en este tipo de inversión.
7. Por último, para ver el impacto de distintos posibles escenarios se realizará un análisis de sensibilidad de variables clave como el precio de la energía, el coste de inversión, el factor de capacidad o los tipos de interés. Se incluirá en este apartado un análisis de los principales riesgos técnicos, regulatorios y financieros que afronta el proyecto.

4.4 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son el conjunto de objetivos globales adoptadas por la Organización de Naciones Unidas en 2015 como parte de la Agenda 2030 para combatir el cambio climático, la pobreza, la desigualdad, la preservación del medio ambiente y los problemas energéticos. Este proyecto está alineado con varios ODS que van a ser desarrollados más en detalle a continuación:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante

El desarrollo de la energía eólica marina contribuye directamente a la producción de energía limpia, renovable y sostenible. Favoreciendo el acceso a la electricidad libre de emisiones, los parques eólicos marinos reducen la dependencia de combustibles fósiles y fortalece un sistema energético mas sostenible y eficiente.

ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

La energía eólica marina genera empleo cualificado en sectores como la ingeniería, la construcción y servicios de operación y mantenimiento. De esta forma se contribuye al un crecimiento económico además de la creación de nuevos puestos de trabajo.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

Este parque eólico marino apoya al progreso industrial sostenible y al desarrollo tecnológico. El diseño y la implementación de este proyecto contribuye a el desarrollo de infraestructura avanzadas de los sistemas energéticos, además de promover la innovación tecnológica en áreas como son la ingeniería offshore, las redes eléctricas y los sistemas de generación.

ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles

La construcción de proyectos eólicos offshore a gran escala permite abastecer las zonas urbanas de manera sostenible consiguiendo reducir así la contaminación atmosférica y mejorando la calidad de vida de sus habitantes. Además, en el contexto de inestabilidad geopolítica actual fortalece la resiliencia ante crisis energéticas en las ciudades.

ODS 13: Acción por el clima

El desarrollo de la energía eólica marina contribuye a la reducción de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, mitigando y el impacto del cambio climático. Los proyectos de este tipo se ven favorecidos por la toma de decisiones orientadas a la descarbonización del sistema energético.

[16]

4.5 RECURSOS A EMPLEAR

Son distintos los recursos que se van a emplear en este Trabajo de Fin de Master. Estos recursos son herramientas de modelización, fuentes de información técnica y especializada y otros recursos o herramientas técnicas que van a permitir abordar el análisis del parque eólico y realizar los cálculos convenientes.

En cuanto a las herramientas de simulación se va a utilizar dos softwares diferentes. Para el análisis del recurso eólico se va a emplear el software Global Wind Atlas desarrollado por el Banco mundial. Esta plataforma proporciona datos sobre la velocidad y la distribución del viento a nivel mundial. Para el diseño y la modelización del parque eólico se va a utilizar PyWake, una biblioteca de código abierto desarrollada en Python para la simulación y análisis de parques eólicos. Esta herramienta permite modelar las estelas aerodinámicas generadas por los aerogeneradores, evaluar las pérdidas por interacción entre turbinas y estimar la producción energética del parque mediante distintos modelos de estela y recursos eólicos.

Además, se van a utilizar hojas de cálculo para la construcción del modelo financiero de descuento de flujos de caja que permitirá la valoración del proyecto.

Por último, para las fuentes de información se va a recurrir a bases de datos energéticas, principalmente ERA5, plataforma desde la cual se va a descargar la velocidad media horaria del emplazamiento para los últimos 20 años, informes técnicos oficiales de Dogger Bank, publicaciones científicas, documentación sectorial e informes europeos sobre la normativa vigente. Se emplearán también informes estadísticos y material gráfico para poder contextualizar el proyecto.

4.6 PLANIFICACIÓN

La elaboración del presente trabajo se ha planificado a lo largo de trece semanas, tomando como fecha de partida el 20 de abril de 2026 con la entrega del Anexo B estableciendo la entrega de la memoria el viernes 10 de julio. La defensa ante el tribunal se realiza el jueves 16 de julio. La distribución de la carga de trabajo es creciente: el mes de abril se dedica a la

definición del trabajo y a la revisión del estado de la cuestión mientras que los meses de mayo y junio concentran el grueso del esfuerzo. Estos meses corresponden al diseño de ingeniería del parque y al desarrollo del modelo económico.

Tabla 2. Diagrama Gant planificación del trabajo

Actividad (capítulo)	S1 Abr	S2 Abr	S3 May	S4 May	S5 May	S6 May	S7 Jun	S8 Jun	S9 Jun	S10 Jun	S11 Jul	S12 Jul	S13 Jul
Definición del trabajo y objetivos (Cap. 4)													
Estado de la cuestión (Cap. 3)													
Descripción de las tecnologías (Cap. 2)													
Localización y emplazamiento (5.1)													
Estudio del recurso eólico (5.2)													
Selección de la turbina (5.3)													
Disposición y estelas - PyWake (5.4)													
Estimación de producción (5.5)													
Cimentaciones (5.6)													
Conexión a red y HVDC (5.7)													
CAPEX, O&M, desmantelamiento, LCC (Cap. 6)													
Entorno regulatorio y de mercado (Cap. 7)													
Modelo económico y financiación (Cap. 8)													
Análisis de resultados y sensibilidades (Cap. 9)													
Conclusiones y trabajos futuros (Cap. 10)													
Introducción y motivación (Cap. 1)													
Bibliografía, figuras y formato (Cap. 11)													
Revisión final y entrega													
Preparación de la defensa													

Tabla 3. Lista de hitos del TFM

Hito	Fecha
Entrega del Anexo B (inicio del trabajo)	Lunes 20 de abril
Cierre del diseño de ingeniería (Cap. 5)	Viernes 12 de junio
Cierre de costes y ciclo de vida (Cap. 6)	Viernes 19 de junio
Modelo financiero operativo y validado (Cap. 8)	Viernes 3 de julio
Entrega del TFM	Viernes 10 de julio
Defensa ante tribunal	Jueves 16 de julio

Capítulo 5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

DOGGER BANK A

El presente proyecto se va a basar en un parque eólico marino real del conjunto conocido como Dogger Bank, en específico se va a coger de referencia el Dogger Bank A (Creyke Beck A). Esta es la primera de las tres fases del parque eólico marino Dogger Bank, situado en el Mar del Norte, entre 130 y 190 km de la costa nororiental de Inglaterra (Yorkshire). Con 95 aerogeneradores GE Haliade-X de 13 MW y una potencia instalada de 1.235 MW, Dogger Bank A forma parte de un complejo de 3.688 MW ($\approx 3,6$ GW). Este complejo, una vez completado, será el mayor parque eólico marino del mundo capaz de abastecer a unos seis millones de hogares británicos. El proyecto actualmente es propiedad de SSE Renewables (40 %), Equinor (40 %) y Eni Plenitude, a través de Vårgrønn (20 %). SSE Renewables lidera el desarrollo y la construcción del proyecto y Equinor operará el parque durante su vida útil de unos 35 años.

Este capítulo desarrolla el diseño técnico completo del parque. Los apartados siguientes abordan, de forma secuencial, la localización (5.1), el estudio del recurso eólico (5.2), la selección de la turbina (5.3), la disposición de las máquinas (5.4), la estimación de la producción (5.5), la selección de las cimentaciones (5.6) y la conexión a la red (5.7). En algunos casos se utilizará la información disponible en los documentos técnicos oficiales del parque y en otros casos, ante la ausencia de información oficial, se realizarán estudios propios.

Antes de entrar en ese detalle técnico, esta introducción sitúa el proyecto en su contexto: por qué la zona es atractiva, cómo se obtuvo la concesión del lecho marino y qué etapas ha atravesado desde la primera solicitud hasta su finalización. [39]

ATRACTIVO DOGGER BANK ZONE

El banco de Dogger es un accidente geográfico único. Consiste en un extenso banco de arena aislado en el centro-sur del Mar del Norte. Durante el último periodo glaciario, fue una masa de tierra emergida llamada Doggerland que conectaba las islas británicas con el continente europeo antes de quedar sumergida hace unos 8.000 años. Esa naturaleza de banco poco profundo explica la combinación de factores que lo convierten en uno de los mejores emplazamientos eólicos marinos del mundo.

El primero es el recurso eólico: la zona registra velocidades medias de viento superiores a 9–10 m/s a 100 m de altura, fuertes y constantes, propias de un emplazamiento muy alejado de la costa y libre de obstáculos. El segundo y más distintivo es la batimetría: pese a estar a más de 130 km de la costa, las profundidades en la zona oscilan entre 18 y 63 m (y en el emplazamiento concreto de Dogger Bank A se sitúan en el entorno de los 18–35 m), lo que permite emplear cimentaciones fijas de monopilote, mucho más económicas que las estructuras flotantes que exigiría un fondo profundo. La unión de estos dos factores como son la distancia a costa y la profundidad es poco habitual y constituye la principal ventaja competitiva del emplazamiento: se obtiene un recurso excelente y una distancia que minimiza el impacto visual, sin renunciar a la tecnología de cimentación más madura y barata. A ello se suma el tamaño: la zona de Dogger Bank, de unos 8.660 km², era la mayor de las nueve adjudicadas en la Ronda 3, lo que permite desplegar parques de gran tamaño y capturar economías de escala en suministro, instalación y operación. [17]

EL PROCESO DE CONCESIÓN Y LA RONDA 3 DE THE CROWN ESTATE

En el Reino Unido, el lecho marino hasta las 12 millas náuticas pertenece a The Crown Estate, organismo que gestiona esos derechos y los arrienda a los promotores mediante rondas de licitación competitivas. La concesión de Dogger Bank se enmarca en la tercera ronda (Round 3), lanzada en 2008 con la ambición de desplegar la capacidad necesaria para cubrir una cuarta parte de la demanda eléctrica británica. The Crown Estate identificó nueve zonas de desarrollo y abrió un proceso competitivo para asignar a cada una un promotor que asumiera su desarrollo.

Para optar a la zona de Dogger Bank que era la mayor y más codiciada se constituyó en noviembre de 2008 el consorcio Forewind, formado por cuatro grandes energéticas: SSE, RWE, Statoil (hoy Equinor) y Statkraft. La lógica de agruparse en consorcio responde a la naturaleza de la fase de desarrollo: es larga, intensiva en capital y con un resultado incierto (no hay garantía de obtener el consentimiento), por lo que repartir el riesgo y combinar experiencias en renovables, ingeniería offshore e infraestructura eléctrica resultaba prudente. En enero de 2010, The Crown Estate adjudicó a Forewind los derechos de desarrollo de la zona de Dogger Bank mediante un arriendo del lecho marino a 50 años.

Obtener la concesión es solo el inicio: la concesión otorga el derecho a desarrollar, pero el proyecto debe aún superar varias etapas antes de poder construirse. Forewind dedicó unos cinco años a las campañas de caracterización del emplazamiento (recurso eólico mediante torres meteorológicas, estudios geofísicos, estudios geotécnicos del fondo y campañas ambientales) las cuales llevaron a dividir la zona en cuatro áreas de proyecto de hasta 1,2 GW cada una Creyke Beck A, Creyke Beck B, Teesside A y Teesside B. Tras los años de caracterización, estas 4 zonas de proyecto fueron presentadas a la tramitación del consentimiento. El 17 de febrero de 2015 las cuatro áreas obtuvieron la *Development Consent Order* (DCO) del Gobierno británico bajo la *Planning Act 2008*. Las de Creyke Beck A y B, que más tarde pasan a conocerse como Dogger Bank A y B, se ampararon en la *Dogger Bank Creyke Beck Offshore Wind Farm Order 2015*. [17], [39]

DESARROLLO TEMPORAL: DE LA CONCESIÓN A LA FINALIZACIÓN

Una vez consentido, el proyecto entró en una fase de reordenación de la propiedad que sigue una lógica reconocible en el sector (Figura 5.1). En marzo de 2017, Statkraft vendió su 25 % a SSE y Statoil, en línea con su estrategia de salir de la propiedad de activos eólicos marinos. En agosto de 2017 se reorganizó el conjunto: las cuatro áreas consentidas se repartieron entre los socios. SSE y Equinor (antes Statoil) tomaron el 50 % cada uno de Creyke Beck A, Creyke Beck B y Teesside A, rebautizadas como Dogger Bank A, B y C bajo la marca Dogger Bank Wind Farm. Por otro lado, RWE (innogy) se quedó con Teesside B, renombrada Sofia. La lógica de este reparto es clara: una vez que el proyecto está consentido y por tanto sustancialmente reducido de riesgo, los socios lo dividen para

desarrollarlo individualmente, emparejando a un promotor renovable con experiencia en desarrollo (SSE) con una operadora offshore de gran capacidad financiera (Equinor).

A partir de ahí, los hitos se encadenan con la lógica del project finance. En septiembre de 2019, las tres fases ganaron el contrato por diferencias (CfD) en la subasta AR3, con un strike price de 39,65 £/MWh (precios de 2012) para Dogger Bank A: este contrato, al garantizar el ingreso durante 15 años, es lo que de verdad reduce el riesgo del proyecto y abre la puerta a su financiación. En 2020 se firmó el contrato de suministro de 190 turbinas con GE siendo el mayor pedido de aerogeneradores marinos de la historia. En noviembre 2020, se alcanzó el cierre financiero de las fases A y B, la mayor financiación de un proyecto eólico marino hasta la fecha. En 2021 entró Eni con un 20 %, en una operación de farm-down (venta de participaciones minoritarias una vez creado valor) característica de la estrategia de los promotores para obtener capital para nuevos proyectos. Por último, ese mismo año en diciembre se cerró la financiación de la fase C. El coste de la financiación es un dato privado. No obstante, se estima en un 2,5%. Esta estimación se obtiene de la comparación de dos “Green Bonds” emitidos por Orsted en mayo 2019 y febrero 2021 (en GBPs) para financiar los parques eólicos de Hornsea 1 y 2. Ambos bonos se emitieron pagando un interés del 2,5%. Debido a la similitud de fechas, uso de la financiación y divisa se ha optado por escoger el mismo valor para el coste de financiación de Dogger Bank A. [30]

La construcción de las fases A y B se desarrolló entre 2021 y 2024, apoyada en una cadena de contratistas de primer nivel (cimentaciones de Sif-Smulders, sistema HVDC de Aibel e Hitachi Energy, cables de Hellenic y NKT, instalación con el buque Voltaire de Jan De Nul). El 10 de octubre de 2023 Dogger Bank vertió por primera vez energía a la red convirtiéndose en el mayor parque eólico marino del mundo en empezar a generar. Hubo algunos retrasos en la puesta en marcha agravados por varios fallos de pala en 2024 y 2025. No obstante, el inicio de la operación comercial de Dogger Bank A se sitúa en 2025. La fecha de finalización del conjunto de las tres fases continúa sufriendo reajustes debido a desafíos técnicos, climáticos y de cadena de suministro. Esto ha llevado a posponer la culminación completa y

operación comercial definitiva de 2026 a 2027. La Figura 5.1 resume esta cronología completa .

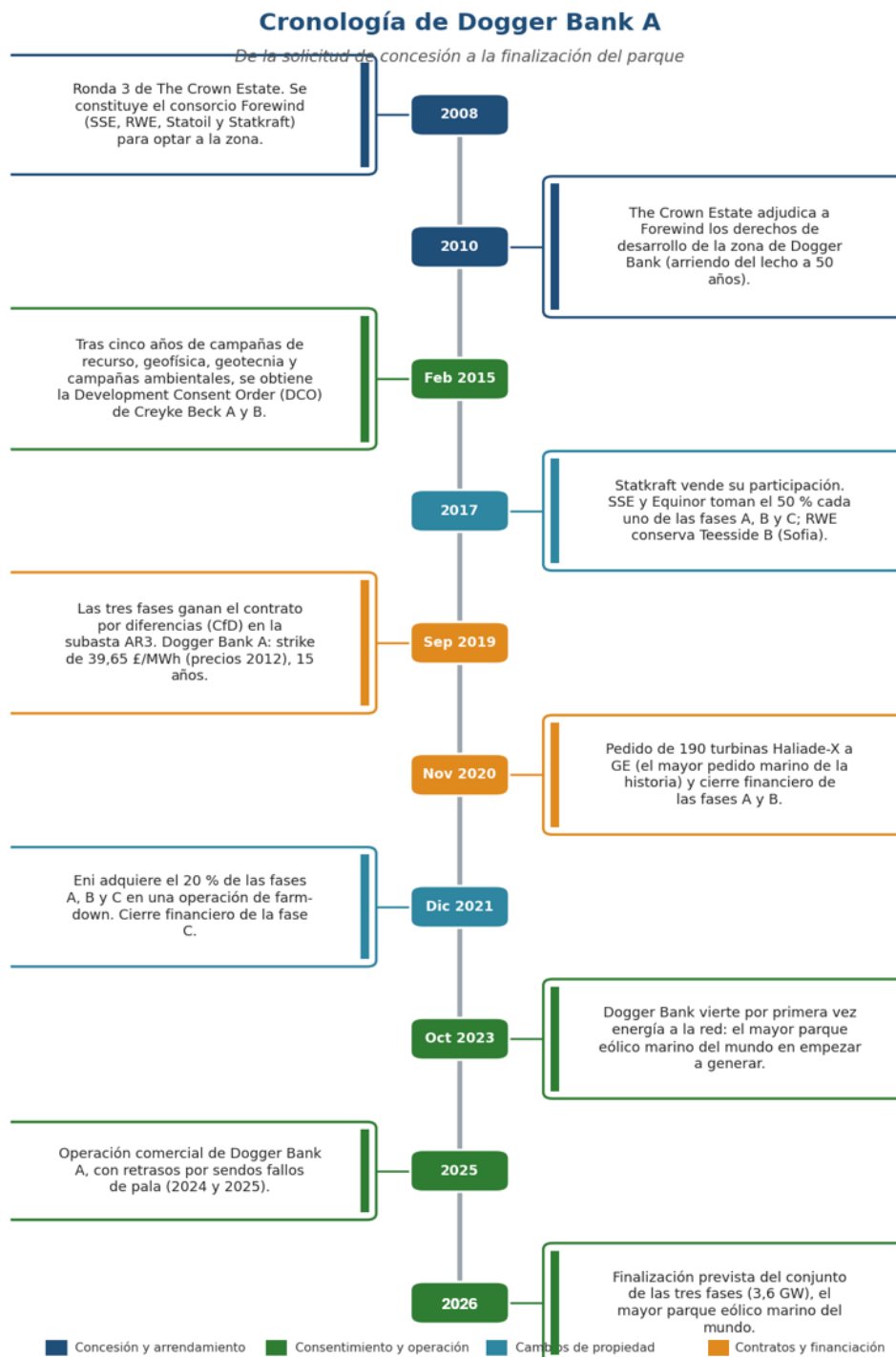


Figura 6. Cronología Dogger Bank A. Fuente: Elaboración propia

5.1 LOCALIZACIÓN DEL DOGGER BANK A

El parque eólico marino Dogger Bank A se localiza en el Mar del Norte, dentro de las aguas del Reino Unido frente a la costa de Yorkshire. Dogger Bank A se encuentra en la parte sur del Tranche A del Dogger Bank Zone, contando con una superficie total de 515,6 km² y a una distancia a costa en su punto más próximo de 131 km [17].

El Dogger Bank Zone fue la adjudicación de más grande de superficie, 8660 km², de la Ronda 3 del Crown Estate al consorcio Forewind en enero de 2010 para la construcción de varios parques eólicos. Las llamadas rondas del Crown Estate son proceso de subastas y licitación para la entrega de derechos de arrendamiento sobre el suelo marino en Reino Unido.

En una primera estancia, Forewind esperaba poder obtener 4 tranches de la concesión y construir 3 parques del entorno de 1 GW de potencia, estableciendo de objetivo una potencia total instalada de 13 GW para 2023. No obstante, se anticipa que la potencia objetivo se fue reduciendo a lo largo del tiempo, conforme las caracterizaciones del área y los desarrollos de proyectos iban limitando las zonas aptas.

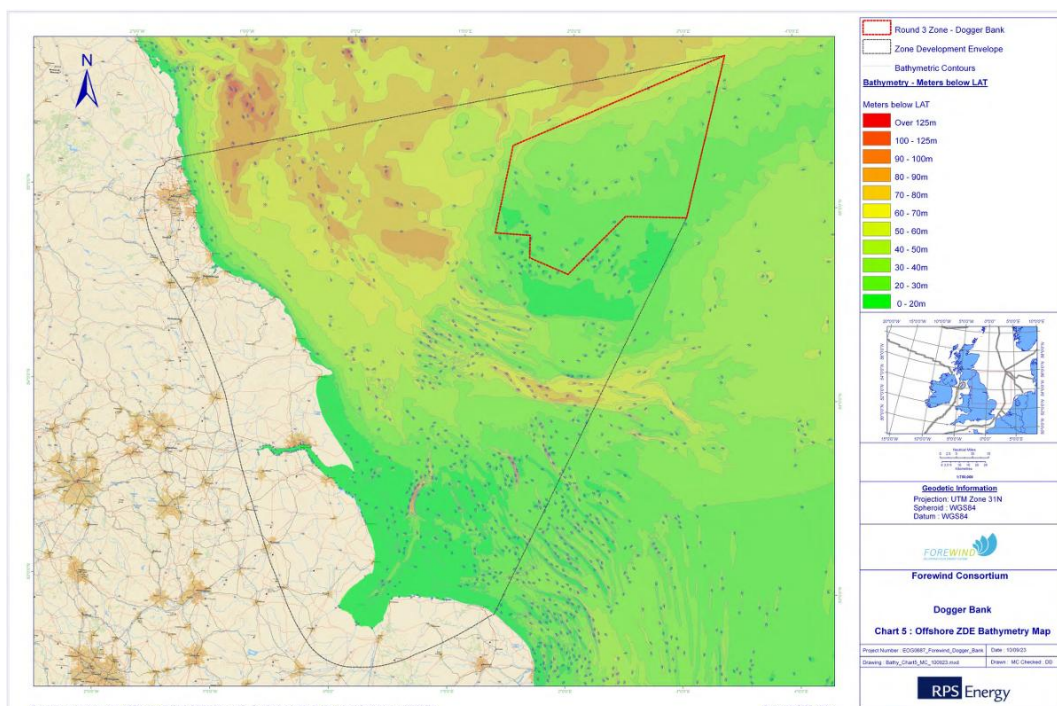


Figura 7. Batimetría del Zonal Development Envelope asignado al Dogger Bank Zone. Fuente: Zoc

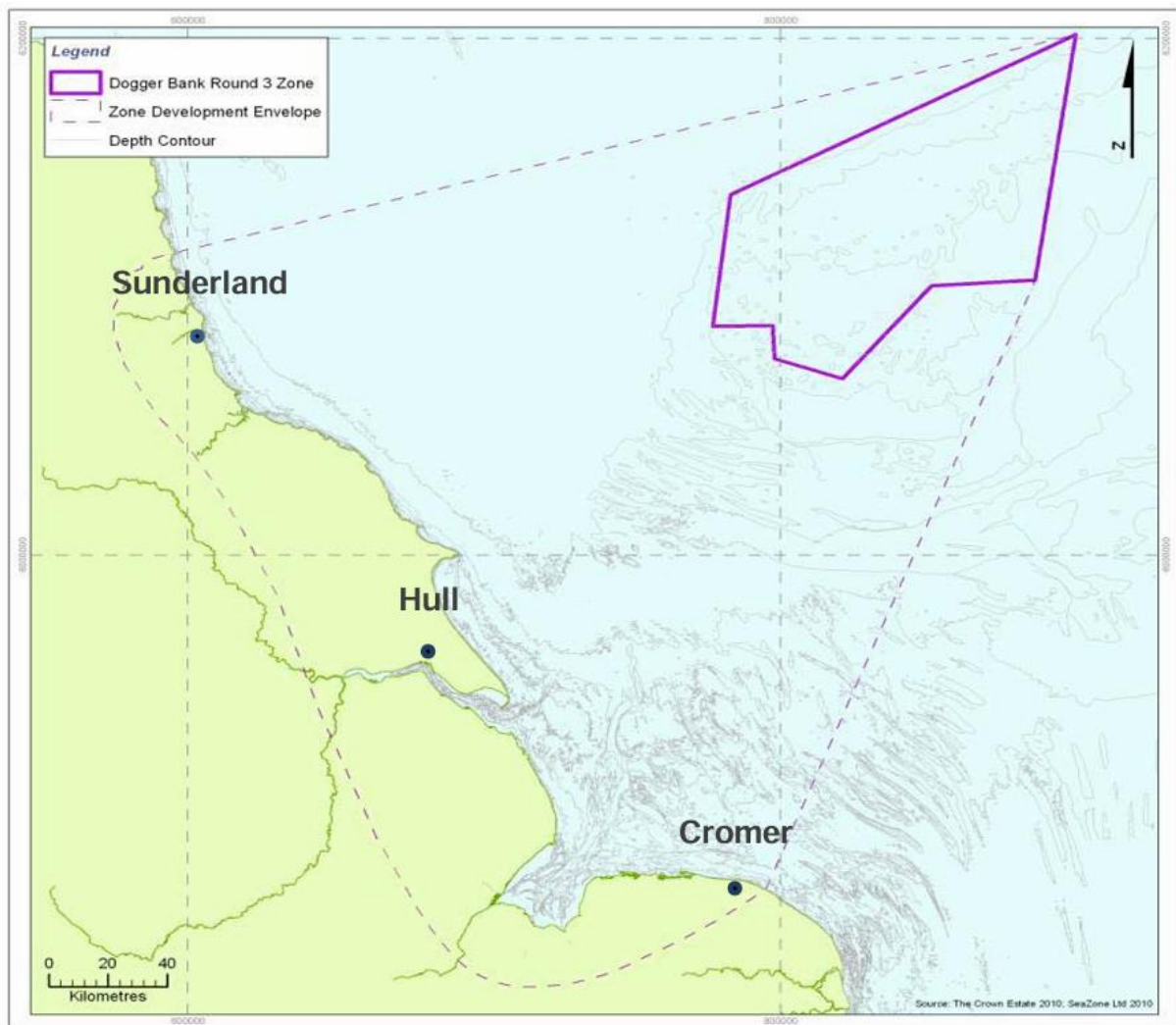


Figura 1. Dogger Bank Zone Adjudicada a Forewind durante la Ronda 3 del Crown Estate

Fuente: Dogger Bank Tranche A Selection Report

Para asegurar el desarrollo eficiente y efectivo del trabajo requerido para alcanzar el objetivo de construcción de 13GW en el Dogger Bank Zone el consorcio propuso el trabajo de la Zona por fases o tranches. Forewind realizó un cribado de la superficie adjudicada buscando las áreas más atractivas para realizar la primera fase del desarrollo. Como resultado se obtuvieron las dos primeras fases, el *tranche A* en octubre de 2010 y el *tranche B* en mayo de 2011. [19]

5.1.1 SELECCIÓN DE LOS TRANCHES A Y B

Esta definición de secciones se obtiene como resultado de dos flujos de trabajo realizados en paralelos por Forewind utilizando la información recabada en la primera fase del Zonal Appraisal and Planning.

No obstante, antes de explicar estos flujos de trabajo, hay que introducir el documento en el que se basan todas las decisiones de selección y eliminación de áreas para el desarrollo del proyecto. Parte de la fase de *Zonal Appraisal and Planning* consistió en la caracterización de toda el área del *Zone Deveolpment Envelope (ZDE)* produciendo el *Zonal Characterisation Document (ZoC)*. El ZoC es el documento de caracterización de base de Forewind: recopila, a escala de toda la Zona de Dogger Bank, el estado ambiental del medio (físico, biológico y humano) con resolución y cobertura suficientes para identificar qué áreas son adecuadas para parques eólicos y colocación de los cables. Su caracterización *offshore* reúne 14 capítulos temáticos agrupados en tres familias: factores físicos (batimetría, sedimentos y geología), biológicos (bentos, peces, aves, mamíferos marinos y designaciones de conservación) y humanos o de uso del mar (pesca, navegación, petróleo y gas, militar/radar, áridos, cables y tuberías, y otros usuarios). Incluye además una parte *onshore* para la conexión a tierra en la subesración de Creyke Beck. En conjunto, funciona como el catálogo de datos que después alimenta las decisiones relacionadas con la selección del emplazamiento de los parques eólicos de Dogger Bank.

Volviendo a la selección de las primeras fases o tranches, los dos flujos de trabajo que se llevaron a cabo consistían en:

- **Consentimiento:** Esta línea de trabajo buscaba determinar la posibilidad relativa de consentimiento del Dogger Bank Zone. Entendiendo la posibilidad relativa de consentimiento como la capacidad de lograr una orden de consentimiento de desarrollo formal (DCO) para cualquier área específica de la zona, considerando las restricciones ambientales y las preocupaciones de las partes interesadas identificadas.

Esta línea de trabajo combino las siguientes consideraciones medioambientales y físicas para crear un “Heat Map” de consentimiento celda por celda del Dogger Bank Zone (Figura 15):

- **Restricciones físicas:** Restricciones que impiden tajantemente el desarrollo, por lo que sus celdas se eliminan directamente del análisis ("ennegrecidas") antes de evaluarlas. Incluyen cables y tuberías activos, pozos y estructuras de petróleo y gas, pecios y obstrucciones conocidas, áreas con licencia de áridos y rutas de la IMO, cada uno con su buffer de seguridad (p. ej. 500 m en cables/tuberías, 200 m en pecios). Figura 8 y Figura 9
- **Zonas de alto riesgo:** Zonas que, sin ser exclusiones absolutas, elevan de forma notable el riesgo o el coste de obtener el consentimiento. Recogen principalmente los hábitats de talud (*slope habitats*) y el biotopo sensible SS. SSa. CMuSa. AbraAirr, junto con buffers ampliados en torno a las áreas de áridos (2 km) y los cables activos (650 m). Figura 10
- **Áreas de ejercicio y practica del ministerio de defensa:** Áreas de prácticas y ejercicios militares del Ministerio de Defensa (incluida actividad de submarinos). Una de ellas solapa la esquina suroeste de la Zona, introduciendo un condicionante de uso compartido del espacio marítimo que debe tenerse en cuenta al ubicar el desarrollo. Figura 11
- **Actividad total de barcos:** Densidad de tráfico marítimo de todo tipo de buques, medida como embarcaciones por celda en periodos de 28 días. Establece la línea de base de navegación e identifica las rutas y corredores más transitados que conviene no interferir con la implantación del parque. Figura 12
- **Actividad de barcos pesqueros:** Intensidad y tipo de actividad pesquera por arte (arrastre de vara, cerco de fondo, otros arrastreros y arrastreros de lanzón). Lo más relevante: la pesca de lanzón (*sandeel*)

aparece con densidad alta concentrada en el margen oeste de la Zona, un diferenciador espacial clave. Figura 13

- **Actividad de desove de los peces:** Zonas de puesta de las principales especies (arenque, bacalao, eglefino, cigala, solla, lanzón, lenguado y merlán). Se solapan ampliamente por toda la Zona, por lo que constituyen una sensibilidad ecológica a preservar en la selección de la ubicación. Figura 14

(Todas las figuras a continuación provienen del Dogger Bank Tranche A Selection Report [19])

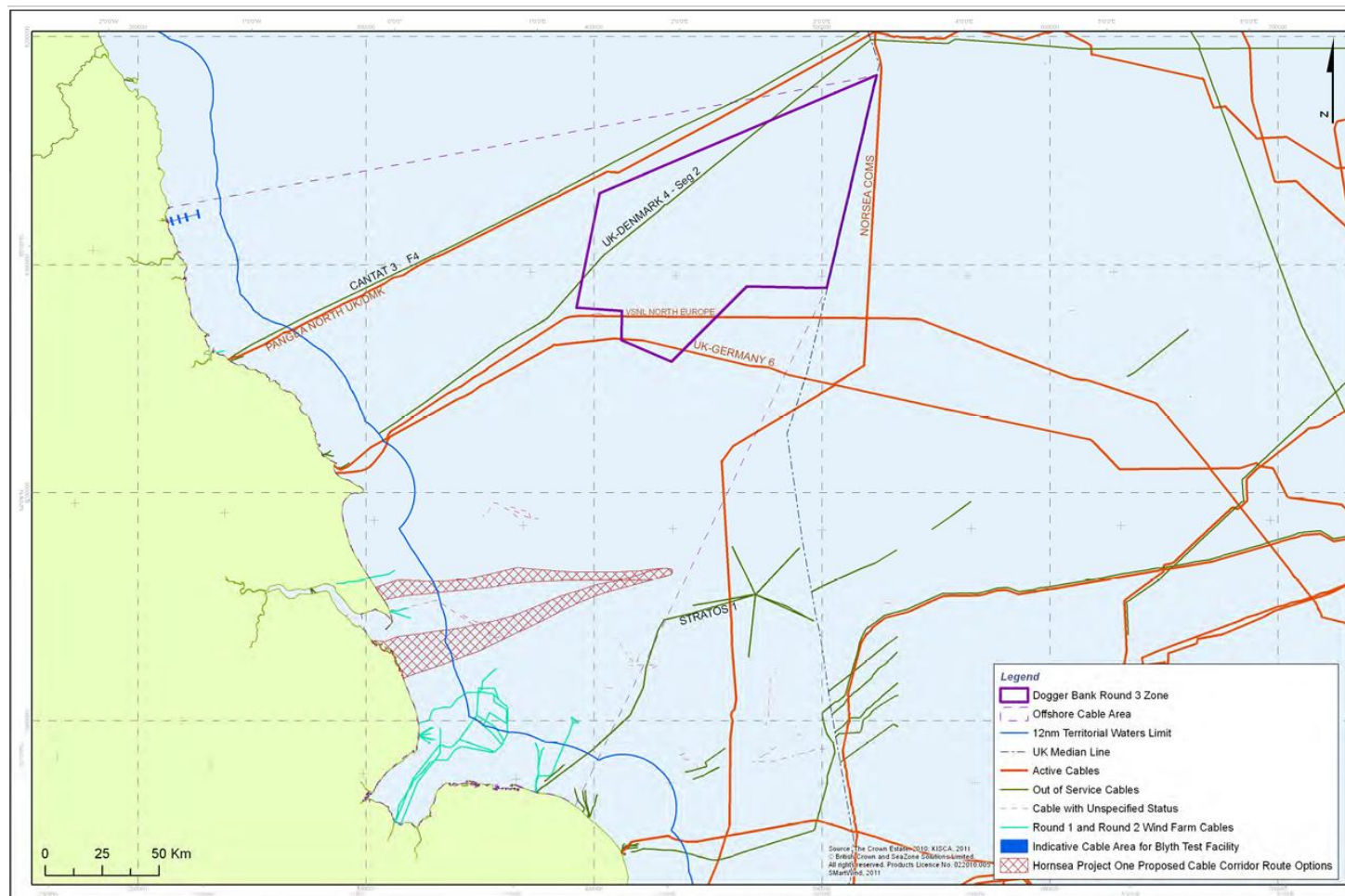


Figura 8. Rutas de cables en la zona de Dogger Bank y zona de cables offshore

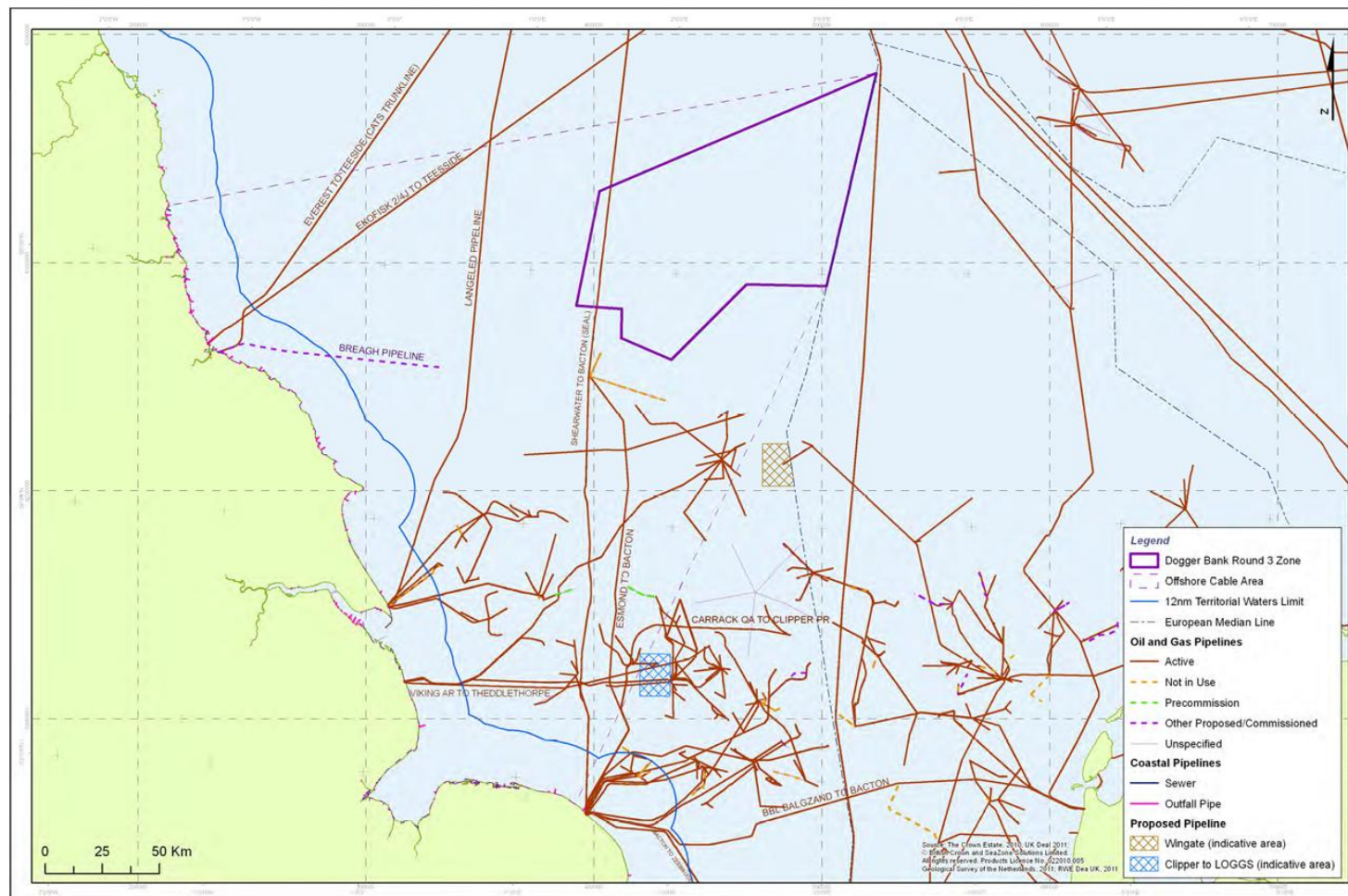


Figura 9. Tuberías de petróleo y gas, tuberías costeras en la zona de Dogger Bank y zona de cables offshore

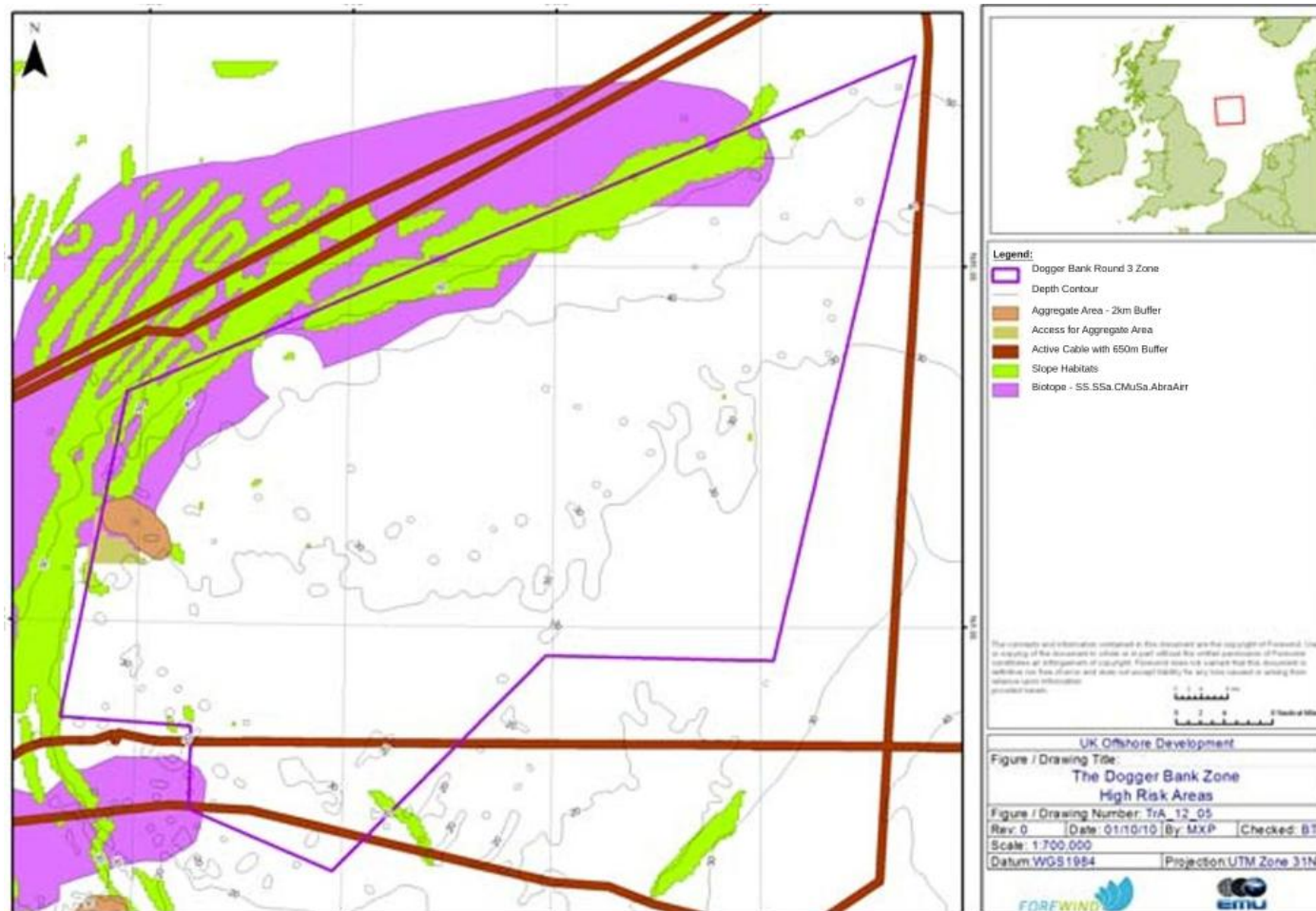


Figura 10. Zonas de alto riesgo de obtención de consentimiento en Dogger Bank Zone

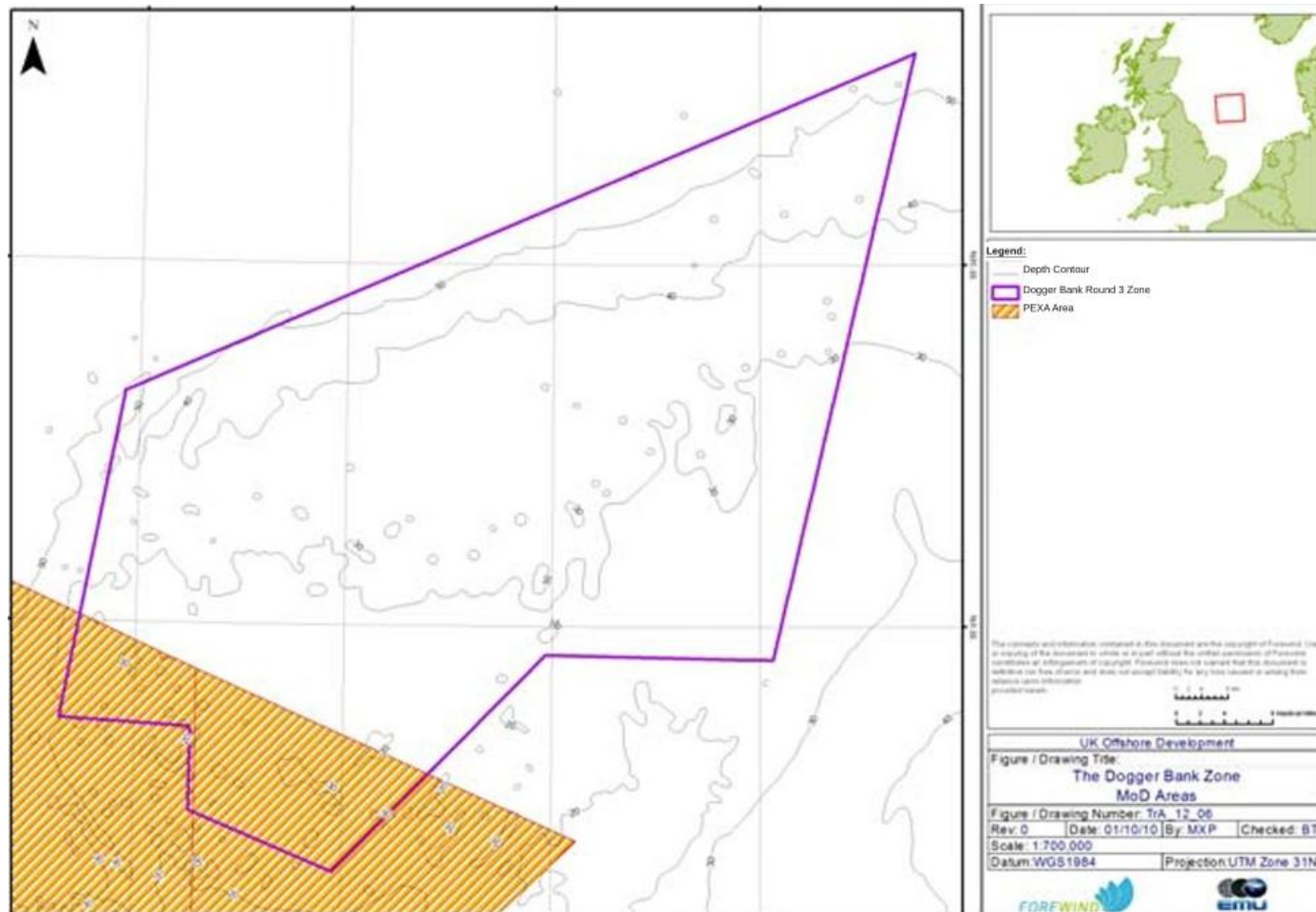


Figura 11. Areas de ejercicio y practica del ministerio de defensa en Dogger Bank Zone

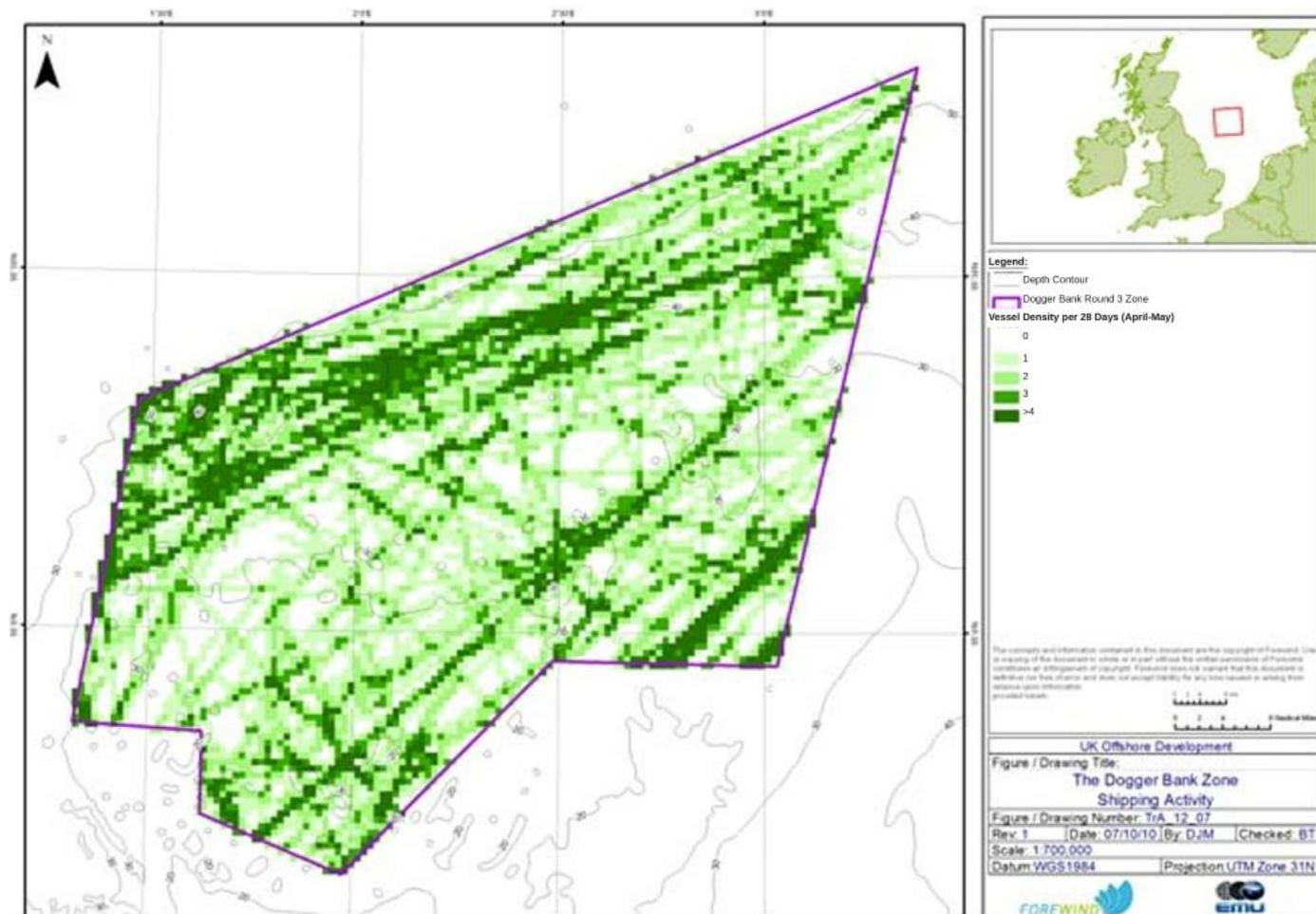


Figura 12. Actividad total de barcos en Dogger Bank Zone

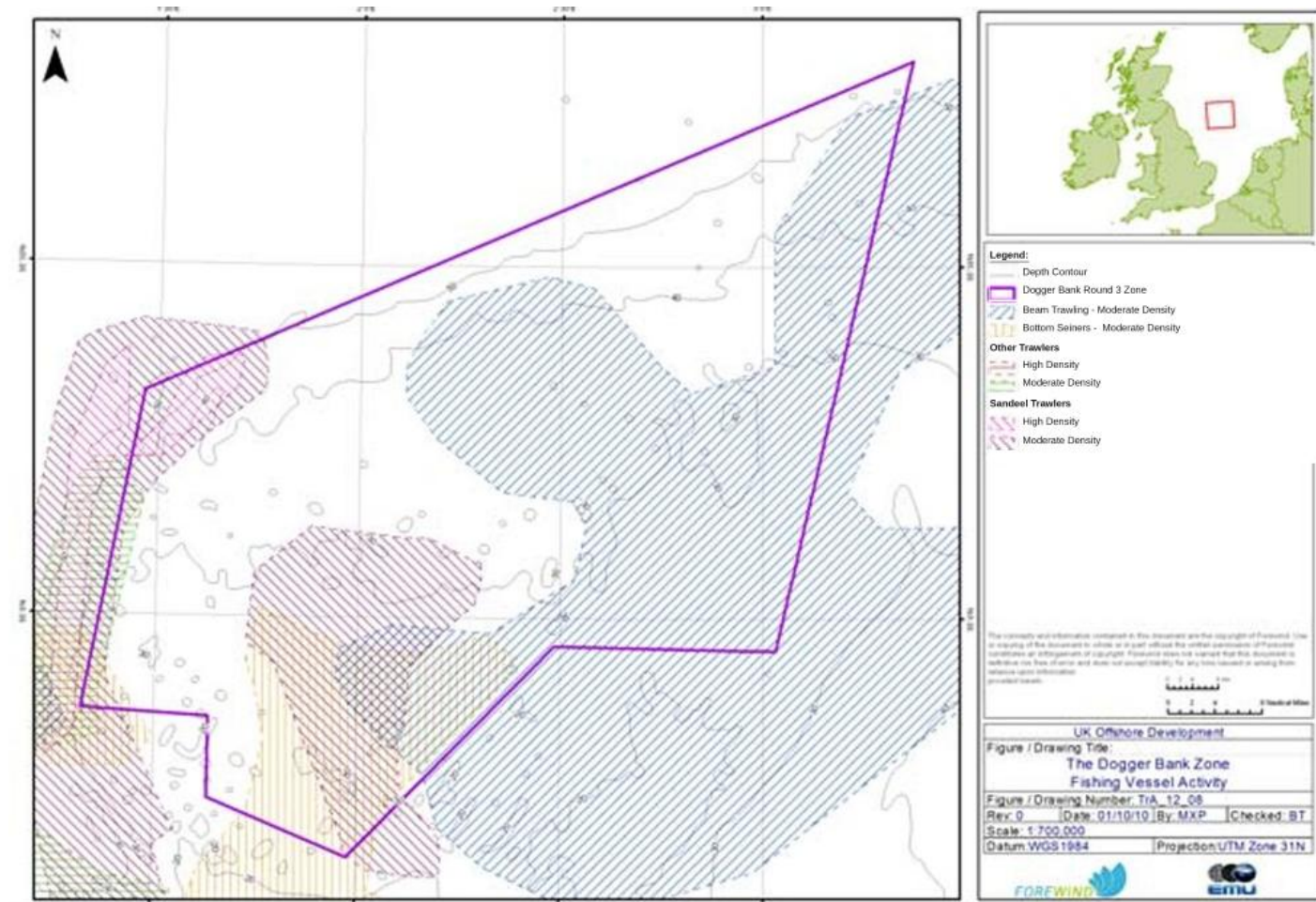


Figura 13. Actividad de barcos pesqueros en Dogger Bank Zone

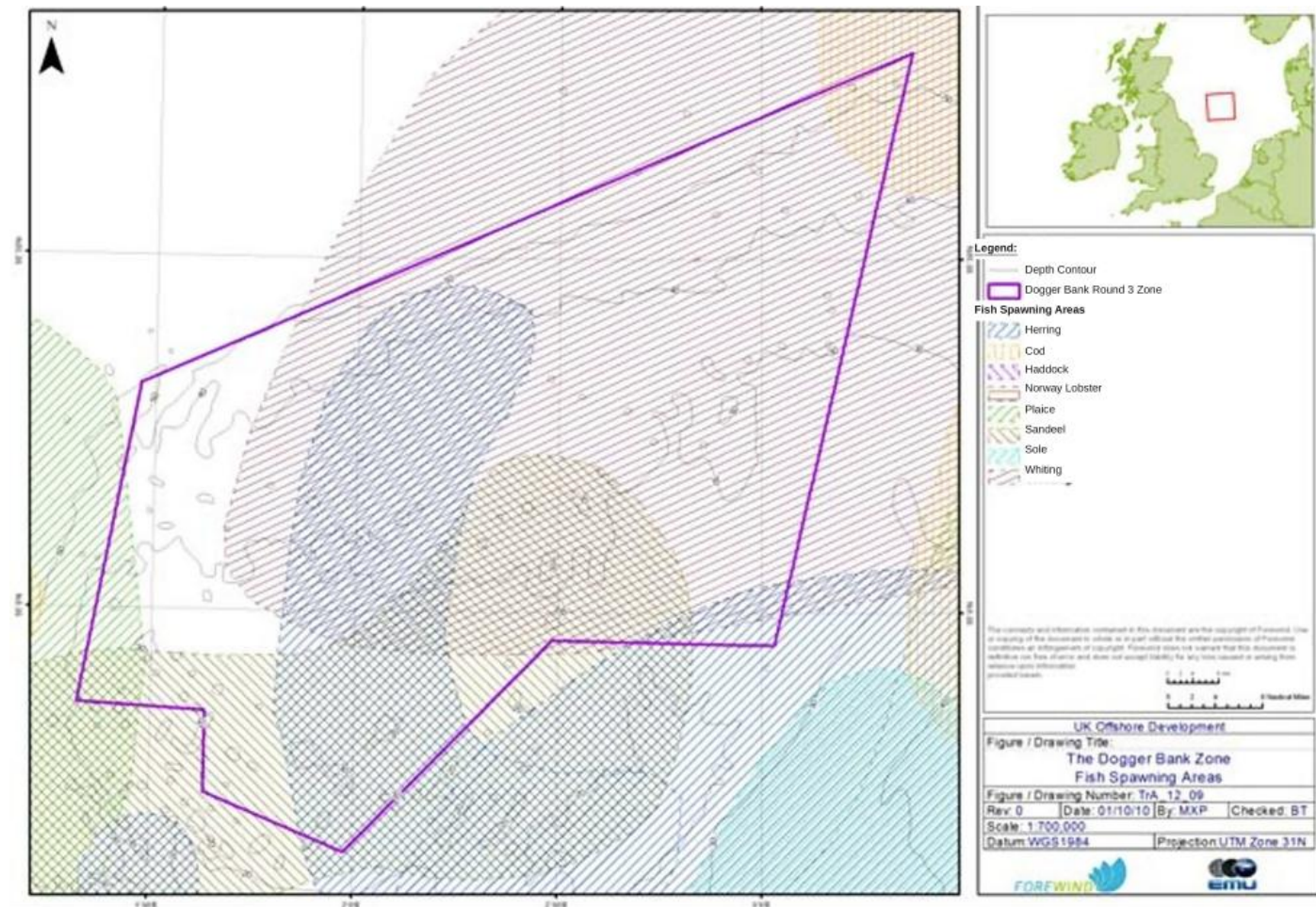


Figura 14. Actividad de desove de los peces en Dogger Bank Zone

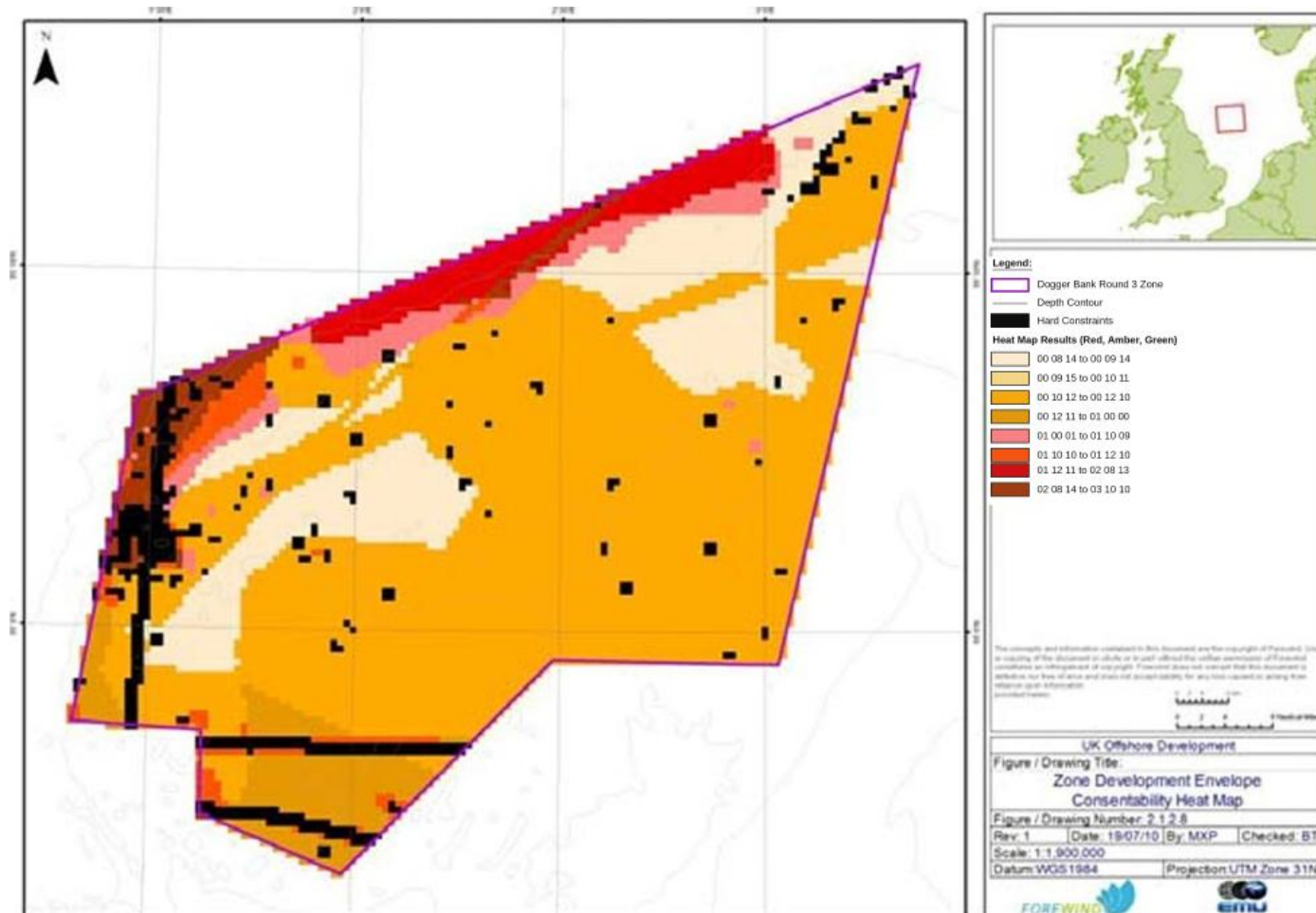


Figura 15. Heat Map de Consentimiento del Dogger Bank Zone

Las principales conclusiones derivadas de la línea de trabajo de consentimiento fueron las siguientes: salvo los hábitats de talud del norte y las zonas puntuales de restricciones físicas, ninguna parte de la Zona era considerablemente peor que otra para consentir. [19]

- **Ingeniería:** se centra en las consideraciones más relevantes a nivel técnico y económico asociadas al desarrollo de parques eólicos marinos en el Dogger Bank. Esta línea de trabajo construyó un mapa de coste de energía relativo (LCOE) que se observa en la Figura 22, dominado principalmente por tres variables:
 - **Coste de cimentación según profundidad:** A mayor profundidad de agua, las cimentaciones son más caras y técnicamente más complejas (monopilotes más largos o estructuras de mayor porte). Por eso las aguas someras del suroeste de la Zona (<30 m LAT) abaratan la cimentación, frente al norte profundo (>50 m), que encarece y dificulta el desarrollo. Este es uno de los factores que más influyó en el coste de energía. En la Figura 16 se puede ver la barimetría de la Dogger Bank Zone.
 - **Coste de conexión según distancia a costa:** La distancia a la costa determina la longitud del cable de exportación y, con ella, el coste de conexión a red y las pérdidas eléctricas asociadas. Como se puede observar en la Figura 18 y en la Figura 17, las áreas más próximas a los puntos de conexión en tierra (el suroeste, lo más cercano a la costa de Holderness y a Creyke Beck) reducen este coste, mientras que las zonas más alejadas al norte y este lo incrementan.
 - **Velocidad de viento y captura de energía:** La velocidad de viento y la densidad energética a 200 m de altitud no varían significativamente a lo largo de la Zona. Estas medidas condicionan la producción de energía bruta puesto que a mayor velocidad de viento, mayor captura de energía y menor coste por MWh generado. No obstante, como se puede observar en la Figura 20, no existe una diferencia significativa en la velocidad media del viento y la densidad energética en las diferentes partes de la Dogger Bank Zone. Esto se

puede comprobar al ver la similitud de estas medidas en los centroides de cada polígono.

[19]

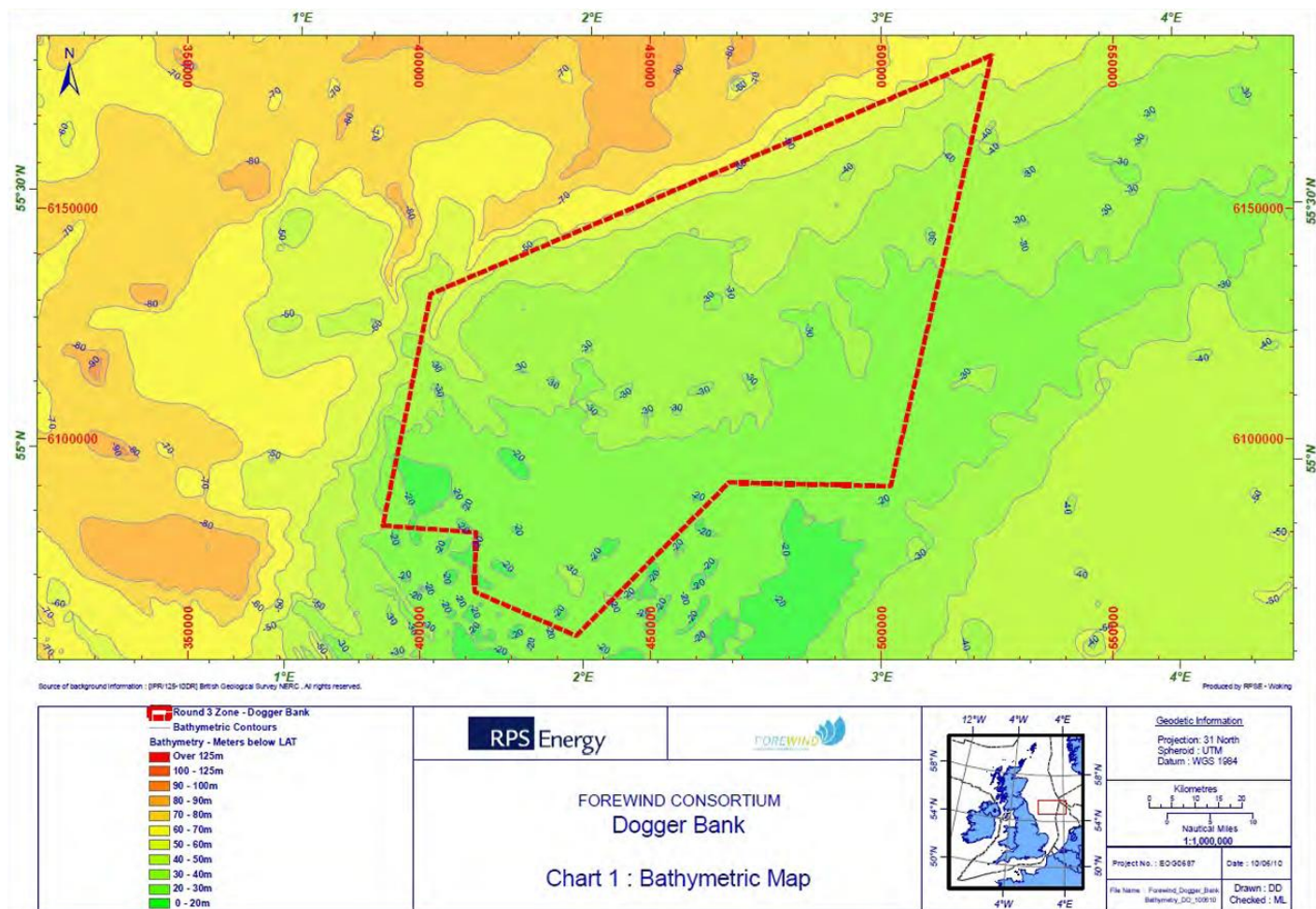


Figura 16. Mapa de batimetría del Dogger Bank Zone. Fuente: ZoC

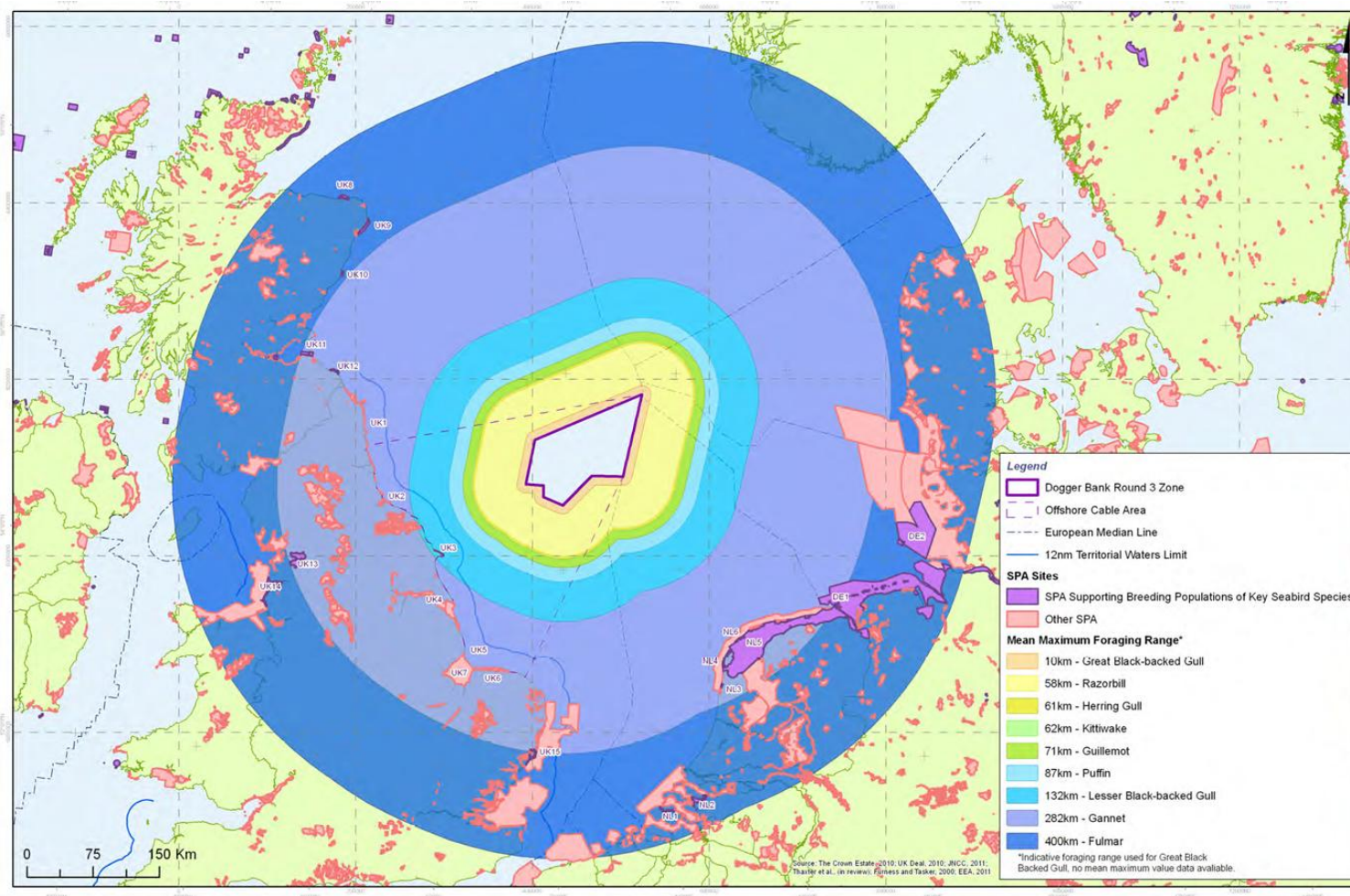


Figura 17. Mapa de rangos de distancia del Dogger Bank Zone. Fuente: ZoC

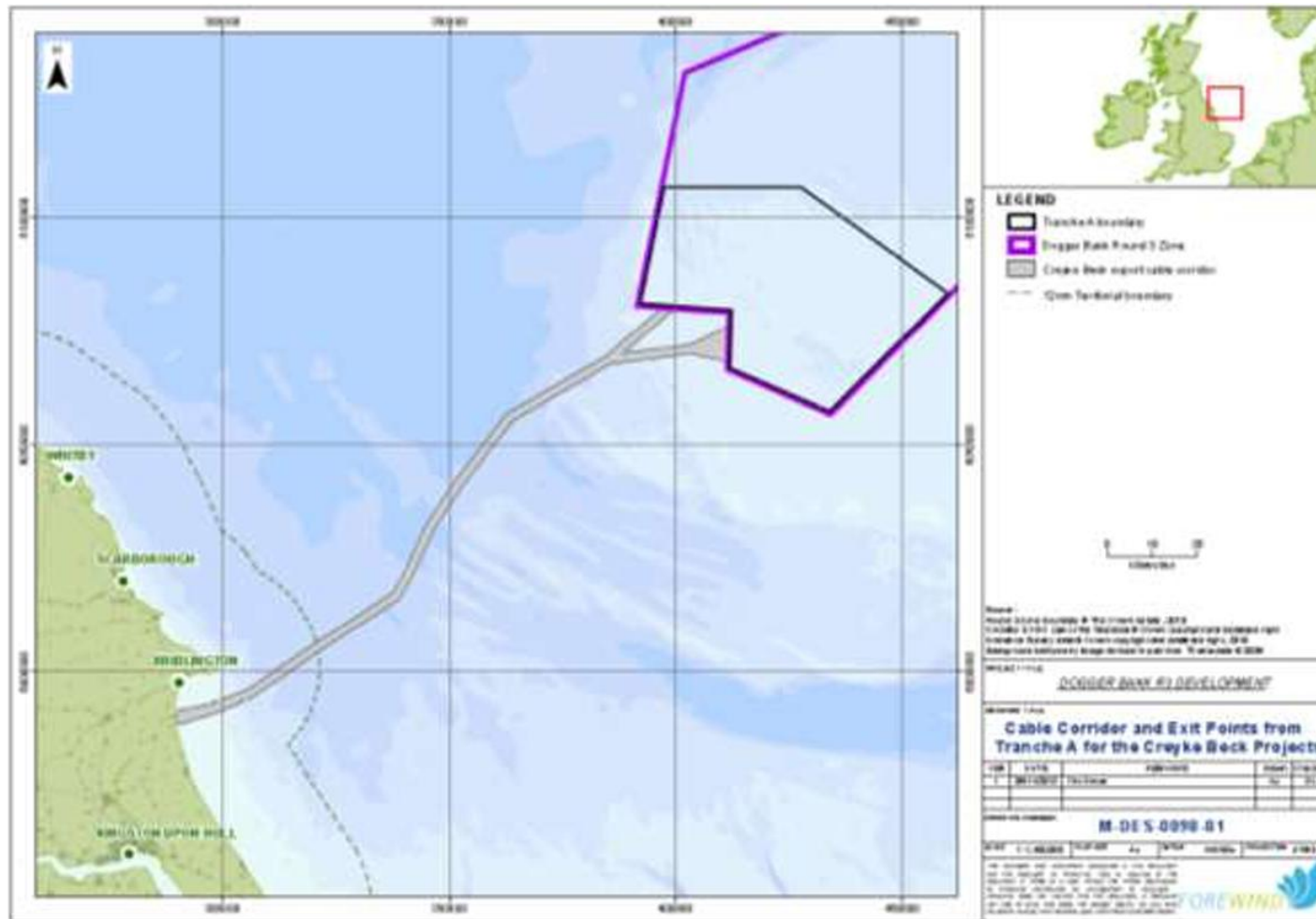


Figura 18. Corredor asignado para el cable de conexión a tierra del tranche A. Fuente: Dogger Bank Tranche A Selection Report

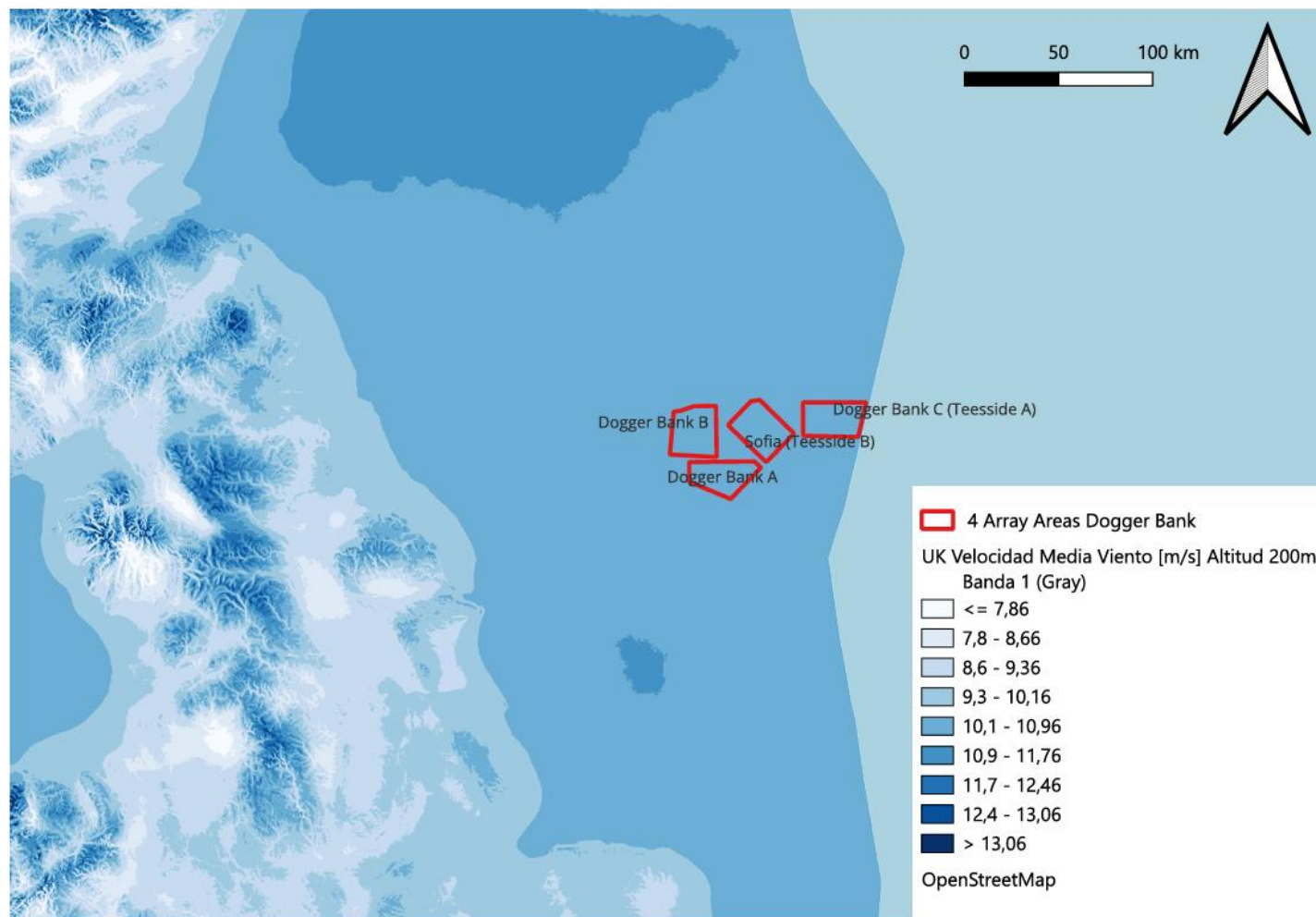


Figura 19. Mapa QGIS de velocidad media del viento en el mar del norte. Fuente: Elaboración propia



Figura 20. Mapa QGIS de velocidad media del viento en el Dogger Bank Zone. Fuente: Elaboración propia

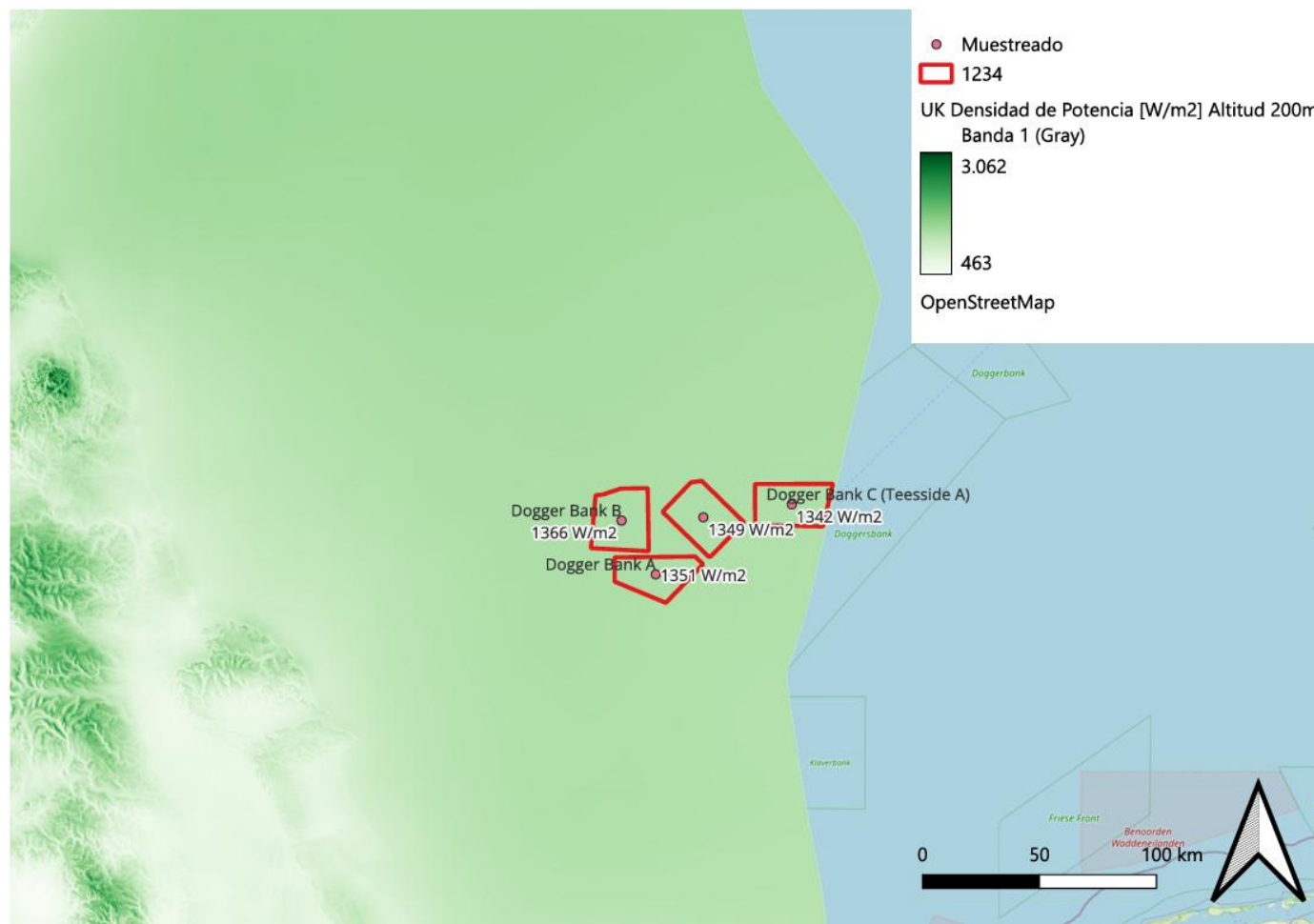


Figura 21. Mapa QGIS de densidad de potencia media del viento en el mar del norte. Fuente: Elaboración propia

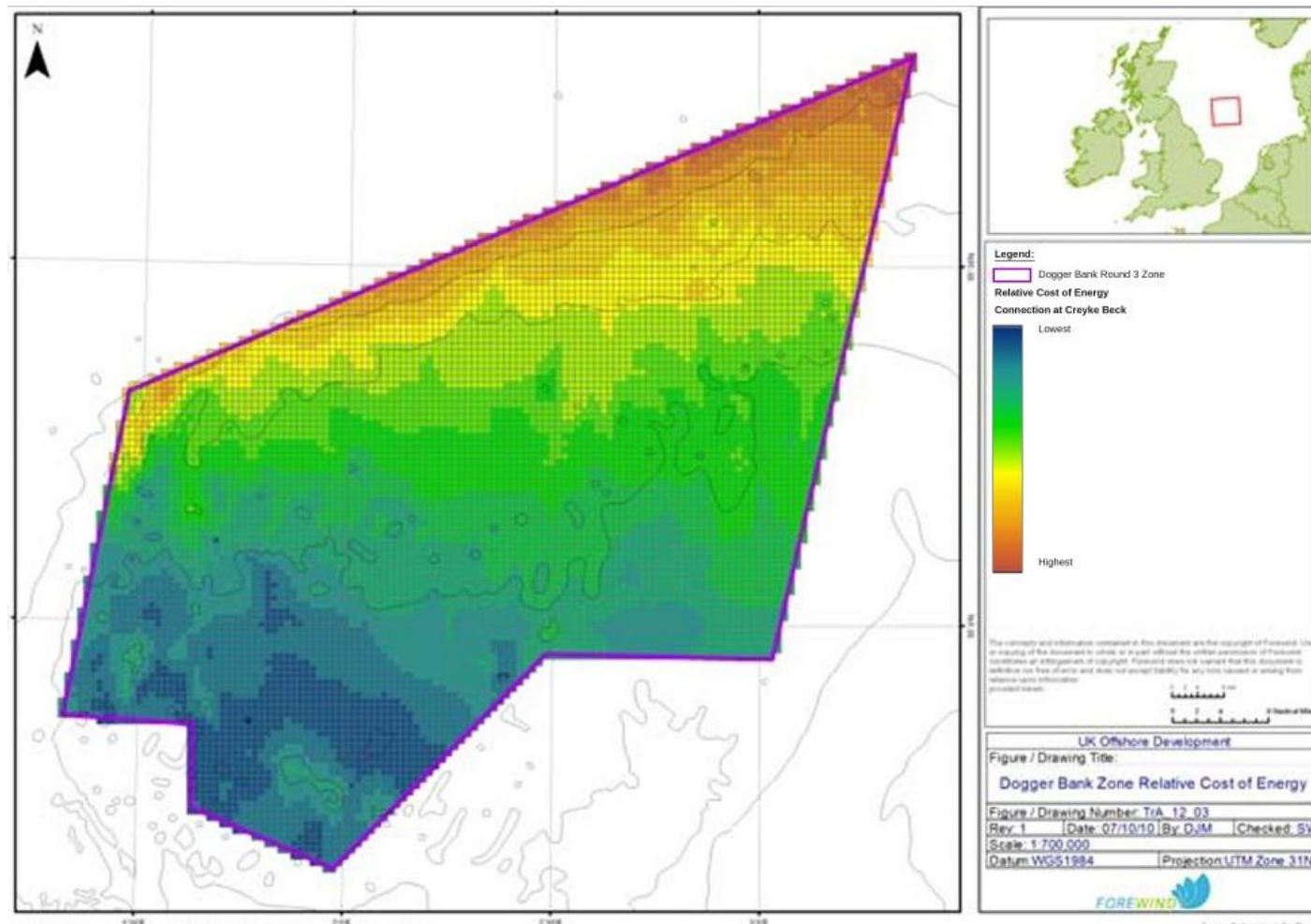


Figura 22. Mapa del coste relativo de la energía del Dogger Bank Zone. Fuente: Dogger Bank Tranche A Selection Report

Antes de explicar las conclusiones y factores determinantes para la elección de los tranches es preferible recordar el objetivo de este primer seccionamiento. No se busca definir el polígono final en el que se emplazará el parque. Si este fuera el caso, habría que considerar con más importancia las restricciones más prohibitivas. No obstante, como se mencionaba al principio, lo que se busca es seleccionar un área amplia o tranche que de un margen flexible para emplazar y desarrollar el primer conjunto parques eólicos del megaproyecto propuesto para el Dogger Bank Zone. Por ello, se puede seleccionar un área que tenga elementos que puedan ser restrictivos. Estos se evitarán más adelante.

Las dos líneas de trabajo permitieron extraer conclusiones complementarias.

El trabajo de estudio de consentimiento permitió identificar restricciones físicas como cables eléctricos y de telecomunicaciones al sur de la zona, un gaseoducto que recorre el lateral oeste y un área de dragado de áridos en el mismo lateral izquierdo a media altura de la concesión. Se identifican también áreas de actividad pesquera y desove en el lateral oeste y zona sur principalmente, no obstante, éstas tendrán más relevancia más adelante en la selección exacta del emplazamiento.

Por último, y más importante de esta línea de trabajo, se clasificaron como zonas de alto riesgo las áreas localizadas en el lateral norte y noroeste de la concesión donde se encontraban los *Slope Habitats* y zonas de biotopo sensible como se puede observar en la Figura 10. La identificación de estas áreas apoyo la decisión de colocar los primeros tranches en la mitad sur del Dogger Bank Zone, sin embargo no fueron los motivos de mayor peso en la decisión.

El principal motivo para la selección del tranche A y B fue el factor económico resultado del estudio en ingeniería. La Figura 22 indica apropiadamente que la mitad sur y en especial el cuadrante suroeste del Dogger Bank Zone son las áreas con un LCOE más bajo debido principalmente a su reducida profundidad y cercanía a la costa.

Este es el principal motivo por el que se emplazó el tranche A en el cuadrante suroeste. Esta zona cuenta con un área de $\sim 2000 \text{ km}^2$ y con la mayoría de sus aguas a una profundidad

menor de 30m LAT. Meses después el tranche B en el cuadrante sureste con un área de $\sim 1500 \text{ km}^2$ y una profundidad menor de 35m LAT. Obsérvese los emplazamientos de las primeras fases del megaproyecto en la Figura 23. [19]

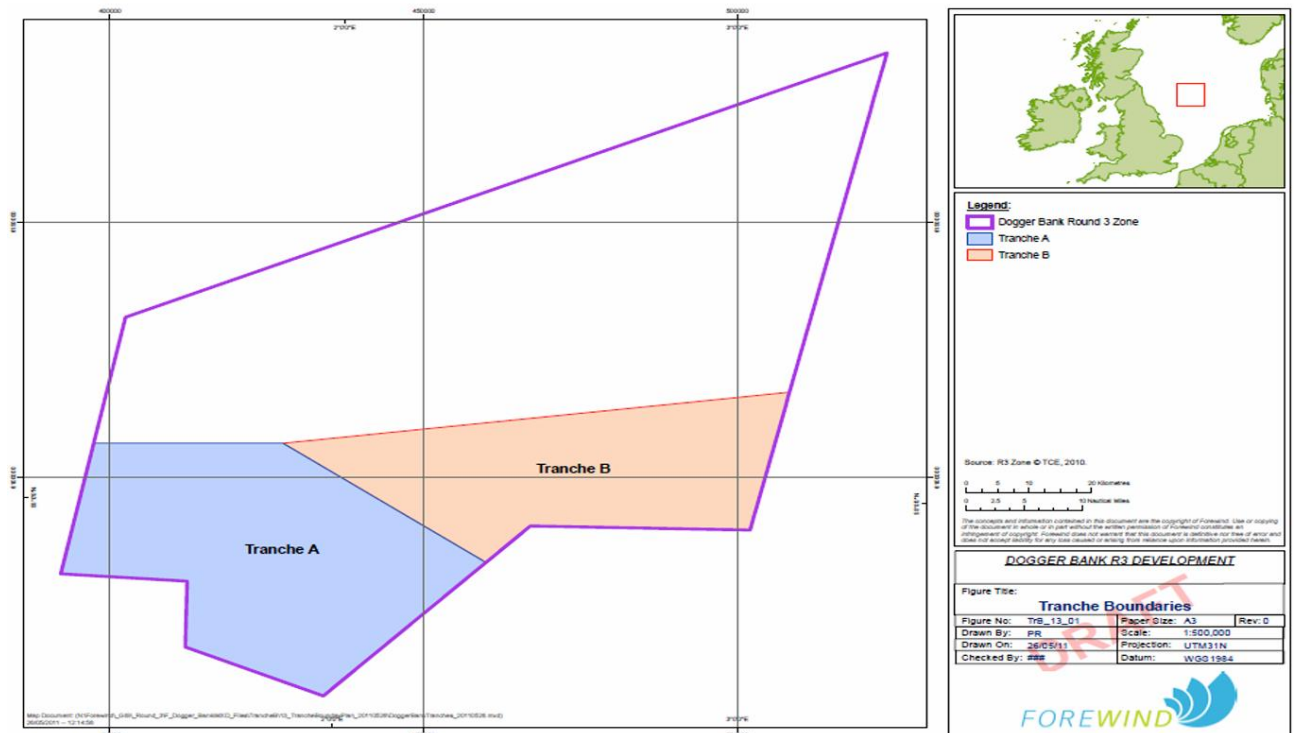


Figura 23. Subdivisión de la Superficie Adjudicada en Tranches A y B

Fuente: Dogger Bank Tranche B Selection Report

5.1.2 ESTUDIO DE ÁREAS DESARROLLABLES Y SELECCIÓN FINAL DEL EMPLAZAMIENTO

Con la selección de los tranches A y B Forwind identificó las áreas que se avanzarían para los estudios geofísicos y la Evaluación de Impacto Ambiental.

Una vez caracterizada la Zona de Dogger Bank mediante el *Zonal Characterisation Document* (ZoC) y seleccionados los tranches A y B, Forewind aborda la definición concreta de los límites de los cuatro primeros parques en el *Offshore Project Boundary Selection Report* (Forewind, noviembre de 2012), documento que constituye la fuente principal de esta sección. La decisión se estructura en tres pasos lógicos y consecutivos:

1. **La delimitación del área desarrollable** (*developable area*) dentro de la Zona, que acota dónde es admisible ubicar parques
2. **El dimensionamiento de cada parque:** a partir de la capacidad de conexión a red y de la optimización técnico-económica de la disposición de turbinas
3. **Selección de la ubicación final** de los cuatro parques dentro del área desarrollable

A continuación, se desarrollan estos tres pasos aplicados a Dogger Bank Creyke Beck A que es el objeto principal de este trabajo y a sus tres proyectos homólogos (Creyke Beck B, Teesside A y Teesside B). Con esto se trata de reflejar que el proceso de selección de los emplazamientos individuales en este tipo de megaproyectos se realiza en conjunto.

5.1.2.1.1 Delimitación del área desarrollable (*developable area*)

El área desarrollable se define como el conjunto de regiones dentro de la Zona de Dogger Bank en las que resulta viable ubicar los parques eólicos, una vez descartadas las zonas que por motivos ambientales, técnicos o de consentimiento no se consideran adecuadas. Para trazarla, Forewind combinó las consideraciones de consentimiento, ingeniería y economía recopiladas durante la caracterización de la Zona, eliminando del análisis todas las áreas situadas fuera del límite resultante (la "línea roja" de la Figura 24). Conviene destacar que este recorte es más restrictivo que la selección de tranches. Este se apoya en un objetivo de selección diferente (ya no son selección de áreas para iniciar el estudio), datos de campo más

maduros (campañas de aves, pesca y geofísica posteriores al ZoC) y descarta incluso franjas dentro del Tranche A. [21]

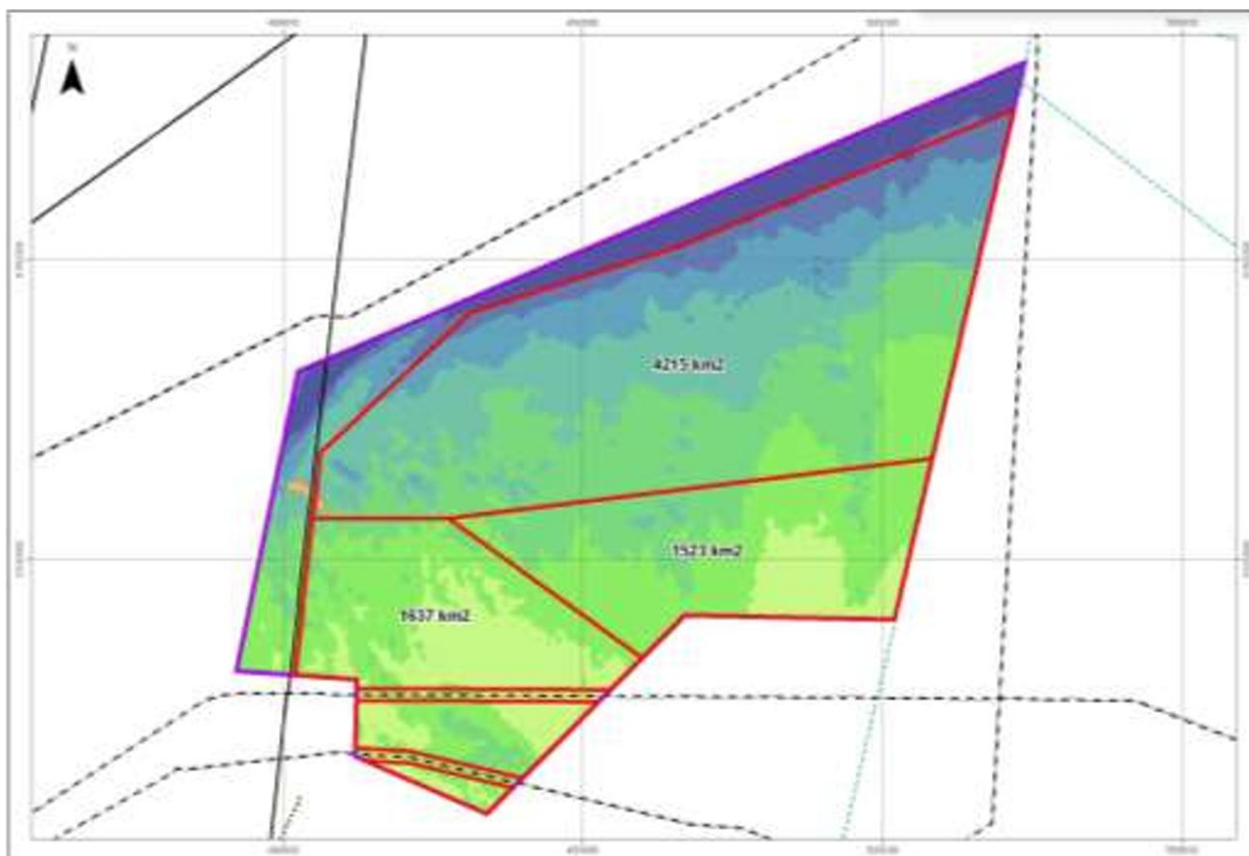


Figura 24. Área desarrollable de Dogger Bank (developable area). Fuente: Boundary Selection Report, Fig.

13

Los dos recortes determinantes son la exclusión del margen oeste y la del borde norte/noroeste, a los que se suman varios factores adicionales que, aunque evaluados, no resultaron diferenciadores espaciales.

- **Exclusión del margen oeste**

El margen oeste de la Zona presentaba el mejor caso técnico-económico: aguas someras, buen recurso eólico y la menor distancia a los puntos de conexión a tierra, lo que se traduciría en el menor coste de energía de toda la Zona. Pese a ello, fue excluido del área desarrollable por la concurrencia de tres factores ambientales y de infraestructura:

- **Pesca de lanzón.** En el borde occidental se concentra una intensa pesca de lanzón, explotada principalmente por flotas danesas, suecas y noruegas. Constituyó un diferenciador espacial clave, ya que su coexistencia con un parque eólico es problemática.

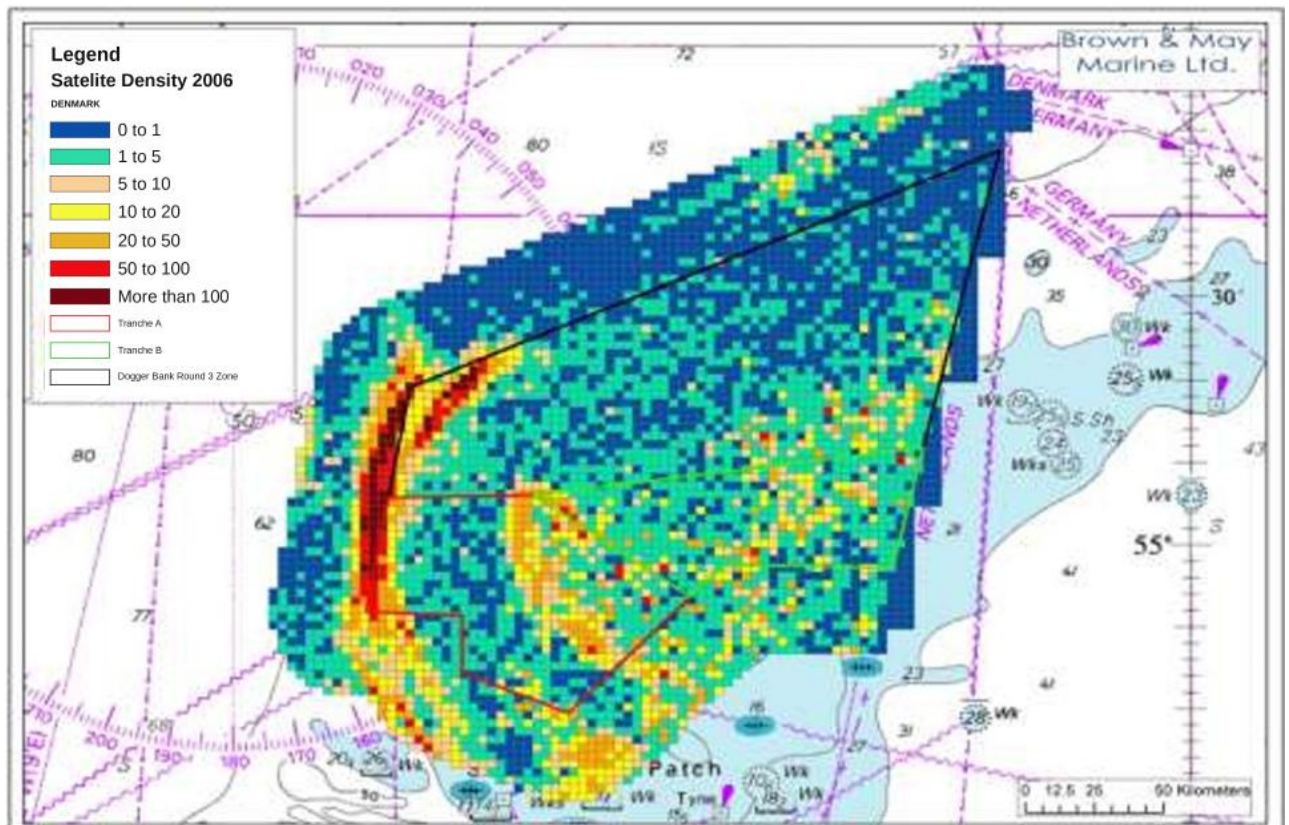


Figura 25. Densidad de tráfico pesquero y pesquería de lanzón en el margen oeste. Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 9

- **Alta densidad de aves marinas.** Las campañas de censo revelaron concentraciones recurrentes y elevadas de especies clave de aves marinas en el margen occidental, zona próxima además a las principales colonias de cría de la costa este de Inglaterra y Escocia. El riesgo de colisión y de desplazamiento de estas especies motivó el repliegue del límite hacia el este.

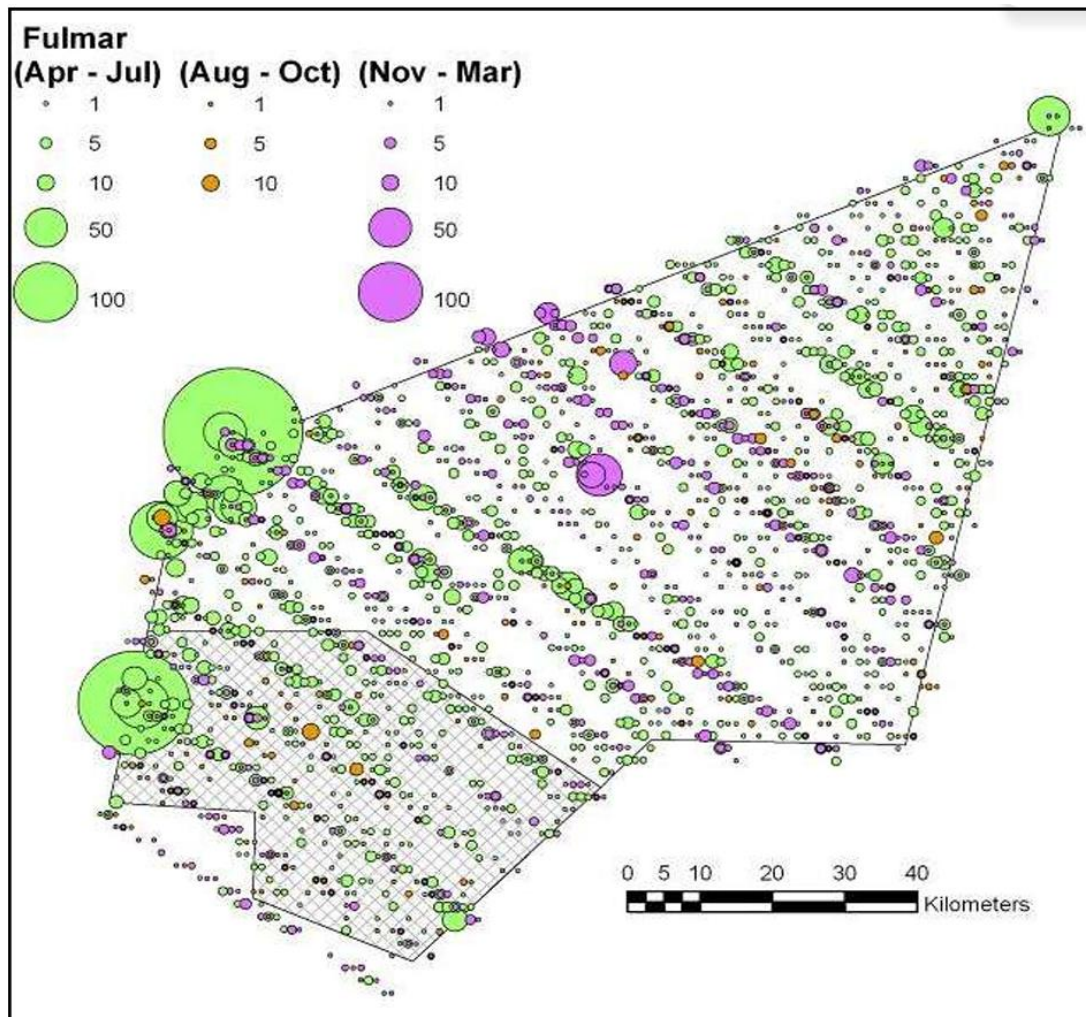


Figura 26. Densidades de aves marinas en el borde occidental de la Zona (ejemplo: fulmar). Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 10

- **Delimitación con el gasoducto SEAL.** El límite del área desarrollable se desplazó expresamente al este del gasoducto SEAL (operado por Shell UK), una infraestructura activa de terceros que actúa como restricción física: no es posible implantar estructuras sobre ella y requiere zonas de protección (*buffers*) para su operación y mantenimiento. Junto al SEAL, otros cables submarinos activos del suroeste (entre ellos el cable de telecomunicaciones TATA North Europe y el UK–Germany 6) se incorporaron como condicionantes.

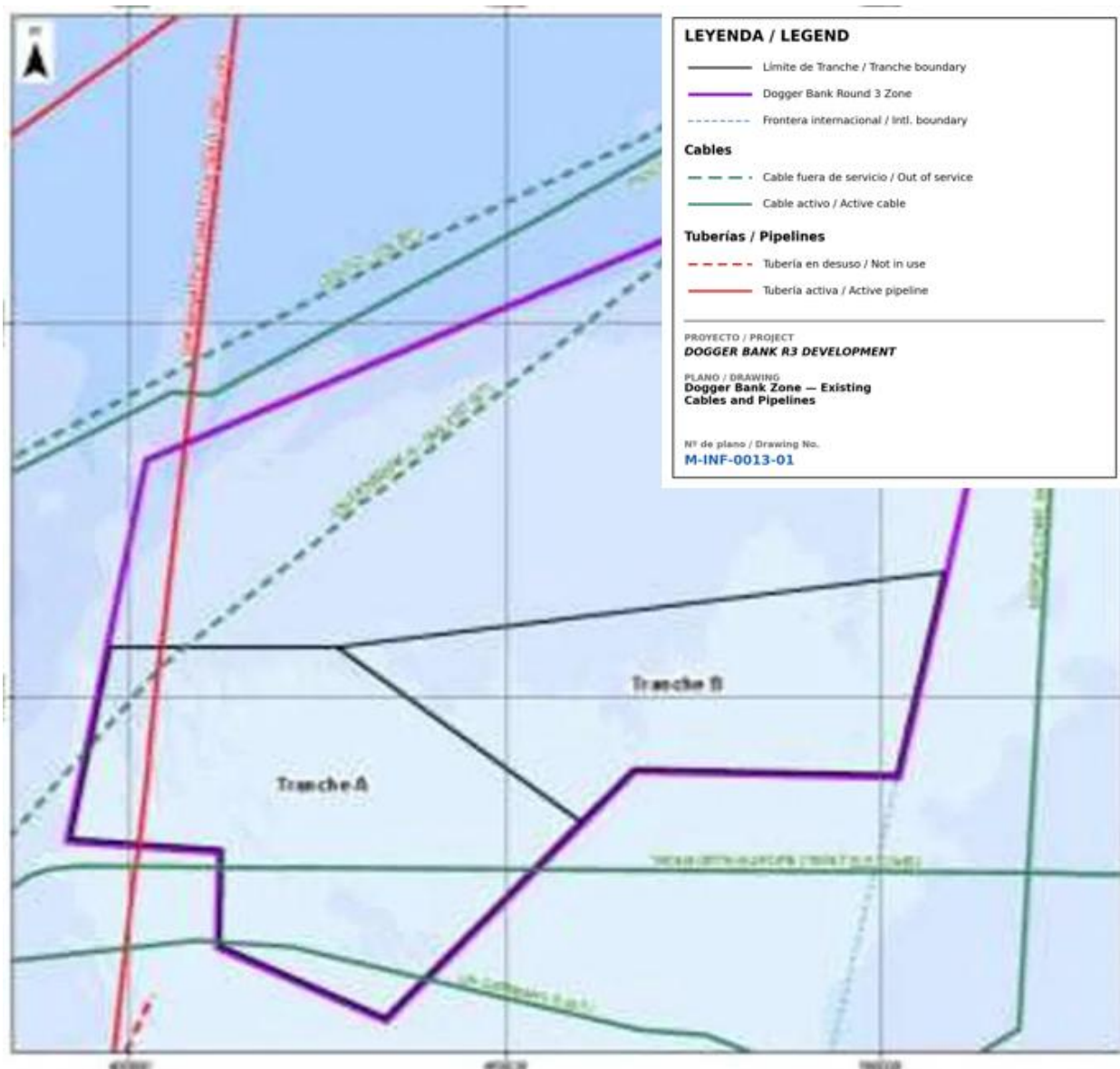


Figura 27. Cables y tuberías existentes en la Zona (gasoducto SEAL, cables TATA y UK–Germany). Fuente: *Boundary Selection Report, Fig. 6]*

El propio informe concluye que la retirada del margen occidental, aun renunciando a un área idónea desde el punto de vista económico, reduce el impacto sobre receptores ambientales relevantes y crea una separación útil entre la actividad pesquera y la eólica. [21]

- **Exclusión del borde norte y noroeste**

El borde septentrional y noroccidental se descartó por la combinación de dos factores ya conocidos:

- **Profundidad.** Las profundidades superiores a unos 50 m suponen un reto técnico y económico significativo para la cimentación fija. Estas condiciones exigirían soluciones tecnológicas distintas a las del resto de la Zona (más somera), penalizando el coste de energía.
- **Hábitats de talud.** El borde norte alberga hábitats de talud (*slope habitats*) con especies bentónicas menos tolerantes a la perturbación, lo que eleva la sensibilidad ambiental y el riesgo de consentimiento.

- **Otros factores evaluados (no diferenciadores)**

El resto de las consideraciones recopiladas en la caracterización se evaluaron, pero no llegaron a diferenciar unas zonas de otras dentro del área desarrollable, o bien condicionaron la disposición interna más que el límite:

- **Ecología bentónica y cSAC.** La totalidad de los tranches A y B se solapa con el *candidate Special Area of Conservation* (cSAC) de Dogger Bank por su hábitat de bancos de arena. Al cubrir toda la zona, no diferencia entre proyectos, y los hábitats presentes se consideraron de sensibilidad baja o despreciable, salvo el talud norte ya excluido.
- **Mamíferos marinos.** La marsopa común, especie más registrada, se considera común en el Mar del Norte y no es un rasgo calificador del cSAC en el sector británico, por lo que no señala ningún área como más sensible que otra.
- **Petróleo y gas.** Existen bloques licenciados que intersecan el sureste del Tranche A y el sur del Tranche B. No obstante, la incertidumbre sobre su desarrollo (no resuelta hasta ~2015) se gestionó mediante un *watching brief*, sin condicionar de forma determinante el límite, aunque sí dejando la puerta a ampliaciones futuras.

[21]



Figura 28. Bloques de petróleo y gas en relación con la Zona. Fuente: Boundary Selection Report

- **Navegación y tráfico marítimo.** El tráfico es comparativamente ligero. La principal influencia de este factor se da más adelante sobre la disposición interna y las ayudas a la navegación (balizamiento, iluminación) dentro del propio parque, no sobre los límites.
- **Áridos marinos.** Existe una solicitud de extracción a unos 600 m al noroeste del Tranche A, que se evita con un *buffer* de 2 km, sin más influencia sobre los límites.
- **Triángulo entre proyectos.** El área triangular comprendida entre Creyke Beck A, Creyke Beck B y Teesside B se identificó como zona de pesca de cerco (*seine*

netting) y de cierta densidad de lanzón, por lo que se consideró beneficioso dejarla sin desarrollar.

El resultado de este primer paso es el área desarrollable de la Figura 24, sobre la que se ubicarán los cuatro parques. [21]

5.1.2.1.2 Dimensionamiento del parque

Definido el "dónde" admisible, el segundo paso determina el "cuánto": el tamaño que debe tener cada parque. Este razonamiento parte del dato real de conexión a red y avanza, mediante una modelización estimada, hasta una superficie de referencia.

- **Del permiso de conexión a la capacidad instalada: el *overplanting***

El punto de partida es el acuerdo de Forewind con National Grid para 2 GW de capacidad de conexión en la subestación de Creyke Beck, materializados en dos conexiones de 1 GW (Creyke Beck A y Creyke Beck B comparten esta conexión y los dos parques de Teesside conectan análogamente en la subestación de Lackenby). Esta capacidad es suficiente para dos parques, lo que fija la conexión de cada uno en 1 GW.

Sin embargo, la capacidad instalada en el mar de cada parque se eleva hasta 1,2 GW mediante la técnica del *overplanting* (sobreinstalamiento). Su importancia es la siguiente: a diferencia de una central convencional, donde la potencia instalada iguala a la de conexión, un parque eólico produce de forma fluctuante. Tienen generación reducida cuando el viento es bajo o cuando hay turbinas paradas por mantenimiento y además sufre pérdidas eléctricas en los cables (mayores cuanto más largos). Instalar potencia por encima de la conexión permite compensar esas pérdidas y aprovechar mejor las horas de viento bajo, optimizando la producción diaria y el retorno económico. Cuando se alcanza la plena capacidad, las turbinas se recortan (*curtailment*) para no superar 1 GW en el punto de conexión. No obstante, un sobreinstalamiento excesivo deja de ser rentable, porque las turbinas adicionales no logran exportar su producción y el retorno cae. El nivel óptimo, determinado

mediante el modelo de coste de Forewind (FCAT), se situó en hasta 1,2 GW por parque. [21]

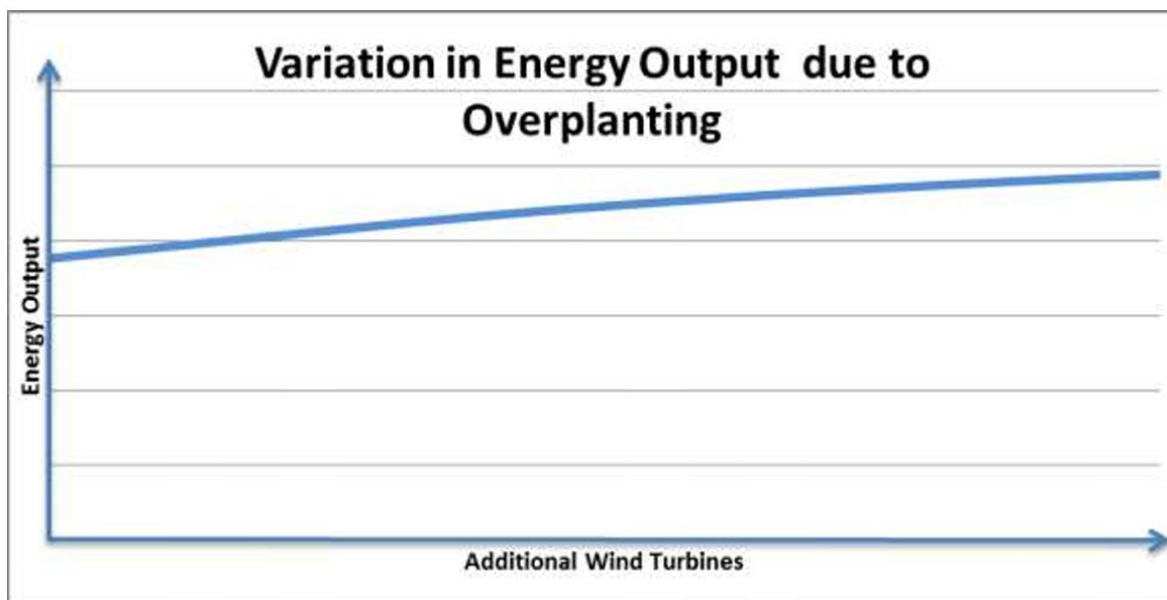


Figura 29. Variación de la producción energética con el overplanting. Fuente: Boundary Selection Report, Fig. 14]

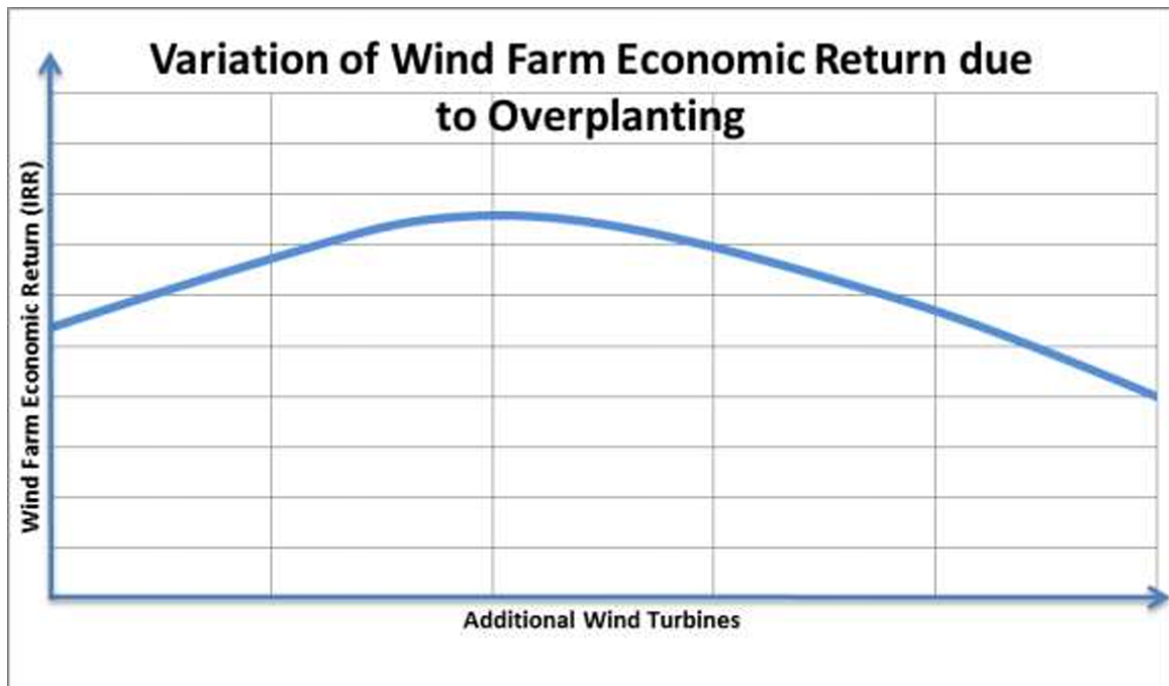


Figura 30. Variación del retorno económico (IRR) con el overplanting: crece y luego decae. Fuente: *Boundary Selection Report, Fig. 15]*

- **El Rochdale Envelope approach y los escenarios de diseño**

Dado que la tecnología disponible en el momento de la construcción era incierta, Forewind adoptó el enfoque de envolvente de Rochdale (*Rochdale Envelope approach*). Se trata de un criterio del régimen de consentimiento británico que consiste en evaluar una envolvente de parámetros máximos con el "peor caso" razonable de límite cuando el diseño definitivo aún no está fijado. De este modo la Evaluación de Impacto Ambiental cubra cualquier solución que finalmente se construya dentro de esos límites. En lugar de comprometerse con una turbina concreta, se definen rangos.

En concreto, se contemplaron turbinas de entre 4 MW y 10 MW o más, con escenarios que mantienen constante la capacidad máxima del parque (1.200 MW) pero varían el número y las dimensiones de las máquinas (Tabla 4):

Tabla 4. Dimensiones indicativas de turbina por escenario. Fuente: Boundary Selection Report

Parámetro (máximos)	Hasta 4 MW	6 MW	10 MW o más
Capacidad máxima del parque (MW)	1.200	1.200	1.200
Nº máximo de aerogeneradores	300	200	120
Altura máx. de buje sobre HAT (m)	115	130,5	154,5
Punta de pala máx. sobre HAT (m)	183	214	262
Diámetro máximo de rotor (m)	136	167	215

La envolvente abarca asimismo el resto de componentes que debe alojar cada parque (Tabla 5): hasta 300 aerogeneradores con sus cimentaciones, de 1 a 4 estaciones colectoras (*collector substations*), una estación convertidora (*converter station*) por parque, hasta 5 mástiles meteorológicos, hasta 10 boyas de amarre y hasta 2 plataformas de alojamiento o helicóptero, además del cableado entre turbinas (*inter-array*), entre plataformas y de exportación, y de las protecciones de cable y anti socavación. Por la considerable distancia a costa, la transmisión se resuelve en corriente continua de alta tensión (HVDC), lo que implica una plataforma convertidora en el mar y una subestación convertidora en tierra por parque.

Tabla 5. Componentes y disposición tipo de un parque (Tabla de elementos clave). Fuente: Boundary Selection Report

Parámetro	Cantidad
Generadores eólicos y cimentaciones	Hasta 300
Subestaciones collectoras	1 a 4
Subestaciones convertidoras	1
Mástiles metereológicos	Hasta 5
Boyas de amarre	Hasta 10
Helipuertos	Hasta 2

- **Separación óptima entre turbinas: efecto estela frente a coste de cableado**

Con la capacidad fijada, el tamaño del parque depende de la separación entre turbinas. Aquí existe un compromiso: separar más las máquinas reduce las pérdidas por efecto estela (*wake*). Este efecto, que se desarrolla más adelante, consiste en que la turbina situada aguas abajo recibe un viento más lento y turbulento lo que reduce la captura de energía. Evitar este efecto encarece el cableado entre turbinas (*inter-array*), cuya longitud crece con la separación.

Forewind modelizó este compromiso con turbinas de 7 MW (cuyo diámetro de rotor, 1D, equivale a 164 m), explorando separaciones de 7 a 14 diámetros de rotor. La productividad del parque crece de forma sostenida con la separación (Figura 31), pero el retorno económico presenta un máximo en torno a los 11 diámetros de rotor (11D) (Figura 32): a partir de ahí, el sobrecoste de cable supera el beneficio de la menor estela. [21]

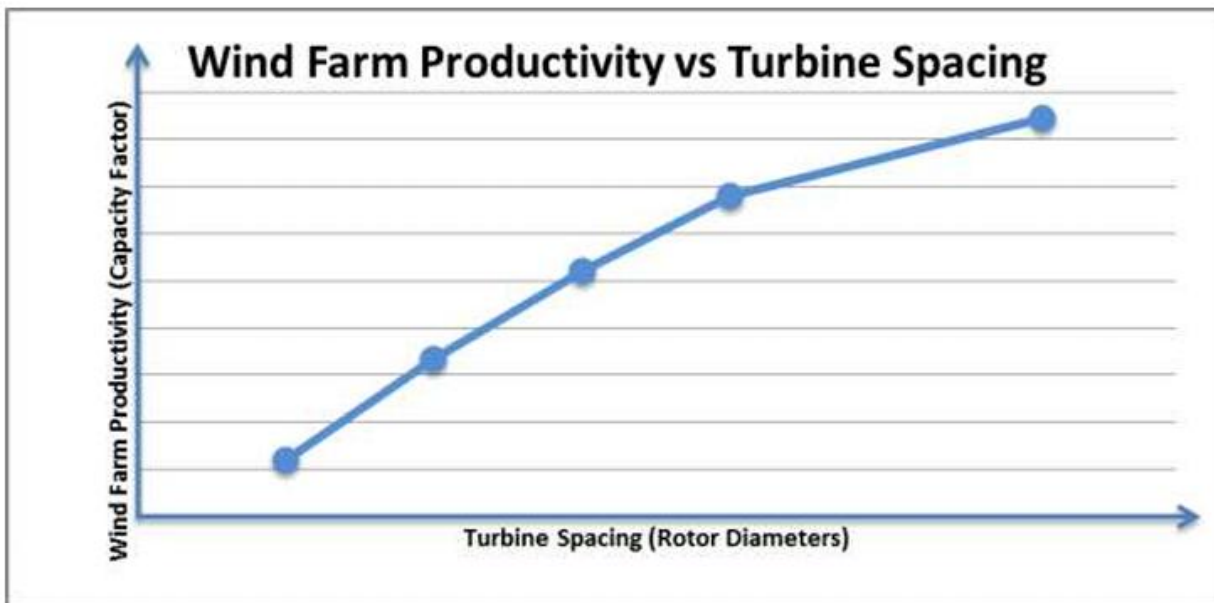


Figura 31. Productividad del parque (factor de capacidad) frente a la separación entre turbinas. Fuente: Boundary Selection Report)

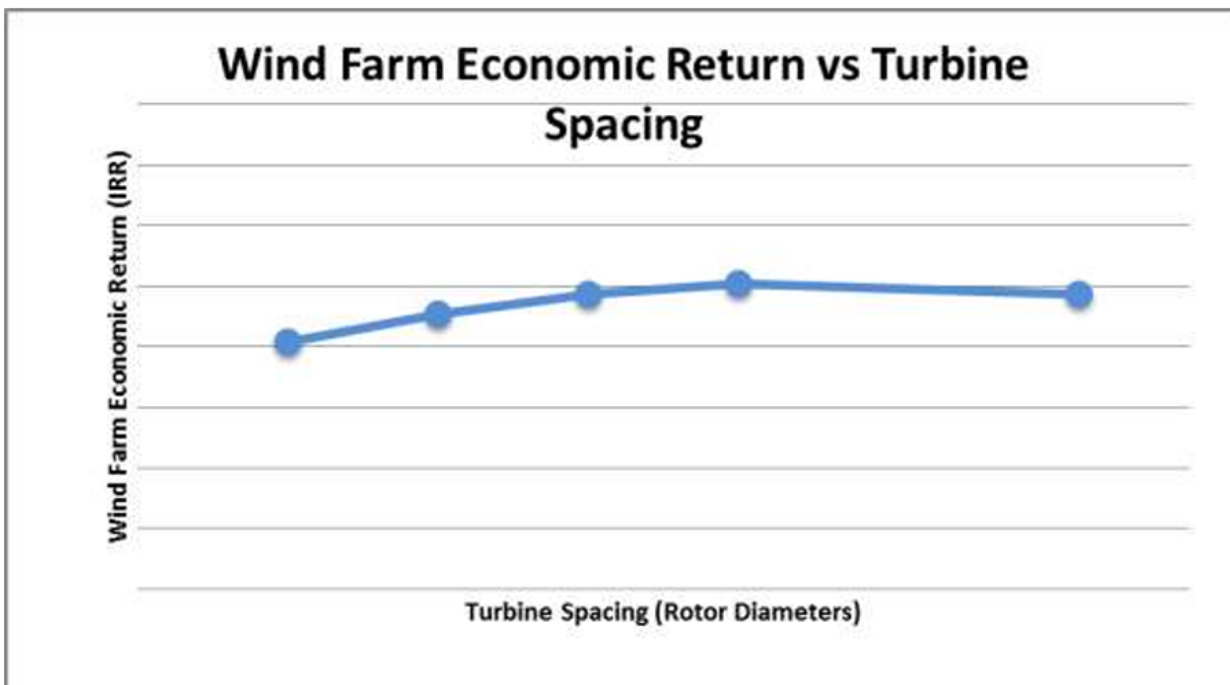


Figura 32. Retorno económico frente a la separación entre turbinas: óptimo en ~1.1D. Fuente: Boundary Selection Report

- **Superficie de referencia: 558 km² por parque**

Adoptando la separación óptima de $11D$, cada turbina puede tratarse como si ocupara el centro de un cuadrado de lado $11D$ (distancia centro-a-centro de $11D$ y centro-a-límite de $5,5D$), como ilustra la Figura 33. De este planteamiento resulta una superficie de referencia de 558 km² por parque de 1,2 GW, que constituye la base común para los cuatro proyectos, ajustable después en función de las circunstancias específicas de cada uno (forma, *buffers* de construcción de 250 m, evitación de obstáculos en el lecho, etc.).

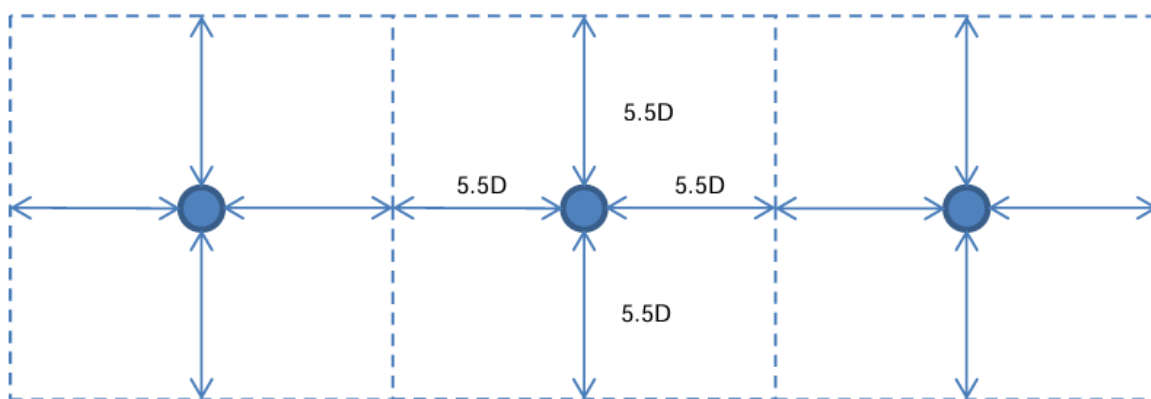


Figura 33. Esquema de separación entre turbinas ($11D$; $5,5D$ al límite). Fuente: Boundary Selection Report,

Por último, conviene señalar que este dimensionamiento se enmarcó en una decisión de capacidad total de Zona: la modelización mostró que sobrepasar cierta densidad de turbinas (>10 GW) degradaba el retorno por exceso de estela acumulada, por lo que la capacidad objetivo de la Zona se rebajó de los 13 GW iniciales a aproximadamente 9,6 GW, con beneficios ambientales añadidos (menos cimentaciones, menos ruido, más espacio para aves y otros usuarios del mar). [29]

5.1.2.1.3 Ubicación final de los cuatro parques

El tercer paso sitúa los cuatro parques, con su superficie de referencia, dentro del área desarrollable, optimizando simultáneamente las consideraciones de ingeniería, economía, seguridad y consentimiento. Este ajuste se realizó de forma iterativa con el modelo FCAT, evaluando más de un centenar de configuraciones de Zona (la Figura 34 muestra un ejemplo de configuración modelizada).

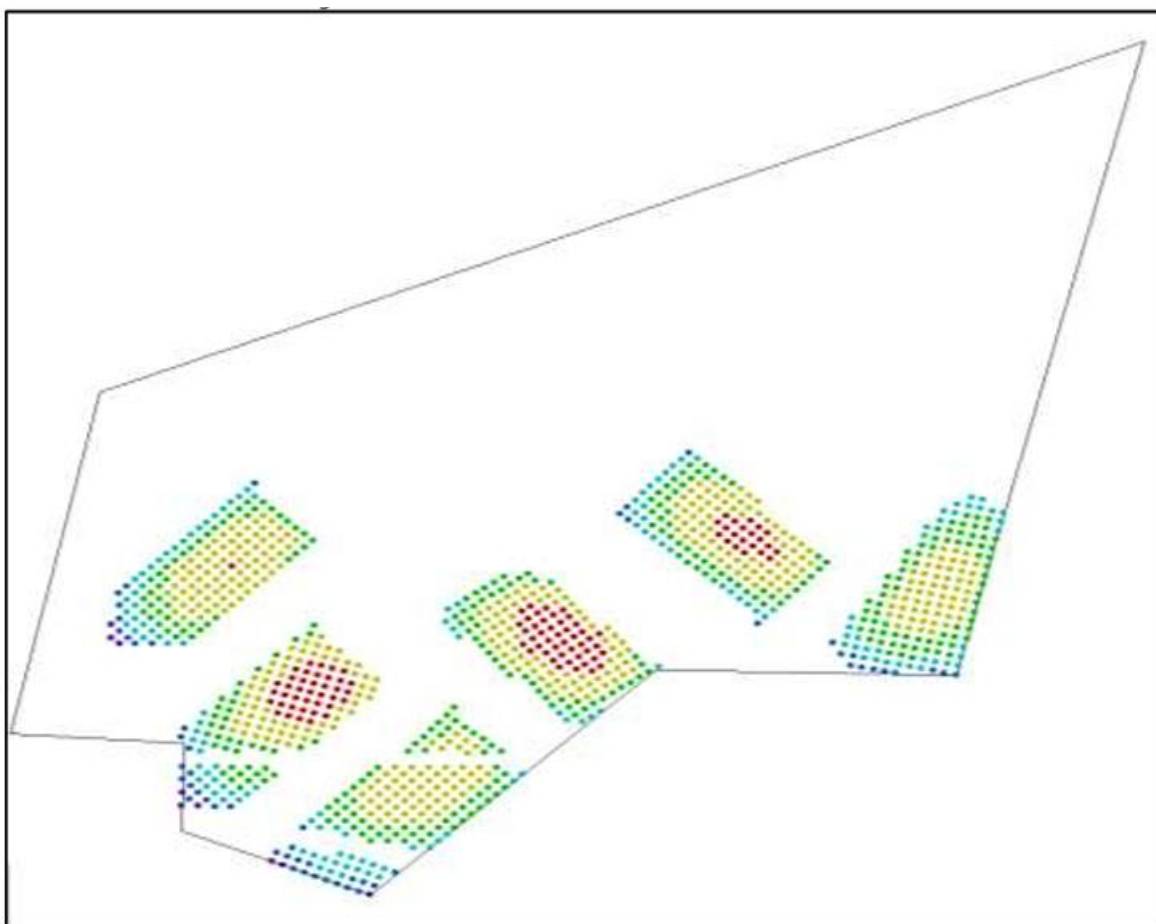


Figura 34. Ejemplo de configuración de Zona modelizada (no es la solución propuesta). Fuente: Boundary Selection Report,

El resultado son los cuatro límites de proyecto de la Figura 35, cuyas coordenadas oficiales y características se resumen en las tablas correspondientes del informe.

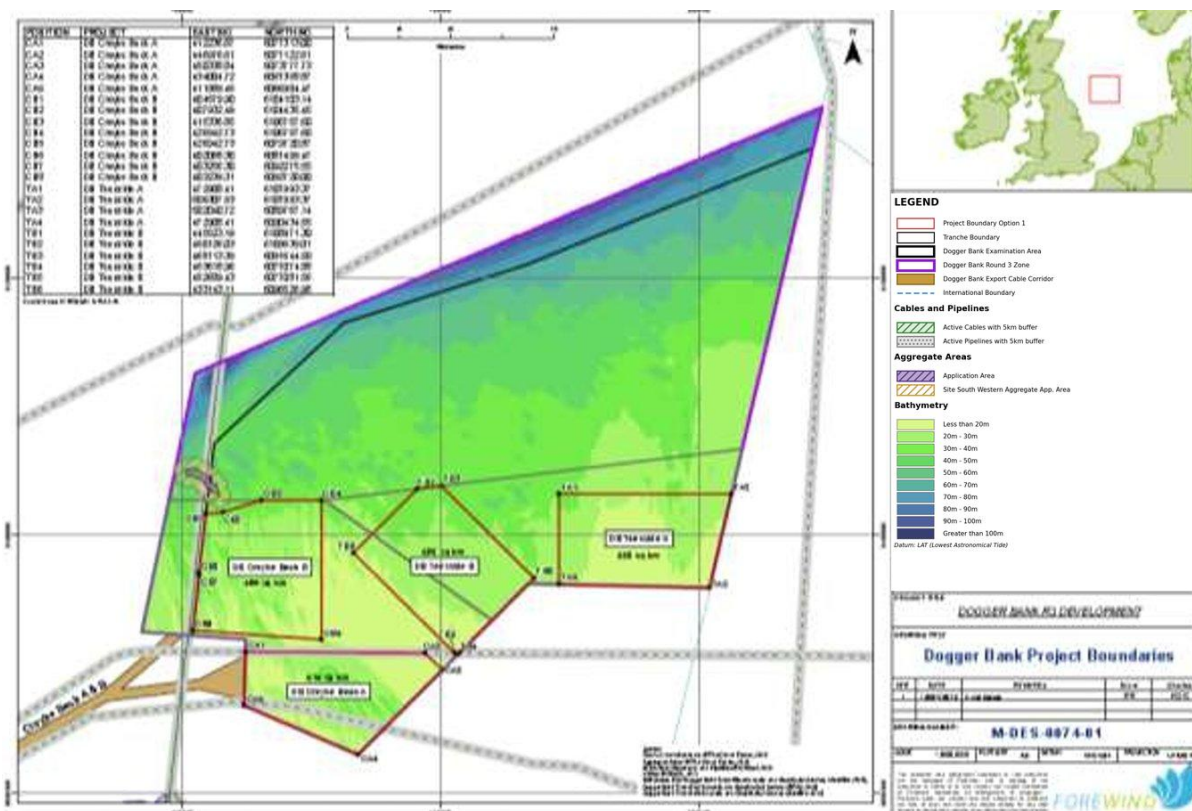


Figura 35. Límites de los cuatro proyectos llevados a EIA, sobre batimetría. Fuente: Boundary Selection Report

- **Dogger Bank Creyke Beck A: sur del Tranche A**

Creyke Beck A se ubica en la porción sur de la Zona, dentro del Tranche A. Su característica más singular es que su superficie, 515 km², es inferior a los 558 km² de referencia. La causa es el cable de telecomunicaciones TATA North Europe, que atraviesa el sur del Tranche A: ampliar el parque más allá de 515 km² obligaría a cruzar el cable en varios puntos, con el consiguiente sobre coste y mayores dificultades de ingeniería y consentimiento. La penalización que un área menor impondría normalmente por mayor efecto estela se ve compensada por el buen recurso eólico y las aguas someras de esta región. A ello se añaden, como condicionantes de su posición meridional, los puntos de salida del corredor de cable de exportación por la esquina suroeste del Tranche A y la incertidumbre de los bloques de petróleo y gas situados al sur (que podrían motivar una ampliación futura). Sus características principales son: 515 km², hasta 1.200 MW, conexión en Creyke Beck, 131 km a costa y profundidades predominantes de 20–35 m LAT.

Tabla 6. Características y coordenadas de Dogger Bank Creyke Beck A. Fuente: Boundary Selection Report

Parámetro	Valor
Tamaño del proyecto	515 km ²
Capacidad proyecto	Hasta 1200 MW
Punto de conexión a red	Creyke Beck
Distancia a la costa (Punto más cercano)	131 km
Profundidad predominante del agua	20 a 35 m por debajo de LAT

Coordenadas	Latitud	Longitud
CBA - 1	54, 835241°	1, 633573°
CBA - 2	54, 838412°	2, 174407°
CBA - 3	54, 808700°	2, 227327°
CBA - 4	54, 659286°	1, 976949°
CBA - 5	54, 741685°	1, 632884°

- **Dogger Bank Creyke Beck B: oeste del área desarrollable**

Creyke Beck B se sitúa en la porción occidental del área desarrollable, dentro del Tranche A. Su superficie, 599 km², es superior a la de referencia, con el fin de dotar al proyecto de mayor flexibilidad ante las restricciones ambientales y geotécnicas de esa franja. La economía del parque mejoraría cuanto más al oeste se ubicará, pero la presencia de aves, áridos y actividad pesquera en el margen occidental unido con el límite impuesto por el gasoducto SEAL obligó a desplazarlo al este. Además, esta zona es geotécnicamente más compleja, lo que condiciona la posición de las turbinas. El área adicional aporta margen para reubicar turbinas y otros activos.

Características: 599 km², hasta 1.200 MW, conexión en Creyke Beck, 131 km a costa, 20–35 m LAT.

- **Dogger Bank Teesside A: este del área desarrollable**

Teesside A se ubica en la porción oriental del área desarrollable, dentro del Tranche B. Su superficie, 560 km², es ligeramente superior a la de referencia y se considera suficiente, con la salvedad de una posible ampliación futura asociada a la incertidumbre de los bloques de petróleo y gas del sur. A diferencia de los proyectos de Creyke Beck, conecta en la subestación de Lackenby (Teesside). Características: 560 km², hasta 1.200 MW, conexión en Lackenby, 196 km a costa, 22–32 m LAT.

- **Dogger Bank Teesside B: a caballo entre los tranches A y B**

Teesside B cruza la frontera entre los tranches A y B, con la mayor parte de su superficie en el B. Su área, 593 km², es superior a la de referencia debido a la posible necesidad de hacer pasar el cable de exportación de Teesside A por el margen sureste de la Zona: ello obligaría a alejar Teesside A del borde para dejar espacio al cable, lo que reduciría su captura de energía. Consentir un área mayor para Teesside B aporta la flexibilidad necesaria según la ruta de cable que finalmente se adopte. Características: 593 km², hasta 1.200 MW, conexión en Lackenby, 165 km a costa, 23–35 m LAT.

- **Síntesis de la disposición**

La configuración resultante respeta el triángulo central entre Creyke Beck A, Creyke Beck B y Teesside B, que se deja sin desarrollar por la pesca de cerco y la densidad de lanzón. El resto de la capacidad de conexión de Teesside (2 GW) y otros 2 GW adicionales se reservan para proyectos futuros (5 a 8), que se ubicarán en el área desarrollable al norte de los tranches A y B y serán objeto de una evaluación posterior. La Figura 36 resume los principales condicionantes de consentimiento asociados a la selección de límites.

[21]

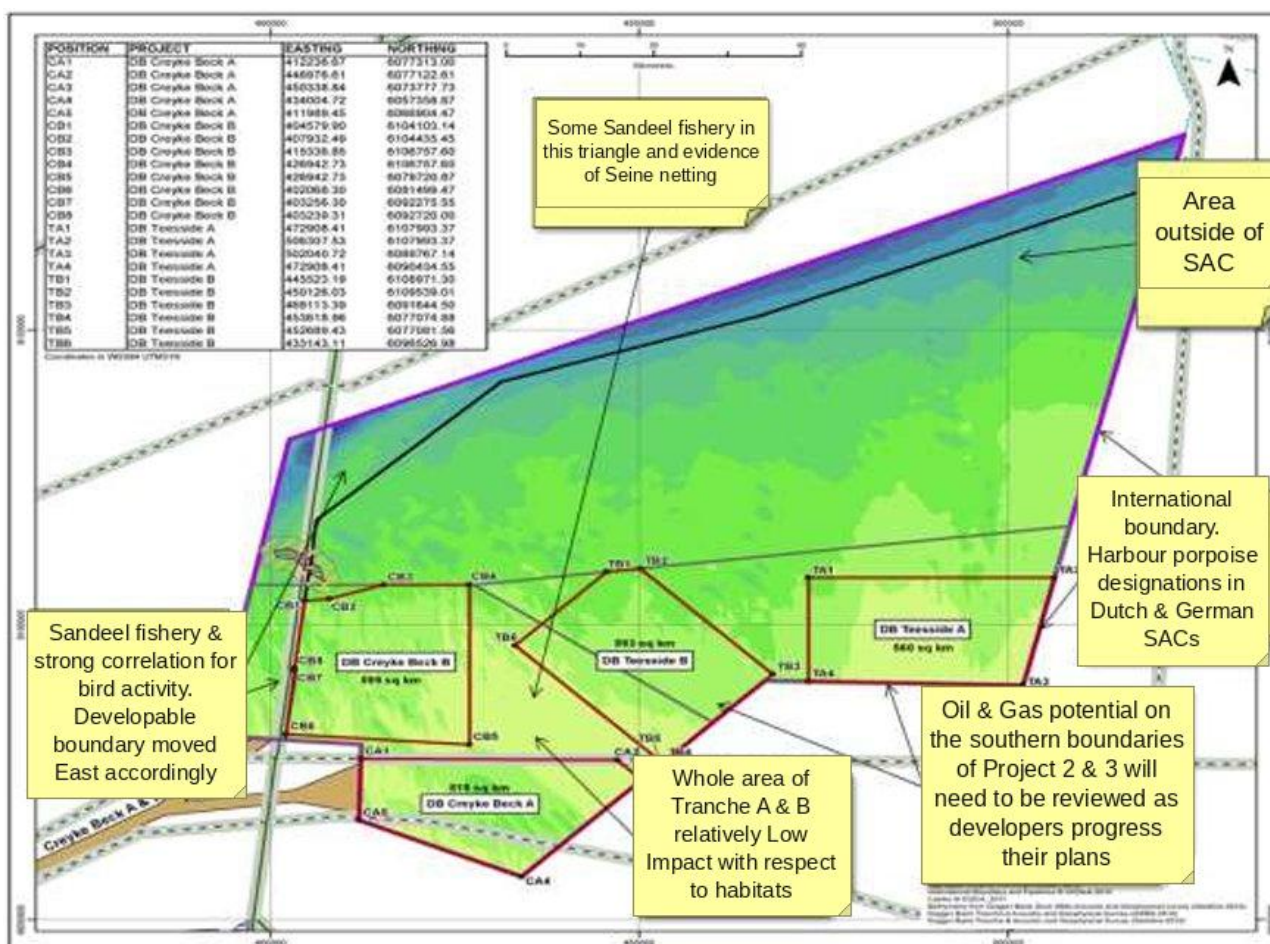


Figura 36. Síntesis de los condicionantes de consentimiento de la selección de límites (con tabla de coordenadas). Fuente: Boundary Selection Report

Estas 4 áreas propuestas en noviembre de 2012 como resultado del Project Boundry Selection Report se pasaron a incluir en el Environmental Impact Assessments (EIAs) como parte del proceso para conseguir la aprobación de consentimiento de los parques eólicos Croyke Beck A y B, Teesside A y B.

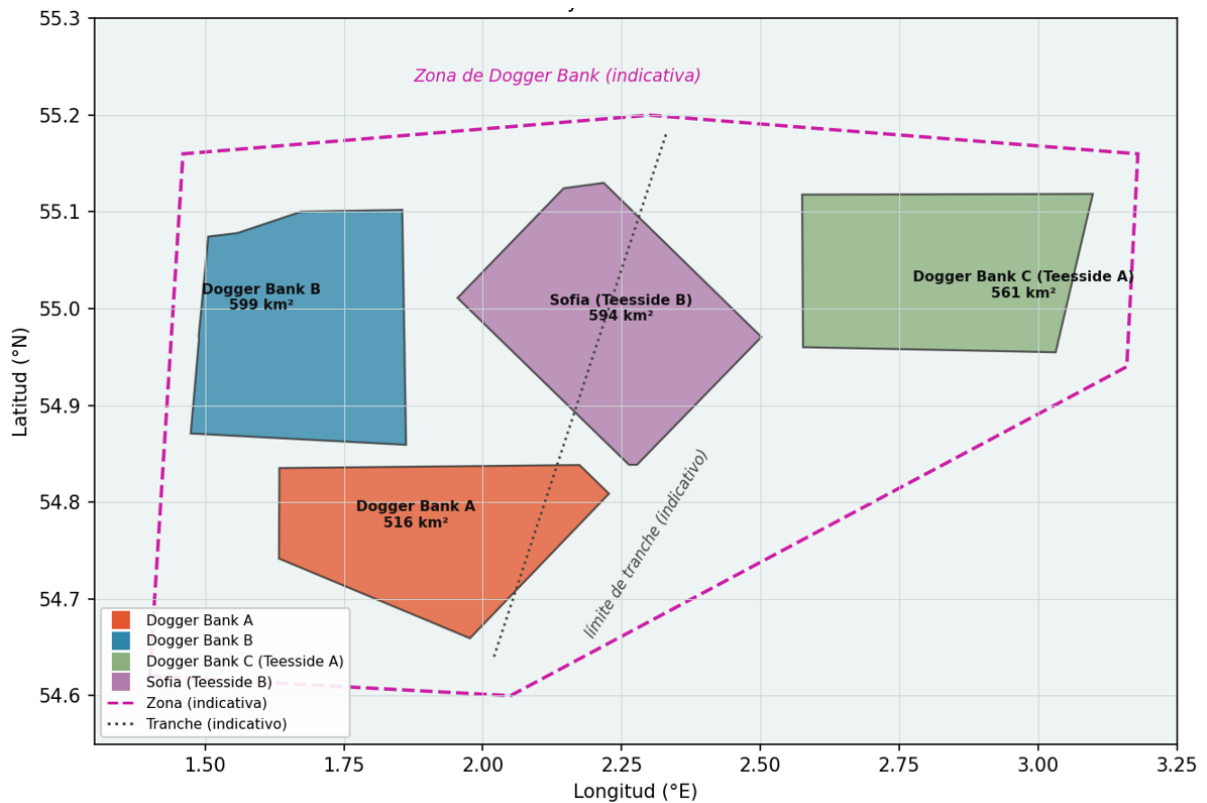


Figura 37. Mapa 4 Array Areas en Dogger Bank Fuente: Elaboración Propia

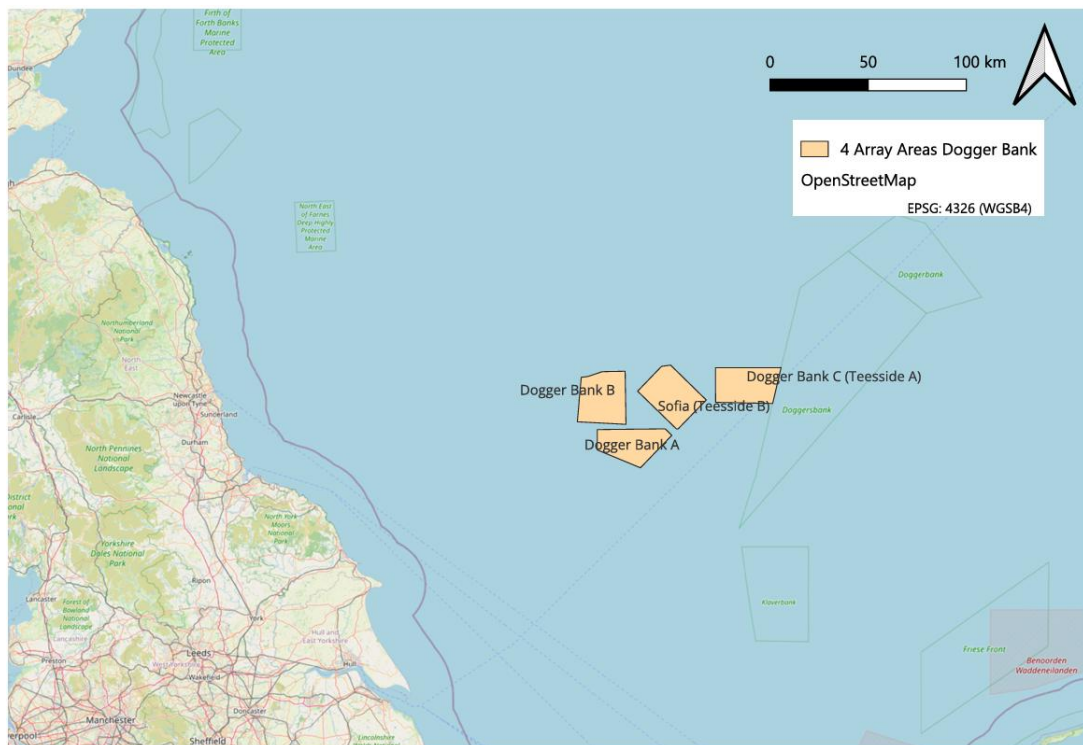


Figura 38. Array Areas en Dogger Bank Representados en QGIS Fuente: Elaboración Propia

El array area del parque objeto de estudio del presente Trabajo de Fin de Máster es el correspondiente al Dogger Bank A con su centroide en $\sim 54,78^\circ \text{N}$ y $1,93^\circ \text{E}$. Es este parque el que se va a estudiar en profundidad, acabando aquí todo análisis referente a los otros 3 parques eólicos del Dogger Bank Zone.

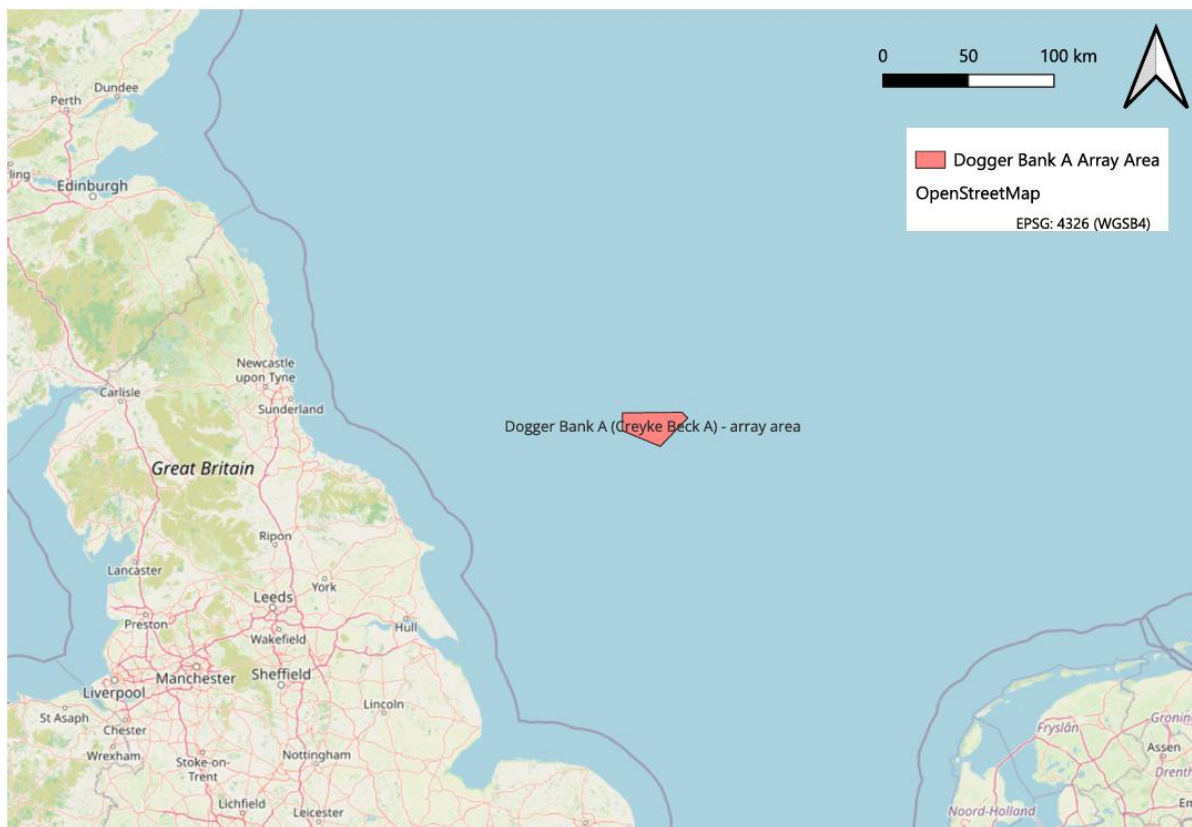


Figura 39. Array Area Dogger Bank A Representado en QGIS. Fuente: Elaboración Propia

5.2 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

En este apartado se va a caracterizar el recurso eólico en el emplazamiento de Dogger Bank A ($\approx 54,75^\circ$ N, $1,92^\circ$ E) a altura de buje, de forma reproducible y validable, usando la reanálisis ERA5 como fuente principal y el Global Wind Atlas como validación. Se realiza la caracterización completa del recurso (velocidad media, Weibull, densidad de potencia, rosa de vientos, variabilidad temporal, validación). En la sección de anexos se puede encontrar el código utilizado para extraer los datos de la base de datos de ERA5, proceso que tardo varios días.

5.2.1 DEFINIR EL PUNTO Y EL PERIODO

La rejilla de ERA5 es de $0,25^\circ$ (~ 31 km), por lo que el parque ocupa apenas 1-2 celdas. Se ha definido un *bounding box* pequeño alrededor del centroide del parque ($54,5-55,0^\circ$ N y $1,5-2,3^\circ$ E) utilizando un promedio de los valores del área del parque suaviza, representa mejor el conjunto. Es necesario destacar que la resolución de ERA a ~ 31 km representa bien el recurso medio offshore, pero no la microescala ni la turbulencia. Para capturar la variabilidad interanual se ha elegido un período de 20 años de 2006 a 2025 con una resolución horaria.

5.2.2 DESCARGAR LOS DATOS

Los datos disponibles y descargables en el dataset de reanalysis en ERA5 son específicos. Se pueden obtener solo las velocidades del viento a 10m y a 100m de altura en el eje del plano horizontal, la temperatura del agua a 2m de altura y la presión superficial del agua. A partir de estos datos se va calcular y caracterizar el recurso eólico del emplazamiento a la altura del buje, estimada en 150m obteniendo la dirección en grados, exponente de cizalladura, densidad del aire. [22]

5.2.3 CONSTRUCCIÓN DE LA SERIE DE VELOCIDAD Y DIRECCIÓN

A partir de las componentes de velocidad u (este) y v (norte), en cada altura se calcula el módulo y la dirección:

Modulo velocidad:

$$U = \sqrt{u^2 + v^2}$$

Dirección (de dónde viene el viento):

$$\varphi = \text{mod}(\text{atan2}(-u, -v) \cdot 180/\pi, 360)$$

5.2.4 CIZALLADURA Y EXTRAPOLACIÓN A ALTURA DE BUJE

Como se adelantaba, la caracterización del viento se quiere hacer a una altura de 150 m, pero los datos llegan a 100 m. La gran ventaja de tener dos alturas es que puedes calcular el perfil real de cizalladura.

Exponente de cizalladura (ley potencial):

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{U^{100}}{U^{10}}\right)}{\ln\left(\frac{100}{10}\right)}$$

Se calcula entonces α en cada instante, se reporta su media y distribución. En mar abierto α suele salir bajo ($\sim 0,10-0,12$) y el valor obtenido a pesar de ser ligeramente menor está en línea con lo esperado. La extrapolación de 100 a 150 m es modesta y razonable. Hay una limitación a declarar: La extrapolación del perfil de viento desde los 100 hasta los 150 metros de altura se considera una aproximación modesta y metodológicamente aceptable. No obstante, se debe declarar como limitación que el uso de la ley potencial asume de forma intrínseca una estratificación atmosférica neutra. En entornos marinos, la estabilidad de la atmósfera presenta fluctuaciones que modulan de manera directa el perfil vertical del viento, por lo que la extrapolación de la velocidad a la altura del buje bajo un escenario exclusivamente neutro constituye una simplificación teórica del modelo. No obstante, para este trabajo, el perfil de dos alturas es aceptable [23].

Tabla 7. Valores de cizalladura y desviación típica

α promedio 20 años	0,08
Desviación típica	0,05

Una vez se ha calculado α , se puede calcular la velocidad a la altura del buje en base a esa α para cada franja horaria:

Extrapolación al buje:

$$U_{150} = U_{100} \cdot \left(\frac{150}{100}\right)^\alpha$$

Tabla 8. Velocidad promedio de 20 años de la velocidad a 150 m, desviación típica y cociente

U_{150} promedio 20 años	10,12
Desviación típica	4,48
Cociente $\sigma/\bar{v}$	0,478

5.2.5 DENSIDAD DEL AIRE

Con la temperatura del aire a 2m de altura y la presión superficial aplicando la ley de los gases ideales se calcula la densidad del aire a nivel horario:

$$\rho = \frac{p}{R_d T}$$

Donde ρ es la densidad del aire (kg/m^3), p presión en superficie (Pa), T temperatura del aire (K) y R_d y se usa de constante específica del aire seco, $287,05 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$

Tabla 9. Densidad del aire medio de 20 años y desviación típica

Densidad del aire promedio 20 años [kg/m³]	1,24
Desviación típica	0,02

5.2.6 AJUSTE DE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La velocidad del viento se caracteriza mediante una distribución de Weibull, cuya función de densidad de probabilidad es:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Donde $f(v)$ es la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento, v velocidad del viento (m/s), k es el parámetro de forma de Weibull (adimensional) y la c es el parámetro de escala de Weibull (m/s)

Los parámetros de forma k (adimensional) y de escala c (m/s) se van a estimar mediante el uso de dos métodos independientes para comprobar su robustez. El *método de los momentos* y el método *Máxima verosimilitud* (MLE). Si dan k y c casi iguales, se consigue la confianza de que el ajuste es bueno y no un artefacto del método [23].

- En primer lugar, se estiman por el método de los momentos. La idea es igualar la media y la varianza de la Weibull a las de la muestra. De esas dos ecuaciones se despejan k y c . La media y la desviación típica de la serie se relacionan mediante:

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

$$\sigma = c \sqrt{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Existe una aproximación muy usada que sale de invertir la relación entre el coeficiente de variación y k :

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,086}$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$$

Donde $\bar{v}$ es la velocidad media del viento de la serie (m/s), σ es la desviación típica de la velocidad del viento (m/s) y Γ es la función gamma.

Nota: el exponente $-1,086$ es la aproximación habitual del método de los momentos (válida para $1 \leq k \leq 10$).

Tabla 10. Parámetros k y c de la distribución de Weibull producidos por el método de momentos

Parámetro de forma (k)	2,23
Parámetro de escala (c)	11,43 [m/s]

- *Máxima verosimilitud (MLE)*. La idea es distinta: busca los k y c que hacen más probable haber observado exactamente tus datos (maximiza la función de verosimilitud). No tiene solución cerrada puesto que se resuelve iterando una ecuación para k y luego c y es estadísticamente el estimador más eficiente para muestras grandes. Este apartado se realiza mediante un script de Python que se puede encontrar en el Anexo.

```
Microsoft Windows [Versión 10.0.26200.8655]
(c) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\jacob>python ajuste_weibull.py
===== Ajuste de Weibull a 150 m =====
Nº de datos: 175,320
Velocidad media: 10.12 m/s    Desviación típica: 4.84 m/s
-----
Método de momentos:    k = 2.231    c = 11.43 m/s
Máxima verosimilitud:  k = 2.204    c = 11.42 m/s
=====
Figura guardada: histograma_weibull.png
C:\Users\jacob>
```

Figura 40. Resultado del programa de Python empleado para el cálculo de los parámetros de forma y escala. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 11. Parámetros k y c de la distribución de Weibull producidos por método máxima verosimilitud

Parámetro de forma (k)	2,20
Parámetro de escala (c)	11,42 [m/s]

Sobre los 175.320 datos horarios de velocidad a 150 m, la serie tiene una velocidad media de 10,12 m/s y una desviación típica de 4,84 m/s. Ajustando la distribución de Weibull por los dos métodos, los resultados son prácticamente idénticos:

- **Método de los momentos:** $k = 2,231$, $c = 11,43$ m/s
- **Máxima verosimilitud (MLE):** $k = 2,204$, $c = 11,42$ m/s

La escala c coincide hasta la centésima, y la forma k difiere solo en 0,027 (un 1 %). Esa convergencia entre dos métodos independientes confirma que la distribución de Weibull representa muy bien la distribución del recurso eólico del emplazamiento y que el ajuste es robusto, no un artefacto del método elegido. Se puede ver la prueba visual del ajuste en la Figura 41 donde las curvas de Weibull se pegan a las barras del histograma, lo que demuestra que la distribución está bien caracterizada. Los valores con los que se va a proceder como

valores de referencia son los obtenidos con el método de máxima verosimilitud. Este es el estimador estadísticamente más eficiente y con 175.000 datos está sobradamente justificado.

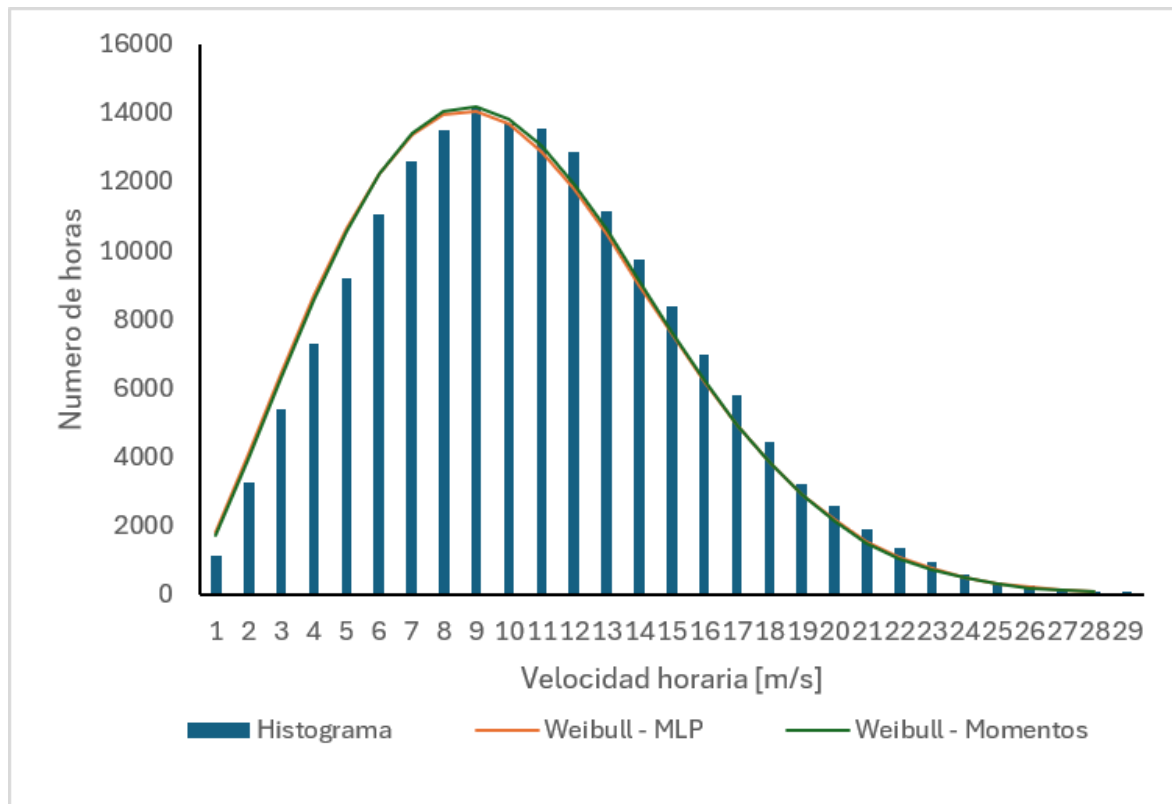


Figura 41. Histograma de 20 años de viento y distribución de Weibull del Dogger Bank A. Fuente: Elaboración propia

c (escala, m/s) fija la magnitud típica del viento, es aproximadamente proporcional a la media. Cuanto mayor sea la c , el emplazamiento se considera más ventoso. La c de 11,4 m/s confirma un recurso de primer nivel, coherente con los 9,5–10 m/s de media a buje característicos de Dogger Bank.

k (forma, adimensional) controla la forma de la curva. Una $k = 2$ es el caso Rayleigh, muy común en el mar. Una k mayor que 2 significa una distribución más "apretada" en torno a la media lo que se traduce en un viento más constante. Una k menor que 2 significa una distribución más dispersa del viento. El emplazamiento del Dogger Bank A tiene un parámetro de forma de 2,2 lo cual refleja un viento es más estable, con poca dispersión relativa y por tanto un recurso de mayor calidad. [23]

5.2.7 DENSIDAD DE POTENCIA

El cálculo de la densidad de potencia eólica se basa en los principios de la mecánica de fluidos y la energía cinética. Las siguientes líneas exponen el desarrollo analítico que vincula la masa de aire en movimiento con el rendimiento energético resultante. Este dato es de gran relevancia para poder realizar la estimación de la producción energética en base a la cantidad de esta potencia que la turbina convierte en potencia eléctrica. Un flujo de aire de densidad ρ que se mueve a velocidad v transporta una energía cinética $\frac{1}{2}\rho v^2$ por unidad de volumen. El caudal de volumen que atraviesa una unidad de área es v . Multiplicando, la potencia por unidad de área es $\frac{1}{2}\cdot\rho\cdot v^3$. Esa dependencia cúbica es la razón de que la velocidad importe tanto: duplicar el viento multiplica por ocho la potencia disponible.

Existe una fórmula analítica de Weibull de la densidad de potencia que se va a emplear para comprobación de consistencia. No obstante, en la práctica la densidad de potencia media se calcula promediando $\frac{1}{2}\cdot\rho\cdot v^3$ sobre toda la serie horaria, con la densidad del aire ρ de cada hora. Por tanto, con la densidad del aire y la velocidad a la altura de buje se ha calculado la densidad de potencia (potencia por unidad de barrida) a nivel horario para el intervalo de 20 años.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho v^3$$

$$\bar{P}_d = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

Donde P_d es la densidad de potencia del viento (W/m^2).

Tabla 12. Densidad de potencia media obtenida con el promedio y con Weibull usando los 2 métodos

P_{d150} promedio 20 años	1.115 [W/m^2]
Desviación típica	1.486 [W/m^2]
P_{d150} Weibull máxima verosimilitud	1.119 [W/m^2]

P_{d150} Weibull método de momentos	1.110 [W/m ²]
---------------------------------------	---------------------------

Las tres caen dentro de un margen del 1 % y el valor empírico recae justo entre los dos valores analíticos. La MLE da un valor ligeramente mayor que el método de momentos debido a que su k es algo menor, y una k menor reparte un poco más de probabilidad hacia las velocidades altas, que es donde el cubo amplifica la energía. No obstante, la diferencia es despreciable.

En conclusión, los ~ 1.115 W/m² a 150 m y una velocidad media de ~ 10 m/s, sitúan a Dogger Bank entre los mejores recursos eólicos de Europa. [23]

5.2.8 ANÁLISIS DIRECCIONAL

La caracterización del recurso mediante la velocidad media y la distribución de Weibull caracteriza cuantitativamente el viento, pero no describe la dirección del mismo. El viento no se reparte de manera uniforme entre todas las direcciones: presenta una marcada tendencia, con unos sectores dominantes que concentran la mayor parte de las horas y sobre todo de la energía. El análisis direccional representado mediante las rosas de frecuencia, de velocidad y de potencia cuantifica esa distribución, y es determinante el siguiente motivo.

Condiciona el diseño y la disposición del parque (el *micrositing*): la separación y la orientación de los aerogeneradores deben minimizar el apantallamiento aerodinámico entre máquinas (efecto wake/estela) en la dirección de la que procede la mayor parte de la energía, ya que las pérdidas por estela son uno de los principales factores que reducen la producción bruta.

- **Rosa de frecuencia:** El viento viene predominantemente del SO-OSO-SSO: solo esos tres sectores suman ~ 31 % de las horas. Es el patrón clásico del Mar del Norte. Los colores apilados enseñan además que esos vientos del SW no solo son los más frecuentes, sino que concentran buena parte de las horas de viento fuerte como reflejan las bandas naranja y roja.

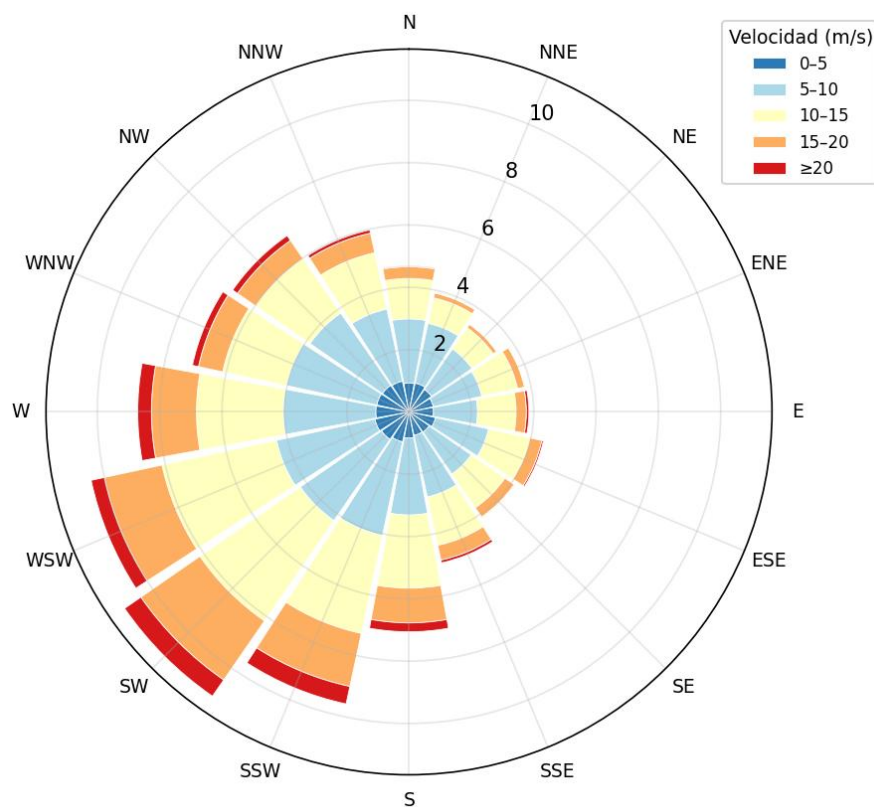


Figura 42. Rosa de frecuencia del viento (% de horas por dirección, color = velocidad)

- Rosa de velocidad:** Confirma la información obtenida en la rosa de frecuencia anterior. El SO es también la dirección con mayor velocidad media ($\sim 11,7$ m/s, rojo oscuro), mientras que las direcciones del E-NE son las más flojas (~ 8 m/s). Es decir, del SO hay viento con mayor frecuencia y mayor fuerza.

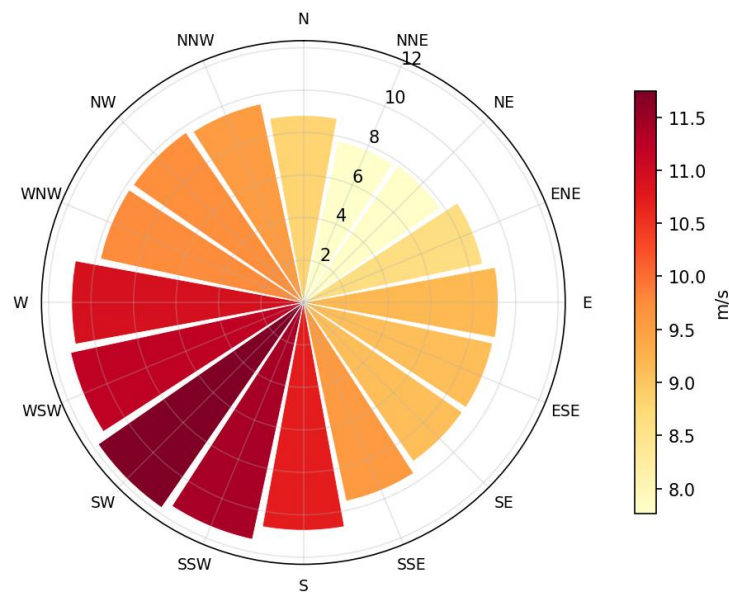


Figura 43. Rosa de velocidad del viento (velocidad media en m/s por dirección)

- Rosa de potencia:** Es la más concentrada de las tres y es la que de más importa para el recurso. Como la energía va con el cubo de la velocidad, el predominio del SW se incrementa. Solo el sector SO aporta el 15,7 % de toda la energía, y SO+OSO+SSO juntos rozan el 41 %. Las direcciones del este son casi irrelevantes energéticamente (morado).

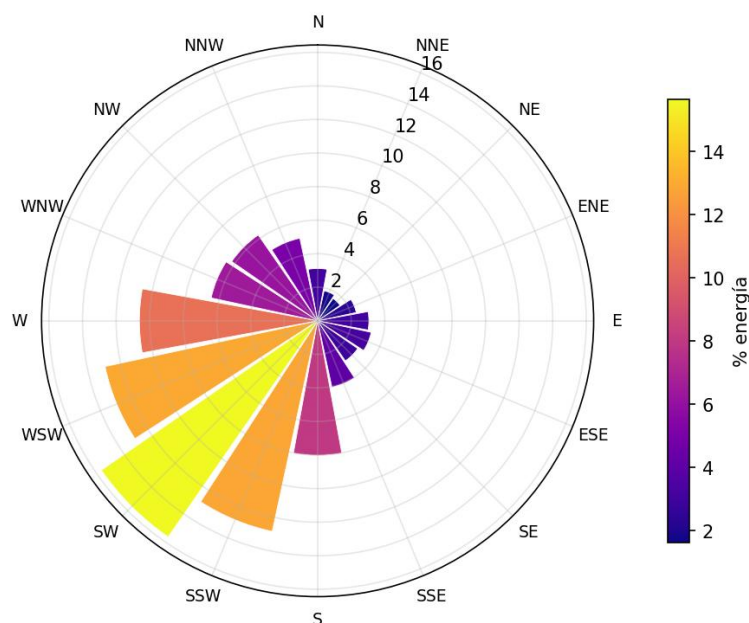


Figura 44. Rosa de potencia del viento (% de la energía total por dirección)

La conclusión práctica es que hay una dirección energética dominante muy clara, el suroeste. Eso es justo lo que condiciona el micrositing del parque y las pérdidas por estela: interesa que la disposición de las turbinas minimice el apantallamiento en esa dirección SW, porque es de donde llega la mayor parte de la energía.

- **Weibull por sector**

La distribución de Weibull que se realizaba en un apartado anterior falla a la hora de diferenciar la dirección del viento. Para un estudio del viento básico puede servir, no obstante, más adelante en el apartado de estimación de la producción energética es insuficiente. La producción energética de cada turbina depende, entre otras cosas, de las estelas que perciben (efecto sombra). A su vez, estas estelas varían en base a la dirección del viento y a la distribución del parque. Por tanto, para poder calcular de manera más real la producción energética de cada turbina es necesario ajustar la distribución de Weibull del viento del emplazamiento de manera sectorial. En esta ocasión se van a utilizar solo 12 sectores direccionales puesto que es la estructura de datos que utiliza PyWake para el cálculo de estelas. Este método es conocido como el método WasP.

Tabla 13. Distribuciones de Weibull direccionales

Sector	Centro	Frecuencia	A (escala)	k (forma)	v media
N	0°	6,3 %	9,95	2,20	8,82
NNE	30°	5,0 %	8,65	2,16	7,66
ENE	60°	4,8 %	9,43	2,20	8,36
E	90°	5,2 %	10,36	2,08	9,18
ESE	120°	5,8 %	10,23	2,21	9,07
SSE	150°	6,0 %	10,54	2,27	9,35
S	180°	9,5 %	12,09	2,32	10,72
SSW	210°	13,8 %	13,08	2,40	11,61
WSW	240°	14,4 %	12,83	2,47	11,40
W	270°	11,6 %	12,25	2,29	10,86
WNW	300°	9,3 %	10,81	2,17	9,57
NNW	330°	8,4 %	11,01	2,23	9,76

Se puede observar también en la tabla que la dirección predominante del viento en cuanto a frecuencia y velocidad media sigue siendo la Oeste-Suroeste.

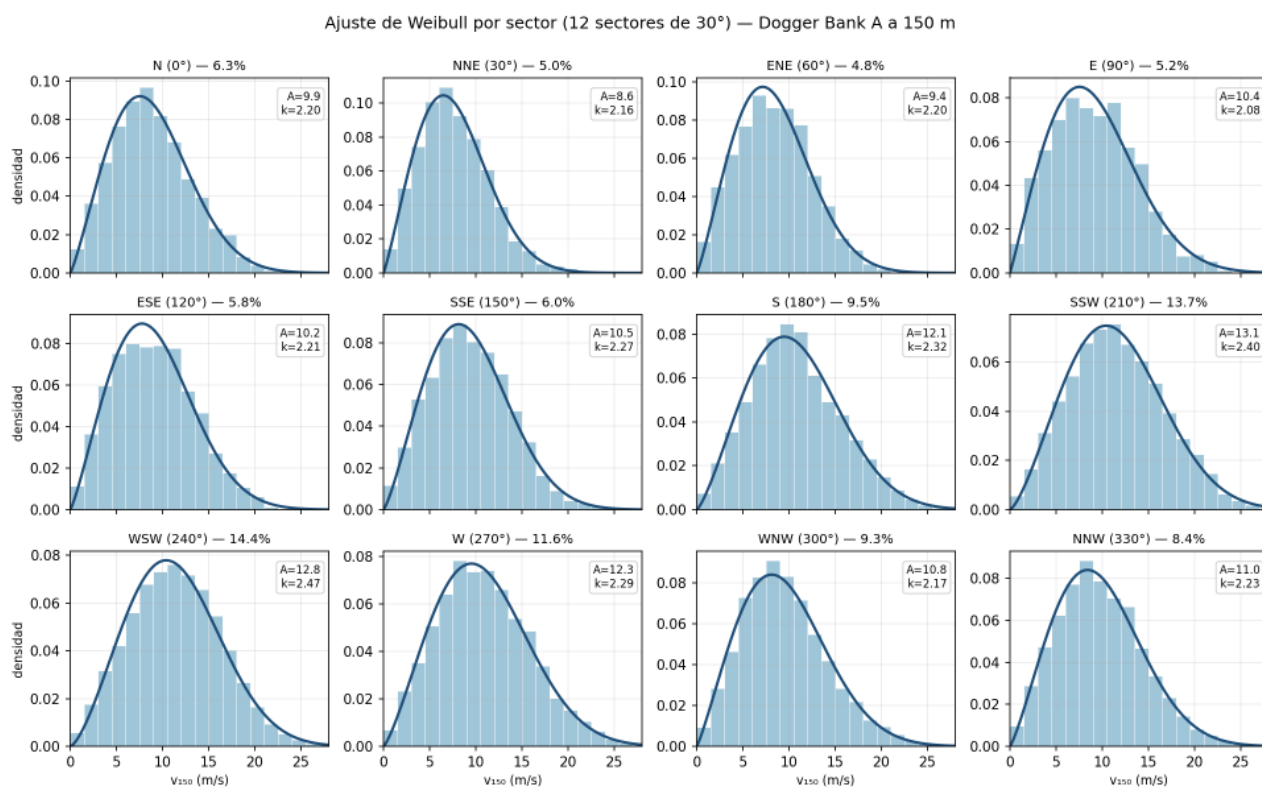


Figura 45. Distribuciones de Weibull caracterizadas por dirección del viento. Fuente: elaboración propia

5.2.9 VARIABILIDAD TEMPORAL

La velocidad media de la serie resume el recurso en un único número, pero no enseña una estructura temporal que es esencial para valorar el proyecto. El viento varía en tres escalas de tiempo bien diferenciadas (estacional, diaria e interanual) y cada una tiene implicaciones propias que un valor medio no captura. El análisis de la variabilidad temporal caracteriza estas tres escalas, y su importancia se explica a continuación.

- **Estacional:** Se puede diferenciar un ciclo marcado. En invierno (dic-ene) la media ronda los 12 m/s y en verano (jun-jul) baja a ~8 m/s, un 50 % más de viento en invierno. Esto es relevante porque coincide con la mayor demanda eléctrica invernol.

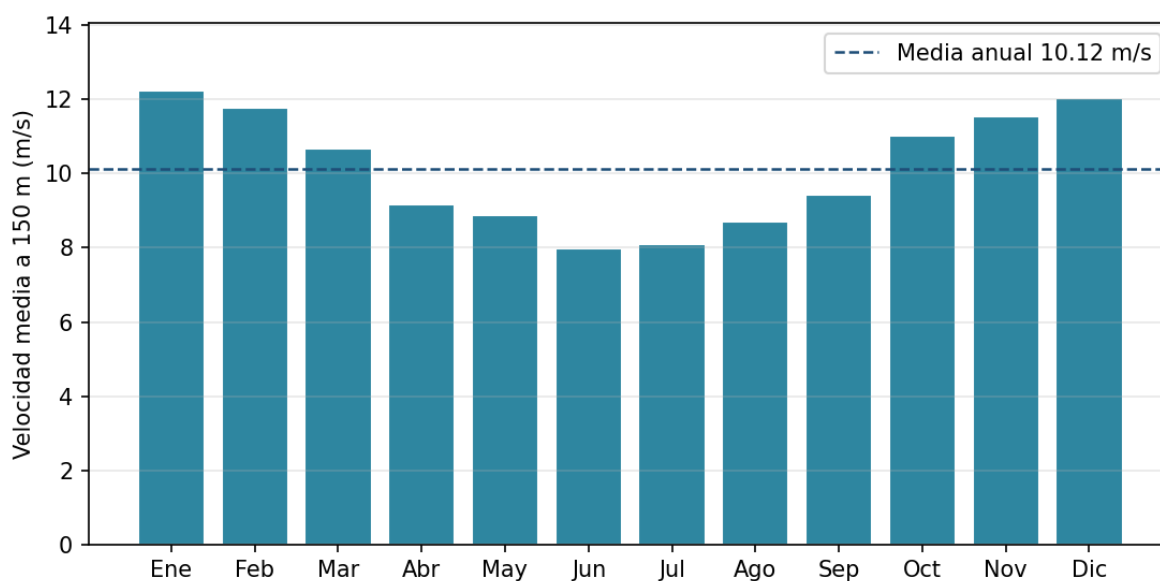


Figura 46. Variabilidad estacional media del viento en 20 años. Fuente: Elaboración propia

- **Diurna:** En el caso de la variación diurna de la velocidad del viento se puede ver una curva prácticamente plana. Aunque ópticamente la figura 47 contradiga esta última observación, hay que fijarse en que el eje Y. Este eje está muy ampliado (de 10,0 a 10,26), así que, aunque la línea parezca moverse, la amplitud real es de solo 0,24 m/s (~2 %). Esa ausencia de ciclo diario es la firma del viento marino: al no haber calentamiento del suelo como en tierra, no hay brisas térmicas.

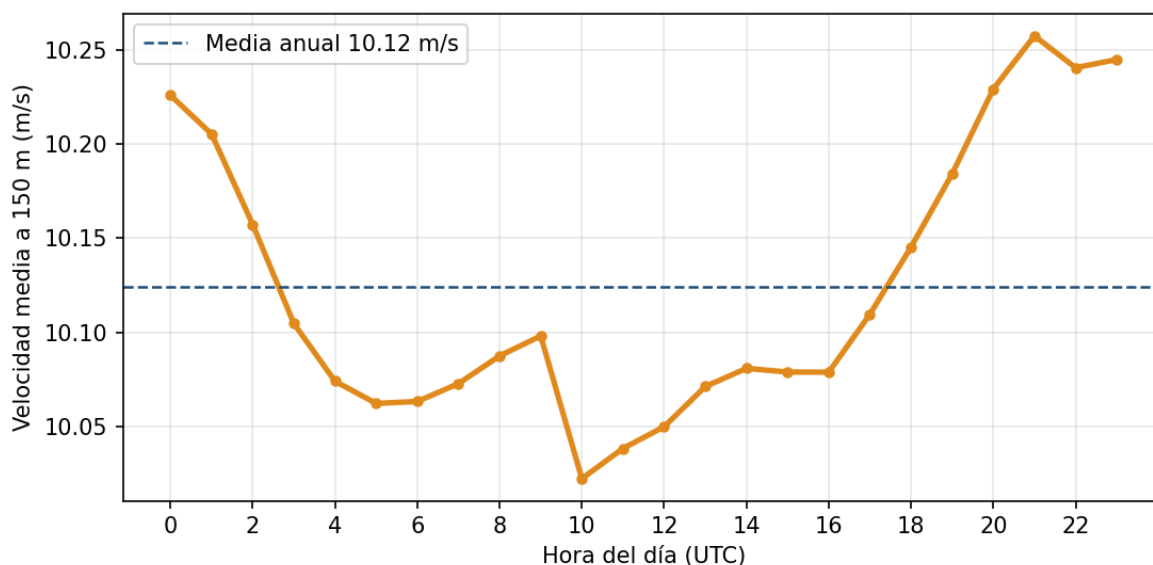


Figura 47. Variabilidad diurna media del viento en 20 años. Fuente: Elaboración propia

- **Interanual.** Se puede observar que la media anual oscila entre 9,2 m/s (2010) y 10,7 m/s (2008), con una desviación de 0,375 m/s, un 3,7 % de la media. Esta variabilidad es importante y se tendrá en cuenta más adelante como uno de los términos que entren en la incertidumbre en el apartado de producción.

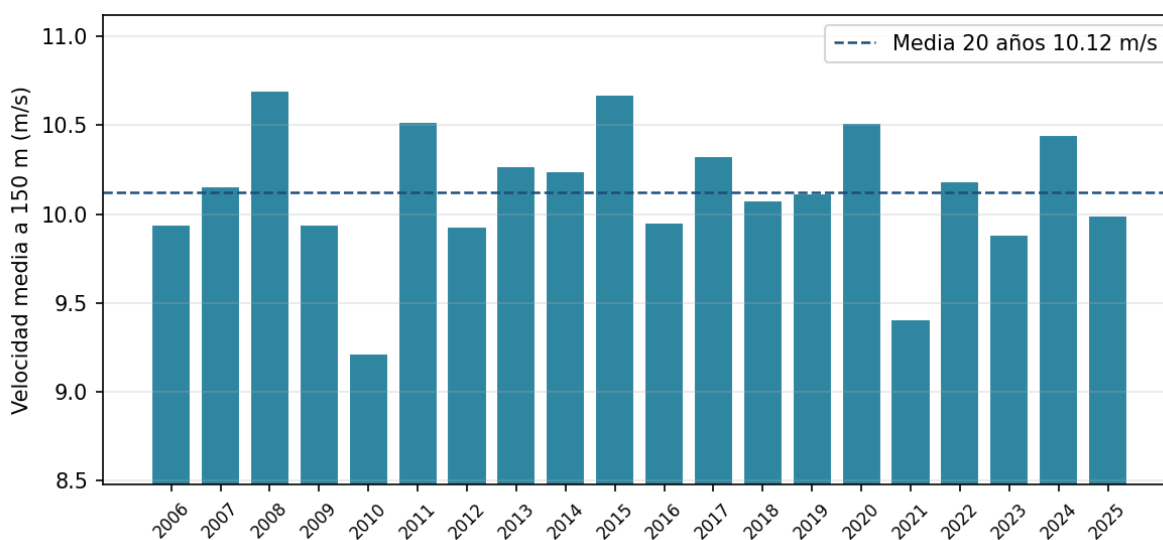


Figura 48. Variabilidad interanual media del viento en 20 años. Fuente: Elaboración propia

5.2.10 TURBULENCIA Y VIENTO EXTREMO

A diferencia de los apartados anteriores, la caracterización de la turbulencia y del viento extremo queda fuera del alcance fiable de un reanálisis como ERA5 [22], por lo que este apartado se aborda con cautela: se explica qué representan estas magnitudes y para qué sirven. Se reconocen también las limitaciones de los datos disponibles y se ofrece una estimación únicamente ilustrativa del viento extremo. Su determinación rigurosa corresponde al estudio de cargas estructurales, basado en mediciones in situ la cual escapa el alcance de este estudio.

- **Turbulencia:** La intensidad de turbulencia (TI) se define como el cociente entre la desviación típica de las fluctuaciones de velocidad a corto plazo (ventanas de 10 minutos) y la velocidad media en ese mismo intervalo:

$$TI = \frac{\sigma_u}{\bar{u}}$$

Es un parámetro clave porque gobierna las cargas de fatiga sobre las palas y la estructura, y es uno de los criterios que definen la clase IEC de la turbina (categorías A, B y C para turbulencia alta, media y baja, según la norma IEC 61400-1).

Ahora bien, ERA5 proporciona la velocidad media horaria, no las fluctuaciones a escala de segundos o minutos que definen la turbulencia; por tanto, no es posible calcular una intensidad de turbulencia real a partir de estos datos. A título contextual, los emplazamientos marinos se caracterizan por una turbulencia ambiente baja (TI del orden de 0,06–0,10, correspondiente a la categoría C de la IEC [24]), precisamente por la ausencia de la rugosidad y los obstáculos del terreno; esta es una de las ventajas estructurales de la eólica marina.

[23], [24], [28]

- **Viento extremo:**

El viento extremo se caracteriza mediante la velocidad de referencia V_{50} : la velocidad media en diez minutos, a la altura de buje, asociada a un periodo de retorno de 50

años, es decir, la que estadísticamente se supera en media una vez cada 50 años (una probabilidad anual de excedencia de $1/50 = 0,02$).

Es un parámetro determinante porque gobierna las cargas últimas (de supervivencia) que debe resistir la estructura, frente a las cargas de fatiga que gobierna la turbulencia.

La V_{50} se estima mediante un análisis de valores extremos. El procedimiento habitual consiste en extraer el máximo de velocidad de cada año de la serie y ajustar esos máximos anuales a una distribución de valores extremos. Típicamente la de Gumbel valores extremos tipo I, cuya función de distribución es:

$$F(v) = e^{(-\exp(-(v - \mu)/\beta))}$$

donde μ y β son los parámetros de localización y escala. A partir de ella, el nivel de retorno para un periodo T se obtiene extrapolando:

$$VT = \mu - \beta \ln[-\ln(1 - T)]$$

Esta magnitud queda fuera del alcance fiable de ERA5: solo proporciona medias horarias (no la racha de 3 s ni la media de 10 min que exige el diseño) atenuando los picos, por lo que todo valor extremo derivado de él es una subestimación. Es por tanto una simplificación un ajuste de Gumbel a los 20 máximos anuales da $V_{50} \approx 34$ m/s, coherente con el máximo horario observado (32,6 m/s). Debe tomarse como cota inferior: corregida por el factor de racha y la atenuación del reanálisis, la V_{50} real rondaría los 40–44 m/s, situando el emplazamiento en clase IEC I o S. Su determinación rigurosa corresponde al estudio de cargas estructurales con mediciones in situ, fuera del alcance de este trabajo. [24] [28]

5.2.11 VALIDACIÓN Y LIMITACIONES

Como último apartado del estudio del recurso eólico en Dogger Bank se va a contrastar el estudio realizado por el autor en base a la extracción de datos realizada de la base ERA 5

con los datos provenientes de GWA. El propósito de esta comparación es validar la calidad y credibilidad de los datos e información obtenida.

- **Global Wind Atlas** en el mismo punto: velocidad media, parámetros de Weibull (A, k) y densidad de potencia.

Tabla 14. Comparación de los datos obtenidos en el estudio con los datos de Global Wind Atlas

Parámetro	Base de datos 20 años - ERA 5	GWA	Variación
Velocidad media	10,12 [m/s]	9,99 [m/s]	-1,28%
Weibull k (forma)	2,20	2,24	1, 81%
Weibull A (escala, m/s)	11,42 [m/s]	11,28 [m/s]	-1,22%
Densidad aire ((kg/m ³))	1.245 [kg/m ³]	1.225 [kg/m ³]	-1,61%
Densidad potencia (W/m ²)	1.115 [W/m ²]	1.050 [W/m ²]	-5,83%

Se puede observar una variación inferior al 2% en todos los parámetros a excepción de la densidad de potencia donde el valor obtenido de Global Wind Atlas es casi un 6% inferior al producido por el autor. Se valida de esta forma los cálculos y valores conseguidos en este apartado al no considerarse significativo el error del 2%. Con respecto a la densidad de potencia, el error se puede atribuir al efecto cubico de la velocidad sobre la densidad de potencia. Al ser un 1,28% menor la velocidad obtenida en GWA, esta diferencia aumentada por la relación exponencial y unida a una densidad del aire también ligeramente inferior explican la densidad de potencia menor de Global Wind Atlas. No obstante, en base al elevado rigor del procedimiento seguido por el autor se va a proceder con los datos obtenidos del historial de 20 años de ERA 5.

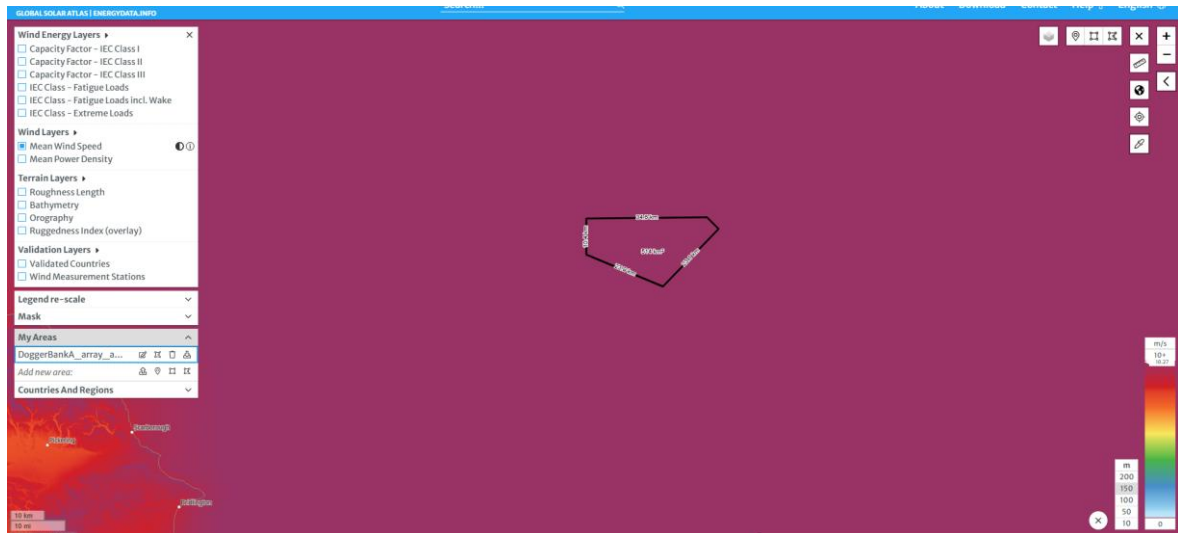
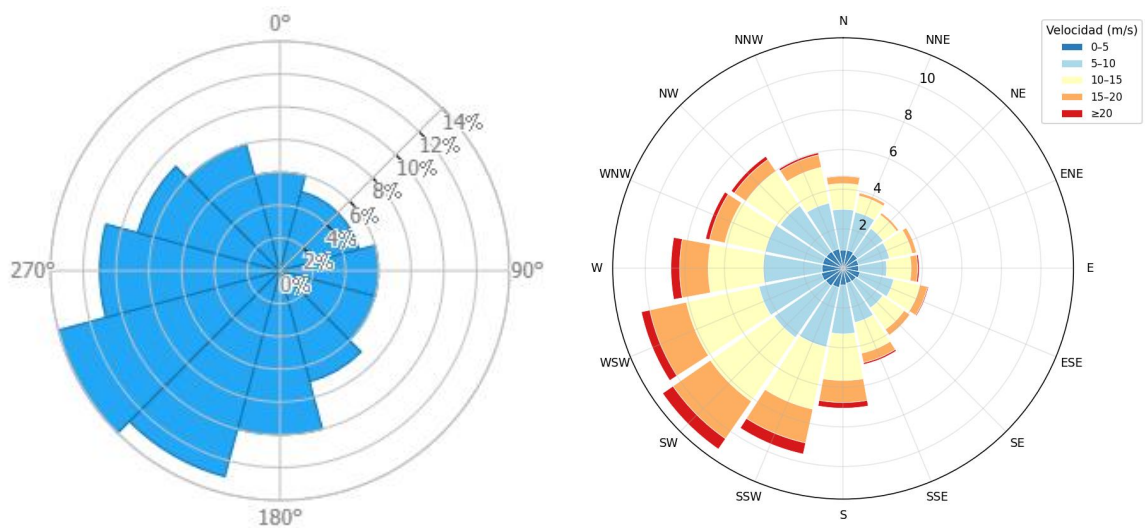


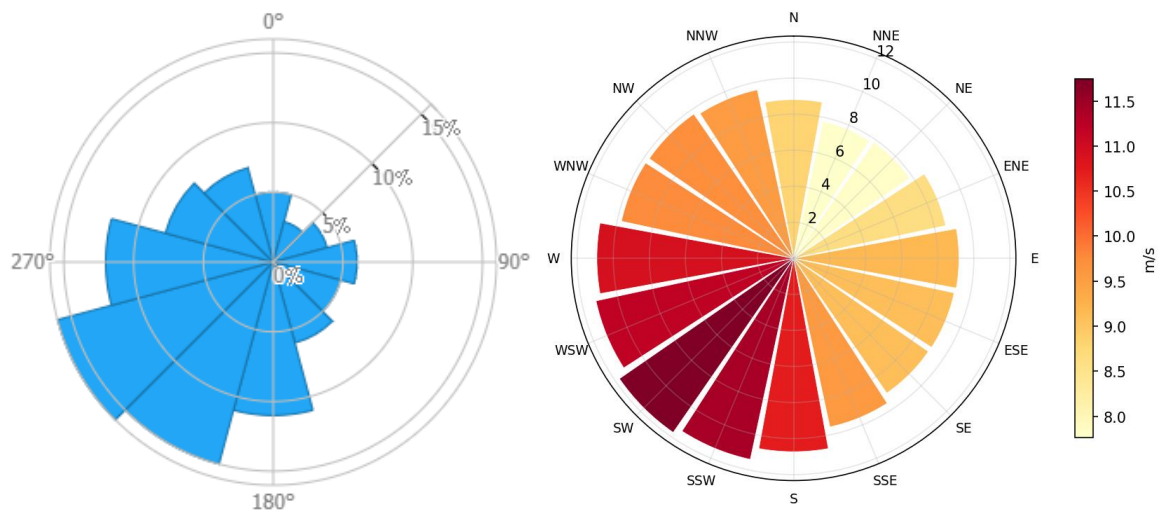
Figura 49. Captura de pantalla de la plataforma Global Wind Atlas con el array area del dogger bank A.

Fuente: elaboración propia.

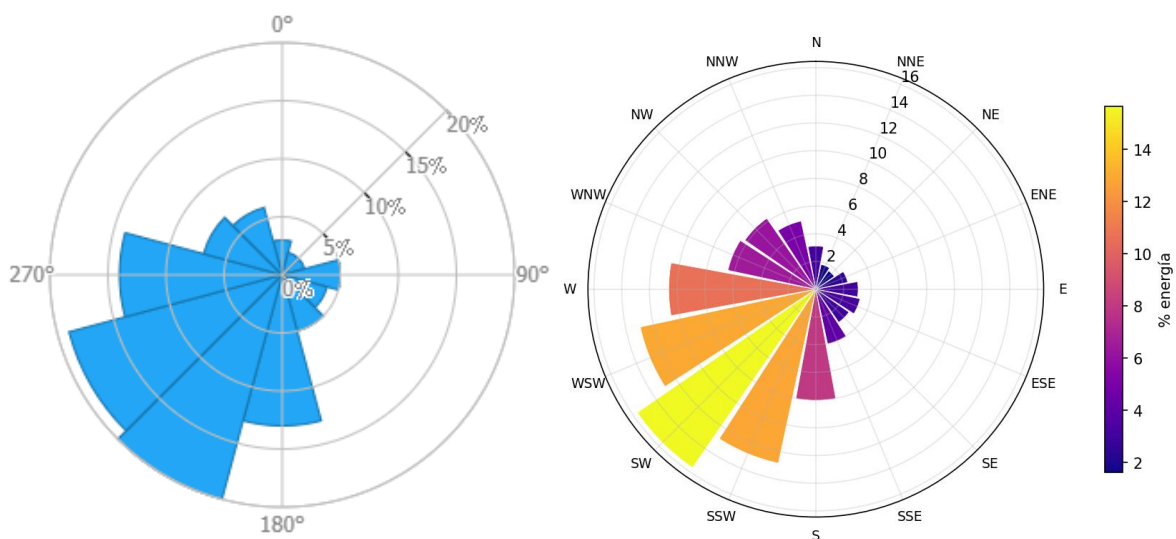
A continuación, se compara también caracterización direccional obtenidas por medio de las rosas de los vientos.



Figuras 50. Rosa de frecuencia del viento. Fuentes: Wind Atlas y propia



Figuras 51. Rosa de velocidad del viento. Fuentes: Wind Atlas y propia



Figuras 52. Rosa de potencia del viento. Fuentes: Wind Atlas y propia

Comparando las rosas de los vientos, a salvedad de una diferencia entre ellas debido a un diseño diferente en cuanto al número de sectores direccionales aportados por GWA (12) y los aportados por el autor (16), los resultados son prácticamente idénticos. Se da por validado tras esta comparación los resultados obtenidos en estudio y caracterización del recurso eólico.

5.3 SELECCIÓN DE LA TURBINA EÓLICA

Una vez seleccionado el emplazamiento y caracterizado el recurso eólico en los capítulos anteriores, la siguiente decisión de configuración del parque es la elección del aerogenerador. En Dogger Bank A esta decisión presenta una particularidad metodológica relevante: como se ha explicado, el consentimiento original no fijó un modelo concreto de turbina, sino un sobre de diseño (design envelope) definido bajo el enfoque Rochdale ya descrito. Por tanto, la justificación del aerogenerador finalmente instalado no puede entenderse al margen de ese enfoque ni de las modificaciones que el promotor introdujo en él para acomodar el avance tecnológico.

5.3.1 DEL ROCHDALE ENVELOPE APPROACH AL AEROGENERADOR

El punto de partida es el *Dogger Bank Creyke Beck Offshore Wind Farm Order 2015* (S.I. 2015/318), instrumento legal que consintió el proyecto [18]. Este Development Consent Order (DCO) no autorizó un aerogenerador determinado, sino un conjunto de parámetros máximos. Sus límites, fijan una altura máxima a punta de pala de 315 m, un diámetro de rotor máximo de 215 m, una separación mínima entre aerogeneradores de 6 diámetros de rotor (siempre ≥ 700 m), además de reglas de disposición, número máximo de turbinas y huella de cimentación [18]. Esta indefinición es deliberada: constituye la esencia del enfoque Rochdale, concebido para absorber el avance tecnológico durante los años que median entre el consentimiento y la construcción.

Conviene subrayar que de todos los parámetros el que acabó siendo vinculante fue el diámetro de rotor, no la altura. El aerogenerador finalmente elegido alcanza una punta de pala de unos 260 m, holgadamente por debajo de los 315 m consentidos [18]. Sin embargo, su rotor de 220 m superaba el tope original de 215 m. Asimismo, con un rotor de 220 m la separación mínima de 6 diámetros equivale a 1320 m, muy por encima del umbral absoluto de 700 m, de modo que es la regla de los 6 D la que gobierna la disposición del parque.

5.3.2 LA VARIACIÓN DEL CONSENTIMIENTO: DEL ROTOR DE 215 M AL DE 280M

Entre el consentimiento (2015) y la decisión final de inversión (2020), el tamaño de los aerogeneradores marinos creció con más rapidez de la prevista, y el tope original de 215 m de rotor pasó a ser una restricción efectiva. Para evitar quedar atrapado en un parámetro obsoleto, la joint venture entre SSE y Equinor que sustituyó al consorcio original Forewind solicitó formalmente ampliar el diámetro de rotor máximo. Como parte del traspaso de carteras el nuevo promotor realizó un cambio de nomenclatura que conviene aclarar. Los parques eólicos Creyke Beck A y B, Teesside A y B, nombres basados en los puntos de conexión a tierra de los parques pasaron a llamarse como Dogger Bank A, B, C y Sofia respectivamente.

En la documentación de la solicitud de variación de las licencias marinas asociadas al DCO se pide expresamente el aumento del diámetro de rotor máximo de 215 m a 280 m [29]. Esa ampliación se materializó mediante sucesivas órdenes de modificación del DCO: The Dogger Bank Creyke Beck Offshore Wind Farm (Amendment) Order 2019 (S.I. 2019/838) y The Dogger Bank Creyke Beck Offshore Wind Farm (Amendment) Order 2020 (S.I. 2020/329) [30]–[32]. El resultado práctico fue que los promotores obtuvieron autorización para instalar aerogeneradores con un rotor de hasta 280 m, frente al previsto inicialmente [33].

Este episodio es, además de un trámite, la demostración de que la flexibilidad del enfoque Rochdale no era meramente teórica: se ejerció de forma efectiva para no limitar la selección de la mejor tecnología disponible en el momento de la compra. Gracias a ello, el «boundary» del parque consentido siguió siendo plenamente válido pese a elegir una turbina mayor que la imaginada en 2015.

Tabla 15. Cronología de hitos del consentimiento y la contratación de Dogger Bank A

Fecha	Hito
2010	Concesión de derechos de desarrollo en la Round 3 de The Crown Estate (Forewind).
11 mar. 2015	Entrada en vigor del DCO (S.I. 2015/318); rotor máximo: 215 m
2018–2019	Solicitud de variación: ampliación del rotor máximo de 215 a 280 m
20 sep. 2019	Adjudicación del CfD en la Allocation Round 3 (39,65 £/MWh, precios 2012)
2019–2020	Órdenes de modificación S.I. 2019/838 y S.I. 2020/329
22 sep. 2020	Pedido de 190 Haliade-X de 13 MW para Dogger Bank A y B (95 por fase)
Nov. 2020	Cierre financiero de Dogger Bank A y B
Ago.–Oct. 2023	Inicio de la instalación de aerogeneradores y primera turbina operativa

5.3.3 EL AEROGENERADOR SELECCIONADO: GE HALIADE-X DE 13 MW

La elección se confirmó el 22 de septiembre de 2020. Dogger Bank Wind Farm y GE Renewable Energy anunciaron los contratos que fijaban la turbina Haliade-X de 13 MW para las fases Dogger Bank A y Dogger Bank B, con un pedido de 190 unidades repartidas a partes iguales (95 aerogeneradores por fase) y la condición de que sería la primera instalación en el mundo de la versión de 13 MW [34].

Conviene aclarar la nomenclatura: Dogger Bank A corresponde a la antigua Creyke Beck A, y emplea la Haliade-X de 13 MW. La fase C (antigua Teesside A) es la que estrena posteriormente la versión escalada de 14 MW, que comparte plataforma con la de 13 MW [35]. Las especificaciones principales del modelo seleccionado se resumen en la Tabla 16

Tabla 16. Especificaciones técnicas principales del aerogenerador GE Haliade-X 13 MW

Parámetro	Valor
Potencia nominal	13 MW
Diámetro de rotor	220 m
Longitud de pala	107 m (3 palas)
Área de barrido	$\approx 38\,000\text{ m}^2$
Altura total (punta de pala)	$\approx 260\text{ m}$
Potencia específica	$\approx 342\text{ W/m}^2$ (cálculo propio: $13\,000\text{ kW} / 38\,000\text{ m}^2$)
Tipo de tren de potencia	Accionamiento directo (direct drive)
Generador	Síncrono de imanes permanentes (PMSG)
Velocidad de arranque / corte	3 m/s / 34 m/s
Velocidad máxima de rotor	$\approx 7,81\text{ rpm}$
Factor de capacidad (declarado fabricante)	60–64 %



Figura 53. Aerogenerador GE Haliade-X de 13 MW. Fuente: GE Vernova

Un dato que conviene comentar es la potencia específica de unos 342 W/m^2 . Se trata de un valor relativamente bajo, propio de turbinas de rotor grande respecto a su potencia nominal, lo que tiene implicaciones directas sobre el rendimiento energético en el emplazamiento, como se detalla en el apartado 4.3.

5.3.4 CURVA DE POTENCIA DE LA TURBINA

La curva de potencia de una turbina eólica es la relación entre la velocidad del viento incidente y la potencia eléctrica que entrega el aerogenerador. Es la función que traduce el recurso eólico en producción y, por tanto, la pieza que conecta el estudio de viento con la energía generada. Su forma responde a la física de la extracción de energía del viento y a los límites operativos de la máquina.

Como ya se explicaba en el apartado de recurso eólico, la potencia contenida en el flujo de aire que atraviesa el área barrida por el rotor es proporcional al cubo de la velocidad:

$$P_{\text{viento}} = 1/2 \rho A v^3$$

Donde ρ es la densidad del aire, v la velocidad del viento y A el área barrida por el rotor, que para un rotor de radio R . No obstante, el aerogenerador no puede capturar toda esa potencia, sino una fracción dada por el coeficiente de potencia C_p :

$$P(v) = 1/2 \rho A C_p v^3$$

El coeficiente de potencia es el rendimiento aerodinámico del rotor, y está acotado superiormente por el límite de Betz [36], [23]:

$$C_p \leq \frac{16}{27} \approx 0,593$$

Este límite es una consecuencia del siguiente hecho: extraer energía implica frenar el viento, pero frenarlo del todo impediría que el aire siguiera fluyendo a través del rotor. El óptimo se alcanza cuando la velocidad tras el rotor es un tercio de la velocidad incidente, y corresponde a capturar 16/27 de la energía disponible. Ninguna turbina real lo alcanza y las máquinas más modernas operan con un C_p máximo del orden de 0,47–0,49.

La curva de potencia se divide en cuatro regiones, cada una gobernada por una variable distinta [9]:

- **Región 1:** La turbina está parada al estar por debajo de la velocidad de arranque ($v < v_{ci}$, con $v_{ci} \approx 3$ m/s). El viento no aporta energía suficiente para vencer las pérdidas mecánicas y eléctricas, y la turbina no genera:

$$P(v) = 0.$$

- **Región 2:** Se captura toda la energía posible ($v_{ci} \leq v < v_n$). La turbina opera a su rendimiento aerodinámico máximo, manteniendo C_p próximo a su valor óptimo. En esta región la potencia sigue la ley cúbica que se ha explicado. Es por tanto que la curva crece rápidamente con la velocidad.

$$P(v) = 1/2 \rho A C_p v^3$$

- **Región 3:** La turbina entra en la fase de regulación de potencia ($v_n \leq v \leq v_{co}$). Una vez alcanzada la potencia nominal P_n (los 13 MW de la Haliade-X), la turbina deja deliberadamente de extraer todo lo que podría. Mediante el control de paso de pala (pitch) reduce su C_p para mantener la potencia constante en su valor nominal, protegiendo el generador y la estructura frente a sobrecargas.

$$P(v) = P_n$$

- **Región 4:** por encima de la velocidad de corte ($v > v_{co}$, con $v_{co} \approx 25$ m/s). Por seguridad estructural, ante vientos extremos la turbina se detiene y deja de generar.

$$P(v) = 0$$

Debido a motivos comerciales no se dispone de la curva oficial de la Haliade-X 13 MW, lo que obliga a construir una curva representativa a partir de sus parámetros característicos y estimando un C_p en base a modelos similares. Las turbinas IEA Wind 15 MW y DTU 10 MW tiene un C_p de diseño el entorno de 0,48-0,49. Se va a coger el valor menor de este rango al considerarse más conservador. No obstante, cabe destacar que el valor C_p de la turbina varía a lo largo de la curva de potencia, siendo una simplificación el escoger un valor fijo.

Tabla 17. Valores C_p estimados por el autor para la curva de potencia de la turbina

v (m/s)	C_p elegido	v^3	P
5	0,460	125	1,41 MW
6	0,485	216	2,44 MW
7	0,490	343	3,88 MW
8	0,490	512	5,79 MW
9	0,485	729	8,24 MW
10	0,470	1.000	11,31 MW
11	0,420	1.331	13,01 MW

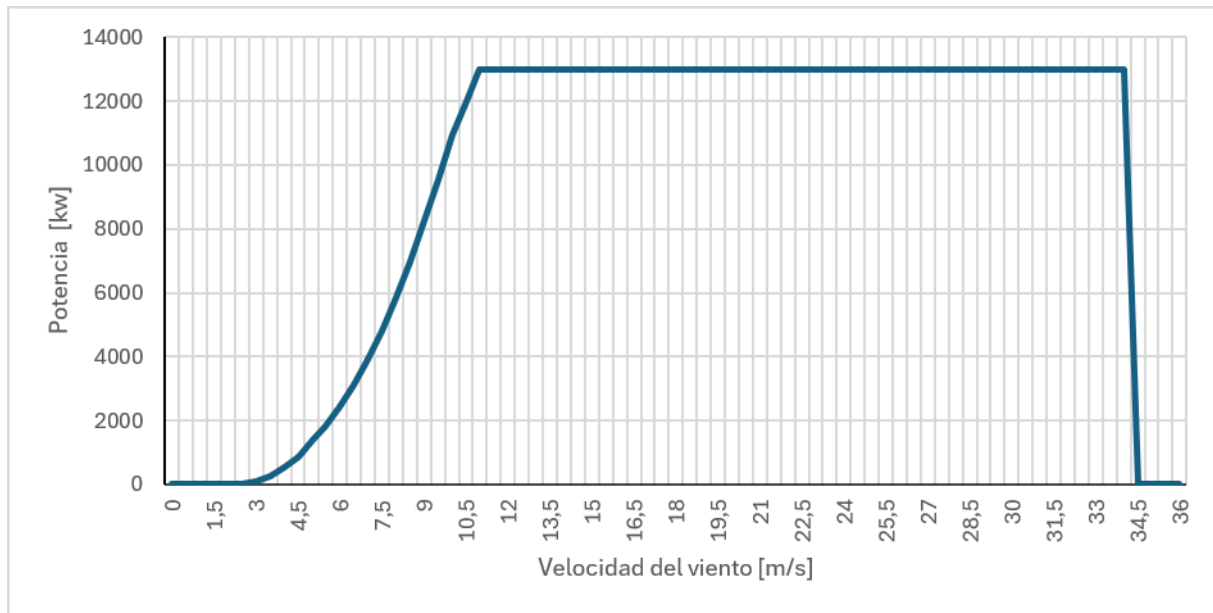


Figura 54. Curva de potencia representativa de la turbina Haliade-X 13 MW. Fuente: Elaboración propia

Coeficiente de empuje se obtiene a partir del factor de inducción axial a . C_T y el C_P están ligados por la teoría del disco actuador a través del factor de inducción axial, mediante:

$$C_P = 4a(1 - a)^2$$

$$C_T = 4a(1 - a)$$

5.3.5 JUSTIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN

La elección del Haliade-X de 13 MW responde a una cadena de criterios técnico-económicos. Los tres primeros, la maximización de la capacidad en un área fija, la adecuación al recurso eólico y la economía del Contrato por Diferencia, concentran el peso explicativo de la decisión. El resto de los criterios actúan como condiciones de viabilidad.

- **Maximización de la capacidad en un área de array fija**

El área de implantación está acotada por el DCO. Bajo esa restricción, a mayor potencia unitaria menos aerogeneradores se necesitan para alcanzar los 1,2 GW de

la fase, lo que reduce el número de cimentaciones, la longitud del cableado inter-array, las operaciones de instalación y en conjunto el coste de balance de planta (BOP), de operación y de mantenimiento por MW. El propio salto de 12 a 13 MW fue significativo: con la versión de 13 MW cada emplazamiento podía generar hasta 1,235 GW, por encima del tope de 1,2 GW de la fase [39]. Esta es la palanca principal de reducción del coste normalizado de la energía (LCOE).

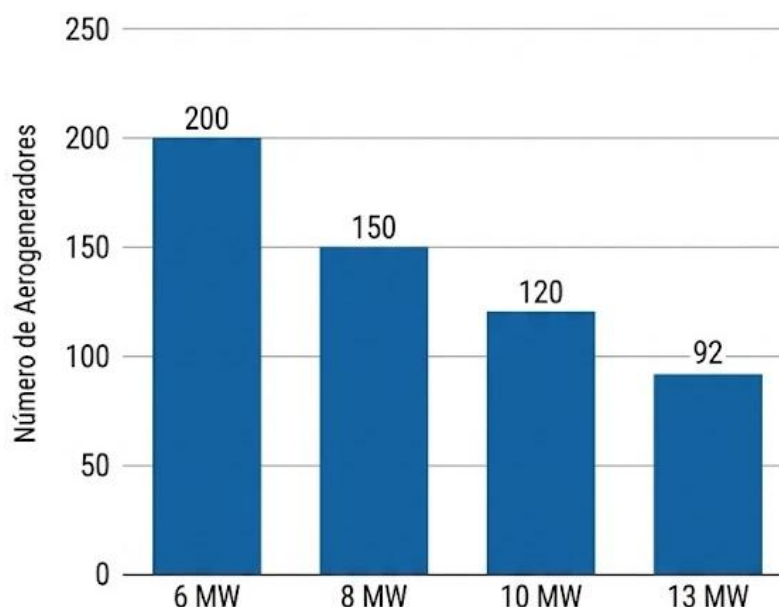


Figura 55. Efecto de la potencia unitaria sobre el número de aerogeneradores para una capacidad fija de 1,2 GW. Fuente: elaboración propia.

- **Adecuación al recurso eólico del emplazamiento**

El recurso del emplazamiento, caracterizado a partir de veinte años de datos horarios (2006–2025) a la altura de buje (150 m), arroja una velocidad media de 10,12 m/s, una distribución de Weibull de parámetros $A = 11,4$ m/s y $k = 2,23$ y una densidad de potencia media del orden de 1.115 W/m². Son valores propios de un emplazamiento de viento alto, del orden de la clase I de la IEC ($\bar{V} \approx 10$ m/s) y de baja cizalla ($\alpha \approx 0,08$) que es característica de la rasante marina. La GE Haliade-X de 13 MW se adapta a este recurso por dos motivos complementarios.

El primero es estructural: es una máquina dimensionada para las cargas de un emplazamiento energético, de modo que soporta el régimen de Dogger Bank sin penalizar la disponibilidad. La serie supera los 30 m/s solo un 0,01% del tiempo lo que significa que prácticamente nunca entra en parada por viento extremo. Por otro lado, queda por debajo de la velocidad de arranque (3 m/s) apenas un 5 %, de manera que su ventana de operación cubre casi todo el régimen real del sitio.

El segundo y más determinante es su baja potencia específica ($\sim 342 \text{ W/m}^2$, resultado de montar un rotor de 220 m sobre un generador de 13 MW): esa gran área de barrido por megavatio desplaza la curva de potencia de modo que la turbina alcanza su potencia nominal a una velocidad relativamente baja (11 m/s). Como la media del emplazamiento (10,1 m/s) se sitúa justo por debajo de ese umbral, el aerogenerador trabaja en la zona alta de su curva la mayor parte del tiempo y satura en los 13 MW durante un 33% de las horas, lo que se traduce en un factor de capacidad bruto en torno al 62% (≈ 5.400 horas equivalentes) al evaluar su curva de potencia sobre la propia serie de viento. Dicho de otro modo, la combinación de un recurso abundante y persistente con un rotor de baja potencia específica maximiza las horas a plena carga: el emplazamiento alimenta sobradamente el gran rotor y la turbina convierte ese viento en una producción elevada y estable.

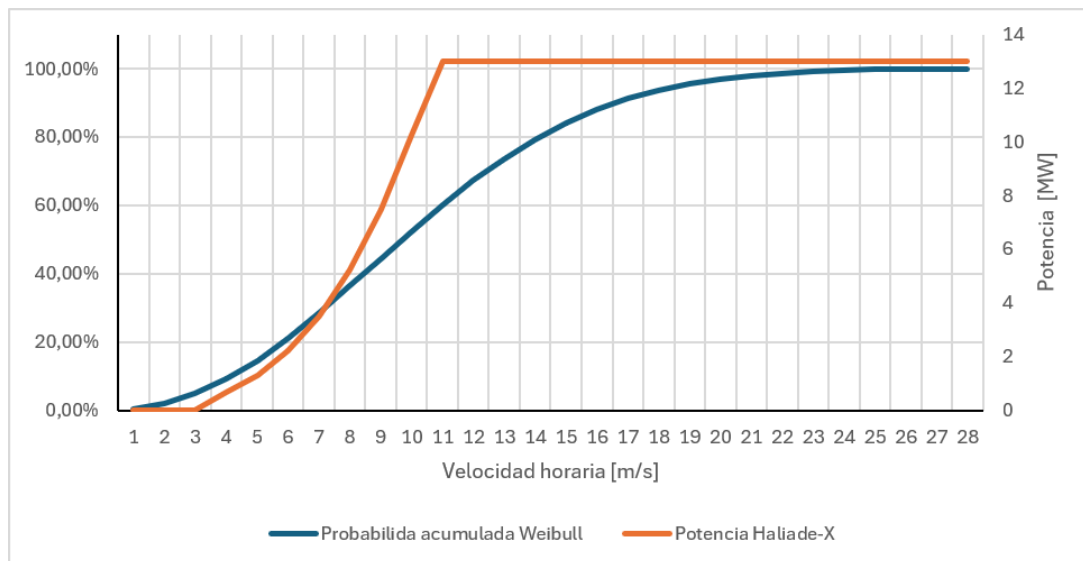


Figura 56. Curva de potencia representativa de la turbina Haliade-X y distribución acumulada de Weibull

- **La economía del Contrato por Diferencia (CfD) como condicionante**

En septiembre de 2019, antes incluso de cerrar la turbina, el proyecto resultó adjudicatario en la tercera ronda de subastas del esquema Contracts for Difference (CfD). Dogger Bank A obtuvo un contrato de 1200 MW a un precio de ejercicio de 39,65 £/MWh (precios de 2012, indexado al IPC) para entrega en 2023/2024 [40], [41]. Aquellos precios fueron cerca de un 30 % inferiores a los de la subasta de 2017 [42]. Comprometerse a un precio récord solo era viable apurando al máximo el rendimiento energético por unidad de inversión, y la vía principal para lograrlo era el aerogenerador de mayor potencia disponible. La secuencia lógica fue por tanto clara: el precio del CfD fijaba el objetivo de coste, y la selección de turbina es la respuesta a ese objetivo.

- **Madurez tecnológica y reducción de riesgo**

La decisión se apoyó en que el prototipo del Haliade-X llevaba operando en tierra en el puerto de Róterdam desde 2019, ya optimizado a 13 MW y en proceso de obtener su certificado de tipo [43]. Disponer de un historial de operación reduce el riesgo de estrenar una máquina sin experiencia previa, un factor decisivo en un proyecto de esta escala y exposición financiera.

- **Cadena de suministro y empleo local**

Como factor complementario que fue relevante para el consentimiento y los grupos de interés (stakeholders), el acuerdo incluyó establecer la base de pre-ensamblaje y servicio en Able Seaton Port (Hartlepool), que serviría de base para el equipo de servicio, instalación y puesta en marcha de las turbinas de Dogger Bank A y B [34]. Este tipo de compromisos de contenido local refuerza la aceptación social y la robustez logística del proyecto.

5.3.6 CONCLUSIÓN

La selección del GE Haliade-X de 13 MW para Dogger Bank A es el resultado de ejercer la flexibilidad del enfoque Rochdale a través de la ampliación formal del rotor máximo de 215 a 280 m. Con ello se consigue poder instalar, dentro de un área de implantación fija, el aerogenerador de mayor potencia y mejor adecuación al recurso disponible en el momento de la compra. El criterio dominante es el trío de área fija, recurso eólico y economía del CfD: el precio récord adjudicado en 2019 exigía el menor LCOE posible, y el tamaño de turbina era la palanca fundamental para lograrlo. La adecuación a la madurez tecnológica y los compromisos de cadena de suministro completan, como condiciones de viabilidad, la justificación de la decisión.

Tabla 18. Resumen de los criterios de selección y su contribución a la decisión

Criterio	Contribución	Peso
Capacidad en área fija	Menos cimentaciones, cableado y O&M por MW; menor LCOE.	Dominante
Adecuación al recurso	Rotor grande y baja potencia específica → mayor AEP y factor de capacidad.	Dominante
Economía del CfD	El precio récord (39,65 €/MWh) exige máximo rendimiento por libra invertida.	Dominante

Criterio	Contribución	Peso
Madurez tecnológica	Prototipo en operación y certificación → reducción de riesgo.	Medio
Cadena de suministro / empleo	Contenido local, aceptación social y robustez logística.	Complementario

5.4 DISPOSICIÓN DE LAS TURBINAS

Seleccionado el aerogenerador Haliade-X de 13 MW en el apartado anterior, el siguiente paso es distribuir las 95 unidades dentro del área consentida. Estas 95 turbinas son menos de las propuestas inicialmente debido al aumento de la potencia de estas. Esta reducción de turbinas aporta flexibilidad en la utilización del espacio. El DCO fija el envelope, el límite del proyecto y una separación mínima de 6 diámetros de rotor y en todo caso ≥ 700 m. No obstante, deja la disposición concreta (el *micrositing*) al diseño de detalle posterior al consentimiento [18], [21]. Este diseño final es información comercial y no figura con precisión en el registro público. Por tanto, en este apartado el autor analiza la distribución realmente implantada, reconstruida sobre el visor de 4C Offshore [45], e identifica los tres criterios que la explican: la dirección del viento, el coste relativo de la energía debido principalmente a la batimetría y la disposición en anillo y radial.

La separación posterior entre turbinas se realiza para aprovechar el total de la superficie concebida, sobre todo en el plano perpendicular al viento.

5.4.1 LA DIRECCIÓN DEL VIENTO COMO EJE DE DISEÑO

La dirección del viento es el primer criterio de orientación. Las Figuras 28 a 30 muestran las rosas de frecuencia, de velocidad y de potencia del emplazamiento, obtenidas del Global Wind Atlas [46]. Conviene distinguirlas: la rosa de frecuencia indica desde qué direcciones sopla el viento más a menudo. La de velocidad, desde dónde sopla más fuerte y la de potencia que es la más relevante para el diseño pondera ambas y señala desde dónde llega la mayor parte de la energía. En las tres, el sector dominante es el suroeste–sursuroeste (SO–SSO),

con una contribución secundaria del oeste. Este es el patrón característico del Mar del Norte central. La rosa de potencia acentúa aún más el predominio del SO, porque la energía crece con el cubo de la velocidad.

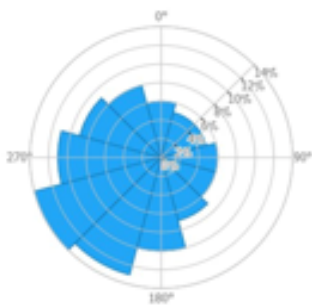


Figura 28. Rosa de frecuencia.

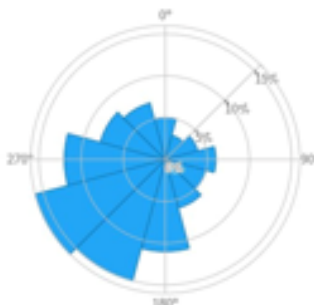


Figura 29. Rosa de velocidad.

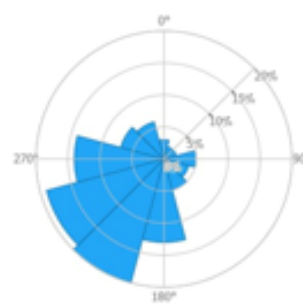


Figura 30. Rosa de potencia.

Figuras 28–30. Rosas de viento del emplazamiento. Fuente: Global Wind Atlas.

De aquí se deduce el eje de diseño: el viento dominante define una dirección aguas arriba–aguas abajo aproximadamente SO–NE.

Si no se dispusiera de un límite de superficie, las filas de turbinas se deberían colocar en la dirección perpendicular al viento (Dirección SE–NO). Las columnas de turbinas, a lo largo del eje SO–NE, donde más penaliza acercar máquinas, por la propagación de estelas.

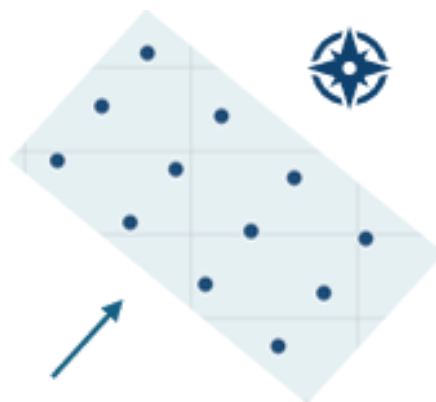


Figura 57. Malla direccional de las turbinas. Fuente elaboración propia

No obstante, se dispone de una superficie limitada por el array área propuesto y aprobado en el DCO.

5.4.2 COSTE RELATIVO DE LA ENERGÍA Y BATIMETRÍA

La Figura 31 que ya se mostraba en el capítulo de selección del emplazamiento reproduce el mapa de coste relativo de la energía elaborado por Forewind [19]. Las zonas en azul (coste más bajo) se concentran en el sector sur y suroeste de la zona, y las de mayor coste (naranja/rojo) en el norte. Esto fundamentaba que las primeras fases, entre ellas Dogger Bank A, se ubicaran en la mitad sur. Se recurre a este gráfico en esta ocasión para explicar la existencia de un corredor que atraviesa el parque Dogger Bank A de Noroeste a sureste. Se puede ver en la Figura 32 señalado en rojo. En este caso se justifica que la profundidad sea un criterio de micrositing: a igualdad de viento, más profundidad significa mayor coste.



Figura 31. Mapa de coste relativo de la energía de la Dogger Bank Zone (azul = menor; verde = mayor).

Fuente: Forewind.

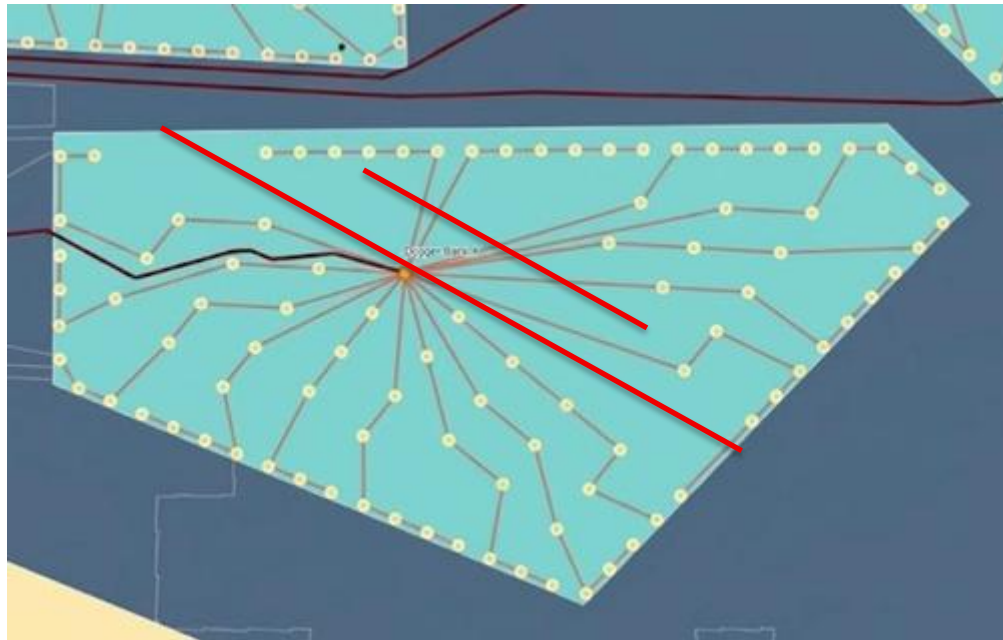


Figura 32. Disposición de aerogeneradores de Dogger Bank A: anillo perimetral, interior aligerado y cableado radial a la plataforma central. Fuente: 4C Offshore

Es por tanto que la batimetría introduce el condicionante más visible de la disposición. La Figura 32 muestra la profundidad media sobre el área de Dogger Bank A: se aprecia una banda lineal, más profunda, que cruza la zona y que coincide con el «corredor» sin turbinas del layout. Este rasgo es, muy probablemente, un valle de túnel (tunnel valley) o paleocanal de origen glaciar, característicos de Dogger Bank [47]. Esto se traduce en una mayor profundidad de agua, lo que exige un monopilote mayor y más caro. El resultado es un mayor coste de cimentación, es decir, mayor LCOE local. Esto hace que se eviten esas posiciones, originando el corredor central libre de aerogeneradores. Forewind construyó un modelo geológico 3D precisamente para optimizar la ubicación y el tipo de cimentación sobre profundidades de 18–63 m [48].

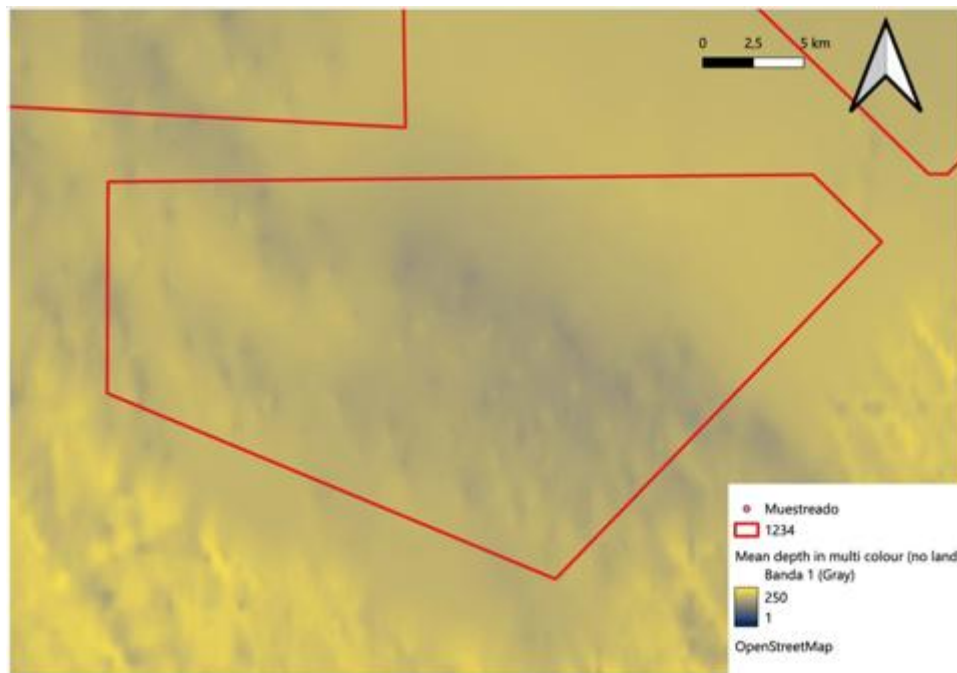


Figura 33. Profundidad media sobre el área de Dogger Bank A. (se observa la banda lineal más profunda) (corredor central). Fuente: elaboración propia con datos de EMODnet Bathymetry en QGIS

5.4.3 DISPOSICIÓN EN ANILLO Y CABLEADO

La Figura 33 muestra la disposición implantada: una concentración de turbinas a lo largo del perímetro y menor densidad en el interior, con la plataforma convertidora en posición central y los cables inter-array radiando hacia ella. Responde a dos lógicas complementarias:

- **Disposición en anillo.** Las turbinas del perímetro reciben viento libre, aunque no sea en la dirección idónea, mientras que las interiores quedarían dentro de las estelas acumuladas. Situar la mayor densidad en el contorno maximiza el número de máquinas expuestas a viento limpio debido a que el efecto estela es la principal fuente de pérdida del parque [21].
- **Disposición radial y subestación central para la optimización del cableado.** La plataforma se sitúa en el centroide del conjunto porque minimiza la longitud total de cable inter-array. El parque emplea una red de 16 cables radiales hacia la estación convertidora, conectando un total de 6 turbinas cada uno.

Ambas lógicas encierran un compromiso: el anillo maximiza la exposición a viento limpio, pero aleja las turbinas de la subestación (cables más largos), mientras que minimizar el cable

empujaría a agruparlas. La disposición final es el equilibrio entre las dos, sujeto a la forma del límite, al corredor central y al mínimo de 6 D.

5.4.4 SÍNTESIS DISTRIBUCIÓN FINAL

La localización de cada aerogenerador en Dogger Bank A resulta de superponer 4 criterios:

- La dirección dominante del viento (SO), que fija el eje aguas arriba–aguas abajo definiendo la orientación de las dos mallas interiores de aerogeneradores. Se pueden observar los dos bloques interiores.
- El coste relativo de la energía, que prioriza las posiciones de menor profundidad y mejor recurso en base a la batimetría, que excluye el corredor central más profundo por sobrecoste de cimentación.
- La disposición radial hacia la subestación central, que minimiza el cableado. La disposición final no es una malla teórica óptima, sino el equilibrio entre maximizar la energía neta (orientación, anillo y separaciones generosas) y contener el coste (cable y cimentación) dentro de un contorno y un subsuelo dados.

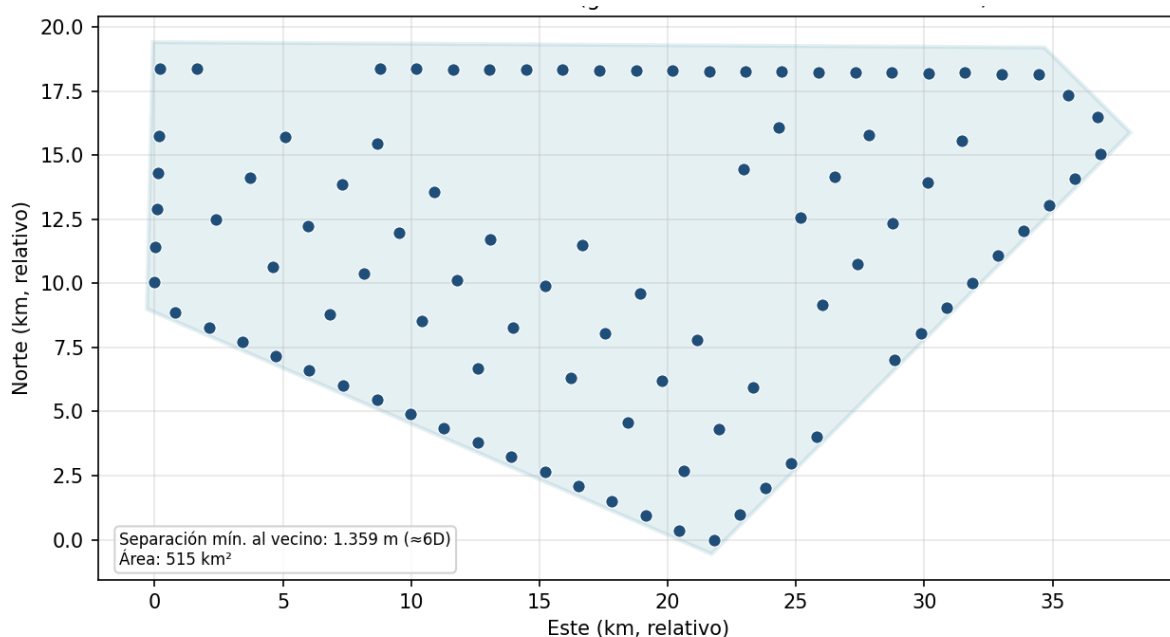


Figura 34. Disposición de aerogeneradores de Dogger Bank A: anillo perimetral y interior aligerado. Fuente: elaboración propia.

La separación entre máquinas es donde mejor se lee el diseño. Sobre el visor se han medido las distancias entre aerogeneradores vecinos (Figuras 34–37), que se agrupan en tres regímenes claros (Tabla 4), tomando un diámetro de rotor $D = 220$ m:

- **Aerogeneradores perimetrales ($\approx 6,5 D$):** Un mínimo de ~ 1.420 – 1.430 m ($\approx 6,5 D$) que aparece en la separación de las turbinas colocadas perimetralmente donde la geometría del límite obliga a apretar las máquinas hasta prácticamente el mínimo legal de $6 D$ del DCO [18]. Esta separación mínima cobra especial importancia en el borde sureste donde las turbinas están alineadas en dirección al viento y esta separación mínima tiene mayor impacto en el efecto wake.
- **Aerogeneradores en malla paralelos al viento ($\approx 9,6 D$):** Una separación de ~ 2.100 – 2.150 m ($\approx 9,6 D$) entre los aerogeneradores en malla en el sentido paralelo al viento dominante (eje SW–NE) para reducir el efecto wake en la medida de lo posible.
- **Aerogeneradores en malla perpendiculares al viento ($\approx 13,2 D$):** Una separación de ~ 2.900 – 2.930 m ($\approx 13,2 D$) en sentido perpendicular al viento (eje NW–SE) para aprovechar la extensión de la superficie destinada al parque.

En la siguiente tabla se presentan las mediciones tomadas a través de la plataforma de 4C Offshore. Estas medidas se pueden encontrar en el anexo A. Cabe destacar la existencia de un error de precisión por parte del autor en la medición de las distancias. No obstante, este error no impide estimar la separación en diámetros.

Tabla 4. Separaciones medidas entre aerogeneradores vecinos ($D = 220$ m)

Distancia (m)	Múltiplo de D	Orientación respecto al viento dominante (SW)	Figura
1.418,41	6,4 D	Borde SE (perimetral)	Fig. 37
1.428,50	6,5 D	Borde SE (perimetral)	Fig. 37
1.431,57	6,5 D	Borde SE (perimetral)	—
2.100,90	9,5 D	Malla paralela al viento (SW–NE)	Fig. 34
2.120,69	9,6 D	Malla paralela al viento (SW–NE)	—
2.126,83	9,7 D	Malla paralela al viento (SW–NE)	—

Distancia (m)	Múltiplo de D	Orientación respecto al viento dominante (SW)	Figura
2.136,56	9,7 D	Malla paralela al viento (SW–NE)	—
2.148,76	9,8 D	Malla paralela al viento (SW–NE)	Fig. 36
2.807,20	12,8 D	Malla perpendicular al viento (NW–SE)	—
2.902,07	13,2 D	Malla perpendicular al viento (NW–SE)	Fig. 35
2.923,28	13,3 D	Malla perpendicular al viento (NW–SE)	—
2.928,34	13,3 D	Malla perpendicular al viento (NW–SE)	—
2.931,47	13,3 D	Malla perpendicular al viento (NW–SE)	—

Mediciones propias sobre el visor de 4C Offshore [45]; las Figuras 34–37 ilustran un ejemplo representativo de cada grupo.



Figura 34. Separación en sentido paralelo al viento (SW–NE): ~2.101 m ($\approx 9,5 D$). Fuente: elaboración propia sobre 4C Offshore.



Figura 35. Separación en sentido perpendicular al viento (NW–SE): $\sim 2.902\text{ m}$ ($\approx 13,2\text{ D}$). Fuente: elaboración propia sobre 4C Offshore.

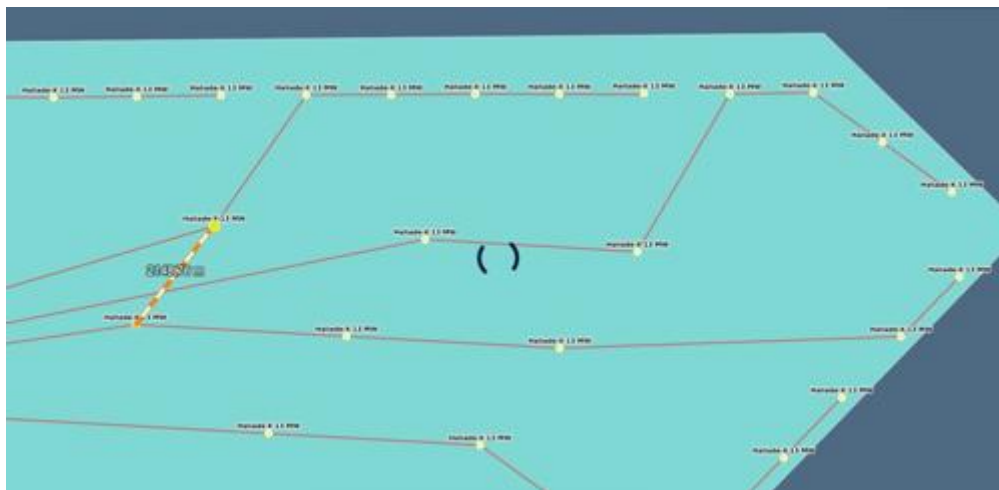


Figura 36. Fila malla en el zona noreste, con separación $\sim 2.149\text{ m}$ ($\approx 9,8\text{ D}$). Fuente: elaboración propia sobre 4C Offshore.



Figura 37. Borde sureste: separación mínima $\sim 1.429\text{ m}$ ($\approx 6,5\text{ D}$), próxima al mínimo del DCO. Fuente: elaboración propia sobre 4C Offshore.

Para interpretar estos valores conviene recordar la regla general de diseño: la separación debe ser mayor en la dirección aguas abajo (paralela al viento), donde las estelas tardan en recuperarse, y puede ser menor en transversal. En la práctica se manejan del orden de 8 D aguas abajo y 4 D en transversal, con rangos de 5–10 D y 3–6 D respectivamente [49]. Las separaciones de Dogger Bank A son, en ambos sentidos, ampliamente superiores a esos valores típicos, coherente con aerogeneradores de rotor muy grande y baja potencia específica y con la prioridad de minimizar pérdidas por estela.

Ahora bien, llama la atención que la mayor separación ($\sim 13\text{ D}$) se dé en sentido transversal al viento dominante y la menor ($\sim 9,6\text{ D}$) en sentido paralelo, es decir, al revés de lo que dictaría la regla simple de maximizar la separación aguas abajo. La explicación es que la disposición no es una malla alineada con el viento, sino una disposición radial-perimetral gobernada por la forma del límite, el corredor central más profundo y la topología de cable en estrella. La asimetría de separaciones sigue a esa geometría más que a una optimización para una sola dirección. En cualquier caso, ambas separaciones superan el mínimo y mantienen bajas las pérdidas por estela. Conviene contrastar esta asimetría con la rosa de diseño exacta del proyecto.

El borde sureste es el caso de mayor compromiso del parque: allí las turbinas se alinean casi en fila a $\sim 6,5\text{ D}$, cerca del mínimo, porque el estrechamiento del límite no deja más espacio.

Las máquinas que queden alineadas con el viento a una distancia tan corta serán las que más se ensombrezcan mutuamente, un detrimento aceptado a cambio de aprovechar el área consentida. Este efecto se ve compensado por el uso aerogeneradores grandes con baja potencia específica, el impacto negativo de las sombras de viento entre turbinas se reduce.

5.4.5 IMPACTO DE LAS ESTELAS

Durante el presente trabajo se ha hecho referencia repetidas veces al efecto estela o wake. En este apartado se va a explicar el impacto de este fenómeno y más adelante mediante el uso de la herramienta PyWake se calculará el efecto que tiene en la producción energética de las turbinas.

Cuando una turbina extrae energía del viento, deja tras de sí una estela: una región en la que el aire circula más despacio y con mayor turbulencia. Las turbinas situadas a sotavento reciben ese viento ya frenado y producen menos. Este es el efecto estela, y la pérdida de producción que ocasiona es uno de los descuentos más importantes de cualquier evaluación energética.

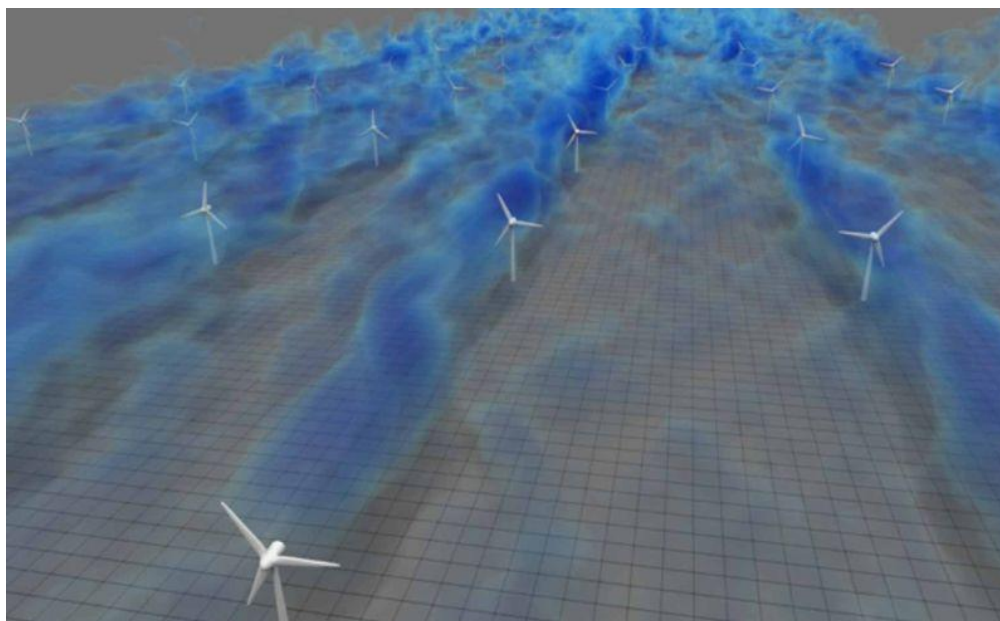


Figura 58. Representación del efecto wake en un parque eólico. Fuente: LinkedIn

Existen diversos modelos analíticos y computacionales para calcular las estelas y su impacto en las turbinas. Los modelos en los que se basa la herramienta que se va a emplear son:

- **El modelo de Jensen o de Park.** Supone que la estela se expande linealmente aguas abajo y que el déficit de velocidad tiene un perfil uniforme. El déficit en una turbina situada a una distancia x aguas abajo vale:

$$\frac{\Delta u}{u} = (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left(\frac{D}{D + 2kx} \right)^2$$

donde C_T es el coeficiente de empuje, D el diámetro del rotor y k el coeficiente de expansión de la estela. Para condiciones marinas, con baja turbulencia ambiente, la estela se recupera despacio y se adopta $k=0,04$. Cuando una turbina recibe la estela de varias, los déficits se combinan en suma cuadrática:

$$\left. \frac{\Delta u}{u} \right|_{\text{total}} = \sqrt{\sum_j \left(\frac{\Delta u_j}{u} \right)^2}$$

- **Bastankhah y Porté-Agel.** modelo gaussiano, que sustituye el perfil uniforme por una distribución gaussiana del déficit, físicamente más realista, derivada de la conservación de masa y cantidad de movimiento.

[50], [51], [52]

5.5 ESTIMACIÓN PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Tras haber caracterizado el recurso eólico a la altura del buje, haber seleccionado el modelo de turbina y haber aclarado el layout del parque eólico el siguiente paso consiste en la estimación de la producción energética del parque.

Para el cálculo de este apartado se va a utilizar una librería de Python llamada PyWake, una herramienta de código abierto desarrollada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). Esta herramienta permite lanzar modelos de estelas sobre el layout de un parque eólico y en base al recurso eólico sectorial y la curva de potencia de la turbina seleccionada calcula la producción energética total del parque. Esta herramienta se emplea principalmente por desarrolladores de parques eólicos, investigadores y empresas de ingeniería energética para simular la estela y optimizar el rendimiento de los aerogeneradores.

5.5.1 INPUTS Y CÁLCULO

La herramienta mencionada requiere tres entradas, que en este trabajo proceden de los apartados anteriores:

- **Layout:** las coordenadas de las 95 turbinas, obtenidas por georreferenciación a partir del visor 4c Offshore [45] y expresadas en metros (UTM). En el Anexo se puede encontrar una tabla con la localización de cada tabla.
- **La caracterización de viento sectorial:** la distribución de Weibull ajustada a cada uno de los 12 sectores de dirección, con su escala A_i , su forma k_i y su frecuencia f_i . Énfasis en el hecho de que el viento SO no solo sopla con mayor frecuencia, sino también con mayores velocidades.
- **Caracterización de la turbina:** son dos curvas función de la velocidad. La curva de potencia y la de coeficiente de empuje, C_T . Esta segunda es la que gobierna la estela. Cabe recordar la siguiente hipótesis, que ante la ausencia de datos oficiales sobre estas curvas se usan curvas representativas típicas de estas máquinas estimadas en un apartado anterior a partir de modelos similares.

A partir de esas tres entradas, PyWake recorre las doce direcciones de la rosa de los vientos. Dentro de cada dirección, recorre también todo el rango de velocidades de la Weibull p. A continuación, para obtener la combinación dirección y velocidad realiza tres pasos: aplica un modelo de estela que basándose en la velocidad incidente y la geometría del parque, calcula la velocidad efectiva del viento que ve cada turbina. A partir de esta velocidad del viento efectiva obtiene la potencia de cada una con su curva de potencia y suma las 95 turbinas. Por último, pondera cada combinación de potencias en base a la dirección del viento por su probabilidad, es decir, la frecuencia del sector multiplicada por la probabilidad de esa velocidad en su Weibull y lo agrega sobre todo el año. Conceptualmente:

$$AEP = T \sum_{i=1}^{12} f_i \int_0^{\infty} p_i(v) P_{\text{parque}}(v) dv$$

donde $T=8760\text{ h}$ es el número de horas del año, f_i la frecuencia del sector i , $p_i(v)$ la densidad de Weibull de ese sector y $P_{\text{parque}}(v)$ la potencia total del parque. Esta última ya incorpora la reducción de velocidad por estela en cada turbina. El resultado es una AEP que integra que el viento del SW genera un patrón de sombras distinto al del NE, y que cada uno pesa según lo frecuente que sea. [23]

5.5.2 RESULTADO Y CONCLUSIONES

A continuación, se describen los resultados obtenidos con la herramienta PyWake. En el anexo se puede encontrar el código de Python empleado.

```
turbinas cargadas: 99
C:\Users\jacob\AppData\Local\Programs\Py
e. For this, use py_wake.literature.gaus
DeprecatedModel.__init__(self, 'py_wak

--- Jensen/Park (k=0.04) ---
AEP bruta (sin estela):      6803 GWh
AEP neta (con estela):      6531 GWh
Pérdida por estela:         4.0 %
Eficiencia de array:        96.0 %

--- Bastankhah gaussiano ---
AEP bruta (sin estela):      6803 GWh
AEP neta (con estela):      6606 GWh
Pérdida por estela:         2.9 %
Eficiencia de array:        97.1 %
C:\Users\jacob\AppData\Local\Programs\Py
e. For this, use py_wake.literature.gaus
DeprecatedModel.__init__(self, 'py_wak
```

Figura 59. Captura de pantalla de la consola con los resultados del programa PyWake.

Modelo	AEP neta	Pérdida por estela
Sin estela (referencia)	6.803 GWh	—
Jensen / Park ($k = 0,04$)	6.531 GWh	4,0 %
Bastankhah gaussiano	6.606 GWh	2,9 %

La AEP bruta del parque (sin estela) sale en 6.803 GWh, y con estela, según el modelo: 6.531 GWh con Jensen (pérdida 4,0%) y 6.606 GWh con el gaussiano de Bastankhah (pérdida 2,9%). El gradiente entre turbinas es de solo ~2,4% (de 69,1 a 70,7 GWh. La pérdida

por estela resulta, por tanto, de un solo dígito (en torno al 3–4 %), y el gradiente de producción entre la turbina más expuesta y la más apantallada es de apenas el 2,4 %. La Figura 61 muestra el mapa de déficit de velocidad para la dirección dominante (WSW, 240°): las estelas se aprecian como estelas estrechas que se propagan hacia el NE, sin apenas solaparse. La Figura 61 representa la producción de cada turbina, donde se observa el suave gradiente entre las máquinas del borde de barlovento y las del interior.

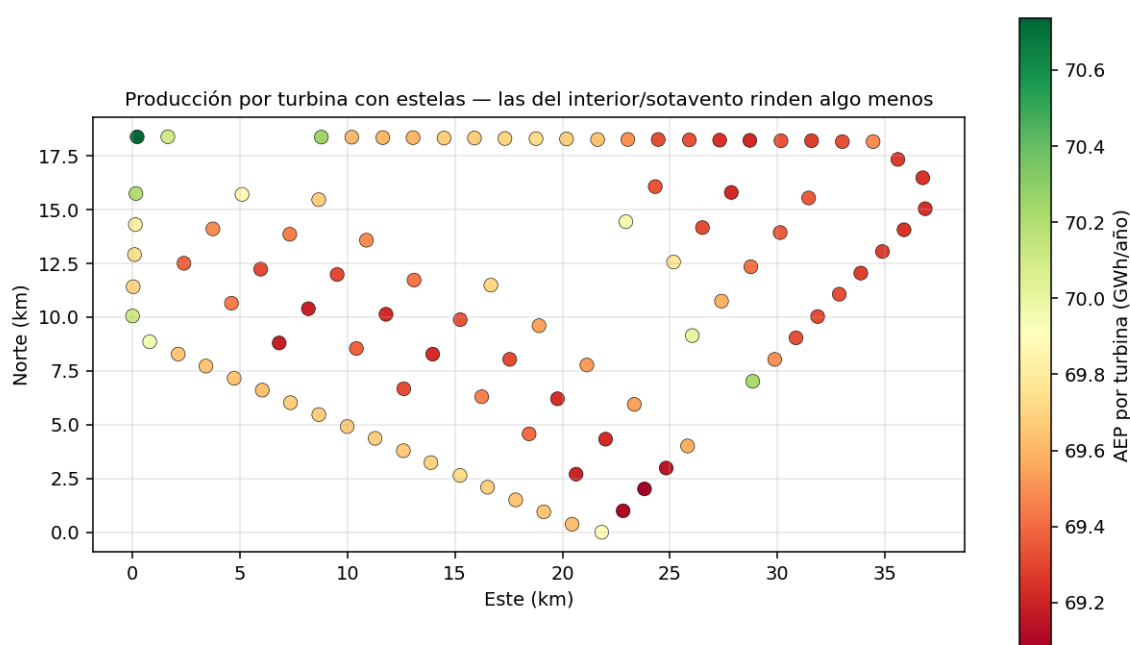


Figura 60. Figura de producción de cada turbina en base a las estelas en dirección predominante NE. Fuente: PyWake

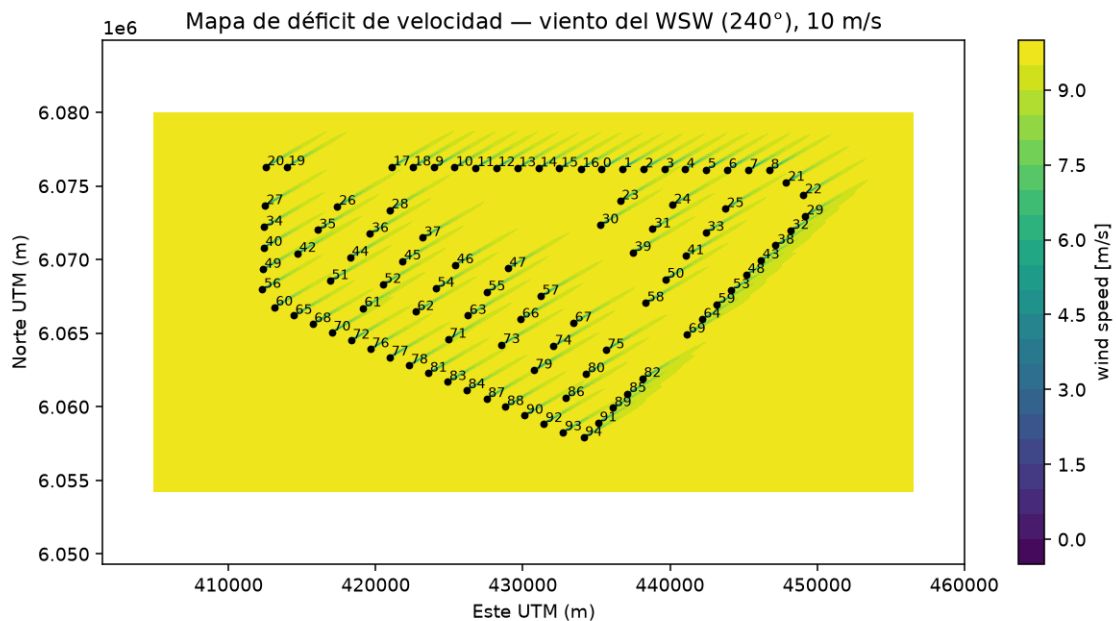


Figura 61. Figura de estelas de cada turbina con dirección del viento NE. Fuente: PyWake

El resultado más relevante es que la pérdida por estela calculada (3–4 %) queda muy por debajo del 10 % que suele adoptarse como regla general en estimaciones preliminares. La explicación es geométrica y física: Dogger Bank A distribuye 95 turbinas de gran diámetro en 515 km², con una separación de entorno 6,5 diámetros de rotor a la turbina más próxima. Con un espaciado tan generoso, las estelas tienen espacio de sobra para recuperarse antes de alcanzar la siguiente turbina, y apenas se solapan. Es decir, el amplio espaciado del parque es precisamente lo que protege la producción frente a las estelas. Este es el valor de calcular la pérdida debido al efecto wake en lugar de suponerla. Para este parque, la regla del 10 % la sobreestimaría de forma notable.

Conviene señalar algunas limitaciones del análisis. Los modelos empleados no incluyen el efecto de bloqueo (*blockage*) ni el efecto de parque profundo (*deep-array*), por los cuales el conjunto de las 95 turbinas frena la capa límite atmosférica local. Ambos añadirían algunos puntos a la pérdida, de modo que el 3–4 % obtenido debe entenderse como una cota inferior. Es por ello, en base a un criterio conservador, que se va a proceder con el AEP menor, igual a 6.531 GWh.

5.6 SELECCIÓN DEL TIPO DE CIMIENTOS

La cimentación es la estructura de soporte que transmite al lecho marino las cargas del aerogenerador (su peso, el empuje del rotor y los esfuerzos de oleaje y corriente) y constituye una de las partidas más relevantes del coste de un parque marino, del orden del 20–25 % de la inversión. Su elección no es libre: viene determinada por la profundidad del agua, las condiciones geotécnicas del lecho, el tamaño y las cargas del aerogenerador, el clima marino, el método de instalación disponible y la madurez industrial de cada tecnología. Este apartado revisa primero los tipos de cimentación empleados en eólica marina y, a partir de esa comparación y de las condiciones concretas de Dogger Bank A, justifica la solución adoptada: el monopilote. [53] [54], [55].

5.6.1 TIPOS DE CIMENTACIÓN EN EÓLICA MARINA

Las cimentaciones se dividen en dos grandes familias según la profundidad: las fijas al lecho, para aguas menos profundas e intermedias (en general < 60 m), y las flotantes para aguas profundas (> 60 m) [56]. Dentro de las fijas, existen las soluciones de apoyo único: gravedad, monopilote y cubeta de succión que se emplean típicamente hasta ~ 30 m. Existen también de apoyo múltiple o multipilote: trípode y jacket cubren profundidades mayores [55]. Las principales tipologías son:

- **Gravedad (GBS).** Consiste en una gran estructura de hormigón o acero que descansa sobre el lecho. Este tipo se estabiliza por su propio peso y un lastre. Es tecnología madura, heredada del petróleo y gas, pero exige un lecho competente y una preparación previa (dragado y nivelación). Esto suele perturbar el fondo y encarecer la obra. Su uso a día de hoy es minoritario [57], [64].
- **Monopilote.** Funciona como un único tubo de acero de gran diámetro hincado en el lecho. Transmite la carga al terreno principalmente como un momento de vuelco que domina la carga lateral. Es por ello que su rigidez depende del diámetro y del empotramiento [53]. Es la solución más sencilla, rápida de fabricar en serie y económica, lo que le ha dado más del 80 % del mercado europeo [64]. Tradicionalmente se limitaba a ~ 25 – 30 m de profundidad, pero la generación actual de monopilotes XXL alcanza ~ 40 m y se estudian diseños hasta 60 – 70 m [4]. Es

idóneo en arenas y suelos firmes, pero no en lechos con roca somera, que impediría la hinca [54].

- **Trípode y jacket (multipilote).** Son estructuras reticulares de acero ancladas con varios pilotes. A diferencia del monopilote, transmiten la carga por tracción-compresión (axial) entre sus patas [53], lo que les da una excelente relación rigidez/peso y los hace adecuados para profundidades mayores (30–80 m, hasta ~100 m) y para cargas concentradas elevadas [55], [56]. El lado negativo de esta cimentación es el uso de más acero, más uniones soldadas y mayor coste y plazo de fabricación, por lo que se reservan para cuando el monopilote deja de ser viable.
- **Cubeta de succión.** Sustituye la hinca por el descenso controlado de un cajón mediante succión, lo que reduce el ruido de instalación. Actualmente se trata de una tecnología emergente, condicionada por el tipo de suelo y de uso aún limitado [55].
- **Flotantes (spar, semisumergible, TLP, barcaza).** En último tipo de cimentaciones las turbinas se amarran al fondo y se reservan para aguas profundas (> 60 m), donde las soluciones fijas dejan de ser competitivas [56]. Su comercialización es todavía incipiente.

Tabla 19. Tipos de cimentación, profundidad orientativa y características

Tipo	Profundidad	Transmisión de carga	Idoneidad / suelo	Madurez y uso
Gravedad (GBS)	0–30 m	Peso propio y lastre	Lecho competente; requiere preparación	Madura; uso minoritario
Monopilote	0–40 m (XXL hasta ~60 m)	Momento de vuelco (lateral)	Arenas y suelos firmes; no roca somera	Dominante (>80 % en Europa)
Trípode / jacket	30–80 m (hasta ~100 m)	Axial (tracción-compresión)	Versátil; cargas elevadas	Segunda más usada
Cubeta de succión	0–30 m	Vuelco / succión	Arenas y arcillas adecuadas	Emergente; instalación silenciosa
Flotante	> 60 m	Amarres (fondeo)	Independiente del lecho	Comercialización incipiente

5.6.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN

De las categorías anteriores de cimentaciones se puede entender que la elección responde a un conjunto de criterios necesarios de explicar. Estos criterios se justificarán en el siguiente apartado para la elección de Dogger Bank A:

- **Profundidad del agua.** Es el criterio principal y el que más reduce el abanico de soluciones. La batimetría marca la frontera tecno-económica entre las familias: las cimentaciones fijas son competitivas hasta unos 60 m y a partir de ahí van las flotantes. Dentro de las fijas, las de apoyo único (gravedad, monopilote y succión) dominan hasta ~30-40 m, mientras que las multipilote (trípode y jacket) cubren profundidades mayores [56]. La razón es que al aumentar la profundidad la longitud libre de la estructura crece. Esto aumenta la esbeltez y el brazo de palanca de las cargas horizontales aumentando el momento flector en la base.
- **Condiciones geotécnicas.** El fondo marino es también un criterio determinante. No basta con que la profundidad sea adecuada: el terreno debe poder hincarse y aportar resistencia lateral en toda la longitud empotrada [54]. El perfil del suelo gobierna además la profundidad de empotramiento y la rigidez del conjunto suelo-pilote, de la que dependen tanto la capacidad lateral como la frecuencia propia de la estructura. Por eso la investigación del emplazamiento (geofísica más sondeos y ensayos geotécnicos) y la construcción de un modelo del terreno son decisivas para confirmar la viabilidad de una tipología antes de adoptarla [62].
- **Tamaño y cargas del aerogenerador.** La turbina define la carga que la cimentación debe soportar. El diámetro de rotor fija el empuje aerodinámico (proporcional al área barrida). Este multiplicado por el brazo de palanca, que consiste en la altura del buje más profundidad de agua, determina el momento de vuelco en la base. Este momento es el parámetro gobernante del monopilote [53], [54]. A mayor turbina, mayor momento y por tanto mayor diámetro y empotramiento de la cimentación. Las cargas no son solo estáticas: las frecuencias de excitación del rotor (1P, de giro, y 3P, de paso de pala) acotan una banda prohibida para la frecuencia propia de la estructura, que suele diseñarse en el rango intermedio (diseño *soft-stiff*). Cuanto mayor es la turbina y más profunda el agua, más baja es esa frecuencia propia y más exigente se vuelve el dimensionado [53].

- **Clima marino.** El oleaje y la corriente imponen dos tipos de esfuerzos: Primero el esfuerzo cíclico, que rige la fatiga a lo largo de los 25-35 años de vida. Segundo la extrema, asociada al temporal de diseño (estado límite último). En profundidades intermedias, la carga de oleaje suele dominar el dimensionado y crece con el diámetro del propio monopilote. Esto es porque un cilindro mayor capta más fuerza hidrodinámica lo que obliga a equilibrar resistencia y exposición. La corriente por otra parte erosiona el lecho alrededor de la base (socavación o *scour*), reduce el empotramiento efectivo y rebaja la frecuencia propia. Es por tanto que debe contrarrestarse con protección de escollera. En un emplazamiento de oleaje severo, este criterio puede gobernar el diseño por encima de la propia profundidad.
- **Instalación.** Una tipología solo es válida si puede instalarse con la flota disponible y al ritmo que exige el proyecto. Intervienen la disponibilidad de buques (de gran izado o autoelevables), la capacidad de los martillos de hinca para pilotes de gran diámetro, las ventanas meteorológicas y, sobre todo, la posibilidad de ejecutar una campaña en serie de cientos de unidades. El monopilote destaca precisamente por permitir una instalación rápida y repetitiva, frente al jacket, más lento por su mayor número de piezas y su pre-pilotaje.
- **Coste y cadena de suministro.** Es el criterio que decide entre las soluciones técnicamente viables. La cimentación supone del orden del 20-25 % de la inversión, de modo que la opción de menor coste por unidad, multiplicada por decenas de unidades, marca la diferencia en el coste nivelado de la energía (LCOE). Aquí pesan la madurez industrial, la estandarización y la curva de aprendizaje: el monopilote es la tecnología más industrializada, lo que se traduce en fabricación en serie, economías de escala y el menor coste unitario [64].

5.6.3 APLICACIÓN A DOGGER BANK A PARA LA SELECCIÓN DEL MONOPILE

En el Environmental Statement (ES) de Forewind no se decide un único tipo de cimentación. Al igual que para la elección de la turbina, se consintió un escenario envolvente (Rochdale envelope) que mantenía abiertas varias tipologías: monopilote de acero, monopilote de hormigón, cimentación por gravedad y estructuras de tipo jacket/multipilote con hasta seis

pilotes (pin-piles) por unidad. Este enfoque dejaba la elección final al diseño de detalle posterior al consentimiento [18], [66]. De hecho, el peor caso del ES (por ejemplo, para el ruido submarino) se construyó sobre la hipótesis de jackets/multipilote con una energía de martillo de hasta 2.300 kJ. La posterior solicitud de modificación no material elevó el diámetro del monopilote y la energía de hinca, lo que evidencia que el monopilote se seleccionó ya en construcción y que el envelope se ejerció en la práctica [66]. Aplicando los criterios del apartado anterior, esa elección recae con claridad sobre el monopilote.

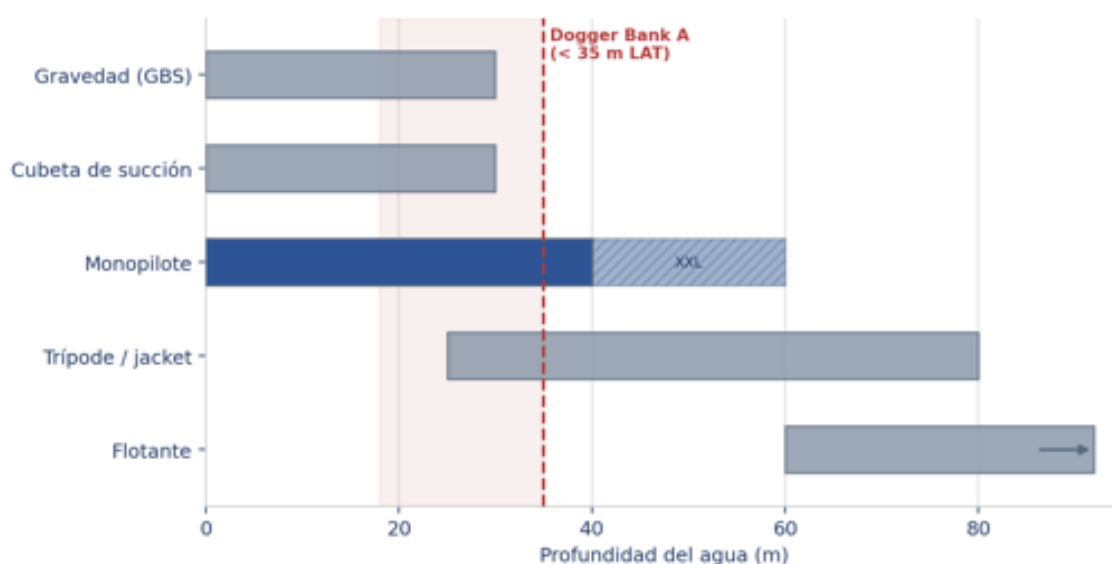


Figura 62. Rango orientativo de profundidad de cada tipología de cimentación y posición de Dogger Bank A (< 35 m bajo LAT). Fuente: elaboración propia a partir de [55], [56], [58].

- **Profundidad.** Los proyectos de Dogger Bank Creyke Beck tienen profundidades de agua predominantes inferiores a 35 m bajo el nivel de bajamar astronómica (LAT) [67], dentro del rango de 18–63 m de la zona [62]. En Dogger Bank A la profundidad de implantación ronda los 20–32 m. Esto sitúa el parque de lleno en el dominio del monopilote, descarta de entrada las soluciones flotantes y no obliga a recurrir a un jacket por profundidad (Figura 1).
- **Geotecnia.** El lecho está dominado por arenas y por la Formación Dogger Bank, en general hincables, pero con una geología glacial compleja basada en valles de túnel, deformación glaciotectónica y gas somero. Forewind desarrolló un modelo geológico y geotécnico 3D precisamente para asistir en la selección óptima de la ubicación y el tipo de cimentación [62]. Este geo-modelo predictivo permite además acotar la

incertidumbre y reducir el número de sondeos [63]. Las zonas desfavorables se evitaron en el micrositing, de modo que la viabilidad del monopilote y la disposición de las turbinas son parte de una misma decisión.



Figura 63. Composición geotécnica de lecho marino en el tranche A. Fuente: ZoC

- **Cargas.** La Haliade-X de 13 MW, con 220 m de rotor y 260 m de altura total, genera un momento de vuelco muy elevado. El monopilote responde a ese esfuerzo por la vía en que es más eficiente: resistencia al vuelco por empotramiento lateral a costa de un diámetro excepcional: 8,6 m, un monopilote XXL [59]. La magnitud de las energías de hincado implicadas (hasta 2.300 kJ en el escenario envolvente del ES [66]) da idea de las sollicitaciones que debe absorber la cimentación en este emplazamiento.
- **Oleaje.** El emplazamiento presenta, según el propio promotor, uno de los entornos de oleaje más exigentes afrontados en un parque marino. Este condicionante, unido al de profundidad, gobernó el dimensionado de la cimentación (diámetro, espesor de pared y pieza de transición) [58].
- **Coste y fabricación en serie.** Con 95 monopilotes casi idénticos en Dogger Bank A (277 en el conjunto del parque), las economías de escala son decisivas: el monopilote

es la opción de menor coste por unidad a esta profundidad, algo crítico bajo el CfD adjudicado (39,65 £/MWh de 2012) [58].

Se puede ver un contraste de cimentaciones. La elección es específica de cada estructura: las plataformas convertidoras HVDC de Dogger Bank A tiene una carga de cubierta concentrada y mucho mayor. Esto hace que no se apoyen en monopilotes sino en jackets de cuatro patas [61]. Esta es la solución que mejor encaja con una transmisión de carga axial. El mismo emplazamiento admite por tanto dos tipologías distintas según la naturaleza de la carga.

5.6.4 VALORES Y ELEMENTOS DE DISEÑO

Conviene distinguir el escenario envolvente consentido en el ES de la solución finalmente construida. El primero fijaba los valores máximos de cada parámetro de cimentación e ilustraba tanto el monopilote de acero como el de hormigón [65]. El segundo en cambio establecía los valores reales que se recogen en la Tabla 2 y se representan en la Figura 64.

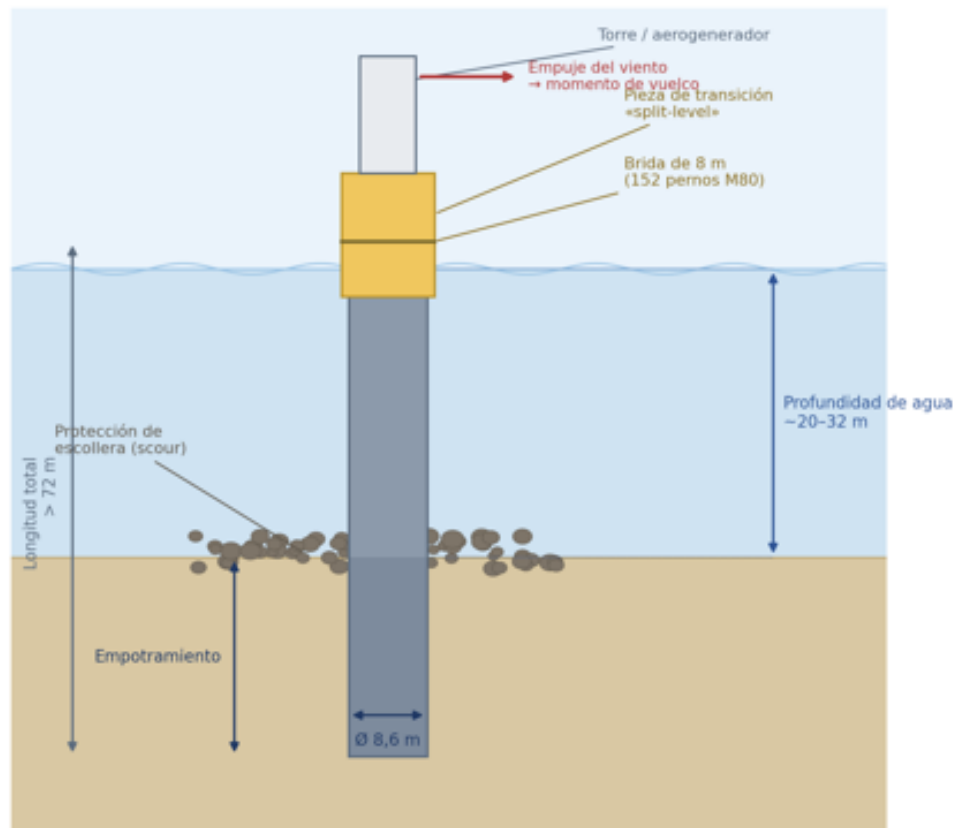


Figura 64. Esquema acotado de la cimentación de Dogger Bank A: monopilote XXL, pieza de transición y elementos principales. Fuente: elaboración propia a partir de [58], [59].

- **Diámetro de 8,6 m.** Proporciona la rigidez y la resistencia laterales necesarias para el momento de vuelco de una turbina de 13 MW en ese clima de oleaje
- **Longitud > 72 m y peso ~1.057 t.** Combinan la altura libre a través de la columna de agua con el empotramiento hincado que aporta la fijación al terreno
- **Brida de 8 m.** Materializa la unión atornillada entre el monopilote y la pieza de transición; es la mayor del mundo en eólica marina.

[58] [59] [60]

Tabla 20. Parámetros de la cimentación de Dogger Bank A.

Parámetro	Valor
Tipo	Monopilote de acero + pieza de transición
Nº de unidades (DB A)	95
Diámetro del monopilote	8,6 m (XXL)
Longitud	> 72 m
Peso medio	~1.057 t
Profundidad de agua	~20–32 m (< 35 m LAT)
Brida monopilote–TP	8 m (la mayor del mundo en eólica marina)
Pieza de transición	Diseño «split-level» (primera de su clase)
Unión TP–monopilote	152 pernos M80
Diseñador	Wood Thilsted (Reino Unido)
Fabricante	Sif (monopilotes) y Smulders (TP). Acero de Tata Steel
Instalador	Seaway7 (con DEME)

- **Pieza de transición «split-level».** Permite el acceso seguro de los técnicos directamente a la torre desde los buques de servicio, eliminando miles de operaciones de manipulación y elevación a lo largo de la vida del parque.
- **152 pernos M80.** Aseguran la conexión atornillada entre la pieza de transición y el monopilote.
- **Protección frente a socavación y corrosión.** Se completa con protección de escollera alrededor de la base y con recubrimientos y protección catódica, medidas estándar exigidas por el clima marino.

5.6.5 RESUMEN

La selección del monopilote para Dogger Bank A no es una opción por defecto, sino el resultado de un proceso que arranca en el escenario envolvente del ES y se cierra en el diseño de detalle posterior al consentimiento. El monopilote cruza una profundidad moderada (< 35 m LAT), un lecho mayoritariamente hincable una vez evitadas las zonas problemáticas mediante el geo-modelo 3D [62], [63], unas cargas muy elevadas pero dominadas por el momento de vuelco, un clima de oleaje exigente y la necesidad de minimizar el coste

mediante la fabricación en serie de 95 unidades. El monopilote XXL de 8,6 m, con su pieza de transición de nivel partido, es la respuesta que mejor concilia viabilidad técnica y coste, reservándose el jacket para las estructuras (plataformas convertidoras) en las que la magnitud y la naturaleza de las cargas lo justifican.

5.7 CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA

La energía una vez producida en los 95 aerogeneradores de Dogger Bank A debe recogerse y transportarse unos 131 km hasta el punto de conexión con la red de transporte británica, en la subestación de Creyke Beck. Esa evacuación se articula en tres subsistemas encadenados:

- La red de recogida entre aerogeneradores (inter-array, en corriente alterna a 66 kV) que se conecta la plataforma convertidora marina.
- El enlace de exportación en corriente continua de alta tensión (HVDC),
- Las instalaciones en tierra que reconvierten la energía y la entregan a la red [17].

Los criterios de decisión como son la tensión del cable, el tamaño de las sartas, el uso de HVDC frente a HVAC, la tensión de ± 320 kV, la plataforma no tripulada o el trazado del corredor responden a una lógica técnica y económica que se desarrolla a continuación.

5.7.1 ARQUITECTURA GENERAL DE LA EVACUACIÓN

La distancia a la costa es el condicionante que vertebra todo el sistema. A 131 km, un enlace en corriente alterna deja de ser viable debido a que la corriente capacitiva del cable consume una parte creciente de su capacidad. Esto obliga a compensación reactiva, lo que en la práctica limita la HVAC submarina a unos 80–100 km. De modo que la transmisión se resuelve en corriente continua [73], [75]. La cadena completa, resumida en la Tabla 1, va elevando el voltaje y transformando la electricidad hasta hacerla compatible con la red de 400 kV en tierra.

Tabla 21. Diferentes partes del sistema eléctrico del parque

Etapas	Tensión / tecnología	Elemento
Generación y recogida	66 kV CA (XLPE)	95 aerogeneradores agrupados en sartas radiales
Conversión marina	66 kV CA → 320 kV CC (VSC)	Plataforma convertidora no tripulada
Exportación submarina	320 kV CC (HVDC)	Cable ~131 km hasta la costa
Llegada a tierra	320 kV CC	Landfall en Ulrome + ~30 km subterráneo
Conversión en tierra	320 kV CC → CA	Estación convertidora (zona de Beverley)
Conexión a red	400 kV CA	~2 km hasta la subestación de Creyke Beck

5.7.2 RED DE RECOGIDA ENTRE AEROGENERADORES (INTER-ARRAY)

La recogida se realiza con cables submarinos de 66 kV en corriente alterna, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). En Dogger Bank A forman una red de 95 cables, con una longitud total de unos 328 km y tramos de hasta 8,6 km, fabricados por Hellenic Cables e instalados por DEME Offshore [69], [70].

Por qué 66 kV y no 33 kV. La tensión de recogida estándar ha sido durante mucho tiempo 33 kV, pero la industria ha migrado a 66 kV [71]. Un sistema de 66 kV transporta aproximadamente el doble de potencia que uno de 33 kV con un coste adicional pequeño [72], lo que permite conectar más aerogeneradores por sarta, reducir el número de circuitos y acortar la longitud total de cable en torno a un 25–30 % para la misma potencia, con menores pérdidas y menor coste [71]. Con aerogeneradores de 13 MW, esta tensión es prácticamente imprescindible.

Topología de cables radiales. Los aerogeneradores no se conectan uno a uno a la plataforma, sino que se encadenan en serie (físicamente) formando cables (*strings*) que parten de forma radial hacia la plataforma convertidora central (Figura 1). No obstante, resulta conveniente mencionar que eléctricamente las turbinas están conectadas en paralelo, no en serie, aportando corriente al cable de conexión a una tensión de 66 kV. Para 95

aerogeneradores resultan del orden de dieciséis cables, coherente con la red radial de 95 cables y con la disposición en anillo analizada en el apartado anterior, que sitúa la plataforma en el centroide para minimizar la longitud de cable. El número de máquinas por cable no es arbitrario: lo fija la capacidad térmica del cable de 66 kV, como se justifica en el dimensionamiento siguiente:

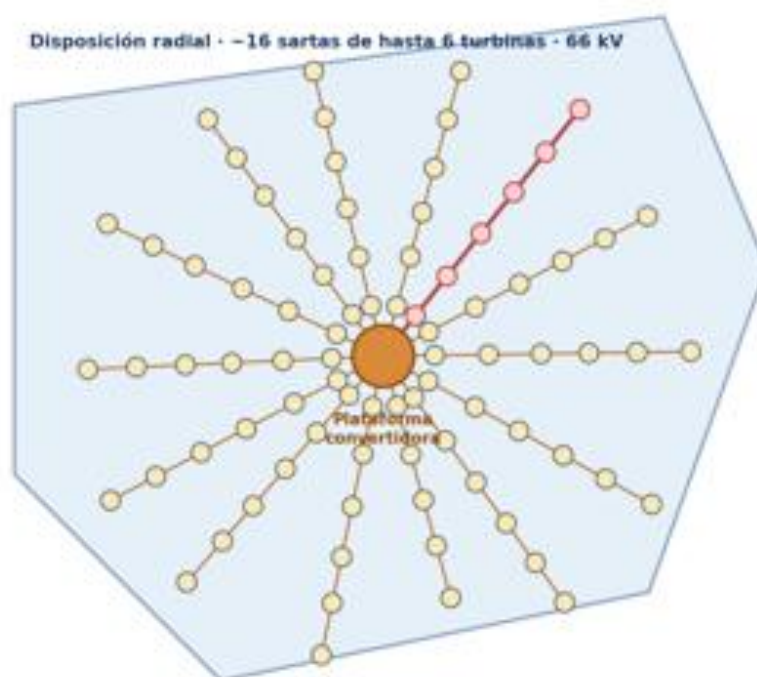


Figura 65. Topología radial: ~16 cables de hasta seis aerogeneradores que confluyen en la plataforma convertidora central (66 kV). Fuente: elaboración propia.

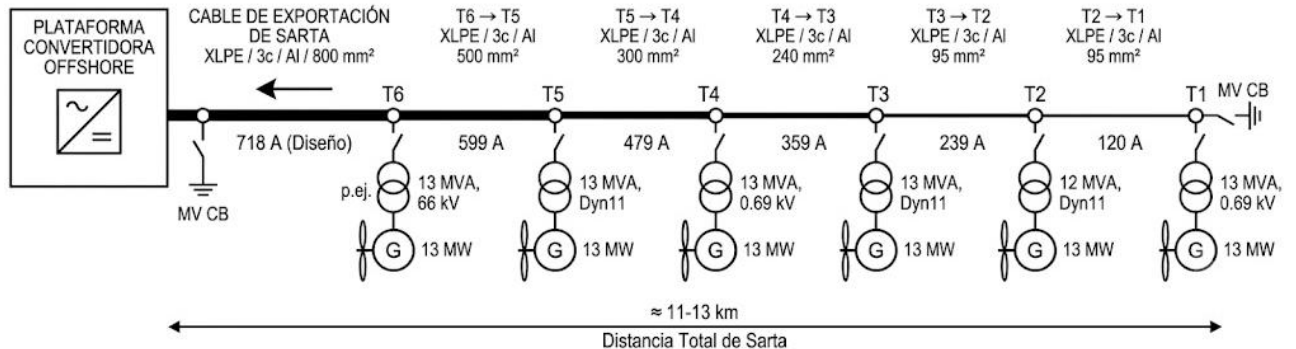


Figura 66. Diagrama unifilar interarray. Fuente: Elaboración propia

5.7.3 DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO DEL CABLE

Dogger Bank no publica el cálculo de sección de su red inter-array (es información comercial del contratista). Por ello, el siguiente ejercicio aplica la metodología estándar de dimensionamiento de cables. Este procedimiento consiste en evaluar la intensidad nominal, capacidad de corriente con factores de corrección, caída de tensión, pérdidas y cortocircuito siguiendo la sistemática de cálculos eléctricos de referencia. Se adaptada a el presente caso (66 kV, cable submarino) y a la normativa internacional (IEC 60287 para la intensidad [83]). Los parámetros del cable se toman de catálogo de fabricante de cable submarino de 66 kV [84]. El objetivo es doble: justificar con números por qué el cable se limita a seis turbinas y dimensionar el conductor.

- **Datos base:** Se considera un cable para los seis aerogeneradores de 13 MW, tensión nominal 66 kV, factor de potencia 0,95 y conductor de cobre con aislamiento XLPE (temperatura máxima en servicio 90 °C, 250 °C en cortocircuito). Para el entierro marino se adopta un factor de corrección global conservador de 0,90 sobre la corriente nominal de catálogo.

Tabla 22. Tabla datos técnicos cable XLPE y aerogenerador.

Parámetro	Valor
Potencia por aerogenerador	13 MW
Aerogeneradores por cable	6 (máximo)
Tensión nominal (Un)	66 kV
Factor de potencia (cos ϕ)	0,95
Conductor / aislamiento	Cobre / XLPE
Tª máx. servicio / cortocircuito	90 °C / 250 °C
Factor de corrección global	0,90 (entierro marino)

CHARACTERISTICS

Construction characteristics	
Conductor material	Copper
Conductor flexibility	Stranded class 2
Material of the external semi-conductor	Semi-conducting compound
Insulation	XLPE (Cross-linked Polyethylene)
Material of the inner semi-conductor	Semi-conducting compound
Screen	Copper wire + copper tape
Metallic sheath	Lead
Outer sheath	HDPE
Sheath colour	Black
Electrical characteristics	
Rated Voltage U ₀ /U (U _m)	38/66 (72) kV
Mechanical characteristics	
Mechanical resistance to impacts	Good
Usage characteristics	
Max. conductor temperature in service	90 °C
Short-circuit max. conductor temperature	250 °C
Minimum bending radius, fixed installation	30 (xD)

Figura 67. Ficha técnica características cable XLPE 66 kV

- **Intensidad por tramo.** La corriente de cada tramo se obtiene en función de la potencia y la tensión, con la potencia siendo producto del número de turbinas. Como cada tramo aguas abajo acumula la potencia de más turbinas, la corriente crece hacia la plataforma: desde 120 A en el tramo de una sola turbina hasta 718 A en el tramo más cargado, que agrupa las seis (78 MW, 82,1 MVA). En cuanto al factor de potencia, el operador del sistema de UK (NESO) obliga a los generadores eólicos a operar dentro de un factor de potencia superior a 0,95.

$$I = \frac{S}{(\sqrt{3} \cdot U_n)}$$

$$S = \frac{(n^{\circ} \text{ turbinas} \cdot 13 \text{ MW})}{\cos \varphi}$$

Tabla 23. Intensidad nominal por tramo de interarray

Tramo	Turbinas	S (MVA)	I (A)
Plataforma → T6	6	82,1	718
T6 → T5	5	68,4	599
T5 → T4	4	54,7	479
T4 → T3	3	41,1	359
T3 → T2	2	27,4	239
T2 → T1	1	13,7	120

- **Selección por intensidad (diseño escalonado).** Se elige en cada tramo la menor sección normalizada cuya intensidad admisible corregida ($I_z = I_0 \cdot 0,90$) supere la corriente de cálculo. El resultado es un cable escalonado, con la sección creciendo de 95 mm² (un aerogenerador) a 1000 mm² en el tramo de seis (Figura 2 y Tabla 3). Es precisamente aquí donde se ve el límite de las seis turbinas: 718 A ya exige la mayor sección habitual de un cable submarino de 66 kV. El hecho de añadir una séptima turbina llevaría la corriente por encima de la capacidad del cable, de modo que el tope de seis es una consecuencia directa de la intensidad a 66 kV [83], [84]

(Valores aproximados)

1 x sección conductor (Cu)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
36/66 kV					
1x50/25	199	207	0,641	0,170	0,107
1x70/25	244	257	0,443	0,160	0,118
1x95/25	293	312	0,32	0,152	0,128
1x120/25	334	359	0,253	0,146	0,138
1x150/25	376	408	0,206	0,139	0,151
1x185/25	426	468	0,164	0,133	0,167
1x240/25	497	555	0,125	0,124	0,194
1x300/25	561	635	0,1	0,119	0,221
1x400/25	639	735	0,0778	0,115	0,242
1x500/25	727	852	0,0605	0,109	0,276
1x630/25	823	981	0,0469	0,105	0,301
1x800/25	920	1124	0,0367	0,100	0,349
1x1000/25	1010	1260	0,0291	0,096	0,385

Figura 68. Datos técnicos del cable a voltaje 36/66 kv (conductor de cobre) del catalogo Prysmian



Figura 69. Esquema representativo de las secciones y disposición del interarray de 6 turbinas del parque.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24. Sección de cable elegida por tramo

Tramo	Turbinas	S (MVA)	I (A)	Sección (mm ²)	Iz (A)
Plataforma → T6	6	82,1	718	800	828
T6 → T5	5	68,4	599	500	654,3
T5 → T4	4	54,7	479	300	504,9
T4 → T3	3	41,1	359	240	447,3
T3 → T2	2	27,4	239	95	263,7
T2 → T1	1	13,7	120	95	263,7

- **Caída de tensión.** Se verifica en función de la corriente, la resistencia, la reactancia y distancia sumando la contribución de cada tramo desde la plataforma hasta el aerogenerador más alejado, con longitudes de unos 2 km entre máquinas y 3 km hasta la plataforma. La caída acumulada resulta de ≈ 1288 V, es decir un 1,95 % de los 66 kV, holgadamente por debajo del 4 % habitual como criterio de diseño.

$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

Tabla 25. Caída de tensión por tramo

Tramo	Turbinas	I (A)	Sección (mm ²)	L	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%) 66kV
Plataforma → T6	6	718	800	3	0,0367	0,100	246,6	0,37%
T6 → T5	5	599	500	2	0,0605	0,109	189,7	0,29%
T5 → T4	4	479	300	2	0,1	0,119	219,2	0,33%
T4 → T3	3	359	240	2	0,125	0,124	195,9	0,30%
T3 → T2	2	239	95	2	0,32	0,152	291,5	0,44%
T2 → T1	1	120	95	2	0,32	0,152	145,7	0,22%
Total				13,0			1288,4	1,95%

Pérdidas de potencia. Las pérdidas por efecto Joule ascienden a ≈ 672 kW, un 0,86 % sobre los 78 MW del cable, por debajo del 1 % que suele fijarse como objetivo. El diseño escalonado contribuye a contenerlas, al evitar secciones pequeñas en los tramos de mayor corriente.

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L$$

Tabla 26. Pérdida de potencia por tramo

Tramo	Turbinas	P (MW)	I (A)	Sección (mm²)	L	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Pérdida de potencia (kW)	Pérdida de potencia (%)
Plataforma → T6	6	78,0	718	800	3	0,0367	170	0,22%
T6 → T5	5	65,0	599	500	2	0,0605	130	0,20%
T5 → T4	4	52,0	479	300	2	0,1	138	0,26%
T4 → T3	3	39,0	359	240	2	0,125	97	0,25%
T3 → T2	2	26,0	239	95	2	0,32	110	0,42%
T2 → T1	1	13,0	120	95	2	0,32	28	0,21%
Total					13,0		672	0,86%

- **Cortocircuito.** La corriente de cortocircuito se va a estudiar en el punto más cercano a la plataforma. Este punto es el que está expuesto a una mayor Icc. Hasta los tramos aguas arriba, como la primera turbina, hay kilómetros de cable cuya impedancia reduciría una corriente de cortocircuito en ese punto. La sección mínima por cortocircuito se obtiene de la ecuación siguiente, donde (K = 143 para cobre/XLPE). Con un tiempo de despeje de 0,5 s, una sección de 800 mm² admite del orden de 162 kA, muy por encima de los 30–40 kA de cortocircuito previsibles en la red marina. Este valor se ha cogido como una estimación típica de este tipo de sistemas. El criterio de cortocircuito, por tanto, no gobierna el diseño: lo hace la intensidad. La Tabla 25 resume el cumplimiento de los tres criterios.

$$I_{cc} = K \cdot S / \sqrt{t}$$

Tabla 27. Criterios dimensionamiento cableado

Criterio	Resultado	Límite	Cumple
Caída de tensión	1,95 %	< 4 %	Sí
Pérdidas de potencia	0,86 % (672 kW)	< 1 %	Sí
Cortocircuito (800 mm², 0,5 s)	162 kA adm.	≥ 30–40 kA	Sí

Riesgo en la fiabilidad. La topología en cable abarata el cableado, pero introduce un compromiso: un fallo en el tramo más próximo a la plataforma puede dejar fuera de servicio todo el cable hasta seis turbinas. Hasta su reparación, con un tiempo medio de varios días puede tener un impacto económico de varios millones de euros por incidencia [78]. Por ello los cables se entierran en el lecho con una herramienta de zanjado (que chorrea o corta según la dureza de la arcilla) para protegerlos (Figura 70) [80].

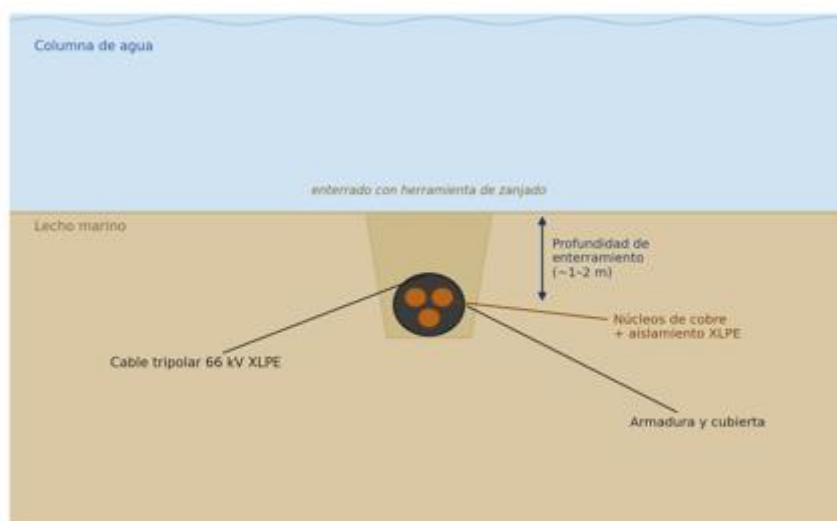


Figura 70. Sección esquemática del cable tripolar de 66 kV enterrado en el lecho marino. Fuente: elaboración propia

5.7.4 PLATAFORMA CONVERTIDORA Y ELECCIÓN DEL HVDC

Como se anticipó, la distancia de 131 km descarta la corriente alterna y obliga a transmitir en corriente continua. Esto es debido a que el HVDC no tiene el límite de longitud que impone la corriente capacitiva, presenta menores pérdidas en distancias largas y permite

controlar el flujo de potencia. Dogger Bank es, de hecho, el primer parque eólico marino del Reino Unido conectado mediante HVDC [73], [75]. Cabe destacar dos puntos principales:

- **Tecnología VSC («HVDC Light»).** Se emplea HVDC de fuente de tensión (VSC), en la variante HVDC Light de ABB conocida hoy como Hitachi Energy [74], [75]. Frente a la HVDC clásica de conmutación de línea (LCC), la VSC puede energizar una red marina pasiva, controla de forma independiente la potencia activa y reactiva y resulta más compacta, lo que es esencial en una plataforma marina. Cada enlace transmite 1,2 GW a una tensión de 320 kV en corriente continua [73].
- **La plataforma convertidora.** En la plataforma marina, la energía recogida a 66 kV en corriente alterna se eleva y se convierte a 320 kV en corriente continua para su exportación. En tierra, una segunda estación realiza la conversión inversa [74]. La plataforma de Dogger Bank fue además la primera subestación HVDC no tripulada del mundo, operada de forma remota desde tierra y con acceso por buque de servicio (SOV) [76]. Su diseño pionero redujo el peso de los equipos de la plataforma de manera notable. Su ubicación en el centro del parque no es casual: minimiza la longitud agregada de las cables que confluyen en ella

5.7.5 CABLE DE EXPORTACIÓN Y CORREDOR MARINO

Desde la plataforma, un cable de exportación HVDC de 320 kV transporta la energía hasta la costa. El sistema fue diseñado, fabricado e instalado por NKT que es también el proveedor de los cables onshore y de las fases B y C. Este acuerdo supuso un contrato de unos 318 M£ para Creyke Beck A y B y se tendió con el buque cablero NKT Victoria [73], [76]. Tras una fase inicial de delimitación (scoping), Forewind identificó un corredor de exportación marino de 2 km de ancho desde el sector sur del Tranche A hasta un punto de amarre en la costa de Holderness, y un corredor terrestre de 32 km y 1 km de ancho hasta la subestación de la red nacional [65]. El cable llega a tierra en Ulrome mediante perforación horizontal dirigida (HDD), que evita abrir zanja en la línea de costa y minimiza la afección ambiental [65].

- **El corredor condicionó la forma del parque.** La selección del corredor de cable se trató en un informe específico (Cable Corridor Selection Report), separado del de delimitación del parque [82]. Ese análisis es relevante porque explica el recorte del área: los puntos de salida de cable desde la esquina suroeste del Tranche A y, sobre todo, el cruce del cable de telecomunicaciones submarino TATA North Europe obligaron a recortar esa esquina, de modo que Dogger Bank A quedó en 515 km² en lugar de los 558 km² de referencia (Figura 4) [82]. La forma final del array y el trazado de evacuación son, por tanto, decisiones acopladas.

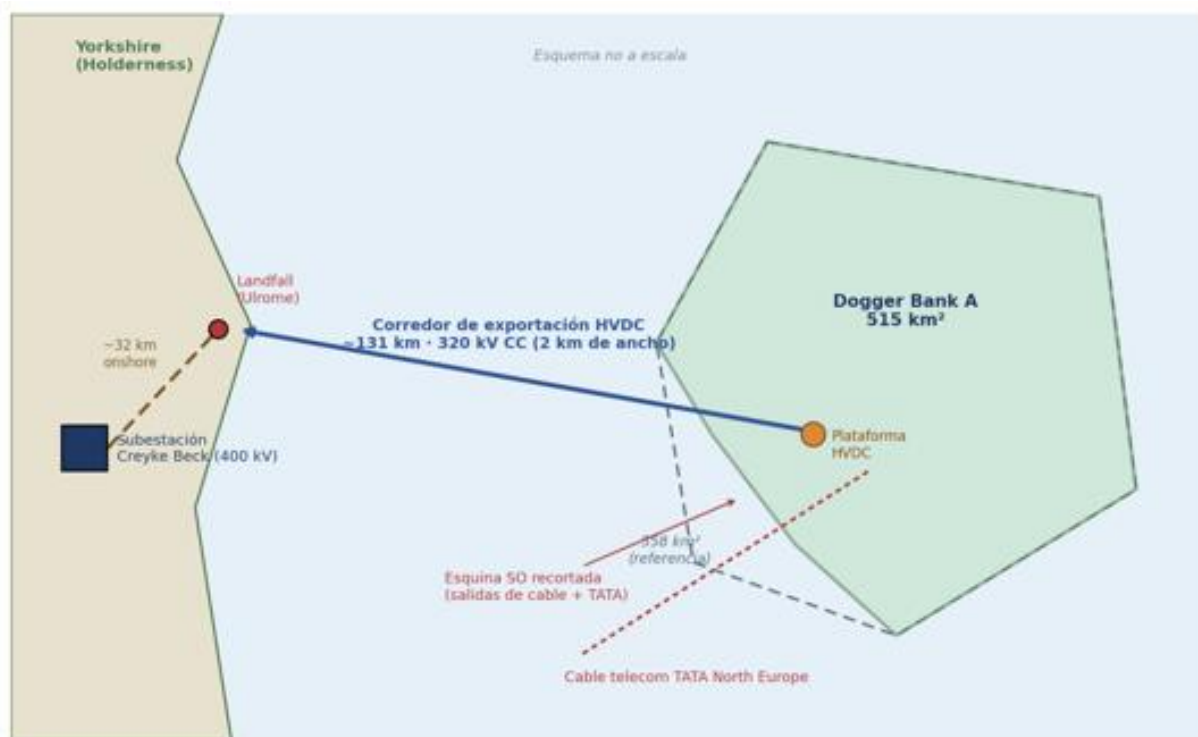


Figura 71. Mapa representativo corredor de exportación HVDC. Fuente: elaboración propia

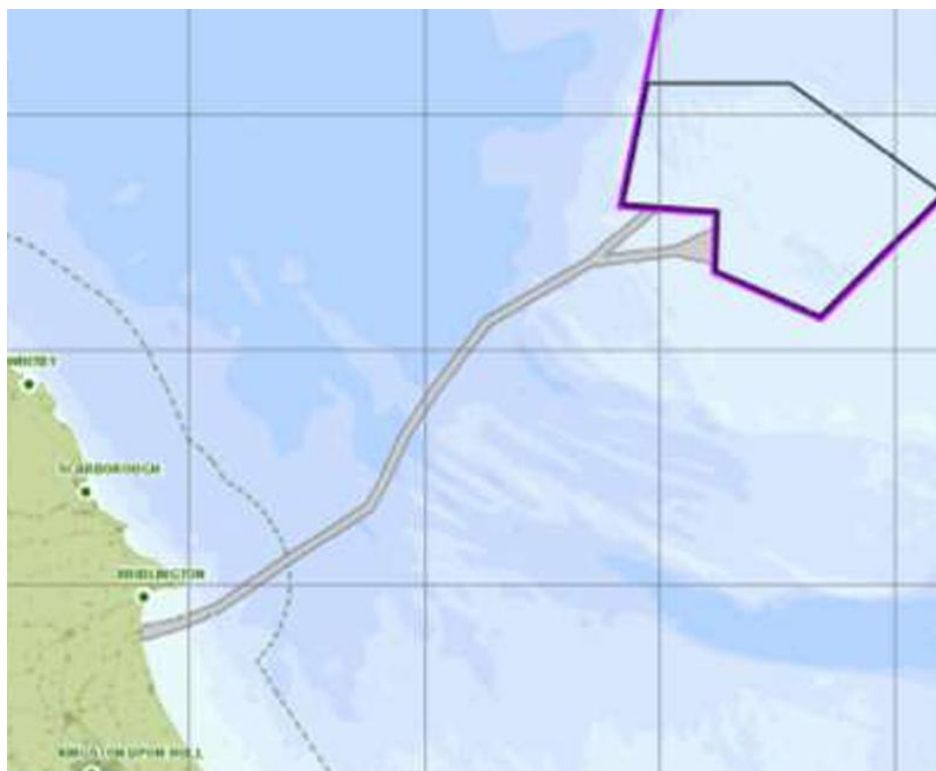


Figura 72. Mapa Corredor de exportación HVDC. Fuente: Trench A Selection Report

5.7.6 INSTALACIONES EN TIERRA Y CONEXIÓN A CREYKE BECK

Desde el amarre de Ulrome, el enlace continúa soterrado unos 30 km en corriente continua a 320 kV hasta la estación convertidora situada en tierra, entre Beverley y Cottingham. El trazado onshore se ejecuta con dos circuitos por proyecto y numerosas arquetas de empalme (joint bays) a lo largo de la ruta [77]. En esa estación la energía se reconvierte de corriente continua a alterna y, mediante un tramo final de unos 2 km en alta tensión alterna (400 kV), se entrega a la subestación de National Grid de Creyke Beck, cerca de Cottingham [17], [77]. La elección de Creyke Beck como punto de conexión, previa al diseño eléctrico del parque, se debe a una subestación existente de la red de 400 kV con capacidad para acoger la nueva potencia.

5.7.7 DEL ENVELOPE DE FOREWIND A LO CONSTRUIDO

Conviene contrastar el diseño finalmente ejecutado con el escenario envolvente (Rochdale envelope) que Forewind consintió en su día para Creyke Beck A y B [18]. Aquel envelope contemplaba un máximo de hasta 400 aerogeneradores, dos plataformas convertidoras HVDC, ocho plataformas colectoras, estaciones meteorológicas y plataformas de alojamiento, hasta 1.900 km de cable inter-array y unos 640 km de cable entre plataformas. La solución construida para Dogger Bank A es al final mucho más sencilla: 95 aerogeneradores, una única plataforma convertidora no tripulada sin plataformas colectoras independientes, 328 km de cable inter-array a 66 kV y un enlace HVDC a 320 kV.

Esa simplificación es consecuencia directa del carácter previsor del enforque Rochdale y las decisiones tomadas aguas arriba: aerogeneradores mucho más grandes (menos unidades), recogida a 66 kV (que hace innecesarias las plataformas colectoras) y una plataforma convertidora compacta y no tripulada.

5.7.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Toda la cadena descrita, desde la recogida, transformación, conversión hasta transporte, consume una parte de la energía generada. Este apartado estima esas pérdidas a lo largo de un año, tomando como punto de partida la producción neta tras el efecto de las estelas, 6.531 GWh/año, que es la energía que entra en el sistema eléctrico en bornes de los

aerogeneradores. Como Dogger Bank no publica el desglose real de sus pérdidas, se emplean valores porcentuales representativos de la literatura de la energía eólica marina con evacuación HVDC [86], anclando el dato del cableado al cálculo propio del apartado 2.1 (del orden del 0,86 % a plena carga en la sarta tipo, que a escala de parque y ponderado en energía se eleva a ~1,25 %). El convertidor VSC moderno presenta pérdidas reducidas, del orden del 1 % por estación [74], [75].

Aplicando una pérdida por etapa sobre la energía que llega a cada una (cálculo en cascada), se obtiene el balance de la Tabla 5 y la Figura 5. El sistema eléctrico entrega a la red unos 6.158 GWh/año, con unas pérdidas totales de ≈ 373 GWh/año (un 5,7 % de la energía neta tras estelas) y un rendimiento global del 94,3 %.

Tabla 5. Balance de pérdidas anuales del sistema eléctrico (cálculo en cascada).

Etapas	Pérdida	GWh/año	Energía restante (GWh)
Energía neta tras estelas (entrada)	3,9%	272	6.531
Red inter-array (cables 66 kV)	1,25 %	81,6	6.449
Transformadores de aerogenerador (BT/66 kV)	0,70 %	45,1	6.404
Plataforma: transformadores + conversión VSC	1,40 %	89,7	6.315
Cable de exportación HVDC (± 320 kV)	1,10 %	69,5	6.245
Estación convertidora en tierra (VSC)	1,40 %	87,4	6.158
Entregada a la red (Creyke Beck)	—	—	6.158

Pérdidas totales ≈ 373 GWh/año (5,7 %). Rendimiento global del sistema eléctrico $\approx 94,3$ %.

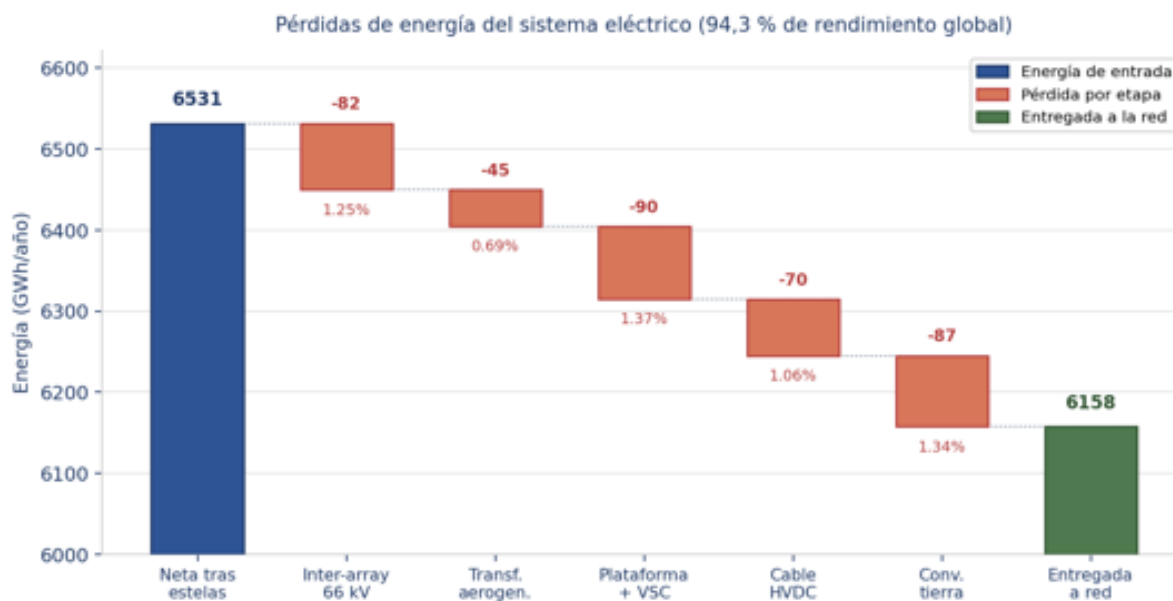


Figura 73. Cascada de pérdidas del sistema eléctrico, desde la producción neta tras estelas hasta la energía entregada a la red. Fuente: elaboración propia.

5.7.9 SÍNTESIS

La conexión a red de Dogger Bank A es el resultado coherente de una serie de decisiones que responden a un condicionante. La distancia de 131 km impone la transmisión en HVDC, la magnitud de las turbinas justifica la recogida a 66 kV y los cables de hasta seis máquinas. La naturaleza marina y pasiva de la red aconseja la tecnología VSC y una plataforma convertidora compacta y no tripulada en posición central. Por último, aunque fue de las primeras certezas, la existencia de una subestación con capacidad en Creyke Beck fija el destino del corredor de exportación. El conjunto entrega a la red unos 6.158 GWh/año, con un rendimiento del sistema eléctrico en torno al 94 %. El resultado es el primer parque eólico marino del Reino Unido evacuado en corriente continua, una arquitectura que se ha convertido en referencia para los grandes parques alejados de la costa.

Tabla 28. Parámetros de la conexión eléctrica

Parámetro	Valor
Tensión inter-array	66 kV CA, aislamiento XLPE
Red inter-array (DB A)	95 cables, 328 km, tramos de hasta 8,6 km
Topología	Cables en serie de hasta ~6 aerogeneradores, radiales a la plataforma
Suministro inter-array	Hellenic Cables (fabricación) / DEME Offshore (instalación)
Tecnología de transmisión	HVDC de fuente de tensión (VSC, «HVDC Light»)
Tensión y potencia HVDC	320 kV CC; 1,2 GW por enlace
Plataforma convertidora	Marina, no tripulada (Aibel; convertidores ABB/Hitachi Energy)
Cable de exportación	~131 km submarino + ~30 km terrestre (NKT)
Amarre (landfall)	Ulrome (costa de Holderness), mediante HDD
Estación convertidora en tierra	Entre Beverley y Cottingham
Punto de conexión a red	Subestación de National Grid de Creyke Beck (400 kV)

Capítulo 6. CONSTRUCCIÓN, MANTENIMIENTO Y DESMANTELAMIENTO

El presente capítulo analiza los costes asociados al ciclo de vida completo del parque eólico marino Dogger Bank A, desde los trabajos previos de desarrollo y tramitación hasta el desmantelamiento al término de su vida útil. Dado que los promotores durante esta fase, SSE Renewables, Equinor y Eni Plenitude (a través de Vårgrønn), no han publicado un desglose completo de costes por partidas, el análisis combina dos fuentes de información:

- Costes contractuales documentados públicamente: adjudicaciones formales de contratos comunicadas al mercado y declaraciones de los propios contratistas.
- Estimaciones por benchmarking: rangos de costes unitarios obtenidos de informes sectoriales (IEA Offshore Wind Outlook, NREL, WindEurope) y de proyectos comparables del Mar del Norte (Hornsea 1 y 2, Borssele, Gode Wind).

Esta metodología se sigue de manera habitual en estudios académicos y en informes de consultoras especializadas (BloombergNEF, Wood Mackenzie). Lo que permite es construir una estimación robusta del CAPEX y del OPEX del proyecto, diferenciando claramente entre datos verificados y rangos indicativos. A lo largo de este capítulo se especifica la naturaleza de cada cifra. Como contraste final, conviene señalar un dato oficial: el cierre financiero de Dogger Bank A y B (noviembre de 2020) movilizó un paquete de financiación de unos 8.000 M\$ para las dos fases (2,4 GW) y el conjunto del proyecto de 3,6 GW se cifra en torno a 9.000 M£ ($\approx$ 11.900 M\$). Esto sitúa la inversión total por fase en el entorno de los 3.000 M£ o 3.400 M€, magnitud frente a la cual se va a contrastar la estimación ascendente (bottom-up) de este capítulo. [25]

6.1 FASE DE DESARROLLO Y TRAMITACIÓN (2010–2020)

6.1.1 CONTEXTO

El desarrollo de Dogger Bank A se remonta hasta el 2010. Tras la Tercera Ronda de adjudicación de zonas eólicas marinas (Round 3) lanzadas por The Crown Estate el consorcio Forewind iniciaba las campañas de estudio y caracterización de la zona. Todo este proceso se desarrolla en detalle en el capítulo 5.

Tras la adquisición por parte de Equinor y SSE en 2019 de las participaciones de los demás socios de Forewind, el proyecto fue desarrollado en tres fases independientes: Dogger Bank A (1.235 MW), Dogger Bank B (1.235 MW) y Dogger Bank C (1.218 MW), con una potencia combinada de 3.688 MW ($\approx 3,6$ GW). Esto convierte al proyecto en el mayor parque eólico offshore del mundo. La propiedad de Dogger Bank A y B corresponde a SSE Renewables (40 %), Equinor (40 %) y Eni Plenitude/Vårgrønn (20 %). SSE Renewables lidera el desarrollo y la construcción mientras que Equinor será el operador durante la fase de explotación.

6.1.2 ACTIVIDADES Y COSTES DE LA FASE DE DESARROLLO

Durante el período de tramitación se ejecutaron las siguientes actividades, características de cualquier proyecto offshore de gran escala: campañas meteorológicas y de recurso eólico (2010–2015), estudios geofísicos de alta resolución del fondo marino, estudios geotécnicos, campañas ambientales (avifauna, mamíferos marinos, peces y bentos) e ingeniería conceptual. Por último, la tramitación administrativa hasta la obtención de la Development Consent Order (DCO). En este caso los costes de desarrollo provienen de estimaciones basadas en benchmarks sectoriales para proyectos offshore de escala similar.

Tabla 29. Estimación de costes de desarrollo de Dogger Bank A. Fuente: elaboración propia a partir de benchmarks sectoriales.

Concepto	Estimación (rango)	Fuente - Observación
Campañas meteorológicas y de recurso	10–20 M€	BVG Associates report
Estudios geofísicos y geotécnicos	20–30 M€	Proyectos comp. Mar del Norte
Estudios ambientales	15–30 M€	Proyectos comp. Mar del Norte
EIA	10–15 M€	BVG Associates report
Ingeniería conceptual y FEED	20–40 M€	NREL
Tramitación y permisos (DCO)	5–15 M€	UK Planning Inspectorate
TOTAL DESARROLLO	80–150 M€	~110 M€ (media)

En 2013 Forwind anuncio que había gastado ~45 M£ en las campañas de caracterización de toda la zona hasta 2013. Este gasto está en línea con el estimado en la tabla de campañas meteorológicas, de recurso, geofísicos, ambientales y parte del Estudio de Impacto medioambiental. El rango 75–150 M€ representa entre el 2 % y el 4 % del CAPEX total estimado, en línea con la práctica sectorial. Esta en línea con el valor estimado por BVG associates de 120 M£.

En otra fuente, el coste en 2025 es de 170 M€ para un parque de este tamaño. Ajustando el impacto de la inflación en los últimos 12 años el valor de 110M€ también es coherente con el coste de esta tercera fuente. [37]

6.2 FASE DE CONSTRUCCIÓN: ANÁLISIS DEL CAPEX

La fase de construcción de Dogger Bank A se desarrolló entre 2021 y 2024, con la primera energía a red en octubre de 2023. Esta fase concentra la mayor parte de la inversión. A continuación, se analiza cada partida, indicando si la cifra procede de un contrato documentado o de una estimación por benchmarking.

6.2.1 AEROGENERADORES: FABRICACIÓN Y SUMINISTRO

El parque está compuesto por 95 aerogeneradores GE Vernova Haliade-X de 13 MW, lo que supone una potencia instalada de 1.235 MW. El contrato de suministro fue adjudicado a GE Vernova (entonces GE Renewable Energy). El pedido, confirmado en septiembre de 2020, comprendió 190 turbinas Haliade-X de 13 MW para las fases A y B (95 por fase). Este pedido constituía el mayor pedido individual de aerogeneradores marinos de la historia hasta ese momento. También incluía un acuerdo de servicio y garantía de cinco años. Posteriormente se añadieron 87 unidades de 14 MW para la fase C, hasta un total de 277 turbinas en las tres fases.

El valor económico del contrato de turbinas no ha sido desglosado públicamente por fase. Las referencias del documento BVG Associates sitúan el coste de suministro de turbinas marinas en el entorno 1,15 M€/MW para una turbina de 10 MW. No obstante, para una turbina de esta generación (13 MW) para reflejar el ahorro producido por el aumento de tamaño se ha estimado un rango de 0,8–1,0 M€/MW (suministro de góndola, palas y torre, sin incluir la instalación, que se contabiliza por separado en el apartado 3.2.6). Aplicado a los 1.235 MW de Dogger Bank A, ello arroja un coste de suministro del orden de 1.000–1.250 M€. Esta cifra esta en línea con el dato oficial proveniente del contrato global de turbinas para las tres fases se anuncio en el entorno de los 3.000 M€: repartido entre tres fases de capacidad equivalente, corresponde aproximadamente un tercio (~1.000 M€) a cada una. [35], [37]

Tabla 30. Partida de aerogeneradores (suministro).

Parámetro	Valor	Fuente - Observación
Número de turbinas	95 ud.	Dato documentado
Modelo	GE Haliade-X 13 MW	Dato documentado
Potencia unitaria	13 MW	Dato documentado
Potencia total instalada	1.235 MW	Dato documentado
Coste unitario de suministro	0,8–1,0 M€/MW	BVG Associates adaptado
COSTE ESTIMADO TURBINAS	1.000–1.250 M€	~1.100 M€ (central)

6.2.2 CIMENTACIONES: MONOPILOTES Y PIEZAS DE TRANSICIÓN

Las cimentaciones son monopilotes de gran diámetro, solución habitual en fondos de 18–35 m con geotecnia uniforme. Cada monopilote se complementa con su pieza de transición (transition piece), protección anti corrosión y protección anti socavación. Los contratos de fabricación se adjudicaron al consorcio Sif–Smulders: en el que Sif fabrica los monopilotes y el acero primario de las piezas de transición. Por otro lado, Smulders fabricaba el acero secundario y el equipamiento de las piezas. Los valores de los contratos con Sif–Smulders no se han hecho públicos. La estimación se basa en costes unitarios del sector (0,3–0,45 M€/MW) [37]. El diseño corrió a cargo de Wood Thilsted. Los monopilotes, siendo entre los mayores instalados hasta la fecha, pesan de media unas 1.057 toneladas y alcanzan hasta 72 m de longitud, con una brida récord de 8 m. La instalación de las cimentaciones fue ejecutada por Seaway 7 y DEME. [58]

Tabla 31. Partida de cimentaciones

Partida	Rango estimado	Base de estimación
Monopilotes (95 ud.)	345–500 M€	0,3–0,4 M€/MW BVGA
Piezas de transición (95 ud.)	95–140 M€	BVG Associates adaptado

Partida	Rango estimado	Base de estimación
Protección anti corrosión	30–40 M€	BVG Associates adaptado
Protección anti socavación	5–10 M€	BVG Associates adaptado
COSTE ESTIMADO CIMENTACIONES	475–690 M€	~600 M€ (central)

6.2.3 RED ELÉCTRICA INTERNA (ARRAY CABLES)

La red interna interconecta los aerogeneradores y los enlaza con la estación convertidora offshore mediante cables inter-array de 66 kV. El suministro de los cables inter-array corresponde a Hellenic Cables (proveedor único de las tres fases: ~650 km para A y B en conjunto, del orden de 325 km para Dogger Bank A). [38]

Tabla 32. Partida de red eléctrica interna. Fuente: elaboración propia

Componente	Rango estimado	Observación
Cables inter-array 66 kV (~328 km)	90–160 M€	Hellenic Cables y BVGA
Conectores, protecciones y empalmes	30–50 M€	BVGA adaptado
COSTE ESTIMADO RED INTERNA	120–210 M€	~170 M€ (central)

6.2.4 ESTACIÓN CONVERTIDORA OFFSHORE Y SISTEMA HVDC DE EVACUACIÓN

La evacuación a tierra se realiza mediante corriente continua en alta tensión (HVDC, ± 320 kV), óptima para las distancias del proyecto. Dogger Bank A cuenta con una estación convertidora offshore: la plataforma suministrada por Aibel alberga los equipos HVDC de Hitachi Energy y que recoge la energía de los cables de 66 kV. La energía llega a tierra en Ulrome (al sur de Bridlington) y a través de ~30 km de cable subterráneo alcanza la estación convertidora onshore cerca de Beverley, desde donde se conecta a la red nacional en la subestación de Creyke Beck (Cottingham, East Riding of Yorkshire). Los cables de exportación (HVDC submarino, terrestre y HVAC de conexión) fueron suministrados e instalados por NKT. Hitachi Energy y Aibel confirmaron las adjudicaciones, aunque los

valores económicos específicos no fueron divulgados. La estimación se basa en proyectos HVDC offshore comparables (Hornsea 2, Borssele). [73], [74], [75]

Tabla 33. Estación convertidora offshore y sistema HVDC

Componente	Rango estimado	Observación
Estación convertidora offshore (plataforma Aibel + equipos HVDC Hitachi, incl. jacket)	400–650 M€	Plataforma única por fase BVGA adaptado
Estación convertidora onshore (Beverley)	130–160 M€	Proyecto Hornsea más equipo HVDC
Cables de exportación HVDC (200 km) + HVAC (8) (NKT)	250–430 M€	~1–2 M€/km Thunder Said Energy [38]
COSTE ESTIMADO SISTEMA DE EVACUACIÓN	780–1.240 M€	~1.020 M€ (central)

6.2.5 INSTALACIÓN OFFSHORE

La instalación marina engloba la colocación de monopilotes, el montaje de torres y aerogeneradores, el tendido y enterrado de cables intra-array y la conexión a la estación offshore. Las cimentaciones las instalaron Seaway 7 y DEME. La colocación de las turbinas estuvo a cargo el buque jack-up Voltaire de Jan De Nul. Este es el mayor buque de instalación jamás construido con una capacidad de levantar hasta 3.000 t. Este hecho constituía la primera vez que se instalaba un Haliade-X de 13 MW en el mundo (fuera del proyecto piloto en tierra). Ante la ausencia del valor oficial de los contratos y costes relacionados se estima el coste en base a la fuente ya recurrente del estudio de BVG Associates.

Tabla 34. Partida de instalación offshore.

Operación	Rango estimado	Observación
Instalación de monopiles y transition pieces	150–250 M€	Seaway 7 / DEME
Instalación de torres y aerogeneradores	180–280 M€	Voltaire (Jan De Nul)
Tendido y enterrado de cables intra-array	80–120 M€	DEME [38]

Operación	Rango estimado	Observación
Instalación estación offshore	40–60 M€	Heerema Marine Contractors
Instalación estación onshore	30–45 M€	Jones Bros Civil Engineering UK
Comisionado y puesta en marcha	30–60 M€	Estimación
COSTE ESTIMADO INSTALACIÓN	510–815 M€	~650 M€ (central)

6.2.6 INFRAESTRUCTURA PORTUARIA Y LOGÍSTICA

Las operaciones en tierra se apoyaron en Able Seaton Port (Hartlepool) como puerto de preensamblaje y *marshalling* de componentes para la instalación. Por otro lado, el Puerto de Tyne (Newcastle) fue la sede de la base permanente de operación y mantenimiento. Ambas instalaciones requirieron inversiones en muelles, grúas, zonas de almacenamiento y accesos para componentes de gran tamaño, no obstante parte de esta inversión es compartida entre las tres fases. [61]

Tabla 35. Partida de infraestructura portuaria

Concepto	Rango estimado	Observación
Habilitación Able Seaton Port (Hartlepool)	30–70 M€	Inversión compartida A/B/C
Base O&M Puerto de Tyne	15–40 M€	Inversión compartida A/B/C
Logística y gestión de componentes	10–30 M€	Estimación BVGA
COSTE ESTIMADO INFRAESTRUCTURA	55–140 M€	~98 M€ (central)

6.3 RESUMEN DEL CAPEX DE DOGGER BANK A

La tabla 3.8 consolida las partidas de inversión. Se presenta el rango estimado y el valor central, que servirá de referencia en el modelo económico del capítulo siguiente.

Tabla 20. Resumen CAPEX de Dogger Bank A. El valor central corresponde a la media del rango de cada partida.

Partida	Mínimo (M€)	Máximo (M€)	Valor central (M€)
Desarrollo y tramitación	80	150	110
Aerogeneradores (95 × GE Haliade-X 13 MW)	1.000	1.250	1.100
Cimentaciones (monopiles + TP)	475	690	600
Red eléctrica interna (66 kV)	120	210	170
Estación convertidora offshore	400	650	525
Estación convertidora onshore	130	160	145
Cables de exportación HVDC + HVAC	250	430	340
Instalación offshore	510	815	660
Infraestructura portuaria	55	140	98
CAPEX TOTAL	3.020	4.495	3.755 M€ (~3,8 B€)

El CAPEX estimado, 3,0–4,5 B€ (central ~3,8 B€), equivale a un coste específico de ~3,08 M€/MW instalado (valor central), comparable al de Hornsea 2. Conviene contrastar esta estimación ascendente con el dato oficial *top-down*: la inversión total de Dogger Bank A y B fue de ~8.000 M\$ (~6.750 M€), es decir, del orden de 3.400 M€ por fase incluyendo desarrollo, costes financieros y contingencias. La estimación *bottom-up* de este capítulo (~3,8 B€) se sitúa por tanto en el extremo alto, lo que responde a dos posibles lógicas.

- 1º: los rangos de benchmark son conservadores y el proyecto, incentivado por los precios récord en las subastas CfD de 2019, alcanzó costes muy competitivos.
- 2º: No se han tenido en cuenta sinergias generadas del desarrollo y construcción paralelas de los parques Dogger Bank A y B. Estas sinergias son oficiales y fueron mencionadas en un comunicado en 2020 [25]

Efectos del modelo económico se va a emplear un CAPEX en el entorno de 3.400–3.800 M€.

6.4 ANÁLISIS GRÁFICO DE LA DISTRIBUCIÓN DEL CAPEX

La Figura 74 ilustra la distribución porcentual de cada partida sobre el CAPEX total (valor central). Los aerogeneradores son la partida dominante (~29 %), seguidos de la instalación offshore, las cimentaciones y el sistema de evacuación. Los porcentajes están en línea con los publicado por la EIA Offshore Wind Outlook 2019 en la pagina 24.

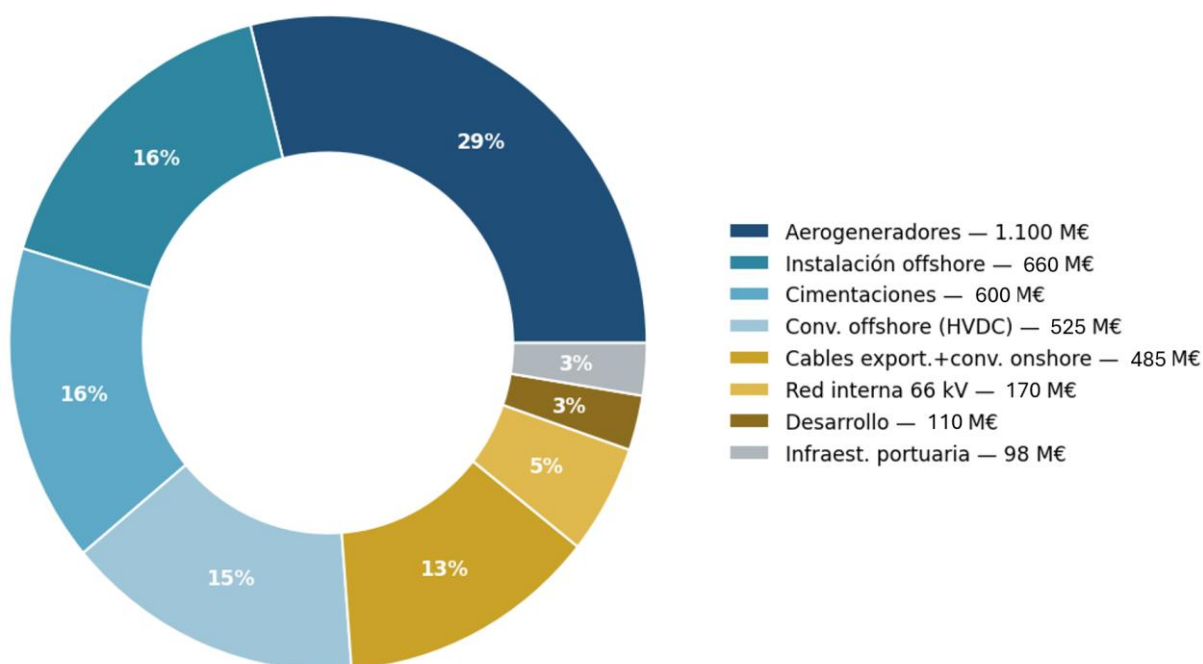


Figura 74. Distribución porcentual del CAPEX de Dogger Bank A por partidas

La estructura refleja la tendencia del sector: a medida que los parques se alejan de la costa, el peso del sistema eléctrico de evacuación (HVDC) crece, mientras que los aerogeneradores siguen siendo la mayor partida en términos absolutos. Sumadas, las tres partidas del sistema de evacuación (convertidora offshore, convertidora onshore y cables) representan ~1.075 M€, en línea con los 800M£ anunciados oficialmente [25], una magnitud comparable a la de los propios aerogeneradores.

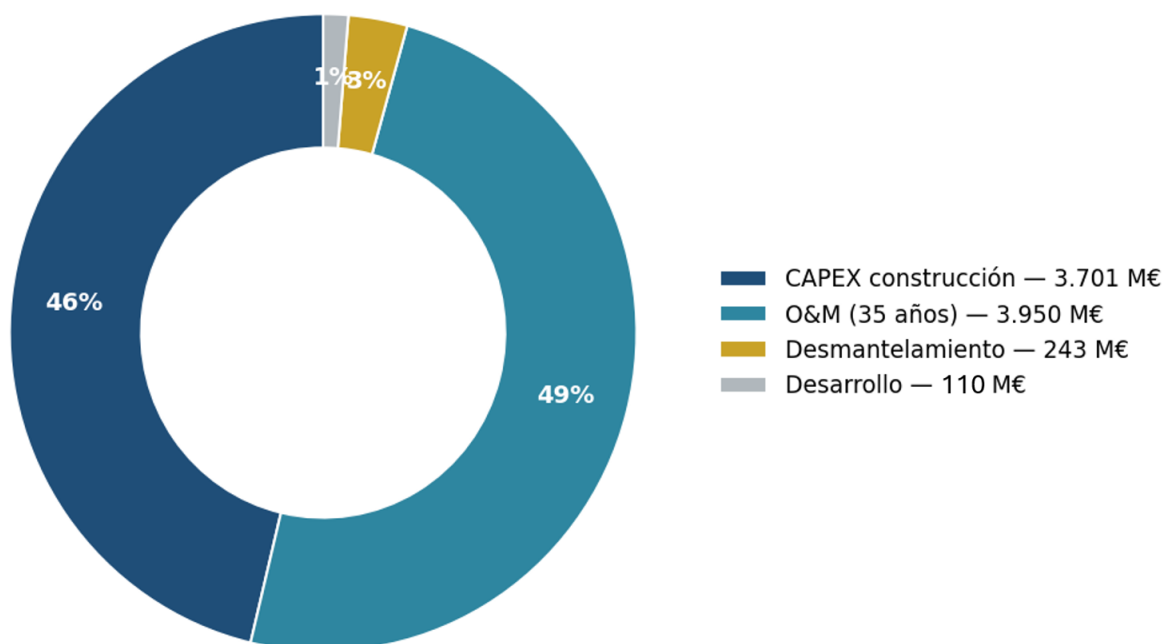


Figura 75. Distribución de costes del ciclo de vida completo (CAPEX + O&M 35 años + desmantelamiento)

La Figura 75 pone en perspectiva el CAPEX frente al coste total del ciclo de vida. Con 35 años de operación y un O&M de ~100 M€/año, el OPEX acumulado alcanza una magnitud comparable al CAPEX, lo que subraya la importancia de la gestión del mantenimiento para la rentabilidad.

6.5 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)

6.5.1 PARÁMETROS GENERALES

Dogger Bank A tiene una vida útil de diseño de 35 años (confirmada por los promotores), período durante el cual el O&M resulta determinante para la disponibilidad y para los ingresos. La base de operaciones está en el Puerto de Tyne. La disponibilidad esperada para turbinas de esta generación se sitúa entre el 94 % y el 97 % y el factor de capacidad neto en el emplazamiento, dado el excelente recurso, en el rango del 54–58 % (la operación real de Dogger Bank A con 6158 GWh es de 56,9%). [37]

6.5.2 ACTIVIDADES DE O&M

Las actividades comprenden:

- Mantenimiento preventivo (inspecciones periódicas, sustitución de consumibles, rotación de componentes).
- Mantenimiento correctivo (averías, con CTV y, para intervenciones mayores, SOV o jack-ups de servicio).
- Monitorización remota y SCADA.
- Inspección ROV de cimentaciones (corrosión, fatiga, scour).
- Inspección, reparación de cables y gestión logística (rotaciones de personal, embarcaciones, repuestos y coordinación con el operador de red).

6.5.3 ESTIMACIÓN DE COSTES DE O&M

Los costes de O&M offshore se expresan en €/MW·año. Para parques de esta generación, los benchmarks ofrecen:

Tabla 36. Benchmarks de costes de O&M para parques offshore

Fuente	Coste (€/MW·año)	Proyecto referencia	Año
BVG Associates	90.000–110.000	Proyectos >1 GW	2025
NREL Offshore Wind Cost Model	100.000–120.000	Turbinas 12 MW	2024
VALOR ADOPTADO PARA MODELADO	~90.000 €/MW·año	—	Mid- benchmark

Se va a escoger el valor mas bajo del rango para representar el mantenimiento la economía de escala causada por la existencia y mantenimiento paralelo de los tres parques de Dogger Bank. Con el valor adoptado de 90.000 €/MW·año y los 1.235 MW instalados, el coste anual de O&M es por tanto de 111,15 M€/año.

Para el modelo se adopta un valor base de 111,15 M€/año en los primeros años, constante en términos reales hasta el año 10 y creciente un 1,5 % anual a partir de entonces, conforme el mantenimiento correctivo gana peso. [37] [44]

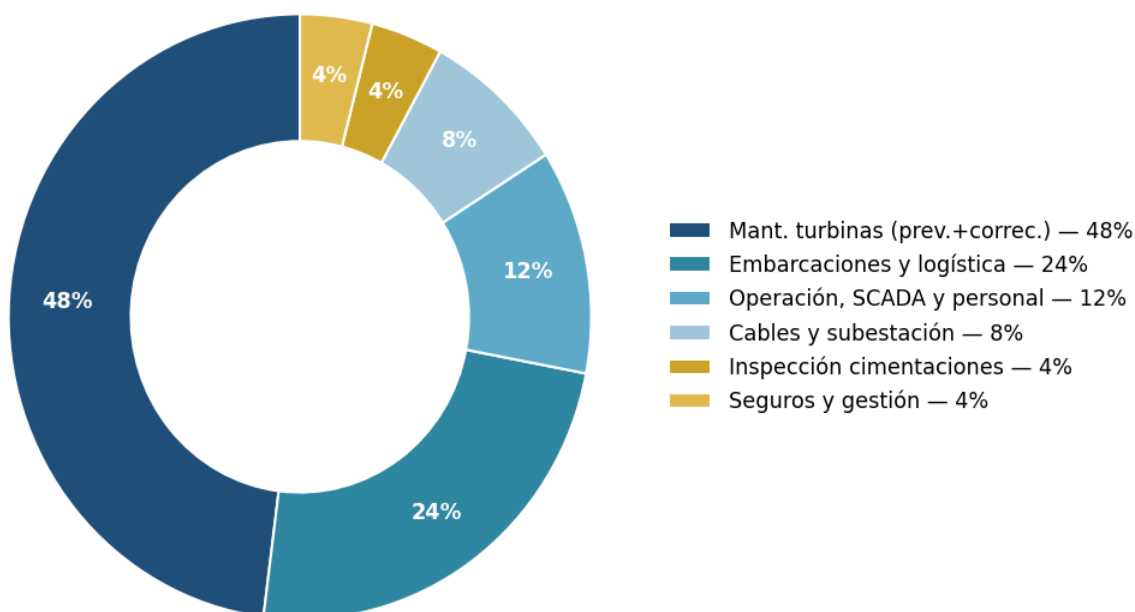


Figura 76. Desglose orientativo de los costes anuales de O&M por categoría.

6.5.4 COSTE DE O&M ACUMULADO A 35 AÑOS

Con un coste base de 111,15 M€/año (año 1), constante en términos reales hasta el año 10 y con incremento del 1,5 % anual a partir del año 11, el coste acumulado de O&M durante los 35 años se estima en:

O&M acumulado (35 años) $\approx$ 3.800–4.200 M€ (central $\sim$ 3.950 M€)

Esta cifra es comparable al CAPEX, lo que es habitual en parques offshore de larga duración. En términos de valor actual neto, los costes de los últimos años pesan comparativamente menos que los iniciales.

6.6 DESMANTELAMIENTO

6.6.1 MARCO REGULATORIO

En el Reino Unido, la retirada de infraestructuras offshore se regula por la Petroleum Act 1998 y la Energy Act 2004. Estos obligan al operador a presentar y ejecutar un Decommissioning Programme aprobado por el DESNZ y también a proveer garantías financieras. La práctica habitual es constituir un fondo de desmantelamiento (sinking fund) capitalizado progresivamente durante la operación. [68]

6.6.2 ACTIVIDADES

Incluyen el desmontaje de las 95 turbinas, la extracción total o parcial de los monopiles (la normativa permite el corte a nivel del lecho si es ambientalmente preferible), la retirada de cables (o abandono regulado in situ), el desmontaje de la estación offshore y el sistema HVDC, la restauración del lecho marino y la gestión de residuos (reciclaje de ~90 % del acero, cobre y aluminio mediante la valorización o vertido controlado de las palas).

6.6.3 ESTIMACIÓN DE COSTES

Los costes de desmantelamiento (horizonte ~2060) son menos predecibles, pues dependen de la tecnología y del mercado de reciclaje del momento. La práctica adopta el rango del 2 % al 5 % del CAPEX original. La fuente de la que se extraen los datos provienen de un estudio reciente (Enero 2026) de TNO (Netherlands Organisation for Applied Scientific Research) para parques modernos con aerogeneradores de 15 MW. Se asume un coste similar para las turbinas de 13 MW de Dogger Bank Zone A.

Tabla 37. Estimación de costes de desmantelamiento de Dogger Bank A

Operación	Rango estimado	Observación
Campaña previa	3–7 M€	4.1 k€/MW
Retirada de turbinas (95 ud.)	60–100 M€	~50–80 % del coste de instalación
Extracción de monopiles	100–120 M€	90 k€/MW Depende de normativa

Operación	Rango estimado	Observación
Retirada de cables submarinos	6–10 M€	6,8 k€/MW
Retirada de estación y HVDC	30–60 M€	Estimación
Gestión de residuos y logística	4–5 M€	Coste neto (descontado reciclaje)
COSTE ESTIMADO DESMANTELAMIENTO	203–300 M€	~250 M€ (central) ~4–8 % del CAPEX

El coste neto puede reducirse por los ingresos del reciclaje del acero (torres, monopiles) y de los metales no ferrosos (cables, transformadores), que en proyecciones conservadoras compensan entre el 20 % y el 40 % del coste bruto. [68]

6.7 COSTE TOTAL DEL CICLO DE VIDA (LCC)

La tabla 3.11 consolida todas las partidas a lo largo del ciclo de vida, desde el desarrollo (2010) hasta el desmantelamiento (~2060).

Tabla 38. Coste total del ciclo de vida (LCC) de Dogger Bank A

Fase	Período	Rango (M€)	Valor central (M€)	% LCC
Desarrollo y tramitación	2010–2020	80–150	110	1,4 %
CAPEX de construcción	2021–2024	2.940–4.345	3.640	45,5 %
O&M (35 años)	2024–2059	3.800–4.200	3.950	49,4 %
Desmantelamiento	2059–2065	203–300	250	3,1 %
COSTE TOTAL CICLO DE VIDA (LCC)	2010–2065	7.020–9.140	7.997 M€	100 %

El CAPEX de construcción representa algo menos de la mitad del coste total del ciclo de vida, mientras que el O&M acumulado alcanza una magnitud comparable. Esta estructura es característica de los grandes parques offshore y justifica la importancia de optimizar el mantenimiento y de gestionar la escalada de costes operativos. Cabe destacar no obstante que este análisis tiene en cuenta los valores nominales y no el impacto del tiempo en el valor del dinero.

6.8 PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA EL MODELO ECONÓMICO

A efectos del modelo económico del capítulo 4, se fijan los siguientes parámetros base:

Tabla 39. Parámetros de referencia para el modelo económico

Parámetro	Valor adoptado	Procedencia
CAPEX total (valor central, bottom-up)	3.755 M€	Tabla 3.8
CAPEX total (referencia top-down, por fase)	~3.400 M€	Cierre financiero A+B (~8.000 M\$)
CAPEX por kW instalado	~3.040 €/kW	3.755 M€ / 1.235 MW
Vida útil del proyecto	35 años	Dato documentado (Equinor/SSE)
Coste O&M año 1 (base)	110 M€/año (~90.000 €/MW·año)	Tabla 3.9
Escalado O&M (años 1–10)	0 % real	Coste constante en términos reales
Escalado O&M (años 11–35)	1,5 % anual	Mayor mantenimiento correctivo
Provisión desmantelamiento (nominal)	250 M€	Tabla 3.10
Factor de capacidad neto estimado	56,9%	Recurso Dogger Bank
Energía generada anual estimada	6158 GWh/año	Producción tras estelas y pérdidas eléctricas

Estos parámetros constituyen el núcleo del análisis económico del capítulo siguiente, en el que se modelizarán los flujos de caja, se calculará el LCOE, y se determinarán el VAN y la TIR bajo distintos escenarios de precio de la electricidad y coste del capital, con un análisis de sensibilidad de los principales factores de riesgo.

6.9 PROBLEMAS Y RETRASOS EN LA CONSTRUCCIÓN: LA CRISIS DE LAS PALAS DEL HALIADE-X

Los retrasos del proyecto comenzaron a manifestarse entre finales de 2023 y principios de 2024 como consecuencia de diversos factores logísticos, operativos y ambientales. Las

condiciones meteorológicas adversas en el Mar del Norte redujeron las ventanas disponibles para la instalación. Estas unidas a la limitada disponibilidad de buques especializados dificultó el avance de las obras. A ello se sumaron problemas en la cadena de suministro especialmente en la fabricación de las góndolas. Esto llevó a que el promotor, SSE Renewables, advirtiera en febrero de 2024 de un posible aplazamiento de la entrada en operación hasta 2025.

Sobre estos retrasos iniciales se añadió un factor de mayor impacto: los problemas detectados en las palas de los aerogeneradores GE Haliade-X de 13 MW. Aunque el primer incidente registrado en Dogger Bank A en mayo de 2024 fue atribuido a un error de instalación, después ocurrió un evento más relevante. La fractura de una pala del mismo modelo en el parque estadounidense Vineyard Wind 1 en julio de 2024 reveló un defecto de fabricación en una de las plantas proveedoras. Este descubrimiento obligó a inspeccionar todas las palas fabricadas en dicha instalación y a reforzar los controles de calidad. Esto paralizó temporalmente la instalación de aerogeneradores en Dogger Bank. La situación se agravó debido a la reducción de capacidad de la única planta alternativa de fabricación, afectada previamente por un incidente operativo [81].

Por último, un segundo fallo de pala en Dogger Bank A ocurrido durante la fase de puesta en servicio fue atribuido a una incorrecta posición de la turbina durante un episodio de fuertes vientos y no a defectos de fabricación.

La acumulación de los tres incidentes llevó al consorcio promotor a confirmar en octubre de 2024 que la operación comercial se retrasaría hasta la segunda mitad de 2025 debido a las inspecciones y trabajos correctivos exigidos por el fabricante. No obstante, las demoras han continuado prolongándose. Según las actualizaciones del registro de CfD del LCCC a julio de 2026 (consultadas para analizar el CfD) las fechas previstas de entrada en operación de las distintas fases del proyecto se sitúan ya entre finales de 2026 y comienzos de 2027.

[81]

Capítulo 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO REGULATORIO, INSTITUCIONAL Y DE MERCADO

La viabilidad económica de un parque eólico marino no depende solo de su recurso y de sus costes, sino del marco regulatorio, institucional y de mercado en el que opera. Este capítulo analiza ese entorno para Dogger Bank A: las instituciones que gobiernan el sector británico, el contexto del Mar del Norte y el funcionamiento del mercado eléctrico de Gran Bretaña (GB). Por último y más importante, el mecanismo de remuneración conocido como el *Contract for Difference* (CfD) que sostiene los ingresos del proyecto. El objetivo último es extraer los parámetros de mercado que alimentarán el modelo económico del capítulo siguiente.

7.1 MARCO INSTITUCIONAL Y COMPETENCIAS REGULATORIAS

El sector eléctrico británico se gobierna mediante un reparto de competencias entre varios organismos, cada uno con un papel diferenciado en el ciclo de vida de un proyecto offshore (Figura 76).

- **Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ):** creado en febrero de 2023, fija la política energética y diseña los instrumentos de apoyo, incluido el esquema CfD.
- **Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem):** El regulador independiente, otorga licencias, regula los cargos de red, conduce las subastas del régimen OFTO de transmisión y supervisa al operador del sistema.
- **The Crown Estate:** Propietaria del lecho marino, fue la que en la tercera ronda de arrendamiento (Round 3, 2010) otorgó a Dogger Bank los derechos de desarrollo mediante un arriendo de 50 años.

- **Low Carbon Contracts Company (LCCC):** es en la contraparte de los contratos CfD, se trata de una sociedad de propiedad pública que gestiona los pagos del esquema.
- **National Energy System Operator (NESO):** es la novedad institucional más relevante. El 1 de octubre de 2024 asumió la operación del sistema eléctrico en sustitución de National Grid ESO [89]. A diferencia de su predecesor que era la filial del grupo privado National Grid, NESO es una sociedad de propiedad pública. El Gobierno adquirió el operador por 630 M£. No obstante, es operativamente independiente con un mandato ampliado de planificación de todo el sistema (electricidad, gas e hidrógeno). NESO equilibra la red en tiempo real, gestiona los pagos por restricciones (constraint payments), administra la cola de conexiones y elabora los nuevos instrumentos de planificación estratégica (el Strategic Spatial Energy Plan y el Centralised Strategic Network Plan). NESO hereda también el papel del EMR Delivery Body, que calcula los resultados de las subastas CfD.
- **Planning Inspectorate:** la autorización de construcción de un proyecto de esta escala (calificado como Nationally Significant Infrastructure Project) se tramita como una Development Consent Order (DCO) ante este órgano, que la eleva al Secretary of State para su decisión, bajo la Planning Act 2008.
- **Marine Management Organisation (MMO):** otorga la licencia marina. Dogger Bank A obtuvo su DCO (Dogger Bank Croyke Beck Order) el 17 de febrero de 2015.

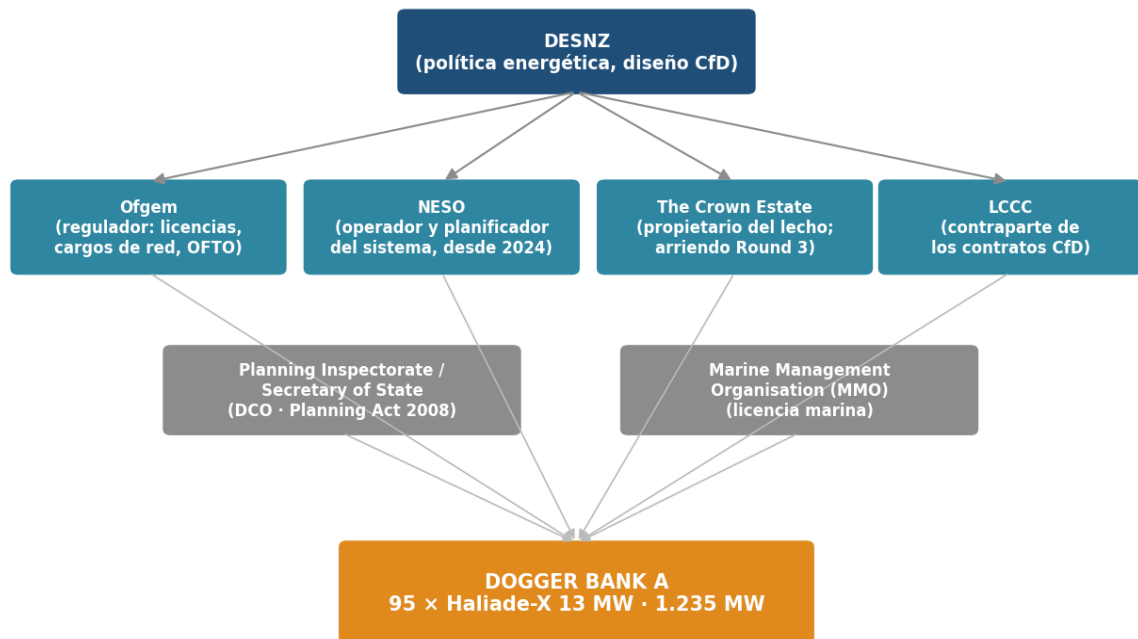


Figura 77. Marco institucional de la eólica marina en GB aplicado a Dogger Bank A.

7.2 CONTEXTO SECTORIAL Y COMPETENCIA POR EL RECURSO

El Mar del Norte es la cuenca eólica marina más importante de Europa: combina vientos fuertes y constantes, aguas someras que permiten cimentaciones fijas y proximidad a los grandes centros de demanda del noroeste europeo. Por ello los Estados fronterizos lo han definido como la “central verde de Europa” y han fijado objetivos conjuntos muy ambiciosos.

La cooperación se articula en dos planos.

- **Plano político:** las cumbres del Mar del Norte han elevado sucesivamente las metas. la Declaración de Esbjerg (mayo de 2022, firmada por Bélgica, Dinamarca, Alemania y Países Bajos). La Declaración de Ostende (abril de 2023), que amplió la coalición a nueve países incorporando a Francia, Irlanda, Luxemburgo, Noruega y el Reino Unido. Esta declaración fijó el objetivo de alcanzar unos 120 GW de eólica marina en 2030 y al menos 300 GW en 2050. Por último, como se reflejaba en la

introducción, los países volvieron a reunirse en Enero de 2026 en Hamburgo para reafirmar su compromiso y proactividad hacia los objetivos establecidos en Ostende.

Como referencia, la capacidad instalada actual en la cuenca apenas supera los 30 GW (Figura 4.2), de modo que las metas implican multiplicar por diez la potencia en menos de tres décadas. [8], [13]

- **Plano técnico:** la North Seas Energy Cooperation (NSEC) compuesta por nueve países más la Comisión Europea coordina los aspectos prácticos: planificación del espacio marítimo, objetivos por país y desarrollo de una red mallada. Tras su salida de la UE en 2020, el Reino Unido no es miembro de la NSEC, pero firmó en diciembre de 2022 un memorando de entendimiento que restablece un marco de cooperación [14].

Estas cifras tienen una implicación directa para Dogger Bank: el recurso, el lecho marino y la cadena de suministro son finitos y crecientemente disputados. La industria europea puede fabricar en la actualidad unos 7 GW de aerogeneradores al año y necesitaría producir 20 GW anuales para cumplir los objetivos de Ostende [8], [13]. Los cuellos de botella en cimentaciones, cables, buques de instalación y puertos son visibles en el retraso que ha sufrido el propio Dogger Bank A. El Reino Unido aspira a 50 GW de eólica marina en 2030 (incluidos 5 GW flotantes) y a 18 GW de interconexión. Dogger Bank que es el mayor emplazamiento del mundo y en este contexto actúa como proyecto ancla del *hub* británico del Mar del Norte. Se están desarrollando nuevas fases (Dogger Bank D) y proyectos vecinos (Dogger Bank South, de RWE y Masdar) en cartera.

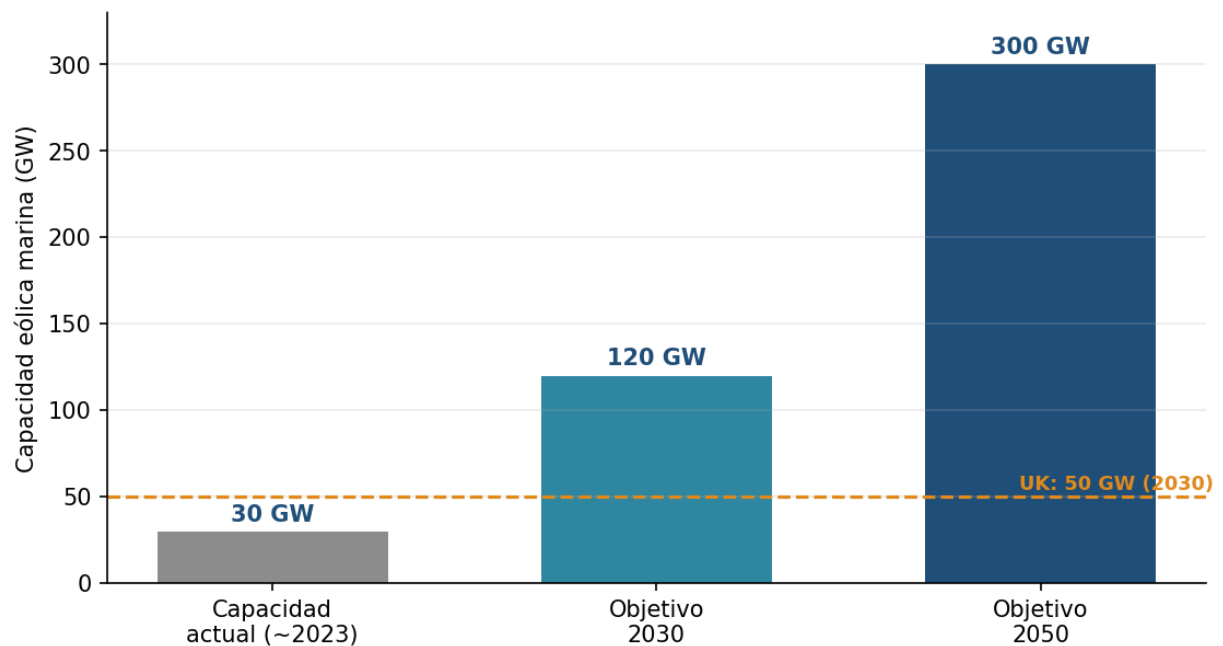


Figura 78. Objetivos de eólica marina en el Mar del Norte (Declaración de Ostende, 2023)

7.3 EL MERCADO ELÉCTRICO BRITÁNICO Y SU RELACIÓN CON EL MERCADO EUROPEO

Gran Bretaña opera un mercado mayorista nacional único desde la entrada en vigor de BETTA (2005), con casación marginalista y resolución semihoraria. El precio mayorista lo fija con frecuencia la tecnología marginal que es normalmente el gas. Esto vincula el precio de la electricidad al del gas natural y explica la volatilidad del periodo 2021–2023. Sobre ese precio mayorista se construye el “precio de referencia” del CfD. Es por esto que la dinámica del mercado determina tanto los pagos del contrato como, más adelante cuando finalice el contrato CfD, los ingresos a precio de mercado del proyecto.

La relación con el mercado europeo cambió radicalmente con el Brexit. Desde el 31 de diciembre de 2020 el Reino Unido abandonó el Mercado Interior de la Energía de la UE y quedó desacoplado del single day-ahead coupling europeo. El comercio a través de los interconectores sigue existiendo, pero este se gestiona mediante subastas explícitas. Estas subastas son menos eficientes que el acoplamiento implícito anterior y está al amparo del Acuerdo de Comercio y Cooperación (TCA). El TCA prevé desarrollar nuevos mecanismos

de comercio más eficientes, aunque están todavía en implantación. En paralelo, el Reino Unido opera su propio mercado de carbono (UK ETS, separado del europeo desde 2021). El precio de emisiones de carbono se traslada al coste de generación de las plantas fósiles que por tanto se refleja en el precio mayorista que perciben las renovables. La interconexión con Europa (en torno a 9–10 GW actuales, con meta de 18 GW en 2030) y los precios europeos siguen influyendo en el precio de Reino Unido pero con una fricción mayor que antes del Brexit.

7.4 ESQUEMAS DE REMUNERACIÓN

Los proyectos renovables pueden remunerarse mediante distintos esquemas, que se diferencian por cómo reparten el riesgo de precio entre el generador, el consumidor y el Estado (Tabla 38).

Tabla 40. Tabla de esquemas de remuneración

Esquema	Mecanismo	Exposición al precio	Uso en Reino Unido
Feed-in Tariff (FiT)	Precio fijo garantizado	Nula	Pequeña escala y carácter histórico
Renewables Obligation (RO)	Venta de certificados verdes (ROCs) a comercializadoras	Alta	Esquema previo para renovables, cerrado a nuevas instalaciones desde 2017
Feed-in Premium (FiP)	Prima sobre el precio de mercado	Media-alta	Más habitual en la UE continental
Contract for Difference (CfD)	Diferencia bidireccional frente a un <i>strike price</i>	Baja (durante el contrato)	Mecanismo principal actual en GB
Merchant	Venta a precio de mercado	Total	Expuesto al precio marginal del mercado
PPA	Contrato bilateral	Baja (durante el contrato)	PPA corporativos

La transición del RO al CfD fue determinante para la economía de la eólica marina británica. Mientras el RO dejaba al generador expuesto al precio de mercado más el valor incierto de

los certificados, el CfD estabiliza el ingreso en torno a un precio garantizado, lo que reduce drásticamente el riesgo percibido por los financiadores y con ello el coste del capital. Esa reducción del coste de capital es la que ha permitido que los *strike prices* de la eólica marina cayeran a mínimos históricos, como muestra el caso de Dogger Bank.

7.5 EL MECANISMO CFD APLICADO A DOGGER BANK A

El Contract for Difference es el núcleo del marco de ingresos del proyecto. Es un contrato bidireccional de 15 años suscrito con la LCCC. El contrato liquida la diferencia entre un precio de ejercicio (strike price) y un precio de referencia de mercado. El pago se calcula como:

$$\text{Liquidación} = (P_{\text{strike}} - P_{\text{ref}}) \times E_{\text{generada}}$$

Si el precio de referencia P_{ref} es inferior al strike, la LCCC paga al generador la diferencia. Si es superior, es el generador quien la devuelve a la LCCC (Figura 4.3). El precio de referencia aplicable a la tecnología intermitente es el Intermittent Market Reference Price (IMRP), basado en el precio diario day-ahead. El resultado es que el ingreso unitario del generador queda fijado en el strike, con independencia de las oscilaciones del mercado. Por tanto, el CfD actúa como un seguro de precio simétrico que protege al proyecto cuando los precios caen y protege al consumidor cuando los precios se disparan.

Figura 4.3 · Mecanismo del Contract for Difference (CfD) bidireccional

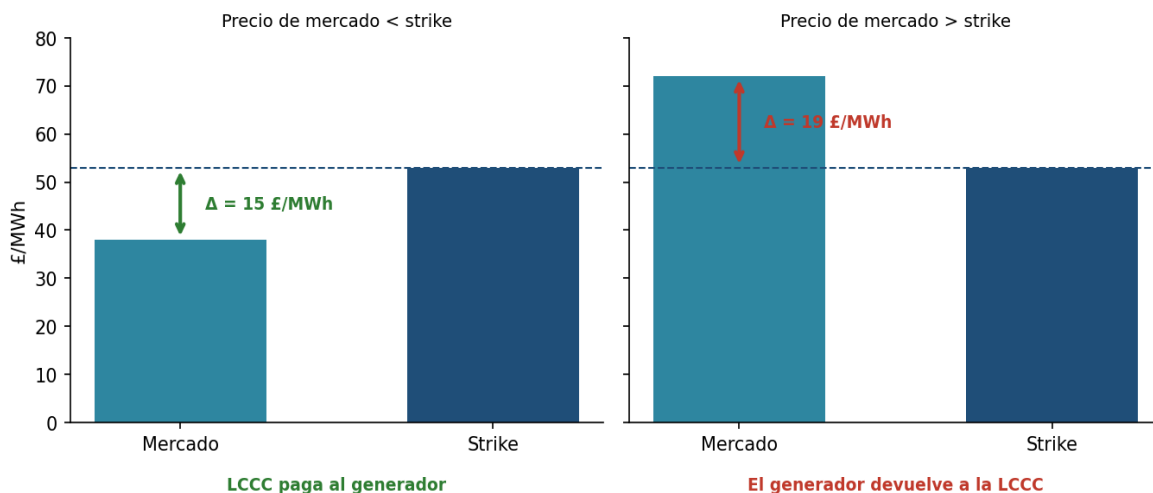


Figura 79. Mecanismo del Contract for Difference (CfD) bidireccional

Dogger Bank A obtuvo su CfD en la tercera ronda de asignación (Allocation Round 3, AR3) de septiembre de 2019, con un strike price de 39,65 £/MWh (en precios de 2012, indexado al IPC) para el año de entrega 2023/24, sobre una capacidad contratada de 1.200 MW [87], [88]. Las fases B y C obtuvieron 41,61 £/MWh (precios de 2012) para entrega 2024/25. Al tratarse de precios de 2012 actualizados por inflación, el valor efectivo del strike de Dogger Bank A rondaba las 53 £/MWh en 2024. AR3 fue la primera subasta en la que la eólica marina británica fijó un precio por debajo del precio mayorista de referencia previsto, y es el más barato de la historia hasta entonces.

Para el modelo económico, la consecuencia es de primer orden: durante 15 años el proyecto percibe un ingreso unitario esencialmente garantizado en términos reales (~53 £/MWh), lo que reduce el riesgo de ingresos casi a cero en ese periodo. Esa es la base que permitió un apalancamiento del 65–70 % sobre los activos de generación y una rentabilidad nominal del capital (*equity*) del 12–16 % anunciada por Equinor [88].

7.6 CONEXIÓN A LA RED Y RÉGIMEN OFTO

La transmisión de la energía a tierra está sujeta en GB a un régimen unico: el Offshore Transmission Owner (OFTO). Primero el promotor construye los activos de transmisión (la plataforma convertidora offshore, los cables de exportación y la estación convertidora onshore). Después, tras la puesta en servicio, los transfiere a un OFTO seleccionado por Ofgem mediante una subasta competitiva. El OFTO percibe a cambio una retribución regulada a largo plazo, y el generador paga por el uso de la red. [85]

Este régimen explica una característica financiera del proyecto: Dogger Bank A y B se estructuraron con un apalancamiento del 90 % sobre los activos de transmisión frente al 65–70 % de los de generación. Esto es precisamente porque se anticipaba su venta a un OFTO. El coste de transmisión rondó las 800 M£ por fase [88], [25]. La conexión de Dogger Bank A se realiza, como se detalló en el capítulo anterior, en la subestación de Creyke Beck (East Riding of Yorkshire) [74]. Los cargos por uso de la red de transmisión (TNUoS) de carácter local penalizan a los generadores del norte. No obstante, durante la vigencia del CfD el contrato aísla al proyecto del riesgo de precio local, por lo que ese coste incide sobre todo en la fase merchant posterior.

7.7 RIESGOS REGULATORIOS Y DE MERCADO

El proyecto está expuesto a varios riesgos de naturaleza regulatoria y de mercado, algunos de los cuales se han clarificado favorablemente en 2025.

- **Posible introducción de precios zonales (locales):** El más relevante en el plano regulatorio era la Review of Electricity Market Arrangements (REMA). La revisión del diseño del mercado iniciada en 2022, cuyo punto más divisivo era la posible introducción de precios zonales (locales) en sustitución del precio nacional único. La eólica del norte de Inglaterra y Escocia son zonas con el mejor recurso y con poca demanda local. Debido a esto los precios podrían hundirse erosionando los ingresos una vez expirado el CfD. El 10 de julio de 2025, el Gobierno británico publicó la Summer Update de REMA y resolvió rechazar el precio zonal y mantener el mercado

nacional único [86]. La decisión es favorable para Dogger Bank, pues elimina ese riesgo de ingresos en la fase merchant.

- **Curtailment:** Es el riesgo de restricciones y vertido (curtailment). La red norte-sur tiene cuellos de botella y los pagos por restricción se aproximaban a los 700 M£ en 2025. Dogger Bank se encuentra lejos de la demanda por lo que está expuesto a que parte de su energía no pueda evacuarse por una saturación de la conexión.
- **Canibalización:** a medida que se añade más eólica al sistema, el precio capturado en horas de viento se erosiona y aumentan las horas de precio cero o negativo. Los CfD posteriores a AR3 no pagan durante periodos prolongados de precios negativos.
- **El riesgo de la cola merchant** es estructural: el CfD cubre 15 años, pero la vida útil es de 35, lo que deja unos 20 años de exposición a precio de mercado Figura 8, mitigable mediante PPA.
- **La volatilidad de los cargos TNUoS** (en alza por las inversiones en red, con el rechazo por Ofgem del tope CMP444) y el riesgo de cambio regulatorio completan el cuadro. El fracaso de AR5 ilustra la sensibilidad del esquema CfD a la calibración del precio máximo. No obstante, ese riesgo afecta a proyectos futuros, no a Dogger Bank A, cuyo contrato ya está asegurado.

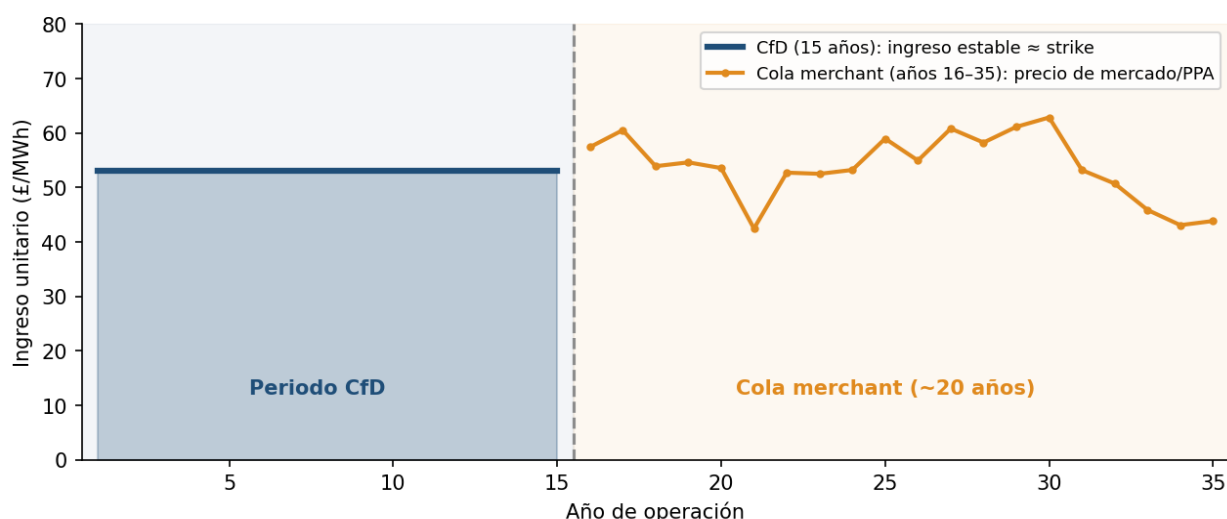


Figura 80. Gráfico ilustrativo de la exposición del proyecto a precio CfD y cola merchant. Fuente: Elaboración propia

7.8 PERSPECTIVA FUTURA: HUBS AND SPOKES Y EL ROL DE DOGGER BANK EN LA RED OFFSHORE DEL MAR DEL NORTE

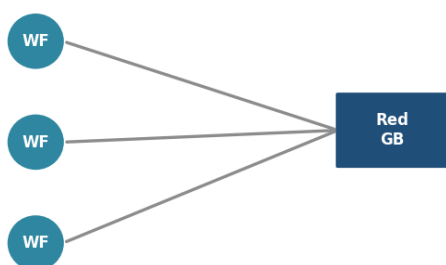
El modelo de conexión actual es radial o punto a punto: cada parque tiende su propio cable hasta un único punto de conexión en tierra, como hace Dogger Bank A en Croyke Beck. Este modelo es sencillo pero ineficiente a gran escala: multiplica el número de cables y puntos de aterrizaje, satura el espacio marítimo y no permite intercambiar energía entre países.

La alternativa hacia la que evoluciona el Mar del Norte es una red mallada (Meshed grid) organizada en torno a la idea del “hubs and spokes” divulgada por X. Nodos o islas energéticas a los que se conectan varios parques y desde los que parten interconexiones a distintos mercados (Figura 4.6). Los parques híbridos actúan simultáneamente como generadores y como interconectores entre países. Esto permite repartir la energía de forma más eficiente, mejora la seguridad de suministro y reduce el coste y el impacto ambiental por MW conectado. Esta visión se materializa en iniciativas como las islas energéticas de Bélgica (Princess Elisabeth Island) y Dinamarca. También se refleja en proyectos como el de North Sea Wind Power Hub y la red mallada que impulsan los operadores de Bélgica, Dinamarca, Alemania y Países Bajos, todo ello respaldado por el marco TEN-E y la

Declaración de Ostende [8], [13]. En el Reino Unido, el Offshore Transmission Network Review y la planificación coordinada que asume NESO (a través del Centralised Strategic Network Plan) apuntan en la misma dirección.

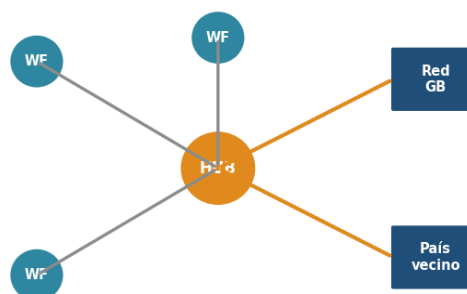
El papel de Dogger Bank en esta arquitectura es estratégico. Por su tamaño y posición central en la cuenca, el complejo Dogger Bank es un candidato natural para convertirse en nodo de una futura red mallada. Con potencial de interconexión hacia el continente y de integración con las nuevas fases (Dogger Bank D) y proyectos vecinos. Para el proyecto, esta evolución es relevante a largo plazo: una red más coordinada y con mayor capacidad de evacuación reduce el riesgo de curtailment y abre opciones de comercialización internacional en la fase merchant.

Conexión radial (punto a punto) — modelo actual



Cada parque: un cable a un único punto.
Más cables, sin intercambio entre países.

Red mallada / hub-and-spoke — modelo futuro



Parques + interconexión integrados.
Intercambio entre mercados, menos cables.

Figura 81. De la conexión radial a la red mallada del Mar del Norte (Hubs & Spoke). Fuente: Elaboración propia

7.9 RESUMEN DE PARÁMETROS DE MERCADO PARA EL MODELO ECONÓMICO

Del análisis anterior se extraen los parámetros de mercado que alimentarán el modelo económico del capítulo siguiente (Tabla 4.2).

Tabla 41. Parámetros de mercado para el modelo económico de Dogger Bank A

Parámetro	Valor / supuesto	Procedencia
Mecanismo de ingresos	CfD bidireccional, 15 años	AR3 (2019), LCCC
Strike price (precios 2012)	39,65 £/MWh	Resultados AR3
Strike price efectivo (2024, indexado IPC)	~53 £/MWh	Indexación CPI
Precio de referencia	IMRP (<i>day-ahead</i> , intermitentes)	Diseño CfD
Periodo CfD / vida útil	15 / 35 años	Contrato / diseño del proyecto
Cola merchant	Años 16–35, a precio de mercado o PPA	Estructura de ingresos
Estructura de mercado	Precio nacional único sistema marginal	REMA, jul. 2025
Riesgo de curtailment	Significativo debido a la separación oferta demanda (red norte-sur)	Restricciones ~700 M£ (2025)
Apalancamiento (generación / transmisión)	65–70 % / 90 %	Cierre financiero
Rentabilidad del equity (nominal)	12–16 %	Equinor: teórica

En síntesis, Dogger Bank A opera en un marco que combina dos circunstancias diferentes a lo largo de la vida del proyecto. Un fuerte apoyo público a la inversión (un CfD que garantiza el ingreso durante 15 años y que ha permitido un alto apalancamiento y un coste de capital reducido) con una exposición creciente al mercado en la segunda mitad de su vida útil.

La decisión de mantener el precio nacional único despeja el principal riesgo regulatorio reciente, mientras que la evolución hacia una red mallada del Mar del Norte condiciona las opciones de evacuación y comercialización a largo plazo. Los parámetros como el strike, precio de referencia, horizonte del CfD, supuestos de precio merchant y estructura financiera constituyen las entradas de mercado de los modelos que se van a emplear. Estos consisten en un modelo de flujos de caja con su VAN y TIR y un modelo de LCOE, que se van a desarrollar a continuación.

7.10 EL IMPACTO DE LOS RETRASOS SOBRE EL CONTRACT FOR DIFFERENCE

El impacto de los retrasos sobre el Contract for Difference (CfD) de Dogger Bank A no radica en el precio de ejercicio del contrato, sino en su diseño temporal. La fecha de expiración del CfD queda fijada en función de la ventana objetivo de puesta en servicio y no se desplaza cuando el proyecto sufre retrasos. Como consecuencia, aunque la remuneración regulada solo comienza con la entrada en operación comercial de cada fase, la fecha de finalización del contrato permanece inalterada, reduciendo el periodo efectivo de cobertura.

En el caso de Dogger Bank A, el retraso de la puesta en marcha hasta finales de 2026 y principios de 2027 implica que cada fase pierde aproximadamente tres años de remuneración, reduciendo la duración efectiva del CfD de quince a cerca de doce años. Durante el periodo previo a la activación del contrato, la electricidad generada se comercializa directamente en el mercado mayorista, sin la protección del mecanismo regulado. No obstante, dado que los precios de mercado fueron superiores al precio de ejercicio del CfD durante esos años, esta situación resultó favorable para el promotor, aunque a costa de asumir una mayor exposición al riesgo de mercado y disponer de menos años de ingresos garantizados en el futuro.

Además, los retrasos sitúan algunas fases del proyecto muy próximas a la Long Stop Date, el límite contractual para la entrada en operación, de modo que cualquier demora adicional podría comprometer la vigencia del CfD si no se concedieran nuevas prórrogas. En conjunto, los retrasos no modifican la duración nominal del contrato, pero sí reducen su valor económico al acortar el periodo efectivamente retribuido y aumentar la exposición del proyecto al mercado eléctrico.

Capítulo 8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1 EL MODELO FINANCIERO: ESTRUCTURA, ESTIMACIONES Y SIMPLIFICACIONES

El análisis económico del proyecto se apoya en un modelo sencillo de project finance construido específicamente para Dogger Bank A. El modelo adopta la lógica estándar de la financiación de proyectos de infraestructura energética: los flujos de caja generados por el activo constituyen la única fuente de repago de la deuda, de modo que el dimensionamiento del pasivo no responde a una cuota fija predeterminada, sino a la capacidad de la caja para sostener un ratio de cobertura del servicio de deuda (DSCR) objetivo en cada periodo. Se ha optado por una versión simplificada con periodicidad anual y con una única fecha de entrada en operación. Se considera suficiente para capturar la rentabilidad y la financiabilidad del proyecto sin la complejidad operativa de un modelo bancario semestral. [37]

Estructura e hipótesis

El modelo abarca el periodo 2021–2061 en malla anual, estructurado en torno a dos fases separadas por la fecha de entrada en operación comercial (COD). La fase de construcción (2021–2026) recoge el desembolso del CAPEX conforme a un perfil temporal con una financiación mediante deuda senior y recursos propios y la capitalización del interés debido durante la obra (IDC). La fase de operación (2027–2061) abarca los 35 años de vida útil, durante los cuales el parque genera ingresos, incurre en costes de operación, atiende el servicio de deuda y distribuye la caja residual al accionista.

El modelo se organiza en módulos encadenados que reproducen la secuencia lógica de un modelo de financiación de proyectos:

- Un calendario con banderas que activan cada fase.
- El CAPEX y las fuentes de financiación, con el cálculo del interés durante la construcción

- La producción y los ingresos, diferenciando el periodo bajo Contrato por Diferencia (CfD) del periodo a precio de mercado
- Los costes de operación y el capital circulante.
- La amortización contable y las capital allowances fiscales.
- El esculpido de la deuda al DSCR objetivo, los impuestos y la cascada de caja.
- Los ratios de rentabilidad y de cobertura.

Las hipótesis técnicas, económicas y de financiación que alimentan el modelo se resumen en la tabla siguiente y se desarrollan más a fondo en la hoja de assumptions del modelo. Los valores técnicos y de coste proceden de los apartados previos de este proyecto. En cuanto al CapEx, al final se ha procedido con el valor procedente de anuncio oficial ~3,400 M€. Los datos financieros y fiscales proceden del apartado de entorno de mercado y del marco regulatorio británico aplicable.

Tabla 42. Resumen de datos utilizados en el modelo

Parámetro	Valor	Unidad
Capacidad instalada	1.235	MW
Producción anual (P50)	6.158	GWh/año
CAPEX total	3.468	M€
OPEX (O&M)	111,2	M€/año
Strike CfD	63,97	€/MWh
Tenor del CfD	12	años (2027–2038)
Coste de la deuda	2,5%	%
Gearing (generación / transmisión)	70 / 90	% deuda
Tipo impositivo (UK Corporation Tax)	25	%
Inflación	2,0	%

8.2 PRECIOS ELÉCTRICOS

Las hipótesis de precio mayorista empleadas en el modelo se derivan de la Table 4 (*Retail Electricity Prices*, segmento Industrial, escenario Central) del libro de datos anexo a la guía *Valuation of energy use and greenhouse gas emissions for appraisal* del Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ) [79], expresada en términos reales de 2022 y con horizonte anual hasta 2100. Al tratarse de precios minoristas, se aplica un factor de

conversión a mercado mayorista de 0,60 que descuenta los costes de red, política y comercialización ajenos al *commodity*. Esto es coherente con un precio *baseload* del orden de £53/MWh, dentro del rango histórico de GB. Sobre dicho precio se aplica un factor de captura eólico decreciente (de 0,95 en 2025 a ~0,78 en 2055) que recoge la canibalización de precios de la generación variable a medida que aumenta la penetración renovable. Ambos factores constituyen hipótesis propias razonadas, no valores de fuente. El dato verificado es exclusivamente la serie retail de DESNZ. Finalmente, esta serie merchant solo gobierna los ingresos una vez expirados el CfD a 15 años, período durante el cual el precio percibido queda determinado por el *strike price* indexado.

8.3 *COSTE NORMALIZADO DE LA ENERGÍA (LCOE)*

El coste normalizado de la energía (Levelized Cost of Energy, LCOE) representa el precio constante al que debería venderse cada MWh generado para que el valor actual de los ingresos iguale exactamente el valor actual de todos los costes del proyecto a lo largo de su vida útil. Constituye la métrica de referencia para juzgar la competitividad de una tecnología de generación con independencia de su esquema concreto de ingresos y permite comparar tecnologías de perfiles de coste muy distintos sobre una base homogénea. Se define como el cociente entre el valor actual de los costes totales y el valor actual de la energía generada.

$$LCOE = \frac{\sum [(CAPEX_t + OPEX_t) / (1 + r)^t]}{\sum [E_t / (1 + r)^t]}$$

Donde $CAPEX_t$ y $OPEX_t$ son la inversión y el coste operativo del año t . E_t la energía generada y r la tasa de descuento. Tanto los costes como la energía se descuentan a la misma tasa y se refieren al inicio de la inversión (2021), de modo que el prolongado periodo de construcción de un proyecto offshore penaliza adecuadamente el resultado. [37]

Tasa de descuento

La tasa de descuento empleada es el coste medio ponderado del capital (WACC) derivado de la propia estructura de financiación del proyecto, lo que garantiza la consistencia entre la

métrica de coste y las condiciones reales de financiación asumidas. El coste de la deuda es el tipo contractual del modelo (2,5 %), al que se aplica el escudo fiscal derivado de la deducibilidad de los intereses. El coste del capital propio se calcula mediante la utilización del modelo de capitalización de activos CAPM. Se ha utilizado únicamente la Beta de SSE puesto que se considera que la beta de Equinor está fuertemente influida por el negocio de hidrocarburos en que principalmente opera. 8,2 % nominal representa la rentabilidad mínima exigida por los inversores dado el perfil de riesgo del proyecto. Ambos componentes se ponderan por el gearing efectivo:

Tabla 43. Componentes del WACC

Componente	Peso	Valor	Contribución
Deuda senior (después de impuestos)	77,2 %	1,88 %	1,44 %
Recursos propios (equity)	22,8 %	8,2 %	1,87 %
Risk free rate		4,0%	
UK ERP		5,3%	
Beta SSE		0,8	
WACC nominal			3,34 %
WACC real (deflactado al 2 %)			1,34 %

Aplicando el WACC nominal al conjunto de flujos del proyecto un CAPEX de 3.468 M€, un OPEX de 111 M€/año y una generación de 6.158 GWh/año a lo largo de 35 años— se obtiene un LCOE de 56,2 €/MWh. La descomposición del resultado revela que la componente de inversión aporta 29,54 €/MWh y la de operación 26,66 €/MWh, lo que refleja el peso dominante del CAPEX característico de la eólica marina. Esta tecnología es intensiva en capital cuyo coste se concentra en la fase inicial y cuyos costes operativos, que también son elevados, son proporcionalmente menores.

8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS: RENTABILIDAD Y RESILIENCIA

Los resultados del modelo confirman la viabilidad económica del proyecto y permiten separar con claridad la rentabilidad intrínseca del activo de la rentabilidad amplificada por el apalancamiento financiero. La tabla siguiente resume las métricas principales:

Tabla 44. Resultados del análisis de la rentabilidad económica

Métrica	Valor
TIR de proyecto (unlevered, nominal)	6,92 %
TIR de equity (levered, nominal)	11,2 %
LCOE (WACC real)	56,2 €/MWh
Strike CfD	63,97 €/MWh
DSCR mínimo / medio	1,35× / 1,52×
Gearing efectivo	77,2 %
Deuda senior / Equity	2.859 / 843 M€
Payback del equity	2036
Deuda íntegramente repagada	2042

- **Rentabilidad del activo y creación de valor:** La TIR de proyecto (6,92 % nominal; 4,92 % real) mide la rentabilidad del activo con independencia de su financiación, es decir, el retorno que generarían los flujos de caja del proyecto si se financiara íntegramente con recursos propios. Al superar el WACC nominal del proyecto (3,34 %) en aproximadamente 2,6 puntos porcentuales, el diferencial es positivo: el proyecto genera un valor actual neto positivo y retribuye a los proveedores de capital por encima de su coste de oportunidad. Es la condición fundamental de creación de valor y el primer filtro que debe superar cualquier decisión de inversión. El apalancamiento tiene además un impacto positivo al elevar la deuda que eleva el rendimiento del equity al 11,2%.
- **LCOE frente a precio:** La comparación entre el LCOE (56,2 €/MWh) y el precio percibido revela el margen económico del proyecto. Durante el periodo CfD, el strike indexado (63,97 €/MWh en el año base) supera al LCOE en unos 8 €/MWh, un colchón que garantiza la cobertura del servicio de deuda y explica la solidez del DSCR observado. Tras la expiración del CfD, el proyecto queda expuesto al precio de mercado. No obstante, la curva de precios merchant en términos nominales se

mantiene por encima del LCOE a lo largo de todo el horizonte. Es por esto que la rentabilidad del proyecto no depende críticamente de la vigencia del régimen contratado. Esta competitividad del LCOE durante las dos fases, contractual en la primera fase y competitiva en la segunda, demuestra la robustez de la inversión.

- **Casos P50, P90 y P99:** La producción es el gran driver de valor. Al pasar del P50 a percentiles más conservadores, la rentabilidad cae de forma lógica. La TIR del proyecto cae 6,92 % al 5,22 % y la de equity del 11,2 % al 8,5 %, mientras el LCOE sube del 56,2 al 67,1 €/MWh. Esto es porque los mismos costes se reparten entre menos energía. Lo más revelador está en la interacción de dos umbrales. Por el lado del equity, tomando el coste de equity estimado (~8 % nominal), el proyecto crea valor con holgura en el P50 (11,2 % > 8 %), mantiene el margen en el P90 (9,7 % > 8 %) y se iguala a rentabilidad exigida en el P99 (8,5 % ≈ 8 %): el accionista mantiene su retorno exigido en el escenario severo. Por el lado del coste, el LCOE cruza el strike del CfD (63,97 €/MWh) entre el P90 y el P99: a P90 el coste normalizado (61,7) aún queda por debajo del precio contratado, pero a P99 (67,1) lo supera. Esto marca el punto de producción en el que el proyecto deja de cubrir sus costes ni siquiera al precio garantizado. Ambos umbrales cuentan la misma historia desde ángulos distintos y sitúan la frontera de viabilidad en torno al P90–P99.

Tabla 45. Resultados del análisis de los casos P50, P90 y P99

Métrica	P50 (base)	P90	P99
Producción (GWh/año)	6.158	5.606	5.155
TIR Proyecto (unlevered)	6,92 %	6,01 %	5,22 %
TIR Equity (levered)	11,2 %	9,7 %	8,5 %
LCOE (€/MWh)	56,20	61,73	67,13
DSCR mínimo	1,35×	1,35×	1,35×
DSCR medio	1,42×	1,46×	2,06×
Último año con deuda viva	2040	2043	2047

Payback equity	2036	2037	2039
Deuda senior / Equity / Gearing	2.803 / 843 / 76,9 %	(idéntico)	(idéntico)

El DSCR mínimo se mantiene en $1,35\times$ en los tres casos porque el sculpting dimensiona la amortización para tocar ese objetivo por construcción. Por eso una caída de producción no rompe la cobertura de la deuda, sino que alarga su vida (el último año con deuda pasa de 2040 en el P50 a 2047 en el P99), trasladando el riesgo al accionista y no al banco. Conviene leer el DSCR mínimo y no el medio, ya que este último se dispara a $2,06\times$ en el P99 por un mero artefacto del promedio cuando la deuda casi se ha extinguido.

Capítulo 9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se van a destacar los resultados y conclusiones que se han obtenido de este trabajo. Se va a abarcar la complejidad del proyecto, los riesgos percibidos en él y los resultados e impacto que tiene el proyecto en las tendencias y desarrollos futuros.

- **Complejidad de un megaproyecto:** Durante el proyecto se ha visto reflejada la complejidad idiosincrática de un megaproyecto de semejante magnitud. Un ejemplo es la necesidad de desarrollar varios parques eólicos, hasta 4 de los 12 propuestos inicialmente, en paralelo para maximizar las sinergias del trabajo de caracterización, los pedidos de turbinas o los procesos de construcción.

Esta complejidad exige un horizonte temporal de varios lustros, desde el 2008 que se constituye el consorcio Forewind hasta finales del 2026 que finalizará la construcción y tendrá lugar finalmente la comercialización total de la energía del parque. La misma caracterización de la zona para la selección del emplazamiento final fue un proceso que duro varios años con múltiples fases y decisiones. Se han podido observar también el impacto de dichas complejidades, como es la reducción de la capacidad objetivo de Dogger Bank Zone fijada inicialmente en 13 GW y convirtiéndose finalmente a 5 GW o los numerosos problemas y retrasos que han pospuesto la finalización del parque.

- **Riesgos del sistema eléctrico:** Existe un rasgo característico de la naturaleza de las redes eléctricas que se materializaba de dos potenciales riesgos para este proyecto. Las redes eléctricas cumplen la función de conectar la oferta con la demanda. En el caso del Dogger Bank A y otros parques (región norte de Inglaterra y Escocia) la demanda se encuentra alejada (región sur). Esta característica provoca dos riesgos que amenazan la rentabilidad del parque. El primero que se mencionaba es el peligro de Curtailment debido a las limitaciones de la infraestructura de la red de transmisión

y en el segundo lugar, el riesgo de la sustitución del precio eléctrico nacional por un sistema de precios locales en la revisión del mercado propuesta en el REMA. Este último riesgo parece disiparse temporalmente tras la resolución del gobierno. Otro riesgo principal que había relacionado con este punto, común en las tecnologías renovables, es la canibalización de los proyectos de generación.

- **Mitigantes:** Esta lista de riesgos que afectaban a la potencial rentabilidad y viabilidad de Dogger Bank A se veían todos reducidos por uno de los órganos más importantes del proyecto. Este es el Contract for Difference, que aseguraba un precio fijo para la energía generada durante un plazo de 15 años. No obstante, estos 15 años, reducidos a 12 debido a los retrasos, cubren únicamente un tercio del ciclo de vida del parque dejando expuesto de nuevo los ingresos a dichos riesgos. Aunque algunos de estos riesgos no eran determinantes en la rentabilidad de proyecto al incluirse en el modelo, cabe recordar la humildad y dificultad del análisis. Un simple modelo no es capaz de determinar más allá de una estimación el impacto real de este tipo de riesgos, pudiendo estos siempre ser peores. Además, estos riesgos, aunque se pueden cubrir a nivel individual, la dificultad de cobertura aumenta a nivel colectivo poniendo en peligro el objetivo de establecer un polo de energía limpia en el mar del norte.

De esta manera, el autor llega a la conclusión de que la solución holística y definitiva para estos problemas reside ya en una propuesta europea con la que se iniciaba este trabajo: El sistema *Hubs and Spokes*. El desarrollo de un sistema fuertemente mallado con múltiples nodos que maximiza la interconexión de países y regiones es la solución. Esto permitiría el acceso de la presente y futura generación eólica concentrada en el mar del norte a numerosos mercados y núcleos de demanda. De esta forma se eliminarían los cuellos de botellas y problemas de curtailment por restricciones de la red, canibalización o depresión de precios eléctricos zonales.

- **Importancia de la cadena de suministro:** El caso de Dogger Bank A refleja con claridad cómo un riesgo presente de cadena de suministro se materializa en un impacto real sobre el calendario y el coste del proyecto. La sucesión de incidencias con las palas de la turbina Haliade-X de 13 MW, tecnología en ese momento puntera pero también inmadura, supuso el núcleo del problema.

Este problema no solo obligó a reparaciones y revisiones en el parque, si no que se propagó aguas arriba hasta las fábricas y la cadena de producción del suministrador, obligando a revisar procesos, ralentizar entregas y por último materializándose en un retraso de varios años en la entrada en operación. Esto se debió también a que despliegue a escala comercial de esta turbina fue afrontado por primera vez por Dogger Bank A. Precisamente por ello, el proyecto adquiere un valor de precedente: resolver los problemas de cadena de suministro de esta turbina aporta madurez a la tecnología. Esto permite el desarrollo del resto de fases y de parques de tamaño gigavatio en el conjunto de la Dogger Bank Zone, absorbiendo la curva de aprendizaje que los proyectos posteriores ya no tendrán que recorrer.

Esta experiencia confirma de nuevo el acierto de uno de los objetivos de la Declaración de Hamburgo al priorizar el fortalecimiento y el impulso de la cadena de suministro: como ha evidenciado este proyecto, la capacidad industrial es un pilar tan determinante como la financiación o el recurso eólico para el desarrollo exitoso del Mar del Norte como gran polo energético europeo.

- **Rentabilidades y retornos:** El proyecto exhibe una rentabilidad elevada pese a los sobrecostes y retrasos derivados de la crisis de las palas, que desplazaron la entrada en operación. La TIR de equity obtenida en el modelo (11,2% en el caso base P50) se sitúa ligeramente por debajo del retorno del 12–16% nominal que Equinor comunicó para el proyecto en diciembre 2021, una diferencia coherente y esperable por dos motivos: primero, la cifra anunciada por el promotor incorpora las plusvalías de los farm-downs (ventas parciales de participación), mientras que el modelo refleja

el retorno del activo mantenido a vencimiento. Segundo, el modelo representa los retrasos y su impacto en la fecha de inicio de comercialización, retrasando la generación de ingresos del proyecto.

Resulta especialmente destacable que esta rentabilidad se sostenga habiendo incorporado tanto los retrasos como el efecto de la canibalización de precios sobre la fase de ingresos merchant, que penaliza el precio percibido a largo plazo. La solidez del retorno descansa en buena medida en la calidad del recurso eólico del emplazamiento: el análisis de sensibilidad a los escenarios de producción P50, P90 y P99 muestra que la TIR de equity solo descende del 11,2% al 9,7% y al 8,5% respectivamente, manteniéndose en niveles atractivos incluso en el percentil más conservador. El proyecto conserva así rentabilidad positiva en todo el rango de producción analizado, lo que confirma la robustez económica del activo frente a la incertidumbre del recurso.

Capítulo 10. CONCLUSIONES Y TRABAJOS

FUTUROS

La transición energética constituye uno de los mayores retos económicos, industriales y geopolíticos a los que se enfrenta Europa en el siglo XXI y la eólica marina se ha consolidado como una de sus palancas fundamentales. En este marco general, el desarrollo de megaproyectos como Dogger Bank A pone de manifiesto la importancia decisiva del respaldo institucional europeo y el análisis realizado confirma que iniciativas como la Declaración de Hamburgo se orientan en la dirección correcta.

Toda transformación de esta magnitud requiere una acción coordinada entre el sector público y el privado. En esta acción coordinada las instituciones fijan el marco y ofrecen certidumbre y el capital privado aporta la ejecución y la eficiencia. El énfasis de estas iniciativas en el fortalecimiento de la cadena de suministro responde precisamente al problema más persistente y determinante que ha afrontado Dogger Bank A: la inmadurez industrial en torno a la turbina Haliade-X y sus componentes. Por otro lado, el impulso a la arquitectura de *Hubs and Spokes* aborda el reto de integrar de forma eficiente y coordinada una capacidad de generación sin precedentes en el Mar del Norte.

Este apoyo resulta especialmente valioso frente a los desafíos estructurales que afrontan las renovables a distintas escalas. La intermitencia, la necesidad de refuerzo de las redes, los largos plazos de desarrollo y la canibalización de precios son obstáculos comunes a toda la tecnología que exigen respuestas tanto de mercado como regulatorias.

Ningún proyecto se desarrolla de forma aislada y los aprendizajes de los pioneros benefician al conjunto del sector. En este sentido, Dogger Bank A trasciende su condición de proyecto individual para convertirse en precedente: al absorber la curva de aprendizaje tecnológica e industrial, abre el camino al desarrollo de parques de escala gigavatio con esta turbina en el

conjunto de la Dogger Bank Zone y por tanto sienta las bases del modelo que replicarán los grandes desarrollos venideros.

Más allá de lo tecnológico, el trabajo evidencia la sólida viabilidad económica del Mar del Norte como polo energético, palanca simultánea de independencia energética y de cumplimiento de los ambiciosos objetivos medioambientales europeos. De todo ello se desprende una reflexión de fondo sobre la importancia de una economía libre y capitalista de base alineada con la transición energética:

- El análisis financiero demuestra que el principal motor del éxito de las renovables no reside tanto en su impacto ambiental positivo si no en su competitividad económica y su elevada rentabilidad, que son las que en última instancia movilizan el capital privado a la escala que la transición exige.

Cuando la rentabilidad y la sostenibilidad apuntan en la misma dirección, la transición deja de depender de la buena voluntad para convertirse en una oportunidad de inversión. Es esa alineación de incentivos la que hace que estos proyectos se construyan. De esta forma la conjunción de seguridad nacional, retorno financiero e impacto medioambiental positivo sitúa al Mar del Norte como un activo estratégico de primer orden. Por último, se confirma que proyectos como Dogger Bank A acercan de forma tangible la consecución de los objetivos climáticos y de autonomía energética del continente.

10.1 FUTURAS LÍNEAS DE ESTUDIO

El presente trabajo abre diversas vías de profundización que exceden su alcance pero que complementarían y enriquecerían sus conclusiones. Se identifican tres líneas de investigación de especial interés:

La primera consiste en cuantificar el impacto de la venta del activo de transmisión al OFTO sobre la rentabilidad de la inversión, evaluando cómo la transferencia de estos activos regulados (No incluida en el alcance del presente modelo) altera el perfil de caja, el capital empleado y los retornos del promotor. Esto se trata de un rasgo distintivo del marco británico cuyo efecto sobre la estructura financiera merece un estudio específico.

La segunda abordaría la lógica económica y regulatoria que promueve la propuesta de sustituir el precio único nacional por un esquema de precios zonales. Analizando sus implicaciones sobre la localización de la inversión, la gestión de la congestión de red y la señal de precio que reciben proyectos como los de la Dogger Bank Zone. Esto es un debate que resultará determinante para el diseño del mercado eléctrico de las próximas décadas.

Por último, resultaría especialmente pertinente calcular el impacto medioambiental real del desarrollo del Mar del Norte como polo energético mediante un análisis de ciclo de vida completo. Este análisis trataría de contraponer las emisiones evitadas por la generación renovable a las emisiones asociadas a la fabricación, construcción, instalación y desmantelamiento de la infraestructura. El objetivo es el de ofrecer una medida neta y rigurosa de su contribución climática que trascienda la percepción convencional de las renovables como tecnologías de impacto nulo.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia Internacional de la Energía (IEA), *World Energy Outlook 2023*. Paris, France: IEA, 2023. [Online]. Disponible: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2022*. Abu Dhabi, UAE: IRENA, 2023. [Online]. Disponible: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- [3] Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. Cambridge, U.K.: Cambridge Univ. Press, 2022. [Online]. Disponible: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- [4] Comisión Europea, *The European Green Deal* (COM(2019) 640 final). Brussels, Belgium, 2019. [Online]. Disponible: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/european-green-deal.html>
- [5] Comisión Europea, *An EU Strategy on Offshore Renewable Energy* (COM(2020) 741 final). Brussels, Belgium, 2020. [Online]. Disponible: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN>
- [6] WindEurope, *Offshore Wind in Europe: Key Trends and Statistics 2023*. Brussels, Belgium, 2024. [Online]. Disponible: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2023-statistics-and-the-outlook-for-2024-2030/>
- [7] Global Wind Energy Council (GWEC), *Global Offshore Wind Report 2023*. Lisbon, Portugal, 2023. [Online]. Disponible: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/08/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2023.pdf>
- [8] North Seas Energy Cooperation, *Political Declaration on Energy Cooperation between the North Seas Countries*, 2016. [Online]. Disponible: <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/93299/Political%20Declaration%20on%20Energy%20Cooperation%20between%20the%20North%20Seas%20Countries%20FINAL.pdf>
- [9] J. F. Manwell, J. G. McGowan y A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, 2.^a ed. Chichester, U.K.: John Wiley & Sons, 2010. [Online]. Disponible: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119994367>

- [10] D. M. Sharpe, *Offshore Wind Energy Technology*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2011
- [11] Bundesnetzagentur, *Monitoring Report 2024*. Bonn, Germany, 2024. [Online]. Disponible: https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/DataCollection_Monitoring/start.html
- [12] Danish Energy Agency, *Offshore Wind in Denmark — Status Report 2023*. Copenhagen, Denmark, 2023
- [13] Gobiernos de Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega y Reino Unido, *The Hamburg Declaration: Building the North Seas' Power Hub for a Resilient and Competitive Europe*, Hamburg, Germany, ene. 2026. [Online]. Disponible: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/M-O/nordsee-gipfel-2026/the-hamburg-declaration.pdf>
- [14] European Commission, *North Seas Energy Cooperation (NSEC)*, Brussels, Belgium, 2023. [Online]. Disponible: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/north-seas-energy-cooperation_en
- [15] International Energy Agency (IEA), *Renewables 2023 – Analysis and Forecast to 2028*. Paris, France: IEA, 2023. [Online]. Disponible: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>
- [16] Naciones Unidas, *Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development*, New York, NY, USA, 2015
- [17] Power Technology, *Dogger Bank Creyke Beck Development, North Sea*. London, U.K.: Power Technology. [Online]. [Accessed: 8-Jun-2026] Available: <https://www.power-technology.com/projects/dogger-bank-creyke-beck-development-north-sea/>.
- [18] *The Dogger Bank Creyke Beck Offshore Wind Farm Order 2015*, S.I. 2015/318
- [19] Forewind, *Dogger Bank Tranche A Selection Report*. London, U.K.: Forewind Ltd., Oct. 2010. [Online]. [Accessed: 9-Jun-2026] Available: https://doggerbank.com/wp-content/uploads/2020/06/tranche_a_selection_report.pdf
- [20] Forewind Consortium, *Dogger Bank Zone: Zonal Characterisation Document (ZoC)*, Rev. 1.0, London, UK: The Crown Estate Round 3 Offshore Wind Farm Programme, 2010.
- [21] Forewind Consortium, *Offshore Project Boundary Selection Report*, Appendix B to Chapter 6 (*Assessment of Alternatives*) of the *Dogger Bank Environmental Statement*, Report F-OFZ-RP-008, Issue 1, Nov. 2012. [Online]. Available: [Dogger Bank – Offshore Project Boundary Selection Report \(PDF\)](#). Accessed: Jun. 2026.

- [22] H. Hersbach et al., «The ERA5 global reanalysis», *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 146, n.º 730, pp. 1999–2049, 2020. Available: <https://doi.org/10.1002/qj.3803>
- [23] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe y E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 2.ª ed. Chichester, Reino Unido: John Wiley & Sons, 2011.
- [24] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-1:2019, Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements*, 4.ª ed. Ginebra: IEC, 2019. <https://webstore.iec.ch/publication/26423>
- [25] Dogger Bank Wind Farm, “Dogger Bank Wind Farm A and B reaches financial close,” Nov. 26, 2020. [Online]. Available: <https://doggerbank.com/press-releases/dogger-bank-wind-farm-a-and-b-reaches-financial-close/>
- [26] S. Coles, *An Introduction to Statistical Modeling of Extreme Values*. Londres: Springer, 2001. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-3675-0>
- [27] E. J. Gumbel, *Statistics of Extremes*. Nueva York: Columbia University Press, 1958.
- [28] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-3-1:2019, Wind energy generation systems – Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines*. Ginebra: IEC, 2019. <https://webstore.iec.ch/publication/29360>
- [29] Solicitud de variación de las deemed Marine Licences (ref. AU-TPD-PM575-00002-061): aumento del rotor máximo de 215 a 280 m. UK Government / MMO. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5cc8457ee5274a5a041bcca3/AU-TPD-PM575-00002-061.pdf>
- [30] DML Variation Seven Cover Letter (06/11/2023): referencia a las órdenes de modificación del DCO (S.I. 2019/838 y S.I. 2020/329). UK Government. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65a7fedf94c9970013aeb969/DML_Variation_Seven_Cover_Letter_06112023.pdf
- [31] The Dogger Bank Creyke Beck Offshore Wind Farm (Amendment) Order 2019 (S.I. 2019/838). Legislation.gov.uk. <https://www.legislation.gov.uk/ukSI/2019/838>
- [32] The Dogger Bank Creyke Beck Offshore Wind Farm (Amendment) Order 2020 (S.I. 2020/329). Legislation.gov.uk. <https://www.legislation.gov.uk/ukSI/2020/329>
- [33] Riviera Maritime Media, «Circa 20-MW turbines cleared for use on Dogger Bank» (consentimiento para rotor de hasta 280 m). <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/circa-20-mw-turbines-cleared-for-use-on-dogger-bank-54976>

- [34] Equinor, «Dogger Bank wind farm places record-breaking turbine order» (22/09/2020): 190 Haliade-X de 13 MW, 95 por fase. <https://www.equinor.com/news/archive/20200922-dogger-bank>
- [35] Dogger Bank Wind Farm, «GE's Haliade-X 14MW turbine to debut at Dogger Bank C». <https://doggerbank.com/press-releases/ges-haliade-x-14mw-turbine-to-debut-at-dogger-bank-c/>
- [36] A. Betz, «Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren», *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen*, vol. 26, pp. 307–309, 1920
- [37] Guide to an Offshore Wind Farm, “Wind farm costs,” 2025. [Online]. Available: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs/>.
- [38] B. Tomic, “Dogger Bank – Who's Who in the World's Largest Offshore Wind Project,” *OE Digital*, Apr. 28, 2021. [Online]. Available: <https://www.oedigital.com/news/487209-dogger-bank-who-s-who-in-the-world-s-largest-offshore-wind-project>
- [39] Wikipedia, «Dogger Bank Wind Farm» (uprating a 13 MW; 1,235 GW por emplazamiento; inicio de instalación). https://en.wikipedia.org/wiki/Dogger_Bank_Wind_Farm
- [40] SSE / RNS, «CfD Allocation – Dogger Bank Wind Farm Results» (20/09/2019): precios de ejercicio. <https://www.investgate.co.uk/announcement/rns/sse--sse/cfd-allocation-dogger-bank-wind-farm-results/5476871>
- [41] Dogger Bank Wind Farm, «Dogger Bank Wind Farm A and B reaches financial close». <https://doggerbank.com/press-releases/dogger-bank-wind-farm-a-and-b-reaches-financial-close/>
- [42] OffshoreWind.biz, «UK Offshore Wind Strike Prices Slide Down to GBP 39.65/MWh» (20/09/2019). <https://www.offshorewind.biz/2019/09/20/uk-offshore-wind-strike-prices-slide-down-to-gbp-39-65-mwh/>
- [43] Dogger Bank Wind Farm, «GE's Haliade-X offshore wind turbine prototype operating at 13MW». <https://doggerbank.com/project-news/ges-haliade-x-offshore-wind-turbine-prototype-operating-at-13mw/>
- [44] Ørsted, *Green Finance Impact Report 2025*. Fredericia, Denmark: Ørsted A/S, May 2025. [Online]. Available: [Green Finance Impact Report 2025](#). [Accessed: Jul. 6, 2026]
- [45] 4C Offshore, ficha y visor del proyecto Dogger Bank A (posiciones de aerogeneradores y mapa base de mediciones). <https://www.4coffshore.com/windfarms/united-kingdom/dogger-bank-a-united-kingdom-uk81.html>

- [46] Global Wind Atlas (rosas de frecuencia, velocidad y potencia del emplazamiento).
<https://globalwindatlas.info>
- [47] Emery, A. R. et al., «Late Pleistocene and Holocene depositional systems and the palaeogeography of the Dogger Bank, North Sea» (valles de túnel y paleocanales).
https://www.academia.edu/4237261/Late_Pleistocene_and_Holocene_depositional_systems_and_the_palaeogeography_of_the_Dogger_Bank_North_Sea
- [48] Forewind, «Dogger Bank – A Geo Challenge» (modelo geológico 3D y selección de cimentación; profundidades 18–63 m).
https://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/530797/1/Dogger_Bank.pdf
- [49] Criterio general de separación en parques eólicos: ~8 D aguas abajo y ~4 D en transversal (rangos 5–10 D y 3–6 D). https://www.researchgate.net/figure/Wind-farm-with-optimum-spacing_fig4_291348908
- [50] N. O. Jensen, *A note on wind generator interaction*, Risø-M-2411. Roskilde, Dinamarca: Risø National Laboratory, 1983.
- [51] I. Katic, J. Højstrup y N. O. Jensen, «A simple model for cluster efficiency», en *Proc. European Wind Energy Association Conference (EWEC)*, Roma, 1986, pp. 407–410
- [52] M. Bastankhah y F. Porté-Agel, «A new analytical model for wind-turbine wakes», *Renewable Energy*, vol. 70, pp. 116–123, 2014.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.002>
- [53] S. Bhattacharya et al., «A short review of foundation design for offshore wind turbines», *Ground Engineering*, 2024. <https://www.geplus.co.uk/opinion/a-short-review-of-foundation-design-for-offshore-wind-turbines-22-04-2024/>
- [54] BOEM, «Comparison of Environmental Effects from Different Offshore Wind Turbine Foundations» (White Paper).
<https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/environment/Wind-Turbine-Foundations-White%20Paper-Final-White-Paper.pdf>
- [55] «A comprehensive review of foundation designs for fixed offshore wind turbines», Science Direct, 2025. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2092678225000019>
- [56] Empire Engineering, «Monopile, Jacket or Floater — how do I pick the right option for my offshore wind project?». <https://www.empireengineering.co.uk/monopile-jacket-or-floater-how-do-i-pick-the-right-option-for-my-offshore-wind-project/>

- [57] Windpower Engineering & Development, «Comparing offshore wind turbine foundations». <https://www.windpowerengineering.com/comparing-offshore-wind-turbine-foundations/>
- [58] Dogger Bank Wind Farm, «Laying the foundations for net zero on Dogger Bank Wind Farm», 2022. <https://doggerbank.com/construction/laying-the-foundations-for-net-zero-on-dogger-bank-wind-farm/>
- [59] OffshoreWIND.biz, «World's Largest Offshore Wind Farm Readies For First Above-Water Hardware» (monopilotes de 8,6 m, Sif), 2022. <https://www.offshorewind.biz/2022/06/30/worlds-largest-offshore-wind-farm-readies-for-first-above-water-hardware/>
- [60] OffshoreWIND.biz, «Seaway7 Starts Dogger Bank B Foundation Installation Work» (profundidades de agua, pesos y longitudes), 2024. <https://www.offshorewind.biz/2024/05/14/seaway7-starts-dogger-bank-b-foundation-installation-work/>
- [61] Dogger Bank Wind Farm, «Supply Chain» (jackets de las plataformas convertidoras: Saipem, Heerema, Aibel). <https://doggerbank.com/supply-chain/>
- [62] Cotterill, C., Dove, D., Long, D., et al., «Dogger Bank – A Geo Challenge», Offshore Site Investigation and Geotechnics (SUT), Londres, 2012. <https://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/530797/>
- [63] Cotterill, C.J. et al., «How understanding past landscapes might inform present-day site investigations: a case study from Dogger Bank», Near Surface Geophysics, 2017. <https://www.earthdoc.org/content/journals/10.3997/1873-0604.2017032>
- [64] Wind Systems Magazine, «New hybrid foundation solutions for offshore wind turbines» (cuota de mercado del monopilote; rangos por tipología). <https://www.windssystemsmag.com/new-hybrid-foundation-solutions-for-offshore-wind-turbines/>
- [65] Forewind, Environmental Statement, Chapter 5 – Project Description (Dogger Bank Creyke Beck) (envelope de cimentaciones: monopilote de acero y de hormigón, gravedad y jacket/multipilote; figuras ilustrativas 3.5 y 3.6). <https://doggerbank.com/wp-content/uploads/2021/11/Chapter-5-Project-description.pdf>
- [66] Dogger Bank Creyke Beck, Non-Material Change Application – Environmental Report, 2018 (escenario envolvente con jackets/multipilote de hasta seis pin-piles y martillo de 2.300 kJ; aumento posterior del diámetro del monopilote y de la energía de hinca).

- https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/798645/DBCB_NMC_Application_Environmental_Report.pdf
- [67] OffshoreWIND.biz, «Forewind Announces First Four Dogger Bank Project Boundaries (UK)», 2012 (profundidades de agua predominantes inferiores a 35 m bajo LAT).
<https://www.offshorewind.biz/2012/11/15/forewind-announces-first-four-dogger-bank-project-boundaries-uk/>
- [68] Placeholder S. Mancini, J. Bloothoofd y G. Donnelly, *Offshore Wind Farm Decommissioning Cost Estimates: Simulating Removal and Transport of the Subsystems of a Hypothetical Offshore Wind Farm Site Representative for the Dutch Roadmap 21GW*, TNO Report R11554, TNO, Petten, The Netherlands, Jan. 2026
- [69] Dogger Bank Wind Farm, «Inter-array cable works completed on Dogger Bank A» (66 kV, red de 95 cables, 328 km, enterrado). <https://doggerbank.com/construction/inter-array-cable-works-completed-on-dogger-bank-a/>
- [70] OffshoreWIND.biz, «DEME Places Entire Dogger Bank Array Cable Order with Hellenic Cables» (66 kV XLPE). <https://www.offshorewind.biz/2022/01/19/deme-places-entire-dogger-bank-array-cable-order-with-hellenic-cables/>
- [71] Reuters Events / Carbon Trust, «Soaring offshore wind dimensions accelerate HV cable investments» (paso de 33 kV a 66 kV; menos cable, menores pérdidas).
<https://www.reutersevents.com/renewables/wind-energy-update/soaring-offshore-wind-dimensions-accelerate-hv-cable-investments>
- [72] Riviera Maritime Media, «66 kV far from the limit, cable outfit confirms» (66 kV transmite el doble que 33 kV con menos sargas). <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/66-kv-far-from-the-limit-cable-outfit-confirms-55290>
- [73] NKT, «NKT finalizes the power cable connection for Dogger Bank A with the first HVDC cable system for offshore wind in the UK» (320 kV CC; primer HVDC marino del Reino Unido). <https://www.nkt.com/news-press-releases/nkt-finalizes-the-power-cable-connection-for-dogger-bank-a-with-the-first-hvdc-cable-system-for-offshore-wind-in-the-uk>
- [74] Hitachi Energy, «Dogger Bank HVDC Connection» (HVDC Light; conversión CA→CC marina y CC→CA en tierra; seis estaciones convertidoras; plataformas de Aibel).
<https://www.hitachienergy.com/us/en/news-and-events/customer-stories/dogger-bank>
- [75] ABB, «ABB wins one of its biggest ever contracts to connect world's largest offshore wind farm to UK grid» (HVDC Light VSC; primer uso del HVDC en eólica marina del Reino Unido). <https://new.abb.com/news/detail/40970/abb-wins-one-of-its-biggest-ever-contracts-to-connect-worlds-largest-offshore-wind-farm-to-uk-grid>

- [76] NS Energy, «Dogger Bank Wind Farms, North Sea, United Kingdom» (320 kV; plataformas de Aibel; convertidores ABB; cable NKT; contrato de 318 M£).
<https://www.nsenergybusiness.com/projects/dogger-bank-wind-farms/>
- [77] Powersystems UK, «HVDC cable installation to power the world's largest offshore wind farm Dogger Bank» (ruta onshore: ~30 km, arquetas de empalme, dos circuitos por proyecto, 400 kV, conexión en Creyke Beck/Cottingham).
<https://powersystemsuk.co.uk/offshore-wind/powersystems-achieve-major-milestone-of-hvdc-cable-installation-to-power-the-worlds-largest-offshore-wind-farm-dogger-bank>
- [78] «Discussion of electrical and thermal aspects of offshore wind farms' power cables reliability», Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021 (topología de sarta, turbinas afectadas por fallo de cable e impacto económico).
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121008571>
- [79] Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), *Valuation of Energy Use and Greenhouse Gas (GHG) Emissions for Appraisal*. London, U.K.: DESNZ, Oct. 2023.
[Online]. Available: [GOV.UK – Valuation of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions for Appraisal](https://www.gov.uk/government/publications/valuation-of-energy-use-and-greenhouse-gas-emissions-for-appraisal). [Accessed: Jul. 6, 2026].
- [80] Equinor, «Inter-array cable works completed on Dogger Bank A» (enterrado del cable con herramienta de zanjado según la dureza de la arcilla). <https://www.equinor.com/news/uk/inter-array-cable-works-completed-on-dogger-bank-a>
- [81] OffshoreWIND.biz, «Blade Failure at Dogger Bank A Tied to Commissioning Process, GE Vernova Says», 2 sep. 2024. [Online]. Disponible:
<https://www.offshorewind.biz/2024/09/02/blade-failure-at-dogger-bank-a-tied-to-commissioning-process-ge-vernova-says/>
- [82] Forewind, Dogger Bank Creyke Beck – Cable Corridor Selection Report (recorte de la esquina suroeste por las salidas de cable y el cable de telecomunicaciones TATA North Europe; 515 km² frente a 558 km² de referencia). <https://doggerbank.com/wp-content/uploads/2021/11/ES-Chapter-6-Appendix-B-Offshore-Project-Boundary-Selection-Report.pdf>
- [83] IEC 60287, «Electric cables – Calculation of the current rating» (metodología de cálculo de la capacidad de corriente de cables). <https://webstore.iec.ch/publication/1266>
- [84] Prysmian Cables & Systems, Cables y Accesorios para Media Tensión: Adaptado al Reglamento de Líneas de Alta Tensión (R.D. 223/2008). Madrid, España: Prysmian, 2011.
- [85] Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), «Offshore Transmission Owner Regime (OFTO): Call for Evidence». London, U.K.: GOV.UK, 2024. [Online].

- Disponible: <https://www.gov.uk/government/calls-for-evidence/offshore-transmission-owner-of-to-regime/offshore-transmission-owner-regime-of-to-call-for-evidence-accessible-webpage>
- [86] Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), «Review of Electricity Market Arrangements (REMA): Summer Update 2025». London, U.K.: GOV.UK, 10 jul. 2025. [Online]. Disponible: <https://www.gov.uk/government/publications/review-of-electricity-market-arrangements-rema-summer-update-2025>
- [87] Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), «Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 3: Results». London, U.K.: GOV.UK, 20 sep. 2019 (rev. 11 oct. 2019). [Online]. Disponible: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-3-results>
- [88] Equinor, «Equinor and partner reach financial close on the third phase of the world's biggest offshore wind farm», 1 dic. 2021. [Online]. Disponible: <https://www.equinor.com/news/archive/20211201-financial-close-dogger-bank>
- [89] Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), «New publicly owned National Energy System Operator to pave the way to a clean energy future». London, U.K.: GOV.UK, 13 sep. 2024. [Online]. Disponible: <https://www.gov.uk/government/news/new-publicly-owned-national-energy-system-operator-to-pave-the-way-to-a-clean-energy-future>

ANEXO I

Programa descarga datos horarios viento 20 años ERA 5

"""

Descarga ERA5 (20 años) para Dogger Bank A y genera un CSV listo para Excel.

Hace TODO el salto GRIB/NetCDF -> Excel por ti: descarga, extrae tu punto y escribe una sola tabla. Nunca abres un fichero de rejilla a mano.

PREPARACIÓN (una sola vez):

1. Cuenta en el nuevo CDS: <https://cds.climate.copernicus.eu> y acepta los "Terms of Use" del dataset ERA5.

2. Copia tu token en el fichero ~/.cdsapirc con este contenido:

url: <https://cds.climate.copernicus.eu/api>

key: <TU_TOKEN>

3. Instala las librerías:

pip install "cdsapi>=0.7.7" xarray netcdf4 pandas numpy

EJECUTAR:

python descarga_era5_doggerA.py

RESULTADO:

recurso_doggerA_2006_2025.csv (se abre directamente en Excel)

NOTA: se descarga MES A MES (no año a año) para no superar el límite de tamaño del CDS. Son ~240 peticiones; va por la cola del CDS y puede tardar, pero el script salta lo ya descargado: puedes pararlo y reanudarlo cuando quieras.

"""

```
import os
```

```
import glob
```

```
import cdsapi
```

```
import xarray as xr
```

```
import pandas as pd
```

```
import numpy as np
```

```
# === Configuración =====
```

```
YEARS = range(2006, 2026) # 20 años (2006-2025)
```

```
AREA = [54.85, 1.70, 54.70, 2.30] # N, O, S, E -> nodos ERA5 54.75N x {1.75, 2.00, 2.25}E
```

```
VARs = [
```

```
"10m_u_component_of_wind", "10m_v_component_of_wind",
```

```
"100m_u_component_of_wind", "100m_v_component_of_wind",
```

```
"2m_temperature", "surface_pressure",
```

```
]
```

```
OUTDIR = "era5_doggerA"
```

```
CSV_OUT = "recurso_doggerA_2006_2025.csv"
```

```
os.makedirs(OUTDIR, exist_ok=True)
```

```
# === PARTE 1 - Descarga (un fichero por MES, para no pasar el límite) ===
```

```
client = cdsapi.Client()
```

```
for year in YEARS:
```

```
for month in range(1, 13):
```

```
target = f"{OUTDIR}/era5_{year}_{month:02d}.nc"
if os.path.exists(target): # no vuelve a descargar lo ya bajado
    continue
print(f"Descargando {year}-{month:02d}...")
client.retrieve(
    "reanalysis-era5-single-levels",
    {
        "product_type": ["reanalysis"],
        "variable": VARS,
        "year": [str(year)],
        "month": [f"{month:02d}"],
        "day": [f"{d:02d}" for d in range(1, 32)],
        "time": [f"{h:02d}:00" for h in range(24)],
        "area": AREA,
        "data_format": "netcdf",
        "download_format": "unarchived", # devuelve un .nc plano (no zip)
    },
    target,
)

# === PARTE 2 - Extraer el punto y montar la tabla =====
frames = []
for f in sorted(glob.glob(f"{OUTDIR}/era5_*.nc")):
    ds = xr.open_dataset(f)
    # Media de los 3 nodos = representa el conjunto del parque.
    # (Para usar el nodo más cercano en su lugar, comenta la línea de abajo y usa:
    # ds = ds.sel(latitude=54.75, longitude=2.00, method="nearest") )
    space_dims = [d for d in ("latitude", "longitude") if d in ds.dims]
    ds = ds.mean(dim=space_dims).squeeze(drop=True)
    frames.append(ds.to_dataframe().reset_index())

data = pd.concat(frames, ignore_index=True)

# El CDS nuevo nombra el tiempo como 'valid_time'; lo normalizamos a 'fecha'
tcol = "valid_time" if "valid_time" in data.columns else "time"
data = data.rename(columns={tcol:
    "fecha"}).sort_values("fecha").reset_index(drop=True)

# Si los nombres de variable no fueran u10/v10/...: descomenta para verlos
# print(data.columns.tolist())

# === Variables derivadas (las fórmulas del estudio de recurso) =====
def speed(u, v):
    return np.sqrt(u**2 + v**2)

def wind_from(u, v): # dirección DE DÓNDE viene el viento (°)
    return (np.degrees(np.arctan2(-u, -v))) % 360

data["dir100"] = wind_from(data["u100"], data["v100"]) # PRIMERO, con las
componentes intactas
data["v10"] = speed(data["u10"], data["v10"])
data["v100"] = speed(data["u100"], data["v100"])
data["alpha"] = np.log(data["v100"] / data["v10"]) / np.log(100 / 10) #
cizalladura real
data["v150"] = data["v100"] * (150 / 100) ** data["alpha"] # extrapolación a buje
(~150 m)
data["rho"] = data["sp"] / (287.05 * data["t2m"]) # densidad del aire
(superficie)

# === Exportar a CSV (se abre en Excel) =====
cols = ["fecha", "v10", "v100", "v150", "dir100", "alpha", "rho", "t2m", "sp"]
```

```
data[cols].to_csv(CSV_OUT, index=False)
print(f"Listo: {len(data):,} filas -> {CSV_OUT}")
print("Ya puedes abrir el CSV en Excel y montar el Weibull, la rosa y los
estadísticos.")
```

ANEXO II

Programa Aproximación momentos MLE

```
"""
Ajuste de la distribución de Weibull a la velocidad a 150 m, por dos métodos:
máxima verosimilitud (MLE) y método de los momentos, para compararlos.
Genera además la figura histograma + Weibull ajustada.

-----
PREPARACIÓN (una vez): pip install pandas numpy scipy matplotlib
EJECUTAR: python ajuste_weibull.py
SALIDA: - por pantalla: k y c por los dos métodos
- histograma_weibull.png (la figura para el TFM)
-----
"""

import numpy as np
import pandas as pd
from math import gamma
from scipy.stats import weibull_min
import matplotlib
matplotlib.use("Agg")
import matplotlib.pyplot as plt

CSV_IN = "recurso_doggerA_2006_2025.csv"

# --- Cargar la serie de v150 (robusto al separador) ---
df = pd.read_csv(CSV_IN)
if df.shape[1] == 1: # por si Excel lo reguardó con ';'
df = pd.read_csv(CSV_IN, sep=";", decimal=",")
v = df["v150"].to_numpy()
v = v[v > 0] # la MLE necesita valores positivos

# --- Método de los momentos (a partir de media y desviación típica) ---
m, s = v.mean(), v.std()
k_mom = (s / m) ** (-1.086)
c_mom = m / gamma(1 + 1 / k_mom)

# --- Máxima verosimilitud (MLE) ---
# floc=0 fija el parámetro de posición en 0 (estándar para viento).
k_mle, _, c_mle = weibull_min.fit(v, floc=0)

print("===== Ajuste de Weibull a 150 m =====")
print(f"Nº de datos: {len(v):,}")
print(f"Velocidad media: {m:.2f} m/s Desviación típica: {s:.2f} m/s")
print("-----")
print(f"Método de momentos: k = {k_mom:.3f} c = {c_mom:.2f} m/s")
print(f"Máxima verosimilitud: k = {k_mle:.3f} c = {c_mle:.2f} m/s")
print("=====")

# --- Figura: histograma + Weibull ajustada ---
bins = np.arange(0, np.ceil(v.max()) + 1, 1)
x = np.linspace(0, v.max(), 300)
```

```
plt.figure(figsize=(8, 4.5))
plt.hist(v, bins=bins, density=True, color="#9FC5D8",
edgecolor="white", label="Datos ERA5 (histograma)")
plt.plot(x, weibull_min.pdf(x, k_mle, loc=0, scale=c_mle),
color="#1F4E78", lw=2.5, label=f"Weibull MLE (k={k_mle:.2f}, c={c_mle:.2f})")
plt.plot(x, weibull_min.pdf(x, k_mom, loc=0, scale=c_mom),
color="#E08A1E", lw=2, ls="--", label=f"Weibull momentos (k={k_mom:.2f},
c={c_mom:.2f})")
plt.xlabel("Velocidad del viento a 150 m (m/s)")
plt.ylabel("Densidad de probabilidad")
plt.legend()
plt.grid(alpha=0.3)
plt.tight_layout()
plt.savefig("histograma_weibull.png", dpi=150)
print("Figura guardada: histograma_weibull.png")
```

ANEXO III

Programa PyWake

```
"""
=====
MODELIZACIÓN DE ESTELAS DE DOGGER BANK A CON PyWake
=====
Calcula la producción energética anual (AEP) del parque incluyendo el efecto
estela, a partir de tres entradas:
1) el layout de las 95 turbinas (georreferenciado),
2) el clima de viento sectorial (Weibull por sector, 12 sectores),
3) la turbina (curva de potencia + coeficiente de empuje CT).

PyWake recorre las 12 direcciones y todo el rango de velocidades, recalcula el
patrón de estelas en cada caso, y pondera por la probabilidad de cada
combinación dirección-velocidad. El resultado es la AEP con estelas integrada
sobre todo el año.

-----
PREPARACIÓN (una vez): pip install py_wake pandas numpy matplotlib
FICHEROS NECESARIOS (en la misma carpeta que este script):
- layout_doggerA_95turbinas.csv
- turbina_haliadeX_curvas.csv
EJECUTAR: python pywake_doggerA.py
-----
"""

import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt

from py_wake.site import UniformWeibullSite
from py_wake.wind_turbines import WindTurbine
from py_wake.wind_turbines.power_ct_functions import PowerCtTabular
from py_wake.deficit_models.noj import NOJ # Jensen / Park (1983)
from py_wake.deficit_models.gaussian import BastankhahGaussian # gaussiano

# =====
# 1) LAYOUT - coordenadas de las 95 turbinas en metros (UTM 31N)
# =====
lay = pd.read_csv("layout_doggerA_95turbinas.csv")
x = lay["utm31N_x_m"].values
y = lay["utm31N_y_m"].values
print(f"Turbinas cargadas: {len(x)}")

# =====
# 2) CLIMA DE VIENTO SECTORIAL - 12 sectores de 30°
# f = frecuencia de cada sector | A = escala Weibull | k = forma Weibull
# (centros de sector: 0,30,60,...,330 grados)
# =====
f = np.array([0.0634, 0.0496, 0.0481, 0.0523, 0.0578, 0.0601,
0.0945, 0.1375, 0.1435, 0.1156, 0.0933, 0.0842])
A = [9.95, 8.65, 9.43, 10.36, 10.23, 10.54, 12.09, 13.08, 12.83, 12.25, 10.81,
11.01]
```

ANÁLISIS COMPLETO DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN EL MAR DEL NORTE

```
k = [2.199, 2.161, 2.202, 2.08, 2.206, 2.268, 2.321, 2.399, 2.47, 2.289, 2.17,
2.227]

site = UniformWeibullSite(p_wd=f / f.sum(), # frecuencias (normalizadas a 1)
a=A, # Weibull A por sector
k=k, # Weibull k por sector
ti=0.06) # intensidad de turbulencia ambiente (offshore)

# =====
# 3) TURBINA – Haliade-X 13 MW (curva de potencia y C_T representativas)
# =====
c = pd.read_csv("turbina_haliadeX_curvas.csv")
turbina = WindTurbine(
name="Haliade-X 13 MW (repr.)",
diameter=220, # diámetro de rotor (m)
hub_height=150, # altura de buje (m)
powerCtFunction=PowerCtTabular(c["v_ms"].values, # velocidades (m/s)
c["potencia_kW"].values, # potencia (kW)
"kW",
c["Ct"].values)) # coeficiente de empuje

# =====
# 4) MODELO DE ESTELA Y CÁLCULO DE LA AEP
# Se calculan dos modelos para mostrar la sensibilidad:
# - NOJ (Jensen/Park, 1983): el clásico, con k=0.04 (recuperación offshore)
# - Bastankhah gaussiano: perfil de déficit más realista
# =====
for nombre, wfm in [("Jensen/Park (k=0.04)", NOJ(site, turbina, k=0.04)),
("Bastankhah gaussiano", BastankhahGaussian(site, turbina))]:
sim = wfm(x, y)
aep_bruta = float(sim.aep(with_wake_loss=False).sum()) # sin estela (GWh)
aep_neta = float(sim.aep().sum()) # con estela (GWh)
perdida = (1 - aep_neta / aep_bruta) * 100
print(f"\n--- {nombre} ---")
print(f" AEP bruta (sin estela): {aep_bruta:8.0f} GWh")
print(f" AEP neta (con estela): {aep_neta:8.0f} GWh")
print(f" Pérdida por estela: {perdida:8.1f} %")
print(f" Eficiencia de array: {100 - perdida:8.1f} %")

# =====
# 5) FIGURAS (con el modelo gaussiano)
# =====
wfm = BastankhahGaussian(site, turbina)
sim = wfm(x, y)

# --- 5a) Mapa de déficit de velocidad en la dirección dominante (WSW, 240°) ---
plt.figure(figsize=(9, 5))
sim.flow_map(wd=240, ws=10).plot_wake_map(levels=20, cmap="viridis")
plt.title("Mapa de déficit de velocidad – viento del WSW (240°), 10 m/s")
plt.xlabel("Este UTM (m)"); plt.ylabel("Norte UTM (m)")
plt.tight_layout(); plt.savefig("mapa_estela.png", dpi=140)

# --- 5b) Producción por turbina (gradiente borde / interior) ---
aep_turbina = sim.aep().sum(["wd", "ws"]).values
plt.figure(figsize=(9, 5))
sc = plt.scatter((x - x.min()) / 1000, (y - y.min()) / 1000,
c=aep_turbina, cmap="RdYlGn", s=55, edgecolor="k", lw=.3)
plt.colorbar(sc, label="AEP por turbina (GWh/año)")
```

```
plt.gca().set_aspect("equal"); plt.grid(alpha=.3)
plt.xlabel("Este (km)"); plt.ylabel("Norte (km)")
plt.title("Producción por turbina con estelas")
plt.tight_layout(); plt.savefig("aep_por_turbina.png", dpi=140)

print("\nFiguras guardadas: mapa_estela.png, aep_por_turbina.png")
print(";Listo!")
```

ANEXO IV

Captura de pantalla a partir de la cual se realizó la Georeferenciación

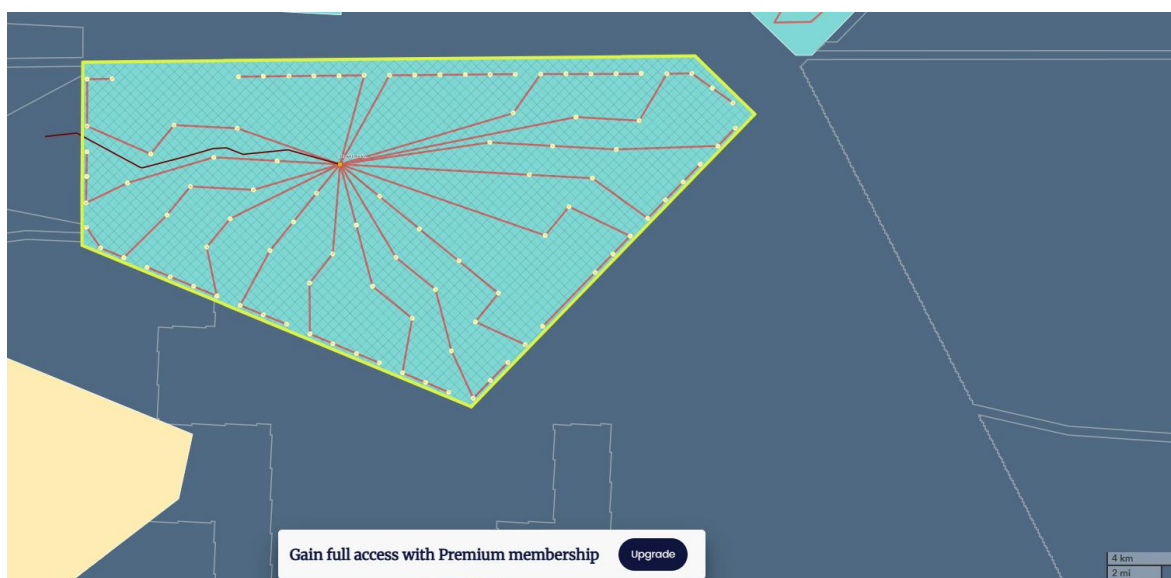


Tabla de Coordenadas Turbinas

N.º	Latitud (°N)	Longitud (°E)	UTM 31N — X (m)	UTM 31N — Y (m)
1	54,828524	1,993338	435332,1	6076174,5
2	54,828684	2,015343	436745,9	6076172,1
3	54,828698	2,037886	438194,0	6076153,6
4	54,828774	2,059838	439604,3	6076142,9
5	54,828847	2,08168	441007,5	6076132,4
6	54,828856	2,104258	442457,9	6076114,7
7	54,82904	2,126381	443879,2	6076117,1
8	54,82881	2,148676	445311,1	6076073,9
9	54,828986	2,170946	446741,9	6076076,4
10	54,827695	1,815939	423934,9	6076260,3
11	54,827901	1,83783	425341,5	6076259,6
12	54,827932	1,860292	426784,5	6076239,4
13	54,82814	1,882319	428199,9	6076239,8

N.º	Latitud (°N)	Longitud (°E)	UTM 31N — X (m)	UTM 31N — Y (m)
14	54,828151	1,904374	429616,6	6076218,6
15	54,828309	1,926891	431063,4	6076213,8
16	54,828376	1,948952	432480,6	6076199,8
17	54,828319	1,97146	433926,3	6076172,0
18	54,827485	1,771435	421075,7	6076286,2
19	54,827657	1,793467	422491,3	6076280,7
20	54,826434	1,660328	413936,2	6076299,9
21	54,826147	1,638117	412508,8	6076295,5
22	54,821654	2,189048	447895,4	6075246,9
23	54,814095	2,207217	449053,2	6074392,5
24	54,809003	2,013678	436608,1	6073983,7
25	54,806985	2,068792	440147,3	6073710,8
26	54,805094	2,124811	443745,1	6073454,0
27	54,802944	1,714798	417387,4	6073620,8
28	54,802454	1,638001	412450,2	6073659,4
29	54,801305	1,770339	420954,2	6073374,4
30	54,801182	2,20923	449166,4	6072954,2
31	54,794147	1,992808	435243,1	6072349,8
32	54,792136	2,048253	438804,7	6072076,3
33	54,792289	2,194092	448181,9	6071975,7
34	54,790493	2,104514	442419,8	6071845,8
35	54,789482	1,638025	412423,7	6072216,1
36	54,788291	1,694183	416032,0	6072014,9
37	54,786651	1,749851	419608,2	6071767,2
38	54,78473	1,805358	423173,8	6071491,2
39	54,783082	2,178648	447176,9	6070962,8
40	54,777589	2,02774	437463,4	6070475,7
41	54,776955	1,637853	412385,5	6070822,5
42	54,776048	2,083613	441054,9	6070255,9
43	54,773713	1,673698	414684,1	6070417,6
44	54,773966	2,163179	446170,0	6069960,1
45	54,771842	1,729269	418254,8	6070143,2
46	54,770183	1,784612	421811,6	6069895,5
47	54,768402	1,840295	425390,4	6069636,7
48	54,766796	1,895865	428962,5	6069400,4

N.º	Latitud (°N)	Longitud (°E)	UTM 31N — X (m)	UTM 31N — Y (m)
49	54,765038	2,147795	445168,3	6068978,7
50	54,763506	1,637333	412323,0	6069326,8
51	54,761525	2,062755	439691,7	6068657,6
52	54,757382	1,708621	416897,0	6068558,6
53	54,755681	1,764234	420472,3	6068304,9
54	54,755591	2,132373	444163,0	6067939,6
55	54,753911	1,820403	424083,6	6068045,7
56	54,752165	1,8741	427536,1	6067794,7
57	54,751291	1,637322	412295,9	6067967,7
58	54,750176	1,931141	431203,8	6067515,9
59	54,746959	2,041975	438332,5	6067054,9
60	54,746583	2,116922	443156,1	6066949,8
61	54,740641	1,650034	413091,2	6066766,9
62	54,741139	1,743577	419114,0	6066710,4
63	54,739417	1,799417	422705,4	6066455,9
64	54,73756	1,854615	426255,6	6066189,9
65	54,737458	2,101743	442166,0	6065946,9
66	54,735729	1,670806	414418,0	6066194,9
67	54,735915	1,910316	429838,8	6065949,8
68	54,734044	1,96612	433428,7	6065687,2
69	54,730922	1,690994	415707,8	6065635,6
70	54,728195	2,086058	441142,8	6064929,2
71	54,726044	1,711548	417021,3	6065068,3
72	54,72291	1,83416	424911,6	6064581,5
73	54,721319	1,731971	418327,1	6064518,6
74	54,72011	1,890509	428535,8	6064211,1
75	54,719751	1,945261	432061,7	6064116,8
76	54,717881	2,000795	435635,7	6063856,4
77	54,716265	1,752525	419640,9	6063932,6
78	54,711515	1,773134	420959,1	6063380,7
79	54,706728	1,793762	422278,8	6062825,0
80	54,704888	1,925149	430741,0	6062482,8
81	54,703163	1,980398	434298,1	6062237,7
82	54,701996	1,814055	423577,4	6062276,2
83	54,700809	2,039646	438112,3	6061921,9

N.º	Latitud (°N)	Longitud (°E)	UTM 31N — X (m)	UTM 31N — Y (m)
84	54,697019	1,834609	424892,7	6061700,2
85	54,692244	1,854608	426172,8	6061147,7
86	54,691454	2,024444	437118,1	6060894,5
87	54,688361	1,95949	432926,4	6060610,5
88	54,687083	1,875732	427525,2	6060551,5
89	54,68233	1,89577	428808,5	6060002,1
90	54,682613	2,00899	436108,1	6059924,7
91	54,677239	1,916214	430117,8	6059415,2
92	54,673337	1,99379	435113,5	6058906,5
93	54,672419	1,936617	431425,2	6058858,7
94	54,667416	1,957105	432738,1	6058282,2
95	54,664261	1,978611	434120,0	6057910,8

ANEXO V

(Retail Electricity Prices, segmento Industrial, escenario Central) del libro de datos anexo a la guía *Valuation of energy use and greenhouse gas emissions for appraisal* del Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ)

Table 4 - Retail Electricity Prices (real 2022 p/kWh)									
Year	Low			Central			High		
	Domestic	cial/ Public sector	Industrial	Domestic	cial/ Public sector	Industrial	Domestic	cial/ Public sector	Industrial
2010	16,06	10,62	8,86	16,06	10,62	8,86	16,06	10,62	8,86
2011	17,11	11,08	9,19	17,11	11,08	9,19	17,11	11,08	9,19
2012	17,78	11,79	10,05	17,78	11,79	10,05	17,78	11,79	10,05
2013	18,58	12,34	11,00	18,58	12,34	11,00	18,58	12,34	11,00
2014	19,29	12,96	11,20	19,29	12,96	11,20	19,29	12,96	11,20
2015	18,92	13,38	11,30	18,92	13,38	11,30	18,92	13,38	11,30
2016	18,30	12,87	11,06	18,30	12,87	11,06	18,30	12,87	11,06
2017	19,21	13,15	11,51	19,21	13,15	11,51	19,21	13,15	11,51
2018	20,46	14,02	11,50	20,46	14,02	11,50	20,46	14,02	11,50
2019	21,90	14,31	12,47	21,90	14,31	12,47	21,90	14,31	12,47
2020	20,72	14,03	12,26	20,72	14,03	12,26	20,72	14,03	12,26
2021	22,59	15,16	14,04	22,59	15,16	14,04	22,59	15,16	14,04
2022	32,64	20,27	19,31	32,64	20,27	19,31	32,64	20,27	19,31
2023	35,48	15,38	14,00	35,48	19,30	17,86	35,48	27,00	25,43
2024	24,58	13,09	11,63	32,93	19,56	18,05	54,91	37,80	36,04
2025	23,92	12,53	10,82	30,24	18,82	17,09	54,38	42,69	40,68
2026	22,47	15,02	13,32	28,95	17,62	15,99	53,84	23,03	21,52
2027	24,28	14,31	12,66	26,81	16,21	14,61	31,98	20,27	18,86
2028	23,64	13,23	11,49	25,56	14,50	12,85	29,36	16,81	15,43
2029	23,18	13,24	11,21	24,64	14,17	12,46	27,28	15,94	14,40
2030	22,66	13,26	10,93	24,10	13,85	12,15	26,52	15,09	13,90
2031	21,80	13,33	11,08	23,18	13,92	12,32	24,61	15,14	14,09
2032	21,36	12,90	10,83	22,71	13,47	12,04	24,12	14,77	13,77
2033	20,86	12,50	10,56	22,18	13,05	11,74	23,55	14,26	13,43
2034	20,43	12,10	10,26	21,72	12,64	11,40	23,06	13,78	13,04
2035	20,70	12,22	10,37	22,01	12,76	11,53	23,37	13,76	13,18
2036	20,26	12,22	10,39	21,54	12,77	11,55	22,87	13,76	13,21
2037	19,92	11,79	9,97	21,17	12,32	11,08	22,48	13,27	12,68
2038	19,99	11,88	10,03	21,25	12,41	11,15	22,56	13,38	12,76
2039	20,12	12,00	10,05	21,40	12,54	11,18	22,72	13,51	12,78
2040	19,90	11,96	10,01	21,15	12,49	11,12	22,46	13,46	12,72
2041	20,04	11,99	10,05	21,30	12,53	11,18	22,62	13,50	12,78
2042	19,85	12,08	10,23	21,10	12,62	11,37	22,40	13,60	13,01
2043	19,68	11,90	10,11	20,93	12,43	11,24	22,22	13,40	12,85
2044	19,61	11,88	10,15	20,85	12,41	11,29	22,13	13,37	12,91
2045	19,40	11,76	10,08	20,63	12,28	11,21	21,90	13,23	12,82
2046	19,03	11,54	9,96	20,24	12,06	11,07	21,48	12,99	12,67
2047	19,00	11,45	9,92	20,20	11,96	11,03	21,45	12,89	12,62
2048	18,95	11,81	10,33	20,15	12,34	11,49	21,39	13,30	13,14
2049	18,89	11,71	10,33	20,08	12,23	11,48	21,32	13,18	13,13
2050	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2051	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2052	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2053	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2054	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2055	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2056	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2057	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2058	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2059	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04
2060	19,10	11,59	10,26	20,30	12,11	11,40	21,56	13,05	13,04

LCOE

[illegible]

Dogger Bank A — Modelo financiero simplificado (nominal, anual, €M salvo indicado)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	
Flag Construcción	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Flag Operación	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Flag CD	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Flag Merchant	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Índice inflación (2022=1)	0,980	1,000	1,020	1,040	1,061	1,082	1,104	1,126	1,149	1,172	1,195	1,219	1,243	1,268	1,294	1,319	1,346	1,373	1,400	1,428	1,457	1,486	1,516	1,546	1,577	1,608	1,641	1,673	1,707	1,741	1,776	1,811	1,848	1,885	1,922	1,961	2,000	2,040	2,081	2,122	2,165	
CapEx spend profile % (INPUT)	%	8.0%	12.0%	20.0%	22.0%	20.0%	18.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
CapEx & Fuentes de financiación																																										
Total CapEx (€M)	277	416	694	763	694	624	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Generation CapEx (€M)	198	298	496	546	496	446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Transmission CapEx (€M)	79	119	198	217	198	178	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Deuda dispuesta - capex (€M)	210	315	525	578	525	473	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Equity aportado (€M)	67	101	169	185	169	152	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Deuda BoP (€M)	-	213	537	1,082	1,694	2,268	2,803	2,709	2,595	2,474	2,347	2,212	2,070	1,921	1,764	1,599	1,426	1,244	1,053	942	838	731	617	502	383	261	139	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
DC - interés capitalizado (€M)	3	9	20	34	49	63	-	-	-</																																	

