

x



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EOLICO
EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

Autor: Álvaro Bautista San Martín

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EOLICO EN EL
CONDADO DE DEVON, INGLATERRA**

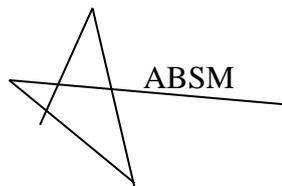
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito 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.



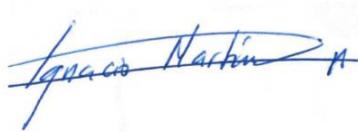
ABSM

Fdo.: Álvaro Bautista San Martín

Fecha:04/07/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 04/07/2022



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EOLICO
EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA**

Autor: Álvaro Bautista San Martín

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EOLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

Autor: Álvaro Bautista San Martín.

Director: Ignacio Martín Gutiérrez.

Entidad Colaboradora: Acciona.

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es el estudio de la viabilidad de un parque eólico en el condado de Devon, Inglaterra. Para la realización del parque se evaluarán todos los aspectos logísticos, técnicos y económicos para determinar su rentabilidad.

Palabras clave: Energía eólica, parque, emplazamiento, aerogenerador

1. Introducción

El aumento de la adopción de la tecnología eólica ha permitido un descenso del coste de la inversión inicial de capital y del coste nivelado de la energía. A través del beneficio cíclico de la mejora de la eficiencia que lleva a la mejora de la inversión, el conocimiento de la tecnología eólica sigue creciendo, reduciendo los futuros costes de inversión unitarios por debajo de los precios de los combustibles fósiles históricamente establecidos.

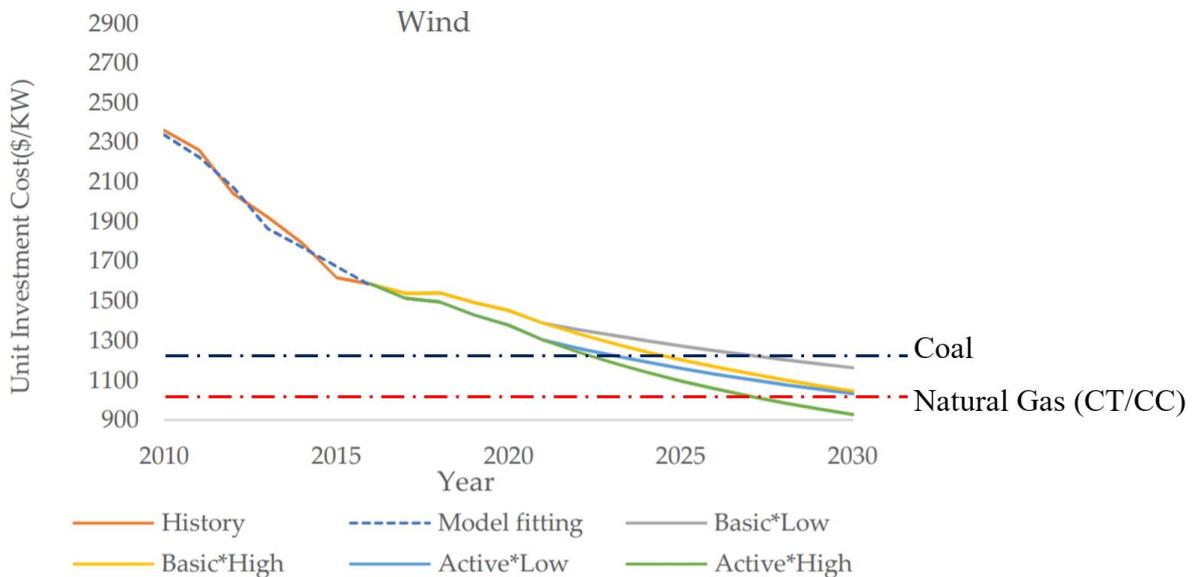


Ilustración 1 - Evolución histórica de las tecnologías

A pesar de las mejoras en la eficiencia de la tecnología, la energía eólica sigue siendo económicamente inviable sin la aportación de subvenciones. Por ello, para que la energía eólica se adopte como inversión comercial a gran escala a largo plazo, hay que incentivar esta tecnología para aumentar su producción y así poder reducir la inversión.

La energía eólica conlleva una serie de problemas sociales, como la contaminación visual y acústica, la alteración de la fauna y la ubicación de los emplazamientos eólicos. Estos problemas pueden tener un fuerte impacto en la aceptación de la energía eólica y a menudo pueden limitar el potencial de expansión de la tecnología en algunas áreas.

2. Metodología

Este proyecto tiene como objetivo determinar la viabilidad de un parque eólico, los pasos a realizar son los siguientes.

1. Estudio del emplazamiento. Se proponen dos posibles zonas para establecer el parque. Se analizarán los aspectos técnicos y logísticos para determinar el emplazamiento que cumple con los requisitos buscados.
2. Análisis del viento. Se estudiará el viento de la zona para determinar su velocidad media, densidad y orientación.
3. Selección de Aerogeneradores. Una vez conocida las características del viento se procederá a la selección de aerogeneradores, en los cuales se intentará instalar la mayor potencia posible para maximizar la producción del parque.
4. Obra civil. Se diseñará la obra civil del parque respetando los aspectos técnicos de cada una de las partes y siguiendo la normativa vigente.
5. Infraestructura eléctrica. Se realizará el dimensionamiento del sistema eléctrico de cada una de las partes del parque. En este apartado tiene como objetivo minimizar las pérdidas en el transporte de energía.
6. Estimación de la producción de energía. Por medio de la distribución de Weibull se puede conocer la distribución de velocidades del viento y por tanto se puede calcular una aproximación de la producción neta de energía.
7. Estudio del impacto medioambiental. Se analizarán los impactos del parque y las soluciones para mitigar estos impactos.
8. Análisis económico. Se calcularán los costes e ingresos del parque. Después, se utilizará el VAN y el TIR para determinar la viabilidad del proyecto.

3. Resultados

A continuación, se muestran los datos generales del parque.

Datos generales del parque eólico	
Dimensiones	
Área (km²)	2,7
Viales (Km)	2,73
Aerogenerador	
Número de aerogeneradores	8
Potencia nominal (MW)	5
Altura del buje (m)	164
Voltaje (V)	660

Tabla 1 – Datos generales del parque

Una vez finalizados los aspectos técnicos del parque, se ha procedido al análisis económico del parque. Como el valor del VAN>0 y TIR>CPI, se puede confirmar que este proyecto es viable y por tanto se recomienda la construcción del parque.

Análisis económico	
VAN	24.716.977 euros
TIR	9%

Tabla 2 – Resultados económicos

4. Referencias

1. Strbac, G., et al., Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. Electric Power Systems Research, 2007. 77(9): p. 1214-1227.
2. Energydata.info, G.S.A.-. Atlas Eólico Global. 2020; Disponible en: <https://globalwindatlas.info/>.
3. Kern, F., et al., From laggard to leader: Explaining offshore wind developments in the UK. Energy Policy, 2014. 69: p. 635-646.
4. Lee, J., Zhao, F., GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2019, en Global Wind Reports, A. Dutton, et al., Editor. 2019, Consejo Mundial de la Energía Eólica: Bruselas, Bélgica.

5. Bahaj, A.S., et al., New approach to determine the Importance Index for developing offshore wind energy potential sites: Supported by UK and Arabian Peninsula case studies. *Renewable Energy*, 2020. 152: p. 441-457.
6. Zhou, Y., Gu, A., Learning Curve Analysis of Wind Power and Photovoltaics Technology in US: La reducción de costes y la importancia de la investigación, el desarrollo y la demostración. *MDPI*, 2019. *sostenibilidad*(11): p. 1-16.
7. Arshad, M. y B. O'Kelly, Situación mundial de la generación de energía eólica: teoría, práctica y desafíos. *International Journal of Green Energy*, 2019. 16(14): p. 1073-1090.
8. Laboratorio Nacional de Energías Renovables. Línea de base tecnológica anual: Electricidad. 2019 [19/02/2021]; Disponible en:
<https://atb.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=cg>.
9. Rosnes, O., Vennemo, H.E.P., Powering Up: Costing Power Infrastructure Spending Needs in Sub-Saharan Africa *Africa's Infrastructure*, 2009. 1: p. 21-23.
10. Crabtree, C.J., D. Zappalá, y S.I. Hogg, Wind energy: Experiencias del Reino Unido y retos operativos en alta mar. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 2015. 229(7): p. 727-746.
11. Wolsink, M., THE SOCIAL IMPACT OF A LARGE WIND TURBINE ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT, 1988. 8: p. 323-334.

DESIGN AND FEASIBILITY STUDY FOR A WIND FARM IN DEVON, ENGLAND

Author: Bautista San Martín, Álvaro.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: Acciona.

ABSTRACT

The objective of this project is to study the feasibility of a wind farm in Devon, England. All logistical, technical, and economic aspects of the wind farm will be evaluated to determine its profitability.

Keywords: wind energy, wind farm, site, wind turbine, wind turbine.

1. Introduction

Increased adoption of wind technology has enabled a decline in the initial capital investment cost and the levelized cost of energy. Through the cyclical benefit of improved efficiency leading to improved investment, awareness of wind technology continues to grow, reducing future unit investment costs below historically established fossil fuel prices.

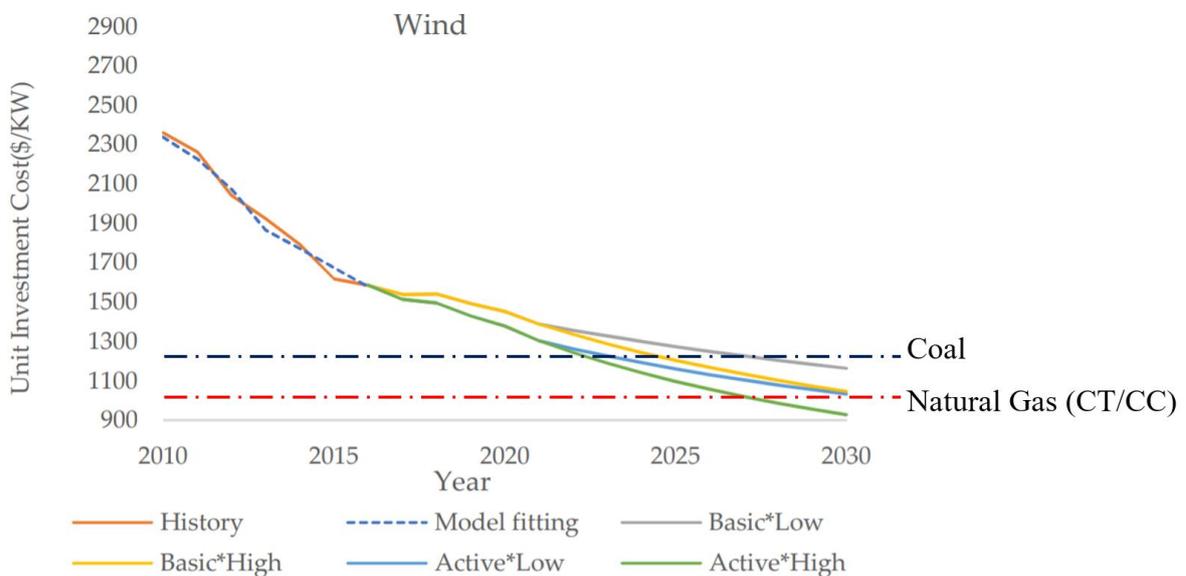


Illustration 1 - Historical evolution of technologies

Despite improvements in the efficiency of the technology, wind energy remains economically unviable without subsidies. Therefore, for wind energy to be adopted as a large-scale commercial investment in the long term, the technology must be incentivized to increase its output to reduce investment.

Wind energy brings with it a few social problems, such as visual and noise pollution, disturbance to wildlife and the location of wind sites. These issues can have a strong impact on the acceptance of wind energy and can often limit the potential for expansion of the technology in some areas.

2. Methodology

This project aims to determine the feasibility of a wind farm, the steps to be carried out are as follows.

1. Site study. Two possible areas are proposed for the establishment of the park. The technical and logistical aspects will be analyzed to determine the site that meets the desired requirements.
2. Wind analysis. The wind in the area shall be studied to determine its average speed, density, and orientation.
3. Selection of wind turbines. Once the wind characteristics are known, the wind turbines will be selected, and the aim is to install as much power as possible to maximize the wind farm's production.
4. Civil works. The civil works of the park will be designed respecting the technical aspects of each of the parts and following the regulations in force.
5. Electrical infrastructure. The sizing of the electrical system of each of the parts of the wind farm will be carried out. The aim of this section is to minimize losses in the transport of energy.
6. Estimation of energy production. By means of the Weibull distribution, the distribution of wind speeds can be known and therefore an approximation of the net energy production can be calculated.
7. Environmental impact study. The impacts of the park and the solutions to mitigate these impacts will be analyzed.
8. Economic analysis. The costs and revenues of the park will be calculated. Then, NPV and IRR will be used to determine the viability of the project.

3. Results

The general data of the park are shown below.

General data of the wind farm	
Dimensions	
Area (km²)	2.7
Roads (Km)	2.73
Wind turbine	
Number of wind turbines	8
Rated power (MW)	5
Hub height (m)	164
Voltage (V)	660

Table 1 – General data of the wind farm

Once the technical aspects of the park have been finalized, the economic analysis of the park has been carried out. As the $NPV > 0$ and $IRR > CPI$, it can be confirmed that this project is viable and therefore the construction of the wind farm is recommended.

Economic analysis	
NPV	24.716.977 euros
IRR	9%

Table 2 – Economic results

4. References

1. Strbac, G., et al., Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. *Electric Power Systems Research*, 2007. 77(9): p. 1214-1227.
2. Energydata.info, G.S.A.-. Atlas Eólico Global. 2020; Disponible en: <https://globalwindatlas.info/>.
3. Kern, F., et al., From laggard to leader: Explaining offshore wind developments in the UK. *Energy Policy*, 2014. 69: p. 635-646.
4. Lee, J., Zhao, F., GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2019, en *Global Wind Reports*, A. Dutton, et al., Editor. 2019, Consejo Mundial de la Energía Eólica: Bruselas, Bélgica.

5. Bahaj, A.S., et al., New approach to determine the Importance Index for developing offshore wind energy potential sites: Supported by UK and Arabian Peninsula case studies. *Renewable Energy*, 2020. 152: p. 441-457.
6. Zhou, Y., Gu, A., Learning Curve Analysis of Wind Power and Photovoltaics Technology in US: La reducción de costes y la importancia de la investigación, el desarrollo y la demostración. *MDPI*, 2019. *sostenibilidad*(11): p. 1-16.
7. Arshad, M. y B. O'Kelly, Situación mundial de la generación de energía eólica: teoría, práctica y desafíos. *International Journal of Green Energy*, 2019. 16(14): p. 1073-1090.
8. Laboratorio Nacional de Energías Renovables. Línea de base tecnológica anual: Electricidad. 2019 19/02/2021]; Disponible en: <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=cg>.
9. Rosnes, O., Vennemo, H.E.P., Powering Up: Costing Power Infrastructure Spending Needs in Sub-Saharan Africa *Africa's Infrastructure*, 2009. 1: p. 21-23.
10. Crabtree, C.J., D. Zappalá, y S.I. Hogg, Wind energy: Experiencias del Reino Unido y retos operativos en alta mar. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 2015. 229(7): p. 727-746.
11. Wolsink, M., THE SOCIAL IMPACT OF A LARGE WIND TURBINE ENVIRON IMPACT ASSESS REV, 1988. 8: p. 323-334.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Introducción.....	6
1.1.1 Introducción del viento en Inglaterra.....	7
1.2 Motivación	9
1.3 Objetivo del proyecto	10
1.4 Metodología de trabajo.....	10
Capítulo 2. Diseño del parque eólico	12
2.1 Localización del emplazamiento	12
2.2 Análisis del viento	22
2.2.1 Velocidad media y densidad del viento	22
2.2.2 Dirección media del viento, rosa de los vientos	26
2.3 Selección de turbinas.....	27
2.3.1 Nordex N 163/5.x.....	28
2.3.2 Siemens Gamesa SG 6.6-170.....	30
2.3.3 Elección de la turbina	31
2.4 Diseño del parque eólico	33
2.4.1 Sistemas de conexión a la red y transporte de potencia.....	39
2.4.2 Conexión a la red británica.....	41
2.4.3 Subestación del parque.....	42
2.5 Dimensionamiento del sistema eléctrico	44
2.5.1 Instalación de baja tensión (BT)	46
2.5.2 Instalación de media tensión (MT).....	47
2.5.3 Instalación de alta tensión (AT)	56
2.6 Obra civil.....	58
2.6.1 Viales de acceso	59
2.6.2 Plataformas de montaje.....	62
2.6.3 Drenajes	63
2.6.4 Cimentaciones	64
2.6.5 Zanjas	69
2.6.6 Centro de control.....	71

2.6.7 Parque de maquinaria.....	72
2.7 Estimación de la producción de la energía del parque	74
2.8 Impacto medioambiental y social.....	79
2.8.1 Sistema hidrológico.....	79
2.8.2 Gestión de residuos	80
2.8.3 Protección del patrimonio y suelo.....	80
2.8.4 Afecciones de la atmósfera y ruido.....	82
2.8.5 Protección de la flora y fauna	83
2.8.6 Impacto paisajístico.....	84
2.8.7 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	84
2.9 Análisis económico	86
2.9.1 Costes de desarrollo y permisos.....	86
2.9.2 Costes de adquisición e instalación.....	87
2.9.3 Operaciones y mantenimiento	91
2.9.4 Coste de desmantelamiento	94
2.9.5 Resumen de costes	95
2.10 Ingresos del proyecto.....	97
2.11 Evaluación del proyecto	101
2.11.1 Valor Actual Neto (VAN).....	101
2.11.2 Tasa interna de retorno (TIR)	102
2.12 Conclusión.....	103
Capítulo 3. Bibliografía.....	104
ANEXO I: Datos técnicos de Nordex.....	106
ANEXO I I: Datos técnicos del conductor Hersatene NA2XSY.....	107
ANEXO I I I: Producción de energía	108
ANEXO I V: Flujo de caja	109

Índice de figuras

Figura 1. Evolución histórica de las tecnologías	6
Figura 2. Mapa de vientos de Inglaterra en Global Wind Atlas	8
Figura 3. Ubicación geográfica del emplazamiento 1 en Google Maps.....	13
Figura 4. Ubicación geográfica del emplazamiento 2 en Google Maps.....	13
Figura 5. Ubicación geográfica del emplazamiento 1 en Global Wind Atlas	14
Figura 6. Ubicación geográfica del emplazamiento 2 en Global Wind Atlas	14
Figura 7. Recorrido desde el puerto de Southampton al emplazamiento 1 en Google Maps	16
Figura 8. Recorrido desde el puerto de Southampton al emplazamiento 2 en Google Maps	16
Figura 9. Ubicación de puentes en Google Maps	17
Figura 10. Remolque de turbina eólica.....	19
Figura 11. Esquema de un transformador.....	19
Figura 12. Emplazamiento 1 en Open infrastructure Map	20
Figura 13. Emplazamiento 2 en Open infrastructure Map	21
Figura 14. Tabla del exponente adimensional	23
Figura 15. Tipos de estabilidad atmosférica.....	24
Figura 16. Rosa de los vientos.....	26
Figura 17. Rosa de velocidad del viento.....	26
Figura 18. Rosa de frecuencias del viento	27
Figura 19. Esquema de generador Nordex	28
Figura 20. Área de sensibilidad eólica.....	34
Figura 21. Efecto estela	35
Figura 22. Calidad del viento en el condado de Devon.....	36
Figura 23. Calidad del viento en el condado de Devon.....	37
Figura 24. Distribución del parque	38
Figura 25. Gráfico coste vs distancia en HVDA y HVDC	40
Figura 26. Línea de conexión a la red	41

Figura 27. Subestación de un parque eólico	43
Figura 28. Esquema del sistema eléctrico del parque.....	46
Figura 29. Factor de corrector de temperatura	49
Figura 30. Factor de corrección por resistividad del terreno	49
Figura 31. Factor de corrección por agrupación de cables	50
Figura 32. Factor de corrección por profundidad	50
Figura 33. Conductor Hersatene NA2XSY	55
Figura 34. Distribución del parque	60
Figura 35. Plataforma de montaje.....	63
Figura 36. Cimentación de contrafuertes.....	66
Figura 37. Cimentación de jabalcones.....	67
Figura 38. Cimentación anular	68
Figura 39. Esquema de capas de las zanjas	71
Figura 40. Simulación del panel de control.....	72
Figura 41. Entrada del parque de maquinaria.....	73
Figura 42. Curva de potencia.....	75
Figura 43. Entrada del parque de maquinaria.....	76
Figura 44. Marco institucional para el patrimonio en Inglaterra.....	81
Figura 45. Rango de funcionamiento de la N 163/5.X.....	83
Figura 46. Desglose de costes	96
Figura 47. Desglose de costes de la factura eléctrica	98

Índice de tablas

Tabla 1. Tabla de datos del recorrido	17
Tabla 2. Tabla de datos del recorrido	25
Tabla 3. Tabla de datos de la Nordex N 163/5.X	30
Tabla 4. Tabla de datos de la Siemens Gamesa SG 6.6-170	31
Tabla 5. Coordenadas de las turbinas	39
Tabla 6. Esquema de tensiones.....	46
Tabla 7. Características de la subestación	51
Tabla 8. Intensidades del emplazamiento.....	52
Tabla 9. Tabla de intensidad/sección.....	52
Tabla 10. Tabla de secciones	53
Tabla 11. Caída de tensiones	54
Tabla 12. Características de la subestación	56
Tabla 13. Sobreancho según el radio de giro.....	61
Tabla 14. Producciones anuales.....	77
Tabla 15. Producciones netas anuales	78
Tabla 16. Coste de permisos.....	87
<i>Tabla 17. Coste de aerogeneradores.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 18. Coste de cimentaciones</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 19. Coste de zanjas, viales y plataformas</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 20. Coste del sistema eléctrico</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 21. Otros costes</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 22. Gastos de mantenimiento</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 23. Clasificación del coste de mantenimiento</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 24. Coste de desmantelamiento</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 25. Resumen de costes</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 26. Producciones netas anuales</i>	<i>100</i>

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El aumento de la adopción de la tecnología eólica ha permitido un descenso del coste de la inversión inicial de capital y del coste nivelado de la energía. A través del beneficio cíclico de la mejora de la eficiencia que lleva a la mejora de la inversión, el conocimiento de la tecnología eólica sigue creciendo, reduciendo los futuros costes de inversión unitarios por debajo de los precios de los combustibles fósiles históricamente establecidos.

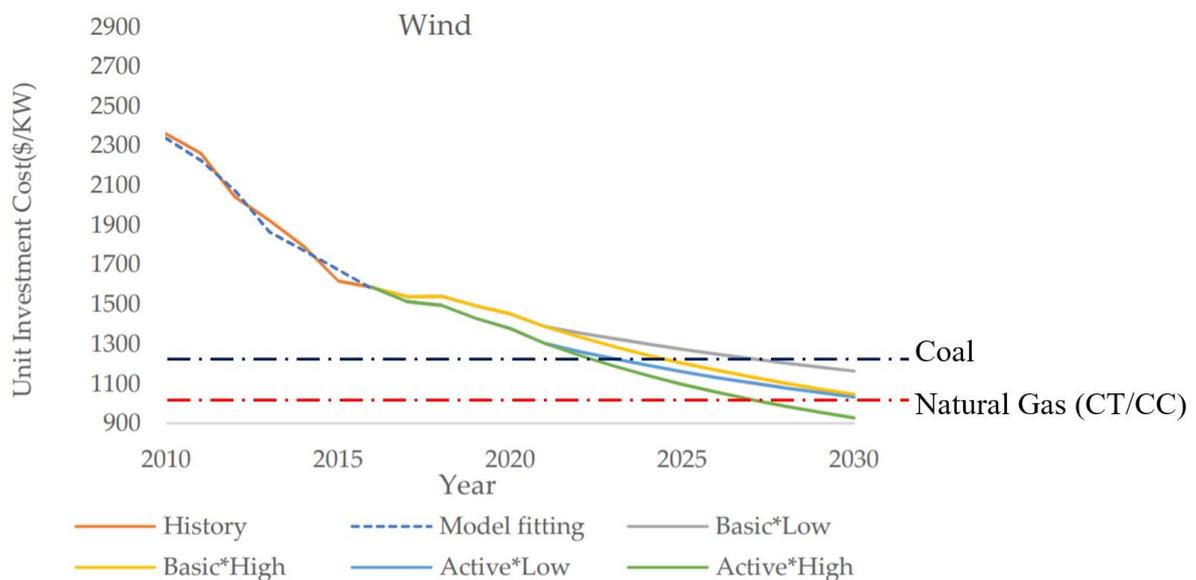


Figura 1. Evolución histórica de las tecnologías

A pesar de las mejoras en la eficiencia de la tecnología, la energía eólica sigue siendo económicamente inviable sin la aportación de subvenciones. Por ello, para que la energía eólica se adopte como inversión comercial a gran escala a largo plazo, hay que incentivar esta tecnología para aumentar su producción y así poder reducir la inversión.

La energía eólica conlleva una serie de problemas sociales, como la contaminación visual y acústica, la alteración de la fauna y la ubicación de los emplazamientos eólicos. Estos

problemas pueden tener un fuerte impacto en la aceptación de la energía eólica y a menudo pueden limitar el potencial de expansión de la tecnología en algunas áreas.

1.1.1 INTRODUCCIÓN DEL VIENTO EN INGLATERRA

La combinación de la investigación sobre el aumento de la eficiencia de la energía eólica y el respaldo del gobierno, a través de incentivos para la inversión a largo plazo en energía baja en carbono, ha permitido que la energía eólica se convierta en una de las opciones de menor coste para la nueva energía en el Reino Unido siendo incluso más rentable que las nuevas centrales de gas y nucleares. Si bien el Reino Unido presenta un entorno geográficamente adecuado para una elevada producción de energía a través del viento, varios problemas inherentes a la tecnología eólica limitan la capacidad de potencia de esta fuente de energía renovable.

Desde el punto de vista geográfico, el Reino Unido se encuentra entre los lugares más ventosos del mundo con vientos constantes y adecuados para la generación de energía eólica a gran escala. Los informes sobre la energía eólica han puesto de relieve una aceptación constante por parte del Reino Unido, amplificada por un auge de la inversión a partir de 2016, asegurando la posición del Reino Unido como líder mundial en energía eólica marina y proporcionando el 10% de la electricidad del Reino Unido a partir de 2020. A escala mundial, el aumento de la investigación y la inversión ha permitido que la viabilidad de la energía eólica aumente rápidamente, y los costes de la energía eólica disminuyen año tras año.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

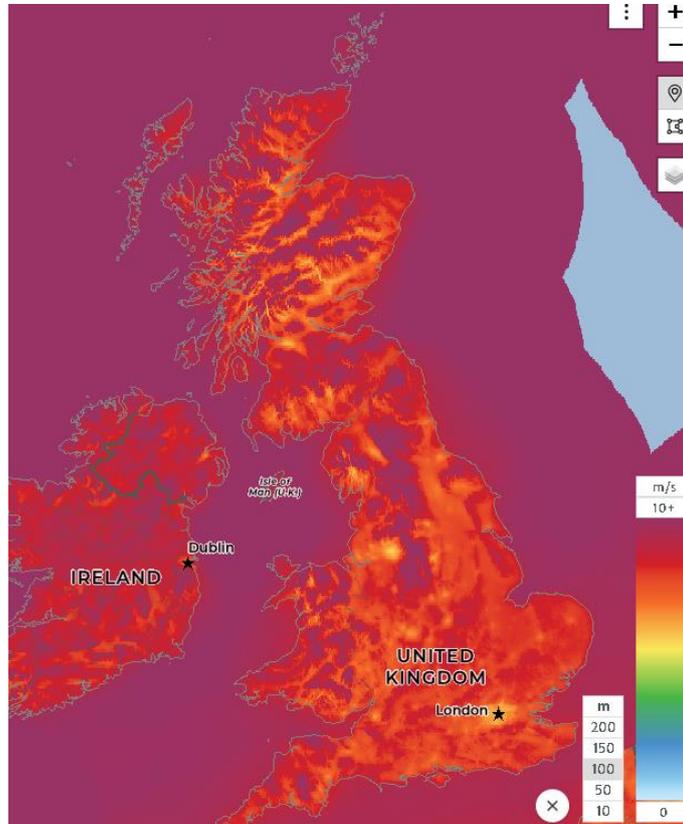


Figura 2. Mapa de vientos de Inglaterra en Global Wind Atlas

Desde el punto de vista social, político y económico, factores que pueden obtener valor económico mediante la introducción de subvenciones gubernamentales, la energía eólica se está convirtiendo en una tecnología atractiva para los inversores en energía. Sin embargo, debido a que los combustibles fósiles han dominado históricamente el mercado energético, la tecnología eólica está comparativamente poco desarrollada. Las ineficiencias derivadas de la falta de conocimiento han provocado en el pasado un aumento de los precios de la energía, y perjudican el potencial de inversión futura. Por ello, a pesar de la actual tendencia al alza de las inversiones en tecnología eólica, su viabilidad a gran escala es limitada. Debido a las limitaciones de la tecnología eólica y a la naturaleza de su intermitencia, el Reino Unido se enfrenta al reto de saber cuánta energía puede obtenerse eficazmente a través del viento, manteniendo al mismo tiempo una red eléctrica segura.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Aunque un fuerte ritmo de aprendizaje y un aumento continuo de la inversión pueden hacer que el coste energético de la energía eólica resulte finalmente atractivo, incluso en comparación con las fuentes de combustible históricamente establecidas, la intermitencia y las restricciones limitan enormemente su adopción generalizada en una red eléctrica sostenible. Debido a los hábitos irregulares e imprevisibles de generación de energía, a medida que aumente la implantación de la energía eólica en una red eléctrica, cabría esperar que aumentaran los costes, debido a la mayor incertidumbre para obtener márgenes energéticos adecuados, y podrían surgir problemas técnicos por la necesidad de un seguimiento de la carga a mayor escala. Esta desigualdad podría limitar considerablemente la inversión en energía eólica, limitando su introducción en el Reino Unido muy por debajo de su potencial como recurso energético limpio y renovable.

1.2 MOTIVACIÓN

En el contexto socioeconómico actual hay un gran problema creciente, El “calentamiento global”, que sumado a la destrucción de la capa de Ozono está generando un aumento de temperatura en la superficie del planeta. Uno de los grandes factores que contribuyen a este problema es la combustión de combustibles fósiles.

Para combatir este problema, hay cada vez mayores incentivos para las tecnologías renovables, tanto de capital privado como público. Las tecnologías renovables se caracterizan por la producción de energía limpia, cero emisiones. Estas tecnologías se dividen dependiendo la fuente de obtención energía. La energía solar, que se obtiene por medio de plantas fotovoltaicas y la energía eólica, que se obtiene gracias a los parques eólicos. Estas tecnologías aportan un cambio en el modelo energético actual contribuyendo a la descarbonización del mismo.

Este proyecto centra a sus esfuerzos en dar opciones a otras formas de generar una energía limpia y libre de emisiones. Para garantizar la sostenibilidad del proyecto se han seguido las

directrices marcadas por los objetivos de desarrollo sostenible. Además, se realizará el análisis económico para determinar la viabilidad del proyecto.

1.3 OBJETIVO DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en el condado de Devon, Inglaterra, realizado de acuerdo con las condiciones técnicas y legales que deben presentar las instalaciones, cumpliendo la normativa vigente.

1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Este proyecto tiene como objetivo determinar la viabilidad de un parque eólico, los pasos a realizar son los siguientes.

9. Estudio del emplazamiento. Se proponen dos posibles zonas para establecer el parque. Se analizarán los aspectos técnicos y logísticos para determinar el emplazamiento que cumple con los requisitos buscados.
10. Análisis del viento. Se estudiará el viento de la zona para determinar su velocidad media, densidad y orientación.
11. Selección de Aerogeneradores. Una vez conocida las características del viento se procederá a la selección de aerogeneradores, en los cuales se intentará instalar la mayor potencia posible para maximizar la producción del parque.
12. Obra civil. Se diseñará la obra civil del parque respetando los aspectos técnicos de cada una de las partes y siguiendo la normativa vigente.
13. Infraestructura eléctrica. Se realizará el dimensionamiento del sistema eléctrico de cada una de las partes del parque. En este apartado tiene como objetivo minimizar las pérdidas en el transporte de energía.
14. Estimación de la producción de energía. Por medio de la distribución de Weibull se puede conocer la distribución de velocidades del viento y por tanto se puede calcular una aproximación de la producción neta de energía.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

15. Estudio del impacto medioambiental. Se analizarán los impactos del parque y las soluciones para mitigar estos impactos.
16. Análisis económico. Se calcularán los costes e ingresos del parque. Después, se utilizará el VAN y el TIR para determinar la viabilidad del proyecto.

Capítulo 2. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

En este apartado se analizará el diseño del parque eólico. Se comenzará con la selección del emplazamiento, en el cual se darán dos opciones y se analizarán los aspectos técnicos y logísticos para así seleccionar la mejor opción.

Una vez identificado el emplazamiento, se realizarán todos los aspectos técnicos del parque, la obra civil, el dimensionamiento de cables. Además, se analizarán los aspectos medioambientales del proyecto con sus correspondientes impactos y las propuestas de mitigación. Finalmente se realizará el análisis económico del parque.

2.1 LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para el desarrollo de este apartado se han identificado dos posibles ubicaciones. Estas dos zonas se encuentran al norte y sur del condado. Debido a la orografía inglesa y a la falta de cordilleras en este condado, se ha optado por situar ambas localizaciones próximas al mar. Para ofrecer una visión más amplia de estos emplazamientos se ha realizado un estudio centrándose en los aspectos logísticos, proximidad a la red, el viento de la zona y el historial de parques de la zona.

La primera ubicación está situada al norte del condado de Devon, al sur del parque nacional de Exmoor. Se encontraría en la localidad de Challacombe, a 293 metros sobre el nivel del mar y con un clima oceánico.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Debido a que el viento juega un papel importante en esta decisión, se ha utilizado la aplicación *Global Wind Atlas* para el cálculo del viento. Para esta parte, se utilizará únicamente el valor promedio de viento de la zona y posteriormente se realizará un estudio exhaustivo del viento. Analizando las zonas interiores del condado se obtienen valores de velocidad media del viento de 7 metros por segundo. Para maximizar los aerogeneradores se han situado las zonas cerca de la costa ya que los valores son mayores y más constantes. Los valores de corte del viento han sido fijados por el fabricante de la turbina, en este caso, la velocidad tiene que mantenerse entre 3 y 26 m/s. Todas las especificaciones de la turbina se explicaran posteriormente.

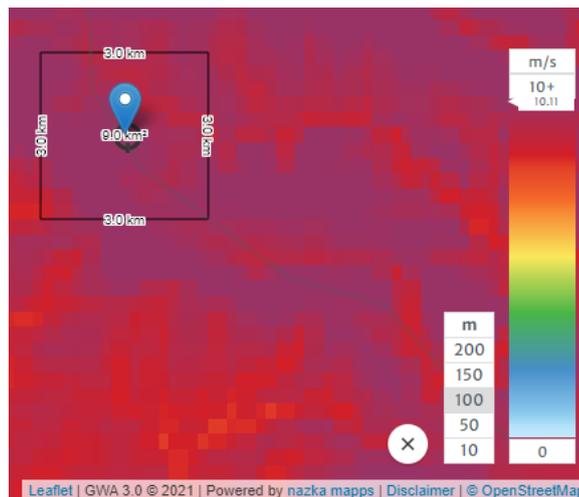


Figura 5. Ubicación geográfica del emplazamiento 1 en Global Wind Atlas

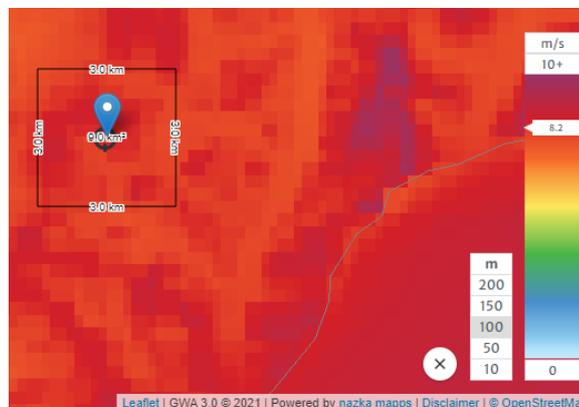


Figura 6. Ubicación geográfica del emplazamiento 2 en Global Wind Atlas

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

En este caso, se ha optado por una opción conservadora y se ha fijado la altura del molino a 100 metros. Cuando se determine una localización, se analizará en profundidad tanto la velocidad como la densidad del viento a diferentes alturas. Como se puede observar en el *Global Wind Atlas*, si se mueve la localización se pueden obtener valores medios muy superiores, en este caso se puede comprobar como la velocidad media del aire es superior en el emplazamiento 1.

En cuanto al tema logístico, se analizará únicamente el recorrido desde el puerto a la entrada del parque. Para ambos casos se utilizará el puerto de Southampton. La razón de utilizar este puerto es que, en cuanto a capacidad de carga, es el tercer puerto más grande Inglaterra con una capacidad de 34,5 millones de toneladas. Además, es el único puerto situado en el sur de Inglaterra con la capacidad de desembarcar todo el material eólico sin problemas de espacio.

Como el puerto es el mismo para ambos emplazamientos, no se tendrá en cuenta a la hora de analizar el transporte la salida de los materiales de la ciudad. Para la salida de materiales de Southampton se deberá realizar el protocolo acorde con el transporte de estos materiales, lo que incluiría la concesión de permisos para cerrar calles.

El análisis comenzará desde el inicio de la carretera M27, aunque ambas rutas comparten el mismo recorrido durante las primeras 52.7 millas desde el puerto de Southampton hasta la ciudad de Dorchester.

A continuación, se muestran los recorridos hasta los emplazamientos, en este apartado se analizarán la distancia, los giros conflictivos y la altura del recorrido.

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

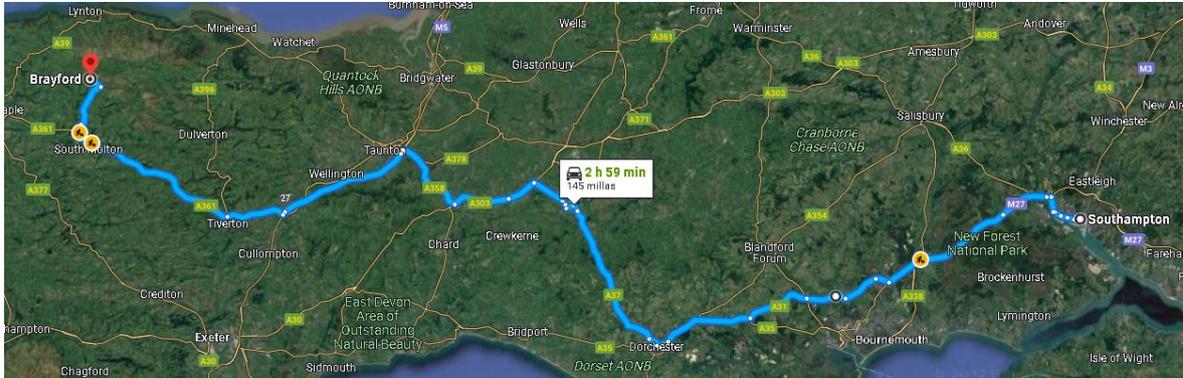


Figura 7. Recorrido desde el puerto de Southampton al emplazamiento 1 en Google Maps



Figura 8. Recorrido desde el puerto de Southampton al emplazamiento 2 en Google Maps

Para realizar la comparación se han recopilado los siguientes datos:

- **Giros:** Esta variable incluye todos los giros en los cuales el remolque tendría dificultad de paso, normalmente suelen ser desvíos, cambios de carretas en los que se realizan giros de 90 grados o rotondas.
- **Giros en zonas urbanas:** Esta categoría incluye todos los giros que se realicen dentro de una localidad ya que en este caso se necesitarán permisos para cortar el tráfico
- **Puentes:** En esta categoría se mirará la existencia de puentes y la altura máxima para verificar el paso del cargamento.
- **Kilómetros de carretera:** Este apartado se va a dividir en dos, los kilómetros de carretera nacional y las de secundaria. Estos valores nos dan una visión del trayecto y a mayor distancia en carretera secundario, mayor será la probabilidad de reacondicionamiento de carreteras.

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

Datos de recorrido	Emplazamiento 1	Emplazamiento 2
Giros	35	21
Giros en zonas urbanas	12	10
Puentes	57	28
Kilómetros totales	233	169
Kilómetros de carretera Nacional	219	161
Kilómetros de carretera Secundaria	14	8

Tabla 1. Tabla de datos del recorrido

Para la obtención de estos datos se ha revisado el trayecto en *Google Maps* y se ha realizado un análisis del recorrido. Debido a la cantidad de puentes y la imposibilidad de verificar cada altura, se recomienda la obtención de un estudio del trayecto. Sin embargo, se ha llevado a cabo un estudio de fuentes no oficiales que verifican las alturas de puentes. En *Google Maps* se ofrece la opción de personalizar el mapa con diferentes puntos de interés. Para realizar este estudio se han comparado los trayectos con los puentes que se consideran bajos para su reacondicionamiento.



Figura 9. Ubicación de puentes en Google Maps

Una vez se ha realizado la comparativa de puentes, se ha llegado a dos conclusiones.

1. Las carreteras nacionales ofrecen una opción viable de desplazamiento ya que ningún puente dificulta el paso.
2. Únicamente habría problema con un puente para el emplazamiento 1 en la carretera entre Stratton y Dorchester a la entrada de la localidad de Stratton.

Como se puede observar en la *tabla 1*, la proporción de distancia recorrida por carreteras secundarias es muy similar. Al igual que en el caso de los puentes, sería conveniente realizar un estudio más exhaustivo de esta parte del recorrido ya que dependiendo del tipo de transporte, es muy posible que se realicen reacondicionamientos. Estos reacondicionamientos se deberán principalmente por las condiciones de la calzada, por la anchura y estado del pavimento.

Para solventar el problema de los giros se ha decidido investigar los distintos tipos de transporte y las ventajas que ofrecen. Realizando una búsqueda se han obtenido dos maneras de transporte del material, esta información se ha conseguido a través del fabricante de remolques Titan:

1. Remolque de plano extensible: El remolque tiene la capacidad de extenderse o extraerse para transportar palas de diferentes longitudes.
2. Remolque de turbina eólica: Este medio cuenta con una rueda trasera hidráulica giratoria de elevación de hoja. Este sistema permite elevar la pala hasta que forme un ángulo de 60°. Además, la rueda giratoria permite realizar giros de 360° lo que permite que el vehículo pueda acceder por zonas en las que antes requerían de reacondicionamientos por lo que reduce el coste de transporte. Este método de transporte mejora la eficiencia ya que reduce el coste del transporte y mejora el rango de maniobras tanto en curvas como en lugares de difícil acceso.

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA

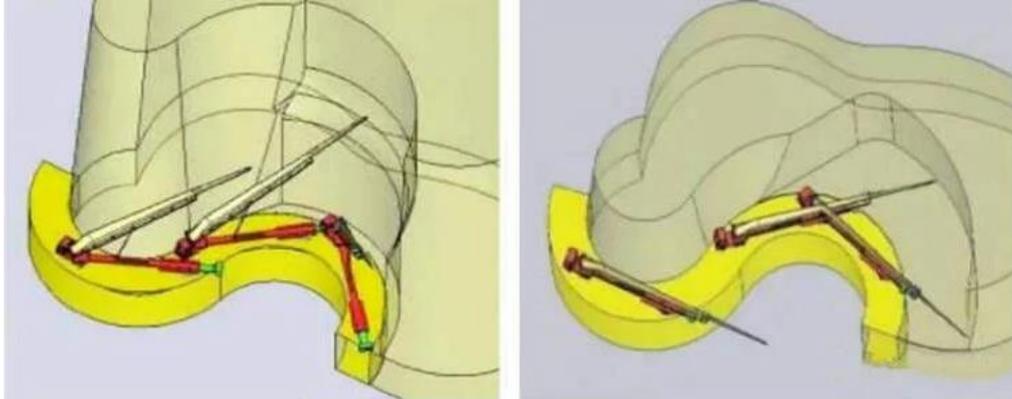


Figura 10. Remolque de turbina eólica

Finalmente se procede con la evaluación de la distancia a la red. Para tener una mejor comprensión de este apartado hay que explicar ciertos temas técnicos y logísticos. En ambos emplazamientos se construirá una subestación para la recopilación de cables que llegan de las turbinas a 30 kV y se conectará a la red de 132 kV. El motivo de esta decisión es que un circuito resistivo como es este caso se rige por la ley de Ohm:

$$V = I \cdot R$$

Esto quiere decir que la relación entre voltaje e intensidad es directamente proporcional, por lo tanto, si la tensión aumenta, la intensidad también. Sin embargo, como no hay puntos de conexión de 30 kV habrá que variar esta tensión y esto se consigue a través de un transformador.

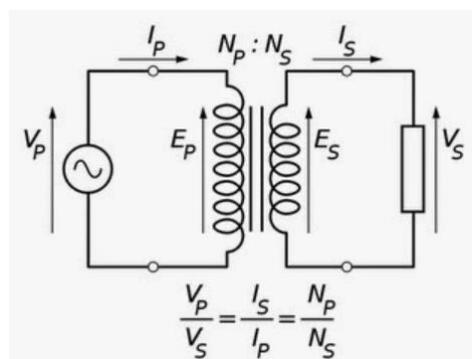


Figura 11. Esquema de un transformador

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

En la *Figura 11* se puede ver el esquema del transformador. Como se ha de mantener la energía, la corriente y el voltaje en el circuito primario y secundario es inverso, por lo que, si la tensión es menor en el secundario, la corriente será mayor. El objetivo entonces es transmitir esta potencia con las menores pérdidas posibles y esto se consigue disminuyendo la corriente, debido a que con una menor corriente se necesita menos material conductor y esto se traduce en una disminución de material. Para disminuir la corriente hay que aumentar la tensión y esto lo proporciona la línea de 132 kV.

A continuación, se ha utilizado la página *Open Infrastructure Map* para mostrar las distancias desde los emplazamientos a la red de 132 kV.

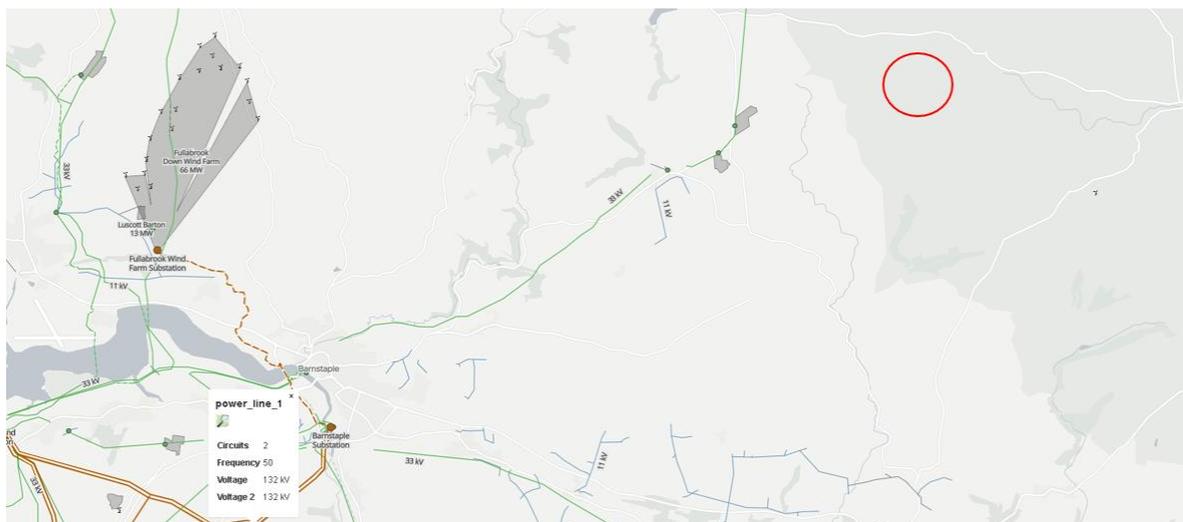


Figura 12. Emplazamiento 1 en Open infrastructure Map

Como se puede comprobar en la *Figura 12*, cada parque eólico tiene una subestación en la cual se recopilan todos los cables provenientes de las turbinas y de ahí se lleva a la subestación de 132 kV de Barnstaple. Para este apartado no se realizará un estudio topográfico, por lo que la distancia considerada será la mínima. Para estos casos se utilizará *Google Maps* para realizar la medición. La distancia mínima entre la subestación del parque y Barnstaple es de 17 kilómetros.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

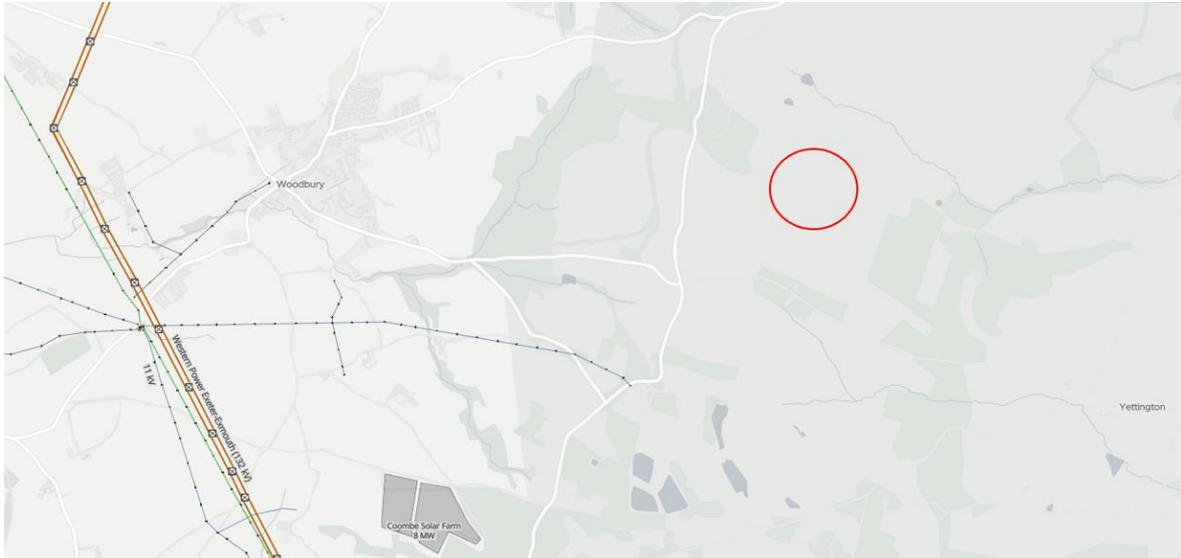


Figura 13. Emplazamiento 2 en Open infrastructure Map

En el segundo emplazamiento hay únicamente una subestación de 33kV, pero se puede conectar el parque a la línea de Western Power Exeter-Exmouth de 132 kV. La distancia entre el parque y la línea es de 3.8 kilómetros de distancia.

Finalmente, después de haber analizado cada uno de los puntos se ha procedido a la selección del emplazamiento. Se ha determinado que es el mejor sitio para realizar el parque eólico sea el que se ha determinado como emplazamiento 2. Las razones para la elección de esta ubicación son las siguientes:

1. Logística. El recorrido para transportar las palas desde el puerto de Southampton es más factible y requerirá de menor inversión en acondicionamiento de carreteras basándonos en los datos comentados en la *tabla 2*.
2. Conexión a la red. Esta ubicación tiene la ventaja de que se encuentra cerca de la línea de 132 kV que une Exeter con Exmouth por lo que la inversión en infraestructura será menor.

Aunque el viento de la zona sea menor en el emplazamiento 2 que, en el 1, se ha optado por dar mayor peso a los criterios logísticos y económicos del parque. Por consiguiente, el emplazamiento seleccionado para la construcción del parque es el 2.

2.2 Análisis del viento

El viento se genera cuando el sol radia la tierra, provocando aumentos de temperatura el aire, el mar y la tierra. Estas variaciones de temperatura provocan cambios de presión que generan cambios en la densidad del aire. Para contrarrestar estas variaciones el aire se mueve dando lugar al viento.

La energía eólica se beneficia del viento transformando su energía cinética en energía eléctrica. Las palas transmiten la energía mecánica producida por el viento al rotor. Finalmente, la turbina es la que se encarga de producir la energía eléctrica. Esto se traduce en la obtención de una energía limpia con bajo impacto medioambiental.

Para obtener una visión más completa de la influencia del viento se estudiarán diversos factores. En primer lugar, se analizará la velocidad y densidad media del viento a diferentes alturas y se ajustará a la altura del molido. Después, se analizará la dirección del viento. Este valor es uno de los más importantes, ya que este valor indica la dirección en la que se colocarán los molinos para producir de la manera más eficiente y efectiva posible.

2.2.1 VELOCIDAD MEDIA Y DENSIDAD DEL VIENTO

Se ha utilizado la versión online del *Global Wind Atlas* para la obtención de velocidades y densidades a diferentes alturas. Además, se realizará el cálculo empírico de la velocidad del viento a la altura del molino.

En primer lugar, hay que determinar la altura del molino. Para este caso se instalarán molinos de 165 metros. Esto será explicado en el punto 2.3 cálculo de la turbina.

En segundo lugar, hay que decidir un modelo para calcular el viento. En este trabajo se utilizará el modelo exponencial por dos razones:

1. Mayor simplicidad de cálculo respecto al modelo logarítmico.
2. Valores muy similares al modelo logaritmo.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

A continuación, se muestra la ecuación del cálculo de la velocidad del viento para una altura H.

$$u_H = u_A * \left(\frac{H}{Z_A}\right)^p$$

En donde:

u_H = Velocidad del viento a la altura H.

u_A = Velocidad del viento a la altura de estudio.

Z_A = Altura de estudio.

H = Altura H (altura del molino)

p = Exponente adimensional

Para el dimensionamiento del parque se han considerado que los molinos medirán 160 metros. De *Global Wind Atlas* se han seleccionado la velocidad del viento a 100, 150 y 200 metros. Se ha seleccionado la velocidad de 150 metros debido a la proximidad con el valor de estudio.

Finalmente, el exponente p depende del tipo de estabilidad y del tipo de terreno.

Clase de estabilidad	Descripción	Exponente "p" Terreno rugoso	Exponente "p" Terreno plano
A	Altamente inestable	0.15	x 0.6
B	Moderadamente inestable	0.15	x 0.6
C	Ligeramente inestable	0.20	x 0.6
D	Neutra	0.25	x 0.6
E	Levemente estable	0.40	x 0.6
F	Estable	0.60	x 0.6

Figura 14. Tabla del exponente adimensional

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Debido a que el emplazamiento se sitúa en una zona rural, se ha considerado que el terreno es rugoso, esto también se ha comprobado en *Google Maps* utilizando la opción de relieve.

Para determinar la estabilidad atmosférica se ha utilizado el modelo de Pasquill para comparar los distintos tipos.

Tipos de estabilidad atmosférica según Pasquill
F (Elevación, Temperatura)

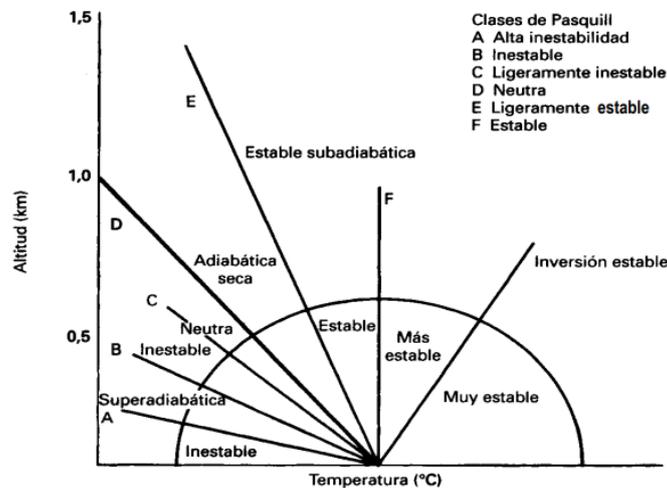


Figura 15. Tipos de estabilidad atmosférica

En la *Figura 15* se pueden observar los distintos tipos de estabilidad. Estos tipos pueden clasificarse en tres categorías:

1. Estable: El movimiento vertical del aire se inhibe.
2. Neutro: Las condiciones no afectan al movimiento del aire .
3. Inestable: El aire tiende a moverse hacia arriba.

Para poder determinar el tipo de estabilidad hay que comparar el gradiente adiabático seco de temperatura (GAS) con el gradiente ambiental de temperatura (GTA). El GAS es la variación de temperatura que experimenta un gas ideal seco mientras asciende, su valor es aproximadamente $1^{\circ}\text{C}/100\text{m}$. El GTA es la variación real de temperatura al ascender. El

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

GTA es exclusivo de la zona de estudio. Las diferentes situaciones que se pueden dar son las siguientes:

1. $GTA > GAS$. Atmósfera inestable
2. $GTA = GAS$. Atmósfera neutra
3. $GTA < GAS$. Atmósfera estable

Debido a que para la obtención del GTA habría que realizar un estudio independiente, se ha decidido por considerar la atmósfera como neutra. °

Para analizar el perfil de velocidad hay que conocer la velocidad a una altura determinada. Se ha utilizado *Global Wind Atlas* para conocer la velocidad y densidad del viento a 100, 150 y 200 metros.

100 metros de altura	
Velocidad media (m/s)	8.51
Densidad media (W/m²)	622
150 metros de altura	
Velocidad media (m/s)	9.67
Densidad media (W/m²)	862
200 metros de altura	
Velocidad media (m/s)	10.52
Densidad media (W/m²)	1119

Tabla 2. Tabla de datos del recorrido

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

Finalmente, si se juntan todos los parámetros considerados, la velocidad a 165 metros quedaría de la siguiente manera.

$$u_{160m} = u_{150m} * \left(\frac{H}{Z_{150}}\right)^p = 9.67 * \left(\frac{165}{150}\right)^{0.25} = 9.83 \text{ m/s}$$

2.2.2 DIRECCIÓN MEDIA DEL VIENTO, ROSA DE LOS VIENTOS

Este es uno de los apartados más importantes ya que la orientación del molino está determinada por la dirección del viento. Para la determinación de la dirección del viento se ha consultado de nuevo *Global Wind Atlas* y se ha obtenido la rosa de los vientos del propio emplazamiento.

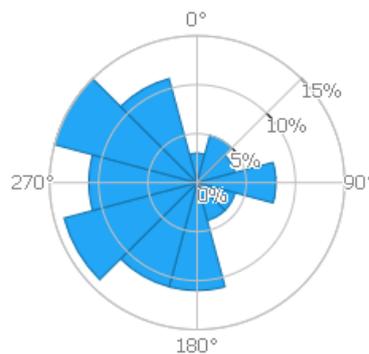


Figura 16. Rosa de los vientos

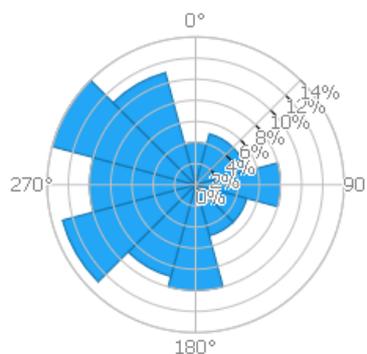


Figura 17. Rosa de velocidad del viento

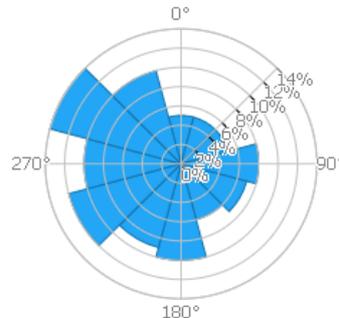


Figura 18. Rosa de frecuencias del viento

Se puede comprobar cómo, aunque el viento varía de norte a sur por el oeste, la dirección noroeste es la predominante. Debido a que la dirección noroeste predomina sobre el resto, se ha decidido seleccionar esta dirección para los aerogeneradores del parque.

2.3 Selección de turbinas

Una vez finalizado el estudio del viento, hay que realizar un estudio de las diferentes opciones de turbinas onshore. En este apartado se presentarán las diferentes opciones con sus características correspondientes y se seleccionará un modelo.

En este caso, se realizará la comparativa entre un generador de siemens Gamesa y otro de Nordex. En ambos casos, se ha optado por buscar un 5.x, esto quiere decir que ambos generadores tienen la capacidad de generar más de 5 MW. Se ha decidido que ambos generadores tengan características similares para facilitar la decisión.

Para entender mejor las especificaciones técnicas, se muestra a continuación, en la *Figura 19*, todas las partes de un generador eólico.

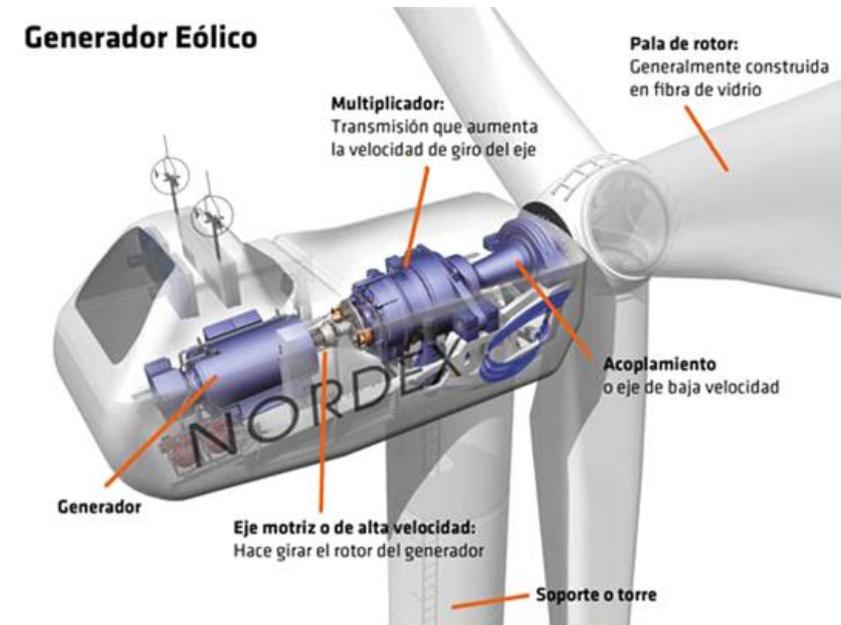


Figura 19. Esquema de generador Nordex

Como se puede observar en la *Figura 19*, el aire golpearía en la parte frontal del molino, también conocido como Buje. El viento empieza a mover las palas, y es el rotor el que transforma la fuerza de empuje del viento y la transmite al multiplicador. La función del multiplicador es acoplar las distintas velocidades que tienen el rotor y el generador, el rotor a velocidades bajas y el generador a velocidades altas. Finalmente, el generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Es interesante mencionar que estos aerogeneradores tienen frenos mecánicos con un gran coeficiente de fricción estático y resistente a la compresión.

2.3.1 NORDEX N 163/5.x

El grupo Nordex SE es uno de los mayores fabricantes de turbinas eólicas, ofreciendo tecnología eficiente y efectiva. Esta empresa de origen germano se fundó en 1985 y han sido pioneros en la fabricación de generadores de clase 1, 2.5 y 4.5. Estos números simbolizan la potencia que generar el molino, en el caso de la clase 1, se refiere a generadores de 1 MW. Actualmente, Nordex está centrada en la fabricación de aerogeneradores de clase 3 a 6+.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Las ventajas distintivas que ofrece el fabricante en comparación con sus competidores en su página web son:

1. Transferencia de potencia optimizada
2. Dimensiones de rotor más grandes
3. Coste de mantenimiento reducido
4. Sistema eléctrico mantenido
5. Concepto de tren de potencia fiable
6. Compatibilidad con la red garantizada

Después, se ha utilizado el catálogo para obtener datos técnicos del aerogenerador. Estos datos se muestran a continuación en la *Tabla 3*.

HOJA DE DATOS			
Hoja de datos de energía		Caja de cambios	
Potencia nominal	5 MW	Planear	planetary- planetary-spur
Rango de velocidades del viento	3-26 m/s	Alturas	3.0
Wind class (IEC)	S	Grupo electrógeno	
Hélice		Planear	Doubly fed asynchronous
Diámetro	163 m	Número	1
Superficie del rotor	20,867.0 m ²	Voltaje	660.0 V

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Número de hoja	3	Conexión a la red	IGBT
Designación del tipo	80 m	Frecuencia de red	50/60 Hz
Essencial	glass fibre/carbon fibre	Torre	
Fabricante	Nordex	Altura del buje	164 m
Densidad de potencia 1:	239.6 W/m ²	Planear	steel tube / hybrid
Densidad de potencia 2:	4.2 m ² /kW		

Tabla 3. Tabla de datos de la Nordex N 163/5.X

2.3.2 SIEMENS GAMESA SG 6.6-170

Siemens Gamesa es una empresa con más de 40 años de experiencia que actualmente opera en 90 países, ofreciendo una gran variedad de turbinas eólicas. Actualmente cuentan con más de 120 MW instalados en todo el mundo, garantizando la fiabilidad de sus productos y minimizando el riesgo en su tecnología.

La propuesta de valor de este modelo es que cuenta con un generador doblemente alimentado combinado con un convertidor parcial, un diseño compacto de tren de potencia con multiplicadora de tres etapas, y componentes validados por siemens. Esto posibilita un rendimiento y LCoE óptimos.

Después, se ha utilizado el catálogo para obtener datos técnicos del aerogenerador. Estos datos se muestran a continuación en la *Tabla 4*.

HOJA DE DATOS

Hoja de datos de energía		Caja de cambios	
Potencia nominal	6.6 MW	Planear	spur /planetary
Rango de potencias flexibles	5.6-6.6 m/s	Alturas	3.0
Hélice		Grupo electrógeno	
Diámetro	170 m	Número	1
Superficie del rotor	22,697.0 m ²	Conexión a la red	IGBT
Número de hoja	3	Frecuencia de red	50/60 Hz
Fabricante	Siemens Gamesa	Torre	
Densidad de potencia 1:	290.8 W/m ²	Altura del buje	165 m
Densidad de potencia 2:	3.4 m ² /kW	Planear	Multiple technologies available

Tabla 4. Tabla de datos de la Siemens Gamesa SG 6.6-170

2.3.3 ELECCIÓN DE LA TURBINA

Después de analizar ambas turbinas se ha procedido a la sección de uno de los modelos. Basándonos en las necesidades del parque se ha decidido seleccionar la Nordex N 163/5.x. Esta decisión se ha tomado por dos razones.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

1. Esta ubicación tiene grandes variaciones en cuanto a la dirección del viento, por tanto, se ha considerado que es mejor opción seleccionar la turbina de menor tamaño. Además, la Nordex N163 permite variar la potencia, por lo que se puede generar más de 5 MW.
2. La segunda razón es que esta turbina genera menos ruido. Debido a que el espacio en Inglaterra es muy reducido es importante tener en cuenta el ruido. Por ley hay que situarse a menos de 700 m de una vivienda y esta turbina permite mayor margen de maniobra.

2.4 Diseño del parque eólico

Para realizar el dimensionamiento del parque, hay que seleccionar primero el número de turbinas que se van a instalar. En primer lugar, se realizará la siguiente asunción, como no se puede realizar un análisis de la red inglesa sobre cómo afectaría la inyección del parque a la red, se asumirá que la red es capaz de soportar la inyección del parque.

Después, se procederá al dimensionamiento y cálculo de número de turbinas que se pueden colocar en el emplazamiento. Para realizar una distribución que maximice la eficiencia y rendimiento del parque es necesario tener en cuenta tanto el área de sensibilidad eólica como la afección eólica.

El área de sensibilidad es el área cuyas esquinas están delimitadas por dos líneas paralelas al eje del rotor y dos perpendiculares al eje del rotor. Las líneas paralelas al eje se sitúan a una distancia de dos veces el diámetro del rotor a cada lado del eje. Las líneas perpendiculares a la dirección predominante del viento se sitúan a una distancia de ocho veces el diámetro del rotor respecto de la posición de la turbina, esto es, una distancia de ocho veces el diámetro a barlovento y a sotavento.

Cuando un generador se encuentra dentro del área de sensibilidad de otro generador se da el fenómeno de afección eólica. Este fenómeno provoca una distorsión en la dirección e intensidad del viento provocando irregularidades en el funcionamiento del molino. Para optimizar el funcionamiento del parque hay que realizar un estudio de la zona e identificar la combinación que maximice la producción. El diagrama del área sensible quedaría de la siguiente forma.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

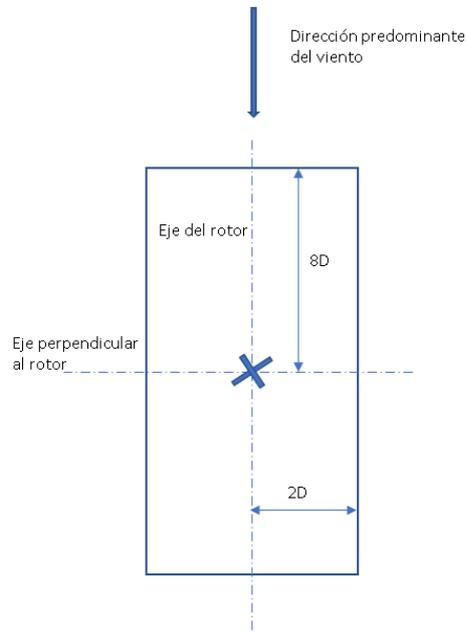


Figura 20. Área de sensibilidad eólica

Una vez se ha examinado el terreno y se han comprobado las distancias se ha llegado a la siguiente distribución.

- Numero totales de turbinas: 8
- Numero de filas: 2
- Turbinas/fila: 4

Para minimizar el impacto de la afección se ha decidido que la distancia entre turbinas ha de ser dos veces el diámetro del rotor. Además, teniendo en cuenta el espacio disponible, se ha decidido instalar una segunda fila. Para optimizar el espacio, se ha considerado las turbinas de la segunda fila se encontrarán a una distancia de 5 veces el diámetro del rotor y de ancho una vez el diámetro del rotor. Esto sitúa a la segunda fila dentro del tercer y cuarto cuadrante de las turbinas de la primera fila. Debido a que no comparten ejes y que la distancia aun es estando dentro del área de sensibilidad, se puede considerar que los efectos de afección son significativamente bajos y por lo tanto las turbinas pueden operar con normalidad.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Esta distribución también ayuda a disminuir el efecto estela. Como la energía no se crea ni se destruye, cuando el viento empuja las paletas del rotor, este pierde energía. Si se realiza un balance de energía se puede comprobar que, si el viento cede energía, esto se ve reflejado en una disminución de la velocidad de este. Si se sitúa una turbina detrás de otra, la segunda turbina tiene el riesgo de recibir un viento con menor velocidad.

A continuación, se muestra de manera gráfica el efecto estela que producen los aerogeneradores.

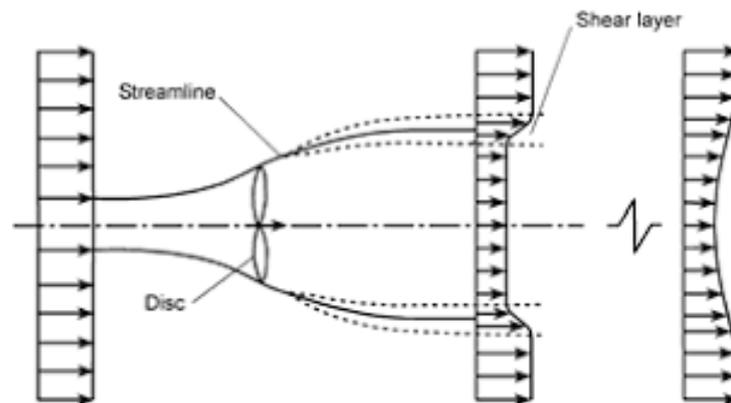


Figura 21. Efecto estela

Otra de las consecuencias que provoca este efecto es que se incrementa la turbulencia y por lo tanto se reduce la vida útil de la turbina. Como se puede observar en la *Figura 21* la estela de viento se va expandiendo y es dependiente de la turbulencia del ambiente. Esto quiere decir que cuanto mayor sea la turbulencia ambiente, mayor será el efecto estela pudiendo afectar a varias turbinas. Para comprobar el efecto de la turbulencia ambiente se ha analizado la contaminación de la zona obteniendo los siguientes resultados.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

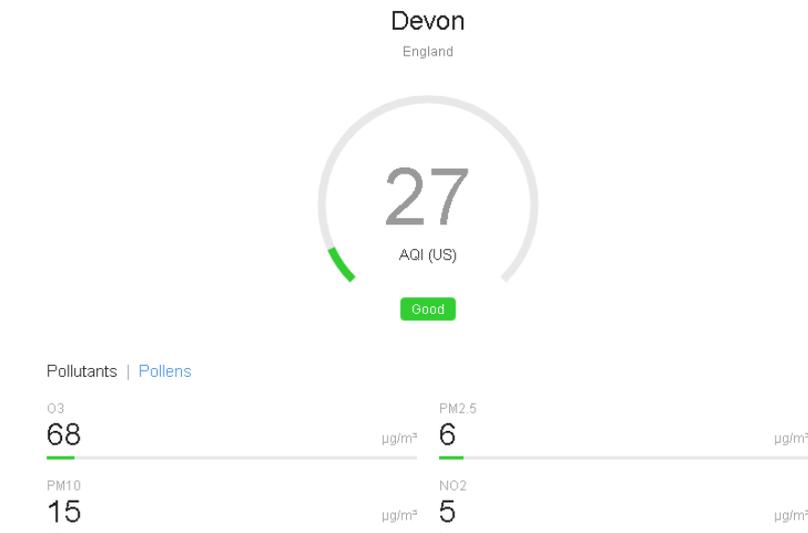


Figura 22. Calidad del viento en el condado de Devon

Como se ha podido comprobar en la *Figura 22*, debido a que esta zona cuenta con una buena calidad del aire, el efecto estela no se verá amplificado por la contaminación y por lo tanto se podrá considerar que todos los generadores pueden operar a sin ninguna limitación.

Teniendo en cuentas los efectos previamente mencionados y la dirección del viento, se ha procedido a la elaboración de un esquema teórico de la distribución del parque.

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

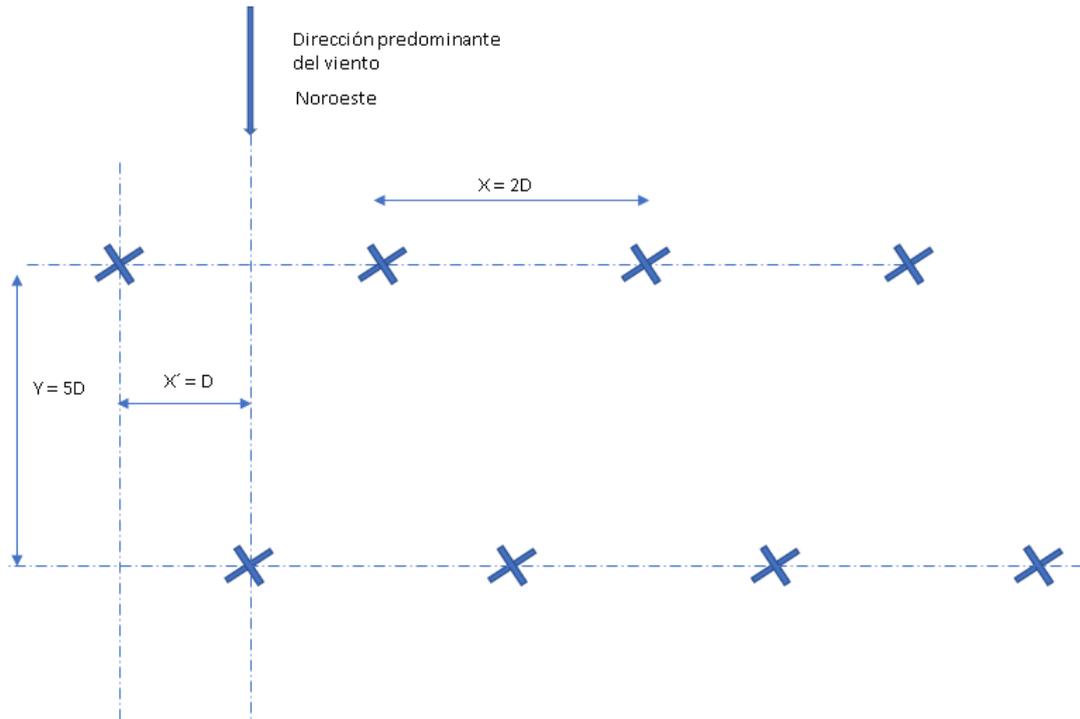


Figura 23. Calidad del viento en el condado de Devon

Donde:

- $Y = 5 \cdot D = 5 \cdot 165 = 825$ metros
- $X = 2 \cdot D = 2 \cdot 165 = 330$ metros
- $X' = D = 165$ metros

Una vez finalizado el diseño teórico del parque, se ha consultado con la aplicación de *Google Maps* las distancias teóricas para comprobar que el terreno es suficiente para abarcar el parque. A continuación, se puede ver las localizaciones de los 8 generadores. Las distancias se han dispuesto acorde con los cálculos establecidos, de manera que la distancia entre turbinas de una misma fila es de 330 metros, la distancia entre filas es de 825 metros y finalmente la distancia relativa entre turbinas de diferentes filas es de 165 metros.

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

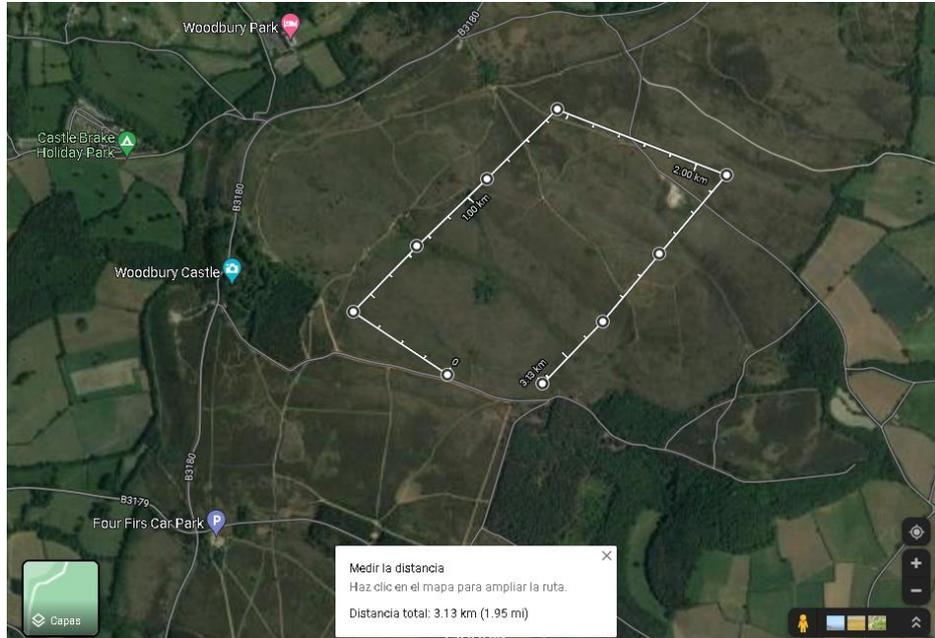


Figura 24. Distribución del parque

En la *Figura 24* se puede ver la distribución real del parque, en la que el punto 0 es la entrada del parque y cada punto del mapa simboliza una turbina. Para concretar la ubicación de las turbinas se ha elaborado una tabla con la longitud y latitud de cada turbina

Fila	Turbina	Latitud	Longitud
1	1	50.67640968458254	-3.36443924277308
	2	50.67870583922327,	-3.36112195280393
	3	50.68087253001887	-3.35729431053183
	4	50.683168466319806	-3.35397702056268
2	1	50.6741134176049	-3.35464047855652
	2	50.67608627349523	-3.35127215335707

	3	50.67835010430883	-3.34866935661205
	4	50.680969543684824	-3.34484171433995

Tabla 5. Coordenadas de las turbinas

2.4.1 SISTEMAS DE CONEXIÓN A LA RED Y TRANSPORTE DE POTENCIA

Para comprender el funcionamiento de los proyectos eólicos, es importante conocer las tres divisiones de la red.

1. **Baja tensión (BT):** Si se mira el catálogo de las turbinas seleccionadas para el parque se puede ver cómo funcionan a 660 voltios en corriente alterna. El problema de las tensiones bajas es que puede haber disparos de corrientes. Estos disparos de corriente se traducen en grandes pérdidas y vibraciones en el molino, pudiendo dañar su estructura y disminuir su eficiencia. Para evitar estos efectos, todas las turbinas llevan incorporado un transformador en la parte trasera que eleva la tensión de 660 voltios a 30 kV.
2. **Media tensión (MT):** Esta tensión es la utilizada para la conexión entre la subestación del parque y las diferentes turbinas. El objetivo de estos cambios de tensión es evitar las pérdidas, por lo que a la salida de la subestación del parque se elevará a su vez la tensión hasta que alcance el valor nominal de conexión a red.
3. **Alta tensión (AT):** Como se ha mencionado previamente, en la subestación se eleva la tensión de 30 kV a 132 kV. La tensión de subida queda determinada por la línea a la que se quiera conectar, en este caso, se conectará a la línea de Western Power Exeter-Exmouth de 132 kV.

El modelo de conexión entre las turbinas y la subestación del parque se realizará a través de cables enterrados bajo tierra. Esta decisión se toma debido a motivos ambientales, ya que los parques tienen que perturbar de la menor manera posible el paisaje. El cableado subterráneo se caracteriza por tener un mayor coste de instalación ya que la obra civil para instalarlo es

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

más compleja para cables soterrados. Además, el coste de mantenimiento se eleva debido a que el acceso para reparaciones es más limitado.

Para la conexión con la línea de Western Power Exeter-Exmouth de 132 kV, se realizará la suposición de que esta línea es capaz de soportar la potencia inyectada por el parque. El parque cuenta con 8 turbinas con una potencia nominal de 5 MW por lo que el parque cuenta con una potencia instalada de 40 MW.

Finalmente, el transporte de energía se puede realizar mediante dos tipos de tecnologías. La energía se puede transportar tanto por corriente continua como corriente alterna. Los sistemas de transporte de corriente continua a un alto voltaje, también conocido como HVDC, *High Voltage in Direct Current*, presentan una serie de ventajas e inconvenientes en comparación con los sistemas de transporte de corriente alterna a un alto voltaje, también conocido como HVAC, *High Voltage in Alternating Current*. El principal criterio para el uso de corriente continua o alterna en líneas de alta tensión es la distancia de conexión. Debido a que la corriente alterna puede sufrir caídas de tensión por los efectos capacitivos, es preferible el uso de corriente continua para distancias largas.

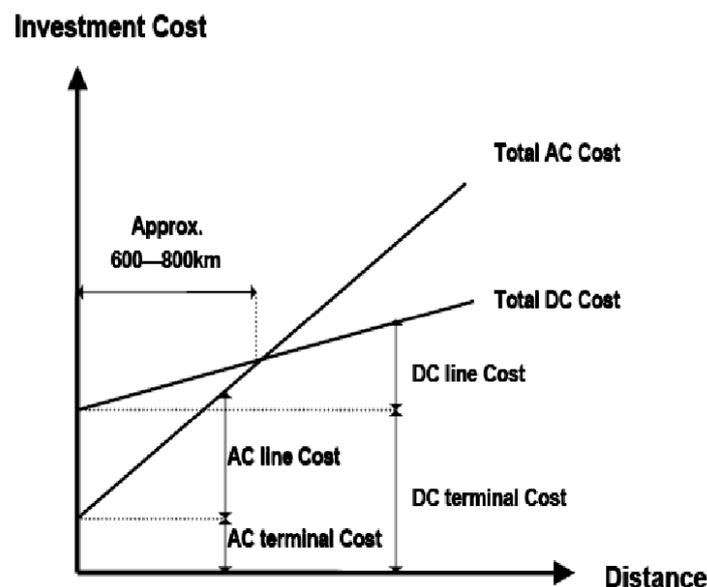


Figura 25. Gráfico coste vs distancia en HVDA y HVDC

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

En la *Figura 25*, se puede ver el criterio de selección entre el uso de corriente alterna y continua. En el caso de este emplazamiento, debido a que la línea se sitúa a 3.8 kilómetros de distancia y por lo tanto se sitúa por debajo del punto de equilibrio, se utilizará HVAC ya que el coste de instalación será menor.

2.4.2 CONEXIÓN A LA RED BRITÁNICA

Como se ha mencionado previamente, la inyección de potencia se realizará a la línea de Western Power Exeter-Exmouth de 132 kV. Esto se podrá llevar a cabo gracias a la construcción de una subestación en el parque y una línea subterránea que une ambos puntos de conexión.

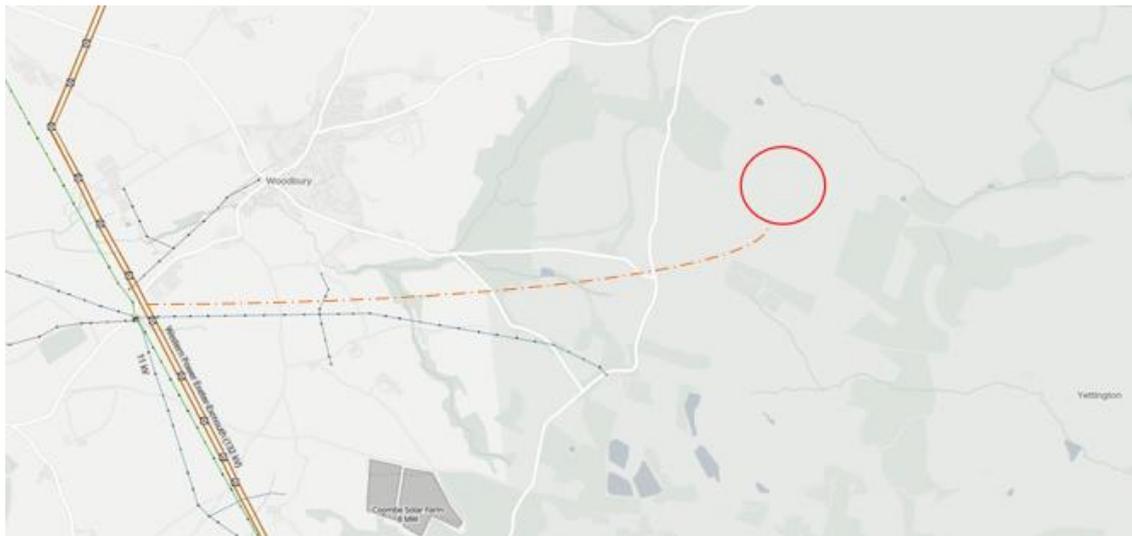


Figura 26. Línea de conexión a la red

En la *Figura 26* se puede ver el recorrido de la línea de conexión que une el parque con la red. Debido a que la distancia entre ambos puntos es bastante reducida, las pérdidas de transporte y los costes de instalación no van a ser muy elevados. Como la línea de Western Power Exeter-Exmouth opera a 132 kV, esta deberá de ser la tensión de salida de la subestación.

2.4.3 SUBESTACIÓN DEL PARQUE

En este apartado se discute la necesidad de la subestación en el parque. La función de la subestación es aumentar la tensión proveniente de las líneas de conexión de las turbinas a la tensión de conexión de la red. Las líneas que conectan las turbinas con la subestación están a media tensión, normalmente suele ser del orden de 30 kV, y se busca conectar a una línea de 132 kV, que se considera alta tensión.

La razón por la cual se realizan diferentes subidas de tensión se debe a la aplicación de la ley de Joule. Cuando los electrones se mueven en un medio con una resistencia, liberan parte de la energía eléctrica en forma de calor. Estas pérdidas quedan reflejadas en la ley de joule.

$$P = R * I^2$$

Donde:

- P = Pérdida de potencia [W]
- R = Resistencia eléctrica [Ω]
- I = Corriente eléctrica [A]

Como se puede observar, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la intensidad. Para reducir estas pérdidas es necesario reducir la corriente eléctrica. Esto se consigue a través de la relación de transformación. La relación de transformación en cuanto a tensión/intensidad es inversa, por lo que si en el circuito secundario, que es el circuito de salida del transformador, se aumenta la tensión respecto al circuito primario, la intensidad se reduce proporcionalmente y por lo tanto las pérdidas son menores.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*



Figura 27. Subestación de un parque eólico

Por los motivos mencionados previamente, se construirá una subestación en el interior del parque que eleve la tensión de salida de los aerogeneradores a 132 kV y así poder transportar los 40 MW de potencia.

2.5 Dimensionamiento del sistema eléctrico

Para el dimensionamiento del sistema eléctrico, se realizará un estudio de todos los elementos que forman el sistema eléctrico del parque a excepción del diseño de la subestación. Debido a que la energía generada en el parque no se puede almacenar y se inyectará a la red inglesa, es importante realizar este transporte de la manera óptima posible.

Para aumentar la optimización en el transporte se deberán disminuir las pérdidas de energías. Las pérdidas en el transporte se deben principalmente a dos factores.

1. Material del cableado: En función de los materiales utilizados, estos tendrán una serie de propiedades que podrán reducir las pérdidas en el transporte.
2. Tensión de transporte: Cuanto más se eleva la tensión, menor será las pérdidas, por lo que se analizará cada parte del parque para situar la tensión de transporte lo más elevada posible.

La instalación eléctrica se puede dividir en tres.

1. Instalación de baja tensión (BT): Esta instalación lo forman cada uno de los aerogeneradores. Cuando el molino empieza a funcionar, su tensión es de 660 V en corriente alterna (AC), lo cual es considerado baja tensión. Todas las operaciones van controladas desde el edificio de control. Los sistemas de regulación comprueban la potencia y velocidad del viento en caso de que tenga que ser detenido. Estos sistemas también tendrán el cableado correspondiente a una instalación de BT.
2. Instalación de media tensión (MT): Una vez se genera la electricidad en el aerogenerador, se deberá transportar a la subestación para poder inyectarlo a la red. Cada aerogenerador tiene un transformador instalado en el interior de la góndola que eleva la tensión de 660 V a 30KV. Como se ha comentado en varias ocasiones, esta operación se realiza para poder reducir las pérdidas. Los cables de media tensión se situarán bajo tierra en el interior de las zanjas. Esto reduce el impacto

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

medioambiental, debido a que, al no verse los cables, no se modifica el paisaje y la proximidad a la superficie permite la disipación de calor.

3. Puesta a tierra: Todos los aerogeneradores deberán tener una toma de tierra en la base de la cimentación, además, también habrá una toma de tierra a lo largo de las zanjas.
4. Instalación de alta tensión (AT): Una vez transportada la energía a la subestación del parque hay que ver la forma más eficiente de transportarla a la red. Por medio de la ley de ohm, la manera más eficiente para reducir las pérdidas de las resistencias y reactancias es a través del transporte a alta tensión. Para su evacuación hay dos maneras de transporte. La primera manera de transporte es a través de una línea soterrada. El esquema de transporte es muy similar a la red de transporte interno del parque. La segunda manera es de forma aérea. Para llevar a cabo esta forma de transporte se necesitarán permisos medioambientales, ya que se necesitará instalar las torres de alta tensión. En caso de utilizar este método de transporte, se realizará un estudio independiente para calcular el número necesario de torres y la distancia entre ambas. La distancia se calculará en función del coste de las torres y de las pérdidas. En el caso de este parque, se deberá elevar la tensión a la tensión de red que se va a conectar. La red de la línea de Western Power Exeter-Exmouth es de 132 kV.

El esquema eléctrico del parque quedaría de la siguiente forma.

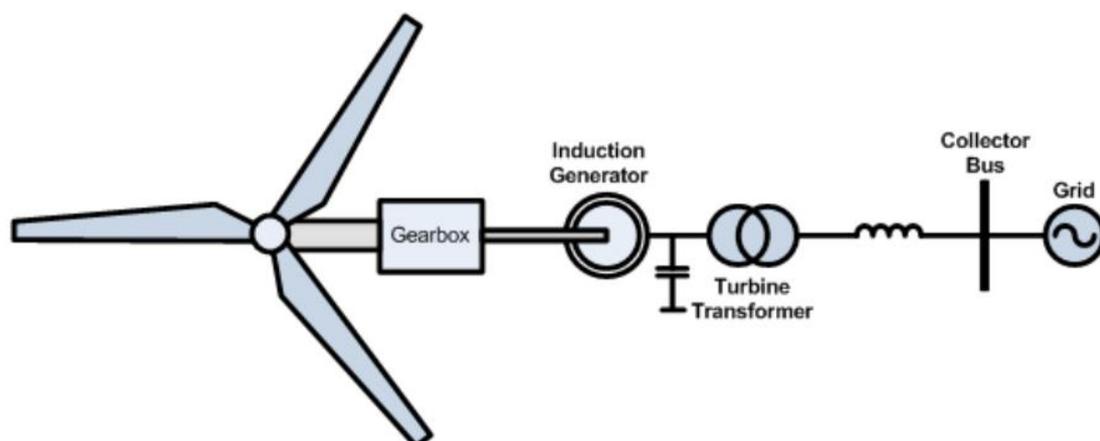


Figura 28. Esquema del sistema eléctrico del parque

Para mantener la tensión dentro del parque, la conexión entre generadores y el centro de transformación se realizará en paralelo. El esquema de tensiones es el siguiente:

Esquema de tensiones	
Cableado del generador	660 V
Transformador del generador	660 V/ 30 KV
Cableado en el interior del parque	30 KV
Transformador de la subestación	30 KV/ 132 KV
Cableado para la inyección a la red	132 KV

Tabla 6. Esquema de tensiones

2.5.1 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN (BT)

Esta instalación es la correspondiente al interior del aerogenerador. Es por esto por lo que la mayoría del cableado viene dado por el fabricante y por lo tanto no requiere el diseño de la instalación, a diferencia de alta y media tensión.

Esta instalación cuenta con los siguientes elementos:

1. Cableado del interior de la góndola, desde la salida de la turbina hasta la entrada del generador.
2. Generador síncrono con los equipos de regulación correspondientes.
3. Elementos de protección. Se consideran como elementos de protección, los fusibles automáticos para prevenir sobreintensidades y los descargadores para prevenir las sobretensiones.
4. El sistema de alumbrado. En particular, el alumbrado en el exterior de la góndola para marcar el aerogenerador por la noche.

5. Equipos secundarios, como reguladores y otros equipos de protección.
6. Motores auxiliares y frenos, como el motor de rotación de la góndola y el freno hidráulico del rotor.

Finalmente, la tensión se varía en el transformador del aerogenerador, elevando la tensión de 660 V (Baja Tensión) a 30 KV (Media Tensión). Las características del transformador vienen dadas por el fabricante.

2.5.2 INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN (MT)

Para el transporte de energía en el interior del parque se utilizará cableado de media tensión. Este cableado incluye desde la salida del transformador en la torre del aerogenerador hasta la entrada de la subestación.

El proceso de selección de cableado tiene que realizarse teniendo en cuenta la relación sección y costes. Esta relación indica que, a mayor sección de cable, mayor será la intensidad que podrá soportar, pero mayor será en precio.

En el caso de este parque, debido a que hay dos hileras de aerogeneradores, el cableado que los une deberá ir soportando la acumulación de intensidad, por lo que la sección del cable aumentará a medida que este más cerca de la subestación.

Para poder realizar el dimensionamiento, se irá calculando cada parte de sección de cable de manera individual. Los criterios para la selección son los mismos en todos los casos y son 3 criterios.

1. Intensidad máxima admisible
2. Caída de tensión máxima
3. Optimización de los objetivos técnicos y económicos

Para la correcta selección, se realizará un análisis con cada uno de los criterios y se comprobará el cumplimiento de estos.

2.5.2.1 Intensidad máxima admisible

Hay una correlación entre la sección del conductor y la intensidad máxima. En este apartado se analizarán los diferentes efectos sobre el cálculo de la intensidad. En primer lugar, se calculará la Intensidad nominal del cable y se irán aplicando los distintos factores de corrección.

El cálculo de la intensidad se realiza de la siguiente manera.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

Donde:

I = Intensidad del cable (A)

P = Potencia activa (KW)

U = Tensión (V)

Φ = Ángulo de fase (rad)

El cálculo de esta intensidad es la nominal. Como los cables están estandarizados, se seleccionará el primer tipo de cable que cumpla con la condición de intensidad máxima. A continuación, se muestran los distintos factores de corrección.

2.5.2.2 Factores de corrección

- Corrección por temperatura

Todos los cables enterrados que se encuentren a una temperatura diferente de 25 grados tendrán un coeficiente de corrección. A continuación, se muestran los distintos coeficientes para las distintas temperaturas.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Coefficiente de corrección para temperatura ambiente distinta de 25°C.

TEMPERATURA	10	15	20	25	30	35	40	45	50
CABLES AISLADOS CON PVC	1,15	1,10	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,66
CABLES AISLADOS CON XLPE, EPR	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Figura 29. Factor de corrector de temperatura

En caso de realizar un estudio independiente y calcular la temperatura media del emplazamiento, se aplicará la siguiente fórmula para calcular el factor de corrección.

$$F = \frac{\sqrt{\theta_s - \theta_t}}{\sqrt{\theta_s - 25}}$$

- Corrección por resistividad del terreno

Todos los cables enterrados en terrenos cuya resistividad térmica sea distinta de 150 °C por cm/w tendrán un coeficiente de corrección asociado.

CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS O EN CONDUCCIONES ENTERRADAS EN TERRENOS DE RESISTIVIDAD TÉRMICA DISTINTA DE 150°C POR cm/w.

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO °C cm/W	80	100	120	150	200	250	
COEFICIENTE DE CORRECCIÓN	UNIPOLARES	1,28	1,18	1,09	1	0,88	0,80
	TRIPOLARES	1,23	1,15	1,08	1	0,90	0,82

Figura 30. Factor de corrección por resistividad del terreno

- Corrección por agrupación de cables

Las agrupaciones de cables también tendrán un factor de corrección en función del número de cables que se quieran agrupar.

CABLES TRIFÁSICOS O TERNAS DE CABLES AGRUPADOS BAJO TIERRA FACTORES DE CORRECCIÓN

DISPOSICIÓN DE LOS CABLES	2	3	4	5	6	8	10	12
CON SEPARACIÓN DE UNOS 7 CM (ESPESOR DE UN LADRILLO)	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
EN CONTACTO	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47

Figura 31. Factor de corrección por agrupación de cables

- Corrección por profundidad

Dependiendo de la profundidad a la que se entierren los cables, podrán tener un factor de corrección. En este caso, se tomará la profundidad de la zanja para determinar el coeficiente.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,90	0,98	0,97	0,95

Figura 32. Factor de corrección por profundidad

- Corrección por profundidad en tubo

Los cables que se sitúan en las zanjas vienen en el interior de un tubo y por tanto habrá que aplicar un factor de corrección extra de 0,8.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

- Factores de corrección

Una vez se han identificado los factores de corrección, se procederá al cálculo de la corrección final. Esta corrección se aplicará a la intensidad máxima nominal característica del cable. La intensidad nominal viene dada por el fabricante.

Factores de corrección	Valores
Corrección por temperatura	1,07
Corrección por resistividad del terreno	1,09
Corrección por agrupación de cables	0,75
Corrección por profundidad	0,95
Corrección por profundidad en tubo	0,8
Factor total	0,932

Tabla 7. Características de la subestación

A continuación, se muestra en la tabla los circuitos y tramos de cable desde los aerogeneradores y sus intensidades correspondientes.

Circuito	Tramo	Potencia (KW)	tensión (V)	Cos phi	Intensidad (A)
1	1->2	5000	30000	0,98	98,18882
	2->3	10000	30000	0,98	196,3776
	3->4	15000	30000	0,98	294,5665
	4->sub	20000	30000	0,98	392,7553

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

2	1->2	5000	30000	0,98	98,18882
	2->3	10000	30000	0,98	196,3776
	3->4	15000	30000	0,98	294,5665
	4->sub	20000	30000	0,98	392,7553

Tabla 8. Intensidades del emplazamiento

Una vez calculados los valores de intensidades en el interior del parque, se comparará con las intensidades corregidas y se procederá a la asignación de secciones.

Sección (mm²)	Intensidad nominal (A)	Intensidad nominal corregida (A)
50	225	209,7
70	274	255,368
95	327	304,764
120	371	345,772
150	414	385,848
185	466	434,312
240	539	502,348

Tabla 9. Tabla de intensidad/sección

Finalizada la recolección de información, se procede a la asignación de secciones por tramo.

Circuito	Tramo	Sección (mm ²)
1	1->2	50
	2->3	50
	3->4	95
	4->sub	185
2	1->2	50
	2->3	50
	3->4	95
	4->sub	185

Tabla 10. Tabla de secciones

2.5.2.3 Caída de tensión máxima

En este apartado se analizará la caída de tensión a lo largo de cada tramo. Como criterio se utilizará un 2% y en caso de no cumplir se aumentará la sección. La caída de tensión se calcula de la siguiente manera.

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R\cos(\phi) + X\sin(\phi))$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión (%)

I = Intensidad máxima del cable (A)

L = Longitud del cable (km)

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Φ = Ángulo de fase

R = Resistencia del conductor (Ω/km)

X = Reactancia del conductor (Ω/km)

A continuación, se muestra el análisis de comprobación de la caída de tensión.

Circuito	Tramo	L (Km)	tensión (V)	Cos phi	sección (mm ²)	R (Ω/km)	X(Ω/km)	Caída de tensión acumulada (V)	Caída de tensión acumulada (%)
1	1->2	0,33	30000	0,98	50	0,397	0,4937	27,34	0,09%
	2->3	0,33	30000	0,98	50	0,397	0,4937	82,05	0,27%
	3->4	0,33	30000	0,98	95	0,193	0,2466	122,15	0,41%
	4->sub	0,464	30000	0,98	185	0,0991	0,1274	160,81	0,54%
2	1->2	0,33	30000	0,98	50	0,397	0,4937	27,35	0,09%
	2->3	0,33	30000	0,98	50	0,397	0,4937	82,05	0,27%
	3->4	0,33	30000	0,98	95	0,193	0,2466	122,15	0,41%
	4->sub	0,282	30000	0,98	185	0,0991	0,1274	145,65	0,49%

Tabla 11. Caída de tensiones

Como se puede observar en la *tabla 11* todas las caídas de tensiones de mantienen por debajo del 2%. Esto quiere decir que no hace falta modificar ninguna de las secciones establecidas.

2.5.2.4 Tipo de conductor

El conductor utilizado para el dimensionamiento eléctrico de las instalaciones de media tensión es el cable N2XSY. Este conductor cumple la normativa de construcción DIN VDE 0276-620 y también, la normativa de reacción al fuego IEC 60332-1-2.

Este conductor está formado por 6 capas. A continuación, se describe cada una de las capas, como son concéntricas, se empezará por las capas interiores y se terminará con la capa más exterior.

1. Conductor: Cobre, clase 2 según IEC 60228.
2. Pantalla sobre conductor: Semiconductor extruido.
3. Aislamiento: Polietileno reticulado, tipo XLPE.
4. Pantalla sobre aislamiento: Semiconductor extruido.
5. Pantalla metálica: Hilos de cobre.
6. Cubierta externa: Cloruro de polivinilo (PVP).

En la *Figura 33*, se puede apreciar cada una de las capas previamente mencionadas.



Figura 33. Conductor Hersatene NA2XSY

2.5.3 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN (AT)

Para poder evacuar la potencia del parque a la línea de Western Power Exeter-Exmouth, es necesario instalar una subestación que eleve la tensión de 30 KV a 132 KV. El objetivo entonces es transmitir esta potencia con las menores pérdidas posibles y esto se consigue disminuyendo la corriente, debido a que con una menor corriente se necesita menos material conductor y esto se traduce en una disminución de material. Para disminuir la corriente hay que aumentar la tensión y esto lo proporciona la línea de 132 kV.

Las características de la subestación son las siguientes.

Características de la subestación	
Frecuencia	50 Hz
corriente	Alterna
potencia	40 MW
Relación de transformación	30 KV/ 132 KV

Tabla 12. Características de la subestación

Por motivos logísticos y técnicos se sobredimensionará el transformador. El principal motivo es para evitar las sobretensiones y sobreintensidades y así poder garantizar el correcto funcionamiento del transformador sin que sufra sobrecalentamientos. Otras de las razones son las siguientes.

1. Se considerará la escalabilidad del parque. Esto quiere decir que queda abierta la posibilidad de que en un futuro se añada un aerogenerador más.
2. Se deberá tener en cuenta el factor de potencia. Aplicando un criterio conservativo, se utilizará 0,95 con factor de potencia.
3. Se aplicará un factor de seguridad del 10% para garantizar el correcto funcionamiento.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Una vez se aplican los criterios establecidos se procede al cálculo del transformador.

$$MVA = \frac{\text{Potencia nominal del parque (MW)}}{\text{Factor de potencia}} * \text{Factor de seguridad}$$

$$MVA = \frac{40}{0,95} * 1,1 = 46,32 \text{ MVA}$$

Como no se puede seleccionar un transformador tan específico, se utilizará un transformador de 50 MVA con una relación de 30 KV/132 KV.

Finalmente se procede al dimensionamiento del cable para transportar la energía a la red. Se utilizará como se ha comentado en el apartado de conexión a la red, un cable un cable de alta tensión de tipo HVAC, *High Voltage in Alternating Current*. El sistema consta de una sola línea compatible con la red, esto quiere decir que su tensión será de 132 KV con un aislamiento XLPE.

2.6 Obra civil

En este apartado se analizarán las obras necesarias para la construcción del emplazamiento. Uno de los factores más importantes que hay que tener en cuenta es que cada modificación que se realice llevará un coste asociado, por lo que se tratará de realizar el mínimo de modificaciones posibles.

Debido a que el emplazamiento apenas tiene caminos útiles para la construcción del parque, todas las obras respetarán la protección del suelo, esto quiere decir que se extraerá la cantidad necesaria de tierra, separándose en tierra estéril, apta para el uso de las obras, y tierra fértil que se reubicará a lo largo del proyecto. La extracción de tierra para la construcción de las cimentaciones y la instalación de líneas subterránea y auxiliares se realizará de la manera más eficiente posible. Esto quiere decir que no se extraerá más de lo necesario y se reutilizará para la construcción de los viales y el asentamiento del edificio de control y la subestación.

Durante la construcción del parque se respetará a su vez la protección del patrimonio. Esto quiere decir que, en caso de ser hallado algún resto arqueológico o histórico, se deberá seguir el protocolo de protección de patrimonio. Esto incluye el aviso a las autoridades para que evalúen los restos. En caso de ser objeto de interés cultural, se podrán paralizar las obras.

Para evitar posibles daños en el sistema hidrológico, no se realizarán obras cerca de la red hidrológica. También, se evitará todo tipo de construcción cerca de arroyos, ríos u otras zonas de obtención de agua. Aunque en algunos casos pueda no suponer un riesgo, se tomarán precauciones para evitar la contaminación de aguas.

Para la protección de fauna y flora, se evitará la tala de árboles, respetando la vegetación del emplazamiento y se realizará un estudio independiente de flora y fauna. Esto incluye la realización de informes sobre las labores de excavación.

Para garantizar la conservación del medio ambiente y salud humana se realizará un plan de gestión de residuos. Este incluye la separación de residuos según su heterogeneidad, esto

quiere decir que se separarán en función de su naturaleza. Muchos de los residuos que se generan no tienen un efecto contaminante. Sin embargo, cuando algunos elementos se juntan, pueden dar lugar a un componente contaminante en conjunto.

2.6.1 VIALES DE ACCESO

Como bien se ha mencionado en el apartado de selección del emplazamiento, el recorrido para transportar todos los materiales del parque se realizará a través de remolques desde el puerto de Southampton hasta el emplazamiento.

En cuanto al trayecto principal, no se requerirá de ninguna modificación de la infraestructura vial. Para evitar aglutinamientos en determinados puntos del camino, será necesario la solicitud de permisos para cortar determinados puntos y así facilitar el transporte.

Para los viales generales de acceso, es necesario aclarar que esta parte se considera desde la salida de la carretera B1380 a la altura de Woodbury Castle hasta el emplazamiento. En este tramo se realizará el reacondicionamiento de dos giros. Se puede observar en la *Figura 34* ambos giros señalados con un círculo azul.

Para los viales interiores se ha elaborado un diseño en el consistirá en una vía principal que divide el parque en dos y 7 caminos secundarios que conectan la vía principal con los aerogeneradores.



Figura 34. Distribución del parque

Como se puede observar en la *Figura 34* se han redondeado las zonas en las que será necesario un reacondicionamiento para poder realizar el giro de manera segura. Además, las líneas simbolizan los caminos que se necesitarán construir en el parque, estos caminos se dejarán al finalizar la construcción del parque ya que también servirán para llegar hasta los aerogeneradores y así poder realizar inspecciones y reparaciones. Finalmente, se han introducido las coordenadas de cada una de las turbinas en el mapa.

Para la construcción de las vías, dado que la tecnología a transportar se caracteriza por ser de gran tamaño y pesada, se ha establecido que la anchura mínima de la calzada sea de 5 metros de ancho tanto en recta como en curva. Además, todas las curvas que tengan un radio menos de 60 metros se realizarán un sobreebanco para garantizar la seguridad de los transportistas y del cargamento.

Radio de giro (m)	Sobreancho (m)
30	5+9
40	5+7
50	5+5
60	5+3

Tabla 13. Sobreancho según el radio de giro

Estos sobreanchos se deberán realizar una vez se haya estudiado la orografía ya que también habría que analizar la pendiente del giro. Todos los giros deberán tener una pendiente inferior a 15°. En nuestro caso, la pendiente media es de un 5% por lo que no serán necesarias las labores de refuerzos de los caminos.

Para la construcción de los viales se comenzará con una primera fase de análisis del terreno, en donde se identificarán el tipo de terreno y se seleccionara el material de refuerzo. Posteriormente, se realizará las labores de trazado, esto quiere decir que se comenzarán a delimitar los caminos removiendo las primeras capas de vegetación hasta llegar a un tipo de material comparto. Adicionalmente, se analizará el material extraído para verificar su reutilización como zahorra, se compactará y se utilizará como refuerzo de los viales.

Debido a que el transporte de los materiales por los viales se caracteriza por ser carga pesada, es probable que no sea suficiente realizar el trazado y el uso de zahorra. En caso de no poder garantizar la dureza mínima del suelo se utilizará adicionalmente una capa de 40 centímetros de balasto compactado para garantizar la seguridad del transporte dentro del parque.

Debido a las condiciones meteorológicas del lugar del emplazamiento habrá que tener en cuenta el efecto de la lluvia. Como se pueden dar situaciones en los cuales el suelo no es capaz de absorber toda la cantidad de agua, es necesario dotar de un sistema de drenaje a la

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

red de caminos. Adicionalmente se construirán cunetas a los laterales de los viales para que el agua circule por la cuneta en lugar del camino.

Finalmente, el material extraído para la construcción de los caminos, cimentaciones, instalaciones de líneas y demás elementos constructivos, se ira analizando para poder ser reutilizado en la regeneración de la flora y en otros propósitos constructivos.

2.6.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Una de las partes más críticas de la construcción de un parque eólico es la instalación de los aerogeneradores. Cada parte de la turbina se transporta de manera individual y una vez todas las piezas se encuentran en el emplazamiento, se procede al montaje del mismo. Para cumplir con los criterios de seguridad del parque, hay que realizar el diseño de plataformas de montaje que sean capaz de asegurar un apoyo correcto para la grúa de montaje. El procedimiento de construcción de las plataformas de montaje es similar al de la construcción de los viales, esto simplifica las obras del parque.

Todos los fabricantes tienen procedimientos individualizados para el montaje de sus aerogeneradores. En este caso, nos fijaremos en las especificaciones proporcionadas por Nordex para el montaje de la turbina. Se construirán dos tipos de plataformas, en primer lugar, plataformas rectangulares que se situaran de marea paralela al vial de acceso y se utilizará para el almacenamiento de piezas, las dimensiones de esta plataforma será de 35 x 40 metros. El segundo tipo de plataforma es la cuadrada, esto se sitúa próxima a la ubicación de la turbina y se utilizará para la instalación de la misma, las dimensiones de esta plataforma son de 45 metros de lado.

Por cuestiones de seguridad, se ha establecido como criterio de máximo desnivel lateral de un 0,5 %. El desnivel de la plataforma será el mismo que es de la virola de cementación. La virola es parte de la torre que queda dentro del hormigón de la cimentación, es la base del molino. Como en las plataformas hay que garantizar la estabilidad del suelo, se realizaran labores de refuerzo mediante la aplicación de hormigón o cal sobre la superficie de la plataforma.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Debido a las grandes dimensiones del rotor, se realizará el montaje en el emplazamiento. Para el montaje se necesitará de una explanada con poca inclinación y sin superficie vegetal. Las dimensiones de esta es de 100 x 120 metros y dependiendo de la orografía puede necesitar de obra civil como refuerzos del suelo. Además, será necesario contar con hileras de 5 metros de ancho en la cercanía de las grúas para el almacenamiento de materiales. Estos materiales serán las diferentes partes del aerogenerador por lo que se empezará por la torre y se terminarán con las palas.



Figura 35. Plataforma de montaje

2.6.3 DRENAJES

El sistema de drenaje está diseñado para recoger el agua procedente de la lluvia y así evitar que lo absorba el suelo y disminuya la dureza del mismo. El sistema de drenaje se localizará en el en los laterales de los viales y en zonas que sea necesario el desvío de aguas por escorrentía.

Este sistema es prefabricado y consta de tubos de policloruro de vinilo o PVC de un diámetro de 60 centímetros y se situarán a una profundidad de 30 centímetros respecto al plano de la vía. El sistema se colocará sobre una base de hormigón de 10 centímetros de hormigón. Además, se colocarán recubrimientos a los laterales y en la parte superior del conducto. Estos recubrimientos tendrán un espesor de hormigón de un mínimo de 5 centímetros.

Una vez instalado el sistema, se recubrirá la parte superior con el material utilizado para la construcción de viales hasta que alcance la cota del camino. Adicionalmente, se tendrá en cuenta la diferencia de alturas para evitar el estancamiento del agua. Se ha considerado que la pendiente sea del 2%. De esta manera se evitan también grandes variaciones de altura que incrementen la velocidad del agua y aceleren la erosión de los conductos y por tanto reduzcan la vida útil de los mismos.

2.6.4 CIMENTACIONES

Las cimentaciones representan la unión entre el suelo y el aerogenerador. Son responsables de soportar tanto las cargas verticales y horizontales del molino.

1. Las cargas verticales están causadas por el efecto de la gravedad sobre los distintos componentes del molino, como la torre, la turbina y las palas.
2. Las cargas horizontales están causadas por el efecto del viento. El viento no solo genera el movimiento de las palas, además, genera un momento flector en el aerogenerador que la cimentación tiene que ser capaz de soportar.

Otro de los factores a tener en cuenta a la hora de diseñar las cimentaciones es el tipo de terreno en el cual está situado el aerogenerador. Dependiendo de su dureza se pueden encontrar las cimentaciones superficiales y las cimentaciones superficiales con pilotes. El principal criterio es la dureza del suelo, ya que, a mayor dureza, será necesario menor hormigón para realizar la estructura.

Las cimentaciones superficiales tienen la característica de que abarcan una gran superficie. Uno de los principales motivos es que de esta manera es capaz de distribuir todas las presiones a lo largo de la zapata y así es capaz de resistir las cargas evitando desplazamientos y vuelcos.

Para garantizar la estabilidad de las cimentaciones se deberá realizar un estudio del terreno para determinar su firmeza. En caso de no ser lo suficientemente firme, a continuación, se muestran varios métodos para aumentar la estabilidad del terreno.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

1. Inyección de lechada de cemento: En algunos casos, el terreno puede tener huecos que favorecen la filtración del agua y por tanto ponen en peligro la estabilidad del terreno. Este método aporta un aumento en la permeabilidad del terreno y en la capacidad portante del terreno.
2. Compactación del terreno: Este método busca la compactación del terreno mediante la aplicación de presiones o vibraciones para eliminar los huecos en el terreno y así poder evitar posibles hundimientos.
3. Instalación de pilotes: Este método consiste en la instalación de pilares a una gran profundidad para así poder transmitir las presiones a un terreno de mayor dureza.

En este caso se analizarán tres tipos distintos de cimentaciones y posteriormente se procederá a la elección del tipo de cimentación.

2.6.4.1 Opción 1: Cimentación de contrafuertes

Esta cimentación está constituida por dos losas de hormigón armado, paneles prefabricados capaces de variar su altura y material de relleno. Su diseño está basado en dar una mayor estabilidad al aerogenerador y así poder impedir que el mismo vuelque. El proceso de construcción es el siguiente:

1. En primer lugar, una de las losas en la parte más profunda de la cimentación.
2. En segundo lugar, se instalan los paneles de forma radial alrededor de un cono de hormigón.
3. En tercer lugar, se coloca la segunda losa encima de los paneles y el cono.

Una de las grandes ventajas en que el hueco entre los paneles y las losas se utiliza de encofrado. Esta técnica permite la introducción de material de relleno de la propia obra, aumentando el peso en la parte inferior del molino y por tanto su estabilidad aumenta.



Figura 36. Cimentación de contrafuertes

2.6.4.2 Opción 2: Cimentación de Jabalcones

Este tipo de cimentación está formada por un fuste central, una losa y los jabalcones. El procedimiento de construcción es el siguiente:

1. En primer lugar, se instala la losa en la parte más profunda de la cimentación. La losa se caracteriza por tener una geometría circular y por poder tener espesor variable. Este espesor puede variar dependiendo del terreno y las zonas de anclaje de los jabalcones.
2. En segundo lugar, se instala el fuste central. Esta parte de la cimentación funciona como eje central, está situado en el centro de la losa interior. El fuste central se caracteriza por tener una forma cilíndrica y puede estar hueco o relleno. En caso de estar hueco, se instalan en el interior anillos de acero o de hormigón para garantizar la seguridad de la estructura. En caso de estar relleno, es preferible que el material de relleno sea de hormigón.
3. Finalmente, se instalan los jabalcones, estos funcionan como estabilizador de la estructura ya que sirven de apoyo entre la losa inferior y el fuste. Para su colocación, si nos situamos en un plano perpendicular al jabalcón se puede ver un área hueca

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

triangular. Para aumentar el peso en la base, también se rellena la parte inferior con material extraído en la obra.

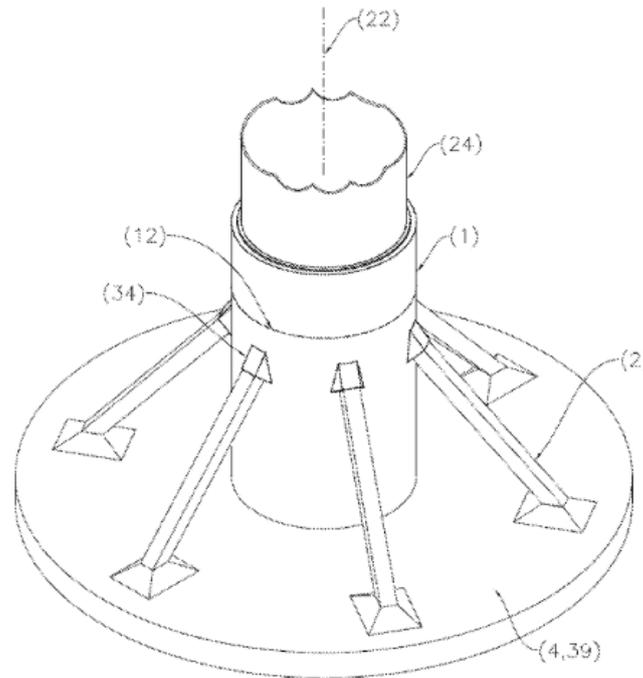


Figura 37. Cimentación de jabalcones

2.6.4.3 Opción 3: Cimentación de anular

Esta cimentación se basa en la teoría de que, como la parte central de la cimentación, lugar donde se coloca el pilar o fuste, no debe soportar todas las tensiones del aerogenerador, se realiza una cimentación con forma de anillo para distribuir estas tensiones sobre una superficie más grande.

El procedimiento de construcción es el siguiente:

1. En primer lugar, se aplica una capa de hormigón, denominado “hormigón de limpieza”, para nivelar el terreno.
2. En segundo lugar, se coloca una serie de losa que sirven de apoyo para del enrejado.

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

3. En tercer lugar, se introduce el enrejado de hierro y se vierte hormigón para completar los huecos.
4. En cuarto lugar, se coloca la virola, que es la parte de conexión entre la cimentación y la torre del aerogenerador.

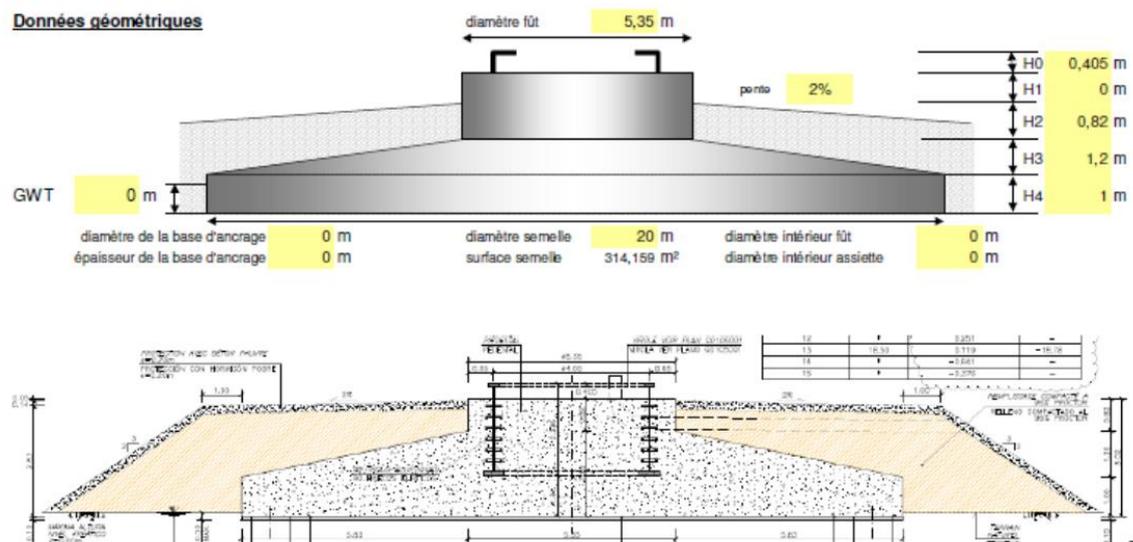


Figura 38. Cimentación anular

2.6.4.4 Elección de cimentación

Para la elección de la cimentación se tendrán en cuenta dos criterios:

1. Criterio estructural: La función principal de la cimentación es impedir el vuelco del aerogenerador, para ello es importante comprobar que la cimentación es capaz de soportar las tensiones que puede generar el peso del molino y el viento.
2. Criterio económico: Debido a las dimensiones la cimentación es importante tener en cuenta que cuando se utilicen materiales como hormigón o acero, el coste de la obra puede aumentar en gran medida, por lo que se le dará mayor importancia a las cimentaciones que necesiten una menor cantidad de materiales.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

3. Criterio del tiempo: Esta parte es fundamental en el proceso ya que dependiendo del tiempo de instalación pueden aumentar los costes de obra por personal entre otros factores.

Teniendo estos criterios en cuenta, se ha optado por el uso de la cimentación de jabalcones. Las razones son las siguientes:

1. La cimentación anular requiere de un gran tiempo de instalación ya que el enrejado se debe realizar de manera manual y en el emplazamiento. Además, hay que rellenar el volumen de hormigón, por lo que el coste es mayor que en el caso de la cimentación de jabalcones.
2. La cimentación de Jabalcones requiere de menos material que la cimentación de contrafuertes, por lo que sus costes de instalación también serán menores

2.6.5 ZANJAS

Para garantizar la seguridad del emplazamiento, toda la instalación eléctrica desde los aerogeneradores hasta la subestación se realizará de forma subterránea. Para ello se construirán zanjas paralelas a los caminos y se reforzarán los cables para reducir el deterioro e impedir la ruptura de estos. Los motivos son dos:

1. Motivos logísticos: Si se entierran los cables no solo favorecen a la conservación del medio ambiente, ya que no generan una distorsión en el paisaje, sino que favorece el acceso a los mismos en caso de necesitar reparaciones debido a que se encuentran en lugares accesibles.
2. Motivos técnicos: Que los cables se sitúen cerca de la superficie favorece a la disipación de los cables a la atmósfera, debido a que la humedad aumenta cuanto mayor sea la profundidad.

Para la construcción de las zanjas, se realizará una excavación paralela a los caminos de 0,8 metros de ancho y 1,2 metros de profundidad, en donde se situarán tanto los cables de fibra

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

óptica, también conocidos como “FO” y los cables de media tensión, también conocidos como “MT”.

En la primera etapa de extracción y limpieza del terreno es importante que la parte inferior de la franja esté libre de obstáculos, como piedras, salientes... Esto se debe a que el cable puede rozar con los obstáculos y romperse. En caso de no poder asegurar una buena limpieza, se aplicará una fina capa de tierra cribada si procede de las extracciones de tierra, y se compactará.

Después, se instalará la puesta a tierra, ya que cada aerogenerador debe tener una puesta tierra. Posteriormente se aplicará una capa de tierra para poder separar el cable de puesta tierra con los cables de media tensión. La separación entre la puesta a tierra y los cables de media tensión será de 5 centímetros. La separación entre los cables de media tensión será de 20 centímetros. Después, se volverá a aplicar otra capa de tierra de 20 centímetros de espesor. A continuación, se pondrá una lámina de losas o ladrillos para proteger mecánicamente a los cables. Seguidamente, se añadirá otra sección de tierra de unos 5 centímetros y se depositarán los cables de la fibra óptica y se seguirá el mismo protocolo de protección que los cables de media tensión. Se aplicará otra capa de tierra, seguido de la lámina de losas y su posterior recubrimiento hasta alcanzar la misma altura que la de los viales.



Figura 39. Esquema de capas de las zanjas

Finalmente, para los cruzamientos, las zonas en las que se junten dos zanjas distintas, se realizarán obras de refuerzos con hormigón H-150 y se introducirán los cables en el interior de tubos de policloruro de vinilo o PVC. La razón principal de este recubrimiento es asegurar la integridad de los cables bajo las cargas producidas por los vehículos en el cruce.

2.6.6 CENTRO DE CONTROL

El centro de control es el edificio en donde se realizarán todas las labores de medición y control de la planta. Para la simplificación del parque, el edificio se situará junto a la subestación. Como este edificio está diseñado para que en su interior trabaje personal de mantenimiento del parque, deberá tener el saneamiento adecuado, salas de reuniones, salas técnicas y almacenes. Debido a que en este edificio se tomaran las decisiones técnicas del parque, las salas técnicas contarán con monitores en los cuales se podrá hacer el seguimiento del funcionamiento de los aerogeneradores.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

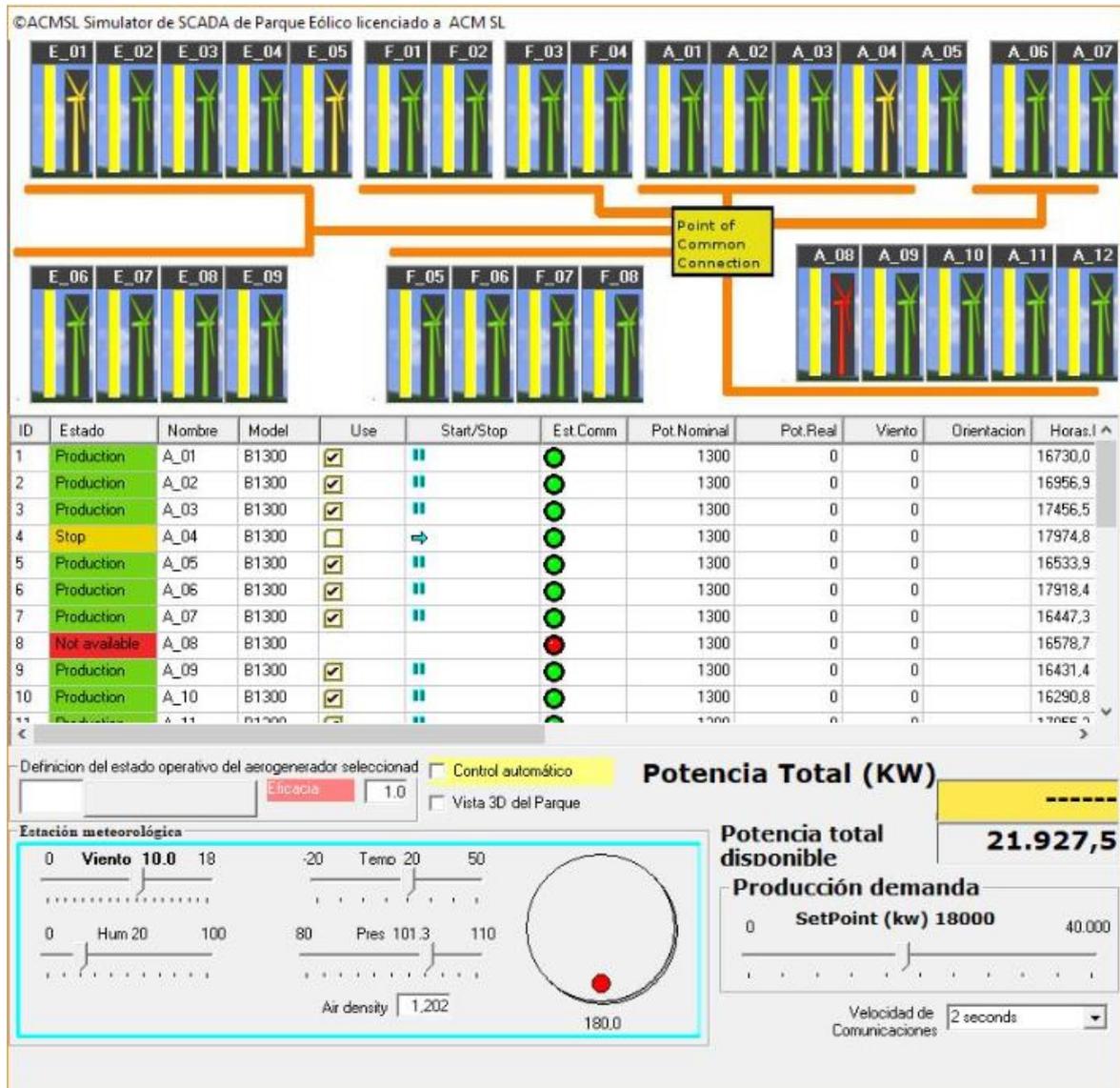


Figura 40. Simulación del panel de control

2.6.7 PARQUE DE MAQUINARIA

El parque de maquinaria es una esplanada de 120x120 metros que se instalará a la entrada del parque. La función de este parque es el almacenaje de piezas para la construcción de aerogeneradores y de otras piezas de la subestación, por lo que en primer lugar se realizarán labores de limpieza retirando la vegetación de la zona. Además, se habilitará una zona de lavado de neumáticos, para que los vehículos puedan abandonar el emplazamiento y entrar

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

en carretera con los neumáticos en el mejor estado posible. Esta zona se habilitará para las funciones de almacenamiento y limpieza al comienzo de la obra civil y una vez terminada la construcción del parque se procederá al desmantelamiento del parque de maquinaria y recuperación medioambiental a través de la replantación de la zona.



Figura 41. Entrada del parque de maquinaria

2.7 Estimación de la producción de la energía del parque

Para poder realizar el análisis de la viabilidad del parque, es necesario calcular la producción del parque. Para ello se necesitará la curva de potencia de la turbina. Esta curva simboliza la potencia que la turbina es capaz de generar a una velocidad del viento determinada.

Estos valores de potencia son los teóricos, por lo que de esta forma se hará el cálculo teórico de la energía producida. Estos valores pueden verse afectados por diversos factores como la altura de la torre o las dimensiones de las palas, pero este método ofrece una visión completa del potencial bruto del emplazamiento.

Para poder realizar los cálculos se deberá utilizar la curva de potencia del modelo de turbina utilizado. Además, se deberán realizar las siguientes asunciones. Se considerará que el rendimiento de la turbina es constante y valores estables de viento. No se realizará un estudio individual de cada aerogenerador, se realizará el análisis para un generador y se calculará la potencia total del parque. También, se tendrán en cuenta las pérdidas producidas por el sistema eléctrico, el efecto estela y las posibles paradas de funcionamiento debido a tareas de mantenimiento.

A continuación, se muestra la curva de potencia de la turbina Nordex N 163/5.x.

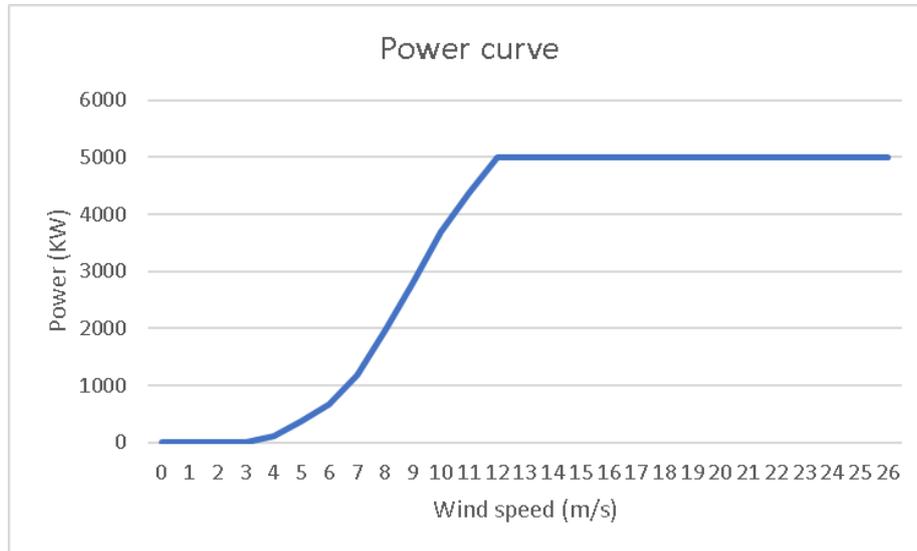


Figura 42. Curva de potencia

Como se puede observar en la *figura 42*, la velocidad a partir de la cual se empieza a producir energía es aproximadamente 3 m/s. La potencia aumenta a medida que la velocidad del viento aumenta hasta llegar a potencia nominal. Esta potencia nominal de 5 MW se alcanza a una velocidad de 13 m/s. Se puede comprobar como una vez alcanzada la potencia nominal, aunque la velocidad del viento aumente, la potencia es la misma. También, la velocidad máxima permitida es de 30 m/s, en caso de superar esta velocidad, se utilizaría el freno y se pararían las turbinas debido a que velocidades superiores de 30 m/s pueden dañar el funcionamiento del aerogenerador.

A continuación, se realizará el cálculo de la función de distribución de Weibull. Esta función se utiliza para el análisis del viento, de manera que se pueden conocer las horas de funcionamiento para una velocidad media. Para el cálculo de la función de probabilidad se seguirá la siguiente fórmula.

$$f(v) = \frac{v^{k-1}}{c^k} * k * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

En donde:

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

$f(v)$ = Función de probabilidad de Weibull [%]

k = Parámetro de forma [NA]

c = Parámetro de escala [m/s]

v = Velocidad media del viento [m/s]

El parámetro de forma es el que determina la forma de la gráfica, este valor es adimensional y depende de la orografía y del viento. El parámetro de escala está relacionado con la velocidad media del viento y muestra lo plana o aguda que es la distribución. La velocidad media del viento se irá variando en función del rango de funcionamiento de la turbina. Además, se han obtenido de *Global Wind Atlas* los parámetros de forma y escala de manera que $k = 3.5$ y $c = 9.5$ m/s.

Una vez definida la función de distribución de Weibull, se procederá al cálculo de la función de probabilidad

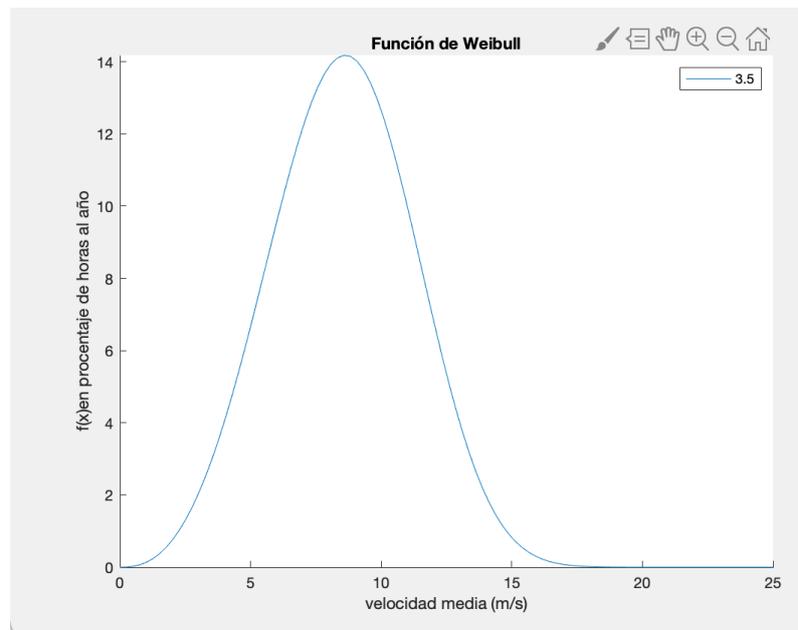


Figura 43. Entrada del parque de maquinaria

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON, INGLATERRA

Se puede comprobar cómo el rango de velocidades varía entre 0 m/s y 25 m/s que sería la velocidad máxima admisible. Además, se puede ver en el eje y el porcentaje de horas al año. Teniendo en cuenta todo lo mencionado previamente, como capaces de estimar la energía bruta. La manera de calcularlo es multiplicar el porcentaje de horas al año por las horas que hay en un año (8760 horas), de esta manera se obtienen las horas de funcionamiento a cada velocidad. Finalmente, de la curva de potencia se obtiene la potencia a cada una de estas velocidades. La unidad final de medida es MWh.

Producción bruta anual en MWh	
Producción anual de una turbina	22.024
Producción anual del parque	176.190

Tabla 14. Producciones anuales

Este valor obtenido es el ideal, suponiendo que no hay pérdidas y que las condiciones meteorológicas son estables. Para tener un valor que modele de forma más precisa los valores reales, se tendrán en cuenta las pérdidas. Debido a la dificultad de obtener valores precisos de pérdidas, se ha optado por aplicar un criterio conservativo de un 10% de pérdidas, repartidas en las pérdidas debido al efecto estela, las pérdidas eléctricas y otros tipos de pérdidas a considerar.

La producción neta quedaría de la siguiente manera:

$$E_{\text{neta}} = E_{\text{bruta}} * (1 - \text{pérdidas})$$

Producción anual en MWh	
Producción anual bruta del parque	176.190
Pérdidas (%)	10

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Producción anual neta por turbina	19.821
Producción anual neta del parque	158.571

Tabla 15. Producciones netas anuales

Una vez realizado el cálculo, se obtiene una producción anual neta del parque de 158.571,25 MWh.

Finalmente, se realizará el cálculo de factor de capacidad del parque eólico. Este factor muestra la relación entre la energía neta producida parque con la energía nominal del parque. La energía nominal del parque es la energía que se obtendría si en todo momento el parque funciona a potencia nominal.

$$C_f = E_{\text{neta}} / E_{\text{nominal}}$$

Una vez realizado el cálculo, se obtiene un factor de capacidad del parque eólico de 45,25%.

2.8 Impacto medioambiental y social

En este apartado se irá analizando cada uno de los impactos ambientales y sociales del proyecto. Se analizarán los impactos negativos y las posibles soluciones para mitigar los impactos.

2.8.1 SISTEMA HIDROLÓGICO

Para respetar la normativa vigente, se ha llevado a cabo un plan de acciones en coordinación con las delegaciones competentes.

1. No se realizarán modificaciones de la red hidrológica de la zona. Para cumplir con la normativa, se diseñarán los viales de forma que no se sitúen cerca de arroyos o cualquier reserva de agua. Además, se construirá una red de drenaje que cumpla las especificaciones técnicas de la normativa.
2. Todas las labores de mantenimiento se realizarán bajo suelo impermeable. Esto incluye todas las labores de repostaje, o cambios de fluidos. Para ello se realizará una impermeabilidad del suelo, esto evita la posible contaminación por filtración.
3. No se construirá una planta de hormigón. Debido a la cimentación seleccionada, la mayoría de las partes son prefabricadas, por lo que se llevará al emplazamiento la pieza finalizada. En caso de necesitar hormigón, como en la construcción de zanjas, todas las labores de limpieza se realizarán fuera del emplazamiento en zonas habilitadas.
4. Todas las infraestructuras en las que se requiera de saneamiento, como el centro de control o casetas de obras, tendrán una evacuación adecuada a la red de saneamiento. En el caso del centro de control, estará directamente conectada a la red. En el caso de las casetas de obra, se dispondrá de un tanque, el cual será vertido cuando llegue a los límites establecidos.

2.8.2 GESTIÓN DE RESIDUOS

Para la adecuada gestión de residuos, el parque entregará los residuos a un gestor autorizado para su correcto tratamiento. Los residuos se dividen según su heterogeneidad y se pueden encontrar dos clasificaciones.

1. Residuos peligrosos: Estos residuos son los que pueden causar un impacto negativo para el medio ambiente y la salud pública. Para su correcto tratamiento se deberá contratar a una empresa que tenga competencias en tratamiento de residuos peligrosos. Los pasos a realizar son los siguientes. Se realizará una evaluación en el emplazamiento, se almacenarán según la normativa vigente hasta que el gestor pueda realizar el transporte en vehículos autorizados
2. Residuos no peligrosos: Estos residuos también se conocen como residuos inertes, ya que no experimentan ningún tipo de transformación y no causan un impacto negativo en el medio ambiente y salud pública. Sin embargo, se deberán entregar a entidades locales para su valoración y su posterior reciclaje o eliminación.

2.8.3 PROTECCIÓN DEL PATRIMONIO Y SUELO

Durante la construcción del parque se respetará a su vez la protección del patrimonio. Esto quiere decir que, en caso de ser hallado algún resto arqueológico o histórico, se deberá seguir el protocolo de protección de patrimonio. Esto incluye el aviso a las autoridades para que evalúen los restos. En caso de ser objeto de interés cultural, se podrán paralizar las obras. A continuación, se muestran los distintos organismos institucionales y privados aptos para la evaluación y gestión del patrimonio.

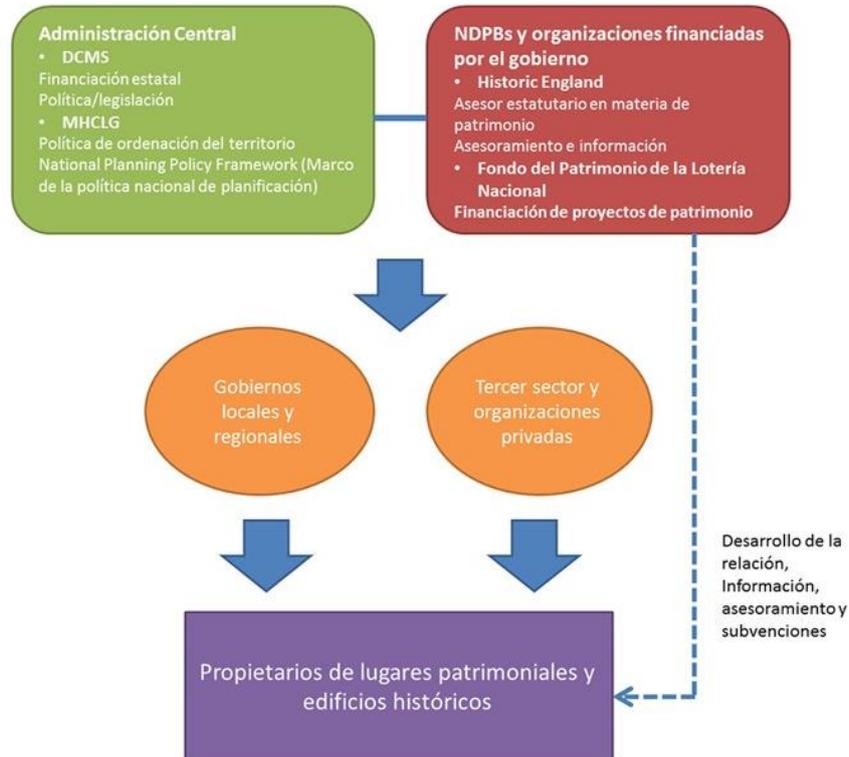


Figura 44. Marco institucional para el patrimonio en Inglaterra

Todas las obras respetaran la protección del suelo, esto quiere decir que se extraerá la cantidad necesaria de tierra, separándose en tierra estéril, apta para el uso de las obras, y tierra fértil que se reubicará a lo largo del proyecto.

La extracción de tierra para la construcción de las cimentaciones y la instalación de líneas subterránea y auxiliares se realizará de la manera más eficiente posible y cada movimiento de tierra será supervisado por personal cualificado. Esto quiere decir que no se extraerá más de lo necesario y se reutilizará para la construcción de los viales y el asentamiento del edificio de control y la subestación.

La protección del suelo incluye la restauración de las zonas de uso temporal como el parque de maquinaria, así como las zonas permanentes, como las zanjas. Una vez se hallan construido las zanjas se procederá a su restauración.

2.8.4 AFECCIONES DE LA ATMÓSFERA Y RUIDO

Debido a las dimensiones las obras, es importante tener en cuenta la generación de polvo producida por los vehículos de la obra. Estos levantamientos de polvo además de contaminar la atmósfera pueden resultar perjudicial para la salud pública, especialmente si llega a poblaciones con personas que tengan problemas respiratorios. Para evitar este efecto, se proponen dos medidas.

1. Límite de velocidad en el interior del emplazamiento. Todos los vehículos que circulen en el interior de la obra no podrán superar los 25 kilómetros por hora.
2. Aplicación de métodos de humectación, Esto incluye la aplicación de agua en los viales. Para el uso de este método, se contará con un profesional que analice la humedad del terreno para evitar el desprendimiento de caminos.

Otro tipo de contaminación atmosférica sería la contaminación lumínica. Esta contaminación está generada por las balizas de las turbinas. Estas sirven para señalar a los aviones la posición de los aerogeneradores.

Para la mitigación del ruido, la turbina N 163/5.X cuenta con tecnología que permite la optimización en función de la AEP. Esto quiere decir que se pueden realizar diferentes configuraciones de funcionamiento en función de su vida útil, la potencia y el ruido. Además, se realizarán mediciones de ruido para que no sobrepasen los límites establecidos por el gobierno.

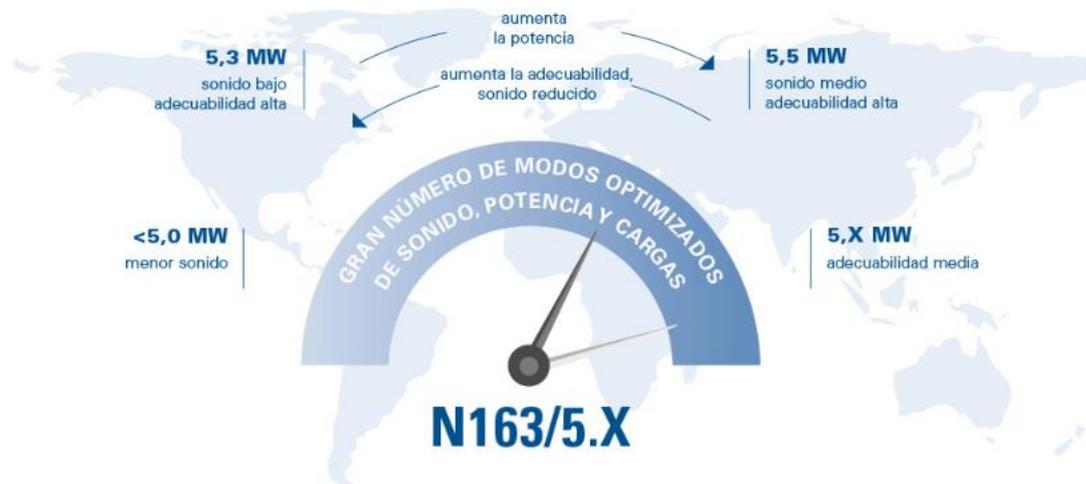


Figura 45. Rango de funcionamiento de la N 163/5.X

2.8.5 PROTECCIÓN DE LA FLORA Y FAUNA

Para la conservar el patrimonio geológico de la zona, se realizará un estudio de la flora. Este estudio deberá incluir el análisis de estabilidad del terreno, la geología y la geotecnia del emplazamiento.

Para mitigar los efectos de la obra civil, se contactará primero con la delegación provincial para delimitar las zonas de ocupación del parque, como los viales, los aerogeneradores, la subestación, el centro de control y el parque de maquinaria.

En cuanto a la protección de la flora, se tendrán en cuenta especialmente a las aves. Durante la explotación del parque hay que tener en cuenta dos tipos de impactos en las aves:

1. Impacto directo: Este tipo de impacto se da cuando un ave colisiona con el aerogenerador. Para evitar este impacto se realizará una limpieza de cadáveres para evitar las aves carroñeras y el cableado será subterráneo, de esta manera se evita la posible electrocución de aves.
2. Impacto indirecto: Este impacto se debe a la destrucción del hábitat debido a la construcción del parque.

2.8.6 IMPACTO PAISAJÍSTICO

Es evidente que la construcción de un parque eólico tiene un gran impacto paisajístico en la zona del emplazamiento. Durante la construcción, explotación y finalmente su desmantelamiento se tendrá en cuenta la mitigación de este impacto.

Para mitigar el impacto de la construcción del parque eólico, se proponen tres medidas.

1. Todos los residuos y el exceso de material deberán de retirarse de la obra a medida que este avance. Se considerará como residuo también, todas las instalaciones provisionales de obra como el parque de maquinaria. El tratamiento de residuos queda fuera del alcance del proyecto.
2. Se realizarán los movimientos mínimos necesarios de tierra. Se irá analizando la tierra para evitar la contaminación de tierra. En caso de contaminación del suelo, se contactará con las autoridades para su extracción y eliminación en vertedero.
3. Todos los colores de obra serán neutros para evitar el impacto visual del parque. Se consideran como colores neutros el gris y blanco. Además, los materiales empleados para la construcción del centro de control y subestación deberán de ir en armonía con los criterios arquitectónicos de la zona.

2.8.7 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de sostenibilidad, es un plan por parte de la ONU a todos los países del mundo para poder combatir con los principales problemas a los que se enfrentan la humanidad, entre ellos se encuentran la igualdad, combate contra la pobreza, salud...

La gran mayoría de estos objetivos están interrelacionados. Este proyecto plantea los siguientes objetivos:

1. ODS 03. Salud y bienestar: La construcción de este parque tiene como objetivo principal la reducción de consumo de combustibles fósiles. Esto tiene una relación directa con la calidad del aire evitando posibles contaminaciones del sistema respiratorio.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

2. ODS 07. Energía asequible y no contaminante: Este objetivo es el principal de este proyecto. Este estudio tiene como objetivo principal plantear nuevas formas de generación de energía no contaminante. Además, es importante remarcar la importancia de la viabilidad económica ya que es la principal causa de realización del proyecto.
3. ODS 08. Trabajo decente y crecimiento económico: La generación de energía renovable consigue dos tipos de empleos. El empleo directo, que consta de ingenieros y técnicos que se dedican al mantenimiento y cuidado del parque. El empleo indirecto, todas las personas encargadas de la construcción de este, del transporte de materiales y reacondicionamiento de carreteras. Estos trabajos mejoran la calidad de vida de los trabajadores.
4. ODS 13. Acción por el clima: Este objetivo tiene gran importancia en este proyecto, ya que esta idea nace de la necesidad de reducir la dependencia en los combustibles fósiles, generando un ecosistema sostenible y óptimo para su desarrollo natural.

2.9 Análisis económico

En este apartado se procederá al análisis económico del parque. Esta es una de las partes más importante del proyecto ya que en base a los resultados obtenidos se determinará la viabilidad del proyecto.

Se analizarán todos los costes involucrados en la construcción del parque, desde la instalación hasta su desmantelamiento. Además, se calcularán los ingresos del parque teniendo en cuenta las fluctuaciones en el precio de la electricidad.

Se han dividido los gastos en las siguientes categorías:

1. Coste de desarrollo y permisos
2. Coste de adquisición e instalaciones
3. Coste de operaciones y mantenimiento
4. Coste de desmantelamiento

Debido a la dificultad de obtención de determinados datos, se ha decidido establecer algunas estimaciones basándose en informes de desgloses de costes. Muchos de estos informes ofrecen rangos de precios debido a que no es posible estandarizar costes en un mercado con libertad de oferta y demanda.

2.9.1 COSTES DE DESARROLLO Y PERMISOS

Para la construcción del parque se necesitarán ciertos permisos y evaluaciones. En primer lugar, se necesitará de un estudio medioambiental de la zona y evaluación de impacto. Después, se tendrá que pedir el permiso de construcción y explotación del parque. Este permiso se tiene que solicitar a la comisión reguladora de energía de Inglaterra (CERO). Después, se necesitarán los permisos de conexión a la red. Finalmente, se requerirán permisos de logística debido a las dimensiones del cargamento.

Coste de permisos (EUR)	
Informes medioambientales	65.000
Permisos de construcción y explotación	600.000
Permiso de conexión a la red	400.000
Permisos de logística	30.000

Tabla 16. Coste de permisos

El coste total de este apartado asciende a un total de **1.095.000 euros**. El coste unitario por aerogenerador de este apartado es de **136.875 euros/generador**.

2.9.2 COSTES DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN

En este apartado se analizarán los costes tanto de adquisición de equipos como la obra civil del proyecto.

2.9.2.1 Aerogeneradores

Los aerogeneradores representan entre un 70-75 por ciento de la inversión. Es importante la comunicación entre el fabricante con la empresa encargada de la construcción del parque ya que los retrasos en la fase de entrega de material pueden provocar un aumento en el presupuesto. Los costes debido a los aerogeneradores son los siguientes.

Coste de Aerogeneradores (EUR)	
Aerogeneradores	40.000.000
Transporte	2.150.000
Montaje	1.800.000

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Seguro y control	100.000
Otros materiales	75.000

Tabla 17. Coste de aerogeneradores

El coste total de este apartado asciende a un total de **44.125.000 euros**. El coste unitario por aerogenerador de este apartado es de **5.515.625 euros/generador**.

2.9.2.2 Cimentaciones

La cimentación seleccionada ha sido una cimentación de Jabalcones. Este tipo de cimentación permite una reducción del coste debido a que presenta un ahorro significativo de materiales. En el caso del hormigón, el ahorro es de un 40% frente a cimentaciones convencionales. En caso del acero, el ahorro es del orden de un 20%. A continuación, se muestra el desglose de coste debido a las cimentaciones.

Coste de Cimentaciones (EUR)			
Tipo de operación	Coste unitario (EUR/ud)	Cantidad (ud)	Coste (EUR)
Extracción de terreno	4	4000	16.000
Cimentación de Jabalcones	60.000	8	480.000
Montaje	8.000	8	64.000

Tabla 18. Coste de cimentaciones

El coste total de este apartado asciende a un total de **560.000 euros**. El coste unitario por aerogenerador de este apartado es de **70.000 euros/generador**.

2.9.2.3 Zanjas, viales de acceso y plataformas de montaje

Para la creación de zanjas y viales se tendrá en cuenta todas las partes del proceso mencionado en el apartado 2.6.5. Se realizará la limpieza de los caminos, la excavación y relleno cumpliendo con la normativa y asegurando la estabilidad de los mismo. Finalmente, se incluirá la señalización en los caminos.

Coste de zanjas, viales y plataformas (EUR)			
Zanjas	Coste unitario (EUR/ud)	Cantidad (ud)	Coste (EUR)
Despeje (m²)	0,3	5610	1.683
Extracción (m³)	4	6732	26.928
Relleno (m³)	2,6	6732	17.503
Señalizaciones (m)	2,1	5610	11.781
Viales y plataformas			
Despeje (m²)	0,3	45650	13.695
Extracción (m³)	4	27390	109.560
Relleno (m³)	2,6	27390	71.214

Tabla 19. Coste de zanjas, viales y plataformas

El coste total de este apartado asciende a un total de **252.364 euros**. El coste unitario por aerogenerador de este apartado es de **31.545 euros/generador**.

2.9.2.4 Sistema eléctrico

Para calcular los costes del sistema eléctrico se desglosará en los siguientes costes. En primer lugar, se calculará por separado el precio de los conductores y el precio de su instalación. Se tendrá en cuenta únicamente media y alta tensión. La instalación de baja tensión queda incluida en el precio del aerogenerador. Además, Se tendrá en cuenta la puesta a tierra del parque, así como la instalación y conexión de la fibra óptica (FO). Finalmente, se incluirá la subestación y el centro de control.

Coste del sistema eléctrico (EUR)			
Sistema eléctrico	Coste unitario (EUR/ud)	Cantidad (ud)	Coste (EUR)
Cable sección 50 mm ² (m)	28	1320	36.960
Cable sección 95 mm ² (m)	33,2	660	21.912
Cable sección 185 mm ² (m)	38,9	746	29.019
Puesta a tierra	1000	8	8.000
Instalación (m)	300	3800	1.140.000
Línea de FO (m)	3	3800	11.400
Conexión FO	30.500	1	30.500
Centro de control	60.000	1	60.000
Subestación	2.550.000	1	2.550.000

Tabla 20. Coste del sistema eléctrico

El coste total de este apartado asciende a un total de **3.887.791 euros**. El coste unitario por aerogenerador de este apartado es de **485.974 euros/generador**.

2.9.2.5 Otros costes

En este apartado se incluirán el resto de los costes de la inversión inicial que no se han incluido en los apartados previos. Estos costes se calcularán de manera aproximada, debido a que sus precios son relativamente volátiles. Estos costes corresponden a la mano de obra, el alquiler de la caseta de obra, El edificio de control, El material que no esté incluido en los apartados previos, como el material de seguridad y salud. También, se tendrá en cuenta la instalación del sistema de drenaje y la torre meteorológica.

Otros costes (EUR)	
Mano de obra	500.000
Caseta de obra	10.000
Edificio de control	5.000
Material	18.500
Sistema de drenaje	11.000
Torre meteorológica	25.000

Tabla 21. Otros costes

El coste total de este apartado asciende a un total de **569.500 euros**. El coste unitario por aerogenerador de este apartado es de **71.188 euros/generador**.

2.9.3 OPERACIONES Y MANTENIMIENTO

Los costes de operaciones de mantenimiento quedan fuera de la inversión inicial. Estos costes tienen como objetivo preservar y garantizar el funcionamiento adecuado del parque.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Debido a que estos costes están repartidos a lo largo de la vida útil del parque, este coste es variable e irá aumentando a medida que se acerque al final de los 25 años de vida útil establecido.

Se han clasificado los siguientes gastos:

1. Operación y mantenimiento: En este concepto está incluido el personal técnico y el servicio de control. Los 5 primeros años tienen un coste de 160.000 euros/año. Los 5 siguientes años tendrán un coste de 205.000 euros/año. Del año undécimo hasta al final de la vida útil tendrá un coste de 250.000 euros/año.
2. Seguro e impuestos: Los impuestos y seguros son los que han de ser pagados por ley. Estos costes están valorados en 160.000 euros/año.
3. Vigilancia: Debido al valor del parque se instalará vigilancia de 24 horas. Este coste tiene un valor de 450.000 euros/año.
4. Otros gastos: Esta categoría funciona como un fondo de reserva en caso de tener gastos inesperados, como material. Este gasto tiene un valor de 50.000 euros/año.

A continuación, se muestran los gastos de mantenimiento distribuidos a lo largo de la vida útil del parque.

Año	O&M (EUR)	seguro e impuestos (EUR)	Otros gastos (EUR)	Vigilancia (EUR)	total (EUR)
1	160.000	160.000	50.000	450.000	820.000
2	160.000	160.000	50.000	450.000	820.000
3	160.000	160.000	50.000	450.000	820.000
4	160.000	160.000	50.000	450.000	820.000
5	160.000	160.000	50.000	450.000	820.000

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

6	205.000	160.000	50.000	450.000	865.000
7	205.000	160.000	50.000	450.000	865.000
8	205.000	160.000	50.000	450.000	865.000
9	205.000	160.000	50.000	450.000	865.000
10	205.000	160.000	50.000	450.000	865.000
11	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
12	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
13	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
14	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
15	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
16	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
17	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
18	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
19	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
20	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
21	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
22	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
23	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

24	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000
25	250.000	160.000	50.000	450.000	910.000

Tabla 22. Gastos de mantenimiento

Como se puede observar en la *Tabla 23*, el coste de mantenimiento se puede clasificar en tres tramos dependiendo del año.

Años	Coste anual (EUR)	Coste unitario (EUR/Generador)
1-5	820.000	102.500
6-10	865.000	108.125
11-25	910.000	113.750

Tabla 23. Clasificación del coste de mantenimiento

2.9.4 COSTE DE DESMANTELAMIENTO

El coste de desmantelamiento es el gasto debido a la retira de todo el material instalado en el emplazamiento. Esto quiere decir que no solo se retirará todo el material, sino que se reciclará parte de el, otra parte se venderá y al final se realizará una restauración de la vegetación de la zona. Se han identificado los siguientes costes.

Otros costes (EUR)	
Desmantelamiento de aerogeneradores y cimentaciones	650.000
Retirada de viales	150.000

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Retirada del cableado subterráneo	170.000
Desmantelamiento del subestación y torre meteorológica	200.000
Reciclaje	200.000

Tabla 24. Coste de desmantelamiento

El coste total de este apartado asciende a un total de **1.370.000 euros**. El coste unitario por aerogenerador de este apartado es de **171.250 euros/generador**.

2.9.5 RESUMEN DE COSTES

Para este apartado se representará de manera grafica cada uno de los costes de inversión.

Tipo de coste	Importe del coste
Permisos	1.095.000
Aerogeneradores	40.000.000
Coste de instalación de Aerogeneradores	4.125.000
Cimentaciones	560.000
Zanjas viales y plataformas	252.364
Sistema eléctrico	3.887.791
Otros costes	569.500
O&M	820.000
Desmantelamiento	1.370.000

Tabla 25. Resumen de costes

A continuación, se muestra el gráfico de desglose de costes.

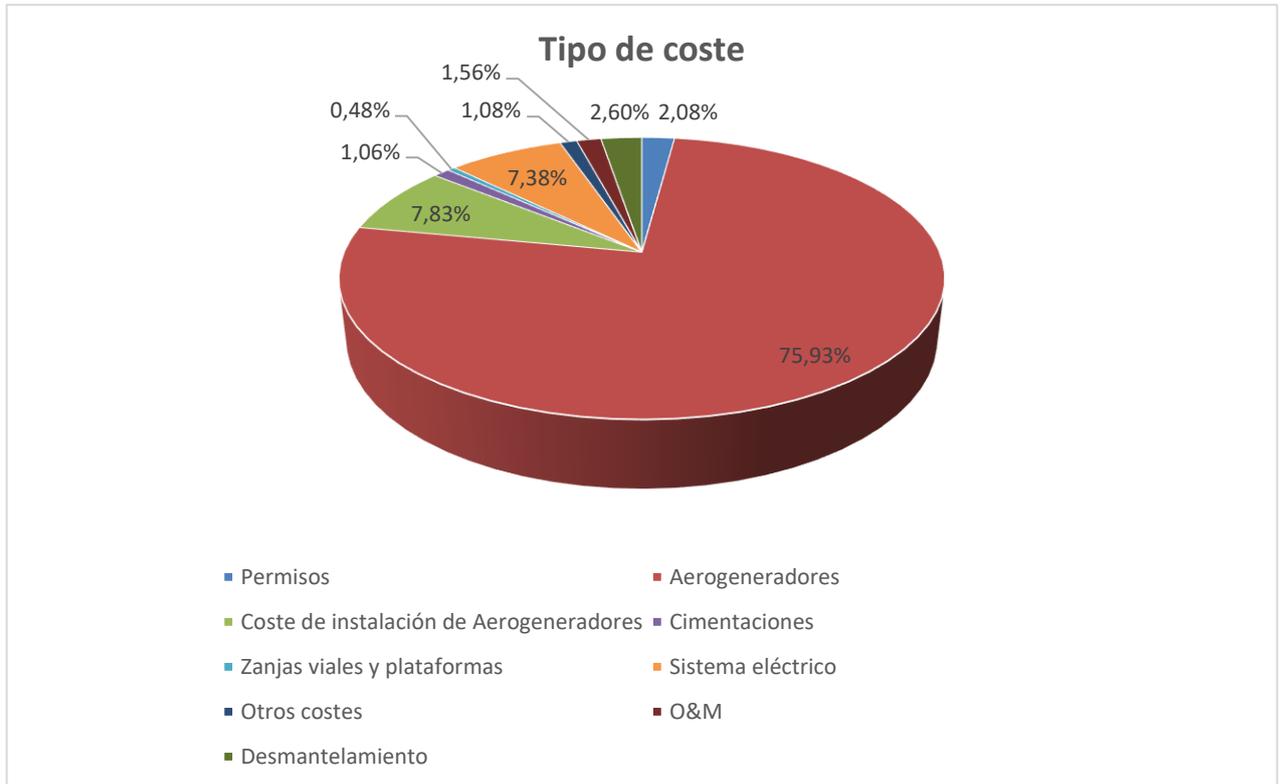


Figura 46. Desglose de costes

El coste total del proyecto es de **52.679.656 euros, CINCUENTA Y DOS MILLONES SEISCIENTOS SETENTA Y NUEVE MIL SEISCIENTOS CINCUENTA Y SEIS EUROS.**

2.10 Ingresos del proyecto

Una vez se concluye con el cálculo de costes se procede al cálculo de ingresos. Esta es una de las partes de mayor incertidumbre debido a que los precios de la energía van cambiando en función del mercado. Para obtener un modelo de evolución del precio de la energía, es común contratar los servicios de empresas consultoras que tienen en cuenta una gran cantidad de factores, más allá de los estrictamente energéticos. En este caso se analizará la evolución de la energía en Inglaterra y se realizará un modelo de regresión lineal y así obtener valores futuros lógicos.

Para analizar cuáles son los factores que determinan el precio de la energía, hay que entender cuál es el desglose de una factura eléctrica. La factura eléctrica se puede dividir en tres.

1. Coste de impuestos
2. Coste de la energía
3. Coste de distribución

Los impuestos son un coste que viene fijado por el gobierno. Esto quiere decir que el estado interviene directamente en el precio de la energía. Los factores que determinan este coste son por tanto dependientes de las políticas del gobierno. En este punto intervienen tanto factores económicos como sociales.

El coste de la energía se determina mediante el “pool” energético. Las empresas productoras de energía ofertan sus precios hasta llegar a cubrir la demanda. El precio final es el de la última energía que cubre la demanda. Por tanto, este coste viene determinado por los tipos de energías, ya que cuanto menos sea el coste de producción, menor será el precio de la energía ofertada.

Los costes de distribución sirven para poder financiar las infraestructuras eléctricas. Estos servicios están controlados por seis empresas en Inglaterra, Electricity North West, UK

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Power Networks, Western Power Distribution, Northern PowerGrid, SP Energy Networks (filial de Iberdrola) y Scottish and Southern Electricity Networks.

Para la estimación del precio de la electricidad, se ha obtenido el precio mensual de 2021 y se ha obtenido el precio medio anual. Después, se ha calculado cual es el incremento medio anual. Este valor simboliza la subida anual del precio de la electricidad. De esta forma se puede estimar la evolución del precio de la electricidad y por tanto calcular los ingresos del parque.

Se ha desglosado la factura eléctrica británica para ver los costes de distribución. Esto costes representan el 35% de la factura eléctrica. Esto quiere decir que el 35% de lo que se recauda en electricidad en Inglaterra va dirigido a las empresas de generación.

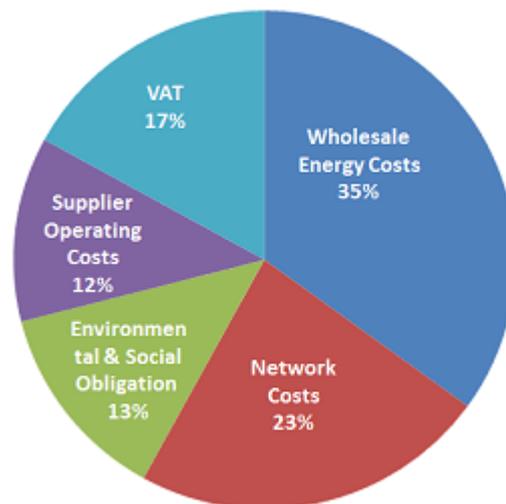


Figura 47. Desglose de costes de la factura eléctrica

Por tanto, se ha multiplicado el precio de electricidad por 0,35 y de esta manera se puede ver cual el dinero que se genera debido a la generación.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Año	Precio MWh (EUR)	Producción anual (MWh)	Ingresos anuales (EUR)
2024	33,61	158.571	5.330.209
2025	34,15	158.571	5.415.307
2026	34,70	158.571	5.501.764
2027	35,25	158.571	5.589.601
2028	35,81	158.571	5.678.841
2029	36,38	158.571	5.769.505
2030	36,97	158.571	5.861.617
2031	37,56	158.571	5.955.199
2032	38,15	158.571	6.050.275
2033	38,76	158.571	6.146.870
2034	39,38	158.571	6.245.006
2035	40,01	158.571	6.344.709
2036	40,65	158.571	6.446.004
2037	41,30	158.571	6.548.916
2038	41,96	158.571	6.653.472
2039	42,63	158.571	6.759.696
2040	43,31	158.571	6.867.616

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

2041	44,00	158.571	6.977.260
2042	44,70	158.571	7.088.654
2043	45,42	158.571	7.201.826
2044	46,14	158.571	7.316.805
2045	46,88	158.571	7.433.620
2046	47,63	158.571	7.552.299
2047	48,39	158.571	7.672.874
2048	49,16	158.571	7.795.373

Tabla 26. Producciones netas anuales

2.11 Evaluación del proyecto

Para la evaluación del proyecto se utilizarán dos métodos.

1. Valor neto actual neto (VAN).
2. Tasa interna de retorno (TIR).

Se ha seleccionado como tasa de descuento un 5%, esto se debe a que es la media de tasa de descuento de proyectos de energía eólica en Europa.

Se puede encontrar en el Anexo II el cálculo del cash Flow del parque, así como, el cálculo del VAN y el TIR.

2.11.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un método de evaluación que consiste en calcular el valor presente de los futuros flujos de caja. Como bien se ha explicado, se utilizará una tasa de descuento del 5%. La fórmula para el cálculo del VAN es la siguiente.

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+r)^t}$$

Donde.

Flujo de caja = Es el cash Flow que genera el proyecto en el año t .

T = Vida útil del proyecto, en este caso, 25 años

t = año de explotación.

r = tasa de descuento, 5%.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

Para que el proyecto sea rentable, el valor actual neto debe ser mayor que 0. Este valor simboliza el valor presente del parque, por lo que, si es positivo, el parque será rentable. El VAN obtenido es de **24.716.977 euros** por lo que se recomienda llevar a cabo el proyecto.

2.11.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es un método de evaluación que determina la rentabilidad de una inversión. Es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero. Cuanto mayor sea este valor, mayor será la rentabilidad de la inversión. La fórmula para el cálculo del TIR es la siguiente.

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + TIR)^t} = 0$$

En valor obtenido del TIR es de un **9%**. Como este valor es menor que la tasa de descuento utilizada, el proyecto es rentable y por tanto se aconseja la construcción del parque.

2.12 Conclusión

Este proyecto ha tenido como objetivo determinar la viabilidad de un parque eólico, los pasos que se han realizado son los siguientes.

1. Estudio del emplazamiento. Se han propuesto dos posibles zonas para establecer el parque. Analizando aspectos técnicos y logísticos se ha determinado el emplazamiento que cumple con los requisitos buscados.
2. Análisis del viento. Se ha estudiado el viento de la zona para determinar su velocidad media, densidad y orientación.
3. Selección de Aerogeneradores. Una vez conocida las características del viento se ha procedido a la selección de aerogeneradores, en los cuales se ha intentado instalar la mayor potencia posible para maximizar la producción del parque.
4. Obra civil. Se ha diseñado la obra civil del parque, respetando los aspectos técnicos de cada una de las partes y siguiendo la normativa vigente.
5. Infraestructura eléctrica. Se ha realizado el dimensionamiento del sistema eléctrico de cada una de las partes del parque. En este apartado se ha buscado minimizar las pérdidas en el transporte de energía.
6. Estimación de la producción de energía. Por medio de la distribución de Weibull se puede conocer la distribución de velocidades del viento y por tanto se puede calcular una aproximación de la producción neta de energía.
7. Estudio del impacto medioambiental. Se han analizado los impactos del parque y las soluciones para mitigar estos impactos.
8. Análisis económico. Primero se han calculado los costes e ingresos del parque. Después, se ha utilizado el VAN y el TIR para determinar la viabilidad del proyecto.

Una vez finalizados los aspectos técnicos del parque, se ha procedido al análisis económico del parque. Como el valor del $VAN > 0$ y $TIR > CPI$, se puede confirmar que este proyecto es viable y por tanto se recomienda la construcción del parque.

*DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO DE DEVON,
INGLATERRA*

- [12] Energy management magazine “Subestación del Parque Eólico Vicente Guerrero” Julio 2019. <https://e-management.mx/2019/07/02/subestacion-del-parque-eolico-vicente-guerrero/>
- [13] National renewable energy laboratory, “Symmetrical and Unsymmetrical Fault Currents of a Wind Power Plant” V. Gevorgian, M. Singh, and E. Muljadi, July 2012. <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53463.pdf>
- [14] General Cable, “Cables de Media Tensión”. <http://www.cabletelandalucia.com/assets/cables-de-media-tension.pdf>
- [15] Expansión, “La innovación tecnológica alarga la vida de los parques eólicos” Ana Caballero, Octubre 2018. <https://planetainteligente.expansion.com/2019/eco/la-innovacion-tecnologica-alarga-la-vida-de-los-parques-eolicos.html>
- [16] Universidad politécnica de Valencia, “Cimentaciones prefabricadas en aerogeneradores” Víctor Yepes, Abril 2015. <https://victoryepes.blogs.upv.es/2015/04/27/cimentaciones-prefabricadas-en-aerogeneradores/>
- [17] Paten images. <https://patentimages.storage.googleapis.com/ef/76/8a/949fe2c557e73b/WO2015185770A1.pdf>
- [18] Canales sectoriales, “Ejecución de columna de grava como refuerzo de la cimentación de un parque eólico en Nouakchott, Mauritania” Juan Carlos Montejano, Marzo 2017. <https://www.interempresas.net/ObrasPublicas/Articulos/181281-Ejecucion-columnas-grava-refuerzo-cimentacion-parque-eolico-Nouakchott-Mauritania.html>
- [19] Xdoc, “proyecto de instalación de una r.s.m.t. de de 20 kv destinada a la conexión de un centro de transformación de una urbanización.” IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. <https://xdoc.mx/preview/proyecto-de-instalacion-de-una-rsmt-de-de-20-kv-destinada-a-la-5c744bb046334>
- [20] Acm-sl. <https://www.acm-sl.com/es/material-didactico/simulador-centro-control-parque-eolico-scada>
- [21] Link-Belt cranes ” Mortenson usa la TCC-2500 para el parque eólico de Rocksprings en el oeste de Texas” Enero 2018. https://www.linkbelt.com/es/article/18_01_22_mortenson-usa-la-tcc-2500-para-el-parque-eolico-de-rocksprings-en-el-oeste-de-texas
- [22] Universidad politécnica de Cartagena, “Estudio de viabilidad y diseño de un parque eólico” María José Ríos Hernández, Julio 2015. <https://core.ac.uk/download/pdf/60432675.pdf>

ANEXO I: DATOS TÉCNICOS DE NORDEX

04 ⁰⁷ TECHNICAL DATA

Operating data

Rated power	5.0-5.X MW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	up to 26 m/s

Rotor

Diameter	163 m
Swept area	20.867 m ²

Gearbox

Type	high-speed gearbox
------	--------------------

Generator

Construction	Double fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling
Grid frequency	50/60 Hz

Brake system

Main brake	Aerodynamic brake (pitch)
Holding brake	Disc brake

Hub height

Hub height	up to 164 m, project – and sitespecific
------------	---

ANEXO II: DATOS TÉCNICOS DEL CONDUCTOR

HERSATENE NA2XSY

HERSATENE | **HERSATENE**
N2XS...Y e NA2XS...Y
6/10 (12) kV, 12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:
CABLE N2XSY

Sección (mm²)	R.c. máx. a 20 °C (Ω/km)	R.c. a. 50 Hz a 90 °C (Ω/km)	Inductancia del conductor (mH/km)	Capacidad del conductor (pF/km)	Intensidad admisible*	
					Al aire	Enterrados
6/10 (12) kV						
1 x 35/16	0,524	0,668	4,405E-4	2,194E-7	197	187
1 x 50/16	0,387	0,4937	4,158E-4	2,447E-7	236	220
1 x 70/16	0,268	0,3421	3,848E-4	2,869E-7	294	268
1 x 95/16	0,193	0,2467	3,671E-4	3,187E-7	358	320
1 x 120/16	0,153	0,1959	3,533E-4	3,488E-7	413	363
1 x 150/25	0,124	0,1591	3,464E-4	3,88E-7	468	405
1 x 185/25	0,0991	0,1277	3,343E-4	4,241E-7	535	458
1 x 240/25	0,0754	0,0979	3,217E-4	4,684 E-7	631	526
1 x 300/25	0,0601	0,0790	3,106E-4	5,157E-7	722	591
1 x 400/35	0,0470	0,0631	2,993E-4	5,65 E-7	827	662
1 x 500/35	0,0366	0,0508	2,903E-4	6,593E-7	949	744
12/20 (24) kV						
1 x 35/16	0,524	0,6683	4,703E-4	1,569E-7	200	189
1 x 50/16	0,387	0,4937	4,459E-4	1,72E-7	239	222
1 x 70/16	0,268	0,3421	4,143E-4	1,99E-7	297	271
1 x 95/16	0,193	0,2466	3,954E-4	2,194E-7	361	323
1 x 120/16	0,153	0,1958	3,801E-4	2,382E-7	416	367
1 x 150/25	0,124	0,159	3,724E-4	2,629E-7	470	409
1 x 185/25	0,0991	0,1275	3,587E-4	2,894E-7	538	461
1 x 240/25	0,0754	0,0977	3,435E-4	3,131E-7	634	532
1 x 300/25	0,0601	0,0787	3,316E-4	3,425E-7	724	599
1 x 400/35	0,0470	0,0627	3,19E-4	3,783E-7	829	671
1 x 500/35	0,0366	0,0504	3,09E-4	4,319E-7	953	754
18/30 (36) kV						
1 x 50/16	0,387	0,4937	4,737E-4	1,399E-7	241	220
1 x 70/16	0,268	0,3421	4,446E-4	1,537E-7	299	274
1 x 95/16	0,193	0,2466	4,243E-4	1,681E-7	363	327
1 x 120/16	0,153	0,1957	4,081E-4	1,813E-7	418	371
1 x 150/25	0,124	0,1599	3,974E-4	1,984E-7	472	414
1 x 185/25	0,0991	0,1274	3,829E-4	2,143E-7	539	466
1 x 240/25	0,0754	0,0975	3,677E-4	2,336E-7	635	539
1 x 300/25	0,0601	0,0785	3,54E-4	2,541E-7	725	606
1 x 400/35	0,047	0,0624	3,401E-4	2,79E-7	831	680
1 x 500/35	0,0366	0,0500	3,276E-4	3,161E-7	953	765

Condiciones de servicio de la intensidad admisible
- Al aire: servicio continuo, temperatura ambiente = 30 °C
- Enterrados:
Carga en ciclos (factor de carga: 0,7),
Profundidad de instalación = 0,7 m,
Temperatura del terreno 20 °C,
Resistencia térmica del terreno = 1 Km/W

ANEXO I I: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Año	Precio MWh (EUR)	Producción anual (MWh)	Ingresos anuales (EUR)
2024	33,61	158.571	5.330.209
2025	34,15	158.571	5.415.307
2026	34,70	158.571	5.501.764
2027	35,25	158.571	5.589.601
2028	35,81	158.571	5.678.841
2029	36,38	158.571	5.769.505
2030	36,97	158.571	5.861.617
2031	37,56	158.571	5.955.199
2032	38,15	158.571	6.050.275
2033	38,76	158.571	6.146.870
2034	39,38	158.571	6.245.006
2035	40,01	158.571	6.344.709
2036	40,65	158.571	6.446.004
2037	41,30	158.571	6.548.916
2038	41,96	158.571	6.653.472
2039	42,63	158.571	6.759.696
2040	43,31	158.571	6.867.616
2041	44,00	158.571	6.977.260
2042	44,70	158.571	7.088.654
2043	45,42	158.571	7.201.826
2044	46,14	158.571	7.316.805
2045	46,88	158.571	7.433.620
2046	47,63	158.571	7.552.299
2047	48,39	158.571	7.672.874
2048	49,16	158.571	7.795.373

ANEXO I V: FLUJO DE CAJA

Table 1 - Financial Analysis of New Project

Year	0	1	2	3	4	5	6	7
Revenues or Cost Savings		5.330.208,95 €	5.415.307,17 €	5.501.764,01 €	5.589.601,16 €	5.678.840,65 €	5.769.504,87 €	5.861.616,58 €
- Operating Expenses		820.000,00 €	820.000,00 €	820.000,00 €	820.000,00 €	820.000,00 €	865.000,00 €	865.000,00 €
- Investment (Capital)	-50.489.656							
Cash Flow	-50.489.656	4.510.209	4.595.307	4.681.764	4.769.601	4.858.841	4.904.505	4.996.617
Cummulative Cash Flow	-50.489.656	-45.979.447	-41.384.139	-36.702.375	-31.932.774	-27.073.934	28.320.227	28.806.634

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
5.955.198,87 €	6.050.275,22 €	6.146.869,50 €	6.245.005,93 €	6.344.709,13 €	6.446.004,13 €	6.548.916,32 €	6.653.471,54 €	6.759.696,01 €	6.867.616,38 €
865.000,00 €	865.000,00 €	865.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €
5.090.199	5.185.275	5.281.869	5.335.006	5.434.709	5.536.004	5.638.916	5.743.472	5.849.696	5.957.616
29.301.526	29.805.037	30.317.306	30.793.471	31.323.675	31.863.063	32.411.780	32.969.977	33.537.803	34.160.414

18	19	20	21	22	23	24	25
6.977.259,73 €	7.088.653,56 €	7.201.825,83 €	7.316.804,92 €	7.433.619,69 €	7.552.299,43 €	7.672.873,93 €	7.795.373,43 €
910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	910.000,00 €	2.280.000,00 €
6.067.260	6.178.654	6.291.826	6.406.805	6.523.620	6.642.299	6.762.874	5.515.373
34.792.964	35.435.614	36.088.523	36.751.856	37.425.780	38.110.463	38.806.077	38.142.797

Discount Rate	5%
NPV	24.716.977 €
IRR	9%