



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

Resumen

El trabajo que aquí se presenta trata del estudio de las características actuales del parque de Buenavista, en Cádiz. A la vista de los resultados obtenidos se realiza una propuesta de cambio para los aerogeneradores teniendo en cuenta la potencia del propio parque, la orografía del terreno y las infraestructuras de las que se disponen. Habiendo elegido la propuesta óptima del aerogenerador se procede al estudio del nuevo parque. Se elaborará también un estudio acerca del impacto ambiental que esto produciría, adjuntando, un presupuesto orientativo del coste de la renovación del parque gaditano.

Resum

El treball que s'exposa refereix a l'estudi de les característiques actuals del parc eòlic de Buenavista, localitzat a Cadis. Amb els resultats que s'obtenen es proposa un canvi per als aerogeneradors tenint en compte la potencia del mateix, l'orografia del terreny i les infraestructures disponibles. Es tria l'aerogenerador òptim i s'estudien de nou les característiques del parc. Es realitzarà també un estudi d'impacte ambiental, adjuntant un pressupost del cost d'aquesta renovació del parc gadità.

Abstract

The work presented deals with the study of the current characteristics of the park of Buenavista, in Cadiz. With the results obtained a proposed change for wind turbines is carried out, taking into account the power of the wind turbine itself, the orography of the land and infrastructure that are available. The optimal wind turbine proposal has been chosen and the new park is being studied. A study on the environmental impact produced will also be made, attaching an indicative budget of the cost of the renewal of the wind farm.

Índice memoria

CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objeto del TFG.....	1
1.2 Justificación y motivación	1
1.3 Alcance	2
CAPÍTULO 2.	3
NORMATIVA APLICABLE	3
2.1 A nivel internacional.....	3
2.2 A nivel estatal	3
2.3 A nivel autonómico	4
CAPÍTULO 3.	5
ANTECEDENTES	5
3.1 Crecimiento de la energía eólica.....	6
3.2 Los parques	6
3.3 Andalucía como potencia eólica	7
CAPÍTULO 4.	9
EL PARQUE EÓLICO DE BUENAVISTA	9
4.1 Características del parque actual	10
4.1.1 Tipo de aerogeneradores	12
4.1.2 Dirección predominante del viento	13
4.1.3 Perfil de velocidades	13
4.2 Estimación de la energía ideal.....	15
4.3 Estimación del coeficiente de afección.....	18
4.3.1 Parámetros de distribución.....	18
4.3.2 Otros parámetros	25
4.4 Estimación de la energía real	25
4.5 Estimación del IBEE	25
4.6 Resumen.....	26
CAPÍTULO 5.	28
CÁLCULO DE REPOTENCIACIÓN	28
5.1 Elección de aerogeneradores.....	29
5.1.1 Posibles tipos de aerogeneradores	29

5.1.2 Selección del nuevo aerogenerador.....	31
5.2 Rediseño.....	33
5.2.1 Alternativa de diseño I.....	34
5.2.2 Alternativa de diseño II.....	36
CAPÍTULO 6.....	39
DIMENSIONADO ELÉCTRICO.....	39
6.1 Tipología del cableado.....	40
6.1.1 Intensidades nominales.....	40
6.2 Criterio térmico.....	41
6.2.1 Coeficientes.....	42
6.2.2 Selección de la sección.....	43
6.3 Criterio de caída de tensión.....	44
6.4 Resumen.....	46
CAPÍTULO 7.....	47
VIABILIDAD ECONÓMICA.....	47
7.1 Inversión.....	47
7.2 Tarifa de exportación.....	48
7.3 Estudio financiero.....	49
7.3.1 Alternativa I.....	49
7.3.2 Alternativa 2.....	50
7.4 Resumen.....	51
CAPÍTULO 8.....	52
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	52
8.1 Marco legal.....	52
8.2 Descripción del proyecto.....	53
8.3 Inventario Ambiental.....	53
8.3.1. Clima.....	53
8.3.2 Aire.....	54
8.3.3 Geología.....	55
8.3.4 Agua.....	56
8.3.5 Vegetación.....	56
8.3.6 Fauna.....	57
8.3.7 Paisajes protegidos.....	58
8.3.8 Población humana.....	60
8.4 Identificación de factores afectados.....	60
8.5 Valoración de impactos.....	61

8.6 Medidas correctoras	63
8.6.1 Ruido	63
8.6.2 Paisajes	64
8.6.3 Fauna	64
8.6.4 Flora	64
8.6.5 Calidad de aire	65
8.6.6 Suelos	65
8.6.7 Movimiento del aire	65
CAPÍTULO 9	66
CONCLUSIONES	66
CAPÍTULO 10	67
REFERENCIAS	67

Índice de figuras

Figura 1. Densidad de potencia media anual a 80 metros de altura. Fuente: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE).....	7
Figura 2. Mapa topográfico. Fuente: Base Cartográfica de Andalucía.....	10
Figura 3. Mapa topográfico Vejer de la Frontera. Fuente: Mapas Topográficos.....	11
Figura 4. Distribución de los aerogeneradores en el parque de Buenavista. Fuente: Google Earth.....	11
Figura 5. Rosa de los vientos de velocidad media, frecuencia y potencia. Fuente: AAE.....	13
Figura 6. Perfil envolvente del Parque de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.....	15
Figura 7. Distribución Weibull media en el Parque de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.....	16
Figura 8. Curva de potencia de un aerogenerador DESA A300. Fuente: Ficha de datos DESA A300.....	16
Figura 9. Distribución en filas ideales del Parque eólico de Buenavista. Fuente: Elaboración Propia.....	20
Figura 10. Algunos trayectos de vuelo de aves migratorias. Fuente: Migración de las aves.....	31
Figura 11. Curvas de potencia para los aerogeneradores a evaluar. Fuente: Elaboración propia.....	32
Figura 12. Elección del emplazamiento de los aerogeneradores. Fuente: Google Earth.....	34
Figura 13. Disposición de la fila ideal para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.....	35
Figura 14. Elección del emplazamiento de los aerogeneradores para la alternativa II. Fuente: Google Earth.....	36
Figura 15. Disposición de la fila ideal para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.....	37
Figura 22. Análisis de riesgo de la Alternativa I. Fuente: RETScreen.....	49
Figura 23. Análisis de riesgo de la Alternativa II. Fuente: RETScreen.....	50
Figura 18. Precipitaciones medias en la provincia de Cádiz. Fuente: Clima Cádiz.....	54
Figura 19. Temperaturas medias en la provincia de Cádiz. Fuente: Clima Cádiz.....	54
Figura 20. Zona geológica Vejer de la Frontera. Fuente: IGME.....	55
Figura 21. Red Natura 2000, Cádiz. Fuente: Diputación de Cádiz.....	59

Índice de ecuaciones

Ecuación 1.....	14
Ecuación 2.....	14
Ecuación 3.....	18
Ecuación 4.....	21
Ecuación 5.....	22
Ecuación 6.....	23
Ecuación 7.....	24
Ecuación 8.....	26
Ecuación 9.....	28
Ecuación 10.....	41
Ecuación 11.....	43
Ecuación 12.....	44
Ecuación 13.....	45
Ecuación 14.....	48
Ecuación 15.....	48
Ecuación 16.....	61

Índice de tablas

Tabla 1. Especificaciones generales de un aerogenerador DESA A300. Fuente: Ficha de datos DESA A300.	12
Tabla 2. Valores de rugosidad para determinadas zonas. Fuente: Energía Eólica.	14
Tabla 3. Potencia ideal para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.	17
Tabla 4. Potencia y Energía producidas por el aerogenerador 1.1. Fuente: Elaboración propia.	18
Tabla 5. Valores de ϕ y $\alpha\phi$ para cada fila. Fuente: Elaboración propia.	22
Tabla 6. Valores de D y de αD para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.	23
Tabla 7. Valores de d y de αd para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.	24
Tabla 8. η_{PARQUE} para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.	24
Tabla 9. Valores ideales del Parque eólico de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.	26
Tabla 10. Valores reales del Parque eólico de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.	26
Tabla 11. Tipo de aerogenerador según las condiciones de viento. Fuente: IEC 61400-1.	28
Tabla 12. Tipo de aerogenerador según las condiciones de turbulencia. Fuente: IEC 61400-1.	29
Tabla 13. Selección de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.	29
Tabla 14. Aerogeneradores a evaluar. Fuente: Elaboración propia.	31
Tabla 15. Características del modelo NORDEX N80. Hoja de características NORDEX.	33
Tabla 16. Parámetros correctores para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	35
Tabla 17. Valores representativos del parque para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	35
Tabla 18. Parámetros correctores para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	37
Tabla 19. Valores representativos del parque para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	37
Tabla 20. Longitud de las líneas eléctricas MT para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 21. Longitud de las líneas eléctricas MT para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 22. Temperaturas referentes al XLPE, EPR y HEPR. Fuente: ITC-LAT 06.	40
Tabla 23. Potencias e intensidades nominales para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	41
Tabla 24. Potencias e intensidades nominales para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	41
Tabla 25. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1.5 K.m/W.	42
Tabla 26. I_1 e I_{max} admisible para T1 de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	43
Tabla 27. Secciones de los tramos de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	44
Tabla 28. Secciones de los tramos de la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	44
Tabla 29. Resistencia unitaria para cables unipolares de aluminio a 105 °C. Fuente: Prysmian Group.	45
Tabla 30. Caídas de tensión en las líneas para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	45
Tabla 31. Caídas de tensión en las líneas para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	45
Tabla 32. Sección seleccionada para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	46
Tabla 33. Sección seleccionada para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	46
Tabla 34. Costes de inversión inicial para las diversas fases del proyecto para las alternativas I y II.	47
Tabla 35. Costes de mantenimiento para las alternativas I y II.	47
Tabla 36. Valores para el cálculo de la tarifa y tarifa de exportación. Fuente: Elaboración propia.	48
Tabla 37. Factores a considerar para la valoración de impacto. Fuente: Elaboración propia.	60
Tabla 38. Definición de los atributos y sus valores asociados. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental.	62
Tabla 39. Matriz de Leopold. Fuente: Elaboración propia.	63

Índice presupuesto

CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN.....	1
CAPÍTULO 2	2
CUADRO DE DESCOMPUESTOS	2
CAPÍTULO 3	6
ALTERNATIVA I	6
3.1 Presupuesto y mediciones	6
3.2 Resumen del presupuesto.....	8
CAPÍTULO 4	9
ALTERNATIVA II	9
4.1 Presupuesto y mediciones	9
4.2 Resumen del presupuesto.....	11

MEMORIA

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Objeto del TFG

En este trabajo se estudia la repotenciación del parque eólico de Buenavista, situado en el municipio de Barbate, Cádiz. El parque está formado por 26 aerogeneradores con una potencia de 300 kW y una potencia total instalada de 7800 kW. Con la repotenciación, el aumento de potencia unitaria por aerogenerador aumenta considerablemente y, por tanto, la total del parque.

Con el nuevo diseño de parque se mejora el aprovechamiento del recurso eólico y se reduce el impacto medioambiental, ya que el número de aerogeneradores instalados será menor.

1.2 Justificación y motivación

Nuestro planeta está atravesando una delicada situación con respecto al cambio climático. Las emisiones de gases nocivos han aumentado un 30% desde el siglo pasado, desequilibrando el ecosistema. Dos de los principales culpables son la industria y la combustión de los combustibles fósiles, de este modo, el desarrollo de las energías renovables juega un papel muy importante en estos tiempos que corren. Estas energías se obtienen de fuentes inagotables y limpias.

Hace casi treinta años se instalaron los primeros parques eólicos en los mejores emplazamientos con una tecnología que actualmente queda obsoleta y que no aprovecha el recurso de la mejor manera posible. Por esto, han surgido los “repowerings”, que son soluciones de repotenciación de los parques eólicos, consistentes en sustituir los antiguos aerogeneradores por otros nuevos que tengan una mayor eficiencia o una mayor capacidad nominal, un menor impacto ambiental y una menor producción de ruido.

Todo esto justifica la redacción del trabajo. La evaluación de parques antiguos tanto ambientalmente como económicamente es un proyecto de investigación que nos puede llevar a la conclusión de que la sustitución de aerogeneradores es viable y de esta manera, producir de forma limpia un porcentaje mayor de electricidad.

1.3 Alcance

Para analizar este proyecto de repotenciación, se realizarán los siguientes procesos:

Caracterización del recurso eólico.

Estimación de la energía ideal y real, horas equivalentes, índice de carga e IBEE del parque.

Análisis de los posibles aerogeneradores a contemplar en la repotenciación.

Selección del nuevo aerogenerador.

Estudio de las posibles alternativas para la repotenciación.

Estimación de la energía idea y real, horas equivalentes, índice de carga e IBEE de estas alternativas.

Dimensionado eléctrico para cada alternativa.

Estudio de viabilidad económica para la selección de la alternativa óptima.

Estudio de Impacto Ambiental.

CAPÍTULO 2.

NORMATIVA APLICABLE

2.1 A nivel internacional

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Norma IEC 61400-1:2005/A1:2010. Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño. Establece los requisitos esenciales de seguridad para las turbinas eólicas.

2.2 A nivel estatal

UNE-EN 50308 Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.

Decreto 189/1997, de 26 de septiembre. (Autorización de las instalaciones eólicas).

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. (Regula la producción de energía eléctrica en régimen especial).

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. (Regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables).

Orden FOM/1824/2013, de 30 de septiembre. (Establece los porcentajes de beneficio industrial y gastos generales de un proyecto).

Ley 21/2013, de 9 de diciembre. (Evaluación de impacto ambiental).

Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero. Aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones de fuentes de energía renovables.

2.3 A nivel autonómico

Plan Andaluz de sostenibilidad energética 2007-2013 (PASENER).

Orden de 29 de febrero 2008. (Regla el procedimiento en la tramitación ara la evacuación de la energía en instalaciones eólicas)

BOE. Ley 2/2007, 27 marzo. (Fomento energías renovables y eficiencia energética de Andalucía).

CAPÍTULO 3.

ANTECEDENTES

La energía eólica tiene su fuente de origen en la luz proveniente del sol que llega a la superficie terrestre. El viento es causado porque esta radiación solar no calienta las diversas zonas de la Tierra ni la atmósfera de forma uniforme.

Debido a esta no uniformidad se generan flujos de masas de aire. En las zonas de menor radiación el aire pesa más y se concentra a bajas presiones, contrariamente, el aire caliente queda sometido a altas presiones en zonas más elevadas de la atmósfera. Se genera, por tanto, una diferencia de presiones que hace que el aire se mueva, provocando así, el viento. El movimiento natural que sigue el desplazamiento del aire es desde las zonas de bajas presiones conocidas como zonas anticiclónicas a las zonas de altas presiones, llamadas también zonas borrascosas.

En el flujo del viento también interfiere un factor como es la rotación de la Tierra, generándose por este movimiento, fuerzas centrífugas y de Coriolis. Así pues, el movimiento natural que sigue el desplazamiento del aire en el hemisferio norte es de oeste a este y, por el contrario, en el hemisferio sur, se produce de este a oeste.

Además, tenemos que tener en cuenta que el recurso eólico depende de la propia orografía del terreno y su rugosidad, ya que la velocidad del viento varía con la altura, por ello no todos los emplazamientos son igualmente rentables para poder colocar un parque eólico. Las montañas generan naturalmente un movimiento de aire, bajando el aire frío por las laderas y subiendo por los valles el caliente. La cercanía al nivel del mar provoca también brisas por el ya comentado cambio de presiones.

Podemos concluir que la energía que puede ser aprovechada del total de la energía solar que llega a la Tierra es entre el 1 y el 2%. Aun así, en la práctica, debido a factores de dispersión y la distribución irregular sólo podríamos aprovechar alrededor de un 5%.

3.1 Crecimiento de la energía eólica

En 2016, habían instalados 23.02 MW de potencia y fue la segunda fuente de generación eléctrica cubriendo casi el 20% de la demanda. Se considera uno de los mercados europeos de más rápido crecimiento y entre los países con más megavatios instalados a nivel mundial, junto a China, Estados Unidos, Alemania e India. (Asociación Eólica Española, 2017-1).

Hablando ya de un tiempo futuro, se espera que las energías renovables supongan un 20% del consumo de energía en Europa para finales del 2020. Este es un compromiso para que los países industrializados reduzcan las emisiones y se mejore la eficiencia energética, es el llamado Paquete de Energía y Cambio Climático.

3.2 Los parques

Un parque eólico es una central eléctrica que produce la electricidad a partir de un conjunto de aerogeneradores.

Para situar los aerogeneradores de una manera correcta dentro de un parque, es necesario tener en cuenta factores vistos anteriormente como la rugosidad del terreno, el cizallamiento del viento, la propia velocidad o su movimiento natural y, además, el efecto que un aerogenerador produce en sus adyacentes.

Para distribuirlos de una manera eficiente habrá que separarlos entre ellos para evitar el efecto parque, siempre teniendo en cuenta la cantidad de espacio con el que contamos para colocar el parque. Al pasar el viento por el rotor del aerogenerador, tras de él, el viento genera una estela y se ralentiza, por ello el aerogenerador debe estar suficientemente aislado para recibir el viento con la fuerza adecuada para que sea lo más eficiente posible. Hablamos de distancias de entre 5 y 9 diámetros de rotor en la dirección del viento predominante y entre 3 y 5 diámetros en la dirección perpendicular al viento. (DWIS, 2017-1)

Con respecto al emplazamiento, hay que evitar los obstáculos y propiciar el efecto colina y el efecto túnel. El segundo consiste en colocar los aerogeneradores en un paso estrecho entre caminos o montañas, de esta manera el aire está más comprimido y su velocidad aumenta mejorando el rendimiento del aerogenerador. Siempre teniendo en cuenta que este efecto no ha de ser acusado, ya que si el paisaje es muy abrupto pueden generarse turbulencias problemáticas. El primero, sin embargo, consiste en colocar el aerogenerador con una visión amplia del paisaje sin obstáculos, ya que en las cimas de las montañas es donde se suele dar una mayor velocidad de viento. (DWIS, 2017-2)

3.3 Andalucía como potencia eólica

Por comunidades autónomas, se disponen a la cabeza en razón de potencia instalada, Castilla y León (5593 MW), Castilla la Mancha (3807 MW) y Andalucía (3338). En 2016 en nuestro país sólo se instalaron nuevos megavatios en Castilla y León, Galicia y Canarias. Esta ralentización en la construcción de nuevos parques eólicos se debe principalmente a que todos los emplazamientos donde se puede aprovechar el recurso de una manera rentable ya están ocupados por parques viejos que fueron instalados cuando la tecnología estaba en auge.

Andalucía es una de las comunidades con más terreno y con más velocidad de viento anual. Lo que se muestra en el mapa de densidad eólica que nos proporciona la Figura 7.



Figura 1. Densidad de potencia media anual a 80 metros de altura. Fuente: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE).

La densidad de potencia muestra la cantidad de potencia que aporta el viento que pasa por cada metro cuadrado de superficie que estemos evaluando. Se ve que Cádiz y Almería son dos de las zonas con mayor densidad de potencia según el código de colores, y, por tanto, con mayor interés para localizar un parque eólico ya que su probabilidad de producir energía es mayor.

De hecho, se encuentran instalados en la comunidad andaluza, 153 parques eólicos y 73 se encuentran en la provincia de Cádiz, esto implica casi un 50% del total de los parques andaluces. (Junta de Andalucía, 2017-2).

Andalucía cuenta con Planes Energéticos que tienen su referencia en las políticas europeas. La ley del 2/2007 de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y Eficiencia Energética de Andalucía, por ejemplo, contribuye al uso de las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética. Además de planes propios de la comunidad como son el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 y el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013, sirviendo de precedente a un nuevo plan, la Estrategia Energética de Andalucía 2020. Se plantea en él la continuación de un desarrollo sostenible teniendo en cuenta todas las ventajas que suponen los recursos renovables y la capacidad de aprovechamiento para mejorar la eficiencia. Los objetivos fijados son 5 principales, de los que se destacan: la contribución en un 25% de las energías renovables al consumo final de energía y que se pueda autoconsumir un 5% de energía eléctrica producida con este tipo de fuentes.

Esta Estrategia cuenta con Programas de Actuación, pero se ha decidido modelar de modo flexible, para poder tomar acción en el marco económico y legislativo que gobierne en ese momento, con Planes de Acción bienales.

Estas son medidas que favorecen las energías limpias y que plantean objetivos que a día de hoy son inalcanzables. Aunque en la actualidad en la comunidad, más de un 40% la energía eléctrica es de origen renovable.

Se desmontaron dos parques eólicos en esta comunidad, “El Hinojal” y “Levantera” con una potencia de 0,66 MW y 0,65 MW respectivamente. Aunque, en 2015, un aerogenerador con torre de hormigón y de 1,8 MW, se integró en el parque de “Los Almeriques”, aumentando hasta 27,52 MW la potencia del parque (Junta de Andalucía, 2017-2).

A su vez, se puede destacar la repotenciación del parque “El Cabrito”, que pasó de tener 90 aerogeneradores de 300 kW con una potencia total de parque de 30 MW a 15 aerogeneradores, 6 de ellos de 1’5 MW y los 9 restantes de 3MW con una potencia nueva instalada de 36 MW (Energías Renovables, 2016).

En Tarifa, se pusieron en marcha la construcción de 5 nuevos parques en 2004 con una potencia instalada conjunta de 42,4 MW. Esta ciudad fue la primera en alcanzar a nivel estatal el teravatio hora de energía facturada, donde se concentran la mayor parte de los parques de la provincia (Ecología, 05/2007).

CAPÍTULO 4.

EL PARQUE EÓLICO DE BUENAVISTA

Este proyecto del Parque eólico al cual se hace referencia en este trabajo, obtuvo todas las autorizaciones necesarias en 1997 para el comienzo de dicho parque, pero se paralizó por el Ayuntamiento en diciembre del 2000 ya que se detectaron unas irregularidades, decretando que el parque está en zona prohibida para el aprovechamiento de este recurso según el Plan de Ordenación de los Recursos Eólicos de la provincia. Finalmente, un juzgado gaditano anuló este decreto en 2001 (El País, 2001).

A parte, este municipio se ha vuelto en contra de la construcción de parques offshore proponiendo como alternativas, lugares que carezcan de turismo, con el objetivo de preservar los parajes y el sector pesquero con el que cuenta, ya que allí se encuentra una de las zonas pesqueras más importantes a nivel nacional (Revista Ecologista, 09/2005).

Así pues, la concienciación con el problema del medio ambiente es muy fuerte y como medio tecnológico para afrontarlo, entre otras cosas, se ha desarrollado una Línea Verde en el municipio de Barbate, esto consiste en una serie de servicios que fundamentalmente se utiliza para que el ciudadano pueda plantear consultas, incidencias o desperfectos para que se puedan subsanar de forma rápida.

4.1 Características del parque actual

El Parque eólico se localiza en la comarca de La Janda, entre Vejer de la Frontera en el interior y Barbate en la zona costera, situándose esta última a 63 km de la ciudad de Cádiz.



Figura 2. Mapa topográfico. Fuente: Base Cartográfica de Andalucía.

El parque se halla a una altura media de 178 metros de altura, localizado en la Avenida de Buenavista, muy cercana a una pequeña cadena montañosa, como se ve en la Figura 9.

Con respecto a las carreteras, la más cercana al parque, es la A-314 aunque se localice en la parte opuesta de la montaña. Rodeándolo, tenemos la A-2230 y la A-48, alejadas casi unos 5 km, también apreciables en la Figura 9.

En esta zona de la provincia se localiza el Embalse de Barbate, formado por tres embalses, el de Celemin, el de Almodóvar y el de Barbate. El sistema tiene una capacidad de 279 hm³ y se localiza aproximadamente a 30 km al noreste del parque (Red Hidrográfica y embalses de la provincia de Cádiz).

El Océano Atlántico se encuentra a tan solo 7,8 km en dirección oeste.



Figura 3. Mapa topográfico Vejer de la Frontera. Fuente: Mapas Topográficos.

El parque tiene una potencia nominal de 7800 kW. El Desarrollador y Operador corre por parte de Desarrollos Eólicos Buenavista SA (The Wind Power).

El parque consta de dos ramas con 8 y 9 molinos que acaban en un único camino donde se localizan el resto. La Figura 10 se muestra girada 90º horarios para la mejor visualización.

Tomaremos, a su vez de la Figura 10 el área en la que el parque se encuentra encerrada, que asciende a un valor de aproximadamente 252,34426 Ha.



Figura 4. Distribución de los aerogeneradores en el parque de Buenavista. Fuente: Google Earth.

El suelo donde se localiza el parque es en su gran mayoría calcáreo, es un suelo desarrollado sobre materiales que no presentan gran. Aunque se localiza muy cerca de zonas crómicas y de suelos profundos helados, debido a la variedad de clima de la provincia y de la orografía.

4.1.1 Tipo de aerogeneradores

El parque cuenta con 26 turbinas eólicas del modelo DESA A300.

Las especificaciones de este tipo de aerogeneradores se muestran en la Tabla 1, divididas por secciones.

Tabla 1. Especificaciones generales de un aerogenerador DESA A300. Fuente: Ficha de datos DESA A300.

Funcionamiento	
Potencia nominal	300 kW
Velocidad del viento nominal	12 m/s
Velocidad del viento umbral	5 m/s
Velocidad de viento de corte	25 m/s
Vida de servicio	20 años
Regulación de la potencia	Control de paso
Rotor	
Díámetro	31 m
Área de barrido	755 m ²
Número de palas	3
Áltura de buje	31,4 m
Orientación	Barlovento
Velocidad del rotor	43.2 rpm
Sentido de giro de giro	Agujas del reloj (desde aguas arriba)
Generador	
Tipo	Inducción asíncrono, jaula de ardilla
Potencia nominal	300 kW
Tensión	660 V
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de giro	1500 rpm
Rendimiento mínimo	94%
Torre	
Tipo	Tubular
Altura	30 m

4.1.2 Dirección predominante del viento

La dirección del viento es un parámetro muy significativo a la hora de caracterizar el recurso eólico y un factor muy a tener en cuenta para la orientación de las turbinas en la zona seleccionada.

Para ello, se recurre a la Agencia Andaluza de la Energía (AAE, 2017-2). Se determina la dirección predominante del viento en la zona del parque, introduciendo las coordenadas de los 26 aerogeneradores que construyen el parque y hallando la media de todas estas, de esta forma, la dirección predominante (verde), velocidad media (rojo) y la potencia (azul) se encuentran representadas en la Figura 11.



Figura 5. Rosa de los vientos de velocidad media, frecuencia y potencia. Fuente: AAE.

Se observa que la mayor frecuencia del viento se da en la dirección E, así mismo también obtenemos una mayor velocidad media y una mayor potencia para esta dirección. Por lo tanto, sin lugar a duda, consideraremos esta dirección para todos los cálculos y diseños posteriores.

4.1.3 Perfil de velocidades

El perfil de velocidades hace referencia a la relación entre la velocidad del viento y la altura. Para que un perfil pueda ser válido, habrá que evaluar la zona de la capa atmosférica superficial, que queda por debajo de la capa límite terrestre, ya que es en esta zona donde la velocidad del viento tiende a ascender a medida que asciende la altura.

Este aumento de velocidad ocurre debido a que, en zonas cercanas al suelo, la superficie terrestre ralentiza la velocidad del viento, por ello, las superficies terrestres que presentan más rugosidad tendrán más influencia en este crecimiento.

Es importante conocer este perfil a la hora de contemplar el diseño y evaluación de un parque eólico para seleccionar una altura de torre idónea en la ubicación que se elige.

Para poder calcularlo y ver la evolución que el viento presenta, se recurre en este caso, a la ley de potencia, conocida como la Ley de Hellman, que se muestra en la Ecuación 1.

$$V_z = V_{ref} * \left(\frac{Z}{Z_{ref}} \right)^\alpha$$

Ecuación 1.

Con ella, se puede obtener una velocidad V_z a una altura Z , en función de la rugosidad y de la velocidad de referencia (V_{ref}) a una altura dada (Z_{ref}).

α es el denominado coeficiente de Hellman y depende de la rugosidad del terreno, algunos valores orientativos de zonas representativas se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores de rugosidad para determinadas zonas. Fuente: Energía Eólica.

ZONA	α
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 - 0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 - 0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2 - 0,26
Terrenos muy accidentados o ciudades	0,25 - 0,4

Para calcular el perfil de velocidades del parque se ha elegido una Z_{ref} de 100 m y se procede de la siguiente forma:

1. Para cada aerogenerador, se buscará en el Atlas Eólico la rugosidad (Z_0) y la V_{ref} media a 100 m.
Se ha de tener en cuenta que el mallado que se presenta en la aplicación es de 100 m, por tanto, algunos aerogeneradores serán caracterizados con los mismos parámetros si se sitúan entre ellos a menos de los 100 m marcados.
2. Se calcula, para cada aerogenerador, el coeficiente de Hellman con la Ecuación 2.

$$\alpha = 0.096 * \log Z_0 + 0.016 * (\log Z_0)^2 + 0.24$$

Ecuación 2.

Con estos datos calculados, se han seleccionado cuatro aerogeneradores, marcados en la Figura 6, para definir la envolvente de los perfiles de velocidades.

El resto los perfiles que no se han representado, quedan dentro de los dos situados en los extremos, presentando todos ellos, curvas con la misma pendiente.

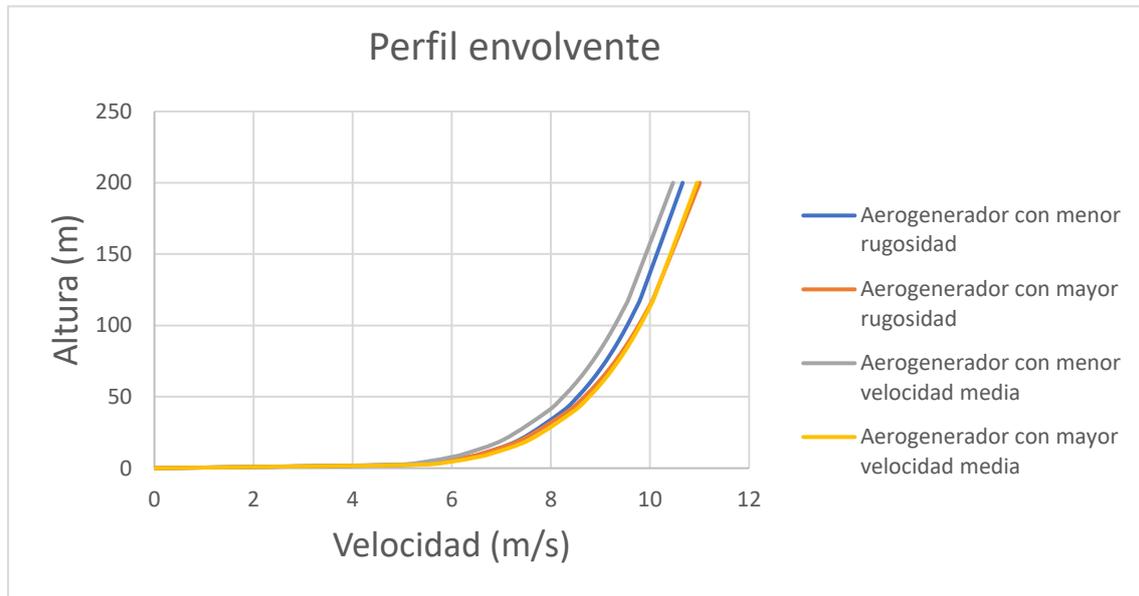


Figura 6. Perfil envolvente del Parque de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.

4.2 Estimación de la energía ideal

Para el cálculo de energía actual del parque, se utilizará la función de distribución acumulativa Weibull, que adoptará una u otra forma según el parámetro de forma, denominado k (adimensional) que aporta más simetría a la función tanto más cuanto más se aleja de 1 y según el parámetro de escala C (m/s) que es función de la velocidad media. Esta función permitirá conocer la curva de distribución de velocidades a partir de los dos parámetros antes mencionados.

Para ello, se recurre a los datos proporcionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE, 2017-1). Es obvio que, aunque los aerogeneradores del parque estén situados en un mismo suelo y zona, su velocidad media, rugosidad y parámetros característicos para el cálculo de la función Weibull, difieren, como se ha podido comprobar en el epígrafe anterior.

Por esto, se ha calculado una función de Weibull para cada aerogenerador, teniendo en cuenta su altura de torre (30 m para todos ellos, ya que todos los aerogeneradores tienen la misma altura de torre) y su coordenada geográfica.

La función que resulta de la media de todas ellas es la que se muestra en la Figura 7.

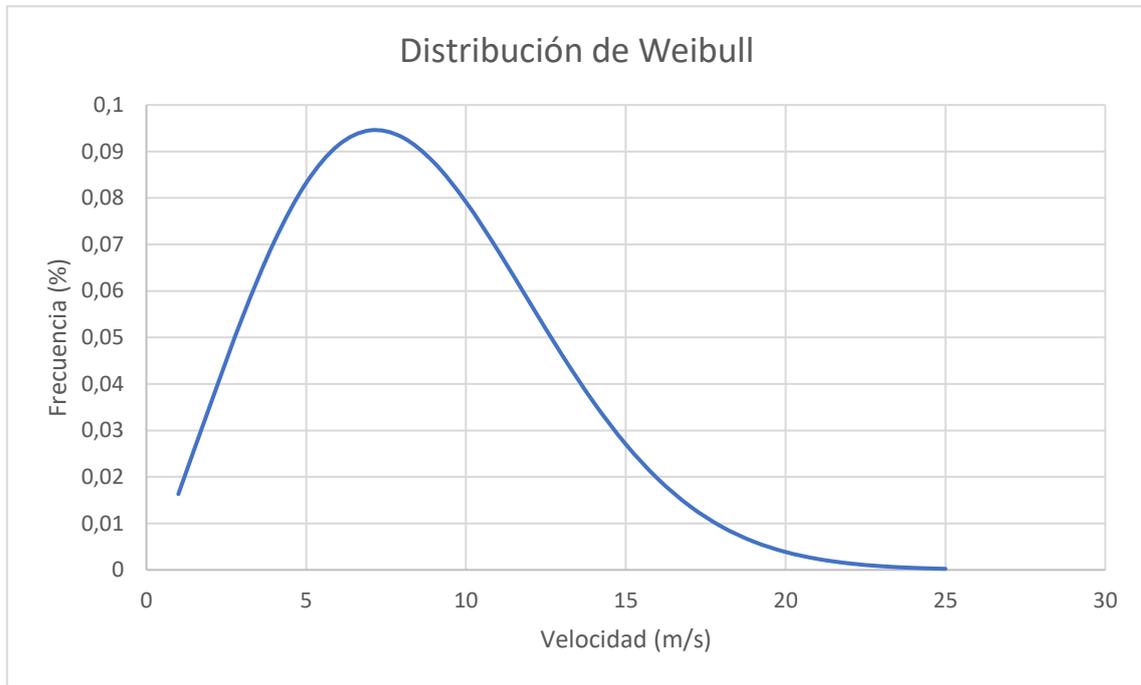


Figura 7. Distribución Weibull media en el Parque de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.

Al ser una función de distribución, la suma de todas las frecuencias de cada velocidad debe ser la unidad.

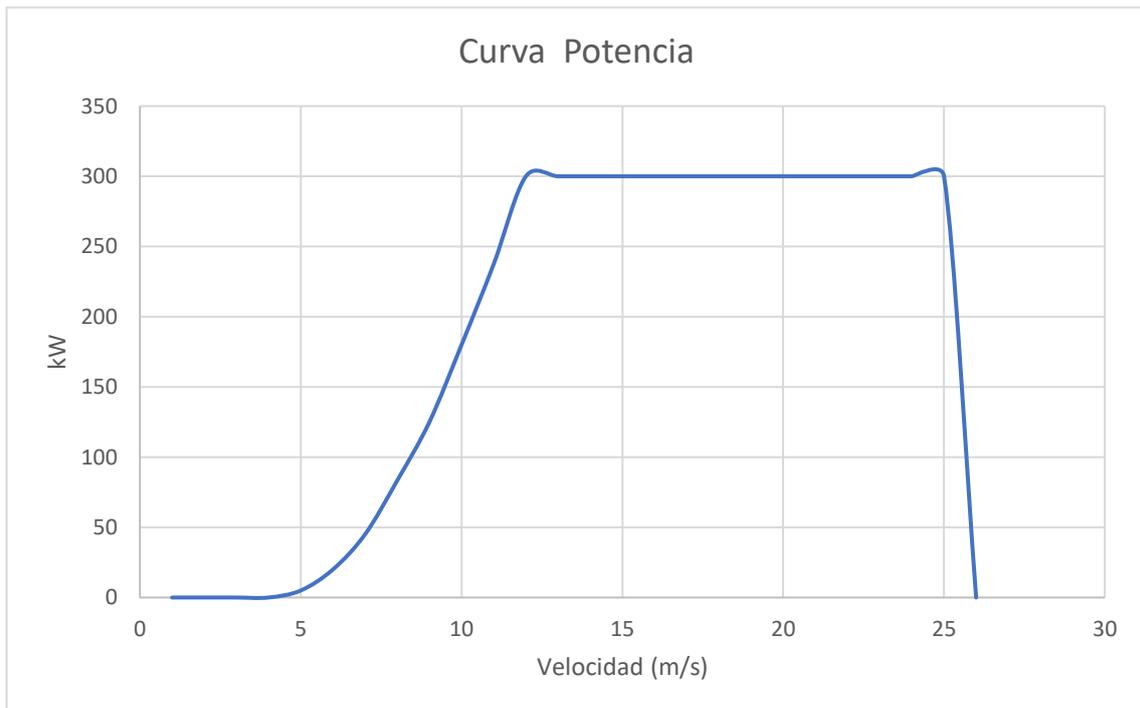


Figura 8. Curva de potencia de un aerogenerador DESA A300. Fuente: Ficha de datos DESA A300.

Se prosigue, con la obtención de la curva de potencia de las turbinas eólicas. Al ser todas ellas iguales, la curva será común. Esta curva es la perteneciente a un aerogenerador de 300 kW, un diámetro de rotor de 30 metros y una altura de torre de 30 metros, como antes se ha especificado. Este dato, nos lo proporciona el fabricante, que en este caso es DESA y el modelo es un A300.

Con todos estos datos se procede al cálculo de potencia neto del parque, y se obtiene para cada aerogenerador, multiplicando su valor de frecuencia para cada velocidad (valor obtenido de la Figura 7) y el valor de potencia para esa misma velocidad (valor obtenido de la Figura 8).

La potencia producida por cada aerogenerador será la suma de este producto en todas las velocidades que producen potencia. El cálculo para un aerogenerador aislado, en este caso, el 1.1, se muestra en la Tabla 3.

El valor de potencia total para este aerogenerador y la energía producida en MWh/año, que será el valor de potencia antes calculado por el número de horas que contiene un año, se muestran en la Tabla 4.

Tabla 3. Potencia ideal para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Velocidad (m/s)	Weibull a 30 m	Potencia procedente de la curva (kW)	Potencia producida (kW)
5	0,0927	5	0,463680497
6	0,0997	20	1,994899092
7	0,1008	45	4,537843265
8	0,0966	83,33	8,049485095
9	0,0881	125	11,01437585
10	0,0768	180	13,82231576
11	0,0641	237,5	15,21847069
12	0,0513	300	15,38298345
13	0,0394	300	11,81792654
14	0,0291	300	8,723105599
15	0,0206	300	6,189764492
16	0,0141	300	4,224004288
17	0,0092	300	2,772963375
18	0,0058	300	1,751527279
19	0,0035	300	1,064624532
20	0,0021	300	0,622750097
21	0,0012	300	0,350575967
22	0,0006	300	0,189933166
23	0,0003	300	0,099028035
24	0,0002	300	0,049685981
25	0,0001	300	0,023988368

Tabla 4. Potencia y Energía producidas por el aerogenerador 1.1. Fuente: Elaboración propia.

Potencia TOTAL (kW)	108,3639314
Energía TOTAL (MWh/año)	949,2680393

Realizando dicho procedimiento para cada aerogenerador y sumando los resultados, obtendremos la potencia total del parque. Si, por el contrario, sumamos los datos obtenidos para la energía, tendremos el total de MWh/año del conjunto del parque.

Este valor no es el que realmente se encuentra en el parque al tener que considerar algunos factores determinantes que hacen que esta potencia disminuya.

4.3 Estimación del coeficiente de afección

4.3.1 Parámetros de distribución

Para determinar el coeficiente reductor del parque, se recurre a un boletín oficial registrado en el B.O.E. que ha desarrollado el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) donde se especifica el procedimiento para obtenerlo, que consta de cuatro subprocedimientos.

Primero, se ha de configurar geoméricamente el Parque Eólico por filas. Esto es de vital importancia ya que las filas que construyen el parque han de estar distribuidas de manera que se asegure un adecuado aprovechamiento del viento y que el efecto de los aerogeneradores entre ellos sea mínimo. Esto consistiría en obtener la distancia mínima a la que puedan estar sin afectarse entre ellos y posicionarlos de manera perpendicular a la dirección predominante del viento ya que nuestros aerogeneradores están diseñados a barlovento.

Se agrupa la distribución de aerogeneradores reales en una serie de filas ideales, en este caso cuatro, que se ajustan por el método de mínimos cuadrados, quedando determinada la calidad del ajuste por la raíz cuadrada de la distancia cuadrática media entre las posiciones reales de los aerogeneradores y sus correspondientes posiciones ideales. Éstas se obtendrán, proyectando ortogonalmente su coordenada real sobre la fila ideal correspondiente con las fórmulas que se indican en la Ecuación 3.

$$x_{r(k)} = x_k \operatorname{sen}^2(\beta) + (y_k - b) \operatorname{sen}(\beta) \cos(\beta)$$

$$y_{r(k)} = x_k \operatorname{sen}(\beta) \cos(\beta) + y_k \cos^2(\beta) + b \operatorname{sen}^2(\beta)$$

Ecuación 3.

Esta fórmula tiene en cuenta los dos parámetros de la recta ajustada, el ángulo β , donde se tiene en cuenta la pendiente para cada fila y el parámetro b , que es el número independiente para cada ajuste de recta ideal.

A partir de la inclinación de las rectas ideales, Se obtiene un ángulo que indica la pendiente de estas filas ideales.

Con éste y con la dirección predominante del viento obtenida en el epígrafe 4.1.2, es fácil calcular el ángulo de desalineación para cada fila, que será agudo siempre ya que se halla como el complemento a 90° del desfase entre ambos.

Este ángulo, será ϕ para cada fila y podría coincidir con las filas colindantes o no, según la disposición del parque.

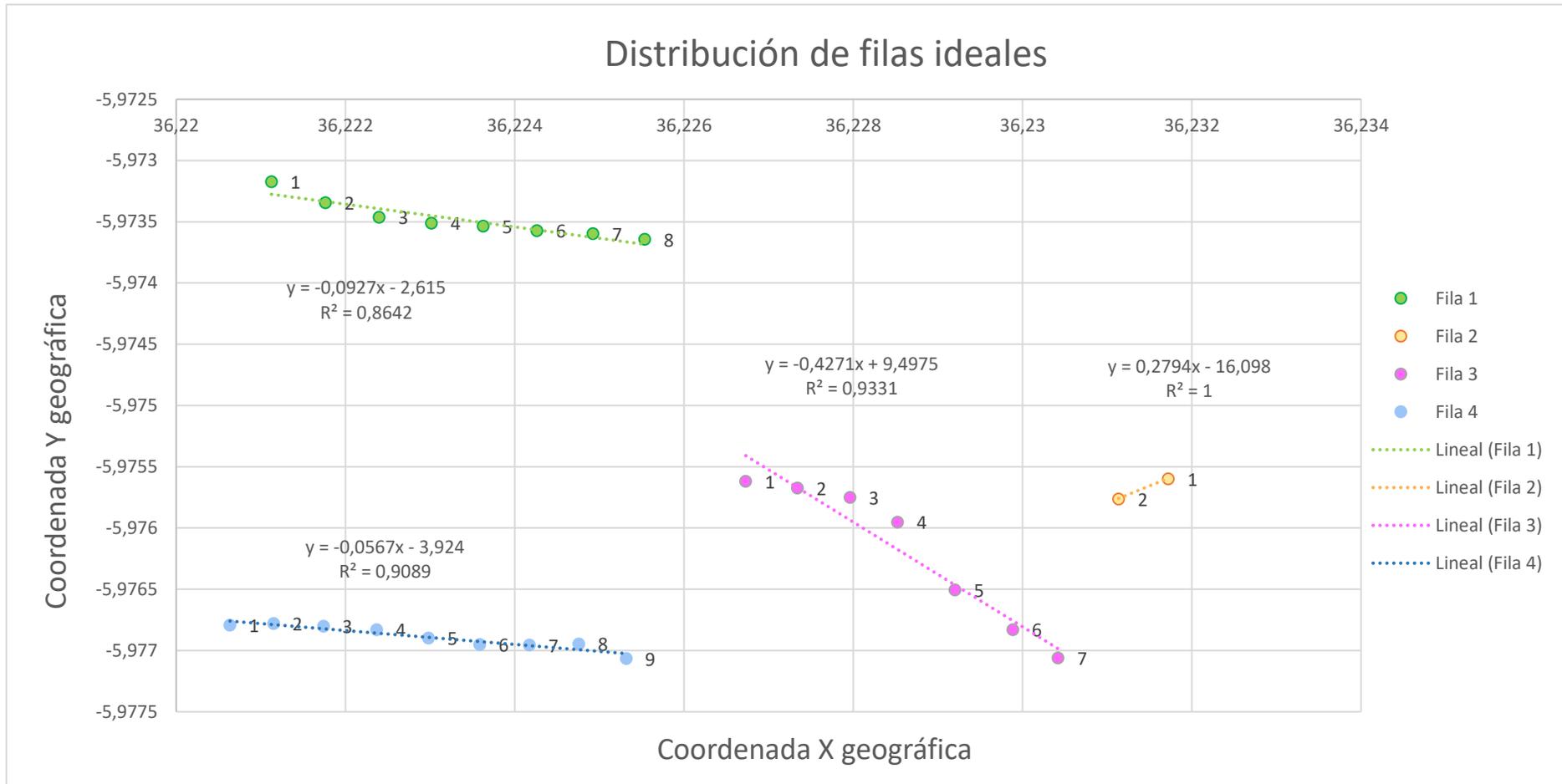


Figura 9. Distribución en filas ideales del Parque eólico de Buenavista. Fuente: Elaboración Propia.

La numeración que en el gráfico anterior aparece es otro de los requisitos para calcular el coeficiente de afección, y ha de realizarse siguiendo una serie de pautas:

1. Cada fila ha de ser numerada con un número natural, siendo el 1 para la fila situada más a barlovento, según la dirección predominante del viento y así sucesivamente.
2. Dentro de cada fila se numerará cada aerogenerador mediante un número natural, siendo el 1 para el aerogenerador de la fila cuya posición ideal esté más a barlovento y se numeran de forma secuencial, sin saltos.

Así, cada aerogenerador quedará determinado con dos subíndices i-j, la i hará referencia a la fila y la j a la posición que ocupa el aerogenerador dentro de la fila, asociando el 1 al aerogenerador posicionado más a barlovento.

Para determinar la ordenación sin dar lugar a error, se calcula el centro geométrico del parque y seguidamente se halla el “Punto de Referencia de Barlovento” situado a 50 km de distancia desde el centro geométrico en la dirección predominante de viento del parque. Situado este punto, sólo hace falta calcular la distancia desde la posición ideal de cada aerogenerador y ver cuál es la menos para ubicar la primera fila y el primer aerogenerador dentro la misma.

El segundo subprocedimiento consiste en estimar la Producción Anual de Energía (PAE) suponiendo ausencia de afección entre aerogeneradores y alineación perfecta con la dirección predominante del viento, realizado en el apartado 4.2.

El tercero consiste en determinar el coeficiente reductor de afección para aplicar a la PAE sin afección, que consiste en determinar una serie de parámetros:

1. α_ϕ

Para cada aerogenerador se obtiene el ángulo $\phi_{i,j}$, a partir del ángulo ϕ detallado anteriormente, si el aerogenerador contiene el número 1 en su numeración este nuevo ángulo valdrá 0, y si no $\phi_{i,j} = \phi$.

Este parámetro representa la reducción de la potencia de cada aerogenerador por consecuencia de la desalineación de la fila en la que se encuentra.

Con los ángulos anteriores determinados, se obtendrá el parámetro deseado en función de ellos, según la Ecuación 4.

$$\alpha_{\phi_{i,j}} = \begin{cases} 1,0 & \text{si } 0^\circ \leq \phi_{i,j} \leq 22,5^\circ \\ 1,0150 - 0,0006667 \cdot \phi_{i,j} & \text{si } 22,5^\circ < \phi_{i,j} \leq 45,0^\circ \\ 1,0368 - 0,0011511 \cdot \phi_{i,j} & \text{si } 45,0^\circ < \phi_{i,j} \leq 67,5^\circ \\ 0 & \text{si } \phi_{i,j} > 67,5^\circ \end{cases}$$

Ecuación 4.

Los valores obtenidos para los aerogeneradores de una misma fila coinciden y se muestran a continuación en la Tabla 5, haciéndose referencia a las filas numeradas en la Figura 9.

Tabla 5. Valores de ϕ y $\alpha\phi$ para cada fila. Fuente: Elaboración propia.

Fila	Φ	$\alpha\phi$
1	3,25	1
2	5,30	1
3	23,13	0,999581
4	15,61	1

2. α_D

Este parámetro tiene en cuenta las distancias reales de los aerogeneradores entre filas. Esta distancia es la que refiere a la distancia que existe entre cada aerogenerador de la fila i y el aerogenerador más cercano de la fila $i-1$. Denominándose $D_{i,j}$ como la distancia interfila real normalizada, la normalización consiste en dividir dicho valor entre el diámetro del rotor considerado.

Si el aerogenerador pertenece a la fila 1, esta distancia toma el valor de 8.

Según el valor de estas distancias, se obtiene el parámetro con la Ecuación 5.

$$\alpha_{D_{i,j}} = \begin{cases} 0,0 & \text{si } D_{i,j} < 5 \\ 0,018 \cdot D_{i,j} + 0,8700 & \text{si } 5 \leq D_{i,j} \leq 6 \\ 0,013 \cdot D_{i,j} + 0,8990 & \text{si } 6 \leq D_{i,j} \leq 7 \\ 0,010 \cdot D_{i,j} + 0,9200 & \text{si } 7 \leq D_{i,j} \leq 8 \\ 1,0 & \text{si } D_{i,j} > 8 \end{cases}$$

Ecuación 5.

Tabla 6. Valores de D y de α_D para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Aerogenerador	D	α_D
4,1	22,9	1
4,2	21,05	1
4,3	18,83	1
4,4	16,51	1
4,5	14,45	1
4,6	12,38	1
4,7	10,38	1
4,8	8,37	1
4,9	6,78	0,978
1,1	8	1
1,2	8	1
1,3	8	1
1,4	8	1

Aerogenerador	D	α_D
1,5	8	1
1,6	8	1
1,7	8	1
1,8	8	1
3,1	16,37	1
3,2	14,12	1
3,3	11,82	1
3,4	9,71	1
3,5	7,52	0,995
3,6	5,66	0,972
3,7	4,68	0
2,2	21,73	1
2,1	71,1	1

3. α_d

Este parámetro, por el contrario, es el que tiene en cuenta las distancias ideales de los aerogeneradores dentro de una misma fila. $d_{i,j}$ en este caso es la distancia que existe entre el aerogenerador j y el $j-1$, denominándose, distancia intrafila normalizada, también en este caso, el término normalizar, es dividir por el diámetro del rotor del aerogenerador a considerar. Por definición, todos los aerogeneradores con un $j=1$, tendrán un valor de distancia de 4.

Para cada aerogenerador se calcula el valor del parámetro en función de la distancia intrafila. Los valores del parámetro y de la distancia de la cual depende se muestran en la Tabla 6.

El cálculo se lleva a cabo con la aplicación de la ecuación 6.

$$\alpha_{d_{i,j}} = \begin{cases} 0 & \text{si } d_{i,j} < 2 \\ 0,026 \cdot d_{i,j} + 0,9070 & \text{si } 2 \leq d_{i,j} < 3 \\ 0,015 \cdot d_{i,j} + 0,9400 & \text{si } 3 \leq d_{i,j} \leq 4 \\ 1,0 & \text{si } d_{i,j} > 4 \end{cases}$$

Ecuación 6.

Tabla 7. Valores de d y de α_d para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Aerogenerador	d	α_d
4,1	4	1
4,2	1,9	0
4,3	2,19	0,964
4,4	2,33	0,968
4,5	2,27	0,966
4,6	2,25	0,966
4,7	2,17	0,964
4,8	2,16	0,963
4,9	2,1	0,962
1,1	4	1
1,2	2,41	0,97
1,3	2,38	0,969
1,4	2,3	0,967

Aerogenerador	d	α_d
1,5	2,26	0,966
1,6	2,35	0,968
1,7	2,45	0,971
1,8	2,26	0,966
3,1	4	1
3,2	2,1	0,962
3,3	2,17	0,963
3,4	2,15	0,963
3,5	3,03	0,985
3,6	2,73	0,978
3,7	2,1	0,962
2,2	2,23	0,965
2,1	4	1

Así pues, y con estos tres parámetros, se calcula el factor de corrección para cada aerogenerador con la Ecuación 7.

$$\eta_{PARQUE_{i,j}} = \alpha_{\phi_{i,j}}(\phi) \cdot \alpha_{D_{i,j}}(D) \cdot \alpha_{d_{i,j}}(d)$$

Ecuación 7.

 Tabla 8. η_{PARQUE} para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Aerogenerador	η_{PARQUE}
4,1	1
4,2	0
4,3	0,96394
4,4	0,967666667
4,5	0,96602
4,6	0,965586667
4,7	0,963506667
4,8	0,96316
4,9	0,940432154
1,1	1
1,2	0,969573333
1,3	0,968966667
1,4	0,966713333

Aerogenerador	d
1,5	0,965846667
1,6	0,9681
1,7	0,9707
1,8	0,965846667
3,1	1
3,2	0,9611971
3,3	0,963016337
3,4	0,962583185
3,5	0,980341763
3,6	0,949985037
3,7	0
2,2	0,96498
2,1	1

El cuarto subprocedimiento se desarrollará en el epígrafe 4.5.

4.3.2 Otros parámetros

A parte de todos los factores considerados en el epígrafe anterior, que tienen en cuenta únicamente la configuración del parque, hay que considerar otros factores que hacen disminuir la potencia de los aerogeneradores.

No se contemplan en dicho procedimiento porque en la Orden del 27 de abril de 2007 está dirigido a parques eólicos de nueva construcción.

Debido a la larga instalación que se produjo en este parque por razones legales, aun no sabiendo muy bien la fecha en la que comenzaron todos los molinos a funcionar, como mínimo, llevan 16 años funcionando. Esto significa que ya han llegado a las tres cuartas partes de su vida útil y hay que contemplar el ascenso del mantenimiento e incluso que algunos aerogeneradores hayan dejado de funcionar.

Por esta razón, además, consideraremos un coeficiente de pérdidas de alrededor de un 13%.

4.4 Estimación de la energía real

Esto se ha conseguido, multiplicando la energía ideal en MWh/año ideal ya calculada en el apartado 4.2, por el coeficiente de afección indicado en la Tabla 8, obteniéndose un valor de producción anual de energía total de 21835,51051 MWh/año.

4.5 Estimación del IBEE

Con respecto al cuarto subprocedimiento antes mencionado, tiene en cuenta el valor de la PAE con afección (sin tener en cuenta el coeficiente de pérdidas) y servirá, en este caso, para determinar el Índice Básico de Eficiencia Energética para todo el parque.

Para todo el parque, se calcula el IBEE, en kWh/m², con la Ecuación 8, siendo el denominador el área ocupada por el Parque Eólico.

$$IBEE = \frac{\sum_{i=1}^{M_{\text{gas}}} \eta_{FITL_i} \sum_{j=1}^{M_{\text{ano}}} PAE_{i,j}^{\text{con afección}}}{A_{\text{parque}}}$$

Ecuación 8.

El área ya se ha determinado en el epígrafe 4.1, tiene un valor de 2523442,6 m². Y la PAE con afección a considerar, asciende a un valor de 25098287,95 kWh/año.

Con esto, el IBEE del parque eólico de Buenavista es de 9.946 kWh/m².

4.6 Resumen

Teniendo en cuenta que el parque cuenta con una potencia instalada de 7800 kW. Algunos valores determinantes de las plantas eólicas son calculados sin afección:

Tabla 9. Valores ideales del Parque eólico de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.

KW DEL PARQUE	3193,774772
ENERGÍA PRODUCIDA ANUAL (KW/año)	27977467
HORAS EQUIVALENTES	3586,854744
FACTOR DE CARGA	0,409458304

Y teniendo en cuenta la reducción que aplica el coeficiente reductor total, los mismos datos son los siguientes:

Tabla 10. Valores reales del Parque eólico de Buenavista. Fuente: Elaboración propia.

KW DEL PARQUE	2492,638186
ENERGÍA PRODUCIDA ANUAL (KW/año)	21835510,51
HORAS EQUIVALENTES	2799,424425
FACTOR DE CARGA	0,319568998

El factor de carga determina el rendimiento del parque, varía generalmente entre el 0.2 y el 0.4. En este caso, incluso aplicando los coeficientes de reducción queda en un 0.32, quedando en el rango y siendo un valor más que aceptable.

Las horas equivalentes hacen referencia a la cantidad de horas que debe trabajar el aerogenerador a plena carga para obtener la potencia del parque trabajando todas las horas del año con el factor de carga obtenido. Esto significa que, trabajando a plena carga, solo con casi el 30% de horas anuales conseguiríamos la potencia actual, es un valor bastante reducido para lo que se considera habitual en el resto del país, que está en torno a unas 2550 horas anuales.

Teniendo en cuenta la evolución de los aerogeneradores y de la tecnología, el aprovechamiento es muy pequeño teniendo en cuenta que es una de las zonas más codiciadas por las productoras de energía eólica.

La potencia no es acorde a la cantidad de recurso que existe en la localidad. Y aunque se encuentre en una zona de alto valor paisajístico y de paso migratorio, cuando se aprobó el proyecto, no entraba en las zonas prohibidas para la instalación de aerogeneradores.

Por ello, la elección de quizá menos turbinas de mayor potencia a un índice de carga similar, podría ser una buena opción para no alterar de nuevo ni exageradamente el ecosistema y ser mucho más eficiente a la hora de la producción de energía. O incluso aumentar las instalaciones para contar con un parque de mucha más potencia mucho más eficiente. Estas alternativas se analizarán en más detalle en el epígrafe 5.2.

CAPÍTULO 5.

CÁLCULO DE REPOTENCIACIÓN

Para el cálculo de una repotenciación se ha de tener en cuenta una serie de consideraciones básicas para la elección del nuevo aerogenerador.

La Norma IEC 61400-1 tiene como principal cometido, proveer a los aerogeneradores de unos requisitos de seguridad, considerando el diseño, instalación, mantenimiento y operación bajo unas condiciones ambientales específicas. Por ello, es necesario saber, en este caso, las condiciones ambientales bajo las cuales se va a trabajar. Esta norma divide a los aerogeneradores según su seguridad por diseño en clases, que van a depender de la velocidad máxima, de la velocidad promedio y de las turbulencias, esto se muestra en las Tablas 11 y 12.

Tabla 11. Tipo de aerogenerador según las condiciones de viento. Fuente: IEC 61400-1.

Clases	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores que debe especificar el diseñador
V_{pro} (m/s)	10	8,5	7,5	6	

V_{pro} , hace referencia a la velocidad promedio anual a la altura en el centro del rotor, recurriendo de nuevo al Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE, 2017-2), se obtiene un valor de 7.88 m/s.

V_{ref} , por el contrario, se obtiene según la Ecuación 9.

$$V_{ref} = \frac{V_{pro}}{0.2}$$

Ecuación 9.

Así, este parámetro, obtiene un valor de 39.42 m/s.

Tabla 12. Tipo de aerogenerador según las condiciones de turbulencia. Fuente: IEC 61400-1.

Clases	I	II	III	IV	S
A (Turbulencias altas)	0,18	0,18	0,18	0,18	Valores que debe especificar el diseñador
B (Turbulencias bajas)	0,16	0,16	0,16	0,16	

Consideraremos, en esta zona, una clase A de turbulencia.

El modelo DESA A300, es de clase IIA. Sin embargo, para la elección de los nuevos aerogeneradores, será necesario, determinar de nuevo los valores de la Tabla 11 a la altura del buje del nuevo aerogenerador. Para hacernos una idea, a una altura de 80 m, la V_{pro} asciende a 9.22 m/s y la V_{ref} toma un valor de 46.15 m/s.

De esta forma, al instalar aerogeneradores de mayor altura, deberán ser de clase IA, ya que las velocidades aumentan a pesar de mantener el nivel de turbulencia.

5.1 Elección de aerogeneradores

5.1.1 Posibles tipos de aerogeneradores

Para poder realizar una buena elección de los aerogeneradores nuevos a instalar en una repotenciación, se barajan diversos modelos, marcas y fabricantes con distintas alturas y diámetros de rotor. Se han seleccionado aerogeneradores con una potencia nominal entre 2 y 3 MW siendo todos ellos tripala a barlovento.

La vida útil de los aerogeneradores, de media son 20 años, por ello se considera para el proyecto actual una repotenciación íntegra de todos los aerogeneradores ya que, en caso contrario, habría que repotenciar la parte restante en un período no muy largo.

Se adjunta en la Tabla 13 un conjunto de aerogeneradores con características diversas, que servirá de punto de partida para realizar la elección adecuada de los aerogeneradores a instalar.

Tabla 13. Selección de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA (kW)	ALTURA BUJE (m)	DIAMETRO (m)	TIPO DE AEROGENERADOR	CLASE IEC
Alstom-ecotècnia	ECO80	2000	70/80	80	Asíncrono	
Alstom-ecotècnia	ECO110	3000	75/90/100	110	Asíncrono	
GAMESA	G-80	2000	60/67/78/100	80	Doblemente alimentada	IA
GAMESA	G-87	2000	67/78/90/100	87	Doblemente alimentada	IA
GAMESA	G-90	2000	55/67/78/90/100	90	Doblemente alimentada	IA
GAMESA	G-97	2000	78/90/100/104	97	Doblemente alimentada	IIA/IIIA
GAMESA	G-114	2000	80/93/125	114	Doblemente alimentada	IIA/IIIA
GAMESA	G-106	2500	72/80/93	106	Doblemente alimentada	IA
GAMESA	G-114	2500	80/93/125	114	Doblemente alimentada	IIA
GAMESA	G-126	2500	84/102	126	Doblemente alimentada	IIIA
GEERAL ELECTRIC	GE 2.75	2750	75/85/98,3	103	Doblemente alimentada asíncrono	
GEERAL ELECTRIC	GE 2.5	2500	75/85	100	Doblemente alimentada asíncrono	
ENERCON	E-70 E4	2300	57/64/75/85/98/114	71	Síncrono en anilla con acoplamiento directo	IA/IIA
ENERCON	E-82	2000	78/84/85/98/108	82	Síncrono en anilla con acoplamiento directo	IIA
ENERCON	E-82	2350	59/69/78/84	82	Síncrono en anilla con acoplamiento directo	IA/IIA
ENERCON	E-92	2350	78/84/85/98/104	92	Síncrono en anilla con acoplamiento directo	IIA
ENERCON	E-101	3050	99/124	101	Síncrono en anilla con acoplamiento directo	IIA
NORDEX	N80	2500	60/70/80	80	Doblemente alimentado asíncrono	IA
NORDEX	N90 HS	2500	70/80	90	Doblemente alimentado asíncrono	IB
NORDEX	N90 LS	2500	80/100	90	Doblemente alimentado asíncrono	IIA
NORDEX	N100	2500	75/80/100	100	Doblemente alimentado asíncrono	IIA
SUZLON	S88	2100	80/100	88	De inducción	IIA
VESTAS	V90	2000	80/95/105	90	Doblemente alimentado	IIIA
VESTAS	V80	2000	80	80	Doblemente alimentado	IA
VESTAS	V100	2000	80/95/120	100	Doblemente alimentado	IIIA
VESTAS	V110	2000	95/125	110	Doblemente alimentado	IIIA

5.1.2 Selección del nuevo aerogenerador

Sabiendo que la clase necesaria es de IA, ya solo un reducido grupo de aerogeneradores serían válidos. Esto es porque se considera una altura que se acerque a los 80 m para incrementar la energía producida.

Este parque eólico, se localiza, como se aprecia en la Figura 10, en un paso de aves migratorias. Este hecho va a suponer una limitación de altura total del aerogenerador de 120 m, que no es para nada favorable ya que como se vio en la Figura 6, un mayor incremento de altura proporciona mayor velocidad y por tanto más energía.



Figura 10. Algunos trayectos de vuelo de aves migratorias. Fuente: Migración de las aves

Se muestran los aerogeneradores que cumplen con las condiciones descritas anteriormente en la Tabla 14.

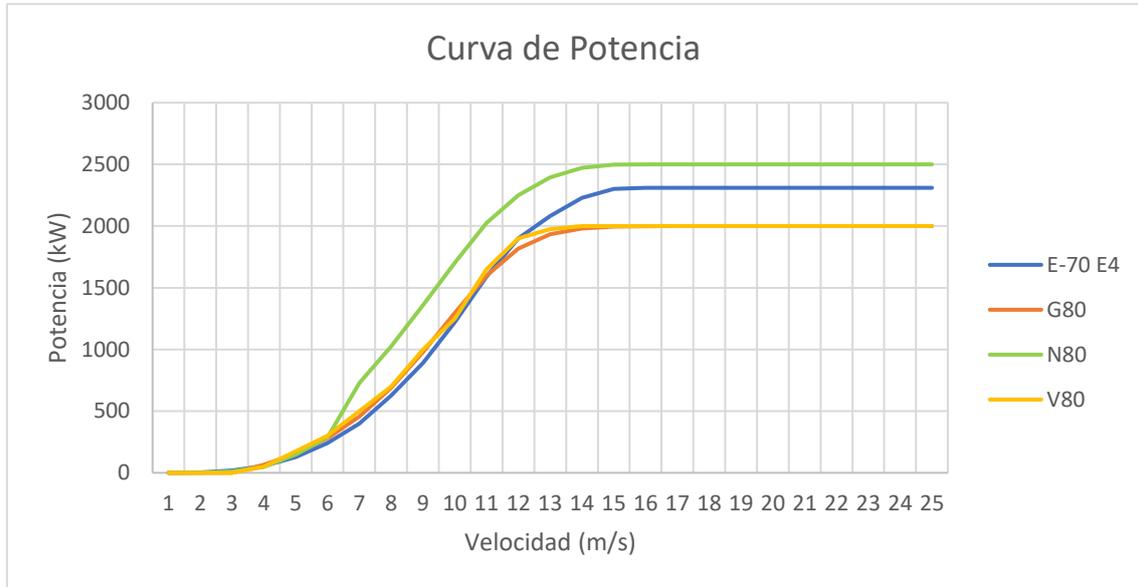
Tabla 14. Aerogeneradores a evaluar. Fuente: Elaboración propia.

MARCA	MODELO	POTENCIA (kW)	ALTURA BUJE	DIAMETRO
GAMESA	G-80	2000	60/67/78/100	80
ENERCON	E-70 E4	2300	57/64/75/85/98/114	71
NORDEX	N80	2500	60/70/80	80
VESTAS	V80	2000	80	80

Se puede observar que la mejor opción es el modelo NORDEX N80, ya que posee una mayor potencia nominal, con diferencia, para una altura bastante similar al resto de modelos.

Así pues, aunque las curvas de potencia del resto de aerogeneradores aproveche un mayor rango de velocidades, el N80 proporcionará, sin embargo, mayor energía final para una misma distribución de Weibull. Así, se puede observar en la Figura 11 que además de tener mayor potencia nominal, la curva del aerogenerador N80 presenta una mayor pendiente y por tanto un mejor aprovechamiento a velocidades más pequeñas.

Figura 11. Curvas de potencia para los aerogeneradores a evaluar. Fuente: Elaboración propia.



Ahora, para seleccionar la altura, se compara el incremento del precio de la instalación con el incremento de energía que se produciría al aumentar la altura.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER) sugiere un incremento del 0.5% por metro adicional y un incremento de potencia del 6% por cada MW considerando una misma altura.

Las alturas del modelo seleccionado son 60, 70 y 80 m. Se desprecia en este caso la última altura, ya que la suma total del aerogenerador ascendería a los 120 m y no deja margen de seguridad para las rutas migratorias.

Pasar de una altura de 60 m a 70 m, provoca un incremento en el coste del 5%. Con respecto al incremento de energía, se tiene en cuenta que ésta es proporcional al cubo de la velocidad, si se vuelve a la Figura 12 y se elige el aerogenerador con menor rugosidad (ya que éste representa de forma aproximada la media de velocidades en el parque) y se observa la velocidad que dicha curva presenta a los 60 y a los 70 metros, el incremento de energía medio sería del 7,42%.

Así pues, se selecciona una altura de 70 m, las características de este modelo se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Características del modelo NORDEX N80. Hoja de características NORDEX

Potencia nominal	2500 kW
Velocidad del viento umbral	3 m/s
Velocidad de viento de corte	25 m/s
Tipo torre	Tubular
Altura torre	70 m
Diámetro	80 m
Área de barrido	5026 m ²
Número de palas	3
Áltura de buje	70 m
Orientación	Barlovento
Velocidad del rotor	10.8 - 18,9 rpm
Tipo generador	Asíncrono doblemente alimentado
Tensión	660 V
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de giro del generador	740 - 1300 rpm

5.2 Rediseño

Haciendo referencia de nuevo al PER 2011-2020, el coste de inversión de un parque eólico en tierra se distribuye en un coste en obra civil e ingeniería, instalación eléctrica y de subestación y conexión eléctrica del 23 % del coste total aproximadamente. Por ello, el rediseño del parque parte de las infraestructuras y caminos de servidumbre ya instalados con el fin de poder minimizar el coste total.

Además, este documento establece que no se deben instalar aerogeneradores en una serie de zonas: a una altitud de 2000 m o más sobre el nivel del mar, cerca de lagos o embalses, a menos de 500 m de una población, a menos de 100 m de una carretera autonómica y a menos de 250 m de una línea de transporte eléctrico.

Como bien se ha comentado, el PER establece, también que no se debe instalar ningún aerogenerador en cualquier zona donde se encuentren espacios naturales protegidos.

Para maximizar el correcto aprovechamiento del recurso eólico, hay que tener en cuenta las distancias mínimas especificadas en el epígrafe 3.2 y la correcta orientación del aerogenerador según la dirección predominante del viento, ya descrita en el punto 4.1.2 para esta zona. Además, se intentará ubicar los aerogeneradores en los puntos donde exista mayor velocidad media.

5.2.1 Alternativa de diseño I

La primera alternativa que se va a considerar es mantener la potencia del parque. Esto supondrá que los nuevos aerogeneradores de potencia unitaria de 2,5 MW tendrán que sumar una potencia total instalada de 7,8 MW. Realizando el cálculo, el número de aerogeneradores será de 4, ya que es imposible cubrir la potencia de diseño con menos turbinas.

Cada nuevo aerogenerador se colocará en el emplazamiento donde ya existía uno, de nuevo, para evitar mayores costes.

Ahora bien, para conseguir la máxima energía anual, es clave elegir el lugar donde localizar a los nuevos aerogeneradores.

Para saber la localización óptima, se hará de nuevo, una estimación de la energía ideal en cada punto del aerogenerador antiguo, y se elegirán los puntos donde se encuentre la mayor producción de energía siempre y cuando se cumplan las distancias especificadas en el punto 3.2.

Queda, de esta forma, la selección de la posición de aerogeneradores de la Figura 12.

Con esta disposición, se elegirá únicamente una fila ideal, ya que, de otra forma, la distancia interfila no se cumple para la máxima combinación de energía.

El ajuste por mínimos cuadrados de esta fila se muestra en la Figura 13.

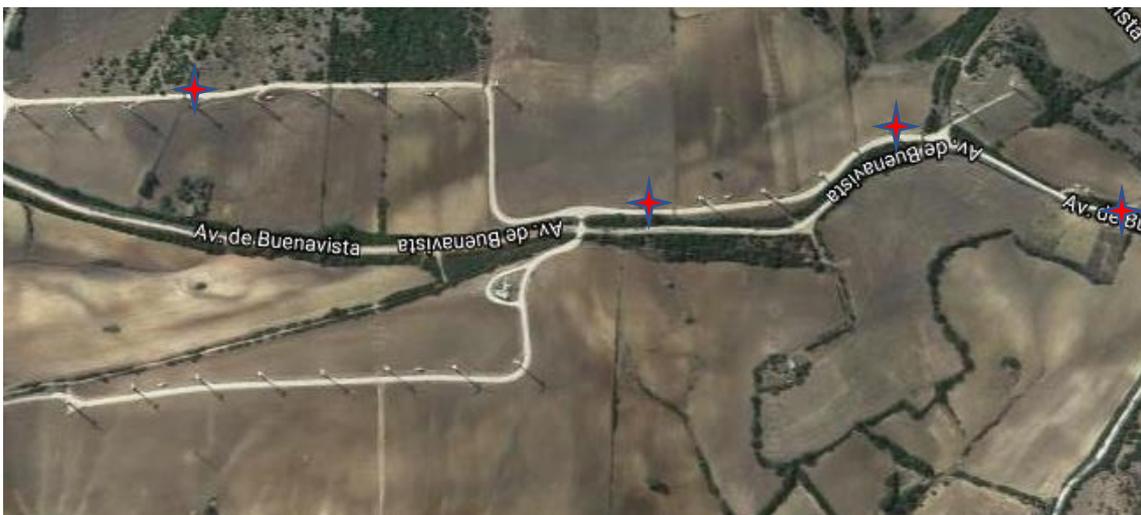


Figura 12. Elección del emplazamiento de los aerogeneradores. Fuente: Google Earth.

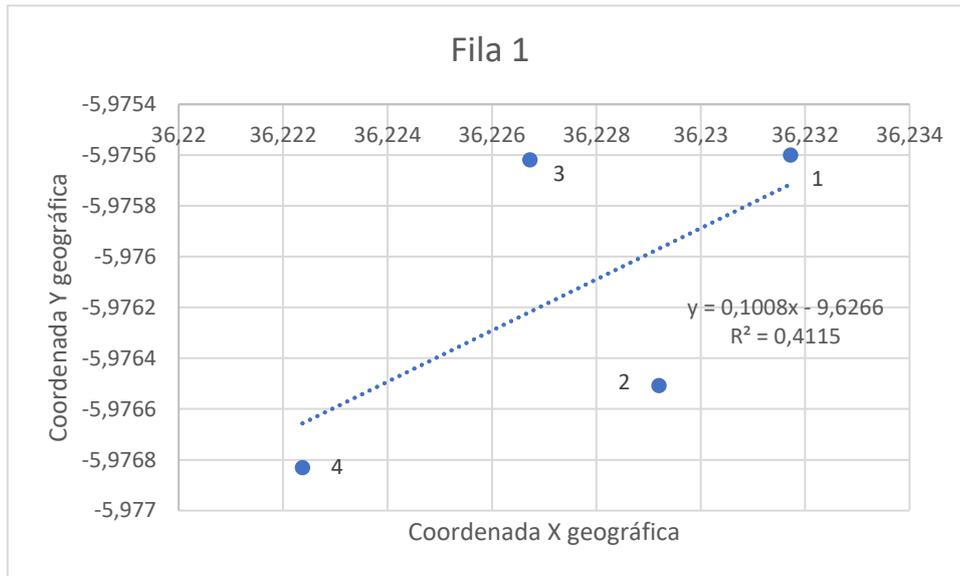


Figura 13. Disposición de la fila ideal para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Con esto, y siguiendo el procedimiento del epígrafe 4.3, se obtienen los parámetros que se muestran en la Tabla 16. Los valores que se obtendrían con esta alternativa se muestran en la Tabla 17.

Tabla 16. Parámetros correctores para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Numeración	ϕ_{i-j}	$\alpha_{\phi_{i-j}}$	d	α_d	η_{i-j}
1.4	0	1	6,156	1	1
1.3	0	1	3,546	0,993	0.993
1.2	0	1	3,331	0,99	0.99
1.1	0	1	4	1	1

No se considera la distancia interfila, puesto que la configuración del parque consta de una única fila, ni tampoco el factor de reducción por mantenimiento ya que el parque instalado es de turbinas nuevas.

Tabla 17. Valores representativos del parque para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Numeración	Potencia ideal (kW)	Potencia real (kW)	Energía (MWh/año)
1.4	1467,04	1467,04	12851,28
1.3	1497,39	1487,19	13027,80
1.2	1539,43	1523,97	13350,01
1.1	1488,28	1488,28	13037,30
TOTAL	5992,14	5966,48	52266,40

Con los datos mostrados en la Tabla 17, obtenemos:

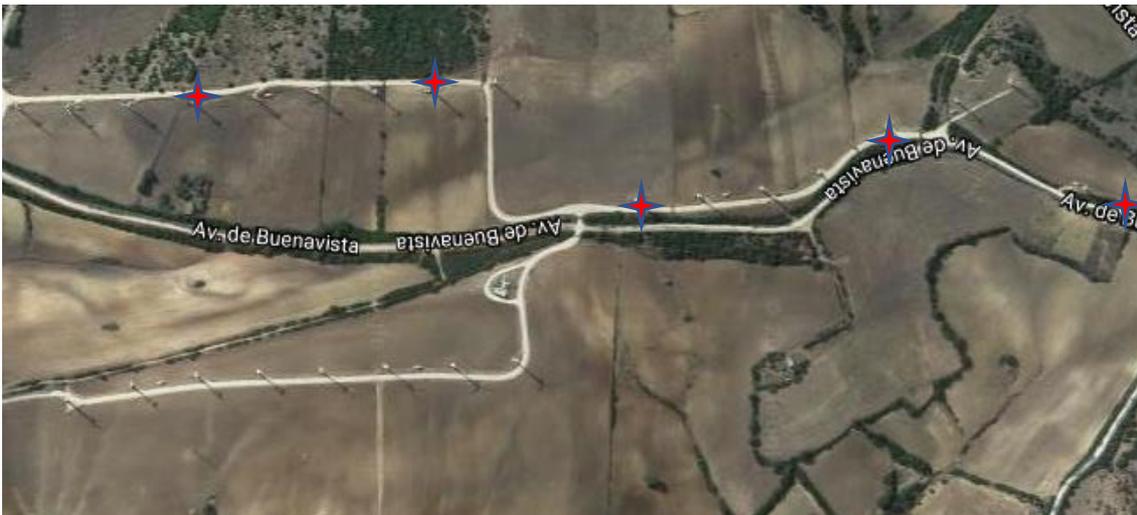
- Número de horas equivalentes, 5226.64
- Factor de carga de casi el 0.6.
- Un IBEE de 20,71 kWh/m².

5.2.2 Alternativa de diseño II

Esta segunda alternativa de diseño consiste en maximizar la potencia y por tanto la energía anual producida instalando tantos aerogeneradores como las distancias recomendadas permitan.

Esta distribución, se muestra en la Figura 14. Análogamente al epígrafe anterior, se ha de intentar que los aerogeneradores colocados sean los que mayor energía produzcan.

Figura 14. Elección del emplazamiento de los aerogeneradores para la alternativa II. Fuente: Google Earth.



Al proceder de esta forma, únicamente se ha podido añadir un aerogenerador más, esto es debido a que los caminos de servidumbre ya realizados están espaciados una distancia intrafilar que no es válida al aumentar el diámetro del rotor.

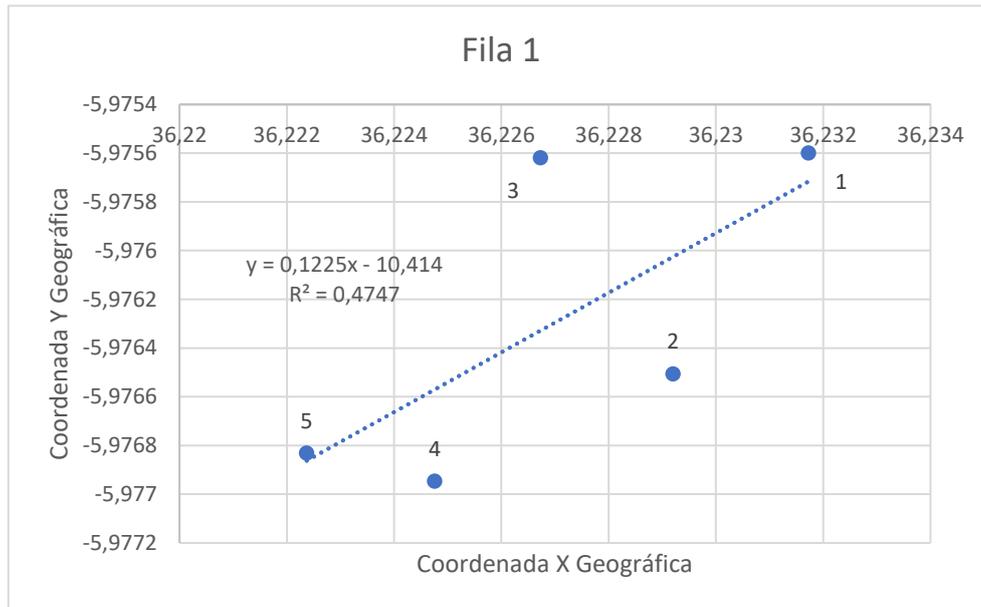


Figura 15. Disposición de la fila ideal para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18. Parámetros correctores para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.

Numeración	ϕ_{i-j}	$\alpha_{\phi_{i-j}}$	d	α_d	η_{i-j}
1.5	0	1	3,389	0,991	0,991
1.4	0	1	3,24	0,989	0,989
1.3	0	1	3,521	0,993	0,993
1.2	0	1	3,559	0,993	0,993
1.1	0	1	4	1	1

Tabla 19. Valores representativos del parque para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.

Numeración	Potencia ideal (kW)	Potencia real (kW)	Energía (MWh/año)
1.5	1436,26	1423,09	12466,31
1.4	1486,44	1469,50	12872,84
1.3	1497,39	1486,62	13022,81
1.2	1539,43	1529,26	13396,28
1.1	1488,28	1488,28	13037,30
TOTAL	7447,79	7396,75	64795,54

Con los datos mostrados en la Tabla 19, de nuevo, se obtiene:

- Número de horas equivalentes es igual a 5184
- Factor de carga de casi el 0.6.
- El IBEE de 25,67 kWh/m².

Al existir un aerogenerador más en la alternativa II, la energía que se produce es mayor, pero también tendrá un mayor coste.

Para elegir la alternativa óptima, se habrá de realizar un estudio de viabilidad económica en el capítulo 7 ya que a simple vista no podemos elegir la mejor opción de repotenciación.

CAPÍTULO 6

DIMENSIONADO ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de un parque eólico suele configurarse con una conexión subterránea en MT, entre aerogeneradores, con un centro de transformación común. A parte, cada uno de los aerogeneradores cuenta con una instalación eléctrica de BT.

Este capítulo se desarrollará en función de lo que se establece en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06.

Se realizará el diseño de la red de MT de 20 kV con dos líneas para las dos alternativas antes propuestas, que discurrirán cerca de los caminos de servidumbre. Se eligen dos líneas debido a la localización actual del centro de transformación y a la reducción de la intensidad que discurrirá por cada tramo.

La línea a diseñar, se dividirá en tramos delimitados por la localización de los aerogeneradores de cada alternativa y la longitud del cableado se aumentará en un 15% debido al desnivel que existe entre aerogeneradores. Se muestran los datos a considerar en las Tablas 20 y 21.

Tabla 20. Longitud de las líneas eléctricas MT para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia

Línea	Tramo	Longitud (m)	Longitud corregida (m)
Línea 1	T1	689,52	792,95
Línea 2	T2	194,21	223,34
	T3	295,6	339,94
	T4	295,62	339,96

Tabla 21. Longitud de las líneas eléctricas MT para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia

Línea	Tramo	Longitud (m)	Longitud corregida (m)
Línea 1	T1	259,24	298,13
	T2	442,28	508,62
Línea 2	T3	194,21	223,34
	T4	295,6	339,94
	T5	295,62	339,96

6.1 Tipología del cableado

El tipo de material del cableado será de aluminio, aunque para el dimensionamiento las secciones de aluminio son mayores que el cobre para una misma intensidad, el aluminio presenta un menor coste y peso.

Los cables serán unipolares y se instalarán directamente enterrados, a una profundidad de 1 m.

Los tipos de aislamiento más comunes son el PVC, el EPR, el XLPE y el HEPR. El primero (Cloruro de Polivinilo) es un termoplástico que se usa en baja tensión principalmente ya que opera a menor temperatura en servicio permanente. Con respecto a los tres restantes, todos ellos termoestables, se presentan algunas características en la Tabla 22.

Tabla 22. Temperaturas referentes al XLPE, EPR y HEPR. Fuente: ITC-LAT 06

Material	Densidad (g/cm ³)	Temperaturas admisibles (°C)			
		Mínima	De servicio	Sobrecarga	Cortocircuito
XLPE (Polietileno Reticulado)	1,05	-50	90	110	250
HEPR (Propileno del alto módulo)	1,3	-40	105	130	205
EPR (Etileno Propileno)	1,2	-40	90	130	250

Con las características en la Tabla 22 mostradas, se observa que el que mayor temperatura de servicio muestra es el HEPR, además, éste presenta protección contra la humedad y permite reducir el coste ya que permite aislar los cables con menores espesores. Por estas razones, se selecciona el tipo de aislamiento HEPR.

La cubierta del conductor, según la norma UNE 211435:2001 para la tensión que presenta la red a diseñar, será de tipo Z1.

6.1.1 Intensidades nominales

La intensidad nominal que presenta cada tramo en el que se ha dividido la red, es un factor que es necesario conocer para realizar los procedimientos del dimensionado de la sección.

Se calcula con la Ecuación 10, con un factor de potencia unitario.

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n * \cos(\varphi)}$$

Ecuación 10.

Tabla 23. Potencias e intensidades nominales para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Tramo	Potencia nominal (kW)	Intensidad nominal (A)
Línea 1	T1	2500	72,17
Línea 2	T2	2500	72,17
	T3	5000	144,34
	T4	7500	216,51

Tabla 24. Potencias e intensidades nominales para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Tramo	Potencia nominal (kW)	Intensidad nominal (A)
Línea 1	T1	5000	144,34
	T2	2500	72,17
Línea 2	T3	2500	72,17
	T4	5000	144,34
	T5	7500	216,51

6.2 Criterio térmico

Según la metodología empleada en el libro de Tecnología Eléctrica (Roger, 2010), se procede a calcular la sección del cable de aluminio con aislamiento HEPR en cada tramo.

6.2.1 Coeficientes

Las condiciones para las cuales las tablas de la ITC-LAT 06 son válidas son:

- Resistividad térmica media de 1.5 K.m/W
- Temperatura ambiente del terreno de 25 °C a 1 m de profundidad
- Temperatura del aire ambiente de 40 °C
- Temperatura del conductor de 105 °C

No se calculan ni el coeficiente por temperatura del conductor ni por profundidad, ya que coinciden, ni el coeficiente de agrupamiento, ya que no existen líneas transcurriendo en paralelo.

La temperatura del terreno a un metro de profundidad es algo menor que la temperatura que toma el aire ambiente.

Se parte de la mayor temperatura media mensual proporcionada por Clima Cádiz, 26 °C. Para considerar la situación más desfavorable, supondremos una temperatura del terreno de 25 °C para ser conservadores y que no existan problemas de calentamiento. Por esta razón, no se considerará tampoco el factor de corrección por temperatura del suelo.

Corrección de la resistividad

La zona en la que se ubica el parque está formada por margas y biocalcarenita según los datos proporcionados por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME, 2003), en definitiva, rocas calizas. Este tipo de terreno tiene una resistividad de 2,5K.m/W. El coeficiente resultante se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1.5 K.m/W

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74	
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74	
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74	
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	

6.2.2 Selección de la sección

Para cada tramo, se calcula una intensidad a la que llamaremos I_1 , que se obtiene simplemente dividiendo la intensidad nominal por el coeficiente corrector total, que en este caso únicamente es el que tiene en cuenta la resistividad del terreno y variará con la sección elegida.

En la Tabla 26 se muestran los valores para el primer tramo de la alternativa I, cuya intensidad nominal es de 72,17 A.

Tabla 26. I_1 e I_{max} admisible para T1 de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia

Sección (mm ²)	I_{max} admisible (A)	k	I_1 (A)
25	105	0,81	89,10
35	125	0,81	89,10
50	145	0,81	89,10
70	180	0,81	89,10
95	215	0,8	90,21
120	245	0,8	90,21
150	275	0,8	90,21
185	315	0,8	90,21
240	365	0,8	90,21
300	410	0,8	90,21
400	470	0,79	91,35

El valor I_{max} de la Tabla 26 se obtiene de las tablas de la ITC-LAT 06 para cables de aluminio unipolares aislados con HEPR de hasta 18/30 kV directamente enterrados.

Para la elección de la sección, habrá que comprobar cuál es la menor de ellas que cumple con la Ecuación 11.

$$I_{max} admisible * k > I_n$$

Ecuación 11.

Con la primera operación ya se cumple dicha condición y únicamente necesitaremos una sección de 25 mm² para este primer tramo de la línea 1 de la alternativa I.

Realizando este cálculo para todos los tramos de ambas alternativas, se obtienen las secciones que se muestran en las Tablas 27 y 28.

Tabla 27. Secciones de los tramos de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia

Línea	Tramo	Sección (mm ²)
Línea 1	T1	25
Línea 2	T2	25
	T3	70
	T4	150

Tabla 28. Secciones de los tramos de la alternativa II. Fuente: Elaboración propia

Línea	Tramo	Sección (mm ²)
Línea 1	T1	70
	T2	25
Línea 2	T3	25
	T4	70
	T5	150

6.3 Criterio de caída de tensión

El reglamento de AT establece que la máxima caída de tensión admisible en una instalación es del 5%.

Partiendo de las secciones calculadas con el criterio térmico, se comprobará que cada tramo cumple con la caída de tensión definida, con la Ecuación 12.

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} * L * I_n * R * \cos(\varphi)$$

Ecuación 12.

La longitud del tramo medida en km, se obtiene de las Tablas 20 y 21.

La intensidad nominal medida en amperios, se obtiene de las Tablas 23 y 24.

La resistencia unitaria del cable medida en Ω/km , se obtiene de los datos proporcionados por Prysmian Group España (Prysmian, 2014) y se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Resistencia unitaria para cables unipolares de aluminio a 105 °C. Fuente: Prysmian Group.

Sección (mm ²)	R (Ω/km)
25	1,602
70	0,591
150	0,277

Con la caída de potencial una vez determinada, en voltios, se calculará la caída porcentual para compararla con el umbral permitido, con la Ecuación 13.

$$\varepsilon(\%) = \frac{\Delta U}{U_n} * 100$$

Ecuación 13.

Tabla 30. Caídas de tensión en las líneas para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Tramo	Sección (mm ²)	R (Ω/km)	ΔU (V)	ε (%)	ε total por línea (%)
Línea 1	T1	25	1,602	158,788	0,794	0,794
Línea 2	T2	25	1,602	44,724	0,224	0,651
	T3	70	0,591	50,226	0,251	
	T4	150	0,277	35,314	0,177	

Tabla 31. Caídas de tensión en las líneas para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Tramo	Sección (mm ²)	R (Ω/km)	ΔU (V)	ε (%)	ε total por línea (%)
Línea 1	T1	70	0,591	44,048	0,220	0,729
	T2	25	1,602	101,852	0,509	
Línea 2	T3	25	1,602	44,724	0,224	0,651
	T4	70	0,591	50,226	0,251	
	T5	150	0,277	35,314	0,177	

Las secciones definidas por criterio térmico cumplen con el criterio de la caída de tensión.

6.4 Resumen

A la hora de la instalación de la red, por cada línea, se suele utilizar una misma sección, esta sección será la mayor de las dimensionadas en la línea. Ya que, en caso contrario, no se cumpliría con el criterio térmico.

Por tanto, el resultado de las secciones finales para las dos alternativas se muestra en las Tablas 32 y 33.

Tabla 32. Sección seleccionada para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Sección (mm ²)
Línea 1	25
Línea 2	150

Tabla 33. Sección seleccionada para la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Sección (mm ²)
Línea 1	70
Línea 2	150

CAPÍTULO 7

VIABILIDAD ECONÓMICA

7.1 Inversión

Siguiendo las estimaciones de precio que proporciona el PER 2011-2020, se calcula el presupuesto definido en el documento Presupuesto y que se resume en la Tabla 34.

El coste que se establece en el PER 2011-2020, para un aerogenerador de potencia nominal 2MW y una altura de 66 m es de 840000 €/MW. Para ajustarlo al aerogenerador de 2.5 MW y una altura de torre de 70 m, se fija en este documento un sobrecoste del 0.5% por cada metro adicional en la altura del buje y un 6% por cada MW adicional.

Tabla 34. Costes de inversión inicial para las diversas fases del proyecto para las alternativas I y II.

	Alternativa I (€)	Alternativa II (€)
Aerogeneradores	10162735,02	12642135,02
Obra civil	289817,61	289817,61
Instalación eléctrica	129988,5	130760,1
Presupuesto de ejecución del material	10582541,13	13062712,73
13% Gastos generales	1375730,35	1698152,65
6% Beneficio industrial	634952,47	783762,76
21% IVA	2644577,03	3264371,91
Total presupuesto	15237800,98	18809000,05

Los costes de mantenimiento, que supondrán los costes fijos se estiman en 72000€/MW anuales. Para las dos alternativas propuestas, los costes fijos totales se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35. Costes de mantenimiento para las alternativas I y II.

	Alternativa I (€)	Alternativa II (€)
Mantenimiento	720000	900000

7.2 Tarifa de exportación

El Real Decreto 413/2014 divide la retribución anual de un parque eólico en tres partes, la primera es la que se obtiene de vender la energía producida, la segunda es la retribución a la inversión y la tercera es la retribución a la operación.

Según la clasificación de los parques eólicos dentro Real Decreto 413/2014, la Orden ETU/130/2017 establece un código que determina los valores que se muestran a continuación, para este proyecto:

- NHE de funcionamiento mínimo anual 2014-2016, 1050 h.
- Umbral de funcionamiento anual 2017-2019, 630 h.
- Retribución a la inversión 2017-2019, 109698€/MW.
- Retribución a la operación ($R_{operación}$) 2017, 0€/MW.

La retribución específica (R_{esp}), antes dividida, para cada alternativa se calcula haciendo uso de los valores antes definidos y la Ecuación 14.

$$R_{esp} = R_{inversión} * Potencia Instalada + R_{operación} * PAE_{con\ afección}$$

Ecuación 14.

Los datos del Operador de Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE, 2016) fijan el precio medio de mercado en 45.4 €/MWh, para 2016.

Teniendo todo esto en cuenta, se procede al cálculo de la tarifa de exportación, con la Ecuación 15.

$$Tarifa\ de\ exportación = \frac{R_{esp}}{PAE_{con\ afección}} + Precio\ de\ Mercado$$

Ecuación 15.

Tabla 36. Valores para el cálculo de la tarifa y tarifa de exportación. Fuente: Elaboración propia.

	Potencia instalada (MW)	PAE con afección (MW)	Respecífica (€)	Tarifa (€/MWh)
Alternativa I	10	52266,4	1096980	66,39
Alternativa II	12,5	64795,54	1371225	66,56

7.3 Estudio financiero

Para llevar a cabo el estudio financiero se fijan algunos parámetros:

- Tasa de inflación, 2'5%.
- Tasa de interés de la deuda, 3%.
- Tasa de descuento, 6%.
- Relación de deuda, 70%.

Se procede en este capítulo a evaluar los riesgos que estos factores financieros pueden ocasionar sobre la viabilidad del proyecto definido, en el caso de considerar las dos alternativas de repotenciación.

Para ello, se utilizará el programa RETScreen, que nos proporcionará el VAN y la TIR según los parámetros anteriormente seleccionados. Se considera que un proyecto es viable si la TIR obtenida es superior a la tasa de descuento.

7.3.1 Alternativa I

		Costos iniciales				I
		11.401.560	12.034.980	12.668.400	13.301.820	13.935.240
		-10%	-5%	0%	5%	10%
Tarifa de exportación de electricidad						
€/MWh						
59,75	-10%	8,9%	7,7%	6,6%	5,5%	4,5%
63,07	-5%	10,9%	9,7%	8,6%	7,5%	6,5%
66,39	0%	12,9%	11,6%	10,5%	9,4%	8,4%
69,71	5%	14,8%	13,5%	12,2%	11,1%	10,1%
73,03	10%	16,8%	15,2%	14,0%	12,8%	11,7%
		Costos iniciales				I
		11.401.560	12.034.980	12.668.400	13.301.820	13.935.240
		-10%	-5%	0%	5%	10%
Relación de deuda						
%						
63%	-10%	13,5%	12,3%	11,1%	10,0%	9,0%
67%	-5%	13,2%	11,9%	10,8%	9,7%	8,7%
70%	0%	12,9%	11,6%	10,5%	9,4%	8,4%
74%	5%	12,6%	11,3%	10,1%	9,0%	8,0%
77%	10%	12,3%	11,0%	9,8%	8,7%	7,7%
		Costos iniciales				I
		11.401.560	12.034.980	12.668.400	13.301.820	13.935.240
		-10%	-5%	0%	5%	10%
Tasa de interés de la deuda						
%						
2,70%	-10%	13,1%	11,8%	10,6%	9,6%	8,5%
2,85%	-5%	13,0%	11,7%	10,6%	9,5%	8,5%
3,00%	0%	12,9%	11,6%	10,5%	9,4%	8,4%
3,15%	5%	12,8%	11,6%	10,4%	9,3%	8,3%
3,30%	10%	12,7%	11,5%	10,3%	9,2%	8,2%

Figura 22. Análisis de riesgo de la Alternativa I. Fuente: RETScreen.

La TIR después de los impuestos es del 10,5%. La TIR es superior a la tasa de descuento que tiene un valor del 6%, por lo que el proyecto es rentable.

Los valores que se muestran en la Figura 22 dan una aproximación acerca de cómo las fluctuaciones y los parámetros afectan a la rentabilidad del proyecto.

Estimando un umbral del 10%:

- Aunque los costes iniciales se reduzcan un 10%, si la tarifa de exportación de electricidad disminuye un 10% esta alternativa deja de ser rentable.
- Aunque la tasa de interés de la deuda se reduzca un 10%, el proyecto deja de ser viable si los costes iniciales aumentan más de un 5%.
- Con un aumento de los costes de más de 5% y una relación de deuda de más del 63%, el proyecto no es rentable.

7.3.2 Alternativa 2

			Costos iniciales				
Tarifa de exportación de electricidad			13.983.435	14.760.293	15.537.150	16.314.008	17.090.865
			-10%	-5%	0%	5%	10%
€/MWh							
59,90	-10%		12,5%	11,3%	10,1%	9,1%	8,1%
63,23	-5%		14,5%	13,2%	12,0%	10,9%	9,8%
66,56	0%		16,3%	14,9%	13,7%	12,5%	11,5%
69,89	5%		18,1%	16,7%	15,4%	14,2%	13,1%
73,22	10%		19,8%	18,3%	17,0%	15,7%	14,6%

			Costos iniciales				
Relación de deuda			13.983.435	14.760.293	15.537.150	16.314.008	17.090.865
			-10%	-5%	0%	5%	10%
%							
63%	-10%		16,8%	15,5%	14,3%	13,1%	12,1%
67%	-5%		16,6%	15,2%	14,0%	12,8%	11,8%
70%	0%		16,3%	14,9%	13,7%	12,5%	11,5%
74%	5%		16,0%	14,7%	13,4%	12,3%	11,2%
77%	10%		15,7%	14,4%	13,1%	12,0%	10,9%

			Costos iniciales				
Tasa de interés de la deuda			13.983.435	14.760.293	15.537.150	16.314.008	17.090.865
			-10%	-5%	0%	5%	10%
%							
2,70%	-10%		16,4%	15,1%	13,8%	12,7%	11,6%
2,85%	-5%		16,4%	15,0%	13,8%	12,6%	11,6%
3,00%	0%		16,3%	14,9%	13,7%	12,5%	11,5%
3,15%	5%		16,2%	14,9%	13,6%	12,5%	11,4%
3,30%	10%		16,1%	14,8%	13,5%	12,4%	11,3%

Figura 23. Análisis de riesgo de la Alternativa II. Fuente: RETScreen.

El TIR después de los impuestos es del 13,7%. El TIR es superior a la tasa de descuento que tiene un valor del 6%, por lo que el proyecto es rentable.

Análogamente al epígrafe anterior, se establece un umbral del 10% y es fácil ver, que para las mismas fluctuaciones este proyecto presenta menores riesgos.

Únicamente el proyecto deja de ser viable para:

- Un aumento de los costes iniciales de un 5% para una reducción en la tarifa de exportación de electricidad del 10%
- Un aumento de los costes iniciales de un 10% para una reducción en la tarifa de exportación de electricidad de más del 5%.

7.4 Resumen

Las dos alternativas son rentables. El TIR presenta un valor mayor en la alternativa II, esto hace que sea más rentable, aunque suponga una mayor inversión inicial y un mayor coste por mantenimiento anual.

CAPÍTULO 8

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

8.1 Marco legal

Para realizar una Evaluación de Impacto Ambiental, habrá de referirse a un marco legal, que difiere de la Comunidad Autónoma en la que nos encontremos, aunque comparte, para todo el país una serie de leyes comunes a todo el territorio.

A nivel estatal:

- Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental
- Real Decreto 1131/1988, de 30 de septiembre, por el que aprueba el Reglamento que desarrolla el RDL 1302/1986
- Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental
- Ley 6/2001, de 8 de mayo de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental

A nivel autonómico:

- Ley 7/1994, de 18 de mayo, de Protección Ambiental
- Decreto 292/1995, de 12 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de la Comunidad Autónoma de Andalucía
- Decreto 297/1995, de 19 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Calificación Ambiental
- Decreto 153/1996, de 30 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Informe Ambiental

Andalucía exige, para Instalaciones para el aprovechamiento de energía eólica cuya potencia nominal total sea igual o superior a 1 MW, el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental.

8.2 Descripción del proyecto

El proyecto a evaluar es la repotenciación del parque eólico de Buenavista, en Cádiz. El parque se localiza entre las localidades de Barbate y Vejer de la Frontera, dentro de la comarca de La Janda. Se localiza a unos 7 km del Océano Atlántico a una altitud media de 178 m, cercano al río y al embalse de Barbate.

El parque eólico actual consta de 26 aerogeneradores DESA A300, de 30 m de diámetro de rotor y 300 kW de potencia unitaria, por el contrario, se propone el cambio de aerogeneradores al modelo N80 NORDEX con una potencia unitaria de 2.5 MW cada uno y un diámetro de rotor de 80 m. Según la propuesta considerada el número de aerogeneradores será 4 o 5, para la alternativa I o II respectivamente.

Con la sustitución de aerogeneradores se conseguiría pasar de una potencia instalada de 7,8 MW a 10 MW o a 12,5 MW, para las alternativas I o II respectivamente.

Existen en el desarrollo de este proyecto en particular, cuatro fases en las que se pueden producir acciones que impacten sobre el medio:

1. Deshabilitación del parque actual
2. Construcción
3. Explotación
4. Abandono

8.3 Inventario Ambiental

Este punto pretende definir un ámbito de estudio, ya que cada proyecto presenta unas características específicas. Con razón de evaluar un parque eólico, habrá que tener en cuenta el ensayo más exhaustivo de los factores que más relación tengan con el mismo.

8.3.1. Clima

La provincia presenta un clima mediterráneo con influencias atlánticas. La localización de la provincia hace que las temperaturas sean suaves por el efecto cercano del mar, que las precipitaciones sean escasas y que los vientos sean fuertes. Se muestra en las Figuras 18 y 19, una evolución anual de precipitaciones y temperaturas anuales, respectivamente (Atlas Climático, 2017).

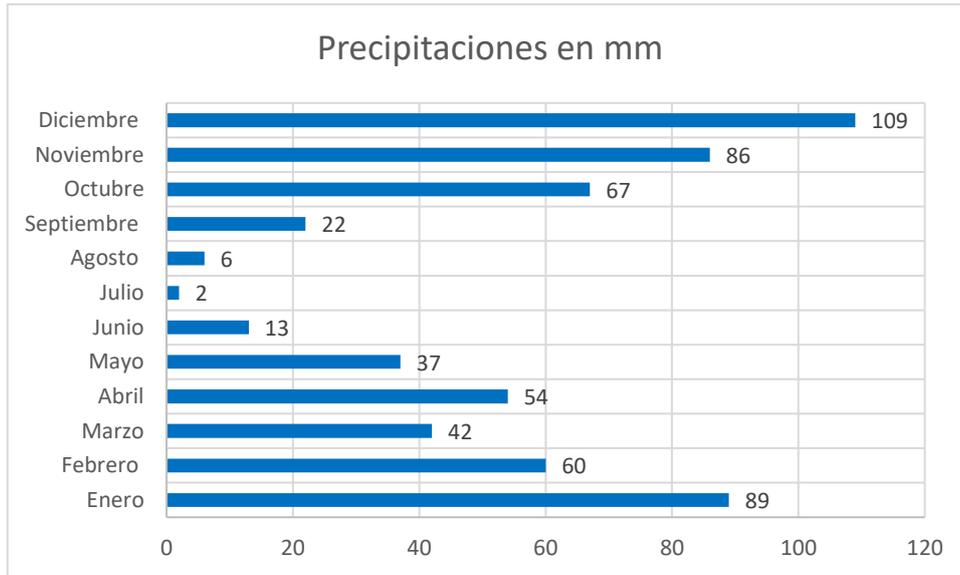


Figura 18. Precipitaciones medias en la provincia de Cádiz. Fuente: Clima Cádiz

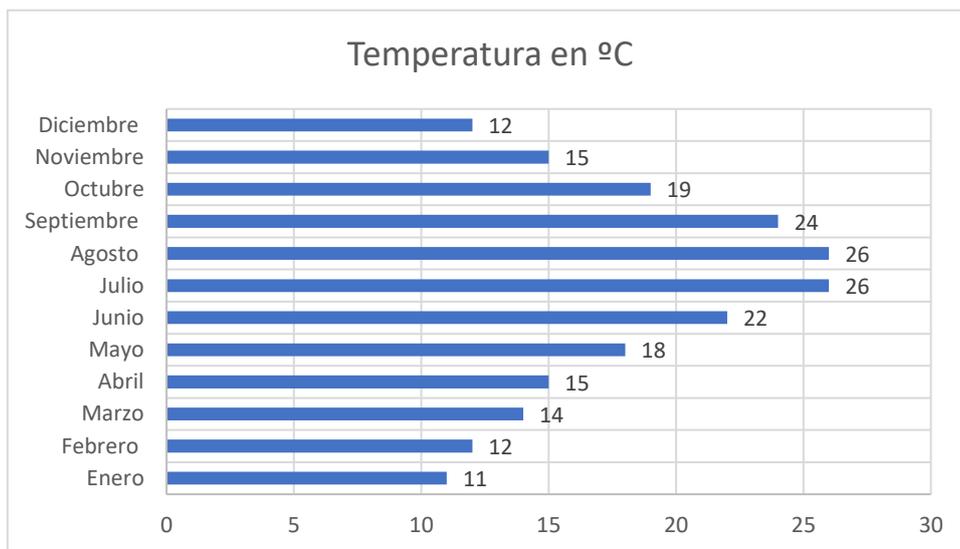


Figura 19. Temperaturas medias en la provincia de Cádiz. Fuente: Clima Cádiz

8.3.2 Aire

Según la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio (Junta de Andalucía, 2017-2), se han extraído estos valores acerca del aire de la provincia, teniendo en cuenta varios meses del año en curso.

En la provincia, el nivel de monóxido de carbono adquiere valores por debajo del valor límite para la protección de la salud humana. El dióxido de nitrógeno tiene mayores valores que el gas anterior, incluso alcanza el 50% del valor en zonas como Jerez.

Con lo que se refiere a pequeñas partículas sólidas en el aire, el valor llega en numerosos municipios al valor límite para la protección de la salud humana en algunos picos diarios, manteniéndose muy cerca de este límite a lo largo del día.

8.3.3 Geología

Para consultar el tipo de suelos que existen en la provincia, se recurre al Instituto Geológico y Minero de España (IGME, 2003). Según la MAGNA 50 – Hoja 1073, se encuentra la zona donde se encuentra el parque eólico de Buenavista, señalado con una flecha en la Figura.

Se comprueba con la leyenda que la zona donde se localiza la totalidad del parque está compuesta por margas y biocalcarenita, como ya se ha comentado anteriormente.

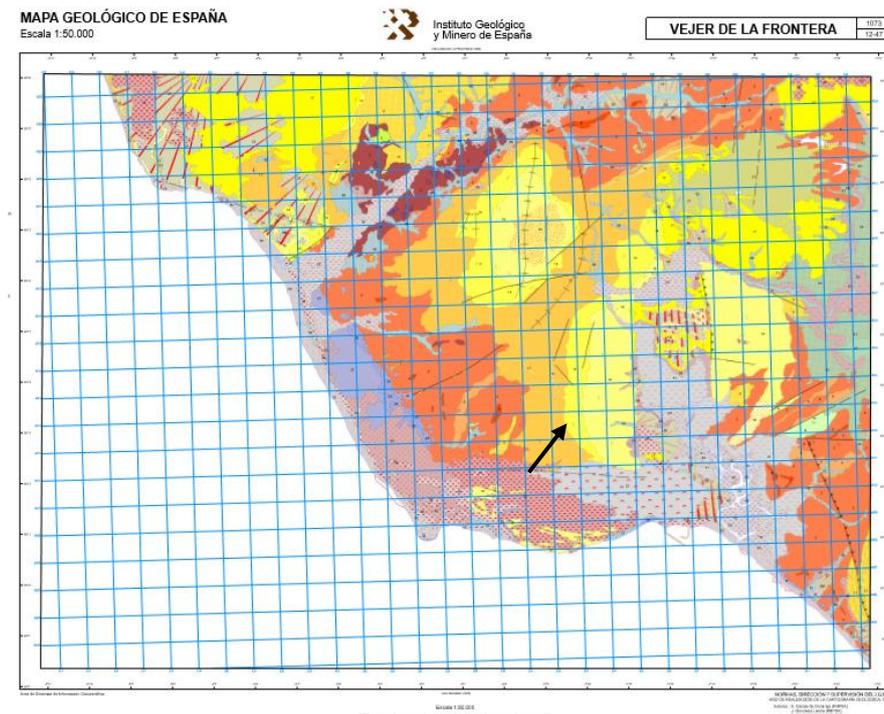


Figura 20. Zona geológica Vejer de la Frontera. Fuente: IGME

8.3.4 Agua

Con lo que a la hidrografía refiere, el Embalse de Barbate se localiza aproximadamente a 30 km al noreste del parque.

El Océano Atlántico se encuentra a tan solo 7,8 km en dirección oeste.

El río Barbate, por el contrario, discurre de norte a sur a una distancia media de 3 km, bordeando la cadena montañosa que se sitúa en la parte este del parque. Además, en la parte norte, se localiza el arroyo de Montecote.

8.3.5 Vegetación

Según la diputación de Cádiz, en la provincia de Cádiz, se encuentran en mayor medida bosques de alcornoques, encinas y quejigos, frecuentemente mezclados con algarrobos, acebuches, madroños, espinos y lentiscos.

Los bosques de pino piñonero se extienden por toda la provincia y se distribuyen por toda la franja litoral.

También destaca el bosque de pinsapos, que son un tipo de abeto mediterráneo y las superficies dedicadas al ganado se suelen ocupar por pastizales,

También abundan melojos y acebuches. Aunque existe una vegetación característica, el bosque de laurisilva.

La vegetación cercana al agua se compone de álamos, sauces, fresnos y tarajes, y eucaliptos. Y con lo que refiere a la vegetación de las salinas y marismas, la forman tipos de matorrales halohidrófilos, espartina, armajo, salado, martavacas o saladillo.

El matorral que más abunda son los con lentiscales, coscojares, jarales, palmitares, retamares y garriga.

En el fondo de las sierras, existen galerías formadas predominantemente por alisos además de fresnos y sauces.

8.3.6 Fauna

Según la diputación de Cádiz, la fauna en la provincia es la que sigue.

Mamíferos

Adentrándose en la sierra, las principales especies que aparecen son el corzo, el ciervo, la cabra montés, el muflón y el gamo, correspondientes a la caza mayor y el conejo, la liebre y el zorro, correspondientes a la menor.

También se encuentran meloncillos, ginetas, nutrias, turones, gato montés, comadreja y murciélagos.

Aves

Como ya se ha comentado en varias ocasiones por esta provincia discurre un amplio flujo migratorio entre Europa y África.

En el Campo de Gibraltar, las aves que más abundan son la cigüeña blanca, el halcón abejero y el milano negro. Aunque también se dejan ver el águila imperial, la cigüeña negra, el buitre negro, el halcón borní, el elanio azul, el alimoche, el aguilucho lagunero, el aguilucho cenizo, el águila perdicera, el halcón de eleonor y el halcón peregrino.

Además, al contar con espacios naturales tan específicos se pueden ver especies tan escasas como el calamón, la focha cornuda o la malvasía.

Durante las migraciones, se observan desde ciertos lugares aves limícolas, estérnidos, anátidas, ardeidas o passeriformes.

En las zonas costeras, se refugian aves como mirlos, cárabos, carboneros, cuervos, herrerillos o currucas, y en los acantilados, por el contrario, se encuentran colonias de gaviotas patiamarillas, garcillas bueyeras, cormoranes o halcones peregrinos.

En los embalses se concentran águilas pescadoras y garzas reales y en los complejos endorreicos se reproducen entre otras las malvasías ibéricas, el calamón y las cercetas pardillas.

También se encuentran en la Sierra de Grazalema numerosas rapaces rupícolas como las águilas perdiceras, calzadas, reales, azores y gavilanes.

Y como un dato a destacar, aquí se encuentra una de las colonias reproductoras de buitres leonados más importantes de la península.

En la comarca en la que se encuentra nuestro parque eólico, se pueden observar principalmente águilas imperiales.

Anfibios

Se encuentran principalmente de pequeño tamaño, como el gallipato, la salamandra común, el tritón jaspeado, el sapillo pintojo meridional, el sapo de espuelas, el moteado, el sapo común y el corredor y la ranita meridional o rana común.

Reptiles

Destacan el camaleón común, el galápago europeo y leproso, salamanquesa rosada y común, eslizón ibérico y tridáctilo, lagartija colirroja, ibérica, colilarga y cenicienta, lagarto ocelado, culebrilla ciega, culebra de herradura, lisa meridional, de escalera, de cogulla, bastarda, viperina y de collar, y la víbora hocicuda.

Otros

Destacan peces, moluscos, artrópodos y equinodermos, sobretodo en el Estrecho, debido a los procesos migratorios marinos de diversas especies de túnidos, quelonios y mamíferos marinos.

En el Estrecho también, se destacan los avistamientos de ballenas, calderones, orcas, cachalotes, rorcuales y delfines.

8.3.7 Paisajes protegidos

Se muestran los espacios protegidos con los que cuenta la provincia en la Figura 21 (Diputación Cádiz).

Se puede observar que muy cerca de donde se localiza el parque, se encuentra la Breña y las marismas de Barbate, zona ZEC-ZEPA y los Acebuchales de la Campiña Sur de Cádiz, zona LIC.

No tan lejos, también se encuentran otras dos LIC, el Pinar de Roche, la punta de Trafalgar y el Río Salado de Conil.

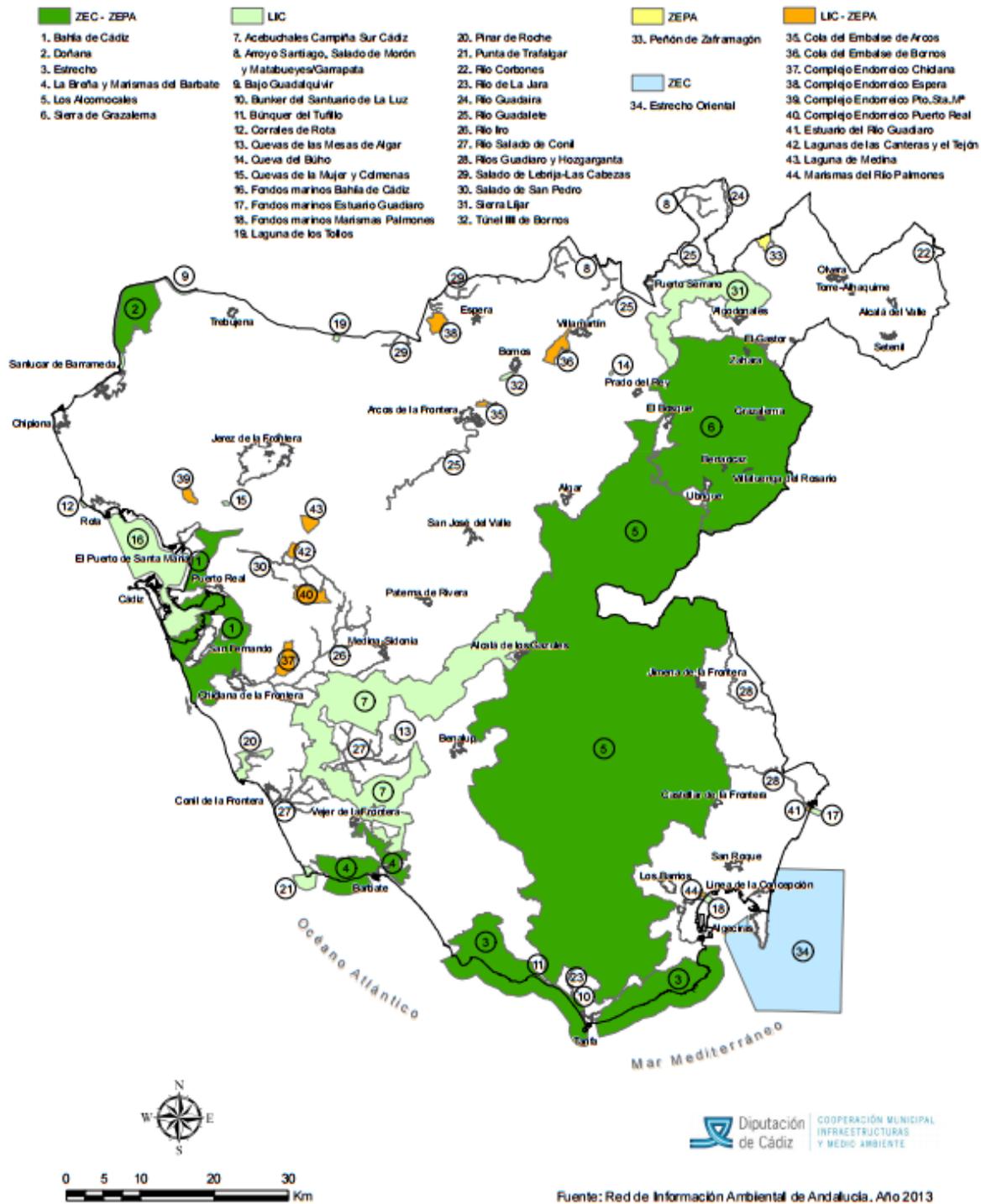


Figura 21. Red Natura 2000, Cádiz. Fuente: Diputación de Cádiz.

8.3.8 Población humana

El parque se encuentra entre las localidades de Vejer de la Frontera y Barbate, distanciados 3 km y 6 km respectivamente de este parque. No mucho más lejos, a 12 km se encuentra Conil de la Frontera y siguiendo la costa hacia el sur encontramos las localidades de el Palmar, Zahora y Los Caños de Meca. A 3 km hacia el interior, se encuentra la Ribera de la Oliva, un pueblo perteneciente al municipio de Barbate que cuenta únicamente con 334 habitantes.

El municipio de Vejer de la Frontera, cuenta con una población de 12 788 hab. y una superficie de 262,88 km². Barbate, tiene una población de 22 720 hab. y una superficie de 143,4 km².

8.4 Identificación de factores afectados

Se van a identificar, en cualquiera de las fases del proyecto, aquellos factores ambientales que van a verse afectados con el desarrollo del parque eólico. Según el proyecto, habrán de tenerse en cuenta unos u otros, según el alcance del mismo.

El Libro de Impacto Ambiental (Gómez Orea, 2003) define por secciones, los distintos factores ambientales para la posible evaluación.

Tabla 37. Factores a considerar para la valoración de impacto. Fuente: Elaboración propia.

Características físicas y químicas	Tierra	Suelos
	Atmósfera	Calidad
Procesos	Erosión	
	Compactación y asentamientos	
	Movimiento de aire	
Condiciones biológicas	Flora	
	Fauna	Aves
		Animales terrestres
Estéticos	Paisajes	

8.5 Valoración de impactos

Se utilizará para valorar los impactos sobre los factores del epígrafe anterior, el Método de Leopold, que fue desarrollado por el Servicio Geológico del Departamento del Interior de Estados Unidos.

El método consiste en desarrollar una matriz donde se relacionen los factores del epígrafe anterior con las acciones asociadas al proyecto cuya finalidad es la obtención del Índice de Impacto Ambiental. Para caracterizar estos impactos se tienen en cuenta ciertos atributos a los que se les asocia un valor y que se muestran en la Figura.

Para rellenar la matriz, se evalúa cada acción sobre cada factor, sumando los valores de cada uno de los atributos anteriores. Este valor de incidencia obtenido (X), se normaliza en una escala desde cero hasta la unidad con la Ecuación 16.

$$X' = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}$$

Ecuación 16.

Tabla 38. Definición de los atributos y sus valores asociados. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental.

Signo	Considera si el efecto es beneficioso, perjudicial o no afecta al factor	Beneficioso	+
		Perjudicial	-
		Indeterminado	X
Intensidad	Se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor	Parcial	1
		Total	3
Momento	Alude al tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto. Un impacto es inmediato si el tiempo transcurrido es nulo, a corto plazo si es inferior a un año, a medio plazo si va de 1 a 5 años y a largo plazo si es mayor de 5 años	Largo plazo	1
		Medio plazo	2
		Corto plazo	3
		Inmediato	4
Persistencia	Se refiere al tiempo que permanecería el efecto desde a su aparición y a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales o por la introducción de medidas correctoras. El impacto es fugaz si este tiempo es menor de un año, temporal de 1 a 10 años y permanente si es superior a 10 años.	Fugaz	1
		Temporal	2
		Permanente	3
Reversibilidad	Indica la posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el proyecto por medios naturales una vez que la acción deja de incidir sobre el medio.	Reversible	1
		Irreversible	3
Recuperabilidad	Indica la posibilidad de recuperación del factor afectado mediante la aplicación de medidas correctoras	Recuperable	1
		Irrecuperable	3
Sinergia	Este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. Un impacto es sinérgico si dos efectos simultáneos producen un impacto superior a la suma de ambos.	Leve	1
		Media	2
		Fuerte	3
Acumulación	Da una idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto cuando persiste de forma continuada la acción que lo genera	Simple	1
		Acumulativo	3
Efecto	Se refiere a la relación causa-efecto. El efecto puede ser directo, siendo la repercusión de la acción consecuencia directa de ésta, o indirecto si su manifestación no es consecuencia de la acción, sino que tienen lugar a partir de un impacto directo, actuando éste como acción de segundo orden.	Indirecto	1
		Directo	3
Periodicidad	Se refiere a la regularidad de manifestación del efecto.	Irregular	1
		Cíclico	2
		Constante	3

Tabla 39. Matriz de Leopold. Fuente: Elaboración propia.

		Acciones													Suma de la acción del factor	
		Deshabilitación del parque actual				Construcción				Explotación		Abandono				
		Desmantelamiento de aerogeneradores	Eliminación de cimentación	Desmantelamiento de red eléctrica	Rehabilitación del terreno	Acondicionamiento del terreno	Excavación del terreno	Nueva cimentación	Montaje de aerogeneradores	Funcionamiento del parque	Mantenimiento	Desmantelamiento de aerogeneradores	Eliminación de cimentación	Desmantelamiento de red eléctrica		Rehabilitación del terreno
Características físicas y química	Suelos	0,26	0,26	0,26	-0,42	0,26	0,26	0,26				0,26	0,26	0,26	-0,42	1,53
	Calidad aire	0,21	0,21	0,21	-0,26	0,21	0,21	0,21	0,21			0,21	0,21	0,21	-0,26	1,58
Procesos	Erosión	0,16	0,16	0,16		0,16	0,16	0,16	0,16			0,16	0,16	0,16		1,58
	Compactación y asentamientos							0,26	0,32							0,58
	Movimiento de aire									0,58						0,58
Condiciones biológicas	Flora	0,21	0,21	0,21	-0,37	0,47	0,26	0,26	0,26			0,21	0,21	0,21	-0,37	1,79
	Aves	0,37	0,11	0,11	-0,26	0,37	0,11	0,11	0,42	0,58		0,37	0,11	0,11	-0,26	2,21
	Animales terrestres	0,11	0,16	0,16	-0,26	0,37	0,16	0,16	0,11	0,58		0,11	0,16	0,16	-0,26	1,68
Estéticos	Paisajes															
		0,32	0,21	0,21	-0,26	0,16	0,21	0,21	0,32	0,47		0,32	0,21	0,21	-0,26	2,32
Otros	Ruido	0,21	0,21	0,21		0,21	0,21	0,21	0,21	0,58		0,21	0,21	0,21		2,68
Suma del efecto de la acción		1,84	1,53	1,53	-1,84	2,21	1,58	1,84	2,00	2,79		1,84	1,53	1,53	-1,84	

Según la Tabla 39 se observa que las aves, el paisaje y el ruido son los tres factores con más impacto y que el funcionamiento del parque es la acción que más impacto provoca, como era de esperar, por su larga duración.

8.6 Medidas correctoras

8.6.1 Ruido

El primer impacto a tener en cuenta es el ruido del parque, este factor se mantiene durante todas las fases del proyecto. En la fase de deshabilitación del parque actual y en el de desmantelamiento, principalmente a maquinaria y durante la explotación del parque, a los aerogeneradores.

El problema del ruido, no se considera solamente en el emplazamiento del parque, es necesario saber si el nivel de ruido afectará a las localidades cercanas.

Según el RD 1367/2007 se admiten como máximo dentro de una vivienda 45 dB. Para saber si el parque cumple con la normativa, se recurre a una herramienta proporcionada por Windpower. Evaluando la finca más cercana al parque situada a 600 m, el informe procedente del organismo anterior proporciona niveles de ruido de 36 dB, con lo que los núcleos de población cumplen con la legislación. Con lo que a maquinaria se refiere, se deberá respetar el horario nocturno del municipio en el que se localice el parque.

8.6.2 Paisajes

El parque supone un gran impacto visual a todos los efectos, durante todo su periodo de vida. Algunas medidas que se pueden adoptar para que el aerogenerador se integre en el paisaje son, por ejemplo, pintar el aerogenerador con tonos mate para que el brillo no influya en su visibilidad o usar materiales para las plataformas y para los caminos lo más parecidos posibles a los ya existentes

Con respecto al vertido de materiales en el proyecto, se utilizarán vertederos autorizados por la Conserjería de Medio Ambiente.

8.6.3 Fauna

Las aves en particular son las especies más afectadas con este proyecto, la fauna terrestre puede desplazarse hacia otras zonas. Aunque se recomienda no realizar las obras de desmantelamiento del parque en periodo reproductor.

Las luces colocadas en las aspas de los aerogeneradores, serán de color rojo intermitente para minimizar el efecto que pueda tener sobre la fauna nocturna.

Como solución para la reducción de ruido y la mortandad de aves y murciélagos se propone la utilización del sistema ICIWS, que aumenta la velocidad umbral de puesta en marcha del aerogenerador o también la introducción en el aerogenerador de un sistema de detección de aves que sea capaz de emitir señales acústicas con la proximidad de éstas.

8.6.4 Flora

Ha de restringirse la superficie de ocupación de la obra y evitar, con el desbroce, la excavación o procesos similares afectar a las zonas de mayor interés. Aunque en la fase de abandono se procede a recuperar esta flora afectada, por ello el impacto no es tan acusado.

8.6.5 Calidad de aire

La calidad del aire se ve afectada durante las fases de construcción, sobre todo, por el uso de combustibles fósiles usados en la maquinaria. Además de los gases de efecto invernadero, se genera polvo y partículas que pueden llegar a afectar a las localidades cercanas. Por ello, se realizarán controles de emisiones con cierta frecuencia y se deberá utilizar maquinaria en la menor medida de lo posible.

8.6.6 Suelos

Para afectar lo mínimo en la geología de la zona, ha de ocuparse la menor zona posible en el transcurso de la obra, aprovechando los caminos existentes y limitando el acceso.

Tras la fase de explotación se procede a la rehabilitación del terreno, con lo que es un factor reversible.

8.6.7 Movimiento del aire

Como solución para la reducción de ruido y la mortandad de aves y murciélagos se propone la utilización del sistema ICIWS, que aumenta la velocidad umbral de funcionamiento del aerogenerador.

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES

El parque de Buenavista actual, localizado en Cádiz, tiene instalados 26 aerogeneradores de únicamente 300 kW. La potencia de 7800 MW instalados no es coherente con respecto al recurso eólico proporcionado por el Atlas Eólico. Teniendo en cuenta estos factores y que además el parque está llegando al final de su vida útil, se repotencia.

Para llevar a cabo esta repotenciación, primero se realiza un estudio para caracterizar por completo el recurso eólico y un cálculo de la producción anual de energía, que se estima en 21835,510 MWh/año.

Tras la caracterización actual del parque y del recurso, se procede a la selección de los nuevos aerogeneradores que estarán en un rango entre 2 MW y 2,5 MW, ya que si la elección del aerogenerador fuera de más potencia, su tamaño no sería compatible con el paso de las aves migratorias que por la zona transitan. Se elige el aerogenerador de la marca NORDEX N80 de 70 m de altura y 80 m de diámetro de rotor.

Con este modelo se proponen dos alternativas, la primera, donde se mantiene la potencia del parque actual y la segunda, donde se intenta maximizar la potencia. Tras el estudio de localización de los nuevos aerogeneradores se estima la energía anual de la primera alternativa en 52266,4 MWh/año y de la segunda en 64795,54 MWh/año.

Para la selección de la alternativa se realiza un estudio de viabilidad económica con el programa RETScreen, donde, a partir del VAN y la TIR se determina que la mejor alternativa, es la segunda, por poseer un mayor valor de Tasa Interna de Retorno.

Debido a que esta zona es muy susceptible de impacto ambiental, se desarrolla un Estudio de Impacto Ambiental sobre esta alternativa seleccionada. Tras analizar los impactos, los factores más afectados son el ruido, las aves y el paisaje, se proponen, no obstante, medidas preventivas para reducir los impactos en todos los factores considerados como Plan Ambiental.

CAPÍTULO 10

REFERENCIAS

- AEE, 2017-1: Asociación Eólica Española, la eólica en España, www.aeeolica.org, 2017.
- AEE, 2017-2: Asociación Eólica Española, www.aeeolica.org, 2017.
- Atlas Climático, 2017: Atlas Climático, Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, agroclimap.aemet.es, 2017.
- Diputación de Cádiz, Espacios naturales protegidos-Red Natura 2000, 2013, www.dipucadiz.es, 2017.
- DWIS, 2017-1: Efecto Parque, Danish Wind Industry Association, www.windpower.org, 2017.
- DWIS, 2017-2: Efecto colina-efecto túnel, Danish Wind Industry Association, www.windpower.org, 2017.
- Ecología, 05/2007: Tarifa alcanza el teravatio hora de energía facturada, posts.es, 2017.
- El País, 2001: Un juzgado de Cádiz anula la paralización del parque eólico de Buenavista, elpais.com, 2017.
- Energías renovables, 2016: El parque eólico "El Cabrito" se repotencia, www.energias-renovables.com, 2017.
- Gómez Orea, 2003: Evaluación de Impacto Ambiental, Domingo Gómez Orea y M^a Teresa Gómez, (3^a Ed.), S.A. Muneli-Prensa Libros, 2013.
- IDAE, 2017-1: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, www.idae.es, 2017.
- IDAE, 2017-2: Atlas eólico de IDAE, www.idae.es, 2017.
- IGME, 2003: Mapa cartográfico, Instituto Geológico y Minero de España, www.igme.es, 2017.
- ITC: Instituto Tecnológico de Canarias, www.gobiernodecanarias.org, 2017.
- Junta de Andalucía, 2017-1: Recurso eólico en Andalucía, www.juntadeandalucia.es, 2017.
- Junta de Andalucía, 2017-2: Se desmantelan parques eólicos, www.juntadeandalucia.es, 2017.
- Junta de Andalucía, 2017-3: calidad del aire de Cádiz, www.juntadeandalucia.es, 2017.
- PER, 2011-2020: Plan de Energías Renovables 2011-2020, Ministerio de Industria y Comercio, www.minetad.gob.es, 2017.
- Prysmian, 2014: Cables y Accesorios para media tensión, Prysmian, www.prysmianclub.es, 2017.
- Red Hidrográfica y embalses de la provincia de Cádiz: Mapa red Hidrográfica y embalses de la provincia de Cádiz, www.dipucadiz.es, 2017.
- Revista Ecologista, 09/2005: Ecologistas en acción números del 37 al 44, www.ecologistasenaccion.org, 2017.
- Roger, 2010: Tecnología Eléctrica, (3^a Ed.), José Roger Folch, Martín Riera Guasp y Carlos Roldán Porta, Síntesis.D.L., Madrid, 2010.
- The Wind Power: Parque eólico de Buenavista, thewindpower.net, 2017.

PRESUPUESTO

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN

El presupuesto se ha realizado con el programa de presupuesto Presto. Para cada alternativa, el presupuesto, se divide en tres capítulos genéricos, definiendo éstos el presupuesto descompuesto. Cada subcapítulo que lo compone está formado por partidas, cada una de ellas con una serie de unidades de obra.

Las unidades de obra se definen según la base de datos del IVE (Instituto Valenciano de Edificación) y hacen referencia al material, maquinaria, operarios costes directos o indirectos de cada subcapítulo.

En el capítulo 3 y 4 se definen las mediciones de cada unidad de obra para las alternativas I y II, llegando al resumen del presupuesto. En él, se establecen, según la Orden FOM/1824/2013, unos porcentajes para los costes indirectos, para el beneficio industrial y para los gastos generales.

CAPÍTULO 2

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

Código	Cantidad Ud	Resumen	Precio	Subtotal	Importe
--------	-------------	---------	--------	----------	---------

CAPÍTULO C01 Aerogeneradores

C01.1 ud Desmantelamiento aerogenerador

Retirada de aerogeneradores, incluyendo la zapata de hasta una profundidad de 1 m, incluyendo picado de la ferra.

MMME.7a	4,000 h	Retro-pala con martillo rompedor	120,00	480,00	
MMMG12f	10,000 h	Grúa 100T	300,00	3.000,00	
MMMT14a	35,000 h	Camión basculante	100,00	3.500,00	
MOOB.8a	20,000 h	Oficial 1ª Soldador	100,00	2.000,00	
MOOB.10a	20,000 h	Ayudante soldador	13,17	263,40	
%	2,000 %	Costes directos complementarios	9.243,40	184,87	

TOTAL PARTIDA.....9.428,27

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NUEVE MIL CUATROCIENTOS VEINTIOCHO EUROS con VEINTISIETE CÉNTIMOS

C01.2 ud Aerogenerador

AERO2.5	1,000	Aerogenerador de 2.5 MW	2.479.400,00	2.479.400,00	
---------	-------	-------------------------	--------------	--------------	--

TOTAL PARTIDA.....2.479.400,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MILLONES CUATROCIENTOS SETENTA Y NUEVE MIL CUATROCIENTOS EUROS

CAPÍTULO C02 Obra civil

SUBCAPÍTULO C02.1 Acondicionamiento del terreno

C02.1.1 m2 Despeje y desbroce del terreno

MOOA12a	0,016 h	Peón ordinario construcción	13,11	0,21	
MMMR.2dc	0,004 h	Pala crgra de oruga 128cv 1.5m3	84,41	0,34	
%	2,000 %	Costes directos complementarios	0,60	0,01	

TOTAL PARTIDA..... 0,56

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CERO EUROS con CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS

Código	Cantidad Ud	Resumen	Precio	Subtotal	Importe
--------	-------------	---------	--------	----------	---------

SUBCAPÍTULO C02.2 Movimientos de tierras

C02.2.1 m3 Excv de znj mmec

Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio in-

MOOA12a	0,016 h	Peón ordinario construcción	13,11	0,21
MOOA.8a	0,010 h	Oficial 1ª construcción	15,77	0,16
MMME.2fd	0,062 h	Retro orugas 150cv 1,4 m3	87,00	5,39
%	2,000 %	Costes directos complementarios	5,80	0,12

TOTAL PARTIDA..... 5,88

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO EUROS con OCHENTA Y OCHO CÉNTIMOS

C02.2.2 m3 Excv tie cielo abt mmec

Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga.

MOOA12a	0,001 h	Peón ordinario construcción	13,11	0,01
MMMR.1bb	0,050 h	Pala crgra de neum 102CV 1,7m3	44,61	2,23
%	2,000 %	Costes directos complementarios	2,20	0,04

TOTAL PARTIDA..... 2,28

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS EUROS con VEINTIOCHO CÉNTIMOS

SUBCAPÍTULO C02.3 Cimentación

C02.3.1 M3 Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/40/IIb+Qa

Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/40/IIb+Qa preparado en central para hormigonado de losas de cimentación y soleras, incluido el vertido directo desde camión, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C

MOOA.8a	0,100 h	Oficial 1ª construcción	15,77	1,58
MOOA11a	0,400 h	Peón especializado construcción	13,60	5,44
MMMH.5a	0,070 h	Vibrador gasolina aguja O30-50	1,42	0,10
PBPC.4cabb	1,050 m3	H 40 Blanda TM 40 IIb+Qa	92,55	97,18
%	2,000 %	Costes directos complementarios	104,30	2,09

TOTAL PARTIDA.....106,39

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SEIS EUROS con TREINTA Y NUEVE

CAPÍTULO C03. I Instalación eléctrica

C03.01 HEPRZ1 25 mm2

Línea subterránea de 20kVdirectamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de 25

MOOA.8a	0,091 h	Oficial 1ª construcción	15,77	1,44
MOOA12a	0,091 h	Peón ordinario construcción	13,11	1,19
MOOE.8a	0,124 h	Oficial 1ªelectricista	15,77	1,96
MOOE12a	0,124 h	Peón electricista	13,11	1,63
COND50	1,000 m	Cable unipolar HEPRZ1 de 25 mm2 de sección	14,65	14,65
MMT.8\$	0,011 h	Dumper de descarga frontal 2 t de carga	9,38	0,10
MMMC11a	0,082 h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg tipo rana	3,54	0,29

Código	Cantidad	Ud Resumen	Precio	Subtotal	Importe
MMMT.10a	0,005 h	Camión cisterna de 8m3 de capacidad	40,59	0,20	
mtAR010	0,058 m3	Arena de 0 a 5mm	12,02	0,70	
%	2,000 %	Costes directos complementarios	22,20	0,44	

TOTAL PARTIDA.....22,60

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTIDOS EUROS con SESENTA CÉNTIMOS

C03.02 **HEPRZ1 150mm2**
Línea subterránea de 20kVdirectamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de150

MOOA.8a	0,091 h	Oficial 1ª construcción	15,77	1,44	
MOOA12a	0,091 h	Peón ordinario construcción	13,11	1,19	
MOOE.8a	0,124 h	Oficial 1ªelectricista	15,77	1,96	
MOOE12a	0,124 h	Peón electricista	13,11	1,63	
COND150	1,000 m	Cable unipolar HEPRZ1 de 150 mm2 de sección	19,84	19,84	
MMT.8\$	0,011 h	Dumper de descarga frontal 2 t de carga	9,38	0,10	
MMMC11a	0,082 h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg tipo rana	3,54	0,29	
MMMT.10a	0,005 h	Camión cisterna de 8m3 de capacidad	40,59	0,20	
mtAR010	0,058 m3	Arena de 0 a 5mm	12,02	0,70	
%	2,000 %	Costes directos complementarios	27,40	0,55	

TOTAL PARTIDA.....27,90

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTISIETE EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS

CAPÍTULO C03. II Instalación eléctrica

C03.01 **HEPRZ1 70 mm2**
Línea subterránea de 20kVdirectamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de 70

MOOA.8a	0,091 h	Oficial 1ª construcción	15,77	1,44	
MOOA12a	0,091 h	Peón ordinario construcción	13,11	1,19	
MOOE.8a	0,124 h	Oficial 1ªelectricista	15,77	1,96	
MOOE12a	0,124 h	Peón electricista	13,11	1,63	
COND50	1,000 m	Cable unipolar HEPRZ1 de 70 mm2 de sección	16,78	16,78	
MMT.8\$	0,011 h	Dumper de descarga frontal 2 t de carga	9,38	0,10	
MMMC11a	0,082 h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg tipo rana	3,54	0,29	
MMMT.10a	0,005 h	Camión cisterna de 8m3 de capacidad	40,59	0,20	
mtAR010	0,058 m3	Arena de 0 a 5mm	12,02	0,70	
%	2,000 %	Costes directos complementarios	24,30	0,49	

TOTAL PARTIDA.....24,78

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTICUATRO EUROS con SETENTA Y OCHO CÉNTIMOS

C03.02 **HEPRZ1 150mm2**
Línea subterránea de 20kVdirectamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de150

MOOA.8a	0,091 h	Oficial 1ª construcción	15,77	1,44	
MOOA12a	0,091 h	Peón ordinario construcción	13,11	1,19	

Código	Cantidad	Ud	Resumen	Precio	Subtotal	Importe
MOOE.8a	0,124	h	Oficial 1ªelectricista	15,77	1,96	
MOOE12a	0,124	h	Peón electricista	13,11	1,63	
COND150	1,000	m	Cable unipolar HEPRZ1 de 150 mm2 de sección	19,84	19,84	
MMT.8\$	0,011	h	Dumper de descarga frontal 2 t de carga	9,38	0,10	
MMMC11a	0,082	h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg tipo rana	3,54	0,29	
MMMT.10a	0,005	h	Camión cisterna de 8m3 de capacidad	40,59	0,20	
mtAR010	0,058	m3	Arena de 0 a 5mm	12,02	0,70	
%	2,000	%	Costes directos complementarios	27,40	0,55	

TOTAL PARTIDA.....27,90

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTISIETE EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS

CAPÍTULO 3

ALTERNATIVA I

3.1 Presupuesto y mediciones

Código	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Altura	Cantidad	Precio	Importe
CAPÍTULO C01 Aerogeneradores								
C01.1	ud Desmantelamiento aerogenerador							
	Retirada de aerogenerados, incluyendo la zapata de hasta una profundidad de 1 m, incluyendo pica do de la ferralla, limpieza y retirada de escombros a pie de carga, con transporte al vertedero, i. p.p. de medios auxiliares.							
	Desmontaje de generadores	26				26,00	9.428,27	245.135,02
C01.2	ud Aerogenerador							
	Nuevos aerogeneradores	4				4,00	2.479.400,00	9.917.600,00
TOTAL CAPÍTULO C01 Aerogeneradores.....							10.162.735,02	
CAPÍTULO C02 Obra civil								
SUBCAPÍTULO C02.1 Acondicionamiento del terreno								
C02.1.1	m2 Despeje y desbroce del terreno							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	2,00	3.410,00	0,56		1.909,60
TOTAL SUBCAPÍTULO C02.1 Acondicionamiento del terreno.....							1.909,60	
SUBCAPÍTULO C02.2 Movimientos de tierras								
C02.2.1	m3 Excv de znj mmec							
	Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	1,00	1,50	2.557,50	5,88	15.038,10
C02.2.2	m3 Excv tie cielo abt mmec							
	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga del material y su acopio intermedio.							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	1,00	0,20	341,00	2,28	777,48
TOTAL SUBCAPÍTULO C02.2 Movimientos de tierras							15.815,58	

Código	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Altura	Cantidad	Precio	Importe
SUBCAPÍTULO C02.3 Cimentación								
C02.3.1	M3 Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/40/IIb+Qa							
	Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/40/IIb+Qa preparado en central para hormigonado de losas de cimentación y soleras, incluido el vertido directo desde camión, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS.							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	1,00	1,50	2.557,50	106,39	272.092,43
	TOTAL SUBCAPÍTULO C02.3 Cimentación							272.092,43
	TOTAL CAPÍTULO C02 Obra civil.....							289.817,61
CAPÍTULO C03 Instalación eléctrica								
C03.01	HEPRZ1 25 mm2							
	Línea subterránea de 20kVdirectamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de 25 mm2 de sección, debidamente montada y en servicio.							
	Aerogenerador 1	3	800,00			2.400,00	22,60	54.240,00
C03.02	HEPRZ1 150mm2							
	Línea subterránea de 20kVdirectamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de150 mm2 de sección, debidamente montada y en servicio.							
	Aerogenerador 2	3	225,00			675,00		
	Aerogenerador 3	3	340,00			1.020,00		
	Aerogenerador 4	3	340,00			1.020,00		
						2.715,00	27,90	75.748,50
	TOTAL CAPÍTULO C03 Instalación eléctrica							129.988,50
	TOTAL							10.582.541,13

3.2 Resumen del presupuesto

C01	Aerogeneradores	10.162.735,02
C02	Obra civil	289.817,61
C03	Instalación eléctrica	129.988,50

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL (€) 10.582.541,13

13,00% Gastos generales 1.375.730,35

6,00% Beneficio industrial 634.952,47

SUMA DE G.G. y B.I. 2.010.682,82

TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA (€) 2.593.224,95

21,00% I.V.A..... 2.644.577,03

TOTAL PRESUPUESTO BASE LICITACIÓN (€) 15.237.800,98

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL (€) 15.237.800,98

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de QUINCE MILLONES
DOSCIENTOS TREINTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS EUROS con NOVENTA Y OCHO
CÉNTIMOS

, a de julio de 2017.

El promotor

La dirección facultativa

CAPÍTULO 4

ALTERNATIVA II

4.1 Presupuesto y mediciones

Código	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Altura	Cantidad	Precio	Importe
CAPÍTULO C01 Aerogeneradores								
C01.1	ud Desmantelamiento aerogenerador							
	Retirada de aerogenerados, incluyendo la zapata de hasta una profundidad de 1 m, incluyendo picado de la ferralla, limpieza y retirada de escombros a pie de carga, con transporte al vertedero, i. p.p. de medios auxiliares.							
	Desmontaje de generadores	26				26,00	9.428,27	245.135,02
C01.2	ud Aerogenerador							
	Nuevos aerogeneradores	5				5,00	2.479.400,00	12.397.000,00
TOTAL CAPÍTULO C01 Aerogeneradores.....							12.642.135,02	
CAPÍTULO C02 Obra civil								
SUBCAPÍTULO C02.1 Acondicionamiento del terreno								
C02.1.1	m2 Despeje y desbroce del terreno							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	2,00		3.410,00	0,56	1.909,60
TOTAL SUBCAPÍTULO C02.1 Acondicionamiento del terreno.....							1.909,60	
SUBCAPÍTULO C02.2 Movimientos de tierras								
C02.2.1	m3 Excv de znj mmec							
	Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	1,00	1,50	2.557,50	5,88	15.038,10
C02.2.2	m3 Excv tie cielo abt mmec							
	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga del material y su acopio intermedio.							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	1,00	0,20	341,00	2,28	777,48
TOTAL SUBCAPÍTULO C02.2 Movimientos de tierras.....							15.815,58	

Código	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Altura	Cantidad	Precio	Importe
SUBCAPÍTULO C02.3 Cimentación								
C02.3.1	M3 Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/40/IIb+Qa							
	Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/40/IIb+Qa preparado en central para hormigonado de losas de cimentación y soleras, incluido el vertido directo desde camión, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS.							
	Nuevos aerogeneradores	1	1.705,00	1,00	1,50	2.557,50	106,39	272.092,43
TOTAL SUBCAPÍTULO C02.3 Cimentación								272.092,43
TOTAL CAPÍTULO C02 Obra civil.....								289.817,61
CAPÍTULO C03 Instalación eléctrica								
C03.01	HEPRZ1 70 mm2							
	Línea subterránea de 20kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de 70 mm2 de sección, debidamente montada y en servicio.							
	Aerogenerador 1	3	510,00			1.530,00		
	Aerogenerador 5	3	230,00			690,00		
						2.220,00	24,78	55.011,60
C03.02	HEPRZ1 150mm2							
	Línea subterránea de 20kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares de aluminio HEPRZ1 de 150 mm2 de sección, debidamente montada y en servicio.							
	Aerogenerador 2	3	225,00			675,00		
	Aerogenerador 3	3	340,00			1.020,00		
	Aerogenerador 4	3	340,00			1.020,00		
						2.715,00	27,90	75.748,50
TOTAL CAPÍTULO C03 Instalación eléctrica								130.760,10
TOTAL								13.062.712,73

4.2 Resumen del presupuesto

C01	Aerogeneradores	12.642.135,02
C02	Obra civil	289.817,61
C03	Instalación eléctrica	130.760,10
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL (€)		13.062.712,73
13,00% Gastos generales		1.698.152,65
6,00% Beneficio industrial		783.762,76
SUMA DE G.G. y B.I.		2.481.915,41
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA (€)		15.544.628,14
21,00% I.V.A.		3.264.371,91
TOTAL PRESUPUESTO BASE LICITACIÓN (€)		18.809.000,05
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL (€)		18.809.000,05

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DIECIOCHO MILLONES OCHOCIENTOS NUEVE MIL EUROS con CINCO CÉNTIMOS

, a de julio de 2017.

El promotor

La dirección facultativa