



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA ACTUACIÓN DE REPOWERING DE UN PARQUE EÓLICO DE 1ª GENERACIÓN DE 30 MW CON AEROGENERADORES DE TECNOLOGÍA ACTUAL EN TARIFA.

AUTOR: JAVIER OLIVER GENOVÉS
TUTOR: RICARDO SANCHIS ARNAL
COTUTOR: SERGIO GALLARDO BERMELL

Curso Académico: 2015-16

AGRADECIMIENTOS

Quería aprovechar para dar las gracias a mis tutores, Ricardo y Sergio, por los conocimientos que me han hecho adquirir y el interés que me han hecho despertar en el campo de generación de energía. Agradezco también a Sergio la ayuda prestada y su disposición en cada momento de los últimos meses.

Por último, quiero recordar a amigos, compañeros y familiares que me han transmitido fuerza y ánimos para llevar a cabo la elaboración del trabajo.

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado trata de la repotenciación mediante distintas alternativas del parque eólico de Tahivilla (Tarifa, Cádiz). Se busca un mayor aprovechamiento del viento de la zona con la instalación de aerogeneradores de tecnología actual.

Para ello, se lleva a cabo un análisis del potencial eólico del área estudiada con la ayuda del Atlas Eólico del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Conociendo los parámetros del viento de cada punto se procede a elegir el modelo de aerogenerador, siendo seleccionado el que más energía produce en dichos puntos. Además se elaboran diferentes alternativas en función de la potencia a instalar y de la ubicación de cada máquina. Cada alternativa dispone también del cálculo de su infraestructura eléctrica, intentando aprovecharse la subestación transformadora ya construida. Por otra parte, se ha realizado un estudio de impacto ambiental para interferir lo menos posible en el medio ambiente, respetar las zonas protegidas de la región y utilizar algunas medidas correctoras. Finalmente, con ayuda del software RETScreen se lleva a cabo el cálculo de la viabilidad de cada alternativa teniendo en cuenta diferentes hipótesis.

Palabras clave: Tarifa, parque eólico, infraestructura eléctrica, impacto ambiental, análisis de viabilidad.

RESUM

El present Treball de Fi de Grau tracta de la repotenciació per mitjà distintes alternatives del parc eòlic de Tahivilla (Tarifa, Cadis). Es busca un major aprofitament del vent de la zona amb la instal·lació de aerogeneradors de tecnologia actual.

Per a això, es du a terme un anàlisi del potencial eòlic de l'àrea estudiada amb la ajuda de l'Atlas Eòlic de l'Institut per a la Diversificació i Estalvi de l'Energia (IDAE). Coneixent els paràmetres del vent de cada punt es procedeix a triar el model d'aerogenerador, sent seleccionat el que més energia produïx en dits punts. A més s'elaboren diferents alternatives en funció de la potència a instal·lar i de la ubicació de cada màquina. Cada alternativa disposa també del càlcul de la seua infraestructura elèctrica, intentant aprofitar-se la subestació transformadora ja construïda. D'altra banda, s'ha realitzat un estudi d'impacte ambiental per a interferir el mínim possible en el medi ambient, respectar les zones protegides de la regió i utilitzar algunes mesures correctores. Finalment, amb ajuda del software RETScreen se ha dut a terme el càlcul de la viabilitat de cada alternativa tenint en compte diferents hipòtesis.

Paraules clau: Tarifa, parc eòlic, infraestructura elèctrica, impacte ambiental, anàlisi de viabilitat.

ABSTRACT

This Final Project deals with the repowering of Tahivilla (Tarifa, Cádiz) wind farm with different alternatives. Its objective is a greater exploitation of the zone's wind by installing current technology wind turbines.

In order to achieve this, there has been carried out a wind resource analysis of the studied area by using the Wind Atlas of the Institute for Diversification and Saving of Energy (IDEA). Once the wind parameters are known, it has been proceed to choose the wind turbine model, being selected that one which produces more energy at those points. Furthermore, different alternatives are developed depending on the power to be installed and the location of each machine. Each alternative is also provided with the calculation of its electrical infrastructure, trying to take advantage of the built transformer substation. On the other hand, environmental impact study has been done in order not to affect the environment, respect the protected areas and use some corrective measures. Finally, a viability study of each alternative is performed by using RETScreen software.

Keywords: Tarifa, wind farm, electrical infrastructure, environmental impact, viability analysis.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Documento nº1: Memoria
- Documento nº2: Presupuesto

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE GRADO	1
1.2 ALCANCE DEL TRABAJO FINAL DE GRADO	1
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	1
CAPÍTULO 2. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE	3
2.1 ÁMBITO EUROPEO	3
2.2 ÁMBITO NACIONAL	3
2.3 ÁMBITO AUTONÓMICO.....	4
CAPÍTULO 3. INTRODUCCIÓN.....	5
3.1 ENERGÍA EÓLICA EN ANDALUCÍA	5
3.2 ENERGÍA EÓLICA EN TARIFA.....	6
3.3 ANTECEDENTES DE PARQUES REPOTENCIADOS	6
4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DE TARIFA	7
4.1 ATLAS EÓLICO DE ESPAÑA.....	7
4.1.1 MATRIZ DE VELOCIDADES	7
4.1.2 MATRIZ DE RUGOSIDAD	8
4.2 ROSA DE LOS VIENTOS	9
4.3 POTENCIA EÓLICA.....	11
4.3.1 DENSIDAD DE POTENCIA	11
4.3.2 LÍMITE DE BETZ.....	11
4.3.3 APLICACIÓN AL PROYECTO.....	12
CAPÍTULO 5. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EXISTENTE	13
5.1 INVENTARIO DE PARQUES EÓLICOS EN TARIFA.....	14

5.2 CÁLCULO DE ENERGÍA PRODUCIDA	16
5.2.1 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	16
5.2.2 CURVA DE POTENCIA.....	18
CAPÍTULO 6. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR.....	21
6.1 PERFIL DE VELOCIDADES	22
6.2 CLASE DEL AEROGENERADOR	23
6.3 POTENCIA DEL AEROGENERADOR	24
6.4 ALTURA DE LA TORRE.....	27
6.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	28
CAPÍTULO 7. DISEÑO DEL PARQUE.....	31
7.1 EFECTOS DEL VIENTO	31
7.2 ALTERNATIVAS	32
7.2.1 INSTALACIÓN DE 22,5 MW.....	32
7.2.2 AMPLIACIÓN A 35 MW.....	35
7.3 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS.....	36
CAPÍTULO 8. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	38
8.1 INTENSIDADES NOMINALES	38
8.2 NIVELES DE AISLAMIENTO DEL CABLE.....	40
8.3 SECCIÓN DEL CONDUCTOR	41
8.3.1 FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL TERRENO	41
8.3.2 FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	42
8.3.3 COMPROBACIÓN A CAÍDA DE TENSIÓN	45
8.4 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA Y CELDAS DE CONEXIÓN	47
CAPÍTULO 9. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	50
9.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	50
9.2 INVENTARIO AMBIENTAL.....	51
9.2.1 CLIMATOLOGÍA.....	51
9.2.2 GEOLOGÍA.....	51
9.2.3 HIDROLOGÍA.....	52
9.2.4 ÁREAS PROTEGIDAS	52
9.2.5 FAUNA	55
9.2.6 VEGETACIÓN.....	59
9.3 FACTORES AFECTADOS.....	60

9.4 MEDIDAS CORRECTORAS	64
CAPÍTULO 10. ANÁLISIS DE VIABILIDAD	66
10.1 INVERSIÓN INICIAL	66
10.2 COSTES FIJOS	67
10.3 RENTA ANUAL	67
10.4 ANÁLISIS FINANCIERO	68
11. CONCLUSIONES	70
12. REFERENCIAS	71

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

PRESUPUESTO ALTERNATIVA A.....	1
PRESUPUESTO ALTERNATIVA C.....	6

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Situación de parques eólicos en Andalucía. Fuente: Asociación Empresarial Eólica	5
Figura 2. Matriz de velocidades del parque eólico de Tahivilla a 60 metros de altura.....	8
Figura 3. Matriz de rugosidades del parque eólico de Tahivilla.....	9
Figura 4. Rosa de los vientos de Tarifa. Fuente: IDEA.....	10
Figura 5. Puntos de obtención de la rosa de los vientos.....	10
Figura 6. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor y del tipo de aerogenerador. Fuente: energeticafutura.com	12
Figura 7. Situación del parque eólico de Tahivilla y sus aerogeneradores	13
Figura 8. Potencia instalada en Tarifa por fabricante. Fuente: Asociación Empresarial Eólica ..	14
Figura 9. Ejemplo de distribución de Weibull. Fuente: solarweb.net.....	16
Figura 10. Distribución de Weibull de un aerogenerador del parque	17
Figura 11. Curva de potencia DESA A300. Fuente: thewindpower.net	18
Figura 12. Puntos elegidos para la comparación de aerogeneradores.....	21
Figura 13. Perfil de velocidades según el exponente de Hellman. Fuente: energiaeolica.blogspot.com	22
Figura 14. Perfil de velocidades en cuatro puntos distintos	22
Figura 15. Porcentaje de tiempo para cada velocidad en el punto A19	25
Figura 16. Curva de potencia del modelo G106-2.5. Fuente: thewindpower.net	25
Figura 17. Curva de potencia del modelo G114-2.5. Fuente: thewindpower.net	26
Figura 18. Curva de potencia del modelo TWT-2.5/109. Fuente: thewindpower.net.....	26
Figura 19. Situación del parque según la Alternativa A.	33
Figura 20. Situación del parque según la Alternativa B.....	34
Figura 21. Situación del parque según la Alternativa C.....	35
Figura 22. Numeración de nodos de la red y confluencias de la Alternativa A.	39
Figura 23. Numeración de nodos de la red y confluencias de la Alternativa C.....	40
Figura 24. Tipos de celdas de conexión. Fuente: Catálogo MESA.....	48
Figura 25. Tipo de celda de conexión según posición del aerogenerador. Fuente: Catálogo MESA	49
Figura 26. Climatología de Tarifa. Fuente: Climate Data	51
Figura 27. Zonificación del Parque Natural del Estrecho. Fuente: Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, 2002.....	53
Figura 28. Zonas IBA en la región de Tarifa. Fuente: SEO	54

Figura 29. Situación del parque eólico de Tahivilla en relación a las zonas IBA 55

Figura 30. Nivel sonoro provocado por los aerogeneradores. Fuente: windpower.org..... 65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia instalada (MW) en los parques de Andalucía. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.....	5
Tabla 2. Características de parques eólicos de Tarifa. Fuente: Asociación Empresarial Eólica ..	15
Tabla 3. Energía anual bruta producida por un aerogenerador del parque	19
Tabla 4. Resumen del parque actual	20
Tabla 5. Coordenadas de los puntos elegidos para la comparación de aerogeneradores	21
Tabla 6. Velocidad medida en cada punto. Fuente: Atlas Eólico IDAE.....	23
Tabla 7. Norma IEC 61400-1 sobre la clase del aerogenerador. Fuente: Norma IEC.....	23
Tabla 8. Clase de los aerogeneradores a comparar	24
Tabla 9. Potencia (MW) de los 3 modelos a bajas velocidades	27
Tabla 10. Alturas disponibles para los aerogeneradores estudiados	27
Tabla 11. Energía bruta producida (MWh) por el modelo TWT-109	28
Tabla 12. Energía bruta producida (MWh) por el modelo G106-2.5	28
Tabla 13. Energía bruta producida (MWh) por el modelo G114-2.5	28
Tabla 14. Comparación de alturas de torre del modelo G114-2.5.....	29
Tabla 15. Características del modelo G114-2.5 de GAMESA. Fuente: GAMESA.....	30
Tabla 16. Energía bruta anual producida con la Alternativa A.....	33
Tabla 17. Energía bruta anual producida con la Alternativa B.....	34
Tabla 18. Energía bruta anual producida con la Alternativa C.....	36
Tabla 19. Pérdidas y energía anual producida	37
Tabla 20. Tramos de línea e intensidades nominales de la Alternativa A.....	38
Tabla 21. Tramos de línea e intensidades nominales de la Alternativa C.....	39
Tabla 22. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios. Fuente: ITC-LAT 06	40
Tabla 23. Temperaturas máximas asignadas al conductor. Fuente: ITC-LAT 06.....	41
Tabla 24. Factor de corrección para temperatura del terreno. Fuente: ITC-LAT 06.....	42
Tabla 25. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. Fuente: ITC-LAT 06.....	42
Tabla 26. Factor de corrección para la resistividad térmica del terreno. Fuente: ITC-LAT 06....	43
Tabla 27. Intensidades (en amperios) máximas admisibles en servicio permanente. Fuente: ITC-LAT 06.....	43
Tabla 28. Cálculo de la sección necesaria para $I_n=531,77$ A	44

Tabla 29. Sección de conductor necesaria para la intensidad nominal de las Alternativas A y C	44
Tabla 30. Sección de conductor para cada tramo de línea de la Alternativa A	45
Tabla 31. Sección de conductor para cada tramo de línea de la Alternativa C.....	45
Tabla 32. Resistencia del HEPR. Fuente: multiconductores.cl	46
Tabla 33. Caída de tensión en las líneas de la Alternativa A.....	47
Tabla 34. Caída de tensión en las líneas de la Alternativa C	47
Tabla 35. Ponderación de los atributos. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental, 2013	60
Tabla 36. Ruido generado en el desarme de equipos	61
Tabla 37. Leyenda de colores de la matriz de interacción	62
Tabla 38. Matriz de interacción entre actividades y factores ambientales	63
Tabla 39. Inversión inicial (€) de la Alternativa A.....	66
Tabla 40. Inversión inicial (€) de la Alternativa C.....	67
Tabla 41. Tarifa de exportación del parque según la alternativa.....	68
Tabla 42. Análisis financiero de las alternativas A y C en función de la tasa de inflación	68

Documento nº 1:

MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE GRADO

La finalidad del presente documento es estudiar la repotenciación o *repowering* del parque eólico de Tahivilla, municipio de Cádiz. Se trata de un parque con aerogeneradores de 300 kW que tiene una potencia total instalada de 23,4 MW.

La repotenciación se basa en el estudio del emplazamiento del parque, así como en el recurso eólico de la zona y sus principales características (velocidad, parámetros de Weibull, rugosidad del terreno, etc.). Teniendo estos resultados, puede calcularse la energía anual que se produce y analizar qué modelo de aerogenerador es el más adecuado para sustituir a los antiguos. También es importante determinar una correcta ubicación de las máquinas para optimizar su operación y la infraestructura eléctrica a instalar.

Por otra parte, el impacto ambiental es otro de los objetos del trabajo para evaluar las consecuencias de la realización del proyecto sobre el medio ambiente y minimizar sus efectos. Además, el estudio de viabilidad económica es fundamental para determinar el grado de interés de la repotenciación del parque.

1.2 ALCANCE DEL TRABAJO FINAL DE GRADO

El alcance del proyecto incluye los siguientes aspectos:

- Caracterización del recurso eólico
- Elección del aerogenerador maximizando la producción energética
- Estudio de alternativas en función de la potencia a instalar y de la infraestructura a construir
- Diseño de la infraestructura eléctrica
- Evaluación de impacto ambiental
- Viabilidad económica

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 establece las bases para fomentar el uso de energías renovables. El presente Trabajo Final de Grado comparte dichas bases y persigue la consecución de sus objetivos, entre los que se encuentra que las energías renovables supongan al menos un 20% del total de la energía total consumida en España. Por tanto, no se trata solo de un trabajo académico, sino de un ejercicio de responsabilidad ética, social y medioambiental.

Por otra parte, el documento proporciona nociones básicas sobre el recurso eólico y su aprovechamiento para la generación de energía eléctrica. Además, los estudios de impacto ambiental y de viabilidad económica suponen la adquisición de conocimientos de dos factores fundamentales en cualquier tipo de proyecto.

CAPÍTULO 2. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE

2.1 ÁMBITO EUROPEO

- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Tiene como objetivo establecer normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad.

- 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.

Establece que el consumo de energías renovables deberá suponer un 20% del consumo bruto total y dicta la necesidad de que cada país elabore un Plan de Energías Renovables a cumplir durante la década 2010-2020.

- Norma IEC 61400-1. Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño.

Estandariza parámetros y cálculos referidos a aerogeneradores.

2.2 ÁMBITO NACIONAL

- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Regula los contratos con las empresas de red y establece los derechos y las obligaciones de los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Establece la necesidad de que el proyecto se someta a una evaluación de impacto ambiental en caso de parques con más de 50 aerogeneradores, más de 30 MW de potencia o menos de 2 km de cercanía a otro parque eólico.

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Determina el régimen económico para instalaciones de tipo eólico, entre otras, y el sistema de primas para complementar la retribución.

2.3 ÁMBITO AUTONÓMICO

- Decreto 2/2013, de 15 de enero, por el que se modifica el Decreto 169/2011, de 31 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Fomento de las Energías Renovables, el Ahorro y la Eficiencia Energética en Andalucía.

Dicta el papel de algunos órganos competentes en el campo de las licencias relacionadas con proyectos de energías renovables.

- Orden de 29 de febrero de 2008, por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y eficiencia energética de Andalucía.

Describe principios para el fomento de las energías renovables y su prioridad sobre otras fuentes de energía, además de obligar a la Junta de Andalucía a incorporar energías renovables en edificios de su propiedad.

CAPÍTULO 3. INTRODUCCIÓN

3.1 ENERGÍA EÓLICA EN ANDALUCÍA

En Andalucía hay instalados 3.338 MW, es decir, un 14,52% de la potencia eólica total en España, sólo por detrás de Castilla-León y Castilla-La Mancha. La potencia está repartida en 153 parques distintos, con la provincia de Cádiz como principal exponente, según se muestra en la Tabla 1 y la Figura 1:

Tabla 1. Potencia instalada (MW) en los parques de Andalucía. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía

PROVINCIA	POTENCIA INSTALADA (MW)
Almería	511,30
Cádiz	1308,99
Córdoba	0
Granada	399,81
Huelva	383,80
Jaén	15,18
Málaga	569,72
Sevilla	149,20
Total	3338



Figura 1. Situación de parques eólicos en Andalucía. Fuente: Asociación Empresarial Eólica

El fabricante de aerogeneradores más prolífico en Andalucía es GAMESA, con un total de 1.749,71 MW instalados, un poco más de la mitad de toda la comunidad autónoma. Los

parques más modernos están constituidos por modelos de 2 MW, mientras que algunos de los más antiguos tienen aerogeneradores de 150 kW de potencia unitaria. Esta diferencia hace que sea necesario repotenciar algunos de ellos para aprovechar al máximo el recurso eólico de la zona.

3.2 ENERGÍA EÓLICA EN TARIFA

La región de Tarifa es conocida por la cantidad de parques eólicos en activo, cuya cifra alcanza los 37. La cercanía a la costa, sobre la que está a 7 metros de altura, y los amplios terrenos sin edificar hacen del territorio un buen lugar para la explotación del viento.

El hecho de ser una zona pionera en el sector de la energía eólica ha provocado que algunos parques hayan quedado obsoletos, con aerogeneradores que tienen más de 20 años. Sin embargo, debido al estancamiento del sector desde la reducción de las primas a instalaciones eólicas, no hay muchos ejemplos de parques que hayan sufrido un *repowering*.

3.3 ANTECEDENTES DE PARQUES REPOTENCIADOS

El parque eólico de PESUR (Tarifa, Cádiz) fue instalado en 1992, formado por 256 aerogeneradores de potencias unitarias de 100, 150 y 180 kW y con una potencia total de 30,4 MW. 16 años después, en 2008, la empresa ENERCON decide repotenciar el parque, sustituyendo las antiguas máquinas por otras de 2 MW unitarios. La nueva instalación consta de 74 MW obtenidos a partir de 37 aerogeneradores.

La repotenciación del PESUR ha supuesto consigo varias ventajas. La empresa se ha beneficiado de las infraestructuras y terrenos ya disponibles para conseguir un aumento de la vida útil del negocio, así como un aumento de la rentabilidad y reducción de costes (AEE, 2010). También ha mejorado el impacto ambiental, reduciéndose el ruido de las máquinas al ser más modernas y el impacto visual, ya que se ha conseguido más potencia con menor número de aerogeneradores.

Otro caso de parque repotenciado es el EEE (Energía Eólica del Estrecho), también situado en Tarifa y que ha seguido los mismos pasos que el PESUR. Instalado en 1992, se inició su repotenciación en 2008 con 16 aerogeneradores de 2 MW de potencia nominal de la marca ENERCON.

4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DE TARIFA

Tarifa, municipio situado al sur de Cádiz entre Vejer de la Frontera y Algeciras, tiene una extensión de 419 km² y 18.085 habitantes, dando lugar a una densidad de población de 42,26 hab/km². Tahivilla y Facinas forman los dos grandes núcleos de población de la zona. Se trata de un terreno poco accidentado, con una orografía prácticamente llana y al nivel del mar. Hasta cinco ríos atraviesan Tarifa, desembocando cuatro de ellos en el mar del Estrecho. En cuanto a comunicación terrestre hay que destacar la carretera del Mediterráneo 340 (N-340), la más larga del territorio español. Recorre toda la costa del Mediterráneo uniendo Cádiz con Barcelona, atravesando también Tahivilla y Facinas.

4.1 ATLAS EÓLICO DE ESPAÑA

Este apartado explica una de las herramientas utilizadas para llevar a cabo el cálculo de la energía. El Atlas Eólico es el resultado de un estudio realizado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo a través del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) para poder evaluar el potencial eólico a nivel de planificación. Ha sido implementado gracias a un sistema de información geográfica de consulta pública, tal y como se explica en la misma página web del IDAE. Pese a que no se basa en un sistema de mediciones, se utilizaron algunos datos reales para verificar el proceso de simulación.

El Atlas Eólico consiste en una malla de todo el territorio nacional con nodos distanciados un mínimo de 100 metros en coordenadas UTM. Cada nodo proporciona información relativa al terreno y el viento de la zona:

- Velocidad del viento a 30, 60, 80 y 100 metros de altura.
- Parámetros de Weibull (C y K) a dichas alturas.
- Rugosidad del terreno.
- Elevación respecto al nivel del mar.

4.1.1 MATRIZ DE VELOCIDADES

La matriz de velocidades es la representación de la velocidad del viento en los puntos correspondientes al parque de Tahivilla. Se ha empleado el Atlas Eólico para obtener los datos medidos a 60 metros de altura y el Matlab para llevar a cabo la representación. Se trata de una matriz de 61x35 con una separación entre puntos de 100 metros en coordenadas UTM X e Y, abarcando una superficie de 21,35 km². La Figura 2 muestra dicha matriz.

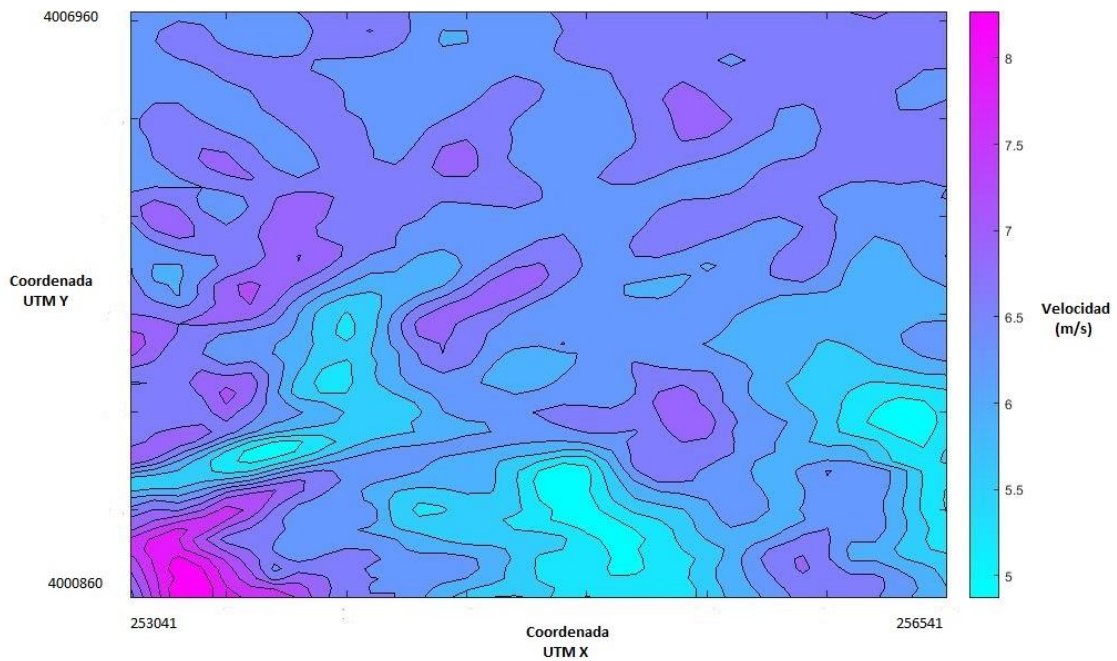


Figura 2. Matriz de velocidades del parque eólico de Tahivilla a 60 metros de altura

La velocidad supera los 5 m/s en cualquier punto del área representada. Se ha escogido la altura de 60 metros por ser un valor cercano a las alturas mínimas de torre de aerogeneradores fabricados en la actualidad.

4.1.2 MATRIZ DE RUGOSIDAD

Se ha obtenido la matriz de rugosidad de los mismos puntos que la matriz de velocidades del apartado 4.1.1. El objetivo del mapa es evitar zonas de gran rugosidad para la ubicación del nuevo parque, ya que se dificultaría la instalación de las nuevas máquinas y afectaría también a la generación de energía.

El mapa está representado en la Figura 3.

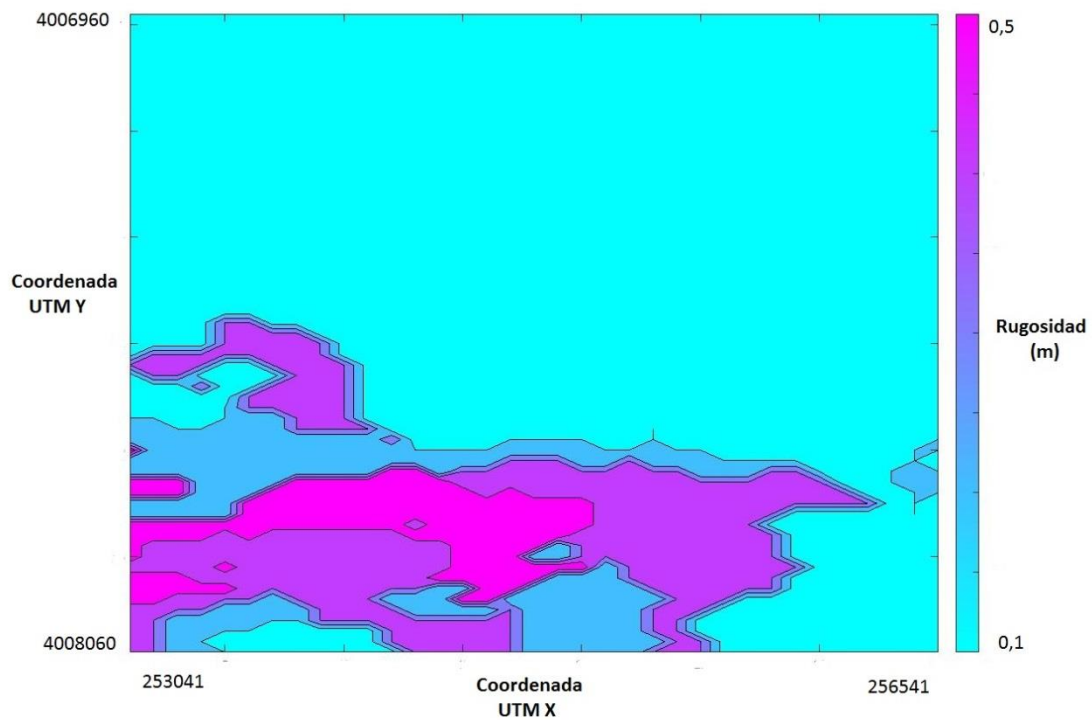


Figura 3. Matriz de rugosidades del parque eólico de Tahivilla

Hay que destacar que en la elaboración de las matrices representadas en las Figuras 2 y 3 no se han tenido en cuenta zonas especiales de protección para limitar el área de estudio. Éstas se van a detallar en el Capítulo 9.

4.2 ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es la representación de un diagrama polar donde quedan definidas las posibles direcciones del viento y valores asociados a este. En el caso de la Figura 4, extraída del Atlas Eólico del IDAE, hay 16 intervalos que abarcan 22,5º cada uno. Se muestran el tiempo y la energía eólica total asociada a cada dirección o intervalo.

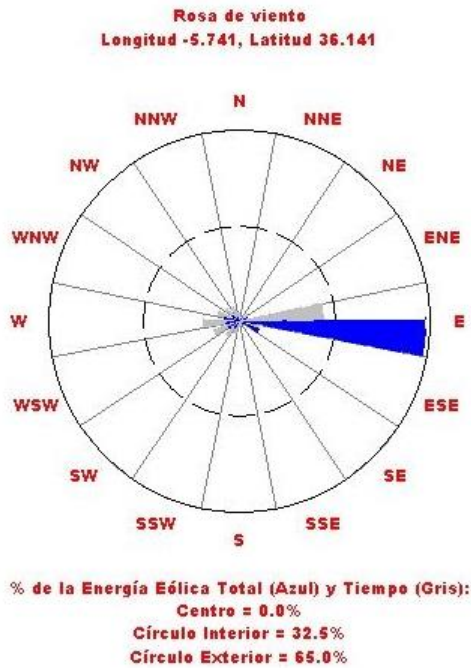


Figura 4. Rosa de los vientos de Tarifa. Fuente: IDEA

La rosa de los vientos de la Figura 4 se ha extraído de la ubicación indicada en la Figura 5.

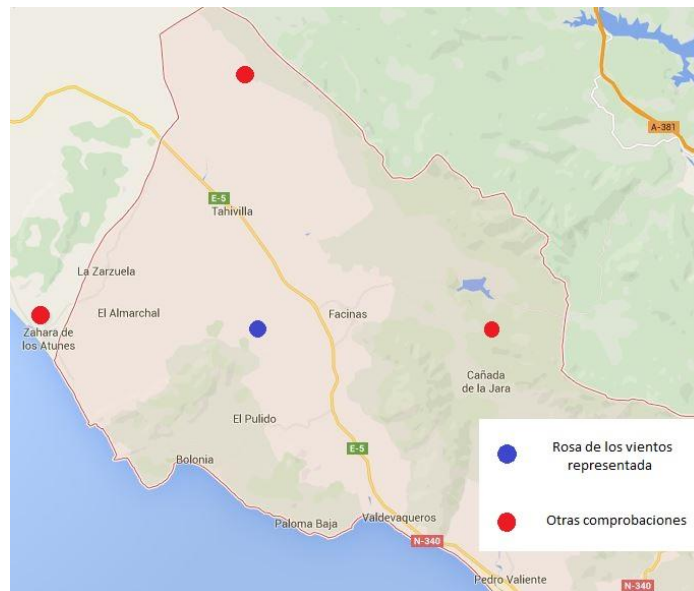


Figura 5. Puntos de obtención de la rosa de los vientos

Se puede ver en la Figura 4 que el viento predominante en la zona es el que proviene del Este, lo que es importante para la orientación de los aerogeneradores en el parque. Las máquinas se sitúan con el rotor de cara al viento, es decir, a barlovento. La principal ventaja que ofrece esta configuración es que se evita el abrigo del viento, efecto que se explica en Capítulo 7.

4.3 POTENCIA EÓLICA

4.3.1 DENSIDAD DE POTENCIA

La energía que contiene una corriente de aire se puede considerar en su totalidad cinética, como se muestra en (1):

$$E_C = \frac{1}{2} m v^2 \quad (1)$$

Siendo m el caudal másico de aire y v la velocidad del viento.

Por otra parte, el caudal másico de aire puede expresarse en función de la densidad (ρ) y el volumen (V). A su vez, el volumen se expresa en función del área (A) de la corriente de aire, velocidad (v) y tiempo (t), como se puede observar en (2):

$$m = \rho A v t \quad (2)$$

A continuación, sustituyendo (2) en (1) se obtiene la fórmula de la energía que posee el viento:

$$E = \frac{1}{2} \rho v^3 t \quad (3)$$

Derivando la energía respecto al tiempo, se obtiene la potencia eólica disponible:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4)$$

Por último, la densidad de potencia, cuya fórmula es (5), es un parámetro muy utilizado que expresa el cociente entre la potencia y el área:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (5)$$

4.3.2 LÍMITE DE BETZ

Las turbinas no son ideales y no aprovechan al 100% el recurso eólico, por lo que para obtener la potencia extraíble o aprovechable hay que añadir a la ecuación (4) el coeficiente de potencia (C_p), como se detalla en (6):

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (6)$$

El coeficiente C_p depende de varios parámetros:

- Velocidad del viento.
- Velocidad de giro del aerogenerador.
- Forma de las palas.
- Ángulo de paso de las palas.
- Ángulo de orientación del plano de giro.

La Figura 6 representa la variación del coeficiente de potencia en función de la velocidad específica (λ), cuya fórmula es (7).

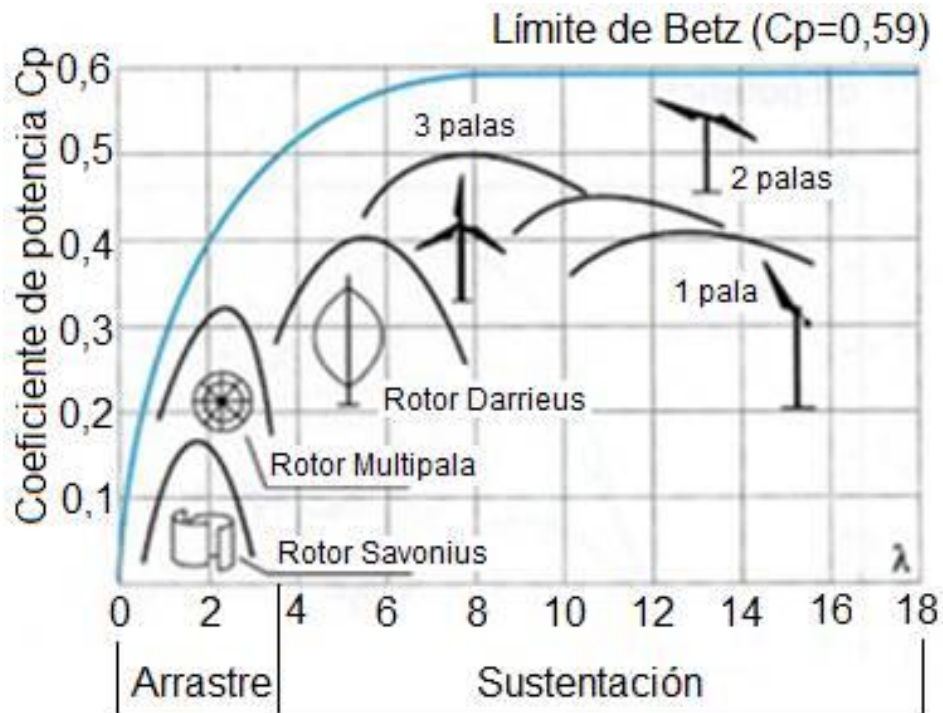


Figura 6. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor y del tipo de aerogenerador. Fuente: energeticafutura.com

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (7)$$

Donde ω representa la velocidad angular del rotor de radio R y v es la velocidad del viento al llegar al aerogenerador.

4.3.3 APLICACIÓN AL PROYECTO

En la Figura 6 puede observarse que el modelo de aerogenerador que aprovecha más la potencia disponible es el tripala y que, en consecuencia, es el más utilizado en la actualidad y el elegido para el desarrollo del proyecto.

Sin embargo, el coeficiente de potencia se encuentra limitado por el límite de Betz, establecido en $C_p = 0,593$, aunque en la actualidad los coeficientes de potencia son sensiblemente más bajos. Además, hay que destacar la importancia de la velocidad del viento, ya que como indica la fórmula (6) la potencia (y en consecuencia la energía) varía con el cubo de la velocidad. Por tanto éste va a ser el parámetro a tener más en cuenta a la hora de elegir los aerogeneradores y su ubicación. El área barrida por las palas es otro factor proporcional a la potencia, por lo que las máquinas con diámetro de rotor grande también van a generar, en principio, mayor energía.

CAPÍTULO 5. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EXISTENTE

El parque eólico de Tahivilla se encuentra operativo desde 1998 y está clasificado en la Asociación Empresarial Eólica (AEE) como un parque con 100 aerogeneradores de 300 kW cuya potencia conjunta asciende a 30 MW. Utilizando Google Maps para ubicar cada máquina tan solo se encuentran 78 de ellas, por lo que se va a tener en cuenta éste último dato (la potencia conjunta asciende a 23,4 MW).

La situación de las máquinas y los caminos ya construidos se representan en la Figura 7.



Figura 7. Situación del parque eólico de Tahivilla y sus aerogeneradores

La superficie total aproximada del parque es de 14,5 km², donde están instalados los aerogeneradores A300 del fabricante DESA. Desarrollos Eólicos de Tarifa es la sociedad promotora a la que pertenece.

5.1 INVENTARIO DE PARQUES EÓLICOS EN TARIFA

Hay un total de 513,18 MW instalados en Tarifa repartidos en 37 parques distintos. En la Figura 8 se muestra la potencia que tiene instalada cada fabricante en la región.

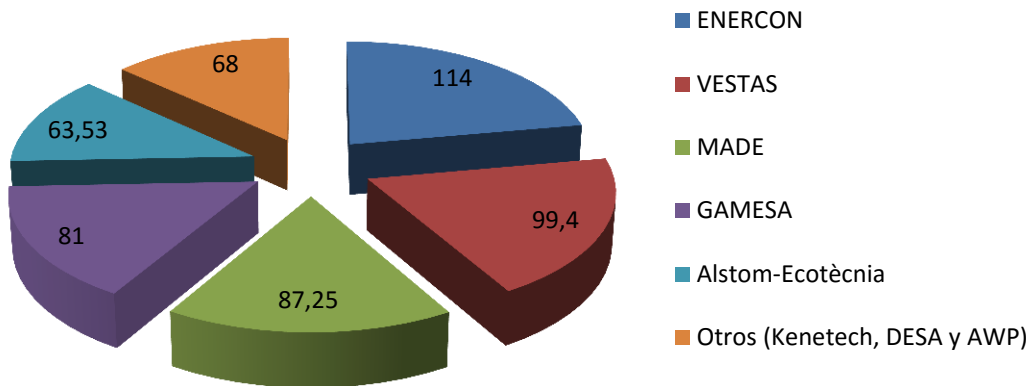


Figura 8. Potencia instalada en Tarifa por fabricante. Fuente: Asociación Empresarial Eólica

Pese a que no hay un fabricante predominante en la zona, ENERCON es el más utilizado con 114 MW. Principalmente se debe a que es el que ha llevado a cabo las repotenciaciones tanto del PESUR como del EEE (apartado 3.3). Destaca MADE por encima de GAMESA como principal fabricante nacional en Tarifa. Se trata de una marca andaluza que concentra gran parte de su potencia instalada en dicha región.

En la Tabla 2 se detallan los parques eólicos más cercanos al de Tahivilla, aunque no se incluyen los que tienen instalados menos de 1 MW de potencia, ya que en su mayoría son prototipos.

Tabla 2. Características de parques eólicos de Tarifa. Fuente: Asociación Empresarial Eólica

Parque eólico	Sociedad promotora	Potencia instalada (MW)	Nº de máq.	Potencia unitaria (kW)	Fabricante
Almendarache	WIESA 6	21	11	2000	GAMESA
Aviadores	DESARROLLOS EÓLICOS ALMARCHAL S.A.U.	6	4	1500	VESTAS
Cortijo de Iruelas	ACCIONA ENERGÍA	13,6	17	800	MADE
EEE (Repotenciado)	SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA S.A.	32	16	2000	ENERCON
El Bancal	PARQUE EÓLICO EL BANCAL S.L.	21	10 y 1	2000 y 1000	VESTAS
El Gallego	ACCIONA ENERGÍA	24	30	800	MADE
El Pandero	ACCIONA ENERGÍA	20	10	2000	GAMESA
El Ruedo	ACCIONA ENERGÍA	16	20	800	MADE
Hinojal I	Parque Eólico Hinojal S.L.	13,8	6 y 1	2000 y 1800	VESTAS
Hinojal II	Parque Eólico Hinojal S.L.	7,4	3 y 1	1800 y 2000	VESTAS
KW Tarifa (El Cabrito)	KW Tarifa	36,9	90	410	Kenetech
La Herrería	AEROGENERADORES DEL SUR S.A.	46,76	28	1670	Alstom-Ecotècnia
La Joya (PEESA)	PLANTA EÓLICA EUROPA S.A.	6	12	500	VESTAS
La Manga	ACCIONA ENERGÍA	12	15	800	MADE
La Risa	DESARROLLOS EÓLICOS ALMARCHAL S.A.U.	12	6	2000	VESTAS
La Tahuna	PROASEGO	20	10	2000	ENERCON
La Torre I	ACCIONA ENERGÍA	16	8	2000	GAMESA
Loma de Almendarache	ACCIONA ENERGÍA	12	6	2000	GAMESA
Los Lances	SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES S.A.	10,68	8 y 9	660 y 600	MADE y Alstom-Ecotècnia
Los Siglos	Parque Eólico Los Siglos S.L.	18	9	2000	VESTAS
Montehumada I	MADE TECNOLOGÍAS RENOVABLES S.A.	2,42	1,1 y 1	1300, 800 y 330	MADE
Pasada de Tejeda	AEROGENERADORES DEL SUR S.A.	10	6	1670	Alstom-Ecotècnia
Pedregoso A	EÓLICA EL PEDREGOSO	16,2	9	1800	VESTAS
Pedregoso B	EÓLICA EL PEDREGOSO	16,2	9	1800	VESTAS
Pedregoso D	EÓLICA EL PEDREGOSO	16,2	9	1800	VESTAS
PESUR (Repotenciado)	SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA S.A.	74	37	2000	ENERCON
Puerto Facinas	Eólica La Janda S.L.U.	12	6	2000	GAMESA
Río Almodóvar	ACCIONA ENERGÍA	12,8	16	800	MADE
Zarzuela II	Parque Eólico Hinojal S.L.	14,8	2 y 6	2000 y 1800	VESTAS
Zorreras (las)	PROASEGO	20	10	2000	ENERCON

5.2 CÁLCULO DE ENERGÍA PRODUCIDA

El cálculo de la energía producida por el parque en la actualidad se va a realizar a partir de los datos proporcionados por el Atlas Eólico del IDAE en los puntos donde se encuentran situados los aerogeneradores. Los datos extraídos son parámetros de la distribución de Weibull, que se utilizan junto con la curva de potencia de los aerogeneradores para obtener la energía que producen.

5.2.1 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Se trata de una distribución de probabilidad continua. Este modelo estadístico se va a utilizar a lo largo del presente documento para describir la probabilidad de que una determinada velocidad no sea superada a lo largo de un periodo de tiempo (en este caso un año).

La función de distribución viene determinada por la fórmula (8):

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^K\right] \quad (8)$$

Por otra parte, la función de densidad se muestra en (9):

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{K}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^K\right] \quad (9)$$

Donde V es la velocidad, K el factor de forma y c el factor de escala.

El factor de forma K representa la asimetría de la función, mientras que el factor de escala c es un parámetro proporcional a la velocidad del viento.

La Figura 9 representa cómo es la distribución de Weibull en función de la distribución de velocidades.

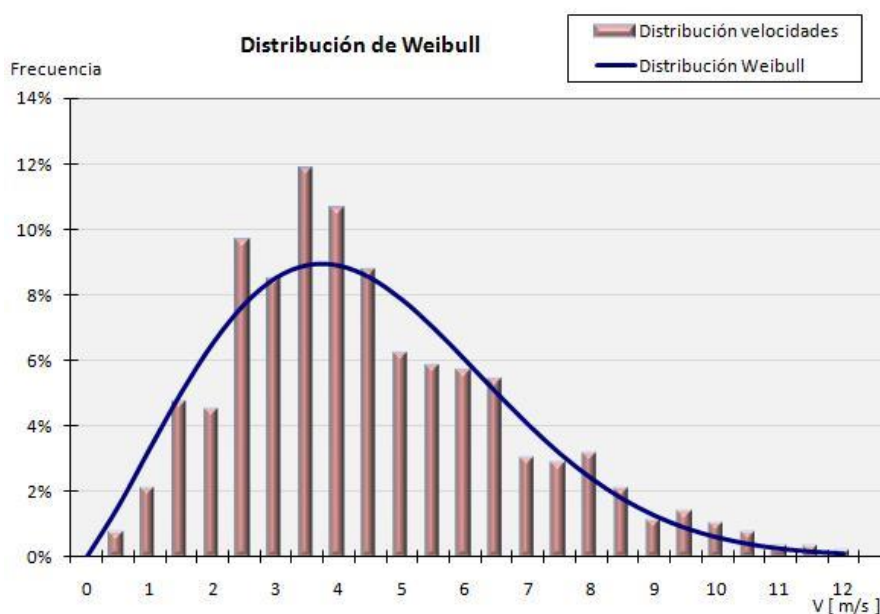


Figura 9. Ejemplo de distribución de Weibull. Fuente: solarweb.net

En caso de necesitar los parámetros de Weibull para alturas no proporcionadas en el Atlas Eólico, que los muestra para 30, 60, 80 y 100 metros, hay que recalcularlos mediante las fórmulas (10), (11) y (12):

$$c(z) = c_a \left(\frac{z}{z_a} \right)^\alpha \quad (10)$$

$$K(z) = \frac{K_a [1 - 0,088 \ln(z_a/10)]}{1 - 0,088 \ln(z/10)} \quad (11)$$

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln c_a}{1 - 0,088 \ln(z_a/10)} \quad (12)$$

Los parámetros con el subíndice a (c_a y z_a) indican que se utilizan como referencia, es decir, son datos del IDAE a partir de los cuales se calculan los que no se proporcionan.

Los aerogeneradores del parque actual están formados por torres de 30 metros de altura, por lo que no va a hacer falta recalcular los parámetros de Weibull, ya que los proporciona el Atlas Eólico del IDAE.

La Figura 10 representa la distribución de Weibull en la ubicación de uno de los aerogeneradores del parque, cuyos parámetros son $c=7,71$ m/s y $K=2,428$. Se trata de la máquina que se encuentra más al sur del mismo (Figura 7).

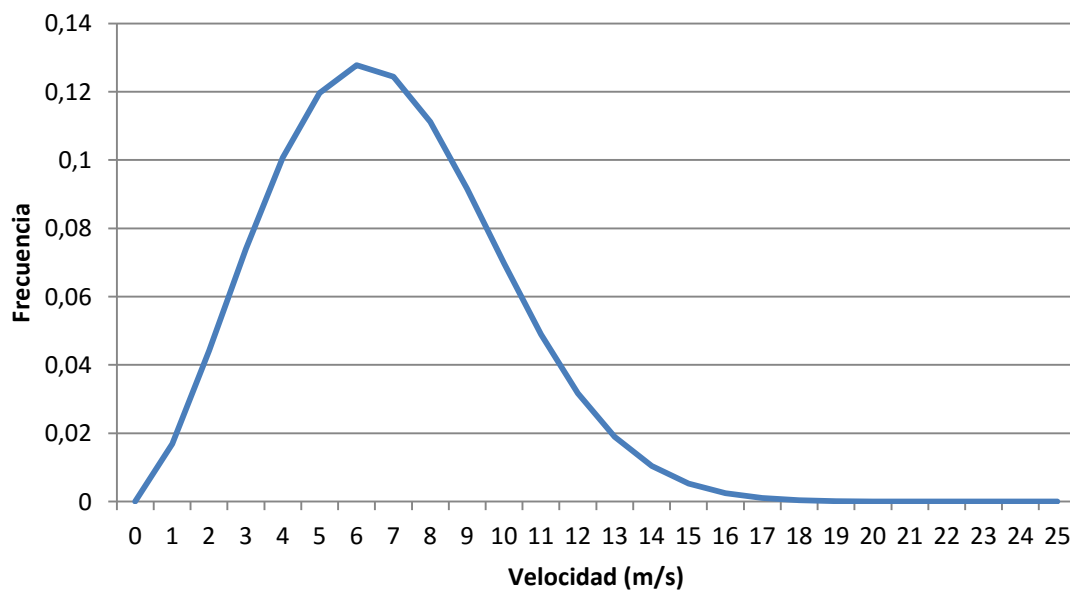


Figura 10. Distribución de Weibull de un aerogenerador del parque

5.2.2 CURVA DE POTENCIA

Expresa la potencia del aerogenerador a una velocidad dada. Los aerogeneradores DESA A300 son modelos antiguos con una baja potencia nominal (300 kW), que se alcanza a partir de los 12 m/s. En la Figura 11 se adjunta la curva del modelo.

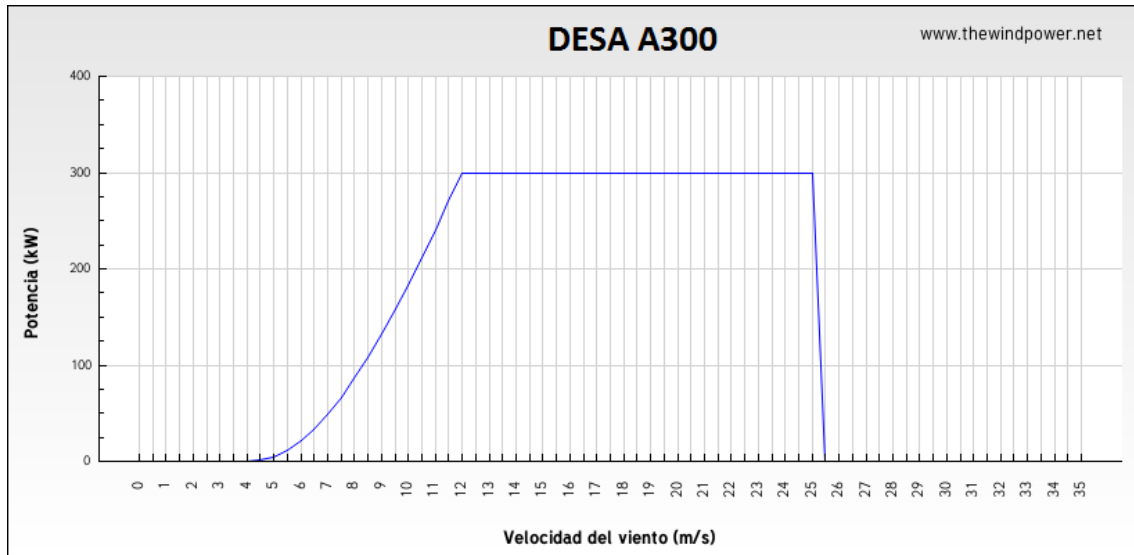


Figura 11. Curva de potencia DESA A300. Fuente: thewindpower.net

Para calcular la energía anual producida (E) por el aerogenerador hay que operar con la fórmula (13):

$$E = N * P * 8760 \quad (13)$$

Donde N es la frecuencia de la distribución de Weibull mostrada en la Figura 10, P es la potencia de la máquina que se representa en la Figura 11 y 8.760 el número de horas de un año.

En la Tabla 3 se muestra el cálculo de la energía anual total producida por el aerogenerador, siendo la suma de la energía producida a sus distintas velocidades de operación. Se trata del valor bruto de la energía, pues no se han aplicado las diferentes pérdidas que se explican y se calculan en el apartado 7.3. Sin embargo, no se trata de una variación relevante en el presente capítulo.

Tabla 3. Energía anual bruta producida por un aerogenerador del parque

Velocidad (m/s)	Frecuencia	Potencia (MW)	Energía producida (MWh)
0	0	0	0
1	0,017	0	0
2	0,044	0	0
3	0,074	0	0
4	0,101	0	0
5	0,120	0,005	4,72
6	0,128	0,021	23,50
7	0,124	0,049	53,39
8	0,111	0,086	83,77
9	0,092	0,132	105,91
10	0,070	0,183	111,64
11	0,049	0,241	103,24
12	0,032	0,300	83,33
13	0,019	0,300	49,86
14	0,010	0,300	27,50
15	0,005	0,300	13,96
16	0,002	0,300	6,52
17	0,001	0,300	2,80
18	0	0,300	1,10
19	0	0,300	0,40
20	0	0,300	0,13
21	0	0,300	0,04
22	0	0,300	0,01
23	0	0,300	0
24	0	0,300	0
25	0	0,300	0
Energía anual producida (MWh)			671,82
Factor de carga			0,26

Calculando de forma análoga la energía del resto de aerogeneradores, la energía total bruta producida en un año por las 78 máquinas es de 53.206 MWh, lo que supone un factor de carga del 26%. Dicho factor de carga es la relación entre la energía real producida y la energía que producirían si operaran al 100% los 365 días del año. Sin embargo, las condiciones del viento no siempre son las necesarias para que la máquina opere a su potencia nominal (en el caso del DESA A300, entre 12 y 25 m/s). El factor de carga del parque es ligeramente superior a la media del sector eólico español, cercano al 23% según la Asociación Empresarial Eólica. En la Tabla 4 se resumen las características principales del parque existente.

Tabla 4. Resumen del parque actual

Nº de máquinas	78
Modelo de aerogenerador	DESA A300
Energía anual bruta (MWh)	53.206
Horas equivalentes	2.274
Factor de carga	0,26

CAPÍTULO 6. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Después un estudio general de mercado de los diferentes fabricantes de aerogeneradores, se ha decidido optar por comparar productos de fabricantes nacionales. Tanto GAMESA, conocido debido a la mayor cantidad de MW instalados en España, como MTOI fabrican modelos de 2,5 MW. Son los modelos seleccionados para elegir el más adecuado para la ubicación del parque.

En primer lugar, para llevar a cabo la comparación se han seleccionado 4 puntos dentro del parque eólico de Tahivilla, correspondientes a las coordenadas de 4 aerogeneradores. Cada uno tiene diferentes condiciones de viento para comparar la producción energética en función de distintos parámetros de Weibull. Los puntos seleccionados se muestran en la Tabla 5 y se representan gráficamente en la Figura 12.

Tabla 5. Coordenadas de los puntos elegidos para la comparación de aerogeneradores

Coordenada X	Coordenada Y	Punto
253833	4004994	A19
253708	4004320	A24
254690	4004140	A53
255829	4001982	A87



Figura 12. Puntos elegidos para la comparación de aerogeneradores

6.1 PERFIL DE VELOCIDADES

Un aspecto importante a tener en cuenta es el perfil de velocidades, que muestra la relación entre la altura y la velocidad del viento. La función que las relaciona se corresponde con la fórmula (14):

$$V_2 = V_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^n \quad (14)$$

Siendo V_1 y V_2 las velocidades a las alturas Z_1 y Z_2 y n el exponente de Hellman (aunque aparece como α en la Figura 13) que se obtiene de la relación logarítmica mostrada en (15):

$$n = 0,096 \log z_0 + 0,016 (\log z_0)^2 + 0,24 \quad (15)$$

El parámetro z_0 indica en este caso la rugosidad del punto elegido en metros.

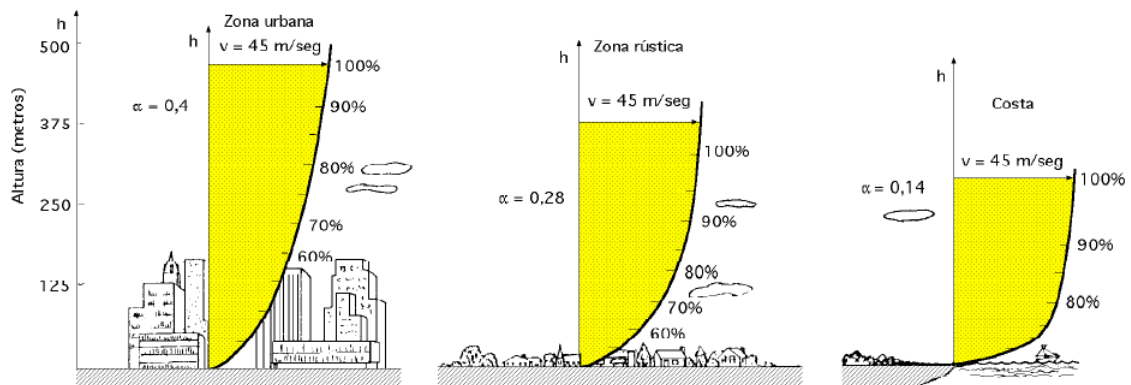


Figura 13. Perfil de velocidades según el exponente de Hellman. Fuente: energiaeolica.blogspot.com

Con los datos de velocidad que proporciona el IDAE y recalculando con las ecuaciones (14) y (15) se representan en la Figura 14 los perfiles de velocidad para los puntos de la Tabla 5

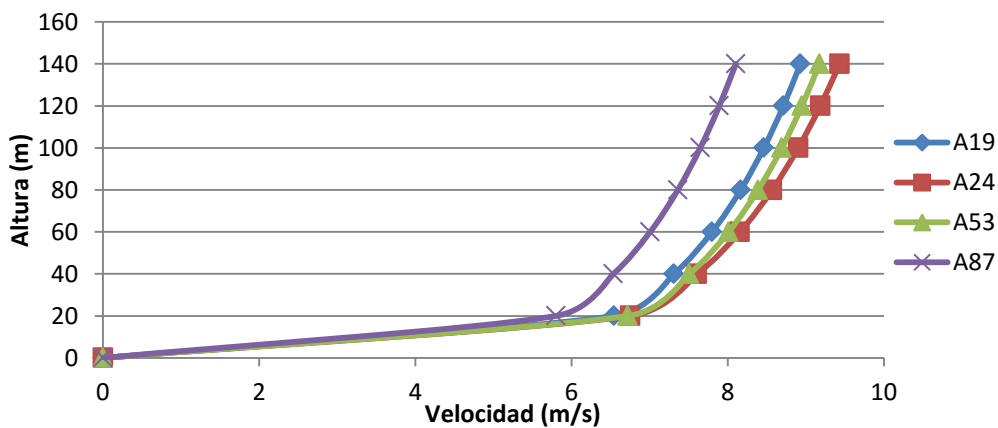


Figura 14. Perfil de velocidades en cuatro puntos distintos

La Figura 14 muestra que las pendientes de las curvas correspondientes a los 4 puntos son apreciablemente paralelas, por lo que el comportamiento es igual en ellos. El hecho de que el perfil del punto A87 quede alejado a la izquierda del resto se debe a la diferencia de velocidad en cada punto. En la Tabla 6 se muestran las velocidades de cada uno a la misma altura.

Tabla 6. Velocidad medida en cada punto. Fuente: Atlas Eólico IDAE

Punto	Velocidad a 30 m (m/s)
A19	6,98
A24	7,24
A53	7,17
A87	6,22

El perfil de velocidades de la zona estudiada se asemeja al perfil costero mostrado en la Figura 11. Un gran aumento de la altura no va a producir un aumento considerable de la velocidad. De esta forma, en principio, aerogeneradores con una torre de altura media pueden dar mayor rentabilidad que otros con una torre muy alta (más de 90 metros), como se analiza a lo largo de este capítulo.

6.2 CLASE DEL AEROGENERADOR

La clase del aerogenerador es muy importante para evaluar si el aerogenerador puede instalarse en el parque. Se trata de un factor determinante en la elección del modelo, ya que delimita el número de opciones.

La norma IEC 61400-1 recoge las distintas clases de aerogeneradores y las características de cada una. La Tabla 7 clasifica las distintas clases.

Tabla 7. Norma IEC 61400-1 sobre la clase del aerogenerador. Fuente: Norma IEC

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
Vref (m/s)	50	42,5	37,5	Valores de diseño
A Iref(-)		0,16		
B Iref(-)		0,14		
C Iref(-)		0,12		

La velocidad de referencia se mide según la fórmula (16):

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0,2} \quad (16)$$

Cada parámetro expuesto expresa lo siguiente:

- V_{ref} es la velocidad media de referencia durante 10 minutos.
- A designa la categoría para turbulencias altas.
- B designa la categoría para turbulencias medias.
- C designa la categoría para turbulencias bajas.
- Iref es el valor esperado de la intensidad de turbulencia a 15 m/s.

Hay que destacar que la distribución de velocidades del emplazamiento estudiado no sigue una distribución normal, por lo que la verificación de la clase no se va a basar en aplicar una velocidad media y su desviación típica. En el Capítulo 7, donde se detalla la situación de cada máquina, se comprueba que los puntos donde se sitúan respetan las velocidades máximas establecidas por la clase del aerogenerador elegido.

Teniendo en cuenta que la mayor parte del parque abarca puntos con velocidades del viento de entre 7 y 8 m/s a dicha altura, lo cual supone una velocidad de referencia de entre 35 y 40 m/s, los modelos a comparar son los mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8. Clase de los aerogeneradores a comparar

Modelos	MTOI TWT-2.5/109	GAMESA G106-2.5	GAMESA G114-2.5	GAMESA G126-2.5
Clase	IA	IA	IIA	IIIA
V_{ref} máxima	50	50	42,5	37,5
Norma IEC	APTO	APTO	APTO	NO APTO

Se va a descartar el modelo G126-2.5 de Gamesa, pues no asegura el cumplimiento de la norma IEC 61400-1 en la zona del parque de Tahivilla. El catálogo de GAMESA lo clasifica como un modelo especial para zonas de vientos bajos debido a su gran diámetro de rotor. La elección del aerogenerador se va a desarrollar comparando el resto de modelos de la Tabla 8.

6.3 POTENCIA DEL AEROGENERADOR

Es un factor determinante en la energía que producen los aerogeneradores. Cuanto mayor es la potencia a velocidades bajas, más energía produce la máquina. El motivo es que esas velocidades bajas son las más habituales y determinan las condiciones en las que el aerogenerador emplea más tiempo operando. En la Figura 15 se muestra el ejemplo del

porcentaje de tiempo para cada velocidad en el punto A19 (siendo similar a la de los otros 3 puntos).

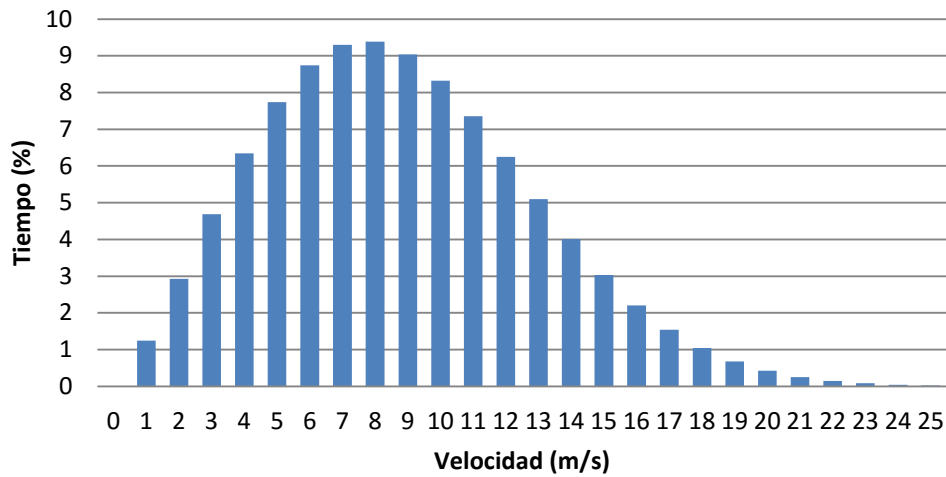


Figura 15. Porcentaje de tiempo para cada velocidad en el punto A19

Aproximadamente el 60% del tiempo se dan velocidades entre 5 y 11 m/s, por lo que es importante seleccionar un aerogenerador que proporcione una gran potencia en ese intervalo de velocidades.

Las curvas de potencia de los aerogeneradores elegidos para la comparación se pueden observar en las Figuras 16, 17 y 18.

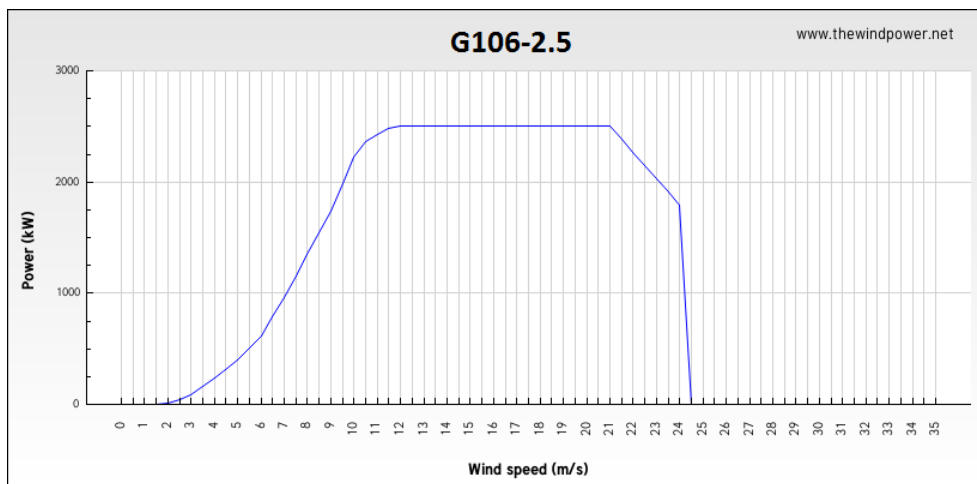


Figura 16. Curva de potencia del modelo G106-2.5. Fuente: thewindpower.net

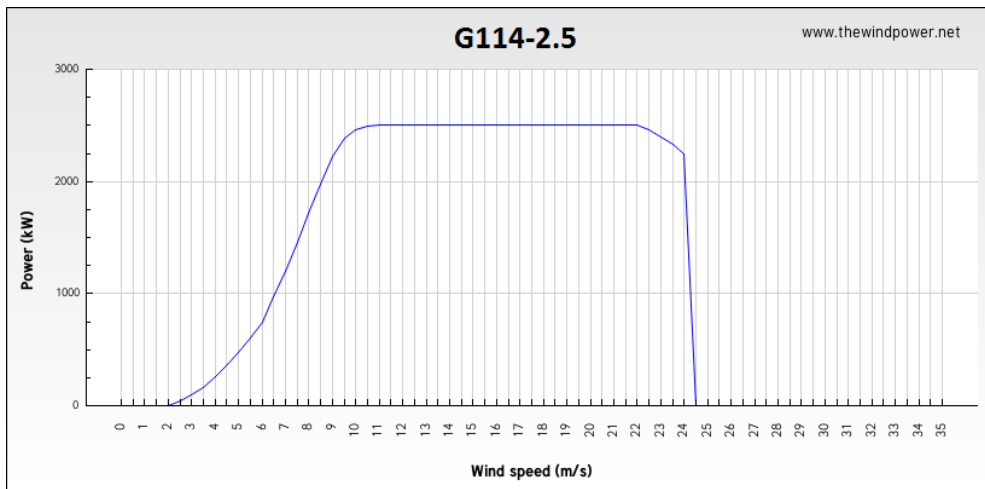


Figura 17. Curva de potencia del modelo G114-2.5. Fuente: thewindpower.net

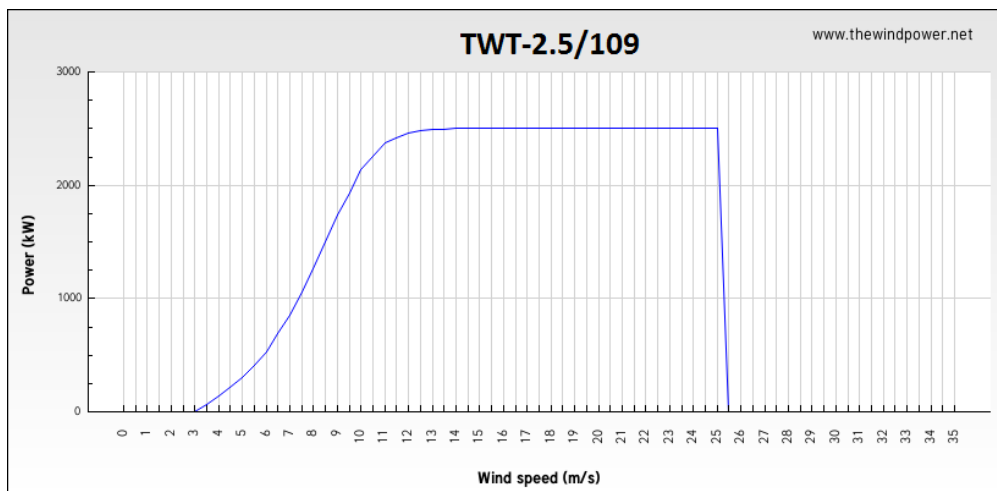


Figura 18. Curva de potencia del modelo TWT-2.5/109. Fuente: thewindpower.net

Además, algunos fabricantes proporcionan los valores exactos de potencia para cada velocidad, de forma que es más fácil su análisis y el cálculo de energía producida. En este caso, lo interesante es comparar esos valores a bajas velocidades (1-10 m/s), como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Potencia (MW) de los 3 modelos a bajas velocidades

Velocidad (m/s)	TWT-2.5/109	G106-2.5	G114-2.5
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0,094	0,094
4	0,156	0,250	0,250
5	0,313	0,375	0,438
6	0,500	0,594	0,750
7	0,844	0,906	1,156
8	1,281	1,312	1,688
9	1,719	1,719	1,938
10	2,000	2,157	2,190

La principal desventaja del modelo TWT-2.5/109 de MTOI es que el aerogenerador no arranca hasta que encuentra velocidades superiores a 4 m/s, por lo que no genera energía a velocidades bajas. Sin embargo, los dos modelos de GAMESA permiten la generación de energía desde los 3 m/s. Además, el G114-2.5 tiene valores más altos de potencia que el G106-2.5 a partir de los 6 m/s.

6.4 ALTURA DE LA TORRE

Los otros factores proporcionales a la potencia son la densidad del aire y la velocidad (al cubo) del viento. No son parámetros que puedan variarse directamente, pero sí de forma indirecta: los valores cambian en función de la altura. Así, la altura de la torre del aerogenerador será el tercer punto de estudio en la elección del modelo.

Consultando el catálogo de los fabricantes, se obtiene la Tabla 10 con los 3 modelos y sus alturas de torre disponibles.

Tabla 10. Alturas disponibles para los aerogeneradores estudiados

TWT-2.5/109	G106-2.5	G114-2.5
102 m	72 m	68 m
-	80 m	80 m
-	93 m	93 m
-	-	125 m

6.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

El objetivo de esta parte del estudio es comparar la energía que produce cada modelo seleccionado en los puntos de la Tabla 5. Para el cálculo de la energía se va a operar de forma análoga a como se ha hecho en el capítulo 5.3. Debido a las diferentes alturas de cada modelo, ésta vez sí es necesario utilizar las fórmulas (10), (11) y (12) para recalcular los parámetros de Weibull.

Los resultados, obtenidos a partir de la fórmula (13), se encuentran resumidos en las Tablas 11, 12 y 13. Los altos valores del factor de carga se deben a que no se han tenido en cuenta las posibles pérdidas y se ha operado con valores brutos de energía.

Tabla 11. Energía bruta producida (MWh) por el modelo TWT-109

Puntos	TWT-109 (102 m)
A19	12.070
A24	12.277
A53	12.120
A87	11.450
Total	47.917
Factor de carga	0,55

Tabla 12. Energía bruta producida (MWh) por el modelo G106-2.5

Puntos	G106 (72 m)	G106 (80 m)	G106 (93 m)
A19	12.023	12.002	12.493
A24	12.394	12.283	12.780
A53	12.237	12.118	12.622
A87	10.988	11.271	11.783
Total	47.642	47.674	49.679
Factor de carga	0,54	0,54	0,56

Tabla 13. Energía bruta producida (MWh) por el modelo G114-2.5

Puntos	G114 (68 m)	G114 (80 m)	G114 (93 m)	G114 (125 m)
A19	12.869	13.003	13.481	14.178
A24	13.227	13.269	13.752	14.370
A53	13.064	13.117	13.607	14.245
A87	11.874	12.317	12.821	13.661
Total	51.034	51.706	53.661	56.454
Factor de carga	0,58	0,59	0,61	0,64

Se puede observar que el modelo de MTOI y el G106-2.5 producen entre un 5% y un 10% menos de energía que el modelo con rotor más grande de GAMESA para cualquier altura. De

aquí se puede extraer que el factor más influyente es el de la curva de potencia, ya que, como se explica en el apartado 6.3, el G114-2.5 tiene mejores condiciones de potencia a las velocidades más frecuentes. De esta forma se descartan los dos primeros modelos para delimitar más el análisis.

Por otra parte, la energía producida del G114-2.5 aumenta según lo hace la altura de la torre. Sin embargo, hay que calcular la rentabilidad de la energía extra conseguida en función de un aumento unitario de la altura para saber cuál es la más conveniente para el parque.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2020) recoge estimaciones económicas basadas en estudios y proyectos de tipo eólico de la década del 2001 al 2010. Así pues, establece que la elección del aerogenerador supone un 75% de la inversión de forma aproximada, aumentándose un 0,5% por cada metro de altura adicional. Se va a utilizar este dato en la Tabla 14 como base para determinar qué torre es más apropiada.

Tabla 14. Comparación de alturas de torre del modelo G114-2.5

	Alturas			
	G114 (68 m)	G114 (80 m)	G114 (93 m)	G114 (125 m)
Total (MWh)	51.034	51.706	53.661	56.454
Incremento de altura (m)	-	12	25	57
Incremento energético (%)	-	1,32	5,15	10,62
Incremento de costes (%)	-	6,00	12,50	28,50

Se ha tomado como referencia la torre de menor altura. Cabe destacar que los costes van creciendo más que la energía producida a medida que se aumenta la altura. El modelo G114 de 68 metros sería mejor opción que el resto teniendo en cuenta los parámetros que dicta el PER.

El estudio económico se va a completar en el análisis de viabilidad (Capítulo 10), pero a partir de la Tabla 14 se toma el modelo G114 de 68 metros como el aerogenerador elegido para la repotenciación del parque de Tahivilla. Su principal ventaja es su buena curva de potencia, la cual alcanza su máximo nominal a una velocidad más baja que el resto (10 m/s), y el hecho de ser de clase IIA.

Las características del modelo de Gamesa G114-2.5 se adjuntan en la Tabla 15.

Tabla 15. Características del modelo G114-2.5 de GAMESA. Fuente: GAMESA

ROTOR	Diámetro	114 m
	Área de barrido	10207 m ²
	Velocidad de giro	7,7-14,6 rpm
PALAS	Número	3
	Longitud	56 m
	Material	Fibra de vidrio reforzada
CAJA DE CAMBIOS	Ratio (50 Hz)	1:129,7
	Ratio (60 Hz)	1:103,8
GENERADOR	Tipo	DFIG
	Voltaje	690 V
	Clase de protección	IP 54
	Factor de potencia	0,95 CAP – 0,95 IND

CAPÍTULO 7. DISEÑO DEL PARQUE

7.1 EFECTOS DEL VIENTO

Hay diferentes fenómenos que pueden modificar la velocidad del viento e interferir en la energía aprovechable por los aerogeneradores.

Uno de ellos es el llamado abrigo del viento. La aparición de un obstáculo en la dirección del viento provoca que su velocidad disminuya. El principal parámetro del que depende esa disminución de la velocidad es la porosidad del obstáculo (no es lo mismo que se trate de un árbol que de un edificio). Cuanto mayor sea la porosidad, mayor es la velocidad al dejar atrás el obstáculo.

El hecho de atravesar la turbina del aerogenerador hace que el viento aumente su turbulencia y pierda energía cinética. Una turbulencia excesiva alrededor de las máquinas puede dañarlas y disminuir su vida útil, por lo que se deben tomar medidas para evitar este efecto. Además, si hay demasiada proximidad entre los aerogeneradores, se desaprovecha gran parte del potencial eólico debido a la pérdida de energía cinética. Este efecto recibe el nombre de efecto estela.

Una correcta ubicación de cada aerogenerador puede solucionar en gran medida este problema. Lo ideal es separarlos lo máximo posible, pero el elevado coste del terreno obliga a adoptar una solución de compromiso. Así pues, una separación de entre 5 y 9 diámetros de rotor en la dirección del viento y de 3 a 5 diámetros para la dirección perpendicular al viento minimiza la influencia de dicho efecto (Danish Wind Industry Association, 2003).

También es importante el impacto de la orografía sobre el recurso eólico. El efecto colina consiste en la compresión del aire al encontrarse con la montaña en su dirección. Una vez alcanza la cima de la colina vuelve a expandirse y, en consecuencia, aumenta su velocidad. Sin embargo, situar aerogeneradores en las cimas de las colinas no siempre es beneficioso. En caso de tratarse de una colina escarpada y de firme irregular, las vibraciones que se producirían alrededor de la máquina anularían la ventaja de contar con mayores velocidades de viento.

Otra opción para situar los aerogeneradores es ubicarlo entre dos montañas, dando lugar al efecto túnel. El viento choca con las dos montañas y se comprime, produciendo una aceleración en el hueco entre las dos. Como ocurre con el efecto colina, hay que tener en cuenta que se trate de una zona poco accidentada para que no aumenten en exceso las vibraciones.

7.2 ALTERNATIVAS

Los criterios utilizados para la nueva situación de los aerogeneradores han sido los siguientes:

- Zonas de protección: como se explica detalladamente en el Capítulo 8, el terreno disponible se encuentra rodeado de zonas ambientalmente protegidas. La situación de las nuevas máquinas no debe interferir en las zonas protegidas.
- Velocidad del viento: el objetivo es conseguir puntos de máxima velocidad. El modelo elegido tiene una torre de 68 metros, por lo que se ha calculado el parámetro a dicha altura. Sin embargo, se fija un límite en 8,5 m/s, que es la velocidad más alta que soportan los aerogeneradores de clase IIA. La orografía y los fenómenos que provoca, explicados en el apartado 7.1, no son determinantes al tratarse de una zona muy llana.
- Separación de las máquinas: explicado también en el apartado 7.1, se debe optimizar el espacio disponible pero respetando las distancias entre aerogeneradores para evitar el efecto estela.
- Infraestructura eléctrica: la longitud de cableado supone un gran coste. El objetivo es lograr una solución de compromiso con la separación de los aerogeneradores y situarlos cerca de la subestación transformadora.

7.2.1 INSTALACIÓN DE 22,5 MW

El objetivo es instalar la misma potencia que hay en el parque actualmente. Sin embargo, no es posible sumar exactamente 23,4 MW con aerogeneradores de 2,5 MW. Se ha optado por instalar 9 máquinas, las cuales suponen 22,5 MW de potencia total, y así tener una potencia más cercana al objetivo que si se instalaran 10 unidades.

Comparando esta repotenciación con las que se han detallado en el apartado 3.3, especialmente con la del PESUR, la potencia final instalada se quedaría muy por debajo de la de los otros *repowerings*. Las dos alternativas que se proponen a lo largo del presente apartado están más dirigidas a reducir el impacto visual (de 78 a 9 aerogeneradores) que a la maximización de la producción de energía.

ALTERNATIVA A

Se ha decidido situar los aerogeneradores cerca de la subestación de Facinas para el aprovechamiento de la infraestructura existente.

Entre cada máquina hay una distancia mínima de 600 metros (un poco más de cinco diámetros de rotor) tanto en la dirección predominante del viento como en la perpendicular. En el apartado 7.1 se exige un mínimo de cinco diámetros en la dirección del viento y tres diámetros en la dirección perpendicular para evitar el efecto estela, por lo que la energía no se ve reducida en este aspecto. La Figura 19 representa la ubicación de las nuevas máquinas.



Figura 19. Situación del parque según la Alternativa A.

Se ha tenido en cuenta la normativa referida a la distancia de los aerogeneradores respecto a la carretera, puesto que la N340 atraviesa el parque y algunas máquinas quedan cercanas a ella. La Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, mediante una resolución emitida el 12 de noviembre de 2015 referida a regulación, normativa y zonificación de infraestructuras energéticas, establece una distancia mínima de 120 metros al eje de la carretera para aerogeneradores eólicos de menos de 80 metros de altura.

La Alternativa A, representada en la Tabla 16, consigue un total de 4.667 horas equivalentes de media entre los 9 aerogeneradores. Esto quiere decir que, durante todo el año, se produce una energía equivalente a dichas horas con las máquinas trabajando a potencia nominal.

Tabla 16. Energía bruta anual producida con la Alternativa A

Aerogenerador	X	Y	Energía bruta (MWh)	Factor de carga
A1	255741	4003390	11.337	0,52
A2	255741	4004090	11.703	0,53
A3	255141	4003790	11.833	0,54
A4	255141	4002890	12.616	0,58
A5	255741	4002590	11.932	0,54
A6	255141	4001990	11.251	0,51
A7	255741	4001790	11.791	0,54
A8	255141	4001390	9.796	0,45
A9	255841	4001190	12.751	0,58
TOTAL DEL PARQUE			105.018	0,53

ALTERNATIVA B

Genera mayor cantidad de energía que la Alternativa A, pues se ha priorizado la situación de los aerogeneradores en puntos de velocidad máxima. Con esta opción se consigue un total de 5.242 horas equivalentes de funcionamiento y un factor de carga de 0,60, como muestra la Tabla 17.

Tabla 17. Energía bruta anual producida con la Alternativa B

Aerogenerador	X	Y	Energía bruta (MWh)	Factor de carga
B1	253141	4004860	12.863	0,59
B2	253741	4004860	12.981	0,59
B3	253641	4003960	12.886	0,59
B4	253041	4003760	13.033	0,60
B5	253041	4002360	13.150	0,60
B6	253741	4002060	13.029	0,59
B7	253041	4001760	13.228	0,60
B8	253741	4001160	13.270	0,61
B9	253041	4001160	13.526	0,62
TOTAL DEL PARQUE			117.966	0,60

La Figura 22 muestra la situación de las máquinas de la Alternativa B, donde la mayoría se encuentran ubicadas en una zona boscosa.



Figura 20. Situación del parque según la Alternativa B

El problema principal de la Alternativa B es el impacto ambiental que produce. Es necesario la tala de una zona arbolada y el acondicionamiento del lugar para poder instalar los aerogeneradores y garantizar buenas condiciones de viento. Además, no se puede aprovechar la infraestructura ya existente, por lo que la construcción de caminos, subestación eléctrica, etc. aumenta también el impacto visual en una zona verde.

En consecuencia, la Alternativa B queda descartada por su alto impacto ambiental.

7.2.2 AMPLIACIÓN A 35 MW

Se ha optado por instalar la mayor potencia posible en el terreno disponible. Sin embargo, la zona IBA al norte del municipio Facinas (detallada en el apartado 9.2.4) y el terreno boscoso descrito en la Alternativa B, además de la separación necesaria entre aerogeneradores, limita la ampliación a 14 máquinas (35 MW). El objetivo establecido para la Alternativa C, al contrario que para las Alternativas A y la B, es aumentar la potencia instalada.

ALTERNATIVA C

La situación de los aerogeneradores se ha basado en la Alternativa A, manteniendo los 9 ya instalados en dicha opción y añadiendo otros 5. Además, se ha optado por una distribución radial, añadiendo otra línea a las dos existentes para repartir mejor las intensidades que circulan por cada una. En la Figura 21 se puede apreciar la nueva configuración del parque.

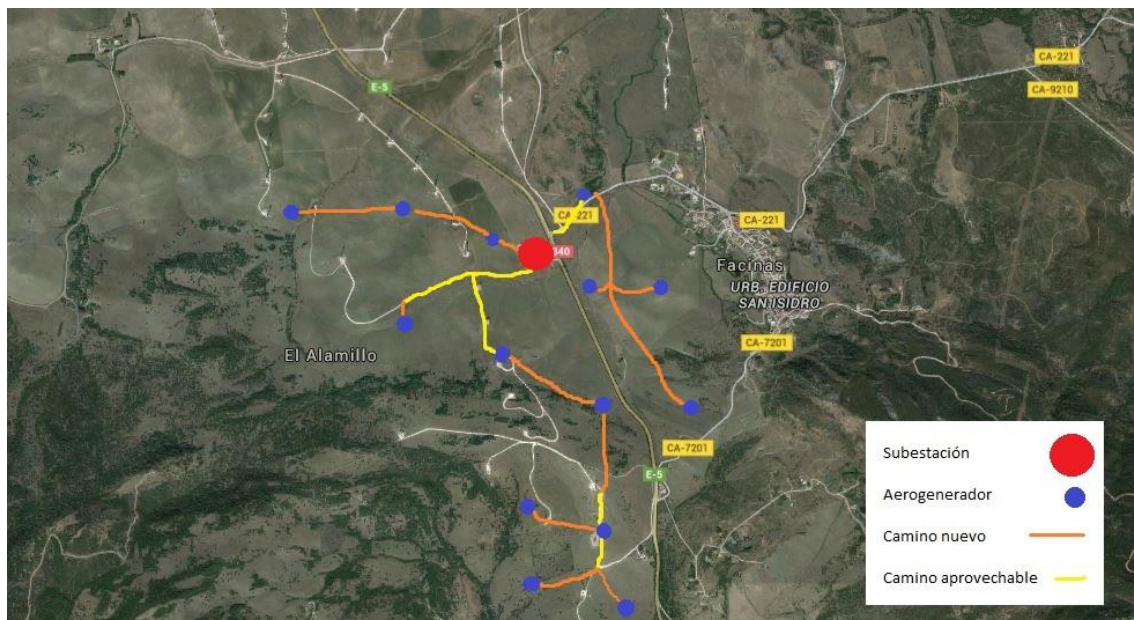


Figura 21. Situación del parque según la Alternativa C

La Alternativa C produce un total de 162.700 MWh anuales, lo que se traduce en 4.648 horas equivalentes y un factor de carga de 0,53, como aparece detallado en la Tabla 18.

Tabla 18. Energía bruta anual producida con la Alternativa C

Aerogenerador	X	Y	Energía bruta (MWh)	Factor de carga
C1	256341	4002590	9.755	0,45
C2	256341	4003490	11.652	0,53
C3	255741	4003390	11.337	0,52
C4	255741	4004090	11.703	0,53
C5	255141	4003790	11.833	0,54
C6	254541	4004090	12.961	0,59
C7	253841	4004090	11.678	0,53
C8	254541	4003190	11.638	0,53
C9	255141	4002890	12.616	0,58
C10	255741	4002590	11.932	0,54
C11	255141	4001990	11.251	0,51
C12	255741	4001790	11.791	0,54
C13	255141	4001390	9.796	0,45
C14	255841	4001190	12.752	0,58
TOTAL DEL PARQUE			162.700	0,53

7.3 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

En las Tablas 15, 16 y 17 aparece la energía bruta producida por cada alternativa. No se trata de la energía que se produce realmente, pues no se han tenido en cuenta pérdidas referidas al potencial eólico y pérdidas que se dan en el transporte de la energía. A continuación se detallan algunas:

- Pérdidas por disponibilidad: se producen debidas a tareas de mantenimiento de los aerogeneradores o por fallos que impiden su funcionamiento normal.
- Pérdidas por efecto parque: explicadas en el apartado 7.1.
- Pérdidas eléctricas: se calculan en el apartado 8.3.3 utilizando el criterio de caída de tensión.
- Otras pérdidas

En la Tabla 18 se muestran los valores de las pérdidas y la energía neta producida por cada alternativa.

Tabla 19. Pérdidas y energía anual producida

Alternativas	A	C
Energía anual bruta (MWh)	105.018	162.700
Pérdidas disponibilidad (%)	5	
Pérdidas efecto parque (%)	5	8
Pérdidas eléctricas (%)	2,72	3,29
Otras pérdidas (%)	5	
Energía anual neta (MWh)	86.409	128.061
Factor de carga	0,44	0,42
Horas equivalentes (h)	3.840	3.659

Las pérdidas por el efecto parque son proporcionales al número de aerogeneradores de cada alternativa, mientras que las pérdidas eléctricas se calculan en el apartado 8.3.3 y se seleccionan para la Tabla 18 las más altas. Se ha optado por llevar a cabo un cálculo conservador de la energía neta, redondeando los porcentajes de pérdidas al alza en todos los casos.

La Alternativa B no se ha calculado en la Tabla 18 por no ser viable debido a su ubicación. Las dos alternativas comparadas tienen una gran diferencia de energía producida como consecuencia del diferente número de aerogeneradores instalados en cada una. Sin embargo, el factor de carga de ambas es prácticamente el mismo, lo que indica que el rendimiento de las dos es muy similar. El análisis de viabilidad va a determinar cuál de las dos alternativas puede ser más rentable económicamente.

CAPÍTULO 8. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En el presente capítulo se va realizar el cálculo de las intensidades nominales que van a circular por cada tramo de cable y, en función de dichas intensidades, el tipo de cable y el aislamiento necesario. El criterio térmico, con sus correspondientes factores de corrección, va a ser el que se emplee para el cálculo de las secciones del conductor. Una vez obtenidas, se comprueba que cumplan el criterio de caída de tensión y se estudia el tipo de celdas de conexión que requiere cada aerogenerador del parque.

8.1 INTENSIDADES NOMINALES

Cada tramo de línea tiene una intensidad nominal, cuyo cálculo corresponde a (17).

$$I_n \text{ (A)} = \frac{P_n \text{ (kW)}}{\sqrt{3} \cos \varphi U_n \text{ (kV)}} \quad (17)$$

El factor de potencia ($\cos \varphi$) se extrae de la hoja de características del modelo (Tabla 15), cuyo valor alcanza casi la unidad (0,95). Por otra parte, el valor de la tensión nominal de la línea (U_n) es de 20 kV. Partiendo de estos datos, se obtienen las intensidades nominales para cada tramo. Se muestran los resultados en las Tablas 20 y 21 y la representación de los tramos en las Figuras 22 y 23, respectivamente.

Tabla 20. Tramos de línea e intensidades nominales de la Alternativa A

Línea	Tramos de línea	P_n (kW)	I_n (A)
1	A2 → A1	2.500	75,97
	A1 → Subestación	5.000	151,93
2	A9 → Confluencia 1	2.500	75,97
	A8 → Confluencia 1	2.500	75,97
	Confluencia 1 → A7/Confluencia 2	5.000	151,93
	A6 → A7/Confluencia 2	2.500	75,97
	A7/Confluencia 2 → A5	10.000	303,87
	A5 → A4	12.500	379,84
	A4 → Confluencia 3	15.000	455,80
	A3 → Confluencia 3	2.500	75,97
	Confluencia 3 → Subestación	17.500	531,77



Figura 22. Numeración de nodos de la red y confluencias de la Alternativa A.

Tabla 21. Tramos de línea e intensidades nominales de la Alternativa C

Línea	Tramo de línea	P_n (kW)	I_n (A)
1	C1 → Confluencia 4	2.500	75,97
	C2 → Confluencia 4	2.500	75,97
	C3 → Confluencia 4	2.500	75,97
	Confluencia 4 → C4	7.500	227,91
	C4 → Subestación	10.000	303,88
2	C7 → C6	2.500	75,97
	C6 → C5	5.000	151,93
	C5 → Subestación	7.500	227,91
3	C14 → Confluencia 1	2.500	75,97
	C13 → Confluencia 1	2.500	75,97
	Confluencia 1 → C12/Confluencia 2	5.000	151,93
	C11 → C12/Confluencia 2	2.500	75,97
	C12/Confluencia 2 → C10	7.500	227,91
	C10 → C9	10.000	303,88
	C9 → Confluencia 3	12.500	379,84
	C8 → Confluencia 3	2.500	75,97
	Confluencia 3 → Subestación	15.000	455,80



Figura 23. Numeración de nodos de la red y confluencias de la Alternativa C

8.2 NIVELES DE AISLAMIENTO DEL CABLE

Dependiendo de la duración máxima de un defecto a tierra, las redes se clasifican en tres categorías distintas:

- Categoría A: debe eliminarse el defecto en 1 minuto como máximo.
- Categoría B: el tiempo límite para acabar con el defecto es de 1 hora.
- Categoría C: comprende las redes que no son de categoría ni A ni B.

La red objeto de estudio es de categoría A, donde los defectos a tierra deben eliminarse tan rápido como sea posible. Además, la tensión nominal es de 20 kV. Con estos dos datos conocidos, pueden obtenerse otros parámetros de la red acudiendo a la “Tabla de niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios” dentro de la ITC-LAT 06. Se muestran los parámetros en la Tabla 22.

Tabla 22. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios. Fuente: ITC-LAT 06

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			Tensión nominal del cable U_0/U (kV)	Valor de cresta de tensión a impulsos U_p (kV)
20	24	A	12/20	125

8.3 SECCIÓN DEL CONDUCTOR

El cálculo de la sección del conductor se va a realizar mediante el criterio térmico y utilizando también como base las tablas proporcionadas por la ITC-LAT 06. El método de cálculo es el siguiente:

1. Calcular el valor de I_1 , expresado en la fórmula (18):

$$I_1 = I_n / k \tag{18}$$

2. Obtener de las tablas el valor de la sección cuya intensidad (I_{tablas}) es mayor o igual que I_1 .
3. Verificar la condición (19):

$$k \cdot I_{tablas} > I_n \tag{19}$$

Se van a utilizar cables unipolares HEPR con conductor de cobre. La instalación se realiza mediante cables directamente enterrados. Siguiendo la ITC-LAT 06, hace falta emplear coeficientes de corrección en caso de no cumplirse las siguientes condiciones:

- Temperatura del terreno de 25°C.
- Una terna de cables unipolares agrupados en contacto mutuo, o un cable tripolar.
- Terreno de resistividad térmica normal (1,5 K · m/W).
- Profundidad de instalación de 1 metro.

Para la instalación objeto de estudio, se opta por colocar cables unipolares agrupados a un metro de profundidad. El resto de condiciones dependen del terreno y no pueden modificarse, por lo que es necesario utilizar coeficientes correctores.

8.3.1 FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL TERRENO

La temperatura máxima del terreno se da en agosto y alcanza los 37°C (Junta de Andalucía, 2013). Se va a emplear dicha temperatura, pese a no ser frecuente, para evitar problemas con la instalación eléctrica en los días más calurosos del año.

Tabla 23. Temperaturas máximas asignadas al conductor. Fuente: ITC-LAT 06

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)*		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	
	90 para $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Según la Tabla 23, la temperatura máxima en servicio permanente es de 105°C para el HEPR con 12/20 kV. Con este valor se puede calcular, mediante la Tabla 24, el factor de corrección.

Tabla 24. Factor de corrección para temperatura del terreno. Fuente: ITC-LAT 06

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
➡ 105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Interpolando entre 35 y 40°C, se obtiene un factor de corrección de la temperatura del terreno de 0,924 para 37°C.

8.3.2 FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

El ITC-LAT 06 muestra en la Tabla 25 la resistividad térmica de distintos tipos de terreno.

Tabla 25. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. Fuente: ITC-LAT 06

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza

El tipo de suelo predominante en Tarifa es el vertisol cálcico. Es rico en arcilla y muy seco, especialmente en verano. En consecuencia, se considera una resistividad térmica de 1,2 K·m/W.

Tabla 26. Factor de corrección para la resistividad térmica del terreno. Fuente: ITC-LAT 06

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
	Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88
35		1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
50		1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
70		1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
95		1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
120		1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
150		1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
185		1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240		1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400		1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

No se puede determinar de la Tabla 26 el factor de corrección sin saber la sección del conductor a utilizar, por lo que se procede al cálculo conjunto de ambos parámetros. Por tanto, se va a emplear también la información de la Tabla 27 para dicho cálculo.

Tabla 27. Intensidades (en amperios) máximas admisibles en servicio permanente. Fuente: ITC-LAT 06

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Teniendo en cuenta que se trata de cables enterrados directamente con aislamiento HEPR y conductor de cobre, la Tabla 28 representa el cálculo del factor de corrección de la resistividad térmica del terreno y la sección del conductor para el tramo de línea con la potencia nominal más alta de la red: 17500 kW ($I_n = 531,77 A$):

 Tabla 28. Cálculo de la sección necesaria para $I_n=531,77 A$

I_{tablas} (A)	Sección (mm ²)	Factor corrector de la resistividad térmica (K_1)	Factor corrector de la temperatura (K_2)	K_{total} ($K_1 \cdot K_2$)	$I_1 = I_n / k$	$I_{tablas} \geq I_1$	$K \cdot I_{tablas} > I_n$
135	25	1,096	0,924	1,013	525	NO	NO
160	35	1,096	0,924	1,013	525	NO	NO
190	50	1,096	0,924	1,013	525	NO	NO
235	70	1,102	0,924	1,013	522	NO	NO
280	95	1,108	0,924	1,024	519	NO	NO
320	120	1,108	0,924	1,024	519	NO	NO
360	150	1,108	0,924	1,024	519	NO	NO
405	185	1,108	0,924	1,024	519	NO	NO
470	240	1,108	0,924	1,024	519	NO	NO
530	300	1,114	0,924	1,023	516	SI	SI
600	400	1,114	0,924	1,023	516	SI	SI
Tabla 27	Tabla 27	Tabla 26 y 27	Tabla 24				

De la Tabla 28 se obtiene que se necesita al menos una sección de 300 mm². Se trata de una sección muy grande por el hecho de haber calculado el tramo de línea de la Alternativa A que más intensidad tiene que soportar. Este es también uno de los motivos por los que se ha elegido el conductor de cobre, pues la sección más grande de aluminio no llega a soportar tal intensidad.

Operando de forma análoga se obtiene en las Tablas 29,30 y 31 las secciones para las intensidades nominales que recorren cada tramo de línea de las Alternativas A y C.

Tabla 29. Sección de conductor necesaria para la intensidad nominal de las Alternativas A y C

I_n (A)	k_{total}	I_1 (A)	Sección necesaria (mm ²)
75,97	1,01	75,02	25
151,93	1,01	150,02	35
227,91	1,02	223,83	70
303,87	1,02	296,81	120
379,84	1,02	371,01	185
455,80	1,02	445,21	240
531,77	1,03	516,61	300

Tabla 30. Sección de conductor para cada tramo de línea de la Alternativa A

Línea	Tramos de línea	Sección (mm ²)
1	A2 → A1	25
	A1 → Subestación	35
2	A9 → Confluencia 1	25
	A8 → Confluencia 1	25
	Confluencia 1 → A7/Confluencia 2	35
	A6 → A7/Confluencia 2	25
	A7/Confluencia 2 → A5	120
	A5 → A4	185
	A4 → Confluencia 3	240
	A3 → Confluencia 3	25
	Confluencia 3 → Subestación	300

Tabla 31. Sección de conductor para cada tramo de línea de la Alternativa C

Línea	Tramo de línea	Sección (mm ²)
1	C1 → Confluencia 4	25
	C2 → Confluencia 4	25
	C3 → Confluencia 4	25
	Confluencia 4 → C4	70
	C4 → Subestación	120
2	C7 → C6	25
	C6 → C5	35
	C5 → Subestación	70
3	C14 → Confluencia 1	25
	C13 → Confluencia 1	25
	Confluencia 1 → C12/Confluencia 2	35
	C11 → C12/Confluencia 2	25
	C12/Confluencia 2 → C10	70
	C10 → C9	120
	C9 → Confluencia 3	185
	C8 → Confluencia 3	25
Confluencia 3 → Subestación	240	

8.3.3 COMPROBACIÓN A CAÍDA DE TENSIÓN

Para comprobar que los resultados calculados en 8.3.1 y 8.3.2 son correctos se va a llevar a cabo el criterio de caída de tensión. La caída de tensión se produce debido a la resistencia de los conductores, mostrada en la Tabla 32. El reglamento de Alta Tensión establece una caída de tensión máxima del 5% por línea para este tipo de instalación.

El incremento de tensión (ΔU) se calcula mediante la fórmula (20):

$$\Delta U (V) = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad (20)$$

Siendo:

- L: longitud de cada tramo en km.
- I: intensidad nominal en A.
- R: resistencia del cable en Ω/km .
- X: reactancia del cable en Ω/km .
- $\cos\varphi$: factor de potencia

El factor de potencia $\cos\varphi$ es cercano a la unidad, por lo que el seno del mismo ángulo es muy cercano a cero. Para simplificar los cálculos, se va a anular el término $\sin\varphi$.

La caída de tensión porcentual (ε) se obtiene empleando la ecuación (21):

$$\varepsilon (\%) = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \quad (21)$$

Siendo:

- ΔU : caída de tensión en V calculada con (20).
- U_n : tensión nominal de la línea en V. Es de 20 kV para cada tramo.

Las longitudes de cada línea se calculan teniendo en cuenta una línea recta entre sus respectivas coordenadas UTM y con ayuda de las medidas de Google Maps. Para compensar desviaciones y pendientes del terreno, los resultados de la Tabla 33 presentan un 20% de longitud adicional a las distancias medidas. Pese a tratarse de una zona prácticamente llana, se aplica un alto porcentaje de longitud adicional para ser conservador en los cálculos.

Para obtener la resistencia del cable se hace uso de la Tabla 32.

Tabla 32. Resistencia del HEPR. Fuente: multiconductores.cl

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.887
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.427	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.170	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.108	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Tabla 33. Caída de tensión en las líneas de la Alternativa A

Línea	Tramos de línea	Longitud (km)	ΔU (V)	ϵ (%)	
1	A2-A1	0,84	102,06	0,51	1,09
	A1-Subestación	0,66	115,82	0,58	
2	A9-Confluencia 1	0,38	46,66	0,23	2,72
	A8-Confluencia 1	0,56	68,53	0,34	
	Confluencia 1-A7/Confluencia 2	0,31	54,75	0,27	
	A6-A7/Confluencia 2	0,59	71,44	0,36	
	A7/Confluencia 2-A5	0,96	98,88	0,49	
	A5-A4	0,80	67,33	0,34	
	A4-Confluencia 3	0,66	51,48	0,26	
	A3-Confluencia 3	0,40	48,12	0,24	
	Confluencia 3-Subestación	0,52	37,47	0,19	

Tabla 34. Caída de tensión en las líneas de la Alternativa C

Línea	Tramo de línea	Longitud (km)	ΔU (V)	ϵ (%)	
1	C1 - Confluencia 4	1,15	139,73	0,70	2,01
	C2 - Confluencia 4	0,39	47,39	0,24	
	C3 - Confluencia 4	0,26	31,59	0,16	
	Confluencia 4 - C4	0,77	103,66	0,52	
	C4 - Subestación	0,75	77,25	0,39	
2	C7 - C6	0,84	102,06	0,51	1,59
	C6 - C5	0,80	140,40	0,70	
	C5 - Subestación	0,56	75,39	0,38	
3	C14 - Confluencia 1	0,38	46,17	0,23	3,29
	C13 - Confluencia 1	0,56	68,04	0,34	
	Confluencia 1 - C12/Confluencia 2	0,31	54,40	0,27	
	C11 - C12/Confluencia 2	0,59	71,69	0,36	
	C12/Confluencia 2 - C10	0,96	129,24	0,65	
	C10 - C9	0,80	82,40	0,41	
	C9 - Confluencia 3	0,66	55,28	0,28	
	C8 - Confluencia 3	0,90	109,35	0,55	
Confluencia 3 - Subestación	0,52	40,56	0,20		

8.4 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA Y CELDAS DE CONEXIÓN

Tanto la Alternativa A como la C aprovechan la infraestructura ya construida, incluida la subestación transformadora. Por tanto, simplemente hay que adaptar la subestación a los nuevos requerimientos del parque.

Las celdas de conexión son necesarias para conectar los aerogeneradores a la línea de media tensión (MT). Sin embargo, no todos precisan del mismo tipo de celda, pues la ubicación de cada uno influye en la elección. MESA, diseñador y fabricante de productos de media y alta tensión, proporciona un catálogo que incluye las celdas mostradas en la Figura 24.

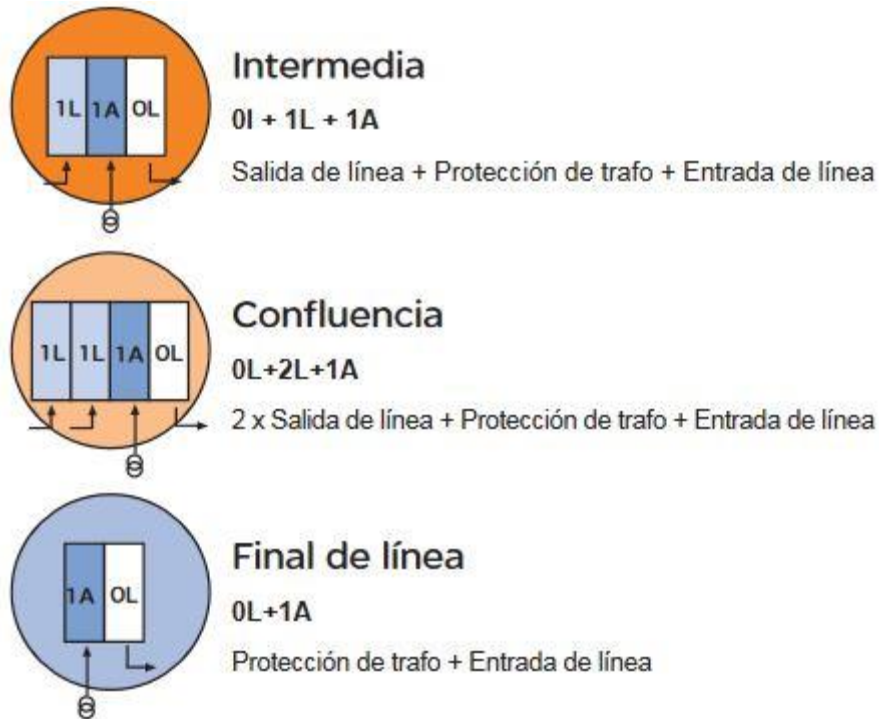


Figura 24. Tipos de celdas de conexión. Fuente: Catálogo MESA

- Celdas intermedias: se utilizan en los aerogeneradores que no son ni de final de línea ni intersección de dos líneas.
- Celdas de confluencia: para las máquinas que se encuentran en la intersección de dos líneas.
- Celdas de final de línea: necesarias en aerogeneradores situados al final de cada línea.

Se puede apreciar en la Figura 25, cuyos colores se corresponden con los representados en la Figura 24, el uso de cada celda según la situación del aerogenerador.

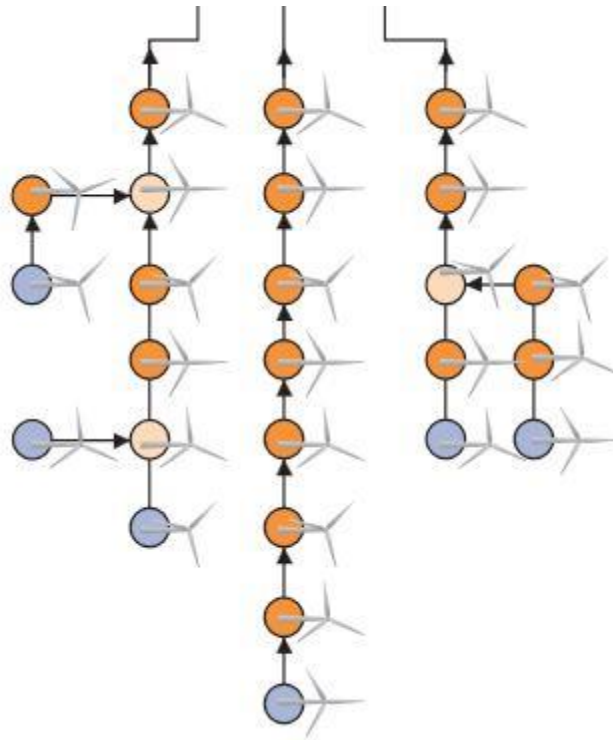


Figura 25. Tipo de celda de conexión según posición del aerogenerador. Fuente: Catálogo MESA

CAPÍTULO 9. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La Unión Europea estableció los mecanismos para adoptar medidas en actividades que tuviesen efectos sobre el medio ambiente a través de la Directiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril de 2014, por la que se modifica la Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

Además, la Ley 21/2013, ya citada en el Capítulo 2, dicta unos contenidos mínimos dentro del Estudio de Impacto Ambiental: descripción del proyecto, análisis de alternativas y evaluación de efectos sobre el medio ambiente. En el Capítulo 9 se detallan dichos contenidos a excepción del análisis de alternativas, que se ha desarrollado implícitamente a lo largo del documento.

9.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto objeto de estudio consiste en la repotenciación del parque eólico de Tahivilla. Se han seleccionado los aerogeneradores G114-2.5 de 68 metros de altura de Gamesa para llevar a cabo el aprovechamiento de la energía eólica del emplazamiento. Las alternativas estudiadas proponen mantener una potencia cercana a la inicial (22,5 MW) o ampliarla a 32,5 MW.

El parque, de dimensiones cercanas a los 15 km², se encuentra situado entre los núcleos urbanos de Tahivilla y Facinas (Tarifa). El emplazamiento elegido se sitúa cerca de la costa, es prácticamente llano y las buenas características del viento hacen que proliferen los parques eólicos.

La realización del proyecto pasa por tres fases bien diferenciadas:

Fase de construcción

- Acondicionamiento de la zona
- Construcción y ampliación de vías de acceso
- Construcción de zanjas para la línea de alta tensión
- Cimentación
- Transporte de los aerogeneradores
- Montaje de los aerogeneradores

Fase de operación

- Operación de los aerogeneradores
- Mantenimiento y supervisión

Fase de desmantelamiento

- Desarme de equipos
- Derribo de obras civiles
- Rehabilitación de la zona

9.2 INVENTARIO AMBIENTAL

9.2.1 CLIMATOLOGÍA

El clima de Tarifa es de tipo mediterráneo, aunque con influencias oceánicas. Se caracteriza por ser templado, con temperaturas suaves y regulares. La temperatura media anual es de 17,2 °C, sin grandes variaciones durante todo el año. Sin embargo, las precipitaciones son más irregulares, concentrándose principalmente entre noviembre y marzo, y de carácter torrencial. Estas precipitaciones alcanzan un total de 834 mm al año, repartidas en 58 días distintos (Agencia Estatal de Meteorología, 2016). Hay meses como julio o agosto en los que apenas se producen lluvias. En la Figura 26 se muestra la climatología de la región.

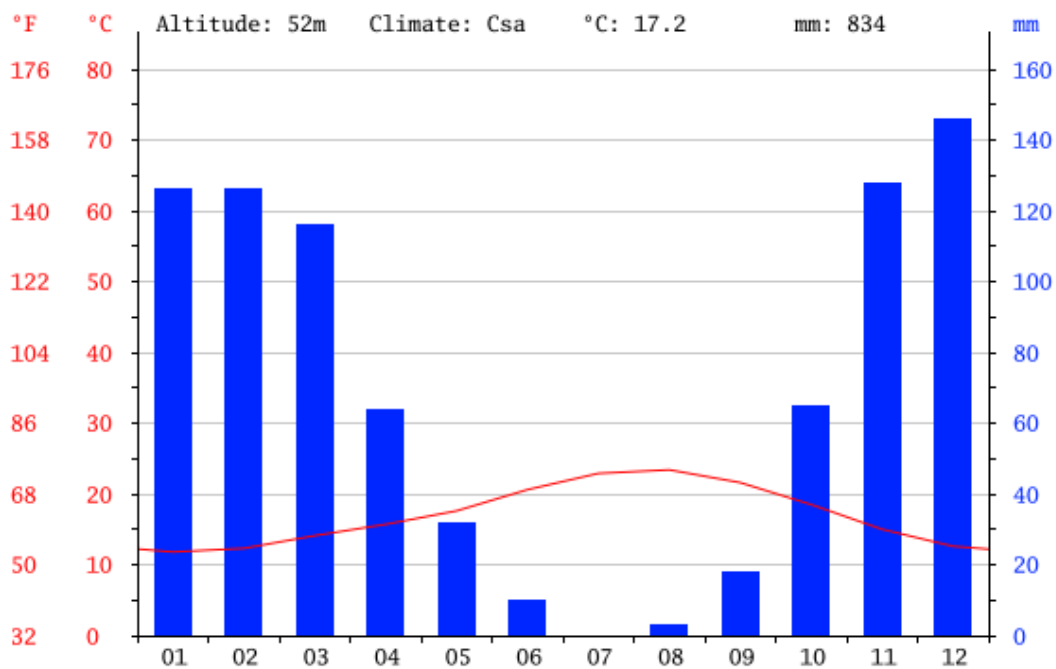


Figura 26. Climatología de Tarifa. Fuente: Climate Data

Dos parámetros a destacar en la zona del Estrecho son el viento y la humedad. Los vientos que predominan son el de levante (procedente del este) y el de poniente (procedente del oeste). En cuanto a la humedad, se mantiene prácticamente constante, alrededor del 80% durante todo el año.

9.2.2 GEOLOGÍA

Toda la zona del Estrecho de Gibraltar posee una geología compleja, producto de un fenómeno ocurrido hace millones de años que recibe el nombre de orogenia alpina. Los movimientos de placas de dicha época hicieron que se crearan diferentes formaciones con características distintas según la información de la Junta de Andalucía:

- Unidad de Aljibe: formada por areniscas en las sierras del interior.
- Unidad de Algeciras: adyacente a la zona de la Punta de Tarifa, son comunes las formaciones Flysch margo-areniscoso-micáceo.
- Unidad de Almarchar: aparecen facies con margas esquistosas de color gris-amarillento.
- Unidad de Bolonia: es parecida a la unidad de Algeciras, aunque también contiene areniscas y flysch margosos.

9.2.3 HIDROLOGÍA

Se pueden encontrar numerosos ríos en el territorio de Tarifa. El río Almodóvar es un afluente del Barbate, pasando cerca del núcleo de Facinas. Un embalse aprovecha el gran caudal que transporta el Almodóvar. Otros ríos desembocan en la costa de Tarifa, siendo destacables Jara, Valle, Vega y Guadalmesí (Ayuntamiento de Tarifa, 2004). En esta zona costera también es posible encontrar algún arroyo dependiendo de la época del año.

Por otra parte, la costa de Tarifa alberga grandes acantilados y playas rocosas, sobre todo en el sector más cercano a la Bahía de Algeciras. El litoral del oeste no es tan abrupto y está formado por gran cantidad de playas de arena.

9.2.4 ÁREAS PROTEGIDAS

El Parque Natural del Estrecho se extiende desde la ensenada de Getares (Algeciras) hasta el Cabo de Gracia (Tarifa) y su objetivo es la preservación y protección del litoral andaluz. Declarado parque natural en 2003, incluye diferentes playas, humedales y dunas.

Zonas LIC y ZEPA:

Algunas zonas del parque forman parte de Red Natura 2000 bajo la denominación de Lugar de Interés Comunitario (LIC) o Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA). Se pueden distinguir dos grandes zonas:

- LIC Estrecho (también se considera zona ZEPA): es de especial importancia en el flujo migratorio de aves entre África y Europa. También destaca por la diversidad de hábitats coexistentes.
- LIC Estrecho Oriental: posee colonias de especies marinas en peligro de extinción.

Además, se establece una separación por zonas con diferente grado de protección según sus características. Puede verse dicha zonificación en la Figura 27.

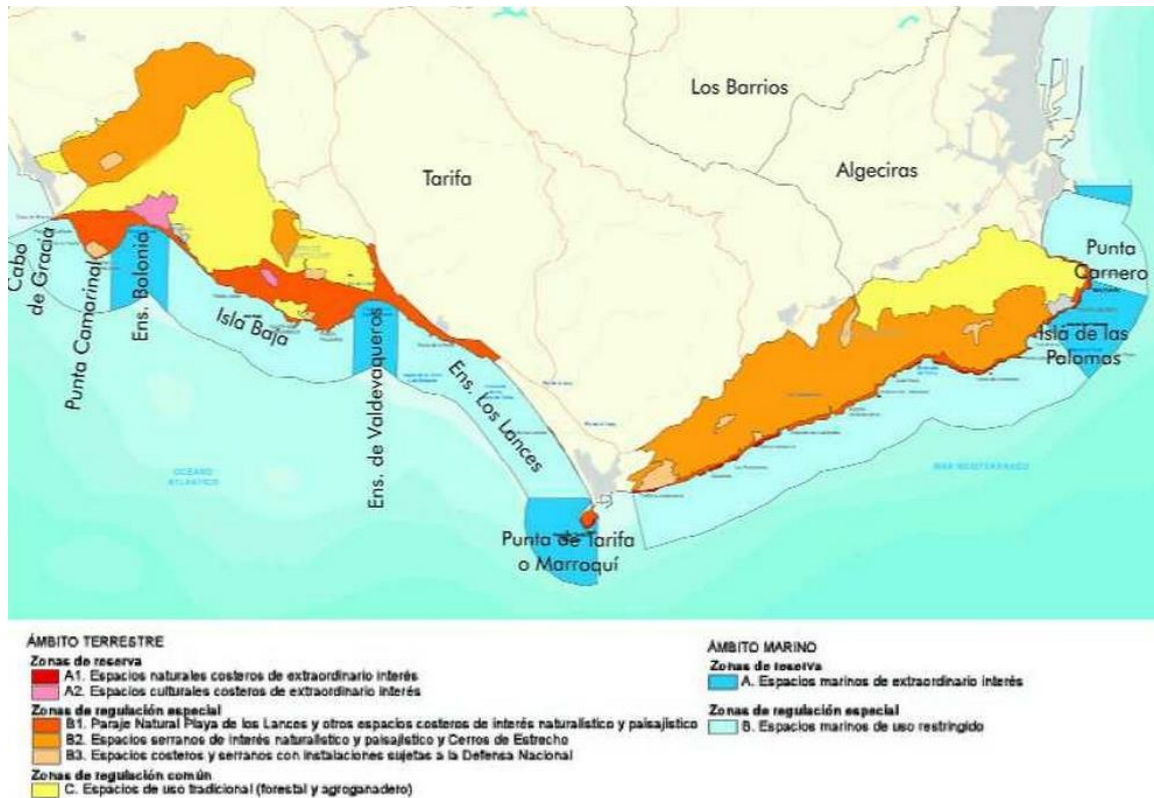


Figura 27. Zonificación del Parque Natural del Estrecho. Fuente: Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, 2002

- Zonas de protección A (zonas de reserva): las actividades humanas no están permitidas debido al gran valor histórico y natural. Se subdivide en zonas A1 (espacios naturales costeros) y zonas A2 (espacios culturales costeros).
- Zonas de protección B (zonas de regulación especial): se permite la actividad humana aunque sólo si es compatible con la protección. Existen zonas B1 (espacios costeros de interés paisajístico), zonas B2 (espacios serranos de interés paisajístico) y zonas B3 (espacios con instalaciones de Defensa Nacional).
- Zonas de protección C (zonas de regulación común): se permite llevar a cabo actividades que puedan modificar el medio, ya que se encuentra algo deteriorado.

Zonas IBA:

Las zonas IBA (Important Bird Area) son lugares importantes para la conservación de distintas especies de aves. En la Figura 28 se puede ver el término municipal de Tarifa (delimitado por la línea amarilla) y las zonas IBA presentes (señaladas en verde).

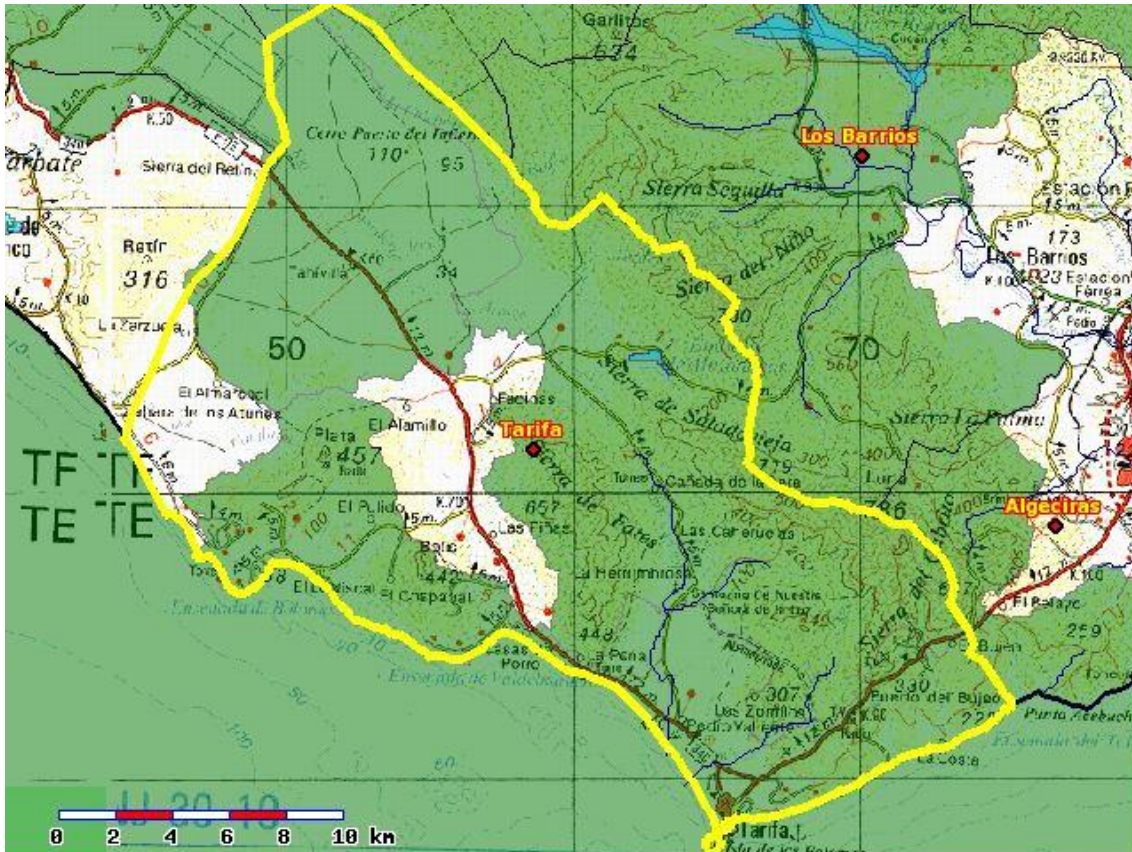


Figura 28. Zonas IBA en la región de Tarifa. Fuente: SEO

La Sociedad Española de Ornitología (SEO) detalla las IBA presentes en Tarifa y sus características:

- La Janda (IBA 250): Catalogada de importancia mundial, las aves más destacadas son la garcilla bueyera y la canastera común. Está situada al norte de Tarifa.
- Sierras del Bujeo, Ojén, Del Niño y Blanquilla (IBA 245): También de importancia mundial, las aves más importantes son el alimoche común, el buitre leonado, el águila perdicera, el búho real y el vencejo cafre. Ocupa la parte este del término municipal.
- Sierra de la Plata (IBA 248): El paso de aves migratorias hace que se trate de otra zona de importancia mundial. Se extiende por toda la mitad oeste del litoral de Tarifa

La Figura 28 también muestra terrenos que no son afectados por zonas IBA. Las dos únicas extensiones no marcadas de verde concentran los parques eólicos de la región. Un caso especial es el parque de Tahivilla, objeto de estudio, pues parte de los aerogeneradores se encuentran dentro de La Janda (IBA 250). Esto se debe a que fue declarada como IBA en 1998, cuando el parque eólico de Tahivilla ya estaba construido.

La Figura 29 detalla de forma aproximada en color azul la situación de los caminos de servidumbre del parque actual.



Figura 29. Situación del parque eólico de Tahivilla en relación a las zonas IBA

9.2.5 FAUNA

La escasa distancia entre el Sur de la península y el Norte de África hace que la zona del Estrecho sea idónea para el paso de aves de un continente a otro. Los cientos de especies que frecuentan el Parque Natural del Estrecho y sus inmediaciones aparecen en el listado extraído de (Revista digital Waste, 2016). Cabe destacar que en negrita se muestran las especies en peligro de extinción según la comunidad europea, mientras que las especies subrayadas son consideradas vulnerables por la legislación española. También aparecen en la lista los mamíferos de la zona:

AVES

- Accipiter gentilis (Azor)
- Accipiter nisus (Gavilán)
- Acrocephalus arundinaceus (Carricero tordal)
- Acrocephalus scirpaceus (Carricero común)
- Actitis hypoleucos (Andarríos Chico)
- **Aegypius monachus (Buitre negro)**
- Alauda arvensis (Alondra común)
- Alca torda (Alca común)
- Alcedo atthis (Martín Pescador)
- Alectoris rufa (Perdiz roja)
- Alopochen aegyptiacus (Oca del Nilo, ganso egipcio)
- Anas penelope (Silbón europeo)
- Anas platyrhynchos (Anade azulón)
- Anser anser (Ganso común)
- Anthus spinoletta (Bisbita alpino)
- Apus caffer (Vencejo Culiblanco Cafre)
- **Aquila adalberti (Aguila imperial ibérica)**
- Aquila chrysaetos (Águila real)
- Aquila fasciata (Águila-azor perdicera)
- Aquila pomarina (Águila pomerana)
- Ardea cinerea (Garza real)
- Ardea purpurea (Garza imperial)
- Asio flammeus (Búho campestre)
- Bubo bubo (Buho real)
- Bubulcus ibis (Garcilla Bueyera)
- Burhinus oediconemus (Alcaraván común)
- Buteo buteo (Busardo ratonero)
- Buteo rufinus (Busardo moro)
- Calidris alba (Correlimos tridáctilo)
- Calidris alpina (Correlimos común)
- Calidris canutus (Correlimos gordo)
- Calonectris diomedea (Pardela Cenicienta)
- Caprimulgus ruficollis (Chotacabras pardo)
- Carduelis cannabina (Pardillo común)
- Carduelis carduelis (Jilguero)
- Carduelis chloris (Verderón)
- Charadrius alexandrinus (Chorlitejo Patinegro)
- Charadrius dubius (chorlitejo chico)
- Charadrius hiaticula (Chorlitejo grande)
- Chlidonias hybrida (Fumarel cariblanco)
- Chlidonias niger (Fumarel común)
- Ciconia ciconia (Cigüeña común)
- **Ciconia nigra (Cigüeña negra)**
- Circaetus gallicus (Águila culebrera)
- Circus aeruginosus (Aguilucho lagunero)
- Circus cyaneus (Aguilucho pálido)
- Circus pygargus (Aguilucho cenizo)
- Clamator glandarius (Crialo europeo)
- Corvus corax (Cuervo)
- Delichon urbica (Avión común)
- Egretta alba (Garceta grande)
- Egretta garzetta (Garceta Común)
- **Elanus caeruleus (Elanio azul)**
- Falco eleonora (Halcón de Eleonor)
- **Falco biarmicus (Halcón Borní)**
- Falco naumanni (Cernícalo primilla)
- Falco peregrinus brookei (Halcón Peregrino)
- Falco tinnunculus (Cernícalo)
- Fratercula arctica (frailecillo común)
- Fulmarus glacialis (Fulmar boreal)
- Gallinago gallinago (Agachadiza común)
- Garrulus glandarius (Arrendajo)
- Gavia immer (Colimbo grande)

- *Gyps fulvus* (Buitre leonado)
- *Haematopus ostralegus* (Ostrero)
- *Hieraaetus fasciatus* (Águila Perdicera)
- *Hieraaetus pennatus* (Águila calzada)
- *Himantopus himantopus* (Cigüeñuela común)
- *Hippolais polyglotta* (Zarcero común)
- *Hirundo rustica* (Golondrina común)
- *Larus minutus* (Gaviota enana)
- *Hydrobates pelagicus* (Paíño europeo)
- *Ixobrychus minutus* (Avetorillo común)
- *Larus cachinnans* (Gaviota patiamarilla)
- *Larus argentatus*
- *Larus audouinii* (Gaviota de Audouin)
- *Larus canus* (gaviota Cana)
- *Larus delawarensis* (Gaviota de Delaware)
- *Larus fuscus* (Gaviota sombría)
- *Larus hyperboreus* (Gavión hiperbóreo)
- *Larus melanocephalus* (Gaviota cabecinegra)
- *Larus ridibundus* (Gaviota reidora)
- *Larus sabini* (Gaviota de Savine)
- *Limosa lapponica* (Aguja colipinta)
- *Locustella luscinioides* (Buscarla unicolor)
- *Luscinia megarhynchos* (Ruiseñor común)
- *Marmaronetta angustirostris* (Cerceta pardilla)
- *Melanitta nigra* (Negrón común)
- *Mergus serrator* (Serreta mediana)
- *Merops apiaster* (Abejaruco europeo)
- *Miliaria calandra* (Triguero)
- *Milvus migrans* (Milano negro)
- *Milvus milvus* (Milano real)
- *Morus bassanus* (Alcatraz atlántico)
- *Motacilla alba* (Lavandera blanca)
- *Motacilla cinerea* (Lavandera cascadeña)
- *Motacilla flava* (Lavandera boyera)
- *Neophron percnopterus* (Alimoche)
- *Nycticorax nycticorax* (Martinete común)
- *Oenanthe hispanica* (Collaba rubia)
- *Oenanthe oenanthe* (Collalba gris)
- *Pandion haliaetus* (Águila Pescadora)
- *Passer domesticus* (Gorrión común)
- *Passer hispaniolensis* (Gorrión moruno)
- *Pernis apivorus* (Halcón abejero / Abejero europeo)
- *Phalacrocorax carbo* (cormorán grande)
- *Phalaropus fulicarius* (Falaropo picogrueso)
- *Phoenicopterus roseus* (Flamenco)
- *Phylloscopus collybita* (Mosquitero común)
- *Pica pica* (Urraca)
- *Platalea leucorodia* (Espátula)
- *Plegadis falcinellus* (Morito común)
- *Pluvialis apricaria* (Chorlito dorado)
- *Pluvialis squatarola* (Chorlito gris)
- *Procellaria diomedea* (Pardela cenicienta)
- *Puffinus griseus* (Pardela sombría)
- *Puffinus mauretanicus* (Pardela balear)
- *Puffinus puffinus* (Pardela pinocheta)

- *Puffinus yelkouan* (Pardela mediterránea)
- *Pycnonotus barbatus* (Bulbul Naranjero)
- *Recurvirostra avosetta* (Avoceta Común)
- *Rissa tridactyla* (Gaviota tridáctila)
- *Saxicola rubetra* (Tarabilla norteña)
- *Saxicola torquata* (Tarabilla común)
- *Serinus serinus* (Verdecillo)
- *Stercorarius parasiticus* (Págalo parásito)
- *Stercorarius pomarinus* (Págalo pomarino)
- *Stercorarius skua* (Págalo grande)
- *Hydroprogne caspia* = *Sterna caspia* (Pagaza piquirroja)
- *Sterna bengalensis* (Charrán bengalí)
- *Sterna hirundo* (Charrán común)
- *Sterna sandvicensis* (Charrán patinegro)
- *Streptopelia turtur* (Tórtola europea)
- *Strix aluco* (Cárabo común)
- *Sturnus unicolor* (Estornino)
- *Sturnus vulgaris* (Estornino pinto)
- *Sula bassana* (Alcatraz común)
- *Sylvia atricapilla* (Curruca capirotada)
- *Sylvia borin* (Curruca mosquitera)
- *Sylvia cantillans* (Curruca carrasqueña)
- *Sylvia communis* (Curruca zarzera)
- *Sylvia conspicillata* (Curruca tomillera)
- *Sylvia hortensis* (Curruca mirlona)
- *Sylvia melanocephala* (Curruca cabecinegra)
- *Sylvia undata* (Curruca rabilarga)
- *Upupa epops* Abubilla
- *Tadorna tadorna* (Tarro blanco)
- *Tachybaptus ruficollis* (Zampullín chico)
- *Threskiornis aethiopicus* (Ibis sagrado)
- *Tringa nebularia* (Archibebe claro)
- *Tringa erythropus* (Archibebe oscuro)
- *Tringa ochropus* (Andarríos grande)
- *Tringa stagnatilis* (Archibebe fino)
- *Tringa totanus* (Archibebe Común)
- *Turdus iliacus* (Zorzal alirrojo)
- *Turdus merula* (Mirlo común)
- *Uria aalge* (Arao común)
- *Vanellus vanellus* (Avefría europea)

MAMÍFEROS

- *Capreolus capreolus* (Corzo)
- *Cervus elaphus* (Ciervo)
- *Felis silvestris* (Gato montés)
- *Genetta genetta* (Gineta)
- *Herpestes ichneumon* (Meloncillo)
- *Lutra lutra* (Nutria)
- *Martes foina* (Garduña)
- *Meles meles* (Tejón)
- *Erinaceus europaeus* (Erizo europeo)
- *Eliomys quercinus* (Lirón careto)
- *Oryctolagus cuniculus* (Conejo)
- *Pitymys duodecimcostatus* (Topillo)
- *Talpa occidentalis* (Topo ibérico)
- *Vulpes vulpes* (Zorro)

9.2.6 VEGETACIÓN

PINARES

- *Pinus pinea* (Pino piñonero)
- *Juniperus oxycedrus* subsp. *macrocarpa* (Enebro costero)
- *Juniperus phoenicea* subsp. *turbinata* (Sabina)
- *Pistacia lentiscus* (Lentisco)
- *Thymelaea hirsuta*
- *Chamaerops humilis* (Palmito)
- *Retama monosperma*
- *Rhamnus lycioides* (Espino negro)
- *Quercus coccifera* (Coscoja)
- *Cistus monspeliensis* (Jaguarzo negro)
- *Cistus salvifolius*
- *Chamaerops humilis*
- *Olea europaea* subsp. *sylvestris* (Acebuche)
- *Osyris quadripartita* (Bayón)
- *Phillyrea angustifolia*
- *Asparagus albus*
- *Asparagus acutifolius*
- *Asparagus aphyllus*
- *Daphne gnidium* (Torvizco)
- *Calicotome villosa* (Jerguen)
- *Stauracanthus boivini*
- *Ulex parviflorus* (Tojo)
- *Teline linifolia* (Retama fina)
- *Phlomis purpurea* (Matagallo)
- *Smilax aspera* (Zarzaparrilla)
- *Myrtus communis* (Mirto)
- *Teucrium fruticans* (Olivilla)
- *Eucalyptus camaldulensis*

PASTIZALES

- *Aegilops geniculata*
- *Anagallis arvensis*
- *Anthoxanthum ovatum*
- *Briza maxima*
- *Calendula arvensis*
- *Carlina corymbosa*
- *Carlina racemosa*
- *Centranthus calcitrapae*
- *Chamaemelum fuscatum*
- *Chamaemelum mixtum*
- *Cynodon dactylon*
- *Dactylis glomerata*
- *Diploaxis siifolia*
- *Erodium cicutarium*
- *Galactites tomentosa*
- *Hedysarum coronarium*
- *Tetragonolobus purpureus*
- *Lotus subbiflorus*
- *Medicago polymorpha*
- *Medicago trunculata*
- *Narcissus viridiflorus*
- *Plantago coronopus*
- *Plantago lagopus*
- *Plantago lanceolata*
- *Poa annua*
- *Silene colorata*
- *Silene gallica*
- *Scolymus hispanicus*
- *Scolymus maculatus*

9.3 FACTORES AFECTADOS

En este apartado se obtiene el impacto que sufre cada factor ambiental mediante la matriz de Leopold. De esta forma puede calcularse cuantitativamente cuáles son los factores más afectados y establecer el tipo de medidas correctoras a tomar.

La matriz de Leopold (creada en 1971) evalúa la interacción entre los procesos de una actividad desarrollada y los factores ambientales a los que afecta. Leopold creó una lista con hasta 100 procesos o actividades distintas y 88 factores ambientales. Además, Domingo Gómez Orea y M^a Teresa Gómez Villarino expresan una forma de cuantificar dicha interacción en su libro “Evaluación de Impacto Ambiental (2013)”. Se puede ver el código en la Tabla 35.

Tabla 35. Ponderación de los atributos. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental, 2013

ATRIBUTO	CARÁCTER DEL ATRIBUTO	CÓDIGO VALOR
Signo del efecto	Benéfico	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	x
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Leve	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	A corto plazo	3
	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	A corto plazo	1
	A medio plazo	2
	Irreversible	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3

A continuación se define cada atributo:

- Signo del efecto: indica si el impacto es perjudicial o beneficioso.
- Inmediatez: la repercusión se puede dar en el momento de la acción o con el paso del tiempo.
- Acumulación: un efecto acumulativo aumenta su impacto si la acción se mantiene.
- Sinergia: expresa que la coexistencia de varios procesos crean un mayor efecto que la suma de los procesos por separado.

- Momento: a corto plazo (un año), a medio plazo (cinco años) o a largo plazo (más de 5 años).
- Persistencia: el proceso puede tener consecuencias temporales o permanentes.
- Reversibilidad: indica si el medio ambiente puede asimilar el proceso.
- Recuperabilidad: expresa la posibilidad de que el efecto producido pueda eliminarse.

Para evaluar cada interacción se debe obtener el índice de incidencia de impactos con la fórmula (22):

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (22)$$

En la matriz de interacción hay que introducir el índice estandarizado, cuya fórmula se representa en (23):

$$I_{\text{estandarizado}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (23)$$

Donde I_{\min} vale 7 e I_{\max} vale 21.

Además, se ha empleado una ponderación adicional para evaluar los efectos según la duración de las actividades. Los índices estandarizados se van a multiplicar por los siguientes factores:

- Fase de construcción: la duración aproximada es de un año y el impacto alto. Su factor de ponderación es 2/10.
- Fase de funcionamiento: el tiempo de vida estimado es de 20 años, con un impacto medio. El factor de ponderación es 7/10.
- Fase de desmantelamiento: dura menos de un año, aunque con un impacto alto. Se pondera con 1/10.

En función de estos criterios se ha desarrollado un ejemplo en la Tabla 36, donde se cuantifica el impacto que genera el desarme de equipos en cuanto a ruido.

Tabla 36. Ruido generado en el desarme de equipos

ATRIBUTO	CARÁCTER DEL ATRIBUTO	VALOR
Signo del efecto	Perjudicial	-
Inmediatez	Directo	3
Acumulación	Simple	1
Sinergia	Media	2
Momento	A corto plazo	3
Persistencia	Temporal	1
Reversibilidad	A corto plazo	1
Recuperabilidad	Fácil	1

Sumando los valores de la Tabla 36 se obtiene un total de 12 puntos.

Utilizando la fórmula (23) se calcula que el $I_{estandarizado}$ vale 0,37.

Al pertenecer el desarme de equipos a la fase de desmantelamiento, su factor de ponderación es 1/10, por lo que el valor a introducir en la matriz es 0,037 (en la matriz de interacción se redondea a dos decimales).

Operando de forma análoga e incluyendo las actividades y los factores más influyentes del proyecto, se ha desarrollado en la Tabla 38 la matriz de interacción entre ellos. La representación de las casillas tiene colores distintos, utilizándose el verde para efectos beneficiosos y diferentes tonos de rojo para los perjudiciales. La leyenda de colores para comprender mejor la matriz de interacción se muestra en la Tabla 37.

Tabla 37. Leyenda de colores de la matriz de interacción

	Importancia	Impacto
	-	-
	0-0,010	Compatible
	0,11-0,20	Moderado
	0,21-0,40	Severo
	0,41-0,70	Crítico
	Efecto benéfico	

Tabla 38. Matriz de interacción entre actividades y factores ambientales

		ACTIVIDADES													
		Fase de construcción					Fase de funcionamiento		Fase de desmantelamiento			Σ			
		Acondicionamiento de la zona	Construcción y ampliación de vías de acceso	Construcción de zanjas para la línea de alta tensión	Cimentación	Transporte de los aerogeneradores	Montaje de los aerogeneradores	Operación de los aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Desarme de equipos	Derribo de obras civiles		Rehabilitación de la zona		
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	Atmósfera	Contaminación					0,04								0,04
		Ruido	0,09	0,09	0,09	0,04		0,09	0,40		0,04	0,04			0,88
	Procesos	Erosión	0,10	0,10	0,10	0,10									0,40
		Compactación y asientos	0,09	0,09	0,09	0,09					0,10	0,10			0,56
		Movimientos de aire							0,40						0,40
	Flora	Árboles, arbustos y hierba	0,11	0,09	0,11	0,07	0,06	0,07			0,04	0,05	0,03		0,57
		Pastos	0,11	0,09	0,11	0,07	0,06	0,07			0,04	0,05	0,03		0,57
	Fauna	Aves	0,10	0,07	0,04	0,04		0,10	0,55		0,04	0,03	0,06		0,91
		Mamíferos	0,10	0,11	0,07	0,07	0,07	0,10	0,20		0,04	0,05	0,03		0,78
	Estética	Vistas y paisajes	0,13	0,13	0,07	0,06	0,07	0,13	0,35	0,14	0,03	0,05	0,04		1,12
Σ		0,83	0,77	0,68	0,54	0,30	0,56	1,90	0,14	0,33	0,37	0,19			

Se puede observar en la Tabla 38 que las principales desventajas de la repotenciación del parque son el ruido, la alteración de las vistas y paisajes y el impacto sobre la fauna del lugar. La actividad más crítica es el la operación de los aerogeneradores, aunque algunas fases de la construcción también tienen un alto impacto ambiental.

9.4 MEDIDAS CORRECTORAS

Se detallan las medidas a tomar para reducir el impacto sobre el medio ambiente. Aquellos factores que han tenido un impacto severo o crítico según la Tabla 37 son prioritarios a la hora de corregirlos.

Vistas y paisajes

Pese a ser el factor más alterado por el proyecto no supone un problema adicional, ya que el parque actual posee un total de 78 aerogeneradores. Con la repotenciación se reduce el número considerablemente. Además, hay medidas que pueden reducir el impacto sobre las vistas y el paisaje:

- Pintar los aerogeneradores de colores grisáceos, de forma que se mimeticen mejor con el medio.
- Fomentar el conocimiento y la importancia de las energías renovables en los núcleos urbanos cercanos al parque (Tahivilla y Facinas) para conseguir una mayor aceptación.

Aves

Es la fauna más afectada en cualquier parque eólico. La poca visión por las noches provoca que se acerquen sin saber de la presencia de los aerogeneradores. Se proponen algunas soluciones:

- Realizar las obras de montaje fuera de periodos migratorios de aves.
- Colocar una luz intermitente de color llamativo en lo alto de la torre para alertar a las aves de la presencia del aerogenerador.
- Emitir ultrasonidos molestos para las aves.
- Uso de repelentes químicos en la zona del parque.

Mamíferos

No sufren tanto impacto como las aves, pero la construcción de nuevas infraestructuras también perjudica a los mamíferos de la zona. Se sugiere la siguiente medida:

- Creación de una patrulla que, periódicamente, proteja y garantice la seguridad de las especies que frecuentan el parque eólico.

Ruido

El nivel sonoro del parque no debe afectar a los municipios cercanos, donde la ley (según el Real Decreto 1367/2007) fija un máximo de 45 dB. Se ha simulado en la Figura 30 la colocación de 3 aerogeneradores, con una separación 600 metros entre ellos (la mínima del parque en las dos direcciones), para representar el nivel sonoro que generan en casillas separadas 100 metros.

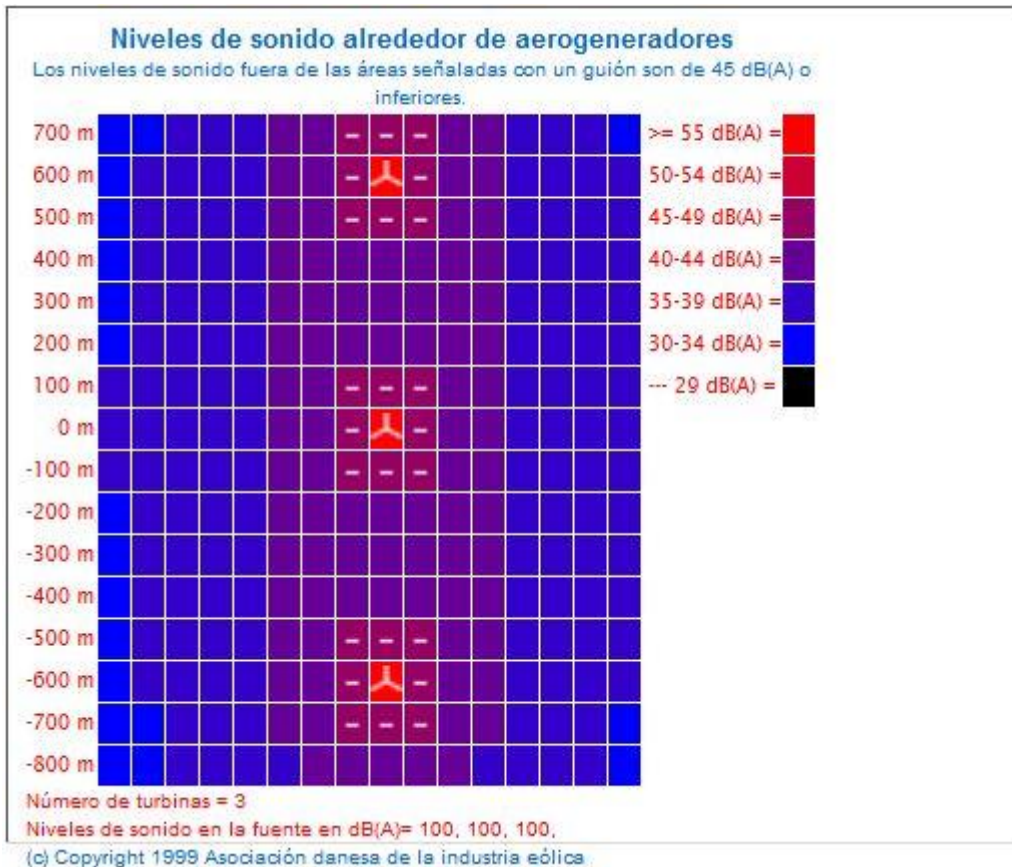


Figura 30. Nivel sonoro provocado por los aerogeneradores. Fuente: windpower.org

Se puede observar en la Figura 30 que el nivel sonoro tan solo aumenta de forma drástica en la zona más próxima a cada aerogenerador. Sin embargo, el municipio más cercano, situado a más de 2 km de distancia, no sufre variaciones importantes de emisiones acústicas debidas al funcionamiento del parque eólico.

Otras medidas

- Transporte de los aerogeneradores mediante vehículos con bajo índice de contaminación.
- Reforestación de la zona una vez acabada la vida útil del parque eólico.

CAPÍTULO 10. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Debido a la poca información económica en los catálogos de los fabricantes, se ha tomado como referencia el Plan de Energías Renovables 2011-2020 a la hora de realizar el análisis de viabilidad económica de las distintas alternativas consideradas. Además, se ha utilizado el software informático RETScreen para obtener algunos resultados de los que se muestran a lo largo del presente capítulo.

10.1 INVERSIÓN INICIAL

Según el PER 2011-2020, un aerogenerador de 2 MW de potencia nominal y 66 metros de altura de torre está valorado en 840.000 €/MW. Para calcular el precio de los aerogeneradores G114-2.5 de 68 metros de Gamesa hay que tener en cuenta costes adicionales:

- Cada MW de más supone un 6%
- Cada metro de altura extra un añade un 0,5% al coste

Con estos parámetros, se estima que el precio por megavatio de cada aerogenerador es de 873600 €/MW, es decir, 2.184.000 € por máquina.

Para determinar el resto de partes de la inversión se tienen en cuenta los porcentajes detallados en el PER, aunque ajustados en función de las características del nuevo parque (no hace falta construir una nueva subestación transformadora, por ejemplo):

- Aerogeneradores: 60% de la inversión total
- Obra civil: 20% de la inversión total
- Ingeniería: 5% de la inversión total
- Instalación y conexión eléctrica: 15% de la inversión total

En las Tablas 39 y 40 se muestra la inversión inicial de las alternativas A y C de forma aproximada.

Tabla 39. Inversión inicial (€) de la Alternativa A

Aerogeneradores (9 unidades)	19.656.000
Obra civil	6.552.000
Ingeniería	1.638.000
Instalación y conexión eléctrica	4.914.000
Total	32.760.000

Tabla 40. Inversión inicial (€) de la Alternativa C

Aerogeneradores (14 unidades)	30.576.000
Obra civil	10.192.000
Ingeniería	2.548.000
Instalación y conexión eléctrica	7.644.000
Total	50.960.000

10.2 COSTES FIJOS

El parque eólico necesita de un personal fijo que lleve a cabo las tareas de mantenimiento y supervisión. Tanto para la Alternativa A como para la C se cuenta con una plantilla de 3 trabajadores, cuyo sueldo es de 36.000 € brutos anuales para cada uno. En total, los costes fijos ascienden a 108.000 € al año.

10.3 RENTA ANUAL

En este apartado se va a calcular la tarifa de exportación de energía que va a tener el parque en función de la alternativa seleccionada.

El Real Decreto 413/2014 establece que las instalaciones eólicas ubicadas en tierra forman parte del subgrupo b.2.1. A partir este dato, se pueden obtener los siguientes parámetros de la orden IET/1045/2014:

- Vida útil regulatoria: 20 años
- Código instalación tipo: IT-00666 (obtenido señalando una potencia a instalar de más de 5 MW y 2016 como año de autorización de explotación)

La tarifa de exportación se calcula según la fórmula (24):

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Retribución específica}}{\text{Energía anual producida}} + \text{Precio de mercado} \quad (24)$$

Siendo la retribución específica calculada con (25):

$$\text{Retribución específica} = R_{inv} \cdot \text{Potencia instalada} + R_0 \cdot \text{Energía anual} \quad (25)$$

El código IT-00666 tiene asociadas las siguientes retribuciones:

- Retribución a la inversión $R_{inv} = 101.381 \text{ €/MW}$
- Retribución a la operación $R_0 = 0 \text{ €/MWh}$

Siendo el precio de mercado de 43,31 €/MWh según el Operador de Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE), se obtienen para cada alternativa los resultados mostrados en la Tabla 41.

Tabla 41. Tarifa de exportación del parque según la alternativa

Alternativa	Retribución específica (€)	Tarifa de exportación (€/MWh)
A	2.281.073	69,71
C	3.548.335	71,02

Ambas alternativas obtienen una tarifa de exportación de electricidad muy similar. La tarifa de la Alternativa C es ligeramente superior debido a que genera menos energía en proporción a la potencia que tiene instalada (menor factor de carga).

10.4 ANÁLISIS FINANCIERO

La Tabla 42 muestra el análisis financiero de las dos alternativas estudiadas mediante la herramienta RETScreen.

Tabla 42. Análisis financiero de las alternativas A y C en función de la tasa de inflación

Tasa de inflación (%)	ALTERNATIVA A		ALTERNATIVA C	
	TIR después de impuestos (%)	VAN (€)	TIR después de impuestos (%)	VAN (€)
1,5	11,2	45.452.962	10,6	67.315.422
2	11,2	45.379.570	10,6	67.242.029
2,5	11,2	45.301.743	10,6	67.164.202

Teniendo en cuenta la inversión que supone el proyecto, se ha considerado una relación de deuda del 80% y una tasa de interés del 3%. Además, se ha fijado la tasa de descuento en un 5%.

Con dichas premisas se obtiene una alta tasa interna de rentabilidad (TIR) para ambas alternativas. Esto quiere decir que el proyecto va a ser rentable siempre que el TIR se mantenga por encima de la tasa de descuento. Debido a la posible variación de la tarifa de exportación de electricidad, se ha calculado el valor de ésta que haría que el TIR fuese menor

al 5%, obteniéndose como resultado valores entre 51 y 52 €/MWh para las diferentes tasas de inflación. Esto supone una reducción de la tarifa de un 26%, lo que parece poco probable.

Por otra parte, el Valor Actual Neto (VAN) de las dos alternativas es positivo, por lo que también indica que el proyecto es viable económicamente.

11. CONCLUSIONES

El presente documento ha analizado la viabilidad de la repotenciación del parque eólico de Tahivilla, municipio de Cádiz. Se trata de un parque con aerogeneradores de 300 kW que tiene una potencia total instalada de 23,4 MW. Para llevar a cabo dicho estudio, se ha caracterizado el recurso eólico del municipio, para posteriormente estimar la energía producida por que el parque actualmente. Esta fase del trabajo ha necesitado la obtención de datos relativos al viento (velocidad media, rosa de vientos, densidad de potencia, rugosidad y función de Weibull) en las coordenadas correspondientes a cada aerogenerador. A continuación, se han evaluado diferentes alternativas de repotenciación, sustituyendo los actuales aerogeneradores de 300 kW por máquinas de 2 MW. Una alternativa mantiene la potencia total del parque actual y la otra contempla incrementar la potencia hasta el máximo compatible con la superficie disponible, la compatibilidad medioambiental y técnica.

Se han seleccionado los aerogeneradores G114-2.5 de 68 metros de altura de torre del fabricante GAMESA, obteniéndose un factor de carga neto por encima de 0,40 en las dos alternativas estudiadas, siendo muy superior a la media de los parques eólicos españoles, alrededor de 0,23. Las buenas condiciones de viento de la zona hacen que la repotenciación de un parque en el emplazamiento estudiado consiga un factor de carga mayor que en otros lugares. Este hecho explica que las pocos *repowerings* llevados a cabo en España se hayan realizado en Tarifa.

Por otra parte, las dos alternativas estudiadas se han diseñado con el objetivo de aprovechar la infraestructura existente y minimizar el impacto ambiental. La instalación del nuevo parque permite respetar la zona IBA 250 (La Janda) declarada cuando Tahivilla ya se encontraba en operación. Además, el uso de medidas correctoras conlleva la protección de aves y mamíferos, el respeto a las vistas y paisajes y el fomento de la energía eólica.

El análisis de viabilidad muestra que el proyecto es rentable económicamente. Pese a variarse distintos parámetros como la tarifa de exportación de electricidad o la tasa de inflación, las dos propuestas son económicamente viables.

12. REFERENCIAS

- Agencia Andaluza de la Energía (AAE). 2016. www.agenciaandaluzadelanergia.es
- Asociación Empresarial Eólica (AEE). 2016. www.aeeolica.org
- Ayuntamiento de Tarifa. 2004. www.aytotarifa.com
- Catálogo GAMESA 2.0-2.5. 2016.
- Catálogo MESA Celdas para Parques Eólicos. 2013.
- Climate Data. 2016. www.climate-data.org
- Danish Wind Industry Association. 2003. www.windpower.org
- Gómez Orea, Domingo; Gómez Villarino, M^a Teresa. “Evaluación de Impacto Ambiental”. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa. 2013.
- Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06.
- Junta de Andalucía. 2016. www.juntadeandalucia.es
- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2011.
- Revista digital Waste. 2016. www.waste.ideal.es
- Sociedad Española de Ornitología (SEO). 2016. www.seo.org
- Wind Power. 2016. www.thewindpower.net

Documento nº 2:

PRESUPUESTO

PRESUPUESTO ALTERNATIVA A

CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C01.1	9	Ud.	Aerogenerador de 2,5 MW. Modelo G114-2.5 GAMESA de 68 metros de altura de torre y 114 metros de diámetro de rotor	2.184.000,00 €	19.656.000,00 €

19.656.000,00 €

TOTAL CAPÍTULO 01 AEROGENERADORES

19.656.000,00 €

CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.1.1	4.418	m ²	Despeje del terreno	0,68 €	3.004,24 €
C02.1.2	22.090	m ³	Excavación a cielo abierto en terreno compacto y transporte de los residuos a vertedero	12,35 €	272.812,00 €
C02.1.3	30.000	m ³	Relleno, extendido y compactación de tierras por medios mecánicos	4,79 €	143.700,00 €

SUBCAPÍTULO 02.1 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

419.515,74 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.2.1	200.400	m ³	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno mediante medios mecánicos y transporte a vertedero	2,74 €	549.096,00 €
C02.2.2	40.080	m ²	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza	7,56 €	303.005,00 €
C02.2.3	200.400	m ³	Relleno drenante a base de capas de grava de diferente granulometría mediante bandeja vibratoria	21,57 €	4.322.628,00 €

SUBCAPÍTULO 02.2 ADAPTACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE VÍAS DE ACCESO

5.174.729,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.3.1	5.062	m ³	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3 m de profundidad mediante medios mecánicos. Dimensiones 15x15x2,5	3,28 €	16.605,00 €
C02.3.2	6.000	m ³	Vertido de hormigón HA-40/B/20/IIB+Qa para hormigonado de zapatas y riostras	143,87 €	863.220,00 €

SUBCAPÍTULO 02.3 CIMENTACIÓN

879.825,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.4.1	4.008	m ³	Excavación en tierras por medios mecánicos y transporte a vertedero. Dimensiones de la zanja: 6.680x1x0,6 m	7,51 €	30.100,08 €
C02.4.2	2.004	m ³	Relleno de zanja con arena	16,19 €	32.444,76 €
C02.4.3	2.004	m ³	Relleno de zanja con tierra propia de excavación	1,53 €	3.066,12 €
C02.4.4	4.008	m ²	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza	6,56 €	26.292,48 €

SUBCAPÍTULO 02.4 ZANJA DE MEDIA TENSIÓN

91.903,44 €

TOTAL CAPÍTULO 02 OBRA CIVIL

6.565.973,18 €

CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C03.1.1	3	Ud.	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración intermedia, compuesta por 3 módulos: 0L, 1L y 1A	7.836,62 €	23.509,86 €
C03.1.2	1	Ud.	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración de confluencia, compuesta por 3 módulos: 0L, 2L y 1A	7.503,45 €	7.503,45 €
C03.1.3	5	Ud.	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración de final de línea, compuesta por 2 módulos: 0L y 1A	6.573,02 €	32.865,10 €

SUBCAPÍTULO 03.1 CELDAS DE CONEXIÓN

63.878,41 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C03.2.1	1	Ud.	Adaptación de la subestación transformadora	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
C03.2.2	6,68	km	Adaptación de líneas aéreas de alta tensión	100.000,00 €	668.000,00 €

SUBCAPÍTULO 03.2 ADAPTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

3.668.000,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C03.3.1	2770	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 25 mm ²	7,44 €	20.608,80 €
C03.3.2	970	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 35 mm ²	11,34 €	10.999,80 €
C03.3.3	960	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 120 mm ²	41,79 €	40.118,40 €
C03.3.4	800	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 185 mm ²	50,36 €	40.288,00 €
C03.3.5	660	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 240 mm ²	66,87 €	44.134,20 €
C03.3.6	520	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 300 mm ²	83,25 €	43.290,00 €

SUBCAPÍTULO 03.3 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE 20 kV

199.439,20 €

TOTAL CAPÍTULO 03 INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

3.931.317,61 €

CAPÍTULO 04. INGENIERÍA

<u>Código</u>	<u>Cant.</u>	<u>Ud.</u>	<u>Descripción</u>	<u>P. unitario</u>	<u>P. total</u>
C04.1.1	1	Ud.	Diseño del proyecto	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
C04.1.2	1	Ud.	Dirección y supervisión de obras	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
C04.1.3	1	Ud.	Estudio de viabilidad	200.000,00 €	200.000,00 €
					2.200.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 04 INGENIERÍA					2.200.000,00 €

RESUMEN PRESUPUESTO ALTERNATIVA A

TOTAL CAPÍTULO 01 AEROGENERADORES	19.656.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 02 OBRA CIVIL	6.565.973,18 €
TOTAL CAPÍTULO 03 INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA	3.931.317,61 €
TOTAL CAPÍTULO 04 INGENIERÍA	2.200.000,00 €
PRESUPUESTO TOTAL	32.353.290,79 €

PRESUPUESTO ALTERNATIVA C

CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C01.1	14	Ud.	Aerogenerador de 2,5 MW. Modelo G114-2.5 GAMESA de 68 metros de altura de torre y 114 metros de diámetro de rotor	2.184.000,00 €	30.576.000,00 €

30.576.000,00 €

TOTAL CAPÍTULO 01 AEROGENERADORES

30.576.000,00 €

CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.1.1	6.872	m ²	Despeje del terreno	0,68 €	4.673,12 €
C02.1.2	34.361	m ³	Excavación a cielo abierto en terreno compacto y transporte de los residuos a vertedero	12,35 €	424.360,45 €
C02.1.3	40.000	m ³	Relleno, extendido y compactación de tierras por medios mecánicos	4,79 €	191.600,00 €

SUBCAPÍTULO 02.1 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

620.633,57 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.2.1	336.000	m ³	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno mediante medios mecánicos y transporte a vertedero	2,74 €	920.640,00 €
C02.2.2	67.200	m ²	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza	7,56 €	508.032,00 €
C02.2.3	336.000	m ³	Relleno drenante a base de capas de grava de diferente granulometría mediante bandeja vibratoria	21,57 €	7.247.520,00 €

SUBCAPÍTULO 02.2 ADAPTACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE VÍAS DE ACCESO

8.676.192,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.3.1	7.875	m ³	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3 m de profundidad mediante medios mecánicos. Dimensiones 15x15x2,5	3,28 €	25.830,00 €
C02.3.2	8.000	m ³	Vertido de hormigón HA-40/B/20/IIB+Qa para hormigonado de zapatas y riostras	143,87 €	1.150.960,00 €

SUBCAPÍTULO 02.3 CIMENTACIÓN

1.176.790,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C02.4.1	6.720	m ³	Excavación en tierras por medios mecánicos y transporte a vertedero. Dimensiones de la zanja: 11.200x1x0,6 m	7,51 €	50.467,20 €
C02.4.2	3.360	m ³	Relleno de zanja con arena	16,19 €	54.398,40 €
C02.4.3	3.360	m ³	Relleno de zanja con tierra propia de excavación	1,53 €	5.140,80 €
C02.4.4	6.720	m ²	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza	6,56 €	44.083,20 €

SUBCAPÍTULO 02.4 ZANJA DE MEDIA TENSIÓN

154.089,60 €

TOTAL CAPÍTULO 02 OBRA CIVIL

10.627.705,17 €

CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C03.1.1	5	Ud.	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración intermedia, compuesta por 3 módulos: 0L, 1L y 1A	7.836,62 €	39.183,10 €
C03.1.2	1	Ud.	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración de confluencia, compuesta por 3 módulos: 0L, 2L y 1A	7.503,45 €	7.503,45 €
C03.1.3	8	Ud.	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración de final de línea, compuesta por 2 módulos: 0L y 1A	6.573,02 €	52.584,16 €

SUBCAPÍTULO 03.1 CELDAS DE CONEXIÓN

99.270,71 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C03.2.1	1	Ud.	Adaptación de la subestación transformadora	3.000.000,00 €	5.000.000,00 €
C03.2.2	11,2	km	Adaptación de líneas aéreas de alta tensión	100.000,00 €	1.120.000 €

SUBCAPÍTULO 03.2 ADAPTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

6.120.000,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. unitario	P. total
C03.3.1	5.070	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 25 mm ²	7,44 €	37.720,80 €
C03.3.2	1.110	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 35 mm ²	11,34 €	12.587,40 €
C03.3.3	1.330	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 70 mm ²	29,38 €	39.740,40 €
C03.3.4	1.550	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 120 mm ²	41,79 €	64.774,50 €
C03.3.5	660	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 185 mm ²	50,36 €	44.134,20 €
C03.3.6	520	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 con conductor de cobre de 240 mm ²	66,87 €	43.290,00 €

SUBCAPÍTULO 03.3 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE 20 kV

242.247,30 €

TOTAL CAPÍTULO 03 INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

6.461.518,01 €

CAPÍTULO 04. INGENIERÍA

<u>Código</u>	<u>Cant.</u>	<u>Ud.</u>	<u>Descripción</u>	<u>P. unitario</u>	<u>P. total</u>
C04.1.1	1	Ud.	Diseño del proyecto	1.000.000,00 €	1.500.000,00 €
C04.1.2	1	Ud.	Dirección y supervisión de obras	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
C04.1.3	1	Ud.	Estudio de viabilidad	200.000,00 €	200.000,00 €
					2.700.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 04 INGENIERÍA					2.700.000,00 €

RESUMEN PRESUPUESTO ALTERNATIVA A

TOTAL CAPÍTULO 01 AEROGENERADORES	30.576.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 02 OBRA CIVIL	10.627.705,17 €
TOTAL CAPÍTULO 03 INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA	6.461.518,01 €
TOTAL CAPÍTULO 04 INGENIERÍA	2.700.000,00 €
PRESUPUESTO TOTAL	50.365.223,18 €