



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ESTUDIO DE UBICACIÓN Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 30 MW EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

AUTOR: RUBÉN PUENTE CORTÓN

TUTOR: SERGIO GALLARDO BERMELL

COTUTOR: RICARDO SANCHÍS ARNAL

Curso Académico: 2017-18

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor Sergio por ayudarme a realizar este trabajo, por los conocimientos que me ha hecho adquirir y por despertar en mí el interés en el campo de la energía eólica. También agradezco el apoyo dado y su disposición estos meses.

A mis amigos, por hacer más amenas las horas de estudio durante estos años. En especial a Inka y Ferrán por sus consejos.

Y en especial, a mis padres, por apoyarme siempre en cada decisión, por alegrarse en los aprobados y animarme en los suspensos. Sin ellos este trabajo no habría sido posible.

RESUMEN

En el presente Trabajo de Fin de Grado, se realiza un estudio de ubicación de un parque eólico de 30 MW de potencia instalada en la Comunidad Valenciana. Para seleccionar el emplazamiento se tiene en cuenta la normativa estatal y autonómica en cuanto a la instalación de parques eólicos (las 15 zonas eólicas de la comunidad, las zonas protegidas medioambientalmente, distancias mínimas, etc.) y el potencial eólico en la ubicación. Para esto último es importante conocer la densidad de potencia, la topografía y rugosidad de la superficie, la curva de velocidades y la rosa de los vientos. Todo ello se obtiene mediante el *Atlas Eólico* de IDAE, sin olvidar la existencia de emplazamientos potenciales ya ocupados por otros parques eólicos, y la accesibilidad del lugar. Una vez se tiene la ubicación óptima, se procede a la selección de los aerogeneradores, los cuales son aerogeneradores comerciales on-shore tripala de entre 2 y 2,5 MW. Se selecciona el aerogenerador en función de la clase de viento, el factor de carga y el coste de su instalación en la ubicación seleccionada. Tras la aplicación de la metodología descrita, se tiene tres ubicaciones con dos posibles aerogeneradores cada una. Se procede al diseño del parque para las seis alternativas (ubicación y distribución de aerogeneradores, accesos, subestación e infraestructura eléctrica) atendiendo a lo mencionado anteriormente. Se realiza un estudio de viabilidad económica mediante la herramienta RETScreen para seleccionar la alternativa óptima. Finalmente, se realiza el estudio de impacto ambiental de dicha alternativa y el presupuesto del proyecto.

Palabras Clave: estudio de ubicación, parque eólico, Comunidad Valenciana, zona apta, aerogenerador óptimo, viabilidad económica, impacto ambiental

RESUM

En el present Treball de Fi de Grau, es realitza un estudi de ubicació d'un parc eòlic de 30 MW de potència instal·lada en la Comunitat Valenciana. Per seleccionar l'emplaçament es té en compte la normativa estatal i autonòmica en quant a la instal·lació de parcs eòlics (les 15 zones eòliques de la Comunitat, les zones protegides mediambientalment, distàncies mínimes, etc.) i el potencial eòlic en la ubicació. Per aquest últim és important conèixer la densitat de potència, la topografia i rugositat de la superfície, la corba de velocitats i la rosa dels vents. Això s'obté mitjançant l'*Atlas Eólico* de IDAE, sense oblidar l'existència d'emplaçaments potencials ja ocupats per altres parcs eòlics, i l'accessibilitat del lloc. Una vegada es té la ubicació òptima, es procedeix a la selecció dels aerogeneradors, els quals són aerogeneradors comercials *on-shore* tripala d'entre 2 i 2,5 MW. Es selecciona l'aerogenerador en funció de la classe de vent, el factor de càrrega i el cost de la seua instal·lació en la ubicació seleccionada. Després de l'aplicació de la metodologia descrita, es té tres ubicacions amb dos possibles aerogeneradors cadascuna. Es procedeix al disseny del parc per les sis alternatives (ubicació i distribució dels aerogeneradors, accessos, subestació i infraestructura elèctrica) atenen al que s'ha mencionat anteriorment. Es realitza un estudi de viabilitat econòmica mitjançant la ferramenta RETScreen per seleccionar l'alternativa òptima. Finalment, es realitza l'estudi d'impacte ambiental de dita alternativa i el pressupost del projecte.

Paraules clau: estudi de ubicació, parc eòlic, Comunitat Valenciana, zona apta, aerogenerador òptim, viabilitat econòmica, impacte ambiental

ABSTRACT

In the present End of Degree Project, a study of the location of a wind farm of 30 MW of installed power in the Valencian Community is carried out. To select the site, the state and regional normative regarding the installation of wind farms (the 15 wind areas of the community, the environmentally protected areas, the minimum distances, etc.) and the wind potential in the location are considered. For this, it is important to know the power density, the topography and the roughness of the surface, the velocity curve and the wind rose. All this is obtained through the *Atlas Eólico* of IDAE, without forgetting the existence of potential sites where other wind farms are located, and the accessibility of the site. Once the optimal location is selected, we proceed with the selection of wind turbines, which are commercial three blade wind turbines on-shore between 2 and 2,5 MW. The wind turbine is selected according to the wind class, the load factor and the cost of its installation in the selected location. After the application of the described methodology, there are three locations with two possible wind turbines each. The design of the wind farm is carried out for the six alternatives (location and distribution of wind turbines, accesses, substation and electric infrastructure) considering all previously mentioned. An economic viability study is carried out using the RETScreen tool to select the optimal alternative. At the end, the environmental impact study of that alternative and the project budget are carried out.

Keywords: location study, wind farm, Valencian Community, suitable area, optimal wind turbine, economic viability, environmental impact

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Memoria
- Presupuesto

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Objeto del Trabajo de Fin de Grado	1
1.2. Justificación	1
1.3. Alcance	1
Capítulo 2. Normativa aplicable	2
2.1. Normativa internacional.....	2
2.2. Normativa comunitaria	2
2.3. Normativa nacional	3
2.4. Normativa autonómica.....	4
Capítulo 3. Antecedentes: La energía eólica en la Comunidad Valenciana	5
Capítulo 4. Descripción de la metodología	8
4.1. Metodología para localizar una ubicación apta en la Comunidad Valenciana	8
4.2. Metodología para seleccionar un aerogenerador óptimo en una ubicación apta	14
Capítulo 5. Aplicación a 30 MW de potencia instalada.....	18
5.1. Elección de una ubicación óptima para instalar 30 MW en la Comunidad Valenciana	18
5.2. Selección de un aerogenerador óptimo para las ubicaciones aptas.....	32
Capítulo 6. Diseño de alternativas	39
6.1. Recurso eólico presente en las 3 ubicaciones.....	39
6.2. Limitaciones en el diseño del parque.....	40
6.3. Situación y energía bruta producida de las alternativas.....	41
6.3.1. Alternativa A.....	41
6.3.2. Alternativa B.....	42
6.3.3. Alternativa C.....	43
6.3.4. Alternativa D.....	44

6.3.5. Alternativa E	45
6.3.6. Alternativa F	46
6.4. Infraestructura eléctrica.....	47
6.4.1. Intensidad nominal.....	47
6.4.2. Niveles de aislamiento del cable	48
6.4.3. Sección del conductor	49
6.4.4. Comprobación del criterio de caída de tensión	53
6.4.5. Cálculo del cableado eléctrico para el resto de alternativas.....	55
6.5. Energía neta producida	57
Capítulo 7. Viabilidad económica	59
7.1. Costes	59
7.1.1. Inversión inicial.....	59
7.1.2. Costes fijos.....	59
7.2. Renta anual.....	60
7.3. Análisis financiero	60
7.4. Análisis de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)	62
Capítulo 8. Estudio de impacto ambiental	63
8.1. Descripción del proyecto.....	63
8.2. Inventario ambiental	64
8.2.1. Climatología.....	64
8.2.2. Geología.....	65
8.2.3. Hidrología	65
8.2.4. Áreas protegidas.....	65
8.2.5. Fauna	67
8.2.6. Vegetación.....	69
8.2.7. Población	69
8.2.8. Patrimonio Cultural	69
8.3. Factores ambientales afectados.....	70
8.4. Medidas correctoras	73
8.4.1. Ruido.....	73
8.4.2. Aves	73
8.4.3. Animales terrestres	74
8.4.4. Vistas panorámicas y paisajes	74
8.4.5. Otras medidas correctoras	74

Capítulo 9. Conclusiones	75
Capítulo 10. Referencias.....	76

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

Capítulo 01. Aerogeneradores	1
Capítulo 02. Obra civil	1
Capítulo 03. Instalación y conexión eléctrica.....	2
Capítulo 04. Medidas correctoras de impacto ambiental.....	3
Capítulo 05. Estudios de Ingeniería.....	3
Precios unitarios descompuestos.....	4
Resumen del presupuesto.....	8

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Ubicación de los parques eólicos de la Comunidad Valenciana (Fuente: Asociación Empresarial Eólica)</i>	5
<i>Figura 2. Diagrama de bloques para la ubicación apta (Fuente: elaboración propia)</i>	9
<i>Figura 3. Zonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: IVACE)</i>	10
<i>Figura 4. Espacios Naturales Protegidos (izquierda) y Figuras Ambientales (derecha) de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico)</i>	12
<i>Figura 5. Diagrama de bloques para el aerogenerador óptimo (Fuente: elaboración propia)</i>	14
<i>Figura 6. Zonas eólicas y zonas protegidas medioambientalmente de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico, IVACE y adaptación propia)</i>	18
<i>Figura 7. Subzonas eólicas aptas administrativamente y medioambientalmente de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico, IVACE y adaptación propia)</i>	19
<i>Figura 8. Densidad de potencia eólica junto con las subzonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico y adaptación propia)</i>	21
<i>Figura 9. Ubicación de las zonas de las subzonas eólicas 14.2 y 15.1 (Fuente: Google Maps)</i>	22
<i>Figura 10. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m² en las subzonas eólicas 14.2 y 15.1 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	23
<i>Figura 11. Rosa de vientos de frecuencias en la Sierra del Cid de Petrer (Fuente: Atlas Eólico)</i>	23
<i>Figura 12. Ubicación de las zonas de la subzona eólica 8.1 (Fuente: Google Maps)</i>	24
<i>Figura 13. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m² en la subzona eólica 8.1 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	24
<i>Figura 14. Ubicación de las zonas de la subzona eólica 5.1 (Fuente: Google Maps)</i>	25
<i>Figura 15. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m² en el municipio de Culla, dentro de la subzona eólica 5.1 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	26
<i>Figura 16. Zona con densidad de potencia superior a 600 W/m² en el municipio de Benesal, dentro de la subzona eólica 5.1 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	26
<i>Figura 17. Ubicación de las zonas de descarte más inmediato dentro de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Google Maps)</i>	27
<i>Figura 18. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m² de descarte más inmediato dentro de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	28
<i>Figura 19. Ubicación de las zonas que precisan un análisis más exhaustivo de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Google Maps)</i>	29
<i>Figura 20. Cordillera de Catí-Albocàsser de densidad de potencia superior a 600 W/m² (izquierda) y rosa de vientos de frecuencias de la misma (derecha), en la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	30

<i>Figura 21. Zona del Morral del Voltor con densidad de potencia superior a 600 W/m² (izquierda) y rosa de vientos de frecuencias de la misma (derecha), en la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	<i>30</i>
<i>Figura 22. Zona de L'Avella con densidad de potencia superior a 600 W/m² en el municipio de Catí, de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)</i>	<i>31</i>
<i>Figura 23. Esquema-resumen de la aplicación de la metodología para hallar una ubicación apta en la Comunidad Valenciana (Fuente: elaboración propia).....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 24. Distribución de Weibull del punto de referencia de la Ubicación 1 a 80 m.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 25. Curva de potencia modelo V100-2.0MW (Fuente: Vestas®).....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 26. Perfil de velocidades (izquierda) y distribución de Weibull (derecha) de las 3 ubicaciones (Fuente: Atlas Eólico y adaptación propia).....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 27. Situación del parque eólico para la Alternativa A (Fuente: elaboración propia)</i>	<i>41</i>
<i>Figura 28. Situación del parque eólico para la Alternativa B (Fuente: elaboración propia)</i>	<i>42</i>
<i>Figura 29. Situación del parque eólico para la Alternativa C (Fuente: elaboración propia)</i>	<i>43</i>
<i>Figura 30. Situación del parque eólico para la Alternativa D (Fuente: elaboración propia)</i>	<i>44</i>
<i>Figura 31. Situación del parque eólico para la Alternativa E (Fuente: elaboración propia).....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 32. Situación del parque eólico para la Alternativa F (Fuente: elaboración propia).....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 33. Análisis de sensibilidad de la TIR para la Alternativa F (Fuente: RETScreen)</i>	<i>61</i>
<i>Figura 34. Climatología de Catí (Fuente: Climate data)</i>	<i>64</i>
<i>Figura 35. Zonas LIC cercanas al Morral del Voltor (Fuente: Agroambient, 2017)</i>	<i>65</i>
<i>Figura 36. Zonas ZEPA cercanas al Morral del Voltor (Fuente: Agroambient, 2017).....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 37. Paraje Natural Municipal del Racó del Frare próximo al Morral del Voltor (Fuente: Agroambient, 2017)</i>	<i>67</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Parques eólicos de la Comunidad Valenciana (Fuente: Asociación Empresarial Eólica)</i>	6
<i>Tabla 2. Potencia instalada por las distintas marcas en la Comunidad Valenciana (Fuente: Asociación Empresarial Eólica)</i>	7
<i>Tabla 3. Simbología para diagramas de bloques en el lenguaje grafico de ANSI (Fuente: ANSI)</i>	8
<i>Tabla 4. Potencia de referencia y número máximo de aerogeneradores de las 15 zonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: Plan Eólico de la C.V.)</i>	13
<i>Tabla 5. Parámetros básicos de la clase de viento (Fuente: IEC 61400-1)</i>	15
<i>Tabla 6. Subzonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico)</i>	20
<i>Tabla 7. Subzonas eólicas de la Comunidad Valenciana con densidad de potencia eólica superior a 600 W/m² (Fuente: Atlas Eólico)</i>	21
<i>Tabla 8. Catálogo de aerogeneradores comerciales disponibles (Fuente: Ecotècnia©, Enercon©, Gamesa©, Senvion©, Siemens© y Vestas©)</i>	33
<i>Tabla 9. Características de los puntos de referencia de las tres ubicaciones aptas (Fuente: Atlas Eólico)</i>	33
<i>Tabla 10. Compatibilidad de los modelos de categoría B con la Ubicación 1</i>	34
<i>Tabla 11. Energía anual producida (izquierda), la energía total neta y el factor de carga neta (derecha) en el punto de referencia de la Ubicación 1 para el modelo V100-2.0MW a 80 m</i>	36
<i>Tabla 12. Tabla resumen de la elección del aerogenerador óptimo para las 3 ubicaciones</i>	37
<i>Tabla 13. Ubicaciones y alternativas seleccionadas tras la aplicación de la metodología</i>	38
<i>Tabla 14. Zonas y alternativas a diseñar</i>	39
<i>Tabla 15. Energía bruta anual producida por la Alternativa A</i>	42
<i>Tabla 16. Energía bruta anual producida por la Alternativa B</i>	43
<i>Tabla 17. Energía bruta anual producida por la Alternativa C</i>	44
<i>Tabla 18. Energía bruta anual producida por la Alternativa D</i>	45
<i>Tabla 19. Energía bruta anual producida por la Alternativa E</i>	46
<i>Tabla 20. Energía bruta anual producida por la Alternativa F</i>	47
<i>Tabla 21. Potencia e intensidad nominal por línea para la Alternativa A</i>	48
<i>Tabla 22. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios de la Alternativa A (Fuente: ITC-LAT 06)</i>	48
<i>Tabla 23. Temperatura máxima asignada al conductor en °C (Fuente: ITC-LAT 06)</i>	50
<i>Tabla 24. Factor de corrección k₁ para la temperatura del terreno (Fuente: ITC-LAT 06)</i>	50
<i>Tabla 25. Resistividad térmica del terreno según su naturaleza y humedad (Fuente: ITC-LAT 06)</i>	50

Tabla 26. Factor de corrección k_2 para la resistividad térmica del terreno (Fuente: ITC-LAT 06)	51
Tabla 27. Intensidades máximas admisibles I_T (A) en servicio permanente para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo (Fuente: ITC-LAT 06).....	51
Tabla 28. Cálculo de la sección mínima necesaria para $I_n= 288.68$ A.....	52
Tabla 29. Secciones mínimas necesarias para cada corriente nominal I_n	52
Tabla 30. Sección del conductor para cada tramo de línea de la Alternativa A.....	53
Tabla 31. Resistencia máxima del Eprotenax Compact para una temperatura máxima admisible de 105°C (Fuente: MultiConductores®).....	54
Tabla 32. Caída de tensión en cada línea para la Alternativa A.....	54
Tabla 33. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa B.....	55
Tabla 34. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa C.....	55
Tabla 35. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa D.....	56
Tabla 36. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa E.....	56
Tabla 37. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa F.....	57
Tabla 38. Comparativa de la energía producida para las seis alternativas.....	58
Tabla 39. Inversión inicial de las seis alternativas, en M€.....	59
Tabla 40. Tarifa de exportación para las seis alternativas.....	60
Tabla 41. TIR y VAN de las seis alternativas (Fuente: RETScreen).....	61
Tabla 42. Análisis de emisiones para las seis alternativas (Fuente: RETScreen).....	62
Tabla 43 Población de los municipios cercanos al Morral del Voltor (Fuente: INE).....	69
Tabla 44. Códigos asignados a los atributos (Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental).....	70
Tabla 45. Leyenda de la Matriz de Leopold.....	71
Tabla 46. Matriz de Leopold.....	72

Documento 1:

MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objeto del Trabajo de Fin de Grado

El objeto principal del presente Trabajo de Fin de Grado (TFG) es establecer una metodología para seleccionar la ubicación idónea para instalar un parque eólico en un territorio determinado. En este caso, se trata de un parque eólico de 30 MW de potencia instalada en la Comunidad Valenciana.

Para comprobar la viabilidad del proyecto también será objeto del Trabajo la selección de un aerogenerador idóneo para dicha ubicación. Así como un estudio de viabilidad económica y un estudio de impacto ambiental del mismo.

1.2. Justificación

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 (IDAE, 2011) tiene como objetivo conseguir que, al menos, un 20% de la energía total consumida en España tenga un origen renovable y así reducir la dependencia de recursos no renovables.

Una de las Energías Renovables (EERR) con mayor potencial de crecimiento es la eólica. La energía eólica tiene un importante impacto visual y ambiental. Para reducir la superficie afectada por dicho impacto hay que aprovechar al máximo el recurso eólico del que se dispone eligiendo la zona más idónea. Pero no existe una metodología definida para localizar dicha zona.

El Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (DOGV, 2001) estableció las directrices para la adjudicación de la licencia de explotación para cada una de las 15 zonas eólicas, pero no toda su superficie es apta para instalar un parque eólico, ni todas las zonas tienen la misma densidad de potencia eólica, ni la misma topografía, etc. Por ello se define una metodología que facilite la búsqueda de una ubicación óptima con un alto aprovechamiento del recurso eólico, dentro de la legalidad administrativa y medioambiental. Dicha metodología, desde el punto de vista normativo, se basa en el cumplimiento del Plan de Energías Renovables 2011-2020 y el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana, así como en la protección de las infraestructuras verdes (BOE, 2014-1).

1.3. Alcance

El alcance de este TFG incluye los siguientes puntos:

- Estudio de una ubicación idónea para instalar un parque eólico en la Comunidad Valenciana.
- Elección de un modelo de aerogenerador que maximice la producción energética.
- Estudio de las alternativas de diseño del parque.
- Viabilidad económica de las alternativas y elección de la más rentable.
- Evaluación de impacto ambiental de la alternativa más rentable.

CAPÍTULO 2. NORMATIVA APLICABLE

El estudio de ubicación, construcción, explotación y desmantelamiento final de un parque eólico se rige por diversas normativas a nivel internacional, europeo, nacional y autonómico. A continuación, se lista la normativa aplicable al presente TFG:

2.1. Normativa internacional

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

Estandariza parámetros y cálculos referidos a aerogeneradores para que estos sean seguros durante su vida útil.

2.2. Normativa comunitaria

- Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Establece la necesidad de una evaluación medioambiental en determinados planes y programas que puedan tener efectos significativos en el medio ambiente.

- Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.
- 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 como mínimo un 20% del consumo total bruto de cada país de la Comunidad para el 2020, y dicta que cada país debe elaborar un Plan de Energías Renovables a cumplir durante la década 2010-2020.

- 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 y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

Establece las normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad en la Comunidad Europea.

- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

Establece la necesidad de una evaluación de impacto ambiental en determinados proyectos públicos y privados que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente.

- 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.

2.3. Normativa nacional

- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Establece el régimen económico para instalaciones eólicas, entre otras, y el sistema de primas complementarias a la retribución.

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Establece la necesidad de que determinados planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente se sometan a una Evaluación de Impacto Ambiental con el fin de garantizar un elevado nivel de protección ambiental, y promover un desarrollo sostenible.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Regula el sector eléctrico para garantizar un suministro eléctrico de calidad y al mínimo coste posible, asegurando la sostenibilidad económica y financiera del sistema, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

- 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.

Establece los derechos y las obligaciones de aquellas empresas que produzcan energía eléctrica de fuentes renovables.

- 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.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan 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, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

Complementa a la Orden IET/1045/2014.

2.4. Normativa autonómica

- ACUERDO de 26 de julio de 2001, del Gobierno Valenciano, por el que se aprueba el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.

El Plan Eólico tiene como objetivo regular la instalación de parques eólicos en las zonas calificadas como aptas para ello.

- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.

Coordina la política energética en la Comunidad Valenciana, así como impulsa la investigación, fomenta el uso racional de la energía y promueve el uso de energías renovables.

- Ley 5/2014, de 25 de julio, de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje, de la Comunidad Valenciana.

Establece las zonas pertenecientes a la infraestructura verde, las cuales se encuentran protegidas medioambientalmente.

- Acuerdo de 28 de julio de 2017, del Consell, por el que se modifica el acuerdo del Consell de 26 de julio de 2001, de aprobación del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.

Suprime el instrumento de la convocatoria regulada por el Acuerdo del 2001 e informa de la reformulación del actual Plan Eólico en un máximo de 12 meses.

CAPÍTULO 3. ANTECEDENTES: LA ENERGÍA EÓLICA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

La Comunidad Valenciana dispone actualmente de una potencia instalada de 1188,99 MW, lo que corresponde a un 5,17% de lo instalado en España, posicionándose como la 7ª comunidad de España en lo que a potencia eólica instalada se refiere en el 2016 (AEE, 2017). Dicha potencia se reparte en 38 parques, siendo la provincia de Valencia la que más tiene (602,44 MW), seguida de cerca por Castellón (586,55 MW), y con ningún parque eólico en Alicante. En la Figura 1 y en la Tabla 1 se muestra la ubicación y la información, respectivamente, de los parques eólicos de la Comunidad Valenciana.



Figura 1. Ubicación de los parques eólicos de la Comunidad Valenciana (Fuente: Asociación Empresarial Eólica)

Tabla 1. Parques eólicos de la Comunidad Valenciana (Fuente: Asociación Empresarial Eólica)

Parque eólico	Termino municipal	Provincia	Potencia instalada MW	Nº de aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Marca del aerogenerador	Modelo
Peñas de Dios I	Andilla	Valencia	39	26	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Peñas de Dios II	Andilla, Chelva y Calles	Valencia	28,5	19	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Cerro Negro	Aras de los Olmos	Valencia	16	8	2000	VESTAS	V90
Muela de Santa Catalina - Cerro Negro	Aras de los Olmos	Valencia	25,5	17	1500	GE	GE 1,5 sle
El Mulatón	Ayora	Valencia	38	19	2000	GAMESA	G-87
La Solana	Ayora	Valencia	44,2	52	850	GAMESA	G-58
Las Bodeguillas	Ayora	Valencia	36,55	43	850	GAMESA	G-58
Losilla	Ayora	Valencia	24	16	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Rincón del Cabello	Ayora	Valencia	40	20	2000	GAMESA	G-87
Mazorral y Rajola	Barracas y El Toro	Castellón	28,05	33	850	GAMESA	G-52
Alto Casillas I	Barracas y Viver	Castellón	30	15	2000	GAMESA	G-87
Alto Palancia I	Barracas y Viver	Castellón	26	6 y 7	2000	GAMESA	G-80 / G-87
Alto Palancia II	Barracas y Viver	Castellón	46	8 y 15	2000	GAMESA	G-80 / G-87
Alto Palancia III	Barracas y Viver	Castellón	32	16	2000	GAMESA	G-87
La Cabrera Ampliación	Buñol	Valencia	3,4	4	850	GAMESA	G-52
La Cabrera I	Buñol	Valencia	2,64	4	660	GAMESA	G-47
La Cabrera II	Buñol	Valencia	14,45	16	850	GAMESA	G-52
Folch I	Castellfort	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Folch II	Castellfort	Castellón	15	10	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Arriello	Castellfort, Villafranca del Cid y Ares del Maestre	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Benalaz I	Enguera	Valencia	37,5	25	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Benalaz II	Enguera	Valencia	13,5	9	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Benalaz III	Enguera	Valencia	3	2	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Salomón	Enguera	Valencia	37,5	25	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Refoyas	Forcall y Todolella	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Boira	Jarafuel	Valencia	34,5	23	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Villanueva I	Jarafuel	Valencia	48,3	21	2300	ENERCON	E-70
Villanueva II	Jarafuel	Valencia	18,4	8	2300	ENERCON	E-70
El Viudo	La Yesa	Valencia	40	16	2500	GE	GE 2,5 xl
El Viudo II	La Yesa	Valencia	26	13	2000	GAMESA	G-90
Cerro de la Nevera	La Yesa, Chelva y Andilla	Valencia	31,5	21	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Torre Miró I	Morella	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Torre Miró II	Morella	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Manzanera	Olocau del Rey	Castellón	25,5	17	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Muela de Todolella	Olocau del Rey y Todolella	Castellón	40,5	27	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Alto Casillas II	Pina de Montalgrao	Castellón	30	15	2000	GAMESA	G-87
Cabrillas	Portell de Morella	Castellón	28,5	19	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Plá d'Embalagué	Portell de Morella	Castellón	37,5	25	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500

En la Comunidad Valenciana hay un total de cinco fabricantes con alguno de sus modelos de aerogenerador instalados. Como se puede observar en la Tabla 2, el fabricante que más potencia instalada tiene es Acciona Windpower con 643,5 MW (un 54,12% del total), seguido por Gamesa con 397,3 MW (33,41%). Juntos tienen la gran mayoría de la potencia instalada en la Comunidad Valenciana (87,54%).

Tabla 2. Potencia instalada por las distintas marcas en la Comunidad Valenciana (Fuente: Asociación Empresarial Eólica)

Marca del aerogenerador	Potencia instalada (MW)
Acciona Windpower	643,5
Enercon	66,7
Gamesa	397,3
GE	65,5
Vestas	16,0

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1. Metodología para localizar una ubicación apta en la Comunidad Valenciana

En la Figura 2 se detalla mediante un diagrama de bloques el procedimiento a seguir para aislar las ubicaciones aptas y de alto aprovechamiento energético que puedan albergar un parque eólico. La simbología de los diagramas de bloques sigue el lenguaje gráfico ANSI (ANSI, 2017), como se recoge en la Tabla 3.

Tabla 3. Simbología para diagramas de bloques en el lenguaje gráfico de ANSI (Fuente: ANSI)

Símbolo	Significado
	Inicio / Fin
	Operación / Actividad
	Documento
	Datos
	Almacenamiento / Archivo
	Decisión
	Líneas de flujo
	Conector
	Conector de página

El diagrama de bloques resume la metodología para hallar la ubicación idónea que es lo novedoso de este TFG. Lo hace de forma simple, empleando preguntas que solo se pueden responder afirmativa o negativamente, sobre variables como zonas eólicas, accesibilidad o distancias mínimas, entre otras variables, y cuya consecuencia es el descarte de la zona o el seguir estudiándola. Para ello se apoya en los documentos citados en el mismo diagrama, como el Plan Eólico o las Figuras Ambientales, y en acciones y cálculos no muy complejos, como calcular el espacio necesario para el parque o elegir un valor de corte para la densidad de potencia. Tras el diagrama de bloques de la Figura 2 se explican detalladamente los pasos a seguir para emplear la metodología descrita.

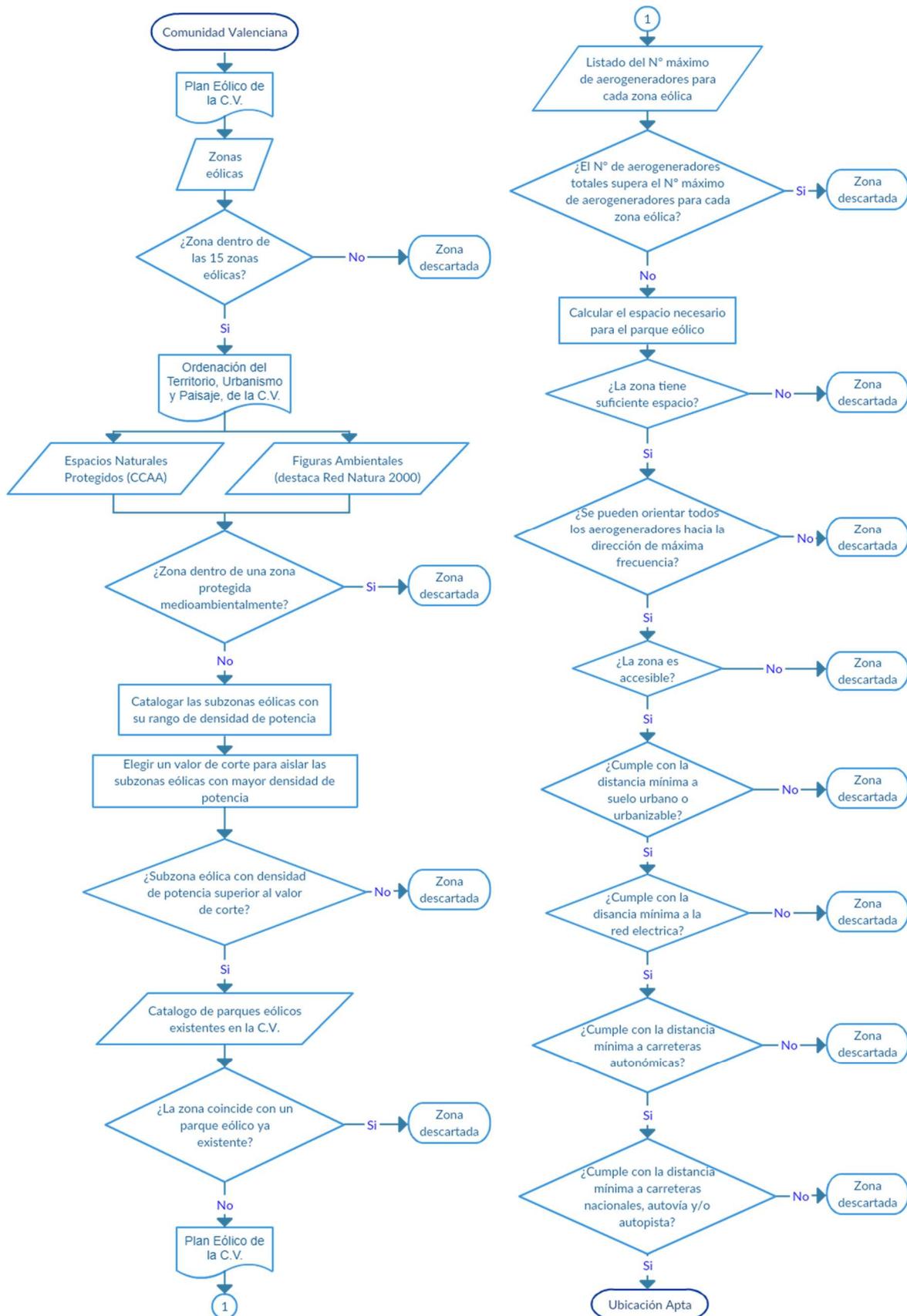


Figura 2. Diagrama de bloques para la ubicación apta (Fuente: elaboración propia)

En España, las comunidades autónomas emplean sus propios criterios para catalogar zonas como aptas, aptas con cumplimiento de prescripciones y no aptas, siempre en cumplimiento del marco administrativo nacional presente en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (IDAE, 2011).

En la Comunidad Valenciana, el ámbito administrativo de los parques eólicos se rige por el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (DOGV, 2001) que dictamina que las zonas aptas para la explotación del recurso eólico son un total de 15, denominadas zonas eólicas, las cuales se muestran en la Figura 3. Para su delimitación se siguen criterios de carácter territorial, energético y eléctrico. En la actualidad muchas de estas zonas eólicas se encuentran bloqueadas para la explotación. Por ello la Generalitat Valenciana se encuentra en un proceso de reforma del actual Plan Eólico de la Comunidad Valenciana, cuya resolución se estima para julio de 2018 (DOGV, 2017). No obstante, como durante la redacción del presente TFG no hay una resolución definitiva al respecto, para la ejecución del mismo se consideraran las 15 zonas eólicas como aptas.

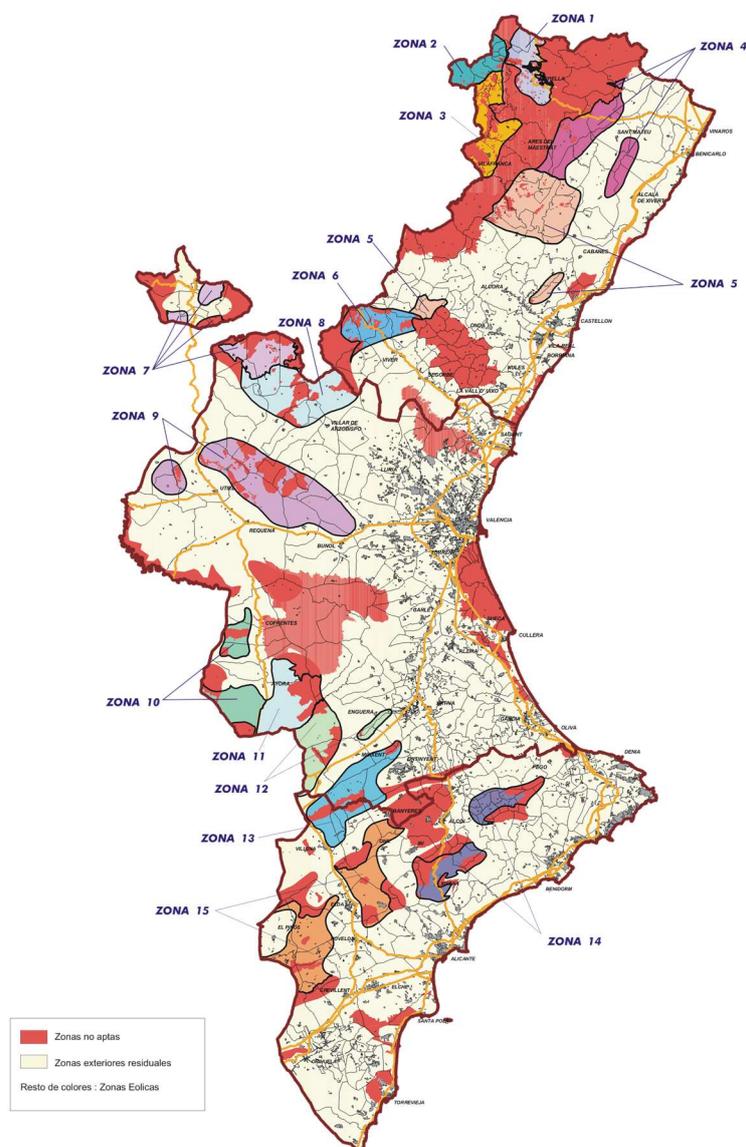


Figura 3. Zonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: IVACE)

Para el cribado medioambiental se debe evitar las zonas protegidas medioambientalmente, las llamadas Infraestructuras Verdes. Estas zonas son espacios de relevante valor ambiental, cultural, agrícola y paisajístico (BOE, 2014-1).

Parte del territorio nacional está protegido por distintos motivos medioambientales: monumentos naturales, parques nacionales o zonas de protección por paso de aves migratorias, entre otros. Estas zonas se dividen en Espacios Naturales Protegidos y Figuras Ambientales (donde destaca la Red Natura 2000). A su vez, ambas, se componen de distintas áreas de protección medioambiental, como se lista a continuación:

- Espacios Naturales Protegidos:
 - Parque Nacional
 - Parque Natural
 - Otros parques
 - Reserva Natural
 - Otras reservas
 - Paisaje Protegido
 - Paraje
 - Monumento Natural
 - Biotopo Protegido
 - Otras figuras
- Figuras Ambientales:
 - Red Natura 2000:
 - ZEPA (Zona de Especial Protección para Aves)
 - LIC (Lugares de Importancia Comunitaria)
 - Reserva de la Biosfera
 - IBAS (Important Bird Areas)
 - Ramsar (Humedales de Importancia Internacional)
 - ZEPIM (Zonas especialmente protegidas de importancia para el Mar Mediterráneo)

La ubicación y extensión de las áreas protegidas medioambientalmente se encuentra en la base de datos del Atlas Eólico (IDAE, 2017) y en el mapa cartográfico de la Comunidad Valenciana (ICV, 2017). Los Espacios Naturales Protegidos que se encuentran en la Comunidad Valenciana se muestran en la Figura 4 (izquierda). En el caso de las Figuras Ambientales, observables en la Figura 4 (derecha), la Comunidad Valenciana solo tiene de las áreas del listado anterior, la Red Natura 2000 (ZEPA y LIC), IBAS y Ramsar. De estas últimas no se puede apreciar su ubicación en la Figura 4 (derecha) puesto que están superpuestas con otras zonas protegidas. Basta saber que las Ramsar se encuentran en muchos humedales costeros protegidos de la Comunidad Valenciana.

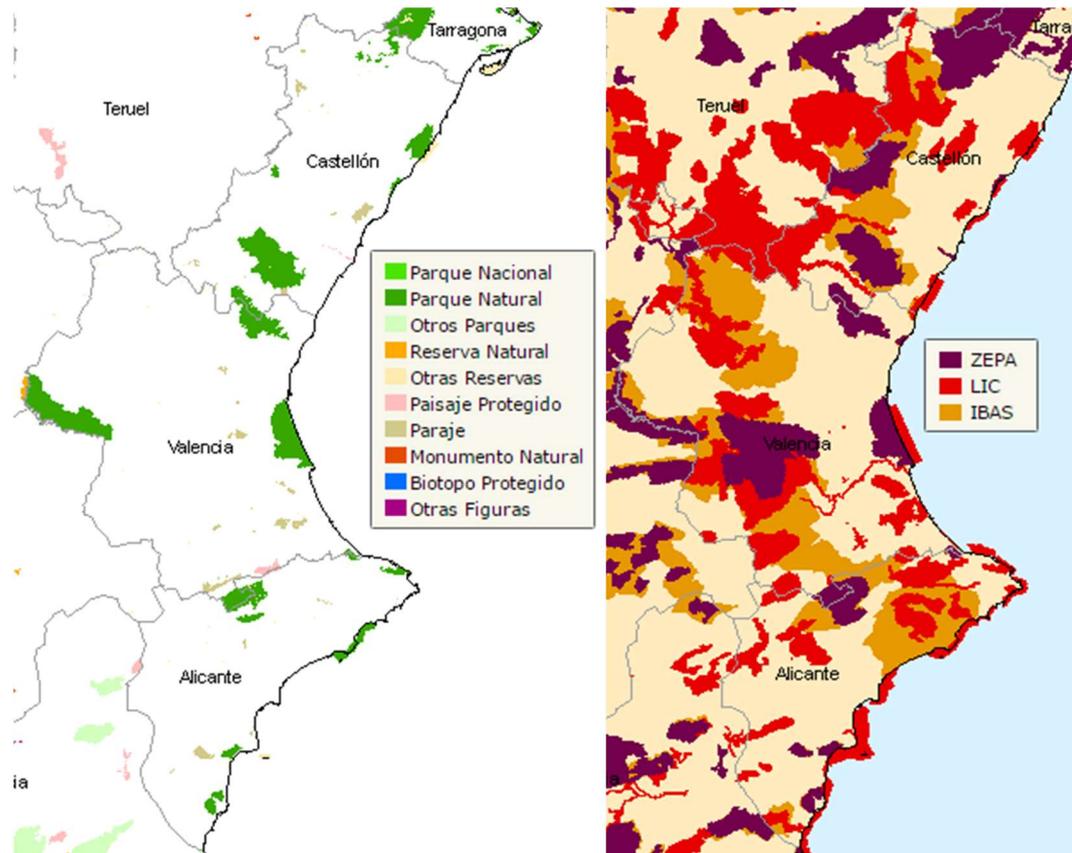


Figura 4. Espacios Naturales Protegidos (izquierda) y Figuras Ambientales (derecha) de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico)

Tras el cribado administrativo y medioambiental, se busca entre las zonas aisladas hasta el momento aquella que proporcione una mayor energía. Para ello, se realiza una tabla con las distintas subzonas eólicas disponibles, entendiéndose por subzona eólica la subdivisión de cada una de las 15 zonas eólicas del Plan Eólico que se fraccionan debido el cribado medioambiental. En cada subzona eólica se indica, con datos obtenidos del Atlas Eólico a 80 m de altura, el intervalo en el que se encuentran los valores de densidades de potencia eólica, así como un valor de referencia para la rugosidad superficial y para la velocidad anual del viento. Una vez realizada la tabla, se elige un valor de corte para poder aislar las subzonas eólicas con mayor densidad de potencia. Dicho valor de corte debe ser lo suficientemente elevado como para dejar solo unas pocas subzonas eólicas, las que tengan mayor potencial, y descartar aquellas de potencial más bajo.

A continuación, se cataloga los parques eólicos ya existentes (ubicación en la Figura 1 y listado en la Tabla 1 del Capítulo 3) y se descartan las zonas aptas que ya están ocupadas por otros parques. Para obtener la información de dichos parques se consulta la base de datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE, 2017) y de The Wind Power (2017). También se tiene que comprobar que el número de aerogeneradores existentes de una zona eólica y aquellos que se instalen con el nuevo parque eólico no supere el número máximo de aerogeneradores permitidos en dicha zona eólica. Esta limitación está impuesta por el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana y se lista en la Tabla 4, junto con la potencia de referencia (DOGV, 2001).

Tabla 4. Potencia de referencia y número máximo de aerogeneradores de las 15 zonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: Plan Eólico de la C.V.)

Zona eólica	Potencia de referencia (MW)	Nº máximo de aerogeneradores
1	95	160
2	145	230
3	145	230
4	75	120
5	145	230
6	125	200
7	75	120
8	95	160
9	175	270
10	125	200
11	125	200
12	95	160
13	75	120
14	75	120
15	125	200
Total	1695	2720

Dentro de las subzonas eólicas aisladas que restan, se estudian las áreas cuya densidad de potencia es superior al valor de corte escogido anteriormente. Para saber el espacio que se necesita para albergar el parque eólico se debe tener en cuenta la recomendación del IDAE: los aerogeneradores de una misma fila deben distar entre sí, como mínimo, 2,5 veces el diámetro de su rotor estando orientados en perpendicular a la dirección predominante de los vientos, mientras que las distintas filas deben separarse entre ellas un mínimo de 7,5 veces el diámetro del rotor para minimizar las pérdidas por efecto parque (IDAE, 2006). Teniendo estas medidas en cuenta se comprueba que la zona de estudio disponga de suficiente espacio para instalar el nuevo parque eólico.

Es importante que todos los aerogeneradores puedan estar orientados hacia la dirección predominante de los vientos sin obstaculizarse unos a otros, es decir que el viento incida perpendicularmente sobre ellos el mayor tiempo posible. Para comprobarlo se emplea la rosa de los vientos de frecuencias extrayendo la información del Atlas Eólico (IDAE, 2017). También es importante que el parque eólico sea accesible. Debe tener carreteras que permitan el acceso al parque, y si no las tiene, se debe estudiar su topografía para cerciorarse que se puede construir el acceso. La carretera debe ser adecuada para que circulen los camiones con las piezas de los aerogeneradores. Para estudiar la topografía se emplea la aplicación de Google Maps (Google, 2017).

Finalmente, se debe comprobar que el parque eólico no incumpla las distancias mínimas estipuladas por el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (DOGV, 2001) y por el PER (IDAE, 2011):

- Distancia mínima a suelo urbano o urbanizable de uso no industrial (Plan Eólico): 1000 m.
- Distancia mínima a una línea de la red eléctrica de alta tensión (PER): 250 m.
- Distancia mínima a carreteras autonómicas (PER): 100 m.
- Distancia mínima a carreteras nacionales, autovía y/o autopista (PER): 200 m.

Para consultar el plan urbanístico del suelo se emplea la aplicación Terrasit (IDECV, 2017). En los casos de zonas sin planeamiento urbanístico vigente se toman como suelo no urbanizable, pero siempre respetando los núcleos urbanos. Este es el caso del municipio de Confrides y Chert en la Comunidad Valenciana.

Gracias a esta metodología, se obtienen pocas ubicaciones óptimas con un adecuado recurso. A continuación, se seleccionan aquellos aerogeneradores que se ajustan a las características de dichas ubicaciones.

4.2. Metodología para seleccionar un aerogenerador óptimo en una ubicación apta

El diagrama de la Figura 5 describe el procedimiento para seleccionar el aerogenerador comercial que permita obtener el mayor aprovechamiento energético en las ubicaciones aptas obtenidas mediante el diagrama de bloques anterior (Figura 2).

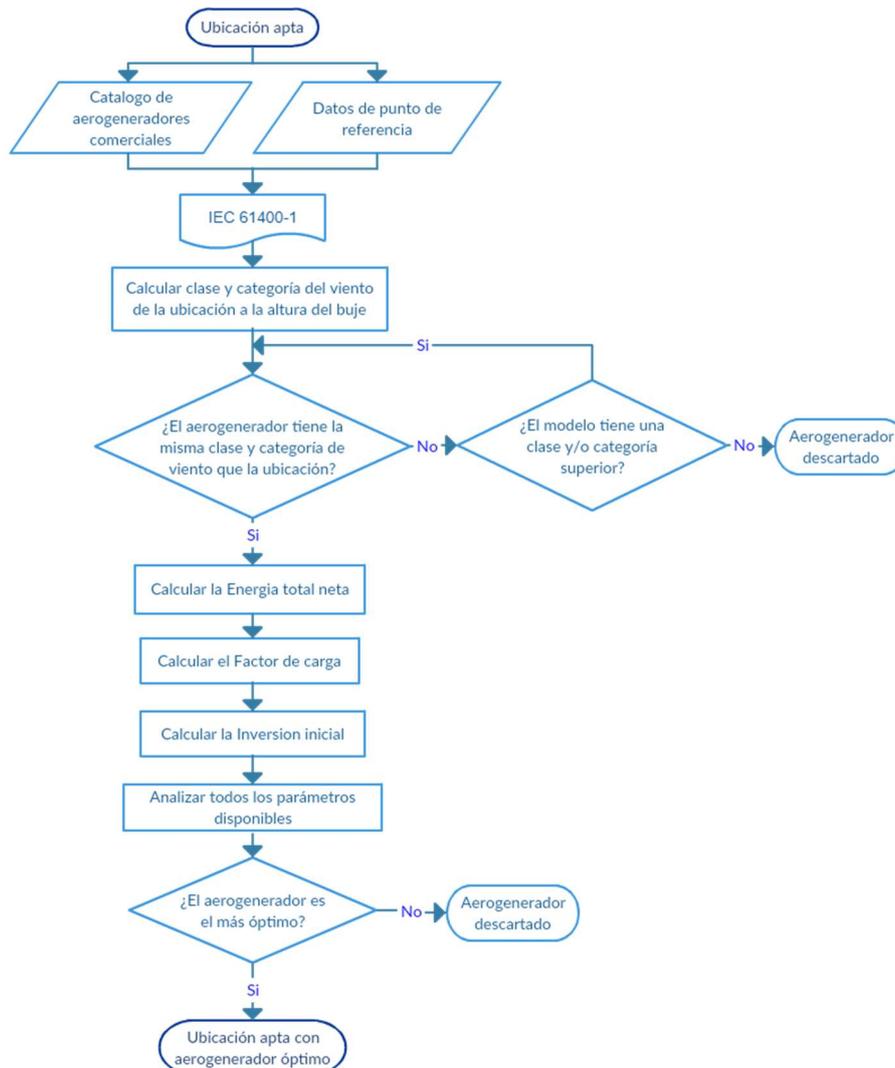


Figura 5. Diagrama de bloques para el aerogenerador óptimo (Fuente: elaboración propia)

La metodología no es tan novedosa como la ideada para encontrar la ubicación apta, puesto que simplemente se basa en la compatibilidad del aerogenerador con las turbulencias de la ubicación, la energía anual producida y el coste de su instalación. A continuación se detallan los pasos a seguir para emplear dicha metodología.

Decidir qué aerogenerador instalar no es una tarea trivial, ya que se deben analizar diferentes variables y no se dispone de información contrastada como el precio del aerogenerador. En la presente metodología dicha información se obtiene de las aproximaciones descritas por el PER (IDAE, 2011).

Para facilitar la selección, se cataloga los aerogeneradores comerciales en una tabla, indicando: marca, modelo, potencia, diámetro de rotor, altura de buje, la clase de turbina de viento y el tipo de generador.

La clase de turbina de viento, definida en la normativa IEC 61400-1 (IEC, 2005), es fundamental para elegir el aerogenerador. Indica la capacidad de éste para resistir una velocidad e intensidad de turbulencia determinadas a la altura del buje. Dicha clase se determina mediante la Tabla 5 en función de la velocidad de referencia y la intensidad de turbulencia a 15 m/s.

Tabla 5. Parámetros básicos de la clase de viento (Fuente: IEC 61400-1)

Clase de turbina de viento		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50,0	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

V_{ref} es la velocidad máxima en 10 minutos con un periodo de retorno de 50 años. Se obtiene en función de la velocidad promedio anual a la altura del buje (V_{pro}), tal y como se observa en la Expresión (1). V_{pro} se obtiene en función de la Expresión (2). Con el valor de V_{ref} calculado se selecciona la clase de turbina de viento gracias a la Tabla 5.

$$V_{pro} = 0,2 V_{ref} \quad (1)$$

$$V_{pro}(z) = V_0 \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha \quad (2)$$

Siendo:

- $V_{pro}(z)$: velocidad promedio anual a la altura del buje, en m/s.
- V_0 : velocidad media del viento a una altura z_0 , en m/s.
- z : altura del buje sobre el nivel del suelo, en m.
- z_0 : altura sobre el nivel del suelo para una velocidad conocida V_0 , en m.
- α : exponente de la ley de potencia, se puede asumir igual a 0,2 según la norma.

La intensidad de turbulencia está relacionada con la estabilidad atmosférica, que determina si el viento de la ubicación es de categoría A, B o C. Así pues, se descarta aquellos aerogeneradores cuyo tipo de viento no corresponda con el de la ubicación a la altura de su buje.

Definido el concepto de clase e intensidad de la turbina, se procede a seleccionar en la ubicación a estudiar un punto representativo del posible emplazamiento de los aerogeneradores, y se recopila, de los datos del Atlas Eólico a 80 m: la ubicación en coordenadas UTM, la velocidad media anual del viento, los parámetros C y K de la función Weibull, y la rugosidad superficial. Se selecciona del catálogo de aerogeneradores comerciales los que tengan la menor intensidad de turbulencia posible, puesto que su costo teóricamente será inferior, y se comprueba que sean compatibles con la ubicación seleccionada a la altura de su buje, tanto en la velocidad como en la intensidad de turbulencia.

De los aerogeneradores que cumplan con la restricción anterior, se comprueba la energía total neta producida en la ubicación a estudiar. Puesto que en el Atlas Eólico los cálculos corresponden a 80 m, para cada aerogenerador se tiene que calcular los valores a la altura de su buje, y esto se obtiene empleando las Expresiones (2), (3) y (4), extraídas del documento *Energía eólica y generación eléctrica con EERR* (Martínez, 2014). Del catálogo de los aerogeneradores comerciales se extraen los valores de la potencia del aerogenerador para cada velocidad mediante la curva de potencia. Se calcula la frecuencia de cada velocidad mediante la Expresión (5) de la distribución de Weibull. Se multiplica cada frecuencia a una velocidad determinada por su potencia a dicha velocidad, y se multiplica el sumatorio de dichos productos por el número de horas de un año (8760 h). De este modo se obtiene la energía bruta producida en un año por un aerogenerador en el punto de referencia a analizar. Esta energía se multiplica por el factor de pérdidas (efecto parque, disponibilidad, electricidad, otros) y el número de aerogeneradores a instalar en el parque para obtener la energía total neta producida en dicho parque si todos los aerogeneradores estuvieran ubicados en el punto de referencia. Tras calcular la energía producida se puede obtener el número de horas equivalentes (NHEs) y el factor de carga (Fc), mediante la Expresión (6) y Expresión (7), respectivamente.

$$c(z) = c_{80} \left(\frac{z}{z_{80}} \right)^\alpha \quad (3)$$

$$k(z) = \frac{k_{80} [1 - 0,088 \ln(z_{80}/10)]}{1 - 0,088 \ln(z/10)} \quad (4)$$

Siendo:

- $c(z)$: factor de escala de la distribución de Weibull a la altura del buje.
- c_{80} : factor de escala de la distribución de Weibull a 80 m de altura.
- z : altura del buje sobre el nivel del suelo, en m.
- z_{80} : altura de toma de datos, igual a 80 m.
- α : rugosidad superficial.
- $k(z)$: factor de forma de la distribución de Weibull a la altura del buje.
- k_{80} : factor de forma de la distribución de Weibull a 80 m de altura.

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (5)$$

Siendo:

- p : frecuencia de aparición para una determinada velocidad de viento.
- v : velocidad del viento, en m/s.
- k : factor de forma de la distribución de Weibull.
- c : factor de escala de la distribución de Weibull.

$$NHEs = \frac{Energia\ Total_{Neta}}{Potencia\ Total\ Instalada} \quad (6)$$

$$Fc = \frac{NHEs}{8760\ h} \quad (7)$$

Finalmente, se calcula el coste de inversión del aerogenerador gracias a la estimación del PER (IDAE, 2011), pero es orientativo puesto que son datos del 2007. Para calcular los costes de inversión de un aerogenerador se emplea el método propuesto a continuación, que incluye transporte e instalación:

- Precios base:
 - 2 MW de potencia nominal y 66 m de altura: 840 k€/MW.
 - 2 MW de potencia nominal y 100 m de altura: 980 k€/MW.
- Altura: +0,5% por cada metro adicional.
- Configuración generador-multiplicador: +10% para generadores síncronos.
- Potencia: +6% por cada MW adicional para una misma altura.

Según el PER, el precio de los aerogeneradores equivale aproximadamente al 75% de la inversión inicial total necesaria para la instalación de un parque eólico, por tanto se tiene que extrapolar el valor obtenido al 100% de la inversión para tener la inversión inicial. El PER también estima los costes de explotación (mantenimiento, seguros, alquiler, tasas...) en unos 45 k€/MW/año (dato del 2010).

Con todo ello se realiza una tabla resumen para todos los modelos de aerogeneradores con: la energía neta total producida, el factor de carga, la inversión inicial, la experiencia del fabricante en la zona y el país de origen de los aerogeneradores. Analizando estos parámetros de cada aerogenerador comercial se escoge aquel que sea más rentable para la ubicación a estudiar.

CAPÍTULO 5. APLICACIÓN A 30 MW DE POTENCIA

INSTALADA

5.1. Elección de una ubicación óptima para instalar 30 MW en la Comunidad Valenciana

Una vez expuesta la metodología para seleccionar la ubicación y el modelo de aerogenerador óptimos de un parque eólico, se procede a aplicar dicha metodología a un parque eólico de 30 MW en la Comunidad Valenciana.

Se superponen las zonas medioambientalmente protegidas (Espacios Naturales Protegidos y Figuras Ambientales, mostradas en la Figura 4) y las 15 zonas eólicas de la comunidad (Figura 3), como se observa en la Figura 6. Las zonas eólicas cuyo territorio no se encuentra en una zona protegida medioambientalmente se resaltan en color verde claro. Dichas zonas eólicas son, por tanto, zonas aptas administrativa y medioambientalmente.

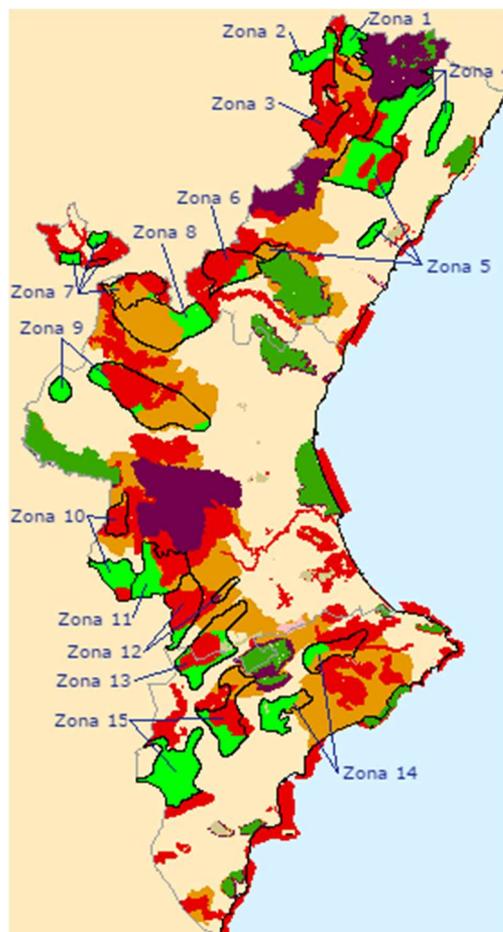


Figura 6. Zonas eólicas y zonas protegidas medioambientalmente de la Comunidad Valenciana
(Fuente: Atlas Eólico, IVACE y adaptación propia)

Para simplificar el análisis se dividen las zonas eólicas aptas en subzonas eólicas, que cumplen con los criterios administrativos y medioambientales, tal y como se muestra en la Figura 8. Así mismo, se ha listado en la Tabla 6, con datos obtenidos del Atlas Eólico a 80 m (IDAE, 2017), el intervalo en el que se encuentran los valores de densidades de potencia eólica, así como un valor de referencia para la rugosidad superficial y para la velocidad anual del viento.

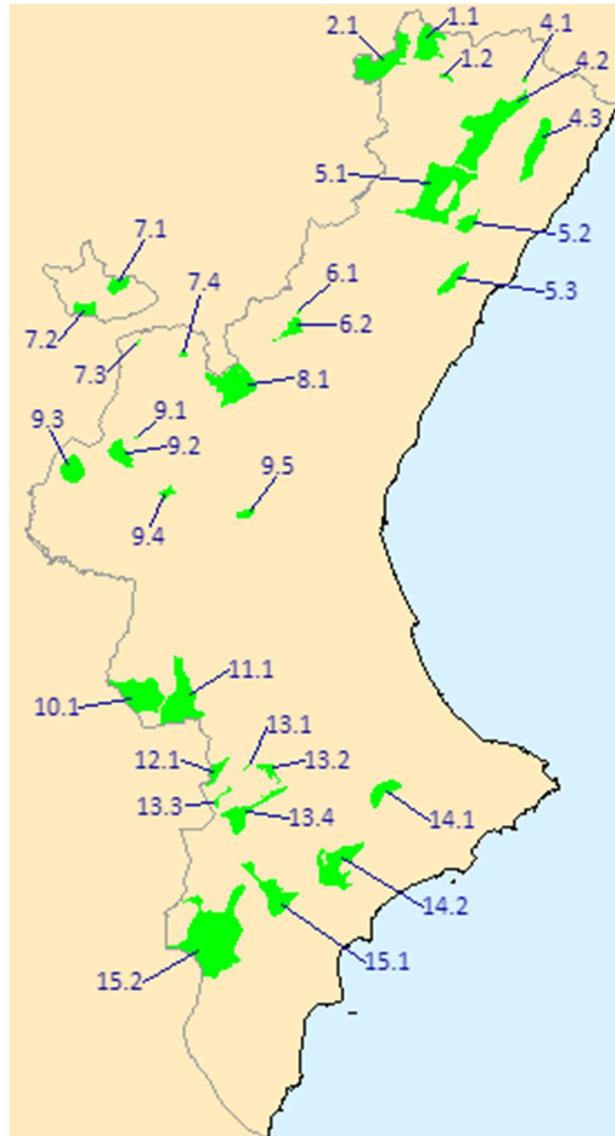


Figura 7. Subzonas eólicas aptas administrativamente y medioambientalmente de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico, IVACE y adaptación propia)

Tabla 6. Subzonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico)

Subzona eólica	Densidad de potencia eólica (W/m ²)	Rugosidad superficial (m)	Velocidad anual del viento (m/s)
1.1	70-500	0,34	6,0
1.2	100-500	0,24	6,5
2.1	100-500	0,21	6,0
4.1	300-600	0,35	7,0
4.2	200-800 o más	0,21	7,0
4.3	100-600	0,21	6,5
5.1	30-800 o más	0,23	6,2
5.2	200-600	0,21	6,0
5.3	100-500	0,20	5,5
6.1	70-200	0,18	4,5
6.2	200-600	0,21	6,0
7.1	50-300	0,19	5,2
7.2	100-300	0,17	6,0
7.3	100-200	0,15	5,0
7.4	200-300	0,15	5,5
8.1	100-800	0,28	5,3
9.1	100-200	0,50	5,0
9.2	100-400	0,43	6,0
9.3	100-500	0,20	6,2
9.4	100-500	0,17	5,6
9.5	50-300	0,27	4,5
10.1	100-600	0,22	5,6
11.1	50-400	0,33	5,3
12.1	70-400	0,26	5,5
13.1	100-200	0,50	4,6
13.2	70-200	0,22	4,6
13.3	100-200	0,15	5,2
13.4	70-400	0,18	5,2
14.1	50-300	0,16	4,7
14.2	100-800	0,23	5,7
15.1	70-800	0,21	5,6
15.2	50-600	0,21	5,5

En la Figura 8 se observa la densidad de potencia eólica en la Comunidad Valenciana, así como espacios sombreados que indican la ubicación de las subzonas eólicas en el mismo mapa. Se analiza tanto en la Figura 8 como en la Tabla 6 las densidades de potencia eólica, y para aislar las subzonas eólicas de mayor densidad de potencia eólica se decide tomar como valor de corte 600 W/m². En la Tabla 7 se listan las 5 subzonas eólicas cuya densidad de potencia eólica alcanza valores superiores a 600 W/m².

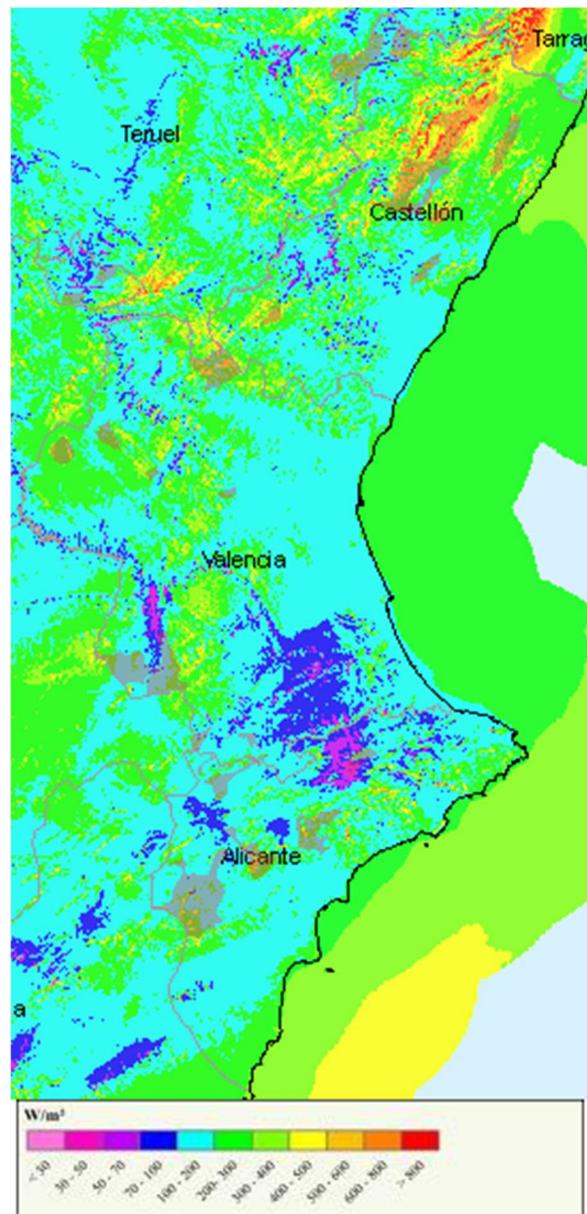


Figura 8. Densidad de potencia eólica junto con las subzonas eólicas de la Comunidad Valenciana (Fuente: Atlas Eólico y adaptación propia)

Tabla 7. Subzonas eólicas de la Comunidad Valenciana con densidad de potencia eólica superior a 600 W/m^2 (Fuente: Atlas Eólico)

Subzona eólica	Densidad de potencia eólica (W/m^2)	Rugosidad superficial (m)	Velocidad anual del viento (m/s)
4.2	200-800 o más	0,21	7,0
5.1	30-800 o más	0,23	6,2
8.1	100-800	0,28	5,3
14.2	100-800	0,23	5,7
15.1	70-800	0,21	5,6

Reducidas las subzonas eólicas a 5, se comprueba que no estén ocupadas por otros parques y que las zonas eólicas no superen el número máximo de aerogeneradores por zona, tal y como indica el Plan Eólico (DOGV, 2001). Tras el análisis de la Tabla 1 y la Figura 1, se comprueba que no hay ningún parque eólico instalado en ninguna de las 5 subzonas eólicas consideradas. Así mismo, en ninguna de ellas la suma de los aerogeneradores existentes y los que se instalarían, que en el caso más extremo son 15, supera el límite establecido en la Tabla 4 para cada zona eólica. Por tanto, ninguna de las 5 subzonas eólicas se ve afectada por la existencia de otros parques eólicos.

Se analizan las zonas dentro de las subzonas eólicas con una densidad de potencia eólica media superior a 600 MW/m² de forma más detallada. Para seleccionar dichas zonas se tiene en cuenta las distancias mínimas entre aerogeneradores de una misma fila y entre distintas filas de aerogeneradores, tal y como recomienda el IDAE. Para la comprobación del espacio necesario se necesita como máximo 15 aerogeneradores. Los aerogeneradores de 2 MW suelen tener un diámetro de rotor de entre 80 y 100 m. La distancia mínima recomendada entre aerogeneradores de una misma fila es de 2,5 veces el diámetro del rotor estando orientados en perpendicular a la dirección predominante de los vientos, y la distancia mínima entre distintas filas de 7,5 veces el diámetro del rotor (IDAE, 2006). Por tanto, la zona seleccionada debe disponer como mínimo de un espacio para una longitud de aerogeneradores dispuestos en fila de 3000-3750 m, y en caso de tener más de una fila, han de tener una separación mínima de entre 600 m y 750 m.

En el sur, en la provincia de Alicante, se localizan dos zonas con una densidad de potencia superior a 600 W/m², cuya ubicación se observa en la Figura 9. La zona señalada en el norte de la región es la Peña Migjorn de Jijona, límite con Tibí al oeste y pertenece a la subzona eólica 14.2. La segunda zona de la Figura 9 es la Sierra del Cid de Petrer, límite con Monforte del Cid por el sur y pertenece a la subzona eólica 15.1.



Figura 9. Ubicación de las zonas de las subzonas eólicas 14.2 y 15.1 (Fuente: Google Maps)

En la Figura 10 se observa la densidad de potencia eólica de ambas zonas a 80 m. La primera zona, la Peña Migjorn, se descarta puesto que su espacio disponible para una longitud de aerogeneradores en fila no sobrepasa los 800 m. La otra zona de la Figura 10, la Sierra del Cid, tiene una longitud de unos 3500 m para albergar aerogeneradores, y todos los aerogeneradores se pueden orientar hacia las direcciones de mayor frecuencia, como se puede observar en la rosa de vientos de frecuencias de la Figura 12. La zona es accesible, aunque precisa de un acondicionamiento de las carreteras. El núcleo urbano más cercano (Cases d’Onil) se encuentra a 1500 m al noreste de la zona de estudio. Al oeste de la zona se encuentra una línea eléctrica de alta tensión, cuyo tramo más cercano está a 1400 m. La carretera autonómica más cercana es la CV-83 a 4400 m, y la autovía A-31 se encuentra a 4000 m. Por tanto, la zona de la Sierra del Cid de Petrer es una ubicación apta con ciertas restricciones sobre el espacio disponible para instalar aerogeneradores, que influirá en el tamaño máximo del rotor del aerogenerador a instalar o que se deberá tener en cuenta para estimar las pérdidas por efecto parque.

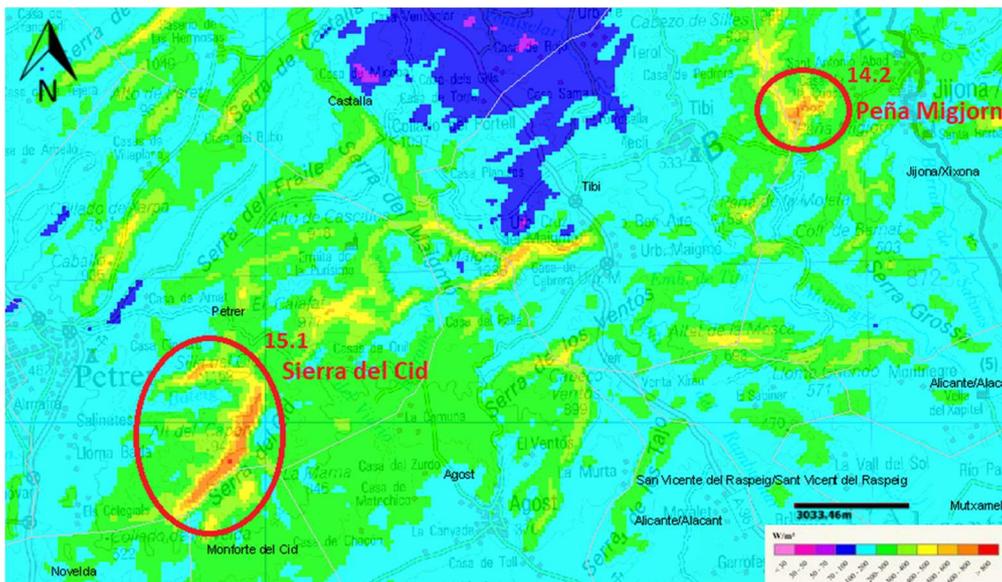


Figura 10. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m^2 en las subzonas eólicas 14.2 y 15.1 (Fuente: Atlas Eólico)

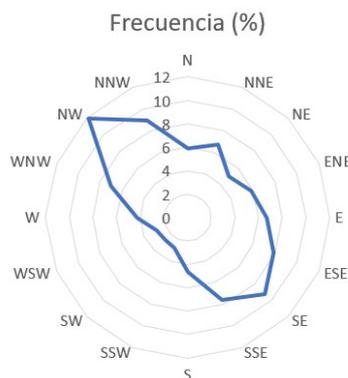


Figura 11. Rosa de vientos de frecuencias en la Sierra del Cid de Petrer (Fuente: Atlas Eólico)

En la subzona eólica 8.1 existen dos zonas con una densidad de potencia superior a 600 W/m^2 . Ambas se encuentran en Andilla, en la provincia de Valencia, como se observa en la Figura 12. En la zona señalada en el norte de la Figura 12 se encuentra la Ermita de Bardés, junto al límite con la comunidad autónoma de Aragón, y la zona en el sur de la misma es la Peña Parda y se encuentra al este de la localidad de Andilla. En la Figura 13 se muestra la densidad de potencia eólica de ambas zonas a 80 m. Las dos se descartan puesto que solo disponen de espacio para aerogeneradores dispuestos en fila de 1000 m la primera y 1250 m la segunda.



Figura 12. Ubicación de las zonas de la subzona eólica 8.1 (Fuente: Google Maps)

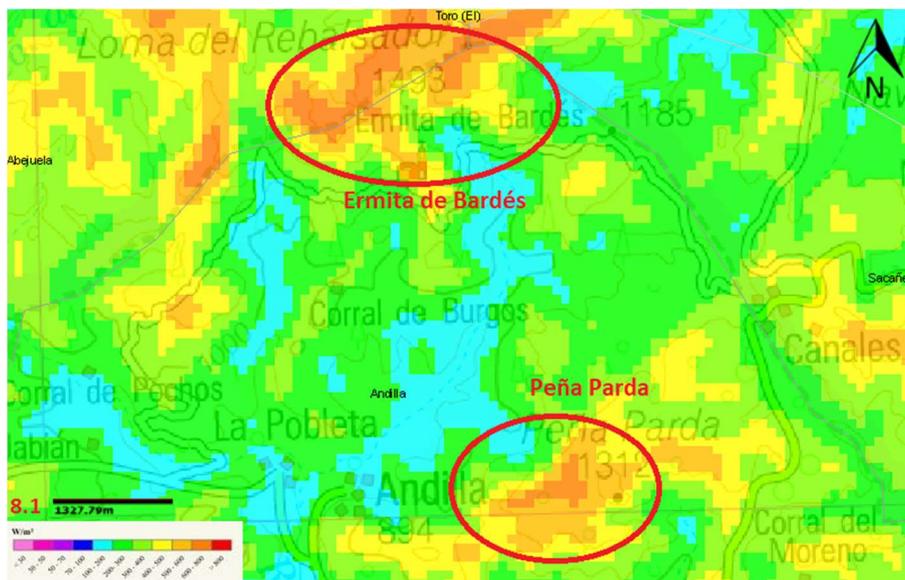


Figura 13. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m^2 en la subzona eólica 8.1 (Fuente: Atlas Eólico)

La subzona eólica 5.1 tiene tres zonas con una densidad de potencia superior a 600 W/m^2 : dos se encuentran en el municipio de Culla y una en el municipio de Benasal. En la Figura 14 se observa su ubicación: al suroeste de Torre de Embesora se encuentra la elevación del Monllat, al oeste la montaña de Las Molas, ambos del municipio de Culla, y al norte, en el municipio de Benasal, lindante con Vilar de Canes, se encuentra la cordillera de La Selleta y el Cap del Forné.



Figura 14. Ubicación de las zonas de la subzona eólica 5.1 (Fuente: Google Maps)

En la Figura 15 se muestra la densidad de potencia eólica de las zonas del municipio de Culla a 80 m. La zona de Las Molas se descarta puesto que solo tiene un espacio disponible de unos 1350 m de longitud para instalar aerogeneradores en fila y aunque se trata de una superficie extensa, no es lo suficiente como para que contengan dos filas de aerogeneradores. Al sur de Las Molas, en la elevación del Monllat, el espacio disponible para instalar aerogeneradores en fila es de 3500 m de longitud, y aunque también es una superficie extensa, tampoco es lo suficiente como para contener dos filas de aerogeneradores. Como se aprecia en la Figura 15, un tramo de línea eléctrica de alta tensión divide la zona en dos partes (franja de color azul). En la superficie afectada por el paso de la línea eléctrica (250 m a cada lado de la misma) no se puede construir ningún tipo de instalación, por lo que ambas mitades pasarían a formar dos zonas independientes. Y puesto que en la más extensa, la oeste, solo se pueden ocupar unos 2100 m de aerogeneradores dispuestos en fila, ninguna tendría por si sola espacio suficiente para instalar el parque eólico.

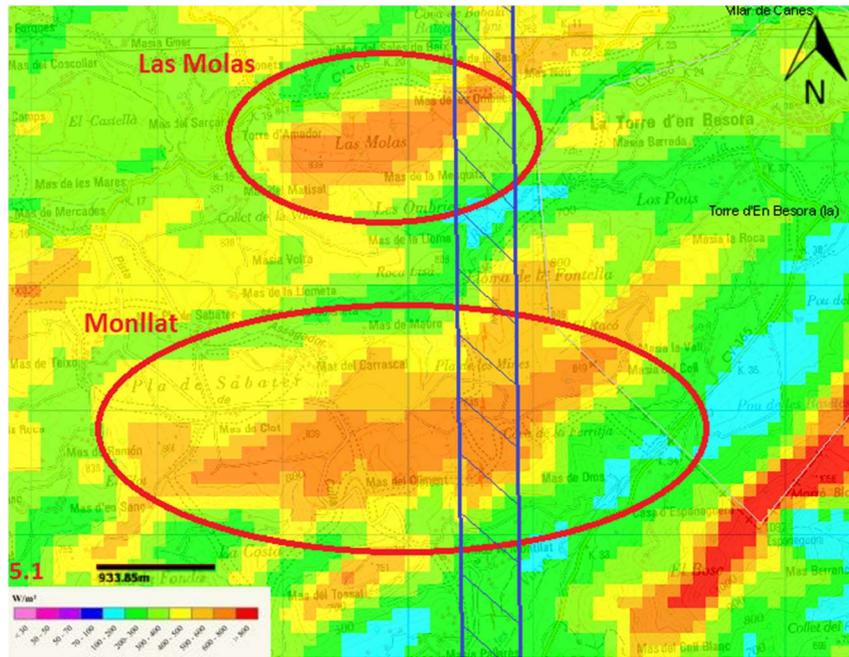


Figura 15. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m^2 en el municipio de Culla, dentro de la subzona eólica 5.1 (Fuente: Atlas Eólico)

En la Figura 16 se observa la densidad de potencia eólica de la zona del municipio de Benasal (cordillera de La Selleta y el Cap del Forné) a 80 m. El oeste de esta zona se encuentra delimitada por una línea eléctrica de alta tensión, tal y como se aprecia en la figura. La longitud total disponible para albergar aerogeneradores instalados en fila es de unos 2900 m y no es posible instalar una segunda fila puesto que no hay espacio suficiente, por lo que esta zona se descarta.

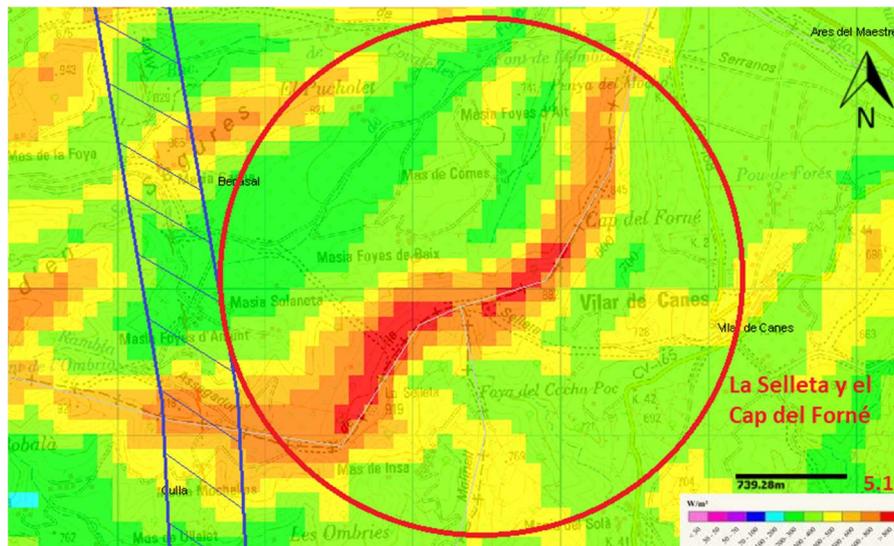


Figura 16. Zona con densidad de potencia superior a 600 W/m^2 en el municipio de Benasal, dentro de la subzona eólica 5.1 (Fuente: Atlas Eólico)

La subzona eólica 4.2 tiene un número elevado de zonas con una potencia eólica superior a 600 W/m^2 . Las zonas cuyo descarte es más evidente, por motivos de distinta índole, se señalan en la Figura 17. Dichas zonas son, indicadas de sur a norte con respecto a su ubicación en la figura: la montaña de Montegordo al norte del municipio de Albocácer, una formación montañosa al oeste del municipio de Tirig, la cordillera de La Boala al este del municipio de Catí, otra formación montañosa al norte de Catí, y las Muelas de Chert al norte del municipio de Chert.

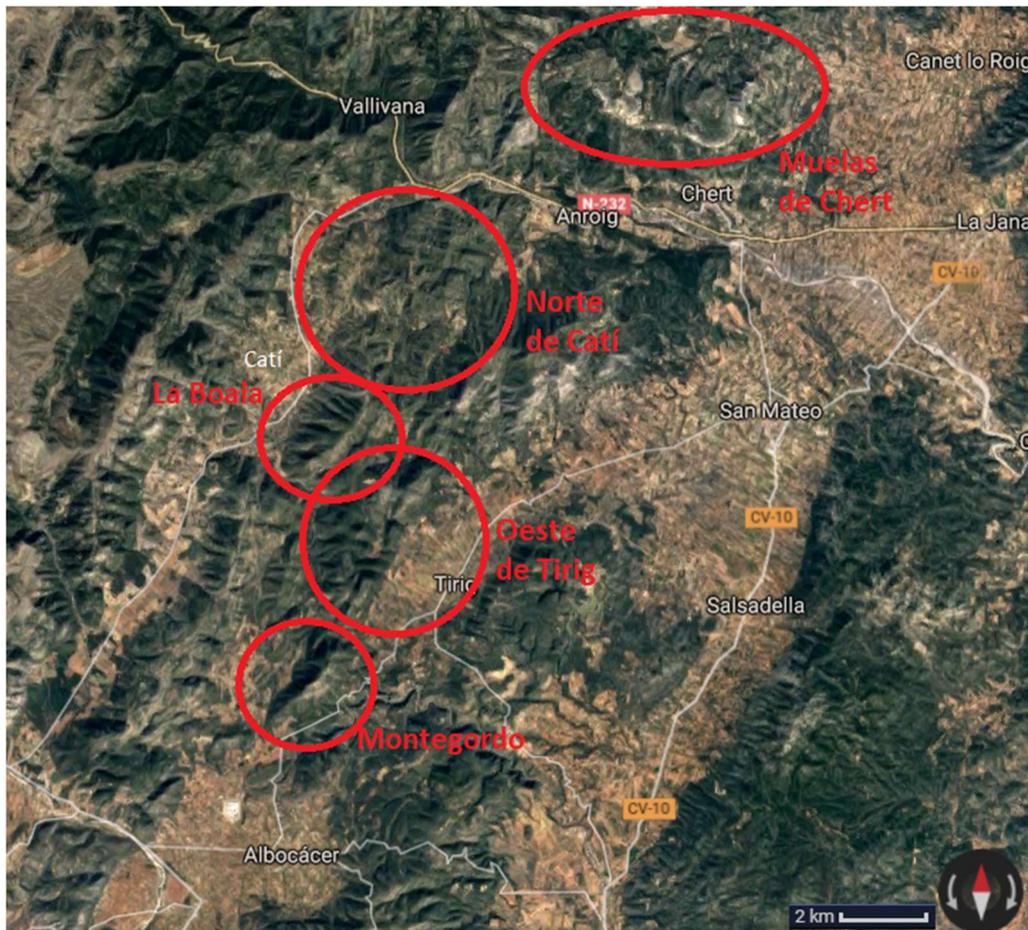


Figura 17. Ubicación de las zonas de descarte más inmediato dentro de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Google Maps)

En la Figura 18 se muestra la densidad de potencia eólica de las zonas anteriores a 80 m. Se analizan las 5 zonas de sur a norte. La zona de la montaña de Montegordo se descarta puesto que la longitud disponible para instalar aerogeneradores en fila es de solo 2000 m. La zona al oeste de Tirig se descarta puesto que para su explotación eólica sería necesario instalar varias filas independientes próximas entre sí, lo que dificultaría su diseño y haría aumentar las pérdidas por turbulencias. En tercer lugar está la cordillera de La Boala, la cual se descarta debido a su espacio disponible para una longitud de solo 2600 m para instalar aerogeneradores en fila. La zona del norte de Catí tiene una topografía irregular que dificulta el acceso y la instalación de los aerogeneradores en la dirección predominante

de los vientos, y también su irregularidad generaría pérdidas por turbulencias. Por todo ello esta zona también se descarta. Las Muelas de Chert tienen un importante interés paisajístico, y en una de ellas, la Muela Morada, hay un importante yacimiento arqueológico de la Edad de Bronce que está catalogado como Bien de Interés Cultural (DGPA, 2017), por lo que las Muelas de Chert son zonas protegidas BIC, donde no se puede instalar un parque eólico.

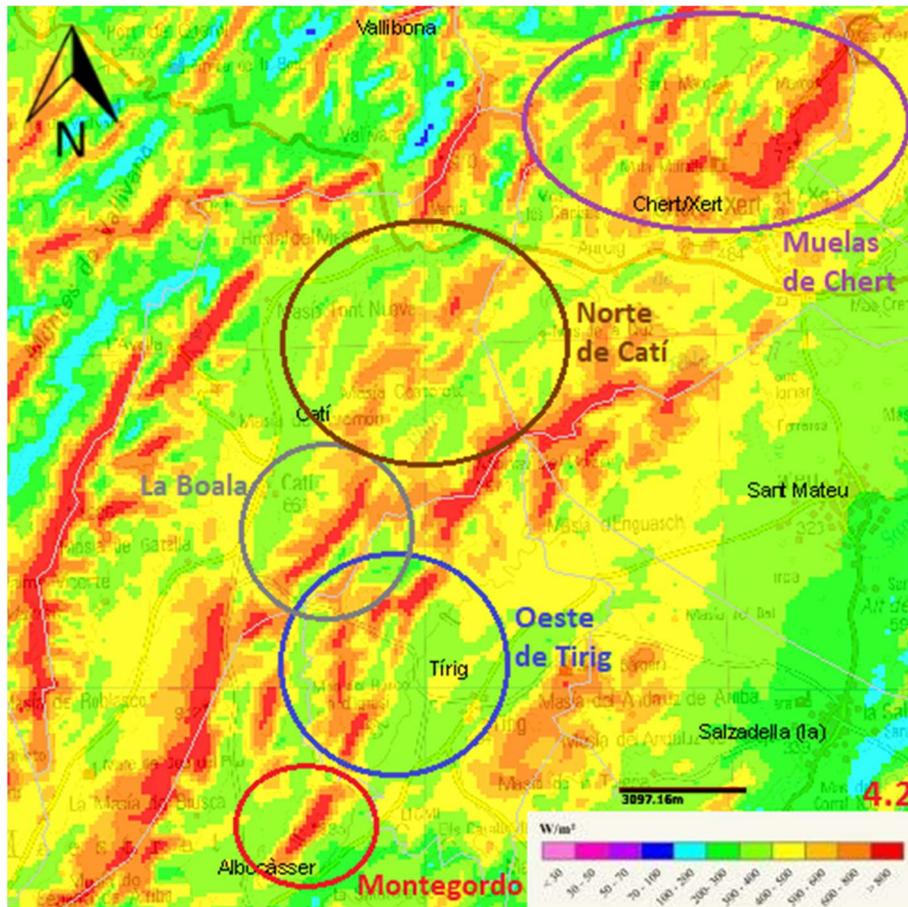


Figura 18. Zonas con densidad de potencia superior a 600 W/m^2 de descarte más inmediato dentro de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)

Para no dificultar la visualización de la ubicación de todas las zonas a estudiar de la subzona eólica 4.2 se señalizan las zonas que precisan de un análisis más exhaustivo en la Figura 19. Al sur del municipio de Catí, lindando con Albocásser, se encuentra la cordillera de Catí-Albocásser. En el centro de la Figura 19, al este del municipio de Catí, en la zona lindante con Chert, Sant Mateu, Salsadella y Tírig, se encuentra la cordillera del Morral del Voltor. Al oeste de Catí, cerca de la linde con el municipio de Morella, se ubica la montaña de L'Avella.



Figura 19. Ubicación de las zonas que precisan un análisis más exhaustivo de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Google Maps)

En la Figura 20 (izquierda) se muestra la densidad de potencia eólica de la zona de Catí-Albocàsser a 80 m. Tiene una longitud suficiente para poder instalar más de 4000 m de aerogeneradores en fila. Como se puede apreciar gracias a la rosa de los vientos de frecuencias de la Figura 20 (derecha), todos los aerogeneradores instalados en fila en la parte superior de la cordillera se pueden orientar hacia la dirección de máximo aprovechamiento energético. La superficie de esta zona es accesible, aunque se precisará de un acondicionamiento de carreteras y de una ampliación en el tramo final de las mismas para acceder al posible parque. El núcleo urbano más cercano es Catí, a 1900 m de distancia hacia el norte, y no hay ningún tramo de línea eléctrica de alta tensión cercana. La CV-128 es la carretera autonómica más próxima, a 580 m al oeste, y no hay ninguna carretera nacional, autovía o autopista cerca. Por tanto, la cordillera Catí-Albocàsser es una posible ubicación apta para instalar el parque eólico de 30 MW.

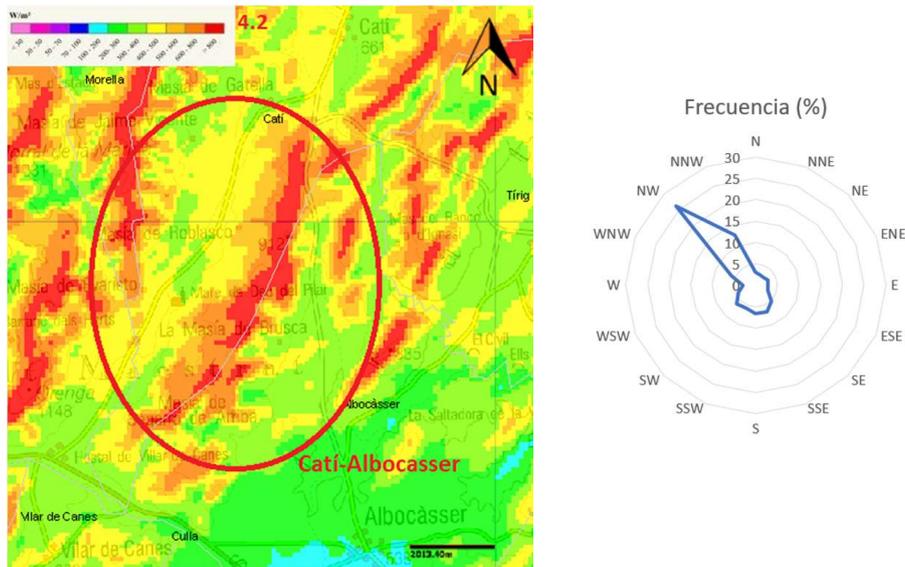


Figura 20. Cordillera de Catí-Albocàsser de densidad de potencia superior a 600 W/m^2 (izquierda) y rosa de vientos de frecuencias de la misma (derecha), en la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)

En la Figura 21 (izquierda) se observa la densidad de potencia eólica del Morral del Voltor a 80 m. La parte con mayor densidad de potencia de la zona se encuentra en el municipio de Catí y Chert. Tiene espacio disponible para una longitud de 4100 m de aerogeneradores instalados en fila. Analizando la zona y la rosa de los vientos de frecuencias de la Figura 21 (derecha), se observa que todos los aerogeneradores se pueden orientar hacia la dirección predominante de los vientos. La parte norte de la cordillera tiene una pendiente poco pronunciada, por lo que con una carretera nueva en buenas condiciones es posible ascender a la zona más elevada, siempre que la pendiente no supere el 18% (Cucó, 2017). El núcleo urbano más cercano es Enroig (Chert), a 2500 m al norte de la cordillera. No hay ningún tramo de línea eléctrica de alta tensión próximo y la carretera autonómica más cercana es la CV-130 a 1700 m al sur. La carretera nacional, autovía o autopista más próxima es la N-232 a 2100 m hacia el norte. Por consiguiente, la zona del Morral del Voltor es una posible ubicación apta para instalar el parque eólico de 30 MW.

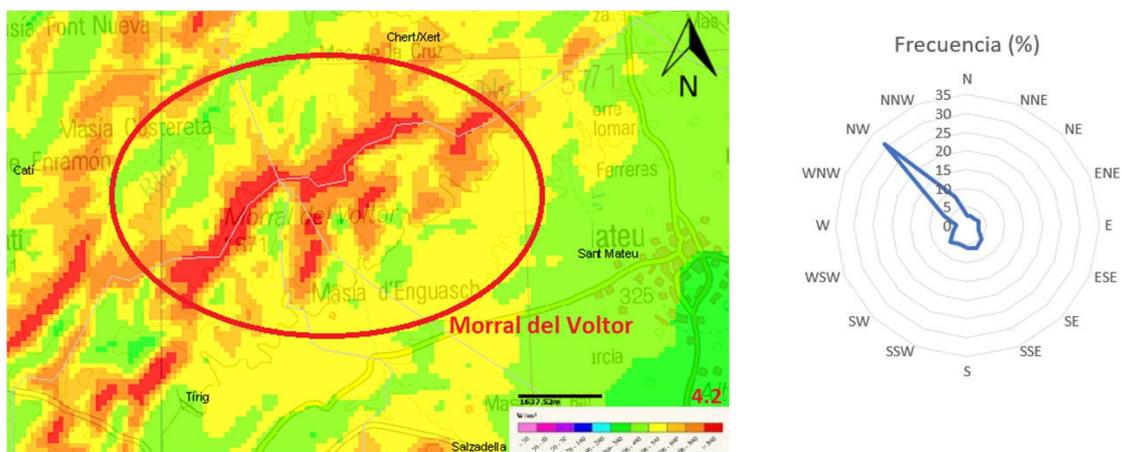


Figura 21. Zona del Morral del Voltor con densidad de potencia superior a 600 W/m^2 (izquierda) y rosa de vientos de frecuencias de la misma (derecha), en la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)

En la Figura 22 se muestra la densidad de potencia eólica de la zona de L'Avella a 80 m, que tiene un espacio disponible 3900 m de longitud para instalar aerogeneradores en fila. Sin embargo, en la zona de L'Avella se encuentra el Balneario de la Avella, el cual se considera una zona urbana, por lo que el parque eólico no puede estar a menos de 1000 m de dicho balneario. La superficie restringida se encuentra sombreada en azul en la Figura 22. Esta restricción reduce su longitud disponible a 1700 m, insuficiente para instalar el parque eólico, por lo que se descarta.

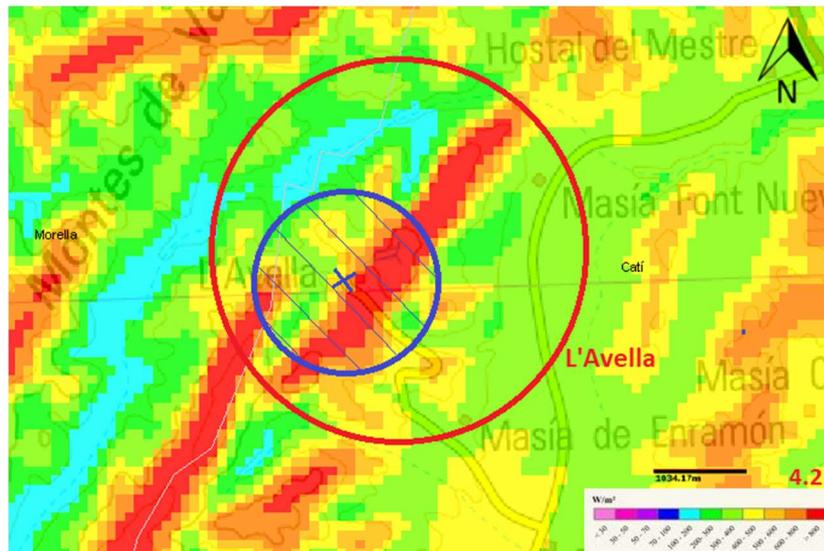


Figura 22. Zona de L'Avella con densidad de potencia superior a 600 W/m^2 en el municipio de Catí, de la subzona eólica 4.2 (Fuente: Atlas Eólico)

Finalizado el análisis de las ubicaciones aptas de la Comunidad Valenciana para albergar un parque eólico de 30 MW, se reducen las opciones a tres ubicaciones óptimas, que de ahora en adelante se denominarán:

- Ubicación 1: la Sierra del Cid del municipio de Petrer, perteneciente a la subzona eólica 15.1, dentro de la zona eólica 15.
- Ubicación 2: la cordillera de Catí-Albocasser del municipio de Catí, perteneciente a la subzona eólica 4.2, dentro de la zona eólica 4.
- Ubicación 3: la cordillera del Morral del Voltor de los municipios de Catí y Chert, perteneciente a la misma subzona eólica y zona eólica que la anterior.

En el apartado 5.2 se seleccionan los aerogeneradores óptimos para cada una de las 3 ubicaciones anteriores, siguiendo la metodología descrita en el diagrama de bloques de la Figura 5.

En la Figura 23 se esquematiza el proceso realizado para descartar las zonas de la Comunidad Valenciana y localizar las tres ubicaciones óptimas anteriormente citadas, siempre siguiendo la metodología descrita en el Capítulo 4.

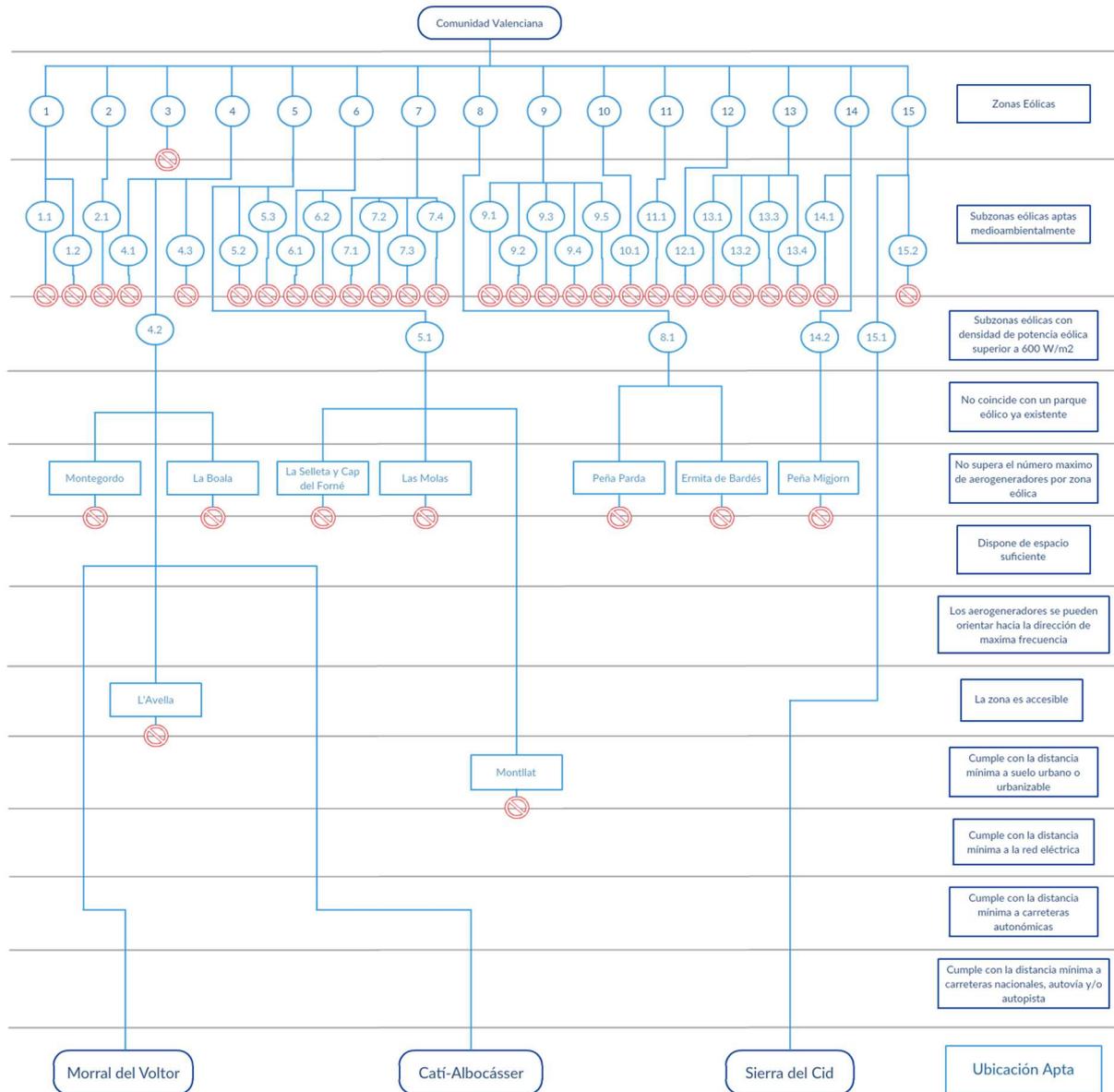


Figura 23. Esquema-resumen de la aplicación de la metodología para hallar una ubicación apta en la Comunidad Valenciana (Fuente: elaboración propia)

5.2. Selección de un aerogenerador óptimo para las ubicaciones aptas

En la Tabla 8 están catalogados los aerogeneradores comerciales de los cuales se dispone de suficiente información técnica y cuya potencia nominal se encuentra en el intervalo comprendido entre 2 y 2,5 MW. También es importante disponer de las curvas de potencia de los aerogeneradores listados, puesto que es necesario para el cálculo de la energía producida por el aerogenerador. Hace falta comentar con respecto a los modelos del catálogo que Ecotècnia fue absorbida por GE Power en 2007 y paso a llamarse Alston Wind, y que Gamesa y Siemens Wind Power se fusionaron en 2017 y se les denomina Siemens Gamesa Renewable Energy.

Tabla 8. Catálogo de aerogeneradores comerciales disponibles (Fuente: Ecotècnia®, Enercon®, Gamesa®, Senvion®, Siemens® y Vestas®)

MARCA	MODELO	POTENCIA (MW)	Ø _{ROTOR} (m)	h _{BUJE} (m)	CLASE DE VIENTO (IEC)	Generador
Ecotècnia	80 2.0	2	80	70-80	IIA	Asíncrono
Enercon	E70	2,3	71	58-113	IA	Síncrono
	E82	2	82	70-138	IIA	Síncrono
Gamesa	G80-2.0MW	2	80	60; 67; 78; 100	IA	Asíncrono
	G87-2.0MW	2	87	78; 90	IA	Asíncrono
	G90-2.0MW	2	90	55; 78; 90	IA	Asíncrono
	G97-2.0MW	2	97	78; 90; 100; 104; 120	IIA, IIIA	Asíncrono
	G106-2.5MW	2,5	106	72; 80; 93	IA	Asíncrono
	G114-2.1MW	2,1	114	80; 93; 106; 125; 153	IIIA	Asíncrono
	G114-2.0MW	2	114	80; 93; 125	IIA, IIIA	Asíncrono
	G114-2.5MW	2,5	114	68; 80; 93; 125	IIA	Asíncrono
Senvion	MM82	2,05	82	58,5-59; 68-69	IA	Asíncrono
	MM92	2,05	92.5	63,75-64,75; 68-68,5; 78-80	IIA	Asíncrono
				98-100	IIA, IIIA	
MM100	2	100	74,5-76,5; 78-80; 98-100	IIB	Asíncrono	
Siemens	SWT-2.3-108	2,3	108	80	IIB	Asíncrono
Vestas	V90-2.0MW	2	90	80; 95; 105	IIA	Asíncrono
	V100-2.0MW	2	100	80; 95	IIB	Asíncrono
	V110-2.0MW	2	110	80	IIIA	Asíncrono
				95	IIIA, IIIB	
110; 120; 125				IIIB		

Para las tres ubicaciones se elige un punto representativo, es decir, un punto que sirva de referencia aproximada de las características de que dispone la zona a estudiar. Dichas características se obtienen del Atlas Eólico (IDAE, 2017), y se recopilan en la Tabla 9 junto con las coordenadas UTM de los puntos de referencia. Con todo ello se procede a aplicar la metodología descrita para las tres ubicaciones.

Tabla 9. Características de los puntos de referencia de las tres ubicaciones aptas (Fuente: Atlas Eólico)

	Coordenadas UTM (m)		80 m			Rugosidad (m)
	X	Y	Velocidad (m/s)	Weibull C (m/s)	Weibull K	
Ubicación 1	699247	4259162	8,31	9,34	1,812	0,25
Ubicación 2	755048	4480765	8,86	9,98	1,734	0,15
Ubicación 3	761648	4485565	9,34	10,49	1,720	0,15

A continuación, se explica el proceso seguido para analizar la Ubicación 1 para un modelo de aerogenerador determinado, para después analizar de forma análoga el resto de aerogeneradores de la Ubicación 1 y los distintos aerogeneradores disponibles de la Ubicación 2 y 3.

En primer lugar se verifica la viabilidad técnica de los aerogeneradores en la ubicación en cuestión. Para ello se comprueba la compatibilidad de los modelos de los aerogeneradores de categoría B (zonas de turbulencia media) con la ubicación a la altura del buje. En caso de incompatibilidad se comprueba para la categoría A (zonas de turbulencia elevada). Si el modelo dispone de varias alturas del buje se comprueba para todas ellas, y si la altura disponible es un intervalo se comprueba para la media del mismo.

En la Tabla 10 se comprueba la compatibilidad de los modelos de categoría B (MM100 (Senvion), SWT-2.3-108 (Siemens), V100-2.0MW (Vestas) y V110-2.0MW (Vestas)) con la Ubicación 1. V_{pro} y V_{ref} se calculan mediante la Expresión (2) y la Expresión (1), respectivamente. La clase de viento de la ubicación a la altura del buje de cada modelo corresponde a un valor en función de la Tabla 5. Aquellos modelos cuya clase de viento se corresponde con la de la ubicación a la altura de su buje se consideran aptos. Por tanto, de la Tabla 10 se concluye que los modelos compatibles de categoría B con la Ubicación 1 son: MM100 (78-80 m, 98-100 m), SWT-2.3-108 y V100-2.0MW (80 m).

Tabla 10. Compatibilidad de los modelos de categoría B con la Ubicación 1

Modelo	MM100			SWT-2.3-108	V100-2.0MW		V110-2.0MW			
z (m)	75,5	79	99	80	80	95	95	110	120	125
V_{pro} (m/s)	8,19	8,28	8,76	8,31	8,31	8,67	8,67	9,00	9,20	9,29
V_{ref} (m/s)	40,95	41,42	43,82	41,55	41,55	43,37	43,37	44,99	45,98	46,45
Clase viento modelo	IIB			IIB	IIB		IIIB			
Clase viento ubicación(z)	II	II	I	II	II	I	I	I	I	I

Seguidamente, se calcula la energía producida para el caso del modelo V100-2.0MW (80 m) en la Ubicación 1. Para los modelos cuyas alturas son un intervalo, los cálculos se realizan para la altura máxima y mínima de dicho intervalo. Para calcular la energía producida se necesita la distribución de Weibull para cada modelo a la altura de su buje en la ubicación de referencia, que se obtiene mediante la Expresión (2), (3), (4) y (5). También se precisa de la curva de potencia del aerogenerador. En la Figura 24 se muestra la distribución de Weibull en la Ubicación 1 a la altura del buje del modelo anterior (80 m), y en la Figura 25 se observa la curva de potencia de dicho modelo.

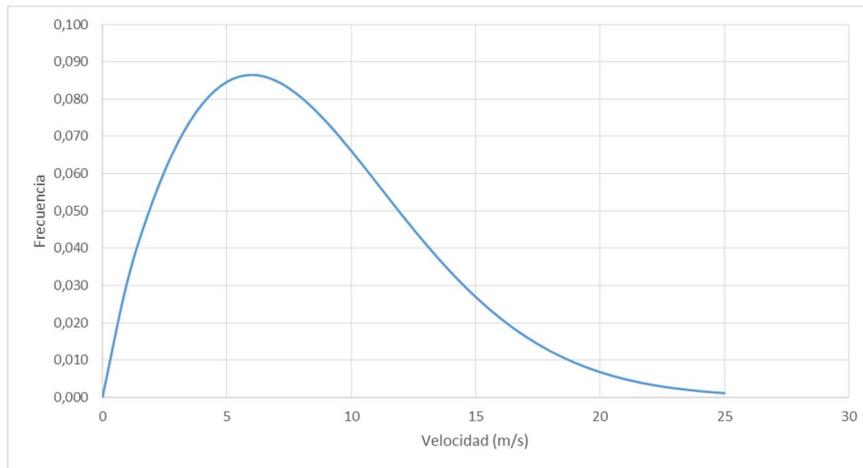


Figura 24. Distribución de Weibull del punto de referencia de la Ubicación 1 a 80 m

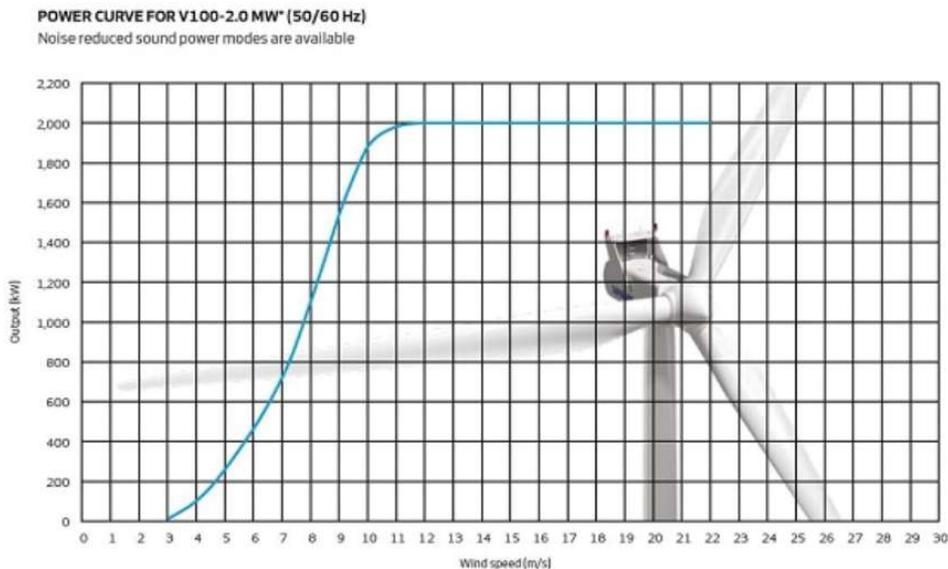


Figura 25. Curva de potencia modelo V100-2.0MW (Fuente: Vestas®)

Al multiplicar el valor de ambas curvas para cada velocidad y por el número de horas de un año (8760 h), y sumando el resultado para cada velocidad se obtiene la energía bruta producida por un aerogenerador del modelo V100-2.0MW a 80 m en la Ubicación 1. Luego se calcula la energía total anual neta y el factor de carga neta. Los resultados de los cálculos anteriores se observan en la Tabla 11. El rendimiento estándar del 80% (pérdidas de disponibilidad, efecto parque, eléctricas y varias) es un valor aproximado para realizar el análisis simplificado. Más adelante, en el Capítulo 6: Diseño de alternativas, se realizará un cálculo del rendimiento con una mayor precisión.

Tabla 11. Energía anual producida (izquierda), la energía total neta y el factor de carga neta (derecha) en el punto de referencia de la Ubicación 1 para el modelo V100-2.0MW a 80 m

V (m/s)	Frecuencia	Potencia curva (MW)	Energía producida (MWh)
0	0,000	0,00	0,00
1	0,031	0,00	0,00
2	0,052	0,00	0,00
3	0,068	0,03	17,84
4	0,079	0,15	103,26
5	0,085	0,32	237,21
6	0,086	0,56	424,30
7	0,085	0,90	668,84
8	0,080	1,34	943,58
9	0,074	1,80	1.165,30
10	0,066	1,96	1.135,43
11	0,058	2,00	1.011,33
12	0,049	2,00	862,62
13	0,041	2,00	719,95
14	0,034	2,00	588,58
15	0,027	2,00	471,76
16	0,021	2,00	370,99
17	0,016	2,00	286,42
18	0,012	2,00	217,20
19	0,009	2,00	161,87
20	0,007	2,00	118,60
21	0,005	0,00	0,00
22	0,003	0,00	0,00
23	0,002	0,00	0,00
24	0,002	0,00	0,00
25	0,001	0,00	0,00
Energía anual producida (MWh)			9.505,07

Modelo	V100-2,0MW
Nº aerogeneradores	15
Energía anual bruta (MWh)	9.505,07
Energía anual total bruta (MWh)	142.576,07
Rendimiento estándar	0,8
Energía anual total neta (MWh)	114.060,85
Horas Equivalentes (NHEs)	3.802,03
Factor de carga (Fc)	0,43

Finalmente, se calcula la inversión inicial. Para ello se tiene en cuenta que se trata de un modelo de 2 MW de potencia, de 100 m de diámetro de rotor, de 80 m de altura y asíncrono. Siguiendo el método para obtener el precio del aerogenerador del PER (IDAE, 2011) y teniendo en cuenta una inflación anual del 2% durante los últimos 10 años (puesto que los datos son del 2007), se estima que un aerogenerador del modelo V100-2.0MW (80 m) precisa de una inversión de aproximadamente 2,2 M€, y puesto que, según el PER, los aerogeneradores equivalen al 75% del coste total del parque eólico y se van a instalar 15 aerogeneradores, proporcionalmente, la inversión inicial de todo el parque eólico se estima en alrededor de 43,8 M€. Los costes de mantenimiento anuales se estiman en unos 45 k€/MW/año, según datos de 2010. Actualmente se estima un valor aproximado de 51,7 k€/MW/año de costes de mantenimiento.

Análogamente a los cálculos realizados para el modelo V100-2.0MW (80 m) se calcula para las 3 ubicaciones la energía total neta, el factor de carga neta y la inversión inicial para los distintos modelos de aerogenerador disponibles. En la Tabla 12 se resume esta información junto con la experiencia de cada marca comercial en la Comunidad y la ubicación de sus plantas de producción para las 3 ubicaciones con sus respectivos modelos compatibles técnicamente. La Ubicación 1 tiene una turbulencia media (categoría B), mientras que la Ubicación 2 y 3 tienen una turbulencia elevada (categoría A) y por tanto precisan de unos modelos de aerogenerador distintos a los de la Ubicación 1.

Tabla 12. Tabla resumen de la elección del aerogenerador óptimo para las 3 ubicaciones

	Modelo	h _{buje} (m)	Energía Total _{Neta} (MWh/año)	Factor de Carga _{Neta}	Inversión Inicial (M€)	Experiencia en Comunidad Valenciana	Ubicación plantas de producción		
Ubicación 1	MM100	74,5	103.908	0,395	42,7	Senvion: 0 parques	Alemania y Portugal		
		76,5	104.728	0,399	43,1				
		78,0	105.329	0,401	43,4				
		80,0	106.113	0,404	43,8				
	SWT-2,3-108	80,0	108.370	0,414	44,5	Siemens-Gamesa: 14 parques (250 aerog.)	España		
V100-2,0MW	80,0	114.061	0,434	43,8	Vestas: 1 parque (8 aerog.)	España			
Ubicación 2	E70	58,0	79.733	0,304	43,9	Enercon: 2 parques (29 aerog.)	Alemania y Portugal		
		113,0	91.872	0,351	56,5				
	G80-2.0MW	67,0	89.732	0,341	41,2	Siemens-Gamesa: 14 parques (250 aerog.)	España		
		78,0	92.559	0,352	43,4				
		100,0	97.311	0,370	47,9				
	G87-2.0MW	78,0	100.182	0,381	43,4				
		90,0	102.985	0,392	45,9				
	G90-2.0MW	78,0	103.484	0,394	43,4				
		90,0	106.314	0,405	45,9				
	G106-2.5MW	72,0	104.326	0,397	43,5				
		80,0	106.297	0,404	45,1				
		93,0	109.148	0,415	47,9				
	MM82	68,0	93.431	0,347	42,5			Senvion: 0 parques	Alemania y Portugal
69,0		93.700	0,348	42,7					
Ubicación 3	E70	58,0	84.814	0,324	43,9			Enercon: 2 parques (29 aerog.)	Alemania y Portugal
		113,0	96.959	0,370	56,4				
	G80-2.0MW	60,0	92.759	0,353	39,7	Siemens-Gamesa: 14 parques (250 aerog.)	España		
		67,0	94.767	0,361	41,2				
		78,0	97.581	0,371	43,4				
		100,0	102.289	0,389	47,9				
	G87-2.0MW	78,0	105.093	0,400	43,4				
		90,0	107.852	0,410	45,9				
	G90-2.0MW	55,0	101.701	0,387	38,7				
		78,0	108.330	0,412	43,4				
		90,0	111.107	0,423	45,9				
	G106-2.5MW	72,0	108.670	0,414	43,4				
		80,0	110.591	0,421	45,1				
		93,0	113.359	0,431	47,9				
	MM82	58,5	95.454	0,354	40,5			Senvion: 0 parques	Alemania y Portugal
		59,0	95.606	0,355	40,6				
		68,0	98.163	0,364	42,5				
69,0		98.428	0,365	42,7					

Se decide seleccionar dos modelos para cada alternativa. El criterio a seguir para seleccionar el modelo de aerogenerador se basa principalmente en el factor de carga y la inversión inicial. También se tiene en cuenta la experiencia de la marca del aerogenerador en la Comunidad y la ubicación de las plantas de producción. Las alternativas elegidas son las 6 resaltadas en negrita en la Tabla 12.

En la Ubicación 1 se eligen los modelos V100-2,0MW y SWT-2,3-108 que pasan a llamarse Alternativa A y Alternativa B, respectivamente. Del mismo modo, tanto Siemens-Gameasa como Vestas tienen plantas de producción en España y experiencia en la instalación de parques en la Comunidad Valenciana, en especial Siemens-Gameasa con 14 parques eólicos.

Para la Ubicación 2 se escogen los modelos G106-2.5MW (93 m) y G90-2.0MW (90 m), denominados Alternativa C y Alternativa D, respectivamente. La Alternativa C se elige por su elevado factor de carga neto con respecto al resto, aunque tiene una inversión inicial también más elevada que el resto de modelos, si dicha diferencia es asumible o no se determinará en el estudio de viabilidad económica. La Alternativa D se escoge porque es la que tiene un mayor factor de carga neta tras la Alternativa C junto con el modelo G106-2.5MW (80 m). Puesto que dicho modelo tiene las mismas características técnicas que la Alternativa C salvo en la altura del buje, se escoge el modelo G90-2.0MW (90 m) como alternativa para variar en especificaciones con respecto a la Alternativa C, lo que permite realizar diseños de alternativas más variados. Ambas alternativas pertenecen a la marca Siemens-Gameasa, con plantas de producción en España y 14 parques eólicos en la Comunidad Valenciana que avalan su experiencia en el sector.

La Ubicación 3 tiene unas características similares a la Ubicación 2 pero con un factor de carga mayor. Análogamente a lo argumentado para la Ubicación 2, se escogen los mismos modelos: el modelo G106-2.5MW (93 m) se denominará Alternativa E y al modelo G90-2.0MW (90 m) Alternativa F.

En la Tabla 13 se listan las ubicaciones y alternativas escogidas tras aplicar la metodología descrita para hallar una ubicación y un aerogenerador idóneos para instalar un parque eólico de 30 MW en la Comunidad Valenciana. Se tratan pues de 6 alternativas: 2 por cada una de las 3 ubicaciones seleccionadas.

Tabla 13. Ubicaciones y alternativas seleccionadas tras la aplicación de la metodología

Ubicación	Alternativa
1- Sierra del Cid	A- V100-2.0MW
	B- SWT-2.3-108
2- Catí-Albocàsser	C- G106-2.5MW
	D- G90-2.0MW
3- Morral del Voltor	E- G106-2.5MW
	F- G90-2.0MW

CAPÍTULO 6. DISEÑO DE ALTERNATIVAS

Tras la realización de la metodología para hallar una ubicación apta y un modelo de aerogenerador óptimo para instalar 30MW en la Comunidad Valenciana, se seleccionan tres ubicaciones con dos posibles modelos de aerogenerador cada una. Es necesario realizar un estudio de viabilidad económica para las 6 alternativas y elegir la más rentable de ellas. Las ubicaciones con sus respectivas alternativas se resumen en la Tabla 14 junto con los datos relevantes de los modelos a tener en cuenta para realizar el diseño.

Tabla 14. Zonas y alternativas a diseñar

Ubicación	Alternativa	H _{BUJE} (m)	Ø _{ROTOR} (m)	Potencia (MW)	Nº de aerogeneradores	Potencia total (MW)
1- Sierra del Cid	A- V100-2.0MW	80	100	2,0	15	30,0
	B- SWT-2.3-108	80	108	2,3	13	29,9
2- Catí-Albocàsser	C- G106-2.5MW	93	106	2,5	12	30,0
	D- G90-2.0MW	90	90	2,0	15	30,0
3- Morral del Voltor	E- G106-2.5MW	93	106	2,5	12	30,0
	F- G90-2.0MW	90	90	2,0	15	30,0

6.1. Recurso eólico presente en las 3 ubicaciones

Las 3 ubicaciones se eligen por su elevado recurso energético eólico. En las Figura 10, Figura 20 (izquierda) y Figura 23 (izquierda) se puede observar la densidad de potencia eólica de la Ubicación 1, la Ubicación 2 y la Ubicación 3, respectivamente. Las 3 superan los 600 W/m², pues era una de las restricciones en la metodología destinada a seleccionar la ubicación óptima para el parque eólico de 30 MW. Como se puede observar, en la Ubicación 2 y Ubicación 3 no solo supera los 600 W/m², sino que también supera los 800 W/m², lo que denota de un elevado recurso eólico.

En la Figura 26 se observa los gráficos del perfil de velocidades a la izquierda y la distribución de Weibull a la derecha para las 3 ubicaciones. Las curvas del perfil de velocidades de las ubicaciones se obtienen mediante la Expresión (3). Como se puede observar la ubicación en la que se alcanza una mayor velocidad a menor altura es la Ubicación 3, que alcanza, los 10 m/s a 123 m de altura, en contraste con la Ubicación 2 y la Ubicación 1 que alcanzan dicha velocidad a los 198 m y 284 m, respectivamente. Observando la distribución de Weibull se advierte que la Ubicación 3 tiene una mayor frecuencia de altas velocidades, seguido por la Ubicación 2. Los datos de la distribución de Weibull de la Ubicación 1 se toman a 80 m, mientras que para la Ubicación 2 y la Ubicación 3 se toman a 90 m. De este breve análisis se concluye que, a priori, la Ubicación 3 es la que proporciona un mejor recurso eólico. No obstante restan aun por analizar varias variables a tener en cuenta para seleccionar la ubicación.

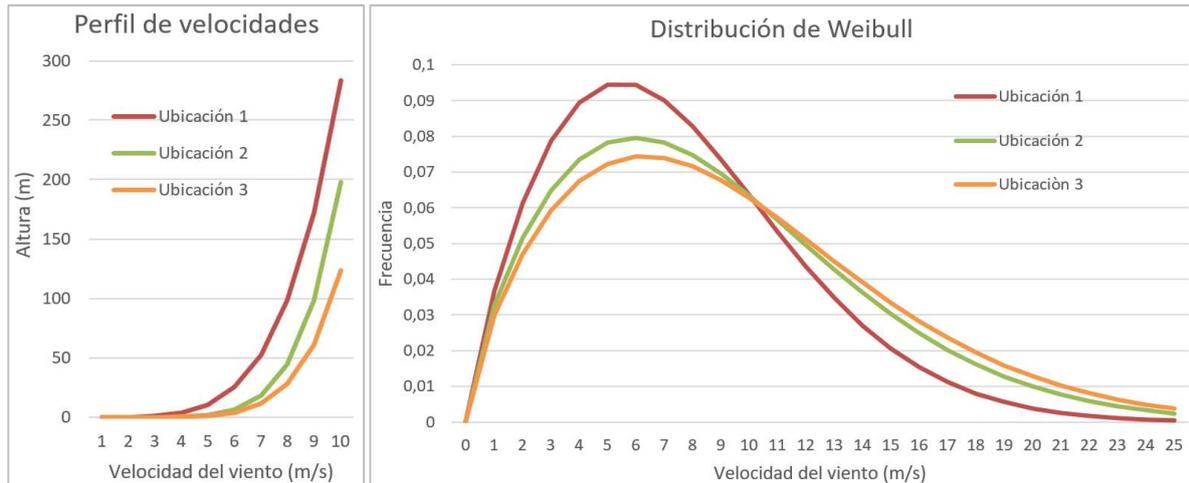


Figura 26. Perfil de velocidades (izquierda) y distribución de Weibull (derecha) de las 3 ubicaciones (Fuente: Atlas Eólico y adaptación propia)

6.2. Limitaciones en el diseño del parque

Para configurar los aerogeneradores dentro de las ubicaciones hay que tener en cuenta ciertas restricciones. Varias de ellas ya se tuvieron en cuenta en la metodología destinada a seleccionar la ubicación óptima. Estas son las distancias mínimas a núcleos urbanos, carreteras, líneas de transporte eléctrico y zonas medioambientalmente protegidas, dictaminadas por el PER (IDAE, 2011) y el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (DOGV, 2001).

Es importante ubicar los aerogeneradores en localizaciones con baja turbulencia. Se tiene que tener en cuenta la influencia del entorno en el parque, y puesto que las 3 ubicaciones se encuentran en un lugar elevado no hay que olvidar el efecto colina. También se debe procurar minimizar la turbulencia entre aerogeneradores, el llamado efecto parque, manteniendo una distancia mínima entre ellos de 2,5 veces el diámetro de su rotor, como ya se explicó anteriormente.

Con el fin de minimizar el impacto ambiental se intentará aprovechar en la medida de lo posible los caminos ya existentes, acondicionándolos para su uso como camino de servidumbre. Para hacerlas más accesible para posibles reparaciones, las zanjas de la línea eléctrica se excavan junto al camino de servidumbre. Dichas líneas eléctricas serán, siempre que sea posible, de cables unipolares de aluminio en el interior de tubos enterrados. Se elige el aluminio puesto que los cables de cobre son costosos, y aunque el uso del cobre pueda disminuir la sección y longitud necesarias para el cableado de la instalación, sigue siendo recomendable el empleo del aluminio. Los cables estarán a una profundidad de 1 m y en caso de paralelismo con otros cables de baja o alta tensión se deberá respetar una distancia mínima de 0,25 m entre ellos (BOE, 2008).

6.3. Situación y energía bruta producida de las alternativas

6.3.1. Alternativa A

La Alternativa A, que se encuentra en la Ubicación 1, se trata del modelo V100-2,0MW (80 m) de Vestas, y para alcanzar los 30 MW de potencia instalada precisa de 15 aerogeneradores. En la Figura 27 se observa la distribución del parque eólico. Los aerogeneradores se instalan en la parte superior de la colina para minimizar las pérdidas por turbulencias debidas al efecto colina. A la hora de situarlos se ha procurado, en la medida de lo posible, aprovechar los caminos ya existentes para minimizar el impacto ambiental.

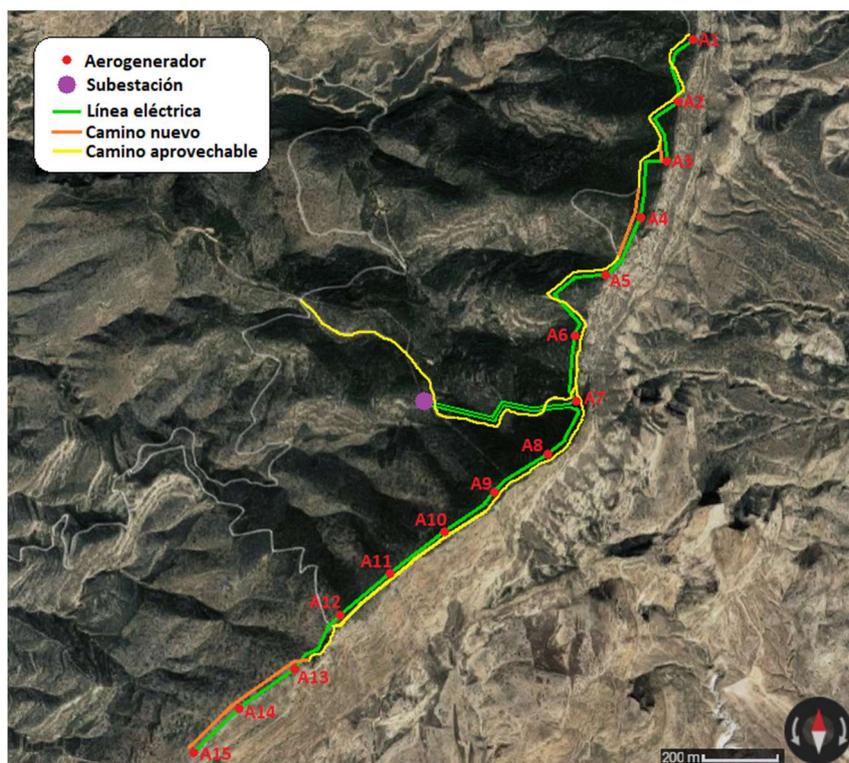


Figura 27. Situación del parque eólico para la Alternativa A (Fuente: elaboración propia)

La separación media entre los aerogeneradores orientados en perpendicular a la dirección predominante de los vientos (NW) es de 262 m. Puesto que el diámetro del rotor es de 100 m cumple, por poco margen, con la restricción sobre la separación mínima entre aerogeneradores. La subestación transformadora se encuentra en una zona llana al oeste de los aerogeneradores. Esta situación es perfecta puesto que la línea eléctrica de alta tensión más cercana se encuentra a 2,35 km al oeste del parque eólico.

En la Tabla 15 se observa la situación de cada uno de los 15 aerogeneradores en coordenadas UTM, la energía bruta producida por cada uno y su factor de carga. De la tabla se extrae que la energía bruta anual producida por el parque eólico es de 131.346 MWh, y tiene un factor de carga de 0,500.

Tabla 15. Energía bruta anual producida por la Alternativa A

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		Energía bruta producida (MWh)	Factor de carga
	X	Y		
A1	699947	4260862	8.026	0,458
A2	699847	4260562	8.754	0,500
A3	699847	4260362	8.313	0,474
A4	699747	4260062	8.057	0,460
A5	699547	4259762	8.539	0,487
A6	699447	4259562	8.981	0,513
A7	699447	4259262	8.847	0,505
A8	699347	4259062	8.709	0,497
A9	699147	4258862	8.947	0,511
A10	698947	4258662	8.941	0,510
A11	698747	4258562	9.324	0,532
A12	698547	4258362	9.090	0,519
A13	698347	4258162	9.222	0,526
A14	698147	4257962	9.073	0,518
A15	697847	4257762	8.526	0,487
Total del parque			131.346	0,500

6.3.2. Alternativa B

La Alternativa B emplea el modelo SWT-2,3-108 (80 m) de Siemens, y se instalan 13 aerogeneradores que alcanzan los 29,9 MW de potencia instalada. La situación de la Alternativa B se observa en la Figura 28. Puesto que se trata de la misma ubicación que la Alternativa A, no tiene muchas diferencias en la distribución. La distancia media entre los aerogeneradores es de 301 m para un diámetro de rotor de 108 m. Por tanto, cumple también la restricción de distancia mínima. De la Tabla 16, se extrae que la energía bruta es 124.200 MWh y que el factor de carga es de 0,474.

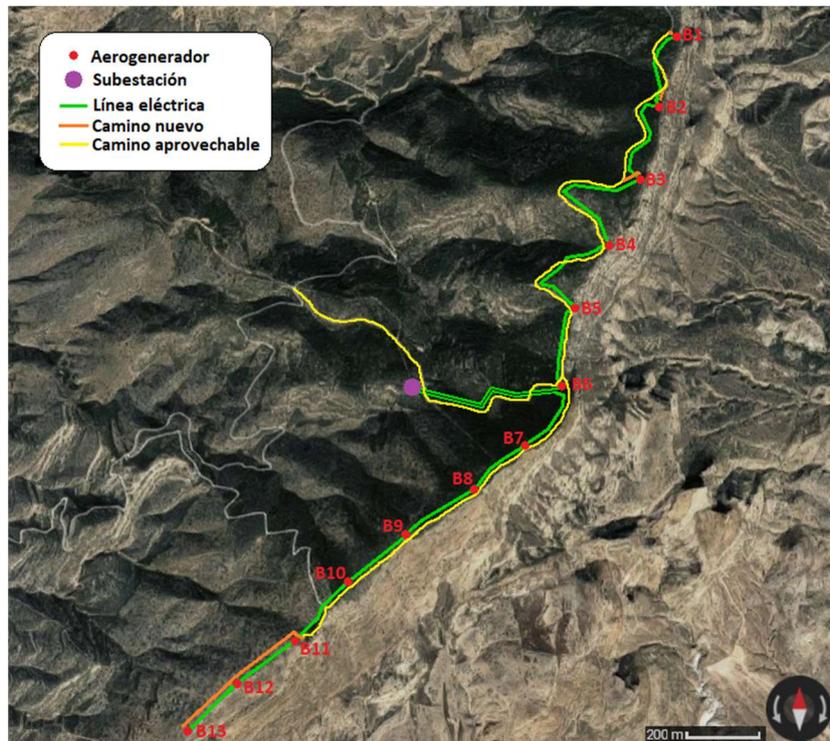


Figura 28. Situación del parque eólico para la Alternativa B (Fuente: elaboración propia)

Tabla 16. Energía bruta anual producida por la Alternativa B

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		Energía bruta producida (MWh)	Factor de carga
	X	Y		
B1	699947	4260862	8.646	0,429
B2	699847	4260462	9.383	0,466
B3	699747	4260162	9.341	0,464
B4	699647	4259862	8.625	0,428
B5	699447	4259562	9.788	0,486
B6	699447	4259262	9.628	0,478
B7	699247	4258962	9.602	0,477
B8	699047	4258762	9.881	0,490
B9	698747	4258562	10.204	0,506
B10	698547	4258362	9.921	0,492
B11	698347	4258162	10.080	0,500
B12	698047	4257962	9.855	0,489
B13	697847	4257762	9.246	0,459
Total del parque			124.200	0,474

6.3.3. Alternativa C

La Alternativa C, perteneciente a la Ubicación 2, utiliza 12 aerogeneradores del modelo G106-2,5MW (93 m) de Gamesa. La situación de las instalaciones se observa en la Figura 29. Como en la Ubicación 1, los aerogeneradores se ubican en la parte superior de una colina y la subestación a sus pies. La línea eléctrica de alta tensión más cercana esta al oeste del parque eólico, a 11,0 km. La distancia media de separación entre aerogeneradores es de 379 m. Puesto que el diámetro del rotor es de 106 m, cumple con la restricción holgadamente. En la Tabla 17, se observa que la energía bruta del parque es de 134.325 MWh y su factor de carga de 0,511.

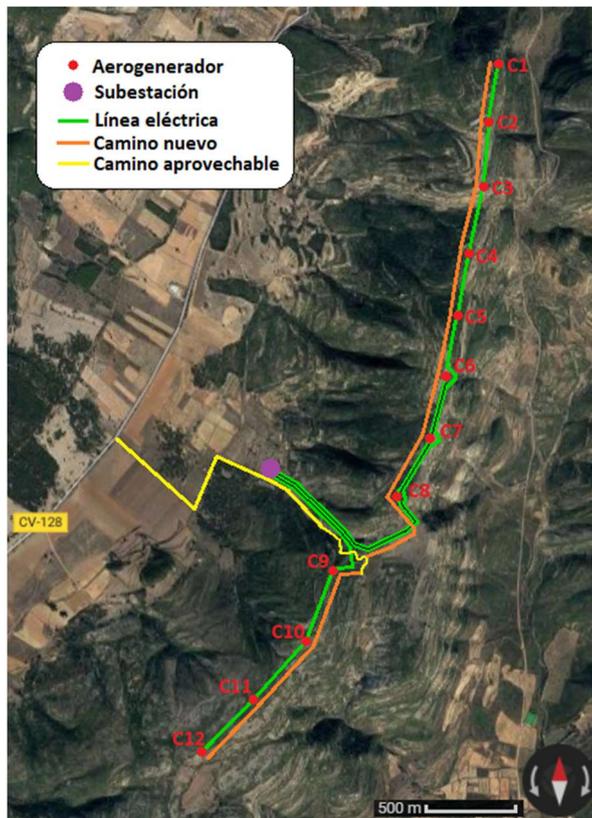


Figura 29. Situación del parque eólico para la Alternativa C (Fuente: elaboración propia)

Tabla 17. Energía bruta anual producida por la Alternativa C

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		Energía bruta producida (MWh)	Factor de carga
	X	Y		
C1	755348	4481965	10.699	0,489
C2	755248	4481665	10.940	0,500
C3	755248	4481265	11.102	0,507
C4	755148	4480865	11.410	0,521
C5	755048	4480565	11.545	0,527
C6	755048	4480265	11.571	0,528
C7	754948	4479865	11.653	0,532
C8	754748	4479165	11.123	0,508
C9	754348	4478765	10.666	0,487
C10	754248	4478365	11.488	0,525
C11	753948	4478065	11.367	0,519
C12	753648	4477765	10.764	0,491
Total del parque			134.325	0,511

6.3.4. Alternativa D

La Alternativa D emplea 15 aerogeneradores del modelo G90-2,0MW (90 m), también de Gamesa. Tiene una distribución similar a la Alternativa C como se observa en la Figura 30. La distancia media entre aerogeneradores es de 288 m, por lo que tiene espacio suficiente para su diámetro de rotor de 90 m. En la Tabla 18 se aprecia que la Alternativa D produce una energía bruta de 130.269 MWh y tiene un factor de carga de 0,496.

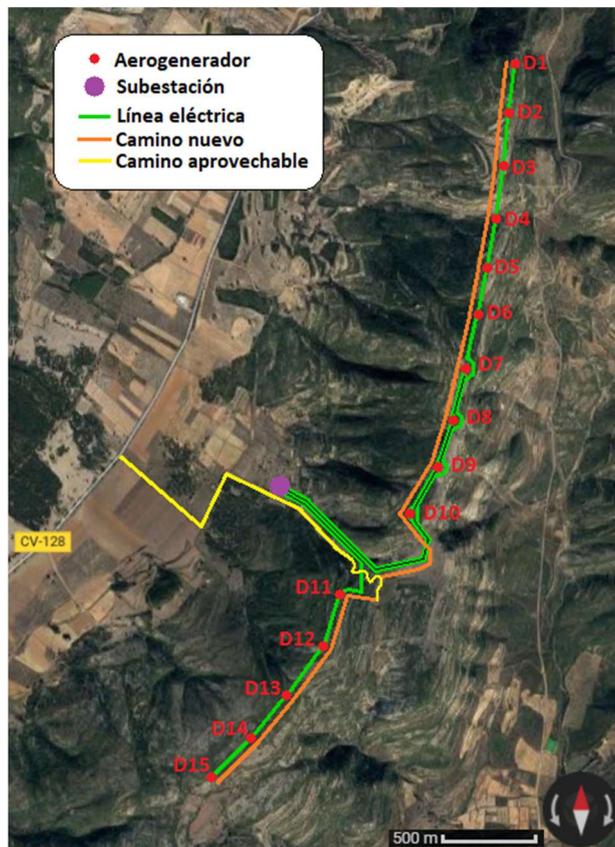


Figura 30. Situación del parque eólico para la Alternativa D (Fuente: elaboración propia)

Tabla 18. Energía bruta anual producida por la Alternativa D

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		Energía bruta producida (MWh)	Factor de carga
	X	Y		
D1	755348	4481965	8.272	0,472
D2	755248	4481665	8.481	0,484
D3	755248	4481365	8.585	0,490
D4	755248	4481065	8.620	0,492
D5	755148	4480865	8.895	0,508
D6	755148	4480565	8.831	0,504
D7	755048	4480265	9.039	0,516
D8	754948	4479965	9.088	0,519
D9	754848	4479365	8.949	0,511
D10	754648	4479165	8.315	0,475
D11	754348	4478765	8.246	0,471
D12	754248	4478465	8.897	0,508
D13	754048	4478165	8.976	0,512
D14	753848	4477965	8.740	0,499
D15	753648	4477765	8.334	0,476
Total del parque			130.269	0,496

6.3.5. Alternativa E

La Alternativa E emplea 12 aerogeneradores del modelo G106-2,5MW (93 m) de Gamesa. Tiene los aerogeneradores instalados en la parte alta de la cordillera, como se aprecia en la Figura 31. Se accede al parque por el norte puesto que la pendiente es demasiado pronunciada en la cara sur. La línea de alta tensión más cercana se encuentra a 10,7 km al este. La distancia media de separación entre aerogeneradores de una misma fila es de 375 m, y siendo el diámetro del rotor de 106 m, la restricción se cumple sin problemas. La energía bruta y el factor de carga para el parque es de 141.148 MWh y 0,537, respectivamente, tal y como se observa en la Tabla 19.

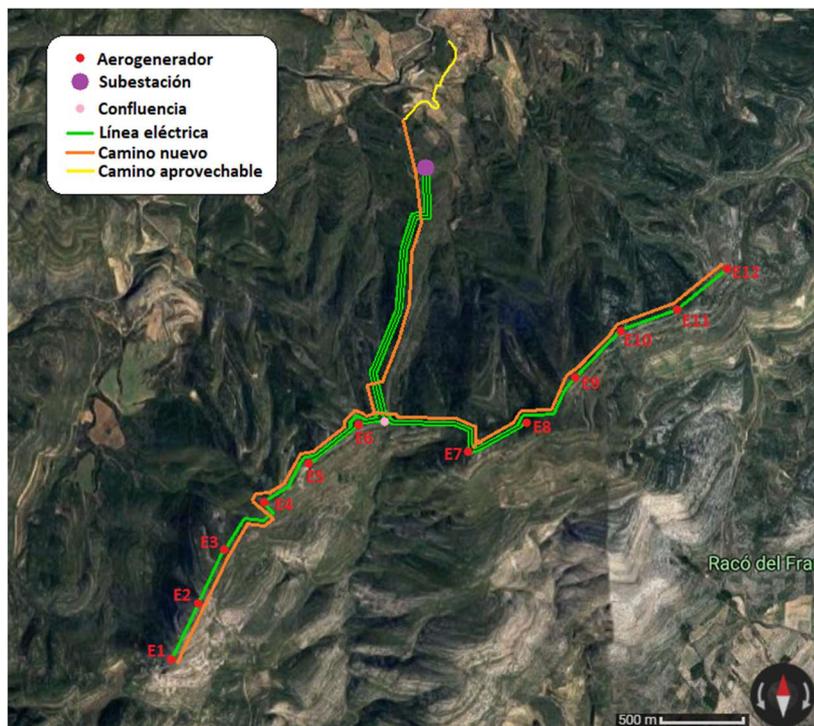


Figura 31. Situación del parque eólico para la Alternativa E (Fuente: elaboración propia)

Tabla 19. Energía bruta anual producida por la Alternativa E

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		Energía bruta producida (MWh)	Factor de carga
	X	Y		
E1	761048	4484565	12.128	0,554
E2	761148	4484965	11.885	0,543
E3	761348	4485265	11.896	0,543
E4	761548	4485565	11.759	0,537
E5	761848	4485765	11.881	0,543
E6	762148	4485965	11.476	0,524
E7	762848	4485865	11.818	0,540
E8	763148	4486065	11.718	0,535
E9	763448	4486365	11.863	0,542
E10	763748	4486565	11.854	0,541
E11	764048	4486665	11.570	0,528
E12	764348	4486965	11.300	0,516
Total del parque			141.148	0,537

6.3.6. Alternativa F

La Alternativa F, cuya distribución se observa en la Figura 32, emplea 15 aerogeneradores del modelo G90-2,0MW (90 m) de Gamesa. La distancia media entre aerogeneradores de una misma fila orientados perpendicularmente a la dirección predominante de los vientos (NW) es de 294 m. Puesto que tiene 90 m de diámetro de rotor proporciona espacio de separación suficiente para minimizar el efecto parque. De la Tabla 20 se extra que la energía bruta producida es de 139.050 MWh y el factor de carga es 0,529.

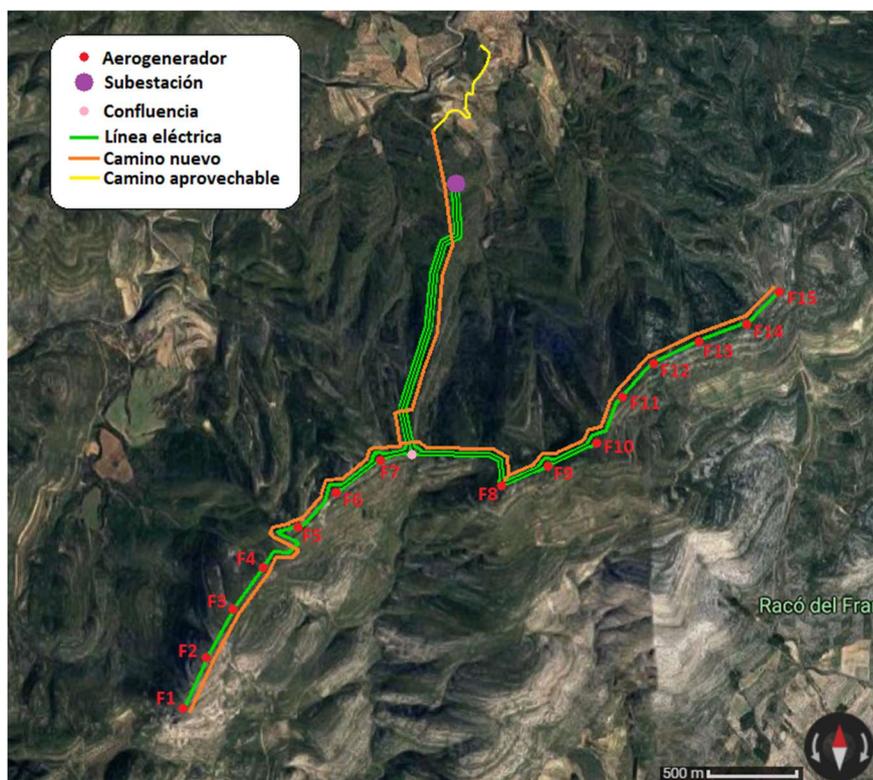


Figura 32. Situación del parque eólico para la Alternativa F (Fuente: elaboración propia)

Tabla 20. Energía bruta anual producida por la Alternativa F

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		Energía bruta producida (MWh)	Factor de carga
	X	Y		
F1	761048	4484565	9.552	0,545
F2	761148	4484865	9.657	0,551
F3	761348	4485165	9.455	0,540
F4	761448	4485465	9.277	0,529
F5	761648	4485665	9.321	0,532
F6	761848	4485865	9.140	0,522
F7	762148	4485965	8.962	0,512
F8	762848	4485865	9.272	0,529
F9	763048	4485965	9.368	0,535
F10	763348	4486065	9.067	0,518
F11	763448	4486365	9.316	0,532
F12	763648	4486565	9.457	0,540
F13	763948	4486665	9.275	0,529
F14	764148	4486765	9.117	0,520
F15	764348	4486965	8.816	0,503
Total del parque			139.050	0,529

6.4. Infraestructura eléctrica

A continuación, se expone el proceso seguido para realizar el cálculo del cableado eléctrico en la Alternativa A, y al finalizar se presenta una tabla resumen para el resto de alternativas con los resultados obtenidos. En primer lugar, se realiza el cálculo de intensidades nominales de los distintos tramos del cableado. Después se procede a calcular la sección del conductor para los distintos tramos por el criterio térmico. El cálculo de la sección se realiza de acuerdo con la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06: Líneas Subterráneas con Cables Aislados, incluida en el Real Decreto 223/2008 (BOE, 2008). Finalmente se comprueba el cumplimiento del criterio de caída de tensión. En el presente trabajo no se realiza el diseño de la subestación puesto que no entra en el alcance del mismo.

6.4.1. Intensidad nominal

Cada tramo de línea tiene una intensidad nominal, cuyo valor se obtiene en función de la Expresión (8). Puesto que el factor de potencia ($\cos \varphi$) tiene un valor cercano a la unidad, para simplificar los cálculos, se considera unitario. En la Tabla 21 se muestran las intensidades nominales para cada tramo. La numeración de los aerogeneradores es la definida en la Figura 30 del apartado anterior.

$$I_n (A) = \frac{P_n (kW)}{\sqrt{3} \cos \varphi U_n (kV)} \quad (8)$$

Siendo:

- P_n : potencia nominal del tramo de la línea, en kW.
- $\cos \varphi$: factor de potencia, valor cercano a la unidad.
- U_n : tensión nominal de la línea, igual a 20 kV.

Tabla 21. Potencia e intensidad nominal por línea para la Alternativa A

Línea	Tramo de línea	P_n (kW)	I_n (A)
1	A1-A2	2.000	57,74
	A2-A3	4.000	115,47
	A3-A4	6.000	173,21
	A4-A5	8.000	230,94
	A5-A6	10.000	288,68
	A6-A7	12.000	346,41
	A7-Subestación	14.000	404,15
2	A15-A14	2.000	57,74
	A14-A13	4.000	115,47
	A13-A12	6.000	173,21
	A12-A11	8.000	230,94
	A11-A10	10.000	288,68
	A10-A9	12.000	346,41
	A9-A8	14.000	404,15
	A8-Subestación	16.000	461,88

6.4.2. Niveles de aislamiento del cable

En función de la duración máxima permitida de un defecto a tierra las redes se clasifican en tres posibles categorías:

- Categoría A: el defecto a tierra debe eliminarse siempre en menos de 1 minuto.
- Categoría B: la duración del defecto a tierra no debe exceder de 1 hora.
- Categoría C: comprende las redes de categoría distinta de A y de B.

Puesto que en el caso de un parque eólico el defecto a tierra debe eliminarse lo más rápido posible, la red del proyecto es de categoría A. Al saber la categoría y que la tensión nominal es de 20 kV, se obtienen los parámetros resumidos en la Tabla 22 empleando la tabla de *Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios* de la ITC-LAT 06 (BOE, 2008).

Tabla 22. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios de la Alternativa A (Fuente: ITC-LAT 06)

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

6.4.3. Sección del conductor

El cálculo de la sección del conductor se realiza por el criterio térmico siguiendo las directrices del ITC-LAT 06 (BOE, 2008) empleando las tablas que en dicha instrucción aparecen. Se sigue el siguiente proceso:

1. Se calcula la I_1 , que es el cociente de la corriente nominal I_n y el factor de corrección térmico k (Expresión (9)).

$$I_1 = \frac{I_n}{k} \quad (9)$$

2. Se busca en las tablas del ITC-LAT 06 la sección cuya corriente máxima admisible I_T sea mayor o igual que la corriente nominal I_1 (Expresión (10)).

$$I_T \geq I_1 \quad (10)$$

3. Se comprueba que se cumpla la condición de la Expresión (11).

$$k \cdot I_T > I_n \quad (11)$$

La ITC-LAT 06 permite obtener la sección del cable conductor a partir de las tablas de la corriente máxima admisible I_T , las cuales se encuentran tabuladas para una instalación tipo con las siguientes características:

- Cables de aislamiento seco hasta 18/30 kV.
- Terno de cables unipolares directamente enterrados.
- Profundidad de soterramiento: 1 m.
- Resistividad térmica media del terreno: 1,5 k·m/W.
- Temperatura media del terreno (a 1 m de profundidad): 25°C.
- Temperatura del aire ambiente (para cables en galerías): 40°C.

Se consideran cables unipolares de aluminio aislados con HEPR en el interior de tubos enterrados a 1 m de profundidad. El resto de características dependen del terreno. Mediante las tablas de la ITC-LAT 06 se obtienen los factores de corrección para escoger la sección de cable necesaria para una corriente máxima admisible I_T determinada.

➤ Factor de corrección de la temperatura del terreno k_1

Este factor depende de la temperatura máxima asignada al conductor, y tal y como se observa en la Tabla 23, para un servicio permanente con un aislamiento seco de HEPR hasta 18/30 kV, dicha temperatura es de 105°C.

Tabla 23. Temperatura máxima asignada al conductor en °C (Fuente: ITC-LAT 06)

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

La temperatura media de las máximas anuales en la Ubicación 1 es de 22°C (AEMET, 2017), y puesto que a un metro de profundidad la temperatura es prácticamente igual que en la superficie, será la misma temperatura media a la altura de los cables enterrados. Sabiendo esto y que la temperatura de servicio permanente es de 105°C, se obtiene el factor de corrección, mediante la Tabla 24. Interpolando 22°C entre 20°C y 25°C el factor de corrección k_1 resulta igual a 1,018.

Tabla 24. Factor de corrección k_1 para la 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

➤ Factor de corrección de la resistividad del terreno k_2

La Ubicación 1, en Petrer, tiene un clima seco y un suelo predominante del tipo arcilloso, por lo que según la Tabla 25 tiene una resistividad térmica del terreno de 1,2 k·m/W.

Tabla 25. Resistividad térmica del terreno según 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
3,00	De piedra granítica

El factor de corrección k_2 para la resistividad térmica del terreno se obtiene de la Tabla 26, sabiendo que la instalación es de cableado en el interior de tubos enterrados, que la resistividad térmica del terreno es de 1,2 k-m/W y la sección del conductor. Este último parámetro no se conoce, por lo que se debe hacer un cálculo conjunto de la sección del conductor y del factor de corrección k_2 . Con este fin se emplea la Tabla 27 con las intensidades máximas admisibles I_T para cada sección, sabiendo que se tratan de cables de aluminio con aislante seco de HEPR.

Tabla 26. Factor de corrección k_2 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	1,21	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
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	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
	300	1,15	1,13	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	

Tabla 27. Intensidades máximas admisibles I_T (A) en servicio permanente para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo (Fuente: ITC-LAT 06)

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

En la Tabla 28 se observa el cálculo conjunto de la sección del conductor y del factor de corrección k_2 para la corriente nominal $I_n= 288.68$ A en la Alternativa A. En dicha tabla también se comprueba para cada sección si cumple con las condiciones de la Expresión (10) y la Expresión (11).

Tabla 28. Cálculo de la sección mínima necesaria para $I_n= 288.68$ A

I_T (A)	Sección (mm ²)	Factor corrector temperatura k_1	Factor corrector resistividad k_2	k ($K_1 \cdot k_2$)	$I_1=I_n/k$ (A)	$I_T \geq I_1$	$k \cdot I_T > I_n$
95	25	1,018	1,048	1,067	270,58	No	No
115	35	1,018	1,054	1,073	269,04	No	No
135	50	1,018	1,054	1,073	269,04	No	No
170	70	1,018	1,054	1,073	269,04	No	No
200	95	1,018	1,054	1,073	269,04	No	No
230	120	1,018	1,060	1,079	267,52	No	No
255	150	1,018	1,060	1,079	267,52	No	No
290	185	1,018	1,060	1,079	267,52	Sí	Sí
345	240	1,018	1,060	1,079	267,52	Sí	Sí
390	300	1,018	1,060	1,079	267,52	Sí	Sí
450	400	1,018	1,060	1,079	267,52	Sí	Sí

De la Tabla 28 se concluye que para una $I_n= 288.68$ A en la Alternativa A se precisa de una sección mínima del conductor de 185 mm². De forma análoga al cálculo de la sección mínima para la corriente nominal anterior se realiza para las corrientes nominales de los distintos tramos de la Alternativa A, y se resume en la Tabla 29.

Tabla 29. Secciones mínimas necesarias para cada corriente nominal I_n

I_n (A)	k	I_1 (A)	Sección necesaria (mm ²)
57,74	1,067	54,12	25
115,47	1,073	107,62	35
173,21	1,073	161,43	70
230,94	1,079	214,02	120
288,68	1,079	267,52	185
346,41	1,079	321,02	240
404,15	1,079	374,53	300
461,88	1,079	428,03	400

Para facilitar la instalación y el mantenimiento de las líneas se dividen estas en tramos de 35, 120, 300 y 400 mm² como se observa en la Tabla 30. Además, el aumento de sección permite una disminución en las pérdidas eléctricas para la instalación.

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

Línea	Tramo de línea	Sección (mm ²)
1	A1-A2	35
	A2-A3	35
	A3-A4	120
	A4-A5	120
	A5-A6	300
	A6-A7	300
	A7-Subestación	300
2	A15-A14	35
	A14-A13	35
	A13-A12	120
	A12-A11	120
	A11-A10	300
	A10-A9	300
	A9-A8	300
	A8-Subestación	400

6.4.4. Comprobación del criterio de caída de tensión

Tras cumplir con el criterio térmico para decidir la sección en cada tramo de línea se comprueba que las líneas cumplen con el criterio de caída de tensión. La caída de tensión máxima establecida por línea para este tipo de instalaciones es del 5%. Para calcularla se debe calcular primero la caída de tensión ΔU para cada tramo de línea, para después obtener su valor porcentual ε (%), mediante la Expresión (12) y la Expresión (13), respectivamente. Finalmente, se realiza un sumatorio de la caída de tensión porcentual de los tramos para cada línea.

$$\Delta U (V) = \sqrt{3} \cdot L \cdot I_n (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (12)$$

$$\varepsilon (\%) = \frac{\Delta U}{U_n} 100 \quad (13)$$

Siendo:

- ΔU : caída de tensión, en V.
- L: longitud de cada tramo, en km.
- I_n : intensidad nominal, en A.
- R: resistencia del cable, en Ω /km.
- X: reactancia del cable, en Ω /km.
- $\cos \varphi$: factor de potencia, valor cercano a la unidad.
- ε : caída de tensión porcentual.
- U_n : tensión nominal, igual a 20 kV.

La longitud L se mide con la ayuda de Google Maps (Google, 2017) conforme al diseño de la Figura 27 para la Alternativa A, y se le añade un 20% de longitud adicional para tener en cuenta los errores de medida y los desniveles. La resistencia R se obtiene de la Tabla 31, de donde se extrae la resistencia para cables unipolares de aluminio en función de su sección. El factor de potencia ($\cos \varphi$) tiene un valor cercano a la unidad y para simplificar los cálculos se considera unitario, y por tanto el $\sin \varphi$ es igual a 0. En la Tabla 32 se observa que la línea 2 es la que tiene una mayor caída de tensión (1,91%) y cumple con el criterio de caída de tensión al no ser este superior al 5%.

Tabla 31. Resistencia máxima del Eprotenax Compact para una temperatura máxima admisible de 105°C (Fuente: MultiConductores©)

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	0.087
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 32. Caída de tensión en cada línea para la Alternativa A

Línea	Tramo de línea	Longitud (km)	ΔU (V)	ϵ (%)	
1	A1-A2	0,386	44,71	0,22	1,83
	A2-A3	0,395	91,36	0,46	
	A3-A4	0,396	40,39	0,20	
	A4-A5	0,347	47,16	0,24	
	A5-A6	0,532	36,15	0,18	
	A6-A7	0,352	28,69	0,14	
	A7-Subestación	0,824	78,48	0,39	
2	A15-A14	0,324	37,49	0,19	1,91
	A14-A13	0,354	81,92	0,41	
	A13-A12	0,366	37,33	0,19	
	A12-A11	0,325	44,23	0,22	
	A11-A10	0,338	23,01	0,12	
	A10-A9	0,325	26,54	0,13	
	A9-A8	0,341	32,44	0,16	
	A8-Subestación	1,156	99,84	0,50	

6.4.5. Cálculo del cableado eléctrico para el resto de alternativas

Análogamente al proceso seguido para calcular la infraestructura eléctrica de la Alternativa A se hace lo propio con las otras 5 alternativas. Los resultados de los cálculos de dichas alternativas se listan en la Tabla 33, 34, 35, 36 y 37, y corresponden a la Alternativa B, C, D, E y F, respectivamente.

La Alternativa B (Tabla 33) es muy similar a la Alternativa A. Al encontrarse en la misma ubicación las características del terreno son las mismas, es decir, una temperatura media del terreno de 22°C y una la resistividad térmica del terreno de 1,2 k·m/W (arcilloso). La Alternativa B tiene una caída de tensión máxima de 2,11%, inferior al máximo permitido (5%), y por tanto es una infraestructura eléctrica apta.

Tabla 33. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa B

Línea	Tramo de línea	P _n (kW)	I _n (A)	Sección necesaria (mm ²)	Sección (mm ²)	Longitud (km)	ΔU (V)	ε (%)	
1	B1-B2	2.300	66,40	25	50	0,461	44,88	0,22	2,11
	B2-B3	4.600	132,79	50	50	0,551	107,30	0,54	
	B3-B4	6.900	199,19	95	150	0,823	78,67	0,39	
	B4-B5	9.200	265,58	150	150	0,640	81,50	0,41	
	B5-B6	11.500	331,98	240	300	0,421	32,94	0,16	
	B6-Subestación	13.800	398,37	300	300	0,810	76,01	0,38	
2	B13-B12	2.300	66,40	25	50	0,361	35,18	0,18	1,83
	B12-B11	4.600	132,79	50	50	0,359	69,90	0,35	
	B11-B10	6.900	199,19	95	150	0,454	43,35	0,22	
	B10-B9	9.200	265,58	150	150	0,379	48,32	0,24	
	B9-B8	11.500	331,98	240	300	0,401	31,34	0,16	
	B8-B7	13.800	398,37	300	300	0,368	34,57	0,17	
	B7-Subestación	16.100	464,77	400	400	1,196	104,02	0,52	

Tabla 34. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa C

Línea	Tramo de línea	P _n (kW)	I _n (A)	Sección necesaria (mm ²)	Sección (mm ²)	Longitud (km)	ΔU (V)	ε (%)	
1	C1-C2	2.500	72,17	25	70	0,488	36,08	0,18	1,90
	C2-C3	5.000	144,34	70	70	0,490	72,34	0,36	
	C3-C4	7.500	216,51	150	240	0,494	31,52	0,16	
	C4-C5	10.000	288,68	240	240	0,510	43,35	0,22	
	C5-Subestación	12.500	360,84	400	400	2,916	196,83	0,98	
2	C6-C7	2.500	72,17	25	70	0,487	35,99	0,18	1,27
	C7-C8	5.000	144,34	70	70	0,486	71,81	0,36	
	C8-Subestación	7.500	216,51	150	150	1,416	147,09	0,74	
3	C12-C11	2.500	72,17	25	70	0,545	40,25	0,20	1,30
	C11-C10	5.000	144,34	70	70	0,590	87,23	0,44	
	C10-C9	7.500	216,51	150	240	0,575	36,64	0,18	
	C9-Subestación	10.000	288,68	240	240	1,124	95,57	0,48	

La Alternativa C (Tabla 34) y la Alternativa D (Tabla 35), ambas de la Ubicación 2, también son infraestructuras aptas, teniendo una caída de tensión máxima de 1,90% la primera y 1,77% la segunda. La Ubicación 2, en Catí, tiene un suelo del tipo calcáreo (resistividad térmica del 2,5 k-m/W) y con una temperatura media de 20°C (AEMET, 2017). Para poder usar cables de aluminio se realizan diseños que precisan de una línea adicional y una mayor longitud de cable que si se hubiera diseñado con cobre, debido a las elevadas intensidades nominales, como se observa en la Figura 29 y Figura 30.

Tabla 35. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa D

Línea	Tramo de línea	P _n (kW)	I _n (A)	Sección necesaria (mm ²)	Sección (mm ²)	Longitud (km)	ΔU (V)	ε (%)
1	D1-D2	2.000	57,74	25	95	0,378	16,14	0,08
	D2-D3	4.000	115,47	50	95	0,396	33,82	0,17
	D3-D4	6.000	173,21	95	95	0,373	47,81	0,24
	D4-D5	8.000	230,94	185	240	0,376	25,54	0,13
	D5-D6	10.000	288,68	240	240	0,361	30,70	0,15
	D6-Subestación	12.000	346,41	400	400	3,084	199,84	1,00
2	D7-D8	2.000	57,74	25	95	0,370	15,78	0,08
	D8-D9	4.000	115,47	50	95	0,386	33,00	0,16
	D9-D10	6.000	173,21	95	95	0,384	49,19	0,25
	D10-Subestación	8.000	230,94	185	185	1,548	136,84	0,68
3	D15-D14	2.000	57,74	25	95	0,419	17,88	0,09
	D14-D13	4.000	115,47	50	95	0,401	34,23	0,17
	D13-D12	6.000	173,21	95	95	0,437	55,95	0,28
	D12-D11	8.000	230,94	185	240	0,412	27,99	0,14
	D11-Subestación	10.000	288,68	240	240	1,129	95,98	0,48

Tabla 36. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa E

Línea	Tramo de línea	P _n (kW)	I _n (A)	Sección necesaria (mm ²)	Sección (mm ²)	Longitud (km)	ΔU (V)	ε (%)
1	E1-E2	2.500	72,17	25	70	0,464	34,31	0,17
	E2-E3	5.000	144,34	70	70	0,432	63,83	0,32
	E3-E4	7.500	216,51	150	240	0,626	39,93	0,20
	E4-Subestación	10.000	288,68	240	240	3,036	258,06	1,29
2	E5-E6	2.500	72,17	25	70	0,458	33,86	0,17
	E6-Confluencia	5.000	144,34	70	70	0,229	33,86	0,17
	E8-E7	2.500	72,17	25	70	0,510	37,68	0,19
	E7-Confluencia	5.000	144,34	70	70	0,728	107,62	0,54
	Confluencia-Subestación	10.000	288,68	240	240	2,016	171,36	0,86
3	E12-E11	2.500	72,17	25	70	0,480	35,46	0,18
	E11-E10	5.000	144,34	70	70	0,469	69,32	0,35
	E10-E9	7.500	216,51	150	240	0,510	32,51	0,16
	E9-Subestación	10.000	288,68	240	240	3,732	317,22	1,59

La Alternativa E y la Alternativa F, cuyos resultados se observan en la Tabla 36 y Tabla 37, se encuentran en la Ubicación 3. Puesto que está cerca de la Ubicación 2 tiene el mismo tipo de terreno que esta, es decir, un suelo del tipo calcáreo con una resistividad térmica del 2,5 k-m/W y una temperatura media del terreno de 20°C a 1 m de profundidad. La Alternativa E tiene una caída de tensión máxima de 2,27% y la Alternativa F de 2,20%, por tanto son inferiores al 5% de caída máxima permitida. Ambas alternativas tienen una longitud de cable de aluminio mayor que si fuera de cobre por el mismo motivo que en la ubicación anterior. Se prefiere una mayor longitud de cable de aluminio que necesitar emplear cables de cobre a menores longitudes, debido a su elevado precio con respecto al aluminio.

Tabla 37. Cálculo de la infraestructura eléctrica de la Alternativa F

Línea	Tramo de línea	P _n (kW)	I _n (A)	Sección necesaria (mm ²)	Sección (mm ²)	Longitud (km)	ΔU (V)	ε (%)	
1	F1-F2	2.000	57,74	25	95	0,386	16,50	0,08	1,97
	F2-F3	4.000	115,47	50	95	0,397	33,92	0,17	
	F3-F4	6.000	173,21	95	95	0,368	47,19	0,24	
	F4-F5	8.000	230,94	185	240	0,751	51,08	0,26	
	F5-Subestación	10.000	288,68	240	240	2,892	245,82	1,23	
2	F6-F7	2.000	57,74	25	95	0,370	15,78	0,08	1,70
	F7-Confluencia	4.000	115,47	50	95	0,229	19,57	0,10	
	F10-F9	2.000	57,74	25	95	0,358	15,27	0,08	
	F9-F8	4.000	115,47	50	95	0,372	31,77	0,16	
	F8-Confluencia	6.000	173,21	95	95	0,697	89,31	0,45	
	Confluencia-Subestación	10.000	288,68	240	240	1,984	168,61	0,84	
3	F15-F14	2.000	57,74	25	95	0,362	15,47	0,08	2,20
	F14-F13	4.000	115,47	50	95	0,341	29,10	0,15	
	F13-F12	6.000	173,21	95	95	0,349	44,73	0,22	
	F12-F11	8.000	230,94	185	240	0,355	24,15	0,12	
	F11-Subestación	10.000	288,68	240	240	3,850	327,22	1,64	

6.5. Energía neta producida

Para calcular la energía neta producida anual se necesita la energía bruta producida y las pérdidas ocasionadas al generarla. A continuación, se enumeran las pérdidas que se producen en la generación eléctrica:

- Pérdidas de disponibilidad: porcentaje de tiempo durante el cual el aerogenerador podría haber estado produciendo energía pero no lo ha hecho. Valor estándar de 10%.
- Pérdidas por efecto parque: pérdidas ocasionadas por la distribución del parque eólico en la ubicación, ya sea por las turbulencias ocasionadas por la irregularidad del terreno o por otros aerogeneradores. Debido a la proximidad de sus aerogeneradores entre ellos, para la Alternativa A se consideran unas pérdidas del 7% y para la Alternativa B del 6%. Para el resto de alternativas se emplea unas pérdidas conservadoras del 5% puesto que disponen de suficiente separación entre aerogeneradores.

- Pérdidas eléctricas: pérdidas ocasionadas en el cableado eléctrico. Corresponde al valor de la caída de tensión máxima de cada alternativa.
- Otras pérdidas: valor conservador del 5% para cubrir cualquier contingencia que no se contemple en las anteriores pérdidas.

En la Tabla 38 se lista la energía neta anual producida y el factor de carga para las seis alternativas tras tener en cuenta las pérdidas. La Alternativa E es la que mayor factor de carga neta tiene con 0,417, seguida de cerca por la Alternativa F con 0,412, lo cual indica que en este aspecto la Ubicación 3 es la mejor de las consideradas. Pero el factor de carga no es la única variable a tener en cuenta para escoger la mejor alternativa. Esta y otras variables se analizan en el Capítulo 7: Viabilidad económica, donde se obtiene la alternativa óptima.

Tabla 38. Comparativa de la energía producida para las seis alternativas

Ubicación	1		2		3	
Alternativa	A	B	C	D	E	F
Energía bruta producida (MWh)	131.346	124.200	134.325	130.269	141.148	139.050
Pérdidas de disponibilidad (%)	10					
Pérdidas por efecto parque (%)	7	6	5	5	5	5
Pérdidas eléctricas (%)	1,91	2,11	1,90	1,77	2,27	2,20
Otras pérdidas (%)	5					
Pérdidas totales (%)	23,91	23,11	21,90	21,77	22,27	22,20
Energía neta producida (MWh)	99.941	95.497	104.908	101.909	109.714	108.181
Horas equivalentes (h)	3.331	3.194	3.497	3.397	3.657	3.606
Factor de carga neta	0,380	0,365	0,399	0,388	0,417	0,412

CAPÍTULO 7. VIABILIDAD ECONÓMICA

Para realizar el estudio se utiliza la herramienta informática RETScreen, un software muy empleado en el estudio de viabilidad económica de instalaciones de generación de energía. Para saber los costes de un parque eólico se consideran las aproximaciones del PER 2011-2020 (IDAE, 2011). La tarifa de exportación de electricidad se obtiene de acuerdo a lo estipulado por el Real Decreto 413/2014. La herramienta RETScreen también puede calcular las toneladas de CO₂ que no se emiten gracias a la generación de energía de origen renovable, permitiendo obtener un beneficio extra al entrar en el mercado de emisiones.

7.1. Costes

7.1.1. Inversión inicial

En la metodología se describe como obtener el precio de un aerogenerador de acuerdo a las aproximaciones del PER 2011-2020, teniendo en cuenta que se tratan de datos del 2007 se han extrapolado los valores a la actualidad aplicando un 2% de inflación anual. Es necesario saber el coste total de la instalación de un parque eólico: los aerogeneradores son aproximadamente el 75% del coste total, la obra civil e ingeniería el 8%, la instalación eléctrica el 5%, la subestación y conexión eléctrica el 10%, y los costes de promoción el 2% (IDAE, 2011). En la metodología para escoger el aerogenerador óptimo se obtiene el coste de los aerogeneradores para cada alternativa, así pues, es posible calcular el coste de inversión inicial de todo el parque eólico en cada alternativa (Tabla 39).

Tabla 39. Inversión inicial de las seis alternativas, en M€

Alternativas	A	B	C	D	E	F
Aerogeneradores	32,9	33,3	35,9	34,4	35,9	34,4
Obra civil e ingeniería	3,5	3,6	3,8	3,7	3,8	3,7
Instalación eléctrica	2,2	2,2	2,4	2,3	2,4	2,3
Subestación y conexión eléctrica	4,4	4,4	4,8	4,6	4,8	4,6
Promoción	0,8	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9
TOTAL	43,8	44,4	47,9	45,9	47,9	45,9

7.1.2. Costes fijos

El PER 2011-2020 estima los costes de explotación en, aproximadamente 45,0 k€/MW/año, que incluyen: el mantenimiento de aerogeneradores e instalaciones eléctricas, seguros anuales, alquiler, tasas, y costes adicionales de gestión y administración. Puesto que estos datos son del 2010, al actualizar el valor, los costes ascienden a 51,7 k€/MW/año.

7.2. Renta anual

El Real Decreto 413/2014 expone que para una instalación eólica ubicada en tierra (clasificado como subgrupo b.2.1) la tarifa de exportación de la electricidad se calcula a partir de la retribución específica (BOE, 2014-2). Para obtener la tarifa de exportación se utiliza la Expresión (14) y la Expresión (15). Los parámetros necesarios para estas expresiones se obtienen de la Orden complementaria ETU/130/2017 (BOE, 2017). El código de instalación tipo para una instalación eólica ubicada en tierra (subgrupo b.2.1) de más de 5 MW instalados y autorizada su explotación definitiva en el 2016 (fecha máxima contemplada en la Orden) es el IT-00666. Con dicho código se obtienen los siguientes parámetros necesarios para calcular la tarifa de exportación:

- Vida útil regulatoria: 20 años.
- Retribución a la inversión (R_{inv}) 2017-2019: 109.698 €/MW.
- Retribución a la operación (R_0) en 2017: 0 €/MW.
- Coeficiente de ajuste $C_{1,0}$: 0.8251.
- Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (N_h) anual en 2017-2019: 1050 h.
- Umbral de funcionamiento (U_f) anual en 2017-2019: 630 h.

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Retribución específica}}{\text{Energía anual producida}} + \text{Precio de mercado} \quad (14)$$

$$\text{Retribución específica} = R_{inv} \cdot \text{Potencia instalada} + R_0 \cdot \text{Energía anual} \quad (15)$$

Resta saber el precio de mercado que, tras realizar la media del último año (entre octubre 2016 y septiembre 2017), es de 52,74 €/MWh (REE, 2017). A continuación, se obtiene la tarifa de exportación para las seis alternativas, resumidas en la Tabla 40.

Tabla 40. Tarifa de exportación para las seis alternativas

Alternativa	A	B	C	D	E	F
Energía neta producida (MWh)	99.941	95.497	104.908	101.909	109.714	108.181
Tarifa de exportación (€/MWh)	85,67	87,09	84,11	85,03	82,74	83,16

7.3. Análisis financiero

En primer lugar, se hace una comparación de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de las seis alternativas, obtenida mediante el programa RETScreen. Se decide qué alternativa es mejor mediante la TIR puesto que es un parámetro que resume con bastante fiabilidad las características del proyecto (energía producida, costes iniciales, características de la zona, relación deuda, tarifa de exportación, etc.). Después, se analiza dicha alternativa para decidir la viabilidad del proyecto.

Cuando se tienen calculados los costes del proyecto (inversión inicial, costes fijos, renta anual) y los datos de la producción eléctrica, se introducen en la herramienta RETScreen junto con las características de la ubicación y del modelo de aerogenerador para cada alternativa. Además de los

valores mencionados, característicos de cada alternativa, también se define una serie de valores fijos para las seis alternativas:

- Tasa de inflación: 2%.
- Tasa de descuento: 5%.
- Tiempo de vida del proyecto: 20 años.
- Relación de deuda: 85%.
- Tasa de interés de la deuda: 3%.
- Duración de deuda: 20 años.

Tras introducir los datos anteriores para cada alternativa, se obtiene el VAN y la TIR que se observan en la Tabla 41. El Valor Actual Neto (VAN) es positivo en todas las alternativas, lo que indica que todas las alternativas son viables económicamente. La TIR es mayor que la tasa de descuento en las seis alternativas, por lo que el proyecto será rentable para todos los casos siempre que sea mayor del 5%.

Tabla 41. TIR y VAN de las seis alternativas (Fuente: RETScreen)

Alternativa	A	B	C	D	E	F
TIR (€)	8,0	6,9	7,0	7,4	7,7	8,4
VAN (M€)	48,8	45,1	48,7	48,4	52,0	52,7

Al comparar las seis alternativas se aprecia que la Alternativa F tiene los valores más elevados con respecto al resto. Dispone del VAN más alto de todos con 52,7 M€, al igual que la TIR, que tiene un valor de 8,4%, un 0,4% por encima de la segunda alternativa más rentable. Por tanto, la Alternativa F es la más rentable de las seis.

Mediante RETScreen se realiza un análisis de sensibilidad de la TIR aplicando un intervalo de sensibilidad del 15% (suficiente para contemplar cualquier posible contingencia) para los costes iniciales y la tarifa de exportación de la electricidad, como se observa en la Figura 33. Se escogen estos dos parámetros puesto que son los que más influyen en la viabilidad del proyecto. En la Figura 36 se encuentran sombreados los valores inferiores a la tasa de descuento (5%), puesto que ocasionaría pérdidas al proyecto.

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
		38.992.218	42.432.708	45.873.198	49.313.688	52.754.178
€/MWh		-15%	-8%	0%	8%	15%
70,69	-15%	7,6%	5,8%	4,2%	2,6%	1,2%
76,92	-8%	9,9%	8,0%	6,4%	4,9%	3,4%
83,16	0%	12,1%	10,1%	8,4%	6,9%	5,4%
89,40	8%	14,1%	12,1%	10,3%	8,7%	7,3%
95,63	15%	16,1%	14,0%	12,2%	10,5%	9,0%

Figura 33. Análisis de sensibilidad de la TIR para la Alternativa F (Fuente: RETScreen)

Al analizar la figura anterior, se observa que con una subida del 8% en la tarifa de exportación de la electricidad la alternativa se aseguraría una viabilidad económica en un intervalo de $\pm 15\%$ de los costes iniciales. Incluso manteniéndose la tarifa de exportación estaría prácticamente asegurada la viabilidad, puesto que sería poco probable que los costes iniciales ascendiera más de un 8%, es más, el PER estimaba que debido a la mejora de la tecnología se espera que a lo largo de los años el precio de los

aerogeneradores se mantuviese e incluso bajase, y los costes iniciales orientativos empleados son del 2007 y además se elevaron en función de la inflación para ser más conservadores. Por ello, no se espera un incremento de los costes iniciales muy elevado, es incluso más probable un ligero descenso de los mismos. La tarifa de importación no debería descender más del 5-8%, puesto que la retribución a la operación R_0 ya es nula y la retribución a la inversión R_{inv} podría descender pero es poco probable que lo haga tanto como para que disminuya la tarifa de exportación un 8%, y aun con ese descenso poco probable y manteniéndose los costes iniciales todavía será viable económicamente.

Tras el análisis de sensibilidad se concluye que es poco probable que la TIR tenga un valor menor de 6,5-7,0%, ni que pueda bajar del 5%, donde comenzarían las pérdidas del proyecto. Por lo tanto, la Alternativa F es la opción con mayor rentabilidad de las seis estudiadas y es viable económicamente.

7.4. Análisis de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

En la Unión Europea existe un mercado de CO₂ que engloba a 27 países. En España el mercado de emisiones se regula mediante la Ley 1/2005 (BOE, 2005). Las plantas de generación eléctrica como las instalaciones eólicas no generan prácticamente CO₂. Esto permite que, comparándolas con otras plantas de misma potencia instalada que si emiten CO₂, se pueda vender la cantidad de CO₂ no emitida con respecto a la planta contaminante.

En el caso de las alternativas estudiadas se compara las emisiones de una planta generadora de electricidad mediante la combustión de gas natural con 30 MW de potencia instalada con una planta eólica de la misma potencia, como es el caso de las alternativas a estudiar. Aunque un parque eólico sí emite algunos GEI, el estudio se realiza con una emisión nula para simplificar los cálculos.

Para beneficiarse del mercado de emisiones, se venden los derechos de emisión (EUA) que autorizan a aquellos que los compran a emitir 1 t_{CO2}. Pero aquel que los vende debe comprar un certificado de emisiones reducidas (CER). Por lo tanto, el beneficio de vender los derechos de emisión es la diferencia entre los EUA y el CER. En el 2017 la media fue de 5,83 €/t_{CO2} los EUA y 0,23 €/t_{CO2} el CER, por lo que el beneficio es de 5,60 €/t_{CO2} (SENDECO2, 2017).

En la Tabla 42 se muestra las consecuencias de añadir la venta de emisiones al estudio de viabilidad económica. En función de la energía neta producida se ahorra más o menos GEI. Por ejemplo, para el caso más rentable, la Alternativa F, se reducen 47,5 kt_{CO2}/año, un total de 949,5 kt_{CO2} a lo largo de la vida útil del parque. Esto permite ahorrarse 265,9 k€/año, lo que da un total de 5,3 M€ en 20 años. Estos ingresos extra repercuten favorablemente en la TIR de las alternativas mejorándolas aproximadamente un 0,8%. Y de este modo, la alternativa F pasa de 7,6% de TIR a 8,4%.

Tabla 42. Análisis de emisiones para las seis alternativas (Fuente: RETScreen)

Alternativa	A	B	C	D	E	F
Reducción neta GEI anual (kt _{CO2} /año)	43,9	41,9	46,0	44,7	48,1	47,5
Reducción neta GEI en 20 años (kt _{CO2})	877,2	838,2	920,8	894,5	963,0	949,5
Renta por reducción de GEI anual (k€)	245,6	234,7	257,8	250,5	269,6	265,9
Renta por reducción de GEI en 20 años (M€)	4,9	4,7	5,2	5,0	5,4	5,3
TIR sin mercado de emisiones (%)	7,3	6,2	6,2	6,6	6,9	7,6
TIR con mercado de emisiones (%)	8,0	6,9	7,0	7,4	7,7	8,4

CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

En la Unión Europea la Directiva 2014/52/UE (EUR-Lex, 2014) obliga a los estados miembros a realizar un estudio de impacto ambiental y a adoptar medidas correctoras sobre aquellas actividades que puedan tener efectos negativos sobre el medio ambiente.

En España, la Ley 21/2013 (BOE, 2013) dicta que aquellos parques eólicos con una potencia instalada menor o igual que 30 MW y situados en zonas no protegidas deben someterse a una evaluación ambiental simplificada, mientras que los que tengan una potencia superior a 30 MW deben someterse a una evaluación ambiental ordinaria. Dicha ley también exige unos contenidos mínimos en la evaluación ambiental: descripción del proyecto, análisis de alternativas y evaluación de efectos sobre el medio ambiente.

8.1. Descripción del proyecto

El proyecto de estudio en este TFG es un parque eólico de 30 MW en la Comunidad Valenciana, de una superficie de aproximadamente 6,4 km². Tras emplear la metodología para seleccionar la ubicación del parque y el modelo de aerogenerador, se concluye que el parque eólico se ubicará en la cordillera del Morral del Voltor, en los municipios de Catí y Chert (Ubicación 1), instalando 15 aerogeneradores del modelo G90-2.0MW de Gamesa, con 90 m de altura y 90 m de diámetro (Alternativa F).

La cordillera del Morral del Voltor tiene parte de su superficie al este del municipio de Catí, y parte al suroeste del municipio de Chert, y es límite con los municipios de San Mateu, Salsadella y Tirig por el sur. Se trata de una zona montañosa de entre 765 m y 825 m de altura sin grandes irregularidades y unas buenas características del viento, lo que le confiere un gran potencial para la explotación eólica.

La realización del proyecto se divide en tres fases claramente diferenciadas, que tendrán un determinado impacto en los factores ambientales del medio:

- Fase de construcción.
 1. Acondicionamiento de la zona.
 2. Construcción y ampliación de vías de acceso.
 3. Construcción de zanjas para las líneas de alta tensión.
 4. Cimentación de los aerogeneradores.
 5. Transporte de los aerogeneradores.
 6. Montaje de los aerogeneradores.
- Fase de explotación.
 1. Operación de los aerogeneradores.
 2. Mantenimiento y supervisión.
- Fase de desmantelamiento.
 1. Desarme de equipos.
 2. Derribo de obras civiles.
 3. Rehabilitación de la zona.

Realizando un inventario ambiental y la Matriz de Leopold, se resume y visualiza los resultados del estudio de impacto ambiental. Para realizar dicho estudio es de gran ayuda el libro de *Evaluación de Impacto Ambiental* (Gómez y Gómez, 2013). En él se exponen los pasos a seguir para realizar la Matriz de Leopold:

1. Selección de los factores relevantes.
2. Selección de las acciones relevantes.
3. Identificación mediante una diagonal, de abajo hacia arriba y de izquierda a derecha, de las casillas donde se produce una interacción, es decir, un impacto relevante.
4. Construcción de una matriz reducida conteniendo solamente las acciones (arriba de la matriz) y factores (izquierda de la matriz) seleccionados para el caso.
5. Estimación de la magnitud del impacto y disposición del valor en la mitad superior de cada casilla.
6. Estimación de la importancia del impacto y disposición del mismo en la parte inferior de la casilla correspondiente.

En este estudio no se realiza el cálculo de la magnitud del impacto y únicamente se realiza la estimación de la importancia del mismo. Se toma como magnitud el valor unitario como criterio conservador.

8.2. Inventario ambiental

8.2.1. Climatología

El clima en Catí, el municipio más representativo para la zona, es cálido y templado, lo que se considera un clima mediterráneo de verano (Climate data, 2017). Tiene una temperatura promedio de 13,2°C, mientras que la temperatura promedio más elevada se produce en agosto y la temperatura promedio más fría en enero, siendo de 22,0°C y 5,8°C, respectivamente. Las precipitaciones promedio anuales son de 542 mm, siendo el mes menos lluvioso julio con un promedio de 21 mm y octubre el más lluvioso con 67 mm. Toda esta información se puede observar en la Figura 34.

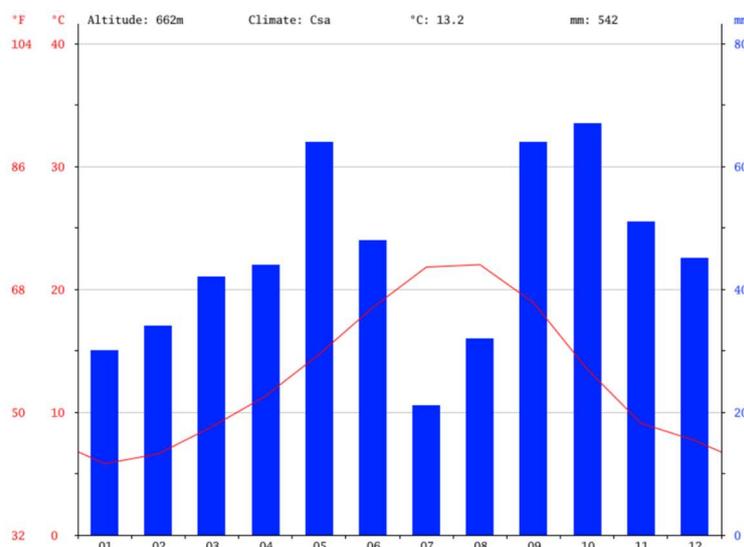


Figura 34. Climatología de Catí (Fuente: Climate data)

En la zona predominan los vientos procedentes del noroeste, como se observa en la rosa de los vientos de la Figura 21 (derecha), y la humedad relativa de la misma se encuentra alrededor del 70%.

8.2.2. Geología

La Ubicación 1 se localiza en una zona elevada, en la cordillera del Morral del Voltor. Se trata de una cordillera que se encuentra al este del extremo inferior del Sistema Ibérico, en el Maestrazgo, poco antes de llegar a la zona de superficie más regular de La Plana. El terreno de la zona del Maestrazgo es generalmente del tipo calcáreo.

8.2.3. Hidrología

En la zona de la cordillera del Morral del Voltor solo hay pequeños torrentes por donde desciende el agua durante los días de lluvia. El único río cercano es el Río Seco a 2,5 km al norte de la zona. No hay ningún lago cerca, y el mar está lejos, a 27,3 km al este.

8.2.4. Áreas protegidas

Durante la metodología de búsqueda de la ubicación se procuró evitar que el parque eólico se encontrara en un área protegida. No hay ningún Parque Natural próximo, pero si tiene Zonas LIC y Zonas ZEPA a unos pocos kilómetros, un Paraje Natural Municipal próximo, y numerosas hábitats de la biosfera.

Zonas LIC

Los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) son zonas dentro de la Unión Europea altamente protegidas debido al ecosistema y la biodiversidad de fauna y flora silvestres que en ella se encuentra. Afortunadamente el Morral del Voltor no altera ninguna de estas zonas. La Zona LIC más cercana es la Tinença de Benifassà, Turmell i Vallivana, que se encuentra a 4,5 km al norte de la ubicación del parque. La Zona LIC de L'Alt Maestrat se encuentra un poco más alejada, a 5,5 km hacia el oeste. Estas y otras zonas más distantes se observan en la Figura 35.



Figura 35. Zonas LIC cercanas al Morral del Voltor (Fuente: Agroambient, 2017)

Zonas ZEPA

Las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) son áreas protegidas dentro de la Unión Europea con especial relevancia en la conservación de la avifauna vulnerable de extinción. Son zonas donde se tiene un cuidado más específico en las aves, prohibiendo o limitando su caza, y los estados miembros de la Unión deben garantizar el descanso, reproducción y alimentación de dichas aves. Estas zonas se encuentran dentro de la Red Natura 2000 junto con las Zonas Especiales de Conservación (ZEC).

La Zona ZEPA más cercana al Morral del Voltor es la zona del L'Alt Maestrat, Tinença de Benifassà, Turmell i Villivana, cuyo punto más próximo se encuentra a 4 km al noroeste del parque. Parte del territorio de dicha zona coincide con parte del territorio de las Zonas LIC anteriores. Esta Zona ZEPA y otras zonas más alejadas se observan en la Figura 36.



Figura 36. Zonas ZEPA cercanas al Morral del Voltor (Fuente: Agroambient, 2017)

Parajes Naturales Municipales

Los Parajes Naturales Municipales son espacios protegidos donde no se permite la urbanización y cuya gestión recae sobre los ayuntamientos. La cordillera del Morral del Voltor tiene un Paraje Natural Municipal cerca: el Racó del Frare del municipio de San Mateu. Pero éste está próximo, como se observa en la Figura 37, a tan solo 500 m del parque, por lo que se tiene que tener sumo cuidado con el impacto que se le pueda ocasionar a la zona.

El Racó del Frare fue declarado Paraje Natural Municipal en el año 2007 y su superficie alcanza las 207,32 ha. El Paraje presenta un elevado valor ecológico a nivel de flora y fauna, así como un alto valor paisajístico.

La fauna más relevante dentro del Paraje son el halcón peregrino, el cernícalo vulgar, el águila real y la cabra montesa. El terreno está compuesto por formaciones de matorral abierto como las sabinas moras, enebros y coscojas. Hay pocas especies de porte arbóreo salvo algunos bosquecillos de pinos en la zona oriental. En el límite meridional se encuentran campos de olivos, algunos de ellos milenarios, y por tanto considerados árboles monumentales.



Figura 37. Paraje Natural Municipal del Racó del Frare próximo al Morral del Voltor (Fuente: Agroambient, 2017)

8.2.5. Fauna

El listado de la especies de fauna y vegetación de la zona del Morral del Voltor se obtiene del Banco de Datos de Biodiversidad de la Comunidad Valenciana (GVA, 2017). Las especies subrayadas son aquellas consideradas como especies prioritarias que se encuentran en peligro de extinción y cuya conservación es responsabilidad de los países miembros de la Unión Europea.

AVES

- Aegithalos caudatus (Mito común)
- Alauda arvensis (Alondra común)
- Alectoris rufa (Perdiz roja)
- Anthus campestris (Bisbita campestre)
- Apus apus (Vencejo común)
- Aquila chrysaetos (Águila real)
- Ardea cinerea (Garza real)
- Bubo bubo (Búho real)
- Carduelis cannabina (Pardillo común)
- Carduelis carduelis (Jilguero europeo)
- Carduelis chloris (Verderón común)
- Certhia brachydactyla (Agateador común)
- Circus pygargus (Aguilucho cenizo)
- Cisticola juncidis (Cisticola buitron)
- Columba livia (Paloma bravía)
- Columba palumbus (Paloma torcaz)
- Corvus corone (Corneja negra)
- Coturnix coturnix (Codorniz común)
- Cuculus canorus (Cuco común)
- Cyanistes caeruleus (Herrerillo común)
- Delichon urbicum (Avión común)
- Emberiza calandra (Triguero)
- Emberiza cirrus (Escribano soteño)
- Emberiza hortulana (Escribano hortelano)
- Erithacus rubecula (Petirrojo)
- Falco peregrinus (Halcón peregrino)
- Falco tinnunculus (Cernícalo vulgar)
- Fringilla coelebs (Pinzón vulgar)
- Galerida theklae (Cogujada montesina)
- Garrulus glandarius (Arrendajo)
- Gyps fulvus (Buitre leonado)
- Hieraetus pennatus (Aguililla calzada)

- *Hippolais polyglotta* (Zarcero políglota)
- *Hirundo daurica* (Golondrina dáurica)
- *Hirundo rustica* (Golondrina común)
- *Jynx torquilla* (Torcecuello euroasiático)
- *Lanius meridionalis* (Alcaudón real)
- *Lanius senator* (Alcaudón común)
- *Lullula arborea* (Alondra totovía)
- *Luscinia megarhynchos* (Ruiseñor común)
- *Oenanthe hispanica* (Collalba rubia)
- *Oenanthe oenanthe* (Collalba gris)
- *Oriolus oriolus* (Oropéndola europea)
- *Otus scops* (Autillo europeo)
- *Parus major* (Carbonero común)
- *Passer domesticus* (Gorrión común)
- *Petronia petronia* (Gorrión chillón)
- *Phoenicurus ochruros* (Colirrojo Tizón)
- *Phylloscopus bonelli* (Mosquitero papialbo)
- *Ptyonoprogne rupestris* (Avión roquero)
- *Regulus ignicapilla* (Reyezuelo listado)
- *Saxicola torquatus* (Tarabilla común)
- *Serinus serinus* (Verdecillo)
- *Sitta europaea* (Trepador azul)
- *Streptopelia decaocto* (Tórtola turca)
- *Streptopelia turtur* (Tórtola europea)
- *Sturnus unicolor* (Estornino negro)
- *Sylvia atricapilla* (Curruca capirotada)
- *Sylvia borin* (Curruca mosquitera)
- *Sylvia cantillans* (Curruca carrasqueña)
- *Sylvia hortensis* (Curruca mirlona)
- *Sylvia melanocephala* (Curruca cabecinegra)
- *Troglodytes troglodytes* (Chochín común)
- *Turdus merula* (Mirlo común)
- *Turdus viscivorus* (Zorzal charlo)
- *Upupa epops* (Abubilla)

MAMÍFEROS

- *Capra pyrenaica* (Cabra montés)
- *Capreolus capreolus* (Corzo)
- *Erinaceus europaeus* (Erizo europeo)
- *Felis silvestris* (Gato montés europeo)
- *Lepus granatensis* (Liebre ibérica)
- *Martes foina* (Garduña)
- *Meles meles* (Tejón)
- *Mustela nivalis* (Comadreja)
- *Oryctolagus cuniculus* (Conejo)
- *Sus scrofa* (Jabalí)
- *Vulpes vulpes* (Zorro rojo)

REPTILES

- *Coronella girondica* (Culebra lisa meridional)
- *Malpolon monspessulanus* (Culebra bastarda)
- *Natrix maura* (Culebra viperina)
- *Podarcis hispanica* (Lagartija ibérica)
- *Psammodromus algirus* (Lagartija colilarga)
- *Rhinechis scalaris* (Culebra de escalera)

ANFIBIOS

- *Alytes obstetricans* (Sapo partero común)
- *Bufo spinosus* (Sapo común)
- *Pelobates cultripes* (Sapo de espuelas)
- *Pelophylax perezi* (Rana común)

8.2.6. Vegetación

- *Asplenium fontanum* (Culantrillo blanco)
- *Asplenium trichomanes* (Culantrillo bastardo)
- *Ceterach officinarum* (Doradilla)
- *Equisetum ramosissimum* (Cola de rata)
- *Juniperus oxycedrus* (Enebro)
- *Juniperus phoenicea* (Sabina mora)
- *Olea europea* (Olivo)
- *Pinus halepensis* (Pino carrasco)
- *Pinus nigra* (Pino negro)
- *Pinus pinaster* (Pino rodeno o pino marítimo)
- *Polypodium cambricum* (Polipodio)
- *Quercus coccifera* (Coscoja)
- *Quercus rotundifolia* (Carrasca)
- *Taxus baccata* (Tejo)

8.2.7. Población

La mayor parte de la superficie del Morral del Voltor se encuentra el municipio de Catí y Chert, pero esta cordillera es limítrofe con los municipios de Tírig, Salsadella y San Mateo, se trata pues de un nexo de unión de 5 municipios. En la Tabla 43 se listan dichos municipios pertenecientes a dos comarcas distintas (Alto y Bajo Maestrazgo) junto con los datos de población.

Tabla 43 Población de los municipios cercanos al Morral del Voltor (Fuente: INE)

Comarca	Municipio	Población (hab)	Superficie (km ²)	Densidad (hab/km ²)
Alto Maestrazgo	Catí	757	102,3	7,40
	Tírig	437	42,3	10,33
Bajo Maestrazgo	Salsadella	743	49,9	14,89
	San Mateo	1958	64,6	30,31
	Chert	733	82,5	8,88

8.2.8. Patrimonio Cultural

El único patrimonio cultural cercano al Morral del Voltor se encuentra en Paraje del Racó del Frare. Por un lado esta las Cova dels Ermitans, una necrópolis prehistórica destruida que actualmente se encuentra vacía y sin restos arqueológicos. Y por otro lado el Abric de Bonanza, un abrigo que contiene pinturas rupestres y posibles grafitos ibéricos, situado en el barranco de la Bonanza.

8.3. Factores ambientales afectados

Empleando la Matriz de Leopold se cuantifica como afectan las actividades de las fases del proyecto a los factores ambientales más relevantes. Gracias a estos datos se podrán tomar las medidas correctoras pertinentes ahí donde se requiera. Para la Matriz de Leopold, en el libro *Evolución de Impacto Ambiental* (Gómez y Gómez, 2013), hay un listado de 100 actividades distintas que se pueden realizar en un proyecto y 88 factores ambientales a los cuales puede afectar. Para el presente proyecto se seleccionan los factores y acciones más relevantes, y se pueden observar más adelante en la Matriz de Leopold.

Dentro del libro *Evolución de Impacto Ambiental* (Gómez y Gómez, 2013), Domingo Gómez y Teresa Gómez idean una forma de cuantificar la interacción entre los factores y las acciones. Dicha cuantificación se basa en 7 atributos que se listan y definen en la Tabla 44.

Tabla 44. Códigos asignados a los atributos (Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental)

Atributo	Definición	Carácter	Código valor
Signo del efecto	Indica si el impacto es perjudicial, beneficioso o indeterminado.	Benéfico	+
		Perjudicial	-
		Indeterminado	x
Inmediatez	Las consecuencias se pueden dar al momento de realizar la acción o pasado un tiempo.	Directo	3
		Indirecto	1
Acumulación	Aumenta el impacto si la acción se mantiene.	Simple	1
		Acumulativo	3
Sinergia	La coexistencia de varias acciones ocasiona un efecto mayor que la suma de las acciones por separado.	Leve	1
		Media	2
		Fuerte	3
Momento	Puede ser a corto plazo (menos de 1 año) a medio plazo (entre 1 y 5 años) o a largo plazo (más de 5 años).	A corto plazo	3
		A medio plazo	2
		A largo plazo	1
Persistencia	La actividad puede tener consecuencias temporales o permanentes.	Temporal	1
		Permanente	3
Reversibilidad	Indica si el medio ambiente es capaz de asimilar la acción.	A corto plazo	1
		A medio plazo	2
		Irreversible	3
Recuperabilidad	Indica la posibilidad de que el efecto producido por la actividad pueda ser eliminado.	Fácil	1
		Media	2
		Difícil	3

Para cuantificar la interacción entre los factores y las acciones se calcula el índice de incidencia de impactos I mediante la Expresión (16), siendo esta un sumatorio de los atributos anteriores. Después se calcula el índice estandarizado I_{est} con la Expresión (17), donde I_{min} es 7 e I_{max} es 21.

$$I = \Sigma \text{Atributos} \tag{16}$$

$$I_{est} = \frac{I - I_{min}}{I_{max} - I_{min}} \tag{17}$$

Las tres fases del proyecto tienen un periodo de acción distinto pero también lo es su nivel de impacto. Por ello se aplican ponderaciones al valor del I_{est} para las distintas fases:

- Fase de construcción: con una duración de aproximadamente un año y un impacto elevado, se aplica una ponderación de 0,2.
- Fase de explotación: el tiempo de vida estimado del parque es de 20 años y tiene un impacto medio, pero constante. Por ello se aplica un factor de ponderación de 0,7.
- Fase de desmantelamiento (sin la rehabilitación de la zona): su duración no llega al año y tiene un impacto elevado, se aplica un factor de ponderación de 0,1.
- Rehabilitación de la zona: la rehabilitación que se realiza tras el desmantelamiento perdura por un tiempo indefinido, por lo que tiene un elevado impacto benéfico, y se aplica un factor de ponderación de 0,7.

De este modo, cada vez que se produzca una interacción entre un factor ambiental y una acción se cuantifica obteniendo el índice estandarizado I_{est} en función del código de los atributos de la Tabla 44 y de la Expresión (16) y la Expresión (17), y después se multiplica por el factor de ponderación correspondiente a la fase en la que se encuentre. Repitiendo este proceso para todas las interacciones se obtiene la Matriz de Leopold. En la Tabla 45 se observa la leyenda de la Matriz de Leopold, mientras que en la Tabla 46 se observa la importancia de la interacción entre actividades y factores ambientales del presente proyecto, o lo que es lo mismo, la Matriz de Leopold del proyecto.

Tabla 45. Leyenda de la Matriz de Leopold

	Importancia	Impacto	
	-	-	
	[0,00 ; 0,70]	Efecto Benéfico	
	[-0,10 ; -0,01]	Compatible	Efecto Perjudicial
	[-0,20 ; -0,11]	Moderado	
	[-0,40 ; -0,21]	Severo	
	[-0,70 ; -0,41]	Crítico	

Tabla 46. Matriz de Leopold

				Actividades									Σ		
				Fase de construcción						Fase de explotación		Fase de desmantelamiento			
				Acondicionamiento de la zona	Construcción y ampliación de vías de acceso	Construcción de zanjas para las líneas de alta tensión	Cimentación para los aerogeneradores	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	Características físicas y químicas	Atmosfera	Calidad	-0,10	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07		-0,15	-0,04	-0,04	0,20	-0,48
			Ruido	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06		-0,06	-0,35		-0,04	-0,04		-0,73
		Procesos	Erosión	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09								-0,36
	Compactación y asentamientos		-0,10	-0,10	-0,10	-0,10					-0,07	-0,07		-0,54	
	Movimientos de aire								-0,35					-0,35	
	Condiciones biológicas	Fauna	Árboles, arbustos y hierbas	-0,11	-0,10	-0,10	-0,10	-0,06	-0,06			-0,04	-0,05	0,35	-0,27
			Aves	-0,11	-0,09	-0,09	-0,09	-0,06	-0,10	-0,45		-0,04	-0,05	0,30	-0,78
	Factores culturales	Usos del territorio	Pastos	-0,11	-0,10	-0,10	-0,10	-0,06	-0,06			-0,04	-0,05	0,35	-0,27
			Estéticos	Vistas panorámicas y paisajes	-0,13	-0,11	-0,09	-0,09	-0,09	-0,11	-0,40	-0,15	-0,04	-0,05	0,35
		Σ		-0,92	-0,85	-0,81	-0,79	-0,41	-0,53	-1,75	-0,35	-0,36	-0,40	1,85	

Como se observa en la Tabla 46 los factores ambientales más afectados son el ruido, la fauna (en especial las aves), y las vistas panorámicas y paisajes. La actividad que más repercute en dichos factores es la operación de los aerogeneradores, que produce un impacto severo en ellos, en el caso de las aves alcanza el impacto crítico. A parte de la actividad anterior, la fase de construcción en general y el acondicionamiento de la zona en particular, ocasionan un impacto moderado en varios factores ambientales.

8.4. Medidas correctoras

Los impactos compatibles y moderados tienen una recuperación del medio tras el cese de la actividad a corto plazo sin medidas correctoras. Los impactos severos precisan de medidas correctoras para tener una recuperación del medio a corto plazo tras el cese de la actividad. En el caso de los impactos críticos se debe tener especial precaución, pues es un impacto elevado y precisan de unas medidas correctoras eficaces para la recuperación del medio a corto plazo.

A continuación, se detallan las medidas correctoras para la recuperación de aquellos factores ambientales que tengan un impacto severo o crítico. Para el factor de movimientos de aire no se propone ninguna medida correctora puesto que no se puede evitar, y su recuperación es inmediata tras el desarme de los aerogeneradores o cuando estos están parados.

8.4.1. Ruido

No hay ningún núcleo urbano cerca por lo que el ruido de los aerogeneradores no interfiere en la población. El Paraje Natural Municipal del Racó del Frare se encuentra a unos 500 m en su punto más cercano, distancia suficiente para que el ruido no moleste a la fauna que habita en él. No obstante, con el fin de reducir el ruido en la medida de lo posible se emplean las siguientes medidas correctoras:

- Correcto mantenimiento de los aerogeneradores de manera periódica.
- Empleo de alarmas detectoras de fallos silenciosas, mediante avisos digitalizados al puesto de control del parque.
- Comprobar que la maquinaria ha pasado las pertinentes Inspecciones Técnicas.

8.4.2. Aves

Con el fin de reducir el impacto sobre las aves, sobre todo durante la explotación del parque, se proponen las siguientes medidas:

- Realización de la fase de construcción y la fase de desmantelamiento fuera de los periodos migratorios de las aves.
- Iluminación intermitente en el buje por las noches para que las aves, en su mayoría con poca visibilidad durante la noche, puedan verlos.
- Emplear en las palas del buje colores visibles para las aves, como el blanco.
- Empleo de ultrasonidos y repelentes químicos molestos para las aves con el fin de alejarlas de los aerogeneradores.

La última medida correctora se ha de realizar con especial cuidado, colocando los dispositivos en lugares que hagan que especies protegidas como el halcón peregrino y el águila real, avistados en el Racó del Frare, no se acerquen a los aerogeneradores pero tampoco se les moleste en su habitat dentro del Paraje Natural Municipal.

8.4.3. Animales terrestres

No sufren un impacto como el sufrido por las aves, puesto que no les afecta tanto la operación de los aerogeneradores, pero la fase de construcción si les perjudica en menor medida. Por ello se aplican las siguientes medidas correctoras:

- Evitar en la creación de vías de acceso que entorpezcan las veredas de paso de animales.
- Control periódico, mediante una patrulla, que proteja y garantice la seguridad de las especies que frecuentan la zona del parque eólico.

8.4.4. Vistas panorámicas y paisajes

Es el factor que, de forma general, tiene un mayor impacto sobre el proyecto. Para evitarlo se emplean las siguientes medidas correctoras:

- Pintar la torre de los aerogeneradores de colores grisáceos que se mimeticen con el medio.
- Fomentar la importancia de las energías renovables como la eólica en los núcleos urbanos cercanos al parque mediante charlas informativas, visitas guiadas o paneles informativos, y así conseguir una aceptación general del parque eólico.

8.4.5. Otras medidas correctoras

Para los factores ambientales con menor impacto por las actividades también se tienen las siguientes medidas correctoras a fin de minimizarlos:

- Empleo durante todo el proyecto, en la medida de lo posible, de vehículos con bajo índice de contaminación para no perjudicar la calidad de la atmosfera.
- No obstaculizar el paso del agua de lluvia por los torrentes naturales existentes en la zona.
- Ubicar las instalaciones, siempre que se pueda, en suelos con poco valor desde el punto de vista de la vegetación.
- Rehabilitación de la zona al acabar la fase de desmantelamiento, procurando preservar la vegetación autóctona.

Todas las medidas correctoras anteriores entran dentro del Programa de Vigilancia Ambiental, el cual tiene como objetivo garantizar que se ejecuten de manera correcta las medidas correctoras previstas, así como prevenir o corregir posibles complicaciones en la implementación de las medidas propuestas o la aparición de algún efecto ambiental no previsto en un principio.

Por lo tanto, el resultado del Estudio de Impacto ambiental es favorable, puesto que los impactos severos se minimizan mediante las pertinentes medidas correctoras. Se debe tener especial precaución con el impacto ocasionado por la operación de los aerogeneradores sobre la avifauna, pues origina un impacto crítico.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

Normalmente cuando se realiza un proyecto para instalar un parque eólico se impone una ubicación y el parque eólico se tiene que adaptar a ella. Sin embargo, se puede buscar una ubicación, dentro de la legalidad y el compromiso con el medio ambiente, que maximice el aprovechamiento energético dentro de un determinado territorio. El objetivo del presente TFG es precisamente ese: buscar una ubicación para un parque eólico de 30 MW en la Comunidad Valenciana que genere la mayor cantidad de energía posible dentro del territorio en un marco legal. No hay ningún procedimiento oficial para buscar dicha ubicación, por lo que existe la necesidad de crear una metodología capaz de hallar una ubicación óptima para instalar un parque eólico en la comunidad.

Para ello se tiene en cuenta la normativa a nivel estatal y autonómico, que hace referencia a las 15 zonas eólicas del Plan Eólico, a las zonas protegidas medioambientalmente y a las distancias mínimas (núcleos urbanos, carreteras, red eléctrica), así como también se tiene en cuenta el potencial eólico de las zonas, los emplazamientos potenciales ya ocupados por otros parques eólicos y la accesibilidad de la zona. Tras aplicar la metodología se preseleccionan tres ubicaciones: la Sierra del Cid del municipio de Petrer, la cordillera de Catí-Albocasser del municipio de Catí y la cordillera del Morral del Voltor de los municipios de Catí y Chert. Una vez se tienen las ubicaciones se realiza una metodología para elegir el aerogenerador más rentable para cada ubicación. Para ello se emplean aerogeneradores comerciales on-shore tripala de entre 2 y 2,5 MW, y se selecciona el aerogenerador en función de la clase de viento, el factor de carga y el coste de su instalación en la ubicación seleccionada. De este modo, se obtienen dos alternativas para cada ubicación, es decir, un total de seis alternativas distintas que incluyen modelos de Vestas, Siemens y Gamesa. Se procede al diseño de las seis alternativas, incluyendo la ubicación y distribución de aerogeneradores y subestación, los accesos y la infraestructura eléctrica.

Se realiza un estudio de viabilidad económico para las seis alternativas y se escoge la Alternativa F como la más rentable, dado su elevada TIR del 8,4%, superior al de las otras alternativas. Dicha alternativa se encuentra en el Morral del Voltor y emplea 15 aerogeneradores del modelo G90 de 2,0 MW de potencia, 90 m de altura y 90 m de diámetro de rotor, de la marca Gamesa. La TIR es lo suficientemente elevada como para ser rentable, siendo superior a la tasa de descuento del 5%. Para obtener este valor es clave la venta de los derechos de emisiones de GEI generados, puesto que aumentan la TIR aproximadamente un 0,8% para todas las alternativas.

Finalmente se realiza un Estudio de Impacto Ambiental, el cual, tras aplicar las medidas correctoras pertinentes, resulta favorable. Pero se debe de tener especial cuidado con el impacto ocasionado sobre la avifauna de la zona puesto que este es crítico.

En conclusión, la metodología propuesta representa una aportación para estructurar de manera simple la toma de decisiones que cumple con determinados criterios técnicos, administrativos, medioambientales y económicos. Y lo recogido en el presente TFG sirve para demostrar que es aplicable a un hipotético caso real como el estudiado.

CAPÍTULO 10. REFERENCIAS

- AEE, 2017: Asociación Empresarial Eólica. 2017. www.aeeolica.org
- AEMET, 2017: Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). 2017. agroclimap.aemet.es/
- Agroambient, 2017: Conselleria de Agricultura, Medio Ambiente, Cambio Climático y Desarrollo Rural (agroambient) de la Generalitat Valenciana. 2017. www.agroambient.gva.es
- ANSI, 2017: American National Standards Institute. 2017. www.ansi.org
- BOE, 2005: Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Jefatura del Estado, Boletín Oficial del Estado (BOE). 2005. www.boe.es
- BOE, 2008: Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Ministerio de Energía, Turismo y Comercio, Boletín Oficial del Estado (BOE). 2008. www.boe.es
- BOE, 2013: Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Jefatura del Estado, Boletín Oficial del Estado (BOE). 2013. www.boe.es
- BOE, 2014-1: Ley 5/2014, de 25 de julio, de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje, de la Comunidad Valenciana. Comunitat Valenciana, Boletín Oficial del Estado (BOE). 2014. www.boe.es
- BOE, 2014-2: 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. Ministerio de Energía, Turismo y Comercio, Boletín Oficial del Estado (BOE). 2014. www.boe.es
- BOE, 2017: Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan 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, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Boletín Oficial del Estado (BOE). 2017. www.boe.es
- Climate data, 2017: Climate data. 2017. www.climate-data.org
- Cucó, 2017: *Manual de Energía Eólica: Desarrollo de proyectos e instalaciones*. Salvador Cucó Pardillos, Ed. UPV. 2017.
- DGPA, 2017: Bienes de Interés Cultural. Dirección General del Patrimonio Artístico (DGPA) de la Generalidad Valenciana. 2017. www.ceice.gva.es/web/patrimonio-cultural-y-museos
- DOGV, 2001: Plan Eólico de la Comunidad Valenciana. Diario Oficial de la Generalitat (DOGV). 2001. www.dogv.gva.es
- DOGV, 2017: Acuerdo de 28 de julio de 2017, del Consell, por el que se modifica el acuerdo del Consell de 26 de julio de 2001, de aprobación del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana. Diario Oficial de la Generalitat (DOGV). 2017. www.dogv.gva.es
- Ecotècnia, 2007: *Catalogo 80 2.0*. Ecotècnia (Alston Wind). 2007. www.alstom.com

- Enercon, 2007: *Catálogo aerogeneradores Enercon*. Enercon. 2007. www.enercon.de
- EUR-Lex, 2014: 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. Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, European Union law (EUR-Lex). 2014. www.eur-lex.europa.eu
- Gamesa, 2017: *Catálogo de plataformas*. Gamesa (Siemens Gamesa Renewable Energy). 2017. www.gamesacorp.com
- Gómez y Gómez, 2013: *Evaluación de Impacto Ambiental*. Domingo Gómez Orea y María Teresa Gómez Villarino, Ed. Mundi-Prensa. 2013.
- Google, 2017: Google Maps. 2017. www.google.es/maps
- GVA, 2017: Banco de Datos de Biodiversidad (BDB). Generalitat Valenciana (GVA). 2017. www.bdb.gva.es
- ICV, 2017: Institut Cartogràfic Valencià (ICV). 2017. www.icv.gva.es
- IDAE, 2006: *Manual de Energías Renovables: Energía eólica*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2006. www.idae.es
- IDAE, 2011: *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2011. www.idae.es
- IDAE, 2017: Atlas Eólico. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2017. www.atlaseolico.idae.es
- IDECV, 2017: Infraestructura de Datos Espaciales de la Comunidad Valenciana (IDECV). 2017. www.terrasit.gva.es
- IEC, 2005: International Electrotechnical Commission (IEC). www.iec.ch
- INE, 2017: Instituto Nacional de Estadística (INE). 2017. www.ine.es
- Martínez, 2014: *Energía eólica y generación eléctrica con EERR*. Fernando Martínez, UPV. 2014.
- MultiConductores, 2009: *Cables tipo Eprotenax Compact (aislamiento de HEPR)*. Multiconductores. 2009. www.multiconductores.cl
- REE, 2017: Red Eléctrica de España (REE). 2017. www.ree.es
- SENDECO2, 2017: Sistema Europeo de Negociación de CO₂ (SENDECO2). 2017. www.sendeco2.com
- Senvion, 2016: *Catálogo product portfolio overview*. Senvion. 2016. www.senvion.com
- Siemens, 2011: *Catálogo SWT-23-108*. Siemens Wind Power (Siemens Gamesa Renewable Energy). 2011. www.siemens.com/wind
- The Wind Power, 2017: The Wind Power. 2017. www.thewindpower.net
- Vestas, 2017: *Catálogo 2 MW platform*. Vestas. 2017. www.vestas.com

Documento 2: PRESUPUESTO

Los precios unitarios y descripciones del presupuesto se obtienen en su mayoría de la base de datos del Instituto Valenciano de Edificación (IVE), del año 2017 y en el ámbito de Castellón. Los precios unitarios que no se contemplan en dicha base de datos se obtienen de catálogos o de aproximaciones.

CAPÍTULO 01. AEROGNERADORES

Código	Magnitud	Descripción	Medición	Precio unitario	Importe
C01.1	Ud. de	Aerogenerador Gamesa G90 de 2,0 MW, 90 m de altura de buje y 90 m de diámetro de rotor, incluido transporte e instalación.	15	2.293.659,90 €	34.404.898,51 €

Total Capítulo 01. Aerogeneradores

34.404.898,51 €

CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL

Código	Magnitud	Descripción	Medición	P. unit.	Importe
C02.1.1.	m ²	Despeje, desbroce y refino de terrenos hasta 25 cm de profundidad, con vegetación de hasta 2 m de altura, incluida la retirada de material, sin incluir carga y transporte.	234.141	0,58 €	135.801,78 €
C02.1.2.	m ³	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a certero a una distancia menor de 10 km.	43.125	2,28 €	98.325,00 €
C02.1.3.	m ³	Relleno y extendido de tierras propias con medios mecánicos en capas de 25 cm de espesor máximo, incluido riego y compactación con grado de 95% del Proctor normal.	43.125	5,89 €	254.006,25 €

Subcapítulo 02.1. Acondicionamiento del terreno

488.133,03 €

Código	Magnitud	Descripción	Medición	P. unit.	Importe
C02.2.1.	m ³	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a certero a una distancia menor de 10 km.	12.328	2,28 €	28.108,30 €
C02.2.2.	m ²	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecutada en cuatro fases.	6.570	5,71 €	37.514,70 €
C02.2.3.	m ³	Relleno drenante realizado a base de capas de grava de distintas granulometrías, todo ello compactando mediante bandeja vibratoria en tongadas de 20 cm, sin incluir excavación de la zanja.	12.328	20,63 €	254.330,77 €

Subcapítulo 02.2. Adaptación y construcción de vías de acceso

319.953,76 €

Código	Magnitud	Descripción	Medición	P. unit.	Importe
C02.3.1.	m ³	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3 m de profundidad realizada con medios mecánicos, incluida carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km. Dimensiones Ø20 x 2,5 m.	11.781	2,74 €	32.279,86 €
C02.3.2.	m ³	Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/40/IIb+Qa preparado en central para hormigonado de zapatas, vigas NTE-CS para hormigonado de zapatas, vigas centradas y riostras, incluido el vertido directo desde camión, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS. Dimensiones Ø20 x 2,5 m.	11.781	107,12 €	1.261.977,51 €

Subcapítulo 02.3. Cimentación de los aerogeneradores

1.294.257,36 €

Código	Magnitud	Descripción	Medición	P. unit.	Importe
C02.4.1.	m ³	Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km.	6.622	5,97 €	39.532,38 €
C02.4.2.	m ³	Relleno y compactación de zanja con tierra propia de excavación.	6.622	3,94 €	26.090,05 €

Subcapítulo 02.4. Zanja de media tensión

65.622,43 €

Total Capítulo 02. Obra civil

2.167.966,59 €

CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

Código	Magnitud	Descripción	Medición	Precio unitario	Importe
C03.1.1.	m	Suministro y tendido de línea subterránea de 20 kV, compuesta por tres cables unipolares con aislamiento HEPRZ1 y conductor de aluminio 18/30 kV de 3x95 mm ² de sección sobre fondo de zanja bajo tubo sin su aportación, incluida la parte proporcional de ayudas y piezas complementarias o especiales.	4.230	28,03 €	118.566,90 €
C03.1.2.	m	Suministro y tendido de línea subterránea de 20 kV, compuesta por tres cables unipolares con aislamiento HEPRZ1 y conductor de aluminio 18/30 kV de 3x240 mm ² de sección sobre fondo de zanja bajo tubo sin su aportación, incluida la parte proporcional de ayudas y piezas complementarias o especiales.	9.832	32,84 €	322.869,74 €
C03.1.3.	m	Suministro e instalación de tubo curvable de doble pared de poliolefina (rojo) para canalización enterrada de 40 mm de diámetro nominal, con una resistencia a la compresión >450 N y resistencia al impacto para uso normal, no propagador de la llama, totalmente instalado sin incluir cableado.	4.230	1,23 €	5.202,90 €

C03.1.4.	m	Suministro e instalación de tubo curvable de doble pared de poliolefina (rojo) para canalización enterrada de 50 mm de diámetro nominal, con una resistencia a la compresión >450 N y resistencia al impacto para uso normal, no propagador de la llama, totalmente instalado sin incluir cableado.	9.832	1,36 €	13.370,98 €
----------	---	---	-------	--------	-------------

Subcapítulo 03.1. Línea eléctrica subterránea de 20 kV

460.010,52 €

Código	Magnitud	Descripción	Medición	Precio unitario	Importe
C03.2.1.	Ud. de	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración intermedia, compuesto por 3 módulos: 0L, 1L y 1A.	11	7.836,62 €	86.202,82 €
C03.2.2.	Ud. de	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración de confluencia, compuesto por 2 módulos: 0L y 2L.	1	7.503,45 €	7.503,45 €
C03.2.3.	Ud. de	Celda de 24 kV de tensión asignada con configuración de final de línea, compuesto por 2 módulos: 0L, 1A.	4	6.573,02 €	26.292,08 €

Subcapítulo 03.2. Celdas de conexión

119.998,35 €

Código	Magnitud	Descripción	Medición	Precio unitario	Importe
C03.3.1.	Ud. de	Subestación con un transformador de 30 MW situado a la intemperie con una caseta para control y mantenimiento.	1	2.300.000,00 €	2.300.000,00 €

Subcapítulo 03.3. Subestación

2.300.000,00 €

Total Capítulo 03. Instalación y conexión eléctrica

2.880.008,87 €

CAPÍTULO 04. MEDIDAS CORRECToras DE IMPACTO AMBIENTAL

Código	Magnitud	Descripción	Medición	P. unit.	Importe
C04.1.	Ud. de	Medidas correctoras de impacto ambiental, incluida la tala, desbroce, retirada de tierras, hidrosiembras de revegetación, plantaciones, recogida de residuos, mantenimiento revegetación, etc. Precio por aerogenerador instalado.	15	2.500,00 €	37.500,00 €

Total Capítulo 04. Medidas correctoras de impacto ambiental

37.500,00 €

CAPÍTULO 05. ESTUDIOS DE INGENIERÍA

Código	Magnitud	Descripción	Medición	P. unit.	Importe
C05.1.	Ud. de	Diseño del Proyecto, incluido estudio de ubicación, diseño y análisis de alternativas y diseño de infraestructura eléctrica.	1	16.889,16 €	16.889,16 €

C05.2.	Ud. de	Estudio Impacto Ambiental, incluido inventario ambiental, estudio de factores ambientales afectados, y medidas correctoras.	1	7.908,52 €	7.908,52 €
C05.3.	Ud. de	Viabilidad Económica, incluido estudio de viabilidad económica de las alternativas y presupuesto.	1	6.656,06 €	6.656,06 €

Total Capítulo 05. Estudios de Ingeniería

31.453,74 €

PRECIOS UNITARIOS DESCOMPUESTOS

Capítulo 01. Aerogeneradores

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C01.1	Ud. de	Aerogenerador G90-2,0MW (90 m)			2.293.659,90 €
AG1	Ud. de	Gamesa G90-2,0MW (90 m)	1,050	2.141.366,12 €	2.248.434,43 €
MO1	h	Oficial 1ª metal	2,000	18,75 €	37,50 €
MO2	h	Peón metal	8,000	15,52 €	124,16 €
MM1	h	Grúa autopropulsada 60T	0,700	128,70 €	90,09 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	2.248.686,18 €	44.973,72 €

Capítulo 02. Obra Civil

Subcapítulo 02.1. Acondicionamiento del terreno

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C02.1.1.	m ²	Despeje y desbroces del terreno			0,58 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,016	14,19 €	0,23 €
MM2	h	Pala carga de oruga 128cv 1,5m ³	0,004	84,41 €	0,34 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	0,57 €	0,01 €
C02.1.2.	m ³	Excavación tierra cielo abierto mmeoc			2,28 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,001	14,19 €	0,01 €
MM3	h	Pala carga de neum 102cv 1,7m ³	0,050	44,61 €	2,23 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	2,24 €	0,04 €
C02.1.3.	m ³	Relleno y extendido propias band			5,89 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,040	14,19 €	0,57 €
MT1	m ³	Agua	1,200	1,05 €	1,26 €
MM4	h	Cmn de transp 10T 8m ³ 2ejes	0,020	25,71 €	0,51 €
MM5	h	Motoniveladora 140 CV	0,020	63,49 €	1,27 €
MM6	h	Rodll aotpro 10 T	0,020	49,41 €	0,99 €
MM7	h	Pala carga de neum 179cv 3,2m ³	0,020	55,76 €	1,12 €
%		Costes Directos Complementarios	0,030	5,72 €	0,17 €

Subcapítulo 02.2. Adaptación y construcción de vías de acceso

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C02.2.1.	m ³	Excavación tierra cielo abierto mmeoc			2,28 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,001	14,19 €	0,01 €
MM3	h	Pala carga de neum 102cv 1,7m ³	0,050	44,61 €	2,23 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	2,24 €	0,04 €

C02.2.2.	m²	Compactación dinámica			5,71 €
MO4	h	Oficial 1º construcción	0,050	18,08 €	0,90 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,035	14,19 €	0,50 €
MM5	h	Motoniveladora 140 CV	0,002	63,49 €	0,13 €
MM6	h	Rodillo aotpro 10 T	0,002	49,41 €	0,10 €
MM8	h	Equipo compactación dinámica	0,024	147,48 €	3,54 €
MM9	h	Eq ctrol p/pentr din y asi p/cpto din	0,003	141,80 €	0,43 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	5,60 €	0,11 €
C02.2.3.	m³	Relleno drenante c/gravas			20,63 €
MO4	h	Oficial 1º construcción	0,200	18,08 €	3,62 €
MO5	h	Peón especializado construcción	0,500	14,82 €	7,41 €
MT2	t	Arena 2/5 triturada lvd	0,356	7,84 €	2,79 €
MT3	t	Grava caliza 5/10 lvd	0,475	5,50 €	2,61 €
MT4	t	Grava caliza 6/12 lvd	0,475	5,50 €	2,61 €
MM10	h	Band vibr 140kg 660x600 cm	0,350	3,41 €	1,19 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	20,23 €	0,40 €

Subcapítulo 02.3. Cimentación de los aerogeneradores

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C02.3.1.	m³	Excavación tierra cielo abierto mmeoc			2,74 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,001	14,19 €	0,01 €
MM3	h	Pala carga de neum 102cv 1,7m ³	0,060	44,61 €	2,68 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	2,69 €	0,05 €
C02.3.2.	m³	Suministro y vertido HA-40/B/40/lib+Qa p/zapatas-riostros			107,12 €
MO4	h	Oficial 1º construcción	0,100	18,08 €	1,81 €
MO5	h	Peón especializado construcción	0,400	14,82 €	5,93 €
MM11	h	Vibrador gasolina aguja Ø30-50mm	0,070	1,42 €	0,10 €
MT5	m ³	H 40 blanda TM 40 lib+Qa	1,050	92,55 €	97,18 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	105,02 €	2,10 €

Subcapítulo 02.4. Zanja de media tensión

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C02.4.1.	m³	Excavación de zanja mmec			5,97 €
MO4	h	Oficial 1º construcción	0,010	18,08 €	0,18 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,020	14,19 €	0,28 €
MM12	h	Retro de orugas 150cv 1,4m ³	0,062	87,00 €	5,39 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	5,85 €	0,12 €
C02.4.2.	m³	Relleno zanja tierra propia compactada			3,94 €
MO4	h	Oficial 1º construcción	0,040	18,08 €	0,72 €
MO3	h	Peón ordinario construcción	0,150	14,19 €	2,13 €
MM7	h	Pala carga de neum 179cv 3,2m ³	0,012	55,76 €	0,67 €
MM10	h	Band vibr 140kg 660x600 cm	0,100	3,41 €	0,34 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	3,86 €	0,08 €

Capítulo 03. Instalación y conexión eléctrica

Subcapítulo 03.1. Línea eléctrica subterránea de 20 kV

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C03.1.1.	m	Tendido LSMT Al HEPRZ1 3x95MM² b/tubo			28,03 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	0,200	18,75 €	3,75 €
MO7	h	Especialista electricidad	0,200	16,24 €	3,25 €
MT6	m	Cable Al rígido HEPRZ1 18/30 kV 1x95	3,150	6,50 €	20,48 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	27,48 €	0,55 €
C03.1.2.	m	Tendido LSMT Al HEPRZ1 3x240MM² b/tubo			32,84 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	0,200	18,75 €	3,75 €
MO7	h	Especialista electricidad	0,200	16,24 €	3,25 €
MT7	m	Cable Al rígido HEPRZ1 18/30 kV 1x240	3,150	8,00 €	25,20 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	32,20 €	0,64 €
C03.1.3.	m	Tubo cg DP poliolefina (rojo) ente 40mm			1,23 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	0,020	18,75 €	0,38 €
MO5	h	Peón especializado construcción	0,020	14,82 €	0,30 €
MT8	m	Tubo rojo doble pared ente 40mm	1,050	0,50 €	0,53 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	1,21 €	0,02 €
C03.1.4.	m	Tubo cg DP poliolefina (rojo) ente 50mm			1,36 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	0,020	18,75 €	0,38 €
MO5	h	Peón especializado construcción	0,020	14,82 €	0,30 €
MT9	m	Tubo rojo doble pared ente 50mm	1,050	0,62 €	0,65 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	1,33 €	0,03 €

Subcapítulo 03.2. Celdas de conexión

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C03.2.1.	Ud. de	Celda 24kV configuración intermedia			7.836,62 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	0,200	18,75 €	3,75 €
MO7	h	Especialista electricidad	0,200	16,24 €	3,25 €
MT10	Ud. de	Celda 24kV config intermedia	1,050	7.310,44 €	7.675,96 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	7.682,96 €	153,66 €
C03.2.2.	Ud. de	Celda 24kV configuración confluencia			7.503,45 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	0,200	18,75 €	3,75 €
MO7	h	Especialista electricidad	0,200	16,24 €	3,25 €
MT11	Ud. de	Celda 24kV config confluencia	1,050	6.999,36 €	7.349,33 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	7.356,32 €	147,13 €
C03.2.3.	Ud. de	Celda 24kV configuración final línea			6.573,02 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	0,200	18,75 €	3,75 €
MO7	h	Especialista electricidad	0,200	16,24 €	3,25 €
MT12	Ud. de	Celda 24kV config final línea	1,050	6.130,61 €	6.437,14 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	6.444,14 €	128,88 €

Subcapítulo 03.3. Subestación

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C03.3.1.	Ud. de	Subestación transformadora 30MW			2.300.000,00 €
MO6	h	Oficial 1ª electricidad	5,500	18,75 €	103,13 €
MO7	h	Especialista electricidad	7,500	16,24 €	121,80 €
TR1	Ud. de	Transformador 30MW	1,050	2.099.692,42 €	2.204.677,04 €
CA1	Ud. de	Caseta control y mantenimiento	1,050	47.619,05 €	50.000,00 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	2.254.901,96 €	45.098,04 €

Capítulo 04. Medidas correctoras de impacto ambiental

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C04.1.	Ud. de	Medidas correctoras impacto ambiental			2.500,00 €
MC1	Ud. de	Medidas correctoras ambientales	1,050	2.334,27 €	2.450,98 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	2.450,98 €	49,02 €

Capítulo 05. Estudios de ingeniería

Código	Magnitud	Descripción	Rdto.	Precio unitario	Importe
C05.1.	Ud. de	Diseño del Proyecto			16.889,16 €
MO8	h	Ingeniero Técnico	200,000	22,79 €	4.558,00 €
ES1	Ud. de	Estudio Técnico	1,050	11.428,57 €	12.000,00 €
PC1	h	Amortización software paquete Office	0,330	0,00 €	0,00 €
PC2	h	Amortización software libre diseño	0,330	0,00 €	0,00 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	16.558,00 €	331,16 €
C05.2.	Ud. de	Estudio Impacto Ambiental			7.908,52 €
MO8	h	Ingeniero Técnico	55,000	22,79 €	1.253,45 €
ES2	Ud. de	Estudio Ambiental	1,050	6.190,48 €	6.500,00 €
PC1	h	Amortización software paquete Office	0,330	0,00 €	0,00 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	7.753,45 €	155,07 €
C05.3.	Ud. de	Viabilidad Económica			6.656,06 €
MO8	h	Ingeniero Técnico	45,000	22,79 €	1.025,55 €
ES3	Ud. de	Estudio Técnico	1,050	5.238,10 €	5.500,00 €
PC1	h	Amortización software paquete Office	0,330	0,00 €	0,00 €
PC3	h	Amortización software RETScreen	0,330	0,00 €	0,00 €
%		Costes Directos Complementarios	0,020	6.525,55 €	130,51 €

RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Total Capítulo 01. Aerogeneradores	34.404.898,51 €
Total Capítulo 02. Obra civil	2.167.966,59 €
Total Capítulo 03. Instalación y conexión eléctrica	2.880.008,87 €
Total Capítulo 04. Medidas correctoras de impacto ambiental	37.500,00 €
Total Capítulo 05. Estudios de Ingeniería	31.453,74 €
Presupuesto de Ejecución Material	<u>39.521.827,71 €</u>
Gastos Generales 13%	5.137.837,60 €
Beneficio Industrial 6%	2.371.309,66 €
Presupuesto de Ejecución por Contrata	<u>47.030.974,98 €</u>
I.V.A. 21%	9.876.504,74 €
Presupuesto base de licitación	<u>56.907.479,72 €</u>

Asciende el presupuesto base de licitación a la expresada cantidad de CINQUENTA Y SEIS MILLONES NOVECIENTOS SIETE MIL EUROS con SETENTA Y DOS CÉNTIMOS