



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE INGENIEROS DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS



**Estudio de soluciones para la  
construcción de un parque eólico en  
el polígono 503 del término municipal  
de Almonacid del Marquesado  
(provincia de Cuenca)  
Desarrollo de solución mediante  
aerogeneradores de 2.350kW.**

**Memoria**

**Trabajo final de grado**

*Titulación:* Grado en Ingeniería de Obras Públicas

*Curso:* 2015/16

*Autor:* Paula Montero Marqués

Sandra Llopis Arias

Teresa Rodríguez Hernández

*Tutor:* Abel Solera Solera

*Valencia, junio de 2016*

## RESUMEN

El Trabajo Final de Grado consiste en la elaboración de un estudio de soluciones para la construcción de un parque eólico de 40 Ha en España solicitado por un promotor privado.

Se ha decido realizar el estudio en Castilla La Mancha, debido a las buenas condiciones de disponibilidad de recurso eólico que la caracterizan, concretamente en la provincia de Cuenca. Para la elección del emplazamiento se deben conocer datos de velocidad y dirección del viento, y así evaluar el potencial eólico.

Estos datos se han obtenido del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), estudiando el recurso eólico mediante la elaboración de rosas de viento y la distribución de probabilidad de Weibull. Como resultado, se ha decidido ubicar el parque al oeste de La Cordillera en Almonacid del Marquesado.

Se van a realizar 3 alternativas en las que se estudia la instalación de aerogeneradores, fabricados por ENERCON, concretamente E-53, E-92, E-141, de distinta potencia que presentan un diseño correspondiente a la clase viento del emplazamiento.

De cada alternativa se ha realizado un diseño de la disposición del parque, en el que se estudia el trazado de las conexiones con sus zanjas y la ubicación de la subestación; un estudio económico y se han tenido en cuenta aspectos de la obra civil del mismo.

Por último, se ha valorado cada alternativa en función de la producción y el presupuesto, llegando a la conclusión de que la alternativa más rentable es la correspondiente al aerogenerador E-141.

**Palabras clave:** Parque eólico, Potencial eólico, Aerogenerador, cimentación y media tensión.

## **RESUM**

El Treball Final de Grau consisteix en l'elaboració d'un estudi de solucions per a la construcció d'un parc eòlic de 40 Ha a Espanya, sol·licitat per un promotor privat.

S'ha decidit realitzar l'estudi a Castella La Manxa, a causa de les bones condicions de disponibilitat de recurs eòlic que la caracteritzen, concretament a la província de Conca. Per a l'elecció de l'emplaçament s'han de conèixer dades de velocitat i direcció de vent, i així avaluar el potencial eòlic.

Estes dades s'han obtingut de l'Institut per la Diversificació i Estalvi de l'Energia( IDAE), estudiant el recurs eòlic per mitjà de l'elaboració de roses de vents i la distribució de probabilitat de Weibull. Com a resultat, s'ha decidit ubicar el parc a l'oest de La Cordillera a Almonacid del Marquesado.

Es van a realitzar 3 alternatives en què s'estudia la instal·lació d'aerogeneradors, fabricats per ENERCON, concretament E-53, E-92 i E-141, de distinta potència que presenten un disseny corresponent a la classe de vent de l'emplaçament.

De cada alternativa s'ha realitzat un disseny de la disposició del parc, en el que s'estudia el traçat de les connexions amb les seues rases i la ubicació de la subestació; un estudi econòmic i s'han tingut en compte aspectes de l'obra civil del mateix.

Finalment, s'ha valorat cada alternativa en funció de la producció i el pressupost, arribant a la conclusió que l'alternativa més rendible és la corresponent a l'aerogenerador E-141.

**Paraules clau:** parc eòlic, potencial eòlic, aerogenerador, fonamentació i mitja tensió.

## **ABSTRACT**

The subject of this dissertation is a study of solutions to build a 40 hectare wind farm in Spain which is demanded by a private developer.

Castilla La Mancha has been chosen as the location for the study due to the good wind resources that characterize this region, specifically in Cuenca. To select the best place it is necessary to know speed data and wind direction, and then to evaluate the wind potential.

The data has been obtained from the "Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía" (IDAE). Analyzing wind resources through the elaboration of wind roses and the distribution of Weibull probability, it has been decided to place the park in the west of La Cordillera in Almonacid Del Marquesado.

We will also study three alternative wind turbines, specifically the E-53, E-92, E-141 models, which are made by ENERCON. They have different potential and their pattern is suitable for the type of wind in the location.

Each alternative has a design of the distribution of the park, and a study of the connections and placement of the substation have been analysed. A feasibility study and some aspects of civil construction have also been considered.

To conclude, each alternative has been evaluated using production and budget criteria, and the most profitable alternative is E-141 wind turbine.

**keywords:** wind farm, wind energy potential , Wind Turbine , foundation and medium voltage.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN</b> .....	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>9</b>
<b>1 OBJETIVO</b> .....	<b>10</b>
<b>2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA</b> .....	<b>10</b>
2.1 VENTAJAS .....	10
2.2 ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA .....	11
2.3 PRECIO DE LA LUZ. ....	14
<b>3 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO</b> .....	<b>15</b>
3.1 SITUACIÓN .....	15
3.2 RECURSO EÓLICO .....	16
3.2.1 <i>Obtención de datos</i> .....	16
3.2.2 <i>Rosas de vientos</i> .....	19
3.2.2.1 Frecuencia. ....	20
3.2.2.2 Velocidad .....	20
3.2.2.3 Potencia disponible. ....	21
3.2.3 <i>Curva de distribución de frecuencias de velocidades</i> .....	23
3.3 EMPLAZAMIENTO .....	24
3.3.1 <i>Obtención de datos</i> .....	24
<b>4 CLASIFICACIÓN DEL VIENTO</b> .....	<b>26</b>
<b>5 ELECCIÓN DEL TIPO DE MAQUINA</b> .....	<b>28</b>
5.1 DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR. ....	28
5.1.1 <i>Torre</i> .....	31
5.1.2 <i>Góndola</i> .....	31
5.1.2.1 Palas del rotor .....	31
5.1.2.2 Generador en Anillo. ....	32
5.2 SISTEMA DE SEGURIDAD .....	33
5.2.1 <i>Dispositivos de seguridad</i> .....	33
5.2.2 <i>Sistema de sensores</i> .....	34
5.3 SISTEMA DE CONTROL .....	34
5.3.1 <i>Control de orientación de la góndola</i> .....	34
5.3.2 <i>Ajuste del ángulo de paso de las palas</i> .....	34
5.3.3 <i>Arranque del aerogenerador</i> .....	35
5.3.4 <i>Tipos de funcionamiento</i> .....	36
5.4 PARADA SEGURA DEL AEROGENERADOR .....	36

<b>6</b>	<b>PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE</b> .....	<b>37</b>
<b>7</b>	<b>DISEÑO DE LA DISPOSICIÓN EN PLANTA DEL PARQUE</b> .....	<b>39</b>
7.1	DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	39
7.2	SISTEMA DEL FUNCIONAMIENTO ELÉCTRICO.....	41
7.2.1	<i>CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</i> .....	42
7.2.2	<i>SUBESTACIÓN</i> .....	44
7.2.3	<i>TRAZADO DE LAS CONEXIONES</i> .....	45
7.2.3.1	Dos líneas de MT.....	46
7.2.3.2	Una línea de MT.....	46
7.2.3.3	Decisión de la alternativa.....	47
<b>8</b>	<b>OBRA CIVIL</b> .....	<b>49</b>
8.1	ZANJAS DE LAS CONEXIONES.....	49
8.1.1	<i>Dos líneas de MT</i> .....	49
8.2	CIMENTACIÓN.....	49
<b>9</b>	<b>MANTENIMIENTO</b> .....	<b>51</b>
<b>10</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b> .....	<b>52</b>
10.1	INGRESOS.....	52
10.1.1	<i>PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN</i> .....	52
10.1.1.1	Coeficiente de pérdidas del parque.....	52
10.1.1.2	Incertidumbre.....	53
10.1.1.3	Ingresos de producción.....	53
10.2	COSTE DEL PROYECTO.....	54
10.3	ESTUDIO DE RETABILIDAD.....	56
<b>11</b>	<b>VALORACIÓN DEL CONJUNTA</b> .....	<b>58</b>
<b>12</b>	<b>CONCLUSIÓN</b> .....	<b>59</b>
<b>13</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>60</b>

## **DOCUMENTOS ADICIONALES**

Anejo 1: cálculo de la sección del cable.

Anejo 2: cálculo de las comprobaciones de la cimentación.

Anejo 3: Precios unitarios.

Anejo 4: Planos

# MEMORIA CONJUNTA

*Autores:* Paula Montero Marqués

Sandra Llopis Arias

Teresa Rodríguez Hernández



## **INTRODUCCIÓN**

Todo ser vivo contribuye a la degradación del entorno, y la continua aparición de vida parece ser inevitable.

Esta afirmación se explica mediante la 2ª Ley de la Termodinámica, la cual enuncia que todo aquel sistema con diferencias de energía, tiende a desorganizarse con la consecuente pérdida de estructura, hasta homogeneizarse.

Los seres vivos crean y mantienen una estructura que con el paso del tiempo resulta más compleja. El proceso que los seres vivos siguen para generar y mantener estructura y desarrollarse a sí mismos es el siguiente: captan energía de alta calidad del entorno, la degradan y devuelven energía de menor calidad, de tal forma que dejan el entorno desorganizado. Es decir, los seres vivos contrarrestan los efectos de la 2ª Ley de la Termodinámica sobre sí mismos, pero a costa de desorganizar el entorno.

Con el paso del tiempo aumenta la eficiencia en la captación y utilización de la energía de tal forma que disminuye la degradación del entorno..

Un ejemplo de esta Ley es la generación de energía eléctrica. En un primer momento, se generaba únicamente a través de centrales nucleares. Estas centrales se alimentan de combustibles nucleares (mercurio, uranio, etc) que son fisionados o fusionados para generar energía eléctrica. Sin embargo, este proceso conlleva la producción de residuos radiactivos peligrosos y difíciles de eliminar

Por otro lado, la investigación y el desarrollo tecnológico, está haciendo posible la generación de energía eléctrica a través de fuentes limpias y renovables como puede ser la energía solar, eólica, undimotriz, maremotriz, geotérmica, etc. De esta forma, aumenta la eficiencia en la captación de energía del entorno disminuyendo considerablemente su degradación.

## 1 OBJETIVO

En el presente trabajo, se realizará un estudio de soluciones para la construcción de un parque eólico de 40 Ha en España solicitado por un promotor privado.

En primer lugar, se elaborará una parte conjunta desde el apartado uno al cinco, realizada por Paula María Montero Marqués, Sandra Llopis Arias y Teresa Rodríguez Hernández. Esta parte constará de una breve introducción a la energía eólica, la elección del emplazamiento de manera justificada según las características del viento, así como la clasificación del viento para realizar la elección del aerogenerador acorde a ella.

A continuación, se realizará la parte individual que consta de tres alternativas con distintas potencias de aerogenerador, para las cuales se estudiarán las posibles distribuciones de máquinas en el parque, la obra civil, el coste aproximado del proyecto y su rentabilidad. Las alternativas son las siguientes:

- Alternativa 1: Aerogenerador E-53 con una potencia de 800KW desarrollado por Paula María Montero Marqués.
- Alternativa 2: Aerogenerador E-92 con una potencia de 2.350KW desarrollado por Sandra Llopis Arias.
- Alternativa 3: Aerogenerador E-141 con una potencia de 4.200KW desarrollado por Teresa Rodríguez Hernández.

Por último, se realizará la valoración conjunta del resultado para comparar las tres alternativas y saber cuál es la más rentable.

## 2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es aquella que aprovecha la fuerza del viento para producir energía eléctrica. Generalmente se produce mediante la instalación de parques eólicos formados por torres tubulares, dotadas de unas aspas que giran impulsadas por el viento.

### 2.1 Ventajas

Cuando se habla de ventajas se refiere a las mejoras que supone la implantación de este tipo de energía frente a otras como puede ser la energía nuclear.

- Se trata de una fuente de energía verde ya que no producen emisiones a la atmósfera en el proceso de obtención de energía.
- Enorme potencial. Se puede obtener una gran cantidad de energía con la acción del viento. Además el viento sopla tanto de día como de noche.

- **Renovable.** El viento es un fenómeno natural que nunca se agota.
- **Eficientes en cuanto a superficie.** Las turbinas se sitúan a grandes distancias unas de otras, por lo que el espacio entre ellas puede destinarse a otros usos.
- **Rápido crecimiento.** En los últimos años se ha apostado por la energía eólica. Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE) la energía eólica cubre alrededor de un 20% la demanda de energía eléctrica.
- **Una vez instaladas y puestas en funcionamiento,** las turbinas requieren un bajo mantenimiento, aunque este puede variar en función del tipo de turbina.
- **Crea riqueza y empleo.** Según la AEE, el sector eólico da empleo a más de 20.000 personas en España y aporta cada vez más al Producto Interior Bruto.

## **2.2 Energía eólica en España**

La energía eólica en España se implantó debido a las ventajas descritas anteriormente, además su uso eficiente contribuye al desarrollo sostenible.

España ha sido uno de los países pioneros y líderes en la generación de energía eólica. Treinta años después de que se instalara el primer aerogenerador, en el año 2013, se consiguió ser el primer país en el mundo que durante un año entero, la primera fuente de generación de energía fuese la eólica, con un 20,9% de la producción total.

Aunque la implantación de la eólica se ha ralentizado en los últimos años, llegando a ser nulo el aumento en el año 2015. España es el quinto país del mundo por potencia instalada por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India, y el segundo país Europeo después de Alemania.

A continuación se muestra un gráfico en el que se puede observar la evolución de la potencia eólica instalada (MW) a lo largo de los años en España.

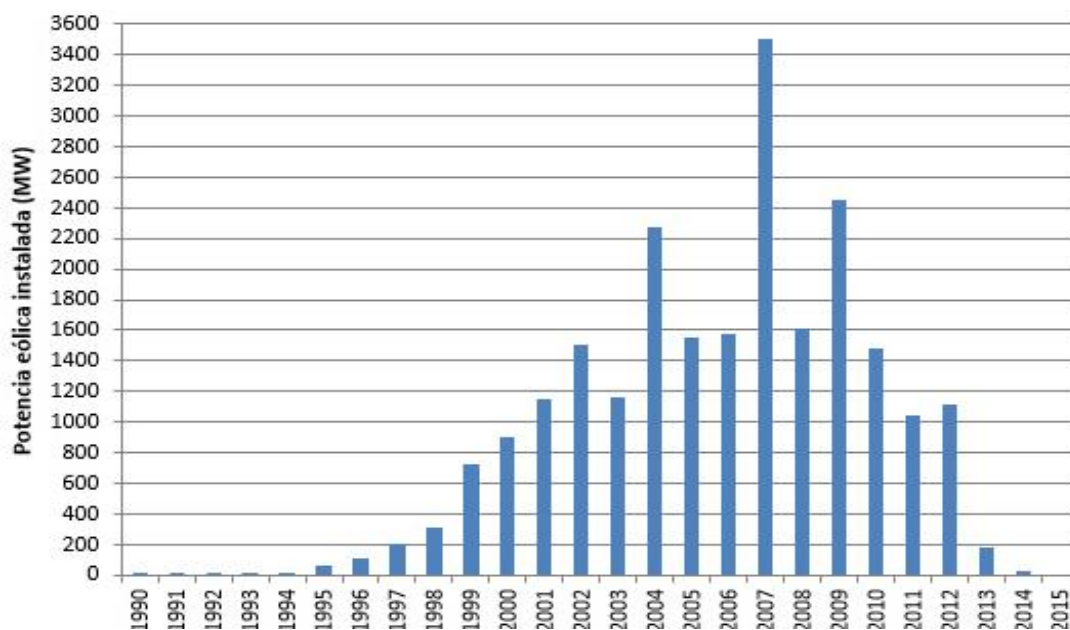


Figura 1: Evolución de la potencia eólica instalada desde 1990 hasta 2015. Fuente: AEE

El año con mayor potencia instalada corresponde al 2007, con aproximadamente 3.500 MW. Podemos observar que la potencia instalada va aumentando desde la década de 2000 lo que puede ser debido a la legislación que estimulaba fuertemente las investigaciones y las inversiones en este sector (Real Decreto 661/2007) mediante primas. Por otro lado, se produce una disminución desde el año 2007 a la actualidad que puede deberse a distintos motivos, entre ellos el cambio de la legislación y la crisis económica que sufre el país desde 2008.

Entre los factores que explican la evolución de la producción de la energía eólica, predominan:

- El régimen retributivo, que favorece la producción eléctrica generada en Régimen Especial (energía eléctrica procedente de instalaciones con potencia instalada no superior a 50 MW que utilizan fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.)
- La disponibilidad y la gestión de la evacuación de la energía producida en los parques a la red.
- La situación geográfica y la disponibilidad del recurso eólico, junto al mayor conocimiento del mismo.
- Las mejoras tecnológicas de los aerogeneradores, que han dado lugar a un crecimiento de la potencia media instalada por aerogenerador y de la productividad de los mismos.
- El apoyo de las Comunidades Autónomas para la construcción de los emplazamientos eólicos

- El esfuerzo realizado por los inversores. A continuación se adjunta un gráfico en el que se muestra el reparto de la potencia instalada por los promotores a cierre de 2015.

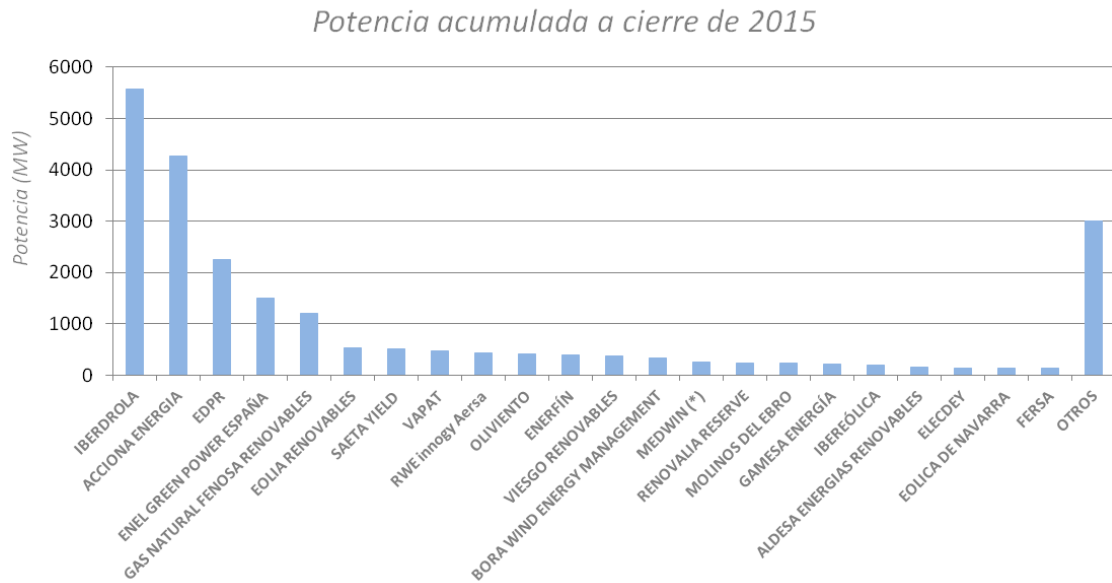


Figura 2: Potencia acumulada. Fuente: AEE

Por último, es importante destacar que, aunque en 2015 no aumentó la potencia instalada en España de energía eólica, ésta supuso una cobertura de la demanda eléctrica de un 19%, en tercer puesto por detrás del carbón y la nuclear, debido a las anómalas condiciones meteorológicas sucedidas sobre todo en la segunda mitad del año 2015, siendo el año más caluroso en España desde que se tienen medidas, según la Agencia Estatal de Meteorología(AEMET), como se muestra en el siguiente gráfico:

Cobertura de la demanda eléctrica en 2015 (%)

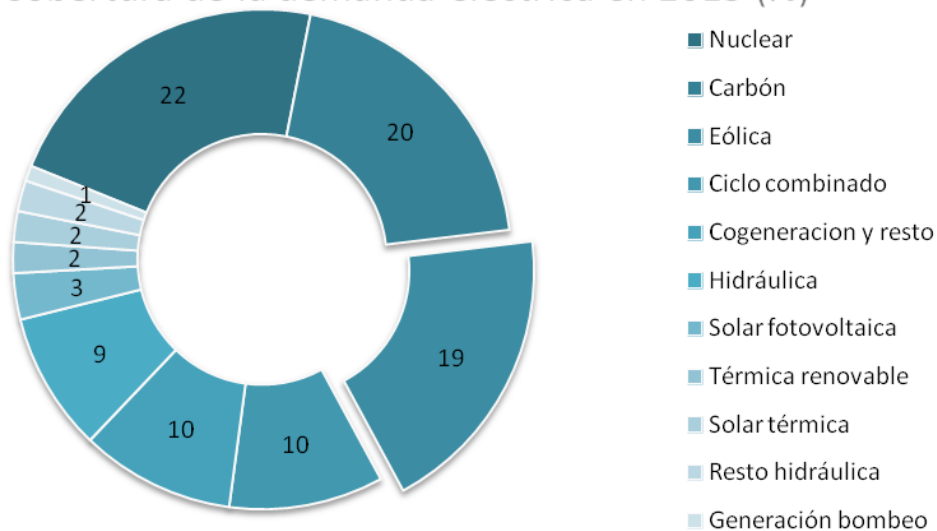


Figura 3: Cobertura de la demanda eléctrica en 2015. Fuente AEE.

### 2.3 Precio de la luz.

El coste final de la factura de la luz depende de tres componentes:

- Los costes regulados del sistema que son: el transporte, la distribución, el pago de la deuda y los intereses del déficit de tarifa.
- El coste de la generación eléctrica.
- Los impuestos: impuesto municipal, eléctrico e IVA.

Los productores de energía, ofertan la electricidad para satisfacer la demanda con un día de antelación en un mercado competitivo denominado Pool. Debido a que el coste del viento es cero, los productores de energía eólica pueden ofertar la electricidad a un precio más bajo. Esto causa que el precio del mercado eléctrico baje los días de más viento, desplazando a las tecnologías de combustibles más caros. A final de mes se hace una media con los precios de todos los días y se comprueba que cuanto mayor es la proporción de energía eólica consumida, menos pagan los españoles en el recibo de la luz.

La influencia de la eólica en los precios de la luz es más evidente en los meses de más viento, que coinciden con el invierno y el principio de la primavera. Es por esto por lo que en los meses de verano-otoño, el precio de la luz aumenta debido a que la frecuencia y velocidad del viento es menor.

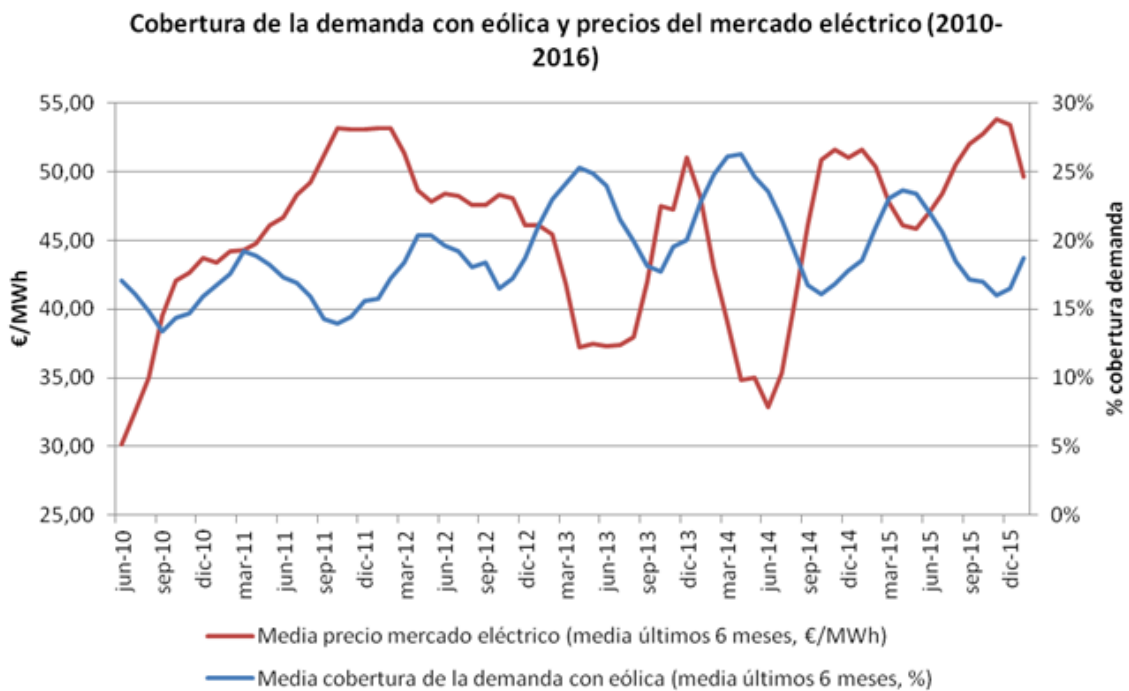


Figura 4: cobertura de la demanda con eólica y precios del mercado eléctrico. Fuente: REE, OMIE y AAE

### 3 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

En este apartado se va a definir la situación del parque eólico analizando, mediante el estudio del recurso eólico, cuál será el emplazamiento óptimo para su construcción.

#### 3.1 Situación

Según la AEE, Castilla La Mancha es la segunda comunidad autónoma después de Castilla y León, que más energía eólica produce, con un total de 3.806,54 MW. Cuenta con 2.984 aerogeneradores repartidos por distintas localidades.

Los aspectos que influyen en la elección de Castilla La Mancha como emplazamiento para la instalación de parques eólicos, son los siguientes:

- Las buenas condiciones de disponibilidad del recurso eólico.
- El impulso especialmente dado por el Gobierno Autónomo.
- La propia legislación aplicable al marco normativo. El referente legal más inmediato en la regulación del aprovechamiento de la energía eólica con el fin de producir electricidad a través de la instalación de aerogeneradores, en la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha, es el Real Decreto 20/2010, de 20 de abril, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, el cual viene a sustituir al Decreto 58/1999, de 18 de mayo, primera norma autonómica específica reguladora del aprovechamiento eólica en nuestra región.
- Consolidación y garantía de la efectiva ejecución de los proyectos, mediante compromisos económicos y la interacción con los promotores.

Es por esto por lo que se quiere realizar el estudio en la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha, en particular en la provincia de Cuenca.



Figura 5: Mapa de las provincias de Castilla La Mancha

## 3.2 Recurso eólico

### 3.2.1 Obtención de datos

El viento es un recurso con gran variabilidad tanto temporal como espacial. Para conocer el viento de la zona es necesario tomar datos de su frecuencia, dirección y velocidad durante largos períodos de tiempo. Por otro lado, en el sector eólico, se deben conocer estas variables a una altura de, como mínimo, 50 m ya que a medida que disminuye la altura, aparece una fuerza de rozamiento que actúa disminuyendo su velocidad. Por lo general, para que las palas de un aerogenerador giren se necesitan vientos moderados por encima de los 4 m/s y por debajo de los 25m/s. No obstante, cada máquina está diseñada para una determinada velocidad de viento, a partir de la cual generalmente se conseguirá la máxima potencia.

Para el análisis del recurso eólico, España cuenta con un organismo adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, denominado Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Éste instituto ha elaborado un Estudio del Recurso Eólico de España, y pone a disposición del ciudadano el Atlas Eólico del país, del cual se pueden obtener datos suficientemente fiables para evaluar el potencial eólico disponible en cualquier área del territorio nacional.

En esta aplicación encontramos, entre otras, una capa con resolución de 2.5 Km que toma, a una altura de 80m, medición de los siguientes datos:

- Frecuencia anual.
- Velocidad media.
- Potencia media
- Parámetros C y K de Weibull.

Los datos se han obtenido de un punto cuyas coordenadas UTM son X = 523446, Y = 4405764, situado sobre un montículo denominado La Cordillera, la cual separa los términos municipales de Almonacid del Marquesado y Villarejo de Fuentes. A continuación se representa dicha ubicación en el aplicativo del atlas eólico del IDAE y en el visor SigPac (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas).



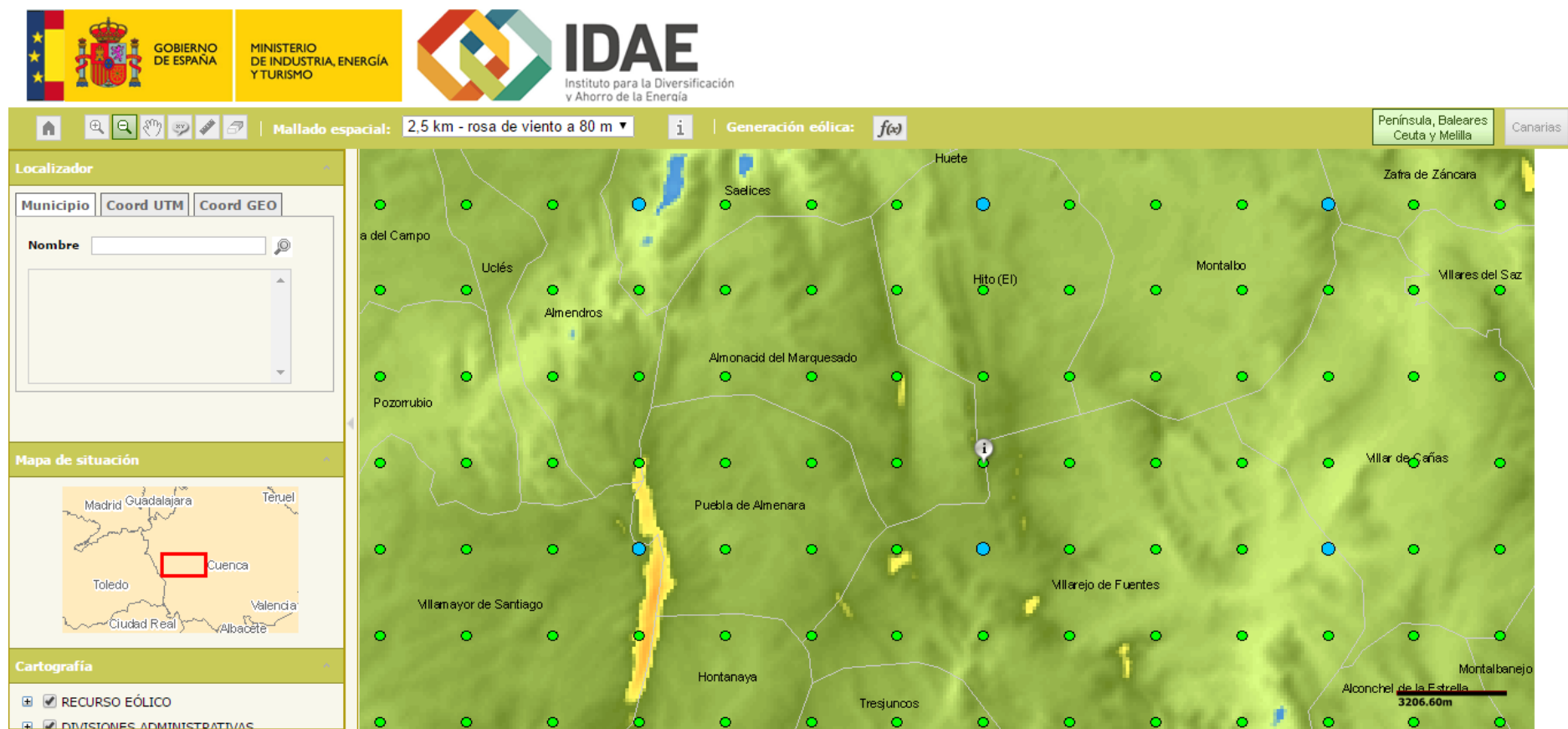


Figura 6: Imagen perteneciente a la aplicación del atlas eólico del IDAE. Recurso eólico

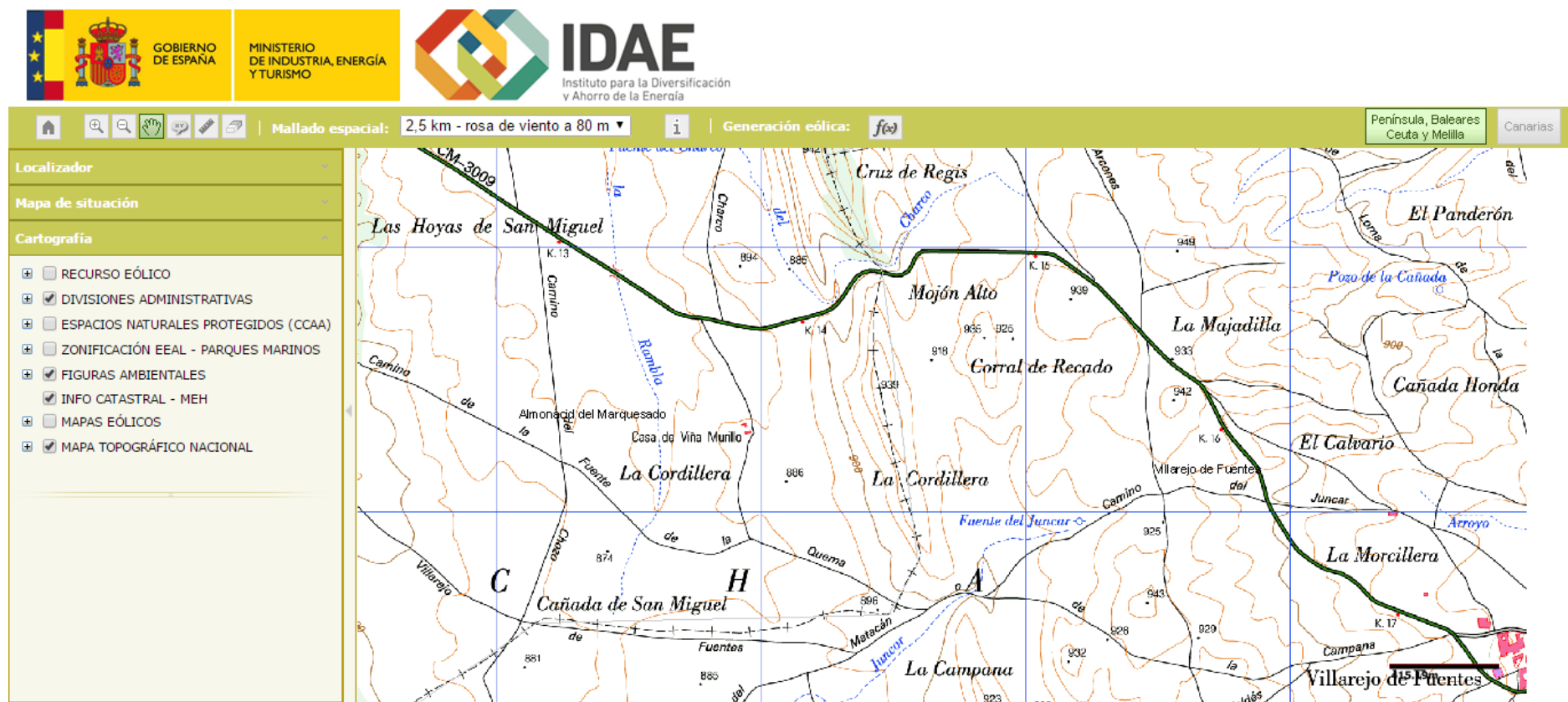


Figura 7: Imagen perteneciente a la aplicación del atlas eólico del IDAE. Mapa cartográfocp

Los datos obtenidos son los siguientes:

Dirección	Coordenadas UTM		523446,4405764		
	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
<b>N</b>	6,26	6,337	5,5	6,853	2,335
<b>NNE</b>	4,52	6,594	4,91	7,177	2,136
<b>NE</b>	3,33	5,79	2,52	6,303	2,071
<b>ENE</b>	2,56	5,294	1,48	5,781	2,094
<b>E</b>	4,86	6,261	5,09	6,923	1,985
<b>ESE</b>	14,18	7,63	22,54	8,509	2,525
<b>SE</b>	10,48	6,6	10,55	7,283	2,49
<b>SSE</b>	4,26	5,062	2,07	5,718	2,51
<b>S</b>	2,79	4,182	0,91	4,886	2,243
<b>SSW</b>	3,65	5,909	3,14	6,613	2,107
<b>SW</b>	5,83	6,694	7,37	7,572	2,158
<b>WSW</b>	6,25	5,847	5,56	6,831	2,266
<b>W</b>	8,55	6,494	9,88	7,48	2,297
<b>WNW</b>	8,55	6,104	8,36	7,099	2,327
<b>NW</b>	7,69	5,508	4,94	6,26	2,472
<b>NNW</b>	6,24	6,004	5,19	6,648	2,232

Tabla 1: Datos IDAE.

Debido a que los datos corresponde a una altura de 80m y que las velocidades están comprendidas dentro del rango mencionado anteriormente, podemos concluir en que es posible construir el parque eólico en esta zona.

### 3.2.2 Rosas de vientos

En este estudio se han realizado tres rosas de vientos gracias al registro de la velocidad, frecuencia y dirección del viento, que permite conocer las características del emplazamiento. Las dos primeras son una representación de los datos obtenidos del IDAE, mientras que para la tercera se han realizado los cálculos pertinentes.

Esta representación gráfica consiste en un diagrama polar dividido en dieciséis sectores, cada uno indicando una dirección del viento. Para cada uno de estos sectores se definen los valores de frecuencia, velocidad y potencia disponible. Esto nos permite determinar la dirección principal del viento, siendo un aspecto importante para una adecuada colocación y orientación de los aerogeneradores.

### 3.2.2.1 Frecuencia.

La rosa de viento de frecuencias representa el porcentaje en el que sopla el viento para cada una de las direcciones.

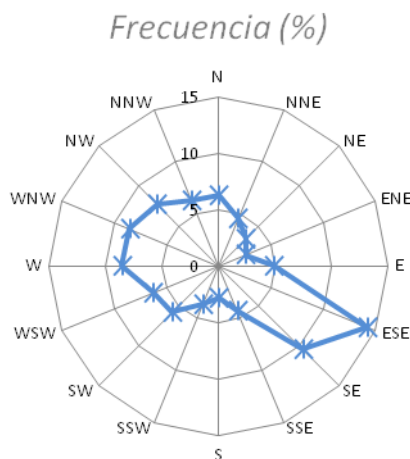


Figura 8: Rosa de vientos de frecuencias. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar la dirección principal del viento es el Este Sudeste ya que la mayor parte del tiempo (15%) el viento proviene de la dirección contraria.

### 3.2.2.2 Velocidad.

La rosa de vientos de velocidades representa las velocidades medias para cada dirección.

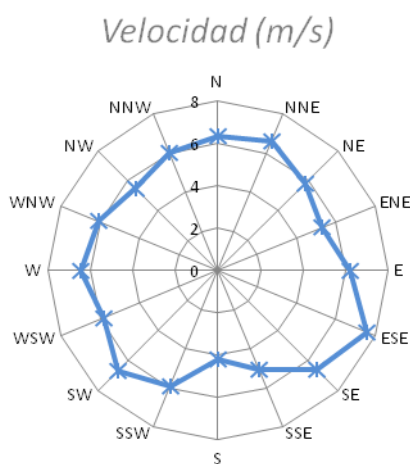


Figura 9: Rosa de vientos de velocidades. Fuente: Elaboración propia

En este gráfico se observa que en la dirección principal del viento (ESE), la velocidad media es de 7,63 m/s.

### 3.2.2.3 Potencia disponible.

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

La energía obtenida a partir del viento es energía cinética, causada por la masa de aire en movimiento. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$E_c = \frac{1}{2} \times mv^2$$

Donde m es la masa de aire y v es la velocidad del viento.

La masa se puede expresar en función del volumen y la densidad del aire, como se muestra a continuación:

$$m = \rho \times v$$

Suponiendo que el volumen barrido es cilíndrico, la fórmula correspondiente será:

$$V = A \times L$$

Donde A es la superficie barrida y L la longitud del cilindro que se puede expresar en función de la velocidad del aire (v) y el tiempo que tarda la corriente de este en atravesar el volumen cilíndrico (t):

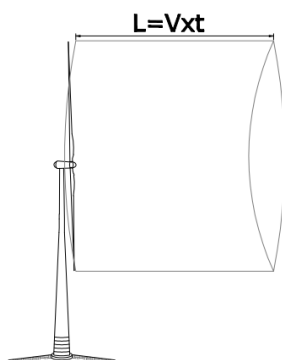


Figura 10: Representación superficie barrida y volumen cilíndrico.

Sustituyendo todo lo anteriormente mencionado en la fórmula de la Energía cinética, se obtiene:

$$E_c = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 t$$

Por último, dividiendo por el tiempo obtenemos la fórmula de la potencia disponible en el viento que atraviesa el volumen cilíndrico:

$$P = \frac{1}{2} \times A \times \rho \times v^3$$

De esta forma se puede calcular la potencia disponible del viento para cada dirección.

La densidad del aire depende de las condiciones climatológicas, Sin embargo se puede obtener a partir de la ecuación de los gases perfectos:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

Sabiendo que:

P = Presión = 1,013 x 10<sup>5</sup> Nw/m<sup>2</sup>

R = Constante universal de los gases ideales = 287 Nm/°Kkg

T = Temperatura absoluta = 286,15 °K

La temperatura absoluta, es la temperatura media anual de Cuenca obtenida a partir de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)

Se sustituye en la ecuación los datos anteriores y se obtiene que la densidad del aire es de 1,23 Kg/m<sup>3</sup>.

Una vez obtenido este valor sustituimos en la formula de la potencia disponible, con la velocidad correspondiente a cada dirección.

La rosa de vientos de potencia se realiza con la potencia disponible calculada en el apartado anterior. Se utilizan valores de densidad de potencia W/m<sup>2</sup>, ya que se pretende cuantificar el recurso eólico en el emplazamiento.

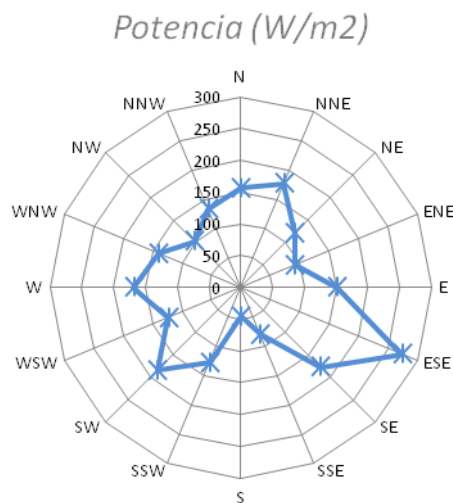


Figura 11: Rosa de vientos de Potencias. Fuente: Elaboración propia

La potencia disponible máxima se da en la dirección principal del viento con un valor de  $274\text{W/m}^2$ , ya que depende de la velocidad y la máxima se da en esa dirección como se ha mencionado anteriormente.

### 3.2.3 Curva de distribución de frecuencias de velocidades

La curva de distribución de frecuencias de velocidades representa el valor de la velocidad independientemente de su orientación. Aporta valores de velocidad del viento que se emplearan para obtener la potencia producida por los aerogeneradores

Debido a la variabilidad temporal del viento, es necesario describirlo de forma estadística para representar su comportamiento. Para ello, se debe establecer un modelo de frecuencias de velocidades del viento que venga descrito por una función matemática continua en vez de por una tabla de valores discretos.

Hay varias funciones que se pueden utilizar para describir la frecuencia de la distribución de velocidades del viento. Las más utilizadas son las funciones de Weibull y Rayleigh. En este caso se ha utilizado la distribución Weibull ya que se tienen los datos necesarios (constantes C y K) proporcionados por el IDAE. Esta función de distribución es una curva matemática que presenta una forma similar a la curva de distribución de velocidades y se puede emplear con un error mínimo. Se expresa de la siguiente manera:

$$f(v) = \frac{K}{C} \times \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^K\right]$$

Donde C es el factor de escala con dimensiones de velocidad (m/s), K es el factor de forma adimensional y v es la velocidad en m/s cogiendo valores de 0 hasta 25 ya que como se ha mencionado, generalmente esta es la velocidad máxima a la que pueden funcionar los aerogeneradores.

A continuación se representa la distribución de Weibull obtenida. En ella se muestra que la velocidad con mayor frecuencia (13.2%), independientemente de la dirección, es entre 5 – 6 m/s.

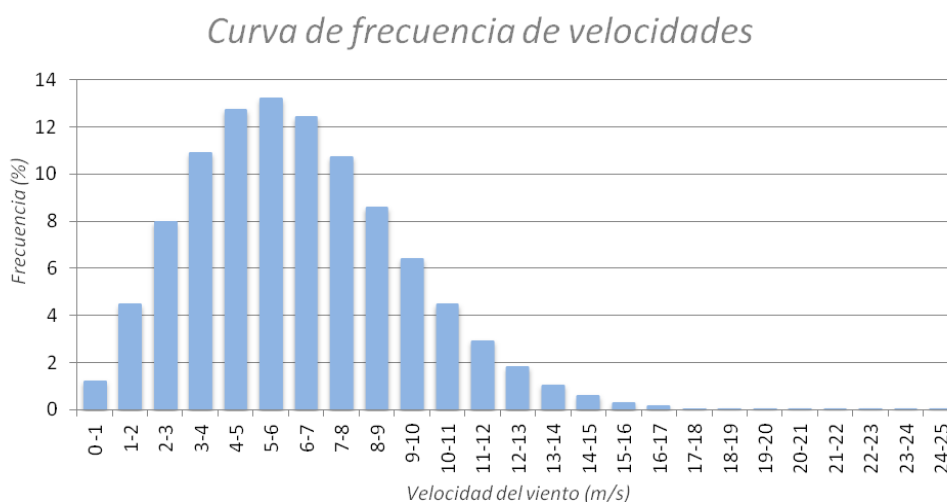


Figura 12: Curva de frecuencia de velocidades. Fuente: Elaboración propia.

### 3.3 Emplazamiento

Una vez analizado el recurso eólico se llega a la conclusión de que el emplazamiento óptimo para la construcción del parque eólico sea al oeste de la cordillera, correspondiente al término municipal de Almonacid del Marquesado, ya que si se colocara al Este, la propia cordillera podría producir sombras que afectarían al rendimiento de los aerogeneradores.

#### 3.3.1 Obtención de datos.

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente dispone de una base de datos gráfica de todas las parcelas de cultivo digitalizadas. Estas pueden ser visualizadas a través de la aplicación SigPac que además, proporciona información como el número de parcela, polígono al que pertenecen y superficie.

El parque estará situado en el Polígono 503. A continuación se adjunta una tabla con la información de las parcelas afectadas pertenecientes al polígono y su representación en el mapa.

La dimensiones del área a ocupar se corresponden con una longitud en dirección N-S de 757m y en dirección W-E de 528,4m



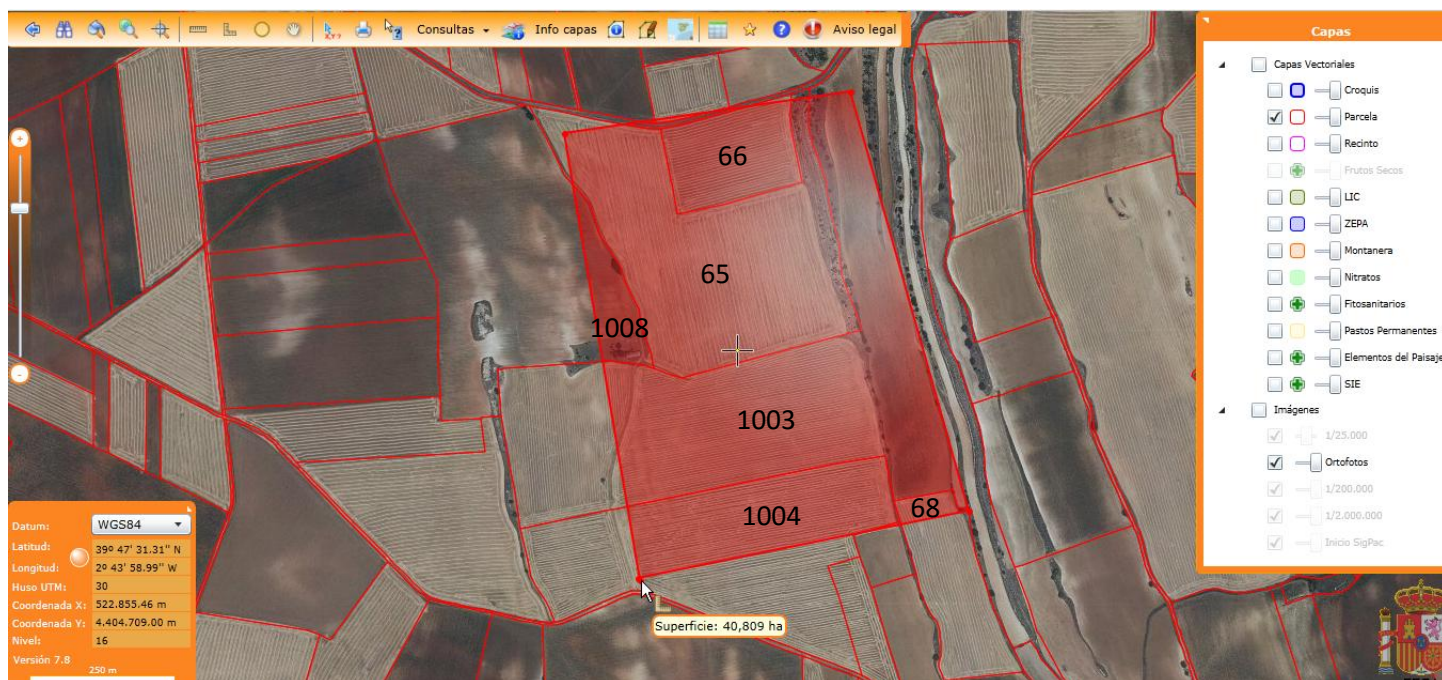


Figura 13: Representación de parcelas afectadas en el visor SigPac y su número correspondiente.

Polígono 503		
Nº Parcela	Área <sub>total</sub> (Ha)	Área <sub>ocupada</sub> (Ha)
66	3,35	3,35
65	13,6	13
68	1,8	0,4
1003	29	17,52
1004	12,81	4,82
1008	14,42	1,72
<b>Sup. Total</b>		<b>40,81 Ha</b>

Tabla 2: Datos de la superficie afectada.

## 4 CLASIFICACIÓN DEL VIENTO

Para la elección de los aerogeneradores, estos deben estar diseñados para una clase de viento, establecidas en la IEC-61400-1 y que se define en función de la velocidad media anual del viento en el emplazamiento, como se muestra en la siguiente tabla.

	<b>Clase I</b>	<b>Clase II</b>	<b>Clase III</b>	<b>Clase IV</b>	<b>Clase S</b>
<b>Velocidad anual promedio (m/s)</b>	10	8.5	7.5	6	Valores según diseñador

Tabla 3: Clasificación del viento. IEC 61400-1.

La velocidad anual promedio del emplazamiento es de 6.02 m/s, por lo que según los datos mostrados en la tabla podría contemplarse tanto los aerogeneradores diseñados para clase III como para Clase IV, sin embargo, cuanto mayor es el número de clase menores son los requerimientos técnicos, por lo que para quedarnos del lado de la seguridad elegimos los aerogeneradores pertenecientes a las Clase III.

# MEMORIA INDIVIDUAL

## 5 ELECCIÓN DEL TIPO DE MAQUINA

Los aerogeneradores que se han estudiado son los pertenecientes a ENERCON, una empresa Alemana fundada en 1984 que hoy en día es uno de los fabricantes líderes de aerogeneradores.

En este estudio se va a trabajar concretamente con el aerogenerador E-92 de 2.350 kW, adecuado para la clase de viento anteriormente mencionada. Al ser de tamaño medio tiene las siguientes ventajas respecto a los de grades y pequeños tamaños:

- Para que un parque eólico con aerogeneradores de pequeño tamaño tenga la misma producción que uno con tamaños medios se necesita instalar más cantidad, ya que su potencia nominal es menor. Al tener más aerogeneradores instalados aumenta el coste de mantenimiento, cosa que en el otro caso tendríamos menos y el coste se reduciría.
- En el caso de parques eólicos con aerogeneradores grandes está muy limitada la cantidad instalada debido a su tamaño, por lo que si se produce un fallo en uno de los aerogeneradores, la producción disminuye mucho.
- Los costes de construir carreteras lo suficientemente fuertes para transportar aerogeneradores de gran tamaño, así como el uso de grandes grúas hace que en algunas áreas sea imposible, por lo que una alternativa es instalar aerogeneradores medianos.
- Por último, respecto a consideraciones estéticas en relación al paisaje, un aerogenerador mediano tiene velocidades de rotación más pequeñas, por lo que no llamara tanto la atención como muchos aerogeneradores pequeños girando a grandes velocidades.

### 5.1 DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR.

El E92 es un aerogenerador de accionamiento directo formado por un rotor de 3 palas, sistema de control de ángulo de paso y funcionamiento de velocidad de giro variable, con una potencia nominal de 2.350 kW. El diámetro del rotor es de 92 m y la altura de buje va desde 84 a 138 m, en este caso se ha elegido una altura de 94m, ya que de esta depende que las condiciones de uso sean eficientes, y a mayor altura mayor velocidad del viento para generar energía eléctrica.

Las tres palas del rotor están equipadas con un sistema de control de ángulo de paso de la pala. Además cada unidad está formada por un accionamiento eléctrico, un sistema de control y una fuente de suministro de energía en caso de emergencia. Estas unidades de paso limitan

la velocidad del rotor y la cantidad de potencia extraída del viento. De esta manera se puede limitar la potencia máxima con precisión a la potencia nominal en un breve margen de tiempo.

El control de la potencia mediante el sistema de velocidad variable permite que el aerogenerador funcione con una eficacia óptima, sin que se produzcan cargas operativas superiores, además evita la aparición de picos de potencia no deseados. Todo esto garantiza un mayor rendimiento energético y una alta calidad de la energía suministrada a la red.

Al tener un sistema sin caja multiplicadora, que son las que se encargan de aumentar el número de revoluciones de giro, hasta adecuarlo a la frecuencia eléctrica nacional 50Hz, se reduce el número de piezas mecánicas.

El generador en anillo y el rotor están interconectados directamente para formar una única unidad. Esto reduce la tensión mecánica y aumenta la vida de servicio técnico. Los costes de mantenimiento se reducen, ya que tendremos como se ha dicho con anterioridad un menor número de piezas que se desgasten, sin cambio de aceites en los engranajes, etc. Además los gastos de operación también se reducen al mínimo.

El hecho de que no se tengan engranajes ni otros componentes de rotación rápida reduce:

- Las pérdidas de energía entre el rotor y el generador.
- La contaminación acústica.
- El desgaste mecánico.
- La pérdida de aceites mecánicos.
- La pérdidas por fricción mecánica.

La energía producida por el aerogenerador se vierte a la red de transporte a través del sistema de conexión. La velocidad de rotación, la excitación, la tensión de salida y la frecuencia de salida del generador anular puede variar, en función de la velocidad del viento. De esta manera, la energía contenida en el viento puede ser aprovechado de manera óptima.

Las partes de las que consta el aerogenerador son las que se muestran en la siguiente imagen:

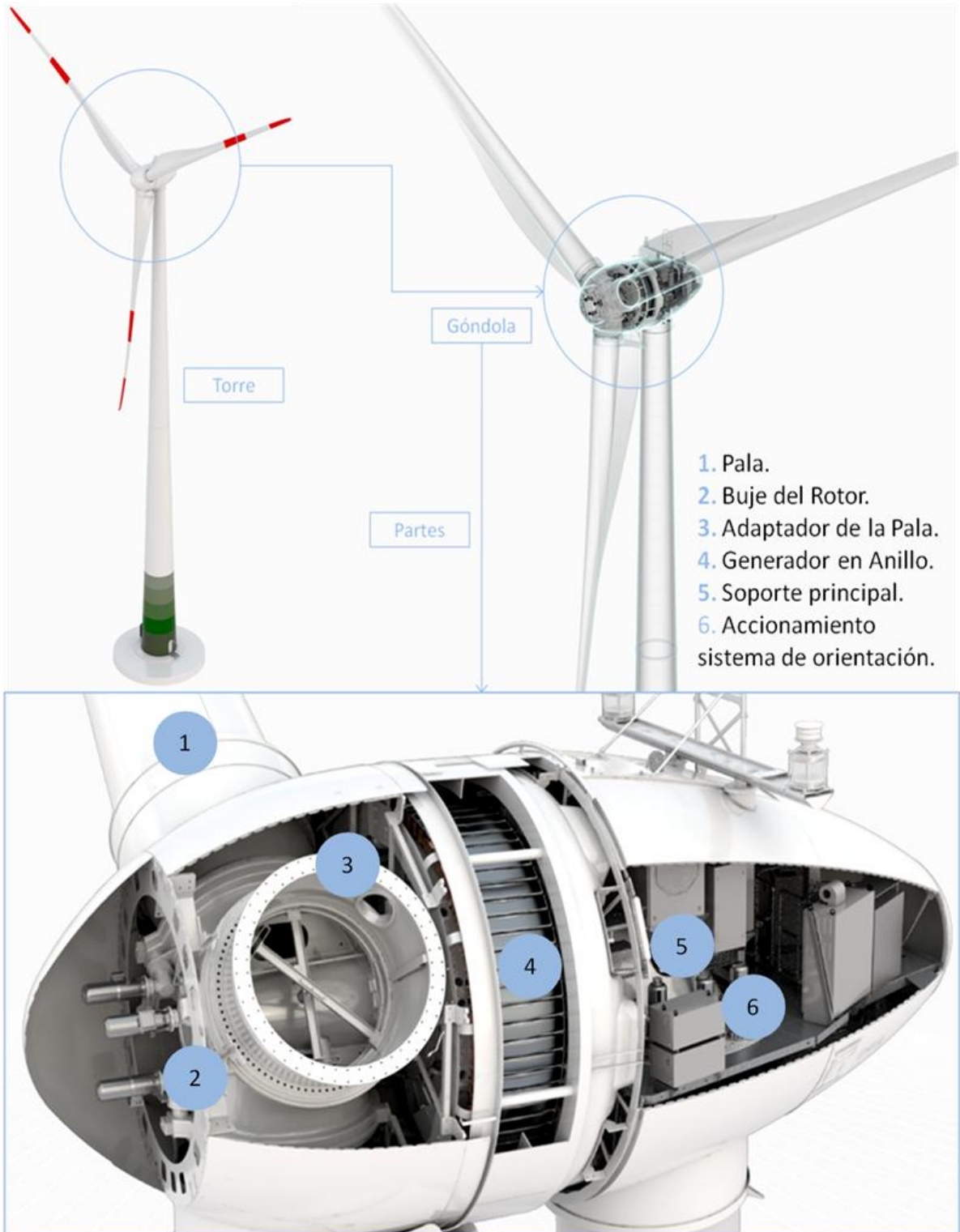


Imagen 1 Elementos del Aerogenerador E-92. Fuente: ENERCON

### 5.1.1 Torre:

Las torres vienen pintadas y con un tratamiento de protección contra las inclemencias del tiempo y la erosión, lo que evita que se tenga que realizar después del montaje, a excepción de que se haya producido algún daño durante el transporte o el montaje. En la zona inferior de la torre por defecto lleva una gradación de color como se muestra en la figura 13, en el caso que se desee se puede prescindir de ella.

La parte de acero de la torre son tubos de acero prefabricados en distintas secciones que se estrechan linealmente hacia la parte superior. En los extremos de las secciones están soldadas una serie de bridas con orificios para realizar el montaje.

Respecto al montaje, las torres son colocadas una encima de otra y atornilladas en el mismo emplazamiento. Están unidas a la base mediante una jaula de pernos, que consiste en varillas de acero colocadas de manera circular y en vertical, los extremos inferiores están atornillados a un mismo anillo de anclaje y se encuentran embebidos en la cimentación. A los extremos superiores que sobresalen del hormigón se les coloca una rosca y mediante estas se une el primer tramo de la torre con la cimentación. La junta entre la brida inferior de la torre y la cimentación se rellena con un mortero especial.

La torre de hormigón se realiza mediante elementos prefabricados que se ensamblan en el mismo emplazamiento, como las de acero. Las juntas verticales se cierran por medio de conexiones con tornillos.

### 5.1.2 Góndola

Los elementos principales que se encuentran en el interior de la góndola, señalada en la figura 13, y estos son los siguientes:

#### 5.1.2.1 Palas del rotor

Las palas están fabricadas de fibra de vidrio y fibra de carbono reforzado con plástico, tienen una gran influencia en el rendimiento del aerogenerador y en la emisión de ruidos. La forma y el perfil de las palas han sido diseñadas según los siguientes criterios:

- Coeficiente de potencia elevado.
- Larga vida útil.
- Baja emisión de ruidos.
- Cargas mecánicas bajas.
- Uso eficiente del material.

Se debe tener en cuenta que el perfil de la pala se une a la góndola, evitando las pérdidas de flujo de aire. Esto en combinación con la geometría de la góndola, optimiza el aprovechamiento del viento.

El diseño de las palas se ha realizado especialmente para el sistema de control del ángulo de paso y velocidad variable. El acabado de poliuretano protege a las palas de los impactos ambientales como la erosión, al ser resistente al desgaste y a la rotura.

Las tres palas se ajustan mediante el sistema de control de ángulo de paso independientes, controlados por microprocesadores. El ángulo de paso de cada pala se monitoriza constantemente y las tres se sincronizan entre sí. Por lo que el ángulo de paso se puede ajustar en un momento determinado de manera precisa, según las condiciones de viento predominantes en ese momento.

#### **5.1.2.2 Generador en Anillo.**

El generador es síncrono multipolo con excitación externa mediante el generador en anillo. Para aprovechar de manera óptima el potencial de la energía del viento en todas las velocidades, el aerogenerador trabaja con velocidades variables. Por lo tanto, el generador produce corriente alterna con una tensión, frecuencia y amplitud oscilantes.

Los devanados del estator del generador en anillo forma dos sistemas trifásicos independientes entre sí. Ambos sistemas se rectifican de forma independiente en la góndola y se llevan juntas a la distribución de corriente continua a la base de la torre, donde los inversores reconvierten la corriente continua en trifásica con una tensión, frecuencia y posición de fase conformes a la red.

En consecuencia, el generador en anillo no está conectado directamente a la red, sino acoplado a la misma mediante el convertidor total, reduciendo de esta manera las sacudidas mecánicas del aerogenerador durante los fallos de red. Además, se genera la potencia reactiva deseada y se tiene un control total sobre la potencia activa.

Como ventajas del generador en anillo se puede indicar:

- Óptimo control de producción.
- Alto nivel de compatibilidad de red.
- Sin multiplicadora.
- Desgaste mecánico mínimo gracias a la suave rotación.
- Reducción de tensiones debido a su velocidad variable.





Imagen 2 Generador en anillo. Fuente: ENERCON

## 5.2 SISTEMA DE SEGURIDAD

El aerogenerador E-92 viene con un gran número de instalaciones que garanticen que el funcionamiento, sea en condiciones seguras en todo momento. Los componentes que aseguran una parada segura incluyen un sistema de sensores. Este sistema recoge de forma continua todos los estados operativos relevantes del aerogenerador y la información importante la monitoriza a través del sistema SCADA.

En el caso de que algunos parámetros de funcionamientos estén fuera de los rangos permitidos, el aerogenerador reducirá su potencia o se detendrá.

### 5.2.1 Dispositivos de seguridad

Los dispositivos de parada son los siguientes:

- El **Botón de parada de emergencia** se encuentra al lado de la puerta de la torre y en el armario de control de la góndola. Cuando se acciona dicho botón el freno del rotor se conecta y las palas realizan un ajuste de emergencia de su ángulo de posición. Aun así, se continúa suministrando energía a los siguientes elementos:
  - Freno del rotor.
  - Sistemas de luces de navegación.
  - Sistema de iluminación.
  - Tomas de corrientes.
- Los **interruptores principales** están instalados en el armario de control y el armario de control de la góndola. Cuando se acciona dejan sin tensión a la mayoría del aerogenerador. Aún así, se sigue suministrando energía a los siguientes elementos.
  - Sistema de luces de navegación.
  - Elevador de servicio.
  - Tomas de corriente.
  - Sistema de iluminación.
  - Área de media tensión.

### **5.2.2 Sistema de sensores**

Hay una gran cantidad de sensores que realizan un vigilancia exhaustiva del estado del aerogenerador y los parámetros relevantes del entorno, como por ejemplo la velocidad del rotor, la temperatura, etc. Estos garantizan el funcionamiento seguro del aerogenerador.

En el caso de que uno de los sensores detectará una avería grave, el aerogenerador se detendría de inmediato.

## **5.3 SISTEMA DE CONTROL**

El sistema de control se basa en microprocesadores desarrollados por ENERCON, se utilizan sensores para comprobar el estado de los componentes del aerogenerador y recogen datos como la dirección y la velocidad del viento. Mediante la información obtenida, se ajusta el funcionamiento de los aerogeneradores.

En el armario de control que se encuentra en la base de la torre se muestra el estado del aerogenerador, así como cualquier fallo que pueda haber ocurrido.

### **5.3.1 Control de orientación de la góndola**

El rodamiento del sistema de control de orientación se encuentra en la parte superior de la torre y permite que la góndola gire y se oriente.

Si la diferencia entre la dirección del viento y la del eje del rotor supera el valor máximo admisible, el control de orientación se activa y se ajusta la posición de la góndola en la dirección del viento.

En el caso de que durante la motorización del proceso de control de orientación de la góndola se detecte alguna irregularidad, se desactiva este control y el aerogenerador se detiene.

### **5.3.2 Ajuste del ángulo de paso de las palas**

El sistema de control de ángulo de paso modifica el ángulo con el que al aire sopla sobre el perfil de la pala.

Cuando se modifica este ángulo, la pala cambia el empuje de la misma, y por lo tanto, la fuerza con la que mueve el rotor.

En funcionamiento normal (automático), el ángulo de paso está ajustado para que la energía obtenida del viento sea óptima y que no se genere ninguna sobrecarga en el aerogenerador.

En el caso de que el aerogenerador alcance su potencia nominal y la velocidad del viento siga aumentando, el sistema de ajuste gira las palas para colocarlas fuera de la influencia de viento, de manera que la velocidad del rotor y la potencia obtenida y transformada no sobrepase la nominal.

Las posiciones de la pala especiales para el aerogenerador seleccionado (E-92) son las siguientes:

**A:** 2 °C Posición normal, en funcionamiento a carga parcial, con un aprovechamiento máximo del viento disponible.

**B:** 60°C Funcionamiento en vacío lo que significa que el aerogenerador no genera potencia, debido a que la velocidad del viento es demasiado baja. En función de la velocidad del viento, el rotor gira a una velocidad baja o se detiene en el caso de ser nula.

**C:** 92 °C Posición de bandera, es decir, el rotor se ha detenido de forma manual o automática. Las palas del rotor no generan ningún empuje, por lo que el rotor se detiene o se mueve muy lentamente, incluso en presencia del viento.

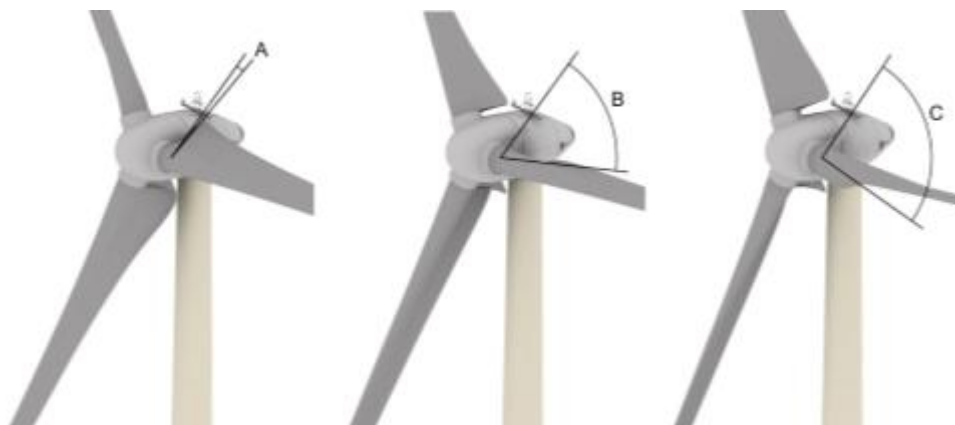


Imagen 3: Posiciones especiales de la pala. Fuente: ENERCON

### 5.3.3 Arranque del aerogenerador

Durante la puesta en marcha, comienza una fase en la que se realiza la medición del viento y la orientación del aerogenerador, con una duración de 150 segundos.

Después de que termine la puesta en marcha, el aerogenerador funciona en modo vacío durante unos 60 segundos.

Si, durante los 150 segundos que duran las fases de medición de viento y de orientación, la velocidad de viento media va aumentando, empieza el proceso de puesta en marcha. Por otro lado si la velocidad del viento es insuficiente, el aerogenerador permanece funcionando en vacío hasta que aumente la velocidad y comience el arranque.

Cuando el aerogenerador está arrancando este no produce energía, por lo que se abastece a partir de la red. Una vez el aerogenerador ha alcanzado una velocidad de giro suficiente se abastece de manera propia, por lo que la energía que se absorbe de la red es nula.

#### **5.3.4 Tipos de funcionamiento**

Una vez el aerogenerador ha terminado con el proceso de puesta en marcha, se activa el modo automático (funcionamiento normal). Durante el funcionamiento se supervisa constantemente las condiciones del viento, se optimiza la velocidad del rotor, la excitación y la potencia de salida del aerogenerador. Además se alinea la posición de la góndola con la dirección del viento y se recogen el estado de todos los sensores.

Con el fin de optimizar la generación de energía en diversas condiciones de viento, el aerogenerador cambia de manera automática entre tres modos de funcionamiento, dependiendo de la velocidad del viento.

El aerogenerador E-92 dispone de los siguientes modos de funcionamiento:

- Funcionamiento a plena carga cuando la velocidad es mayor o igual 12 m / s, es decir a la velocidad nominal del viento. El aerogenerador mantiene la velocidad del rotor mediante el ajuste del ángulo de paso de las palas y limita la potencia a su valor nominal de 2350 kW.
- Funcionamiento a carga parcial, la velocidad está comprendida entre 2.5 m/s y 12 m/s, es decir entre la velocidad de arranque y la nominal, por lo que se extrae la máxima potencia del viento. La velocidad del rotor y la potencia de salida son el resultado de la velocidad del viento en el momento.
- Funcionamiento en vacío, con velocidades del viento inferiores a 2.5 m/s que impiden verter a la red. El aerogenerador funciona en modo vario, es decir, las palas del rotor se apartan de la circulación del viento y el rotor permanece parado o gira a muy baja velocidad. De esta manera el buje soporta menos cargas que en una parada prolongada y puede retomar el funcionamiento de una manera más rápida.

#### **5.4 PARADA SEGURA DEL AEROGENERADOR**

El aerogenerador puede parar de manera manual o automática por distintas razones, debido a un fallo o simplemente en caso de querer detenerlo.

En el caso de realizar la parada de manera manual, se emplean los dispositivos de seguridad y el ajuste del ángulo de la pala, que se han desarrollado anteriormente.

Por otro lado si se realiza de manera automática, es mediante el sistema de control que recibe los datos de funcionamiento de cada aerogenerador.

## 6 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE

La producción de energía de un aerogenerador se calcula aplicando, la curva de potencia nominal de la maquina obtenida a partir del catalogo de ENERCON y la distribución de velocidades de viento, obtenida a partir de la distribución de Weibull, como se muestra en el aparatado 4.2.3.

En el siguiente grafico se representa la frecuencia con la que se produce cada intervalo de velocidad, y la potencia nominal del aerogenerador en cada uno:

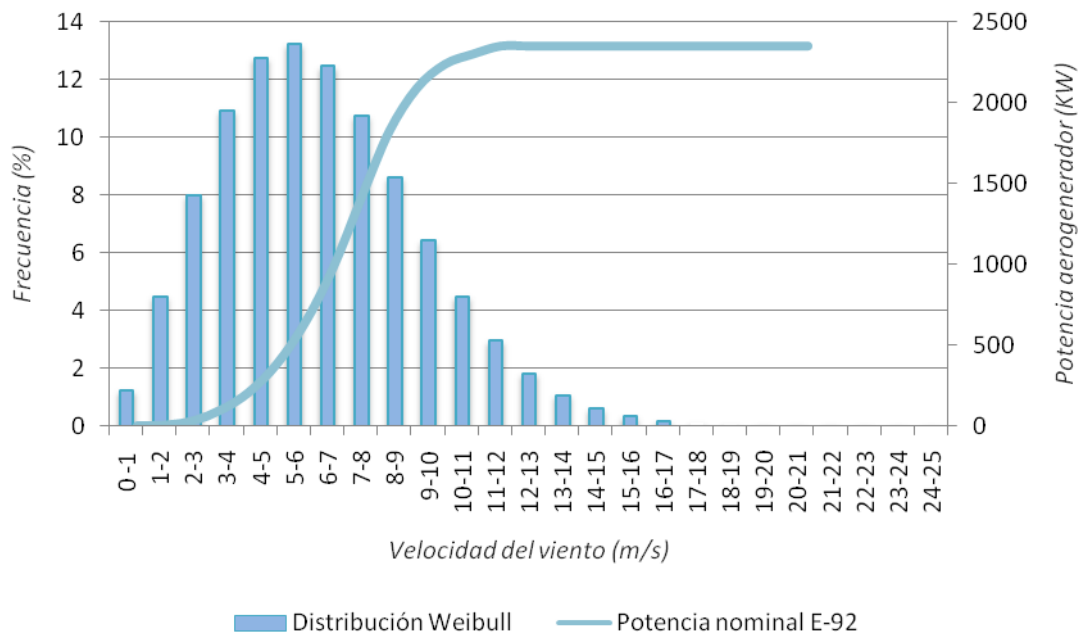


Figura 14: Curva de frecuencia de velocidades y Potencia del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que la potencia nominal (2350kW) se da entre 13 y 14 m/s, a partir de la cual aunque la velocidad aumente, la potencia se mantiene constante, siendo la nominal. Debido a esto, nos interesa que la mayor densidad de frecuencias se encuentre en la pendiente, ya que una vez alcanzada la potencia nominal por mucho que aumente la velocidad del viento esta se mantiene constante, por lo que se está desaprovechando.

Para el cálculo de la producción del aerogenerador se necesita, la potencia nominal, la frecuencia con la que se produce cada intervalo de velocidad y las horas que tiene un año.

$$Producción = frecuencia \times potencia \times 8760$$

A partir de los cálculos de las producciones del aerogenerador en cada uno de los intervalos de velocidades se ha obtenido el siguiente grafico:

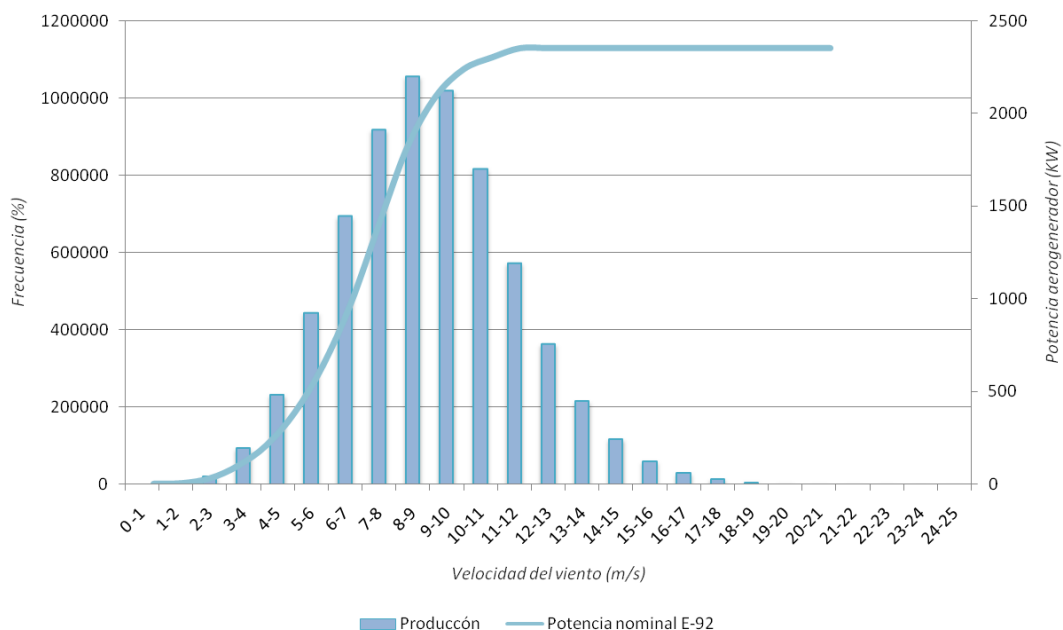


Figura 15: Curva de la producción y Potencia del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia

La producción máxima se da entre 8 y 9 m/s con un valor de 10556,5 MWh. Como se puede observar el aumento de la producción coincide con la pendiente de la curva de potencias nominales del aerogenerador.

La suma de la producción de cada intervalo es la producción anual con un valor de 6679,76 MWh.

El factor de utilización es la relación entre la producción del aerogenerador funcionando las 8760h a potencia nominal, dando un valor de 20586 MWh y la producción anual que se ha calculado anteriormente (6679,76 MWh). El valor obtenido es de 32,4% superior al 20% establecido por ENERCON para considerar viable el parque eólico.

Por último, se calculan las horas equivalentes que indican el número de horas anuales en las cuales el aerogenerador produce la misma energía, que en el caso de funcionar a potencia nominal. Se calcula multiplicando el factor de utilización por las 8760h, dando un valor de 2842,45h.

## 7 DISEÑO DE LA DISPOSICIÓN EN PLANTA DEL PARQUE

En este apartado se va a realizar la disposición en planta del parque teniendo en cuenta la separación de los aerogeneradores, el trazado de las conexiones y la colocación del centro de transformación.

### 7.1 DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Para realizar la colocación de los aerogeneradores en el emplazamiento se ha tenido en cuenta, una distancia de 528,4 m de este a oeste y de 757 m de norte a sur, tomadas en una dirección distinta a la del viento, ya que se ha aprovechado la altura de La Cordillera aproximadamente unos 20m, para de esta manera colocar los aerogeneradores a una altura elevada, puesto que la velocidad es mayor. Los criterios que se han establecido para realizar la disposición han sido:

- Para sacar el mayor rendimiento de los recursos eólicos los aerogeneradores se distribuyen en una o varias alineaciones siempre en la dirección principal del viento (ESE), que se ha obtenido a partir de las rosas de viento.
- Para la separación entre turbinas se han tenido en cuenta las siguientes dimensiones según las recomendaciones del IDAE:
  - La distancia entre aerogeneradores en la misma alineación es de 2.5 veces el diámetro del rotor.
  - Y, la separación entre alineaciones es de 7.5 veces el diámetro del rotor.

Los resultados obtenidos aplicando los criterios anteriores son los siguientes:

Distancia entre aerogeneradores				
Ø Rotor (m)	2,5 x Ø	nº Espacios		nº Aerogeneradores
92	230	3,29	3	4

Separación entre alineaciones				
Ø Rotor (m)	7,5 x Ø	nº Espacios		Alineaciones
92	690	0,77	1	2

Tabla 4: Resultados obtenidos para la disposición de los Aerogeneradores.

En la separación entre alineaciones se ha redondeado en alza, ya que la distancia como se ha mencionado es una recomendación. Además, aunque al reducirla se disminuya la producción del parque eólico, la estamos aumentando al colocar otros tres aerogeneradores.

El numero de espacios entre aerogeneradores es la relación entre 2.5 veces el diámetro del rotor y la distancia de 757m.

Por otra parte, el numero de espacios entre las alineaciones se calcula de la misma manera pero utilizando la distancia de 528,4m.

Se puede concluir que en el parque eólico constará de dos alineaciones. En la primera se tendrán cuatro aerogeneradores y en la segunda tres, ya que si se colocara uno más se sobrepasaría la distancia de 757m.

A continuación se muestra el esquema con la disposición de los aerogeneradores en planta que como se observa se encuentran en diagonal para no producir sombras los unos a los otros y reducir la producción.

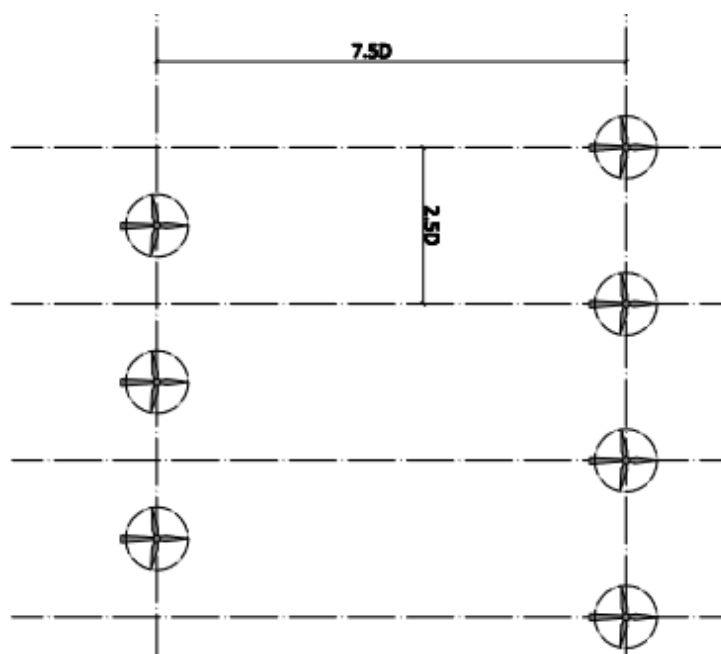


Figura 145: Disposición en planta de los Aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.



## 7.2 SISTEMA DEL FUNCIONAMIENTO ELÉCTRICO

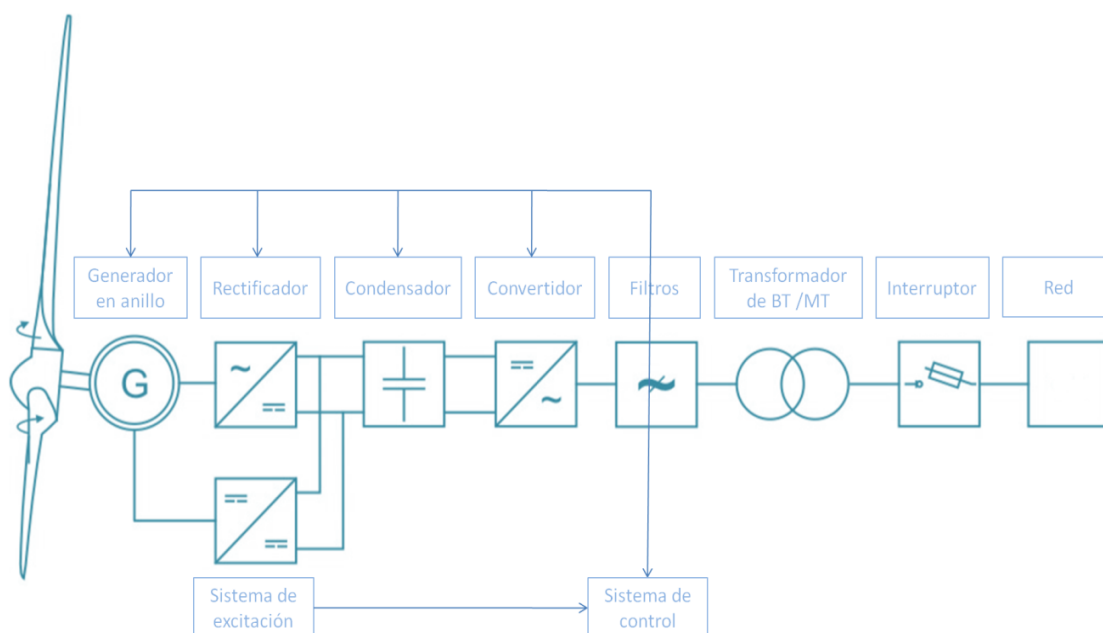


Figura 156: Esquema funcionamiento del aerogenerador. Fuente: ENERCON

La corriente del aerogenerador es corriente alterna trifásica de frecuencia variable, por lo que es necesario realizar una conversión para sincronizarla con la frecuencia de la red que son 50Hz en España. Los elementos que se encargan de realizar estas conversiones son el rectificador, el condensador y el convertidor.

Para realizar esta conversión se debe transformar la corriente alterna en continua (DC), no obstante la tensión de salida es variable por lo que no puede conectarse directamente al inversor. La función del transformador es la de transferir la corriente continua al convertidor, a tensión constante.

A continuación, el convertidor transforma la corriente continua en alterna con una tensión de salida de 690V (BT).

Por último, el transformador se encarga de subir la tensión de BT a MT, exactamente 20.000V para poder transportarla a la subestación, mediante las conexiones que se diseñaran en los próximos apartados. Una vez en la subestación la tensión sube de MT a AT (110.000V).

### 7.2.1 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

En el interior del parque eólico se instala el centro de transformación, que se encarga de subir la energía eléctrica producida por los aerogeneradores a un nivel de tensión adecuado, para su transporte con pérdidas mínimas.

El centro de transformación en el aerogenerador E-92 se encuentra en la parte inferior de la torre, sin necesidad de recurrir a una caseta exterior, como se muestra en la imagen:

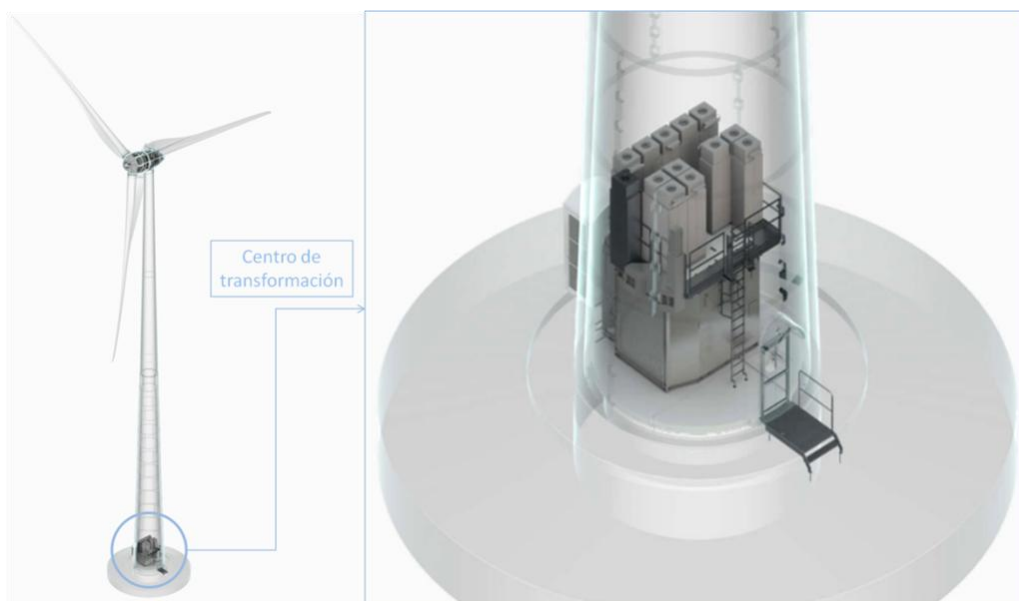


Imagen 4: Centro de transformación. Fuente: ENERCON

Se encarga de transformar la tensión de salida del aerogenerador de 690V (baja tensión) a 20.000V (media tensión) para transportar la energía a la subestación del parque. Está compuesto por las siguientes partes:

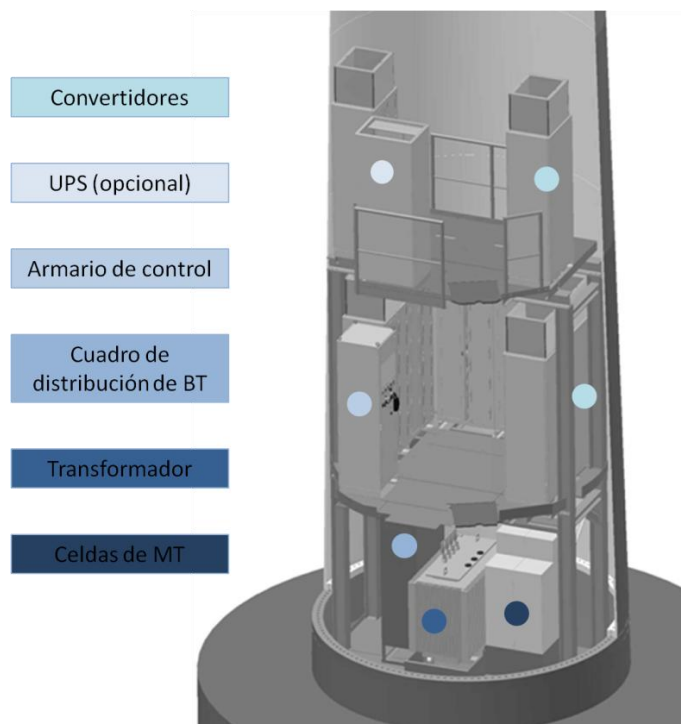


Figura 167: Partes del centro de transformación. Fuente: ENERCON

- La energía producida por el aerogenerador en anilla pasa por los **convertidores** a través de un rectificador y el circuito de corriente continua. Con ello se consigue que se cumpla la normativa de la red, como por ejemplo la frecuencia (50Hz).
- El **Sistema de suministro de energía ininterrumpido (UPS)** es de carácter opcional y se emplea para proporcionar energía en caso de un fallo eléctrico, durante un tiempo limitado.
- El **Armario de control** se encuentra en la base de la torre, y en él se sitúan los dispositivos de seguridad.
- Los **cables de media tensión** son parte del cableado interno del parque eólico, pasan a través de los tubos de la cimentación hasta alcanzar la **celda de media tensión**.
- El **transformador** se conecta a la celda de media tensión por medio de cables, se coloca al fondo con suficiente espacio para realizar las tareas de mantenimiento.
- El **cuadro de distribución de baja tensión** constituye el punto de conexión entre el armario de control y el transformador.

### 7.2.2 SUBESTACIÓN

La subestación situada en el parque eólico se emplea para transformar la tensión de la energía eléctrica, a la necesaria para verterla a la red, en este caso de 20.000V (MT) a 110.000V (AT), ya que es la tensión de la línea que pasa por encima del emplazamiento, según la RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.

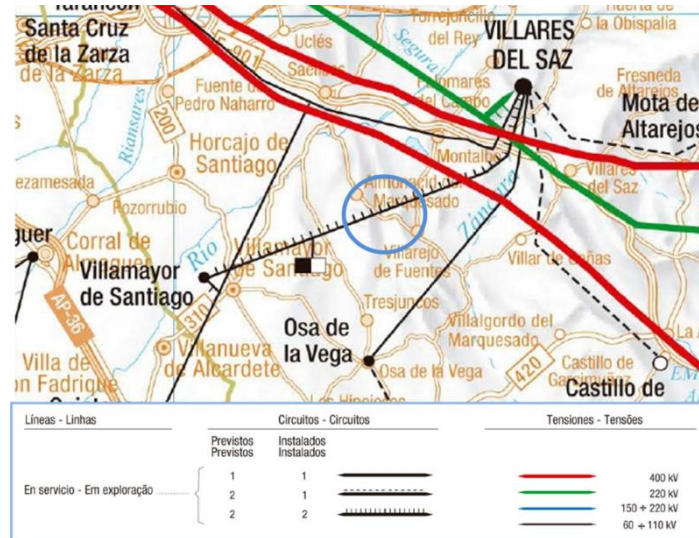


Figura 178: Mapa de la red . Fuente: REE

La potencia necesaria para dimensionar la subestación, es la máxima que se puede generar, es decir, la suma de la potencia nominal de todos los aerogeneradores instalados en el parque, se tienen siete con una potencia de 2350kW, por lo que será de 16.450kW.

Se ha instalado la subestación lo más lejos posible del último aerogenerador en la dirección Norte-Sur, exactamente a 64m para evitar problemas por fallos o averías.

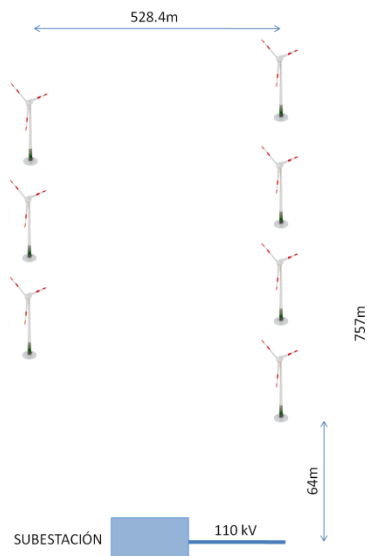


Figura 189: Plano de la distancia a la subestación. Fuente: REE

### **7.2.3 TRAZADO DE LAS CONEXIONES**

El sistema eléctrico del parque eólico tiene como función la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador a la red, con unas condiciones óptimas.

El diseño y el trazado de las conexiones dependen de la potencia nominal, del número y la localización de los aerogeneradores.

La tensión de salida de los aerogeneradores es de 690V (BT) por lo que con el transformador que se encuentra en el interior de la torre aumentamos esa tensión a 20.000V (MT) y con esta, se calcula la sección del cable que se va a utilizar.

Se tiene una línea trifásica, es decir, cada línea se compone de tres cables. Además, se han colocado dos líneas por si ocurre algún fallo o avería en alguna poder seguir funcionando por la otra.

Un diseño óptimo de la red de MT desde el punto de vista económico, consiste en encontrar la solución más rentable entre el coste del cable de media tensión, y las pérdidas de energía anuales del mismo. Se han desarrollado dos alternativas a partir de la cual se elegirá la más rentable.

### 7.2.3.1 Dos líneas de MT

En esta alternativa se ha barajado la posibilidad de colocar siete tramos que salen de los aerogeneradores y se conectan a los tramos principales, 3 en uno y 4 en otro, como se muestra en la imagen.

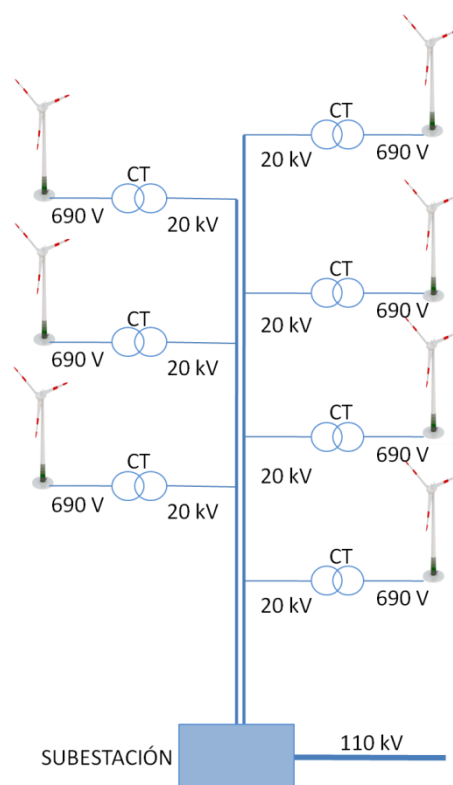


Figura 20: Esquema de la alternativa de dos líneas de MT. Fuente: Elaboración propia

Los cálculos de las secciones se han realizado en el Anejo 1, de los cuales se deduce que la sección de todos los tramos es la misma, de  $150\text{mm}^2$ , excepto el tramo principal al que se conectan cuatro aerogeneradores que tiene una sección de  $240\text{mm}^2$ . Además la caída de tensión de cada uno de los tramos es inferior al 5%, por lo que la sección elegida es correcta.

En la línea que sale del aerogenerador se coloca un interruptor, para que en el caso de avería o fallo este se abra y la corriente eléctrica no llegue al aerogenerador.

Se debe tener en cuenta que los precios indicados en el presupuesto son de la sección de  $240\text{mm}^2$ , ya que se han obtenido por IBERDROLA y esta no realiza secciones más pequeñas en MT.

### 7.2.3.2 Una línea de MT

Por otro lado en esta alternativa se han sustituido los dos conductores principales anteriores por uno, por lo tanto los siete tramos que salen de los aerogeneradores se conectan

a este principal. Esto implica que el cable soporte la potencia de los 7 aerogeneradores, aumentando la sección y encareciendo el precio.

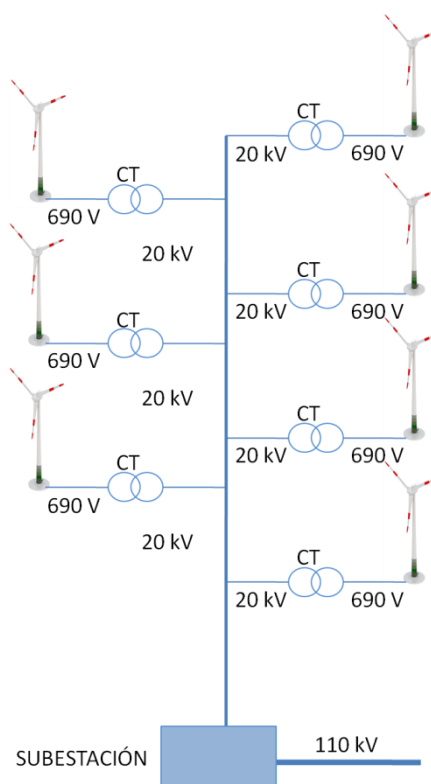


Figura 21: Esquema de la alternativa de un cable de MT. Fuente: Elaboración propia.

Los cálculos realizados en el Anejo 2 dan como resultado, que la sección en el tramo principal es de  $400\text{mm}^2$  y en los siete tramos restantes de  $150\text{mm}^2$ . La caída de tensión es inferior al 5%, lo que implica que las secciones son correctas.

En este caso también se han colocado interruptores en la línea del aerogenerador y los precios de la sección  $150\text{mm}^2$  son los correspondiente a la sección  $240\text{mm}^2$ .

### 7.2.3.3 Decisión de la alterativa

Para decidir por cuál de las dos alternativa se opta, se ha calculado el presupuesto de ambas en la tabla 5.

Como se puede observar la alternativa más rentable es la de dos cables de MT, ya que la sección es más pequeña y eso abarata el coste.

Otra de las razones es que al ir en líneas separadas si ocurre un fallo o avería en una, la otra línea sigue funcionando sin ningún problema.

UD.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD		COSTE UNITARIO (€)	IMPORTE (€)	
		Dos líneas de MT	Una línea de MT		Dos líneas de MT	Una línea de MT
m	Tendido de haz de cable hasta 3x400mm <sup>2</sup> Al		757	13,7		10370,9
m	Cable 12/20 kV tipo HEPRZ1 1x400 mm <sup>2</sup> Al		757	12,1		9159,7
Un	Confección de botella terminal (conexión en los dos extremos) hasta 400 mm <sup>2</sup>		7	88,5		619,5
Un	Botella terminal 400 mm <sup>2</sup> Al		7	27		189
m	Tendido de haz de cable hasta 3x240mm <sup>2</sup> Al	3254	1848	7,7	25055,8	14229,6
m	Cable 12/20 kV tipo HEPRZ1 1x240 mm <sup>2</sup> Al	3254	1848	6,1	19849,4	11272,8
Un	Confección de botella terminal (conexión en los dos extremos) hasta 240 mm <sup>2</sup>	7		80,5	563,5	
Un	Botella terminal 240 mm <sup>2</sup> Al	7		21	147	
<b>Importe total por línea</b>					<b>45615,7</b>	<b>45841,5</b>
<b>Importe total 2 líneas</b>					<b>91231,4</b>	<b>91683</b>

Tabla 5: Presupuesto de las conexiones. Fuente: Elaboración propia.



## 8 OBRA CIVIL

En el estudio de la obra civil se van a tratar las dimensiones de las zanjas necesarias para las conexiones y las comprobaciones pertinentes para llegar a la conclusión de que la cimentación es adecuada para nuestro tipo de terreno.

### 8.1 ZANJAS DE LAS CONEXIONES

Las zanjas realizadas para colocar las conexiones subterráneas de secciones calculadas anteriormente, se han situado de manera paralela a la línea formada por los aerogeneradores (norte a sur).

Se ha optado por seguir la normativa MT2.31.01 de Iberdrola, ya que es la distribuidora de la zona.

Esta normativa indica que se instala un cable tripolar por tubo, además la relación de diámetros entre el tubo y el cable es inferior a 1.5, por lo que en nuestro caso el diámetro del tubo es de 160mm en todos los casos.

Las secciones de las zanjas se encuentran en el anejo 4.

#### 8.1.1 Dos líneas de MT

Para los siete tramos que salen del aerogenerador se tendrán zanjas con dos tubos, ya que hemos colocado una línea para en caso de fallo de uno de los tramos, el aerogenerador siga funcionando. Las dimensiones de la zanja son 0,35m de ancho y 0,70 de alto.

En el caso de los tramos principales se entierran en la misma zanja por lo que se tendrán cuatro tubos. Las dimensiones son 0,35 de ancho y 0,9 de alto.

### 8.2 CIMENTACIÓN

El peso y las fuerzas del viento que actúan sobre el aerogenerador se transmiten al terreno, a través de la cimentación. En este caso la cimentación tipo del aerogenerador E-92, proporcionada por ENERCON es circular, ya que tienen las siguientes ventajas:

- Los efectos son iguales en todas las direcciones del viento, mientras que en las cimentaciones con base cuadrada pueden producirse presiones asimétricas.
- El diseño circular reduce considerablemente la cantidad de armadura y de hormigón, además de necesitar encofrados de menor tamaño.

- En los cálculos estáticos se cuenta con que se hace uso de la tierra extraída de la excavación para cubrir la cimentación. De esta manera se emplea menos hormigón reforzado para conseguir que la cimentación sea estable.

Se tiene que tener en cuenta que cada terreno soporta una tensión a compresión limitada, por lo que la cimentación debe adaptarse para cada tipo de terreno. Sobre este principio se basa el diseño de las cimentaciones circulares que suelen ser superficiales, pero en el caso de que el terreno sea blando, se realiza una cimentación profunda especial que disminuya las fuerzas hasta los estratos más profundos.

La zona donde se pretende instalar el parque eólico se caracteriza por tener suelo de caliza con gran capacidad portante y escalable, además de arcillas, según el instituto GeoMinero de España.

Para comprobar que la cimentación es adecuada para nuestro tipo de terreno, se han realizado en el anejo 2 las siguientes comprobaciones:

- El coeficiente de seguridad al vuelco.
- El coeficiente de seguridad frente al hundimiento.
- El coeficiente de seguridad frente a deslizamiento.

Los resultados obtenidos para el **coeficiente de seguridad frente al vuelco**, indican que la cimentación soporta, ya que el valor obtenido es superior a 2.

Por otro lado el **coeficiente de seguridad frente al hundimiento** se debe calcular para los dos tipos de terrenos calizas y arcillas. En **arcillas** no se cumple por lo que se debería realizar una cimentación profunda que distribuya las fuerzas. Los pilotes tienen una distribución simétrica y ligeramente inclinada para que la prolongación de la línea imaginaria de los mismos se encuentre en un punto por encima del centro de la cimentación. Esta disposición distribuye el flujo de cargas y fuerzas de manera óptima por toda la superficie.

Respecto a las **calizas** se necesita realizar un estudio geotécnico para obtener el valor de resistencia a compresión simple y aplicar la fórmula adecuada.

Por último, para el **coeficiente de seguridad frente a deslizamiento** se cumple que la fuerza horizontal es menor que al 10% de la vertical, por lo que no es necesario realizar la comprobación.

## 9 MANTENIMIENTO

El aerogenerador debe pasar una serie de mantenimientos en unos plazos determinados, para asegurar el funcionamiento seguro y óptimo.

Aualmente se llevan a cabo un mantenimiento mecánico, visual, de engrase y eléctrico, se distribuyen a lo largo del año para que el aerogenerador este controlado una vez por trimestre.

- Durante el **mantenimiento visual** el aerogenerador se inspecciona en busca de fallos. La inspección de las palas se realiza desde la parte superior de la góndola.
- Durante el **mantenimiento de engrase** se rellenan o reemplazan los depósitos de los componentes de engrase y se lubrican las juntas.
- Adicionalmente al mantenimiento de engrase, en el **mantenimiento mecánico** se revisan y comprueban los siguientes puntos:
  - Uniones atornilladas y cordones de soldadura.
  - Pares de apriete.
  - Motores de orientación y de pala.
  - Escaleras de seguridad.
  - Sistema de refrigeración de la torre.
  - Piezas portantes.
  - Freno del rotor.
  - Palas.
- Dentro del **mantenimiento eléctrico** se vigilan y comprueban entre otros los sensores, los dispositivos de medición, el proceso de arranque, etc.

El primer mantenimiento se realiza una vez el aerogenerador alcanza las 300 horas de funcionamiento después de la puesta en marcha.

## 10 ESTUDIO ECONÓMICO

### 10.1 INGRESOS

#### 10.1.1 PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN

Del estudio del diseño de la disposición en planta del parque se ha calculado la instalación de siete aerogeneradores.

La producción calculada en el apartado 6 no es todavía la que se entrega a la red eléctrica, esta es una potencia bruta que se calcula multiplicando la potencia de cada aerogenerador, por el número que se han instalado.

$$\text{Producción anual bruta} = 6.679,8 \times 7 = 46.758,6 \text{MWh}$$

A la producción bruta obtenida hay que aplicarle una serie de coeficientes para tener en cuenta las pérdidas.

##### 10.1.1.1 Coeficiente de pérdidas del parque.

- **Pérdidas por sombras entre alineaciones.**

El parque eólico está organizado en dos alineaciones, la primera recibe más recurso que la segunda y por lo tanto produce más energía. Al disminuir la distancia entre alineaciones la productividad del parque puede verse afectada.

Estas pérdidas suelen estimarse del orden del 0,95 para la distancia entre alineaciones.

- **Pérdidas por sombras entre turbinas en una misma alineación.**

Para la separación entre aerogeneradores se ha optado por 2,5 veces el diámetro del rotor, para evitar las sombras entre turbinas y que disminuya la producción de parque. Para esta separación el coeficiente de pérdida es de 0,995.

- **Pérdidas por disponibilidad.**

El coeficiente que estima las pérdidas por parada del aerogenerador, a causa de averías, se ha estimado con un valor de 0,98.

- **Pérdidas por transformación y transporte.**

La producción bruta del parque sufre pérdidas como consecuencia de los procesos de elevación de la tensión y transporte hasta la conexión a la red. Este coeficiente suele ser de 0,9.

- **Perdidas por mantenimiento de la subestación.**

Estas pérdidas representan la falta de vertido de energía producida a la red por trabajos de mantenimiento. se han estimado en un 0,999.

- **Perdidas por corte de suministro.**

Son las pérdidas correspondientes a la falta de suministro eléctrico en el arranque de la turbina. En la actualidad este hecho es despreciable.

- **Perdidas por ajuste de la curva de potencia.**

Los cálculos realizados se basan en valores de potencias proporcionados por ENERCON, sin embargo esta con la turbina en funcionamiento estos valores suelen ser inferiores por lo que se aplica un coeficiente de reducción de 0,98.

El coeficiente global es el resultado de multiplicar todos los coeficientes anteriores. En la siguiente tabla se muestran los resultados:

<b>Pérdidas</b>	<b>Coeficiente</b>
Sombras entre alineaciones	0,95
Sombras entre turbinas en una misma alineación	0,995
Disponibilidad	0,98
Transformación y transporte	0,9
Mantenimiento de la subestación	0,999
Corte de suministros	1
Ajuste curva de potencia	0,98
	<b>0,82</b>

Tabla 6: Coeficiente de pérdidas. Fuente: Elaboración propia.

#### 10.1.1.2 .Incertidumbre

Los inversores suelen considerar un rango de valores clasificados como concepto de incertidumbre, con el objeto de tener consideración de que el valor de la producción es variable, como por ejemplo un error de medición del contador.

La incertidumbre de la producción suele ser del 90% de la producción considerada por el inversor.

#### 10.1.1.3 Ingresos de producción

El resultado de la producción anual neta aplicando el coeficiente de pérdidas e incertidumbre es:

$$Producción\ anual\ neta = 46.758,6 \times 0,82 \times 0.9 = 34.507,84MWh$$

Los ingresos de producción son el producto de la producción anual neta y el precio estimado para el cálculo de los ingresos de la explotación, que será de 52€/MWh, estipulado en la *Orden IET/2212/2015* para 2017 en adelante.

$$\text{Ingresos de producción} = 34.507,84\text{kWh} \times 52\text{€/MWh} = 1.794.407,68\text{€}$$

## 10.2 COSTE DEL PROYECTO

Los costes de la obra se han dividido en tres partes:

- La **Inversión** consta de el presupuesto de ejecución civil (PEM), Beneficio industrial (BI) que corresponde a las ganancias del proyectista y los gastos generales de obra (GG).
- Los **gastos de gestión de establecimiento** son los gastos obligatorios a la hora de realizar la instalación de un parque eólico. Normalmente suelen ser licencias e impuestos. En este también se incluyen el estudio geotécnico y el de impacto ambiental.

UD.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTE UNITARIO (€)	IMPORTE (€)
-----	-------------	----------	--------------------	-------------

### INVERSIÓN

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)				
OBRA CIVIL				
MW	Instalación completa del aerogenerador	16,45	1.000.000,00	16.450.000,00 €
m2	Despeje y desbroce del terreno	300.000,00	0,23	69.000,00 €
m3	Excavación todo tipo de terrenos	1.409,93	4,91	6.922,77 €
m3	Relleno con material excavación	322,17	1,20	386,60 €
m3	Relleno arena	279,48	2,30	642,79 €
m3	Viales interiores	75.000,00	1,20	90.000,00 €
nº aero	Señalización	7	1.100,00	7.700,00 €
nº aero	Confección botella terminal	7	80,50	563,50 €
nº aero	Botella terminal	7	21,00	147,00 €
m	Tendido de haz de cable hasta 240mm² Al	5.598,00	7,70	43.104,60 €
m	Cable 12/20 kV tipo HEPRZ1 240 mm² Al	5.598,00	6,10	14.136,75 €
MW	subestación	16,45	120.000,00	1.974.000,00 €
			<b>OBRA CIVIL</b>	<b>18.656.604,01 €</b>
GASTOS DE RECUPERACIÓN				
nº parque	Seguridad y Salud	1	8.000,00	8.000,00
Ha	Aporte de tierra vegetal	30,00	3.600,00	108.000,00
Ha	Hidrosiembra	30,00	810,00	24.300,00
			<b>G.RECUPERACIÓN</b>	<b>140.300,00 €</b>
			<b>PEM</b>	<b>18.796.904,01 €</b>
%PEM	BENEFICIO INDUSTRIAL	6%		1.127.814,24 €
%PEM	GASTOS GENERALES OBRA	5%		939.845,20 €
			<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	<b>20.864.563,46 €</b>

### COSTE TOTAL DEL PROYECTO

GASTOS DE GESTIÓN DE ESTABLECIMIENTO				
%PEM	Impuestos sobre construcciones, instalaciones y obras	4%		751.876,16 €
%PEM	Tasa licencia de obras	6%		1.127.814,24 €
%PEM	Cuota de ocupación del suelo	2%		375.938,08 €
Ud.	Estudio geotécnico	1	2.000,00	2.000,00 €
Ud.	Estudio de Impacto Ambiental	1	2.300,00	2.300,00 €
			<b>G. GESTIÓN</b>	<b>2.259.928,48 €</b>
			<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	<b>13.362.072,02 €</b>
			<b>COSTE</b>	<b>23.124.491,94 €</b>

Tabla 7: Costes del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

### 10.3 ESTUDIO DE RETABILIDAD

Según la ficha técnica del catalogo de ENERCON la vida útil de los aerogeneradores es de 25 años, por lo que el estudio de rentabilidad se realizara para ese periodo de tiempo.

EL primer año en el que se realiza la inversión los beneficios son nulos debido a que el parque eólico no está en funcionamiento. A los beneficios obtenidos el primer año de funcionamiento del parque se le debe añadir la retribución a la inversión que será de 63.384€/MW, obtenido de la *Orden IET/2212/2015* como se desarrolla en el ANEJO 3.

Además a los de cada año se les debe restar el gasto de personal y mantenimiento que son el 6% de los ingresos.

Una vez obtenidos los beneficios brutos se le debe restar los impuestos de valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE), que son el 7% sobre los ingresos y los Peajes de acceso a la red de transporte y distribución, con un valor 0.5€/MWh. EL valor que da es el flujo de caja que son los beneficios netos anuales.

A continuación, se han calculado dos indicadores que representan la rentabilidad de la construcción del parque eólico:

- El Valor Actual Neto (VAN) obtenido con una tasa de interés de 4% respecto al beneficio neto, es un valor positivo lo que indica que el proyecto es rentable.
- La Tasa Interna de retorno (TIR) obtenida es del 5% lo que nos indica el descuento aplicable al proyecto para que saliera rentable.

A continuación se adjunta una tabla con todos los cálculos descritos:



Año	Presupuesto del proyecto	Producción Mw/h año	Precio prima €/ kWh	Ingresos	Gastos mantenimiento(6%)	Beneficios brutos	impuestos	Flujo de caja	FNC actualizado (VAN)
2016	23.124.491,94								-23.124.491,94
2017		34.507,84	52,00	2.837.074,48	107.664,46	2.729.410,02	142.862,46	2.586.547,56	2.487.064,96
2018		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.427.404,55
2019		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.372.504,38
2020		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.319.715,75
2021		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.268.957,45
2022		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.220.151,39
2023		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.173.222,49
2024		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.128.098,55
2025		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.084.710,14
2026		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.042.990,52
2027		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	1.002.875,50
2028		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	964.303,37
2029		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	927.214,78
2030		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	891.552,67
2031		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	857.262,18
2032		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	824.290,56
2033		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	792.587,08
2034		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	762.102,96
2035		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	732.791,31
2036		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	704.607,03
2037		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	677.506,76
2038		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	651.448,80
2039		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	626.393,08
2040		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	602.301,04
2041		34.507,84	52,00	1.794.407,68	107.664,46	1.686.743,22	142.862,46	1.543.880,76	579.135,61
<b>TOTAL VAN</b>									<b>1.996.700,97</b>
<b>TIR</b>									<b>5%</b>

Tabla 8: TIR y VAN. Fuente: Elaboración propia.

## 11 VALORACIÓN DEL CONJUNTA

La valoración del resultado se ha elaborado de manera conjunta, puesto que, se ha realizado una comparación de las tres alternativas de aerogeneradores, para así elegir la más rentable.

	<b>Produccion MWh</b>	<b>Coste del proyecto (€)</b>	<b>€/MWh</b>	<b>Amotizacion</b>	<b>TIR</b>	<b>VAN</b>
<b>E-53</b>	22049,24	14810920,35	55,98	15	5%	>0
<b>E-92</b>	34507,84	23124491,94	55,84	15	5%	>0
<b>E-141</b>	33008,88	17752901,55	44,82	12	7%	>0

Tabla 9: Resumen estudio de producción y económico de las alternativas

En primer lugar, la adopción de cualquiera de las tres alternativas resultaría rentable ya que su VAN es positivo.

Para la elección de la alternativa nos hemos guiado por el precio de MWh, obtenido de la relación entre el coste del proyecto y la producción neta anual, por el período de amortización y la rentabilidad (TIR).

De la observación de los resultados se escoge la instalación de los aerogeneradores del E-141, ya que el precio por MWh es 10€ inferior a las otras dos alternativas, además el período de amortización es 3 años inferior obteniendo una rentabilidad mayor (7%).

## **12 CONCLUSIÓN**

Tas analizar el recurso eólico de La cordillera situada en el término municipal de Almonacid del Marquesado en la provincia de Cuenca, se ha decidido colocar el parque eólico en esa zona por las buenas condiciones.

Una vez seleccionado el emplazamiento se ha realizado el diseño en planta del parque, con aerogeneradores E-92 con una potencia nominal de 2350kW. El parque eólico constará de dos alineaciones, aunque en la primera alineación las distancia recomendada no se cumpla al colocar 4 aerogeneradores y esto pueda afectar a la producción, la colocación de otros tres aerogeneradores compensa esas pérdidas.

Respecto a las conexiones, se han barajado dos alterativas teniendo en cuenta las distancias a la subestación, llegando a la conclusión de que la seleccionada es la de dos líneas principales, una de 642m a la que llegan 3 líneas que salen de los aerogeneradores y otra de 757m a la que llegan 4. La selección se ha realizado analizando el presupuesto de los cables, ya que la sección es más pequeña y eso abarata el precio. Otra de las razones es que al ir en líneas separadas si ocurre una avería en una, la otra línea sigue funcionando sin ningún problema.

Por otro lado, se han realizado comprobaciones geotécnicas a la cimentación tipo del aerogenerador E-92, llegando a la conclusión de que es necesario un estudio geotécnico para darnos más información sobre la composición del suelo del emplazamiento y sus propiedades.

Por último, se ha elaborado un estudio económico para comprobar la rentabilidad de la inversión analizando la producción neta del parque. Se ha elaborado un presupuesto de la obra, además se han calculado dos indicadores de rentabilidad, el VAN que da un valor positivo lo que indica que el proyecto es rentable y el TIR con un valor de 5% que es el descuento aplicable a nuestro proyecto para que salga rentable.

En conclusión, las energías renovables son rentables y además tienen ventajas sobre otras , ya que no producen residuos, ni emisiones a la atmosfera, por lo que se reduce la contaminación.

## 13 BIBLIOGRAFIA

- A, Canterbury, E., Duraiappah, A. K., Naeem, S., Agardy, T., Ash, N. J., ... MEA. (2013). No Title No Title. *Ecosystems and Human Well-being: A Framework for Assessment*, 12(16), 81-87. <http://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- Álvarez, C. (2006). Manual de Energías Renovables - Energía Eólica. *Idae*, 1-180.
- Bayón Gómez, R., Cebadera Miranda, L., & Del Castillo Gómez, R. (s. f.). Diseño de un parque eólico de 6 MW, 71.
- Electrotecnia, A. (2011). Tema 6. instalaciones de distribución 1, 1-25.
- España. (2014). Boletín Oficial del Estado (BOE), 39355-39357.
- González-longatt, R. P. F. M. (2008). Normativa IEC 64100-1 : Modelado del Viento en condiciones Normales Parte I Índice General.
- Government of Spain. (2012). Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. *Boletín Oficial de Estado*, 312, 88081-88096. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Hacienda, M. De. (2015). Lrhl 2/2004, 1-101.
- Ingeniería, I. D. E. E. E. (2007). Septiembre de 2007, 1-43.
- Lareo, A. P., & Filgueiras, C. S. A. A. (2013). Grado en Ingeniería Eléctrica.
- Management, P. (s. f.). Camino de acceso y plataforma de la grúa Torre hormigón prefabricada, 1-15.
- Ministerio de Educación, C. y D. (2015). Boletín oficial del estado. *Resolución del 24 de Julio de 2015, de la Secretaría de Estado de Educación, Formación Profesional y Universidades, por la que se convocan ayudas para alumnado con necesidad específica de apoyo educativo, para el curso académico 2015-2016.*, (183), 60502-60511.
- Ministerio de Industria Turismo y Comercio. (2011). Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. *Boletín Oficial de Estado*, 276, 118002-118009.
- Molinero Benítez, A. (2009). Proyecto de un parque eólico, 296.
- Mw, S. (2014). Gama de aerogeneradores.
- E-92. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.enercon.de/produkte/ep-2/e-92/>

Componentes del precio del recibo de la luz - mifakturadeluz.com. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://mifakturadeluz.com/componentes-del-precio-del-recibo-de-la-luz/>

Energía eólica: ventajas e inconvenientes. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.energiasrenovablesinfo.com/eolica/energia-eolica-ventajas-inconvenientes/>

MT\_2.31.01\_6\_jul09.pdf. (s. f.).

Residuos nucleares. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de [http://energia-nuclear.net/residuos\\_nucleares.html](http://energia-nuclear.net/residuos_nucleares.html)

Energía eólica - Fuente de energía renovable. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/#>

EL RÉGIMEN DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EÓLICA EN CASTILLA-LA MANCHA. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de [http://huespedes.cica.es/gimadus/21/02\\_el\\_regimen\\_de\\_aprovechamiento.html](http://huespedes.cica.es/gimadus/21/02_el_regimen_de_aprovechamiento.html)

Mapas de la red | Red Eléctrica de España. (s. f.). Recuperado 1 de junio de 2016, a partir de <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>

Endesa distribución - endesadistribucion.es. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.endesadistribucion.es/es/Paginas/Home.html>

Las ventajas | Asociación Empresarial Eólica. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/las-ventajas/>

Energías renovables, una apuesta decidida de Castilla-La Mancha - Noticias de Entrevistas y Reportajes - La Cerca. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de [http://www.lacerca.com/noticias/reportajes/energias\\_renovables\\_castilla\\_la-23295-1.html](http://www.lacerca.com/noticias/reportajes/energias_renovables_castilla_la-23295-1.html)

La eólica y el precio de la luz | Asociación Empresarial Eólica. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-y-el-precio-de-la-luz/>