



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO Y VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN MINIEÓLICA EN SAN PEDRO DE OLLEROS (LEÓN)

León, Diciembre de 2014

Autor: Héctor López Álvarez
Tutor: Miguel de Simón Martín

El presente proyecto ha sido realizado por D./Dña. Héctor López Álvarez, alumno/a de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D./Dña. Miguel de Simón Martín, profesor/a del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: D./Dña. Héctor López Álvarez
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D./Dña. Miguel de Simón Martín
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

El Trabajo Fin de Grado que se expone a continuación es un estudio técnico consistente en la evaluación de los recursos eólicos presentes en la localidad de San Pedro de Olleros (León) con vistas a la implantación de una instalación minieólica.

Para la elaboración de dicho estudio se ha utilizado como principal herramienta el programa WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), el cual permite estimar el potencial eólico de una zona determinada a partir de las medidas de viento de una estación meteorológica cercana.

En la redacción del documento se incluye, paso a paso, todo el procedimiento llevado a cabo mediante WASP con sus respectivas indicaciones y análisis así como los datos de partida requeridos por el mismo.

ABSTRACT

The project hereby presented is a technical study based on the assessment of the wind resources in locality of San Pedro de Olleros (Leon), with the purpose of implementing a small wind energy installation.

For the development of this project, the mainly used tool has been the software WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), which allows to estimate the wind potential in a certain area from the wind measurements taken in nearby weather stations.

The project includes, step by step, the whole procedure followed by WASP with its respective indications and analyses, as well as all the required baseline data.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
2	LOCALIZACIÓN	1
3	ANÁLISIS MEDIANTE WASP	2
3.1	Obtención de datos de viento	2
3.2	Mapa topográfico	5
3.3	Creación del atlas de viento.....	6
3.4	Selección del aerogenerador	10
3.4.1	Windspot	11
3.4.2	Enair 70.....	12
3.5	Ubicación del aerogenerador	13
3.5.1	Red de recursos	13
3.6	Potencial eólico para un aerogenerador	14
3.6.1	Ubicación según AEP	15
3.6.1.1	AEP 1.....	15
3.6.1.2	AEP 2.....	17
3.6.2	Ubicación según densidad energética.....	19
3.6.3	Ubicación según velocidad media de viento.....	19
3.6.4	Ubicación según altitud	20
3.6.4.1	Obstáculos.....	20
3.6.4.2	Sin obstáculos.....	24
3.7	Potencial eólico para varios aerogeneradores	26
3.7.1	Primera ubicación.....	26
3.7.2	Segunda ubicación.....	28
3.7.3	Instalación combinada Windspot y Enair 70	29
4	RESULTADOS.....	31
4.1	Un aerogenerador.....	31
4.2	Varios aerogeneradores.....	32
5	CONCLUSIONES.....	33
5.1	Demanda de energía cubierta	33
5.2	Aspecto económico.....	34
5.3	Factor de capacidad	35

5.4	Aspecto medioambiental.....	36
5.5	Aspecto legal.....	37
6	BIBLIOGRAFÍA	39
7	ANEXOS.....	40
7.1	Ficha técnica aerogenerador Windspot 3,5 kW.	40
7.2	Ficha técnica aerogenerador Enair 70	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Ubicación de San Pedro de Olleros en la provincia de León.....	1
Figura 3.1.- Mapa eólico de la zona de estudio a 80 m de altura.	2
Figura 3.2.- Escala de colores para velocidades del viento.	2
Figura 3.3.- Archivo en bloc de notas para crear extensión “.tab”	4
Figura 3.4.- Mapa topográfico de la zona.....	5
Figura 3.5.- Espacio de trabajo WAsP y componentes de la jerarquía.	6
Figura 3.6.- Situación de la estación meteorológica en el mapa topográfico.....	6
Figura 3.7.- Efecto estela.	10
Figura 3.8.- Calculadora de densidad del aire.	11
Figura 3.9.- WAsP Turbine Editor. Windspot.....	11
Figura 3.10.- Curva de potencia de aerogenerador Windspot.....	12
Figura 3.11.- WAsP Turbine Editor. Enair 70.	12
Figura 3.12.- Curva de potencia de aerogenerador Enair 70.	13
Figura 3.13.- Mallado de la variable Weibull k.	14
Figura 3.14.- Posición de turbinas Windspot y Enair 70 en mallado de AEP 1	15
Figura 3.15.- Escala AEP ampliada.....	15
Figura 3.16.- Posición de turbina en mallado de AEP 2.....	17
Figura 3.17.- Turbina en mallado de densidad energética.....	19
Figura 3.18.- Turbina en mallado de velocidad media del viento	19
Figura 3.19.- Turbina en mallado de altitud	20
Figura 3.20.- Efectos de obstáculo en flujo de aire.	20
Figura 3.21.- Ubicación de los obstáculos con respecto a la turbina.....	22
Figura 3.22.- Red de mallado ampliada.	26
Figura 3.23.- Colocación aerogeneradores 1.....	27
Figura 3.24.- Colocación aerogeneradores 2.....	28
Figura 4.1.- Datos proporcionados por el fabricante del aerogenerador.	31

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1.- Distribución por direcciones de viento a 80 m.....	3
Tabla 3.2.- Datos de la estación meteorológica procesados por WASP.....	7
Tabla 3.3.- Estadísticas generales de todos los sectores.....	8
Tabla 3.4.- Valores de longitud de rugosidad de WASP.	8
Tabla 3.5.- Atlas de viento	9
Tabla 3.6.- Resultados de turbina Windspot en mallado AEP 1.....	16
Tabla 3.7.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado AEP1.	16
Tabla 3.8.- Resultados de turbina Windspot en mallado AEP 2.....	18
Tabla 3.9.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado AEP 2	18
Tabla 3.10.- Valores de porosidad.....	21
Tabla 3.11.- Datos de obstáculos.....	21
Tabla 3.12.- Resultados de turbina Windspot en mallado de altitud (con obstáculos). 22	
Tabla 3.13.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado de altitud (con obstáculos) ...	23
Tabla 3.14.- Efecto de los obstáculos, por sectores, en la velocidad del viento.....	23
Tabla 3.15.- Resultados de turbina Windspot en mallado de altitud (sin obstáculos) ..	24
Tabla 3.16.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado de altitud (sin obstáculos).....	25
Tabla 3.17.- Descripción de turbinas Windspot para colocación 1.	27
Tabla 3.18.- Resultados de turbinas Windspot para colocación 1.	27
Tabla 3.19.- Descripción de turbinas Enair 70 para colocación 1.....	27
Tabla 3.20.- Resultados de turbinas Enair 70 para colocación 1.....	28
Tabla 3.21.- Descripción de turbinas Windspot para colocación 2.	28
Tabla 3.22.- Resultados de turbinas Windspot para colocación 2.	29
Tabla 3.23.- Descripción de turbinas Enair 70 para colocación 2.....	29
Tabla 3.24.- Resultados de turbinas Enair 70 para colocación 2.....	29
Tabla 3.25.- Descripción de instalación combinada	29
Tabla 3.26.- Resultados de instalación combinada	30
Tabla 4.1.- Resultados finales para un aerogenerador	31
Tabla 4.2.- Resultados generales Windspot para ubicación AEP 1.	31
Tabla 4.3.- Resultados generales Enair 70 para ubicación AEP 1.....	32
Tabla 4.4.- Resultados finales para varios aerogeneradores	32

Tabla 5.1.- Demanda energética media	33
Tabla 5.2.- Demanda cubierta	34
Tabla 5.3.- Datos económicos	34
Tabla 5.4.- Factor de capacidad.....	35
Tabla 5.5.- Ahorro de CO ₂	36
Tabla 5.6.- Tabla de decibelios.	37

1 INTRODUCCIÓN

El objeto del estudio es calcular y valorar los recursos eólicos presentes en la localidad de San Pedro de Olleros para determinar la viabilidad de una instalación minieólica en la zona.

Los recursos eólicos disponibles son estimados por WASP mediante los datos de viento de una estación meteorológica cercana y un mapa topográfico de la zona.

El análisis de rentabilidad de la minieólica está ligado a la producción de energía del aerogenerador, pero puede variar en gran medida dependiendo del emplazamiento del mismo y de la potencia de la turbina, de modo que se ha optado por hacerlo variando las ubicaciones y el tipo de turbinas.

2 LOCALIZACIÓN

San Pedro de Olleros es una pequeña localidad de poco más de 100 habitantes perteneciente al municipio de Vega de Espinareda situado en la comarca de El Bierzo (León).

Coordenadas geográficas:

- Latitud: 42.697273
- Longitud: -6.7188825

Se encuentra a una altitud de unos 740 metros sobre el nivel del mar.



Figura 2.1.- Ubicación de San Pedro de Olleros en la provincia de León.

3 ANÁLISIS MEDIANTE WASP

3.1 Obtención de datos de viento

En primer lugar, antes de proceder al uso del programa, necesitamos disponer de los datos de viento de alguna estación meteorológica cercana, a poder ser la más próxima.

En nuestro caso hemos obtenido los datos de viento del Atlas Eólico de España, puesto a disposición pública por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

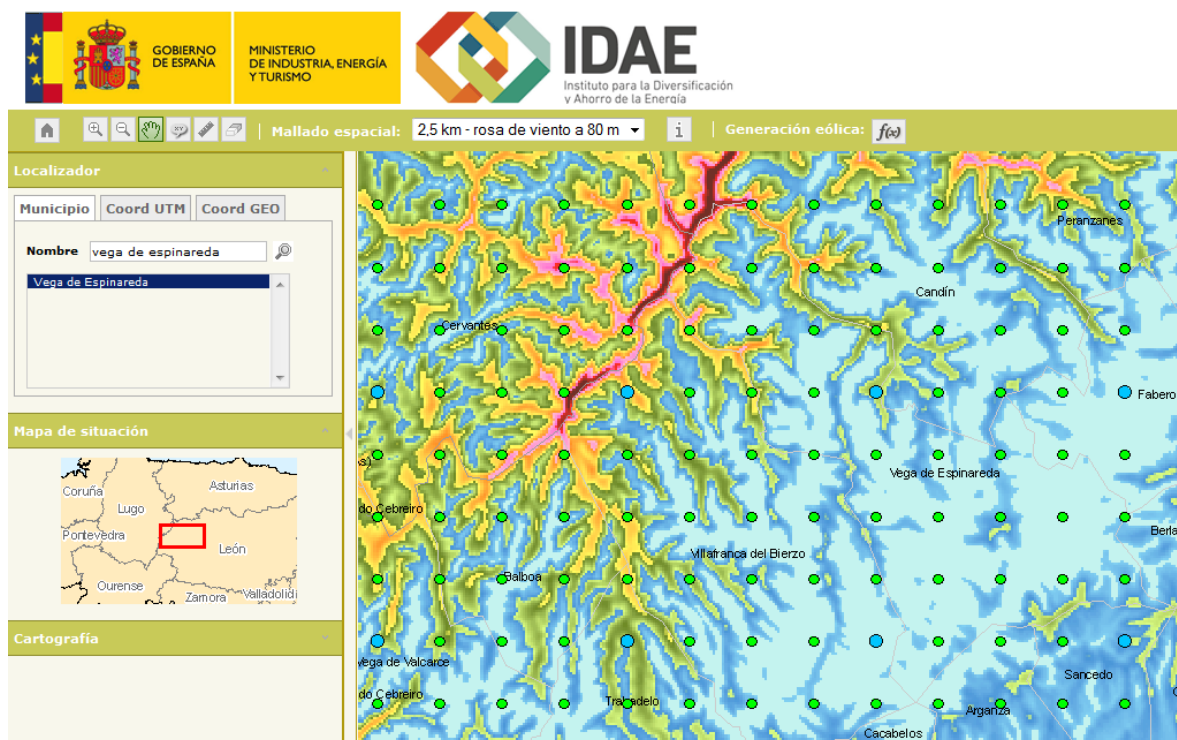


Figura 3.1.- Mapa eólico de la zona de estudio a 80 m de altura.



Figura 3.2.- Escala de colores para velocidades del viento.

A primera vista podemos observar que nuestra zona de estudio no dispone de grandes velocidades de viento (entre 4 y 5 m/s), lo que se traduce en un bajo potencial eólico. No obstante, sigue siendo interesante el estudio de este potencial ya que los aerogeneradores minieólicos no requieren de grandes velocidades para su funcionamiento.

Otro dato interesante que observamos es que los datos de la velocidad media anual de viento están disponibles a varias alturas, hemos escogido 80 m porque es la preseleccionada por la aplicación, sin embargo esto es irrelevante a la hora de introducir los datos a WAsP ya que admite cualquier altura siempre que se indique.

Una vez examinado el mapa global de la comarca procedemos a buscar la estación meteorológica (puntos verdes y azules) más próxima a nuestra zona de estudio con el fin de obtener los datos asociados a la misma. Dichos datos son:

- Coordenadas UTM (m)
- Frecuencia (%), Velocidad (m/s) y Potencia (%) para cada dirección
- Parámetros de Weibull

Tabla 3.1.- Distribución por direcciones de viento a 80 m.

Coordenadas UTM(m): 195943,4733268

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	5.59	3.651	6.6	4.009	2.103
NNE	5.25	3.387	5.2	3.664	1.926
NE	4.97	2.727	2.74	2.996	1.891
ENE	7.45	2.544	3.03	2.82	2.133
E	12.38	3.203	9.91	3.566	2.193
ESE	8.43	2.811	5.54	3.2	1.929
SE	4.66	2.015	1.45	2.387	1.738
SSE	4.78	1.966	1.23	2.383	2.027
S	5.51	2.448	3.35	2.964	1.714
SSW	7.46	3.3	12.07	3.837	1.51
SW	7.75	3.293	9.43	3.823	1.803
WSW	8.91	3.981	16.51	4.534	1.945
W	5.96	3.738	9.54	4.125	1.743
WNW	4.02	3.673	6.9	4.14	1.671
NW	3.04	3.098	2.62	3.474	1.886
NNW	3.83	3.29	3.87	3.664	1.892

Conocidos los datos de la estación debemos transformarlos de forma que sean legibles para el WAsP. Hay dos formatos que admite el programa:

- Formato usado por las versiones más antiguas (*.tab)
- Formato usado por las versiones más modernas (*.owc)

Utilizaremos el primero. Dentro de este formato hay diferentes variantes en función de los datos a introducir, usaremos el que requiere los parámetros de Weibull.

El archivo, creado a partir de un bloc de notas, quedará de la siguiente manera:

1. Enunciado que indique la zona de observación, variante de formato;
2. Latitud [°], longitud [°] y altura del anemómetro;
3. Número de sectores, factor de velocidad para obtener valores en m/s (como ya me lo dan en m/s es igual a 1) y dirección de desplazamiento [°] para calibrar la roseta de vientos con el norte geográfico;
4. Frecuencia por sectores (%);
5. Weibull C (m/s);
6. Weibull k.

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda													
San Pedro de Olleros. Distributions specified by weibull A- and k-parameters.																	
42.68983065329167					-6.712761176049249	80											
16	1.00	0.00	2														
5.59	5.25	4.97	7.45	12.38	8.43	4.66	4.78	5.51	7.46	7.75	8.91	5.96	4.02	3.04	3.83		
4.01	3.66	3.00	2.82	3.57	3.2	2.39	2.38	2.96	3.84	3.82	4.53	4.13	4.14	3.47	3.66		
2.10	1.93	1.89	2.13	2.19	1.93	1.74	2.03	1.71	1.51	1.803	1.95	1.74	1.67	1.89	1.89		

Figura 3.3.- Archivo en bloc de notas para crear extensión “.tab”

Por último guardamos el archivo con la extensión “.tab” y ya está listo para el WAsP.

3.2 Mapa topográfico

Tras obtener los datos de viento de la estación meteorológica el programa necesita conocer la información orográfica y de rugosidad del terreno, lo que le permitirá realizar sus estimaciones de forma precisa.

Para este estudio se ha obtenido dicha información del Servicio de Cartografía de la Universidad de León. Las coordenadas de las cuatro esquinas del mapa son:

- Punto noroeste: Latitud: 42.704956 Longitud: -6.729908
- Punto nordeste: Latitud: 42.704893 Longitud: -6.707936
- Punto sureste: Latitud: 42.688808 Longitud: -6.707936
- Punto suroeste: Latitud: 42.688965 Longitud: -6.729694

El mapa tiene una superficie total de poco más de 300 hectáreas (3 km²), las curvas de nivel distan entre sí 10 metros y el formato del archivo es “.map”.

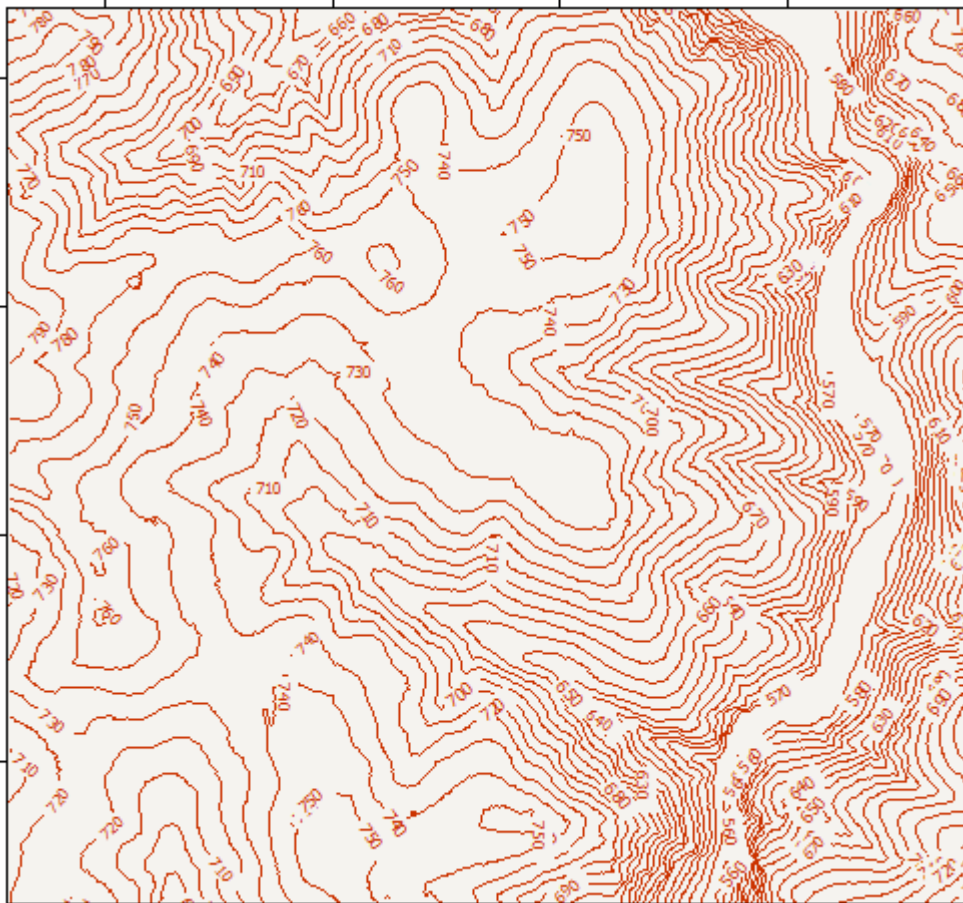


Figura 3.4.- Mapa topográfico de la zona.

3.3 Creación del atlas de viento

Una vez obtenidos todos los datos de partida requeridos por el programa procedemos a la creación del atlas de viento.

Para empezar creamos, dentro del programa, un nuevo espacio de trabajo en el que cargar dichos datos.

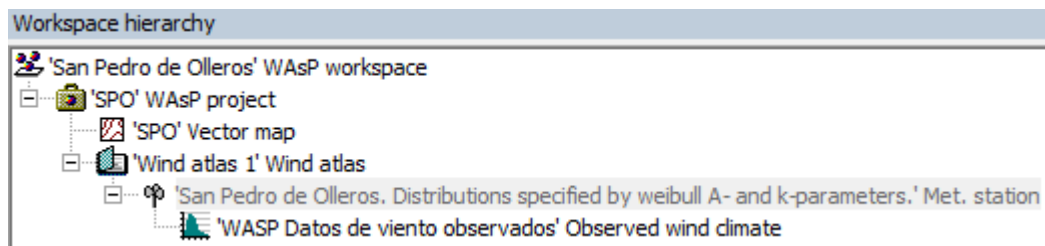


Figura 3.5.- Espacio de trabajo WASP y componentes de la jerarquía.

A continuación posicionamos la estación meteorológica en el punto exacto del mapa en el que se encuentra.

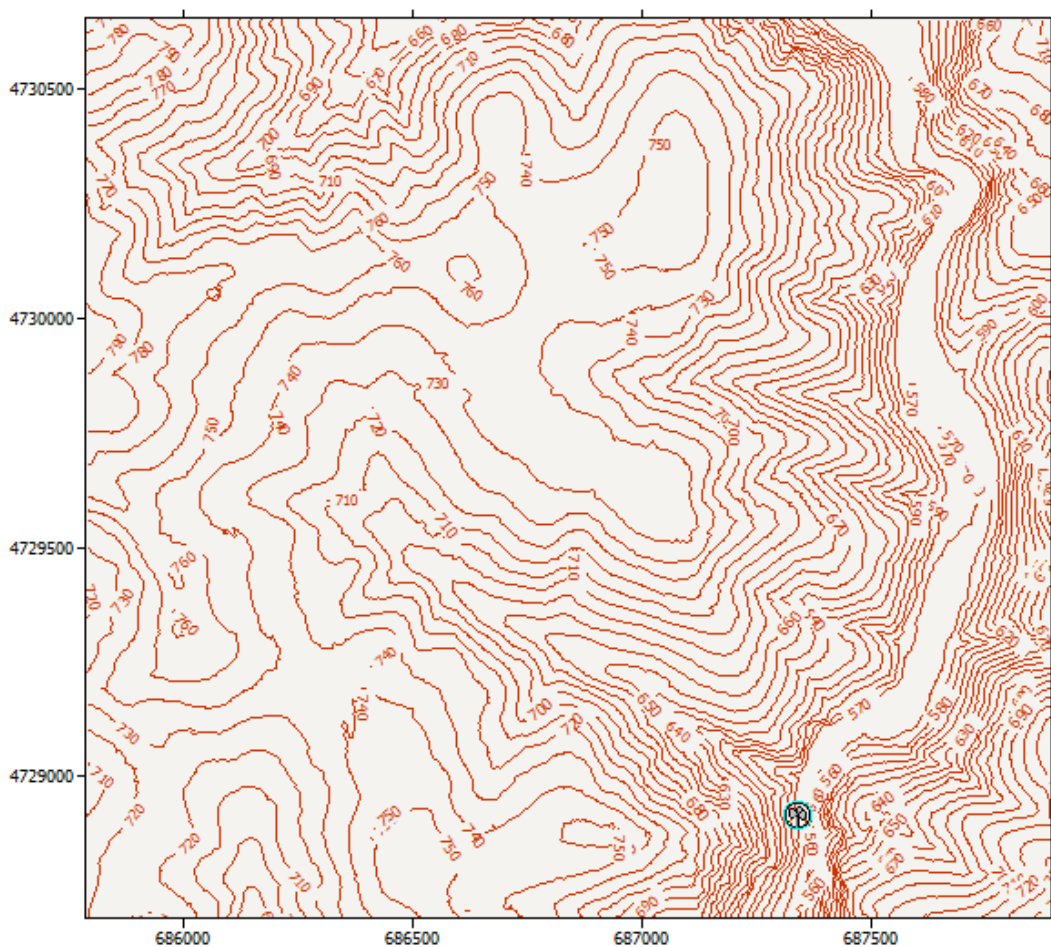
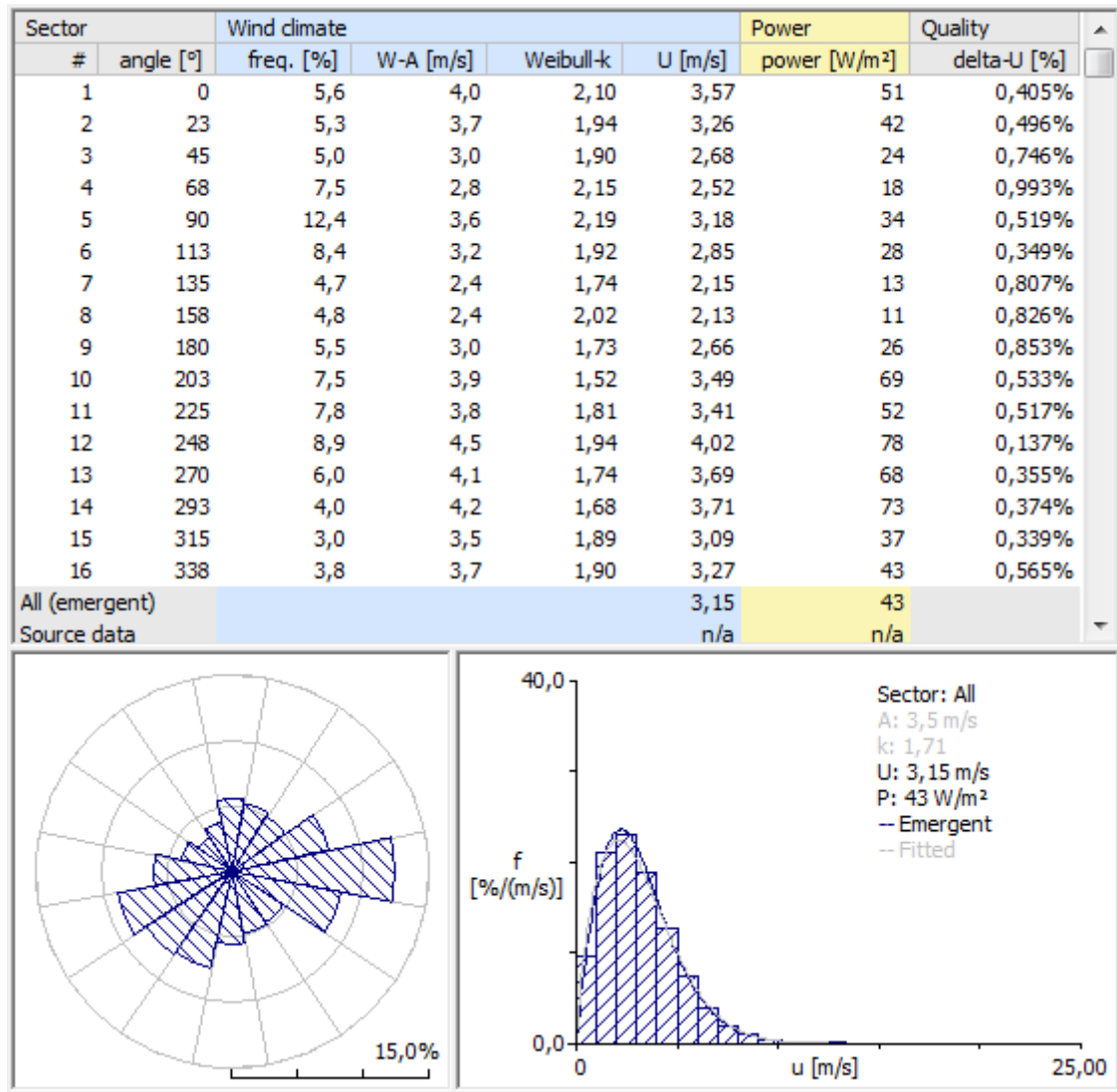


Figura 3.6.- Situación de la estación meteorológica en el mapa topográfico.

La información que procesa el programa a partir de los datos de la estación meteorológica se muestra de la siguiente manera:

Tabla 3.2.- Datos de la estación meteorológica procesados por WAsP.



WAsP ofrece dos representaciones gráficas de la información:

- Rosa de vientos: diagrama polar en el que se definen para las diferentes secciones o rumbos los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento.
- Gráfica que muestra un histograma de las frecuencias de las velocidades de viento en el punto de medición. Los parámetros de Weibull de la distribución son precalculados y visualizados. La curva de Weibull derivada se sobrepone en el histograma.

Tabla 3.3.- Estadísticas generales de todos los sectores.

All-sectors statistics				
	Weibull-A	Weibull-k	Mean speed	Power density
Source data	-	-	(not available from the file)	
Fitted	3,5 m/s	1,71	3,13 m/s	43 W/m ²
Emergent	-	-	3,15 m/s	43 W/m ²
Combined	3,5 m/s	1,73	3,15 m/s	43 W/m ²

Con estas primeras estadísticas podemos exponer una serie de observaciones:

- La velocidad media del viento localizada en el emplazamiento de la estación es muy baja con unos valores de poco más de 3 m/s.
- La densidad energética también posee unos valores muy bajos.

Estas primeras impresiones son bastante negativas, sin embargo debemos tener en cuenta que la estación se encuentra ubicada en las cotas más bajas del mapa, a muy poca altitud, lo que quiere decir que podemos esperarnos una mayor actividad eólica en el pueblo, situado a unos 170 metros por encima.

El último dato a introducir, previo a la creación del atlas, es el valor de la rugosidad del terreno. El WASP establece una serie de valores de longitud de rugosidad que relacionan con las características del terreno. También establece las clases de rugosidad usadas de forma genérica en los atlas de viento europeos.

Tabla 3.4.- Valores de longitud de rugosidad de WASP.

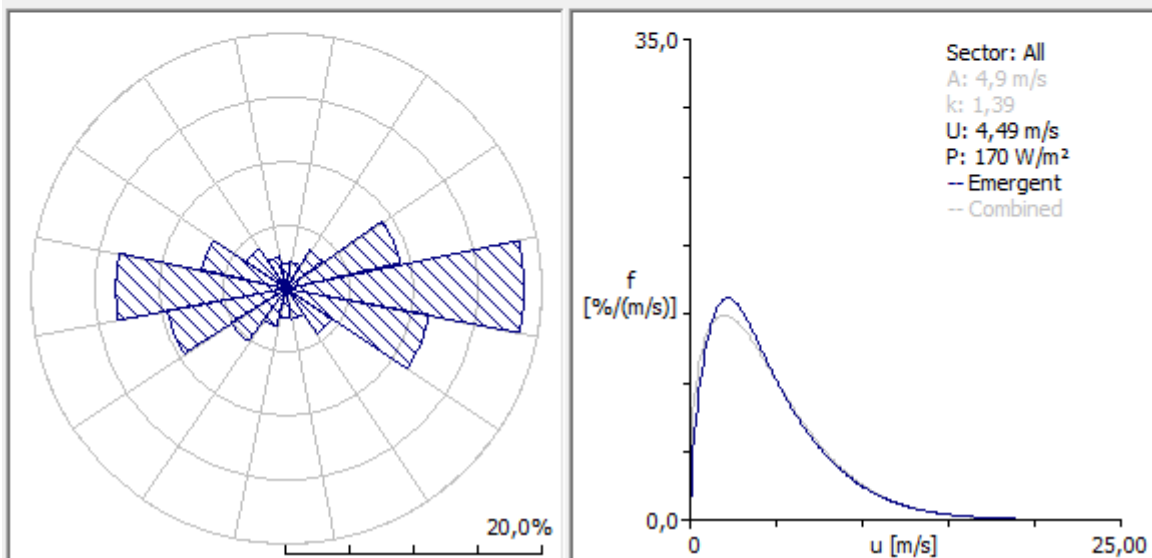
z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1.00	city	
0.80	forest	
0.50	suburbs	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	shelter belts	
0.20	many trees and/or bushes	
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)
0.05	farmland with open appearance	
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)
0.02	airport areas with buildings and trees	
0.01	airport runway areas	
0.008	mown grass	
0.005	bare soil (smooth)	
0.001	snow surfaces (smooth)	
0.0003	sand surfaces (smooth)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)	

Ya que en nuestro caso se trata de bosque bajo, el valor elegido será de 0.6 m en todas direcciones.

Finalmente se obtiene el atlas de viento generado:

Tabla 3.5.- Atlas de viento

		R-class 0 (0,000 m)	R-class 1 (0,030 m)	R-class 2 (0,100 m)	R-class 3 (0,600 m)	R-class 4 (1,000 m)
Height 1 (z = 10 m)	U [m/s]	5,46	3,86	3,36	2,42	2,09
	P [W/m ²]	324	136	90	34	21
Height 2 (z = 25 m)	U [m/s]	5,96	4,58	4,13	3,26	2,98
	P [W/m ²]	410	209	154	77	57
Height 3 (z = 50 m)	U [m/s]	6,39	5,25	4,80	3,96	3,70
	P [W/m ²]	488	279	218	127	102
Height 4 (z = 80 m)	U [m/s]	6,72	5,81	5,35	4,49	4,23
	P [W/m ²]	572	345	271	170	142
Height 5 (z = 150 m)	U [m/s]	7,25	6,82	6,28	5,31	5,01
	P [W/m ²]	735	548	427	258	214



3.4 Selección del aerogenerador

Dado que el objetivo del trabajo no es otro que el de estudiar la rentabilidad de una minieólica nuestro aerogenerador debe ser de muy baja potencia. Dicho esto, los elegidos para nuestro estudio son:

- Aerogenerador “Windspot” de 3,5 kW de potencia.
- Aerogenerador “Enair 70” de 5,5 kW de potencia.

Al igual que ocurrió con los datos de la estación meteorológica, los datos del aerogenerador también deben transformarse de manera que sean legibles por el software. Para ello haremos uso de la aplicación “WAsP Turbine Editor” que nos permitirá crear un fichero válido para WAsP.

Cabe señalar, previamente a su uso, que el editor de turbinas de WAsP tiene un diseño claramente enfocado a la creación y edición de aerogeneradores de alta potencia, razón por la cual, en nuestro caso, nos encontraremos con una serie de peculiaridades que analizaremos a medida que observemos.

La información requerida por la aplicación es la siguiente:

- Diámetro del rotor
- Altura del buje
- Curva de potencia
- Curva de empuje
- Densidad

La curva de potencia establece la potencia a la que trabaja la máquina en función de la velocidad de viento que atraviesa el rotor.

La curva de empuje determina la capacidad de dispersión del aire al pasar por el rotor. A una baja velocidad de viento los valores del coeficiente de empuje son altos ya que el viento tiene poca fuerza y se dispersa fácilmente al atravesar el rotor. Con una alta velocidad de viento sucede lo contrario.

Ambas curvas son, en principio, suministradas por el fabricante. Sin embargo, en turbinas de baja potencia, no es habitual proporcionar curva de empuje. Esto se debe a que únicamente suele ser significativa para analizar los efectos de estela (flujo de viento turbulento y ralentizado que abandona la turbina) producidos entre aerogeneradores de gran potencia de parques eólicos.



Figura 3.7.- Efecto estela.

Al no disponer de curva de empuje para nuestro aerogenerador y, dado que suele obtenerse de forma empírica, usaremos una proporcionada por WASP.

En cuanto a la densidad del aire, el programa nos ofrece una sencilla herramienta de cálculo a partir de los datos de altitud y temperatura del aire.

Altitude [m]	740
Air temperature [°C]	13
Air density [kg/m³]	1,130

Figura 3.8.- Calculadora de densidad del aire.

3.4.1 Windspot

A continuación se muestra la información ya introducida en el WASP Turbine Editor:

Description *	Windspot	<input checked="" type="checkbox"/> Enable Edit
Rotor diameter *	4.06	<input type="checkbox"/> Enable Separate Ct
Hub height *	14.00	<input type="checkbox"/> Dec. comma accepted (Applies only to Dual Power curve and separate Ct - tables)

Company Info		Performance curve #1	
#	Speed m/s	Power kW	Ct
1*	3.00	0.047	1.0100
2*	4.00	0.178	0.9000
3*	5.00	0.384	0.8000
4*	6.00	0.624	0.7000
5*	7.00	1.045	0.8300
6*	8.00	1.548	0.7600
7*	9.00	2.063	0.7000
8*	10.00	2.539	0.6200
9*	11.00	3.008	0.5600
10*	12.00	3.500	0.5100
11*	13.00	3.500	0.4400
12*	14.00	3.500	0.3900
13*	15.00	3.500	0.3400
14*	16.00	3.500	0.2900
15*	17.00	3.500	0.2500
16*	18.00	3.500	0.2300
17*	19.00	3.500	0.2100
18*	20.00	3.500	0.1900
19*			

Table Size	Clean Up
19	

Insert separate Ct-curve by interpolation	
Air density kg/m3	1.130
Maximum Noise level dB(A)	
Blade pitch angle °	-1.0E+05
Rotational rate R/min	0.00

Low speed-limit m/s	3.00
High speed-limit m/s	20.00

Cut-parameters	
<input type="radio"/> Table-derived	<input checked="" type="radio"/> Explicit
Cut-in speed m/s	3.00
Cut-out speed m/s	20.00
Stat. thrust coeff.	0.1500

URI	
Release date:	
DataSource:	
DataStatus:	
Comments:	

U	Power	Ct
0.0000 m/s	0.0000 kW	0.1500

Weibull parameters		AEP
A	6.0000 m/s k	2.0000
		6.410 MWh

The graph displays Power (kW) on the left y-axis (0 to 100) and Ct on the right y-axis (0.0 to 1.0) against Speed (m/s) on the x-axis (0 to 30). A blue line shows the power curve, which peaks at 3.5 kW around 12 m/s and then drops to zero at 20 m/s. A red line shows a secondary power curve that peaks at 100 kW around 4 m/s and then drops to zero at 10 m/s.

Figura 3.9.- WASP Turbine Editor. Windspot

La primera peculiaridad que observamos es que la gráfica de la potencia toma valores de 0 a 100 kW pese a ser la máxima potencia de la turbina de 3,5 kW, lo cual se debe a que la aplicación no ha sido diseñada para trabajar con valores tan pequeños.

Esto se corrige al cargar la turbina en WAsP, sin embargo, se produce otra particularidad, los valores de la curva de potencia se redondean a la unidad. La razón vuelve a ser la misma, el programa está enfocado a grandes valores de potencia.

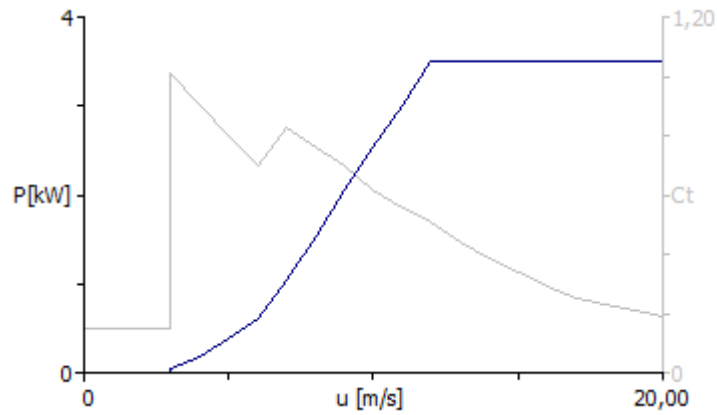


Figura 3.10.- Curva de potencia de aerogenerador Windspot

3.4.2 Enair 70

Información ya introducida en el WAsP Turbine Editor:

Description *	Enair 70	<input checked="" type="checkbox"/> Enable Edit
Rotor diameter *	4.10	<input type="checkbox"/> Enable Separate Ct
Hub height *	18.00	<input type="checkbox"/> Dec. comma accepted (Applies only to Dual Power curve and separate Ct - tables)

#	Speed m/s	Power kW	Ct
1*	3.00	0.072	1.0100
2*	4.00	0.286	0.8800
3*	5.00	0.595	0.7700
4*	6.00	0.967	0.6700
5*	7.00	1.620	0.8300
6*	8.00	2.399	0.7600
7*	9.00	3.197	0.6800
8*	10.00	3.935	0.6100
9*	11.00	4.663	0.5400
10*	12.00	5.500	0.4800
11*	13.00	5.500	0.4200
12*	14.00	5.500	0.3600
13*	15.00	5.500	0.3200
14*	16.00	5.500	0.2800
15*	17.00	5.500	0.2500
16*	18.00	5.500	0.2200
17*	19.00	5.500	0.2000
18*	20.00	5.500	0.1900
19*	21.00	5.500	0.1700
20*	22.00	5.500	0.1600
21*	23.00	5.500	0.1500
22*	24.00	5.500	0.1400
23*	25.00	5.500	0.1400
24*			

Air density kg/m3	1.130
Maximum Noise level dB(A)	
Blade pitch angle °	-1.0E+05
Rotational rate R/min	0.00

Low speed-limit m/s	3.00
High speed-limit m/s	25.00

Cut-in speed m/s	3.00
Cut-out speed m/s	25.00
Stat. thrust coeff.	0.1400

URI	
Release date:	
DataSource:	
DataStatus:	
Comments:	

U	0.0000 m/s	Power	0.0000 kW	Ct	0.1400
---	------------	-------	-----------	----	--------

Weibull parameters	AEP
A 6.0000 m/s k 2.0000	9.963 MWh

Figura 3.11.- WAsP Turbine Editor. Enair 70.

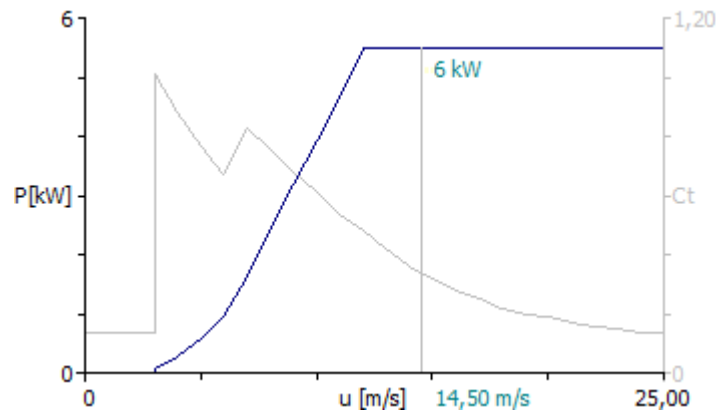


Figura 3.12.- Curva de potencia de aerogenerador Enair 70.

Emplear dos tipos de turbinas distintas para el desarrollo del estudio nos permitirá observar la forma en que las características de las mismas, como la potencia o la altura del buje, afectan a producción.

3.5 Ubicación del aerogenerador

La elección del emplazamiento está íntimamente ligada a la viabilidad de la instalación, pues de ello depende la capacidad de generación de la energía.

Es necesario localizar la ubicación o ubicaciones más óptimas para maximizar el grado de rentabilidad. Hay dos formas de hacerlo:

- Introducir la turbina e ir probando localizaciones hasta dar con las más adecuadas.
- Crear un mallado o red de recursos en el que se calculan todas las variables necesarias para el estudio.

Obviamente, usaremos el segundo método ya que resulta mucho más interesante, preciso y cómodo.

3.5.1 Red de recursos

El primer paso en la generación de la red de recursos es establecer la altura de la misma (altura del buje de la turbina). En nuestro caso:

- 14 m para Windspot
- 18 m para Enair 70

El siguiente paso es introducir la resolución. Tenemos total libertad de elección. Escogemos un valor de 100 m.

Por último es necesario seleccionar la variable a representar. Algunas de las variables más importantes que nos ofrece la red de recursos son:

- AEP (Producción de energía anual)
- Densidad energética
- Velocidad media de viento

- Weibull A
- Weibull K
- Frecuencia por sectores
- Altitud
- Índice de aspereza del terreno

Seleccionamos, a modo de ejemplo, Weibull k:

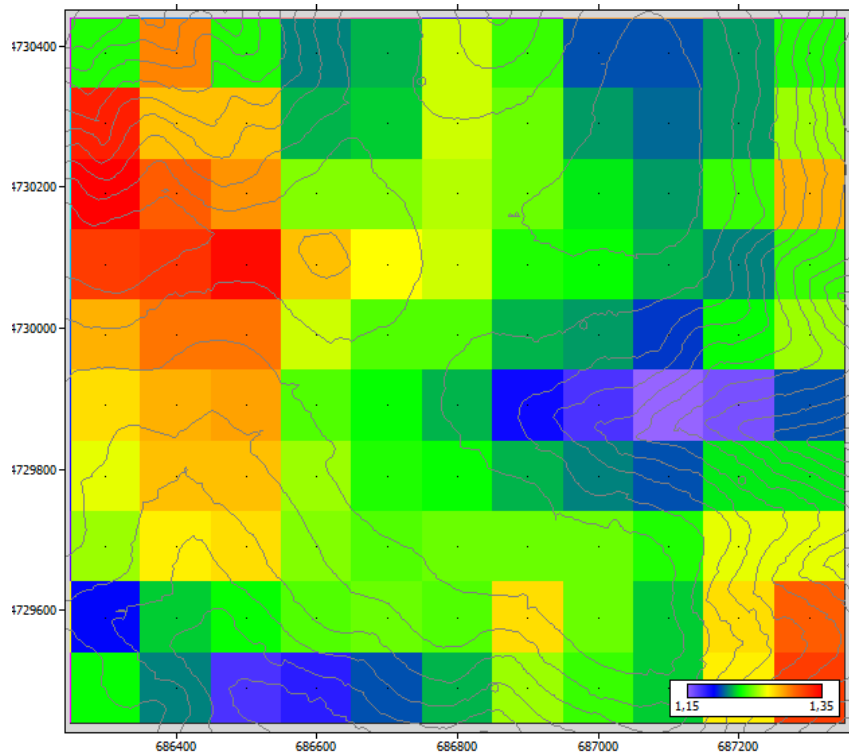


Figura 3.13.- Mallado de la variable Weibull k.

Este tipo de representación nos permite conocer, mediante una amplia escala de colores, las zonas de mayor y de menor valor de la variable.

3.6 Potencial eólico para un aerogenerador

El potencial eólico depende del emplazamiento de la turbina de modo que estudiaremos las múltiples alternativas de ubicación que nos ofrecen las variables de la red de recursos.

Se trata de seleccionar como localización, para cada variable, las zonas más favorables representadas en el mallado.

Una vez finalizado el análisis podremos decidir con total criterio la localización final de la turbina que nos garantice un mayor beneficio eólico y energético.

3.6.1 Ubicación según AEP

Dado que tenemos dos grandes zonas identificadas como favorables estudiaremos dos localizaciones.

3.6.1.1 AEP 1

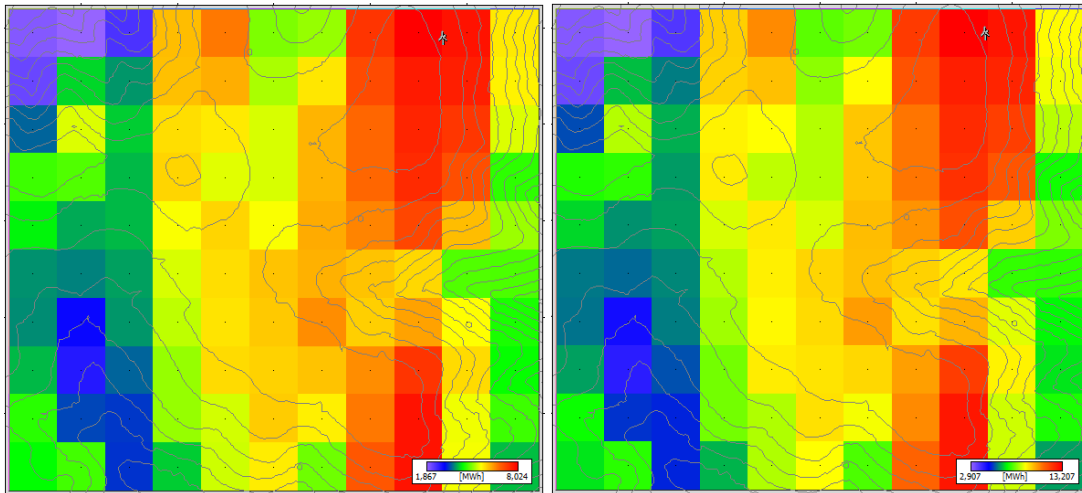


Figura 3.14.- Posición de turbinas Windspot y Enair 70 en mallado de AEP 1

A pesar de tener un colorido idéntico los valores del mallado AEP para la turbina Enair 70 son más elevados. Fenómeno derivado del hecho de tener una mayor potencia y altura de buje. Ampliamos para observarlo mejor:

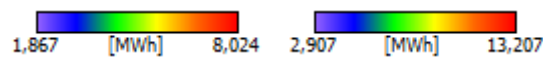


Figura 3.15.- Escala AEP ampliada.

De ahora en adelante nos limitaremos a mostrar un solo mapa de mallado para cada ubicación dado que son idénticos visualmente y los valores en que difieren quedan perfectamente reflejados en los resultados obtenidos.

Tabla 3.6.- Resultados de turbina Windspot en mallado AEP 1

Sector number	angle [°]	Wind climate		Power		
		frequency [%]	mean speed [m/s]	power [W/m ²]	gross ann. prod. [MWh]	net AEP [MWh]
1	0	1,7	2,75	30	0,019	0,019
2	23	1,6	2,54	27	0,016	0,016
3	45	2,3	3,04	46	0,041	0,041
4	68	4,9	3,82	99	0,169	0,169
5	90	20,2	6,96	527	2,135	2,135
6	113	15,0	6,10	421	1,298	1,298
7	135	5,4	3,31	89	0,156	0,156
8	158	2,5	2,46	30	0,028	0,028
9	180	1,7	2,09	19	0,011	0,011
10	203	2,2	2,69	47	0,037	0,037
11	225	3,2	3,24	82	0,088	0,088
12	248	7,4	4,69	203	0,415	0,415
13	270	16,3	9,70	1422	2,278	2,278
14	293	8,8	8,53	1110	1,077	1,077
15	315	4,4	4,66	209	0,247	0,247
16	338	2,5	3,29	54	0,052	0,052
All (emergent)			6,07	540	8,067	8,067

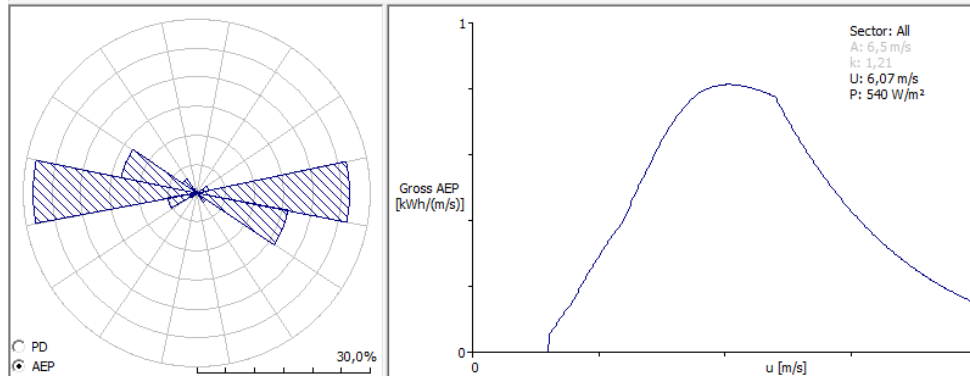
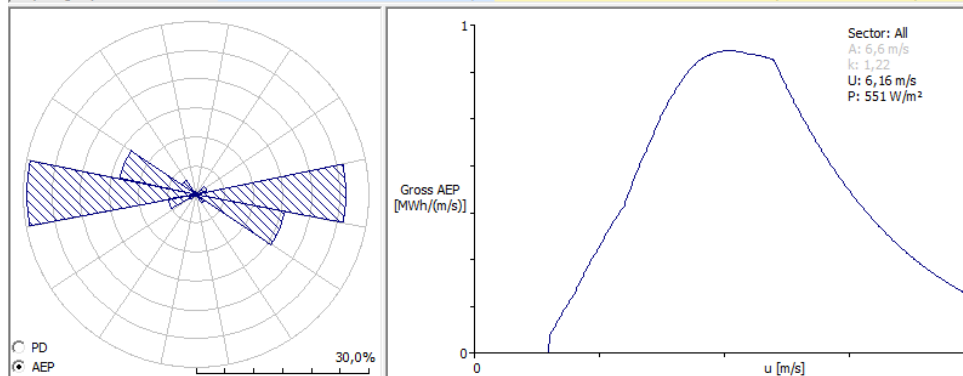


Tabla 3.7.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado AEP1.

Sector number	angle [°]	Wind climate		Power		
		frequency [%]	mean speed [m/s]	power [W/m ²]	gross ann. prod. [MWh]	net AEP [MWh]
1	0	1,7	2,83	32	0,032	0,032
2	23	1,6	2,61	28	0,027	0,027
3	45	2,3	3,12	49	0,067	0,067
4	68	4,9	3,90	102	0,276	0,276
5	90	20,2	7,09	539	3,527	3,527
6	113	14,9	6,20	429	2,117	2,117
7	135	5,4	3,38	92	0,251	0,251
8	158	2,5	2,52	31	0,045	0,045
9	180	1,7	2,15	20	0,019	0,019
10	203	2,3	2,77	49	0,062	0,062
11	225	3,3	3,33	86	0,145	0,145
12	248	7,5	4,79	210	0,683	0,683
13	270	16,2	9,85	1461	3,989	3,989
14	293	8,7	8,63	1126	1,841	1,841
15	315	4,4	4,76	214	0,403	0,403
16	338	2,5	3,37	56	0,085	0,085
All (emergent)			6,16	551	13,570	13,570



Para este primer emplazamiento de la turbina obtenemos una producción de:

- 8,067 MWh para Windspot
- 13,570 MWh para Enair 70

Como podemos observar en la tabla de resultados las producciones de energía anual bruta y neta son idénticas, esto se debe a que el valor de las pérdidas es nulo. Para comprender mejor esta cuestión definiremos los tipos de pérdidas existentes:

- Pérdidas eléctricas: en transformadores y cableado.
- Pérdidas por disponibilidad: en ocasiones sufren paradas por revisiones o reparaciones.
- Pérdidas por efecto estela
- Otras: Histéresis por viento alto, contaminación de las palas (se ensucian de modo que pierden aerodinámica y rendimiento), etc.

WASP asume que la disponibilidad es del 100% y no tiene en cuenta las pérdidas eléctricas. Pérdidas por desconexión y contaminación tampoco se tienen en cuenta.

Las pérdidas a tener en cuenta son derivadas del efecto estela, muy significativas en parques eólicos, pero dado que nuestra instalación solo consta de una turbina dicha pérdida no se produce.

3.6.1.2 AEP 2

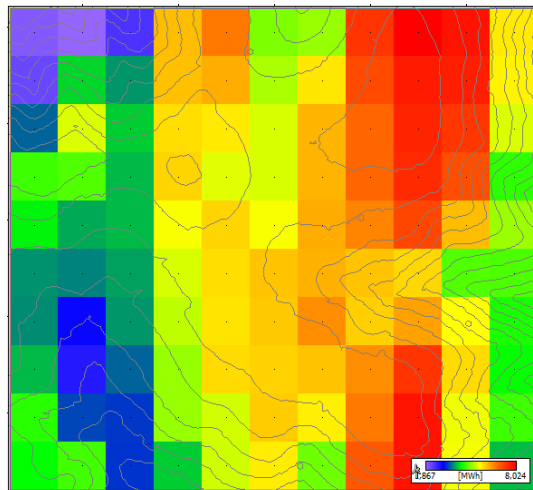


Figura 3.16.- Posición de turbina en malla de AEP 2

Tabla 3.8.- Resultados de turbina Windspot en mallado AEP 2

Sector	Wind climate			Power			
	number	angle [°]	frequency [%]	mean speed [m/s]	power density [W/m²]	gross ann. prod. [MWh]	net annual prod. [MWh]
1	0		1,7	2,75	30	0,020	0,020
2	23		1,8	2,75	33	0,023	0,023
3	45		2,7	3,32	61	0,063	0,063
4	68		7,2	4,76	212	0,418	0,418
5	90		21,2	6,83	499	2,191	2,191
6	113		11,8	5,42	308	0,852	0,852
7	135		4,7	2,94	62	0,100	0,100
8	158		2,3	2,25	23	0,019	0,019
9	180		1,7	2,08	18	0,012	0,012
10	203		2,4	2,76	52	0,044	0,044
11	225		3,8	3,54	109	0,129	0,129
12	248		9,9	5,70	407	0,758	0,758
13	270		15,6	9,84	1421	2,250	2,250
14	293		7,0	7,51	794	0,765	0,765
15	315		3,8	4,16	147	0,168	0,168
16	338		2,3	3,02	41	0,036	0,036
All (emergent)				5,90	494	7,848	7,848

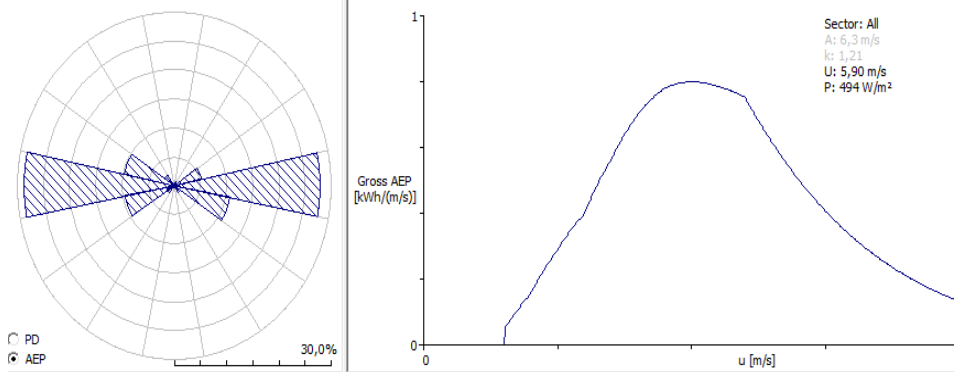
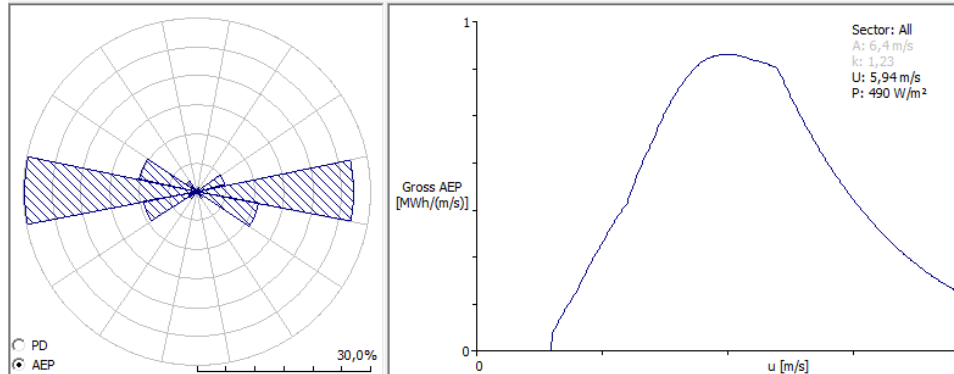


Tabla 3.9.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado AEP 2

Sector	Wind climate			Power			
	number	angle [°]	frequency [%]	mean speed [m/s]	power [W/m²]	gross ann. prod. [MWh]	net AEP [MWh]
1	0		1,8	2,84	32	0,034	0,034
2	23		1,9	2,81	35	0,038	0,038
3	45		2,7	3,38	62	0,100	0,100
4	68		7,1	4,79	210	0,653	0,653
5	90		20,9	6,88	494	3,514	3,514
6	113		12,0	5,52	312	1,413	1,413
7	135		4,8	3,01	64	0,165	0,165
8	158		2,3	2,32	24	0,032	0,032
9	180		1,8	2,14	19	0,019	0,019
10	203		2,4	2,84	54	0,073	0,073
11	225		3,9	3,60	110	0,206	0,206
12	248		9,8	5,73	401	1,222	1,222
13	270		15,4	9,86	1412	3,868	3,868
14	293		7,1	7,63	808	1,317	1,317
15	315		3,8	4,27	152	0,279	0,279
16	338		2,3	3,11	44	0,062	0,062
All (emergent)				5,94	490	12,996	12,996



Para este segundo emplazamiento la producción obtenida ha sido de:

- 7,848 MWh para Windspot
- 12,996 MWh para Enair 70

La producción ha experimentado un descenso frente a la obtenida en AEP 1, de modo que resulta menos favorable.

3.6.2 Ubicación según densidad energética

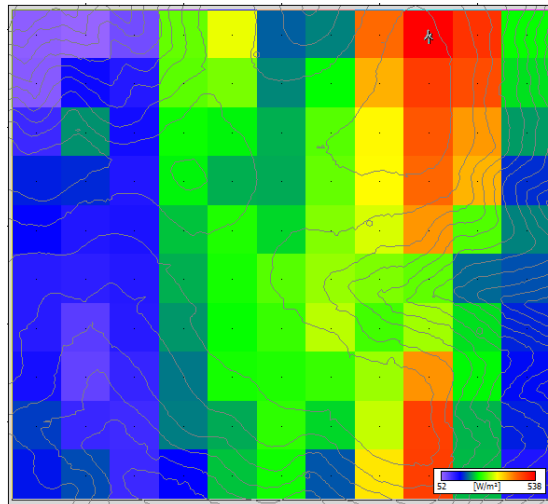


Figura 3.17.- Turbina en mallado de densidad energética

Aunque con un colorido de red claramente distinto, las zonas de mayor densidad energética o de mayores ráfagas de viento, se corresponden con las de mayor producción de energía, de modo que los resultados son similares a los hallados en el apartado 3.6.1.1.

3.6.3 Ubicación según velocidad media de viento

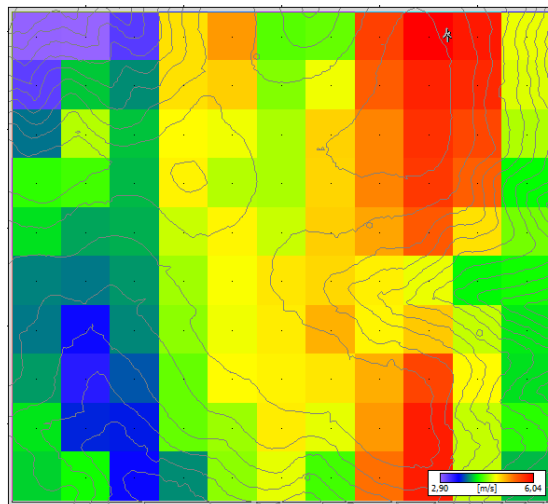


Figura 3.18.- Turbina en mallado de velocidad media del viento

Visualmente el mallado es idéntico al de AEP, lo que significa que las zonas favorables son las mismas y, por consiguiente, la producción.

3.6.4 Ubicación según altitud

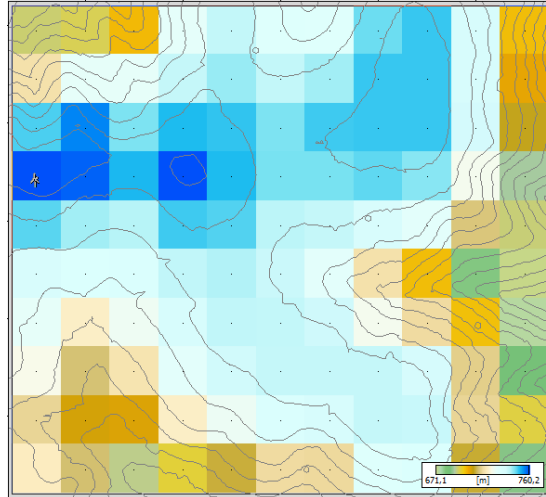


Figura 3.19.- Turbina en mallado de altitud

3.6.4.1 Obstáculos

Hasta ahora, todas las ubicaciones estudiadas estaban situadas en las afueras del pueblo, en una zona de bosque bajo. Los arbustos y demás flora no se analizan como obstáculos propiamente dichos ya que van incluidos en la rugosidad del terreno.

Sin embargo para esta localización nos encontramos tres obstáculos que debemos estudiar con detalle. Se trata de:

- Una pequeña granja y un cementerio. Ambos, por razones obvias, se encuentran a una distancia prudente del pueblo y podrían influir en nuestros cálculos
- Una pista de fútbol sala, bastante más alejada de la turbina, en la que se ha instalado una red perimetral para impedir el escape de los balones.

Antes de proceder con los cálculos veamos de qué manera afecta un obstáculo al flujo de aire:

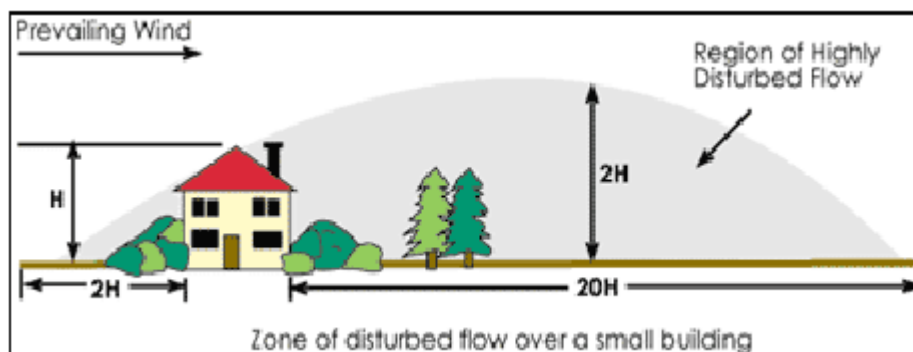


Figura 3.20.- Efectos de obstáculo en flujo de aire.

Un único obstáculo puede modificar el flujo de aire a una distancia de incluso 20 veces su altura.

En lo referente a los cálculos la determinación será:

- Obstáculo 1: Granja
- Obstáculo 2: Cementerio
- Obstáculo 3: Red perimetral de pista de fútbol sala.

Los datos necesarios requeridos son:

- La distancia del obstáculo a la turbina
- La altura del obstáculo
- La altura de la turbina
- La longitud del obstáculo
- La porosidad del obstáculo

Como norma general la porosidad es considerada 0 para edificios y 0,5 aproximadamente para árboles (aunque varía dependiendo de la estación del año).

WASP establece los siguientes valores de porosidad:

Tabla 3.10.- Valores de porosidad.

Windbreak appearance	Porosity P
Solid (wall)	0
Very dense	< 0.35
Dense	0.35 - 0.50
Open	> 0.50

Los datos introducidos quedan de la siguiente manera:

Tabla 3.11.- Datos de obstáculos.

Obstade ID	bearing of first corner [°]	radius 1 [m]	angle 2 [°]	radius 2 [m]	height [m]	depth [m]	porosity
1	45	110	100	90	10	45	0,00
2	270	180	330	200	2,25	100	0,00
3	20	356	25	356	10	40	0,50

La situación de los obstáculos respecto a la turbina será la siguiente:

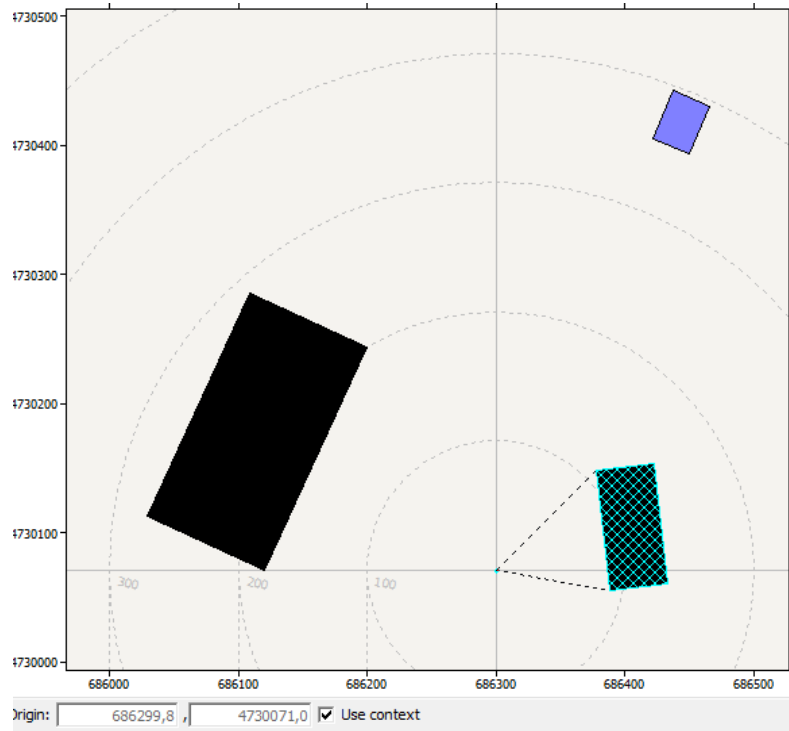


Figura 3.21.- Ubicación de los obstáculos con respecto a la turbina.

Tabla 3.12.- Resultados de turbina Windspot en mallado de altitud (con obstáculos).

Sector	Wind climate				Power		
	number	angle [°]	frequency [%]	mean speed [m/s]	power [W/m²]	gross ann. prod. [MWh]	net AEP [MWh]
1	0	3,2	3,30	54	0,066	0,066	
2	23	2,6	2,83	37	0,037	0,037	
3	45	3,3	2,30	21	0,025	0,025	
4	68	5,5	2,32	23	0,046	0,046	
5	90	12,9	3,20	50	0,249	0,249	
6	113	11,7	4,27	132	0,521	0,521	
7	135	9,1	3,97	125	0,366	0,366	
8	158	5,2	2,91	56	0,104	0,104	
9	180	3,4	2,69	43	0,054	0,054	
10	203	3,7	3,05	68	0,087	0,087	
11	225	4,9	3,27	72	0,126	0,126	
12	248	6,7	4,16	149	0,298	0,298	
13	270	9,9	6,22	349	0,896	0,896	
14	293	7,5	6,16	373	0,666	0,666	
15	315	5,8	5,43	303	0,422	0,422	
16	338	4,6	4,00	118	0,182	0,182	
All (emergent)			4,03	144	4,145	4,145	

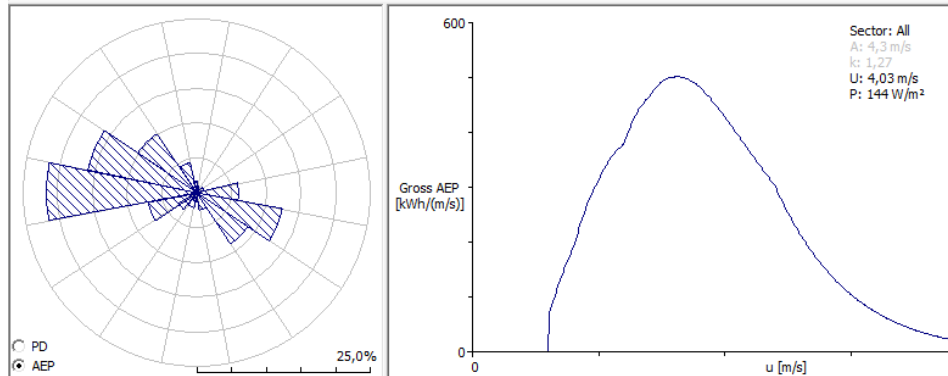


Tabla 3.13.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado de altitud (con obstáculos)

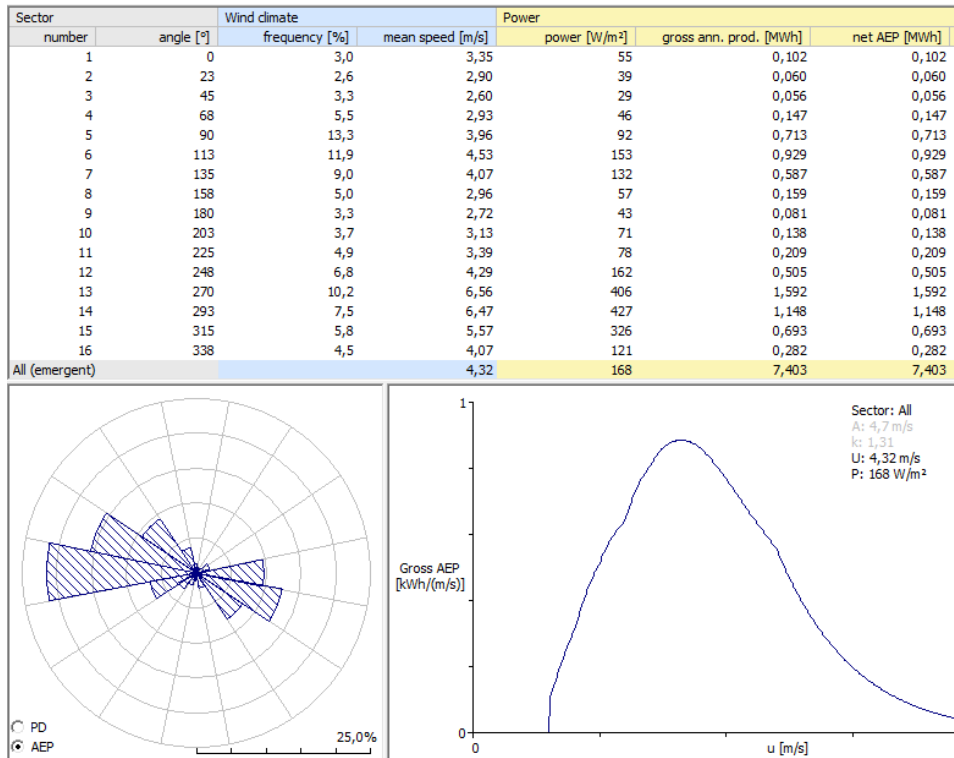


Tabla 3.14.- Efecto de los obstáculos, por sectores, en la velocidad del viento.

Sector number	angle [°]	Obstacles	
		speed-up [%]	speed-up [%]
1	0	0,00	0,00
2	23	-1,38	-1,25
3	45	-17,42	-10,09
4	68	-32,18	-17,46
5	90	-26,46	-14,01
6	113	-2,40	-1,28
7	135	0,00	0,00
8	158	0,00	0,00
9	180	0,00	0,00
10	203	0,00	0,00
11	225	0,00	0,00
12	248	0,00	0,00
13	270	-0,45	-0,13
14	293	-0,99	-0,27
15	315	-0,95	-0,27
16	338	-0,20	-0,06

La primera columna de obstáculos se corresponde con el aerogenerador Windspot y la segunda con el Enair 70. La reducción de las velocidades de viento es mayor en la primera turbina a consecuencia, entre otras cosas, de su menor altura de buje (14 m).

Al estar a menor altura, como es de esperar, los obstáculos influyen más.

Producción estimada:

- Windspot produce 4,145 MWh
- Enair 70 produce 7,403 MWh

Otra vez vuelve a producir más la Enair 70 y la razón es la misma que la ya mencionada en apartados anteriores.

Esta ubicación tampoco resulta atractiva, la producción es mucho más reducida que en las estudiadas con anterioridad.

3.6.4.2 Sin obstáculos

Únicamente a modo de comparación realizaremos los cálculos sin tener en cuenta los obstáculos. De esta forma sabremos si hubiera sido rentable esta localización en el supuesto de que no hubiera obstáculos.

Tabla 3.15.- Resultados de turbina Windspot en mallado de altitud (sin obstáculos)

Sector number	Wind climate angle [°]	frequency [%]	mean speed [m/s]	Power		
				power [W/m ²]	gross ann. prod. [MWh]	net AEP [MWh]
1	0	3,2	3,30	54	0,066	0,066
2	23	2,6	2,87	39	0,039	0,039
3	45	3,3	2,78	37	0,046	0,046
4	68	5,5	3,42	74	0,147	0,147
5	90	12,9	4,35	126	0,572	0,572
6	113	11,7	4,38	142	0,550	0,550
7	135	9,1	3,97	125	0,366	0,366
8	158	5,2	2,91	56	0,104	0,104
9	180	3,4	2,69	43	0,054	0,054
10	203	3,7	3,05	68	0,087	0,087
11	225	4,9	3,27	72	0,126	0,126
12	248	6,7	4,16	149	0,298	0,298
13	270	9,9	6,25	354	0,903	0,903
14	293	7,5	6,22	384	0,676	0,676
15	315	5,8	5,48	312	0,429	0,429
16	338	4,6	4,01	119	0,183	0,183
All (emergent)			4,28	160	4,646	4,646

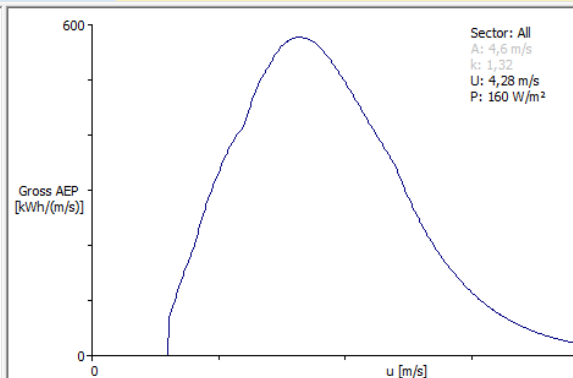
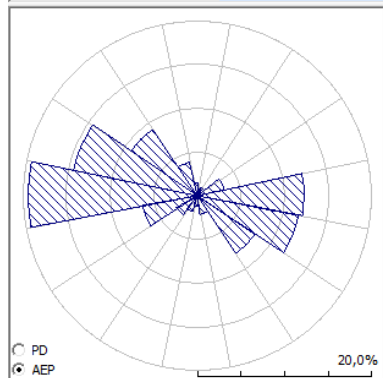
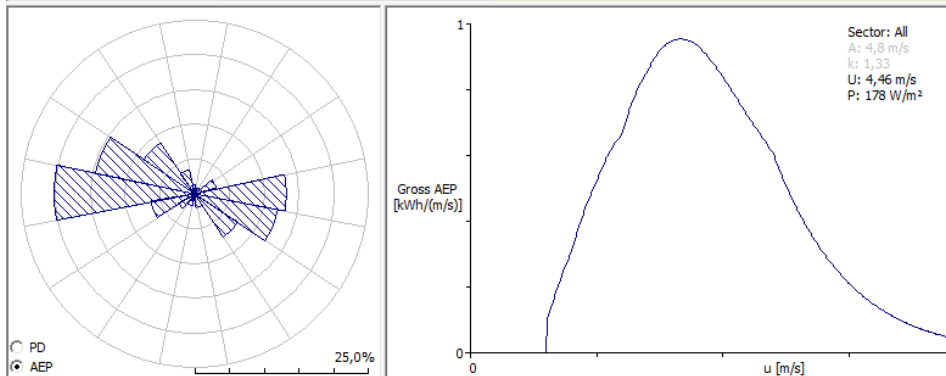


Tabla 3.16.- Resultados de turbina Enair 70 en mallado de altitud (sin obstáculos)

Sector number	angle [°]	Wind climate		Power			
		frequency [%]	mean speed [m/s]	power [W/m ²]	gross ann. prod. [MWh]	net AEP [MWh]	
1	0	3,0	3,35	55	0,102	0,102	
2	23	2,6	2,94	40	0,062	0,062	
3	45	3,3	2,89	40	0,079	0,079	
4	68	5,5	3,55	81	0,249	0,249	
5	90	13,3	4,61	144	1,037	1,037	
6	113	11,9	4,59	159	0,956	0,956	
7	135	9,0	4,07	132	0,587	0,587	
8	158	5,0	2,96	57	0,159	0,159	
9	180	3,3	2,72	43	0,081	0,081	
10	203	3,7	3,13	71	0,138	0,138	
11	225	4,9	3,39	78	0,209	0,209	
12	248	6,8	4,29	162	0,505	0,505	
13	270	10,2	6,57	408	1,596	1,596	
14	293	7,5	6,49	431	1,153	1,153	
15	315	5,8	5,58	328	0,696	0,696	
16	338	4,5	4,07	121	0,283	0,283	
All (emergent)			4,46	178	7,892	7,892	



Las diferencias de producir con obstáculos frente a producir sin ellos son:

- Para Windspot: 4,145 MWh / 4,646 MWh
- Para Enair 70: 7,403 MWh / 7,892 MWh

Este emplazamiento está localizado en la zona de mayor altitud del mallado, lo cual, como podemos observar, no tiene por qué traducirse en una mayor generación de energía. Ni siquiera omitiendo los obstáculos puede competir con el resto de localizaciones.

3.7 Potencial eólico para varios aerogeneradores

Hemos realizado una exhaustiva búsqueda de la mejor localización para nuestro aerogenerador, probando diferentes zonas y utilizando dos modelos distintos de turbinas.

Ahora estudiaremos la posibilidad de implantar 5 aerogeneradores en nuestra instalación. Para ello analizaremos y buscaremos la colocación más óptima de los mismos con el objetivo de maximizar la producción. Lo haremos de la siguiente manera:

- Colocando los aerogeneradores en el punto del mallado de mayor producción
- Colocando los aerogeneradores en el punto de mayor producción pero respetando las distancias para evitar el efecto estela
- Variando los aerogeneradores:
 - 5 Windspot
 - 5 Enair 70
 - 3 Windspot + 2 Enair 70

3.7.1 Primera ubicación

En primer lugar ampliamos la red de mallado con el fin de centrar nuestra atención en la zona, que ya sabemos, tiene los mejores promedios de producción. Escogemos una resolución de 15 m.

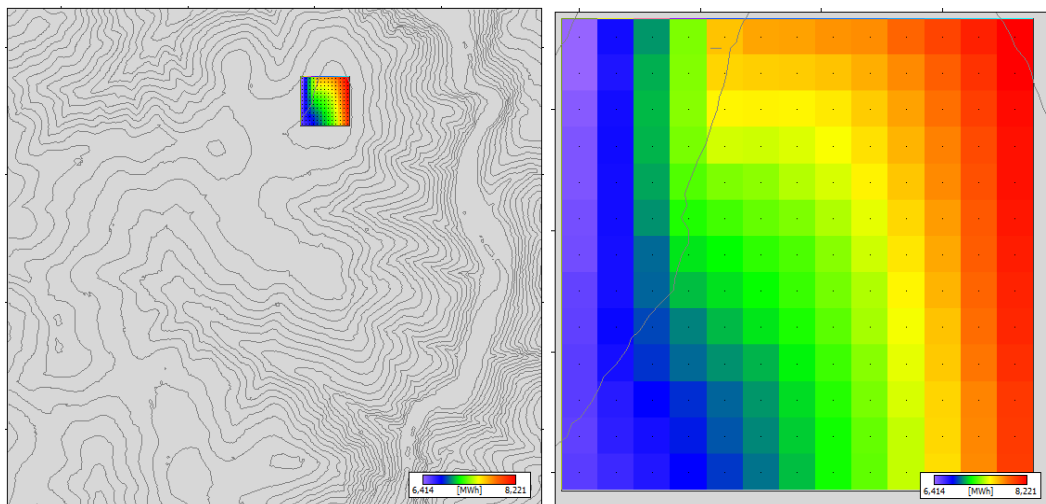


Figura 3.22.- Red de mallado ampliada.

En esta primera ubicación de aerogeneradores la colocación consistirá en situarlos sobre la zona de mayor producción sin respetar las distancias necesarias que eviten el efecto estela. De esta manera podremos comprobar las grandes pérdidas producidas si no tenemos en cuenta dicho efecto.

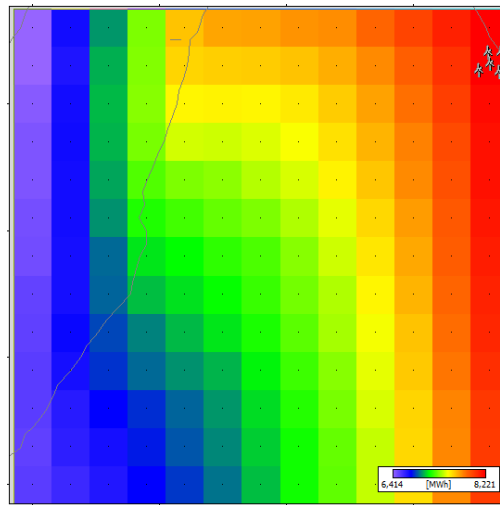


Figura 3.23.- Colocación aerogeneradores 1.

Tabla 3.17.- Descripción de turbinas Windspot para colocación 1.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [MWh]	Net AEP [MWh]	Loss [%]
Turbine site 001	687135,1	4730368,0	750,0	6,4	0,6	14,0	6,18	8,237	7,037	14,57
Turbine site 002	687134,4	4730361,0	750,0	6,5	0,7	14,0	6,19	8,245	7,124	13,6
Turbine site 003	687130,2	4730368,0	750,0	6,4	0,6	14,0	6,17	8,209	6,707	18,29
Turbine site 004	687131,0	4730364,0	750,0	6,4	0,6	14,0	6,18	8,231	6,686	18,78
Turbine site 005	687126,4	4730361,0	750,0	6,3	0,5	14,0	6,14	8,169	6,904	15,49

Tabla 3.18.- Resultados de turbinas Windspot para colocación 1.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [MWh]	41,091	8,218	8,169	8,245
Total net AEP [MWh]	34,458	6,892	6,686	7,124
Proportional wake loss [%]	16,14	-	13,6	18,78
Mean speed [m/s]	-	6,17	6,14	6,19
Power density [W/m2]	-	573	565	580
RIX	-	-	6,3	6,5

Como habíamos advertido anteriormente las pérdidas por efecto estela son altísimas, con una media en torno al 16 %. La producción neta total es de 34,458 MWh.

Ahora realizamos el mismo cálculo para las turbinas Enair 70.

Tabla 3.19.- Descripción de turbinas Enair 70 para colocación 1.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [MWh]	Net AEP [MWh]	Loss [%]
Turbine site 001	687135,1	4730368,0	750,0	6,4	0,6	18,0	6,25	13,807	11,875	13,99
Turbine site 002	687134,4	4730361,0	750,0	6,5	0,7	18,0	6,26	13,836	12,015	13,16
Turbine site 003	687130,2	4730368,0	750,0	6,4	0,6	18,0	6,23	13,774	11,389	17,32
Turbine site 004	687131,0	4730364,0	750,0	6,4	0,6	18,0	6,25	13,823	11,321	18,1
Turbine site 005	687126,4	4730361,0	750,0	6,3	0,5	18,0	6,22	13,737	11,726	14,64

Tabla 3.20.- Resultados de turbinas Enair 70 para colocación 1

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [MWh]	68,976	13,795	13,737	13,836
Total net AEP [MWh]	58,324	11,665	11,321	12,015
Proportional wake loss [%]	15,44	-	13,16	18,1
Mean speed [m/s]	-	6,24	6,22	6,26
Power density [W/m ²]	-	575	569	579
RIX	-	-	6,3	6,5

El resultado es el esperado, unas pérdidas más o menos similares, con una mayor producción por ser un aerogenerador de mayor potencia.

3.7.2 Segunda ubicación

En esta segunda ubicación respetaremos las distancias entre aerogeneradores, evitando así, pérdidas innecesarias.

En los parques eólicos se recomienda situar los aerogeneradores a una distancia mínima de 3 veces el diámetro del rotor. Para nuestros dos modelos de aerogeneradores el diámetro del rotor es aproximadamente de 4 m, por lo que la distancia recomendada entre ellos sería de 12 metros. Al crear la nueva red de mallado ampliada seleccionamos una resolución de 15 metros, lo cual significa que en cada cuadro del mallado debería posicionarse una sola turbina.

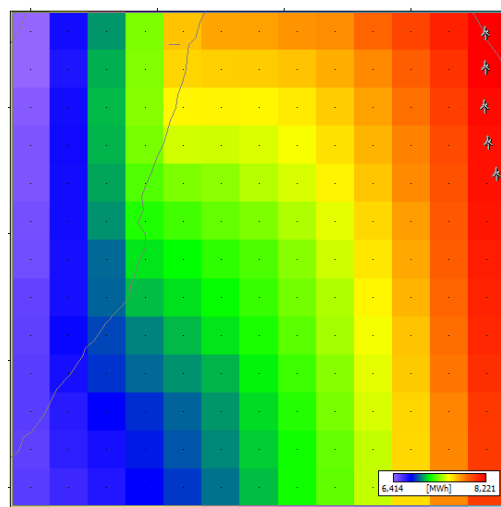


Figura 3.24.- Colocación aerogeneradores 2.

Tabla 3.21.- Descripción de turbinas Windspot para colocación 2.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [MWh]	Net AEP [MWh]	Loss [%]
Turbine site 001	687130,1	4730377,0	750,0	6,3	0,5	14,0	6,16	8,202	8,191	0,14
Turbine site 002	687130,1	4730364,0	750,0	6,4	0,6	14,0	6,18	8,221	8,196	0,31
Turbine site 003	687129,6	4730348,0	750,0	6,4	0,5	14,0	6,14	8,180	8,154	0,31
Turbine site 004	687131,2	4730334,0	750,0	6,5	0,7	14,0	6,15	8,181	8,146	0,43
Turbine site 005	687134,4	4730322,0	750,0	6,5	0,7	14,0	6,18	8,228	8,198	0,36

Tabla 3.22.- Resultados de turbinas Windspot para colocación 2.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [MWh]	41,011	8,202	8,180	8,228
Total net AEP [MWh]	40,884	8,177	8,146	8,198
Proportional wake loss [%]	0,31	-	0,14	0,43
Mean speed [m/s]	-	6,16	6,14	6,18
Power density [W/m ²]	-	571	566	577
RIX	-	-	6,3	6,5

Tabla 3.23.- Descripción de turbinas Enair 70 para colocación 2

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [MWh]	Net AEP [MWh]	Loss [%]
Turbine site 001	687130,1	4730377,0	750,0	6,3	0,5	18,0	6,23	13,763	13,743	0,15
Turbine site 002	687130,1	4730364,0	750,0	6,4	0,6	18,0	6,25	13,809	13,767	0,3
Turbine site 003	687129,6	4730348,0	750,0	6,4	0,5	18,0	6,22	13,744	13,702	0,31
Turbine site 004	687131,2	4730334,0	750,0	6,5	0,7	18,0	6,22	13,748	13,690	0,42
Turbine site 005	687134,4	4730322,0	750,0	6,5	0,7	18,0	6,25	13,817	13,768	0,36

Tabla 3.24.- Resultados de turbinas Enair 70 para colocación 2

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [MWh]	68,881	13,776	13,744	13,817
Total net AEP [MWh]	68,669	13,734	13,690	13,768
Proportional wake loss [%]	0,31	-	0,15	0,42
Mean speed [m/s]	-	6,23	6,22	6,25
Power density [W/m ²]	-	574	570	581
RIX	-	-	6,3	6,5

Las pérdidas se han reducido de un 16% a un 0.31% gracias a una colocación más eficiente de las turbinas. Ahora la instalación produce anualmente alrededor de 10 MWh más que en la primera ubicación.

3.7.3 Instalación combinada Windspot y Enair 70

Puesto que la segunda ubicación ha demostrado ser adecuada no la modificaremos.

Lo que vamos a analizar ahora es la producción resultante de instalar 3 aerogeneradores Windspot y 2 Enair 70. La producción resultante esperada debería ser una intermedia entre la producida por 5 Windspot y por 5 Enair 70. Esta medida resulta interesante en el supuesto de que el presupuesto sea limitado, pues, a priori, una turbina de menor potencia será económicamente más factible.

Tabla 3.25.- Descripción de instalación combinada

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [MWh]	Net AEP [MWh]	Loss [%]
Turbine site 001	687130,1	4730377,0	750,0	6,3	0,5	14,0	6,16	8,202	8,191	0,14
Turbine site 002	687130,1	4730364,0	750,0	6,4	0,6	14,0	6,18	8,221	8,198	0,29
Turbine site 003	687129,6	4730348,0	750,0	6,4	0,5	14,0	6,14	8,180	8,164	0,19
Turbine site 004	687131,2	4730334,0	750,0	6,5	0,7	18,0	6,22	13,748	13,718	0,22
Turbine site 005	687134,4	4730322,0	750,0	6,5	0,7	18,0	6,25	13,817	13,772	0,32

Aún sin especificar a qué modelo pertenece cada turbina podemos identificarlos fácilmente. Las Windspot son las tres primeras ya que la altura de buje es de 14 m y la producción es menor.

Tabla 3.26.- Resultados de instalación combinada

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [MWh]	52,168	10,434	8,180	13,817
Total net AEP [MWh]	52,043	10,409	8,164	13,772
Proportional wake loss [%]	0,24	-	0,14	0,32
Mean speed [m/s]	-	6,19	6,14	6,25
Power density [W/m ²]	-	573	566	581
RIX	-	-	6,3	6,5

4 RESULTADOS

4.1 Un aerogenerador

Tabla 4.1.- Resultados finales para un aerogenerador

Ubicación según:	Turbina	Producción anual (MWh)
AEP 1	Windspot	8,067
	Enair 70	13,570
AEP 2	Windspot	7,848
	Enair 70	12,996
Densidad energética	Windspot	Similar AEP 1
	Enair 70	
Velocidad media	Windspot	Similar AEP 1
	Enair 70	
Altitud (con obstáculos)	Windspot	4,145
	Enair 70	7,405
Altitud (sin obstáculos)	Windspot	4,646
	Enair 70	7,892

A la vista de estos resultados no cabe duda de que, para la instalación de un único aerogenerador, la mejor situación es la de AEP 1, estudiada en el apartado 3.6.1.1.

Tabla 4.2.- Resultados generales Windspot para ubicación AEP 1.

mean speed [m/s]	power density [W/m ²]	gross ann. prod. [MWh]
6,07	540	8,067

En primer lugar y, a modo de comprobación de la fiabilidad del software WASP, cotejaremos estos datos con los facilitados por el fabricante de la turbina.

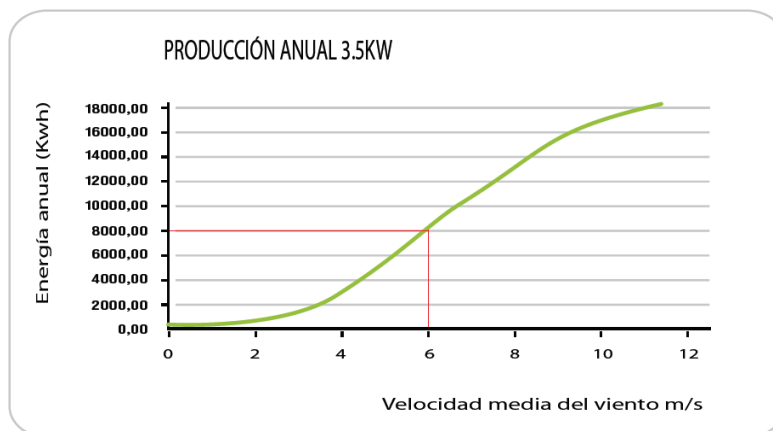


Figura 4.1.- Datos proporcionados por el fabricante del aerogenerador.

Como se puede observar el fabricante estima una producción anual de energía de unos 8 MWh para una velocidad media de viento de 6 m/s, producción idéntica a la calculada por WASP.

Tabla 4.3.- Resultados generales Enair 70 para ubicación AEP 1.

mean speed [m/s]	power density [W/m ²]	gross ann. prod. [MWh]
6,16	551	13,570

La Enair 70 siempre registra una mayor producción. Su potencia es de 5,5 kW mientras que la Windspot tiene 3,5 kW. Su altura de buje también es mayor con respecto a su análoga (18 y 14 m respectivamente).

4.2 Varios aerogeneradores

Tabla 4.4.- Resultados finales para varios aerogeneradores

Ubicación	Turbinas	Cantidad	Producción anual bruta (MWh)	Producción anual neta (MWh)	Pérdidas (%)
1	Windspot	5	41,091	34,458	16,14
	Enair 70	5	68,976	58,324	15,44
2	Windspot	5	41,011	40,884	0,31
	Enair 70	5	68,881	68,669	0,31
2	Windspot	3	52,168	52,043	0,24
	Enair 70	2			

Estos resultados nos permiten varias lecturas. Para empezar la primera ubicación es, coloquialmente hablando, un despilfarro. A la hora de situar aerogeneradores no se pueden permitir pérdidas tan altas por efecto estela, de modo que queda descartado.

La segunda ubicación es la óptima. Dentro de esta ubicación hemos analizado tres supuestos:

- Instalación de 5 turbinas Windspot
- 5 Enair 70
- 3 Windspot + 2 Enair 70

Ningún tipo de instalación es, en este caso, mejor que otra. Los factores a la hora de decantarse por una u otra serían:

- Económicos: con un presupuesto limitado la opción más atractiva sería la de 5 Windspot. Menor potencia implica, por lo general, menor coste y viceversa.
- Consumo: un mayor volumen de consumo, requiere mayor potencia. Si el consumo es muy elevado quizás la opción más recomendable sería instalar 5 Enair 70.

5 CONCLUSIONES

El tema que nos ocupa abarca demasiados ámbitos, de modo que analizaremos cada uno de ellos de forma independiente. De esta manera podremos comprobar en qué ámbitos resulta más atractiva la instalación y en cuales resulta menos viable.

Puntos a analizar:

- Demanda de energía cubierta
- Aspecto económico
- Factor de capacidad
- Aspecto medioambiental
- Aspecto legal

5.1 Demanda de energía cubierta

En primer lugar establecemos la que podría ser la demanda energética media en un hogar español. Se trata de tener una referencia del consumo medio.

Tabla 5.1.- Demanda energética media

ID	Carga	Cantidad	Potencia unitaria (W)	Potencia total (W)	Funcionamiento (h/día)	Energía (Wh/día)	
1	Iluminación	18	36	648	6,00	3.888	
2	TV	2	250	500	4,00	2.000	
3	Ordenador	2	360	720	3,00	2.160	
4	Lavadora	1	1.050	1.050	1,00	1.050	
5	Lavavajillas	1	900	900	0,50	450	
6	Microondas	1	1.200	1.200	0,25	300	
7	Plancha	1	1.000	1.000	0,50	500	
8	Aspiradora	1	1.200	1.200	0,50	600	
9	Calentador d	1	1.500	1.500	6,00	9.000	
10	Congelador	1	150	150	8,00	1.200	
11	Nevera	1	220	220	8,00	1.760	
12	Horno	1	950	950	1,00	950	
13	Otros	5	65	325	6,50	2.113	
TOTAL:				10.363		25.971	
						kWh/mes	779
						kWh/año	9.479

Tabla 5.2.- Demanda cubierta

Turbina	Cantidad	Demanda media anual por hogar (kWh)	Producción anual neta (kWh)	Demanda cubierta (%)	Hogares abastecidos	
Windspot	1	9.479	8.067	85,10	0,85	
Enair 70	1		13.570	143,16	1,43	
Windspot	5		40.884	431,31	4,31	
Enair 70	5		68.669	724,43	7,24	
Windspot	3		52.043	52.043	549,03	5,49
Enair 70	2					

Cada instalación satisface un porcentaje de la demanda. La única instalación que no podría abastecer un hogar en su totalidad es la integrada por una única turbina Windspot.

Las instalaciones de varios aerogeneradores serían interesantes para, por ejemplo, abastecer a una comunidad de vecinos.

5.2 Aspecto económico

El coste estimado de la instalación incluye los siguientes componentes:

- Aerogenerador
- Carga de derivación
- Controlador
- Inversor
- Torre
- Cableado.

Cabe señalar que los costes pueden variar significativamente en función del proveedor, de modo que hemos estimado una inversión genérica para cada tipo de turbina.

Tabla 5.3.- Datos económicos

Turbina	Cantidad	Inversión estimada (€)	Producción anual neta (kWh)	Precio regulado del kWh (€)	Ahorro anual (€)	Amortización (años)
Windspot	1	12.000	8.067	0,1249	1.008	11,91
Enair 70	1	18.000	13.570		1.695	10,62
Windspot	5	60.000	40.884		5.106	11,75
Enair 70	5	90.000	68.669		8.577	10,49
Windspot	3	72.000	52.043		6.500	11,08
Enair 70	2					

Desde el punto de vista económico la instalación sería viable a largo plazo. Resulta curioso que la turbina Enair 70, pese a requerir una mayor inversión, tiene un periodo de amortización menor. Esto indica una mayor rentabilidad con respecto a su análoga.

A parte de los datos presentes en la tabla debemos tener en cuenta otra serie de factores que influirán en nuestros cálculos:

- El precio del kWh de electricidad, en principio, seguirá subiendo con el tiempo, con lo cual nuestra instalación será más rentable.
- La vida útil de la turbina. Según fabricante debería funcionar en perfectas condiciones alrededor de 20-25 años.
- Mantenimiento. Costes muy reducidos. La mayor parte del mantenimiento consiste en una inspección visual y reapriete de tornillería de modo que no está incluido.

5.3 Factor de capacidad

El factor de capacidad es un índice que mide el grado de aprovechamiento del aerogenerador.

Este indicador compara la producción real con la que habría producido trabajando a plena potencia durante un periodo de tiempo estimado.

Se considera que la adecuación del aerogenerador al emplazamiento es razonable para valores por encima de 0,25.

Se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Producción aerogenerador } \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right)}{\text{Potencia nominal (kW)} \times 8.760 \text{ h/año}}$$

Tabla 5.4.- Factor de capacidad

Turbina	Cantidad	Potencia (kW)	Producción anual neta (kWh)	horas/año	Factor de capacidad
Windspot	1	3,5	8.067	8.760	0,26
Enair 70	1	5,5	13.570		0,28
Windspot	5	3,5	40.884		0,27
Enair 70	5	5,5	68.669		0,29
Windspot	3	3,5	52.043		0,28
Enair 70	2	5,5			

Los FC de nuestras instalaciones son ligeramente superiores al mínimo estipulado como razonable. Estos resultados tienen dos lecturas, una positiva y otra negativa. La positiva es que garantiza la viabilidad de la instalación y la negativa es que nuestra zona de estudio no nos permite exprimir al máximo el potencial de los aerogeneradores.

Como podemos observar las conclusiones derivadas del aspecto económico y del factor de capacidad son semejantes, en ambos casos se supone viable.

5.4 Aspecto medioambiental

El aspecto ambiental se divide en varios puntos:

- Ahorro de CO₂
- Ruidos
- Impacto visual
- Influencia en fauna (aves)

El uso de la energía eólica contribuye a la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Esta reducción representa el CO₂ que se ha ahorrado de la producción de la misma cantidad de energía mediante combustibles fósiles.

Tabla 5.5.- Ahorro de CO₂.

Producción con:	Kg de CO ₂ emitidos por kwh	Kg de CO ₂ ahorrados anualmente:				
		Turbina Windspot	Turbina Enair 70	5 turbinas Windspot	5 turbinas Enair 70	3 Windspot y 2 Enair 70
Carbón	0,75	6.050,25	10.177,50	30.663,00	51.501,75	39.032,25
Fuel o Gasoil	0,60	4.840,20	8.142,00	24.530,40	41.201,40	31.225,80
Gas natural (central convencional)	0,37	2.984,79	5.020,90	15.127,08	25.407,53	19.255,91
Gas natural (ciclo combinado)	0,26	2.097,42	3.528,20	10.629,84	17.853,94	13.531,18

En cuanto a los ruidos el fabricante estipula que a una velocidad media de 8 m/s y a unos 60 m de distancia se registran 45 dB(A) según estándares BWEA (The British Wind Energy Association). La diferencia entre medir en dB y en dB(A) es que esta última incluye una corrección para la sensibilidad del oído humano.

Con la siguiente tabla, facilitada por el fabricante, tendremos una referencia de intensidades de ruido con las que poder comparar:

Tabla 5.6.- Tabla de decibelios.

Silencio	0
Pisada	10
Hojas de los árboles en movimiento	20
Conversación en voz baja	30
Biblioteca	40
Despacho tranquilo	50
Conversación	60
Tráfico en una ciudad	80
Aspiradora	90
Motocicleta	100
Concierto de rock	120
Martillo neumático	130
Despegue de un avión	150
Explosión de un artefacto	180

El ruido de nuestras turbinas a 60 m de distancia es análogo al de una biblioteca o un despacho. Incluso podría pasar desapercibido con el ruido ambiente.

Por último, tanto el impacto visual como el posible riesgo de choque de las aves con el rotor, es muy limitado, prácticamente nulo.

5.5 Aspecto legal

La legislación vigente al respecto se recoge en:

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Sin embargo, esta normativa no regula el autoconsumo con balance neto (existe un borrador de una nueva normativa que lo regule denominado “Real Decreto de Autoconsumo”, pero está actualmente paralizado).

El balance neto permite verter a la red los excedentes de energía para poder hacer uso de ellos cuando la instalación no esté produciendo.

Cabe destacar que el borrador antes mencionado está creando polémicas por el llamado peaje de respaldo, un impuesto al uso de la red eléctrica. Impuesto inexistente en otros países.

Con el balance neto no se requieren baterías lo que supone un ahorro económico y un beneficio mediambiental. El precio de las baterías habría que incluirlo al del resto de la instalación en el apartado 5.2.

En definitiva, la normativa vigente está muy desfasada y afecta de una forma negativa a nuestra instalación. Las opciones son: autoconsumo por medio de baterías, engordando así el presupuesto, o venta de energía a la red, lo cual reducirá nuestros beneficios.

6 BIBLIOGRAFÍA

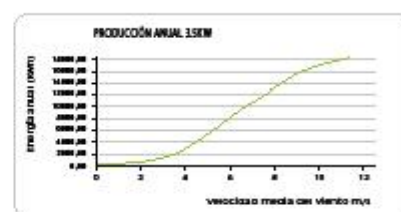
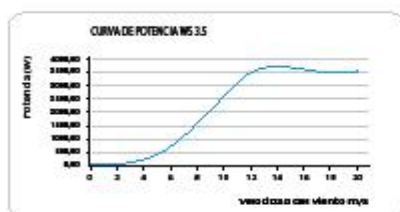
- [1] Mapa de Google. <https://maps.google.es/>
- [2] Visor SIGPAC – Junta de Castilla y León. <http://www.sigpac.jcyl.es/visor/>
- [3] Atlas Eólico de España del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). <http://atlaseolico.idae.es/>
- [4] Servicio de Cartografía de la Universidad de León.
- [5] Software WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program). Manual de programa.
- [6] Efecto estela. Energía eólica. <http://efectoestela.com/>
- [7] Windspot minieólica. <http://www.windspot.es/es/aerogeneradores-minieolica>
- [8] Apuntes energía eólica. José Luis Falagán Caverro. Universidad de León.
- [9] Asociación de consumidores FACUA. <http://www.facua.org/>
- [10] Datos de potencias. <http://www.electrocalculator.com/>
- [11] Manual de instalaciones eólicas domésticas Leonardo Energy. <http://www.leonardo-energy.org/>
- [12] Energías renovables. Artículos informativos. <http://www.energias-renovables.com/>

7 ANEXOS

7.1 Ficha técnica aerogenerador Windspot 3,5 kW.



Ficha técnica



WINDSPOT.

3.5 Kw

Características técnicas

POTENCIA	3.5 Kw @ 250 rpm
DÍAMETRO DEL ROTOR	4.05 m
VELOCIDAD DE ARRANQUE	3 m/s
VELOCIDAD NOMINAL	12 m/s
PESO	185 kg
LONGITUD	3.2 m
PRODUCCIÓN ANUAL ESTIMADA	5550-11300 Kwh
EMISIONES DE CO ₂ AHORRADAS	3610-7350 kg
TIPO	Rotor horizontal a barlovento
GENERADOR	Síncrono de imanes permanentes; 3 fases, 24-48-110-220V a 50/60 Hz
ORIENTACIÓN	Sistema pasivo: Timón de orientación
CONTROL DE POTENCIA	Sistema de Paso Variable pasivo, centrífugo y amortiguado (diseño patentado)
TRANSMISIÓN	Directa
FRENO	Eléctrico
CONTROLADOR	Opción de conexión a red y para carga de baterías
INVERSOR	Eficiencia = 95% ; Algoritmo MPPT
RUIDO	37 dB(A) a 60 m de distancia y viento de 8 m/s (según estándares BWEA)
PROTECCIÓN ANTI-CORROSIÓN	Diseño totalmente sellado + catáforésis + anodizado + pintura resistente a UV
TORRE	12, 14 y 18 m; con sistema hidráulico o mecánico de abatimiento
DISEÑO	Según norma IEC61400-2



SONKYO ENERGY

7.2 Ficha técnica aerogenerador Enair 70

ENAIR 70

see in action with

MODELO
Enair 70

PESO
165 kg

LARGO
3,4 m

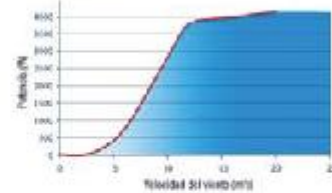
DIÁMETRO
4,1 m



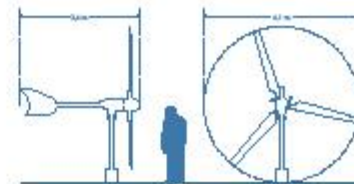
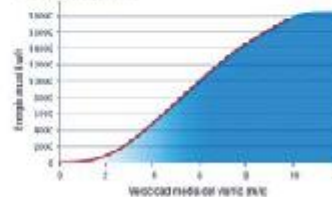
Con una velocidad de viento medio situado en la nominal de unos 10 - 12 m/s. El modelo Enair 70 es capaz de generar hasta 70 kwh/día.

CURVAS DE RENDIMIENTO

Curva de potencia



Producción anual



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO MODELO ENAIR 70	
Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	250 RPM 24 polos imanes de neodimio
Potencia	5500 W
Potencia nominal curva	3500 W
Voltaje	24 / 48 / 220
Clase de viento	IEC / NVN I - A
Diámetro	4,1 m
Sentido de giro	Horario
Área barrida	13,2m ²
Peso	165Kg
Aplicaciones	Conexiones Aisladas a Baterías Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar	2 m/s
Velocidad nominal	12 m/s
Vel. regulación del paso variable	14 m/s
Velocidad soportada	Más de 60 m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a más de 60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico
Controlador	Opción de conexión a red y carga de baterías
Inversor	Eficiencia 95%; algoritmo MPPT
Ruido	Reducido al mínimo: debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV
Torre	12, 15 y 18 m, abatible, atirantada o de celosía



Mínimo Ruido:

El ruido está entorno a un 1% por encima del ruido ambiente, siendo prácticamente inapreciable para nuestro oído.



Máxima Eficiencia:

Funciona con una simple brisa de 2 m/s y continua funcionando a más de 40 m/s sin perder eficiencia de productividad.



Anticorrosivo:

Tratado con cataforesis, se convierte en un conjunto, anticorrosivo y antisalino ideal para islas y costas.



Hermetico:

Sellado herméticamente en todas sus juntas, para evitar filtraciones de humedades y micropartículas que arrastra en aire. Evita deterioros en zonas de costas o desiertos donde hay mucha arena.



Robusto:

Para poder soportar, fuertes vientos y ofrecer una larga vida de operación toda las piezas del equipo, están sobredimensionadas.



APPROVED PRODUCT Approved Energy



Producción óptima
incluso a más de **165 km/h**