Anexo I: Evaluación del recurso eólico

PARQUE EÓLICO ASOCIADO A LA PLANTA DESALADORA DE RIEGO AGRÍCOLA GRAN TARAJAL EN EL SUDESTE DE FUERTEVENTURA.

PROYECTO DE MODERNIZACIÓN Y MEJORA DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE FUERTEVENTURA, TT.MM. DE TUINEJE (FUERTEVENTURA)

Departamento de Energías Renovables

División de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Junio de 2015

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CANARIAS

Gobierno de Canarias

Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. Inscrito en el Registro Mercantil de Las Palmas de G.C. Tomo 924, Folio 34, Hoja 4588 NIF A-35313170

CONTENIDO DEL DOCUMENTO.

1. ANTECEDENTES 1

2. ALCANCE 2

3. PETICIONARIO 2

4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN GRAN TARAJAL 2

4.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL RECURSO EÓLICO 3

4.2. MAPAS EÓLICOS USADOS PARA LA CARACTERÍZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DE LA REGIÓN 6

4.3. EVALUACIÓN DE LA RUGOSIDAD DEL TERRENO 13

4.4. ÁNGULO DE INFLUENCIA Y VELOCIDAD DEL VIENTO DEPENDIENTE DE LA DIRECCIÓN 15

4.5. DENSIDAD DE POTENCIA 20

5. ESTACIÓN METEOROLÓGICA VIRTUAL 22

5.1. SITUACIÓN DE LA TORRE METEOROLÓGICA VIRTUAL 23

5.2. EVOLUCIÓN ANUAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO 25

5.3. EVOLUCIÓN ANUAL DE LA DIRECCIÓN PREDOMINANTE DEL VIENTO 29

5.4. DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DEL RECURSO EÓLICO DE LA ZONA 32

5.5. INTENSIDAD DE LA TURBULENCIA 37

5.6. TEMPERATURA 40

5.7. PRESIONES ATMOSFÉRICA 41

5.8. DENSIDAD DEL AIRE 42

6. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO DE GRAN TARAJAL (OPENWIND) 45

6.1. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN OBTENDIDA EN CADA POSICIÓN 46

6.1.1. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 1 DE MONTAÑA DE GRAN TARAJAL 47

6.1.2. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 2 DE MONTAÑA DE GRAN TARAJAL 49

6.1.3. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 1 DE MONTAÑA DE LA LAJA 51

6.1.4. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 2 DE MONTAÑA DE LA LAJA 52

6.1.5. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 3 DE MONTAÑA DE LA LAJA 54

6.1.6. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 1 DE VALLE DEL ACEITUNO 56

6.1.7. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 2 DE VALLE DEL ACEITUNO 58

6.1.8. RESUMEN DE ALTERNATIVAS EVALUADAS 60

7. SELECCIÓN DE LA POSICIÓN DEFINITIVA 62

8. SELECCIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR ADECUADO A LOS REQUERIMIENTOS DE LA PLANTA 64

8.1. MODELOS DE AEROGENERADORES COMERCIALES SIMULADOS 65

8.2. RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN ENERGÉTICA PARA LAS DISTINTAS SOLUCIONES TÉCNICAS 65

8.3. ADECUACIÓN A LOS REQUERIMIENTOS DE LA PLANTA DESALADORA 71

9. LIMITACIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO 76

10. CONCLUSIONES 78

11. BIBLIOGRAFÍA 81

1. ANTECEDENTES

El Real Decreto Ley 10/2005, de 20 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los daños producidos en el sector agrario por la sequía y otras adversidades climáticas, declara de interés general una serie de obras de mejora y modernización de regadíos en Canarias, encontrándose entre ellas la actuación denominada **"MODERNIZACIÓN Y MEJORA DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE FUERTEVENTURA, TT.MM. DE TUINEJE (FUERTEVENTURA)".**

A su vez, el Gobierno de Canarias, consciente de la importancia del regadío en el sostenimiento del paisaje y de la economía de las islas, redacta en el año 2012 el Plan de Regadíos de Canarias a través de la Dirección General de Agricultura y Desarrollo Rural, cuya Memoria Ambiental fue aprobada mediante Orden de la Consejería de Educación, Universidades y Sostenibilidad el 28 de Marzo de 2014 (BOC nº 71, de fecha 10 de abril de 2014). Dicho Plan recoge las actuaciones necesarias para desarrollar la modernización y mejora de los regadíos en la zona de Gran Tarajal.

Dicha actuación, está por definir y para una mayor concreción de las necesidades técnicas de la obra es necesario redactar un proyecto técnico que además de resolver las cuestiones de estricto diseño técnico, sea capaz de conjugar de la mejor manera el crédito disponible con las necesidades de la zona. Asimismo, a efectos de que sea un proyecto sostenible y demostrativo, se pretende la incorporación de desalación, energías renovables y el control de cargas eléctricas, de manera que se minimice el coste energético asociado al agua de riego, así como la emisión de CO_2 a la atmósfera.

La redacción del proyecto de **"MODERNIZACIÓN Y MEJORA DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE FUERTEVENTURA, TT.MM. DE TUINEJE (FUERTEVENTURA)"** responde a la necesidad imperiosa de los regantes de tecnificar sus explotaciones aumentando su competitividad.

La modernización mediante una red de tuberías a presión ocasionará una mayor eficiencia hídrica y económica del regadío, objetivos coherentes con el enfoque de gestión del agua asumido por la Directiva Marco del Agua, base esencial del ordenamiento legal europeo en materia de gestión de aguas y cuyo objetivo central no es otro que recuperar y conservar el buen estado ecológico de los sistemas hídricos.

En este sentido, el empleo de las energías renovables en la obtención y distribución del agua en un sistema insular parece una opción muy interesante de cara a ser estudiada y que sirva de efecto demostrativo.

Las actuaciones recogidas en el presente proyecto están contempladas en el Plan de Regadíos de Canarias y en el Avance del Plan Hidrológico de Fuerteventura (con fecha del 18/11/2013, se pretende que sean financiadas con Fondos FEADER del Programa de Desarrollo Rural para el periodo 2104 -2020 y con la cofinanciación del Gobierno de Canarias, y en su caso, con Fondos del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente.

En este estudio se evalúa el recurso eólico de la región próxima a la planta desaladora de Gran Tarajal, con el objeto de conocer los emplazamientos donde mayor producción se obtendría, mejorando la eficiencia del parque eólico. Posteriormente este criterio se unirá al resto de aspectos evaluados en el documento "Diseño preliminar del parque eólico y estudio de viabilidad" definiendo la posición y las características técnicas del parque eólico.

2. ALCANCE

En este estudio se valoran los aspectos propios al potencial eólico. Para ello el ITC cuenta con un mapa eólico a dos alturas (60 y 80 metros) que abarca un cuadrante de 25 x 25 km y en el que se incluyen los dominios del Término Municipal de Tuineje.

Partiendo de este mapa eólico y del conjunto de características técnicas, territoriales, medioambientales y económicas definidas en el documento "Diseño preliminar del parque eólico y estudio de viabilidad", se optimizará la posición del parque eólico consiguiendo con ello la solución más eficiente, sostenible y adaptable a los requerimientos de la planta desaladora de cuantas haya en un cuadrante de 3 x 3 km.

3. PETICIONARIO

La entidad peticionaria de esta encomienda es el Servicio de Planificación de Obras y Ordenación Rural perteneciente a la Dirección General de Agricultura y Desarrollo Rural del Gobierno de Canarias.

Actualmente el gestor y dueño del centro de producción de agua es el Consorcio para el Abastecimiento de Agua de la Isla de Fuerteventura (CAAF).

4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN GRAN TARAJAL

En este apartado se describen los aspectos generales y características del recurso eólico en el TTMM de Tuineje, detallándose de forma paralela las condiciones

fundamentales y métodos empleados para la realización de las simulaciones energéticas.

4.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL RECURSO EÓLICO

El recurso eólico de la isla de Fuerteventura presenta un comportamiento muy marcado por su situación geográfica y su proximidad al anticiclón de las Azores, produciéndose durante prácticamente todo el año vientos alisios que fuerzan la circulación del aire desde las zonas hemisféricas a las ecuatoriales. Como resultado tanto la velocidad del viento como su dirección presentan un comportamiento muy constante, aspecto clave para la explotación del recurso eólico con fines energéticos [1].

A pesar de que este proceso también se da en el resto de las Islas Canarias, existen ciertas singularidades como las condiciones orográficas y la rugosidad que alteran el comportamiento entre regiones. En este caso particular la isla presenta un perfil topográfico de poca altura en comparación con otras islas (orografía suave), lo que causa que apenas se produzcan alteraciones en el sentido y la velocidad del viento, siendo la dirección predominante del viento estable de componente Noreste (NE) – Nornordeste (NNO).

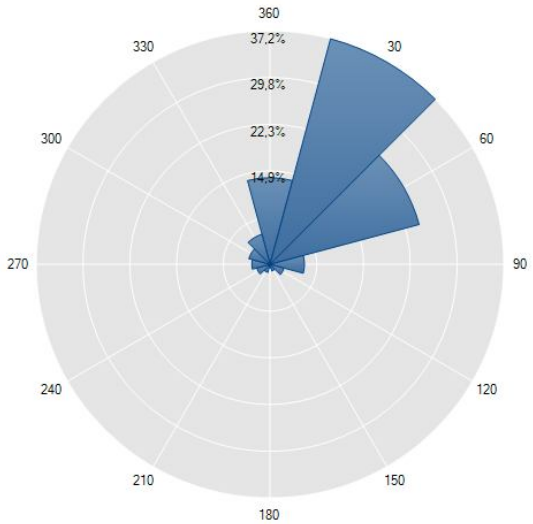


Ilustración 1 Dirección predominante del viento en el TTMM de Tuineje

Se puede apreciar en el gráfico anterior que de forma atípica se originan vientos de componente Suroeste, los cuales son como consecuencia de las borrascas.

Cabe comentar en este punto que en términos anuales si se suelen producir diferencias en la fuerza de los vientos como consecuencia de la lejanía del anticiclón de las Azores con respecto a la isla. Así pues cuanto mayor es la distancia con respecto al anticiclón (dentro de su rango de influencia), mayor es la velocidad de

circulación del viento en Fuerteventura. Ésta es la principal razón por la que si se analizan los datos se puede comprobar que los meses de mayor potencial eólico suelen ser los del periodo estival y los de menor potencial el invierno.

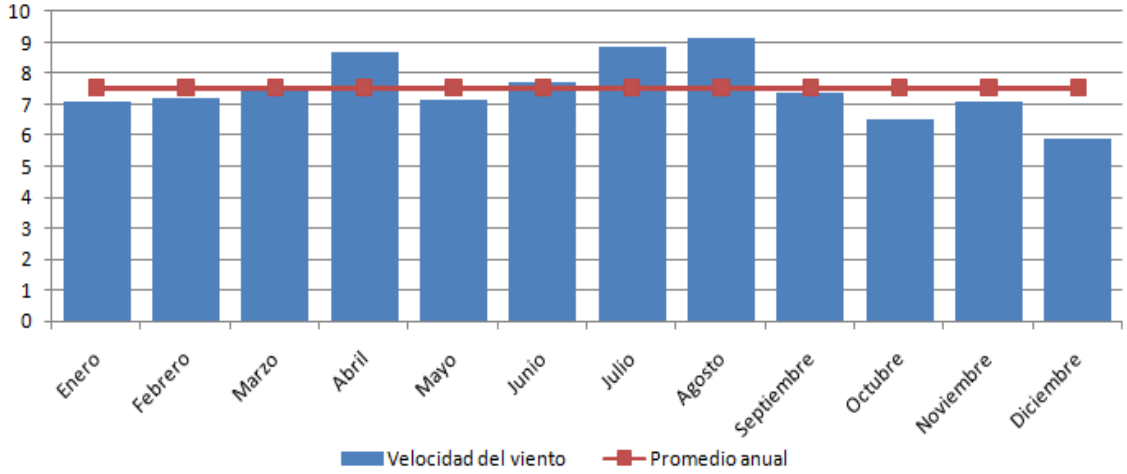


Ilustración 2 Comparación mensual de la velocidad media del viento

Los datos presentados en el gráfico anterior se han obtenido para una estación meteorológica virtual la cual se ubicaría en cercanías al parque eólico a estudio (posición Norte: 595735mE, Abscisa: 3122635mN, UTM zona: 28). Ésta será descrita posteriormente en detalle en el presente análisis (apartado 5).

Si se analiza el comportamiento del recurso eólico en el caso singular del TTMM de Tuineje, se puede comprobar que no hay grandes diferencias en cuanto a velocidad del viento se refiere por emplazamiento puesto que la topografía de la región es muy llana, sin embargo en las proximidades a la zona costera de Gran Tarajal existen un conjunto de cadenas montañosas en las que se produce una aceleración, siendo puntos de gran interés para la instalación de parques eólicos. En cualquier caso no todas las cadenas montañosas son aptas para la ejecución de parques eólicos, ya que a las dificultades técnicas, ambientales y normativas (estudiadas en la memoria técnica previa) hay que añadir los posibles efectos de las turbulencias.

Las turbulencias se suelen producir en las zonas más escarpadas o accidentadas de las cadenas montañosas, en las cuales se producen vórtices donde el viento cambia de forma brusca sus condiciones de presión y velocidad, lo que afecta de manera muy negativa a los aerogeneradores, anulando cualquier ventaja que pudiera existir en el aumento de la velocidad del viento. Por esa razón de manera práctica suele ser preferible la instalación de los aerogeneradores en cadenas montañosas de menor altura pero con corte suave y redondeado que la instalación en zonas de mayor altura muy escarpadas.

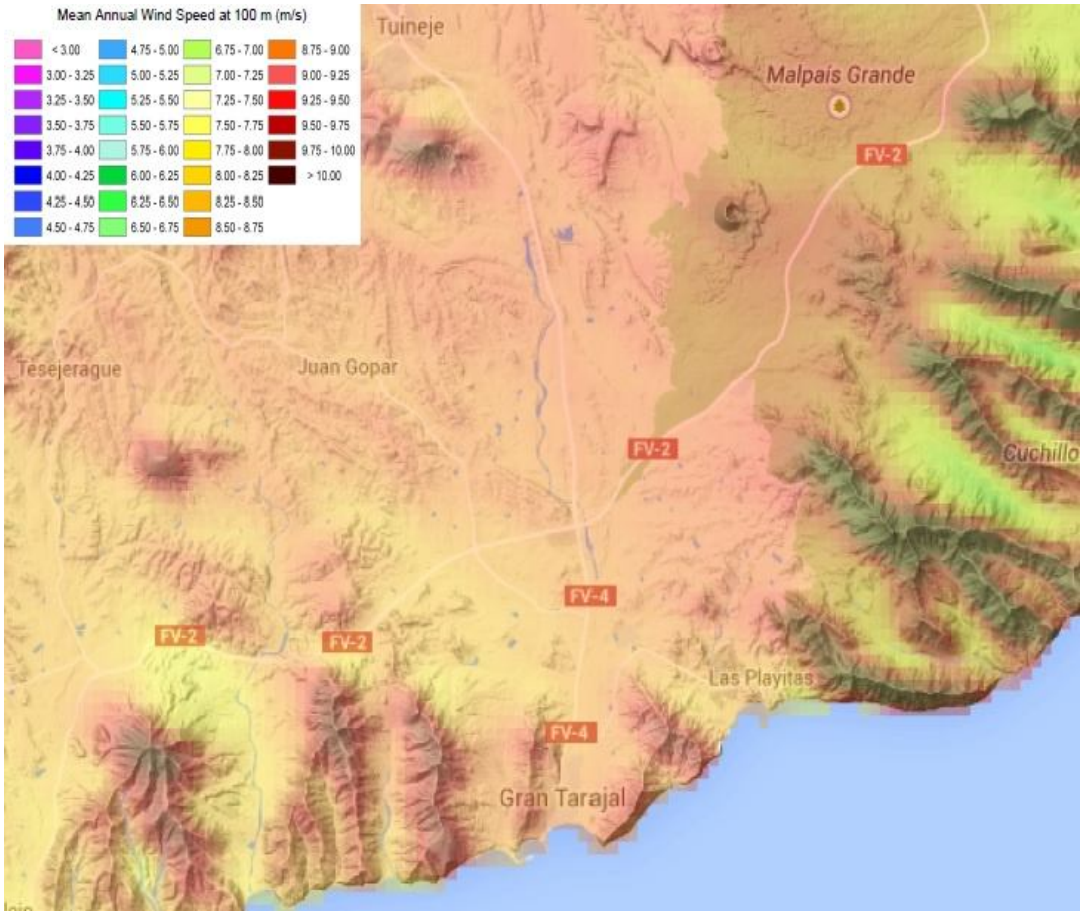


Ilustración 3 Mapa eólico de la región analizada a 100 metros de altura (TruePower)

También podrían ser puntos de gran interés para la instalación de parques eólicos las ubicaciones situadas en llanuras entre cadenas montañosas, donde dependiendo de la dirección del viento se puede producir una canalización del aire como consecuencia de que los cambios energéticos necesarios para acelerar el flujo del aire alrededor de un obstáculo son menores que los requeridos para superar dicho obstáculo por altura (energía potencial), generando un efecto túnel entre cadenas montañosas. No obstante los aerogeneradores deberían ubicarse a una distancia suficientemente elevada con respecto a las laderas evitando los efectos turbulentos que allí se producirían [2].

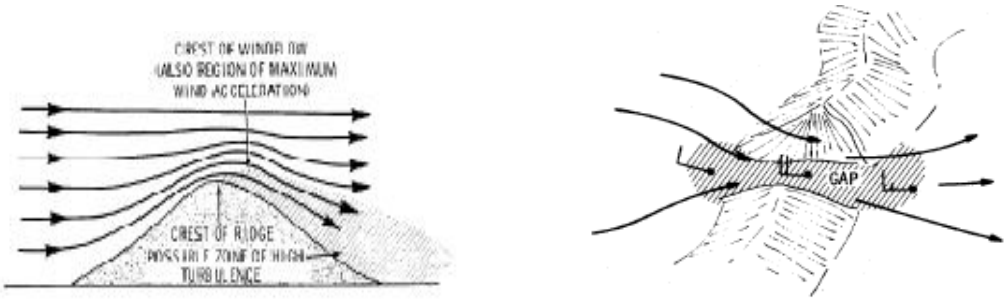


Ilustración 4 Zonas de interés para la ejecución de parques eólicos

Otra característica que influye de manera directa en el cambio de la velocidad del viento es el efecto de cizallamiento, por el cual la velocidad suele ser mayor en relación con la altura ya que se reduce el rozamiento con la superficie terrestre. En este sentido es prioritario la búsqueda de emplazamientos alejados de las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto y el estudio de los modelos comerciales de aerogenerador garantizando se viabilidad técnica.

En relación con los cambios de la dirección del viento, el efecto combinado de la rugosidad del terreno y la fuerza de Corilois (fuerzas por rotación de la tierra), también motiva su variación en relación con la altura.

A continuación se exponen los datos de los que se parte para la realización de las simulaciones en el software de análisis del recurso eólico OpenWind.

4.2. MAPAS EÓLICOS USADOS PARA LA CARACTERÍZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DE LA REGIÓN

Como condición de partida para la selección del emplazamiento idóneo del parque eólico a estudio se ha establecido que éste debería ubicarse en el interior de un cuadrante de 3 x 3 km desde la planta desaladora, con el objetivo de garantizar el enlace entre el parque eólico y la planta desaladora con unas pérdidas energéticas asumibles para una conexión a 20 kV. Posteriormente, en función de criterios técnicos, económicos, medioambientales y normativos se definieron en la memoria técnica previa distintas propuestas de ubicación. De entre estos criterios destaca la búsqueda de la solución más eficiente, siendo requisito indispensable la caracterización del recurso eólico en las inmediaciones.

Los mapas eólicos que se presentan en este apartado parten de un modelo meteorológico de mesoescala NWP (Numerical Wheather Prediction), en este caso el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System). El modelo MASS, desarrollado por TruePower, simula los fenómenos físicos fundamentales que rigen el comportamiento de la atmósfera a mesoescala en tres dimensiones, entre ellos el principio de conservación de masas y la dinámica de fluidos. De esta forma partiendo de datos históricos se consigue predecir el comportamiento de las condiciones atmosféricas futuras en una ubicación determinada [3].

Como todo modelo matemático la calidad de los resultados obtenidos es directamente proporcional a la fiabilidad de los datos con que se alimenta. En este caso el modelo MASS toma datos de las siguientes fuentes:

- **Base de datos de reanálisis**: Esta compuesta por una red tridimensional de datos meteorológicos históricos generados por el NCEP (US National Center for Environmental Prediction) y el NCAR (National Center for Atmospheric Research), el cual integra las condiciones meteorológicas a macroescala recogidos durante un periodo de 15 años para intervalos de 6 horas a distintas alturas.
- **Bases de datos de radiosondeos:** Estas son estaciones meteorológicas en miniatura que se acoplan a un globo hinchado con gas ligero, registrando diferentes variables atmosféricas en su ascensión.
- **Bases de datos de estaciones de superficie**: Si bien estas estaciones son numerosas, su situación no suele coincidir con posiciones de alto potencial eólico, ubicándose normalmente en zonas edificadas y aeroportuarias. En cualquier caso son una fuente de datos muy útil para la evaluación y el ajuste del comportamiento del mapa eólico generado.
- **Bases de datos geofísicas**: Registran principalmente datos topográficos, de usos del suelo, índices de vegetación y valores climatológicos de temperatura del agua de mar. Con todos estos datos se componen modelos de elevación digital que dan una primera aproximación al comportamiento del recurso eólico por efecto de las condiciones geofísicas.

De forma aislada cada una de las fuentes de datos comentadas presenta deficiencias en relación con el grado de detalle, de ahí se desprende la utilidad del modelo MASS, el cual realiza simulaciones sucesivas desde un mallado de 30 km hasta uno de 1,2 km, de forma que los resultados de salida son cada vez más fiables que los datos precedentes. El gran inconveniente de este modelo matemático son los altos requisitos computacionales, fundamentalmente cuando se trabaja a resoluciones muy elevadas, sin embargo según los estudios desarrollados por TruePower, los tiempos de computación son inferiores a los que se requerirían para otros modelos tales como las ecuaciones lineales de Jackson – Hunt [4].

Como resultado de todo este proceso de análisis se generan una serie de distribuciones Weibull que permiten predecir las condiciones del recurso eólico a Macroescala durante un año tipo de 366 días.

A continuación estos resultados son refinados con un modelo de Microescala, en este caso el OpenWind Enterprise, con el cual se añaden las influencias locales de la topografía de la región y la rugosidad a una resolución de 50 metros. OpenWind Enterprise se utiliza como medio para mejorar la resolución espacial de las

simulaciones del MASS, teniendo en consideración los efectos topográficos locales. Este modelo matemático que se basa en la teoría de conservación de la masa, permite la simulación del flujo del viento con una menor demanda de recursos computacionales [5].

En el siguiente esquema se resume el método de cálculo seguido para la generación del mapa eólico:

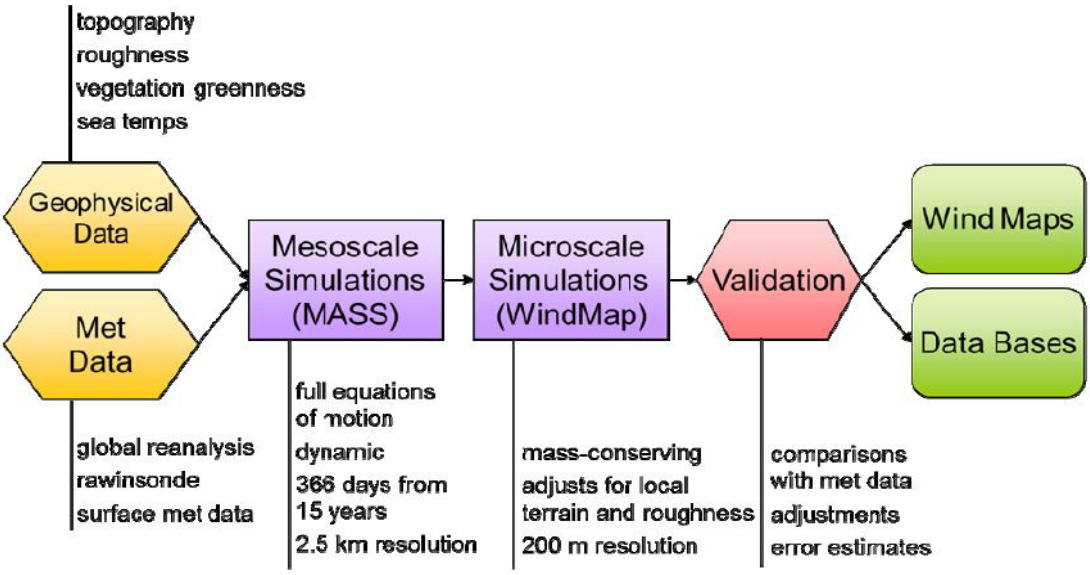


Ilustración 5 Método de generación de mapa eólico

En la última etapa de la creación del mapa eólico, los datos son transformados en un archivo GIS (Sistema de Información Geográfica) con el cual se sintetiza el conjunto de resultados obtenidos. En este caso se ha empleado el formato WRG (compatible con el software OpenWind Enterprise), el cual contiene los parámetros característicos Weibull k (parámetro de forma) y A (parámetro de escala) en cada punto de la malla en un cuadrante de 25 x 25 km y para cada uno de los 12 sectores en los que se divide la rosa de los vientos. Este mapa eólico contiene además tres capas, estas son:

- **Mapa eólico (velocidades medias anuales):** Esta capa desglosa para cada posición la velocidad media anual del recurso eólico, pudiéndose evaluar a simple vista las posiciones geográficas donde el recurso eólico presenta mayor incidencia.
- **Mapa eólico (velocidades medias por sectores):** De forma semejante al mapa anterior se muestra las velocidades medias anuales del recurso eólico, esta vez para cada uno de los sectores de la rosa de los vientos.

- **Elevación**: La capa elevación es un archivo GIS que representa la coordenada Z (altura) para cada uno de los puntos del espacio, representándose con ello todas las formaciones geofísicas del emplazamiento analizado.

A continuación se presentan los mapas de potencial eólico para alturas de 60 y 80 metros, rango donde previsiblemente se encontraría la altura de buje del aerogenerador asumiendo el intervalo de potencia manejado:

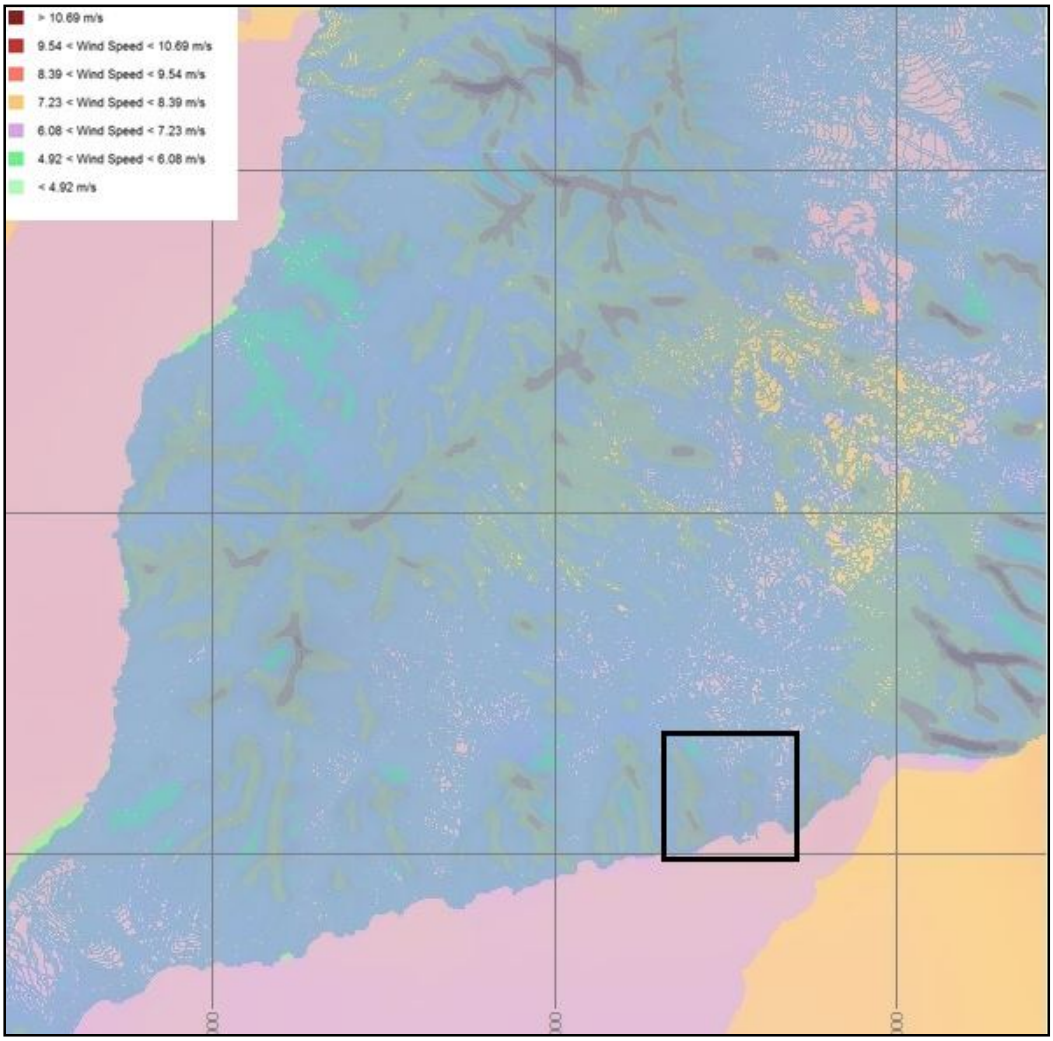


Ilustración 6 Mapa eólico disponible para Fuerteventura a 80 metros (25 x 25 km)

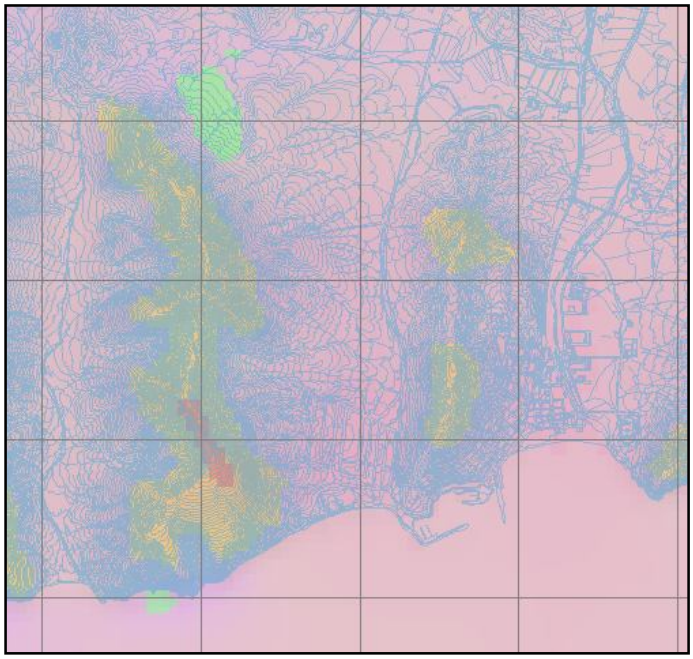


Ilustración 7 Zoom sobre la zona a estudio de Gran Tarajal a 80 metros

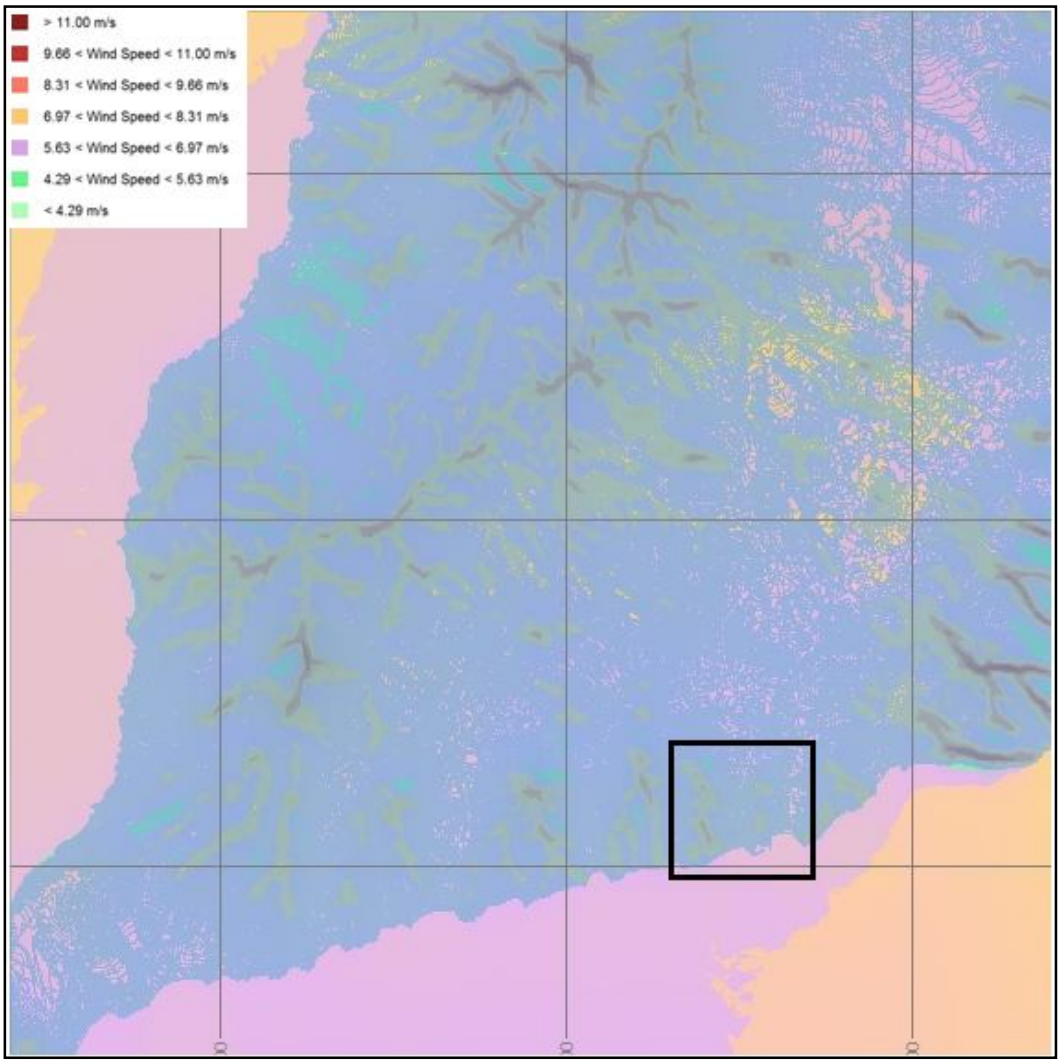


Ilustración 8 Mapa eólico disponible para Fuerteventura a 60 metros (25 x 25 km)

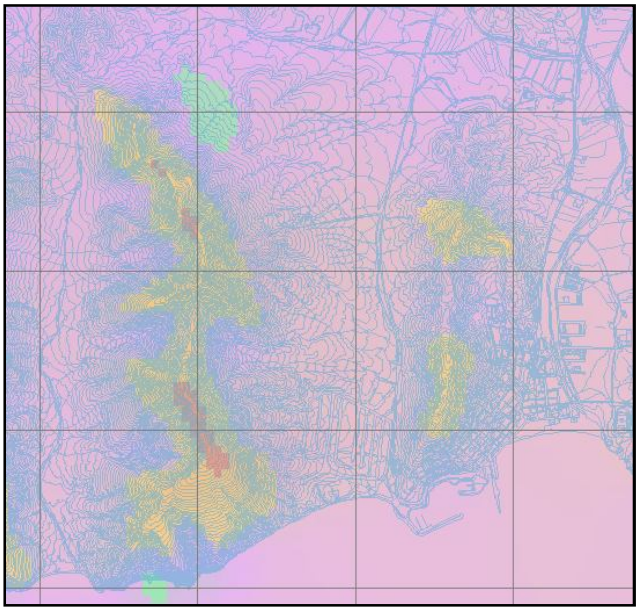


Ilustración 9 Zoom sobre la zona a estudio de Gran Tarajal a 60 metros

De los datos integrados en el modelo matemático desarrollado para la ejecución de los mapas eólicos presentados destaca por su importancia en la caracterización del comportamiento local del viento el mapa topográfico de la región, el cual se presenta en la siguiente ilustración:

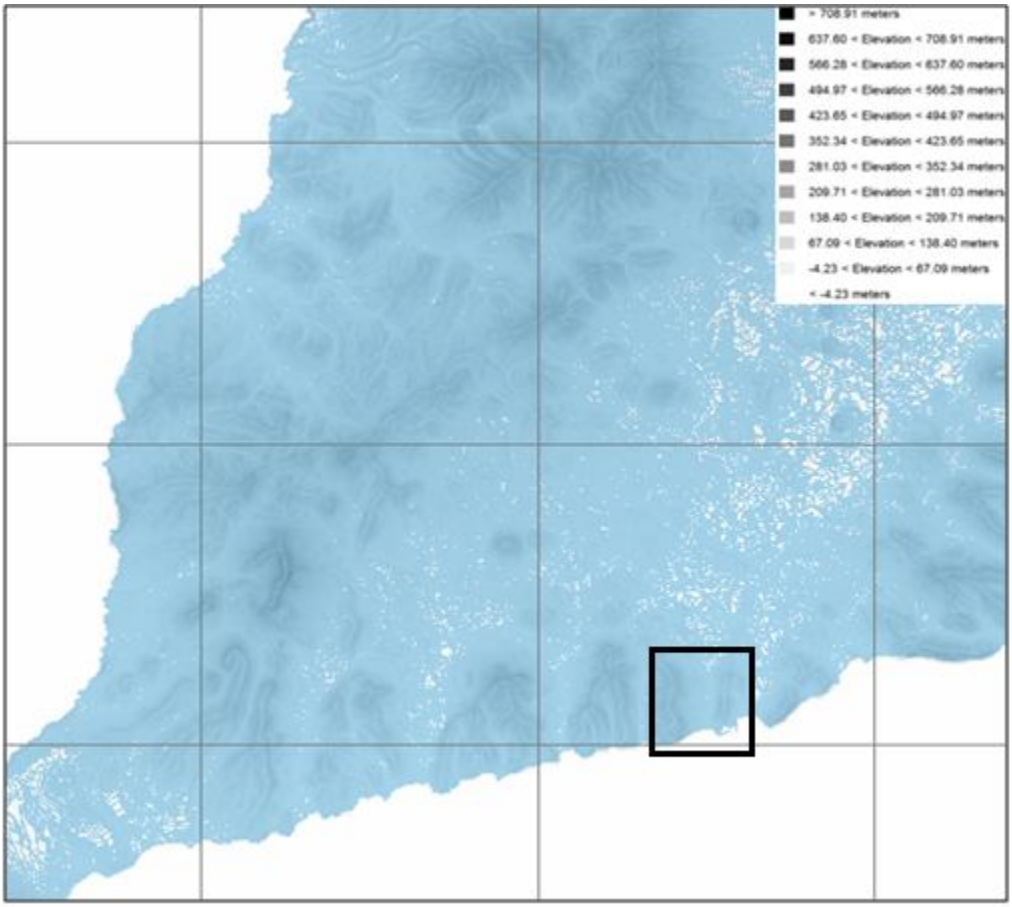


Ilustración 10 Mapa topográfico cargado para la ejecución del mapa eólico de Fuerteventura

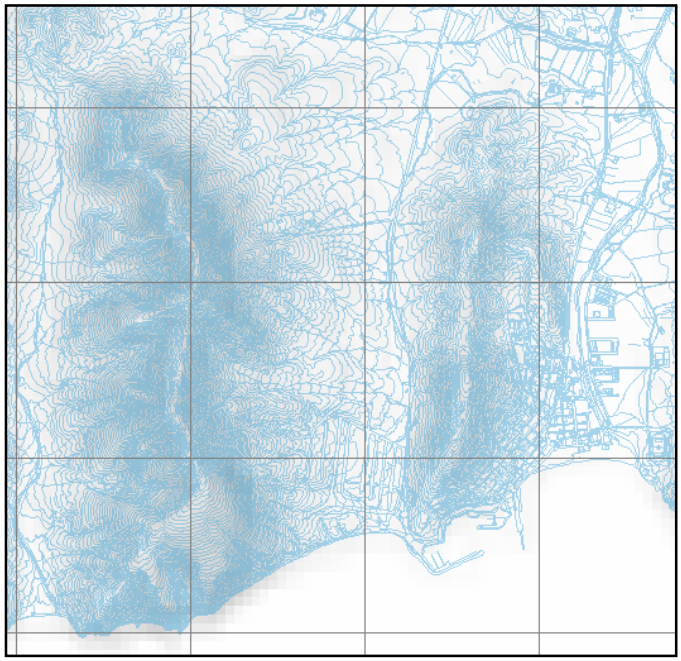


Ilustración 11 Zoom sobre la zona evaluada de Gran Tarajal

De las tres zonas evaluadas la de mayor potencial es **Montaña de la Laja** (cadena montañosa ubicada a la izquierda de la imagen) donde existen puntos que coronan a una altura comprendida entre los 255 y los 280 metros.

A su vez se observa una cierta tendencia al aumento de la velocidad del viento cuanto mayor es la cercanía con respecto a la costa. Este fenómeno es un efecto local común en las zonas costeras dado a que en las horas de sol la tierra se calienta más rápido que el mar, haciendo que el aire ascienda más rápido en esas zonas y provocando la formación de vientos que soplan fuerte hacia la costa. Por su parte en horas nocturnas la circulación del aire se invierte dado a que la temperatura del mar es más cálida que en la tierra.

La siguiente zona a estudio de gran potencial eólico es **Montaña de Gran Tarajal** (cadena montañosa ubicada a la derecha de la imagen) por condiciones muy similares a las que se producen en Montaña de la Laja, no obstante presenta una orografía menos pronunciada puesto que la altura máxima de esta cadena montañosa se encuentra sobre los 140 metros.

Ya por último la llanura de **Valle del Aceituno** (ubicada entre las formaciones montañosas anteriormente comentadas) presenta un potencial eólico menos interesante. Estos resultados son lógicos puesto que se sabe que la dirección predominante del viento tiene una componente principal Nornordeste y la llanura se orienta al norte, por lo que no se está generando correctamente el efecto de canalización comentado en el apartado de características generales del recurso.

En resumen los mapas eólicos presentados muestran una cierta coherencia conforme a los principios físicos fundamentales que rigen el estudio del recurso eólico en la isla, y de forma local para la región muy condicionada por la topografía y la cercanía a zonas costeras.

4.3. EVALUACIÓN DE LA RUGOSIDAD DEL TERRENO

Otro de los aspectos fundamentales para la caracterización del recurso eólico en la región es la rugosidad, parámetro dependiente de las condiciones de la superficie terrestre donde por la existencia de obstáculos tales como la vegetación o los edificios y la superficie del suelo se origina un efecto de fricción que disminuye la velocidad del viento.

A efectos prácticos este fenómeno se evalúa mediante un parámetro conocido como longitud de rugosidad, cuyo sentido físico se corresponde con la altura a la que la velocidad media del viento es cero y que depende de aspectos como la dispersión de los elementos de rugosidad y sus características superficiales.

En este sentido diversos proyectos desarrollados a nivel Europeo como el proyecto Corine han servido para estimar la rugosidad existente en los diferentes países pertenecientes a la Unión Europea. Para ello se tipificó una tabla donde según el uso del suelo se correspondía una longitud de rugosidad. Este es el método con el que se ha conseguido desarrollar un mapa de rugosidades del terreno general para la isla:

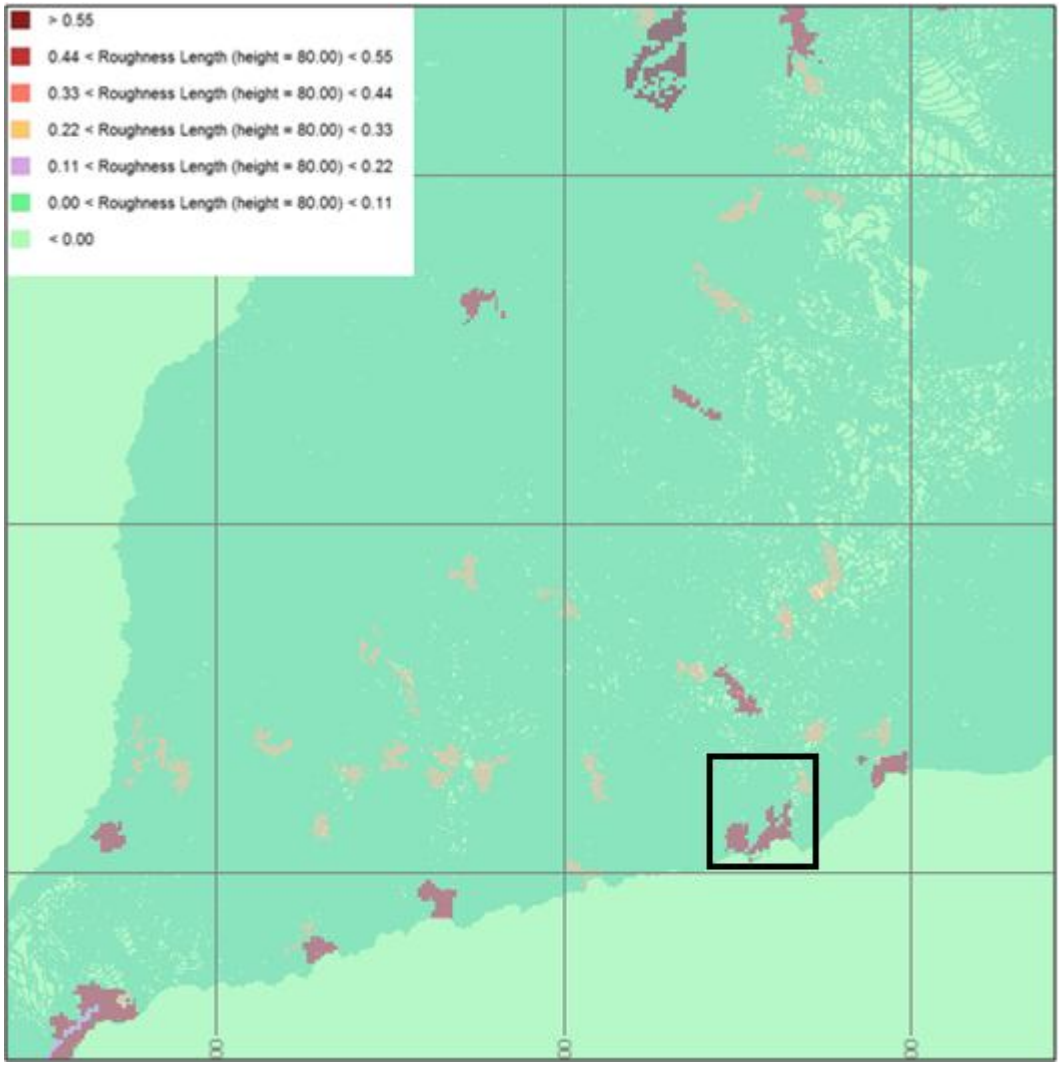


Ilustración 12 Rugosidad del terreno implementada en el modelo del recurso eólico

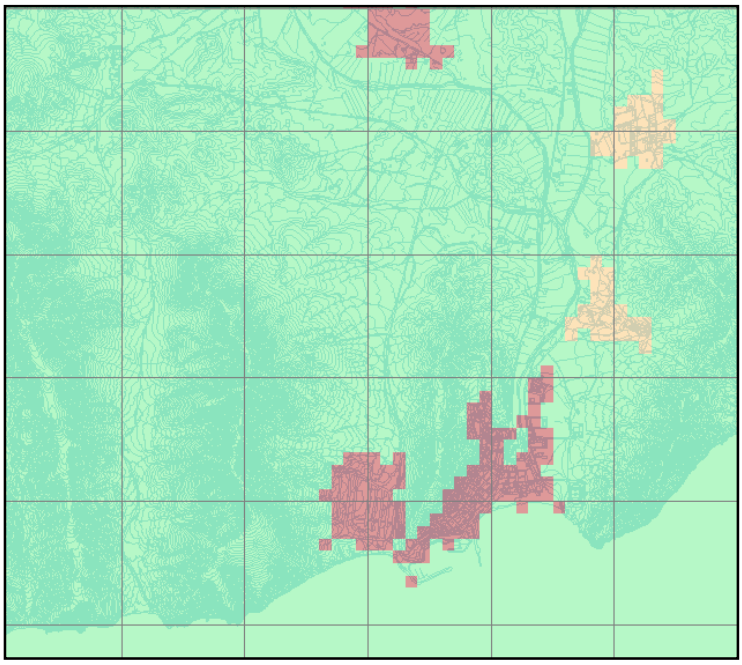


Ilustración 13 Zoom de la rugosidad sobre la zona a estudio de Gran Tarajal

Como se desprende de las ilustraciones adjuntas, existe un predominio de longitudes de rugosidad inferiores a los 0,11 metros, correspondientes con regiones de llanura con baja presencia de obstáculos tales como terrenos cultivados y en barbecho o zonas con pocos árboles.

Por otra parte se puede comprobar que en áreas donde existe presencia de edificios aislados la longitud de rugosidad se sitúa entre los 0,2 y los 0,3 metros, y en núcleos densamente poblados este coeficiente se eleva hasta los 0,55 metros.

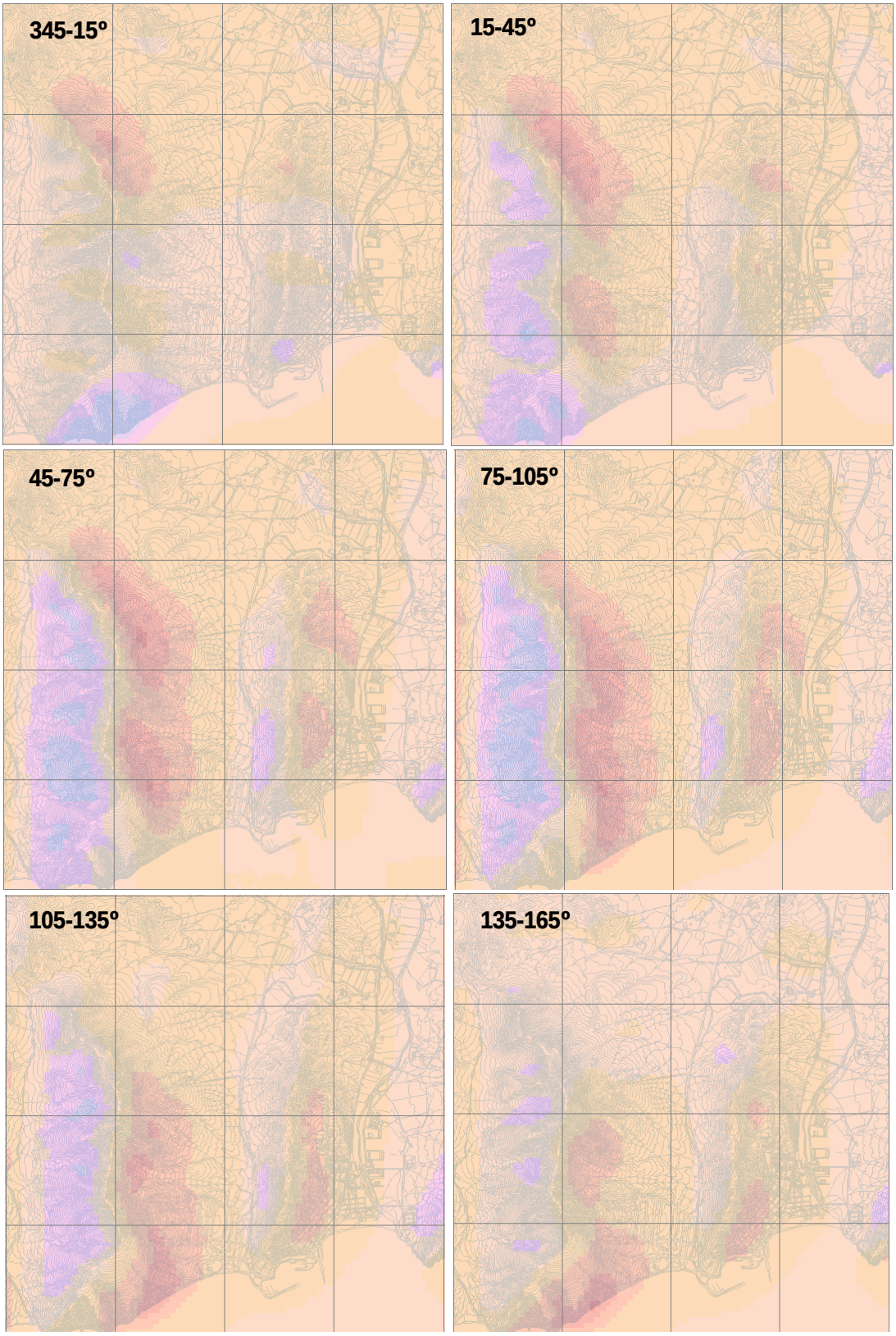
Estos datos son suficientes como primera aproximación para estimar la ubicación aproximada del parque eólico a estudio. Posteriormente, cuando se disponga de los datos de la estación meteorológica, se definirá con mayor detalle la longitud de rugosidad en las inmediaciones al parque eólico.

4.4. ÁNGULO DE INFLUENCIA Y VELOCIDAD DEL VIENTO DEPENDIENTE DE LA DIRECCIÓN

Conforme a los requerimientos establecidos por la norma IEC 61400-1 sobre estandarización de aerogeneradores, el viento debe incidir sobre el rotor del aerogenerador de la forma más horizontal posible, debiéndose certificar su correcta operación para un ángulo de influencia no superior a +-8º. Este aspecto supone una clara limitación de los emplazamientos donde podría ser instalado el parque eólico, ya que en las zonas más escarpadas el viento tiende a incidir con un ángulo superior a dicho límite [6].

En las siguientes ilustraciones se presenta el ángulo de **influencia del viento** en la región para cada uno de los 12 sectores de la rosa de los vientos. Estos mapas responden a la siguiente leyenda de colores:

- > 22.05 degrees
- 18.35 < Inflow Angle (height = 80.00) < 22.05 degrees
- 14.65 < Inflow Angle (height = 80.00) < 18.35 degrees
- 10.96 < Inflow Angle (height = 80.00) < 14.65 degrees
- 7.26 < Inflow Angle (height = 80.00) < 10.96 degrees
- 3.56 < Inflow Angle (height = 80.00) < 7.26 degrees
- -0.14 < Inflow Angle (height = 80.00) < 3.56 degrees
- -3.83 < Inflow Angle (height = 80.00) < -0.14 degrees
- -7.53 < Inflow Angle (height = 80.00) < -3.83 degrees
- -11.23 < Inflow Angle (height = 80.00) < -7.53 degrees
- -14.93 < Inflow Angle (height = 80.00) < -11.23 degrees
- -18.63 < Inflow Angle (height = 80.00) < -14.93 degrees
- -22.32 < Inflow Angle (height = 80.00) < -18.63 degrees
- < -22.32 degrees


345-15º
15-45º
45-75º
75-105º
105-135º
135-165º

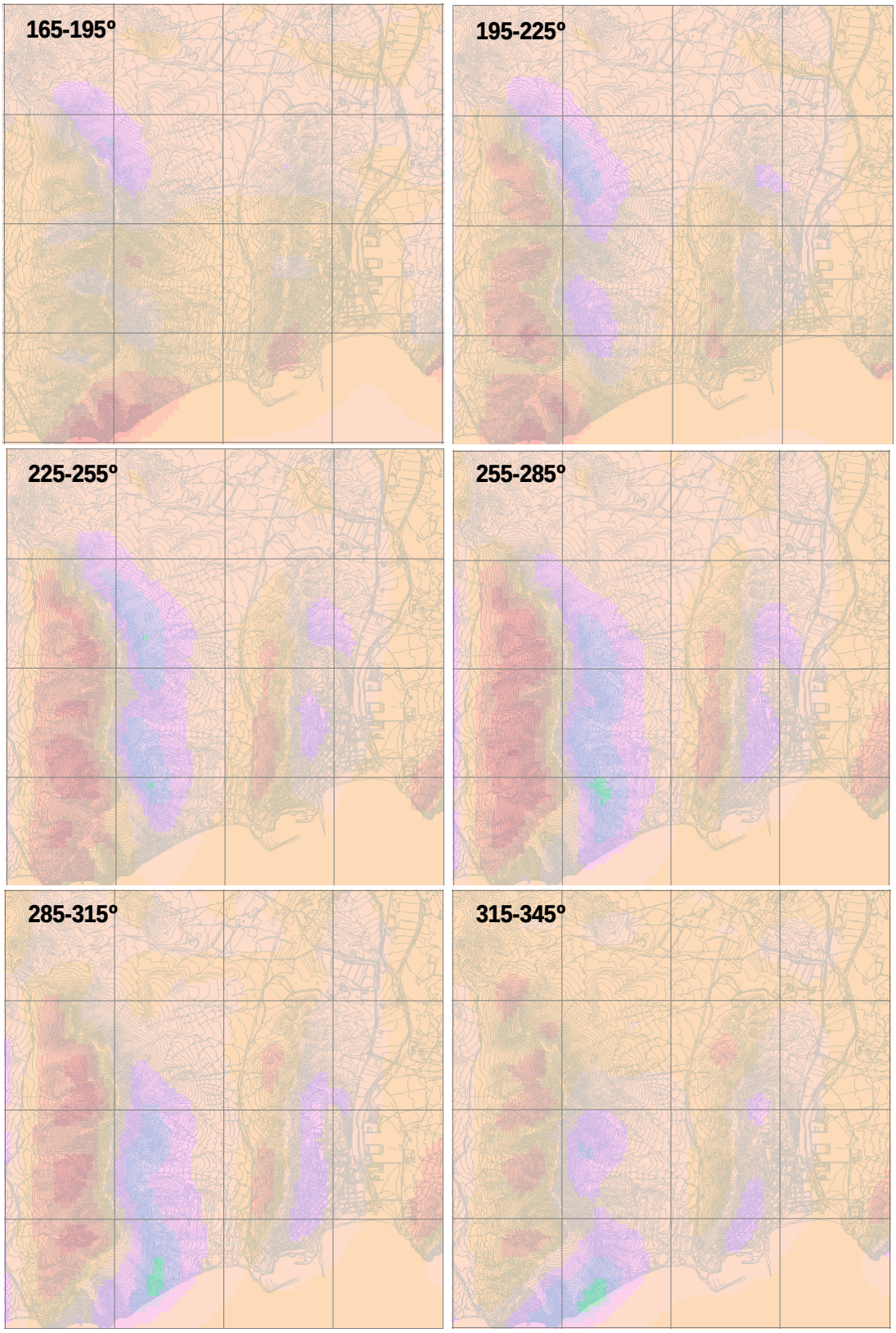


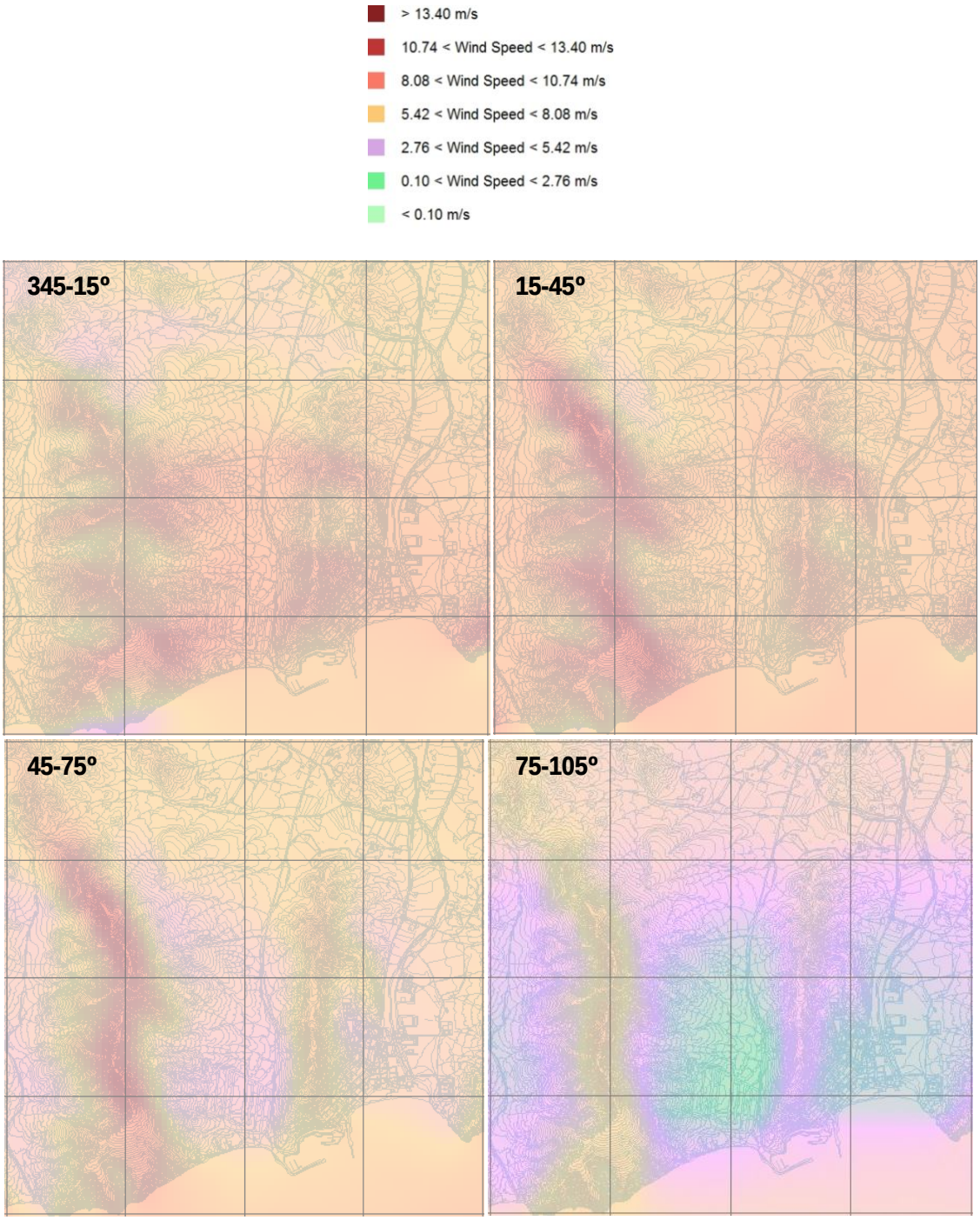
Ilustración 14 Ángulos de influencia del viento por sector de la rosa de vientos

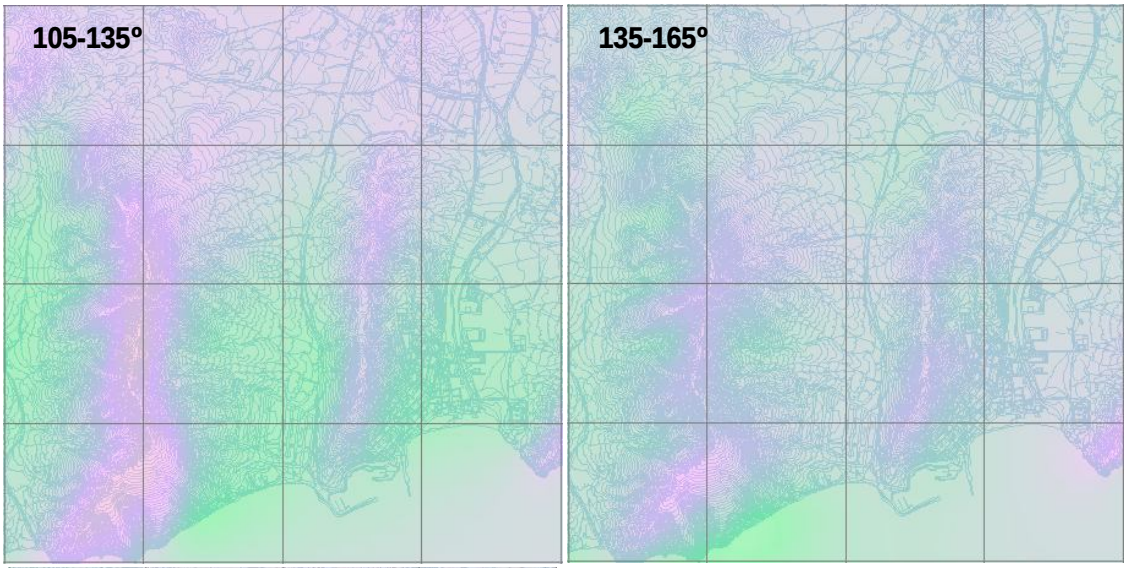
Así pues las secciones laterales de las cadenas montañosas son las zonas más propensas a que se produzcan ángulos de influencia no válidos para la instalación del aerogenerador. La consecuencia directa de instalar máquinas en estas ubicaciones es

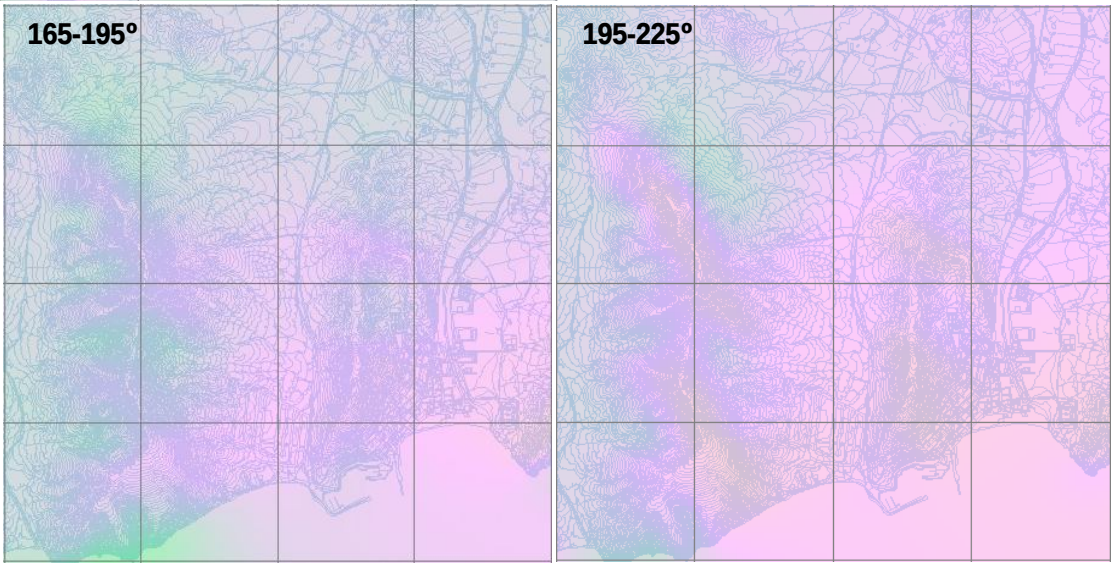
la reducción de la producción energética, de tal forma que si se respeta que el ángulo de influencia sea menor de +-8º las pérdidas por este fenómeno no superarían el 2%.

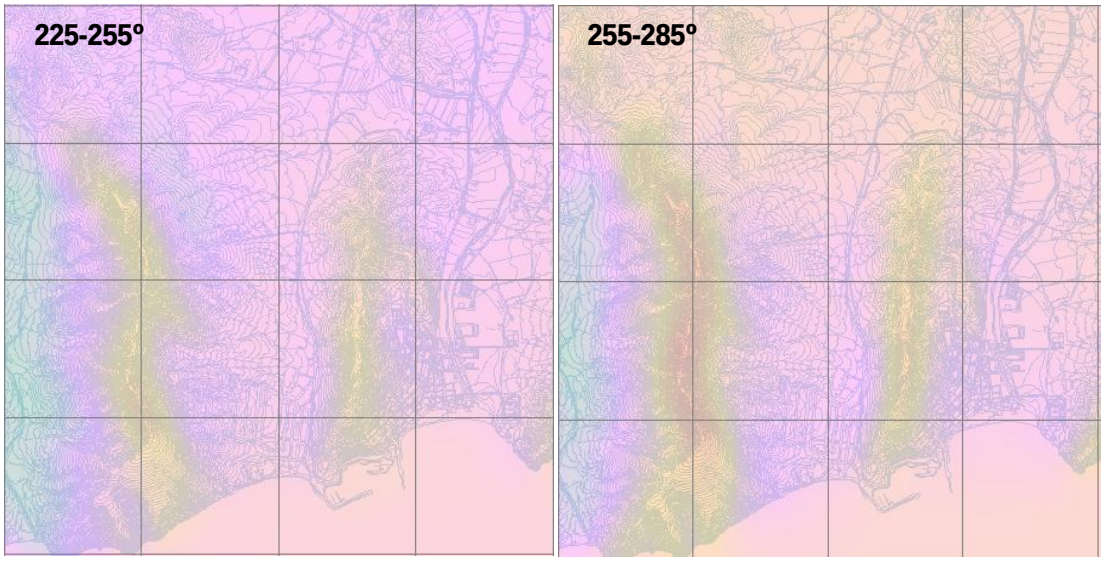
De manera práctica también se puede observar dicho efecto si se analizan los valores medios anuales de la **velocidad del viento** para cada uno de los sectores de la rosa de los vientos. Los datos hasta ahora presentados se corresponden con una media anual en la que se asume que la dirección predominante del viento es estable de componente Noreste (NE) – Nornordeste NNO).

Los mapas eólicos han sido representados conforme a la siguiente leyenda de colores:




105-135º
135-165º


165-195º
195-225º


225-255º
255-285º

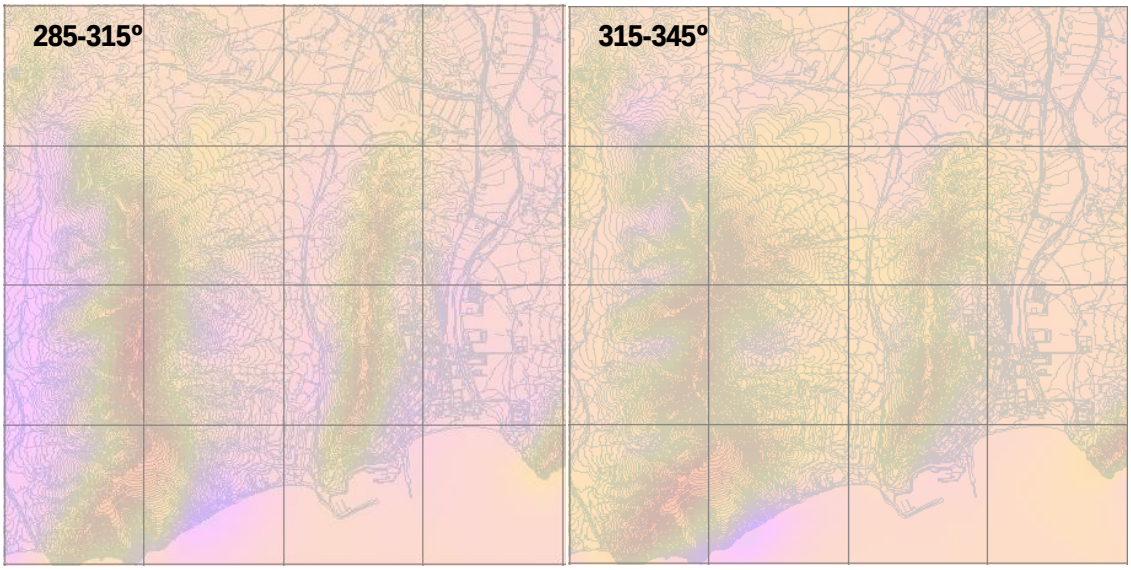


Ilustración 15 Velocidades del viento en la región en función de la dirección del viento

De este análisis se concluye que debido a las limitaciones constructivas de los aerogeneradores y la búsqueda de la solución de mayor eficiencia posible, conviene que el viento incida de forma horizontal sobre el rotor, ya que de no hacerlo traería consecuencias sobre la producción obtenida en el parque eólico.

Claramente es prioritario respetar las condiciones derivadas del ángulo de influencia sobre la dirección predominante del viento, no obstante lo idílico es buscar aquella ubicación en la que no se generen pérdidas por este principio en ningún momento del año.

Por todo ello **las zonas de mayor interés para la ejecución del parque eólico son las partes altas de las cadenas montañosas ya que el ángulo de influencia tiende a ser 0º** y por efecto de cizallamiento se producen mayores velocidades medias anuales del viento.

4.5. DENSIDAD DE POTENCIA

Otro factor que permite la caracterización del recurso eólico en una región es la densidad de potencia, la cual sirve para da una idea de la energía eólica que se obtendría por área de barrido del rotor para una altura determinada. De esta forma no es necesario el pre establecimiento de un modelo determinado de aerogenerador. En esta ocasión se cuenta con un mapa de densidad de potencia en la zona el cual ha sido obtenido mediante la aplicación de la siguiente expresión:

$$\frac{Pa}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot Cp$$

Donde:

Pa/A= Densidad de potencia.

ρ= Densidad del aire (obtenido conforma al mapa eólico desarrollado).

V= Velocidad del viento (calculado mediante la distribución de velocidades del viento del mapa eólico.

Cp= Coeficiente de potencia establecido por el programa para aerogenerador tipo.

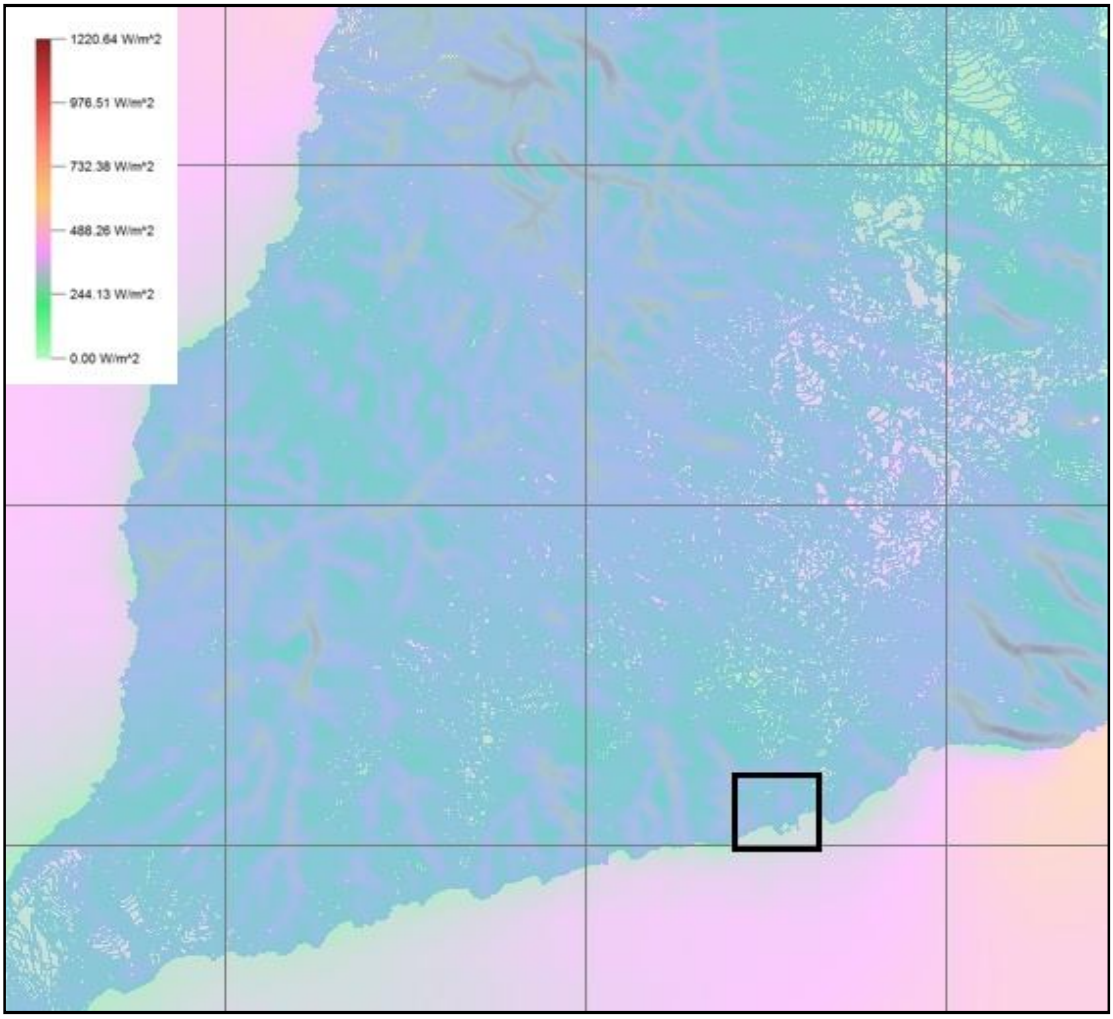


Ilustración 16 Densidad de potencia en el modelo desarrollado

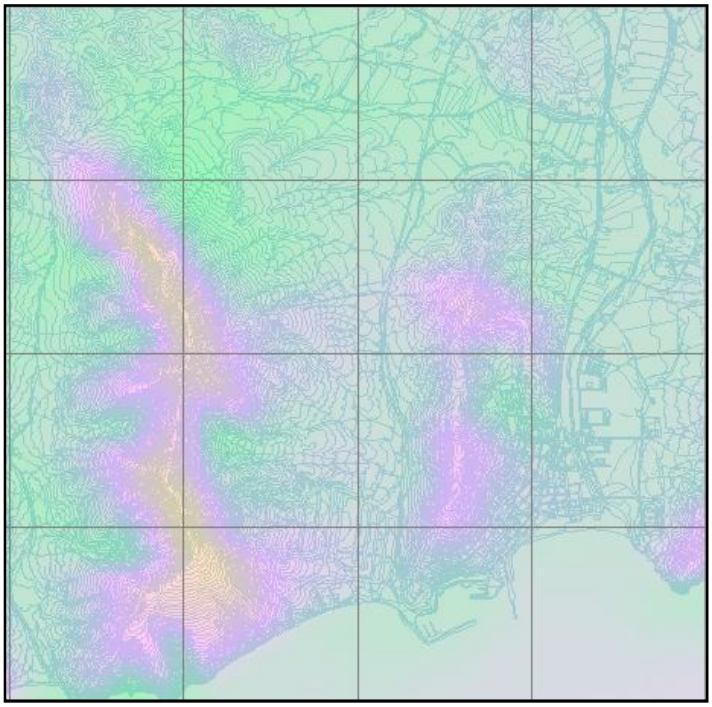


Ilustración 17 Zoom de la densidad de potencia sobre la zona a estudio de Gran Tarajal

Diversos estudios señalan que desde el punto de vista económico son interesantes las posiciones donde la densidad de potencia es superior a 400 W/m^2. **Estas densidades de potencia sólo se alcanzarían en emplazamientos situados en una cota de altura superior a los 125 metros para la región evaluada [7]**.

5. ESTACIÓN METEOROLÓGICA VIRTUAL

Los mapas eólicos descritos son una representación del recurso eólico esperado en una zona a una altura determinada conforme a una distribución de Weibull que constituye la velocidad de viento para cada sector de la rosa de los vientos. Esta idealización si bien presenta una menor exactitud que el uso directo de series temporales, permite su procesamiento con unos requisitos computacionales no tan elevados. No obstante determinados cálculos como la estimación de la energía eléctrica horaria generada por el parque eólico o el estudio de la intensidad de turbulencia y su influencia en la selección del aerogenerador sólo es posible si se disponen de series temporales de datos meteorológicos.

En esta **fase preliminar del proyecto en la que se intenta definir la ubicación adecuada para la ejecución del parque eólico aún no ha sido instalada la torre meteorológica**. Por otra parte tampoco existen otras estaciones meteorológicas en cercanías que puedan servir de referencia, siendo la más cercana la FU99 “Catalina García” ubicada a 10 km del parque eólico, por esa razón se han solicitado datos para una estación meteorológica virtual (VMM) situada en el emplazamiento a estudio.

Una estación VMM no es más que un archivo el cual contiene series temporales de datos meteorológicos calculados a partir de datos de reanálisis global y otras estaciones meteorológicas como si de un mapa de recurso eólico se tratara pero para una única posición. La estación VMM que aquí se presenta fue diseñada por la misma empresa que desarrolló el mapa eólico, razón por la cual no es necesario realizar ningún proceso de reajuste.

En fases **posteriores del proyecto, cuando se dispongan de los datos de la estación meteorológica real, deberá realizarse un proceso de ajuste por el cual los datos a largo plazo del mapa eólico se casarían con las mediciones realizadas a corto plazo en la estación meteorológica**. De no ejecutarse este proceso podría originarse un sesgo considerable en la estimación de la producción del parque eólico. De la misma forma con este ajuste al mástil se reducirá considerablemente la incertidumbre de la medida, aspecto fundamental para el correcto desarrollo de un estudio económico financiero [8].

5.1. SITUACIÓN DE LA TORRE METEOROLÓGICA VIRTUAL

Las coordenadas geográficas UTM de la posición donde se ha situado la torre meteorológica virtual son **Abscisa: 595.735mE, Norte: 3.122.635mN, zona 28R.**

Esta posición coincide como la propuesta inicial de ubicación del parque eólico según el estudio técnico desarrollado en la memoria técnica previa del proyecto de Gran Tarajal. Adicionalmente, **la altura de medida se ha establecido en 60 metros**.

Ilustración 18 Situación de los datos meteorológicos

Diversos estudios desarrollados a nivel mundial relacionan la presencia de obstáculos con la generación de distorsiones en la medida de los datos climatológicos, no siendo aconsejable la instalación de aerogeneradores a una distancia inferior a 10 veces la altura del obstáculo en la dirección predominante del viento.

En este caso particular, la posición donde se realiza la medición es un emplazamiento elevado de perfil suave y libre de obstáculos para prácticamente la totalidad de las direcciones de donde podría provenir el viento en la zona. Sin embargo en dirección Sur existe un pico distanciado a 320 metros cuya cota de altura supera en 74 metros la base de la torre [9].

Según lo expuesto anteriormente, para que este obstáculo no interfiera con la medición debería distanciarse aproximadamente a 740 metros, no obstante hay que tener en cuenta que los vientos con componente Sur sólo representan el 0,5% anual del recurso eólico en la zona y por tanto su influencia es despreciable.

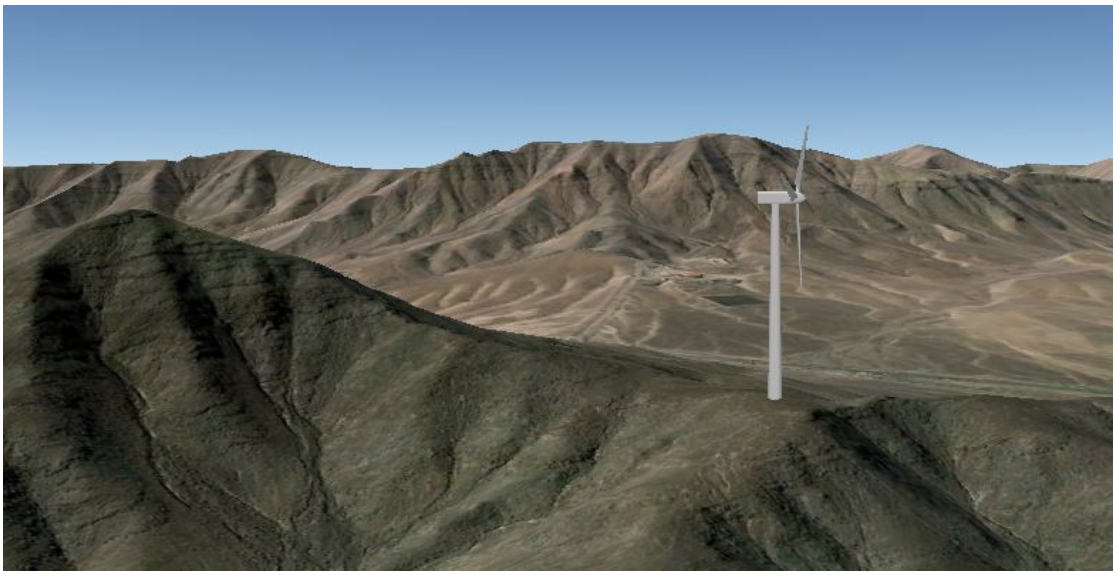


Ilustración 19 Vista de perfil del emplazamiento donde se sitúan los datos VMM

Por otra parte según el Ráster cargado en el software OpenWind, la longitud de rugosidad de la posición analizada se estima en 0,1 metros. Para el cálculo exacto de este parámetro es necesaria la instalación de una torre meteorológica con mediciones al menos a dos alturas.

La suma de la longitud de rugosidad y la altura media de los obstáculos en las inmediaciones definen la capa límite en la que la velocidad media del viento es 0 tal como se interpreta en la siguiente ilustración [2] [10] [11]:

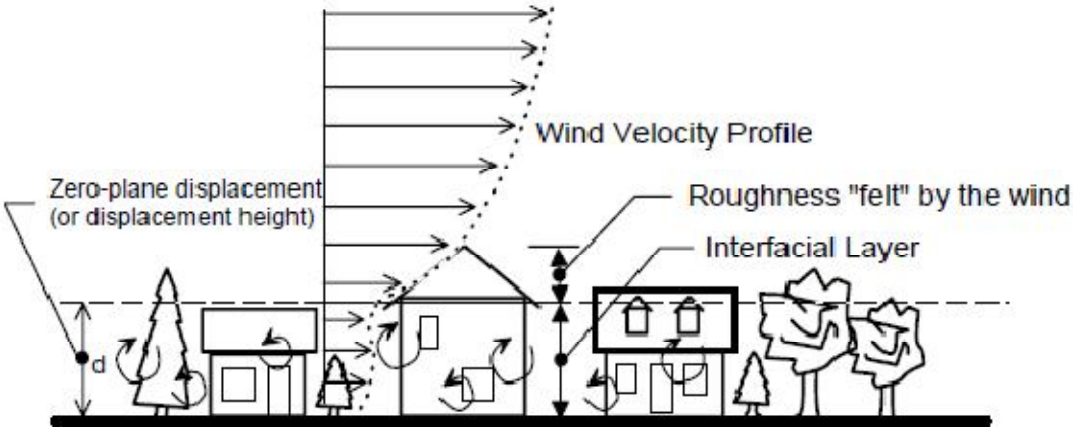


Ilustración 20 Cálculo del perfil de viento en altura

Considerando las características particulares del emplazamiento, se asumirá que la altura de desplazamiento sería de 74 metros en direcciones comprendidas entre componentes Sursureste (SSE - 150º) y Sursuroeste (SSO - 210º), y 0 metros para el resto de direcciones. La rugosidad por su parte se encontraría en torno a 0,1 metros para todas las direcciones.

5.2. EVOLUCIÓN ANUAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Para el estudio de los datos de la estación meteorológica virtual y su representación gráfica se ha utilizado el software WindData Explorer. Los datos cargados tienen una frecuencia de muestreo horaria y se presentan para un año tipo de 366 días.

Según los datos proporcionados por la estación VMM, **la velocidad media del viento anual promediaría los 7,52 m/s a una altura de 60 metros**.

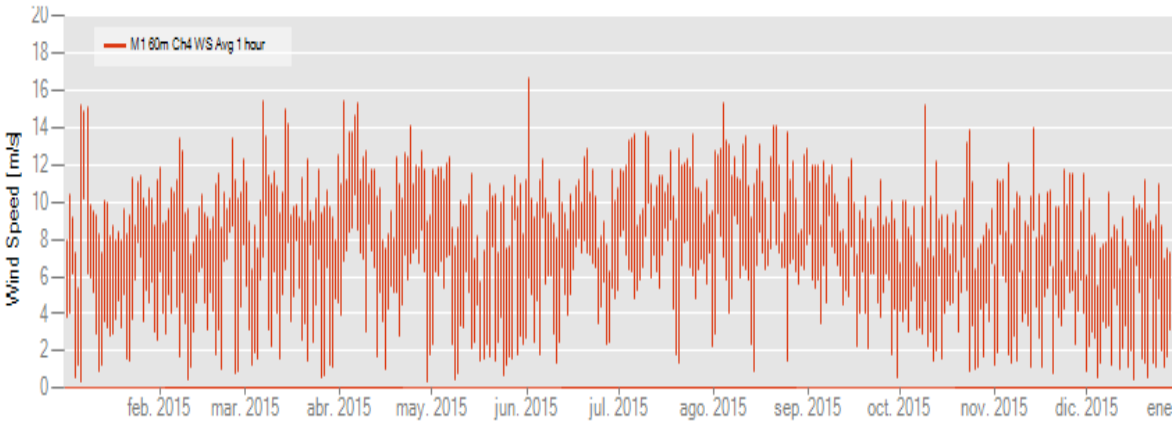


Ilustración 21 Velocidad del viento anual a 60 metros (Estación VMM)

VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO MENSUAL	
Mes	**Velocidad**
Enero	7,06
Febrero	7,22
Marzo	7,60

Abril	8,69
Mayo	7,12
Junio	7,72
Julio	8,87
Agosto	9,14
Septiembre	7,39
Octubre	6,52
Noviembre	7,07
Diciembre	5,88
Anual	**7,52**

Tabla 1 Velocidad media del viento mensual a 60 metros

La influencia estacional de los alisios en la región hacen que la velocidad media del viento sea dispar por meses, así pues los meses de mayor recurso serían Agosto y Julio promediándose velocidades de 8,9 m/s, y los de menor recurso serían Diciembre y Enero, con una velocidad media de 6,5 m/s.

En términos horarios también existen diferencias a la vista de los gráficos adjuntos a continuación:

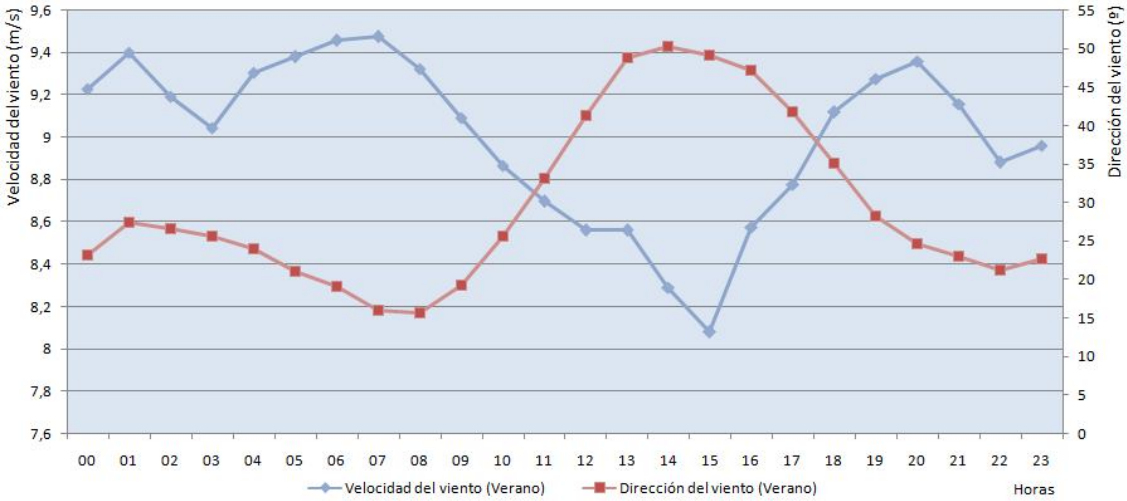


Ilustración 22 Valores medios horarios de la velocidad del viento (verano)

En los meses de mayor recurso, las horas de mayor potencial eólico son las del periodo nocturno entre las 0:00 y las 10:00 horas, donde la dirección del viento proviene de componente Nornordeste, lo que hace que a los efectos de los alisios se sumen la baja existencia de obstáculos y relieves complejos. Por otra parte en horas de tarde/noche se produce una caída de la velocidad media del viento. Si se analiza la relación entre la velocidad del viento y la dirección, también existe una cierta correspondencia entre la velocidad del viento y los efectos locales, ya que en dirección Este la orografía es considerablemente más compleja.

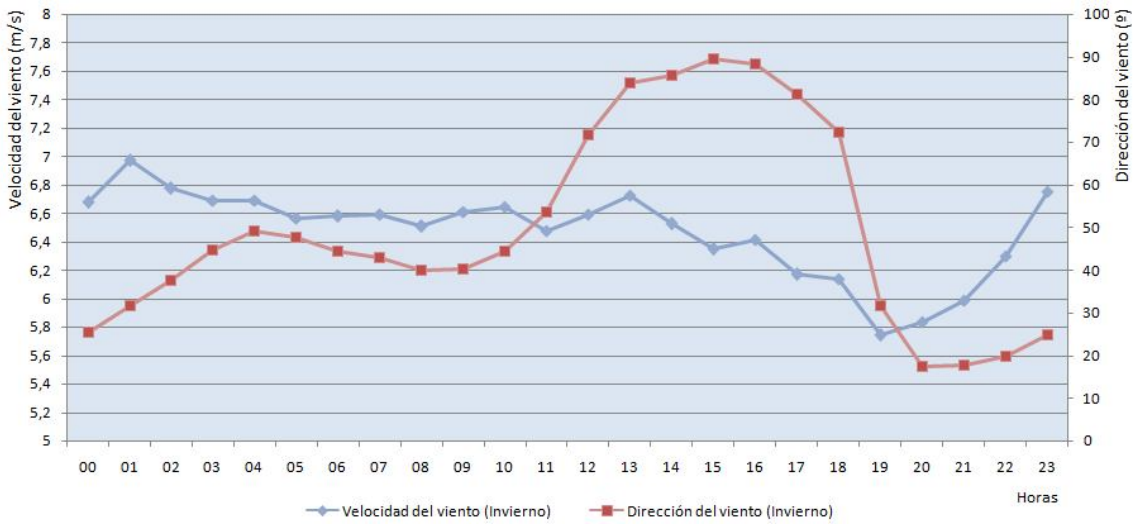


Ilustración 23 Valores medios horarios de la velocidad del viento (invierno)

El mismo efecto puede ser observado en los meses de invierno si bien los efectos de borrasca anteriormente descritos en el documento generan menores velocidades medias del viento en la región [12] [13].

En la siguiente tabla se resume la probabilidad con la que se obtiene una velocidad del viento determinada en cada mes del periodo anual:

DISTRIBUCIÓN NORMALIZADA HORARIA DE VELOCIDADES DEL VIENTO (HORAS POR AÑO)													
WS (m/s)	**Ene.**	**Feb.**	**Mar.**	**Abr.**	**May.**	**Jun.**	**Jul.**	**Ago.**	**Sep.**	**Oct.**	**Nov.**	**Dic.**	**Año**
0 - 1	6	4	3	2	5	0	0	1	1	1	2	3	**28**
1 - 2	14	15	12	6	21	2	3	2	3	15	17	35	**145**
2 - 3	23	21	18	11	46	13	11	5	15	30	18	42	**253**
3 - 4	39	33	33	17	39	20	5	13	21	61	27	80	**388**
4 - 5	65	60	50	39	66	28	9	11	55	80	70	95	**628**
5 - 6	99	78	82	40	59	94	16	28	83	117	108	134	**938**
6 - 7	109	81	98	57	95	102	75	61	143	148	115	123	**1.207**
7 - 8	148	102	116	93	118	112	114	131	142	115	86	101	**1.378**
8 - 9	93	102	119	102	92	147	156	117	87	91	102	70	**1.278**
9 - 10	67	98	94	118	86	97	151	101	58	35	107	41	**1.053**
10 - 11	30	53	50	102	69	76	102	80	65	16	42	11	**696**
11 - 12	24	16	33	73	39	24	54	102	38	13	22	6	**444**
12 - 13	10	11	16	34	4	4	29	62	9	4	2	2	**187**
13 - 14	7	4	11	13	1	0	19	21	0	8	2	1	**87**
14 - 15	8	0	6	10	0	1	0	7	0	8	0	0	**40**
15 - 16	2	0	3	3	2	0	0	2	0	2	0	0	**14**
16 - 17	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	**2**
Todo	**744**	**678**	**744**	**720**	**744**	**720**	**744**	**744**	**720**	**744**	**720**	**744**	**8.766**
Colores						d> 120		80<d<120		40<d<80		30<d<40	

Tabla 2 Distribución normalizada horaria de velocidades del viento

Otra variable fundamental requerida para la definición del recurso eólico en el emplazamiento es la desviación estándar de la velocidad del viento, llave para el cálculo de la intensidad de turbulencia. Se expone en la siguiente tabla los valores medios de este indicador en horas por mes:

DESVIACIÓN TÍPICA DE LA VELCIDAD DEL VIENTO (m/s)													
Hora	**Ene.**	**Feb.**	**Mar.**	**Abr.**	**May.**	**Jun.**	**Jul.**	**Ago.**	**Sep.**	**Oct.**	**Nov.**	**Dic.**	**Año**
00	0.42	0.48	0.46	0.60	0.45	0.57	0.68	0.67	0.51	0.40	0.42	0.32	**0.50**
01	0.39	0.50	0.50	0.52	0.47	0.52	0.66	0.65	0.50	0.40	0.49	0.35	**0.50**
02	0.40	0.47	0.48	0.50	0.44	0.49	0.63	0.64	0.49	0.38	0.48	0.35	**0.48**
03	0.41	0.44	0.45	0.47	0.41	0.46	0.58	0.62	0.48	0.35	0.48	0.35	**0.46**
04	0.41	0.42	0.46	0.47	0.41	0.47	0.59	0.63	0.49	0.34	0.48	0.33	**0.46**
05	0.39	0.41	0.45	0.47	0.41	0.47	0.59	0.63	0.48	0.36	0.46	0.31	**0.45**
06	0.40	0.40	0.46	0.48	0.40	0.47	0.59	0.64	0.47	0.37	0.44	0.31	**0.45**
07	0.40	0.39	0.45	0.49	0.39	0.48	0.60	0.64	0.45	0.37	0.41	0.29	**0.45**
08	0.39	0.38	0.44	0.50	0.42	0.52	0.63	0.64	0.44	0.36	0.40	0.29	**0.45**
09	0.40	0.41	0.47	0.66	0.66	0.79	0.87	0.81	0.51	0.38	0.40	0.29	**0.55**
10	0.49	0.56	0.75	1.02	1.00	1.02	1.05	1.01	0.81	0.61	0.47	0.33	**0.76**
11	0.80	0.92	1.01	1.23	1.15	1.17	1.17	1.16	1.04	0.96	0.80	0.60	**1.00**
12	1.02	1.12	1.13	1.35	1.26	1.26	1.27	1.26	1.16	1.12	1.00	0.90	**1.15**
13	1.16	1.21	1.22	1.41	1.32	1.33	1.30	1.32	1.24	1.20	1.11	1.03	**1.24**
14	1.16	1.22	1.24	1.40	1.32	1.31	1.29	1.33	1.24	1.21	1.14	1.03	**1.24**
15	1.16	1.22	1.25	1.40	1.32	1.29	1.27	1.34	1.24	1.22	1.16	1.03	**1.24**
16	1.14	1.24	1.26	1.42	1.32	1.30	1.31	1.35	1.25	1.18	1.17	1.00	**1.24**
17	1.05	1.16	1.20	1.39	1.28	1.27	1.31	1.33	1.20	1.13	1.10	0.93	**1.19**
18	0.94	1.03	1.11	1.32	1.20	1.20	1.28	1.28	1.13	1.03	0.99	0.81	**1.11**
19	0.73	0.81	0.95	1.21	1.08	1.13	1.20	1.16	1.01	0.90	0.80	0.62	**0.97**
20	0.49	0.57	0.76	1.03	0.94	1.02	1.06	1.02	0.83	0.68	0.57	0.44	**0.78**
21	0.42	0.47	0.58	0.78	0.73	0.82	0.86	0.82	0.63	0.53	0.48	0.38	**0.63**
22	0.40	0.45	0.51	0.67	0.58	0.65	0.72	0.71	0.54	0.45	0.45	0.35	**0.54**
23	0.43	0.45	0.47	0.63	0.51	0.58	0.68	0.68	0.50	0.40	0.44	0.36	**0.51**
Todo	**0.64**	**0.70**	**0.75**	**0.89**	**0.81**	**0.86**	**0.92**	**0.93**	**0.78**	**0.68**	**0.67**	**0.54**	**0.77**
Colores						0.6<d<0.8		0.8<d<1.0		1.0<d<1,2		1.2<d<1.6	

Tabla 3 Desviación típica de la velocidad del viento

La desviación típica de la velocidad del viento varía entre los 0,29 y los 1,42 m/s, siendo su valor medio los 0,77 m/s, lo que representa una intensidad de turbulencia media anual del 10,2%. Este último indicador se evaluará en el apartado 5.5 del presente análisis.

Según la orden IEC 61400 – 1: 2005, los aerogeneradores se clasifican según la velocidad del viento y la intensidad de turbulencia, cubriendo con ello la mayor parte de la gama comercial de aerogeneradores existentes en el mercado:

WT class		I	II	III
$\bar{v}$ [m/s]		10	8.5	7.5
A	I_{15} [-]		0.16	
B	I_{15} [-]		0.14	
C	I_{15} [-]		0.12	

Tabla 4 Turbinas eólicas acorde con la norma de estandarización IEC 61400 – 1

Según los datos expuestos en este apartado, la velocidad del viento sería de 7,52 m/s a una altura de 60 metros. Para determinar la velocidad a 80 metros de altura se aplica la siguiente expresión matemática:

$$V(Z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln\left({}^{Z}/_{z_0}\right)}{\ln\left({}^{Z_r}/_{z_0}\right)}$$

Donde,

Z: Altura de buje (80 metros).

Zr: Altura de referencia (60 metros).

Z0: Longitud de rugosidad (0,1 metros – apartado 5.1).

$V(Z_r)$: Velocidad media de viento a la altura de referencia (7,52 m/s).

V(Z): Velocidad media del viento a la altura deseada.

$$V(80) = 7{,}52 \cdot \frac{\ln\left({}^{80}/_{0{,}1}\right)}{\ln\left({}^{60}/_{0{,}1}\right)} = 7{,}86\, m/s$$

Teniendo en cuenta que el aerogenerador tendrá una altura de buje de entre 60 y 80 metros, y que la velocidad del viento a esta altura promedia los 7,7 m/s, se propone la instalación de una máquina de clase III.

5.3. EVOLUCIÓN ANUAL DE LA DIRECCIÓN PREDOMINANTE DEL VIENTO

Del estudio de los datos meteorológicos de la estación VMM la principal conclusión que se obtiene en relación con la dirección de los vientos, es que **durante el 86% de las horas anuales éste proviene de direcciones comprendidas entre la componente Nornoroeste (NNO - 300º) y Este (E - 90º)**. Esta estabilidad en la dirección del viento se puede observar en los siguientes gráficos:

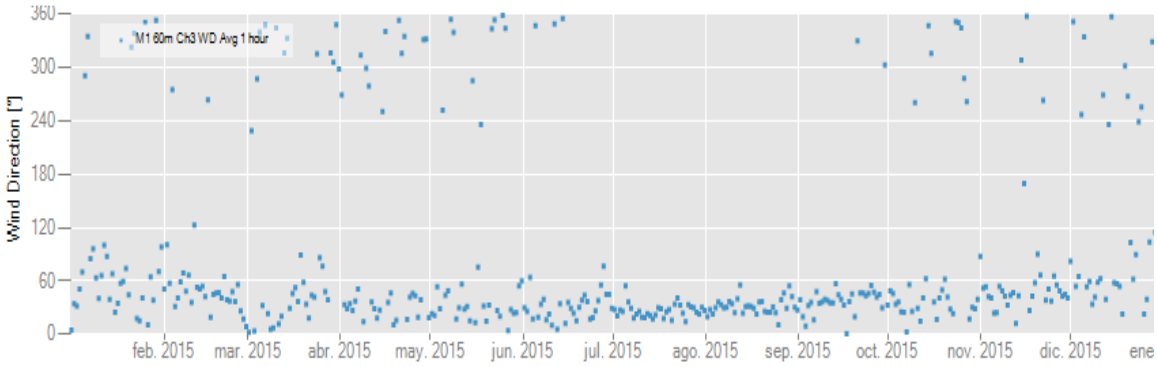


Ilustración 24 Estudio de la dirección predominante del viento a 60 metros

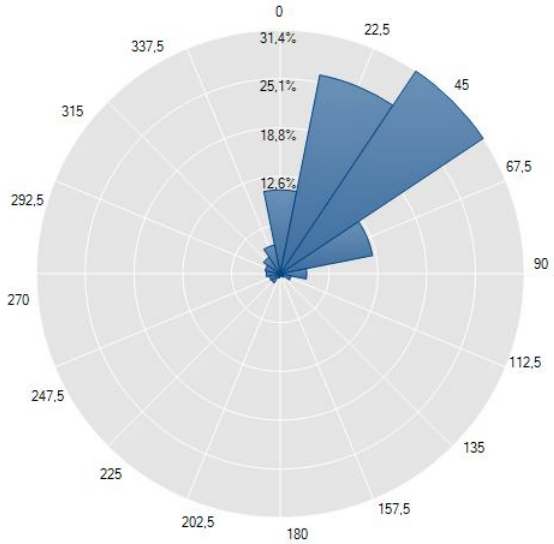


Ilustración 25 Rosas de los vientos de la estación VMM a 60 metros

FRECUENCIA DE LA DIRECCIÓN DEL VIENTO			
Sector	**Intervalo**	**Frecuencia (Horas/año)**	**Probabilidad (%)**
360	345 – 15	1.212	13,84%
30	15 – 45	3.263	37,25%
60	45 – 75	2.145	24,59%
90	75 – 105	480	5,48%
120	105 – 135	203	2,32%
150	135 – 165	97	1,11%
180	165 – 195	46	0,53%
210	195 – 225	117	1,34%
240	225 – 255	192	2,19%
270	255 – 285	255	2,91%
300	285 – 315	307	3,50%
330	315 – 345	434	4,95%

Tabla 5 Frecuencia de la dirección del viento

Además de estas direcciones predominantes proceden los vientos más fuertes, así pues para componentes comprendidas entre las direcciones Nornoroeste (NNO) y Este (E) se promedia una velocidad de 7,0 m/s, mientras que para el resto de

direcciones la velocidad media se establece sobre los 5,2 m/s. Se representa para cada sector en el siguiente gráfico circular:

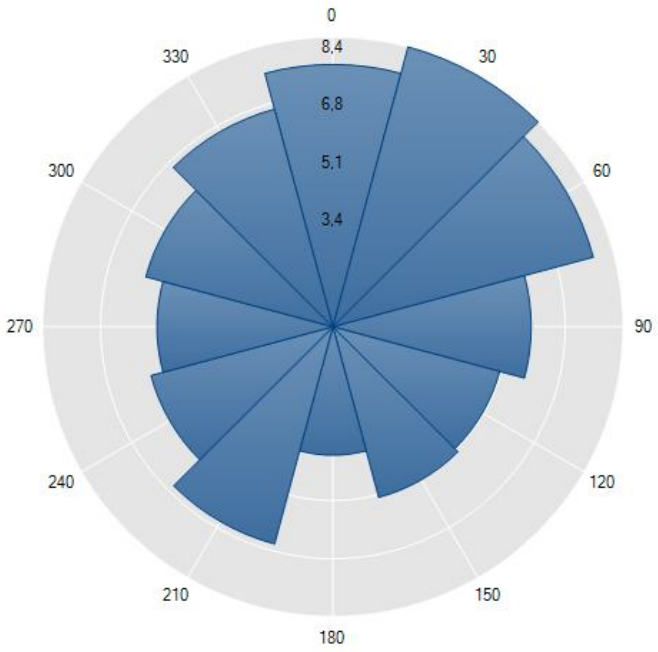


Ilustración 26 Distribución de velocidades medias del viento por dirección del viento

Si se analiza la estacionalidad de la dirección del viento se observa que en los meses donde existe mayor potencial eólico los vientos proceden de componente Nornordeste (NNE), mientras que para el resto del año se produce una ligera desviación hacia el Estenordeste (ENE). Esta relación entre el potencial eólico y la dirección del viento también se puede observar por tramos horarios:

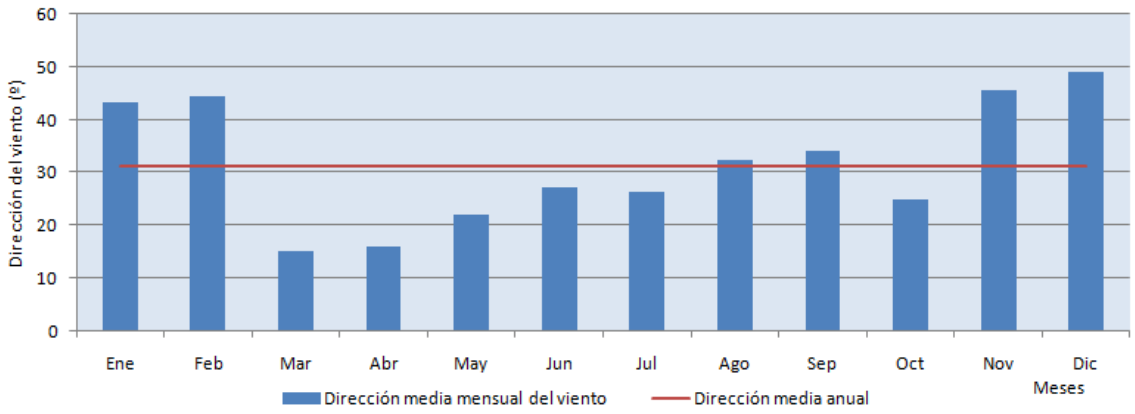


Ilustración 27 Variación estacional de la dirección del viento

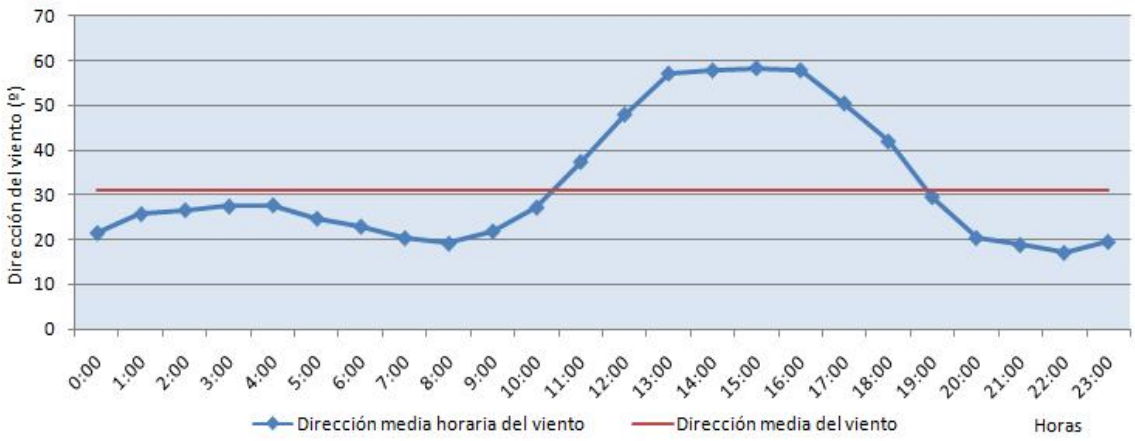


Ilustración 28 Variación horaria de la dirección del viento

Este fenómeno se encuentra muy relacionado con los efectos locales. Cuando los vientos proceden de componente Nornordeste (NNE) inciden sobre la posición sin que la topografía o la rugosidad generen muchas distorsiones, ya que en esta dirección existe un campo abierto de prácticamente 6 km donde la cota máxima de altura es 77 metros. Por el contrario en dirección Estenordeste (ENE) existen distintas formaciones geológicas que coronan a 135 metros de altura y una distancia aproximada de 2 km, razón por la cual la velocidad media del viento tiende a atenuarse.

5.4. DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DEL RECURSO EÓLICO DE LA ZONA

Cuando se dispone de series temporales de datos climatológicos para un emplazamiento y altura determinada la opción más adecuada es el análisis sin el uso de distribución probabilísticas, las cuales tienden a idealizar el potencial eólico. No obstante el fin último del presente estudio es la evaluación del recurso eólico en diferentes ubicaciones, lo que exigiría contar con estaciones VMM para cada posición. Esta opción es económicamente inviable y poco práctica puesto que impediría la optimización de la posición del parque eólico.

El uso de distribuciones probabilísticas permite la extrapolación de los datos medidos en una posición determinada a otros lugares y alturas, facilitando el análisis que se pretende desarrollar en esta evaluación.

La expresión analística más usada para la representación del recurso eólico es la distribución de Weibull, la cual se expresa por medio de la siguiente relación [14]:

$$f(v,k,A) = \left(\frac{k}{A}\right) * \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * e^{\left[-\left(\frac{v}{A}\right)*k\right]}$$

Donde,

K= Factor de forma sin dimensión ($(\sigma/V)^{-1.086}$).

A= Factor de escala en m/s: $\frac{\bar{V}}{\Gamma\cdot(1+\frac{1}{K})}$ donde Γ es la función Gamma de Euler.

V= Velocidad del viento.

El perfil teórico de viento obtenido a 60 metros de altura respondería a la siguiente distribución de Weibull según la estación VMM:

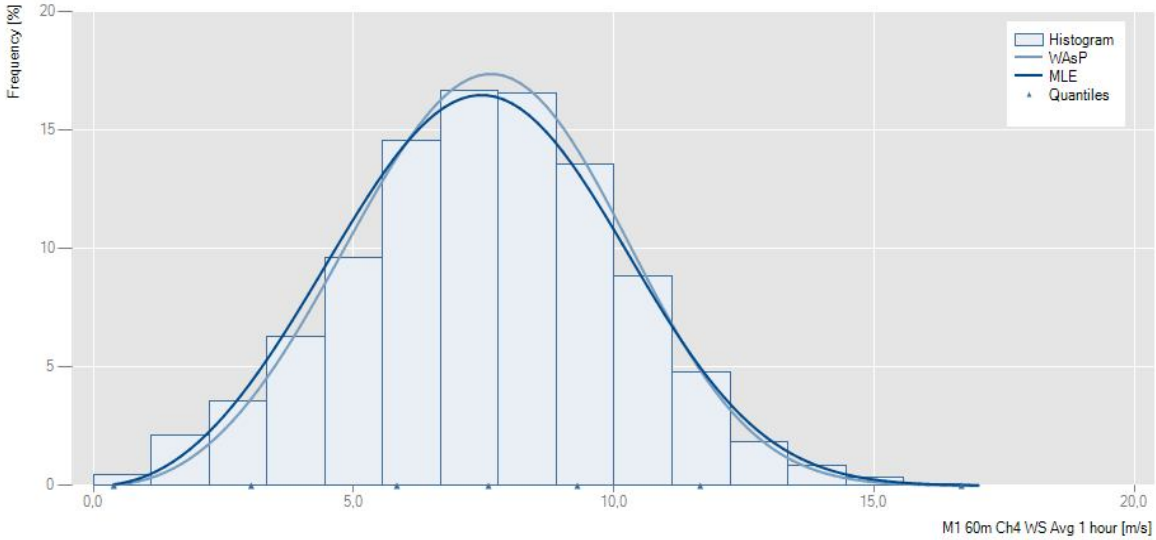


Ilustración 29 Distribución de Weibull a 60 metros de altura

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL					
Tipo	**Weibull A**	**Weibull k**	**Media (m/s)**	**Desviación**	**Pct>Media**
MLE (Maximun Likelihood Estimation)	8,388	3,193	7,512	2,581	0,493
WAsP	8,453	3,418	7,596	2,456	0,511
Data	-	-	7,522	2,592	0,511

Tabla 6 Parámetros característicos de la distribución de Weibull

Por otra parte se puede calcular la probabilidad de ocurrencia de los diferentes tramos de velocidad media del viento acorde con la siguiente expresión:

$$P(v > v_x) = e^{\left[-\left(\frac{v}{A}\right)*k\right]}$$

Donde,

V = velocidad del viento calculada.

Vx= Velocidad del viento de referencia.

Se expone los resultados obtenidos para este caso en el siguiente gráfico (probabilidad acumulativa):

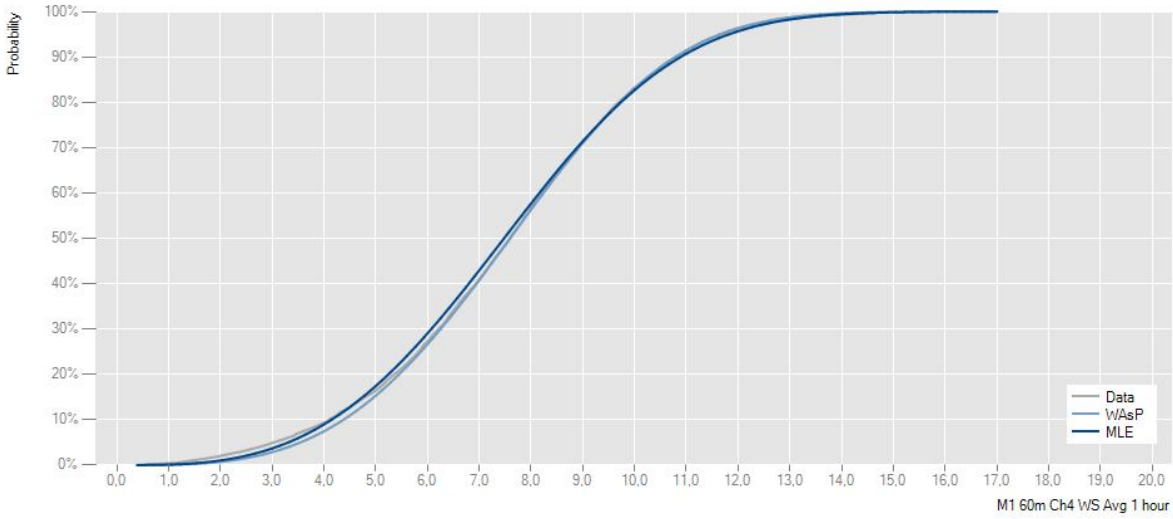
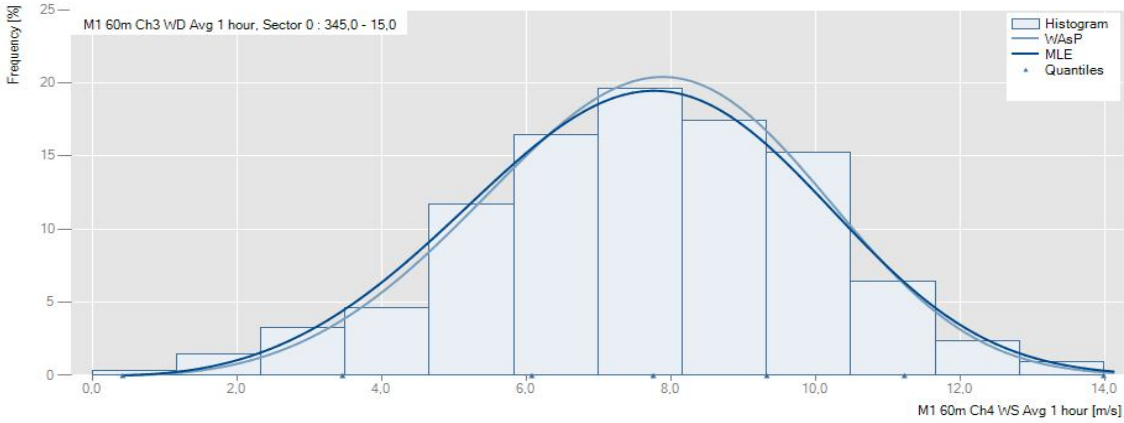
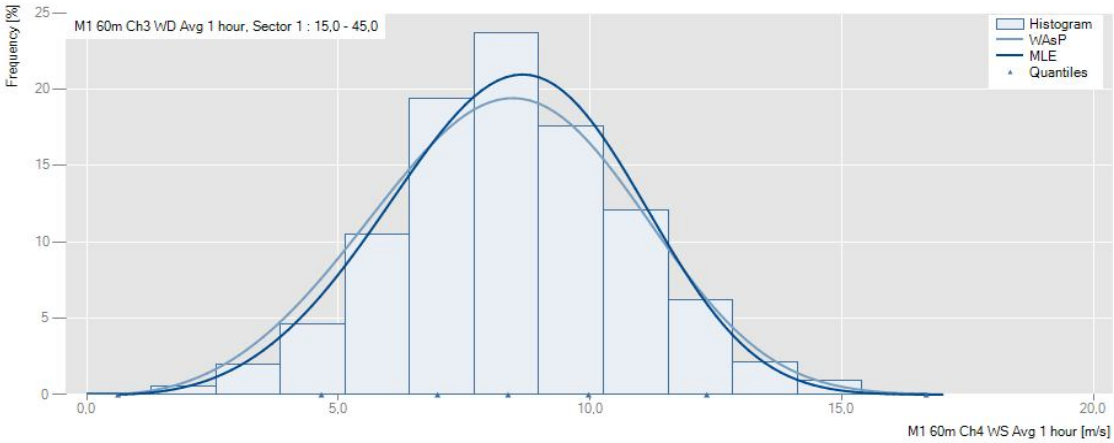


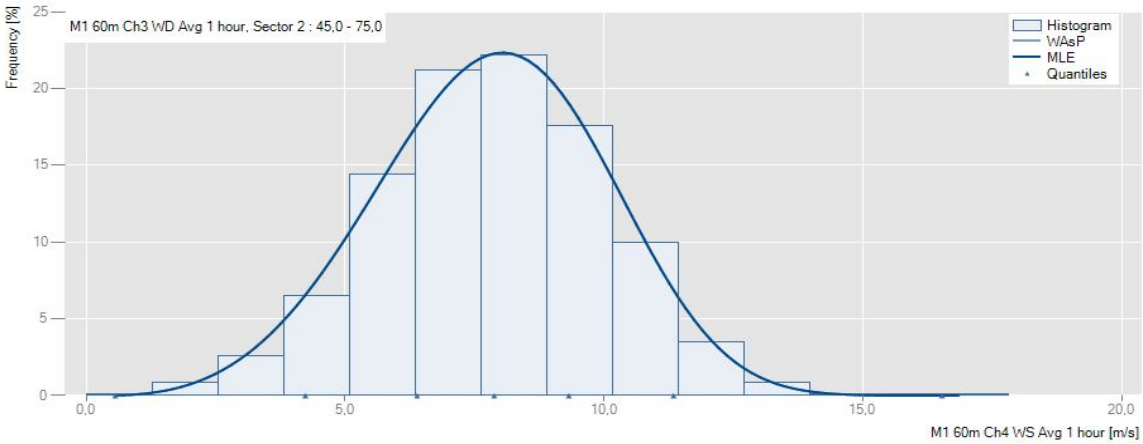
Ilustración 30 Probabilidad de velocidades de viento a 60 metros

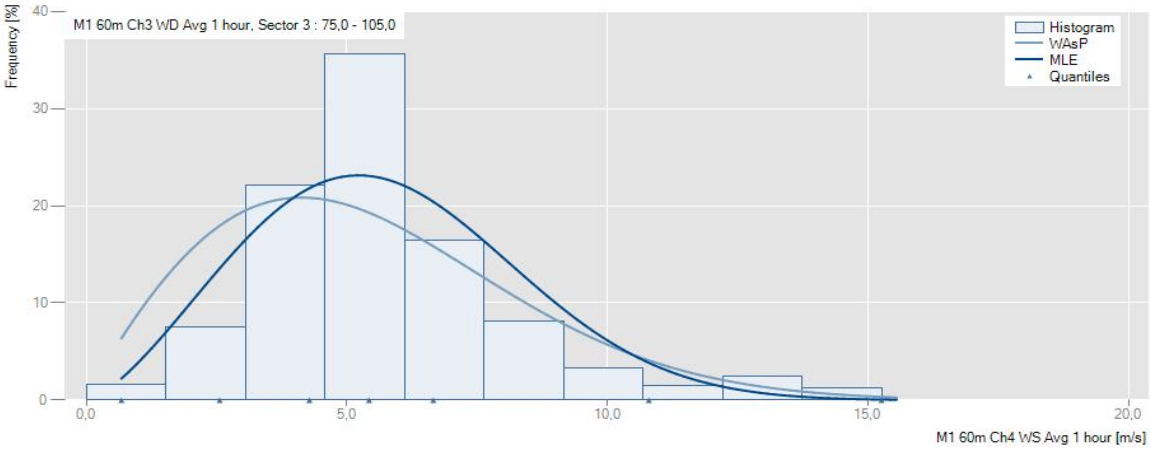
Así pues **existe una probabilidad del 40% de que la velocidad del viento se encuentre entre los 6 y los 9 m/s**.

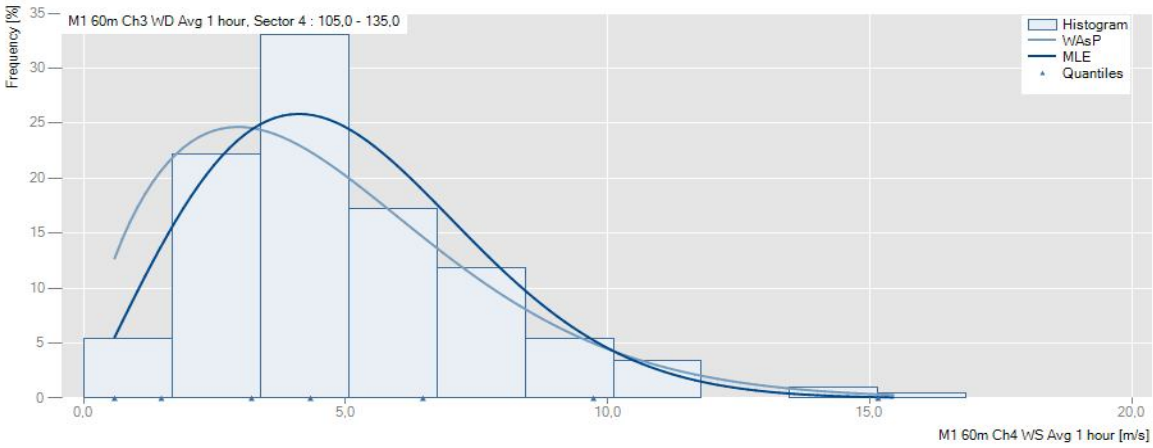
Las relaciones hasta ahora presentadas se corresponden con la media anual obtenida para todas las direcciones de viento. Se exponen a continuación las distribuciones de Weibull para todos los sectores comprendidos entre 0º y 359º:

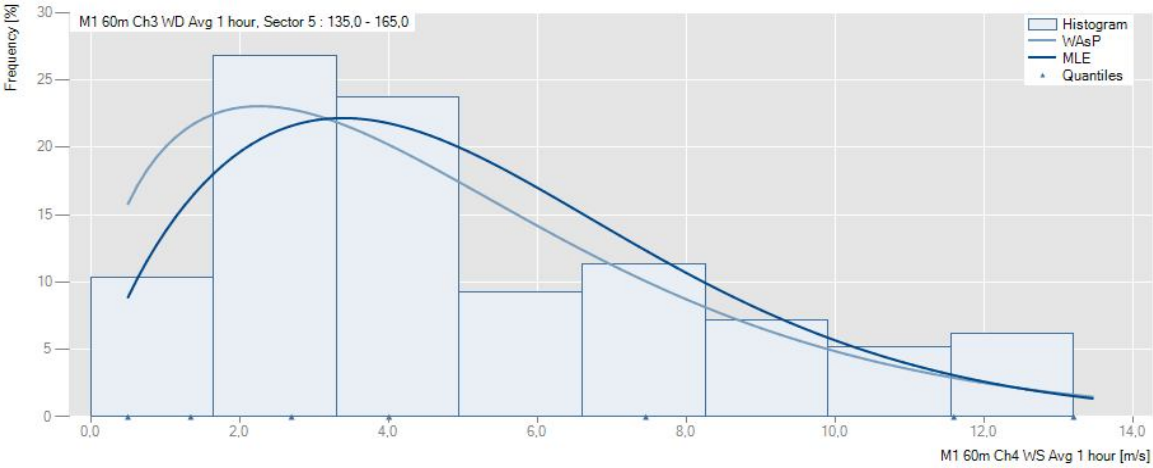


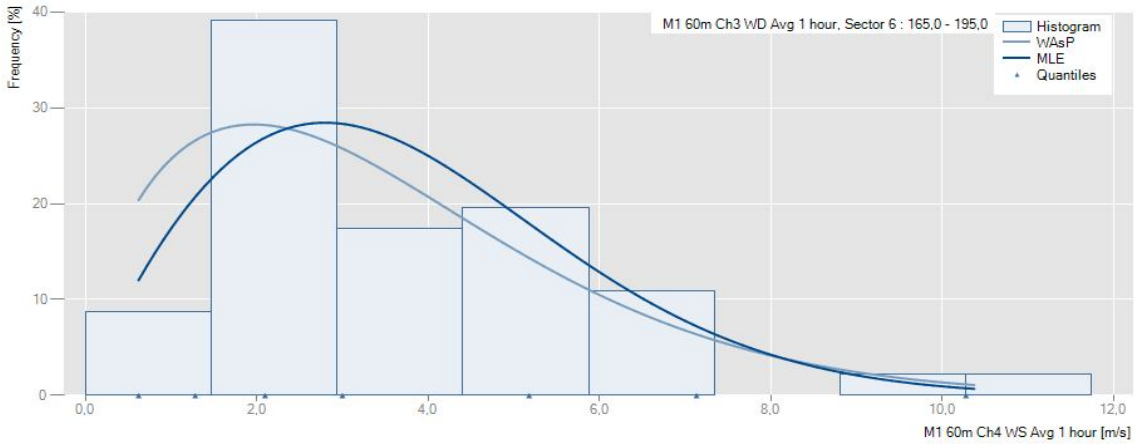


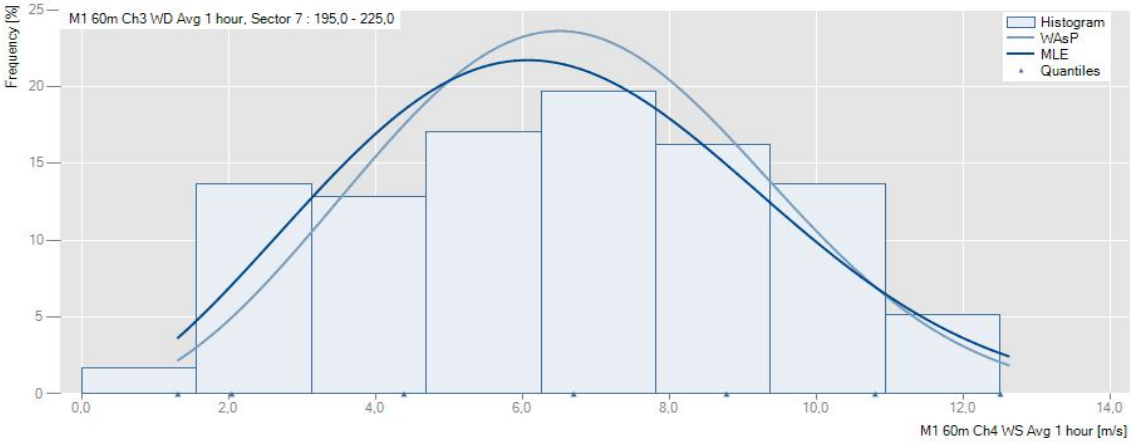

M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 2 : 45,0 - 75,0
Frequency [%]
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]

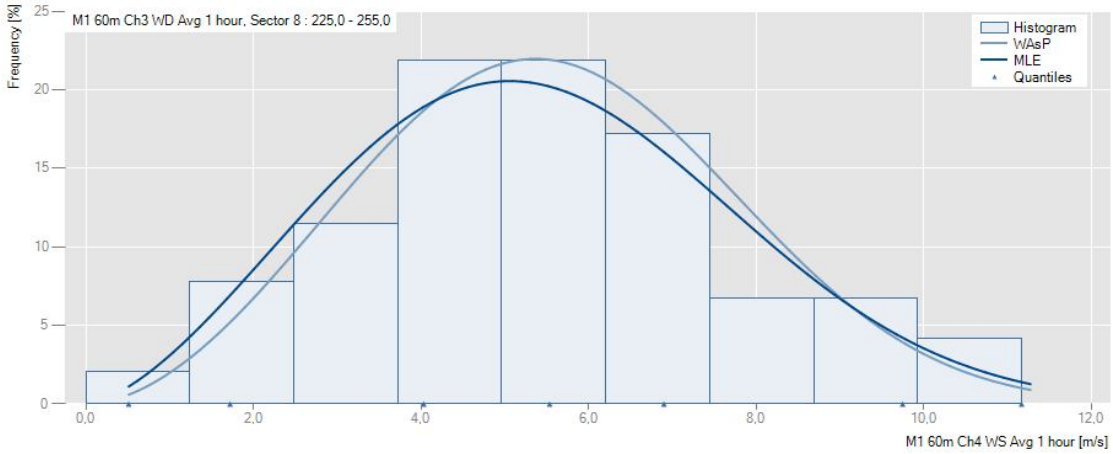

M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 3 : 75,0 - 105,0
Frequency [%]
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]

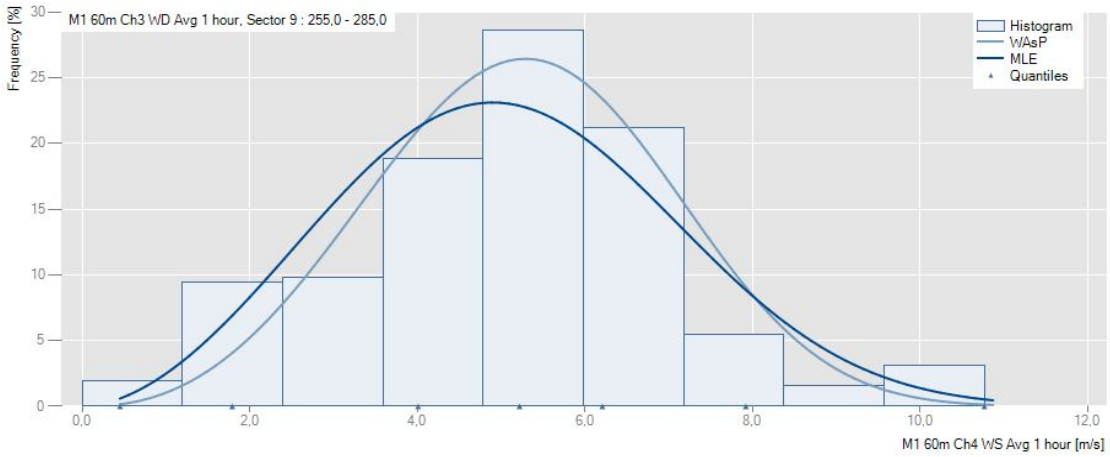

M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 4 : 105,0 - 135,0
Frequency [%]
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]


M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 5 : 135,0 - 165,0
Frequency [%]
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]


M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 6 : 165,0 - 195,0
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
Frequency [%]
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]


M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 7 : 195,0 - 225,0
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
Frequency [%]
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]


M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 8 : 225,0 - 255,0
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
Frequency [%]
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]


M1 60m Ch3 WD Avg 1 hour, Sector 9 : 255,0 - 285,0
Histogram
WAsP
MLE
Quantiles
Frequency [%]
M1 60m Ch4 WS Avg 1 hour [m/s]

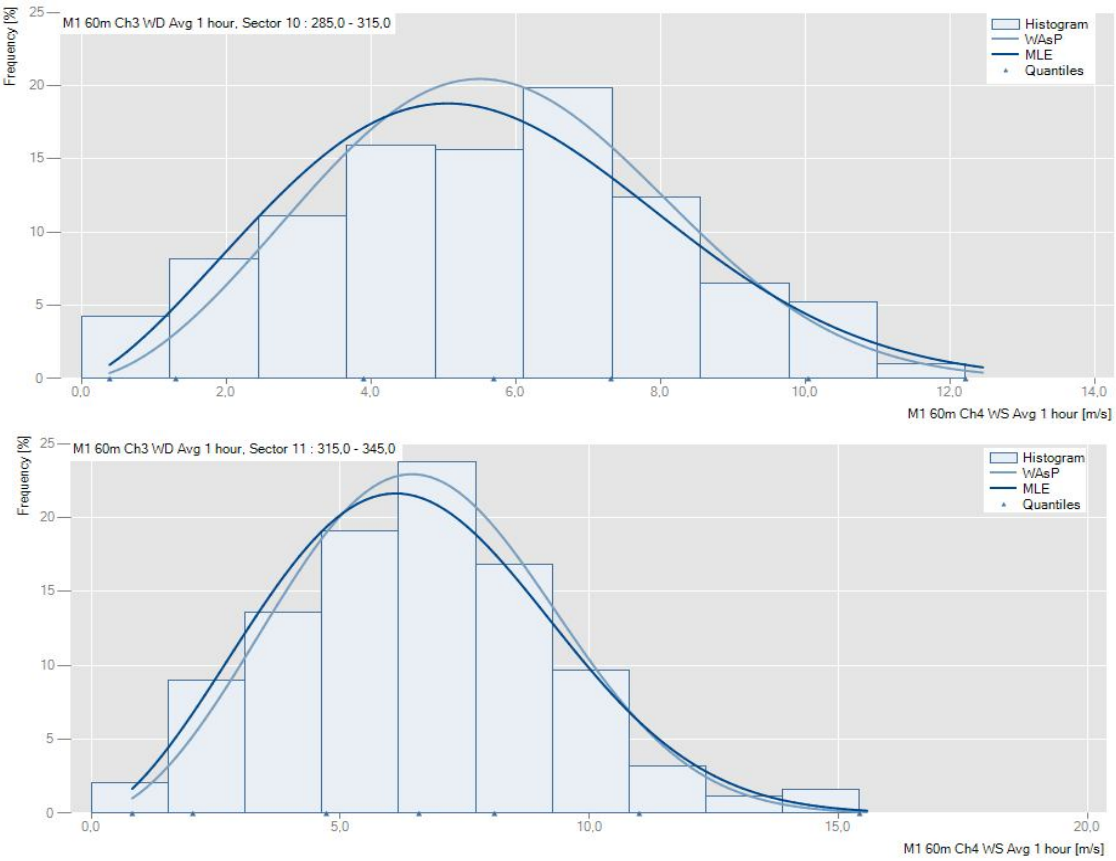


Ilustración 31 Distribuciones Weibull para los distintos sectores de la rosa de los vientos

5.5. INTENSIDAD DE LA TURBULENCIA

La intensidad de la turbulencia describe la rapidez con la que cambia la velocidad del viento en una posición determinada por causas relacionadas con los efectos locales y las condiciones atmosféricas. Para su cálculo es necesario determinar la desviación típica de la velocidad en tramos de 1 a 2 segundos, y dividirse entre la velocidad media del viento para periodos inferiores a 1 hora (comúnmente cada 10 minutos) [15] [16] [17].

La importancia de la intensidad de turbulencia radica en que para determinadas ubicaciones donde dicho indicador es alto, se ejercen cargas dinámicas estructurales sobre los aerogeneradores que pueden provocar el colapso si éstos no están preparados para ello. De la misma forma también se generarían variaciones en la potencia suministrada.

Tal como se adelantó anteriormente en el apartado 5.2, además de la velocidad del viento es fundamental conocer la intensidad de turbulencia para seleccionar un modelo de aerogenerador determinado, conforme a la norma de estandarización publicada por la IEC 61400 – 1: 2005. Así pues se establecen tres subcategorías:

ESTÁNDARES DE INTENSIDAD DE TURBULENCIA	
Subcategoría	**Intensidad de turbulencia máxima**
A	0,16
B	0,14
C	0,12

Tabla 7 Estándares de intensidad de turbulencia IEC 61400 - 1

Los valores de intensidad de turbulencia máxima mostrados en la tabla anterior se reseñan a una velocidad de 15 m/s, punto a partir del cual el comportamiento de este parámetro tiende a estabilizarse.

Para el resto de velocidades medias, la norma define curvas características por cada subcategoría. En la siguiente ilustración se expone el valor medio de la intensidad de turbulencia en la estación VMM para cada tramo de velocidad, comparándose su comportamiento con las curvas descritas:

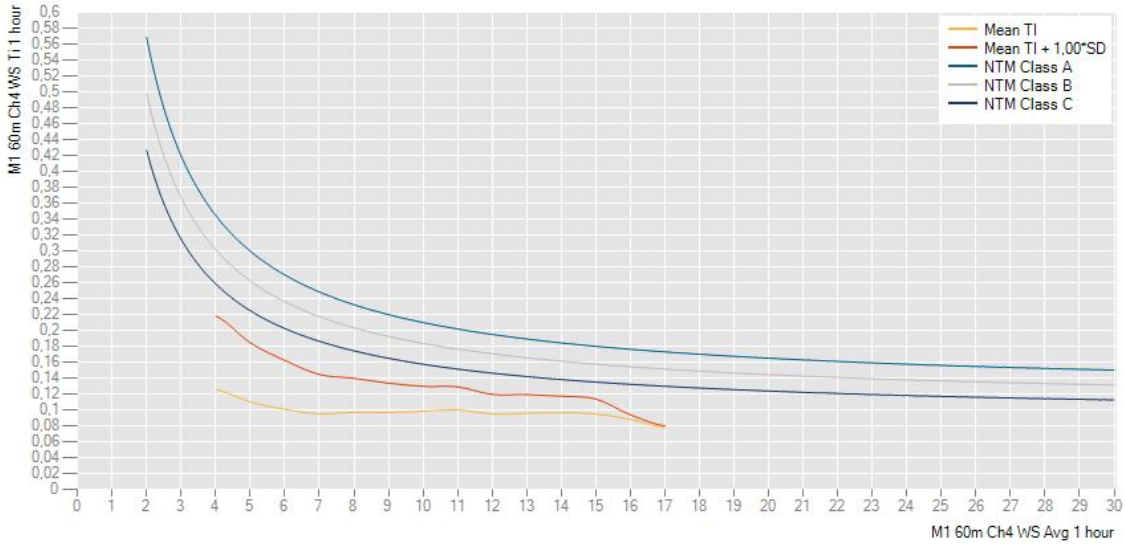


Ilustración 32 Comparación de intensidad de turbulencia media con la clase IEC 61400

Sabiendo que la intensidad de turbulencia a 15 m/s se encuentra por debajo de 0,1 y a la vista de la gráfica anterior, bastaría con un aerogenerador de clase C. En cualquier caso, prácticamente la totalidad de los modelos comerciales hoy día están preparados para las situaciones más drásticas donde se alcanzan intensidades de turbulencia de 0,16 (clase A).

Por otra parte, del estudio de las series temporales de intensidades de turbulencia, se puede concluir que existen periodos durante el año donde se exceden los límites marcados por las clases C y B, sin embargo la norma se refiere sólo al valor medio:

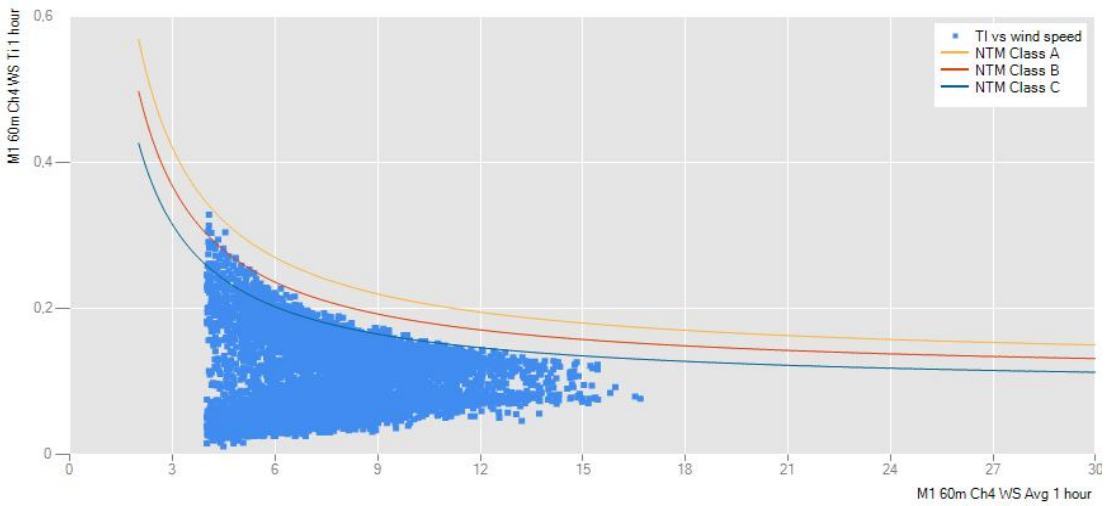


Ilustración 33 Comparación de la intensidad de turbulencia con datos agregados

Otro factor relacionado con este fenómeno de alta relevancia, es el estudio de las direcciones donde se generan mayores valores de intensidad de turbulencia. Se muestra en el siguiente diagrama:

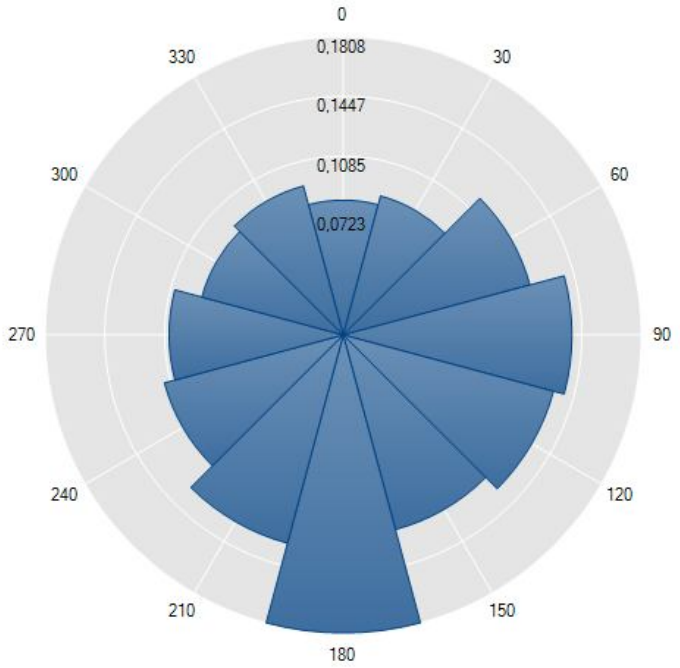


Ilustración 34 Direcciones predominantes de vientos turbulentos

Esta ilustración demuestra que los fenómenos turbulentos tienen una alta relación con las peculiaridades topográficas del emplazamiento, ya que los mayores valores de intensidad de turbulencia se obtendrían en los sectores orientados hacia el pico de Montaña de Gran Tarajal o las zonas con orografía más escarpada.

En términos horarios, los momentos en que la intensidad de turbulencia es mayor coinciden con las horas comprendidas entre las 9:00 y las 23:00 horas:

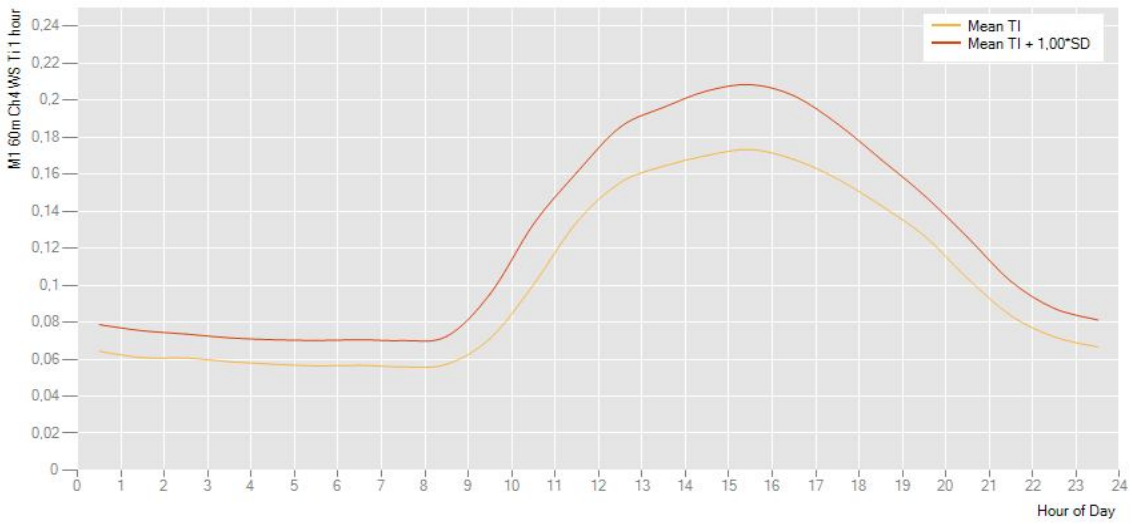


Ilustración 35 Variación de la intensidad de turbulencia horaria

Este comportamiento se encuentra relacionado con las brisas terrestres por las cuales en horas de sol el calentamiento de la tierra genera corrientes ascendentes valle arriba (vientos anabáticos), intensificando las turbulencias en las zonas de perfil más escarpado. Por otra parte con la puesta del sol, el flujo se invierte generándose corrientes descendentes (vientos catabáticos) y por tanto los vientos que actúan sobre el aerogenerador no se encuentran tan influenciados por los accidentes topográficos.

Para alturas de 80 metros los efectos de la turbulencia tenderán a reducirse por lo que se aplicaría el mismo límite mínimo de intensidad de turbulencia que el citado en los párrafos anteriores.

5.6. TEMPERATURA

Según los datos recabados con la estación VMM, la temperatura promedio de la posición evaluada se encuentra sobre los 19,4ºC, siendo la desviación estándar de 3,2 ºC y existiendo una variación anual coherente con los diferentes periodos estacionales.

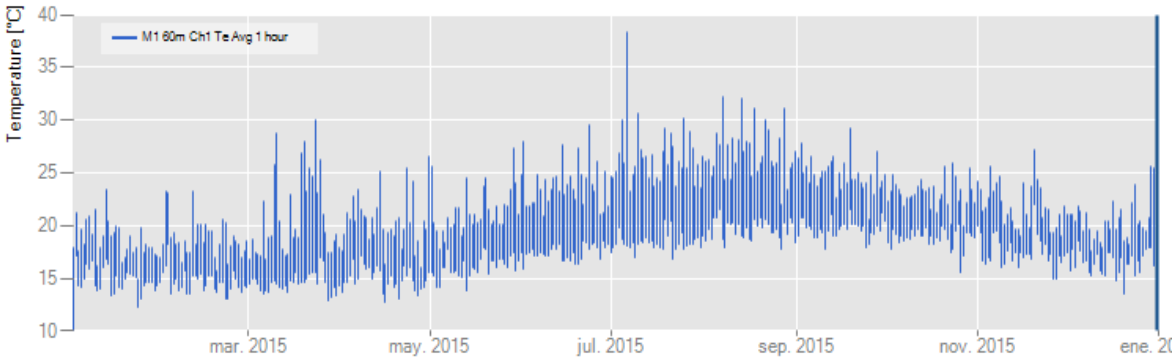


Ilustración 36 Temperatura media a 60 metros

VARIACIÓN ESTACIONAL DE LA TEMPERATURA													
Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
Te (ºC)	16.6	16.4	17.5	17.6	18.4	20.3	21.9	22.8	21.9	20.7	19.3	18.3	19.4

Tabla 8 Variación estacional de la temperatura

En términos horarios la diferencia media entre la noche y el día es inferior a 2,5 ºC. Se describe a continuación el perfil típico de la temperatura del aire para un día tipo:

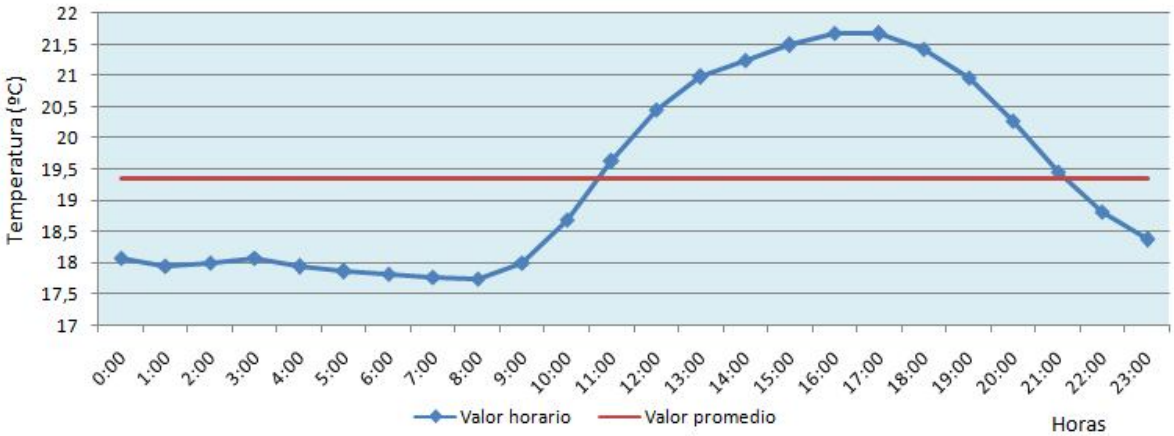


Ilustración 37 Perfil diario de temperatura del aire a 60 metros

La temperatura del aire es uno de los descriptores de mayor importancia para la determinación de las características ambientales de operación en un parque eólico, influenciando de manera directa a la densidad del aire. Con temperaturas más bajas la densidad del aire es mayor, lo que se traduce en una mayor fluidez de las moléculas del aire sobre la pala y por tanto en un aumento de la potencia obtenida por el parque eólico.

Por otra parte tal como se evaluó en el apartado anterior, existe una correlación directa entre la intensidad de turbulencia y la temperatura, así pues mientras la temperatura del aire a 60 metros está por debajo de 19º las lecturas de intensidad de turbulencia son inferiores a 0,12.

5.7. PRESIONES ATMOSFÉRICA

Junto con la temperatura, la presión atmosférica permite el cálculo de la densidad del aire en un emplazamiento determinado. Para la posición estudiada la presión atmosférica media anual es de 100,21 kPa, variando entre los 98 y los 102 kPa. Se resume en la siguiente ilustración los valores horarios de presión del periodo anual estudiado:

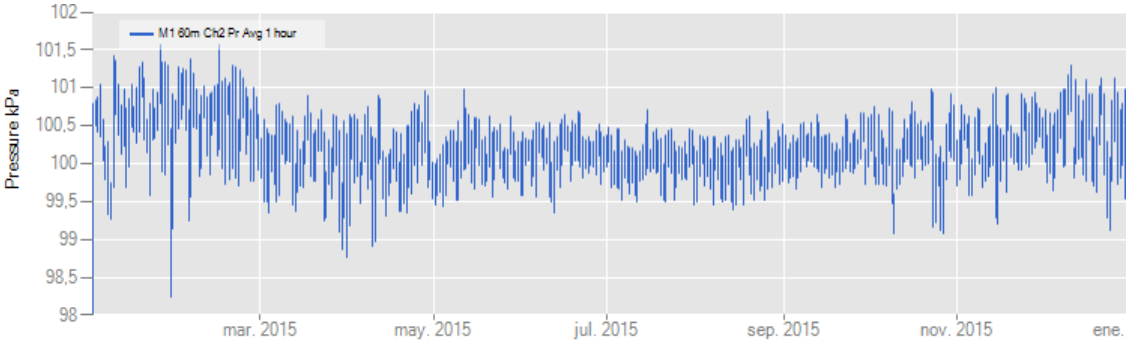


Ilustración 38 Presión atmosférica a 60 metros

VARIACIÓN ESTACIONAL DE LA PRESIÓN ATMOSFÉRICA													
Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
PA (ºC)	100,5	100,5	100,1	100,1	100,1	100,2	100	100	100,2	100,1	100,3	100,4	100,2

Tabla 9 Variación estacional de la presión atmosférica

Se presenta a continuación el perfil diario de presión atmosférica a 60 metros:

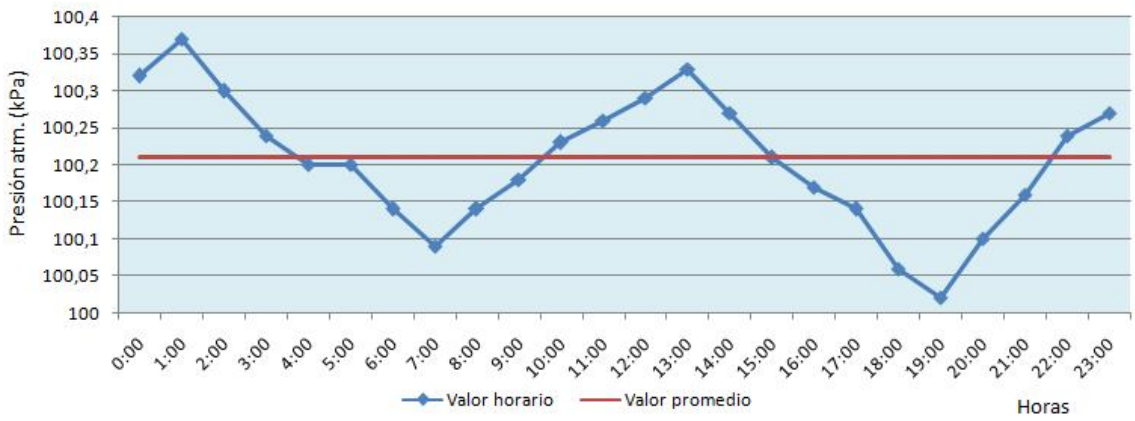


Ilustración 39 Perfil diario de presión atmosférica a 60 metros

5.8. DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire media anual ha sido estimada en la estación VMM en 1,19 kg/m^3. Para comprobar la coherencia de los datos presentados se calcula la densidad del aire con la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

Donde:

ρ= Densidad del aire (kg/m^3).

P= Presión atmosférica (Pa).

T= Temperatura (ºC+273).

R= Constante específica del aire (287 J/kg*K).

Tomándose los valores medios anuales de la temperatura (19,4ºC) y la presión atmosférica (100,2 kPa), se obtiene una densidad del aire de 1,19 kg/m^3. Esta comprobación ha sido realizada para el conjunto de los datos horarios anuales de la estación VMM, validándose la coherencia de los datos:

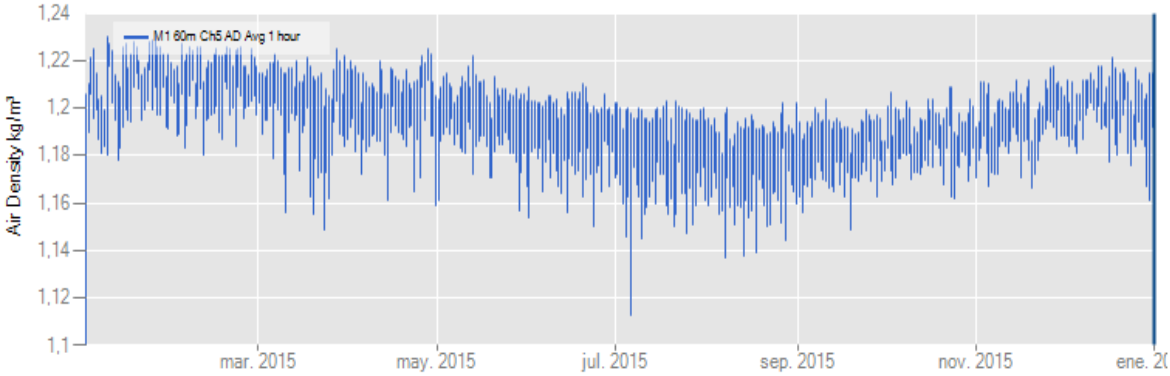


Ilustración 40 Densidad del aire a 60 metros

Por otra parte, aplicando la siguiente expresión se determina la densidad de potencia que se obtendría en la posición de la estación VMM a 60 metros de altura:

$$WPD = \frac{1}{2n}\sum_{i=1}^{n} \rho \cdot V^3 \left(\frac{W}{m^2}\right)$$

Donde:

WPD= Densidad de potencia.

ρ= Densidad del aire.

V= Velocidad del viento medida a 60 metros de altura.

n= Número de muestras de velocidad media cargados (intervalos).

A partir de las series temporales cargadas se determina que la densidad de potencia en la posición analizada ronda los 307,1 W/m^2.

Se muestra a continuación la variación media estimada de la densidad del aire durante los distintos tramos horarios.

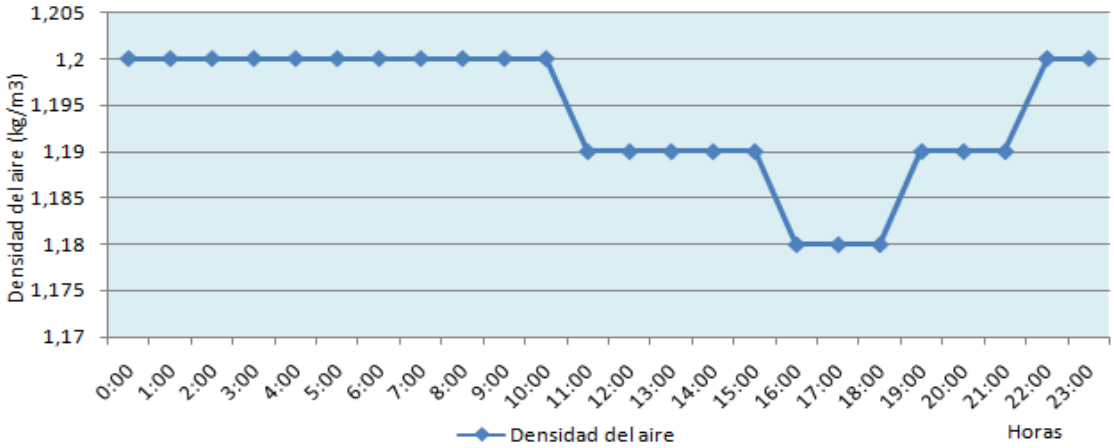


Ilustración 41 Perfil diario de la densidad del aire a 60 metros

Partiendo de los valores medios horarios de densidad y velocidad media, se estima en el siguiente gráfico la densidad de potencia de la posición durante el periodo diario:

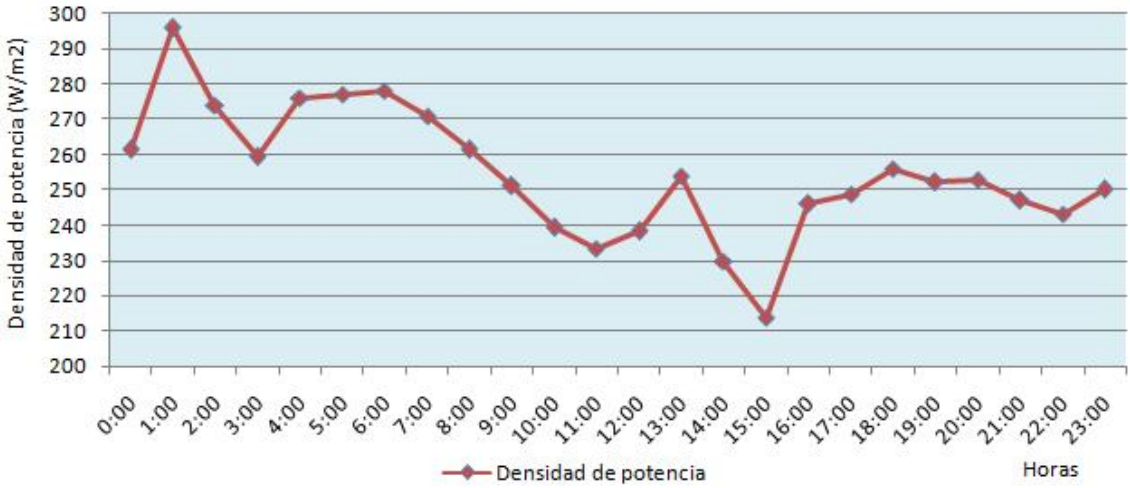


Ilustración 42 Perfil diario de la densidad de potencia a 60 metros

La densidad del aire varía aproximadamente en 0,03 kg/m^3 entre estaciones, estando dentro de los rangos normales de desviación anual (4%).

VARIACIÓN ESTACIONAL DE LA DENSIDAD DEL AIRE													
Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
PA (ºC)	1,21	1,21	1,20	1,20	1,20	1,19	1,18	1,18	1,18	1,19	1,20	1,20	1,19

Tabla 10 Variación estacional de la densidad del aire

6. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO DE GRAN TARAJAL (OPENWIND)

El modelado del potencial eólico de la región de Gran Tarajal se ejecutará con el software OpenWind Enterprise, a partir del cual se gestionarán todos los medios de caracterización del recurso eólico descritos en los apartados 4 y 5 del presente documento.

El cometido último de este análisis es la valoración en términos energéticos de las distintas propuestas de ubicación del parque eólico que se asociaría a los consumos de la IDAM Gran Tarajal. Dichas propuestas iniciales de ubicación del parque eólico fueron estimadas en el documento "Diseño preliminar del parque eólico y estudio de viabilidad" en función de aspectos de diversa índole relacionados con su viabilidad técnica, económica y ambiental. En el siguiente cuadro se resumen las siete alternativas valoradas:

COORDENADAS INICIALES DE LOS EMPLAZAMIENTOS IDÓNEOS				
Zona de análisis	**Posición**	**Abscisa**	**Norte**	**Altura**
Zona 1: Montaña de Gran Tarajal	1	595.585 mE	3.121.461 mN	160 m
	2	595.897 mE	3.122.850 mN	50 m
Zona 2: Montaña de la Laja	1	594.100 mE	3.120.856 mN	255 m
	2	593.919 mE	3.121.915 mN	295 m
	3	594.003 mE	3.121.915 mE	300 m
Zona 3: Valle del Aceituno	1	594.331 mE	3.122.796 mN	109 m
	2	594.726 mE	3.122.716 mN	70 m

Tabla 11 Coordenadas de los emplazamientos idóneos

Para más información acerca de las posiciones, puede dirigirse a los planos adjuntos a la memoria técnica previa del proyecto en cuestión.

Como paso inicial se comprobará que las posiciones anteriores son válidas conforme a aspectos relacionados con el recurso eólico, tales como la rugosidad (apartado 4.3), los ángulos de influencia admisibles (apartado 4.4), o la intensidad de turbulencia (apartado 5.5). Después se procederá al cálculo energético de la instalación. Para aislar en cierto modo la dependencia de la producción del modelo de aerogenerador simulado, se utilizará un mismo tipo de máquina en todos los emplazamientos. Por otra parte se estudiará en el presente documento las repercusiones sobre la calidad paisajística y los posibles impactos acústicos generados por el parque eólico. Del conjunto de razones técnicas derivadas de los análisis anteriores, y el resto de criterios establecidos en la memoria técnica previa, se determinará la posición definitiva.

Seguidamente asumiendo que el parque eólico se instalaría en la ubicación seleccionada, se valorará el modelo de aerogenerador que se adecuaría mejor a las características energéticas exigidas por la IDAM Gran Tarajal.

Ya por último siendo conscientes de que es necesario contar con datos meteorológicos procedentes de una estación meteorológica in situ, se verificará el punto donde se debería situar la estación meteorológica para obtener una correcta correlación entre los datos disponibles y los futuros.

6.1. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN OBTENDIDA EN CADA POSICIÓN

Una de las principales conclusiones derivadas de la memoria técnica previa es el tamaño máximo del aerogenerador. Según el estudio desarrollado en dicho documento, dado a que el aerogenerador se ubicada a una distancia considerable del aeropuerto y de sus áreas de afección aeronáuticas**, no hay limitaciones de altura máxima**.

Por otra parte teniendo presente las condiciones derivadas de la normativa, **no se podrían instalar aerogeneradores con potencias superiores a 2MW** para este caso particular.

Adicionalmente en el apartado 5 del presente estudio se concluyó que la zona presenta por lo general características para instalar aerogeneradores de **Clase III**, cuyo comportamiento ante turbulencias debería responder a una subcategoría C como mínimo, si bien la mayor parte de la gama comercial existente en el mercado actual está preparada para la peor circunstancia (**subcategoría A**).

A la vista de las condiciones generales derivadas de los análisis desarrollados hasta el momento, y a efectos de comparar el comportamiento por el cambio de posición del aerogenerador, se seleccionan dos modelos de máquinas con distinto rango de potencia, uno de 800 kW y altura de buje a 60 metros, y otro de 2.000 kW y altura de buje a 80 metros, siendo sus características básicas las siguientes:

AEROGENERADOR VESTAS 2.000 kW	
Característica	**Dato**
Marca	Vestas
Modelo	V90
Clase IEC	IIIA
Altura de buje	80 m
Diámetro de rotor	90 m
Tipo de generador	Asíncrono doblemente alimentado
Velocidad inicial de operación	4 m/s

Velocidad de corte	25 m/s

Tabla 12 Aerogenerador 2.000 kW

AEROGENERADOR ENERCON 800 kW	
Característica	**Dato**
Marca	Enercon
Modelo	E53
Clase IEC	IIIA
Altura de buje	60 m
Diámetro de rotor	53 m
Tipo de generador	Síncrono
Velocidad inicial de operación	2 m/s
Velocidad de corte	25 m/s

Tabla 13 Aerogenerador 800 kW

6.1.1. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 1 DE MONTAÑA DE GRAN TARAJAL

La posición 1 de montaña de Gran Tarajal se ha situado en la coordenada UTM Abscisa 595.585 mE, Norte 3.121.461 mN, zona 28 R. Dicho emplazamiento se encuentra a una cota de altura de 160 metros.

RESULTADOS POSICIÓN 1 "MONTAÑA DE GRAN TARAJAL" (MODELO 2.000 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Vestas V90 - 2MW
Altura de buje	80 m
Energía Neta	**7.587 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**3.794 heq.**
Factor de capacidad	**43,23%**
Velocidad media del viento a altura de buje	7,541 m/s
Densidad de potencia	417,60 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	10,119%
Energía Bruta	7.579 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,098%
Ángulo máximo de incidencia	0,90º
Eficiencia topográfica	116,69%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,201 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,497 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 14 Resultados posición 1 "Montaña de Gran Tarajal" (Modelo 2.000 kW)

RESULTADOS POSICIÓN 1 "MONTAÑA DE GRAN TARAJAL" (MODELO 800 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Enercon E53 - 0,8MW

Altura de buje	60 m
Energía Neta	**2.957 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**3.704 heq.**
Factor de capacidad	**42,16%**
Velocidad media del viento a altura de buje	7,546 m/s
Densidad de potencia	384,16 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	10,049 m/s
Energía Bruta	2.963 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,193%
Ángulo máximo de incidencia	0,75º
Eficiencia topográfica	100%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,204 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,515 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 15 Resultados posición 1 "Montaña de Gran Tarajal" (Modelo 800 kW)

* El valor de intensidad de turbulencia expuesto en la tabla hace referencia al valor medio para una velocidad de 15 m/s (conforme a lo establecido en la IEC 61400 -1 3º Edición). Para el resto de valores obsérvese el gráfico adjunto a continuación. Como las diferencias entre los valores de intensidad de turbulencia para el modelo de 2.000 kW y el modelo de 800 kW son muy sutiles, solamente se representa una única gráfica para ambos modelos:

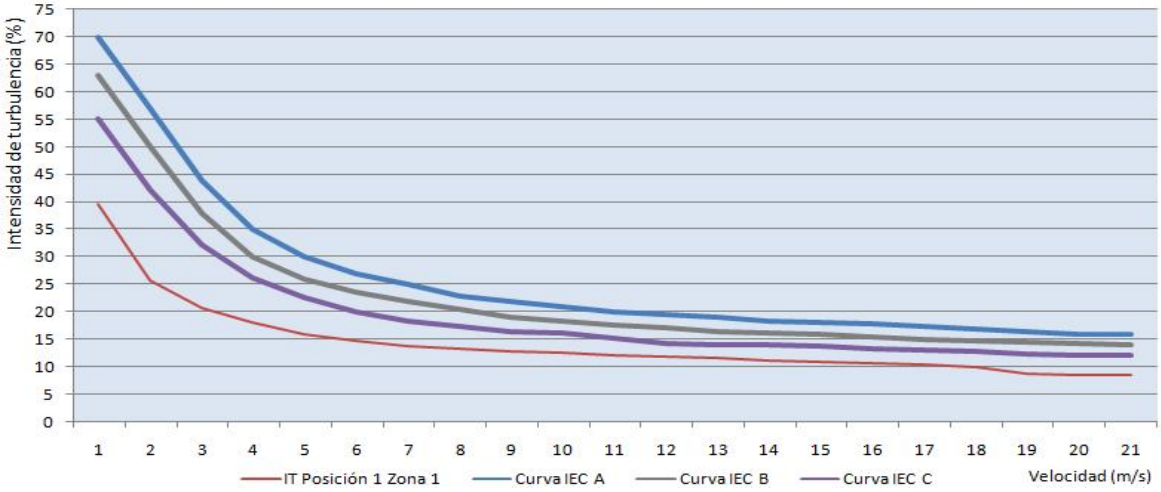


Ilustración 43 Intensidad de la turbulencia para la posición 1 Zona 1

Para este emplazamiento no es necesario ejecutar el módulo de optimización de OpenWind puesto que en la zona de llanura de la parte alta de la colina donde se sitúa dicha posición es de aproximadamente 100 metros de longitud por 50 metros de ancho, lo que supone el espacio mínimo requerido para la instalación del aerogenerador y la plataforma de montaje.

Conforme a los resultados energéticos obtenidos, **en la posición 1 de Montaña de Gran Tarajal se promediarían las 3.750 horas teóricas equivalentes anuales de producción** para aerogeneradores instalados a alturas comprendidas entre los 60 y 80 metros.

6.1.2. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 2 DE MONTAÑA DE GRAN TARAJAL

La posición 2 de montaña de Gran Tarajal se ha situado en la coordenada UTM Abscisa 595.897 mE, Norte 3.122.850 mN, zona 28 R. Dicho emplazamiento se encuentra a una cota de altura de 50 metros.

RESULTADOS POSICIÓN 2 "MONTAÑA DE GRAN TARAJAL" (MODELO 2.000 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Vestas V90 - 2MW
Altura de buje	80 metros
Energía Neta	**5.779 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**2.913 heq.**
Factor de capacidad	**32,96%**
Velocidad media del viento a altura de buje	6,728 m/s
Densidad de potencia	291,33 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	11,245%
Energía Bruta	5.825 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,788%
Ángulo máximo de incidencia	3,10º
Eficiencia topográfica	89,503%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,207 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,242 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 16 Resultados posición 2 "Montaña de Gran Tarajal" (Modelo 2.000 kW)

RESULTADOS POSICIÓN 2 "MONTAÑA DE GRAN TARAJAL" (MODELO 800 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Enercon E53 - 0,8MW
Altura de buje	60 metros
Energía Neta	**1.994 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**2.493 heq.**
Factor de capacidad	**28,43%**
Velocidad media del viento a altura de buje	6,430 m/s
Densidad de potencia	245,43 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	11,735%
Energía Bruta	2.010 MWh

Pérdidas por ángulo de incidencia	0,853%
Ángulo máximo de incidencia	3,10º
Eficiencia topográfica	85,55%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,209 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,253 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 17 Resultados posición 2 "Montaña de Gran Tarajal" (Modelo 800 kW)

* El valor de intensidad de turbulencia expuesto en la tabla hace referencia al valor medio para una velocidad de 15 m/s (conforme a lo establecido por la IEC 61400 -1 3º Edición). Para el resto de valores obsérvese el gráfico adjunto a continuación:

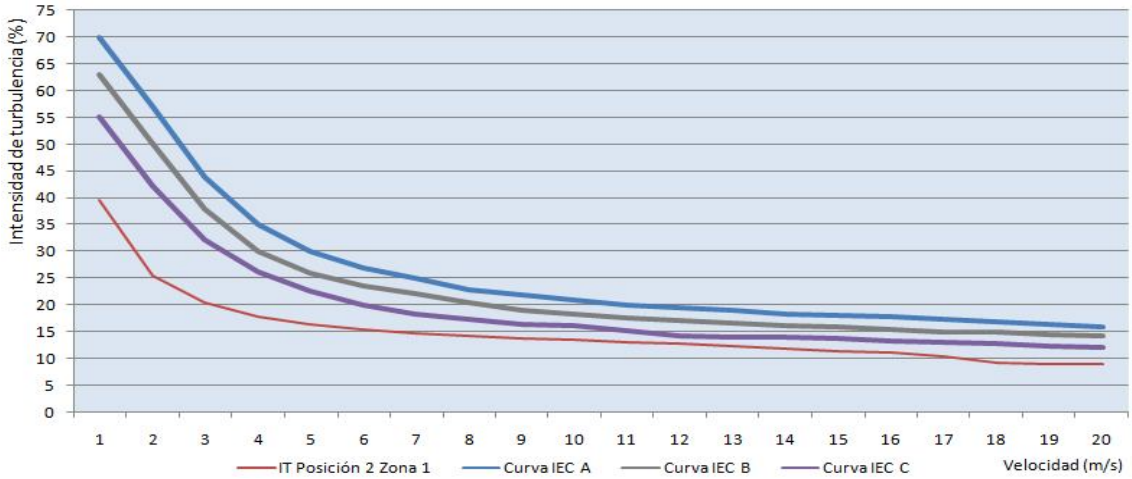


Ilustración 44 Intensidad de la turbulencia para la posición 2 Zona 1

Previo al cálculo energético se llevó a cabo el proceso de optimización de la posición, detectándose un emplazamiento a 150 metros con mayor potencialidad eólica, sin embargo dicha ubicación presenta una mayor complejidad topográfica tanto para la ejecución de la plataforma de montaje, como para el trazado de la carretera de acceso a las instalaciones.

En relación con el último punto, además sería necesario el paso por tres parcelas con diferente referencia catastral, mientras que para la posición inicial sólo se requeriría el paso por la parcela donde se instala el parque eólico.

A todo lo anterior hay que añadir que para dicho emplazamiento, los efectos de turbulencia se presentan con mayor asiduidad. Teniendo en cuenta este panorama, se decide mantener la ubicación inicialmente valorada.

Según los cálculos energéticos desarrollados, **la posición 2 de Montaña de Gran Tarajal promediaría las 2.703 horas teóricas equivalentes de producción** para aerogeneradores instalados a alturas comprendidas entre los 60 y 80 metros.

6.1.3. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 1 DE MONTAÑA DE LA LAJA

La posición 1 de montaña de La Laja se ubica en la coordenada UTM Abscisa 594.100 mE, Norte 3.120.856 mN, zona 28 R. Dicho emplazamiento se encuentra a una cota de altura de 255 metros.

RESULTADOS POSICIÓN 1 "MONTAÑA DE LA LAJA" (MODELO 2.000 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Vestas V90 - 2MW
Altura de buje	80 m
Energía Neta	**9.916 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**4.958 heq.**
Factor de capacidad	**56,56%**
Velocidad media del viento a altura de buje	8,762 m/s
Densidad de potencia	583,90 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	8,653%
Energía Bruta	9.929 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,132%
Ángulo máximo de incidencia	-2,10º
Eficiencia topográfica	152%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,189 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,656 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 18 Resultados posición 1 "Montaña de La Laja" (Modelo 2.000 kW)

RESULTADOS POSICIÓN 1 "MONTAÑA DE LA LAJA" (MODELO 800 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Enercon E53 - 0,8MW
Altura de buje	60 metros
Energía Neta	**3.913 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**4.891 Heq.**
Factor de capacidad	**55,79%**
Velocidad media del viento a altura de buje	8,80 m/s
Densidad de potencia	576,37 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	8,615%
Energía Bruta	3.927 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,372%
Ángulo máximo de incidencia	-2,18º
Eficiencia topográfica	167%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,191 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,677 m/s

Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 19 Resultados posición 1 "Montaña de La Laja" (Modelo 800 kW)

*Como en los casos anteriores, a continuación se adjunta la curva característica de intensidades de turbulencia en el emplazamiento analizado, siendo compatible para los dos modelos de aerogenerador simulados:

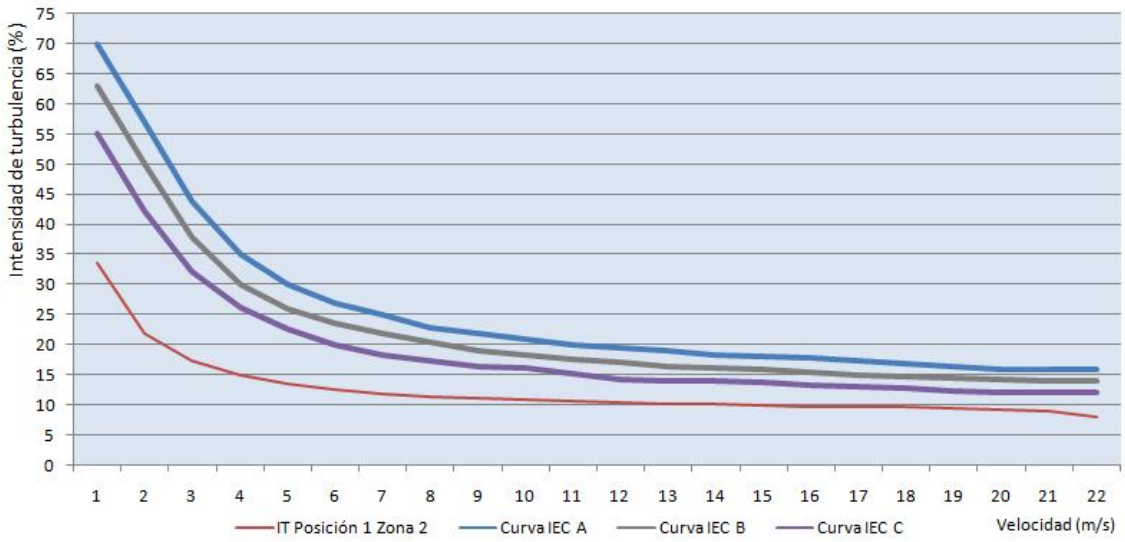


Ilustración 45 Intensidad de la turbulencia para la posición 1 Zona 2

En este caso particular, si el aerogenerador se situara en la posición Abscisa 594.025 mE; Norte 3.120.971 mN, se lograría un aumento de la producción del 2,6% superándose los 10.150 MWh/año con un factor de capacidad de 58%, no obstante operativamente existirían mayores dificultades para ejecutar la plataforma de montaje (ancho de plataforma), por ello se mantiene la ubicación inicialmente mencionada.

Según los cálculos energéticos desarrollados, **la posición 1 de Montaña de La Laja promediaría las 4.925 horas teóricas equivalentes de producción** para aerogeneradores instalados a alturas comprendidas entre los 60 y 80 metros.

6.1.4. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 2 DE MONTAÑA DE LA LAJA

La posición 2 de montaña de La Laja se ubica en la coordenada UTM Abscisa 593.919 mE, Norte 3.121.915 mN, zona 28 R. La cota de altura en la que se encontraría dicho aerogenerador está establecida en 295 metros.

RESULTADOS POSICIÓN 2 "MONTAÑA DE LA LAJA" (MODELO 2.000 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Vestas V90 - 2MW
Altura de buje	80 m
Energía Neta	**9.699 MWh**

Horas teóricas equivalentes de producción	**4.849 heq.**
Factor de capacidad	**55,32%**
Velocidad media del viento a altura de buje	8,652 m/s
Densidad de potencia	543,36 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	8,765%
Energía Bruta	9.705 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,063%
Ángulo máximo de incidencia	-0,42º
Eficiencia topográfica	149%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,186 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1
Incertidumbre	0,67 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 20 Resultados posición 2 "Montaña de La Laja" (Modelo 2.000 kW)

RESULTADOS POSICIÓN 2 "MONTAÑA DE LA LAJA" (MODELO 800 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Enercon E53 - 0,8MW
Altura de buje	60 metros
Energía Neta	**3.802 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**4.753 heq.**
Factor de capacidad	**54,21%**
Velocidad media del viento a altura de buje	8,672 m/s
Densidad de potencia	536,07 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	8,763%
Energía Bruta	3.815 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,343%
Ángulo máximo de incidencia	-0,93º
Eficiencia topográfica	162%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,188 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,69 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 21 Resultados posición 2 "Montaña de La Laja" (Modelo 800 kW)

*Como en los casos anteriores, a continuación se adjunta la curva característica de intensidades de turbulencia en el emplazamiento analizado, siendo compatible para los dos modelos de aerogenerador simulados:

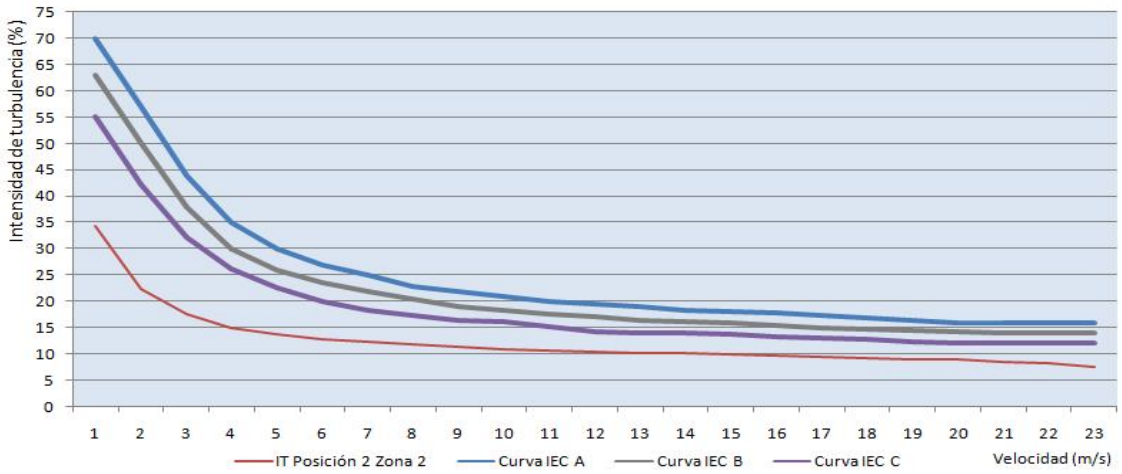


Ilustración 46 Intensidad de la turbulencia para la posición 2 Zona 2

Para dicho emplazamiento, la posición de mayor potencial eólico se ubicaría en la coordenada Abscisa 593.975 mE, Norte 3.121.124 mN, donde se lograría un incremento de la producción con respecto a lo anteriormente expuesto del 6%, siendo el factor de capacidad del 57,56%. Este cambio de posición, si bien es viable, supondría un mayor impacto ambiental debido a que la anchura de zona de llanura es insuficiente para alojar la plataforma de montaje (48 metros), siendo necesaria la ejecución de un desmonte de mayor importancia que en la situación inicial.

Por todo lo anterior, en **la posición 2 de Montaña de la Laja se promediarían las 4.800 horas teóricas equivalentes de producción** para aerogeneradores instalados con altura de buje comprendida entre los 60 y 80 metros.

6.1.5. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 3 DE MONTAÑA DE LA LAJA

La posición 3 de montaña de La Laja se ubica en la coordenada UTM Abscisa 594.003 mE, Norte 3.121.915 mN, zona 28 R. Su cota de altura es de 300 metros.

RESULTADOS POSICIÓN 3 "MONTAÑA DE LA LAJA" (MODELO 2.000 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Vestas V90 - 2MW
Altura de buje	80 m
Energía Neta	**9.296 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**4.648 heq.**
Factor de capacidad	**53,02%**
Velocidad media del viento a altura de buje	8,426 m/s
Densidad de potencia	514,33 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	8,973%
Energía Bruta	9.284 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	-0.13%

Ángulo máximo de incidencia	-0,75º
Eficiencia topográfica	142%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,185 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,64 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 22 Resultados posición 3 "Montaña de La Laja" (Modelo 2.000 kW)

RESULTADOS POSICIÓN 3 "MONTAÑA DE LA LAJA" (MODELO 800 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Enercon E53 - 0,8MW
Altura de buje	60 metros
Energía Neta	**3.607 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**4.509 heq**
Factor de capacidad	**51,45%**
Velocidad media del viento a altura de buje	8,393 m/s
Densidad de potencia	498,73 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	9,009%
Energía Bruta	3.607 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	-0,05%
Ángulo máximo de incidencia	-0,97º
Eficiencia topográfica	153%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,187 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,65%
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 23 Resultados posición 3 "Montaña de La Laja" (Modelo 800 kW)

*Como en los casos anteriores, a continuación se adjunta la curva característica de intensidades de turbulencia en el emplazamiento analizado, siendo compatible para los dos modelos de aerogenerador simulados:

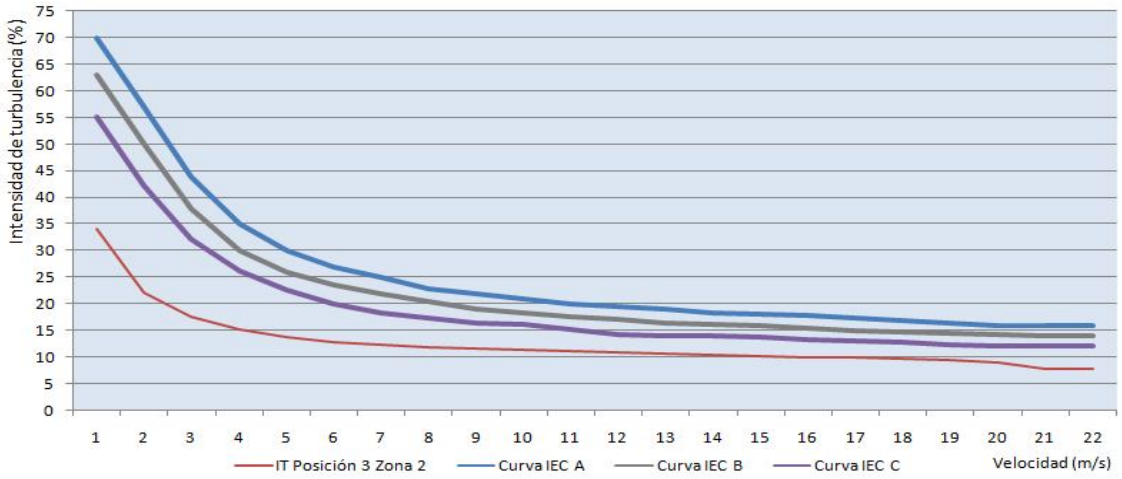


Ilustración 47 Intensidad de la turbulencia para la posición 3 Zona 2

Para esta propuesta de posición, la ubicación óptima desde el punto de vista del recurso eólico se localizaría en la coordenada Abscisa 594.025 mE, Norte 3.122.112 mN, pudiéndose incrementar la producción en un 3,8% anual. No se contempla esta opción por razones idénticas a las mencionadas en la posición 2 de Montaña de la Laja.

Del estudio de **la posición 3 de Montaña de la Laja, se concluye que para esta situación se promediarían las 4.580 horas teóricas equivalentes de producción** con aerogeneradores con alturas de buje comprendidas entre los 60 y 80 metros.

6.1.6. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 1 DE VALLE DEL ACEITUNO

La posición 1 de Valle del Aceituno se ubica en la coordenada UTM Abscisa 594.331 mE, Norte 3.122.796 mN, zona 28 R. Su cota de altura es de 109 metros.

RESULTADOS POSICIÓN 1 "VALLE DEL ACEITUNO" (MODELO 2.000 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Vestas V90 - 2MW
Altura de buje	80 m
Energía Neta	**4.582 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**2.291 heq**
Factor de capacidad	**26,13%**
Velocidad media del viento a altura de buje	6,210 m/s
Densidad de potencia	236,09 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	12,192%
Energía Bruta	4.645 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	1,360%
Ángulo máximo de incidencia	-4,45º
Eficiencia topográfica	71,45%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,204 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,43 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 24 Resultados posición 1 "Valle del Aceituno" (Modelo 2.000 kW)

RESULTADOS POSICIÓN 1 "VALLE DEL ACEITUNO" (MODELO 800 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Enercon E53 - 0,8MW
Altura de buje	60 metros
Energía Neta	**1.515 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**1.894 heq.**
Factor de capacidad	**21,61%**
Velocidad media del viento a altura de buje	5,856 m/s

Densidad de potencia	196,71 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	12,919%
Energía Bruta	1.535 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	1,293%
Ángulo máximo de incidencia	-4,31º
Eficiencia topográfica	65,42%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,207 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,417 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 25 Resultados posición 1 "Valle del Aceituno" (Modelo 800 kW)

*El estudio de la intensidad de turbulencia en el emplazamiento sugiere que para ambas opciones los aerogeneradores se encontrarían en el límite de cumplimiento, siendo adecuado decantarse por máquinas cuya curva característica sea de cómo mínimo clase IEC B. En esta ocasión sí existen diferencias en las intensidades de turbulencia de los dos modelos implementados:

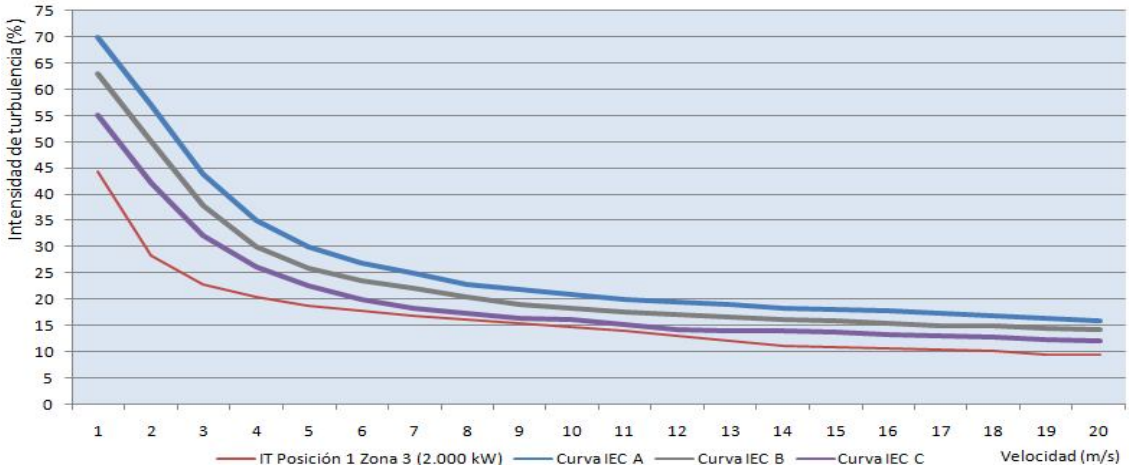


Ilustración 48 Intensidad de la turbulencia para la posición 1 Zona 3 (2.000 kW)

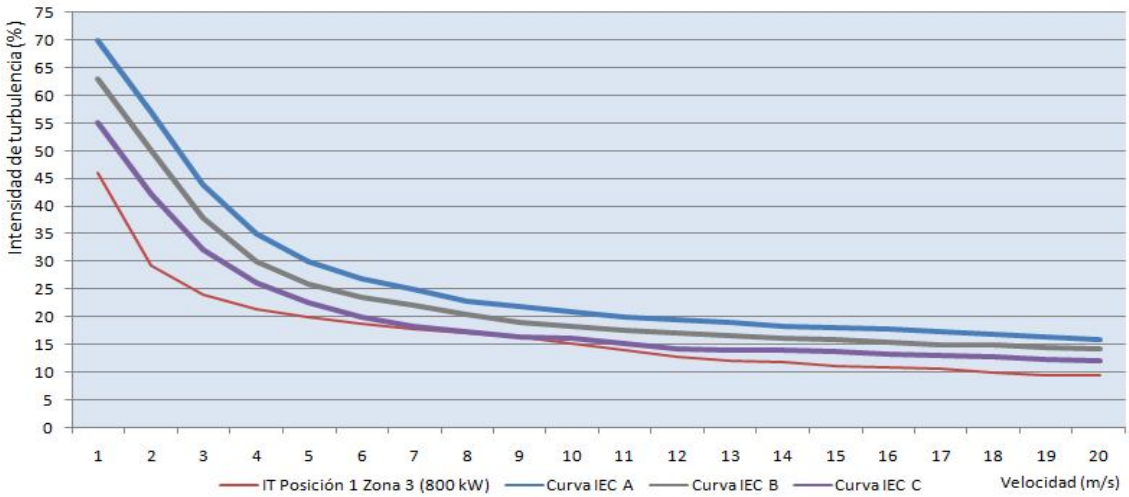


Ilustración 49 Intensidad de la turbulencia para la posición 1 Zona 3 (800 kW)

Dentro de la zona de Valle del Aceituno se decidió valorar como posición 1 aquellas ubicaciones con mayor altura topográfica, definiéndose en la región un cuadrante de 20.000 m^2 donde la altura promediaba los 100 metros. Los cálculos energéticos presentados coinciden con la posición óptima desde el punto de vista energético. Dentro de este cuadrante no existen circunstancias técnicas, medioambientales o normativas que diferencien distintas opciones de posición dentro del polígono.

Para la **posición 1 de Valle del Aceituno se promediarían 2.090 horas teóricas equivalentes de producción** con alturas de buje comprendidas entre los 60 y los 80 metros.

6.1.7. EVALUACIÓN DE LA POSICIÓN 2 DE VALLE DEL ACEITUNO

La posición 2 de Valle del Aceituno se ubica en la coordenada UTM Abscisa 594.726 mE, Norte 3.122.716 mN, zona 28 R. Su cota de altura es de 70 metros.

RESULTADOS POSICIÓN 2 "VALLE DEL ACEITUNO" (MODELO 2.000 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Vestas V90 - 2MW
Altura de buje	80 m
Energía Neta	**5.164 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**2.582 Heq.**
Factor de capacidad	**29,45%**
Velocidad media del viento a altura de buje	6,432 m/s
Densidad de potencia	257,11 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	11,788%
Energía Bruta	5.194 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,59%
Ángulo máximo de incidencia	2,48º
Eficiencia topográfica	79,8%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,208 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,36 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 26 Resultados posición 2 "Valle del Aceituno" (Modelo 2.000 kW)

RESULTADOS POSICIÓN 2 "VALLE DEL ACEITUNO" (MODELO 800 kW)	
Característica	**Dato**
Modelo de aerogenerador cargado	Enercon E53 - 0,8MW
Altura de buje	60 metros
Energía Neta	**1.749 MWh**
Horas teóricas equivalentes de producción	**2.186 Heq.**

Factor de capacidad	**24,94%**
Velocidad media del viento a altura de buje	6,115 m/s
Densidad de potencia	212,66 W/m^2
Intensidad de turbulencia a 15 m/s*	12,36%
Energía Bruta	1.759 MWh
Pérdidas por ángulo de incidencia	0,58%
Ángulo máximo de incidencia	2,48º
Eficiencia topográfica	74,97%
Densidad del aire media a la altura de buje	1,210 kg/m^3
Longitud de rugosidad	0,1 m
Incertidumbre	0,36 m/s
Afecciones por estelas	Sin afecciones por estela (un aerogenerador)

Tabla 27 Resultados posición 2 "Valle del Aceituno" (Modelo 800 kW)

*Como para la posición 1 de Valle del Aceituno, la intensidad de la turbulencia se sitúa al límite de cumplimiento con una curva IEC C cuando se instala un aerogenerador de 80 metros de altura de buje, sin embargo con la opción de 60 metros ya no se cumpliría esta condición y por tanto el aerogenerador debería ser de curva característica IEC B. Se exponen a continuación las gráficas para los dos casos.

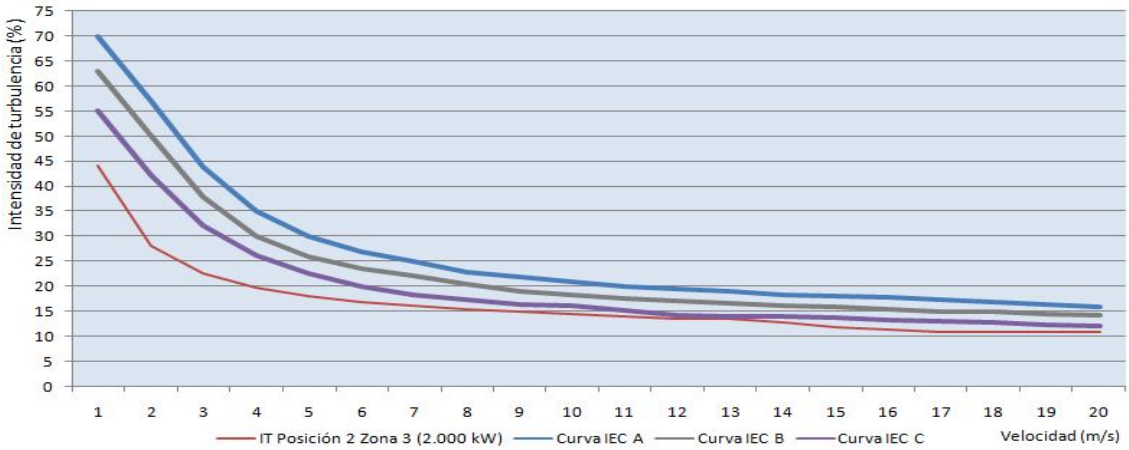


Ilustración 50 Intensidad de la turbulencia para la posición 2 Zona 3 (Opción 2.000 kW)

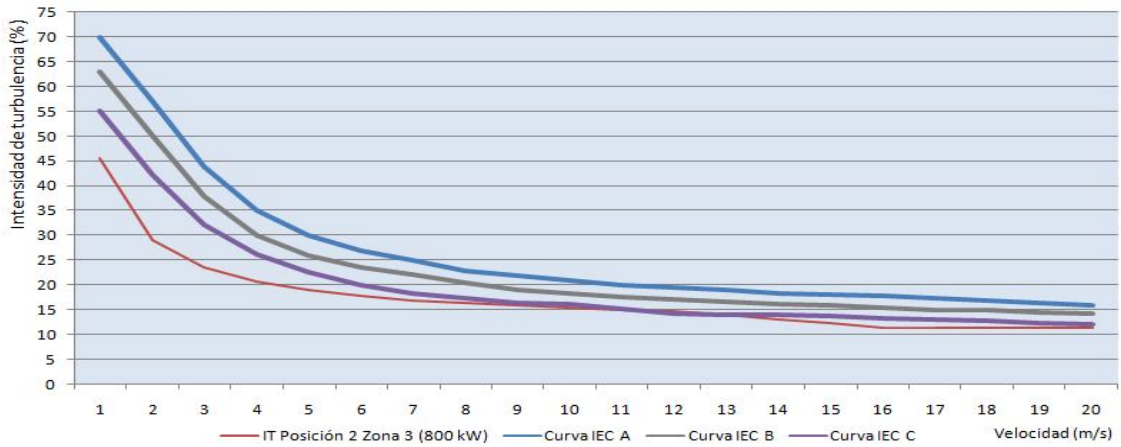


Ilustración 51 Intensidad de la turbulencia para la posición 2 Zona 3 (Opción 800 kW)

Como posición 2 de Valle del Aceituno se testearon el resto de ubicaciones pertenecientes a la región con menor altura geográfica, definiendo un cuadrante de aproximadamente 300.000 m^2. Esta parcela presenta unas condiciones medioambientales, normativas, técnicas semejantes, siendo el único punto discordante el potencial eólico, razón por la cual la coordenada exacta ha sido establecida mediante el módulo de optimización de OpenWind. Por todo ello la posición seleccionada coincide con la ubicación de mayor potencial para el Valle del Aceituno.

Para la **posición 2 de Valle del Aceituno se promediarían 2.380 horas teóricas equivalentes de producción** con alturas de buje comprendidas entre los 60 y los 80 metros.

6.1.8. RESUMEN DE ALTERNATIVAS EVALUADAS

En las tablas que se adjuntan a continuación se resumen los principales factores relacionados con el potencial eólico para los dos modelos de aerogenerador implementados:

RESUMEN DE RESULTADOS ENERGÉTICOS (MODELO 2.000 kW)							
ZONA**	POSICIÓN	ENERGÍA NETA (MWh)	HORAS EQ. (Heq)	VELOCIDAD VIENTO (m/s)	FACTOR CAPACIDAD (%)	CLASE IEC	INCERTID. (m/s)
1	1	7.587	3.794	7,5	43%	IIIC	0,49
	2	5.779	2.913	6,7	33%	IIIC	0,24
2	1	9.916	4.958	8,8	57%	IIC	0,66
	2	9.699	4.849	8,8	55%	IIC	0,67
	3	9.296	4.648	8,4	53%	IIC	0,64
3	1	4.582	2.291	6,2	26%	IIIB	0,43
	2	5.164	2.582	5,2	30%	IIIB	0,36

Tabla 28 Resumen de resultados energéticos (Modelo 2.000 kW)

RESUMEN DE RESULTADOS ENERGÉTICOS (MODELO 800 kW)							
ZONA**	POSICIÓN	ENERGÍA NETA (MWh)	HORAS EQ. (Heq)	VELOCIDAD VIENTO (m/s)	FACTOR CAPACIDAD (%)	CLASE IEC	INCERTID. (m/s)
1	1	2.957	3.704	7,5	43%	IIIC	0,52
	2	1.994	2.493	6,4	28%	IIIC	0,25
2	1	3.913	4.891	8,6	56%	IIC	0,68
	2	3.802	4.753	8,8	54%	IIC	0,69
	3	3.607	4.509	8,4	51%	IIC	0,65
3	1	1.515	1.896	5,9	22%	IIIB	0,42
	2	1.749	2.186	6,1	25%	IIIB	0,36

Tabla 29 Resumen de resultados energéticos (Modelo 800 kW)

** Zona: 1 Montaña de Gran Tarajal, 2 Montaña de la Laja, 3 Valle del Aceituno.

Según las simulaciones desarrolladas en este estudio, las opciones de posición de mayor potencial eólico se encontrarían en Montaña de la Laja, promediándose las 4.770 horas teóricas equivalentes de producción. Seguidamente se situarían las posiciones de Montaña de Gran Tarajal con 2.703 horas equivalentes de producción y las alternativas de Valle del Aceituno con 2.240 horas equivalentes de producción.

Si se analiza los resultados se observa que cuanto mayor es la cota de altura mayor velocidad del viento se produce, habiéndose registrado velocidades medias superiores a los 8,5 m/s para alturas comprendidas entre los 250 y 300 metros. Por su parte entre los 120 y 160 metros, la velocidad del viento promedia los 7,2 m/s y para alturas de entre 40 y 90 metros ésta cae hasta los 6,0 m/s.

Muy en relación con lo anterior, destacan las propuestas ubicadas en zonas altas de colinas. Adicionalmente se ha comprobado que los efectos turbulentos originados son perfectamente asumibles por los principales modelos de aerogeneradores existentes en el mercado actual, habiéndose contemplado sólo aquellas posiciones donde el perfil de la montaña tuviera un corte lo más suave y redondeado posible para reducir su efecto.

Por otra parte los resultados manifiestan que la zona de llanura de Valle del Aceituno, ubicada entre Montaña de la Laja y Montaña de Gran Tarajal, no tiene una orientación semejante a la dirección predominante del viento, razón por la cual el efecto de canalización comentado en el apartado 4.1 sólo se originaría de forma ocasional. Además se generarían efectos turbulentos no asumibles por aerogeneradores de clase IEC C, debiéndose instalar como mínimo máquinas de curva característica IEC B.

Ya por último cuanto mayor es la proximidad a la costa, mayor es el volumen de producción estimado del parque eólico. Este efecto local se deriva de los principios de estabilidad atmosférica, ya que en horas diurnas la tierra se calienta más rápidamente que el mar, lo que provoca que el aire situado sobre éste ascienda rápidamente ocasionando la formación de vientos que soplan a tierra (brisas). Por el contrario en horas nocturnas esta circulación del viento se invierte, existiendo un mayor flujo del recurso eólico en comparación con otras posiciones más alejadas de la costa.

Con la instalación de un aerogenerador de 2.000 kW se superaría la producción requerida para todas las propuestas de posición contempladas, por el contrario con la opción de 800 kW siempre faltaría energía para cubrir la demanda anual de las plantas desaladoras con las propuestas de modificación planteadas.

Acorde con los modelos de incertidumbres implementados en el software OpenWind Enterprise [18] y tomando como referencia la estación VMM, el error producido en la velocidad del viento alcanzaría el 8% en el peor de los casos. Este error en la medida tendería a reducirse con la instalación de la estación meteorológica tal como se contempla en el apartado 9 del presente documento.

7. SELECCIÓN DE LA POSICIÓN DEFINITIVA

Los resultados obtenidos en este estudio de potencial eólico, si bien son de gran importancia, sólo es uno de los trece criterios técnicos, normativos y medioambientales valorados para la selección de la posición definitiva. Este análisis objetivo se ha desarrollado en la memoria descriptiva del proyecto y más concretamente en el apartado 8 “Selección de la alternativa de emplazamiento idónea”, donde por medio de una matriz se ha baremado el grado de importancia de cada uno de los factores, puntuándose de forma paralela el nivel de cumplimiento del criterio en cada posición.

Como resultado de este análisis se determinó que **la posición definitiva del aerogenerador se ubicaría en la coordenada UTM, Zona 28R, Abscisa 595.897 mE, Norte 3.122.850 mN y cota de altura 50 metros, coincidente que la alternativa de posición 2 de Montaña de Gran Tarajal.**

Las razones que justifican su elección con respecto a otras alternativas de mayor potencial eólico son:

1. **Accesibilidad**: De las siete alternativas evaluadas ésta es la alternativa de mayor viabilidad, sólo siendo necesaria la ejecución de un vial de 542 metros, puesto que se aprovechan las infraestructuras ya existentes hasta las proximidades de la posición.

   En zonas de mayor potencial eólico como Montaña de la Laja, el impacto sobre el medio sería como mínimo tres veces mayor que para la alternativa seleccionada, existiendo además mayor dificultad técnica en el cumplimiento de las condiciones de pendientes máximas y radios mínimos de curvaturas durante el trazado.

2. **Distancia con respecto a especies protegidas**: Según el análisis realizado, las zonas con mayor número de especies protegidas se ubican en las proximidades a la costa, que son a su vez las posiciones de mayor potencial eólico.

   A modo de ejemplo, la posición 1 de Montaña de la Laja (ubicación de mayor recurso eólico evaluado) se encuentra a menos de 700 metros de una zona donde

se ha inventariado la presencia de especies en peligro de extinción como el Guirre, la Pardela o el Chorlitejo.

3. **Adecuación a los requisitos exigidos por la planta desaladora**: El parque eólico se acogería a la modalidad de consumos asociados, y por tanto le serían de aplicación los límites establecidos en el Decreto 32/2006 y sucesivos de la Comunidad Autónoma de Canarias.

   Adicionalmente en conformidad con la Ley 24/2013, existe el riesgo de que a corto/medio plazo se apruebe el peaje de respaldo de autoconsumo, por el cual las instalaciones en régimen de consumos asociados deberían pagar por la energía vertida a la red y además no recibirían ningún tipo de contraprestación económica por los excedentes.

   De este marco normativo se desprende que el parque eólico no podría superar los 2.000 kW de potencia y la producción anual debería rondar los 4.200 MWh, y que de generarse excedentes no podrían ser vertidos a la red, lo que a la postre se traduciría en la aplicación de políticas de corte sobre el parque eólico.

   Asumiendo una probabilidad P90 (se describe en el apartado 8 del estudio), la posición 2 de Montaña de Gran Tarajal es la alternativa que mayor ajuste presenta a las características exigidas por su consumo asociado.

4. **Distancias con respecto a la población**: La distancia existente entre el parque eólico y la población más cercana a éste es superior a 1.000 metros, por lo que cumpliría sobradamente las condiciones exigidas en el Decreto 32/2006 y sucesivos.

   Esta condición ha permitido descartar otras posiciones como la 1 de Montaña de Gran Tarajal que presenta mayor recurso eólico, pero no cumpliría con la condición normativa mencionada para aerogeneradores de potencia superior a 1 MW.

5. **Impacto acústico:** Muy en relación con el aspecto anterior, este emplazamiento presenta un impacto acústico de 42 dB en el peor de los casos (zona habitada más próxima), cumpliendo con todos los requisitos exigidos en la Ley del Ruido y por extensión en las Ordenanzas Municipales de Tuineje.

6. **Impacto visual**: Teniendo en cuenta la calidad paisajística existente en la zona y la accesibilidad visual del emplazamiento, la posición analizada es la región de colina con menor impacto visual de cuantas alternativas fueron estudiadas.

Añadiéndose a las razones que se han argumentado, conviene mencionar que la posición cumpliría con otros condicionantes tales como distancias mínimas hasta ZEPAS (Zonas de Especial Protección para las Aves), ZEC (Zonas de Especial Conservación), ENP (Espacios Naturales Protegidos), servidumbres aeronáuticas, no existencia de sitios arquitectónicos y de interés histórico en las inmediaciones y viabilidad técnica para la instalación del parque eólico en cumplimiento de los criterios de Ordenación del Territorio en la isla de Fuerteventura.

Ilustración 52 Montaje fotográfico del parque eólico de consumos asociados Gran Tarajal

8. SELECCIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR ADECUADO A LOS REQUERIMIENTOS DE LA PLANTA

Una vez definida la posición, a continuación se valorarán los distintos modelos de aerogenerador que podrían instalarse seleccionándose definitivamente aquella alternativa que satisfaga mejor los requerimientos exigidos por la planta desaladora de Gran Tarajal conforme con las propuestas de modificación desarrolladas en el proyecto marco.

El peticionario es un ente público, el Servicio de Planificación de Obras y Ordenación Rural perteneciente a la Dirección General de Agricultura y Desarrollo Rural del Gobierno de Canarias, por esa razón el proyecto deberá servir de base para concurrencia pública de fabricantes de aerogeneradores. De este modo, no se seleccionará una marca y modelo determinada, **sino que en su defecto se definirán las características técnicas generales que debería reunir la opción seleccionada**.

8.1. MODELOS DE AEROGENERADORES COMERCIALES SIMULADOS

En el apartado 8.1 de la memoria técnica previa "Evaluación de las alternativas existentes en el mercado", se ha realizado una prospección de las tecnologías de aerogeneradores existentes en el mercado actual para potencias inferiores a los 2.300 kW. En la siguiente tabla se exponen los modelos de aerogenerador simulados para la posición definitiva:

MODELOS DE AEROGENERADORES COMERCIALES SIMULADOS						
MARCA	**MODELO**	**POTENCIA**	**ALTURA BUJE**	**DIÁM. ROTOR**	**CLASE IEC**	**GENERADOR**
Enercon	E53	800 kW	60 m	53 m	IIIA	Síncrono
Gamesa	G58	850 kW	60 m	58 m	IIIB	Asíncrono D.A
Enercon	E44	900 kW	60 m	44 m	IA*	Síncrono
DeWind	D6	1.000 kW	60 m	62 m	IIIA	Asíncrono D.A
Acciona	AW1500	1.500 kW	60 m	77 m	IIIB	Asíncrono D.A
Acciona	AW1500	1.500 kW	80 m	70 m	IIB	Asíncrono D.A
Vestas	V90	1.800 kW	80 m	90 m	IIIA	Asíncrono D.A
Enercon	E82	2.000 kW	80 m	82 m	IIIA	Síncrono
Gamesa	G90	2.000 kW	80 m	90 m	IIA	Asíncrono D.A
Gamesa	G87	2.000 kW	80 m	87 m	IIA	Asíncrono D.A
Vestas	V90	2.000 kW	80 m	90 m	IIIA	Asíncrono D.A
Servion	MM100	2.000 kW	80 m	100 m	IIB	Asíncrono D.A

Tabla 30 Modelos de aerogeneradores comerciales simulados

* El modelo de aerogenerador Enercon E44 presenta una clase de vientos superior a la requerida en la posición definitiva, no obstante es la solución técnica más próxima a la potencia simultánea de las plantas desaladoras, de ahí que se haya considerado en el análisis.

De los once modelos simulados cinco tomarían como referencia el mapa de recurso eólico de 60 metros y siete el de 80 metros. Los rangos de potencia se encuentran dentro de los límites marcados en la memoria técnica previa para el caso particular a estudio.

8.2. RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN ENERGÉTICA PARA LAS DISTINTAS SOLUCIONES TÉCNICAS

En este apartado se presentan las estimaciones de producción energética anual que se obtendrían con cada uno de los aerogeneradores definidos en el apartado anterior para la ubicación seleccionada. Lógicamente, como en cualquier estimación, existen incertidumbres asociadas a la diferencia entre el comportamiento real de una máquina y las estimaciones realizadas con el modelo matemático, a lo que en este caso

particular se añadiría que encontrándose en la fase inicial del proyecto, hasta el momento no se ha realizado una campaña de medición meteorológica certificada.

Para reducir el grado de incertidumbre existente, **además de la producción energética anual basada en los modelos matemáticos explicados (P50)**, **se calculará su valor bajo el criterio de que como mínimo la producción anual del parque eólico se encuentre garantizada al 95%** tal como solicitan las entidades de financiación para llevar a cabo proyectos de estas características. Se asume que la distribución de probabilidad seguiría una campana de Gauss tal como se representa en la siguiente ilustración [19] [20]:

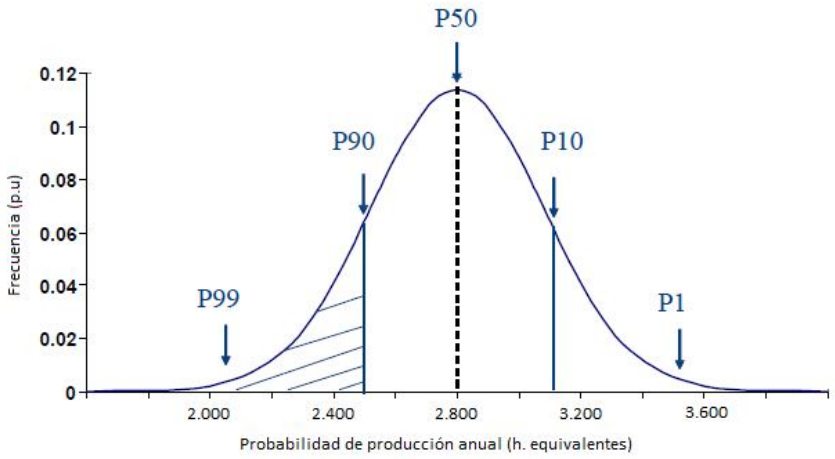


Ilustración 53 Campana de distribución Gaussiana (Probabilidad producción)

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [ENERCON E53]		
Altura de buje		60 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IIIA
Potencia		800 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	1.994 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.493 heq.
	Factor de capacidad	28,4%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,43 m/s
P95	Energía Neta	**1.456 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**1.820 heq.**
	Factor de capacidad	**20,8%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,45 m/s

Tabla 31 Resultados de la simulación [Enercon E53]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [GAMESA G58]	
Altura de buje	60 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)	IIIB
Potencia	850 kW

Probabilidad	Característica	Dato
P50	Energía Neta	2.154 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.534 heq.
	Factor de capacidad	28,7%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,43 m/s
P95	Energía Neta	**1.551 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**1.939 heq.**
	Factor de capacidad	**20,8%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,45 m/s

Tabla 32 Resultados de la simulación [Gamesa G58]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [ENERCON E44]		
Altura de buje		60 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IA
Potencia		900 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	1.429 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	1.588 heq.
	Factor de capacidad	18,1%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,43 m/s
P95	Energía Neta	**1.024 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**1.138 heq.**
	Factor de capacidad	**12,98%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,45 m/s

Tabla 33 Resultados de la simulación [Enercon E44]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [DEWIND D6]		
Altura de buje		60 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IIIA
Potencia		1.000 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	2.391 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.391 heq.
	Factor de capacidad	27,3%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,43 m/s
P95	Energía Neta	**1.720 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**1.720 heq.**
	Factor de capacidad	**19,6%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,45 m/s

Tabla 34 Resultados de la simulación [Dewind D6]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [ACCIONA AW1500 77]	
Altura de buje	60 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)	IIIB

	Potencia	1.500 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	4.266 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.844 heq.
	Factor de capacidad	32,45%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,43 m/s
P95	Energía Neta	**3.580 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**2.387 heq.**
	Factor de capacidad	**24,0%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,45 m/s

Tabla 35 Resultados de la simulación [Acciona AW1500 77]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [ACCIONA AW1500 70]		
	Altura de buje	80 m
	Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)	IIB
	Potencia	1.500 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	3.646 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.431 heq.
	Factor de capacidad	27,7%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,73 m/s
P95	Energía Neta	**2.722 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**1.815 heq.**
	Factor de capacidad	**20,7%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,77 m/s

Tabla 36 Resultados de la simulación [Acciona AW1500 70]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [VESTAS V90 1800]		
	Altura de buje	80 m
	Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)	IIIA
	Potencia	1.800 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	5.683 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	3.157 heq.
	Factor de capacidad	36,0%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,73 m/s
P95	Energía Neta	**4.299 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**2.388 heq.**
	Factor de capacidad	**27,3%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,77 m/s

Tabla 37 Resultados de la simulación [Vestas V90 1800]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [ENERCON E82]	
Altura de buje	80 m

Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IIIA
Potencia		2.000 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	5.462 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.731 heq.
	Factor de capacidad	31,2%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,73 m/s
P95	Energía Neta	**4.069 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**2.035 heq.**
	Factor de capacidad	**23,2%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,77 m/s

Tabla 38 Resultados de la simulación [Enercon E82]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [GAMESA G90]		
Altura de buje		80 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IIA
Potencia		2.000 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	5.864 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.932 heq.
	Factor de capacidad	33,44
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,73 m/s
P95	Energía Neta	**4.421 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**2.211 heq.**
	Factor de capacidad	**25,22%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,77 m/s

Tabla 39 Resultados de la simulación [Gamesa G90]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [GAMESA G87]		
Altura de buje		80 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IIA
Potencia		2.000 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	7.301 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	3.651 heq.
	Factor de capacidad	41,6%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,73 m/s
P95	Energía Neta	**5.706 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**2.853 heq.**
	Factor de capacidad	**32,5%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,77 m/s

Tabla 40 Resultados de la simulación [Gamesa G87]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [VESTAS V90]		
Altura de buje		80 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IIIA
Potencia		2.000 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	5.779 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.890 heq.
	Factor de capacidad	32,9%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,73 m/s
P95	Energía Neta	**4.343 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**2.172 heq.**
	Factor de capacidad	**24,8%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,77 m/s

Tabla 41 Resultados de la simulación [Vestas V90]

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN [SERVION MM100]		
Altura de buje		80 m
Clase de viento (IEC 61400 – 1 3º Edición)		IIIA
Potencia		2.000 kW
Probabilidad	**Característica**	**Dato**
P50	Energía Neta	5.438 MWh
	Horas teóricas equivalentes de producción	2.719 heq.
	Factor de capacidad	31,01%
	Velocidad media del viento a la altura del buje	6,73 m/s
P95	Energía Neta	**4.063 MWh**
	Horas teóricas equivalentes de producción	**2.031 heq.**
	Factor de capacidad	**23,2%**
	Velocidad media del viento a la altura del buje	5,77 m/s

Tabla 42 Resultados de la simulación [Servion MM100]

Conforme a los cálculos realizados, la densidad de potencia del emplazamiento ha sido estimada en 285 W/m^2. Por otra parte teniendo en cuenta que la intensidad de turbulencia media se encontraba para esta posición en el 11%, todos los modelos de aerogenerador simulados cumplirían con las clases establecidas en la norma IEC 61400-1 3º Edición).

En el peor de los casos, las pérdidas de producción generadas por ángulo de incidencia han sido inferiores al 1%.

8.3. ADECUACIÓN A LOS REQUERIMIENTOS DE LA PLANTA DESALADORA

En la tabla adjunta a continuación se resumen las estimaciones de producción obtenidas por aerogenerador para el emplazamiento seleccionado:

RESUMEN DE LAS ESTIMACIONES DE PRODUCCIÓN POR AEROGENERADOR						
Modelo	**Potencia (kW)**	**Altura de buje (m)**	**Análisis**	**Energía genera (MWh)**	**Factor de capacidad (%)**	**Horas teóricas equivalentes**
Enercon E53	800	60	P50	1.944	28,4	2.493
			P95	1.456	20,8	1.820
Gamesa G58	850	60	P50	2.154	28,7	2.534
			P95	1.551	20,8	1.939
Enercon E44	900	60	P50	1.429	18,1	1.588
			P95	1.024	12,9	1.138
DeWind D6	1.000	60	P50	2.391	27,3	2.391
			P95	1.720	19,6	1.720
Acciona AW1500 77	1.500	60	P50	4.266	32,5	2.844
			P95	3.580	24,0	2.387
Acciona AW1500 70	1.500	80	P50	3.646	27,7	2.431
			P95	2.722	20,7	1.815
Vestas V90	1.800	80	P50	5.683	36,0	3.157
			P95	4.299	27,3	2.388
Enercon E82	2.000	80	P50	5.462	31,2	2.731
			P95	4.069	23,2	2.035
Gamesa G90	2.000	80	P50	5.864	33,4	2.932
			P95	4.421	25,2	2.211
Gamesa G87	2.000	80	P50	7.301	41,6	3.651
			P95	5.706	32,5	2.853
Vestas V90	2.000	80	P50	5.779	32,9	2.890
			P95	4.343	24,8	2.172
Servion MM100	2.000	80	P50	5.438	31,0	2.719
			P95	4.063	23,2	2.031

Tabla 43 Resumen de las estimaciones de producción por aerogenerador

Por cuestiones relacionadas con la eficiencia energética y la rentabilidad de la inversión, se desaconseja la instalación de aerogeneradores con un factor de capacidad inferior al 20%. Este límite mínimo sólo se infringiría con el aerogenerador Enercon E44, el cual presenta una curva característica de clase IA, donde la velocidad media de referencia (10 m/s) es muy superior a la velocidad del viento para la posición estudiada (7,5 m/s).

De la tabla anterior se concluye que la gama comercial existente actualmente en el mercado permitiría cubrir demandas de entre 2.000 y 7.000 MWh/año, siendo lo suficientemente amplia como para elegir la opción más adecuada en este caso. Se representan en el siguiente gráfico las distintas opciones ordenadas por producción anual estimada con una probabilidad de ocurrencia del 95%:

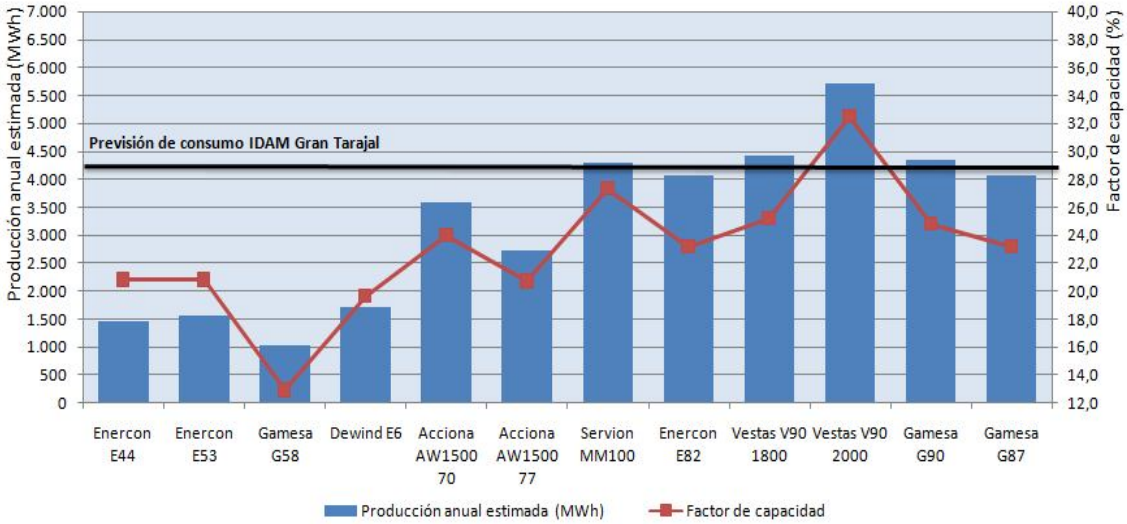


Ilustración 54 Comparación de los distintos modelos de aerogenerador con los requerimientos de la desaladora

Si se compara la demanda en la planta desaladora con la capacidad de producción de cada una de las opciones, se llega a la conclusión de que con aerogeneradores de potencia inferior a 1.500 kW será necesario el suministro procedente de la red eléctrica ya que dicha instalación no bastaría para garantizar el consumo requerido por las instalaciones desaladoras.

Como se deriva de la siguiente tabla, en el mejor de los casos se alcanzaría un autoconsumo del 65%:

COBERTURA DE LA DEMANDA CON AEROGENERADORES DE POTENCIA INFERIOR A 1.500 kW				
Modelo	**Suministro P.E**		**Suministro red**	
	MWh	**%**	**MWh**	**%**
Enercon E44	1.024	**24%**	3.175	76%
Enercon E53	1.456	**35%**	2.743	65%
Gamesa G58	1.551	**37%**	2.648	63%
Dewind E6	1.720	**41%**	2.479	59%
Acciona AW1500 70	2.722	**65%**	1.477	35%

Tabla 44 Cobertura de la demanda con aerogeneradores de potencia inferior a 1.500 kW

Por el contrario cuando se instalan aerogeneradores de potencia superior a 1.500 kW se alcanzaría el autoconsumo total en prácticamente todo el año y en algunos casos se podría generarse energía excedentaria.

Tal como se analizó detalladamente en el apartado 4.2 de la memoria técnica "Modalidad retributiva seleccionada", existe el riesgo de que estos excesos de producción deban ser limitados para evitar la aplicación de penalizaciones económicas conforme a lo establecido en la Ley 24/2014 sobre el sector eléctrico y lo relativo a la aplicación de los peajes de respaldo.

COBERTURA DE LA DEMANDA CON AEROGENERADORES DE POTENCIA SUPERIOR A 1.500 kW				
Modelo	Suministro P.E		Vertido a red o limitación	
	MWh	%	MWh	%
Acciona AW1500 77	3.580	85%	619	15%
Servion MM100	4.063	97%	136	3%
Enercon E82	4.069	97%	130	3%
Vestas V90 1800	4.199	100%	100	-2%
Vestas V90 2000	4.199	100%	144	-3%
Gamesa G90	4.199	100%	222	-5%
Gamesa G87	4.199	100%	1.507	-36%

Tabla 45 Cobertura de la demanda con aerogeneradores de potencia superior a 1.500 kW

Lo anterior sería aplicable siempre y cuando el Real Decreto de Autoconsumo (ordenado por la Ley 24/2014, del sector eléctrico), sea definitivamente aprobado bajo los términos del proyecto de Real Decreto publicado a principios de 2014.

Además, tras haber evaluado la gama comercial existente, se aprecia que la tendencia del mercado en los últimos años ha sido la búsqueda de soluciones técnicas que permitan el incremento de la potencia instalada por unidad de superficie, lo que se traduce en que la mayor parte de los fabricantes hayan renovado su gama comercial esperándose la retirada de las soluciones técnicas inferiores a 1.200 kW a medio plazo, reconvirtiendo las líneas de producción para dar cabida a los modelos de potencia superior a los 3.000 kW.

Por todo ello **se recomienda que la solución técnica definitivamente adoptada se ajuste a las siguientes características técnicas generales**:

- **Potencia del aerogenerador**: Entre 1.500 – 2.000 kW.
- **Tensión de salida del aerogenerador**: Media Tensión (20 kV).
- **Frecuencia**: 50 Hz.
- **Diámetro de rotor**: Entre 75 – 90 m.
- **Altura máxima de buje**: Hasta 100 metros de altura.
- **Tipo de generador**: Síncrono o asíncrono doblemente alimentado.

- **Disponibilidad del aerogenerador**: 98%.
- **Factor de potencia**: 1 (Ajustable).
- **Clase IEC (límite mínimo de cumplimiento)**: Clase IIC – IIIC.
- **Velocidad de arranque con producción**: 2 – 4 m/s.
- **Velocidad de corte**: 25 – 34 m/s.
- **Sistema de control de potencia**: Regulación Pitch independiente en las tres palas.
- **Sistemas de freno**: Aerodinámico, de rotor y mecánico.
- **Transformador a pie de torre**.
- **Compatible con sistema de control SCADA**.
- **Adaptable a las exigencias Canarias de respuestas ante huecos de tensión**.

La decisión de apostar por un aerogenerador de potencia próxima a 1.500 kW o de 2.000 kW también dependería de la decisión estratégica de la empresa en dos aspectos clave:

1. **Ampliaciones en la IDAM previstas a medio plazo**: En este proyecto se ha considerado que el parque eólico suministraría la energía necesaria para el funcionamiento de las dos líneas de producción de agua desalada de la IDAM Gran Tarajal, las cuales suman una capacidad total de 4.000 m^3/día, y sus infraestructuras asociadas, pero teniendo presente que la vida útil del parque eólico es de en torno a 20 – 25 años, muy probablemente se producirían ampliaciones en las instalaciones desaladoras, abriendo otro panorama económico.
2. **Contratos de suministro a terceros**: El nuevo marco normativo abre la posibilidad a que la energía excedentaria sea vendida a un tercero conforme a un contrato de suministro y bajo unos criterios económicos estipulados por ambas partes.

Si se diera cualquiera de las dos posibilidades, o simplemente el marco normativo por aprobar a corto/medio plazo no contemplara las penalizaciones por vertido a red, lo adecuado sería apostar por modelos de 2.000 kW. En caso contrario la opción de menor riesgo es la propuesta con modelos de potencia sobre los 1.500 kW.

En los gráficos adjuntos a continuación se representa el balance energético que se obtendría en las instalaciones para ambas soluciones técnicas:

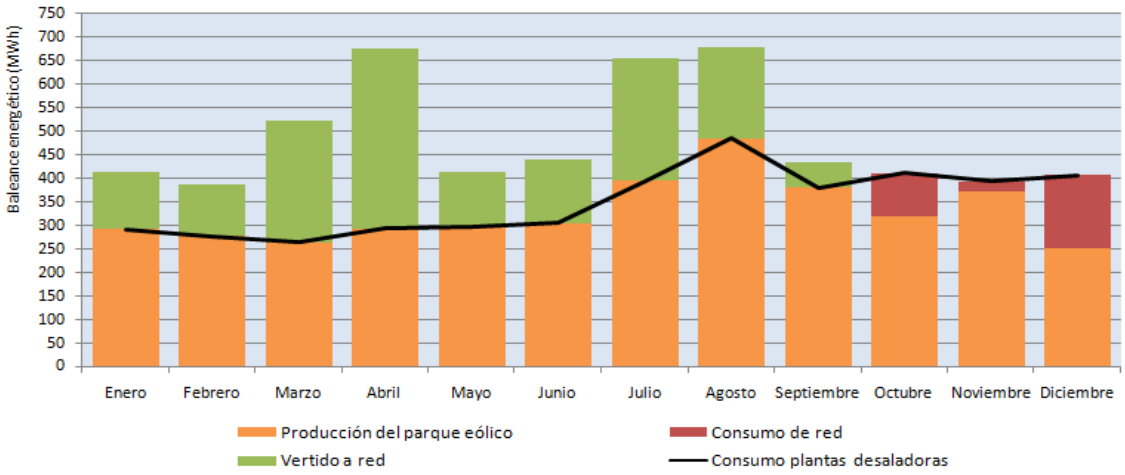


Ilustración 55 Programa de generación/consumo (opción 2.000 kW)

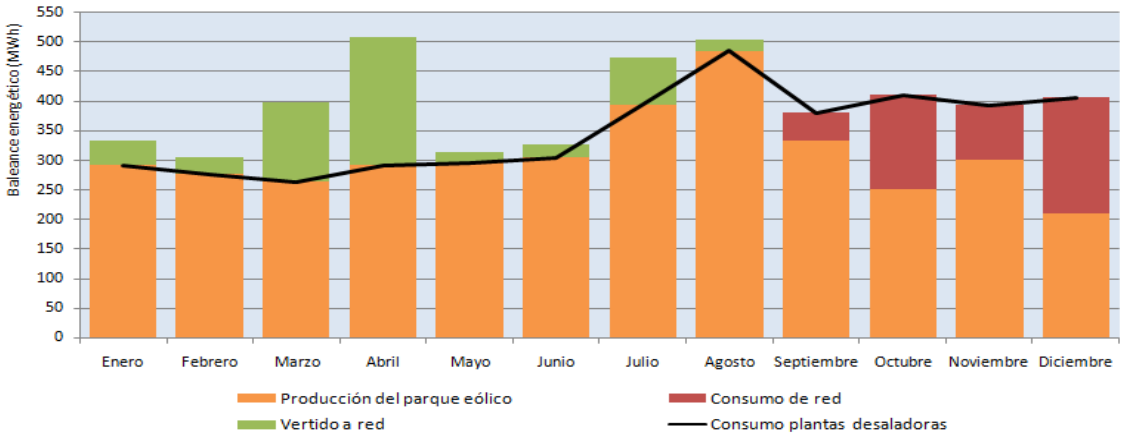


Ilustración 56 Programa de generación/consumo (opción 1.500 kW)

Se puede apreciar que la opción que mejor se ajusta a la demanda prevista en la IDAM con las propuestas de mejora es la de 1.500 kW, donde la energía excedentaria que se generaría sería inferior a un 10% mensual de forma promedio. Este mismo indicador con un aerogenerador de 2.000 kW ascendería al 25%. Se presenta en la siguiente tabla los porcentajes mensuales de energía total generada por el parque eólico que serían entendidos como excedentes en ambas situaciones:

COMPARACIÓN DE EXCEDENTES ENERGÉTICOS MENSUALES POR OPCIÓN				
Mes	**Opción 1.500 kW**		**Opción 2.000 kW**	
	MWh	**%**	**MWh**	**%**
Enero	41	12%	120	29%
Febrero	28	9%	109	28%
Marzo	134	27%	258	49%
Abril	216	31%	384	57%
Mayo	17	6%	119	29%
Junio	20	6%	136	31%
Julio	80	17%	260	40%
Agosto	20	4%	195	29%

Septiembre	0	0%	52	12%
Octubre	0	0%	0	0%
Noviembre	0	0%	0	0%
Diciembre	0	0%	0	0%
Anual	556	13%	1.634	29%

Tabla 46 Comparación de excedentes energéticos mensuales por opción

9. LIMITACIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

Los estudios energéticos desarrollados en el presente documento parten de datos climatológicos de reanálisis calculados para la zona, habiéndose encargado la realización de un mapa eólico para la región, sin embargo no existirá una comprensión total del comportamiento del recurso eólico que pudiera afectar al parque eólico hasta que éstos no se crucen con mediciones reales por medio de una estación meteorológica [21].

En relación con lo anterior, las propias entidades de crédito solicitan que los datos de los que se parten para la ejecución de los modelos energéticos se encuentren certificados, pudiendo de esta forma reducir la incertidumbre de la inversión a efectos de valorar la rentabilidad de la misma.

En este caso particular sólo se contempla la instalación de un aerogenerador, razón por la cual se recomienda que la torre meteorológica sea instalada en la misma posición donde se ubicaría la máquina, reduciendo con ello la incertidumbre de la medida y facilitando la extrapolación hasta la altura de buje.

Como mínimo la torre de medición meteorológica debería tener lecturas a dos alturas (recomendable a 40 metros y 60 metros), debiendo equipar los siguientes medios de medición:

INSTRUMENTACIÓN MÍNIMA REQUERIDA EN TORRE METEOROLÓGICA	
Modelo	**Cantidad**
Anemómetro NGR (Anemómetro de cazoletas)	2
Anemómetro Thies First Class	1
Veleta NGR	2
Termómetro NGR con carcasa antiradiación	1
Barómetro	1
Data logger y equipos asociados (alimentación, carcasa, instrumentación)	1

Tabla 47 Instrumentación mínima requerida en torre meteorológica

Por otra parte la duración de la campaña de medida debería ser de al menos un año, debiéndose recibir informes (descarga de datos) por trimestres y a la finalización de la campaña anual de medida. A modo orientativo, llevar a cabo una campaña de

medición meteorológica de estas características supondría una inversión aproximada de 50.000 €.

Una vez se cuente con estos datos también sería posible resolver el segundo problema que se plantea comúnmente en la evaluación del potencial eólico de una región, y es que las estimaciones de producción para un periodo de explotación de como mínimo 20 años no deberían partir únicamente de estimaciones de potencial eólico desarrolladas a corto plazo (1 año), debiéndose recurrir a extrapolaciones temporales a largo plazo.

La respuesta a este problema se encuentra en los modelos MCP (Medición – Correlación – Predicción), donde los datos de un observatorio climatológico de referencia a largo plazo (en este caso el Aeropuerto de Fuerteventura) serían correlacionados con las medidas ejecutadas en la estación meteorológica del emplazamiento. Así pues los datos finalmente requeridos serían los siguientes:

- Datos de la estación meteorológica en el emplazamiento seleccionado durante un año con una frecuencia de medición al menos cada diez minutos.
- Medidas simultáneas con las anteriores en el observatorio de referencia (entre 6 meses y 1 año).
- Medida de varios años (10 y 20 años) en el observatorio de referencia (por ejemplo el Aeropuerto de Fuerteventura) y con una frecuencia de medición mínima de 6 horas.

Este modelo si bien no depende de aspectos físicos tales como la rugosidad o la topografía, es conveniente que las condiciones del observatorio no hayan variado en el periodo de referencia establecido (entre 10 y 20 años).

En conclusión, para reducir la incertidumbre de la medida hasta el límite mínimo posible **es fundamental contar con datos de una estación meteorológica en el emplazamiento, debiendo ser sus coordenada geográfica coincidente con la posición seleccionada para la instalación del aerogenerador, en este caso Zona 28R, Abscisa 595.731 mE, Norte 3.122.635 mN y cota de altura 95 metros.**

10. CONCLUSIONES

En el término municipal de Tuineje, el recurso eólico se caracteriza por la existencia de vientos fuertes y constantes de componente Nornordeste. Este potencial eólico es mayor si cabe en las proximidades a la zona costera donde existen un conjunto de cadenas montañosas cuya pendiente y forma inducen por lo general a la formación de efectos locales beneficiosos para el aumento de la velocidad del viento.

En este proyecto eran de interés las posiciones cercanas a la planta desaladora de Gran Tarajal, habiéndose tomado como referencia el estudio de evaluación del emplazamiento desarrollado en el documento “Diseño preliminar del parque eólico y estudio de viabilidad”, donde se valoraron siete alternativas. Todas estas propuestas de ubicación se encontrarían dentro de un cuadrante de 3 x 3 km desde la posición de la IDAM Gran Tarajal priorizándose el estudio en las partes más altas de las cadenas montañosas comentadas en el párrafo anterior.

Para el desarrollo de los estudios energéticos se tomaron como datos de partida dos mapas eólicos a alturas de 60 y 80 metros generados con un modelo meteorológico de mesoescala (en este caso el MASS), el cual simula el comportamiento de las condiciones atmosféricas en la región y su interacción con la superficie. Por otra parte a la vista de que en esta fase preliminar del proyecto aún no ha sido instalada la torre meteorológica, se solicitó los datos de una estación meteorológica virtual los cuales mejoran la comprensión del recurso eólico de la zona al integrar series temporales de datos climatológicos para un año tipo en una de las posiciones evaluadas. Todos estos recursos fueron posteriormente refinados con el Software OpenWind Enterprise, el cual concentra todos los datos descritos y añade las influencias locales de la topografía de la región, la rugosidad y otros condicionantes relacionados como los ángulos de influencia o el efecto del cizallamiento sobre la producción del aerogenerador, todo ello a una resolución de 50 metros.

Una vez modelado el entorno, se procedió a simular cada propuesta de emplazamiento de forma aislada, verificándose la existencia de una alta correlación entre la cota de altura y la velocidad del viento. Así pues en emplazamientos donde la cota de altura se encuentra entre los 250 y los 300 metros la velocidad media del viento alcanzaría los 8,5 m/s, para alturas de entre 120 y 160 metros la velocidad caería hasta los 7,2 m/s y para alturas de entre 40 y 90 metros se obtendrían velocidades medias próximas a los 6,0 m/s.

Pudo además comprobarse que los efectos turbulentos que se originarían en las posiciones estudiadas serían perfectamente asumibles por los modelos de

aerogenerador existentes en el mercado actual, siendo por lo general necesario emplear máquinas de curva IEC C, salvo en condiciones excepcionales donde sería necesario instalar un aerogenerador de curva IEC B.

Por emplazamientos, las opciones de posición de mayor potencial se ubicarían en Montaña de la Laja, promediándose las 4.770 horas teóricas equivalentes de producción. Seguidamente se situarían las posiciones de Montaña de Gran Tarajal con 2.703 horas y las alternativas de Valle del Aceituno con 2.240 horas. Adicionalmente se verificó que las posiciones de mayor potencial son las que se aproximan más a la costa, siendo éste un efecto local derivado de los principios de estabilidad atmosférica (brisas).

En cualquier caso, si bien los resultados de este estudio de potencial eólico son de gran importancia, sólo es uno de los trece criterios técnicos, normativos y medioambientales valorados para la selección definitiva de la posición. Este análisis objetivo ha sido desarrollado en la memoria técnica previa, donde por medio de una matriz se ha baremado el grado de importancia de cada uno de los factores, puntuándose de forma paralela el nivel de cumplimiento de cada criterio. Finalmente **se seleccionó como posición definitiva la alternativa 2 de Montaña de Gran Tarajal, cuya coordenada geográfica UTM es Zona 28R, Abscisa 595.897 mE, Norte 3.122.850 mN, Cota 50 metros.**

Una vez definida la posición, se procedió a evaluar los distintos modelos de aerogenerador conforme a las características del emplazamiento y los requerimientos energéticos derivados del consumo asociado, considerándose distintas alternativas entre potencias de 800 kW a 2.000 kW. En este análisis además de la condición estándar (P50) se simuló la producción del parque eólico bajo el criterio de garantía de producción al 95% (P95), aspecto solicitado por las principales entidades de crédito para la financiación de proyectos de estas características.

Tal como se analizó detalladamente en el apartado 8.3, en este caso singular incluso más importante que la eficiencia en la generación (más energía por unidad de superficie) es la adaptación del aerogenerador a la demanda de la planta desaladora. Así pues con aerogeneradores de potencia inferior a 1.500 kW, si bien no se vertería ningún excedente a la red, el grado de autoabastecimiento sería inferior al 60%. Por el contrario con potencias superiores a este límite, el grado de autoabastecimiento alcanzaría el 100% e incluso podrían verterse excedentes a la red.

La decisión final está condicionada por el devenir normativo, ya que bajo el marco de la Ley 24/2014, del sector eléctrico, se ha anunciado que los productores en régimen

de autoconsumo deberán contribuir a los costes del sistema mediante un peaje de respaldo que gravaría los excedentes vertidos a la red, a la par que dichos excedentes no supondrían ninguna contraprestación económica, no obstante podría firmarse convenios de suministro a terceros para la cesión de la energía excedentaria a un precio acordado por ambas partes.

Además de lo anterior, en este proyecto se ha considerado que el parque eólico suministraría la energía necesaria para el funcionamiento de las dos líneas de producción de agua desalada de la IDAM Gran Tarajal, pero teniendo presente que la vida útil del parque eólico es de en torno a 20 – 25 años, muy probablemente se producirán ampliaciones en las instalaciones desaladoras, generando otro panorama económico.

Si se diera cualquiera de las dos posibilidades argumentadas, o simplemente el marco normativo por aprobar a corto plazo no contemplara las penalizaciones por vertido a red, lo adecuado sería apostar por modelos de 2.000 kW. En caso contrario la opción de menor riesgo y que por tanto se ajusta más a los requerimientos es la propuesta con potencia de 1.500 kW.

Para finalizar conviene tener en cuenta que los modelos aquí desarrollados a pesar de haberse intentado afinar lo máximo posible en la solución final requieren de una verificación tácita con datos reales medidos en el emplazamiento a partir de una torre meteorológica, la cual se recomienda instalar al menos durante un año en la posición definitivamente seleccionada para la instalación del aerogenerador.

11. BIBLIOGRAFÍA

Se cita en este apartado las referencias bibliográficas consultadas durante la redacción del presente estudio:

1. Libro "Principios de conversión de la energía eólica". Serie Ponencias. Autor: CIEMAT.
2. Wind Resource Assessment Handbook. Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program. AWS Scientific,Inc.
3. OpenWind User Manual. Version 1.6. AWSTRUEPOWER, LCC.
4. Development of regional Wind Resource and Wind plant output datasets for the Hawaiian Islands. John Manoblanco, Charles Alonge, Jaclyn Frank.
5. Wind flow model performance. Do more sophisticated models produce more accurate wind resource estimates? Philippe Beaucage.
6. Inflow angles in complex terrain: is it possible to accurately predict them in a wind farm site? Windsim.
7. Wind power density loss for wind turbines due to upstream hills. Bodo Ruck and Manuel Gruber.
8. Statistical analysis of wind data regarding long – term correction. Christoffer Jonsson.
9. Wind shear, roughness classes and turbine energy production. M Ragheb.
10. Wind Shear over Forested Areas. Anthony L. Rogers et al.
11. Analysis of wind shear models and trends in different terrains. M.L.Ray et al.
12. Important Wind Characteristics for wind farms. Prepared for chancery green. Philip Wong Too.
13. Influence of atmospheric stability variation on uncertainties of wind farm production estimation. Nikola Sucevic et al.
14. Analysis of wind data and wind energy potential along the northern coast of Senegal. I Youm et al.
15. Turbulence analysis using WindSim experiences in Iref calculation. Matteo Giannì.
16. Resolving Difficult Issues of Wind power Micrositing in complex terrain. Russell G Derickson et al.

17. Modelo de turbulencia del viento basado en periodos de 30 segundos. III Jornadas de Energía eólica 2012 AUDEE.

18. Wind Flow Modeling Uncertainty. Quantification and Application to Monitoring Strategies and Project Design. AWS Truepower.

19. Wind Turbine Design for Uncertainties in Design Parameters. IJETR.

20. Methods for the Estimation of the Uncertainly of Wind Power Forecasts. P. Pison et al.

21. Introduction to micro meteorology for wind energy. DTU Orbit.