

SISTEMAS DE EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO: Integración de nuevas soluciones basadas en tecnología láser



Andrés Honrubia-Escribano*
Emilio Gómez-Lázaro*
Ángel Molina-García**
Antonio Viguera-Rodríguez*

Ingeniero Industrial
Dr. Ingeniero Industrial
Dr. Ingeniero Industrial
Dr. Ingeniero Industrial

* UNIVERSIDAD DE CASTILLA-LA MANCHA. Instituto de Investigación en Energías Renovables. Escuela de Ingenieros Industriales de Albacete. DIEEAC. C/ Investigación, s/n - 02071 Albacete. Tfno: +34 967 599200. andres.honrubia@uclm.es

** UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA. Dpto. de Ingeniería Eléctrica. C/ Dr. Fleming, s/n - 30202 Cartagena. Tfno: +34 968 32 5462. angel.molina@upct.es

Recibido: 09/02/2012 • Aceptado: 04/06/2012

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/4644>

WIND RESOURCE ASSESSMENT SYSTEMS: REVIEW OF NEW SOLUTIONS BASED ON LASER TECHNOLOGY

ABSTRACT

• The available wind speed potential strongly depends on the existing wind profiles at different locations. In this way, the exploitation of this resource can be determined by the wind turbine power curve, relating both wind speed at the rotor hub and electric power from the wind turbine. According to the current international Standard for power performance, the wind speed at hub height is the main input parameter for the characterization of the power curve, being considered the air density as a secondary factor. Under this framework, the wind speed is considered as constant over the whole turbine swept rotor area. This assumption can achieve high level of accuracy for small wind turbines. However, current wind turbines are characterized by a large rotor diameter, being exposed to remarkable variations in wind speed with height. Moreover, this Standard will be modified in a short-term, with the aim of taking into account several wind measurements within the swept rotor area.

This paper reviews recent solutions to measure wind speed and direction based on remote sensing systems: SODAR and LIDAR technology. These systems are able to collect vertical wind profiles over a wide range of heights, providing a significant advantage in comparison with conventional approaches.

• **Keywords:** renewable energy, wind energy, anemometer, LIDAR, wind resource assessment.

RESUMEN

El potencial eólico de una localización geográfica está directamente relacionado con los perfiles de viento existentes en la misma. Su aprovechamiento está determinado por la curva de potencia del aerogenerador, la cual relaciona la velocidad de viento incidente sobre el rotor eólico con la potencia generada por el aerogenerador. Según la Norma Internacional vigente relativa al cálculo de la curva de potencia de aerogeneradores, la velocidad del viento a la altura del buje es el parámetro principal de entrada para la caracterización de dicha curva, junto al parámetro de densidad del aire como factor secundario. La afirmación anterior supone que la velocidad del viento es constante en toda el área barrida del rotor eólico. Cuando se trata de aerogeneradores de pequeño tamaño, dicha suposición se puede acercar con cierto grado de exactitud a la realidad, pero en los aerogeneradores actuales dotados de grandes diámetros conduce a errores significativos, ya que la velocidad de viento varía considerablemente a lo largo del área barrida por el rotor; además, es importante mencionar que, en breve, se producirá la reforma de la Normativa anterior, en la que se empezará a tener en cuenta mayor número de medidas dentro del rotor.

El presente artículo analiza las nuevas técnicas de medición de la velocidad y dirección del viento basadas en tecnología remota: SODAR y LIDAR. Estas soluciones permiten obtener perfiles de viento dentro de un amplio rango de alturas, lo cual supone clara mejora en comparación con los sistemas convencionales.

Palabras clave: energías renovables, energía eólica, anemómetro, LIDAR, estimación del recurso eólico.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, es innegable la importancia que está adquiriendo la energía eólica en el desarrollo de nuestra sociedad, convirtiéndose en uno de los pilares fundamentales de aportación de las energías renovables con un total de 21.692 MW de potencia eléctrica equivalente instalada a enero de 2012 (datos ofrecidos por la Comisión Nacional de la Energía), y representando así en torno al 20% de toda la potencia eléctrica instalada en nuestro país. Por Comunidades Autónomas, Castilla y León lidera la presencia de generación eólica con 4.874 MW, seguida por Castilla-La Mancha con 3.695 MW. No sólo en cuanto a potencia instalada, sino también en cuanto a energía producida, la energía eólica se sitúa en el nivel más alto de las energías renovables, cubriendo una media superior al 16% de toda la energía eléctrica demandada en nuestro país durante el año 2010 [1], e incluso llegando a aportar en determinados momentos de los últimos meses más del 50% de toda la generación eléctrica que se estaba produciendo en el país.

Es importante señalar que la inclinación hacia este tipo de energía que ha habido en España no ha sido la única en el mundo. Según el último informe publicado por la Asociación Mundial de la Energía Eólica (WWEA), hasta la primera mitad de 2011 sólo tres países, China, Estados Unidos y Alemania, se situaban por delante de España en cuanto a potencia eólica instalada [2]. La Figura 1 muestra la potencia instalada a nivel mundial en MW, hasta junio de 2011.

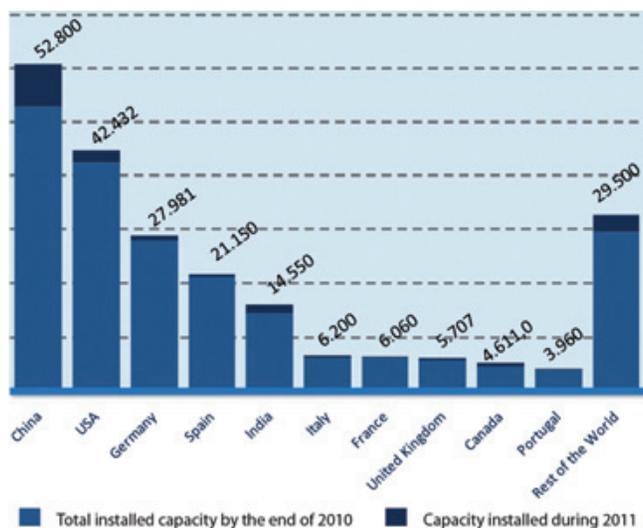


Fig. 1: Potencia eólica mundial instalada a finales de junio de 2011, en MW [2]

Con todo ello, dentro de este marco energético, hoy en día siguen existiendo cuestiones que no han sido resueltas con la precisión requerida. En estos momentos, la investigación aplicada sobre ensayo de curvas de potencia de aerogeneradores se encuentra en pleno desarrollo. Así, la curva de potencia de un aerogenerador proporciona la relación entre la velocidad de viento incidente sobre el rotor eólico con la potencia generada por el aerogenerador. Todavía en la Nor-

ma Internacional vigente relativa a la caracterización de la curva de potencia de aerogeneradores [3], la velocidad del viento a la altura del buje es el parámetro principal de entrada para la caracterización de dicha curva, junto al parámetro densidad del aire como factor secundario.

La suposición anterior implica que la velocidad del viento es constante en toda el área barrida del rotor, es decir, que la velocidad del viento no varía a lo largo de todo el diámetro del rotor eólico. Cuando se trata de aerogeneradores de pequeño tamaño, dicha suposición se puede acercar con cierto grado de exactitud a la realidad; pero en los aerogeneradores actuales dotados de grandes diámetros —el mayor aerogenerador comercial que existe hoy en día pertenece al fabricante alemán *Enercon* y tiene una altura de buje de 135 m y 127 m de diámetro de rotor— conduce a errores significativos; ya que la velocidad de viento varía considerablemente a lo largo del área barrida por el rotor debido a diversos factores, tanto meteorológicos como topográficos [4] - [11].

La realización de mediciones a varias cotas sobre el área barrida del rotor se puede efectuar empleando diferentes técnicas. La más común es utilizar los sistemas de anemometría convencionales instalados en la torre meteorológica del parque eólico, tratándose en la mayoría de las ocasiones de anemómetros de cazoletas, anemómetros sónicos y anemómetros de hélice. El principal problema que aparece en este tipo de mediciones es el económico, dado que el coste de la torre meteorológica se incrementa proporcionalmente con la altura de la misma; por lo que para los grandes aerogeneradores que hoy en día se están instalando a nivel mundial, no resulta rentable la construcción de una torre meteorológica a alturas superiores a la del buje. Este motivo es una de las principales causas del empleo de tecnologías remotas para la medición del viento, más concretamente, tecnologías LIDAR (*Light Detection And Ranging*), ya que permiten la monitorización de la velocidad y dirección del viento en diferentes alturas definidas por el usuario mediante el sistema de anemometría láser. Otras ventajas destacables de esta reciente aplicación en el campo de la energía eólica son su rápida y fácil instalación, ya que pueden ubicarse en cualquier tipo de terreno en un tiempo aproximado de una hora; así como su mínimo impacto visual al poseer un volumen muy reducido y no necesitar de una torre auxiliar en la que alojar anemómetros, ver Figura 2, [4]. Mientras que puede decirse que existe cierto grado de madurez en sistemas convencionales de medición del recurso eólico, el desconocimiento de esta reciente aplicación tecnológica se hace patente en el sector eólico tanto a nivel nacional como internacional.

Siguiendo con la misma línea, es importante mencionar que existe un *Comité Técnico de la Comisión Electrotécnica Internacional* que lleva trabajando desde hace unos años en la elaboración de la nueva Normativa de curva de potencia de aerogeneradores, que sustituirá a la mencionada anteriormente. Según información ofrecida a los autores del artículo, la versión esperada de dicha Normativa tendrá en cuenta todo el perfil de viento que existe delante del aerogenerador en vez de considerar sólo la velocidad de viento a la altu-



Fig. 2: Equipo LIDAR (delante) frente a torre meteorológica convencional (detrás) [4]

ra de buje, así como la inclusión de técnicas de medida de la velocidad y dirección del viento de manera remota. Además, está previsto que esta Normativa se publique en julio de 2013, dado que actualmente el Comité Técnico encargado de su elaboración ya cuenta con una versión CD (*Committee Draft*) de la misma.

Teniendo en cuenta las anteriores premisas, el presente artículo pretende mostrar los recursos que existen hoy en día para analizar el recurso eólico en un emplazamiento, haciendo énfasis sobre la reciente tecnología remota; la cual se está convirtiendo en una solución muy demandada dentro del sector eólico. El esquema seguido para el resto del presente artículo es el siguiente: en el apartado 2 se introduce el papel del viento en la energía eólica, con una descripción de los principales métodos para la medición del mismo. En el apartado 3 se señalan los experimentos más relevantes realizados con tecnología LIDAR, tanto por los autores de presente artículo como por otros grupos de investigación. Finalmente, en el apartado 4 se encuentran resumidas las conclusiones más relevantes.

2. MEDICIÓN DEL RECURSO EÓLICO

2.1. EL VIENTO: CONCEPTOS GENERALES

Dado que existen numerosas referencias que explican

con detalle los principios de funcionamiento de la energía eólica [12], [13], el presente apartado sólo pretende resumir los conceptos más importantes para una comprensión precisa del artículo. Así, es ampliamente conocido que el factor que más influencia tiene sobre la energía eléctrica producida por una turbina eólica es la velocidad del viento. En este sentido, y debido a la relación cúbica existente entre la velocidad y la potencia, una pequeña variación de la velocidad del viento incidente se transformará en una gran variación de la potencia producida. Por ejemplo, puede afirmarse que una variación del 10% de la velocidad del viento originará una variación de la potencia generada del 33%.

Por ello, es importante conocer algunas propiedades del elemento fundamental en la energía eólica: el viento, cuyo origen se debe al calentamiento desigual que sufre la Tierra. El viento es de naturaleza completamente estocástica [14]. Su velocidad y dirección varían arbitrariamente en función del tiempo en cualquier emplazamiento; por lo que se puede afirmar que una de las características más importantes es su variabilidad, tanto espacial como temporal [15].

En el pasado, los datos eólicos eran medidos y evaluados casi exclusivamente desde un punto de vista meteorológico. Sin embargo, esta información no era suficiente a la hora de abordar con cierta precisión la explotación comercial del recurso eólico. De hecho, la información meteorológica no era capaz de ofrecer información detallada sobre el aumento de la velocidad del viento con la altura o las características de un viento dominado por una orografía compleja. Es a partir de las últimas dos décadas cuando se vienen realizando mediciones basadas primordialmente en la velocidad y dirección del viento [16]. De esta manera, existen mapas que muestran el recurso eólico presente en la zona en base a datos reales medidos y al empleo de modelos de predicción de viento. Por ejemplo, durante el verano del año 2009, el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDAE) publicó un atlas eólico para España, similar al que tiene desarrollado el *Centro Nacional de Energías Renovables* (CENER).

2.2. SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Además de los equipos destinados a la medición de la velocidad del viento en base a diferentes principios, existen lo que se conocen como indicadores ecológicos, basados en la forma adoptada por diversos elementos geológicos como dunas, árboles, etc., en función de la dirección y velocidad del viento en una región. Este tipo de indicadores pueden proporcionar una ligera idea de las características del viento en un lugar pero, lógicamente, la selección final de un emplazamiento como posible explotación del recurso eólico conlleva la medida real de los parámetros anteriormente mencionados. Por ello, los anemómetros colocados en largos mástiles, alcanzando actualmente más de 100 m de altura, son ampliamente utilizados.

Según el principio de funcionamiento, existen diferentes tipos de anemómetros:

- Rotación: anemómetro de cazoletas y anemómetro de hélice.
- Presión: de lámina y de tubo.
- Termoeléctrico: anemómetro de hilo caliente y de lámina caliente.
- Sónico.
- Efecto Doppler: SODAR y LIDAR.

2.2.1. Anemómetro de cazoletas

Este tipo de anemómetro es el más utilizado en energía eólica, y su invención se fecha en el año 1846. Básicamente está constituido por tres o cuatro cazoletas, separadas la misma distancia, unidas a un eje vertical de giro por medio de radios, Figura 3.



Fig. 3: Anemómetro de cazoletas Thies First Class

En [17] se realizan 170 calibraciones sobre el mismo tipo de anemómetro, aunque suministrados por diferentes distribuidores, y se observa una seria dependencia del valor medido en función de la densidad del aire. Por lo tanto, la densidad del aire afectará a la precisión de la medida.

Una ventaja fundamental de este tipo de anemómetro es que puede trabajar en condiciones ambientales muy severas, aunque tiene ciertas limitaciones. Así, el anemómetro de cazoletas, junto con el de hélice, sobreestima la velocidad media del viento, concepto conocido como *overspeeding*. Este fenómeno es la consecuencia lógica de que el anemómetro responde más rápidamente al aumento de la velocidad del viento que a una reducción de la misma. De hecho, algunos autores han tratado de cuantificar el error cometido por estos anemómetros (definido como un error relativo resultante de restar a la velocidad medida la velocidad verdadera y dividido entre esta última) y, aunque algunos argumentan que este error no asciende más del 3 – 5%, otros afirman que puede

llegar hasta el 10% [18]. Debido a esta lenta respuesta, este tipo de anemómetros no son capaces de proporcionar mediciones precisas cuando aparecen ráfagas de viento.

A pesar de estas limitaciones, el anemómetro de cazoletas es uno de los más utilizados para la medida de la velocidad del viento [18]. Dentro de este tipo de anemómetros, uno de los más utilizados actualmente en la industria eólica es el *Maximum 40* [17], con más de 125.000 unidades instaladas en todo el mundo. Sus cazoletas han registrado velocidades de hasta 96 m/s. Debido a su linealidad de salida, estos sensores son ideales para utilizar con multitud de sistemas de captación de datos y controladores.

El anemómetro de cazoletas normalmente se calibra, es decir, se obtiene la relación entre la velocidad del viento y la salida del anemómetro en un túnel de viento, con ello se obtiene una medida de la precisión del instrumento y documentación sobre su incertidumbre. De hecho, una normativa europea en este ámbito es MEASNET (*International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy*), la cual aplica un procedimiento de calibración del anemómetro de cazoletas en túnel de viento [19]. No obstante, la calibración en túnel de viento no está exenta de errores de medida, por lo que existen cantidad de trabajos desarrollados, [17] y [20], basados en la calibración de anemómetros en campo.

2.2.2. Anemómetro de hélice (*windmill*)

Como su propio nombre indica, suele estar compuesto por cuatro hélices. Cuando la dirección del viento incidente es paralela al eje del anemómetro, éste comenzará a girar con una velocidad proporcional a la del viento. Por este motivo, lo ideal es añadir una veleta al sensor, Figura 4.



Fig. 4: Anemómetro de hélice Young Company

La precisión de este tipo de anemómetro puede ser similar a la del anemómetro de cazoletas, con error en torno al $\pm 2\%$ [21]. Además, como su coste también es relativamente reducido, suele utilizarse ampliamente en parques eólicos.

2.2.3. Anemómetro de lámina

El primer tipo de anemómetros que se comenzaron a utilizar fueron los de lámina de presión [14]. Está formado por una lámina giratoria sujeta en el borde de un brazo horizontal. Este brazo está unido a un eje vertical, alrededor del cual se produce la rotación del conjunto en función de una veleta dispuesta al otro extremo del brazo. La presión ejercida por el viento causa el giro de la lámina, de tal manera que la velocidad del viento puede ser deducida en función de la distancia recorrida durante el giro de la lámina.

2.2.4. Anemómetro de tubo

El otro tipo de anemómetro que utiliza la presión del viento para medir su velocidad es el de tubo, siendo el más conocido el *tubo de Pitot*. Se trata de un tubo colocado paralelamente a la dirección del viento con un orificio en su parte frontal. El aire que penetra por el orificio se remansa, y la diferencia entre la presión remanente que se genera y la presión ambiente es proporcional al cuadrado de la velocidad. Puede ser un anemómetro de los más precisos; aunque se utiliza principalmente para ensayos en túnel de viento en lugar de ensayos de campo, debido principalmente a que la presencia de polvo, humedad o insectos afectan a su precisión, [14].

2.2.5. Anemómetro de hilo caliente

Su funcionamiento se basa en la pérdida de calor por convección de un hilo caliente en función de la velocidad del viento. La principal ventaja de este anemómetro es su precisión y su reducido tiempo de respuesta. En cuanto a sus inconvenientes, presenta un nivel de fragilidad importante, por lo que necesita ser recalibrado habitualmente debido a las acumulaciones de impurezas que puedan aparecer. Además, su coste es elevado comparado con otros tipos, por lo que su uso en la industria eólica no está ampliamente extendido.

2.2.6. Anemómetro sónico

Este tipo de anemómetro se basa en la relación de dependencia existente entre la velocidad de propagación del sonido y la velocidad del viento. Suele estar compuesto por tres brazos colocados en línea con otros tres, ver Figura 5.

Para su funcionamiento se hace uso de dos transductores enfrentados entre sí, constituyendo lo que se conoce como sonda de medida, capaz de determinar el módulo y el sentido de la velocidad del viento en la dirección que forman los extremos de la sonda. El proceso de medida se basa en la señal de ultrasonido emitida por cada trans-



Fig. 5: Anemómetro sónico WindMaster

ductor y que se desplaza hacia el transductor opuesto. La velocidad de propagación de ambas señales es la suma de la velocidad del sonido en el aire y de la velocidad de éste en el entorno de la sonda. Por lo tanto, la velocidad del viento tiene un efecto diferente sobre la transmisión de ambas señales, modificando los tiempos de viaje con respecto a la situación en que no exista viento.

La principal ventaja de este tipo de anemómetros es que carecen de partes móviles, siendo muy precisos para velocidades de viento comprendidas entre 0 y 65 m/s. Sin embargo, presentan una serie de limitaciones [22]. En primer lugar, no miden la velocidad en un punto específico, sino la variación con el tiempo de la trayectoria de onda sónica de un extremo al otro del transductor, que suelen tener una distancia de entre 10 y 20 cm. Además, se producen interferencias en las medidas debidas a vibraciones en la estructura del anemómetro causadas por el propio viento. No hay que olvidar que también su coste es más elevado que otros tipos de anemómetros.

2.2.7. SODAR (Sound Detection and Ranging)

Tanto la solución SODAR como la LIDAR (ver apartado 2.2.8) se basan en el *efecto Doppler*. SODAR utiliza los mismos fundamentos que el radar, usando ondas acústicas en lugar de microondas. Su principio de funcionamiento consiste en medir el desfase por *efecto Doppler* que sufre un pulso sonoro cuando éste es reflejado por una heterogeneidad del aire en movimiento. Estas heterogeneidades están provocadas por pequeñas diferencias espaciales de temperatura. El tiempo que tarda este pulso en volver al punto desde donde fue emitido permite estimar la distancia a la que se encuentra la misma y, por tanto, obtener perfiles verticales de viento. Para poder calcular las distintas componentes del viento, el equipo lanza un pulso en la vertical y tres pulsos con diferentes ángulos respecto a la vertical.

Este sistema ha sido empleado en numerosas aplicaciones como, por ejemplo, en la predicción de dispersión de contaminantes atmosféricos, en pronósticos meteorológicos, en la predicción de la altura de nieblas, dirección de cizalladura de viento en aeropuertos, implantación de planes de emergencia en centrales nucleares, o estudios de vientos locales y terrenos complejos [23]. Sin embargo, dentro del campo de la energía eólica y, en concreto, en la evaluación de recursos eólicos, este tipo de anemómetros no ha contado hasta hace unos pocos años con una fiabilidad suficiente como para basar en él la decisión sobre las notables inversiones requeridas por los parques eólicos; debido principalmente a que el error en la medida se situaba entre el 4-5% [24]. No obstante, los últimos avances en esta tecnología han permitido que desde el año 2008 el error en la medida se reduzca hasta el 2% cuando se comparan con anemómetros de cazoletas [25].

Hoy en día, el SODAR con mayor implantación a nivel internacional es el modelo *Triton*, de la compañía *Second-Wind*, cuya imagen en campo se muestra en la Figura 6.

La ventaja primordial de los equipos SODAR es que son remotos, es decir, miden la velocidad del viento a diferentes



Fig. 6: SODAR Tritón. Imagen cortesía de la empresa Wind BS Technology

alturas sin necesidad de construir una torre meteorológica de elevada altitud, que conllevaría un importante desembolso económico.

2.2.8. LIDAR (Light Detection and Ranging)

Tal y como se comentó en el apartado anterior, tanto SODAR como LIDAR se basan en el fenómeno Doppler [26], con la diferencia de que el primero se basa en ondas sonoras y el segundo en ondas de luz. Por este motivo, el SODAR percibe la reflexión del sonido mediante variaciones térmicas y el LIDAR la dispersión de la luz por medio de las partículas del aire. Debido a que la luz permite un enfoque de mayor precisión y se dispersa por la atmósfera en menor grado que el sonido, los equipos LIDAR presentan en este sentido mejores propiedades que los SODAR, [5].

Actualmente sólo se comercializan dos sistemas LIDAR: *ZephIR* y *WindCube*, ver Figura 7. Aunque ambos se basan en el mismo principio de operación, su comportamiento es sustancialmente diferente. Así pues, y dado que estas recientes soluciones se presentan como alternativas realmente interesantes a las convencionales, se pasan seguidamente a comentar sus aspectos más destacables.

El sistema *ZephIR* fue desarrollado por la compañía *Qinetiq* a principios de 2006, y posteriormente la empresa *Na-*

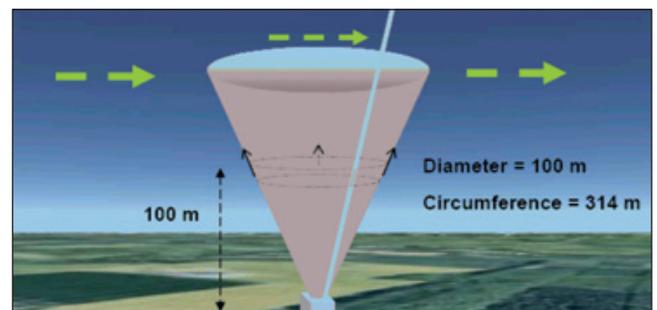


Fig. 7: Sistemas LIDAR comerciales: *ZephIR* (izquierda) y *WindCube* (derecha) [5]



Fig. 8: Suposición correcta de flujo horizontal homogéneo [29]

tural Power compró la licencia de explotación del mismo. Por su parte, el sistema *WindCube* fue introducido un poco más tarde que *ZephIR* por la empresa francesa *Leosphere*. Una de las diferencias más importantes entre ambos es su rango de medidas. Mientras que *ZephIR* es capaz de medir velocidades y dirección del viento desde una altura de 10 m, con *WindCube* es imposible obtener una medición por debajo de 40 m de altura. Sin embargo, a cotas superiores, el *WindCube* es capaz de medir hasta 200 m, limitando la altura de *ZephIR* en 150 m. Además, el *WindCube* es capaz de realizar hasta 10 medidas simultáneas en todo el rango de medida, mientras que el *ZephIR* sólo permite 5, y no simultáneamente, requiriendo alrededor de 3 s de tiempo para realizar cada medida (de esta manera un ciclo típico de trabajo conlleva unos 16 s, ya que después del registro de cada altura es necesario un re-enfoque [27]). Otra diferencia a tener en cuenta es su comportamiento frente a bajas velocidades de viento; ya que el equipo *ZephIR* tiene problemas debidos a la introducción de errores en las medidas de velocidad del viento inferiores a 4 m/s, mientras que el *WindCube* puede medir velocidades más bajas sin perder precisión [28]. Como característica común a ambos equipos se tiene su comportamiento en terrenos de orografía compleja. En el principio de funcionamiento de ambas soluciones se está asumiendo la hipótesis de que el flujo de viento horizontal sobre el equipo es homogéneo. Cuando se trata de un terreno llano esta suposición es realista, pero en terreno complejo puede conducir a errores en las medidas. Las Figuras 8 y 9 muestran este hecho [29].



También es importante señalar, como punto a favor del comportamiento de estas tecnologías en terreno complejo, que en el caso del *WindCube* es posible sustituir el prisma de emisión convencional de 30° por uno de 15°, reduciendo de esta manera el error debido a flujo no homogéneo, aunque la resolución del equipo se ve notablemente afectada.

Por tanto, y tal y como puede deducirse las características aquí mencionadas, una de las mayores ventajas del

empleo de este tipo de tecnologías frente a las convencionales es su portabilidad. A modo ilustrativo, en la Figura 10 se muestran un *WindCube* y un *ZephIR* empleados en un parque eólico español [4].

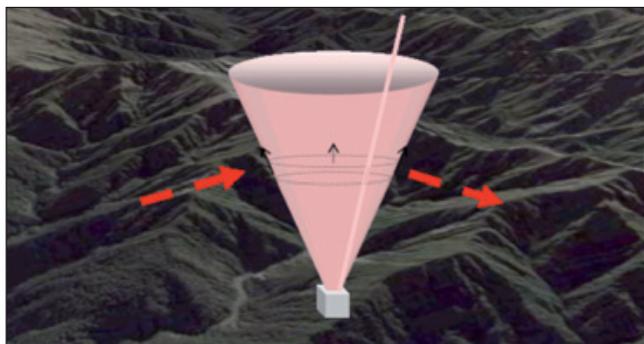


Fig. 9: Suposición de flujo horizontal homogéneo sobre terreno complejo [29]



Fig. 10: Comparativa visual de los dos equipos LIDAR [4]

Por último, es importante mencionar que los equipos comerciales mostrados en las Figuras 7 y 10 han sufrido ligeras variaciones durante estos últimos meses. El sistema *WindCube* actualmente se comercializa como *WindCube v2*, con un tamaño algo inferior al que se observa en las figuras anteriores, de hecho la última versión ha reducido su peso 10 kg. Además, dentro de su rango de medida, permite dos alturas adicionales de medición simultánea. Por su parte, el equipo desarrollado por *Natural Power* ha sufrido mayores modificaciones. La última versión, conocida como *ZephIR 300*, está construida en un solo bloque y tiene un consumo de energía un 30% inferior con respecto a su antecesor; además, ha ampliado su rango de medida llegando hasta los 200 m de altura, comenzando a medir velocidades desde 1 m/s y pudiendo registrar hasta 10 medidas a diferentes alturas. Un informe publicado por el fabricante del equipo en 2011 muestra, mediante calibración realizada en túnel de viento, un error tan solo del 0,4% en las medidas registradas por su equipo en comparación con un anemómetro de tubo de Pitot para un rango de velocidades entre 5 y 75 m/s.

3. RELEVANCIA DE LAS NUEVAS TÉCNICAS DE MEDICIÓN REMOTAS

Aunque el empleo de técnicas remotas de medición del recurso eólico es un tema de reciente estudio, se pueden encontrar algunas contribuciones relativas a trabajos realizados con el objeto de comparar el comportamiento de estos instrumentos frente a los tradicionales.

Así, en [30] se recoge uno de los primeros análisis realizados, empleando un sistema *ZephIR*. El ensayo se realizó sobre terreno llano durante un período de tres semanas y, después de solucionar un problema relacionado con la lente del equipo que les conducía a errores significativos, los resultados mostraron una gran correlación entre los datos medidos por el equipo LIDAR y los medidos por anemómetros de cazoletas en diferentes alturas. Esta misma conclusión se obtuvo en [24], donde además se emplearon dos equipos SODAR instalados en la plataforma del centro de transformación de un parque eólico *off-shore* durante un período de dos meses. No obstante, el período efectivo del LIDAR estuvo cercano a un mes de mediciones, concluyéndose que el SODAR se desviaba en mayor grado de los datos medidos por la torre debido a posibles interferencias de sonido como consecuencia del sistema de refrigeración del transformador.

Estos centros de investigación, junto con otros grupos de investigación de Europa, han llevado a cabo comparaciones adicionales entre SODAR, LIDAR (*ZephIR*) y anemómetros convencionales sobre terreno llano y complejo, [6]. Los resultados obtenidos sobre terreno llano fueron altamente satisfactorios. Sin embargo, para el caso de terreno complejo no se alcanzaron tan buenas correlaciones como en el caso del terreno llano. A este respecto, también hay que señalar que las mediciones realizadas sobre terreno complejo tuvieron una duración bastante reducida, en torno a 7 días. En cualquier caso, en [7] se obtuvieron las mismas conclusiones sobre terreno complejo, incluyendo un período más largo de medidas (cercano a 16 días efectivos de medidas).

En [5] aparece mencionado por primera vez el sistema LIDAR *WindCube*. En dicha referencia se desarrolla una detallada comparación entre los principios de funcionamiento y márgenes de operación de las primeras versiones de cada equipo LIDAR. En esta misma línea, el trabajo desarrollado por [7] se volvió a realizar en [8] pero, en esta ocasión, con las dos soluciones de LIDAR que existen, variando también el ángulo de la lente. Sus conclusiones fueron muy interesantes, ya que afirmaban que la respuesta del sistema *WindCube* sobre terreno complejo presentaba una mayor desviación estándar de la velocidad horizontal registrada cuando se utilizaba el prisma de 15°. De todas formas, la conclusión que obtuvieron fue la misma que en trabajos anteriores, en los que se señalaba la buena correlación entre equipos LIDAR y anemómetros tradicionales.

Además del análisis de la respuesta de las técnicas remotas de medición del recurso eólico frente a las convencionales, es importante tener en cuenta la influencia del perfil de viento en la generación eólica. Algunos autores señalan que, midiendo la velocidad del viento en varios puntos por enci-

ma y por debajo del buje —como era de esperar, para las medidas por encima del buje se emplearon equipos LIDAR— es posible la obtención de una velocidad de viento equivalente con la que obtener la curva de potencia del aerogenerador optimizada, en vez de utilizar sólo la velocidad medida a la altura de buje [4] – [11].

Con el objeto de enfatizar sobre la importancia de los perfiles de viento, la figura 11 muestra dos resultados de mediciones efectuadas con un equipo *WindCube* durante los meses estivales de 2009 [9]. En el lado izquierdo se observa la gran variabilidad del gradiente de viento a lo largo de un día. Mientras que en lado derecho se muestran los valores medios registrados durante tres meses; donde en el eje vertical se muestra la altura a la que registraba el LIDAR (nueve puntos de medida entre 40 y 200 m de altura sobre el nivel del suelo), en un eje horizontal se tiene la velocidad del viento y, en el otro, la hora a la que se registraba dicha velocidad. Cada punto de cada perfil de viento representa el valor medio obtenido en todo el periodo de registro.

A raíz de la Figura 11 puede verse que los perfiles de viento no son constantes en un emplazamiento; particularmente en este parque eólico se registraron perfiles de viento planos durante las horas del día, mientras que en el resto de horas los perfiles de viento eran muy inclinados. Esta variabilidad del gradiente de viento afecta a la producción eólica, tal y como se puede ver en la figura 12 [10]. En dicha figura se ha representado la potencia generada por el aerogenerador en función del exponente de cortadura, α , que representa el tipo de perfil que se encuentra delante del rotor eólico (cuanto más se acerque α a 0 significa que el perfil de viento es más plano); donde se aprecia la elevada influencia del perfil de viento sobre la generación eólica, dado que conforme el gradiente de viento se va haciendo más acusado (valores altos de α) crece la incertidumbre en la potencia generada por el aerogenerador.

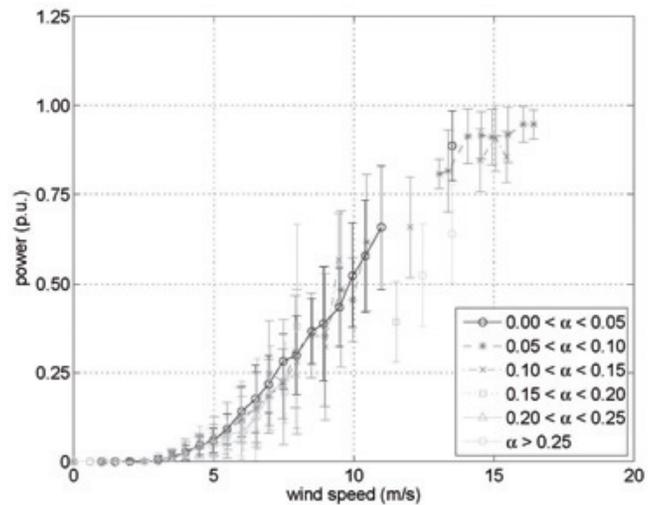


Fig. 12. Potencia generada por el aerogenerador en función del gradiente de viento [10]

4. CONCLUSIONES

El aumento considerable en la potencia de los aerogeneradores desarrollados durante las últimas décadas ha llevado aparejado un aumento igualmente destacable de su tamaño y altura de buje. Esto ha provocado la necesidad de medir y conocer la velocidad y dirección del viento a cotas cada vez más elevadas, con el fin de optimizar la curva de potencia del aerogenerador. Abordar esta tarea a partir de sistemas tradicionales conllevaría importantes inversiones en torres meteorológicas, equipos, instalaciones y obra civil; además de ciertas dificultades técnicas asociadas a la gran altura de la torre, posibles trabas legales y un mayor impacto ambiental.

Este artículo, después de hacer una breve descripción de las soluciones convencionales para medición del recurso eólico, ha discutido y presentado nuevas técnicas remotas de medida de perfiles de viento, incluyendo estudios y análisis

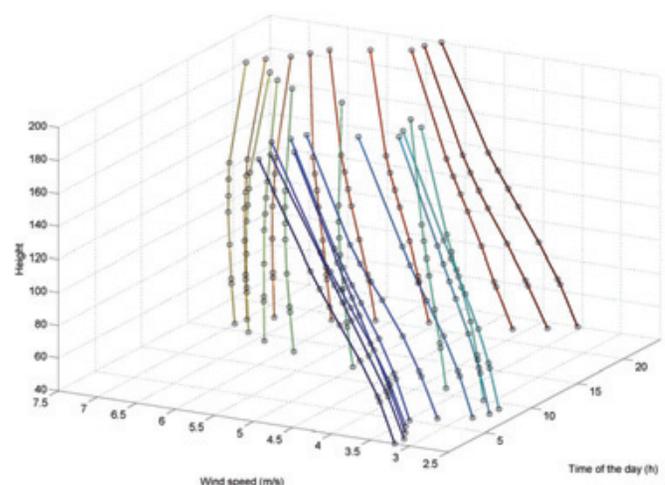
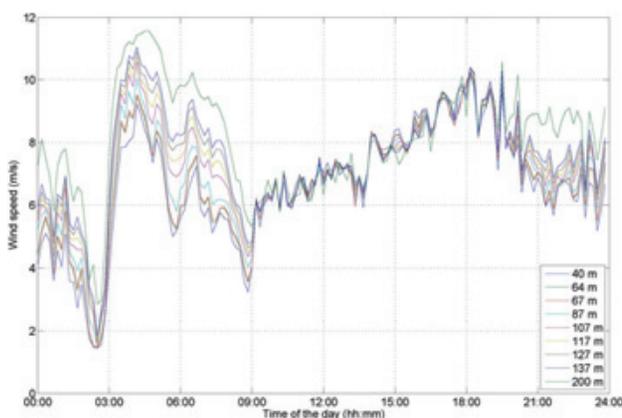


Fig. 11: Perfiles de viento obtenidos por un sistema *WindCube*, medidos durante un día (izquierda), y medios horarios durante 3 meses de registro (derecha) [9]

actuales basados en las últimas soluciones comerciales existentes. Así, se han incluido numerosas contribuciones que verifican el correcto comportamiento de las técnicas remotas de evaluación del recurso eólico. Sin embargo, hay que tener en cuenta que este tipo de tecnologías emergentes en el sector eólico poseen una inherente mayor complejidad que las convencionales, además de un historial notablemente inferior de funcionamiento en campo. Estas técnicas vienen también a dar respuesta a las reformas futuras de la Normativa vigente sobre caracterización de la curva de potencia de los aerogeneradores, donde se hará necesaria muy probablemente la medida de viento en diversos puntos dentro del área de barrido del aerogenerador.

5. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación (ENE2009-13106) y por la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha (PEII10-0171-1803), ambos cofinanciados con fondos FEDER.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Eólica '11*. Asociación Empresarial Eólica, 2011.
- [2] *Half-year Report 2011*. The World Wind Energy Association, 2011.
- [3] International Electrotechnical Commission. *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. 61400-12-1. IEC, 2005.
- [4] Honrubia A, Viguera-Rodríguez A, Gómez-Lázaro E, et al. "The influence of wind shear in wind turbine power estimation". *European Wind Energy Conference*. Warsaw, Poland, 2010.
- [5] Courtney M, Wagner R, Lindeöw P. "Testing and comparison of lidars for profile and turbulence measurements in wind energy". *14th International Symposium for the Advancement of Boundary Layer Remote Sensing*. Roskilde, Denmark, 2008. <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/1/1/012021>
- [6] Antoniou I, Courtney M, Jørgensen HE, et al. "Remote sensing the wind using Lidars and Sodars". *European Wind Energy Conference*. Milan, Italy, 2007.
- [7] Foussekis D, Mouzakis F, Papadopoulos P, et al. "Wind Profile Measurements using a LIDAR and a 100m Mast". *European Wind Energy Conference*. Milan, Italy, 2007.
- [8] Foussekis D. "Investigating Wind Flow properties in Complex Terrain using 3 Lidars and a Meteorological Mast". *European Wind Energy Conference*. Marseille, France, 2009.
- [9] Honrubia A, Viguera-Rodríguez A, Gómez-Lázaro E. "Vertical wind profile measurement using a pulsed LIDAR system". *International Symposium for the Advancement of Boundary Layer Remote Sensing*. Paris, France, 2010.
- [10] Honrubia A, Viguera-Rodríguez A, Gómez-Lázaro E. "The influence of turbulence and vertical wind profile in wind turbine power curve". En: *Progress in Turbulence and Wind Energy IV*. Springer, 2012. p.251-254. ISBN: 978-3-642-28967-5. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-28968-2_54
- [11] Gottschall J, Courtney M, Wagner R, et al. "Lidar profilers in the context of wind energy—a verification procedure for traceable measurements". *Wind Energy*. January 2012. Vol.15-1 p.147-159. <http://dx.doi.org/10.1002/we.518>
- [12] Moratilla-Soria BY. "La Energía Eólica. Parte I". *DYNA Ingeniería e Industria*. Diciembre 2005. Vol.80-9 p.53-59.
- [13] Moratilla-Soria BY. "La Energía Eólica. Parte II". *DYNA Ingeniería e Industria*. Enero-febrero 2006. Vol.81-1 p.21-25.
- [14] Sathyajith M. *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Springer, 2006. ISBN: 978-3540309055.
- [15] Rodríguez-Amenedo JL, Burgos-Díaz JC, Arnalte-Gómez S. *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eólica*. Rueda, 2003. ISBN: 9788472071391.
- [16] Hau E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. 2ª edición. Springer, 2006. ISBN: 978-3540242406.
- [17] Sanz-Andrés A, Cuerva A, Martínez-Muelas A. "Statistic Analysis of Large Calibration Series of NRG max. 40 Cup Anemometer in Wind Tunnel". *European Wind Energy Conference*. Madrid, Spain, 2003.
- [18] HeiBelmann H, Hölling M, Peinke J. "The sphere anemometer – a fast alternative to cup anemometry". *Progress in Turbulence III*. Springer, 2009. ISBN: 978-3-642-02224-1. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-02225-8_16
- [19] MEASNET. *Cup Anemometer Calibration Procedure*. 2009.
- [20] Paulsen US, Mortensen NG, Carsten-Hansen J. "Field Calibration of Cup Anemometers". *European Wind Energy Conference*. Milan, Italy, 2007.
- [21] Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2ª edición. John Wiley & Sons, 2009. ISBN: 978-0470015001. <http://dx.doi.org/10.1002/9781119994367.index>
- [22] Franchini, SN. "Fuentes de incertidumbre en anemometría sónica". Directores: Sanz-Andrés A, Cuerva-Tejero A. Universidad Politécnica de Madrid, 2006.
- [23] Durán L, Barrios A. "Uso de la técnica SODAR para la evaluación del recurso eólico". *XXIX Jornadas Científicas de la Asociación Meteorológica Española*. Pamplona, España, 2006.
- [24] Antoniou I, Jørgensen HE, Mikkelsen T, et al. "Offshore wind profile measurements from remote sensing instruments". *European Wind Energy Conference*. Milan, Italy, 2007.
- [25] Lang S, McKeogh L. "LIDAR and SODAR Measurements of Wind Speed and Direction in Upland Terrain for Wind Energy Purposes". *Remote Sensing*. August 2011. Vol.3 p.1871-1901. <http://dx.doi.org/doi:10.3390/rs3091871>
- [26] Weitkamp C. *Lidar: Range-Resolved Optical Remote Sensing of the Atmosphere*. Springer, 2005. ISBN: 978-0387400754.
- [27] Albers A, Janssen AW, Mander J., "Comparison of Lidars, German Test Station for remote wind sensing devices". *9th German Wind Energy Conference*. Bremen, Germany, 2008.
- [28] Honrubia A, Viguera-Rodríguez A, Gómez-Lázaro E, et al. "Comparative analysis between LIDAR technologies and common wind speed meters". *World Wind Energy Conference*. Istanbul, Turkey, 2010.
- [29] Courtney M. "Measurements". *European Academy of Wind Energy, Summer School*. Pamplona, Spain, 2010.
- [30] Smith DA, Harris M, Coffey AS, et al. "Wind Lidar Evaluation at the Danish Wind Test Site in Høvsøre". *Wind Energy*. Enero 2006. Vol.9 p.87-93. <http://dx.doi.org/10.1002/we.193>