

# Estudio del potencial de generación de energía eólica en la zona del páramo de Chontales, municipios de Paipa y Sotaquirá, departamento de Boyacá a 3534 m.s.n.m

Study of wind energy potential in paramo de chontales area. Paipa and Sotaquirá municipalities, department of Boyacá to 3534 m.a.s.l.

Alfonso Avellaneda Cusarúa<sup>1\*</sup>; Julián Varila Quiroga<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Químico, Magister en Ingeniería con énfasis en Energías Alternativas. Universidad Libre, Programa de Ingeniería Ambiental, Profesor asociado Programa de Ingeniería Ambiental Universidad el Bosque \*avellaneda.alfonso@gmail.com

<sup>2</sup>Ingeniero ambiental, Universidad el Bosque

Fecha de recepción del artículo: 06/08/2013 Fecha de aceptación del artículo: 28/08/2013

## Resumen

La experiencia se realizó mediante la instalación de una estación de monitoreo del viento denominada *Los monjes*, a 3534 msnm en el cerro Los monjes, páramo de Chontales, municipio de Sotaquirá, departamento de Boyacá, la cual estuvo operando los meses de junio, julio, agosto, septiembre y diciembre de 2010 y enero de 2011. Durante los 184 días de evaluación se recolectaron un total 4416 datos de velocidad y dirección del viento de periodicidad horaria. La información generada a partir de estos análisis permitió observar que el promedio total de velocidad del viento para los 184 días de evaluación fue de 4,57 m/s. correspondiente con los datos de IDEAM que estiman que en la zona montañosa centro occidental de Boyacá, que corresponde a los macizos montañosos de La rusia, Chontales e Iguaque, tienen vientos que oscilan entre 3 y 5 m/s, con velocidad media del viento en superficie, en promedio multianual. Las direcciones del viento más predominantes fueron el noroeste (292°) y norte-noroeste (315°) con aproximadamente un 12 % cada una, las cuales representan un 24 % del total de la información. La densidad de potencia eólica específica total agregada y ajustada para la densidad del

aire durante el periodo discontinuo de evaluación fue de 410 Watts/m<sup>2</sup>. Dentro de esta los meses con un mayor aporte en términos energéticos fueron agosto, junio y julio con 135.52 Watts/m<sup>2</sup>, 75.20 Watts/m<sup>2</sup> y 63.68 Watts/m<sup>2</sup>, respectivamente. El valor promedio de dicho parámetro para los seis meses de monitoreo, fue 75,94 Watts/m<sup>2</sup>.

Se realizó la estimación de la cantidad de energía eléctrica en kWh/día que potencialmente podría generarse por medio de un aerogenerador de 10 kW de potencia nominal, asumiendo un área de barrido de 50,26 m<sup>2</sup>, una densidad del aire de 0,8081 Kg/m<sup>3</sup> y un periodo de evaluación de 4416 horas; teóricamente se obtendría un total de 4079,84 kWh que equivalen a 22,17 kWh/día, los cuales servirían para abastecer un total de 14 viviendas con un consumo básico promedio de 1,55 kWh/día.

## Palabras clave

Alta montaña andina, Densidad de potencia eólica específica, Energía eólica, Ley de Betz, Monitoreo del viento, Páramo de Chontales.

## Abstract

The experience was made by means of the installation of a monitoring station denominated *Los Monjes* at 3531 msnm in the Páramo de Chontales, of Sotaquirá municipality, Boyacá state, which was operating the months of June, July, August, September and December of 2010 and January of 2011. During the 184 days of evaluation a total 4416 data was compiled wind direction and speed data of hour regularity. It was observed that the total average of wind speed was of 4.57 m/s. corresponding with the IDEAM data which they consider that in the mountainous zone Western Center of Boyacá, that corresponds to the mountainous of Russia, Chontales and Iguaque has winds that oscillate between 3 and 5 m/s with average speed of the wind in surface, in multiannual average. The eolic power density for the density of the air during the discontinuous period of evaluation was of 410 Watts/m<sup>2</sup>. Within this the months with a greater contribution in power terms were August, June and July with 135,52 Watts/m<sup>2</sup>, 75,20 Watts/m<sup>2</sup> and 63,68 Watts/m<sup>2</sup> respectively. The value average of this parameter for the six months of monitoring was 75.94 Watts/m<sup>2</sup>. The considered amount of electrical energy in kWh/day that potentially could be generated by means of a wind generator of 10 kW of nominal power, assuming an area of sweeping of 50.26 m<sup>2</sup>, a density of the air of 0.8081 Kg/m<sup>3</sup> and a period of evaluation of 4416 hours, was of 4079.84 kWh that is equivalent to 22.17 kWh/day which they would serve to supply to a total of 14 houses with a basic consumption average of 1.55 kWh/day.

## Keywords

Betz's Law, Chontales's páramo, Eolic energy, High Andean mountain, Specific eolic power density, Wind monitoring.

## 1. Introducción

En las zonas de alta montaña andina colombianas, existe una oferta ambiental de energía eólica; según

el Atlas de Vientos de Colombia (7), algunas de estas se encuentran en el corredor de la vertiente occidental de la cordillera oriental en los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Santander. Pinilla (1) llama la atención sobre el potencial del viento en Colombia y las posibilidades de aprovechamiento en diversas regiones del país, dentro de las cuales señala la región de Villa de Leyva, región montañosa, próxima a la zona de estudio, cuyo potencial puede estar del orden de 1000 MW. No se conoce de investigaciones en Colombia para la estimación del potencial eólico en la alta montaña andina (7), razón por la cual el presente estudio pretende ser pionero en esta temática. Con base en lo anterior se formula la siguiente pregunta de investigación: ¿la oferta energética eólica en las zonas de alta montaña en Boyacá, es suficiente para avanzar en estudios de factibilidad económica y ambiental para la implementación de proyectos eólicos que satisfagan las demandas energéticas de poblaciones en la región no interconectadas o con fuertes racionamientos de energía eléctrica?

La investigación se desarrolló a partir de revisar y analizar la dinámica de la dirección y la velocidad del viento (6), (9), (10), (11), (12) (13), (14) y (15) en diversas zonas de alta montaña, y realizar mediciones durante seis meses en el páramo de Chontales, ubicado en los municipios de Sotaquirá y Paipa, a 3534 msnm, con el fin de conocer y establecer las potencialidades para la generación de energía eléctrica y, de esta forma, desarrollar a mediano y largo plazo nuevas fuentes energéticas para poblaciones locales que no tienen acceso a suministros adecuados y sostenibles de energía, como también contribuir a enfrentar futuras crisis energéticas por medio de energías renovables.

Existen diferentes metodologías para la estimación del potencial eólico en proyectos de pequeña escala basados en los datos de velocidad y dirección media del viento, teniendo en cuenta que la potencia eólica está en función de la densidad del aire y el cubo de la velocidad del viento (2) (3) (8). Hay que tener en cuenta que por sí solo el valor de la velocidad del viento no es base suficiente para explicar el

comportamiento del mismo y calcular el potencial energético de una zona determinada; para ello es necesario realizar un análisis estadístico de los datos y de esta manera poder establecer la velocidad del viento media con la que se realizan los cálculos eólicos, para lo cual se utilizó la probabilidad de Weibull (8).

## 2. Metodología

### 2.1 Instalación de la estación de monitoreo de viento

El primero de junio de 2010 se realizó la instalación de un anemómetro Davis cup anemometer EM 50 en las coordenadas N5 50.985 W73 10.108 a 3531 *msnm* en el cerro Los monjes, páramo de Chontales, municipio de Sotaquirá, departamento de Boyacá. Para la selección del sitio de instalación se tuvieron en cuenta los criterios técnicos sugeridos por la *Organización Meteorológica Mundial* (OMM)(5) como fueron: la ausencia de obstáculos y obstrucciones cercanas que pudieran interferir en la medición; los aparatos para medir la velocidad del viento deben estar ubicados a 10 metros de altura; el equipo utilizado fue sobre el poste de hierro de alta densidad. Se tuvieron en cuenta los vientos fuertes y sin turbulencias debidas a los accidentes geográficos, que son los de mayor interés para el estudio; fueron observados y generalmente se encuentran en las zonas más altas de la montaña, por lo que para efectos de la presente investigación, inevitablemente el equipo debía ser instalado en dicha altura. Antes de la instalación del equipo se comprobó que la veleta encargada de medir la dirección predominante del viento marcara la dirección correcta; esto se realizó por medio de la ayuda de un GPS. Posteriormente se verificó que tanto el sensor como las cazoletas que miden la velocidad del viento estuvieran funcionando correctamente. Acto seguido se configuraron los intervalos de medición del viento cada 60 minutos, con el fin de tener una idea global del comportamiento horario del viento de la zona a lo largo del día. Luego de comprobar que el equipo estaba correctamente calibrado, se procedió a ins-

talar el Data Logger de la misma marca del anemómetro. El periodo de operación de la estación fue de junio de 2010 a enero de 2011. Cada 30 días se realizaron visitas técnicas a la zona con el fin de obtener los datos en periodos mensuales e igualmente supervisar el correcto funcionamiento de la Estación.

### 2.2 Estimación del potencial de generación de energía eólica

A continuación se ilustran los pasos y procedimientos llevados a cabo, con el fin de analizar el potencial eólico de la zona del páramo de Chontales, a partir de los datos registrados en la estación de monitoreo del viento instalada. Los datos fueron analizados en series mensuales. Los cálculos, tablas y gráficos en su gran mayoría fueron realizados mediante el programa Microsoft Excel.

#### 2.2.1 Organización de los datos del viento

Con base a la información promedio horaria de velocidad del viento almacenada en el data logger, se guardaron los datos por periodos mensuales en archivos de Excel en donde se organizaron los valores promedio horarios de velocidad del viento para el periodo comprendido del 1 al 30 o 31 de cada mes, que correspondían a 720 y 744 horas respectivamente, según el caso (4).

#### 2.2.2 Cálculo de la distribución de frecuencias del viento

Con el fin de analizar la distribución de frecuencias de la velocidad del viento, se tomaron los datos recolectados en series mensuales para luego ordenarlos en una sola columna de menor a mayor y posteriormente clasificarlos en intervalos de 1 m/s. Consecutivamente se calculó tanto el número de horas como el porcentaje del tiempo en que el viento sopló para cada intervalo, teniendo en cuenta que la totalidad de los datos para cada mes, equivalían al 100 % de la información; a partir de los porcentajes se obtuvo la probabilidad de ocurrencia de la velocidad del viento en cada intervalo, como también el número de horas en que una determinada velocidad fue excedida (18).

### 2.2.3 Cálculo de la velocidad media del viento

Al multiplicar cada una de las velocidades del viento promedio horarias registradas por el anemómetro con su respectiva probabilidad de ocurrencia, se obtiene la velocidad del viento específica, la sumatoria de todas estas da como resultado la velocidad del viento media; por otro lado, la velocidad promedio del viento para un periodo de tiempo (t) también se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$\bar{V} = \frac{\sum_1^N V_i}{N} \quad (1)$$

### 2.2.4 Cálculo de la densidad de potencia eólica específica

La estimación de la densidad de potencia eólica específica se realizó de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} * \rho * \frac{1}{N} * \left[ \sum_1^N V_i^3 \right] \quad (2)$$

Así:

P/A: Potencial eólico específico.

$\rho$ : Densidad del aire a la altura de la zona de estudio.

$V_i$ : Velocidad del viento promedio horaria.

N: Número de horas de evaluación.

Para el cálculo se tomó el valor de la densidad del aire a nivel del mar 1,225 Kg/ m<sup>3</sup>, mientras que el valor estimado de la densidad del aire en la altura del páramo fue calculado por medio de los valores de temperatura y humedad relativa, los cuales a su vez fueron extrapolados a partir de los datos de dichos parámetros obtenidos de las estaciones del IDEAM (7) en la zona, la cual fue de 0,8081 Kg/

m<sup>3</sup>. Esto con el fin de poder comparar la diferencia en la potencia eólica estimada a la altura al nivel del mar, contrastada al nivel del páramo.

### 2.2.5 Ajuste de la potencia eólica teórica de entrada mediante la probabilidad de Weibull

Como se mencionó anteriormente, con el fin de realizar un tratamiento estadístico a los datos de densidad de potencia, en la industria eólica comúnmente se utiliza la función de probabilidad de Weibull, debido a que esta ha demostrado tener un buen ajuste con los datos de velocidad del viento. Para realizar el ajuste de los datos se debe organizar las velocidades del viento registradas en intervalos constantes que pueden variar de 0,5 a 1 m/s, para posteriormente calcular la probabilidad de Weibull de cada una de las velocidades. Sin embargo, para el calcular la probabilidad de Weibull se deben conocer los parámetros de forma y escala ( $\beta$  y  $\alpha$ ), los cuales pueden ser obtenidos por medio de una transformación logarítmica y un ajuste de mínimos cuadrados de la función acumulativa de Weibull. En el Anexo 5 se muestra la deducción matemática de dicha ecuación.

A partir de la deducción de la ecuación lineal de la función de probabilidad acumulada de Weibull (Ecuación 3) se realizó la gráfica de Ln (v) vs Ln (-Ln (1-p (v))), donde p (v) es la frecuencia relativa acumulada de cada intervalo de velocidad del viento, que para este caso fue de 1 m/s., obteniendo el factor de forma  $\alpha$  por medio de la pendiente de la recta de dicha gráfica, mientras que el factor de escala  $\beta$  fue conseguido por medio de la exponencial del cociente entre punto de corte de la recta con el eje Y, y el factor de forma  $\alpha$ . Conocidos dichos coeficientes se calculó la probabilidad de Weibull para cada intervalo de velocidades del viento. Posteriormente se estimó la densidad de potencia eólica específica ajustada a partir de la Ecuación 3:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} * \rho * (P(w)) * \left[ \sum_1^N V_i^3 \right] \quad (3)$$

Donde  $P(w)$  es la probabilidad de Weibull. De tal forma que se obtiene la densidad de potencia eólica específica para cada intervalo de velocidades y la sumatoria de todas estas será la densidad de potencia eólica teórica de entrada.

### 3. Resultados y análisis

A continuación se muestran los resultados obtenidos en base a la información recolectada en la estación *Los monjes* durante los meses de junio, julio, agosto, septiembre y diciembre de 2010 y enero de 2011, que corresponden a un total de 4416 horas de evaluación.

#### 3.1 Estimación del potencial de generación eólica

##### 3.1.1 Análisis de la velocidad del viento

Los meses con las velocidades promedio más altas durante el periodo de evaluación fueron: agosto con una media de 5,9 m/s, seguido de septiembre con 4,74 m/s; y junio con 4,60 m/s. En contraste, los meses con las velocidades promedio más bajas fueron: enero con una media de 3,94 m/s, seguido de diciembre y julio con promedios de 4,03 m/s y 4,60 m/s, respectivamente. El promedio total de velocidad del viento para los 184 días de evaluación fue de 4,57 m/s, valor que corresponde a vientos “suaves” de acuerdo a la escala de calificación de Beaufort.

La Figura 1 fue construida con base en los promedios de velocidad del viento horaria durante los seis meses de evaluación. La desviación estándar, que proporciona una mediada de la variabilidad de los datos de velocidad del viento en superficie, fue de 2,2 m/s. Según el IDEAM (2006), en gran parte de las regiones del país prevalecen rangos de desviación estándar entre 2,0 y 3,0 m/s. Este dato está asociado a la turbulencia mecánica de la atmósfera dada por la influencia del viento; así, cualquier dato de velocidad del viento puede ser representado por

su valor medio más la fluctuación indicada por la desviación estándar. El valor encontrado significa un régimen de vientos relativamente estable, teniendo como referencia el rango predominante para Colombia, lo cual, a su vez, está asociado con la posibilidad de un aprovechamiento energético más continuo del viento como recurso natural.

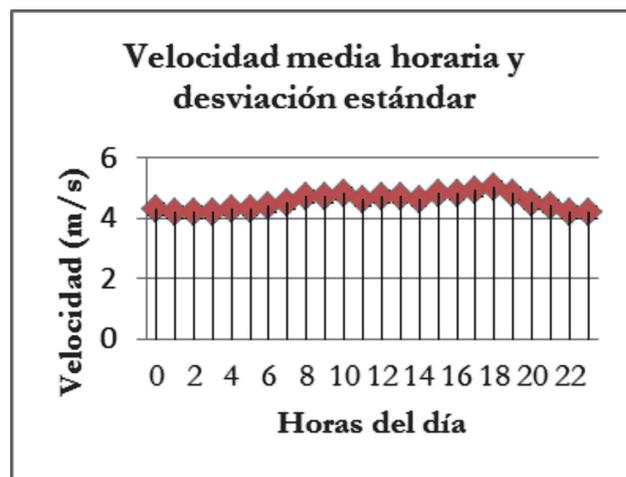


Figura 1. Velocidad del viento promedio horaria.

En la Figura 2 se puede deducir que a lo largo del día la velocidad del viento media se encuentra en el intervalo de 4 y 5 m/s; dentro de este, las horas con velocidades promedio del viento más altas se encuentran desde las 8 a las 19h, con valores de entre 4,6 a 5,0 m/s. En contraste, las velocidades medias más bajas se encuentran a las 22 y 5h, con valores medios de 4,2 y 4,3 m/s. En general, los promedios horarios de velocidad del viento se encuentran entre 4,2 y 5,0 m/s.

La velocidad promedio horaria máxima encontrada fue de 16,5 m/s, valor registrado durante el mes de agosto. Sin embargo, al analizar la totalidad de los datos se puede observar que a lo largo de los seis meses de evaluación, las ráfagas de vientos más fuertes, mayores a 14 m/s, se dieron únicamente durante el mes de agosto, mientras que septiembre fue el mes con las ráfagas de vientos relativamente más débiles, con un máximo de 10 m/s. El valor de velocidad del viento media que más se repitió fue 3,5 m/s, mientras que el punto medio de los datos fue 4,1 m/s.

### 3.1.2 Distribución de frecuencias del viento

La Figura 2 muestra el histograma de velocidades del viento, el cual fue construido con base en los 4416 registros de velocidad del viento media, registrados durante los 184 días de evaluación.

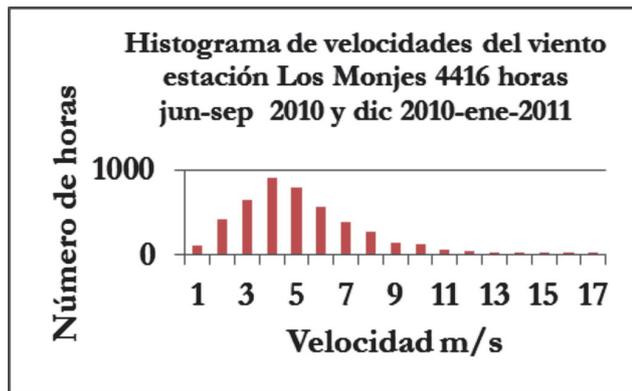


Figura 2. Velocidad del viento promedio horaria.

A partir de la Figura 3, se puede deducir que la distribución de frecuencias del viento presenta las siguientes características:

Los valores oscilan en un rango entre 0 y 16 m/s. Se destacan por su mayor frecuencia los intervalos que incluyen valores entre 2 y 5 m/s, los cuales abarcan un total de 2879 horas que equivalen a un 65,19 % del total de las observaciones; entre estos, el intervalo de 3 a 4 m/s, es el que el mayor número de datos aporta con 898 horas que corresponden al 20,34% de la información.

Los mayores valores o vientos fuertes oscilan en un rango entre 10 y 16 m/s, con un total de 125 horas que son igual al 2,83 % del total de los datos. Los intervalos con menor frecuencia de ocurrencia comprenden los rangos de 12 a 16 m/s, con un 31 horas, que equivalen al 0,70% del total de observaciones. Por otra parte, las calmas o vientos menores a 2 m/s, tienen una duración de 515 horas que corresponden al 11,66%, mientras los vientos ligeros y moderados (de 3 a 9 m/s) tienen una duración de 3141 horas, las cuales corresponden al 71,13 % de la información.

### 3.1.3 Densidad de potencia eólica específica

La densidad de potencia eólica teórica de entrada con la densidad del aire a nivel del mar, fue 115,11 Watts/m<sup>2</sup>, mientras que a nivel del páramo fue de 75,94 Watts/m<sup>2</sup>. Se puede observar que hay una diferencia importante entre los valores arrojados: 39,17 Watts/m<sup>2</sup> que equivalen a una reducción de aproximadamente el 34%, lo cual es consecuencia de la disminución en la densidad del aire a medida que aumenta la altura, y a la proporcionalidad de la misma en función de la densidad de potencia eólica. En consecuencia, ninguno de estos dos valores puede ser tomado como absoluto, de tal forma que lo más conveniente para este caso sería decir que la densidad de potencia eólica para las 4416 horas de evaluación está comprendida entre 115 y 76 Watts/m<sup>2</sup>. La Figura 3 muestra la curva de densidad de potencia eólica ajustada con la densidad del aire estimada en la estación *Los monjes*.

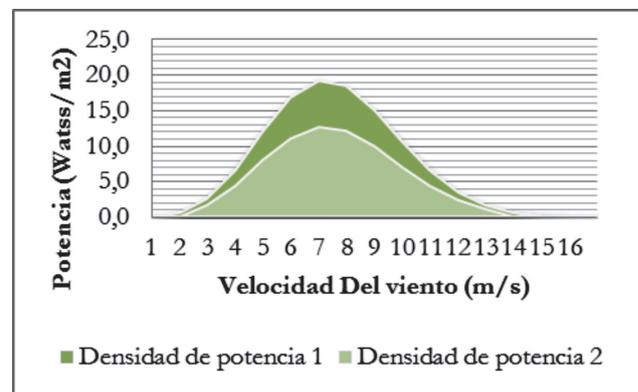


Figura 3. Densidad de potencia eólica específica a nivel del páramo.

En la Figura 3 se puede analizar cómo la mayor cantidad de potencia eólica se encuentra contenida en velocidades entre 5 y 10 m/s, con un pico máximo de 19 Watts/m<sup>2</sup> en 7 m/s. El porcentaje de estas velocidades, según la frecuencia de las mismas, es de 33 %, es decir, en un 33 % de los registros tomados en los meses analizados, está el 70.1 % de la densidad de potencia energética. La razón por la cual la densidad de potencia obtenida en las velocidades entre 10 a 16 m/s sea menor a la que se debería obtener teóricamente, radica en que dichas

velocidades tienen una probabilidad de ocurrencia más baja, por lo tanto, para este caso en especial, una velocidad de 7 m/s tendrá un mayor aporte energético que una velocidad de 10 m/s.

Con base en los datos de densidad de potencia eólica teórica de entrada, se calculó la densidad de potencia aprovechable de acuerdo a la ley de Betz, la cual establece que un aerogenerador ideal será capaz de aprovechar un máximo de 59 % de la energía total disponible.

### 3.1.4 Análisis de la dirección del viento

La Figura 4 muestra la rosa de los vientos para la estación Los monjes, con los datos de velocidad y dirección registrados durante los seis meses de evaluación, la cual fue realizada por medio del programa *WindRose Pro*. (19).

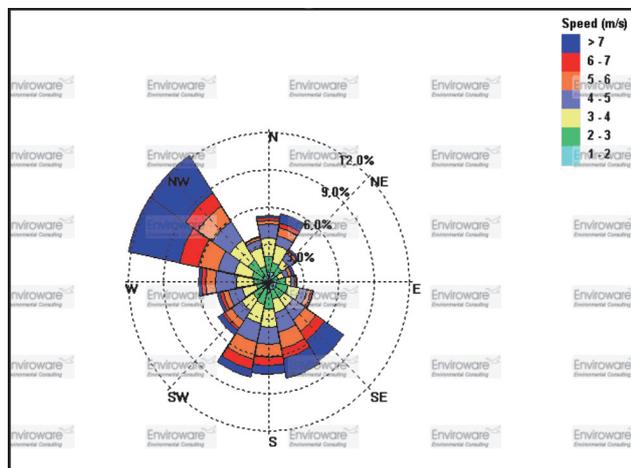


Figura 4. Rosa de los vientos estación Los monjes.

La rosa de los vientos fue realizada tomando en cuenta ocho direcciones del viento; los intervalos de velocidad fueron ajustados de uno en uno con base en las velocidades máximas y mínimas registradas durante los 184 días de evaluación. Las calmas y vientos ligeros están representados en los colores azul claro y verde; los vientos moderados en amarillo, morado y naranja, mientras que los vientos fuertes en rojo y azul rey. El gráfico permite analizar que las direcciones más predominantes fueron el noroeste ( $292^\circ$ ) y norte-noroeste ( $315^\circ$ )

con aproximadamente un 12 % cada una, las cuales representan un 24 % del total de la información, seguidas de las direcciones sureste ( $135^\circ$ ), sur-sureste ( $157^\circ$ ), sur ( $180^\circ$ ) y sur-suroeste ( $202^\circ$ ), cada una de estas con aproximadamente el 8 %, por lo que en conjunto, dicho rango de direcciones del viento (entre el sureste y el sur-suroeste), contiene un poco más 34 % del total de la información recolectada, convirtiéndolo en el intervalo más predominante. El restante de los registros se ubicó entre las direcciones norte ( $0^\circ$ ) y este-sureste ( $112^\circ$ ), con porcentajes iguales o menores al 6 %.

Al analizar los promedios de las velocidades del viento para cada dirección, se encontró que los valores más altos se encuentran en las direcciones noroeste ( $292^\circ$ ) y norte-noroeste ( $315^\circ$ ), con velocidades del viento entre 5,5 y 6,2 m/s, respectivamente. Vientos de 5 a 5,3 m/s se localizan entre el sureste ( $135^\circ$ ) y el sur-sureste ( $157^\circ$ ), mientras que vientos de 3 a 4 m/s se ubican en el restante de direcciones, a excepción de la dirección este ( $90^\circ$ ), cuya velocidad media es de 2,9 m/s. Con base en lo anterior, se puede inferir que los vientos potencialmente más aprovechables en términos de duración y magnitud, tienen una velocidad de entre 5,5 - 6,2 m/s y se encuentran en las direcciones noroeste ( $292^\circ$ ) y norte-noroeste ( $315^\circ$ ), cada una con aproximadamente el 12 % del total de la información.

## 4. Conclusiones

Se realizó la instalación de una estación de monitoreo del viento, denominada *Los monjes*, la cual está ubicada a 3531 *msnm* en el cerro Los monjes, páramo de Chontales, municipio de Sotaquirá, departamento de Boyacá. Estuvo operando los meses de junio, julio, agosto, septiembre, diciembre (2010) y enero de 2011. Durante los 184 días de evaluación se recopiló un total 4416 datos de velocidad y dirección del viento de periodicidad horaria. De acuerdo a la información secundaria del IDEAM, dicho periodo corresponde a los meses de vientos “altos” (meses de Junio a Agosto) y a vientos “bajos” (septiembre, diciembre y enero), por lo cual los

resultados obtenidos se consideran representativos para calcular, en una primera aproximación, el potencial de generación de energía eólica en la zona.

Teniendo en cuenta que hasta el presente los aprovechamientos de energía eólica se han estimado para zonas bajas, especialmente a nivel del mar, como en el caso de La Guajira y la isla de Providencia en Colombia, no habiéndose realizado estudios alguno hasta el momento en zonas de montaña andina, salvo algunos casos en Perú y Ecuador, se optó por realizar las estimaciones preliminares de la energía eólica a partir de los parámetros y conceptos fundamentales y más importantes planteados en la bibliografía de la investigación; estos son: velocidad del viento media, histograma de velocidad del viento, curva de distribución de Weibull, densidad de potencia eólica específica, rosa de vientos y la Ley de Betz.

Los meses con las velocidades promedio más altas durante el periodo de evaluación fueron: agosto con una media de 5,9 m/s, seguido de septiembre con 4,74 m/s, y Junio con 4,60 m/s. En contraste, los meses con las velocidades promedio más bajas fueron: enero con una media de 3,94 m/s, seguido de diciembre y julio, con promedios de 4,03 m/s y 4,60 m/s, respectivamente. El promedio total de velocidad del viento para los 184 días de evaluación fue de 4,57 m/s., correspondiente con los datos de IDEAM, presentados en el Atlas de vientos para Colombia, que estima que en la zona montañosa centro occidental de Boyacá, correspondiente a los macizos montañosos de La Rusia, Chontales e Iguaque, tienen vientos que oscilan entre 3 y 5 m/s, con velocidad media del viento en superficie, en promedio multianual.

Al analizar los 4416 registros de dirección del viento se pudo establecer que las direcciones más predominantes fueron: el noroeste (292°) y norte-noroeste (315°) con aproximadamente un 12 % cada una, las cuales representan un 24 % del total de la información, seguidas de las direcciones sureste (135°), sur-sureste (157°), sur (180°) y sur-suroeste (202°), cada una de estas con aproximadamente el 8 %.

La densidad de potencia eólica específica teórica de entrada, ajustada para los 184 días de evaluación, fue de 115 Watts/m<sup>2</sup> para la densidad del aire a nivel del mar, y 76 Watts/m<sup>2</sup> para la densidad del aire a nivel del páramo.

## Agradecimientos

A la Universidad El Bosque, programa de Ingeniería Ambiental, por su apoyo económico y logístico. A Colciencias por su apoyo con el joven investigador. A la Dirección de Postgrados de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Libre por su asesoría y acompañamiento. A Benedicto López y Carlos Avellaneda Escudero por su apoyo en el montaje y toma de datos.

## Referencias

1. Pinilla, Álvaro. 2008, El poder del Viento. Revista de Ingeniería. Universidad de los Andes No 28, págs. 64-69.
2. Escudero, José. Manual de energía eólica: investigación, diseño, construcción y explotación de distintos tipos de instalaciones. Bogotá D.C. : Ediciones Mundi-prensa., 2004.
3. Fernandez Diez, Pedro. Energía Eólica. Cantabria: Universidad de Cantabria, 2007.
4. UPME. Guía para la utilización de energía eólica para generación de energía eléctrica. Bogotá D.C. : Icontec, 2003.
5. Enric Aguilar, Inge Auer, Manola Brunet, Thomas C. Peterson. Guidelines on climate metadata and homogenization. World Meteorological Organization. Geneva : WMO, 2003. págs. 49-50.
6. Cortez, Hernán. Variación del viento con altura y orografía del lugar. México D.F : IDMA, 2003.
7. IDEAM. Atlas Colombiano de Viento y Energía Eólica. Bogotá D.C. : MAVDT, 2006.
8. Almoacid B, A. (2009). Estimación de potencial eólico y costos de producción de la energía eólica en la costa de Valdivia, Sur de Chile . Agro

- Sur 37(2), 103-109.
9. Escartín Sauleda, E. R. (2011). La tecnología de los sistemas de información geográfica en la evaluación de los recursos eólicos con fines energéticos. *Revista Internacional de Ciencias de la Tierra*, 10-17.
  10. Fajardo-Díaz, J. L., García- González, J. M., & García-Saldívar, V. M. (2010). Evaluación del potencial eólico de una zona del estado de Zacatecas, México *Tecnología. Ciencia, Educación*, vol. 25, núm. 2, julio-diciembre, 95-98.
  11. González –Avila, M. E.-M.-D. (2006). Potencial de aprovechamiento de la energía eólica para la generación de eléctrica en zonas rurales de México. *INCI*, Abril 2006, Vol 21, Nro 4, 240-245.
  12. Lackner, M. A., Rogers, A. L., & Manwell, J. F. (2008). Uncertainty Analysis in MCP-Based Wind Resource Assessment and Energy Production Estimation. *J. Sol. Energy Eng.* -- August , 10-19.
  13. UPME. Energías renovables: descripción tecnológicas y usos finales. Bogotá D.C. : Ministerio de Minas y Energía de Colombia., 2004.
  14. Whiteman, C. David. *Meteorología de Montañas: Fundamentos y Aplicaciones*. Oxford : Oxford University Press., 2000.
  15. Avila Galindo, Danny Enrique. Estudio eólico-orográfico de Colombia y su posible influencia con las descargas eléctricas atmosféricas. Santa-fé de Bogotá. Tesis de Grado. Santafé de Bogotá : s.n., 1997.
  16. Danish Wind Industry Association. Danish Wind Industry Association - Welcome - Talent-Factory . [En línea] [Citado el: 5 de septiembre de 2010.] <http://www.talentfactory.dk/es/stat/unitsw.htm>.
  17. Durán Castro, David. Evaluación del potencial de recursos energéticos no convencionales en el Perú Valle Chancay-Huaral1998, *Revista del Instituto de investigación de la Facultad de Geología, Minas, Metalúrgica y Ciencias Geográficas*. Vol 1. No 01.
  18. Dirección Nacional de Meteorología Uruguay. Dirección Nacional de Meteorología. [En línea] [Citado el: 9 de septiembre de 2010.] [www.meteorologia.com.uy/](http://www.meteorologia.com.uy/).
  19. Power Density Function. [En línea] 2003. [Citado el: 20 de septiembre de 2010.] <http://www.talentfactory.dk/es/tour/wres/powdensi.htm>.
  20. UPME. Formulación de un Plan de Desarrollo para fuentes no convencionales de energía en Colombia. Bogotá D.C. : CORPOEMA, 2010.