

Predicción de velocidades y potencial eólico para alturas superiores: estudio en Mérida, Yucatán, México

Carvente Muñoz, O.¹, Borges Pool, A.², Palmero Bojórquez, M.², González Carrillo, B.² Ordóñez López E.¹, Pérez Cortés, M.¹, Valdivieso Sogbi, H.²

Fecha de recepción: agosto 2014 – Fecha de aprobación: marzo 2015

RESUMEN

Estimar experimentalmente el potencial eólico para alturas superiores a 30 metros requiere, en general, de un costo significativo en infraestructura. Basados en mediciones experimentales de la velocidad del viento a una altura de referencia $z_0 = 35$ metros, y usando la ley de Hellman, en este trabajo reportamos los resultados de la velocidad del viento extrapolada para alturas mayores a z_0 . Las distribuciones de probabilidad de velocidades, experimental para z_0 , y las correspondientes a las alturas de extrapolación $z = 80, 100$ metros, son obtenidas por medio de la distribución de Weibull. Utilizando el software mathematica se obtienen los valores de los parámetros de escala c , y de forma k , que mejor ajustan la función de distribución de probabilidad de Weibull (PW) a los datos experimentales y a las curvas de extrapolación. Finalmente, con los valores obtenidos de los parámetros c y k , se presentan los resultados del potencial eólico disponible a la altura de referencia y a las alturas de extrapolación. Las velocidades de viento usadas en éste trabajo fueron medias en los campos deportivos del Campus de Ciencias Exactas e Ingenierías de la Universidad Autónoma de Yucatán. Los resultados muestran la factibilidad para instalar aero-generadores en el citado campus.

Palabras Clave: Weibull, distribución, extrapolación, potencial, viento.

Predicting wind speeds and potential for greater heights: study in Merida, Yucatan, Mexico

ABSTRACT

In order to obtain velocity distributions for heights greater than 35 m is necessary an expensive infrastructure. Based on experimental measurements of wind speeds at reference height ($z_0 = 35m$) above the ground level, the wind velocities for greater heights are extrapolated by means of the so called Hellman Law. The experimental probability distribution function at z_0 , and their corresponding to the extrapolation heights, $z = 80, 100m$ are also reported. Using mathematica software we find the best fits of the two parameters Weibull distribution to our experimental probability distributions and to the extrapolation curves, hence, the scale c and the shape k parameters, are also reported for the greater heights. Finally, the available wind power energy for Merida location, predicted by Weibull distribution, is calculated. The measurements used in this study were taken in the sport fields of the campus of exact sciences of the Autonomous University of Yucatan, the results show the feasibility of implementing wind turbines.

Key words: Weibull, distribution, extrapolation, potential, wind.

¹ Facultad de Ingeniería, UADY. Av. Industrias no contaminantes por periférico norte S/N C.P.97310, Mérida Yucatán México. Correo electrónico: osvaldo.carvente@uady.mx

² Egresado del programa de Maestría en Ingeniería, Opción Energías Renovables, Facultad de Ingeniería, UADY. Av. Industrias no contaminantes por periférico norte S/N C.P.97310, Mérida Yucatán México.

Nota: El período de discusión está abierto hasta el 1° de septiembre de 2015. Este artículo de investigación es parte de Ingeniería–Revista Académica de la Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Yucatán, Vol. 19, No.2, 2015, ISSN1665-529-X.

INTRODUCCIÓN

El precio de nuestro estilo de vida no podría ser más costoso, gracias a las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, producto de prácticamente todas nuestras actividades, la temperatura de la superficie de nuestro planeta aumenta cada vez más y de manera alarmante (Mora et al. 2013). Si bien el panorama es perturbador, lo cierto es que se requiere voluntad global para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y en su caso revertir el calentamiento global.

Los avances científicos y tecnológicos actuales permiten obtener energía eléctrica, sin emisiones del principal gas de efecto invernadero, el CO_2 , a partir de fuentes renovables limpias como la eólica y la solar. No hay duda de que la economía de México depende en gran medida de la exportación de petróleo, lo cual es un factor determinante en el tipo de política pública que se diseña para el desarrollo de nuestro país, sin embargo también hay que mencionar que hay interés en obtener electricidad a partir de fuentes renovables. De acuerdo con Global Wind, México en 2012 tenía una capacidad de 1,370 MW de capacidad instalada, situándolo dentro de la lista de 24 países con más de 1,000 MW de capacidad de transformación de energía eólica a eléctrica (Fried 2012). No obstante, la energía que se consume en México se debe en primer lugar a la industria termoeléctrica (71 %), la cual usa petróleo como principal fuente de energía, después la hidroeléctrica (18 %), siguiendo el carbón como fuente de energía (5 %), después las fuentes renovables, como la fotovoltaica y eólica (4 %), y finalmente la nuclear (2 %) (SENER 2013).

Como una muestra de responsabilidad social, desde 2010 la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán (FIAUDY) cuenta con 20 kW de instalación en celdas solares y 10 kW en aero-generadores situados a 40 metros de altura. Gracias a la instalación de techos verdes y la implementación de aires acondicionados más eficientes, el costo anual energético se ha reducido en 23 %. La ubicación geográfica de la Península de Yucatán representa una ventaja en cuanto a litoral costero, sin duda la energía eólica será, en un futuro, un motor de desarrollo económico. Conocer la distribución del viento y del potencial eólico permitirá tomar la mejor decisión en cuanto al tipo de turbinas que deberán implementarse. La aportación principal de este trabajo son los resultados del potencial del viento para alturas a las cuales, desde el punto de vista económico, es muy costoso acceder. A continuación presentamos un resumen de la metodología matemática que requiere el tema de estudio, seguiremos después con la

sección de resultados y discusión y finalizaremos con las conclusiones.

Antecedentes

En esta sección se resume la Ley de Hellman, la cual es ampliamente utilizada para extrapolar la velocidad del viento para alturas superiores a la altura de referencia, además, se proporcionan las herramientas necesarias para realizar un análisis estadístico completo de la distribución de velocidades de viento y el cálculo del potencial eólico (Johnson 2001, Manwell et al., 2010, Mathias y Ulrich 2006, Erichand y Renouard 2005).

i. La ley de Hellman.

Investigadores y desarrolladores de turbinas eólicas, con frecuencia, se ven forzados a extrapolar datos de velocidades de viento (medidos experimentalmente a alturas menores de 35 metros), para tener una idea de la distribución de velocidades a alturas donde no se cuenta con torres de monitoreo (Schwartz M.) El método principal de extrapolación, y quizás el más ampliamente usado se debe a Hellman, también conocido la ley de potencias $1/7$, el método requiere del conocimiento previo de las velocidades a una altura conocida (usualmente 10 metros por encima del nivel medio del mar), y un exponente de viento cortante, α , que gobierna la cantidad de masa de aire que sufre un esfuerzo cortante entre la altura de referencia y la altura a la que se desea extrapolar (Petersen 1998).

En la mayoría de situaciones prácticas, el exponente de corte α toma el valor de $1/7$, el cual corresponde a condiciones atmosféricas neutras, más adelante nosotros consideraremos condiciones de atmósfera neutra para evaluar el potencial eólico. La ley de Hellman está dada por :

$$v(z) = v_0 \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha \quad (1)$$

Donde z_0 es la altura de referencia, $v(z_0)$ es la velocidad medida a la altura de referencia, y $v(z)$ es la velocidad extrapolada a la altura superior $z > z_0$. En la literatura el coeficiente de corte α toma valores entre 0.14 (como en nuestro caso) y 0.2. Sin embargo, en situaciones reales α no es constante, depende de factores climáticos, temperatura, presión, humedad, hora del día, estación del año, dirección del viento y la naturaleza del terreno (Patel 1999, Elkinton 2006, Kirchoff 1983, Turner 2008). En la Tabla 1 se resumen los valores para el coeficiente de corte de viento asociado con diferentes tipos de geografía y topografía.

Tabla 1. Coeficiente de corte de viento para diferentes tipos de terreno

Tipo de terreno	coeficiente de corte de viento α
Océanos, lagos y superficies suaves	0.1
Maleza de hasta 35 centímetros de alto	0.15
Cultivos altos, setos y arbustos	0.2
Región arbolada	0.25
Ciudad pequeña con arbustos y pequeños árboles	0.3
Ciudad con edificios altos	0.4

ii. Distribución de Weibull.

Cuando se realizan mediciones de la velocidad del viento en intervalos de por lo menos 1 año, la función de distribución de probabilidad de Weibull se usa con éxito para describir las curvas de frecuencia (Odo 2012, Ahmed 2012, Ali 2004). La distribución de Weibull es de 2 parámetros, y es un caso especial de la función de distribución gama generalizada. Las velocidades del viento $v > 0$ están distribuidas según la distribución de Weibull si su función de densidad de probabilidad está dada por:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

Donde $c > 0$ y $k > 0$ son los parámetros de escala y forma, respectivamente. La ecuación (2) proporciona la probabilidad de que la velocidad del viento se encuentre dentro del intervalo de ancho 1 m/s y centrado en v . La ecuación (2) ha sido aplicada con éxito en muchas localidades alrededor del mundo cuando el periodo de tiempo de medición de las velocidades es por lo menos de 6 meses. Desde el punto de vista práctico, es deseable conocer la probabilidad de medir una velocidad cuyo valor sea menor o igual a v , para ello se requiere la función acumulativa de Weibull $F(v)$, la cual está dada por:

$$F(v) = \int_0^v f(x) dx \quad (3)$$

Usando la ecuación (2), con la substitución $x \rightarrow v$, un cálculo directo muestra que la ecuación (3) toma la siguiente forma:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

La función acumulativa de Weibull tiene las propiedades $F(0) = 0$ y $F(\infty) = 1$. Es importante remarcar que en la práctica la cantidad $F(0)$ no es necesariamente cero ya que existen casos donde efectivamente se mide velocidad del viento igual a cero. Para determinar el potencial es necesario conocer el valor de la velocidad promedio, usando la ecuación (2), se tiene que:

$$\bar{v} = \int_0^\infty v \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv \quad (5)$$

La ecuación (5) tiene la forma de la función matemática gama. Un cálculo directo muestra que la velocidad promedio está dada por:

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (6)$$

iii. La potencia promedio en el viento.

Cuando se modelan los datos de viento por medio de la función de densidad de probabilidad $f(v)$, la potencia promedio del viento P_w , que pasa en dirección perpendicular a un área A está dada por:

$$\bar{P}_w = \frac{1}{2} A \rho \int_0^\infty v^3 f(v) dv \quad (7),$$

Donde ρ es la densidad promedio del aire. Es claro que la potencia en el viento para alguna velocidad particular v es simplemente $A \rho v^3 / 2$. Es posible mostrar (Justus 1978) que cuando $f(v)$ es la función de distribución de Weibull (como en nuestro caso), la potencia promedio que entrega el viento está dada por:

$$\bar{P}_w = \frac{A \rho \bar{v}^3 \Gamma(1 + 3/k)}{2 [\Gamma(1 + 1/k)]^3} \quad (8).$$

La ecuación (8) representa la potencia promedio por unidad de tiempo que una masa de aire con velocidad v_i suministra sobre un área perpendicular A . Para fines de instalación de aero-generadores es necesario conocer la potencia del viento predicha por la distribución de Weibull a lo largo de, por ejemplo, un año (ver ecuación (9)).

$$W_{v_i} = \frac{1}{2} A \rho v_i^3 f(v_i) (8760) \quad (9).$$

RESULTADOS EXPERIMENTALES Y TEÓRICOS

A continuación reportamos los resultados del análisis estadístico de las mediciones de la velocidad del viento correspondientes a la segunda mitad del año 2012 y a la primera mitad de 2013. Las mediciones fueron tomadas en los campos deportivos del Campus de Ciencias Exactas e Ingenierías de la UADY, en la ciudad de Mérida, Yucatán, México ($21^\circ 2' 57''$). Un anemómetro NRG (<http://www.nrgsystems.com>), montado sobre el brazo de una torre reticulada a 39 metros de

altura sobre el nivel medio del mar, colectaba datos de velocidad de viento y los transmitía por radio frecuencia (en la banda ISM de 2.4 GHz) a una computadora para su almacenamiento. Finalmente, los datos que usamos en este estudio son promedios sobre intervalos de 10 segundos.

Con el propósito de hallar la probabilidad de obtener cierto valor de velocidad, para velocidades pequeñas, se realizó un primer conteo para encontrar la frecuencia de las velocidades en el intervalo entre 0 y 0.5 m/s, centrado en 0.25 m/s. Subsecuentes conteos dentro de intervalos de 1 m/s de ancho y centrados en 1, 2, 3, m/s, de ésta manera se obtienen los puntos experimentales de probabilidades para cada valor de velocidad (ver figura 1.a, cuadros negros). La interpretación de los puntos es la siguiente: si deseamos medir la velocidad del viento a una altura de 39 metros, tenemos aproximadamente el 20% de probabilidad de medir 4 m/s (valor de la velocidad más probable), cerca de 18% de medir 5 m/s, y así sucesivamente. Por otra parte, la probabilidad de medir velocidades mayores a 11 m/s es mucho prácticamente cero. Por supuesto, lo anterior puede ser diferente en caso de un huracán o una tormenta tropical, pero en tales casos, el exceso de energía del viento pudiera dañar las turbinas, por lo cual deben contar con sistemas de frenado y dejar de operar en condiciones por encima de su operación normal.

Para evaluar el potencial eólico es necesario conocer los valores de los parámetros c y k de la distribución de Weibull (ver ecuación 2), para ello implementamos el método del gradiente de conjugado del software mathematica, con lo cual se encuentra el mejor ajuste a nuestro datos

experimentales. La línea sólida de la figura 1 (a) muestra el mejor ajuste de la ecuación (2) a nuestros datos experimentales (cuadros sólidos).

Las curvas punteadas corresponden a los resultados de aplicar el gradiente conjugado a los datos de las velocidades extrapoladas (80 y 100 metros). Los valores de los parámetros c y k resultantes se muestran en la tabla 2. Si uno requiere saber la probabilidad de medir una velocidad de viento, por ejemplo entre 2 y 5 m/s, es necesario conocer la distribución acumulada. Dicha distribución se obtiene al introducir los valores de c y k a la ecuación (4), tanto a nuestros datos experimentales, ver cuadros sólidos de la figura 2 (b), como a los datos de las curvas extrapoladas, ver curvas punteadas de la figura 2 (b). Los resultados de las velocidades promedio dadas por la ecuación (6) y la potencia promedio dada por la ecuación (8) se muestran en la tabla 2. Finalmente, para condiciones climáticas estándar, donde la densidad del aire toma el valor de 101.325 kPa, calculamos el potencial anual del viento incidente de manera perpendicular sobre un área de 1m² predicho por la distribución de Weibull (ecuación (9)). Los resultados se muestran en la figura 2.

Tabla 2. Resumen de resultados.

height m	c	k	$\bar{v}$ m/s	$\bar{P}_w$ (W)
$z_0 = 35$	5.671	2.796	5.049	60.876
$z = 80$	6.367	2.800	5.670	86.202
$z = 100$	6.576	2.801	5.856	94.965

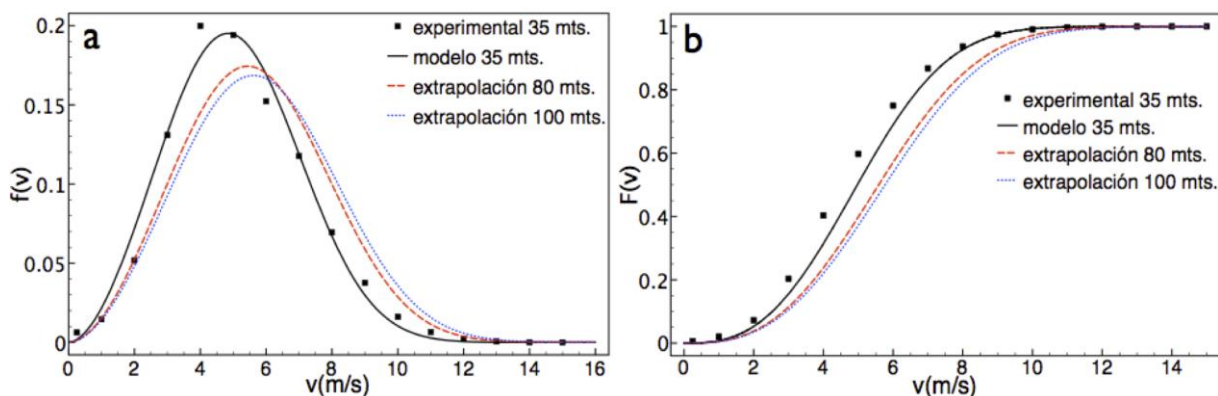


Figura 1. (a) Gráfica de la distribución de velocidades de viento. Los cuadros sólidos son los resultados Para los datos experimentales, la curva sólida es el mejor ajuste de la ecuación (2). Las curvas punteadas corresponden a los datos de extrapolación usando la ecuación (1). Se observa que a medida que aumenta la altura la velocidad más probable también aumenta. (b) Distribución acumulativa de las velocidades de viento correspondientes a los datos de las curvas de (a).

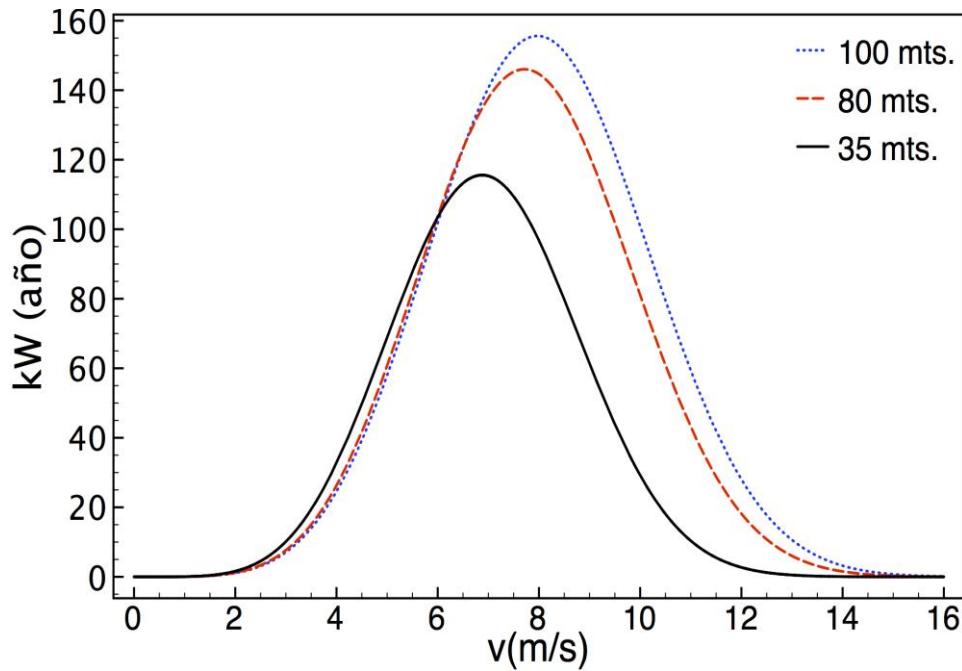


Figura 2. El potencial eólico anual predicho por la distribución de Weibull en términos de los valores de la velocidad del viento. La curva sólida es para la altura de 35 metros, mientras que las punteadas corresponden a las velocidades extrapoladas. Se observa que al ir de 35 a 100 metros se obtendría cerca de un 50% más de potencia.

Los resultados obtenidos muestran que existe una diferencia de aproximadamente 1 m/s entre la velocidad promedio a 35 metros y 100 metros de altura (ver tabla 2), sin embargo esa diferencia es suficientemente significativa para que la potencia promedio aumente en casi 50% (ver tabla 2). Estudios anteriores obtienen una velocidad promedio de 6.5 m/s en la franja costera del litoral de Yucatán (Soler 2009). En cuanto a las potencias máximas anuales, también se observa una diferencia de cerca del 50% entre 35 y 100 metros (ver figura 2). Sin duda es un incremento significativo, sin embargo es conveniente un estudio económico más profundo que permita determinar la viabilidad para colocar turbinas a 100 metros de altura, sin embargo tal estudio está fuera del alcance de éste trabajo.

CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta la metodología matemática para caracterizar el recurso eólico.

Usando datos experimentales caracterizamos el potencial eólico a una altura de 35 metros sobre el nivel medio del mar en las instalaciones de la FIUADY. Se presentan también los resultados de la velocidad extrapolada para alturas superiores y su correspondiente evaluación del potencial eólico.

Los resultados muestran que se requiere un incremento de cerca del 200% de la altura de referencia para aumentar en un 50% el potencial eólico, lo cual resulta una desventaja desde el punto de vista económico, además, al ser una región propensa a huracanes, el mantenimiento de torres de tamaño medio 40-50 metros podría facilitar y economizar el mantenimiento ante alguna amenaza climatológica. Nuestros resultados indican que sistemas de generación eólico son factibles en nuestra región siempre que su velocidad de viento nominal esté en el rango 5-7 m/s.

AGRADECIMIENTOS: Los autores agradecen el apoyo financiero de Conacty y del gobierno del estado de Yucatán, dentro del proyecto FOMIX 108931.

REFERENCIAS

- Ahmed S. A. y Mohammed H. O. (2012). A Statistical analysis of Wind Power Density Based on Weibull and Raleigh Models of Penjuen Region Sulaimani, Iraq. "Journal of Mech. And Industrial Enginnering". Vol. 6.
- Ali N. C. (2004). A Statistical analysis of Wind Power Density Based on Weibull and Raleigh Models at the Southern Region of Turkey. "Renewable Energy". Vol. 24.

- Elkinton M. R., Rogers A. L. y McGowan (2006). An investigation of wind-shear models and experimental data trends for different terrains. "Wind Energy", Vol. 40.
- Erichand H., y Renouard H. (2005): Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Applications, Economics. Alemania. Ed. Springer.
- Fried S. S., Sawyer S., Qiao L., Global Wind Report 2012. URL: <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/>.
- Johnson G. L. (2001): Wind Energy Systems, Manhattan KS. Ed. Prentice Hall.
- Justus C. G. (1978). Winds and wind system performance. Estados Unidos. Ed. Franklin Insitute Press.
- Kichoff R. H. y Kaminsky F. C. (1983). Wind shear measurements and synoptic weather categories for siting large wind turbines. "Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics". Vol 15.
- Manwell J. F., McGowan J. G., y Rogers A. L. (2010): Wind Energy Explained: Theory, Design and Aplications, 2da Edición. Estados Unidos. Ed. Wiley.
- Matthias L., y Ulrich F. (2005): Phisycal Approach To Short-Term Wind Power Prediction, Alemania. Ed. Springer.
- Mora C., Frazier A. G., Longman R. J., Dacks R. S., Walton M. M., Tong E. J., Sanchez J. J., Kaiser, L. R., Stender Y. O., Anderson J. M., Ambrosino C. M., Fernandez I., Giuseffi L. M., y Giambelluca T. W. (2013). The projected timing of climate departure form recent variability. "Nature" Vol. 502.
- Odo F. C., Uffiah S. U. y Ugwoke P. E. (2012). Weibull distribution-based model for prediction wind potential en Enugu, Nigeria. "Adv. In Appl. Science Research". Vol 3.
- Patel M. R. (1999), Wind and Solar Power Systems, Estados Unidos. Ed. CRC Press.
- Petersen E. L. et al. (1998). Wind power meteorology, "Wind Energy", Vol. 1.
- SENER, www.renovables.gob.mx, On line, 2013. URL: <http://www.renovables.gob.mx>.
- Soler B. R. y Infield D. (2009). Preliminary study of long-term wind characteristic of the Mexican Yucatan Peninsula. "Energy Conversion and Management". Vol. 50.
- Turner B. y Istchenko R. (2008). Extrapolation of wind profiles using direct measures of stability. "Wind Engineering". Vol. 32.