

# Metodología para la Evaluación del Recurso Eólico

J. Román K. Villacrés

Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

**Resumen** - Actualmente son apreciables las consecuencias negativas para el medio ambiente debido al uso de combustibles fósiles, por lo que se hace necesario utilizar fuentes alternativas de generación de energía.

Las energías renovables se encuentran en un nivel de desarrollo adecuado para su explotación comercial. Una de ellas es la energía eólica que ha destacado por ser la más rentable.

En el Ecuador la utilización de la energía eólica se encuentra en un estado incipiente, por lo que es necesario incentivar su desarrollo. En este contexto, un aspecto importante a considerar es la evaluación del potencial eólico de un sector, es decir, la determinación del recurso eólico en términos de producción anual de energía a obtenerse en un parque eólico, y determinar si ésta es suficiente para considerar la instalación de un proyecto exitoso.

En este trabajo se presenta una metodología para evaluar el recurso eólico en un emplazamiento.

**Palabras clave** - Energías renovables, recurso eólico, aerogenerador, función de distribución de Weibull.

## 1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es la energía obtenida del viento. El viento tiene su origen en el desigual calentamiento de la atmósfera. Alrededor del 2% de la radiación proveniente del sol es convertida en energía eólica [1].

La radiación solar que llega del sol se distribuye de manera irregular en las diferentes partes de la Tierra, siendo las zonas tropicales y ecuatoriales las que más radiación reciben, y las polares las que menos.

Debido a que los rayos solares inciden perpendicularmente sobre las zonas tropicales y el ecuador, el aire asciende, porque al calentarse se vuelve menos denso. En cambio, en las zonas polares, al llegar menos radiación, el aire se enfría y con ello desciende, por lo que el aire cálido procedente de las zonas tropicales alcanzaría a los polos, y el aire frío de los polos llegaría a las zonas tropicales. Pero esto sólo sería si la Tierra no rotara.

Debido a la fuerza de Coriolis (que es la fuerza causada por la rotación de la Tierra), el aire asciende sobre el ecuador creando un cinturón de bajas presiones. Cuando los vientos alcanzan la tropopausa (capa que delimita la tropósfera de la estratósfera) dejan de ascender, y se expanden hacia los lados: hacia el sur en el hemisferio sur y hacia el norte en el hemisferio norte.

A partir de ahí, comienza a descender el aire, hasta que alcanza el suelo (en zonas subtropicales), y una vez que alcanza la superficie, este puede continuar el camino hacia el norte o bien dirigirse de nuevo al ecuador. Una vez que el viento toca el suelo, vuelve a ascender en las zonas templadas, y al llegar a la tropopausa este puede dirigirse hacia los subtrópicos, o bien a los polos.

Este movimiento describe los vientos geostróficos, tal como se indica en la Fig. 1, es decir los vientos globales a los cuales están condicionados los vientos locales útiles para la generación eléctrica.

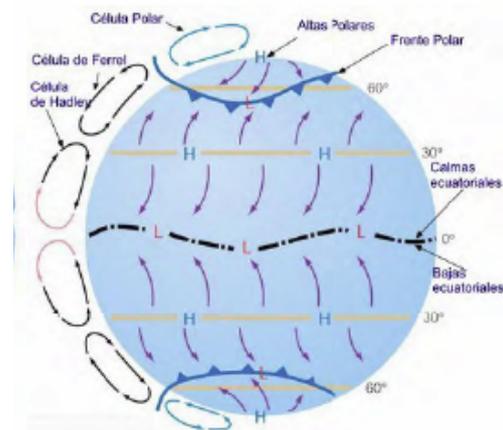


Figura 1: Dirección de circulación de las masas de aire considerando la fuerza de Coriolis

## 2. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

### 2.1. Campaña de medición

La finalidad de la campaña de medición es la recolección de datos que brinden información

suficiente para conocer las características del viento en un sitio dado.

Es necesario considerar que el cuidado en la realización de la campaña de medición eólica tiene consecuencias exponenciales en el estudio de recurso eólico, por ello es muy importante realizar la campaña de medición con los mejores procedimientos.

## 2.2. Parámetros

Los parámetros básicos a medir son la velocidad y dirección de viento, aunque la temperatura y presión del aire son de gran utilidad para la determinación del potencial eólico. Cada uno de los parámetros anteriores es medido a una altura apropiada dependiendo de su naturaleza.

La velocidad del viento es medida como estándar meteorológico internacional a una altura de 10 m, pero para los análisis eólicos no es suficiente, ya que los aerogeneradores modernos poseen una altura de buje de 60 a 100 m. Basta una altura de 30 a 40 m para las estaciones anemométricas de evaluación, distribuyendo de 3 a 4 anemómetros a diferentes alturas de la torre [1].

La colocación de las veletas, normalmente se hace a la misma altura que los sensores de velocidad para tener un par de valores, referidos a una misma altura, sin embargo, para la dirección es menos estricta la colocación de veletas a múltiples alturas, ya que la variación de la dirección a distintas alturas normalmente no excede los 15°. La información de la dirección se utiliza principalmente para la optimización del diseño de un parque eólico.

Medir y almacenar estos parámetros implica una serie de funciones internas en un registrador de datos que necesitan ser definidas. El muestreo de los datos puede ser de unidades por segundo (típicamente de 0,5 a 1 Hz) mientras que los registros de valor medio, desviación estándar, máximos y mínimos son diezminutales de acuerdo con los estándares internacionales.

Los registros de valor medio están definidos como el promedio de todos los valores muestreados. La desviación estándar, obtenida mediante la relación entre los valores instantáneos y el promedio, es indicador de la turbulencia y de la estabilidad atmosférica [1].

## 2.3. Equipo

Los sensores básicos son el anemómetro y la veleta [2]. En cada estación anemométrica se acostumbra

colocar por lo menos 2 anemómetros para validar los datos y para obtener el perfil del viento que determinan los valores de rugosidad del terreno. La ubicación y cantidad de estaciones está limitado principalmente por el factor económico.

Adicionalmente en una estación anemométrica son necesarios termómetros y barómetros, registradores de datos, sistemas de comunicación, fuentes de alimentación, gabinetes, cableado, torres y soportes.

## 2.4. Tratamiento de datos

Existen muchas posibles causas de errores en los datos: daños o falta de sensores, desconexiones, cables rotos, errores en el registrador de datos, descargas estáticas, entre otras.

La calidad en los datos colectados por las estaciones de medición, garantiza un menor error en la evaluación del recurso eólico, por lo que filtrar estos datos por medio de un proceso de eliminación y validación, antes de comenzar cualquier evaluación de potencial eólico, es de vital importancia.

El tratamiento de los datos se realiza utilizando un software de procesamiento de datos generalmente provisto por los vendedores de registradores de datos.

## 3. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS

Los planes de selección de emplazamientos nacionales/regionales satisfactorios se diseñan teniendo en cuenta aspectos tanto económicos y medioambientales, como de aceptación por parte del público general.

Estos planes se diseñan en base a mapas de recursos eólicos de buena calidad, necesarios para que los entes interesados puedan identificar los mejores emplazamientos eólicos del país.

Como regla general, cuanto mayor sea la velocidad del viento, mayor será la cantidad de electricidad que podrá producir un aerogenerador, con lo que los aspectos económicos del proyecto serán más favorables.

### 3.1. Características de los emplazamientos

Para seleccionar un emplazamiento en donde instalar un parque eólico debe considerarse lo siguiente [3]:

**Rugosidad:** Toma en cuenta la influencia de los obstáculos y del contorno (orografía) del terreno en la

variación de la magnitud y dirección de la velocidad del viento, en relación a su velocidad y dirección a mayores alturas.

**Variabilidad de la velocidad del viento:** A corto plazo la velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos.

En la mayoría de localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe sobre todo a que las diferencias de temperatura entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.

**Turbulencia:** Las tormentas suelen venir asociadas a ráfagas de viento que cambian tanto en velocidad como en dirección.

En áreas cuya superficie es muy accidentada y tras obstáculos como edificios, también se producen muchas turbulencias, con flujos de aire muy irregulares, con remolinos y vórtices en los alrededores, que disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica.

**Obstáculos del viento:** Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos.

**Efecto de la estela y del parque:** Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el viento que abandona la turbina tiene un contenido energético menor que el que llega a la turbina.

Por el efecto de la estela, cada aerogenerador frenará el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad.

Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el coste del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras.

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9

diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes.

**Efecto túnel:** Si se toma un camino entre dos edificios altos o un paso estrecho entre montañas se observará que se presenta el mismo efecto: el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como “efecto túnel”.

**Efecto de la colina:** Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área.

En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina.

### 3.2. Selección de emplazamientos

Normalmente, el sólo hecho de observar la naturaleza resulta de excelente ayuda a la hora de encontrar un emplazamiento apropiado para el aerogenerador. Los árboles y matorrales de la zona serán una buena pista para saber cuál es la dirección de viento dominante y, al moverse a lo largo de un litoral accidentado, se puede observar que siglos de erosión han trabajado en una dirección en particular.

Los datos meteorológicos, obtenidos en forma de rosa de los vientos durante un plazo de 30 años, sean probablemente la mejor guía, aunque rara vez estos datos son recogidos directamente en su emplazamiento, por lo que hay que ser muy prudente al utilizarlos [3].

Si ya existen aerogeneradores en esa área, sus resultados de producción son una excelente guía de las condiciones de viento locales. En países como Dinamarca y Alemania, en los que a menudo se encuentra un gran número de aerogeneradores dispersos por el campo, los fabricantes pueden ofrecer resultados de producción garantizados basándose en cálculos eólicos realizados en el emplazamiento.

Otros factores importantes en la selección de emplazamientos eólicos son: la conexión a la red, el

refuerzo de red, las condiciones del suelo y el riesgo en el uso de datos meteorológicos.

### 3.2.1. Criterios de selección de emplazamientos

La selección de emplazamientos se realiza considerando criterios técnicos y no técnicos [4].

De índole técnico: elevado potencial eólico, dirección del viento adecuada al terreno, vientos extremos y turbulencias aceptables.

De índole no técnico: disponibilidad de evacuación a distancia razonable, disponibilidad de terreno suficiente, marco legal y regulatorio adecuado, restricciones medioambientales.

## 4. ANÁLISIS DE DATOS DE VIENTO

La primera actividad para determinar la producción anual de energía de una planta eólica, es establecer el recurso eólico a largo plazo en el sitio propuesto, cálculo que a menudo está basado en la metodología de Medición, Correlación y Predicción (MCP), para proyectar esta información al lugar seleccionado del emplazamiento eólico [5].

La información necesaria que se requiere para realizar la evaluación del recurso eólico es recopilada en el sistema de adquisición de datos de las estaciones anemométricas de medición, instaladas en la zona en donde se realizará el montaje del parque eólico.

En combinación con las herramientas del flujo de vientos, curvas de energía de turbinas eólicas, curvas de empuje, trazados eléctricos, etc., se espera conseguir información actual y proyectada en el tiempo en que se espera que trabaje el emplazamiento eólico, la velocidad media del viento, la densidad de potencia esperada y, finalmente, la producción energética anual esperada en función de la selección de los aerogeneradores.

### 4.1. Establecimiento del recurso eólico a largo plazo

Para calcular la futura producción anual de energía de un potencial proyecto de energía eólica, normalmente se utiliza una metodología de tres etapas para calcular la velocidad del viento en el largo plazo en una planta de generación eólica propuesta [5]:

1. Se mide la velocidad del viento en el sitio y en las estaciones meteorológicas en forma simultánea, durante un período de aproximadamente 12 meses.

2. Se correlacionan los conjuntos de datos para encontrar una relación entre los dos conjuntos de datos de corto plazo (sitio y estaciones meteorológicas).

3. Se predice el recurso eólico a largo plazo en el sitio con el conjunto de datos a largo plazo obtenido en la estación meteorológica con la relación establecida entre la estación meteorológica y los datos del sitio para calcular el recurso eólico a largo plazo en el sitio.

### 4.2. Factores temporales: Turbulencia

Las variaciones con muy alta frecuencia totalmente aleatorias se dice que son turbulentas. La turbulencia del viento puede tener una media relativamente constante durante períodos de tiempo de una hora o más, pero a lo largo de un período (minutos o menos) puede ser bastante variable [1].

Esta variación desordenada no sólo es temporal sino también espacial y, puede disminuir la potencia de salida de un aerogenerador y causar sobrecargas en los componentes de la turbina.

El parámetro básico de la turbulencia es la intensidad de turbulencia, y está definido por la relación:

$$TI = \frac{\sigma_u}{u} \quad (1)$$

donde  $\sigma_u$  es la desviación estándar,

$$y, \quad \sigma_u = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2} \quad (2)$$

donde  $n$  es el número de registros;  $u_i$  es la velocidad instantánea y  $\bar{u}$  es la velocidad media del viento en el período.

La intensidad de turbulencia normalmente se mantiene en el rango de 0,1 a 0,4 [1]. Valores de intensidades de turbulencia menores o iguales a 0,1 indican bajos niveles de turbulencia, valores de hasta 0,25 indican niveles moderados de turbulencia y, valores mayores a 0,25 indican niveles altos de turbulencia.

### 4.3. Factores espaciales: Extrapolación Vertical

Debido a que las mediciones preliminares generalmente se realizan a menor altura que la necesaria para la evaluación de recurso eólico, existen técnicas comúnmente usadas para estimar velocidades a mayores alturas, es decir, extrapolar los datos y de esta manera obtener la velocidad a la altura apropiada.

Una expresión simple y común es la ley exponencial de Hellmann que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera y que es expresada en la ecuación siguiente [1]:

$$\frac{u}{u_o} = \left( \frac{H}{H_o} \right)^\alpha \quad (3)$$

Donde  $u$  es la velocidad a la altura  $H$ ;  $u_o$  es la velocidad a la altura  $H_o$  y  $\alpha$  = coeficiente de fricción o exponente de Hellman.

En esta ley el parámetro  $\alpha$  es determinado empíricamente por la ecuación:

$$\alpha = 0,096 * \log z_o + 0,016 * (\log z_o)^2 + 0,24 \quad (4)$$

donde  $z_o$  es el coeficiente de rugosidad de la superficie.

La ecuación (3) puede ser usada para ajustar datos razonablemente bien en el rango de 10 m hasta 100-150 m para terrenos simples sin obstáculos. El exponente  $\alpha$  varía con la altura, hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidades de viento y temperatura.

La siguiente tabla es comúnmente utilizada para determinar los coeficientes de rugosidad a utilizar.

**Tabla 1: Alturas de la rugosidad superficial según el tipo de terreno**

Tipo de terreno	Característica	Valor de $z_o$ (m)
Llano	Playa, océano, superficies arenosas	0,000 3
Abierto	Hierba baja, aeropuertos, tierras de cultivos vacías	0,03
Poco rugoso	Hierba alta, cultivos bajos	0,1
Rugoso	Cultivos altos alineados, árboles bajos	0,25
Muy rugoso	Bosques naturales	0,5
Cerrados	Poblados, suburbios	> 1
Ciudades	Centro de ciudades, espacios abiertos en bosques	> 2

## 5. MODELOS DE CÁLCULO DE CAMPO DE VIENTOS Y EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Los modelos del campo de vientos sirven para obtener información de la velocidad del viento en un sitio, zona o región en particular.

La energía del viento sólo puede ser calculada estadísticamente, ya que no se puede saber con certeza el viento que hará mañana. Si en un determinado lugar se mide la intensidad y la dirección del viento, aunque sea durante años, lo máximo que se puede obtener es una cierta probabilidad de que el año que viene el viento se comportará de modo parecido. Estas estadísticas del viento reciben el nombre genérico de clima eólico.

A pesar de esta incertidumbre, antes de instalar (o proyectar) un aerogenerador, el conocimiento del clima eólico es sumamente importante por una serie de motivos [6]:

1. Estimación de la producción anual de energía: conociendo las estadísticas del viento se puede hacer una previsión de la energía que se podría conseguir con un determinado aerogenerador.
2. Estimación de las dimensiones del aerogenerador en función de la energía deseada: a partir de las estadísticas del viento de un determinado lugar, se puede estimar el diámetro del rotor y la velocidad nominal que deberá tener el aerogenerador para poder producir la energía que se espera obtener.
3. Estimación de la capacidad de almacenaje de la energía: en los aerogeneradores funcionando en isla (es decir, no conectados a la red eléctrica), la capacidad del sistema de almacenaje de la energía dependerá de la frecuencia y duración de los períodos en que el viento previsiblemente no tendrá la suficiente intensidad para ser productivo en nuestro sentido. Por ejemplo, si la demanda de energía coincide con el período de vientos aprovechables, la capacidad de almacenaje requerida será inferior que en caso contrario.
4. Previsión de los vientos huracanados: la frecuencia de la aparición de los vientos huracanados puede tener una influencia sobre la construcción de una eólica (dispositivos de seguridad, solidez del mástil etc.).

Para fines de aprovechamiento del viento en generación eólica, los modelos de campos de viento son necesarios debido a la imposibilidad de definir el campo completo de vientos por medio de mediciones físicas, ya que para ello se requeriría realizar campañas de medida de amplia duración, con gran número de estaciones y de niveles medidas, lo que implicaría costos muy elevados.

Además, la definición del campo de vientos se utiliza para la extrapolación espacial de las mediciones

de la velocidad del viento a cualquier punto, para el dimensionamiento y diseño del parque aerogenerador, para seleccionar el tipo de aerogenerador a utilizarse, y su altura de instalación.

### 5.1. Tipos de modelos

Algunos modelos pueden ser utilizados para el cálculo del campo de vientos, pero son los modelos numéricos los más ampliamente utilizados en la evaluación del recurso eólico.

La modelación numérica considera ecuaciones de la mecánica de fluidos más o menos simplificadas, fórmulas matemáticas y datos empíricos.

Esta modelación toma en cuenta los efectos de la orografía, la rugosidad superficial del terreno, obstáculos y otros y, permite realizar la interpolación espacial de datos de viento.

Se conocen los siguientes tipos de modelos numéricos: de conservación de masa, de flujos complejos y estadísticos [4].

Estos últimos modelos consideran fórmulas matemáticas y datos empíricos y, son los utilizados en programas computacionales para determinar el campo de vientos.

### 5.2. Distribución de frecuencias por medio de histogramas – Método de Bins

Se trata de un método directo clásico de representación gráfica de datos estadísticos [6].

La velocidad del viento es dividida en denominadas clases (por regla general de 1 m/s de “anchura”). El procedimiento consiste en tratar por igual a todas las velocidades comprendidas entre el límite inferior y superior de cada clase. Para los cálculos se utilizará el valor medio de cada clase, es decir, el promedio de los valores superior e inferior de cada clase.

En un histograma se representa la frecuencia relativa de la aparición de cada clase durante el período de observación  $T$  [h], como se indica en la Fig. 2. Por ejemplo, la asignación de un 12,24% a la clase 4 m/s (o  $3,4$ ) significa que durante un período de tiempo de  $0,1224 \cdot T$  la velocidad del viento ha tenido una magnitud comprendida entre  $3,00 \dots 01$  y  $4$  m/s.

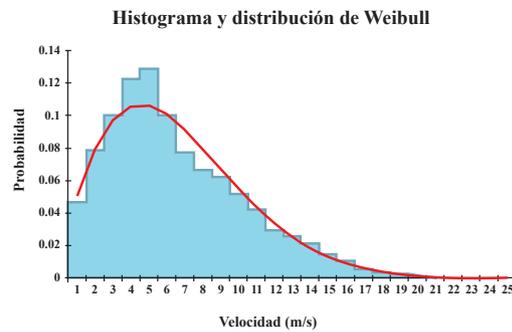


Figura 2: Ejemplo de una distribución de frecuencias (histograma) de la velocidad del viento y su correspondiente distribución de Weibull

Si se dispone de una cantidad suficiente de datos de medición, se puede dibujar un histograma para un determinado mes o año.

Una tabla típica de datos de velocidades del viento medidas a lo largo de un año, se muestra a continuación:

Tabla 2: Velocidades del viento medidas a lo largo de un año.

Bin	Frecuencia	$u_i$ (m/s)	$c_{pi}$
1	1 257	1	0
2	2 118	2	0
3	2 707	3	0
4	3 296	4	0
5	3 458	5	0,365
6	2 716	6	0,358
7	2 077	7	0,396
8	1 790	8	0,415
9	1 669	9	0,393
10	1 403	10	0,365
11	1 134	11	0,305
12	794	12	0,282
13	694	13	0,241
14	586	14	0,188
15	405	15	0,16
16	294	16	0,126
17	159	17	0,096
18	129	18	0,071
19	73	19	0,055
20	59	20	0,049
21	35	21	0
22	29	22	0
23	21	23	0
24	11	24	0
25	5	25	0

### 5.3. Cálculo de la energía mediante las estadísticas del viento

#### 5.3.1. Extracción de potencia de una turbina eólica

La potencia que se puede extraer a una turbina eólica puede determinarse mediante la siguiente relación [7]:

$$P = \frac{1}{2} * A * c_p * \rho * u^3 \quad (5)$$

$$\rho = \left( \frac{353,05}{t} \right) * e^{-0,034 * (z/t)} \quad (6)$$

donde  $A$  es el área circular de barrido de las palas del aerogenerador ( $m^2$ );  $c_p$  es el coeficiente de potencia;  $\rho$  es la densidad del aire ( $kg/m^3$ );  $u$  es la velocidad del viento ( $m/s$ );  $t$  es la temperatura del aire (grados kelvin) y  $z$  es la altura sobre el nivel del mar del aerogenerador ( $m$ ).

### 5.3.2. Densidad de potencia disponible en el viento

El recurso eólico en un sitio puede ser descrito a grandes rasgos por la velocidad media del viento, pero la densidad de potencia disponible en el viento proporciona una indicación más correcta del potencial de energía eólica de ese sitio. La densidad de potencia es proporcional a la suma del cubo de la velocidad promedio a corto plazo del viento, según se expresa en la siguiente ecuación [1], [8]:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} * \rho * \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^W m_i * u_i^3 \quad (7)$$

donde  $N$  es el número total de mediciones de velocidad del viento, tomadas durante un año;  $W$  es el número de clases;  $m_i$  es el número de mediciones (frecuencia) de la velocidad del viento correspondientes a una clase  $i$  y  $u_i$  es la velocidad del viento en la clase  $i$ .

Debido al término cúbico de la velocidad, dos sitios con la misma velocidad promedio del viento pero con diferentes distribuciones, pueden tener valores muy diferentes de densidad de potencia.

Esta ecuación sólo debe utilizarse para registros individuales de medición y no para los registros promedio a largo plazo tales como el valor mensual o anual. Utilizar esta ecuación con promedios a largo plazo subestimaría la densidad de potencia disponible en el viento debido a que los promedios a largo plazo no incluirán la mayoría de los registros de más alta velocidad.

La velocidad media ( $\bar{u}$ ) y la desviación estándar ( $\sigma$ ) se calculan utilizando las siguientes relaciones:

$$\bar{u} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^W m_i * u_i \quad (8)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left( \sum_{i=1}^W m_i * u_i^2 - \frac{1}{N} \left( \sum_{i=1}^W m_i * u_i \right)^2 \right)} \quad (9)$$

Utilizando por ejemplo, los datos de la tabla 2, y considerando la densidad del aire en condiciones estándar ( $1,293 \text{ kg/m}^3$ ), se obtienen los siguientes resultados:

$$\bar{u} = 6,62 \text{ m/s}, \quad \sigma = 3,96 \text{ m/s}, \quad \frac{P}{A} = 427 \text{ W/m}^2$$

### 5.3.3. Curva de potencia de un aerogenerador

En la Fig. 3 se muestra la típica curva de potencia  $P$  ( $v$ ) de un generador moderno [6], [7]:

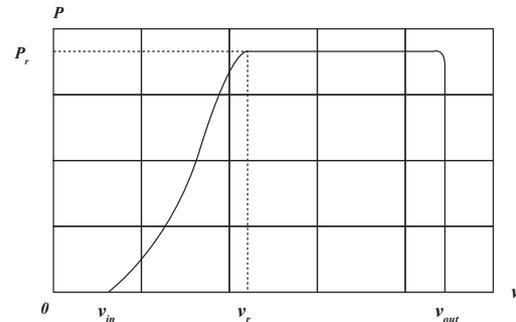


Figura 3: Curva de potencia de un aerogenerador

donde  $v_m$  es la velocidad del viento de conexión o de arranque, a partir de la cual el aerogenerador produce energía;  $v_r$  es la velocidad del viento a la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal  $P_r$  y  $v_{out}$  es la velocidad del viento de corte, sobre la cual el aerogenerador debe ser apagado.

### 5.3.4. El potencial energético de un lugar

Un aerogenerador real puede suministrar la siguiente energía en el período de un año:

$$E = \frac{1}{2} * \rho * A * \frac{1}{N} * 8760 * \sum_{i=1}^W c_{p_i} * m_i * u_i^3 \quad (10)$$

donde  $c_{p_i}$  es el coeficiente de potencia en la clase  $i$ .

Para el ejemplo de datos de la tabla 2, si se utiliza un aerogenerador con un diámetro de palas de 80 m, la potencia promedio y energía anual producida serán:

$$\bar{P} = 493,4 \text{ kW}, \quad E = 4322,1 \text{ MWh}$$

#### 5.4. Función de distribución de Weibull

Los métodos directos dependen únicamente de los datos de campo y requieren un cálculo numérico repetitivo.

El conocimiento de una expresión analítica que aproximadamente ajuste los datos de campo, es extremadamente útil cuando no se dispone de la serie temporal de datos o es necesario extrapolar datos de un lugar a otro, o de una altura a otra, o cuando solamente se disponen de datos resumidos.

Una función muy utilizada para análisis de viento es la distribución de Weibull, que está descrita por [8]:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad k > 0, \quad u > 0, \quad c > 1 \quad (11)$$

Donde aparecen los parámetros de escala  $c$  y de forma  $k$  cuyo valor cambia dependiendo del emplazamiento en estudio. El factor de forma varía en un rango de 1,5 y 3. Al caso particular cuando  $k=2$ , se le conoce como distribución de Rayleigh.

Los valores  $k$  y  $c$  se deben obtener a partir de las medidas tomadas en el emplazamiento, utilizando las siguientes relaciones:

$$c = \frac{\bar{u}}{\Gamma(1+1/k)} \quad k = \left(\frac{\sigma}{\bar{u}}\right)^{-1,086} \quad (12), (13)$$

donde  $\bar{u}$  es la velocidad media;  $\Gamma(1+1/k)$  es la función gamma de  $(1+1/k)$  y  $\sigma$  es la desviación estándar.

Entonces, las ecuaciones utilizadas para determinar la densidad de potencia y la energía anual a producirse en un emplazamiento eólico son:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} * \rho * \sum_{i=1}^W p_i * u_i^3 \quad (14)$$

$$E = \frac{1}{2} * \rho * A * 8760 * \sum_{i=1}^W c_{p_i} * p_i * u_i^3 \quad (15)$$

donde  $p_i$  es la probabilidad de Weibull de que la velocidad del viento se encuentre en el valor  $u_i$ .

Además se puede determinar la probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a una velocidad dada  $u_a$ , mediante la relación:

$$p(u > u_a) = \int_{u_a}^{\infty} f(u) d(u) = \exp\left[-\left(\frac{u_a}{c}\right)^k\right] \quad (16)$$

Para el ejemplo de los datos de la tabla 2, la densidad de potencia y la energía anual esperada, utilizando la función de distribución de probabilidad de Weibull son:

$$\frac{P}{A} = 412.8 \text{ W/m}^2, \quad E = 4434.85 \text{ MWh}$$

Una vez determinado el valor de  $k$  y  $c$  se puede obtener otro parámetro interesante para la evaluación de recurso eólico: la dirección.

Es común mostrar información simultánea de dirección e intensidad del viento en un solo gráfico, llamado rosa de los vientos [1]. Este gráfico se representa en la Fig. 4 donde se han considerado 16 segmentos, que representan direcciones angulares según la procedencia del viento. La longitud radial dividida representa la duración en el tiempo y la proporción de energía contenida en el sector.

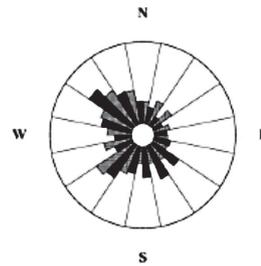


Figura 4: Rosa de los vientos

Entonces, finalmente es posible realizar análisis económicos para determinar la viabilidad de instalar un proyecto eólico en una zona determinada, en función de los recursos económicos disponibles para montar el proyecto, del precio de la energía proveniente de fuentes de energía renovables y otros factores de índole legal o de normativa existente en cada país.

Pueden utilizarse algunos criterios económicos para determinar la viabilidad de un proyecto eólico, como por ejemplo el cálculo del valor actual neto, del precio esperado de la energía o de la tasa interna de retorno.

Actualmente se disponen algunos programas computacionales dedicados para la evaluación del recurso eólico. Éstos en general requieren como entradas, los datos medidos de las velocidades del viento y características de los aerogeneradores a utilizarse y, evalúan el potencial eólico en términos de potencia media, de energía promedio anual obtenida y otros resultados adicionales. Otros inclusive con información adicional de entrada, pueden realizar el mapeo eólico de una zona o región, permitiendo una fácil determinación gráfica del potencial eólico de estos lugares.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Conclusiones

1. La generación eólica es una forma limpia de generación de energía eléctrica que está en franco desarrollo e implementación en el mundo, tanto para utilizarlas aisladas de una red eléctrica como para ser utilizadas conectadas a ella.
2. En el Ecuador el desarrollo e implementación de la energía eólica se encuentra en estado incipiente, por lo que se hace necesario incursionar en el tema y establecer los mecanismos que den el impulso necesario al desarrollo y aprovechamiento de esta energía.
3. La determinación del recurso eólico en términos de producción anual de energía, se constituye en un requerimiento de primordial importancia, con el fin de determinar si ésta es suficiente para considerar la instalación de un proyecto exitoso desde el punto de vista de rentabilidad o sustentabilidad económica.
4. Una correcta medición de la velocidad del viento y un correcto procesamiento de esta información, es fundamental para obtener una adecuada evaluación del recurso eólico y por tanto, para tomar decisiones acertadas para definir el montaje de un proyecto eólico.

### 6.2. Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones van dirigidas a aquellos organismos con poder de decisión dentro del manejo del sector eléctrico del país:

1. Realizar los cambios legales y normativos necesarios, a fin de impulsar el desarrollo de la energía eólica en el país.
2. Promover la instalación de estaciones de medida con el fin de contar con los suficientes datos de velocidad del viento en ciertos emplazamientos, con potencial de aprovechamiento eólico.
3. Ante la falta de mapas de recursos eólicos en el país, impulsar su levantamiento, para orientar a los entes interesados.
4. Promover la preparación y especialización de personal técnico, en el área de desarrollo e implementación de energía eólica.
5. Realizar los estudios necesarios para determinar el impacto de la penetración de parques eólicos en la operación del sistema nacional interconectado.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] David Eduardo Muciño Morales. (2009). "Evaluación del recurso eólico en Ciudad Universitaria". Tesis. México D.F., México.
- [2] Paul-Linke-Ufer (2000). *Ammonit Gesellschaft. Medición del viento para realizar un correcto pronóstico energético.*
- [3] Danish Wind Industry Association. Disponible (online) en: <http://guidedtour.windpower.org/es/tour>
- [4] Gaspar Iniesta Mora. (2007). "Curso de Energía Eólica". Endesa. España. Disponible (online) en: <http://www.escuelaendesa.com>
- [5] Sinclair Knight Merz. "Pronóstico mejorado en la energía eólica". Disponible (online) en: <http://www.skmconsulting.com>
- [6] Manuel Franquesa. (1989). *Introducción a la teoría de las turbinas eólicas.* Berlín.
- [7] Alireza Khaligh & Omer C. Onar. 2010. *Energy Harvesting.* CRC Press, Boca Raton, USA.
- [8] Carlos Gallardo. (2010). Apuntes del curso "Fuentes Alternativas de Energía". Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.



#### **Jorge Enrique Román Mora.-**

Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2001 y, realizó estudios de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en 2005. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Análisis de la Operación del Centro Nacional de Control de Energía. Sus campos de interés están relacionados con el Análisis de Eventos y el Desarrollo de las Energías Alternativas.



#### **Klever Efrén Villacrés Paredes.-**

Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2001 y, realizó estudios de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en 2005. Actualmente se desempeña como Instructor del Centro de Entrenamiento para Operadores del Centro Nacional de Control de Energía. Sus campos de interés están relacionados con la operación del sistema nacional interconectado.