

**INSTITUTO NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS
RENOVABLES
INER**

RECOMENDACIONES PARA LA INSTALACIÓN DE PARQUES EÓLICOS

**RESPONSABLE(S):
Gonzalo Guerrón / Coordinación General Técnica INER**

ELABORADO POR:

Diego Jijón
Marcelo García

Quito, Diciembre de 2014

Informe de las recomendaciones para la instalación de parques eólicos: Análisis del recurso eólico

Contenido

1.	Presentación.....	2
2.	Metodología y Datos	2
3.	Referencias	7

1. Presentación

Este informe tiene la finalidad de presentar las recomendaciones de los análisis del recurso eólico previo a la instalación de parques eólicos. Los resultados se enfocan en las horas de funcionamiento y la energía por año que podrá proveer el parque con los aerogeneradores propuestos, para las diferentes curvas de potencia analizadas.

Los datos entregados deberán ser de velocidad del viento de la Torre Meteorológica, los cuales servirán para las simulaciones en dinámica de fluidos a través de WindSim [1]. Se identifican el número y posición de los aerogeneradores que pueden ser instalados en la superficie del Parque Eólico propuesto para las curvas de potencia de fábrica. Mediante estos análisis, se podrá conocer el porcentaje de rendimiento a la cual podrá estar funcionando el Parque Eólico una vez instalado.

2. Metodología y Datos

2.1. Datos

Los datos que serán analizados corresponden a las mediciones de una o varias torres meteorológicas que realicen mediciones como, la velocidad y dirección del viento para al menos tres diferentes alturas; temperatura; precipitación y presión atmosférica, a un nivel temporal de 10 minutos. Por otro lado, se requiere las curvas de potencia referenciales de los aerogeneradores que vayan a ser instalados para una densidad del aire igual a la estimada en el lugar de interés, la curva de fábrica a condiciones normales.

2.2. Mapa de alturas y rugosidad

Los datos requeridos para posteriores análisis del comportamiento del viento son:

Colección vectorial de Aerogeneradores: debe constar de un archivo con la ubicación de los puntos (de este archivo se obtendrán las coordenadas). Además de un archivo .mdb que contiene una tabla de ubicación, la cual corresponde a la curva de potencia de los aerogeneradores. La posición de cada aerogenerador se debe establecer considerando normas internacionales que rigen una distancia mínima de dos veces el diámetro de la turbina a ser considerada (2D) [2].

Colección vectorial de la Estación de medición del viento: debe constar la ubicación de los puntos (de este archivo se obtendrán las coordenadas) y de un archivo .mdb que contiene la tabla de ubicación, con su respectiva tabla de datos de viento medidos por la estación meteorológica.

VARIABLES CONTINUAS EN EL ESPACIO ALTITUD Y RUGOSIDAD DE LA ZONA (FORMATO RÁSTER).

- **Altitud:** se refiere a la altitud en metros sobre el nivel del mar en la que se encuentra la zona de estudio (emplazamiento eólico), puede ser obtenida de una fuente de información satelital a partir de imágenes de radar SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) que se encuentra disponible en Internet [3].
- **Rugosidad del terreno:** se refiere al tipo de cobertura y uso del suelo existente en la zona de interés, este parámetro se encuentra definido en base al parámetro de longitud de rugosidad, cuyos valores se encuentran publicados en el mapa eólico del MEER¹.

¹ <http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>

Una vez recolectados los datos necesarios para esta etapa inicial, se inicia con la ejecución de la interfaz que fue realizada en el proyecto, esta considera 2 grupos de entradas correspondientes a los módulos 1 (Terrain) y 3 (Objects) de WindSim.

- En el apartado terreno, se requiere de las imágenes .rst de altitud y de rugosidad.
- En el apartado objetos, se requiere la colección vectorial tanto de las turbinas como de las estaciones de medición del viento.

Finalmente y una vez ejecutada la interfaz, se obtiene una carpeta en la cual se encuentran las entradas requeridas por el software CFD en el formato adecuado.

2.3. Análisis de datos y simulación de dinámica de fluidos computacional con WindSim

Los datos de velocidad de viento deberán ser analizados a través de la función de densidad de probabilidad bajo la distribución de Weibull. En primer lugar se realiza el diagrama de frecuencias absolutas, el cual consiste en contar el número de datos que se encuentran en los intervalos de velocidad establecidos. Las frecuencias absolutas consisten en dividir las cuentas de las frecuencias absolutas por el número total de datos.

Los datos de velocidad del viento se grafican a través de la rosa de los vientos, esto es en base a las frecuencias de la dirección del viento.

Se determinan las horas para las velocidades del viento más altas en promedio de la torre meteorológica, esto consistió en tomar el promedio de todos los datos para las horas, 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22 y 23; esto según los registros de la estación referencia del estudio.

La frecuencias relativas deben ser ajustadas a la función de densidad de probabilidad bajo la distribución de Weibull, la cual se encuentra en la Ecuación (1).

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (1)$$

Donde k, λ son constantes y se encuentran a partir de una regresión no lineal con el gráfico de las frecuencias relativas.

La intensidad de turbulencia debe ser analizada a través de la desviación estándar de la velocidad, sobre la velocidad del viento promedio, medidos cada 10 minutos. Esta relación se presenta en la Ecuación (2).

$$IT(v) = \frac{\sigma_v}{v} \quad (2)$$

La intensidad de turbulencia se es aproximada de forma empírica con la velocidad del viento como un decaimiento exponencial, esto se lo puede apreciar claramente en la Ecuación (3).

$$IT(v) = A_1 + B_1 \exp(-\lambda v) \quad (3)$$

Donde, A_1 , B_1 y λ son las constantes de la regresión entre la intensidad de turbulencia y la velocidad del viento. Se puede afirmar que para valores de λ altos, la intensidad de turbulencia será pequeña para valores de velocidad mayores a 15 (m/s).

Según el estándar internacional para los tipos de aerogeneradores "IEC 61400-1", la clase de turbinas por límites de velocidad de viento e intensidad de turbulencia se detalla en la Tabla 1 [4].

Tabla 1. Parámetros básicos para las clases de turbinas.

Clase de Turbina	I	II	III	S
v_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Valores especificados en fábrica
A IT_{ref}	0.16			
B IT_{ref}	0.14			
C IT_{ref}	0.12			

Donde, v_{ref} es la velocidad del viento promedio referencia medida cada 10 minutos. A, B, C Corresponden a las categorías de turbulencia, alta, media y baja respectivamente; y IT_{ref} es el valor esperado de la intensidad de turbulencia medida a 15 (m/s).

Para identificar la clase de aerogeneradores que pueden ser considerados en un Parque Eólico, bajo las condiciones de viento de la región se encuentra en la Ecuación (4).

$$\sigma_1 = IT_{ref} (0.75v_{buje} + b); b = 5.6 (m/s) \quad (4)$$

La Ecuación (4) estima el valor de la desviación estándar de la velocidad σ_1 , en función de la velocidad de buje de los aerogeneradores de un parque eólico. En base a esta ecuación, se encuentra la intensidad de turbulencia como fue explicado en la Ecuación (2).

Una vez analizada la velocidad del viento, se preparan los datos de la curva de potencia para los tipos de aerogeneradores que se desearán analizar, para ser simulados a través de dinámica de fluidos computacional mediante el software WindSim [1]. Las funciones que se involucran en las simulaciones tienen que ver con las soluciones de la ecuación de Navier Stokes, y además se consideran modelos de turbulencia [5, 6]. El software analiza la topografía del terreno para determinar la rugosidad de la velocidad del viento, en base a esto se realizan las simulaciones del vector viento en la región de interés, esto permite estimar el recurso eólico de los objetos o turbinas considerados en el estudio. Los resultados simulados se encontrarán en función de la energía de producción anual en (GWh) y la potencia en (kW).

Cómo una aplicación de la metodología mencionada se encuentra el informe realizado del recurso eólico de la zona de "El Arenal", el cual fue presentado para las decisiones de mantener la torre meteorológica de medición para estudiar la posibilidad de instalar un parque eólico a futuro. Este informe se encuentra como anexo.

3. Recomendaciones para calidad de energía.

La calidad de energía que entregue el parque tiene que cumplir con las siguientes normas y regulaciones de la entidad por el CONELEC:

Regulación CONELEC – 004/01 (Calidad del servicio eléctrico en distribución) [8]

Regulación CONELEC – 003/08 (Calidad del transporte de electricidad en el SNI)

En cuanto a normativa internacional se distinguen las siguientes: [10], [11]

IEC 61400-21 (Calidad de suministro en Aerogeneradores) [12]

EN 50160 (Características de tensión en redes de distribución BT, MT, AT)

IEEE 519 (Prácticas recomendadas en control de armónicos) [13]

En base a las normas antes mencionadas, con principal hincapié en la norma IEC 61400-21 específica para aerogeneradores, se realiza el análisis de los datos recolectados por el analizador de red.

3.1. Nivel de Voltaje

“En condiciones normales de explotación excluyendo los periodos con interrupciones, para un periodo de medición de 7 días continuos, el 95 % de los valores eficaces de la tensión suministrada promediados en 10 minutos debe situarse en un intervalo de $\pm 3\%$.”

Los niveles de voltaje de las centrales de generación con fuentes eólicas y fotovoltaicas, son bastante estables debidas al inversor que les caracteriza [14], esta implementación se puede ampliar para toda central de generación que presente un convertidor electrónico de potencia en su esquema.

3.2. Parpadeo (Flicker)

Es decir, “el índice de severidad de flicker de corta duración (P_{st}) y el índice de severidad de flicker de larga duración (P_{lt}) no debe superar la unidad por un tiempo superior al 5% del periodo de medición de 7 días continuos”. Acorde a la regulación CONELEC 004/01 y a la norma UNE-EN 50160, aplicada en el país.

3.3. Balance de Voltaje

El balance de voltaje se refiere al rango de aceptación para el MV2 se puede reducir al 1% ya que este factor es bastante reducido debido al inversor de potencia. De acuerdo a lo dispuesto en la regulación CONELEC 003/08

3.4. Balance de Corriente

“En condiciones normales de explotación excluyendo los periodos con interrupciones, para un periodo de medición de 7 días continuos, el 95 % de los valores del factor de desbalance de corriente, no serán mayores al 5%.”

3.5. Contenido armónico de voltaje

El contenido armónico de voltaje THD se recomienda adoptar lo dispuesto por la norma IEEE 519 y la regulación CONELEC 003/08 por ser la que rige a nivel nacional.

3.6. Contenido armónico de corriente

El contenido armónico de corriente THD. Se recomienda adoptar la norma IEC 61400 – 21 por ser específica para parques eólicos.

3.7. Interarmónicos de Voltaje

“En condiciones normales de explotación excluyendo los periodos con interrupciones, para un periodo de medición de 7 días continuos, el 95 % de los valores individuales de interarmónicos de voltaje deben ser inferiores a lo expuesto en la Tabla 2.”

Tabla 2. Límites de interarmónicos de voltaje.

H	MÁXIMO
0 – 3	0,15%
4 – 15	0,10%
16 – 20	0,15%
21	0,20%
22	0,10%
23 - 50	0,50%

El valor “h” representa los interarmónicos con frecuencias intermedias para dicha armónica. Por ejemplo, “h0” representa los interarmónicos entre 0 - 60 Hz.

3.8. Interarmónicos de Corriente

“En condiciones normales de explotación excluyendo los periodos con interrupciones, para un periodo de medición de 7 días continuos, el 95 % de los valores individuales de interarmónicos de corriente deben ser inferiores a lo expuesto en la Tabla 2.”

Tabla 2. Límites de interarmónicos de corriente.

H	MÁXIMO
0	0,30%
1	0,50%
2	0,70%
3	0,40%
4	0,30%
5 – 8	0,20%
9 - 15	0,10%
16 - 21	0,20%
22 - 50	0,10%

3.9. Factor de Potencia

“Para centrales de generación que no realicen regulación de carga, es decir con factor de potencia configurado a un valor cercano a la unidad, el factor de potencia de operación debe ser superior al valor asignado el 95% de tiempo del periodo de medición, que será por lo mínimo de 7 días continuos.”

4. Referencias

- [1] "WindSim Software". CFD Modelling. (<http://www.windsim.com/>)
- [2] M. Samorani, "The Wind Farm Layout Optimization Problem". Springer, 2010; 1–18.
- [3] A. Jarvis, H.I. Reuter and A. Nelson, "Hole-filled seamless SRTM data V4, International Centre for Tropical Agriculture". CIAT, 2008. (<http://srtm.csi.cgiar.org>)
- [4] IEC, "International Standard IEC 61400-1: Wind Turbines", Third Edition, 2005. (<http://www.iec.ch/>)
- [5] C. J Yap, "Turbulent Heat and Momentum Transfer in Recirculating and Impinging Flows". Faculty of Technology, University of Manchester, United Kingdom, 1987.
- [6] V. Yakhot, S.A. Orszag, S. Thangam, T.B. Gatski and C.G. Speziale, "Development of turbulence models for shear flows by a double expansion technique". Physics of Fluids A, 1992, 4(7): 1510-1520.
- [7] "Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC."
- [8] "Corporación Eléctrica del Ecuador." [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/>. [Accessed: 18-Aug-2014].
- [9] "Welcome to the IEC - International Electrotechnical Commission." [Online]. Available: <http://www.iec.ch/>. [Accessed: 18-Aug-2014].
- [10] "IEEE - The world's largest professional association for the advancement of technology." [Online]. Available: <http://www.ieee.org/index.html>. [Accessed: 18-Aug-2014].
- [11] A. E. de N. y Certificación, UNE-EN 50160: características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución. Asociación Española de Normalización y Certificación, 2001.
- [12] P. Code and C. Prix, "INTERNATIONAL STANDARD IEC 61400-21," 2008.
- [13] S. M. IEEE, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems IEEE Recommended Practices and. 1992.
- [14] C. José, CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES., 2nd editio. LTC., 2013.

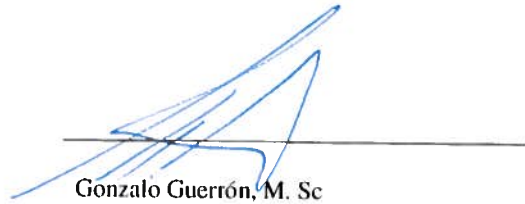
**Informe de las recomendaciones para la instalación de parques eólicos: Análisis del
recurso eólico**

Elaborado por :

Aprobado por :



Diego Jijón, Fis
Analista Técnico
INER



Gonzalo Guerrón, M. Sc
Experto Técnico
INER

Quito, 15 de diciembre de 2014