

Análisis del potencial eólico para un emplazamiento seleccionado en la región Piura

Daniel Marcelo¹, Israel Dioses²

¹Universidad de Piura, daniel.marcelo@udep.pe

²Universidad de Piura, isra.dioses@gmail.com

Resumen. La región Piura, presenta un elevado potencial eólico disponible en la costa de las provincias de Talara y Paita, con un valor de 4993 kWh/m²/año a una velocidad 8.5 m/s. En el presente trabajo, se analiza el potencial eólico para el caso estudio “cerro Chocán”, ubicado en Paita. Se utilizan herramientas como WAsP para la modelación del flujo del viento y el software GH-WindFarmer para el diseño de parques eólicos. Los datos de las torres de medición, orografía y topografía del terreno, viento a la altura del buje de los aerogeneradores y otros factores se utilizarán en conjunto para poder simular el emplazamiento de estudio como el ambiente casi real al que estarán expuestos los aerogeneradores. Definido el número de aerogeneradores a utilizar, se obtendrá la producción anual de energía considerando pérdidas por efectos topográficos y de estela, mantenimiento de la subestación, disponibilidad de la compañía eléctrica de distribución y pérdidas electromecánicas en el parque eólico. Se estimará la potencia instalada teniendo en cuenta el área y el recurso eólico disponible. Finalmente, se determina el diseño del parque eólico y la ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Palabras Claves: energía eólica, viento, WAsP, modelación, parques eólicos.

Abstract. The Piura region has a high wind potential available in the coast of the provinces of Talara and Paita, with a value of 4993 kW/m²/yr at a speed 8.5 m/s. In this work, the wind potential for the case study “cerro Chocán” located in Paita is analyzed. WAsP and GH-WindFarmer are used as tools for wind flow modeling and design of wind farms, respectively. Data from measurement towers, terrain and topography, wind hub height of the wind turbines and other factors are used together to simulate the location of study such as near-real environment that the turbines will be exposed. Defined the number of turbines to be used, the annual energy production will be obtained considering topographic effects and wake losses, substation maintenance, availability of electrical distribution company and electromechanical losses in the wind farm. Installed power is estimated considering the area and the available wind resource. Finally, the design of the wind farm and the location of the wind turbines at the site is determined.

Keywords: wind energy, wind potential, WAsP, modelling, wind farm.

1. Introducción

La ausencia de la energía suministrada a una sociedad, especialmente electricidad, tiende a acentuar la existencia de la asimetría social en las condiciones de vida (1). La falta de acceso a fuentes modernas de energía agrava la pobreza, sobre todo en el campo, donde las oportunidades son escasas. El establecimiento de políticas públicas orientadas a la erradicación de la pobreza debe incluir la expansión del acceso a la energía, en particular, a la electricidad, teniendo en cuenta, principalmente, las interrelaciones sociales (2).

El excelente desempeño económico de algunas regiones del mundo en desarrollo ha mejorado el acceso de energía para muchas comunidades desde el año 2000. Se han logrado progresos en Asia oriental y América Latina, como resultado las redes de electricidad se han ampliado (3). Actualmente la capacidad eólica en todo el mundo alcanzó 288275 MW, de los cuales se añadieron 44609 MW en el año 2012. Siendo en total, 100 países y regiones las que utilizan la energía eólica para la generación de electricidad (4).

En el Perú el uso de la energía eólica como fuente generadora de energía eléctrica es mínimo, para aumentar la contribución de esta fuente a la matriz energética es necesario que el Perú cuente con un marco regulador y de un registro confiable del potencial eólico, así como también es necesario que cuente con el recurso humano, financiero y técnico, que faciliten la explotación del recurso del viento (5).

Para el año 2013, Vestas suministrará al Perú 62 aerogeneradores para los parques eólicos de Cupisnique y Talara que contarán con una capacidad total de 114 MW. Las centrales de energía eólica producirán aproximadamente 451 GWh/año, lo que equivale a un ahorro anual de 295450 toneladas en emisiones de CO2 (6).

Finalmente es importante resaltar el papel de la energía para alcanzar los objetivos de desarrollo de los lugares más pobres y del mismo país, evitando hacerlo a expensas del medio ambiente.

2. Materiales y métodos

2.1 Potencia eólica

Para la evaluación del potencial eólico se tomaron muestras de velocidades medias del viento con una frecuencia de 10 segundos y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora, durante 5 años. Los datos fueron obtenidos de una torre que cumple con todas las normas de medición de velocidad y dirección del viento, la tecnología de los instrumentos es NGR Systems. La potencia eólica disponible en un área transversal y perpendicular al movimiento del flujo de viento (Figura 1) de velocidad \bar{v} (m/s) con densidad de aire ρ (kg/m^3) es calculada y expresada por unidad de área como sigue:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad \text{Ecuación (1)}$$

donde ρ es la densidad del aire estándar, un valor de $1.225 \text{ kg}/\text{m}^3$; \bar{v} es la velocidad media del viento m/s (7-8).

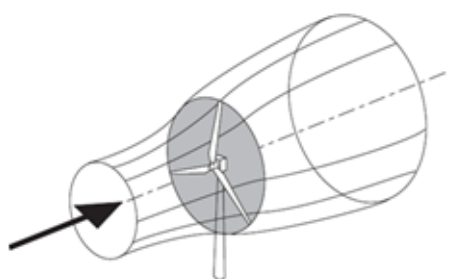


Figura 1. Área A barrida por el rotor de diámetro D (9).

La potencia eólica aprovechable es la fracción de potencia que realmente es capturada por el aerogenerador, la cual está determinada por un parámetro muy importante conocido como factor de carga (f_c) expresado en (%). A es el área expuesta al viento (m^2)

$$P_a = \frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3 f_c [W] \quad \text{Ecuación (2)}$$

El f_c se define como la relación entre la producción de energía anual (AEP_u) y la producción teórica máxima, si el aerogenerador estuviera funcionando a su potencia nominal (P_n) durante las 8760 horas del año o en cualquier periodo de muestreo (%) (10).

$$f_c = \frac{AEP_u}{P_n \cdot 8760} 100\% \quad \text{Ecuación (3)}$$

2.2 Análisis y procesamiento de datos

Para el análisis de datos, se establecieron ciclos energéticos (Figura 2) con los datos de velocidades medidas. Las fluctuaciones temporales del viento pueden ser a corto plazo, debidas al intercambio atmosférico, o a largo plazo, asociadas a fenómenos meteorológicos a gran escala.

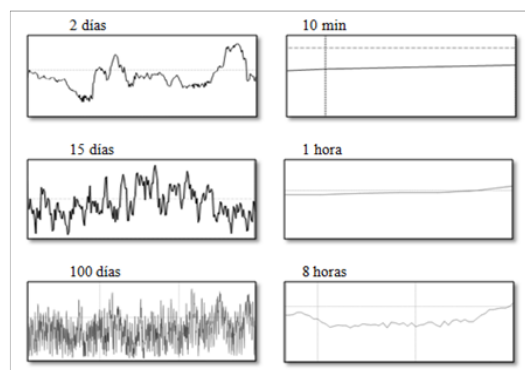


Figura 2. Ciclos energéticos.

El procesamiento de datos se realizó estadísticamente haciendo uso de la distribución de frecuencias de velocidades de viento obtenida del mástil de medición con el fin de obtener la distribución por sectores de las direcciones y la distribución por frecuencias de las velocidades, en forma de una rosa de vientos.

En la rosa de vientos (Figura 3) se muestra que en el sector sudeste se encuentra el 53.7% de los datos de las velocidades medidas durante la campaña de medición. Este sector (150°) coincide con la dirección de los vientos alisios. El rango de las velocidades con mayor ocurrencia en este sector se encuentra entre 6 y 12 m/s.

2.3 Potencial eólico a distintas alturas

El modelo que desarrolla el programa WAsP, elaborado en los laboratorios RISØ, parte de las ecuaciones del movimiento de un fluido en el interior de la capa límite y tiene en cuenta, a la hora de hacer la extrapolación, características tales como el tipo del terreno (llano, suavemente ondulado, fuertemente ondulado, etc.), la rugosidad (áreas acuáticas, cultivos, etc.), los obstáculos (edificios, setos, etc.) y las variaciones de la altura del terreno (orografía).

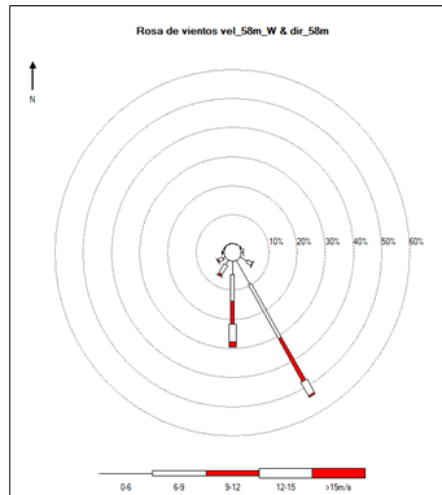


Figura 3. Rosa de vientos del mástil de medición.

De esta forma, en la Tabla 1 se calcula un viento sin perturbar a partir del cual se efectúa el cálculo posterior de lo que el modelo denomina *Atlas* (11). Para el emplazamiento seleccionado, se ha determinado que la clase de rugosidad es 1 (zonas rurales sin bosques ni casas), a la cual corresponde una longitud de rugosidad $z_0 = 0.030$ m.

Tabla 1. Clases de viento para aerogeneradores en condiciones de viento estándar.

Clases de vientos de los aerogeneradores	IEC I viento alto	IEC II viento medio	IEC III viento bajo
Velocidad anual promedio	10m/s	8.5m/s	7.5m/s
Velocidad de ráfagas extremas que ocurren una vez cada 50 años	70m/s	59.5m/s	52.5m/s
Clases de turbulencia	A 18%	A 18%	A 18%
	B 16%	B 16%	B 16%

2.4 Mapas del emplazamiento

Se creó un mapa de contornos de la topografía del emplazamiento (Figura 4) con resolución de 20 m entre cada curva de nivel. Las características del mapa de contornos son:

- Proyección UTM
- Datum WGS_84
- Unidades planas Metros
- Zona -17

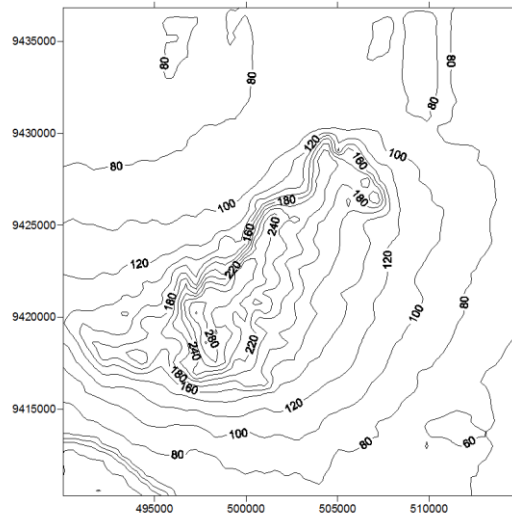


Figura 4. Mapa de contornos del Cerro Chocan, R_20m

Además se procedió a crear un mapa digital del terreno Figura 5 y 6, a partir del mapa de contornos.

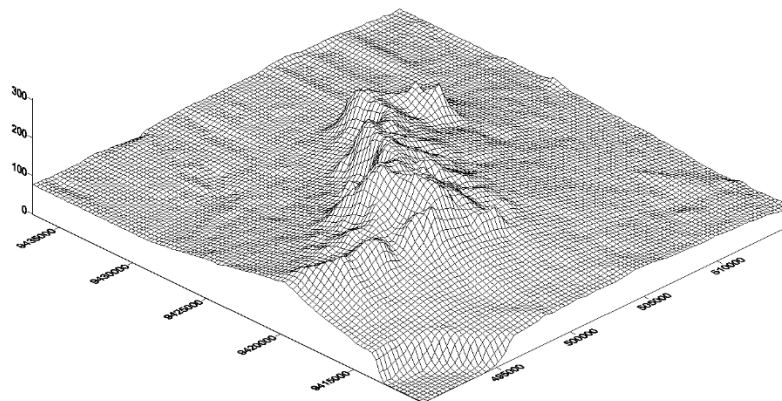


Figura 5. Mapa digital del Cerro Chocan

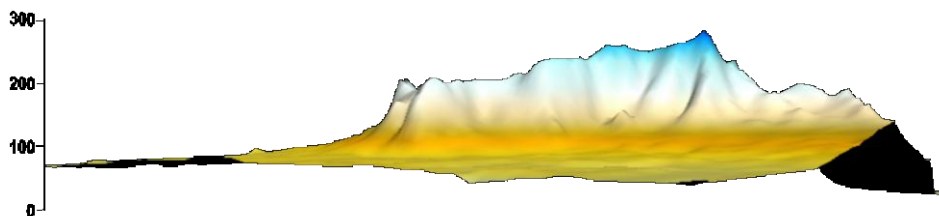


Figura 6. Mapa digital del Cerro Chocan, vista desde la carretera Piura-Paita

Utilizando el mapa digital del cerro Chocan y el software WindFarmer, se obtiene un nuevo mapa de contornos del emplazamiento con resolución de 10 metros entre cada curva de nivel, con el fin de mejorar los cálculos de la producción de energía en el emplazamiento.

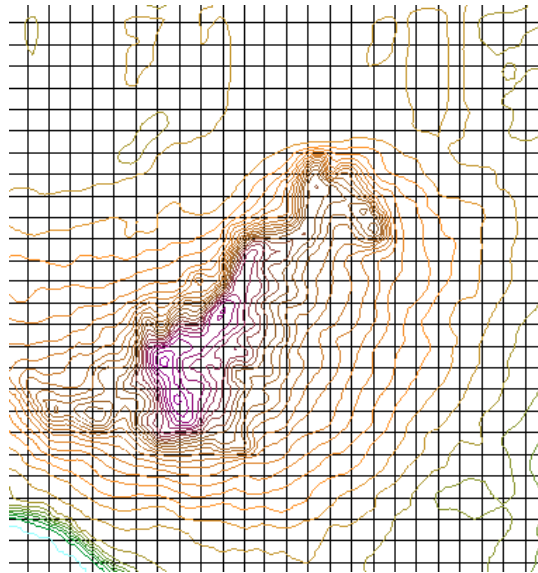


Figura 7. Mapa de contornos del Cerro Chocan, R_10m

2.4 Mapas del recurso del viento

Se crearon mapas de recurso de viento a la altura de 80 m y 95 m (Figura 8 y Figura 9). A la altura del buje igual a 80 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 508 a 875 [W/m²] y para la altura del buje igual a 95 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 570 a 945 [W/m²].

2.5 Selección de aerogeneradores

Para la selección del aerogenerador a utilizar, se tiene en cuenta factores como la densidad de potencia producida, la velocidad media del viento a la altura del buje, clase de viento en el emplazamiento y el factor de carga del aerogenerador. Las clases de aerogenerador están principalmente definidas por la velocidad del viento media anual (medida a la altura del buje), la velocidad de las ráfagas extremas que podrían ocurrir una vez cada 50 años, y la cantidad de turbulencia que hay en el emplazamiento. Por otra parte, las tres clases de viento para los aerogeneradores mostrados en la Tabla 1 están definidas por un estándar de la IEC 61400 y corresponden a viento alto, medio y bajo.

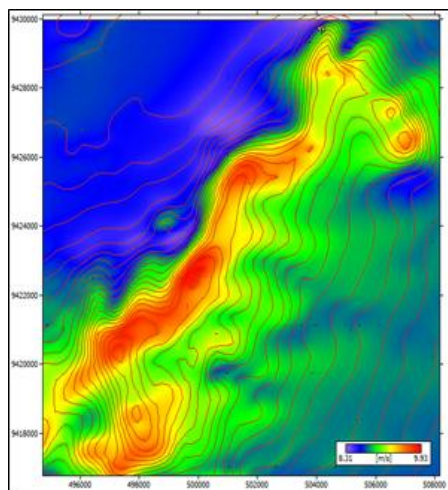


Figura 8. Mapa del viento a 80 m

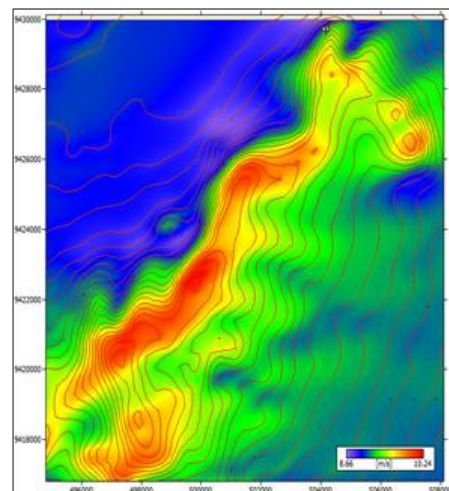


Figura 9. Mapa del viento a 95 m.

2.6 Factor de carga del aerogenerador

La Tabla 2 presenta la evaluación de tres aerogeneradores Vestas con diámetro de rotor “D”, de 90 metros, a la altura de buje de 58 m, 80 m y 95 m.

Tabla 2: Factores de carga a diferentes alturas para distinto aerogenerador.

Aerogenerador	58 m de altura	80 m de altura	95 m de altura
V90-1.8 MW	0.55	0.63	0.65
V90-2.0 MW	0.52	0.60	0.63
V90-3.0 MW	0.40	0.48	0.51

2.7 Configuración del parque eólico

Para la configuración de un parque eólico se tuvo en cuenta características correspondientes al viento y al área disponible, así como también las características propias del aerogenerador. La distribución de los aerogeneradores ha sido simétrica. En la dirección del eje principal (160°) la separación a lo largo de dicho eje es de 6 D y el número máximo de aerogeneradores es de 10, mientras que en la dirección del eje principal (250°) la separación a lo largo de dicho eje es de 3 D y el número máximo de aerogeneradores es de 50 (Figura 10). El proyecto consiste en la instalación de un central eólica de 260 MW de potencia instalada, en dos etapas de construcción tal como se muestra en la Tabla 3. El aerogenerador V90-1.8 MW a 60Hz genera 1.815 MW, este valor ha sido considerado en todos los cálculos.

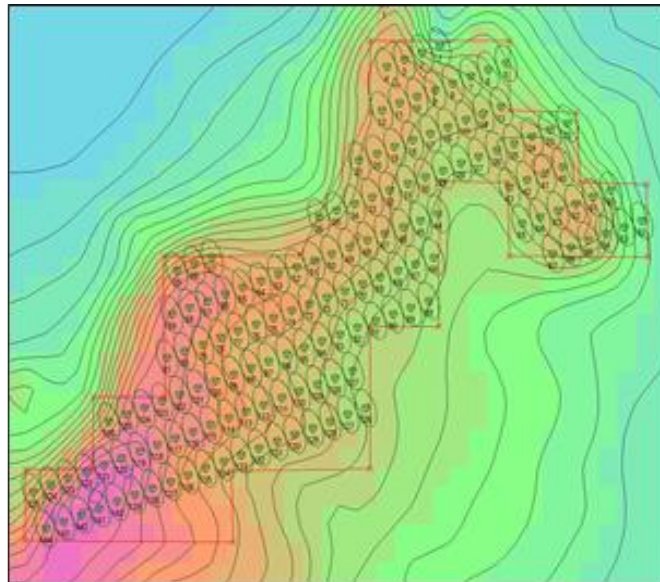


Figura 10. Distribución de los aerogeneradores, proyecto total.

2.8 Cálculo de energía

Para el cálculo de la energía ideal, todos los aerogeneradores experimentan el mismo régimen de viento a la altura del buje como en el mástil de referencia, sin pérdida alguna. Mientras que para el cálculo de la energía bruta, todos los aerogeneradores se consideran en su ubicación real, con aceleración topográfica relativa al mástil. La eficiencia topográfica ha sido calculada de la relación entre la energía bruta y la energía ideal. Por otra parte, para las pérdidas por efecto de estela se ha considerado una recuperación de la

estela del 0.2 % cada 2D, según el modelo *Eddy viscosity* basado en un trabajo conducido por Ainslie (1985) (12). Una medida de la fluctuación atmosférica es la intensidad de turbulencia, la cual se encuentra en el rango de 0.1 a 0.4 (13). El valor utilizado en el proyecto para la intensidad de turbulencia máxima admisible es de 0.2 y la intensidad de turbulencia ambiente es de 0.1.

Tabla 3: División del proyecto de la central eólica.

Etapa	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada
1era etapa	36	65.34 MW
2da etapa	108	196.02 MW
TOTAL	144	261.36 MW

3. Resultados

La velocidad media del viento en el emplazamiento se encuentra entre 8 y 9 m/s a la altura de 80 y 95 m, con lo cual se concluye que la clase de viento para el aerogenerador en el emplazamiento es IEC II. En resumen, el V90-1.8 MW es ideal para emplazamientos IEC II, mientras que el V90-2.0 MW es más adecuado para los emplazamientos IEC III y el V90-3.0 MW tiene mejor funcionamiento para los emplazamientos IEC I. Se ha identificado la necesidad que para la primera etapa del proyecto se construya una línea de transmisión de 220 kV desde el parque eólico hasta la estación de 200 MW que se encuentra en la intersección de la carretera Piura-Paita-Sullana debido a que la red de 60kV existente no es capaz de soportar la carga total del proyecto (Figura 11).



Figura 11. Ubicación geográfica del emplazamiento, “cerro Chocan”, Piura-Paita.

En la Tabla 4 se presenta un resumen de la energía generada por el proyecto a la altura de buje de 80 m y 95 m. Las pérdidas han sido consideradas a manera de eficiencias, y estos valores han sido tomados con el fin de obtener la energía que produciría la central eólica en funcionamiento. Además se ha considerado para la obtención de la producción energía anual, pérdidas por condiciones reales de instalación, así como también un margen de reserva operativo (MRO) igual al 10% que comprende las pérdidas de transmisión, distribución y fallas de la central.

La eficiencia topográfica es favorable dadas las características topográficas y orográficas del emplazamiento, se consigue aumentar la producción de energía ideal en 1.378 % (20 GWh/año) a 80 m de altura y en 1.749 % (26 GWh/año) a 95 m de altura. Por otro lado,

las pérdidas por efecto de estela disminuyen la producción de energía en un 5.55 % (80.69 GWh/año) a 80 m de altura y en 5.23 % (79.23 GWh/año) a 95 m de altura. El valor de la intensidad de turbulencia promedio a la que estarán sometidos los aerogeneradores es de 12.38 % a 80 m de altura y de 11.98 % a 95 m de altura.

Tabla 4: Resumen de la energía generada en la central eólica.

Resultados	Altura 80 m	Altura 95 m	Unidades
Potencia del emplazamiento	261.4	261.4	MW
Producción energética ideal	1434	1489	GWh/año
Producción energética bruta	1454	1515	GWh/año
Eficiencia Topográfica	101.378	101.749	%
Pérdidas por efecto estela	94.450	94.770	%
Eficiencia eléctrica	98.000	98.000	%
Disponibilidad	98.000	98.000	%
Otros Factores	98.000	98.000	%
Formación de hielo y degradación de pala	99.500	99.500	%
Mantenimiento de subestación	99.800	99.800	%
Paradas de compañía eléctrica distribuidora	90.000	90.000	%
Producción energética anual neta	1155	1208	GWh/año
Factor de capacidad estimado	50.4	52.7	%

4. Conclusiones

El análisis de la variabilidad del viento es de gran importancia debido a que la potencia varía con el cubo de la velocidad del viento, por lo tanto un error del 6 % en el pronóstico del viento conlleva un error del orden del 19 % en la potencia producida.

El factor de capacidad de la planta obtenido para los proyectos a las dos alturas seleccionadas, se considera excelente (9). Sin embargo, el incremento del factor de capacidad aumentando la altura de la torre a 15m, solo es de 2.3 % (53 GWh/año).

La Región Piura cuenta con un alto potencial eólico disponible, el cuál debe de ser utilizado para la generación de energía eléctrica, por otra parte se deben mejorar los sistemas de transmisión de tal forma que puedan soportar grandes suministros de energía. El incremento de la demanda eléctrica debido al crecimiento económico en la Región Piura, podrá ser cubierto por grandes parques eólicos como sistemas de generación de electricidad, permitiendo además el desarrollo de muchas zonas rurales.

Agradecimientos

Se agradece a FINCYT Fondo para Innovación Ciencia y Tecnología por el financiamiento del software Wind Farmer para el análisis y modelación del recurso eólico del emplazamiento.

Referencias

1. Pereira MG, Freitas MAV, da Silva NF. Rural electrification and energy poverty: empirical evidences from Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14:1229–40.

2. K. Kaygusuz. Energy services and energy poverty for sustainable rural development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:936–947.
3. Skipper, G. Energy poverty: the magnitude of the challenge. *OFID Quarterly*, April 2010. p. 9–11.
4. World Wind Energy Association. 100 Countries are using wind energy today - Iceland as 100th Wind Power Country. WWEA Report, 2012.
5. Project Tech4CDM. Wind energy in Peru. Financed by the European Union under Sixth Framework Programme.
6. *Revista Eólica del Vehículo Eléctrico*. Wind energy in Peru: Vestas receives wind power order for delivery of 114 MW. REVE, Octubre 2012.
7. Boyle Godfrey. *Renewable energy: power for a sustainable future*. Oxford:Oxford University Press; 1996:275.
8. Eskin N, Artar H, Tolun S. Wind energy potential of Gokceada Island in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008;12:839–51.
9. Tony Burton (2001). *Wind energy handbook*. New York: John Wiley & Sons Limited.
10. Miguel Villarubia. *Energía eólica*. Editorial CEAC. 2007. España
11. J. Bowen and N. G. Mortensen, WAsP prediction errors due to site orography. *Riso National Laboratory*, December 2004, pp 28-29, pp 34-35.
12. Ainslie J. F., Development of an eddy viscosity model for wind turbine wakes. *Proceedings of 7th BWEA Wind Energy Conference*, Oxford 1985.
13. Manwell JF, McGowan JG, and Rogers AL. (2002). *Wind energy explained: theory, design and application*. New York: John Wiley & Sons Limited.