

# Potencia aprovechable y variabilidad del viento caso típico distrito de Pimentel

## Available power and wind variability typical case of the Pimentel district

José Pérez<sup>1</sup>, José Arriola<sup>1</sup>, Max Espinal<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo,  
Lambayeque-Perú

Recibido : 30/05/2017 Aceptado: 14/08/2017

### RESUMEN

El presente artículo inicia dando a conocer las variables meteorológicas de un parque eólico. Posteriormente se analizan las ecuaciones que determinan la ley de Betz y la distribución Weibull esto con el fin de comprender la cantidad de energía y horas aprovechadas por un aerogenerador, se continúa con el factor de carga de un parque eólico. Finalmente se muestra la influencia de la rugosidad del terreno en la variación del viento y la selección de la zona de emplazamiento.

*Palabras Claves:* Potencial eólico, Ley de Betz, Distribución de Weibull, factor de carga, rugosidad

### ABSTRACT

The present work begins by describing the meteorological variables of a wind farm. Subsequently, the equations defining Betz's law and the Weibull distribution are analyzed, in order to understand the amount of power and time of operation available from a wind turbine, as well as the load factor of a wind farm. Finally, the influence of surface roughness on wind variation and the selection of a proper location are discussed.

*Keywords:* wind power, Betz's law, Weibull distribution, load factor, surface roughness

### 1. INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de las energías renovables en el Perú en los últimos años ha venido teniendo un gran impulso, tal es así que el 13 de septiembre del 2010 mediante el Decreto Legislativo N° 1002 se promueve el desarrollo de la Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (RER), mediante subastas de energías renovables (procesos supervisados por OSINERGMIN y dirigidos por el MINEM. Esto con el fin de reducir el impacto ambiental, evitando el uso de combustibles fósiles [1].

Los estudios conocidos desarrollados para aprovechar energéticamente las fuentes renovables en el departamento de Lambayeque son: los realizados para la electrificación rural masiva mediante sistemas fotovoltaicos los cuales están incluidos en el Plan Nacional de Electrificación Rural desarrollado por la Dirección General de Electrificación Rural (2013-2022) [2]. Además, se encuentra el estudio de factibilidad de la Central Eólica José Quiñones, actualmente en

desarrollo por la empresa Auster Energy desde mayo del 2015 [3].

Según el COES-SINAC en su "Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional (eólica y solar) a ser instalada en el SEIN (CMGNC)" [4] el porcentaje de la demanda cubierta en el año 2018 por recursos renovables (solar y eólico) será el 6.4%.

Tabla 1: "Demanda total y máxima capacidad nueva RER esperada al 2018". Fuente: [4]

Demanda SEIN esperada al 2018		Máxima capacidad nueva rer (solar + eólico) en el SEIN al 2018		
Pico [MW]	Valor Medio GWh/año	MW	Valor Medio GWh/año	% respecto a la demanda esperada
7450.0	59790.0	1656.0	3786.2	6.4

\* Correspondencia:

E-mail: jcpsalazar17@hotmail.com, jose.cancer2008@hotmail.com, max\_07\_12@hotmail.com

### 1.1 PLANTEAMIENTO DE OBJETIVOS

- Conocer las variables necesarias para determinar el potencial eólico de una zona específica.
- Analizar la ley de Betz.
- Analizar la distribución de Weibull.
- Analizar el factor de carga de un parque eólico.
- Mostrar la importancia de la rugosidad para la viabilidad

### 1.2 PLANTEAMIENTO DE HIPÓTESIS

La velocidad, la rugosidad del terreno, y la densidad del aire condicionan el aprovechamiento energético de una determinada zona.

## 2. ENERGÍA PRESENTE EN EL VIENTO

Según [6] la energía cinética de una masa de aire  $m$  moviéndose con una velocidad  $V$  es obtenida de la siguiente ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2}mV^2$$

Ecuación 1: "Energía cinética aprovechable"

El flujo de aire  $M$  se expresa como sigue a continuación:

$$M = \rho AV$$

Ecuación 2: "Flujo de aire"

Dónde:

- $M$ : flujo de aire en (kg/s)+
- $\rho$ : densidad volumétrica del aire (kg/m<sup>3</sup>)
- $A$ : área de barrido de las palas del rotor (m<sup>2</sup>)
- $V$ : velocidad del viento (m/s)

Ahora derivando la ecuación 1 con respecto del tiempo ( $t$ ) se obtiene la potencia ( $P_c$ ) debida a la energía cinética por la que la ecuación que describe el fenómeno queda definida por [6]:

$$\frac{d(E_c)}{dt} = P_c = \frac{1}{2} \left( \frac{d(m)}{dt} \right) V^2 = \frac{1}{2} M V^2$$

Ecuación 3: "Energía cinética derivada respecto del tiempo"

Sustituyendo la ecuación 2 en la 3 la potencia cinética queda expresa así:

$$P_c = \frac{1}{2}(\rho AV)V^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3$$

Ecuación 4: "Potencia cinética aprovechable"

## 3. DENSIDAD DE POTENCIA DISPONIBLE DEL VIENTO

El recurso eólico en una zona determinada puede calcularse de manera precisa 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. La densidad de potencia disponible en el viento expresa la energía eólica contenida por metro cuadrado (W/m<sup>2</sup>) y se obtiene por la siguiente ecuación [6]:

$$WPD = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n \rho V_i^3$$

Ecuación 5: "Densidad de potencia del viento aprovechable"

Dónde:

- WPD: densidad de potencia del viento (W/m<sup>2</sup>)
- $N$ : número de registros en el intervalo utilizado para el promedio
- $\rho$ : densidad del viento (kg/ m<sup>3</sup>) en una hora particular de observación
- $V_i^3$ : el cubo de la velocidad del viento (m/s) a la misma hora de observación

El uso de esta última ecuación solo debe ser para registros individuales de medición (por hora, cada diez minutos, etc.) y no para registros promedios a largo plazo como son el valor mensual o anual.

Como se sabe la densidad del viento depende de la temperatura ( $T$ ) y de la presión ( $P$ ). Por tanto si se conoce estas dos variables ( $T$  y  $P$ ), la densidad del viento se calcula por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

Ecuación 6: "Densidad del viento con  $T$  y  $P$  variando"

Dónde:

- $\rho$ : densidad del viento (Kg/ m<sup>3</sup>)
- $P$ : presión del aire (N/m<sup>2</sup>)
- $R$ : constante específica de gas del aire (287 J/ Kg.K)
- $T$ : temperatura del aire en grados Kelvin (C°+273)

Si la presión del sitio no está disponible, la densidad del puede estimarse como una función de la elevación del sitio y la temperatura de la siguiente manera:

$$\rho = \frac{P_0}{RT} e^{\left(\frac{-gz}{RT}\right)}$$

Ecuación 7: "Densidad del viento con en función de la elevación y la temperatura"

Dónde:

- p: densidad del viento (Kg/ m3)
- Po: presión atmosférica estándar a nivel del mar (101.325 Pa)
- g: constante gravitacional (9.8 m/s2)
- z: elevación del sitio sobre el nivel del mar (m).

**4. MÁXIMA POTENCIA POSIBLE A EXTRAER DEL VIENTO**

La potencia real a extraer del viento por las palas del rotor es la diferencia entre la energía río arriba y río abajo. Utilizando la ecuación (3) se obtiene:

$$P_c = \frac{1}{2}M(V^2 - V_0^2)$$

Ecuación 8: "Potencial aprovechable real"

Dónde:

- Pc: potencia mecánica extraída por el rotor.
- V: velocidad del viento río arriba a la entrada de las palas del rotor.
- Vo: velocidad del viento río abajo a la salida de las palas del rotor.

El flujo de aire a través de las palas es, por lo tanto; el obtenido por la multiplicación de la densidad con la velocidad promedio, y queda así:

$$M = \rho A \left( \frac{V + V_0}{2} \right)$$

Ecuación 9: "Flujo del aire considerando velocidades del viento río arriba y abajo"

Sustituyendo la ecuación (8) en (7) se calcula la potencia mecánica extraída por las palas del rotor que es conducida al generador eléctrico:

$$P_c = \frac{1}{2} \left[ \rho A \frac{V + V_0}{2} \right] (V^2 - V_0^2)$$

Reordenando la expresión tenemos:

$$P_c = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p$$

Obteniéndose:

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V}\right) \left[1 - \left(\frac{V_0}{V}\right)^2\right]}{2}$$

Ecuación 10: "Coeficiente de potencia o eficiencia del rotor"

Donde Cp es la fracción de energía eólica ríos arriba captada por el rotor.

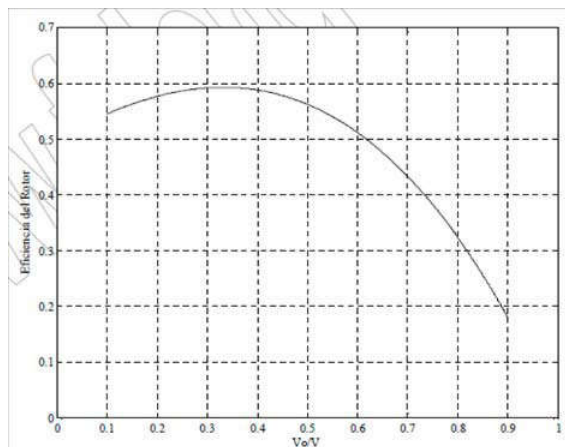


Imagen 3: "Eficiencia del rotor versus la relación Vo/V". Fuente [6]

En la imagen 3, se observa que Cp solo puede tener un valor máximo para la función pues este depende de la relación velocidades del viento aguas arriba y aguas abajo (Vo/V). Este máximo valor es de 0.59 (Postulado por Betz, cuando la relación Vo/V es 1/3), en la práctica la potencia máxima extraíble por un aerogenerador oscila entre: 20 y 50 %. Por tanto la máxima potencia extraída del viento, cuando se tiene que la velocidad del viento río abajo es un 1/3 del viento río arriba es [6]:

$$P_{cmax} = 0.59 \frac{1}{2} \rho A V^3$$

Ecuación 11: "Máxima potencia extraída del viento"

**5. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DEL VIENTO MEDIANTE LA LEY DE WEIBULL**

La ley de Weibull nos permite determinar la distribución de velocidades del viento durante un determinado periodo de tiempo (recomendable no menor a 5 años). La función de densidad de probabilidad p(v) correspondiente a la ley de Weibull es del tipo de dos parámetros (A y k) y está dada por la siguiente ecuación [7]:

$$p(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Ecuación 12: "Función de densidad de probabilidad"

Dónde:

- v: velocidad del viento [m/s],
- p(v): función densidad de probabilidad de Weibull,
- A: factor de escala [m/s], valor que suele ser próximo a la velocidad media (también expresado por la letra c).

- k: factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función probabilidad.

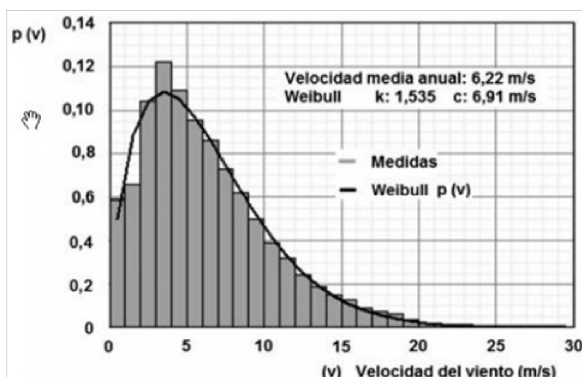


Imagen 4: “Distribución de la velocidad del viento durante un año (distribución de frecuencias relativas y la ley de Weibull ajustada). Fuente [5]

La siguiente imagen muestra un histograma anual de las velocidades del viento en donde las ordenadas representan las horas anuales (frecuencias acumuladas), en lugar de frecuencias relativas (como en la imagen anterior).

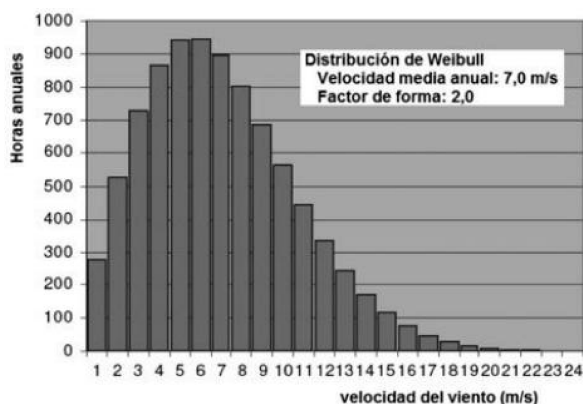


Imagen 5: “Histograma en horas de la velocidad del viento para 8760 horas (1 año)”. Fuente [5]

Un caso particular es la “distribución de Rayleigh” cuando se tiene  $k=2$ , lo cual es un valor típico en algunas localidades. Valores como 2.5 o 3 indican que las variaciones horarias promedio de la velocidad del viento es pequeña en comparación con la variación promedio anual. En cambio valor como 1.5 o 1.2 nos indican una gran variación sobre el promedio. La siguiente imagen nos permite apreciar la influencia del parámetro “k” en la forma de la curva.

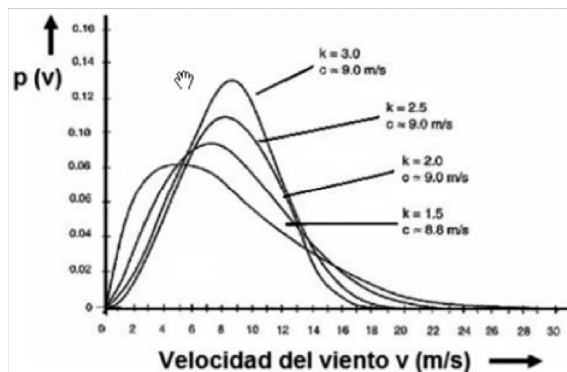


Imagen 6: “Densidad de probabilidad  $p(v)$  de la velocidad del viento según la ley de Weibull para distintos valores de  $k$ ”. Fuente [5]

### 5.1 Distribución de probabilidad acumulada de Weibull para velocidad del viento:

Esta función representa la frecuencia acumulada para cada valor de velocidad del viento. [8]

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

Ecuación 13: “Función de distribución acumulada”

Dónde:

- $F(v)$ : Función de distribución de probabilidad acumulada de Weibull para velocidad del viento.
- $v$ : velocidad del viento [m/s].
- $A$ : factor de escala [m/s], valor que suele ser próximo a la velocidad media (también expresado por la letra  $c$ ).
- $k$ : factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función probabilidad.

### 5.2 Tratamiento estadístico para determinar “K” y “A”

Para calcular los valores “K” y “A” se utilizará el método estadístico de regresión lineal, aplicándolo a la ecuación de distribución de probabilidad acumulada de Weibull.

$$\begin{aligned} \ln(-\ln(1-F(v))) &= k\ln(v) - k\ln(A) \\ Y &= mX + b \end{aligned}$$

Donde:

- Función lineal:  $Y = \ln(-\ln(1-F(v)))$
- Variable en función de la velocidad del viento:  $X = \ln(v)$
- Pendiente de la línea recta:  $m = k$
- Constante:  $b = -k\ln(A)$

Luego de aplicar el método de regresión lineal, para calcular el valor de “K” se debe hallar el valor de la pendiente de la línea recta que se gráfica, el resultado será igual al valor numérico de “K”.

Y para calcular el valor de “A” se debe hallar el valor de “b” que al ser una constante se obtiene de la resta “Y – mX” en cualquier punto, luego el valor de “A” será igual al exponencial del cociente entre “b” y “-K”.

**6. ENERGÍA ANUALMENTE GENERADA Y FACTOR DE CARGA DE UN PARQUE EÓLICO**

Las frecuencias relativas acumuladas obtenidas (ya sea mediante Excel u algún software como el Homer Pro) a partir del tratamiento estadístico de los datos registrados en la zona (recomendable no menor a 5 años) y a la altura de estudio nos determina la cantidad de horas mayor o igual a una velocidad de viento; esta y la curva de potencia del aerogenerador nos determina la cantidad de energía eléctrica producida anualmente.

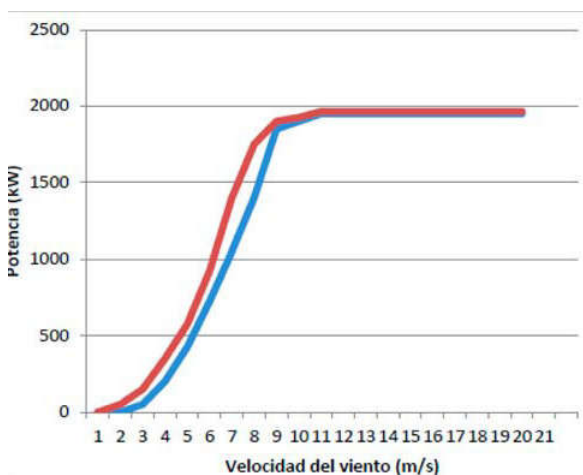


Imagen 7: “Comparación de la curva de potencia para 2 modelos de aerogeneradores”

La siguiente ecuación determina la energía entregada anualmente [9]:

$$EEP = n^{\circ} \text{ de horas } (v) * P(v)$$

Ecuación 14: “Energía generada anualmente”

- Donde p(v): potencia generada a una velocidad de viento, según el modelo de aerogenerador seleccionado.

El valor obtenido mediante la ecuación anterior nos permite determinar las horas equivalentes (horas

que tardaría en producir esa energía el aerogenerador trabajando a plena carga) [9]:

$$H_{eq} = \frac{EEP(kWh)}{P_n(kW)}$$

Ecuación 15: “Horas equivalentes”

Según [4] el factor de carga se define como la relación entre la energía producida por un aerogenerador, o un parque eólico, durante un periodo de tiempo y la energía que se hubiera generado durante ese periodo de tiempo si se hubiera trabajado a plena carga [9]:

$$F_c = \frac{EEP(kWh)}{P_n(kW)*8760(h)} = \frac{H_{eq}}{8760}$$

Ecuación 16: “Factor de carga

**7. ROSA DE VIENTOS**

Consiste en un diagrama polar en el cual se definen para diferentes direcciones o rumbos distintos valores relacionados con la velocidad y dirección del viento. El número de rumbos, cuyos valores principales se hacen corresponder con los puntos cardinales, suele ser 8, 12 o 16. El porcentaje de calmas se indica en el centro del diagrama.

Se puede dibujar diferentes tipos de rosa de viento:

- Porcentaje del tiempo total que el viento sopla procedente de una determinada dirección (Imagen 8). Así, en esta figura se puede ver que la dirección dominante es la NO, de la cual sopla el viento el 23.64 % de las horas anuales.
- Representación para cada dirección de porcentajes de tiempo total para los que la velocidad se mantiene en determinados intervalos de tiempo.

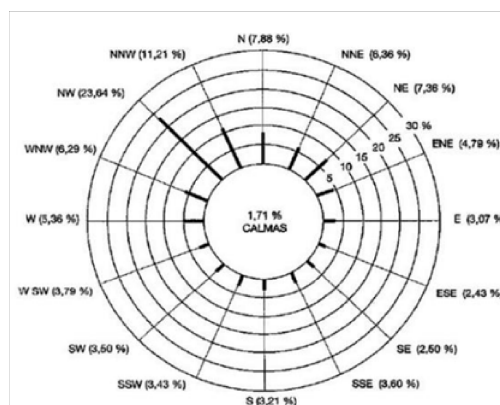


Imagen 8: “Rosa de direcciones de frecuencias porcentuales. Porcentaje de tiempo anual durante el tiempo que el viento procede de una dirección”. Fuente [5]

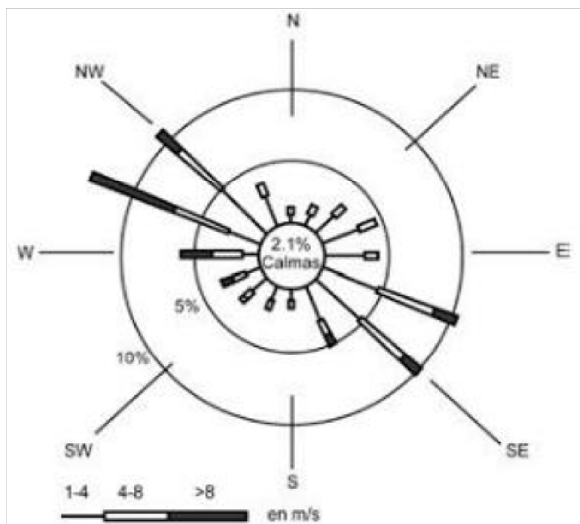


Imagen 9: "Frecuencia porcentuales de dirección para tres intervalos de las velocidades media". Fuente [5]

- v': velocidad del viento a una cierta altura sobre el nivel del suelo
- v: Velocidad de referencia, dato ya conocido (m/s)
- z': Altura sobre el nivel del suelo para una velocidad deseada
- z: altura de referencia, es decir, la altura a la que conocemos la velocidad de viento exacta
- zo: longitud de rugosidad en la dirección de viento actual.

La Tabla 4 muestra la clasificación de los terrenos en función de la longitud de rugosidad. Además, se incluye el índice de energía que permite estimar la pérdida potencial de energía eólica disponible en función de las características del terreno (superficies de agua, pistas de hormigón, campos abiertos sin cercados, campos con algunas casas, etc.)

Tabla 2: "Clases y longitudes de rugosidades". Fuente [7]

### 8. RUGOSIDAD DEL TERRENO Y VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD CON LA ALTURA

Según [7] para caracterizar las condiciones de un terreno, se define el parámetro, denominado "longitud de rugosidad", como la altura respecto al nivel del suelo expresado en metros, donde la velocidad del viento es nula. En función del valor de se puede clasificar el terreno en clases de rugosidad. La relación entre la clase de rugosidad y la longitud de rugosidad viene dada por:

$$z_0 \leq 0.03m \quad Clase = \frac{\ln(5000z_0)}{\ln 150}$$

Ecuación 17: "Rugosidad para Zo < 0.03 m"

$$z_0 \leq 0.03m \quad Clase = \frac{\ln\left(\frac{1000}{9}z_0\right)}{\ln\left(\frac{10}{3}\right)}$$

Ecuación 18: "Rugosidad para Zo > 0.03 m"

En el cálculo de la variación de la velocidad con la altura se distingue dos situaciones [7]:

#### a) Variación con la altura de la velocidad del viento medio o estacionario.

Es el modelo más utilizado basado en la hipótesis de una atmósfera neutra, viene dada por la expresión:

$$v' = v \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}$$

Dónde:

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (z <sub>0</sub> )(m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0.0002	100	Superficie de agua. Terreno descubierto, superficie lisa.
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped.
1	0.0030	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 1250 m.
2	0.1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 500 m.
2.5	0.2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8m situado a 250 m.
3	0.4	24	Pueblos, bosques y terreno
3.5	0.8	18	Ciudades con edificios y terreno
4	1.6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados

#### b) Variación con la altura de la velocidad media del viento a largo plazo.

En esta situación el modelo de cálculo más usado se basa en admitir una ley exponencial de Hellmann para la variación de la velocidad con la altura según la expresión:

$$\frac{v'}{v} = \left(\frac{z'}{z}\right)^\alpha$$

- Dónde:  $\alpha$  es el exponente de Hellmann que varía según la rugosidad.

La siguiente tabla muestra los valores de exponente de Hellmann [7]:

**Tabla 3: “Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno”**

	Coefficiente de Hellmann ( $\alpha$ )
Lugares llanos con hielo o hierba	0.08 - 0.12
Lugares llanos (mar, costa)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13 - 0.16
Zonas turísticas	0.2
Terrenos accidentados o bosques	0.2 - 0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25 - 0.4



Imagen 10: Ubicación

## 9. CASO TÍPICO DISTRITO DE PIMENTEL

### 9.1 Parámetros técnicos del parque fotovoltaico

Para el presente artículo se evalúa la siguiente zona de Pimentel:

- Latitud: 6°51'30.79"S
- Longitud: 79°56'4.75"O
- Altura sobre el nivel del mar:
- Área de Estudio: 45 hectáreas
- Potencia nominal de cada aerogenerador: 3MW
- Diámetro de las aspas: 50 metros
- Velocidad promedio anual: 9.28 m/s
- Altura al buje: 100 m

Para analizar el potencial eólico del área seleccionada (45 hectáreas) se hace uso de la base de datos estadística proporcionada en el “atlas eólico 2016-MINEM”.

Tabla 4: Producción Anual. Fuente: MINEM

Rango (m/s)	Horas (h)	Potencia (kW)	Producción (MWh/año)
3	175	0	0
3.5	88	0	0
4	88	47	4
4.5	175	111	19
5	175	190	33
5.5	263	283	74
6	263	391	103
6.5	263	518	136
7	350	666	233
7.5	350	842	295
8	438	1038	455
8.5	438	1254	549
9	438	1486	651
9.5	438	1732	759
10	438	1994	873
10.5	438	2257	989
11	438	2495	1093
11.5	438	2694	1180
12	438	2825	1237
12.5	350	2907	1019
13	350	2953	1035
13.5	350	2984	1046
14	263	2994	787
14.5	263	2999	788
15	175	3000	526
>15	701	3000	2102

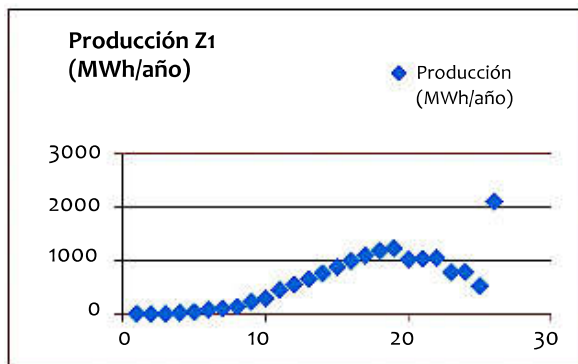


Imagen 11: Producción según velocidades específicas

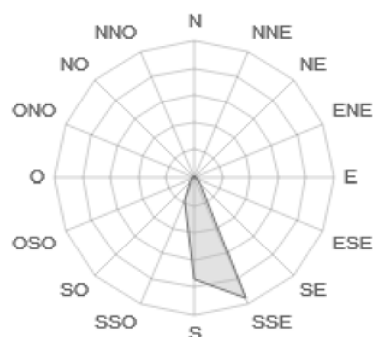


Imagen 12: Rosa de vientos

Mediante estos datos proporcionados por el MINEM (teniendo en cuenta el tipo de aerogenerador utilizado para evaluar el recurso eólico) se obtienen los siguientes valores:

Tabla 5:

	RUGOSIDAD(m)	POTENCIA DE INSTALACIÓN (kW)	ENERGÍA INYECTADA (kWh)	HORAS EQUIVALENTES (h)	FACTOR DE CARGA
ZONA 1	0.01	21000	111902000	5328.666667	0.608295282

## 9.2 Rentabilidad del proyecto

La siguiente tabla muestra los parámetros económicos considerados para el parque FV de 5.4 MW.

Tabla 6: "Inversión Inicial". Fuente Elaboración propia

	Valor
Presupuesto (S/.)	122,640,000
Precio de venta kWh (cS/kWh)	0.198
Producción anual estimada (kWh/año)	111902000
Años de estudio	25
Inflación	3.32%
Tasas de descuento	10%
Mantenimiento y otros (S/.)	5000000

La tabla 5 muestra el flujo de ingresos y egresos anuales

Tabla 7: "Flujo de ingresos y egresos económicos"

Año	Precio (S./kWh)	Producción estimada (kWh)	Ingresos (S/.)	Mantenimiento y otros (S/.)	Flujo de caja (S/.)	
2017	0.198			5,000,000	-87,400,000	-79454545.45
2018	0.205	111,902,000	22,892,195	5,166,000	17,726,195	14649747.92
2019	0.211	111,006,784	23,462,998	5,337,511	18,125,487	13617946.61
2020	0.218	110,118,730	24,048,034	5,514,717	18,533,317	12658505.12
2021	0.226	109,237,780	24,647,657	5,697,805	18,949,852	11766367.21
2022	0.233	108,363,878	25,262,232	5,886,972	19,375,259	10936828.85
2023	0.241	107,496,967	25,892,130	6,082,420	19,809,711	10165513.80
2024	0.249	106,636,991	26,537,735	6,284,356	20,253,379	9448350.76
2025	0.257	105,783,895	27,199,438	6,492,997	20,706,441	8781552.25
2026	0.266	104,937,624	27,877,639	6,708,564	21,169,075	8161594.82
2027	0.274	104,098,123	28,572,751	6,931,289	21,641,463	758200.72
2028	0.284	103,265,338	29,285,196	7,161,407	22,123,789	7049320.83
2029	0.293	102,439,215	30,015,405	7,399,166	22,616,239	6551118.72
2030	0.303	101,619,701	30,763,821	7,644,818	23,119,002	6087955.90
2031	0.313	100,806,744	31,530,898	7,898,626	23,632,272	5657377.98
2032	0.323	100,000,290	32,317,102	8,160,861	24,156,241	5257101.95
2033	0.334	99,200,288	33,122,910	8,431,801	24,691,108	4885004.17
2034	0.345	98,406,685	33,948,810	8,711,737	25,237,073	4539109.32
2035	0.356	97,619,432	34,795,303	9,000,967	25,794,336	4217580.06
2036	0.368	96,838,476	35,662,903	9,299,799	26,363,104	3918707.42
2037	0.380	96,063,768	36,552,136	9,608,552	26,943,584	3640901.85
2038	0.393	95,295,258	37,463,541	9,927,556	27,535,985	3382684.93
2039	0.406	94,532,896	38,397,672	10,257,151	28,140,521	3142681.59
2040	0.420	93,776,633	39,355,095	10,597,688	28,757,407	2919612.93
2041	0.434	93,026,420	40,336,391	10,949,532	29,386,859	2712289.52
2042	0.448	92,282,209	41,342,155	11,313,056	30,029,099	2519605.12
					VAN	94798114.89

Fuente: Elaboración propia

Obteniéndose los siguientes valores económicos:

-VAN: S/. 94 798 114.89 -TIR: 11.175% -PR: 8 años



## 10. CONCLUSIONES

- a.- Podemos clasificar las capas atmosféricas según la diferencial de temperatura para dos distintas alturas (lo que se define como gradiente térmico) este valor será diferente según la zona de la atmosfera (diferentes alturas y presiones) y la hora del día (diferentes valores de radiación).
- b.- Se establece como el límite de la potencia teórica aprovechable, según Betz como el 59% de la energía captada del viento, pero experimentalmente este valor oscila entre 20 y 50%.
- c.- Para el estudio de factibilidad en un parque eólico lo recomendable es recolectar datos estadísticos para un periodo no menor de 5 años.
- d.- La distribución de Weibull permite fácilmente obtener la cantidad de horas para ciertas velocidades de viento (frecuencias relativas acumuladas)
- e.- El Factor de carga de un parque eólico durante un año (8760 horas) es un factor clave para la viabilidad de este tipo de proyecto ya permite identificar el aprovechamiento energético respecto de la potencia nominal del parque.
- f.- Para la selección de la ubicación de un parque eólico es necesario conocer la rugosidad de los alrededores ya que si la orografía es variable, generara un mapa de rugosidad que descartara la viabilidad.
- g.- A partir de los parámetros seleccionados para la evaluación económica se obtiene un VAN: \$/.94 798 114.89, un TIR: 11.175 % y un PR: 8 años. Lo que nos permite afirmar en primera instancia que es viable.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Energía y Minas, «Decreto Legislativo n° 1002 Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables», 2010.
- [2] Dirección General de Electrificación rural, «Plan Nacional de Electrificación rural (PNER)», 2012.
- [3] La República, «Lambayeque: Realizarán estudios de factibilidad de Central Eólica José Quiñones», 2015.
- [4] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional (eólica y solar) a ser instalada en el SEIN (CMGNC)», 2015.
- [5] M. Villarubia «Ingeniería de la energía eólica», 2013.
- [6] F. Gonzales Longatt, «Variación del viento y energía asociada», 2009.
- [7] I. Dioses, «Evaluación del potencial eólico para un emplazamiento seleccionado en la región Piura utilizando GH-Windfarmaer», Departamento de ingeniería mecánico-eléctrica, Facultad de ingeniería, Universidad de Piura, 2013.
- [8] Ministerio de energía y minas, «Información sobre la curva de potencia para el Atlas eólico del Perú», 2016.
- [9] Hernández Pérez L., «Diseño de un parque eólico de 50 MW en el municipio de Salvacañete (cuenca). Consideraciones medioambientales y viabilidad económica», (2014).
- [10] A. Molinero, «Proyecto de un parque eólico», Escuela técnica superior de ingeniería, Universidad Pontificia Comillas, 2009.
- [11] P. Polanco, «Lineamientos para el desarrollo de parques eólicos en Guatemala», Escuela de ingeniería civil, Facultad de ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2012.
- [12] D. Maldonado y D. De Jerónimo, «Ubicación de un parque de energía eólica en la costa ecuatoriana», Universidad San Francisco de Quito, 2008.
- [13] R. García y V. Ortega, «Estudio de impacto ambiental del parque eólico "A Xunqueira"», Asturvent Energías S.L.
- [14] J. Proboste, «Diseño y evaluación técnica económica de una planta eólica para la ciudad de Punta Arenas», Escuela de ingeniería mecánica, Facultad de ciencias de la ingeniería, Universidad Austral de Chile, 2007.
- [15] J. Lucio, «Diseño de un parque eólico en el sector Pusuchisi alto del cantón Latacunga para el sistema de distribución de la empresa eléctrica Cotopaxi», Facultad de ingeniería eléctrica y electrónica, Escuela Politécnica Nacional, 2014.
- [16] R. Bayón, L. Cebadera y R. Del Castillo, «Diseño de un parque eólico de 6 MW en Malpica de Bergantiños, La Coruña», EOI-Escuela de Negocios.
- [17] A. Falces, «Planificación de parques eólicos mediante sistemas de información geográfica y algoritmos genéticos», Escuela técnica superior de ingeniería industrial, Universidad de la Rioja, 2015.
- [18] M. Esteban, «Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore», Universidad Politécnica de Madrid, 2009.