

Selección de un aerogenerador a partir de prototipos considerando el comportamiento estadístico del viento

Selecting a wind turbine from prototypes considering statistical wind performance

Eduardo Terrero-Matos^{1*}, Arístides Alejandro Legrá-Lobaina¹

¹Universidad de Moa, Holguín, Cuba.

*Autor para la correspondencia: eterrero@ismm.edu.cu

Resumen

El mejor uso de las fuentes de energía eólica se basa en dos aspectos fundamentales: 1) la elección de un lugar adecuado con alto potencial eólico y baja presencia de turbulencias, 2) la selección del equipamiento adecuado para lograr que se aproveche eficientemente la mayor cantidad posible del potencial eólico durante un largo tiempo con regímenes adecuados de mantenimiento y reparación. El presente trabajo tuvo el objetivo de describir los procedimientos para seleccionar un aerogenerador entre varios prototipos, de manera que, a partir de criterios energéticos y económicos, se logre el mejor aprovechamiento del potencial eólico de una localización prospectada. Para aplicar el procedimiento se tomó como caso de estudio la localidad Colina Cuatro, ubicada al noroeste de la ciudad de Moa, provincia de Holguín, Cuba. Como resultado se presentan y contextualizan las fórmulas y procedimientos básicos para evaluar económicamente los proyectos de producción de energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento. Para la localidad Colina Cuatro se determinó en la región Playa la Vaca un modelo de malla 2D de los valores de FC y FA del aerogenerador Bonus 2 MW para $h_g=60\text{m}$, y se definió como el mejor aerogenerador el NEG-Micon 1650/82 IECIII (1 650 kW) con altura del cubo $h_g=90\text{ m}$, $FC=33,11\%$ y $FA=50,71\%$. Su valor $E_{La}=4\ 785,17\text{ MWh/m}^2\cdot\text{a}$.

Palabras clave: energía eólica; prospección eolo-energética; modelo de potencial eólico; aerogenerador; localidad Colina Cuatro

Abstract

The best use of wind energy sources is based on two fundamental aspects: 1) choosing a suitable site with high wind potential and low

turbulence, 2) selecting the appropriate equipment to achieve the most efficient use of the wind potential over a long period with adequate maintenance and repairing regimes. This study aims to describe procedures for selecting a wind turbine among several prototypes, so that based on energetic and economic criteria; the best use of wind potential of a prospective location is achieved. For applying the procedure, Colina Cuatro locality located by northwest of Moa city, Holguín province, was used as a case study. As a result, this study presents and contextualizes basic procedures and formulas for economic evaluation to electrical energy production projects from the electricity to kinetic energy wind. For Colina Cuatro locality, a 2D mesh model of FC and FA values of Bonus 2 MW wind turbine for $h_g=60\text{m}$ was determined in Playa la Vaca region, and NEG-Micon 1650/82 IECIII (1 650 kW) was defined the best wind turbine with $h_g=90\text{ m}$, $FC=33.11\%$ height of cube and $FA=50.71\%$. Its E_{la} value =4 785.17 MWh/m²•a.

Keywords: wind energy; wind-power exploration; wind potential model; wind turbine; Colina Cuatro locality

1. INTRODUCCION

Ante el cambio climático que está ocurriendo y la crisis ambiental planetaria asociada, la humanidad enfrenta grandes retos entre los que destaca el establecimiento de un nuevo modelo energético que debe estar basado en la descentralización de las fuentes energéticas y en su diversificación, haciendo énfasis en las fuentes energéticas renovables.

Dentro de esas fuentes renovables de energía se encuentra la energía eólica, la cual permite la generación de electricidad a partir de la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica a través del empleo de aerogeneradores (Mattio y Tilca, 2009).

Los principales problemas técnicos que se presentan durante la gestión de la tecnología eólica están relacionado con lo siguiente:

- Selección de una localización adecuada donde un elemento decisivo es disponer de un alto potencial eólico y baja presencia de turbulencias (Moreno-Figueroa *et al.*, 2017). Además se tienen en cuenta los accesos al sistema electroenergético nacional o local y el acceso a la localidad, características de la red eléctrica, distancia a las subestaciones, áreas protegidas, entre otras.
- Selección del equipamiento adecuado. Se tienen en cuenta las características de los equipos para lograr que se aproveche eficazmente la mayor cantidad del potencial eólico disponible en la

localización y su explotación por un largo período de tiempo con regímenes adecuados de mantenimiento y reparación (Álvaro-Pinilla, 1997).

El presente trabajo tiene como objetivo describir los procedimientos para la selección, entre varios prototipos ofertados por los fabricantes, de un aerogenerador que a partir de criterios energéticos y económicos, logre el mejor aprovechamiento del potencial eólico en una geolocalización prospectada. Para ilustrar los procedimientos, como caso de estudio se tomó la localidad Colina Cuatro, ubicada al noroeste de la ciudad de Moa en la provincia cubana de Holguín.

2. POTENCIAL EÓLICO EN UNA GEOLOCALIZACIÓN

Según explican Alencar Do Nascimento *et al.* (2002), el comportamiento estadístico anual de la velocidad V (m/s) del viento en una localización atmosférica L de coordenadas geográficas (X_m, Y_m, Z) puede representarse mediante una distribución probabilística (curva o modelo) de Weibull, de parámetros K (adimensional) y C (m/s) (1):

$$f_{KC}(V) = \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} e^{-\left[\left(\frac{V}{C}\right)^K\right]} \quad (1)$$

Los parámetros K y C se obtienen a partir de mediciones frecuentes de la velocidad y dirección del viento en la localización (L) durante largos períodos de tiempo y describen la frecuencia anual de los valores encontrados de las velocidades (V) del viento. Si se considera una torre de medición, cuya base tiene las coordenadas geográficas $(X_m; Y_m; Z_m)$, entonces es usual que se realicen mediciones mediante equipamientos situados en tres puntos Q_1 , Q_2 y Q_3 de la torre cuyas geo-coordenadas son $(X_m; Y_m; Z_m+h_1)$, $(X_m; Y_m; Z_m+h_2)$ y $(X_m; Y_m; Z_m+h_3)$ donde $0 < h_1 < h_2 < h_3$. De los datos obtenidos se determinan las curvas de Weibull en Q_1 , Q_2 y Q_3 (Aukitino *et al.*, 2017).

También existen procedimientos matemáticos para obtener curvas de Weibull en puntos cercanos a Q_1 , Q_2 y Q_3 (Terrero-Matos, 2021) mediante estimadores matemáticos de V así como de los parámetros K y C .

Por ejemplo, para la localización denominada Colina Cuatro cercana a la ciudad de Moa en el nordeste del archipiélago cubano y con coordenadas geográficas $(X_m; Y_m; Z_m) = (695770, 252 \text{ m}; 225503, 133 \text{ m}; 124, 49 \text{ m})$ se midieron la velocidad y dirección del viento cada 10 min durante 15 meses consecutivos a las alturas sobre el terreno $h_1 = 10 \text{ m}$, $h_3 = 30 \text{ m}$ y $h_5 = 50 \text{ m}$.

Con estas mediciones se determinó el denominado *año tipo* y se obtuvieron, para cada altura, los correspondientes parámetros de Weibull usando el

procedimiento explicado por Aukitino *et al.* (2017) y el “método por sectores” propuesto en el software WASP (Risø National Laboratory, 2005) que pondera los datos de las direcciones con mayor frecuencia de medición. Los resultados se muestran en la Figura 1, obtenida en la ventana del software *Eólica* desarrollado durante el trabajo doctoral de Terrero-Matos (2021).

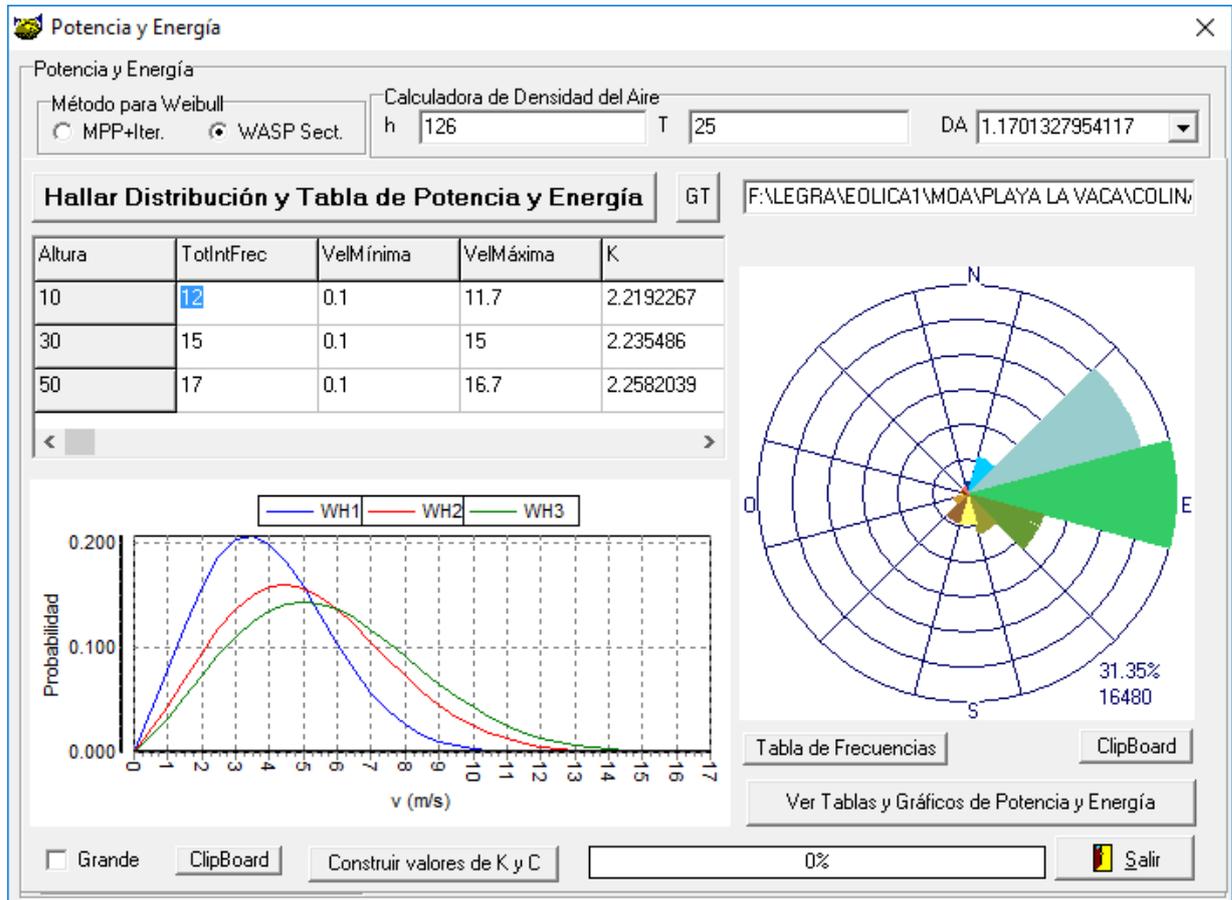


Figura 1. Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos en $h_1=10$ m, $h_2=30$ m y $h_3=50$ m.

Utilizando la ley exponencial del viento de Hellman (Mur-Amada, 2004) se estimaron los valores de V y luego se determinaron los parámetros K y C para las alturas $h_4=70$ m, $h_5=90$ m y $h_6=110$ m sobre el terreno en Colina Cuatro (Figura 2).

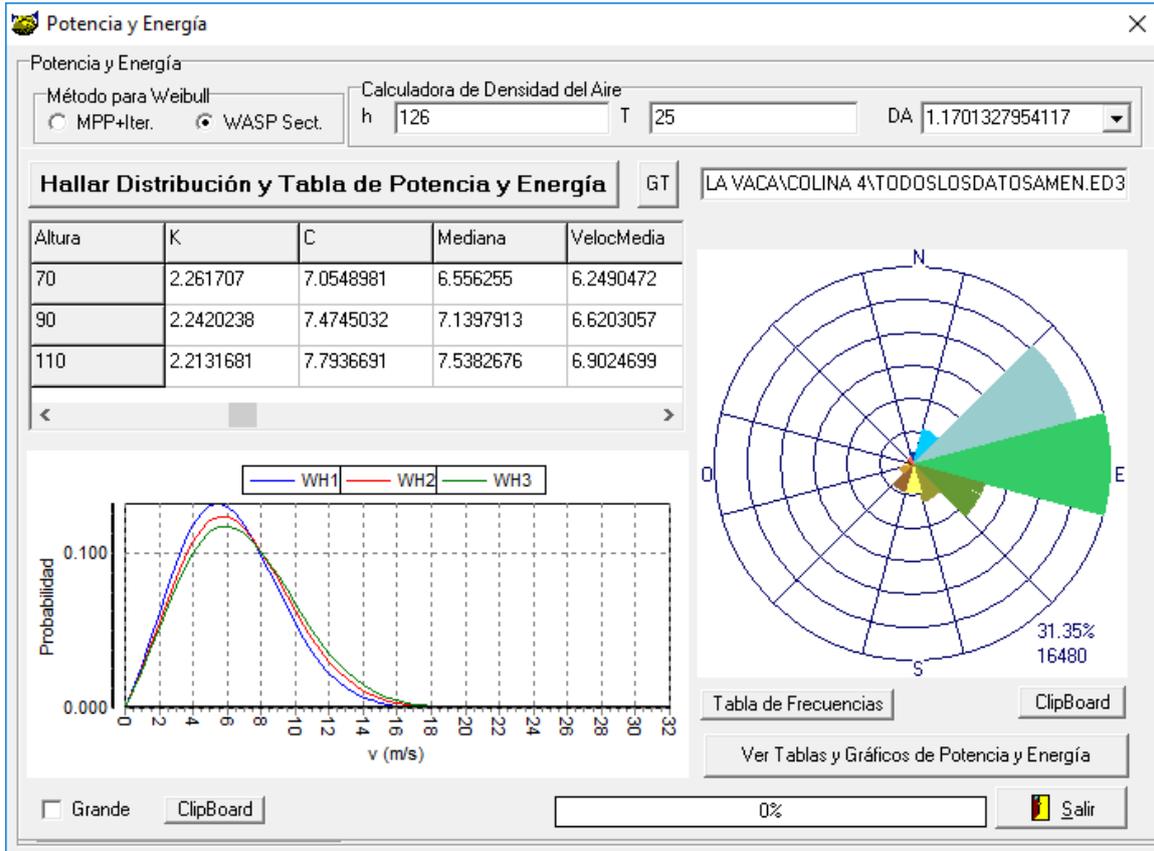


Figura 2. Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos en $h_4=70$ m, $h_5=90$ m y $h_6=110$ m.

Cuando se conocen K_o , C_o y V_o a la altura Z_o , en un punto (X;Y), una sencilla y útil variante para calcular K y C a la altura Z es el denominado Método de Estimación Vertical descrito por Moreno-Figueredo *et al.* (2007) mediante las formulas (2), (3) y (4):

$$K = \frac{1 - 0,088 \ln(Z_o / 10)}{1 - 0,088 \ln(Z / 10)} K_o \tag{2}$$

$$C = C_o \left(\frac{Z}{Z_o} \right)^\beta \tag{3}$$

Donde:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln(C_o)}{1 - 0,088 \ln(Z_o / 10)} \tag{4}$$

Sin embargo, cuando existen suficientes datos de los valores de K y C en la región atmosférica cercana a la superficie terrestre de la región que se estudia, tal como se explica en Terrero-Matos (2020), mediante los modelos de estimadores (A,U,θ) descritos por Terrero-Matos y Legrá-Lobaina (2020)

se pueden obtener los valores de K y C (así como los errores de cada estimación) en puntos de un modelo de malla 3D.

A partir del modelo de Weibull se obtienen las principales características del viento en un punto georeferenciado de la atmósfera (Alencar Do Nascimento et al., 2002), reflejadas en (5), (6), (7) y (8):

Velocidad media del viento:

$$V_m = C q_1 \quad (\text{m/s}) \quad (5)$$

Donde $q_1 = \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$; $\Gamma(x)$ es la función Gamma

Desviación estándar del viento:

$$\sigma_m = C(q_2 - q_1^2)^{0.5} \quad (\text{m/s}) \quad (6)$$

Donde $q_2 = \Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right)$

Intensidad de la turbulencia del viento (coeficiente de variación):

$$I_m = 100 \left(\frac{\sigma_m}{V_m} \right) \quad (\%) \quad (7)$$

Moda de la velocidad del viento:

$$m_m = C q_0 \frac{1}{K} \quad (\text{m/s}) \quad (8)$$

Donde $q_0 = \Gamma\left(1 - \frac{1}{K}\right)$

Según el mismo autor también pueden calcularse las características energéticas (9), (10), (11), (12) y (13):

Potencia:

$$P = \frac{\rho C^3 q_3 A}{2} \quad (\text{W}) \quad (9)$$

Donde $q_3 = \Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right)$, A es el área (m^2) y ρ (kg/m^3) es la densidad del aire.

Densidad de potencia:

$$P_1 = \frac{P}{A} = \frac{\rho C^3 q_3}{2} \quad (\text{W/m}^2) \quad (10)$$

El cálculo de P_1 usando la velocidad media V_m se corrige mediante el Factor Patrón de Energía (Moreno-Figueroa *et al.*, 2017):

$$\text{FPE} = \frac{q_3}{(q_1)^3} \quad (\text{adimensional}) \quad (11)$$

De manera que se establece que también:

$$P_1 = \frac{\rho (V_m)^3 \text{FPE}}{2} \quad (\text{W/m}^2) \quad (12)$$

Energía por m^2 en un intervalo de tiempo $t = 1\text{s}$

$$E_t = E_s = P_1 t \quad (\text{Ws/m}^2) \quad (13)$$

La energía por metro cuadrado en una hora se obtiene multiplicando E_t por 3600 (14):

$$E_h = 3600E_s \quad (\text{Wh/m}^2) \quad (14)$$

Multiplicando E_h por las 8 760 horas de un año se tiene, con la notación de Franquesa (2009) en las unidades, que la energía anual E_a es (15):

$$E_a = 8760E_h \quad (\text{Wh/m}^2 \cdot \text{a}) \quad (15)$$

Es usual expresar la energía en kWh/m^2 dividiendo la fórmula 14 por 1000. También se expresa la energía en MWh/m^2 dividiendo la fórmula 14 por 1000000. Entonces, se puede escribir:

$$E_a = \frac{(8760)(3600)(P_1 s)}{1000000} \quad (\text{MWh/m}^2 \cdot \text{a}); \text{ o sea } (\text{MWh/m}^2 \text{ en un año}).$$

Para el caso de Colina Cuatro (Tabla 1) se obtienen para cada altura hi los valores de velocidad media V_m (m/s), Desviación Estándar σ_m (m/s), Factor de Forma K, Factor de Escala C (m/s) y la Energía Anual E_a ($\text{MWh/m}^2 \cdot \text{a}$).

Tabla 1. Modelo de Weibull para seis alturas en la localización Colina Cuatro

h_i (m)	K	C (m/s)	V_m (m/s)	σ_m (m/s)	P_1 (W/m ²)	E_a (MWh/m ² •a)
10	2,2192	4,4605	3,9505	1,8808	64,1340	2022,5312
30	2,2355	5,7715	5,1118	2,4178	138,0816	4354,5399
50	2,2582	6,5045	5,7614	2,7005	196,0097	6181,3623
70	2,2617	7,0549	6,249	2,925	249,7829	7877,1520
90	2,242	7,4745	6,6203	3,123	299,1974	9435,4905
110	2,2132	7,7937	6,9025	3,2943	342,9061	10813,8860

Para cualquier otra altura h_g , mediante estimadores (A, U, θ) pueden obtenerse los correspondientes valores K_g y C_g y mediante las fórmulas 5, 6 y 15 los valores respectivos V_{mg} , σ_{mg} , E_a .

Esta es la manera de caracterizar el potencial eólico anual en cualquier geolocalización, sin embargo, convendría también determinar cuánto de ese potencial puede ser aprovechado por un aerogenerador determinado.

El proceso de toma de decisiones acerca de la selección de uno o varios aerogeneradores se puede describir en dos etapas. La primera descansa en criterios energéticos que generalmente se basan en el cálculo del indicador Factor de Capacidad. En la segunda etapa, se ejecutan análisis económicos del proyecto tecnológico donde a partir de los cálculos de los costos de los equipos y de los gastos de su instalación explotación y mantenimiento así como de los ingresos esperados, se obtienen características tales como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Período de Recuperación que facilitan evaluar la rentabilidad de cada variante. La ejecución de ambas etapas exige que para cada equipamiento aparezcan datos técnicos y económicos para cada altura del cubo donde esté disponible.

3. CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES

Mediante archivos informáticos (ocasionalmente con extensión POW o con extensión WTG) los fabricantes de aerogeneradores proporcionan varias características de sus prototipos. Entre las características técnicas se destacan:

- Tabla de velocidades V con sus respectivas potencias eléctricas $P(V)$, dadas respectivamente en m/s y kWh/m².
- Altura h_g del cubo (m).

En la Figura 3, como ejemplo, se muestran en una ventana del software Eólica (Terrero-Matos, 2021) las características del equipo Bonus 2 MW tomadas de tablas que ofrece el software Wasp (Risø National Laboratory, 2005).

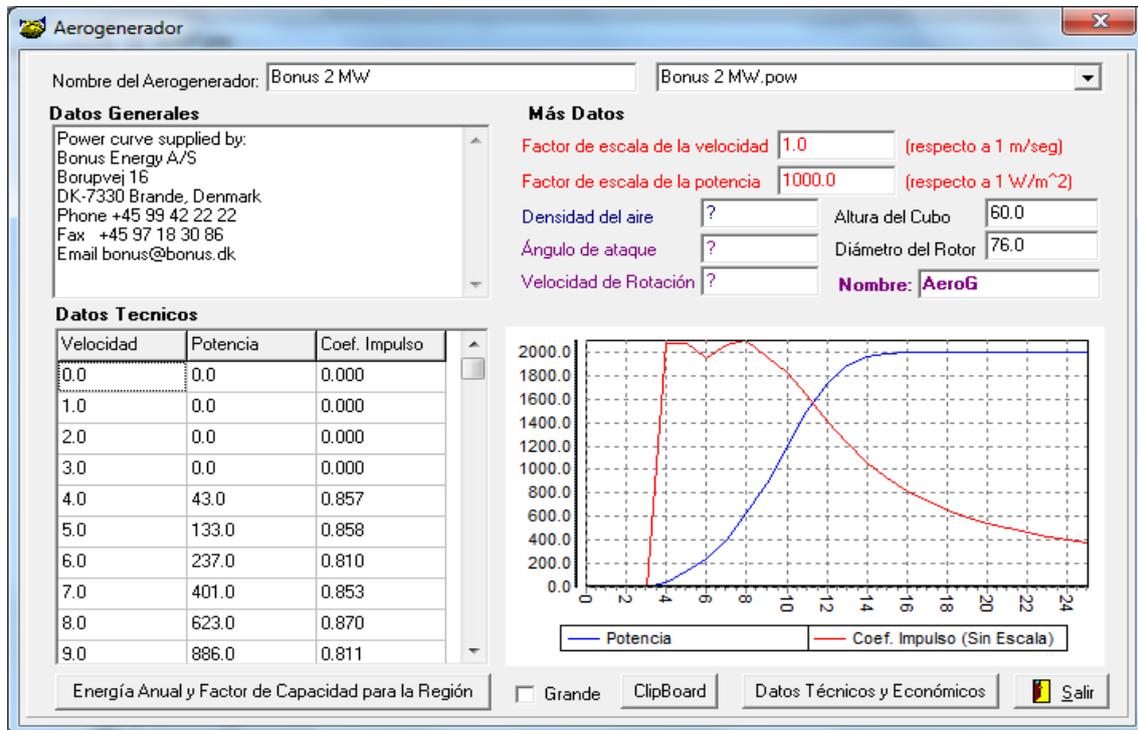


Figura 3. Datos del aerogenerador Bonus 2 MW.

Nótese que para este aerogenerador la altura del cubo es de 60 m; la tabla de datos técnicos presenta n=26 filas de datos. En este caso las velocidades se dan en m/s y las potencias vienen dadas en kWh/m² aunque para los cálculos se deben convertir a MWh/m² dividiendo cada uno por 1000 (factor de escala de la potencia).

4. SELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR SEGÚN CRITERIOS ENERGÉTICOS

Cuando se conocen las características técnicas de un aerogenerador, específicamente su curva de potencia nominal dada por una tabla de valores de la potencia eléctrica $P(V)$, entonces se puede evaluar la eficacia de un aerogenerador mediante el cálculo del indicador denominado Factor de Capacidad: FC (adimensional), el cual se obtiene como el resultado de dividir la energía producida durante un año por el aerogenerador en la localidad: EL_a (MWh/m²•a), entre la energía que generaría el equipo durante un año a potencia nominal (máxima): EM_a (MWh/m²•a). Generalmente esta relación se multiplica por 100 para expresarla porcentualmente (Moreno-Figueroa *et al.*, 2017). Este factor de capacidad indica porcentualmente cual parte de la capacidad nominal del aerogenerador será utilizada en esa localidad durante un año. En lenguaje matemático se expresa por (16):

$$FC = 100 \frac{EL_a}{EM_a} = 100 \frac{8760 \sum_{i=1}^n P(V_i) F_{KC}(V_i)}{8760 \text{Potencia Máxima del Equipo}} \quad (16)$$

En particular, para el aerogenerador Bonus 2 MW que mencionamos como ejemplo en este trabajo se calcula $EM_a = 8760 \times 2 = 17520 \text{ MWh/m}^2 \cdot \text{a}$.

Según el último autor citado, el valor de FC generalmente se encuentra entre 20 % y 35 %, en los parques eólicos situados en tierra, aunque algunos en sitios excepcionales como Wellington, Nueva Zelanda, llegan al 45 %. En los parques eólicos costa afuera el factor de capacidad puede llegar a valores entre 40 % y 50 %.

También puede definirse un indicador FA (adimensional) que denominamos Factor de Aprovechamiento que, considerando la definición de E_a en la fórmula 15, se expresa como (17):

$$FA = 100 \frac{EL_a}{E_a} \quad (17)$$

El indicador FA muestra qué porcentaje de la energía E_a de la localidad es aprovechada por el aerogenerador en un año.

En las implementaciones I y II se explican el uso de FC y FA.

4.1. Implementación I

Conocidas las características técnicas del aerogenerador AG determinar los valores de FC y FA para una red 2D de una región promisorias a la altura de su cubo. Por ejemplo, para una red de 25 puntos de la región Playa la Vaca a la que pertenece el punto Colina Cuatro y a una altura $h_g = 60\text{m}$ (altura del cubo del aerogenerador Bonus 2 MW) se obtienen los resultados mostrados en la Figura 4 y en la Tabla 2.

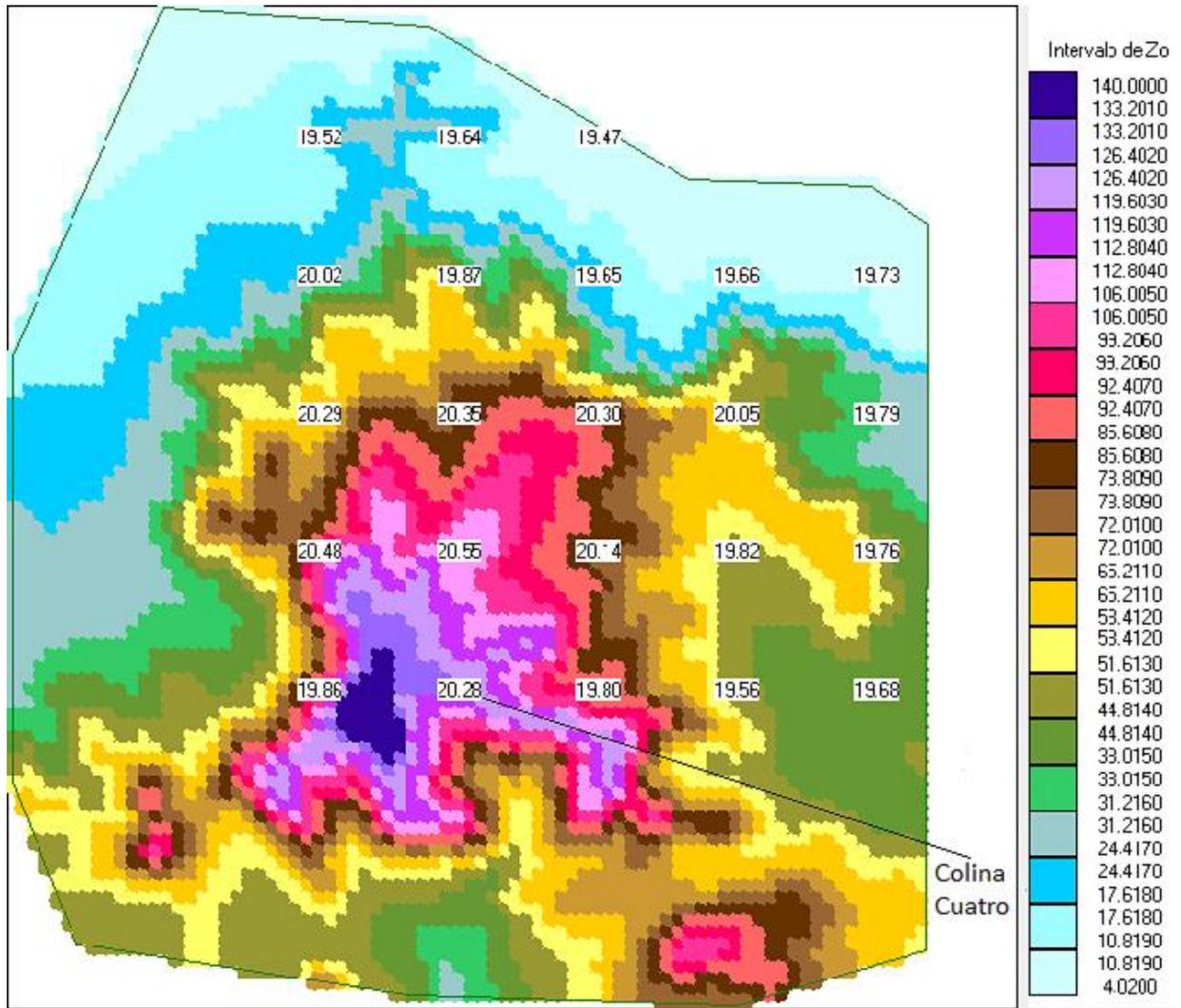


Figura 4. Valores de FC en una red de puntos de la región Playa la Vaca para $h_g=60m$ del aerogenerador Bonus 2 MW. Se incluye una modelación coloreada de la topografía según Z_0 y la posición aproximada del punto Colina Cuatro.

Tabla 2. Valores de FC y FA en una red de puntos 3D de la región Playa la Vaca para $h_g=60m$ y el aerogenerador Bonus 2 MW

X (m)	Y (m)	Z ₀ (m)	P ₁ (W/m ²)	E _a (MWh/m ² •a)	EL _a (MWh/m ² •a)	FC (%)	FA (%)
693372	223857	80,58	220,8923	6966,0597	3480,1752	19,86	49,96
693372	224457,75	84,75	229,9812	7252,6857	3588,0748	20,48	49,47
693372	225058,5	58,94	231,1650	7290,0197	3554,3525	20,29	48,76
693372	225659,25	22,69	232,6847	7337,9435	3506,7109	20,02	47,79
693372	226260	15,6	226,7463	7150,6727	3419,7932	19,52	47,82
693972,75	223857	130	220,4491	6952,0820	3552,7427	20,28	51,10
693972,75	224457,75	107,67	227,5183	7175,0161	3599,7506	20,55	50,17

693972,75	225058,5	73,13	229,7938	7246,7786	3565,3698	20,35	49,20
693972,75	225659,25	44,82	227,0540	7160,3755	3481,9182	19,87	48,63
693972,75	226260	25	226,8048	7152,5147	3440,4775	19,64	48,10
694573,5	223857	86,79	218,3862	6887,0267	3468,2765	19,80	50,36
694573,5	224457,75	83,32	224,3629	7075,5095	3528,7534	20,14	49,87
694573,5	225058,5	80,53	227,4777	7173,7379	3556,5684	20,30	49,58
694573,5	225659,25	20,93	227,2806	7167,5201	3441,9375	19,65	48,02
694573,5	226260	5,37	227,4270	7172,1379	3410,8113	19,47	47,56
695174,25	223857	51,33	219,4715	6921,2520	3426,5017	19,56	49,51
695174,25	224457,75	52,25	223,6605	7053,3564	3472,4257	19,82	49,23
695174,25	225058,5	53,95	227,4862	7174,0048	3512,1180	20,05	48,96
695174,25	225659,25	12,01	228,7834	7214,9143	3444,6361	19,66	47,74
695775	223857	40	223,3862	7044,7067	3448,0661	19,68	48,95
695775	224457,75	53,21	222,5380	7017,9573	3462,0608	19,76	49,33
695775	225058,5	33,64	226,4614	7141,6869	3468,0384	19,79	48,56
695775	225659,25	9,07	230,1712	7258,6774	3456,6814	19,73	47,62

4.2. Implementación II

Conocidas las características eoloenergéticas de los puntos situados en la línea vertical de una coordenada plana, determinar FC y FA para cada aerogenerador de un conjunto de equipos con características técnicas sabidas. Se seleccionan los aerogeneradores entre aquellos que tengan los mayores valores de FC y FA.

En este trabajo, para el ejemplo que se sigue se han realizado los cálculos para 48 aerogeneradores tomados del software Wasp (Risø National Laboratory, 2005) obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 3 donde, considerando que la selección se realiza teniendo en cuenta FC, para facilitar la selección se ordenan de mayor a menor las filas según los valores de FC.

Obviamente, si FA fuera el parámetro decisorio, entonces la tabla se ordenaría por filas, de mayor a menor según el valor de FA y en este caso la primera fila la ocuparía el aerogenerador NEG-Micon 2750/92 (2750 kW).

Tabla 3. Valores de FC y FA para 48 aerogeneradores en su posible ubicación vertical en el punto Colina Cuatro (ver las unidades en las fórmulas)

Nombre del equipo	AltCubo	PMax	EMa	K	C	E _a	EL _a	FC	FA
NEG-Micon 1650/82 IECIII (1650 kW)	90	1,65	14454	2,2420	7,4745	9435,48	4785,17	33,11	50,71
NEG-Micon 1500/82 (1500 kW)	70	1,5	13140	2,2617	7,0549	7877,15	4181,22	31,82	53,08
NEG-Micon 1500/72 50 Hz (1500 kW)	78	1,5	13140	2,2333	7,1689	8351,99	3541,10	26,95	42,40
Vestas V80 (1,8 MW)	67	1,8	15768	2,2436	6,9800	7679,54	3930,23	24,93	51,18
NEG-Micon 1500/72 60 Hz (1500 kW)	70	1,5	13140	2,2617	7,0549	7877,15	3268,44	24,87	41,49
NEG-Micon 1000/60 (1000 kW)	70	1,042	9127,92	2,2617	7,0549	7877,15	2222,10	24,34	28,21
NEG-Micon 1650/72 IEC1 (1650 kW)	78	1,65	14454	2,2333	7,1689	8351,99	3508,31	24,27	42,01
Vestas V80 (2MW, Offshore)	67	2	17520	2,2436	6,9800	7679,54	4218,30	24,08	54,93
NEG-Micon 2750/92 (2750 kW)	70	2,75	24090	2,2617	7,0549	7877,15	5655,60	23,48	71,80
Vestas V80 (2,0 MW)	67	2	17520	2,2436	6,9800	7679,54	4010,06	22,89	52,22
NEG-Micon 600/48 (600 kW)	50	0,6114	5355,864	2,2582	6,5045	6181,37	1178,90	22,01	19,07
Vestas V52 (850 kW)	55	0,85	7446	2,2324	6,6882	6784,50	1612,09	21,65	23,76
NEG-Micon 2750/80 (2750 kW)	90	2,75	24090	2,2420	7,4745	9435,48	5091,25	21,13	53,96

NEG-Micon 900/52 (900 kW)	55	0,9	7884	2,2324	6,6882	6784,50	1605,54	20,36	23,66
Bonus 2 MW	60	2	17520	2,2313	6,8131	7174,31	3547,81	20,25	49,45
NEG-Micon 950/54 (950 kW)	55	0,95	8322	2,2324	6,6882	6784,50	1676,90	20,15	24,72
Bonus 1,3 MW	60	1,3	11388	2,2313	6,8131	7174,31	2289,90	20,11	31,92
NEG-Micon 1500/64C (1500 kW)	68	1,542	13507,92	2,2474	7,0029	7744,50	2715,92	20,11	35,07
Vestas V47 (660 kW)	45	0,66	5781,6	2,2153	6,4264	6057,54	1147,36	19,85	18,94
NEG-Micon 2000-500/72 (2000 kW)	68	2	17520	2,2474	7,0029	7744,50	3461,83	19,76	44,70
Vestas V47 (660/200 kW)	45	0,66	5781,6	2,2153	6,4264	6057,54	1110,10	19,20	18,33
Vestas V66 (1650 kW)	67	1,65	14454	2,2436	6,9800	7679,54	2703,26	18,70	35,20
Vestas V29 (225 kW)	32,5	0,225	1971	2,2016	5,9838	4916,29	365,19	18,53	7,43
Bonus 1 MW	50	1	8760	2,2582	6,5045	6181,37	1617,83	18,47	26,17
NEG-Micon 750/48 (750 kW)	50	0,75	6570	2,2582	6,5045	6181,37	1213,27	18,47	19,63
Vestas V29 (225/50 kW)	32,5	0,225	1971	2,2016	5,9838	4916,29	362,58	18,40	7,38
NEG-Micon 1500/64 (1500 kW)	60	1,564	13700,64	2,2313	6,8131	7174,31	2499,08	18,24	34,83
Vestas V66 (1,75 MW)	67	1,75	15330	2,2436	6,9800	7679,54	2795,38	18,23	36,40
Vestas V63 (1500 kW)	60	1,5	13140	2,2313	6,8131	7174,31	2378,66	18,10	33,16
Nordex N50 (800 kW)	50	0,801	7016,76	2,2582	6,5045	6181,37	1264,80	18,03	20,46
Bonus 600 kW Mk IIIC	40	0,61	5343,6	2,1986	6,2891	5714,64	927,45	17,36	16,23

BONUS 600 KW MK IIIC	40	0,61	5343,6	2,1986	6,2891	5714,64	927,45	17,36	16,23
Bonus 300 kW Mk III	30	0,3045	2667,42	2,2355	5,7715	4354,55	459,75	17,24	10,56
Vestas V44 (600 kW)	40,5	0,6	5256	2,1996	6,3031	5750,62	890,73	16,95	15,49
Vestas V66 (2 MW, offshore)	67	2	17520	2,2436	6,9800	7679,54	2907,00	16,59	37,85
Vestas V39 (500 kW)	40,5	0,5	4380	2,1996	6,3031	5750,62	719,08	16,42	12,50
Vestas V27 (225/50 kW)	32,5	0,225	1971	2,2016	5,9838	4916,29	323,56	16,42	6,58
Nordex N60 (1,3 MW)	50	1,344	11773,44	2,2582	6,5045	6181,37	1913,98	16,26	30,96
Vestas V27 (225 kW)	32,5	0,225	1971	2,2016	5,9838	4916,29	318,76	16,17	6,48
NEG-Micon 600/43 (600 kW)	45	0,6001	5256,876	2,2153	6,4264	6057,54	821,43	15,63	13,56
Vestas V42 (600 kW)	40,5	0,6	5256	2,1996	6,3031	5750,62	819,39	15,59	14,25
VESTAS V42 (600 KW)	40,5	0,6	5256	2,1996	6,3031	5750,62	819,39	15,59	14,25
Bonus 450 kW MkIII	35	0,4762	4171,512	2,1942	6,1126	5255,90	633,11	15,18	12,05
BONUS 450 KW MKIII	35	0,4762	4171,512	2,1942	6,1126	5255,90	633,11	15,18	12,05
NEG-Micon 750/44 (750 kW)	50	0,751	6578,76	2,2582	6,5045	6181,37	965,77	14,68	15,62
NEG-MICON 750/44 (750 KW)	50	0,751	6578,76	2,2582	6,5045	6181,37	965,77	14,68	15,62
Vestas V39 (600 kW)	40,5	0,6	5256	2,1996	6,3031	5750,62	736,39	14,01	12,81
VESTAS V39 (600 KW)	40,5	0,6	5256	2,1996	6,3031	5750,62	736,39	14,01	12,81

La selección del equipamiento no solo debe realizarse considerando criterios energéticos anuales como los indicadores FC y FA, también deben tenerse en cuenta criterios económicos.

5. SELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR SEGÚN CRITERIOS ECONÓMICOS

Las variables económicas más usadas durante la evaluación de proyectos tecnológicos (López-Jimeno, 1991) son las siguientes (18):

El Valor Actual Neto (VAN) para el año N

$$VAN_N = -E_o + \sum_{i=1}^N \frac{(I_i - E_i)}{(1 + TD)^i} \quad (18)$$

Donde:

E_o es el egreso por las inversiones iniciales antes de comenzar la producción de energía eléctrica.

E_i son los egresos en cada año $i=1, 2, \dots, N$.

I_i son los ingresos en cada año i .

TD es la tasa de descuento acordada.

Debe aclararse que a los ingresos que se reportan se le restarán siempre los impuestos antes del momento de calcular el VAN.

En el texto de Castro-Santos (2013) se explican detalladamente para los proyectos eólicos los enfoques específicos de los procedimientos y técnicas de cálculo de estos ingresos y egresos que conforman los flujos de caja anuales.

Como criterios de decisión: si el VAN es negativo la inversión produce pérdidas y si es positivo la inversión produce ganancias y puede aceptarse el proyecto. Si $VAN=0$ entonces la decisión deberá auxiliarse de otros criterios, por ejemplo, medioambientales.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es el valor de TD que logra que el VAN sea 0 cuando $i=N$ y es una medida de la rentabilidad de la inversión en el sentido que a mayor TIR mayor rentabilidad.

El período de recuperación (PR) es el momento temporal en que el VAN pasa de ser negativo a ser positivo. Es más conveniente el proyecto donde PR sea menor.

En el caso de estudio de Colina Cuatro de la región de Moa los ingresos I_n son aquellos que se generan por el valor monetario de la energía eléctrica que se produce. Para cada periodo anual $i=1, \dots, N$ se calcula (19) :

$$I_n = EL_a \text{ Valor (1 MWh/m}^2\text{)} \quad (19)$$

Los egresos E_o están dados por el valor del equipo y los costos de estudio e instalación (se incluyen estudios específicos, investigaciones, edificaciones, viales, infraestructura del aerogenerador, conexión al sistema eléctrico de distribución, etc.). En el resto de los años ($i=1, 2, \dots, N$) se toman como egresos los costos de operación, reparación y mantenimiento y trabajo medioambiental.

6. CONCLUSIONES

- Se han establecido los procedimientos y fórmulas para evaluar la producción energética de aerogeneradores en una región promisoría. Se destaca que:
 - A partir de las mediciones de la velocidad del viento en varios puntos 3D de la región, pueden obtenerse los correspondientes modelos de Distribución de Weibull con sus respectivos parámetros K y C . Con los parámetros K y C pueden establecerse los valores eólicos y energéticos de la localidad entre los que se destaca en cada localización la energía anual E_a (MWh/m²•a) definida a partir de la fórmula 15.
 - Considerando los parámetros técnicos de un aerogenerador cuyo cubo está a una altura h_g , pueden calcularse la energía que generaría el equipo durante un año a potencia nominal máxima: EM_a (MWh/m²•a) definida en la fórmula 16
 - Teniendo en cuenta el Modelo de Weibull en una localización con altura sobre nivel del mar igual a h_g , y conociendo la tabla de generación de potencia eléctrica para las velocidades del viento admisibles para el aerogenerador, puede obtenerse la energía producida durante un año por el aerogenerador en la localidad: EL_a (MWh/m²•a) tal como se describe en la fórmula 16
 - Se definen:
 - i. El indicador de eficacia FC (factor de capacidad, fórmula 16) que describe porcentualmente que parte constituye la energía anual EL_a que produce realmente el aerogenerador con respecto a la energía máxima EM_a que pudiera producir el aerogenerador en el año.

- ii. El indicador de eficacia FA (factor de aprovechamiento, fórmula 17) que describe porcentualmente que parte constituye la energía anual EL_a que produce realmente el aerogenerador con respecto a la energía E_a que produce el viento anualmente en la localidad.
- Han sido presentadas y contextualizadas las formulas y procedimientos básicos para evaluar económicamente los proyectos de producción de energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento.
 - En particular se han realizado los cálculos de los elementos eólicos y energéticos descritos para la localidad denominada Colina Cuatro y se ha determinado:
 - Un modelo de malla 2D en la región Playa la Vaca de los valores de FC y FA del aerogenerador Bonus 2 MW para $h_g=60m$ (Tabla 2).
 - Que según los valores de FC (Tabla 3) el mejor aerogenerador es el denominado: NEG-Micon 1650/82 IECIII (1650 kW) donde la altura del cubo es $h_g=90 m$, $FC=33,11\%$ y $FA=50,71\%$. Su valor $EL_a=4785,17 MWh/m^2 \cdot a$.

7. REFERENCIAS

- Alencar Do Nascimento, E. *et al.* (2002). *Panorama do potencial eólico no Brasil*. Projeto BRA/00/029, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Brasília. 68 pp.
- Álvaro-Pinilla, S. (1997). *Manual de aplicación de la energía eólica*. Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas. Universidad de Los Andes, Colombia. Contrato INEA-065-96. 57. Consultado: 18/3/2017. Disponible:
www.ingenieroambiental.com/3008/energ%25c3%258da%2520e%25c3%2593lica.pdf
- Aukitino, T., Khan, M. G. M. y Rafiuddin-Ahmed, M. (2017). Wind energy resource assessment for Kiribati with a comparison of different methods of determining Weibull parameters. *Energy Conversion and Management*, 151, 641-660. ISSN 0196-8904. Consultado: 13/10/2022. Disponible en:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890417308403>
- Castro-Santos, L. (2013). *Metodología para la evaluación económica de parques eólicos offshore flotantes a través del análisis del coste de las fases de su ciclo de vida*. (Tesis Doctoral, Escola Politécnica Superior de Ferrol, Universidade da Coruña, España). Consultado: 19/06/2023.

Disponible: <https://ruc.udc.es > handle PDF Metodología para la evaluación económica de parque seólicos.>

- Franquesa, M. (2009). *Introducción a la teoría de las turbinas eólicas*. Extracto traducido por el autor de su libro "Kleine Windräder: Berechnung u. Konstruktion" - Wiesbaden; Berlin: Bauverlag, 1989. ISBN 3-7625-2700-8. Consultado: 14/3/2020. Disponible en: [https://www.academia.edu/6539167/39226290_Introducción Teoría Turbinas Eólicas.](https://www.academia.edu/6539167/39226290_Introducción_Teoría_Turbinas_Eólicas.)
- López-Jimeno, C. (1991). *Manual de evaluación técnico-económica de proyectos mineros de inversión*. España: Instituto Tecnológico Geominero de España. 632 p. ISBN: 84-7840-077-X. Consultado: 20/11/2018. Disponible: http://info.igme.es/SidPDF/067000/513/67513_0001.pdf
- Mattio, H. y Tilca, F. (2009). *Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores*. Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios. Argentina. Consultado: 12/5/2020. Disponible: [https://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/Recomendaciones Mediciones de Viento.pdf](https://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/Recomendaciones_Mediciones_de_Viento.pdf)
- Moreno-Figueredo, C. et al. (2007). *Diez preguntas y respuestas sobre energía eólica. Grupo de trabajo para el impulso de la energía eólica*. La Habana: Editorial Cubasolar. p. 335. ISBN: 978-959-7113-34-8. Consultado: 14/11/2021. Disponible: <https://pdcoffee.com/diez-preguntas-y-respuestas-sobre-energia-eolica-2.pdf-free.html>.
- Moreno-Figueredo, C. et al. (2017). *Doce preguntas y respuestas sobre energía eólica. Grupo de trabajo para el impulso de la energía eólica*. La Habana: Editorial Cubasolar, p. 603. ISBN: 978-959-7113-51-5.
- Mur-Amada, J. (2004). *Wind power variability in the grid*. (Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, España). Consultado: 5/2/2021. Disponible en: <http://zaguan.unizar.es/record/5732/files/TESIS-2011-019.pdf>
- Risø National Laboratory. (2005). *WASP 8 Help Facility and On-line Documentation*. Versión 8.2, Denmark, 2005. Consultado; 28/6/2022. Disponible en: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/116323084/WASP_8_Help_Facility_and_On_line_Documentation.pdf.
- Terrero-Matos, E. et al. (2020). Modelo eolo-energético de la región Playa La Vaca usando estimadores multivariados. *Ingeniería Energética*, 41(3), septiembre/diciembre, 1-10. ISSN 1815-5901. Consultado:

19/6/2022. Disponible

en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/602/pdf>

Terrero-Matos, E. (2021). *Procedimiento para la modelación de recursos eolo-energéticos en una región geográfica promisoría*. (Tesis Doctoral, Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada, Universidad de Moa). Consultado: 22/4/2022. Disponible en: <https://ninive.ismm.edu.cu/Handle/123456789/4019>.

Terrero-Matos, E. y Legrá Lobaina, A. A. (2020). Estimación por método UPD multivariable de un modelo óptimo 3D de recursos eoloenergéticos. *Minería y Geología*, 36(1), 16-32, 2020. ISSN 1993 8012. Consultado: 17/6/2022. Disponible en: https://revista.ismm.edu.cu/index.php/revistamg/article/download/art2_No1_2020/1481

Información adicional

Conflicto de intereses

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses.

Contribución de autores

ETM: Diseño, investigación, redacción, revisión. **AALL:** Investigación, software, redacción.

ORCID

ETM, <https://orcid.org/0000-0002-0686-3566>

AALL, <https://orcid.org/0000-0002-4793-4754>

Recibido: 24/07/2024

Aceptado: 04/09/2024