

## Estudio técnico y económico de la instalación de aerogeneradores para suministrar energía eléctrica a las viviendas del centro poblado Playa Blanca – Piura

Technical and economic study of the installation of wind turbines providing electrical energy to houses in the settlement of Playa Blanca, Piura

Yordy Yglesias Deza<sup>1</sup> | Carlos Sánchez Huertas<sup>2</sup> | Felipe de la Rosa Bocanegra<sup>3</sup>

### RESUMEN

Este artículo orienta sobre el estudio técnico y económico de la instalación de aerogeneradores para el suministro de energía eléctrica a las viviendas del centro poblado de Playa Blanca – Sechura – Piura, el parque eólico cuenta con 3 aerogeneradores de 5 KW de potencia unitaria con una potencia total instalada de 15 KW. La energía eléctrica generada anual es 93.3 MWh, ahorrando 57.38 Toneladas CO<sub>2</sub> por cada año, esta energía eléctrica generada servirá para electrificar al centro poblado Playa Blanca con una población aproximada de 260 habitantes.

Este artículo se inició con el estudio de la velocidad del viento tomando mediciones con un anemómetro digital para determinar el potencial eólico con el que cuenta la zona, también para realizar una óptima selección de la ubicación de cada aerogenerador. Posteriormente se desarrolló un estudio de mercadeo encuestando a la población para determinar la máxima demanda de energía eléctrica en el centro poblado, a continuación de los datos obtenidos se procedió al cálculo de la potencia de la turbina eólica, radio del rotor, altura de la torre, selección de los parámetros del perfil aerodinámico, los cuales sirvieron para realizar el diseño en el software SolidWorks.

Conocidos los resultados de los cálculos se realizó una evaluación económica considerando el costo de construir y operar estas turbinas eólicas durante un determinado tiempo y el ahorro de huella de carbono por generación de energía eléctrica con fuentes renovables.

Finalmente se concluye que el parque eólico requiere una inversión de 336 066.76 S/ por lo cual se determinó que es viable técnica y económicamente, recomendando un respectivo plan de mantenimiento para alargar la vida útil de los equipos.

**Palabras clave:** Aerogeneradores, Energía eléctrica, Velocidad del viento

### ABSTRACT

.This article presents the technical and economic study of the installation of wind turbines providing electrical energy to houses in the settlement of Playa Blanca, Sechura, and Piura. The wind farm consists of three turbines of unit power 5 kW, corresponding to a total power of 15 kW. The yearly electrical energy outcome is 93.3 MWh, saving 57.38 tons of CO<sub>2</sub> per year. The electrical energy produced is used to electrify the Playa Blanca population centre, with a population of 260 inhabitants.

This work begins with the study of the wind velocity. Measures were taken with a digital anemometer in order to determine the wind power available in the area and select the optimal location of each turbine. Secondly, a marketing survey was undertaken among the population to assess the maximal electricity demand of the settlement. The data gathered allowed to calculate the power of the wind turbine, the radius of the rotor, the height of the tower, as well as to select the parameters of the aerodynamic profile which were used to produce the design in SolidWorks software. From these results was derived an economic assessment based on the construction and operation costs of these wind turbines for a given period, as well as the reduction of carbon footprint thanks to the generation of electrical energy from renewable sources.

In conclusion the wind farm requires an 103405.16 S/ investment for which the farm would be technically and economically viable and a directed maintenance plan is recommended to extend the equipment life.

**Keywords:** Wind turbines, Electrical energy, Wind velocity

## 1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de nuestro país ocasiona una gran demanda de energía eléctrica es por eso que el gobierno peruano empezó a invertir en proyectos de energías alternativas como energía eólica, constancia de ello tenemos la Central Eólica de Cupisnique con una potencia instalada de 83.15 MW así mismo la Central Eólica Talara con potencia de 30.86 MW<sup>1</sup> y otros proyectos que están ejecutándose o en investigación.

El potencial eólico en las zonas costeras de nuestro país no es aprovechado en su totalidad es por eso que debemos de incrementar las investigaciones sobre el tema y un buen punto para realizar un proyecto es en el centro poblado Playa Blanca del distrito de Sechura del departamento de Piura con una población aproximada de 260 habitantes (45 familias). Los pobladores de Playa Blanca no tienen conexión a la red debido a que es una zona muy distante a una subestación eléctrica y utilizan velas, mecheros o generadores eléctricos como fuentes principales para iluminación, lo cual afecta a la calidad de vida de la población excluyéndolos de las comodidades y mejoras que trae consigo la energía eléctrica, así mismo al usar sus principales fuentes de iluminación como las velas y otros productos caseros están contaminando el medio ambiente por la emisión de gases tóxicos. También utilizan paneles fotovoltaicos pero tienen la desventaja que por la noche no generan energía eléctrica limitando su utilización, es por ello que la energía eólica es una alternativa para la generación de energía eléctrica en nuestro país y es más justificable aún en zonas donde el potencial eólico es elevado como en Playa Blanca, según el Atlas eólico del Perú<sup>2</sup>.

Así mismo, tanto en Perú como alrededor del mundo se ha iniciado el conflicto del calentamiento global, gran parte debido a la generación de energía eléctrica con combustibles fósiles (Petróleo y sus derivados). Es por esto que no es suficiente encontrar una solución al problema eléctrico, sino también que sea beneficioso para reducir la problemática ambiental. Como la energía eólica es una fuente aprovechable para generar energía eléctrica, que no produce contaminación, y proviene de un recurso natural renovable, se podría decir que es una solución a la problemática de nuestro país donde ya contamos con proyectos relevantes de generación de energía eléctrica<sup>3</sup>.

## 2. MARCO TEÓRICO.

### 2.1. La distribución de Weibull

$$p(U) = \frac{k}{c} \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (1)$$

$$F(U) = 1 - e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (2)$$

La velocidad media ( $\bar{U}$ ) en función de los parámetros ( $k$ ) y ( $c$ ) se define como:

$$\bar{U} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3)$$

Siendo  $\Gamma(x)$  = Función Gamma de Euler =  $\int_0^\infty e^{-t} \cdot t^{x-1} \cdot dt$  (4)

Utilizando la distribución de Weibull, se obtiene una expresión para la desviación estándar, según:

$$\sigma_u^2 = \bar{U}^2 \cdot \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)^2} - 1 \right] \quad (5)$$

Método propuesto por Justus et al.<sup>4</sup> para valores  $1 \leq k \leq 10$

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{\bar{U}}\right)^{1.086} \quad (6)$$

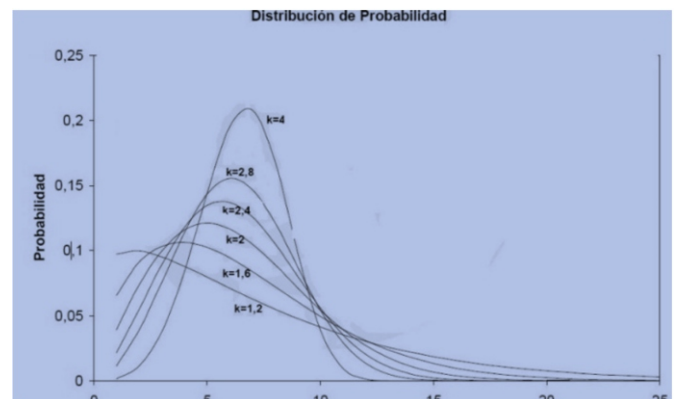


Figura 1. Función de densidad de probabilidad de Weibull

Fuente: Estudio de factibilidad de sistemas híbridos eólico<sup>5</sup>

Conocido el valor de  $k$ , utilizando ecuación (3) se determina el valor de  $c$ :

$$C = \frac{\bar{U}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (7)$$

### 2.2 Potencia de una masa de aire en movimiento

$$E = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (8)$$

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [W] \quad (9)$$

### 2.3 Límite de Betz

$$P_{turbina \max} = \left(\frac{16}{27}\right) (P_{viento}); a_{optimo} = \frac{2}{3} = 0.67; C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{viento}} \quad (10)$$

La potencia máxima de un rotor eólico es entonces:

$$P_{turbina \max} = C_{p \max} \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [W] \quad (11)$$

### 2.4 Rotor eólico real

$$\eta_{Rotor \ eólico} = \frac{P_{Turbina \ en \ eje \ del \ rotor}}{P_{Turbina \ max}}$$

### 2.5 Rendimiento de un aerogenerador

Llamemos instalación eólica al conjunto formado por el rotor, cojinetes, cables, baterías, inversor, controlador y otros dispositivos eléctricos o mecánicos<sup>3</sup>.

Sean  $\eta_1, \eta_2, \eta_3, \dots, \eta_n$ .

$$P_{\text{util}} = 0.37 * \eta_t * A * v^3 \text{ [W]} \quad (13)$$

Siendo:  $\eta_t = \eta_{\text{Rotoreólico}} * \eta_1 * \eta_2 * \eta_3 * \dots * \eta_n$  (14)

### 2.9 Fuerzas de sustentación y de resistencia

En aerodinámica es usual expresar las fuerzas de sustentación y de resistencia con las siguientes formulas<sup>3</sup>:

$$F_L = C_L * \frac{\rho}{2} * c * R * v^2 \text{ [N]} \quad (15)$$

$$F_D = C_D * \frac{\rho}{2} * h * R * v^2 \text{ [N]} \quad (16)$$

$$F_R = \sqrt{(F_L)^2 + (F_D)^2} \text{ [N]} \quad (17)$$

$\rho$ = Densidad del aire [kg/m<sup>3</sup>];  $c$ = Cuerda del alabe [m];  $R$ = Radio del alabe [m];  $h$ = Altura de la cuerda [m];  $v$ = Velocidad del aire [m/s];  $C_L$ = coeficiente de sustentación;  $C_D$ = Coeficiente de resistencia

### 2.10 Método de diseño de aeroturbinas

#### 2.10.1 Selección de la celeridad de la turbina ( $\lambda_d$ ) y número de álabes (B)

Para seleccionar la Celeridad, elegiremos un valor adecuado que este dentro del rango disponible para aerogeneradores:  $4 \leq \lambda_d \leq 10$

Tabla 1 : Selección de alabes según celeridad

$\lambda$	1 - 2	2 - 3	3 - 4	4 - 5	5 - 8	8 - 15
B	6 - 20	4 - 12	3 - 6	2 - 4	2 - 3	1 - 2

Fuente: Desarrollo de rotores para turbina eólica de 200 vatios mediante la implementación de tecnología local<sup>6</sup>.

#### 2.10.2 Cálculo del coeficiente de potencia máxima $C_p$ :

Es óptimo saber  $(C_p)_{\text{max}}$ , el cual se expresa mediante:

$$C_{p_{\text{max}}} = [1 - (\frac{1.386}{B})(\sin \frac{\phi}{2})]^2 \cdot [(\frac{16}{27})e^{-0.35\lambda_d^{(1.29)}} - \frac{C_D}{C_L} \cdot \lambda_d] \quad (18)$$

Ángulo de flujo:

$$\phi = (\frac{2}{3})(\tan^{-1} \frac{1}{\lambda_d}) \quad (19)$$

#### 2.10.3 Cálculo del radio de la turbina R:

$$R = (\frac{2 * P_{\text{util}}}{\eta_t * C_{p_{\text{max}}} * \rho * \pi * v^3})^{\frac{1}{2}} \quad (20)$$

#### 2.10.4 Dimensiones y ángulos del álabes:

Para el cálculo se dividirá el álabes en secciones y se utilizará las siguientes fórmulas<sup>3</sup>:

$$\lambda_r = (\lambda_d)(\frac{1}{R}) \quad (21)$$

$$\phi = (\frac{2}{3})[\tan^{-1}(\frac{1}{\lambda_r})] \quad (22)$$

$$C_r = (\frac{8 * \pi * r}{B * C_L})(1 - \cos \phi) \quad (23)$$

$$\beta = \phi - \alpha \quad (24)$$

Donde:

$\lambda_r$ = Celeridad local para el radio r;  $\lambda_d$ = Celeridad de diseño;  $r$ = Distancia del centro del rotor a la sección evaluada [m];  $R$ = Radio de la turbina [m];  $\phi$ = Ángulo de flujo;  $C_r$ =Cuerda de la sección del álabes;  $C_L$ =Coeficiente de sustentación del álabes;  $B$ = Número de álabes;  $\beta$ = Ángulo de sección;  $\alpha$ = Ángulo de ataque.

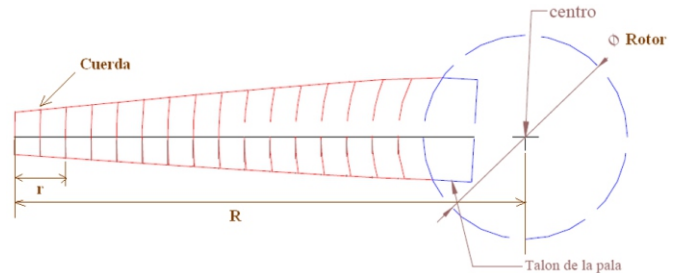


Figura 2. Secciones de álabes a con diferentes medidas de r Fuente: Grupo de energía eólica de la Universidad de Tecnología de Eindhoven<sup>7</sup>.

#### 2.10.5 Cálculo de la velocidad angular:

$$\omega = \frac{(v)(\lambda_d)}{R} \text{ [rad/seg]} \quad (25)$$

### 2.II Variación de la velocidad del viento con la altura

$$\frac{v_1}{v_2} = (\frac{h_1}{h_2})^\alpha \quad (26)$$

Donde:

$v_1$ : Es la velocidad del viento a la altura  $h_1$

$v_2$ : Es la velocidad a la altura  $h_2$ ,

$\alpha$ : Es el exponencial de Hellman.

Tabla 2. Valores del exponente de Hellmann en función a la rugosidad del terreno.

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0.08 + 0.12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0.14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0.13 + 0.16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0.2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0.2 + 0.26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0.25 + 0.4$

Fuente: Manual de aplicación de la energía eólica<sup>2</sup>.

### 2.12 Cálculo de potencia eléctrica anual generada por las turbinas eólicas.

$$EAP = \frac{\text{Capacidad del parque KW} * 8640h * FC}{1000} \text{ [MWh]} \quad (27)$$

$$\text{Capacidad del parque} = P_{\text{Turbina}} \text{ [KW]} * N_{\text{turbinas}} \quad (28)$$

$$FC = [(0.07)(\text{Velocidad media anual}) - 0.2] \quad (29)$$

Tabla 3. Factor de capacidad

Factor de capacidad	Calificación
Menos de 0.2	Inaceptable
0.2 a 0.25	Aceptable
0.25 a 0.30	Bueno
0.30 a 0.40	Muy bueno
0.40 a 0.50	Excelente

Fuente: Análisis técnico-económico para la instalación de un parque eólico en el distrito de Eten – Chiclayo – Lambayaque<sup>8</sup>.

2.13 Cálculo de ahorro de huella de carbono

$$\text{Huella de CO}_{2\text{Anual}} = \text{EAP}[\text{kWh}] * \text{Factor de emisión} \left[ \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}} \right] \quad (30)$$

Factores de emisión de kgCO <sub>2</sub>		
	Factor	Unidades
Energía eléctrica	0,615	kgCO <sub>2</sub> /kWh
GLP	2,75	kgCO <sub>2</sub> /kilogramo
Diésel	9,7	kgCO <sub>2</sub> /galón
Gasolina	7,9	kgCO <sub>2</sub> /galón
Leña	1,7	kgCO <sub>2</sub> /kilogramo

Figura 3. Factores de emisión de CO<sub>2</sub>

Fuente: Atlas eólico del Perú<sup>1</sup>

Fuerza axial en el rotor, presión del viento y momento flexionante máximo:

- Fuerza axial en el rotor:

$$F_{\text{axial rotor}} = F_1 \cos\phi + F_d \sin\phi \quad (31)$$

Dónde:  $\phi$  = Angulo de flujo

- Fuerza axial total e el rotor

$$F_{\text{axial Total}} = z * F_{\text{axial rotor}} \quad (32)$$

- Presión del viento

$$P_w = C_s * \frac{\rho}{2} * V^2 \quad (33)$$

Dónde:  $C_s$  = Coeficiente de fuerza axial Para un motor funcionando bajo condiciones normales, podemos contar con  $C_s=1$ , pero por razones de seguridad se debe contar con un coeficiente de  $C_s=1.6^9$ .

- Momento flexionante máximo

$$M_{\text{max}} = \frac{P_w * 2\pi * R^3}{3 * z} \quad (34)$$

2.14 Determinación de la altura de la torre

$$\frac{H_{\text{torre}}}{F_{\text{axial Total}}} = M_{\text{max}} \quad (35)$$

Dimensionamiento de los cables

$$I_n = \frac{\text{Pot} [W]}{\sqrt{3} * \cos \phi * V} \quad (36)$$

$$I_D = I_n * 1.25 \quad (37)$$

2.16 Cálculos económicos

$$\text{Costo fijo unitario} = \frac{\text{Costos Fijos Totales}}{\text{Energía Producida anual}} \quad (38)$$

$$\text{Ingresos de energia} = \text{EAP} * \text{Costo fijo unitario} \quad (39)$$

$$\text{ROI} = \frac{\sum \text{Inversiones}}{\text{Beneficio}} \quad (40)$$

3. RESULTADOS

3.1 Del aforo: Se determinó una velocidad promedio en un periodo de seis meses

Tabla 4. Resultados de velocidad promedio de Playa Blanca.

Mes	Velocidad m/s	Mes	Velocidad m/s
Febrero	6.76	Mayo	6.76
Marzo	6.67	Junio	7.20
Abril	6.80	Julio	7.37

Fuente: Elaboración propia

Seleccionamos el coeficiente de Hellmann  $\alpha=0.14$  y evaluaremos a una altura  $h_2=15$  m.

De la ecuación (26) obtenemos  $\frac{6.9}{v_2} = \left(\frac{3}{15}\right)^{0.14} \rightarrow v_2 = 8.6 \frac{m}{s}$

3.2 Potencia de una masa de aire en movimiento.

En condiciones ambientales donde:  $T=25^\circ\text{C}$  y Presión = 1 bar, la densidad del aire es  $\rho=1.205 \text{ kg/m}^3$ .

Reemplazamos en la ecuación (9)

$$P_{\text{viento}} = \left(\frac{1}{2}\right) (1.205 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}) (8.6 \frac{\text{m}}{\text{s}})^3 = 383.22 \left[ \frac{\text{watt}}{\text{m}^2} \right]$$

En una superficie la potencia es:

$$P_{\text{viento}} = 383.22 \left[ \frac{\text{watt}}{\text{m}^2} \right] * A [\text{m}^2] = 383.22 * A [\text{W}]$$

3.3 Patencia máxima aprovechada por el rotor - Límite de Betz

La máxima potencia obtenible  $P_{\text{Turbina Max.}}$  se puede determinar analítica o gráficamente para la ralentización óptima de las ecuación (11)

$$P_{\text{Turbina max.}} = \left(\frac{16}{27}\right) \left(\frac{1}{2}\right) (1.205 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}) * A * (8.6 \frac{\text{m}}{\text{s}})^3 = 227.1 * A [\text{W}]$$

### 3.4 Eficiencia de rotor eólico

Reemplazamos en la ecuación (12)

$$\eta_{\text{Rotor eólico}} = \frac{227.1 * A \text{ [W]}}{383.22 * A \text{ [W]}} = 59.3 \%$$

### 3.5 Método de diseño de aero turbinas

#### 3.5.1 Selección de coeficiente de arrastre y sustentación

Tabla 5. Selección de coeficientes Cd y Cl

Reynolds	9 * 10 <sup>6</sup>	6 * 10 <sup>6</sup>	3 * 10 <sup>6</sup>	1.64 * 10 <sup>5</sup>	4.21 * 10 <sup>4</sup>
$\alpha$	5°	4.5°	4°	6°	9°
C <sub>d</sub>	0.007	0.0065	0.006	0.0155	0.0325
C <sub>l</sub>	0.985	0.97	0.9	0.9	0.9
C <sub>d</sub> /C <sub>l</sub>	0.0071	0.0067	0.0066	0.01722	0.036

Fuente: Elaboración propia

Para el análisis y caculo se seleccionó parámetros como celeridad de diseño y numero de alabes  $\lambda=8$  y  $B=3$ .

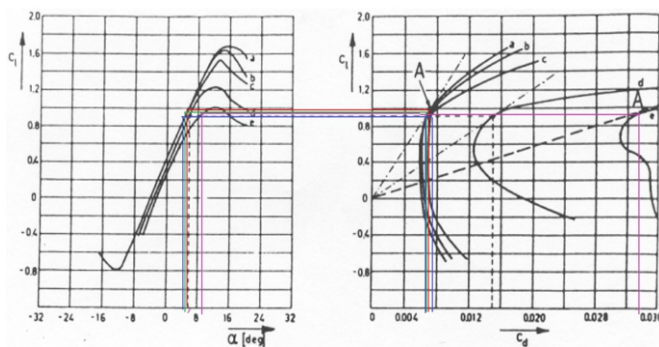


Figura 4. Selección de coeficiente de arrastre y sustentación

Fuente: Elaboración propia

Entonces seleccionamos de acuerdo al menor resultado de  $\frac{C_d}{C_l}$ , en el caso es 0.0066.

Reynolds=  $3*10^6$ ;  $\alpha=4^\circ$ ;  $C_d=0.006$ ;  $C_l=0.9$ ;  $\frac{C_d}{C_l}=0.0066$ ;  $\lambda_d=8$ ;  $B=3$

Reemplazando los datos anteriores en la expresión (18) calculamos el coeficiente de potencia máxima  $C_p$ :

$$C_{p_{max}} = [1 - (\frac{1.386}{3})(\sin \frac{4.75^\circ}{2})]^2 [(\frac{16}{27})(e^{-0.35*8^{(1.29)}} - \frac{0.006}{0.9} * 8)] = 0.51$$

De la ecuación (19) se obtiene el ángulo de flujo:

$$\phi = (\frac{2}{3})(\tan^{-1} \frac{1}{8}) = 4.75$$

Verificamos en tabla  $(C_p)_{max}$ .

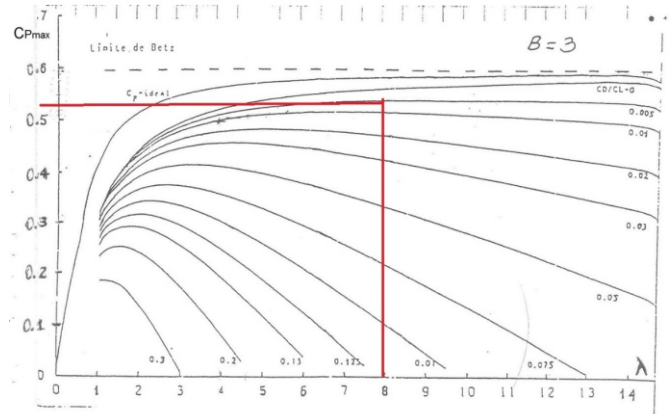


Figura5. Comprobación del CP máx.

Fuente: Elaboración propia.

Entonces:  $C_{p_{tabla}} \approx (C_p)_{max} = 0.51$

### 3.6. Cálculo del radio del aerogenerador

Para el cálculo del radio del rotor usamos la ecuación (20)

$$R = (\frac{2 P_{util}}{C_{p_{max}} * \eta_t * \rho * \pi * (v^3)})^{\frac{1}{2}}$$

Siendo:  $\eta_t = \eta_1 * \eta_2 * \eta_3 * \dots * \eta_n$

$$\eta_{alternador} = 98 \%; \eta_{fluctuaciones} = 70 \%; \eta_{transmision \text{ rodamientos}} = 82\% \\ \eta_t = 0.82 * 0.7 * 0.98 = 0.5625 = 56.25\%$$

De la demanda máxima tenemos que la potencia total es 15 kW

$$P_{total} = 15 \text{ KW}$$

$$P_{Turbina-unittaria} = \frac{15000 \text{ W}}{3} = 5000 \text{ W}$$

$$R = [(\frac{2 * 5000 \text{ W}}{(0.51)(0.5625)(1.205 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3})(8.6 \frac{\text{m}}{\text{s}})^3 (\pi)})^{\frac{1}{2}}] \rightarrow R = 3.80 \text{ m}$$

Usamos la expresión anterior para calcular la potencia nominal de la turbina

$$P_{nominal} = (\frac{1}{2})(0.51)(1.205 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3})(\pi)(3.8 \text{ m})^2 (8.6 \frac{\text{m}}{\text{s}})^3 = 8866.24 \text{ [W]} \approx 9000 \text{ [W]}$$

### 3.7 Cálculo de la velocidad angular

Reemplazando en la ecuación (25) se obtiene

$$\omega = \frac{(8.6 \frac{\text{m}}{\text{s}})(8)}{(3.8 \text{ m})} = 18.11 \text{ [rad/seg]}$$

### 3.8 Cálculo de las RPM:

$$n = \frac{60\omega}{2\pi} \text{ [RPM]} = \frac{60(18.11 \frac{\text{rad}}{\text{seg}})}{2\pi} = 172.94 \text{ [RPM]}$$

### 3.9 Dimensiones y ángulos del álabe:

Tabla 6. Tabla con parámetros para el diseño

Parámetros del alabe	
$\lambda_d$	8
R	3.8
$C_l$	0.9
$\alpha$	4°
alabes	3

Fuente: Elaboración propia

De las expresiones 21 - 24 se obtienen los parámetros para el diseño del alabe NACA 4412.

Tabla 7. Sección 10 con cuerda máxima

sección	r (m)	$\lambda_r$	$\phi$ rad	$\phi$ Grados	$\beta$	$C_r$
10	0.38	0.80	0.60	34.23	30.23	0.613

### 3.10 Cálculo del número de Reynolds

$$R_e = \frac{\rho * v * c_{max}}{\mu}$$

Tenemos  $T = 25^\circ C$ ;  $\mu = 1.825 * 10^{-5}$  [pa\*seg];  $c_{max} = 0.613$  m

$$R_e = \frac{1.205 * 8.6 * 0.613}{1.825 * 10^{-5}} \rightarrow R_e = 348083.23s$$

### 3.11 Cálculo de fuerza de sustentación, de resistencia, y otros

De las expresiones 15 - 16 y 17 se calcula

$$F_L = 0.9 * \frac{1.205}{2} * 0.613 * 3.8 * 8.6^2 = 93.42 \text{ [N]}$$

$$F_D = (0.006) * \left(\frac{1.205}{2}\right) * (0.21 * 0.613m) * (3.8) * \left(8.6 \frac{m}{s}\right)^2 = 0.13 \text{ N}$$

$$F_R = \sqrt{(93.42)^2 + (0.13)^2} = 93.42 \text{ [N]}$$

### 3.12 Fuerza axial en el rotor, presión del viento y momento flexionante máximo

- Fuerza axial en el rotor

$$F_{axial\ rotor} = (93.42 \text{ N}) \cos 4.75 + (0.13 \text{ N}) \sin 4.75 = 93.11 \text{ N}$$

- Fuerza axial total e el rotor

Cálculo según ecuación (32):

$$F_{axial\ Total} = 3 * 93.11 \text{ N} \rightarrow F_{axial\ Total} = 279.33 \text{ N}$$

- Presión del viento

$$P_w = 1.6 * \frac{1.205 \text{ kg}}{2} * (8.6)^2 \rightarrow P_w = 71.29 \text{ Pa}$$

- Momento flexionante máximo

$$\text{De expresión (34)} \quad M_{max} = \frac{71.29 * 2\pi * (3.8)^3}{3 * 3} \rightarrow M_{max} = 2730.97 \text{ Nm}$$

- Determinación de la altura de la torre

De ecuación (35), se obtiene.

$$H_{torre} = \frac{799.43 \text{ Nm}}{279.33 \text{ N}} \rightarrow H_{torre} = 9.78 \text{ m}$$

### 3.13 Dimensionamiento de los cables

Para la selección y cálculo insertamos las ecuaciones (36) y (37)

$$I_n = \frac{5000 \text{ [W]}}{\sqrt{3} * \cos 0.8 * 48} \rightarrow I_n = 60.15 \text{ A}$$

$$I_D = 60.15 \text{ A} * 1.25 \rightarrow I_D = 75.18 \text{ A}$$

### 3.14 Cálculo de potencia eléctrica anual generada por los aerogeneradores

Capacidad del parque = 9 KW \* 3 turbinas = 27 KW

De la expresión (28) se calcula el factor de capacidad:

$$FC = [(0.07)(8.6) - 0.2] \rightarrow FC = 0.4$$

Tabla 8. Selección del FC

Factor de capacidad	Calificación
0.30 a 0.40	Muy bueno

Fuente: W.Herrada<sup>8</sup>

De la ecuación 26 calculamos:

$$EAP = \frac{27 \text{ KW} * 8640h * 0.4}{1000} = 93.312 \text{ MWh}$$

### 3.15 Cálculo de ahorro de huella de carbono

Para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> se emplea la ecuación (30), Seleccionando un factor de  $0.615 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{KWh}}$

$$\begin{aligned} \text{Huella de carbono}_{Anual} &= (93312 \text{ KWh}) * (0.615 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{KWh}}) \\ &= 57386.88 \text{ kg CO}_2 \\ &= 57.38 \text{ TmCO}_2 \end{aligned}$$

### 3.16 Cálculos económicos

Costos Fijos Totales = 123383.4 S + 212683.36 S = 336066.76 S

Para el cálculo del retorno de inversión se tomara en cuenta el costo de energía eléctrica del pliego tarifario de la empresa concesionaria que es el precio con el que se venderá a los pobladores de Playa Blanca.

Tabla 9. Tarifa de energía

TARIFA BT5B:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA IE		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S/mes	3.09
	Cargo por Energía Activa	S./KWh	0.57

Fuente: Pliegos tarifarios usuario final- Osinergmin<sup>10</sup>.

$$\text{Ingresos} = (93312 \frac{\text{Kwh}}{\text{año}}) (0.57 \frac{\text{NS}}{\text{KWh}}) = 53187.84 \frac{\text{NS}}{\text{año}}$$

$$\text{ROI} = \frac{336066.76 \text{ NS}}{53187.84 \frac{\text{NS}}{\text{año}}} \rightarrow \text{ROI} = 6.3 \text{ años}$$

Considerando la vida útil del proyecto de 10 años y que se recupera la inversión en 6 años el beneficio sería:

$$\text{Beneficio} = 53187.84 \frac{\text{NS}}{\text{año}} * 4 \text{ años} = 212751.36 \text{ S}$$

#### 4. CONCLUSIONES

Es viable técnico y económico instalar 3 aerogeneradores de 5 KW de potencia unitaria para el suministro de energía eléctrica a las viviendas del centro poblado de Playa Blanca con una inversión de 336066.76 soles.

Se realizó el aforo para establecer velocidad promedio del viento de 8.6 m/s a 15 metros de altura en el centro poblado de Playa Blanca.

Se realizó un estudio de mercadeo para determinar la demanda máxima de energía eléctrica del Centro Poblado Playa Blanca de 15 KW

Se logró calcular las dimensiones del aerogenerador mediante el método analítico para cálculo de turbinas eólicas, obteniendo una radio de 3.8 m, y demás parámetros descritos en el cuadro de resultados.

Se diseñó el alabe con perfil naca 4412 de 3.8 m en el software SolidWorks, con ángulo de ataque  $\alpha=4^\circ$ , Coeficiente de Sustentación  $C_l=0.9$ , coeficiente de arrastre  $C_d=0.006$ , Celeridad de diseño  $\lambda_d=8$ .

Se diseñó el aerogenerador y todos sus componentes como alabe, rotor, estator, estructura, torre y bases para anclaje en el software SolidWorks.

Se seleccionaron los componentes electrónicos de la instalación, (03) Inversores CZ-5000S de 48/220 voltios y 5.0 KW, (03) controladores modelo GWS 5 KW y 48 V, (36) baterías Trojan 8D-GEL capacidad de 265 Ah y se seleccionó el conductor NYY Triple de sección  $3 \times 1 \times 1 \text{ mm}^2$ .

instalación del parque eólico de 15 KW es 123 383.4 S/ y el aproximado de la electrificación es 212 683.36 S/ con un ROI de 10 años sin financiamiento.

Se determinó el costo unitario de energía eléctrica para venta de 0.57 S/ Kwh

#### 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Atlas Eólico del Perú [Mapa Eólico]. Lima: Ministerio de Energía y Minas; 2008.
- [2] Pinilla A. Manual de Aplicación de la Energía Eólica. Guajira: CopyRight INEA; 2007.
- [3] Yglesias YM. Estudio Técnico y Económico de la Instalación de Aerogeneradores para suministrar Energía Eléctrica a las viviendas del centro poblado Playa Blanca – Piura, [Tesis]. Trujillo: Universidad Cesar Vallejo; 2015.
- [4] Justus CG, Hargraves W, Mikhail A, Graber D. Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions. Journal of applied meteorology. 1977;(17):350-353.
- [5] Hualpa MT. Estudio de Factibilidad de Sistemas Híbridos Eólico - Solar en el Departamento de Moquegua. Lima; 2006.
- [6] Gómez W, Aperador W, Delgado E. Desarrollo de rotores para turbina eólica de 200 vatios mediante la implementación de tecnología local. [Revista en línea] 2010. [Consultado 25 de Junio de 2015]. Disponible en: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0123-21262011000200001&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0123-21262011000200001&script=sci_arttext).
- [7] Grupo de Energía Eólica de la Universidad de Tecnología de Eindhoven . Rotores para Eólica [Revista en línea] 2004 [Consultado 28 de Junio de 2015]. Disponible en: [http://www.arrakis.nl/reports/Mrotors\\_dreamw.html](http://www.arrakis.nl/reports/Mrotors_dreamw.html). ]
- [8] Herrada WR. Analisis Tecnico-economico para la instalación de un parque eolico en el distrito de Eten – Chiclayo - Lambayaque. [Tesis]. Trujillo: Universidad Cesar Vallejo; 2014.
- [9] Franquesa M. Introducción a la Teoría de las Turbinas Eólicas. Bauverlag; 2009.
- [10] Osinergmin [homepage en Internet]. Lima; c2014. [Consultado 12 de Marzo de 2015]. Disponible en : [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).

