



INVESTIGACIÓN
E INNOVACIÓN
EN INGENIERÍAS

Evaluación del Potencial Eólico en el Huila, Colombia: Diseño y Análisis de un Aerogenerador de Eje Horizontal

Wind Potential Assessment in Huila, Colombia: De- sign and Analysis of a Horizontal Axis Wind Turbine

Jesús David Quintero Polanco 
Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia

Modesta Díaz Díaz 
Universidad Centro Panamericano de Estudios Superiores, Zitácuaro, México

OPEN  ACCESS

Recibido: 27/04/2025

Aceptado: 13/03/2026

Publicado: 27/03/2026

Correspondencia:
jdavid@usco.edu.co

DOI:
[10.17081/invinno.14.1.8151](https://doi.org/10.17081/invinno.14.1.8151)



Copyright 2026 by
Investigación e Innovación en
Ingenierías

Resumen

Objetivo: Evaluar el potencial eólico en el sitio de la vereda La Legiosa municipio de Colombia, Huila, mediante el análisis estadístico del recurso eólico local y el diseño de un aerogenerador de eje horizontal optimizado para las condiciones del sitio. **Metodología:** Se aplicó un enfoque cuantitativo con modelado matemático y simulación numérica, utilizando datos de velocidad y dirección del viento entre los años 2020 a 2025, obtenidos de NASA POWER y procesados con Python y MATLAB. Se emplearon herramientas como la distribución de Weibull, la Ley de Betz y perfiles verticales de velocidad para caracterizar el viento y estimar la energía generada. **Resultados:** La velocidad media estimada extrapolada a 60 m fue de 3.33 m/s ($\alpha = 0.25$). Con rotor de 50 m y buje a 60 m, usando $C_p = 0.52$ y $\rho = 1.06$ kg/m³, la potencia promedio estimada es del orden de ~19.95 kW y la producción anual se estima en ~198 MWh/año, con un factor de capacidad ~0.12 (calculado por integración probabilística de la curva de potencia ponderada por Weibull). **Discusiones:** Se demostró que el sitio posee condiciones favorables para la generación eólica descentralizada, aunque se identificaron limitaciones asociadas a la falta de datos meteorológicos detallados y a los costos de implementación. **Conclusiones:** El sitio muestra un recurso moderado y la viabilidad final depende de mediciones de mayor resolución y del análisis técnico-económico.

Palabras claves: aerodinámica de turbinas, caracterización eólica, energía distribuida, modelado estadístico, simulación numérica.

Abstract

Objective: To evaluate the wind potential at the La Legiosa site in the municipality of Colombia, Huila, through the statistical analysis of the local wind resource and the design of a horizontal-axis wind turbine optimized for the site's specific conditions. **Methodology:** A quantitative approach was applied using mathematical modeling and numerical simulation, utilizing wind speed and direction data from 2020 to 2025 obtained from NASA POWER and processed with Python and MATLAB. Tools such as the Weibull distribution, Betz's Law, and vertical velocity profiles were employed to characterize the wind and estimate the generated energy. **Results:** The estimated mean wind speed extrapolated to 60 m was 3.33 m/s ($\alpha = 0.25$). With a 50 m rotor and a 60 m hub height, using $C_p = 0.52$ and $\rho = 1.06$ kg/m³, the estimated average power is approximately ~19.95 kW. Annual energy production is estimated at ~198 MWh/year, with a capacity factor of ~0.12 (calculated by probabilistic integration of the power curve weighted by Weibull). **Discussions:** It was demonstrated that the site possesses favorable conditions for decentralized wind generation, although limitations were identified regarding the lack of detailed meteorological data and implementation costs. **Conclusions:** The site shows a moderate resource, and final feasibility depends on higher-resolution measurements and a comprehensive techno-economic analysis.

Keywords: turbine aerodynamics, wind characterization, distributed energy, statistical modeling, numerical simulation.

Como citar (IEEE): J. D. Quintero Polanco y M. Díaz Díaz "Evaluación del Potencial Eólico en el Huila, Colombia: Diseño y Análisis de un Aerogenerador de Eje Horizontal", Investigación e Innovación en Ingenierías, vol. 14, no. 1, pp. 80–99, 2026, doi: 10.17081/invinno.14.1.8151

1. Introducción

El aprovechamiento del recurso eólico como fuente de generación eléctrica ha tomado creciente relevancia en el contexto colombiano, especialmente en regiones con potencial energético aún no explorado. El departamento del Huila, tradicionalmente asociado a la producción hidroeléctrica, presenta características geográficas y meteorológicas favorables para la implementación de tecnologías basadas en energía renovable no convencional, entre ellas, la energía eólica [1].

Sin embargo, la escasez de estudios técnicos detallados en la región limita la toma de decisiones fundamentadas para el desarrollo de proyectos sostenibles. Ante este vacío, surge la siguiente pregunta problema: ¿es técnica y energéticamente viable la generación eólica en el municipio de Colombia, Huila, utilizando un aerogenerador de eje horizontal adaptado a las condiciones locales del viento?

El objetivo general de este estudio fue evaluar el potencial de generación eólica en dicho municipio, a través del análisis estadístico del recurso eólico y el diseño de un aerogenerador optimizado a las condiciones locales. Como objetivos específicos se plantearon: (1) caracterizar el viento utilizando la distribución de Weibull, (2) estimar el perfil vertical de velocidad, (3) calcular la potencia y energía útil generada, y (4) analizar la viabilidad técnica del sistema propuesto.

Las variables principales consideradas fueron la velocidad media del viento, la altura de buje, el diámetro del rotor y la densidad del aire. El estudio se limitó al análisis de datos provenientes de la estación meteorológica La Legiosa (2020-2025), sin contemplar evaluación de costos económicos ni aspectos sociales. Sin embargo, sus alcances incluyen la identificación del potencial técnico para generación distribuida, sirviendo como insumo relevante para futuras propuestas energéticas rurales [2].

Este trabajo se justifica en la necesidad de diversificar la matriz energética colombiana, promoviendo la participación de fuentes limpias, descentralizadas y sostenibles. Se fundamenta en trabajos previos que han evaluado el potencial eólico en otras regiones del país utilizando métodos de modelado estadístico y simulación [3, 4, 5]. Este estudio contribuye de manera original al enfocarse el análisis en una zona rural andina poco explorada, como lo es el municipio de Colombia, Huila.

1.1. Fundamentación Teórica

1.1.1 Modelamiento del Sistema Eólico

El modelamiento del sistema eólico se desarrolló a partir de los datos reales de velocidad del viento correspondientes al periodo 2020–2025, obtenidos de la base NASA POWER para el punto geográfico (3.31° N, -74.70° O) disponible en el municipio de Colombia Huila, estación meteorológica La Legiosa. Los registros mensuales de velocidad a 50 m fueron utilizados como altura de referencia y posteriormente extrapolados a la altura de buje de 60 m mediante la ley de potencia:

$$V_{h2} = V_{h1} \left(\frac{h2}{h1}\right)^\alpha \quad (1)$$

Donde V_{h2} es la velocidad del viento estimada a la nueva altura $h2$, V_{h1} es la velocidad del viento media o conocida de referencia $h1$, $h2$ es la altura a la cual se desea extrapolar la velocidad del viento y $h1$ la altura de referencia disponible.

$$V_{60} = V_{50} \left(\frac{60}{50}\right)^\alpha \quad (2)$$

Esta información permitió estimar el perfil vertical de velocidad del viento, la energía cinética del viento disponible y la potencia aprovechable por un aerogenerador de eje horizontal.

La energía eólica se fundamenta en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante aerogeneradores. La energía cinética de una masa de aire se expresa como:

$$Ec = \left(\frac{1}{2}\right) * m * V^2 \quad (3)$$

Dónde m es la masa del aire (en kg); V la velocidad del viento en (m/s).

La potencia disponible en el viento (P_{disp}), considerando un flujo continuo que atraviesa el área del rotor, se expresa como

$$P_{disp} = \left(\frac{1}{2}\right) * \rho * A * V^3 \quad (4)$$

Donde ρ representa la densidad del aire. Para condiciones estándar a nivel del mar se adopta $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ [12]. Sin embargo, dado que el sitio de estudio se encuentra a 1476 m s. n. m., en este trabajo se utiliza una densidad ajustada por altitud ($\rho = 1.06 \text{ kg/m}^3$) para obtener una estimación más realista del potencial energético [6]; A es el área barrida por las palas del aerogenerador y V es la velocidad del viento.

Dado que el sitio de estudio se localiza a una altitud aproximada de 1476 m s.n.m., la densidad del aire utilizada en el cálculo de potencia eólica se ajustó a condiciones atmosféricas estándar a dicha elevación. Para ello se empleó la formulación de la Atmósfera Estándar (troposfera) [12], donde la temperatura disminuye linealmente con la altura y la presión se obtiene mediante la relación barométrica. A partir de $T(h)$, la densidad se calcula usando la ecuación de gas ideal:

$$\rho(h) = \frac{P(h)}{RT(h)} \quad (5)$$

Donde $P(h)$ es la presión atmosférica a la altitud h (Pa), R es la constante específica del gas para aire seco ($\text{J/kg}^*\text{K}$) y $T(h)$ es la temperatura a la altitud h (K).

Según la Ley de Betz, ningún aerogenerador puede extraer más del 59.3 % de la energía cinética del viento. La potencia máxima teórica extraíble es:

$$P_{max} = \frac{8}{27} * \rho * A * V^3 \quad (6)$$

La eficiencia real de un aerogenerador se expresa mediante el coeficiente de potencia (C_p), definido como:

$$C_p = \frac{P}{P_{disp}} = 4a(1 - a)^2 \quad (7)$$

Donde a es el factor de inducción axial, que representa la fracción de reducción de velocidad del viento al atravesar el rotor. El valor óptimo ocurre cuando $a = 1/3$, lo que produce el límite de Betz [6]. Es importante señalar que, aunque las ecuaciones anteriores permiten estimar la potencia instantánea disponible en función de una velocidad específica, en este estudio la producción energética anual no se calcula directamente a partir de la velocidad media, sino mediante integración probabilística de la curva de potencia ponderada por la distribución de Weibull del sitio.

Influencia del diámetro del rotor. El área de barrido A , está relacionada con el diámetro del rotor D mediante la ecuación:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (8)$$

El incremento del diámetro del rotor permite captar un mayor volumen de viento y, en consecuencia, aumentar la potencia capturada, dado que la energía disponible es proporcional al área barrida. En este estudio se consideró un rotor de 50 m de diámetro, lo que corresponde a un área de 1,963.5 m². Este dimensionamiento se mantiene como propuesta de diseño aerodinámico; sin embargo, debe interpretarse dentro del contexto del régimen de viento del sitio, cuya velocidad media para el periodo 2020–2025 se encuentra alrededor de 3.18 m/s a 50 m. Por lo tanto, la producción energética estimada dependerá directamente de la distribución probabilística del recurso eólico y no únicamente del valor promedio de velocidad [7].

Distribución de Weibull: Para modelar la variabilidad del viento se utilizó la función de densidad de probabilidad (FDP) de Weibull, ampliamente empleada en estudios de recurso eólico por su capacidad de representar distintos regímenes de viento y ampliamente validada en evaluaciones comparativas de potencial eólico [30]. La expresión matemática es:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (9)$$

Donde k es el parámetro de forma, que describe la dispersión del viento, c es el parámetro de escala, relacionado con la velocidad característica del sitio, y v es la velocidad del viento. [8].

Función de distribución acumulada (CDF) Weibull.

$$F(V) = 1 - \exp \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (10)$$

Donde $F(V)$ es la probabilidad de que la velocidad sea \leq que V

Estimación de parámetros (k y c). Los parámetros de estimación se obtendrán por el método de máxima verosimilitud (MLE), para la cual se utilizará la siguiente ecuación:

$$\ln L(k, c) = n \ln(k) - n \ln(c) + (k-1) \sum_{i=1}^n \ln(V_i) - \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_i}{c}\right)^k \quad (11)$$

Donde n es el número total de observaciones diarias empleadas (2192 para el periodo 2020-2025), V_i las velocidades diarias a la altura de referencia.

Una forma práctica ampliamente usada es resolver k con:

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(V_i) - \frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k} = 0 \quad (12)$$

Esta ecuación no se despeja "a mano"; se resuelve con iteración (MATLAB/Python).

Una vez hallado k , se calcula c con:

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^k\right)^{1/k} \quad (13)$$

CDF para la curva de ajuste se considera que:

$$V(1) \leq V(2) \dots \leq V(n) \quad (14)$$

$$Femp(V_i) = \frac{i}{n+1} \quad (15)$$

Donde $Femp$ es la probabilidad acumulada observada en los datos.

Para el error cuadrático medio (RMSE) se tiene:

$$RSM = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [Femp(V_i) - F(V_i)]^2} \quad (16)$$

Donde $F(V_i)$ es la CDF Weibull evaluada en los parámetros k y c a obtener.

El coeficiente de determinación (R^2) aplicado sobre la Función de Distribución Acumulada (CDF) se tiene:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n [Femp(v_i) - F(v_i)]^2}{\sum_{i=1}^n [Femp(v_i) - \overline{Femp}]^2} \quad (17)$$

Donde \overline{Femp} es el promedio de $Femp$.

Al realizar los cálculos a una altura de 50 m, $n = 2192$ se tiene la siguiente tabla:

Tabla 1. Estimación parámetro k y c .

| Periodo | Altura (m) | n (días) | k (forma) | c (m/s) | R ² | RMSE |
|--------------------------|------------|----------|-----------|---------|----------------|---------|
| 2020-2025 (WS50M diario) | 50 | 2192 | 3.566 | 3.399 | 0.9952 | 0.01990 |

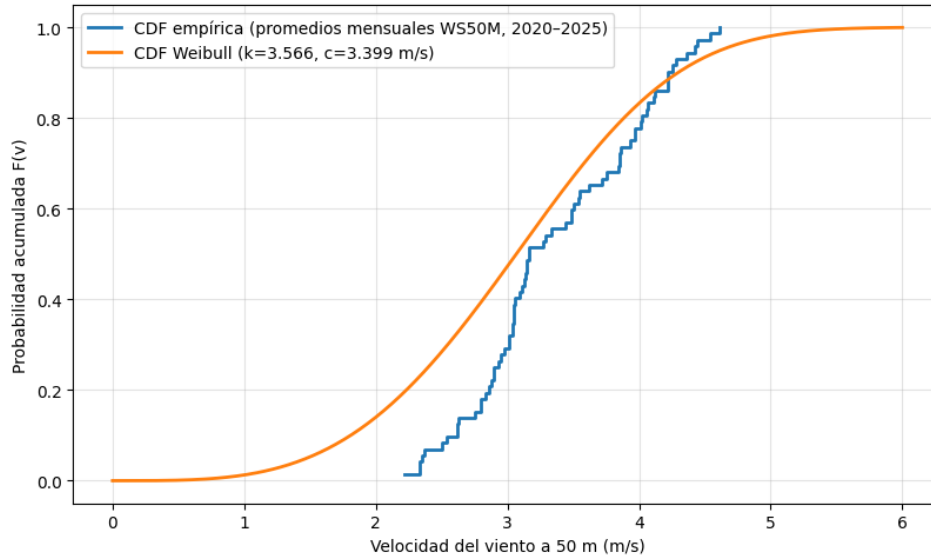
Fuente: elaboración propia.

El ajuste Weibull obtenido por MLE para 2020–2025 ($k=3.566$; $c=3.399$ m/s) presentó un coeficiente de determinación $R^2=0.9952$ y un $RMSE=0.01990$ sobre la CDF, lo que evidencia alta concordancia entre la distribución empírica y el modelo en línea con reportes recientes de evaluación del recurso eólico basados en series de reanálisis [33]. La Figura 1 muestra la curva modelada (CDF empírica vs CDF Weibull), validando la representación estadística del recurso eólico del sitio.

Como se ilustra en la Figura 2, generada mediante Python, se presenta la variación de la velocidad del viento con la altura utilizando la ley de potencia del perfil vertical, considerando diferentes coeficientes de rugosidad (α). En terrenos abiertos ($\alpha = 0.12$), el incremento de velocidad con la altura es más gradual, reflejando menor fricción superficial. En contraste, para terrenos con mayor rugosidad ($\alpha = 0.30$), el crecimiento de la velocidad con la altura es más pronunciado.

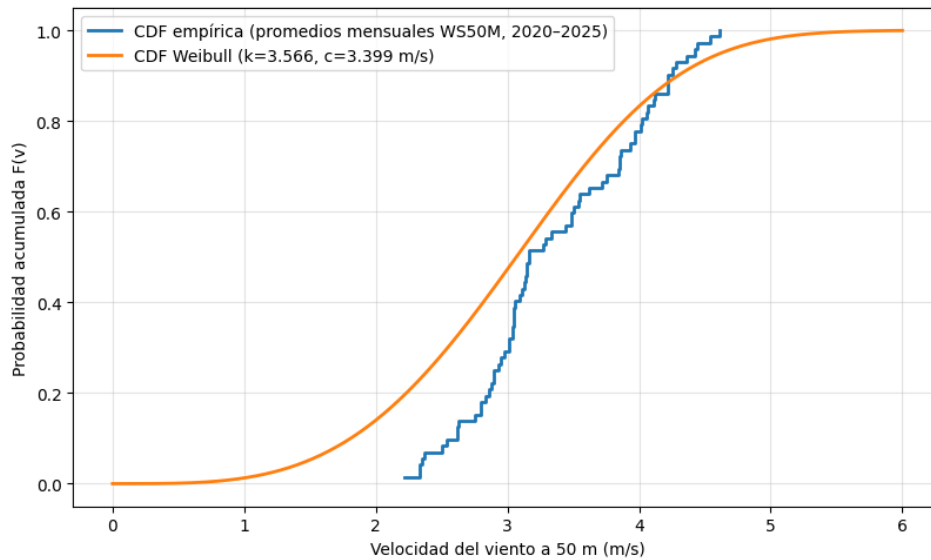
Para el caso específico del sitio La Legiosa, se adoptó un valor de $\alpha = 0.25$, representativo de un entorno rural con vegetación baja y uso agrícola. Partiendo de una velocidad promedio de 3.18 m/s a 50 m (periodo 2020–2025), la extrapolación a mayores alturas muestra incrementos moderados, lo que confirma que el aumento de altura mejora el potencial energético, aunque dentro de un régimen de viento de intensidad media-baja.

Figura 1. Curva de ajuste Weibull del recurso eólico, periodo 2020–2025.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 2. Influencia de la altura sobre la velocidad del viento.



Fuente: Elaboración propia.

Con el fin de evaluar la influencia del exponente de rugosidad dentro del rango típico (0.20–0.30), se realizó un análisis de sensibilidad empleando la Ecuación (1) para extrapolar la velocidad a 60 m y la Ecuación (4) para estimar el impacto en potencia/energía; los resultados se presentan en la Tabla II, donde se evidencian los cambios obtenidos al modificar α en el intervalo considerado.

Este análisis es fundamental para definir la altura óptima del buje del aerogenerador, ya que una mayor elevación reduce los efectos de fricción y

obstáculos superficiales, permitiendo una estimación más precisa del recurso eólico disponible [9], [10], [16] y [26].

Tabla 2. Resultados del análisis de sensibilidad ($\alpha = 0.20-0.30$).

| α | Vh (60) (m/s) | Pdisp (kW) | Pcap (kW) | Eanual aprox. (MWh/año) | FC aprox. |
|----------|---------------|------------|-----------|-------------------------|-----------|
| 0.200 | 3.298 | 37.33 | 19.41 | 192.66 | 0.1173 |
| 0.225 | 3.313 | 37.85 | 19.68 | 195.31 | 0.1189 |
| 0.250 | 3.328 | 38.37 | 19.95 | 198.00 | 0.1205 |
| 0.275 | 3.344 | 38.90 | 20.23 | 200.73 | 0.1222 |
| 0.300 | 3.359 | 39.43 | 20.50 | 203.49 | 0.1239 |

Fuente: elaboración propia.

Condiciones de operación de los aerogeneradores: La velocidad específica del rotor Tip Speed Ratio (TSR), representada por λ , es un parámetro adimensional esencial en el diseño de aerogeneradores, ya que relaciona la velocidad tangencial de rotación del rotor con la velocidad del viento incidente. Se define como:

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (18)$$

Donde ω es la velocidad angular del rotor (rad/s), R es el radio del rotor (m), V es la velocidad del viento (m/s) a la altura del buje. En aerogeneradores de eje horizontal (HAWT), los valores óptimos de TSR se sitúan entre 6 y 8, rango en el cual se maximiza el coeficiente de potencia C_p [11], [27]. Valores de TSR superiores a 10 pueden incrementar el ruido aeroacústico y las cargas estructurales, por lo que deben controlarse en el diseño del rotor y del sistema de operación [12], [28]. En el presente estudio, el valor práctico adoptado de $C_p = 0.52$ es coherente con un diseño que opera dentro de dicho rango óptimo de TSR y con estrategias de control aerodinámico reportadas en la literatura especializada [25].

Velocidad mínima y máxima del viento. Los aerogeneradores operan dentro de un rango específico de velocidades que determina su comportamiento energético. La velocidad de arranque (cut-in) suele estar inicialmente entre 3 y 5 m/s, mientras que la velocidad de corte por seguridad suele ubicarse típicamente entre 25 y 34 m/s [18]. Considerando que la velocidad media del sitio La Legiosa para el periodo 2020–2025 es aproximadamente 3.18 m/s a 50 m, la operación efectiva del aerogenerador dependerá de la frecuencia con la que el viento supere el valor de arranque, lo cual refuerza la necesidad de un análisis probabilístico del recurso.

La velocidad nominal, en la cual el aerogenerador entrega su potencia máxima de diseño, suele encontrarse entre 12 y 15 m/s, dependiendo de las características aerodinámicas y del generador eléctrico. Por encima de la velocidad máxima de corte (cut-off speed), generalmente entre 25 y 30 m/s en aerogeneradores comerciales, el sistema se detiene automáticamente para proteger los componentes mecánicos y estructurales frente a cargas excesivas y condiciones extremas de operación [14], [29]. Consideración de velocidades de corte (cut-in y cut-off). En este estudio la curva de potencia considera explícitamente los umbrales operativos del aerogenerador. Para velocidades del viento inferiores a la velocidad de arranque (cut-in), se asume $P(V)=0$ debido a que el sistema no genera potencia útil. En el rango de operación $V_{ci} \leq V \leq V_r$, la potencia aumenta con la velocidad de acuerdo con el modelo aerodinámico adoptado (relación cúbica). Para $V_r \leq V \leq V_{co}$, la potencia se limita a la potencia nominal P_r mediante el sistema de control. Finalmente, para velocidades superiores a la velocidad de corte V_{co} (cut-off), se considera $P(V)=0$ por parada de seguridad.

La producción anual de energía se determinó mediante un procedimiento probabilístico basado en la combinación de la curva de potencia del aerogenerador y la distribución estadística del viento en el sitio. Para ello, se asumió que la velocidad del viento sigue una distribución de Weibull caracterizada por los parámetros k (forma) y c (escala), de modo que la densidad de probabilidad viene dada por la ecuación (9):

La energía anual esperada se calculó como:

$$E_{\text{anual}} = 8760 \int_0^{\infty} P(v)f(v)dv \quad (19)$$

donde 8760 representa el número de horas del año y $f(v)$ la función de densidad de probabilidad de Weibull evaluada en cada intervalo.

La aplicación de este procedimiento permitió estimar la producción energética anual del aerogenerador propuesto en La Legiosa a partir de los parámetros Weibull obtenidos con los nuevos datos del periodo de estudio, garantizando coherencia entre la variabilidad del viento y la energía esperada. El valor final de E_{anual} se reporta en la sección de resultados junto con el factor de capacidad.

En coherencia con esta formulación, el factor de capacidad se determinó como:

$$FC = \frac{E_{\text{anual}}}{Pr \cdot 8760} = \int_0^{\infty} \frac{P(v)}{Pr} f(v)dv \quad (20)$$

siendo Pr la potencia nominal del aerogenerador. Este enfoque permite justificar el valor de FC a partir de la combinación entre el comportamiento aerodinámico (curva de potencia) y la estadística del viento (Weibull), evitando aproximaciones basadas únicamente en promedios.

El factor de capacidad no se estimó a partir de una relación directa entre promedios, sino mediante la integración probabilística de la curva de potencia ponderada por la distribución de Weibull del sitio. Este procedimiento considera la probabilidad real de ocurrencia de cada velocidad del viento dentro del rango operativo (velocidad de arranque, nominal y de corte), evitando aproximaciones basadas únicamente en valores medios.

Con los parámetros de Weibull estimados para el periodo 2020–2025 ($k = 3.566$ y $c = 3.399$ m/s) y considerando el régimen de viento caracterizado por una velocidad media aproximada de 3.18 m/s a 50 m, el factor de capacidad resultante refleja un comportamiento acorde con un recurso eólico de intensidad media-baja. Este valor es coherente con la frecuencia de ocurrencia de velocidades superiores a la velocidad de arranque y con la limitada permanencia en la zona de potencia nominal.

En consecuencia, la producción energética anual estimada se deriva directamente de dicha integración probabilística y representa una aproximación realista del comportamiento operativo del sistema bajo las condiciones locales del viento. Este enfoque permite evaluar el potencial del sitio de forma técnica y fundamentada.

2. Metodología

2.1. Evaluación del Potencial Eólico

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) es el organismo oficial encargado de recopilar, almacenar y difundir datos meteorológicos en Colombia. En el departamento del Huila, se dispone de siete estaciones meteorológicas ubicadas en San Agustín, Guadalupe, Campoalegre, Neiva, Villavieja y Colombia (vereda La Legiosa) [17].

El Atlas de Viento y Energía de Colombia, elaborado por la UPME, proporciona mapas con la distribución espacial del recurso eólico, incluyendo promedios mensuales y anuales, desviaciones estándar y análisis de sesgo [15], [18].

En el caso del Huila, la estación La Legiosa (código 21145070), ubicada a una altitud de 1476 m s. n. m., con coordenadas latitud 3.31° N y longitud -74.70° O, se destaca por presentar un potencial eólico superior al promedio departamental. Según el estudio de la UPME, durante el periodo 2002–2004, esta estación registró una velocidad media anual de 3.71 m/s, ubicándose entre las cinco estaciones con mayor velocidad promedio del país [18].

No obstante, al consultar las bases de datos del IDEAM, se evidenció la falta de series temporales multianuales públicas para esta estación, lo que limita la aplicación de análisis estadísticos detallados. Por tal motivo, se recurrió a la base de datos NASA POWER, que provee series de variables meteorológicas derivadas de modelos y observaciones satelitales con niveles temporalmente agregados

(horario, diario y mensual) y documentación técnica pública sobre su procesamiento. Esta fuente se usa frecuentemente en evaluaciones preliminares del recurso eólico cuando no se dispone de instrumentación local de alta resolución, aunque su aplicación no reemplaza campañas anemométricas in situ para micro-siting [19], [32] y [34].

2.2. Dirección del viento

La dirección del viento es un parámetro determinante en el diseño y orientación de aerogeneradores, ya que condiciona la captación efectiva del recurso, el diseño del rotor y el layout de un parque eólico. En este estudio, se utilizó la base de datos mensual de dirección del viento obtenida de NASA POWER en formato ASCII, correspondiente al periodo enero de 2020 a diciembre de 2025, lo cual representa un total de 72 registros. Estos datos fueron procesados mediante Python para organizar los valores y analizar tendencias en la dirección predominante del viento. El resultado del procesamiento se presenta en la Tabla III, donde se resumen los valores angulares mensuales (en grados) correspondientes al sitio de La Legiosa.

Tabla 3. Dirección del viento en el tiempo de muestra.

| Año | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. Anual |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| 2020 | 129.5 | 142.6 | 134.8 | 158.8 | 164.3 | 161.4 | 167.2 | 162.2 | 154.8 | 153.4 | 136.1 | 157.1 | 155.0 |
| 2021 | 162.0 | 150.9 | 162.5 | 174.1 | 165.3 | 173.9 | 169.8 | 163.9 | 164.4 | 157.7 | 141.3 | 132.6 | 162.8 |
| 2022 | 131.7 | 141.0 | 153.1 | 163.2 | 171.7 | 168.7 | 168.7 | 163.5 | 158.3 | 146.7 | 134.8 | 143.3 | 157.7 |
| 2023 | 153.3 | 165.5 | 150.7 | 159.6 | 172.2 | 167.8 | 163.4 | 157.4 | 153.9 | 146.2 | 160.5 | 154.7 | 159.8 |
| 2024 | 153.8 | 147.0 | 151.7 | 158.9 | 173.6 | 174.1 | 169.3 | 156.8 | 151.4 | 151.3 | 137.5 | 154.1 | 158.1 |
| 2025 | 156.6 | 156.2 | 169.8 | 170.3 | 174.6 | 176.2 | 174.8 | 162.4 | 160.6 | 157.4 | 152.0 | 119.5 | 163.1 |

Fuente: tomado de NASA POWER [13].

Este tipo de información es fundamental para determinar la orientación óptima del rotor y evaluar la necesidad de implementar sistemas de orientación activa (yaw control) en aerogeneradores de eje horizontal. Estos sistemas permiten al rotor alinearse dinámicamente con la dirección predominante del viento, maximizando así la eficiencia energética [12], [6], [24] y [35].

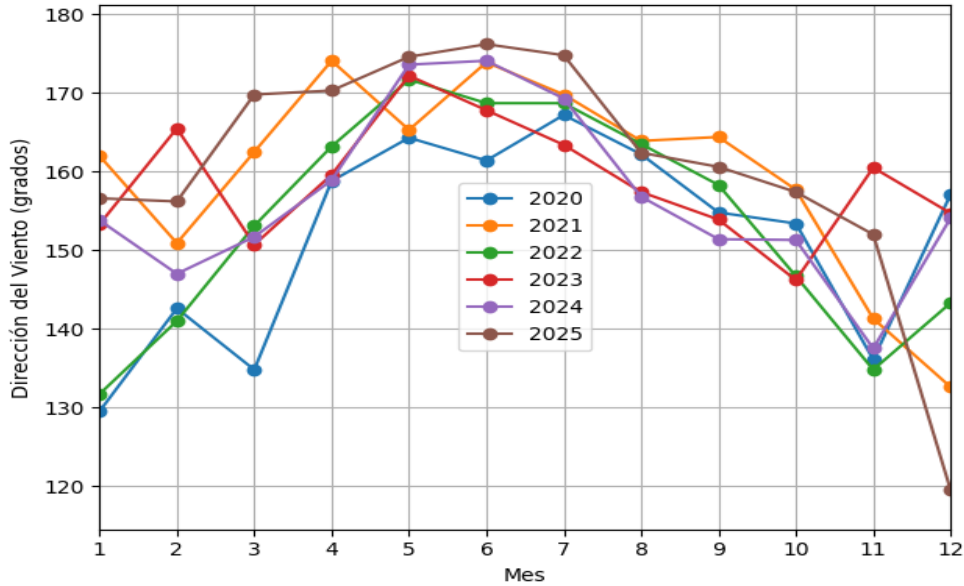
2.3. Variabilidad de la dirección del viento

A partir de los 72 registros mensuales de dirección del viento presentados en la Tabla III, se realizó un análisis estadístico con el fin de evaluar la dispersión angular del recurso eólico en el sitio de estudio. La Figura 3 muestra la variabilidad mensual de la dirección del viento a 50 m de altura durante los seis años analizados. Se observa una concentración predominante en el cuadrante sur-sureste (aproximadamente entre 150° y 175°), con variaciones estacionales moderadas. Este comportamiento indica la presencia de una dirección dominante relativamente persistente, lo cual es favorable para la orientación del aerogenerador y reduce pérdidas asociadas a desalineación. La caracterización de la variabilidad direccional constituye un parámetro fundamental para el diseño del sistema de yaw, el dimensionamiento estructural del rotor y la optimización de la disposición espacial en posibles desarrollos eólicos futuros [20].

Aunque se observa variabilidad interanual en la dirección del viento, el comportamiento general muestra una tendencia relativamente estable entre los meses de abril y septiembre, donde la mayoría de los años presentan direcciones comprendidas aproximadamente entre 160° y 175°, correspondientes al cuadrante sur-sureste. Se aprecia que los años 2021 y 2025 muestran una mayor uniformidad direccional durante el periodo central del año, mientras que 2020 y 2024 presentan mayores fluctuaciones, especialmente en los primeros y últimos meses. Esta variabilidad estacional confirma la existencia de una dirección predominante

persistente, pero con oscilaciones que deben considerarse en el diseño. Dado que el proyecto contempla el uso de aerogeneradores de eje horizontal (HAWT), y considerando esta variación direccional, se recomienda la implementación de un sistema de orientación activa (yaw control), el cual permite que el rotor se alinee dinámicamente con la dirección dominante del viento, optimizando el aprovechamiento energético y reduciendo pérdidas por desalineación [21], [36].

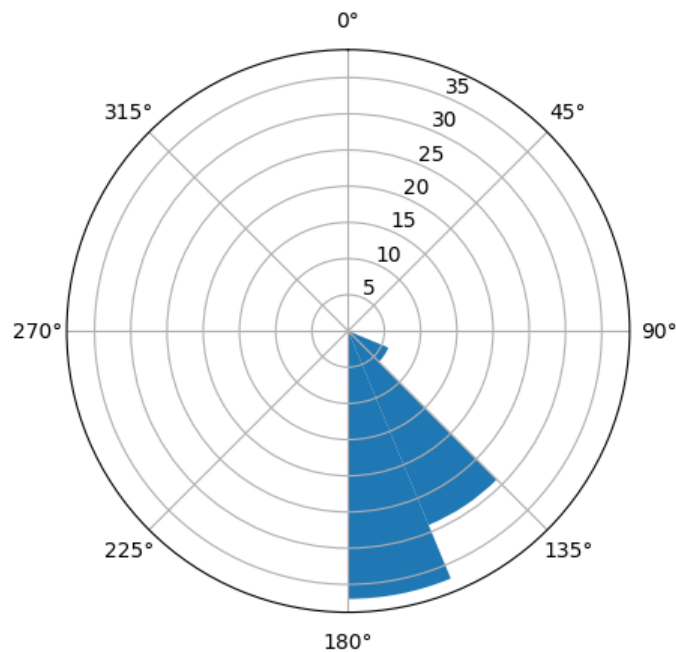
Figura 3. Variabilidad de la dirección del viento.



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos pueden representarse también gráficamente mediante un diagrama tipo rosas de los vientos como se muestra en la Figura 4, que sintetiza visualmente la frecuencia de ocurrencia de cada dirección del viento durante el periodo de análisis.

Figura 4. Rosa de los Vientos (2020–2025) estación La Legiosa.



Fuente: Elaboración propia.

La rosa de los vientos consolidada para el periodo 2020–2025, permite observar una clara predominancia del flujo proveniente del cuadrante sur–sureste (entre 150° y 175°), lo que confirma la existencia de una dirección dominante persistente en el sitio de estudio. Esta concentración direccional favorece el diseño de sistemas eólicos con orientación optimizada hacia dicho sector y reduce la dispersión angular respecto a otros cuadrantes. La identificación de un patrón direccional bien definido es relevante para la planificación del emplazamiento y para la estimación de pérdidas por efecto estela en configuraciones futuras de parques eólicos [22].

2.4. Velocidad del viento

La velocidad del viento es una de las variables más determinantes en la evaluación del potencial eólico, debido a su influencia directa sobre la energía capturada, al ser proporcional al cubo de la velocidad. Para este análisis, se obtuvo de la plataforma de NASA POWER, un archivo en formato ASCII, correspondiente a los registros promedios mensuales de velocidad del viento a 50 m de altura para el periodo 2020–2025. Esta información fue procesada mediante un script en Python para organizar y visualizar los datos de forma estructurada. El resultado se presenta en la Tabla IV, donde se detallan las velocidades promedio por mes y por año para el sitio de La Legiosa. Esta tabla permite observar el comportamiento estacional del recurso, así como identificar los periodos de mayor y menor disponibilidad de energía eólica.

Tabla 4. Velocidad del viento promedio (m/s) mensual a 50 m de altura – La Legiosa (2020–2025).

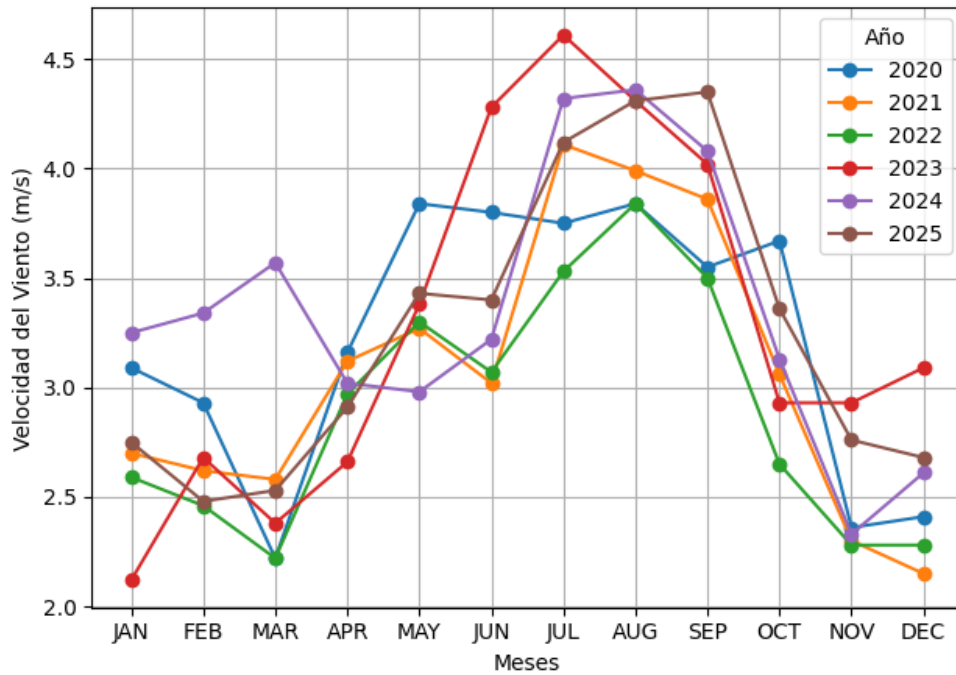
| Año | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. Anual |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| 2020 | 3.09 | 2.93 | 2.22 | 3.16 | 3.84 | 3.80 | 3.75 | 3.84 | 3.55 | 3.67 | 2.36 | 2.41 | 3.22 |
| 2021 | 2.70 | 2.62 | 2.58 | 3.12 | 3.27 | 3.02 | 4.11 | 3.99 | 3.86 | 3.06 | 2.30 | 2.15 | 3.07 |
| 2022 | 2.59 | 2.46 | 2.22 | 2.97 | 3.30 | 3.07 | 3.53 | 3.84 | 3.50 | 2.65 | 2.28 | 2.28 | 2.89 |
| 2023 | 2.12 | 2.68 | 2.38 | 2.66 | 3.38 | 4.28 | 4.61 | 4.31 | 4.02 | 2.93 | 2.93 | 3.09 | 3.29 |
| 2024 | 3.25 | 3.34 | 3.57 | 3.02 | 2.98 | 3.22 | 4.32 | 4.36 | 4.08 | 3.13 | 2.33 | 2.61 | 3.35 |
| 2025 | 2.75 | 2.48 | 2.53 | 2.91 | 3.43 | 3.40 | 4.12 | 4.31 | 4.35 | 3.36 | 2.76 | 2.68 | 3.26 |

Fuente: tomado de NASA POWER [13].

Para obtener una mejor visualización del comportamiento del recurso eólico en La Legiosa, los datos mensuales de velocidad del viento a 50 m del periodo 2020–2025 fueron procesados mediante Python, generando la Figura 5. La gráfica muestra la variación estacional de la velocidad del viento durante los seis años analizados. Se observa una tendencia cíclica clara, con mayores velocidades entre los meses de junio y septiembre, donde se alcanzan valores promedio cercanos a 4.3 – 4.6 m/s en algunos años, y valores más bajos entre noviembre y marzo, con registros cercanos a 2.1 – 2.7 m/s. Este comportamiento permite identificar los meses de mayor potencial energético dentro del ciclo anual.

La velocidad del viento constituye un parámetro determinante en la selección del aerogenerador, la altura de la torre y el diámetro del rotor. Con base en los datos analizados, se obtiene una velocidad promedio del periodo 2020–2025 de aproximadamente 3.18 m/s a 50 m de altura. La velocidad media mensual oscila entre aproximadamente 2.1 m/s y 4.6 m/s, lo que refleja una variabilidad estacional cercana a 2.5 m/s a lo largo del año. Estos valores sirven como base para los cálculos posteriores de potencia eólica, coeficiente de potencia y estimaciones de producción energética, asegurando coherencia entre el modelado estadístico y las condiciones reales del sitio.

Figura 5. Comportamiento mensual de la velocidad del viento (2020–2025).

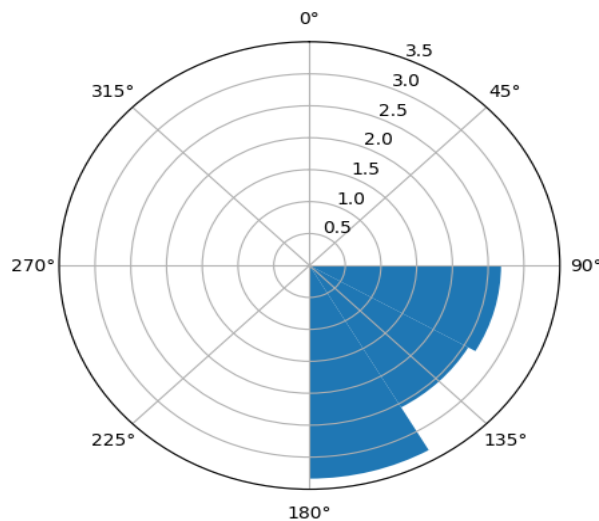


Fuente: Elaboración propia.

2.5. Rosa del viento combinada (dirección y velocidad)

La Figura 6 presenta la rosa del viento ponderada por la velocidad media mensual para el periodo 2020–2025. A diferencia de la rosa de frecuencia, esta representación integra simultáneamente la dirección predominante y la intensidad del viento en cada sector angular. Se observa que los mayores valores de velocidad media se concentran en el rango aproximado de 150° a 175°, correspondiente al cuadrante sur-sureste. Este comportamiento indica que el recurso eólico no solo es más frecuente en esa dirección, sino también más energético. La identificación de sectores con mayor intensidad promedio es relevante para el análisis de producción energética, la evaluación de pérdidas por desalineación y la planificación de configuraciones futuras en desarrollos eólicos locales.

Figura 6. Rosa del viento con dirección y velocidad La Legiosa.



Fuente: Elaboración propia.

2.6. Determinación de la rugosidad del terreno – Colombia, Huila

La rugosidad del terreno es un parámetro clave en el modelado del perfil vertical de la velocidad del viento, ya que representa el efecto de fricción superficial que disminuye la velocidad del flujo atmosférico en proximidad al suelo. En este estudio, se caracterizó la zona correspondiente a la vereda La Legiosa, municipio de Colombia, Huila, donde se ubica el punto de análisis del recurso eólico.

De acuerdo con la clasificación de la Organización Meteorológica Mundial (OMM), y considerando que el entorno presenta características rurales con predominio de áreas agrícolas, pastizales y vegetación de baja altura, el sitio puede clasificarse dentro de una categoría de rugosidad media. Para este tipo de terreno, el exponente de la ley de potencia suele encontrarse en un rango entre 0.20 y 0.30 [9, 11]. En consecuencia, se adoptó un valor representativo de $\alpha = 0.25$, el cual describe una resistencia moderada al flujo del viento. Este coeficiente fue utilizado para extrapolar la velocidad del viento desde la altura de referencia de 50 m (WS50M, datos NASA POWER 2020–2025) hasta la altura de buje de 60 m, mediante la relación de la ecuación 1.

2.7. Limitaciones y alcance del conjunto de datos.

Los datos de velocidad y dirección del viento empleados en este trabajo fueron obtenidos de NASA POWER y procesados en su forma agregada a escala mensual, por lo que el análisis debe interpretarse como una evaluación preliminar de prefactibilidad del recurso eólico en el sitio La Legiosa. La resolución mensual es útil para identificar tendencias estacionales y direcciones predominantes, pero no captura la variabilidad intra-diaria ni los extremos de corta duración (ráfagas, calmas prolongadas y eventos transitorios), que son determinantes para estimar con mayor precisión la energía anual, el factor de capacidad y la ocurrencia efectiva por encima de velocidades de arranque (cut-in) y de corte (cut-out). En consecuencia, el ajuste estadístico y la integración de la curva de potencia pueden presentar sesgos al utilizar promedios mensuales, debido a que la potencia depende de y la agregación temporal tiende a suavizar la distribución real de velocidades. Por lo anterior, los resultados aquí presentados deben considerarse indicativos y se recomienda, como etapa posterior, incorporar series horarias/diarias y/o una campaña anemométrica in situ para micro-siting y validación del modelado del recurso eólico.

Limitación asociada a turbulencia y clasificación IEC 61400-1. Además del régimen medio de velocidades, el diseño y selección de aerogeneradores requiere caracterizar la intensidad de turbulencia (TI), definida como $TI = \sigma u / \bar{u}$ donde σu es la desviación estándar de la velocidad del viento y \bar{u} su valor medio, calculada típicamente sobre ventanas de 10 min. La TI influye directamente en las cargas de fatiga, el desempeño del control y la vida útil del aerogenerador. La norma IEC 61400-1 clasifica los emplazamientos y los aerogeneradores mediante clases de viento (según velocidad de referencia) y categorías de turbulencia (A/B/C), utilizando parámetros como el valor característico de TI a 15 m/s. En este estudio, al emplearse datos agregados de NASA POWER a escala mensual (y sin series de alta resolución ni medición in situ), no es posible estimar σu de forma robusta en 10 min ni determinar la categoría de turbulencia IEC, por lo que la selección final de clase IEC y la verificación estructural deben considerarse fuera del alcance de esta etapa. En consecuencia, los resultados presentados corresponden a una prefactibilidad, y se recomienda como fase posterior una campaña anemométrica con registro a alta frecuencia (1–10 Hz) o, como mínimo, series de 10 min, para estimar TI, caracterizar cargas y definir apropiadamente la clase IEC del emplazamiento y del aerogenerador [8].

3. Resultados

3.1. Consideraciones para el modelado eólico

Con base en la caracterización del recurso eólico en estación meteorológica La Legiosa (periodo 2020-2025), y considerando las condiciones topográficas, climáticas y técnicas del sitio, se propuso un diseño de un aerogenerador de eje horizontal con las siguientes características principales:

Velocidad media del viento (V_m): 3.18 m/s a 50 metros de altura. Altura del buje (h_2): 60 m, seleccionada con el fin de capturar vientos ligeramente más estables y reducir la influencia de fricción superficial [9]. Altura de referencia (h_1): 50 m, permite aplicar de forma precisa la ley de potencia para extrapolación vertical sin introducir incertidumbre [6]. Diámetro del rotor (D): 50 m, correspondiente a un aerogenerador de escala media, adecuado para proyectos regionales y zonas no interconectadas. Relación de velocidad específica (TSR, λ): 7, dentro del rango óptimo (6–8) para maximizar el coeficiente de potencia en aerogeneradores de eje horizontal [18]. Coeficiente de potencia (C_p): 0.52, valor práctico para aerogeneradores comerciales modernos de alta eficiencia [11]. Densidad del aire (ρ): 1.06 kg/m³, valor aproximado ajustado a la altitud del sitio (1476 m s. n. m.), utilizado para mejorar el realismo del cálculo energético. [11]. Factor de inducción axial (a): 1/3, condición que garantiza el equilibrio entre el máximo empuje y eficiencia aerodinámica en concordancia con el límite de Betz. Rugosidad del terreno (α): 0.25, valor representativo de zonas rurales con pastizales y cultivos [9].

Estos parámetros sirvieron como datos de entrada para el cálculo de la potencia aerodinámica, la velocidad angular del rotor, la frecuencia de rotación y la producción energética anual mediante integración probabilística de la curva de potencia ponderada por la distribución de Weibull del sitio. Asimismo, su definición respondió a criterios de evaluación del recurso, aptitud del emplazamiento y preselección tecnológica ampliamente utilizados en la literatura [23], [31].

3.2. Aplicación al modelo eólico

Con las condiciones establecidas para el sitio de La Legiosa y utilizando las ecuaciones del modelo de conversión de energía eólica, se calcularon los parámetros técnicos fundamentales para el diseño de un aerogenerador de eje horizontal optimizado para este entorno. Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5. Parámetros de diseño para el aerogenerador propuesto en La Legiosa.

| Parámetro | Valor | Unidad |
|-----------------------------------|--------|----------------|
| Diámetro de rotor (D) | 50.0 | m |
| Altura del buje (Z) | 60.0 | m |
| Área barrida (A) | 1963.5 | m ² |
| Velocidad media del viento a 60 m | 3.33 | m/s |
| Potencia disponible en el viento | 38.37 | kW |
| Potencia real captada | 20.0 | kW |
| Velocidad angular (ω) | 0.93 | rad/s |
| Velocidad punta de pala | 23.3 | m/s |
| Frecuencia de rotación | 8.9 | RPM |
| TSR óptima (λ) | 7.0 | - |
| Factor de capacidad estimado | 0.12 | - |
| Potencia Promedio Anual | 22.5 | kW |
| Energía anual generada | 198 | MWh/año |

Fuente: *Elaboración Propia.*

3.3. Análisis de los resultados del modelo eólico

La Tabla V presenta los parámetros técnicos derivados del modelado eólico para el sitio de La Legiosa, utilizando los datos actualizados del periodo 2020–2025 y las ecuaciones fundamentales de conversión de energía. El análisis de estos resultados permite evaluar el comportamiento del diseño propuesto bajo las condiciones reales del recurso disponible.

La velocidad media del viento extrapolada a 60 m es aproximadamente 3.33 m/s, valor coherente con un régimen de viento de intensidad media-baja. Bajo estas condiciones, la potencia disponible en el viento se estima en 38.37 kW, mientras que la potencia útil captada, considerando un coeficiente de potencia práctico de $C_p = 0.52$, alcanza aproximadamente 20.0 kW. Esto refleja la dependencia cúbica de la potencia respecto a la velocidad del viento y evidencia que pequeñas variaciones en la intensidad del recurso influyen significativamente en el rendimiento energético.

El diámetro del rotor de 50 m genera un área de barrido de 1,963.5 m², lo que favorece la captación del flujo de aire incluso en condiciones de viento moderado. La altura del buje de 60 m permite acceder a corrientes ligeramente más estables y reducir los efectos de la fricción superficial, aunque el incremento de velocidad respecto a 50 m es moderado debido a la rugosidad característica del entorno rural ($\alpha = 0.25$).

La relación de velocidad específica adoptada (TSR = 7) mantiene un equilibrio adecuado entre eficiencia aerodinámica y cargas estructurales. Con la velocidad media del sitio, la velocidad angular del rotor se estima en 0.93 rad/s, lo que corresponde a una frecuencia de rotación cercana a 8.9 RPM y una velocidad en la punta de pala de aproximadamente 23.3 m/s, valores que se encuentran dentro de rangos operativos seguros y técnicamente razonables.

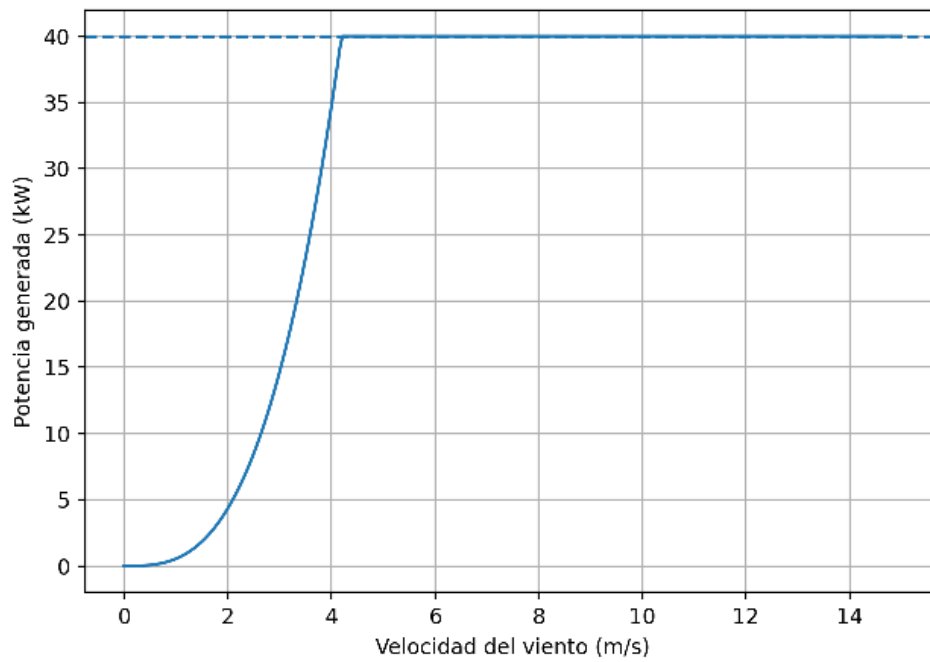
El factor de capacidad estimado, obtenido mediante integración probabilística de la curva de potencia ponderada por la distribución de Weibull del sitio, es del orden de 0.12. Este valor es coherente con el régimen de viento identificado y se traduce en una producción energética anual aproximada de 198 MWh/año. Aunque este resultado se encuentra por debajo de los promedios observados en zonas de alto potencial eólico, representa una estimación realista del comportamiento operativo del sistema bajo las condiciones locales.

Lo anterior evidencia que los resultados muestran que el aerogenerador propuesto puede operar técnicamente en el sitio analizado; sin embargo, el nivel de generación estimado indica que la viabilidad final del proyecto dependerá de un análisis complementario de costos, almacenamiento energético y posibles esquemas híbridos que permitan optimizar el aprovechamiento del recurso disponible.

La Figura 7 presenta la curva de potencia del aerogenerador de eje horizontal propuesto para el sitio de La Legiosa. La curva fue construida en función de la velocidad del viento, considerando el coeficiente de potencia ($C_p = 0.52$), un área de barrido de 1963.5 m² (rotor de 50 m de diámetro) y una densidad del aire ajustada a la altitud del sitio ($\rho \approx 1.06 \text{ kg/m}^3$).

Como se observa, la potencia aerodinámica disponible crece con el cubo de la velocidad del viento en la región de operación variable. Bajo las condiciones medias del sitio ($V \approx 3.33 \text{ m/s}$ a 60 m), la potencia aerodinámica disponible se sitúa alrededor de 38.37 kW; sin embargo, este valor corresponde a una condición promedio y no a la potencia nominal del aerogenerador. En el diseño propuesto, la potencia nominal del conjunto turbina-generador se fija en el orden de 187.5 kW, la cual se alcanza únicamente cuando el viento se aproxima a la velocidad nominal del equipo. Este valor se obtiene de $P_r = P_{rom}/FC$. A partir de ese punto, la potencia se limita mediante el sistema de control para evitar sobrecargas y garantizar una operación segura y estable.

Figura 7. Curva de potencia del aerogenerador propuesto.

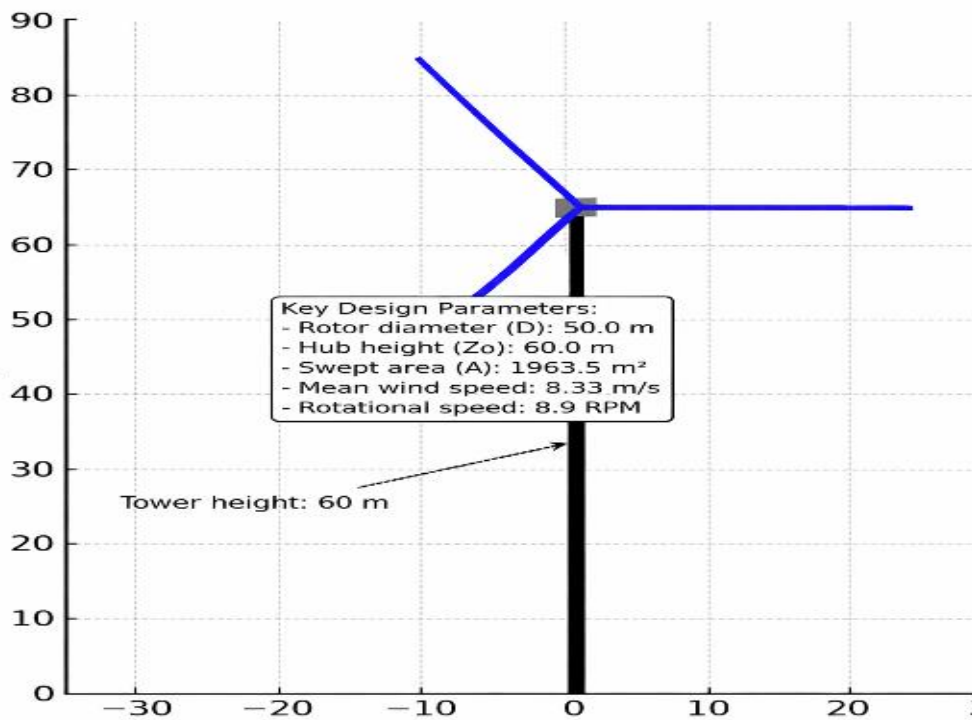


Fuente: *Elaboración propia.*

3.4. Modelo gráfico del aerogenerador

La Figura 8 muestra un modelo esquemático simplificado del aerogenerador de eje horizontal propuesto para el sitio de La Legiosa.

Figura 8. Modelo de aerogenerador de eje horizontal.



Fuente: *Elaboración propia.*

La figura representa un esquema simplificado del aerogenerador de eje horizontal propuesto para el sitio de La Legiosa bajo las condiciones del modelo actualizado. El rotor, representado por un círculo azul, define el área de barrido correspondiente a un diámetro de 50 m (radio de 25 m). Tres palas se extienden desde el centro del rotor, ancladas a un buje que forma parte de la góndola situada en la parte superior de la torre.

El eje horizontal (x) permite visualizar el ancho del rotor en metros, mientras que el eje vertical (y) representa la altura desde el nivel del suelo hasta el buje, alcanzando los 60 m. Esta representación proporcional facilita la comprensión geométrica del sistema, mostrando la relación entre diámetro del rotor, altura del buje y área de captación, elementos fundamentales para el análisis aerodinámico y energético del diseño [37].

4. Discusiones

Los resultados obtenidos en este estudio permiten evaluar de manera objetiva el potencial eólico del municipio de Colombia, departamento del Huila, específicamente en la vereda La Legiosa, bajo condiciones reales del recurso correspondientes al periodo 2020–2025. La velocidad media extrapolada a 60 m de altura es aproximadamente 3.33 m/s, valor que caracteriza un régimen de viento de intensidad media-baja en comparación con zonas de alto potencial eólico reportadas en la literatura. De acuerdo con Manwell [2], velocidades medias superiores a 6.5 m/s favorecen operaciones de alta eficiencia; en contraste, el presente sitio se ubica por debajo de ese rango, lo que implica limitaciones naturales en la generación energética.

La potencia útil media estimada del orden de 20 kW, obtenida a partir de un coeficiente de potencia práctico ($C_p = 0.52$) y una densidad del aire ajustada a la altitud local, refleja la fuerte dependencia cúbica entre velocidad del viento y potencia generada. Aunque el valor adoptado de C_p se encuentra dentro de rangos reportados por Burton [11] para diseños aerodinámicamente eficientes, el rendimiento global del sistema está condicionado principalmente por la intensidad del recurso disponible y no por limitaciones del diseño.

En términos prácticos, la elección de una altura de buje de 60 m y un diámetro de rotor de 50 m contribuye a maximizar la captación del flujo de aire dentro de las condiciones locales. Sin embargo, dado el régimen de viento identificado, el factor de capacidad estimado (~0.12) se sitúa por debajo de los promedios observados en parques eólicos terrestres de zonas costeras o desérticas, donde valores entre 0.30 y 0.40 son comunes.

Estos resultados demuestran que, si bien el aerogenerador propuesto puede operar de forma técnica en el sitio, la viabilidad final del proyecto dependerá de análisis complementarios de carácter económico y de la posible integración con sistemas híbridos (por ejemplo, solar fotovoltaico o almacenamiento energético). En contextos rurales o comunitarios con demandas moderadas y esquemas de generación distribuida, el recurso identificado podría contribuir parcialmente al suministro energético, aunque no alcanza niveles comparables a regiones colombianas de alto potencial eólico como La Guajira.

Sin embargo, también se identificaron limitaciones relevantes. En primer lugar, la ausencia de datos meteorológicos horarios y de largo plazo provenientes de estaciones oficiales ubicadas directamente en el sitio introduce incertidumbre en el modelado estadístico del recurso. Aunque la base de datos NASA POWER ha sido validada en distintos contextos y permitió caracterizar el comportamiento del viento para el periodo 2020–2025, su resolución espacial y temporal es inferior a la de estaciones anemométricas in situ calibradas específicamente para estudios de micro-siting eólico [26], [39]. Esta limitación puede influir en la estimación precisa de los parámetros de Weibull y, por ende, en la producción energética anual proyectada.

En segundo lugar, la topografía local, aunque presenta condiciones abiertas favorables, podría generar efectos de turbulencia y variaciones microclimáticas no capturadas completamente por el modelo estadístico. Estudios futuros mediante simulación de dinámica de fluidos computacional (CFD) permitirían evaluar con mayor detalle la homogeneidad del flujo, estimar pérdidas aerodinámicas y optimizar la ubicación del aerogenerador dentro del terreno [29].

Otro aspecto clave corresponde a la evaluación económica. Dado que el régimen de viento identificado es de intensidad media-baja, la viabilidad financiera del proyecto dependerá de un análisis detallado del costo nivelado de energía (LCOE), del esquema de financiamiento y de la posible integración con sistemas híbridos, como generación solar fotovoltaica o almacenamiento energético. En este contexto, la amortización del sistema requeriría un estudio específico que considere escenarios de inversión, mantenimiento y demanda energética local [38], [40].

Desde una perspectiva socioambiental, la implementación de soluciones eólicas en zonas rurales como La Legiosa podría contribuir a diversificar la matriz energética local y reducir la dependencia de combustibles fósiles. No obstante, el impacto real dependerá de la escala del proyecto y de su integración con estrategias territoriales de desarrollo sostenible. En este sentido, el aprovechamiento del recurso eólico identificado se alinea con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS 7, 9 y 13), siempre que se aborde bajo criterios técnicos, económicos y ambientales consistentes [41].

5. Conclusiones

El recurso eólico del sitio La Legiosa presenta un régimen de viento de intensidad media-baja, con una velocidad media anual extrapolada de aproximadamente 3.33 m/s a 60 m de altura. Este valor se encuentra por debajo de los rangos típicamente asociados con zonas de alto potencial eólico, pero permite evaluar técnicamente la posibilidad de generación eléctrica a pequeña o mediana escala bajo un enfoque realista.

El diseño propuesto considera un aerogenerador de eje horizontal con rotor de 50 m de diámetro y buje a 60 m, configuración que favorece la captación del flujo por encima de la capa superficial más influenciada por la rugosidad del terreno. No obstante, el rendimiento energético final depende principalmente de la intensidad del recurso disponible.

Con un coeficiente de potencia práctico de 0.52 y una densidad del aire ajustada a la altitud local, la potencia útil estimada bajo condiciones medias del sitio es del orden de 20 kW. Esta potencia representa el nivel de captura asociado a la velocidad promedio del periodo analizado, y no la capacidad nominal del sistema. Para que los indicadores energéticos del diseño sean consistentes con la energía anual estimada y el factor de capacidad reportado, la potencia nominal adoptada para el aerogenerador se establece alrededor de 187.5 kW, valor propio de una turbina de escala intermedia.

El factor de capacidad estimado mediante integración probabilística de la curva de potencia ponderada por la distribución de Weibull es cercano a 0.12. Este resultado se traduce en una producción energética anual aproximada de 198 MWh/año, reflejando un desempeño acorde con un recurso de intensidad moderada y confirmando la importancia de emplear métodos estadísticos completos en lugar de estimaciones basadas únicamente en promedios.

La velocidad angular calculada (≈ 0.93 rad/s), la frecuencia de rotación estimada (≈ 8.9 RPM) y la velocidad en la punta de pala (≈ 23.3 m/s) se mantienen dentro de rangos técnicamente seguros, garantizando un equilibrio entre eficiencia aerodinámica y estabilidad estructural.

La modelación basada en la distribución de Weibull y el uso de herramientas computacionales como Python y MATLAB permitió un análisis detallado del comportamiento del viento, fortaleciendo la precisión en la estimación energética

y respaldando decisiones de diseño fundamentadas en datos reales del periodo 2020–2025.

Finalmente, el estudio evidencia que el potencial eólico del sitio analizado es viable desde el punto de vista técnico, aunque su implementación práctica requerirá análisis complementarios de viabilidad económica y posiblemente la integración con sistemas híbridos (solar o almacenamiento). Este enfoque metodológico puede replicarse en otras zonas rurales del departamento del Huila y del país para apoyar procesos de transición energética basados en generación descentralizada y criterios técnicos rigurosos.

6. Referencias Bibliográficas

- [1] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 2.ª ed. Chichester, Reino Unido: Wiley, 2011.
- [2] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, 2.ª ed. Chichester, Reino Unido: Wiley, 2010.
- [3] J. A. Carta, S. Velázquez, and J. M. Matías, "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 5, pp. 933–955, July 2009.
- [4] Á. Guillemes Peira, "Módulo 3. Almacenamiento, transporte y distribución," material de curso, Doctorado en Energías Renovables, UNICEPES, México, 2024.
- [5] UPME, "Plan Energético Nacional 2020–2050," Bogotá, Colombia, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co>
- [6] IDEAM, "Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia," Bogotá, Colombia, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.ideam.gov.co>
- [7] IRENA, "Renewable Energy Statistics 2022," Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org>
- [8] IEC, "IEC 61400-1: Wind Turbines - Part 1: Design Requirements," 5.ª ed., Ginebra, Suiza, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.iec.ch>
- [9] OMM, "Guide du Vent: Techniques de Mesure et d'Observation," Ginebra, Suiza, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://public.wmo.int>
- [10] C. Singh, "Wind Resource Assessment in Complex Terrain: Challenges and Techniques," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147, art. no. 111231, Apr. 2021.
- [11] C. Wang, Z. Xu, and J. Chen, "Effect of surface roughness on wind flow and wind resource estimation," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 190, pp. 160–170, Feb. 2019.
- [12] H. Van Bussel, D. Van Kuik, and G. Schepers, "Dynamic inflow effects on horizontal axis wind turbines," *Wind Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 1–15, Jan.–Mar. 2001.
- [13] NASA POWER Project, "Prediction Of Worldwide Energy Resource Data," 2025. [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov> [Accedido: 18-mar-2026].
- [14] IDEAM, "Base de Datos Meteorológica Nacional - Estaciones del Huila," 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ideam.gov.co> [Accedido: 18-mar-2026].
- [15] UPME, "Atlas de Viento y Energía de Colombia," Bogotá, Colombia, 2006. [En línea]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co>

- [16] S. Bandi, T. Bhowmick, and A. Acharya, "Assessment of Wind Power Density for Energy Production," *Renewable Energy Focus*, vol. 43, pp. 23–32, Dec. 2022.
- [17] A. Mohamed, H. S. Ramadan, and S. H. Elsayed, "Performance evaluation of medium scale wind farms using long-term reanalysis data," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1424–1433, Nov. 2022.
- [18] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 3.rd ed. Berlín, Alemania: Springer, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://books.google.com>
- [19] Y. Sun, L. Xu, and T. Ma, "Assessment of wind energy resources over complex terrains using the Weather Research and Forecasting (WRF) model," *Renewable Energy*, vol. 182, pp. 237–250, Jan. 2022.
- [20] M. Z. Jacobson, "Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries," *Energy and Environmental Science*, vol. 14, no. 9, pp. 4821–4847, Sept. 2021.
- [21] X. Chen and Y. Hu, "Wind energy potential and economic viability assessment in remote areas: A global perspective," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, art. no. 111159, Aug. 2021.
- [22] C. Li, L. Liu, and X. Zhao, "Resource assessment and wind farm optimization in Southeast Asia," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 455–466, Nov. 2021.
- [23] A. Gaertner et al., "Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, EE. UU., Inf. Téc. NREL/TP-5000-75698, 2020.
- [24] E. L. Petersen, N. G. Mortensen, L. Landberg, J. Højstrup, and H. P. Frank, "Wind Power Meteorology," Risø National Laboratory, Roskilde, Dinamarca, Inf. Risø-I-1206(EN), 1997.
- [25] F. D. Bianchi, H. De Battista, and R. J. Mantz, *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*, Cham, Suiza: Springer, 2022.
- [26] A. K. Azad, M. G. Rasul, and T. T. Mitra, "Prospect of wind energy utilization in Bangladesh using Weibull distribution," *Energy Procedia*, vol. 110, pp. 538–543, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.181.
- [27] M. A. Yurdusev, R. Ata, and N. S. Çetin, "Assessment of optimum tip speed ratio in wind turbines using artificial neural networks," *Energy*, vol. 31, no. 12, pp. 2153–2161, Sept. 2006, doi: 10.1016/j.energy.2005.09.007.
- [28] K. Dykes, G. Scott, A. Ning, R. Damiani, and S. Veers, "Effect of Tip-Speed Constraints on the Optimized Design of a Wind Turbine," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, Tech. Rep., 2014.
- [29] C. Carrillo, A. F. Obando Montaña, J. Cidrás, and E. Díaz-Dorado, "Review of power curve modelling for wind turbines," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 572–581, May 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.01.012.
- [30] A. M. Shoaib, I. Siddiqui, S. Rehman, S. Khan, and L. M. Alhems, "Assessment of wind energy potential using wind energy conversion system," *Journal of Cleaner Production*, vol. 216, pp. 346–360, Apr. 2019. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.01.128
- [31] A. Jamshed, A. A. Saleem, S. Javed, and M. Riffat, "Site suitability analysis for developing wind farms in Pakistan: A GIS-based multi-criteria modeling approach," *Science, Technology and Development*, vol. 37, no. 4, pp. 195–201, 2018. doi: 10.3923/std.2018.195.201.

- [32] AWS Scientific, Inc., Wind Resource Assessment Handbook: Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Apr. 1997, Rep. NREL/SR-440-22223. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/legosti/fy97/22223.pdf>.
- [33] F. Diaby, T. L. Sambou, and M. Ndiaye, "Assessment of wind energy potential in Senegal using ERA5 data," *Journal of Cleaner Production*, vol. 266, art. no. 121937, Sept. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121937.
- [34] NASA Langley Research Center, "POWER Docs: Referencing guide," NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER), 2026. [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/docs/referencing/> [Accedido: 25-feb-2026].
- [35] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 3.^a ed. Wiley, 2021, doi: 10.1002/9781119451082.
- [36] S. Dallas, A. Stock, and E. Hart, "Control-oriented modelling of wind direction variability," *Wind Energy Science*, vol. 9, pp. 841–867, 2024, doi: 10.5194/wes-9-841-2024.
- [37] D. J. Malcolm and A. C. Hansen, *WindPACT Turbine Rotor Design Study: June 2000–June 2002 (Revised)*. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2006, doi: 10.2172/15000964.
- [38] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Informe No. 107: Competitividad de la energía eólica y solar en el MEM, Bogotá, Colombia, 2016. Disponible en: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informeno107-2016_competitividaddelaenergiaeolicay-solarenelmem.pdf.
- [39] R. K. Samal, "Assessment of wind energy potential using reanalysis data: A comparison with mast measurements," *Journal of Cleaner Production*, vol. 313, art. 127933, Sept. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.127933.
- [40] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), "Fondos y mecanismos de apoyo financiero," 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.upme.gov.co/fondos-mecanismos-apoyo-financiero>.
- [41] Naciones Unidas, "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible," 2015. [En línea]. Disponible en: <https://sdgs.un.org/es/goals>