

Aerodynamic characterization of a Horizontal Axis Wind Turbine through Reverse Engineering and Computational Fluid Dynamics

Eduardo Figueroa¹; Javier Palencia²; Pedro Cadenas³; Aidaelena Smith-Perera⁴
^{1,2,3,4}Universidad Metropolitana, Venezuela, efigueroa@correo.unimet.edu.ve, jpalencia@unimet.edu.ve;
pcadenas@unimet.edu.ve; asmith@unimet.edu.ve;

Abstract– The research aimed to study a three-bladed horizontal-axis wind turbine at Metropolitan University using Computational Fluid Dynamics (CFD). A reverse engineering methodology was applied, beginning with 3D scanning to digitize the turbine geometry, followed by the creation of a CAD model based on the scan, measurements, and images. This model was used to conduct CFD simulations to determine the aerodynamic performance of the turbine, generating its characteristic curves. The simulation results were validated against literature, showing good agreement. The study revealed that while the aerodynamic design is capable of capturing power above the rated value, the actual system capacity is limited by the generator's power, which is protected by the power controller. The work concludes by providing a documented foundation of the turbine's behavior, identifying the generator as the system's limiting factor, and establishing a replicable methodology for future studies at the university.

Keywords-- Wind, Energy, CFD, Simulation.

Caracterización aerodinámica de una turbina eólica de eje horizontal mediante ingeniería inversa y dinámica computacional de fluidos

Eduardo Figueroa¹; Javier Palencia²; Pedro Cadenas³; Aidaelena Smith-Perera⁴
^{1,2,3,4}Universidad Metropolitana, Venezuela, efigueroa@correo.unimet.edu.ve, jpalencia@unimet.edu.ve;
pcadenas@unimet.edu.ve; asmith@unimet.edu.ve;

Resumen– La investigación tuvo como objetivo el estudio de una turbina eólica de eje horizontal de tres palas en la Universidad Metropolitana, mediante Dinámica Computacional de Fluidos (CFD). Se aplicó una metodología de ingeniería inversa, iniciando con el escaneo 3D para digitalizar la geometría de la turbina, seguido de la creación de un modelo CAD a partir del escaneo, mediciones e imágenes. Este modelo se utilizó para realizar simulaciones CFD que permitieron determinar el desempeño aerodinámico de la turbina, generando sus curvas características. Los resultados de la simulación se validaron con la literatura, mostrando buena concordancia. El estudio reveló que, si bien el diseño aerodinámico es capaz de capturar una potencia superior al valor nominal, la capacidad real del sistema está limitada por la potencia del generador, el cual es protegido por el controlador de potencia. El trabajo concluye aportando una base documental del comportamiento de la turbina, identificando el generador como el factor limitante del sistema y estableciendo una metodología replicable para futuros estudios en la universidad.

Palabras clave– energía, eólica, simulación, CFD, HAWT.

I. INTRODUCCIÓN (HEADING 1)3

La Agencia Internacional de Energía (IEA) tiene como objetivo las cero emisiones para 2050 que requiere un gran despliegue de tecnologías renovables, lo que resalta la importancia de la investigación académica y la formación técnica en estas áreas, no solo para contribuir al avance tecnológico mundial, sino también para generar capacidad local en países en desarrollo. A nivel global, la energía eólica experimenta un crecimiento exponencial. Según el *Global Wind Report 2024* del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC), el sector avanza rápidamente, sin embargo, presenta un desafío: la brecha entre la demanda de crecimiento y la cantidad de técnicos y profesionales capacitados existentes para sostener dicha expansión.[1]

La Universidad Metropolitana (Unimet), en su compromiso con las nuevas tecnologías y el fortalecimiento del sector energético, se dispuso a adquirir un banco de pruebas en energía eólica para su laboratorio de energías renovables (RENOVA) permitiendo generar conocimiento en el área y, además, establecer una metodología replicable que contribuya a la formación de profesionales capaces de analizar, caracterizar y optimizar sistemas eólicos a escala regional.

El trabajo tenía como objetivos la obtención de la geometría de una turbina eólica existente en el laboratorio, mediante el uso de un escáner tridimensional *CR-Ferret Pro*

para construir un modelo digital de esta, y la caracterización aerodinámica de dicha turbina, mediante el uso de software de dinámica computacional de fluidos (CFD).

La caracterización y documentación sistemática de turbinas pequeñas, como la aquí presentada, trasciende el ámbito académico: los resultados pueden informar programas de formación técnica, orientar decisiones de mantenimiento y adaptación en proyectos de energía distribuida y microgeneración, y servir como referencia para iniciativas comunitarias de electrificación en zonas rurales. Además, disponer de una metodología replicable de ingeniería inversa y CFD reduce barreras para instituciones con recursos limitados que buscan validar equipos comerciales, diseñar mejoras locales o integrar prácticas docentes basadas en casos reales.

CONCEPTOS BÁSICOS

En el campo de ingeniería inversa existen dos procesos fundamentales, uno es la adquisición de datos y el otro es la reconstrucción de superficies. La adquisición de datos (o medición) se refiere a la recolección de información dimensional y formal de un objeto, que se puede dividir en dos conjuntos de técnicas: con contacto y sin contacto; siendo esta última a la que pertenecen los escáneres 3D [2].

Para comprender el alcance del estudio, es importante revisar los principios físicos que rigen la conversión de la energía del viento en electricidad. La energía eólica es, en esencia, una forma de energía cinética generada por el movimiento de masas de aire, provocadas por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por la radiación solar.

A. Parámetros adimensionales

1) La Relación de Velocidad de Punta o Tip Speed Ratio (TSR), se define como la relación adimensional entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento [3] [4]. Este parámetro se encuentra relacionado a las ecuaciones aerodinámicas del rotor y está definido por:

$$TSR = \lambda = \frac{\omega R}{v_{\text{viento}}} \quad (1)$$

2) El desempeño o eficiencia aerodinámica del rotor de una turbina eólica se caracteriza por el coeficiente de potencia

(C_p), un número adimensional que representa la cantidad de potencia eólica extraída por el rotor. Este es igual a la potencia mecánica del rotor (P) dividido entre la potencia disponible (P_d). [4]

$$C_p = \frac{\text{Potencia del rotor}}{\text{Potencia eólica disponible}} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A v^3} \quad (2)$$

B. Límite de Betz

El límite de Betz indica que existe un valor máximo del C_p equivalente a 16/27, es decir, un rotor sólo puede aprovechar hasta 59,26% de la energía eólica disponible. [3]

II. METODOLOGÍA

La metodología implementada se articuló en dos partes consecutivas: la obtención de la geometría, que concluye en la creación de un modelo digital, y la simulación del modelo obtenido, que lo caracteriza y válida al compararlo con el aerogenerador estudiado.

La turbina existente en el laboratorio es del tipo HAWT (turbina eólica de eje horizontal), es de tres palas y forma parte de un sistema educativo en energías renovables (Fig. 1). Se considera pequeña debido a su diámetro de 1,34 m, esto se toma en cuenta para la configuración de la simulación.



Fig. 1 Sistema de educación en energía eólica de la Unimet.

TABLA I
CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA PROPORCIONADAS POR EL FABRICANTE

Radio (m)	0,67
Diámetro (m)	1,34
Área de barrido (m ²)	1,41
Número de álabes	3
Perfil NACA	4415
Velocidad de viento nominal (m/s)	12,5
Potencia generada a velocidad nominal (W)	300 (W)
Velocidad de arranque (m/s)	3,50
Velocidad de desconexión (m/s)	23,0

OBTENCIÓN DE LA GEOMETRÍA

La fase inicial y crítica de la investigación consistió en la digitalización de la turbina física existente en el laboratorio RENOVA. Al no disponer de planos técnicos del fabricante, fue necesario aplicar técnicas de ingeniería inversa para obtener un modelo CAD (Diseño Asistido por Computador) fidedigno.

A. Escaneo de la turbina

La obtención de la geometría inició con el escaneo de esta. El escáner requiere previamente de la correcta configuración del software Creality®, según el tipo de objeto y su tamaño, según el nivel de precisión, entre otros. La adquisición de datos se realiza a través del software, que responde en tiempo real, generando una nube de puntos sobre la superficie escaneada. Después, este grupo de puntos se procesa y se le aplica un proceso de optimización, que consiste en la eliminación de las imperfecciones del escaneo de forma manual.

El escáner es uno de luz estructurada, usa la tecnología *Infrared Binocular Stereo Vision* posee un proyector y tres cámaras: dos de ellas capturan la luz infrarroja proyectada y una de ellas captura los colores con tecnología RGB [5]. Este, “a través de las cámaras, captura el patrón distorsionado y elabora un modelo 3D a partir de él” [2]. Este modelo generado se puede exportar a formatos estándar para impresión 3D, permitiendo su visualización en software de CAD.

TABLA II
CARACTERÍSTICAS DEL ESCANER PROPORCIONADAS POR EL FABRICANTE

Resolución (mm)	0,16
Distancia de trabajo (mm)	150-700
Precisión (mm)	0,1
Velocidad de escaneo (fps)	30
Tamaño de escaneo (mm)	150-2000
Rango de captura (mm)	560*820

B. Construcción de un modelo geométrico

El escaneo inicial genera una geometría base que, al carecer de elementos superficiales, requiere correcciones para lograr una representación fiel a la realidad. Este proceso de digitalización de un modelo físico para obtener un modelo CAD se denomina ingeniería inversa [6].

Para ello, se ejecutó una adquisición de datos convencional aplicando técnicas de metrología sobre el objeto físico. A través de instrumentos de medición lineal y angular, se tomó nota de las características dimensionales de la turbina, para crear un segundo modelo de la geometría.

El modelado 3D de la turbina eólica se realizó empleando el software CAD Autodesk® Inventor. El modelo resultante se compara con su predecesor y se valida con los datos técnicos del fabricante. Tras su comparación y ajuste, el modelo se exporta en formato .sat, que codifica geometrías 3D en texto ASCII, garantizando compatibilidad con otros softwares.

SIMULACIÓN DEL MODELO

A. Dominio de la simulación

En Ansys® DesignModeler, se define el dominio computacional del fluido a través de dos volúmenes cilíndricos: uno interno que representa el viento rotativo que se encuentra en contacto directo con la turbina y otro externo que representa el viento estacionario del entorno. Asimismo, se extrajo la geometría de la turbina ya que no es necesaria para la simulación, quedando un volumen hueco en su lugar. El dominio interno define la velocidad de rotación de la turbina, mientras que el externo establece las condiciones de frontera del flujo de aire.

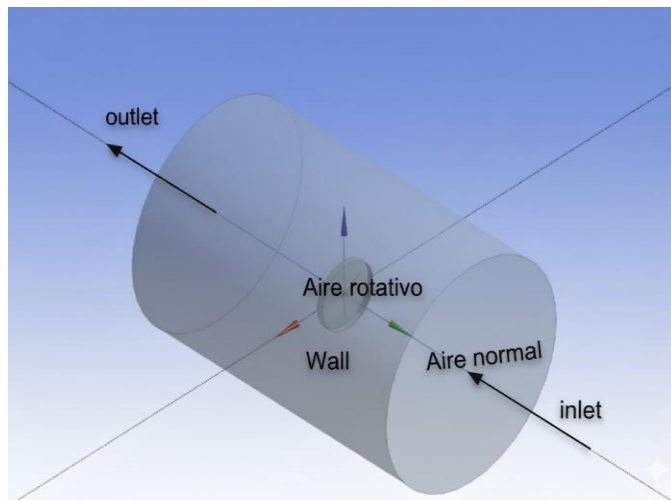


Fig. 2 Representación del dominio de la simulación en DesignModeler.

Las dimensiones del dominio se definieron en función del diámetro del rotor, siendo 1,5 veces el diámetro para el interno y 5 veces el diámetro para el externo, esto para obtener mejores resultados dado el tamaño de la turbina [7].

TABLA III
CARACTERÍSTICAS DEL DOMINIO DE LA SIMULACIÓN

Dimensión	Relación	Valor (m)
Radio_rotativo	1,5D	2,01
Radio_estacionario	5D	6,70
Longitud_estacionario	7,5D	10,05

B. Mallado de la simulación

El mallado se realiza en Ansys® Mesh, que utiliza el método de volúmenes finitos, dividiendo el volumen de aire en pequeñas celdas donde se resolverán las ecuaciones. Este método puede adaptarse a cualquier tipo de malla, por lo que es adecuado para geometrías complejas [8].

Se utiliza un mallado de tipo híbrido dada la forma compleja de las palas de la turbina. Se nombra la entrada y salida del fluido externo para posterior configuración del solver, y se identifica la geometría hueca de la turbina. Para el dominio interno se aplica un face sizing en la geometría para conseguir un menor tamaño de elementos, es decir, mayor detalle alrededor en la superficie de la turbina. Para el dominio externo y el interno se aplica face meshing en los mantos para conseguir un mejor acabado superficial de la malla.

La calidad del mallado se puede “filtrar” a través del mismo programa mediante parámetros como el factor de asimetría (*skewness*), la calidad ortogonal o la relación de aspecto. Para el estudio se escoge el primer parámetro, que determina cuán cerca de lo ideal está una cara o una celda, representada en un valor en el rango de 0 a 1, siendo 0 un valor ideal [9].

C. Configuración de la simulación

El solver se configura basado en presión con el modelo de turbulencia RANS aplicado k- ω SST (*Shear-Stress Transport*), el cual es un modelo híbrido más preciso y confiable para flujos de capa límite con gradientes de presión adversos que los modelos estándar y BSL. Está diseñado para evitar la sensibilidad del modelo k- ω estándar, combinando elementos del modelo de Wilcox (ω) para las capas límite y el modelo épsilon (ϵ) para predecir flujo libre [9].

$$\omega = \frac{TSR \times v_{viento}}{R} \quad (3)$$

Asumiendo un valor para la TSR, se puede calcular la velocidad de giro de la turbina a distintas velocidades de viento (3). A partir de este TSR constante, se realizaron múltiples simulaciones, a diferentes velocidades de entrada (Tabla 4), y a una velocidad de giro constante.

TABLA IV
CARACTERÍSTICAS DE CASOS SIMULADOS PARA TSR = 6

Caso	Velocidad de viento (m/s)	Velocidad rotacional (rpm)
1	4,0	350
2	8,0	700
3	12,5	1100
4	16,0	1400
5	20,0	1700

A diferencia de las simulaciones estacionarias, el modo transitorio captura la variación del flujo en el tiempo real, lo cual es esencial para simular el movimiento real de rotación mediante la técnica de malla deslizante (*Sliding Mesh*). Por esto, un modelo transitorio fue escogido. El algoritmo de acoplamiento utilizado es PISO (*Pressure Implicit with Split Operator*), el cual se recomienda para casos transitorios, presentando mejores resultados y mayor estabilidad [8] [9].

A partir de los datos disponibles y asumiendo una densidad del aire estándar de $1,225 \text{ kg/m}^3$, es posible determinar la eficiencia global de la turbina sustituyendo en (2) la potencia en el rotor por la potencia eléctrica generada (Tabla 2).

Adicionalmente, asumiendo un valor específico para la TSR, puede deducirse la velocidad de giro de la turbina a dicha velocidad de viento (3). Finalmente, con la potencia generada conocida (asumida eléctrica con $\eta_{\text{eléctrica}} = 90\%$), es posible calcular el torque teórico resultante. Este valor servirá como referencia para los resultados obtenidos en las simulaciones.

TABLA V
PARÁMETROS CALCULADOS DE TORQUE Y EFICIENCIA.

V_viento (m/s)	12,50
P_eléctrica (W)	300,0
P_mecánica (W)	333,3
ω (rad/s)	111,9
Torque (N.m)	2,98
η_{turbina}	0,18

Se sabe que en turbinas eólicas de tres palas, un valor de TSR óptimo se encuentra un rango entre 5 y 7 [10]. Por lo que, se procedió a calcular la velocidad de rotación del rotor para distintas velocidades de viento dentro de dicho intervalo de TSR, para construir mediante los resultados de las simulaciones la curva de potencia del modelo.

Se ejecutaron simulaciones adicionales manteniendo constantes las velocidades de giro (350, 1100 y 1700 rpm), variando la velocidad de viento para los valores de ω escogidos. Esto permitió caracterizar el comportamiento de la turbina para distintos valores de TSR. A partir del torque obtenido en cada caso, se determinan los correspondientes C_p de los cuales se crea la curva característica que relaciona estos dos parámetros adimensionales y define el desempeño aerodinámico del rotor.

Los resultados obtenidos de la simulación son una forma de validar la simulación, estos se observan a través del monitoreo de variables escogidas, en este caso, el torque recibido por la turbina. Esto para ser comparado con el valor teórico calculado a partir de los datos proporcionados por el fabricante, lo que permite verificar la precisión y confiabilidad del modelo empleado.

III. RESULTADOS

El análisis de los resultados se dividió en la validación geométrica y el análisis de los datos aerodinámicos obtenidos de las simulaciones.

A. Modelo de la geometría

Se realizó un escaneo de la turbina con el *CR-Scan Ferret Pro* (creando una nube de 339.477 puntos), que presentó limitaciones debido a la naturaleza brillante de sus palas y debido a la carcasa que cubre al aerogenerador. Esta rejilla, que compone a la carcasa, crea materia sobrante que luego debe ser borrada en conjunto con otros puntos sueltos y bordes fallidos en el proceso de optimización.

Una de las desventajas de la técnica de escaneo aplicada es que no es adecuada para superficies reflectantes. En el caso de la turbina estudiada, presenta limitaciones en su escaneo por ser de fibra blanca. Por lo tanto, cualquier interacción inesperada entre la luz y el objeto estudiado afectó la adquisición de datos [2].



Fig. 3 Vista frontal del escaneo y del modelo CAD.

El escaneo resulta incompleto en secciones de sus palas (Fig. 3), debido a problemas para calibrar el escáner en zonas brillantes y finas. Es entonces cuando se complementaron con fotografías de múltiples ángulos, medición lineal y angular, para conocer a detalle las características de la geometría.

La geometría del modelo digital se simplifica suprimiendo la cimentación y detalles de la góndola, dado su impacto menor en los resultados del análisis. Esta práctica, recomendada para optimizar recursos computacionales [9], permitió centrar el estudio en el rotor.

B. Simulaciones del modelo

El mallado de la simulación, utilizó la asimetría como filtro de calidad de esta. Dado que se considera una malla decente cualquiera con un valor menor a 0,85 [9], se escogió un *skewness* de 0,7. Sin embargo, el éxito de la simulación radica

en el detalle del mallado alrededor de la geometría de la turbina (Fig. 4), por esto, es relevante el *sizing* de este dominio.

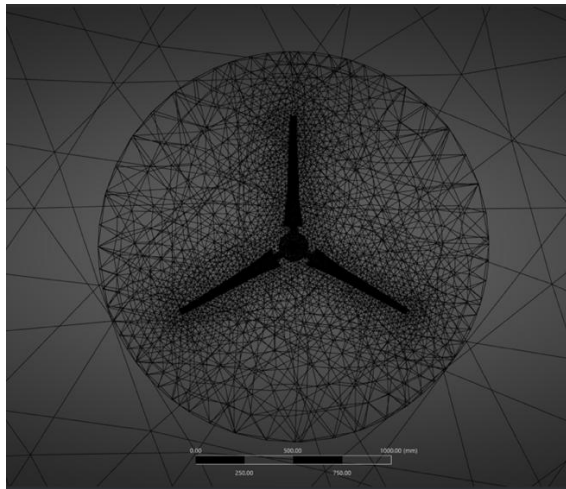


Fig. 4 Vista frontal (wireframe) del mallado de la turbina.

Se simularon varios casos donde se mantuvieron constantes los valores de TSR, variando la velocidad de viento, calculando la velocidad rotacional usando (3), obteniendo como resultado los valores representados en la curva de potencia (Fig. 5). La simulación llevada a cabo fue de tipo $k-\omega$ SST, modelo cuyos resultados no presentan variaciones notables en turbinas de baja capacidad con respecto a los modelos $k-\epsilon$ [11].

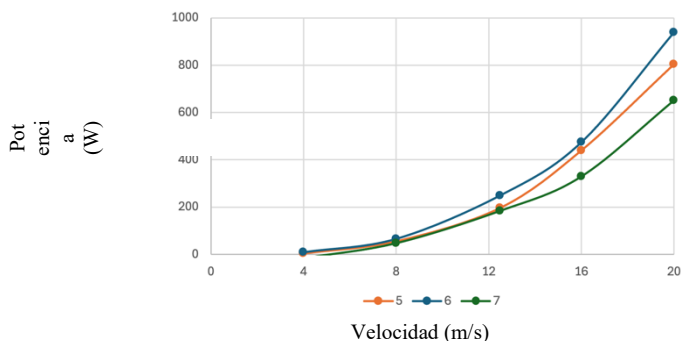


Fig. 5 Curva de potencia de la turbina a distintos valores de TSR.

Los datos proporcionados por el fabricante permiten proyectar una curva con la capacidad real de la turbina. Suponiendo que la velocidad de viento nominal es la de máxima potencia generada (300 W), se obtiene una curva de potencia menor a la esperada por las simulaciones (Fig. 6). Esto se debe al generador de la turbina (PMSG trifásico con potencia nominal de 300 W), que limita la generación de potencia frenando la misma para mantener sus componentes en buen estado.

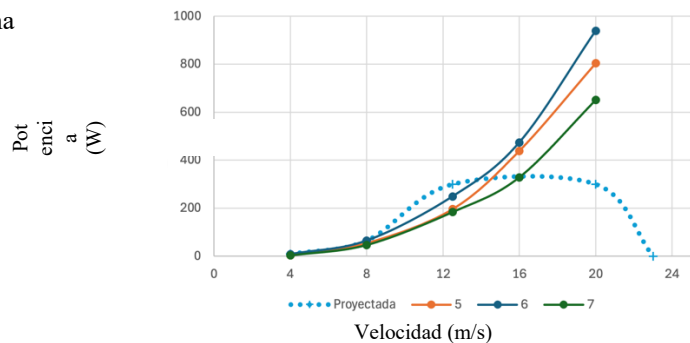


Fig. 6 Curva de potencia de la turbina a distintos valores de TSR.

En complemento a lo anterior, se realizaron otro grupo de simulaciones donde se mantuvieron constantes los valores de las velocidades de giro, produciendo diferentes valores de TSR y C_p , con los que, entre todos los casos, se crea una curva característica (Fig. 7).

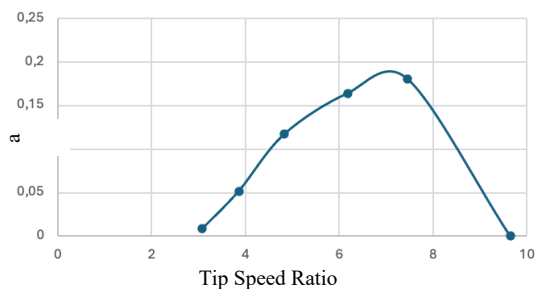


Fig. 7 Curva característica de la turbina.

C. Validación del modelo

En la curva característica obtenida (Fig. 7), encontramos un valor de C_p máximo (0,1807), que puede ser comparado al valor de eficiencia global de la turbina calculado (0,18), resultando en valores muy cercanos. Sin embargo, dicho valor de C_p máximo encontrado en simulaciones fue para una velocidad de 16,0 m/s (TSR = 7,5), un valor ideal ya que no se conoce la energía producida a ese valor. Por lo que, lo correcto sería compararlo con el C_p obtenido a la velocidad nominal: para 12,5 m/s (TSR = 6,2), donde se obtuvo un valor de C_p (0,1639) con una afinidad del 91,05%, lo cual indica un modelo con cercanía a lo reportado por el fabricante.

Al comparar estos valores al límite de Betz se puede conocer que el rendimiento relativo teórico de la turbina es del 30,37%, mientras que el del modelo es un 27,66%. Estos valores se consideran bajos para estándares actuales de la industria, donde la mayoría de las turbinas HAWT comerciales y experimentales alcanzan valores entre aproximadamente el 35% y 50% de eficiencia.

TABLA VI
CUADRO COMPARATIVO DE TURBINAS PEQUEÑAS HAWT DE 3 PALAS
[13][14][15][16]]

Modelo de Turbina	Diámetro del Rotor (m)	Potencia Nominal (W)	C_p máximo (estimado)
Estudiada	1,34	300	0,18
Bergey XL.1	2,50	1000	0,25
Air-X	1,17	400	0,34
Skystream 3.7	3,70	1800	0,37

Su curva característica se encuentra en un rango de TSR esperado por un rotor de 3 palas (Fig. 8), aunque presenta un desempeño menor. Esto puede deberse a su menor tamaño, enfocado para uso académico. A diferencia de los aerogeneradores de gran escala, las turbinas eólicas pequeñas han recibido un menor refinamiento aerodinámico, lo que resulta en menor eficiencia y mayor costo de energía [17]. En la práctica, tres factores conllevan a la disminución del coeficiente de potencia máximo alcanzable: la rotación de la estela detrás del rotor, el número finito de álabes y las pérdidas asociadas en sus puntas, y la resistencia aerodinámica [18] [3].

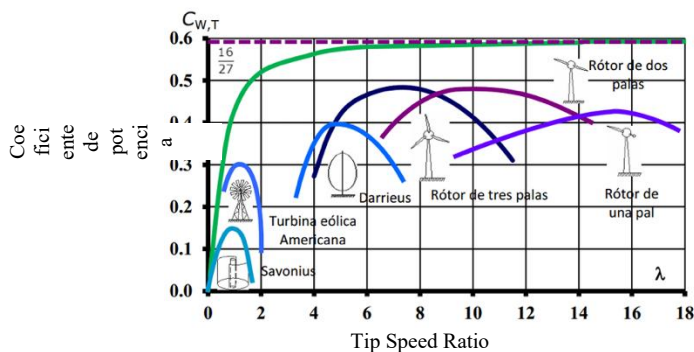


Fig. 8 Curva característica para distintas turbinas eólicas [12].

IV. CONCLUSIONES

De la presente investigación se extrajeron las siguientes conclusiones:

- 1) La metodología de simulación empleada (RANS, k- ω SST, PISO, Sliding Mesh) demostró ser robusta y precisa, con validación teórica del 91% respecto a datos de fabricante. La metodología replicable presentada facilita que otras instituciones con recursos similares evalúen equipos existentes, optimicen su uso en programas académicos y contribuyan con datos experimentales que mejoren el conocimiento colectivo sobre turbinas pequeñas.
- 2) Se encontró que la capacidad de la turbina está limitada por el generador a una potencia nominal de 300W, dado que el diseño aerodinámico de los álabes demuestra un potencial mayor bajo condiciones de viento fuerte (≥ 900 W). Este hallazgo abre la posibilidad de optimizaciones futuras, mediante

modernizaciones al generador o estrategias de control que mejoren la captura de energía, a pesar de las limitaciones que implica la protección del generador de potencia.

- 3) La simulación CFD permitió caracterizar la capacidad aerodinámica de la turbina, encontrando un punto de máxima eficiencia en un coeficiente de potencia $C_p=0,1807$ que ocurre a un $TSR = 7,5$.

Los hallazgos proporcionan evidencia útil para la selección, dimensionamiento y diseño de bancos de pruebas educativos, así como para la adquisición y para la formación técnica orientada a operación y mantenimiento de aerogeneradores.

LIMITACIONES

A pesar de su buena concordancia con los datos del fabricante, el estudio presenta varias limitaciones que deben considerarse:

- 1) *Escaneo de la turbina*: El escaneo presentó pérdidas en superficies reflectantes y áreas finas, lo que requirió aproximaciones manuales que pueden introducir discrepancias geométricas que afectan el C_p simulado.
- 2) *Modelo de la geometría*: La supresión de componentes del sistema electromecánico completo para optimizar recursos computacionales puede afectar el flujo local alrededor del rotor.
- 3) *Validación del modelo*: La validación se basó exclusivamente en los datos nominales proporcionados por el fabricante, sin mediciones experimentales en condiciones de laboratorio o de campo.

RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS

- 1) Preparar el objeto de estudio para el escaneo 3D, acondicionando el área de trabajo, empleando marcadores o recubrimientos mate para reducir las discrepancias geométricas.
- 2) Siguiendo esta línea de investigación, se debería estudiar el comportamiento de la turbina al incorporársele un generador de mayor potencia, con el objetivo de validar de forma experimental que el desempeño aerodinámico de la misma posee una mayor capacidad de generación de energía.

REFERENCIAS

- [1] Global Wind Energy Council. (2024). Global Wind Energy Report 2024. Global Wind Energy Council. <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport>
- [2] Menéndez, L.; Domínguez, M.; Espinosa, M. (2021). "Escáneres ópticos 3D de mano en ingeniería inversa". *Proyector56: An Industrial Design Journal*, 1(1), 8-19. <https://doi.org/10.25267/P56-IDJ.2021.i1.3>
- [3] Manwell, J.; McGowan, J. (2009). *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application*, 2nd ed. John Wiley & Sons Ltd.
- [4] Hau, E.; Siegfriedsen, S. (2025). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics* (4ta ed.). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-031-87795-7_1

- [5] Creality (s.f.). CR-Scan Ferret (Pro) 3D Scanner User Manual. *Creality*. <https://manuals.plus/m/23fead79e9335e9e6c47ac4e246a9c5b8bb9f82f8c3c2239e7c017be fc1669c5.pdf>
- [6] López, O. (2011). “Rediseño y reconfiguración de un sistema de roloformado de componentes estructurales automotrices”. Universidad Autónoma de Nuevo León. <http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1080223884.pdf>
- [7] Khedr, A.; Castellani, F. (2024). “Critical issues in the moving reference frame CFD simulation of small horizontal axis wind turbines”. *Energy Conversion and Management*: *X*, 22. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100551>
- [8] Ferziger, J.; Perić, M.; Street, R. (2020). *Computational Methods for Fluid Dynamics*, 4th ed. Springer.
- [9] Ansys. (2025). “Ansys Fluent User’s Guide 2025”. *Ansys, Inc.* https://ansyshelp.ansys.com/public/Views/Secured/corp/v252/en/flu_ug/flu_ug.html
- [10] Mahmood, N.; Abbas, M. (2011). “Computer Program to Predict Performance of Fast Running Horizontal Axis Wind Turbine to Reaching the Optimum Design”. *Diyala Journal of Engineering Sciences*, 4(2), 57-71. <https://doi.org/10.24237/djes.2011.04205>
- [11] Martínez, A. (2019). “Validación del cálculo numérico CFD de una turbina eólica con ensayos experimentales”. Universidad Politécnica de Madrid. <https://oa.upm.es/57217/>
- [12] Cardona-Mancilla, C.; Sierra del Río, J.; Chica-Arrieta, E.; Hincapié-Zuluaga, D. (2018). “Turbinas hidrocínéticas de eje horizontal: una revisión de la literatura”. *Tecnología Y Ciencias Del Agua*, 9(3), 180–197. <https://doi.org/10.24850/j-tyca-2018-03-08>
- [13] Ecosense (s.f). Wind Energy Training System. *Ecosense*. <https://www.ecosenseworld.com/labs/wind-energy-lab/wind-energy-training-system>
- [14] Bergey (s.f.). Excel 1 Owner’s Manual. *Bergey Windpower*. <https://www.bergey.com/wp-content/uploads/excel-1-48-v-owners-manual-v1-1.pdf>
- [15] Southwest Windpower (s.f.). Air X Owner’s Manual. *Southwest Windpower*. <https://www.scribd.com/document/101141729/Air-x-Manual>
- [16] Skystream Energy (s.f.). Skystream 3.7 Specifications. Southwest Windpower. <https://www.scribd.com/doc/256862968/Skystream-Spec>
- [17] Bianchini *et al.* (2022). “Current status and grand challenges for small wind turbine technology”. *Wind Energy Science*, 7(5), 2003-2037. <https://doi.org/10.5194/wes-7-2003-2022>
- [18] Adaramola, M.; Krogstad, P. (2011). “Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance”. *Renewable Energy*, 36(8), 2078-2086. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.024>