

# ¿CÓMO SE GENERA LA ELECTRICIDAD EN UN AEROGENERADOR?

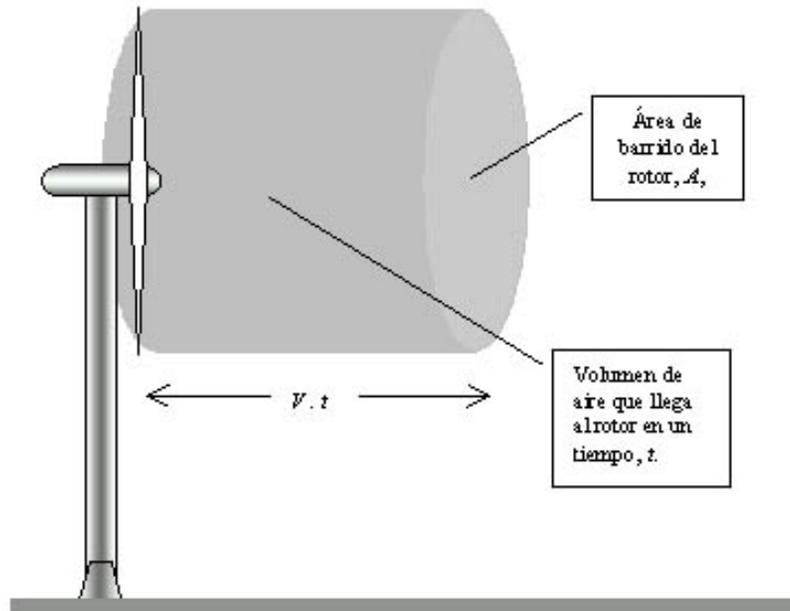
Como el agua que fluye en un río, la energía eólica se puede convertir en electricidad. La cantidad de electricidad está determinada por la energía contenida en el viento que pasa a través del área barrida por las palas del aerogenerador a lo largo del tiempo, llamada densidad de energía eólica. Las palas están diseñadas para girar con una frecuencia que garantiza una eficiencia óptima y un rendimiento máximo de densidad de energía eólica que se puede convertir en electricidad con una mínima oscilación de la torre. La tasa de rotación cambia para diferentes velocidades del viento, produciendo una corriente eléctrica de frecuencia variable, que debe convertirse a una frecuencia fija requerida por una empresa de servicios públicos.

La densidad de la energía eólica depende del cubo de la velocidad del viento (cuando la velocidad del viento se duplica, la densidad de la energía eólica aumenta en un factor de ocho) y también de la densidad del aire y la temperatura (las altitudes más bajas y las temperaturas más frías aumentan la densidad de la energía eólica).

La ecuación que representa la potencia cinética del viento es:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho v^3 A$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire,  $v$  es la velocidad del viento y  $A$  es el área que cubre la pala al rotar. Como se ve en la Figura 1.



**Figura 1.** Área de barrido y volumen de aire en un aerogenerador.

Fuente: <https://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/vientoaerogenerador1.jpg>

Aquí  $\rho$  es la masa de aire específica que depende de la presión y la humedad del aire; para cálculos prácticos, se puede suponer  $\rho \approx 1.2$  kg/m<sup>3</sup>. El aire fluye en dirección axial a través de la turbina eólica, de la cual  $A$  es el área de barrido circular. La potencia mecánica útil obtenida se expresa mediante el coeficiente de potencia  $C_p$ :

$$P = C_p \frac{\rho}{2} A v_1^3$$

En caso de flujo de aire homogéneo, la velocidad del viento, cuyo valor antes del plano de la turbina es  $v_1$ , sufre un retardo debido a la conversión de potencia a una velocidad  $v_3$  muy por detrás de la turbina eólica, (ver Figura 2).

De manera simplificada se afirma que en el plano de las palas móviles la velocidad es de valor medio  $v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2}$

Sobre esta base, Albert Betz demostró mediante un simple cálculo de extremo que la potencia útil máxima se obtiene para  $\frac{v_3}{v_1} = \frac{1}{3}$ ; donde el coeficiente de potencia se convierte en  $c_p = \frac{16}{27} \approx 0.59$ , Betz desarrolló la teoría cinética que ahora rige el funcionamiento y diseño de aerogeneradores modernos.

En realidad, los aerogeneradores muestran valores máximos de  $c_p$  son menores debido a las pérdidas (pérdida de perfil, pérdida de punta y pérdida por rotación de estela). Para determinar la potencia mecánica disponible para la máquina de carga (generador eléctrico, bomba), la expresión para P debe multiplicarse por la eficiencia del tren de transmisión, teniendo en cuenta las pérdidas en cojinetes, acoplamientos y cajas de engranajes.

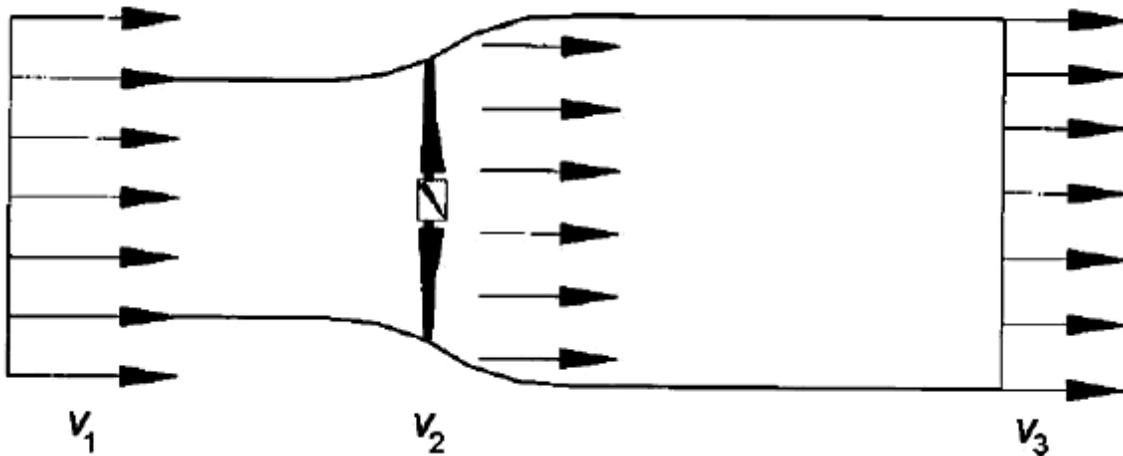


Figura 2. Área de barrido y volumen de aire en un aerogenerador (Stiebler, 2008).

## Teoría de Betz

Un parámetro importante de los rotores eólicos es la relación entre la velocidad de la punta  $\lambda$ , que es la relación entre la velocidad circunferencial de las puntas de las palas y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{u}{v_1} = \frac{D}{2} \cdot \frac{\Omega}{v_1}$$

Aquí  $D$  es el diámetro exterior de la turbina y  $\Omega$  es la velocidad angular del rotor. Se debe tener en cuenta que la velocidad de rotación  $n$  (convencionalmente dada en  $\text{min}^{-1}$ ) está conectada con  $\Omega$  (en  $\text{s}^{-1}$ ) por

$$\Omega = \frac{2\pi n}{60}$$

Teniendo en cuenta que en el sistema mecánico giratorio la potencia es el producto del par  $T$  y la velocidad angular  $\Omega$  ( $P = T \cdot \Omega$ ), el coeficiente de par  $c_T$  se puede derivar del coeficiente de potencia:

$$c_T(\lambda) = \frac{c_p(\lambda)}{\lambda}$$

El torque está relacionado con la potencia a través de la siguiente ecuación:

$$T = \frac{c_T D \rho A v_1^2}{2}$$

La Figura 3 muestra las características típicas  $c_p(\lambda)$  para diferentes tipos de rotor. Además del valor máximo constante según Betz, la figura indica una curva  $c_p$  comprobada que tiene en cuenta la desviación aguas abajo de la dirección del flujo de aire axial.

La diferencia es notable en la región de las relaciones de velocidad de punta más bajas, según lo calculado por Schmitz y, antes, Glauert (Stiebler, 2008).

La Figura 4 indica las características asociadas  $c_T(\lambda)$ , se entiende la preferencia actual por rotores de tres palas con eje horizontal. Las denominadas turbinas de funcionamiento rápido con 3, 2 o una pala muestran los valores más altos de  $c_p$ , mientras que las curvas  $c_T$  indican la pobre capacidad de par de arranque de los tipos de funcionamiento rápido. Dado que los rotores de una y dos palas también son problemáticos con respecto a las variaciones de par y el ruido, los rotores de tres palas predominan actualmente en todos los sistemas modernos de energía eólica.

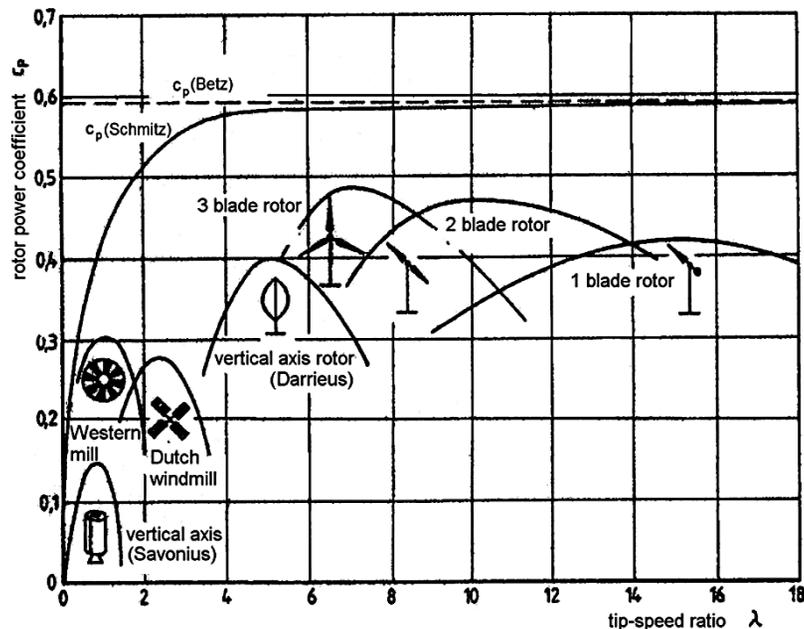


Figura 3. Coeficientes de potencia típicos de diferentes tipos de rotor sobre la relación de velocidad punta (Stiebler, 2008).

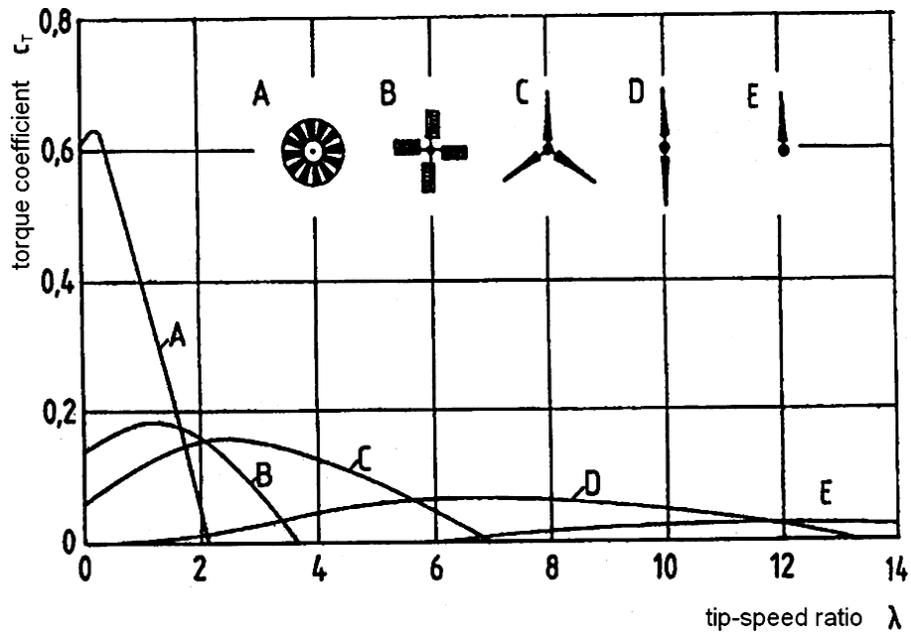


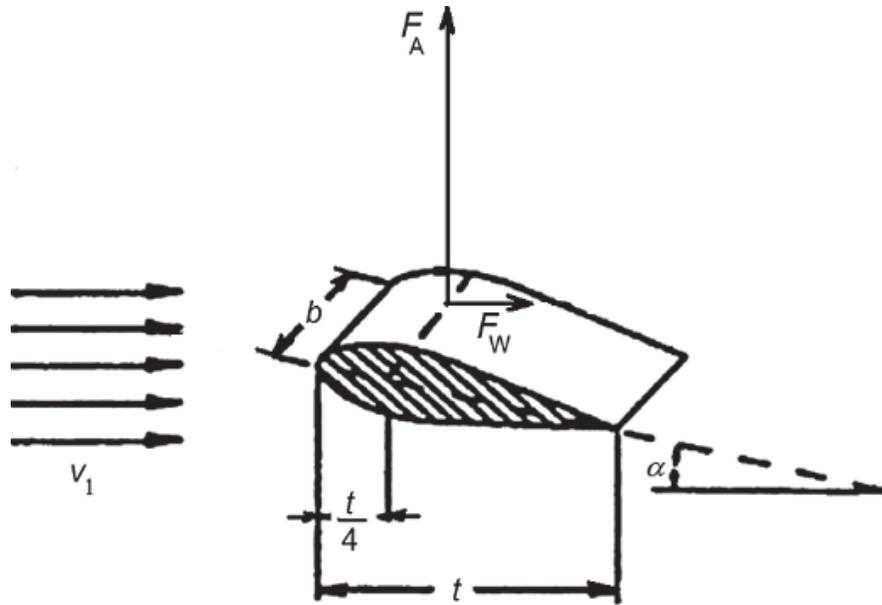
Figura 4. Coeficientes de torque típicos de diferentes rotores con eje horizontal (Stiebler, 2008).

### Torques y Fuerza

Las propiedades del rotor principal se derivan de la fuerza de elevación y la fuerza de arrastre de una pala, como se describe en la teoría del perfil aerodinámico. Sea un elemento de perfil aerodinámico de profundidad  $t$  y ancho  $b$  sujeto a una velocidad del viento  $v_1$ , véase la Figura 15, dependiendo del ángulo de ataque  $\alpha$  entre la dirección del viento y la cuerda del perfil de la pala, la fuerza de elevación  $F_A$  y la fuerza de arrastre  $F_W$  son:

$$F_A = C_A(\alpha) \cdot \frac{\rho}{2} v_1^2 \cdot t \cdot b \quad \text{Normal al viento}$$

$$F_W = C_W(\alpha) \cdot \frac{\rho}{2} v_1^2 \cdot t \cdot b \quad \text{Paralelo al viento}$$



**Figura 5.** Coeficientes  $c_A(\alpha)$  de sustentación y  $c_W(\alpha)$  de arrastre sobre el ángulo de la pala de perfiles específicos (Stiebler, 2008).

El par  $T$ , la potencia  $P$  y la fuerza de arrastre axial  $S$  pueden expresarse mediante un conjunto de ecuaciones utilizando la fuerza de referencia  $F_B$  que varía con el cuadrado de la velocidad del viento y es proporcional al área del rotor barrido:

$$F_B = \frac{\rho}{2} \frac{D^2 \pi}{4} v_1^2$$

$$T = c_T(\lambda) \frac{D}{2} \cdot F_B \quad ; \quad P = c_P(\lambda) \cdot v_1 \cdot F_B \quad ; \quad S = c_S(\lambda) \cdot F_B$$

### Velocidades y fuerzas del viento que actúan sobre la pala

El régimen de viento está influenciado por efectos regionales y locales y depende de variaciones estacionales y temporales. En un

proyecto para erigir un sistema de energía eólica, la experiencia realista para predecir la distribución de la velocidad del viento y su promedio en el lugar relevante es de suma importancia. El régimen de viento real se puede determinar mediante una campaña de medición, preferiblemente a la altura del mástil. Sin embargo, la recopilación de datos muestra variaciones significativas al considerar diferentes años, meses y días en una ubicación determinada.

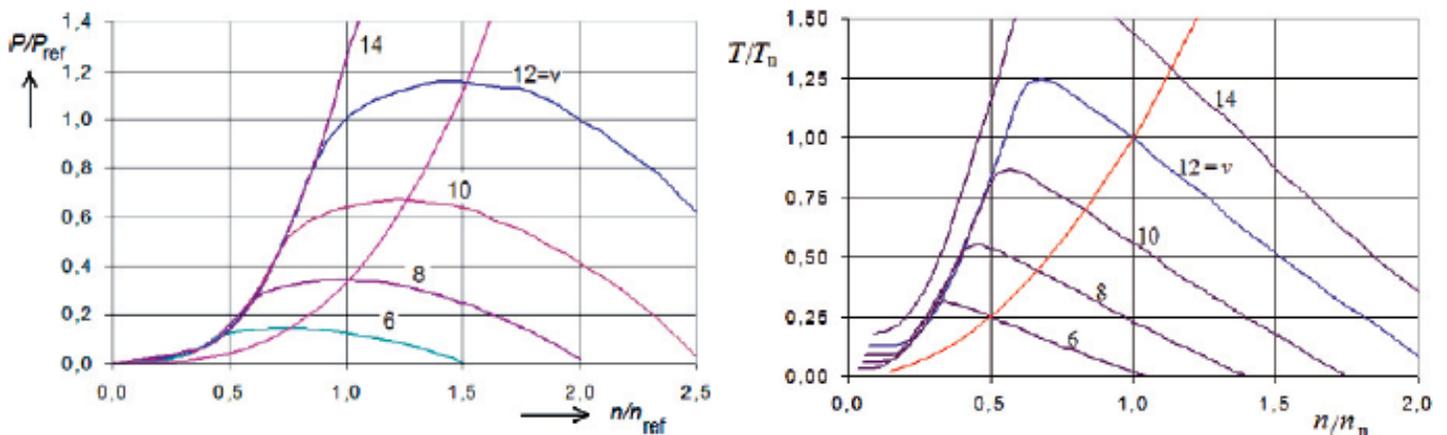
La velocidad del viento varía con la altura sobre el suelo, influenciada por la rugosidad de la superficie. Suponiendo condiciones estables, la dependencia de la velocidad  $v$  de la altura  $z$  puede describirse mediante un perfil logarítmico. La velocidad del viento  $v_2$  en  $z_2$  se calcula a partir de una velocidad de referencia  $v_1$  en  $z_1$  mediante:

$$v_2(z_2) = \frac{v_1 \ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)}$$

Donde  $z_0$  es la longitud de rugosidad que depende de la región; los parámetros convencionales son 0.03 m para tierras de cultivo, 0.1 m para arbustos y árboles dispersos en el brezal, 0.5 - 1.6 m para bosque. La ecuación se utiliza para calcular el rendimiento energético de referencia en las primeras etapas de cualquier proyecto de generación eólica.

## Potencia Eólica y Distribución Energética

La potencia entregada por una turbina eólica es una función de la relación de velocidad de la punta y, por lo tanto, depende de la velocidad del viento y la velocidad de rotación. La Figura 6 muestra una representación normalizada de la potencia y el par de un rotor con una posición fija de las palas sobre la velocidad, con valores de velocidad del viento como parámetro. En el ejemplo, la velocidad nominal del viento es de 12 m/s. El diseño es tal que a aproximadamente  $v = 8$  m/s la relación de velocidad de la punta es óptima,  $\lambda = \lambda_{opt}$ . Los máximos de potencia están indicados por la función cúbica de  $v$ .



**Figura 6.** Características de potencia y par frente a velocidad de rotación ( $v_N = 12$  m / s).

### **Referencias:**

- Asociación Mexicana de Energía Eólica. (2018). El viento en números (p. 1). Asociación Mexicana de Energía Eólica.*
- Brown, E., & Ahlers, G. (2006). Effect of the Earth's Coriolis force on the large-scale circulation of turbulent Rayleigh-Bénard convection. Physics of Fluids, 18(12), 125108. <https://doi.org/10.1063/1.2402875>*
- CENACE. Centro Nacional de Control de Energía. (2021). Mercado Eléctrico Mayorista en cifras. Área Pública Del SIM. <https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx>*
- Global Wind Energy Council. (2020). GWEC Global Wind Report 2019. Wind Energy Technology, 78.*
- Nersesian, R. L. (2007). Energy for the 21st Century: A Comprehensive Guide to Conventional and Alternative Sources (First). M.E. Sharpe, Inc.*
- Sorensen, B. (2004). Renewable energy: its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects. In Choice Reviews Online (Third Edit). Elsevier Science.*
- Stiebler, M. (2008). Wind Energy Systems for Electric Power Generation-Springer (First). Springer Berlin Heidelberg*