

3

Las turbinas eólicas

Se clasifican los distintos tipos de turbinas empleadas para la conversión de la energía eólica. Se deduce el límite teórico del rendimiento de conversión. Se describen las distintas fuerzas a las que son sometidas las turbinas eólicas. Se definen los coeficientes de conversión, en función de la relación entre las velocidades de la turbina y del viento. Se analizan las cargas aerodinámicas sobre las turbinas debidas a la incidencia de la torre sobre el flujo de aire, a la variación del viento con la altura, a la desalineación entre la turbina y la dirección del viento, y a la turbulencia.

3.1 Tipos de turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son dispositivos que, mediante su rotación, convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Suelen clasificarse según el tipo de fuerza aerodinámica que provoca el giro del rotor. El origen de estas fuerzas se estudiará en §3.2.3. Así, hay turbinas que son impulsadas por la fuerza de arrastre aerodinámico y otras por la fuerza de sustentación aerodinámica. Las primeras se caracterizan por su operación con elevado par aerodinámico y baja velocidad. Esto es, la velocidad tangencial de las palas es menor a la velocidad del viento. Por otro lado, las turbinas de alta velocidad están impulsadas por la fuerza de sustentación aerodinámica, y tienen el mismo principio de funcionamiento que los perfiles alares de los aviones. Las turbinas generadoras de electricidad modernas son de este último tipo, principalmente debido a su mayor eficiencia (Walker y Jenkins, 1997).

Las turbinas suelen ser clasificadas también de acuerdo a la disposición de su eje de rotación. Las más comunes son las turbinas de eje horizontal (Figura 3.1.a), que constan de una, dos o tres palas. Tienen la ventaja de que las palas están situadas a elevada altura, con lo cual la velocidad media del viento es mayor, y la intensidad de turbulencia es menor, que a nivel del terreno. Las turbinas de eje horizontal pueden

clasificarse a su vez según la disposición del rotor, que puede estar ubicado por delante o por detrás de la torre (Gipe, 1995; Clarke, 1991).

También existen turbinas de eje vertical (Figura 3.1.b). Éstas tienen la ventaja de que no requieren mecanismos de orientación. Además, el generador y la caja de engranajes se encuentran a nivel del terreno, facilitando el montaje y mantenimiento. Sin embargo, tienen una seria desventaja: el par aerodinámico varía fuertemente con la posición de las palas, aún con viento constante. Ésta es una importante causa de fatiga de las palas y del sistema de generación, y de serios problemas de calidad de la potencia suministrada (Sharpe, 1990; Gipe, 1995; Dessaint *et al.*, 1986).

La Tabla 3.1 resume las principales características de las turbinas utilizadas en la actualidad.

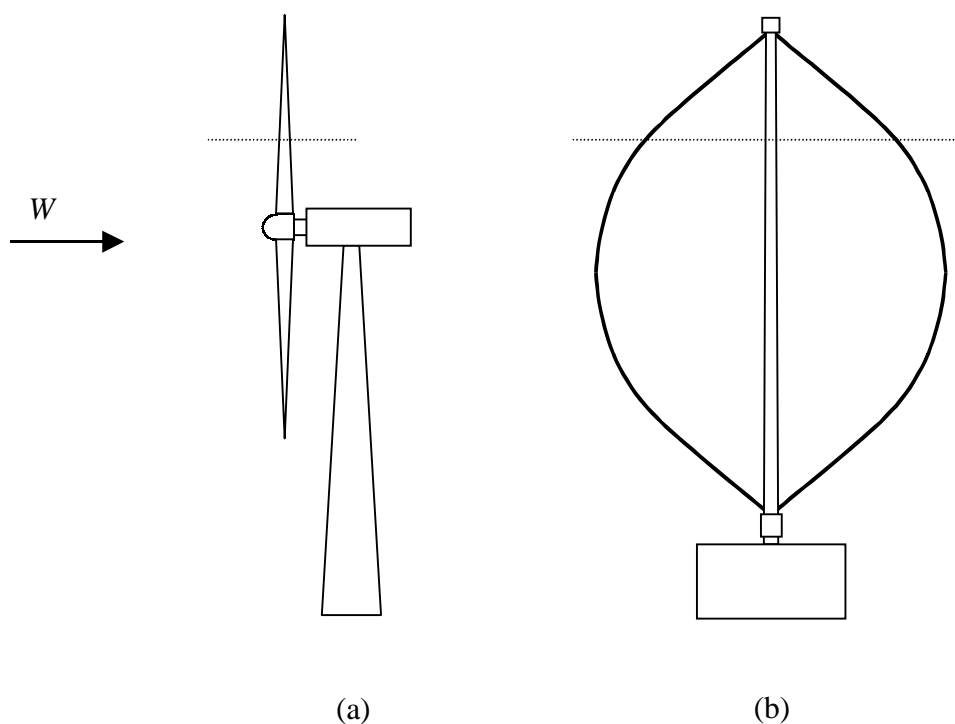


Figura 3.1: Turbinas de eje (a) horizontal y (b) vertical.

Tabla 3.1: Características de las turbinas eólicas más comunes.

Tipo	Eje	Fuerza	Uso	Velocidad	Eficiencia	Par
bi- y tripala	Horizontal	Sustentación	Electricidad	Alta	0,42	Bajo
Darrieus, H	Vertical	Sustentación	Electricidad	Alta	0,40	Bajo
Multipala	Horizontal	Arrastre	Electricidad y bombeo	Baja	0,30	Alto
Savonious	Vertical	Arrastre	Bombeo	Baja	0,15	Alto

3.2 Aerodinámica de las turbinas eólicas

3.2.1 Nociones básicas de aerodinámica

La aerodinámica describe las fuerzas desarrolladas por los flujos de aire. Si se consideran flujos estacionarios, toda partícula que llegue a un punto cualquiera P en el espacio lo hará con la misma velocidad y dirección. Por lo tanto, la trayectoria seguida por una partícula que pase por el punto P , será seguida por cualquier otra partícula que alcance dicho punto. Dicha trayectoria se llama línea de corriente, y tiene la propiedad de que el flujo de aire es tangente a ella en todo punto.

Toda región en el espacio limitada por líneas de corriente es llamada tubo de flujo. De las definiciones anteriores, el flujo de aire a través de las paredes del tubo de flujo es nulo.

El flujo de aire \dot{m} que atraviesa la sección transversal A de un tubo de flujo está dado por:

$$\dot{m} = \rho_w \cdot A \cdot W. \quad (3.1)$$

La relación entre flujos de aire a lo largo de un tubo de flujo es establecida por la ley de continuidad:

$$\frac{d}{dx}(\rho_w \cdot A \cdot W) = 0, \quad (3.2)$$

donde x es la coordenada en la dirección del flujo. La ley de continuidad resulta del hecho que no existen fuentes ni sumideros de flujo. El aire, a velocidades subsónicas, puede considerarse incompresible, con lo cual ρ_w es constante. Debido a ello, la ecuación de continuidad se simplifica y establece que la velocidad del aire y la sección del tubo de flujo son inversamente proporcionales.

La ecuación de Bernoulli es otra relación fundamental de la dinámica de los fluidos, que se deriva del teorema de la conservación de la energía. Establece que a lo largo de un tubo de flujo se satisface:

$$\frac{d}{dx} \left(p + \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot W^2 + \rho_w \cdot g \cdot z \right) = 0, \quad (3.3)$$

donde p es la presión, g es la aceleración de la gravedad, y z es la altura.

3.2.2 Potencia disponible

El dispositivo general que permite extraer energía del viento se llama disco actuador, y se ubica dentro de un tubo de flujo (Figura 3.1). En esta sección se determina la extracción de energía cinética del viento, pero no se especifica en qué otro tipo de energía se convierte (Sharpe, 1990; Walker y Jenkins, 1997).

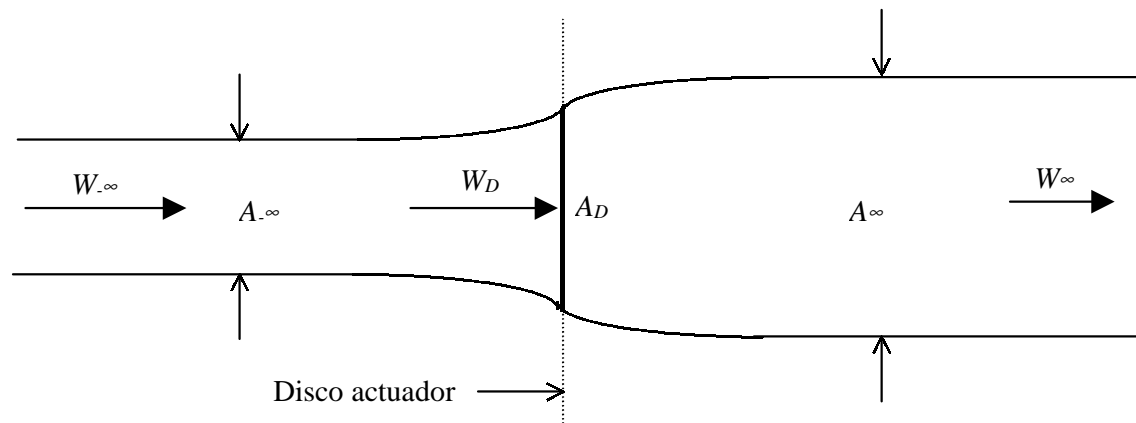


Figura 3.2: Disco actuador en un tubo de flujo.

A los efectos de satisfacer la ecuación de continuidad, el tubo de flujo por el cual se desplaza el aire no es de sección constante. En efecto, debido a que el disco actuador le extrae energía cinética al flujo de aire, la velocidad disminuye, con lo cual el área del tubo de flujo necesariamente aumenta, de acuerdo a:

$$\rho_w \cdot A_{-\infty} \cdot W_{-\infty} = \rho_w \cdot A_D \cdot W_D = \rho_w \cdot A_{\infty} \cdot W_{\infty}. \quad (3.4)$$

La cantidad de movimiento entregada por una masa m de aire al disco actuador es:

$$M = m \cdot (W_{-\infty} - W_{\infty}). \quad (3.5)$$

Luego, la fuerza ejercida por el flujo de aire sobre el disco actuador está dada por la segunda ley de Newton:

$$F = \frac{dM}{dt} = \dot{m} \cdot (W_{-\infty} - W_{\infty}) = \rho_w \cdot A_D \cdot W_D \cdot (W_{-\infty} - W_{\infty}). \quad (3.6)$$

Por otra parte, la energía cinética total que pierde la masa de aire está dada por:

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (W_{-\infty}^2 - W_{\infty}^2). \quad (3.7)$$

Luego, la potencia entregada al disco actuador es:

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A_D \cdot W_D \cdot (W_{-\infty}^2 - W_{\infty}^2). \quad (3.8)$$

A partir de que el cambio de energía cinética es igual al trabajo desarrollado, se obtiene de (3.6) y (3.8) la siguiente expresión para la potencia extraída por el disco actuador:

$$P_D = F \cdot W_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A_D \cdot W_{-\infty}^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2, \quad (3.9)$$

donde $a = 1 - W_D / W_{-\infty}$ es llamado factor de flujo.

A partir de (3.9) se define el coeficiente de potencia C_{PD} del disco actuador:

$$C_{PD} = \frac{P_D}{P_W} = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2, \quad (3.10)$$

donde $P_W = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A_D \cdot W_{-\infty}^3$ es la potencia del viento que atraviesa el área del disco actuador en su ausencia.

A partir de (3.10), se deduce inmediatamente que C_{PD} es máximo para un valor del factor de flujo $a = 2/3$, y resulta $C_{PDmax} = 16/27 = 0,593$. Esta cota en el rendimiento del disco actuador es conocida como límite de Betz.

Si bien este límite ha sido determinado para una turbina de eje horizontal, es válido para todo tipo de turbinas eólicas (Walker y Jenkins, 1997). Debido a las pérdidas en la conversión, las turbinas reales tienen coeficientes de potencia cuyos valores máximos alcanzan a 0,42.

3.2.3 Fuerza y par en turbinas eólicas

A Fuerzas sobre un alerón

Fuerza de sustentación

La Figura 3.3 muestra las líneas de corriente de flujo en torno al perfil de un alerón. El ángulo de ataque del alerón γ produce una desviación del flujo de aire hacia abajo. Por encima del alerón, las líneas de corriente se concentran, mientras que por debajo se separan. Por la ley de continuidad (ecuación (3.2)), la velocidad aumenta por encima del alerón y disminuye por debajo. Luego, por el principio de Bernoulli (ecuación (3.3)), se produce una diferencia de presión entre ambas caras del alerón, dando lugar a una fuerza ascendente llamada fuerza de sustentación F_L . Este análisis es, por supuesto, consistente con la tercera ley de Newton. En efecto, el alerón ejerce una

fuerza sobre el aire para cambiar la dirección del flujo, y la reacción a esta fuerza es la fuerza ascendente o de sustentación ejercida por el aire sobre el alerón.

Fuerza de arrastre

Todo cuerpo sumergido en un fluido viscoso es sometido a una fuerza en la dirección del flujo llamada fuerza de arrastre F_D . El alerón es diseñado de manera de evitar turbulencias en el flujo de aire, y así minimizar la fuerza F_D . Sin embargo, cuando el ángulo de ataque supera cierto valor, el flujo deja de ser laminar, es decir, las líneas de corriente se separan de la cara superior del alerón (véase la Figura 3.4). Cuando el alerón trabaja en estas condiciones, la fuerza de arrastre aumenta considerablemente, y se dice que el alerón entra en pérdida.

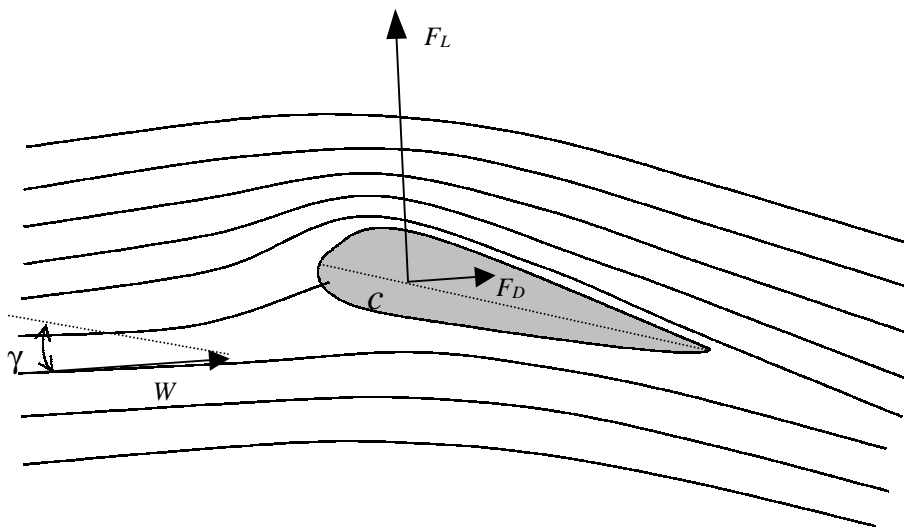


Figura 3.3: Líneas de corriente en torno a un alerón, fuerza de sustentación F_L y fuerza de arrastre F_D .

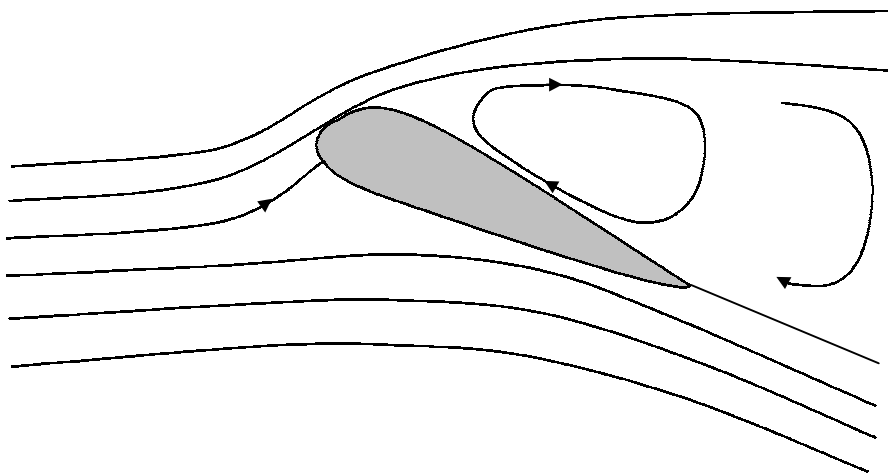


Figura 3.4: Alerón en pérdida.

Coefficientes de sustentación y arrastre

Las fuerzas de sustentación y de arrastre (por unidad de longitud del alerón) suelen expresarse en función de dos coeficientes C_L y C_D :

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot W^2 \cdot C_L, \quad (3.11)$$

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot W^2 \cdot C_D,$$

donde c es la cuerda del alerón. Los coeficientes de sustentación C_L y arrastre C_D se expresan en función del ángulo de ataque γ . La Figura 3.5 muestra coeficientes típicos de las palas de turbinas eólicas. Véase que el coeficiente C_L crece aproximadamente de manera lineal con el ángulo de ataque, mientras que C_D se mantiene en un bajo valor. Para ángulos de ataque mayores a 13° , C_L disminuye mientras que C_D crece rápidamente, es decir, las palas entran en pérdida (Sharpe, 1990; Ekelund, 1997; Hansen y Butterfield, 1993).

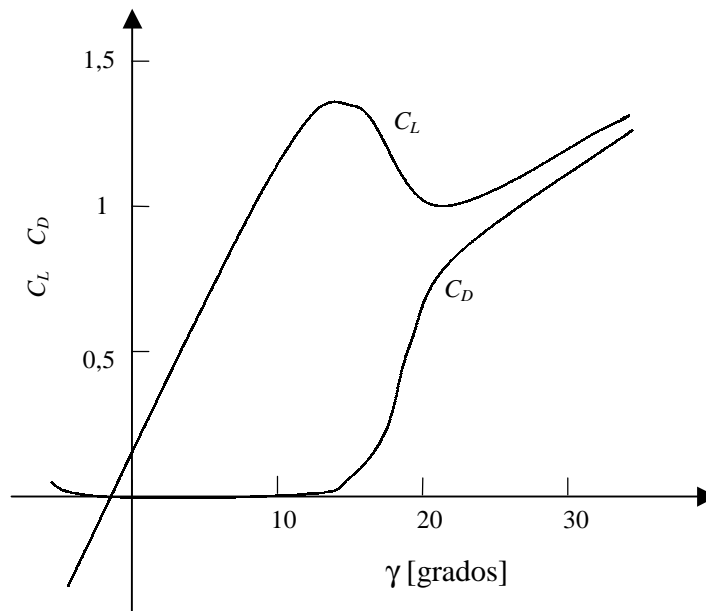


Figura 3.5: Coeficientes de sustentación y arrastre de un alerón.

B Fuerzas en turbinas de eje horizontal

Las palas de las turbinas eólicas de eje horizontal modernas tienen una sección con forma de alerón. Las fuerzas de sustentación y arrastre sobre las palas pueden descomponerse en una fuerza en el plano de rotación y una fuerza resistente axial. La primera es la responsable del par de rotación, mientras que la última debe ser soportada mecánicamente por las palas y la estructura.

Teoría del elemento de pala

La fuerza axial F_T y el par T_T desarrollados sobre la turbina se obtienen a partir de la fuerza δF y el par δT sobre un elemento de pala de longitud dr situado a una distancia r del eje de rotación (Sharpe, 1990).

La Figura 3.6 muestra las fuerzas sobre el elemento de pala que gira en un plano transversal a la página con una velocidad de rotación Ω_T (el elemento de pala es visto desde la punta de la pala). La velocidad tangencial del elemento de pala es, entonces, $W_t = r \cdot \Omega_T$ y es perpendicular al viento W . Como resultado, la velocidad relativa del viento W_{rel} forma un ángulo ϑ con el plano de rotación:

$$W_{rel} = \sqrt{W^2 + (r \cdot \Omega_T)^2}, \quad \vartheta = \arctg \frac{W}{r \cdot \Omega_T}. \quad (3.12)$$

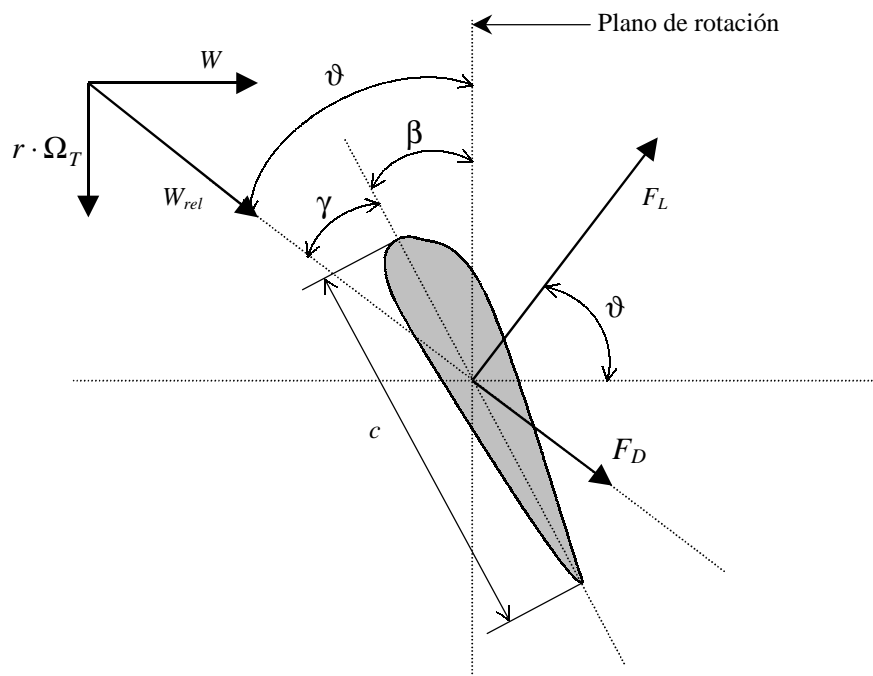


Figura 3.6: Fuerzas sobre un elemento de pala de una turbina de eje horizontal.

El elemento de pala está inclinado un ángulo β , llamado ángulo de torsión, respecto al plano de rotación. Por lo tanto, el ángulo de ataque es $\gamma = \vartheta - \beta$. Luego, a partir de (3.11), la fuerza resistente axial δF y el par δT desarrollados sobre el elemento de pala son (Sharpe, 1990):

$$\begin{aligned} \delta F &= \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot W_{rel}^2 \cdot (C_L(\gamma) \cdot \cos \vartheta + C_D(\gamma) \cdot \sen \vartheta), \\ \delta T &= \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot r \cdot W_{rel}^2 \cdot (C_L(\gamma) \cdot \sen \vartheta - C_D(\gamma) \cdot \cos \vartheta). \end{aligned} \quad (3.13)$$

Naturalmente, W_{rel} y ϑ varían con la posición r del elemento de pala. Luego, para mantener un ángulo de ataque constante a lo largo de toda la pala, es necesario que el ángulo de torsión β varíe en función de r . Normalmente, las palas se construyen alabeadas para tal fin.

Fuerza y par sobre la turbina

La fuerza F_T y el par T_T de la turbina se obtienen luego de integrar δF y δT a lo largo de las NB palas de la turbina:

$$F_T = \sum_{k=1}^{NB} \int_0^R \delta F_k(r) \cdot dr, \quad (3.14)$$

$$T_T = \sum_{k=1}^{NB} \int_0^R \delta T_k(r) \cdot dr,$$

donde R es la longitud de las palas.

Para obtener expresiones más exactas de F_T y T_T , los factores de flujo axial a y tangencial a' deberían ser considerados. Estos factores toman en cuenta los cambios en la magnitud y dirección del viento W ocasionados por la turbina. El factor a ha sido introducido en §3.2.2, mientras que el factor a' está asociado al cambio de dirección del viento causado por la pala (véase la Figura 3.3). Las expresiones resultantes son mucho más complicadas que las obtenidas en esta sección, y su deducción puede encontrarse en Sharpe (1990).

C Fuerzas en turbinas de eje vertical

Teoría del elemento de pala

La Figura 3.7 muestra las fuerzas sobre un elemento de pala de una turbina de eje vertical en cada cuadrante de la revolución. Puede verse que en todos ellos se produce una fuerza de sustentación F_L con una componente en la dirección de rotación. Sin embargo, el par producido varía con la posición de la pala. Esto significa que, como el número de palas NB es bajo, el par sobre el eje varía considerablemente durante cada revolución, aún con viento constante y uniformemente distribuido (Sharpe, 1990; Dessaint *et al.*, 1986).

Par sobre la turbina

La Figura 3.8 muestra cómo varía el par sobre el eje según la posición angular para turbinas del tipo H-Darrieus de dos y tres palas (Sharpe, 1990). En el eje de ordenadas se representa el par normalizado T/T_W , donde $T_W = P_W / \Omega_T$. La potencia P_W fue definida en §2.4.

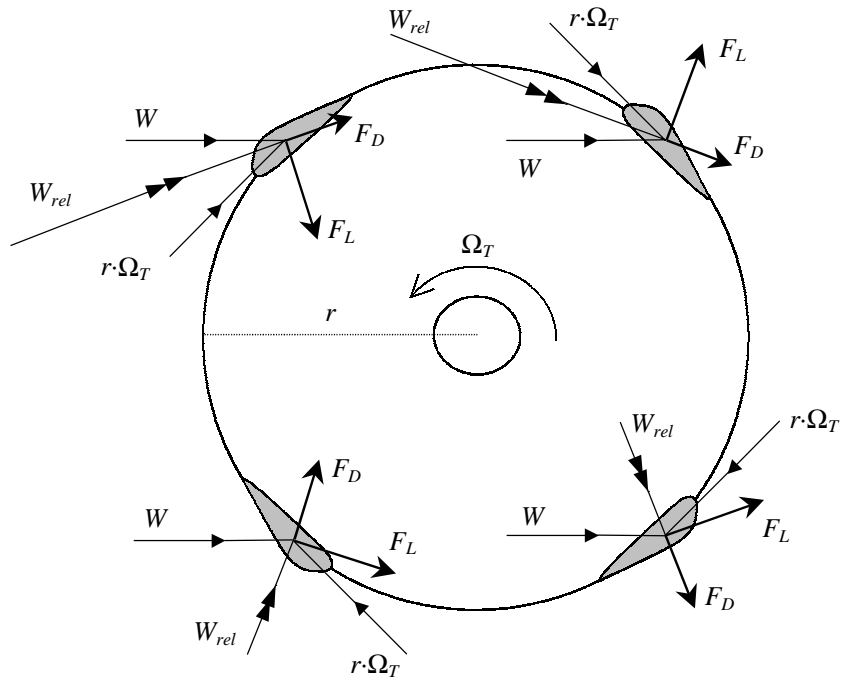


Figura 3.7: Fuerzas sobre un elemento de pala de una turbina de eje vertical en los distintos cuadrantes.

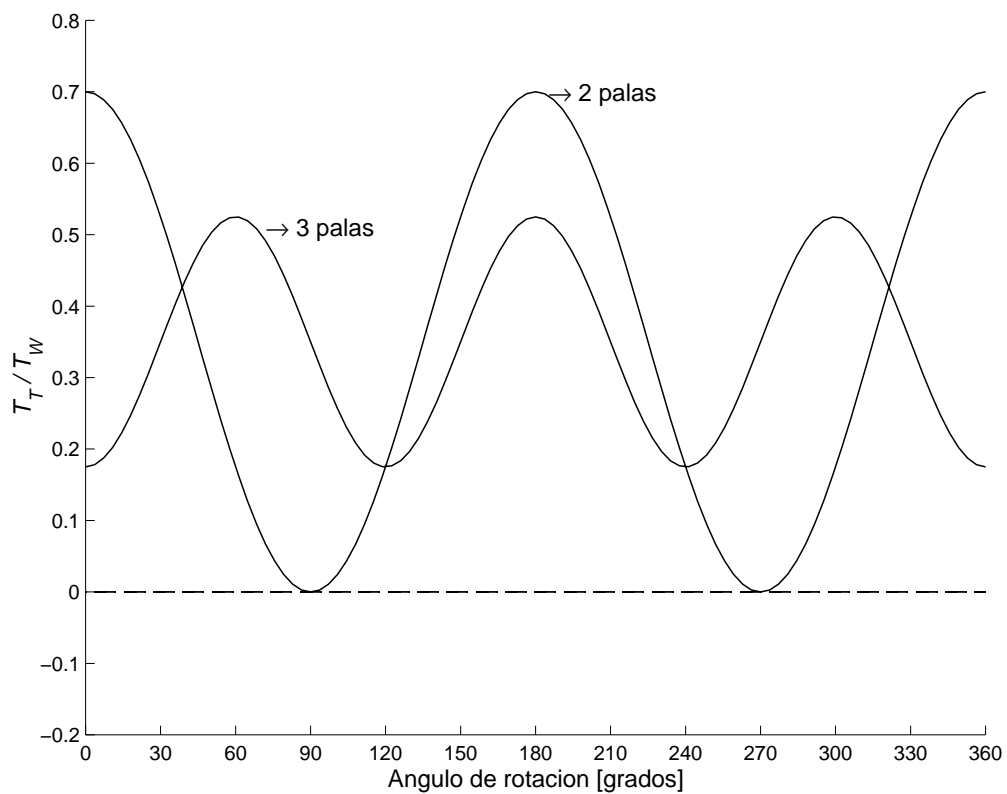


Figura 3.8: Par sobre una turbina de eje vertical en función de su posición angular.

3.2.4 Coeficientes de par y potencia

La velocidad relativa del viento con respecto a las palas de la turbina, W_{rel} , puede expresarse en función de la relación de velocidades en punta de pala λ :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_T}{W}. \quad (3.15)$$

Efectivamente,

$$W_{rel}^2(r) = W^2 + (r \cdot \Omega_T)^2 = W^2 \cdot \left[1 + \left(\frac{r}{R} \cdot \lambda \right)^2 \right], \quad (3.16)$$

$$\vartheta(r) = \arctg \frac{R}{r} \cdot \lambda.$$

Luego, a partir de las curvas de $C_L(\gamma)$ y $C_D(\gamma)$ y de la ecuación (3.14), el par de la turbina T_T y la potencia mecánica en el eje $P_T = T_T \cdot \Omega_T$ pueden expresarse como (Sharpe, 1990):

$$T_T = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R \cdot C_T(\lambda) \cdot W^2, \quad (3.17)$$

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_P(\lambda) \cdot W^3.$$

C_T y C_P son los coeficientes de par y potencia que quedan expresados como función de una única variable λ , y están relacionados entre sí por:

$$C_T(\lambda) = \frac{C_P(\lambda)}{\lambda}. \quad (3.18)$$

Las ecuaciones (3.17) son válidas tanto para turbinas de eje horizontal como de eje vertical. Sin embargo, debido a que para estas últimas T_T y P_T no son constantes sino que son oscilatorias con el período dado por una revolución de la turbina, $C_T(\lambda)$ y $C_P(\lambda)$ están asociadas al valor medio de T_T y P_T (Fortunato *et al.*, 1995; Paraschivoiu, 1987).

La Figura 3.9.a y la Figura 3.9.b muestran los coeficientes C_P y C_T para una turbina típica. La curva de C_P tiene un valor máximo C_{Popt} para un único valor de λ , llamado λ_{opt} . Este valor máximo de eficiencia está acotado por el límite de Betz, determinado en §3.2.2. Las turbinas de eje horizontal modernas alcanzan un valor máximo C_{Popt} de 0,42 mientras que las turbinas de eje vertical tienen un rendimiento levemente inferior. El coeficiente de par tiene también un valor máximo C_{Tmax} para un único valor de $\lambda = \lambda_T$. Este valor λ_T es siempre menor al λ_{opt} .

En la Figura 3.9.c se muestra la curva $C_P(\lambda)/\lambda^3$ en función de λ que será útil para interpretar la sección §3.2.5. Puede verse que $C_P(\lambda)/\lambda^3$ tiene un máximo para un único valor $\lambda = \lambda_{max}$, que resulta siempre menor a λ_{opt} y λ_T .

Según el valor de λ , la región de operación de la turbina puede dividirse en dos: la región de operación normal y la región de pérdidas. En la región de operación normal, se verifica que $\lambda > \lambda_{opt}$, y como el ángulo de ataque sobre las palas es pequeño, la fuerza predominante sobre las palas es la de sustentación. Por el contrario, en la región de pérdidas, donde $\lambda < \lambda_{opt}$, la fuerza de arrastre aerodinámico cobra importancia.

Un modo particular de operación dentro de la región de pérdidas es llamado operación en pérdida de la turbina. Ocurre para valores de $\lambda < \lambda_{max} < \lambda_{opt}$. Debido a la elevada magnitud que alcanza la fuerza de arrastre aerodinámico, la potencia capturada disminuye con el aumento de la velocidad del viento (y, consecuentemente, del ángulo γ).

Observación: No debe confundirse la región de pérdidas definida como la región en que disminuye el coeficiente de potencia en la medida que decrece λ , con la operación en pérdida de la turbina, que se caracteriza por la disminución de la potencia capturada con el aumento de la velocidad del viento.

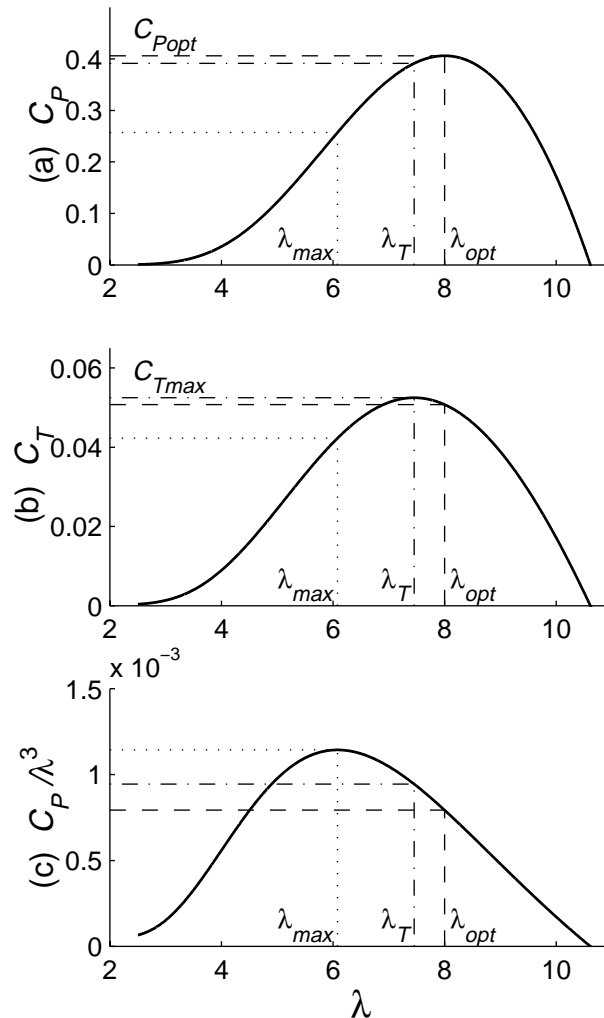


Figura 3.9: Coeficientes: (a) de potencia C_P , (b) de par C_T y (c) C_P/λ^3 .

3.2.5 Curvas de potencia

La existencia de un único λ_{opt} significa que para cada velocidad del viento W existe una única velocidad de rotación:

$$\Omega_{opt} = \lambda_{opt} \cdot W / R \quad (3.19)$$

para la cual la potencia mecánica es máxima y está dada por:

$$P_{opt}(W) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_{Popt} \cdot W^3 = C_{Popt} \cdot P_W(W). \quad (3.20)$$

La Figura 3.10 muestra las curvas de potencia versus velocidad de rotación de la turbina con el viento como parámetro.

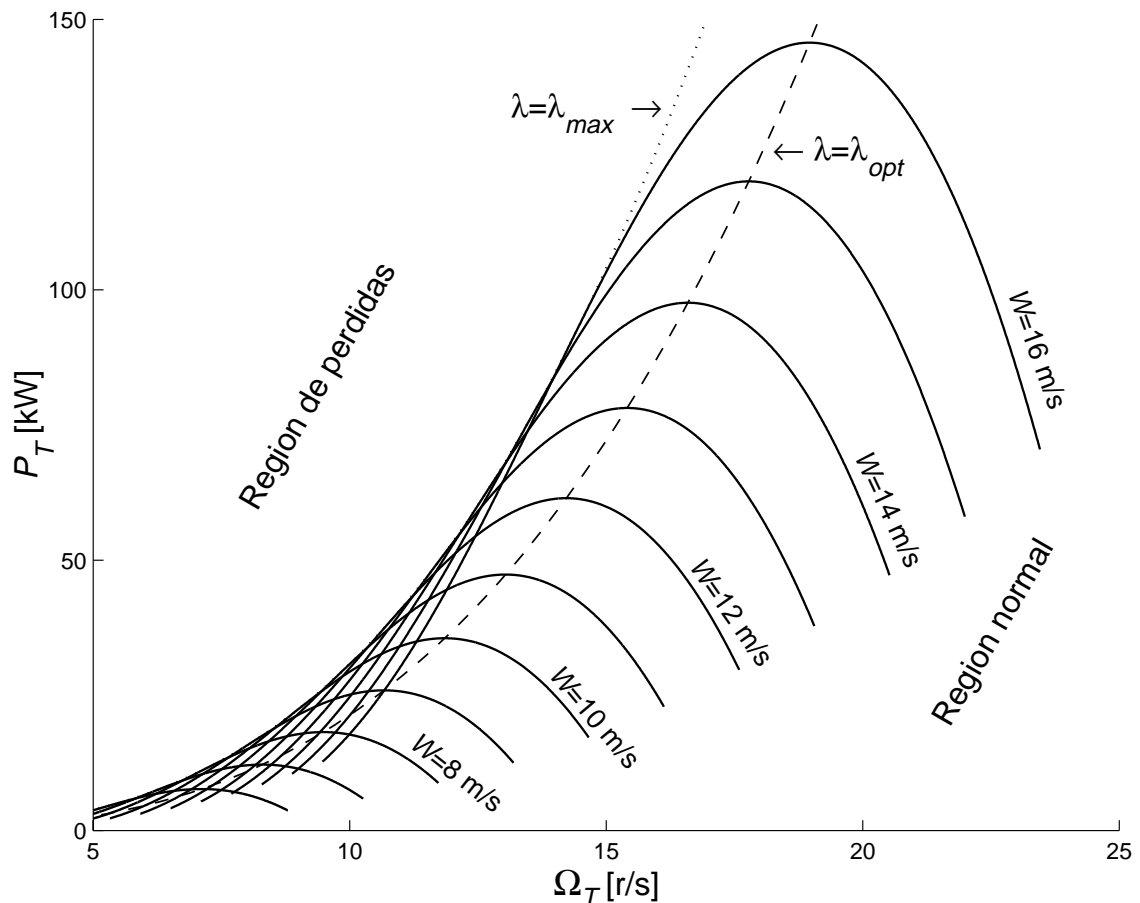


Figura 3.10: Curvas de potencia vs. velocidad de rotación de la turbina con la velocidad del viento como parámetro.

El máximo de potencia para cada curva está dado por (3.20). El lugar geométrico de todos los máximos es una parábola cúbica cuya expresión se obtiene de despejar W en la ecuación (3.19) y reemplazarlo en (3.20):

$$P_{opt}(\Omega_T) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R^3 \cdot \frac{C_{Popt}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \Omega_T^3. \quad (3.21)$$

Esta curva (identificada en la Figura 3.10 con trazo discontinuo y la inscripción $\lambda=\lambda_{opt}$) separa las dos regiones de operación de la turbina en el plano $P_T-\Omega_T$. Para velocidades de rotación mayores a la óptima, la turbina opera en la región normal; mientras que para velocidades de rotación menores a la óptima, la turbina opera en la región de pérdidas.

La Figura 3.11 muestra las curvas de potencia versus velocidad del viento para distintos valores de velocidad de rotación. Naturalmente, la potencia óptima para cada velocidad del viento está dada por (3.20). Luego, la parábola cúbica descrita por dicha ecuación es tangente a todas las curvas P_T-W .

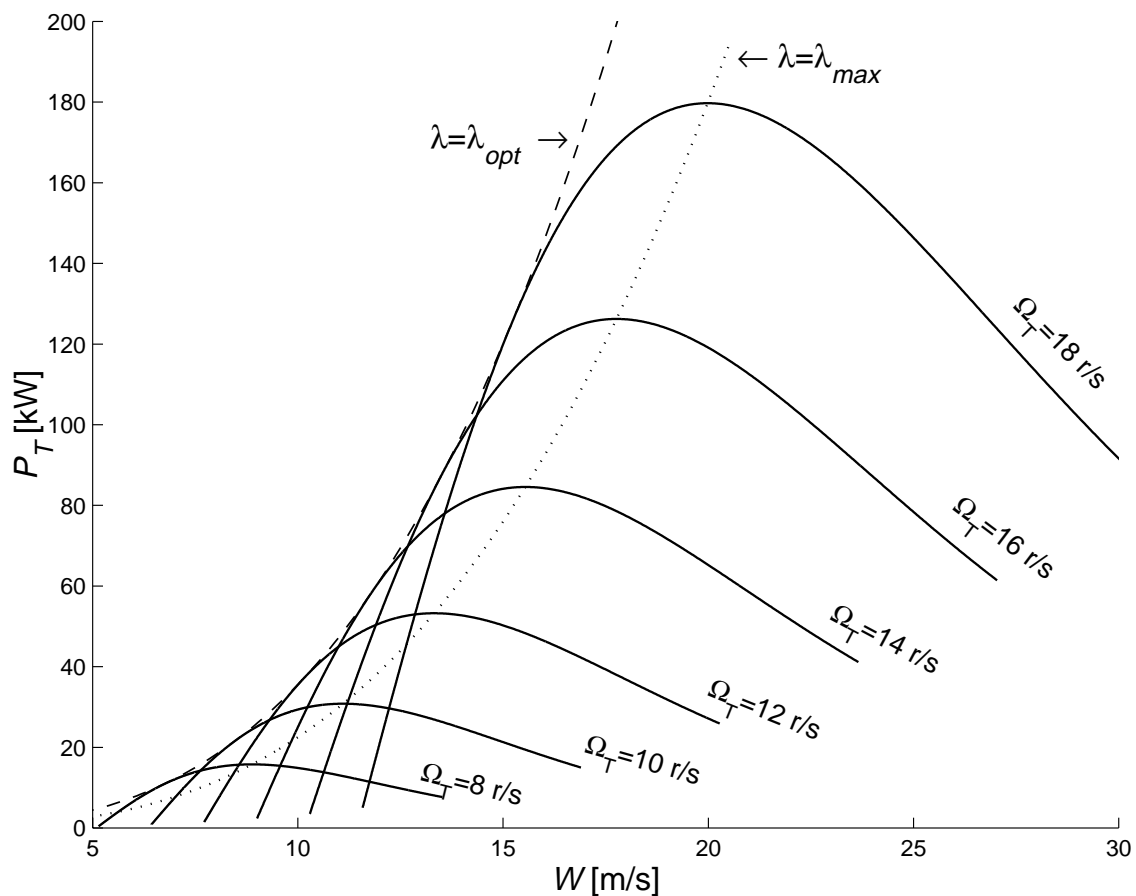


Figura 3.11: Curvas de potencia vs. velocidad del viento con la velocidad de rotación de la turbina como parámetro.

Dada una curva P_T-W , con $\Omega_T=\Omega_1$ constante, la turbina opera en la región normal para valores de viento menores a $W = R \cdot \Omega_1 / \lambda_{opt}$, correspondiente al punto de tangencia con $P_{opt}(W)$. Obviamente, en esta región, P_T crece a medida que el viento aumenta debido a que tanto P_W como C_P crecen. Cuando el viento supera la velocidad $W = R \cdot \Omega_1 / \lambda_{opt}$, la turbina entra en la región de pérdidas. Sin embargo, la potencia

sigue creciendo pues el decrecimiento de C_P no alcanza a contrarrestar el aumento de la potencia del viento que es proporcional a W^3 , hasta que para un dado valor de viento, dichos efectos se cancelan y la curva P_T-W alcanza un máximo.

A este máximo de potencia para cada velocidad de rotación le corresponde un único valor de λ denominado λ_{max} . Este λ_{max} es el valor de λ para el cual $C_P(\lambda)/\lambda^3$ es máximo, y está ubicado en la región de operación en pérdida de la turbina (véase la Figura 3.9.c). Si el viento crece por encima de $W = R \cdot \Omega_1 / \lambda_{max}$ la potencia desciende debido a que el efecto de pérdidas de las palas es superior al incremento de potencia disponible en el viento. Por ello, el punto de operación de la turbina con $\lambda = \lambda_{max}$ es llamado punto de entrada en pérdida de la turbina. Esta propiedad suele ser aprovechada para limitar la potencia de las turbinas cuando la velocidad del viento excede cierto valor. El lugar geométrico de todos los puntos máximos de las curvas P_T-W es una parábola cúbica descrita por

$$P_{max}(W) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_P(\lambda_{max}) \cdot W^3. \quad (3.22)$$

En el plano $P_T-\Omega_T$, los puntos de operación correspondientes a $\lambda = \lambda_{max}$ satisfacen la ecuación

$$P_{max}(\Omega_T) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R^3 \cdot C_P(\lambda_{max}) / \lambda_{max}^3 \cdot \Omega_T^3, \quad (3.23)$$

que representa una parábola cúbica tangente a todas las curvas $P_T-\Omega_T$ (Figura 3.10).

3.2.6 Cargas aerodinámicas sobre las turbinas

En esta sección se describen los distintos tipos de fuerzas perturbadoras a las cuales son sometidas las turbinas eólicas. Estas fuerzas pueden ser de carácter transitorio, constante, periódico o estocástico. En particular, se consideran turbinas de eje horizontal. Sin embargo, algunas de estas fuerzas actúan también sobre las turbinas de eje vertical, y se suman a las fuerzas fluctuantes mencionadas en §3.2.3C.

El mecanismo aerodinámico por el cual se convierte la energía cinética del viento en energía mecánica fue descrito en §3.2.2 y §3.2.3. El par aerodinámico y, en consecuencia, la potencia útil son producidos por una fuerza en el plano de rotación. Sin embargo, esta fuerza está ligada a la existencia de una fuerza resistente F_T en la dirección del eje. De todas maneras, ambas fuerzas son estacionarias cuando la turbina está sometida a un viento estacionario, y no producen problemas serios desde el punto de vista de diseño de la turbina.

Sin embargo, por el mismo mecanismo aerodinámico, surgen cargas fluctuantes debidas a perturbaciones en la velocidad del viento. Estas cargas deben ser tenidas en cuenta en el diseño de las turbinas y son, además, perjudiciales para su desempeño.

A Sombra de la torre

Las turbinas eólicas tienen una estructura o torre que soporta las palas. Esta torre presenta, naturalmente, resistencia al viento perturbando el flujo de aire tanto por delante como por detrás de sí (Garrad, 1990; Paraschivoiu, 1987).

Cuando una pala de la turbina está en una posición angular alejada de la torre, la velocidad del viento no es alterada por la presencia de la misma. Sin embargo, al aproximarse a la torre, el viento sobre la pala aumenta levemente y luego se reduce bruscamente. La Figura 3.12 muestra la variación aproximada de la velocidad del viento en la dirección del eje con respecto a la posición angular de las palas, así como su contenido espectral. La naturaleza periódica pero impulsiva del viento resultante produce una significativa cantidad de energía a frecuencias armónicas de la velocidad de rotación.

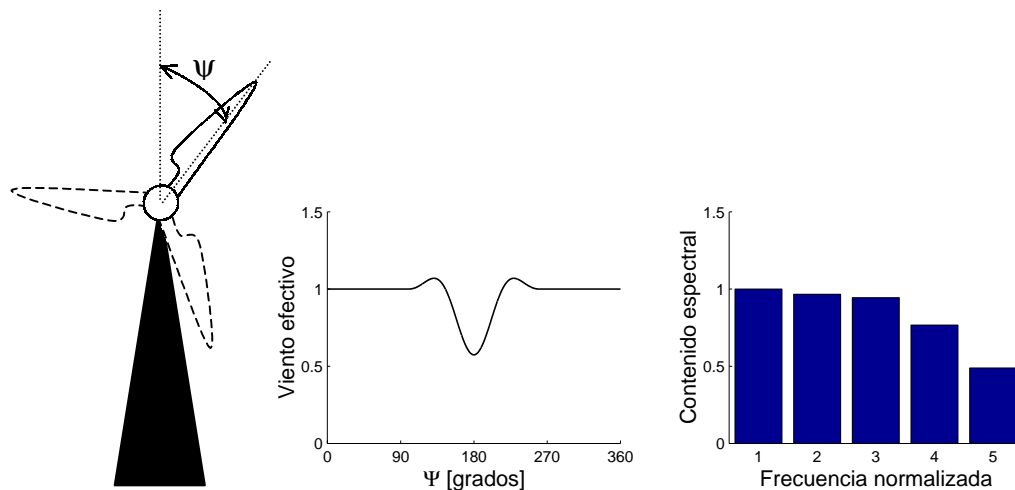


Figura 3.12: Perturbación ocasionada por la sombra de la torre sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

El efecto de sombra de la torre es especialmente severo en turbinas de eje horizontal con el rotor detrás de la torre, pues la velocidad del viento experimentada por las palas puede incluso anularse detrás de la estructura.

B Variación del viento con la altura

La variación de la velocidad del viento medio con la altura en las capas inferiores de la atmósfera fue analizada en §2.5. A medida que el rotor gira, las palas perciben al perfil de viento como una velocidad de viento variable con un período dado por la velocidad de rotación (Garrad, 1990; Ekelund, 1997; Wasynczuk *et al.*, 1981).

La altura respecto al suelo de un punto de la pala situado a una distancia r del eje de rotación es:

$$z = H + r \cdot \cos \psi, \quad (3.24)$$

donde H es la altura de la torre y ψ es el ángulo entre la pala y la vertical. Luego, el viento experimentado por dicho punto depende de ψ y está dado por:

$$\bar{W}(\psi) = \frac{\bar{W}(H)}{\ln(H/z_0)} \cdot \ln\left(\frac{H + r \cdot \cos \psi}{z_0}\right). \quad (3.25)$$

Si el perfil de viento fuese lineal, la fluctuación sería una senoide perfecta. Sin embargo, debido a que el perfil es logarítmico, aparecen algunos armónicos de bajo orden (Figura 3.13).

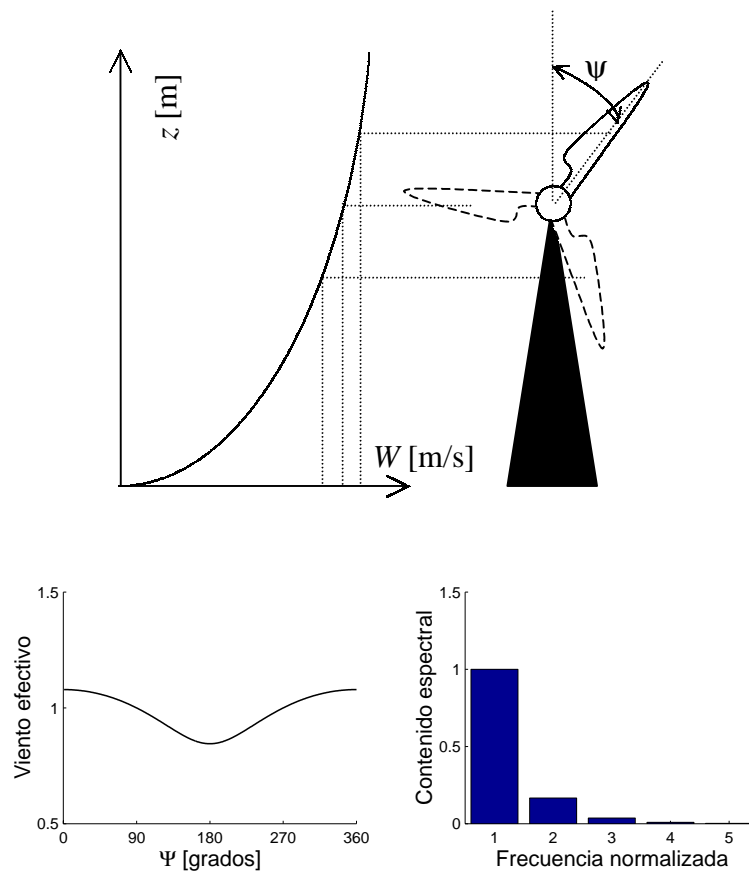


Figura 3.13: Perturbación ocasionada por la variación del viento con la altura sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

C Desalineación del rotor

Todas las turbinas de eje horizontal tienen un mecanismo de orientación del rotor en la dirección del viento. A pesar de ello, las turbinas operan durante casi todo el tiempo desalineadas debido a que la dirección del viento no puede medirse con buena

exactitud y además varía sobre el área barrida por el rotor, y a que el mecanismo de alineación es lento en comparación con los cambios de dirección del viento.

Las turbinas con rotor delante de la torre pueden estar desalineadas hasta un ángulo $\theta_{alin}=30^\circ$ durante algunos minutos, mientras que las turbinas con rotor detrás de la torre, que no requieren control del mecanismo de alineación, suelen operar con errores entre $\theta_{alin}=5^\circ$ y $\theta_{alin}=10^\circ$ en forma persistente (Figura 3.14). Esta desalineación da lugar a una componente de velocidad del viento en el plano de rotación, dada por $W \cdot \sen \theta_{alin}$ (Garrad, 1990; Hansen y Butterfield, 1993).

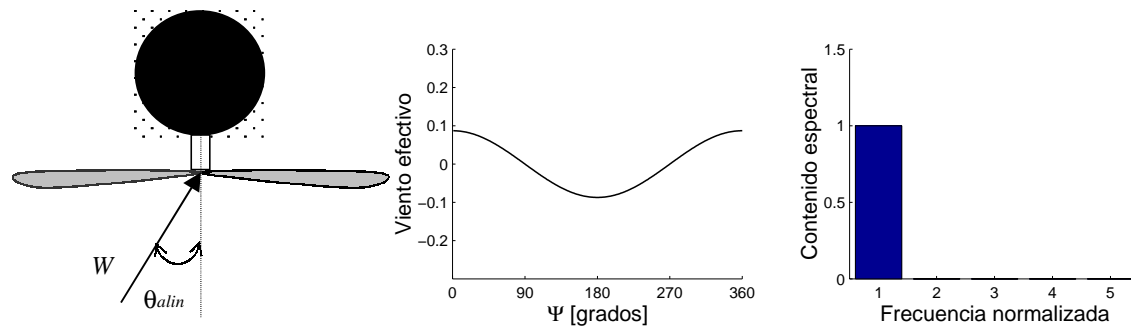


Figura 3.14: Efecto de desalineación del rotor sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

Cuando las palas forman un ángulo ψ respecto a la vertical, esta componente refuerza o debilita la componente del viento equivalente tangente a la trayectoria de rotación $r \cdot \Omega_T$:

$$W_t = r \cdot \Omega_T + W \cdot \sen \theta_{alin} \cdot \cos \psi . \tag{3.26}$$

Esto produce una variación periódica sinusoidal de la carga aerodinámica y es una de las principales causas de fatiga de las palas.

D Inclinación del rotor

A menudo, las turbinas de eje horizontal tienen un rotor levemente inclinado de manera de aumentar el espacio libre entre la torre y las palas (Figura 3.15). El ángulo de inclinación θ_{inc} es del orden de 5° (Anghel y Cárdu, 1992). Desde el punto de vista aerodinámico, esto resulta en una carga similar a la de desalineación, pero desfasada 90° (Garrad, 1990). En efecto, la velocidad relativa del viento en la dirección de rotación es:

$$W_t = r \cdot \Omega_T + W \cdot \sen \theta_{inc} \cdot \sen \psi . \tag{3.27}$$

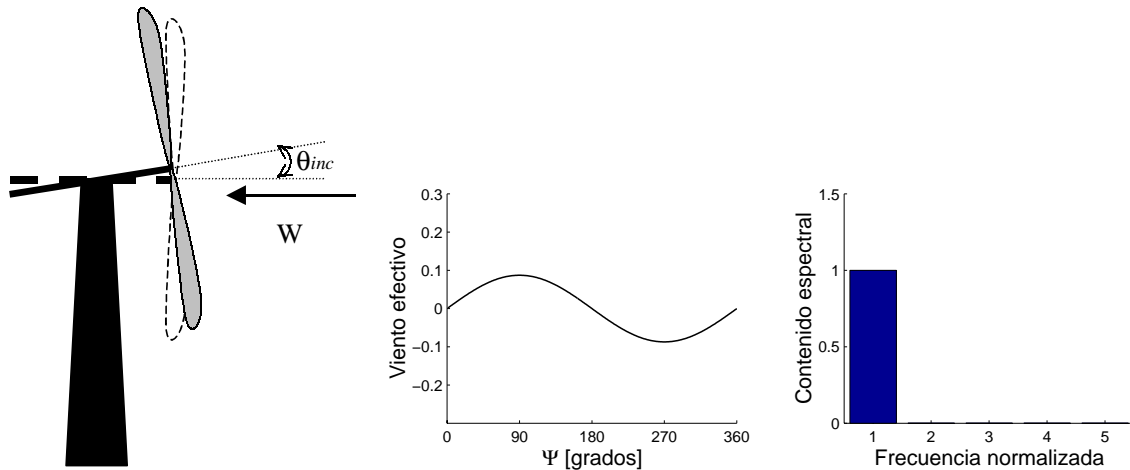


Figura 3.15: Efecto de inclinación del rotor sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

E Turbulencia

El viento a través de un área determinada no es constante ni uniforme. En efecto, en §2.6 se describieron las propiedades estadísticas de la turbulencia que permiten representar tanto la variación temporal como el gradiente de la velocidad del viento. Debido a que las turbinas barren un área a través de la cual las fluctuaciones del viento pueden ser importantes, éstas tienen un efecto significativo sobre la carga aerodinámica.

Para determinar la incidencia de la turbulencia sobre las palas es conveniente obtener un modelo de la turbulencia experimentada por un observador situado en un punto rotante (Garrad, 1990; Hansen y Butterfield, 1993; Ekelund, 1997).

Supóngase que, en principio, no existe variación temporal del viento. Es decir, la velocidad del viento es constante en cada punto, aunque posiblemente diferente a la de cualquier otro punto. Luego, aun cuando la variación espacial es aleatoria, cualquier punto de la pala rotando a velocidad constante experimenta una fluctuación periódica del viento. Su densidad espectral de potencia consiste entonces de impulsos a las frecuencias múltiplos de la velocidad de rotación.

Si ahora se considera la posibilidad de que la velocidad del viento varíe en el tiempo, la densidad de potencia deja de ser impulsiva y pasa a ser continua y con picos centrados en las frecuencias mencionadas. La amplitud de estos picos depende de dos parámetros:

$$\Gamma_1 = \frac{r}{L_w},$$

$$\Gamma_2 = \frac{1}{t_w \cdot \Omega_T},$$
(3.28)

donde $L_w = \overline{W} \cdot t_w$ es llamada longitud de correlación, y es independiente de \overline{W} debido a que t_w es inversamente proporcional a él (véase (2.4)).

Naturalmente, a medida que el radio, es decir la distancia del punto considerado al centro de rotación, aumenta, la variación del viento alrededor de la circunferencia descrita por el punto aumenta, y la amplitud de los picos crece.

Por otro lado, si la velocidad de rotación es muy rápida, la variación temporal del viento alrededor de una revolución es despreciable. En el límite, se llega a la condición de viento constante dando lugar a impulsos en la densidad espectral de potencia. Por el contrario, si la velocidad de rotación es muy baja respecto al ancho de banda de la turbulencia (asociado a t_w), el espectro en frecuencia se aproxima al correspondiente a un punto estacionario.

En Ekelund (1997), se presentan gráficas de la densidad de potencia normalizada para distintos valores de las constantes Γ_1 y Γ_2 .

F Efectos de las cargas aerodinámicas sobre el par de la turbina

Se han resumido hasta aquí los distintos tipos de perturbaciones en la velocidad del viento. Estas perturbaciones generan una distribución espacial del viento. Debido a la rotación, el viento percibido por cada punto de la pala tiene una fuerte componente periódica a una frecuencia dada por la velocidad de rotación.

La determinación del viento punto a punto, y en consecuencia, de la fuerza resistente axial, permite analizar los problemas mecánicos asociados como fatiga y rotura de las palas. Pero, además, las perturbaciones de viento producen fluctuaciones en el par aerodinámico que se transfieren al eje de transmisión afectando la generación eléctrica. Los armónicos que se propagan son aquellos múltiplos del número de palas de la turbina, mientras que los otros armónicos se cancelan. En realidad esta cancelación suele ser sólo parcial debido a desbalances en el rotor. También pueden aparecer frecuencias que no son múltiplos de la frecuencia de rotación ocasionadas, por ejemplo, por oscilaciones de la torre (Wasynczuk *et al.*, 1981; Thiringer, 1996).

3.3 Resumen del capítulo

Se ha presentado una clasificación de las turbinas eólicas según la disposición de su eje y su principio de funcionamiento. Se ha obtenido el límite superior teórico del rendimiento de conversión de las turbinas eólicas.

Se definieron los coeficientes de las fuerzas de sustentación (que impulsa las turbinas eólicas modernas) y de arrastre. Estas fuerzas varían fuertemente con el ángulo de ataque de las palas de la turbina. A partir de ellos, se definieron los coeficientes de

par y de potencia de las turbinas en función de la relación λ entre la velocidad tangencial en la punta de las palas y la velocidad del viento. Se obtuvieron dos condiciones particulares de operación: la de operación óptima y la de entrada en pérdida. La primera se corresponde con el valor de λ para el cual el coeficiente de potencia es máximo, y permite determinar, para cada velocidad del viento, la velocidad de rotación óptima que maximiza la potencia extraída. La segunda condición, de entrada en pérdida, se ha definido como aquella para la cual la potencia extraída tiene un máximo respecto a la velocidad del viento. Se distinguieron dos regiones de operación de las turbinas, la región normal y la región de pérdidas, según sea la velocidad de rotación mayor o menor que la óptima, respectivamente. Es decir, que la condición de operación óptima separa las dos regiones de operación, mientras que la entrada en pérdida es una condición particular de operación dentro de la región de pérdidas.

Se describieron las distintas cargas aerodinámicas fluctuantes a las cuales son sometidas las turbinas eólicas. Estas cargas pueden afectar la vida útil de la instalación y deteriorar la calidad de la potencia generada. En las turbinas de eje horizontal, son causadas por la sombra de la torre, por la distribución espacial del viento (tanto por su variación con la altura, como debido a la turbulencia) en conjunción con la gran área barrida por la turbina, y por la desalineación e inclinación del rotor. En turbinas de eje vertical, los problemas de desalineación no existen. Sin embargo, el par sobre las palas varía fuertemente con su posición angular, y predomina sobre los demás efectos.