

Introducción a la Energía Eólica

Introducción

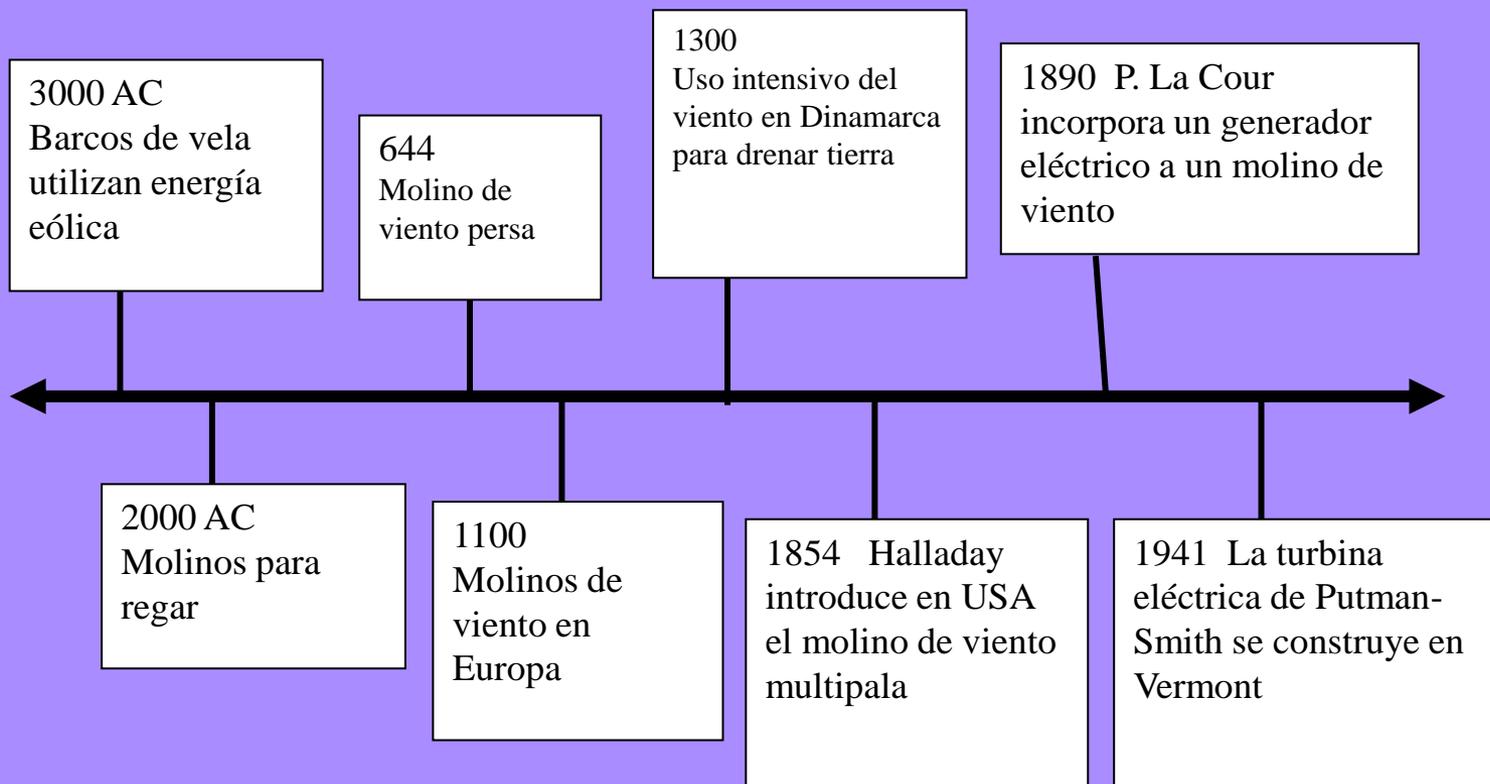
Ventajas de la energía eólica

- ▶ Es energía renovable: habrá viento hasta que el sol se extinga o la atmósfera desaparezca.
- ▶ Es energía limpia, sin emisión de gases de efecto invernadero.
- ▶ El impacto ambiental de las instalaciones eólicas es muy pequeño:
 - El ruido es pequeño: puede mantenerse una conversación sin esfuerzo en la base de un aerogenerador. El ruido es mayor cuando el viento es fuerte, pero entonces el ruido ambiente también es mayor. El nivel de ruido es como el de un frigorífico a 50 metros.
 - Las granjas o parques eólicos sólo ocupan un 2% de la tierra. El 98% restante puede utilizarse para pastos, carreteras, industria, ...
 - La muerte de aves es menor que la producida por líneas de corriente, casas o coches. Los nuevos diseños tubulares de las torres minimizan el problema. El impacto en la fauna es positivo si uno tiene en cuenta la reducción de emisiones que involucra.
- ▶ Proporciona diversificación rural y empleo local, es fácil de integrar en redes de potencia eléctrica ya existentes.
- ▶ El diseño de aerogeneradores es flexible y con aplicaciones diversas.
- ▶ El coste de producción ha bajado más de un 80% en dos décadas.

Historia de la energía eólica

- ▶ El hombre usa por primera vez la energía del viento en Egipto, alrededor del año 3000 AC, para propulsar barcos de vela.
- ▶ Se dice que Hammurabi usaba molinos de viento para irrigación en el año 2000 AC. Los primeros molinos conocidos son los de Seistan, del siglo VII.
- ▶ En el año 1400, el papa Celestino III reclama la propiedad del viento: los molinos pueden usarlo pagando una cuota.
- ▶ En 1854 Halladay introduce un molino de viento ligero, barato, que se erige como uno de los símbolos de las granjas americanas.
- ▶ In 1888 Brush construye la que se cree es la primera turbina eólica para generación eléctrica, mejorada en los años siguientes por Poul La Cour.
- ▶ El primer molino de viento de grandes dimensiones para generación de electricidad, la turbina Smith-Putnam, fue construida en Vermont en 1945.
- ▶ En el año 2005, existen generadores que producen más de 5 MW, y grandes parques (o “granjas”) eólicas instaladas en el mar (“offshore”).

Algunos hitos en la historia de la energía eólica



Evolución tecnológica del aerogenerador



En 1888 Brush construyó la que hoy se cree fue la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad (aerogenerador). Tenía un diámetro de rotor de 17 m y 144 palas fabricadas en madera de cedro. A pesar del tamaño de la turbina, el generador era solamente de 12 kW, debido a que las turbinas eólicas de giro lento del tipo americano tienen una eficiencia media baja (Poul la Cour más tarde descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido con pocas palas de rotor son más eficientes para la producción de electricidad que las de giro lento). La turbina funcionó durante 20 años actuando como cargador de baterías.

Poul la Cour (1846-1908), es considerado el pionero de las modernas turbinas eólicas generadoras de electricidad. También fue uno de los pioneros de la moderna aerodinámica, y construyó su propio túnel de viento para realizar experimentos. En 1918 unas 120 empresas públicas locales tenían un aerogenerador, generalmente del tamaño de 20 a 35 kW.



Aerogeneradores La Cour

*Turbina eólica de Brush en Cleveland
(12 kW, 17 metros)*

Durante la segunda guerra mundial, la compañía danesa de ingeniería F.L. Smidth construyó diversos aerogeneradores bi y tripala. Los fabricantes daneses han fabricado realmente aerogeneradores bipala, aunque el denominado "concepto danés" se refiere a una máquina tripala. Las bipala (al igual que sus predecesoras) generaban CC. Las tripla incorporaban un generador asíncrono de CA.



Turbinas F.L. Smidth



El innovador aerogenerador Gedser de 200 kW (construido por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS de Dinamarca) marcó los años de postguerra. La turbina tripala con rotor a barlovento, con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores. La turbina disponía de regulación por pérdida erodinámica (básicamente, el mismo empleado actualmente en las modernas turbinas). J. Juul inventó los frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, que se sueltan por la fuerza centrífuga en caso de sobrevelocidad. Funcionó durante 11 años sin mantenimiento.



El aerogenerador Gedser (200 kW,

En los años 70, después de la primera crisis del petróleo (1973), el interés por la energía eólica se reavivó con fuerza en muchos países. En Dinamarca, Alemania, Suecia, el Reino Unido y los EE.UU., las compañías de energía dirigieron su atención a la construcción de grandes aerogeneradores. En 1979 se construyeron dos aerogeneradores Nibe de 630 kW, uno con regulación por cambio de paso de pala y el otro de regulación por pérdida aerodinámica. Las turbinas resultaron extremadamente caras y, en consecuencia, el alto precio de la energía devino un argumento clave en contra de la energía eólica.

La máquina Bonus 30 kW, fabricada desde 1980, es un ejemplo de uno de los primeros modelos de los fabricantes actuales.



Aerogenerador Bonus 30 kW

La generación de aerogeneradores de 55 kW que fueron desarrollados en 1980-1981 supuso la ruptura industrial y tecnológica para los modernos aerogeneradores. El coste del kilovatio-hora (kWh) de electricidad cayó alrededor de un 50 por ciento con la aparición de esta nueva generación. La industria eólica se hizo mucho más profesional.



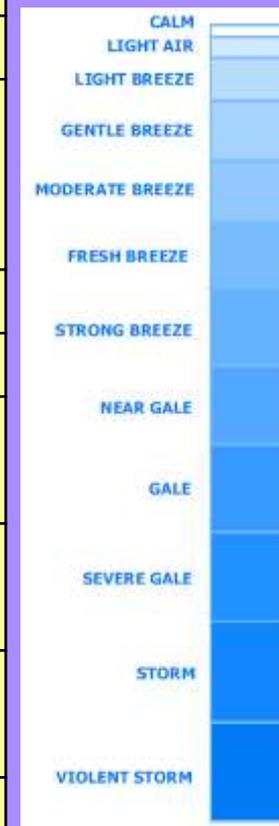
Aerogeneradores Nordtank 55 kW

El viento y su aprovechamiento energético

Naturaleza y clasificación del viento

En este apartado vemos primero (aquí abajo) la clasificación convencional del viento en función de su velocidad (español e inglés) . A continuación estudiamos el origen del viento a distintas escalas geográficas.

Escala de velocidades de viento			
Velocidades de viento a 10 m de altura		Escala Beaufort (anticuada)	Viento
m/s	nudos		
0,0-0,4	0,0-0,9	0	Calma
0,4-1,8	0,9-3,5	1	Ligero
1,8-3,6	3,5-7,0	2	
3,6-5,8	7-11	3	
5,8-8,5	11-17	4	Moderado
8,5-11	17-22	5	Fresco
11-14	22-28	6	Fuerte
14-17	28-34	7	
17-21	34-41	8	Temporal
21-25	41-48	9	
25-29	48-56	10	Fuerte temporal
29-34	56-65	11	
>34	>65	12	Huracán



1 m/s = 3,6 km/h = 2,237 millas/h = 1,944 nudos

1 nudo = 1 milla náutica/h = 1,125 millas/h = 1,852 km/h = 0,5144 m/s

Naturaleza y causas del viento

¿De dónde viene la energía eólica?

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la maremotriz y la geotérmica), incluyendo la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. La Tierra recibe $1,74 \times 10^{14}$ kW de potencia del sol.

Alrededor de un 1 a un 2% de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.

Los vientos tienen distinto origen o naturaleza según la escala geográfica en la que varían:

Variación a escala global, ~ 10.000 km (vientos geostróficos)

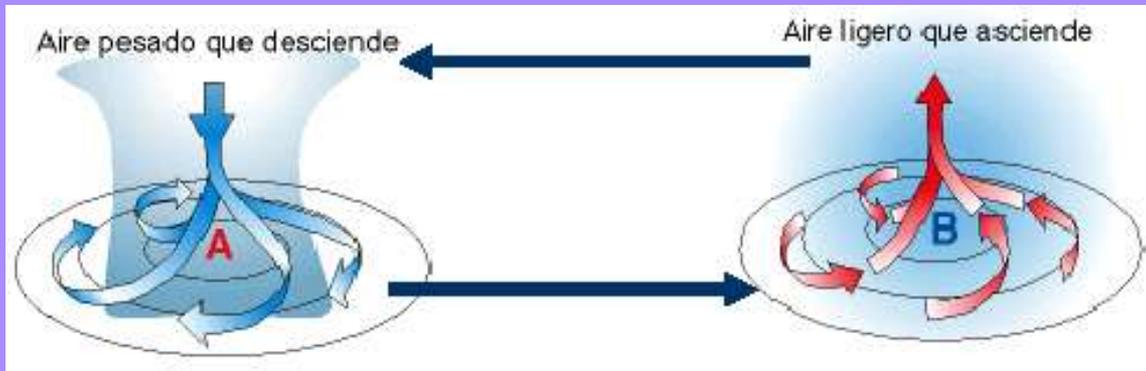
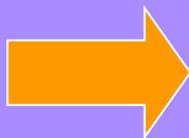
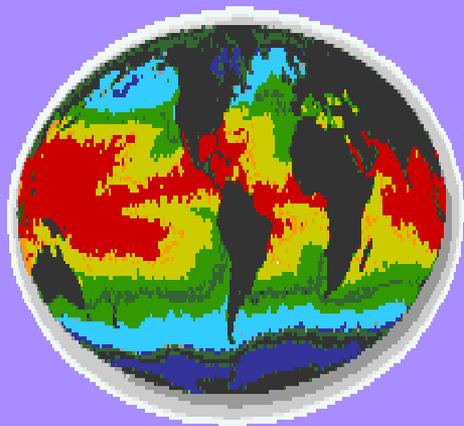
Variación en la macroescala, ~ 1.000 km

Variación en la mesoescala, ~ 100 km

Variación en la microescala, ~ 10 km

Causas del viento a escala global

- Desigual calentamiento de la tierra (también causa de vientos a menor escala)



Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo. Estas áreas calientes están indicadas en colores cálidos, rojo, naranja y amarillo, en esta imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar (tomada de un satélite de la NASA, NOAA-7, en julio de 1984).

El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador. Veamos los efectos de la rotación de La Tierra ...

La fuerza de Coriolis

Considere este cono rojo (a la derecha) moviéndose hacia el sur en la dirección del vértice del cono. La Tierra está girando si la miramos desde una cámara situada en el espacio exterior. El cono se está moviendo recto hacia el sur. Las imágenes son vistas frontales y de planta.



Al lado se muestran las mismas imágenes de arriba con la cámara fija sobre la superficie terrestre. Mire atentamente y se dará cuenta de que el cono rojo está girando sobre una curva hacia la derecha mientras se mueve. La razón por la que el cono no se mueve en la dirección recta en la que está apuntando es que nosotros, como observadores, estamos girando con el globo.



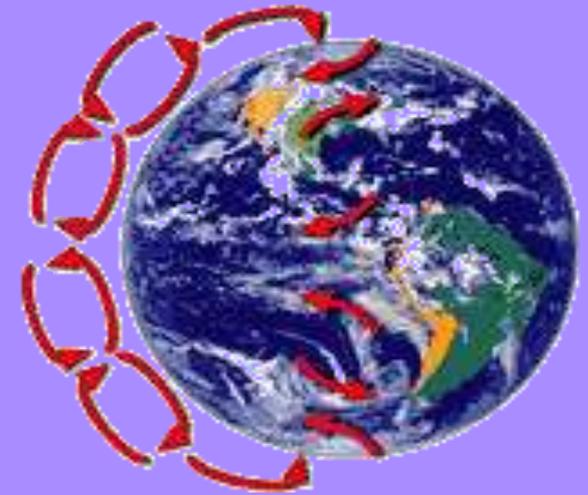
La fuerza de Coriolis es por tanto una fuerza ficticia o “inercial” que explica el efecto descrito cuando se obvia que el observador (nosotros) está girando. La fuerza de Coriolis es un fenómeno visible. Las vías del ferrocarril se desgastan más rápidamente de un lado que del otro. Las cuencas de los ríos están excavadas más profundamente en una cara que en la otra (de cual se trate depende en qué hemisferio nos encontremos : en el hemisferio norte las partículas sueltas son desviadas hacia la derecha).

En el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones.

En la página siguiente veremos como la fuerza de Coriolis afecta a las direcciones del viento en el globo.

Influencia en el viento de la fuerza de Coriolis

Debido a la rotación del globo, como acabamos de ver, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843).



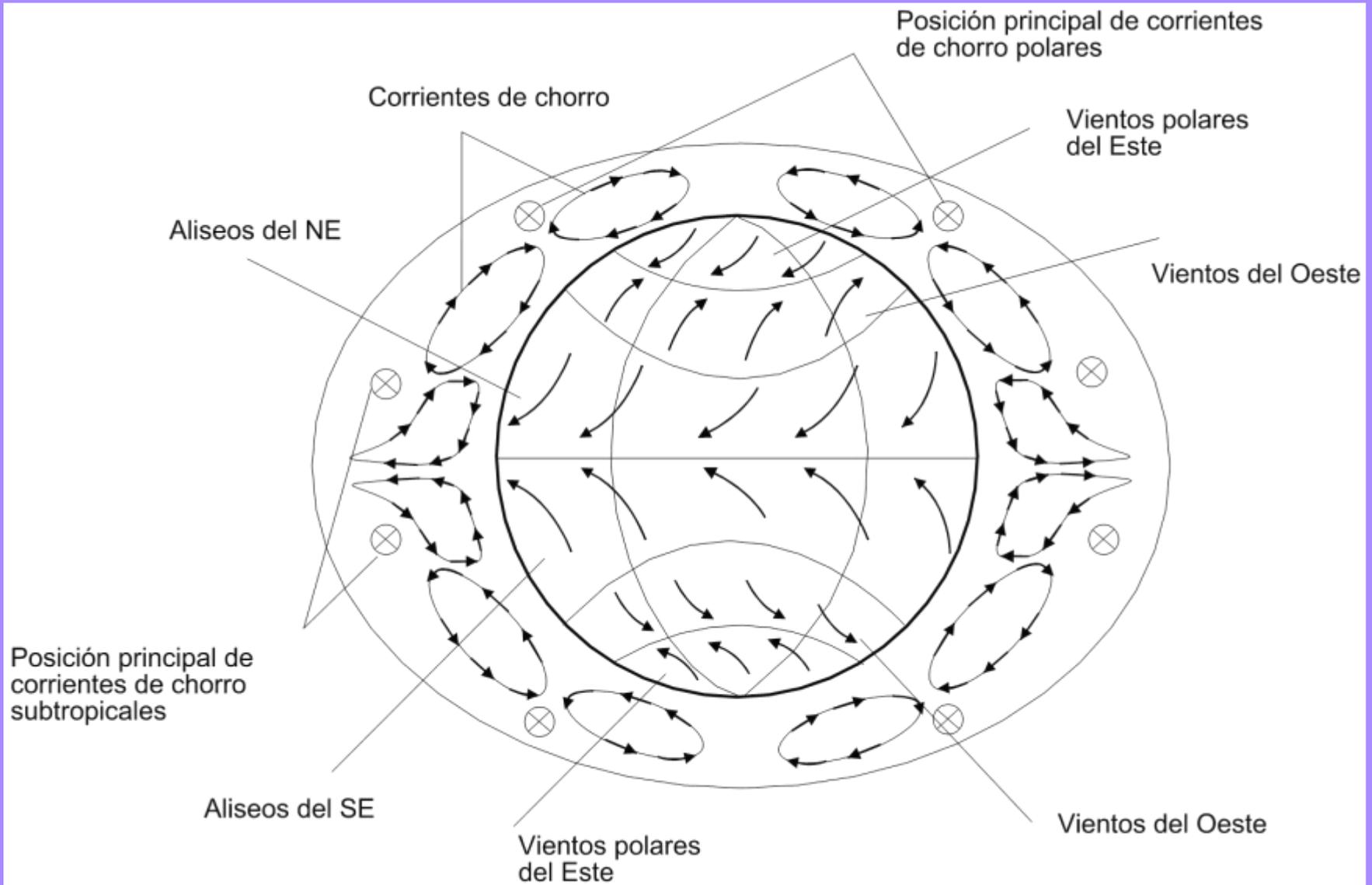
El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios **la fuerza de Coriolis** evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío. Teniendo en mente la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, obtenemos los siguientes resultados generales de las direcciones del viento dominantes:

Direcciones de viento dominantes

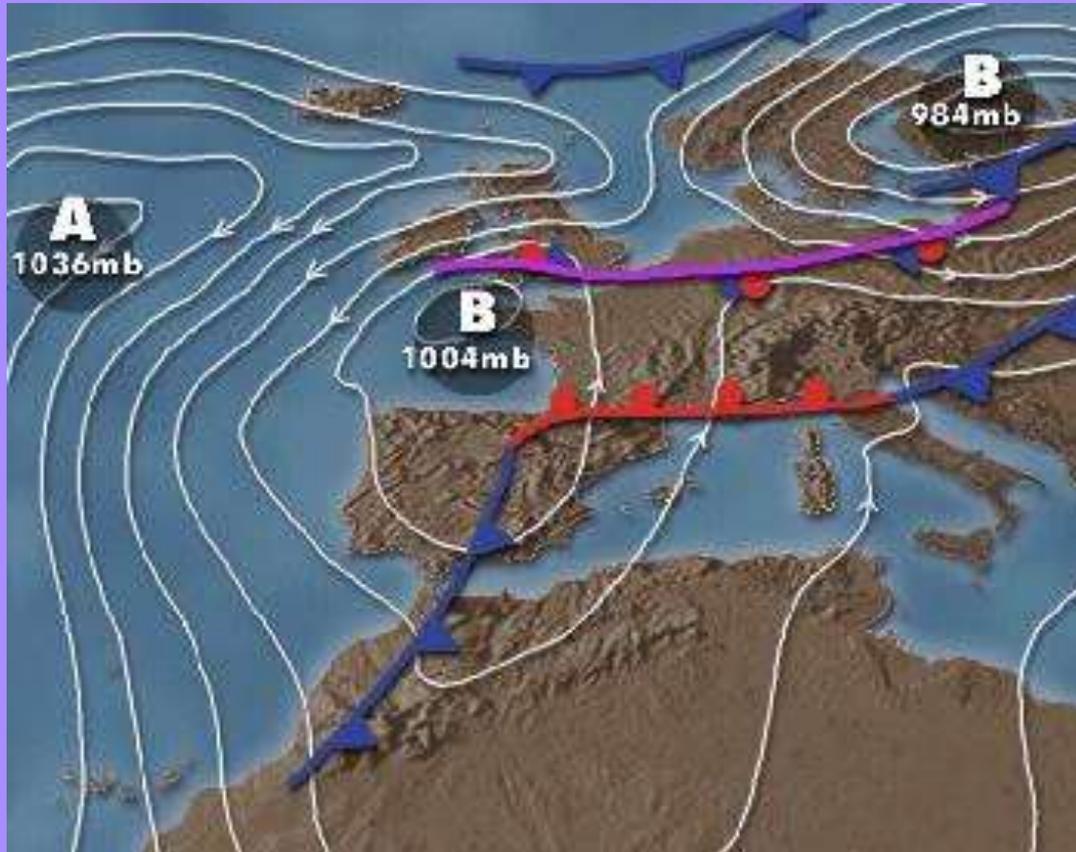
Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

El espesor de la atmósfera está exagerado en el dibujo de arriba (hecho a partir de una fotografía tomada desde el satélite de la NASA GOES-8). Realmente la atmósfera tiene un espesor de sólo 10 km, lo que representa 1/1200 del diámetro del globo. Esta parte de la atmósfera, conocida con el nombre de troposfera, es donde ocurren todos los fenómenos meteorológicos (y también el efecto invernadero). Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente queremos situarlo en un lugar en el que haya el mínimo número de obstáculos posibles para las direcciones dominantes del viento. Sin embargo la geografía local puede influenciar en los resultados de la tabla anterior (ver páginas siguientes, después de los mapas de vientos globales).

Variación del viento a escala global



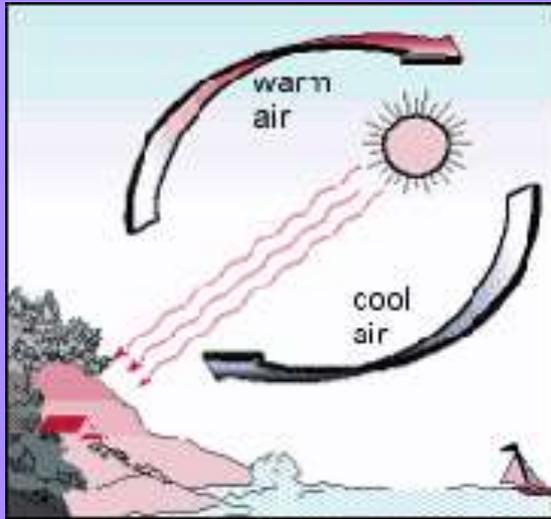
Variación del viento en la macro-escala



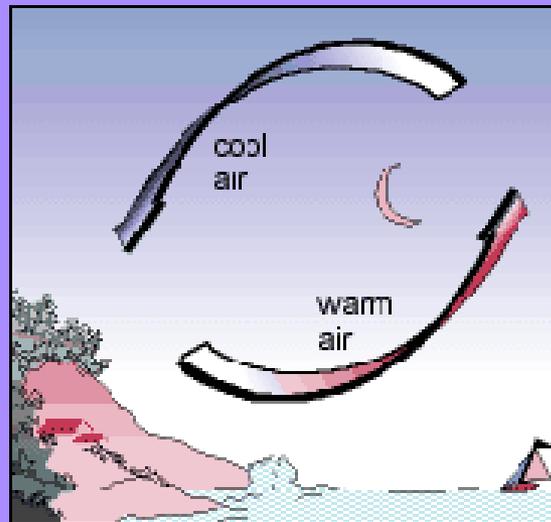
Causa: combinación de fuerzas de presión y de Coriolis

Variación del viento en la meso-escala: brisas marinas

DIA



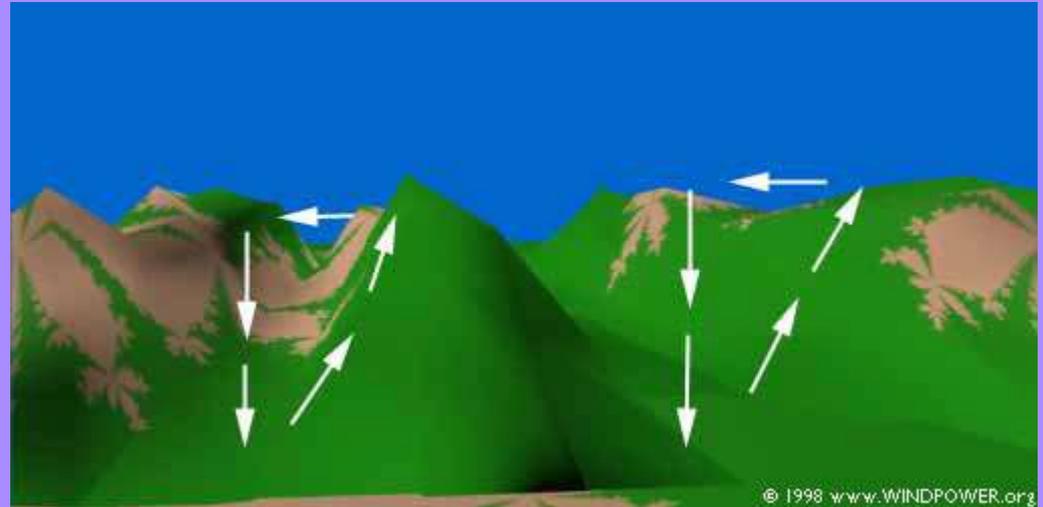
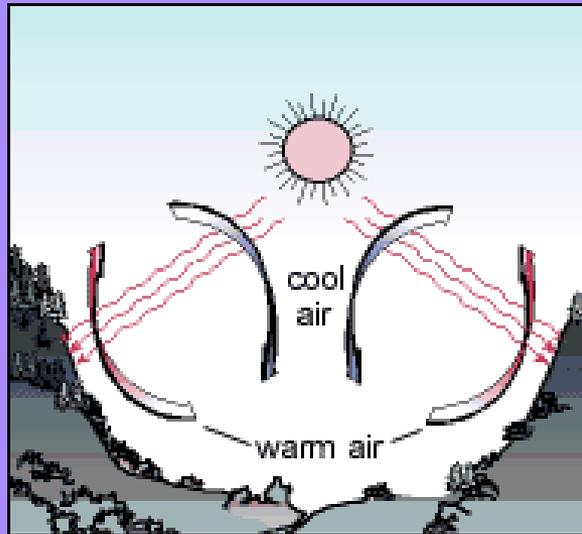
NOCHE



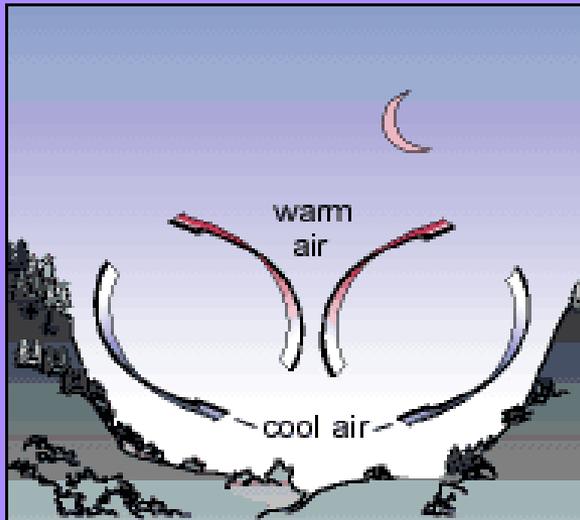
Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol (debido al menor calor específico del agua). El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Esto es lo que se llama **brisa marina**. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan. Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente durante la noche la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña. El conocido **monzón del sureste asiático** es en realidad una forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

Variación del viento en la meso-escala: vientos de montaña

DIA



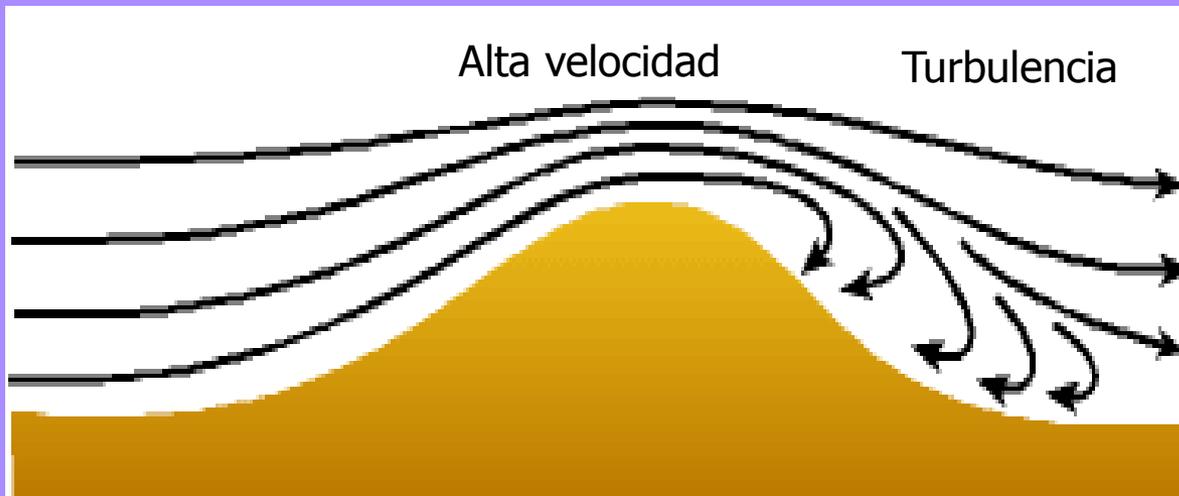
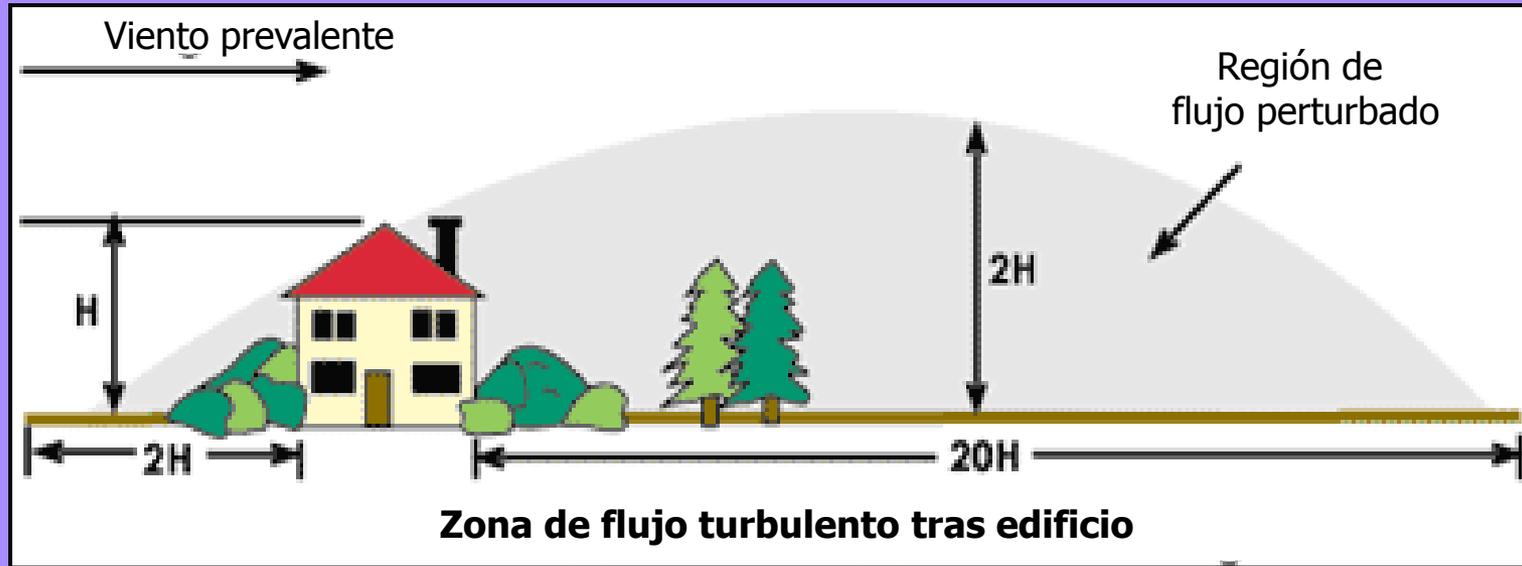
NOCHE



El **viento del valle** se origina en las laderas que dan al sur (o en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle; este efecto es conocido como viento de cañón. Los vientos que soplan en las laderas a sotavento pueden ser bastante potentes. Ejemplo de ello son: El Fhon de los Alpes en Europa, el Chinook en las Montañas Rocosas y el Zonda en los Andes.

Ejemplos de otros sistemas de viento locales son el Mistral, soplando a lo largo del valle del Rhone hasta el Mar Mediterráneo, y el Sirocco, un viento del sur proveniente del Sahara que sopla hacia el Mar Mediterráneo.

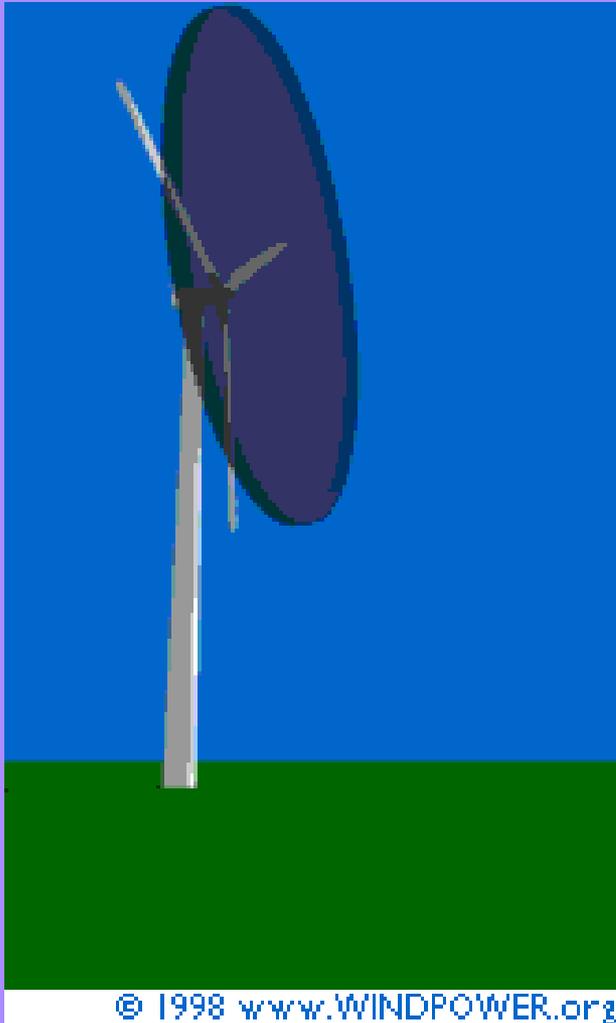
Variación del viento en la microescala



Causa: pequeños obstáculos, cerros, colinas, estelas de aeroturbinas u otros obstáculos

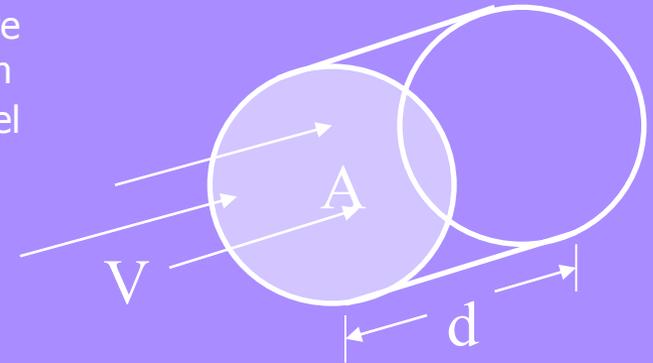
Potencia eólica

La potencia del viento nos da un primer límite para la potencia de un aerogenerador. Para calcularla, evaluamos la energía cinética (E_K) de la masa de aire (m) que atraviesa, por unidad de tiempo, la sección barrida por las palas (A).



$$\text{Potencia} = \text{Trabajo} / t = E_K / t = \frac{1}{2}mV^2 / t$$

Esquema del cilindro de aire que atraviesa el rotor en un tiempo t (disco violeta en el dibujo de la izquierda). El volumen es $\text{Vol} = A \cdot d$:



Como la masa de aire que atraviesa el área A en un tiempo t es $m = \rho A d$, y $d = Vt$ (donde V es la velocidad del viento), tenemos que:

$$\text{Potencia} = \frac{1}{2}(\rho A d)V^2 / t = \frac{1}{2}\rho A V^2 (d/t) = \frac{1}{2}\rho A V^3$$

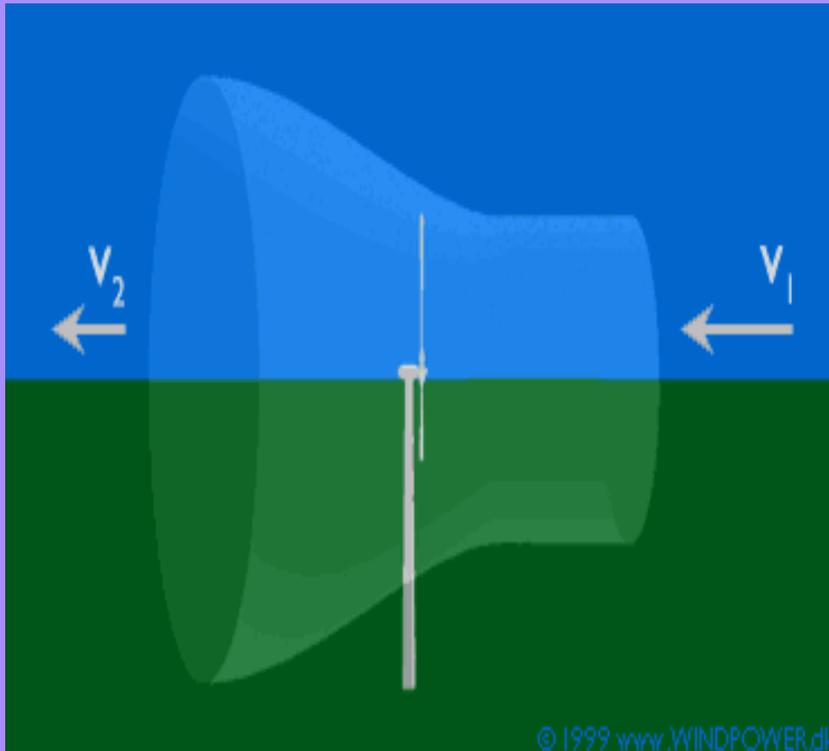
$$\text{Potencia eólica} = \frac{1}{2}\rho A V^3$$

... la potencia depende de la velocidad al CUBO !

Potencia de una turbina: coeficiente de potencia C_p

La fracción de la energía del viento que una turbina convierte en la práctica en energía mecánica de rotación se llama "coeficiente de potencia" (C_p) de esa turbina. Así:

$$\text{Potencia de una turbina} = C_p * \text{Potencia del viento} = C_p \frac{1}{2} \rho A V^3$$

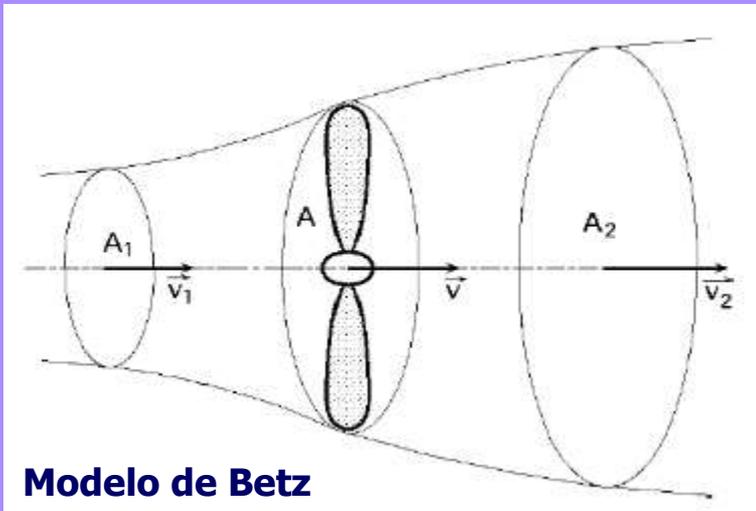


Nótese que una turbina nunca puede extraer toda la energía cinética del viento, puesto que el aire no se para al atravesar la turbina (es decir, $C_p < 1$). Su velocidad disminuye de v_1 a v_2 , como muestra la figura. Por conservación de la masa, si la velocidad disminuye, la sección del tubo de corriente considerado aumenta.

En el apartado siguiente calcularemos cuál es el máximo coeficiente de potencia con que puede funcionar una turbina (límite de Betz).

Límite de Betz

Sea un tubo de corriente como el esquematizado en la figura. Se supondrá que, a barlovento de la hélice, el aire posee una velocidad v_1 (velocidad del viento sin perturbar) en la sección transversal A_1 , mientras que la velocidad v_2 se corresponde con la sección transversal A_2 a sotavento de la zona en que se encuentra la hélice. En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma (área del rotor) es un disco imaginario de área A , siendo v la velocidad del viento en la misma (velocidad útil). Asimilamos la hélice a un disco de de área A que capta parte de la energía del aire en movimiento que llega a él, es decir $v_2 < v_1$. Sin embargo, es obvio que v_2 nunca es cero (no puede extraerse toda la energía cinética del aire).



El caudal másico ($Q_m = \text{densidad} \times \text{caudal} = \rho Q$) es constante (conservación de la masa), es decir:

$$Q_m = \rho Q = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v \quad (1)$$

(Esto explica que el tubo de corriente se ensanche tras la turbina, como $v_2 < v_1$, entonces $A_2 > A_1$)

Podemos expresar la potencia útil transferida por el viento a la turbina de dos maneras:

i) Pérdida, por unidad de tiempo, de energía cinética del viento al pasar por la hélice:

$$P_{\text{util}} = \frac{-\Delta E_k}{\Delta t} = \frac{E_{k1} - E_{k2}}{\Delta t} = \frac{\frac{1}{2} \rho A d (v_1^2 - v_2^2)}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) \quad (2)$$

donde hemos utilizado los argumentos y variables definidas dos transparencias atrás; en particular nótese que $v = d / \Delta t$

y ii) el trabajo generado, por unidad de tiempo, por la fuerza *del* viento (igual, por las leyes 2ª y 3ª de Newton, a *menos* la tasa de cambio en la cantidad de movimiento del aire al pasar por la hélice) sobre el área A :

$$P_{\text{util}} = Fv = \frac{\rho A d (v_1 - v_2)}{\Delta t} v = \rho A v^2 (v_1 - v_2) \quad (3)$$

Nótese que, por la 3ª ley de Newton:
Fuerza del viento = - *Fuerza sobre el viento* =
 = - $m(v_2 - v_1) / \Delta t = \rho A v (v_1 - v_2)$

De las ecuaciones (2) y (3) anteriores tenemos que

$$\frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) = \rho A v^2 (v_1 - v_2)$$

y, por tanto, recordando que $(a^2 - b^2) = (a+b)(a-b)$, que

$$v = \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad (4)$$

Es decir, en el modelo de Betz, y para que las ecuaciones (2) y (3) sean consistentes entre sí, la velocidad del viento en el plano de la hélice (velocidad útil) es la media de las velocidades del viento antes y después de la misma.

Insertemos este resultado en, por ejemplo, la expresión (2) para la potencia de la turbina, y hagamos el cambio $v_2 = b v_1$ (sabemos, de la transparencia anterior, que $0 < b < 1$):

$$P_{util} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + b v_1}{2} \right) (v_1^2 - b^2 v_1^2) = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 (1+b)(1-b^2) \quad (5)$$

El valor máximo para la potencia se obtiene ahora haciendo $\frac{dP_{util}}{db} = 0$, que nos deja:

$$(1-b^2) + (1+b)(-2b) = (1+b)(1-3b) = 0$$



Soluciones $\left\{ \begin{array}{l} b = -1 \text{ (sin sentido físico)} \\ \mathbf{b = 1/3} \rightarrow v_2 = (1/3) v_1 \end{array} \right.$

De modo que la potencia máxima es (sustituyendo la solución en (5)):

$$P_{util} = \left(\frac{16}{27} \right) \frac{1}{2} \rho A v_1^3$$

es decir, el coeficiente de potencia máximo (ideal) de una turbina eólica (ver dos transparencias atrás) es:

$$C_P^{Betz} = \frac{16}{27} \approx 59 \%$$

LIMITE DE BETZ

Rendimiento global del aerogenerador

La ley de Betz fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro "Wind-Energie", publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores. Es sorprendente que se pueda hacer una afirmación general tan tajante que se pueda aplicar a cualquier aerogenerador con un rotor en forma de disco.

Consideraciones prácticas.- La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero es todavía poco realista al no tener en cuenta una serie de factores como:

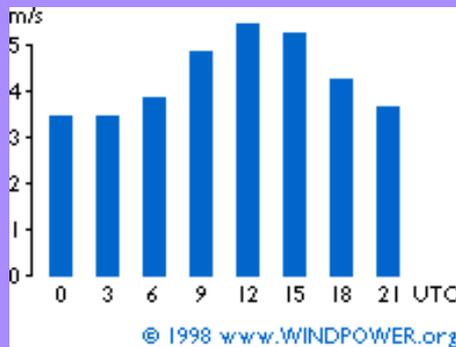
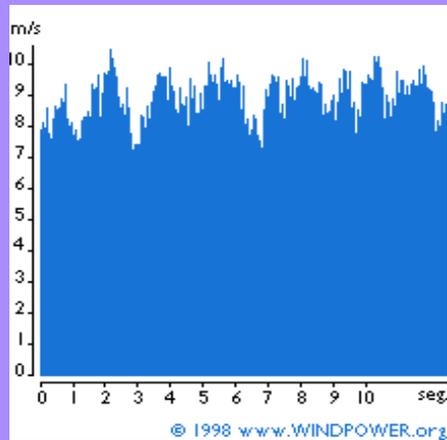
- La resistencia aerodinámica de las palas*
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación*
- La compresibilidad del fluido*
- La interferencia de las palas*

Además, habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando –por ejemplo- el siguiente balance para los distintos componentes:

<i>Rendimiento de Betz</i>	<i>59,3%</i>
<i>Rendimiento de la hélice.....</i>	<i>85%</i>
<i>Rendimiento del multiplicador.....</i>	<i>98%</i>
<i>Rendimiento del alternador.....</i>	<i>95%</i>
<i>Rendimiento del transformador.....</i>	<i>98%</i>

se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%.

Variabilidad de la velocidad del viento

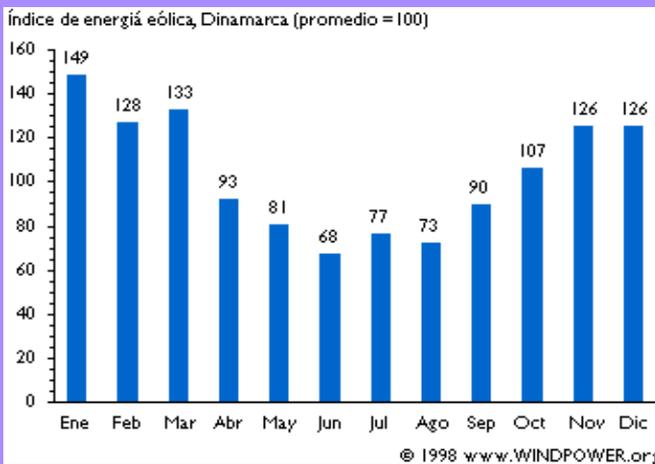


Variabilidad del viento a corto plazo

La velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos. La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Variaciones diurnas (noche y día) del viento

En la mayoría de localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. El gráfico de la izquierda muestra, en intervalos de 3 horas, como varía la velocidad del viento a lo largo del día en Beldringe (Dinamarca) (información obtenida del Atlas Eólico Europeo). Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, p.ej. entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche. Desde el punto de vista de los propietarios de aerogeneradores, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía entonces es mayor que durante la noche. Muchas compañías eléctricas pagan más por la electricidad producida durante las horas en las que hay picos de carga (cuando hay una falta de capacidad generadora barata).



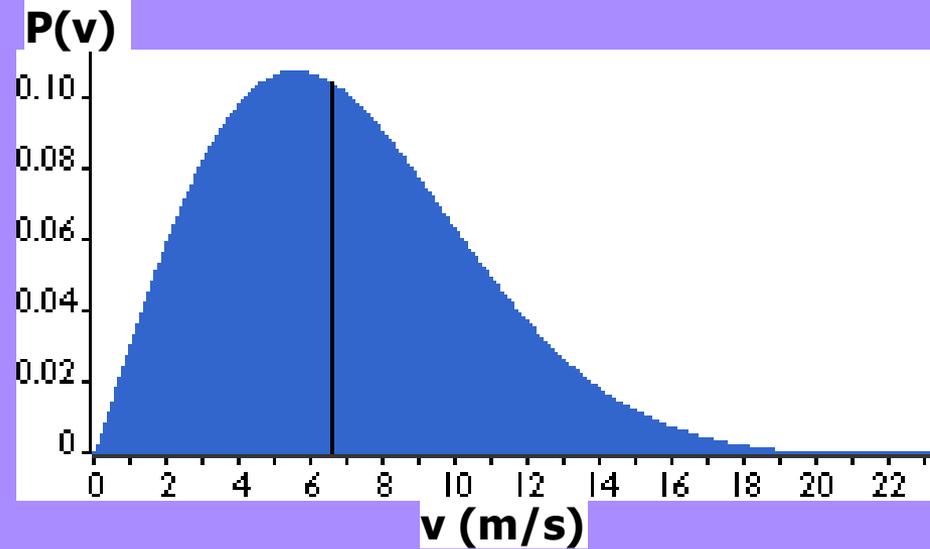
Variación estacional en la energía eólica

En zonas templadas los vientos de verano son generalmente más débiles que los de invierno. El consumo de electricidad es generalmente mayor en invierno que en verano en estas regiones. Por lo tanto, en zonas frías del planeta la calefacción eléctrica es perfecta en combinación con la energía eólica, pues el enfriamiento de las casas varía con la velocidad del viento de la misma forma que la producción de electricidad en los aerogeneradores varía con las velocidades del viento. Las centrales eléctricas convencionales desaprovechan una gran cantidad de calor, así como de combustible (al menos el 60 %), es decir, por cada unidad de calor útil consumido por una casa, la central eléctrica ha malgastado 1,5 unidades de calor (y de combustible).

Finalmente, por completitud, mencionar que las variaciones anuales en el viento no responden a patrones sencillos y son de alrededor de un al 10% (en producción de energía).

Descripción de las variaciones del viento: distribución de Weibull

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costes de generación. Los inversores necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad.



Si se mide las velocidades del viento a lo largo de un año observará que en la mayoría de áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes. La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull, como la mostrada en el dibujo. Este emplazamiento particular tiene una velocidad media del viento de 7 metros por segundo, y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 2.

La gente que esté familiarizada con la estadística se dará cuenta de que el gráfico muestra una distribución de probabilidad. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sopla a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 por cien. La mitad del área azul está a la izquierda de la línea negra vertical a 6,6 metros por segundo. Los 6,6 m/s son la mediana de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6,6 m/s y la otra mitad soplará a más de 6,6 m/s.

Puede preguntarse por qué decimos entonces que la velocidad del viento media es de 7 m/s. La velocidad del viento media es realmente el promedio de las observaciones de la velocidad del viento que tendremos en ese emplazamiento. Como podrá observar, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces tendrá velocidades de viento muy altas, pero son muy raras. Por otro lado, las velocidades del viento de 5,5 m/s son las más comunes. Los 5,5 metros por segundo es el llamado valor modal de la distribución. Si multiplicamos cada diminuto intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, obtenemos la velocidad del viento media.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio. Si el parámetro de forma es exactamente 2, como en el gráfico de esta página, la distribución es conocida como distribución de Rayleigh. Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan gráficas de rendimiento para sus máquinas usando la distribución de Raileigh.

Curva de potencia de un aerogenerador

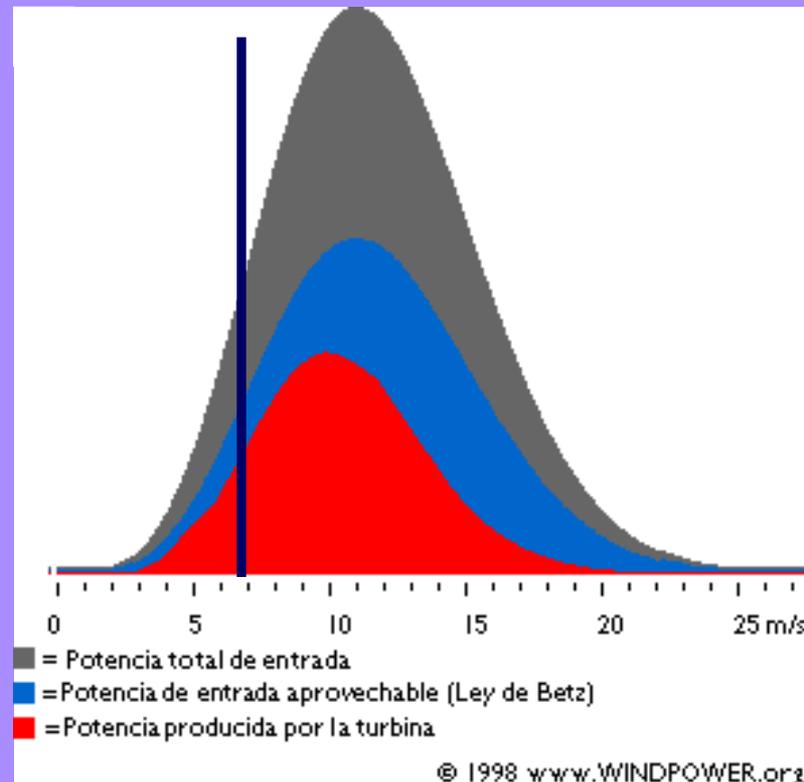
Función de densidad de potencia

De la página sobre la energía en el viento sabemos que la potencia del viento varía proporcionalmente con el cubo de la velocidad del viento (la tercera potencia), y proporcionalmente a la densidad del aire (su masa por unidad de volumen).

Ahora podemos combinar todo lo que hemos aprendido hasta el momento: si multiplicamos la potencia de cada velocidad del viento con la probabilidad correspondiente en la gráfica de Weibull, habremos calculado la distribución de energía eólica a diferentes velocidades del viento = la densidad de potencia. Observe que la curva de Weibull anterior cambia de forma, debido a que las altas velocidades del viento tienen la mayor parte de la potencia del viento.

De densidad de potencia a potencia disponible

En el gráfico de la derecha, el área bajo la curva gris nos da la cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo del viento que puede esperarse en este emplazamiento en particular. **En este caso tenemos una velocidad del viento media de 7 m/s** y un Weibull $k = 2$, por lo que tenemos 402 W/m^2 . Observe que esta potencia es casi el doble de la obtenida cuando el viento sopla constantemente a la velocidad media.



El gráfico consta de cierto número de columnas estrechas, una para cada intervalo de 0,1 m/s de la velocidad del viento. La altura de cada columna es la potencia (número de vatios por metro cuadrado), con la que cada velocidad del viento en particular contribuye en la cantidad total de potencia disponible por metro cuadrado. El área bajo la curva azul indica qué cantidad de potencia puede ser teóricamente convertida en potencia mecánica (según la ley de Betz, será $16/27$ de la potencia total del viento).

El área total bajo la curva roja nos dice cuál será la potencia eléctrica que un aerogenerador producirá en dicho emplazamiento. Aprenderemos a calcularlo cuando lleguemos a la página sobre curvas de potencia.

Los mensajes más importantes del gráfico

Lo más importante es observar que la mayor parte de la energía eólica se encontrará a velocidades por encima de la velocidad media del viento (promedio) en el emplazamiento. No es tan sorprendente como parece, ya que sabemos que las velocidades del viento altas tienen un contenido energético mucho mayor que las velocidades del viento bajas.

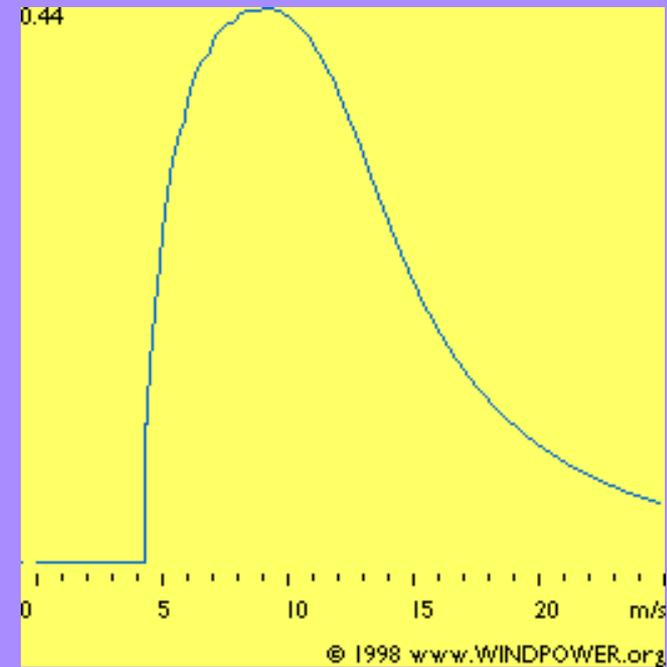
Revisitando el coeficiente de potencia

Recuérdese que el coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Ahora podemos calcular cuál es el coeficiente de potencia real de un aerogenerador dado:

Para ello simplemente dividiremos la potencia eléctrica disponible por la potencia eólica de entrada. En otras palabras, tomamos la curva de potencia y la dividimos por el área del rotor para obtener la potencia disponible por metro cuadrado de área del rotor. Posteriormente, para cada velocidad del viento, dividimos el resultado por la cantidad de potencia en el viento por metro cuadrado.

El gráfico muestra la curva del coeficiente de potencia para un aerogenerador danés típico. Aunque la eficiencia media de estos aerogeneradores suele estar por encima del 20 por cien, la eficiencia varía mucho con la velocidad del viento (pequeñas oscilaciones en la curva suelen ser debidas a errores de medición).

Como puede observar, la eficiencia mecánica del aerogenerador más alta (en este caso del 44%) se da a velocidades alrededor de 9 m/s. Este valor ha sido elegido deliberadamente por los ingenieros que diseñaron la turbina. A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, ya que no hay mucha energía que recoger. A altas velocidades del viento, la turbina debe disipar cualquier exceso de energía por encima de aquella para la que ha sido diseñado el generador. Así pues, la eficiencia interesa sobretudo en la zona de velocidades de viento donde se encuentra la mayor parte de la energía.



Una mayor eficiencia técnica no es necesariamente el camino a seguir

No es un fin en si mismo el tener una gran eficiencia técnica en un aerogenerador. Lo que en realidad interesa es el coste de sacar los kWh del viento durante los próximos 20 años. Dado que en este caso el combustible es gratis no hay necesidad de ahorrarlo. Por tanto, la turbina óptima no tiene por qué ser necesariamente la de mayor producción anual de energía. Por otro lado, cada metro cuadrado de área de rotor cuesta dinero, por lo que, por supuesto, es necesario obtener toda la energía que se pueda (mientras puedan limitarse los costes por kWh). Volveremos sobre este tema en la página de optimización de aerogeneradores.

Curva de potencia de un aerogenerador

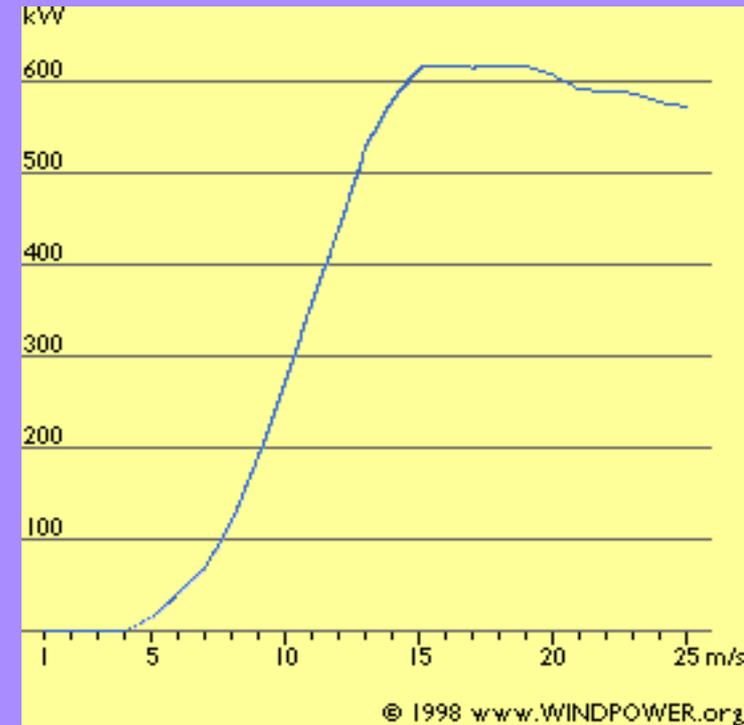
La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Dos velocidades características en estas curvas son:

Velocidad de conexión

Normalmente, los aerogeneradores están diseñados para empezar a girar a velocidades alrededor de 3-5 m/s. Es la llamada velocidad de conexión. El área azul de la izquierda (en la gráfica de la página anterior) muestra la pequeña cantidad de potencia perdida debido al hecho de que la turbina sólo empieza a funcionar a partir de, digamos, 5 m/s.

Velocidad de corte

El aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, de unos 25 m/s, para evitar posibles daños en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina velocidad de corte. La minúscula área azul de la derecha representa la pérdida de potencia.



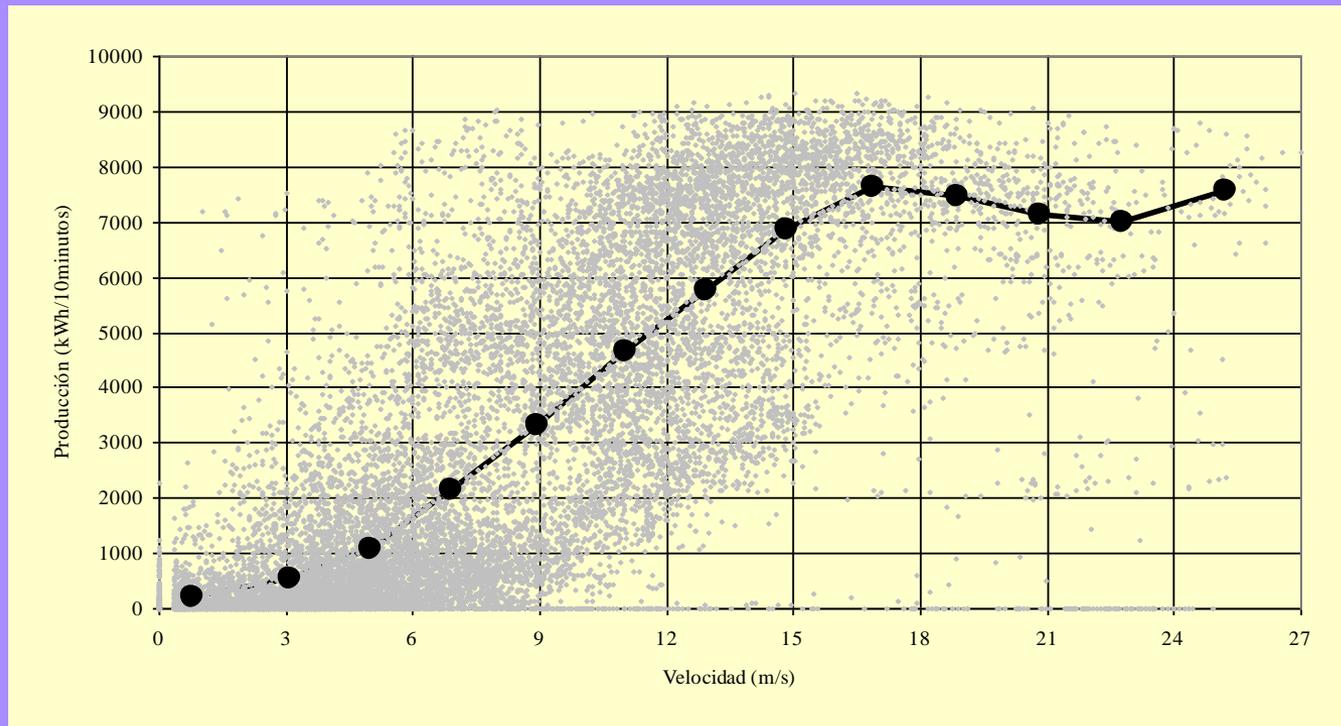
Curva de potencia típica de un aerogenerador de 600 kW

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable). Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico similar al de arriba.

Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia

En realidad, en el gráfico (construido justo como acaba de explicarse) puede verse una nube de puntos esparcidos alrededor de la línea negra, y no una curva bien definida. El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la columna de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador (colocar un anemómetro justo enfrente del aerogenerador no es una solución factible, ya que el aerogenerador también proyectará un "abrigo" que frenará el viento enfrente de él). Así pues, en la práctica se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento, y dibujar el gráfico con esos promedios. Además, es difícil hacer medidas exactas de la propia velocidad del viento. Si se tiene un 3 por ciento de error en las mediciones de la velocidad del viento, entonces la energía del viento puede ser un 9 por ciento superior o inferior (recuerde que el contenido energético varía con la tercera potencia de la velocidad del viento). En consecuencia, pueden existir errores hasta de $\pm 10\%$ incluso en curvas certificadas.

Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencias, y con el viento viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. Las turbulencia locales y los terrenos complejos (p.e. aerogeneradores situados en una pendiente rugosa) pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones. Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva en una localización cualquiera dada.



El factor de carga

Otra forma de conocer la producción anual de energía de un aerogenerador es mirar el factor de carga de una turbina en su localización particular. Con factor de carga queremos decir la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8766 horas del año.

Ejemplo: si una turbina de 600 kW produce 1,5 millones de kWh al año, su factor de carga es $1.500.000 : (365,25 * 24 * 600) = 1.500.000 : 5.259.600 = 0,285 = 28,5$ por ciento.

Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 70 por ciento, y muy frecuentemente están alrededor del 20 al 30 por ciento.

La paradoja del factor de carga

Aunque generalmente se preferiría tener un gran factor de carga, puede no ser siempre ventajoso desde el punto de vista económico. Esto puede ser difícil de comprender para aquellos que están acostumbrados a la tecnología convencional y nuclear.

En localizaciones con mucho viento, por ejemplo, puede ser ventajoso usar un generador más grande (de mayor potencia nominal) con el mismo diámetro de rotor (o diámetro de rotor más pequeño para un tamaño determinado de generador). Esto tendería a disminuir el factor de carga (utilizando menos de la capacidad de un generador relativamente grande), pero puede significar una producción anual sustancialmente mayor. Si vale o no la pena tener un menor factor de carga con un generador relativamente mayor, depende tanto de las condiciones eólicas como, por supuesto, del precio de los diferentes modelos de turbinas.

Otra forma de ver la paradoja del factor de carga es decir que, hasta cierto punto, se tiene la posibilidad de elegir entre tener una producción de potencia relativamente estable (cerca del límite de diseño del generador) con un alto factor de carga, o bien una alta producción de energía (que fluctuará) con un bajo factor de carga.