

Tema 6

Energía Eólica



1. Introducción

- 1.1. Ventajas de la energía eólica
- 1.2. Historia de la energía eólica

2. El viento y su aprovechamiento energético

- 2.1. Naturaleza y tipos de viento
- 2.2. Potencia eólica (y potencia de una turbina eólica)
- 2.3. Rendimiento. Límite de Betz
- 2.4. Variabilidad de la velocidad del viento
- 2.5. Curva de potencia de un aerogenerador

3. Instalaciones eólicas

- 3.1. Componentes de un aerogenerador moderno
- 3.2. Aerodinámica en aerogeneradores y diseño de palas
- 3.3. Control de potencia
- 3.4. Diseño (tipos) de aerogeneradores
- 3.5. Criterios para el emplazamiento de parques eólicos

4. La energía eólica en cifras*

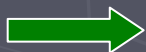
- 4.1. Energía eólica en España
- 4.2. Energía eólica en el mundo
- 4.3. Aspectos socioeconómicos y ambientales

1. Introducción



1.1. 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.

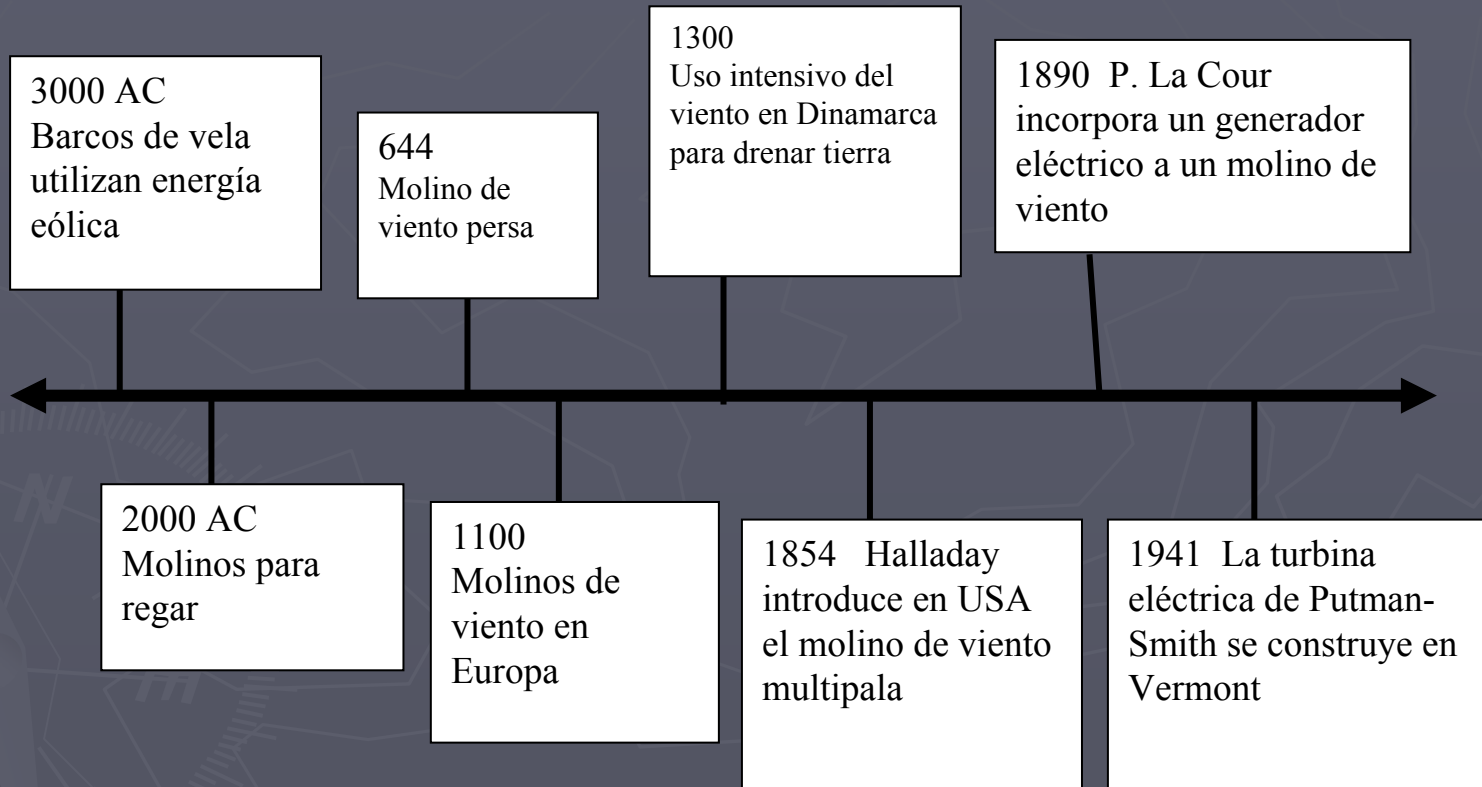


Industria energética con mayor ritmo de crecimiento en la última década.

1.2. 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, 24 m)

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

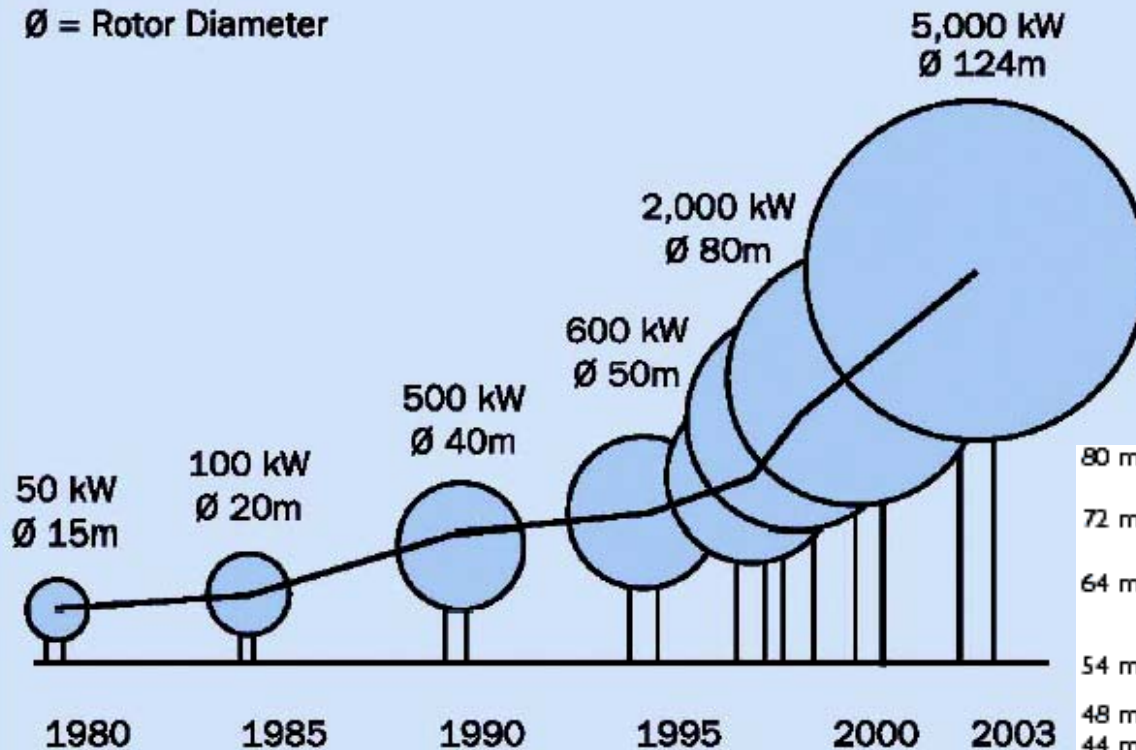
La generación de aerogeneradores de 55 kW que fueron desarrollados en 1980-1981 supuso la ruptura industrial y tecnológica para los modernos aerogeneradores. El coste del kilovatio-hora (kWh) de electricidad cayó alrededor de un 50 por ciento con la aparición de esta nueva generación. La industria eólica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



Aerogeneradores Nordtank 55 kW

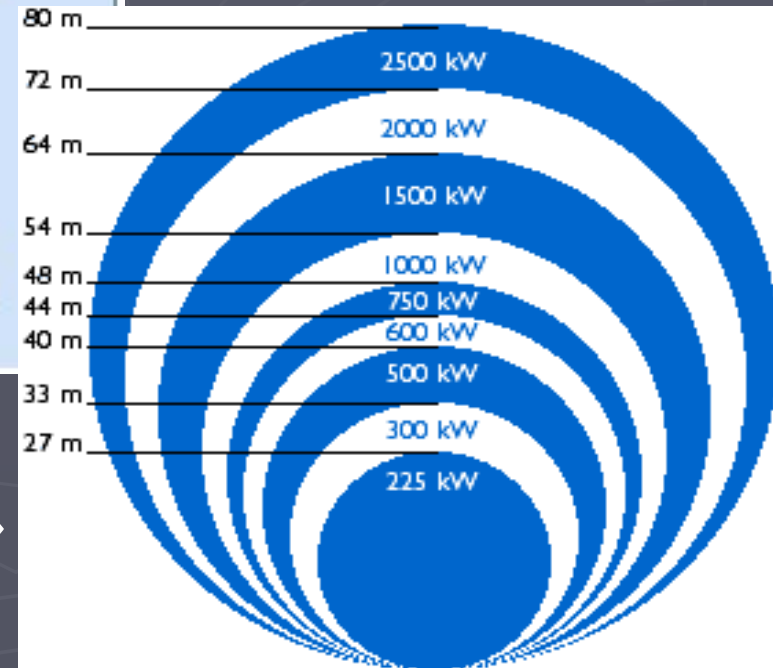
Evolución del tamaño de los aerogeneradores

Ø = Rotor Diameter



* El diámetro de rotor es el diámetro del área circular barrida por las palas

Relación entre la potencia nominal y el diámetro de rotor en una turbina eólica moderna típica



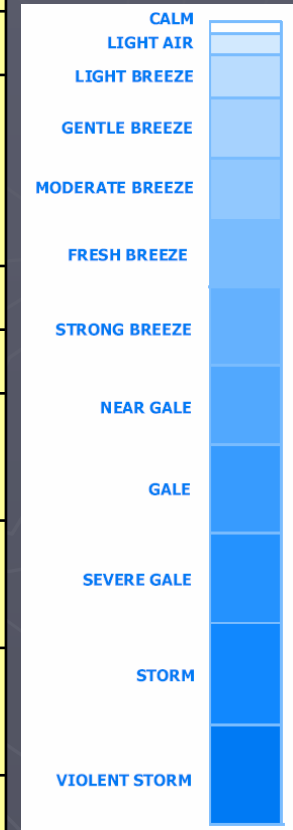
2. El viento y su aprovechamiento energético



2.1. 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)

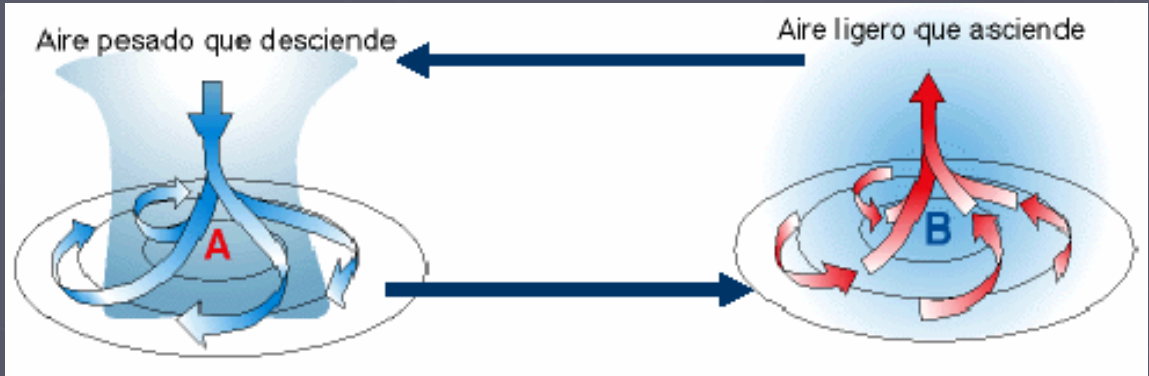
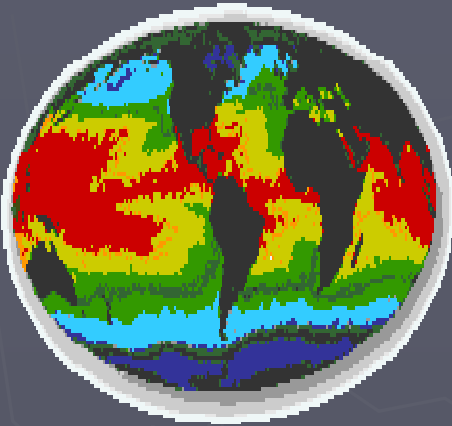
Variación en la macroescala, ~ 1.000 km

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.



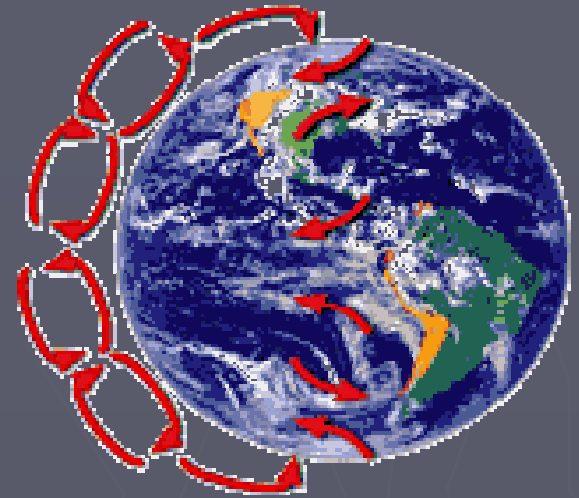
La fuerza de Coriolis es por tanto una fuerza ficticia o “inercial” que explica el efecto descrito cuando se obvia que el observador (nosotros) está girando. La fuerza de Coriolis es un fenómeno visible. Las vías del ferrocarril se desgastan más rápidamente de un lado que del otro. Las cuencas de los 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).



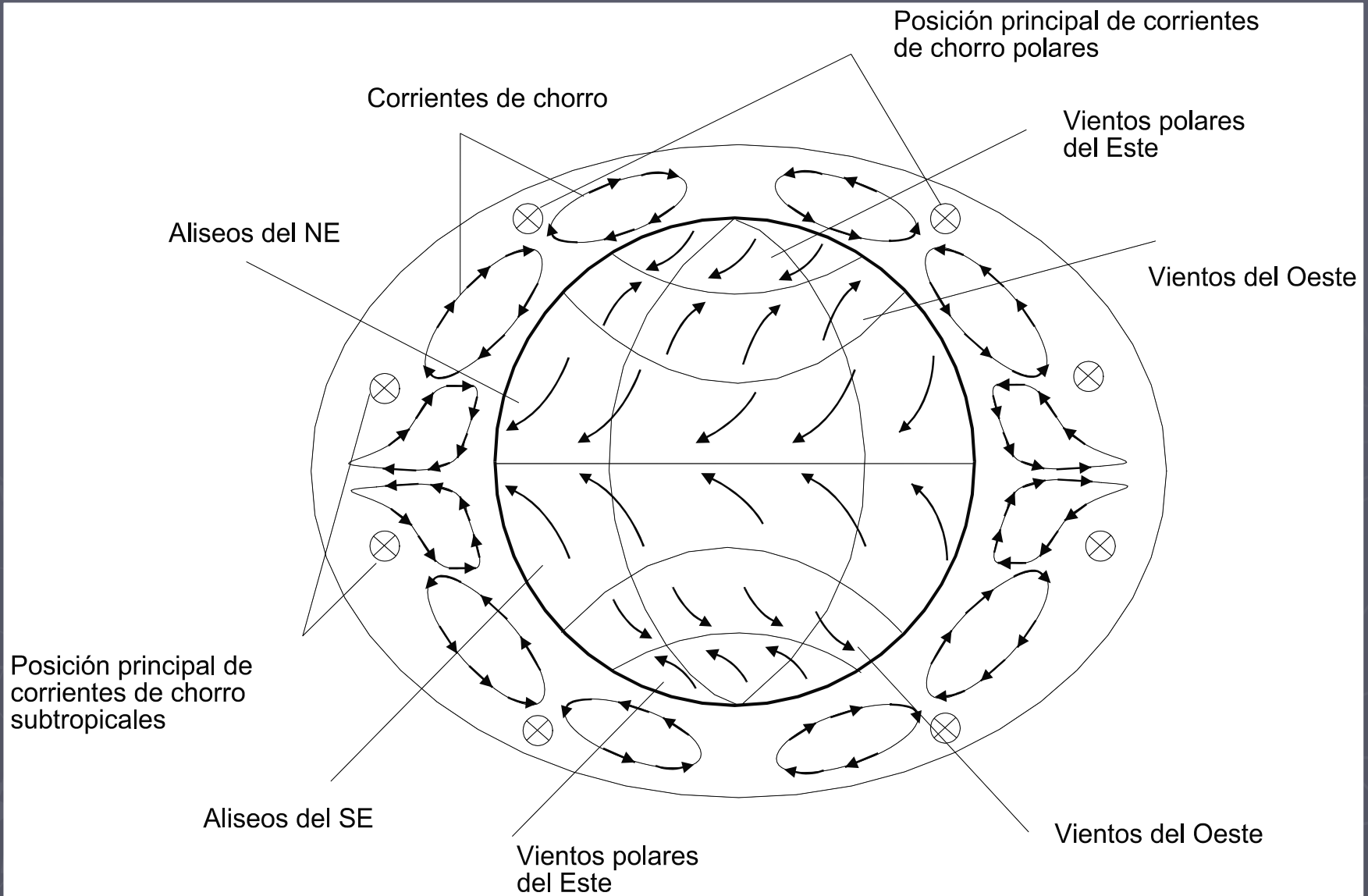
El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios **la fuerza de Coriolis** evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que 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

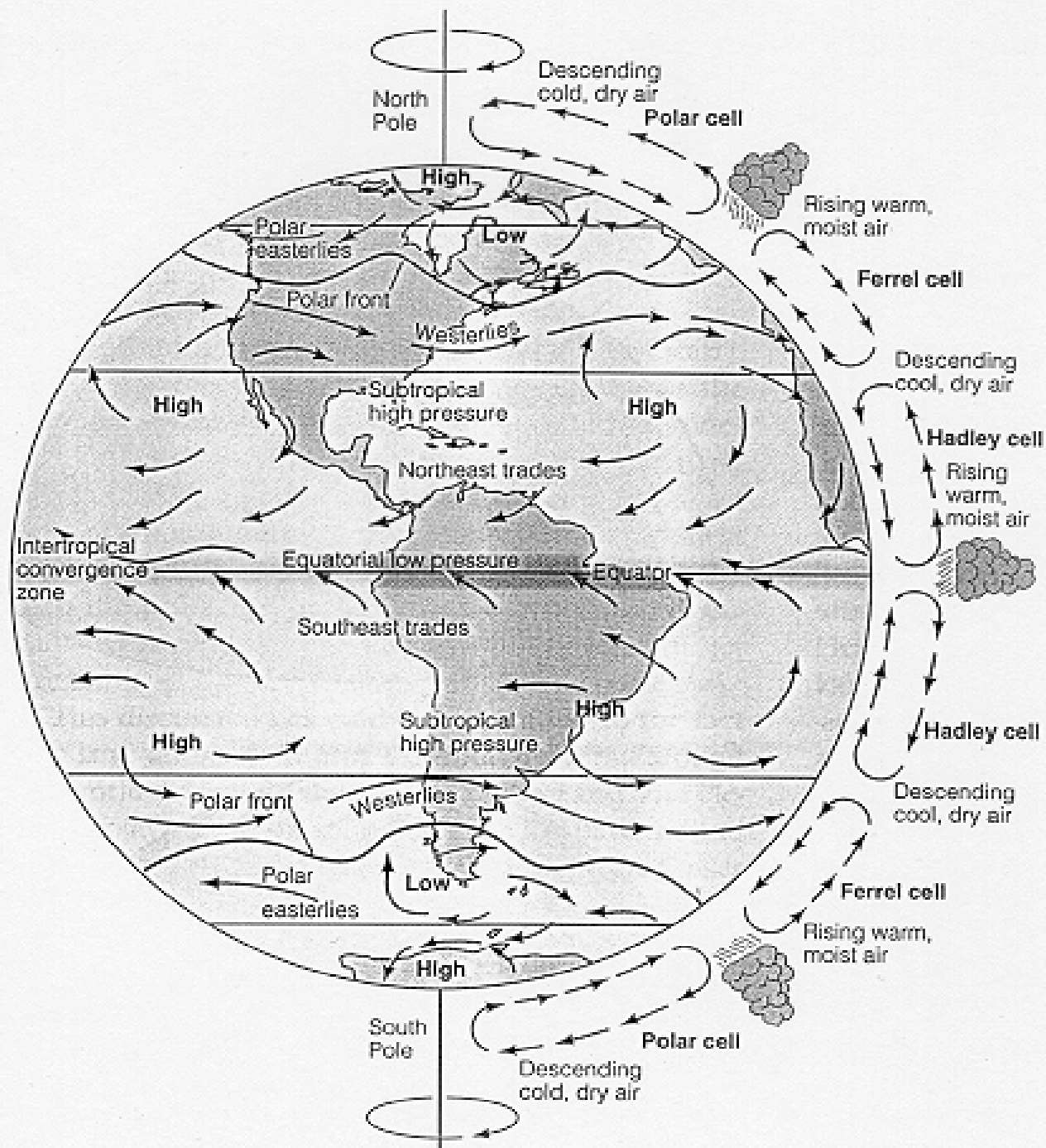
Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

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



Lo mismo,
en más detalle
(pero en inglés ...)



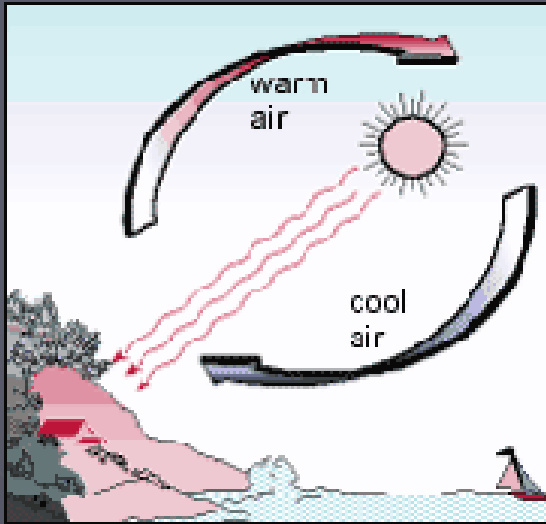
Variación del viento en la macro-escala



Causa: combinación de fuerzas de presión y de Coriolis

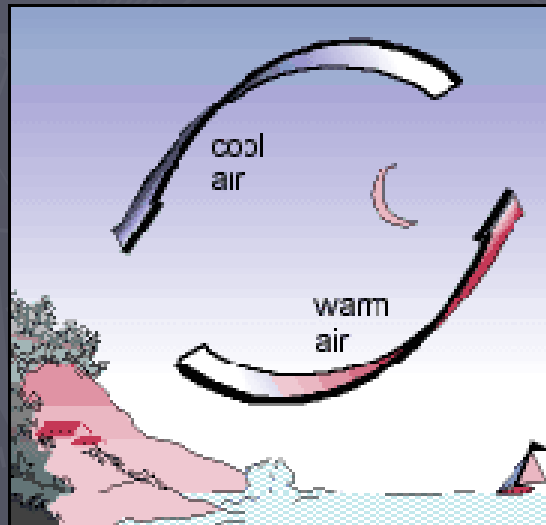
Variación del viento en la meso-escala: brisas marinas

DÍA



© CWTMA 1998

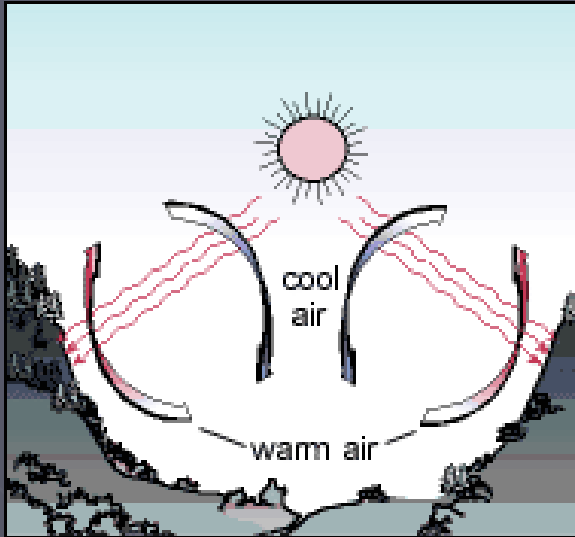
NOCHE



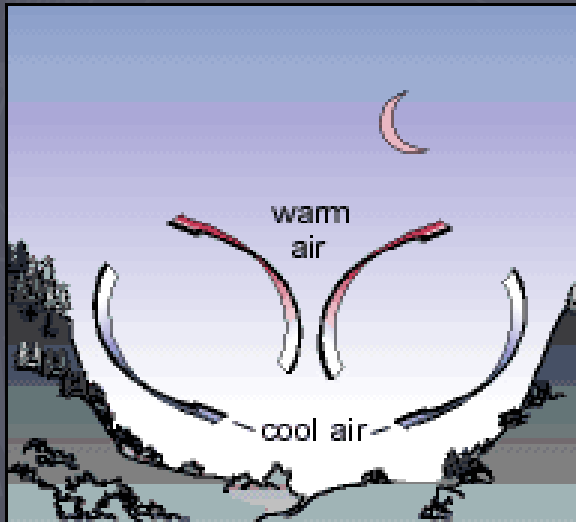
Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol (debido al menor calor específico del agua). El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Esto es lo que se llama **brisa marina**. A menudo hay un periodo 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

DÍA



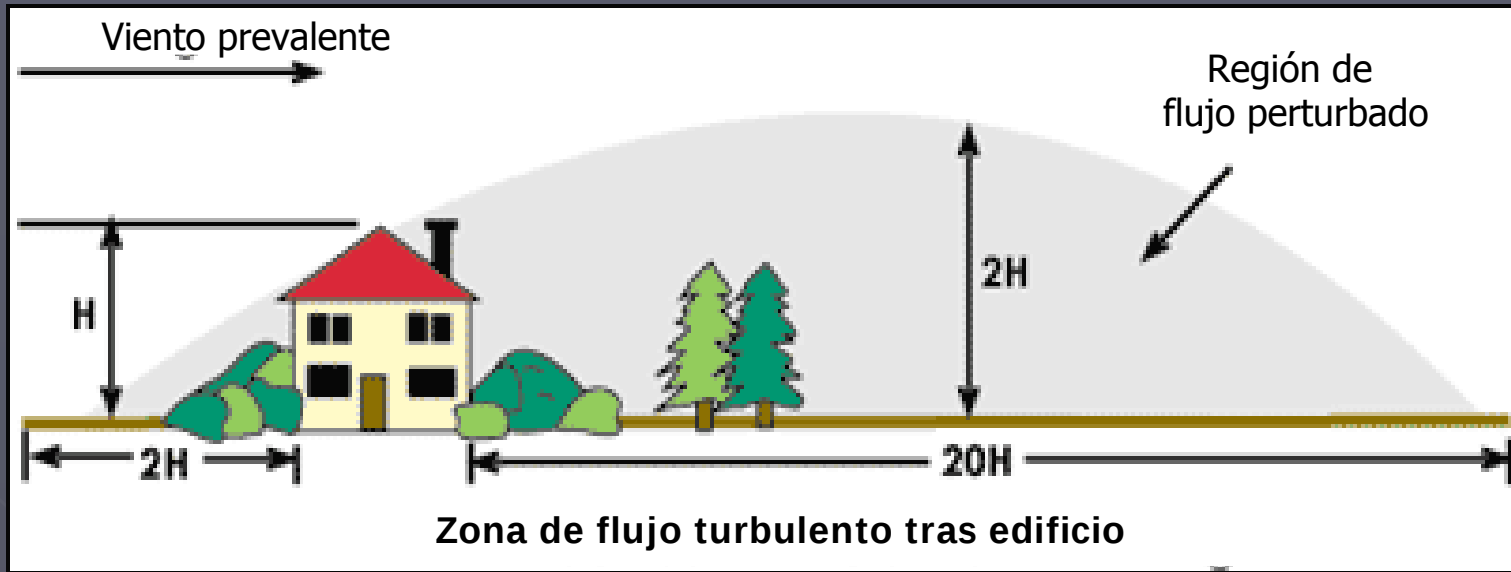
NOCHE



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.

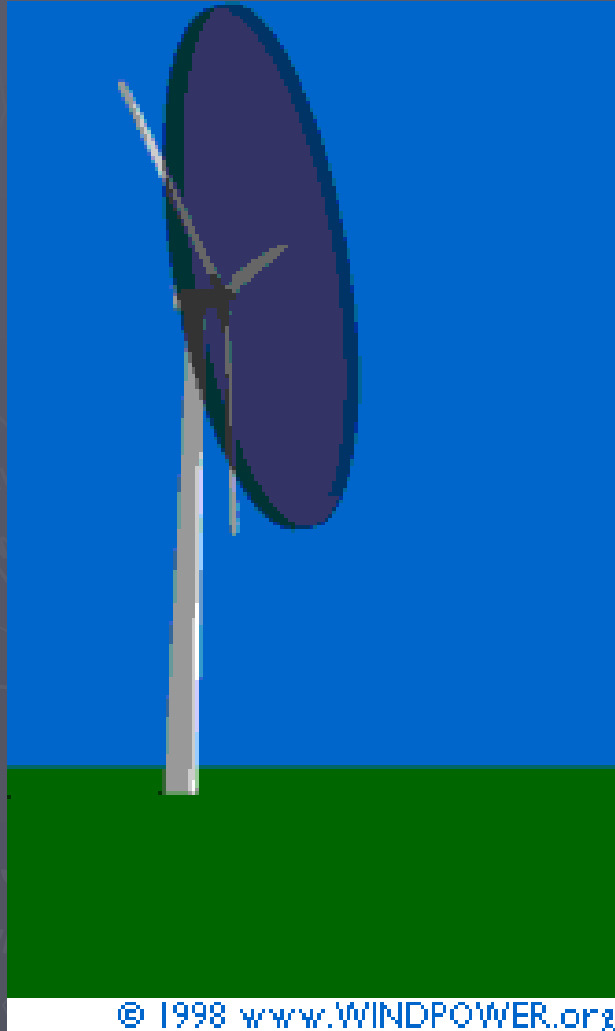
Variación del viento en la microescala



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

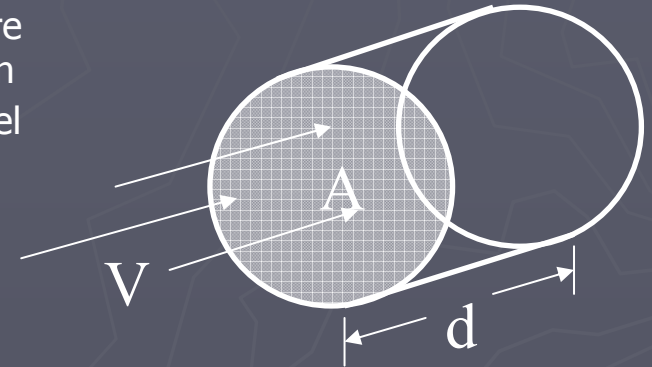
2.2. Potencia eólica

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:

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

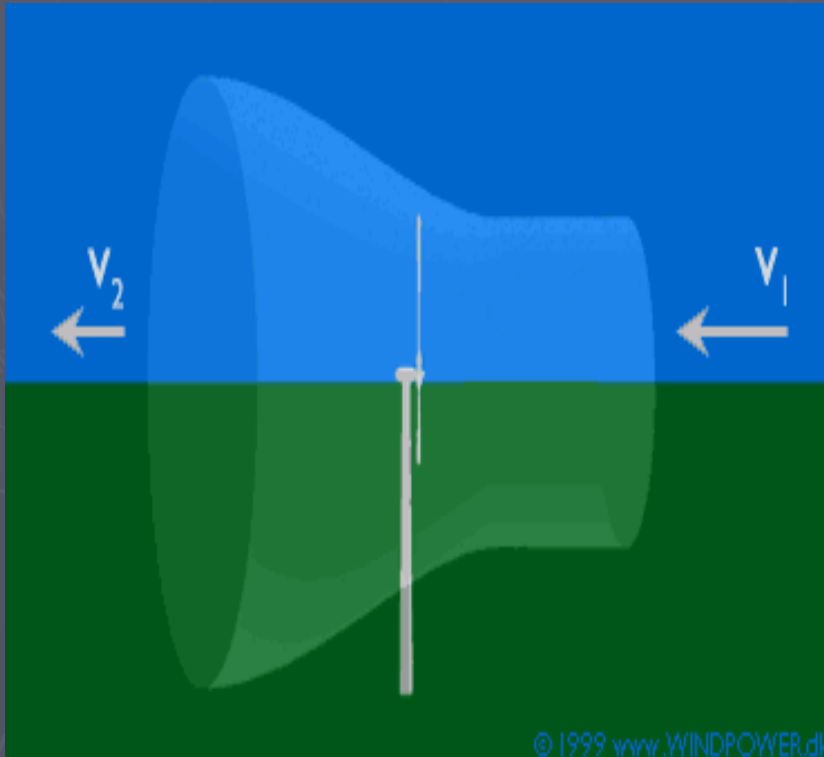
$$\text{Potencia eólica} = \frac{1}{2}\rho A V^3$$

... 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:

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

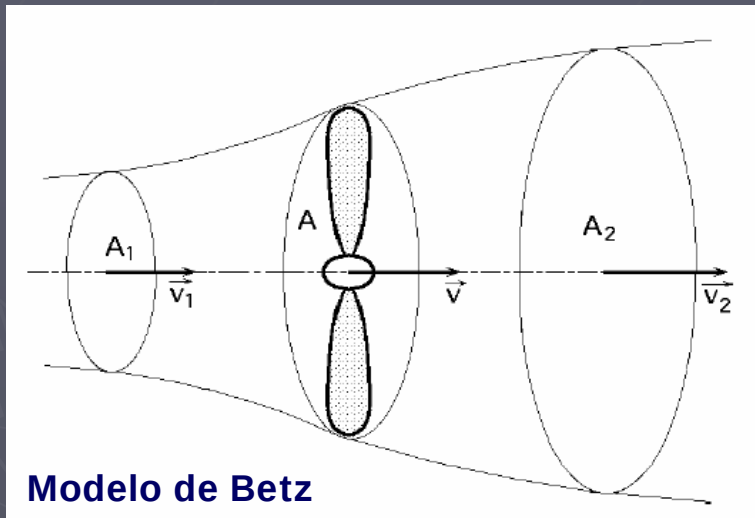


Nótese que una turbina nunca puede extraer toda la energía cinética del viento, puesto que el aire no se para al atravesar la turbina (es decir, $C_p < 1$). Su velocidad disminuye de v_1 a v_2 , como muestra la figura. Por conservación de la masa, si la velocidad disminuye, la sección del tubo de corriente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

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

2.3. 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 definidos 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:

$$C_P^{Betz} = \frac{16}{27} \approx 59 \% \quad \text{LIMITE DE BETZ}$$

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

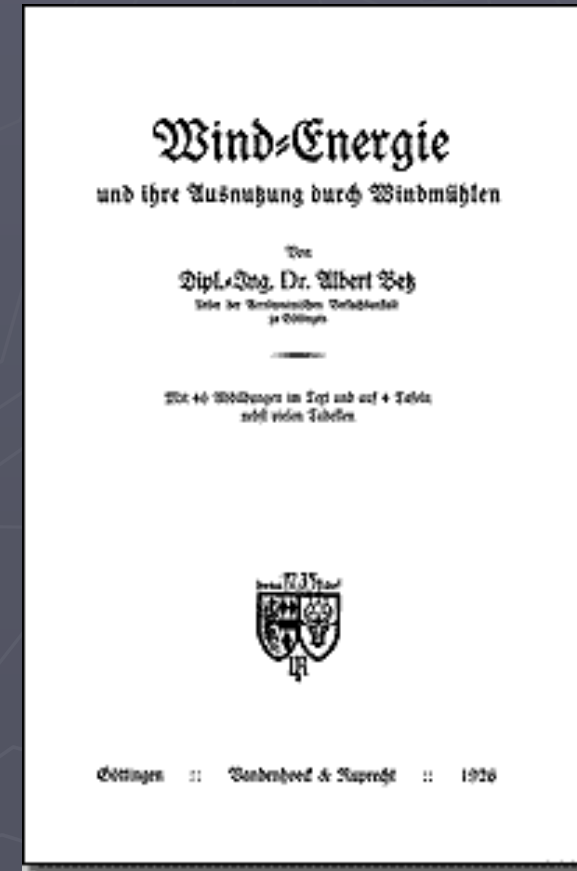
La compresibilidad del fluido

La interferencia de las palas

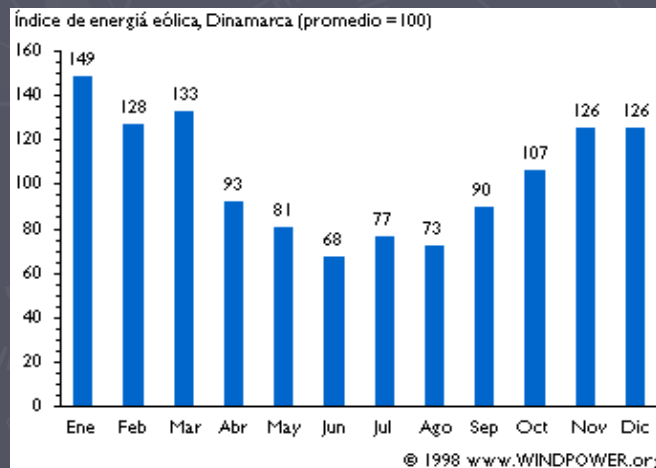
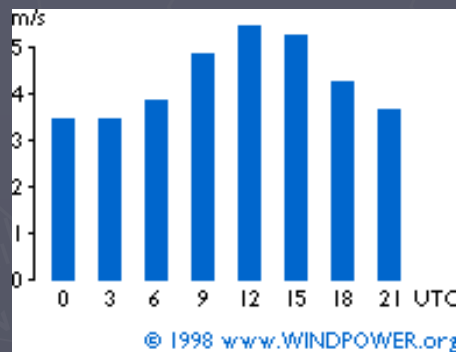
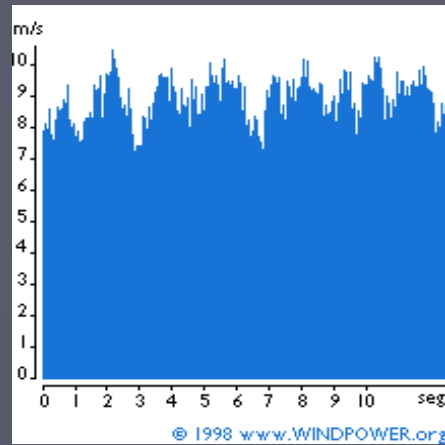
Además, habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando –por ejemplo- el siguiente balance para los distintos componentes:

<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%.



2.4. 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).

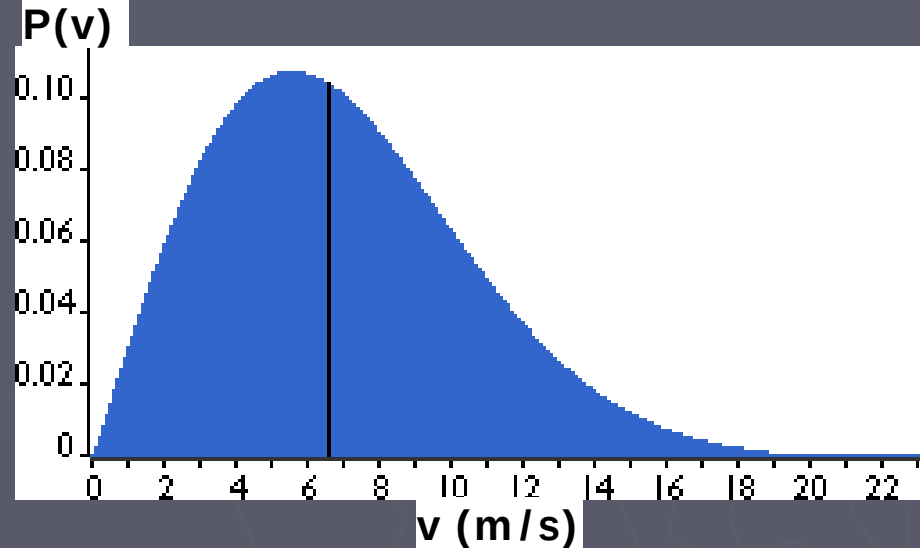
Variación estacional en la energía eólica

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 sople 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.

2.5. Curva de potencia de un aerogenerador

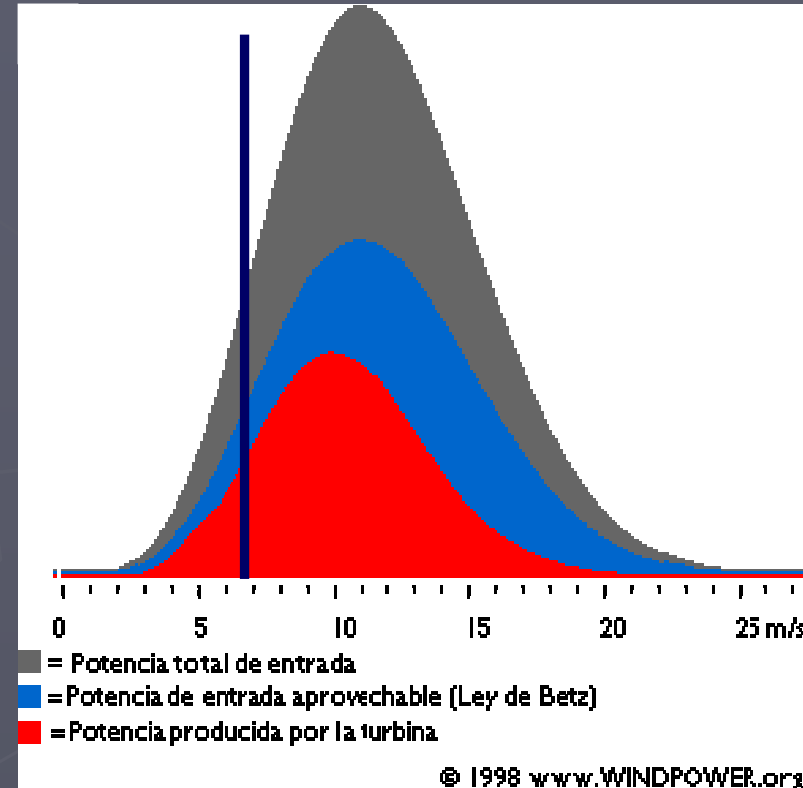
Función de densidad de potencia

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 $0,1 \text{ m/s}$ 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 cual 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.

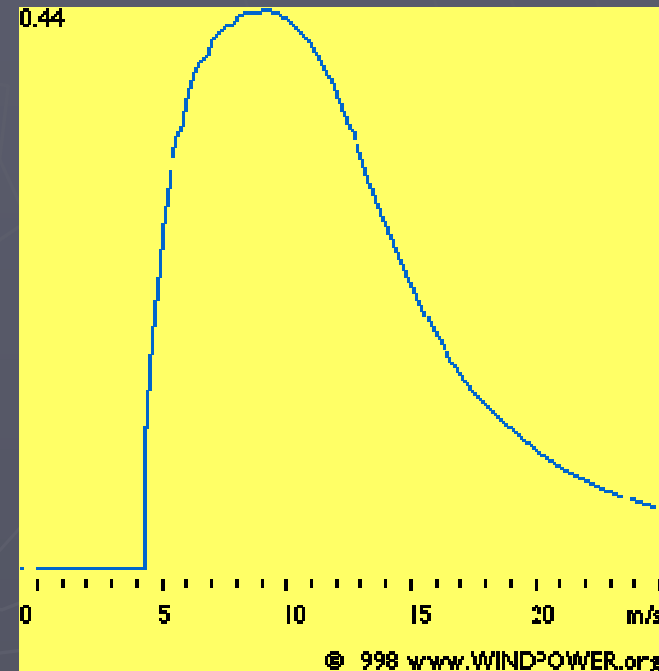
Revisitando el coeficiente de potencia

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

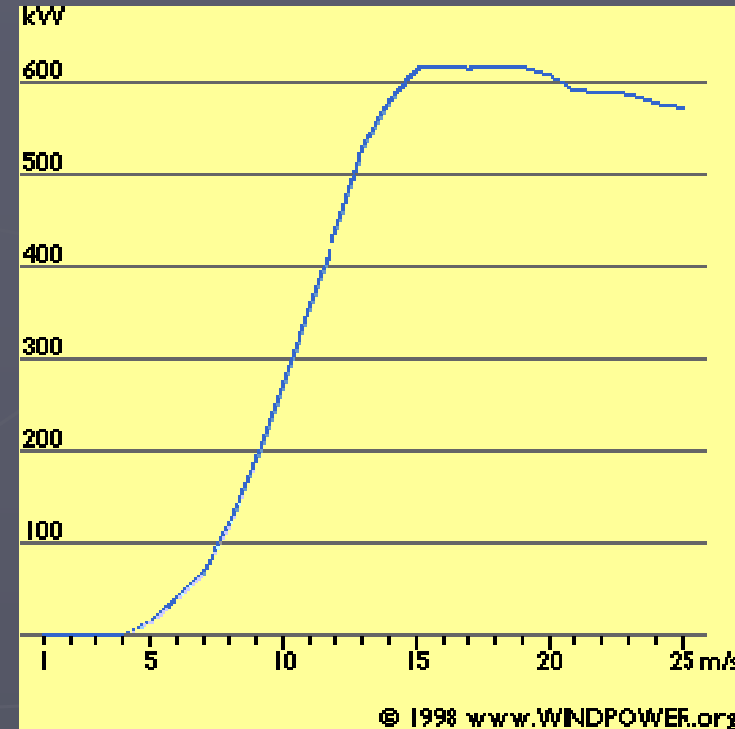
La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Dos velocidades características en estas curvas son:

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 el 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.



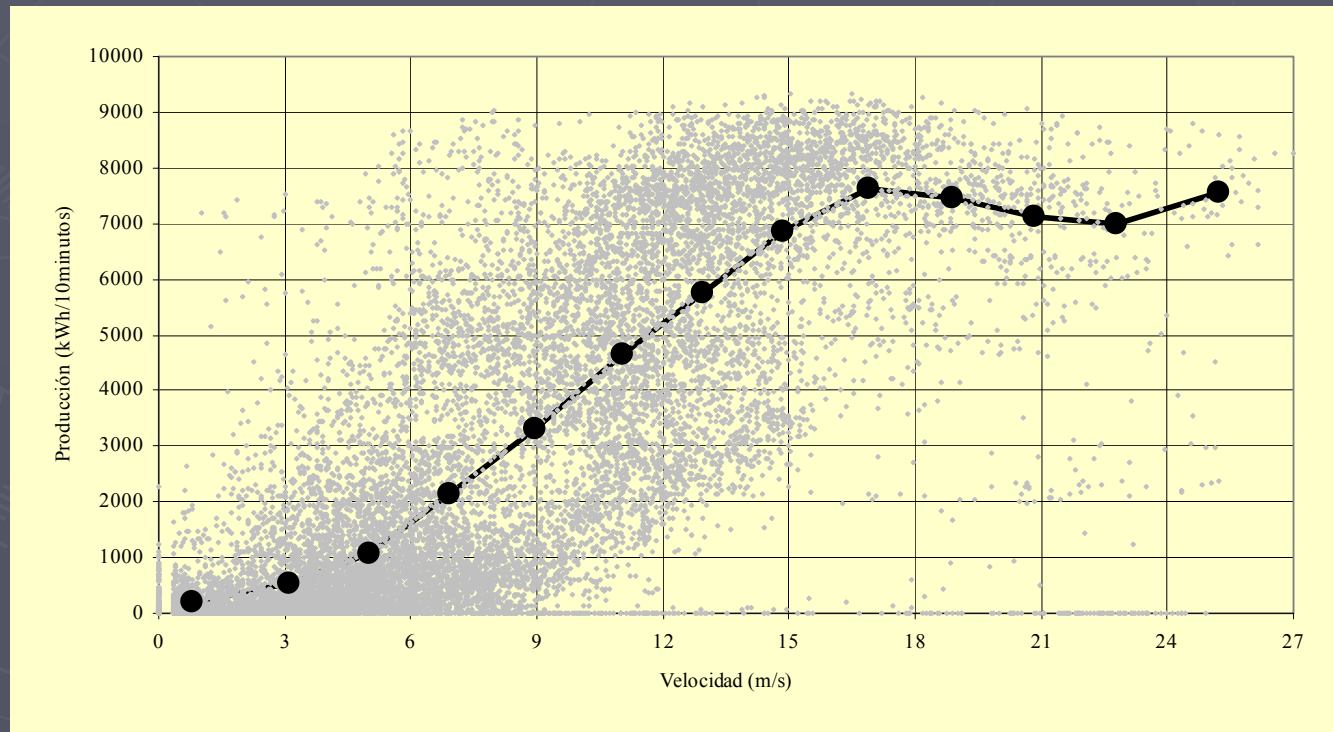
Curva de potencia típica de un aerogenerador de 600 kW

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, dónde 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 turbulencias 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.

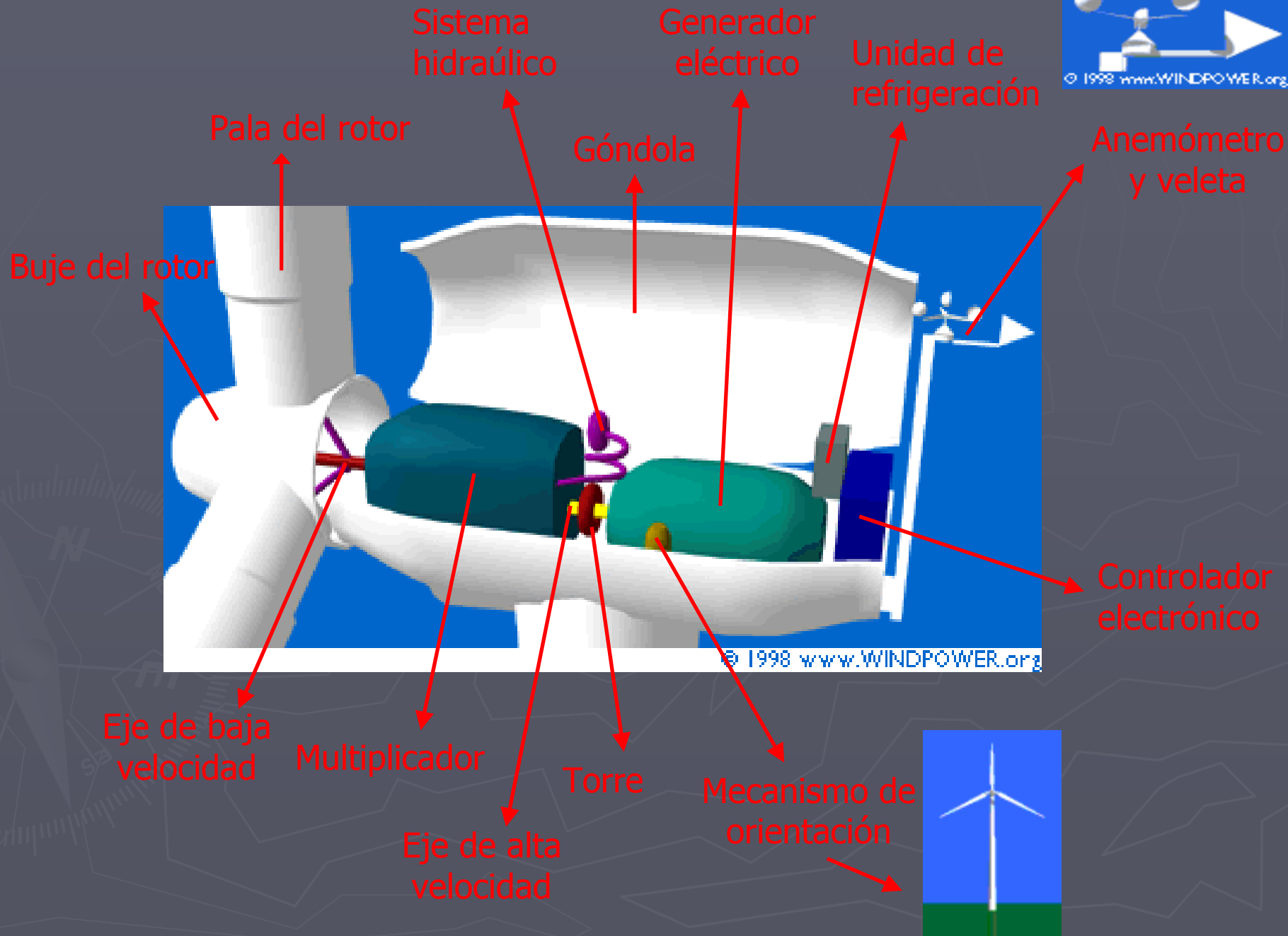
En localizaciones con mucho viento, por ejemplo, puede ser ventajoso usar un generador más grande (de mayor potencia nominal) con el mismo diámetro de rotor (o diámetro de rotor más pequeño para un tamaño determinado de generador). Esto tendería a disminuir el factor de carga (utilizando menos de la 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.

3. Instalaciones Eólicas



3.1. Componentes de un aerogenerador



La **góndola** contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.

El **buje del rotor** está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

Las **palas del rotor** capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 1000 kW cada pala mide alrededor de 27 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.



Góndolas (con buje) listas para ser montadas

El **eje de baja velocidad** del aerogenerador conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira bastante lentamente, de unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

El **eje de alta velocidad** gira aproximadamente a 1.500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

El **multiplicador** tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad.

El **generador eléctrico** suele llamarse generador asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 500 y 3000 kilovatios (kW).

El **mecanismo de orientación** es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. El dibujo muestra la orientación de la turbina. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.

El **controlador electrónico** tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.



Mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 kW vista desde abajo, mirando hacia la góndola

El **sistema hidráulico** es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

La **unidad de refrigeración** contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

El **anemómetro y la veleta** se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

La **torre del aerogenerador** soporta la góndola y el rotor. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Las torres tubulares tensadas con vientos sólo se utilizan en aerogeneradores pequeños (cargadores de baterías, etc.).

3.2. Aerodinámica de aerogeneradores

Sustentación

El rotor, compuesto por las palas y el buje, está situado corriente arriba de la torre y también la góndola en la mayoría de aerogeneradores modernos. Esto se hace, sobre todo, porque la corriente de aire tras la torre es muy irregular (turbulenta).

¿Qué es lo que hace que el rotor gire? La respuesta parece obvia: el viento.

Pero en realidad, no se trata simplemente de moléculas de aire que chocan contra la parte delantera de las palas del rotor. Los aerogeneradores modernos toman prestada de los aviones y los helicópteros tecnología ya conocida, además de tener algunos trucos propios más avanzados, ya que los aerogeneradores trabajan en un entorno realmente muy diferente, con cambios en las velocidades y en las direcciones del viento.



Obsérvese la animación del perfil cortado (sección transversal) del ala de un avión. La razón por la que un aeroplano puede volar es que el aire que se desliza a lo largo de la superficie superior del ala se mueve más rápidamente que el de la superficie inferior. Esto implica (por efecto Venturi) una presión más baja en la superficie superior, lo que crea la sustentación, es decir, la fuerza de empuje hacia arriba que permite al avión volar.

La sustentación es perpendicular a la dirección del viento. El fenómeno de la sustentación es desde hace siglos bien conocido por la gente que trabaja en la construcción de tejados: saben, por experiencia, que el material de la cara a sotavento del tejado (la cara que no da al viento) es arrancado rápidamente si no está correctamente sujeto a su estructura.

Pérdida de sustentación y resistencia aerodinámica

Ahora bien, ¿qué es lo que ocurre cuando un avión se inclina demasiado hacia atrás en un intento de subir más rápidamente? La sustentación del ala va de hecho a aumentar, pero en el dibujo puede verse que, de repente, el flujo de aire de la superficie superior deja de estar en contacto con la superficie del ala. En su lugar, el aire gira alrededor de un vórtice irregular (condición que también se conoce como turbulencia). Bruscamente, la sustentación derivada de la baja presión en la superficie superior del ala desaparece. Este fenómeno es conocido como pérdida de sustentación.

Un avión perderá la sustentación si la forma del ala va disminuyendo demasiado rápidamente conforme el aire se mueve a lo largo de su dirección general de movimiento (por supuesto, no va a ser el ala propiamente dicha la que cambie su forma, sino el ángulo que forma el ala con la dirección general de la corriente, también conocido como ángulo de ataque, que ha sido aumentado en el dibujo de abajo). Observe que la turbulencia es creada en la cara posterior del ala en relación con la corriente de aire.

La pérdida de sustentación puede ser provocada si la superficie del ala del avión (o la pala del rotor de un aerogenerador) no es completamente uniforme y lisa. Una mella en el ala o en la pala del rotor, o un trozo de cinta adhesiva, pueden ser suficiente para iniciar una turbulencia en la parte trasera, incluso si el ángulo de ataque es bastante pequeño. Obviamente, los diseñadores de aviones intentan evitar la pérdida de sustentación a toda costa, ya que un avión sin la sustentación de sus alas caerá como si fuera una piedra.

En la página sobre control de potencia volveremos sobre este tema, y veremos cómo los diseñadores de aerogeneradores hacen uso deliberado del fenómeno de pérdida de sustentación cuando diseñan la palas del rotor.



Resistencia aerodinámica

Sin embargo, los diseñadores de aviones y los de palas de rotor no sólo se preocupan de la sustentación y de la pérdida de sustentación. También se preocupan de la resistencia del aire, conocida en el argot técnico como resistencia aerodinámica. La resistencia aerodinámica normalmente aumentará si el área orientada en la dirección del movimiento aumenta.

Aerodinámica del rotor y diseño de las palas

El viento que llega a las palas del rotor de un aerogenerador no viene de la dirección en la que el viento sopla en el entorno, es decir, de la parte delantera de la turbina. Esto es debido a que las propias palas del rotor se están moviendo.

Para estudiar como se mueve el viento respecto a las palas del rotor de un aerogenerador, hemos fijado lazos rojos en los extremos de las palas del rotor, y lazos amarillos a una distancia al buje de aproximadamente $1/4$ la longitud de la pala.

A continuación dejamos los lazos flotar en el aire libremente (en el dibujo no se han tenido en cuenta las corrientes turbulentas creadas por las propias palas ni tampoco la fuerza centrífuga). Las dos imágenes de esta página le proporcionan una vista lateral de la turbina, y otra vista desde la parte delantera de la turbina.

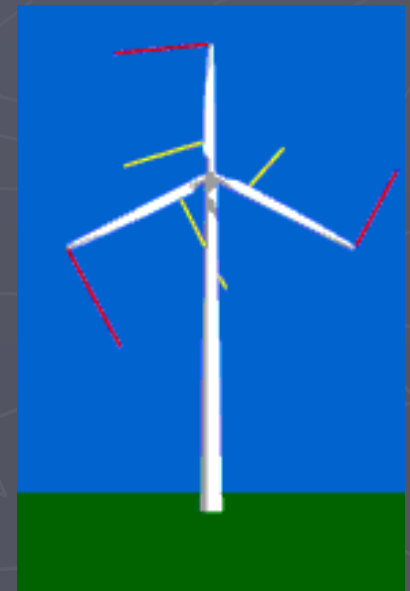
Dado que la mayoría de las turbinas tienen una velocidad de giro ω constante, la velocidad a la que se mueve la punta de la pala (velocidad periférica) en un aerogenerador típico suele estar alrededor de 64 m/s (en el centro del buje la velocidad, claro, es nula). A un cuarto de la longitud de la pala, la velocidad será entonces de 16 m/s. Los lazos amarillos, cerca del buje del rotor, serán llevados más hacia la parte de atrás de la turbina que los lazos rojos, en los extremos de las palas.

Esto es debido a que la velocidad del viento visto desde un punto de la pala es la suma vectorial de la velocidad del viento (visto por un observador fijo) más la velocidad de ese punto de la pala, que a su vez es $v = \omega r$ (donde r es la distancia del punto al buje).

¿Por qué están torsionadas las palas del rotor?

Las palas del rotor de los grandes aerogeneradores están siempre torsionadas. Visto desde la pala del rotor, el viento llegará desde un ángulo (**ángulo de ataque**) mucho mayor (más desde la dirección general de viento en el paisaje) conforme nos desplazamos hacia el buje (es decir, hacia la base de la pala) → ver la siguiente diapositiva.

Tal como vimos en la página sobre pérdida de sustentación, la pala de un rotor dejará de proporcionar sustentación si el viento llega con un ángulo de ataque demasiado grande. Así pues, la pala debe estar alabeada, con el fin de que el ángulo de ataque sea el óptimo a lo largo de toda la longitud de la misma. Sin embargo, en el caso particular de aerogeneradores controlados por pérdida aerodinámica ("stall controlled") es importante que la pala esté construida de tal forma que la pérdida de sustentación se produzca de forma gradual desde la raíz de la pala y hacia el exterior a velocidades de viento altas.

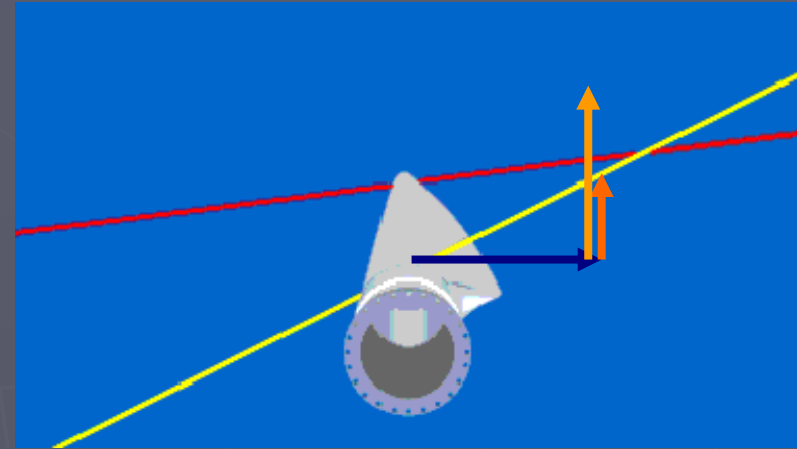


Variaciones en la velocidad del viento: efecto en el ángulo de ataque

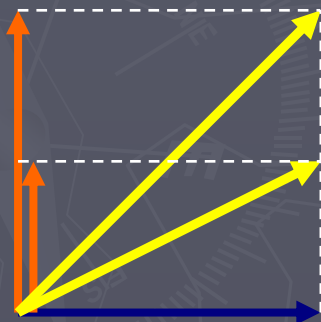
Las variaciones en la velocidad del viento tienen un mayor efecto en el ángulo de ataque cerca de la base de la pala que en su extremo.

En la animación de la derecha hemos sacado una de las palas del rotor de la página anterior fuera de su buje, y miramos desde el buje hacia el extremo, en la parte posterior (cara a sotavento) de la pala. El viento en el paisaje sopla de 8 a 16 m/s (desde la parte inferior del dibujo), mientras que el extremo de la pala gira hacia la parte izquierda de la imagen (de modo que el aire que corta se mueve hacia la derecha respecto a la pala).

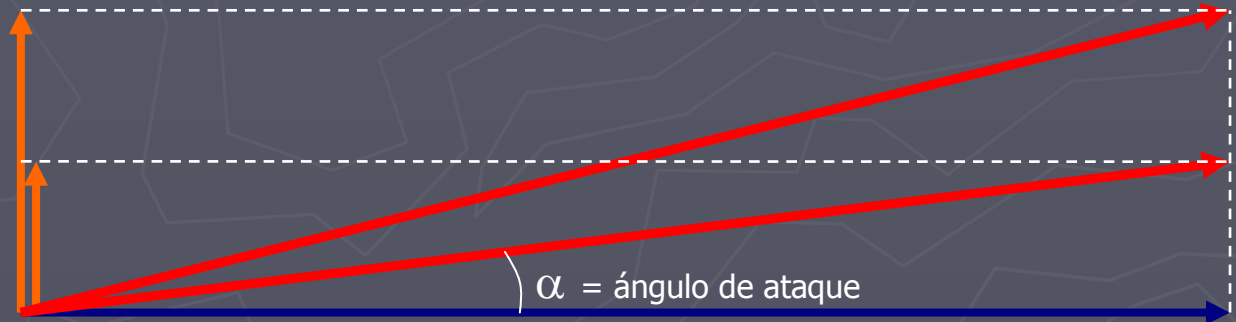
En el dibujo puede verse como el ángulo de ataque del viento cambia mucho más bruscamente en la base de la pala (línea amarilla), que en el extremo de la pala (línea roja), cuando el viento cambia. En el primer caso (base de la pala), se han añadido a la figura los vectores velocidad del viento en el paisaje y el debido a la rotación de la pala (ver la leyenda abajo del todo) para enfatizar que es su suma vectorial la que determina el ángulo de ataque. Las representaciones vectoriales de abajo ayudan a entender la idea. Así, si el viento llega a ser lo suficientemente fuerte como para que haya una pérdida de sustentación, este fenómeno empezará en la base de la pala.



a) Cerca de la base de la pala



b) En el extremo de la pala

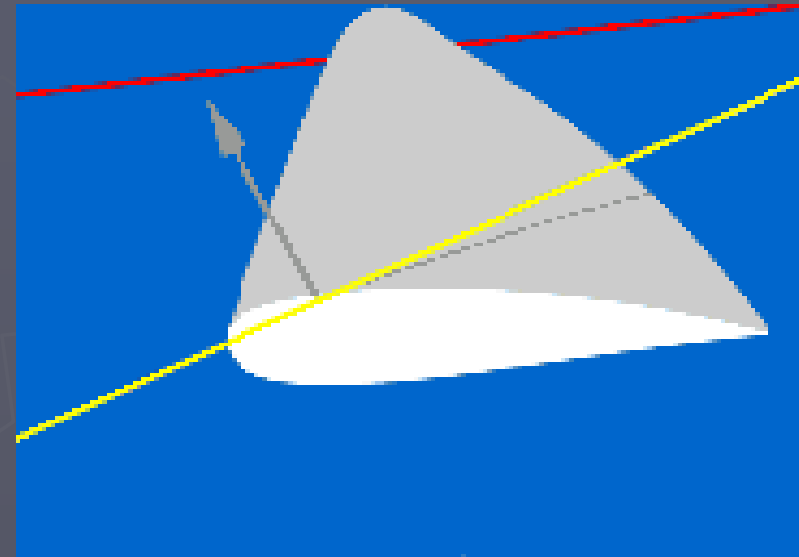


- Vector velocidad del viento en el paisaje
- Vector velocidad del viento debido a la rotación de las palas ($= \omega r$)
- } Vectores velocidad total

Dirección de sustentación, perfil y materiales de las palas

Dirección de sustentación

Cortemos ahora la pala del rotor en el punto por el que pasa la línea amarilla. En el siguiente dibujo la flecha gris muestra la dirección de la sustentación en ese punto. La sustentación es perpendicular a la dirección del viento. Tal y como puede observar, la sustentación empuja la pala parcialmente en la dirección que nosotros queremos, es decir, hacia la izquierda. Sin embargo, también la dobla otro tanto.



© DWIA 2001

Perfiles de la pala del rotor (secciones transversales)

Como puede ver, las palas del rotor de un aerogenerador se parecen mucho a las alas de un avión. De hecho, los diseñadores de palas de rotor usan a menudo perfiles clásicos de alas de avión como sección transversal de la parte más exterior de la pala. Sin embargo, los perfiles gruesos de la parte más interior de la pala suelen estar específicamente diseñados para turbinas eólicas. La elección de los perfiles de las palas del rotor conlleva una solución de compromiso entre unas características adecuadas de sustentación y pérdida de sustentación, y la habilidad del perfil para funcionar bien incluso si hay algo de suciedad en su superficie (lo cual puede ser un problema en áreas en las que llueve poco).

Materiales de la pala del rotor

La mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio ("GRP"), es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. Utilizar fibra de carbono o aramidas (Kevlar) como material de refuerzo es otra posibilidad, pero normalmente estas palas son antieconómicas para grandes aerogeneradores. Los materiales compuestos (composites) de madera, madera-epoxy, o madera-fibra-epoxy aún no han penetrado en el mercado de las palas de rotor, aunque existe un desarrollo continuado en ese área. Las aleaciones de acero y de aluminio tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente. Actualmente sólo son utilizados en aerogeneradores muy pequeños.

3.3. Control de potencia en aerogeneradores

Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Así pues, están generalmente diseñados para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. Es mejor no diseñar aerogeneradores que maximicen su rendimiento a vientos más fuertes, ya que los vientos tan fuertes no son comunes. En el caso de vientos más fuertes es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay varias formas de hacerlo con seguridad en los modernos aerogeneradores:

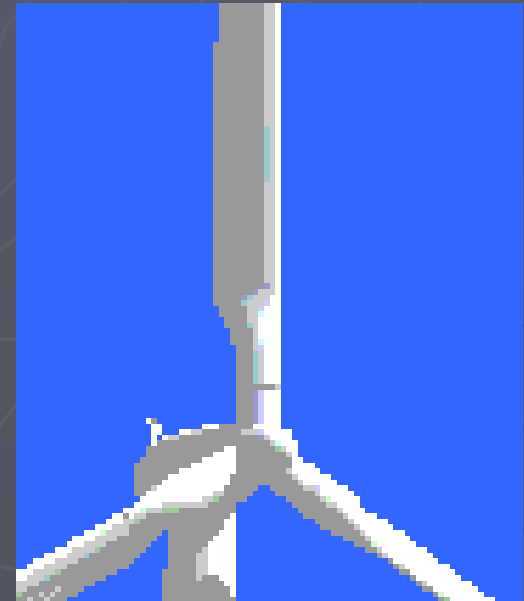
1. Regulación de potencia por cambio del ángulo de paso ("pitch-controlled")
2. Regulación pasiva por pérdida aerodinámica ("stall-controlled")
3. Regulación activa por pérdida aerodinámica

1. Regulación de potencia por cambio del ángulo de paso ("pitch controlled")

En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento (del paisaje). Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso), tal y como se muestra en el dibujo. Observe que el dibujo está exagerado: durante la operación normal, las palas girarán una fracción de grado cada vez (y el rotor estará girando al mismo tiempo).

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.



2. Regulación por pérdida aerodinámica ("stall controlled")

Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, tal y como se mostraba cinco diapositivas atrás. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

Si ha leído la sección sobre pérdida de sustentación se dará cuenta de que conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación. Si mira con atención la pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica observará que la pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico (otras razones para torsionar la pala fueron mencionadas en la sección sobre aerodinámica del rotor).

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

3. Regulación activa por pérdida aerodinámica

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica. Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento). Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, observará que este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso. La elección de la regulación por cambio de paso es sobretodo una cuestión económica: hay que considerar si vale o no la pena pagar por la mayor complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

Otros métodos de control de potencia

Algunos aerogeneradores modernos usan alerones (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue.

Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por desalineación del rotor sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura. Veamos en la siguiente diapositiva más detalles sobre el mecanismo de orientación de los aerogeneradores (de eje horizontal):

Mecanismo de orientación

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento.

Error de orientación

Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento. Un error de orientación implica que una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor (para aquéllos que saben matemáticas, esta proporción disminuirá con el coseno del error de orientación).

Si esto fuera lo único que ocurre, el mecanismo de orientación sería una excelente forma de controlar la potencia de entrada al rotor del aerogenerador. Sin embargo, la parte del rotor más próxima a la dirección de la fuente de viento estará sometida a un mayor esfuerzo (par flector) que el resto del rotor. De una parte, esto implica que el rotor tendrá una tendencia natural a orientarse en contra del viento, independientemente de si se trata de una turbina corriente abajo o corriente arriba. Por otro lado, esto significa que las palas serán torsionadas hacia ambos lados en la dirección de "flap" (dirección perpendicular al plano del rotor) a cada vuelta del rotor. Por tanto, las turbinas eólicas que estén funcionando con un error de orientación estarán sujetas a mayores cargas de fatiga que las orientadas en una dirección perpendicular al viento.

Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores.

La imagen muestra el mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 kW vista desde abajo, mirando hacia la góndola. En la parte más exterior podemos distinguir la corona de orientación, y en el interior las ruedas de los motores de orientación y los frenos del sistema de orientación. Casi todos los fabricantes de máquinas con rotor a barlovento prefieren frenar el mecanismo de orientación cuando no está siendo utilizado. El mecanismo de orientación es activado por un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo cuando la turbina está girando.



© 1998 www.WINDPOWER.org

3.4. Diseño de aerogeneradores

Consideraciones básicas de carga

Cuando se construyen aerogeneradores o helicópteros, deben tenerse en cuenta la resistencia, el comportamiento dinámico y las propiedades de fatiga de los materiales y de todo el conjunto.

Cargas (fuerzas) extremas

Los aerogeneradores están contruidos para atrapar la energía cinética del viento. Así pues, se preguntará por qué los modernos aerogeneradores no se construyen con un gran número de palas del rotor, como en los viejos molinos de viento "americanos" que ha visto en la películas del Oeste (o en la isla de Mallorca).

Sin embargo, las turbinas con muchas palas o con palas muy anchas, esto es, turbinas con un rotor muy sólido, estarán sujetas a fuerzas muy grandes, cuando el viento sopla a una velocidad de huracán (recuerde que el contenido energético del viento varía con la el cubo de la velocidad del viento).

Los fabricantes de aerogeneradores deben certificar sus turbinas, garantizando que una vez cada 50 años pueden soportar vientos extremos de unos 10 minutos de duración. Por lo tanto, para limitar la influencia de los vientos extremos, los fabricantes de turbinas optan por construir turbinas con pocas palas, largas y estrechas. Para compensar la estrechez de las palas de cara al viento, los fabricantes de turbinas prefieren dejar que las turbinas giren relativamente rápidas.



**Molino multipala americano
para bombeo de agua**

Cargas de fatiga

Las aerogeneradores están sujetos a vientos fluctuantes y, por tanto, a fuerzas fluctuantes. Esto se da particularmente en el caso de estar emplazados en un clima eólico muy turbulento. Los componentes sujetos a una flexión repetida pueden desarrollar grietas, que en última instancia pueden provocar la rotura del componente. Un ejemplo de esto es la enorme máquina alemana Growian (100 m de diámetro de rotor), que tuvo que ponerse fuera de servicio en menos de 3 semanas de funcionamiento. La fatiga del metal es un problema bien conocido en muchas industrias. Así pues, generalmente el metal no se elige como material para las palas del rotor. En el diseño de una turbina eólica, es muy importante calcular por anticipado como vibrarán los diferentes componentes, tanto individualmente como en conjunto. También es importante calcular las fuerzas que participan en cada flexión y estiramiento de un componente. De esto se ocupa la dinámica estructural, donde los físicos han desarrollado modelos matemáticos de ordenador que analizan el comportamiento de toda la turbina eólica. Estos modelos son utilizados por los fabricantes de turbinas para diseñar sus máquinas de forma segura.

Aerogeneradores: ¿Máquinas de eje horizontal o vertical?

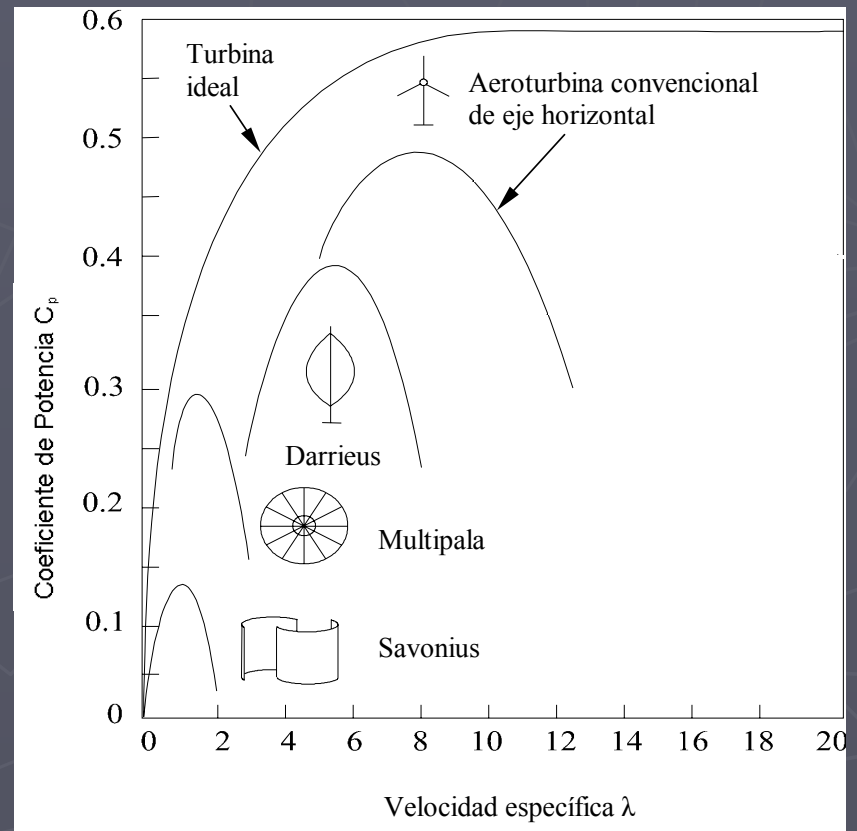
Aerogeneradores de eje horizontal

La mayor parte de la tecnología descrita en estas páginas se refiere a aerogeneradores de eje horizontal (o "HAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "horizontal axis wind turbines"). La razón es simple: todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen actualmente con un rotor tipo hélice de eje horizontal. El gráfico de abajo muestra el rendimiento (a través del coeficiente de potencia) de los distintos tipos de aerogeneradores que se discuten brevemente

Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para hacer funcionar el generador. El mismo principio básico es el que se utiliza en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los álabes de la turbina.



Aerogeneradores tripala de eje horizontal



Coeficiente de potencia (frente a velocidad) para distintos tipos de aerogeneradores

Aerogeneradores de eje vertical

Como probablemente recordará, en las clásicas norias de agua el agua llegaba en ángulo recto (perpendicular) respecto al eje de rotación de la noria. Los aerogeneradores de eje vertical (o "VAWTs", como algunos les llaman) son como las norias en ese sentido (algunos tipos de turbinas de eje vertical realmente también podrían trabajar con un eje horizontal, aunque apenas serían capaces de mejorar la eficiencia de una turbina de tipo hélice). La única turbina de eje vertical que ha sido comercialmente fabricada a todos los volúmenes es la máquina Darrieus, que debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931 (fue producida por la compañía estadounidense FloWind, que quebró en 1997). La máquina Darrieus se caracteriza por sus palas en forma de C, que le hacen asemejarse a un batidor de huevos. Normalmente se construye con dos o tres palas.

- Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son:
 - 1) Puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina.
 - 2) No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.
- Las principales desventajas (más que las ventajas) son:
 - 1) Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte más inferior de su rotor.
 - 2) La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es impresionante.
 - 3) La máquina no es de arranque automático (es decir, una máquina Darrieus necesitará un "empuje" antes de arrancar. Sin embargo, esto es sólo un inconveniente sin importancia, ya que puede utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de red para arrancar la máquina).
 - 4) La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, aunque esta solución no es practicable en áreas muy cultivadas.
 - 5) Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada (esta es la razón por la que EOLE 4 del dibujo ya no está en funcionamiento).

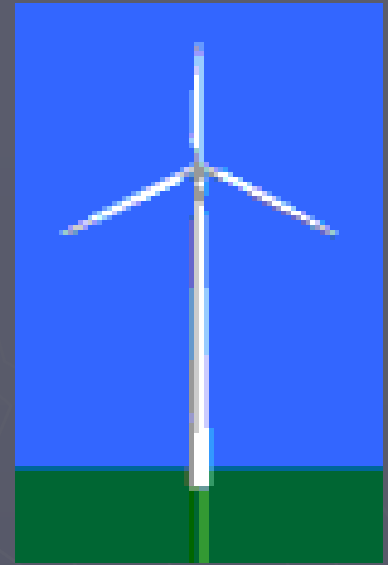


“Eole C”, un aerogenerador de eje vertical **Darrieus** de 4200 kW, con un diámetro de rotor de 100 m, en Cap Chat, Québec (Canadá). Esta máquina (que es el aerogenerador más grande del mundo) ya no está operativa.

Aerogeneradores: ¿Cuántas palas?

¿Por qué no un número par de palas?

Los ingenieros de modernos aerogeneradores evitan construir grandes máquinas con un número par de palas. La razón más importante es la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas (y como mínimo tres palas) puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina. Un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una máquina que tenga una estructura rígida. La razón es que en el preciso instante en que la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento de enfrente de la torre. La mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor a barlovento (en la cara de la torre que da al viento), usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. A este diseño se le suele llamar el clásico "concepto danés", y tiende a imponerse como estándar al resto de conceptos evaluados. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño. El concepto básico fue introducido por primera vez por el célebre aerogenerador de Gedser. Otra de las características es el uso de un generador asíncrono.



El concepto tripala danés

Conceptos bipala (oscilante / basculante) y monopala

Los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por su puesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual. Últimamente, varios fabricantes tradicionales de máquinas bipala han cambiado a diseños tripala.

Las máquinas bi y monopala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (buje oscilante), como el que se muestra en el dibujo, es decir, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre. Así pues el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al eje principal, y que gira junto con el eje principal. Esta disposición puede necesitar de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.



¡Y sí, los aerogeneradores monopala existen y, de hecho, ahorran el coste de otra pala! Sin embargo, los aerogeneradores monopala no están muy extendidos comercialmente, pues los inconvenientes de los bipala también son aplicables, e incluso en mayor medida, a las máquinas monopala. Además de una mayor velocidad de giro, y de los problemas de ruido y de intrusión visual, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bipala.

Optimización de aerogeneradores

El molino de viento para bombear agua de la fotografía de la izquierda tiene un aspecto muy diferente al de los grandes aerogeneradores modernos. Sin embargo, están diseñados de forma bastante inteligente para el fin al que están destinados: el rotor muy sólido y con muchas palas significa que girará incluso a velocidades de viento muy bajas, por lo que bombeará una cantidad de agua razonable a lo largo de todo el año.

Claramente, serán muy ineficientes a altas velocidades del viento, y tendrán que pararse y orientarse fuera del viento para evitar daños en la turbina, debido a la solidez del rotor. Aunque eso realmente no importa: no queremos vaciar los pozos e inundar los tanques de agua durante un vendaval.



El diseño de un aerogenerador no está sólo determinado por la tecnología, sino por una combinación de tecnología y economía: los fabricantes de aerogeneradores quieren optimizar sus máquinas para producir la electricidad al menor coste posible por kilovatio-hora (kWh) de energía.

Aunque los fabricantes no se preocupan demasiado de si están utilizando los recursos eólicos de forma eficiente: a fin de cuentas el combustible es gratis. No es necesariamente una buena idea maximizar la producción anual de energía, si esto implica que se tiene que construir un aerogenerador muy caro. A continuación veremos algunas de las decisiones que los fabricantes deben tomar.

Relativo al generador y al tamaño del rotor

Un generador pequeño (es decir, un generador con una baja potencia de salida nominal en kW) requiere menos fuerza para hacerlo girar que uno grande. Si se acopla un gran rotor a un generador pequeño, se estará produciendo electricidad durante una gran cantidad de horas al año, pero sólo se capturará una pequeña parte del contenido energético del viento a altas velocidades de viento. Por otro lado, un generador grande será muy eficiente a altas velocidades de viento, pero incapaz de girar a bajas velocidades.

Así pues, los fabricantes mirarán la distribución de velocidades de viento y el contenido energético del viento a diferentes velocidades para determinar cuál será la combinación ideal de tamaño de rotor y de tamaño de generador en los diferentes emplazamientos de aerogeneradores.

Adaptar una turbina con dos (o más) generadores puede ser ventajoso en algunas ocasiones, aunque si vale o no la pena depende realmente del precio de la electricidad.

Relativo a la altura de la torre

En la sección sobre cizallamiento del viento, hemos aprendido que en general las torres más altas aumentan la producción de energía de un aerogenerador. Una vez más, discernir si vale o no la pena el coste adicional que supone una torre más alta depende tanto de la clase de rugosidad como del coste de la electricidad.

3.5. Criterios de emplazamiento

- **Rugosidad: perfil vertical del viento**
- **Influencia de obstáculos**
 - Turbulencias
 - Abrigo del viento
 - Apantallamiento en parques eólicos
- **Influencia de la orografía: efectos aceleradores**
 - Efecto túnel
 - Efecto colina
- **Selección del emplazamiento**
- **Condiciones eólicas marinas (parques off-shore)**

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre **rugosidad** del terreno, la **influencia de obstáculos**, y la influencia del contorno del terreno, también llamada orografía del área (que ejemplificaremos en último lugar con los llamados efectos aceleradores: el **efecto túnel** y el **efecto colina**). Aprenderemos en esta sección sobre criterios y condiciones de emplazamiento

Rugosidad

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

En la industria eólica, la gente suele referirse a la **clase de rugosidad** o a la **longitud de rugosidad** (z_0) cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0. Las pistas de hormigón de los aeropuertos pertenecen a la clase de rugosidad 0.5, al igual que el paisaje abierto y llano pacido por las ovejas. El término **longitud de rugosidad** se refiere a la máxima distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento es nula. En la tabla de la siguiente transparencia pueden consultarse las longitudes de rugosidad aproximadas correspondientes a distintos tipos de paisajes.

Es un error habitual creer que, en el caso de acantilados y similares, uno puede añadir la altura del acantilado a la altura de la torre del aerogenerador para obtener su altura efectiva (cuando el viento viene del mar), antes de insertarla en la expresión del perfil de viento que acabamos de ver para calcular la velocidad del viento. Evidentemente esto no se puede hacer. El acantilado creará turbulencia, y frenará el viento antes incluso de que llegue al acantilado. Por tanto, la variable **z** de la expresión del perfil de velocidades es la altura desde la base del aerogenerador.

Tabla de clases y longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Definiciones de acuerdo con el **Atlas Eólico Europeo, WAsP**.

Rugosidad: perfil vertical del viento

La velocidad del viento a una cierta altura sobre el nivel del suelo (**perfil vertical del viento**) es:

$$v = v_{ref} \ln \frac{z/z_0}{z_{ref}/z_0}, \text{ donde}$$

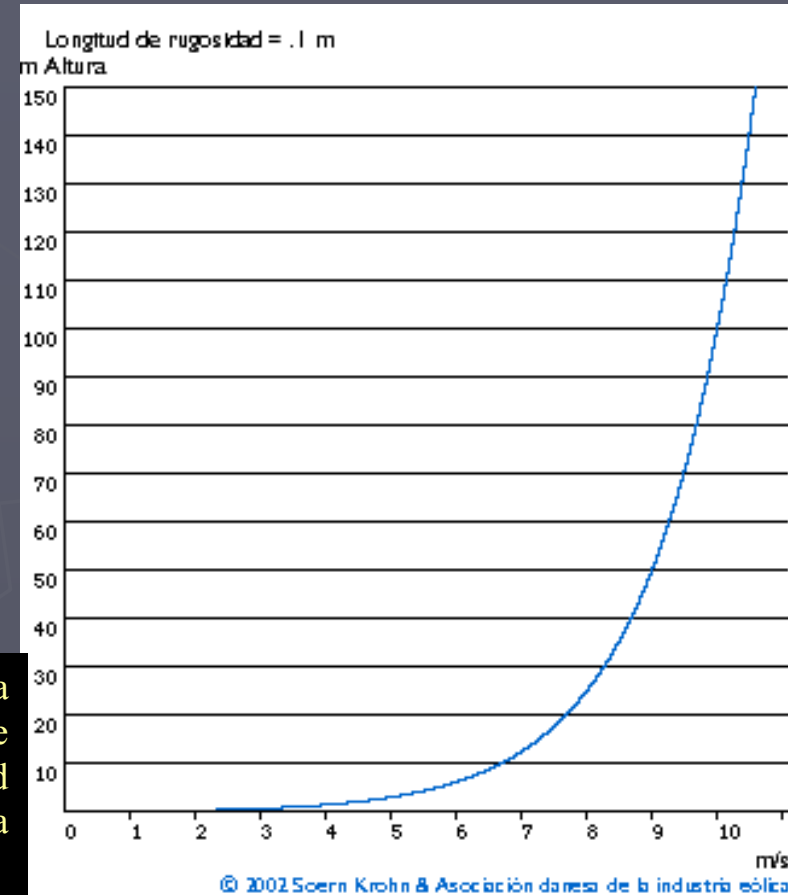
v = velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo.

v_{ref} = velocidad de referencia, es decir, una velocidad de viento ya conocida a una altura z_{ref} .

z = altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada, v .

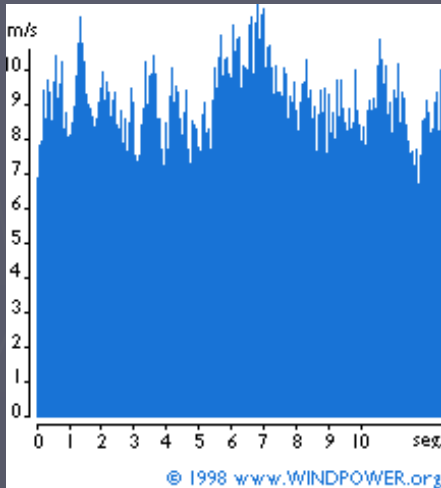
z_0 = longitud de rugosidad en la dirección de viento actual.

La figura muestra como varía la velocidad del viento para una rugosidad de clase 2 (suelo agrícola con algunas casas y setos de protección a intervalos de unos 500 metros, lo que da una longitud de rugosidad de 0.1 m), considerando que el viento sopla a una velocidad de 10 m/s a 100 metros de altura.



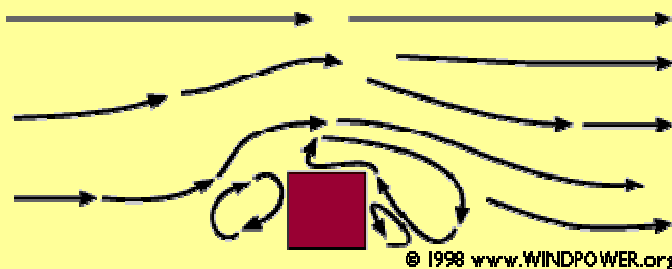
El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse **cizallamiento** del viento. El cizallamiento del viento también puede ser importante en el diseño de aerogeneradores. Considerando un aerogenerador con una altura del buje de 40 metros y con un diámetro del rotor de 40 metros se observa (para el caso de la gráfica) que el viento sopla a 9,3 m/s cuando el extremo de la pala se encuentra en su posición más elevada, y sólo a 7,7 m/s cuando dicho extremo se encuentra en la posición inferior. Esto significa que las fuerzas que actúan sobre la pala del rotor cuando está en su posición más alta son mucho mayores que cuando está en su posición más baja.

Obstáculos y turbulencia

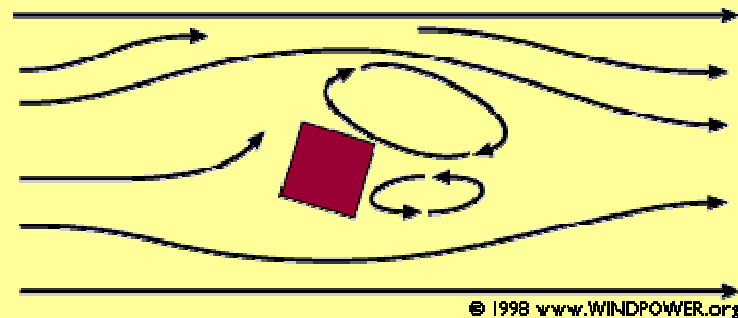


Seguramente habrás observado que las tormentas suelen venir asociadas a ráfagas de viento que cambian tanto en velocidad como en dirección. En áreas cuya superficie es muy accidentada y tras obstáculos como edificios, también se producen muchas turbulencias, con flujos de aire muy irregulares, con remolinos y vórtices en los alrededores. En la imagen de la izquierda puede verse un ejemplo de como la turbulencia aumenta las fluctuaciones en la velocidad del viento (puedes compararla con la primera gráfica de la diapositiva 28). Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.

Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos. Como puede verse en este dibujo de típicas corriente de viento alrededor de un obstáculo (abajo), la zona de turbulencias puede extenderse hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la altura del obstáculo. La turbulencia es más acusada detrás del obstáculo que delante de él. Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y en particular si se encuentran en la parte donde sopla el viento dominante, es decir, "en frente de la turbina".



Vista lateral de la corriente de viento alrededor de un obstáculo



Vista superior de la corriente de viento alrededor de un obstáculo

Abrigo del viento

Este gráfico proporciona una estimación (obtenida de una simulación por ordenador) de cómo disminuye el viento tras un obstáculo como, es decir, un obstáculo que no es aerodinámico y de “porosidad” nula. En este caso se ha tomado un edificio de oficinas de 7 plantas, de 20 metros de alto y 60 de ancho, situado a una distancia de 300 metros de un aerogenerador con una altura de buje de 50 m. El **abrigo del viento** puede verse literalmente en diferentes tonos de gris. Los números en azul indican la velocidad del viento en tanto por ciento de la velocidad del viento sin el obstáculo.

En la parte superior de la torre del aerogenerador amarillo la velocidad del viento ha disminuido en un 3% (hasta el 97 %) de la velocidad del viento sin el obstáculo. Observe que esto representa una pérdida de energía del viento (con su dependencia cúbica de la velocidad) de alrededor del 10%.

Velocidad del viento en porcentaje de la velocidad sin obstáculo

altura (m)	21	43	64	86	107	129	150	171	193	214	236	257	279	300	321	343	364	386	407	429	450	
75	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99
73	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99
70	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99
68	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
65	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
63	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
60	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	98	98	98	98	98	98	98	98
58	100	100	100	100	100	99	99	99	99	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
55	100	100	100	100	100	99	99	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
53	100	100	100	100	99	99	98	98	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98
50	100	100	100	99	99	98	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
48	100	100	100	99	98	98	97	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	97	97	97	97
45	100	100	99	99	98	97	96	95	95	95	95	95	95	95	95	96	96	96	96	97	97	97
43	100	100	99	98	96	95	94	94	93	93	94	94	94	94	94	95	95	95	96	96	96	96
40	100	100	98	96	95	93	93	92	92	92	92	93	93	94	94	94	95	95	95	96	96	96
38	100	99	97	95	93	91	90	90	90	90	91	91	92	93	93	94	94	95	95	100	96	96
35	100	98	95	92	90	88	88	87	87	88	89	90	91	92	92	93	94	94	94	95	95	95
33	100	97	92	88	86	85	84	84	85	86	87	89	90	91	91	92	93	93	94	94	95	95
30	99	94	87	83	81	80	81	81	82	84	86	87	88	90	91	92	92	93	94	94	95	95
28	99	89	81	76	75	75	76	78	79	81	84	86	87	89	90	91	92	93	93	94	94	94
25	96	81	71	68	68	70	72	74	76	79	82	84	86	88	89	90	91	92	93	94	94	94
23	90	68	59	58	60	63	67	70	73	77	80	83	85	87	89	90	91	92	93	93	94	94
20	78	48	43	46	52	57	63	67	71	75	79	82	85	87	88	90	91	92	93	94	94	94
18	52	21	24	34	43	52	59	65	69	74	79	82	85	87	88	90	91	92	93	94	94	94
15	4		4	22	35	48	56	63	69	74	79	82	85	87	89	90	91	92	93	94	95	95
13				13	32	46	56	63	69	75	79	83	86	88	90	91	92	93	94	94	95	95
10				9	32	47	58	65	71	77	81	85	87	89	91	92	93	94	95	95	96	96
8				14	38	53	63	70	75	80	84	87	89	91	92	93	94	95	96	96	97	97
5				31	51	63	72	78	82	85	88	91	92	94	94	95	96	96	97	97	98	98
3				35	60	72	80	84	88	90	92	94	95	96	97	97	98	98	98	98	99	99

21 43 64 86 107 129 150 171 193 214 236 257 279 300 321 343 364 386 407 429 450 m
 = Obstáculo de 20 m = Altura del buje de 50 m

Longitud de rugosidad = 0,055; Porosidad = 0; Longitud del obstáculo = 60 m
 Nota : las escalas vertical y horizontal son diferentes. La escala horizontal muestra la distancia desde el obstáculo.
 © Copyright 1998 DWA/TMA

Apantallamientos en el parque eólico

Efecto de la estela

Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a la turbina (recuérdense los fundamentos de la Ley de Betz). Un aerogenerador siempre va a crear un abrigo en la dirección a favor del viento. De hecho, habrá una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina (la expresión estela proviene, obviamente, de la estela que deja un barco tras de sí). Realmente puede verse la estela tras un aerogenerador si se le añade humo al aire que va a pasar a través de la turbina, tal y como se ha hecho en la imagen (esta turbina en particular fue diseñada para girar en sentido contrario al de las agujas del reloj, algo inusual en los aerogeneradores modernos).



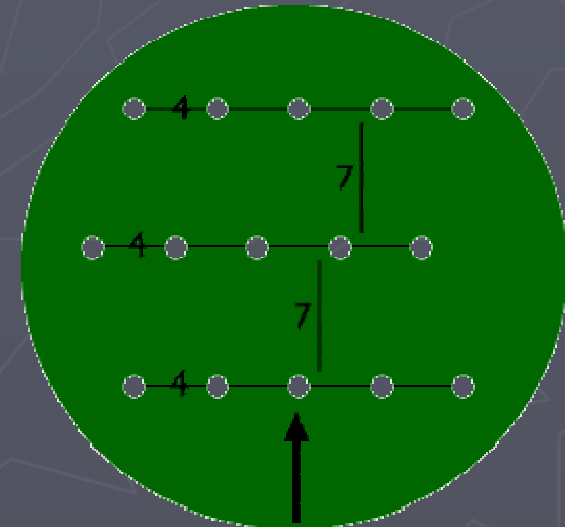
En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor. En las direcciones de viento dominante esta separación es incluso mayor, tal y como se explica en la página siguiente.

Efecto del parque

Como cada aerogenerador ralentiza el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el coste del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras.

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes (7 en el esquema de la derecha), y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes (4 en el esquema).

Conociendo la altura y el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los proyectistas de energía eólica pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La pérdida de energía típica es de alrededor del 5 por ciento.



Efectos aceleradores: efectos túnel y colina

A continuación veremos como obtener ventaja de la orografía del terreno a través de dos efectos (a veces llamados "aceleradores"): el **efecto túnel** y el **efecto colina**.

Efecto túnel

Si tomas un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas observarás que se da el mismo efecto: el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como "efecto túnel", consecuencia de la ley de conservación de la masa (ecuación 1 en la diapositiva de la ley de Betz). Así pues, incluso si la velocidad normal del viento en un terreno abierto puede ser de, digamos, 6 metros por segundo, en un "túnel" natural puede fácilmente alcanzar los 9 metros por segundo.

Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Para obtener un buen efecto túnel, éste debe estar "suavemente" enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en ese área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes (y con cambios muy rápidos). Si hay muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.



Efecto colina

Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área. En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina.

Tal y como puede observar en el dibujo, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable enfrente de la colina.

También se dará cuenta de que el viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador.

Al igual que ocurría anteriormente, si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencias significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores.



© 1998 www.WINDPOWER.org

*El viento atravesando las cimas de las montañas se hace veloz y denso, y cuando sopla fuera de ellas se vuelve ligero y lento, como el agua que sale de un canal estrecho y va a desembocar al mar. **Leonardo da Vinci** (1452-1519)*

Selección del emplazamiento

Condiciones eólicas

Normalmente, el sólo hecho de observar la naturaleza resulta de excelente ayuda a la hora de encontrar un emplazamiento apropiado para el aerogenerador. Los árboles y matorrales de la zona serán una buena pista para saber cual es la dirección de viento dominante, como puede verse en la fotografía de la derecha. Si nos movemos a lo largo de un litoral accidentado, observaremos que siglos de erosión han trabajado en una dirección en particular. Los datos meteorológicos, obtenidos en forma de rosa de los vientos durante un plazo de 30 años, sean probablemente su mejor guía, aunque rara vez estos datos son recogidos directamente en su emplazamiento, por lo que hay que ser muy prudente al utilizarlos, tal y como se verá en la próxima sección. Si ya existen aerogeneradores en ese área, sus resultados de producción son una excelente guía de las condiciones de viento locales. En países como Dinamarca y Alemania, en los que a menudo se encuentra un gran número de aerogeneradores dispersos por el campo, los fabricantes pueden ofrecer resultados de producción garantizados basándose en cálculos eólicos realizados en el emplazamiento.



De lo que hemos aprendido en las páginas anteriores, nos gustaría tener una vista lo más amplia posible en la dirección de viento dominante, así como los mínimos obstáculos y una rugosidad lo más baja posible en dicha dirección. Si puede encontrar una colina redondeada para situar las turbinas, es posible incluso que consiga además un efecto acelerador.

Conexión a la red

Obviamente, los grandes aerogeneradores tienen que ser conectados a la red eléctrica. Para los proyectos de menores dimensiones es fundamental que haya una línea de alta tensión de 10 - 30 kV relativamente cerca para que los costes de cableado no sean prohibitivamente altos. Los generadores de las grandes turbinas eólicas modernas generalmente producen la electricidad a 690 V. Un transformador colocado cerca de la turbina o dentro de la torre de la turbina convierte la electricidad en alta tensión (normalmente hasta 10 - 30 kV). La red eléctrica próxima a los aerogeneradores deberá ser capaz de recibir la electricidad proveniente de la turbina. Si ya hay muchas turbinas conectadas a la red, la red puede necesitar refuerzo, es decir, un cable más grande, conectado quizás más cerca de una estación de transformación de más alto voltaje.



Condiciones del suelo

La viabilidad tanto de realizar las cimentaciones de las turbinas (la foto de arriba es muy significativa) como de construir carreteras que permitan la llegada de camiones pesados hasta el emplazamiento deben tenerse en cuenta en cualquier proyecto de aerogenerador.

Condiciones eólicas marinas (parques off-shore)

Las superficies de mares y lagos son obviamente muy lisas, por lo que la rugosidad de la superficie marina es muy baja (a velocidades del viento constantes). Con velocidades de viento crecientes, parte de la energía se emplea en producir oleaje, lo que implica un aumento de la rugosidad. Una vez se han formado las olas, la rugosidad decrece de nuevo. Por tanto tenemos una superficie de rugosidad variable (lo mismo ocurre en zonas cubiertas con más o menos nieve). Sin embargo, si generalizamos, puede considerarse que la rugosidad de la superficie del agua es muy baja y que los obstáculos del viento son pocos. Al realizar los cálculos deberán tenerse en cuenta islas, faros, etc. tal y como se tendrían en cuenta los obstáculos situados en la dirección de donde viene el viento o los cambios de rugosidad en la tierra.

Bajo cizallamiento del viento implica menor altura de buje

Con una baja rugosidad, el cizallamiento del viento en el mar es también muy bajo, lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios al variar la altura del buje del aerogenerador. Así pues, puede resultar más económico utilizar torres más bien bajas, de alrededor de 0,75 veces el diámetro del rotor, en aerogeneradores emplazados en el mar, dependiendo de las condiciones locales (normalmente, las torres de los aerogeneradores situados en tierra miden un diámetro de rotor, o incluso más).

Baja intensidad de las turbulencias = mayor tiempo de vida de los aerogeneradores

El viento en el mar es generalmente menos turbulento que en tierra, por lo que en un aerogenerador situado en el mar se puede esperar un tiempo de vida mayor que en otro situado en tierra. La baja turbulencia del mar se debe, ante todo, al hecho de que las diferencias de temperatura a diferentes altitudes de la atmósfera que hay sobre el mar son inferiores a las que hay sobre la tierra. La radiación solar puede penetrar varios metros bajo el mar mientras que en tierra la radiación solar sólo calienta la capa superior del suelo, que llega a estar mucho más caliente. Consecuentemente, las diferencias de temperatura entre la superficie y el aire serán menores sobre el mar que sobre la tierra. Esto es lo que provoca que la turbulencia sea menor.



4. La energía eólica en cifras



4.1. Energía eólica en España



ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA (2010)

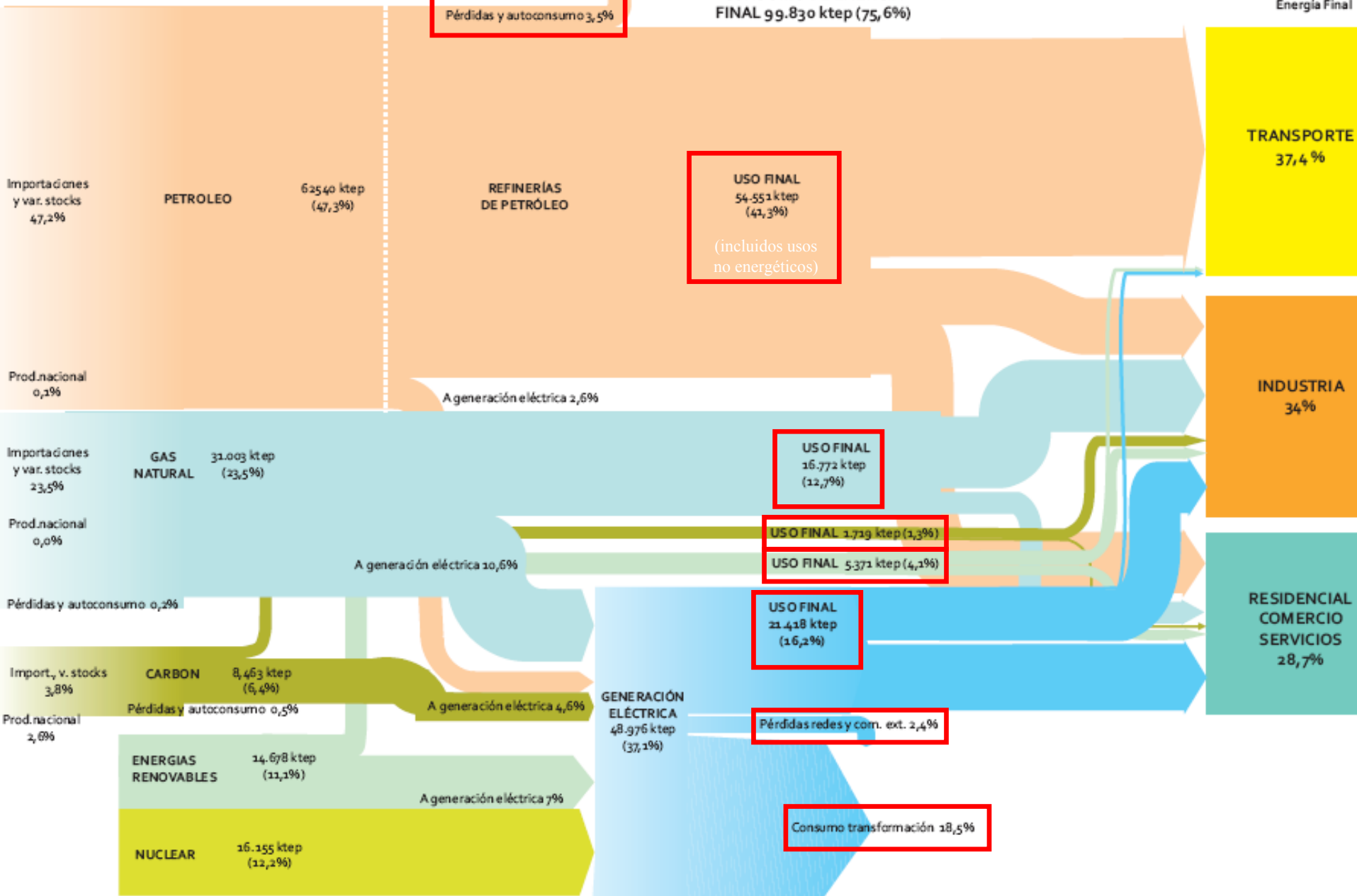
(% energía primaria total)

ABASTECIMIENTOS DE ENERGÍA
Y VARIACIÓN STOCKS

CONSUMO DE ENERGÍA
PRIMARIA 132.123 ktep

CONSUMO DE ENERGÍA
FINAL 99.830 ktep (75,6%)

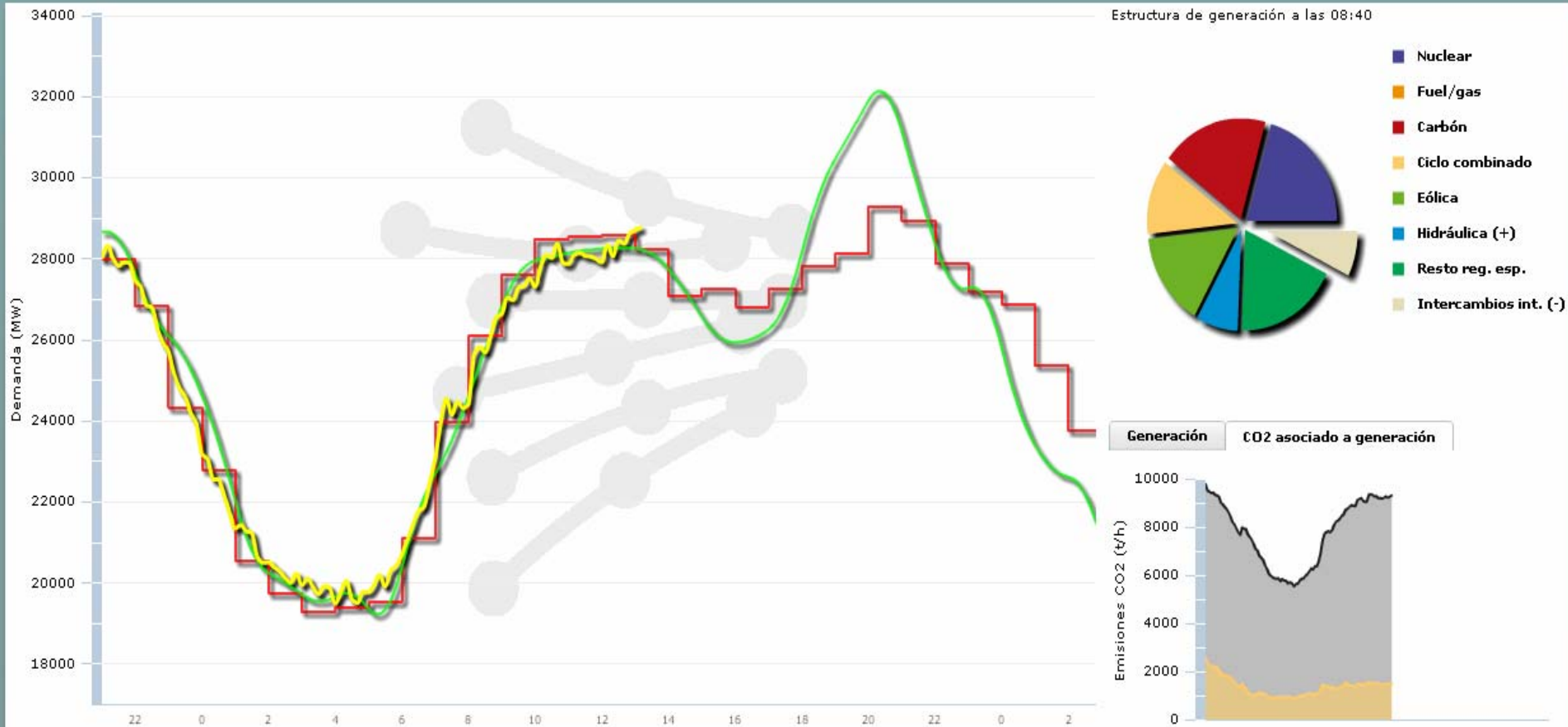
% Sobre
Energía Final



Energía eólica generada

Enlace REE – Demanda y Estructura de Generación en tiempo real

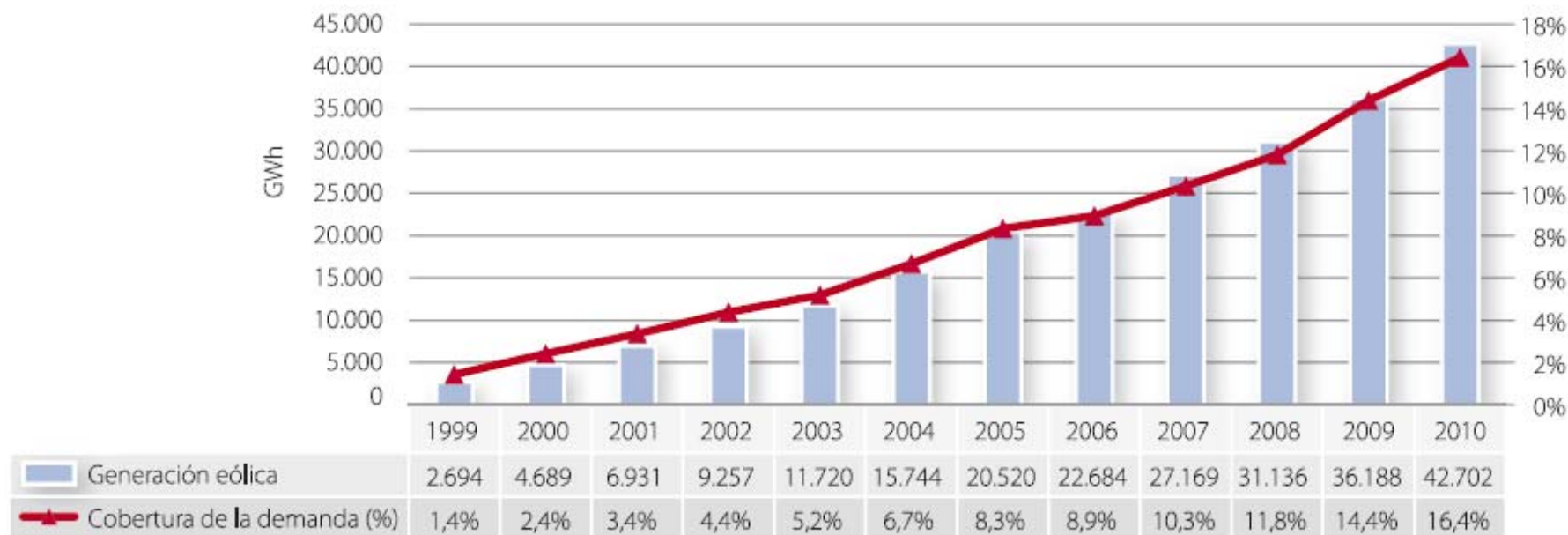
Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO2



Demanda (MW) a las 13:10 de 31/10/2011 ☐ Real = 28761 ☐ Prevista = 28236 ☐ Emisiones CO2 (t/h) = 9307

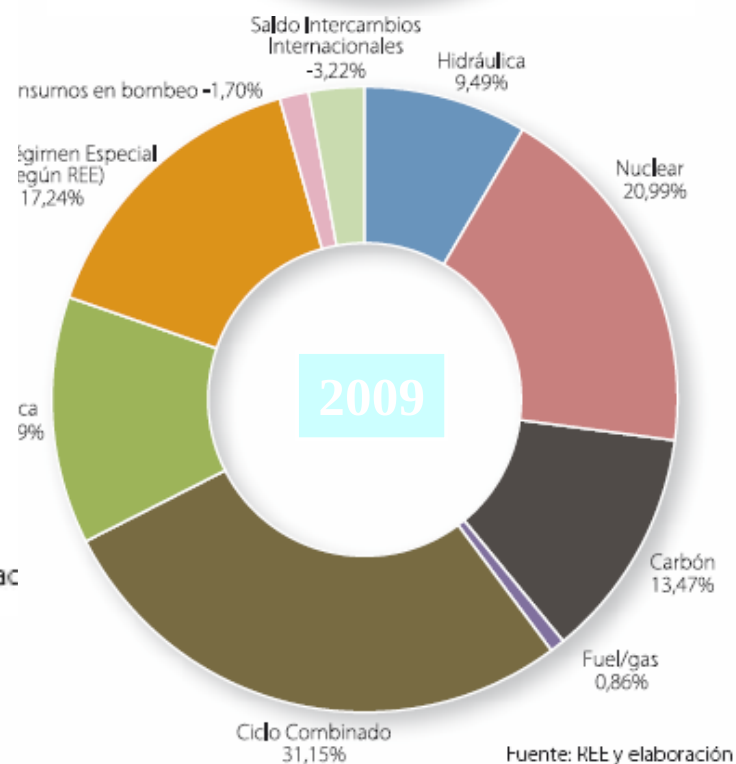
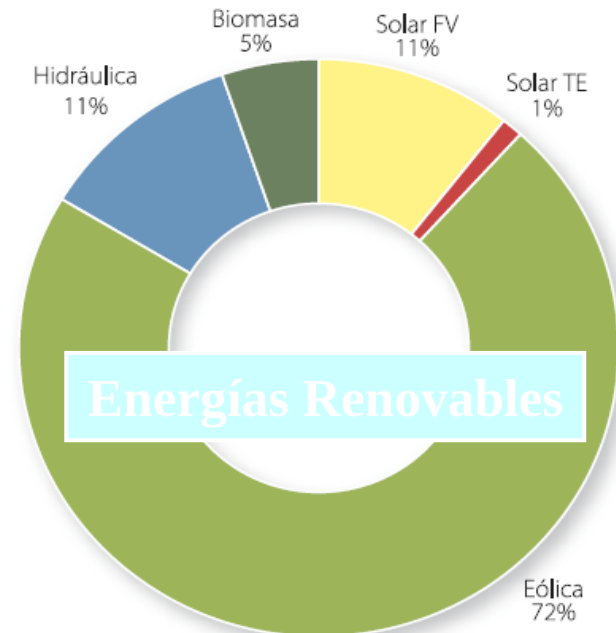
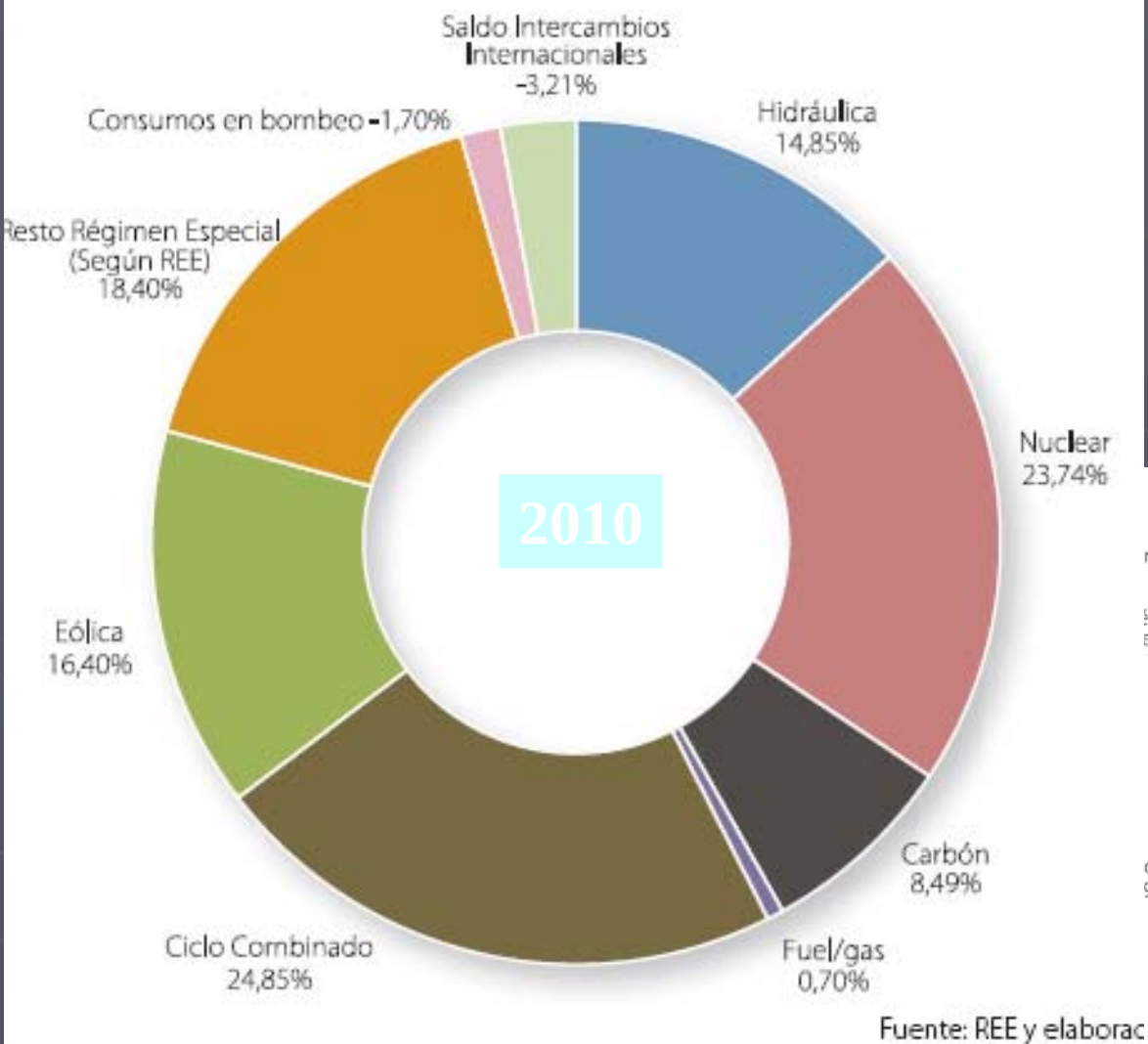
© RED ELECTRICA DE ESPAÑA - www.ree.es • Todos los derechos reservados

Generación eólica y cobertura de demanda 1999-2010



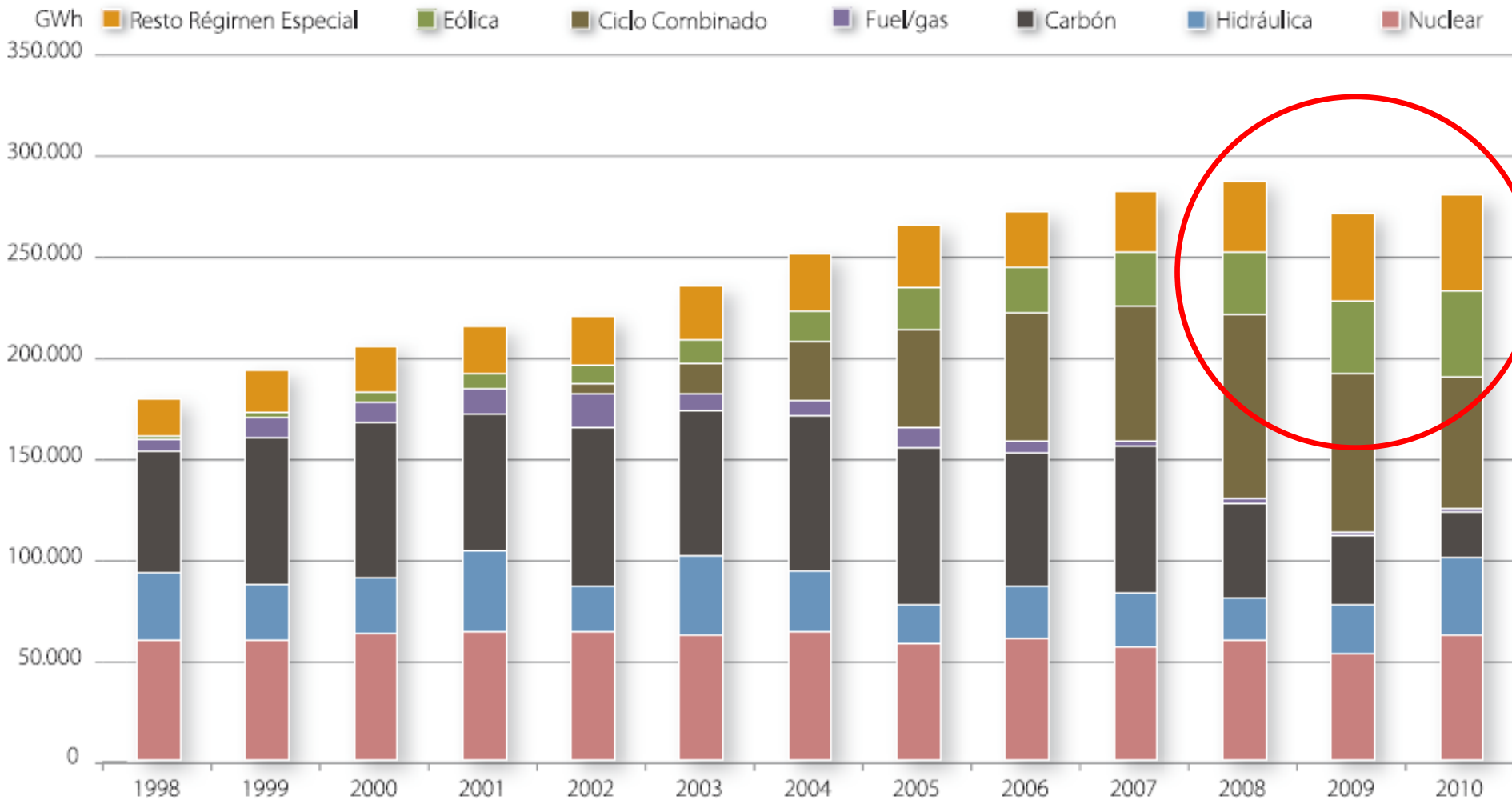
Fuente: REE

Estructura de generación eléctrica



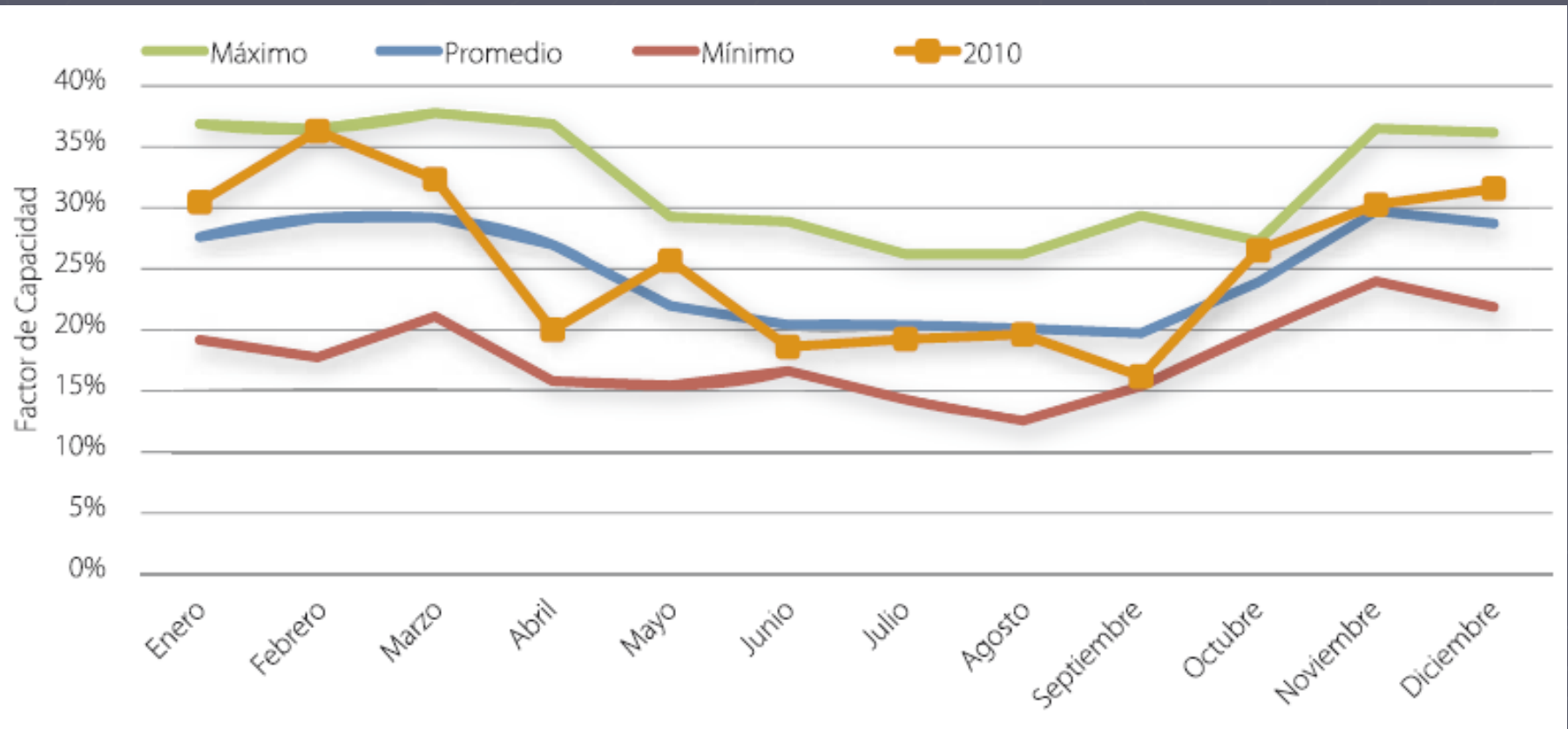
[Enlace MITyC: Régimen Especial](#)

Generación anual por tecnología (1998-2010)

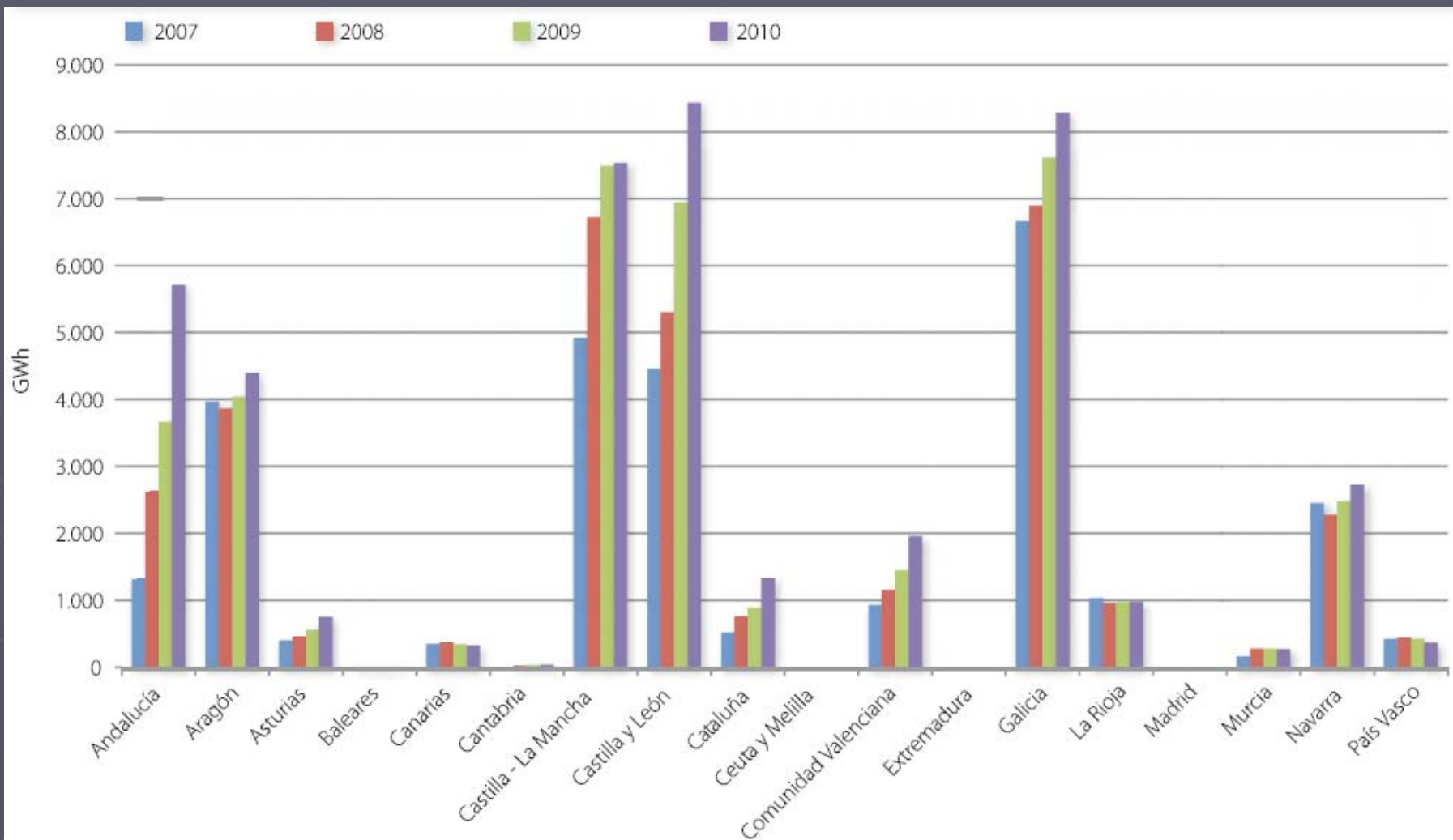


Variación interanual en el factor de capacidad (periodo 1998-2010; año 2010)

El factor de capacidad es el cociente entre la energía real producida y la que el parque eólico hubiera generado operando continuamente a su potencia nominal

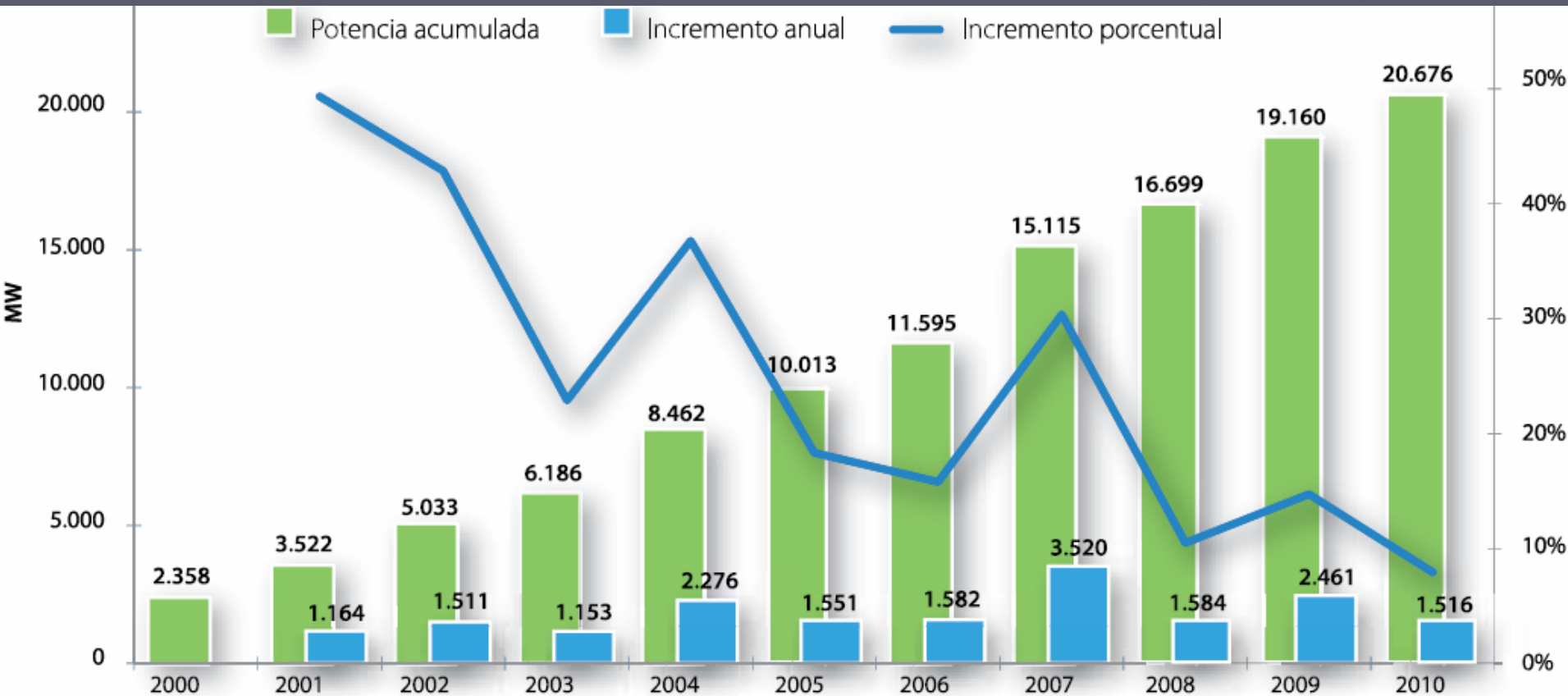


Generación anual por comunidades (2007-2010)



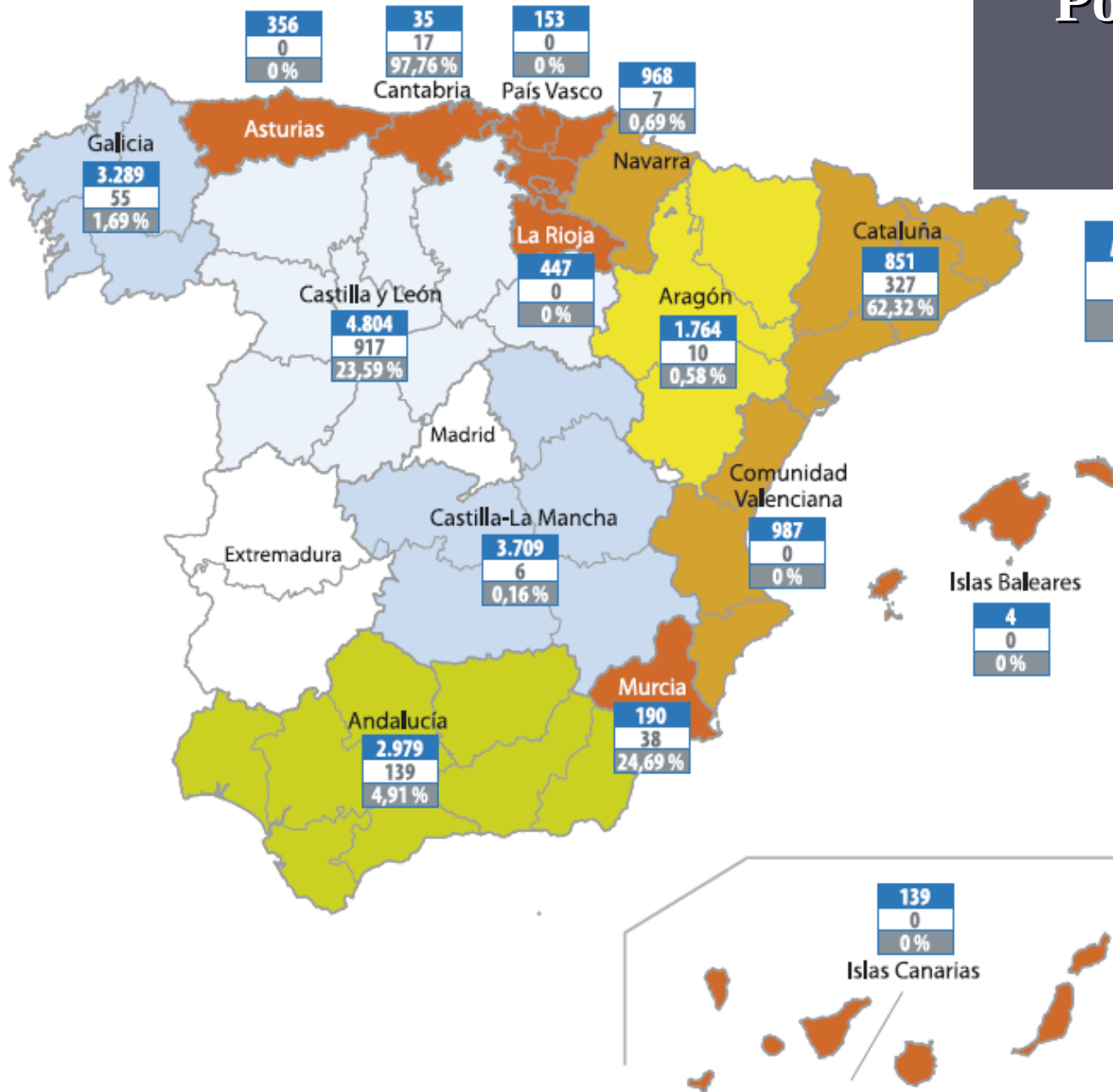
Evolución anual de la potencia eólica instalada en España

Potencia instalada



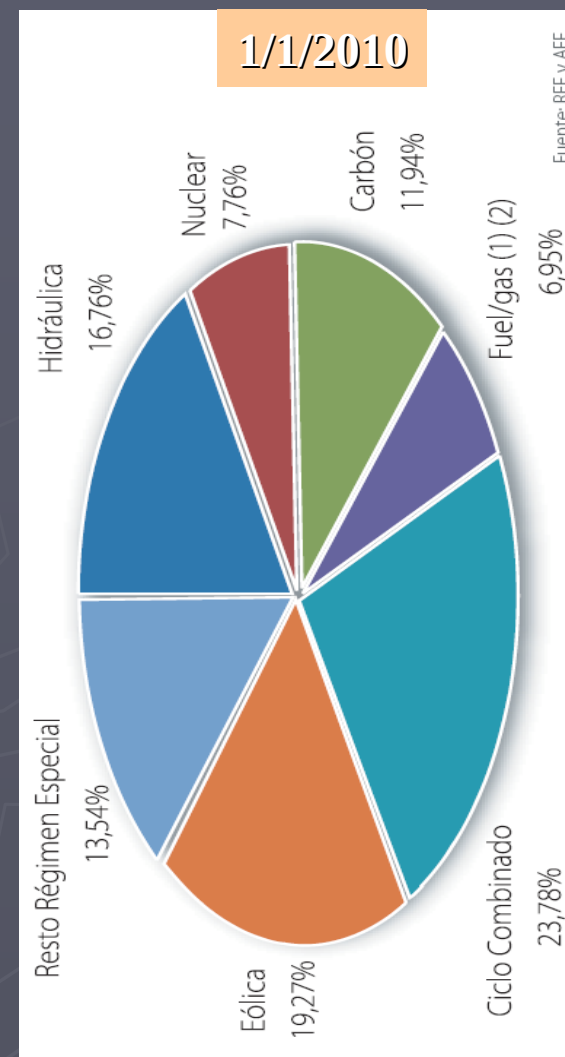
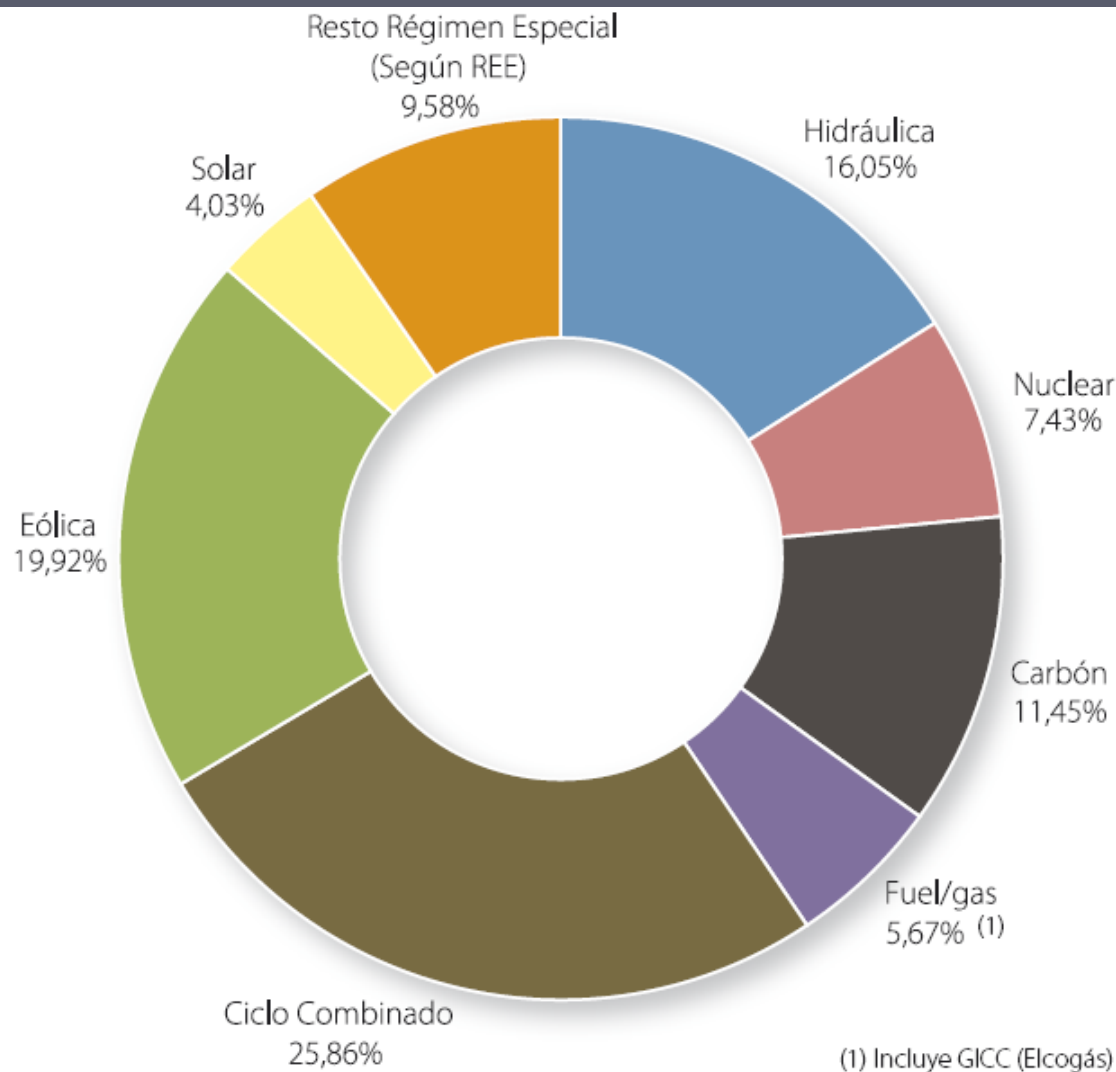
Pendiente ~ 2 GW/año

Potencia eólica instalada en España



Acumulado a 01/01/11 (MW)
En 2010
Variación 10 / 11 (%)

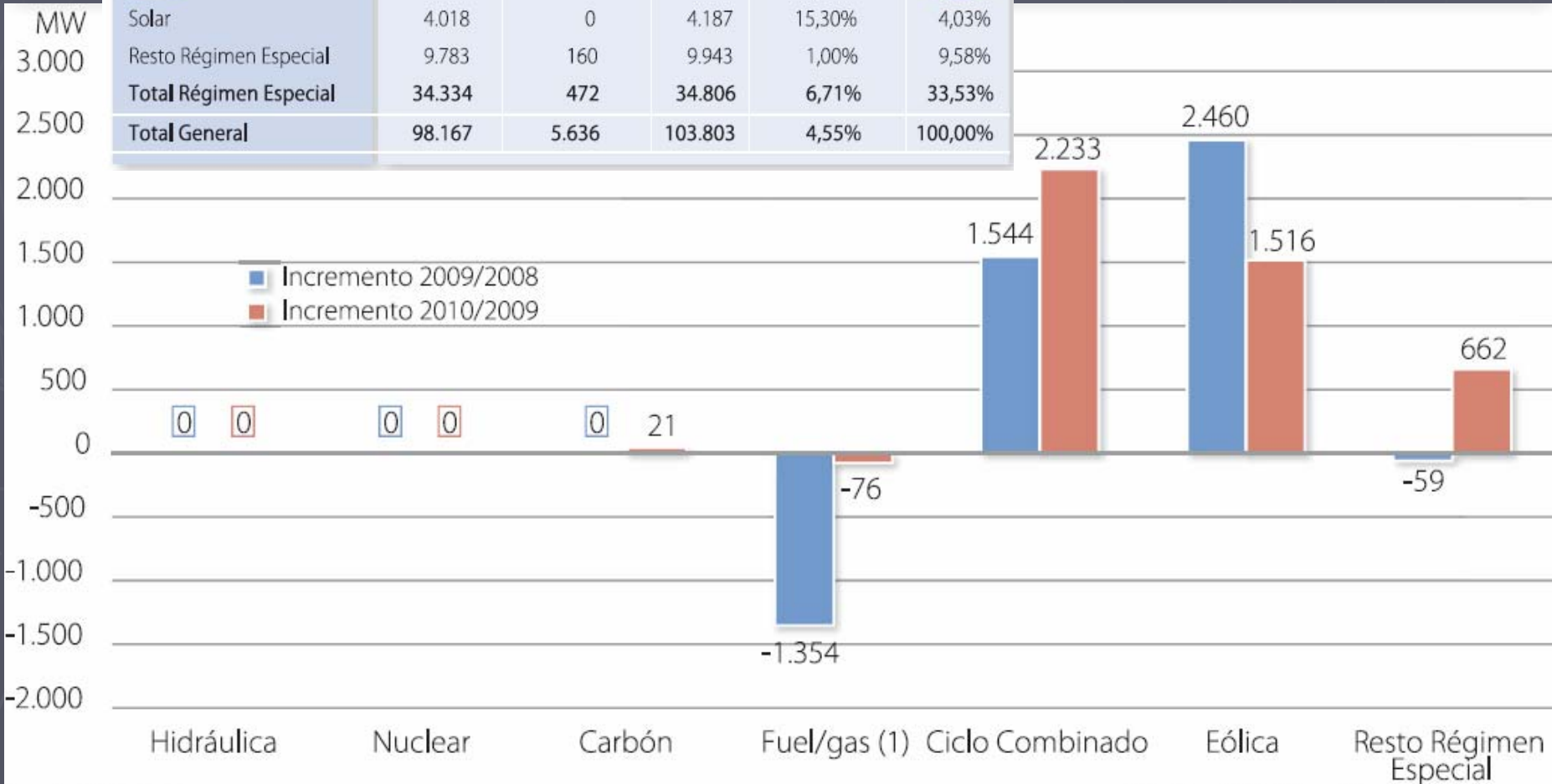
Reparto por tecnologías de la potencia instalada (total nacional a 1/1/2011)



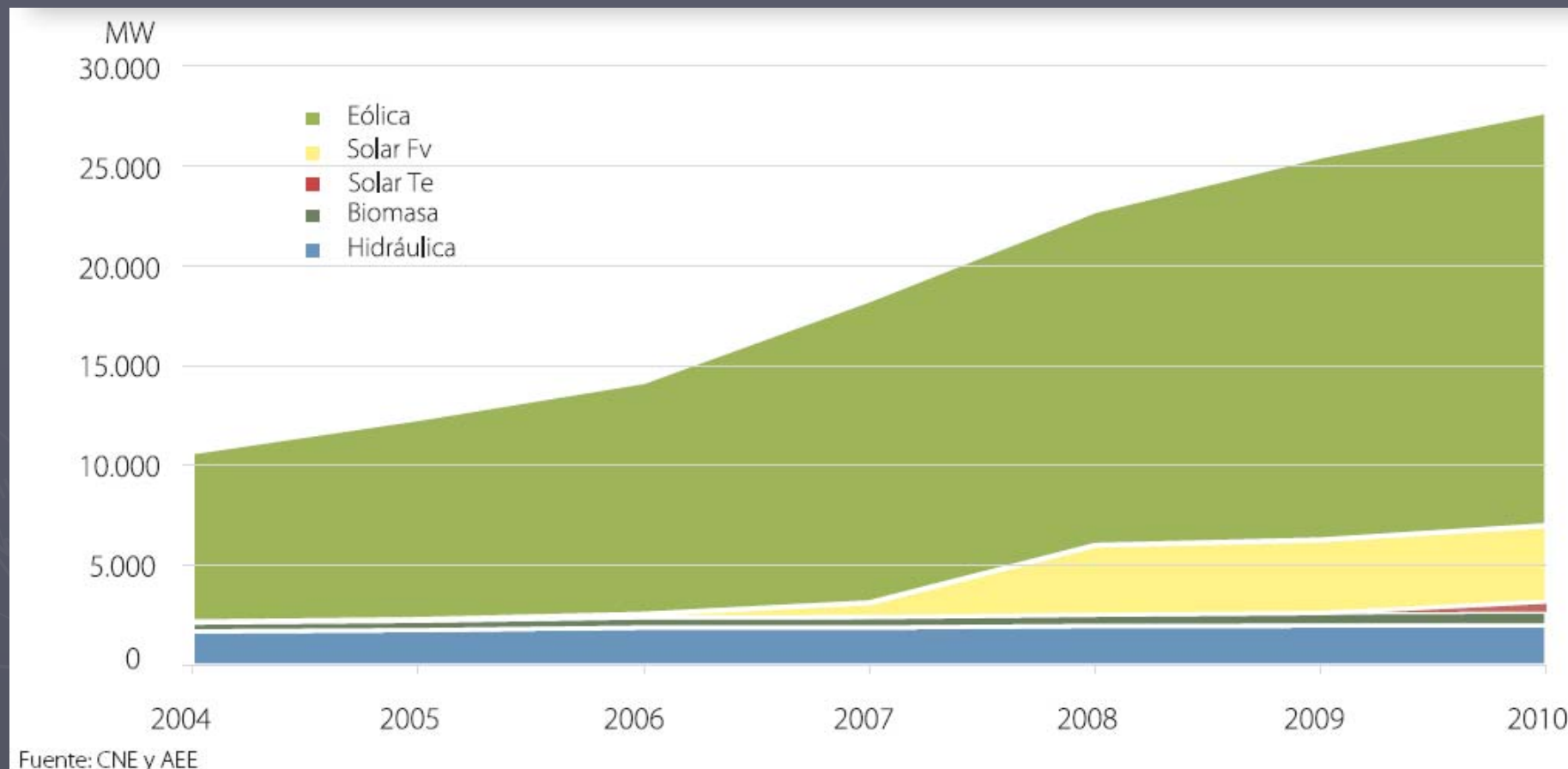
Fuente: REE y AEE

Variación de potencia instalada por tecnologías (2009 y 2010)

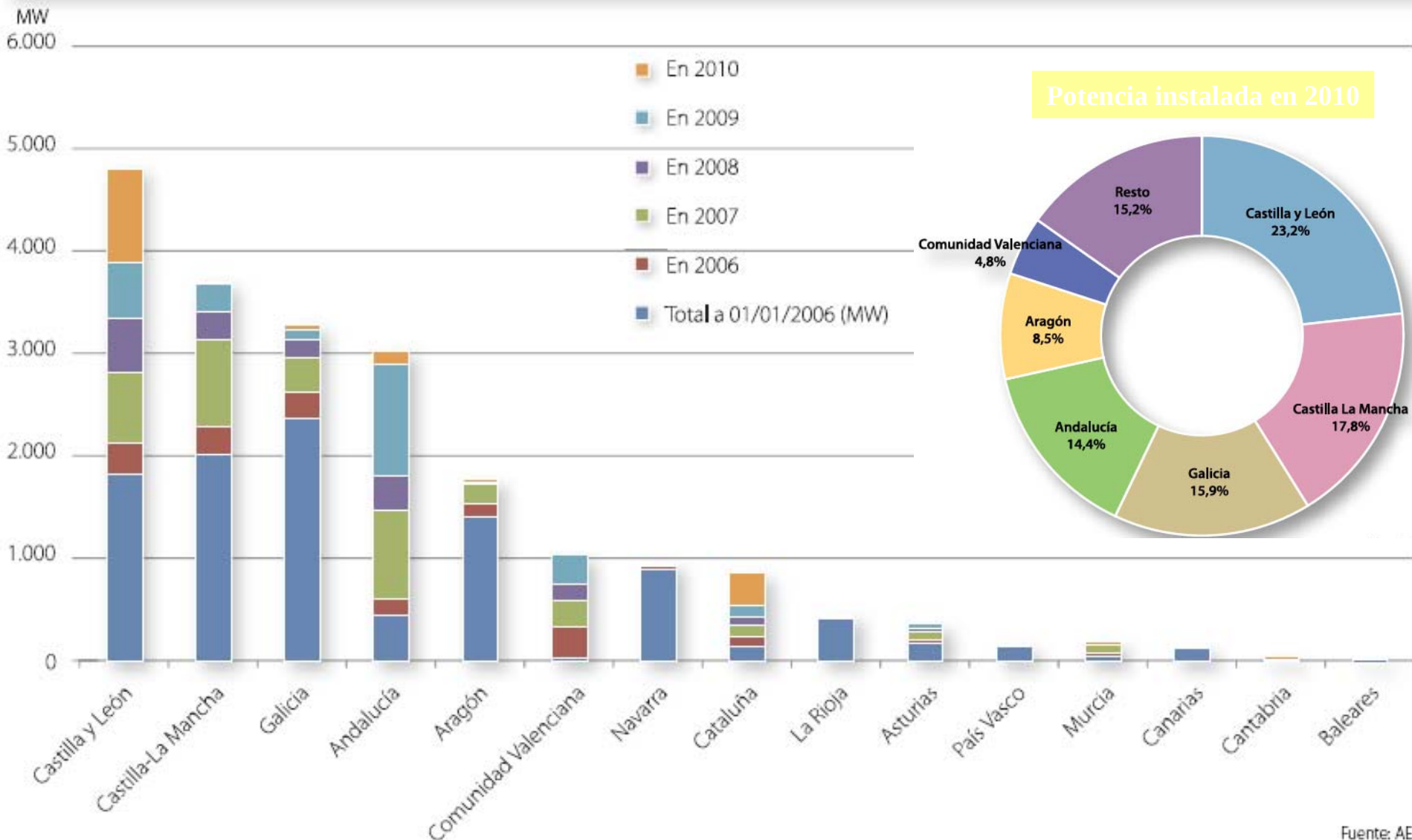
	Sistema peninsular (MW)	Sistemas extra-peninsulares (MW)	Total nacional (MW)	% 2010/2009 (Total nacional)	% sobre el total
Hidráulica	16.657	1	16.658	0,00%	16,05%
Nuclear	7.716		7.716	0,00%	7,43%
Carbón	11.380	510	11.890	0,18%	11,45%
Fuel/gas (1)	2.860	3.029	5.889	1,27%	5,67%
Ciclo Combinado	25.220	1.624	26.844	9,07%	25,86%
Total Régimen Ordinario	63.833	5.164	68.997	3,49%	66,47%
Eólica	20.533	143	20.676	7,98%	19,92%
Solar	4.018	0	4.187	15,30%	4,03%
Resto Régimen Especial	9.783	160	9.943	1,00%	9,58%
Total Régimen Especial	34.334	472	34.806	6,71%	33,53%
Total General	98.167	5.636	103.803	4,55%	100,00%

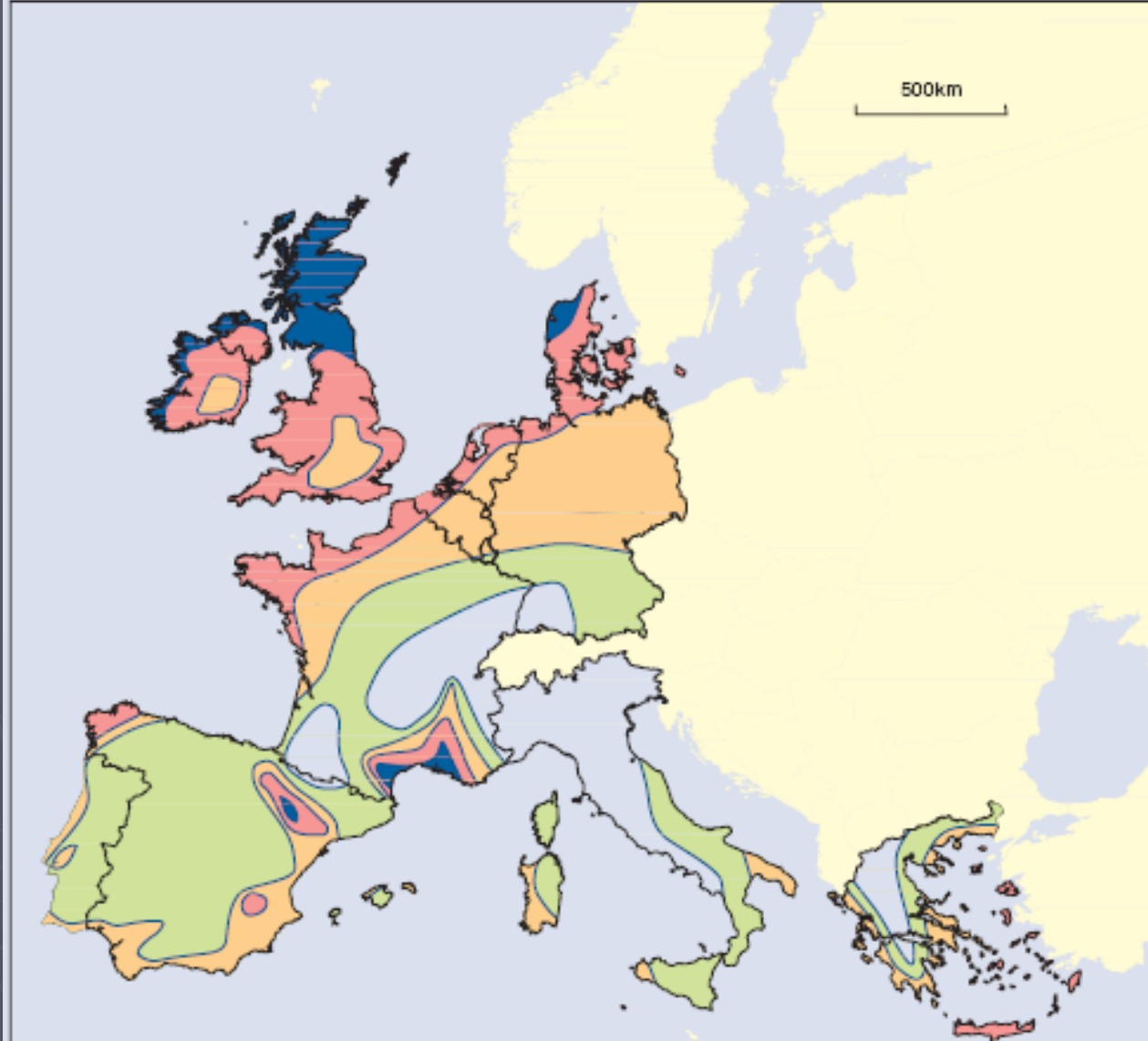


La eólica frente a las otras energías renovables



Potencia instalada por comunidades autónomas y evolución desde 2004





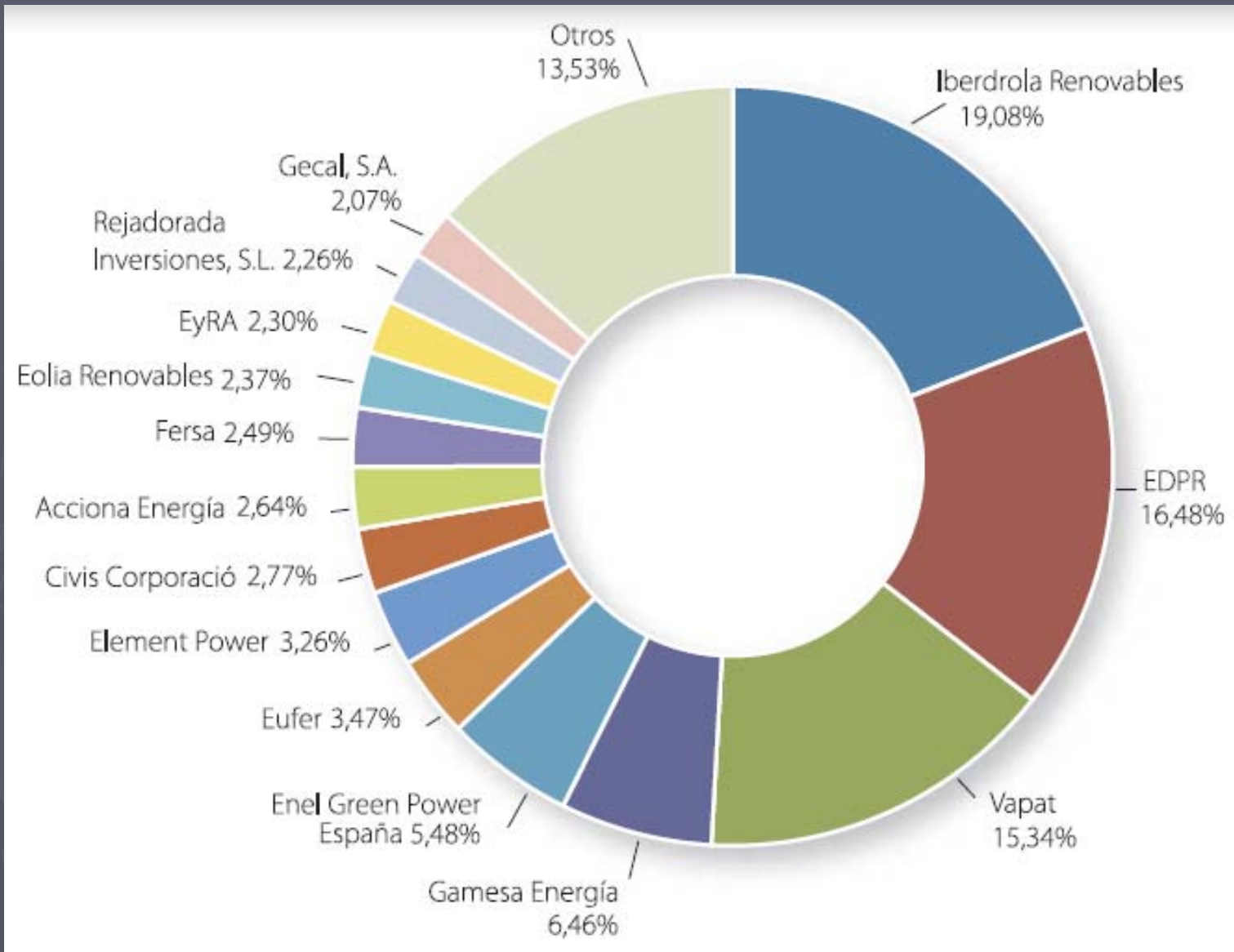
Atlas Europeo del Viento

Wind resources at 50 metres above ground level for five different topographic conditions

	Sheltered terrain		Open terrain		At a sea coast		Open sea		Hills and ridges	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
Blue	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
Red	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Orange	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Green	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
Yellow	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400

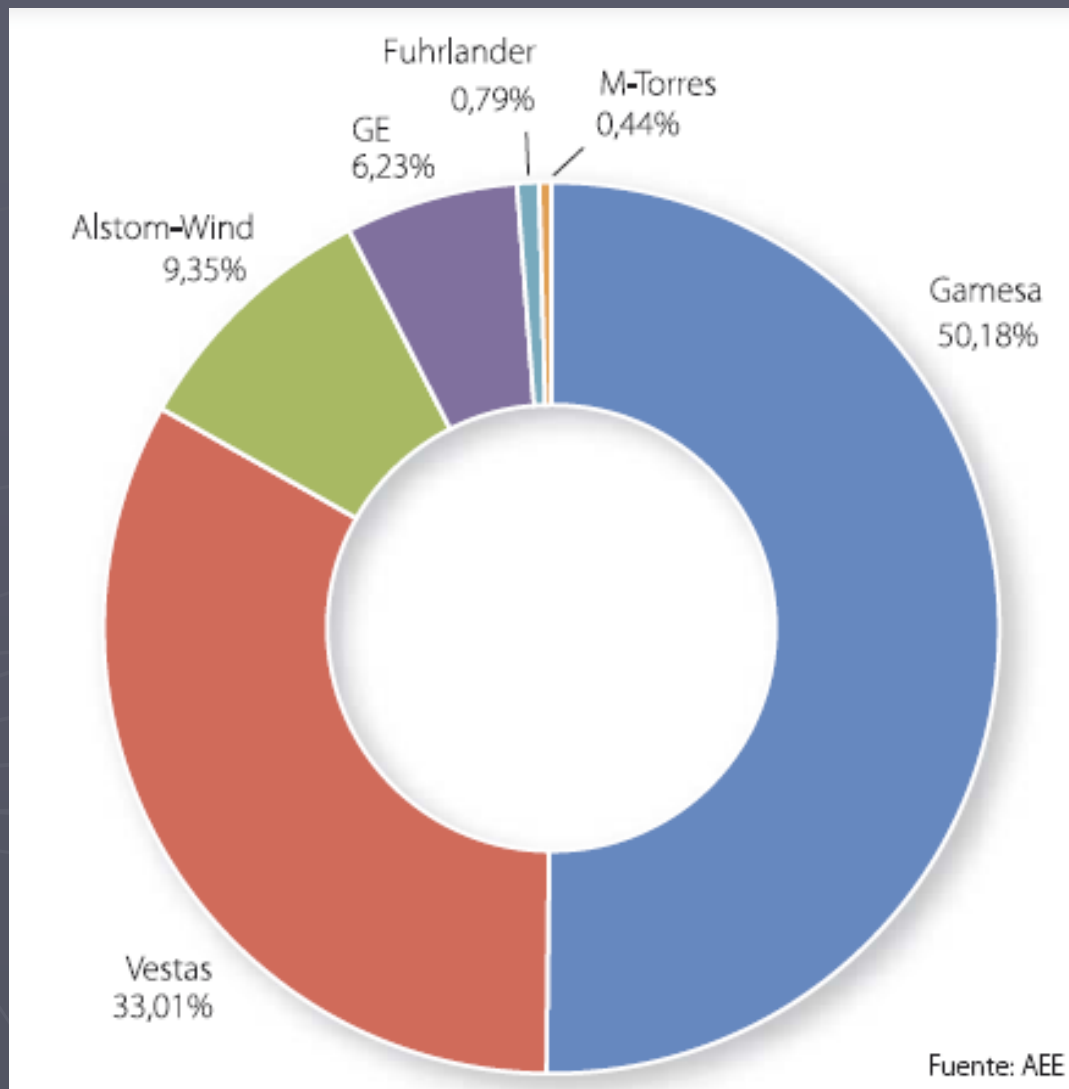
La industria eólica: promotores

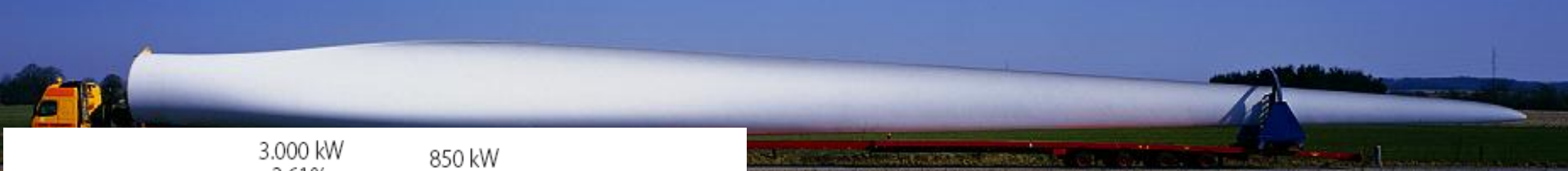
Reparto por sociedades de la potencia eólica instalada en 2010



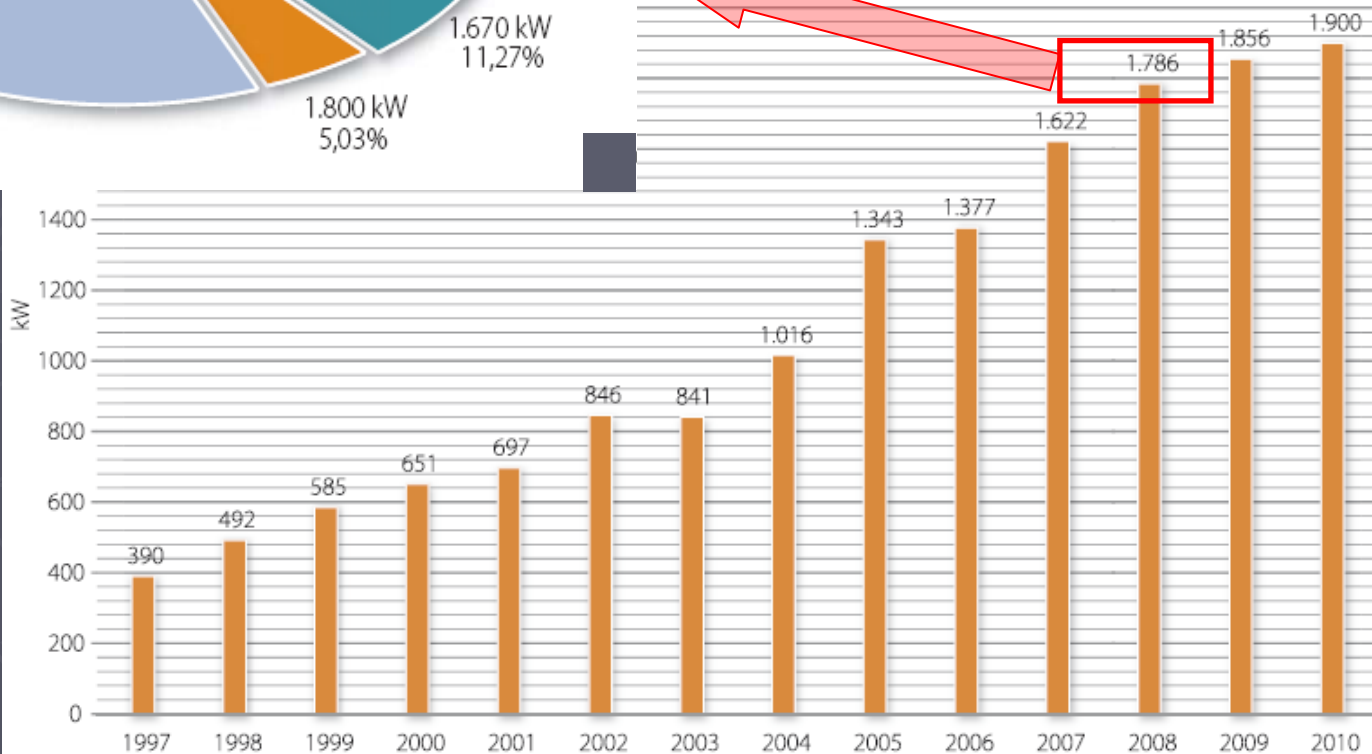
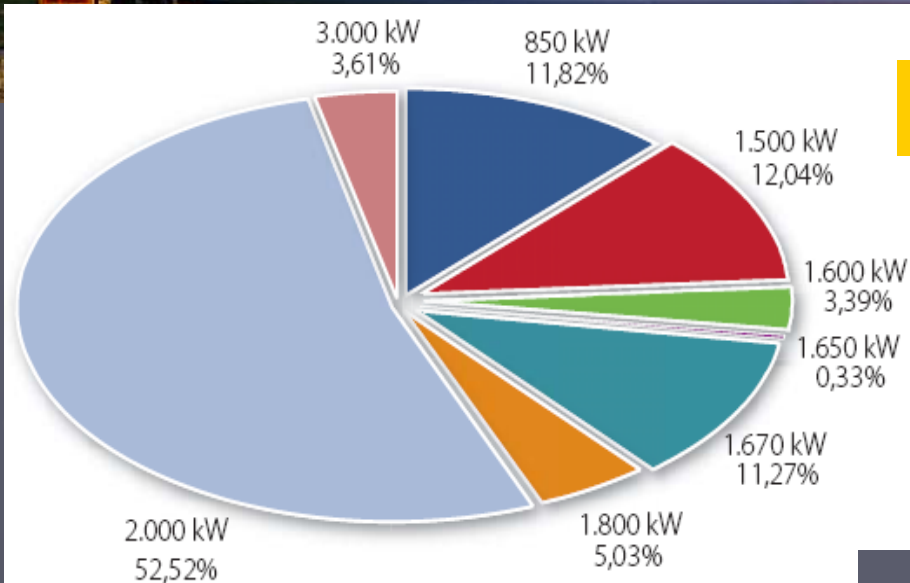
La industria eólica: fabricantes

Reparto por fabricantes de la potencia eólica instalada en 2010





¿Qué aerogeneradores empleamos?

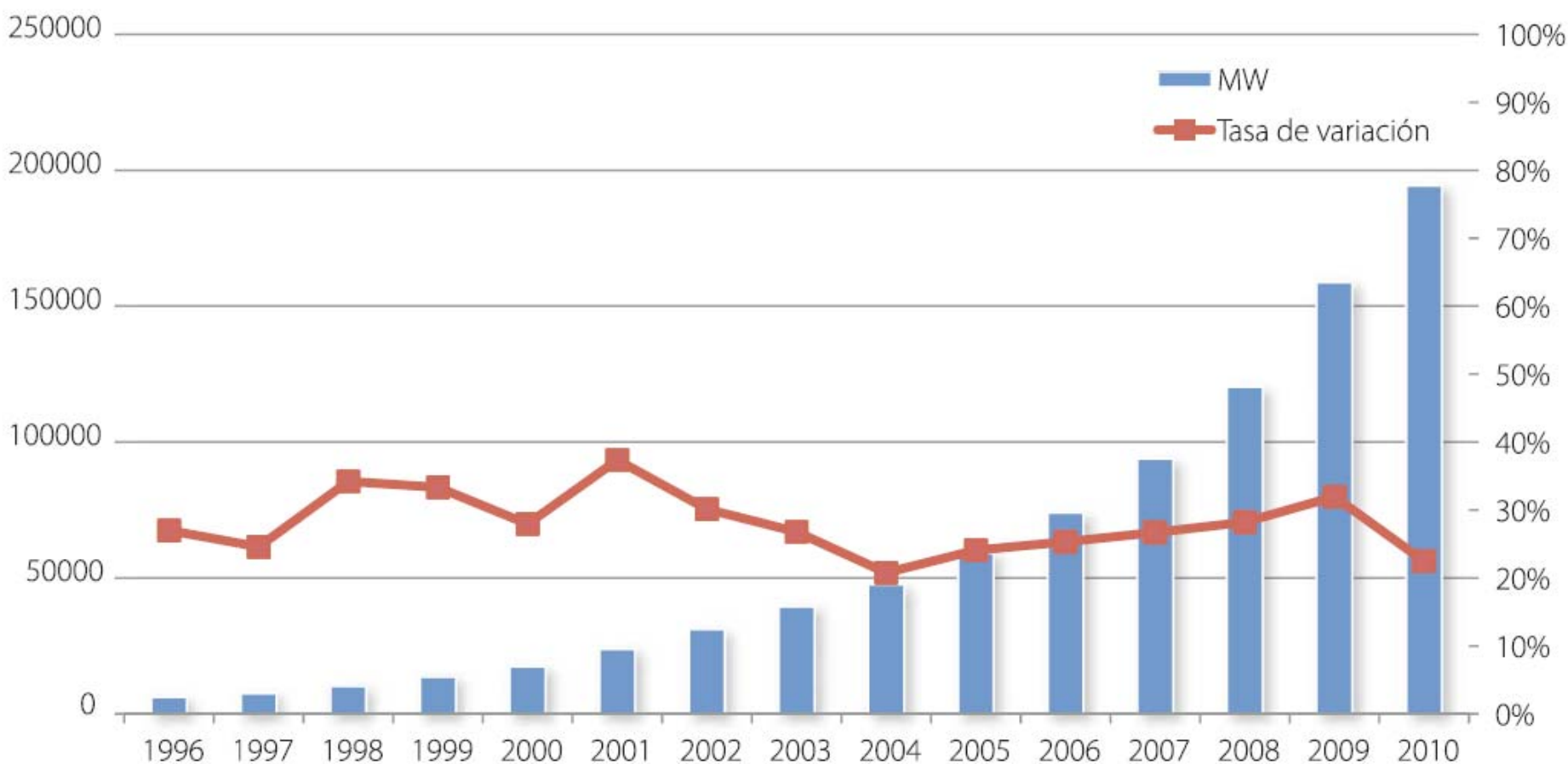


Potencia media de los aerogeneradores instalados cada año

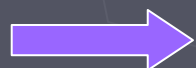
4.2. Energía eólica en el mundo



Potencia acumulada y tasa de variación (1996-2010)

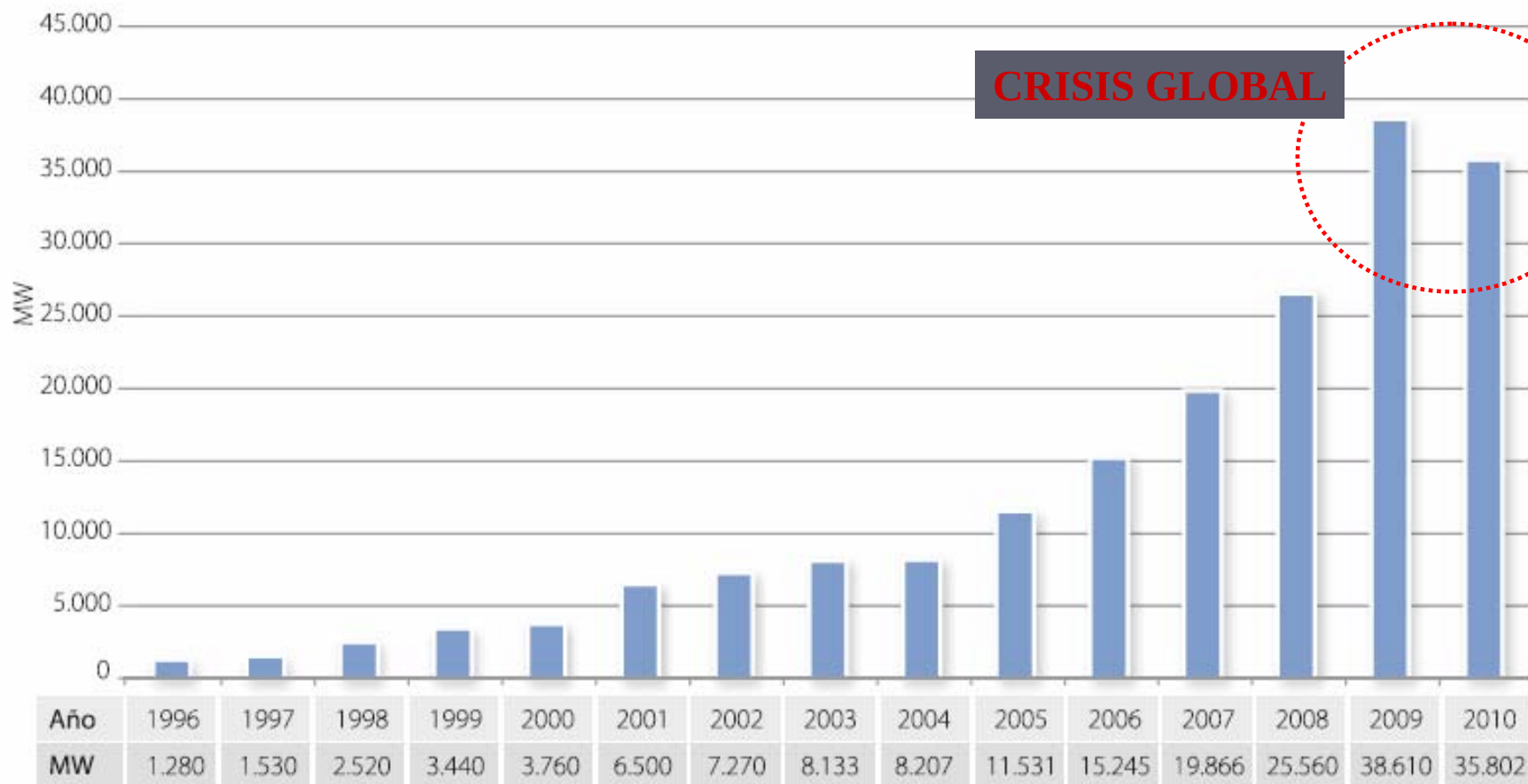


Fuente: GWEC, EWEA y AEE

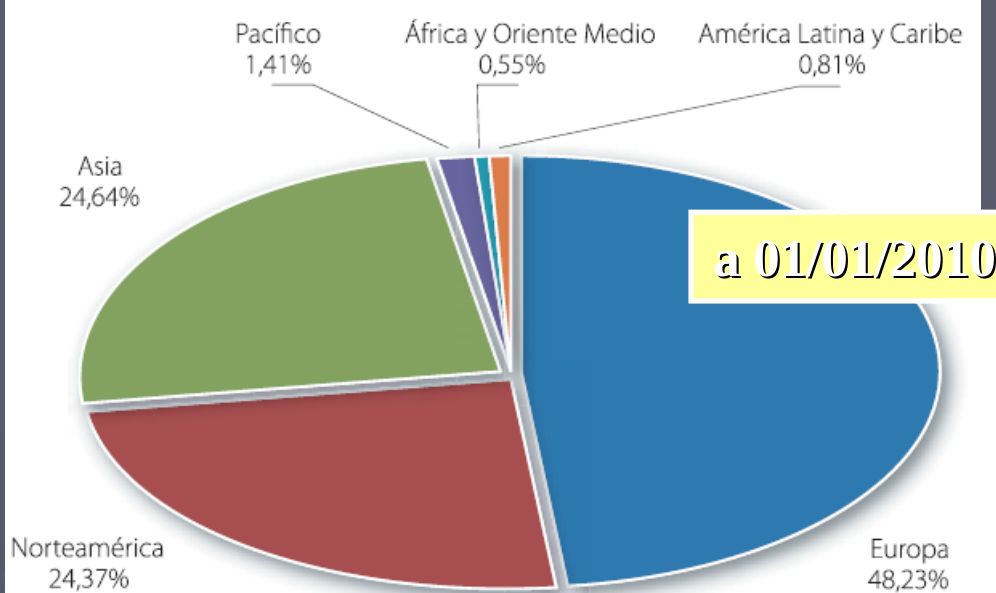


AUMENTO Q-EXPONENCIAL en los últimos 15 años!

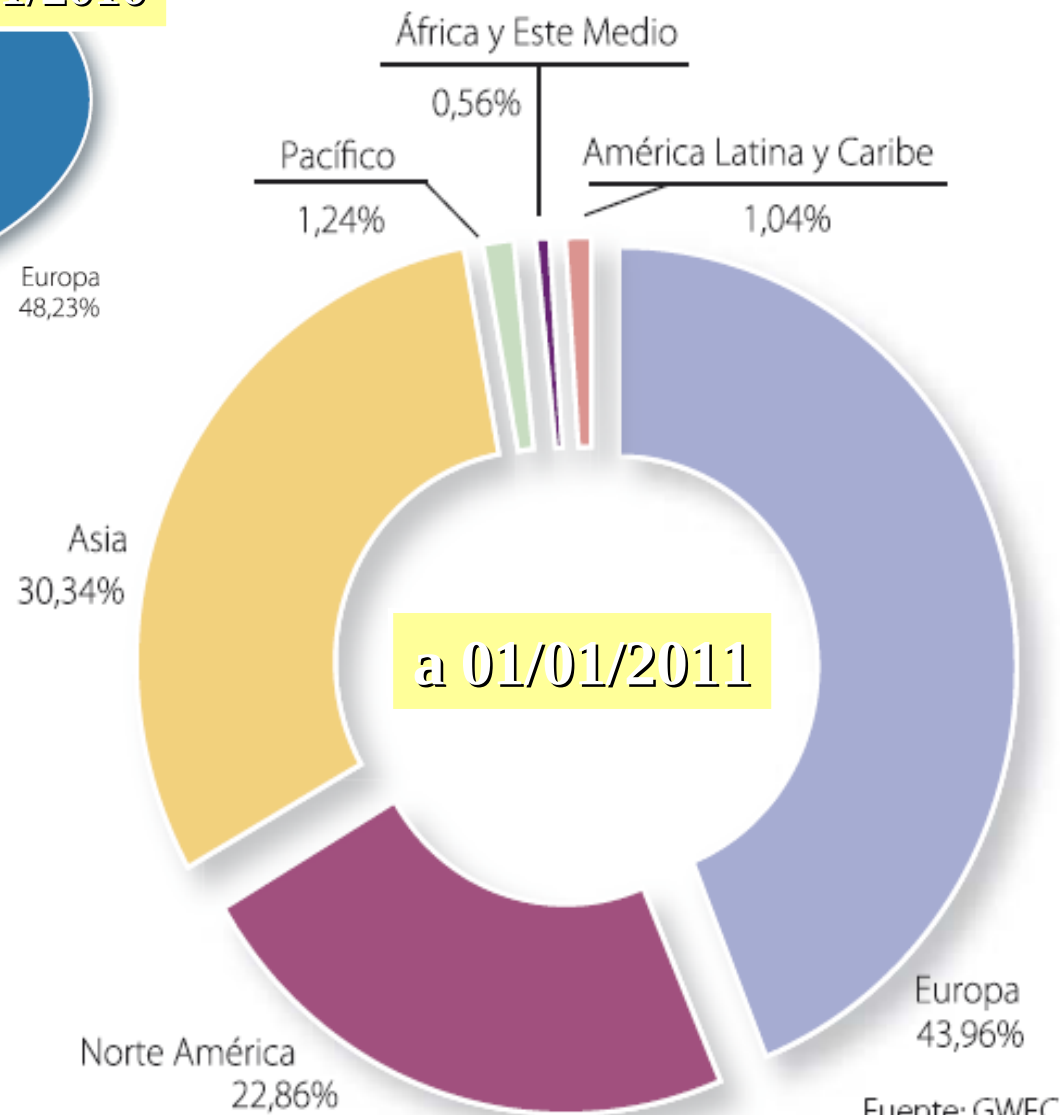
Potencia instalada anualmente (1996-2010)



Fuente: GWEC, EWEA y AEE



Reparto por regiones de la potencia eólica instalada acumulada



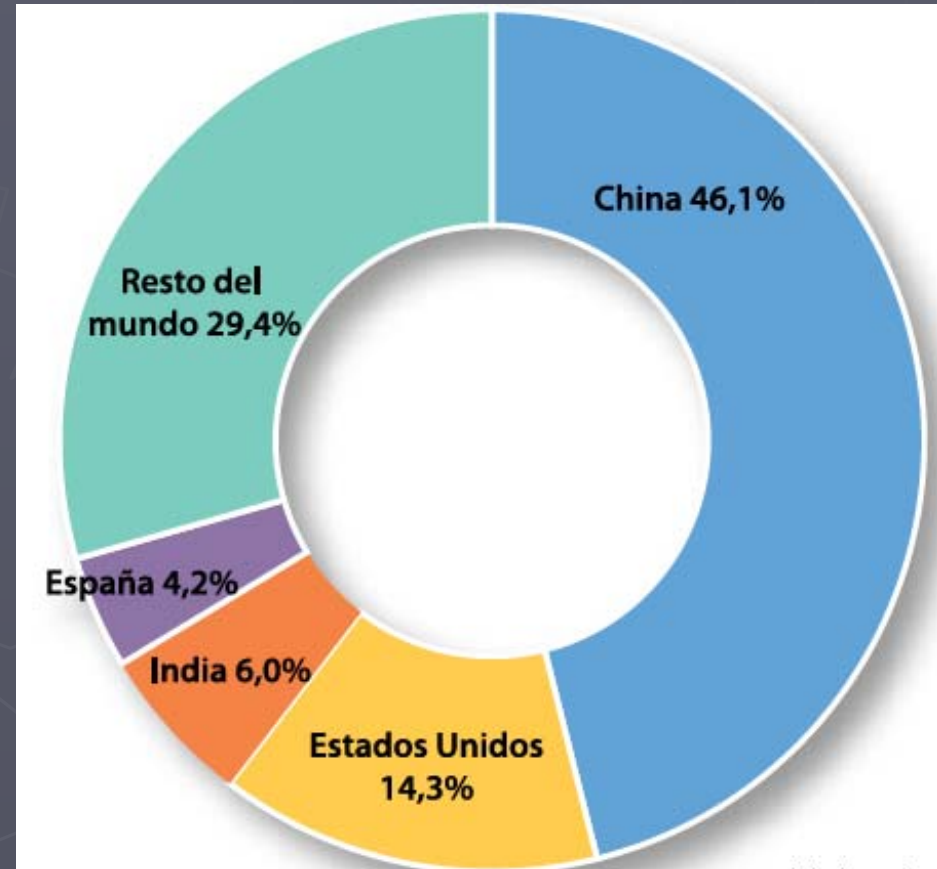
Fuente: GWEC

Reparto por países de la potencia eólica instalada

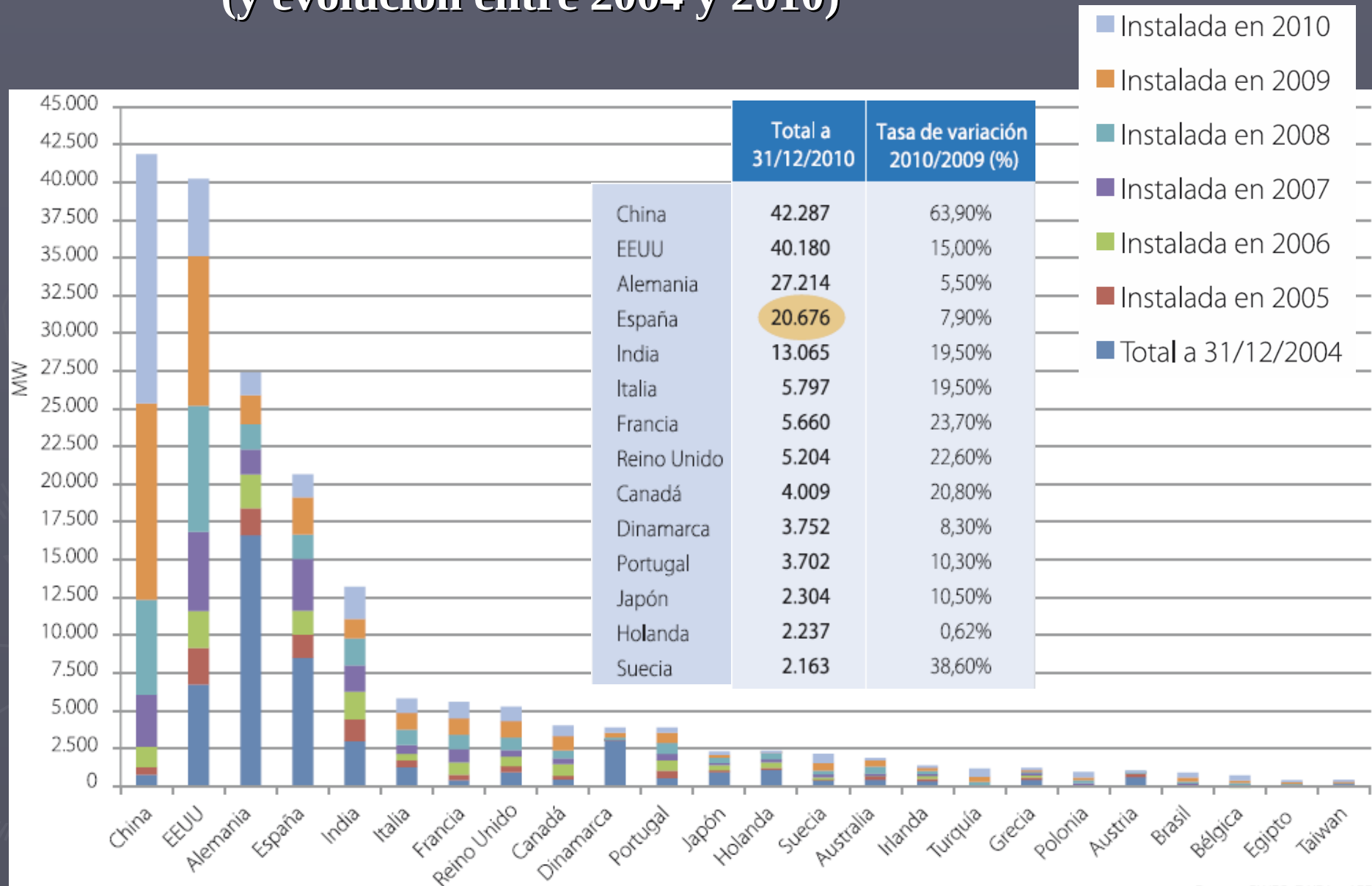
Acumulada a 1/1/2011



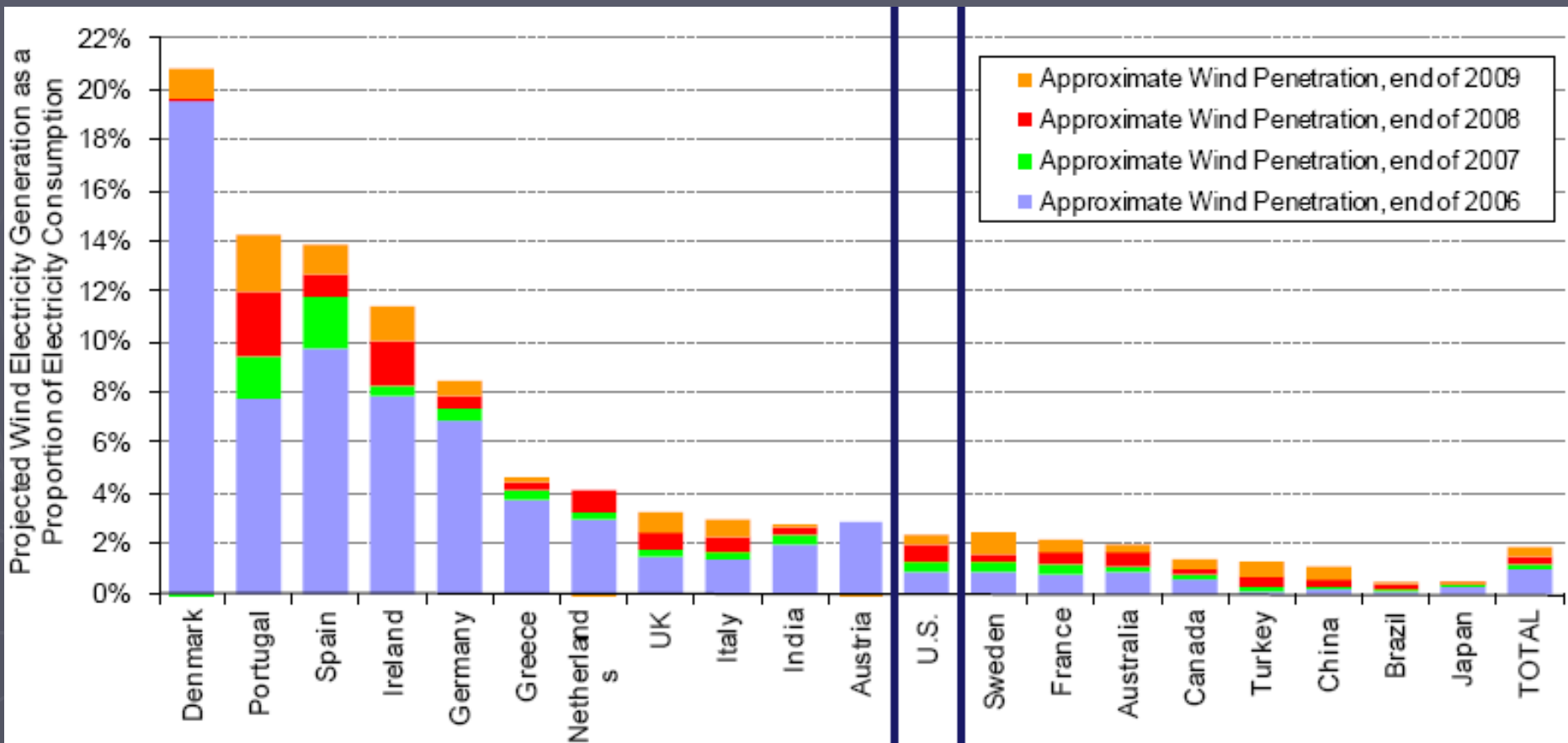
Instalada en 2010



Reparto por países de la potencia eólica instalada (y evolución entre 2004 y 2010)

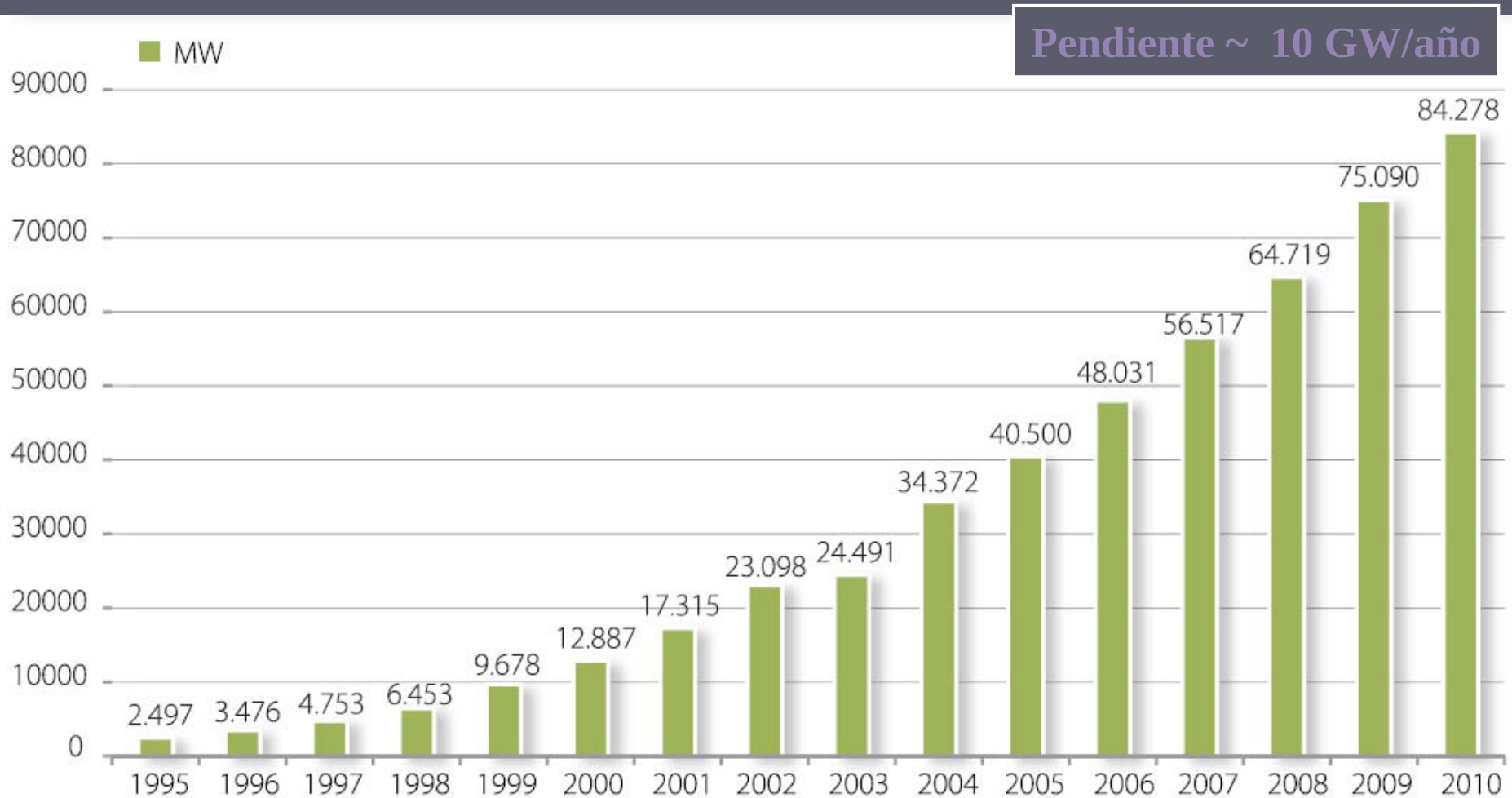


Demanda eléctrica cubierta por energía eólica (20 primeros países; 2006-2009)

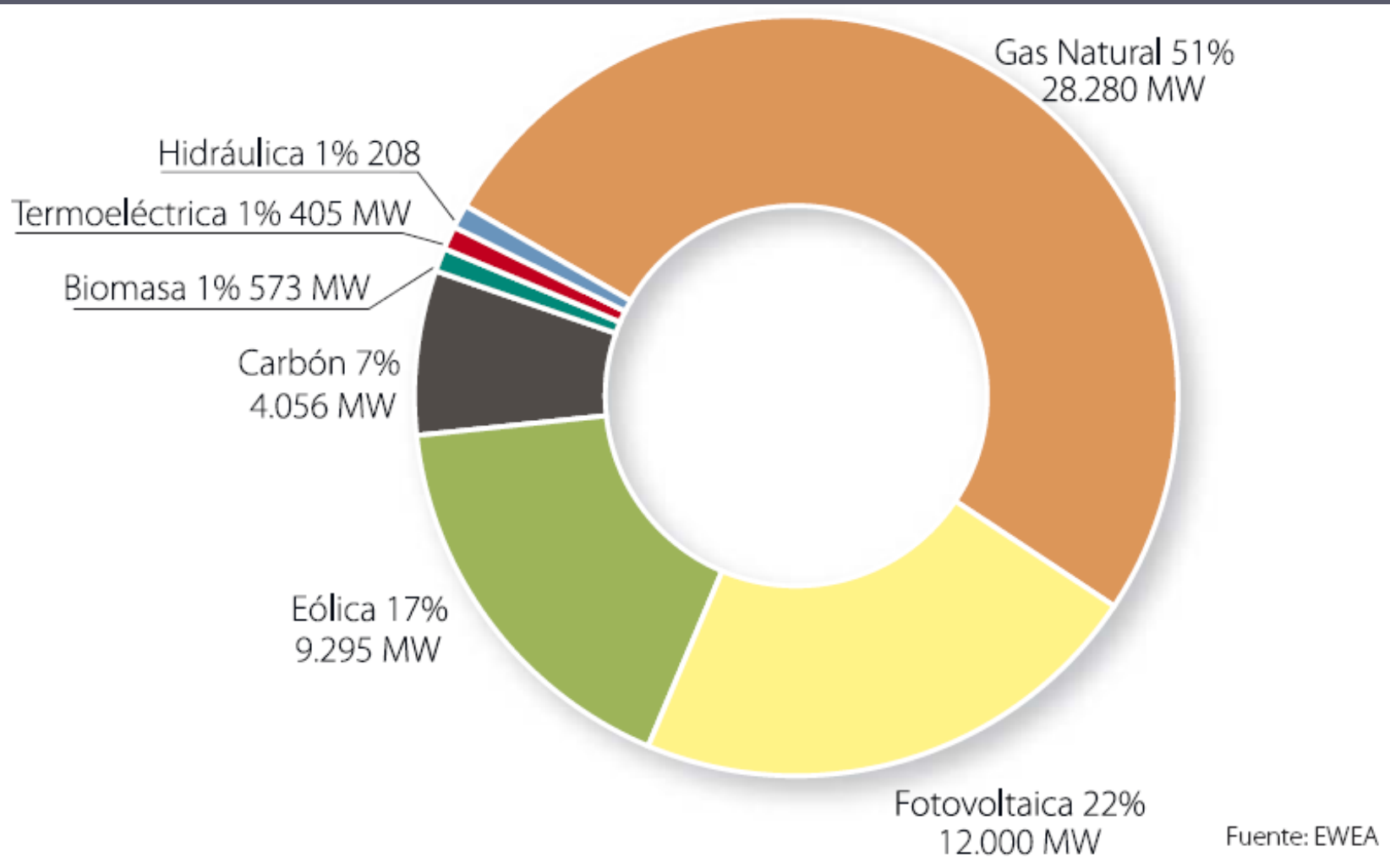


La energía eólica en la Unión Europea

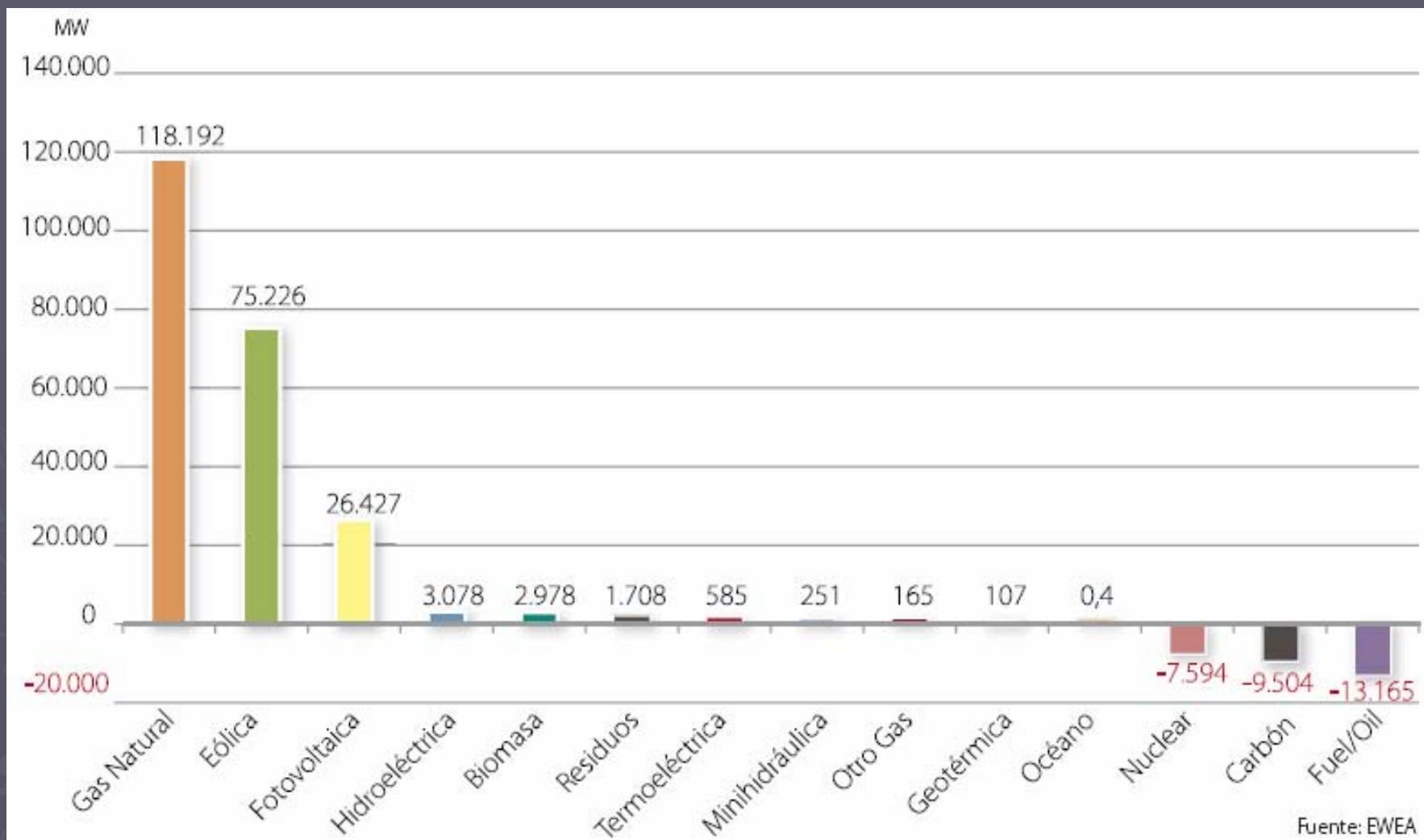
Evolución de la potencia eólica instalada en la Unión Europea



Potencia instalada en 2010 por tecnologías en la UE



Variación neta de potencia instalada en la UE por tecnologías (década 2000-2010)



Principales fabricantes a nivel mundial (potencia instalada)

	Acumulado a cierre de 2009 (MW)	En 2010 (MW)	En 2010 (%)	Acumulado a cierre de 2010 (MW)	Acumulado a cierre de 2010 (%)
Vestas	39.705	5.842	14,80%	45.547	21,70%
Sinovel	5.658	4.386	11,10%	10.044	4,80%
GE Wind	22.961	3.796	9,60%	26.757	12,80%
Goldwind	5.315	3.740	9,50%	9.055	4,30%
Enercon	19.798	2.846	7,20%	22.644	10,80%
Suzlon	9.671	2.736	6,90%	12.407	5,90%
Dongfang	3.765	2.624	6,70%	6.389	3,10%
Gamesa	19.225	2.587	6,60%	21.812	10,40%
Siemens	11.213	2.325	5,90%	13.538	6,50%
United Power	4.894	1.643	4,20%	6.537	3,10%
Otros	26.440	8.247	20,90%	34.687	16,60%
Total	168.645	40.772	103,40% (*)	209.417	100,00%

La suma es superior a 100% debido a acciones ligadas a cambios de titularidad de las empresas

Fuente: BTM Consults Aps y elaboración AEE

Principales operadores de parques eólicos a nivel mundial

Nombre del operador del parque eólico	Potencia acumulada a cierre de 2008 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2009 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2010 (MW)
Iberdrola Renovables	8.960	10.350	12.136
NextEra Energy Resources	6.374	7.544	8.298
Longyuan Power Group	2.924	4.842	6.969
EDP Renováveis	5.052	5.576	6.676
Acciona Energy	4.566	6.230	6.270
Datang Renewable Power	1.768	2.619	4.020
E.ON Climate and Renewables	1.890	2.873	3.567
Huaneng New Energy	402	1.550	3.522
Enel Green Power	1.237	1.510	2.654
CGN Windpower	456	1.348	2.300
Shenhua Guohua Energy	800	1.428	2.261
EDF Energies Nouvelles	1.503	2.033	2.247

4.3. Aspectos socioeconómicos y ambientales

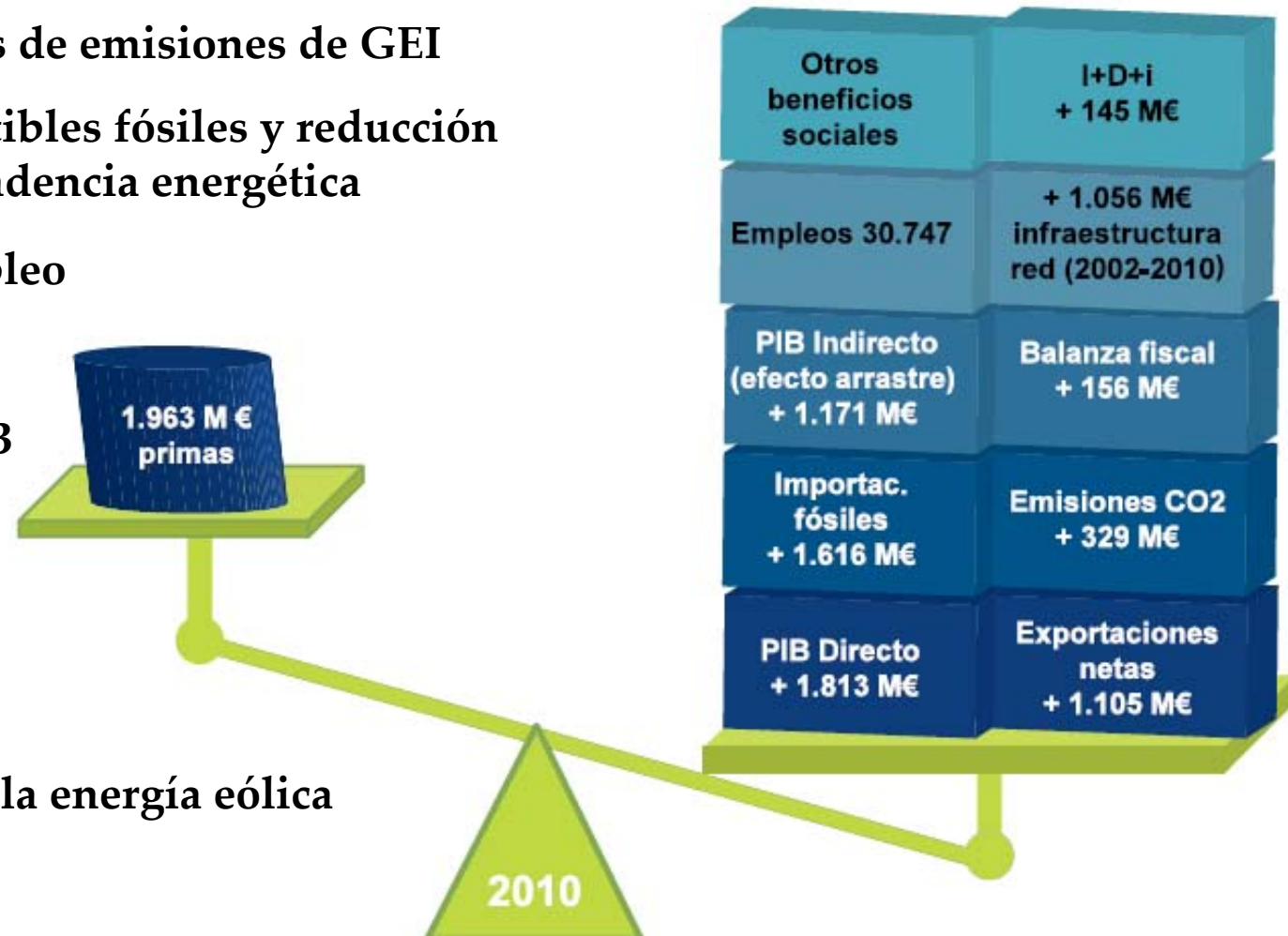


1. Impacto socioeconómico

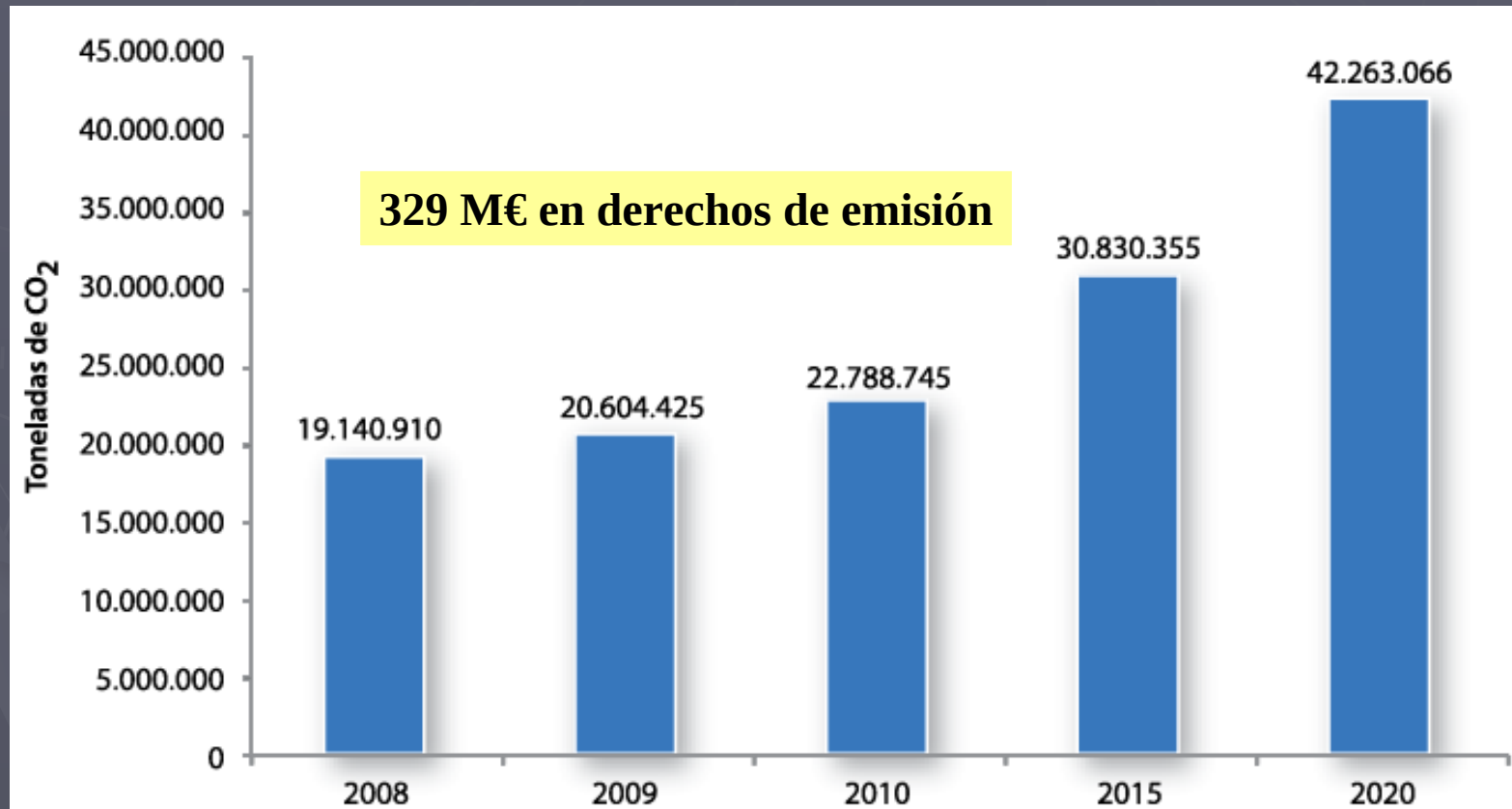
¿Es cara la energía eólica?

→ Primas vs retornos socioeconómicos
(Datos de 2010, estudio de Deloitte para AEE)

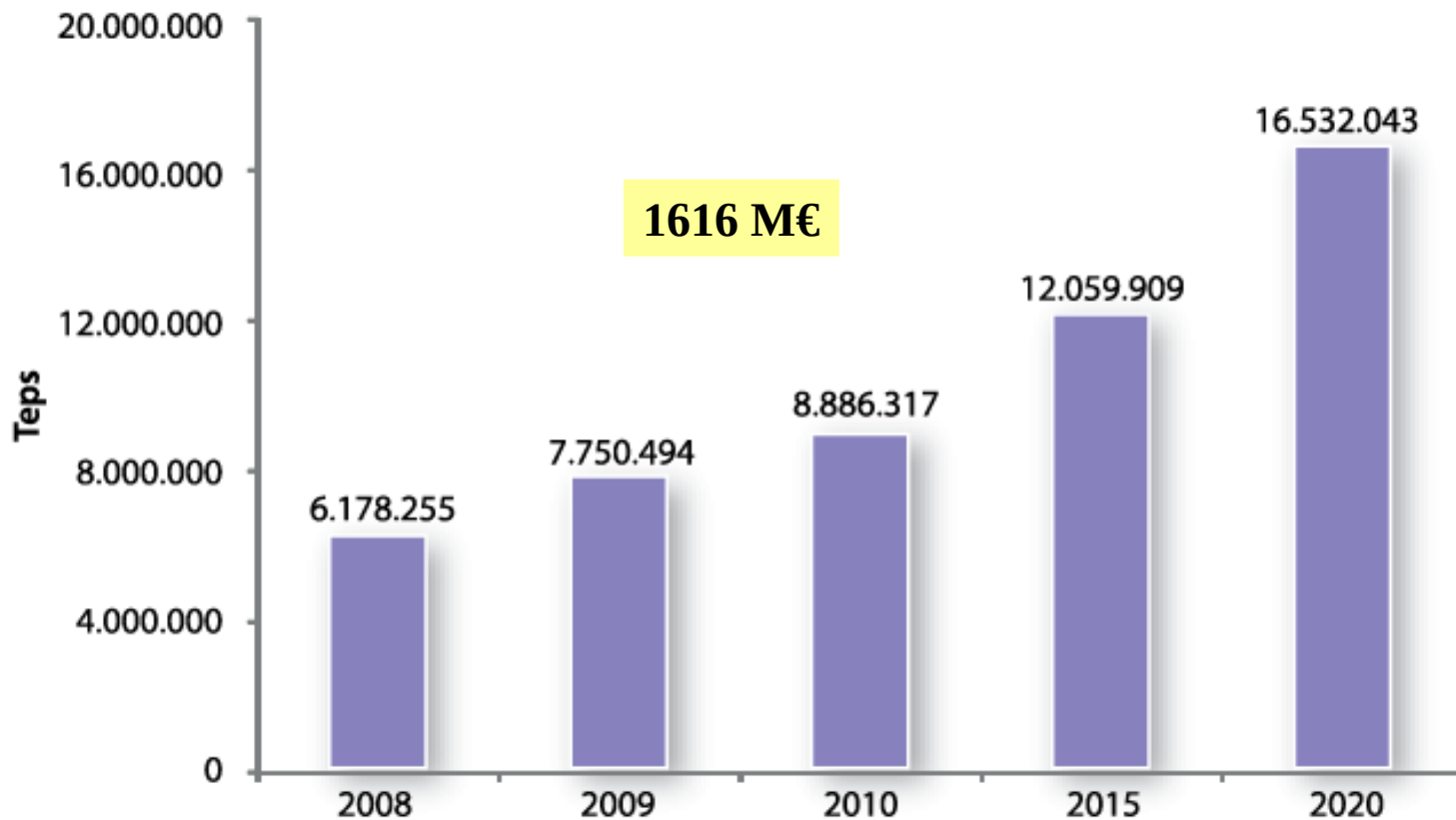
1. Ahorro en derechos de emisiones de GEI
2. Ahorro en combustibles fósiles y reducción de la dependencia energética
3. Generación de empleo
4. Balanza fiscal
5. Contribución al PIB
6. ... versus coste de la energía eólica



1. Estimación de emisiones de CO₂ evitadas con la generación eólica



2. Ahorro en combustibles fósiles y reducción de la dependencia energética



Precio *

2010

Gas natural (€/MMbtu)

5,23

Carbón (€/ton)

70,13

Fuel (€/ barril Brent)

60,19

* Precios estimados de los combustibles

Reducción de la dependencia energética

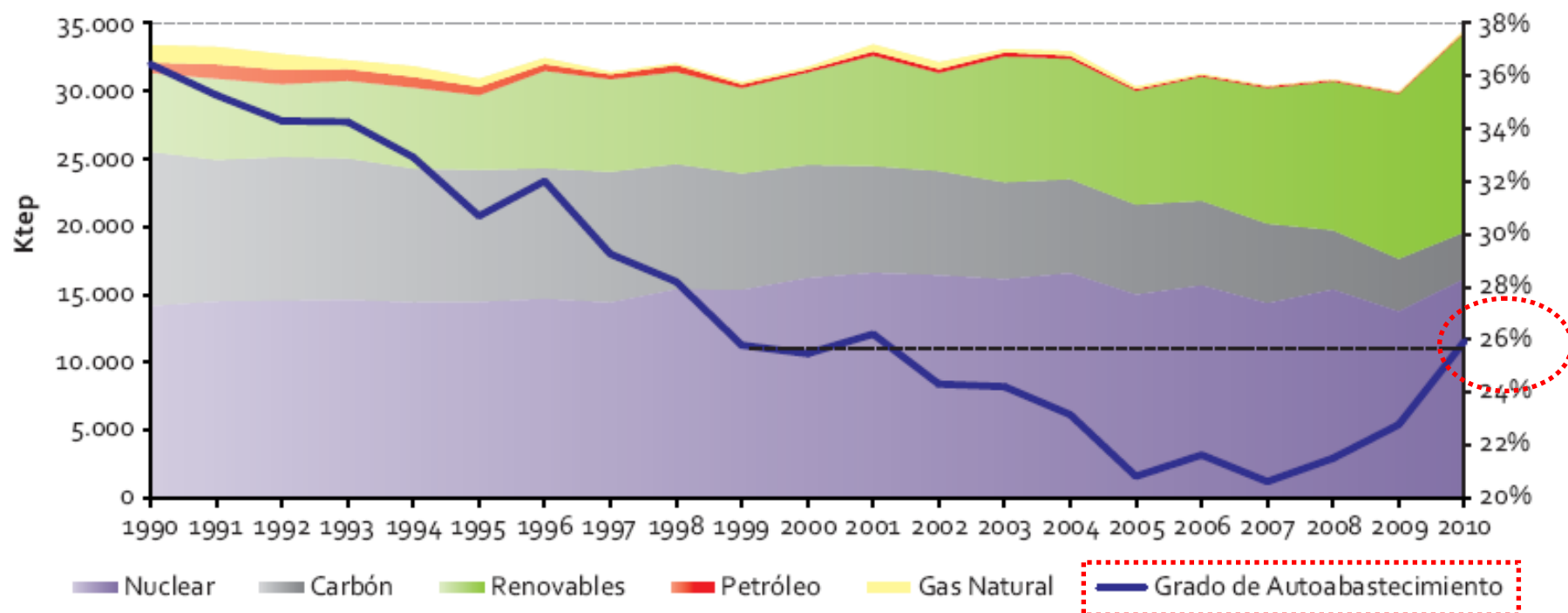
CUADRO 2.3.3. GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO (1)

	2009	2010
CARBÓN	36,8	40,7
PETRÓLEO	0,2	0,2
GAS NATURAL	0,0	0,2
NUCLEAR	100,0	100,0
HIDRÁULICA	100,0	100,0
ENERGÍAS RENOVABLES	100,0	100,0
TOTAL	22,9	26,1

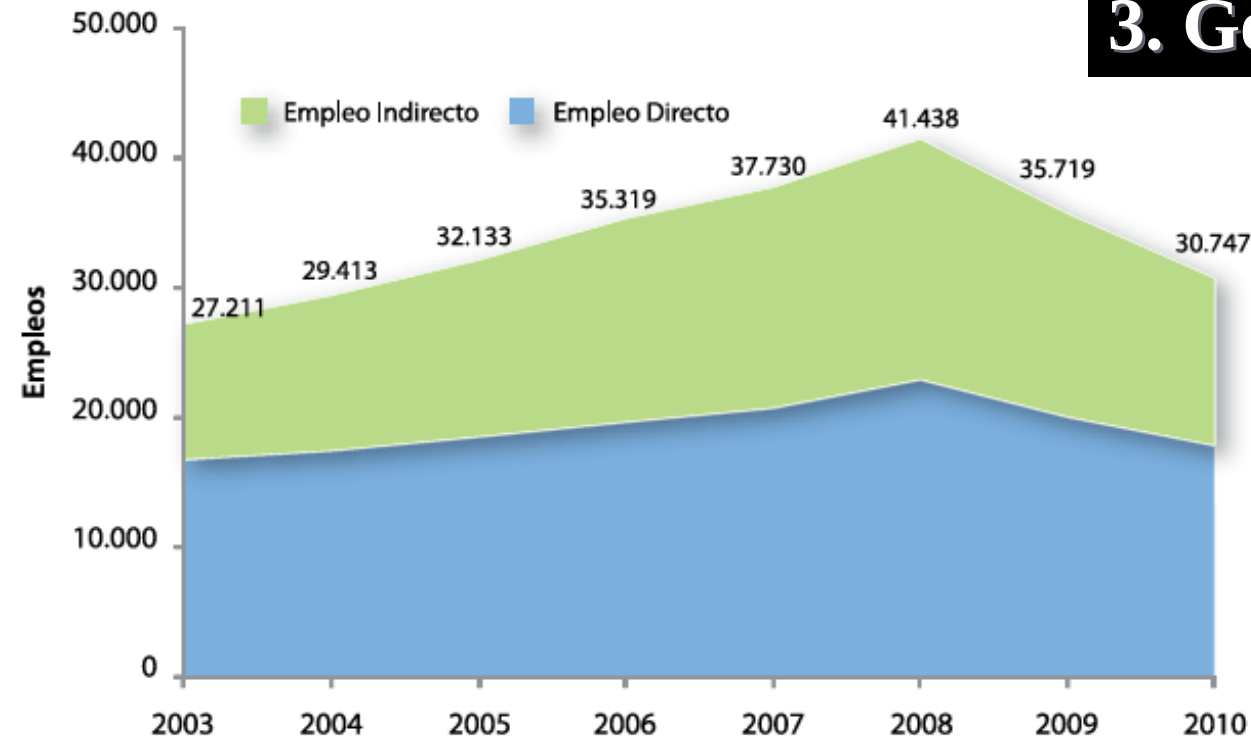
(1): Relación entre producción interior y consumo total de energía.

Metodología: A.I.E.

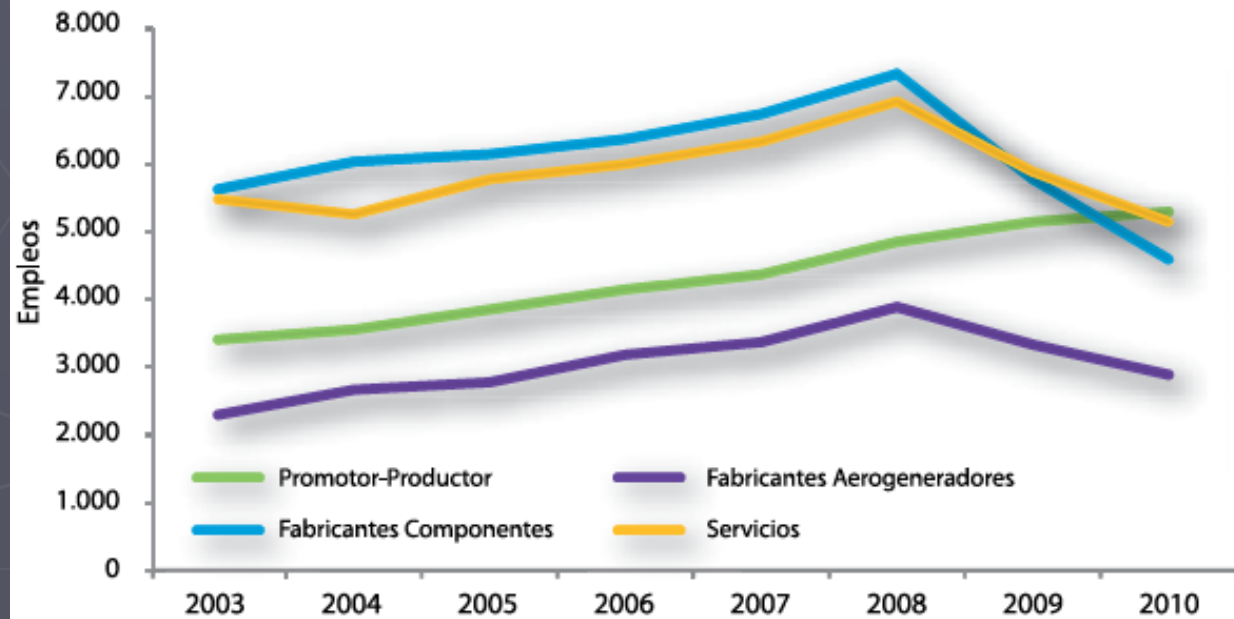
FUENTE: SEE.



3. Generación de empleo

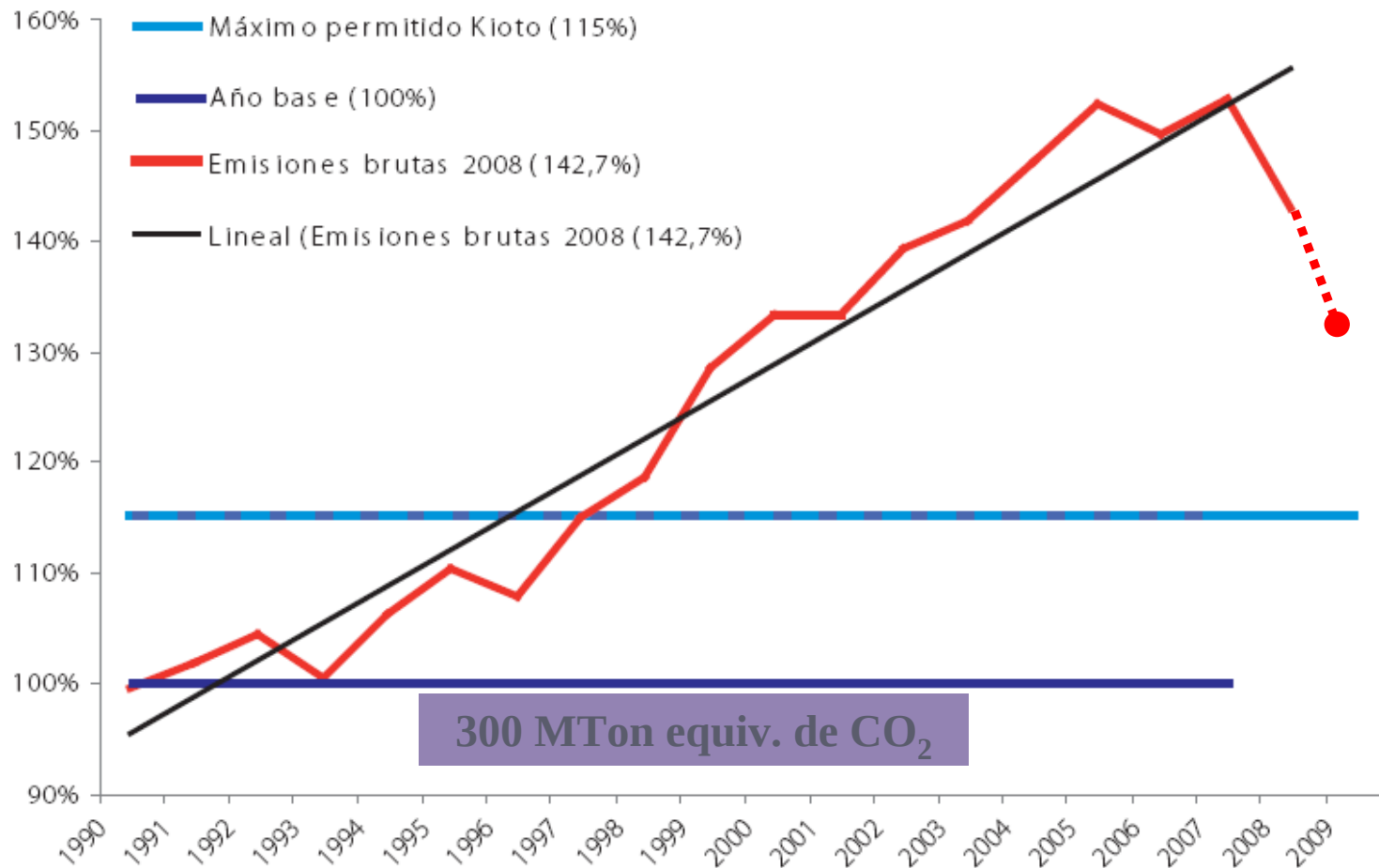


Distribución del empleo directo por subsectores

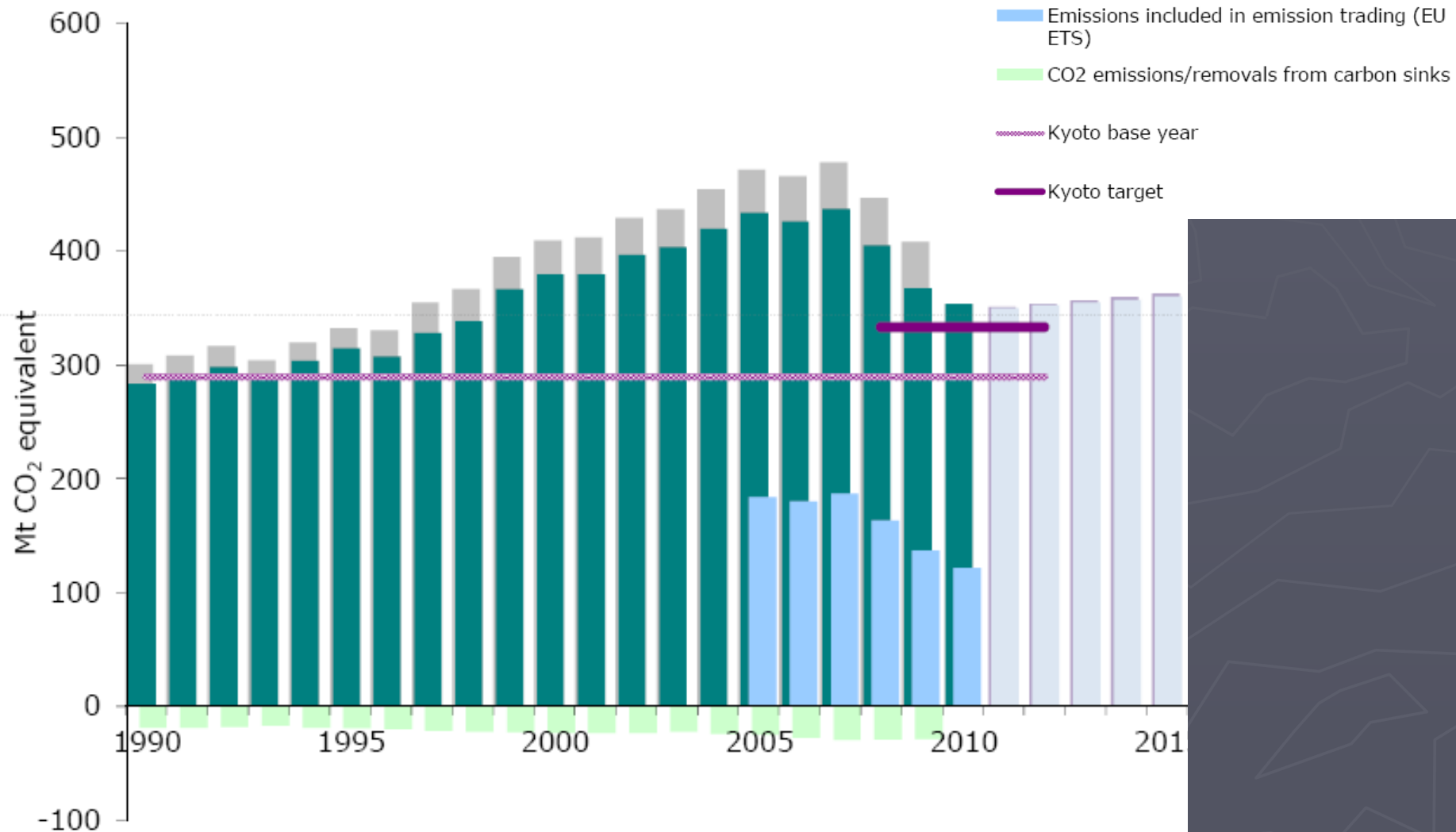


Impacto ambiental positivo (reducción de emisiones de GEI)

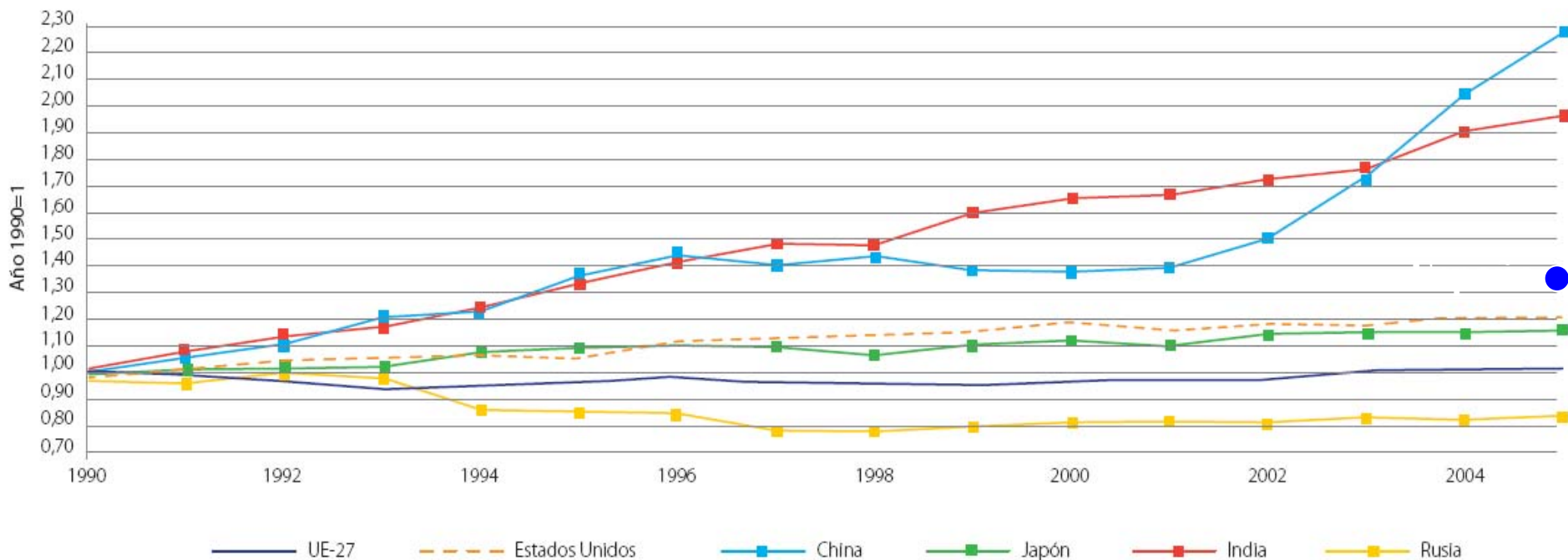
Evolución de las emisiones de GEI en España (1990-2008)



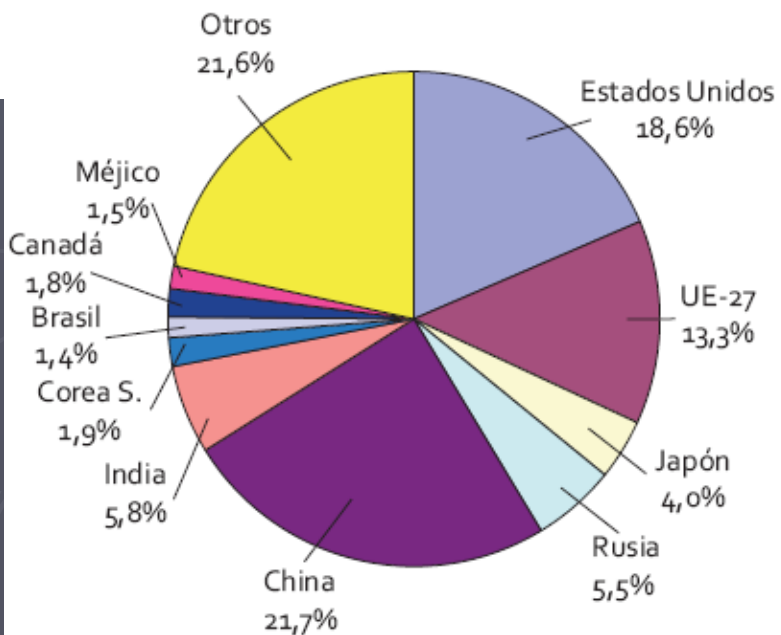
Fuente: Istat y World Watch



Evolución de las emisiones de GEI en el mundo



Fuente: Comisión Europea y OCDE



Distribución de emisiones de CO₂ en 2010

Fuentes

- * Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (<http://www.mityc.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx>)
- * GWEC, Global Wind Energy Council (<http://www.gwec.net/>)
- * “Wind Energy, The Facts”, publicado por la EWEA
- * “Eólica 2010: Anuario del sector y análisis de datos”, publicado por la AEE
- * www.windpower.org (Asociación danesa de Energía Eólica)
- * Curso de Acústica del *Master en Prevención de Riesgos Laborales* (J. A. González, UCLM)
- * Física Ambiental Aplicada (Grupo G9 de Universidades, J. A. De Toro)
- * Eurostat: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>
- * Red Eléctrica Española: www.ree.es
- * Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010
- * Wind Powering America: <http://www.windpoweringamerica.gov>