

Generación Eléctrica con Energías Renovables

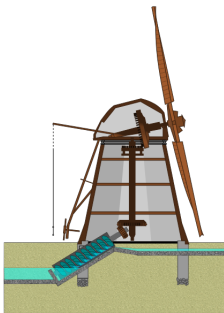
Tema 2: GE con energía eólica

- La energía eólica es la energía que se obtiene a partir del viento, es decir, es el aprovechamiento de la energía cinética del aire.
- Ventajas:
 - No emite gases contaminantes, ni efluentes líquidos, ni residuos sólidos. Tampoco utiliza agua.
 - Reduce dependencia energética.
 - Tiene un período de recuperación energética pequeño.
- Inconvenientes:
 - El viento es aleatorio y variables.
 - El sistema eléctrico necesita más reservas para su integración en la red.
 - Ruido, impacto visual y en la fauna (aves)

- Año 1700 ac: primera máquina eólica en Babilonia (bombear agua).
- Siglo X: molinos de viento como práctica generalizada.
- Siglo XI: típicos molinos manchegos y mallorquines (cuatro aspas).
- Siglo XV: rápidas innovaciones de las máquinas eólicas.
- Siglo XVIII: alto nivel de perfeccionamiento (orientación y regulación).
- Siglo XIX: mejoras en el rendimiento (teorías aerodinámicas).
- Siglo XX: declive (petróleo) y auge (crisis climática).

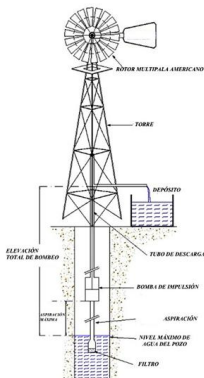
Molino de Viento Holandés

- Tienen una forma distintiva con aspas gigantes.
- Se utilizaban para moler granos y drenar tierras pantanosas.
- Las aspas giran para enfrentar el viento y maximizar eficiencia.
- Son un símbolo cultural e histórico importante.



Molino de Viento Multiaspa Americano

- Son comunes en las Grandes Llanuras de Estados Unidos.
- Múltiples aspas que giran alrededor de un eje.
- Su diseño aprovecha los vientos constantes de las llanuras para realizar trabajo mecánico.
- Se usaban para bombear agua, moler grano y otros fines agrícolas.
- A menudo son una característica icónica del paisaje rural americano.



Molino de Viento Manchego

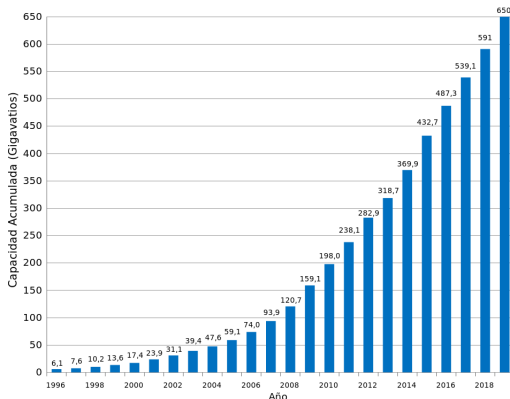
- Tienen una apariencia única con paredes blancas y techos cónicos.
- Tradicionalmente se usaban para moler grano y bombear agua.
- El viento gira las aspas del molino, que están conectadas a una maquinaria interna.
- Son un símbolo cultural y se han convertido en un elemento icónico de la literatura gracias a "Don Quijote de la Mancha".



Estadísticas de la energía eólica

- Con alrededor de 100 GW adicionales instalados durante 2021, principalmente en China y Estados Unidos, la capacidad global de generación de energía eólica superó los 800 GW.

Capacidad eólica mundial total instalada (Fuente: GWEC)

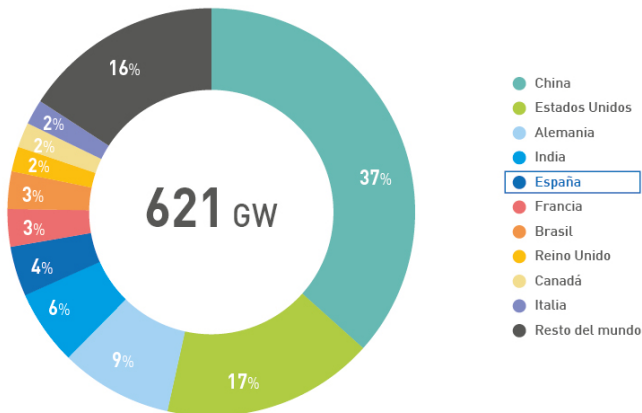


Estadísticas de la energía eólica

- Hasta septiembre de 2021, los países con mayor capacidad de energía eólica instalada incluían a China, Estados Unidos, Alemania, India, España, el Reino Unido y Brasil.

RANKING DE PAÍSES POR POTENCIA TERRESTRE ACUMULADA

Fuente: GWEC

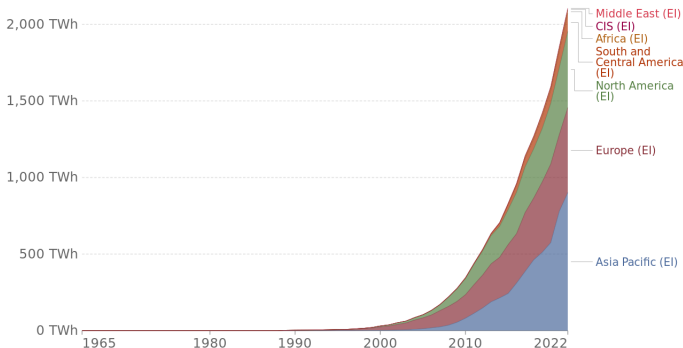


Estadísticas de la energía eólica

- Hasta 2021, los principales países generadores de energía eólica incluían a China, Estados Unidos y Alemania, con China liderando la producción, seguidos por Estados Unidos y Alemania.

Wind energy generation by region

Wind energy generation is measured in terawatt-hours (TWh). Figures include both onshore and offshore wind sources.



Source: Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023)

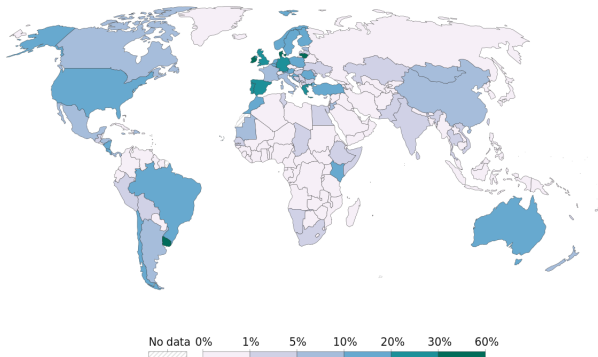
Note: CIS (Commonwealth of Independent States) is an organization of ten post-Soviet republics in Eurasia following break-up of the Union.

Estadísticas de la energía eólica

- En 2022, la energía eólica proporcionó más de 2000 TWh de electricidad, lo que representó más del 7 % de la electricidad mundial y aproximadamente el 2 % de la energía mundial.

Share of electricity production from wind, 2022

Our World
in Data



Source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy

Crecimiento Global de la Energía Eólica: 2022 vs. 2024

Indicador	Finales de 2022	Finales de 2024
Capacidad	906 GW	1.173 GW
Generación Anual	2252 TWh	2600 TWh
Nueva Capacidad	88 GW	117 GW
Cuota Suministro	7,5 %	10 %+

- **Crecimiento sin precedentes:** En tan solo dos años, la capacidad instalada a nivel mundial ha aumentado en más de 250 GW, lo que equivale a un crecimiento superior al 29 %.
- **Mercados líderes:** China sigue a la cabeza del crecimiento, instalando más del 70 % de la nueva capacidad global en 2024.
- **Penetración creciente:** La cuota de la energía eólica en el mix eléctrico global ha superado el 10 % en 2024, un hito significativo en la transición energética.
- **Impulso político y tecnológico:** El récord de capacidad instalada en 2024 se debe en gran medida a la mejora de las políticas, los avances tecnológicos en turbinas y una mayor inversión.

- Noticia 8 de septiembre de 2023: La mayor turbina eólica del mundo ha batido el récord de generación por una sola turbina en un día.
- La gigantesca Goldwind GWH252-16MW se eleva sobre el mar en la provincia china de Fujian.
- El 1 de septiembre, la gigantesca turbina de 252 metros de diámetro produjo 384,1 megavatios hora (MWh) en 24 horas, mientras un tifón azotaba el sureste de China.
- Esta cifra es suficiente para abastecer a unos 170.000 hogares o 2,2 millones de kilómetros recorridos en coche eléctrico.
- Supera el récord anterior de 364 MWh, en Dinamarca en agosto.

- Noticia de septiembre 2025: El prototipo de turbina eólica más grande del mundo, de 26 MW, ya está en funcionamiento.
- La gigantesca turbina de Dongfang Electric Corporation se eleva en la provincia china de Fujian.
- Con un diámetro de rotor de 310 metros, su área de barrido es superior a 10 campos de fútbol.
- Se estima que esta turbina puede generar 100 GWh al año, suficiente para abastecer a unas 55.000 familias chinas por un año.
- Siemens Gamesa y Mingyang Smart Energy están desarrollando prototipos de 21.5 MW y 22 MW respectivamente, demostrando la rápida evolución del sector.

Principales cifras del sector eólico en España

COBERTURA Y POTENCIA

COBERTURA DE LA DEMANDA

23,3 %

PRODUCCIÓN EÓLICA 2021

60.485 GWh



POTENCIA TOTAL INSTALADA

28.139,51 MW

NUEVA POTENCIA INSTALADA 2021

843 MW

RANKING DE CCAA POR POTENCIA INSTALADA ACUMULADA EN 2021

- 1 Castilla y León **6.404 MW**
- 2 Aragón **4.435 MW**
- 3 Castilla-La Mancha **3.955 MW**

RANKING DE CCAA POR NUEVA POTENCIA INSTALADA EN 2021

- 1 Aragón **275,87 MW**
- 2 Castilla y León **155,45 MW**
- 3 Asturias **126 MW**

47 provincias cuentan con generación eólica, de las cuales 20 generan más de 1 TWh de electricidad gracias al viento.

APORTACIÓN AL PIB

3.106 M€

0,30 %
de PIB español

MEDIO AMBIENTE

¿CUÁNTAS EMISIONES DE CO₂ HEMOS EVITADO?

29 Mton



250 Mton
EN EUROPA

EXPORTACIONES



3^{er} exportador del mundo de aerogeneradores (tras Dinamarca y Alemania)

1.748 M€

INDUSTRIA EÓLICA



21.574

AEROGENERADORES EN ESPAÑA

1.298

PARQUES EÓLICOS EN 957 MUNICIPIOS

250

CENTROS INDUSTRIALES EN 16 DE LAS 17 CCAA

1^a
tecnología del mix 2021

EMPLEO

EN 2020 EL SECTOR EÓLICO EMPLEABA A **60.000 PERSONAS**



TOTAL **30.000**

PERSONAS TRABAJAN EN EL SECTOR EÓLICO EN ESPAÑA

AHORRO

REDUCCIÓN EN EL PRECIO DEL MERCADO MAYORISTA

4.757 M€



18,42 €/MWh
Efecto reductor

INVERSIÓN EN I+D

20 CENTROS DE INVESTIGACIÓN

14 UNIVERSIDADES Con actividades en el sector eólico

6^a

posición del mundo
SOLICITUD DE PATENTES EÓLICAS EN ESPAÑA

3^a

posición de UE



493

PUBLICACIONES DE SOLICITUDES DE PATENTES EN ESPAÑA PARA EL SECTOR EÓLICO EN 2021

Datos mundiales

780,3 GW

Potencia eólica terrestre acumulada en el mundo

93 GW

Nueva potencia instalada en 2021

Ranking de países por potencia instalada acumulada

- China
- EE.UU.
- Alemania
- India
- España**

5^o



57,2 GW

Potencia eólica offshore en el mundo



21 GW

Nueva potencia instalada eólica offshore en el mundo en 2021

Datos Europa

220 GW

Potencia instalada en Europa

17,4 GW

Nueva potencia instalada en 2021

Ranking de países por potencia instalada acumulada en 2021

- Alemania
- España**
- Reino Unido
- Francia
- Suecia

2^o



28,3 GW

Potencia eólica offshore instalada en Europa



3,3 GW

Nueva potencia instalada eólica offshore en Europa

COBERTURA Y POTENCIA

POTENCIA TOTAL
INSTALADA
30.425 MW

24 % Potencia
eólica en MIX

RANKING DE CCAA
POR POTENCIA INSTALADA

- 1 Castilla y León 21 %
- 2 Aragón 14,4 %
- 3 Galicia 14 %
- 4 Andalucía 13 %
- 5 Castilla-La Mancha 12 %



GENERACIÓN
EÓLICA 2023
62.594 GWh

RANKING DE CCAA
POR GENERACIÓN
EÓLICA

- 1 Castilla y León 22,5 %
- 2 Aragón 18,7 %
- 3 Galicia 16 %
- 4 Castilla-La Mancha 13,5 %
- 5 Andalucía 11,4 %

NUOVA POTENCIA
INSTALADA 2023
607,23 MW

RANKING DE CCAA
POR NUEVA POTENCIA
INSTALADA

- 1 Aragón 307 MW (50,1 %)
- 2 Castilla-La Mancha 92 MW (15 %)
- 3 Cataluña 60 MW (9,8 %)
- 4 Extremadura 50 MW (8,1 %)

COBERTURA
DE LA DEMANDA
25,6 %

EXPORTACIONES

1.970 M€



5º exportador
del mundo de
aerogeneradores

EMPLEO

TOTAL
35.741

DIRECTO
19.421

INDIRECTO
16.320

67,3 %
DEL EMPLEO EN 5
COMUNIDADES
AUTÓNOMAS

RANKING DE CCAA
POR EMPLEO EÓLICO

- 1 Galicia 19,4 %
- 2 País Vasco 13 %
- 3 Navarra 12,1 %
- 4 Andalucía 11,5 %
- 5 Castilla y León 11,4 %



868
MUNICIPIOS
CON PARQUES
EÓLICOS (85 %
TOTAL MUNICIPIOS
ESPAÑOLES)

INDUSTRIA EÓLICA

22.210 AEROGENERADORES
EN ESPAÑA

1.371 PARQUES EÓLICOS
EN 868 MUNICIPIOS

287 CENTROS
INDUSTRIALES

16 DE LAS 17 CCAA
TIENEN CENTROS INDUSTRIALES



Datos mundiales



116.616 MW
Nueva potencia 2023

105.76 MW
Eólica terrestre
10.852 MW
Eólica marina

RANKING DE PAÍSES
QUE MÁS POTENCIA HAN
INSTALADO EN 2023

- 65 % China
- 5 % EEUU
- 4 % Brasil



TECNOLOGÍA
DEL MIX
2023

1ª PRINCIPALES CIFRAS del Sector Eólico en España

INVERSIÓN EN I+D

84,9 M€
3,49 % del PIB

911 Patentes
españolas
eólicas
(2004-2022)

73 Patentes
eólicas en
Europa de
procedencia
española
(2022)

MEDIO AMBIENTE

32,8 Mton
EMISIONES DE CO₂
EVITADAS CON
LA EÓLICA

AHORRO

20,41
€/MWh

Reducción en el
precio del mercado
mayorista



Ahora la
importación de 12
millones de TEPs,
equivalente a

3.697,6 M€

APORTACIÓN AL PIB

3.791 M€

DIRECTO
2.434 M€
INDIRECTO
1.357 M€

**CARGA
FISCAL**

578 M€

46 % más que el
coste de personal

0,31 %
de PIB español

1.020.639 MW
Potencia mundial
total instalada

945.477 MW
24 % terrestre
75.162 MW
24 % marina

2.325 TWh
GENERACIÓN EÓLICA

26 % DE LA GENERACIÓN EETR
7,8 % DE LA GENERACIÓN TOTAL

RANKING DE PAÍSES
POR POTENCIA INSTALADA

- 43 % China
- 19 % EEUU
- 7 % Alemania
- 4 % India
- 3 % Brasil
- 6 % España



España 2º PAÍS EN
EUROPA
POR POTENCIA
INSTALADA

AEE
Asociación Empresarial Eólica

- El objetivo final de este bloque es el diseño de un parque eólico.
- Haz una lista de aquellos conocimientos necesarios para el diseño de un parque eólico.

- Historia de la energía eólica
- Energía eólica en la actualidad
- La atmósfera y el viento
- Medición del viento
- Tratamiento estadístico del viento
- Potencia eólica disponible en función del viento
- Aerodinámica de los generadores eólicos
- Control de los aerogeneradores
- Potencia eólica extraída
- Curva de potencia de los aerogeneradores
- Tipos de generadores eólicos
- Componentes de los aerogeneradores
- Generador eléctrico del aerogenerador
- Conexión a la red
- Aspectos económicos y medioambientales

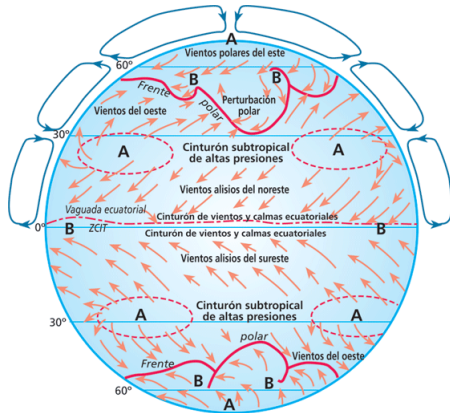
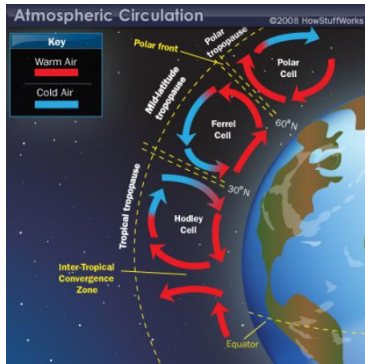
- Troposfera: capa de la atmósfera en contacto con la superficie de la Tierra (9-14 km de espesor, fenómenos meteorológicos)
- El movimiento del aire se produce en la troposfera debido a:
 - La radiación solar
 - La rotación de la Tierra (efecto Coriolis)
 - La acción sobre las masas de aire de las diferencias de presión atmosférica
- El viento es el aire en movimiento debido a las diferencias de temperatura, densidad y presión que provoca la radiación solar.

La atmósfera: vientos globales

Los vientos globales son los vientos que se producen a nivel planetario y están relacionados con la rotación de la Tierra y la distribución de la radiación solar en la superficie de la Tierra. Estos vientos son constantes y persistentes en términos de dirección y ubicación. Los principales vientos globales incluyen:

- **Vientos Alisios:** Son vientos que soplan de manera constante desde áreas de alta presión hacia áreas de baja presión en la zona ecuatorial. En el hemisferio norte, los alisios soplan desde el noreste hacia el suroeste, y en el hemisferio sur, desde el sureste hacia el noroeste.
- **Vientos del Oeste:** Estos vientos soplan de oeste a este en latitudes medias y altas, conocidas como la zona de los vientos del oeste.
- **Vientos Polares:** Se originan en las regiones polares y son fríos y secos.

La atmósfera: vientos globales



La atmósfera: vientos locales

Los vientos locales son aquellos que se producen a nivel regional o local debido a factores geográficos y topográficos específicos. Estos vientos son más variables y menos predecibles que los vientos globales y pueden cambiar con mayor frecuencia. Ejemplos:

- **Brisa Marina:** Un viento local que se forma debido a la diferencia de temperatura entre el agua del mar y la tierra. Durante el día, el aire caliente sobre la tierra asciende y es reemplazado por el aire más fresco que viene del mar.
- **Viento de Montaña:** Se produce cuando el aire se eleva sobre una cadena montañosa y luego desciende por el otro lado, lo que puede dar lugar a vientos locales en ambas vertientes de la montaña.
- **Viento de Valle:** Estos vientos soplan desde un valle hacia arriba hacia las montañas y pueden llevar aire más cálido y húmedo.

La atmósfera: vientos locales

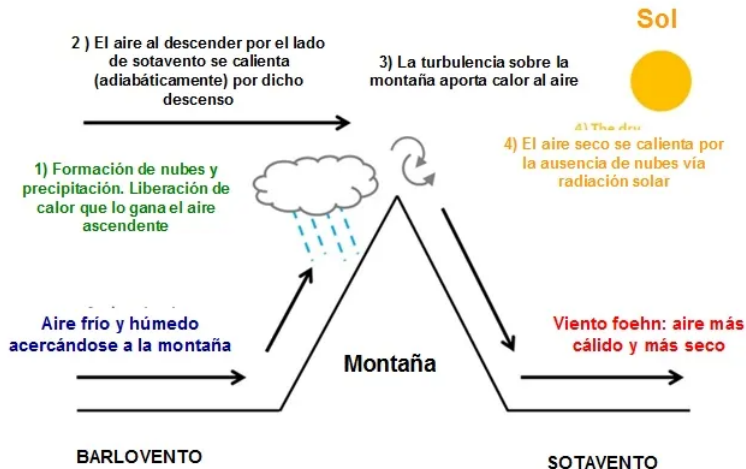


La atmósfera: vientos locales

- El efecto Foehn es un fenómeno meteorológico que ocurre en algunas regiones montañosas del mundo.
- Se produce cuando una masa de aire húmeda se eleva sobre una cadena montañosa.
- A medida que el aire asciende, se enfría y pierde humedad en forma de lluvia o nieve.
- Al descender por la ladera opuesta de la montaña, el aire se calienta adiabáticamente (aumenta 1°C por 100m).
- A menudo resulta en condiciones climáticas secas, cálidas y soleadas en el lado descendente de la montaña, mientras que el lado ascendente experimenta precipitación y temperaturas más frescas.

La atmósfera: vientos locales

Efecto Foehn



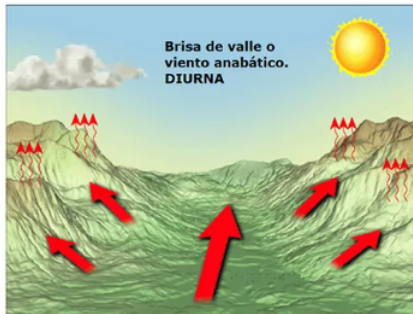
La atmósfera: vientos locales

Viento Anabático:

- Sube por la montaña durante el día.
- Causado por el calentamiento solar.
- Más suave, común en días soleados.

Viento Catabático:

- Desciende por la montaña durante la noche.
- Causado por el enfriamiento nocturno.
- Más frío y a veces fuerte.



El viento

- El viento es el flujo de aire en la atmósfera, y su velocidad y dirección varían constantemente.
- La Escala Beaufort es una medida utilizada para estimar la velocidad del viento en función de su efecto en la superficie del mar.
- Fue desarrollada por el almirante Sir Francis Beaufort en el siglo XIX y consta de 13 categorías, desde calma total (0) hasta huracán (12).
- La Escala Beaufort es útil para observadores meteorológicos y marineros en ausencia de instrumentos de medición precisos.

Valor	Vel. (km/h)	Denominación	Efectos en tierra
0	0 a 1	Calma	Calma, el humo asciende en forma vertical casi sin perturbaciones
1	2 a 5	Ventolina	El humo se desplaza perceptiblemente con el viento
2	6 a 11	Flojito	Se mueven las hojas de los árboles, empiezan a moverse los molinos
3	12 a 19	Flojo	Se agitan las hojas, ondulan las banderas
4	20 a 28	Bonancible	Se levanta polvo y papeles, se agitan las copas de los árboles
5	29 a 38	Fresquito	Pequeños movimientos de los árboles, superficie de los lagos ondulada
6	39 a 49	Fresco	Se mueven las ramas de los árboles
7	50 a 61	Frescachón	Se mueven los árboles grandes, dificultad para caminar contra el viento
8	62 a 74	Temporal	Se quiebran las copas de los árboles, circulación de personas difícil
9	75 a 88	Temporal fuerte	Daños en árboles, imposible caminar contra el viento
10	89 a 102	Temporal duro	Árboles arrancados, daños en la estructura de las construcciones
11	103 a 117	Temporal muy duro	Estragos abundantes en construcciones y árboles
12	118 o más	Temporal huracanado	Destrucción casi total de edificios

Fuente: www.wikipedia.org

Problemas en la Evaluación de Recursos Eólicos

La evaluación de los recursos eólicos presenta los siguientes problemas:

- La necesidad de disponer de medidas de velocidad y dirección del viento durante un período de tiempo suficientemente representativo, por ejemplo varios años.
- La variabilidad y aleatoriedad del viento.
- Los efectos locales tales como la orografía, rugosidad del terreno y obstáculos.
- La extrapolación de las mediciones a una altura determinada, en general 10 m, para diferentes alturas respecto al nivel del suelo.

Caracterización del Viento

La velocidad del viento puede variar rápidamente en módulo y dirección. El análisis de la viabilidad del viento como fuente de energía requiere conocer sus características. En el proceso de caracterización del viento se consideran los siguientes aspectos:

- Toma de datos: magnitudes a medir (velocidad, dirección), procedimiento de medición, frecuencia de muestreo, períodos de promedio, etc.
- Técnica de medición: aparatos de medida (anemómetro, veleta, etc.), colocación del instrumental de medida, etc.
- Métodos de tratamiento de datos: técnicas estadísticas, forma de presentación de los resultados (valores medios horarios, diarios, anuales, rosa de los vientos, etc.), distribuciones de probabilidad, etc.

Aspectos Clave en la Caracterización del Viento

En la caracterización del viento, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Análisis estadístico del viento, tanto en velocidad como en dirección.
- Distribución temporal de la velocidad y de la dirección del viento.
- Condiciones meteorológicas (temperatura, presión, humedad, etc.).
- Perfil vertical de la velocidad del viento.
- Condiciones de turbulencia.
- Factores de ráfaga.

Medición del Viento: Anemómetros

- Instrumentos utilizados para medir la velocidad del viento.
- El tipo más común es el anemómetro de copa, que tiene tres o más copas que giran con el viento.
- La velocidad de giro se correlaciona con la velocidad del viento.
- Se mide a una altura de 10 m para evitar la influencia del suelo.
- Se promedian valores para obtener viento aeronáutico (2 minutos) o meteorológico (10 minutos).



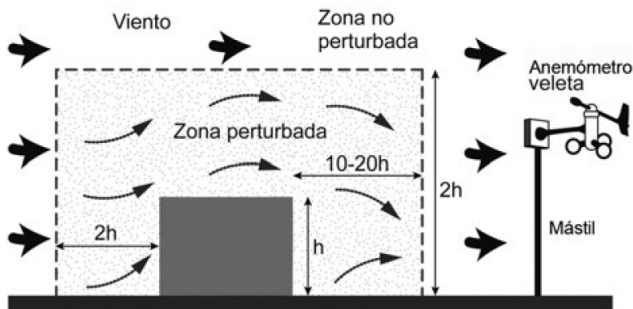
Medición del Viento: Veletas

- Utilizadas para medir la dirección del viento.
- Consisten en una flecha o placa que gira hacia la dirección del viento.
- La dirección en la que apunta la veleta indica la dirección del viento en ese momento.
- Se utilizan en combinación con anemómetros para obtener datos de velocidad y dirección del viento.



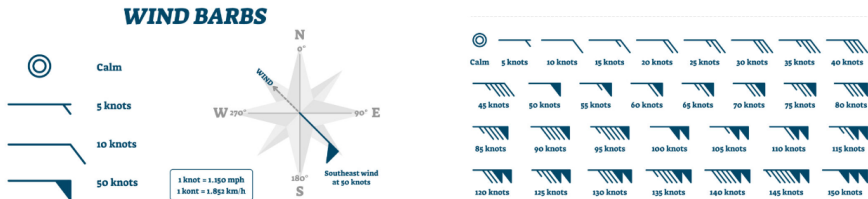
Medición del Viento: Colocación

- La colocación de los sensores (anemómetro y veleta) debe ser en un lugar despejado, libre de perturbaciones provocadas por obstáculos.
- Un obstáculo de altura h , perturba el flujo de aire a una distancia $2h$ a barlovento y de $10h$ a $20h$ a sotavento. En la dirección vertical la perturbación puede alcanzar hasta una altura $2h$.
- Los sensores deben situarse en un lugar despejado cuyo horizonte no presentase obstáculos de altura igual o superior al mástil en un radio de unos 300 m.



Medición del Viento: Unidades

- La velocidad del viento se mide típicamente en metros por segundo (m/s) o kilómetros por hora (km/h).
- La dirección del viento se expresa en grados, donde 0 grados es el norte, 90 grados es el este, 180 grados es el sur y 270 grados es el oeste.
- Otras unidades comunes incluyen nudos (1 nudo = 1.852 km/h) y millas por hora (mph).

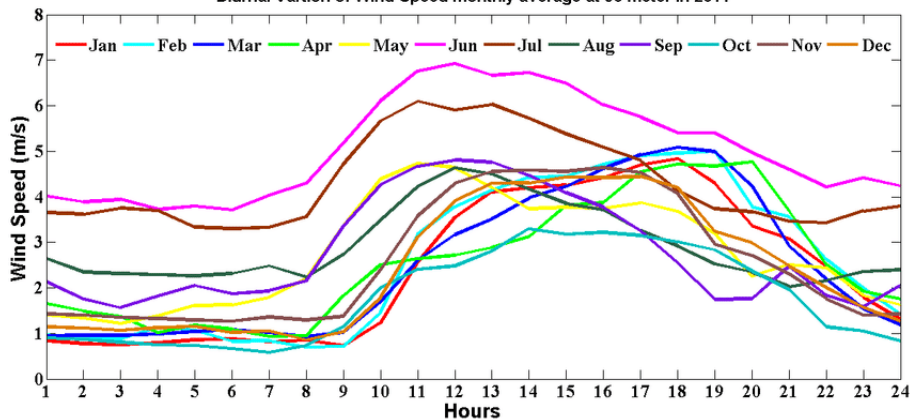


Variaciones de la Velocidad del Viento

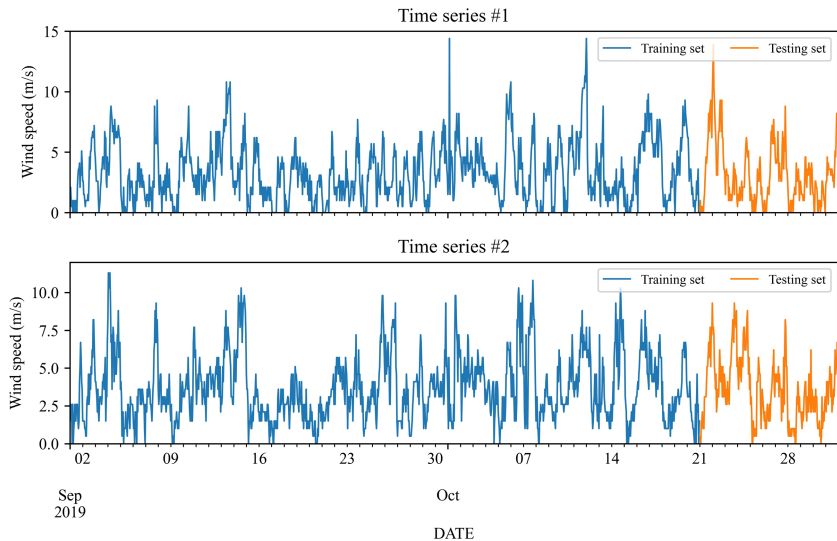
- Variaciones estacionales: Los vientos globales experimentan cambios estacionales debido a la radiación solar, posición de anticiclones, y factores similares.
- Variaciones diarias: El calentamiento o enfriamiento diurno, la proximidad del mar y las condiciones geográficas pueden causar variaciones diarias en el viento.
- Variaciones en períodos muy cortos: Ráfagas. En un breve período de tiempo, el viento puede experimentar notables cambios tanto en velocidad como en dirección.

Variaciones de la Velocidad del Viento

Diurnal Variation of Wind Speed monthly average at 50 meter in 2011



Variaciones de la Velocidad del Viento



Tratamiento estadístico del viento

- La velocidad del viento en un cierto instante se conoce como velocidad instantánea.
- Los valores promedio representan las características medias del viento instantáneo durante un período de tiempo.
- El viento puede caracterizarse por un vector velocidad media (estacionario) al que se le pueden superponer variaciones aleatorias.
- Además de la velocidad media, se debe tener presente la dispersión, a través de la desviación estándar σ .
- El índice o intensidad de turbulencia es la relación entre la desviación estándar y la velocidad media.
- Interesa situar la turbina eólica en lugares de baja turbulencia para facilitar su control y regulación y evitar cargas de fatiga.

Tratamiento estadístico del viento

- Para estudios energéticos, se requieren datos precisos de velocidad del viento y un solo año de datos no es suficiente.
- Se recomiendan series de datos de 25 a 30 años para resultados significativos (al menos usar períodos de 5 a 10 años).
- Resumir los valores históricos en un año tipo promediando los valores horarios de velocidad.
- Las distribuciones reales de viento se ajustan bastante bien a una distribución de Weibull de dos parámetros.
- La distribución de Rayleigh de un solo parámetro ajusta bastante bien si la variabilidad y turbulencia son pequeñas.

Tratamiento estadístico del viento

v_i (m/s)	Frecuencia relativa f_i
1,5	0,107
2,5	0,168
3,5	0,187
4,5	0,172
5,5	0,139
6,5	0,098
7,5	0,062
8,5	0,037
9,5	0,020
10,5	0,010

Escoge la localización de una de las instalaciones eólicas en España disponibles en el siguiente mapa



Usa Google maps u otra herramienta para determinar, de manera aproximada, la latitud, longitud y altitud de la localización elegida.

Latitud	
Longitud	
Altitud	

Usa el mapa ibérico de datos eólicos para descargar los datos eólicos de un mes (versión de prueba) de la localización seleccionada.



Usa los datos descargados para calcular los siguientes datos estadísticos de la velocidad del viento a 10m.

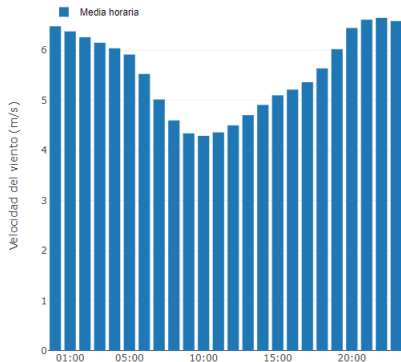
Velocidad máxima (m/s)	
Velocidad media (m/s)	
Velocidad mínima (m/s)	
Desviación estándar (m/s)	
Variación máxima en media hora (m/s)	

Proyecto eólica

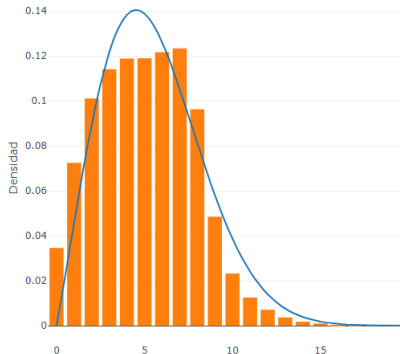
Usa los datos descargados y crea las siguientes figuras:

- Serie temporal de la velocidad del viento
- Histograma de la velocidad del viento
- Perfil medio diario de la velocidad del viento

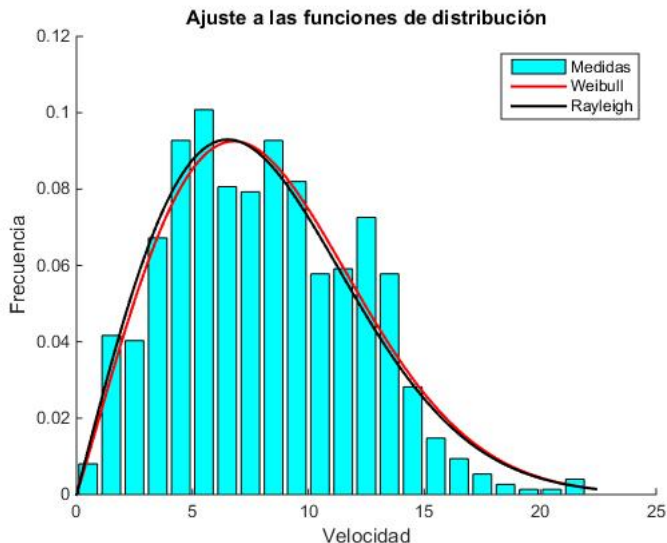
Perfil medio diario de la velocidad del viento



Distribución de frecuencias
Ajuste Weibull ($A = 6.24$, $k = 2.06$)



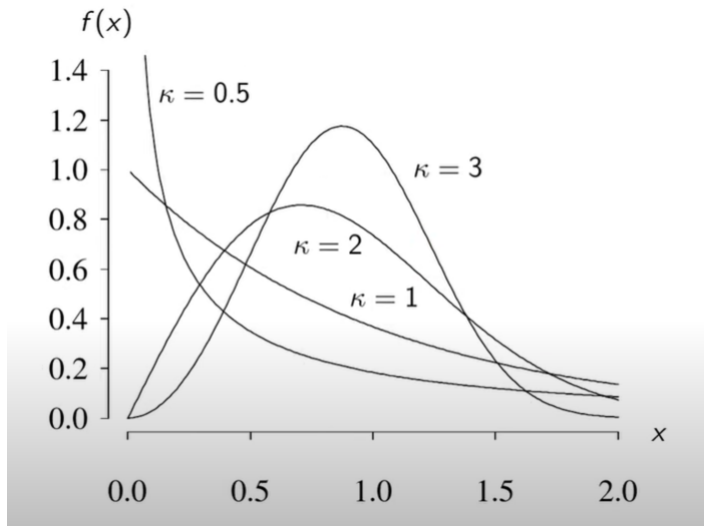
Tratamiento estadístico del viento



Distribución de Weibull

- La distribución de Weibull es un modelo estadístico utilizado para describir la distribución de la velocidad del viento.
- Es especialmente útil en aplicaciones eólicas.
- Tiene dos parámetros:
 - La forma (k) determina la forma de la distribución y puede ser mayor, menor o igual a 1.
 - La escala (c) afecta la ubicación de la distribución en el eje de velocidad del viento.
- La distribución de Weibull está relacionada con varias otras distribuciones de probabilidad; en particular, interpola entre la distribución exponencial ($k = 1$) y la distribución Rayleigh ($k = 2$).

Distribución de Weibull



Distribución de Weibull

- La función de densidad de probabilidad (PDF) es:

$$f(x; c, k) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} e^{-(x/c)^k}$$

- La función de distribución acumulada (CDF) es:

$$F(x; c, k) = 1 - e^{-(x/c)^k}$$

- Haciendo transformaciones obtenemos:

$$\ln(\ln(\frac{1}{1-F})) = k(\ln(x) - \ln(c))$$

- Los parámetros se pueden obtener resolviendo una regresión lineal.

$$y = a\hat{x} + b$$

Ajuste mínimos cuadrados

Una línea recta se representa como:

$$y = ax + b$$

Minimizamos la suma de los cuadrados de las diferencias entre los valores observados (y_i) y los valores predichos ($ax_i + b$):

$$\text{Mínimos Cuadrados: } \min_{a,b} \sum_{i=1}^n f_i (y_i - (ax_i + b))^2$$

Derivando e igualando a 0 se obtiene:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n f_i x_i y_i - \sum_{i=1}^n f_i x_i \sum_{i=1}^n f_i y_i}{\sum_{i=1}^n f_i x_i^2 - (\sum_{i=1}^n f_i x_i)^2}$$
$$b = \frac{\sum_{i=1}^n f_i x_i^2 \sum_{i=1}^n f_i y_i - \sum_{i=1}^n f_i x_i \sum_{i=1}^n f_i x_i y_i}{\sum_{i=1}^n f_i x_i^2 - (\sum_{i=1}^n f_i x_i)^2}$$

Distribución de Rayleigh

- La Distribución de Rayleigh es una distribución de probabilidad continua que depende de un solo parámetro.
- La PDF de la Distribución de Rayleigh se define como:

$$f(x; \sigma) = \frac{x}{\sigma^2} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}$$

- La media de una Distribución Rayleigh se calcula como:

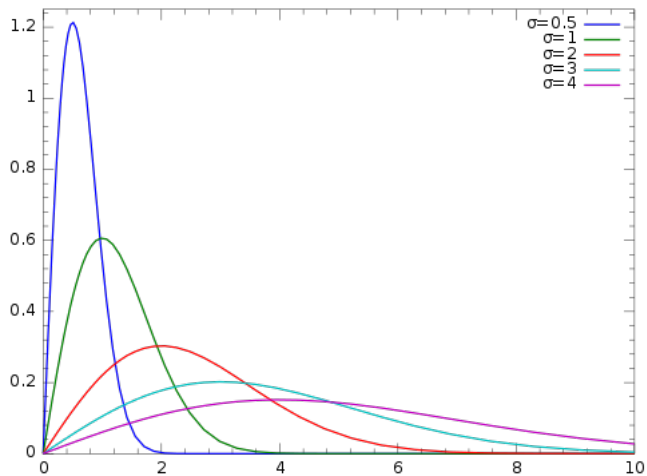
$$\bar{x} = \sigma \sqrt{\frac{\pi}{2}}$$

- La CDF de la Distribución de Rayleigh se define como:

$$F(x; \sigma) = 1 - e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}$$

- Muchos fabricantes de aerogeneradores indican la energía anual a partir de la velocidad media anual del viento a la altura del buje usando una distribución de Rayleigh.

Distribución de Rayleigh



Usando los datos descargados:

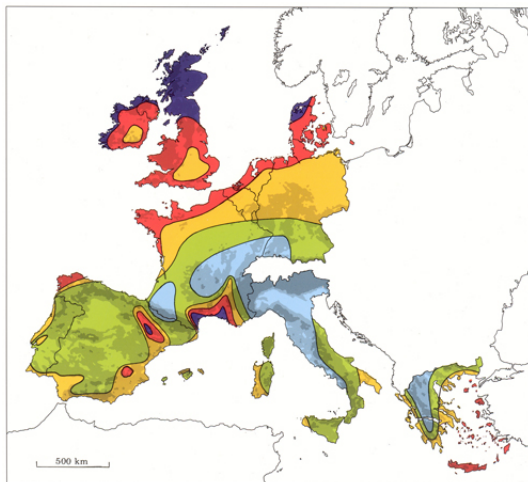
- Ajusta una distribución Rayleigh usando la media muestral.
- Ajusta una distribución Weibull usando mínimos cuadrados.
- Compara los parámetros de la distribución Weibull con los del Atlas.
- Dibuja el histograma y compara los ajustes (Rayleigh, Weibull).
- Usa ambas distribuciones para determinar la probabilidad de que el viento esté entre 5m/s y 10m/s.

Proyecto eólica

Datos			Cálculos					
v_i (m/s)	Frecuencia relativa f_i	Frecuencia relativa acumulada F_i	(y_i)	(x_i)	Productos			
			$\ln(-\ln(1-F_i))$	$\ln v_i$	$f_i x_i$	$f_i x_i^2$	$f_i y_i$	$f_i x_i y_i$
1,5	0,107	0,107	-2,1789	0,4055	0,0434	0,0176	-0,2331	-0,0945
2,5	0,168	0,275	-1,1345	0,9163	0,1539	0,1411	-0,1906	-0,1746
3,5	0,187	0,462	-0,4782	1,2528	0,2343	0,2935	-0,0894	-0,1120
4,5	0,172	0,634	0,0051	1,5041	0,2587	0,3891	0,0009	0,0013
5,5	0,139	0,773	0,3939	1,7047	0,2371	0,4039	0,0548	0,0933
6,5	0,098	0,871	0,7168	1,8718	0,1834	0,3434	0,0702	0,1315
7,5	0,062	0,933	0,9944	2,0149	0,1249	0,2517	0,0617	0,1242
8,5	0,037	0,970	1,2546	2,1401	0,0792	0,1695	0,0464	0,0993
9,5	0,020	0,990	1,5272	2,2513	0,0450	0,1014	0,0305	0,0688
10,5	0,010	1	----	----	----	----	----	----
Total	1				1,3599	2,1112	-0,2486	0,1373
Resultados del ajuste por mínimos cuadrados								
$y = Ax + B$		$A = 1,816$	$B = - 2,719$	$k = A = 1,82$		$c = e^{-(B/A)} = 4,47$ m/s		

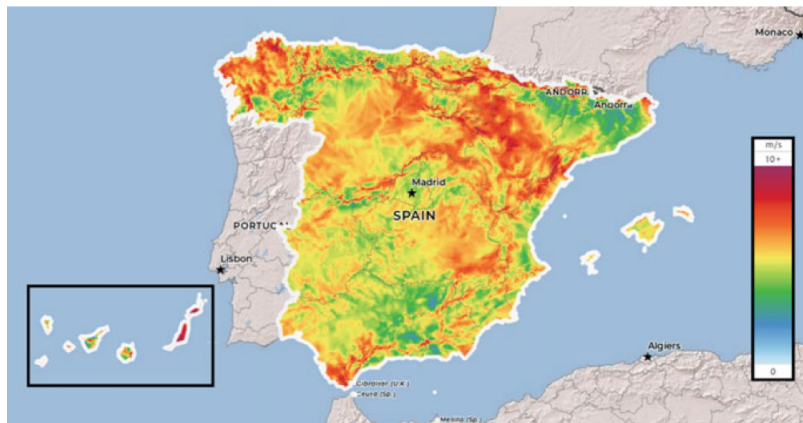
- Global Wind Atlas
- European Wind Atlas
- Mapa instalaciones eólicas España (ESIOS)
- Open Power System Data
- Alguna más?

Bases de datos viento



Wind resources ¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions										
	Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	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
	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
	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
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Bases de datos viento



Proyecto eólica

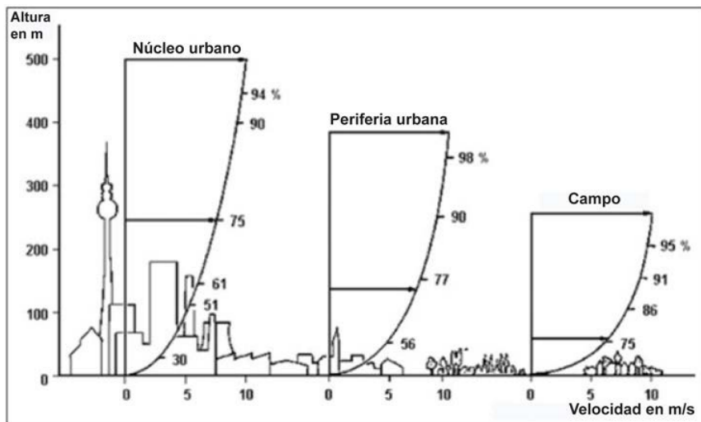
Usa los datos descargados para determinar el porcentaje de horas durante las que el viento sopla en las siguientes direcciones.

0° - 30°	
30° - 60°	
60° - 90°	
90° - 120°	
120° - 150°	
150° - 180°	
180° - 210°	
210° - 240°	
240° - 270°	
300° - 330°	
330° - 360°	

¿Cuál es la dirección predominante? Incluye la rosa de los vientos del mapa ibérico y compara los resultados con la rosa de los vientos del Atlas.

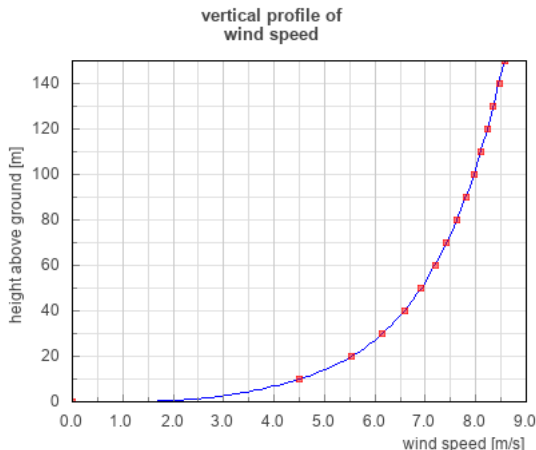
Variación de la Velocidad del Viento con la Altura

- Variación de la velocidad del viento con la altura debido a turbulencias mecánicas (suelo y obstáculos) y térmicas (gradiente vertical temperatura).
- Velocidad del viento “nula” en el suelo, aumentando con la altura.



Proyecto eólica

Usa las velocidades medias del viento a 10m, 50m, 75m, 100m, 150m y 200m para hacer un gráfica similar al siguiente.



Rugosidad del Terreno y Velocidad del Viento

- La rugosidad del terreno se refiere a la irregularidad de la superficie del suelo y su influencia en la velocidad del viento.
- Factores de rugosidad:
 - Rugosidad baja: Superficies suaves como cuerpos de agua y campos agrícolas. El viento fluye más rápido y uniformemente a mayor altura.
 - Rugosidad media: Áreas con árboles y edificios dispersos. La velocidad del viento se reduce y puede variar más con la altura.
 - Rugosidad alta: Áreas urbanas densamente pobladas con edificios altos y obstáculos. El viento es más lento y altamente variable en altura.
- Efectos en la velocidad del viento:
 - A menor rugosidad, mayor velocidad del viento a mayor altura.
 - A mayor rugosidad, menor velocidad del viento y mayor variabilidad en la velocidad en altura.
 - La rugosidad afecta la energía eólica, la eficiencia de las turbinas y el diseño de estructuras.

Rugosidad del Terreno y Velocidad del Viento

La rugosidad de un terreno se caracteriza por el parámetro z_0 , denominado longitud de rugosidad, definido como la altura respecto al nivel del suelo, hasta la que la velocidad del viento es nula.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (z_0) (m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0,0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa.
0,5	0,0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped...
1	0,03	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 1.250 m.
2	0,1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 500 m.
2,5	0,2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1,6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

Variación de la velocidad del viento con la altura

- Para velocidad media en 10 minutos:

$$v(h) = v_1 \cdot \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_1/z_0)}$$

- Para velocidad media anual/mensual:

$$\frac{\bar{v}(h)}{\bar{v}_1} = \left(\frac{h}{h_1} \right)^\alpha$$

- α es un coeficiente que depende de la rugosidad del terreno (z_0). Para valores de $z_0 \leq 0,1$, una fórmula aproximada es:

$$\alpha = 0,24 + 0,04 \ln(z_0) + 0,003(\ln(z_0))^2$$

Variación de la velocidad del viento con la altura

Tipo de terreno	α
Terrenos llanos con hielo o hierba	0,08 - 0,12
Llanos (mar, costas suaves)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 - 0,16
Zonas rurales	0,2
Terrenos accidentados y bosques	0,2 - 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25 - 0,4

Tabla 4.7. Valores de α en función del tipo de terreno.

Clase	z_0 (m)	α	Clase	z_0 (m)	α
0	0 - 0,0007	0,08 - 0,10	2,5	0,14 - 0,25	0,19 - 0,21
0,5	0,0007 - 0,009	0,10 - 0,12	3	0,25 - 0,45	0,21 - 0,24
1	0,009 - 0,04	0,12 - 0,15	3,5	0,45 - 0,82	0,24 - 0,28
1,5	0,04 - 0,075	0,15 - 0,17	4	0,82 - 1,5	0,28 - 0,35
2	0,075 - 0,14	0,17 - 0,19	4,5	1,5 - 2,7	0,35 - 0,45

Tabla 4.8. Valores orientativos del coeficiente α para distintas longitudes de rugosidad z_0 .

Determina la velocidad media a diferentes alturas. Tomando como referencia $h_1 = 10$, completa el resto de las columnas. Representa en un gráfico las dos últimas columnas y comprueba si se aproxima a una línea recta. Determina la pendiente α y comprueba si su valor se corresponde con el tipo de terreno.

h (m)	$\bar{v}$ (m/s)	$\ln(\bar{v}/\bar{v}_{10})$	$\ln(h/10)$
50			
75			
100			
150			
200			

Tomando como referencia $h_1 = 10$, calcula la velocidad media del viento para las alturas y terrenos de la tabla.

	$h = 125\text{m}$	$h = 175\text{m}$
Terreno llano con hierba corta ($z_0 = 0,005$)		
Terreno ondulado y cultivado ($z_0 = 0,05$)		
Terreno accidentado con bosques ($z_0 = 0,5$)		

Variación de los parámetros de Weibull con la altura

Cuando se conocen los parámetros de la distribución de Weibull para una altura y se desea estimar sus valores para otra altura, Justus y Milhail han desarrollado unas expresiones aproximadas de naturaleza empírica, cuyo uso no se recomienda para alturas mayores a unos 100 m:

$$k = k_1 \frac{1 - 0,088 \ln(\frac{h_1}{10})}{1 - 0,088 \ln(\frac{h}{10})}$$

$$c = c_1 \left(\frac{h}{h_1} \right)^{\beta}$$

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln(c_1)}{1 - 0,088 \ln(\frac{h_1}{10})}$$

Incluye en la siguiente tabla los parámetros k y c determinadas estadísticamente usando los datos de medidas de viento para 10m y 50m. Tomando como referencia $h_1 = 10\text{m}$, calcula los valores de estos parámetros para $h = 50\text{m}$ usando las expresiones de la transparencia anterior. ¿Se acercan los valores de ambos conjuntos de parámetros? Dibuja las dos distribuciones Weibull para 50m junto con el histograma.

	k	c
Datos estadísticos (10m)		
Datos estadísticos (50m)		
Justus y Milhail (50m)		

Proyecto eólica

Dentro de la provincia que has elegido, descarga los datos correspondientes a, al menos, cinco localizaciones diferentes. Usa la información que proporciona el atlas para intentar que el recurso eólico sea lo más diverso posible. Compara el recurso eólico en esas cinco localizaciones de acuerdo con los siguientes criterios:

- Velocidad media
- Desviación típica
- Ráfagas
- Perfil diario
- Dirección del viento
- Rugosidad el terreno

Elige una de las cinco localizaciones para tu parque eólico y justifica tu elección.

Efectos de Obstáculos en el Viento

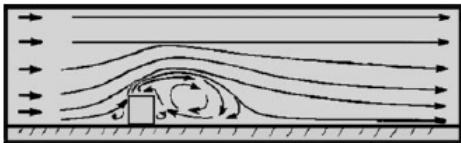
Los obstáculos, como edificios o árboles, afectan el viento al:

- Reducir su velocidad.
- Aumentar la turbulencia.

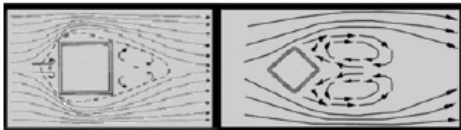
En parques eólicos:

- Evitar obstáculos cercanos en la dirección principal del viento.
- Obstáculos generan más turbulencia en el lado opuesto al viento.

(vista lateral, en alzado)



(vista superior, en planta)



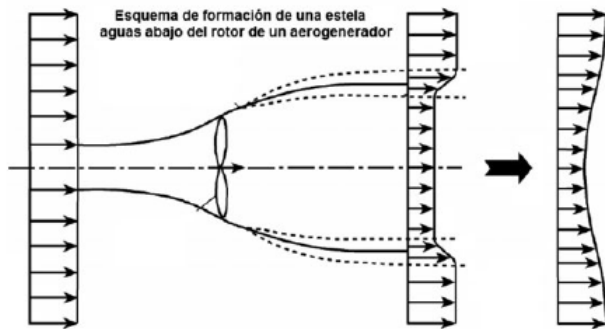
Efectos de Obstáculos en el Viento

Distancia aguas abajo	5 h		10 h		20 h	
Disminución velocidad y potencia	Δv (%)	ΔP (%)	Δv (%)	ΔP (%)	Δv (%)	ΔP (%)
EDIFICIOS de dimensiones: altura (h) y longitud horizontal a la dirección del viento (w) Viento perpendicular al edificio medido a la altura h del edificio						
w/h = 4	36	74	14	36	5	14
w/h = 3	24	56	11	29	4	12
w/h = 1	11	29	5	14	2	6
w/h = 1/3	2,5	7,3	1,3	4	2	6
w/h = 1/4	2	6	2,5	1	3	0,5
BOSQUES (viento medido a la altura h de las copas de los árboles)						
Porosidad nula	40	78	15	39	3	9
Follaje claro	80	99	40	78	12	32
Follaje espeso	70	97	55	90	20	49
ÁRBOL AISLADO (viento medido a la altura de la copa)						
Follaje claro	16	41	7	18	3	8
Follaje espeso	20	49	9	17	4	13
Tabla 4.12. Disminución porcentual de la velocidad y la potencia eólica disponible por efecto de distintos tipos de obstáculos (según Meroney).						

Estelas de Aerogeneradores

Los aerogeneradores generan estelas aguas abajo de sus rotores, lo que puede causar interferencias con otras máquinas cercanas.

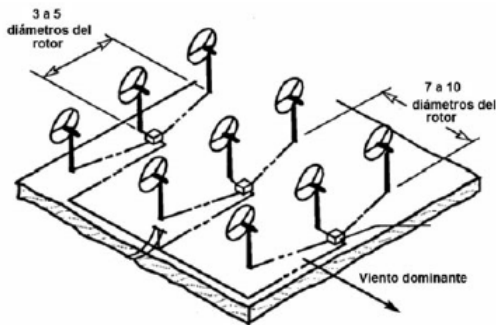
- Importante planificar la disposición y separación.
- Aumentan las cargas variables en máquinas a sotavento.
- Pueden acortar la vida útil de las máquinas por fatiga de materiales.



Disposición de Aerogeneradores en Parques Eólicos

Para minimizar los efectos de la sombra eólica y las estelas:

- Separación de 7 a 10 diámetros (viento dominante).
- Separación de 3 a 5 diámetros (perpendicular al viento dominante).
- Análisis detallado de las interferencias para optimizar la disposición.
- Las pérdidas debidas a estelas se estiman en un máximo del 5 %.



Potencia eólica disponible

- Una masa de aire (m) con velocidad (v) posee una energía cinética (E_c) dada por:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2$$

- El caudal másico de aire ($\dot{m}$) de densidad (ρ) con velocidad (v) a través de un área (A) perpendicular a la dirección del flujo es:

$$\dot{m} = \rho Av$$

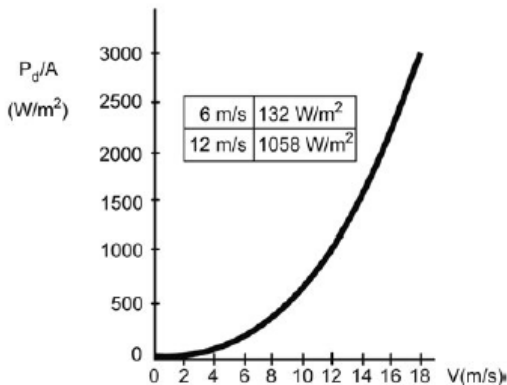
- La potencia disponible (P_d) es:

$$P_d = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3$$

- La potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al viento y al cubo de su velocidad.
- Diferentes limitaciones solo permiten aprovechar como máximo un 45-50 % de la potencia eólica disponible.

Potencia eólica disponible

La figura muestra la variación de la densidad de potencia eólica disponible (P_d/A) en función de la velocidad, calculada para la densidad de aire estándar ($\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$), temperatura 15°C y presión atmosférica normal igual a 1.013 mbar.



Potencia eólica disponible

A partir de la expresión

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

se puede deducir:

- La potencia aumenta con el cubo de la velocidad. Si la velocidad aumenta un 10 %, la densidad de potencia crece un 33 %.
- Colocar las turbinas a mayor altura es clave, ya que la velocidad del viento aumenta y las turbulencias disminuyen.
- La potencia depende del área barrida por las palas, que es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor.
- La densidad del aire influye en la potencia. El aire frío y el nivel del mar son ideales. Para calcular la densidad aproximada (ρ , kg/m³) en función de la temperatura (t , °C) y altitud (h , m):

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) \exp^{\frac{-h}{8435}}$$

- Para evaluar el potencial eólico de un lugar, se calcula la potencia correspondiente a diferentes velocidades del viento y se promedian estos valores para un período, generalmente un año, asumiendo densidad de aire constante.

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2}\rho \int v^3 p(v) dv = \frac{1}{2}\rho F_e (\bar{v})^3$$

- Factor de energía (F_e) se define como la relación entre $\int v^3 p(v) dv$ y $(\bar{v})^3$.
- Para una distribución Weibull, F_e varía entre 1,5 y 3.
- Generalmente su valor se sitúa en el entorno de 2.

- La velocidad eficaz (v_e) se define como la velocidad que debería tener el viento, de forma constante durante todo el año para presentar una densidad media de potencia disponible igual a la que tiene en la realidad.

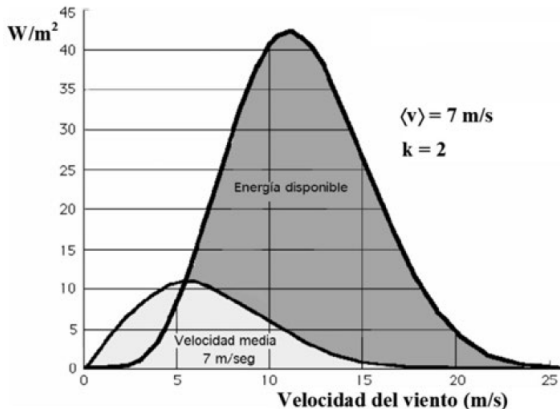
$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2}\rho \int v^3 p(v) dv = \frac{1}{2}\rho F_e(\bar{v})^3 = \frac{1}{2}\rho(v_e)^3$$

- El factor de energía (F_e) es la relación entre la potencia media calculada promediando las distintas potencias instantáneas y la potencia correspondiente a la velocidad media del viento.

Potencia eólica disponible

- Para una distribución Weibull de la velocidad, la distribución de la densidad de potencia es

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 p(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v/c)^k}$$



- La velocidad que maximiza la densidad de potencia (v_{mp}) se obtiene derivando con respecto a v

$$v_{mp} = c \left(1 + \frac{2}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$$

- En función de la velocidad media

$$v_{mp} = \bar{v} \frac{\left(1 + \frac{2}{k} \right)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$$

- Para una distribución Rayleigh ($k = 2$), $v_{mp} = 1,6\bar{v}$

Utiliza tus medidas de velocidad del viento a 50m para determinar:

- La densidad media del aire ρ .
- El factor de energía F_e .
- La velocidad eficaz v_e .
- La velocidad que maximiza la densidad de potencia (v_{mp}) a partir de los parámetros Weibull.
- El potencial eólico medio anual para un aerogenerador de 30m de radio cuyo centro de giro se situa a 50m.

- Sabiendo que

$$\frac{\bar{v}(h)}{\bar{v}_1} = \left(\frac{h}{h_1} \right)^\alpha$$

- Obtenemos

$$\frac{\bar{P}(h)}{\bar{P}_1} = \frac{\frac{1}{2}\rho A F_e (\bar{v}(h))^3}{\frac{1}{2}\rho A F_e \bar{v}_1^3} = \left(\frac{\bar{v}(h)}{\bar{v}_1} \right)^3 = \left(\frac{h}{h_1} \right)^{3\alpha}$$

- Esta relación es aproximada porque se supone que ρ y F_e no varían con la altura.
- Esta expresión es suficiente para analizar la variación del potencial eólico con la altura sobre el suelo.

Usa los resultados del ejercicio anterior a 50m y repítelos para 100m para determinar el potencia medio de un generador de 30m de radio. Determina el mismo potencial eólico para 100m usando al expresión aproximada y determina el error cometido.

Potencial eólico medio (50m)	
Potencial eólico medio (100m)	
Potencial eólico medio aproximado (100m)	
Error cometido (%)	

- Se define la densidad de energía eólica disponible (E_d/A) como la energía total del viento por unidad de área perpendicular a su dirección durante un tiempo (T) determinado, generalmente un año.

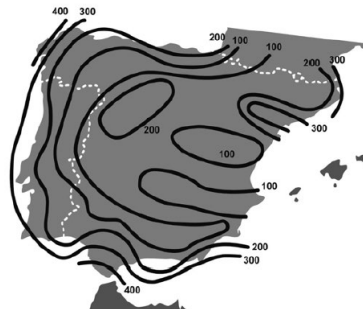
$$\frac{\overline{E_d}}{A} = \frac{\overline{P_d}T}{A} = \frac{1}{2}T\rho F_e(\bar{v})^3$$

- La contribución de cada velocidad a la energía total anual depende de dos factores: del cubo de dicha velocidad (potencia) y del número de horas que se presenta a lo largo del año. Por ello, cuando se comparan las contribuciones a la energía anual de dos velocidades diferentes, no siempre la mayor contribuye más que la menor, pues depende del número de horas anuales que se presenten cada una de ellas.

Compara la densidad de energía eólica a 50m de tus cinco localizaciones.

Evaluación recursos eólicos

Los mapas de recursos eólicos caracterizan áreas geográficas según su potencial eólico (velocidad media y densidad de potencia) para una cierta altura sobre el nivel del suelo.



Selección de emplazamientos

Los parámetros meteorológicos que influyen sobre el emplazamiento, operación y diseño de un parque eólico son:

- Velocidad media del viento, y sus variaciones diurnas y estacionales.
- Densidad de probabilidad de la velocidad del viento.
- Distribución de direcciones y probabilidades de cambios de dirección.
- Presencia de ráfagas, frecuencia y duración de las mismas.

Un emplazamiento adecuado debe cumplir:

- Elevada velocidad media anual.
- Buena exposición al viento y ausencia de obstáculos.
- Pequeñas variaciones diarias y estacionales del régimen de vientos.
- Baja probabilidad de alcanzar vientos muy intensos y ráfagas.

Selección de emplazamientos

Los emplazamientos que cumplen estas condiciones se encuentran en:

- Amplios valles, entre cadenas montañosas.
- Pasos entre montañas (aumento de la velocidad del viento).
- Superficies llanas elevadas con ligeras pendientes y buena exposición.
- Lugares próximos a las costas marítimas.

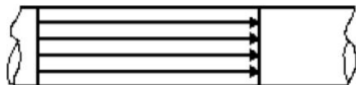
Los emplazamientos offshore se diferencian con respecto a los onshore:

- Mayores velocidades de viento con mayor regularidad, uniformidad y permanencia en el tiempo (mayor potencial eólico).
- Menores períodos de calma y vientos más estables.
- Menor turbulencia y cargas de fatiga (mayor vida útil).
- Menor rugosidad y ausencia de obstáculos (torres más bajas).
- Mayor disponibilidad de espacio.

Aerodinámica de los aerogeneradores

Fluido Ideal:

- Modelo simplificado sin viscosidad.
- Partículas del fluido se mueven libremente.
- No hay resistencia interna.
- Usado en cálculos teóricos.
- Ecuación de Bernoulli



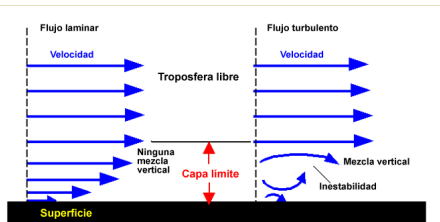
Fluido Viscoso:

- Fluido real con viscosidad.
- Fricción interna entre partículas.
- Ofrece resistencia al flujo.
- Puede formar capas límites.
- Ejemplos: aceite, miel, agua sedimentada.
- Ecuaciones Navier-Stokes



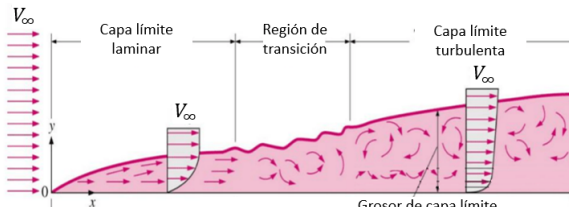
Aerodinámica de los aerogeneradores

- **Capa límite:** Región cercana a una **superficie sólida** donde el flujo se **ralentiza gradualmente** desde la velocidad del flujo libre hasta **cero** en la superficie. Afecta la **resistencia** y la **sustentación**.
- **Capa límite laminar:**
 - Fluido **ordenado y suave**, capas paralelas.
 - Común en **bajas velocidades** y **baja rugosidad**.
 - Menor fricción pero más sensible a separación.
- **Capa límite turbulenta:**
 - Fluido **caótico y desordenado**, con **remolinos**.
 - Común en **altas velocidades** o superficie rugosa.
 - Mejor adherencia pero mayor fricción y pérdidas.



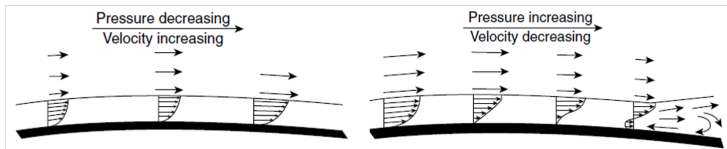
Aerodinámica de los aerogeneradores

- Transición de la capa límite: proceso por el cual la capa límite pasa de ser **laminar** (flujo ordenado) a **turbulenta** (flujo con remolinos).
- Puede producirse por varios factores:
 - Aumento de la **velocidad del flujo**.
 - **Rugosidad** o imperfecciones en la superficie.
 - **Gradientes de presión** adversos.
 - Cambios en la **temperatura** o en la **densidad del aire**.
 - **Vibraciones** o perturbaciones externas.
- Durante la transición, la capa límite se vuelve más **resistente a la separación**, pero también aumenta la **fricción** y las **pérdidas** afectando a la eficiencia y rendimiento de las turbinas eólicas.



Aerodinámica de los aerogeneradores

- **Gradiente de presión favorable** ($\frac{dP}{dx} < 0$):
 - La presión *disminuye* en la dirección del flujo.
 - El fluido **acelera** y la capa límite se **mantiene delgada**.
 - El flujo se **adhiera bien** a la superficie.
 - Ejemplo: tobera cónica o zona delantera de una pala.
- **Gradiente de presión adverso** ($\frac{dP}{dx} > 0$):
 - La presión *aumenta* en la dirección del flujo.
 - El fluido **se desacelera** y la capa límite **crece**.
 - Si el aumento de presión es grande, el flujo puede **separarse**.
 - Se forma una **zona de flujo inverso** y se pierde sustentación.
 - Ejemplo: difusor o parte trasera de una pala.



■ Separación de la capa límite:

- Cuando la capa límite se desprende de la superficie, se genera **flujo turbulento** y **remolinos** detrás del perfil (estela).
- Esta estela aumenta la **resistencia** y **reduce la eficiencia**.

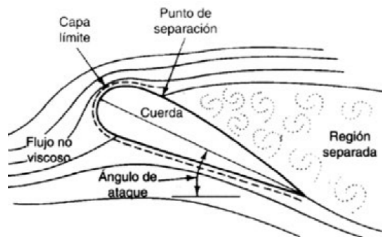
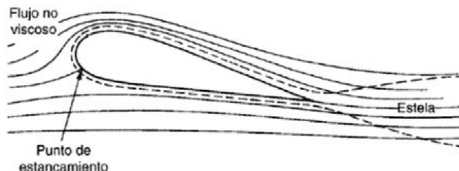
■ Diseño de perfiles aerodinámicos:

- Se busca que el **punto de separación** ocurra lo más cerca posible del borde de salida para mantener **sustentación**, reducir **arrastre** y mejorar **rendimiento**.
- Se utilizan superficies lisas y formas curvas optimizadas.



Aerodinámica de los aerogeneradores

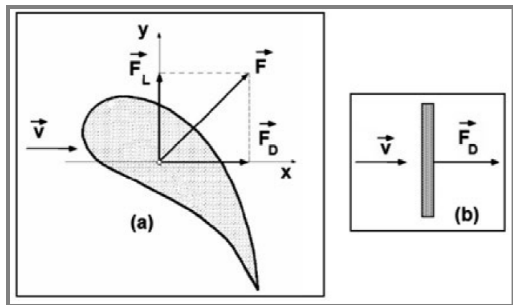
Si se aumenta el ángulo que forma la velocidad relativa del fluido con el perfil, la capa límite puede dejar de estar adherida y separarse, generando turbulencia, pérdida de sustentación y aumento del arrastre. Mantener un ángulo adecuado permite flujo adherido y eficiencia máxima.



Aerodinámica de los aerogeneradores

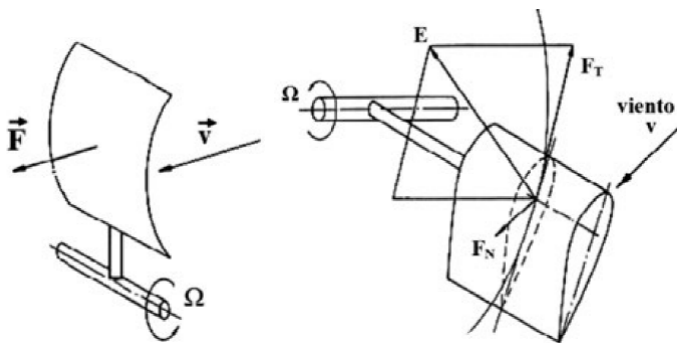
Un cuerpo inmerso en un fluido en movimiento experimenta dos fuerzas:

- **Fuerza de arrastre o resistencia (drag, F_D):** actúa **paralela** a la dirección del flujo, oponiéndose al movimiento. Depende de **forma del cuerpo, área frontal, velocidad y propiedades del fluido**.
- **Fuerza de empuje o sustentación (lift, F_L):** actúa **perpendicular** a la dirección del flujo. Genera la **sustentación** que permite que un ala se eleve o que la pala de un aerogenerador gire. Depende de la **forma del perfil, el ángulo de ataque y la velocidad del flujo**.



Aerodinámica de los aerogeneradores

Existen generadores eólicos que funcionan aprovechando la **fuerza de arrastre**, aunque la mayoría de los aerogeneradores modernos se basan en la **fuerza de sustentación**, generalmente con **eje de rotación horizontal**.



- Los módulos de las fuerzas de arrastre y sustentación se relacionan con la presión dinámica

$$F_D = C_D \frac{\rho v^2 A}{2} \qquad F_L = C_L \frac{\rho v^2 A}{2}$$

- C_D : Coeficiente de arrastre
- C_L : Coeficiente de sustentación
- Estos coeficientes dependen de la geometría del cuerpo, de la dirección de la velocidad relativa del fluido respecto del cuerpo (ángulo de ataque) y del número de Reynolds.

Número de Reynolds (Re)

El número de Reynolds (Re) es una cantidad adimensional en mecánica de fluidos que describe el comportamiento de un flujo de fluido.

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot L}{\mu}$$

Donde:

- ρ es la densidad del fluido.
- V es la velocidad del fluido.
- L es una longitud característica del flujo.
- μ es la viscosidad dinámica del fluido.

Tres regímenes principales en función del valor de Re :

- **Flujo Laminar:** Cuando Re es bajo (por debajo de 2000).
- **Transición:** En el rango intermedio (entre 2000 y 4000). Es más difícil de predecir.
- **Flujo Turbulento:** Cuando Re es alto (por encima de 4000). Patrones caóticos y aleatorios.

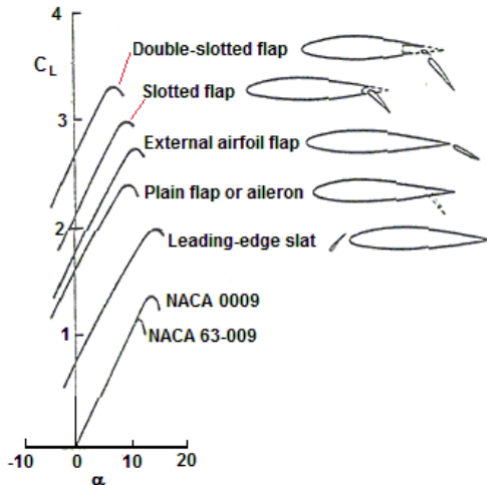
Aerodinámica de los aerogeneradores

Coeficientes de arrastre (C_D) para diferentes formas geométricas para número de Re aproximadamente a 10^4

Esfera	→		0.47				
Semiesfera	→		0.42	Cuerpo ahusado $L/D=2.5$	→		0.04
Cono	→		0.50	Semicuerpo ahusado $L/H=5$ en el suelo	→		0.09
Cubo	→		1.05	Semicuerpo ahusado $L/H=5$ elevado del suelo	→		0.13
Cubo inclinado	→		0.80	Semicuerpo ahusado $L/H=5$ elevado del suelo frontal redondeado	→		0.09
Cilindro largo	→		0.82	Semicuerpo ahusado $L/H=5$ elevado del suelo frontal redondeado y ruedas	→		0.15
Cilindro corto	→		1.15				

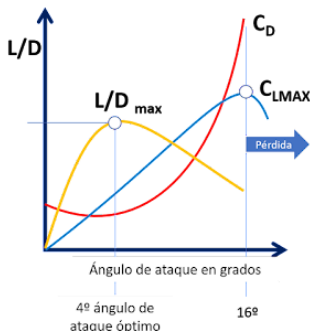
Aerodinámica de los aerogeneradores

Cambios en el ángulo de ataque (α) y otros factores pueden afectar el valor del coeficiente de sustentación C_L .



Aerodinámica de los aerogeneradores

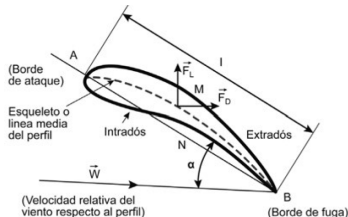
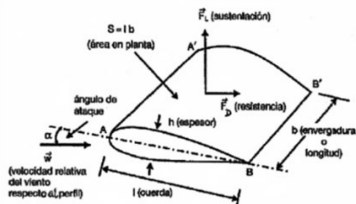
- **Ángulo de ataque (α):** ángulo entre la dirección del viento relativo y la línea de la cuerda de las palas del rotor.
- **Coeficientes aerodinámicos (C_L y C_D):** dependen del perfil de la pala, del régimen del flujo y del ángulo de ataque (α).
- **Optimización del rotor:** ajustar el ángulo de ataque y la velocidad del rotor es clave para **maximizar la eficiencia** y la **generación de energía** de la turbina eólica.



Aerodinámica de los aerogeneradores

Los álabes de los aerogeneradores se diseñan con perfiles aerodinámicos de manera que las fuerzas de arrastre (F_D) y de sustentación (F_L):

- Maximicen la extracción de energía del viento.
- Permitan una regulación y control eficiente de la turbina eólica.

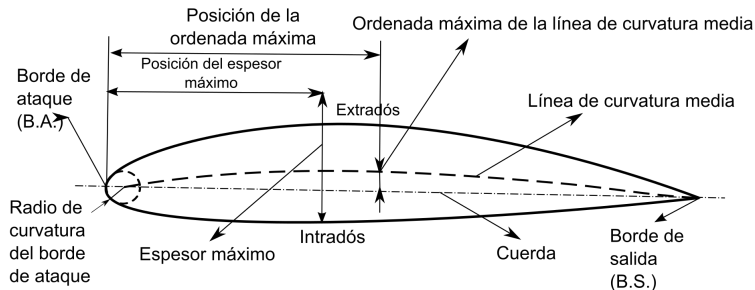


Aerodinámica de los aerogeneradores

Se establecen las siguientes definiciones:

- **Borde de Ataque (AA')**: Es la línea de puntos situada a barlovento sobre la cual incide el fluido.
- **Borde de Fuga (BB')**: Es la línea de puntos situada a sotavento y opuesta a la línea de borde de ataque (AA').
- **Cuerda del Perfil**: Es la línea que une los bordes de ataque y de fuga.
- **Envergadura, Profundidad o Longitud (b)**: Es la longitud del segmento BB', que se extiende desde el borde de fuga al opuesto.
- **Extradós e Intradós**: Son las áreas superiores e inferiores del perfil alar, respectivamente. En el extradós, el aire está en depresión, mientras que en el intradós está en sobrepresión.
- **Ángulo de Incidencia (α)**: Es el ángulo formado por la cuerda del perfil y la dirección de la velocidad relativa del viento.

Aerodinámica de los aerogeneradores



La geometría de un perfil aerodinámico se define por:

- Configuración de la línea de curvatura media (en perfiles simétricos, coincide con la línea de cuerda).
- Espesor y ubicación del espesor máximo.
- Curvatura del borde de ataque.

Clasificación de perfiles según la relación espesor/cuerda (e/l):

- Delgados: $e/l < 0,06$.
- Semigruesos: $0,06 < e/l < 0,12$.
- Gruesos: $e/l > 0,12$.

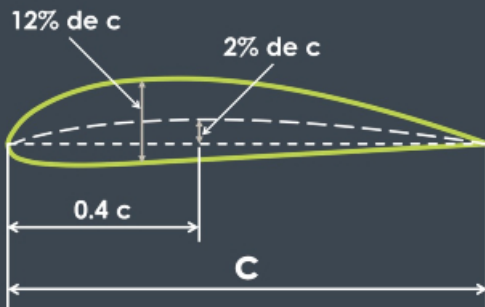
Aerodinámica de los aerogeneradores

Los perfiles aerodinámicos utilizados en las palas de los aerogeneradores a menudo se denominan utilizando la nomenclatura NACA (National Advisory Committee for Aeronautics). Serie NACA de Cuatro Dígitos:

- El primer dígito indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en porcentaje.
- El segundo dígito indica la posición de la máxima flecha desde el borde de ataque en décimas de cuerda.
- Los dos últimos dígitos indican el espesor máximo del perfil en porcentaje de cuerda.

Ejemplo: NACA 2412 tiene una flecha máxima del 2 % de la cuerda, ubicada en el 40 % de la cuerda, y un espesor máximo del 12 % de la cuerda.

NACA 2412



Aerodinámica de los aerogeneradores

NACA 0010



NACA 0015



NACA 0018



NACA 0021



NACA 0024



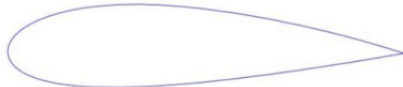
NACA 2410



NACA 2412



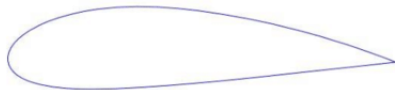
NACA 2421



NACA 4412



NACA 4421



Aerodinámica de los aerogeneradores

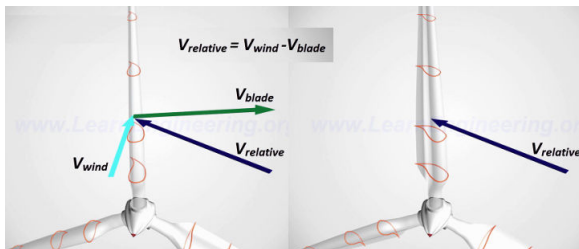


Aerodinámica de los aerogeneradores

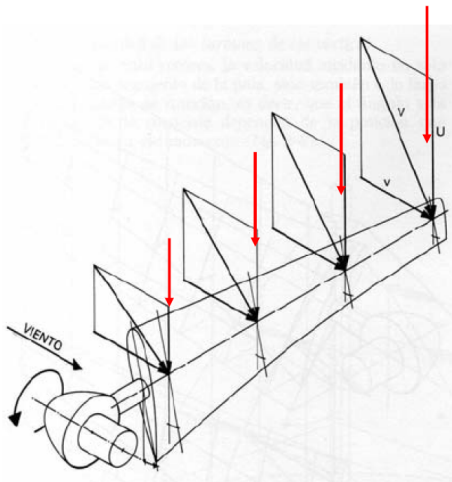


Aerodinámica de los aerogeneradores

- **Velocidad del viento relativa:** velocidad del viento percibida por las palas de la turbina.
- **Importancia:** determina la cantidad de **energía cinética** del viento que se puede capturar y convertir en electricidad.
- **Cálculo:** combina la velocidad del viento con la **velocidad de rotación del rotor**.

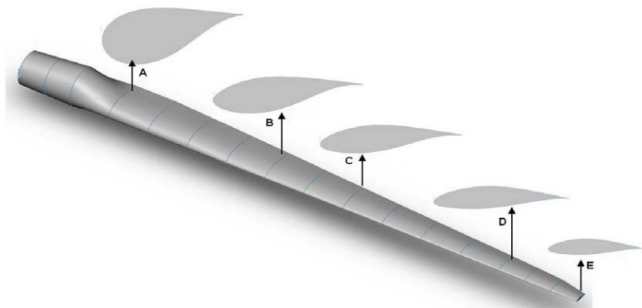


Aerodinámica de los aerogeneradores



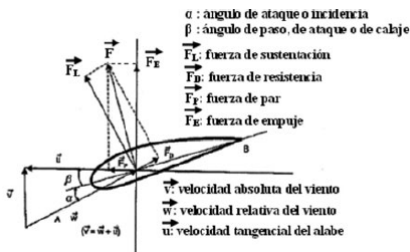
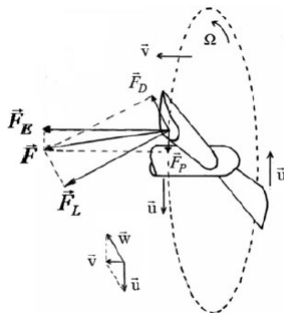
Aerodinámica de los aerogeneradores

- La **velocidad de la pala** aumenta con la distancia al eje de rotación.
- En la zona del **buje** (centro del rotor) la velocidad es prácticamente nula, mientras que en el **extremo de la pala** puede alcanzar valores cercanos a **70 m/s**.
- El **ángulo de paso** de los perfiles se ajusta a lo largo de la pala para mantener un **ángulo de ataque constante**.
- Esto permite **maximizar la potencia capturada** y **minimizar las pérdidas aerodinámicas**.

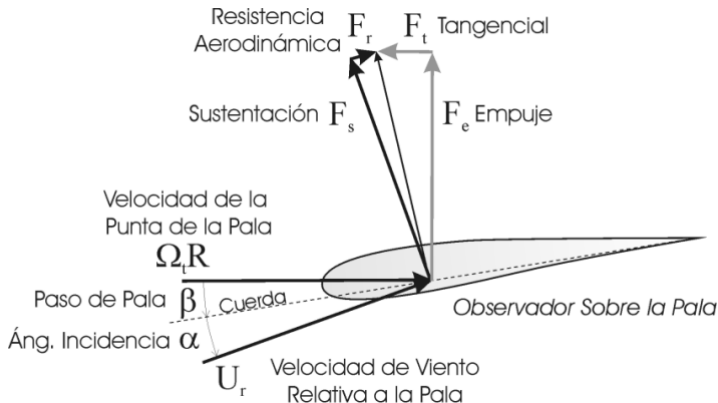


Aerodinámica de los aerogeneradores

- La fuerza total F se descompone en la fuerza de resistencia F_D (paralela a la velocidad relativa) y la fuerza de sustentación F_L (perpendicular a la velocidad relativa).
- La fuerza total F se descompone en la fuerza de empuje F_E (paralela a la velocidad absoluta) y la fuerza de par F_P (perpendicular a la velocidad absoluta).



Aerodinámica de los aerogeneradores



Regulación y Control de Potencia y Velocidad

La regulación y control en turbinas eólicas sirve para:

- Regular la potencia del rotor.
- Controlar la velocidad de rotación del rotor.
- Evitar daños en condiciones de viento elevado.

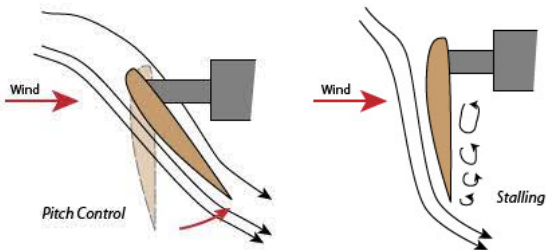
Los sistemas de regulación y control de potencia son:

- Control pasivo de pérdida aerodinámica (stall controlled).
- Control activo por ángulo de paso variable (pitch controlled).
- Control activo por pérdida aerodinámica (active stall controlled).

Regulación y Control de Potencia y Velocidad

Dos sistemas principales de control de potencia son:

- **Regulación activa por cambio del ángulo de paso (Pitch Control):** utiliza un sistema, generalmente **hidráulico o eléctrico**, para girar las palas y modificar su **ángulo de paso**, ajustando así la potencia capturada según la velocidad del viento.
- **Regulación pasiva por pérdida aerodinámica (Stall Control):** mantiene las palas con un **ángulo fijo** y aprovecha la **pérdida natural de sustentación** a altas velocidades del viento para limitar la potencia y proteger la turbina.



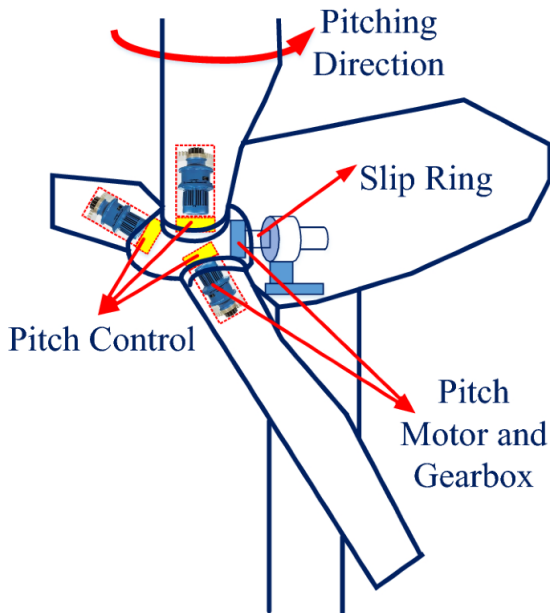
Sistema Pasivo por Pérdida Aerodinámica (Stall)

- Las **palas están fijas** al buje del rotor (sin variación del ángulo de paso).
- La **regulación de potencia** se consigue mediante el **diseño del perfil aerodinámico** de la pala.
- La **pérdida de sustentación** se inicia a velocidades nominales del viento.
- A velocidades más altas, el **stall limita automáticamente la potencia capturada**.
- A velocidades de desconexión, el **rotor se detiene** por motivos de seguridad.
- Utilizado en **turbinas de potencia media y rotores de velocidad constante**.

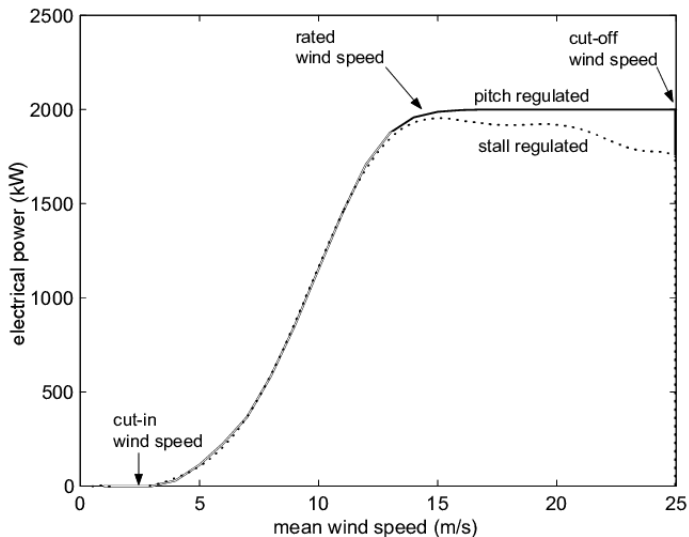
Sistema Activo de Ángulo de Paso Variable (Pitch)

- Las **palas pueden girar** alrededor de su eje longitudinal mediante un sistema de control.
- Se ajusta el **ángulo de ataque** para modificar las **fuerzas aerodinámicas** y regular la **velocidad de giro** y la **potencia del rotor**.
- A bajas velocidades del viento, se incrementa el ángulo de paso para **maximizar la captación de energía**.
- A altas velocidades, se reduce el ángulo para **mantener constante la potencia** y evitar sobrecargas.
- El sistema realiza una **medición continua de la velocidad del viento**.
- El accionamiento se realiza mediante un **motor hidráulico** o un **motor eléctrico paso a paso**.

Regulación y Control de Potencia y Velocidad



Regulación y Control de Potencia y Velocidad



Regulación y Control de Potencia y Velocidad

Control Stall:

■ Ventajas:

- Diseño más simple al no requerir mecanismos de paso variable.
- Coste inicial más bajo.
- Menor mantenimiento que los sistemas *pitch*.

■ Inconvenientes:

- Regulación de potencia limitada a bajas velocidades del viento.
- Menor eficiencia con velocidades de viento variables.
- Menor seguridad ante vientos intensos.

Control Pitch:

■ Ventajas:

- Regulación precisa de la **velocidad** y la **potencia** del rotor.
- Operación eficiente bajo condiciones de viento variables.
- Mayor seguridad en vientos fuertes al ajustar el ángulo de ataque.

■ Inconvenientes:

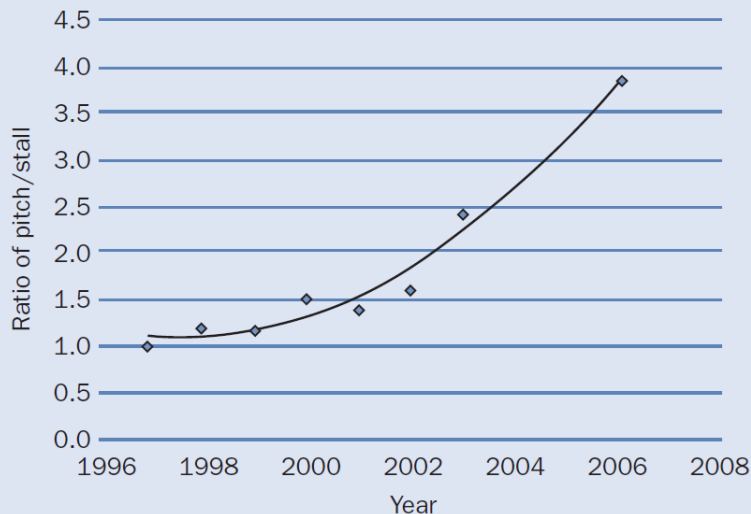
- Mayor complejidad y coste frente a los sistemas pasivos.
- Requiere mantenimiento periódico.

Regulación y Control de Potencia y Velocidad

Aspectos	Sistema activo (<i>pitch</i>)	Sistema pasivo (<i>stall</i>)
Captación de energía	Mejor en principio.	Condiciona la curva de potencia.
Control (rotor con velocidad constante)	Dificultades para velocidades de viento elevadas.	Funcionamiento satisfactorio en general, aunque cierta incertidumbre en el diseño.
Control (rotor con velocidad variable)	Potencia de mejor calidad.	Exige pruebas y ensayos.
Seguridad	Constituye un sistema de protección completo.	Requiere sistemas auxiliares para protección a elevada velocidad de viento.
Coste	Mayor coste de rotor.	Menor coste de rotor pero mayor coste de frenos.



Regulación y Control de Potencia y Velocidad



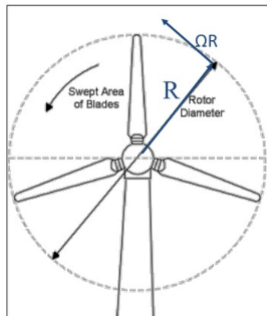
Sistema Activo por Pérdida Aerodinámica (Active Stall Controlled)

- Sistema **híbrido** que combina características de los sistemas de **paso fijo (stall)** y **paso variable (pitch)**.
- Las **palas pueden girar ligeramente** (unos 10°) para ajustar su perfil, especialmente ante **vientos intensos** (18–25 m/s).
- Superada la **velocidad nominal**, el **ángulo de paso disminuye** hasta aproximadamente -5° , provocando la **entrada en pérdida aerodinámica** y limitando la potencia.
- **Ventajas:**
 - Regulación precisa de la potencia en un amplio rango de velocidades del viento.
 - Operación cercana al máximo rendimiento en condiciones variables.
- **Inconvenientes:**
 - Mayor complejidad mecánica y de control.
 - Costes de inversión y mantenimiento superiores.

Potencia eólica extraída

- La **velocidad de punta (tip speed)** es la velocidad a la que se desplaza la punta de la pala de un aerogenerador.
- La **relación de velocidad de punta (tip speed rate) (λ)** es un parámetro adimensional que relaciona la velocidad de punta del rotor con la velocidad del viento.

$$\lambda = \frac{\text{velocidad punta}}{\text{velocidad viento}} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2\pi n R}{60v}$$



Efecto del Tip Speed Ratio (TSR)

- El **TSR** determina cómo interactúan las palas con el flujo de aire y cuánta energía pueden extraer del viento.
- **TSR demasiado alto:** las palas se mueven muy rápido, aumenta la resistencia aerodinámica, se pierde el ángulo de ataque óptimo y aparecen turbulencias, ruido y esfuerzos mecánicos.
- **TSR demasiado bajo:** el rotor gira demasiado despacio, el viento atraviesa el rotor sin transferir su energía y disminuye la sustentación y la potencia generada.

- Existe un **TSR óptimo** que equilibra ambos efectos y maximiza el coeficiente de potencia C_p , logrando la mayor eficiencia de conversión del viento en energía eléctrica.
- Para aerogeneradores de eje horizontal con palas de perfil aerodinámico, el TSR óptimo suele estar en el rango de 6 a 8. Este rango varía dependiendo del diseño de la turbina y el tipo de rotor.
- Las turbinas de múltiples palas suelen tener TSR más bajos (entre 1 y 3), ya que están diseñadas para velocidades de viento más bajas.



Potencia eólica extraída

- Potencia Eólica Disponible (P_d): Es la potencia del viento antes de incidir sobre el rotor.
- La energía cinética del viento no se aprovecha totalmente porque el viento conserva parte de su velocidad aguas abajo del rotor y parte de la energía se pierde debido a rozamientos aerodinámicos y mecánicos.
- En el eje del rotor se obtiene una potencia (P) que puede accionar dispositivos como un alternador eléctrico.
- Coeficiente de Potencia (C_p) es la relación entre la potencia en el eje del rotor y la potencia eólica disponible:

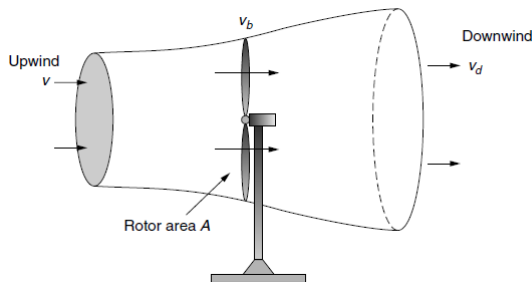
$$P = C_p P_d = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

- C_p depende del tipo de rotor, de su velocidad de giro y de la velocidad del viento.

Límite de Betz

- El límite de Betz establece la máxima eficiencia teórica de un aerogenerador.
- Fue formulado por el físico alemán Albert Betz en 1919.
- Basado en hipótesis como la incompresibilidad del viento y el modelo de rotor como un disco.
- No se consideran pérdidas ni variaciones en el flujo de viento en el cálculo teórico.
- Sirve como referencia para evaluar el desempeño de los aerogeneradores en condiciones reales.
- La eficiencia máxima teórica es del 59.3 %.

Límite de Betz



- La potencia extraída de las palas P_b es

$$P_b = \frac{1}{2} \dot{m} (v^2 - v_d^2)$$

- Asumiendo un flujo de masa constante $\dot{m} = \rho A v_b$ y $v_b = (v + v_d)/2$

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A \frac{v + v_d}{2} (v^2 - v_d^2)$$

Límite de Betz

- Definimos $r = v_d/v$ y expresamos la potencia como

$$P_b = \frac{1}{2}\rho A \frac{v + rv}{2} (v^2 - r^2 v^2) = \frac{1}{2}\rho A v^3 \left(\frac{1}{2}(1+r)(1-r^2) \right)$$

- Por lo tanto

$$C_p = \frac{1}{2}(1+r)(1-r^2)$$

- Derivando con respecto a r e igualando a 0 se obtiene que

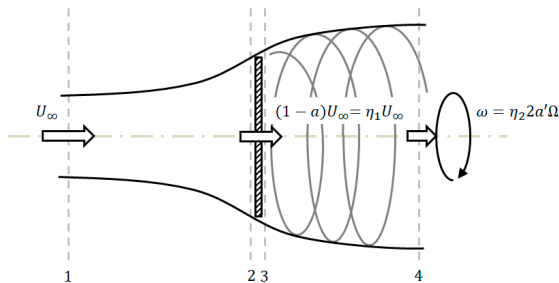
$$r^* = 1/3$$

- La eficiencia de la pala será máxima si reduce la velocidad del viento a un tercio de su velocidad aguas arriba.
- Esa eficiencia máxima es

$$C_p^* = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{1}{3} \right) \left(1 - \frac{1}{3^2} \right) = \frac{16}{27} = 0,593$$

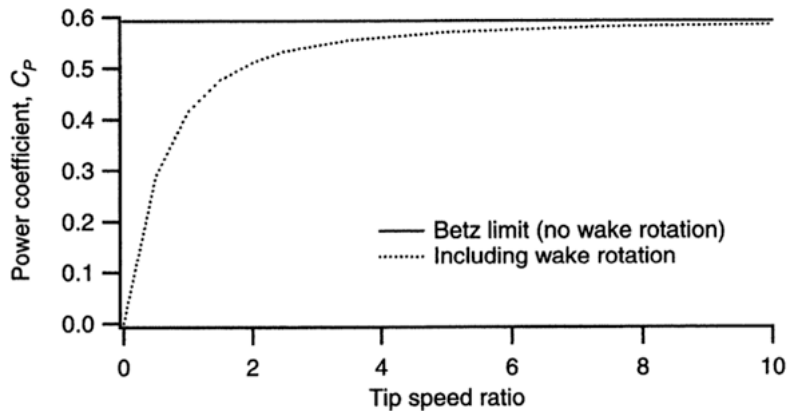
Límite de Betz

- El “rotating wake” es la región de flujo detrás del rotor de un aerogenerador en funcionamiento.
- El cálculo original del límite de Betz asumió un flujo uniforme y no rotativo, una simplificación teórica.
- El Modelo de Actuador de Disco y el Modelo de Turbina de Momentum consideran la influencia del “rotating wake”.
- Estos modelos permiten una estimación más precisa de la eficiencia de un aerogenerador en condiciones reales.



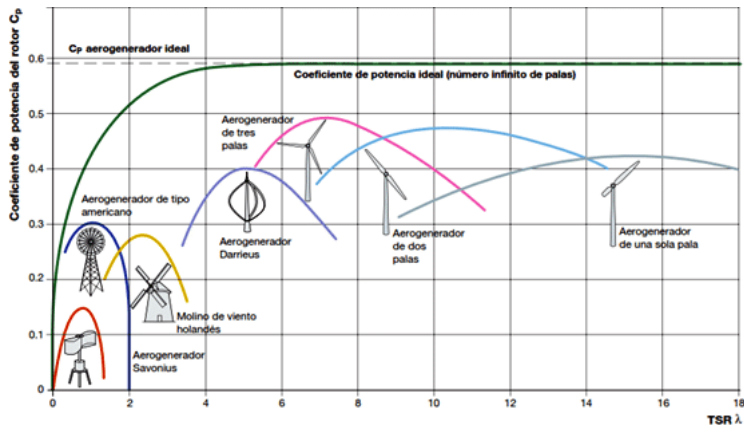
(a)

Límite de Betz



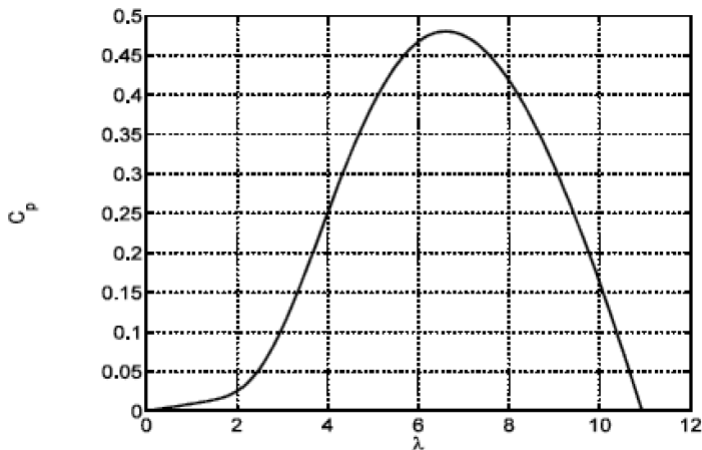
Potencia eólica extraída

En la figura se muestra la variación del coeficiente C_p en función de la velocidad específica λ para distintos tipos de aerogeneradores.



Potencia eólica extraída

La siguiente figura representa el coeficiente de potencia para una turbina de tres palas para un ángulo de paso fijo.



Potencia eólica extraída

C_p es una función del TSR y del ángulo de paso.

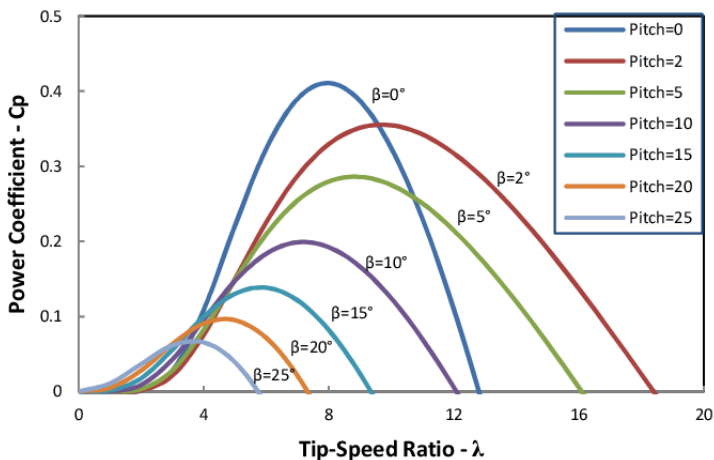
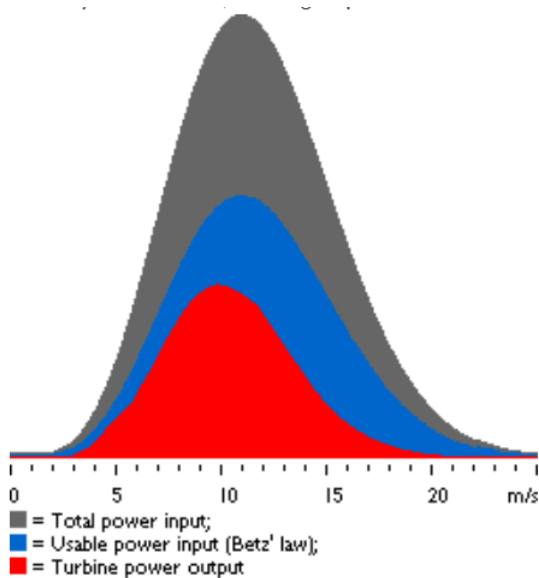


Fig. 1. Power coefficient versus tip-speed ratio for varying pitch angles.

Potencia eólica extraída



Potencia eólica extraída

Hay diferentes funciones que aproximan la dependencia entre el coeficiente de potencia, el TSR y el ángulo de paso ¹

Studies	C_p	λ_i	Equation
[24–28]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$	(1)
[29]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.5109(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1}$	(2)
[14, 25, 29–31]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.73(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2)e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}$	(3)
[25]	$C_p(\lambda, \beta) = (\frac{110}{\lambda_i} - 0.4\beta - 0.002\beta^{2.2} - 9.6)e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.02\beta} - \frac{0.03}{\beta^3 + 1}$	(4)
[25, 32–37]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.5(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{\frac{-21}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$	(5)
[25]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.5(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{\frac{-21}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$	(6)
[6, 25, 29, 38]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.22(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$	(7)
[39]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.39(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{\frac{-16.5}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.089\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$	(8)
[25]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.5(\frac{72.5}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{\frac{-13.125}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$	(9)
[25]	$C_p(\lambda, \beta) = 0.44(\frac{124.99}{\lambda_i} - 0.4\beta - 6.94)e^{\frac{-17.05}{\lambda_i}}$	$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.001}{\beta^3 + 1}$	(10)

¹Carpintero-Renteria, M., Santos-Martin, D., Lent, A., & Ramos, C. (2020). Wind turbine power coefficient models based on neural networks and polynomial fitting. IET Renewable Power Generation, 14(11), 1841-1849.

Asumiendo un ángulo de ataque de paso de 0 grados ($\beta = 0$), el coeficiente de potencia puede expresarse como:

$$C_p(\lambda) = 0,5176 (116(\lambda^{-1} - 0,035) - 5) e^{-21(\lambda^{-1} - 0,035)} + 0,0068\lambda$$

Dibuja la función para valores de λ entre 0 y 12. Determina el coeficiente de potencia máximo y el TSR óptimo.

$C_p^{\text{máx}}$	
λ^*	

- El par M en el eje del rotor se relaciona con la potencia P según:

$$P = M\Omega$$

- Usando

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad \lambda = \frac{\Omega R}{v}$$

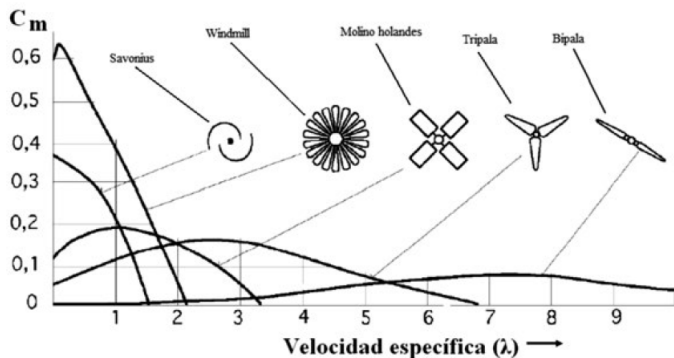
- El par específico o densidad de par viene dado por:

$$\frac{M}{A} = C_m \frac{1}{2} \rho R v^2$$

- donde $C_m = \frac{C_p}{\lambda}$ es el coeficiente de momento.

Potencia eólica extraída

- Los rotores de eje vertical, tipo Savonius, y los generadores multipala presentan un elevado par de arranque para velocidades bajas del viento, lo que los hace adecuados para el arranque a plena carga.
- Los rotores tripala o bipala utilizados en la producción eléctrica tienen un par de arranque menor. Para arrancar requieren una velocidad del viento mayor que los multipala y no son muy adecuados para el accionamiento de máquinas que deban arrancar a plena carga.



- Los aerogeneradores pueden clasificarse en dos tipos según la velocidad de giro de su rotor: aerogeneradores de velocidad de giro constante y aerogeneradores de velocidad de giro variable.
- En los aerogeneradores de velocidad constante, el rotor gira a una velocidad fija, independientemente de las condiciones de viento.
- Los aerogeneradores de velocidad variable pueden ajustar la velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento.

Potencia eólica extraída

Aerogeneradores de velocidad de giro constante.

Ventajas:

- Simplicidad en el diseño y operación.
- Conexión directa al sistema de transmisión.
- Menos costos de control y monitoreo.
- Frecuencia del generador de voltaje de CA constante.

Desventajas:

- Menor eficiencia a velocidades de viento variables.
- No opera a $C_{p_{max}}$ en todas las velocidades del viento.

Suponemos una turbina eólica con una altura de 50m y 60m de diámetro que funciona a una velocidad de giro constante de 10 rpm cuando la velocidad el viento es mayor de 3 m/s. Determina el coeficiente de potencia medio y compáralo con el coeficiente de potencia máximo.

$C_p^{\text{máx}}$	
C_p medio	

Aerogeneradores de velocidad de giro variable.

Ventajas:

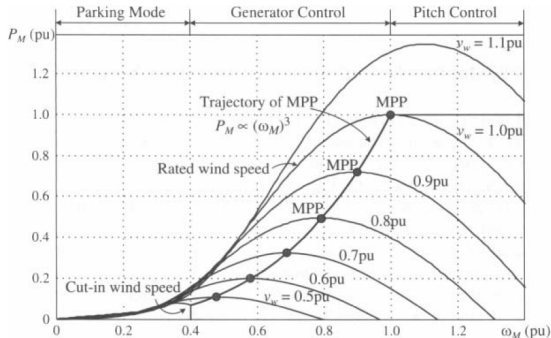
- Mayor eficiencia en una variedad de velocidades del viento.
- Posibilidad de ajustar la velocidad del rotor para optimizar la producción de energía.
- $C_{p_{max}}$ en una gama más amplia de velocidades del viento.

Desventajas:

- Mayor complejidad en el diseño y operación.
- Costos de control y monitoreo más elevados.
- Frecuencia del generador de voltaje de CA menos constante.
- Requiere tecnología adicional para ajustar la velocidad del rotor.

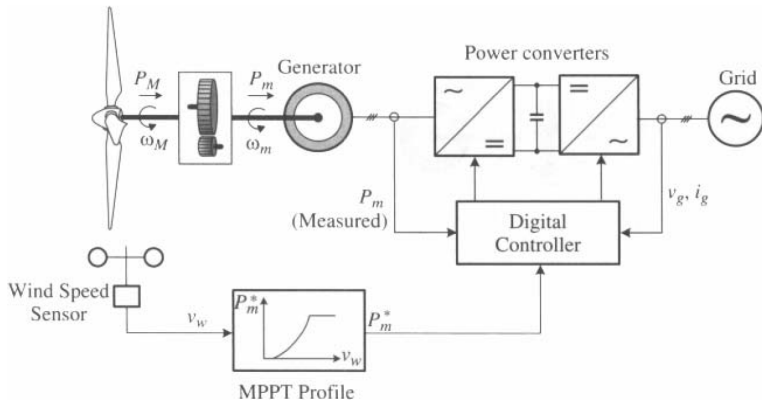
Potencia eólica extraída

- El control de un aerogenerador de velocidad variable se logra mediante el control del generador.
- El objetivo principal es maximizar la captura de energía eólica a diferentes velocidades del viento.
- Se ajusta la velocidad del aerogenerador de manera que se mantenga el valor óptimo del TSR.
- Maximum Power Point Tracking (MPPT).



Potencia eólica extraída

- El control se basa en la curva de potencia del fabricante.
- Utiliza la velocidad del viento para generar una referencia de potencia.
- Se comparan las referencias de potencia y las mediciones reales.
- Las señales de control se generan para los convertidores de potencia.



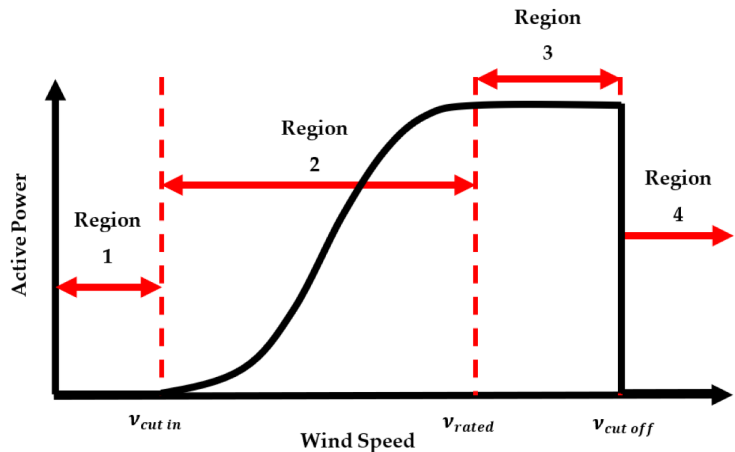
Potencia eólica extraída

- Modo de estacionamiento: Velocidad del viento por debajo de la velocidad de arranque. Palas orientadas fuera del viento y freno mecánico activado.
- Modo de control del generador: Velocidad del viento entre la de arranque y la nominal. Palas ajustadas al ángulo de ataque óptimo. Velocidad de rotación variable controlada por el generador.
- Modo de control de paso: Velocidad de viento superior a la nominal pero por debajo del límite de desconexión. La potencia se mantiene constante mediante el mecanismo de ajuste de paso y suministra la potencia nominal a la red.
- Modo de estacionamiento: Cuando la velocidad del viento alcanza o supera la velocidad de desconexión, las palas se orientan completamente fuera del viento. No se captura potencia y la velocidad del aerogenerador se reduce a cero. El aerogenerador se bloquea en el modo de estacionamiento para evitar daños por el viento fuerte.

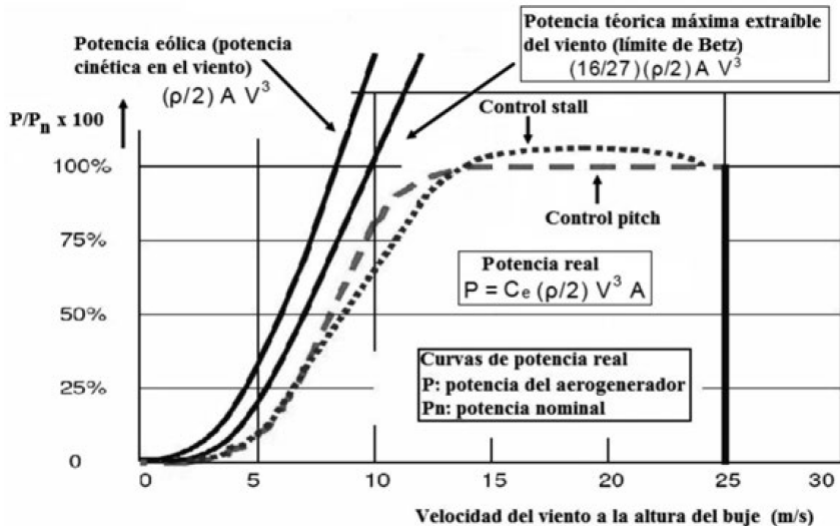
- Relación entre la velocidad del viento y la potencia generada.
 - Arranque a velocidades bajas.
 - Aumento gradual de la potencia con el viento.
 - Potencia nominal a velocidades óptimas.
 - Limitación de potencia a velocidades muy altas.
 - Desconexión en condiciones de viento extremo para protección.



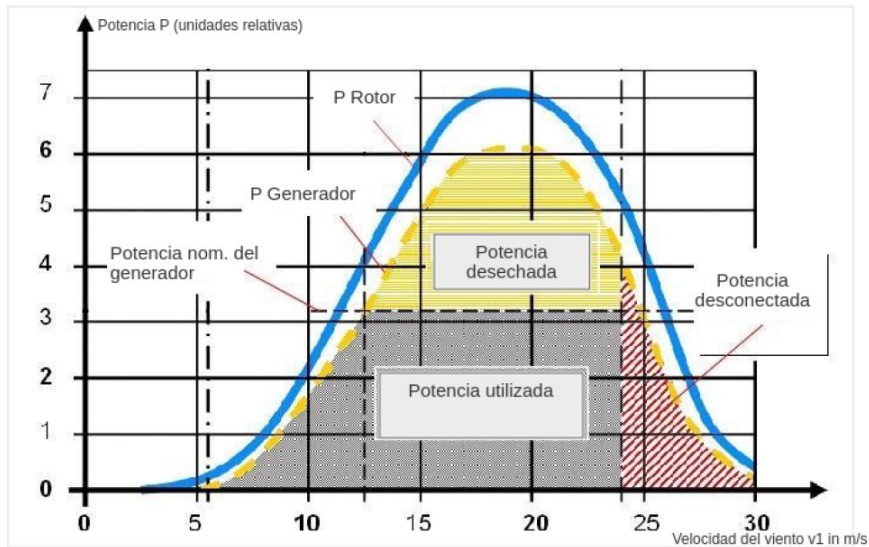
Curva de Potencia



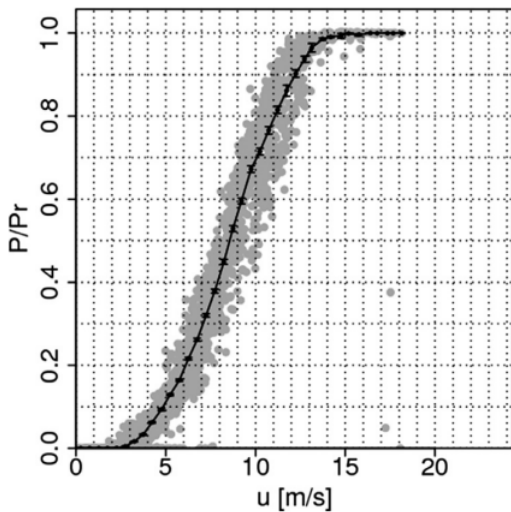
Curva de Potencia



Curva de Potencia



Curva de Potencia



Curva de Potencia

La curva de potencia de un aerogenerador puede ser modelada por varios tipos de funciones matemáticas.²

Model	Expressions of P and q	Parameters
Linear [12]	$q(v) = P_r \frac{(v - v_c)}{(v_r - v_c)}$	—
Quadratic [25]	$q(v) = P_r \left(\frac{v - v_c}{v_r - v_c} \right)^2$	—
Binomial [30]	$q(v) = (a + bv + cv^2) P_r$	$a = \frac{1}{(v_c - v_r)^2} \left[v_c(v_c + v_r) - 4v_c v_r \frac{(v_c - v_r)^2}{2v_r} \right]$ $b = \frac{1}{(v_c - v_r)^2} \left[4(v_c + v_r) \frac{(v_c - v_r)^3}{2v_r} - 3(v_c + v_r) \right]$ $c = \frac{1}{(v_c - v_r)^2} \left[2 - 4 \frac{(v_c + v_r)^3}{2v_r} \right]$
Cubic [31]	$q(v) = av^3 - bP_r$	$a = \frac{P_r}{(v_r^3 - v_c^3)}$ $b = \frac{v_r^3}{(v_r^3 - v_c^3)}$
Weibull based [6]	$q(v) = a + bv^k$	$a = \frac{P_r v_c^k}{(v_c^k - v_r^k)}$ $b = \frac{P_r}{(v_c^k - v_r^k)}$

²Sohoni, V., Gupta, S. C., Nema, R. K. (2016). A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. Journal of Energy, 2016.

Curva de Potencia

- Velocidad de inicio de funcionamiento: alrededor de 3 a 4 m/s.
- Velocidad nominal del viento: generalmente entre 12 y 15 m/s.
- Velocidad de corte: aproximadamente 25 a 30 m/s.

$$P = \begin{cases} 0 & \text{para } v < v_{\text{cut-in}} \\ P_r \frac{v^3 - v_{\text{cut-in}}^3}{v_r^3 - v_{\text{cut-in}}^3} & \text{para } v_{\text{cut-in}} \leq v < v_r \\ P_r & \text{para } v_r \leq v < v_{\text{cut-off}} \\ 0 & \text{para } v_{\text{cut-off}} \leq v \end{cases}$$

Factor de Capacidad de un Aerogenerador

El factor de capacidad (C_f) se utiliza para evaluar la eficiencia y el rendimiento de un aerogenerador o parque eólico. Se expresa como un porcentaje y representa la relación entre la producción real de energía y la capacidad máxima de generación durante un periodo específico.

- Indica la utilización efectiva de la capacidad eólica instalada.
- Varía según la ubicación y las condiciones ambientales.
- Los factores de capacidad de los parques eólicos suelen ser 25-45 %.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Potencia media anual}}{\text{Potencia máxima}}$$

Suponemos una turbina con una velocidad de inicio de funcionamiento de 3m/s, una velocidad nominal de 15m/s y una velocidad de corte de 25m/s. Rellena la siguiente tabla con las probabilidades de los rangos de velocidades para diferentes alturas.

	$v < v_{\text{cut-in}}$	$v_{\text{cut-in}} \leq v < v_r$	$v_r \leq v < v_{\text{cut-off}}$	$v_{\text{cut-off}} \leq v$
50m				
100m				
150m				
200m				

A la vista de los resultados, ¿qué altura crees que es más apropiada para la turbina eólica en tu localización?

Proyecto eólica

Si la turbina del ejercicio anterior tiene una potencia nominal de 1MW, determina la potencia media para cada una de las alturas teniendo en cuenta una curva de potencia cúbica, el incremento porcentual de potencia con respecto a la altura inmediatamente inferior, y el factor de capacidad.

	Potencia media (MW)	Incremento (%)	Factor de capacidad
50m			
100m			
150m			
200m			

A la vista de los resultados, ¿qué altura crees que es más apropiada para la turbina eólica en tu localización?

Proyecto eólica

Escoge cinco turbinas de la base de datos lo más diferentes posible en cuanto a las características técnicas (altura, diámetro, rango de velocidades, etc.) y compara la energía generada a lo largo del mes en la localización seleccionada usando sus curvas de potencia. Suponiendo que el coste de instalación de la turbina es 1.2 millones de euros por cada MW de capacidad y que la vida media de la turbina es 20 años, determina el coste medio de la energía producida durante ese mes. Elige una de las cinco turbinas y justifica tu respuesta.

Turbina	Capacidad (MW)	Energía (MWh)	Coste (€/MWh)

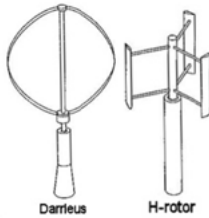
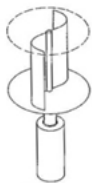
En función de los resultados, elige una turbina y rellena los siguientes datos:

Modelo de turbina	
Altura (m)	
Diámetro (m)	
Potencia nominal (kW)	
Velocidad mínima (m/s)	
Velocidad nominal (m/s)	
Velocidad máxima (m/s)	

Usa los resultados del proyecto para representar la serie temporal de la energía generada por la turbina cada hora. Esta información será necesaria para decidir el número óptimo de turbinas en el bloque final de la asignatura.

Tipos de aerogeneradores eólicos

Según la disposición del eje de giro:

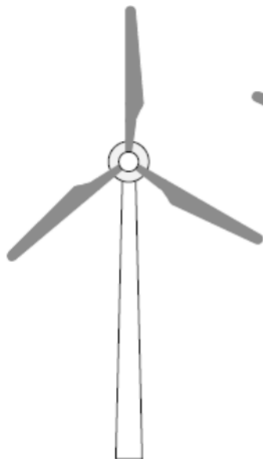
	Eje Horizontal	Eje Vertical Sustentación	Eje Vertical Arrastre
		 Darrieus H-rotor	 Savonius
Ventajas	Eficiente Ampliamente probado Muy utilizado Más económico Muchos modelos	Eficiencia aceptable Indiferente a la dirección del viento Menos sensibilidad a turbulencia Crea pocas vibraciones	Producto probado Silencioso Robusto y fiable Indiferente a la dirección del viento Puede aprovechar flujos turbulentos Crea pocas vibraciones
Desventajas	No soporta adecuadamente cambios frecuentes en la dirección del viento No tolera bien vientos racheados	No muy probado Más sensible a la turbulencia que el Savonius	Baja eficiencia Económicamente costoso

(Fuente: Randall 2003, Timmers 2001, and Clear Skies 2003)

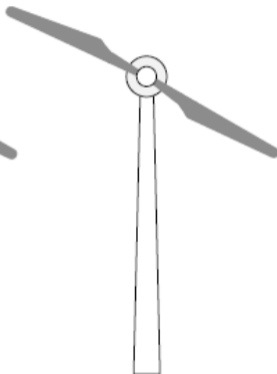
Tipos de aerogeneradores eólicos

Según el número de palas:

Tripala



Bipala



Monopala



Tipos de aerogeneradores eólicos

Ventajas de Tener Más Aspas

- Mayor eficiencia a bajas velocidades del viento.
- Menor velocidad de inicio, lo que permite aprovechar vientos suaves.
- Menos ruido y vibración debido a velocidades de giro más bajas.

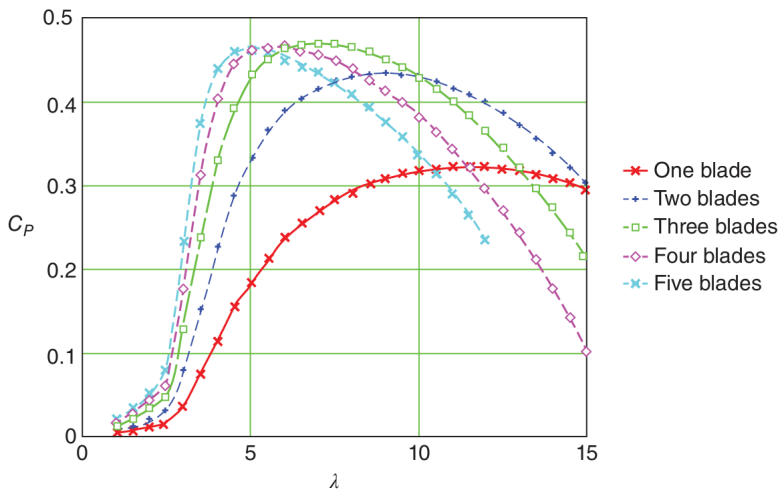
Inconvenientes de Tener Más Aspas

- Menor eficiencia a altas velocidades del viento.
- Mayor costo y complejidad de diseño.



Tipos de aerogeneradores eólicos

Efecto del número de palas en el coeficiente de potencia:



Tipos de aerogeneradores eólicos

■ Turbinas Eólicas Tripalas:

- Mayor estabilidad y eficiencia.
- Menos vibraciones y ruido.
- Mayor costo de fabricación y mantenimiento.

■ Turbinas Eólicas Bipalas:

- Diseño más simple y costos más bajos.
- Menor eficiencia en la captura de energía.
- Mayor vibración y ruido.

■ Turbinas Eólicas Monopalas:

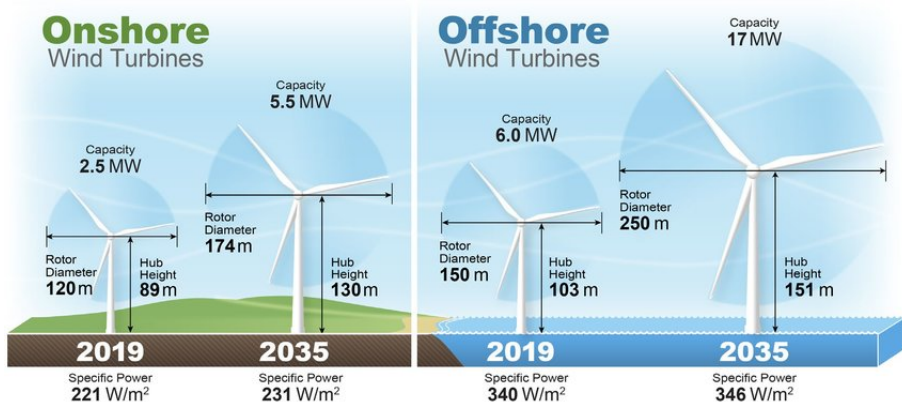
- Diseño simple y bajo costo.
- Menor eficiencia en la captura de energía.
- Requiere equilibrio adicional debido a su diseño asimétrico.

Tipos de aerogeneradores eólicos

- Según la velocidad del rotor de la turbina eólica:
 - Velocidad constante.
 - Velocidad variable.
 - Velocidad semivariable.
 - Dos velocidades.
- Según su control y regulación:
 - Control por pérdida aerodinámica (stall control) o de palas de paso fijo.
 - Control por pérdida activa aerodinámica (active stall control).
 - Control por variación del ángulo del paso de pala (pitch control).

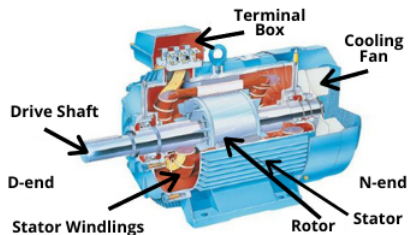
Tipos de aerogeneradores eólicos

Según su emplazamiento:

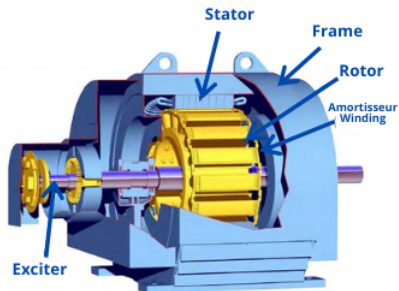


Tipos de aerogeneradores eólicos

Según el generador eléctrico:



Induction Motor



Synchronous Motor

Tipos de aerogeneradores eólicos

Según el tipo de viento:

- **Clase I:** Diseñados para ubicaciones de vientos fuertes, como sitios marinos o lugares con altas velocidades de viento promedio.
- **Clase II:** Diseñados para operar eficientemente en velocidades de viento moderadas y pueden ser utilizados en diferentes ubicaciones, incluidas áreas tanto rurales como semiurbanas.
- **Clase III:** Diseñados para funcionar eficientemente en ubicaciones de viento bajo.

Parámetros	Clase I	Clase II	Clase III
v_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5
$\langle v \rangle$ (m/s)	10	8,5	7,5
σ_v / v (turbulencia)	0,17	0,17	0,17

Tabla 10.1 Clasificación de aerogeneradores por régimen de viento (IEC-1400-1).

Tipos de aerogeneradores eólicos

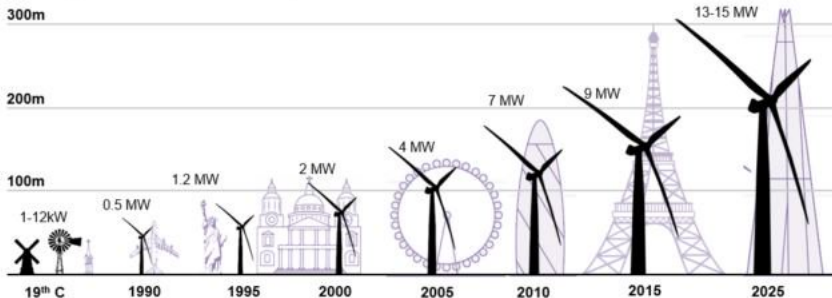
Según su conexión eléctrica:

- **Aislado:** Se refiere a un sistema de energía eólica que funciona de manera independiente a la red eléctrica principal. Se utiliza comúnmente en ubicaciones remotas o fuera de la red donde no hay acceso a la red eléctrica central. Los sistemas de energía eólica aislada suelen incorporar soluciones de almacenamiento de energía, como baterías, para almacenar el exceso de energía generada durante condiciones de viento fuerte y liberarla durante períodos de viento bajo o alta demanda.
- **Conectado:** Por otro lado, la energía eólica conectada se integra en la red eléctrica principal, lo que permite que la electricidad generada por los aerogeneradores se transmita directamente a la red eléctrica central. Esto permite que la energía generada por los aerogeneradores se distribuya y se utilice en un área más amplia, contribuyendo al suministro de energía en general.

Tipos de aerogeneradores eólicos

Según su potencia nominal:

Evolution of wind turbine heights and output



Sources: Various; Bloomberg New Energy Finance

Aerogeneradores de eje horizontal

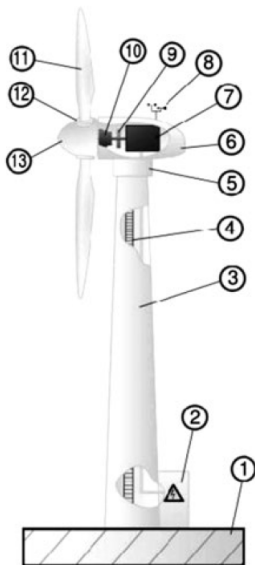
- Eje de rotación horizontal.
- Ampliamente utilizados en aplicaciones comerciales y de gran escala.
- Altamente eficientes en la conversión de energía cinética del viento.
- Torres de gran altura para aprovechar vientos más fuertes.
- Palas ajustables para optimizar la eficiencia a diferentes velocidades.
- Sistemas de control activo para protegerse en vientos fuertes.
- Pueden generar algo de ruido debido a la velocidad de las palas.
- Suelen ser estables y menos susceptibles a vibraciones.
- Disponibles en diversos tamaños para diferentes aplicaciones.
- Requieren espacio abierto y despejado para un funcionamiento eficaz.

Componentes aerogeneradores

- **Base y Cimientos:** Proporcionan una estructura sólida y estable para sostener la torre y el resto de la turbina.
- **Torre de Sustentación:** Estructura vertical que eleva la góndola y las palas a una altura adecuada para capturar vientos de mayor velocidad.
- **Góndola:** Contiene el conjunto de mecanismos y componentes esenciales, como el generador eléctrico y el sistema de orientación.
- **Sistema de Orientación del Rotor:** Asegura que el rotor esté alineado con la dirección del viento.
- **Generador Eléctrico:** Convierte la energía mecánica generada por el rotor en energía eléctrica.
- **Anemómetro y Veleta:** Los anemómetros miden la velocidad del viento, mientras que las veletas determinan la dirección del viento.

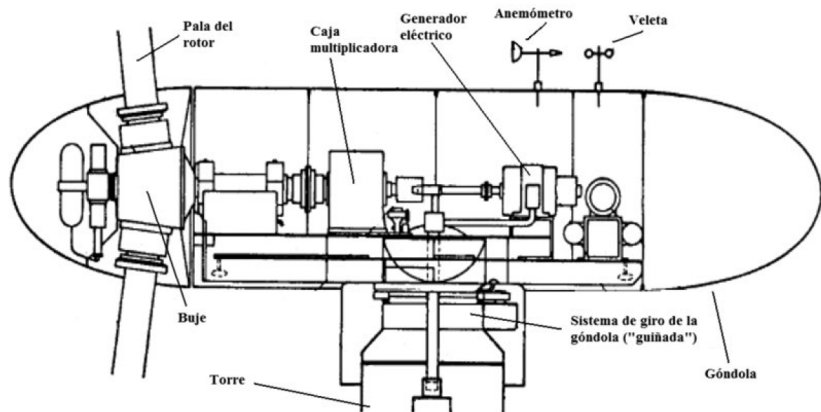
- **Freno para Fijación del Rotor:** Permite detener el rotor en caso de vientos excesivamente fuertes o para tareas de mantenimiento.
- **Caja Multiplicadora de Velocidad (Gear Box):** Aumenta la velocidad de rotación del rotor para que el generador eléctrico produzca energía a una velocidad constante y eficiente.
- **Palas o Álabes del Rotor:** Capturan la energía cinética del viento y la transfieren al eje del rotor.
- **Punto de Inserción de la Pala en el Buje:** El buje es la parte central del rotor donde se conectan las palas.
- **Buje o Nariz del Aerogenerador:** La parte frontal de la turbina que enfrenta el viento.

Componentes aerogeneradores

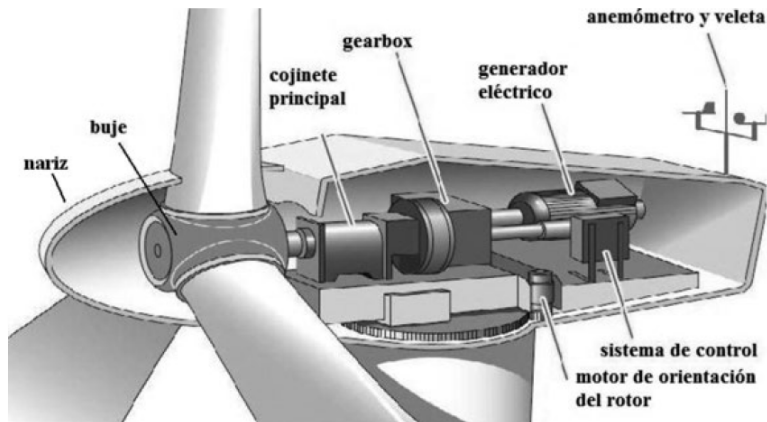


1. Base y cimientos
2. Punto de conexión
3. Torre de sustentación
4. Escalera interior de acceso
5. Sistema de orientación
6. Góndola
7. Generador eléctrico
8. Anemómetro y veleta
9. Freno para fijación del rotor
10. Caja multiplicadora (gear box)
11. Pala o álabe del rotor
12. Punto de inserción de la pala
13. Buje o nariz del aerogenerador

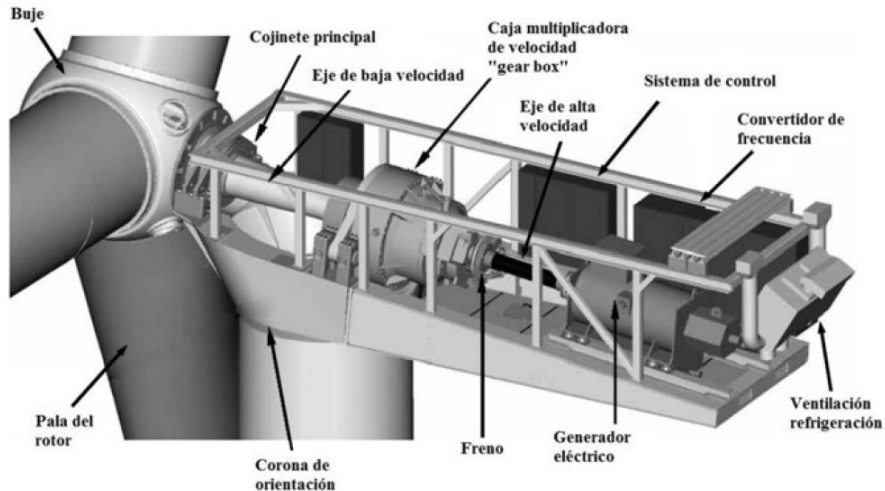
Componentes aerogeneradores



Componentes aerogeneradores



Componentes aerogeneradores



Componentes aerogenerador



Agencia Andaluza de la Energía
CONSEJERÍA DE ECONOMÍA, INNOVACIÓN Y CIENCIA

Energía eólica

La gran extensión de la costa y las amplias zonas montañosas dotan a Andalucía de áreas geográficas con características climáticas adecuadas para el aprovechamiento del viento.

Los parques aerogeneradores en Andalucía

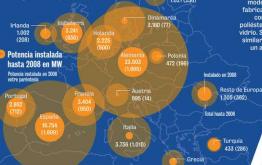
La potencia instalada en la Comunidad a finales de 2008, era de 1.996 MW (13,9% del total nacional). El Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2015/PASENERI marca como objetivo alcanzar los 4.600 MW en 2015.

El desarrollo eólico por provincias



Capacidad instalada en Europa

España es la segunda nación de la Unión Europea con mayor número de megawatts de potencia eólica.



aïnnova

1

Rotor

Las palas se mueven por acción del viento transmitiendo dicho movimiento al rotor. Así transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de giro. La velocidad de giro oscila entre 10 y 30 vueltas por minuto.

2

Multiplicador

El eje de baja velocidad mueve un sistema de discos engranados entre sí que consigue multiplicar por cincuenta el número de vueltas, llegando así hasta las 1.500 revoluciones por minuto.

Andaluza sabe. Andalucía puede.

ENLACES

www.agenciaandaluzadelaenergia.es
www.juntaandalucia.es/investigacion/energia
www.micru.es/
www.cenat.com
www.ctsar.com
www.eewa.org

3

Control

Una serie de sensores (velocidad y dirección de viento, controladores de potencia, etc.) miden y envían los datos a través de una línea de comunicaciones. En el centro de control se registran los datos, pudiendo así controlar y ordenar al aerogenerador de forma remota.

Orientación

Control de giro de la góndola para orientarla de la forma más eficiente en la dirección contraria al viento.

Palas

Las palas de los aerogeneradores modernos están fabricadas con un compuesto de polímeros y fibra de vidrio. Su diseño es similar al perfil de un ala de avión.

La torre

La góndola se sujeta sobre una torre formada por varias secciones de acero o de hormigón, unidas por medio de bridas atornilladas. A su vez, la torre se sostiene en una base de hormigón.

TORRE

Dimensiones



Generador

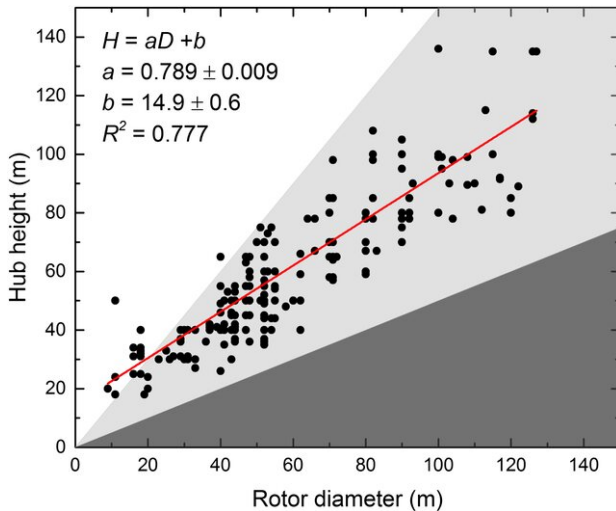
La caja multiplicadora está unida con el generador eléctrico por un eje llamado de alta velocidad. El generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Esta energía pasa por un transformador y se transmite a la red. Para evitar el calentamiento durante el proceso, se utilizan refrigeradores por aire o por agua. Si se necesita parar el trabajo del generador, un freno bloquea el giro del eje de alta velocidad.

Aerogeneradores de eje horizontal

El diseño de la altura de la torre de un aerogenerador es un factor crítico para su eficiencia y rentabilidad. Los aspectos a considerar son:

- Velocidad del viento y producción de energía.
- Altura del rotor y obstáculos cercanos.
- Eficiencia energética y recurso eólico.
- Economía y costos de construcción.
- Viabilidad del proyecto y regulaciones locales.
- Cimentación y estabilidad.
- Distancia a la red eléctrica y líneas de transmisión.
- Diseño de la turbina y especificaciones del proyecto.

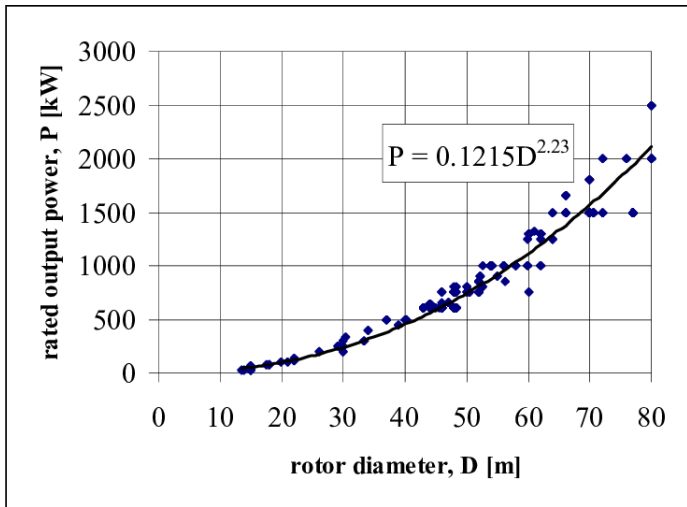
Aerogeneradores de eje horizontal



Diámetro de Palas y Potencia Nominal

- El diámetro de las palas es un factor crítico en los aerogeneradores.
- Mayor diámetro de las palas $\Rightarrow$ Mayor potencia nominal.
- Explicación:
 - Palas más largas tienen una mayor área de barrido.
 - Capturan una mayor cantidad de energía cinética del viento.
 - Aprovechan vientos de baja velocidad de manera efectiva.
- Sin embargo, existen consideraciones importantes:
 - Aumento de peso y fuerzas centrífugas en palas largas.
 - Requiere materiales y construcción más resistentes.
 - Puede tener limitaciones logísticas para el transporte.
- El diseño de aerogeneradores busca equilibrar la maximización de la potencia con costos y viabilidad técnica.

Diámetro de Palas y Potencia Nominal



Materiales de Palas de Aerogeneradores

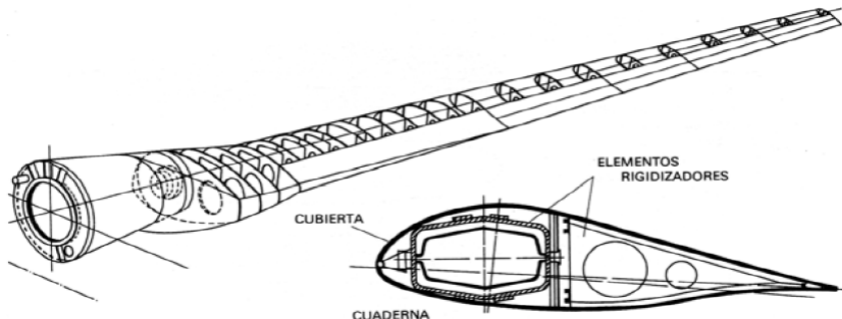
- Resistencia mecánica para soportar cargas del viento y la rotación.
- Rigidez para mantener forma y perfil aerodinámico.
- Durabilidad contra fatiga y condiciones ambientales extremas.
- Peso ligero para eficiencia y reducción de cargas en la torre.
- Resistencia a la corrosión debido a exposición ambiental.
- Estabilidad térmica en amplio rango de temperaturas.
- Sostenibilidad y materiales reciclables.
- Características aerodinámicas para capturar energía del viento.
- Costo asequible para fabricación en masa.
- Cumplimiento de normativas y estándares de calidad y seguridad.

Materiales de Palas de Aerogeneradores

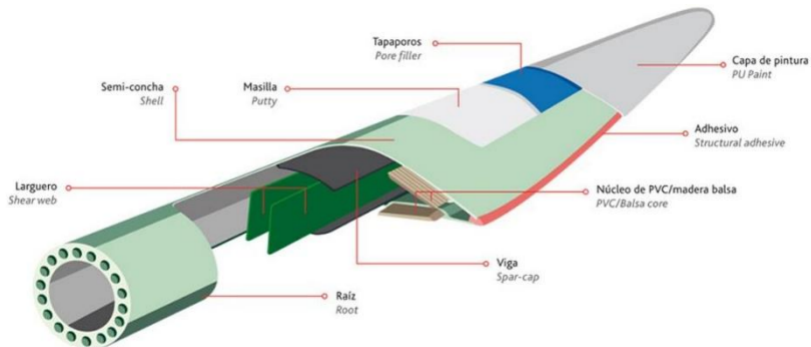
- Los materiales de las palas son críticos para su rendimiento y durabilidad.
- Materiales comunes incluyen:
 - Fibra de Vidrio (GRP) - Ligero y resistente.
 - Fibra de Carbono - Alta resistencia y rigidez.
 - Madera Compuesta - Tradicionalmente utilizada.
- Materiales híbridos se utilizan para optimizar resistencia y costo.
- Consideraciones de reciclaje y sostenibilidad son importantes.
- Revestimientos de protección para resistir corrosión y desgaste.

Materiales de Palas de Aerogeneradores

Las palas generalmente están construidas por una estructura central resistente más dos cubiertas exteriores que forman el perfil aerodinámico, de forma alabeada y anchura decreciente hacia la punta en dirección axial.



Materiales de Palas de Aerogeneradores



Materiales de Palas de Aerogeneradores

La pala, de 107 metros, está preparada para ser instalada en la turbina eólica marina Haliade-X de 12 MW de General Electric, la turbina eólica más potente del mundo hasta la fecha.



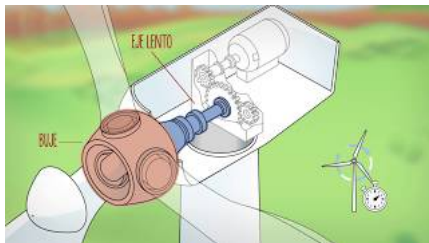
Materiales de Palas de Aerogeneradores

Los ensayos de resistencia de las palas de los aerogeneradores son de suma importancia. Algunos de los ensayos comunes incluyen:

- Ensayos de flexión para medir la resistencia estructural de las palas.
- Ensayos de fatiga para evaluar la resistencia de las palas a cargas repetitivas.
- Ensayos de resistencia al impacto para simular condiciones de impacto durante eventos climáticos extremos.
- Ensayos de carga para determinar la capacidad de carga máxima de las palas.

Cubo o Buje de Aerogenerador

- El cubo o buje es una parte central del rotor del aerogenerador.
- Funciones clave incluyen:
 - Conexión de las palas al eje de transmisión.
 - Transferencia eficiente de cargas aerodinámicas y mecánicas.
 - Flexibilidad para reducir cargas en ráfagas de viento.
 - Facilita el acceso para mantenimiento e inspección.



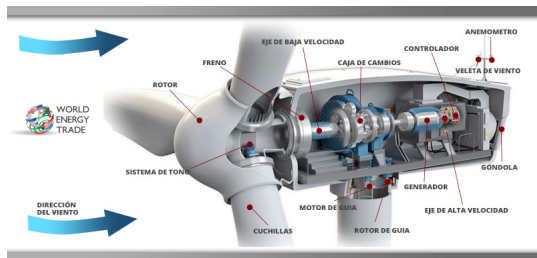
Nariz de Aerogenerador

- La "nariz" de un aerogenerador es la parte frontal de la góndola.
- Funciones clave incluyen:
 - Reducción de la turbulencia.
 - Protección de los sensores y equipos.
 - Orientación del rotor.
 - Reducción de ruido.
 - Estabilidad estructural.



Góndola de Aerogenerador

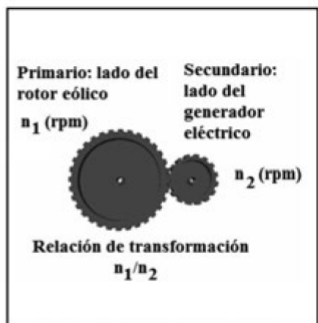
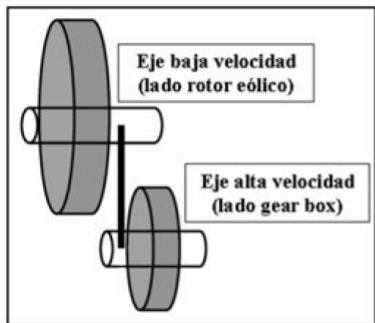
- La góndola es una estructura en la parte superior de la torre.
- Funciones clave incluyen:
 - Alojamiento de componentes esenciales (generador, caja multiplicadora).
 - Orientación de las palas hacia la dirección del viento.
 - Movimiento de giro para seguir el viento.
 - Protección contra condiciones climáticas adversas.
 - Acceso para mantenimiento e inspección.



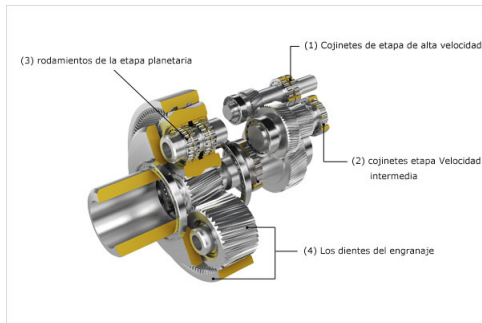
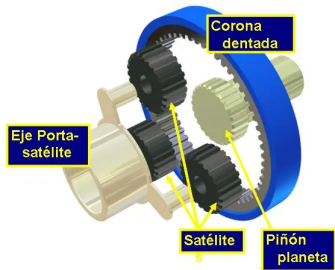
Caja Multiplicadora de Aerogenerador

- El acoplamiento entre el eje del rotor y el del generador eléctrico a menudo se realiza a través de una caja de engranajes.
- La caja de engranajes funciona como un multiplicador de velocidad para aumentar la velocidad del generador.
- La relación de transformación del variador de velocidad, indicada como $1:m$, define la relación entre la velocidad de giro del eje de entrada y la del eje de salida.
- En aerogeneradores, la relación de multiplicación generalmente varía entre 25 y 100, con una relación típica de 1:75.
- El eje de salida, encargado de accionar el generador eléctrico, generalmente cuenta con un freno mecánico de disco para situaciones de emergencia o tareas de mantenimiento.
- La caja de engranajes requiere mantenimiento y lubricación para rendimiento óptimo.

Caja Multiplicadora de Aerogenerador



Caja Multiplicadora de Aerogenerador



- Orientación Fija:
 - Rotor inmóvil en una dirección constante.
 - No se ajusta para seguir la dirección del viento.
- Orientación Variable:
 - Rotor puede girar para enfrentar el viento.
 - Mejora la eficiencia y generación de energía.
 - Común en aerogeneradores modernos.

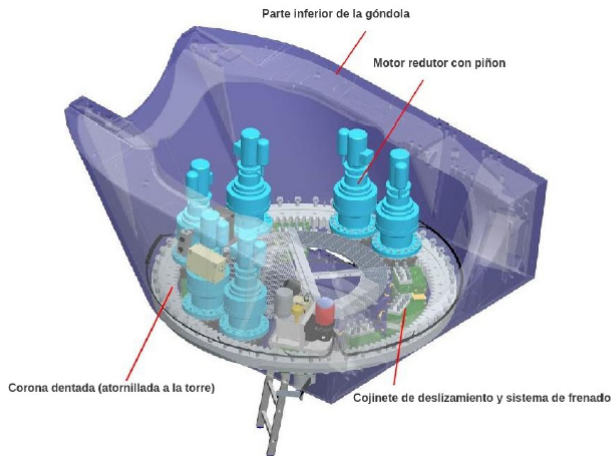
Usando los datos de la dirección del viento, justifica la necesidad de un sistema de orientación fijo o variable en tu turbina.

Sistemas de Orientación del Rotor en Aerogeneradores

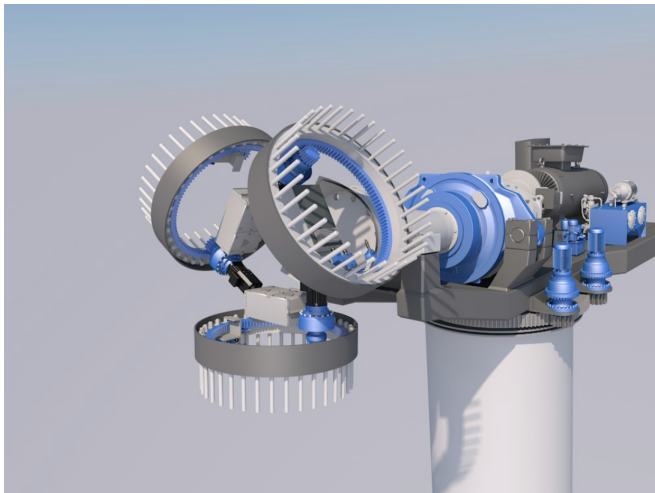
- Colocar el rotor perpendicular a la dirección del viento para maximizar la captación de energía eólica.
- Rotor a barlovento con orientación asistida (más común) - Uso de sensores, controlador y servomotor para alinear el rotor con el viento.
- Los sistemas de orientación son relativamente lentos y no siguen fluctuaciones rápidas del viento.
- Utilizan algoritmos para determinar el momento adecuado para realizar ajustes en la orientación.



Sistemas de Orientación del Rotor en Aerogeneradores



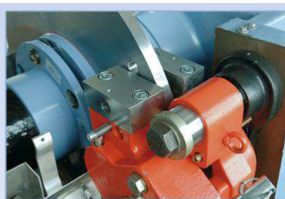
Sistemas de Orientación del Rotor en Aerogeneradores



Frenos de un Aerogenerador

Garantizar la **seguridad y el control del sistema** durante tareas de mantenimiento, ráfagas de viento extremas o fallos eléctricos.

- **Frenos de disco mecánicos:** Situados en el **eje de alta velocidad** (cerca del generador). Funcionan por fricción, aplicando presión mediante sistemas **hidráulicos o neumáticos**.
- **Frenos de contraeje:** Actúan sobre el **eje de baja velocidad**, antes de la caja multiplicadora. Mediante fricción o sistemas hidráulicos, permiten una **reducción controlada de la velocidad del rotor**.
- **Frenos aerodinámicos o de paso de pala (pitch):** No generan fricción, sino que modifican el **ángulo de las palas** para dejar de captar energía del viento.



Protección Contra Rayos en Aerogeneradores

- Los aerogeneradores, debido a su altura y exposición, están expuestos a la posibilidad de impacto directo de rayos.
- Se emplean sistemas de protección como pararrayos y sistemas de puesta a tierra para desviar y disipar la energía de los rayos.
- Los pararrayos están diseñados para capturar y conducir la corriente del rayo de manera segura a través de conductores hasta la tierra.
- Los sistemas de puesta a tierra proporcionan un camino de baja resistencia para la corriente del rayo, protegiendo la estructura y los equipos.
- Estas medidas son fundamentales para garantizar la seguridad y la integridad de los aerogeneradores y minimizar el riesgo de daños.

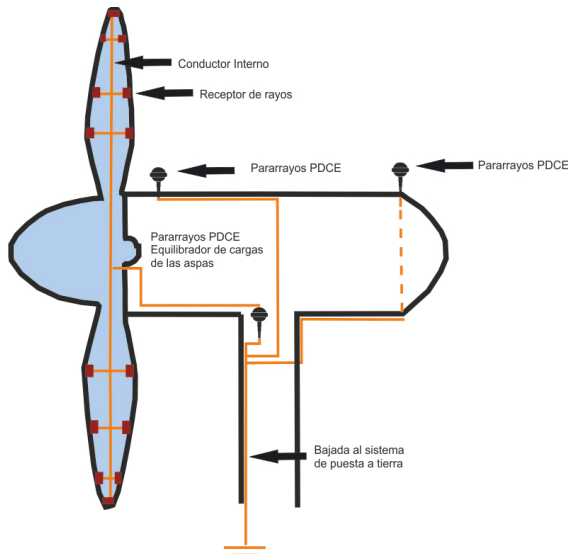
Protección Contra Rayos en Aerogeneradores

- La mayoría de los rayos que afectan a las palas del rotor caen sobre el área que corresponde a sus puntas, por lo que están provistas de lo que se conoce como receptores (contactos metálicos de unos pocos centímetros).



Protección Contra Rayos en Aerogeneradores

- Los receptores absorben la energía del rayo y la derivan a tierra a través la góndola y la torre.



Protección Contra Rayos en Aerogeneradores



■ Torres de Celosía:

- Diseño en forma de celosía.
- Más livianas.
- Fáciles de transportar y ensamblar.
- Utilizadas en aerogeneradores más pequeños.
- Mayor resistencia al viento (velocidades moderadas).

■ Torres Tubulares:

- Estructura cilíndrica hueca.
- Más pesadas y robustas.
- Utilizadas en aerogeneradores más grandes.
- Mayor rigidez y estabilidad.
- Requieren transporte y montaje más complejos.

Torres de Aerogeneradores



Torres de Aerogeneradores

Torre	Ventajas	Inconvenientes
Celosía	• Coste más bajo. • Fácil montaje a partir de perfiles angulares de acero. • Facilidad de transporte.	• Mayor mantenimiento (verificación de las uniones de los perfiles). • Limitada a pequeña y mediana potencia.
Tubular	• Mayor seguridad para equipos y personas. • Buen comportamiento dinámico frente a vibraciones. • Facilidad de montaje y poco mantenimiento. • Mejor aspecto estético. • Usadas en aerogeneradores de gran potencia.	• Coste más alto que las de celosía. • Mayor dificultad de fabricación y transporte.

Generador Eléctrico de un Aerogenerador

- El generador eléctrico de un aerogenerador es un componente crítico ubicado en la góndola.
- Su función principal es convertir la energía mecánica del rotor en energía eléctrica.
- La generación eléctrica en aerogeneradores generalmente opera a niveles de tensión baja, típicamente en el rango de 400-690V.
- La mayoría de los aerogeneradores producen electricidad en sistemas de tres fases.
- Se pueden utilizar diferentes tipos de generadores, incluyendo generadores síncronos y asíncronos.



Generador Eléctrico de un Aerogenerador

■ **Generador Asíncrono de Jaula de Ardilla:**

- Rotor: Jaula de ardilla de barras conductoras cortocircuitadas.
- Arranque automático debido a la diferencia de velocidad entre el rotor y el campo magnético giratorio.
- Menos costoso y más común en aplicaciones de baja potencia.

■ **Generador Asíncrono con Rotor Bobinado:**

- Rotor: Bobinado en el rotor con resistencia variable.
- Mayor capacidad de control de la velocidad y la frecuencia.
- En aplicaciones donde se requiere arranque suave.

■ **Generador Síncrono Multipolo:**

- Rotor: Unido a un campo magnético giratorio.
- Sincronización precisa con la frecuencia de la red eléctrica.
- Utilizado en aplicaciones de energía constante y precisa.

■ **Generador Rotor Doblemente Alimentado:**

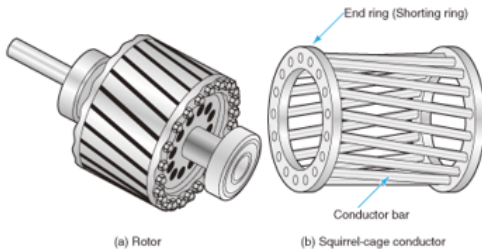
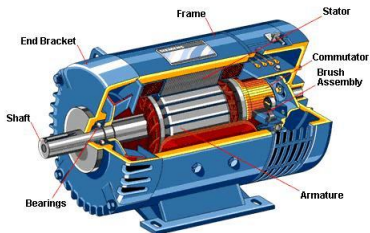
- Rotor y estator tienen devanados conectados a equipos externos.
- El rotor se alimenta con CA de frecuencia ajustable.
- Aplicaciones en turbinas eólicas.

Máquinas Asíncronas de Jaula de Ardilla

- Son motores eléctricos comunes en diversas aplicaciones industriales.
- Funcionan mediante el principio de inducción electromagnética.
- El estator se alimenta con CA y crea un campo magnético giratorio.
- El rotor, formado por barras de conductor cortocircuitadas, gira debido a corrientes inducidas.
- Tienen capacidad de arranque automático.
- Velocidad depende de la frecuencia de la CA y el número de polos.
- Deslizamiento: diferencia entre velocidad síncrona y velocidad rotor.
- Se utilizan en sistemas de ventilación, bombas e industria en general.
- No son fácilmente controlables en términos de velocidad.



Máquinas Asíncronas de Jaula de Ardilla



Máquinas Asíncronas de Jaula de Ardilla

- Velocidad de Sincronismo: Velocidad constante sincronizada con la frecuencia de la fuente de alimentación.

$$n_1 = \frac{60f}{p}(\text{r.p.m.})$$

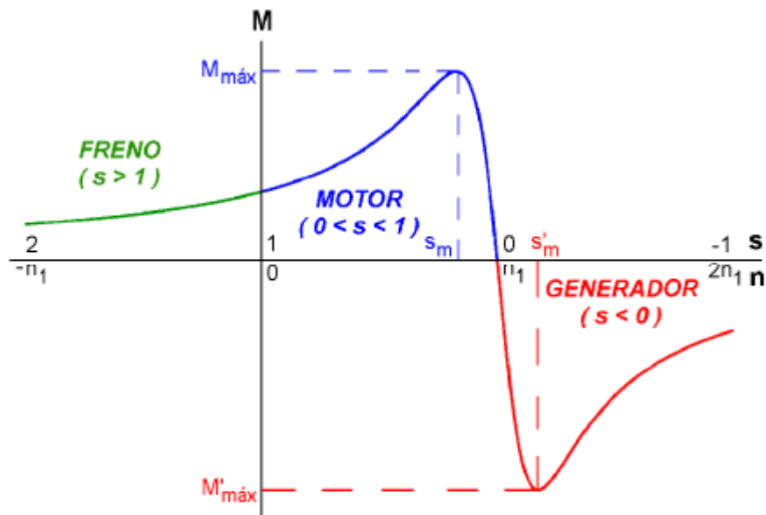
- Deslizamiento: Diferencia entre velocidad de sincronismo y velocidad real en motores asíncronos.

$$s = 100 \frac{n_1 - n}{n_1}(\%)$$

- Par Motor: Fuerza rotativa en el eje de salida de un motor.
- Potencia Activa: Potencia eléctrica que realiza trabajo útil (W).
- Potencia Reactiva: Potencia necesaria para campos magnéticos (VAr).
- Factor de Potencia: Eficiencia en el uso de la potencia eléctrica.

La frecuencia de la red en Europa es de 50 Hz, y la velocidad de rotación de un aerogenerador está alrededor de 15 rpm. ¿Cuántos pares de polos tendrías que tener una máquina asíncrona para conectarse directamente a la red?

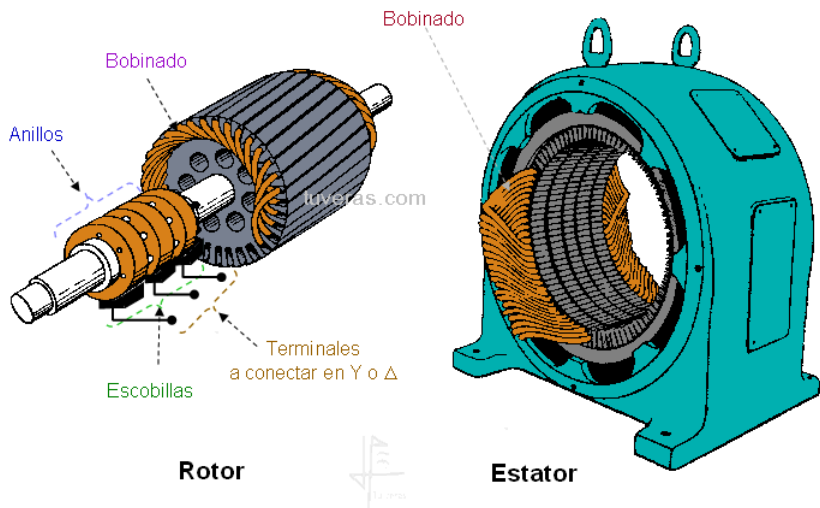
Máquinas Asíncronas de Jaula de Ardilla



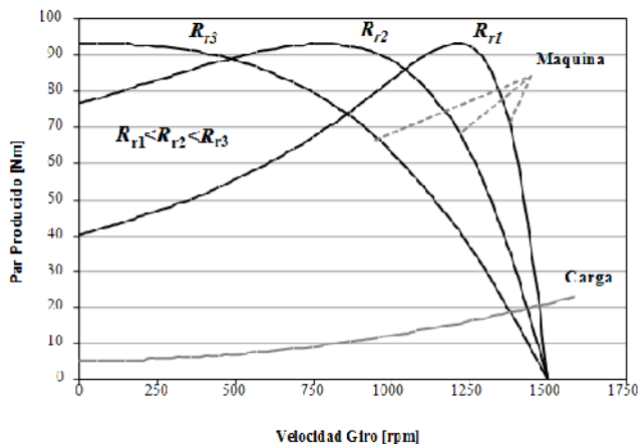
Máquinas Asíncronas de Rotor Bobinado

- Funciona según el principio de inducción electromagnética.
- Tiene bobinados de alambre en ranuras en la superficie del rotor.
- Permite el acceso al rotor con anillos que cortocircuitan los bobinados.
- Incluyen la posibilidad de utilizar un reostato de arranque para modificar velocidad y par de arranque.
- Más complejas y costosas y con más mantenimiento que las máquinas de jaula de ardilla.

Máquinas Asíncronas de Rotor Bobinado

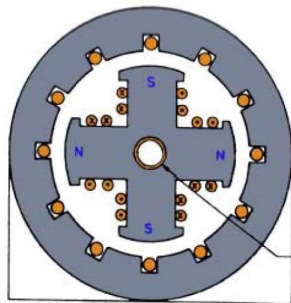


Máquinas Asíncronas de Rotor Bobinado

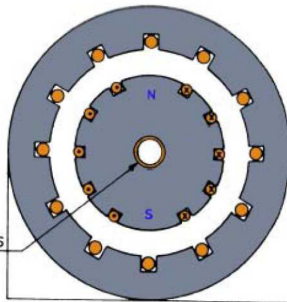


- Operan en sincronía con la frecuencia de la red eléctrica a la que están conectadas.
- Tienen un rotor con un número fijo de polos magnéticos que gira a una velocidad constante y predecible.
- Ampliamente utilizadas en la generación de energía eléctrica a gran escala, como centrales eléctricas y plantas de energía.
- Máquina Síncrona de Polos Salientes: el campo magnético en el rotor se genera mediante bobinados de alambre en los polos del rotor excitados con CC.
- Máquina Síncrona de Imanes Permanentes (PMSM): el rotor contiene imanes permanentes que generan el campo magnético sin necesidad de una fuente de excitación externa.

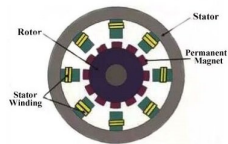
Máquinas Síncronas



Rotor de polos salientes



Rotor cilíndrico



Máquinas Síncronas

- Ventajas MS Imanes permanentes:
 - Mayor eficiencia (no hay pérdidas en el rotor).
 - Menos mantenimiento.
 - Tamaño y peso reducidos.
 - Respuesta rápida.
- Inconvenientes MS Imanes permanentes:
 - Costo inicial.
 - Limitaciones de potencia.
- Ventajas MS Excitación:
 - Mayor potencia.
 - Control de potencia reactiva.
 - Amplio rango de aplicaciones.
- Inconvenientes MS Excitación:
 - Mayor mantenimiento.
 - Menor eficiencia.
 - Mayor tamaño y peso.

Generadores Asíncronos vs. Síncronos

- Ventajas Generadores Asíncronos:
 - Arranque fácil desde el reposo.
 - Son más simples en diseño y construcción.
 - Suelen ser más económicos.
- Inconvenientes Generadores Asíncronos:
 - Suelen ser menos eficientes en comparación con los generadores síncronos, especialmente a cargas parciales.
 - No son tan efectivos en el control de potencia reactiva.
- Ventajas Generadores Síncronos:
 - Generan electricidad a una frecuencia constante.
 - Capaces de controlar y suministrar potencia reactiva.
 - Son más eficientes.
 - Tienen una vida útil más larga y requieren menos mantenimiento.
- Inconvenientes Generadores Síncronos:
 - Requieren una fuente de velocidad externa para alcanzar la velocidad síncrona antes de conectarse a la red.
 - Suelen ser más grandes y pesados.

Máquina eléctrica doblemente alimentada

- Se conoce como “Doubly Fed Induction Generator” (DFIG) en inglés.
- Tanto los devanados del rotor como los devanados del estator están conectados por separado a corriente alterna trifásica.
- El estator se conecta directamente a la red eléctrica.
- El rotor se conecta a través de un convertidor de potencia que puede variar la magnitud y la frecuencia de la tensión.
- Al alimentar alimentación de CA de frecuencia ajustable a los devanados del rotor, se puede hacer que el campo magnético gire, lo que permite la variación en la velocidad del motor o del generador.
- Incluye un conjunto de anillos colectores multifásicos con escobillas para acceder a los devanados del rotor.
- El principio de control utilizado es el control vectorial de corriente de dos ejes o el control de par directo (DTC).
- Permiten variaciones de la velocidad del rotor de $\pm 30\%$.

Máquina eléctrica doblemente alimentada

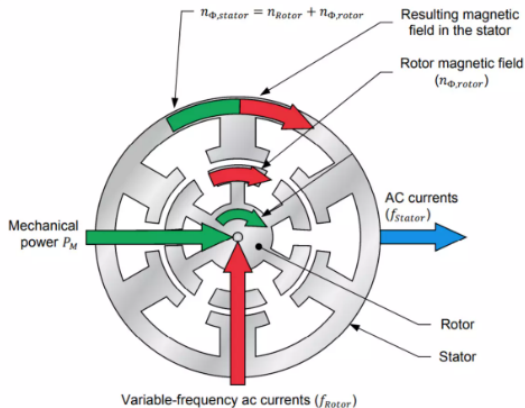


Figure: Stator R.M.F. = Rotor's Mech. Speed + Rotor R.M.F. Speed

Máquina eléctrica doblemente alimentada

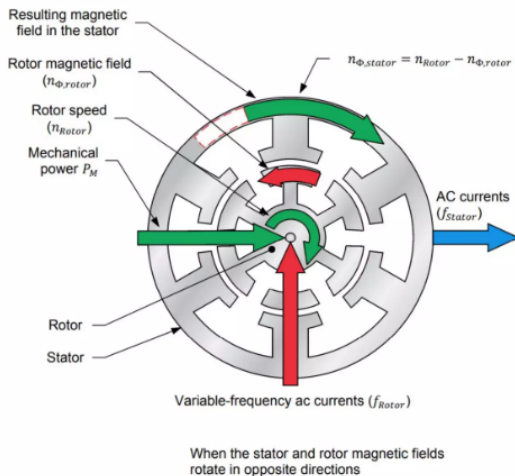
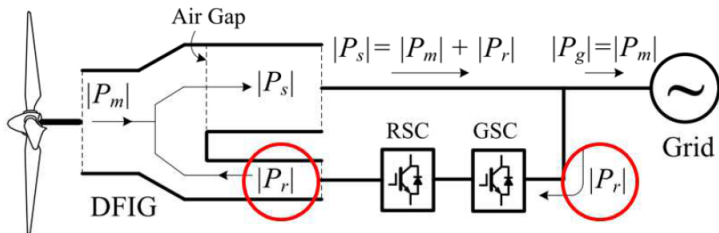


Figure: Stator R.M.F. = Rotor's Mech. Speed + (- R.M.F. Speed)

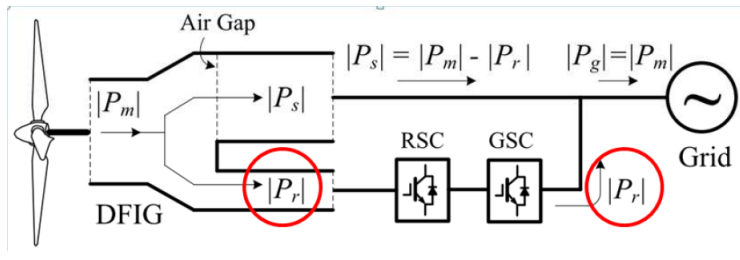
Máquina eléctrica doblemente alimentada

- Viento bajo (funcionamiento subsíncrono), el tren de accionamiento gira más lentamente que la frecuencia de la red. Se introduce un campo rotatorio en el inducido que se superpone al del rotor.
- La máquina alcanza magnéticamente su valor de deslizamiento nominal aunque el rotor sea mecánicamente más lento que la frecuencia de la red.
- Se toma energía de la red para generar el campo del rotor. Claramente menor que la que suministra el estator.



Máquina eléctrica doblemente alimentada

- Viento alto (funcionamiento supersíncrono), la frecuencia del campo rotatorio generado por el convertidor disminuye, de manera que se mantiene constante el deslizamiento magnético.
- Ante ráfagas o elevadas velocidades de viento, el sentido de giro del campo cambia en el rotor. Se consigue un número más alto de revoluciones mecánicas con deslizamiento magnético constante.
- Para lograrlo, los convertidores conmutan parte de las corrientes del rotor a la red. Se produce un flujo de energía desde el rotor a la red.



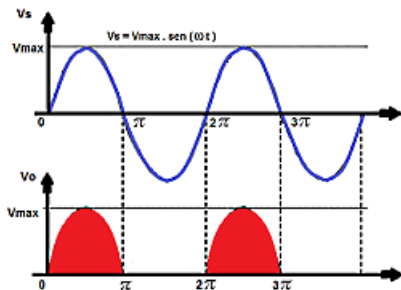
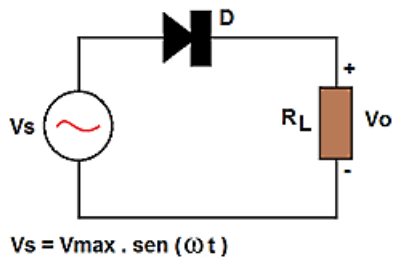
Máquina eléctrica doblemente alimentada

- Normalmente el rango de potencias del DFIG va desde unos cientos de kW hasta unos pocos MW.
- El flujo de potencia en el estator es siempre hacia la red, en el caso del rotor es bidireccional dependiendo de las condiciones de operación.
- El máximo rango de potencias del rotor es del orden del 30 % de la del estator, esto permite reducir sustancialmente el tamaño de los convertidores y las pérdidas en ellos.
- Por medio de los convertidores el sistema puede consumir o entregar potencia reactiva a la red sin dispositivos adicionales.
- La instalación puede contribuir a la estabilización de la red.
- El uso de la electrónica de potencia incrementa el precio.

- Convierten la corriente alterna en corriente continua.
- Utilizan diodos rectificadores (semiconductores o válvulas).
- Clasificación:
 - Monofásicos (una fase).
 - Trifásicos (tres fases).
- Tipos de rectificación:
 - Media onda (un semiciclo).
 - Onda completa (ambos semiciclos).
- Rectificador básico: Monofásico de media onda con un diodo.



Rectificadores Electrónicos

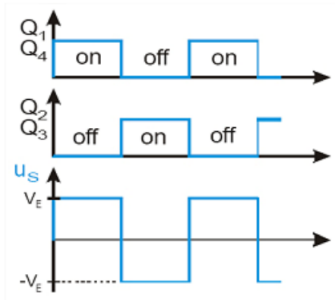
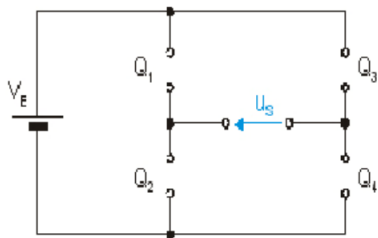


Inversores Electrónicos

- Dispositivo que convierte CC en CA de frecuencia y voltaje específicos.
- Puede generar diferentes formas de onda según la aplicación.
- Esencial en alimentación de dispositivos sensibles y sistemas de energía renovable.
- Eficiencia importante para minimizar pérdidas de energía.
- Tipos incluyen inversores de onda sinusoidal pura, onda modificada, alta frecuencia, etc.
- Control avanzado con regulación y protección.



Inversores Electrónicos

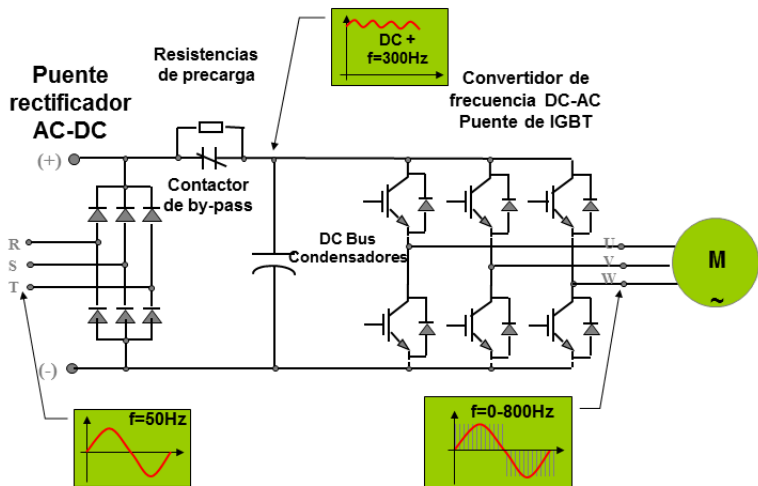


Convertidores de Frecuencia

- Dispositivo electrónico que controla la velocidad y potencia de motores eléctricos de CA.
- Funciones clave:
 - Control de velocidad y par.
 - Arranque suave.
 - Inversión de dirección de giro.
 - Ahorro de energía y eficiencia.
 - Protección del motor.
- Ampliamente utilizado en automatización industrial, sistemas de bombas, ventiladores y más.

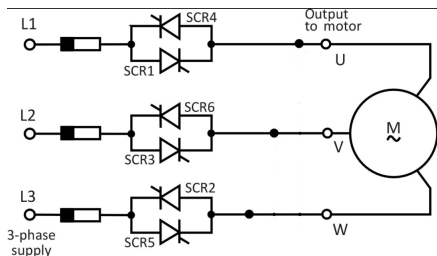


Convertidores de Frecuencia



Soft Starters (Arrancadores Suaves)

- Dispositivo eléctrico para arranque gradual de motores de CA.
- Funciones clave:
 - Evita picos de corriente y tensiones en el arranque.
 - Control de corriente y tensión.
 - Protección del motor contra sobrecarga.
 - Posibilidad de paro suave.
 - Ampliamente utilizado en diversas aplicaciones.
 - Potencial ahorro de energía y protección de equipos.



Convertidor de Frecuencia vs. Soft Starter

Convertidor de Frecuencia:

■ Ventajas:

- Control Preciso de Velocidad.
- Arranque Suave y Control de Par.
- Inversión de Dirección.

■ Inconvenientes:

- Mayor Costo.
- Mayor Complejidad de Configuración.

Soft Starter:

■ Ventajas:

- Arranque Suave y gradual.
- Menor Costo.
- Más simples de instalar y configurar.

■ Inconvenientes:

- Control Limitado de Velocidad.
- Limitaciones en el Control de Par.

Evolución de los Convertidores de Frecuencia en Potencia

- Inicialmente utilizados en aplicaciones de baja potencia.
- Avance en tecnología de transistores permitió mayor potencia.
- Adopción de materiales semiconductores avanzados (SiC, GaN).
- Desarrollo de convertidores para aplicaciones de alta potencia.
- Aplicaciones de alta tensión y alta potencia en generación y tracción.
- Integración con sistemas de almacenamiento de energía.
- Enfoque en la eficiencia energética y control avanzado.

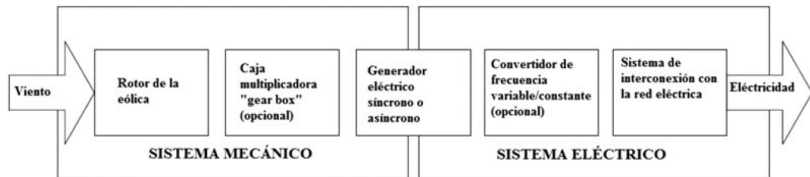
Evolución Histórica de la Electrónica de Potencia

La electrónica de potencia ha experimentado una rápida evolución desde principios del siglo XX, marcada por avances en los dispositivos semiconductores y el aumento de la potencia manejada.

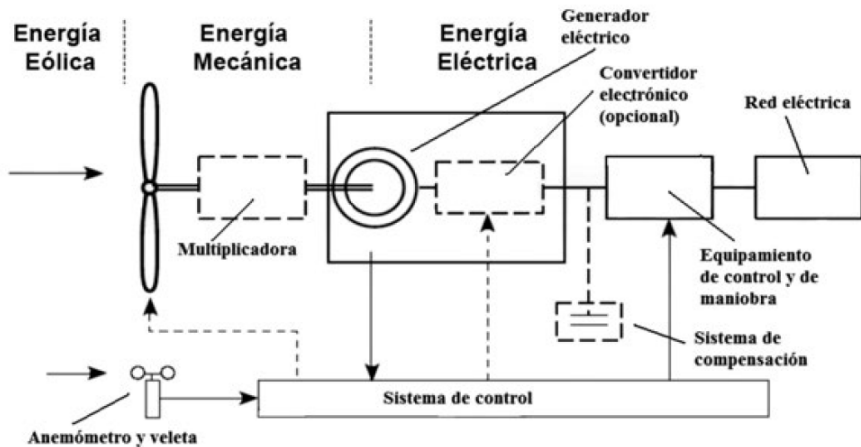
- **Primeros dispositivos (1900–1950):** Rectificadores de arco de mercurio. Eran voluminosos, lentos y de baja potencia.
- **Primera revolución (1948–1958):** Invención del **transistor de silicio** (1948) y aparición del **tiristor** (1958), marcando el inicio del control eficiente de energía en la industria.
- **Desarrollo moderno (1970–actualidad):** Incorporación de diodos de potencia, BJT, MOSFET, IGBT y SIT, ampliando el rango de potencias.
- **El IGBT: el gran salto (años 80):** Combinación de las ventajas del transistor bipolar y el MOSFET. Alta capacidad de potencia y eficiencia en sistemas de alta tensión.
- **Evolución cuantitativa:** Potencia de conmutación pasó de **1 MVA (1960)** con tiristores a más de **100 MVA (actualidad)** con IGCT e IGBT.

Configuraciones de Aerogeneradores

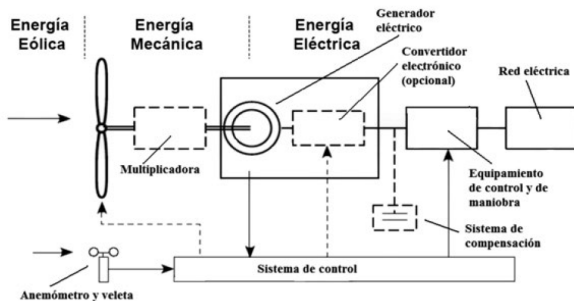
- En el rotor eólico se convierte la energía cinética del viento en energía cinética de rotación.
- La caja multiplicadora (gear box) cambia la velocidad de giro: de 20 rpm a 1500 rpm.
- El convertidor de frecuencia puedes variar la frecuencia de la corriente alterna hasta 50Hz.
- La generación se acostumbra a realizar en baja tensión (tensión no superior a 1.000 V) y se transforma.



Configuraciones de Aerogeneradores



Configuraciones de Aerogeneradores

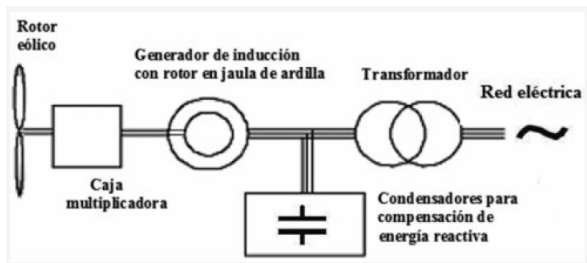


Generador eléctrico: asíncrono en jaula de ardilla

- ¿Caja multiplicadora?
- ¿Convertidor electrónico?
- ¿Sistema de compensación?

Configuraciones de Aerogeneradores

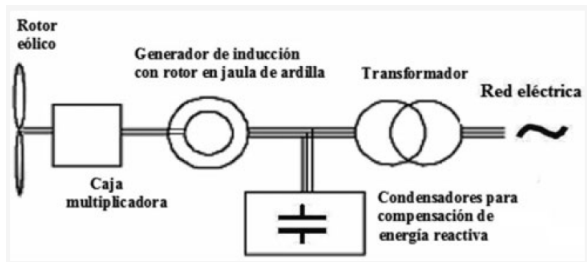
Generador eléctrico: inducción en jaula de ardilla



- ¿rango de velocidad del viento?
- ¿complejidad, coste?
- ¿mantenimiento?
- ¿control de potencia salida?

Configuraciones de Aerogeneradores

Generador eléctrico: inducción en jaula de ardilla



- Rango de velocidades limitado (1 %)
- Sencillos, robustos y baratos
- Mantenimiento sencillo
- Oscilación en potencia salida (esfuerzos)
- Embalamiento (hueco de tensión)

Configuraciones de Aerogeneradores

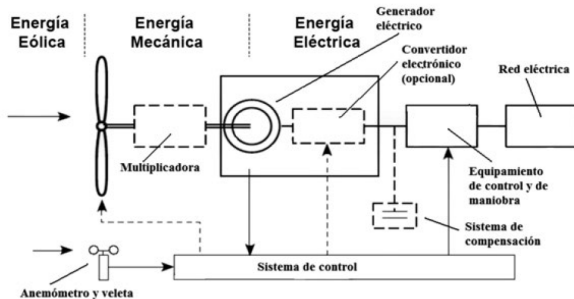
Generador eléctrico: inducción en jaula de ardilla

Parameter	Vestas V82-1.65
Power rating	1.65 MW
Turbine diameter	82 m
Numbers of blades	3
Turbine speed	14.4 rpm
Wind speed (cut-in/rated/cut-out)	3.5/13/20 m/s
Generator	SCIG
Gearbox	Planetary/helical stages
Pitch/stall mechanism	Active stall



Photo courtesy Vestas Wind Systems A/S.

Configuraciones de Aerogeneradores

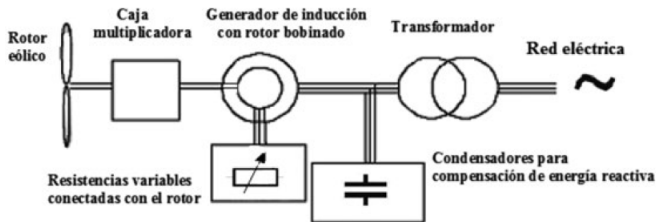


Generador eléctrico: inducción con rotor devanado y resistencia variable

- ¿Caja multiplicadora?
- ¿Convertidor electrónico?
- ¿Sistema de compensación?

Configuraciones de Aerogeneradores

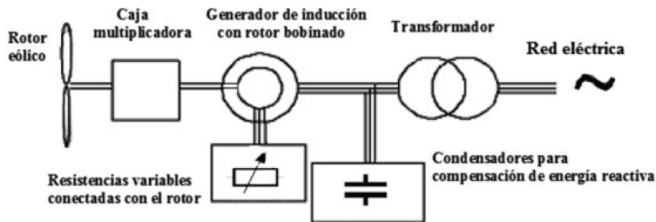
Generador eléctrico: inducción con rotor devanado y resistencia variable



- ¿rango de velocidad del viento?
- ¿complejidad, coste?
- ¿mantenimiento?
- ¿control de potencia salida?

Configuraciones de Aerogeneradores

Generador eléctrico: inducción con rotor devanado y resistencia variable



- Rango de velocidades del 10 %
- Pérdidas en las resistencias
- Mantenimiento escobillas
- Sistema de compensación

Configuraciones de Aerogeneradores

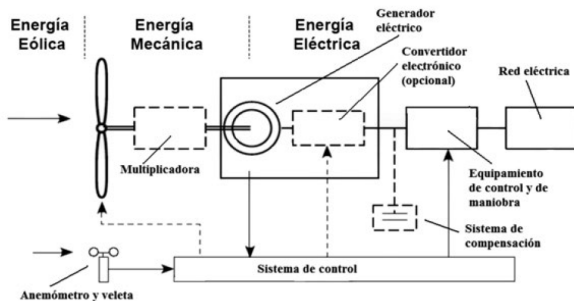
Generador eléctrico: inducción con rotor devanado y resistencia variable

Parameter	Vestas V80-1.8US
Power rating	1.8 MW
Turbine diameter	80 m
Turbine speed	15.5 or 16.8 rpm
Wind speed (cut-in/rated/cut-out)	4/15/25 m/s
Generator	WRIG
Gearbox	Planetary/parallel axle
Pitch/stall mechanism	Pitch



Photo courtesy Vestas Wind Systems A/S.

Configuraciones de Aerogeneradores

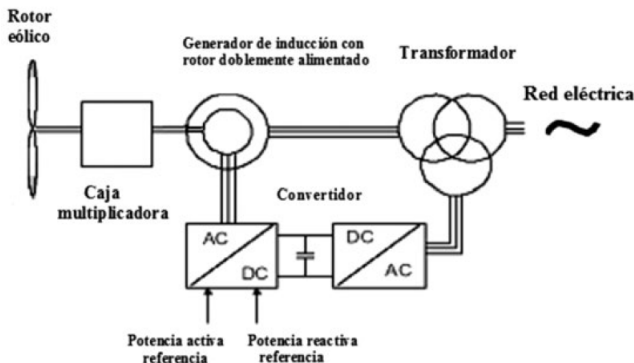


Generador eléctrico: inducción con rotor doblemente alimentado

- ¿Caja multiplicadora?
- ¿Convertidor electrónico?
- ¿Sistema de compensación?

Configuraciones de Aerogeneradores

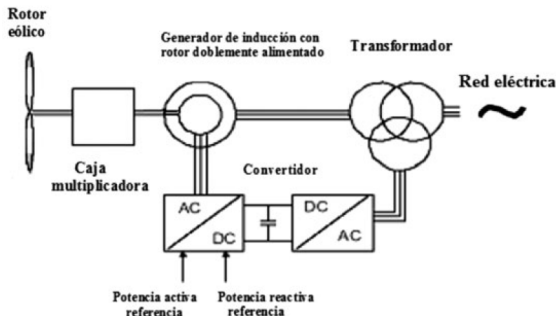
Generador eléctrico: inducción con rotor doblemente alimentado



- ¿rango de velocidad del viento?
- ¿complejidad, coste?
- ¿mantenimiento?
- ¿control de potencia salida?

Configuraciones de Aerogeneradores

Generador eléctrico: inducción con rotor doblemente alimentado



- Rango de velocidades del 30 %
- Potencia convertidor 25 %
- Mantenimiento escobillas
- Más complejo y costoso
- Disminuye esfuerzos y fatiga
- Responde mejor a huecos de tensión
- Control parcial de reactiva

Configuraciones de Aerogeneradores

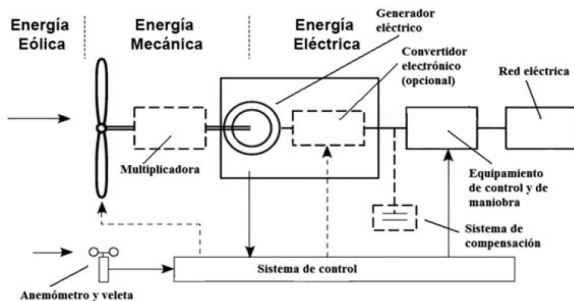
Generador eléctrico: inducción con rotor doblemente alimentado

Parameter	Model		
	Nordex N100	Vestas V90	Repower 5M
Power rating	2.5 MW	3 MW	5 MW
Turbine diameter	100 m	90 m	126 m
Turbine speed	9.6 ~ 14.9 rpm	8.6 ~ 18.4 rpm	7.7 ~ 12.1 rpm
Wind speed (cut-in/rated/cut-out)	3/13/20 m/s	3.5/15/25 m/s	3.5/14/25 m/s
Generator	6-pole WRIG	4-pole WRIG	6-pole WRIG
Gearbox	Planetary/spur stages	Planetary/helical stages	Planetary/spur stages
Pitch/stall mechanism	Pitch	Pitch	Pitch



Photos courtesy (from left to right) Nordex, Vestas Wind Systems A/S, and REpower Systems AG.

Configuraciones de Aerogeneradores

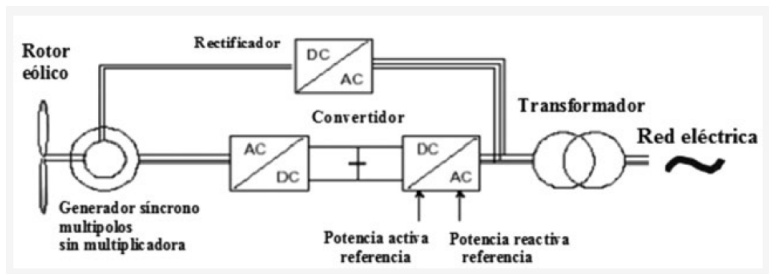


Generador eléctrico: síncronos con excitación convencional

- ¿Caja multiplicadora?
- ¿Convertidor electrónico?
- ¿Sistema de compensación?

Configuraciones de Aerogeneradores

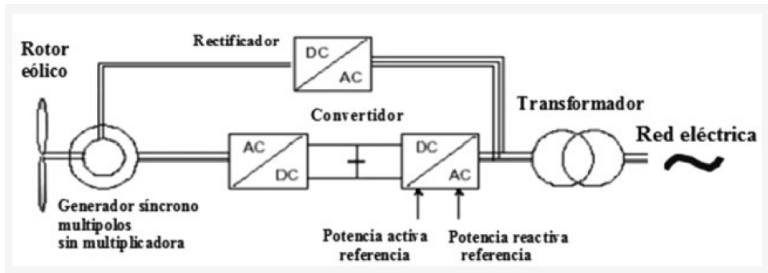
Generador eléctrico: síncronos con excitación convencional



- ¿rango de velocidad del viento?
- ¿complejidad, coste?
- ¿mantenimiento?
- ¿control de potencia salida?

Configuraciones de Aerogeneradores

Generador eléctrico: síncronos con excitación convencional



- Rango de velocidades del 50 %
- Más complejo y costoso
- Mantenimiento escobillas
- Convertidor frecuencia de gran potencia
- Disminuye esfuerzos y fatiga
- Responde mejor a huecos de tensión
- Control total de reactiva
- Puede prescindir de la caja multiplicadora

Configuraciones de Aerogeneradores

Generador eléctrico: síncronos con excitación convencional

Parameter	Model		
	Enercon E-82E3	Vestas V-112	Avantis AV928
Power rating	3 MW	3 MW	2.5 MW
Turbine diameter	82 m	112 m	93.2 m
Turbine speed	6 ~ 18.5 rpm	4 ~ 17.7 rpm	6 ~ 18 rpm
Wind speed (cut-in/ rated/cut-out)	na/na/28–34 m/s	3/12/25 m/s	3/11.3/25–30 m/s
Gearbox	Gearless (direct drive)	Planetary/spur stages	Gearless (direct drive)
Generator	Multipole WRSG	PMSG	120-pole PMSG
Converter system	Diode + boost + 2L-VSC	na	4-quadrant 2L-VSC
Pitch/stall mechanism	Pitch	Pitch	Pitch



Configuraciones de Aerogeneradores

Generador eléctrico: síncronos con excitación convencional

Parameter	Clipper Liberty 2.5	Siemens SWT 3.0-101	Goldwind 2.5 PMDD
Power rating	2.5 MW	3 MW	2.5 MW
Turbine diameter	100 m (C-100 model)	101 m	99.8 m
Turbine speed	9.6 ~ 15.5 rpm	6 ~ 16 rpm	6.5 ~ 14.5 rpm
Wind speed (cut-in/ rated/cut-out)	4/na/25 m/s	3/13/25 m/s	3/13.5/25 m/s
Gearbox	Distributed gearbox	Gearless (direct drive)	Gearless (direct drive)
Generator	4 x PMSG	Multipole PMSG	Multipole PMSG
Converter system	4 × diode + 2L-VSC	4-quadrant	diode + boost + 2L
VSC			
Pitch/stall mechanism	Pitch	Pitch	Pitch



Configuraciones de Aerogeneradores

- Rotor a velocidad constante:
 - Variaciones de velocidad limitadas (1-2 %).
 - Generador asíncrono con rotor en jaula de ardilla.
 - Conexión directa a la red eléctrica.
 - Variante con generador asíncrono de dos juegos de polos.
- Rotor a velocidad cuasi constante:
 - Acepta variaciones de velocidad de hasta el 10 %.
 - Generadores asíncronos con rotor devanado y resistencias para cierto control del deslizamiento.
- Rotor a velocidad variable:
 - Amplia gama de velocidades de rotación.
 - Mejora la eficiencia de conversión y se adapta a las demandas de la red.
 - Generadores asíncronos con rotor devanado doblemente alimentado y generadores síncronos con convertidor de frecuencia.

Configuraciones de Aerogeneradores

En 2009, estos son los datos de las distintas configuraciones.

Tipo de generador eléctrico	%
Inducción con rotor en jaula de ardilla (GIRJ)	30
Inducción con rotor devanado y resistencias variables (GIRDRV)	10
Inducción con rotor doblemente alimentado (GIRDA)	45
Síncrono (GS)	15
Tabla 8.2. Participación de los distintos tipos de generadores eléctricos en parques eólicos europeos.	



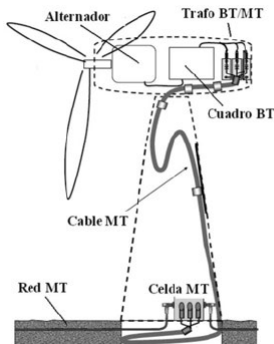
Configuraciones de Aerogeneradores

En la actualidad, las configuraciones más empleadas son la de rotor doblemente alimentado (Gamesa) y la de rotor síncrono full converter (Enercon).



Interconexión del aerogenerador a la red

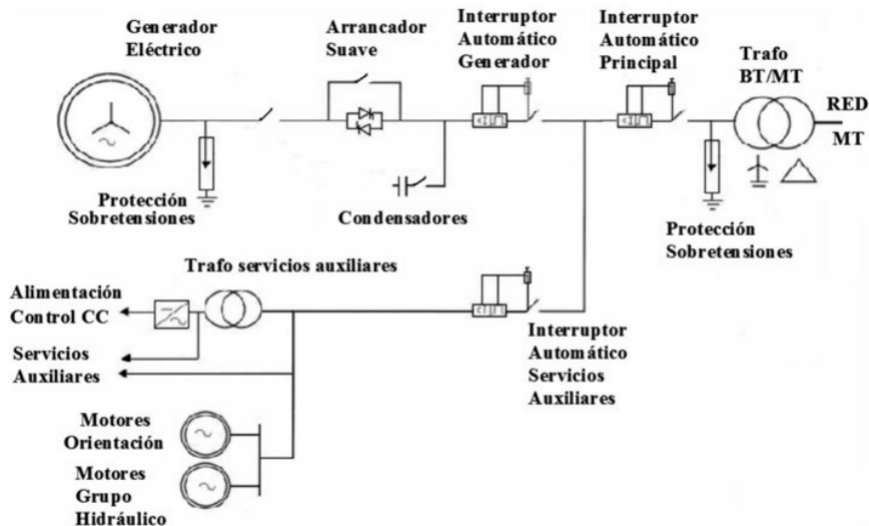
- La producción eléctrica a gran escala se realiza mediante la agrupación de aerogeneradores en parques eólicos.
- La generación es en trifásica, a 50 Hz (en Europa) y a tensión 690 V entre fases (tensión compuesta).
- A la salida de BT del alternador se conecta un transformador BT/MT (góndola o base).



Interconexión del aerogenerador a la red

- Generador eléctrico: accionado por la turbina eólica.
- Protección frente a sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en la red.
- Arrancador suave: facilitar un acoplamiento suave entre el generador y la red, evitando la aparición de puntas de corriente.
- Condensadores: compensar reactiva (generador inducción)
- Interruptor general automático: protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos.
- Interruptor automático principal: protección y separación del circuito de generación del circuito de consumo exterior.
- Trafo BT/MT: eleva la tensión de baja tensión (690 V) a media tensión (20 kV-30 kV).
- Otros circuitos auxiliares: alimentación a motores de orientación del rotor eólico, de giro de la góndola y de servicios auxiliares diversos.

Interconexión del aerogenerador a la red



Interconexión del aerogenerador a la red

En la interconexión de una turbina eólica con la red eléctrica se pueden producir diversas incidencias que pueden afectar tanto al funcionamiento de la red como al propio aerogenerador.

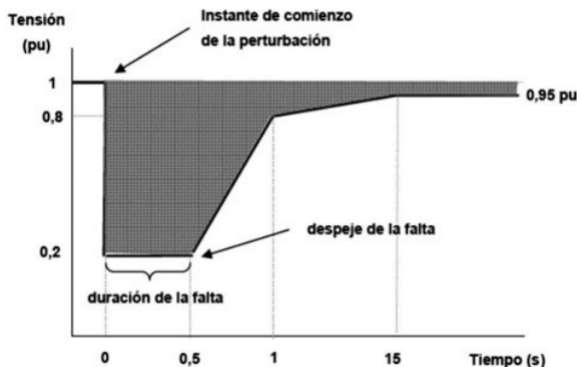


Interconexión del aerogenerador a la red

- El hueco de tensión es una disminución momentánea en los niveles de tensión de una red eléctrica debido a la conexión repentina de cargas pesadas o a fallas en la red.
- Cuando en la red aparece una falta de tensión, se produce un aumento de la velocidad del aerogenerador ya que la energía obtenida del viento no puede evacuarse a la red.
- Afectan a la integridad de la máquina eólica y a la frecuencia de la corriente evacuada a la red.
- Es necesaria la desconexión del aerogenerador de la red exterior.

Interconexión del aerogenerador a la red

- Requisitos que deben cumplir los aerogeneradores para soportar huecos sin desconectarse y evitar efecto cascada.
- El aerogenerador debe estar diseñado para poder soportar este tipo de hueco de tensión sin que se produzca una desconexión de la red en la zona sombreada de la figura.

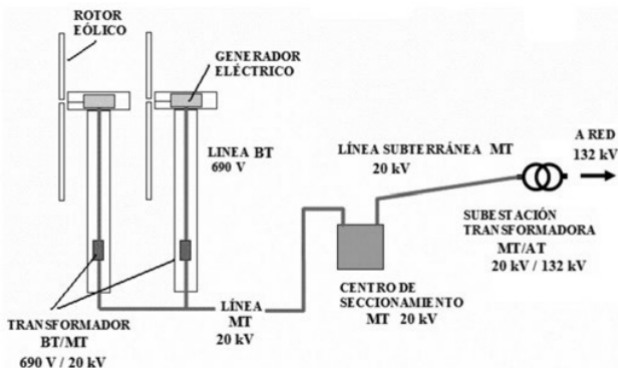


Interconexión del aerogenerador a la red

- La configuración menos fiable es la del aerogenerador con rotor a velocidad constante y generador asíncrono con rotor en jaula.
- La configuración de rotor con velocidad variable y generador asíncrono con rotor doblemente alimentado soporta mucho mejor los huecos de tensión.
- La configuración con generador síncrono accionado por rotor eólico con velocidad variable y convertidor presenta la mejor respuesta.

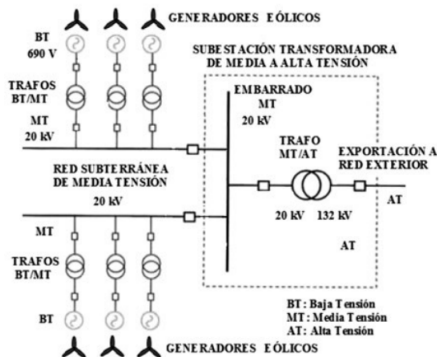
Interconexión del aerogenerador a la red

- La energía eléctrica acostumbra a generarse en trifásica en baja tensión (BT), generalmente a 690V entre fases.
- Esta tensión se transforma a media tensión (MT) entre 20 y 30 kV en la celda de transformación (BT/MT).
- Posteriormente pasa a la subestación eléctrica (MT/AT) donde la tensión se eleva a alta tensión (AT) en el intervalo 132-400 kV.



Interconexión del aerogenerador a la red

La red de media tensión interconecta la salida de los trafos BT/MT de los aerogeneradores con la subestación transformadora MT/AT. El intervalo óptimo de tensiones para la red de MT se encuentra entre 10 y 30 kV, siendo 20 kV un valor muy utilizado.



Inercia de los aerogeneradores en la red eléctrica

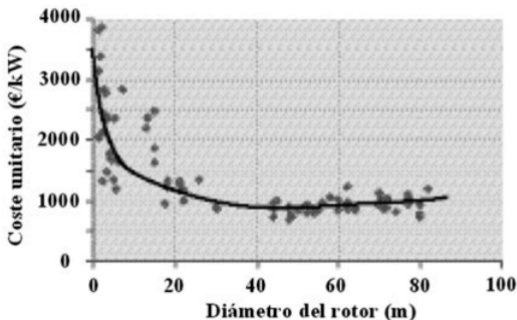
- La **inercia** de un sistema eléctrico se asocia a la energía cinética almacenada en las masas giratorias que permite oponerse a variaciones rápidas de frecuencia.
- En los **aerogeneradores de velocidad fija** (con generador asíncrono directamente acoplado), el rotor está conectado mecánicamente a la red, por lo que **aportan inercia real** al sistema.
- En los **aerogeneradores de velocidad variable** (con convertidor electrónico), el convertidor **desacopla el generador de la red**, reduciendo o anulando su contribución directa de inercia.
- No obstante, mediante estrategias de **inercia sintética** o **control de soporte de frecuencia**, los aerogeneradores de velocidad variable pueden **simular respuesta inercial** inyectando potencia activa temporalmente.

Table 1-4. Cost breakdown of a typical 2 MW wind turbine

Component	Share of total cost, %
Turbine	75.6
Grid connection	8.9
Foundation	6.5
Land rent	3.9
Electric installation	1.5
Consultancy	1.2
Financial costs	1.2
Road construction	0.9
Control systems	0.3

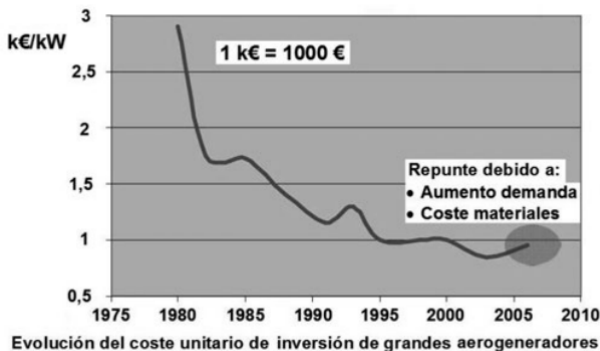
Aspectos económicos

- Actualmente para grandes turbinas eólicas de potencia nominal superior a 1 MW, el coste unitario es 900€/kW-1.100€/kW.
- Los elementos que mayor contribución tienen en el coste son la torre, los álabes del rotor y la caja multiplicadora de velocidad (gear box).
- También presentan una contribución significativa, pero en menor medida, el convertidor de potencia, el generador eléctrico, el transformador y el sistema activo de control (pitch).



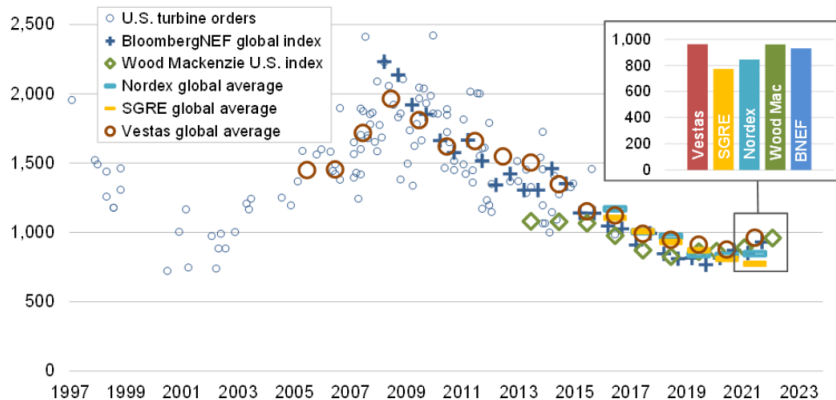
Aspectos económicos

- El coste unitario de inversión ha disminuido debido a la economía de escala, a la mayor madurez tecnológica y al aumento de producción.
- Hacia 2004 se ha experimentado un repunte debido al aumento de la demanda y al de los costes de materiales.



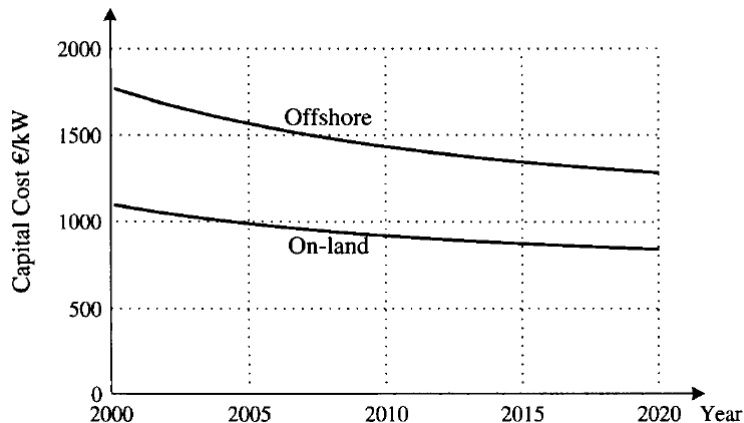
Aspectos económicos

Turbine Price (2021 \$/kW)

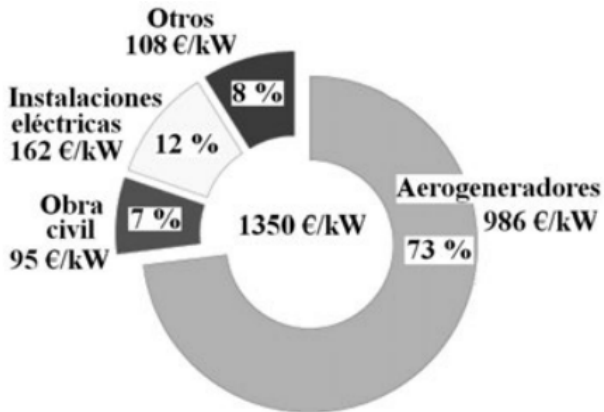


Aspectos económicos

Para parques eólicos offshore, el coste aumenta a 1800-2500€/kW.



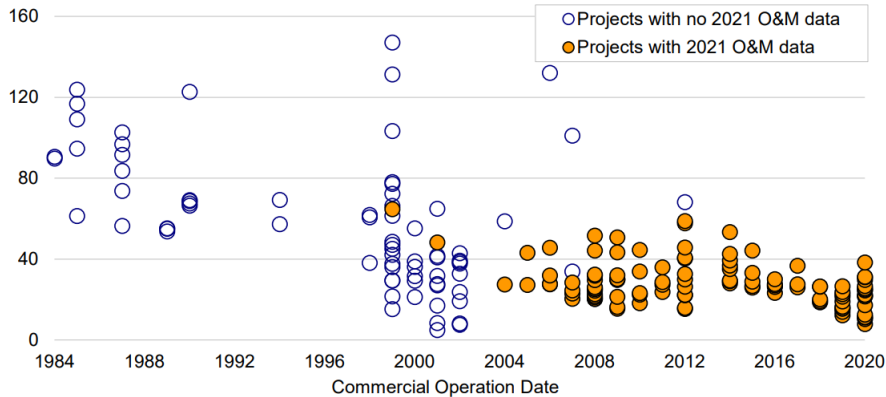
Estructura de costes de inversión de un parque eólico de 40 MW.



- Los costes variables de explotación más importantes son:
 - Costes de operación y mantenimiento (O&M), incluyendo los correspondientes al equipamiento, instalaciones e infraestructuras.
 - Costes de alquiler de terrenos, canon energético, tasas y seguros.
 - Gestión, seguimiento y subcontrata de servicios externos.
- Los costes variables varían entre distintos parques eólicos en función del tipo de aerogenerador, tamaño del parque, etc.
- Como valores orientativos estos costes se sitúan entre 10 y 30€/MWh (mayores en offshore).

Aspectos económicos

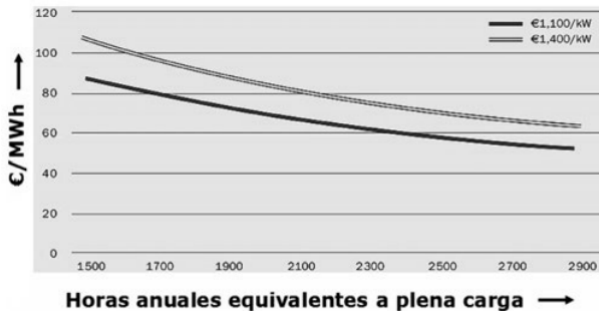
Average Annual O&M Cost, 2000–2021 (2021 \$/kW-yr)



- Los aerogeneradores se proyectan y se construyen para una vida útil de unos 20 años.
- Su vida real depende en gran medida de las condiciones de trabajo (cargas de fatiga) y de su mantenimiento.
- Los aerogeneradores marinos (offshore) tienen mayor coste de inversión pero también tienen una mayor vida útil debido a las mejores condiciones de viento (vientos más uniformes con menor turbulencia, menores esfuerzos y cargas de fatiga).

Aspectos económicos

- El coste unitario de inversión es el coste de producción de la unidad de energía eléctrica. Se expresa en €/MWh. Incluye tres costes:
 - Costes de capital (inversión).
 - Costes de operación y mantenimiento (O&M).
 - Costes de combustible (nulo para eólica).
- Un parque eólico “tipo” presenta una inversión de unos 1.200€/kW y un coste unitario de producción eléctrica de 62€/MWh.



- Se acostumbra a utilizar el parámetro económico COE (cost of energy) que refleja el coste total de la energía producida a lo largo de la vida del proyecto energético.

$$\text{COE} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Años} \times \text{Energía al año}} + \text{Coste Variable}$$

Unidades: €/MWh	Costes fijos	Costes variables	Coste total
Hidráulica	36,00	3,00	39,00
Gas ciclo combinado	11,73	56,91	68,64
Carbón	13,67	58,16	71,83
Nuclear	26,37	18,00	44,37
Total mix	18,33	42,83	61,16

Nota: En España (2006) el COE medio de la eólica era de 62,15€/MWh.

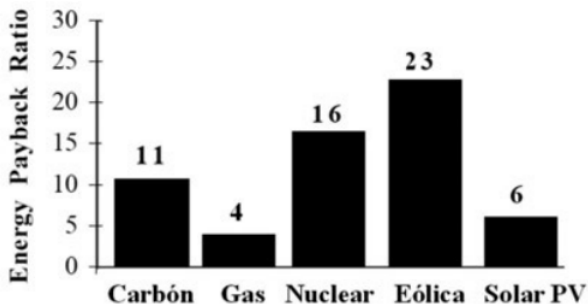
Tabla 11.4. COE por energía en España en 2006 según AEE (Asociación Eólica Española).

Levelized cost of electricity of energy
technologies (€/MWh)^[127]

	2012	2013	2018	2021
PV rooftop (small)	170	120	93.85	84.1
PV rooftop (large)	-	-	-	72.1
PV ground (utility)	137	97.5	52.4	44.1
Wind Onshore	73	76	61.1	61.15
Wind Offshore	147.5	156.5	106.4	96.8
Biogas	-	120	124.4	128.55
Solid Biomass	-	-	-	112.75
Lignite	-	45.5	62.85	128.6
Hard Coal	-	71.5	80.65	155.35
CCGT	-	86.5	88.7	104,25
Gas Turbine	-	-	164.85	202.1

Aspectos medioambientales

La energía eólica tiene una buena tasa de retorno energética respecto a otras energías. Se define la tasa de retorno energética EPR (Energy Payback Ratio) como la relación entre la energía eléctrica neta total producida durante la vida de la planta y la energía total empleada en los materiales, construcción, operación y desmantelamiento de la misma.



En relación con la emisión de gases contaminantes la energía eólica es una energía limpia ya que puede afirmarse que su emisión es prácticamente nula, sí se exceptúan las emisiones derivadas de su construcción, mantenimiento y desmantelamiento según las técnicas de valoración de ciclo de vida. De aquí que la electricidad producida por vía eólica se incluya en la denominación genérica de “electricidad verde”.

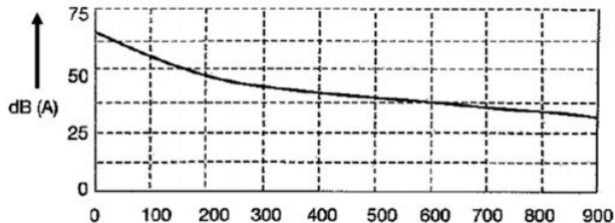
Tipo de central	Factores de emisión o emisiones específicas (g/kWh)		
	Dióxido de carbono (CO ₂)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de nitrógeno (NO _x)
Carbón	970	6	3,5
Fuelóleo	710	5	1
Gas Natural	470	0,003	0,9
Eólica	---	---	---

Tabla 11.8. Emisiones específicas de gases contaminantes para distintos tipos de centrales.

- Las necesidades de suelo es otro aspecto medioambiental al que se debe prestar atención.
- Las necesidades de suelo para un parque eólico pueden situarse entre 50 y 150 m²/kW instalado de tal forma que la capacidad instalada por unidad de área está comprendida entre 6 y 20 MW/km².
- Solo de un 5 a un 10 % está físicamente ocupada por los aerogeneradores. El resto libre para usos que no perturben el funcionamiento de las máquinas eólicas (agricultura, ganadería o recreo).

Aspectos medioambientales

- El ruido es un sonido molesto o indeseado y es el motivo por el que se limita la velocidad de la punta de la pala a unos 65 m/s en aplicaciones terrestres.
- En la figura se muestra la variación del nivel sonoro con la distancia para un aerogenerador de 1 MW y cuya velocidad del extremo de la pala es de 60 m/s.



El impacto de los aerogeneradores en las aves es una cuestión de preocupación en el ámbito de la energía eólica.

- Riesgos de colisión: Las aves pueden colisionar con las palas giratorias de los aerogeneradores, causando lesiones o muerte.
- Pérdida de hábitat: La construcción de parques eólicos y la infraestructura asociada pueden interrumpir y destruir hábitats naturales de las aves.
- Estudios y medidas de mitigación: Se han realizado estudios para comprender mejor el impacto y se están implementando medidas como ubicaciones cuidadosas de los parques, reducción de la velocidad del rotor y tecnologías que minimizan el riesgo de colisión.