

# ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES

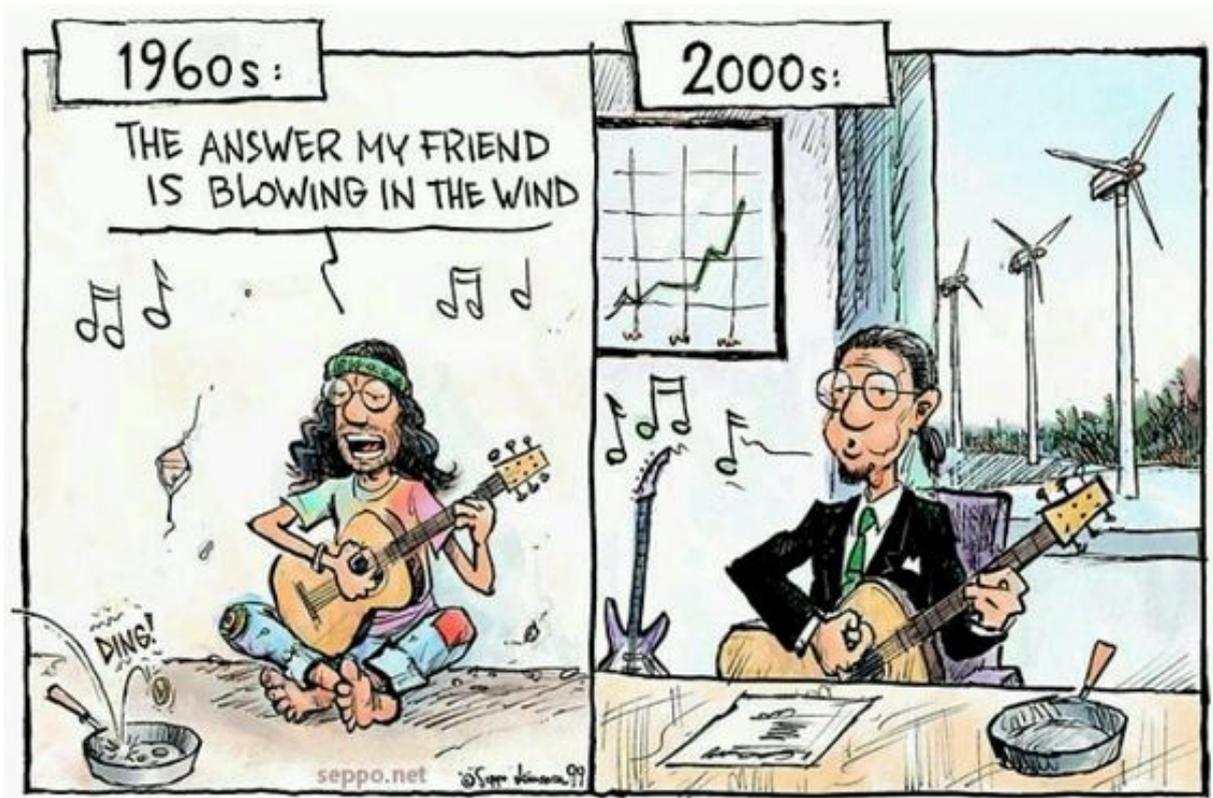
Apuntes de la Asignatura

**Jesús Mirapeix Serrano**

Grupo de Ingeniería Fotónica  
Universidad de Cantabria







Cartoon: Seppo Leinonen, [www.seppo.net](http://www.seppo.net). Permission granted by the author.

## Energía y Telecomunicaciones

Mirapeix Serrano, Jesús

© 2020 Jesús Mirapeix Serrano. Esta obra está disponible bajo licencia Creative Commons.

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Universidad de Cantabria

39005 Santander

# ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES: ENERGÍAS RENOVABLES

## *Energía Eólica*

**L**a energía eólica es, sin lugar a dudas, una de las principales fuentes de energía en la actualidad, con una significativa producción de energía eléctrica a nivel mundial.

Este capítulo comenzará con una breve revisión de la evolución histórica de esta tecnología, para seguir con los fundamentos básicos acerca del viento como fuente de energía y de teoría de aerogeneradores. Por último, se analizará el funcionamiento y componentes de los aerogeneradores modernos.

Los objetivos principales de este capítulo son:

**Adquirir conocimientos** acerca de la situación actual de la energía eólica a nivel mundial

**Familiarizarse** con los fundamentos básicos de energía eólica

**Familiarizarse** con el principio de funcionamiento y los diferentes componentes de los aerogeneradores modernos

# ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES: ENERGÍAS RENOVABLES

## *Estructura del Curso*

**E**ste curso se ha dividido en 4 partes dedicadas a una introducción a las energías renovables (y conceptos asociados), energía solar (incluyendo energía solar térmica y fotovoltaica) y energía eólica. El último capítulo está dedicado a revisar brevemente los conceptos fundamentales de otras energías renovables, como la hidráulica, biomasa, energías derivadas del mar, etc.

### ▶ **Capítulo 1: Introducción a las Energías Renovables**

El objetivo es que el estudiante se familiarice con los conceptos básicos sobre Energías Renovables. Esto incluye el comprender las razones que motivan el nacimiento y desarrollo de estas tecnologías, con un especial énfasis en el cambio climático. Resulta fundamental también conocer el panorama actual de estas tecnologías a nivel global, europeo y en España. ¿Qué país es líder en energía fotovoltaica o eólica? ¿Cómo han evolucionado las energías renovables en China en los últimos años? Además, se prestará especial atención a las tecnologías de almacenamiento de energía en la red eléctrica, así como a la relación existente entre energías renovables y telecomunicaciones.

### ▶ **Capítulo 2: Energía Solar**

La energía solar puede ser dividida entre térmica y fotovoltaica. La energía solar térmica será brevemente revisada, mencionándose tanto instalaciones solares térmicas convencionales (y su diseño), como plantas de concentración o CSP (Concentrating Solar Power), donde la energía del Sol es transformada en calor y, posteriormente, en electricidad. La energía solar fotovoltaica (FV) constituirá el principal tema de este curso, dada su relevancia para los ingenieros de telecomunicación. Los fundamentos y aspectos prácticos de la energía solar FV serán estudiados e instalaciones aisladas y conectadas a red serán analizadas.

### ▶ **Capítulo 3: Energía Eólica**

La energía eólica es una tecnología madura, con varios parques instalados en España. Aunque probablemente desde un punto de vista distinto (comunicaciones y sensores), esta tecnología está también asociada con las telecomunicaciones. Los aspectos fundamentales relacionados con los aerogeneradores, así como la estructura de una turbina moderna y las tendencias actuales en el sector serán analizadas en este capítulo.

### ▶ **Capítulo 4: Otras Energías Renovables**

Las energías hidráulica, de la biomasa, geotérmica o derivadas de los mares/oceános serán brevemente analizadas en este capítulo. Se estudiará la relevancia (a nivel mundial) de la producción hidro-eléctrica y los fundamentos básicos de las energías geotérmica y de la biomasa. Finalmente, se comentarán algunos aspectos básicos relativos a las energías derivadas del mar.

# Índice

<b>Índice</b>	<b>I</b>
<b>Acrónimos</b>	<b>III</b>
<b>Símbolos</b>	<b>IV</b>
<b>Unidades</b>	<b>V</b>
<b>Glosario</b>	<b>VI</b>
<b>Términos en Inglés</b>	<b>VIII</b>
<b>3. Energía Eólica</b>	<b>1</b>
3.1. Energía Eólica: Introducción . . . . .	1
3.2. Energía Eólica: Breve Reseña Histórica . . . . .	1
3.2.1. Energía Eólica: LCOE ( <i>Levelized Cost of Energy</i> ) . . . . .	6
3.3. El viento como fuente de energía . . . . .	7
3.4. Teoría de aerogeneradores . . . . .	14
3.4.1. Límite de Betz . . . . .	15
3.4.2. ¿Por qué gira el rotor de un aerogenerador? . . . . .	18
3.4.3. Potencia eléctrica generada . . . . .	20
3.4.4. Estrategias de regulación de potencia . . . . .	24
3.5. Aerogenerador: componentes y funcionamiento . . . . .	26
3.5.1. Torre . . . . .	28
3.5.2. Rotor . . . . .	28
3.5.3. Caja multiplicadora . . . . .	36
3.5.4. Frenos . . . . .	36
3.5.5. Sistemas de generación . . . . .	38

3.5.6. Conexión directa e indirecta . . . . .	41
3.5.7. Aerogeneradores: sistema de control . . . . .	41
3.5.8. Aerogeneradores: Centros de Control . . . . .	42
3.5.9. Aerogeneradores: tendencias actuales . . . . .	42
3.5.10. Conclusiones: situación actual y perspectivas . . . . .	45

<b>Lista de Figuras</b>	<b>52</b>
-------------------------	-----------

# Acrónimos

<b>CORE</b>	Centro de Control de Energías Renovables
<b>CORE</b>	Centro de Operación de Renovables / [Renewable Energy Control Center]
<b>PLC</b>	Programmable Logic Controller / [Autómata Programable]
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy / [Coste Normalizado de la Energía]
<b>REE</b>	Red Eléctrica Española
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>TSR</b>	Tip Speed Ratio

# Símbolos

<b>a</b>	Factor de Inducción Axial / [Axial Induction Factor]
<b>A</b>	Factor de Escala (Distribución de Weibull)
$\eta_c$	Eficiencia Eléctrica (de un aerogenerador)
$\eta_m$	Eficiencia Mecánica (de un aerogenerador)
$C_D$	Coeficiente de Arrastre / [Drag Coefficient]
$C_L$	Coeficiente de Sustentación / [Lift Coefficient]
$C_p$	Coeficiente de Potencia (de un aerogenerador) / [Power Coefficient (of a Wind Turbine)]
<b>D</b>	Diámetro del Rotor
<b>k</b>	Factor de Forma (Distribución de Weibull)
$\lambda$	Tip Speed Ratio
$\rho$	Densidad del Aire
<b>v</b>	Cizalladura
<b>z</b>	Rugosidad

# Unidades

<b>°C</b>	Celsius (temperatura)
<b>J</b>	Julio (energía)
<b>K</b>	Kelvin (temperatura)
<b>Mtoe</b>	Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>ppb</b>	Partes por billón
<b>ppt</b>	Partes por trillón
<b>Wh</b>	Vatio-hora (energía)
<b>W</b>	Vatio (potencia)[capacity]

# Glosario

**Regulación Activa / [Active Stall Regulation ]** Se trata de una estrategia de regulación similar a la empleada en los sistemas de paso variable, dado que el ángulo de ataque de la pala también puede ser controlado. Sin embargo, el objetivo es en este caso el opuesto: en vez de buscar una menor resistencia, lo que se busca en este caso es una mayor resistencia que lleva a una situación de pérdida aerodinámica.

**Torre Anemométrica** Se trata de torres de celosía empleadas típicamente para evaluar el recurso eólico en posibles emplazamientos.

**Límite de Betz** La máxima energía (teórica) que puede ser obtenida del aire por medio de una turbina ideal es del 59%, suponiendo la energía cinética del viento como el 100%. De hecho, este valor del 59% puede entenderse también como la máxima eficiencia de un aerogenerador.

**Conexión Directa / [Direct Drive ]** Las turbinas de conexión directa no incluyen caja multiplicadora, estando el generador directamente vinculado al rotor. Esto implica una fiabilidad mejorada y una reducción en el ruido asociado.

**Rotor a Sotavento / [Downwind Turbine ]** Una turbina a sotavento se diseña para recibir el viento desde la parte posterior de la góndola. Una de las principales ventajas de este diseño reside en que no se requieren mecanismos de orientación del rotor, mientras que como desventaja puede destacarse la sombra aerodinámica de la góndola.

**Caja Multiplicadora** La caja multiplicadora de un aerogenerador es similar a la caja de cambios de un coche, aunque la primera es fija. En su entrada recibe rotaciones del orden de 15 a 30 rpm y a su salida genera de 1000 a 1500 rpm.

**Buje** El buje permite la conexión de las palas al eje de rotación lenta del aerogenerador. Está fabricado normalmente de hierro y existen tres tipos: rígido, basculante y abisagrado.

**LCOE: *Levelized Cost of Energy* / Coste Normalizado de la Energía** es un parámetro fundamental para analizar la madurez de una determinada tecnología y permitir la comparación entre diferentes tecnologías de generación de energía, fundamentalmente eléctrica. LCOE puede ser definido como la suma de los costes de una planta de generación (incluyendo los costes de fabricación de la propia planta, de operación, mantenimiento, etc. sobre todo su periodo de vida) dividido por la producción de energía durante toda su vida útil.

**Energía Eólica Offshore** se refiere a los parques eólicos instalados en el mar, típicamente a unos pocos kilómetros de la costa, evitando así el impacto visual asociado con los parques convencionales *onshore*.

**Regulación de Paso Variable** se trata de una estrategia de regulación empleada en aerogeneradores donde se controla el ángulo de ataque de la pala (en relación al viento incidente). Si la velocidad del viento (o la energía generada) es muy alta, las palas se rotan sobre su eje longitudinal para reducir la resistencia al viento.

**Rugosidad** La longitud de rugosidad se define como la altura a la que la velocidad (teórica) del viento es 0. Una superficie con mayor rugosidad implicará una velocidad de viento más lenta para una altura dada.

**Regulación pasiva por pérdidas aerodinámicas / [Stall Regulation ]** En esta estrategia de regulación las palas se encuentran unidas al rotor con un ángulo fijo que no puede modificarse. Sin embargo, el diseño aerodinámico de la pala implica que para ciertas velocidades de viento se entrará en la condición de pérdida, donde la fuerza de sustentación disminuirá notablemente y con ello la velocidad de giro del rotor.

**TSR: Tip Speed Ratio** se define como el ratio entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad del viento (antes del rotor). El valor óptimo de TSR dependerá del número de palas del rotor: a menor número de palas, mayor deberá ser la velocidad del rotor para generar la misma energía (alcanzar la misma eficiencia).

**Turbulencia** es una perturbación del flujo laminar del viento debido a obstáculos (edificios, árboles, aerogeneradores, etc.).

**Turbina a Barlovento / [Upwind Turbine ]** En una turbina a barlovento el viento impacta primero en la cara del rotor/palas.

**Distribución de Weibull** En teoría de probabilidad y estadística, la distribución de Weibull es una distribución de probabilidad continua empleada para modelar la energía del recurso eólico en un emplazamiento determinado.

**Parque Eólico / [Wind Farm ]** Grupo de aerogeneradores (de gran potencia) que actúa como una planta generadora de energía eléctrica .

**Cizalladura** Este parámetro modela los cambios de la velocidad del viento con la altura en función de la rugosidad del terreno. Estos cambios en la velocidad del viento con la altura implican que la fuerza del viento será mayor en las palas que se encuentren en la parte superior del rotor en comparación con las que se encuentren en la parte inferior.

# Términos en Inglés

**Active Stall Regulation** Regulación Activa

**Biofuels** Bio-Combustibles

**Capacity** Potencia Instalada

**Coal** Carbón

**Direct Drive** Conexión Directa

**Downwind Turbine** Rotor a Sotavento

**LCOE: Levelized Cost of Energy** Coste Normalizado de la Energía

**Oil** Petróleo

**Pitch Regulation** Regulación activa por paso variable

**Roughness** Rugosidad

**Stall Regulation** Regulación pasiva por pérdidas aerodinámicas

**TSR** *Tip Speed Ratio*

**Upwind Turbine** Rotor a Barlovento

**Wind Energy** Energía Eólica

**Wind Shear** Cizalladura

**Wind Turbine** Aerogenerador

# CAPÍTULO 3

## Energía Eólica

### 3.1. Energía Eólica: Introducción

**E**n este curso ya se han estudiado los conceptos básicos relacionados con las EERR. También se ha analizado la energía solar, en particular la solar fotovoltaica, por lo que ahora es necesario dedicar un tiempo a la energía eólica para completar los aspectos básicos del curso. A estas alturas ya sabemos que la energía eólica juega un papel fundamental dentro de las renovables modernas, con una producción eléctrica muy relevante en muchos países, siendo España uno de ellos.

En esta sección del curso analizaremos por qué el viento hace girar el rotor de un aerogenerador, por qué existe un límite teórico a la máxima eficiencia que puede alcanzar un aerogenerador (límite de Betz) y cómo la producción de energía eléctrica de estos dispositivos puede ser regulada en tiempo real.

### 3.2. Energía Eólica: Breve Reseña Histórica

Es difícil establecer el origen del uso de la energía eólica por parte del ser humano, pero los primeros indicios se asocian normalmente a las primeras **embarcaciones** (a vela) diseñadas por distintas civilizaciones. En la Figura 3.1 se muestran dos de las primeras representaciones de embarcaciones en la historia de la humanidad:

- En la primera (izquierda), aparece la representación de la embarcación a vela más antigua que se conoce, encontrada pintada sobre un vaso procedente del desierto de Nubia (¿6000 a.C.?).
- En la imagen de la derecha, aparece en un bajo relieve egipcio del 3000 a.C. la representación de un navío a vela, de madera, de casco curvo.

Por otro lado, tanto en China como en Oriente Medio (hablamos del siglo VII a.C.) ya existían sistemas de extracción mecánicos basados en el aprovechamiento del viento. Mención aparte merecen los **molinos** empleados en Holanda (siglo XIV) para sus sistemas de canalizaciones y poder

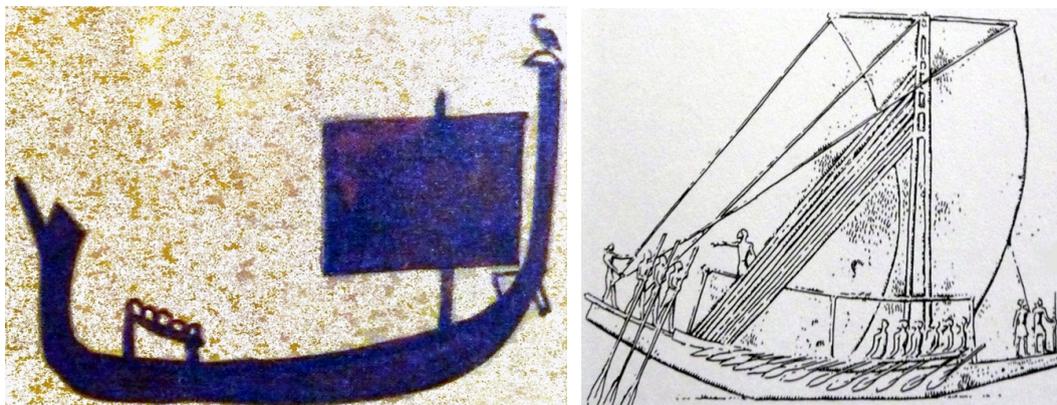


Figura 3.1. Primeras representaciones conocidas de embarcaciones a vela.

subir el agua a niveles superiores ... se habla de la nada despreciable cifra de ¡¡¡100.000 molinos en todo el país!!!



Figura 3.2. Imagen de 1897 de dos aerogeneradores de prueba de Poul la Cour en el instituto de Askov Folk, Askov (Dinamarca). Fuente: <http://bit.ly/2mFUIfm>. Licencia: © Copyright 1997-2003 Asociación danesa de la industria eólica.

La primera utilización de un molino de viento para la generación de electricidad está datada en 1892 con un diseño de **Poul la Cour** capaz de generar 25 kW. La Cour fue, de hecho, uno de los pioneros de la aerodinámica moderna (ya veremos lo que implica el diseño de una pala de un aerogenerador), construyó su propio túnel de viento, se preocupó por el almacenamiento de la energía generada, fundó la “*Society of Wind Electricians*” y, no contento con todo ello, publicó la primera revista de electricidad eólica del mundo.



**Figura 3.3.** Ejemplos de turbinas Savonius y Darrieus: turbina eólica Savonius en Taiwan (izquierda); turbina eólica Darrieus en Baden-Württemberg (Alemania) . Fuente (izquierda): <http://bit.ly/2mG2mWV> (Licencia: CC BY-SA 3.0 (Attribution: Dietrich Krieger)); Fuente (derecha): <http://bit.ly/2mAbNXf> (Licencia: CC BY-SA 3.0 ).

En 1918 aproximadamente 120 empresas públicas danesas tenían instalaciones eólicas, generando un total de unos 3 MW, cubriendo aproximadamente el 3% de la demanda nacional.

Si seguimos avanzando en el tiempo, nos encontramos con diferentes diseños de turbinas, como la turbina Savonius (1924) o el modelo Darrieus (1927). En la Figura 3.3 se puede apreciar que ambos diseños son de eje vertical, no como los modelos convencionales de aerogenerador que conocemos hoy en día, de eje horizontal.

### ¡Importante! 2.1: Poul la Cour

Poul la Cour es considerado el pionero y precursor de los actuales aerogeneradores modernos. No sólo se preocupó de generar energía eléctrica con sus aerogeneradores, sino también de su posible uso:

“La Cour se preocupaba del almacenamiento de energía y utilizaba la electricidad de sus turbinas eólicas para producir electrólisis y obtener así hidrógeno para las lámparas de gas de su escuela.

El principal inconveniente que esto suponía es que tuvo que sustituir las ventanas de varios de los edificios de la escuela en diversas ocasiones, pues el hidrógeno explosionaba debido a las pequeñas cantidades de oxígeno que había en él”<sup>a</sup>

<sup>a</sup>Texto extraído de: <http://bit.ly/2mFUIfm>

Acercándonos al momento actual, la energía eólica sufre un fuerte impulso en 1973, motivado por la crisis del petróleo que provoca el estudio serio de fuentes de energía alternativas. Se crean

por ejemplo mapas de cuantificación del potencial eólico, imprescindibles para poder seleccionar apropiadamente un emplazamiento óptimo y se diseñan aerogeneradores cada vez más potentes. Estos aerogeneradores se agrupan en grandes instalaciones denominadas “parques eólicos”, posibilitando la generación de parques con grandes potencias nominales.

La evolución de la energía eólica ha sido espectacular en los últimos años. Si recordamos la figura ya vista en la introducción, podemos apreciar el notable crecimiento en la potencia total instalada, incluyendo la capacidad añadida cada año.

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2008-2018

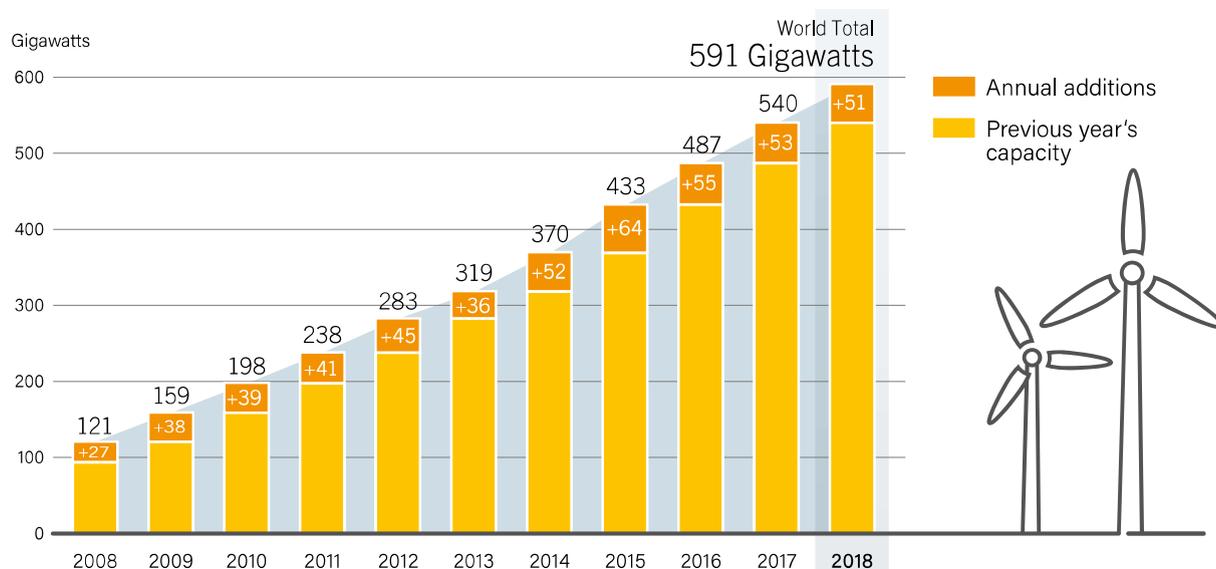


Figura 3.4. Evolución de la capacidad eólica instalada entre los años 2008 y 2018. Fuente: REN21 (2019 Report). <http://bit.ly/2rTdoY3>

¿Qué **ventajas** ofrece la energía eólica para haber experimentado esta evolución? ¿Presenta alguna **desventaja**?

Entre las **ventajas** cabe destacar:

- Energía segura y renovable
- Sin emisiones ni residuos (con la excepción del proceso de fabricación, transporte y los aceites empleados en su mantenimiento)
- Instalaciones fácilmente desmontables y recuperables
- Instalaciones compatibles con otros usos del suelo (por ejemplo ganadería)
- Generación regulable según la demanda
- Posibilidad de realizar instalaciones *offshore*<sup>1</sup>

¿Plantea **inconvenientes** la energía eólica? Es obvio que sí.

El primer problema que plantea esta tecnología es el ya comentado de la **garantía de capacidad**. Tanto la energía solar FV como la energía eólica pertenecen a las denominadas “renovables

<sup>1</sup> Se denominan instalaciones eólicas *offshore* a aquéllas que se localizan en el mar, típicamente a unos pocos kilómetros de la costa, evitando así el impacto visual de los parques eólicos convencionales *onshore*.

fluctuantes”, ya que dependen de recursos (radiación solar, viento) que son intermitentes, lo que impide asegurar la disponibilidad de la potencia instalada en un momento dado.

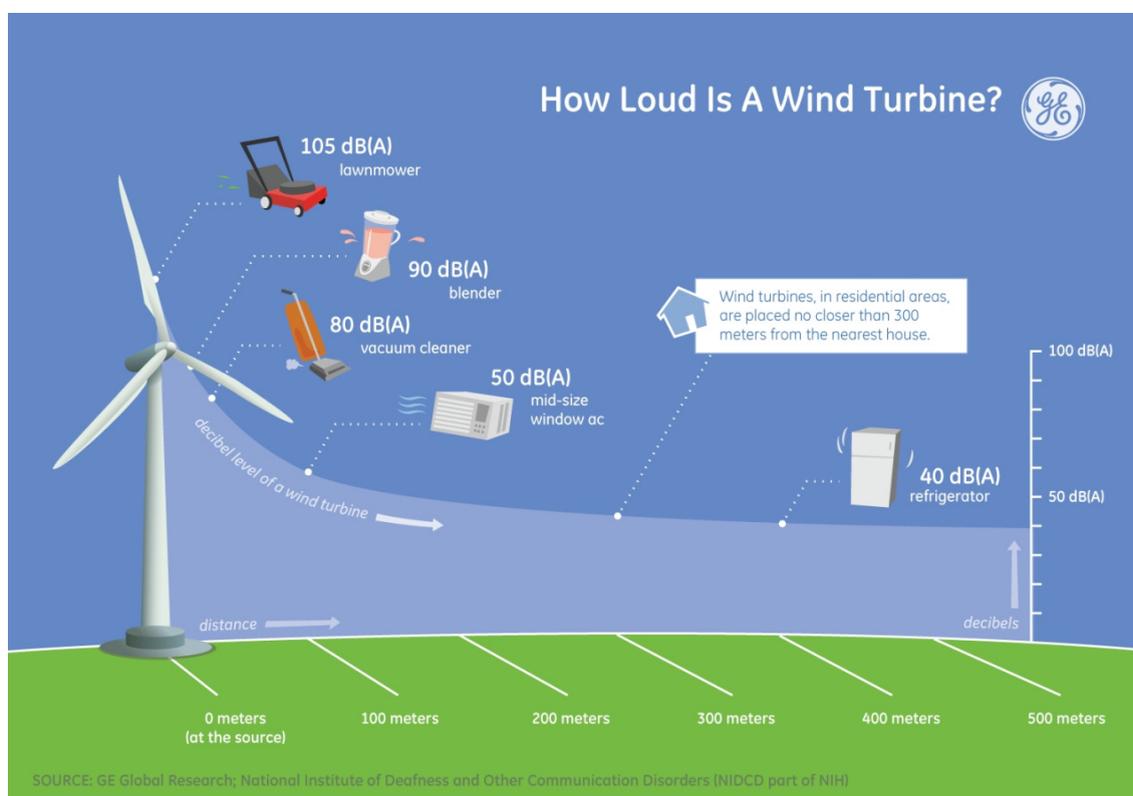
Por otro lado, las instalaciones eólicas implican un **impacto visual** que, en ocasiones, genera oposición por parte de la sociedad para que se lleven a cabo actuaciones en emplazamientos específicos.

Existe también un cierto **impacto sobre flora y fauna**, en especial asociada a las aves<sup>1</sup>.

Por último, los aerogeneradores convencionales generan un **ruido** que también puede ser considerado como un inconveniente, especialmente en zonas cercanas a éstos. Los fabricantes suelen especificar el ruido generado (p.ej. si hablamos de micro/mini-eólica). El nivel de ruido (y su semejanza con otro tipo de ruidos “conocidos”) puede apreciarse en la Figura 3.5.

**¡Importante! 2.2: Aceite y Aerogeneradores**

Se estima que un aerogenerador convencional necesita entre **300 y 400 litros de aceite al año**: ¡una cifra nada despreciable!



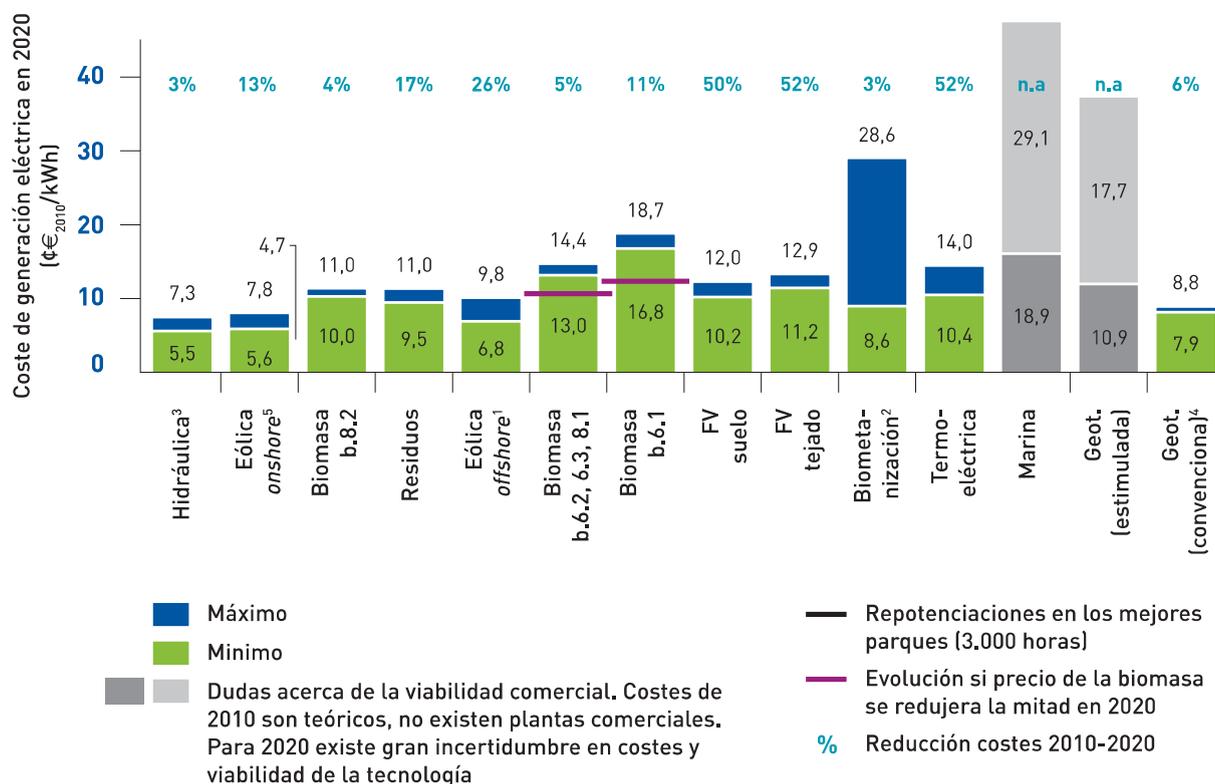
**Figura 3.5.** Ruido generado por un aerogenerador. Fuente: GE Global Research / National Institute of Deafness and Other Communication Disorders.

<sup>1</sup>Algunos estudios indican cifras de 0.3 aves muertas/aerogenerador al año.

### 3.2.1. Energía Eólica: LCOE (*Levelized Cost of Energy*)

Una vez revisados de manera breve los pros y contras de la energía eólica, es importante detenerse brevemente en el análisis del coste de generación asociado a ésta y a otras tecnologías renovables. El **coste de generación** o coste normalizado de generación o de la energía (en inglés *Levelized Cost of Energy: LCOE*) permite estimar el grado de madurez de una tecnología de generación eléctrica en función de los costes asociados a la generación de, por ejemplo, 1 kWh. Para el cálculo de este parámetro se tiene en cuenta tanto el coste de generación de la planta/infraestructura, como los costes de operación y mantenimiento asociados a  $x$  años vista.

En la Figura 3.6 se presenta un estudio con los costes previstos para el año 2020, indicándose en azul sobre cada tecnología el % de descenso en el coste que se espera en comparación con los valores asociados al 2010. Puede apreciarse claramente como la energía eólica, tanto la *onshore* (instalaciones en tierra) como la *offshore* (instalaciones en el mar) presenta los menores costes de generación, con la única excepción de la energía hidráulica. Este análisis es un claro indicador de la **madurez** de esta tecnología.



**Figura 3.6.** Coste normalizado de generación para diferentes tecnologías renovables. Fuente: (IDAE) Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020. <https://bit.ly/2nRALmR>

También es interesante analizar los datos más recientes del LCOE asociado a las renovables modernas. La Figura 3.7 muestra una comparativa entre los LCOEs asociados con la energía eólica (*onshore* y *offshore*), hidráulica y solar FV (datos de 2017). Se puede apreciar como la eólica terrestre presenta LCOEs cercanos a la hidráulica, por debajo de la solar FV. Por contra, la eólica offshore muestra una menor madurez y un menor desarrollo en la actualidad, implicando con ello mayores costes.

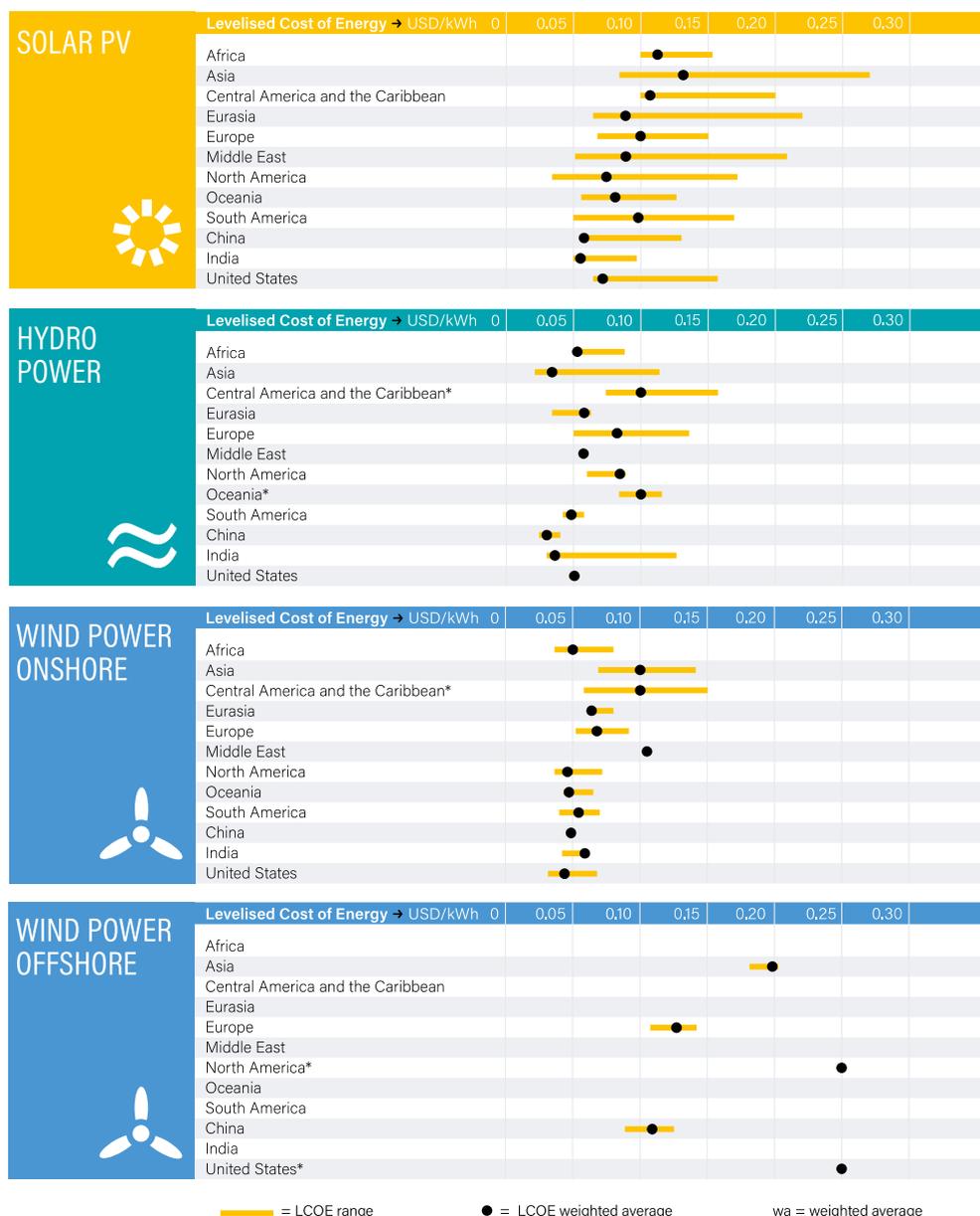
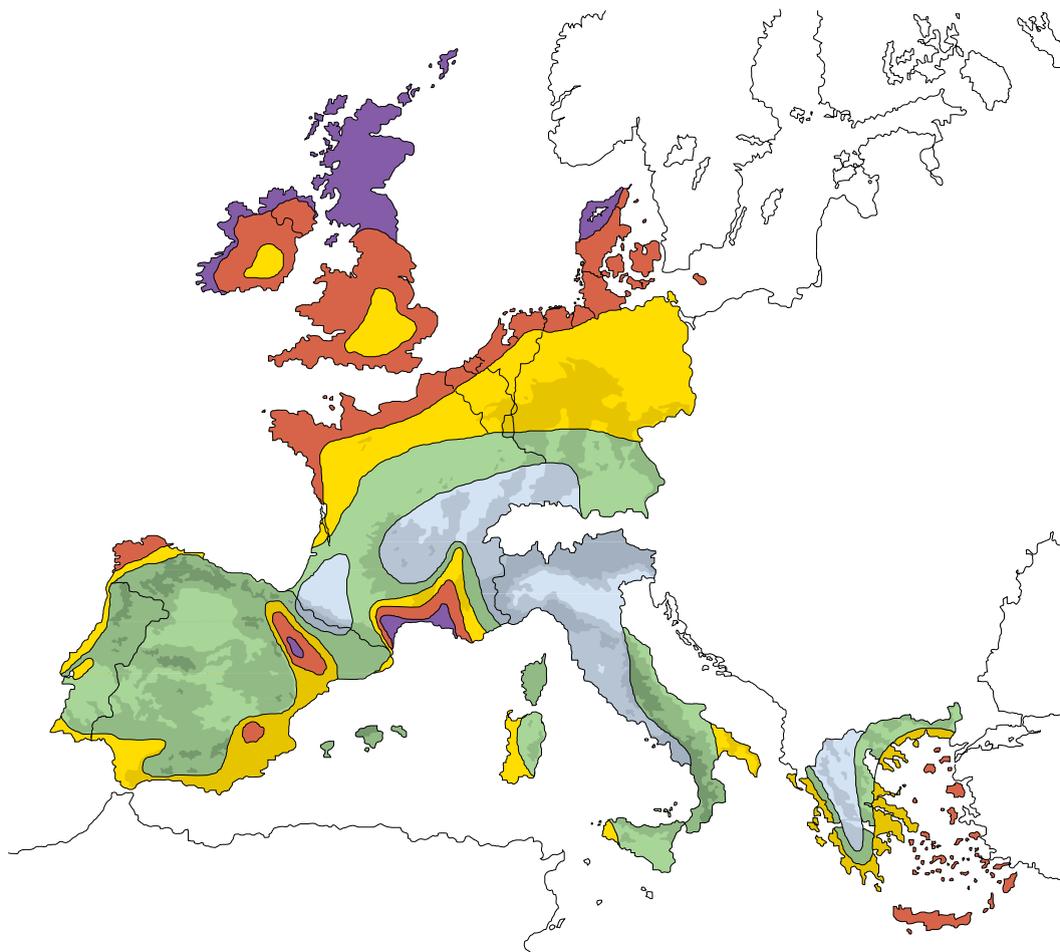


Figura 3.7. Coste normalizado de la energía para diferentes tecnologías renovables (2019). Fuente: Renewables 2019 Global Status Report (REN21). <http://bit.ly/2rTdoY3>

### 3.3. El viento como fuente de energía

Sin entrar en consideraciones específicas sobre la naturaleza del viento, su generación y sus particularidades, vamos a tratar de analizar cómo se puede seleccionar un emplazamiento óptimo para la instalación de un parque eólico.

Lo primero que hay que tener en cuenta es que el viento puede presentar grandes variaciones, por ejemplo de velocidad, entre zonas relativamente próximas (separadas sólo unos pocos kilómetros). Si se ha determinado un emplazamiento que se cree puede ser óptimo, lo normal será instalar una torre anemométrica o una instrumentación similar durante varios meses con objeto de monitorizar la **velocidad** y **dirección del viento**.



Recurso eólico a 50 metros por encima del nivel del terreno para cinco condiciones topográficas distintas

Terreno resguardado		Llanuras		Zonas costeras		Alta mar		Colinas y crestas	
m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
5.6-6.0	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

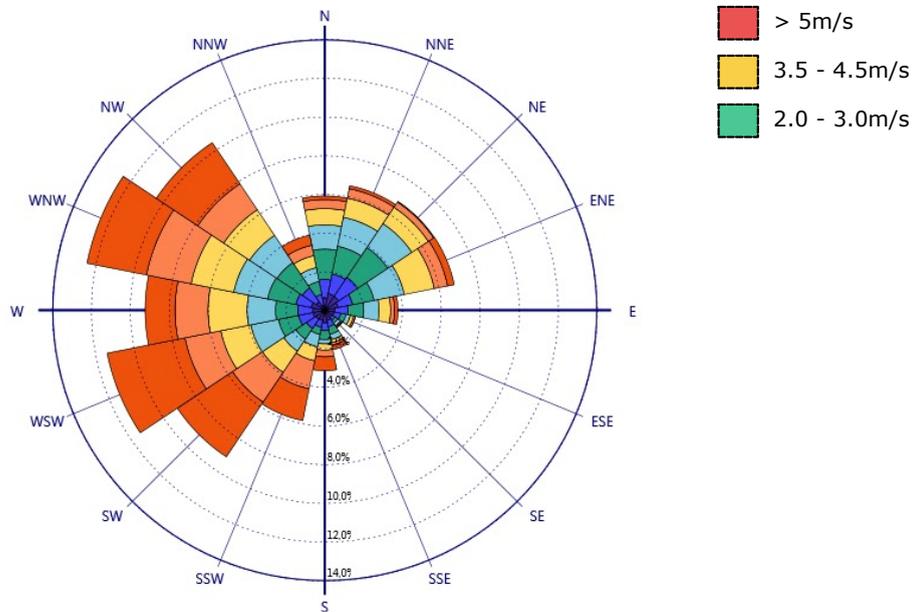
Figura 3.8. Mapa del recurso eólico en Europa. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Es importante también medir el nivel de **turbulencias** a distintas alturas. En este contexto se define intensidad de turbulencia como la relación entre la desviación estándar de la velocidad del viento y la velocidad media del viento, tomándose normalmente como referencia intervalos de 10 minutos<sup>1</sup>.

La evaluación de estas turbulencias es importante, ya que determinan las fluctuaciones de la fuerza del viento ejercida sobre las palas, lo que influirá en el desgaste y vida media del conjunto palas-rotor-turbina.

<sup>1</sup>Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Una vez recogidos los datos meteorológicos en el emplazamiento seleccionado, existen diversas maneras de tratar los datos sobre el viento.



**Figura 3.9.** Ejemplo de rosa de los vientos anual para la ciudad de Bombay. Fuente: Arquitectura Abisal Bombay <http://martinezjimenezplproyvi.blogspot.com.es/2012/03/rosa-de-los-vientos-por-intensidad-y.html>.

En primer lugar, la **rosa de los vientos** (ver Figura 3.9) permite representar e identificar de manera sencilla las direcciones prevalentes del viento, así como la frecuencia relativa de cada dirección<sup>1</sup>.

También es comúnmente empleado el **histograma de la duración porcentual de las diversas velocidades del viento**, tomados durante un período determinado (p. ej. un año) y que generalmente corresponden a valores medios en un intervalo de 10 min, medidos mediante torres anemométricas (Figura 3.10).

La distribución temporal de velocidades del viento de un lugar suele describirse utilizando la función de **distribución estadística de Weibull**, ya que es la que más se aproxima a la frecuencia de distribución de velocidades medias del viento.

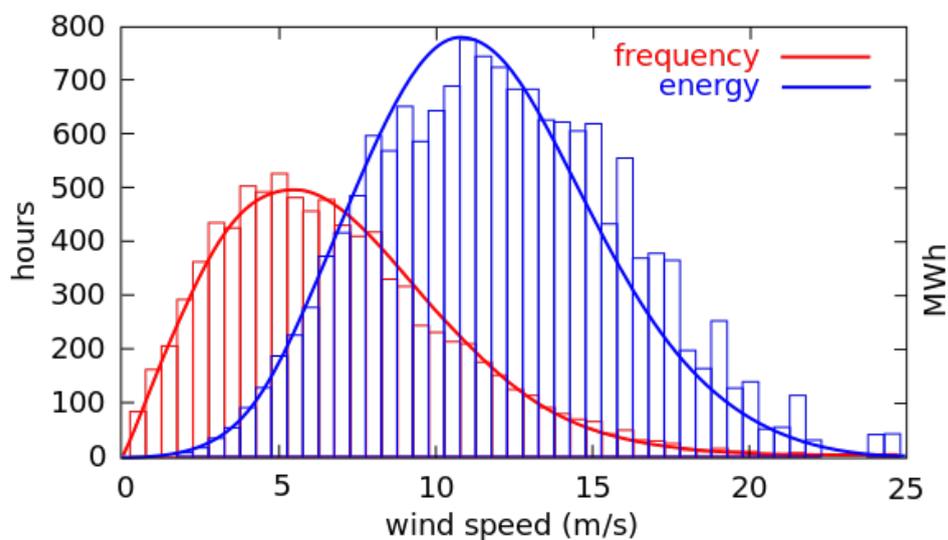
La función de Weibull puede describirse en función de dos parámetros:

**El factor de escala A** expresado en m/s, se relaciona de forma directa con la velocidad media.

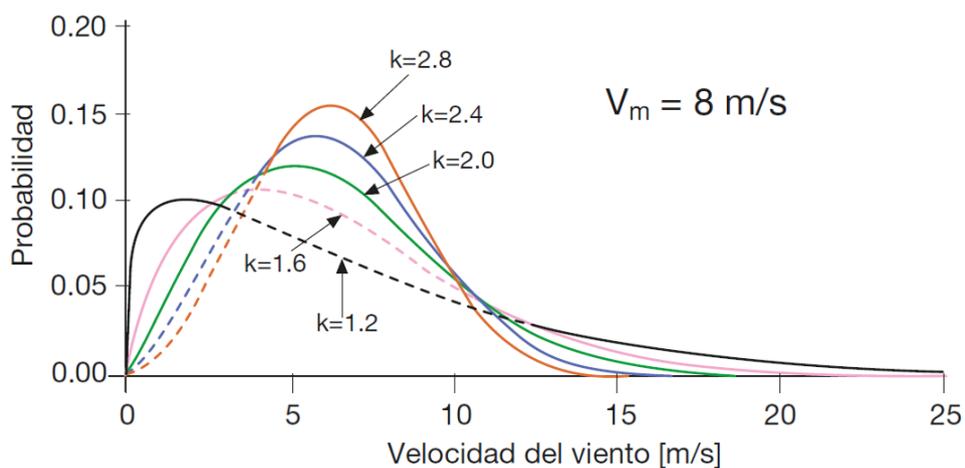
**El factor de forma k** adimensional, modifica la simetría de la distribución: valores cercanos a 1 corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados ( $k \geq 2 - 3$ ) corresponden a distribuciones simétricas, similares a las de Gauss.

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{(k-1)} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \tag{3.1}$$

<sup>1</sup>La rosa de los vientos indica la dirección desde dónde (y no hacia) sopla el viento.



**Figura 3.10.** Ejemplo de distribución de velocidades de viento modeladas mediante una función de Weibull (rojo). En azul, la energía generada por el aerogenerador. Fuente: <https://bit.ly/2FEQZGz>. Licencia: CC-BY-SA 3.0.



**Figura 3.11.** Distribuciones de Weibull para una velocidad media de viento de 8m/s y diferentes valores del parámetro  $k$ .

**Tabla 3.1.** Factor de forma  $k$  en la distribución de Weibull.

Factor de forma $k$	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1.2-1.7	Lugares montañosos	Muy variable
1.8-2.5	Gandes llanuras/colinas	Variable
2.6-3.0	Campo abierto	Bastante regular
3.1-3.5	Zonas costeras	Regular
3.6-4.0	Islas	Muy regular

El factor de forma  $k$  depende de la morfología del terreno, de la que a su vez dependerá el régimen de vientos disponible en el emplazamiento (ver Tabla 3.1).

También es importante remarcar la dependencia del viento con la altura. Como se puede intuir de manera natural, la velocidad del viento aumenta con la altura, tal y como se ha representado en la Figura 3.12. Sin embargo, es necesario introducir los conceptos de **rugosidad y cizalladura** en este punto:

**Rugosidad del terreno** la longitud de rugosidad define la altura sobre el terreno donde la velocidad teórica del viento es 0.

$$z_0 = 0,5 \frac{(h \cdot S)}{A_H} \tag{3.2}$$

Donde  $H$  es la altura,  $S$  la sección frente al viento de los elementos de rugosidad del paisaje y  $A_H$  el área horizontal media de los elementos del paisaje.

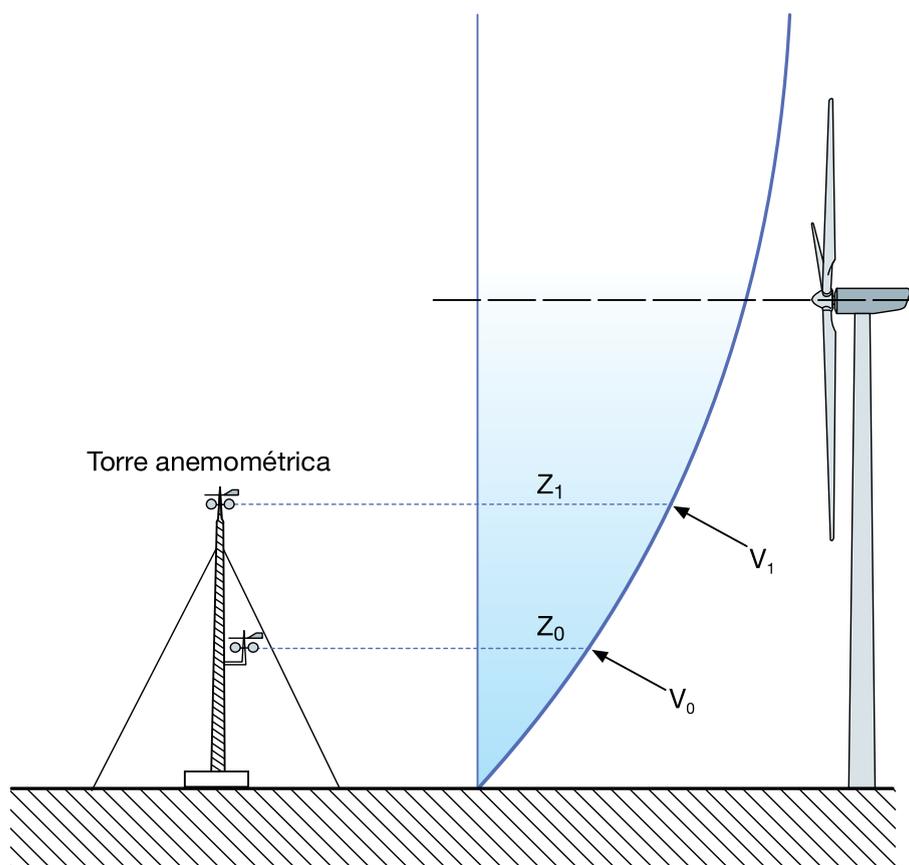
**Cillazadura (*wind shear*)** es un cambio rápido en la dirección e intensidad del viento que se presenta verticalmente y en muy poco espacio.

$$v = v_{ref} \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)} \tag{3.3}$$

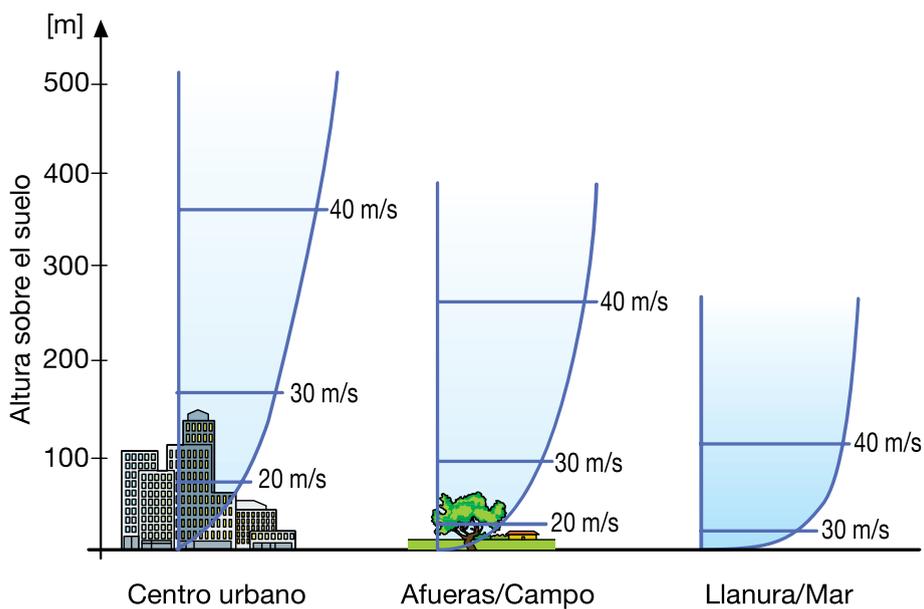
Donde  $v$  es la velocidad a la altura  $z$ ,  $z_0$  es la longitud de rugosidad en la dirección normal del viento,  $v_{ref}$  la velocidad de referencia (velocidad conocida a  $h_{ref}$ ) y  $z_{ref}$  la altura de referencia.

El efecto de la **rugosidad** del terreno puede entenderse de manera intuitiva a través de la Figura 3.13. Si el terreno es muy rugoso (edificios, árboles, etc.), la altura para la cual la velocidad del viento será cero será mayor que en el caso de terrenos menos rugosos. La conclusión obvia que se deriva es que interesa seleccionar emplazamientos donde la rugosidad sea baja.

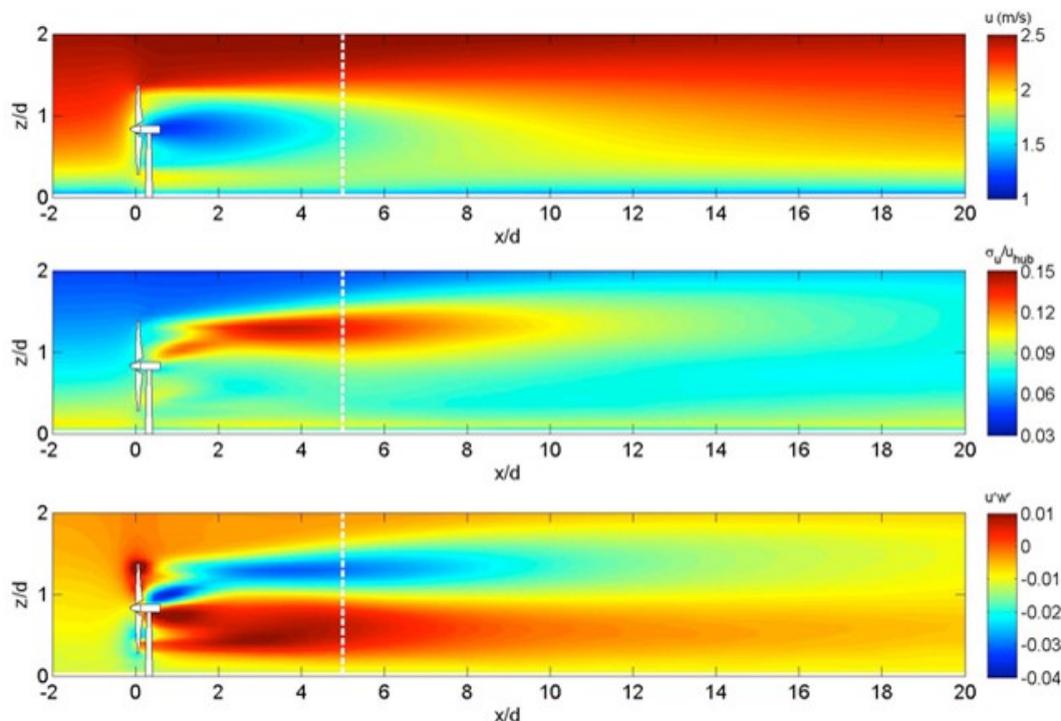
La **cizalladura**, por otro lado, es un factor muy importante asociado a la integridad estructural del aerogenerador, ya que cambios repentinos en la velocidad y dirección del viento con la altura pueden implicar una distribución de fuerzas desigual entre las diferentes palas del rotor, con el consiguiente peligro.



**Figura 3.12.** Aumento de la velocidad del viento con la altura: ilustración gráfica con el ejemplo de un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.



**Figura 3.13.** Efecto de la rugosidad del terreno sobre la velocidad del viento. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.



**Figura 3.14.** Generación de turbulencias en la parte posterior de un aerogenerador. Fuente: Wind Engineering and Renewable Energy Laboratory Wire ht <https://bit.ly/2EMfh0n>

En relación con la cizalladura aparece también el concepto de **turbulencia**, entendido en este caso como una perturbación del flujo laminar del viento por medio de obstáculos (edificios, árboles, aerogeneradores, etc.). Resulta obvio que es importante evitar las turbulencias en el entorno de un aerogenerador. Desde el punto de vista práctico esto implica considerar una distancia de seguridad entre aerogeneradores, generalmente del orden de 5 diámetros del rotor (longitud de la pala x 2). Esta medida es necesaria ya que un aerogenerador generará turbulencias en su parte posterior, tal y como se muestra en la Figura 3.14.

**Cuestión 3.1: Ejemplo de Cálculo de Cizalladura (250 XP)**

Supón un rotor de 40 metros de diámetro. La velocidad de viento a una altura  $h = 20$  m es conocida (7,7 m/s). Se desea conocer la velocidad del viento a una altura de 60 m y para una longitud de rugosidad de 0.1 m. **Determina la velocidad de viento a una altura de 60 m.**

### 3.4. Teoría de aerogeneradores

En el contexto de este curso es importante tener unas nociones básicas sobre el funcionamiento de los aerogeneradores modernos. La primera relación importante que es necesario conocer es la que indica la **potencia del viento transferida a las palas de un aerogenerador**:

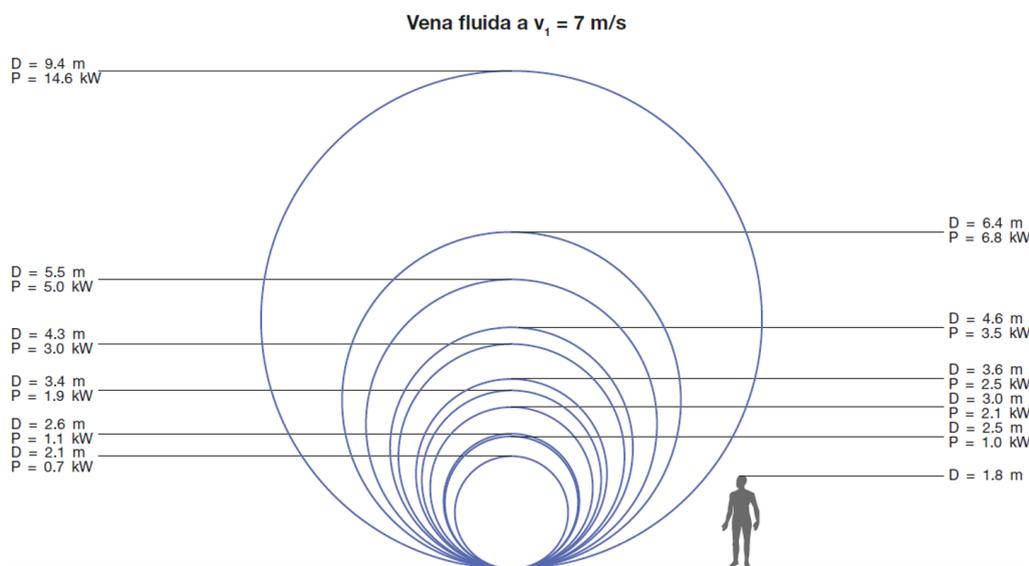
$$P = \frac{1}{2} masa \cdot v^2 = \frac{1}{2} (volumen \cdot \rho) \cdot v^2 = \frac{1}{2} (\pi \cdot R^2 \cdot v \cdot \rho) \cdot v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 = \frac{\pi}{8} \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \quad (3.4)$$

En la ecuación anterior  $P$  es la potencia (W),  $\rho$  es la densidad del aire seco<sup>1</sup>,  $R$  el radio ( $D$  diámetro) del rotor en metros y  $v$  la velocidad del viento (m/s).

#### Efecto de la velocidad del viento

$$\begin{aligned} v_1 = 5 \text{ m/s} &\Rightarrow P_{disp} = 76 \text{ W/m}^2 \\ v_1 = 6 \text{ m/s} &\Rightarrow P_{disp} = 132 \text{ W/m}^2 \\ v_1 = 7 \text{ m/s} &\Rightarrow P_{disp} = 210 \text{ W/m}^2 \end{aligned}$$

#### Efecto del diámetro del rotor



**Figura 3.15.** Efecto de la velocidad del viento y el diámetro del rotor en la potencia generada en un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

<sup>1</sup>A presión atmosférica estándar y  $T = 15^\circ\text{C}$   $\rho = 1,225\text{kg/m}^3$ .

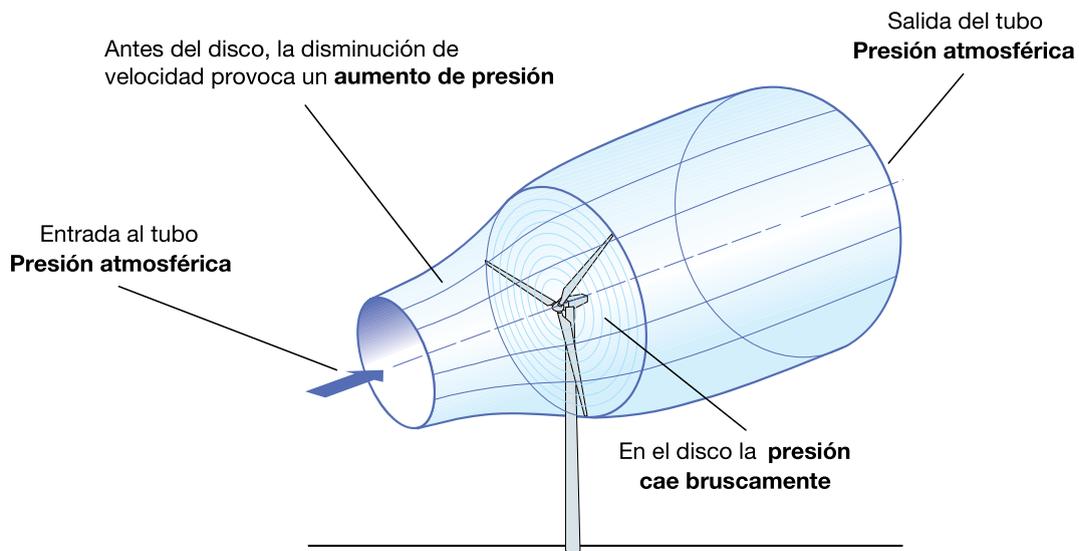
De esta ecuación se derivan dos conclusiones claras:

**Doblando el diámetro del rotor se multiplica por 4 la potencia**

**Doblando la velocidad del viento se multiplica por 8 la potencia**

### 3.4.1. Límite de Betz

La máxima eficiencia que puede obtener un aerogenerador puede determinarse mediante la **Ley de Betz**. Para analizarla vamos a fijarnos en la Figura 3.16, donde se ha representado gráficamente el efecto de expansión de la masa de aire que atraviesa el rotor.



**Figura 3.16.** Representación esquemática de la evolución de la masa de aire que atraviesa un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

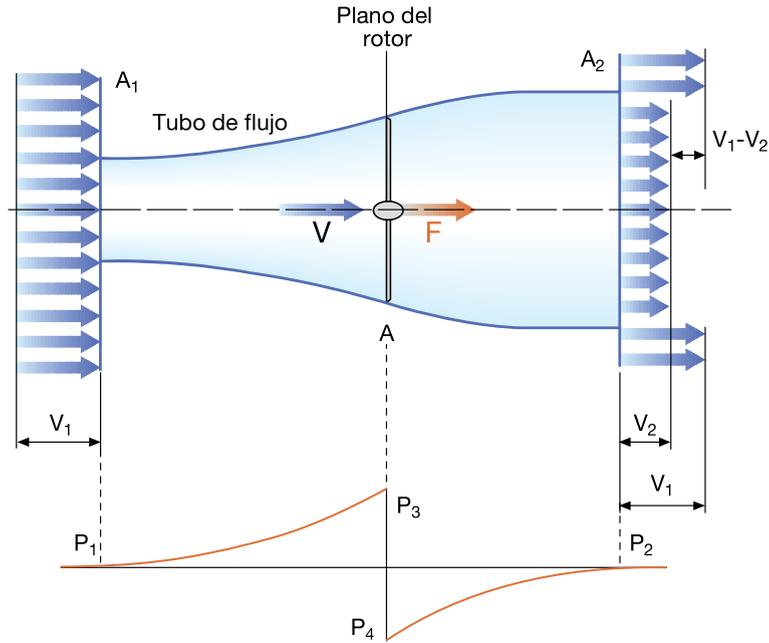
La turbina extrae energía cinética del aire: la masa de aire que atraviesa la turbina se decelera (pierde parte de su velocidad); de hecho el chorro de aire pierde velocidad antes de llegar al rotor. La sección cilíndrica de la masa de aire (tubo de corriente) se expande al atravesar el rotor a causa de la disminución de velocidad.

Vamos a verlo representado de una manera que permita un mejor análisis en la Figura 3.17. En este esquema,  $v_1$  es la velocidad del flujo de aire a la entrada del aerogenerador (a una cierta distancia de las palas) y  $v_2$  la velocidad del viento tras haber atravesado la sección del rotor. Como ya sabemos,  $v_2$  será lógicamente inferior a  $v_1$ .

A través de un desarrollo matemático se puede llegar a deducir la siguiente expresión que relaciona la velocidad del viento en el plano del rotor  $v$  con  $v_1$  y  $v_2$ :

$$v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \tag{3.5}$$

Llegamos así al denominado factor de inducción axial  $a$ , que representa la disminución de velocidad del viento frente al rotor:



**Figura 3.17.** Variaciones en la velocidad y presión de la masa de aire que atraviesa el conjunto rotor/palas de un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} = 1 - \frac{v}{v_1} \tag{3.6}$$

La Equation 3.4, que expresaba la potencia transferida por el viento al aerogenerador, también puede expresarse en función de  $a$ , de tal manera que:

$$P = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1 - a^2), \tag{3.7}$$

donde  $A$  es el área del rotor.

La eficiencia que puede alcanzar un aerogenerador, entendida como el **cociente entre la potencia mecánica en el eje<sup>1</sup> y la disponible en el viento**, se suele expresar mediante el **coeficiente de potencia  $C_p$** :

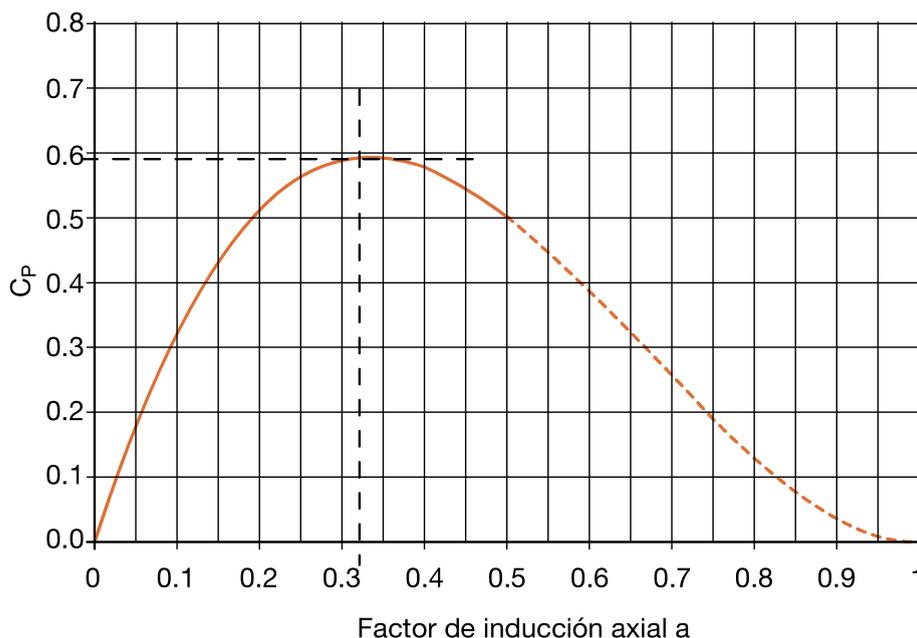
$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1 - a^2)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3} = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \tag{3.8}$$

El valor máximo teórico de  $C_p$  se alcanza para  $a = \frac{1}{3}$ , siendo  $C_p = 0.59$ . A este valor se le conoce como **límite de Betz** y expresa lo siguiente:

<sup>1</sup>En los aerogenerador el giro del eje, generalmente a través de una caja multiplicadora, es transformado en energía eléctrica por medio de un generador.

*“La máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente”*

Este límite se aprecia perfectamente en la representación de la Figura 3.18, donde se muestra el valor de  $C_p$  frente a  $a$ :



**Figura 3.18.** Representación del coeficiente de potencia  $C_p$  frente a la inducción axial  $a$ . Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

La ley de Betz establece por tanto que sólo el 59% de la energía cinética del viento puede convertirse en energía mecánica para mover el rotor de la turbina. El 59% es por tanto el límite teórico para el rendimiento alcanzable por un aerogenerador. Este valor sería alcanzable sin rozamiento y con una eficiencia de las palas del 100%.

En la práctica, hay tres efectos que disminuyen el coeficiente máximo de potencia alcanzable:

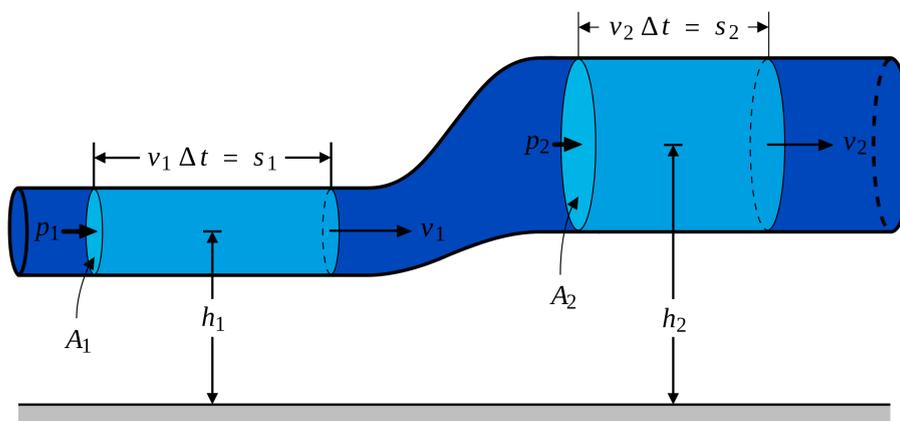
- La rotación de la estela detrás del rotor
- El número finito de palas
- La resistencia aerodinámica no nula

En cualquier caso, con los aerogeneradores actuales se consiguen valores de  $C_p \approx 0,5$ , no lejos del límite teórico de Betz.

**Cuestión 4.1: Teorema de Bernoulli (250 XP)**

La **Ley de Betz** parece presentar relación con el **Teorema de Bernoulli**.

Trata de justifica razanodamente dicha relación **con tus propias palabras**.

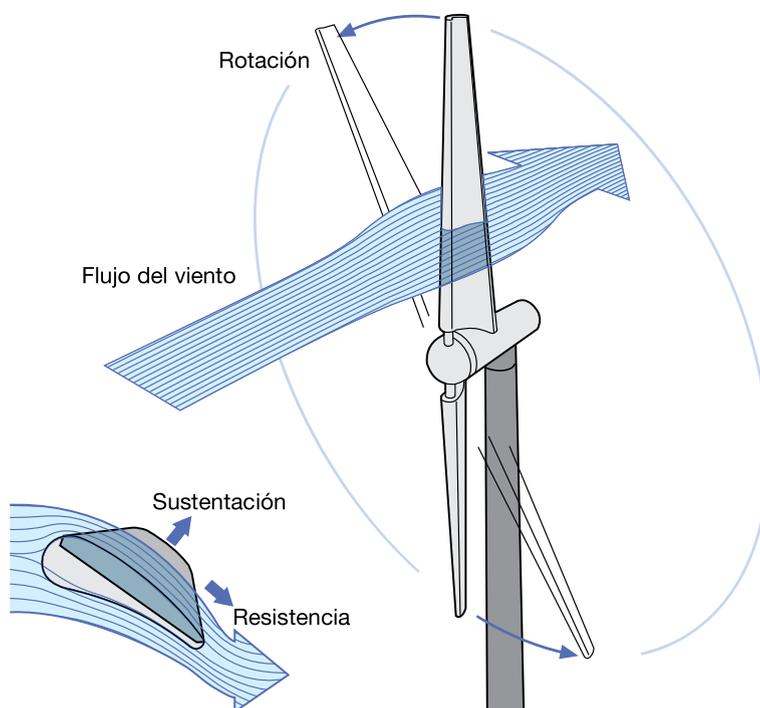


**Figura 3.19.** Representación esquemática del Teorema de Bernoulli. Fuente: Wikimedia <http://bit.ly/2DCnefZ>

### 3.4.2. ¿Por qué gira el rotor de un aerogenerador?

Una vez analizada la energía que un generador puede aprovechar del viento, puede ser un buen momento para estudiar brevemente por qué se produce el giro del rotor de un aerogenerador al paso del viento.

El diseño de las palas en los aerogeneradores “convencionales” es similar al de las alas de un avión, en el sentido de que las caras de las palas tienen perfiles distintos, con el objeto de generar una diferencia de presión entre las caras superior y posterior que permite el aprovechamiento de la energía cinética del viento y el giro del rotor.

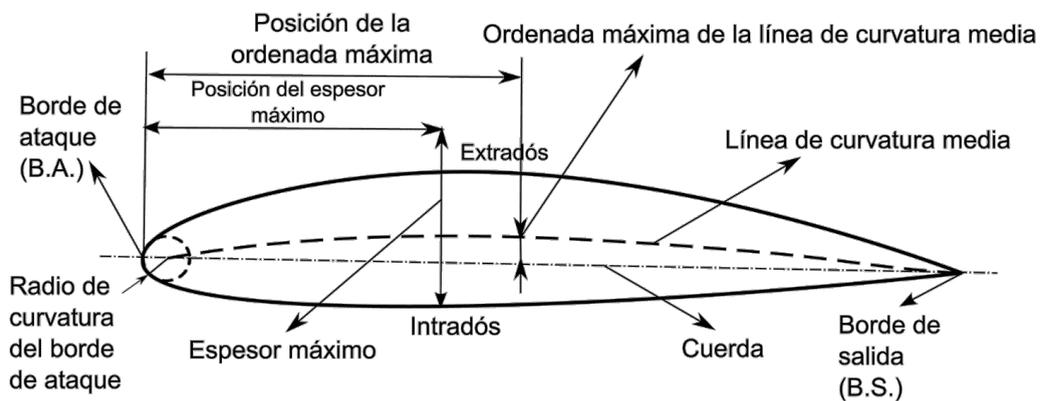


**Figura 3.20.** Principio de funcionamiento de un aerogenerador: fuerzas de sustentación y resistencia. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Observando la Figura 3.20 puede apreciarse como la fuerza que ejerce el viento sobre la pala puede descomponerse en dos componentes aerodinámicas: **fuerza de sustentación** y **fuerza de resistencia**.

Como puede intuirse, interesa que la relación  $\frac{Fuerza_{Sustentacion}}{Fuerza_{Resistencia}}$  sea máxima, ya que implicará una mayor eficiencia de la pala.

Como comentábamos, el perfil de la pala se diseña de tal manera que se genere una diferencia de presión que favorezca la fuerza de sustentación, la que provoca el giro del rotor (o el vuelo de un avión). En la Figura 3.21 se muestra un esquema con un perfil típico del ala de un avión. Puede observarse como la cuerda o longitud del perfil del intradós es menor que la del extradós.



**Figura 3.21.** Perfil del ala de una avión (ejemplo extrapolable al perfil de la pala de un aerogenerador). Fuente: <https://bit.ly/2Iv9SwJ>.

**Cuestión 4.2: Vuelo de un avión/Giro rotor (300 XP)**

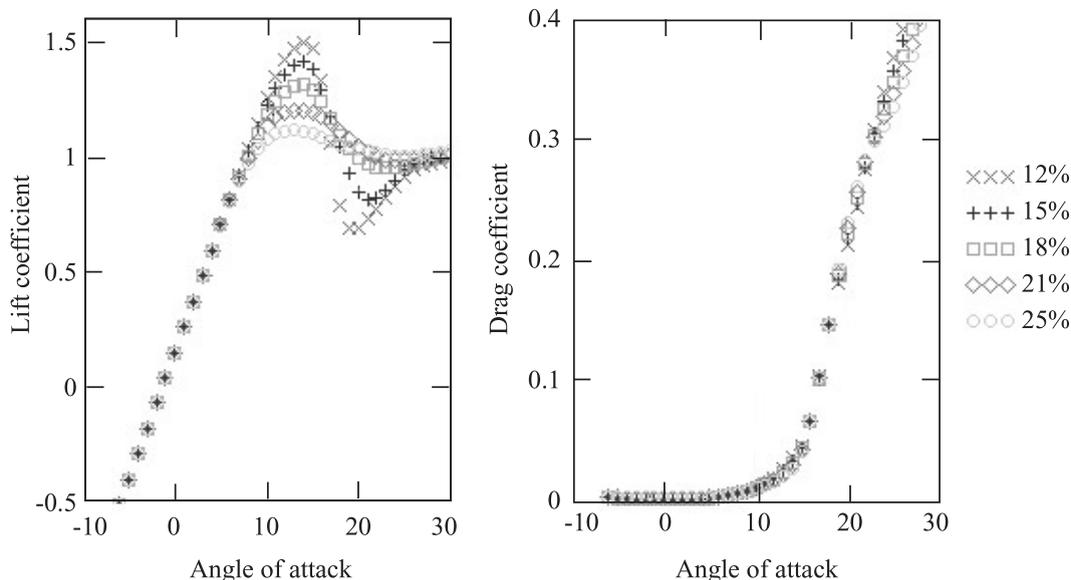
En muchas ocasiones, la justificación de por qué las palas permiten el giro del rotor de un aerogenerador, o por qué un avión vuela, se remiten sólo al ya mencionado **Teorema de Bernoulli** (haciendo referencia a la diferencia de presión que se genera entre las caras del ala/pala). Sin embargo, se trata de un fenómeno más complejo en el que intervienen otros procesos, como el efecto **Venturi** o **Coanda**, o el **Principio de acción/reacción**.

Trata de encontrar una explicación al porqué del giro del rotor/vuelo de avión que incluya algo de estos factores y explícalo brevemente **con tus propias palabras**.

Para comprender el comportamiento del ala de un aerogenerador con un poco más de profundidad, se puede recurrir al análisis de los coeficientes de sustentación  $C_S$  y de arrastre  $C_A$ . Ambos coeficientes participan en la expresión de sus fuerzas asociadas, de tal forma que:

$$F_S = \frac{1}{2}(C_S \cdot \rho \cdot A \cdot v^2) \tag{3.9}$$

$$F_A = \frac{1}{2}(C_A \cdot \rho \cdot A \cdot v^2) \tag{3.10}$$



**Figura 3.22.** Evolución de los coeficientes de sustentación y arrastre frente al ángulo de ataque. Fuente: Wind Energy Handbook (Wiley), página 94.

Estos dos parámetros,  $C_S$  y  $C_A$  van a depender tanto del perfil aerodinámico de la pala como del valor del ángulo de ataque<sup>1</sup>. En la Figura 3.22 se han representado ambos coeficientes para el caso de un ala específica (el modelo NACA632XX), pero el ejemplo es perfectamente extrapolable para el caso que nos ocupa. Puede apreciarse como a medida que aumenta el ángulo de ataque, el coeficiente de sustentación aumenta, manteniéndose el coeficiente de arrastre constante en valores prácticamente nulos. Esta situación se da hasta un cierto ángulo de ataque, un poco por encima de los 10°, donde el coeficiente de sustentación disminuye y el de arrastre aumenta fuertemente.

Evidentemente esta situación ha de evitarse, ya que implica, como se ha comentado antes, una fuerte disminución del rendimiento de la pala. De hecho, esta situación es la que se conoce en aeronáutica como “entrada en pérdida”<sup>2</sup>, representada en la Figura 3.23.

### 3.4.3. Potencia eléctrica generada

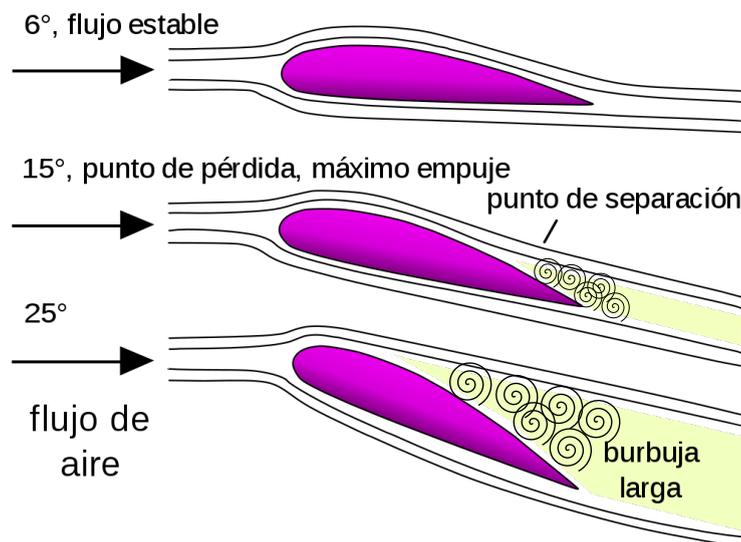
Ya se han presentado anteriormente las expresiones asociadas con la potencia extraída del viento por un arogenerador y con el coeficiente de potencia  $C_p$ , de tal manera que la primera puede expresarse como:

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \tag{3.11}$$

Partiendo de la ecuación anterior, la potencia eléctrica se podrá calcular como:

<sup>1</sup>El ángulo de ataque es el ángulo que se forma entre la dirección del flujo de aire y la cuerda máxima de la sección de la pala (ver Figura 3.21)

<sup>2</sup>Seguro que si has visto Top Gun o cualquier otra película más reciente sobre aviación el término te resultará familiar.



**Figura 3.23.** Fenómeno de pérdida de sustentación con el aumento del ángulo de ataque. Fuente: <https://bit.ly/2mCu8mg> (Dominio público).

$$P = \eta_m \cdot \eta_e C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \tag{3.12}$$

Donde  $\eta_m$  es el rendimiento mecánico global del aerogenerador, desde el rotor hasta el generador, pasando por la caja multiplicadora<sup>1</sup> y  $\eta_e$  hace referencia al rendimiento del generador eléctrico.

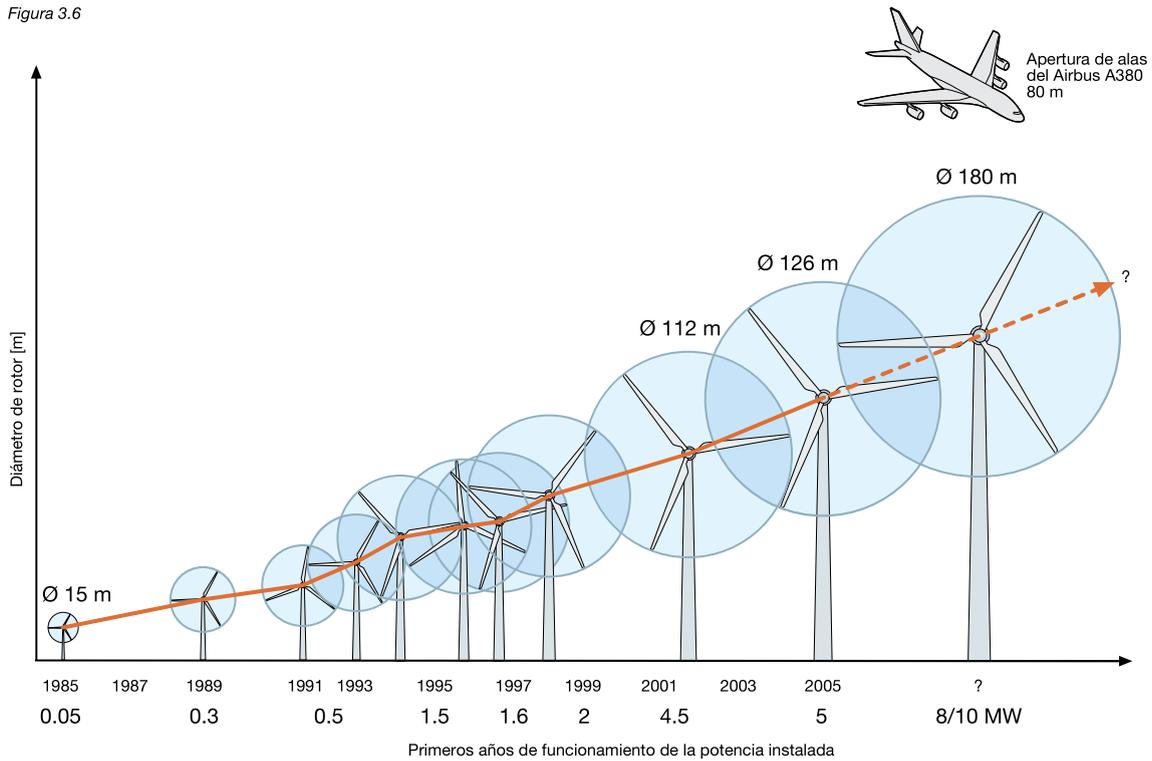
Conociendo la expresión que relaciona el área cubierta por el rotor con su diámetro D y utilizando la Equation 3.12, se puede llegar a la siguiente expresión, que permite estimar el diámetro necesario para la generación de una determinada potencia eléctrica:

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot P_e}{\eta_m \cdot \eta_e C_p \cdot \pi \cdot \rho \cdot v_1^3}} \tag{3.13}$$

En la Figura 3.24 se presenta una evolución del tamaño del rotor (eje y) y potencia eléctrica asociada (eje x) en grandes aerogeneradores.

<sup>1</sup>Hablaremos de las partes de una aerogenerador en la siguiente sección.

Figura 3.6



**Figura 3.24.** Relación entre tamaño de rotor y potencia eléctrica generada: evolución en los últimos años. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

**¡Importante! 4.1: Rendimiento de un aerogenerador**

Al margen de la eficiencia eléctrica y mecánica, ya mencionadas, hay otros factores que pueden afectar al rendimiento de un aerogenerador como:

**Presión atmosférica** Variaciones en la presión atmosférica afectarán a la densidad del aire

**Temperatura** La temperatura también afectará a la densidad del aire (la densidad disminuye un 3% con cada aumento de 10°C)

**Efecto estela** En los parques eólicos se genera una *interferencia aerodinámica* entre los distintos aerogeneradores

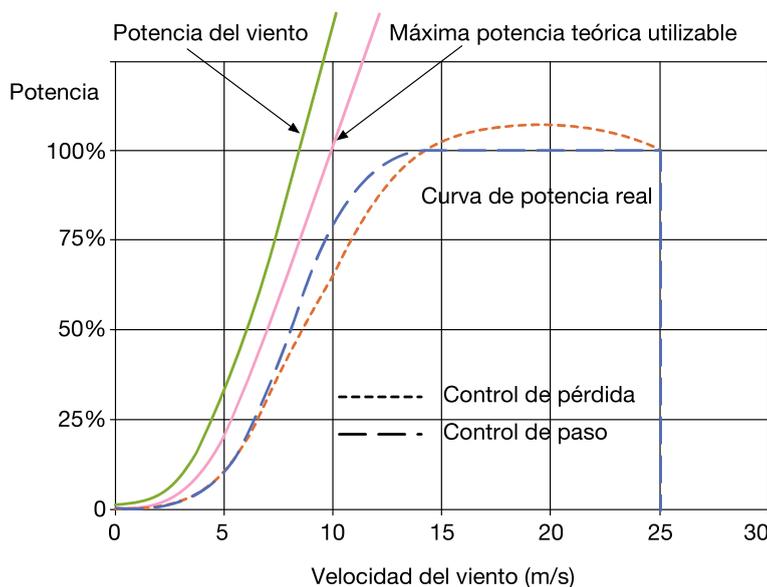
**Aerodinámica de las palas** Congelación o suciedad en las palas puede afectar a su rendimiento aerodinámico

**Cuestión 4.3: Efecto estela (250 XP)**

Explica brevemente con tus palabras el efecto estela: ¿por qué se forman turbulencias tras el rotor de un aerogenerador?

Explica, **con tus propias palabras**, qué medidas pueden tomarse para evitar este efecto.

¿Qué distancia debe respetarse entre aerogeneradores en un parque eólico?



**Figura 3.25.** Curva velocidad de viento frente a potencia generada para un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Es importante conocer la **curva característica que relaciona para un aerogenerador determinado la potencia generada con la velocidad de viento**. Como puede apreciarse en la Figura 3.25 el aerogenerador necesita una velocidad de viento mínima (*cut-in speed*) (entre 3 y 5 m/s) para comenzar a funcionar. La potencia nominal se alcanza para velocidades de 12 a 14 m/s, mientras que para velocidades superiores a 25 o 30 m/s (*cut-off speed*) el sistema ha de desconectarse o emplear alguna estrategia de regulación, con el fin de evitar posibles problemas en el conjunto rotor/palas.

En la figura aparecen representadas tanto la potencia disponible en el viento, como la máxima aprovechable según el **límite de Betz**. Además, para el aerogenerador se han supuesto dos estrategias de regulación (control de pérdida y control de paso) que serán explicadas posteriormente.

Por último en esta sección, resulta interesante el poder analizar la **eficiencia, expresada a través del coeficiente de potencia  $C_p$**  de diferentes modelos de aerogeneradores. En la Figura 3.26 podemos encontrar desde el modelo al que estamos más acostumbrados, el aerogenerador de 3 palas, hasta variantes de 2 o 1 pala, o también los diseños de Savonius, Darrieus o el aerogenerador *tipo americano*.

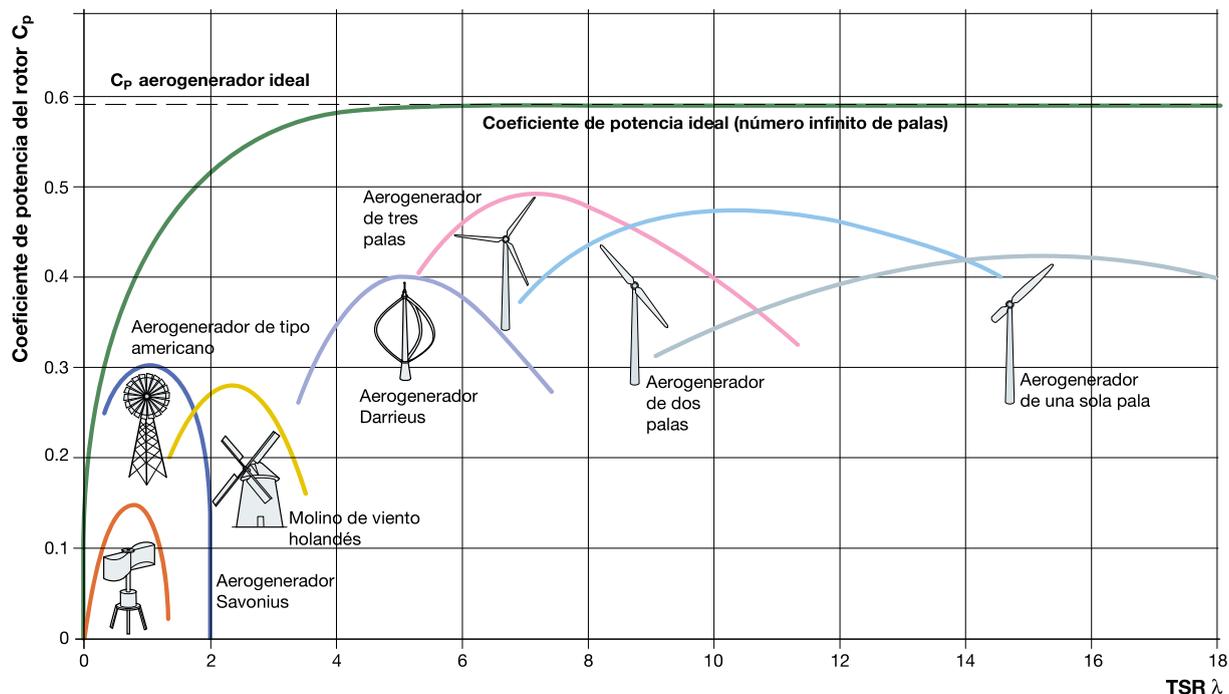
En el eje  $x$  encontramos la **velocidad específica TSR (*Tip Speed Ratio*  $\lambda$ )** que se define como la relación entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala y la velocidad del viento (a la entrada del tubo de flujo frente al aerogenerador). En términos generales, la TSR óptima depende del número de palas: cuánto menor sea el número de palas, más rápido deben girar para extraer la máxima potencia del viento.

Atendiendo a este parámetro podemos establecer la siguiente clasificación:

**Aerogeneradores rápidos** Cuya TSR óptima es elevada

**Aerogeneradores lentos** Cuya TSR óptima es baja

Como puede apreciarse en la Figura 3.26, los aerogeneradores más comunes hoy en día, los de



**Figura 3.26.** Coeficiente de potencia frente a velocidad específica para varios modelos de aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

**Tabla 3.2.** Parámetros característicos para diferentes modelos de aerogenerador.

Tipo de aerogenerador	TSR óptima	Velocidad tangencial (m/s)	Radio del rotor (m)	Velocidad angular (rpm)
Savonius (vertical)	1	7	1	67
Darrieus (vertical)	5	35	1.5	223
Bipala (horizontal)	10	70	28	24
Tripala (horizontal)	7	49	45	10

eje horizontal, pertenecerían al grupo “rápido”.

Para conseguir la máxima generación de energía, interesará que el valor de  $C_p$  esté en su valor máximo el mayor tiempo posible, independientemente de la velocidad del viento. Para ello, la velocidad de giro del rotor deberá variar para que TSR se mantenga en el valor que maximiza  $C_p$ .

En la Tabla 3.2 se presentan datos referentes a la TSR óptima y otros parámetros asociados para 4 modelos de aerogenerador: Darrieus, Savonius, bipala y tripala.

### 3.4.4. Estrategias de regulación de potencia

Como se ha comentado, los aerogeneradores funcionan normalmente para un rango de velocidades de viento de entre 3-5 a 25 m/s. La limitación de 25 m/s se realiza por seguridad, para evitar posibles problemas en el conjunto palas/rotor.

¿Qué estrategias pueden utilizarse cuando la velocidad del viento sea superior? Vamos a ver las soluciones más comunes:

**Sistemas de paso variable (*pitch regulation*)** Este método de control consiste en que las palas varían su ángulo de incidencia con respecto al viento. Cuando la potencia generada es excesiva, las palas comienzan a girar sobre su eje longitudinal hasta adoptar la posición denominada de bandera. La resistencia entonces opuesta al viento es mínima, así como el par ejercido y la potencia generada. Un sistema electrónico vigila tanto la velocidad del viento, como la potencia generada y la posición de las palas modificando de manera continua la posición de estas y adaptándola a la intensidad de los vientos reinantes en ese momento. El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

Las ventajas de este sistema de control son:

Con su implantación se logra una mayor vida del aerogenerador, al soportar este menores cargas dinámicas. Al mismo tiempo se consigue un aumento del rendimiento de la instalación, ya que el viento ataca a los álabes siempre con el ángulo óptimo de incidencia. Así mismo, es posible el aprovechamiento de regímenes de vientos bajos.

**Regulación pasiva por pérdida aerodinámica (*stall regulation*)** Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdidas aerodinámicas tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se cree una cierta turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. Conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder la sustentación. Si se observa con atención la pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica, llama la atención que la pala esté ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de esta regulación es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

**Aerogeneradores de regulación activa por pérdida aerodinámica** Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica. Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su máxima potencia nominal, observará que este tipo de máquinas presenta una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio de ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en dirección contraria a la que haría una máquina de regulación por cambio de ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva. Otra

de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades del viento.

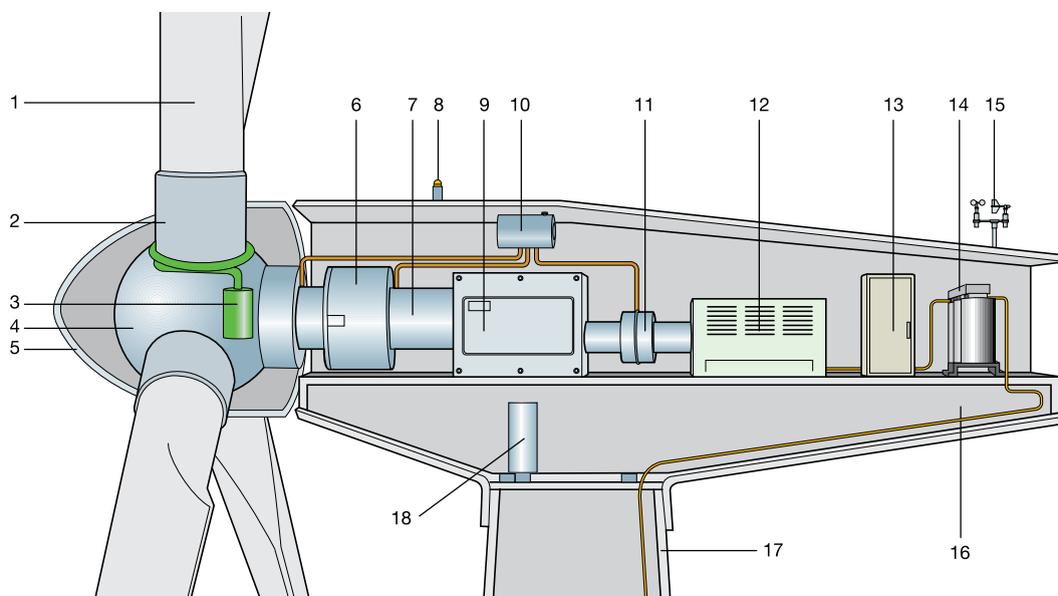
El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.

**Otros métodos de control de potencia** Algunos aerogeneradores modernos usan alerones (aletas) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones. Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica esta técnica se usa para aerogeneradores muy pequeños.

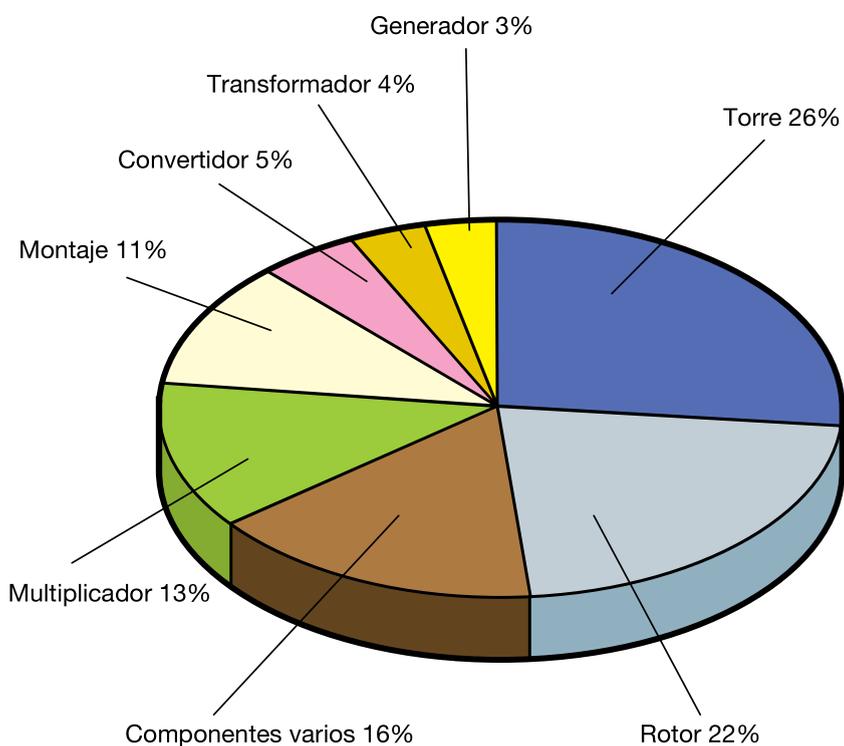
### 3.5. Aerogenerador: componentes y funcionamiento

Un aerogenerador moderno está compuesto por diferentes componentes con el fin de realizar la conversión de la energía cinética del viento a energía eléctrica, pasando por energía mecánica de rotación. Estos componentes, en el caso específico de un generador de eje horizontal, son (ver Figura 3.27):

1. pala
2. soporte de la pala
3. actuador del ángulo de paso
4. buje
5. cubierta
6. soporte principal
7. eje principal
8. luces de señalización aérea
9. multiplicador
10. dispositivos hidráulicos de refrigeración
11. frenos mecánicos
12. generador
13. convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento;
14. transformador
15. anemómetros
16. estructura de la góndola
17. torre de soporte
18. mecanismo actuador de la orientación



**Figura 3.27.** Elementos que constituyen un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

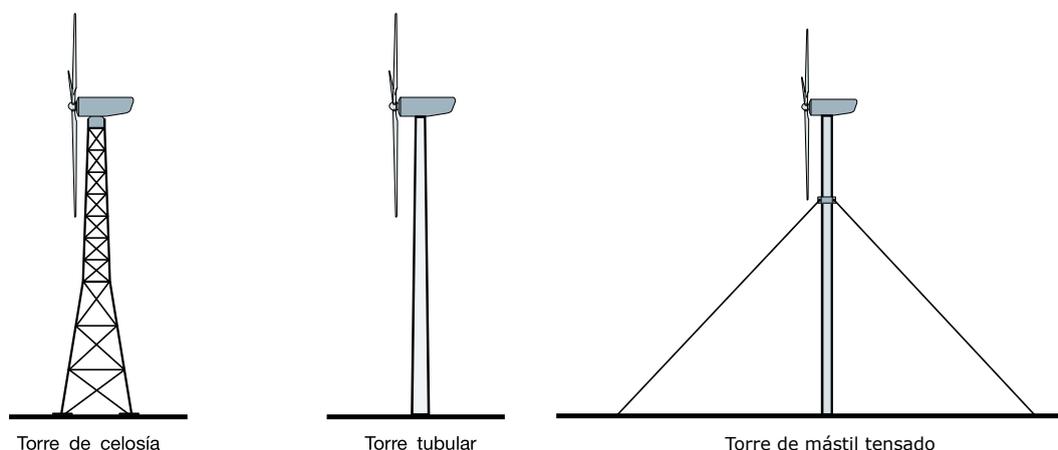


**Figura 3.28.** Coste asociados a los diferentes elementos que constituyen un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Resulta muy interesante analizar el coste asociado a los diferentes elementos, al menos de manera orientativa. Como puede apreciarse en la Figura 3.28, casi la mitad del coste de un aerogenerador está asociado a la torre y al rotor, incluyendo en este último a las palas. El multiplicador, con un 14% del coste total y los costes derivados de la instalación (11%) son también significativos.

### 3.5.1. Torre

Los aerogeneradores más comunes hoy en día, los de rotor horizontal, suelen emplear **torres tubulares**. Hace algunos años era más común ver las denominadas **torres de celosía**, hoy en desuso por inconvenientes como las uniones atornilladas. La **torre de mástil tensado** (Figura 3.30) no se suele emplear en aerogeneradores de media y alta potencia.



**Figura 3.29.** Diferentes tipologías de torre de aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Las torres tubulares se han extendido por sus ventajas, como su menor mantenimiento, el permitir el acceso a la góndola de manera protegida y una estética mejorada. En instalaciones *onshore* la torre se suele instalar mediante cimentaciones de hormigón. Evidentemente, las instalaciones *offshore* (en el mar) requieren de diferentes estrategias para su instalación.

### 3.5.2. Rotor

Dentro del rotor pueden considerarse diferentes elementos, como las palas, el buje, el sistema de orientación, etc.

#### Rotor: Palas

Ya hemos visto con anterioridad como la pala de un aerogenerador presenta muchas similitudes con el ala de un avión.

En el diseño de la pala hay que tener en cuenta diversos factores. Por ejemplo, el perfil de una pala no es constante, sino que presenta una curvatura de unos 25° desde su base hasta su extremo (Figura 3.32). Por un lado, es fundamental que el extremo de la pala presente un diseño que permita una buena sustentación y una baja resistencia, ya que soportarán unas mayores velocidades relativas.



**Figura 3.30.** Cimentación de un aerogenerador *onshore*. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 2.0. <http://bit.ly/2mLQ6nZ>

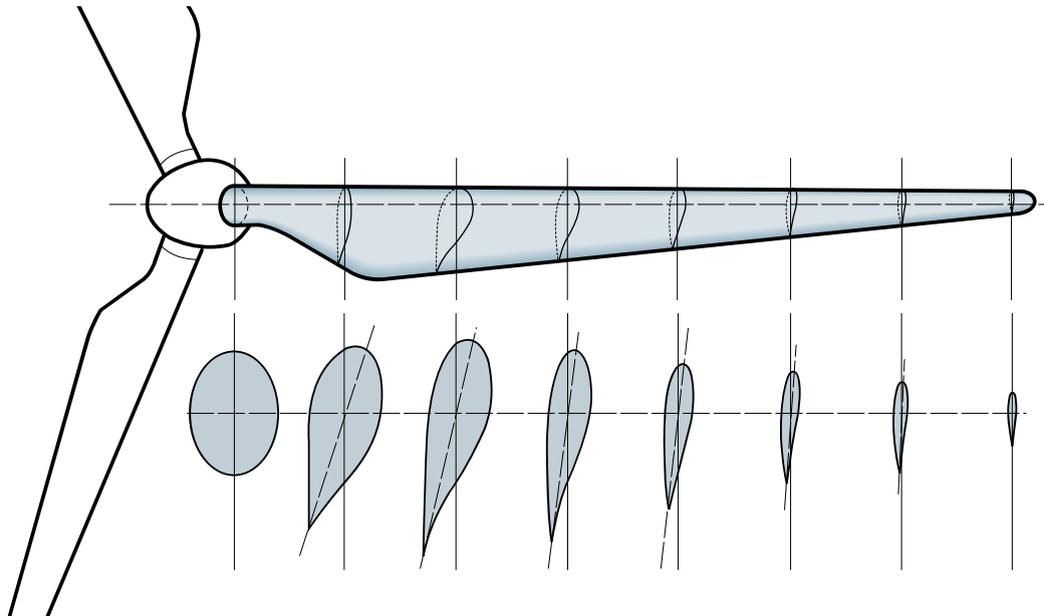


**Figura 3.31.** Pala Siemens de 49 metros de longitud. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 3.0. <http://bit.ly/2DrA646>

Por otro lado, la sección transversal de la pala es grande para aportar la rigidez necesaria que permita resistir las cargas mecánicas variables que surgirán tanto en un modo de operación “normal” (la velocidad del viento será mayor a mayor altura: cuando la pala se encuentre en la parte superior de su giro) como ante la posible aparición de turbulencias.

**¿Cómo es la estructura de una pala?** La pala de un aerogenerador no es maciza, sino que suele constar de un perfil aerodinámico (hueco) recorrido en su sección transversal por un larguero o matriz (ver Figura 3.33).

Las palas de aerogeneradores grandes suelen estar fabricadas con **fibra de carbono**, mientras que las de tamaño medio y pequeño se suelen fabricar con fibra de vidrio o aluminio. Como puede apreciarse en la figura, la pala está formada por dos mitades unidas mediante adhesivos.



**Figura 3.32.** Perfil de una pala desde su base hasta el extremo: detalle de secciones transversales. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

**¡Importante! 5.1: Aspecto externo de la pala**

El impacto visual es un aspecto muy a tener en cuenta en la energía eólica. Por ello, se suele aplicar un gel coloreado en la superficie exterior de la pala con el fin de evitar la decoloración del material compuesto (fibra de carbono) provocada por la radiación ultravioleta

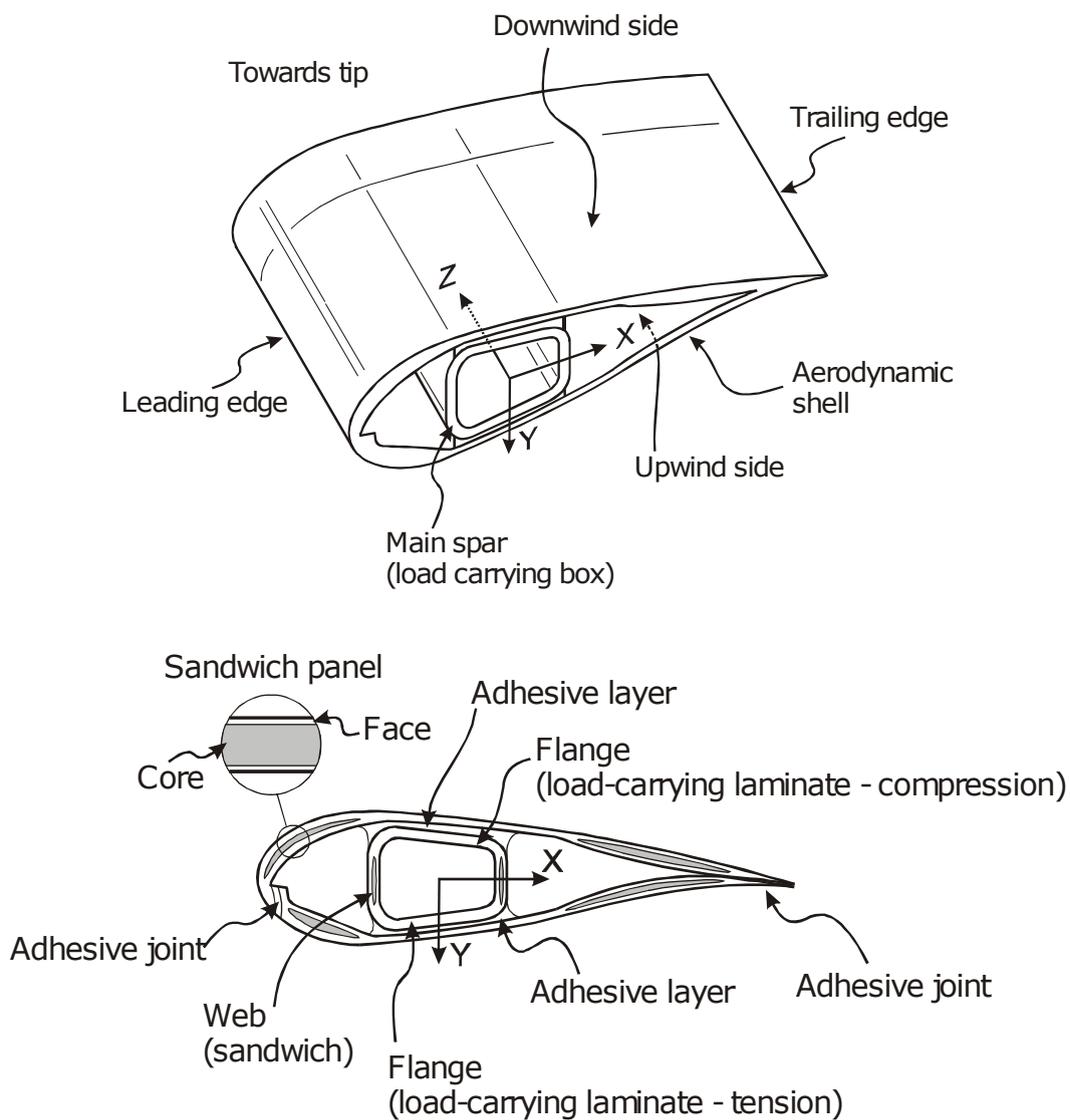
**Cuestión 5.1: Aspecto externo de la pala (II) (250 XP)**

¿Sabes por qué los aerogeneradores son blancos?

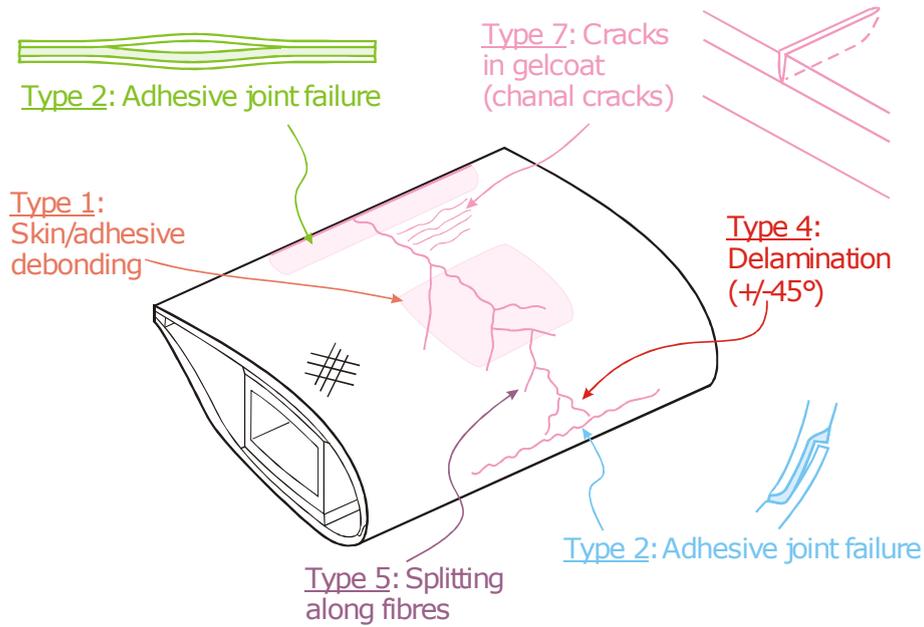
Busca información al respecto y justifica tu respuesta **con tus propias palabras**.

Pista: existen diversas razones, por ejemplo algunos grupos ecologistas abogan porque los aerogeneradores sean pintados de otros colores.

Las palas, por su proceso de fabricación y materiales empleados, pueden presentar una **defectología** variada (Figura 3.34). Algunos de los defectos típicos son fallos en las uniones adhesivas, tanto en la parte frontal como en la posterior, aparición de distintos tipos de grietas, delaminación, etc. Como ya comentamos en la parte introductoria, existen tecnologías que permiten la **monitorización en tiempo real** del comportamiento de la pala, pudiendo actuar así de manera inmediata ante la posible aparición de un defecto que suponga un peligro estructural serio.



**Figura 3.33.** Detalle de la sección transversal de la pala de un aerogenerador. Fuente: Riso R-1390: *Improved design of large wind turbine blade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase 1) - Summary Report.*



**Figura 3.34.** Detalle de la sección transversal de la pala de un aerogenerador: posibles defectos. Fuente: Riso R-1390: *Improved design of large wind turbine blade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase 1) - Summary Report.*

**¡Importante! 5.2: Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores**

En Sangüesa (Navarra-España) existe un gran laboratorio dedicado a las pruebas y ensayos de aerogeneradores completos y sus componentes. Se trata de una infraestructura de referencia internacional<sup>a</sup>.

En este vídeo se muestran algunos de los ensayos que es necesario llevar a cabo en los aerogeneradores actuales: <https://youtu.be/ouxPb0uTKcE>

<sup>a</sup><https://bit.ly/2IuOPKC>



**Figura 3.35.** Vortex Bladeless: aerogeneradores sin palas. Fuente: Vortex Bladeless.

**Cuestión 5.2: Aerogeneradores sin palas (300 XP)**

La empresa Vortex Bladeless propone un modelo de **aerogenerador sin palas**<sup>a</sup>.

Explica brevemente el principio de funcionamiento de este aerogenerador, así como los pros y contras de esta tecnología según tu opinión.

<sup>a</sup><http://www.vortexbladeless.com/>

**Rotor: Buje**

El buje es la pieza que conecta las palas con el eje principal, siendo normalmente de acero. Existen fundamentalmente 3 tipos de buje: rígido, abisagrado y basculante.

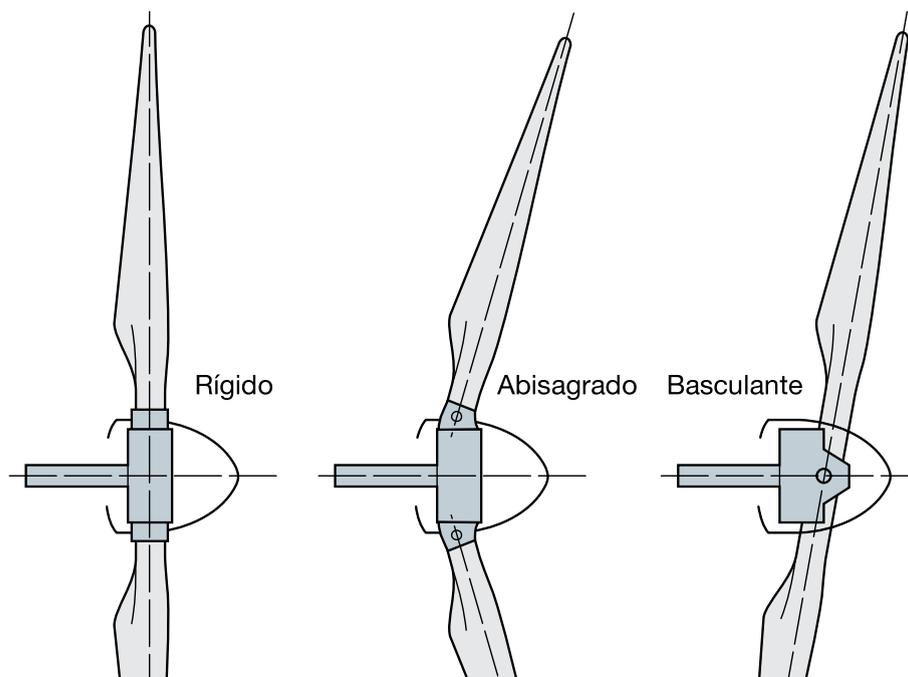


**Figura 3.36.** Buje de un aerogenerador siendo conectado a la góndola. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC-BY-SA 2.0

El **buje rígido**, el comúnmente empleado en aerogeneradores de 3 o más palas, mantiene en una posición fija a las palas (aunque es posible una variación del ángulo de paso).

El **buje basculante** se emplea mayoritariamente en modelos bipala, en un intento por compensar las cargas aerodinámicas distintas a las que se van a enfrentar las palas.

Por último, el **buje abisagrado** se usa en los aerogeneradores *a sotavento* para paliar el efecto de las cargas derivadas de vientos fuertes.



**Figura 3.37.** Tipos de bujes en aerogeneradores: rígido, basculante y abisagrado. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

### Rotor: Sistema de orientación

La góndola se hace rotar sobre la parte superior de la torre con un **sistema de control de orientación y rotación activo**, constituido por actuadores eléctricos, para conseguir que el rotor esté siempre en una **posición transversal a la dirección del viento**. La dirección y velocidad del viento son monitorizadas continuamente mediante sensores ubicados en la cubierta de la góndola. En general, el rotor se posiciona según la dirección media del viento, calculada en un intervalo de 10 min por el sistema de control del aerogenerador.

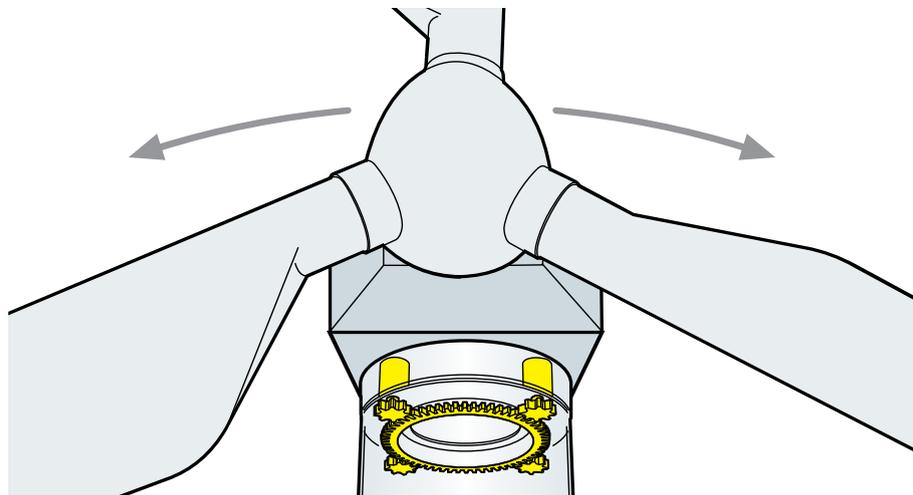
Para los aerogeneradores de eje horizontal con rotor a sotavento no son necesarios los sistemas de orientación, ya que la turbina se orienta por sí sola siguiendo la dirección del viento como una veleta.

Efectivamente, los aerogeneradores se pueden diseñar para estar orientados a barlovento o sotavento (Figura 3.39). Vamos a ver las características particulares de estos diseños:

**Rotor a barlovento** Las turbinas eólicas a barlovento son las que poseen el rotor o hélice enfrente al viento, es decir delante de la torre. La ventaja básica de este tipo de máquinas es que evitan la influencia de la **sombra aerodinámica de la torre**.

Sin embargo, aunque en menor medida que en una configuración a sotavento, existe una pequeña perturbación. Esto se debe a que en la porción del área del rotor que enfrenta a la torre se induce, igualmente, una variación en el patrón normal de variación de presiones a lo largo de las líneas de flujo que atraviesan dicho sector. Debido a esto estas líneas de flujo empiezan a curvarse antes de llegar a la torre. De este modo, cada vez que las palas del rotor pasen por las cercanías de la torre la potencia que posee el viento, y que éstas captan, cae sensiblemente.

Una desventaja es que se necesita un rotor más rígido y situado a cierta distancia de la torre



**Figura 3.38.** Sistema de orientación en aerogeneradores de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.



Rotor a sotavento



Rotor a barlovento

**Figura 3.39.** Aerogenerador orientado a sotavento/barlovento. Fuente: <https://bit.ly/2EPJ0Fp>. Licencia: CC BY SA 4.0 (Attribution © Hans Hillewaert).

ya que de otro modo existe el riesgo de interferencia con la misma debido a los esfuerzos que tienden a flexionar las palas.

Sin embargo, la desventaja principal de una configuración a barlovento, dentro de las dimensiones y/o potencia de la que se trata la turbina en estudio, es que requiere un sistema de orientación del rotor que lo mantenga enfrentando al viento. Tales sistemas pueden ser activos o pasivos.

Un **sistema de orientación activo** requiere utilizar sensores de dirección y accionamientos motorizados que guíen al rotor automáticamente hacia la dirección del viento.

Un **sistema de orientación pasivo** en una turbina de rotor a barlovento son los que utilizan una aleta estabilizadora.

**Rotor a sotavento** En esta configuración el rotor o hélice se encuentra detrás de la torre respecto a la dirección del viento.

La principal ventaja de este diseño es que no se requiere sistema orientación alguno, siempre y cuando se diseñe adecuadamente el rotor y la góndola de tal modo que haga que la misma "siga" de forma pasiva a la dirección del viento. Sin embargo esta manera de orientar a la hélice se ve obstaculizada por la forma en que se puede transmitir la corriente saliente desde el generador ya que una vinculación directa por medio de cables necesita un control activo del enroscado de los mismos (si la góndola ha girado repetidamente en el mismo sentido por un largo período de tiempo).

Una importante ventaja adicional de un rotor a sotavento es la posibilidad de emplear materiales para las palas más flexibles. Esto es importante ya que implica una disminución del peso asociado a una pala menos rígida; por otro lado, se permite también aliviar las cargas dinámicas sobre todo el sistema debido que a altas velocidades de viento, por ejemplo durante ráfagas, las palas pueden empezar a curvarse, aliviando en parte a la torre y a toda la estructura de soporte.

La desventaja básica es la fluctuación de la potencia del viento al pasar el rotor por la sombra de la torre. Esto trae aparejado mayores cargas de fatiga sobre la misma turbina que en un sistema a barlovento.

### 3.5.3. Caja multiplicadora

La **caja multiplicadora** (Figura 3.41) es una de caja de cambios similar a la de los **automóviles**, pero fija. Entran en ella, normalmente, entre **15 y 30 rpm** que llegan de las palas a través del buje (punto de unión de las palas) y salen alrededor de entre **1000 y 1500 rpm** que van al generador. Esta velocidad es orientativa, ya que para un generador doblemente inducido, con su electrónica de potencia asociada, está diseñado para poder generar 50Hz fijos a una velocidad de generador variable. En uno de 1000rpm se suele trabajar entre 700 y 1300rpm.

### 3.5.4. Frenos

El **freno en un aerogenerador** se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante labores de mantenimiento. Casi todos los aerogeneradores incorporan **frenos mecánicos** a lo largo del eje de transmisión como complemento al freno aerodinámico. En muchos casos, además de actuar como "*frenos de parking*" e impedir que el rotor gire cuando el aerogenerador está fuera de servicio, los frenos mecánicos son capaces de detener el rotor en condiciones meteorológicas



**Figura 3.40.** Instalación de la caja multiplicadora, eje y freno de un aerogenerador. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 2.0. <http://bit.ly/2ERH8Mx>



**Figura 3.41.** Detalle del ensamblado del sistema de frenado (y caja multiplicadora) de un aerogenerador modelo Nordex N80 (altura de torre: 60 m; longitud de pala: 40 m). Fuente: Paul Anderson (CC BY-SA 2.0). <http://bit.ly/2ES1HbK>

adversas.

Los frenos mecánicos que se usan comúnmente son de dos tipos: frenos de disco y frenos de fricción.

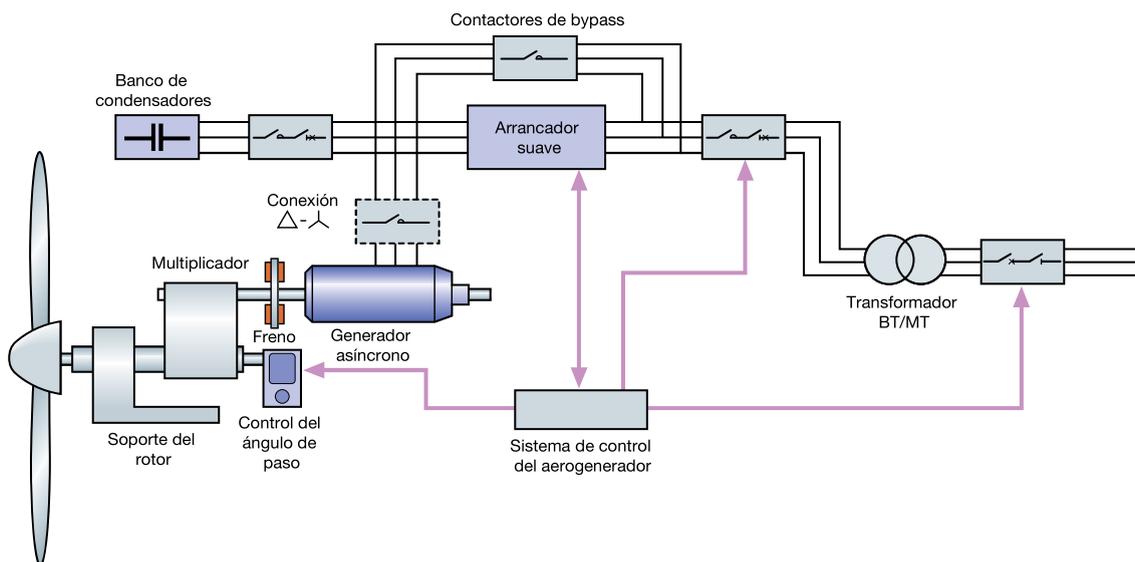
Los frenos de disco funcionan de una forma similar a los de los automóviles: un disco metálico está fijado al eje que debe frenarse. Durante la fase de frenado, unas pinzas accionadas hidráulicamente aprietan unas zapatas contra el disco, creando un par de frenado suficiente.

Los frenos pueden instalarse asociados a ambos lados del multiplicador (baja (del orden de 50rpm) o alta (del orden de 1000rpm)), teniendo en cuenta factores como el par de freno a aportar o la velocidad de desgaste en ambos casos.

Las especificaciones de los frenos generalmente implican tiempos de frenado inferiores a los 5s, ser capaces de funcionar sin alimentación externa y poder mantener el rotor en parada total durante más de una hora<sup>1</sup>

### 3.5.5. Sistemas de generación

Existen diferentes tipos de generadores que son empleados en turbinas eólicas actuales. Además, es necesario también distinguir entre aerogeneradores que trabajan con **velocidad de rotación fija o variable**:



**Figura 3.42.** Representación esquemática de un aerogenerador de velocidad fija. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

**Aerogeneradores de velocidad de rotación fija** En este tipo de generadores (Figura 3.42), típicos en la década de los 90, el rotor gira a una velocidad prácticamente fija, independientemente de la velocidad del viento. La velocidad de giro del rotor viene dada por la frecuencia de red, así como por la relación del multiplicador y el número de polos del generador eléctrico. En estos aerogeneradores se emplea normalmente una **máquina eléctrica de inducción** (de jau-

<sup>1</sup>IEC-61400-1. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

la de ardilla) conectada directamente a la red. Se suelen equipar también con un arrancador suave, para reducir la corriente de arranque.

En realidad el generador en este caso, conocido normalmente también como *máquina síncrona*, es empleado habitualmente como motor en otros entornos industriales.

Estos modelos están diseñados para alcanzar la **máxima eficiencia para una determinada velocidad del viento**. Como ventajas de este esquema destacan su sencillez (implica un coste del equipo eléctrico asociado moderado), robustez y fiabilidad. Por contra, consumen potencia reactiva, lo que hace necesario el uso de baterías de condensadores. Presentan también la desventaja de soportar grandes esfuerzos mecánicos y de no tener un control limitado sobre la potencia inyectada a la red: las fluctuaciones en la velocidad del viento se traducirán en fluctuaciones de la potencia inyectada.

Desde el punto de vista del funcionamiento del generador existen dos opciones: o bien el rotor acelera el generador hasta alcanzar la velocidad de sincronismo y luego se conecta a la red, o bien se conecta primero a la red para arrancar el generador como motor y alcanzar así la velocidad de sincronismo. En el primer supuesto el aerogenerador funciona con arranque automático, optando entonces por un control de ángulo de paso (paso variable o pitch regulation (ya explicado en el Apartado 3.4. Estrategias de regulación de potencia)). En el segundo caso se emplea el método *stall regulation* (regulación pasiva por pérdida aerodinámica), siendo necesario que el sistema de control monitorice la velocidad del viento para establecer el rango de velocidades para la puesta en marcha del generador.

**Aerogeneradores de velocidad de rotación variable** Este tipo de turbinas eólicas son las más instaladas en los últimos años. Frente al supuesto de la velocidad de rotación fija, en este caso el diseño permite alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica para un amplio rango de velocidades de viento. Esto se consigue adaptando de manera continua la velocidad de giro de las palas a la velocidad de viento, pudiendo así mantener la TSR en un valor óptimo, tal y como se explicó para la Figura 3.26.

En estos sistemas el par electromagnético se mantiene constante, siendo el rotor, con sus variaciones de velocidad, el que absorberá las variaciones de velocidad del viento. En este caso el sistema eléctrico es más complejo, incorporándose generadores síncronos o asíncronos conectados a la red mediante un convertidor de potencia que controla la velocidad del rotor.

Las ventajas que presenta este diseño son:

**Mejora en la eficiencia** al ser capaz de extraer mayor potencia del viento

**Mejora en la calidad de la potencia vertida a la red**

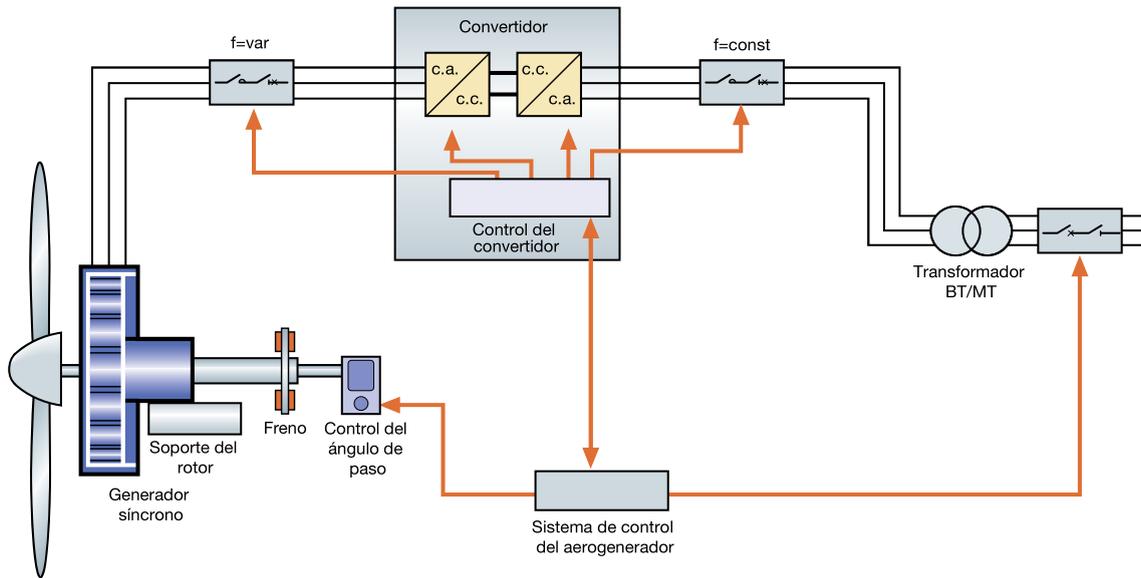
**Reducción en las tensiones mecánicas soportadas**

Como desventajas cabe citar el mayor coste del equipo eléctrico asociado y las pérdidas de potencia derivadas del uso del convertidor.

Desde el punto de vista de los generadores empleados, existen diversas configuraciones posibles:

**Generadores asíncronos** de rotor bobinado con resistencia variable externa

**Generadores asíncronos** de rotor bobinado con un convertidor de potencia interpuesto entre el rotor y la red (configuración doblemente alimentado)



**Figura 3.43.** Representación esquemática de un aerogenerador de velocidad variable con generador síncrono. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

**Generadores asíncronos** con un convertidor electrónico de potencia interpuesto entre el estator y la red (configuración de convertidor total)

**Generadores síncronos** (alternadores) con un convertidor electrónico de potencia interpuesto entre el estator<sup>1</sup>

Veamos brevemente el caso del generador síncrono, cuyo esquema se ha representado en la Figura 3.43. Un generador síncrono, formado por un rotor en el que se crea el campo magnético y un estator que contiene los bobinados del inducido. El campo magnético se crea mediante una corriente continua que circula por los bobinados en el inductor. Este tipo de generador permite un control tanto de la tensión generada como de la potencia reactiva asociada.

Las turbinas con generador síncrono arrancan normalmente con el propio viento, empleando para la sincronización un control de velocidad. Para mantener constante la frecuencia de red es necesario emplear un convertidor de potencia de dos etapas (conversión CA-CC mediante un rectificador y CC-CA mediante un inversor).

**¡Importante! 5.3: Generadores síncronos**

La mayor parte de los generadores empleados en grandes centrales eléctricas son de tipo síncrono, ya que aunque implican normalmente un mayor coste, también permiten un control perfecto de la tensión y energía reactiva inyectadas a la red.

<sup>1</sup>Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico

**¡Importante! 5.4: Generadores y refrigeración**

Los generadores empleados en aerogeneradores necesitan de refrigeración. Normalmente se emplea la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan también refrigeración por agua, lo que permite soluciones más compactas.

**3.5.6. Conexión directa e indirecta**

Aunque no se ha mencionado de manera explícita, con lo comentado anteriormente queda implícito que existen dos maneras de conexión de un generador de una turbina eólica a la red:

**Conexión directa** cuando el generador está conectado directamente a la red

**Conexión indirecta** cuando el generador NO está conectado directamente a la red, sino que existen dispositivos intermedios para adaptar la corriente a la de la red. Como ventajas se tienen la posibilidad de trabajar a velocidad variable del rotor, pudiendo aprovechar ráfagas de viento mediante estrategias de control. También se permite un control de la potencia reactiva y una ligeramente mayor producción anual. Como desventaja cabría destacar la necesidad del uso de una etapa de electrónica de potencia, que puede implicar pérdida de energía en el proceso de conversión CA-CC-CA.

**3.5.7. Aerogeneradores: sistema de control**

El **sistema de control** se puede entender como el “**cerebro**” del aerogenerador, en el sentido que regula su funcionamiento, por ejemplo los procesos de arranque y parada de la turbina. También se encarga de vigilar que la operación del aerogenerador se dé dentro de un rango preestablecido, evitando que, por ejemplo, se alcancen velocidades del rotor peligrosas para la integridad de las palas.

Lógicamente, el sistema de control también vigilará el correcto funcionamiento de las partes eléctricas. En el caso de detectar un funcionamiento no esperado, el sistema de control se encargará de la desconexión del aerogenerador de la red.

Desde el punto de vista de implementación práctica, la lógica de control se puede encontrar implementada en un PLC (*Programmable Logic Controller*).

**Cuestión 5.3: Sistema de control: PLCs (300 XP)**

Explica brevemente si tienes experiencia con el uso de PLCs y tratar de encontrar información sobre algún modelo de PLC que se use en un aerogenerador actual.

**¿Realmente es tan importante el sistema de control de un aerogenerador?** La respuesta es: ¡indudablemente Sí! Para entender este punto vamos a citar algunos ejemplos de las señales que se pueden monitorizar: velocidad del rotor, generador (V e I), rayos y carga asociada, temperatura (exterior, interior, aceite multiplicador, devanados del generador), presión hidráulica, ángulo de paso de cada pala del rotor, ángulo de orientación, dirección y velocidad del viento, vibraciones en la góndola y palas del rotor, puerta de la torre (sistema de alarma), etc.

**Cuestión 5.4: Sistemas SCADA (300 XP)**

Los sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) se emplean en multitud de aplicaciones, siendo una de ellas el control y monitorización de parques eólicos. Explica brevemente alguno de estos aspectos: ¿qué es un sistema SCADA? ¿qué elementos lo forman? Indica algún ejemplo de implementación en un sistema eólico. Indica algún ejemplo de aplicación en un sector distinto.

**3.5.8. Aerogeneradores: Centros de Control**

Existen además diferentes ejemplos de centros de control, como el CORE (Centro de Control de Energías Renovables) de Iberdrola, que centraliza el control de más de 5500 aerogeneradores, 68 centrales mini-hidráulicas y 1 termosolar.

Al margen de conexiones **vía satélite y de fibra óptica**, en algunos casos se dispone de **cámaras de seguridad** para verificar el estado de los aerogeneradores (fuego, hielo, tormentas, etc.).

Desde el año 2005 es obligatorio que las instalaciones con **potencias superiores a los 10MW** estén adscritas a un centro de control. De hecho, a partir del año 2015, ese límite se rebajó a los **5MW**.

**¡Importante! 5.5: Cecre**

El Cecre es una unidad operativa integrada en el Centro de Control Eléctrico (Cecoel). De acuerdo con la normativa española establecida por primera vez en el RD 1454/2005, continuada en el RD 661/2007 y ratificada en el RD 413/2014, las instalaciones con potencia superior a 10 MW tienen la obligación de adscribirse a un Centro de Control de Generación (CCG) previamente habilitado como interlocutor con Red Eléctrica como operador del sistema (OS). El RD 413/2014 estableció que desde el 1 de junio de 2015 este límite de potencia se reduce a 5 MW. Por tanto, desde el Cecre, se supervisa y controla la producción de las instalaciones o agrupaciones de generación renovable de tamaño mayor de 5 MW. Fuente: REE <sup>a</sup>.

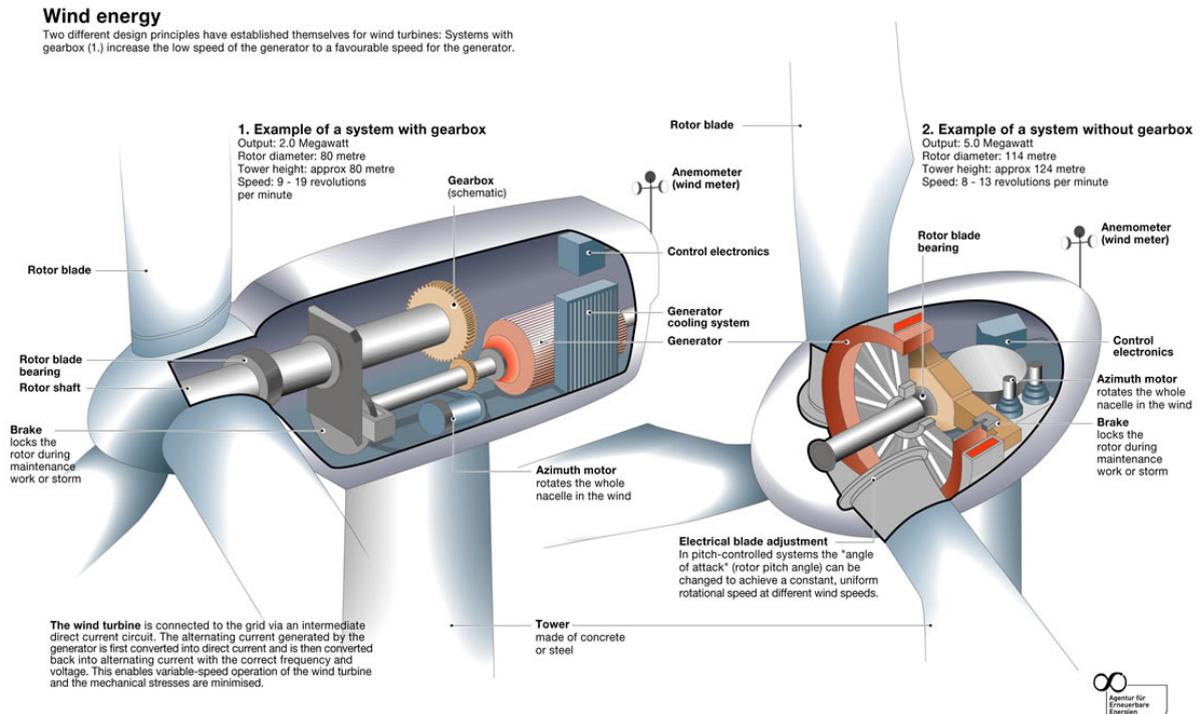
<sup>a</sup><https://bit.ly/2mSFQKN>

Los centros de control tienen que tener capacidad de operación en tiempo real:

- Los operadores tienen que entregar previsiones cada 48h
- Recalculadas cada 4h
- REE puede pedir a un operador que regule su potencia en 15 minutos, con posibles sanciones económicas (el CECRE, por ejemplo, recibe información cada 12s)

**3.5.9. Aerogeneradores: tendencias actuales**

La tendencia actual parece indicar que los aerogeneradores futuros favorecerán la opción del **accionamiento directo** (*direct drive*). Hablamos de aerogeneradores donde desaparece la necesidad de la caja multiplicadora, estando el generador conectado directamente al rotor (Figura 3.44).



**Figura 3.44.** Comparativa entre un aerogenerador con caja multiplicadora (izquierda) y de accionamiento directo (derecha). Fuente: Wikimedia. Licencia: CC-BY-SA 4.0

Esto implica ventajas tanto desde el punto de vista de fiabilidad (las tasas de fallo de las cajas multiplicadoras eran relativamente altas, si bien han ido mejorando en los últimos años), como del ruido asociado (un factor muy a tener en cuenta).

Como desventajas, los aerogeneradores de accionamiento directo necesitan generadores más caros y pesados<sup>1</sup>, aunque en los últimos años estas desventajas han ido desapareciendo.

**¡Importante! 5.6: Accionamiento directo**

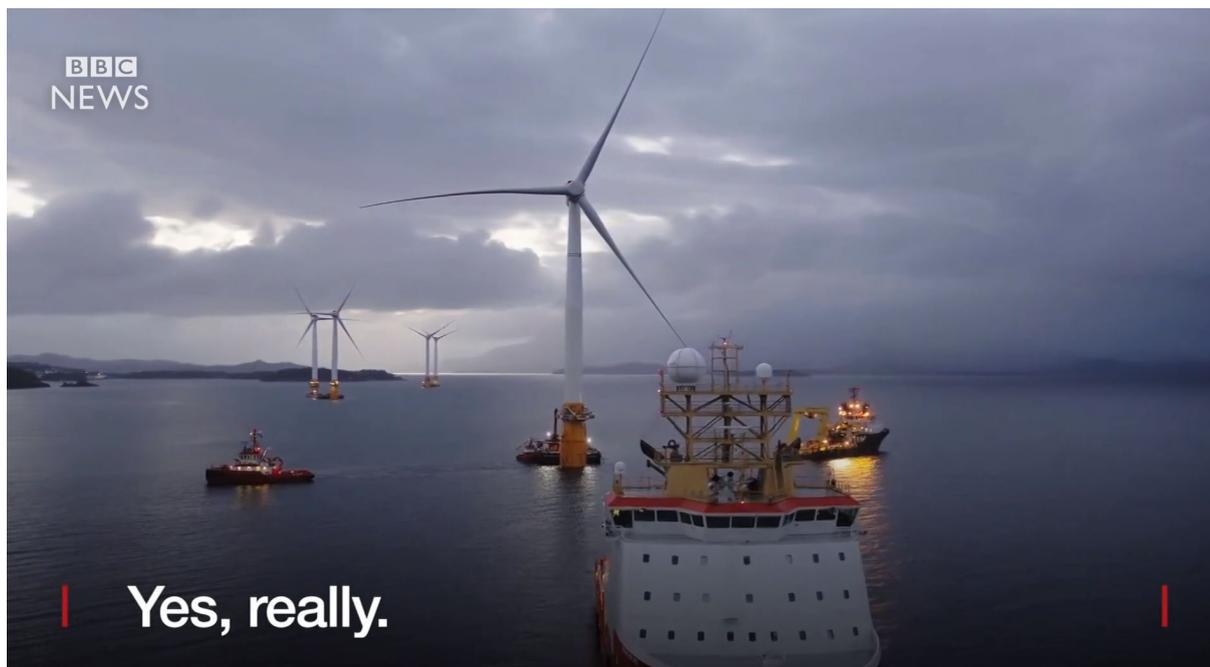
Un factor clave en la mayor implementación de este tipo de diseño ha sido el uso de sistemas con imanes permanentes, lo que permite el desarrollo de generadores más ligeros y económicos, al emplear menos cobre, un elemento cuyo coste se ha incrementado mucho en los últimos años.

En lo referente a las instalaciones *offshore*, el desarrollo y despliegue de aerogeneradores “flotantes”, ya en marcha, puede suponer un importante impulso para esta topología de plantas eólicas. Las ventajas de esta solución son sustanciales, permitiendo una mayor flexibilidad en el despliegue incluso en emplazamientos donde la profundidad del mar hace imposible la instalación de aerogeneradores con otro tipo de enfoques.

<sup>1</sup>El peso de los elementos que van en la góndola del aerogenerador es un factor clave.



**Figura 3.45.** Ejemplo de aerogenerador de accionamiento directo. Fuente: <https://bit.ly/2Dex1Rn> Licencia: CC-BY-SA 2.5



**Figura 3.46.** Imagen de una planta eólica offshore con aerogeneradores flotantes. Fuente: <https://youtu.be/1vy1ajBe8mY> Licencia: YouTube Standar

#### ¡Importante! 5.7: Aerogeneradores flotantes

Para saber algo más sobre estos aerogeneradores flotantes, puedes consultar los siguientes vídeos: <https://youtu.be/YYwS4s4Qpx4> <https://youtu.be/1vy1ajBe8mY>

#### 3.5.10. Conclusiones: situación actual y perspectivas

Resulta indudable que la energía eólica es en la actualidad uno de los actores fundamentales en el sector de generación eléctrica mundial, con unas cifras muy significativas, especialmente en lo que se refiere a las instalaciones *onshore* (en tierra).

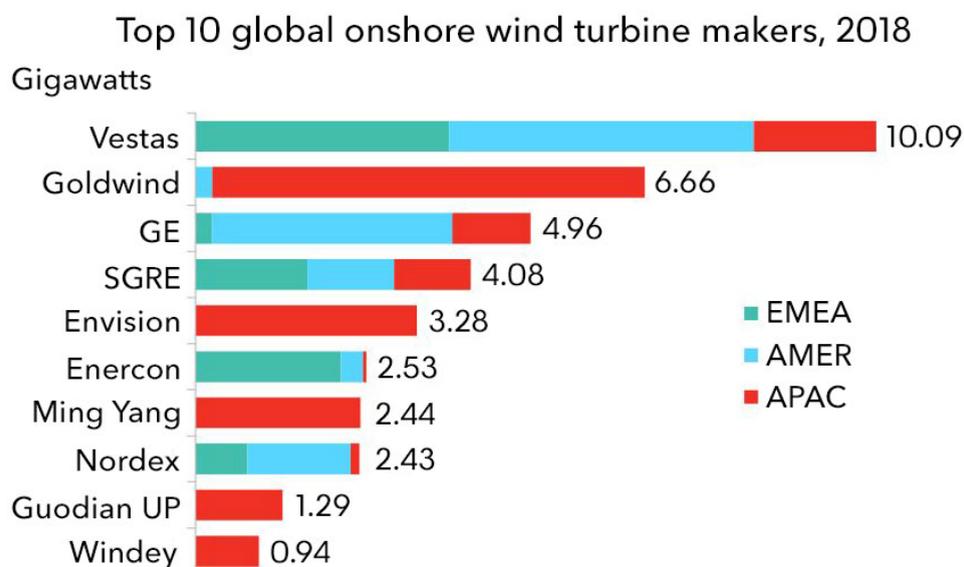
Las instalaciones *offshore* están ganando relevancia en los últimos años, con grandes proyectos en diferentes países, como el Reino Unido. En la Figura 3.47 se han representado las principales empresas eólicas dedicadas a la fabricación de aerogeneradores *onshore*. En la Figura 3.49 se muestra la evolución prevista para nuevas instalaciones *offshore* en los próximos años.

#### ¡Importante! 5.8: Instalaciones offshore

Precisamente en el Reino Unido se ubicará el mayor parque eólico offshore, *Hornsea Project One*, con una potencia total de 1.2 GW.

El parque está promovido por DONG Energy y estará formado por turbinas de 7 MW suministradas por Siemens<sup>a</sup>

<sup>a</sup><https://bit.ly/1QFT9W2>



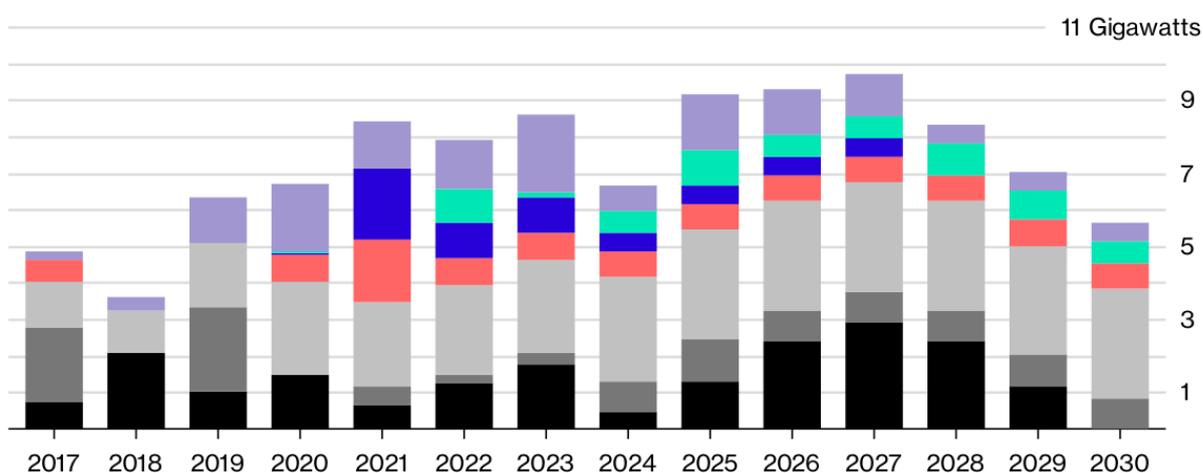
Source: BloombergNEF. Notes: Only includes onshore wind capacity. Total fully commissioned onshore wind capacity in 2018 was 45.4GW. SGRE is Siemens Gamesa Renewable Energy.

**Figura 3.47.** Top 10 de fabricantes de aerogeneradores *onshore*. Fuente: Bloomberg New Energy Finance. <http://bit.ly/2NkkIJ5>

## Global Offshore Wind Installations

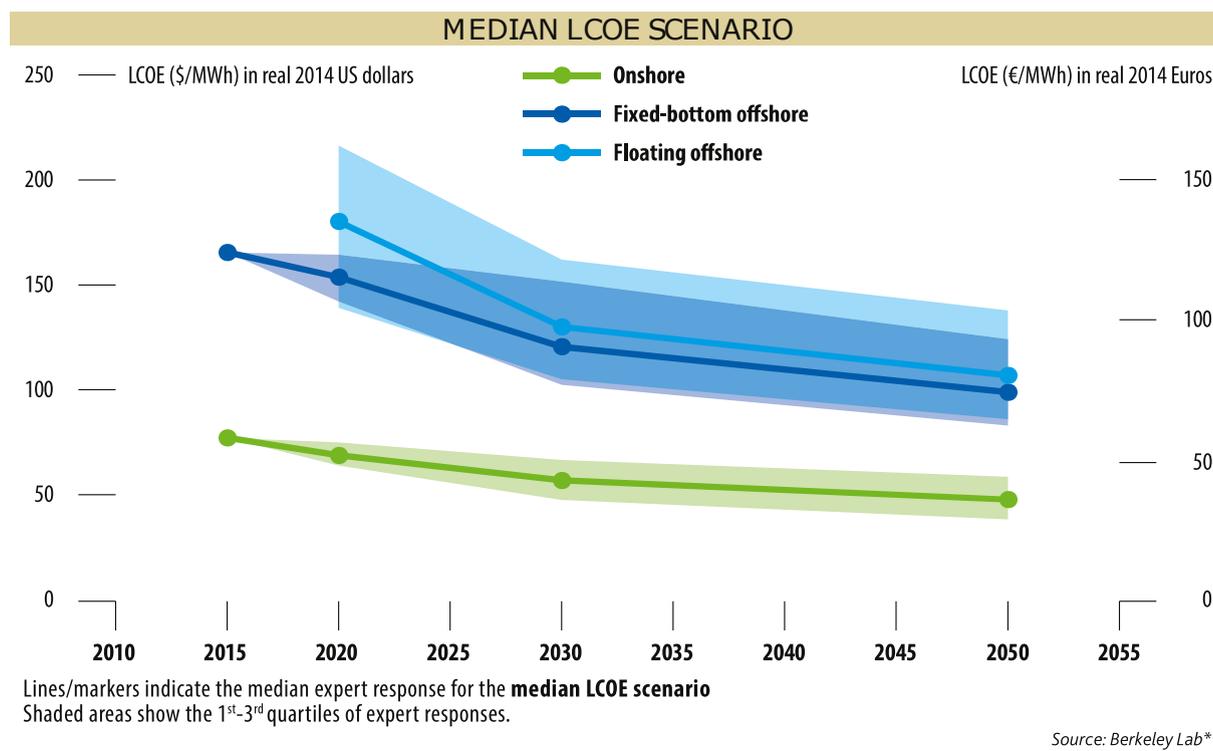
U.S. to begin adding offshore wind turbines in 2022

■ U.K. 
 ■ Germany 
 ■ China 
 ■ Netherlands 
 ■ France 
 ■ U.S. 
 ■ Other



**Figura 3.48.** Predicción de la evolución de plantas eólicas *offshore*. Fuente: Bloomberg / Bloomberg New Energy Finance. <https://bloom.bg/2Nk2urg>

Un factor que como sabemos es fundamental a la hora de valorar la madurez de una tecnología renovable es el coste normalizado o *Levelized Cost of Energy* **LCOE**. En el caso de la energía eólica es necesario diferenciar la evolución del LCOE para instalaciones *onshore* y *offshore*, siendo lógicamente las primeras más maduras y presentando, por lo tanto, un menor coste normalizado.



**Figura 3.49.** Previsión de la evolución de los costes normalizados de energía LCOE para la energía eólica onshore y offshore. Fuente: Berkeley Lab / Global Wind Energy Outlook 2016. <https://bit.ly/2DmrzjB>

En la Figura 3.49 se presenta la evolución prevista según varios expertos para los costes normalizados de la energía eólica onshore (en verde) y offshore (azul). Para esta última se ha diferenciado entre instalaciones fijas y flotantes. Como puede apreciarse, en los próximos años se prevé un fuerte descenso en los costes asociados a la eólica *offshore*.

Por último, a título ilustrativo, se ha incluido a continuación información sobre algunos de los **aerogeneradores comerciales de mayor potencia que pueden encontrarse a día de hoy en el mercado**.

En primer lugar se presenta el modelo **V-164 de Vestas**, un aerogenerador pensado para su uso offshore, con una potencia nominal en el entorno de los 8-9 MW, con un diámetro de rotor y una altura de 164 y 187 metros, respectivamente.

Por otro lado, el modelo **Enercon E-126** muestra como principal característica su diseño direct-drive, esto es, sin caja multiplicadora, lo que se nota en el reducido tamaño (y curioso diseño) de la góndola. La potencia de este aerogenerador se sitúa cercana a las 8 MW, con un diámetro de rotor y altura de 126 y 198 metros.

Por último, se ha seleccionado también el aerogenerador de fabricación china **MINGYANG SCD6.5**, con 6.5 MW de potencia y un diámetro de rotor y altura de 164 y 187 metros. El aspecto más destacado de este modelo, diseñado para su uso offshore, es el de disponer sólo de dos palas en el rotor, frente al extendido uso a día de hoy de los modelos tri-pala.



**Figura 3.50.** Aerogenerador Vestas V-164. Fuente: Garvarduniversity. <https://bit.ly/2Z3Y0hT>. License: CC BY-SA 4.0



**Figura 3.51.** Aerogenerador Enercon E-126. Fuente: Wikimedia Commons <https://bit.ly/2MpjmQx>. License: CC BY-SA 3.0



**Figura 3.52.** Aerogenerador MINGYANG SCD6.5. Fuente: YouTube <https://youtu.be/PFPSvxeFw3A>. License: YouTube Standard

# Lista de Figuras

3.1. Primeras representaciones conocidas de embarcaciones a vela. . . . .	2
3.2. Imagen de 1897 de dos aerogeneradores de prueba de Poul la Cour en el instituto de Askov Folk, Askov (Dinamarca). Fuente: <a href="http://bit.ly/2mFUIfm">http://bit.ly/2mFUIfm</a> . Licencia: © Copyright 1997-2003 Asociación danesa de la industria eólica. . . . .	2
3.3. Ejemplos de turbinas Savonius y Darrieus: turbina eólica Savonius en Taiwan (izquierda); turbina eólica Darrieus en Baden-Württemberg (Alemania) . Fuente (izquierda): <a href="http://bit.ly/2mG2mWV">http://bit.ly/2mG2mWV</a> (Licencia: CC BY-SA 3.0 (Attribution: Dietrich Krieger)); Fuente (derecha): <a href="http://bit.ly/2mAbNXf">http://bit.ly/2mAbNXf</a> (Licencia: CC BY-SA 3.0) . . .	3
3.4. Evolución de la capacidad eólica instalada entre los años 2008 y 2018. Fuente: REN21 (2019 Report). <a href="http://bit.ly/2rTdoY3">http://bit.ly/2rTdoY3</a> . . . . .	4
3.5. Ruido generado por un aerogenerador. Fuente: GE Global Research / National Institute of Deafness and Other Communication Disorders. . . . .	5
3.6. Coste normalizado de generación para diferentes tecnologías renovables. Fuente: (IDAE) Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020. <a href="https://bit.ly/2nRALmR">https://bit.ly/2nRALmR</a> . . . . .	6
3.7. Coste normalizado de la energía para diferentes tecnologías renovables (2019). Fuente: Renewables 2019 Global Status Report (REN21). <a href="http://bit.ly/2rTdoY3">http://bit.ly/2rTdoY3</a> . . . .	7
3.8. Mapa del recurso eólico en Europa. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	8
3.9. Ejemplo de rosa de los vientos anual para la ciudad de Bombay. Fuente: Arquitectura Abisal Bombay <a href="http://martinezjimenezplproyvi.blogspot.com.es/2012/03/rosa-de-los-vientos-por-intensidad-y.html">http://martinezjimenezplproyvi.blogspot.com.es/2012/03/rosa-de-los-vientos-por-intensidad-y.html</a> . . . . .	9
3.10. Ejemplo de distribución de velocidades de viento modeladas mediante una función de Weibull (rojo). En azul, la energía generada por el aerogenerador. Fuente: <a href="https://bit.ly/2FEQZGz">https://bit.ly/2FEQZGz</a> . Licencia: CC-BY-SA 3.0. . . . .	10
3.11. Distribuciones de Weibull para una velocidad media de viento de 8m/s y diferentes valores del parámetro $k$ . . . . .	10
3.12. Aumento de la velocidad del viento con la altura: ilustración gráfica con el ejemplo de un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	12
3.13. Efecto de la rugosidad del terreno sobre la velocidad del viento. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	12

3.14. Generación de turbulencias en la parte posterior de un aerogenerador. Fuente: Wind Engineering and Renewable Energy Laboratory Wire <a href="https://bit.ly/2EMfh0n">https://bit.ly/2EMfh0n</a> . . .	13
3.15. Efecto de la velocidad del viento y el diámetro del rotor en la potencia generada en un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	14
3.16. Representación esquemática de la evolución de la masa de aire que atraviesa un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	15
3.17. Variaciones en la velocidad y presión de la masa de aire que atraviesa el conjunto rotor/palas de un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . .	16
3.18. Representación del coeficiente de potencia $C_p$ frente a la inducción axial $a$ . Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	17
3.19. Representación esquemática del Teorema de Bernoulli. Fuente: Wikimedia <a href="http://bit.ly/2DCneFZ">http://bit.ly/2DCneFZ</a> . . . . .	18
3.20. Principio de funcionamiento de un aerogenerador: fuerzas de sustentación y resistencia. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	18
3.21. Perfil del ala de una avión (ejemplo extrapolable al perfil de la pala de un aerogenerador). Fuente: <a href="https://bit.ly/2Iv9SwJ">https://bit.ly/2Iv9SwJ</a> . . . . .	19
3.22. Evolución de los coeficientes de sustentación y arrastre frente al ángulo de ataque. Fuente: Wind Energy Handbook (Wiley), página 94. . . . .	20
3.23. Fenómeno de pérdida de sustentación con el aumento del ángulo de ataque. Fuente: <a href="https://bit.ly/2mCu8mg">https://bit.ly/2mCu8mg</a> (Dominio público). . . . .	21
3.24. Relación entre tamaño de rotor y potencia eléctrica generada: evolución en los últimos años. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	22
3.25. Curva velocidad de viento frente a potencia generada para un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	23
3.26. Coeficiente de potencia frente a velocidad específica para varios modelos de aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	24
3.27. Elementos que constituyen un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	27
3.28. Coste asociados a los diferentes elementos que constituyen un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	27
3.29. Diferentes tipologías de torre de aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	28
3.30. Cimentación de un aerogenerador <i>onshore</i> . Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 2.0. <a href="http://bit.ly/2mLQ6nZ">http://bit.ly/2mLQ6nZ</a> . . . . .	29
3.31. Pala Siemens de 49 metros de longitud. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 3.0. <a href="http://bit.ly/2DrA646">http://bit.ly/2DrA646</a> . . . . .	29
3.32. Perfil de una pala desde su base hasta el extremo: detalle de secciones transversales. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	30
3.33. Detalle de la sección transversal de la pala de un aerogenerador. Fuente: Riso R-1390: <i>Improved design of large wind turbineblade of fibre composites based onstudies of scale effects (Phase 1) - Summary Report</i> . . . . .	31

3.34. Detalle de la sección transversal de la pala de un aerogenerador: posibles defectos. Fuente: Riso R-1390: <i>Improved design of large wind turbineblade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase 1) - Summary Report</i> . . . . .	32
3.35. Vortex Bladeless: aerogeneradores sin palas. Fuente: Vortex Bladeless. . . . .	32
3.36. Bujes de un aerogenerador siendo conectado a la góndola. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC-BY-SA 2.0 . . . . .	33
3.37. Tipos de bujes en aerogeneradores: rígido, basculante y abisagrado. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	34
3.38. Sistema de orientación en aerogeneradores de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	35
3.39. Aerogenerador orientado a sotavento/barlovento. Fuente: <a href="https://bit.ly/2EPJ0Fp">https://bit.ly/2EPJ0Fp</a> . Licencia: CC BY SA 4.0 (Attribution © Hans Hillewaert). . . . .	35
3.40. Instalación de la caja multiplicadora, eje y freno de un aerogenerador. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 2.0. <a href="http://bit.ly/2ERH8Mx">http://bit.ly/2ERH8Mx</a> . . . . .	37
3.41. Detalle del ensamblado del sistema de frenado (y caja multiplicadora) de un aerogenerador modelo Nordex N80 (altura de torre: 60 m; longitud de pala: 40 m). Fuente: Paul Anderson (CC BY-SA 2.0). <a href="http://bit.ly/2ES1HbK">http://bit.ly/2ES1HbK</a> . . . . .	37
3.42. Representación esquemática de un aerogenerador de velocidad fija. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	38
3.43. Representación esquemática de un aerogenerador de velocidad variable con generador síncrono. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico. . . . .	40
3.44. Comparativa entre un aerogenerador con caja multiplicadora (izquierda) y de accionamiento directo (derecha). Fuente: Wikimedia. Licencia: CC-BY-SA 4.0 . . . . .	43
3.45. Ejemplo de aerogenerador de accionamiento directo. Fuente: <a href="https://bit.ly/2Dex1Rn">https://bit.ly/2Dex1Rn</a> Licencia: CC-BY-SA 2.5 . . . . .	44
3.46. Imagen de una planta eólica offshore con aerogeneradores flotantes. Fuente: <a href="https://youtu.be/1vy1ajBe8mY">https://youtu.be/1vy1ajBe8mY</a> Licencia: YouTube Standar . . . . .	45
3.47. Top 10 de fabricantes de aerogeneradores <i>onshore</i> . Fuente: Bloomberg New Energy Finance. <a href="http://bit.ly/2NkkIJ5">http://bit.ly/2NkkIJ5</a> . . . . .	46
3.48. Predicción de la evolución de plantas eólicas <i>offshore</i> . Fuente: Bloomberg / Bloomberg New Energy Finance. <a href="https://bloom.bg/2Nk2urg">https://bloom.bg/2Nk2urg</a> . . . . .	46
3.49. Previsión de la evolución de los costes normalizados de energía LCOE para la energía eólica onshore y offshore. Fuente: Berkeley Lab / Global Wind Energy Outlook 2016. <a href="https://bit.ly/2DmrzjB">https://bit.ly/2DmrzjB</a> . . . . .	47
3.50. Aerogenerador Vestas V-164. Fuente: Garvarduniversity. <a href="https://bit.ly/2Z3Y0hT">https://bit.ly/2Z3Y0hT</a> . License: CC BY-SA 4.0 . . . . .	48
3.51. Aerogenerador Enercon E-126. Fuente: Wikimedia Commons <a href="https://bit.ly/2MpjmQx">https://bit.ly/2MpjmQx</a> . License: CC BY-SA 3.0 . . . . .	48
3.52. Aerogenerador MINGYANG SCD6.5. Fuente: YouTube <a href="https://youtu.be/PFPSvxeFw3A">https://youtu.be/PFPSvxeFw3A</a> . License: YouTube Standard . . . . .	49