

Energía y Telecomunicaciones

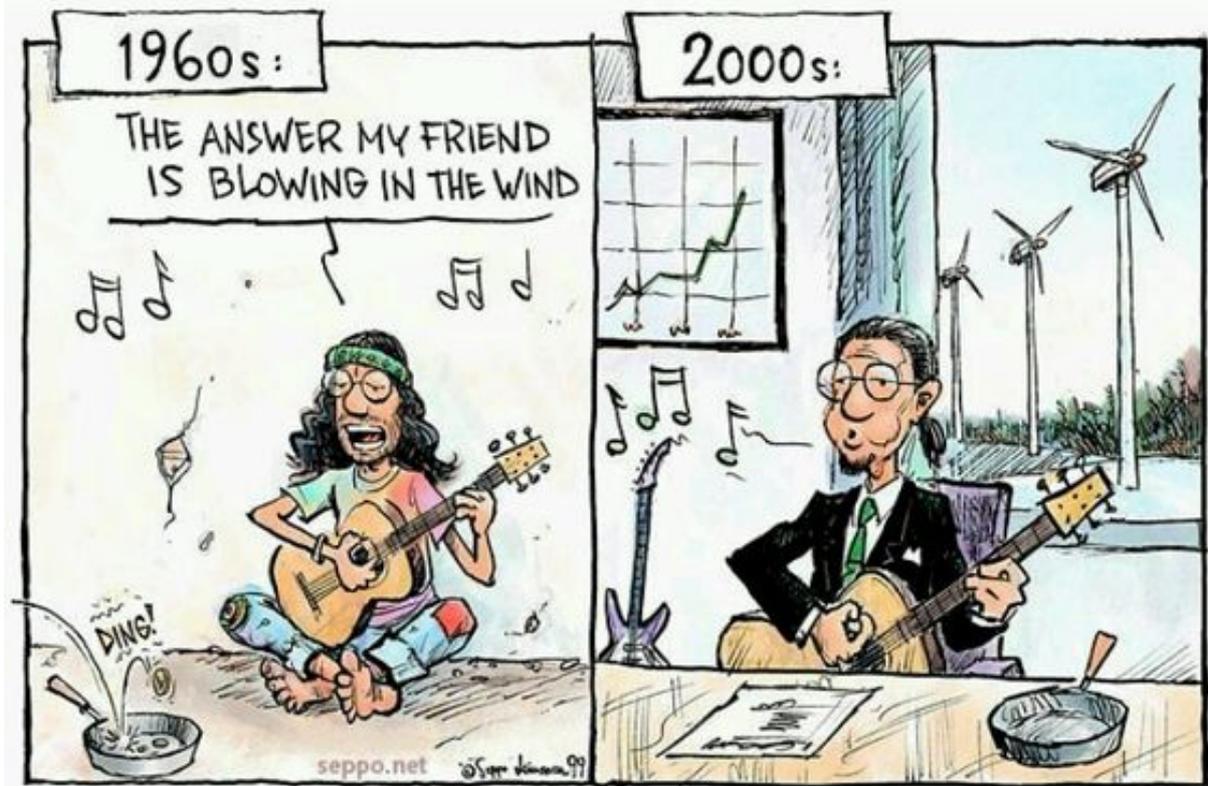
Energías Renovables

Apuntes de la Asignatura

Jesús Mirapeix Serrano

Grupo de Ingeniería Fotónica
Universidad de Cantabria





Cartoon: Seppo Leinonen, www.seppo.net. Permission granted by the author.

“As yet, the wind is an untamed and unharnessed force, and quite possibly one of the greatest discoveries hereafter to be made will be the taming and harnessing of it.”

Abraham Lincoln. President of the United States of America (1861-65).

Energía y Telecomunicaciones

Mirapeix Serrano, Jesús

© 2023 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

LA **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

Este 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.

Acrónimos

BTS	Base Transceiver Station	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change / [Panel Intergubernamental para el Cambio Climático]
CAES	Compressed Air Energy Storage / [Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido]	IR	Infrared / [Infrarrojo]
CSP	Concentrating Solar Power / [Energía Solar de Concentración]	LCOE	Levelized Cost of Energy / [Coste Normalizado de la Energía]
E	Energy / [Energía]	PV	Photovoltaics
EBT	Estación Base de Telefonía	RE	Renewable Energy
EERR	Energías Renovables	REE	Red Eléctrica Española
EU	European Union	SHM	Structural Health Monitoring
FBG	Fiber Bragg Grating (red de difracción)	TFC	Total Final Consumption / [Consumo Final Total]
FV	Fotovoltaica	TPES	Total Primary Energy Supply / [Suministro Total de Energía Primaria]
GH	Green-house / [Efecto Invernadero]	UE	Unión Europea
GHG	Green-house Gas [Gas de Efecto Invernadero]	UV	Ultraviolet / [Ultravioleta]
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía		

Glosario

Biomasa es un término que se refiere a la obtención de energía mediante la combustión de madera u otras materias orgánicas similares. La combustión de biomasa implica la emisión de carbono, pero se considera una energía renovable en la UE y la ONU ya que las plantaciones se pueden considerar renovables al ser replantadas. Como fuente de energía, la biomasa se puede usar directamente mediante combustión o de forma indirecta mediante su conversión a bio-combustibles.

Calibración Dinámica de Líneas de Alta Tensión se refiere a la posibilidad de transmitir corrientes superiores a las nominales de la línea mediante la medida de parámetros tales como la radiación solar o la velocidad del viento, lo que permite estimar su posible efecto refrigerante sobre la línea.

Combustibles Fósiles son combustibles creados en procesos naturales, tales como la descomposición anaeróbica de organismos muertos que contienen energía generada en su momento por medio de la fotosíntesis. Ejemplos de combustibles fósiles son el petróleo, el carbón y el gas natural.

Concentrating Solar Power / Energía Solar de Concentración (también denominada *Concentrated Solar Thermal*, y CSP) son sistemas de energía solar basados en el uso de conjuntos de espejos para concentrar la radiación solar en un área pequeña. La electricidad se genera mediante la conversión de la luz concentrada a calor, lo que sirve para accionar una turbina conectada a un generador eléctrico.

Desarrollo Sostenible Desarrollo que contempla las necesidades de las generaciones actuales sin comprometer las necesidades de generaciones futuras.

Efecto Fotoeléctrico se refiere a la emisión de electrones que se produce cuando determinados materiales son expuestos a radiaciones electromagnéticas específicas.

Energía Hidráulica / Hydro Power es la energía derivada del agua (saltos de agua o corrientes).

Energía Hidráulica de Bombeo se basa en el movimiento del agua a embalses en altura, donde la energía potencial del agua será recuperada cuando se deje “caer” del embalse superior a uno inferior, activando una turbina en el proceso.

Energía Renovable es la energía obtenida de fuentes de energía que pueden considerarse continuas o inagotables a escala humana.

Energía Solar Fotovoltaica está basada en la conversión de la radiación solar (fotones) en electricidad (electrones) por medio del efecto fotoeléctrico.

Energía Sostenible es la energía que no disminuye de manera notable con un uso continuo, no implica emisiones contaminantes u otros riesgos medioambientales significativos y no implica la perdurabilidad de riesgos para la salud o injusticias sociales.

Energía Primaria es la energía directamente obtenida de fuentes naturales.

Energía de Uso Final es la energía consumida directamente por el usuario, como la electricidad, la gasolina o el gas natural.

Gas de Efecto Invernadero / Greenhouse Gas gas atmosférico capaz de atrapar o reflejar calor (radiación infrarroja). Ejemplos de estos gases son el CO₂ o el metano.

Instalación Solar Fotovoltaica de Autoconsumo instalación diseñada para suministrar electricidad a un sistema/infraestructura/edificio en el cual se encuentra instalada, por ejemplo una vivienda unifamiliar.

Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red es una instalación que funciona como una planta de generación, produciendo electricidad e inyectándola en la red eléctrica.

Levelized Cost of Energy (LCOE) / Coste Normalizado de la Energía es un parámetro que permite la comparación directa entre diferentes tecnologías (de generación de electricidad), ya que mide los costes a lo largo de la vida útil de una determinada central/instalación (construcción, mantenimiento, operación, etc.) dividido por la energía que dicha infraestructura generará en todos sus años de funcionamiento. Sus unidades son $\$/Wh$.

Paridad de Red / Grid Parity ocurre cuando una nueva fuente de energía es capaz de generar electricidad a un coste normalizado (LCOE) igual o menor que el coste asociado a la compra de electricidad en la red eléctrica tradicional. El término “paridad de red” se emplea fundamentalmente asociado a las energías renovables.

Términos en Inglés

Biofuels Bio-Combustibles

Capacity Potencia Instalada

Coal Carbón

Co-generation Co-generación

Combined Cycle Ciclo Combinado

Hydro Hidráulica

Mtoe: Million Tonnes of Oil Equivalent Tonelada equivalente de petróleo (millones)

Natural Gas Gas Natural

Ocean Energy Energías derivadas del Mar

Oil Petróleo

Pumped Hydro Hidráulica de Bombeo

Solar PV Solar Fotovoltaica

Thermal RE Térmica Renovable

Waste Residuos

Wind Eólica

Unidades

°C	Celsius (temperatura)
J	Joule (energía)
K	Kelvin (temperatura)
Mtoe	Million Tonnes of Oil Equivalent (millones de toneladas equivalentes de petróleo)
ppm	Parts per million (partes or millón)
ppb	Parts per billion (partes or billón)
ppt	Parts per trillion (partes or trillón)
Wh	Watt-hour (vatio-hora) (energía)
W	Watt (vatio) (potencia)(capacity)

Índice general

Acrónimos	I
Glosario	II
Términos en Inglés	IV
Unidades	V
Índice general	VI
3 Energía Eólica	1
3.1 Energía Eólica: Introducción	1
3.1.1 Energía Eólica: Breve Reseña Histórica	1
3.2 Situación actual	4
3.2.1 Situación actual: España	5
3.2.2 Situación de la energía eólica en Cantabria	8
3.2.3 Energía Eólica: LCOE (<i>Levelized Cost of Energy</i>)	11
3.3 El viento como fuente de energía	13
3.4 Teoría de aerogeneradores	19
3.4.1 Límite de Betz	21
3.4.2 ¿Por qué gira el rotor de un aerogenerador?	23
3.4.3 Potencia eléctrica generada	26
3.4.4 Estrategias de regulación de potencia	30
3.5 Aerogenerador: componentes y funcionamiento	32
3.5.1 Torre	33
3.5.2 Rotor	35
3.5.3 Caja multiplicadora	43

3.5.4	Frenos	45
3.5.5	Sistemas de generación	45
3.5.6	Conexión directa e indirecta	48
3.5.7	Aerogeneradores: sistema de control	48
3.5.8	Aerogeneradores: Centros de Control	49
3.6	Parques eólicos y telecomunicaciones	50
3.6.1	Aerogeneradores: tendencias actuales	55
3.7	Conclusiones: situación actual y perspectivas	57
3.7.1	Aerogeneradores actuales de mayor potencia	60

CAPÍTULO 3

Energía Eólica

3.1. Energía Eólica: Introducción

EN 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.

3.1.1. 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 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

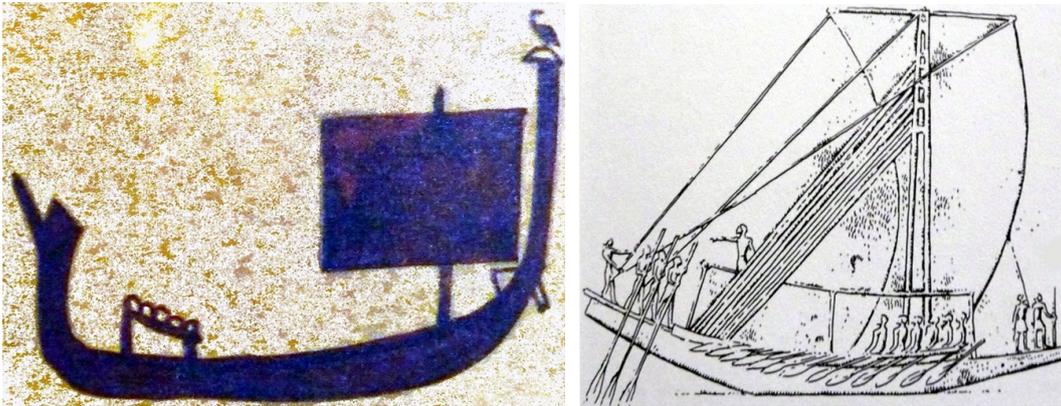


Figura 1. Primeras representaciones conocidas de embarcaciones a vela.

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



Figura 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

contenido con todo ello, publicó la primera revista de electricidad eólica del mundo.

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.

Importante 3.1: 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”^a

^aTexto extraído de: <http://bit.ly/2mFUIfm>

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](#) 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 3.2: Dyson Sphere Program

Un dato curioso, el juego **Dyson Sphere Program**, disponible en acceso anticipado y que está teniendo un gran éxito en Steam, propone al jugador el reto de conseguir los recursos y desarrollar la infraestructura necesaria para construir una **esfera de Dyson**. Entre los recursos disponibles está la energía eólica y, como quizás reconozcas en la [Figura 4](#), incluye como opciones aerogeneradores de eje vertical, similares a los modelos Savonius y Darrieus.



Figura 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).



Figura 4. Captura del juego *Dyson Sphere Program*.

3.2. Situación actual

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.

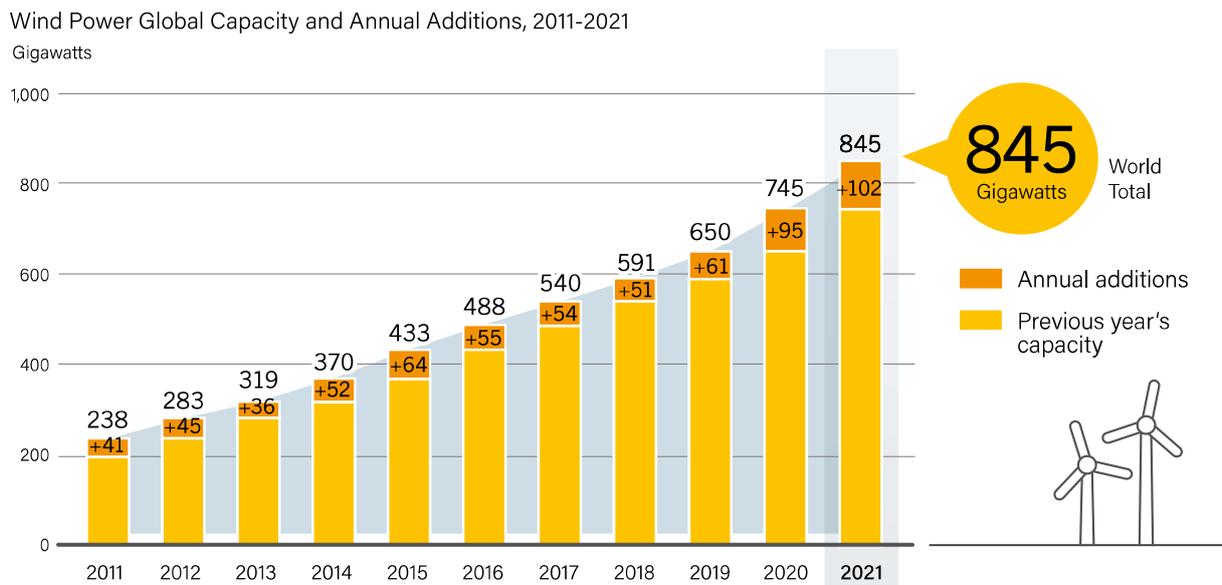


Figura 5. Evolución de la capacidad eólica instalada entre los años 2011 y 2021. Fuente: REN21 (2022 Report). Enlace: <https://bit.ly/3MR1R7x>.

3.2.1. Situación actual: España

Como puede apreciarse, el crecimiento de la energía eólica parece seguir una tendencia lineal de crecimiento continuo: **¿se habrá experimentado el mismo crecimiento en España?** Vamos a analizarlo por medio de la [Figura 6](#).

En la [Figura 6](#) puede apreciarse claramente cómo la tendencia en España no ha seguido exactamente la experimentada a nivel global, ya que el aumento de potencia instalada experimentó un claro estancamiento en nuestro país entre los años 2012 y 2018, roto por el claro crecimiento asociado a 2019. ¿A qué se debe este estancamiento? Al igual que vimos en el caso de la energía solar FV, tanto la crisis económico-financiera del 2010 como la problemática específica de las primas a las renovables generó una gran incertidumbre en el sector, plasmada en esa falta de inversiones durante estos últimos años. Esta tendencia se rompe claramente en el 2019 con un gran aumento de capacidad eólica ligada a subastas de años anteriores, por ejemplo de 2017, y a una situación en general más favorable para las EERR.

Pese a lo visto anteriormente, no todo el mundo está a favor de la energía eólica. Por ejemplo, en la [Figura 7](#) se muestra una noticia reciente relacionada con la energía eólica en **Cantabria**, en particular con **diversos colectivos que se oponen a este tipo de energía**.

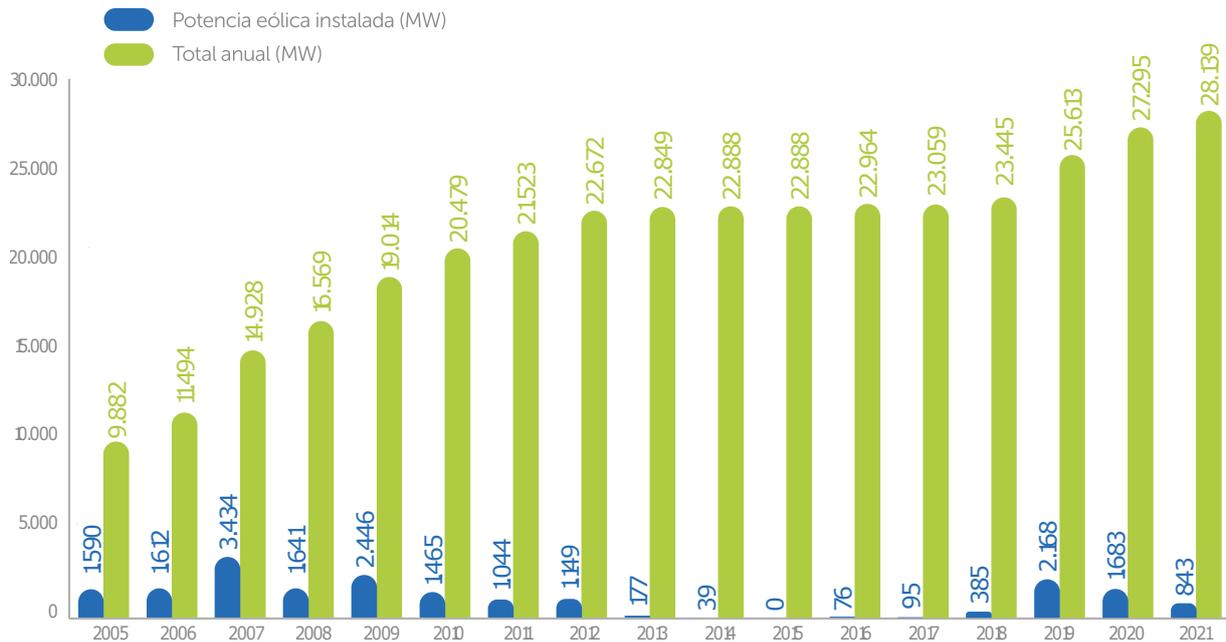


Figura 6. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España. Fuente: Anuario Eólico 2022 (AEE). Enlace al informe: <https://bit.ly/3HkBZQ6>



Una veintena de colectivos de Cantabria han pedido este lunes que se establezca una moratoria para la tramitación de todos los proyectos eólicos en la comunidad autónoma, hasta que la aprobación definitiva del Plan de Ordenación del Territorio (PROT). Entre esas asociaciones se encuentran **SEO/BirdLife**, **ADIC** (la Asociación para la Defensa de los Intereses de Cantabria), el sindicato ganadero **UGAM-COAG**, **Cantabria No se Vende**, el sindicato de docentes **STEC**, las plataformas para la defensa de los **Valles Pasiegos** y **la Cordillera Cantábrica** o la **Fundación para la recuperación del Quebrantahuesos**.

Figura 7. Noticia de noviembre del 2020 en El Diario Montañés sobre la oposición en la región al desarrollo de la energía eólica. Fuente: El Diario Montañés. <https://bit.ly/2JyvD4r>

Cuestión 3.1: Oposición a la energía eólica (400 XP)

Antes de continuar leyendo, trata de responder a estas preguntas con tus propias palabras: ¿qué factores crees que generan la oposición de estos colectivos a la energía eólica? ¿Qué fuentes de energía crees que son aceptables para estos colectivos? ¿Qué opinión tienes tú sobre este tema?

Para comprender mejor los **argumentos de defensores y detractores** de la energía eólica, vamos a analizar brevemente sus **ventajas e inconvenientes**:

¿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*¹

¿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 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 aves².



Figura 8. Pintado y uso de vinilos en aerogeneradores para disminuir los casos de muertes. Fuente: <https://bit.ly/3lWn2c8>. Licencia: YouTube Estándar.

¹Se 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*.

²Algunos estudios indican cifras de 0.3 aves muertas/aerogenerador al año.

Importante 3.3: Impacto sobre las aves

Una de las principales desventajas que suelen mencionarse en relación a la energía eólica es su impacto sobre las aves, ya que los aerogeneradores pueden causar la muerte de los pájaros que se acerquen mucho al conjunto formado por las palas y el rotor. En este sentido se están estudiando e incluso poniendo en práctica diferentes iniciativas para solucionar esta situación, entre ellas pintar de negro los aerogeneradores e incluso instalar en las torres vinilos que simulan ojos, tal y como puede apreciarse en la [Figura 8](#). Iberdrola, empresa que está probando estas iniciativas en varios parques eólicos en la provincia de Burgos, ha comentado lo siguiente:

“Este método ha sido probado en el aeropuerto Lourdes-Tarbes-Pyrénées en el suroeste de Francia, y ha demostrado ser el más eficiente para ahuyentar a las aves con una disminución del 65 % en el número de rapaces observadas en las zonas del aeropuerto donde se colocaron los vinilos”

En este breve vídeo (3:24) puedes obtener más información: <https://bit.ly/31Wn2c8>.

Importante 3.4: Aceite y Aerogeneradores

Se estima que un aerogenerador convencional necesita entre **300 y 400 litros de aceite** al año: ¡una cifra nada despreciable! Este es uno de los argumentos utilizados en contra de la energía eólica, en relación a la huella de CO₂ asociada y al reciclado del aceite usado.

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 9](#).

3.2.2. Situación de la energía eólica en Cantabria

Si has recorrido la región y, además, has visitado otras provincias españolas, habrás notado como la energía eólica en Cantabria es prácticamente inexistente, en claro contraste con otras regiones cercanas, como el norte de Burgos. ¿A qué se debe esta situación? Entre otros, probablemente dos de los factores clave han sido:

Inseguridad normativa ya que en 2009 tuvo lugar un concurso en el que se asignaron diferentes proyectos para el desarrollo de varios parques eólicos, pero la justicia declaró nulo dicho concurso, obligando al gobierno regional a indemnizar a varias de las empresas participantes, como Viesgo Renovables o Eolican, por los gastos derivados de su participación en dicho concurso.

Excesivos trámites burocráticos que implican más tiempo necesario en unas comunidades que en otras, lo que al final se traduce en más dinero invertido, lo que desincentiva el desarrollo de estos proyectos en las regiones con este tipo de problemas.

Oposición por parte de varios colectivos como diferentes grupos ecologistas.

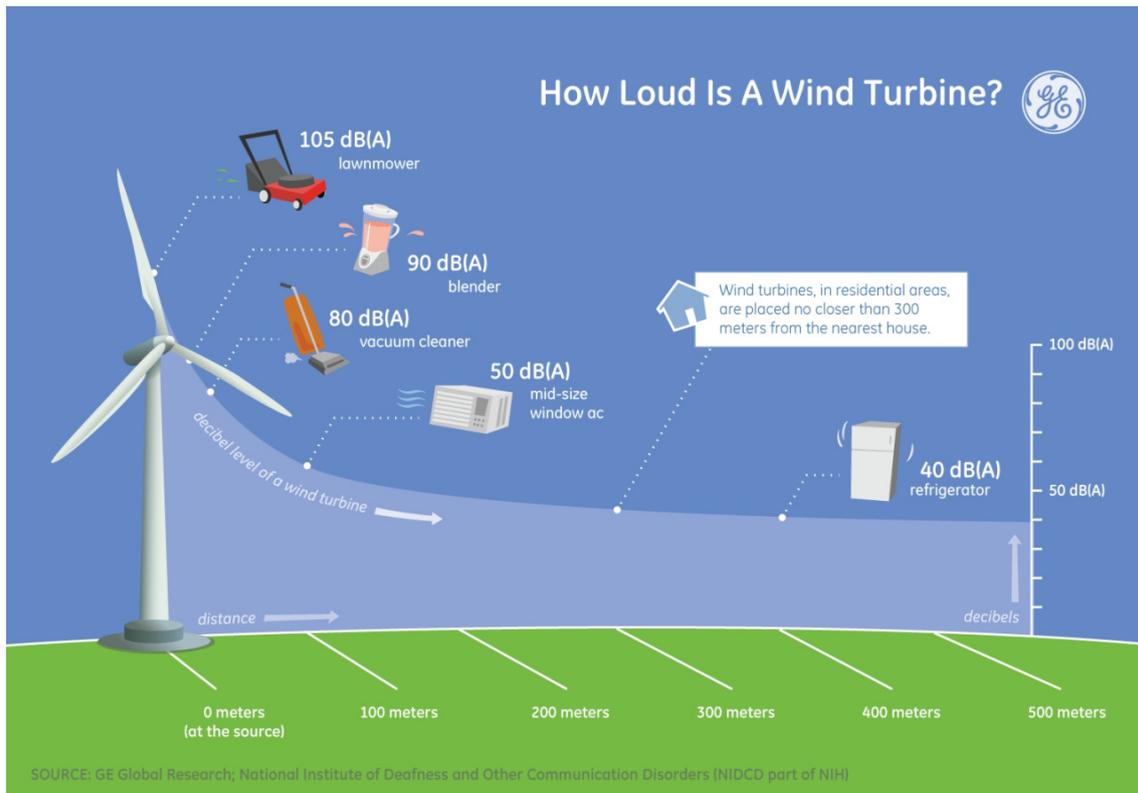


Figura 9. Ruido generado por un aerogenerador. Fuente: GE Global Research / National Institute of Deafness and Other Communication Disorders.

Importante 3.5: APPA: ¿por qué no hay (casi) eólica en Cantabria

En una charla reciente por parte de la APPA (patronal del sector de las renovables) en Cantabria, José María González Moya, (Director general de la APPA), comentó, entre otros aspectos, su opinión sobre por qué la eólica no se ha desarrollado en nuestra región. Toda la charla es muy interesante, pero si quieres ir directamente a esta sección que dura sólo 3 minutos, puedes consultar el siguiente vídeo (ir a 1:13:00): Enlace al vídeo en YouTube: <https://youtu.be/ypEQstJaceE>

En la actualidad, el único parque eólico activo en Cantabria es el de Cañoneras, en el municipio de Soba, muy cercano al límite con Burgos. Se trata de un parque construido en 2008 por Gamesa, con un total de 38 aerogeneradores que suman una capacidad de 32,3 MW para una inversión de 17 millones de euros. 17 de estos aerogeneradores fueron desarrollados totalmente por Gamesa en Reinosa. Además, se da la circunstancia de que el emplazamiento de este parque eólico implicó la necesidad de desarrollar un nuevo modelo de aerogenerador, dado que su altitud y exposición hace que las condiciones de viento puedan ser más intensas que las habituales para estos dispositivos. Algunas de las mejoras que tuvieron que desarrollarse¹:

Rotor se creó un rotor más corto y robusto, pasando de 52 a 47 metros de altura, e instalando en él telas de refuerzo.

¹Fuente: iberdrola.com <https://bit.ly/39Iu2Uu>

Buje se reforzaron algunos componentes que soportan los mayores esfuerzos, como el mecanismo de cambio de paso de pala.

Nacelle (góndola) se diseñaron modificaciones específicas en la estructura interior de la nacelle, reforzando varias partes del tren de potencia.

Torre se desarrolló un diseño completamente nuevo, utilizando un acero de mayor elasticidad.

Cimentación se llevó a cabo un nuevo diseño de la cimentación, para aumentar su resistencia y adaptarla a cargas extremas.



Figura 10. Imagen del parque eólico de Cañoneras, en Cantabria, durante su construcción. Fuente: elfaradio.com <https://bit.ly/37Aod8N>.

Importante 3.6: Cantabria: ¿un nuevo futuro eólico?

El gobierno de Cantabria ha expresado recientemente que el desarrollo de nuevos proyectos eólicos en la región es una prioridad, por lo que es posible que veamos nuevas parques eólicos en los próximos años. De momento, el primero de estos nuevos proyectos parece que será el que se instalará **en la Sierra del Escudo, con 151,2 MW, 36 aerogeneradores y una inversión de 114 millones de euros.**

¡OJO! Fíjate que mientras que en el parque de Cañoneras sus 38 aerogeneradores sumaban 32,3 MW, en el nuevo 36 aerogeneradores implicarán un total de 151,2 MW. Esto implica pasar de algo menos de **1MW por aerogenerador (2009) a más de 4 MW por equipo (2020)**, dando una clara idea de la progresión de la tecnología en 10 años.

Importante 3.7: Parques eólicos en España

En España la potencia instalada eólica total asciende (a fecha de diciembre del 2022) a **29.927 MW**, lo que supone algo más del **25 % del total de potencia instalada en España** (a nivel peninsular). El parque eólico de mayor potencia en España está situado en Huelva: se trata del parque de **El Andévalo de 282 MW**, complejo eólico formado por 8 parques en total.

¡NOTA! Te sugiero que eches un ojo a los comentarios de la noticia cuyo enlace aparece justo debajo, ya que tienen gran interés para esta parte de la asignatura. Se trata de una noticia sobre la instalación de un parque eólico offshore en Canarias, y los comentarios son una buena muestra de la opinión pública en nuestro país sobre estos temas: Enlace a la noticia: <https://bit.ly/2VB12Z5>

Finalizaremos esta sección con figuras interesantes. En la primera de ellas (Figura 11) se muestran los datos sobre las nuevas incorporaciones a la potencia eólica en España; mientras que los últimos datos disponibles de AEE (Asociación Eólica Española) en términos de potencia eólica total por comunidades se pueden observar en Figura 12: con todo lo comentado anteriormente, presta atención a la situación de Cantabria y compárala con regiones similares de España, por ejemplo Navarra.

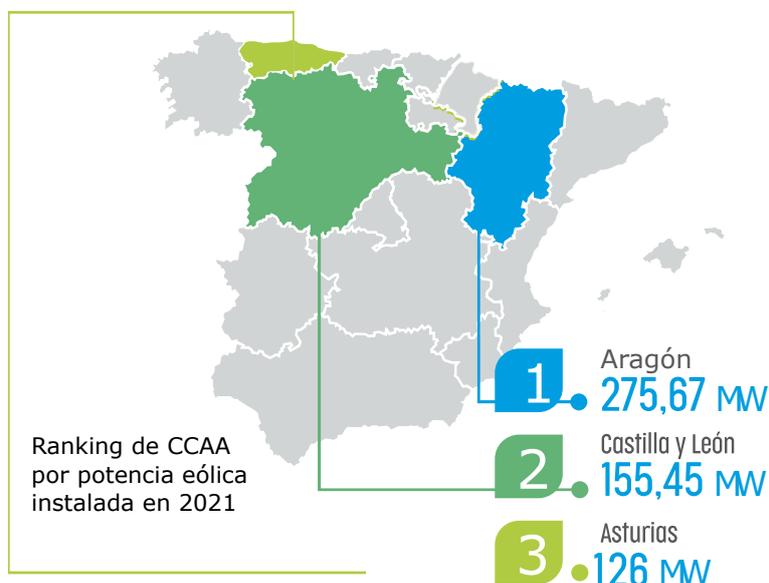


Figura 11. Nueva potencia eólica instalada en España en 2021. Fuente: Anuario Eólico 2022 (AEE). Enlace: <https://bit.ly/3b0Qdoh>.

3.2.3. 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

Potencia eólica instalada por CC.AA. en 2021

Fuente: elaboración AEE

CCAA	POTENCIA INSTALADA 2021 (MW)	POTENCIA ACUMULADA A CIERRE 2021 (MW)	CUOTA DE MERCADO SOBRE EL ACUMULADO (%)	TOTAL PPEE
Castilla y León	155,45	6.404,43	23%	272
Aragón	275,66	4.435,44	16%	176
Castilla La Mancha	68,7	3.954,84	14%	151
Galicia	68,9	3.866,64	14%	182
Andalucía	43,5	3.521,95	13%	163
Navarra	0	1.302,80	5%	58
Cataluña	0	1.271,20	5%	47
Comunidad Valenciana	0	1.238,78	4%	39
Asturias	126	645,45	2%	25
Canarias	104,4	557,82	2%	100
La Rioja	0	446,62	2%	14
Murcia	0	261,96	1%	14
País Vasco	0	153,25	1%	7
Extremadura	0	39,38	0%	1
Cantabria	0	35,30	0%	3
Baleares	0	3,68	0%	46
TOTAL	842,61	28.139,51		1.298

Figura 12. . Potencia eólica instalada en España por comunidades. Fuente: Anuario Eólico 2022 (AEE). Enlace: <https://bit.ly/3b0Qdoh>.

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.

La **Figura 13** muestra una comparativa entre los LCOEs asociados a las tecnologías renovables modernas, con la energía eólica (*onshore* y *offshore*), hidráulica y solar (FV y CSP) (datos de 2019). Se puede apreciar como la **eólica terrestre** (*onshore*) presenta LCOEs cercanos a la hidráulica (además con una tendencia claramente decreciente), 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.

Como resumen de la situación actual, veamos (**Figura 14**) cuáles son los aspectos clave (*key facts*) para el sector eólico según el informe 2022 del REN21 “Renewables 2022 Global Status Report”:

Cuestión 3.2: Energía eólica: LCOE (600 XP)

En la **Figura 13** podemos observar los LCOEs asociados a diferentes energías renovables. Un aspecto a destacar es que hay 2 tecnologías: geotermia e hidráulica, que presentan tendencias de crecimiento, esto es, su LCOE ha aumentado en los últimos años, al contrario que lo que ocurre con las tecnologías solares o eólicas. Trata de encontrar y explicar las posibles causas a esta situación.

Global LCOEs from newly commissioned, utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2020

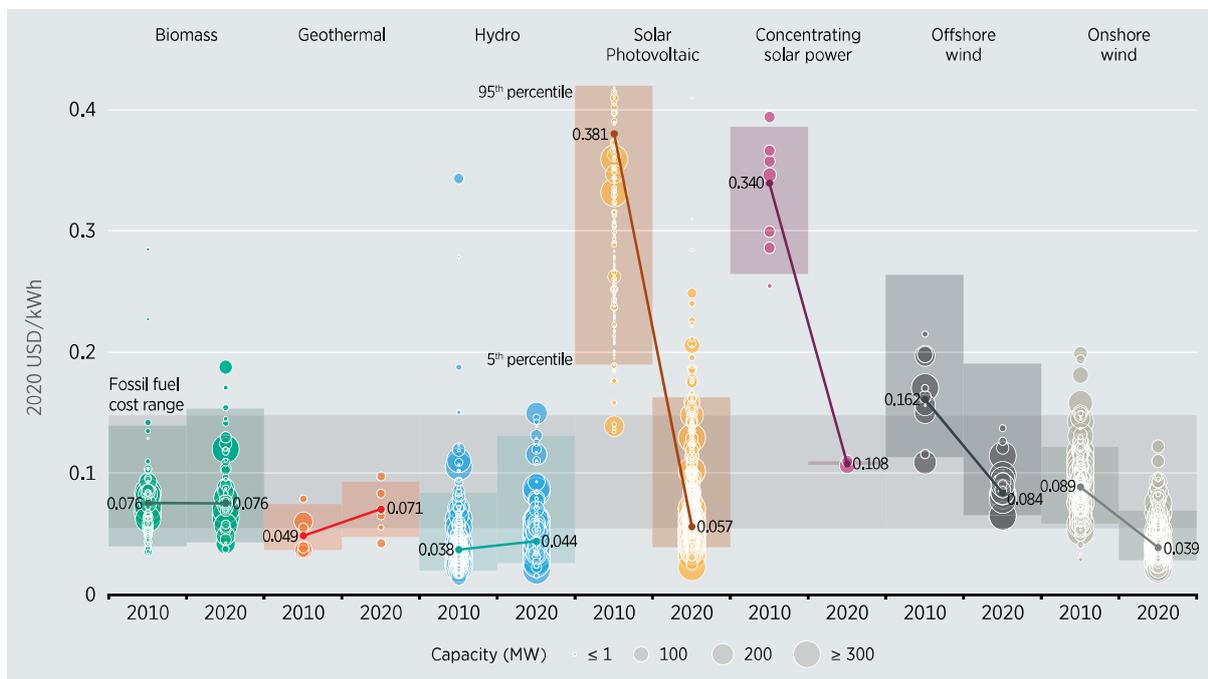


Figura 13. Coste normalizado de la energía (LCOE) para diferentes energías renovables (2010-2021). Fuente: IRENA Renewable Power Generation Costs 2021. Enlace: <https://bit.ly/3WwddM>

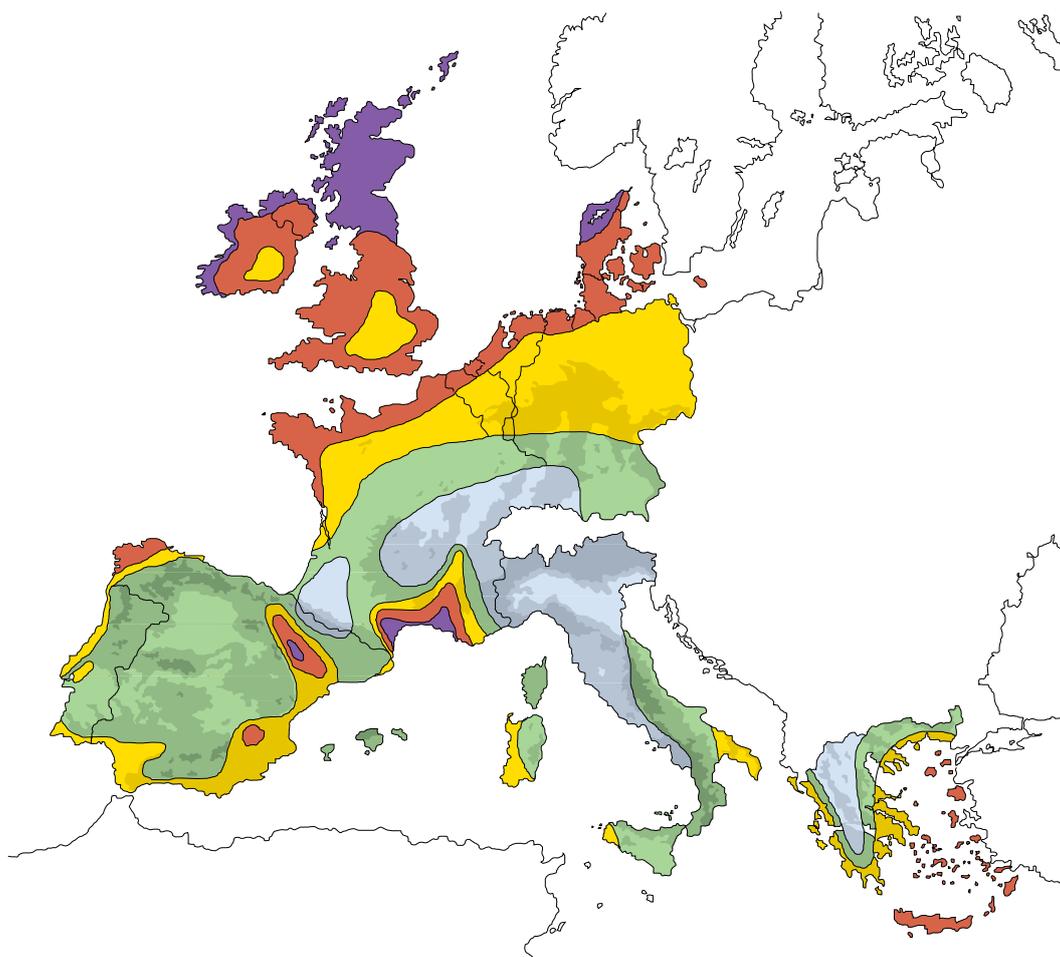
KEY FACTS

- The global wind power** installed capacity grew by 102 GW in 2021, again led by China. Onshore additions fell relative to 2020 and offshore additions surged to new highs, driven largely by policy changes in China and the United States. Not including China, annual global installations rose more than 14%.
- Rising costs** due to supply chain constraints, labour shortages, shipping backlogs and rising raw material prices compounded ongoing challenges, including a lack of grid infrastructure and permitting. Outside of China, average turbine prices reached levels not seen since 2015, and the industry is urging greater focus on the system value of wind energy rather than solely on continually declining costs and prices.
- The offshore wind sector** attracted increasing attention from governments, project developers, oil and gas majors and other energy providers. By one estimate, the offshore wind power pipeline reached 517 GW by early 2022.

Figura 14. Key facts para el sector eólico según REN21. Fuente: REN21 (2022 Report). Enlace: <https://bit.ly/3MR1R7x>.

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.



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 ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²		
	> 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 15. Mapa del recurso eólico en Europa. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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**.

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 minutos¹.

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.

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

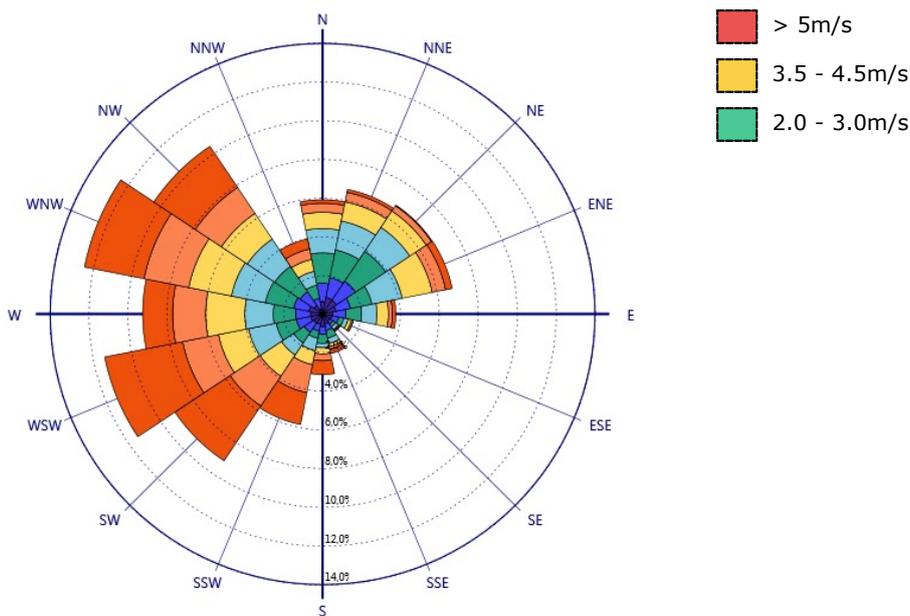


Figura 16. Ejemplo de rosa de los vientos anual para la ciudad de Bombay. Fuente: Arquitectura Abisal Bombay <http://martinezjimenezplproyvi.blogspot.com.es/2012/03/rosa-de-los-vientos-por-intensidad-y.html>.

En primer lugar, la **rosa de los vientos** (ver Figura 16) permite representar e identificar de manera sencilla las direcciones prevalentes del viento, así como la frecuencia relativa de cada dirección².

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 17).

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.

¹Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

²La rosa de los vientos indica la dirección desde dónde (y no hacia) sopla el viento.

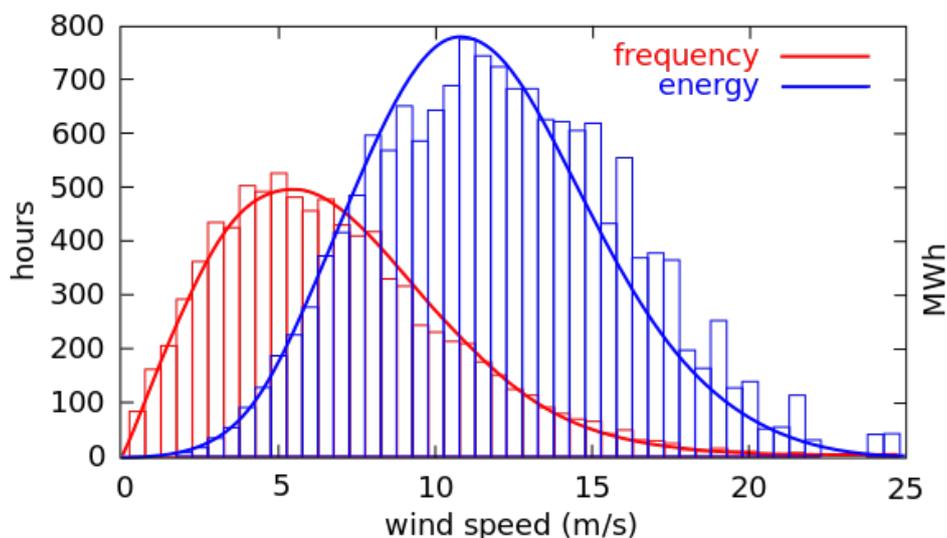


Figura 17. Ejemplo de distribución de velocidades de viento modeladas mediante una función de Weibull (rojo). En azul, la energía generada por el aerogenerador. Fuente: <https://bit.ly/2FEQZGz>. Licencia: CC-BY-SA 3.0.

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 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.

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

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 19](#). 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.

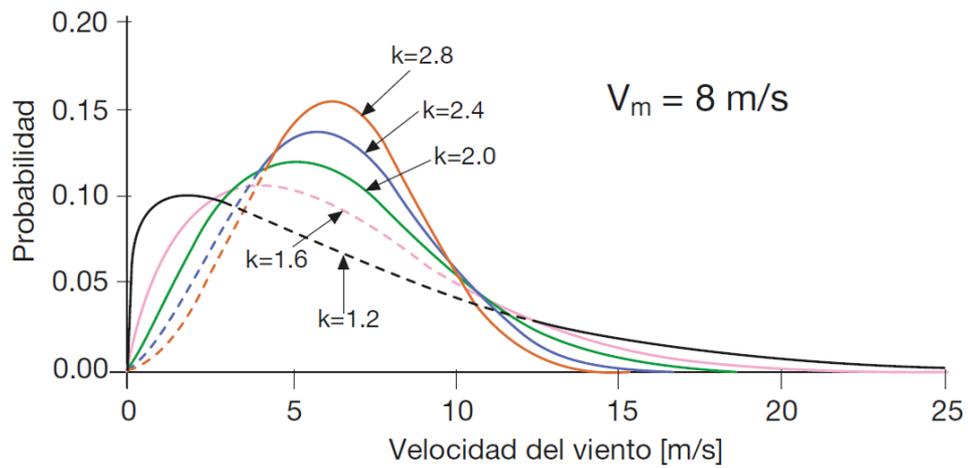


Figura 18. Distribuciones de Weibull para una velocidad media de viento de 8m/s y diferentes valores del parámetro k .

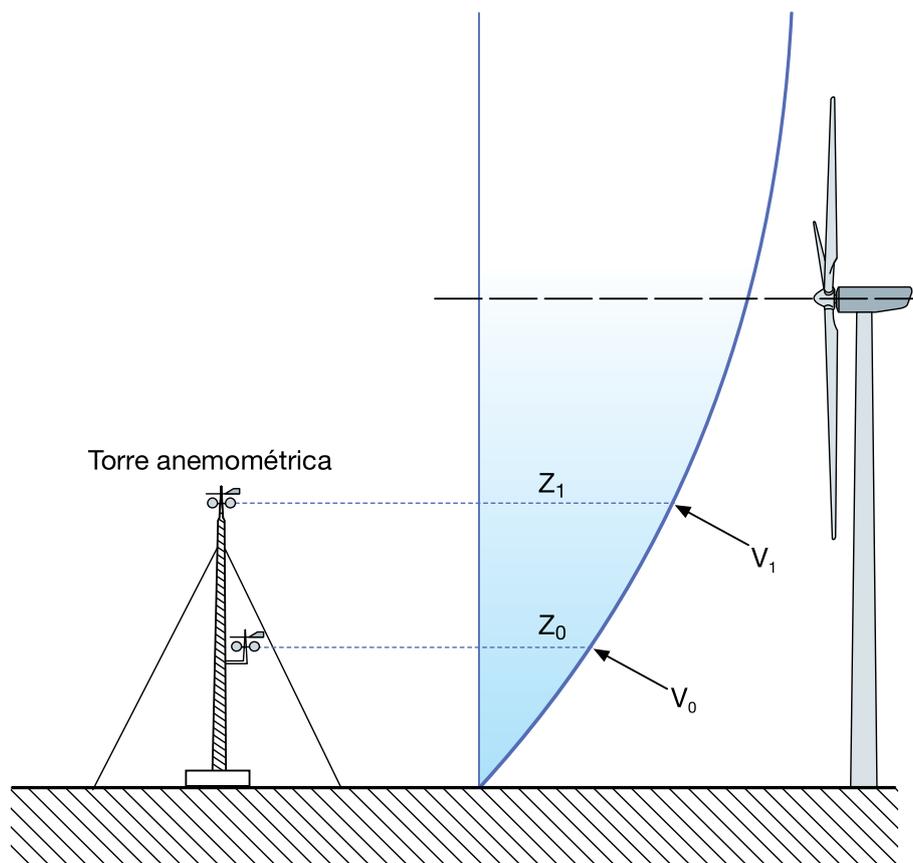


Figura 19. Aumento de la velocidad del viento con la altura: ilustración gráfica con el ejemplo de un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

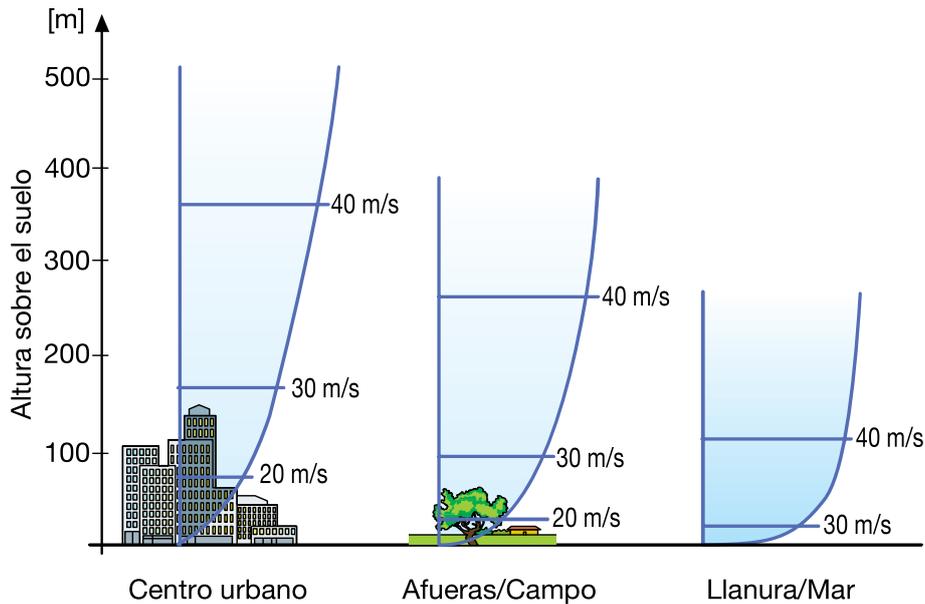


Figura 20. Efecto de la rugosidad del terreno sobre la velocidad del viento. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

$$z_0 = 0.5 \frac{(h \cdot S)}{A_H} \quad (3.2)$$

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.

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

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 20. 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

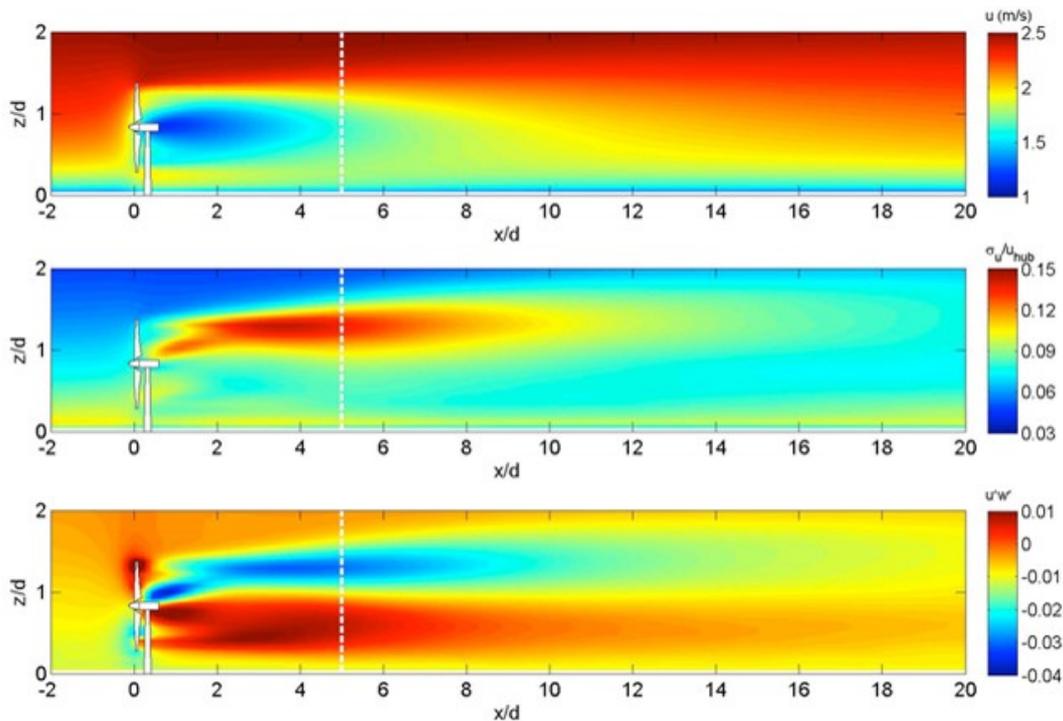


Figura 21. Generación de turbulencias en la parte posterior de un aerogenerador. Fuente: Wind Engineering and Renewable Energy Laboratory Wire <https://bit.ly/2EMfh0n>

viento con la altura pueden implicar una distribución de fuerzas desigual entre las diferentes palas del rotor, con el consiguiente peligro.

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 \times 2). Esta medida es necesaria ya que un aerogenerador generará turbulencias en su parte posterior, tal y como se muestra en la [Figura 21](#).

Cuestión 3.3: 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 aerge-**

nerador:

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

En la ecuación anterior P es la potencia (W), ρ es la densidad del aire seco¹, R el radio (D diámetro) del rotor en metros y v la velocidad del viento (m/s).

Efecto de la velocidad del viento

$$v_1 = 5 \text{ m/s} \Rightarrow P_{\text{disp}} = 76 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 6 \text{ m/s} \Rightarrow P_{\text{disp}} = 132 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 7 \text{ m/s} \Rightarrow P_{\text{disp}} = 210 \text{ W/m}^2$$

Efecto del diámetro del rotor

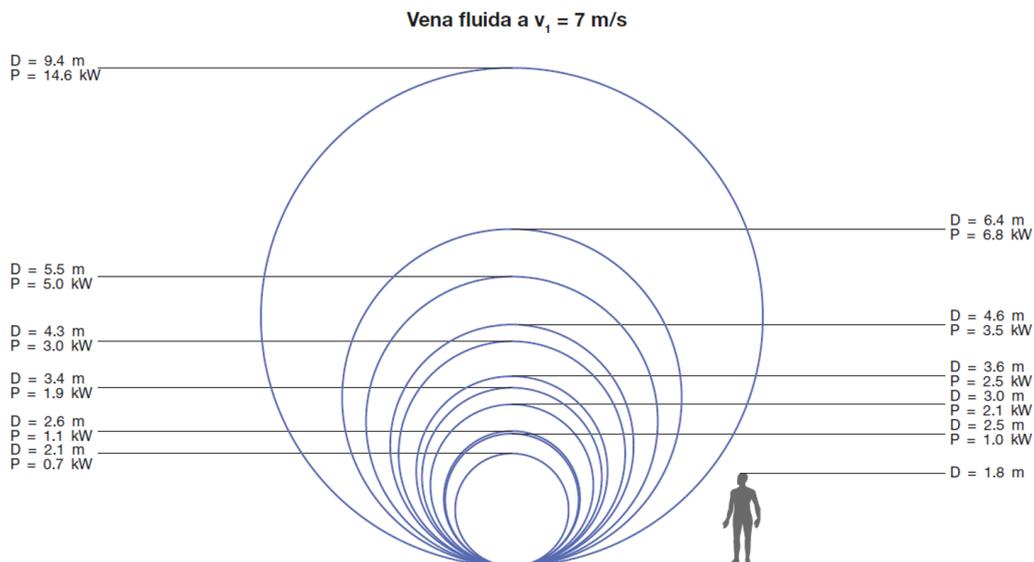


Figura 22. Efecto de la velocidad del viento y el diámetro del rotor en la potencia generada en un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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

¹A presión atmosférica estándar y $T = 15^\circ\text{C}$ $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$.

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 23](#), donde se ha representado gráficamente el efecto de expansión de la masa de aire que atraviesa el rotor.

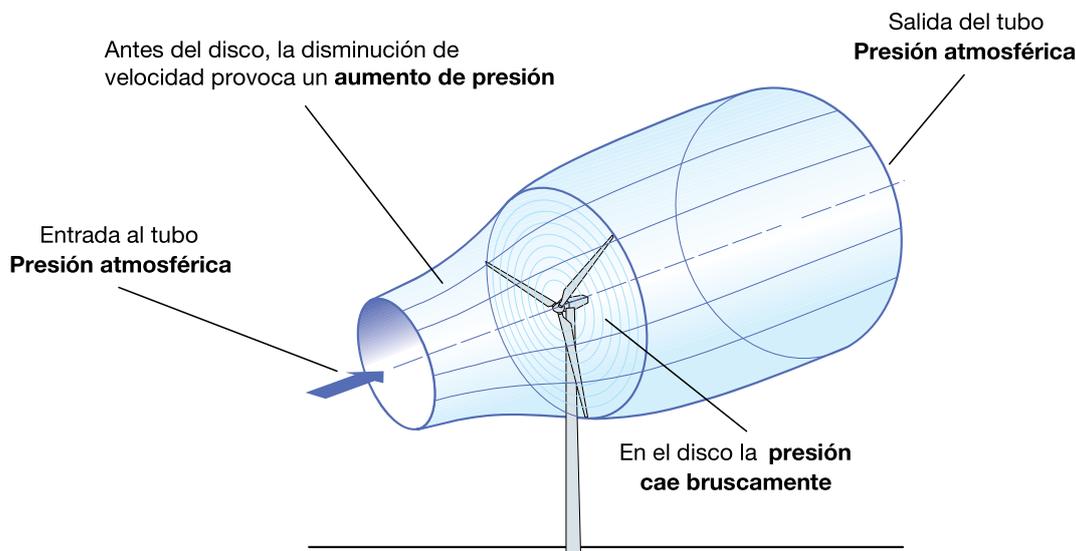


Figura 23. Representación esquemática de la evolución de la masa de aire que atraviesa un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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 24](#). 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 :

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

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

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} = 1 - \frac{v}{v_1} \quad (3.6)$$

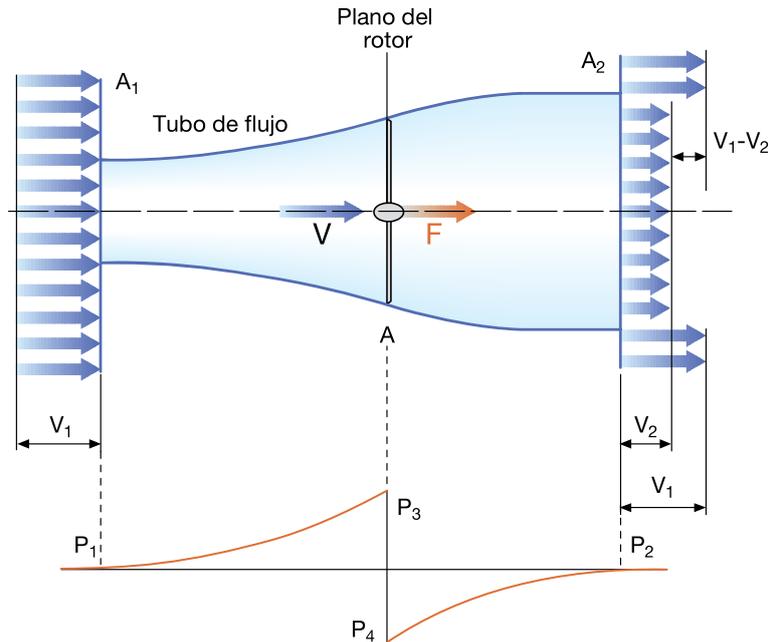


Figura 24. Variaciones en la velocidad y presión de la masa de aire que atraviesa el conjunto rotor/palas de un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

La [Ecuación 3.4](#), que expresaba la potencia transferida por el viento al aerogenerador, también puede expresarse en función de a , de tal manera que:

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

donde A es el área del rotor.

La eficiencia que puede alcanzar un aerogenerador, entendida como el **cociente entre la potencia mecánica en el eje¹ y la disponible en el viento**, se suele expresar mediante el **coeficiente de potencia C_p** :

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

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:

“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 25](#), donde se muestra el valor de C_p frente a a :

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

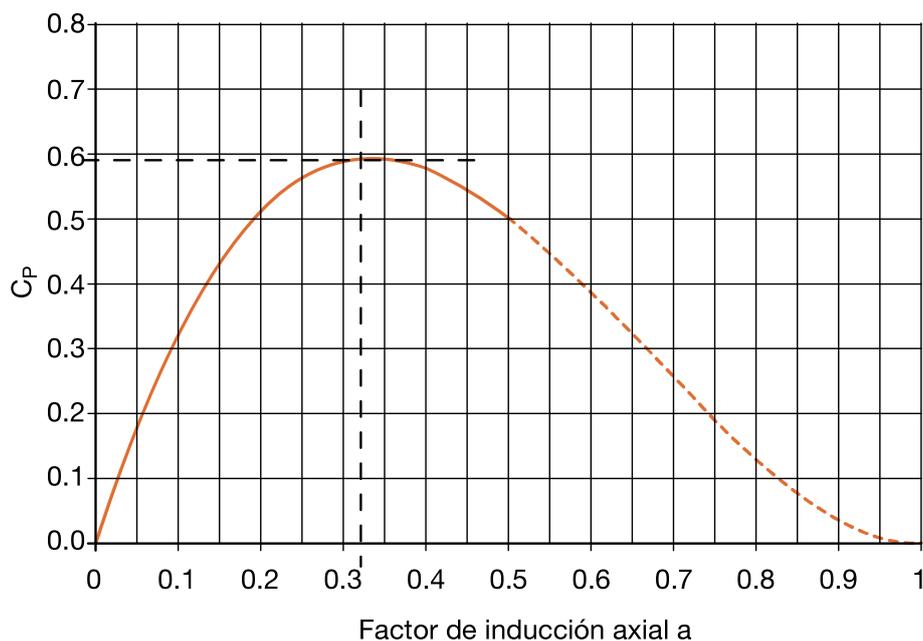


Figura 25. Representación del coeficiente de potencia C_p frente a la inducción axial a . Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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 3.4: Teorema de Bernoulli (250 XP)

La **Ley de Betz** parece presentar relación con el **Teorema de Bernoulli**. Trata de justificar razonadamente dicha relación **con tus propias palabras**.

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.

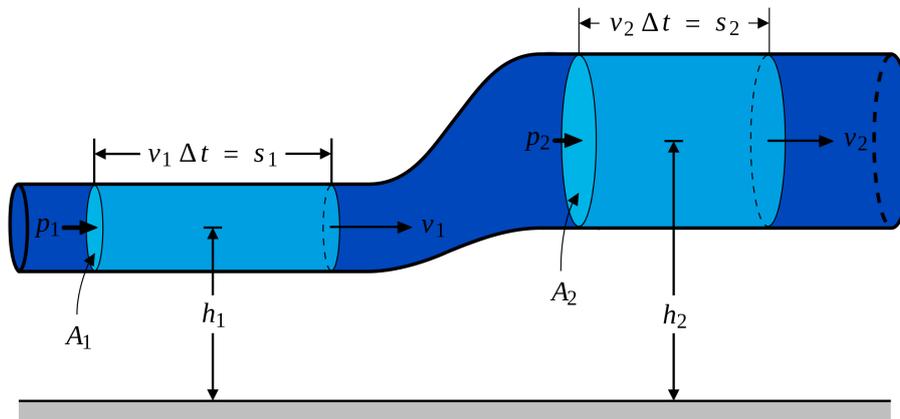


Figura 26. Representación esquemática del Teorema de Bernoulli. Fuente: Wikimedia <http://bit.ly/2DCneFZ>

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.

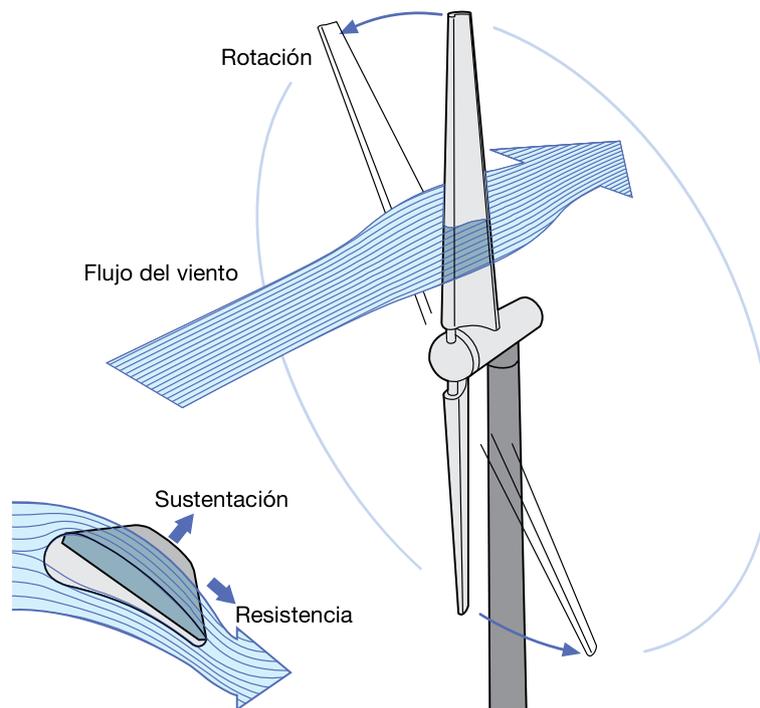


Figura 27. Principio de funcionamiento de un aerogenerador: fuerzas de sustentación y resistencia. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Observando la [Figura 27](#) 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 $\frac{\text{Fuerza}_{\text{Sustentacion}}}{\text{Fuerza}_{\text{Resistencia}}}$ 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 28](#) 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.

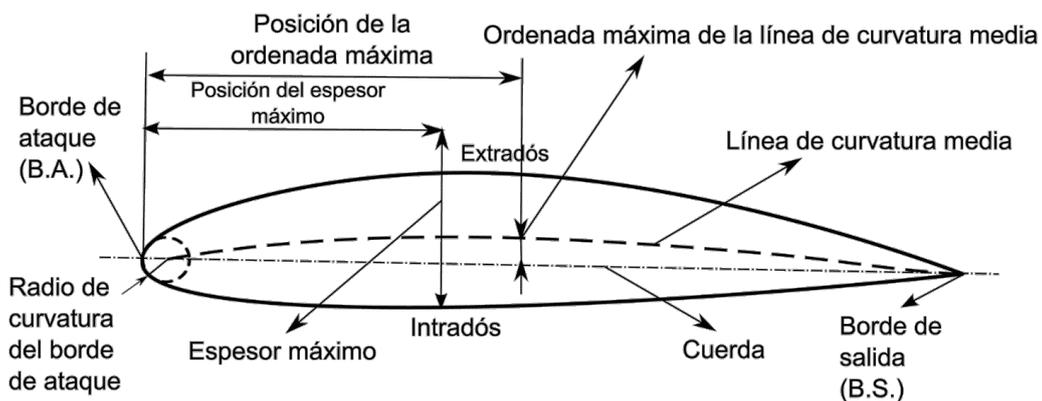


Figura 28. Perfil del ala de una avión (ejemplo extrapolable al perfil de la pala de un aerogenerador). Fuente: <https://bit.ly/2lv9SwJ>.

Cuestión 3.5: 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:

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

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

Estos dos parámetros, C_S y C_A van a depender tanto del perfil aerodinámico de la pala como del valor del ángulo de ataque¹. En la [Figura 29](#) se han representado ambos coeficientes

¹El 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 28](#))

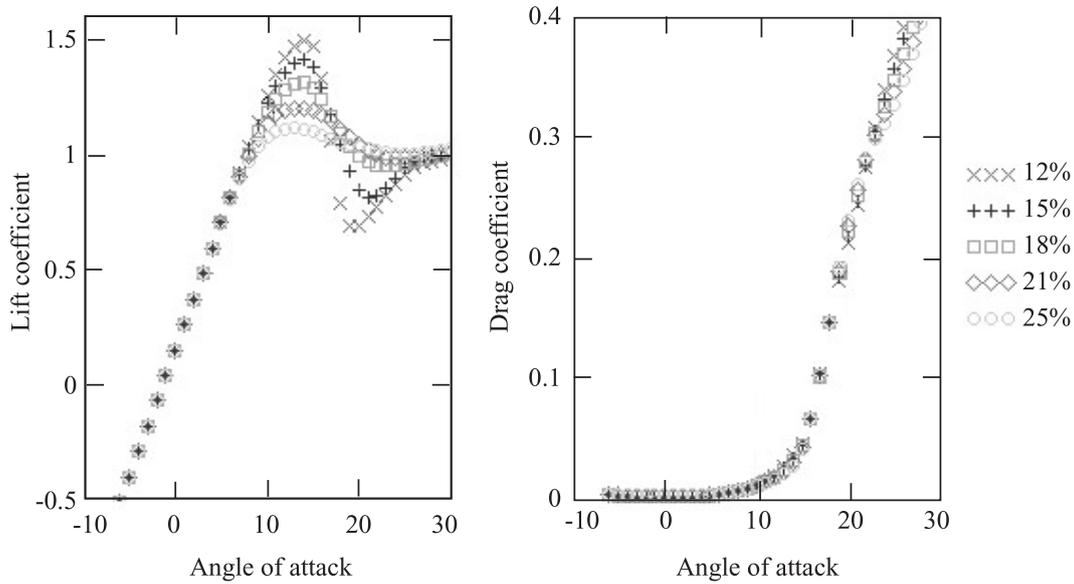


Figura 29. Evolución de los coeficientes de sustentación y arrastre frente al ángulo de ataque. Fuente: Wind Energy Handbook (Wiley), página 94.

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”¹, representada en la [Figura 30](#).

3.4.3. Potencia eléctrica generada

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

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

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

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

¹Seguro que si has visto Top Gun o cualquier otra película más reciente sobre aviación el término te resultará familiar.

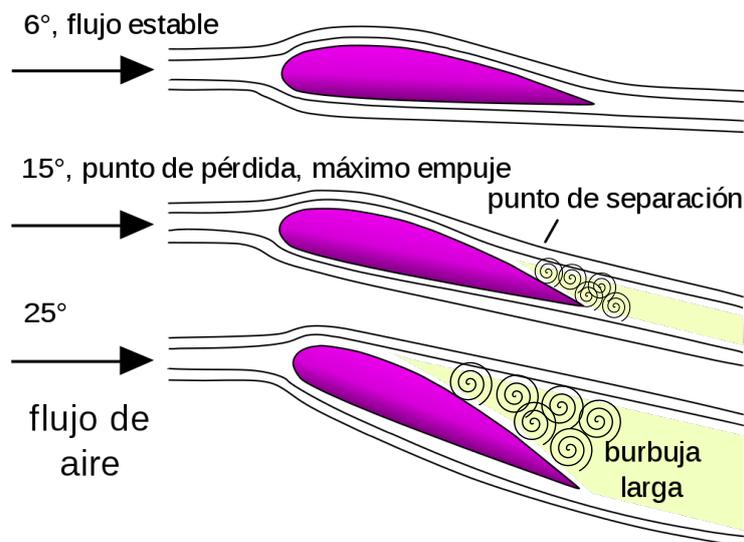


Figura 30. Fenómeno de pérdida de sustentación con el aumento del ángulo de ataque. Fuente: <https://bit.ly/2mCu8mg> (Dominio público).

Donde η_m es el rendimiento mecánico global del aerogenerador, desde el rotor hasta el generador, pasando por la caja multiplicadora¹ y η_m 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 [Ecuación 3.12](#), se puede llegar a la siguiente expresión, que permite estimar el diámetro necesario para la generación de una determinada potencia eléctrica:

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

En la [Figura 31](#) se presenta una evolución del tamaño del rotor (eje y) y potencia eléctrica asociada (eje x) en grandes aerogeneradores.

¹Hablaremos de las partes de un aerogenerador en la siguiente sección.

Figura 3.6

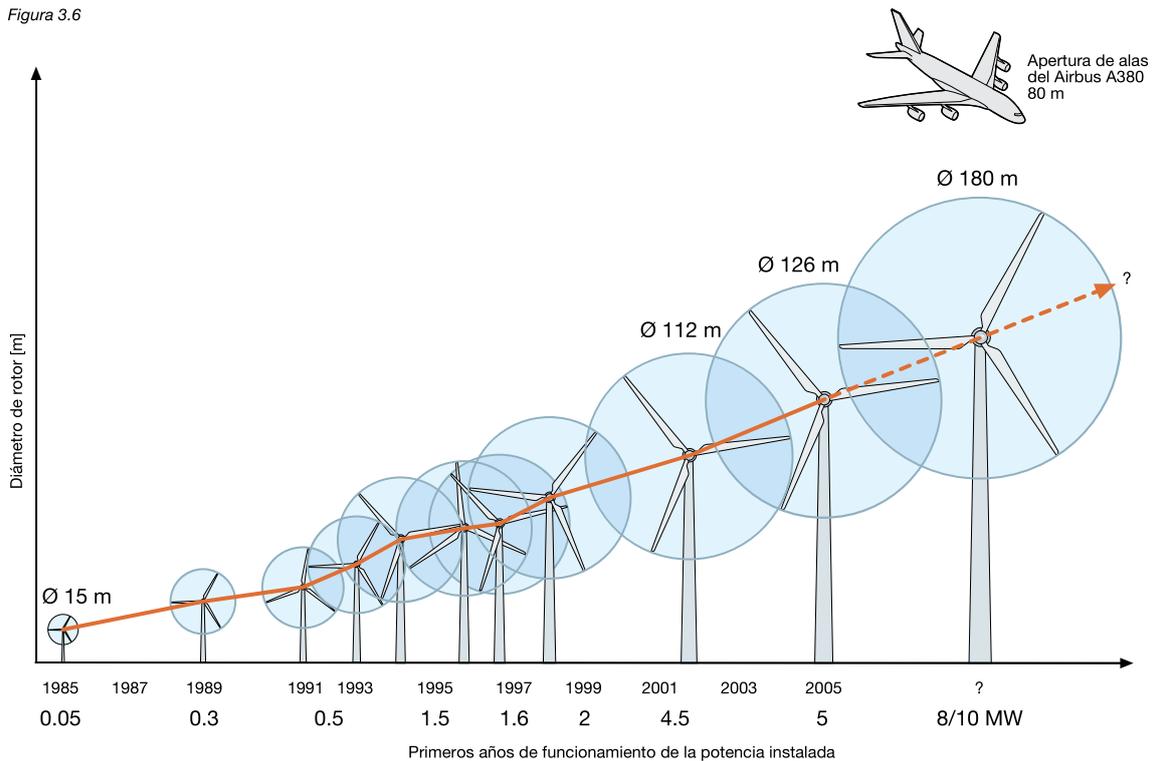


Figura 31. Relación entre tamaño de rotor y potencia eléctrica generada: evolución en los últimos años. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

Importante 3.8: 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 3.6: 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?

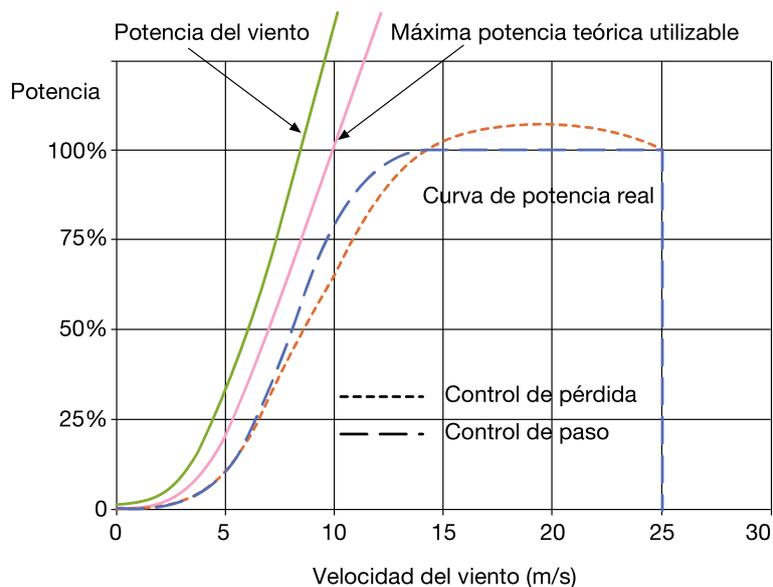


Figura 32. Curva velocidad de viento frente a potencia generada para un aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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 32](#) 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 33](#) 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* λ)** 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

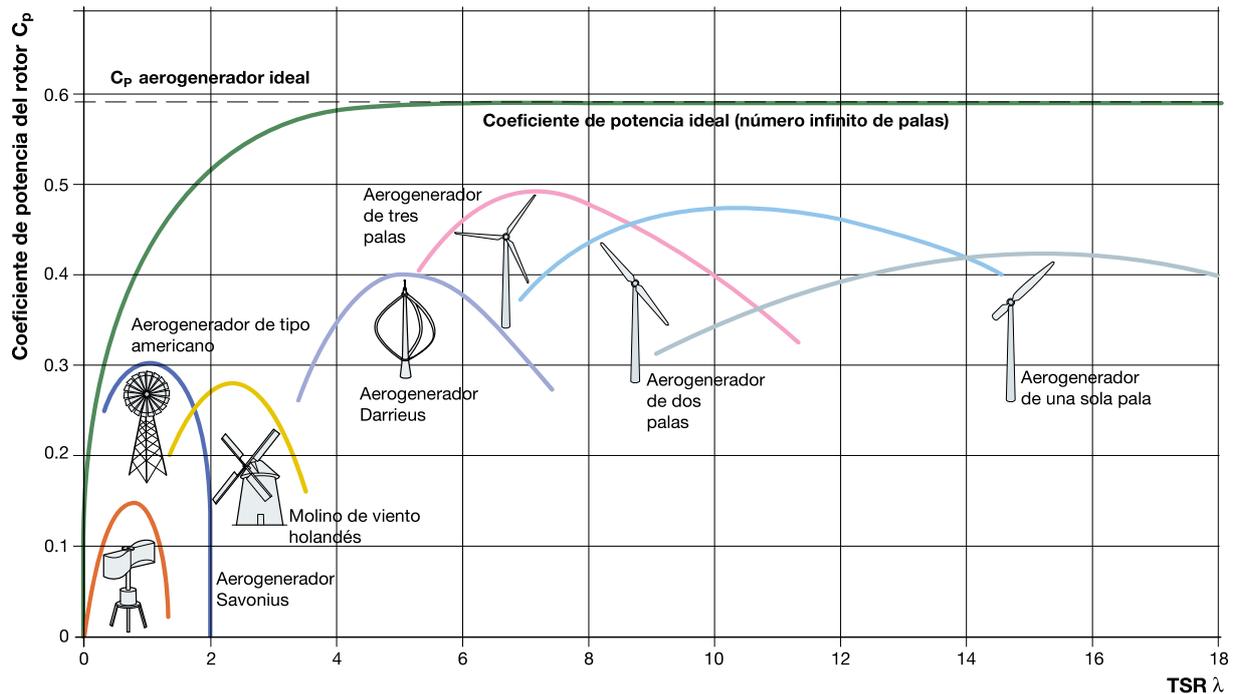


Figura 33. Coeficiente de potencia frente a velocidad específica para varios modelos de aerogenerador. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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

Como puede apreciarse en la [Figura 33](#), los aerogeneradores más comunes hoy en día, los de 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 34](#)):

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

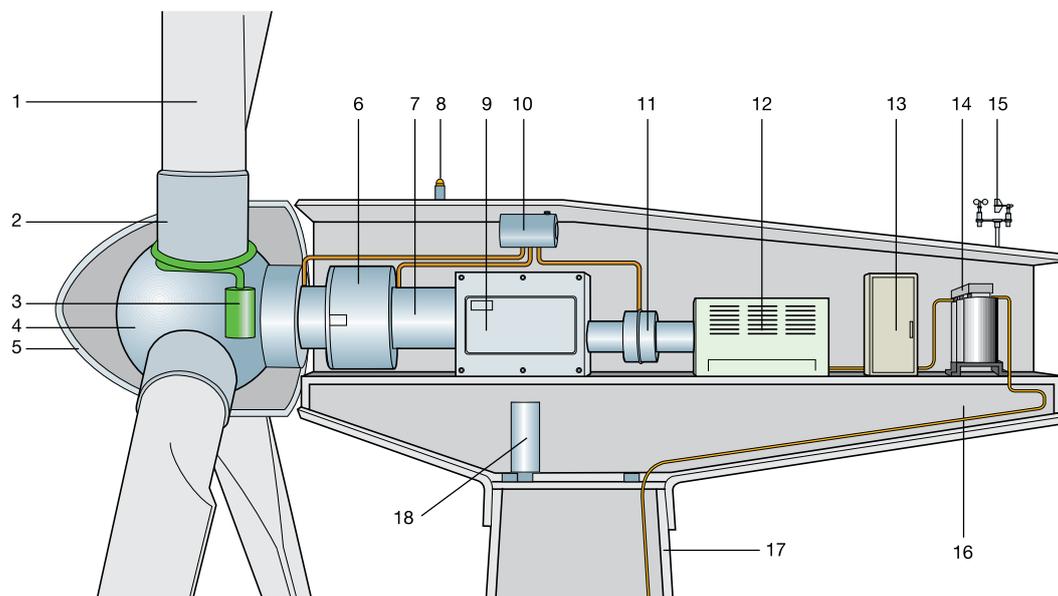


Figura 34. Elementos que constituyen un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

- 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

Resulta muy interesante analizar el coste asociado a los diferentes elementos, al menos de manera orientativa. Como puede apreciarse en la [Figura 35](#), 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 37](#)) no se suele emplear en aerogeneradores de media y alta potencia.

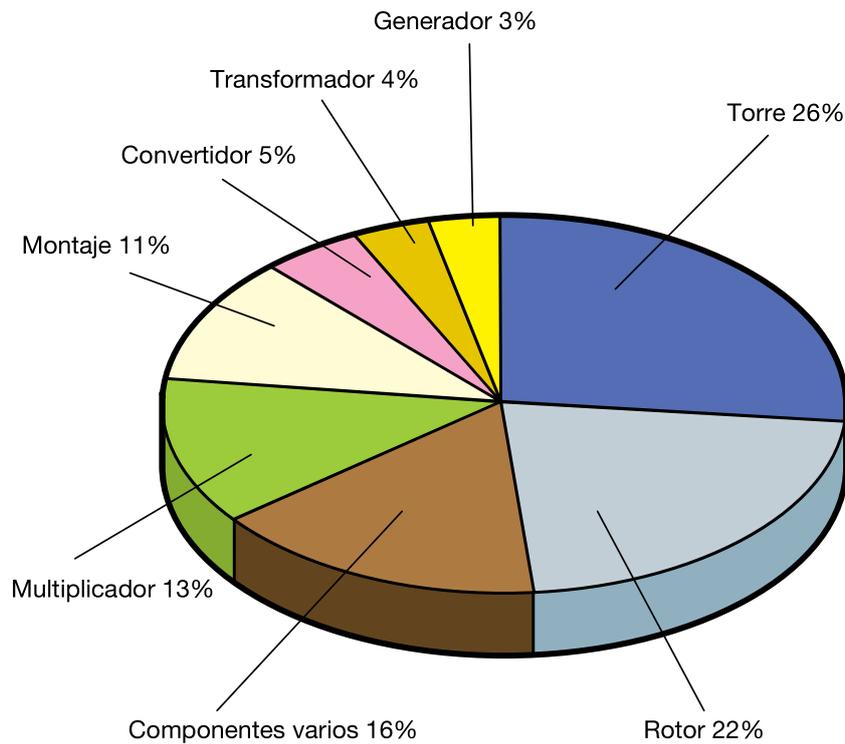


Figura 35. Coste asociados a los diferentes elementos que constituyen un aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

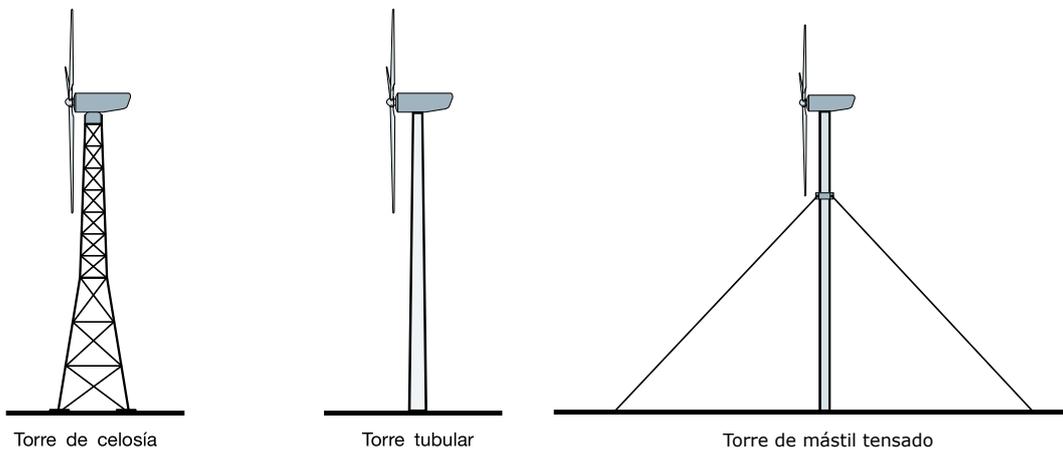


Figura 36. Diferentes tipologías de torre de aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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.



Figura 37. Cimentación de un aerogenerador *onshore*. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 2.0. <http://bit.ly/2mLQ6nZ>

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 39). 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.

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.



Figura 38. Pala Siemens de 49 metros de longitud. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 3.0. <http://bit.ly/2DrA646>

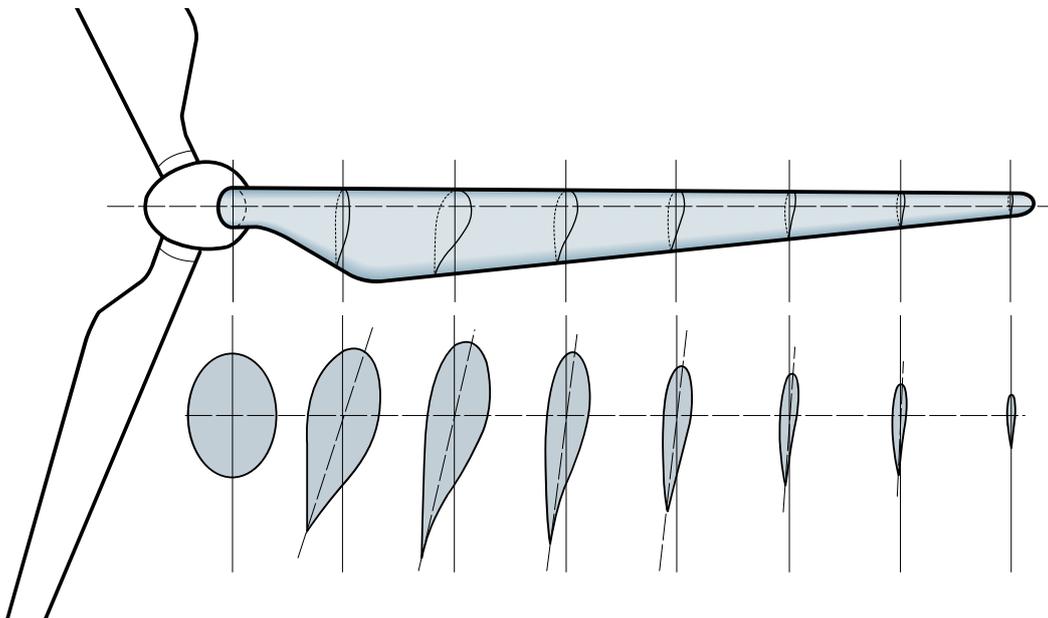


Figura 39. Perfil de una pala desde su base hasta el extremo: detalle de secciones transversales. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

¿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 40](#)).

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.

Importante 3.9: 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

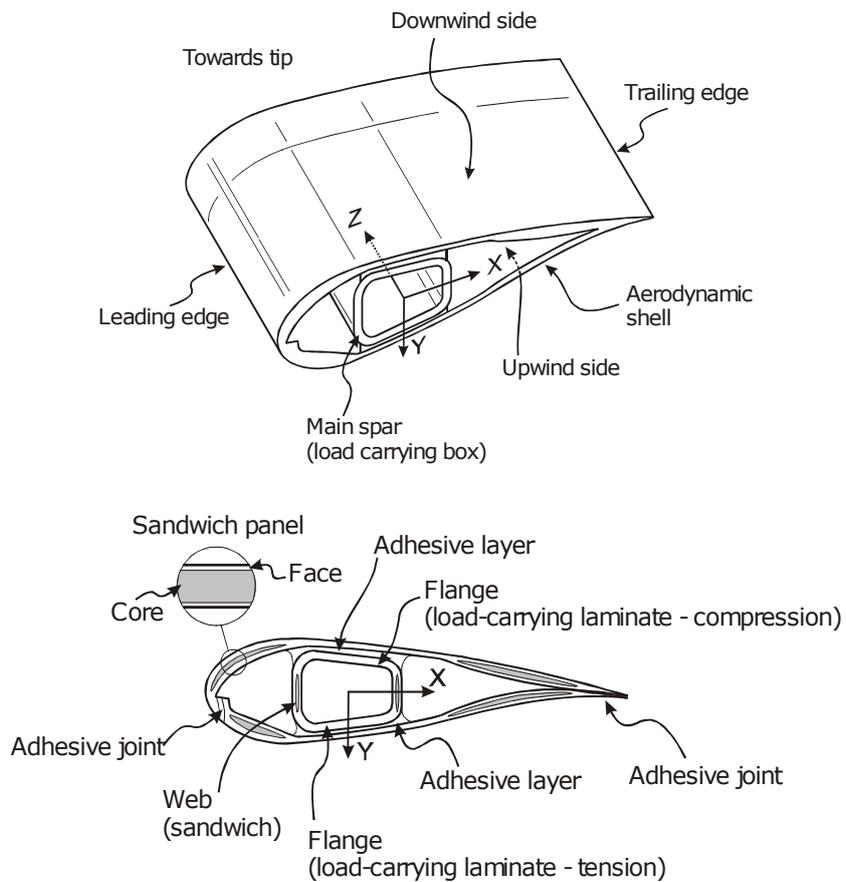


Figura 40. Detalle de la sección transversal de la pala de un aerogenerador. Fuente: Riso R-1390: *Improved design of large wind turbineblade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase 1) - Summary Report.*

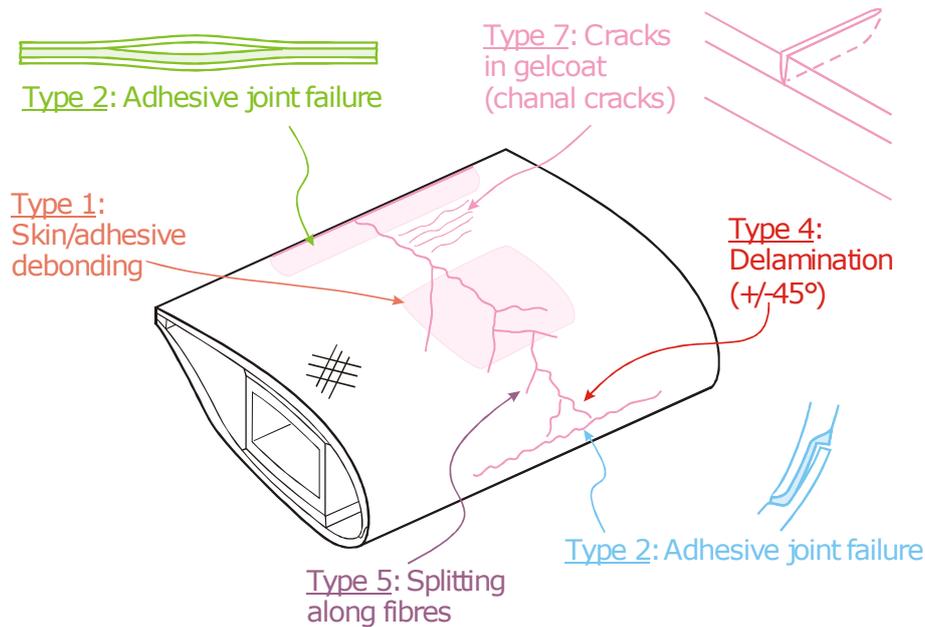


Figura 41. Detalle de la sección transversal de la pala de un aerogenerador: posibles defectos. Fuente: Riso R-1390: *Improved design of large wind turbine blade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase 1) - Summary Report.*

Cuestión 3.7: 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 41). 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.

Importante 3.10: Mantenimiento automatizado de palas

En la Figura 42 puede verse en la imagen de la derecha el efecto de uno de los problemas típicos que pueden surgir en las palas de un aerogenerador: la erosión que afecta al material de la pala y con ello a su aerodinámica. En la actualidad diversas empresas están trabajando en soluciones de mantenimiento automatizado, como *BladeRobots*.



Figura 42. Mantenimiento automatizado y ejemplo de defecto (erosión) en una pala. Fuente: windletter.substack.com/p/welcome-post.



Figura 43. Vortex Bladeless: aerogeneradores sin palas. Fuente: Vortex Bladeless.

Importante 3.11: 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^a.

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

^a<https://bit.ly/2Iu0PKC>

Cuestión 3.8: Aerogeneradores sin palas (300 XP)

La empresa Vortex Bladeless propone un modelo de **aerogenerador sin palas**^a. Explica brevemente el principio de funcionamiento de este aerogenerador, así como los pros y contras de esta tecnología según tu opinión.

^a<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 44. 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.

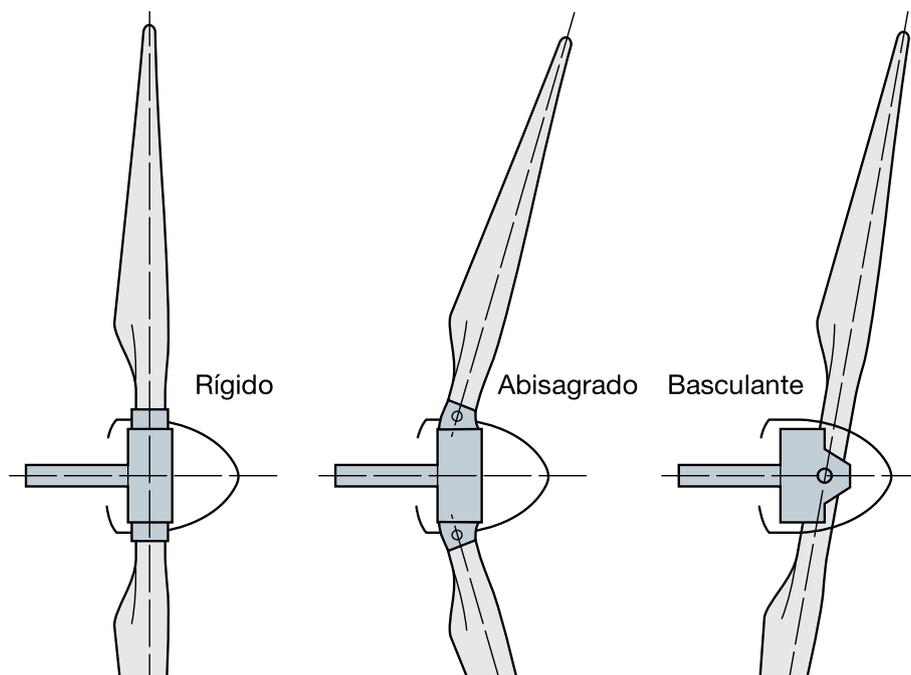


Figura 45. Tipos de bujes en aerogeneradores: rígido, basculante y abisagrado. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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 47](#)). 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 enfrentando 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.

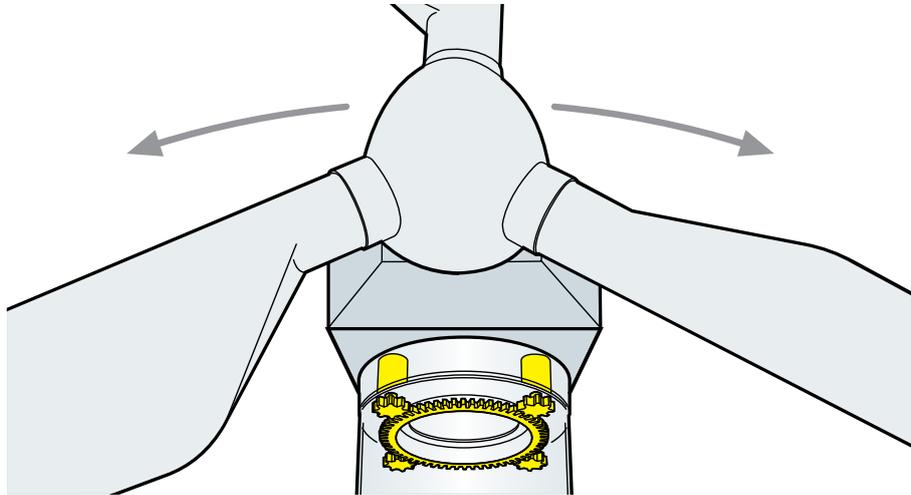
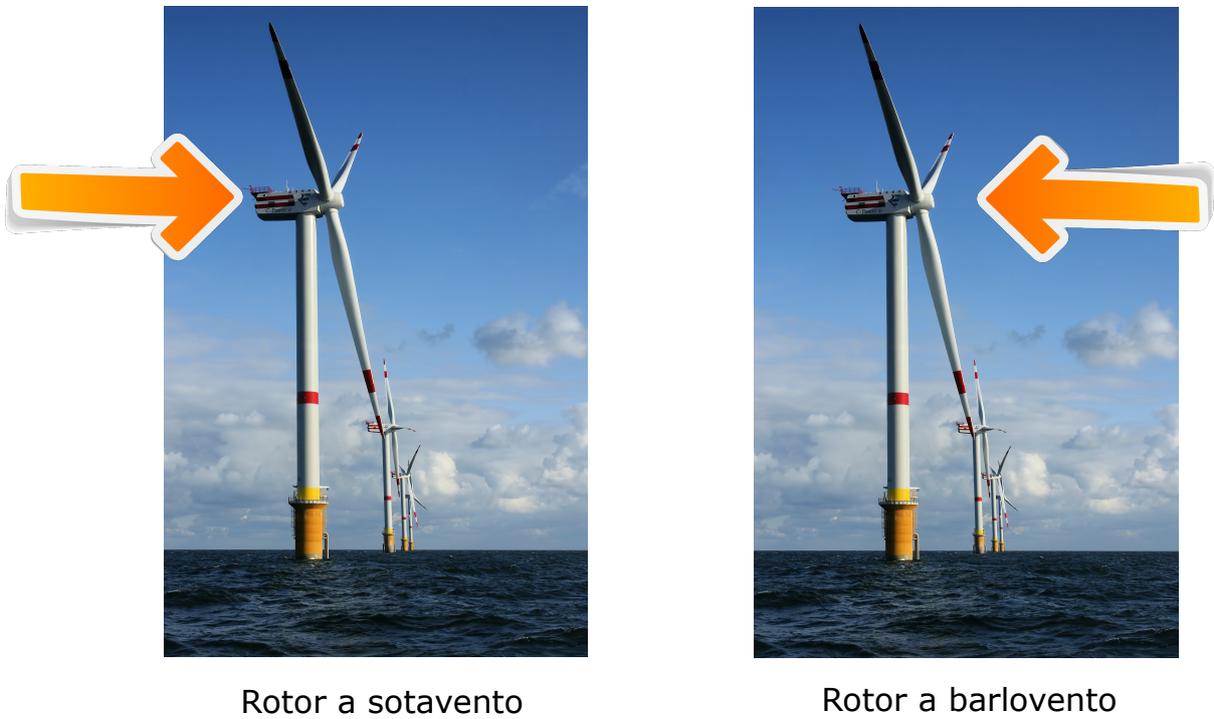


Figura 46. Sistema de orientación en aerogeneradores de eje horizontal. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.



Rotor a sotavento

Rotor a barlovento

Figura 47. Aerogenerador orientado a sotavento/barlovento. Fuente: <https://bit.ly/2EPJ0Fp>. Licencia: CC BY SA 4.0 (Attribution © Hans Hillewaert).

Una desventaja es que se necesita un rotor más rígido y situado a cierta distancia de la torre 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 49) 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.



Figura 48. Instalación de la caja multiplicadora, eje y freno de un aerogenerador. Fuente: Wikimedia. Licencia: CC BY-SA 2.0. <http://bit.ly/2ERH8Mx>



Figura 49. 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>

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 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 hora¹

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**:

Aerogeneradores de velocidad de rotación fija En este tipo de generadores (Figura 50), 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 jaula 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

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

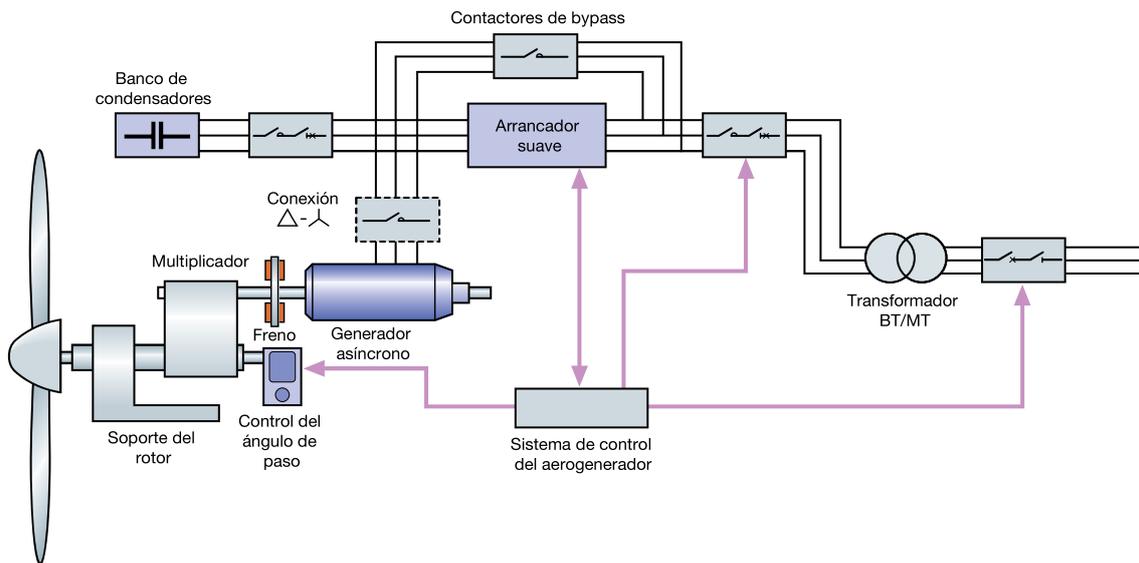


Figura 50. Representación esquemática de un aerogenerador de velocidad fija. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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 33](#).

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

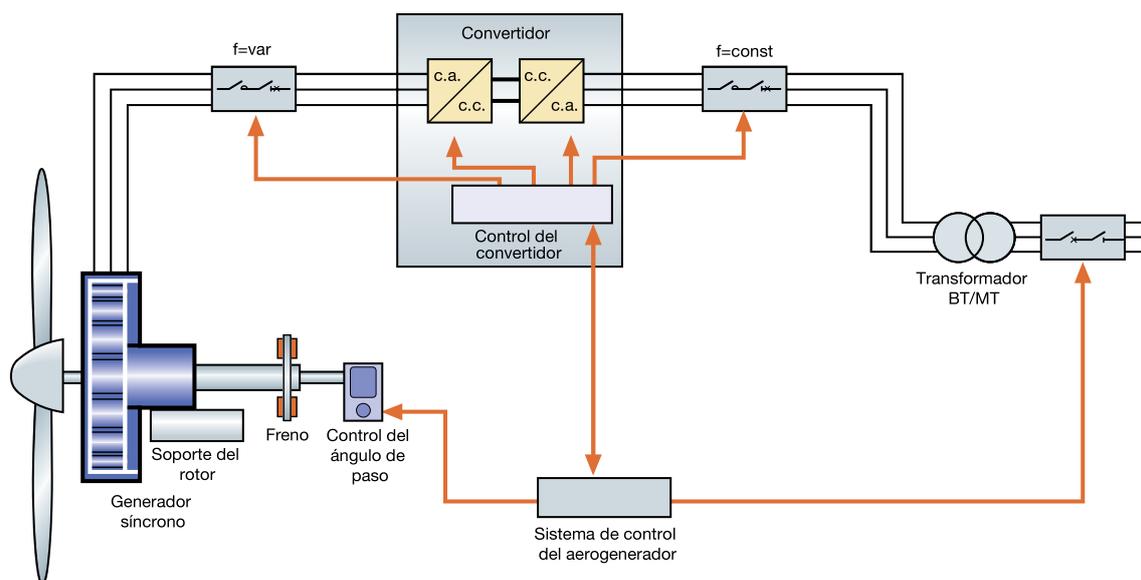


Figura 51. Representación esquemática de un aerogenerador de velocidad variable con generador síncrono. Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico.

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)

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 estator¹

Veamos brevemente el caso del generador síncrono, cuyo esquema se ha representado en la [Figura 51](#). 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

¹Fuente: Plantas eólicas/ABB Cuaderno técnico

dos etapas (conversión CA-CC mediante un rectificador y CC-CA mediante un inversor).

Importante 3.12: 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.

Importante 3.13: 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 3.9: 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 3.10: 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 3.14: 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 ^a.

^a<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)

3.6. Parques eólicos y telecomunicaciones

Es obvio que los operadores de aerogeneradores y parques eólicos requieren **infraestructuras de comunicación de alto rendimiento** para administrar todo el sistema y lograr una operación eficiente. En primer lugar, cada aerogenerador generará y transmitirá información sobre su estado y los datos recogidos por todos sus sensores. De esta forma, se puede automatizar esa operación buscando siempre la optimización del rendimiento eléctrico. Un sistema típico de comunicación de un parque eólico estará formado por varios aerogeneradores generando y enviando toda la información generada por sus numerosos sensores a un **sistema de control del parque**, estando todos los aerogeneradores conectados con una topología en anillo. Además, se requiere conexión a Internet para brindar comunicaciones con el **centro de control**, que administrará varias plantas de energía eólica.

El **centro de control** de un parque eólico (WPF) es el responsable de la **monitorización, gestión y control autónomo del funcionamiento del parque**, dejando así de lado la intervención humana solo para configuraciones específicas, mantenimiento o reparaciones de fallos ². La **Figura 52** muestra una posible implementación del sistema de comunicación en un parque eólico, donde cada aerogenerador incluye su propio control de turbina y todas las turbinas están conectadas al control del parque a través de ethernet industrial.

También deben tenerse en cuenta las comunicaciones dentro de los aerogeneradores, ya que hay mucha información que debe adquirirse y transmitirse: velocidad de rotación del

²Fuente: "Arquitecturas de Redes de Comunicación para Parques Eólicos Inteligentes". Enlace: <https://bit.ly/3BfL1Yk>.

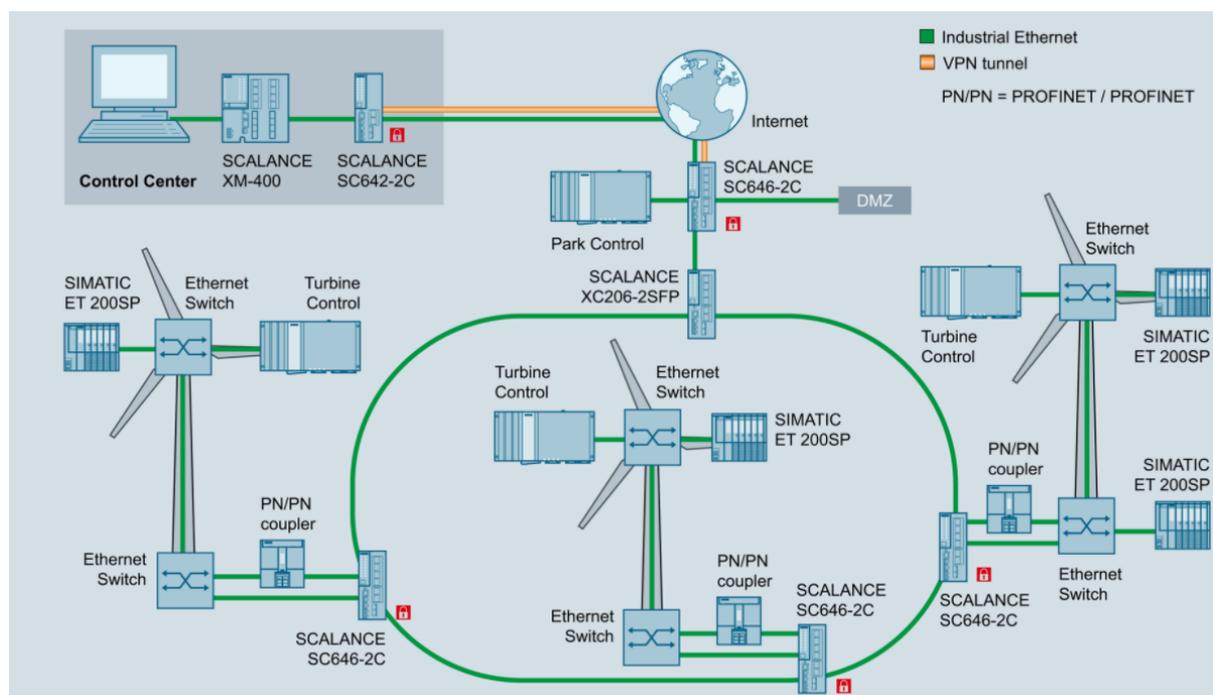


Figura 52. Comunicaciones en un parque eólico. Fuente: Siemens. Enlace: <https://sie.ag/3G1eHHq>.

rotor, velocidad de rotación del eje secundario (caja de cambios), temperatura y niveles de aceite, velocidad del viento y dirección, posicionamiento del rotor, ángulo de ataque de las palas, etc. Esta información se enviará a la sala de control y se utilizará para automatizar su funcionamiento y conseguir un mayor rendimiento eléctrico. La **LAN inalámbrica industrial (IWLAN)** en la góndola también se puede utilizar para permitir el acceso a la red a través de comunicaciones móviles, por ejemplo por técnicos de mantenimiento moviéndose libremente dentro y fuera de la instalación con un panel de operador¹.

Importante 3.15: Ejemplo de implementación utilizando dispositivos de Siemens

Tanto la [Figura 52](#) como la [Figura 53](#) muestran ejemplos de posibles implementaciones utilizando instrumentación y dispositivos de SIEMENS. Por ejemplo, el SCALANCE SC646-2C es un dispositivo de seguridad industrial para la protección de las comunicaciones industriales con firewall y VPN, mientras que el SIMATIC HMI es un panel de visualización que permite la representación y gestión de la información proporcionada por los PLCs, por ejemplo.

De cara al futuro próximo, parece que el siguiente paso para las comunicaciones en parques eólicos probablemente estará centrado en el despliegue de **redes ópticas pasivas (PON)**.

Finalmente, también es interesante pensar en los requisitos especiales que pueden requerir los **parques eólicos marinos**. La [Figura 55](#) muestra una posible solución a esta situación, donde se requerirán comunicaciones inalámbricas de banda ancha, por ejemplo vía **WiMAX** y

¹Fuente: Siemens. Enlace: <https://sie.ag/3G1eHHq>

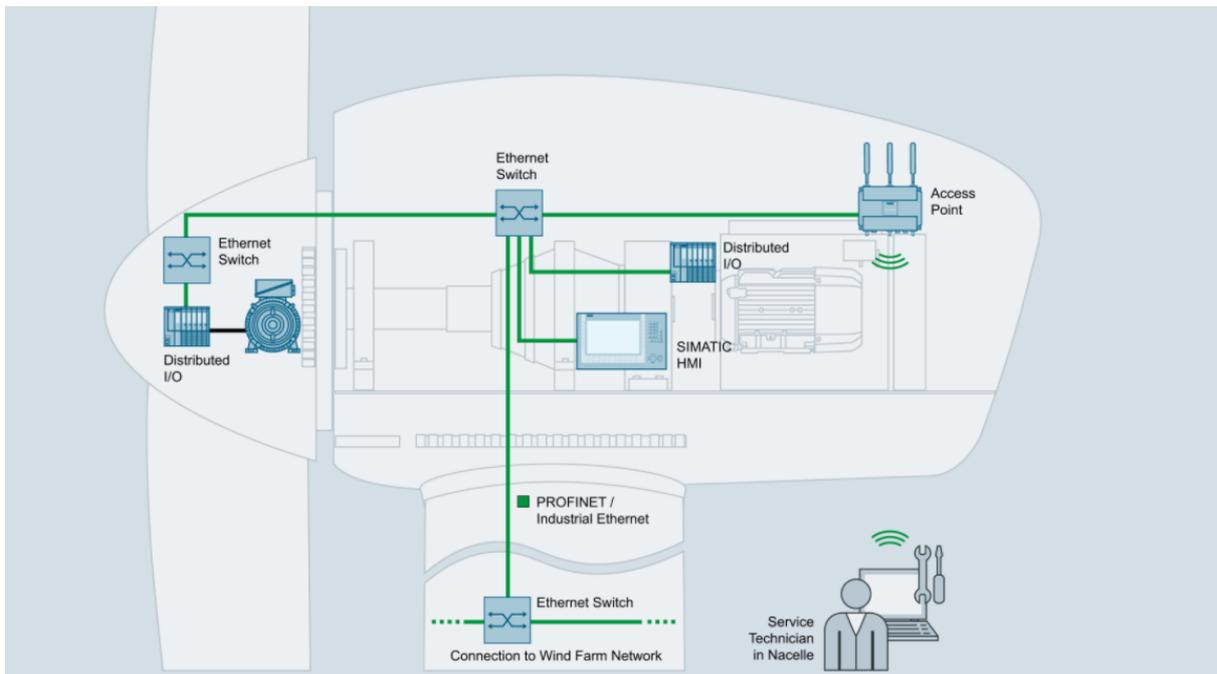


Figura 53. Comunicaciones dentro de un aerogenerador. Fuente: Siemens. Enlace: <https://sie.ag/3G1eHHq>.

el estándar **IEEE 802.16e**. Normalmente, este tipo de solución solo será necesaria durante la construcción, ya que finalmente se implementará una infraestructura cableada, pero también puede servir como una solución alternativa en caso de fallo del sistema de comunicación por cable.

Importante 3.16: Despliegue de parques eólicos offshore

El despliegue de una planta de energía en alta mar puede resultar difícil, tanto para los sistemas de telecomunicaciones como para los aerogeneradores. En el siguiente video puedes ver como a veces (no muy a menudo) las cosas salen mal...

Enlace al vídeo en Twitter: <https://bit.ly/3EDsXJP>.

En resumen, las infraestructuras de comunicación de parques eólicos convencionales son arquitecturas basadas en conmutadores, donde cada aerogenerador está equipado con un conmutador Ethernet industrial (ESW) en la base de la torre y fibra óptica. Los cables se utilizan para conectar entre aerogeneradores. En el caso de los WPF a gran escala, se considera que los conjuntos independientes de conmutadores y enlaces de comunicación interconectan diferentes aplicaciones, como las involucradas en la monitorización, la operación y la protección. Los datos transmitidos desde las turbinas eólicas pueden tomar una ruta a través de muchos ESW para llegar al lado del centro de control, según la ubicación de la turbina y la topología WPF¹

La arquitectura convencional de los sistemas de comunicación de parques eólicos presenta algunas limitaciones, tales como:

¹Fuente: "Arquitecturas de red de comunicación para granjas de energía eólica inteligentes" . Enlace: <https://bit.ly/3buBK4m>.

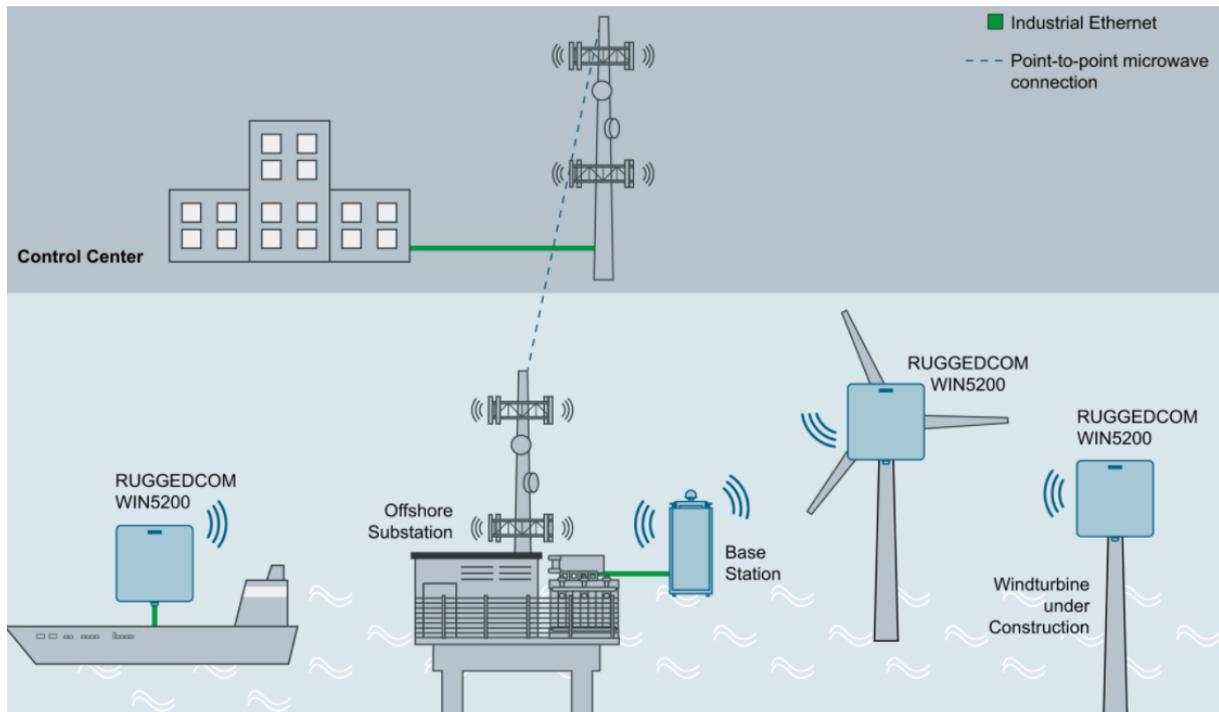


Figura 54. Ejemplo de sistema de comunicaciones para un parque eólico *offshore*. Fuente: Siemens. Enlace: <https://sie.ag/3GleHHq>.

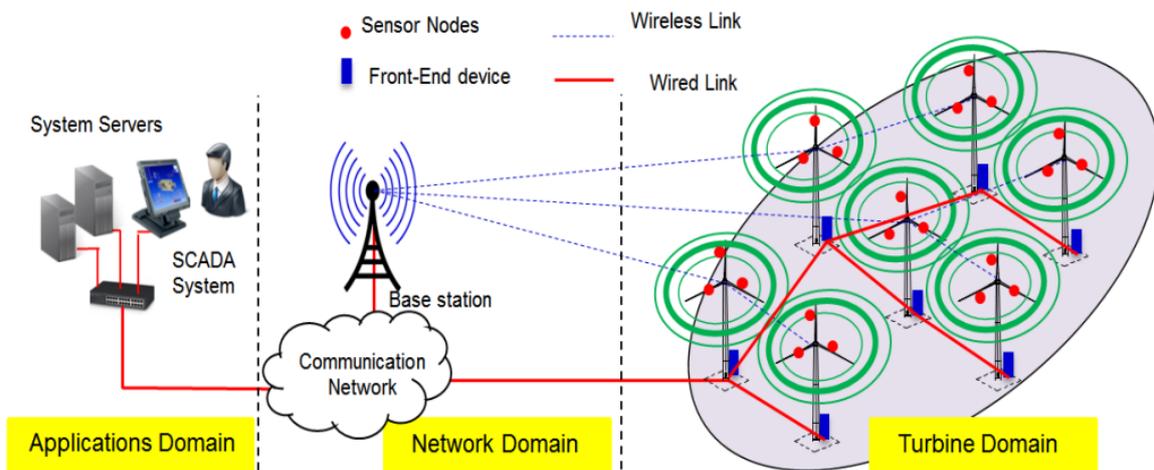


Figura 55. Esquema de un sistema de comunicaciones convencional para un parque eólico. Fuente: "Communication Network Architectures for Smart-Wind Power Farms". Enlace: <https://bit.ly/3buBK4m>.

Baja fiabilidad el fallo en un aerogenerador ESW puede afectar al resto de aerogeneradores impidiendo su conexión con el centro de control

Alto coste el precio del ESW es demasiado alto, y los conjuntos independientes de conmutadores y enlaces de comunicación agregan más costes al parque

Dificultad para garantizar el seguimiento y control en tiempo real en caso de com-

partir un mismo enlace físico con todo el tráfico de aerogeneradores

Para solucionar estos problemas se ha creado un nuevo concepto, los llamados “**parques eólicos inteligentes**”. Las características principales de estos **Smart-WPF** se describen a continuación¹:

Los aerogeneradores se comunican con otros aerogeneradores, y los aerogeneradores no son máquinas ciegas

Las turbinas eólicas tienen muchos SNs que ayudan a reaccionar ante diferentes condiciones

Las turbinas eólicas con un mal funcionamiento pueden usar la información de monitorización de las turbinas eólicas vecinas

Las turbinas eólicas integran un sistema de almacenamiento de energía y algoritmos de pronóstico

Los aerogeneradores deciden el tiempo de almacenamiento de energía y el tiempo de alimentación a la red en función de la demanda eléctrica

Cada turbina puede saber la cantidad de energía que genera en relación con otras turbinas

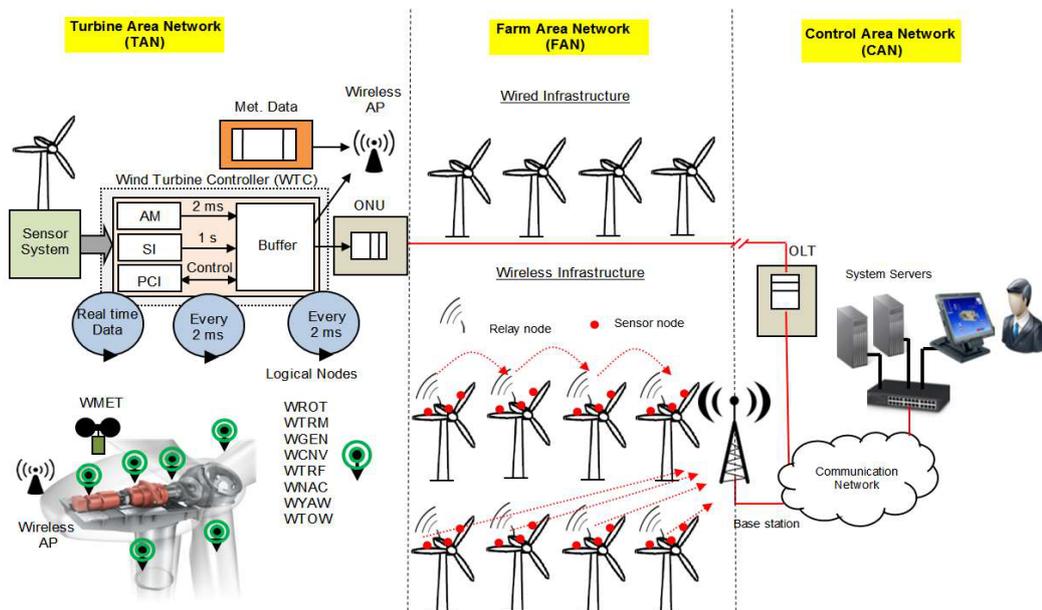


Figura 56. Propuesta de una arquitectura para un sistema de comunicaciones de un smart-WPF. Fuente: “Communication Network Architectures for Smart-Wind Power Farms”. Enlace: <https://bit.ly/3buBK4m>.

Una posible arquitectura de red de comunicación para Smart-WPF se presenta en la [Figura 56](#) y consta de tres redes: la red de área de turbina (TAN), la red de área del parque

¹Fuente: “Arquitecturas de redes de comunicación para granjas de energía eólica inteligentes”. Enlace: <https://bit.ly/3buBK4m>.

(*farm*) (FAN) y la red de área de control (CAN). Consiste en arquitecturas jerárquicas con 4 niveles: el nivel 1 es una red de sensores en una sola turbina eólica, el nivel 2 es la interacción de turbina eólica a turbina eólica en el WPF, el nivel 3 es la interacción del centro de control local con la turbina eólica y el nivel 4 es la interacción de parque a parque para optimizar el funcionamiento de la red. Para implementar arquitecturas de red jerárquicas, se podría considerar una implementación de comunicación híbrida basada en una arquitectura basada en **EPON** (solución cableada) y **ZigBee-Pro** (solución inalámbrica)¹.

3.6.1. Aerogeneradores: tendencias actuales



Around the world, major manufacturers are focused increasingly on the **repowering segment**.

Figura 57. Imagen tomada del informe 2020 REN21 donde se menciona el concepto “repowering”. Fuente: REN21 (2020 Report). <https://bit.ly/39IvYMz>

Cuestión 3.11: Repowering!

Echa un vistazo a la [Figura 57](#) y trata de responder a la siguiente pregunta: A qué se refiere el término **repower**?

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 58](#)). 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 pesados², aunque en los últimos años estas desventajas han ido desapareciendo.

Importante 3.17: 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.

¹Fuente: “Arquitecturas de red de comunicación para granjas de energía eólica inteligentes”. Enlace: <https://bit.ly/3buBK4m>.

²El peso de los elementos que van en la góndola del aerogenerador es un factor clave.

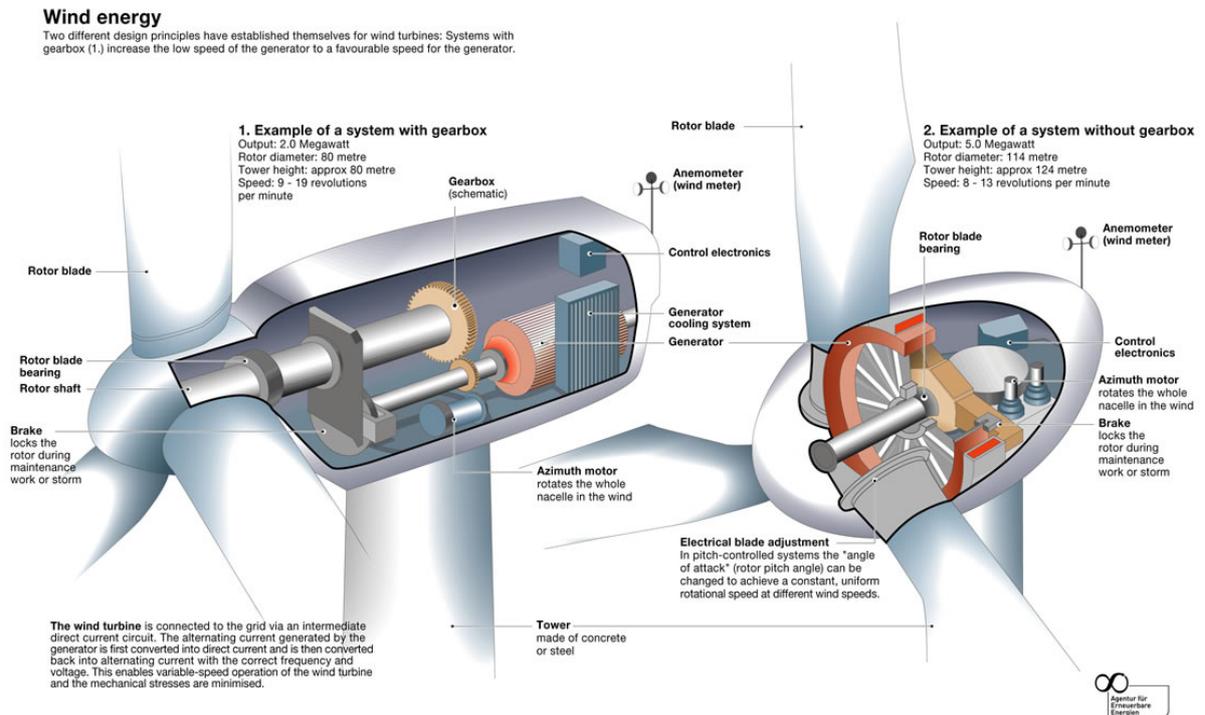


Figura 58. Comparativa entre un aerogenerador con caja multiplicadora (izquierda) y de accionamiento directo (derecha). Fuente: Wikimedia. Licencia: CC-BY-SA 4.0

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.

Importante 3.18: Aerogeneradores flotantes

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

Importante 3.19: Aerogenerador flotante en Santander

Para finalizar esta sección resulta interesante destacar el proyecto desarrollado por la empresa **Saitec**, que ha implicado la instalación de un modelo escala de una turbina flotante en **Santander frente de la playa de El Sardinero**. La clave del proyecto es verificar la viabilidad de un **sistema de flotación** patentado por la empresa y construido en hormigón. Puedes encontrar más información sobre este proyecto en el siguiente vídeo:

<https://youtu.be/vKYBzZHnuhU>



Figura 59. Ejemplo de aerogenerador de accionamiento directo. Fuente: <https://bit.ly/2Dex1Rn> Licencia: CC-BY-SA 2.5

3.7. 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), aunque las instalaciones *offshore* están ganando relevancia en los últimos años, con grandes proyectos en diferentes países, como el Reino Unido. En la siguiente tabla se han representado las principales empresas eólicas dedicadas a la fabricación de aerogeneradores con sus cifras asociadas de potencia instalada global.

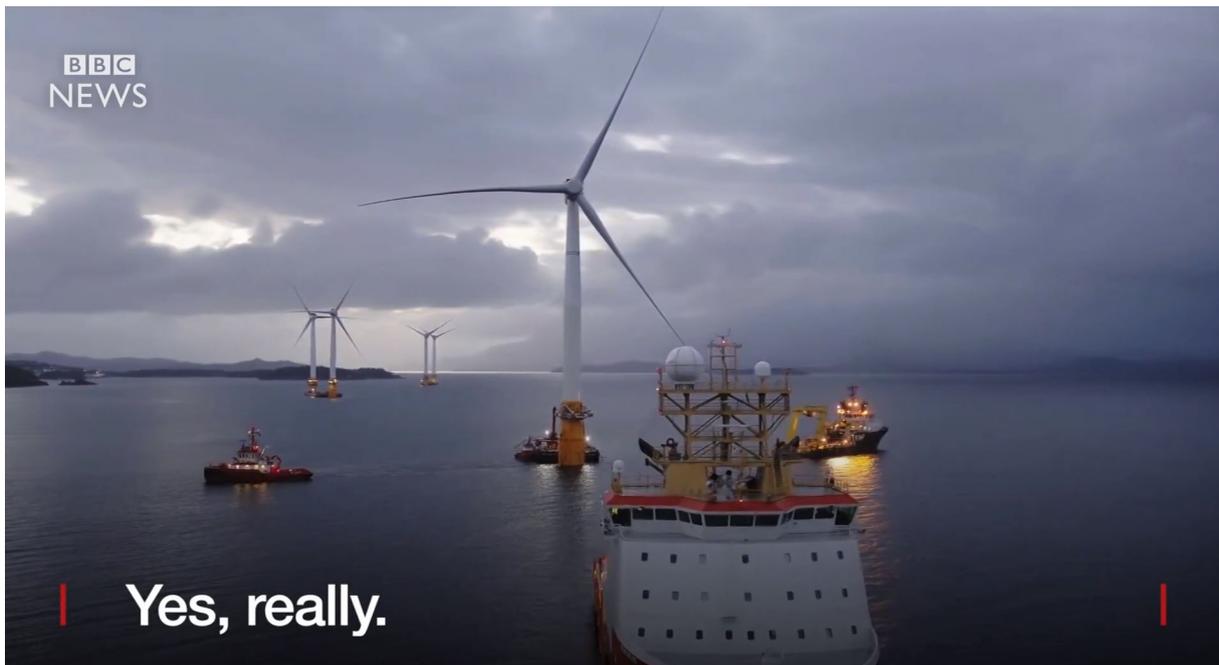


Figura 60. Imagen de una plante eólica offshore con aerogeneradores flotantes. Fuente: <https://youtu.be/1vy1ajBe8mY> Licencia: YouTube Standar

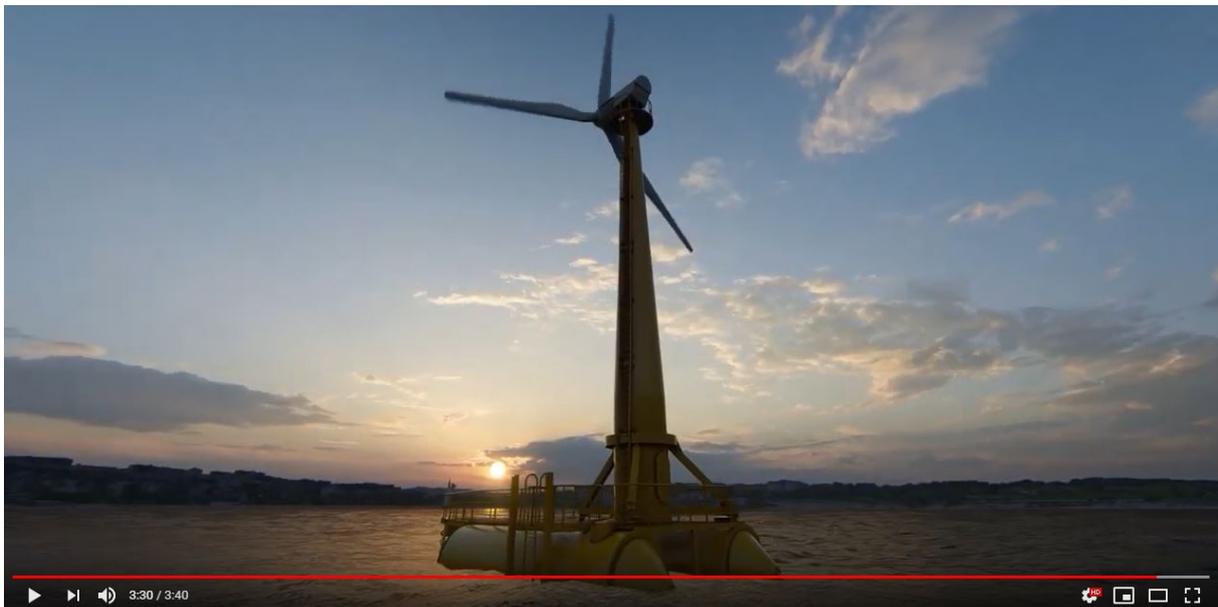


Figura 61. Representación de la maqueta de aerogenerador instalada en El Sardinero (Santander). Fuente: YouTube <https://youtu.be/vKYBzZHnuhU>. Licencia: YouTube Standard

Importante 3.20: 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^a

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

Tabla 3.3. Top 10 de fabricantes de aerogeneradores (2022)

Ranking	Compañía	Base	Potencia total instalada (GW)
1	Vestas	Aarhus, Denmark	9.60
2	Siemens Gamesa	Biscay, Spain	8.79
3	Goldwind	Beijing, China	8.25
4	GE	Boston, USA	7.37
5	Envision	Shanghai, China	5.78
6	MingYang	Zhongshan, China	4.50
7	Windey	Zhejiang, China	2.06
8	Nordex	Hamburg, Germany	1.96
9	Shanghai Electric	Shanghai, China	1.71
10	CSIC	Chongqin, China	1.46

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.

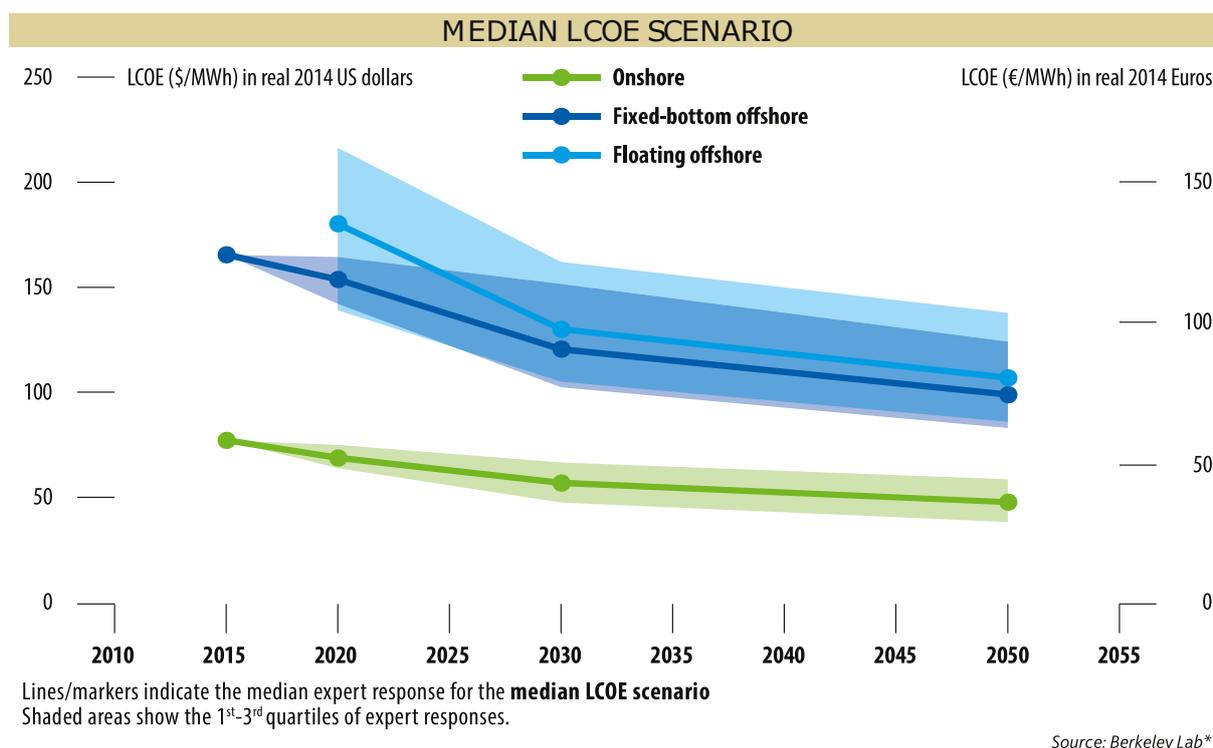


Figura 62. Previsión de la evolución de los costes normalizados de energía LCOE para la energía eólica onshore y offshore. Fuente: Berkeley Lab / Global Wind Energy Outlook 2016. <https://bit.ly/2DmrzjB>

En la **Figura 62** 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*.

3.7.1. Aerogeneradores actuales de mayor potencia

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**.



Figura 63. Aerogenerador Vestas V-164. Fuente: Garvarduniversity. <https://bit.ly/2Z3Y0hT>. License: CC BY-SA 4.0

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 **MING-YANG 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 64. Aerogenerador Enercon E-126. Fuente: Wikimedia Commons <https://bit.ly/2MpjmQx>. License: CC BY-SA 3.0



Figura 65. Aerogenerador MINGYANG SCD6.5. Fuente: YouTube <https://youtu.be/PFPSvxeFw3A>. License: YouTube Standard