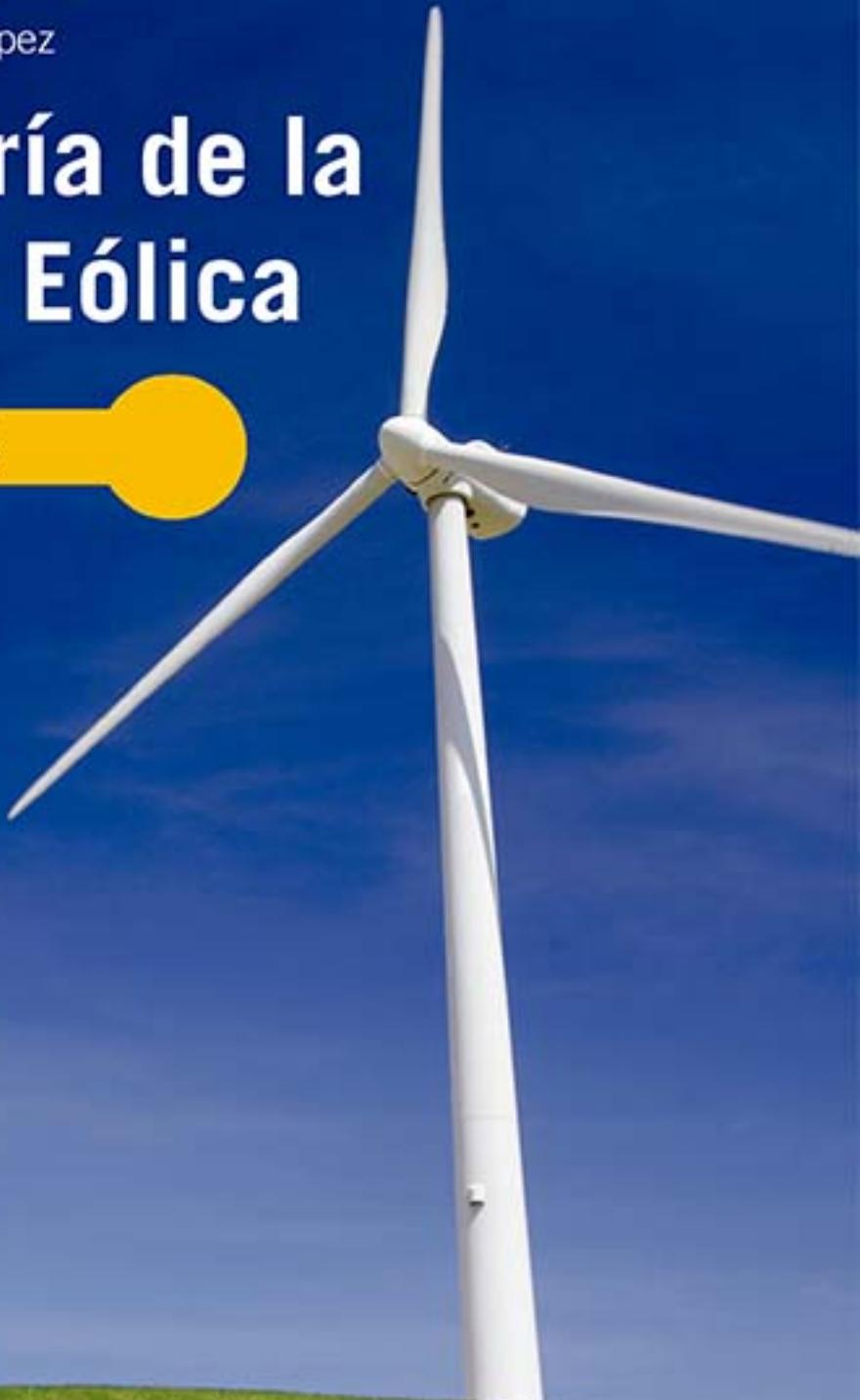


Miguel Villarrubia López

# Ingeniería de la Energía Eólica

NUEVAS ENERGÍAS



 Alfaomega

 marcombo  
ediciones técnicas

## **Ingeniería de la Energía Eólica**

# **Ingeniería de la Energía Eólica**

**Miguel Villarrubia López**

Facultad de Física - Universidad de Barcelona

**Nuevas energías**

 **Alfaomega**

 **marcombo**  
ediciones técnicas

Diseño de cubierta y maquetación:  
NDENU ESTUDI DISSENY GRÀFIC

Datos catalográficos

Villarrubia, Miguel  
Ingeniería de la energía eólica  
Primera Edición

Alfaomega Grupo Editor, S.A. de C.V., México

ISBN: 978-607-707-402-1

Formato: 17 x 23 cm

Páginas: 284

**Ingeniería de la energía eólica**

Miguel Villarrubia López

ISBN: 978-84-267-1580-7, edición en español publicada por MARCOMBO, S.A., Barcelona, España  
Derechos reservados © 2012 MARCOMBO, S.A.

Primera edición: Alfaomega Grupo Editor, México, mayo 2013

**© 2013 Alfaomega Grupo Editor, S.A. de C.V.**

Pitágoras 1139, Col. Del Valle, 03100, México D.F.

Miembro de la Cámara Nacional de la Industria Editorial Mexicana  
Registro No. 2317

Pág. Web: <http://www.alfaomega.com.mx>

E-mail: [atencionalcliente@alfaomega.com.mx](mailto:atencionalcliente@alfaomega.com.mx)

**ISBN: 978-607-707-402-1**

**Derechos reservados:**

Esta obra es propiedad intelectual de su autor y los derechos de publicación en lengua española han sido legalmente transferidos al editor. Prohibida su reproducción parcial o total por cualquier medio sin permiso por escrito del propietario de los derechos del copyright.

**Nota importante:**

La información contenida en esta obra tiene un fin exclusivamente didáctico y, por lo tanto, no está previsto su aprovechamiento a nivel profesional o industrial. Las indicaciones técnicas y programas incluidos, han sido elaborados con gran cuidado por el autor y reproducidos bajo estrictas normas de control. ALFAOMEGA GRUPO EDITOR, S.A. de C.V. no será jurídicamente responsable por: errores u omisiones; daños y perjuicios que se pudieran atribuir al uso de la información comprendida en este libro, ni por la utilización indebida que pudiera dársele.

Edición autorizada para venta en México y todo el continente americano.

**Impreso en México. Printed in Mexico.**

**Empresas del grupo:**

**México:** Alfaomega Grupo Editor, S.A. de C.V. – Pitágoras 1139, Col. Del Valle, México, D.F. – C.P. 03100  
Tel.: (52-55) 5575-5022 – Fax: (52-55) 5575-2420 / 2490. Sin costo: 01-800-020-4396  
E-mail: [atencionalcliente@alfaomega.com.mx](mailto:atencionalcliente@alfaomega.com.mx)

**Colombia:** Alfaomega Colombiana, S.A. – Calle 62 No. 20-46, Barrio San Luis, Bogotá, Colombia  
Tels.: (57-1) 746 0102 / 210 0415 – E-mail: [cliente@alfaomega.com.co](mailto:cliente@alfaomega.com.co)

**Chile:** Alfaomega Grupo Editor, S.A. – Av. Providencia 1443. Oficina 24, Santiago, Chile  
Tel.: (56-2) 2235-4248 – Fax: (56-2) 2235-5786 – E-mail: [agechile@alfaomega.cl](mailto:agechile@alfaomega.cl)

**Argentina:** Alfaomega Grupo Editor Argentino, S.A. – Paraguay 1307 P.B. Of. 11, C.P. 1057, Buenos Aires,  
Argentina – Tel./Fax: (54-11) 4811-0887 y 4811 7183 – E-mail: [ventas@alfaomegaditor.com.ar](mailto:ventas@alfaomegaditor.com.ar)

# ÍNDICE

---

## CAPÍTULO 1. ASPECTOS GENERALES

- 1.1. Introducción
- 1.2. Tipos de aerogeneradores eólicos
- 1.3. Sistemas de producción eoloeléctrica
- 1.4. Estado de la implantación de la energía eólica
- 1.5. La evolución de la energía eólica en el pasado y situación actual

## CAPÍTULO 2. FÍSICA DE LA ATMÓSFERA: EL VIENTO

- 2.1. La atmósfera
- 2.2. Gradiente térmico vertical. Capas atmosféricas
- 2.3. La atmósfera estándar
- 2.4. Estabilidad de la atmósfera
- 2.5. Circulación atmosférica general
- 2.6. El viento
- 2.7. Variación del perfil vertical de velocidades del viento
- 2.8. Vientos originados por fenómenos particulares: vientos locales
- 2.9. Escala Beaufort

## CAPÍTULO 3. MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

- 3.1. Introducción
- 3.2. Velocidad del viento
- 3.3. Tratamiento estadístico del viento
- 3.4. Variaciones de la velocidad del viento
- 3.5. Medición de las magnitudes del viento
  - 3.5.1. Medición de la velocidad del viento: el anemómetro
  - 3.5.2. Medición de la dirección del viento: la veleta
  - 3.5.3. Colocación de los instrumentos de medida
- 3.6. Clasificación de aerogeneradores según el tipo de viento
- 3.7. Formas de presentación de los datos de viento: velocidad y dirección
- 3.8. Aplicación de la estadística a cálculos eólicos
- 3.9. Tratamiento estadístico de los datos del viento
- 3.10. Distribuciones discretas y continuas de probabilidad

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

- 4.1. Descripción estadística del viento: ley de Weibull
- 4.2. Ley de Rayleigh
- 4.3. Cálculo de los parámetros de Weibull
- 4.4. Variación de las características del viento con la altura
  - 4.4.1. Rugosidad del terreno
  - 4.4.2. Variación de la velocidad del viento estacionario con la altura
  - 4.4.3. Variación de la velocidad media a largo plazo con la altura
  - 4.4.4. Variación de los parámetros de Weibull con la altura
- 4.5. Influencia del relieve del terreno
- 4.6. Influencia de obstáculos
- 4.7. Estelas de los aerogeneradores
- 4.8. Potencia eólica disponible. Potencial eólico
  - 4.8.1. Variación del potencial eólico con la altura respecto al suelo

- 4.9. Densidad de energía eólica disponible
- 4.10. Evaluación de recursos energéticos eólicos
- 4.11. Criterios generales para la selección de emplazamientos

## **CAPÍTULO 5. AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES**

- 5.1. Introducción
- 5.2. Captación de la energía cinética del viento
- 5.3. Principios físicos de la aerodinámica del álate
- 5.3.1. Capa límite
- 5.3.2. Separación o despegue de la capa límite. Formación de estelas
- 5.4. Fuerzas de sustentación y de arrastre
- 5.5. Perfil aerodinámico del álate de un aerogenerador
- 5.6. Acción del viento sobre un perfil aerodinámico
- 5.7. Acción del flujo de aire sobre el rotor del aerogenerador
- 5.8. Potencia eólica extraída. Coeficientes de potencia y de par
- 5.9. Potencia eólica extraída máxima teórica. Límite de Betz
- 5.10. Flujo de potencias en un aerogenerador

## **CAPÍTULO 6. AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS**

- 6.1. Tipos de aerogeneradores
- 6.2. Aerogeneradores de eje horizontal
- 6.3. Aerogeneradores de eje vertical
  - 6.3.1. Eólica de rotor de arrastre diferencial: rotor Savonius
  - 6.3.2. Eólica de rotor de variación cíclica de incidencia: rotor Darrieus
- 6.4. Comparación entre aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical
- 6.5. Aerogenerador multipala de eje horizontal. Aeromotor de bombeo

## **CAPÍTULO 7. AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA**

- 7.1. Introducción
- 7.2. Aerogeneradores de eje horizontal
  - 7.2.1. Rotor
    - 7.2.2. Góndola o chasis
    - 7.2.3. Caja variadora de velocidad (gear box)
  - 7.3. Generación eléctrica en un aerogenerador
  - 7.4. Etapas de generación eléctrica en un aerogenerador
  - 7.5. Consideraciones sobre los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT)
  - 7.6. Regulación y control de potencia y de velocidad
  - 7.7. Configuraciones de aerogeneradores
  - 7.8. Sistemas de orientación del rotor
  - 7.9. Otros equipos y sistemas
  - 7.10. Torres de sustentación

## **CAPÍTULO 8. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES**

- 8.1. Introducción
- 8.2. Generadores eléctricos en aerogeneradores
- 8.3. Interconexión del aerogenerador con la red
- 8.4. Conexión y desconexión con la red
- 8.5. Problemas en la interconexión del aerogenerador con la red eléctrica
- 8.6. Comportamiento del aerogenerador frente a huecos de tensión
- 8.7. Procedimiento de operación ante huecos de tensión
- 8.8. Organización del sistema eléctrico
- 8.9. Integración de la energía eólica en el sistema eléctrico

## **CAPÍTULO 9. CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS. PARQUES EÓLICOS**

- 9.1. Configuraciones de un sistema eólico
- 9.2. Parques eólicos
  - 9.2.1. Instalaciones eléctricas de baja tensión en cada aerogenerador
  - 9.2.2. Centro de transformación de baja (BT) a media tensión (MT)
  - 9.2.3. Red de media tensión (MT)
  - 9.2.4. Subestación transformadora MT/AT y enlace con la red de AT
- 9.3. Disposición de los aerogeneradores en un parque eólico
- 9.4. Parques eólicos marinos (offshore)
- 9.5. Selección de emplazamientos para parques eólicos

## **CAPÍTULO 10. CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES**

- 10.1. Consideraciones sobre la potencia de un aerogenerador
- 10.2. Curva de potencia – velocidad de un aerogenerador
- 10.3. Relación entre la potencia nominal y el diámetro del rotor
- 10.4. Cálculo del coeficiente de potencia a partir de la curva de potencia del aerogenerador
- 10.5. Coeficientes de par ( $C_m$ ) y de potencia ( $C_p$ ) en los HAWT rápidos
- 10.6. Cálculo de la energía producida por un aerogenerador
- 10.7. Coeficiente de potencia y rendimiento anual medios
- 10.8. Correcciones de la energía
- 10.9. Parámetros de funcionamiento de un aerogenerador
- 10.10. Cálculo del diámetro del aerogenerador

## **CAPÍTULO 11. ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES**

- 11.1. Introducción
- 11.2. Análisis de viabilidad técnica y económica de un proyecto eólico
- 11.3. Costes de un parque eólico
  - 11.3.1. Costes de inversión
  - 11.3.2. Costes variables
- 11.4. Vida útil de los aerogeneradores
- 11.5. Repotenciación o repowering
- 11.6. Coste unitario de producción
- 11.7. Consideraciones sobre los cálculos económicos
- 11.8. Cálculo del coste unitario de la producción de energía
- 11.9. Análisis de rentabilidad. Parámetros
- 11.10. Análisis económico de sistemas eólicos autónomos
- 11.11. Aspectos medioambientales

## **REFERENCIAS**

- ANEXO 1. UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN
- ANEXO 2. FUNCIÓN GAMMA  $\Gamma(x)$

# PRÓLOGO

---

La energía es un factor indispensable para el desarrollo y el progreso de una sociedad. En cualquier escenario que se considere, el aumento del producto interior bruto siempre ha ido ligado a un aumento del consumo de energía. Actualmente son varios los retos en este campo a los que nos enfrentamos.

En primer lugar, se debe garantizar la seguridad del abastecimiento, el aumento del nivel de autoproducción para lograr mayor independencia energética y un incremento de la diversificación de fuentes energéticas, para conseguir una menor dependencia de los combustibles fósiles y en particular del petróleo.

En segundo lugar, es necesaria la utilización de tecnologías que permitan, a través del ahorro y eficiencia energética y del uso de energías no emisoras de gases de efecto invernadero, la reducción de sus emisiones para el cumplimiento de los compromisos adquiridos en este campo.

No hay que olvidar que estos objetivos deben alcanzarse mediante cambios tecnológicos que no impliquen unos costes económicos de la energía que puedan poner en riesgo la viabilidad de este tipo de tecnologías energéticas. En consecuencia, las nuevas tecnologías energéticas tienen que guiarse por los principios de la economía de costes y de la competitividad técnica y económica respecto a las energías convencionales, además de los puramente energéticos y medioambientales.

En este escenario, la Unión Europea ha propuesto como objetivo para 2020, la reducción de un 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, cubrir el 20% de la demanda de energía con energías renovables y el aumento del 20% del ahorro y mejora de eficiencia energética. Estas condiciones implican que aproximadamente un tercio de la electricidad deba obtenerse por vía de las renovables, es decir, que sea una electricidad “verde”.

Para conseguir este objetivo, será necesario disponer de un “mix” energético de producción eléctrica, en el que es previsible pensar que la participación de las distintas fuentes sea aproximadamente un tercio de combustibles fósiles (carbón y gas natural), un tercio de nuclear y un tercio de renovables (electricidad “verde”).

En el caso de la electricidad “verde”, las dos fuentes de energía primaria más importantes son la hidráulica y la eólica. La primera, conocida y utilizada desde hace más de un siglo, y la segunda, mucho más moderna, aunque ya ha alcanzado un nivel de madurez tecnológico y económico que la hace viable técnica y económicamente, con unos costes de producción atractivos en el mercado energético. El nivel de participación de otras renovables en la generación de electricidad “verde” a gran escala es muy probable que tenga un papel minoritario a corto y medio plazo.

La energía eólica en la última década ha realizado importantes progresos tanto en el aspecto técnico como económico. Se han mejorado significativamente aspectos tales como: la gestión y mantenimiento de parques eólicos, la integración de la energía eléctrica en la red, la versatilidad y adaptación del diseño de aerogeneradores a las características específicas de los emplazamientos, la regulación y control de los mismos, la predicción de producción a corto plazo y la economía de escala con aerogeneradores de mayor potencia con una mejora en los costes unitarios de inversión y de producción eléctrica. Así mismo, se ha iniciado el desarrollo de la energía eólica marina (*offshore*) con la implantación de parques que ya han acreditado su viabilidad técnica y económica.

La importancia alcanzada por la energía eólica se pone de manifiesto a través del hecho que en la actualidad está presente en la mayoría de países de economía desarrollada o emergente. A principios de 2009, la capacidad mundial instalada era de unos 120 GW, de los cuales aproximadamente 65 GW correspondían

# PRÓLOGO

---

a la Unión Europea y 25 GW a EE.UU. Esta potencia nominal eólica instalada a escala mundial equivale a una tercera parte de la capacidad mundial instalada de energía nuclear.

En este libro se exponen y desarrollan los distintos aspectos que un técnico energético debe conocer y aplicar para la concepción, desarrollo, implantación y gestión de un sistema de aprovechamiento de energía eólica, fundamentalmente para su conversión en electricidad.

Después de un primer capítulo donde se exponen los aspectos generales de la energía eólica, en los capítulos segundo y tercero se describen, respectivamente, la física del viento, y la medición y el tratamiento de los datos eólicos, para posteriormente dedicar el capítulo cuarto a la caracterización del potencial energético del viento.

El capítulo quinto está dedicado a la aerodinámica de los aerogeneradores, el sexto a los aerogeneradores de eje vertical y aerobombas, y el séptimo a los aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica.

Los capítulos octavo y noveno se centran fundamentalmente en la producción eléctrica, las diferentes tecnologías y los distintos aspectos de su gestión e integración en la red. El primero de ellos se dedica a la generación eléctrica en aerogeneradores y el segundo, a la configuración de sistemas eólicos y en especial a parques eólicos.

El capítulo décimo se destina a la exposición y desarrollo de la metodología para la realización de los cálculos energéticos en aerogeneradores y el decimoprimero a los cálculos económicos y aspectos medioambientales de la energía eólica.

Finalmente, expresamos nuestro deseo que este texto constituya una ayuda para todas aquellas personas, estudiantes o profesionales del sector de la energía, que deseen introducirse en el campo de las aplicaciones de la energía eólica, en especial en el de la producción eléctrica.

Barcelona, diciembre de 2010

# CAPÍTULO 1

## Aspectos generales

### 1.1. Introducción

Actualmente, la energía eólica ha demostrado su viabilidad técnica y económica, siendo una tecnología madura. Varias razones hacen de la eólica una de las energías renovables con gran desarrollo en los últimos años. Entre ellas cabe citar:

- La necesidad de fuentes alternativas a los combustibles, para reducir el uso de recursos no renovables por la gran demanda energética debido al aumento de la población y del consumo de energía per cápita. La tabla 1.1 muestra el consumo de energía primaria per cápita para diversas regiones.

Norteamérica	Europa	Países desarrollados	Países en desarrollo	Mundial
7,84	3,70	4,62	0,91	1,67
<b>Población mundial a finales de la década del 2000: 6.670 millones</b>				
<b>Nota: 1 tep = tonelada equivalente de petróleo</b>				
<b>Tabla 1.1. Consumo anual per cápita de energía primaria (tep/persona y año).</b>				

- La diversificación de suministros energéticos y el aumento del grado de autoabastecimiento energético para mayor independencia energética.
- La reducción del impacto ambiental por disminución de la emisión de gases (efecto invernadero, acidificación de la atmósfera, destrucción de la capa de ozono, etc.) y la reducción de residuos sólidos y líquidos.

Las principales ventajas de la energía eólica son las siguientes:

- No emite gases contaminantes, ni efluentes líquidos, ni residuos sólidos. Tampoco utiliza agua.
- Reduce emisiones de CO<sub>2</sub>. En España, en 2009, la producción eólica fue de 36.188 GWh, lo que se tradujo en un ahorro de emisiones de 16,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, (considerando una emisión específica de CO<sub>2</sub> asociada a la producción de electricidad de 460 toneladas de CO<sub>2</sub> por GWh eléctrico).
- No requiere minería de extracción subterránea o a cielo abierto.
- Su uso y los posibles incidentes durante su explotación no implican riesgos ambientales de gran impacto (derrames, explosiones, incendios, etc.).
- Ahorra combustibles, diversifica el suministro y reduce la dependencia energética.
- Tiene un período de recuperación energética pequeño. Se requiere solo unos pocos meses de funcionamiento para recuperar la energía empleada en la construcción y montaje de un gran aerogenerador eólico.

## ASPECTOS GENERALES

Los principales problemas asociados a la energía eólica son:

- El viento es aleatorio y variable, tanto en velocidad como en dirección, por lo que no todos los lugares son adecuados para la explotación técnica y económicamente viable de la energía eólica.
- La producción eólica forma parte de un “mix” de generación, junto con otras fuentes de energía (hidráulica, térmica, nuclear...). Dada su variabilidad deben realizarse previsiones de producción a muy corto plazo (24 y 48 horas) para una adecuada gestión de la cadena de generación, transporte y distribución de electricidad. Su aleatoriedad y variabilidad requiere una mayor presencia de potencia rodante y una gestión específica para su integración en la red.

Su impacto ambiental es muy reducido y solo a escala muy local:

- Aumento del nivel de ruido en sus proximidades.
- Impacto visual o paisajístico.
- Impacto sobre la fauna, en particular sobre las aves.
- Ocupación del suelo: los aerogeneradores deben mantener una distancia entre sí que minimice los efectos de interferencia y de estela. Se recomienda una distancia entre torres de 3 a 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular al viento dominante y de 5 a 10 veces en la dirección del viento dominante. Para parques con aerogeneradores entre 1 y 3 MW, la ocupación de terreno es de 3 a 6 ha/MW, aunque menos de un 5% queda afectado por la servidumbre de uso, pudiendo utilizarse el resto para fines agrícolas o agropecuarios.
- Interferencias con transmisiones electromagnéticas: el rotor puede producir interferencias con campos electromagnéticos (televisión, radio, etc.).

## 1.2. Tipos de aerogeneradores eólicos

Su clasificación puede obedecer a distintos criterios:

a) Segundo la disposición del eje de giro:

- Eje horizontal: la casi totalidad de las turbinas eólicas son de este tipo.
- Eje vertical: las aplicaciones prácticas son muy escasas.

b) Segundo el número de palas:

- Monopalas y bipalas: existe un número pequeño de estos tipos.
- Tripala: la mayoría de turbinas dedicadas a la producción eléctrica.
- Multipala: con un número variable de 16 a 24, utilizadas para bombeo de agua.

c) Segundo la velocidad del rotor de la turbina eólica:

- Velocidad constante.
- Velocidad variable.
- Velocidad semivariable.
- Dos velocidades.

d) Segundo su control y regulación:

- Control por pérdida aerodinámica (*stall control*) o de palas de paso fijo.
- Control por pérdida activa aerodinámica (*active stall control*).
- Control por variación del ángulo del paso de pala (*pitch control*).

e) Según el generador eléctrico:

- Generador asíncrono con rotor en jaula de ardilla.
- Generador asíncrono con rotor bobinado doblemente alimentado.
- Generador síncrono multipolo.

f) Según su emplazamiento:

- Aerogeneradores para emplazamientos terrestres (*Onshore*).
- Aerogeneradores para emplazamientos marinos (*Offshore*).

g) Segundo el tipo de viento:

- Aerogeneradores para viento clase I, clase II o clase III.

h) Respecto a su interconexión con la red eléctrica:

- Sistemas eólicos aislados (“en isla”), sin o con energía auxiliar (“híbridos”).
- Sistemas eólicos interconectados con la red eléctrica.

i) Segundo su potencia nominal:

- Microturbinas eólicas (< 5 kW).
- Miniturbinas eólicas (5 – 100 kW).
- Turbinas de media y gran potencia (100 a 1.000 kW).
- Turbinas multimegavat (1.000 a 5.000 kW).

Un parámetro empleado para diferenciar los distintos tipos de turbinas eólicas, es la relación entre la velocidad lineal del extremo de la pala y la velocidad nominal del viento. Esta relación se conoce como velocidad específica de la turbina (*tip speed ratio*) y se designa por  $\lambda$  (*lambda*).

La velocidad nominal del viento es aquella para la cual la turbina alcanza su potencia nominal. Generalmente está comprendida entre 11 y 15 m/s (40 – 54 km/h).

Para valores de  $\lambda$  inferiores o del orden de la unidad, la máquina presenta un par de arranque grande y tiene muchas palas. Corresponde a turbinas destinadas al bombeo de agua y que a veces se denominan máquinas lentas. En cambio, para valores elevados de  $\lambda$ , la turbina tiene menos palas (bipala o tripala), presenta un par de arranque menor y la velocidad del extremo de la pala es mayor. En grandes aerogeneradores  $\lambda$  se sitúa en el intervalo de 5 a 8, la velocidad de giro alrededor de 10 a 20 rpm y la velocidad lineal en el extremo de la pala entre 60 y 90 m/s.

### 1.3. Sistemas de producción eoloeléctrica

Se distinguen dos sistemas básicos de producción eoloeléctrica:

a) *Sistema aislado (en isla)*

Usa pequeños aerogeneradores (< 100 kW) y sirve para atender la demanda de energía eléctrica de núcleos aislados. Al no estar interconectado con la red eléctrica, se debe prever un sistema auxiliar de almacenamiento (baterías eléctricas) para los períodos de calma o baja intensidad de viento. En muchas ocasiones, el sistema se apoya con fuentes de producción eléctrica auxiliar (grupos electrógenos o sistemas fotovoltaicos) formando un sistema denominado “híbrido”.

El generador eléctrico acostumbra a ser síncrono de imanes permanentes y está accionado directamente por la turbina eólica sin caja multiplicadora de velocidad (gear box) entre el eje del rotor de la turbina y el

## ASPECTOS GENERALES

generador eléctrico o bien asíncrono con rotor en jaula dotado de una batería de condensadores para suministro de energía reactiva al generador. La electricidad producida en forma de corriente alterna de frecuencia variable se rectifica y almacena en baterías para posteriormente ser convertida de nuevo de corriente continua a alterna a frecuencia constante (50 o 60 Hz) mediante un ondulador o inversor. Finalmente, un transformador eleva la tensión a la requerida por el servicio (230/400 V).

En general, los microgeneradores para la producción individual de energía eléctrica, tienen potencias entre 1 y 5 kW, con diámetros entre 2 y 5 m. Debido a la economía de escala, el coste unitario de la potencia instalada es mucho mayor para un minigenerador que para un parque eólico, del orden de unas cinco a diez veces.

También se utilizan sistemas aislados con pequeñas turbinas multipala para producir energía mecánica directa para el bombeo de agua de pozos. Las eólicas multipalas ("windmill") presentan una curva característica par – velocidad adecuada para el accionamiento directo de bombas hidráulicas para la extracción de agua de pozos.

### b) Parque eólico

Un parque eólico actúa como una central eléctrica. En general formado por aerogeneradores de gran capacidad nominal, entre 600 kW a 3.000 kW, en un número que varía entre 10 y 100, resultando parques entre 10 y 100 MW. Se distinguen dos tipos de parques: terrestres (*onshore*) y marinos (*offshore*).

Los aerogeneradores son de eje horizontal y principalmente tripala a barlovento, con sistema de orientación activa y torre tubular. Domina la regulación activa por paso variable (*pitch*) frente a la de paso fijo por pérdida aerodinámica (*stall*).

En los últimos años ha aumentado el uso de rotores de velocidad variable, frente a los de velocidad fija o semivariable, así como el uso de generadores asíncronos con rotor doblemente alimentado e incluso generadores síncronos multipolos frente a los generadores asíncronos de rotor en jaula.

Debido a la plataforma marina y a la interconexión eléctrica con la costa, un parque offshore tiene un coste unitario de inversión del orden de dos veces mayor que un onshore. En cambio, su producción es mejor, por ser el viento más regular. Se espera un gran desarrollo de este tipo de parques marinos en un futuro próximo.

## 1.4. Estado de la implantación de la energía eólica

En la actualidad, la mayoría de aerogeneradores instalados en parques eólicos son máquinas de gran tamaño cuyas características generales se resumen en la tabla 1.2.

Potencia nominal (kW)	Diámetro (m)	Altura de torre (m)	Velocidad de giro (rpm)
800 – 2.000	50 – 90	50 – 80	10 – 20
<b>Tabla 1.2. Características generales de grandes aerogeneradores.</b>			

La capacidad nominal mundial acumulada en 2008 alcanzó 120,8 GW, de la cual, los diez países indicados en la tabla 1.3, poseían el 86% del total.

Nº	País	Potencia (MW)	Nº	País	Potencia (MW)
1	EE.UU.	25.170	6	Italia	3.736
2	Alemania	23.903	7	Francia	3.404
3	España	16.754	8	Reino Unido	3.241
4	China	12.210	9	Dinamarca	3.180
5	India	9.645	10	Portugal	2.862
Potencia total en los 10 países (2008): 104.104 MW (86,2% de la potencia eólica mundial)					
Potencia instalada total mundial (2008): 120.824 MW					
<b>Tabla 1.3. Capacidad nominal instalada acumulada por países (MW) en 2008</b>					

La energía eólica ha experimentado un gran crecimiento. La figura 1.1 muestra esa evolución desde 1993 (2.9 GW) hasta 2008 (120.8 GW).



**Figura 1.1. Potencia eólica mundial instalada acumulada, en MW.**

Para un conjunto de veinte países miembros de la IEA Wind, con una potencia total instalada acumulada en 2007 de 74,8 GW, los datos más significativos se muestran en la tabla 1.4

Capacidad total acumulada (MW)	74.844
Capacidad offshore (MW)	1.125
Nº de aerogeneradores (aprox)	55.000
Potencia media de nuevas turbinas (kW)	1.773
Energía eléctrica producida (TWh)	155
Horas equivalentes anuales a plena carga	2.070
Factor de carga (%)	24
<b>Tabla 1.4. Datos eoloeléctricos para un conjunto de veinte países de la IEA Wind (2007).</b>	

## ASPECTOS GENERALES

En España la evolución de la capacidad eólica instalada se muestra en la figura 1.2.



Figura 1.2. Evolución de la capacidad eólica instalada en España.

La capacidad nominal unitaria de las turbinas eólicas ha ido creciendo progresivamente. En 1995, la potencia media por turbina era de 350 kW y en 2007 la capacidad unitaria aumentó hasta 1.770 kW en promedio. La figura 1.3, muestra la evolución de la capacidad media unitaria de las turbinas instaladas.

Se espera en el futuro próximo el aumento de instalación de turbinas de 3 a 5 MW. Actualmente se considera una capacidad de 5 a 6 MW como el límite superior técnicamente viable.

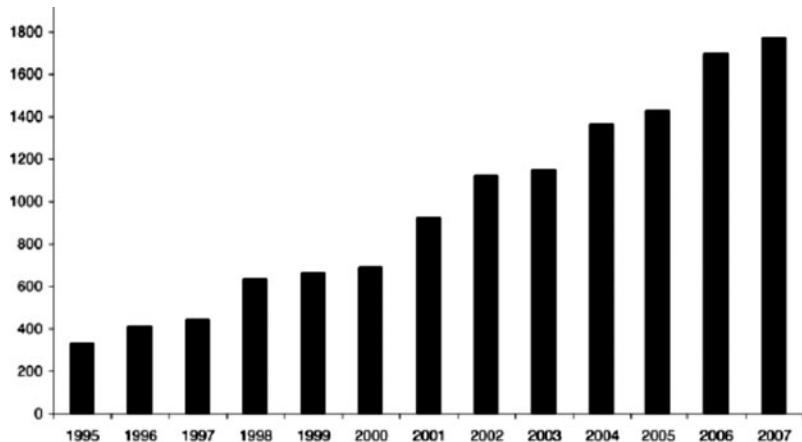


Figura 1.3. Potencia media (kW) de turbinas instaladas en países miembros de la IEA Wind en el período 1995-2007.

## 1.5. La evolución de la energía eólica en el pasado y situación actual

### a) Evolución en el pasado próximo

La energía eólica se ha utilizado desde tiempos pasados como energía mecánica para molinos y bombeo de agua. La figura 1.4 muestra el típico molino holandés (a) y el aerogenerador multipala americano (*windmill*) utilizado para bombeo de agua (b).



**Figura 1.4. Molino holandés (a) y generador multipala (*windmill*) para bombeo de agua.**

A partir de 1980 progresó la tecnología eólica. En su inicio, las turbinas tenían potencias de 20 a 50 kW, eran pesadas, ruidosas, con baja disponibilidad, difícil regulación y con un gran coste unitario de inversión, alrededor de 3.000€/kW instalado.

Un cuarto de siglo más tarde, la potencia se sitúa entre 1,5 y 3 MW por aerogenerador, son mucho más ligeros, más disponibles, presentan un buen control de la regulación y su coste unitario de inversión se sitúa entre 900 a 1.300€/kW instalado, según el tipo y tamaño de la máquina y de las características del parque eólico. En la figura 1.5 se muestra un parque eólico con turbinas de gran potencia.

En el desarrollo de la energía eólica se distinguen las siguientes etapas:

- Etapa de inicio: corresponde a las décadas de 1970 y 1980. Durante la segunda se consolida el modelo tripala, básicamente de velocidad constante, regulación por pérdida aerodinámica (*stall*), con generador eléctrico asíncrono con rotor en jaula de ardilla y con una capacidad nominal unitaria no mayor de unos 300 kW. Este período histórico está dominado por el llamado “modelo danés”.
- Etapa de crecimiento: en la década de 1990, se introduce la regulación aerodinámica por paso variable (*pitch*), la turbina a velocidad variable y el generador asíncrono con rotor doblemente alimentado, favorecido por el desarrollo de la electrónica de potencia. La potencia nominal crece desde unos 300 kW a inicios de la década hasta unos 1.500 kW a finales de la misma.

## ASPECTOS GENERALES

- Etapa de consolidación y gran desarrollo: a partir del año 2000. Se consolida la turbina regulada por paso variable (*pitch*) frente al paso fijo por pérdida aerodinámica (*stall*). También aumenta notablemente el uso de turbinas con rotor a velocidad variable frente a los de velocidad constante o semivariable. Se resuelven problemas de integración en la red eléctrica, como estabilidad, respuesta frente a huecos de tensión y control de tensión y frecuencia. Se desarrollan sistemas de predicción de producción y entrega de energía eléctrica a corto plazo (24 y 48 h). Las nuevas turbinas se sitúan entre 1 a 3 MW, siendo la potencia unitaria media instalada del orden de 1,5 MW. Se inician los parques eólicos marinos (*offshore*).

Se espera en un futuro próximo la comercialización de turbinas eólicas de 4 a 6 MW y un gran desarrollo en el sector marino (*offshore*). También se espera mayor presencia de alternadores síncronos de imanes permanentes accionados por turbinas de velocidad variable sin caja multiplicadora y conectados a la red a través de convertidores de frecuencia. Actualmente se considera la potencia nominal de 5 a 6 MW como el límite máximo técnicamente viable para un aerogenerador.



**Figura 1.5. Vista parcial de un parque eólico moderno.**

### b) Principio de funcionamiento de la turbina eólica

De forma similar a los molinos de viento, las antiguas turbinas funcionaban según el principio de la resistencia o fuerza de arrastre que ofrecían las palas a la acción del viento. Este diseño no aerodinámico, conducía a rendimientos de conversión de energía cinética del viento en energía mecánica en el eje de la máquina muy pequeños, alcanzándose tan solo valores del orden de un 12%.

Las turbinas modernas funcionan bajo el principio de la fuerza de sustentación que se desarrolla en la pala, debida a su diseño aerodinámico, de forma similar al de una ala de avión. El rendimiento máximo de conversión viene dado por el límite de Betz (59,3 %), es decir solo se puede extraer al viento como máximo el 59,3% de su energía. Actualmente, debido al avance en el diseño aerodinámico y estructural de las palas, se alcanzan valores muy elevados, del orden del 50%, próximos al límite de Betz.

También ha mejorado el rendimiento global de conversión de energía mecánica captada por el rotor de la turbina a energía eléctrica y que incluye básicamente las pérdidas mecánicas de rozamiento por transmisiones, y las pérdidas del generador eléctrico. El valor máximo de este rendimiento se sitúa en el entorno del 95%, por lo que aproximadamente un gran aerogenerador en condiciones óptimas de rendimiento máximo

puede llegar a convertir en energía eléctrica aproximadamente el 45% de la energía cinética del viento que incide sobre el rotor de la turbina eólica.

#### c) Control de la rotación de la turbina eólica

La velocidad de giro de la turbina eólica se controla para evitar que un viento muy intenso pueda sobrecargar el generador produciéndole daños, para optimizar el rendimiento de la máquina y para controlar la tensión y frecuencia generada.

En la década de 1980, el sistema dominante fue el denominado “modelo danés”, basado en el control por pérdida aerodinámica (*stall*) con pala de paso fijo. El típico generador de esa época tenía una potencia nominal no mayor de unos 300 kW, rotor tripala con palas de paso fijo girando a velocidad constante y provisto de un generador asíncrono de jaula de ardilla. La velocidad de giro de la turbina eólica se regulaba por la frecuencia de la red, a través del propio generador eléctrico de inducción.

Posteriormente, se introdujo el sistema de pérdida aerodinámica activa (*active stall*) para lograr una mejora en el rendimiento, consistente en permitir a las palas un pequeño ángulo de giro alrededor de su eje longitudinal, iniciando la técnica de paso variable (*pitch*). Este giro podía ser de toda la pala o bien solo de sus extremos que de esta forma actuaban como frenos aerodinámicos. Progresivamente el control de pala de paso variable (*pitch*) se ha ido implantando frente al de pérdida aerodinámica de paso fijo (*stall*).

La evolución del cambio de turbinas eólicas de velocidad de giro constante a variable se inició con el aerogenerador capaz de operar con dos velocidades a fin de aprovechar mejor las velocidades variables del viento y mantener constante la frecuencia de la tensión generada (50 Hz en Europa, 60 Hz en América).

En la década del 2000, se ha producido un significativo aumento de las turbinas a velocidad de giro variable, que tienen mejor comportamiento que las de velocidad constante frente a las variaciones de la velocidad del viento, suavizando el par y las cargas, disminuyendo el ruido aerodinámico debido a turbulencias y mejorando el rendimiento energético. Los dos sistemas de generación eléctrica más utilizados en este tipo de turbinas eólicas a velocidad variable son: el generador asíncrono con rotor doblemente alimentado y el generador síncrono multipolo con acoplamiento directo al rotor de la turbina (sin caja multiplicadora) y con conversión de la tensión alterna de frecuencia variable generada a la salida del alternador a tensión alterna a frecuencia constante, a través de sistemas de electrónica de potencia. Este último modelo de aerogenerador permite la supresión de la caja multiplicadora de velocidad (*gear box*) entre el eje de la turbina eólica y el del alternador eléctrico.

#### d) Materiales

Las palas del rotor son las partes más sensibles a la fatiga causada por las cargas dinámicas. Inicialmente se construyeron de madera, aluminio (poco resistente a la fatiga) y de acero (muy pesado), para pasar posteriormente al uso de plásticos.

En los plásticos, inicialmente se usó el poliéster para ser desplazado en las turbinas modernas por resinas epóxicas sobre fibra de vidrio. Su fabricación encarece el coste del generador. Las palas del rotor pueden llegar a alcanzar el 20% del coste total del aerogenerador. Actualmente, se considera también la fibra de carbono como un posible material a utilizar, aunque el precio es su principal factor limitante.

#### e) Parámetros de funcionamiento

La mayoría de turbinas arrancan a partir de velocidades del viento alrededor de 3 a 4 m/s y alcanzan su potencia nominal entre 12 y 15 m/s. La potencia eólica es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor eólico y al cubo de la velocidad del viento, de ahí el interés de rotores de mayor diámetro y de elevar los aerogeneradores ya que la velocidad del viento crece con la altura respecto al suelo.

## ASPECTOS GENERALES

La potencia específica (potencia nominal por unidad de área barrida por el rotor eólico) se sitúa alrededor de 0,4 a 0,5 kW/m<sup>2</sup>. La producción específica anual de energía eléctrica (energía anual por unidad de área barrida por el rotor) está comprendida en el intervalo de 800 a 1.500 kWh/m<sup>2</sup>.

El factor de carga, definido como la relación entre la energía eléctrica producida durante un año y la que produciría el aerogenerador si hubiese estado trabajando a potencia nominal durante ese mismo período de tiempo, se sitúa en la mayoría de los casos en el intervalo del 20 al 30% (entre 1.750 y 2.650 horas anuales equivalentes a plena carga), pudiéndose alcanzar excepcionalmente valores del orden del 40 al 50%.

La disponibilidad, definida como el porcentaje de tiempo que el generador está disponible durante un año para producir energía, excluyendo las paradas programadas por revisión y mantenimiento preventivo, alcanza valores próximos al 98%, lo que da una idea de la elevada fiabilidad y mantenibilidad alcanzada en esta tecnología.

La vida útil de los aerogeneradores se estima en unos 20 años, lo que equivale a unas 100.000 horas de funcionamiento, exceptuando el mantenimiento preventivo, las tareas de revisión y las paradas programadas.

### f) Parques eólicos

A finales de la década del 2000, el aerogenerador “tipo” que integra un parque eólico, presenta las siguientes características: capacidad nominal de 1,5 a 3 MW, diámetro del rotor de 70 a 90 m, velocidad de rotación en el entorno de 10 a 15 rpm, altura de la torre de 60 a 100 m, velocidad del viento de arranque de 3 a 4 m/s, velocidad del viento nominal de 12 a 15 m/s y velocidad del viento de parada de 25 a 30 m/s.

Este aerogenerador “tipo” está caracterizado por un rotor eólico a velocidad variable, con regulación aerodinámica por variación del ángulo de paso pitch, y provisto de un generador eléctrico asíncrono con rotor bobinado doblemente alimentado o un generador síncrono multipolo. Presenta una elevada disponibilidad, superior al 98% y una eficiencia aerodinámica que puede alcanzar el 85% del límite de Betz (59,3%), lo que se traduce en un rendimiento máximo de conversión de energía cinética del viento en energía mecánica en las palas del rotor del orden del 45%. El aerogenerador presenta un buen comportamiento frente a los huecos de tensión, una adecuada gestión de la potencia activa y reactiva así como del control de tensión y frecuencia.

El tamaño medio del parque eólico “tipo” es de unos 50 MW, con un número de aerogeneradores en el entorno de 30 a 40. Para favorecer los factores de economía de escala se tiende a parques de gran capacidad nominal instalada.

### g) Parámetros económicos

A finales de la década del 2000, para parques eólicos terrestres (onshore), el coste unitario de la potencia instalada se sitúa entre 1.000 y 1.600€/kW del cual el aerogenerador representa de 900 a 1.300€/kW. La estructura de costes, aproximadamente es: 70% aerogenerador, 11% obra civil, 12% equipamiento e interconexión eléctrica y 7% varios. Los costes de operación y mantenimiento (O&M) se estiman de un 2 a un 3,5% anual de la inversión, lo que los sitúa en un intervalo entre 10 y 20€/MWh eléctrico producido.

El coste unitario de inversión en parques marinos (offshore) es mayor debido esencialmente a los costes de infraestructura, transporte e interconexión eléctrica. Se sitúa en el intervalo de 2.000 a 3.000€/kW.

### h) Mejoras introducidas

Entre las mejoras alcanzadas en los últimos años en la tecnología eólica cabe señalar:

- Aumento del tamaño de las máquinas. Actualmente se dispone de aerogeneradores de alrededor de 3 MW, y se espera en un futuro próximo la implantación de potencias unitarias de hasta 5 MW.

- Desarrollo de aerogeneradores de velocidad variable que accionan alternadores síncronos multipolo. Este tipo de alternador genera tensión a frecuencia variable que posteriormente es transformada a frecuencia constante (50 o 60 Hz) mediante conversores de frecuencia de electrónica de estado sólido.
- Modelos de aerogeneradores de paso variable y velocidad variable diseñados para distintas clases de viento (clases I, II y III).
- Mejoras en los sistemas de transmisión del par mecánico entre el rotor de la turbina y el generador eléctrico. Se han desarrollado sistemas de transmisión en los que el eje solo transmite el par motor, derivando las cargas debidas a los momentos flectores a la estructura de la góndola.
- Mejoras en el diseño estructural y optimización del uso de materiales para disminuir el peso de la máquina con aumento de resistencia frente a cargas estáticas y dinámicas.
- Se ha iniciado el desarrollo e implantación de aerogeneradores marinos (*offshore*).
- Se han mejorado los sistemas de protección frente a descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y la operación en condiciones atmosféricas adversas: paradas por congelación, producción con vientos muy cálidos ( $t > 40^{\circ}\text{C}$ ) y generación en ambientes salinos.
- Mejoras en el diseño de las torres para facilitar su transporte y montaje.
- Adaptación a los requisitos de conexión con la red eléctrica (estabilidad transitoria, controles de tensión, de frecuencia, de potencias activa y reactiva, comportamiento frente a huecos y calidad de onda producida).
- Avances significativos en la predicción de la producción eólica a corto plazo para cumplir exigencias de entrega de potencia y energía a la red eléctrica.
- Mejora de operaciones de mantenimiento. Mayor presencia del mantenimiento remoto.
- Elaboración de normas técnicas y procesos de certificación por terceros

Entre las tecnologías eólicas de los generadores eléctricos en máquinas eólicas, desarrolladas los últimos años cabe citar como más significativas:

- a) La de accionamiento directo entre el rotor eólico y el generador síncrono (máquina sin caja multiplicadora) conocida como tecnología *Direct Drive*. La excitación se realiza mediante imanes permanentes. Se la conoce comercialmente también como tecnología Enercon. Como ventajas más relevantes presenta la supresión de la multiplicadora (*gear box*), la reducción de esfuerzos mecánicos, menor mantenimiento y aumento de la disponibilidad. En contrapartida la baja velocidad de giro del alternador hace que el par sea más elevado y los componentes del mismo más voluminosos y pesados, aumentando su coste.
- b) Generador síncrono con excitación externa y con *Full Power Converter*. La excitación se realiza a través de los devanados del rotor. Presenta una respuesta correcta a los requisitos de la red y frente a huecos de tensión, así como una buena capacidad de generación de reactiva. Puede trabajar en condiciones inestables de red sin desconectar. Como contrapartida presenta un generador más pesado con un mayor coste de inversión, pérdidas en el *Full Power Converter* y un aumento en el equipamiento electrónico del sistema.
- c) Generador asíncrono o de inducción con rotor doblemente alimentado. Presenta un mejor comportamiento frente a la demanda de reactiva que el rotor simple de jaula de ardilla, una mejor regulación y una mejor respuesta frente a huecos de tensión y otras incidencias de la red. En contrapartida requiere una mayor complejidad en su sistema de regulación y control, y es de mayor coste.

# CAPÍTULO 2

## Física de la atmósfera: el viento

### 2.1. La atmósfera

La atmósfera es la capa gaseosa que envuelve la Tierra. Su espesor es pequeño. El 99% de la masa atmosférica se concentra en los primeros 30 km de altura (un 0,5% del radio terrestre). El aire es una mezcla de gases que además contiene partículas sólidas y líquidas (aerosoles) en suspensión en cantidad y composición variable.

Los gases que forman la atmósfera se clasifican en:

- Gases permanentes: su proporción se mantiene prácticamente constante. Son el nitrógeno, oxígeno, gases nobles e hidrógeno.
- Gases en proporciones variables: dióxido de carbono, vapor de agua y ozono.

Las partículas sólidas y líquidas más importantes son cristales de hielo y microgotas de agua (nubes, nieblas y brumas). Otras partículas son polvo, polen, etc. La composición del aire hasta una altura de unos 100 km se muestra en la tabla 2.1

<b>COMPOSICIÓN DEL AIRE SECO</b>			
<b>Componente</b>	<b>Masa molecular (kg/kmol)</b>	<b>% Volumen</b>	<b>% Masa</b>
Nitrógeno ( $N_2$ )	28,02	78,09	75,52
Oxígeno ( $O_2$ )	32,00	20,95	23,15
Argón (Ar)	39,94	0,93	1,28
Dióxido de carbono ( $CO_2$ )	44,01	350 ppm	460 ppm
Neón (Ne)	20,18	18 ppm	12 ppm
Helio (He)	4,00	5 ppm	7 ppm
Metano ( $CH_4$ )	16,05	1,5 ppm	8 ppm
Kriptón (Kr)	83,70	1 ppm	3 ppm
Hidrógeno ( $H_2$ )	2,02	0,5 ppm	0,03 ppm
Ozono ( $O_3$ )	48,00	0 - 12 ppm	0 - 20 ppm
<b>El aire húmedo incorpora una cantidad variable de vapor de agua</b>			
Vapor de agua ( $H_2O$ )	18,02	0 - 4%	0 - 2,5%

**Tabla 2.1. Composición del aire en la atmósfera hasta una altura de unos 100 km.**

Se puede admitir que el aire seco se comporta como una mezcla de gases ideales. Sus propiedades vienen dadas en la tabla 2.2.

<b>Masa molecular (M) kg/kmol</b>	<b>Constante del gas (R' = R/M) J/kg K</b>	<b>Calores específicos (J/kg K)</b>	
		Presión cte (c <sub>p</sub> )	Volumen cte (c <sub>v</sub> )
28,96	287,04	1004	716

**Tabla 2.2. Propiedades termodinámicas del aire seco**

La densidad del aire seco se calcula por la ecuación de gases ideales:

$$\rho = \frac{p}{R'T} \quad (2.1)$$

En donde,  $\rho$ : densidad ( $\text{kg/m}^3$ );  $p$ : presión absoluta (Pa);  $T$ : temperatura (K);  $R'$ : constante del gas (tabla 2.2).

### Ejemplo 2.1

---

Calcular la densidad del aire seco para una presión atmosférica de 990 mbar y temperatura 25°C y compararla con la correspondiente a las condiciones estándar (presión atmosférica normal a nivel del mar 1.013,25 mbar y temperatura 15°C).

#### Solución

Para 990 mbar y 25°C resulta:

$$p = 990 \text{ mbar} = 990 \text{ hPa} = 0,99 \times 10^5 \text{ Pa} ; \quad T = 25 + 273,15 = 298,15 \text{ K}$$

$$\rho = \frac{p}{R'T} = \frac{0,99 \times 10^5 \text{ Pa}}{287,04 \text{ (J/kg K)} \times 298,15 \text{ K}} = 1,158 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Para 1013,25 mbar y 15 °C se obtiene:

$$p = 1013,25 \text{ mbar} = 1,01325 \times 10^5 \text{ Pa} ; \quad T = 15 + 273,15 = 288,15 \text{ K}$$

$$\rho = \frac{p}{R'T} = \frac{1,01325 \times 10^5 \text{ Pa}}{287,04 \text{ (J/kg K)} \times 288,15 \text{ K}} = 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Obsérvese el efecto de la presión y de la temperatura sobre la densidad del aire. La potencia del viento captada por un aerogenerador es directamente proporcional a la densidad del aire, por lo que cuanto más frío esté y mayor sea la presión atmosférica, para una misma velocidad de viento, la energía eólica extraída será mayor.

---

## 2.2. Gradiente térmico vertical. Capas atmosféricas

La temperatura del aire varía con la altura. Se define el gradiente térmico ( $dT/dz$ ), como la variación de la temperatura (T) del aire con la altura (z). La atmósfera se divide verticalmente en capas según el gradiente de temperatura. Se distinguen tres grandes zonas, según se muestra en la figura 2.1:

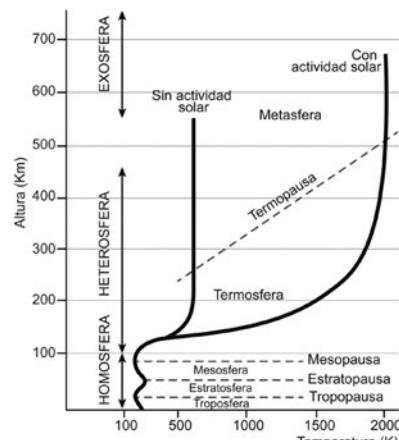
a) *Homosfera o baja atmósfera*: hasta una altura de 80 a 100 km. La composición del aire es prácticamente constante. A su vez se subdivide en tres capas:

- *Troposfera*: es la zona inferior de la atmósfera, donde se desarrollan los fenómenos meteorológicos. Contiene aproximadamente el 80% de la masa atmosférica. La temperatura disminuye con la altura según un gradiente medio de  $6,5^{\circ}\text{C}/\text{km}$ . Sin embargo, el perfil de temperatura es muy variable en función del tiempo y del lugar. La parte superior de esta región se denomina tropopausa y separa la troposfera de la estratosfera. Su altura es variable (de 6 a 8 km en los polos y de 16 a 18 km en el ecuador).
- *Estratosfera*: la temperatura aumenta con la altura (inversión térmica) lo que ocasiona una gran estabilidad pues los movimientos verticales se ven frenados por esta inversión de temperatura. Los principales intercambios energéticos son de tipo radiativo y en esta capa se produce la absorción de la radiación ultravioleta por el ozono (a una altura de 8 a 30 km). El límite superior de la estratosfera se denomina estratopausa y está a unos 50 km de altura.
- *Mesosfera*: en esta capa vuelve a disminuir la temperatura con la altura hasta unos 80 a 90 km, donde la temperatura alcanza sus valores menores (alrededor de  $-90^{\circ}\text{C}$ ) en la región conocida como mesopausa.

b) *Heterosfera*: se inicia a una altura de 90 a 100 km. Atmósfera muy enrarecida de baja densidad y composición variable debido a las reacciones químicas y a la difusión de los gases por efecto de la gravedad. La heterosfera comprende:

- *Termosfera*: la temperatura vuelve a aumentar con la altura, hasta valores entre 500 y 2.000 K en su parte superior, según el nivel de actividad solar. El aire está muy enrarecido. El límite superior de la termosfera es la termopausa cuya altura varía entre 200 y 500 km, según la actividad solar.
- *Metasfera*: para alturas superiores a los 500 km la termosfera recibe el nombre de *magnetosfera* ya que el movimiento de las partículas viene condicionado por el campo magnético terrestre.

c) *Exosfera*: Constituye la zona más alejada de la atmósfera. El gas está muy enrarecido, con muy baja densidad. Las partículas están ionizadas. El conjunto formado por la heterosfera y la exosfera se conoce también como alta atmósfera.



**Figura 2.1.**  
**Estructura vertical de la atmósfera terrestre.**

El perfil vertical de temperaturas en función de la altura se muestra en la figura 2.2.

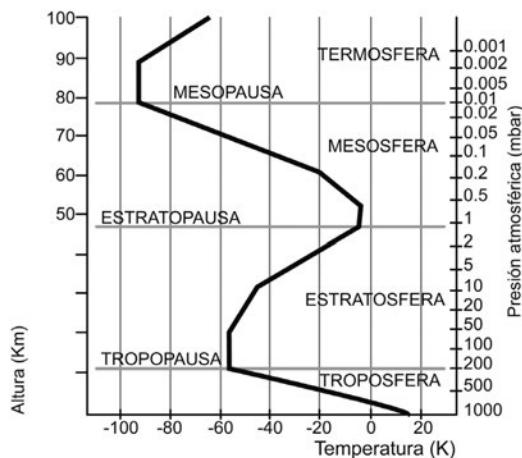


Figura 2.2. Perfil vertical de temperatura de la atmósfera estándar.

Algunas zonas de la atmósfera de especial interés son:

- **Ionosfera:** es una región comprendida entre 60 y 600 km de altura en la que los componentes del aire están muy ionizados debido a la acción de los rayos UV de onda corta, los rayos X y la radiación cósmica. Esta región juega un papel muy importante en la transmisión de las ondas de radio.
- **Ozonosfera:** situada en la estratosfera, entre unos 15 y 40 km de altura, esta región presenta una elevada concentración de ozono, cuya propiedad absorbente de la radiación UV evita la llegada de la mayoría de la misma a la superficie terrestre, actuando como un escudo protector frente a dicha radiación.

La tabla 2.3 muestra la clasificación de las distintas capas atmosféricas según el gradiente térmico vertical.

Capa	Altura (km)	Características del gradiente
Troposfera	0 – 10	$dT/dz < 0$ (estratificación adiabática)
Tropopausa	10 – 20	$dT/dz = 0$ (estratificación isoterma)
Estratosfera	20 – 40	$dT/dz > 0$
Estratopausa	40 – 50	$dT/dz = 0$
Mesosfera	50 – 80	$dT/dz < 0$
Mesopausa	80 – 90	$dT/dz = 0$
Termosfera	90 – 100	$dT/dz > 0$

**Tabla 2.3. Estructura atmosférica según el gradiente térmico.**

## 2.3. La atmósfera estándar

Como referencia, se define una atmósfera estándar según se indica en la tabla 2.4.

Aire seco % (volumen)	$N_2$ (78,04); $O_2$ (20,99); Ar (0,94); $CO_2$ (0,035)
Condiciones estándar (nivel del mar, altura $z = 0$ m)	$p = 1.013,25 \text{ mbar}$ ; $t = 15^\circ\text{C}$ ; $\rho = 1,2257 \text{ kg/m}^3$ ; $R' = 287,04 \text{ J/kg K}$ Aceleración de la gravedad: $g = 9,80665 \text{ m/s}^2$ Coeficiente de dilatación del aire = $1/273 (\text{ }^\circ\text{C})^{-1}$
Troposfera $0 < z < 11.000 \text{ m}$	Temperatura $t (\text{ }^\circ\text{C})$ : $t = 15 - 0,0065 z$ Presión $p (\text{mb})$ : $p = 1013,25 \times (1 - 2,2569 \times 10^{-5} z)^{5,2561}$
<b>Tabla 2.4. Características de la atmósfera estándar.</b>	

### Ejemplo 2.2

---

Calcular la temperatura y la presión del aire a una altura de 1.000 m

#### Solución

Utilizando las expresiones de la tabla 2.4, para una altura  $z = 1.000 \text{ m}$  se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Temperatura (t)} \quad t &= 15 - 0,0065 z = 15 - 6,5 = 8,5 \text{ }^\circ\text{C} \\ \text{Presión atmosférica (p)} \quad p &= 1013,25 \times (1 - 2,2569 \times 10^{-5} z)^{5,2561} = 898,7 \text{ mbar} \end{aligned}$$


---

## 2.4. Estabilidad de la atmósfera

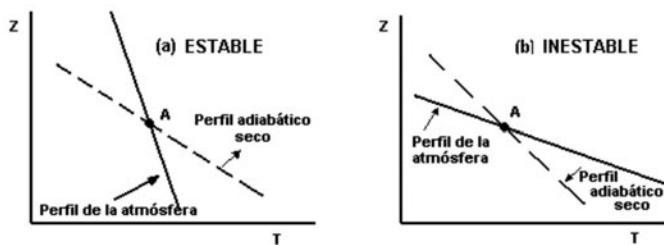
Un proceso en el que no hay intercambio de calor con el medio que lo rodea se conoce como proceso adiabático. En la atmósfera, la relación entre el perfil de temperaturas correspondiente a una elevación adiabática del aire y el perfil real de temperaturas define la estabilidad vertical de la atmósfera.

En energía eólica, la troposfera es la capa de mayor interés. En la misma, el perfil de temperaturas para la estratificación adiabática presenta un gradiente térmico teórico para el aire seco igual a  $-9,8^\circ\text{C/km}$ . En la práctica, la atmósfera real y la presencia de vapor de agua reducen este gradiente a  $-6,8^\circ\text{C/km}$ .

El calentamiento y enfriamiento del suelo por la radiación solar, junto con la mezcla de masas de aire de diversa procedencia, ocasiona la variación de la temperatura del aire con la altura. Esta variación condiciona los movimientos verticales del aire. La atmósfera se considera estable cuando se inhiben los movimientos verticales, en caso contrario la inestabilidad los facilita. Una atmósfera neutra es indiferente a estos movimientos. Cuando una masa de aire asciende se pueden distinguir tres casos:

- Atmósfera neutra: el perfil vertical de temperatura es tal que a medida que se asciende, una atmósfera neutra presenta la misma temperatura que tendría si la elevación se realizase de forma adiabática. El perfil adiabático de temperaturas coincide con el perfil real de temperaturas de la atmósfera neutra.

- Atmósfera estable: el perfil vertical de temperatura es tal que a medida que se asciende, la atmósfera estable tiene una temperatura mayor que la que tendría si la elevación fuese adiabática. El perfil real de temperaturas presenta una pendiente mayor que el adiabático del aire seco (figura 2.3), de tal forma que si una partícula de aire situada en el punto A ascendiera, su temperatura adiabática sería menor que la temperatura real del aire de su entorno por lo que la partícula tendería a descender, inhibiéndose los movimientos verticales.
- Atmósfera inestable: el perfil de temperaturas es tal que a medida que se asciende, la atmósfera inestable presenta una temperatura menor que la que tendría si la elevación fuese adiabática. Si una partícula de aire situada en el punto A ascendiera adiabáticamente su temperatura adiabática sería mayor que la temperatura real del aire por lo que tendería a seguir elevándose, creando movimientos verticales que favorecerían la mezcla en la atmósfera. El perfil real de temperaturas presenta una pendiente menor que el perfil adiabático del aire seco (figura 2.3).



**Figura 2.3. Perfiles de temperaturas de la atmósfera real y adiabático de aire.**

**Caso (a) atmósfera estable; caso (b) atmósfera inestable.**

En general durante el día, debido a la acción del sol, las masas de aire se calientan y la atmósfera tiende a inestabilizarse con el consiguiente aumento de la intensidad del viento en superficie. En cambio, por la noche tiende a estabilizarse.

## 2.5. Circulación atmosférica general

El movimiento del aire se realiza fundamentalmente en la troposfera y sobre el mismo influyen los siguientes factores:

- La radiación solar, mayor en la zona ecuatorial que en los polos.
- La rotación de la Tierra, que produce el efecto Coriolis, desviando la dirección de los vientos hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el sur.
- La acción sobre las masas de aire de las diferencias de presión atmosférica, distintos tipos de superficies terrestres (continentes y mares) y la orografía.

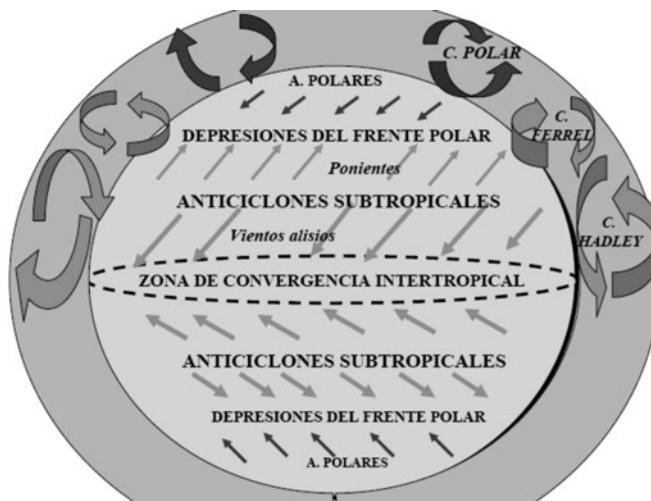
En la zona ecuatorial debido al calentamiento solar, se origina un movimiento ascendente convectivo de las masas de aire, en una franja denominada zona de convergencia intertropical. El aire se eleva y se traslada hacia latitudes más altas, siendo sustituido por la llegada a la superficie ecuatorial de aire más fresco de los trópicos (vientos alisios). Este fenómeno da lugar a las denominadas células de Hadley. Un proceso similar se produce en las latitudes polares más septentrionales dando lugar a las células polares y a las de Ferrel (figura 2.4).

En latitudes medias, los vientos son básicamente del oeste pero con tendencia hacia las zonas polares. Para una latitud próxima a 50° se produce una separación entre el aire tropical cálido y el polar frío, formán-

## FÍSICA DE LA ATMÓSFERA: EL VIENTO

dose un *frente polar*, con muchas ondulaciones, dando lugar a depresiones frontales. En zonas polares el aire frío tiende a desplazarse a latitudes más bajas.

En la figura 2.4, se muestra el esquema de la circulación general atmosférica.



**Figura 2.4. Esquema de la circulación general de la atmósfera.**

En cada hemisferio se distinguen tres grandes núcleos: tropical, templado y polar.

En latitudes ecuatoriales, la depresión originada por el calentamiento de las capas inferiores de la troposfera ejerce un efecto de succión de aire en ambos hemisferios (zona de convergencia intertropical), provocando a ambos lados de la zona vientos alisios de componente este, de carácter muy regular y dirigidos hacia el ecuador. Se extienden hasta los 30° de latitud norte y sur.

Los núcleos templados están separados de los tropicales por zonas de altas presiones situadas hacia los 30° de latitud. Estas zonas son de calma y con escasas precipitaciones. En ellas se encuentran los mayores desiertos (Sáhara, Arabia, Gobi en el hemisferio norte y Kalahari y Australia en el sur).

De estas zonas de altas presiones divergen tanto los alisios como los vientos del oeste y se caracterizan por vientos muy débiles y por áreas muy tranquilas. Los anticlones se desplazan algo hacia el norte durante el verano y hacia el ecuador en invierno.

En las zonas templadas, desde los trópicos hasta las regiones polares, los vientos dominantes son del oeste, más variables que los alisios y se ven modificados por la presencia de los continentes. En estas regiones entran masas de aire de origen tropical o polar dando lugar a sucesivos frentes cálidos y fríos con frecuente aparición de formaciones nubosas y precipitaciones. La Península Ibérica, así como una gran parte de la costa occidental europea están bajo el dominio de vientos del oeste.

En las zonas polares se presentan generalmente altas presiones y escasas precipitaciones. Desde ellas se origina un flujo, aproximadamente de dirección este, hacia la zona de bajas presiones situada en latitudes próximas a los 60°. Las figuras 2.5 y 2.6 muestran los vientos dominantes en los meses de enero y julio.

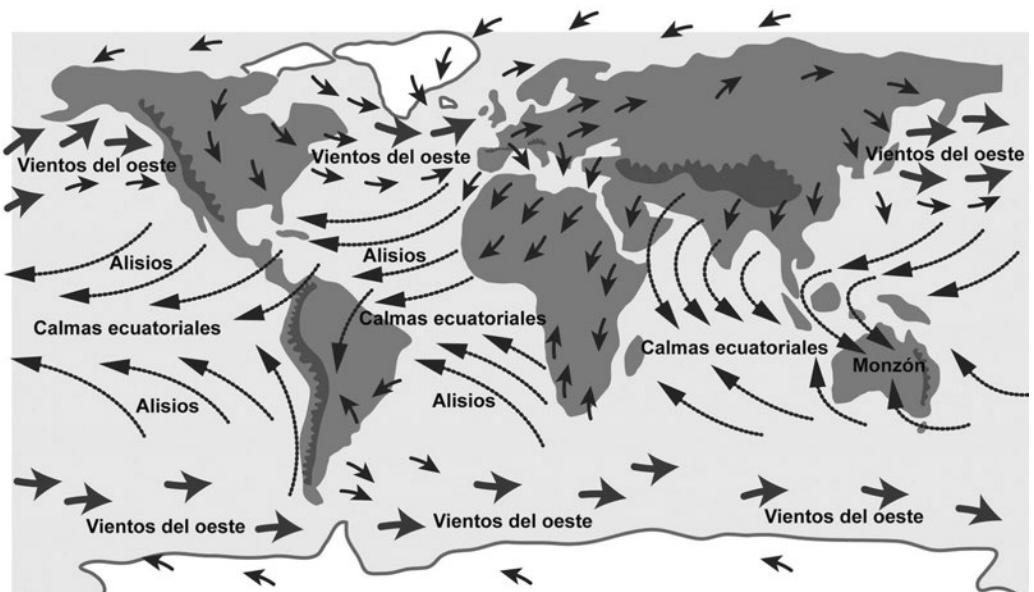


Figura 2.5. Vientos dominantes en el mes de enero. Los vientos del oeste, aun presentando mayor discontinuidad que los alisios tropicales, tienen una gran intensidad.

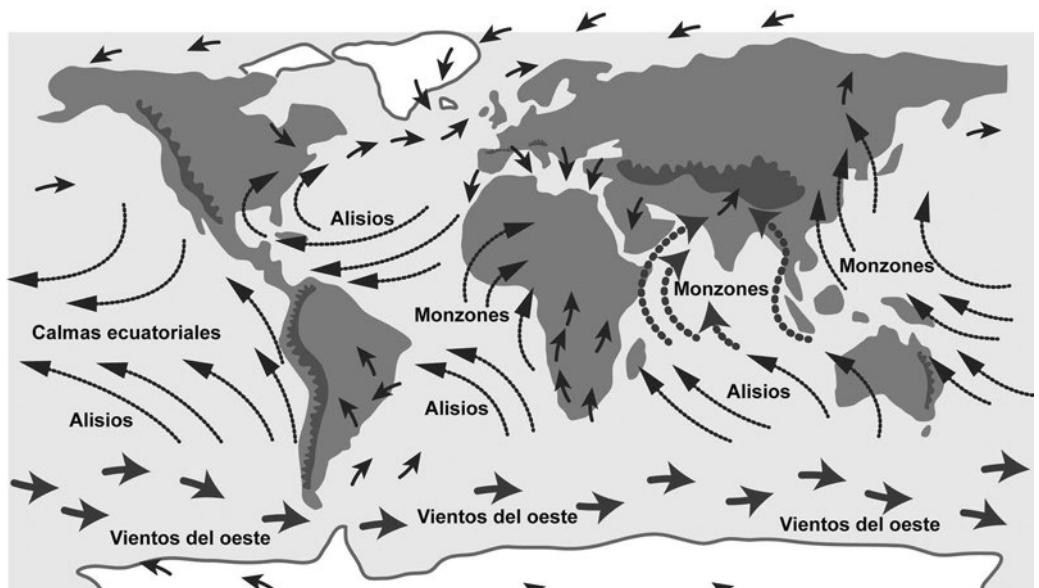


Figura 2.6. Vientos dominantes en julio. Destacan los monzones, vientos húmedos que penetran en áreas tropicales del hemisferio norte, afectando especialmente a Asia.

## FÍSICA DE LA ATMÓSFERA: EL VIENTO

En resumen, la circulación general atmosférica establece a escala del globo terrestre, un conjunto de direcciones de viento dominantes según se indica en la tabla 2.5.

Intervalo de latitudes	90 - 60 °N	60 - 30 °N	30 - 0 °N	0 - 30 °S	30 - 60 °S	60 - 90 °S
Dirección dominante	NE	SO	NE	SE	NO	SE

**Tabla 2.5. Direcciones de viento dominantes a escala del globo terrestre.**

La figura 2.7 muestra el perfil en altura de la circulación atmosférica.

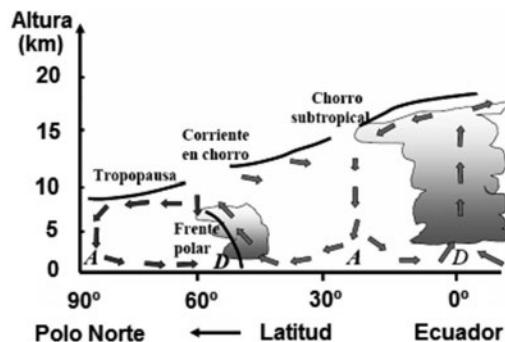


Figura 2.7. Perfil de la circulación atmosférica en altura entre polo y ecuador.

## 2.6. El viento

El viento es el aire en movimiento. A escala global se debe a las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del globo terrestre. Las diferencias de densidad y presión originadas por estas variaciones de temperatura son la causa del movimiento de las masas de aire. En el estudio del viento se consideran las siguientes escalas:

Escala	Dimensiones (km)	Ejemplos
Planetaria	5.000	Celda de Hadley
Macroescala o Sinóptica	1.000	Ciclones de latitudes medias
Mesoescala	100	Tormentas y Brisas
Microescala	5 - 10	Turbulencias

**Tabla 2.6. Escalas de longitud consideradas para el estudio del viento**

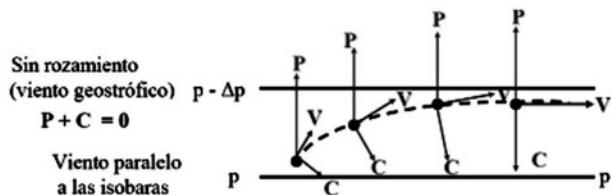
La circulación de viento a gran escala, viento sinóptico, está causada por gradientes de presión en sistemas de macroescala (anticiclones y borrascas) y su duración puede alcanzar varios días.

La circulación de mesoescala está causada por gradientes de presión en sistemas de escala media (frentes, tormentas, brisas, etc.). Su duración puede alcanzar varias horas. Los estudios a meso y microescala son los que presentan mayor interés para el aprovechamiento energético del viento.

La velocidad del viento es el resultado de la acción de fuerzas de origen diverso: gravedad, gradiente de presión o fuerza bárica, Coriolis y rozamiento.

El gradiente de presión crea el movimiento de las masas de aire. Cuanto mayor sea su valor, también lo será la velocidad del viento. Por lo tanto, cuanto más próximas se encuentren las isobaras, el viento tendrá mayor intensidad. El gradiente horizontal de presiones se determina en los mapas por medio de las isobaras. También se utilizan las isohipsas que son líneas de alturas que tienen la misma presión.

En condiciones de atmósfera libre, es decir sin rozamiento, por efecto de la fuerza de Coriolis el viento se mueve en dirección paralela a las isobaras de tal forma que, en el hemisferio norte, deja a su derecha la zona de altas presiones (anticiclón) y a su izquierda las bajas (depresión). La situación se invierte en el hemisferio sur. En esta atmósfera libre, donde la fuerza bárica se equilibra con la fuerza de Coriolis se genera el denominado viento geostrófico sin rozamiento (figura 2.8).



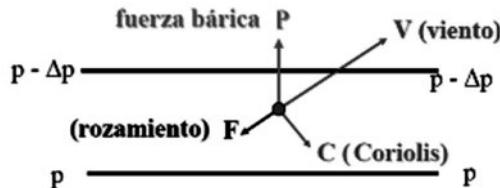
**Figura 2.8. Trayectoria de una partícula de aire sometida solo a la fuerza bárica y a la de Coriolis (viento geostrófico).**

En la estructura vertical de la troposfera, se distingue entre las capas más próximas a la superficie terrestre, donde el rozamiento es importante y las más alejadas donde es mucho menor y puede considerarse poco significativo (condiciones de atmósfera libre).

En la primera zona, denominada capa límite, la fuerza de rozamiento hace que la componente de la dirección del viento hacia la zona de bajas presiones sea mayor y que la velocidad del viento difiera notablemente de la del viento geostrófico. El viento presenta una componente dirigida hacia las bajas presiones (Fig. 2.9). Aunque la capa límite tiene una altura variable, se admite que su altura media es de 1.000 m.

En cambio para alturas mayores a la capa límite, los efectos de rozamiento son poco importantes y en primera aproximación pueden despreciarse (atmósfera libre). A esa altura, la velocidad real del viento es aproximadamente la de un viento geostrófico.

En aplicaciones eólicas, dado que la altura de captación energética es del orden de unos 100 m, siempre se trabaja dentro de la capa límite, donde los efectos del rozamiento y del perfil orográfico tienen mucha importancia.

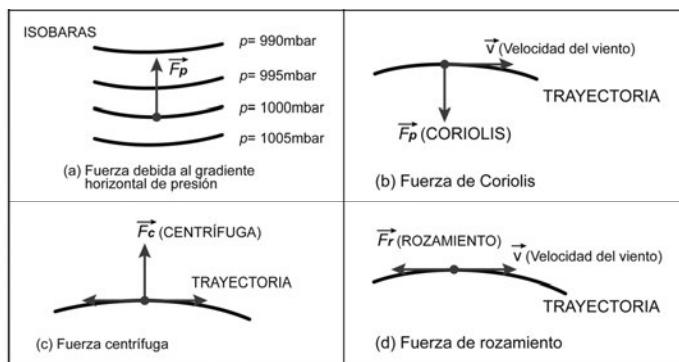


**Figura 2.9. Dirección del viento real en la capa límite próxima al suelo.**

## FÍSICA DE LA ATMÓSFERA: EL VIENTO

En el análisis de las fuerzas causantes de la velocidad del viento cabe distinguir:

- *Fuerza debida al gradiente horizontal de presión ( $\vec{F}_p$ )*: va dirigida perpendicularmente, desde las isobaras de alta a las de baja presión según la figura. 2.10 (a).
- *Fuerza debida a la rotación de la Tierra (fuerza de Coriolis) ( $\vec{F}_d$ )*: debida a la rotación de la Tierra de oeste a este, la trayectoria de una masa de aire en movimiento sufre una desviación hacia la derecha en el hemisferio norte (en sentido contrario en el hemisferio sur), según la figura 2.10 (b).
- *Fuerza centrífuga debida a la curvatura de las isobaras ( $\vec{F}_c$ )*: actúa en la dirección del radio de curvatura de la trayectoria, según la figura 2.10 (c).
- *Fuerza debida al rozamiento ( $\vec{F}_r$ )*: interviene en las capas bajas de la atmósfera próximas a la superficie terrestre (capa límite). Depende de factores diversos tales como el tipo de superficie o la orografía de la misma, según la figura 2.10 (d).

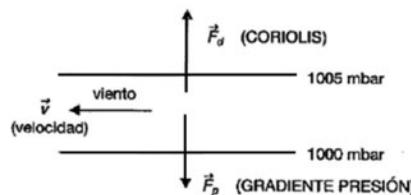


**Figura 2.10. Fuerzas que contribuyen a la velocidad del viento.**

Según el tipo de fuerzas considerado se distinguen los siguientes tipos de vientos:

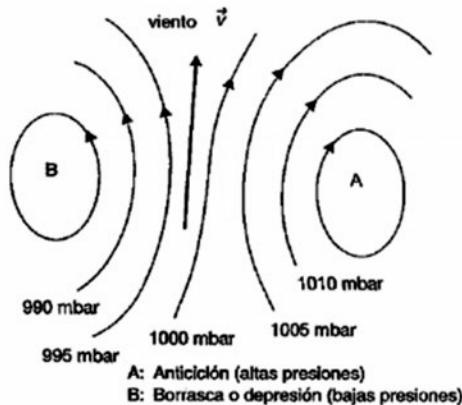
- *Viento geostrófico*

Es el viento resultante de la acción conjunta de las fuerzas debidas al gradiente de presión ( $\vec{F}_p$ ) y de Coriolis ( $\vec{F}_d$ ), según se muestra en la figura 2.11. Este tipo de viento es paralelo a las isobaras, siendo tanto mayor cuanto más próximas estén las isobaras (mayor gradiente de presión). Para un mismo valor del gradiente de presión, disminuye cuando aumenta la latitud. Es proporcional al gradiente de presión y en la troposfera libre, fuera de la capa límite, es una buena aproximación al viento real.



**Figura 2.11. Viento geostrófico.**

En el hemisferio norte un observador situado de espaldas al viento deja a su izquierda los centros de bajas presiones (depresiones) y a su derecha los de altas presiones (anticiclones), según se muestra en la figura 2.12.



**Figura 2.12. Sentido de circulación del viento en el hemisferio norte.**

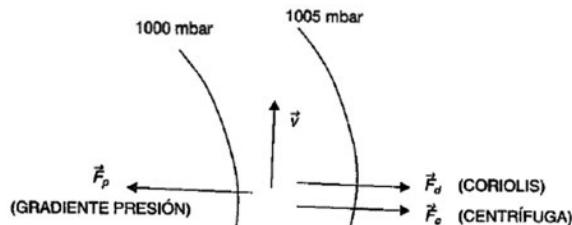
- **Viento de gradiente**

Es el resultante de las fuerzas debidas al gradiente de presión ( $F_p$ ), a Coriolis ( $F_d$ ) y a la centrífuga ( $F_c$ ), según se muestra en la figura 2.13.

La fuerza debida al gradiente de presión actúa perpendicularmente a las isobaras (dirigida desde las altas a las bajas presiones) y la fuerza centrífuga hacia la parte convexa de la trayectoria. Por eso, en el caso de un anticiclón la fuerza centrífuga ( $F_c$ ) se suma a la fuerza de presión ( $F_p$ ), mientras que en una depresión se resta. Por ello, y para un mismo gradiente de presión, alrededor de un anticiclón la velocidad del viento geostrófico es inferior a la del viento de gradiente.

El viento de gradiente constituye una buena aproximación al viento real en aquellas condiciones en las que la fuerza de rozamiento es despreciable. Esta situación se da en las capas que no están próximas a la superficie terrestre.

Por estas razones, los vientos geostróficos y los de gradiente describen bastante bien las condiciones de viento real por encima de unos 1000 m de altura sobre el nivel del suelo. A alturas menores, por ejemplo de unos 100 m, el viento de superficie está muy influenciado por el perfil orográfico, la rugosidad del terreno y los obstáculos. En aplicaciones de energía eólica, interesa estudiar los vientos de superficie.



**Figura 2.13. Viento del gradiente.**

## 2.7. Variación del perfil vertical de velocidades del viento

La dirección del viento geostrófico es paralela a las isobaras dejando a su derecha las altas presiones en el hemisferio norte. Debido al rozamiento, cerca de la superficie del suelo, el viento real disminuye su velocidad y varía su dirección de forma que esta corta las isobaras dirigiéndose hacia las zonas de baja presión. Este efecto de la fricción del terreno no solo depende del relieve sino también del tipo de tiempo.

Para vientos moderados y cielo nuboso, la velocidad del aire aumenta desde un valor nulo en contacto con el suelo hasta su valor geostrófico a una altura de unos 500 a 1.000 m, girando con la altura en sentido de las agujas del reloj. En verano, durante el mediodía cuando la radiación solar es mayor, el efecto de fricción del suelo se hace sentir hasta una altura mayor (1.000 – 2.000 m), intensificado por la convección que hace ascender del aire desde el suelo. Por la noche, y en especial si es despejada, el viento en la parte más baja de la atmósfera es casi nulo y solo se acelera por el efecto gravitacional que fluye hacia los valles formando los vientos catabáticos.

En término medio, los efectos del rozamiento del viento con la superficie terrestre se manifiestan hasta una altura media de unos 1.000 m. Esta capa se conoce como capa límite. Fuera de la misma, en la atmósfera libre, los efectos son despreciables y la aproximación de viento geostrófico y de gradiente es admisible.

Dentro de la capa límite, se distingue entre la parte más próxima al suelo denominada capa superficial, hasta unos 100 m de altura, donde la orografía del terreno, su rugosidad y los obstáculos afectan de forma importante a las variaciones de intensidad y dirección y la capa inmediatamente superior (100 – 2.000 m) denominada capa de Ekman, donde los cambios se manifiestan de forma progresiva y más suave. La figura 2.14 muestra esta disposición.

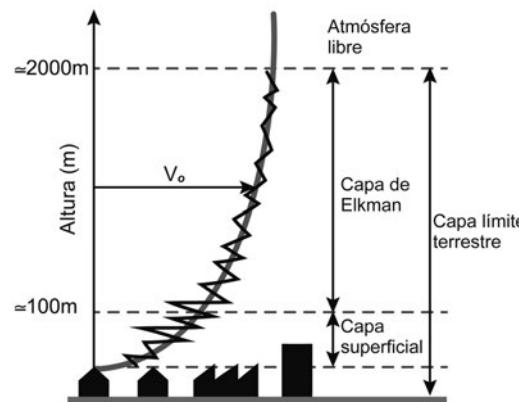


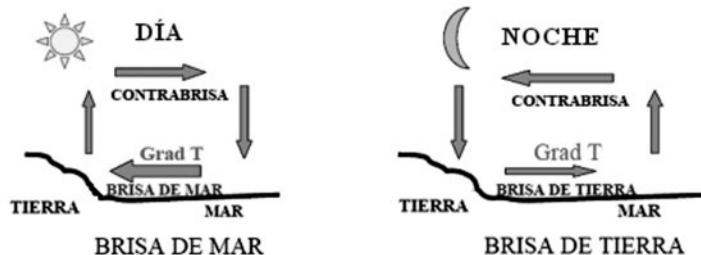
Figura 2.14. Perfil de velocidad del viento con la altura.

## 2.8. Vientos originados por fenómenos particulares: vientos locales

Ciertas condiciones locales originan vientos que se apartan de las leyes generales expuestas para los vientos globales a macroescala. Entre ellos cabe citar:

- *Brisas de mar y brisas de tierra*

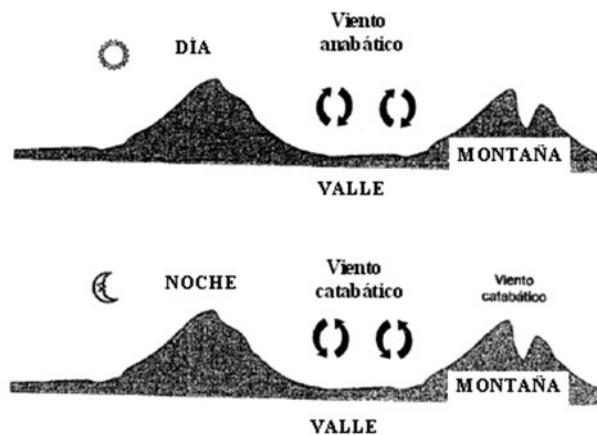
Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar. Se crea una corriente de aire ascendente, originándose una depresión que provoca la circulación del aire de mar a tierra (*brisa marina*). Durante la noche, el fenómeno se invierte y el viento sopla de tierra a mar (*brisa terrestre*) (figura 2.15). Durante el anochecer y el amanecer acostumbran a aparecer períodos de calma. Este fenómeno se observa en las proximidades de las costas, alcanzando el aire un recorrido máximo hacia el interior de alrededor de unos 20 km, aunque sus efectos pueden en algunos casos hacerse notar hasta unos 50 km de la línea de costa. La velocidad del viento no acostumbra a sobrepasar unos 20 km/h (5,5 m/s), aunque las condiciones orográficas locales pueden aumentar o disminuir los valores de esta velocidad. En general, las brisas de tierra son más débiles que las de mar.



**Figura 2.15. Esquema de formación de brisas de mar y de tierra.**

- **Brisas de valle y de montaña (vientos anabáticos y catabáticos)**

En una montaña, al anochecer, el aire en contacto con el terreno más elevado se enfriá más rápidamente que el aire situado sobre el valle, por lo que tiende a descender hacia el valle siguiendo la ladera. Es el denominado viento catabático, generalmente de carácter suave. Durante el día, y por efecto de la radiación solar, el proceso se invierte y es el viento en contacto con el terreno situado en la proximidad de los valles, el que tiende a ascender por la ladera (*viento anabático*). Este tipo de vientos también se conoce con el nombre de vientos cañón o brisas de montaña. En la figura 2.16 se muestra el mecanismo de formación de este tipo de viento.



**Figura 2.16. Formación de brisas de valle y de montaña.**

## FÍSICA DE LA ATMÓSFERA: EL VIENTO

- *Foehn*

Al remontar una montaña, el aire sufre una expansión y por tanto se enfriá. Si la altura es grande, la caída de temperatura es importante y se condensa la humedad en forma de nieblas, lluvias o incluso nieve. Al descender por la ladera opuesta hacia sotavento, se produce un calentamiento, por lo que al llegar al fondo del valle el aire es cálido y seco. Este fenómeno es característico de algunos valles alpinos de donde recibe su nombre. En otras cadenas montañosas, Andes o Pirineos, se producen situaciones parecidas. En la figura 2.17 se muestra su proceso de formación.

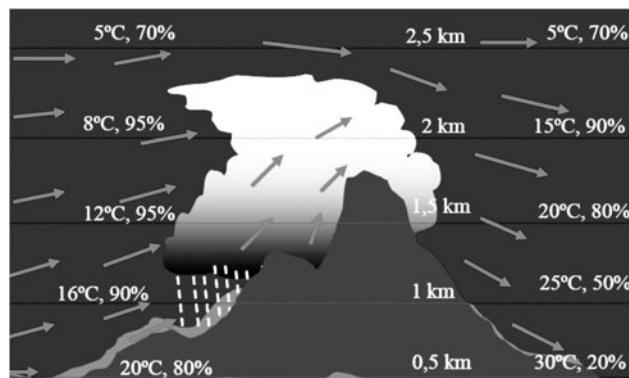


Figura 2.17. Proceso de formación del viento Foehn.

- Otros vientos locales

Son ejemplos de vientos locales:

- Mistral, viento del Norte o Noroeste. Sopla a lo largo del valle del Ródano hasta el Mediterráneo, sobre todo en primavera y otoño.
- Tramontana, viento frío y seco del Norte o Noroeste en el golfo de León.
- Cierzo, Mestral o Terral que sopla del Noroeste a lo largo del valle del Ebro.
- Sirocco, viento cálido y seco procedente del norte de África, que sopla desde el Sur o Sureste y que alcanza la costa sur europea como un viento cálido y húmedo.
- Simún, viento cálido y seco que sopla en los desiertos de África y Arabia, generalmente en primavera y verano.
- En América del Norte, el Norther y el Chinook que proceden del Océano Pacífico.
- En el Sureste asiático, los Monzones, son una forma a gran escala de brisa terrestre o marina, debido a la diferencia de temperaturas que se establece entre el continente asiático y el océano, según la estación del año.

## 2.9. Escala Beaufort

La observación de los efectos del viento permite una estimación de su velocidad, según la escala Beaufort (Lord Francis Beaufort, almirante inglés de principios del siglo XIX). Esta escala tiene un origen marino, fue adoptada oficialmente por el almirantazgo británico en 1848 y aún sigue utilizándose actualmente.

En la tabla 2.7 se muestra la clasificación de los vientos en función de la intensidad en la escala Beaufort, así como el intervalo de velocidades correspondiente. También se incluye la presión ejercida sobre una superficie en Pa (1 Pascal = 1 N/m<sup>2</sup>). En la tabla 2.8 se muestran los criterios de apreciación que un observador puede usar para relacionar los efectos observados con la intensidad del viento en la escala Beaufort.

<b>Grados Beaufort</b>	<b>v (km/h)</b>	<b>v (m/s)</b>	<b>v (nudos)</b>	<b>Descripción</b>	<b>Presión sobre superficie plana (N / m<sup>2</sup>)</b>	
0	1	0 - 0,4	1	Calma	----	
1	1 - 5	0,5 - 1,5	1 - 3	Brisa muy ligera	1,3	1 m/s
2	6 - 11	1,3 - 3,4	4 - 6	Brisa ligera	8	2,5 m/s
3	12 - 19	3,5 - 5,5	7 - 10	Pequeña brisa	32	5 m/s
4	20 - 28	5,5 - 8	11 - 16	Moderado	64	7 m/s
5	29 - 38	8,1 - 10,9	17 - 21	Fresco	130	10 m/s
6	39 - 49	11,4 - 13,9	22 - 27	Fuerte (Bonancible)	220	13 m/s
7	50 - 61	14,1 - 16,9	28 - 33	Fuerte (Muy fresco)	330	16 m/s
8	62 - 74	17,4 - 20,4	34 - 40	Duro (Golpe de viento)	520	20 m/s
9	75 - 88	20,5 - 23,9	41 - 47	Muy duro	690	23 m/s
10	89 - 102	24,4 - 28	48 - 55	Tempestad (Temporal)	950	27 m/s
11	103 - 117	28,4 - 32,5	56 - 63	Fuerte tempestad	1.170	30 m/s
12	118 - 133	32,6 - 35,9	64 - 71	Huracán	1.600	35 m/s
13	134 - 149	36,9 - 40,4	72 - 80		2.080	40 m/s
14	150 - 166	40,1 - 45,4	81 - 89		2.650	45 m/s
15	167 - 183	45,1 - 50	90 - 99		3.250	50 m/s
16	184 - 201	50,1 - 54	100 - 108		3.650	54 m/s
17	202 - 220	54,1 - 60	109 - 118	Ciclón	4.700	60 m/s
Nota: 1 nudo = 1 milla marina/h = 1,852 km/h = 0,5144 m/s.						
<b>Tabla 2.7. Escala Beaufort de intensidades de viento.</b>						

	<b>Criterios de apreciación</b>	
<b>Grados Beaufort</b>	<b>En el mar</b>	<b>En tierra</b>
0	Mar en calma.	El humo se eleva verticalmente.
1	Formación de ondas con aspecto de escamas pero sin cresta de espuma.	El viento inclina el humo, pero no hace girar las veletas.
2	Olas muy pequeñas. Crestas sin romper de aspecto vidrioso.	Movimiento de hojas. El aire se siente en el rostro.
3	Pequeñas olas. Se inicia la rotura de crestas. Espuma vidriosa. Aparición de espuma de ola diseminada.	Movimiento continuo de hojas y ramas pequeñas.
4	Alargamiento de olas cortas. Espuma de olas más densa.	Se levanta polvo y hojas. Agitación del ramaje.
5	Pronunciamiento de olas moderadas. Formación de ovillos de espuma.	Movimiento de arbustos y pequeño arbolado.
6	Formación de grandes olas y generalización de crestas de espuma blanca. Brumas.	Agitación de grandes ramas. Dificultad para usar el paraguas.
7	El mar crece y la espuma de las olas se difumina en huellas.	Movimiento de árboles. Molestias al caminar de cara al viento.
8	Olas muy altas de gran longitud. Las crestas se pulverizan	Rotura de pequeñas ramas. Dificultad para caminar.
9	Rotura de olas altas. Huellas de espuma muy densas. Reducción de visibilidad por brumas.	Rotura de ramas medias y grandes.
10	Rotura de olas altas con gran violencia. Superficie del agua blanca. Nula visibilidad.	Caída de árboles. Deterioro de tejados y cubiertas.
11-17	Enorme oleaje con tempestad muy intensa. Nula visibilidad. Navegación muy peligrosa o imposible.	Destrozos importantes en edificaciones y obras civiles.

**Tabla 2.8. Criterios de apreciación de la intensidad del viento en la escala Beaufort.**

# CAPÍTULO 3

## Medición y tratamiento de los datos eólicos

---

### 3.1. Introducción

El análisis de la viabilidad del viento como fuente de energía, requiere conocer sus características. Debido a su variabilidad y aleatoriedad deben aplicarse técnicas estadísticas para su análisis. En el proceso de caracterización del viento intervienen los siguientes aspectos:

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

En la caracterización del viento, se debe atender a los siguientes aspectos:

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

Los datos del viento se tratan estadísticamente, para determinar la distribución por frecuencias de las velocidades y por rumbos de las direcciones.

La evaluación de los recursos eólicos de un lugar, presenta los siguientes problemas:

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

### 3.2. Velocidad del viento

La velocidad del viento  $\vec{v}$  es una magnitud vectorial. Aunque el vector velocidad  $\vec{v}$  tiene tres componentes, en aplicaciones de energía eólica solo se consideran las componentes en el plano horizontal (plano paralelo a la superficie terrestre). La componente vertical según el eje cenital  $z$  en general es mucho menor. En general, los aparatos de medida registran solo el módulo y la dirección de la componente en el plano horizontal.

La velocidad del viento se caracteriza por dos valores: el módulo de la componente de la velocidad en el plano horizontal (denominada velocidad o intensidad del viento) y la dirección de donde sopla (figura 3.1). Los ejes  $x$  e  $y$  sobre el plano horizontal se toman según las direcciones E y N, respectivamente.

## MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

La velocidad se mide en: metros por segundo (m/s), kilómetros por hora (km/h) o nudos. Un nudo (kt) es una milla náutica por hora. (1 kt = 1852 m/h = 0,5144 m/s).



Figura 3.1. Representación de la velocidad del viento.

Es frecuente representar la velocidad del viento mediante flechas con barbas y triángulos (figura 3.2). El sentido de la flecha indica de donde procede el viento y las barbas y triángulos, la intensidad del mismo, según la siguiente escala:

- Barba pequeña: 5 nudos (5 kt).
- Barba grande: 10 nudos (10 kt).
- Triángulo: 50 nudos (50 kt).

Las velocidades menores de 5 nudos se representan solo con una flecha, sin barbas.

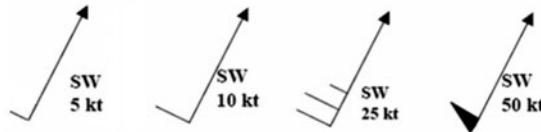


Figura 3.2. Representación de la intensidad del viento.

La dirección de donde procede el viento ( $\theta$ ), se indica de varias formas, todas ellas basadas en divisiones del horizonte circular de 360°. Se pueden considerar 8, 10, 12 o 16 divisiones y la dirección del viento se expresa en grados, correspondiendo a los cuatro puntos cardinales los valores: E = 90°, S = 180°, O = 270° y N = 360°. El ángulo siempre se toma respecto al eje N. Por ejemplo, en la figura 3.1, un viento que sopla del Noreste, tiene dirección NE y se le asigna un ángulo de 45° (ver tabla 3.1).

Dirección de donde procede	N	NE	E	SE	S	SO	O	NO
Ángulo ( $\theta$ )	360° (0°)	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°

Tabla 3.1. Designación de las direcciones de donde procede el viento.

### 3.3. Tratamiento estadístico del viento

A diferencia de otras magnitudes, como la presión o la temperatura, la velocidad del viento puede variar rápidamente tanto en módulo como en dirección. Los instrumentos de medida de velocidad (anemómetros) y de dirección (veleta) miden valores con una determinada frecuencia de muestreo (por ejemplo cada 1 o 2 segundos) y estos valores se promedian para intervalos de algunos minutos (en general 10 minutos).

La velocidad del viento en un cierto instante se conoce como velocidad instantánea. Su promedio durante 2 minutos, se conoce como viento aeronáutico y si la media se realiza para períodos de 10 minutos de amplitud, como viento meteorológico.

Los valores promedio representan las características medias del viento instantáneo durante un período de tiempo. El viento puede caracterizarse por un vector velocidad media (algunas veces denominado viento medio o estacionario) al que se le pueden superponer variaciones aleatorias.

La velocidad del viento  $v(t)$  varía con el tiempo. Su valor medio  $\langle v \rangle$  viene dado por la esperanza matemática de la función velocidad  $v(t)$ :

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v(t) p(v) dv \quad (3.1)$$

$p(v)$  es la función densidad de probabilidad de la velocidad del viento. En general, esta función se determina a partir de mediciones en el punto objeto de estudio.

La experiencia demuestra que las distribuciones reales de viento se ajustan bastante bien a una distribución de Weibull de dos parámetros. En particular, para lugares donde la variabilidad del viento y la turbulencia son pequeñas, la distribución de Rayleigh de un solo parámetro ajusta bastante bien el comportamiento del viento. Esta última distribución es la que generalmente utilizan los fabricantes de turbinas eólicas para establecer sus especificaciones.

Además de la velocidad media, se debe tener presente la dispersión, a través de la desviación estándar  $\sigma$  de la distribución de velocidades, definida mediante la varianza  $\sigma^2$  de la distribución, según la expresión:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \langle v \rangle)^2 p(v) dv \quad (3.2)$$

El índice o intensidad de turbulencia  $I_t$  es la relación entre la desviación estándar  $\sigma$  y la velocidad media  $\langle v \rangle$ , según:

$$I_t = \sigma / \langle v \rangle \quad (3.3)$$

Los mismos parámetros estadísticos, media y desviación estándar, que se definen para la velocidad, se consideran también para la dirección del viento, para establecer su variabilidad, y conocer la dirección dominante anual.

La turbulencia es un factor importante para el funcionamiento del aerogenerador. Interesa situar la turbina eólica en lugares de baja turbulencia, entre otras razones, para facilitar su control y regulación y además para evitar cargas de fatiga ocasionadas por las variaciones bruscas de la intensidad del viento con el siguiente aumento de fallas y disminución de la vida útil de la máquina. En general, lugares escarpados, de perfiles muy irregulares o presencia de obstáculos próximos, son condiciones no deseables que favorecen la formación de turbulencias.

El tratamiento estadístico del viento se realiza a partir de series de mediciones de la velocidad y dirección del viento en el lugar de estudio. La frecuencia de muestreo (frecuencia de medición) y la amplitud del intervalo de tiempo de promedio (intervalos de tiempo en los que se promedian los N valores instantáneos para obtener un valor medio que se asigna a todo el intervalo) dependen del instrumental disponible, su nivel de automatización, la capacidad de tratamiento de datos y los fines que se persiguen.

De esta forma se tiene:

- En observaciones meteorológicas y en evaluaciones de potencial eólico, interesa que la frecuencia de muestreo sea lo mayor posible. Se recomienda que el período de medición no exceda de 5 o 10 segundos (frecuencia de 0,1 a 0,2 Hz) y tomar intervalos de promedio cada 10 minutos, 30 minutos o 1 hora. En general, en anemometría meteorológica, la frecuencia de muestreo es de 1 medida por segundo (1 Hz), el intervalo de promedio es de 10 minutos y el valor resultante de promediar los N valores instantáneos de velocidad ( $N = 600$ ) durante este intervalo de 10 minutos se conoce como viento medio, viento estacionario o viento meteorológico (velocidad estacionaria) y constituye el valor medio de la velocidad del viento durante ese intervalo de 10 minutos.
- En estudios de viabilidad para la instalación de parques eólicos o en el estudio de turbulencias o ráfagas de viento deben utilizarse altas frecuencias de muestreo de 1 Hz o incluso superiores e intervalos de promedio del orden de 1 minuto.
- En general, debe medirse la velocidad del viento con una frecuencia de 1 Hz y promediar el conjunto de medidas durante un intervalo 10 minutos, durante el cual se dispone de  $N = 600$  medidas, para obtener una velocidad media o estacionaria suficientemente representativa. A partir del tratamiento estadístico de las mediciones se definen las siguientes magnitudes:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Velocidad media o estacionaria } \langle v \rangle : \quad \langle v \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \\ \text{Desviación estándar } \sigma : \quad \sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \langle v \rangle)^2} \\ \text{Intensidad de la turbulencia } I_t : \quad I_t = \sigma / \langle v \rangle \end{array} \right\} \quad (3.4)$$

- Además de las medidas de la velocidad deben realizarse las de la dirección para obtener la dirección dominante, dirección media o estacionaria durante el intervalo de 10 minutos. La metodología a usar es la misma que para la velocidad.
- Las medidas de velocidad y dirección deben realizarse a una altura del suelo para la que el flujo de aire no esté perturbado por el efecto del terreno (rozamiento con la superficie y obstáculos). Se recomienda una altura de 10 metros y además no deben existir obstáculos en las cercanías que puedan perturbar el flujo de aire.
- Cuando se desea evaluar el potencial eólico de un lugar conviene realizar una campaña de medición del viento (velocidad y dirección), lo más larga, técnica y económicamente posible, como mínimo de un año y llevar a cabo mediciones a distintas alturas (10, 25, 50, 80 m) mediante el uso de una torre meteorológica.

Los resultados deben analizarse junto con el comportamiento del viento en la zona obtenido a partir de series históricas de medidas procedentes de estaciones meteorológicas próximas. Las series históricas deben ser lo más largas posibles. Convendría disponer de series no menores de 30 años de mediciones para disponer de datos con suficiente nivel de confianza. Si ello no es posible, y cuanto más corta sea la serie, con mayor prudencia se deben extraer conclusiones. Es muy importante contrastar los resultados con los encontrados mediante el uso de modelos de simulación y predicción del viento en el área de estudio.

- La duración de la campaña de medición depende de la finalidad. En estudios de prospección eólica se debe tener presente: medir durante un período de tiempo lo más largo que técnica y económicamente sea posible, medir en todas las estaciones del año, comparar los resultados con estaciones próximas y con las tendencias regionales a largo plazo y contrastarlos con los obtenidos a partir de modelos de predicción numérica del viento en el área considerada.

### 3.4. Variaciones de la velocidad del viento

Distinguiremos las siguientes variaciones de la velocidad del viento

- *Variaciones estacionales*

Los vientos globales sufren variaciones estacionales debidas a la radiación solar, posición de anticiclones y borrascas, etc. De hecho, se pueden detectar tendencias más o menos acentuadas de variaciones cílicas en función de las estaciones del año.

- *Variaciones diarias*

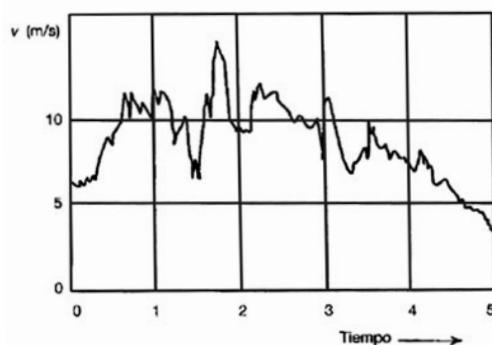
Los efectos de calentamiento o enfriamiento diurno o nocturno, la proximidad del mar, o las condiciones orográficas producen en muchas zonas variaciones en el viento de carácter diario. Este es el caso de las brisas de costa o de montaña.

- *Variaciones en períodos muy cortos: ráfagas*

En un breve período de tiempo, el viento puede sufrir notables variaciones tanto de velocidad como de dirección. La definición de ráfaga depende por una parte de la velocidad instantánea del viento respecto al viento medio (promedio en un intervalo de 10 minutos) y por otra de la duración de la propia ráfaga.

Cuando la velocidad instantánea sobrepasa en unos 5 a 8 m/s al valor del viento medio se habla de ráfagas, de 8 a 15 m/s de fuertes ráfagas y si la velocidad instantánea sobrepasa al viento medio en unos 15 m/s, de ráfagas violentas.

Según la duración de la ráfaga, durante el intervalo de promedio (por ejemplo 10 minutos) se pueden presentar varias ráfagas. En un registro como el de la figura 3.3 se observa la presencia de varias ráfagas. En la figura 3.4 se muestran los conceptos asociados a las mismas (se representan tres ráfagas en un intervalo de 10 minutos).



**Figura 3.3. Registro de velocidad del viento con presencia de ráfagas.**

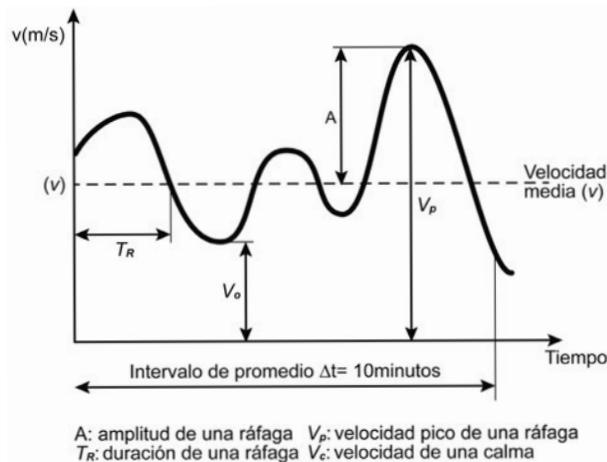


Figura 3.4. Ráfagas de viento y definiciones asociadas a las mismas.

### 3.5. Medición de las magnitudes del viento

La velocidad del viento se mide con un anemómetro y la dirección con una veleta. Los sensores han de situarse en lugares despejados, sin obstáculos en los alrededores.

La altura estándar de medición es de 10 m sobre el suelo. Para evaluaciones del potencial eólico conviene medir también a otras alturas (25, 50 y 75 m). Para un aerogenerador eólico se mide a la altura del buje del mismo.

Además del anemómetro y veleta, se requieren termómetros y barómetros para medir la temperatura ambiente del aire y la presión atmosférica. En general, la señal captada por el sensor de medición se envía a un sistema de registro de datos que dispone de un integrador, de un indicador, de un sistema de grabación y opcionalmente de un sistema de transmisión de datos a una estación de tratamiento de los mismos.

Los factores a considerar para la elección del instrumental de medición son:

- Coste.
- Precisión, sensibilidad y calibración adecuada para la garantía de fiabilidad.
- Robustez y condiciones de intemperie.
- Accesibilidad al emplazamiento.

#### 3.5.1. Medición de la velocidad del viento: el anemómetro

El anemómetro (del griego *anemos*, viento) sirve para medir la velocidad del viento. En general se mide la velocidad del viento a una altura de 10 m para evitar la influencia del suelo. Los valores instantáneos de la velocidad se promedian cada 10 minutos.

Existen distintos tipos de anemómetros según su principio de operación:

- Medición por medios mecánicos: de rotación o de rueda alada
- Mediante el enfriamiento de un hilo caliente
- Medición por diferencia de presión: anemómetros de tubo de Pitot
- Medición por ultrasonido, láser, o efecto Doppler (SODAR).

Los anemómetros más utilizados son de rotación. Pueden ser de tipo cazoleta (fig. 3.5) o de tipo hélice (fig. 3.6).

Los de cazoletas tienen tres o cuatro cazoletas cónicas o semiesféricas distribuidas simétricamente alrededor de un eje vertical. Giran a su alrededor, dado que la fuerza que ejerce el viento es mayor en la cara cóncava que en la convexa. La velocidad de giro es proporcional a la velocidad del viento. Su ventaja radica en que miden la componente horizontal del viento. El anemómetro de tres cazoletas es el más utilizado.

El tipo hélice se utiliza cuando se quiere determinar la velocidad en una dirección particular. En general se utilizan asociados a una veleta que los orienta en la dirección de donde sopla el viento. Presentan una respuesta más rápida que los de cazoleta, pero en cambio las vibraciones de la veleta pueden afectar la medición.

El anemómetro de hélice solo proporciona la velocidad en una sola dirección, por lo que para determinar la componente horizontal del viento deben usarse dos anemómetros de hélice en direcciones ortogonales y proceder a la composición vectorial de las velocidades medidas por cada uno de ellos.

El anemómetro va dotado de un transductor que convierte la velocidad de giro del sensor (cazoletas) en una señal mecánica o eléctrica que permite su registro en banda de papel o bien directamente en soporte informático. Las estaciones automáticas de medida utilizan este segundo sistema. En estaciones autónomas, no conectadas directamente a una red de captación y tratamiento de información, los datos se capturan, se guardan en un registrador de datos (*data logger*) y periódicamente se recogen para su posterior tratamiento.

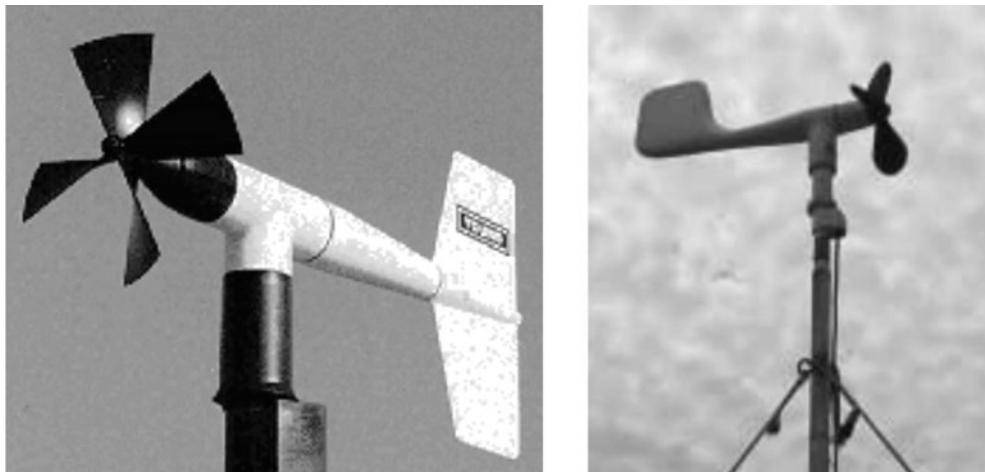


Cazoletas semiesféricas



Cazoletas cónicas

**Figura 3.5. Tipos de anemómetros de cazoletas.**



**Figura 3.6. Conjunto de anemómetro de hélice y veleta.**

Los valores instantáneos de la velocidad se promedian cada 10 minutos (en algunos casos cada 30 o 60 minutos). La velocidad media obtenida se asigna al viento medio. El límite inferior de la velocidad que es capaz de captar un anemómetro constituye el umbral de calma (por ejemplo si el anemómetro es insensible para velocidades del viento inferiores a 0,3 m/s, este es su umbral de calma). Algunos modelos de anemómetros también proporcionan los golpes o rachas de viento.

Es importante que el anemómetro presente las siguientes características:

- Linealidad entre la velocidad del viento y la señal de salida.
- La medida de la velocidad no debe verse afectada por las variaciones de densidad, temperatura, presión y humedad del aire.
- Precisión. La potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad. Un error del 10% en la medición de la velocidad se traduce en un error del 33% en el cálculo de la energía. Este error puede aumentar si se extrapolan las mediciones a 10 m de altura a alturas superiores correspondientes al buje de la turbina.
- Calibración: el anemómetro debe calibrarse periódicamente para asegurar la fiabilidad y precisión de las medidas.

Un anemómetro totalizador (figura 3.7) mide el recorrido del viento en km/día. La velocidad media diaria, se calcula dividiendo el recorrido por 24 horas. Por ejemplo, si un anemo totalizador ha medido un recorrido del viento durante un día de 259,2 km, la velocidad media durante ese día ha sido de:  $259,2 \text{ km}/24 \text{ h} = 10,8 \text{ km/h} = 3 \text{ m/s}$ .



**Figura 3.7. Anemómetro totalizador.**

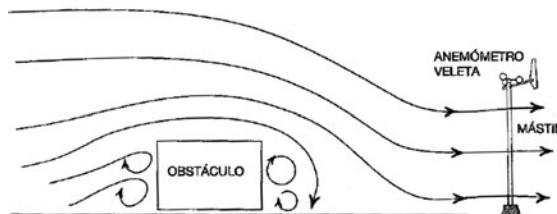
### 3.5.2. Medición de la dirección del viento: la veleta

La dirección se mide con una veleta (fig. 3.6), colocada junto al anemómetro, instalándose todo el conjunto en una torre. Consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y que puede girar libremente por acción del viento cuando este cambia de dirección. Es importante su alineación y evitar la acción de sombras del mástil.

La dirección sufre fluctuaciones. Se calcula una dirección media, promediando los valores instantáneos durante un período de tiempo, por ejemplo 10 minutos.

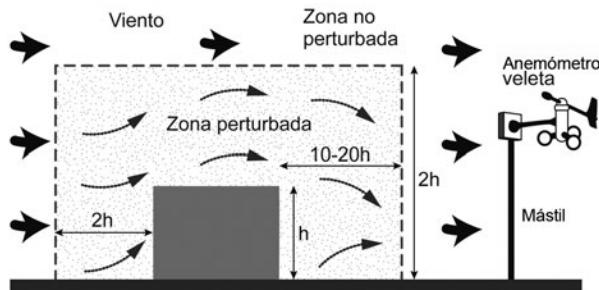
### 3.5.3. Colocación de los instrumentos de medida

La colocación de los sensores (anemómetro y veleta) debe ser en un lugar despejado, libre de perturbaciones provocadas por obstáculos próximos, ya que estos perturban notablemente la velocidad y dirección del viento, tal como se muestra en la figura 3.8.



**Figura 3.8. Influencia de un obstáculo en la circulación del viento.**

En general un obstáculo de altura  $h$ , perturba el flujo de aire a una distancia  $2h$  a barlovento y de  $10h$  a  $20h$  a sotavento. En la dirección vertical la perturbación puede alcanzar hasta una altura  $2h$  (figura 3.9).



**Figura 3.9. Volumen de influencia de un obstáculo. El sensor debe situarse fuera de ese volumen.**

Los sensores de medición deben situarse fuera de la zona de perturbación. Interesaría colocarlos en un lugar despejado cuyo horizonte no presentase obstáculos de altura igual o superior al mástil en un radio de unos 300 m. La situación en zonas urbanas y en la proximidad de edificaciones, bosques o irregularidades del terreno puede provocar distorsiones importantes en las medidas de velocidad y dirección.

## MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

La colocación del conjunto anemómetro y veleta se realiza en un mástil. En estaciones meteorológicas fijas se coloca a una altura de 10 m sobre el suelo para minimizar las perturbaciones. Para minimizar el abrigo de viento, en lugar de una torre de celosía, se utilizan postes cilíndricos delgados, tensados con cables o vientos. Si el anemómetro se coloca en la parte lateral del mástil debe enfocarse en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo de la torre. En estaciones móviles o semipermanentes se aceptan alturas de 2 a 3 m.

Para medir la velocidad del viento para la futura colocación de un aerogenerador conviene colocar el anemómetro en la parte superior de un mástil a la altura del buje de la turbina y, de esta forma, minimizar las perturbaciones creadas por el propio mástil. Las torres o mástiles deben permitir un fácil acceso a la instrumentación de medida para su calibración periódica. Los datos de velocidad y dirección se recogen en un registrador de datos (*data logger*) que se alimenta a través de una batería.

En la fase de prospección para evaluar la capacidad eólica de un futuro emplazamiento de un parque se realiza una campaña de medición. El sistema idóneo sería colocar un sensor de medición a la altura del buje del futuro aerogenerador. Dado que no se suele conocer a priori con exactitud esta altura y por otra parte puede ser muy costoso instalar una torre de gran altura, se acostumbra a utilizar dos anemómetros a distintas alturas para calcular la longitud de rugosidad del terreno y extrapolar las medidas a alturas diferentes utilizando un perfil logarítmico o potencial de la velocidad del viento con la altura.

En un terreno llano, de pequeña rugosidad, anemómetros a 10 m y 30 m acostumbran a ser suficientes. Para terrenos más accidentados, el anemómetro a 10 m puede verse afectado, por lo que conviene efectuar mediciones a alturas mayores (25 y 50 m).

En el caso de la dirección del viento es suficiente medirla en un solo punto, situando la veleta en la parte alta de la torre, pero a una distancia de 1,5 m por debajo del anemómetro superior para evitar influenciarlo.

La medición de la temperatura debe realizarse a una altura no inferior a 1,5 m del suelo para evitar los efectos del mismo. El sensor de presión puede instalarse en cualquier lugar, por ejemplo en el armario de registros. La figura 3.10 muestra la colocación de anemómetros y veleta en la torre de medición.

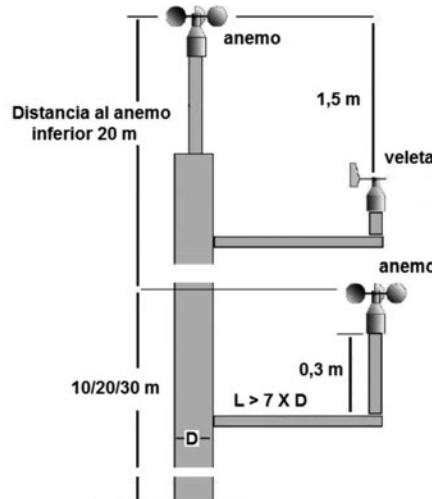


Figura 3.10. Colocación de los anemómetros y veleta en la torre de medición.

Deben realizarse calibraciones periódicas de los sensores para garantizar la precisión de los mismos. Este aspecto es muy importante dado que la potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que un error en la medida de la misma se traduce en un error muy considerable en la estimación del potencial eólico.

La figura 3.11 muestra anemómetros y veletas en una torre y la figura 3.12, una torre de medición en un parque eólico. Si hay formación de nieve o hielo, se aconseja colocar un anemómetro calentado por un sistema eléctrico (condiciones árticas).



**Figura 3.11. Conjunto de anemómetros y veletas situados en torres.**



**Figura 3.12. Torre de medición en un emplazamiento eólico.**

## MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

En la parte posterior de la góndola (popa) del aerogenerador acostumbra a colocarse un anemómetro y una veleta. El intervalo de medición debe alcanzar entre la velocidad de arranque (del orden de unos 3 a 4 m/s) y un 50% superior a la de desconexión (del orden de unos 25 m/s). Así por ejemplo un aerogenerador que presenta una velocidad de corte de 25 m/s, el intervalo de medición será: 0 - 40 m/s.

A diferencia de los anemómetros utilizados en las torres de medición, el anemómetro de popa de la góndola no tiene que ser muy preciso, pues su función principal es la de decidir cuando debe girar la góndola para la orientación del plano de las palas en un plano perpendicular al viento y determinar la velocidad del viento para la que el rotor de la máquina debe parar para evitar daños.

## 3.6. Clasificación de aerogeneradores según el tipo de viento

El diseño y selección del aerogenerador, entre otros factores, depende del tipo del régimen de viento del lugar. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) clasifica los aerogeneradores, según la Norma IEC-61400-1 en los tipos que se indican en la tabla 3.2. La IEC-61400-1 es una norma internacional que establece requisitos mínimos de seguridad para turbinas eólicas cuyas condiciones de viento vienen definidas por la velocidad y por parámetros de turbulencia.

- $v_{ref}$ : velocidad de referencia, es el valor máximo de la velocidad promedio en intervalos de 10 minutos que estadísticamente se presenta cada 50 años. Es decir, es la velocidad máxima a la altura del cubo de la máquina con un período de retorno de 50 años.
- $\langle v \rangle$ : velocidad media anual del viento a la altura del buje de la máquina.
- $I_{t15}$ : intensidad de turbulencia a 15 m.
- a: parámetro de variación de la turbulencia (parámetro de la pendiente).

Parámetro		Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
$v_{ref}$ (m/s)		50	42,5	37,5	30	Valores a especificar por el proyectista
$\langle v \rangle$ (m/s)		10	8,5	7,5	6	
A) Alta turbulencia	$I_{t15}(+)$	0,18	0,18	0,18	0,18	Valores a especificar por el proyectista
	a (+)	2,0	2,0	2,0	2,0	
B) Baja turbulencia	$I^{t15}(+)$	0,16	0,16	0,16	0,16	
	a (-)	3,0	3,0	3,0	3,0	

**Tabla 3.2. Clases de aerogeneradores según el régimen de viento (IEC-61400-1).**

Los no incluidos en ninguna de estas clases, se designan por clase S y sus valores de diseño los especifica el proyectista. Como las clases de I a IV no alcanzan a lugares con velocidad media anual mayor que 10 m/s, se denomina clase 0, a los aerogeneradores para lugares con condiciones excepcionales de viento, superiores a medias anuales de 10 m/s.

### 3.7. Formas de presentación de los datos de viento: velocidad y dirección

Según el método de medición y el tratamiento de los resultados, en la práctica hay diversas formas de presentación de los datos de viento. A continuación, se indican algunas de ellas, ordenándolas de mayor a menor detalle y siempre tomando como referencia un período de un año (8.760 h).

Conviene indicar que los resultados obtenidos en una campaña de medición de un año son poco representativos del comportamiento del viento, dada la variabilidad y aleatoriedad del mismo. Para tener un nivel significativo de representatividad, se debe disponer de series históricas lo más largas posibles. Serían deseables series históricas de más de 25 o 30 años para disponer de un “año tipo” o “año medio” representativo, aunque períodos entre 5 y 10 años ya comienzan a ser significativos. En los Servicios Nacionales de Meteorología se puede obtener información sobre datos de viento.

#### a) *Datos de viento en forma de tablas o series numéricas*

- Valores promedio durante 10 minutos de la velocidad y dirección instantáneas: constituyen series de gran detalle. Con seis datos por hora, para un año se tienen  $6 \times 8.760 = 52.560$  valores para cada magnitud (velocidad y dirección).
- Valores medios horarios de la velocidad y dirección: se elaboran promediando para cada hora los seis valores horarios indicados en el apartado anterior. Para un año se disponen 8.760 valores de velocidad y otros tantos de dirección.
- Valores medios trihorarios de la velocidad y dirección: se forman a partir de la media trihoraria de los valores anteriores, para las 0, 3, 6,...21 horas de cada día. Para un año se tienen 2.920 valores de velocidad y otros tantos de dirección.
- Valores medios diarios (365), decenales (36), mensuales (12) y anual (1) de la velocidad y dirección obtenidos por promedio de los anteriores. Se pueden encontrar resúmenes meteorológicos de la velocidad media mensual y la dirección dominante, tal como muestra el ejemplo de la tabla 3.3.

Mes	En	Fe	Mz	Ab	My	Jn	Jul	Ag	Se	Oc	No	Di	Año
<b>Velocidad (m/s)</b>	3,5	2,6	3,3	4,1	4,1	3,5	3,5	3,5	3,1	3,5	3,8	3,9	3,5
<b>Dirección dominante</b>	NE	SO	N	NE	SO	SO	N	SO	E	N	SO	N	SO

**Tabla 3.3. Velocidad media y dirección dominante mensual del viento.**

- En algunos observatorios se dispone de una tabla en la que se indica junto con la velocidad media anual, las frecuencias relativas de la velocidad media anual por intervalos de velocidad, como se muestra en el ejemplo 3.1.
- En todos los casos, debe indicarse el umbral de calmas, que constituye el límite inferior de la velocidad que es capaz de medir el anemómetro.
- En la elaboración de un “año tipo” o “año medio” representativo, los resultados deben corresponder a promedios de medidas de varios años. Una serie de solo un año es poco fiable y es muy incierto elaborar a partir de ella conclusiones sobre el potencial eólico del lugar, si no se dispone de otros elementos de valoración.

## MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

### b) Representaciones gráficas

La representación gráfica más usada es la denominada *rosa de los vientos*. Consiste en un diagrama polar en el cual se definen para diferentes direcciones o rumbos distintos valores relacionados con la velocidad y dirección del viento. El número de rumbos, cuyos valores principales se hacen corresponder con los puntos cardinales, suele ser 8, 12 o 16. El porcentaje de calmas se indica en el centro del diagrama.

La rosa de los vientos permite representar las direcciones dominantes de los vientos. En general, no coincide la dirección dominante con la mayor intensidad del viento ya que en muchos casos los vientos más intensos no son los que soplan más horas al año procedentes de una determinada dirección. Este es un aspecto importante a tener en cuenta para una correcta colocación de los aerogeneradores.

Se pueden dibujar varios tipos de rosas de los vientos:

- Porcentaje del tiempo total que el viento sopla procedente de una determinada dirección (figura 3.13). Así, en esta figura se puede ver que la dirección dominante es la NO, de la cual sopla el viento el 23,64% de las horas anuales.
- Representación para cada dirección de porcentajes de tiempo total para los que la velocidad se mantiene en determinados intervalos de tiempo (figura 3.14).
- Velocidad media del viento para cada dirección. Junto a cada segmento que representa a escala la velocidad, se indica el porcentaje de tiempo anual (frecuencia relativa porcentual) que sopla el viento procedente de una determinada dirección, tal como se muestra en el ejemplo 3.1.

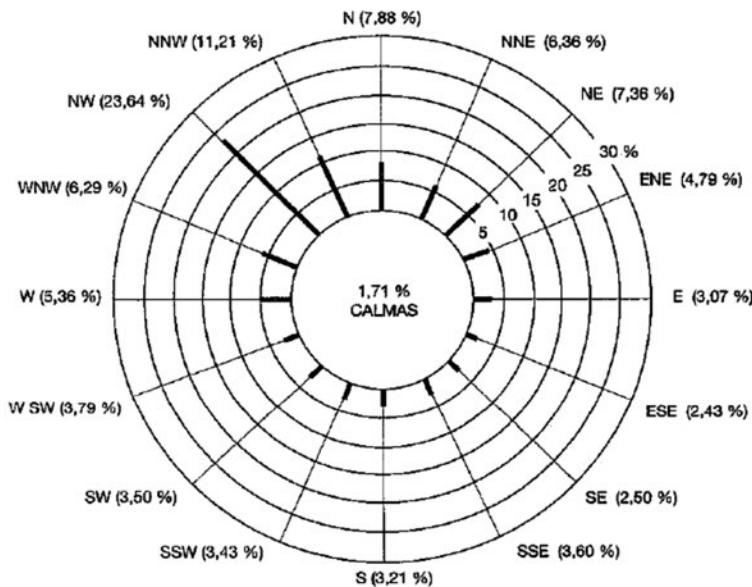


Figura 3.13. Rosa de direcciones de frecuencias porcentuales. Porcentaje de tiempo anual durante el que el viento procede de una dirección.

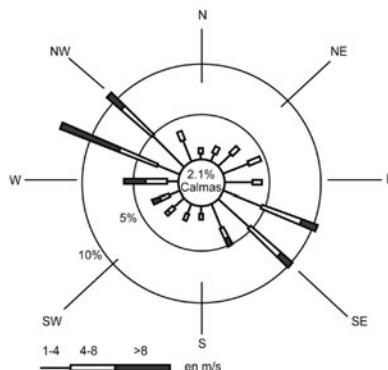


Figura 3.14. Rosa de los vientos. Frecuencias porcentuales de dirección para tres intervalos de la velocidad media.

**Ejemplo 3.1**

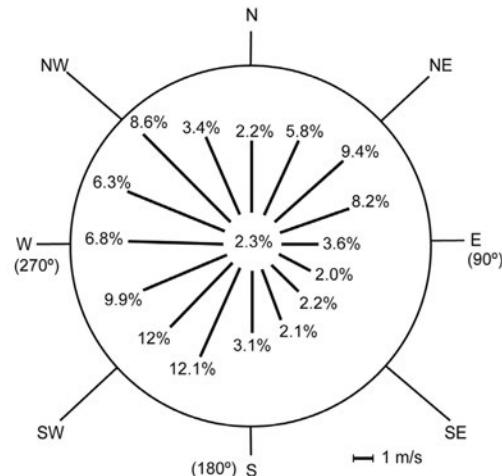
Para los datos de la tabla 3.4, se desea trazar distintas rosas de los vientos.

Lugar: Barcelona (Observatorio Fabra). Período: año 1997. Umbral de calmas: 0,2 m/s							
Dirección	v (m/s)	% (0,3-1,5)	% (1,6-3,3)	% (3,4-5,4)	% (5,5-10,7)	% (>10,7)	% Total
<b>N</b>	4,6	0,2	0,6	0,7	0,7	0,0	2,2
<b>NNE</b>	5,1	0,4	1,1	2,1	2,1	0,1	5,8
<b>NE</b>	5,5	0,5	1,7	2,6	4,0	0,5	9,4
<b>ENE</b>	4,5	0,9	2,5	2,2	2,4	0,2	8,2
<b>E</b>	2,5	0,7	2,1	0,7	0,0	0,0	3,6
<b>ESE</b>	2,5	0,4	1,2	0,4	0,0	0,0	2,0
<b>SE</b>	2,6	0,4	1,4	0,4	0,1	0,0	2,2
<b>SSE</b>	3,1	0,2	1,1	0,8	0,1	0,0	2,1
<b>S</b>	3,7	0,4	0,8	1,5	0,4	0,0	3,1
<b>SSO</b>	5,9	0,5	1,5	3,1	6,6	0,4	12,1
<b>SO</b>	5,2	0,7	2,2	4,2	4,5	0,4	12,0
<b>OSO</b>	5,4	0,4	1,6	3,2	4,6	0,1	9,9
<b>O</b>	5,7	0,3	0,9	1,9	3,7	0,0	6,8
<b>ONO</b>	6,3	0,2	0,8	1,5	3,4	0,4	6,3
<b>NO</b>	7,6	0,2	0,7	1,6	4,4	1,7	8,6
<b>NNO</b>	5,5	0,2	0,7	1,0	1,2	0,3	3,4
<b>Total</b>	5,2	6,6	20,9	27,9	38,2	4,1	97,7
<b>Calma</b>	---	---	---	---	---	---	2,3

Tabla 3.4. Frecuencias por dirección y grupo de velocidad (velocidad media anual).

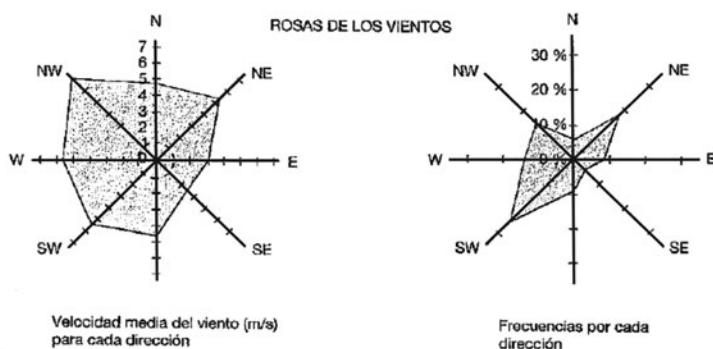
**Solución**

En la figura 3.15 se representan los datos de la tabla 3.4. El viento más intenso (7,6 m/s) procede del NO y se presenta un 8,6% de las horas anuales (753 h/año), mientras que el más frecuente 12,1% (1.060 h/año) es el de SSW, de 5,9 m/s.



**Figura 3.15. Velocidades medias y frecuencias en porcentaje temporal (valores anuales) correspondiente a los valores de la tabla 3.4.**

En la figura 3.16 se representan en 8 rumbos los datos de la tabla 3.4.



**Figura 3.16. Rosas de vientos de 8 rumbos para los valores de la tabla 3.4.**

**Ejemplo 3.2**

En la figura 3.17 se representa una rosa de frecuencias de vientos de 8 rumbos correspondiente a datos promedio cada 10 minutos para un año. No se representan las velocidades inferiores a 1,5 m/s, que se consideran calmas y corresponden al 30% del conjunto de todos los datos del año. Determinar el viento dominante.

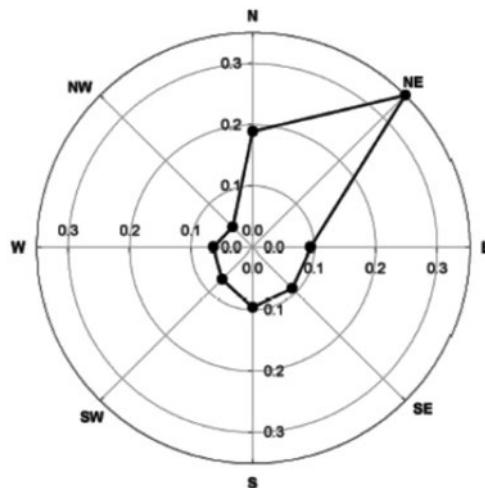


Figura 3.17. Rosas de direcciones de ocho rumbos del ejemplo 3.2

**Solución**

Dirección	N	NE	E	SE	S	SO	O	NO	Total
f (%)	19	34	10	9	9	7	5	5	100

El viento dominante tiene dirección NE (34%), seguido del N (19%). La orientación de un parque eólico debería ser NE. Obsérvese que en el cálculo de las frecuencias porcentuales se han excluido las calmas, por lo que la distribución de frecuencias de la tabla se refiere solo a vientos con velocidades mayores de 1,5 m/s. En este ejemplo se han considerado calmas todas las velocidades que no han alcanzado 1,5 m/s.

## 3.8. Aplicación de la estadística a cálculos eólicos

En este apartado se presentan los conceptos estadísticos más usados en el análisis del viento. Aunque la variable utilizada en las siguientes definiciones es la velocidad, todos los conceptos son aplicables a otras mediciones, como la dirección del viento.

### a) Parámetros de centralización

Para un conjunto de  $N$  valores de la velocidad ( $v_1, \dots, v_k$ ) que se presentan ( $n_1, \dots, n_k$ ) veces cada uno de ellos, se definen los siguientes parámetros de centralización:

## MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

- Frecuencia relativa  $f_i$  de la magnitud  $v_i$ :  $f_i = \frac{n_i}{N}$  (3.5)

Teniendo presente que:  $N = \sum_{i=1}^k n_i \rightarrow \sum_{i=1}^k f_i = 1$

- Media aritmética o simplemente media  $\langle v \rangle$  definida por:

$$\langle v \rangle = \sum_{i=1}^k \frac{n_i v_i}{N} = \sum_{i=1}^k f_i v_i \quad (3.6)$$

- Mediana ( $\tilde{v}$ ): en un conjunto de datos ordenados en magnitud es el valor medio de los dos valores que dividen al conjunto de datos en dos partes iguales.

Los valores que dividen al conjunto de datos en cuatro partes iguales se conocen como cuartiles ( $v_{0,25}$ ,  $v_{0,50}$ ,  $v_{0,75}$ ). Análogamente los nueve valores ( $v_{0,10}$ , ...,  $v_{0,90}$ ) que dividen al conjunto en diez partes iguales son los deciles, mientras que los que lo hacen en cien partes iguales son los percentiles ( $v_{0,01}$  ...,  $v_{0,99}$ ). La mediana ( $\tilde{v}$ ) es el segundo cuartil, el quinto decil y el quincuagésimo percentil ( $v_{0,50}$ ). Los percentiles ( $v_{0,95}$ ) y ( $v_{0,99}$ ) muy usados, son respectivamente aquellos valores que son mayores que el 95% y el 99% del conjunto total de datos.

- Moda ( $v_m$ ): valor que se presenta con la máxima frecuencia.

### b) Parámetros de dispersión

Para indicar como un conjunto de datos se distribuye alrededor de un valor medio se usan las medidas de dispersión. Las más utilizadas son:

- Rango o intervalo: es la diferencia entre el mayor y el menor de los valores.
- Rango entre percentiles 10 - 90: es la diferencia entre los percentiles  $v_{0,90}$  y  $v_{0,10}$ . La amplitud de su intervalo comprende un 80% del conjunto total de valores. También se puede utilizar el rango 5 - 95 o el 1 - 99.
- Desviación estándar o típica ( $\sigma$ ): para un conjunto de  $N$  datos de velocidad ( $v_1, \dots, v_k$ ) con frecuencias relativas ( $f_1, \dots, f_k$ ), viene dada por:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^k f_i (v_i - \langle v \rangle)^2} \quad (3.7)$$

Para datos agrupados, es más cómodo el uso de la expresión:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^k f_i v_i^2 - \left( \sum_{i=1}^k f_i v_i \right)^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^k f_i v_i^2 - \langle v \rangle^2} \quad (3.8)$$

Si el conjunto de datos se trata de una muestra de la población, debe utilizarse para el cálculo de la desviación estándar de la muestra la expresión:

$$s = \sqrt{\frac{N}{N-1}} \sigma = \sqrt{\frac{N}{N-1} \sum_{i=1}^k f_i (v_i - \langle v \rangle)^2} \quad (3.9)$$

Para valores grandes de  $N$  ( $N > 30$ ) no hay diferencia sensible entre  $s$  y  $\sigma$ . El cuadrado de la desviación estándar ( $\sigma^2$ ) es la variancia.

### c) Tratamiento estadístico

El tratamiento de un conjunto de  $N$  valores de la velocidad ( $v_1, \dots, v_k$ ) que se presentan ( $n_1, \dots, n_k$ ) veces respectivamente cada uno de ellos, se realiza según:

- Agrupación de los datos en clases o categorías, determinando *la frecuencia de clase*, es decir el número de ellos que pertenecen a cada clase. Cada clase viene definida por sus límites superior e inferior, que definen *el intervalo de clase (bin)* y su valor medio es la marca de clase. En cálculos eólicos que exigen un cierto grado de precisión se recomienda adoptar un intervalo de clase o bin no mayor de 0,5 m/s.
- El número de clases depende del número de datos, del intervalo del conjunto y de la precisión exigida. A título orientativo, el número de clases ( $N_c$ ) y el número de datos ( $N$ ) se indica en la tabla 3.5.

Número de datos (N)	< 50	50 - 100	100 - 250	> 250	Orientativamente $N_c \approx 1 + 3,3 \log_{10}(N)$
Número de clases ( $N_c$ )	5 - 7	6 - 10	7 - 12	10 - 20	

**Tabla 3.5. Número de clases en función del número de datos.**

- Elaboración de una tabla que incluya las clases o categorías y frecuencias. A partir de estos datos se calculan las frecuencias relativas, las frecuencias acumuladas, la velocidad media, la mediana, la moda y la desviación típica.
- Es útil dibujar el *histograma de frecuencias relativas* ya que permite esbozar la ley o función de distribución continua de probabilidad, a partir de la forma que adopta el *polígono de frecuencias* (línea que une los centros de los lados superiores de los rectángulos del histograma). Así mismo, conviene dibujar la curva de *frecuencias acumuladas* ("menor o igual que") o bien su complementaria  $F'$  ("mayor que"), definida por:  $F' = 1 - F$ .
- La *curva de duración de la velocidad* se dibuja a partir de la curva de frecuencias acumuladas  $F'$  ("mayor que"), colocando en ordenadas la velocidad y en abscisas el número de horas acumuladas. Esta curva indica el tiempo durante el que la velocidad del viento se mantiene superior a un cierto valor.

### Ejemplo 3.3

---

A partir de las velocidades medias diarias del viento durante 65 días ( $N = 65$ ), tabla 3.6, trazar el histograma de frecuencias y las curvas de frecuencias acumuladas.

### Solución

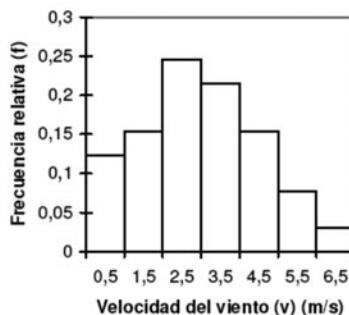
Se procede a la agrupación y clasificación de los datos según las clases de la tabla 3.6. En esta tabla se incluyen también las frecuencias relativas ( $f_i$ ) y acumuladas  $F_i$  y  $F'_i$ . En las figuras 3.18, 3.19 y 3.20 se muestran el histograma de frecuencias y las curvas de frecuencias relativas acumuladas.

## MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada "menor o igual que"	Frecuencia relativa acumulada "mayor que"
	$v_i$ (m/s)	$n_i$ (días)	$f_i = n_i/N$	$F_i$	$F'_i = 1 - F_i$
$0 \leq v \leq 1$	0,5	8	0,123	0,123	0,877
$1 < v \leq 2$	1,5	10	0,154	0,277	0,723
$2 < v \leq 3$	2,5	16	0,246	0,523	0,477
$3 < v \leq 4$	3,5	14	0,215	0,738	0,262
$4 < v \leq 5$	4,5	10	0,154	0,892	0,108
$5 < v \leq 6$	5,5	5	0,077	0,969	0,031
$6 < v \leq 7$	6,5	2	0,031	1	0
<b>Total</b>		<b>N = 65</b>	<b>1</b>		

**Tabla 3.6. Velocidades medias diarias. Frecuencias relativas y acumuladas (ejemplo 3.3).**

- En la figura 3.19 se lee la fracción de días para los que la velocidad media diaria es menor o igual a un cierto valor (por ejemplo, el 52,3% de los días, 34 días de los 65 considerados, en los que es menor o igual a 3 m/s).
- En la figura 3.20 se lee la fracción de días del período considerado para los que la velocidad media diaria es mayor que un cierto valor (por ejemplo, el 47,7% de los días, 31 días de los 65 considerados, en los que es mayor que 3 m/s).
- En la figura 3.21 (curva de duración de la velocidad) se lee el número de días para los que la velocidad media diaria es mayor a un cierto valor (por ejemplo, hay 31 días cuya velocidad será mayor que 3 m/s).
- A los valores de la frecuencia relativa ( $f_i$ ) se les hace corresponder el centro de la clase, mientras que a los de las frecuencias acumuladas, los límites superiores de las mismas. Por ejemplo, a la cuarta clase le corresponde una frecuencia relativa  $f_i = 0,215$  (14 días) para una velocidad de 3,5 m/s, mientras que al cuarto valor de la frecuencia relativa acumulada  $F_i = 0,738$  se le hace corresponder el límite superior de la clase, es decir a 4 m/s.



**Figura 3.18. Histograma de frecuencias relativas (ejemplo 3.3).**

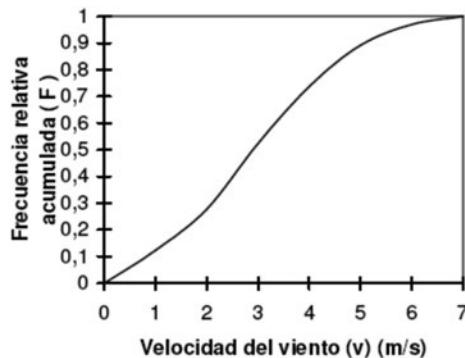


Figura 3.19. Frecuencias relativas acumuladas “menor o igual que” (ejemplo 3.3).



Figura 3.20. Frecuencias relativas acumuladas “mayor que” (ejemplo 3.3).

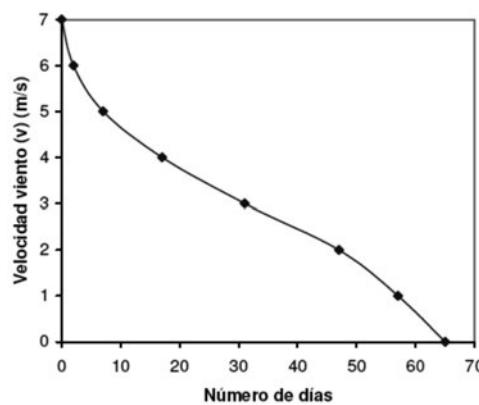


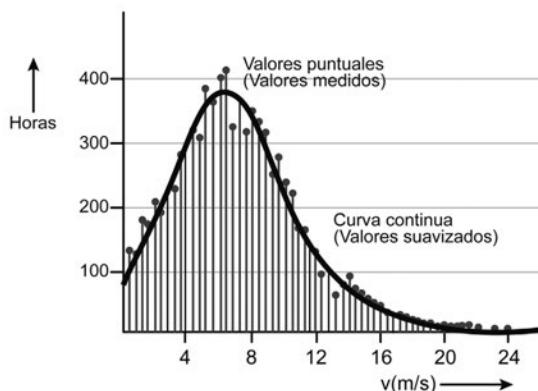
Figura 3.21. Curva de la duración de la velocidad o curva de velocidades frente a frecuencias acumuladas.

### 3.9. Tratamiento estadístico de los datos del viento

Para estudios energéticos, las velocidades de un solo año, no son suficientemente representativas. Series de datos a partir de 25 a 30 años, proporcionan resultados significativos. Si no se dispone de históricos tan largos, como mínimo deben manejarse períodos de 5 a 10 años. Además se debe realizar una campaña de al menos un año de duración en donde se proyecta colocar el aerogenerador y relacionar las medidas encontradas con los resultados del tratamiento estadístico y de los posibles estudios de modelización numérica de predicción del viento.

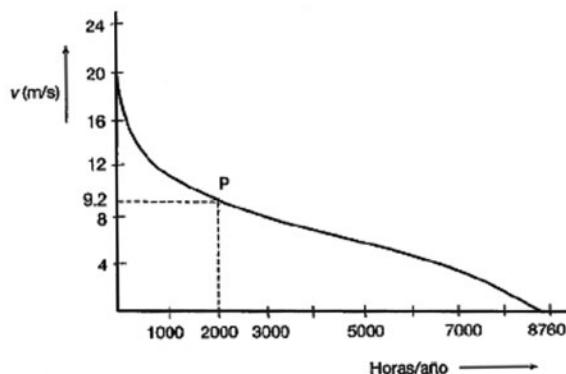
El conjunto de los valores históricos de varios años, se resume en un “año tipo” o “año medio”, donde sus valores horarios de la velocidad (8.760 para el año), se obtienen como promedio para todos los años de los valores correspondientes a cada hora. Por ejemplo, si a las 12 horas del día 10 de junio del “año tipo” se tiene una velocidad de 8 m/s, este valor es el resultado de promediar todos los valores de las velocidades para las 12 horas de todos los días 10 de junio de cada año de la serie histórica.

Los histogramas de frecuencia de la velocidad del viento presentan un aspecto similar al de la figura 3.22. Su forma corresponde a una distribución de Weibull.



**Figura 3.22. Curva de frecuencias de la velocidad horaria del viento.**

Las curvas de frecuencias acumuladas permiten trazar la curva de duración de la velocidad de la forma que se muestra en la figura 3.23.

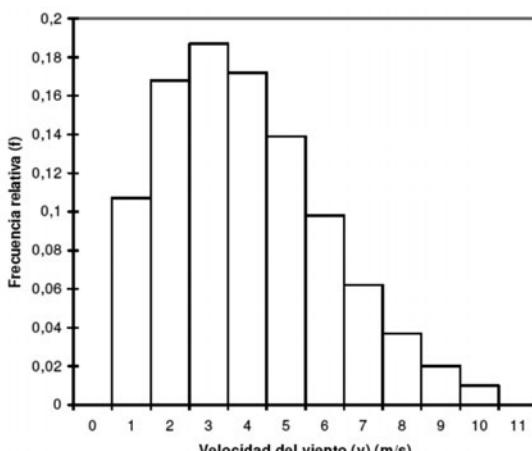


**Figura 3.23. Curva de duración de la velocidad (el punto P indica que durante el año hay 2.000 horas en las que la velocidad del viento es igual o mayor que 9,2 m/s).**

**Ejemplo 3.4**

Este ejemplo muestra en la tabla 3.7 el tratamiento estadístico de los datos de la velocidad horaria para un “año tipo”. En las figuras 3.24, 3.25 y 3.26 se muestran los resultados en forma gráfica.

Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase (m/s)	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	$v_i$ (m/s)	$n_i$ (horas)	$f_i = n_i/N$	$F_i$	$f_i v_i$	$f_i v_i^2$
0 $\leq v \leq 1,5$	1	937	0,107	0,107	0,107	0,107
1,5 $< v \leq 2,5$	2	1.472	0,168	0,275	0,336	0,672
2,5 $< v \leq 3,5$	3	1.638	0,187	0,462	0,561	1,683
3,5 $< v \leq 4,5$	4	1.507	0,172	0,634	0,688	2,752
4,5 $< v \leq 5,5$	5	1.218	0,139	0,773	0,695	3,475
5,5 $< v \leq 6,5$	6	858	0,098	0,871	0,588	3,528
6,5 $< v \leq 7,5$	7	543	0,062	0,933	0,434	3,038
7,5 $< v \leq 8,5$	8	324	0,037	0,970	0,296	2,368
8,5 $< v \leq 9,5$	9	175	0,020	0,990	0,180	1,620
9,5 $< v \leq 10,5$	10	88	0,010	1	0,100	1,000
Total		N = 8.760	1		3,985	20,243
Resultados						
Horas totales N = 8.760 h	Velocidad media anual m $\langle v \rangle \approx 4 \text{ m/s}$		Mediana	Moda	Desviación típica	
			$\tilde{v} \approx 3,7 \text{ m/s}$	$v_m = 3 \text{ m/s}$	$\sigma \approx 2,1 \text{ m/s}$	
Nota: Obsérvese que la distribución de velocidades corresponde aproximadamente a una distribución de Weibull con parámetros $k = 1,8$ y $c = 4,5 \text{ m/s}$						

**Tabla 3.7. Ejemplo de tratamiento estadístico de los datos de la velocidad del viento.****Figura 3.24.**

Histograma de frecuencias relativas para las velocidades horarias del “año tipo” de la tabla 3.7.

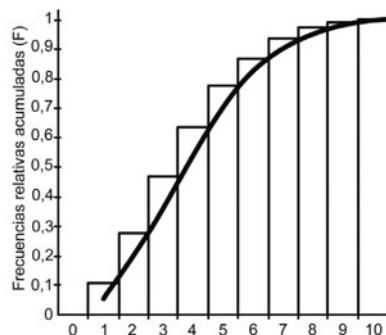


Figura 3.25. Frecuencias relativas acumuladas (“menor o igual que”) para las velocidades horarias del “año tipo” de la tabla 3.7.

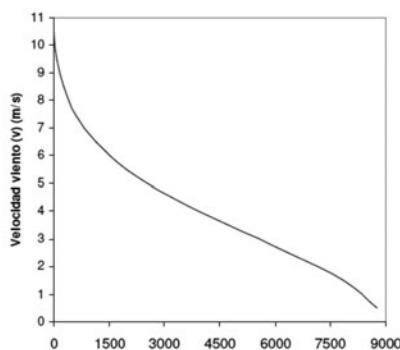


Figura 3.26. Curva de duración de velocidad del viento para el “año tipo” de la tabla 3.7. Muestra el número de horas anuales para las que la velocidad es mayor que un determinado valor.

### 3.10. Distribuciones discretas y continuas de probabilidad

Como resultado del estudio estadístico se dispone de un conjunto de clases o intervalos de anchura  $\Delta v_i$  y frecuencias relativas  $f_i$ . En general se adopta el criterio de que todas los intervalos tengan la misma anchura  $\Delta v$ , de forma que  $\Delta v_i = \Delta v$ .

Como ya se ha indicado anteriormente, su representación gráfica en forma de diagrama de barras o rectángulos de altura  $f_i$  y base  $\Delta v_i$  es el histograma de frecuencias relativas o representación gráfica de la distribución de frecuencias. Constituye una distribución discreta.

Si se desea aproximar esta distribución discreta, a una distribución continua de densidad de probabilidad  $p(v)$ , la relación aproximada entre ambas es:

$$f_i \approx p(v_i) \Delta v_i \quad (3.10)$$

Esta relación sería de igualdad en el límite, es decir cuando se dispusiera de un número muy grande de intervalos de anchura muy pequeña. Esta condición obligaría a disponer de un número muy elevado de medidas.

Para que el histograma de la distribución discreta pueda ajustarse gráficamente a la curva de la distribución continua de densidad de probabilidad  $p(v)$ , los rectángulos de dicho histograma deben tener una altura igual a  $(f_i / \Delta v_i)$ , de forma que la suma de las áreas de todos estos rectángulos debe ser la unidad:

$$\sum_{i=1}^n \left( \frac{f_i}{\Delta v_i} \right) \Delta v_i = 1 \quad (3.11)$$

De la misma manera que para la densidad de probabilidad  $p(v)$  se cumple:

$$\int_{-\infty}^{\infty} p(v) dv = 1 \quad (3.12)$$

Por esta razón, si la distribución discreta de frecuencias está dividida en clases de anchura  $\Delta v$  diferente a la unidad, para proceder a la estimación gráfica de la función de densidad de probabilidad  $p(v)$  de la distribución continua a partir del histograma de frecuencias relativas deberán realizarse los siguientes pasos:

- Dibujar el diagrama de barras o rectángulos (histograma) de las frecuencias relativas  $f_i$  para clases de la misma anchura  $\Delta v$ .
- A partir del histograma anterior, proceder a elaborar otro diagrama de barras en donde los rectángulos tengan altura  $(f_i / \Delta v)$ , y anchura  $\Delta v$ .
- Sobre este último histograma es donde se puede proceder a realizar la estimación gráfica de la función  $p(v)$ ,uniendo los puntos centrales de los lados superiores de los distintos rectángulos que forman este nuevo histograma. De hecho lo que se forma es una línea poligonal que mediante una suavización gráfica conduce a la gráfica aproximada de la función  $p(v)$ .

Un método numérico, mejor que el anterior, para determinar la función densidad de probabilidad  $p(v)$  a partir de la distribución de frecuencia relativa  $f_i$  se basa en un ajuste por mínimos cuadrados. En capítulos sucesivos se mostrará la forma de realizarlo.

Para un año (8.760 horas), el número de horas anuales ( $n_i$ ) en los que la velocidad del viento está en el intervalo de velocidades de centro de la clase  $v_i$ , viene dada por:

$$n_i = 8760 \times f_i \approx 8760 \times p(v_i) \Delta v_i \quad (3.13)$$

Conocida la densidad de probabilidad  $p(v)$  se puede calcular la distribución acumulada  $F(v)$  que permite calcular la probabilidad que la velocidad del viento sea menor o igual a un cierto valor  $V$ . Viene dada por:

$$p(v) = \frac{dF}{dv} \Rightarrow F(v \leq V) = \int_0^V p(v) dv \quad (3.14)$$

La distribución acumulada complementaria  $F'$  permite calcular la frecuencia acumulada de las velocidades que son mayores o iguales a un cierto valor  $V$ :

$$F'(v \geq V) = 1 - F(v \leq V) \quad (3.15)$$

La probabilidad que la velocidad  $v$  se encuentre entre dos valores  $v_1$  y  $v_2$  es:

$$P(v_1 \leq v \leq v_2) = \int_{v_1}^{v_2} p(v) dv = F(v_2) - F(v_1) = F'(v_1) - F'(v_2) \quad (3.16)$$

Si se considera una distribución discreta, la frecuencia acumulada  $F(v_j)$  correspondiente a una velocidad  $v_j$ , límite superior del intervalo  $(v_{j-1}, v_j)$  de centro de clase  $v_i$ , siendo  $v_i = 0,5 (v_{j-1} + v_j)$ , viene dada por:

$$F(v \leq v_j) = \sum_{i=1}^j f_i \approx \sum_{i=1}^j p_i \Delta v_i \quad (3.17)$$

# CAPÍTULO 4

## Caracterización del potencial energético del viento

### 4.1. Descripción estadística del viento: ley de Weibull

El conocimiento de la ley de distribución de la velocidad del viento permite calcular su potencial energético y la energía anual que puede producir un aerogenerador. Esta ley, para un lugar y una altura sobre el nivel del suelo, expresa el comportamiento de las velocidades para un año “medio” o “tipo”, por lo que los valores para un año en particular pueden diferir de los calculados a partir de la misma.

En la mayoría de los casos de interés energético, la distribución de probabilidad de la velocidad del viento, sigue aproximadamente la función densidad  $p(v)$  de probabilidad de Weibull. La figura 4.1 muestra una distribución real de velocidades y la ley de Weibull ajustada. Esta función  $p(v)$ , de dos parámetros ( $k, c$ ), se expresa según:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k} \quad (4.1)$$

En donde:

v: velocidad del viento (m/s).

$p(v)$ : función densidad de probabilidad de Weibull.

c: factor de escala (m/s), valor próximo a la velocidad media anual. También se acostumbra a designar por A.

k: factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función  $p(v)$ .

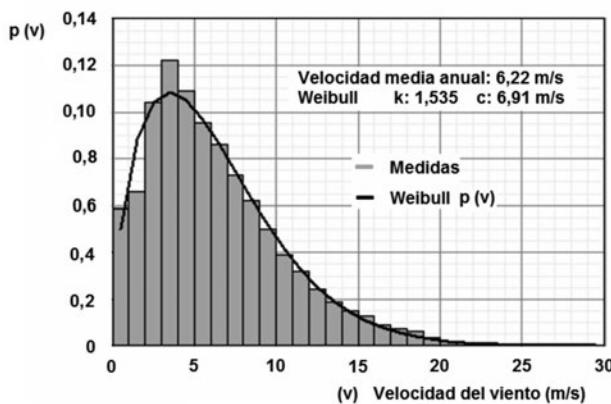


Figura 4.1. Distribución de velocidad del viento durante un año (distribución de frecuencias relativas y ley de Weibull ajustada).

En la figura 4.2 se muestra un histograma anual de las velocidades del viento en donde en ordenadas se representan las horas anuales, en lugar de frecuencias relativas, como el caso de la figura 4.1.

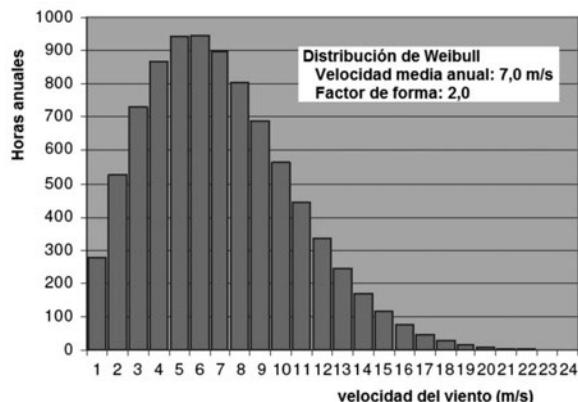


Figura 4.2. Histograma en horas de la velocidad del viento para un año (8.760 h).

En particular, si  $k = 2$ , la ley de Weibull coincide con la de Rayleigh, más sencilla al tratarse de una función de un solo parámetro. En casos de baja turbulencia y pequeña variabilidad del viento, su distribución se ajusta bastante bien a una ley de Rayleigh. Muchos fabricantes de aerogeneradores indican la energía anual que puede obtenerse de la máquina, a partir de la velocidad media anual del viento a la altura del buje de la máquina, usando una distribución de Rayleigh, y muchos mapas de potencial eólico se elaboran admitiendo para la distribución de la velocidad del viento una ley de Rayleigh.

Conviene indicar que para cada emplazamiento eólico se debe determinar los parámetros de la distribución de velocidades a partir de mediciones de la velocidad del viento, siguiendo los procedimientos que más adelante se exponen. En la figura 4.3 se muestra un conjunto de gráficas de Weibull para distintos valores del parámetro  $k$ , en donde se puede observar la influencia de este parámetro en la forma de la curva.

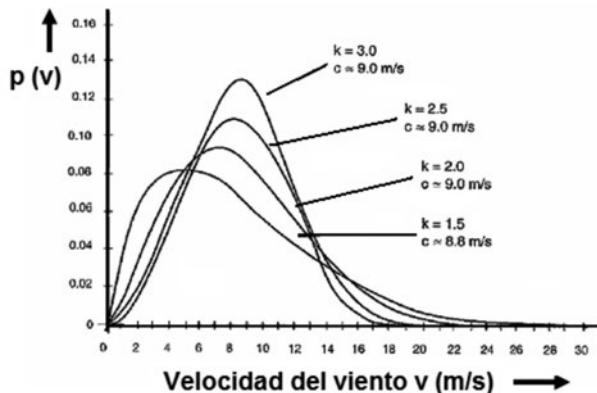


Figura 4.3. Densidad de probabilidad  $p(v)$  de la velocidad del viento según la ley de Weibull para distintos valores de  $k$ .

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

### a) Propiedades de la función de Weibull

A continuación se presentan algunas propiedades de la función de Weibull.

El momento n – ésmo de la distribución de Weibull viene dado por:

$$\int_0^{\infty} v^n p(v) dv = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) \quad (4.2)$$

La densidad de probabilidad tiene un máximo o moda para la velocidad  $v_m$  dada por:

$$\frac{v_m}{c} = \left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k} \quad (4.3)$$

La probabilidad que la velocidad del viento sea menor o igual a un cierto valor  $V$ , viene dada por la distribución acumulada  $F$ , definida por:

$$p(v) = \frac{dF}{dv} \quad \Rightarrow \quad F(v \leq V) = \int_0^V p(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (4.4)$$

La distribución acumulada complementaria  $F'$  permite calcular la frecuencia acumulada de las velocidades que son mayores o iguales a un cierto valor  $V$ :

$$F'(v \geq V) = 1 - F(v \leq V) = e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (4.5)$$

La probabilidad que la velocidad  $v$  se encuentre entre dos valores  $v_1$  y  $v_2$  es:

$$P(v_1 \leq v \leq v_2) = \int_{v_1}^{v_2} p(v) dv = F(v_2) - F(v_1) = F'(v_1) - F'(v_2)$$

$$\text{Sustituyendo (4.5) se tiene: } P(v_1 \leq v \leq v_2) = e^{-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k} \quad (4.6)$$

Los percentiles se pueden calcular a partir de la (4.4). Por ejemplo el percentil  $v_{0.95}$ , que deja por encima del mismo el 5% de los valores de la velocidad, es:

$$0.95 = 1 - e^{-\left(v_{0.95}/c\right)^k} \quad \rightarrow \quad v_{0.95} = c \left( \ln \frac{1}{0.05} \right)^{1/k} = c (\ln 20)^{1/k}$$

**Ejemplo 4.1**

Para una distribución de la velocidad del viento de densidad de probabilidad de Weibull con  $k = 1,8$  y  $c = 7 \text{ m/s}$ , se desea calcular la probabilidad que la velocidad se encuentre entre 8 y 9 m/s. Calcular también el percentil  $v_{0,95}$ .

**Solución**

Aplicando (4.6), la probabilidad que la velocidad se halle entre 8 y 9 m/s es:

$$P(8 \leq v \leq 9) = e^{-(8/7)^{1,8}} - e^{-(9/7)^{1,8}} = 0,073 \text{ (7,3 %)}$$

El percentil 95 se calcula según:  $v_{0,95} = c (\ln 20)^{1/k} = 7 (\ln 20)^{1/1,8} = 12,9 \text{ m/s}$

Es decir, el 95% de los valores de la velocidad del viento durante un “año tipo o medio”, se mantienen igual o menores a 12,9 m/s, por lo que solo hay un 5% de valores de la velocidad del viento que sobrepasan 12,9 m/s durante el año.

**Ejemplo 4.2**

Un viento tiene una velocidad media anual de 7 m/s. Suponiendo para la velocidad una distribución de Weibull, con parámetros  $k = 2,51$  y  $c = 7,89 \text{ m/s}$ , calcular y representar gráficamente la función distribución de probabilidad  $p(v)$  y la acumulada  $F(v)$ .

**Solución**

A partir de las expresiones (4.1) y (4.4) de  $p(v)$  y de  $F(v)$  se elabora la tabla 4.1.

Intervalo de velocidades	Velocidad			Intervalo de velocidades	Velocidad		
	$v$ (m/s)	$p(v)$	$F(v)$		$v$ (m/s)	$p(v)$	$F(v)$
0 - 1	0,5	0,0056	0,0056	13 - 14	13,5	0,0154	0,9853
1 - 2	1,5	0,0258	0,0314	14 - 15	14,5	0,0081	0,9934
2 - 3	2,5	0,0531	0,0845	15 - 16	15,5	0,0039	0,9973
3 - 4	3,5	0,0817	0,1662	16 - 17	16,5	0,0017	0,9990
4 - 5	4,5	0,1064	0,2726	17 - 18	17,5	0,0007	0,9996
5 - 6	5,5	0,1227	0,3953	18 - 19	18,5	0,0002	0,9999
6 - 7	6,5	0,1279	0,5231	19 - 20	19,5	0,0001	1,000
7 - 8	7,5	0,1218	0,6449	20 - 21	20,5	0,0001	1,000
8 - 9	8,5	0,1064	0,7513	21 - 22	21,5	0,0001	1,000
9 - 10	9,5	0,0855	0,8368	22 - 23	22,5	0,0001	1,000
10 - 11	10,5	0,0632	0,9000	23 - 24	23,5	0,0001	1,000
11 - 12	11,5	0,0430	0,9430	24 - 25	24,5	0,0001	1,000
12 - 13	12,5	0,0269	0,9699				

**Tabla 4.1. Valores de la distribución de velocidad  $p(v)$  y función acumulada  $F(v)$  para una distribución de Weibull con  $k = 2,51$  y  $c = 7,89 \text{ m/s}$ . Velocidad media anual 7 m/s.**

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

Los valores de la tabla 4.1 se representan en la figura 4.4.

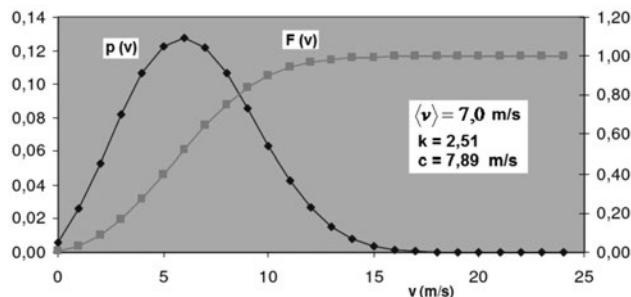


Figura 4.4. Distribución de velocidades y acumulada del ejemplo 4.2.

### b) Parámetros estadísticos de la distribución de velocidad

La velocidad media anual  $\langle v \rangle$ , la mediana  $\tilde{v}$  y la variancia  $\sigma^2$ , para una distribución de Weibull se calculan según:

$$\left. \begin{aligned} \langle v \rangle &= \int_0^\infty vp(v)dv = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \\ \tilde{v} &= c (\ln 2)^{1/k} \\ \frac{\sigma^2}{c^2} &= \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[ \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^2 \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

En donde  $\Gamma(x)$  es la función gamma, definida por:

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-z} z^{x-1} dz$$

En el anexo A2 se incluye una tabla de valores de esta función.

### c) Parámetros de interés para cálculos energéticos

Un parámetro importante es la media anual del cubo de las velocidades  $\langle v^3 \rangle$ , que no debe confundirse con el cubo de la velocidad media anual  $\langle v \rangle^3$ . Para una distribución de Weibull viene dada según (4.2) por:

$$\langle v^3 \rangle = \int_0^\infty v^3 p(v)dv = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (4.8)$$

La *velocidad eficaz*  $v^*$  se define como aquella velocidad que elevada al cubo coincide con la media anual de los cubos de las velocidades. Definida según:

$$v^* = \langle v^3 \rangle^{1/3} \quad (4.9)$$

A partir de las expresiones anteriores se obtiene el siguiente conjunto de relaciones:

- *Velocidad media anual/parámetro c:*

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.10)$$

- *Desviación estándar / velocidad media anual:*

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{1/2} \quad (4.11)$$

- *Factor de energía, energy pattern factor o factor de potencia eólica ( $F_e$ ):*

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (4.12)$$

$F_e$  varía entre 1,5 y 3. Generalmente su valor se sitúa en el entorno de 2. En la figura 4.5 se muestra su variación frente al factor  $k$ .

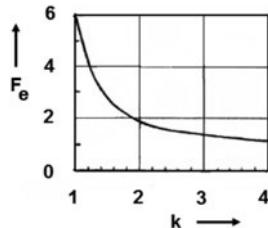


Figura 4.5. Variación del factor de energía  $F_e$  en función del factor de forma  $k$

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

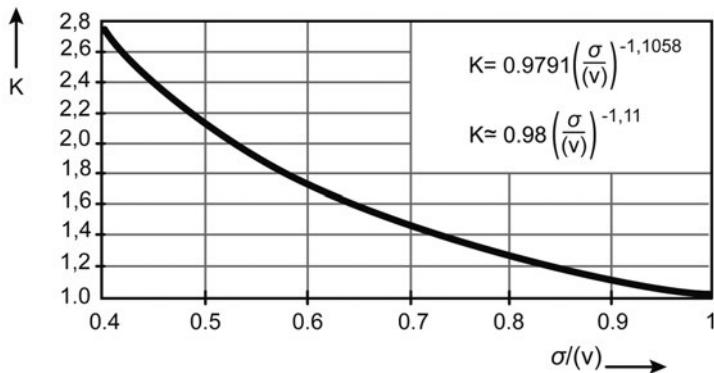
- Relación entre la velocidad eficaz  $v^*$  y la velocidad media anual  $\langle v \rangle$ :

$$\frac{v^*}{\langle v \rangle} = F_e^{1/3} \quad (4.13)$$

- Relación entre la mediana y la velocidad media anual:

$$\frac{\tilde{v}}{\langle v \rangle} = \frac{(\ln 2)^{1/k}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (4.14)$$

La figura 4.6 muestra la variación del parámetro  $k$  en función de la relación entre la desviación estandar y la velocidad media anual en una distribución de Weibull.



**Figura 4.6. Variación del parámetro  $k$  en función de la relación entre la desviación típica y la velocidad media anual (ley de Weibull).**

La tabla 4.2 resume los valores de las relaciones anteriores en función de  $k$ . La distribución de Weibull queda definida a partir de dos valores cualesquiera del conjunto:  $k$ ,  $c$ , velocidad media anual, mediana, moda y desviación típica.

$k$	$\langle v \rangle / c$	$\sigma / \langle v \rangle$	$\tilde{v} / \langle v \rangle$	$v_m / \langle v \rangle$	$F_e = \langle v^3 \rangle / \langle v \rangle^3$	$F_e^{1/3} = v^* / \langle v \rangle$
1,2	0,941	0,837	0,783	0,239	3,99	1,59
1,4	0,911	0,724	0,844	0,448	3,03	1,45
1,6	0,897	0,640	0,887	0,604	2,48	1,35
1,8	0,889	0,575	0,917	0,717	2,14	1,29
2,0	0,886	0,523	0,939	0,798	1,91	1,24
2,2	0,886	0,480	0,956	0,857	1,75	1,21
2,4	0,886	0,444	0,968	0,901	1,63	1,18
2,6	0,888	0,413	0,978	0,934	1,53	1,15
2,8	0,890	0,387	0,985	0,959	1,46	1,13
3,0	0,893	0,363	0,991	0,978	1,40	1,12
3,2	0,896	0,343	0,996	0,993	1,36	1,11
3,5	0,900	0,316	1,001	1,010	1,30	1,09
4,0	0,906	0,281	1,007	1,027	1,23	1,07
5,0	0,918	0,229	1,012	1,042	1,15	1,05
6,0	0,928	0,194	1,014	1,046	1,11	1,04
7,0	0,935	0,168	1,014	1,046	1,08	1,03
8,0	0,942	0,148	1,014	1,044	1,06	1,02
9,0	0,947	0,133	1,014	1,042	1,05	1,02
10,0	0,951	0,120	1,013	1,040	1,04	1,01

**Tabla 4.2. Valores de relaciones de interés en aplicaciones de energía eólica en función del parámetro  $k$  para una distribución de Weibull.**

### Ejemplo 4.3

Para una distribución de velocidades según una ley de Weibull con parámetros  $k = 2$  y  $c = 7$  m/s, calcular la velocidad media anual  $\langle v \rangle$ , la desviación estándar  $\sigma$ , la mediana, la moda, la velocidad eficaz y el factor de energía  $F_e$ .

### Solución

Según la expresión (4.10) y usando para la función  $\Gamma$  la tabla del anexo A2, se tiene:

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = \Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) = \Gamma(1,5) = 0,886$$

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

La velocidad media anual:  $\langle v \rangle = 0,886 \times c = 0,886 \times 7 = 6,2 \text{ m/s}$

Según la ecuación (4.11) se obtiene:

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} = \left[ \frac{\Gamma(2)}{\Gamma^2(1,5)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} = \left[ \frac{\Gamma(2,111)}{\Gamma^2(1,556)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} = 0,523$$

La desviación estándar:  $\sigma = 0,523 \times \langle v \rangle = 0,523 \times 6,2 = 3,2 \text{ m/s}$

La mediana  $\tilde{v}$  se calcula según (4.7):  $\tilde{v} = c (\ln 2)^{\frac{1}{k}} = 7 \times 0,8326 = 5,8 \text{ m/s}$

La media anual del cubo de velocidades:

$$\langle v^3 \rangle = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) = 7^3 \times \Gamma(2,5) = 343 \times 1,329 = 455,8 \text{ (m/s)}^3$$

El factor de energía  $F_e$  se determina usando la expresión (4.12):

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{455,8}{238,6} = 1,91$$

## 4.2. Ley de Rayleigh

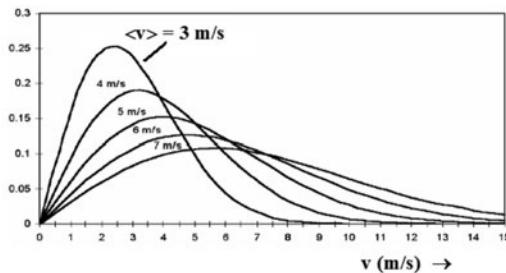
La ley de Rayleigh es un caso particular de la ley de Weibull, cuando el parámetro de forma  $k$  es igual a 2. Para este caso la función densidad de probabilidad  $p(v)$  es:

$$p(v) = \frac{\pi}{2} \left( \frac{v}{\langle v \rangle^2} \right) e^{-\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{\langle v \rangle} \right)^2} \quad (4.15)$$

La función distribución acumulada de velocidad  $F(v)$  se calcula según:  $p(v) = dF/dv$ , y teniendo presente que:  $\langle v \rangle/c = \Gamma(1,5) = \sqrt{\pi}/2$ , se obtiene:

$$F(v) = 1 - e^{-\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{\langle v \rangle} \right)^2} \quad (4.16)$$

En lugares donde se presentan buenas condiciones eólicas para su explotación, la ley de Rayleigh describe bastante bien la velocidad del viento, por lo que es muy utilizada en la predicción de la producción de energía de un aerogenerador. En cambio esta ley es menos fiable para lugares donde la velocidad media anual no supere 4,5 m/s y se recomienda no usarla cuando esta velocidad sea menor de 3,5 m/s. En la figura 4.7 se muestra la distribución de Rayleigh para diversas velocidades medias anuales.



**Figura 4.7. Distribución de Rayleigh para varias velocidades medias anuales.**

#### Ejemplo 4.4

---

Para una distribución de Rayleigh con velocidad media anual 7 m/s se desea construir la curva de duración anual de la velocidad

#### Solución

La curva de duración anual de la velocidad, es la representación del número de horas anuales para las que la velocidad del viento es igual o mayor que un valor dado. Se obtiene a partir de la curva de frecuencias relativas acumuladas o distribución acumulada complementaria  $F'$  ("igual o mayor que"), multiplicándola por el número de horas que tiene un año (8.760 horas). En este caso, la distribución acumulada complementaria ( $F'$ ), según (4.16):

$$F' = 1 - F = e^{-\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{\langle v \rangle} \right)^2} = e^{-\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{7} \right)^2}$$

En la tabla 4.3 se muestran los resultados. Por ejemplo, nos indica que hay 4.919 horas al año en las que la velocidad es igual o mayor que 6 m/s. En la figura 4.8 se muestra la curva de duración anual de la velocidad del viento.

v (m/s)	F'	horas /año	v (m/s)	F'	horas /año
0	1	8.760	12	99,4 x 10 -3	871
2	0,938	8.216	14	43,3 x 10 -3	379
4	0,774	6.778	16	16,6 x 10 -3	145
6	0,562	4.919	18	5,59 x 10 -3	49
8	0,359	3.141	20	1,60 x 10 -3	14
10	0,201	1.764	22	0,46 x 10 -3	4

**Tabla 4.3. Distribución acumulada complementaria  $F'$  y número de horas al año para las que la velocidad del viento es igual o mayor que el valor indicado.**

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

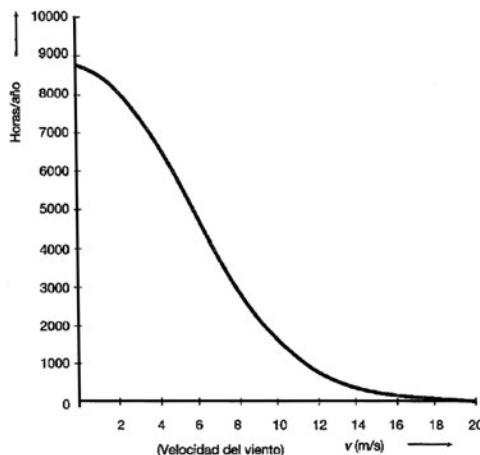


Figura 4.8. Duración anual de la velocidad del viento para una distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ) y una velocidad media anual de 7 m/s.

### 4.3. Cálculo de los parámetros de Weibull

El método de cálculo de los parámetros de Weibull ( $c$ ,  $k$ ) depende de los datos disponibles. En general se pueden distinguir los siguientes casos:

- a) Se conocen las velocidades medias diezminutales, semihorarias u horarias para un año: *método de los mínimos cuadrados*

Si se conoce la velocidad del viento medio cada 10 minutos (medias diezminutales), o bien las medias semihorarias u horarias, los parámetros  $c$  y  $k$  pueden determinarse por un ajuste de mínimos cuadrados a través de la distribución acumulada  $F(v)$ :

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Aplicando dos veces el logaritmo neperiano a la expresión anterior, se tiene:

$$\ln(1 - F(v)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \rightarrow \ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln v - k \ln c \quad (4.17)$$

Se procede al ajuste por mínimos cuadrados a la recta:  $y = kx + B$ , en donde:

$$y = \ln[-\ln(1 - F)] \quad ; \quad x = \ln v \quad ; \quad B = -k \ln c \quad (4.18)$$

Calculada la recta por mínimos cuadrados, su pendiente proporciona el valor de  $k$  y el valor de  $c$  se obtiene a partir de la expresión:

$$c = e^{-\left(\frac{B}{k}\right)} \quad (4.19)$$

Este método permite determinar los parámetros de Weibull ( $k$ ,  $c$ ) y, por lo tanto, la función densidad de probabilidad  $p(v)$ . Su grado de aproximación es tanto mejor cuanto mayor número de datos se disponga para el año “medio” o “tipo”.

**Ejemplo 4.5**

Aplicando el método de ajuste por mínimos cuadrados se desea determinar los parámetros de Weibull de la función densidad de probabilidad correspondiente a los valores de las velocidades horarias del viento del ejemplo 3.4 (tabla 3.7).

**Solución**

La tabla 4.4 muestra la forma de aplicar este método a los datos de la distribución de velocidades horarias del viento del ejemplo de la tabla 3.7. Las expresiones usadas para calcular los coeficientes de la recta de regresión lineal son:

$$A = \frac{\sum f_i x_i y_i - (\sum f_i x_i)(\sum f_i y_i)}{\sum f_i x_i^2 - (\sum f_i x_i)^2} ; \quad B = \sum f_i y_i - A \sum f_i x_i \quad (4.20)$$

Datos			Cálculos					
v <sub>i</sub> (m/s)	Frecuencia relativa f <sub>i</sub>	Frecuencia relativa acumulada F <sub>i</sub>	(y <sub>i</sub> )	(x <sub>i</sub> )	Productos			
			ln(-ln(1-F <sub>i</sub> ))	ln v <sub>i</sub>	f <sub>i</sub> x <sub>i</sub>	f <sub>i</sub> x <sub>i</sub> <sup>2</sup>	f <sub>i</sub> y <sub>i</sub>	f <sub>i</sub> x <sub>i</sub> y <sub>i</sub>
1,5	0,107	0,107	-2,1789	0,4055	0,0434	0,0176	-0,2331	-0,0945
2,5	0,168	0,275	-1,1345	0,9163	0,1539	0,1411	-0,1906	-0,1746
3,5	0,187	0,462	-0,4782	1,2528	0,2343	0,2935	-0,0894	-0,1120
4,5	0,172	0,634	0,0051	1,5041	0,2587	0,3891	0,0009	0,0013
5,5	0,139	0,773	0,3939	1,7047	0,2371	0,4039	0,0548	0,0933
6,5	0,098	0,871	0,7168	1,8718	0,1834	0,3434	0,0702	0,1315
7,5	0,062	0,933	0,9944	2,0149	0,1249	0,2517	0,0617	0,1242
8,5	0,037	0,970	1,2546	2,1401	0,0792	0,1695	0,0464	0,0993
9,5	0,020	0,990	1,5272	2,2513	0,0450	0,1014	0,0305	0,0688
10,5	0,010	1	----	----	----	----	----	----
Total	1				1,3599	2,1112	-0,2486	0,1373
<b>Resultados del ajuste por mínimos cuadrados</b>								
y = Ax + B	A = 1,816	B = - 2,719	k = A = 1,82	$c = e^{-(B/A)} = 4,47 \text{ m/s}$				
<b>Tabla 4.4. Determinación de los parámetros de Weibull por mínimos cuadrados.</b>								

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

b) Se conoce la velocidad media anual  $\langle v \rangle$  y la desviación típica  $\sigma$ .

En este caso puede optarse por tres formas diferentes de resolver el problema:

- A partir de la ecuación (4.11) se determinar el valor de  $k$ . Una vez calculado  $k$  se utiliza la expresión (4.10) para obtener la relación  $\langle v \rangle/c$ , y finalmente determinar el segundo parámetro  $c$ , dado que se conoce la velocidad media  $\langle v \rangle$ .

Este proceso requiere la resolución de una ecuación trascendente con la función gamma. Por ello es preferible usar alguno de los métodos siguientes.

- Por interpolación en la tabla 4.2 se obtiene el valor de  $k$  que corresponde a la relación  $\sigma/\langle v \rangle$ . Una vez calculado  $k$ , el parámetro  $c$  se determina siguiendo el procedimiento indicado en el punto anterior.
- Utilizando una expresión aproximada para el cálculo de  $k$ , obtenida por ajuste de los valores de la tabla (4.2). Una expresión de este tipo es:

$$k = 0,9791 \left( \frac{\langle v \rangle}{\sigma} \right)^{1,1058} \approx 0,98 \left( \frac{\langle v \rangle}{\sigma} \right)^{1,11} \quad (4.21)$$

En la figura 4.6 se muestra la representación gráfica correspondiente.

### Ejemplo 4.6

Calcular los parámetros de Weibull para las velocidades horarias del ejemplo 3.4. Se tienen los siguientes valores de la velocidad media anual y de la desviación típica:

$$\langle v \rangle = 4 \text{ m/s} \qquad \sigma = 2,1 \text{ m/s}$$

### Solución

Aplicando la expresión (4.21) se calcula el parámetro  $k$ . Posteriormente utilizando la expresión (4.10) o bien interpolando en la tabla 4.2 se puede obtener el parámetro  $c$ :

$$k = 0,9791 \left( \frac{\langle v \rangle}{\sigma} \right)^{1,1058} = 0,9791 \left( \frac{4}{2,1} \right)^{1,1058} = 2,0$$

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) = \Gamma \left( 1 + \frac{1}{2} \right) = 0,88623 \quad \rightarrow \quad c = \frac{\langle v \rangle}{0,88623} = \frac{4}{0,88623} = 4,5 \text{ m/s}$$

c) Se conocen la velocidad media anual  $\langle v \rangle$  y la mediana  $\tilde{v}$

Se calcula la relación  $\tilde{v}/\langle v \rangle$  y el parámetro  $k$  por (4.14) o por interpolación en la tabla 4.2. Conocido  $k$ , el parámetro  $c$  se calcula según se ha indicado anteriormente. Este método no es muy preciso ya que la mediana de la distribución real de velocidades puede diferir sensiblemente de la mediana de la distribución de Weibull.

Entre los métodos para determinar los parámetros de Weibull, el que proporciona mejores resultados es el primero, es decir, el que parte de las velocidades medias horarias, semihorarias o diezminutales, y sobre todo el que utiliza valores diezminutales. Debe tenerse en cuenta que el ajuste de Weibull debe aplicarse a un año “medio o tipo”. Su aplicación a datos de un solo año no tiene porque necesariamente dar una correlación satisfactoria, debido a la variabilidad y aleatoriedad del viento.

#### 4.4. Variación de las características del viento con la altura

La variación de la velocidad del viento con la altura se debe principalmente a turbulencias de orígenes mecánico y térmico. Las primeras causadas por las irregularidades de la superficie del suelo (relieve, obstáculos y rugosidad) y las segundas, por el gradiente vertical de temperatura que crea corrientes convectivas verticales.

La velocidad del viento es teóricamente nula en el punto de contacto con el suelo. A medida que nos elevamos en altura, los efectos del rozamiento disminuyen y la velocidad del viento tiende a aumentar (figura 4.9). Aparece un gradiente o variación de la velocidad con la altura, que constituye el perfil vertical de la velocidad del viento.

En el cálculo de la variación de la velocidad con la altura se distingue:

- La determinación de la variación de la velocidad del viento medio, viento estacionario o meteorológico (velocidad promedio durante 10 minutos).
- La determinación de la variación con la altura de la velocidad media durante un período de larga duración (media diaria, mensual o anual).

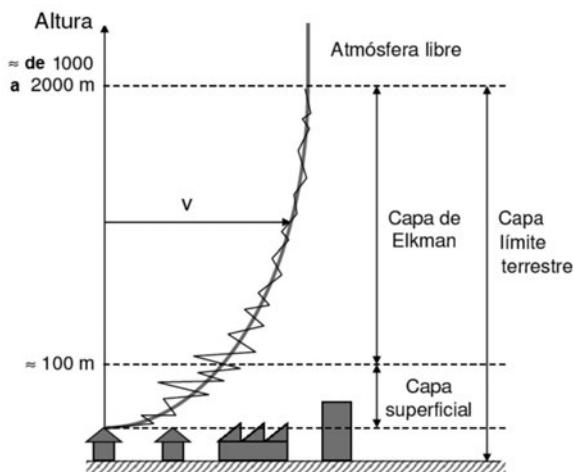


Figura 4.9. Variación de la velocidad del viento con la altura.

#### 4.4.1. Rugosidad del terreno

En las capas próximas al suelo el gradiente de velocidad está muy influenciado por la rugosidad del terreno. Esta influencia puede alcanzar alturas del orden de varios centenares de metros, por lo que todos los aerogeneradores trabajan dentro de la zona de influencia de la rugosidad del terreno y, por tanto, esta constituye un aspecto importante a tener presente en el aprovechamiento energético de la energía eólica.

Una superficie lisa, como superficies de agua, terrenos llanos sin árboles o llanuras nevadas, da lugar a un gradiente suave. Al contrario sucede para superficies rugosas, como edificaciones urbanas, terrenos irregulares o bosques. La figura 4.10 muestra el efecto de distintos tipos de terreno sobre el perfil vertical de la velocidad del viento.

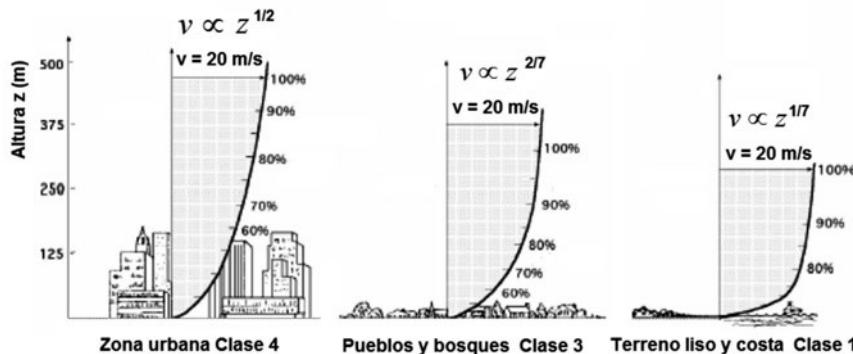


Figura 4.10. Perfil vertical de la velocidad del viento para diversas clases de terrenos para atmósfera neutra.

La rugosidad de un terreno se caracteriza por el parámetro  $z_0$ , denominado longitud de rugosidad, definido como la altura respecto al nivel del suelo, hasta la que la velocidad del viento es nula. Una superficie lisa, por ejemplo un lago, tiene una longitud de rugosidad muy pequeña (prácticamente la velocidad se puede suponer nula en la misma superficie del agua), mientras que un terreno boscoso o con edificios presenta un valor elevado (la velocidad del viento se hará nula en una zona próxima a la superficie de las copas de los árboles). La figura 4.11 muestra el intervalo de valores de la longitud de rugosidad en función del tipo de superficie del terreno.

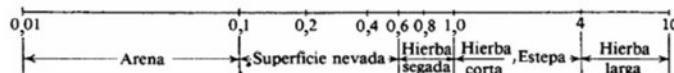


Figura 4.11. Valores de la longitud de rugosidad  $z_0$  (cm).

El Mapa Eólico Europeo clasifica los terrenos en clases de rugosidad, según el valor de  $z_0$ . La relación entre la clase y la longitud de rugosidad se establece a través de:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Si } z_0 \leq 0,03 \text{ m} \rightarrow \text{Clase} = \frac{\ln(5000 z_0)}{\ln 150} \\ \text{Si } z_0 > 0,03 \text{ m} \rightarrow \text{Clase} = \frac{\ln\left(\frac{1000}{9} z_0\right)}{\ln\left(\frac{10}{3}\right)} \end{array} \right\} \quad (4.22)$$

La tabla 4.5 muestra la clasificación de los terrenos según la longitud de rugosidad. Se incluye también el índice de energía. Por ejemplo, un índice de energía igual al 73% indica que la rugosidad del terreno es tal que provoca una pérdida de energía eólica disponible del 27% de la que teóricamente se tendría si no hubiese rugosidad. Las superficies de rugosidad muy pequeña presentan un índice próximo al 100%.

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

**Tabla 4.5. Tabla de clases y longitudes de rugosidades.**

#### 4.4.2. Variación de la velocidad del viento estacionario con la altura

La velocidad del viento medio o estacionario es la velocidad obtenida por el promedio de medidas de velocidad para un intervalo de tiempo de 10 minutos (velocidad diezminutal). Corresponde al denominado viento meteorológico. Aproximadamente su variación con la altura se calcula según la expresión:

$$v' = v \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (4.23)$$

En donde:

$v, v'$  : son respectivamente las velocidades a las alturas  $z$  y  $z'$ , en m/s

$z_0$  : es la rugosidad del terreno (m).

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

### Ejemplo 4.7

---

Para distintos valores de la rugosidad del terreno estimar la velocidad del viento medio (valores medios diezminutales) a 50 m de altura sabiendo que a 10 m es 5 m/s.

#### Solución

Se utiliza el modelo logarítmico de la expresión (4.23). Los resultados se indican en la tabla 4.6. Por ejemplo, el cálculo de  $v_{50}$  para  $z_0 = 0,005$  m se realiza según:

$$v_{50} = v_{10} \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} = 5 \frac{\ln\left(\frac{50}{0,005}\right)}{\ln\left(\frac{10}{0,005}\right)} = 6,1 \text{ m/s}$$

Tipo de terreno	$z_0$ (m)	$v_{10}$ m/s	$v_{50}$ m/s
Llano con hierba corta	0,005	5	6,1
Ondulado con hierba alta	0,05	5	6,5
Accidentado con bosques	0,5	5	7,7

**Tabla 4.6. Velocidades del viento calculadas por el modelo logarítmico.**

#### 4.4.3. Variación de la velocidad media a largo plazo con la altura

Este caso corresponde a la velocidad media a largo plazo (velocidad media anual, mensual, etc.). El modelo de cálculo más usado se basa en una ley potencial o ley de Hellman para la variación de la velocidad con la altura, según la expresión (4.24):

$$\frac{\langle v' \rangle}{\langle v \rangle} = \left( \frac{z'}{z} \right)^\alpha \quad (4.24)$$

Donde  $\alpha$  es un coeficiente que depende de la longitud de rugosidad ( $z_0$ ) del terreno. En la tabla 4.7 se presentan los valores de  $\alpha$  para distintos terrenos. En la tabla 4.8 se muestra su relación con la longitud de rugosidad. Para valores de  $z_0 \leq 0,1$  m, una fórmula aproximada que puede utilizarse con buenos resultados es:

$$\alpha = 0,24 + 0,04 \ln z_0 + 0,003 (\ln z_0)^2 \quad (4.25)$$

En la práctica,  $\alpha$  suele estar comprendido entre 0,1 y 0,3. En terrenos despejados (clase 1), adecuados para explotaciones eólicas, el valor de  $\alpha$  es próximo a 1/7. Este valor es el adoptado para la elaboración del Atlas de Recursos Energéticos Eólicos de USA del Pacific Northwest National Laboratory.

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

**Tabla 4.7. Valores de  $\alpha$  en función del tipo de terreno.**

<b>Clase</b>	<b><math>z_0</math> (m)</b>	<b><math>\alpha</math></b>	<b>Clase</b>	<b><math>z_0</math> (m)</b>	<b><math>\alpha</math></b>
0	0 – 0,0007	0,08 – 0,10	2,5	0,14 – 0,25	0,19 – 0,21
0,5	0,0007 – 0,009	0,10 – 0,12	3	0,25 – 0,45	0,21 – 0,24
1	0,009 – 0,04	0,12 – 0,15	3,5	0,45 – 0,82	0,24 – 0,28
1,5	0,04 – 0,075	0,15 – 0,17	4	0,82 – 1,5	0,28 – 0,35
2	0,075 – 0,14	0,17 – 0,19	4,5	1,5 – 2,7	0,35 – 0,45

**Tabla 4.8. Valores orientativos del coeficiente  $\alpha$  para distintas longitudes de rugosidad  $z_0$ .**

Otros autores, como Justus, proponen los valores de rugosidad de la tabla 4.9.

<b>Tipo de superficie</b>	<b>Rango (<math>z_0</math>) en m</b>	<b>Tipo de superficie</b>	<b>Rango (<math>z_0</math>) en m</b>
Hielo	$1 \times 10^{-5}$ a $3 \times 10^{-5}$	Hierba alta	0,04 a 0,1
Mar en calma	$2 \times 10^{-4}$ a $3 \times 10^{-4}$	Cereales	0,06 a 0,07
Arena	$1 \times 10^{-4}$ a $10 \times 10^{-4}$	Arbustos	0,1 a 0,3
Llanura nevada	$1 \times 10^{-3}$ a $6 \times 10^{-3}$	Monte bajo	0,05 a 0,1
Hierba suave	$1 \times 10^{-3}$ a $10 \times 10^{-3}$	Bosques	0,2 a 0,9
Estepa	0,01 a 0,04	Pueblos	1 – 2
Planicie	0,02 a 0,03	Ciudades	1 – 4

**Tabla 4.9. Valores de longitud de rugosidad (m) propuestos por Justus.**

Cuando solo se conoce la velocidad media anual  $\langle v_z \rangle$  medida a una altura  $z$  y no se dispone de más información sobre las características físicas ni del tipo de terreno, puede obtenerse una primera estimación del exponente  $\alpha$ , a partir de la fórmula de Justus – Mikjail, dada por:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln \langle v_z \rangle}{1 - 0,088 \ln(z/10)} \quad \text{para rugosidades } 0,05 \text{ m} < z_0 < 0,5 \text{ m} \quad (4.26)$$

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

En donde:

$z$  : altura respecto del suelo a la que se ha medido la velocidad media anual (m).  
 $\langle v_z \rangle$  : velocidad media anual a la altura  $z$  (m/s).

### Ejemplo 4.8

---

A partir de las medidas de un anemómetro situado a 6 m de altura, se ha calculado la velocidad media anual  $\langle v_6 \rangle$  de 5,5 m/s. Calcular las velocidades medias anuales  $\langle v_{10} \rangle$  y  $\langle v_{50} \rangle$  a 10 m y 50 m de altura respectivamente para tres tipos de terrenos diferentes:

- Terreno llano cubierto con hierba corta y suave ( $z_0 = 0,005$  m).
- Terreno ondulado con hierba alta y cultivo de cereales ( $z_0 = 0,05$  m).
- Terreno accidentado con bosques ( $z_0 = 0,5$  m).

### Solución

En este caso al tratarse de velocidades medias anuales se utiliza el modelo potencial. Los valores de  $\alpha$  se estiman a partir de la tabla 4.8. Los resultados se presentan en la tabla 4.10. Por ejemplo, el cálculo de  $\langle v_{10} \rangle$  para una longitud de rugosidad  $z_0 = 0,005$  m ( $\alpha = 0,112$ ) se realiza según:

$$\langle v_{10} \rangle = \langle v_6 \rangle \left( \frac{10}{6} \right)^{0,112} = 5,5 \times 1,059 = 5,8 \text{ m/s}$$

$z_0$ (m)	$\alpha$	$\langle v_6 \rangle$ m/s	$\langle v_{10} \rangle$ m/s	$\langle v_{50} \rangle$ m/s
0,005	0,112	5,5	5,8	7,0
0,05	0,157	5,5	6,0	7,7
0,5	0,250	5,5	6,2	9,3

Tabla 4.10. Velocidades medias a distintas alturas calculadas por el modelo potencial

#### 4.4.4. Variación de los parámetros de Weibull con la altura

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

$$k' = k \left\{ \begin{array}{l} \left( 1 - 0,088 \ln \left( \frac{z}{10} \right) \right) \\ \left( 1 - 0,088 \ln \left( \frac{z'}{10} \right) \right) \end{array} \right\} \quad (4.27)$$

$$c' = c \left( \frac{z'}{z} \right)^\beta$$

En donde el coeficiente  $\beta$  viene dado por la expresión:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln c}{1 - 0,088 \ln \left( \frac{z}{10} \right)} \quad (4.28)$$

En las expresiones anteriores:

$k, k'$  : parámetros de forma para las alturas  $z$  y  $z'$  respectivamente.

$c, c'$  : parámetros de escala para las alturas  $z$  y  $z'$  respectivamente (m/s).

Estas expresiones son aproximadas, deben usarse solo para terrenos de baja rugosidad y solo en el caso de no disponer de medidas de viento a la altura deseada.

#### Ejemplo 4.9

---

A 10 m de altura para una distribución de Weibull,  $k = 2,1$  y  $c = 5,64$  m/s. Estimar los parámetros de Weibull y la velocidad media anual  $\langle v_{50} \rangle$  para una altura de 50 m

#### Solución

El valor de  $\beta$  según (4.28):

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln c_{10}}{1 - 0,088 \ln \left( \frac{z}{10} \right)} = \frac{0,37 - 0,088 \ln 5,65}{1 - 0,088 \ln \left( \frac{10}{10} \right)} = 0,2176$$

El cálculo de los parámetros de Weibull a 50 m se realiza a través de (4.27):

$$k_{50} = k_{10} \left( \frac{1 - 0,088 \ln \left( \frac{10}{10} \right)}{1 - 0,088 \ln \left( \frac{50}{10} \right)} \right) = 2,10 \times \left( \frac{1 - 0,088 \ln(1)}{1 - 0,088 \ln(5)} \right) = 2,45$$

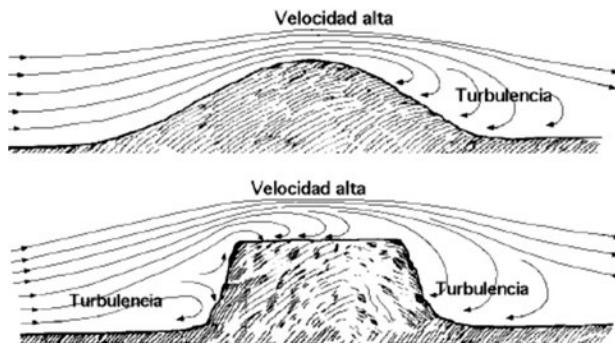
$$c_{50} = c_{10} \left( \frac{50}{10} \right)^{0,2176} = 8,0 \text{ m/s}$$

A partir de los parámetros de Weibull a 50 m de altura, la velocidad media anual a dicha altura se puede estimar, a través de la expresión (4.10) o de la tabla 4.2:

$$\frac{\langle v_{50} \rangle}{c_{50}} = \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k_{50}} \right) = \Gamma \left( 1 + \frac{1}{2,45} \right) = 0,8868 \rightarrow \langle v_{50} \rangle = 0,8868 \times c_{50} = 7,1 \text{ m/s}$$

## 4.5. Influencia del relieve del terreno

El relieve del terreno influye sobre la velocidad del viento. Las elevaciones del terreno, como montañas, colinas, etc., pueden aumentar la velocidad si el perfil es de pendiente suave o pueden disminuirla si se trata de fuertes pendientes, crestas o bordes agudos. En la figura 4.12 se muestra el efecto de distintos tipos de relieves.



**Figura 4.12. Influencia de la orografía en el perfil de la velocidad.**

Una colina suave, con pendiente sin vegetación alta u obstáculos y cima redondeada es un buen lugar para la instalación de aerogeneradores, que aprovechen el efecto acelerador del relieve. Si la colina está próxima al mar, se recomiendan lugares situados a una distancia de la orilla entre 0,25 y 2,5 veces la altura de la colina.

Por el contrario, una fuerte pendiente (acantilados, escarpados, etc.) es un lugar poco adecuado por la formación de turbulencias, que no solo reducen la energía que puede extraer el aerogenerador sino que producen esfuerzos mecánicos de fatiga sobre la máquina. Pendientes superiores al 50% pueden crear turbulencias importantes.

Estudios aerodinámicos de terrenos han puesto de manifiesto que:

- Las colinas de forma triangular o sinusoidal, con pendientes suaves son las que presentan un efecto acelerador mayor. El aumento de velocidad en la cima puede alcanzar entre un 40 y un 80%.
- En la cima de una colina, el perfil de la velocidad con la altura tiende a atenuarse con la altura, según se muestra en las figuras 4.12 y 4.13.

Experimentalmente se han comprobado situaciones en las que el incremento de velocidad obtenido por el efecto de la ascensión del viento por la ladera de la colina se llega a anular prácticamente para alturas sobre la cima superiores a 2,5 veces la altura de la propia colina o para alturas mayores que la mitad de la anchura de la base de la colina, medida en la dirección del flujo del viento.

- El efecto acelerador es mayor cuando las colinas forman una barrera continua en dirección perpendicular al viento, siendo mucho más notable que cuando la colina se encuentra aislada.

En la figura 4.13 se muestra la influencia de la forma de las elevaciones en la aceleración de la velocidad del viento. Las situaciones más favorables corresponden a perfiles triangulares o redondeados con pendientes suaves y las más desfavorables a perfiles abruptos, tipo meseta.

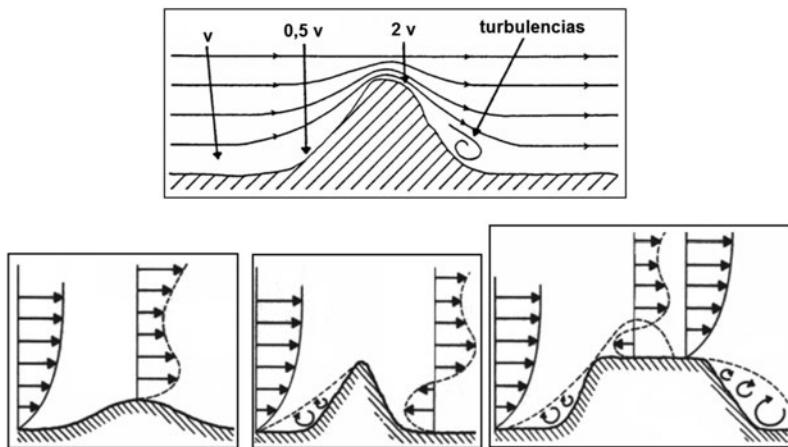


Figura 4.13. Influencia de la forma de elevación del terreno en el perfil de la velocidad del viento.

## 4.6. Influencia de obstáculos

Los obstáculos, como edificios, arbolado o accidentes del terreno, provocan dos efectos desfavorables: una disminución de la velocidad del viento y un aumento de las turbulencias. Cuando se proyecta la instalación de parques eólicos se debe evitar la presencia de obstáculos importantes en el radio de un kilómetro y fundamentalmente en la dirección dominante del viento. En la figura 4.14, se muestra el efecto de un obstáculo de forma no aerodinámica sobre el flujo de viento y en donde se observa la gran turbulencia que se forma a sotavento del mismo. En la figura 4.15, se muestra el efecto que produce un obstáculo sobre el perfil vertical de velocidades del viento.

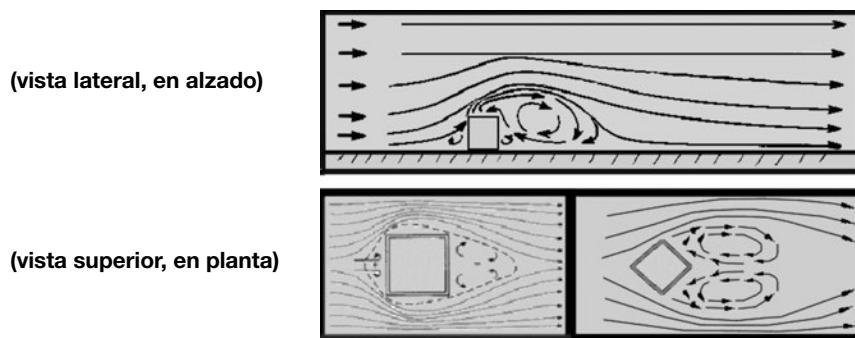
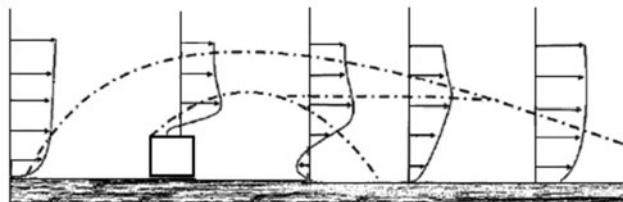


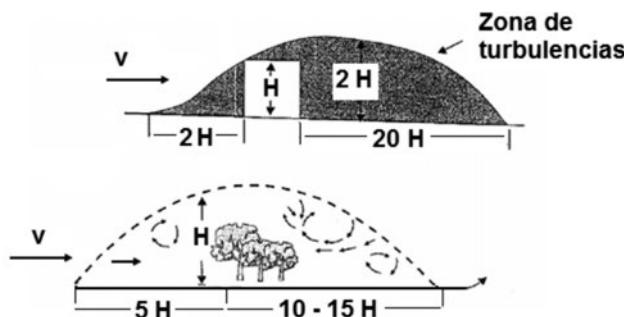
Figura 4.14. Efecto de un obstáculo de forma no aerodinámica sobre el flujo del viento.

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO



**Figura 4.15. Efecto de un obstáculo sobre el perfil vertical de la velocidad del viento.**

La zona de turbulencia puede alcanzar hasta una altura del orden de unas 2 a 3 veces la del obstáculo. Estas turbulencias son más acusadas en la parte posterior del obstáculo (sotavento) que en la parte anterior (barlovento). Mientras que a sotavento pueden alcanzar una distancia aguas abajo del obstáculo de 10 a 20 veces la altura del mismo, a barlovento se limitan a unas dos veces dicha altura. En la figura 4.16 se muestra de forma orientativa el alcance de las perturbaciones y turbulencias originadas por edificios y arbolado.



**Figura 4.16. Zonas de perturbación y turbulencia creadas por edificios y arbolado.**

La disminución de la velocidad del viento aguas abajo de un obstáculo depende no solo de su forma y dimensiones, sino también de su porosidad. La porosidad es la relación entre el área libre al paso de viento que permite el obstáculo y el área de la sección transversal que presenta el obstáculo a la dirección del viento (tabla 4.11).

Tipo de obstáculo	Porosidad (%)	Tipo de obstáculo	Porosidad (%)
Edificios	0	Arbolado poco denso	50
Árboles densos (bosque)	30	Árboles aislados	70

**Tabla 4.11. Valores de la porosidad para distintos tipos de obstáculos.**

Los efectos de los obstáculos sobre el viento se resumen en los siguientes puntos:

- En la zona posterior del obstáculo, aguas abajo del flujo de viento, se produce una disminución de la velocidad del viento y un aumento de su turbulencia.
- Estos efectos pueden llegar a manifestarse aguas abajo del obstáculo, de forma significativa, hasta una distancia de unas veinte veces la altura del mismo.

- La rugosidad del terreno tiene una gran influencia. En terrenos de baja rugosidad (por ejemplo la superficie del agua) el efecto de un obstáculo se prolonga, aguas abajo, a una distancia superior que en el caso de un terreno de mayor rugosidad.
- La velocidad y la potencia eólica disponible se mantienen a mayor distancia aguas abajo del obstáculo en el caso de elementos con mayor porosidad.
- El nivel de turbulencia en la zona posterior de los obstáculos porosos es menor que en el caso de obstáculos compactos (porosidad nula).

En la tabla 4.12 se muestran los efectos de reducción de la velocidad ( $\Delta v$ ) y de la potencia eólica disponible ( $\Delta P$ ) provocados por diversos tipos de obstáculos.

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

## 4.7. Estelas de los aerogeneradores

Un aerogenerador genera aguas abajo de su rotor una estela que puede producir interferencias con otras máquinas próximas. Este efecto puede llegar a ser importante si no se proyecta el parque eólico de tal forma que la colocación y separación entre aerogeneradores sea tal que se minimice este efecto. En la figura 4.17 se muestra el proceso de formación de estelas aguas abajo del rotor de una turbina eólica.

Además de la pérdida de energía, dado que el nivel de turbulencia en una estela es mayor que en el viento libre, aumentan las cargas variables sobre las máquinas situadas a sotavento de la generadora de estelas, y causan que la vida de las mismas se acorte por fatiga de materiales. La importancia de estas turbulencias es tal que, una máquina que en ausencia de estelas cumple con la normativa, deje de hacerlo cuando esté sometida a la interferencia, debido a la mayor turbulencia.

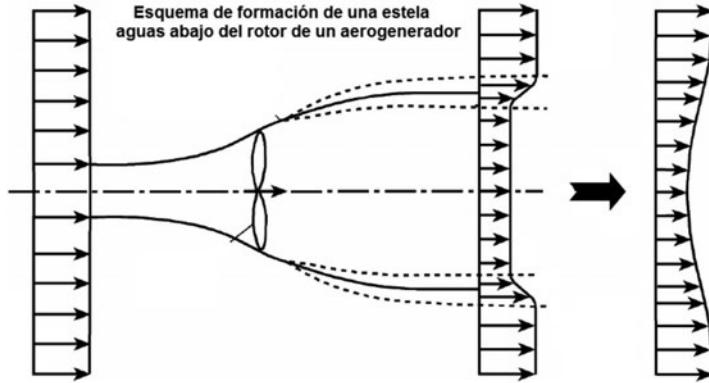


Figura 4.17. Proceso de formación de una estela aguas abajo del rotor de una turbina eólica.

En general se recomienda una separación entre aerogeneradores de 3 a 5 diámetros en la dirección perpendicular a la del viento dominante, mientras que en la dirección del viento dominante de 7 a 10 diámetros, para minimizar los efectos de la sombra eólica y de la estela de una turbina sobre otras (figura 4.18). Las interferencias que provocan los aerogeneradores entre sí deben analizarse con detalle para poder optimizar la disposición de las máquinas en el parque. En los parques eólicos las pérdidas por estela pueden estimarse como máximo en el orden del 5%.

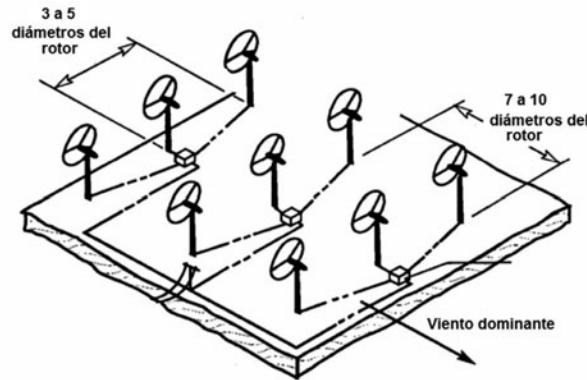


Figura 4.18. Separación entre aerogeneradores en un parque eólico.

## 4.8. Potencia eólica disponible. Potencial eólico

Una masa de aire ( $m$ ) con velocidad ( $v$ ) posee una energía cinética ( $E_c$ ) dada por:  $E_c = \frac{1}{2} m v^2$

El caudal másico de aire ( $\dot{m}$ ) de densidad ( $\rho$ ) que fluye con velocidad ( $v$ ) a través de una superficie de área ( $A$ ) perpendicular a la dirección del flujo, es:

$$\dot{m} = \rho A v$$

La potencia disponible ( $P_d$ ) del caudal de aire que atraviesa dicha sección es:

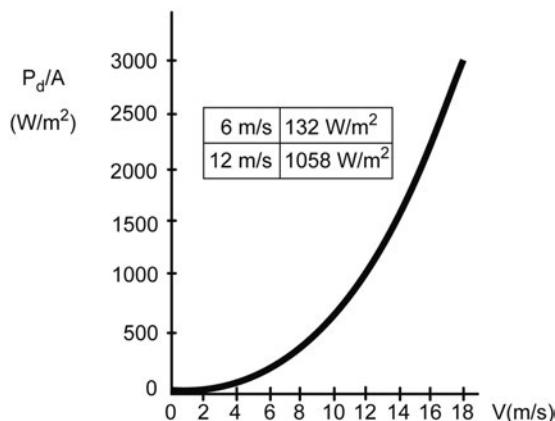
$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.29)$$

La potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de su velocidad. La potencia eólica disponible es la máxima potencia que se podría obtener del viento si se pudiera extraer del mismo toda su energía cinética. Más adelante se demostrará que limitaciones de distinto tipo (límite de Betz, pérdidas aerodinámicas y mecánicas, rendimiento del generador eléctrico, etc.) solo permiten en la práctica aprovechar como máximo alrededor de un 45% al 50% de la potencia eólica disponible.

La densidad de potencia disponible o potencia disponible por unidad de área ( $P_d/A$ ):

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (4.30)$$

La figura 4.19 muestra la variación de la densidad de potencia eólica disponible ( $P_d/A$ ) en función de la velocidad, calculada para la densidad de aire estándar ( $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ ), temperatura  $15^\circ\text{C}$  y presión atmosférica normal igual a 1.013 mbar.



**Figura 4.19. Densidad de potencia eólica disponible ( $\text{W/m}^2$ ) en función de la velocidad. Obsérvese el efecto del cubo de la velocidad.**

De la expresión (4.30) se obtienen las siguientes conclusiones:

- La densidad de potencia depende del cubo de la velocidad. Si la velocidad aumenta un 10%, la densidad de potencia crece un 33%. De aquí la importancia de elevar el rotor de la turbina a mayor altura sobre el nivel del suelo, dado que la velocidad tiende a crecer con la altura, limitando a su vez las turbulencias.

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

- Dada la variación de la potencia con respecto a la velocidad según una ley cúbica, es muy importante para decidir la instalación de un aerogenerador, disponer de medidas fiables de la velocidad a la altura del buje del rotor. Errores en este punto pueden ocasionar notables desviaciones de la energía final obtenida respecto a la esperada, ya que las variaciones relativas en la potencia eólica son unas tres veces las correspondientes a la velocidad.
- La potencia eólica disponible es directamente proporcional al área (A) considerada, es decir al cuadrado del diámetro del círculo barrido por las palas del aerogenerador, por ello si se duplica el diámetro del rotor de la eólica, la energía obtenida se multiplica por un factor igual a cuatro.
- La densidad de potencia depende linealmente de la densidad del aire. Un aire frío tiene una densidad de potencia superior a uno más caliente. Así mismo, y a igualdad de temperatura, un lugar situado al nivel del mar presenta una densidad de potencia mayor que otro a mayor altitud, dado que la densidad del aire disminuye con la altura. Para calcular la densidad en función de la temperatura y altitud sobre el nivel del mar se puede utilizar la expresión aproximada:

$$\rho = 1,225 \left( \frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left( \frac{h}{8435} \right)} \quad (4.31)$$

En donde:  $\rho$  es la densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ ).

$t$  es la temperatura en grados centígrados ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$h$  es la altura sobre el nivel del mar (m).

Dada la variabilidad de la velocidad, la caracterización del potencial eólico disponible de un lugar se debe realizar a partir de la determinación de los valores de la potencia correspondientes a cada velocidad y promediar estos para un determinado período de tiempo, por ejemplo un año. De esta forma, se define el potencial eólico disponible en un punto como la potencia media eólica por unidad de superficie para un determinado período de tiempo, generalmente un año, supuesta la densidad del aire constante:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \int_0^\infty v^3 p(v) dv = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3 \quad (4.32)$$

En particular, para una distribución de Weibull, la densidad de probabilidad de la densidad de potencia del viento  $\phi(v)$  viene dada por:

$$\phi(v) = \frac{P_d}{A} p(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 p(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k} \quad (4.33)$$

La función densidad de probabilidad de la densidad de potencia  $\phi(v)$  presenta un máximo (moda) para una velocidad  $v_{mp}$  diferente a la velocidad  $v_m$  correspondiente al máximo de la densidad de probabilidad de la velocidad  $p(v)$ . La figura 4.20 muestra un ejemplo de las densidades de probabilidad de la densidad de potencia y de la velocidad. En la misma se observa la diferencia entre las velocidades para las que se presentan los máximos de las distribuciones de velocidad y de densidad de potencia.

La velocidad  $v_{mp}$  se obtiene calculando el máximo de la función (4.33). Derivando, igualando a cero y resolviendo la correspondiente ecuación se tiene:

$$\frac{v_{mp}}{c} = \left(1 + \frac{2}{k}\right)^{1/k} \quad (4.34)$$

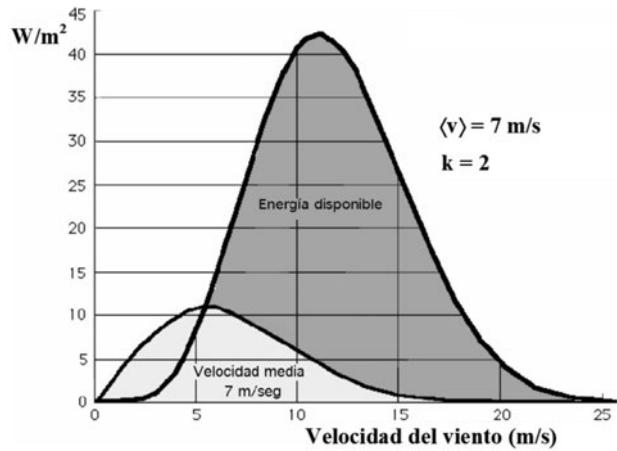
La velocidad  $v_m$  para la que se presenta el máximo de la distribución de velocidades viene dada por la expresión (4.3). A partir de la misma, junto con (4.34) se tiene:

$$\frac{v_{mp}}{v_m} = \left(\frac{k+2}{k-1}\right)^{1/k} \quad (4.35)$$

La relación entre la velocidad  $v_{mp}$  y la media anual  $\langle v \rangle$ , se obtiene de (4.10) y (4.34):

$$\frac{v_{mp}}{\langle v \rangle} = \frac{\left(1 + \frac{2}{k}\right)^{1/k}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (4.36)$$

Para una distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ), se tiene:  $v_{mp}/v_m = 2$ , es decir la velocidad para la que se presenta el máximo de la densidad de probabilidad de la densidad de potencia es el doble que la que corresponde a la distribución de velocidades del viento y la relación  $v_{mp}/\langle v \rangle$  es aproximadamente 1,6. En la figura 4.20 se muestra este hecho. El área bajo la curva de la densidad de potencia es la densidad de energía eólica disponible anualmente.



**Figura 4.20. Distribución de velocidades de viento y de densidad de potencia.**

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

Para una distribución de Weibull, la densidad de potencia eólica media anual es:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (4.37)$$

En general el potencial eólico, de acuerdo a (4.32), se expresa según:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \rho v^{*3} \quad (4.38)$$

Sobre esta expresión es interesante hacer las siguientes consideraciones:

- $[v^*]$  representa la velocidad eficaz, es decir la velocidad que debería tener el viento, de forma constante durante todo el año para presentar una densidad media de potencia disponible igual a la que tiene en la realidad.
- $\langle v^3 \rangle$  representa la media de los cubos de las velocidades (velocidad media cúbica) en el período de tiempo considerado, en general un año "medio". Nótese que es diferente al cubo de la velocidad media  $\langle v \rangle^3$ .
- El valor de la velocidad media de los cubos de las velocidades  $\langle v^3 \rangle$  es mayor que el cubo de la velocidad media  $\langle v \rangle^3$ . El factor de energía ( $F_e$ ) es la relación entre la potencia media calculada promediando las distintas potencias instantáneas y la potencia correspondiente a la velocidad media del viento. El factor de energía ( $F_e$ ) viene dado por la expresión:

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \left( \frac{v^*}{\langle v \rangle} \right)^3 \quad \text{en general se cumple: } 1,5 \leq F_e \leq 3,5 \quad (4.39)$$

- Admitiendo para el viento una distribución de velocidades según la ley de Weibull, el valor del factor  $F_e$  viene dado por la fórmula (4.12) y depende solo del factor de forma  $k$ . En la tabla 4.2 se indican sus valores en función de  $k$ .
- En el apartado 4.1, expresión (4.9), se definió la velocidad eficaz ( $v^*$ ). Es la velocidad que debería tener un viento teórico que sopla de forma constante, durante todo el período de tiempo considerado, para que su potencial eólico fuese el mismo que el que presenta el viento real.
- La evaluación del potencial eólico debe realizarse siempre indicando la altura sobre el terreno para el que se calcula, dada la variación de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo.
- También deben indicarse las condiciones de presión atmosférica y temperatura (o bien temperatura y altura sobre el nivel del mar) que definen la densidad del aire. Generalmente, se refiere a las condiciones estándar (1.013 mb y 15°C) para las que la densidad es 1,225 kg/m³.

### Ejemplo 4.10

---

Para una altura de 50 m sobre el suelo, se conocen los siguientes datos:

- Velocidad media anual del viento:  $\langle v_{50} \rangle = 7,1$  m/s.
- Parámetros de la distribución de Weibull:  $k = 2,45$  y  $c = 8,0$  m/s.
- Temperatura 15°C, presión 1.013 mbar y densidad 1,23 kg/m³.

A partir de los mismos se desea calcular:

- La densidad de potencia eólica media anual disponible a 50 m y la velocidad [ $v^*$ ]
- Potencia eólica media anual disponible para un aerogenerador de radio 30 m cuyo centro de giro se sitúe a la altura de 50 m
- Calcular el potencial eólico medio anual para una temperatura del aire de 5 °C, manteniendo la presión a 1013 mbar

### Solución

- El potencial eólico viene dado por la expresión (4.38):

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \times 1,23 \times 1,60 \times 7,1^3 = 352 \text{ W/m}^2$$

El valor  $F_e = 1,60$ , se calcula por la expresión (4.12) o por interpolación en la tabla 4.2.

La velocidad [ $v^*$ ] se determina a través de la expresión (4.13):

$$v^* = \langle v \rangle F_e^{1/3} = 7,1 \times 1,60^{1/3} = 8,3 \text{ m/s}$$

Si el viento mantuviese una velocidad constante a lo largo de todo el año igual a [ $v^*$ ], su potencial eólico sería:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho v^*{}^3 = \frac{1}{2} \times 1,23 \times 8,3^3 = 352 \text{ W/m}^2$$

Este valor coincide con el calculado anteriormente, dada la definición de [ $v^*$ ]

- El área barrida por el rotor de radio 30 m:  $A = \pi R^2 = 2878 \text{ m}^2$

La potencia eólica disponible ( $P_d$ ) en media anual para esta área A es:

$$\langle P_d \rangle = \frac{\langle P_d \rangle}{A} \times A = 352 \text{ (W/m}^2\text{)} \times 2878 \text{ (m}^2\text{)} = 1,01 \times 10^6 \text{ W} \approx 1 \text{ MW}$$

Hay que tener presente que esta potencia disponible nunca podrá ser captada por el aerogenerador en su totalidad. Más adelante se verán las limitaciones existentes en relación con el aprovechamiento de la potencia eólica disponible.

- Para el cálculo de la densidad del aire para 5°C, se utiliza la expresión (2.1)

$$\rho = \frac{p}{R' T} = \frac{1013 \text{ (mbar)} \times 100 \text{ (Pa/mbar)}}{287 \text{ (J/kg K)} \times 278,15 \text{ K}} = 1,27 \text{ kg/m}^3$$

El potencial eólico medio anual será:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \times 1,27 \times 1,60 \times 7,1^3 = 364 \text{ W/m}^2$$

El potencial eólico ha aumentado un 3,4% por el enfriamiento del aire.

#### 4.8.1. Variación del potencial eólico con la altura respecto al suelo

Si se admite para la velocidad media anual  $\langle v \rangle$  una variación con la altura basada en la ley de tipo potencial (4.24), la relación aproximada entre los valores del potencial eólico para dos alturas sobre el nivel del suelo viene dada por la expresión:

$$\frac{(\text{Potencial eólico})'}{(\text{Potencial eólico})} \approx \left( \frac{z'}{z} \right)^{3\alpha} \quad (4.40)$$

Sobre esta expresión conviene hacer las siguientes consideraciones:

- En la práctica, es frecuente que la velocidad de referencia corresponda a una altura de  $z = 10$  m por proceder de datos de estaciones meteorológicas.
- El valor de  $\alpha$  siempre presenta una cierta incertidumbre.
- Se supone que la densidad del aire permanece constante con la altura.
- Se supone que el factor de energía ( $F_e$ ) no varía con la altura. En rigor no es así, ya que los parámetros de Weibull ( $k, c$ ) pueden variar con la altura.

Por todo lo cual, la expresión (4.40) proporciona solo valores aproximados, pero suficientes para analizar la variación del potencial eólico con la altura sobre el suelo.

#### Ejemplo 4.11

---

Para un lugar se conoce la velocidad media anual del viento medida a 10 m sobre el nivel del suelo ( $\langle v_{10} \rangle = 6,5$  m/s) y se desea:

- Determinar el potencial eólico para esa altura sobre el nivel del suelo
- Estimar el potencial eólico a 50 m de altura sobre el suelo

Para la velocidad del viento, se admite una distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ,  $F_e = 1,91$ ), una densidad del aire de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  y para el terreno un exponente  $\alpha = 1/7$ .

#### Solución

- El potencial eólico a 10 m de altura sobre el nivel del suelo es:

$$\left( \frac{P_d}{A} \right)_{10} = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v_{10} \rangle^3 = \frac{1}{2} \times 1,225 \times 1,91 \times 6,5^3 = 321 \text{ W/m}^2$$

- La velocidad media anual a 50 m puede estimarse según:

$$\langle v_{50} \rangle = \langle v_{10} \rangle \left( \frac{50}{10} \right)^{1/7} = 6,5 \times 1,259 = 8,2 \text{ m/s}$$

El potencial eólico aproximado a 50 m de altura sobre el suelo será:

$$\left( \frac{P_d}{A} \right)_{50} = \left( \frac{P_d}{A} \right)_{10} \left( \frac{50}{10} \right)^{3/7} = 321 \times 1,993 = 640 \text{ W/m}^2$$

Nótese el notable incremento que experimenta el potencial eólico con la altura respecto al suelo. Esta es una de las razones por las que interesa colocar el rotor del aerogenerador lo más alto posible. En la realidad este aumento es algo distinto por la variación de los parámetros  $k$  y  $c$  de la distribución de Weibull con la altura.

## 4.9. Densidad de energía eólica disponible

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

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = \frac{\langle P_d \rangle}{A} T \quad (4.41)$$

Se puede calcular a través de la expresión:

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = T \int_0^{\infty} \left( \frac{P_d}{A} \right) p(v) dv = \frac{1}{2} T \rho \langle v^3 \rangle = \frac{1}{2} T \rho F_e \langle v \rangle^3 \quad (4.42)$$

O bien si dispone de datos estadísticos en forma de frecuencias ( $f_i$ ) y velocidades ( $v_i$ ):

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = T \sum_i f_i \left( \frac{P_d}{A} \right)_i = \frac{1}{2} T \rho \sum_i f_i v_i^3 \quad (4.43)$$

En el ejemplo 4.10, la densidad de energía disponible para el potencial eólico de  $352 \text{ W/m}^2$ , para un año ( $T = 8.760 \text{ h}$ ) es  $3.084 \text{ kWh/m}^2$ . Corresponde a la energía máxima que se podría extraer del viento con un rotor de  $1 \text{ m}^2$  de superficie barrida si toda la energía cinética contenida en el flujo eólico se transformase en energía mecánica útil en el eje del rotor. Como ya se ha indicado, la energía útil queda limitada, en el mejor de los casos, a un valor del orden del 45% al 50% de la energía eólica disponible.

El viento presenta a lo largo del año un espectro de velocidades que puede expresarse bien mediante una distribución continua con una densidad de distribución de probabilidad  $p(v)$  o bien con una distribución discreta mediante las frecuencias ( $f_i$ ) si se dispone de los valores procedentes de medidas de velocidad.

La contribución de cada velocidad a la energía total anual depende de dos factores: del cubo de dicha velocidad (potencia) y del número de horas que se presenta a lo largo del año. Por ello, cuando se comparan las contribuciones a la energía anual de dos velocidades diferentes, no siempre la mayor contribuye más que la menor, pues depende del número de horas anuales que se presenten cada una de ellas. Por ejemplo, contribuye en mayor medida a la energía total anual una velocidad de  $10 \text{ m/s}$  que se presente 200 horas anuales que una de  $12 \text{ m/s}$  que solo se presente 50 horas.

El valor  $v_{mp}$  es la velocidad cuya contribución a la densidad de probabilidad de la densidad de potencia eólica disponible es máxima. La expresión (4.36) establece la relación entre la velocidad  $v_{mp}$  y la velocidad media  $\langle v \rangle$ . La relación entre ambas solo depende del parámetro de forma  $k$  de la distribución de Weibull. En la tabla 4.13 se muestran sus valores en función de  $k$ . Para fines comparativos también se incluye la relación  $[v^*]/\langle v \rangle$ .

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

<b>k</b>	<b><math>v_{mp} / \langle v \rangle</math></b>	<b><math>[v^*] / \langle v \rangle</math></b>	<b>k</b>	<b><math>v_{mp} / \langle v \rangle</math></b>	<b><math>[v^*] / \langle v \rangle</math></b>
1,2	2,41	1,59	2,6	1,40	1,15
1,4	2,07	1,45	2,8	1,36	1,13
1,6	1,85	1,35	3,0	1,33	1,12
1,8	1,70	1,29	3,2	1,30	1,11
2,0	1,60	1,24	3,5	1,26	1,09
2,2	1,51	1,21	4,0	1,22	1,07
2,4	1,45	1,18	5,0	1,17	1,05

**Tabla 4.13. Relaciones  $v_{mp} / \langle v \rangle$  y  $[v^*] / \langle v \rangle$  (distribución de Weibull de parámetro k).**

### Ejemplo 4.12

---

Para la distribución de velocidades horarias del viento dada por los valores de la tabla 3.7 y a partir de un ajuste a una ley de Weibull, se desea determinar:

- La velocidad media anual  $\langle v \rangle$  calculada a partir de los parámetros de Weibull.
- La moda de la distribución de velocidad ( $v_m$ ).
- La velocidad para la que la densidad de probabilidad de la densidad de potencia es máxima ( $v_{mp}$ ) y la velocidad eficaz ( $v^*$ ).
- Elaborar una tabla con la densidad de potencia eólica disponible y sus frecuencias de aparición. Verificar sobre la misma los valores calculados anteriormente (supuesta la densidad del aire 1,225 kg/m<sup>3</sup>). Calcular la densidad de energía eólica disponible anualmente para la distribución de velocidades del ejemplo.

### Solución

La distribución de velocidades de la tabla 3.7, puede ajustarse a una distribución de Weibull de parámetros:  $k = 1,82$  y  $c = 4,47$  m/s, según se muestra en el ejemplo 4.5, por aplicación del método de mínimos cuadrados. A partir de estos valores se tiene:

- La velocidad media anual  $\langle v \rangle$  correspondiente a la distribución de Weibull de parámetros  $k = 1,82$  y  $c = 4,47$  m/s se calcula a través de la expresión (4.10):

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \rightarrow \langle v \rangle = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = 4,47 \times \Gamma\left(1 + \frac{1}{1,82}\right) = 3,97 \text{ m/s}$$

- La velocidad ( $v_m$ ) para la cual es máxima la frecuencia de aparición, es la moda de la distribución de velocidades y viene dada por la expresión (4.3):

$$\frac{v_m}{c} = \left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \rightarrow v_m = c \left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \rightarrow v_m = 4,47 \times \left(\frac{1,82-1}{1,82}\right)^{\frac{1}{1,82}} = 2,88 \text{ m/s}$$

- c) La velocidad ( $v_{mp}$ ) viene dada por (4.36), aunque también puede deducirse de la tabla 4.13.

$$v_{mp} = \langle v \rangle \frac{\left(1 + \frac{2}{k}\right)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = 3,97 \times \frac{\left(1 + \frac{2}{1,82}\right)^{\frac{1}{1,82}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{1,82}\right)} = 3,97 \times \frac{1,5029}{0,8888} = 6,71 \text{ m/s}$$

La velocidad eficaz [ $v^*$ ] se calcula según (4.13) o en la tabla 4.13 para  $k = 1,82$ .

$$v^* = \langle v \rangle F_e^{1/3} = 3,97 \times 2,11^{\frac{1}{3}} = 5,09 \text{ m/s}$$

- d) En la tabla 4.14 se muestran los resultados. La velocidad  $v_{mp} = 6,71 \text{ m/s}$  corresponde a la máxima frecuencia (0,176) de aparición de la densidad de potencia eólica disponible, en cambio la máxima frecuencia (0,187) para la distribución de velocidades corresponde a la velocidad  $v_m = 2,88 \text{ m/s}$ .

El valor de la densidad de energía eólica disponible anualmente se calcula multiplicando la densidad media de potencia eólica disponible por el número total de horas del año (8.760 h). El resultado es 648,4 kWh/m<sup>2</sup>.

Este valor es la energía anual que por unidad de área contiene el viento, para la distribución de velocidades considerada. En este ejemplo, el valor 648,4 kWh/m<sup>2</sup> nos indica que si pudiésemos aprovechar íntegramente la energía que contiene el viento, podríamos obtener 648,4 kWh anuales por cada metro cuadrado de superficie de exposición del sistema eólico de captación (metro cuadrado de superficie barrida por el rotor del aerogenerador). Más adelante veremos que en la práctica el valor de la energía útil o energía recuperable, que podemos obtener es menor. En promedio anual, el rendimiento de un aerogenerador se sitúa en el entorno de un 30%.

Nótese que el valor de la densidad de potencia eólica disponible 74,02 W/m<sup>2</sup> difiere en un 9% del valor que se obtendría a partir de la expresión (4.38) según la cual:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \times 1,225 \times 2,11 \times 3,97^3 = 80,86 \text{ W/m}^2$$

Ello es debido a que el valor calculado en la tabla 4.14 ha sido obtenido directamente de los datos experimentales y 80,86 W/m<sup>2</sup> lo ha sido a partir de la distribución de velocidades ajustada a una ley de Weibull.

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

Datos			Cálculos						
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Fre-cuencia relativa	Densidad potencia eólica disponible (W/m <sup>2</sup> )					
	$v_i$ (m/s)	$n_i$ (horas)	$f_i = n_i / N$	$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3$	$\frac{P_d}{A} f_i$	Frecuencia relativa			
0 ≤ $v$ ≤ 1,5	1	937	0,107	0,61	0,07	0,00095			
1,5 < $v$ ≤ 2,5	2	1.472	0,168	4,90	0,82	0,0111			
2,5 < $v$ ≤ 3,5	3	1.638	0,187	16,54	3,09	0,0417			
3,5 < $v$ ≤ 4,5	4	1.507	0,172	39,20	6,74	0,0911			
4,5 < $v$ ≤ 5,5	5	1.218	0,139	76,56	10,64	0,144			
5,5 < $v$ ≤ 6,5	6	858	0,098	132,30	12,97	0,175			
6,5 < $v$ ≤ 7,5	7	543	0,062	210,09	13,03	0,176			
7,5 < $v$ ≤ 8,5	8	324	0,037	313,60	11,60	0,157			
8,5 < $v$ ≤ 9,5	9	175	0,020	446,51	8,93	0,121			
9,5 < $v$ ≤ 10,5	10	88	0,010	612,50	6,13	0,0828			
Total		N = 8.760	1		74,02	1			
Resultados									
Horas totales N = 8.760 h	Velocidad media	Moda (velocidad)	Velocidad $v_{mp}$	Velocidad $v^*$					
	$\langle v \rangle = 3,97 \text{ m/s}$	$v_m = 2,88 \text{ m/s}$	$v_{mp} = 6,71 \text{ m/s}$	$v^* = 5,09 \text{ m/s}$					
Densidad media de potencia eólica disponible: $\langle P_d \rangle / A = 74,02 \text{ W/m}^2$									
Densidad de energía disponible anual: $E_d / A = 74,02 \text{ (W/m}^2\text{)} \times 8.760 \text{ (h/año)} = 648,4 \text{ kWh/m}^2$									
<b>Tabla 4.14. Resultados del ejemplo 4.12</b>									

## 4.10. Evaluación de recursos energéticos eólicos

Los mapas de recursos eólicos caracterizan áreas geográficas según su potencial eólico, mediante la asignación a cada área de un número de clase según la velocidad media anual del viento  $\langle v \rangle$  y la densidad de potencia eólica media disponible  $\langle P_d \rangle / A$ , para una cierta altura sobre el nivel del suelo. Estos mapas eólicos se acostumbran a presentar de dos formas:

- Identificando cada región por un número de clase de acuerdo a su velocidad media anual y a su densidad media anual de potencia eólica disponible.
- Mediante un mapa de isolíneas, que suelen ser de dos tipos: de velocidad media anual y de densidad media anual de potencia eólica disponible.

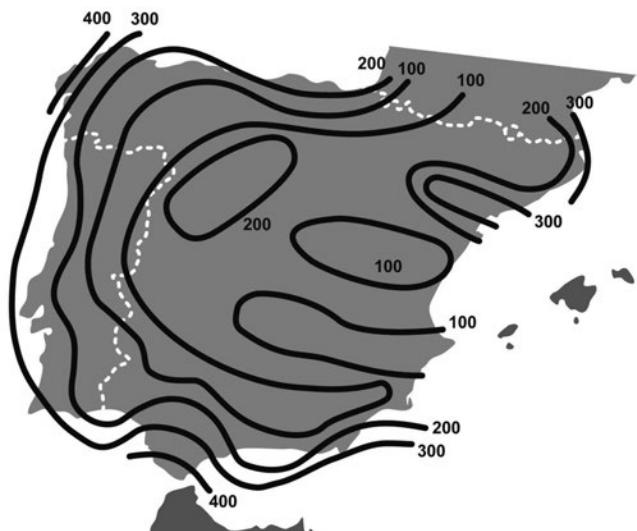
Como ejemplos de estos mapas eólicos se encuentran:

- El Atlas Eólico Europeo, elaborado por el Risoe National Laboratory, Dinamarca.
- El Atlas de Recursos Energéticos Eólicos de EE.UU., elaborado por Pacific Northwest National Laboratory.

En la figura 4.21 se muestra un mapa de velocidades medias anuales y en la figura 4.22 de densidad media anual de potencia eólica disponible, ambos para una altura de 10 m.



**Figura 4.21. Mapa eólico de España Peninsular (incluidas Baleares). La velocidad media anual (m/s) corresponde a 10 m de altura sobre el suelo.**



**Figura 4.22. Valores orientativos de potenciales eólicos ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).**

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

En la tabla 4.15 se presenta un ejemplo de las clases en las que se pueden clasificar las zonas geográficas según sus recursos eólicos. Los resultados corresponden a una distribución de Weibull con  $k = 2$  (Rayleigh), con factor de energía  $F_e = 1.91$  y a un modelo potencial para el perfil vertical de velocidades medias anuales con  $\alpha = 1/7$ .

Estos datos son los que considera el Atlas de Recursos Energéticos Eólicos de EE.UU. En dicha tabla se muestran los potenciales eólicos correspondientes a 10, 30 y 50 m de altura.

Clase	Calificación	$\langle v_{10} \rangle$ (m/s)	$\langle P_d \rangle/A$ (W/m <sup>2</sup> )	$\langle v_{30} \rangle$ (m/s)	$\langle P_d \rangle/A$ (W/m <sup>2</sup> )	$\langle v_{50} \rangle$ (m/s)	$\langle P_d \rangle/A$ (W/m <sup>2</sup> )
1	Malo	4,4	100	5,1	150	5,6	200
2	Marginal	5,1	150	5,9	240	6,4	300
3	Regular	5,6	200	6,5	320	7,0	400
4	Bueno	6,0	250	7,0	400	7,5	500
5	Muy bueno	6,4	300	7,4	480	8,0	600
6	Sobresaliente	7,0	400	8,2	640	8,8	800
7	Magnífico	9,4	1.000	11,0	1.600	11,9	2.000

**Tabla 4.15. Potenciales eólicos para diferentes alturas sobre el suelo (10, 30 y 50 m).**

**Se considera en todos los casos una distribución de Weibull ( $k = 2$ ,  $F_e = 1,91$ ).**

**El perfil vertical de velocidades corresponde a un modelo potencial con  $\alpha = 1/7$**

Para la evaluación de los recursos energéticos y la confección de mapas de potencial eólico se requiere el cálculo de la densidad media anual de potencia eólica disponible. El proceso de cálculo está en función de los datos disponibles. Se pueden presentar varias situaciones, aunque básicamente todas ellas se pueden resumir en dos:

a) *Se dispone de valores diezminutales, horarios o trihorarios de la velocidad del viento*

A partir de ellos, el valor de la densidad media de potencia eólica se determina por:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^C f_i v_i^3 \quad (4.44)$$

en donde:

$\rho$  : densidad del aire a la temperatura media y corregida según la altura del lugar.

$C$  : número de clases en las que se ha clasificado el conjunto de datos.

$f_i$  : frecuencia relativa de ocurrencia de la velocidad en la clase  $i$ .

$v_i$  : valor de la velocidad correspondiente al centro de la clase  $i$ .

El resultado es más preciso si en lugar de utilizar valores diezminutales, horarios o trihorarios de la velocidad del viento, disponemos de valores medios para intervalos de tiempo menores. Esta situación no siempre es posible ya que depende de la fuente y sistema de captación y medida de datos en cada lugar.

b) *Se dispone solo de la velocidad media anual*

En muchos casos se supone que la distribución de velocidades sigue una ley de Rayleigh (ley de Weibull con parámetro  $k = 2$ ) y que el perfil vertical de velocidades medias sigue una ley potencial con  $\alpha = 1/7$ . Estos supuestos se realizan generalmente cuando se confeccionan mapas de recursos eólicos a escalas

regionales de gran extensión. En el caso de considerar una distribución de Weibull con  $k = 2$ , según la tabla 4.1, el factor de energía  $F_e$  es 1,91, y según en la expresión (4.38) se tiene:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = 0.955 \rho \langle v \rangle^3 \quad (4.45)$$

Esta expresión permite estimar la densidad anual media de potencia eólica disponible para una distribución de Rayleigh cuando se conoce solo la velocidad anual media.

#### Ejemplo 4.13

---

Elaborar una tabla de potenciales eólicos a 10 m de altura sobre el suelo, calculados suponiendo una distribución de Rayleigh para la velocidad del viento ( $\rho = 1,23 \text{ kg/m}^3$ ).

#### Solución

Aplicando (4.38) o (4.45). Los resultados redondeados se muestran en la tabla 4.16.

$\langle v_{10} \rangle$ (m/s)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\langle P_d \rangle / A$ (W/m <sup>2</sup> )	10	32	75	147	253	403	600	856	1.175

Tabla 4.16. Potencial eólico en función de la velocidad media anual del viento.

## 4.11. Criterios generales para la selección de emplazamientos

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

- Velocidad media del viento, y sus variaciones diurnas, estacionales e interanuales.
- Densidad de probabilidad de la velocidad del viento.
- Distribución de direcciones y probabilidades de cambios bruscos de dirección.
- Variabilidad de la dirección del viento.
- Presencia de ráfagas, frecuencia y duración de las mismas.
- Variación de la velocidad y de la dirección del viento con la altura.
- Variaciones de la temperatura y densidad del aire.
- Características de las series temporales de vientos y de calmas.
- Frecuencias de condiciones extremas de viento.
- Condiciones atmosféricas especiales.

Un emplazamiento adecuado debe cumplir:

- Elevada velocidad media anual.
- Buena exposición al viento y ausencia de obstáculos.
- Pequeñas variaciones diarias y estacionales del régimen de vientos.
- Vientos fuertes y condiciones de turbulencia aceptables.
- Baja probabilidad de alcanzar vientos muy intensos y baja frecuencia de aparición de ráfagas. Baja presencia de vientos racheados.

## CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL VIENTO

En general, emplazamientos que cumplen estas condiciones se encuentran en:

- Amplios valles, entre cadenas montañosas.
- Pasos entre montañas, que favorezcan el aumento de la velocidad del viento.
- Superficies llanas elevadas con ligeras pendientes y buena exposición.
- Lugares próximos a las costas marítimas, con una buena exposición al viento.
- Terrenos con vegetación deformada por la acción de vientos dominantes.

En el proyecto de un parque eólico, además de los aspectos anteriores, hay que tener presente la compatibilidad de los aerogeneradores con las condiciones eólicas y meteorológicas, la orografía del terreno, las infraestructuras y la distancia a la red eléctrica para el interconexión, el impacto ambiental, la seguridad y en especial la viabilidad económica de la explotación.

La disposición o *layout* de los aerogeneradores es muy importante, dado que la influencia de las sombras o apantallamiento de unos generadores sobre otros, así como el efecto estela, puede reducir sensiblemente la energía obtenida respecto a la inicialmente prevista.

Para minimizar el efecto de las sombras eólicas y de las estelas se recomienda una separación entre máquinas entre 7 y 10 diámetros en la dirección dominante del viento y entre 3 y 5 diámetros en la dirección perpendicular a la anterior.

Las fases de selección de un emplazamiento son básicamente:

- Fase de exploración: prospección eólica y proyecto preliminar del sistema eólico.
- Fase de planificación: evaluación del emplazamiento y diseño del sistema eólico.
- Fase de operación: predicción de viento y evaluación operacional del sistema.

La prospección eólica general requiere:

- Análisis del viento a mesoescala.
- Muestreo y análisis de lugares potencialmente favorables.
- Evaluación del potencial eólico de lugares favorables.
- Selección de emplazamientos.

Se pueden emplear datos de observatorios próximos al lugar para evaluar el potencial eólico, pero este método solo se recomienda si la zona donde coexiste el observatorio y el emplazamiento es de terreno llano sin excesivos relieves y la velocidad media anual es mayor de 5 m/s. En cualquier caso debe realizarse una campaña de medidas y correlacionarlas con las de los observatorios próximos. Se recomienda una campaña no inferior a un año.

Actualmente se dispone de modelos de cálculo informatizados que permiten predecir con buena aproximación el régimen de vientos de una zona y estimar el potencial eólico de la misma. A pesar de la bondad de estos métodos, siempre debe realizarse una campaña de medición “*in situ*” para validar los resultados, antes de adoptar la decisión de la implantación de un parque eólico.

Los emplazamientos marinos (*offshore*) en general presentan las siguientes diferencias con respecto a los terrestres (*onshore*):

- Mayores velocidades de viento con mayor regularidad, uniformidad y permanencia en el tiempo, por lo cual el potencial eólico es mayor que en tierra.
- Menores períodos de calma y vientos más estables.
- Menor turbulencia y en consecuencia menores cargas de fatiga sobre los materiales. Aumento de la vida útil de la turbina, en tierra se admite unos 20 años mientras que en mar podría aumentar hasta unos 25.
- Menor rugosidad y ausencia de obstáculos, por lo que no se requieren torres tan altas como en el caso terrestre.
- Mayor disponibilidad de espacio.

# CAPÍTULO 5

## Aerodinámica de los aerogeneradores

### 5.1. Introducción

Un cuerpo situado en el seno de un fluido en movimiento experimenta dos fuerzas: una en la dirección del movimiento relativo del fluido respecto del objeto, denominada fuerza de arrastre o resistencia  $F_D$  y otra en la dirección perpendicular a la anterior, denominada fuerza de empuje o sustentación  $F_L$ . La fuerza total ( $F$ ) es la suma vectorial de ambas componentes. En la figura 5.1.a, se muestran estas fuerzas en el caso de un perfil aerodinámico. Si el cuerpo se mueve respecto al fluido, la velocidad considerada debe ser la velocidad relativa del fluido respecto al cuerpo.

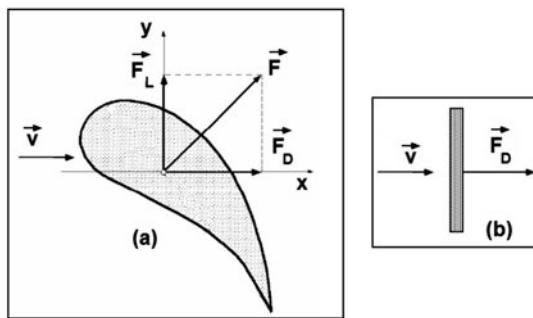


Figura 5.1. Fuerzas desarrolladas por un fluido en movimiento sobre un perfil aerodinámico (a) y sobre una placa no aerodinámica (b).

Los módulos de las fuerzas de arrastre ( $F_D$ ) y de sustentación ( $F_L$ ) se expresan según:

$$F_D = C_D \frac{\rho v^2}{2} A \quad ; \quad F_L = C_L \frac{\rho v^2}{2} A \quad (5.1)$$

Donde:

$C_D$ ,  $C_L$  son los coeficientes de arrastre y sustentación respectivamente. Dependen de la geometría del cuerpo, del ángulo de ataque y de la velocidad relativa entre el cuerpo y el fluido, a través del número de Reynolds. Estos coeficientes son experimentales.

La fuerza de arrastre ( $F_D$ ) tiene mucha más importancia que la de sustentación ( $F_L$ ) en aquellos cuerpos de geometría no aerodinámica, como por ejemplo el caso de una placa plana (figura 5.1.b), mientras que en los cuerpos con perfil aerodinámico, la fuerza de sustentación tiene mucha mayor importancia que la de arrastre, como es el caso del ala de un avión o de un álabе de un aerogenerador moderno (figura 5.1.a).

A es el área característica del cuerpo, generalmente la proyección del área normal a la dirección del flujo y  $\rho$  la densidad del fluido. La velocidad a considerar es la relativa entre el cuerpo y el fluido. Si el cuerpo está en reposo esta velocidad coincide con la velocidad absoluta ( $v$ ) del fluido.

Tanto la fuerza de arrastre como la de sustentación se determinan por la suma de las fuerzas normales y tangenciales sobre la superficie del cuerpo.

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

El arrastre debido a los esfuerzos tangenciales se denomina rozamiento, fricción o arrastre viscoso. Es muy importante en los casos en los que la superficie paralela a la dirección del flujo es grande comparada con el área normal proyectada en la dirección perpendicular al flujo, como por ejemplo sucede con una placa plana paralela a la dirección del flujo del fluido.

El arrastre debido a los esfuerzos normales a la superficie del cuerpo se denomina arrastre de presión. En general es el más importante en los cuerpos de geometría no aerodinámica.

Si el fluido fuera ideal, es decir sin viscosidad, no existiría capa límite y por lo tanto la fuerza de arrastre sería nula. En un fluido real, la viscosidad origina la capa límite, que aumenta más rápidamente para un gradiente de presión adverso, de tal forma que si este gradiente alcanza un cierto valor, se produce la separación y la formación de una estela con remolinos con la consiguiente pérdida de energía y la aparición de una depresión aguas abajo del punto de formación de la estela (figura 5.2). La caída de presión entre la parte anterior y la posterior del cuerpo provoca la aparición de una fuerza neta en la dirección del flujo, dando lugar al arrastre de presión.

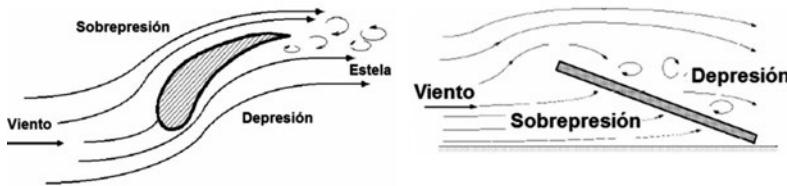


Figura 5.2. Circulación de un fluido real alrededor de cuerpos de diversa Geometría.

Para disminuir el arrastre de presión conviene disminuir el valor del gradiente adverso de presión aguas abajo y diseñar el perfil del cuerpo de forma aerodinámica para dificultar la separación de la capa límite.

En este capítulo se presentan los principios aerodinámicos sobre los que se fundamenta la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación en el rotor del aerogenerador.

## 5.2. Captación de la energía cinética del viento

La conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica para el accionamiento de una máquina operadora (generador eléctrico o bomba hidráulica) puede realizarse básicamente según:

- a) Aerogeneradores cuyo par motor se obtiene esencialmente de la fuerza de arrastre, como el aerogenerador de eje vertical tipo Savonius y los generadores multipala *windmill* o molinos americanos usados para el bombeo de agua.
- b) Aerogeneradores cuyo par motor se obtiene esencialmente de la fuerza de sustentación, como el aerogenerador de eje vertical tipo Darrieux y los modernos aerogeneradores de eje horizontal tipo hélice (tripala o bipala). Sus álabes son de perfil aerodinámico en los que, de forma similar a la ala de un avión, se desarrolla la fuerza de sustentación que produce el par motor en el eje del rotor.

En la figura 5.3 se muestra el principio de funcionamiento de un generador eólico, en el que el viento con velocidad ( $v$ ) incide sobre un álabe que puede girar con velocidad angular  $\Omega$  alrededor de un eje. Este generador funciona bajo el principio de la fuerza de arrastre, indicado en el punto (a) y su rendimiento de conversión es pequeño.

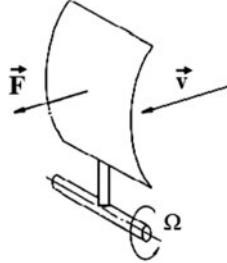


Figura 5.3. Principio de un generador eólico basado en el arrastre.

Los aerogeneradores de eje horizontal de tipo hélice funcionan bajo el principio de la fuerza de sustentación indicado en el punto (b). La circulación del aire alrededor de un perfil aerodinámico origina la aparición de una fuerza de empuje ( $E$ ). Esta fuerza se descompone en dos componentes: una perpendicular al eje de giro del rotor ( $F_T$ ) que origina el par de giro y por tanto desarrolla potencia en el eje, y otra paralela al eje de giro ( $F_N$ ) que no contribuye al par, según se muestra en la figura 5.4. Este sistema proporciona mejores rendimientos energéticos que el basado en la fuerza de arrastre.

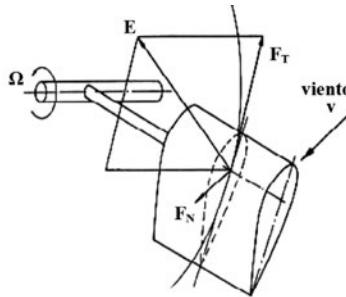


Figura 5.4. Principio de un generador eólico basado en la sustentación.

### 5.3. Principios físicos de la aerodinámica del álabe

Un fluido en movimiento ejerce sobre un cuerpo las fuerzas y momentos que se muestran en la figura 5.5. La velocidad relativa del fluido respecto del cuerpo es  $\vec{w}$ .

- Una fuerza ( $\vec{F}_D$ ) según la dirección de la velocidad relativa  $\vec{w}$  que se denomina resistencia o arrastre (*drag*) y un momento alrededor de ese eje denominado momento de balanceo.
- Una fuerza ( $\vec{F}_L$ ) según la dirección perpendicular a la anterior que se denomina sustentación (*lift*) y un momento alrededor de ese eje denominado momento de guíñada.
- Una tercera componente según la normal al plano definido por las dos direcciones anteriores, denominada fuerza lateral y un momento respecto a ese eje, denominado momento de cabeceo.

Para el estudio de la aerodinámica de los aerogeneradores interesan en especial las fuerzas de sustentación *lift* ( $\vec{F}_L$ ) y de resistencia o arrastre *drag* ( $\vec{F}_D$ ).

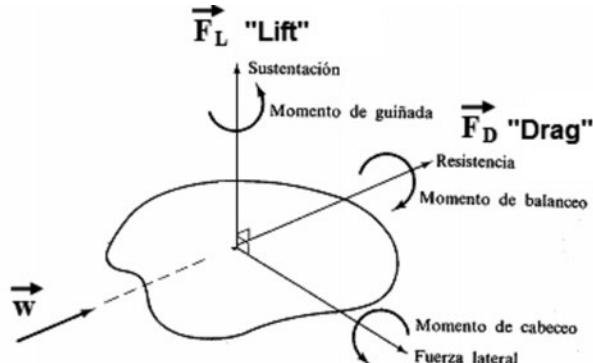


Figura 5.5. Fuerzas y momentos ejercidos sobre un cuerpo por un fluido en movimiento  
( $\vec{w}$ : velocidad relativa del fluido respecto al cuerpo).

### 5.3.1. Capa límite

Un fluido se considera ideal cuando no se tiene presente la acción de la viscosidad. Cuando un fluido ideal circula en contacto con la superficie de un cuerpo, dada la ausencia de esfuerzos cortantes ( $\tau$ ) originados por la viscosidad, su velocidad no varía según la dirección normal a dicha superficie, es decir el gradiente de velocidad del fluido según la normal a la superficie del cuerpo es nulo ( $dv/dy = 0$ ), figura 5.6.a.

En cambio, en un fluido real la viscosidad origina un esfuerzo tangencial ( $\tau$ ) y da lugar a un gradiente de velocidad ( $dv/dy$ ) según la normal a la superficie. La velocidad es nula en el punto de contacto fluido – superficie y aumenta a medida que nos alejamos de la superficie a lo largo de la normal a la misma (figura 5.6.b).

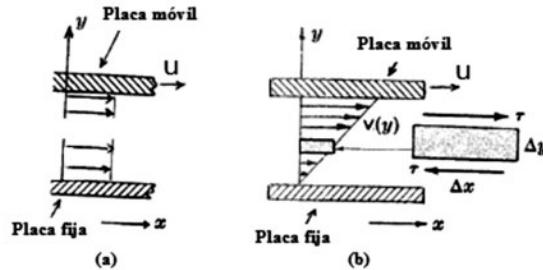


Figura 5.6. (a) Fluido ideal,  $dv/dy = 0$ . (b) Fluido real,  $dv/dy \neq 0$  (u: velocidad de la placa móvil).

En el estudio del movimiento de un fluido alrededor de un cuerpo se consideran dos regiones: una correspondiente a la zona de contacto entre el fluido y el cuerpo en donde los efectos del rozamiento son importantes, denominada capa límite y otra, más alejada de la superficie de contacto, en donde los efectos del rozamiento son despreciables y el flujo se puede considerar ideal sin rozamiento (flujo potencial).

La capa límite se presenta tanto en flujos internos, por ejemplo en la circulación de un fluido por el interior de una tubería, como en flujos externos, como en el movimiento del aire alrededor del ala de un avión o del alábe de una turbina eólica.

No existe una división clara entre la zona donde acaba la capa límite y donde se inicia la de flujo potencial.

En general, se considera que la capa límite se extiende desde la superficie del cuerpo hasta una distancia donde la velocidad alcanza el 99% de la velocidad correspondiente al flujo sin rozamiento de la corriente libre, figura 5.7.

En la capa límite se puede presentar flujo laminar y turbulento. Por ejemplo, en el caso de un flujo sobre una placa (figura 5.7), inicialmente en la capa límite el flujo es laminar, pero a medida que el fluido avanza a lo largo de la placa, la capa límite crece y aparece una zona de transición, donde se inicia el flujo turbulento. A una cierta distancia del borde de ataque se alcanza el flujo turbulento total en la capa límite.

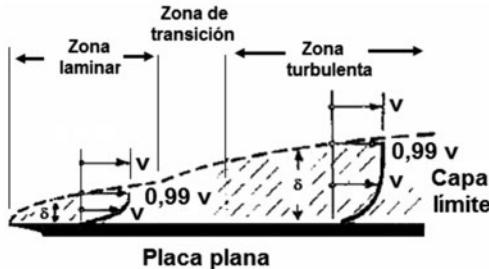


Figura 5.7. Formación y desarrollo de la capa límite sobre una placa.

### 5.3.2. Separación o despegue de la capa límite. Formación de estelas

La figura 5.8 muestra el desarrollo de la capa límite a lo largo de una placa. En el interior de la capa límite la variación de la presión en la dirección normal a la placa ( $dp/dy$ ) es muy pequeña y se admite que la distribución de presiones en esa dirección ( $y$ ) viene dada por el gradiente de presión del flujo potencial en la corriente libre.

A lo largo de la placa, el perfil de velocidad y el aumento del espesor de la capa límite dependen esencialmente del gradiente de presión ( $dp/dx$ ) en esa dirección ( $x$ ). Si la presión disminuye en el sentido de la circulación del fluido, situación conocida como gradiente favorable, el espesor de la capa límite se reduce, como es el caso de un conducto de forma cónica donde decrece el diámetro (tobera).

En cambio, si la presión aumenta en el sentido del flujo, situación conocida como gradiente adverso, el espesor de la capa límite crece, provocando que el fluido en la capa límite se frene. Si el gradiente de presión alcanza un valor suficientemente grande, entonces se produce la separación del flujo seguida de una zona de flujo invertido. La separación se produce en el punto en donde  $dv/dy = 0$ . En estas condiciones, se origina el desprendimiento del flujo, formándose una estela aguas abajo del punto de separación (figura 5.8).

Los cuerpos con perfil aerodinámico se diseñan de forma que el punto de separación se presente lo más abajo posible en el sentido del flujo a lo largo del cuerpo.

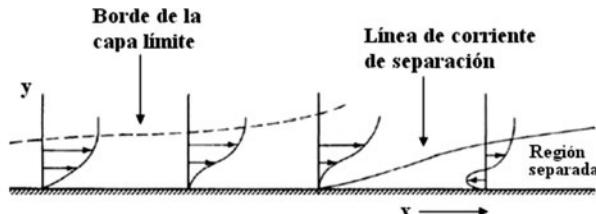


Figura 5.8. Desarrollo y separación de la capa límite sobre una placa plana.

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

En la figura 5.9 se muestra este fenómeno para un fluido que rodea una superficie curva convexa. La geometría del perfil deforma las líneas de corriente del flujo no perturbado, aumentando su velocidad. Aguas arriba del punto A, la aceleración del flujo tiende a compensar el efecto de frenado de la viscosidad y la capa límite permanece relativamente delgada como en el caso de la placa. En cambio, aguas abajo de A aparece un gradiente adverso de presión que se une al rozamiento viscoso, con un aumento de la capa límite hasta alcanzar un punto B de despegue o separación, a partir del cual para que el fluido siga desacelerándose debe producirse una inversión en el sentido del flujo.

A partir del punto de despegue, se forma una zona de turbulencias, conocida como estela. Se produce una pérdida de energía por rozamiento. Los remolinos de la estela viajan aguas abajo disipando energía por rozamiento viscoso en forma de calor. La figura 5.10 muestra este fenómeno en una esfera.

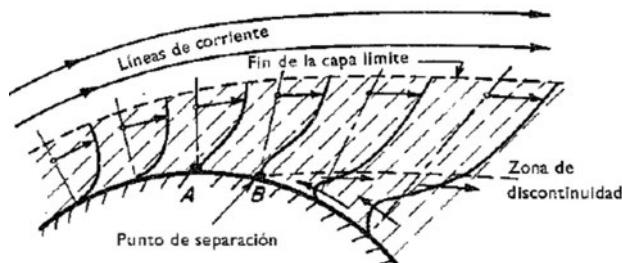


Figura 5.9. Proceso de formación del despegue sobre una superficie convexa.

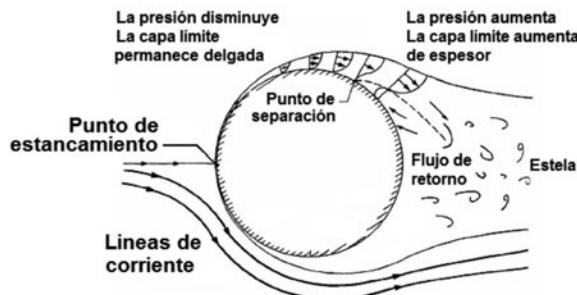


Figura 5.10. Flujo alrededor de una esfera.

La separación o despegue de la capa límite es mucho más acusada en obstáculos de perfil no aerodinámico (figura 5.11).

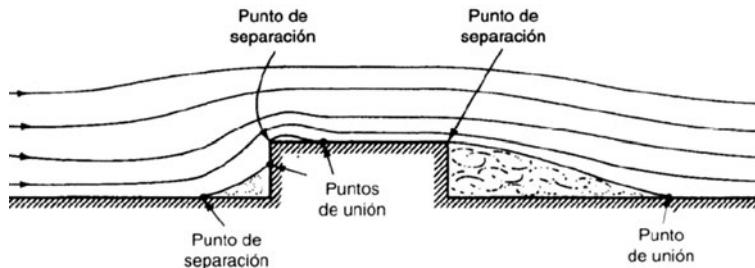


Figura 5.11. Flujo interceptando un obstáculo.

En el caso de un perfil aerodinámico, como el álate de un aerogenerador, la figura 5.12 muestra la capa límite adherida, sin desprendimiento, con formación de estela aguas abajo de la parte posterior del perfil.

Si varía el ángulo que forma la velocidad relativa del fluido respecto al cuerpo (ángulo de ataque), se puede producir el despegue de la capa límite en algún punto del perfil, con la aparición de pérdida aerodinámica (*stall*). Este efecto se emplea para el control de aerogeneradores. En la figura 5.13 se muestra este fenómeno.

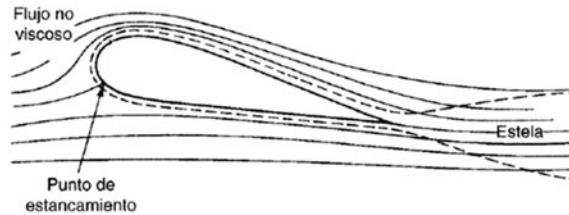


Figura 5.12. Capa límite adherida al perfil aerodinámico.

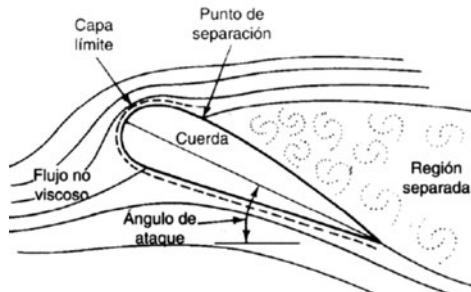


Figura 5.13. Separación de la capa límite. Pérdida aerodinámica (*stall*).

## 5.4. Fuerzas de sustentación y de arrastre

Alrededor de un cuerpo envuelto por un fluido en movimiento (figura 5.14), surge una distribución de presiones que origina, junto con el rozamiento viscoso, la aparición de dos fuerzas: una paralela a la dirección de la velocidad relativa  $\vec{v}$  del fluido respecto al cuerpo, conocida como fuerza de arrastre (*drag*)  $\vec{F}_D$  y otra en dirección perpendicular a la anterior denominada fuerza de sustentación (*lift*)  $\vec{F}_L$  (figura 5.15).

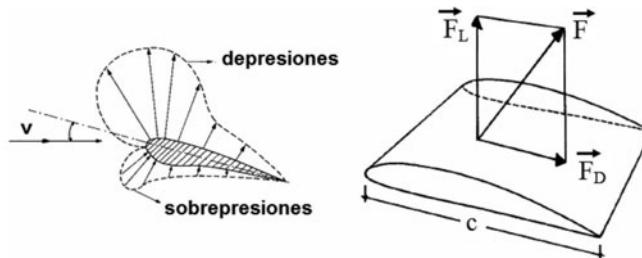


Figura 5.14. Distribución de presiones sobre un álate con perfil aerodinámico.

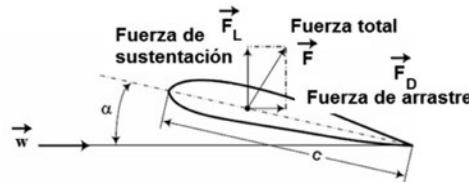


Figura 5.15. Fuerzas de sustentación ( $\vec{F}_L$ ) y de arrastre ( $\vec{F}_D$ ) sobre un álabe.

Sobre cada elemento de área ( $dA$ ) de la superficie del cuerpo actúan dos fuerzas, una según el eje tangencial ( $\vec{t}$ ) y otra según el normal ( $\vec{n}$ ) a la superficie (figura 5.16):

- Una fuerza originada por el esfuerzo cortante ( $\tau$ ) debida al rozamiento ( $\tau dA$ )
- Una fuerza perpendicular a la superficie debida a la presión ( $p dA$ )

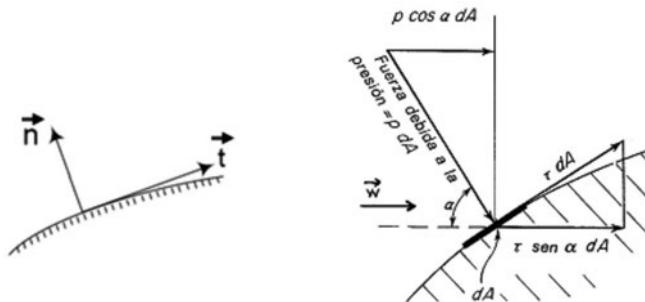


Figura 5.16. Fuerzas de presión y de rozamiento sobre un elemento de superficie de un cuerpo.

El módulo de la fuerza total  $d\vec{F}_D$  que ejerce el fluido en la dirección de su velocidad relativa respecto al cuerpo, sobre un elemento de área  $dA$  viene dado por:

$$dF_D = p \cos \alpha \, dA + \tau \, \operatorname{sen} \alpha \, dA \quad (5.2)$$

La fuerza total de arrastre ( $\vec{F}_D$ ) sobre el cuerpo se obtiene integrando la expresión anterior para toda la superficie del cuerpo, obteniéndose:

$$\vec{F}_D = \vec{F}_{D,p} + \vec{F}_{D,r} \quad (5.3)$$

- $\vec{F}_{D,p}$  : fuerza debida a la presión. Depende esencialmente de la forma del objeto y se denomina arrastre o resistencia de forma o de presión.
- $\vec{F}_{D,r}$  : fuerza debida al rozamiento viscoso.

La resistencia de forma es más importante en un cuerpo en el que su área transversal sea grande comparada con su dimensión en el sentido del flujo, mientras que la de rozamiento lo es más cuando la dimensión dominante es la de la dirección del flujo, como una placa plana colocada en la dirección paralela al flujo del fluido.

El módulo de la fuerza de sustentación  $d\vec{F}_L$  sobre el elemento dA viene dado por:

$$dF_L = p \operatorname{sen} \alpha \, dA \quad (5.4)$$

La fuerza de sustentación total  $\vec{F}_L$  se obtiene integrando para toda la superficie la expresión anterior.

Los módulos de las fuerzas de arrastre y sustentación se relacionan con la presión dinámica ( $\rho w^2/2$ ), en donde  $w$  es velocidad relativa del fluido respecto al cuerpo y  $\rho$  es la densidad del fluido, a través de los coeficientes experimentales  $C_D$  y  $C_L$  según:

$$F_L = C_L \frac{\rho w^2}{2} A \quad ; \quad F_D = C_D \frac{\rho w^2}{2} A \quad (5.5)$$

$C_L$  y  $C_D$  son los coeficientes de sustentación y de arrastre respectivamente. Dependen de la geometría del cuerpo, de la dirección de la velocidad relativa del fluido respecto del cuerpo (ángulo de ataque) y del número de Reynolds.

Como ejemplo, para una esfera, la figura 5.17 muestra la variación del coeficiente de arrastre  $C_D$  en función del número de Reynolds (Re), definido como:

$$Re = \frac{w D}{v} \quad (5.6)$$

Donde  $D$ : diámetro de la esfera,  $w$ : velocidad relativa del fluido sin perturbar respecto a la esfera y  $v$ : viscosidad cinemática del fluido.

Al analizar en este caso como varía  $C_D$  en función de Re, se observa:

- Para un Re muy pequeño, la distribución de las líneas de corriente alrededor de la esfera es próxima a la del caso de flujo potencial (sin rozamiento). En el flujo real la resistencia total viene dada por la ley de Stokes.
- Para valores de Re en el entorno de 4 se inicia el desprendimiento (figura 5.18. a) hasta ocupar toda la parte posterior de la esfera, (figura 5.18.b), cosa que ocurre para un valor de Re próximo a 10.
- Para valores más elevados de Re, se desprende el remolino y a partir de Re próximo a 100 se forma una estela aguas abajo de la esfera. El coeficiente de arrastre sigue disminuyendo hasta que se estabiliza en un valor próximo a 0,45 y el círculo de desprendimiento se establece en un ángulo polar próximo a  $80^\circ$ , constituyendo el primer régimen de estela o régimen subcrítico (figura 5.19 a).
- Si aumenta Re, para un valor próximo a 300.000 (Reynolds crítico), el coeficiente de arrastre  $C_D$  experimenta un brusco descenso de 0,45 a 0,1, estabilizándose finalmente alrededor de 0,13. El ángulo de desprendimiento se traslada a la parte posterior del plano diametral a un ángulo de unos  $120^\circ$ , formando el denominado segundo régimen de estela o régimen supercrítico. (figura 5.19. b).

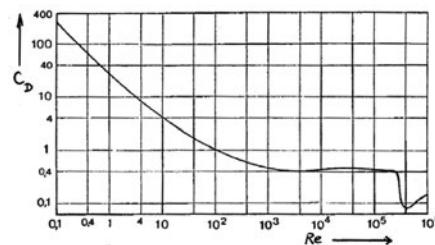


Figura 5.17. Variación del coeficiente de arrastre de una esfera con el número de Reynolds (Re).

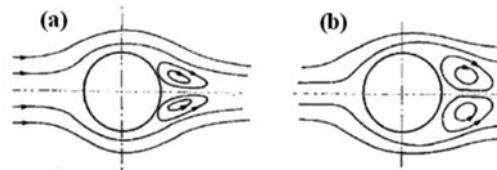


Figura 5.18. Formación de remolinos aguas abajo de la esfera.

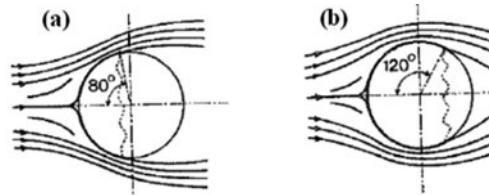


Figura 5.19. Formación de estela (a): primer régimen de estela o subcrítico; (b) segundo régimen de estela o supercrítico.

## 5.5. Perfil aerodinámico del álabe de un aerogenerador

Los álabes de los aerogeneradores se diseñan siguiendo perfiles aerodinámicos de forma que las fuerzas de sustentación y de resistencia o arrastre sean las adecuadas para que, por una parte se optimice la extracción de energía del viento y, por otra, se facilite la regulación y el control de la turbina eólica.

La figura 5.20 muestra una pala de perfil aerodinámico, cuya intersección con un plano perpendicular al eje longitudinal de la misma, conduce a la sección o perfil aerodinámico, representado en las figuras 5.21 y 5.22. Se establecen las definiciones:

- Borde de ataque: línea de puntos AA' a barlovento sobre los que incide el fluido.
- Borde de fuga: línea de puntos BB' a sotavento opuesta a AA'.
- Cuerda del perfil: línea que une los bordes de ataque y de fuga.
- Envergadura, profundidad o longitud del perfil: longitud b del segmento BB'.
- Extradós e intradós: líneas AMB y ANB. En el extradós el aire está en depresión mientras que en el intradós está en sobrepresión.
- Ángulo de incidencia: es el que forma la cuerda con la dirección de la velocidad relativa del viento ( $\vec{w}$ ). En las figuras 5.21 y 5.22, es el ángulo  $\alpha$ .

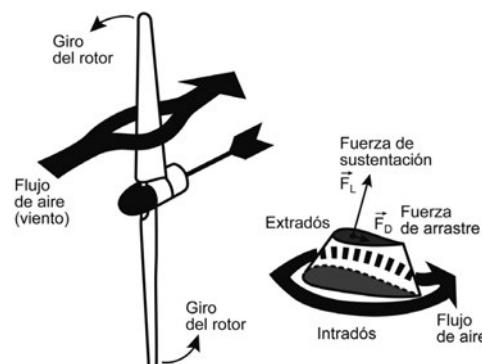


Figura 5.20. Acción del viento sobre la pala de un aerogenerador.

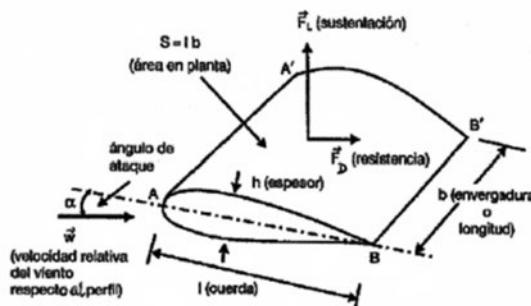


Figura 5.21. Perfil aerodinámico de una pala.

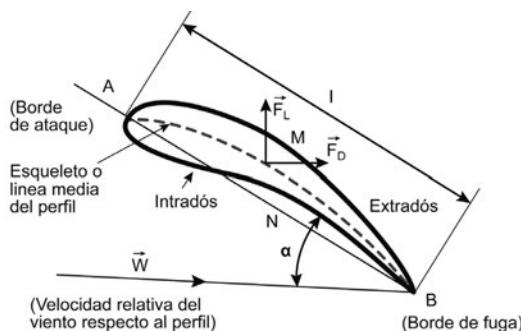


Figura 5.22. Sección transversal de un perfil aerodinámico.

La figura 5.23 muestra una pala de un aerogenerador de eje horizontal con sus dos bordes: el de ataque sobre el que incide el viento y el de fuga por el que abandona el flujo de aire el contacto con la pala.

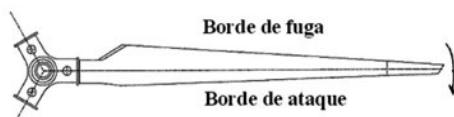


Figura 5.23. Pala de un aerogenerador de eje horizontal.

La geometría del perfil aerodinámico viene definida por:

- La configuración de la línea de curvatura media. En perfiles simétricos coincide con la línea de cuerda, las superficies inferior y superior tienen la misma forma y equidistan de la línea de cuerda.
- El espesor y la situación del espesor máximo.
- La curvatura del borde de ataque.

Una clasificación de perfiles según la relación espesor/cuerda ( $e/l$ ) es:

- Perfiles delgados: si  $e/l < 0,06$ .
- Perfiles semigruesos: si  $0,06 < e/l < 0,12$ .
- Perfiles gruesos: si  $e/l > 0,12$ .

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

Aunque las palas del rotor de un aerogenerador son similares a las alas de un avión, los perfiles gruesos de la parte interior de la pala se diseñan específicamente para las turbinas eólicas. Los perfiles tienen diferentes denominaciones según su forma. En muchos casos se especifican por la denominación NACA (National Advisory Committee of Aeronautics) junto a cuatro o cinco cifras que definen su geometría.

En la serie NACA de cuatro dígitos, más antigua, los dígitos definen:

- El primero indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en porcentaje, proporcionando la curvatura máxima.
- El segundo indica la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de máxima flecha, en décimas de cuerda.
- Los dos últimos indican el espesor máximo en porcentaje de cuerda.

Por ejemplo NACA 2412 indica una flecha máxima del perfil del 2% de la cuerda, situada en el 40% de la cuerda y con un espesor máximo del 12% de la cuerda.

En la serie NACA de cinco dígitos, más moderna, los dígitos definen:

- El primero expresa el valor aproximado de la ordenada máxima de la línea de curvatura media en porcentaje de cuerda.
- Las dos cifras siguientes indican el doble de la posición de dicha ordenada o flecha máxima en porcentaje de cuerda.
- Los dos últimos expresan el espesor máximo del perfil en porcentaje de cuerda.

Ejemplo: NACA 23012 indica:

- Ordenada máxima de la línea de curvatura media en porcentaje de cuerda: 2%.
- Posición de dicha flecha máxima en porcentaje de cuerda: 15%.
- Espesor máximo del perfil en porcentaje de cuerda: 12%.

## 5.6. Acción del viento sobre un perfil aerodinámico

La acción del viento sobre la pala del rotor de un aerogenerador se ha puesto de manifiesto en las figuras 5.21 y 5.22. El viento incide sobre la pala con velocidad relativa a la misma ( $\vec{w}$ ) y con un ángulo de ataque o incidencia ( $\alpha$ ). Este ángulo es el que forma la dirección de la velocidad relativa y la de la cuerda de la pala o álabe.

Si la pala está en reposo, la velocidad relativa del viento  $\vec{w}$ , respecto a la misma coincide con su velocidad absoluta  $\vec{V}$ . Si la pala se mueve, la velocidad relativa  $\vec{w}$  del viento respecto a un punto de la pala, se relaciona con la velocidad absoluta  $\vec{V}$ , a través de:  $\vec{v} = \vec{w} + \vec{u}$ , siendo  $\vec{u}$  la velocidad del punto de la pala considerado.

Se suele tomar como punto de referencia el extremo de la pala y su velocidad lineal  $\vec{u}$  se conoce como tip speed. Un parámetro adimensional muy utilizado en el estudio de aerogeneradores es la relación  $\lambda$  entre la velocidad ( $u$ ) del extremo de la pala y la velocidad del viento ( $v$ ). Este parámetro definido por  $\lambda = u/v$  se conoce como velocidad específica o tip speed ratio.

Los módulos de las fuerzas de sustentación ( $F_L$ ) y de arrastre ( $F_D$ ) vienen dados por:

$$F_L = C_L \left( \frac{1}{2} \rho A w^2 \right) ; \quad F_D = C_D \left( \frac{1}{2} \rho A w^2 \right) \quad (5.7)$$

En donde:

$w$  : módulo de la velocidad relativa del viento respecto a la pala (m/s).

$A$  : área característica, producto de la cuerda por la envergadura o longitud ( $A = lb$ ).

$\rho$  : densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ ).

$C_L$ ,  $C_D$ : coeficientes aerodinámicos de sustentación (*lift*) y de resistencia (*drag*).

Los coeficientes  $C_L$  y  $C_D$  son característicos de cada perfil y varían según el régimen del flujo y el ángulo de incidencia o de ataque ( $\alpha$ ) segun se muestra de forma esquemática en la figura 5.24.

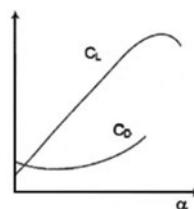


Figura 5.24. Variación de los coeficientes de sustentación ( $C_L$ ) y de arrastre ( $C_D$ ) con el ángulo de ataque para un perfil aerodinámico.

La relación entre  $C_L$  y  $C_D$  viene dada por la curva polar. La figura 5.25 muestra una curva polar para los perfiles NACA estándar (0009) y laminar (63-009).

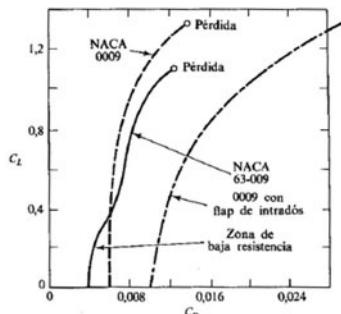


Figura 5.25. Polar de los perfiles NACA estándar (0009) y laminar (63-009).

Como se muestra en la figura 5.24, el coeficiente  $C_L$  y por lo tanto la fuerza de sustentación ( $F_L$ ), aumentan con el ángulo de ataque ( $\alpha$ ) hasta un valor máximo. Alcanzado este valor, si el ángulo de ataque sigue creciendo, la fuerza de sustentación se reduce mientras que la de arrastre sigue creciendo. Se inicia el desprendimiento del flujo con formación de remolinos y turbulencias (figuras 5.26 y 5.27).

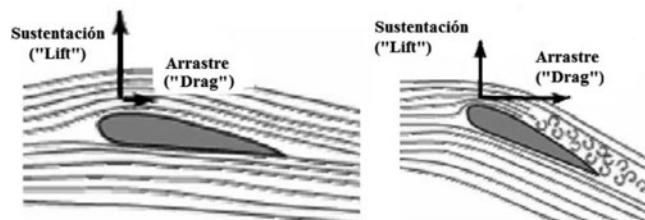


Figura 5.26. Variación de las fuerzas de sustentación y de arrastre con el ángulo de ataque.

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

En estas condiciones, el perfil entra en pérdida aerodinámica, disminuyendo  $C_L$  y la fuerza de sustentación ( $F_L$ ). Este fenómeno de pérdida de sustentación, denominado también *stall*, se ve favorecido si la pala tiene rugosidades o irregularidades superficiales (incisiones, aristas vivas, etc.).

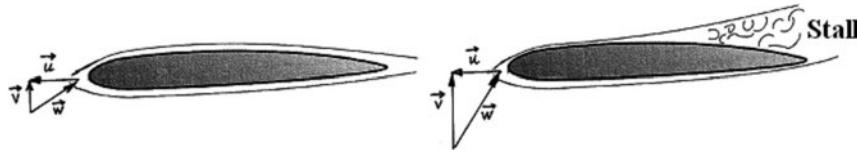


Figura 5.27. Entrada en pérdida aerodinámica (*stall*) al variar el ángulo de ataque de la velocidad relativa  $\vec{w}$  del viento respecto al perfil.

Mientras que en el caso del ala de un avión, se evita la entrada en pérdida del ala, ya que esta pierde capacidad de sustentación, en cambio en una pala de un aerogenerador se aprovecha de forma parcial o total para regular la potencia del rotor e incluso para su frenado. La entrada en pérdida aerodinámica se puede provocar:

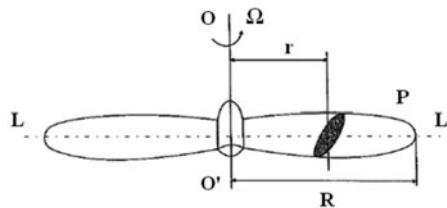
- Por medio de un diseño aerodinámico apropiado de las palas para que este fenómeno se inicie y progrese a medida que aumenta la velocidad del viento por encima de un cierto valor y de esta forma regular la potencia del rotor o incluso llegar a pararlo. Este es el fundamento del denominado sistema pasivo de regulación o *stall control* de un aerogenerador.
- Combinación del diseño aerodinámico de la pala con algún sistema que provoque el giro de la totalidad o de un tramo de la misma alrededor de su eje longitudinal, variando el ángulo de ataque. Este es el fundamento del denominado sistema activo de regulación o *pitch control* de un aerogenerador.

## 5.7. Acción del flujo de aire sobre el rotor del aerogenerador

El rotor de una eólica de eje horizontal se muestra esquemáticamente en la figura 5.28. Se considera una sección perpendicular al eje LL' de la pala, figura 5.29, representada en la figura 5.30. Se establecen los siguientes conceptos:

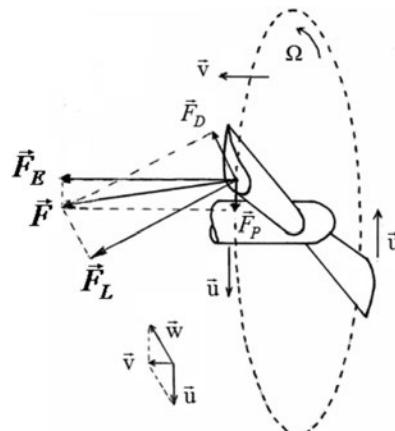
- Eje del rotor: es el eje (OO') alrededor del cual gira el rotor con velocidad de rotación  $\Omega$  en rad/s, donde  $\Omega = 2\pi n / 60$ , siendo  $n$  la velocidad de rotación en revoluciones por minuto (rpm).
- Diámetro del rotor: es el diámetro del círculo barrido por las palas ( $2R$ ). El área  $A$  barrida por el rotor es  $A = \pi R^2$  ( $R$ : radio del rotor).
- Eje de la pala: es el eje longitudinal de la misma (LL'), perpendicular al eje de giro del rotor (eje OO'). En aerogeneradores de palas orientables (*pitch control*), la pala puede girar sobre sí misma alrededor de este eje, con lo que puede regularse la potencia que captta el rotor del viento, a través del ángulo de ataque.
- Sección de la pala: es la sección resultante de la intersección de la pala con un plano perpendicular a su eje (sección sombreada en la figura 5.28 y representada en la figura 5.30). La línea que define su contorno se conoce como perfil de la pala. La sección y su perfil varían desde la base de la pala hasta su extremo P.
- Velocidad del extremo de la pala: es la velocidad lineal o tangencial de la punta o extremo de la pala ( $u$ ) y viene dada por:  $u = \Omega R$ , siendo  $\Omega$  la velocidad de rotación (rad/s) y  $R$  el radio de la pala. Se la conoce también por *tip speed*.

- Velocidad específica ( $\lambda$ ): es la relación entre la velocidad lineal del extremo de la pala ( $u$ ) y la velocidad absoluta del viento ( $v$ ). Viene dada por  $\lambda = u/v = \Omega R/v$ . La velocidad específica  $\lambda$  se la conoce también por tip speed ratio.
- Ángulo de asiento del perfil: es el ángulo  $\beta$  que forma la cuerda del perfil con el plano de giro de la hélice, según se muestra en la figura 5.30. También se le conoce como ángulo de paso o de calaje.
- Solidez: es la relación entre el área frontal de las palas y el área barrida por las mismas al girar. Las eólicas de pequeño número de palas tienen una solidez menor que las de un mayor número de palas.



**Figura 5.28. Esquema de un rotor de una turbina eólica.**

El flujo de aire alcanza el perfil con una velocidad absoluta  $\vec{v}$ , figura 5.29. Una sección, situada a una distancia  $r$  del eje de giro de la hélice, se mueve con velocidad  $\vec{u}$  (siendo  $u = \Omega r$ ) y el viento presenta una velocidad relativa  $\vec{w}$ , respecto a esta sección definida por la relación vectorial:  $\vec{w} = \vec{v} - \vec{u}$ .



**Figura 5.29. Fuerzas de arrastre y sustentación sobre la pala de un Aerogenerador.**

El viento ejerce sobre la sección una fuerza total  $\vec{F}$ , suma de dos componentes: una paralela a la dirección de la velocidad relativa que constituye la fuerza de resistencia  $\vec{F}_D$  y otra perpendicular a dicha dirección que es la fuerza de sustentación  $\vec{F}_L$ .

La fuerza total  $\vec{F}$  se puede descomponer según dos ejes: uno según la dirección de la velocidad absoluta del viento  $\vec{V}$ , y otro normal al anterior, según el plano de rotación del rotor. Estas componentes son, la fuerza  $\vec{F}_E$  que da origen al empuje axial del viento sobre el rotor y la fuerza  $\vec{F}_P$  responsable del par o momento del rotor que hace girar al mismo, desarrollando potencia en el eje de la máquina (figuras 5.29 y 5.30).

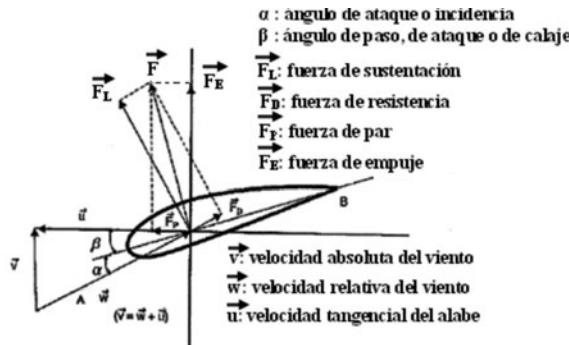


Figura 5.30. Perfil de la sección transversal de la pala o álar de una hélice.

## 5.8. Potencia eólica extraída. Coeficientes de potencia y de par

Cuando el viento incide sobre el rotor tiene una energía cinética que la turbina eólica no aprovecha en su totalidad, ya que por una parte el viento conserva una cierta velocidad aguas abajo del rotor, es decir no cede toda su energía cinética y por otra, de la energía que cede el viento al rotor, una pequeña parte se pierde en rozamientos aerodinámicos y mecánicos por lo que la energía final en el eje del rotor es siempre algo menor que la cedida por el viento a los álabes del rotor.

En el eje del rotor se obtiene una potencia ( $P$ ) capaz de accionar una carga, como un alternador eléctrico o una bomba hidráulica. Esta potencia ( $P$ ) se conoce como potencia en el eje del rotor o potencia al freno, de la misma forma que en cualquier otro tipo de motor (turbina de gas, de vapor o motor de combustión interna).

La potencia eólica del viento antes de incidir sobre el rotor se conoce como potencia eólica disponible ( $P_d$ ). Su relación con la potencia en el eje ( $P$ ) se establece a través de un rendimiento de conversión o coeficiente de potencia ( $C_p$ ) definido como la relación entre la potencia en el eje del rotor y la disponible del viento, según:

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \quad (5.8)$$

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

La densidad de potencia o potencia específica se define como la potencia obtenida por unidad de área barrida por el rotor y viene dada por:

$$\frac{P}{A} = C_p \left( \frac{P_d}{A} \right) = \frac{1}{2} C_p \rho v^3 \quad (5.9)$$

En donde:

$P$  : potencia en el eje del rotor del generador (W).

$A$  : área barrida por el rotor del generador ( $m^2$ ).

$\rho$  : densidad del aire en las condiciones de presión y temperatura del viento ( $kg/m^3$ ).

$v$  : velocidad del viento medida a la altura del buje del generador (m/s).

$C_p$  : coeficiente de potencia o rendimiento de conversión.

El coeficiente  $C_p$  es función de la *velocidad específica* o *tip speed ratio* ( $\lambda$ ), definida como la relación entre la velocidad lineal ( $u$ ) del extremo de la pala del generador y la velocidad del viento ( $v$ ). El valor de  $\lambda$  viene dado por la expresión:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2 \pi n R}{60 v} \quad (5.10)$$

En donde:

$u$ : velocidad lineal del extremo de la pala del rotor del generador (m/s).

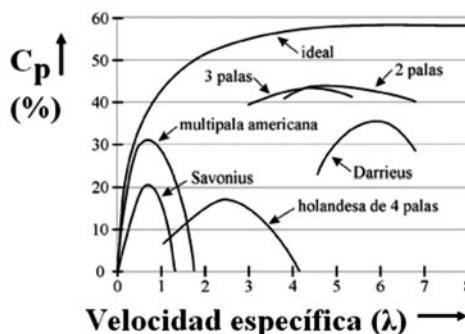
$\Omega$  : velocidad de rotación del rotor del generador (rad/s).

$n$ : velocidad de rotación del rotor del generador (rpm).

$R$ : radio del rotor (m).

$v$ : velocidad del viento (m/s).

La figura 5.31 muestra la variación del coeficiente  $C_p$  en función de la velocidad específica ( $\lambda$ ) para distintos tipos de aerogeneradores.



**Figura 5.31. Variación del coeficiente de potencia ( $C_p$ ) frente a la velocidad específica ( $\lambda$ ) para distintos tipos de aerogeneradores.**

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

$$P = M \Omega \quad (5.11)$$

En donde  $\Omega$  es la velocidad angular de giro del eje del rotor (rad/s). El par específico o densidad de par ( $M/A$ ) viene dado por:

$$\frac{M}{A} = \frac{1}{2} C_m \rho v^2 R \quad (5.12)$$

En donde:

$C_m$  : es el coeficiente de momento o de par.

$A$ : área de la circunferencia barrida por el rotor ( $m^2$ ).

$R$ : es el radio de la circunferencia barrida por el rotor (m).

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

La relación entre los coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ), viene dada por:

$$C_p = \lambda C_m \quad (5.13)$$

La figura 5.32 muestra de forma orientativa la variación del coeficiente de par  $C_m$  frente a la velocidad específica ( $\lambda$ ) para distintos rotores. De la misma se deduce:

- Los rotores de eje vertical, tipo Savonius, y los generadores multipala (*windmill*) presentan un elevado par de arranque para velocidades bajas del viento, lo que los hace adecuados para el arranque a plena carga, por ejemplo para el accionamiento de bombas de agua de émbolo.
- Los rotores tripala o bipala utilizados en la producción eléctrica tienen un par de arranque menor. Para arrancar requieren una velocidad del viento mayor que los multipala y no son muy adecuados para el accionamiento de máquinas que deban arrancar a plena carga, como pueden ser bombas o compresores de pistón.

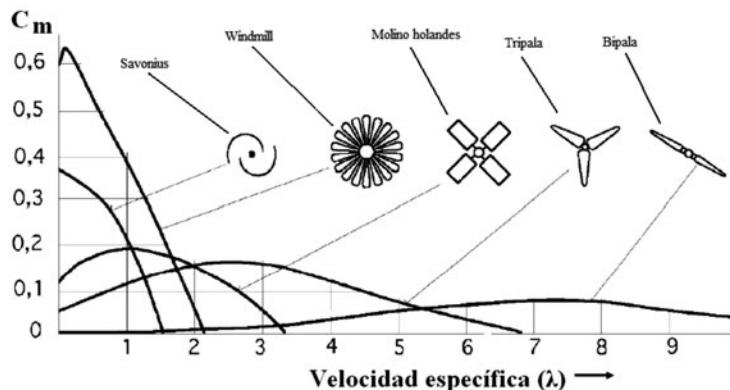


Figura 5.32. Coeficiente de par  $C_m$  frente a la velocidad específica  $\lambda$  para diversos tipos de rotores.

El comportamiento de los coeficientes de potencia  $C_p$  y de momento  $C_m$  para los distintos tipos de rotores, hace que la velocidad específica ( $\lambda$ ) de diseño sea diferente para ellos. La figura 5.33 muestra como varía la velocidad específica de diseño para las distintas configuraciones. Se observa que al disminuir el número de palas aumenta la velocidad específica de diseño. Por ello, los generadores multipala se denominan generadores lentos mientras que los bipala o tripala se conocen como rápidos, por lo que la denominación "lento" o "rápido" está ligada a la velocidad específica de diseño.

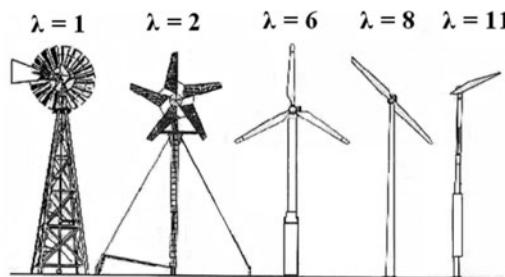


Figura 5.33. Velocidad específica ( $\lambda$ ) de diseño para distintos tipos de rotores.

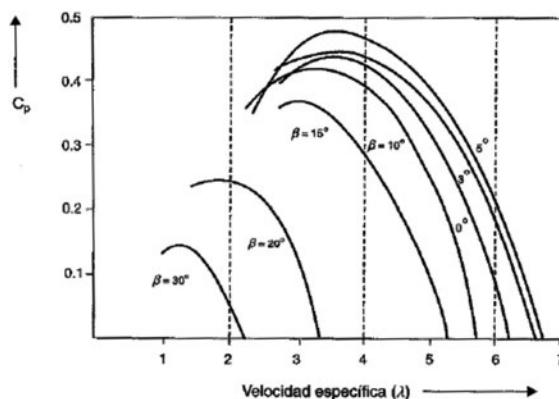
Los coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de momento ( $C_m$ ) para cada tipo de eólica varían según el régimen de funcionamiento de la máquina y dependen fundamentalmente:

- De la velocidad específica o tip speed ratio ( $\lambda$ ).
- Del ángulo de incidencia o de ataque ( $\alpha$ ), que a su vez depende de la velocidad específica ( $\lambda$ ) y del ángulo de paso del perfil ( $\beta$ ).

De esta forma estos coeficientes son función de estas dos variables:

$$C_p = C_p(\lambda, \beta) ; \quad C_m = C_m(\lambda, \beta) \quad (5.14)$$

En la figura 5.34 se muestra para una eólica, la variación del coeficiente de potencia  $C_p$  en función de la velocidad específica ( $\lambda$ ) para distintos valores del ángulo de paso ( $\beta$ ). Los valores de  $C_m$  pueden deducirse a partir de la relación:  $C_p = \lambda C_m$ .



**Figura 5.34. Coeficiente de potencia ( $C_p$ ) frente a la velocidad específica ( $\lambda$ ), para distintos valores del ángulo de paso o de asiento ( $\beta$ ).**

El par motor en el eje del rotor y por lo tanto la potencia en el eje dependen del ángulo de paso de la pala ( $\beta$ ), por lo que variando este ángulo se pueden controlar estas magnitudes. Por ello, en ciertos tipos de aerogeneradores, la palas pueden girar sobre su eje longitudinal para variar el ángulo de paso ( $\beta$ ) y en consecuencia el ángulo de ataque ( $\alpha$ ) y de esta forma regular el funcionamiento de la eólica. Es el sistema de control conocido como sistema activo o *pitch control*.

La velocidad tangencial ( $u$ ) de las distintas secciones de la pala aumenta a medida que nos alejamos del eje de giro del rotor. En la zona del buje, la velocidad es nula mientras que en el extremo de la pala puede alcanzar valores de unos 70 m/s.

Debido a la variación de esta velocidad desde el buje hasta el extremo del álabe, se debe ajustar el ángulo de paso de los perfiles a fin de tener siempre el mismo ángulo de ataque a lo largo de toda la pala, optimizando la potencia y evitando que una parte de la pala pueda entrar en pérdida aerodinámica. Para ello, la pala presenta una cierta torsión a lo largo de su eje longitudinal con la consiguiente disminución del paso conforme se avanza desde la base o raíz (zona del buje o centro de giro del rotor) hasta la punta o extremo de la pala.

Cuando aumenta la velocidad del viento, el ángulo de ataque crece más rápidamente en la base o raíz de la pala que en su extremo, por lo que la pérdida aerodinámica tiende a iniciarse en las secciones de la pala más cercanas al eje de giro del rotor.

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

Los sistemas de control de potencia de las turbinas eólicas aprovechan estos principios. Estos sistemas de control se realizan básicamente según:

- Sistema de regulación activa por cambio del ángulo de paso (*pitch control*)
- Sistema de regulación pasiva por pérdida aerodinámica (*stall control*)

El sistema de regulación activa (*pitch control*) incorpora un mecanismo de control, generalmente con accionamiento hidráulico, que hace girar la pala sobre su eje para variar su ángulo de paso ( $\beta$ ) y por tanto el ángulo de ataque ( $\alpha$ ) y de esta forma regular la potencia desarrollada por la eólica. A medida que varía la velocidad del viento, el sistema de control ordena el giro de la pala sobre sí misma (alrededor de su eje longitudinal) para alcanzar el máximo rendimiento. En algunos casos el giro solo se realiza en la zona del extremo de la pala, en su punta. Si el viento es muy intenso, (con velocidades superiores a unos 25 a 30 m/s), para evitar daños sobre la máquina, la pala gira sobre sí misma de tal forma que se anule la acción del viento sobre ella.

En el sistema de regulación pasiva por pérdida aerodinámica (*stall control*) las palas están unidas rígidamente al buje y forman con el mismo un ángulo constante, de tal forma que no pueden girar sobre sí mismas como ocurría en el caso anterior. El perfil de la pala se diseña de forma que, a medida que aumente la velocidad del viento surja la pérdida aerodinámica de sustentación por aparición de turbulencias aguas abajo del perfil de fuga de la sección.

El efecto de la torsión de la pala a lo largo de su eje longitudinal permite:

- Favorecer la pérdida de sustentación de forma suave y gradual, desde la base hasta la punta de la pala, evitando la aparición brusca a lo largo de toda la pala de esta pérdida de sustentación. De esta forma se consigue frenar y detener el rotor de forma suave cuando el viento empieza a alcanzar velocidades peligrosas para la integridad de la máquina (de 25 a 30 m/s).
- En el intervalo de velocidades del viento en el que trabaja la turbina eólica, la torsión del perfil trasversal de la pala varía el ángulo de paso desde la base hasta la punta para conseguir trabajar en las condiciones de rendimiento óptimo.

## 5.9. Potencia eólica extraída máxima teórica. Límite de Betz

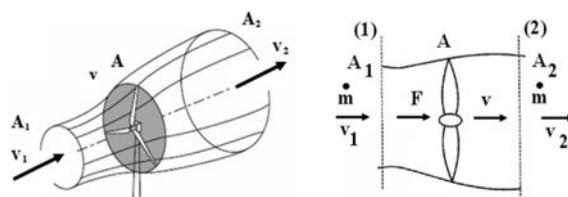
El teorema de Betz establece un límite máximo para la potencia que puede extraerse del flujo de un viento de velocidad  $v$ .

Sea un flujo de aire que atraviesa el área  $A$  barrida por un rotor (figura 5.35). El aire se considera como fluido incompresible (densidad constante), dado que las variaciones de presión y temperatura son pequeñas. Según la ecuación de continuidad:

$$v_1 A_1 = v A = v_2 A_2 \quad (5.15)$$

El caudal másico  $m$  viene dado por:  $m = \rho A v$ . Siendo  $\rho$  a densidad del aire,  $A$  el área barrida por el rotor y  $v$  la velocidad a través de la sección  $A$  del rotor.

Figura 5.35. Flujo de aire circulando a través del área ( $A$ ) barrida por el rotor.



La fuerza  $F$ , que el fluido realiza sobre el rotor, se determina a partir de la variación de la cantidad de movimiento del fluido:

$$F = m(v_1 - v_2) = \rho A v (v_1 - v_2) \quad (5.16)$$

Aplicando el teorema de Bernoulli entre las secciones 1 y 2, y suponiendo que se cumple aproximadamente:  $A_1 \approx A_2 \approx A$ , se tiene:

$$F = (p_2 - p_1) A = \frac{1}{2} A \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad (5.17)$$

A partir de las expresiones anteriores se obtiene para la velocidad del viento ( $v$ ) en el plano del rotor:

$$v = 0.5(v_1 + v_2)$$

La potencia ( $P$ ) que el flujo de aire cede al rotor de la máquina es el producto de la fuerza por la velocidad ( $P = F v$ ). Combinando las expresiones (5.16) y (5.17) se tiene:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad (5.18)$$

La condición de máxima potencia se determina:  $dP/dv = 0$ , lo que conduce a que la máxima potencia se alcanza para una velocidad:  $v_2 = v_1/3$ .

Sustituyendo en la expresión (5.18) se obtiene la potencia máxima  $P_{\max}$  que teóricamente puede extraerse de un flujo de viento de velocidad  $v_1$  y viene dada por:

$$P_{\max} = \frac{16}{54} \rho A v_1^3 = \frac{16}{27} \left( \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \right) = \frac{16}{27} P_d = 0,593 P_d \quad (5.19)$$

Esta expresión constituye el teorema de Betz, según el cual la energía máxima que teóricamente puede ser aprovechada del viento es solo el 59,3% de la energía disponible (energía cinética que lleva el viento). Por lo tanto el máximo valor de  $C_p$  es igual a 0,593. En la práctica, en las modernas turbinas los valores máximos de  $C_p$  se sitúan en el entorno de 0,5.

El límite de Betz expresa: "la máxima energía que puede extraerse de un flujo de aire con una turbina ideal es igual al 59,3% de la energía cinética del flujo incidente".

Si se introduce un factor de interferencia ( $a$ ), también conocido como coeficiente de velocidad inducida axial, definido como:

$$a = 1 - \left( \frac{v}{v_1} \right) = \frac{1}{2} \left( 1 - \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (5.20)$$

El coeficiente de potencia  $C_p$  puede expresarse como:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (5.21)$$

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

La figura 5.36 muestra  $C_p$  frente al factor de interferencia  $a$ . El máximo de  $C_p$  se presenta, para  $a = 1/3$ , es decir cuando la velocidad del viento en la sección del plano del rotor es 2/3 de la velocidad del flujo aguas arriba sin perturbar, o bien cuando la velocidad del viento aguas abajo del plano del rotor es 1/3 de la velocidad aguas arriba. Para valores de  $a \geq 0,5$  el modelo de cálculo carece de sentido físico.

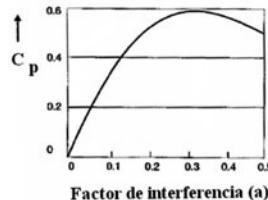


Figura 5.36. Coeficiente de potencia  $C_p$  frente al factor de interferencia  $a$ .

Aunque la teoría de Betz es aproximada ya que no tiene presente aspectos en la práctica como la resistencia aerodinámica de las palas, la pérdida de energía por turbulencia de estela, la compresibilidad del aire y la interferencia entre las palas, permite el cálculo aproximado de la potencia máxima de una eólica de eje horizontal y es útil para disponer de un límite superior del coeficiente de potencia  $C_p$ .

## 5.10. Flujo de potencias en un aerogenerador

En muchos casos, el eje del rotor de la turbina eólica no se acopla directamente a la máquina operadora (alternador o bomba) sino que el acoplamiento se realiza a través de una caja de engranajes variadora de velocidad (gear box) que acciona la máquina operadora a una velocidad de giro diferente a la del rotor eólico.

La caja variadora de velocidad tiene una relación de transformación 1:m (por cada vuelta del rotor eólico corresponden m vueltas de la carga). La velocidad angular de salida de la caja ( $\omega$ ) se relaciona con la velocidad de giro del rotor eólico ( $\Omega$ ) según:

$$\omega = m \Omega \quad (5.22)$$

La caja variadora (gear box) tiene un rendimiento de transmisión ( $\eta_c$ ), definido como la relación entre la potencia de salida que entrega a la máquina operadora, es decir la potencia de accionamiento ( $P_{acc}$ ), y la potencia en el eje del rotor eólico ( $P$ ).

El flujo de potencias que se inicia en la potencia disponible ( $P_d$ ) del viento y finaliza en la potencia útil final ( $P_u$ ) se muestra en la figura 5.37. En ella se incluyen los siguientes elementos: rotor de la turbina eólica, caja variadora de velocidad y máquina operadora (generador eléctrico o bomba hidráulica).

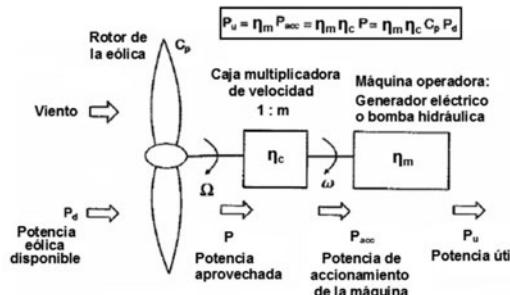


Figura 5.37. Flujo de potencias en un sistema de captación y aprovechamiento de energía eólica.

En el flujo de potencias, se distinguen las siguientes potencias y rendimientos:

- *Potencia disponible ( $P_d$ )*: es la potencia del viento, debida a su energía cinética.
- *Potencia en el eje del rotor de la eólica ( $P$ )*: es la potencia aprovechada por el rotor de la eólica. Es la potencia útil en el eje del rotor eólico que acciona la caja multiplicadora (*gear box*). Se determina a través de la relación:  $P = C_p P_d$ .
- *Potencia de accionamiento ( $P_{acc}$ )*: es la potencia en el eje de salida de la caja multiplicadora de velocidad, que se utiliza para el accionamiento de la máquina operadora (alternador o bomba hidráulica). Se calcula según:  $P_{acc} = \eta_c P_d$ , siendo  $\eta_c$  el rendimiento de la caja multiplicadora o rendimiento de transmisión.
- *Potencia útil final ( $P_u$ )*: es la potencia útil que suministra la máquina operadora (por ejemplo la potencia eléctrica que suministra el alternador). Se calcula a través de:  $P_u = \eta_m P_{acc}$ , siendo  $\eta_m$  el rendimiento de la máquina operadora movida por la eólica (alternador o bomba hidráulica).

La relación entre las distintas potencias viene dada por:

$$P_u = \eta_m P_{acc} = \eta_m \eta_c P_d = \eta_m \eta_c C_p P_d \quad (5.23)$$

El rendimiento global  $\eta_g$  para todo el conjunto se define como la relación entre la potencia útil final y la potencia eólica disponible en el viento. Este rendimiento global también se conoce como coeficiente eólico – eléctrico ( $C_e$ ), definido según:

$$\eta_g = \frac{P_u}{P_d} = \eta_m \eta_c C_p \quad (\eta_g = C_e) \quad (5.24)$$

- En el caso de un alternador, su rendimiento  $\eta_m$  se designa por  $\eta_e$  y la potencia útil ( $P_u$ ) es la potencia eléctrica activa ( $P_e$ ) que suministra el alternador en sus bornes. Se expresa según:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Generador trifásico: } P_e = \sqrt{3} U I \cos\varphi \\ \text{Generador monofásico: } P_e = V I \cos\varphi \end{array} \right\} \quad (5.25)$$

En donde:

$U, I$ : tensión e intensidad de línea en un sistema trifásico (valores eficaces).

$V, I$ : tensión e intensidad en un sistema monofásico (valores eficaces).

$\cos\varphi$ : factor de potencia.

- En el caso de bomba hidráulica, la potencia útil ( $P_u$ ) es la potencia que la bomba comunica al caudal de agua que suministra y viene dada por:

$$P_u = Q \rho g H_m \quad (5.26)$$

$Q$ : caudal volumétrico de líquido bombeado ( $m^3/s$ ).

$\rho$ : densidad del líquido bombeado ( $kg/m^3$ );  $g$ : aceleración de la gravedad ( $9,807 m/s^2$ )

$H_m$ : altura manométrica suministrada por la bomba (m).

**Ejemplo 5.1**

Para un aerogenerador de eje horizontal tripala de 63 m de diámetro, velocidad del viento de 12 m/s y densidad 1,23 kg/m<sup>3</sup>, se conocen los siguientes parámetros:

- Coeficiente de potencia:  $C_p = 0,45$ .
- Rendimiento de la caja variadora de velocidad:  $\eta_c = 0,97$ .
- Rendimiento del alternador eléctrico:  $\eta_e = 0,96$ .
- Rendimiento del transformador:  $\eta_t = 0,98$ .

Se desea establecer un diagrama del flujo de potencias que se inicie en la potencia disponible en el viento y que finalice en la potencia eléctrica vendida a la red eléctrica

**Solución**

La potencia eólica disponible en el viento ( $P_d$ ) se calcula según:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho v^3 A = \frac{1}{2} \times 1,23 \times 12^3 \times \frac{\pi}{4} \times 63^2 = 3313 \text{ kW}$$

La potencia convertida en mecánica de rotación en el eje del rotor eólico ( $P$ ) es:

$$P = C_p P_d = 0,45 \times 3313 = 1491 \text{ kW}$$

Esta potencia es la correspondiente al eje del rotor eólico, es decir es la que se aplica a la entrada o primario de la caja multiplicadora de velocidad. La potencia de salida de esta caja es la potencia de accionamiento utilizada para mover el alternador. La potencia de accionamiento ( $P_{acc}$ ) se calcula según:

$$P_{acc} = \eta_c P = 0,97 \times 1491 = 1446 \text{ kW}$$

La potencia eléctrica que se obtiene en los bornes de salida del alternador ( $P_e$ ) será:

$$P_e = \eta_e P = 0,96 \times 1446 = 1338 \text{ kW}$$

Finalmente la potencia enviada a la red eléctrica, es algo menor debido al rendimiento del transformador elevador de tensión. Esta potencia  $P_{e,red}$  viene dada por:

$$P_{e,red} = \eta_t P = 0,98 \times 1338 = 1360 \text{ kW}$$

El rendimiento global de todo el sistema puede definirse como la relación entre la energía eléctrica inyectada a la red y la disponible en el viento. En este caso el valor del rendimiento global ( $\eta_g$ ) viene dado por:

$$\eta_g = \frac{1360}{3313} = 0,411 \quad (41,1\%)$$

La figura 5.38 muestra el diagrama del flujo de potencias.

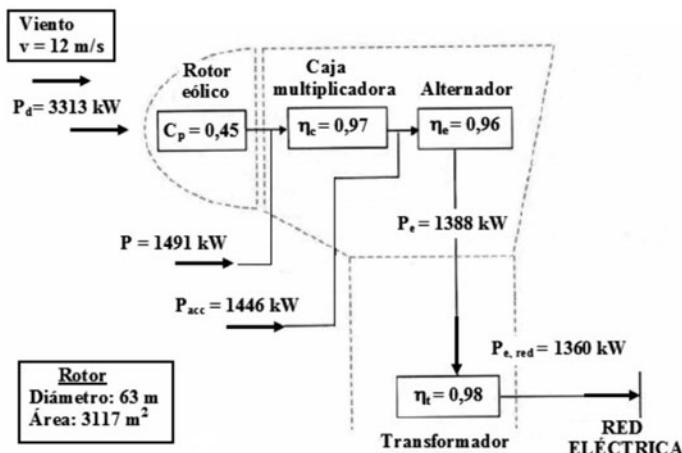


Figura 5.38. Flujo de potencias del ejemplo 5.1.

### Ejemplo 5.2

El rotor de un aerogenerador de eje horizontal de tres palas tiene un diámetro igual a 60 m y gira a una velocidad de 20 rpm. Cuando la velocidad del viento es de 10 m/s, la máquina presenta un valor del coeficiente de potencia  $C_p = 0,4$ . Suponiendo una densidad del aire de  $1,23 \text{ kg/m}^3$  se desea calcular:

- Potencia eólica disponible ( $P_d$ ).
- Potencia en el eje del rotor de la turbina eólica ( $P$ ).
- Velocidad específica ( $\lambda$ ).
- Coeficiente de par ( $C_m$ ) y valor del par ( $M$ ) en el eje del rotor.

### Solución

- El área barrida por el rotor es:  $A = \pi R^2 = \pi 30^2 = 2.827 \text{ m}^2$  La potencia eólica disponible ( $P_d$ ) se determina según:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} \times 1,23 \times 2827 \times 10^3 = 1739 \text{ kW}$$

- La potencia en el eje del rotor eólico ( $P$ ) se calcula a partir de la expresión (5.8):

$$P = C_p P_d = 0,4 \times 1739 = 696 \text{ kW}$$

- La velocidad específica  $\lambda$  se calcula a través de:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2 \pi n R}{60 v} = \frac{2 \pi \times 20 \times 30}{60 \times 10} = 6,3$$

## AERODINÁMICA DE LOS AEROGENERADORES

d) El par o momento en el eje del rotor ( $M$ ) y el coeficiente de par ( $C_m$ ) vienen dados por las expresiones (5.11) y (5.13).

$$P = M \Omega \quad \rightarrow \quad M = \frac{P}{\Omega} = \frac{696 \text{ kW}}{2,09 \text{ rad/s}} = 333 \text{ kNm}$$

$$C_p = \lambda C_m \quad \rightarrow \quad C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{0,4}{6,3} = 0,064$$

### Ejemplo 5.3

---

El aerogenerador del ejemplo anterior, acciona un alternador que gira a 1500 rpm, por lo que se usa un multiplicador de velocidad para su acoplamiento al eje del rotor eólico. El rendimiento de transmisión del multiplicador es 98% ( $\eta_c = 0,98$ ) y el rendimiento del generador eléctrico es 97% ( $\eta_e = 0,97$ ). Calcular:

- La relación de multiplicación (1:m) de la caja de engranajes de acoplamiento.
- La potencia útil del alternador.
- El rendimiento global de todo el sistema.
- Si el alternador tiene una tensión nominal  $U = 690$  V, la potencia aparente y la intensidad que suministra a una carga con factor de potencia igual a 0,8.

### Solución

a) La velocidad angular del alternador:  $\omega = 2\pi \times 1500 / 60 = 157,1 \text{ rad/s}$

La relación de multiplicación:  $m = \omega/\Omega = 1500/20 = 75$

b) Segundo la expresión (5.25) se tiene:

Potencia útil (eléctrica):  $P_e = \eta_e \eta_c P = 0,97 \times 0,98 \times 696 \text{ kW} = 662 \text{ kW}$

Rendimiento global:  $\eta_g = \eta_c \eta_e C_p = 0,98 \times 0,97 \times 0,40 = 0,38 \quad (38\%)$

c) La potencia aparente:  $S = P_e / \cos \phi = 662 / 0,8 = 827,5 \text{ kVA}$

d) Segundo (5.25), la intensidad suministrada a una carga con factor de potencia 0,8:

$$P_e = \sqrt{3} U I \cos \phi \quad \rightarrow \quad I = \frac{P_e}{\sqrt{3} U \cos \phi} = \frac{662 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 690 \times 0,8} = 692 \text{ A}$$

### Ejemplo 5.4

---

Un aeromotor de eje horizontal de 24 palas, tiene un diámetro de 3 m y gira a una velocidad de 100 rpm cuando la velocidad del viento es de 8 m/s. En estas condiciones su coeficiente de potencia es igual a 0,3.

El aeromotor acciona una bomba de pistón que funciona en un régimen de 33 emboladas por minuto (1 embolada corresponde a 1 vuelta de cigüeñal, es decir a dos carreras de pistón). El variador de velocidad tiene un rendimiento del 95% ( $\eta_t = 0,98$ ) y el rendimiento de la bomba es del 50% ( $\eta_m = 0,5$ ). Se desea calcular:

- Potencia eólica disponible y potencia en el eje del rotor eólico.
- Velocidad específica, coeficiente de par y par en el eje del rotor.
- La relación de reducción de velocidades en la caja de engranajes de acoplamiento entre el rotor de la eólica y el eje del cigüeñal de la bomba.
- Caudal de agua que se puede bombear para una altura manométrica de 15 m.

### Solución

- a) Potencia eólica disponible ( $P_d$ ) y potencia eólica en el eje del rotor eólico ( $P$ )

El área barrida por el rotor es:  $A = \pi R^2 = \pi \times 1,5^2 = 7,07 \text{ m}^2$

$$\text{La potencia disponible } (P_d): P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} \times 1,23 \times 7,07 \times 8^3 = 2226 \text{ W}$$

$$\text{La potencia en el eje del rotor } (P): P = C_p P_d = 0,3 \times 2226 = 668 \text{ W}$$

- b) Velocidad específica, coeficiente de par y par en el eje del rotor

$$\text{Velocidad específica: } \lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2\pi n R}{60 v} = \frac{2\pi \times 100 \times 1,5}{60 \times 8} = 1,96 \approx 2$$

$$\text{Par en el eje del rotor: } P = M \Omega \rightarrow M = \frac{P}{\Omega} = \frac{668 \text{ W}}{10,47 \text{ rad/s}} = 63,8 \text{ Nm}$$

$$\text{Coeficiente de par: } C_p = \lambda C_m \rightarrow C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{0,3}{1,96} = 0,153$$

- c) La relación de reducción de velocidades en la caja de engranajes de acoplamiento entre el rotor de la eólica y el eje del cigüeñal de la bomba será:

$$\text{La velocidad angular del eje del cigüeñal es: } \omega = \frac{2\pi \times 33}{60} = 3,46 \text{ rad/s}$$

$$\text{La relación de reducción se determina según: } \omega = \frac{2\pi \times 33}{60} = 3,46 \text{ rad/s}$$

- d) Caudal de agua que se puede bombear para una altura manométrica de 15 m

$$\text{La potencia útil: } P_u = \eta_m \eta_t P = 0,50 \times 0,95 \times 668 \text{ W} = 317 \text{ W}$$

$$\text{El caudal Q de agua se determina a partir de: } P_u = Q \rho g H_m$$

$$P_u = Q \rho g H_m \rightarrow Q = \frac{P_u}{\rho g H_m} = \frac{317 \text{ W}}{1000 \left( \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \times 9,807 \left( \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right) \times 15 \text{ (m)}} = 2,15 \times 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Caudal de agua:  $Q = 7.760 \text{ litros / hora.}$

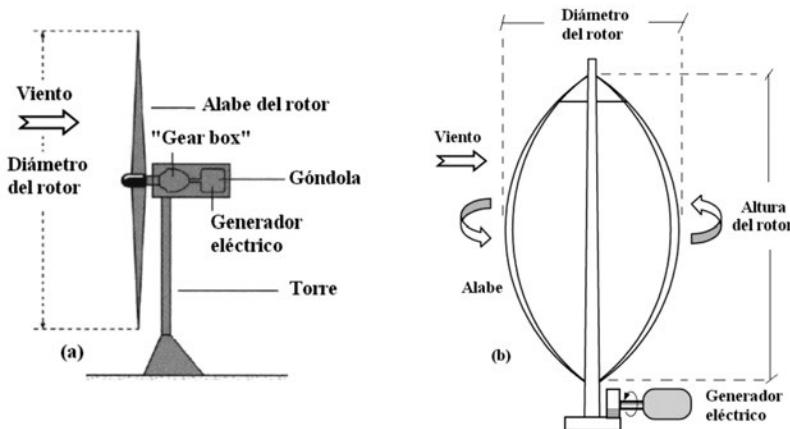
# CAPÍTULO 6

## Aerogeneradores de eje vertical y aerobombas

### 6.1. Tipos de aerogeneradores

Los aerogeneradores pueden clasificarse según diversos criterios.

- *Por su principio de funcionamiento:*
  - a) Basados en la fuerza de arrastre o resistencia (*drag*): tienen una velocidad específica pequeña y un elevado par de arranque. En este grupo se incluyen los aerogeneradores de eje vertical tipo Savonius y los aeromotores multipala de eje horizontal utilizados para el bombeo de agua.
  - b) Basados en la fuerza de sustentación (*lift*): tienen una velocidad específica mayor, un par de arranque menor y una mayor producción de energía por unidad de área barrida por el rotor (producción específica). Se destinan básicamente a la producción eléctrica. De este tipo, son los aerogeneradores de eje horizontal tipo hélice (bipala y tripala) y los de eje vertical tipo Darrieus.
- *Por la disposición de su eje de giro:*
  - a) *De eje horizontal:* su eje de rotación es paralelo a la dirección del viento (figura 6.1.a). Es el tipo más común usado para la producción eléctrica. También se denominan HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).
  - b) *De eje vertical:* su eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento. Poco utilizados, los más conocidos son el Savonius con un funcionamiento similar al de un anemómetro de copas y el Darrieus de álabes curvados (figura 6.1.b). También se denominan VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).



**Figura 6.1. (a) Aerogenerador de eje horizontal.  
(b) Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus.**

- *Otras clasificaciones:*

También pueden clasificarse en función de su velocidad específica ( $\lambda$ ) definida como la relación entre la velocidad lineal del extremo de la pala ( $u$ ) y la velocidad del viento ( $v$ ). La velocidad específica también se

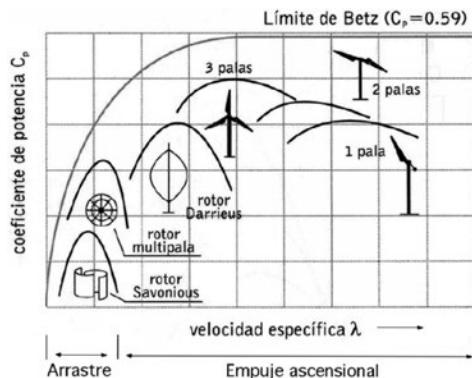
conoce como *tip speed ratio* (TSR). Según este criterio se clasifican en lentos, intermedios y rápidos. Las eólicas de eje horizontal tipo hélice, bipalas o tripalas, se consideran rápidas y las multipalas, lentas o intermedias, según el número de palas. En general, la eólica de eje horizontal tipo hélice se hace más lenta a medida que aumenta el número de palas.

Otras clasificaciones pueden realizarse según su velocidad de rotación: en rotores de velocidad constante y de velocidad variable, o según el sistema de control de potencia utilizado, como control pasivo o por pérdida aerodinámica (*stall*) y control activo por variación del ángulo de paso (*pitch*).

Los generadores de eje horizontal (HAWT) presentan como ventajas más significativas las de tener un mayor coeficiente de potencia ( $C_p$ ), una mayor capacidad para barrer áreas mayores con el consiguiente aumento de potencia y la ventaja de aprovechar el incremento de la velocidad del viento por la mayor elevación respecto al suelo.

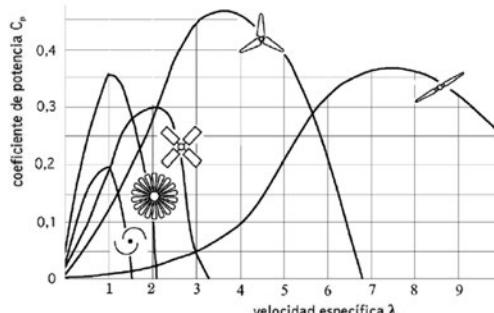
Los generadores de eje vertical (VAWT) presentan como ventajas más relevantes: que poseen una simetría vertical, por lo que no requieren sistemas de orientación, que tienen una mejor accesibilidad, por lo que se facilitan las tareas de mantenimiento, y que no requieren mecanismos de cambio de paso.

En general, tal como se muestra en la figura 6.2, los aerogeneradores de eje horizontal presentan un coeficiente de potencia mayor que los de eje vertical. Este tipo de máquinas son las usadas para producción eléctrica.



**Figura 6.2. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica para distintos tipos de aerogeneradores.**

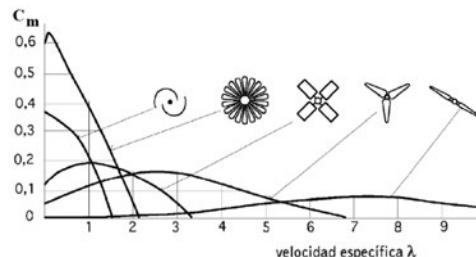
La figura 6.3 muestra con mayor detalle la variación del coeficiente de potencia frente a la velocidad específica para distintas configuraciones. Obsérvese como el aerogenerador de eje horizontal tripala es la configuración que muestra un mayor valor del coeficiente de potencia ( $C_p$ ).



**Figura 6.3. Coeficiente de potencia frente a la velocidad específica para diversos rotores eólicos.**

## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS

El comportamiento del coeficiente de momento o de par en el eje ( $C_m$ ) frente a la velocidad específica ( $\lambda$ ) difiere sensiblemente del coeficiente de potencia ( $C_p$ ). En la figura 6.4 se muestra este comportamiento. Las eólicas lentas, como el rotor Savonius y el aerogenerador multipala, presentan pares de arranque elevados, lo que los hace más adecuados para arrancar a plena carga, por ejemplo para accionar una bomba de agua, mientras que los bipala o tripala poseen un par de arranque menor.



**Figura 6.4. Relación entre el coeficiente de par ( $C_m$ ) y la velocidad específica para distintos tipos de aerogeneradores.**

En resumen, puede indicarse que:

- Los aerogeneradores multipala y Savonius alcanzan su máximo coeficiente de potencia o rendimiento aerodinámico para velocidades específicas bajas. Funcionan bien con velocidades del viento pequeñas.
- El coeficiente de potencia o rendimiento aerodinámico y la potencia es mayor en los aerogeneradores de tipo hélice y Darrieus.
- El coeficiente de potencia permanece siempre inferior al límite de Betz, y se aproxima a él cuando aumenta la velocidad específica.
- Para velocidades específicas superiores a 3,5, las palas funcionan principalmente por empuje ascendencial (*lift*), mientras que para valores menores lo hacen por arrastre (*drag*).

## 6.2. Aerogeneradores de eje horizontal

En un aerogenerador de eje horizontal tipo hélice (figura 6.1.a), se distinguen los siguientes subsistemas:

- Un rotor formado por varias palas insertadas en una pieza común denominada buje. Convierte la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación.
- Una caja de engranajes multiplicadora de velocidad (*gear box*), situada entre el rotor eólico y el rotor del alternador, ya que el rotor eólico gira a una velocidad mucho menor que el alternador. En algunos tipos de aerogeneradores, provistos de un generador síncrono multipolo se prescinde de la caja multiplicadora y el eje del rotor de la turbina eólica se acopla directamente al eje del alternador.
- Un alternador o generador eléctrico que produce energía eléctrica.
- Una góndola que encierra en su interior el multiplicador de velocidad, el generador eléctrico y todos los sistemas auxiliares de regulación y control.
- Una torre de sustentación de todo el conjunto.

Según la velocidad de giro, los aerogeneradores de eje horizontal se clasifican en:

- Generadores lentos*: los generadores multipala tienen en general entre 6 y 24 palas. Presentan una baja velocidad específica de diseño ( $\lambda$ ) y un gran par de arranque. Su uso más frecuente es para accionar una bomba de agua. Arrancan con velocidades del viento entre 2 y 3 m/s y la velocidad óptima de funcionamiento se sitúa en el entorno de unos 7 m/s.
- Generadores rápidos*: tienen dos o tres palas, aunque existen modelos con una sola. Los más frecuentes son los tripala. Presentan una velocidad específica ( $\lambda$ ) más elevada, tienen un par de arranque pequeño y requieren velocidades de viento del orden de 3 a 4 m/s para su arranque. Son los más utilizados para generación eléctrica, a través de su acoplamiento con un alternador. Su gama de potencias es muy amplia, desde modelos de pequeña potencia (1 kW) usados en instalaciones autónomas a modelos de gran potencia (de 1.000 a 3.000 kW) en parques eólicos. En la actualidad existen algunos en el entorno de 5.000 kW.
- Generadores de velocidad intermedia*: tienen entre 3 y 6 palas y sus prestaciones están comprendidas entre las de los dos casos anteriores. En general son de pequeña potencia y su aplicación principal es en equipos autónomos para producción de electricidad. Su presencia en el mercado es escasa.

En la figura 6.5 se muestran distintos tipos de rotores de eje horizontal.

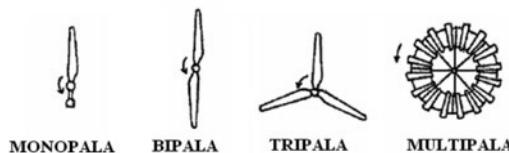


Figura 6.5. Tipos de rotores eólicos de eje horizontal.

La potencia nominal del rotor del aerogenerador aumenta muy aproximadamente con el cuadrado del diámetro. La figura 6.6 muestra la variación del diámetro frente a la potencia nominal. Actualmente se considera como límite viable técnica y económicamente una potencia máxima por aerogenerador de 5 a 6 MW.

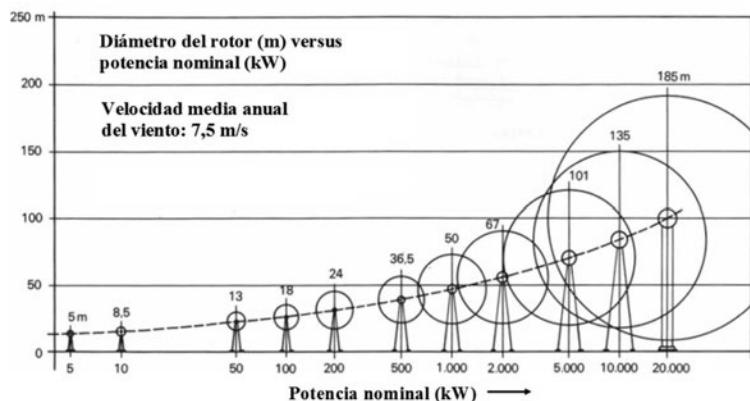


Figura 6.6. Diámetro de aerogeneradores tripala frente a la potencia nominal.

### 6.3. Aerogeneradores de eje vertical

Los generadores de eje vertical se utilizan mucho menos que los de eje horizontal. La mayoría de los de eje vertical son de dos tipos: de arrastre diferencial que aprovechan la diferencia de la fuerza del viento entre una superficie cóncava y una convexa, de modo similar al funcionamiento de un anemómetro de cazoletas (Savonius), o de rotor de variación cíclica de incidencia (Darrieus), según se muestra en la figura 6.7.

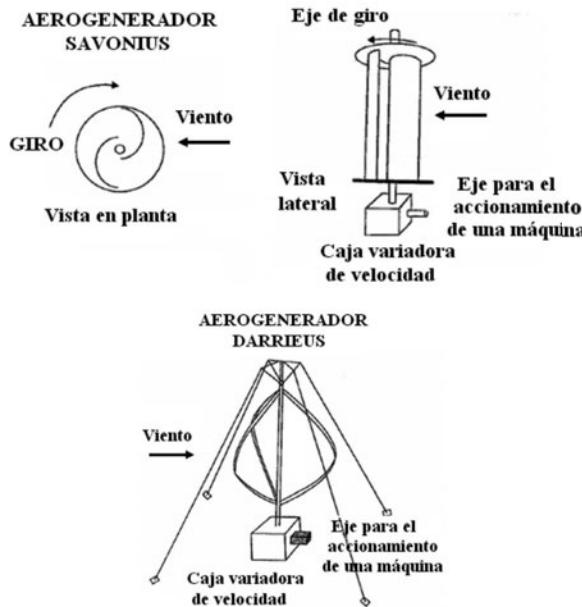


Figura 6.7. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT).

Los aerogeneradores de eje vertical son muy poco utilizados por razones técnicas y económicas, por lo que la mayoría de generadores eólicos son de eje horizontal. Existen diversos tipos de aerogeneradores de eje vertical. Los más conocidos son:

- Rotor de arrastre diferencial, sin o con pantalla (Savonius).
- Rotor de variación cíclica de incidencia (Darrieus).

Los del tipo Savonius unen al arrastre diferencial, la acción de la fuerza aerodinámica sobre las superficies de los semicilindros. Son de pequeña potencia y su campo de aplicación se restringe a la producción autónoma de electricidad o al bombeo de agua.

Los del tipo Darrieus están formados por dos o tres palas ovaladas de perfil aerodinámico. Tienen características parecidas a los de eje horizontal, con un par de arranque pequeño. Son poco utilizados.

En la figura 6.8 se muestran diversos tipos de rotores eólicos de eje vertical.

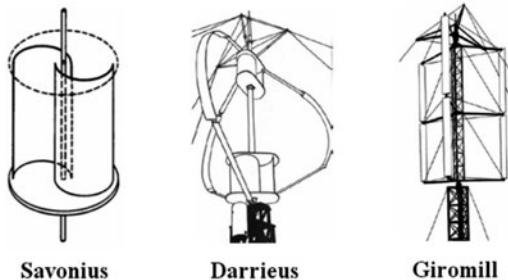


Figura 6.8. Distintos tipos de aerogeneradores de eje vertical.

### 6.3.1. Eólica de rotor de arrastre diferencial: rotor Savonius

El rotor Savonius está formado por dos semicilindros cuyos ejes están desplazados entre sí, según muestra la figura 6.9. El desplazamiento entre los ejes, facilita el cambio de dirección del flujo, por lo que además de la acción de las fuerzas de origen aerodinámico se aprovecha la variación de la cantidad de movimiento del fluido.

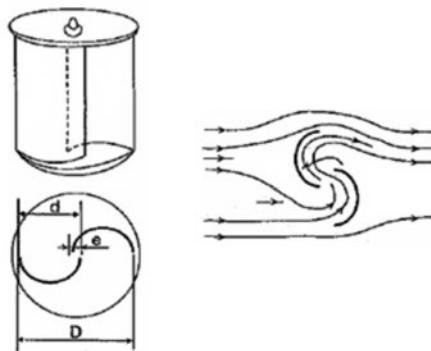


Figura 6.9. Principio de funcionamiento de un rotor de eje vertical (Savonius).

En la figura 6.10 se muestra la secuencia de un giro completo de  $360^\circ$  de un rotor Savonius. En algunos rotores, para facilitar el par de arranque se colocan dos rotores iguales, uno encima del otro formando dos pisos y desplazados entre sí un ángulo de  $90^\circ$ . También se han ensayado configuraciones de cuatro rotores formando cuatro pisos con desfases de  $45^\circ$  entre sí.

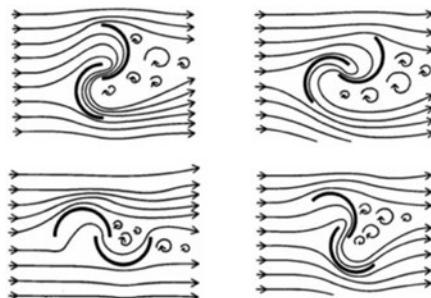


Figura 6.10. Secuencia de giro de un rotor Savonius.

## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS

En el rotor Savonius los coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ) dependen de la relación entre la separación y el diámetro ( $e/d$ ). Para  $e/d = 1/6$ , se encuentran los valores más elevados de  $C_p$ , que se hace máximo para una velocidad específica  $\lambda$  entre 0,9 y 1 (figura 6.11). En este caso, la velocidad específica  $\lambda$  se define como:  $\lambda = \Omega R/v$ , siendo  $R = d - 0,5 e$ . El área A corresponde a la cuaderna principal y se determina a través de la expresión:  $A = h (2d - e) = hD$ , como se deduce de la configuración geométrica del rotor.

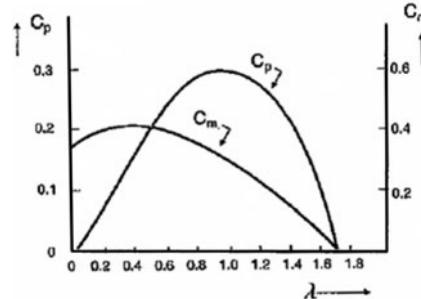


Figura 6.11. Coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ) para un rotor Savonius formado por dos semicilindros de 15 cm de diámetro y 38 cm de altura, y con una relación  $e/d = 1/6$ .

El funcionamiento de este rotor se basa en la diferente fuerza aerodinámica que ejerce un flujo de aire sobre cuerpos de distinta forma. Esta fuerza viene dada por:

$$F = C \left( \frac{1}{2} \rho A w^2 \right) \quad (6.1)$$

En donde:

C: coeficiente aerodinámico (depende de la geometría del objeto).

$\rho$ : densidad del aire.

A: área de la sección transversal que presenta el cuerpo al flujo de aire.

w: velocidad relativa del aire respecto al objeto.

La figura 6.12 muestra los valores del coeficiente aerodinámico C correspondientes a una semiesfera y a un semicilindro.

El rotor Savonius puede analizarse a partir de un conjunto de álabes en forma de cazoletas semiesféricas o semicilíndricas, de manera similar a un anemómetro de copas, colocadas muestra la figura 6.13. La acción del viento origina fuerzas distintas en las partes cóncava y convexa de las cazoletas, lo que produce un par de fuerzas que hace girar el rotor. Por esta razón, este tipo de rotor es de arrastre diferencial.

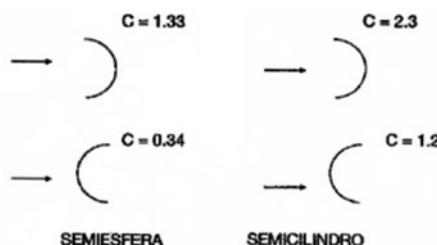


Figura 6.12. Valores del coeficiente aerodinámico de resistencia C para una semiesfera y un semicilindro.

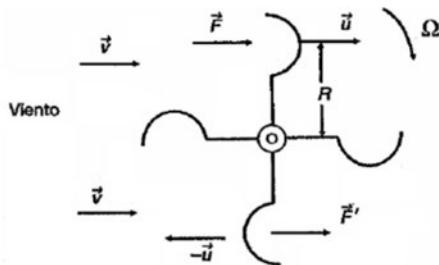


Figura 6.13. Acción del viento sobre un rotor de arrastre diferencial.

El rotor gira con velocidad de rotación  $\Omega$ . El centro del áabe situado a una distancia  $R$  del centro de giro, posee una velocidad lineal:  $u = \Omega R$ .

Si  $v$  es la velocidad absoluta del viento, su velocidad relativa respecto a la cazoleta superior (se aleja del viento) será:  $v - u$ , mientras que respecto a la cazoleta opuesta que ocupa la posición inferior (se acerca al viento) será:  $v + u$ . Así, surgen dos fuerzas  $F$  y  $F'$ , de dirección y sentidos iguales pero de diferente módulo. Al actuar sobre cazoletas opuestas simétricamente, originan un par de fuerzas que provoca el giro del rotor (figura 6.13). Las fuerzas  $F$  y  $F'$  se calculan según:

$$F = C \frac{1}{2} \rho A (v-u)^2 \quad ; \quad F' = C' \frac{1}{2} \rho A (v+u)^2 \quad (6.2)$$

La potencia  $P$  ejercida por el viento sobre el rotor es el producto de la fuerza neta (diferencia de ambas fuerzas) por la velocidad lineal ( $u$ ) de las paletas y es:

$$P = (F - F') u = \frac{1}{2} \rho A u [C(v-u)^2 - C'(v+u)^2] \quad (6.3)$$

El valor de la potencia  $P$  se hace máximo para una velocidad lineal ( $u_m$ ) de las cazoletas, obtenida derivando la expresión anterior e igualando a cero. Este valor es:

$$u_m = v \frac{2a - \sqrt{4a^2 - 3b^2}}{3b} \quad \text{con} \quad a = C + C' \quad ; \quad b = C - C' \quad (6.4)$$

Para cazoletas semiesféricas:  $C = 1,33$  ;  $C' = 0,34$   $\rightarrow a = 1,67$  ;  $b = 0,99$   $\rightarrow u_m = 0,16 v$

$$\text{Siendo la potencia máxima: } P_m = 0,077 \left[ \frac{1}{2} \rho A v^3 \right] \quad (6.5)$$

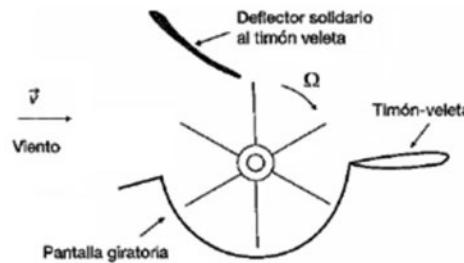
- Para cazoletas semicilíndricas:  $C = 2,3$  ;  $C' = 1,2$   $\rightarrow a = 3,5$  ;  $b = 1,1$   $\rightarrow u_m = 0,08 v$

$$\text{Siendo la potencia máxima: } P_m = 0,074 \left[ \frac{1}{2} \rho A v^3 \right] \quad (6.6)$$

## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS

Los coeficientes de potencia para estas geometrías son muy similares. En la práctica es preferible la semi-cilíndrica pues, a igualdad de radio, la cazoleta presenta un área frontal mayor que la semiesférica y además es de más fácil construcción.

Para eliminar el efecto negativo de la fuerza  $F'$  que actúa sobre el álabe inferior (que se mueve en sentido opuesto a la velocidad del viento), se puede incorporar al rotor una pantalla orientable por medio de un timón-veleta, junto con un sistema de deflectores adecuado que facilite la canalización del flujo de aire sobre las palas activas, según se muestra en la figura 6.14.



**Figura 6.14. Rotor de arrastre diferencial provisto de una pantalla giratoria que impide la acción del viento sobre los álabes de la parte inferior.**

En este caso, la fuerza  $F'$  se anula y la velocidad  $u_m$  para la que se obtiene la potencia máxima, se calcula según (6.4), en donde  $a = b$ , con lo que:  $u_m = v/3$ . La potencia máxima se calcula a partir de (6.3):

$$P_m = C \times \frac{4}{27} \times \left[ \frac{1}{2} \rho A v^3 \right] \quad (6.7)$$

Si las palas del rotor son semiesféricas se tiene:

$$C = 1,33 \quad \rightarrow \quad P_m = 0,197 \times \left[ \frac{1}{2} \rho A v^3 \right] \quad (6.8)$$

Si las palas del rotor son semicilindros se tiene:

$$C = 2,3 \quad \rightarrow \quad P_m = 0,341 \times \left[ \frac{1}{2} \rho A v^3 \right] \quad (6.9)$$

Según estos resultados, hay una notable mejora cuando se apantalla el rotor. Estos resultados son solo aproximados dada la simplicidad de la teoría desarrollada, ya que la acción del viento sobre el rotor se limita a las cazoletas superior e inferior, sin tener presente el resto del rotor, la interacción entre ellas y la variación del ángulo de incidencia entre la dirección del viento y el área transversal de la pala.

También se puede dotar al rotor Savonius con un conjunto de álabes difusores fijos, que todos ellos se orienten de forma solidaria mediante un timón veleta de cola. Con este sistema se puede canalizar el viento, disminuyendo los efectos de frenado, sobre un rotor Savonius de múltiples cazoletas, tal como muestra la figura 6.15.

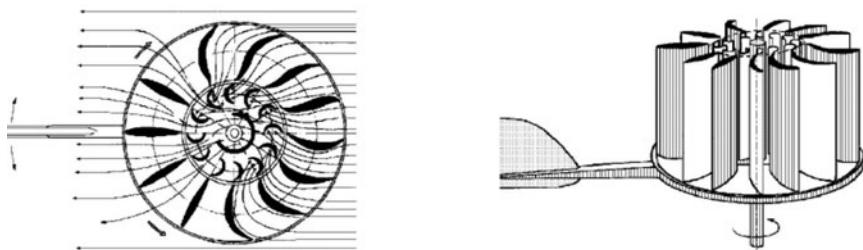


Figura 6.15. Rotor Savonius provisto de álabes difusores.

### Ejemplo 6.1

Calcular la potencia máxima que se obtiene de un rotor de arrastre diferencial en el caso de utilizar álabes de forma semiesférica y semicilíndrica. En ambos casos, el radio es igual a 1 m y para el semicilindro la altura es igual a su diámetro 2 m. La velocidad del viento es de 7 m/s. También se propone realizar el estudio comparativo en caso de rotor apantallado y sin apantallar. (Densidad del aire igual a  $1,23 \text{ kg/m}^3$ )

### Solución

Los resultados se muestran en la tabla 6.1. Se observa un aumento de potencia para un rotor apantallado. Como se ha indicado, estos resultados son solo orientativos.

Geometría	Área A ( $\text{m}^2$ )	Apantallamiento	Velocidad u ( $\text{m/s}$ )	Potencia P (W)	$C_p$
Semiesfera	3,14	SÍ	2,33	131	0,198
		NO	1,12	51	0,076
Semicilindro	4	SÍ	2,33	288	0,341
		NO	0,56	62	0,073

Tabla 6.1. Potencias de rotores de arrastre diferencial del ejemplo 6.1 (viento a 7 m/s).

### 6.3.2. Eólica de rotor de variación cíclica de incidencia: rotor Darrieus

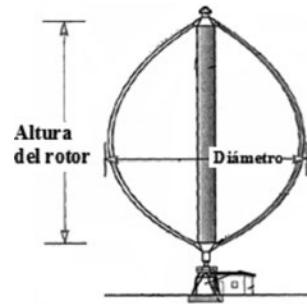
El rotor está formado por un conjunto de álabes, que pueden girar alrededor de un eje vertical y cuya sección recta tiene forma de un perfil aerodinámico (figura 6.16). Los álabes están arqueados con una forma que recuerda a la que adopta una cuerda que gira alrededor de un eje. Los álabes son biconvexos y la superficie descrita por los mismos puede tener diversas formas: esférica, parabólica, cilíndrica, etc. El momento de giro del rotor se debe a las fuerzas aerodinámicas que se desarrollan en los álabes.

El par de arranque de un rotor Darrieus es pequeño, y en la práctica requiere un arranque auxiliar. En algunos prototipos se combina un rotor Savonius con un Darrieus, de forma que el primero facilita el arranque del segundo.

El rotor Darrieus tiene un coeficiente de potencia  $C_p$  mayor que el Savonius y su valor máximo se alcanza para una velocidad específica más elevada (para una velocidad específica  $\lambda$  de 4 a 6 mientras que para el

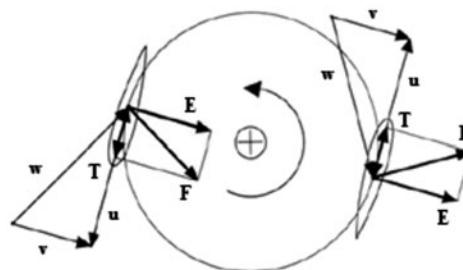
## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS

Savonius es del orden de 1). La principal ventaja que presenta el Savonius frente al Darrieus es la sencillez de su construcción y mayores valores del par de arranque a bajas velocidades. El rotor Darrieus permite alcanzar potencias mayores que el Savonius. Puede decirse que el rotor Savonius solo es útil para pequeñas potencias y aplicaciones limitadas como el bombeo de agua, mientras que el Darrieus es más adecuado para la producción eléctrica.



**Figura 6.16. Aerogenerador Darrieus.**

La figura 6.17 muestra las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre los álabes de un rotor Darrieus. En la misma,  $v$ : velocidad del viento,  $u$ : velocidad lineal del álabe,  $w$ : velocidad relativa del viento respecto al álabe,  $F$ : fuerza total sobre el álabe,  $T$ : componente tangencial y  $E$ : componente axial.



**6.17. Fuerzas aerodinámicas en un rotor Darrieus.**

## 6.4. Comparación entre aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical

Las turbinas eólicas de eje horizontal son mucho más utilizadas que las de eje vertical. De estas últimas, prácticamente solo se han realizado modelos comerciales del rotor Darrieus. Las ventajas de las eólicas de eje horizontal frente a las de eje vertical son:

- a) Las de eje horizontal tienen un coeficiente de potencia ( $C_p$ ) mayor para un intervalo de valores de la velocidad específica  $\lambda$  que las de eje vertical, por lo que su rendimiento es mejor en un intervalo más amplio de velocidades de viento.

- b) Las de eje horizontal, tienen unas características de par y velocidad más adecuadas para el accionamiento de un generador eléctrico que las de eje vertical. En la práctica, la totalidad de la producción eléctrica eólica se realiza con turbinas de eje horizontal, preferentemente tripala.
- c) Las eólicas de eje horizontal permiten barrer mayores superficies que las de eje vertical, por lo que desarrollan potencias mucho mayores.
- d) Las de eje horizontal aprovechan el efecto beneficioso del aumento de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo. La configuración de las de eje vertical impide alcanzar alturas elevadas y por lo tanto no pueden aprovechar este efecto.

En cambio, las eólicas de eje vertical presentan las siguientes ventajas frente a las de eje horizontal:

- a) Dada su simetría vertical, no necesitan sistemas de orientación o mecanismos de guiñada (yaw) para colocarse en posición favorable al viento.
- b) Su mantenimiento es más sencillo, dada su menor altura respecto al suelo.

## 6.5. Aerogenerador multipala de eje horizontal. Aeromotor de bombeo

Los generadores multipala, son de eje horizontal. Su rotor tiene un elevado número de palas, entre 12 y 24. Están basados en la fuerza de arrastre sobre las palas, cuyo efecto en este tipo de diseño es mucho más importante que el de la fuerza de sustentación. De esta forma aprovechan la componente de la fuerza del viento perpendicular a la superficie de sus palas, figura 6.18.

El rotor está formado por placas o palas metálicas de perfil no aerodinámico, debidamente orientadas para optimizar la acción del viento, que provoca una fuerza de arrastre que a su vez origina el par en el eje del rotor.

Dado el bajo valor de la velocidad específica ( $\lambda$ ), del orden de la unidad, son eólicas lentas. El diámetro del rotor alcanza como máximo unos 10 m, ya que el peso de rotores de mayor tamaño dificultaría el arranque y operatividad de la máquina. Su rendimiento no supera el 30%, es decir no supera el 50% del límite de Betz. Pueden arrancar a bajas velocidades de viento, de 2 a 3 m/s, con un elevado par de arranque, lo que las hace apropiadas para el accionamiento de bombas de agua, de aquí que sean conocidas como aeromotores de bombeo.

En la práctica este tipo de eólicas se destinan al bombeo de agua, siendo la más conocida la denominada "molino americano". El tipo de bomba más utilizado es el de émbolo o pistón ya que sus características se adaptan bien a las de estas eólicas.

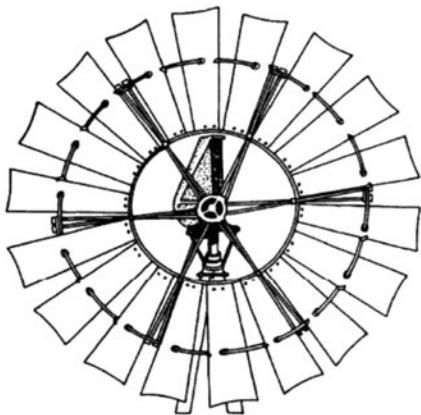
La potencia (P) en el eje de la eólica se puede estimar aproximadamente según:

$$P \approx 0,15 D^2 v^3 \quad (6.10)$$

Siendo, P: potencia (W); D: diámetro del rotor (m); v: velocidad del viento (m/s)

La potencia nominal de la eólica se suele alcanzar para velocidades del viento en el entorno de unos 5 a 7 m/s.

## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS



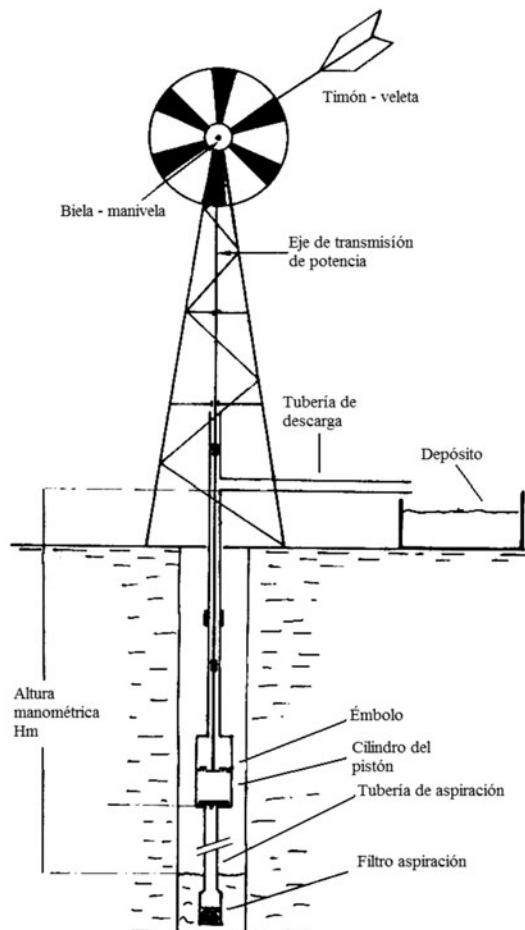
**Figura 6.18. Aeromotor para bombeo de agua.**

En la tabla 6.2 se muestran las características para distintos rotores multipala.

D (m)	$v = 5 \text{ m/s}$		$v = 7 \text{ m/s}$	
	n (rpm)	P (W)	n (rpm)	P (W)
1	95	18	133	50
3	31,9	165	44,5	450
5	19	460	26,6	1.420
10	9,5	1.200	1,9	5.150

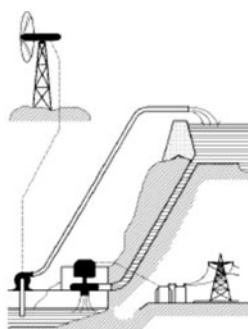
**Tabla 6.2. Características de eólicas multipala (*windmill*).**

La figura 6.19 muestra una típica configuración de bombeo, con el generador eólico a pie de pozo. Presenta la ventaja de no necesitar un generador eléctrico ya que el accionamiento es directo rotor-bomba, pero en cambio al tener que colocar el aeromotor en el mismo pozo, en muchas ocasiones no coincide el emplazamiento eólico más adecuado con la situación del pozo.



**Figura 6.19. Típica configuración de bombeo con un aeromotor.**

Si las condiciones son adecuadas se puede utilizar un aeromotor para el bombeo de agua y actuar junto con una turbina minihidráulica como una minicentral de regulación, según se muestra en la figura 6.20.



**Figura 6.20. Combinación de un aeromotor con una miniturbina hidráulica.**

## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS

Para evitar daños en el aeromotor en caso de vientos intensos, el rotor puede desorientarse del viento. El rotor gira sobre un pivote cuando el viento es lo suficientemente fuerte para vencer la tensión del muelle de cola. De esta forma el rotor se desorienta y queda fuera de la acción del viento. La cola permanece paralela al viento pero con el muelle en tensión. Cuando disminuye la fuerza del viento, el muelle devuelve al rotor a su posición normal. La secuencia de operaciones puede verse en una aerobomba de la marca J Bornay (figura 6.21).

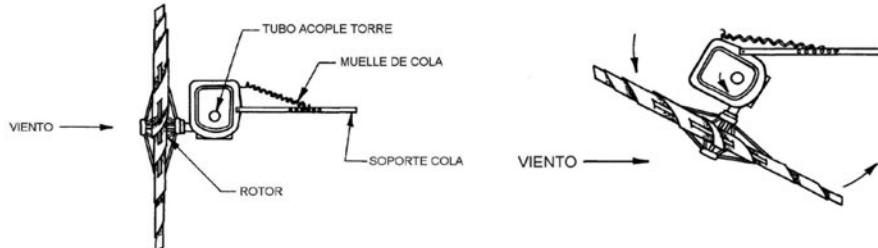


Figura 6.21. Desorientación del rotor de una aerobomba para vientos intensos.

### Ejemplo 6.2

---

Estimar el caudal de agua que puede bombear a una altura de 50 m un aeromotor de diámetro 5 m para una velocidad del viento de 7 m/s. Se supone un rendimiento del 60% entre la potencia útil absorbida por el agua y la potencia en el eje del rotor .

#### Solución

La potencia en el eje del rotor de la eólica se estima según (6.10), para una velocidad del viento de 7 m/s:

$$P \approx 0,15 D^2 v^3 = 0,15 \times 5^2 \times 7^2 = 1286 \text{ W}$$

La potencia útil ( $P_u$ ) que se comunica al caudal de agua se determina a través del rendimiento ( $\eta$ ) según:

$$P_u = \eta P = 0,6 \times 1286 = 772 \text{ W}$$

Por otra parte, la potencia útil ( $P_u$ ) viene dada por (5.26):

$$P_u = Q \rho g H_m$$

$$Q = \frac{P_u}{\rho g H_m} = \frac{772 \text{ W}}{10^3 \left( \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \times 9,81 \left( \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right) \times 50 \text{ m}} = 1,573 \times 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{s}} = 5663 \frac{\text{l}}{\text{h}}$$

Este tipo de eólicas se incluyen dentro del grupo de los denominados aerogeneradores lentos, dado que el valor de la velocidad específica ( $\lambda$ ) para sus condiciones nominales de operación es mucho menor que la correspondiente a los aerogeneradores tripala utilizados para la producción de electricidad.

En la figura 6.22 se muestran las curvas características de los coeficientes de potencia  $C_p$  y de par  $C_m$  frente a la velocidad específica  $\lambda$ . Obsérvese que el valor máximo de  $C_p$  se presenta para valores de  $\lambda$  próximos a la unidad. Así mismo, presentan pares de arranque elevados, por lo cual las hace adecuadas para el bombeo de agua.

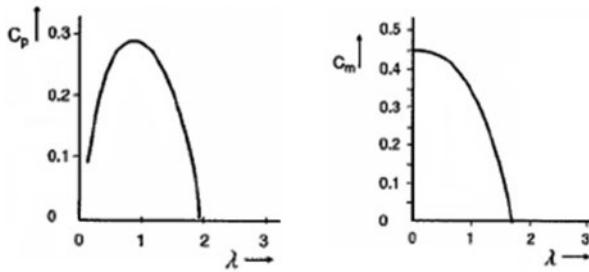


Figura 6.22. Coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ) en función de la velocidad específica ( $\lambda$ ) para un aeromotor multipala.

### Ejemplo 6.3

Se desea estudiar la variación de la potencia y del par en una eólica multipala, considerando diferentes radios de rotor, para una velocidad específica  $\lambda = 0,9$  (condiciones de máximo valor del coeficiente  $C_p$ ). Se propone realizar el estudio para una velocidad del viento de 7 m/s y una densidad del aire de 1,225 kg/m<sup>3</sup> (1.013 mbar, 15°C). Considerar un conjunto de valores del radio comprendidos entre 2 y 10 m. Los valores de los coeficientes  $C_p$  y  $C_m$  se obtienen de la figura 6.22.

#### Solución

La potencia en el eje P se calcula según la expresión:

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

en donde:

$C_p = 0,29$  (correspondiente al valor  $\lambda = 0,9$ , para el cual es máximo  $C_p$ ).

$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  (densidad del aire a 15°C y 1.013 mbar).

$A = \pi R^2$  (área del círculo barrido por las palas del aerogenerador).

$v = 7 \text{ m/s}$  (velocidad del viento propuesta en el ejemplo).

La velocidad de giro del rotor ( $n$ ) en rpm se obtiene a partir de la expresión:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2\pi n R}{60 v} \quad \rightarrow \quad n = \lambda \frac{60 v}{2\pi R}$$

El valor del momento o par en el eje ( $M$ ) se obtiene según la expresión (5.12):

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

En donde:

$C_m = 0,33$  (valor correspondiente a  $\lambda = 0,9$  para el que es máximo  $C_p$ ).

## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS

Sustituyendo en las expresiones anteriores se obtienen los valores de la tabla 6.3.

R (m)	n (rpm)	C <sub>p</sub>	C <sub>m</sub>	P (W)	M (Nm)
2	30,1	0,29	0,33	766	249
4	15,0	0,29	0,33	3.062	1.991
6	10,0	0,29	0,33	6.891	6.721
8	7,5	0,29	0,33	12.250	15.931
10	6,0	0,29	0,33	19.140	31.115

**Tabla 6.3. Potencia y par para eólicas lentas ( $\lambda = 0,9$ ,  $C_p$  máximo). Viento de 7 m/s.**

# CAPÍTULO 7

## Aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica

### 7.1. Introducción

Los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) se utilizan para la producción eléctrica. Tienen un número pequeño de palas, de una a tres, siendo el tripala el más utilizado. Los HAWT se consideran eólicas “rápidas” ya que su velocidad específica de diseño ( $\lambda$ ) es mayor que la de los multipala, calificados estos últimos como “lentos”.

Existen turbinas eólicas para producción eléctrica que cubren una amplia gama de potencias, desde unos pocos cientos de vatios para producción autónoma (microeólica) hasta algunos miles de kilovatios (megaeólica), para la gran producción eléctrica y su envío a la red. Actualmente se comercializan eólicas de potencias de unos 3.000 kW y se espera implantar en los próximos años aerogeneradores de unos 5.000 kW. Actualmente, el valor de 5.000 kW constituye un límite superior de potencia unitaria para los grandes aerogeneradores, difícil de superar por problemas de viabilidad técnica y económica, debidos sobre todo a sus grandes dimensiones.

La capacidad o potencia de los HAWT ha ido aumentando progresivamente. Mientras que en 1997 la potencia media unitaria del aerogenerador “tipo” era de 409 kW, en 2009 alcanzó 1.854 kW. La figura 7.1 muestra esta evolución. El segmento más amplio es el que corresponde a HAWT entre 1 y 2 MW, con una cuota actual del orden de las dos terceras partes del mercado.

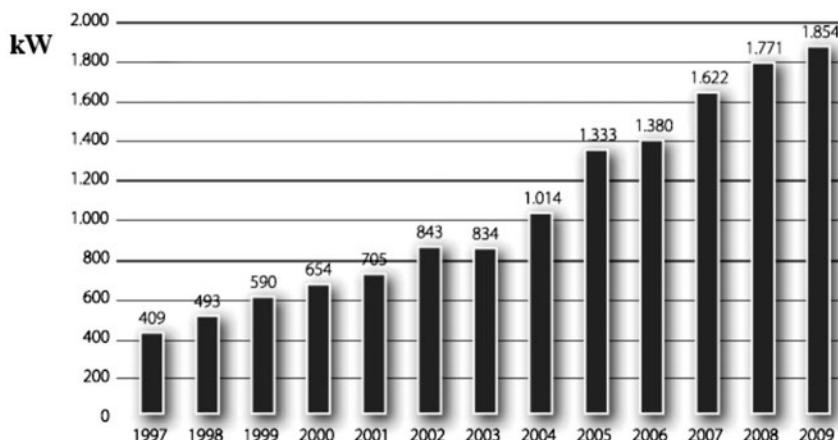


Figura 7.1. Evolución de la potencia media del aerogenerador instalado.

La evolución del tamaño de los HAWT desde 1980 se muestra en la figura 7.2. En 1980, un aerogenerador de potencia 30 kW tenía un diámetro de unos 15 m y actualmente un gran aerogenerador de 5.000 kW tiene un diámetro de unos 125 m.

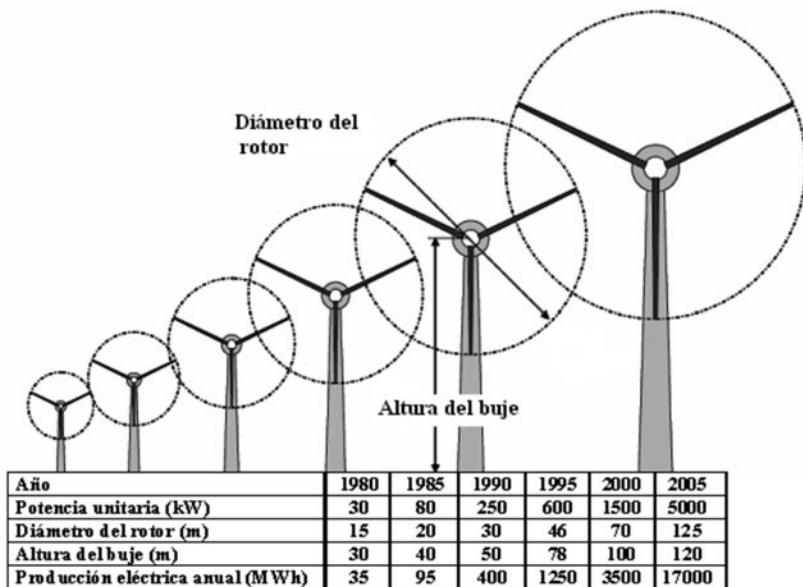


Figura 7.2. Evolución de los aerogeneradores desde 1980.

## 7.2. Aerogeneradores de eje horizontal

La figura 7.3 muestra un esquema de un aerogenerador de eje horizontal tripala. En el mismo se distinguen los siguientes elementos principales:

1. Base y cimientos
2. Punto de conexión a la estación transformadora de baja a alta tensión
3. Torre de sustentación
4. Escalera interior para acceso a la góndola
5. Sistema de orientación del rotor hacia el viento
6. Góndola
7. Generador eléctrico (asíncrono o síncrono)
8. Anemómetro y veleta
9. Freno para fijación del rotor
10. Caja multiplicadora de velocidad (*gear box*)
11. Pala o álabe del rotor
12. Punto de inserción de la pala en el buje
13. Buje o nariz del aerogenerador

Las figuras 7.4, 7.5, 7.6 y 7.7 muestran un aerogenerador eólico con sus componentes principales.

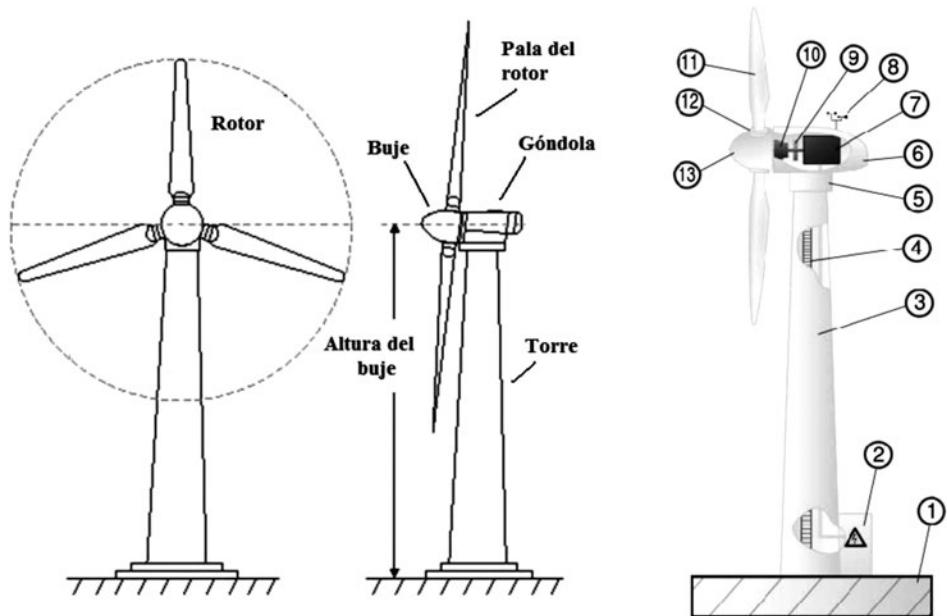


Figura 7.3. Esquema de un aerogenerador de eje horizontal (HAWT) tripala.

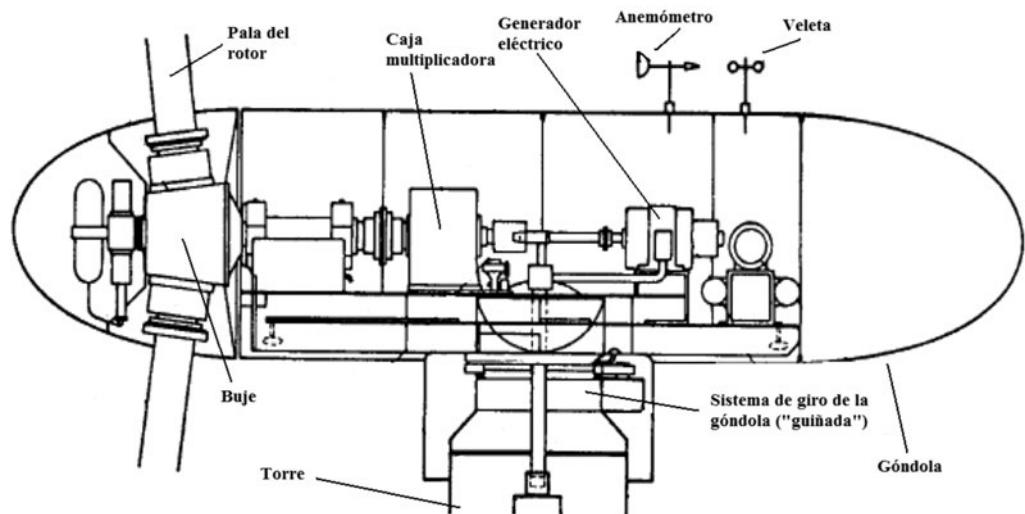


Figura 7.4. Componentes principales de un aerogenerador de eje horizontal para producción de electricidad.

## AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

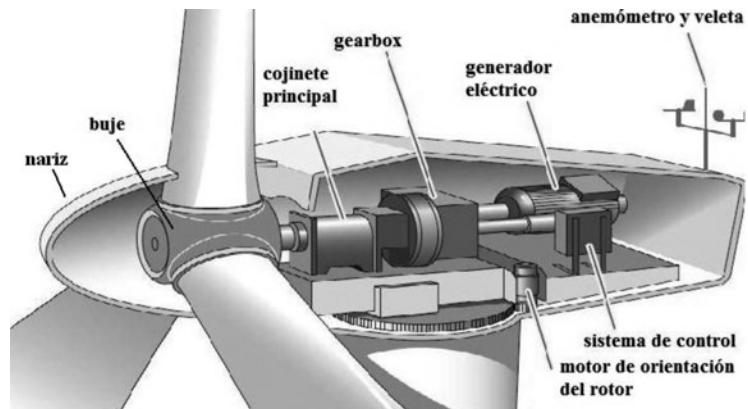


Figura 7.5. Vista del interior de la góndola de un HAWT.

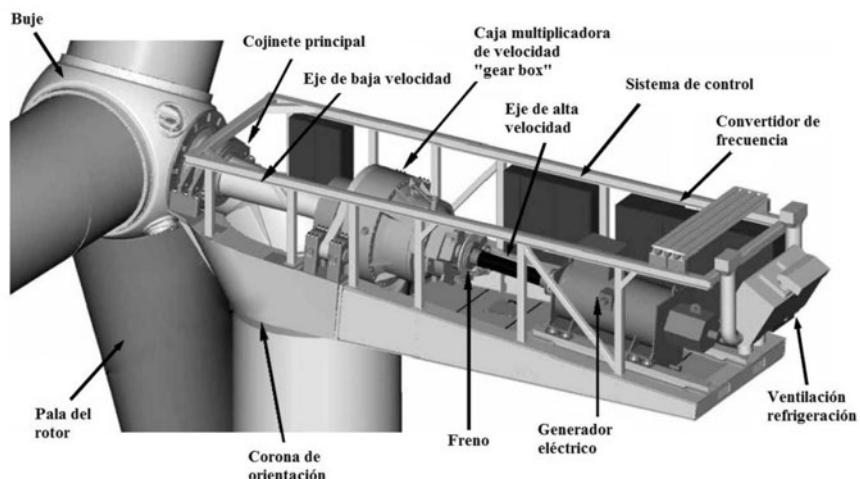
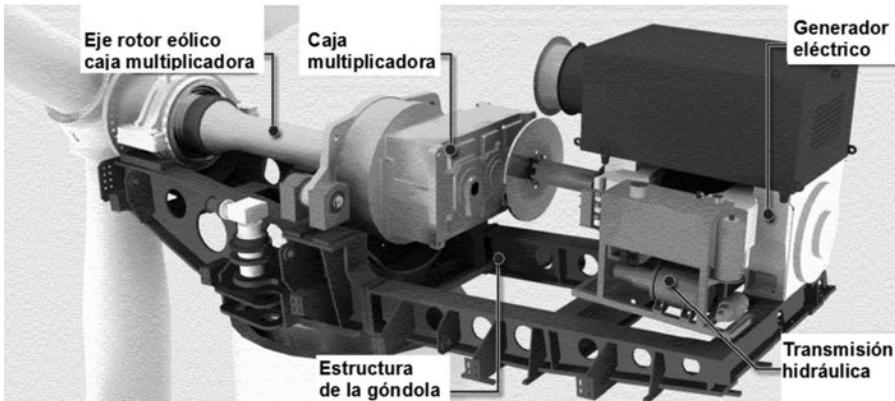


Figura 7.6. Aerogenerador: componentes principales del mismo.



**Figura 7.7. Elementos del aerogenerador: eje del rotor eólico, caja multiplicadora y generador eléctrico.**

### 7.2.1. Rotor

Convierte la energía cinética del viento en energía cinética de rotación en su eje. Está formado por palas o álabes, cubo o buje y nariz

- *Palas o aspas*

El rotor suele ser tripala o bipala. Los rotores de tres palas tienen menos oscilaciones y un mejor equilibrado de las fuerzas giroscópicas, no requieren buje articulado y producen menor impacto sonoro. Los de tipo bipala son más ligeros, de menor coste y más rápidos de montar, aportando un ahorro de peso al rotor del orden del 30% con respecto al tripala. Los rotores tripala dominan el mercado mundial.

Las palas tienen un diseño aerodinámico y están construidas con materiales ligeros y resistentes como fibra de vidrio con resinas epóxicas o fibra de carbono. En grandes aerogeneradores tienen una longitud que puede alcanzar hasta unos 50 m. Las palas se insertan en un elemento denominado buje.

Las palas se pueden proyectar con un ángulo de ataque fijo y un perfil aerodinámico apropiado para que cuando la velocidad del viento alcance un cierto valor, el perfil comience a entrar en pérdida aerodinámica, lo que constituye el control denominado *stall* o bien proyectarse de forma que pueda variar el ángulo de ataque, mediante el giro de la pala alrededor de su eje longitudinal, lo que constituye el principio del control *pitch*. En general, los rotores con control pasivo (*stall*) suelen funcionar en régimen de velocidad de giro constante, mientras que los de control activo (*pitch*) trabajan a velocidad variable. En este último caso, al adaptarse a la variabilidad de la velocidad del viento, aumenta el rendimiento aerodinámico del rotor.

La figura 7.8 muestra las curvas de potencia con control pasivo por pérdida aerodinámica (*stall*) y por control activo por variación del ángulo de paso (*pitch*).

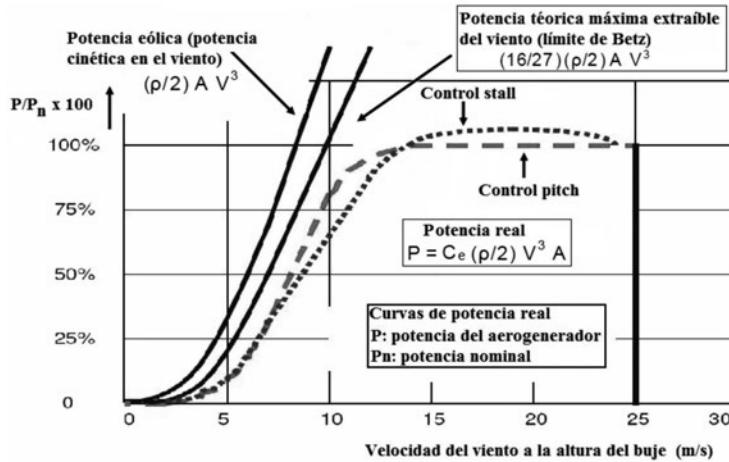


Figura 7.8. Curvas de potencia para aerogeneradores con control stall y con control pitch.

La velocidad específica (*tip speed ratio*)  $\lambda_m$  correspondiente al máximo rendimiento  $C_p$  es menor en los rotores tripala que en los bipala. Los bipala giran más rápido, y en consecuencia producen mayor nivel de ruido.

La velocidad lineal ( $u$ ) del extremo de la pala se limita por razones estructurales (fuerza centrífuga, vibraciones, etc.), aerodinámicas y de producción de ruido. En general, en eólicas de mediana y gran potencia (500 a 3.000 kW) y para aplicaciones terrestres, está comprendida en el intervalo de 40 a 85 m/s, limitándose frecuentemente a 70 m/s. En eólica marina (*offshore*), como el impacto sonoro es menor, las velocidades son algo mayores que en las aplicaciones terrestres (*onshore*).

La velocidad de giro de los rotores tripala está comprendida aproximadamente entre 10 y 60 rpm. Siendo en general más pequeña cuanto mayor es el tamaño del rotor. En grandes eólicas son frecuentes valores de 10 a 20 rpm.

Los aerogeneradores con potencia nominal entre 500 y 850 kW tienen diámetros del rotor de 35 a 50 m. Los diámetros de los megageneradores de potencia entre 1 y 3 MW alcanzan valores entre 60 y 100 m. En máquinas de mayor potencia, el diámetro sobrepasa 100 m. El diámetro ha ido creciendo desde unos 20 m en 1980 hasta valores superiores a 100 m en 2005. En la figura 7.9 se muestra la relación entre la potencia nominal ( $P_n$ ) en kW y el diámetro del rotor ( $D$ ) en m, que sigue una ley aproximada del tipo:  $P_n = 0,1671 D^{2,1589}$ , donde  $P_n$  se expresa en kW y  $D$  en m.

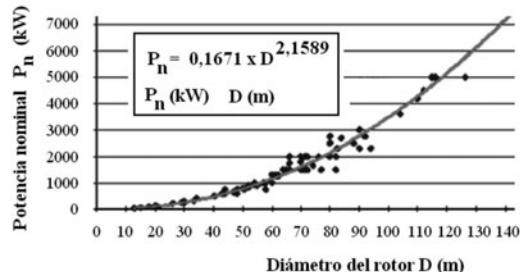


Figura 7.9. Relación entre el diámetro y la potencia nominal en rotores eólicos.

En la figura 7.10 se muestra la masa de una pala en función del diámetro del rotor. La masa varía aproximadamente según la ley:  $m = 0,1 D^{2,63}$ , ( $m$  en kg,  $D$  en m).

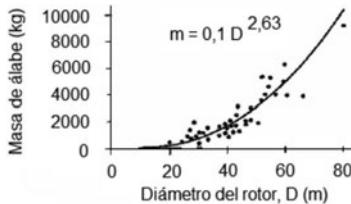


Figura 7.10. Variación de la masa de una pala (m) en kg frente al diámetro (D) del rotor en m.

$$\text{Ley aproximada: } m = 0,1 D^{2,63}.$$

La figura 7.11 muestra la variación de la masa del conjunto rotor y buje (M) frente al diámetro (D) del rotor. Sigue una ley aproximada del tipo:  $M = 0,486 D^{2,6}$  donde M (kg) y D (m).

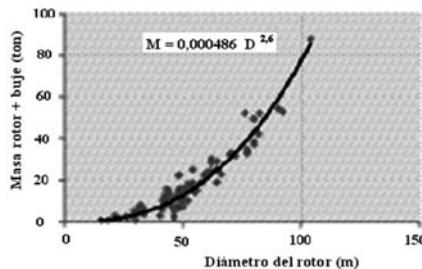


Figura 7.11. Variación de la masa en toneladas del conjunto rotor y buje frente al diámetro (D) del rotor en m.

$$\text{Ley aproximada: } M = 0,000486 D^{2,6}.$$

Los materiales de las palas deben reunir las siguientes características básicas:

- Resistencia estructural y en particular a la fatiga originada por tensiones alternas debidas a vibraciones.
- Baja densidad y resistencia a meteoros (lluvia, nieve, etc.).
- Fabricación sencilla.

Dos son los factores principales para la selección de materiales:

- Relación resistencia / peso.
- Coste económico.

Las aleaciones de acero y aluminio no tienen buenas características de peso y resistencia a la fatiga y solo se utilizan en aerogeneradores muy pequeños.

Las palas suelen fabricarse con fibra de vidrio impregnada con un material plástico como resina de poliéster o resina epoxy, formando un material conocido como fibra de vidrio reforzada con poliéster (GRP: *glass fiber reinforced polyester*). Se fabrican a partir de láminas impregnadas sobre una matriz. Una vez impregnada de poliéster, la matriz de fibra de vidrio se somete a un proceso de endurecimiento. La fibra de vidrio se lama con fibras en la dirección del eje de la pala para favorecer la resistencia a la flexión y con fibras en dirección perpendicular a las anteriores para favorecer la resistencia a la torsión. En general se utiliza la resina epóxica como refuerzo de la fibra de vidrio, en lugar de la de poliéster, ya que permite construir palas más ligeras, con mayor flexibilidad y mejor comportamiento frente a cambios de temperatura y a la acción del agua.

## AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL Y AEROBOMBAS

La fibra de carbón o aramidas (Kevlar 29 o Kevlar 49), reforzada con resina epóxica, presenta muy buenas características por su gran resistencia y su baja densidad, pero en cambio es más cara. También existen modelos con fibra de vidrio-fibra de carbono y experiencias con materiales compuestos (*composites*).

Las palas se someten a diversos tipos de ensayos entre los que destacan:

- a) *Ensayo estático*: la pala se somete a una carga extrema durante un tiempo predeterminado (10 a 15 s), flexionándose en dos direcciones (*flapwise-edgewise*).
- b) *Ensayo dinámico*: se somete a oscilaciones de frecuencia igual a la frecuencia natural de la pala. Se realiza un gran número de ciclos de oscilación respecto a los dos ejes principales. Las deformaciones se controlan mediante galgas extensiométricos y cámaras de infrarrojos para la detección de microroturas.
- c) *Ensayo de rotura*: en nuevos prototipos o nuevos materiales se somete a un ensayo estático con una carga tal que provoque la rotura de la pala, para posteriormente analizar la superficie y los fragmentos de la sección de rotura.

- **Cubo o buje**

El cubo o buje es el elemento al cual se unen las palas. A través del mismo la potencia eólica captada por el rotor se transmite a la caja variadora de velocidad. En rotores tripala, el cubo es rígido y está formado por una estructura metálica hueca. En rotores bipala, el cubo acostumbra a ser algo basculante, para facilitar el movimiento de las aspas en una dirección perpendicular al plano de giro del rotor, con un desplazamiento angular del orden de  $\pm 2,5^\circ$  y de esta forma reducir los esfuerzos dinámicos. La figura 7.12 muestra el buje de un gran aerogenerador eólico tripala.



**Figura 7.12. Vista del buje de un aerogenerador eólico tripala.**

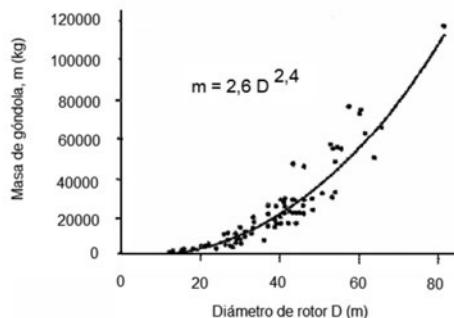
- **Nariz**

Es la cubierta metálica con forma cónica que se encara al viento y lo desvía hacia el tren motor. Tiene forma aerodinámica para impedir la formación de turbulencias.

## 7.2.2. Góndola o chasis

La góndola o chasis (*nacelle*) es el cubículo donde se ubica el generador eléctrico, la caja multiplicadora de velocidad de rotación (*gear box*) y los sistemas de control, regulación, orientación y frenado. Está formada por una estructura metálica, construida con placa y perfiles de acero colocada en el extremo superior de la torre. Sobre la misma se coloca una cubierta de protección frente a meteoros (lluvia, rayos, etc.). El acceso del personal de mantenimiento a la góndola es a través del interior de la torre.

La masa de la góndola varía aproximadamente con el diámetro del rotor según la ley:  $m = 2,6 D^{2,4}$ , en donde la masa (m) se expresa en kg y el diámetro (D) en m. En la figura 7.13 se muestra la masa de la góndola en función del diámetro del rotor en el caso de aerogeneradores de gran potencia.



**Figura 7.13. Masa de la góndola (kg) frente al diámetro del rotor (m) para aerogeneradores de gran potencia.**

Ley aproximada:  $m = 2,6 D^{2,4}$ .

En la parte posterior de la góndola (popa), se sitúa el anemómetro y la veleta que miden la velocidad y dirección del viento. Sus mediciones se utilizan en el controlador electrónico para dar órdenes al aerogenerador tales como la conexión a partir de la velocidad de arranque del viento, alrededor de unos 4 m/s o el paro del rotor cuando la velocidad del viento alcanza la velocidad de corte, alrededor de unos 25 m/s.

## 7.2.3. Caja variadora de velocidad (*gear box*)

El acoplamiento entre el eje del rotor y el del generador eléctrico o el de la bomba hidráulica en muchos casos no es directo, sino que se realiza a través de una caja de engranajes o variador de velocidad (*gear box*). Se distinguen los siguientes casos:

- En eólicas lentas (multipalas) para accionamiento de bombas de pistón, a veces la velocidad de giro del árbol del cigüeñal de la bomba es menor que la del rotor, por lo que el variador de velocidad es un reductor de velocidad.
- En eólicas rápidas (bipala o tripala) usadas para producción de electricidad, en general el generador eléctrico es una máquina síncrona o asíncrona que gira a un elevado número de revoluciones (1.000, 1.500 rpm), según su número de polos magnéticos, para generar tensión eléctrica a 50 Hz de frecuencia (en USA 60 Hz). En este caso la caja de engranajes es un multiplicador de velocidad para aumentar la velocidad desde valores del orden de algunas decenas de rpm a valores de 1.000 a 1.500 rpm requeridos por el generador eléctrico.

## AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

El variador de velocidad se caracteriza por su relación de transformación, definida como la relación entre la velocidad de giro del eje de entrada (primario o lado del rotor) y la del eje de salida (secundario o lado del generador eléctrico). Esta relación se suele escribir de la forma 1:m con lo que se indica que la velocidad de salida es m veces la de entrada. Por ejemplo, una eólica que gira a 20 rpm y debe accionar un alternador a 1.500 rpm, su caja multiplicadora debe tener una relación 1:m = 1:75. En general, en aerogeneradores el valor de la relación de multiplicación m suele situarse entre 25 y 100 siendo frecuente una relación del orden de 1:75 (figura 7.14).

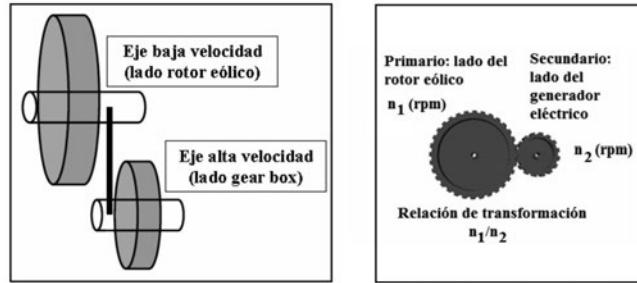


Figura 7.14. Engranajes multiplicadores de velocidad (gear box)

Este sistema está sometido a momentos de torsión elevados, por lo que la selección de su tecnología depende, entre otros factores, de la potencia de la eólica. Para potencias inferiores a 500 kW se acostumbra a elegir variadores de ejes paralelos, mientras que para potencias superiores se tiende a utilizar variadores de ejes planetarios. A medida que ha ido disminuyendo su coste, este último sistema se va imponiendo progresivamente y actualmente la mayoría de aerogeneradores incorporan cajas de engranajes basadas en este tipo de tecnología.

El eje de salida (eje de alta velocidad) es el encargado del accionamiento del generador eléctrico y va generalmente provisto de un freno mecánico de disco que se usa en caso de emergencia (fallo del freno aerodinámico) o durante las tareas de mantenimiento, para inmovilización del rotor por seguridad.

### 7.3. Generación eléctrica en un aerogenerador

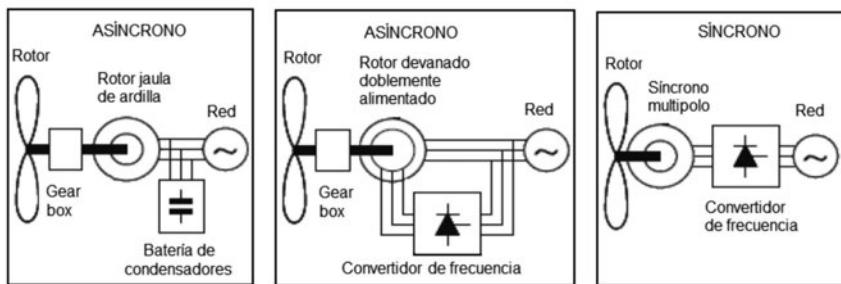
La generación eléctrica se realiza por medio del generador eléctrico situado en la góndola y que se acciona por el rotor eólico. Las tecnologías empleadas en la producción eólica son:

- Generador asincrónico. Se distinguen dos tipos: generador asincrónico con rotor en jaula de ardilla y generador asincrónico con rotor bobinado doblemente alimentado.
- Generador síncrono multipolo.

La generación eléctrica se hace en tensión alterna (AC) trifásica y en general en baja tensión (BT), inferior a 1.000 V, siendo 690 V la más frecuente. El generador puede ser síncrono de imanes permanentes (multipolo) o con electroimanes o asincrónico (inducción) con rotor en jaula de ardilla o rotor devanado doblemente alimentado.

En general, los generadores síncronos de imanes permanentes y los de inducción (asíncronos) con rotor doblemente alimentado se utilizan con rotores eólicos a velocidad variable, mientras que los de inducción con rotor en jaula de ardilla son más empleados con rotores eólicos a velocidad constante.

La figura 7.15 muestra las configuraciones básicas de los sistemas antes citados.



**Figura 7.15. Diversas configuraciones para la generación eléctrica.**

- *Generador asíncrono de jaula de ardilla:* debido a la diferencia de velocidades de rotación entre el rotor eólico y el rotor del generador eléctrico ambos se acoplan a través de una caja multiplicadora de velocidad (*gear box*). El devanado estatórico está conectado a la red, a donde se vierte la energía eléctrica generada. El rotor debe funcionar a velocidad constante aunque en la práctica se admite como máximo variaciones del 1%. El rotor en jaula de ardilla presenta el inconveniente de consumir energía reactiva de la red, y para evitar esta dependencia en muchos casos se colocan baterías de condensadores en paralelo con el devanado estatórico para suministrar esta energía reactiva.

En algunos modelos, para aprovechar mejor el campo de velocidades del viento, se emplean generadores asíncronos con rotor en jaula con dos juegos de pares de polos. A bajas velocidades de viento se conmuta a un mayor número de polos, aunque para ello puede ser necesario desacoplar el generador de la red.

Actualmente debido a los avances de los sistemas de electrónica de potencia, se conciben sistemas basados en el motor asíncrono a velocidad variable, con acoplamiento a la red a través de un convertidor de frecuencia.

- *Generador asíncrono de rotor bobinado con doble alimentación:* es una de las tecnologías que permiten el uso de un rotor eólico que gire a velocidad variable. Un sistema de electrónica de potencia alimenta en intensidad los arrollamientos del devanado del rotor, mientras que el devanado estatórico se conecta directamente a la red, hacia donde se envía la energía eléctrica generada.

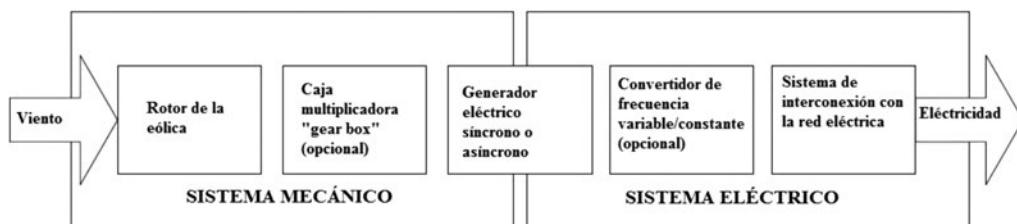
La frecuencia de la corriente que alimenta el devanado del rotor es variable, lo que permite que las frecuencias eléctrica y mecánica de rotación sean diferentes y por lo tanto pueda funcionar el generador eléctrico con un rotor eólico a velocidad variable. El control se realiza a través de las corrientes que se inyectan en el rotor del alternador. Se necesita una multiplicadora de velocidad (*gear box*).

- *Generador síncrono multipolo:* también permite hacer funcionar el rotor eólico a velocidad variable. El generador síncrono posee un elevado número de polos magnéticos, por lo que se puede prescindir de la multiplicadora de velocidad, de aquí que estos sistemas reciban también el nombre de “transmisión directa”. La generación eléctrica se realiza a frecuencia variable y la inyección a red se lleva a cabo a través de un convertidor de frecuencia.

## 7.4. Etapas de generación eléctrica en un aerogenerador

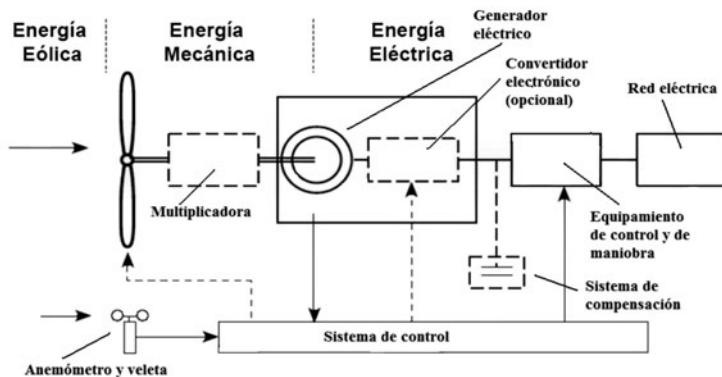
El proceso de conversión de energía cinética del viento en energía eléctrica se muestra en la figura 7.16.

- En el rotor eólico se convierte la energía cinética del viento en energía cinética de rotación. La caja multiplicadora (*gear box*) cambia la velocidad de giro, de forma que en el eje de conexión con el rotor (entrada o primario de la caja) se tiene una velocidad baja, por ejemplo del orden de 20 rpm, y un elevado par, mientras que en el eje de conexión con el generador eléctrico (salida o secundario de la caja) la velocidad de giro es mayor (por ejemplo 1.500 rpm) y un par menor.
- La caja multiplicadora actúa como un transformador mecánico para adecuar la velocidad de accionamiento del generador eléctrico a la producción de una tensión eléctrica a la frecuencia requerida por la red (50 Hz en Europa y 60 Hz en América). La generación se acostumbra a realizar en baja tensión (tensión no superior a 1.000 V) para posteriormente en una estación transformadora situada fuera del generador eólico elevarla al nivel exigido para la conexión con la red.



**Figura 7.16. Cadena de transformación de energía eólica en energía eléctrica.**

La figura 7.17 muestra las diversas etapas de la cadena de transformación.



**Figura 7.17. Etapas de generación eléctrica en un aerogenerador eólico.**

Caben distintas concepciones de los HAWT. La transmisión de la energía cinética de rotación del rotor eólico al generador eléctrico puede ser directa o por medio de una caja multiplicadora. En la práctica se presentan las siguientes situaciones:

En el primer caso, sin caja, se acciona un generador síncrono multipolo (con imanes permanentes) que gira a velocidad variable, igual a la velocidad de giro del rotor eólico. Dado que la frecuencia de la tensión generada es variable, para injectar la energía eléctrica a la red, se debe utilizar un convertidor electrónico de frecuencia, para alcanzar y mantener el valor constante de 50 Hz.

En el segundo caso, la etapa de transmisión se realiza a través de la caja multiplicadora. Cabe a su vez distinguir dos situaciones:

- Rotor eólico girando a velocidad constante o semiconstante: el rotor gira a velocidad constante, y a través de la caja multiplicadora hace girar el generador eléctrico también a velocidad constante. El generador eléctrico es de inducción con rotor en jaula de ardilla, que requiere para su funcionamiento el suministro de energía reactiva, bien a través de la propia red eléctrica o bien de forma autónoma a través de una batería de condensadores.
- Rotor eólico girando a velocidad variable: en este caso puede utilizarse un generador síncrono con convertidor electrónico de potencia o bien un generador asíncrono de inducción con rotor devanado doblemente alimentado.

## 7.5. Consideraciones sobre los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT)

En los HAWT se pueden establecer las siguientes consideraciones sobre:

- a) Número de palas del rotor.
- b) Altura del buje.
- c) Disposición del rotor con relación al viento.

a) *En relación con el número de palas:*

- Los rotores de los HAWT pueden tener una, dos o tres palas. La principal ventaja de un número de palas reducido es la de la disminución del coste del rotor. El rotor monopala permite una mayor velocidad de giro, con la reducción de masa, de material y del tamaño de la caja multiplicadora, pero en cambio requiere un equilibrado muy preciso junto con un contrapeso de compensación y hay mayor riesgo de desequilibrio aerodinámico y vibraciones con la aparición de esfuerzos de fatiga. También produce más ruido que un tripala.
- El rotor bipala también reduce el coste de material y equipos respecto al tripala, pero en cambio presenta mayores esfuerzos dinámicos. Igual que en el monopala, el rotor bipala incorpora un elemento de fijación al cubo de la eólica, denominado *teetering*, que compensa los esfuerzos mecánicos debidos a la variación del perfil de la velocidad del viento con la altura, y así lograr una distribución casi uniforme de los esfuerzos en todo el barrido de la pala. El rotor bipala tiene un mayor nivel de vibraciones y de producción de ruido que el tripala.
- Un mayor número de palas aumenta el coeficiente de potencia. La energía producida es función del número de palas. Un rotor tripala produce alrededor de un 3% más energía que un rotor bipala de características análogas.
- La velocidad lineal del extremo de la pala se limita por razones de resistencia estructural y de generación de ruido. Para eólicas terrestres (*onshore*), la velocidad se limita a unos 65 – 75 m/s. Para marinas (*offshore*) el límite es algo mayor. La velocidad de rotación en grandes eólicas es del orden de 10 a 20 rpm. Recuérdese que estas máquinas se clasifican como rápidas, no por su velocidad de rotación sino por el valor de su velocidad específica  $\lambda$  (*tip speed ratio*).

## AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

- El rotor tripala presenta como ventaja principal una velocidad de giro más suave y uniforme debido a su momento de inercia, por lo que se limitan los esfuerzos sobre la estructura. Además giran a menor velocidad que el mono y el bipala, por lo que se disminuye el efecto de la fuerza centrífuga, el nivel de vibraciones y la producción de ruido. En la actualidad el rotor tripala es la configuración más usada en turbinas eólicas rápidas dedicadas a la generación de electricidad.

### b) En relación con la altura del buje respecto al suelo

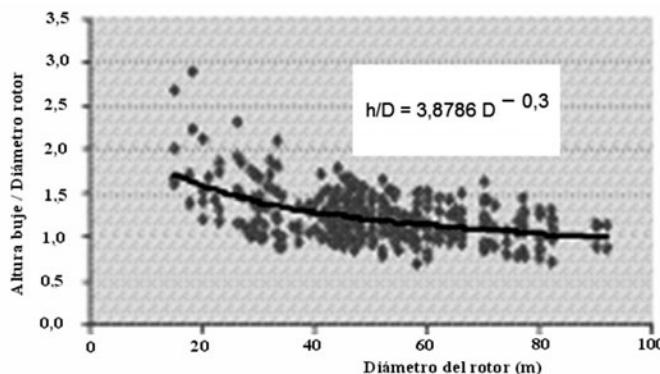
Conviene situar el rotor a la mayor altura posible ya que no solo el viento presenta mayor velocidad con la altura, sino que también es más uniforme, por lo que disminuye la diferencia de velocidades entre los extremos superior e inferior del rotor y las palas se ven sometidas a una menor diferencia de esfuerzos sobre el plano de giro del rotor. Además, disminuyen las turbulencias originadas en las zonas más próximas al suelo.

Por otra parte, el aumento de la altura de la torre viene limitado por la necesidad de una mayor resistencia estructural y un coste más elevado de inversión e instalación. Por ello, la altura es el resultado de un compromiso entre el aprovechamiento de energía y el coste de una torre más alta. La altura del buje suele ser 0,5 a 1,5 m mayor que la altura de la torre. En grandes aerogeneradores, aproximadamente la altura de la torre ( $h$ ) en metros se relaciona con el diámetro del rotor ( $D$ ) en metros, según:

$$h = a + 0,75 D \quad (\text{en donde } a = 15 - 20 \text{ m})$$

En la figura 7.18 se muestra una correlación entre la altura del buje frente al diámetro para un gran número de aerogeneradores instalados. La relación es:

$$h = 3,8786 \times D^{0,7} \quad \text{donde } h \text{ y } D \text{ en metros}$$



**Figura 7.18. Correlación entre la relación ( $h/D$ ) y el diámetro ( $D$ ) del rotor en aerogeneradores instalados**  
( $h$ : altura del buje).

### c) Con relación a la disposición del rotor respecto al viento

- Existen dos tipos de disposición: rotor a barlovento (aguas arriba de la torre) y rotor a sotavento (aguas abajo de la torre), según la figura 7.19.
- En el caso a barlovento, el viento incide antes sobre el rotor y después sobre la torre de sustentación, por lo que se minimiza la influencia de su sombra sobre el rotor. Esta disposición requiere un rotor más rígido y más alejado de la torre para evitar el contacto de los álabes con la torre debido a su flexión por efecto flap.

- A diferencia del rotor a sotavento, en barlovento se requiere un sistema de orientación que mantenga el plano de giro del rotor perpendicular a la dirección del viento. Los sistemas de orientación pueden ser activos o pasivos. Los sistemas activos incorporan sensores de dirección y servomotores que permiten posicionar el rotor perpendicularmente a la dirección del viento, mientras que los pasivos utilizan básicamente el sistema de una aleta estabilizadora o una hélice auxiliar.
- En un rotor a sotavento, si el diseño de la góndola y del rotor es el adecuado, no se requiere ningún dispositivo de orientación. Su desventaja radica, además de los efectos de sombra de la góndola y de la torre sobre las palas del rotor con la consiguiente pérdida de potencia y aumento de tensiones de fatiga, en la disposición del sistema de cables conductores que transportan la energía eléctrica producida por el generador situado en el interior de la góndola, al ser esta giratoria.

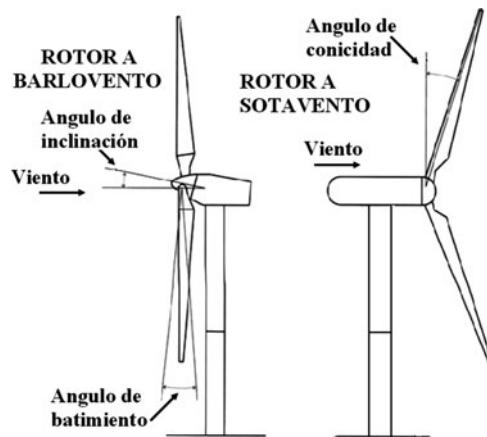


Figura 7.19. Disposición del rotor con relación a la dirección del viento.

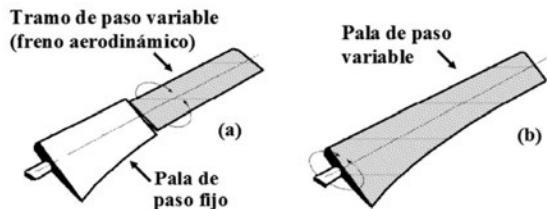
## 7.6. Regulación y control de potencia y de velocidad

La regulación y control sirve para regular la potencia del rotor, controlar su velocidad de rotación y parar el rotor, sacándolo fuera de la acción del viento para evitar que se dañe cuando la velocidad del viento alcanza valores muy elevados.

En micro y minieólicas se utilizan muchas veces sistemas de desalineación o desorientación del rotor. En medianas y grandes potencias, si se exceptúan los casos del uso de alerones o *flaps*, similar al caso del frenado de un avión, los sistemas de regulación y control de potencia más utilizados en turbinas eólicas se clasifican en:

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

La figura 7.20 muestra el principio de funcionamiento de una pala con paso fijo (*stall control*) y otra con paso variable (*pitch control*).



**Figura 7.20. Sistemas de control y regulación de un rotor de un aerogenerador:** a) sistema pasivo de ángulo de paso constante (*stall control*). En algunos casos el extremo de la pala puede girar convirtiéndose en un tramo activo que actúa como freno aerodinámico, tal como muestra la figura; b) sistema activo de ángulo de paso variable (*pitch control*).

#### a) Sistema pasivo por pérdida aerodinámica stall

En el sistema pasivo por pérdida aerodinámica (*stall*) la pala permanece fija, unida rígidamente al buje del rotor. En algunos modelos se permite el giro de su punta o extremo final que actúa como freno aerodinámico. La regulación se consigue por un perfil de la pala diseñado de forma tal que provoca un aumento de la pérdida aerodinámica a medida que aumenta la velocidad del viento.

El proceso es el siguiente: a medida que crece la velocidad del viento alrededor de la pala aumenta la potencia captada por el rotor. Cuando esta velocidad alcanza un cierto valor (velocidad nominal de la curva de potencia del aerogenerador), el diseño del perfil de la pala hace que se comiencen a desarrollar turbulencias de gran importancia y que se inicie la entrada en pérdida aerodinámica de la pala y en consecuencia la potencia se limite, dejando de aumentar. Si la velocidad del viento alcanza un cierto valor (velocidad de desconexión o parada), las pérdidas aerodinámicas son de tal magnitud que conducen al frenado o parada del rotor.

Este efecto es similar al de la pérdida de sustentación del ala de un avión cuando su ángulo de ataque es muy elevado. El sistema acostumbra a acompañarse con un dispositivo auxiliar de frenado (frenado hidrodinámico). La regulación se completa en ciertos casos con el giro o basculación del eje de giro del rotor, variando el área útil de barrido expuesta al viento.

Este sistema es más sencillo y económico que el sistema activo de paso variable (*pitch*). Se ha empleado en eólicas construidas durante la década de 1990, y aunque sigue empleándose, fundamentalmente en eólicas de mediana potencia, a partir del año 2000 ha ido disminuyendo su utilización a favor del sistema activo *pitch* en grandes turbinas. El sistema "stall" es muy utilizado en rotores que giran a velocidad constante y que accionan generadores eléctricos asincrónicos con rotor en jaula de ardilla.

Para su correcto funcionamiento se requiere tener presente:

- Un diseño adecuado de las palas para alcanzar el efecto de pérdida aerodinámica (*stall*) para las velocidades de viento previstas.
- Mantenimiento de una velocidad constante con pequeñas variaciones máximas. Esta condición se facilita en el caso de generadores asincrónicos por el arrastre de la propia red eléctrica sobre el alternador, que fija la frecuencia de 50 o 60 Hz. Ahora bien, en este caso debe preverse una incidencia consistente en el desenganche de la red, causada por ejemplo por un hueco de tensión. En esta situación, el rotor del generador eléctrico se aceleraría bruscamente al disminuir su par resistente y en consecuencia el generador eólico, produciéndose su embalamiento con riesgo de daños estructurales. Para ello, el rotor debe estar provisto de frenos aerodinámicos y mecánicos para este tipo de incidencias.

- El efecto *stall* produce vibraciones y fuerzas de empuje que pueden afectar a las palas y trasmitirse al conjunto de la máquina a través del buje. Por ello, deben proyectarse las mismas con la debida resistencia estructural.

b) *Sistema activo de ángulo de paso variable pitch*

En el sistema activo de paso variable pitch, la pala puede girar sobre sí misma, alrededor de su eje longitudinal, con lo que cambia el ángulo de ataque del viento y en consecuencia varía la fuerza aerodinámica que este ejerce sobre la pala. Así, se puede regular la velocidad de giro y la potencia del rotor de forma continua.

El control se realiza de forma que, para velocidades del viento inferiores a la nominal del aerogenerador, se ajusta el ángulo para extraer del viento la máxima potencia. Por encima de esa velocidad nominal, el ajuste se realiza para mantener constante la potencia captada al viento.

El sistema mide continuamente la velocidad del viento, enviando las órdenes de control para que las palas del rotor giren sobre su eje longitudinal y así varíe el ángulo de paso de la pala y en consecuencia la fuerza aerodinámica de sustentación. El accionador suele ser un motor hidráulico y en algunos casos un motor eléctrico paso a paso. En la figura 7.21 se muestra un rotor con control por sistema activo (obsérvese el giro de las palas sobre sus ejes longitudinales).

En el sistema activo *pitch* se distinguen dos tipos de regulación de potencia: uno, en el que por el giro de la pala se originan turbulencias y entrada en pérdida de la misma (sistema *pitch to stall*) y el otro, en el que la regulación de potencia se realiza mediante la variación del ángulo de ataque (sistema *pitch to feather*).

La regulación activa (*pitch*) permite optimizar la extracción de energía, operar con motores a velocidad variable evitando los esfuerzos y vibraciones que presentan los motores a velocidad constante y aportando mayor seguridad frente a vientos intensos. En cambio es de mayor coste y requiere mayor mantenimiento que los sistemas pasivos de paso constante.

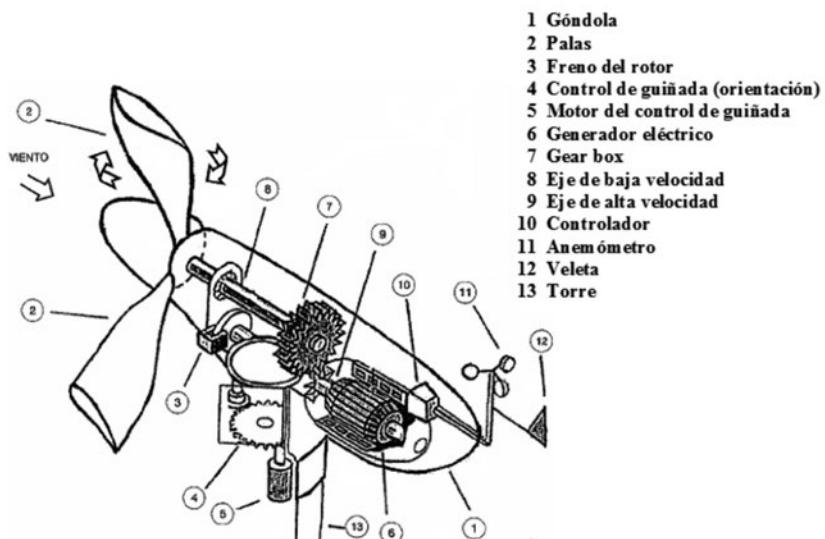


Figura 7.21. Aerogenerador con sistema de regulación activo (*pitch control*).

## AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

En los sistemas activos de paso variable existen dos posibles configuraciones:

- Sistemas en los que gira toda la pala alrededor de su eje longitudinal, cambiando el ángulo de paso de la misma para situarse siempre en condiciones de máximo rendimiento o para sacar a la pala de la acción del viento y parar el rotor.
- Sistemas en los que el giro se realiza solo en el tramo final de la pala correspondiente al extremo o punta de la misma, de forma similar al funcionamiento del alerón de un avión. Este sistema presenta frente al anterior las ventajas e inconvenientes que se indican en la tabla 7.1.

Ventajas	Inconvenientes
<ul style="list-style-type: none"><li>• Los cojinetes de giro sufren cargas menores al situarse en el extremo de la pala, próximos a la base del tramo que gira.</li><li>• Presenta mayor rapidez de variación y permite un control más sencillo (por ejemplo control proporcional integral PI).</li><li>• El sistema es más sencillo y económico que variar el ángulo de paso de toda la pala.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Producen un mayor nivel de ruido aerodinámico en la zona de discontinuidad.</li><li>• Aumenta la formación de inestabilidades aerodinámicas en esta zona.</li><li>• A veces no hay suficiente espacio en la zona final de la pala para colocar el sistema.</li></ul>

**Tabla 7.1. Ventajas e inconvenientes del sistema de giro del extremo de pala para la regulación y control de potencia del rotor de la turbina eólica.**

c) Sistema activo por pérdida aerodinámica (active stall controlled)

Este es un sistema mixto que comparte ambos principios de funcionamiento. La pala puede girar solo unos pocos grados (del orden de 10°) para ajustar mejor su perfil, sobre todo en la zona de vientos intensos, de 18 a 25 m/s. Una vez superada la velocidad de viento nominal, el paso de pala disminuye desde su valor óptimo, en general próximo a 0°, hasta un valor del orden de unos -5°, forzando la entrada en pérdida aerodinámica de la pala.

La ventaja de este método es que se puede controlar la potencia de forma más precisa que si se usa un sistema pasivo y así puede funcionar la máquina en condiciones muy próximas a las de máximo rendimiento para un amplio rango de velocidades del viento. Las desventajas se centran en su mayor dificultad de diseño y sus mayores costes de inversión y mantenimiento, aunque menores que un sistema de paso variable (*pitch*).

En general, las principales diferencias entre el sistema de regulación de paso fijo (*stall regulation*) y el de paso variable (*pitch regulation*) se resumen en los puntos:

- La regulación pasiva (ángulo de paso fijo) es sencilla y robusta, sin partes móviles, pero muy poco adaptable a variaciones de la ubicación del generador o a cambios en la dirección y velocidad del viento respecto a los valores de diseño.
- Este inconveniente se resuelve mediante la regulación activa de paso variable (*pitch*), pero esta exige la variación continua del ángulo de acuerdo a las condiciones variables del viento. Si este presenta una gran variabilidad, su rapidez de cambio puede ser superior a la del giro de la propia pala sobre sí misma, con lo cual esta se ve sometida a continuas oscilaciones que pueden traducirse en oscilaciones en la curva de potencia del generador en forma de picos.
- En algunos modelos de eólicas se realiza un diseño mixto, que combina las ventajas de un rotor diseñado con palas aerodinámicamente optimizadas (principio de regulación pasiva) con algún tipo de regulación activa que actúe sobre toda la pala o bien sobre el extremo final de la misma.

- En la tabla 7.2 se muestra un resumen de algunas de las diferencias más notables entre ambos sistemas de regulación usados en grandes turbinas eólicas. En la figura 7.22 se muestra el avance de la regulación *pitch* frente a la *stall*. Mientras que a mediados de la década de 1990 el número de rotores con regulación activa era similar al de regulación pasiva, diez años más tarde la regulación *pitch* tenía una penetración en el mercado unas siete veces superior a la *stall*.

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

**Tabla 7.2. Comparación de algunos aspectos del funcionamiento de grandes aerogeneradores según el tipo de control y regulación de potencia.**

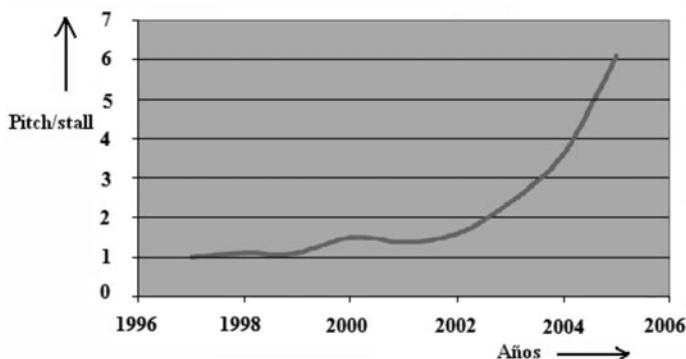


Figura 7.22. Variación de la regulación activa *pitch* frente a la pasiva *stall*

La protección del rotor frente a una velocidad de rotación excesiva (embalamiento) se realiza mediante frenado aerodinámico que puede ser:

- En el caso de regulación activa (*pitch*), por el giro de las palas del rotor 90° alrededor de su eje longitudinal. La pala adopta la denominada posición bandera
- En el caso de regulación pasiva (*stall*) por pérdida aerodinámica. En este caso, algunos tipos de palas pueden girar la punta de las mismas (movimiento *tip*), actuando como aerofrenos.

Estos sistemas de frenado permiten detener el rotor en pocas vueltas del mismo, de forma suave evitando esfuerzos potencialmente perjudiciales para la eólica.

## AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

La máquina incorpora también un freno mecánico que generalmente está instalado en el eje de salida de la caja multiplicadora (eje de accionamiento del generador eléctrico). Este freno mecánico actúa como sistema de apoyo al freno aerodinámico y también como freno de estacionamiento cuando el rotor está parado.

El rotor con regulación activa (*pitch*) solo utiliza este freno como seguridad durante los trabajos de mantenimiento ya que el rotor no puede moverse mientras las palas estén en posición bandera, es decir giradas 90° respecto a su eje longitudinal.

La secuencia de arranque de un aerogenerador es la siguiente:

Cuando el conjunto anemómetro y veleta del aerogenerador detectan viento, y el sistema de control determina que este viento mantiene una relativa estabilidad en su velocidad y dirección (es decir no se trata de rachas cambiantes), el controlador envía las siguientes órdenes, a través de los correspondientes motores:

- Entre 2 - 3 m/s. Envía la orden de orientarse la turbina, es decir de posicionarse frente al viento.
- A partir de 3 - 4 m/s. Se ordena desactivar los frenos y permitir el giro del rotor por efecto del viento. En un rotor con control activo (*pitch*) se envía la señal de consigna a las palas para que progresivamente cambien su ángulo de 90° (posición bandera) a un ángulo de ataque mucho menor.
- A partir de velocidades del viento en el entorno de unos 4 m/s el rotor comienza a girar. Cuando la velocidad de giro del alternador llega a la de sincronismo se realiza la conexión del generador a la red, de forma suave, mediante un interruptor de electrónica de potencia de tiristores o transistores IGBT. El proceso de conexión dura unos pocos segundos. Una vez concluido, el generador eléctrico envía la energía a la red. La regulación se realiza por pérdida aerodinámica en palas pasivas (*stall*) o por giro de las mismas, en un sistema activo (*pitch*).

## 7.7. Configuraciones de aerogeneradores

Los diversos sistemas de regulación junto con los diferentes tipos de generadores eléctricos permiten concebir múltiples configuraciones de aerogeneradores. Las más frecuentes se indican en la tabla 7.3. En el capítulo dedicado a la generación eléctrica se especifica con mayor detalle las distintas configuraciones de generación eléctrica.

El comportamiento de la eólica en relación a su velocidad de rotación está directamente relacionado con el sistema de conversión de energía mecánica en eléctrica, es decir con el tipo de generador eléctrico utilizado. Se concibe:

- *Rotor a velocidad constante*: Se admiten variaciones de velocidad inferiores al 1 o 2%. La configuración más empleada es la de un generador asíncrono, preferentemente con el rotor en jaula de ardilla, conectado directamente a la red. Una variante de este tipo es el uso de un generador asíncrono con dos juegos de polos para dos velocidades de rotación distintas, uno para bajas velocidades del viento y el otro para velocidades elevadas.
- *Rotor a velocidad cuasi constante*: Se admiten variaciones de velocidad inferiores al 10%. Se utilizan generadores asíncronos con rotor devanado y resistencias en el mismo, de forma que permitan un cierto margen de regulación del deslizamiento.
- *Rotor a velocidad variable*: Permite un amplio margen de velocidades. Resuelve los problemas que se presentan en el uso de rotores a velocidad constante o cuasi constante. Permite aumentar el rendimiento de conversión y una mejor adaptación a las exigencias de la red. Usualmente se utilizan dos tecnologías de producción eléctrica: generador asíncrono con rotor devanado doblemente alimentado y generador síncrono conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia, como son los generadores síncronos multipolos.

Velocidad	Control	Generador	Conexión a red
Constante	<i>Stall</i>	Asíncrono	Directa
Constante	<i>Pitch</i>	Asíncrono	Directa
2 Velocidades	<i>Stall</i>	Asíncrono dos devanados	Directa
2 Velocidades	<i>Pitch</i>	Asíncrono dos devanados	Directa
Variación 10%	<i>Stall</i>	Asíncrono con resistencias en rotor	Directa
Variación 10%	<i>Pitch</i>	Asíncrono con resistencias en rotor	Directa
Variable 30%	<i>Pitch</i>	Asíncrono doblemente alimentado	Directa e inversor
Variable 50%	<i>Stall</i>	Síncrono multipolos	Inversor
Variable 50%	<i>Pitch</i>	Síncrono multipolos	Inversor
Variable 50%	<i>Pitch</i>	Asíncrono	Inversor

**Tabla 7.3. Distintas configuraciones de aerogeneradores.**

## 7.8. Sistemas de orientación del rotor

A fin de optimizar el aprovechamiento de la energía del viento, el plano de rotación del rotor debe mantenerse perpendicular a la dirección del viento. Según se muestra en la figura 7.19, respecto a la torre de sustentación el rotor puede situarse de dos formas:

- a) Delante de la torre: a barlovento o aguas arriba de la torre (*upwind*)
- b) Detrás de la torre: a sotavento o aguas abajo de la torre (*downwind*)

En el primer caso el viento incide directamente sobre el rotor, situándose la torre detrás de él, mientras que en el segundo caso es la torre la que primero recibe la acción del viento, colocándose el rotor detrás de la misma. La mayoría de los generadores pertenecen al primer caso. Las ventajas de cada una de las posibles colocaciones se indican en la tabla 7.4.

Situación	Ventajas/Inconvenientes
Barlovento ( <i>upwind</i> )	Reduce las cargas de fatiga pues minimiza la sombra de la torre sobre las palas del rotor. Provoca menores oscilaciones del par motor y reduce el ruido aerodinámico. En cambio, no es auto-orientable y debe incorporar algún sistema de orientación (por ejemplo timón-veleta). Es el sistema más frecuente.
Sotavento ( <i>downwind</i> )	Elimina la necesidad del sistema de orientación de la góndola, mediante una conicidad adecuada de las palas, por lo que el sistema es auto-orientable. En cambio aumenta las cargas de fatiga, y provoca efectos de sombra de la torre sobre el rotor. Produce en general más ruido.

**Tabla 7.4. Situación del rotor respecto a la torre de sustentación.**

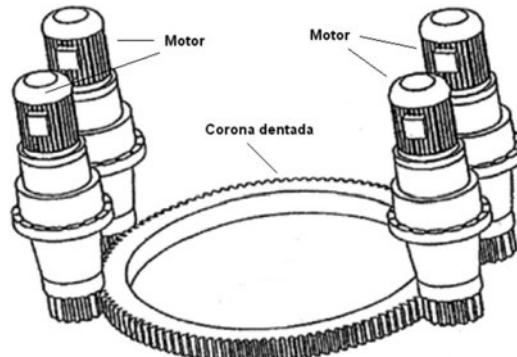
## AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

El rotor debe poder orientarse para colocarse perpendicularmente a la dirección del viento de forma que presente siempre la mayor superficie de captación. Para ello pueden usarse diversos sistemas:

- a) Eólicas auxiliares: en particular molinos de cola, usados solo en algunas eólicas pequeñas. Es un sistema poco fiable.
- b) Veletas de cola: se usan en pequeñas eólicas, formando parte del conjunto timón-veleta. La orientación del rotor se realiza de forma mecánica, al incidir el viento sobre el timón-veleta y ejerciendo sobre este un par de fuerzas que hace que el rotor se coloque perpendicularmente a la dirección del viento.
- c) Rotor a sotavento: es un sistema autororientable que debe incorporar algún mecanismo de amortiguación. Esta técnica se basa en una combinación entre la conicidad del rotor y la flexibilidad de las aspas. En algunas ocasiones, incorpora algún sistema activo auxiliar (por ejemplo un motor), que facilita la desalineación del rotor en caso de riesgo para él mismo. El sistema de rotor a sotavento es muy poco utilizado.
- d) Rotor a barlovento con orientación asistida: es el sistema más utilizado en grandes aerogeneradores. Incorpora un sensor (anemómetro y veleta) con un ordenador y en función de la dirección y velocidad del viento envía las correspondientes órdenes de control a un servomotor para la orientación del plano de giro del rotor. El servomotor (eléctrico o hidráulico) acciona, a través de un sistema de piñones, una corona dentada que a su vez hace girar el plano del rotor para colocarlo perpendicularmente a la dirección del viento.

El sistema de orientación conocido también como mecanismo de guiñada (*yaw*), recibe las órdenes a través del controlador electrónico para girar la góndola y colocar el plano del rotor en dirección perpendicular al viento. La figura 7.23 muestra un mecanismo de orientación de la góndola, formado por un cuadro motores eléctricos que accionan una corona dentada y que a través de su giro mueve el conjunto góndola-rotor para orientar a este último en un plano perpendicular a la dirección del viento.

Estos sistemas son “lentos”, es decir no siguen las fluctuaciones rápidas del viento ya que la propia inercia del sistema y el elevado desgaste del mismo lo hacen inviable. El sistema de control incorpora un algoritmo de cálculo que estima la duración de los cambios de dirección y solo da órdenes de giro al servomotor cuando estos cambios no obedecen a fluctuaciones rápidas, es decir cuando el viento permanece estable en dirección durante varios minutos, por ejemplo diez.



**Figura 7.23. Accionamiento para la orientación del conjunto góndola-rotor.**

## 7.9. Otros equipos y sistemas

Además de los equipos y sistemas anteriormente descritos, cabe mencionar los siguientes:

- a) *Controlador electrónico*: su función consiste en captar y procesar un conjunto de magnitudes físicas para posteriormente dar las oportunas órdenes de control y regulación de todo el sistema. Estas magnitudes son: velocidad y dirección del viento, velocidad de giro del rotor, temperatura, presión, valor y estado de las diferentes magnitudes eléctricas, etc.

A partir del procesado de las mismas, el controlador envía una serie de órdenes de control y mando que afectan fundamentalmente a operaciones tales como: proceso de conexión y desconexión de red, arranques y paros del aerogenerador, regulación de velocidad y potencia, orientación del rotor, etc.

Los controladores electrónicos pueden estar formados por microprocesadores o por controladores lógicos programables (PLC's).

- b) *Sistema de seguridad*: su función consiste en la protección de la integridad física del aerogenerador y en la prevención de riesgos para personas o bienes próximos derivados de un posible incidente. La protección se prevé frente a situaciones tales como: vientos de elevada intensidad, embalamiento del rotor, elevado nivel de vibraciones, desconexión brusca de la red, averías, etc.

La respuesta del sistema generalmente es provocar un “paro forzado” del rotor a través del sistema electrónico de control, por acción de sistemas específicos o por el propio operador del sistema. En general los medios que se usan para provocar este “paro forzado” son tales como: frenos aerodinámicos en los extremos de las palas, regulación del ángulo de paso de la pala, controles de orientación respecto al viento, frenos de disco o combinación entre todos ellos. Los aerogeneradores también deben incorporar un sistema de protección frente a descargas eléctricas atmosféricas (rayos).

- c) *Sistema de interconexión con la red eléctrica*: el proceso de interconexión con la red eléctrica se goberna a través del controlador electrónico. A bajas velocidades de viento el rotor gira en vacío, es decir arrastra el alternador a través de la caja de engranajes, pero permaneciendo la máquina eléctrica desconectada de la red. Cuando las condiciones de generación de potencia y del estado de la red son adecuadas, el controlador facilita las órdenes de interconexión para la inyección a la red de la energía eléctrica generada.

En aerogeneradores usados hasta hace algunos años, la interconexión se realizaba exclusivamente por medio de relés o contactores electromecánicos, pero la presencia de corrientes transitorias en el proceso de interconexión provocaba un rápido desgaste de los mismos. Es la llamada interconexión “dura”.

El desarrollo experimentado por la electrónica de potencia ha permitido desarrollar la llamada interconexión “suave” basada en sistemas de potencia a tiristores que al no presentar partes móviles eliminan el problema de desgaste de los contactores. Actualmente para grandes potencias se utilizan sistemas mixtos formados por equipos de electrónica de potencia (tiristores) y contactores electromecánicos ya que de esta forma se reúnen las ventajas de ambos sistemas: los tiristores permiten suavizar los picos de la interconexión y los contactores permiten trabajar con potencias muy elevadas.

Este sistema descrito corresponde a los aerogeneradores eléctricos que trabajan a velocidad constante de giro del rotor. En aquellos otros que funcionan a velocidad variable, no es necesario el sistema anterior ya que el proceso de interconexión se realiza a través del equipo rectificador-inversor (ondulador) cuya función es convertir la corriente eléctrica generada a frecuencia variable en corriente a frecuencia constante para su inyección a la red.

Los problemas de integración en la red de la energía eléctrica generada por los aerogeneradores y que pueden afectar a la calidad de la onda (calidad de la potencia entregada) pueden centrarse en los siguientes puntos:

- Estabilidad y equilibrio de tensiones.
- Armónicos (fundamentalmente el quinto y séptimo armónico).
- Estabilidad de frecuencia.
- Oscilaciones de tensión: parpadeo o *flicker*.

## 7.10. Torres de sustentación

Se utilizan dos tipos de torre de sustentación, figura 7.24:

- Torres de celosía.
- Torres tubulares.

En las primeras se requiere una revisión periódica de las uniones de los perfiles angulares a fin de garantizar su resistencia mecánica y mantener la frecuencia propia de diseño para evitar posibles problemas de resonancias. Esta es una de las razones por la que este tipo de torres no se utilizan para grandes aerogeneradores. Además el acceso a la góndola siempre debe realizarse por medio de una escalera de marino a la intemperie por lo que su acceso es difícil. En la tabla 7.5 se muestran las ventajas e inconvenientes de cada uno de estos tipos de torres.

En principio, cuanta más alta sea la torre mayor cantidad de energía podrá obtenerse, ya que la velocidad del viento aumenta con la altura respecto del nivel del suelo según una ley aproximadamente potencial. En cambio, torres más altas implican mayores costes de inversión, de instalación y de mantenimiento, por lo que la altura de la torre resultará de un compromiso entre la extracción de energía y los costes anteriores.

Torre	Ventajas	Inconvenientes
Celosía	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coste más bajo.</li> <li>• Fácil montaje a partir de perfiles angulares de acero.</li> <li>• Facilidad de transporte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor mantenimiento (verificación de las uniones de los perfiles).</li> <li>• Limitada a pequeña y mediana potencia.</li> </ul>
Tubular	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor seguridad para equipos y personas.</li> <li>• Buen comportamiento dinámico frente a vibraciones.</li> <li>• Facilidad de montaje y poco mantenimiento.</li> <li>• Mejor aspecto estético.</li> <li>• Usadas en aerogeneradores de gran potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coste más alto que las de celosía.</li> <li>• Mayor dificultad de fabricación y transporte.</li> </ul>

**Tabla 7.5. Comparación entre las torres de celosía y las tubulares.**

Debido al menor cizallamiento y turbulencia se requiere menos altura de torre en las aplicaciones marinas que en las terrestres. En la práctica hay que tener presente que la altura del buje (centro de giro del rotor), es de 0,5 a 1,5 metros mayor que altura de la torre.

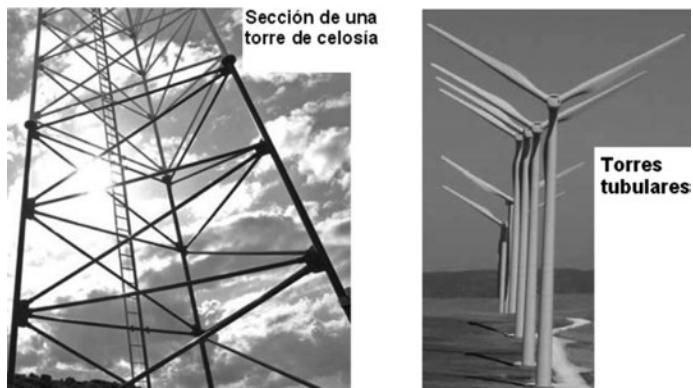


Figura 7.24. Sección de una torre de celosía y torres tubulares de perfil Troncocónico.

# La generación eléctrica en los aerogeneradores

## 8.1. Introducción

El sistema de generación eléctrica depende de factores tales como: régimen de velocidad del rotor eólico, tipo de regulación, régimen de viento, requisitos de la red eléctrica, o costes de inversión y explotación.

La figura 8.1 muestra las distintas opciones que se pueden presentar para las etapas de transformación de la energía cinética del viento en electricidad. La mayoría de sistemas de generación eléctrica se incluyen en alguno de los siguientes tipos:

- Generador eléctrico asincrónico o de inducción, con rotor en jaula de ardilla accionado a través de una caja multiplicadora por una turbina eólica que gira a velocidad constante.
- Generador eléctrico de inducción con rotor devanado doblemente alimentado accionado a través de una caja multiplicadora por una turbina eólica que gira a velocidad variable.
- Generador eléctrico síncrono accionado directamente por una turbina eólica que gira a velocidad variable.

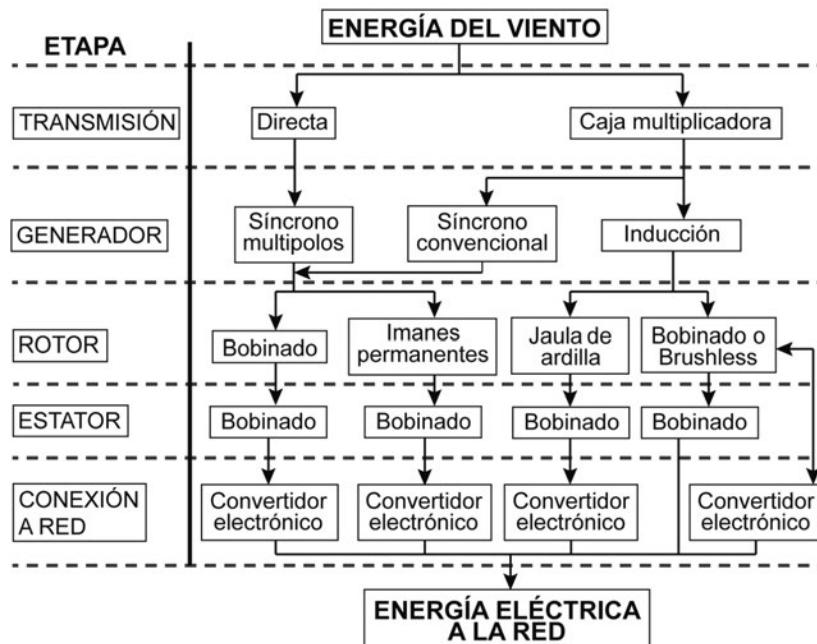


Figura 8.1. Opciones para la conversión de energía eólica en electricidad.

## 8.2. Generadores eléctricos en aerogeneradores

La generación eléctrica en un aerogenerador puede realizarse a través de:

a) Generadores eléctricos asíncronos o de inducción, con los siguientes tipos de rotor:

- Rotor en jaula de ardilla.
- Rotor devanado con resistencias variables.
- Rotor devanado doblemente alimentado.

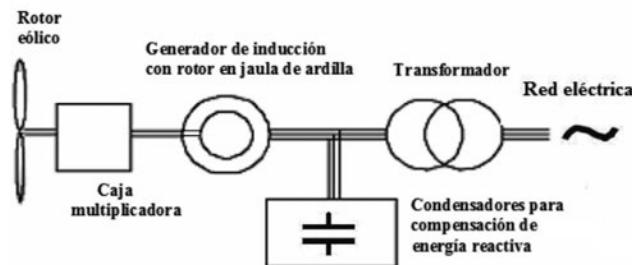
b) Generadores eléctricos síncronos, con los siguientes tipos de excitación:

- Síncronos con excitación con electroimanes.
- Síncronos con excitación con imanes permanentes (multipolos).

Las características generales de cada uno de ellos se describen a continuación.

a) *Generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla (GIRJ)*

Pueden existir varias configuraciones con un GIRJ, pero una de las más frecuentes es la que el GIRJ se acciona por un rotor eólico de velocidad de giro constante y regulación pasiva por pérdida aerodinámica (*stall*), según se muestra en la figura 8.2. En algunos modelos de rotores eólicos, se incorpora un sistema, conocido como *active stall* que permite girar la pala solo unos pocos grados, del orden de unos 10°, para adaptarse a vientos elevados, de 15 a 25 m/s.



**Figura 8.2. Generador de inducción con rotor de jaula de ardilla (GIRJ) accionado por un rotor eólico de velocidad constante.**

El GIRJ se acciona a través de la caja multiplicadora. Este tipo de generador eléctrico consume potencia reactiva, que puede absorber de la red o de una batería de condensadores. La instalación de una batería de condensadores variables facilita la regulación de reactiva. Para limitar las corrientes de arranque se emplea un sistema de arranque suave (*soft-starter*) basado en componentes de electrónica de potencia (tristores).

Algunos tipos de GIRJ incorporan dos generadores. Uno de potencia mitad del otro. El generador de mayor potencia actúa con velocidades elevadas del viento, mientras que el de menor potencia trabaja para vientos más suaves.

Los GIRJ son sencillos y robustos, de bajo coste y de mantenimiento simple. Respecto a su comportamiento se destacan los siguientes aspectos:

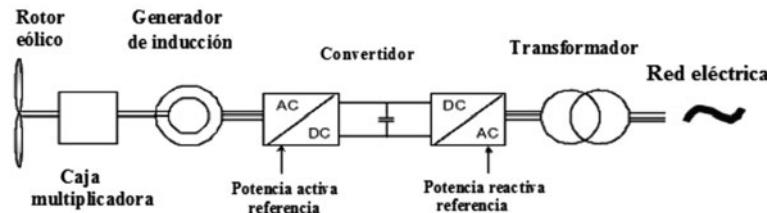
- La potencia eléctrica generada presenta una notable variabilidad pues el GIRJ no amortigua las variaciones de potencia del viento.

## LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

- Estas oscilaciones repercuten sobre la caja multiplicadora que se ve sometida a esfuerzos variables debidos a las variaciones del par.
- Acusan el efecto sombra que se produce cada vez que una pala pasa por delante de la torre. Este efecto se acostumbra a presentar en el intervalo de frecuencias de 3 a 5 Hz, dando lugar al efecto Flicker en la tensión eléctrica generada.
- La regulación de tensión es compleja debido, entre otras causas, a la necesidad de absorber potencia reactiva de la red exterior o de una batería de condensadores para el funcionamiento del generador de inducción.
- La regulación de frecuencia es difícil, siendo en muchos casos por escalones.
- Frente a un hueco de tensión en la red, la respuesta del sistema es a través de un aumento de la velocidad de giro de las palas del rotor eólico. Dado que el par resistente del generador eléctrico es proporcional al cuadrado de la tensión eléctrica, cuando esta última disminuye momentáneamente por causa del hueco, el par se reduce significativamente con lo que se produce una aceleración del rotor eólico. La máquina puede desconectarse por la actuación de la protección frente a la sobrevelocidad (embalamiento).

En resumen, el GIRJ es robusto y simple, con un bajo coste. Presenta dificultades para la regulación de la tensión y de la frecuencia y depende de la energía reactiva exterior. Frente a los huecos de tensión se produce una aceleración del rotor eólico y una vez desaparecido el hueco, el generador vuelve a absorber reactiva de la red, ocasionando una caída en la tensión y dificultando la recuperación de la misma. Favorece también la aparición de Flicker en la tensión generada.

Otra opción consiste en utilizar un rotor eólico a velocidad variable con regulación "pitch", accionando un GIRJ que también gira a velocidad variable. La tensión a frecuencia constante se consigue mediante un convertidor de frecuencia que convierte la frecuencia variable en constante (50 o 60 Hz) para su inyección a la red (figura 8.3).



**Figura 8.3. Generador de inducción (GIRJ) a velocidad variable con convertidor de frecuencia.**

También existen sistemas en los que se emplea un GIRJ a velocidad de giro constante movido por un rotor eólico con regulación activa por ángulo de paso variable (pitch).

### b) Generador de inducción con rotor devanado y resistencia variable (GIRDRV)

El sistema utiliza un motor de inducción con rotor bobinado a velocidad variable, y un rotor eólico a velocidad variable con regulación activa, multiplicadora y compensación de energía reactiva, figura 8.4. El control se realiza por medio de la variación de la resistencia del rotor, en un intervalo de variación de velocidades del 2- 5%. El sistema trabaja con velocidades de giro variables con estrecho margen de variación.

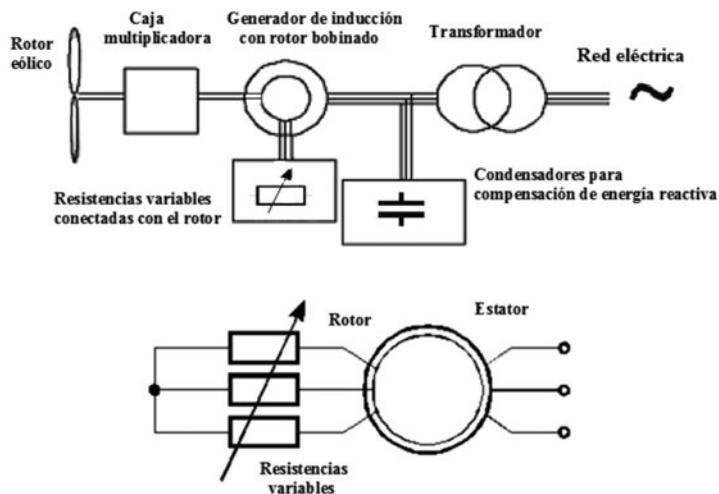


Figura 8.4. Generador de inducción con rotor devanado con resistencias variables (GIRDRV).

c) Generadores de inducción con rotor doblemente alimentado (GIRDA)

Los GIRDA se emplean con rotores eólicos de velocidad variable y regulación pitch en aerogeneradores de alta potencia. La velocidad variable del rotor eólico permite por una parte disminuir los esfuerzos y la fatiga de los componentes mecánicos, así como también las fluctuaciones de tensión y por otra aprovechar mejor la energía del viento, en especial a bajas velocidades del mismo.

El principio de funcionamiento del GIRDA se basa en inyectar en el rotor corrientes trifásicas de amplitud, frecuencia y fase variables, mientras que el estator se conecta a la red de frecuencia constante (50 o 60 Hz) para el envío a la misma de la energía eléctrica que se genera.

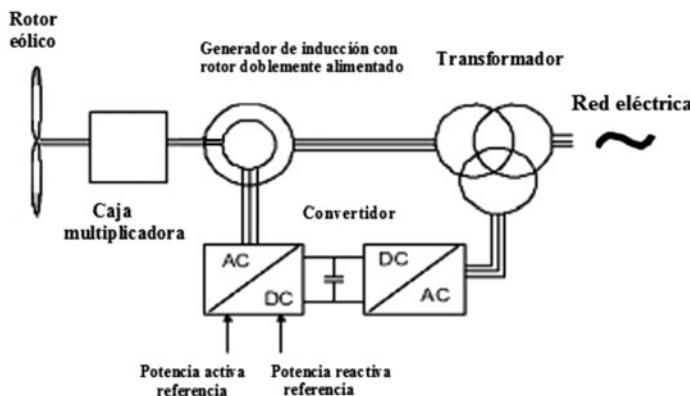
El estator se acopla a la red a través de un transformador y el rotor devanado con anillos rozantes está provisto de un convertidor, que se instala entre el rotor y la red. El generador de inducción trabaja a velocidad variable y el control se realiza por medio de la inyección de corriente de frecuencia variable al devanado del rotor. El intervalo de variación de velocidad es del orden del  $\pm 30\%$ .

El control se realiza mediante la variación de la tensión y la frecuencia aplicada al rotor. Si esta corriente fuese continua, el generador funcionaría como un alternador síncrono. En cambio, la variación de la tensión y de la frecuencia, permite controlar la excitación del generador y por lo tanto su velocidad de giro.

El convertidor electrónico está formado por dos unidades back-to-back en antiparalelo, con transistores IGBT unidos a través de una conexión en corriente continua con un condensador de aislamiento. La potencia del convertidor es del orden de un 25% a un 35% de la potencia nominal del rotor eólico.

Estas eólicas incorporan una caja multiplicadora que acopla el eje del rotor eólico al eje del rotor del generador eléctrico. Suele tener tres etapas de multiplicación y una relación del orden de 1:50. El intervalo de variación de la velocidad de giro del rotor de un GIRDA de cuatro polos se sitúa entre 1.400 y 1.800 rpm.

La figura 8.5 muestra el esquema de principio de este tipo de configuración.



**Figura 8.5. Generador asincrónico de rotor devanado doblemente alimentado accionado por un rotor eólico de velocidad variable (GIRDA).**

El GIRDA permite controlar las intensidades de los dos lados del convertidor. Por una parte del lado de la red, inversor, y por otra del lado del rotor, rectificador. A través del control de la corriente del lado de la red mediante los transistores IGBT se controla la potencia reactiva por la corriente directa del estator ( $I_d$ ) responsable del flujo magnético del estator, mientras que el control de la corriente del rotor permite controlar la intensidad en cuadratura ( $I_q$ ) relacionada directamente con el par y por lo tanto con la potencia activa. El control de la reactiva es solo parcial, con un margen de regulación inferior al de un generador síncrono.

El coste de este sistema es más elevado que el rotor en jaula, ya que al coste del motor propiamente dicho hay que agregar el del convertidor electrónico. También es mayor el coste de mantenimiento, en especial por la presencia de escobillas y anillos rozantes en el rotor devanado. Una desventaja que presenta es el de unas mayores pérdidas asociadas por la presencia del sistema de control.

Su comportamiento respecto a la red eléctrica es mucho mejor que el del GIRJ, ya que puede regularse la tensión mediante la parte del convertidor que se conecta a la red, a través del control de la corriente en cuadratura ( $I_q$ ) que permite generar o absorber energía reactiva, de forma similar a la regulación de la excitación de un generador síncrono, aunque en un intervalo de regulación menos amplio.

La regulación de la frecuencia y de potencia se realiza por medio de la parte del convertidor del lado del rotor, rectificador, que puede variar el par a través de la corriente directa ( $I_d$ ), controlando de esta forma la potencia.

#### d) Generadores síncronos con excitación convencional (GSEC)

Se trata de un generador síncrono formado por un rotor o inductor (sistema de excitación) cuyos arrollamientos se alimentan por corriente continua procedente de un rectificador y por un estator o inducido en donde se genera la corriente eléctrica que posteriormente se exporta a la red.

Los GSEC se emplean con rotores eólicos de velocidad variable con control activo por variación del ángulo de pala (*pitch*). Pueden acoplarse directamente al eje del rotor eólico sin caja multiplicadora como se muestra en la figura 8.6, o bien a través de caja multiplicadora, figura 8.7.

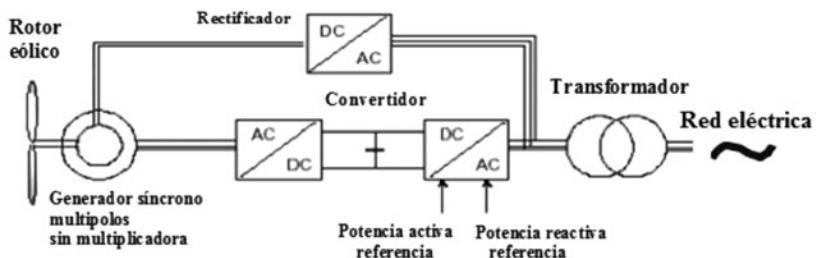


Figura 8.6. Generador síncrono multipolo sin caja multiplicadora (GSEC).

En el primer caso, dada la menor velocidad de giro, se requiere un GSEC con un mayor número de polos, de mayor volumen y coste que en el segundo caso en el que la presencia de la multiplicadora permite el accionamiento del generador a una mayor velocidad y por tanto una reducción en su número de polos, tamaño y coste.

El rotor eólico funciona a velocidad variable con regulación *pitch*, con convertidor para la totalidad de la potencia y un rectificador para la alimentación del rotor o excitación de la máquina. La máquina síncrona trabaja a velocidad variable y el control se realiza por medio de la frecuencia a través del convertidor de frecuencia.

Como el accionamiento del GSEC es a velocidad variable, la tensión generada es a frecuencia variable. Para su inyección a la red se requiere una frecuencia constante, por lo que se incorpora un convertidor electrónico de frecuencia formado por dos elementos principales: un rectificador y un inversor unidos por un enlace de corriente continua. El rectificador se alimenta con tensión a frecuencia variable procedente del estator del GSEC y el inversor convierte la tensión rectificada en alterna a frecuencia constante para su inyección a red. Toda la potencia eléctrica generada por el GSEC pasa por el convertidor, por lo que este debe proyectarse para toda esta potencia. Es importante tener presente en el rendimiento del conjunto las pérdidas en este convertidor.

El GSEC es de mayor coste que los anteriores de inducción, debido al generador síncrono con un elevado número de polos y por el convertidor electrónico, que tiene que tener una potencia nominal igual a la del generador eléctrico.

Una ventaja es la de la supresión de la caja multiplicadora, caso de accionamiento directo, o bien el uso de una caja de relación de multiplicación pequeña, debido al mayor número de polos del generador. El uso de escobillas en el rotor del generador aumenta las tareas de mantenimiento.

Este sistema presenta un buen control de la energía reactiva, a través de la excitación del generador. Su regulación es mejor que la de los de inducción.

La regulación de frecuencia presenta menos problemas que los casos anteriores. Se realiza por medio del convertidor, actuando sobre él en el lado del rectificador. La regulación de la tensión se consigue actuando sobre el convertidor pero por el lado del inversor. Frente a transitorios, el GSEC con convertidor de frecuencia al 100% de su potencia nominal responde mejor que los sistemas de inducción.

En el segundo caso (figura 8.7), se utiliza un generador síncrono con regulación *pitch*, con caja multiplicadora, convertidor de frecuencia para toda la potencia generada y rectificador para la alimentación del circuito de excitación del rotor. La máquina síncrona funciona a velocidad variable y el control se realiza en el convertidor a través de la frecuencia. La caja multiplicadora permite accionar el rotor del generador síncrono

## LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

a mayor velocidad que si el acoplamiento con el rotor eólico fuese directo, por lo que puede reducirse el número de polos del estator y en consecuencia el tamaño y coste del generador eléctrico.

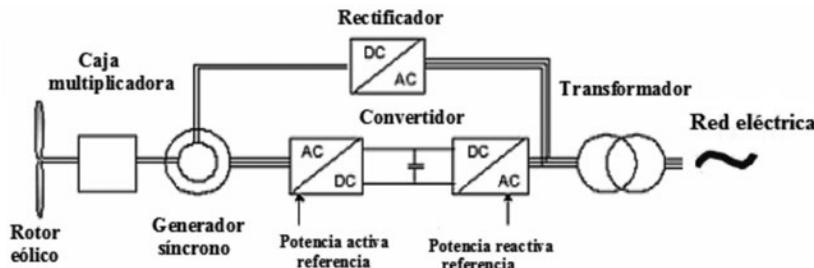


Figura 8.7. Generador síncrono con caja multiplicadora (GSEC).

### e) Generadores síncronos con imanes permanentes (GSIP)

Son similares al caso anterior, aunque se diferencian en que la excitación (rotor) está formada por imanes fijos y no por electroimanes. En este caso ni la regulación ni el control de reactiva puede realizarse a través de la excitación.

Se trata de un generador síncrono sin escobillas (*brushless*) con regulación *pitch* y con un convertidor para la totalidad de la potencia del generador. La máquina trabaja a velocidad variable y el control se realiza por cambio de frecuencia por el convertidor. En la figura 8.8 se muestra el esquema eléctrico de un generador de este tipo.

El GSIP tiene un mayor coste, en especial por los imanes fijos que son de materiales con aleaciones de elementos de tierras raras. En cambio, tiene la ventaja de menor mantenimiento, y menores pérdidas por la ausencia de circuito de excitación en el rotor del generador, al ser sustituidos los electroimanes por imanes fijos.

Su comportamiento frente a la red es algo más complejo, ya que al no disponer de regulación de reactiva en el circuito de excitación, como sucede en el síncrono convencional con rotor dotado de electroimanes, toda esta función descarga sobre el convertidor de frecuencia, por lo que este se encarece ya que debe diseñarse específicamente para este fin.

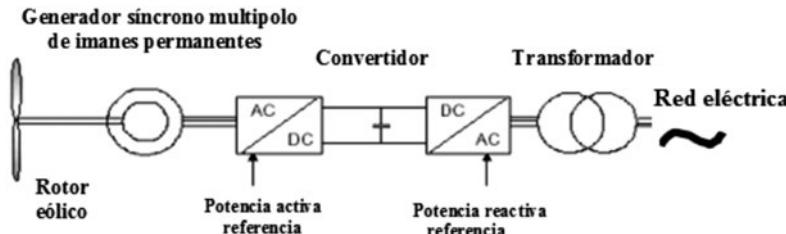


Figura 8.8. Generador síncrono sin escobillas de imanes permanentes con convertidor sin multiplicadora (GSIP).

Un ejemplo de tecnología basada en el generador síncrono a velocidad variable son los aerogeneradores ENERCON. En la figura 8.9 se muestra el esquema básico de la configuración eléctrica de un aerogenerador ENERCON.

La generación eléctrica se realiza a baja tensión (BT) en una máquina síncrona accionada por un rotor eólico de velocidad de giro variable. La tensión generada a frecuencia variable, primeramente se rectifica a tensión continua (CC) para posteriormente mediante un convertidor pasar de continua a alterna (CC/CA), con lo que se vuelve a ondular a frecuencia constante (50 Hz) para su inyección a la red. Para eliminar los armónicos que se generan en el proceso de ondulación se instalan unos filtros antes del transformador de baja a media tensión (BT/MT). Finalmente, previo paso por el interruptor de media tensión que sirve para desconectar el sistema de la red, se inyecta la corriente al sistema eléctrico.

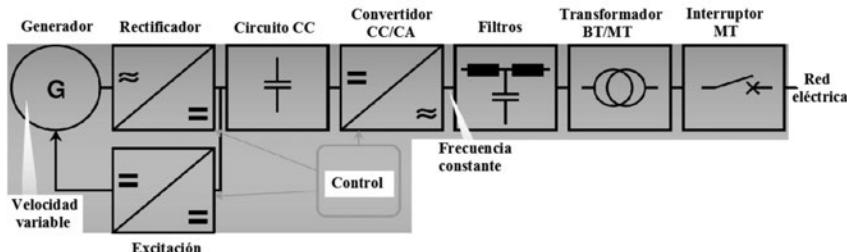


Figura 8.9. Configuración del sistema eléctrico de un generador ENERCON.

La tabla 8.1 muestra un resumen de las características más significativas de los distintos tipos de generadores eléctricos utilizados en aerogeneradores.

Generador eléctrico	Velocidad del rotor eólico	Control	Convertidor de potencia	Arrancador suave	Compensación reactiva
GIRJ	Constante	Pitch	No	Sí	
GIRJ	Constante (una o dos velocidades)	Stall			
GIRJ		Active Stall			
GIRDRV	Variable (limitada)	Pitch	Variación de la resistencia del rotor.	No	Sí
GIRDA	Variable	Pitch	Convertidor de frecuencia para una parte de la potencia.		
GIRJ		Pitch	Convertidor de frecuencia para toda la potencia.		
GSC	Variable	Pitch	Rectificador y convertidor de frecuencia.	No	No
GSCMP					
GSIP	Variable	Pitch	Convertidor de frecuencia para toda la potencia.		

GIRJ: Generador de inducción con rotor en jaula de ardilla.

GIRDRV: Generador de inducción con rotor devanado con resistencias variables.

GIRDA: Generador de inducción con rotor doblemente alimentado.

GSC: Generador síncrono convencional (excitación por rotor con electroimanes y escobillas).

GSCMP: Generador síncrono convencional multipolo (excitación rotor con electroimanes y escobillas).

GSIP: Generador síncrono multipolo con imanes permanentes (rotor sin escobillas).

Tabla 8.1. Características de los distintos tipos de generación eléctrica.

## LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

La participación de los distintos tipos de generadores eléctricos en los parques eólicos europeos se muestra en la tabla 8.2. La mayoría son asíncronos, siendo dentro de ellos, el de rotor doblemente alimentado el más utilizado dadas sus características que le permiten actuar con rotores eólicos a velocidad variable con regulación *activa pitch*.

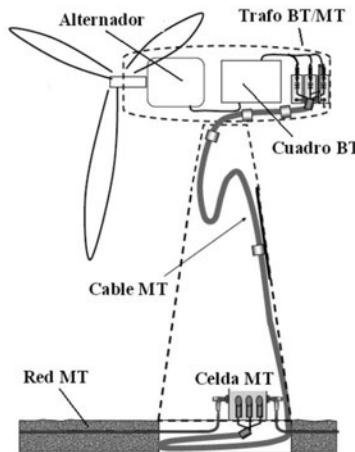
Tipo de generador eléctrico	%
Inducción con rotor en jaula de ardilla (GIRJ)	30
Inducción con rotor devanado y resistencias variables (GIRDV)	10
Inducción con rotor doblemente alimentado (GIRDA)	45
Síncrono (GS)	15

**Tabla 8.2. Participación de los distintos tipos de generadores eléctricos en parques eólicos europeos.**

## 8.3. Interconexión del aerogenerador con la red

La producción eléctrica a gran escala se realiza mediante la agrupación de aerogeneradores en los denominados parques eólicos. En general, un aerogenerador genera la electricidad en baja tensión (BT), es decir a una tensión no superior a 1000 V. La generación es en trifásica, a 50 Hz (en Europa) y a tensión 690 V entre fases (tensión compuesta). Se escoge la generación en BT, entre otras razones, porque requiere menores niveles de aislamiento que si se realizase a tensiones superiores.

A la salida de BT del alternador se envía la energía eléctrica a un transformador de baja a media tensión (BT/MT). En algunas ocasiones situado en la propia góndola y en otras junto a su base. La figura 8.10 muestra un aerogenerador donde el trafo de BT/MT está situado en la propia góndola y en cuya base se sitúa solo la celda de MT que incorpora la apertura de regulación, control y protección.



**Figura 8.10. Esquema eléctrico de un aerogenerador.**

La figura 8.11 muestra un esquema básico de la interconexión eléctrica entre el aerogenerador y la red eléctrica. Se distinguen los siguientes elementos con sus correspondientes funciones:

- Generador eléctrico: accionado por la turbina eólica, genera tensión en baja tensión (BT), generalmente trifásica a 690 V entre fases.
- Protección frente a sobretensiones: en general de tipo varistor, su función es proteger al generador eléctrico frente a sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en la red.
- Arrancador suave: sistema formado por elementos de electrónica tipo tiristor o transistor IGBT que facilita un acoplamiento suave entre el generador y la red, evitando la aparición de puntas de corriente y de par.
- Condensadores: en particular en el caso de generadores asíncronos se colocan baterías de condensadores para suministro de energía reactiva al generador para la excitación del mismo. En otros casos pueden utilizarse para regular la energía reactiva.
- Interruptor general automático: su función principal es la protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos.
- Interruptor automático principal: su función es la de protección y separación del circuito de generación del circuito de consumo exterior.
- Trafo BT/MT: transformador situado en muchos casos en la base de la torre del aerogenerador que eleva la tensión de baja tensión (690 V) a media tensión (20 kV-30 kV) para enlazar con la red de media tensión del parque. Esta red en media tensión recoge la producción de todo el conjunto de generadores del parque para canalizarla a la estación subtransformadora de media a alta tensión para su enlace con la red exterior.
- Otros circuitos auxiliares: alimentación a motores de orientación del rotor eólico, de giro de la góndola y de servicios auxiliares diversos.

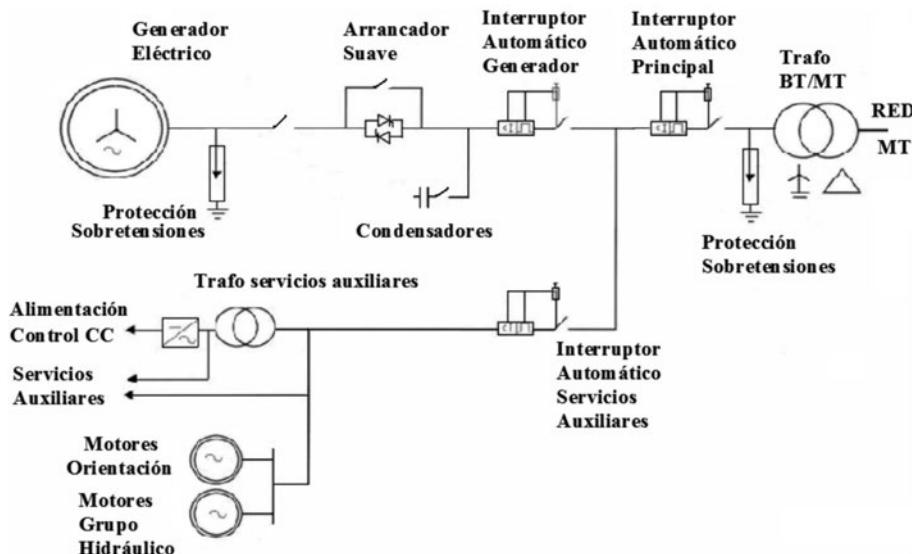
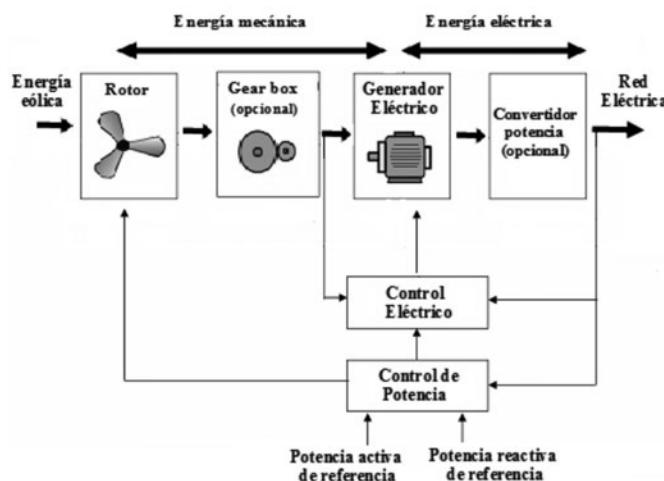


Figura 8.11. Esquema de la interconexión de un aerogenerador con la red.

## 8.4. Conexión y desconexión con la red

El generador eólico incorpora sistemas de control, regulación y protección para poder desconectarse de la red si aparece alguna anomalía, tal como tensiones diferentes al valor nominal, frecuencia fuera de márgenes, asimetría de tensiones, etc. La figura 8.12 muestra un esquema de principio del sistema de control de un aerogenerador. Básicamente, existen dos lazos básicos de control: uno sobre el rotor eólico y el otro sobre el generador eléctrico.

Mediante el primero se actúa sobre los distintos elementos de regulación y control del aerogenerador, (aerofrenos, variación del ángulo de paso de pala, etc.), mientras que el segundo actúa sobre los distintos elementos del generador eléctrico (conexión y desconexión, corrientes de excitación, alimentación de rotor devanado, etc.), en función del tipo y características del generador.



**Figura 8.12. Lazos básicos de control de un aerogenerador.**

En los sistemas de conexión y desconexión del generador con la red influyen diversos factores tales como el tipo de generador, régimen de giro del rotor eólico (velocidad constante o variable) y tipo de regulación (*stall* o *pitch*).

La operación debe realizarse de forma suave para evitar las puntas de tensión, de corriente y de par. Una conexión inadecuada, con varios intentos fallidos para conectar el sistema con la red, afecta a la vida útil de los elementos del aerogenerador, además de ocasionar perturbaciones sobre la red eléctrica exterior.

Un conjunto de sensores mide continuamente las distintas magnitudes mecánicas y eléctricas del aerogenerador y de la red. Solo cuando las condiciones son adecuadas se acopla el generador a la red. En particular, la velocidad de giro de la máquina debe controlarse de forma precisa, ya que si la conexión se realiza a una velocidad menor que la requerida, el generador puede funcionar como motor con riesgo de su embalamiento.

El arranque se inicia una vez que el sistema de control ha verificado todas las variables, el viento alcanza una velocidad mínima para poder iniciar el arranque y la dirección del viento se mantiene aproximadamente constante. De esta forma se evita que la máquina trabaje con vientos racheados.

A continuación se orienta el rotor, se libera el freno eléctrico y se colocan las palas en posición de operación. El aerogenerador inicia su giro hasta alcanzar una velocidad mínima para la que se activa el sistema de arranque suave y se produce la conexión con la red sin picos de corriente ni de par resistente. Una vez efectuada la conexión, el sistema de control puentea el sistema de arranque suave, y conecta las etapas de compensación de reactiva.

El sistema de conexión suave suele estar formado por un puente trifásico de tiristores que aumenta de forma gradual la tensión en los bornes del generador hasta alcanzar la tensión exigida por la red eléctrica.

El sistema controla la velocidad de giro del rotor. Si esta disminuye por debajo de un cierto valor, el sistema ordena la desconexión de la compensación de reactiva y la del aerogenerador de la red.

Cuando se reduce la carga eléctrica del generador, el rotor eólico tiende a aumentar su velocidad de giro. Si esta alcanza un cierto valor límite, se inicia el frenado aerodinámico de las palas (*sistema stall o pitch*), frenándose el rotor, pero sin desconectar el aerogenerador de la red para seguir manteniendo un cierto par resistente y evitar el embalamiento de la máquina. Hasta que la velocidad disminuye hasta alcanzar la de sincronismo no se produce la desconexión. En el caso de rotores con regulación activa (*pitch*), el frenado se consigue mediante la variación del ángulo de paso de la pala, mientras que en rotores con regulación pasiva (*stall*) mediante la entrada en pérdida aerodinámica de las palas del rotor.

Cuando se presenta la parada del aerogenerador por pérdida de red o salida de los márgenes de operación, en el caso de rotores eólicos de paso fijo deben activarse los aerofrenos y en el caso de paso variable deben colocarse las palas en posición bandera ya que se pierde el par resistente del generador eléctrico y la máquina tiende a acelerarse. Si se produce esta incidencia, el aerogenerador debe desconectarse inmediatamente de la red.

## 8.5. Problemas en la interconexión del aerogenerador con la red eléctrica

En la interconexión de una turbina eólica con la red eléctrica se pueden producir diversas incidencias que pueden afectar tanto al funcionamiento de la red como al propio aerogenerador. Las incidencias del aerogenerador sobre la red son variaciones de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, armónicos, *flicker* o transitorios y las incidencias de la red sobre la máquina eólica son huecos y microcortes, desequilibrio de tensiones o armónicos de tensión (figura 8.13).

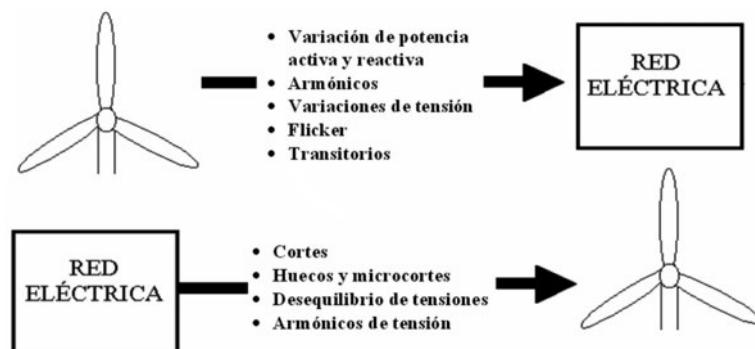


Figura 8.13. Posibles incidencias entre un aerogenerador y la red.

## LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

En la interconexión aerogenerador-red conviene destacar los siguientes aspectos.

### a) Arranque del aerogenerador

En general, el aerogenerador está previsto para que funcione en vacío a bajas velocidades de viento. Cuando el viento alcanza una cierta velocidad y la máquina puede suministrar potencia neta, se debe conectar a la red. Si no se produce esa conexión a la red para el suministro de energía eléctrica, el rotor eólico tiende a embalarse ya que solo la carga correspondiente a la caja multiplicadora y al generador eléctrico en vacío no es suficiente para absorber la potencia desarrollada por el rotor eólico y por tanto evitar el embalamiento del mismo.

Si la conexión del aerogenerador con la red se hiciera de forma brusca, a través de un interruptor de contactos mecánicos, según el tipo de aerogenerador podría presentarse una caída brusca de tensión en la red debido a la importante corriente de magnetización requerida por el generador eléctrico para su funcionamiento, seguida a continuación de un gran pico de corriente producido por el aporte de potencia del generador a la red. La conexión brusca de una potencia eólica importante sobre la red produciría una perturbación en la tensión de esta última.

Para evitar este fenómeno, los aerogeneradores van provistos de un sistema de arranque suave (*soft start*) formado por un interruptor electrónico con tiristores, sin partes móviles mecánicas y que controla la conexión o desconexión con la red a través del ángulo de corte de la onda.

El sistema de arranque suave tiene un rendimiento del 98 al 99%. Para disminuir las pérdidas de energía que provoca este sistema de arranque, se dispone de un interruptor mecánico en paralelo (*interruptor derivante*) que se activa inmediatamente después que la turbina haya arrancado y se haya conectado a la red, para evitar que la energía circule a través del interruptor electrónico con tiristores durante el funcionamiento normal del aerogenerador. Así, una vez producido el arranque y la conexión, la corriente generada se deriva a la red a través de un interruptor mecánico.

### b) Calidad de la onda eléctrica generada

Se requiere que la energía inyectada a la red no pueda perturbar ni contaminar la tensión y frecuencia de la misma. Los problemas más frecuentes asociados a la calidad de onda generada por el aerogenerador son:

- Variaciones de la frecuencia.
- Fluctuaciones de tensión y *flicker*.
- Huecos y micocortes.
- Distorsión armónica.
- Desequilibrio de tensiones.

La calidad de la onda de tensión generada por el aerogenerador requiere estabilidad en la tensión y en la frecuencia, manteniendo los valores dentro de los márgenes de tolerancia respecto a los valores de referencia o valores nominales.

Diversas causas, tales como la variabilidad y perturbaciones en la dirección y velocidad del viento o el paso de las palas frente a la torre (efecto sombra) pueden favorecer las fluctuaciones de tensión y en particular el efecto *flicker*.

Las operaciones de conexión y desconexión favorecen la aparición de huecos y microcortes en la tensión generada por la eólica. El uso de sistemas de arranque suave facilita la disminución de la presencia de estas incidencias.

La presencia de equipos de electrónica de potencia con tiristores y transistores IGBT favorece la aparición de armónicos y en consecuencia el fenómeno de distorsión armónica de la onda, lo que obliga al establecimiento de unos límites de distorsión armónica para evitar el efecto perjudicial de estos armónicos y al uso de filtros adecuados para la eliminación de los mismos.

El *Flicker* son variaciones lentes de la tensión de corta duración, del orden de algunos segundos a un minuto, que provocan el parpadeo de las bombillas. Este fenómeno se acentúa si el aerogenerador está conectado a una red de poco potencia.

El *islanding* es un fenómeno que puede presentarse si una sección de la red se desconecta de la red principal, como puede suceder en el caso de un paro eléctrico o de una falta (cortocircuito) en la red. Si en la zona de la red aislada, quedan aerogeneradores en funcionamiento existe la posibilidad de que se produzca un desfasaje entre la red en isla en donde están los aerogeneradores y la red principal. Si no se arbitran medidas de protección, la reconexión de la red en isla a la red principal puede provocar la aparición de sobreintensidades que podrían dañar los aerogeneradores y perturbar la red eléctrica.

Los sistemas de control electrónicos del sistema eólico deben controlar continuamente los valores de la tensión, frecuencia y secuencia de fases para desconectar inmediatamente la turbina eólica de la red si se producen desviaciones respecto a los valores de referencia de estos parámetros.

## 8.6. Comportamiento del aerogenerador frente a huecos de tensión

Un hueco de tensión es una disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo. Se admite que la duración de unos huecos está comprendida entre 10 ms y 1 minuto. En Europa, con una frecuencia de 50 Hz, el período de la onda es de 20 ms.

Un gran porcentaje de huecos presentan duraciones entre 10 y 500 ms. Dada su corta duración, en muchas ocasiones pasan desapercibidos para un observador, pero no así para los equipos electrónicos que pueden ver modificado su funcionamiento. Los microcortes son huecos de tensión en los que la tensión cae a cero.

Los huecos aparecen en la red por diversas causas: sobretensiones por descargas atmosféricas o por maniobras de conexión y desconexión de interruptores, por la aparición de una falta (cortocircuito) y el correspondiente despeje de la misma.

Cuando en la red aparece una falta de tensión, se produce un aumento de la velocidad del aerogenerador ya que la energía obtenida del viento no puede evacuarse a la red. Este aumento de la velocidad, no solo puede afectar a la integridad de la máquina eólica sino que la corriente evacuada a la red puede no cumplir con las exigencias de frecuencia. Además, la falta de tensión en la red afecta a los aerogeneradores que reciben corriente reactiva de la misma, por ejemplo los asíncronos de jaula de ardilla. Por todo ello, es necesaria la desconexión del aerogenerador de la red exterior.

El comportamiento de los distintos tipos de aerogeneradores frente a incidencias de la red se expone a continuación:

- Generadores asíncronos de jaula de ardilla y rotor eólico a velocidad constante

Dado que el par es proporcional al cuadrado de la tensión, el descenso de la tensión de la red por un hueco provoca la disminución del par antagonista lo que hace que el rotor se acelere y aumente la corriente por lo que facilita la activación de las protecciones del generador y su parada con desconexión de la red.

Cuando se inicia la recuperación de la tensión en la red y el aerogenerador vuelve a estar operativo, para su arranque demanda una gran cantidad de reactiva de la red lo que dificulta aún más la recuperación de la tensión de la red.

Para evitar este problema, puede instalarse un compensador estático de tensión (SVC) que suministre la energía reactiva y mantenga la tensión del aerogenerador.

## LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

- Generadores asíncronos con rotor doblemente alimentado con convertidor entre el generador y la red

Tienen acoplados a la salida del rotor un doble convertidor. Este convertidor rectifica las corrientes del rotor para posteriormente ondularlas e inyectarlas a la red a frecuencia constante.

Si se produce una falta, la intensidad del rotor aumenta bruscamente debido al efecto transformador entre el estator y el rotor de la máquina asíncrona, por lo cual esta sobreintensidad afecta al convertidor pudiendo llegar a dañarlo.

Existen diversas formas para evitar este efecto perjudicial. Una de ellas, denominada “crowbar” activo consiste en la conexión con el rotor, a través de un puente de tiristores, de un grupo de resistencias para colocar el rotor en cortocircuito de forma similar a un rotor en jaula de ardilla. La potencia de la máquina se libera por efecto Joule a través de las resistencias. Una vez despejada la falta, se desconectan las resistencias y el rotor vuelve a su configuración inicial.

- Generadores síncronos con rotor eólico a velocidad variable y convertidor entre el generador y la red

Este tipo de generadores tiene un convertidor que primero rectifica la corriente para posteriormente ondularla a frecuencia constante e inyectarla a la red. Por ello, las perturbaciones de la red tienen poca influencia sobre los mismos.

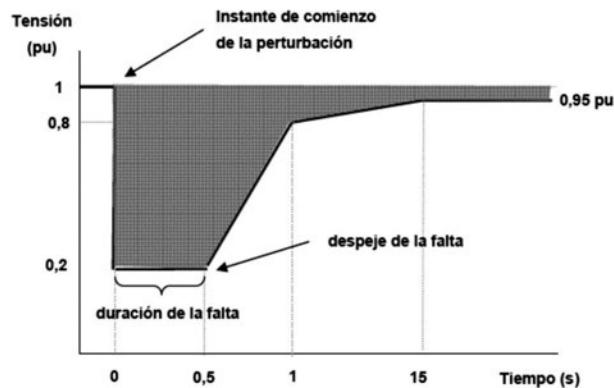
## 8.7. Procedimiento de operación ante huecos de tensión

Mientras la potencia eólica instalada en el sistema eléctrico nacional fue pequeña, la desconexión de un grupo de aerogeneradores no afectaba sensiblemente a la estabilidad del sistema. Dado que en los últimos años, la energía eólica posee una importante participación en la capacidad total instalada, se han establecido un conjunto de requisitos que deben cumplir los aerogeneradores para soportar huecos sin desconectarse y por lo tanto para que no se produzcan desconexiones que puedan llegar a afectar la estabilidad de todo el sistema eléctrico nacional.

En España rige el procedimiento de operación ante huecos de tensión (P.O.12.3) que deben cumplir los aerogeneradores para su conexión a la red. Para garantizar la continuidad y evitar desconexiones que provocarían inestabilidad en el sistema eléctrico, se exige a los aerogeneradores que puedan soportar un hueco de tensión de referencia o estándar, de las características que se muestran en la figura 8.14. El aerogenerador debe estar diseñado para poder soportar este tipo de hueco de tensión sin que se produzca una desconexión de la red en la zona sombreada de la figura. En dicha figura se representa la tensión por unidad (pu) frente al tiempo.

Para una producción eólica inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión de la red, el parque debe seguir conectado siempre que se produzcan regímenes transitorios de la tensión fase – tierra que estén en el interior de la zona sombreada del hueco de tensión estándar de la figura 8.14. Si la falta que origina el hueco es un cortocircuito bifásico aislado de tierra, en lugar de un cortocircuito fase-tierra, el límite inferior en la figura 8.14 es de 0,6 pu en lugar de 0,2 pu.

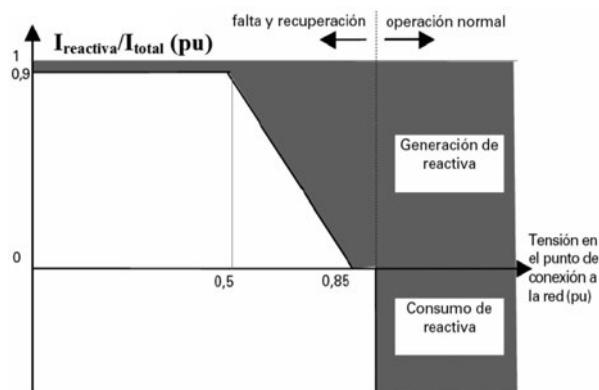
Desde el punto de vista de la respuesta frente a huecos y mantenimiento de la continuidad del suministro, la configuración menos fiable es la del aerogenerador con rotor a velocidad constante y generador asíncrono con rotor en jaula. La configuración de rotor con velocidad variable y generador asíncrono con rotor doblemente alimentado soporta mucho mejor los huecos de tensión, siendo la configuración con generador síncrono accionado por rotor eólico con velocidad variable y convertidor para la potencia nominal de la máquina la que presenta la mejor respuesta.



**Figura 8.14.** Hueco de tensión estándar que debe soportar un aerogenerador sin que se produzca la desconexión de la red eléctrica. Valores de tensión fase-tierra (P.O.12.3)

Durante el transitorio del hueco de tensión originado por la falta y posteriormente a la reposición de la misma, el aerogenerador debe cumplir con ciertas exigencias relativas a la potencia activa y reactiva. Se distingue entre faltas trifásicas y mono/bifásicas.

P.O.12.3 no admite en general consumo de potencia activa ni reactiva para faltas trifásicas. Solo admite ciertos consumos puntuales. Durante la falta, se exige que la instalación genere la máxima intensidad reactiva posible y tanto, durante los 150 ms posteriores al inicio de la falta, como durante los 150 ms posteriores al inicio del despeje, la instalación debe funcionar en el interior de la zona sombreada de la figura 8.15. Para faltas mono y bifásicas tampoco se admite consumo de activa y reactiva, aunque se permite un consumo puntual con especificaciones diferentes a las de las faltas trifásicas.



**Figura 8.15.** Área de funcionamiento admisible durante los períodos de falta y de recuperación de tensión, en función de la tensión en el punto de conexión a la red.

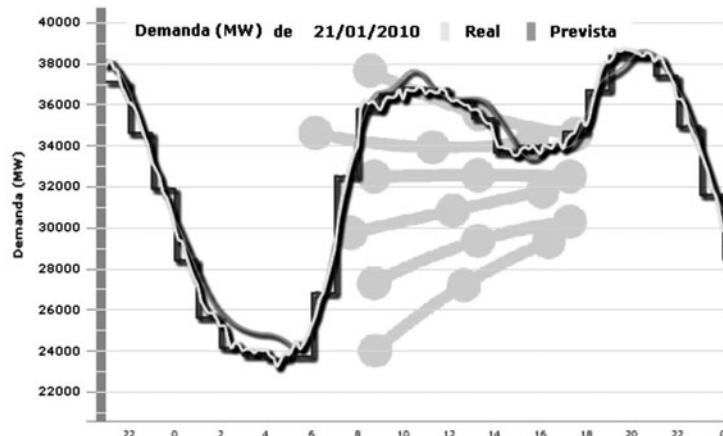
## 8.8. Organización del sistema eléctrico

El sistema eléctrico debe cumplir en cada momento la igualdad entre la demanda y la generación de energía eléctrica, ya que no dispone de capacidad de acumulación de energía eléctrica. Para lograr este equilibrio, en los centros de operación se controla la generación en diversas escalas de tiempo, desde minutos hasta días.

Los parámetros que caracterizan el estado de la red eléctrica, básicamente son: frecuencia, tensiones en los nudos del sistema, niveles de carga, estaciones de transformación, líneas y aparmienta asociada.

El suministro eléctrico requiere:

- Mantener el equilibrio entre la generación y la demanda en cada instante.
- La regulación de la frecuencia, tensión, potencia activa y reactiva.
- Calidad y continuidad del suministro.
- Calidad de producto (calidad de onda).
- Análisis de seguridad en regímenes estático y dinámico.
- Análisis de contingencias.



**Figura 8.16. Curva de demanda eléctrica peninsular de un día de invierno.**

La figura 8.16 muestra, para el sistema eléctrico peninsular español, la curva de demanda horaria de un día de invierno, donde destacan las elevadas pendientes de carga y descarga con pendientes del orden de 3.000 a 4.000 MW/h.

Cuando se analiza la curva de demanda se observa la presencia de unas variaciones lentas (rampas de subida por la mañana y de bajada a primeras horas de la noche) a las que se superponen pequeñas y rápidas fluctuaciones de una duración del orden de minutos. Las variaciones lentas se cubren mediante la entrada o salida de los grupos de generación más adecuados, tanto técnica como económica, mientras que las variaciones rápidas o fluctuaciones se cubrirán mediante ciertos generadores que están en regulación secundaria, y que están produciendo a carga parcial, de forma que puedan absorber las variaciones rápidas de la demanda a través de una rápida variación en su régimen de producción.

Para la regulación del sistema debe tenerse presente varios aspectos, tales como:

- El tiempo de arranque desde la posición de parada en frío de los grupos de generación. En general un grupo hidráulico tarda unos diez minutos, las turbinas de gas entre veinte y treinta minutos, las térmicas de vapor y ciclo combinado algunas horas y los grupos nucleares de uno a tres días. Esto implica que debe preverse las necesidades de generación con una anticipación mínima de unas 24 horas, para tener disponible el parque de generación para atender la demanda prevista. El cálculo se realiza sobre la demanda del mismo día de la semana del año anterior, incorporando las correcciones debidas a temperatura y laboralidad.
- Los centros de generación se distribuyen en todo el sistema de forma irregular, lejos de los grandes centros de consumo, de tal forma que se establece un flujo dinámico de cargas en las grandes redes de transporte que comporta un aumento de las pérdidas de transporte y una pérdida de fiabilidad del sistema por las inestabilidades que puedan aparecer en el mismo, tanto desde el lado de la demanda como desde el de la producción, por ejemplo por la caída de un grupo o de una central de producción, que puede arrastrar parte del sistema eléctrico.

La operación del sistema eléctrico debe conseguir entregar a la demanda una energía eléctrica con una tensión y una frecuencia dentro de unos márgenes muy estrechos de variación (del orden del 1% para la frecuencia y del 5% para la tensión). Para atender estos requisitos, además de la producción de energía, los grupos generadores aportan al sistema los elementos necesarios para su estabilidad y fiabilidad, a través de los denominados servicios complementarios. Estos son:

- Servicio de regulación primaria.
- Servicio de regulación secundaria.
- Servicio de regulación terciaria.
- Servicio de regulación de tensión.

#### a) *Control de la frecuencia*

La estabilidad de la frecuencia exige un equilibrio total entre la generación y la demanda más pérdidas. Como en la práctica siempre se producirá una cierta desviación entre la demanda y la generación prevista por el operador del sistema, se requiere la existencia de una reserva de generación rodante que pueda absorber estas desviaciones. Las variaciones de la demanda pueden ser debidas esencialmente a tres causas:

- Grandes y bruscas variaciones instantáneas debidas a una pérdida en la generación o en el transporte.
- Variaciones lentas de carácter tendencial (rampas matinales o vespertinas) derivadas del comportamiento tendencial de la demanda.
- Pequeñas y fluctuantes variaciones debidas a la variabilidad de la demanda (rizado de la demanda).

El control de la frecuencia se realiza a través de los distintos tipos de regulación.

#### • *Regulación primaria*

Cuando se produce una brusca variación debida a una pérdida de generación, por ejemplo por una parada intempestiva de un grupo de generación, se produce una variación en la frecuencia, que debe ser eliminada inmediatamente. Esto se consigue mediante la regulación de velocidad de las turbinas del resto de los grupos generadores. Para ello, debe existir un margen de generación no utilizada de todo el conjunto de generación suficiente para poder compensar la pérdida de generación. Esta reserva de generación es de un 1,5% de la potencia máxima sincronizada para todo el conjunto de operadores del sistema europeo.

Los tiempos de recuperación se sitúan en valores inferiores a 15 s para pérdidas de generación inferiores a 1,5 GW y de 15 a 30 s para pérdidas entre 1,5 y 3 GW. La reserva primaria para el área sincronizada europea es de 3 GW y cada país contribuye a la misma con una cuantía proporcional a su potencia instalada.

## LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

- *Regulación secundaria*

Como se ha indicado anteriormente, cuando se produce la pérdida de generación de un grupo, entra en funcionamiento la regulación primaria suministrando la potencia necesaria, con un límite de 3 GW, para poder restablecer la frecuencia a un valor próximo a su nominal (50 Hz), manteniendo una desviación máxima de 0,18 Hz en desviación cuasi estática y de 0,8 Hz en desviación dinámica.

El ajuste final para restablecer el valor de 50 Hz, debe correr a cargo del país donde se ha producido la incidencia. Esto se logra a través de una reserva de generación rodante o reserva secundaria constituida por un conjunto de generadores que funcionan a carga parcial y que por lo tanto disponen de margen para aumentar su potencia y restablecer el ajuste final de equilibrio entre producción y demanda.

La reserva secundaria depende de la demanda máxima prevista en el ámbito del sistema eléctrico peninsular. Para valores de la demanda máxima de 38 GW, el valor de la reserva secundaria en España es del orden de unos 500 MW. La reserva secundaria se remunera, a diferencia de la primaria que no tiene remuneración.

- *Regulación terciaria*

La reserva terciaria atiende posibles variaciones de la reserva secundaria y también ayuda a mantener los intercambios internacionales. Esta reserva se alcanza generalmente mediante la parada y arranque de grupos hidráulicos y de turbina de gas en tiempos del orden de unos 15 minutos y que permiten compensar los aumentos o disminuciones de la reserva secundaria. La regulación se controla por el operador del sistema y todos los generadores están obligados a ofrecer sus grupos de generación para participar en esta reserva.

b) *Control de la tensión*

Para conseguir mantener los valores de la tensión dentro de los límites establecidos se actúa en tres niveles: control primario, secundario y terciario. Las variaciones de tensión en los nudos de la red que se producen por variaciones de la demanda son relativamente lentas por lo que permite al operador tomar las medidas adecuadas en tiempos aceptables.

- *Control primario de tensión*

El control se realiza mediante la variación de la excitación de los generadores síncronos, con tiempos de ejecución del orden de los segundos.

- *Control secundario de tensión*

Coordina las tensiones y los flujos de potencia reactiva en una cierta área mediante un programa de control.

- *Control terciario de tensión*

Se realiza por el operador a partir de las medidas en tiempo real, optimizando la tensión y la generación de reactiva.

c) *Otros servicios que presta el sistema de generación*

Entre los más significativos cabe señalar: el relacionado con las corrientes de falta (cortocircuitos) y el de estabilidad transitoria y respuesta frente a huecos de tensión.

- *Corrientes de falta*

Un cortocircuito o falta produce un brusco y gran aumento de la intensidad al sufrir una gran disminución la impedancia de carga. La corriente de cortocircuito puede deteriorar gravemente los generadores y equipos de la red, por lo que tiene que eliminarse rápidamente, mediante la desconexión por apertura de los interruptores de potencia del equipo o elemento de la red donde se ha producido la falta.

Aunque esta operación es rápida, no es instantánea por lo que durante un breve intervalo de tiempo los generadores deben ser capaces de producir y soportar corrientes muy superiores a sus valores nominales, por ejemplo unas diez veces.

- *Huecos de tensión y estabilidad transitoria*

La aparición de una falta (cortocircuito) en la red produce una caída brusca de la tensión. Esta perturbación se traslada por la red, amortiguándose sus efectos por la reactancia de las líneas y de los transformadores. De esta forma se generan huecos de tensión, con duraciones en la mayoría de casos que varían entre 10 ms y 1 minuto y con caídas respecto a la tensión nominal de un 20% a un 80%. Cuando la caída es del 100%, es decir un cero de tensión, los huecos se denominan microcortes.

El hueco de tensión produce la aceleración del generador, dado que la potencia eléctrica que entrega a la red disminuye bruscamente y la turbina sigue aportando potencia mecánica al eje del alternador. En estas condiciones el par motor de la turbina es mucho mayor que el par resistente que ofrece el generador eléctrico y se produce una aceleración del mismo.

Esta situación puede provocar en algunas ocasiones pérdida de sincronismo, dado que el generador al aumentar su velocidad genera una tensión a frecuencia superior a la de sincronismo. Si se produce esta situación, las protecciones del generador lo desconectan de la red, con lo que una vez ha pasado el hueco, nos encontramos con una pérdida de potencia de generación hasta que el generador no vuelve a sincronizarse con la red.

Los grupos de generación en régimen ordinario (nucleares, térmicas y gran hidráulica) están provistos de generadores síncronos con buena capacidad para soportar los huecos de tensión. No sucede lo mismo en sistemas de generación que utilizan generadores asíncronos, sobre todo con rotor en jaula, en donde el riesgo de desconexión es mucho más elevado, por la dependencia de la energía reactiva que debe absorber este tipo de máquinas para su funcionamiento.

## 8.9. Integración de la energía eólica en el sistema eléctrico

En resumen, los aspectos más significativos exigidos por el sistema eléctrico son:

- Disponer de un margen de reserva de potencia suficiente que garantice cubrir la demanda del consumo.
- Disponer de la capacidad de regulación de reserva de potencia para dar una respuesta adecuada en tiempo real y cubrir la variabilidad de la demanda, así como las incidencias en centros de generación y en redes de transporte y distribución.
- Asegurar la estabilidad dinámica para poder mantener el sincronismo frente a perturbaciones.

La introducción de energías renovables con un elevado grado de variabilidad y aleatoriedad como puede ser la energía eólica o la solar fotovoltaica supone un factor adicional de riesgo para la estabilidad del sistema eléctrico.

Hasta hace algunos años, cuando la participación de la producción eólica era pequeña, la generación eólica era tratada por el operador como pequeñas unidades de generación que se debían sacar del sistema en el caso de una incidencia para que no dificultasen la recuperación del mismo o también por la demanda de reactiva que se producía al recuperar la tensión después de una falta, pudiendo favorecer la inestabilidad del sistema.

La normativa establecía la obligatoriedad de desconexión ante una caída de tensión que situase la tensión a un valor del 85% de la nominal. Esta obligación provocaba la desconexión de un número elevado de aerogeneradores cuando se producía la aparición de un hueco de tensión.

## LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

A medida que fue creciendo la participación eólica en el “mix” de producción eléctrica, la desconexión de parques frente a huecos de tensión podía llegar a generar un riesgo apreciable de inestabilidades en la red por pérdida de potencia de generación.

En la actualidad la normativa exige que los aerogeneradores puedan soportar un hueco de tensión normalizado sin desconectarse y por otra parte deban participar en la regulación de tensión a través del control de reactiva. Con ello se disminuye sensiblemente el riesgo de inestabilidad del sistema.

Dado que a efectos de optimizar la explotación, conviene que el parque desarrolle en cada momento la máxima potencia posible de acuerdo al régimen del viento disponible, no queda margen de potencia para una posible participación en la regulación de frecuencia del sistema. A fin de optimizar el aprovechamiento eólico conviene dejar esa función a otro tipo de generación, como la hidráulica o el gas.

Otro aspecto importante para la integración de la eólica en la red, es el relativo a la predicción de producción con antelaciones de 24 y 48 horas. Actualmente existen modelos de predicción que proporcionan resultados muy satisfactorios, como puede comprobarse en la página web de Red Eléctrica Española (REE) donde se muestran en tiempo real las curvas de producción eólica y las correspondientes predicciones.

La exigencia del incremento de reserva rodante, a medida que se aumenta la participación eólica puede atenuarse mediante un aumento significativo de las interconexiones internacionales para favorecer el tránsito de importaciones y exportaciones entre países limítrofes.

El comportamiento de los distintos tipos de aerogeneradores respecto a la red se resume en los siguientes puntos:

- *Turbina eólica de velocidad constante, regulación stall, con generador asíncrono con rotor en jaula conectada directamente a la red*

Esta tecnología es la más antigua. El rotor eólico transmite las variaciones de la velocidad del viento a la red sin capacidad de amortiguación, por lo que la potencia eléctrica producida se caracteriza por su variabilidad, sobre todo en función de las ráfagas de viento. Además, se ve afectada por el efecto sombra provocado por el paso de las palas por delante de la torre, favoreciendo el efecto Flicker.

No admite la regulación de frecuencia, excepto en escalones bruscos mediante la utilización de dos generadores eléctricos, uno para bajas velocidades de viento y otro para las más altas. Presenta una escasa capacidad de regulación de la energía reactiva, limitada por el estrecho margen que permiten las baterías de condensadores.

Frente a un hueco de tensión, el rotor eólico tiende a aumentar su velocidad de rotación dado que el par resistente que presenta el generador asíncrono disminuye bruscamente, pues el valor de ese par es proporcional al cuadrado de la tensión, por lo que una caída de la misma se traduce en una notable disminución del par resistente que ejerce el generador asíncrono sobre el eje del rotor eólico. Por esta razón, para evitar el embalamiento de la máquina, se desconecta mediante los sistemas de protección de sobrevelocidad. La reconexión conlleva un aumento significativo de la demanda de reactiva.

- *Turbina eólica de velocidad variable, regulación pitch, con generador asíncrono con rotor devanado doblemente alimentado con convertidor entre el rotor y la red y con conexión del estator a la red*

Este tipo de turbina presenta una capacidad de control muy superior a la anterior. La regulación de tensión puede realizarse actuando sobre la parte del convertidor del lado de la red, controlando la corriente de inyección al rotor. Permite la regulación de reactiva dentro de un cierto intervalo dependiendo del dimensionado del convertidor. También admite regulación de la frecuencia mediante la actuación en el lado del rotor del convertidor, variando el par y por lo tanto la potencia.

La capacidad de soportar huecos de tensión es limitada, por lo que se deben adoptar soluciones específicas tales como la separación transitoria del estator de la red a través de un dispositivo electrónico, lo que evita la aparición del efecto transformador y que se reflejen las corrientes estatóricas elevadas en el rotor. También se puede cortocircuitar el rotor a través de un sistema active crowbar formado por diodos o tiristores y transistor IGBT, con lo que se evita que las elevadas corrientes del rotor puedan entrar en el convertidor.

Este tipo de turbinas eólicas es muy utilizado actualmente.

- *Turbina eólica de velocidad variable, regulación “pitch”, con generador síncrono, acoplado con la red a través de un convertidor de frecuencia*

Este tipo de turbina permite regular la frecuencia y la tensión mediante la actuación sobre el convertidor. Ofrece buen comportamiento frente a transitorios y una mayor flexibilidad que los dos tipos anteriores.

La respuesta frente a huecos de tensión es satisfactoria ya que el generador síncrono puede soportar huecos, actuando sobre el convertidor del lado de la red, reduciendo el aumento de la intensidad de corriente que puede producirse tras un hueco.

En el caso de una falta, dado que toda la corriente debe de pasar a través del convertidor, si el suministro de corriente durante la presencia de la falta es elevado puede suceder que el generador síncrono deba desconectarse de la red si se da la circunstancia de que el convertidor no esté suficientemente sobredimensionado para permitir el paso de elevadas corrientes de cortocircuito.

# CAPÍTULO 9

## Configuración de sistemas eólicos. Parques eólicos

### 9.1. Configuraciones de un sistema eólico

Los aerogeneradores se pueden clasificar según su ubicación y su capacidad nominal, según se indica en la tabla 9.1.

Ubicación	Denominación	Potencia (kW)
Terrestre (Onshore)	Microturbina (muy pequeña potencia).	0 – 5
	Miniturbina (pequeña potencia).	5 – 100
	Mesoturbina (de mediana a gran potencia).	100 – 1.000
	Macroturbina (potencia muy grande).	1.000 – 5.000
Marítima (Offshore)	Mesoturbina (mediana a gran potencia).	100 – 1.000
	Macroturbina (potencia muy grande).	1.000 – 5.000

**Tabla 9.1. Clasificación de las turbinas eólicas según su ubicación y rango de potencias.**

Un sistema eólico puede configurarse de diversas formas, según su relación con la red, el tipo de energía (eléctrica o mecánica para bombeo), régimen de demanda, potencial eólico, régimen de vientos del lugar y características del aerogenerador.

Según sea su relación con la red eléctrica, un sistema eólico puede ser:

- *Aislado de la red (en isla)*

No tiene interconexión con la red eléctrica. Son instalaciones de pequeña potencia para la producción autónoma de electricidad. En muchas ocasiones se suelen complementar con sistemas de apoyo como paneles fotovoltaicos o grupos electrógenos formando lo que se conoce como instalaciones híbridas aisladas. Sus aplicaciones más usuales son: electrificación de áreas aisladas, producción autónoma de electricidad y bombeo de agua.

- *Asistido por la red*

En este caso el sistema eólico recibe apoyo de la red, tomando de ésta la energía complementaria necesaria para atender la demanda. No envía a la red energía, ya que toda la que genera es para autoconsumo. Si, junto con la energía eólica se dispone de alguna otra fuente autónoma como paneles fotovoltaicos o un grupo Diesel, la instalación se denomina híbrida asistida por red.

- *Interconectado con la red*

Son instalaciones de gran potencia para producción eléctrica y su envío a la red. Son los denominados parques eólicos, constituidos por un conjunto de aerogeneradores de gran capacidad. Su potencia unitaria

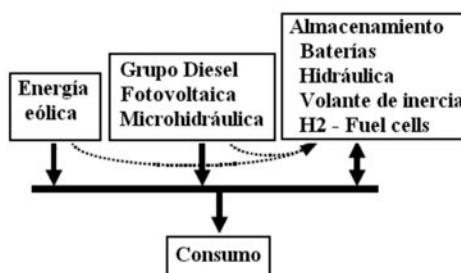
acostumbra a estar entre 1 y 3 MW y todo el conjunto presenta una potencia total del orden de algunas decenas de megavatios. Pueden ser *onshore* (terrestres) y *offshore* (marinos). Su función exclusiva es la de generación para exportación a la red, de forma similar a una central eléctrica convencional.

### a) Sistemas aislados

Los sistemas aislados, en general son de pequeña potencia. Utilizan microturbinas eólicas cuya capacidad no acostumbra a exceder de algunos kilovatios. Estos sistemas tienen el problema de adaptación entre la generación y la demanda. Este problema se resuelve mediante alguna de las configuraciones siguientes:

- *Acoplamiento directo entre el aerogenerador y la carga sin sistema auxiliar de acumulación de energía*: este sistema requiere una perfecta adaptación en tiempo real entre la demanda y la generación eólica. Se utiliza poco ya que esta condición se cumple en muy pocas ocasiones.
- *Acoplamiento a través de un sistema de acumulación de energía*: es el más usado. Incorpora algún sistema de acumulación de energía, por baterías eléctricas, volante de inercia, por acumulación de agua bombeada o incluso producción de hidrógeno por electrólisis de agua.

Muchas veces estos sistemas eólicos se acompañan con un sistema de apoyo complementario (Diesel, fotovoltaico o microhidráulico) formando un sistema híbrido aislado. La figura 9.1 muestra el flujo de energías en un sistema de este tipo.



**Figura 9.1. Flujo de energías en un sistema eólico híbrido aislado.**

En el caso frecuente de almacenamiento con baterías, los sistemas eólicos para producción de electricidad están formados por los siguientes elementos básicos:

- Aerogenerador.
- Rectificador y cargador de baterías.
- Regulador: controla y regula la carga de la batería.
- Acumulador o batería: almacena la energía.
- Inversor u ondulador: convierte la tensión continua de las baterías en tensión alterna para el consumo. Realiza la función inversa a la del rectificador.

En estos sistemas se conciben dos posibles configuraciones:

- *Sistema serie*: corresponde al esquema de la figura 9.2. La energía eléctrica producida por el alternador sincrónico o asincrónico es alterna (CA) a frecuencia variable. El alternador se acciona por un rotor eólico que gira a velocidad variable. Posteriormente se rectifica a tensión continua (CC). A partir de la misma o bien se alimentan las baterías de acumulación o bien vuelve a convertirse en alterna a través de un ondulador para poder alimentar la carga con tensión CA a frecuencia constante. En resumen, la carga siempre se alimenta o bien desde las baterías ondulando la tensión continua o bien desde el propio alternador a

## CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS. PARQUES EÓLICOS

través del sistema rectificador-inversor que actúa como convertidor de frecuencia variable a frecuencia constante.

La configuración serie es muy utilizada con aerogeneradores que giran a velocidad variable accionando generadores síncronos o asíncronos. Si el generador es síncrono, la excitación del mismo se realiza o bien por un sistema de imanes permanentes o bien por electroimanes alimentados por corriente continua por las baterías. Si el generador es asíncrono, debe estar provisto de una batería de condensadores en paralelo para suministrar la energía reactiva necesaria para su funcionamiento. Dado que estos generadores no son de gran potencia, la colocación de una batería de condensadores, en el caso de generadores asíncronos, no presenta una excesiva dificultad.

El generador asíncrono con rotor en jaula de ardilla es más sencillo, robusto y económico que el síncrono o incluso que el asíncrono de rotor devanado.

Nótese que en la configuración serie, el conjunto rectificador-ondulador se sitúa en serie en la línea de alimentación generador eléctrico-carga.

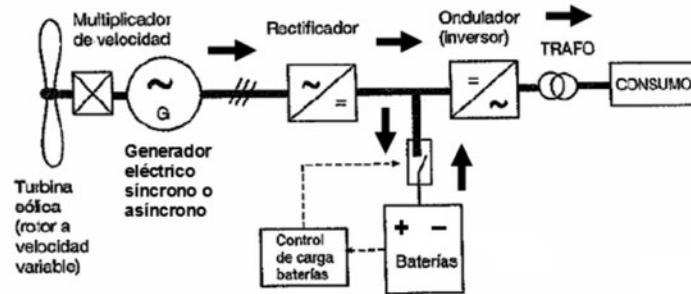


Figura 9.2. Sistema eólico aislado con almacenamiento por baterías (configuración serie).

- **Sistema paralelo:** corresponde al esquema de la figura 9.3. En este caso el conjunto rectificador e inversor está situado en paralelo con la línea generador-carga de consumo. La carga puede alimentarse, o bien directamente desde el generador eléctrico en forma de corriente alterna, o bien desde las baterías, previo paso por el ondulador para convertir la corriente continua en alterna. Como la carga puede alimentarse directamente del generador, se requiere una eólica a velocidad constante para que la tensión generada en el alternador sea a frecuencia constante y así poder alimentar la carga directamente sin previo paso por el sistema de rectificación-ondulación que actúa como convertidor de frecuencia.

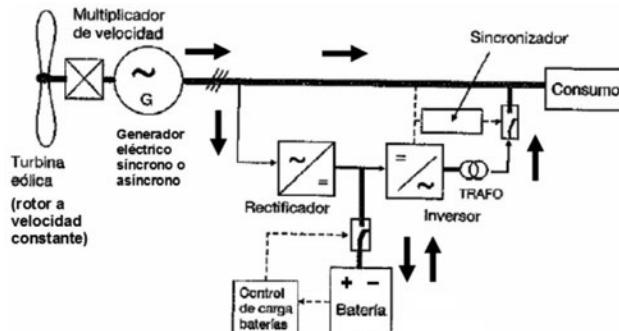


Figura 9.3. Sistema eólico aislado con almacenamiento por baterías (configuración paralelo).

Las cargas deben alimentarse siempre a frecuencia constante (50 Hz en Europa, 60 Hz en América). En líneas generales se puede considerar que la configuración serie es más apropiada para eólicas que giran a velocidad variable y que generan tensión alterna a frecuencia variable que debe convertirse a frecuencia constante para alimentar la carga, mientras que una configuración en paralelo sería más apropiada para aerogeneradores que giren a velocidad constante y por tanto la generación eléctrica es a frecuencia constante.

### b) Sistemas híbridos aislados

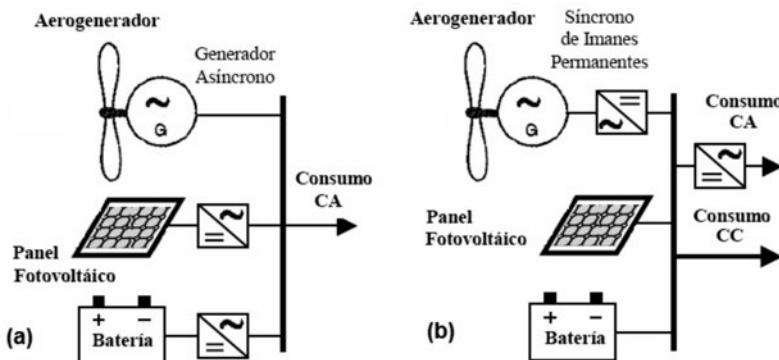
Un sistema eólico híbrido se caracteriza por incorporar algún sistema de apoyo energético de naturaleza diferente a la eólica. Si no tiene suministro complementario de la red eléctrica el sistema se denomina sistema híbrido aislado, en caso contrario es un sistema híbrido asistido por red.

Este apoyo puede proceder de un sistema fotovoltaico, que combina la producción solar y eólica, junto con un sistema de almacenamiento por medio de baterías eléctricas, al cual se le puede agregar otro suministro de energía auxiliar procedente de un grupo electrógeno Diesel. En ciertas ocasiones, es con la energía eléctrica procedente del grupo Diesel con la que se cargan las baterías de acumulación durante los períodos de baja actividad eólica o solar.

La figura 9.4 (a) muestra el esquema de principio de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico aislado, con acumulación por batería, alimentando la demanda en corriente alterna (CA) por medio de un embarrado en CA. La tensión continua (CC) de los paneles fotovoltaicos y de las baterías se convierte en CA a través de unos convertidores CC/CA (onduladores). Las baterías se cargan a partir de los excedentes de energía eólica y fotovoltaica.

La figura 9.4 (b) muestra una situación similar a la anterior, con la diferencia que todos los elementos generadores o acumuladores vierten a un embarrado de CC, a partir del cual se pueden alimentar consumos en CC o bien en CA previa conversión CC/CA.

Conviene indicar que los posibles excedentes de producción que no puedan ser absorbidos por la demanda y por el sistema de acumulación, pueden disiparse a través de una carga de volcado, que generalmente consiste en un conjunto de resistencias que disipan estos excedentes en forma de calor por efecto Joule.



**Figura 9.4. Sistemas híbridos aislados eólico-fotovoltaicos con acumulación por baterías.**

La figura 9.5 muestra un sistema híbrido aislado, donde la energía complementaria se genera con un grupo Diesel. Puede utilizarse un volante de inercia como sistema de almacenamiento de energía, que además facilita al motor Diesel un funcionamiento más regular.

## CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS. PARQUES EÓLICOS

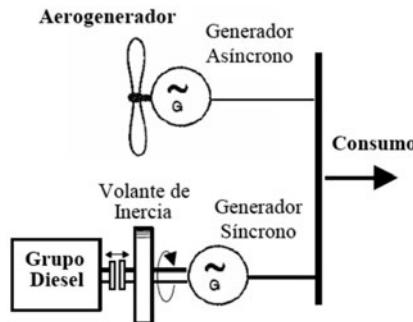


Figura 9.5. Sistema híbrido aislado eólico-Diesel con volante de inercia.

La figura 9.6 muestra un sistema híbrido aislado eólico-Diesel con almacenamiento por baterías. El esquema ofrece dos embarrados, uno CC y otro CA.

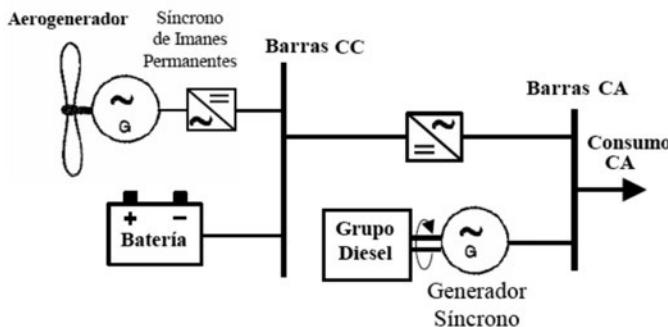


Figura 9.6. Sistema híbrido aislado eólico - Diesel con embarrados CC y AC

La selección y el dimensionado del sistema híbrido aislado depende de múltiples factores como: tipología y régimen de la demanda, ubicación y disponibilidad del recurso eólico, precios de la energía, etc. En cada caso debe realizarse un estudio para determinar la configuración que presenta mejor viabilidad técnica y económica. La combinación de la energía eólica con la fotovoltaica es de gran interés para consumos aislados distantes de la red.

En el mercado existen diversos sistemas híbridos aislados. Como ejemplo, en la figura 9.7 se muestra el equipo Leonard Tower (Western Co.), formado por un aerogenerador y dos paneles fotovoltaicos con baterías de acumulación e inversor CC/CA.

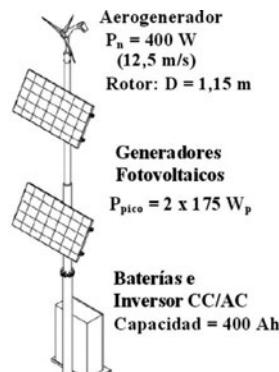
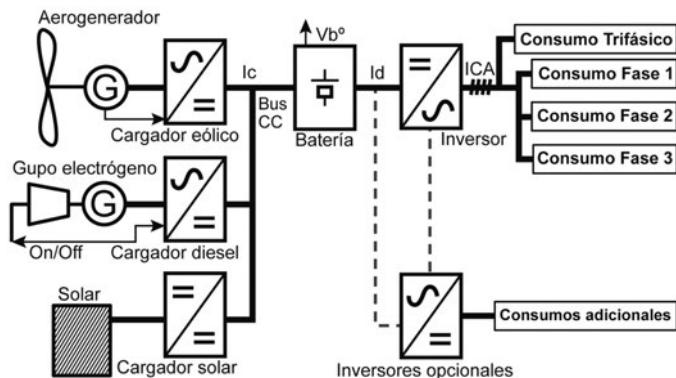


Figura 9.7. Sistema híbrido aislado Eólico-fotovoltaico  
Leonard Tower de Western Co.

Otro ejemplo de sistema híbrido de mayor potencia que el del caso anterior es el sistema CICLOPS de Ecotecnia que combina la energía eólica y la solar en un sistema integrado que permite atender consumos a 230/400 V, con una potencia del orden de 10 kW y que básicamente comprende:

- Un aerogenerador de 10 kW.
- Un campo solar fotovoltaico.
- Un grupo electrógeno.
- Una batería a 120 voltios.
- Cargadores, onduladores y el gestor del sistema.

La figura 9.8 muestra el esquema de principio de este tipo de sistema híbrido.



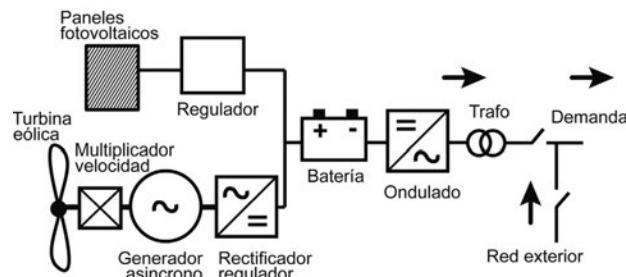
**Figura 9.8. Esquema del sistema híbrido CICLOPS de Ecotecnia.**

Otra posibilidad es la combinación de eólica e hidráulica, en la que la energía eólica se destina prioritariamente al bombeo de agua a una presa o depósito desde el cual se turbinará hidráulicamente para generar electricidad formando un sistema de acumulación eólico hidráulico.

### c) Sistemas híbridos asistidos

Este tipo de instalaciones reciben energía de apoyo de la red eléctrica, sea para atender una parte de la demanda o para la carga de baterías. En cambio no envían a la misma los posibles excedentes de generación que no puedan ser absorbidos ni por el consumo ni por el sistema de acumulación. Estos excedentes se disipan en forma de calor a través de una carga de volcado consistente en resistencias eléctricas.

La figura 9.9 muestra un sistema híbrido asistido eólico solar y la figura 9.10 un sistema mixto eólico-Diesel.



**Figura 9.9. Sistema híbrido asistido de generación eléctrica eólico-solar.**

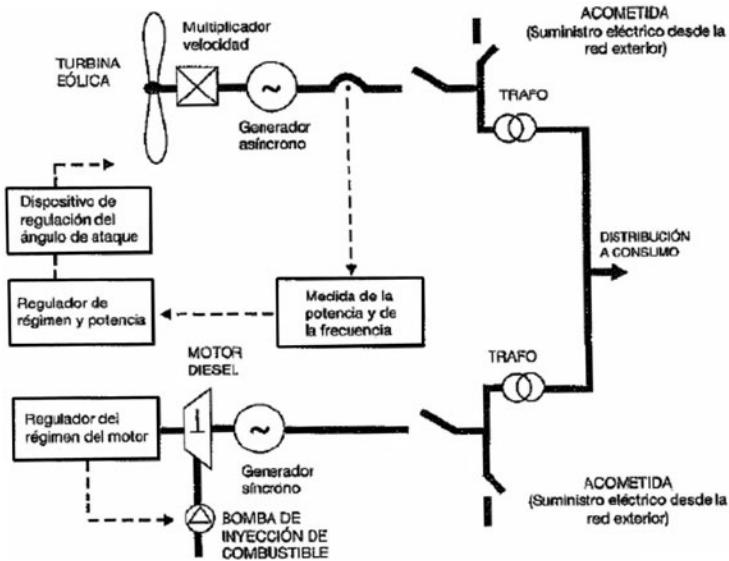


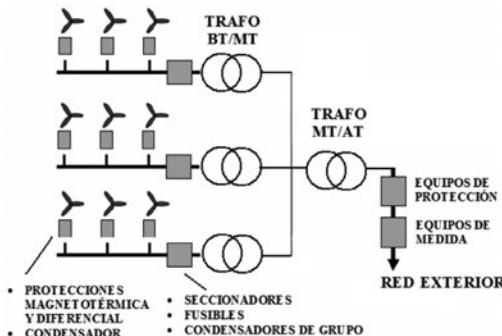
Figura 9.10. Sistema híbrido asistido con regulación activa de ángulo de paso variable (*pitch controlled*), en paralelo con un grupo Diesel.

#### d) Sistemas interconectados

Son sistemas formados por un conjunto de aerogeneradores de gran potencia. Forma un parque eólico y su producción se envía a la red eléctrica, con la que todo el sistema eólico está interconectado. El sistema puede recibir energía reactiva de la red en el caso generadores asincrónicos, funciones de sincronización y servicios auxiliares. Incorporan grandes turbinas eólicas de potencias unitarias de 1 a 3 MW. Los parques eólicos pueden situarse en la superficie terrestre (*onshore*) o sobre plataformas marinas, en las proximidades de la costa (*offshore*).

## 9.2. Parques eólicos

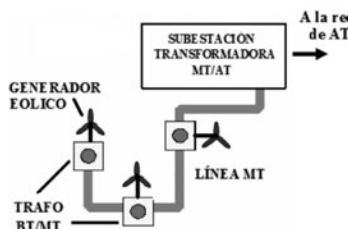
Son instalaciones formadas por un conjunto de grandes aerogeneradores para la producción eléctrica para su envío a la red exterior. Con independencia del tipo de generador eléctrico (síncrono, asincrónico, etc.), la energía eléctrica acostumbra a generarse en trifásica en baja tensión (BT), generalmente a 690V entre fases. Esta tensión se transforma a media tensión (MT) entre 20 y 30 kV en la celda de transformación (BT/MT) situada en la base del aerogenerador o en algunos casos en un compartimiento aislado en la góndola. Posteriormente pasa a la subestación eléctrica (MT/AT) donde la tensión se eleva a alta tensión (AT) en el intervalo 132-400 kV para su conexión a la red de alta tensión. La figura 9.11 muestra de forma esquemática esta configuración.



**Figura 9.11. Configuración eléctrica de un parque eólico.**

Según se muestra en las figuras 9.11, 9.12 y 9.13, la instalación eléctrica de un parque eólico está formada por los siguientes elementos básicos:

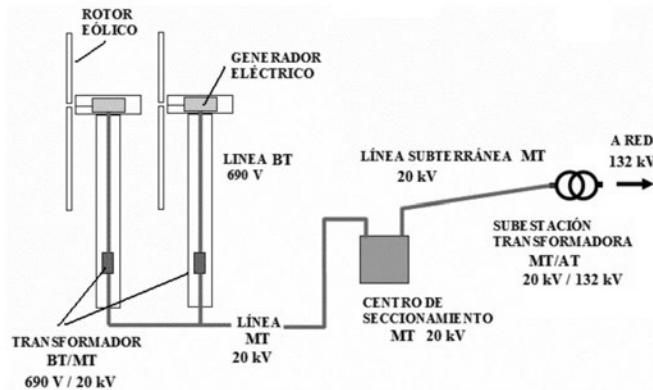
- Generador eléctrico situado en la góndola del aerogenerador. Genera en BT.
- Instalaciones eléctricas de Baja Tensión de cada aerogenerador, incluyendo la apertura de protecciones, regulación y control y si procede condensadores para la corrección de reactiva.
- Transformadores de baja a media tensión (trafos BT/MT)
- Red subterránea de media tensión que canaliza la energía producida por los distintos aerogeneradores hasta la subestación transformadora (trafo MT/AT).
- Subestación de conversión de media tensión a alta tensión (trafo MT/AT).
- Aparato de protección, regulación, control, protección y medida de la línea de evacuación de la energía a su interconexión con la red exterior.
- Línea de evacuación en alta tensión (nodo o punto de conexión con la red).
- Red de tierras del parque.



**Figura 9.12. Esquema eléctrico simplificado de un parque eólico.**

## CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS. PARQUES EÓLICOS

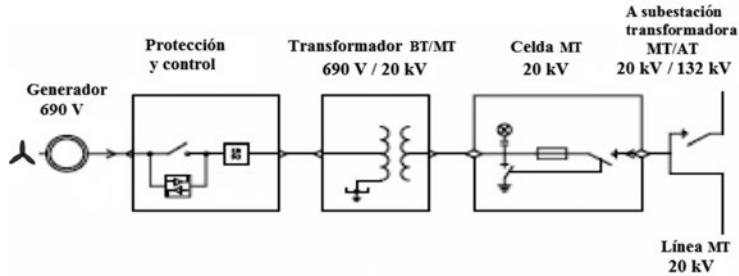
La figura 9.13 muestra un esquema de la disposición eléctrica de un parque eólico.



**Figura 9.13. Esquema de la disposición eléctrica de un parque eólico.**

A continuación se presenta el ejemplo de un parque eólico que genera a 690 V y vierte a una red exterior de 132 kV.

En la figura 9.14 se muestra el esquema eléctrico correspondiente a uno de los aerogeneradores del parque. El alternador eléctrico genera en trifásica en baja tensión BT (690 V), y posteriormente se eleva a media tensión MT (20 kV) en el trafo situado a pie de torre. Las celdas de MT constituyen los elementos de entrada de la energía y su salida se envía a la subestación transformadora para el aumento de tensión a 132 kV y su conexión a red. La celda de MT contiene la apertura de regulación, protección y control y enlaza con la línea de MT interior del parque que canaliza la energía de los generadores hasta la subestación de MT/AT para su envío a la red a 132 kV.



**Figura 9.14. Elementos básicos que forman el enlace eléctrico entre el generador y la subestación transformadora MT/AT.**

La figura 9.15 muestra el esquema unificar del todo el circuito, desde la producción eléctrica en el aerogenerador hasta su inyección a la red.

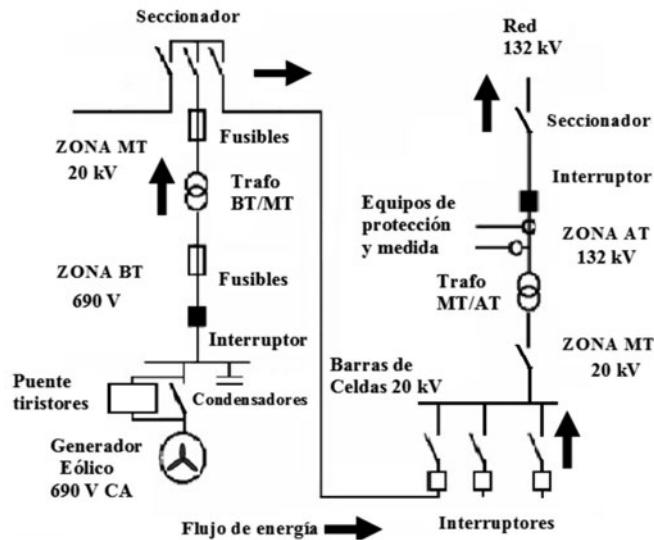


Figura 9.15. Esquema unifilar eléctrico de un parque eólico.

### 9.2.1. Instalaciones eléctricas de baja tensión en cada aerogenerador

Esencialmente, se distinguen dos tipos de circuitos según su función:

- *Circuito de generación de potencia*

Su misión es conducir la energía eléctrica generada en el alternador hasta el transformador de BT/MT situado generalmente en la base de la torre.

- *Circuito de regulación, control y comunicación*

Su función es la alimentación de los equipos de control y regulación, orientación de la góndola, motores de aerofrenos, etc., así como todos los sistemas de información y monitorización del aerogenerador.

### 9.2.2. Centro de transformación de baja (BT) a media tensión (MT)

Está compuesto por:

- El transformador situado junto a la base de la torre o en la góndola en un compartimiento separado.
- La celda de media tensión situada en la base de la torre, junto al trafo BT/MT

El transformador BT/MT suele tener las siguientes características:

- Relación de transformación: 0,69/20 kV (*onshore*) y 0,69/30 kV (*offshore*).
- Potencia nominal: 700-3.500 kVA (superior a la del aerogenerador).
- Conexión: Estrella-Triángulo Dyn11.
- Seco encapsulado con resina epoxi y ventilación tipo AN.
- A efectos de su aislamiento y refrigeración debe tenerse presente la altitud.

## CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS. PARQUES EÓLICOS

- Protecciones:

- > Eléctricas: lado BT con interruptor automático, lado MT ruptofusible.
- > Térmica: provoca la apertura del seccionador de carga.
- > Mecánica: envolvente que evite contactos con partes activas.

La tabla 9.2 muestra la comparación entre las posibles ubicaciones del trafo BT/MT.

	Situación		
	Interior torre	Exterior torre	En góndola
Pérdidas en la red de BT	Menores	Mayores	Mínimas
Espacio	Condiciona	No condiciona	Condiciona
Ancho puerta torre	Condiciona	No influye	No influye
Mantenimiento	Más complejo	Más fácil	Más complejo
Impacto visual	No	Sí	No

**Tabla 9.2. Comparación entre diversas ubicaciones del trafo BT/MT.**

Las celdas de media tensión pueden ser modulares o compactas. La tabla 9.3 muestra la comparación entre las mismas. Las celdas más utilizadas son las modulares, pues facilitan el paso por la puerta de la torre y en caso de avería de una sección de la celda no se necesita sustituir todo el conjunto sino simplemente el módulo afectado.

En general, sus características son:

- Nivel de aislamiento: 24 kV o 36 kV según la tensión nominal.
- Intensidad nominal y corriente de cortocircuito adecuada.
- Aislamiento en SF<sub>6</sub> para reducir sus dimensiones respecto a un aislamiento por aire y por su independencia respecto a condiciones ambientales extremas, como sucede frecuentemente en parques eólicos.
- Enclavamiento de seguridad.

Celda de MT	Dimensiones	Mantenimiento	Aislamiento	Precio
Modulares	Menores	Más sencillo	SF <sub>6</sub>	Más caras
Compactas	Mayores	Más complejo	SF <sub>6</sub>	Más económicas

**Tabla 9.3. Comparación entre distintos tipos de celdas de MT.**

### 9.2.3. Red de media tensión (MT)

Constituye la red interior del parque que interconecta la salida de los trafos BT/MT de los aerogeneradores con la subestación transformadora MT/AT, desde donde se envía la energía a la red. La figura 9.16 muestra la configuración general de una red de MT de un parque eólico. Desde la salida de los trafos BT/MT de los aerogeneradores, la energía se canaliza a través de una red de MT que confluye en un embarrado de MT. Posteriormente se conduce a la subestación transformadora de media a alta tensión (MT/AT) para su inyección a la red exterior.

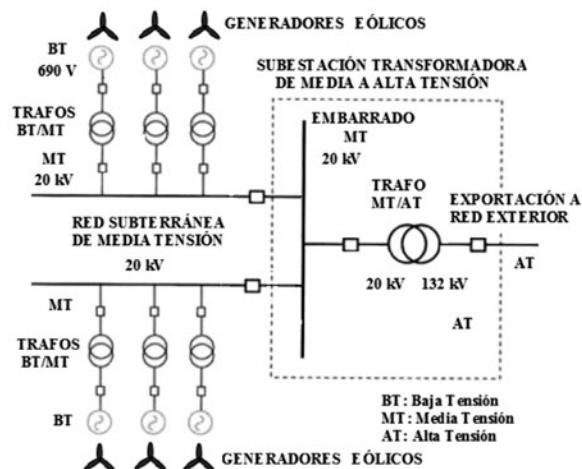


Figura 9.16. Configuración de la generación y transporte de la energía eléctrica en un parque eólico.

La línea de MT es subterránea, en general a una tensión entre 10 y 36 kV. Su configuración puede ser radial o en anillo. Las figuras 9.17 y 9.18 muestran las configuraciones radial y en anillo.

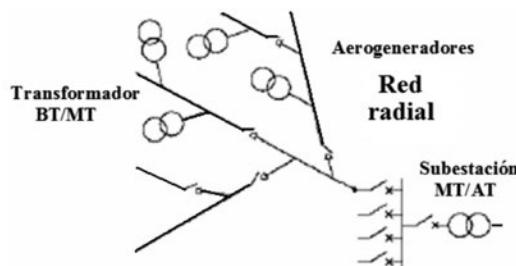


Figura 9.17. Configuración radial de la red de MT de un parque eólico.

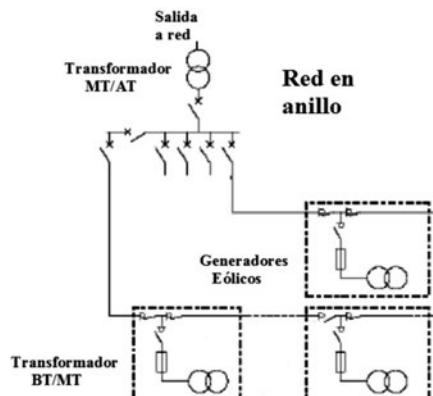


Figura 9.18. Configuración en anillo de la red de MT de un parque eólico.

El intervalo óptimo de tensiones para la red de MT se encuentra entre 10 y 30 kV, siendo 20 kV un valor muy utilizado. Para la selección del nivel de tensión deben tenerse presente criterios de economía, ya que por ejemplo una red de 30 kV requiere una mayor inversión que una de 20 kV, pero en cambio sus pérdidas por efecto Joule son menores, al transportar la misma potencia con menor intensidad. En cada caso debe estudiarse la situación económica más rentable. En general un nivel de tensión mayor, por ejemplo 30 kV se justifica en los casos en los que la potencia del parque es elevada, por ejemplo superior a unos 50 MW y las distancias entre generadores y la subestación transformadora de MT/AT son grandes.

La comparación entre una red radial y otra en anillo se muestra en la tabla 9.4. En parques onshore se emplea más la red radial, mientras que en los offshore, es más utilizada la red en anillo.

Red MT	Continuidad	Calidad de servicio	Coste
Radial	Menor	Menor	Menor
Anillo	Mayor	Mayor	Mayor

**Tabla 9.4. Comparación entre redes de MT radial y en anillo en parques eólicos**

En general, en *onshore*, el diseño más utilizado es el de una red radial con secciones crecientes a medida que se aproxima a la subestación de transformación MT/AT, dado que cuanto más cerca se está de la misma más intensidad circula por los conductores, ya que se van sumando las producciones de los distintos aerogeneradores.

Los conductores de la línea de MT se seleccionan en función de la tensión nominal de funcionamiento y del tipo de sistema a emplear de acuerdo al tratamiento de las faltas a tierra. De esta forma se elige generalmente un nivel de aislamiento para los cables de 12/20 kV o de 15/25 kV para una tensión nominal de línea de 20 kV, y de 18/30 kV o de 26/45 kV para una tensión nominal de 30 kV.

En general el cable es de tipo unipolar de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado. En caso de humedad permanente conviene usar etileno-propileno.

Para el cálculo de la sección de los conductores de la línea de MT debe tenerse presente la intensidad máxima admisible en servicio permanente, la intensidad máxima permisible en cortocircuito durante el tiempo de duración de la falta y la máxima caída de tensión admisible, que en general se adopta igual a un 3%. Según estos criterios, las secciones más habituales son 150, 240, 300 y 400 mm<sup>2</sup>.

#### 9.2.4. Subestación transformadora MT/AT y enlace con la red de AT

La función de la subestación transformadora MT/AT consiste en interconectar la red de MT del parque con la red de alta tensión AT exterior a la que se envía la energía producida. La subestación está formada por:

- Celdas de MT.
- Transformador principal MT/AT.
- Celdas y aparmienta de AT.
- Embarrado de AT.
- Equipos de protección y medida.
- Equipos de comunicación y servicios auxiliares.

La conexión de la subestación MT/AT del parque con la red exterior de AT puede hacerse de varias formas. La más frecuente es mediante una línea dedicada, tal como muestra la figura 9.19, aunque una solución técnicamente más apropiada es mediante un doble circuito de enlace de entrada y salida, como se indica en la figura 9.20.

El diseño de la subestación es similar al de una subestación convencional de distribución. El trafo MT/AT dispone de un sistema de regulación en carga que permite modificar su relación de transformación en función de la carga, sin interrumpir el servicio y así mantener la tensión de salida dentro de los márgenes de regulación.

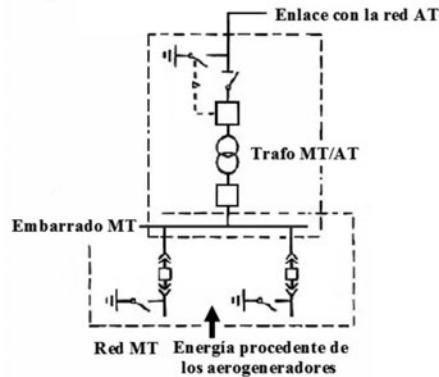


Figura 9.19. Interconexión entre la subestación transformadora MT/AT y la red exterior de AT de transporte (línea dedicada).

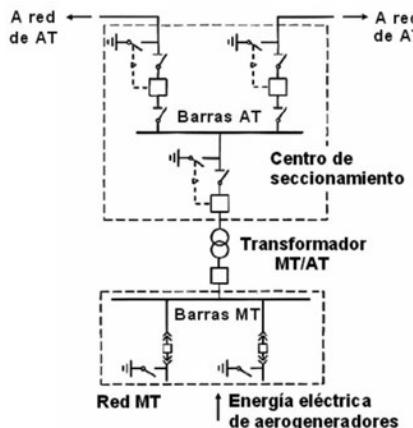


Figura 9.20. Interconexión entre la subestación transformadora MT/AT y la red exterior de AT de transporte (doble circuito entrada-salida).

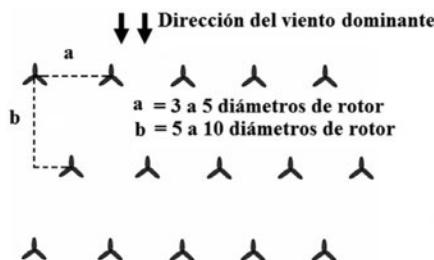
### 9.3. Disposición de los aerogeneradores en un parque eólico

Se debe optimizar la disposición de los aerogeneradores para el aprovechamiento de la superficie disponible del parque. Por una parte los aerogeneradores deben separarse entre sí unas distancias que impidan la influencia entre ellos mismos de las sombras eólicas o de las propias turbulencias que generan (efecto estela) y que disminuirían la producción del parque, pero por otra conviene que estén próximos entre sí para optimizar la superficie disponible y minimizar los costes de la red de media tensión interior del parque así como las pérdidas de energía en dicha red.

Por ello, la distribución y separación entre aerogeneradores, es decir el *layout* del parque, debe estudiarse en cada caso teniendo presente el régimen de vientos, la topografía del terreno, la superficie disponible y el tipo de aerogenerador a instalar.

En superficies donde se permite la colocación de varias filas de aerogeneradores, generalmente se colocan en tresbolillo, manteniendo una distancia entre los mismos de 5 a 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento dominante y entre 3 y 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular, aunque estos valores deben considerarse solo orientativos y en cada caso hay que estudiar la ubicación.

La figura 9.21 muestra la disposición en tresbolillo de un parque eólico y las distancias entre aerogeneradores en función de su diámetro. En lugares donde los aerogeneradores se sitúan formando una única línea, como en una línea de cumbres de una cadena de montañas, la distancia entre los mismos acostumbra a ser menor, del orden de 2 a 4 veces su diámetro. Las pérdidas por efecto de las interferencias (efecto parque) en la práctica se sitúan alrededor de un 5% como máximo.



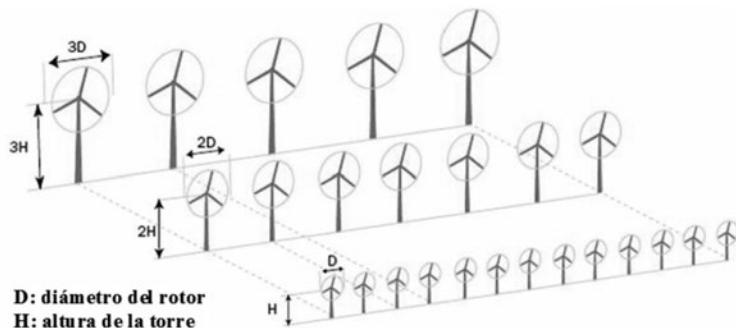
**Figura 9.21. Disposición en tresbolillo de aerogeneradores en un parque eólico**

A medida que ha ido aumentando la potencia unitaria de los aerogeneradores, en muchos casos se realiza la repotenciación o *repowering* de un parque eólico. Consiste en la sustitución de un conjunto de aerogeneradores más antiguos y de menor potencia por un número menor de aerogeneradores pero de mayor potencia con lo cual, aprovechando la misma superficie del terreno, se consigue aumentar sensiblemente la potencia total instalada del nuevo parque. De esta forma cuando la superficie disponible para la colocación de aerogeneradores es limitada, un menor número de máquinas puede aumentar la producción eléctrica.

En la figura 9.22 se muestra un ejemplo del aumento en la capacidad total instalada. En la misma superficie se pueden instalar:

- 13 eólicas de 250 kW con una capacidad total instalada de 3.250 kW.
- 7 eólicas de 1300 kW con una capacidad total instalada de 9.100 kW.
- 5 eólicas de 3000 kW con una capacidad total instalada de 15.000 kW.

Por lo tanto en una operación de repotenciación podrían sustituirse 13 eólicas con una potencia total de 3,25 MW por solo 5 eólicas con capacidad total de 15 MW.



**Figura 9.22. Repotenciación (repowering) de un parque eólico por sustitución de aerogeneradores de menor potencia por un número menor de mayor potencia.**

## 9.4. Parques eólicos marinos (offshore)

El potencial eólico marino es muy importante. La tabla 9.5 muestra el potencial eólico marino teóricamente explotable en el horizonte de 2025 en España y en Europa.

Características	Área: 5 – 30 km costa Profundidad < 30 m	Área 5 – 40 km costa Profundidad: 30 - 50 m	Área > 40 km costa Profundidad < 100 m
España (GW)	1,5	11,5	12,5
Europa (GW)	27	94	126
Total horizonte 2025: España 25,5 GW ; Europa 247 GW			
<b>Tabla 9.5. Potencial eólico marino teóricamente explotable en el horizonte de 2025.</b>			

La energía eólica marina presenta unas condiciones de viento más favorables que la terrestre, lo que implica una mayor producción energética por metro cuadrado de superficie barrida por el rotor (mayor producción específica de energía eléctrica). Respecto a las condiciones terrestres, las marinas presentan las siguientes ventajas:

- Una menor rugosidad de la superficie del mar respecto a la terrestre.
- Una mayor regularidad y uniformidad de la velocidad del viento.
- El viento tiene menor cizallamiento por lo que la altura del buje puede ser menor.
- El régimen de viento es menos turbulento. Al ser más laminar, la calidad de la energía eléctrica es mayor y también aumenta la vida del aerogenerador.
- Se reducen los problemas asociados al impacto acústico y al paisajístico.
- Tiene menos limitaciones para el transporte de grandes aerogeneradores.

## CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS. PARQUES EÓLICOS

Las desventajas respecto a la generación terrestre:

- Costes unitarios de inversión por instalación de 1,5 a 2 veces superiores.
- Mayor coste de cimentación y de interconexión eléctrica.
- Mayores costes de operación y mantenimiento (costes O&M).
- Para alcanzar inversiones viables, se requieren profundidades de la plataforma continental para su instalación que no sean superiores a unos 25 m.
- Tecnologías menos maduras.

Las características medias del viento correspondientes a una típica instalación *offshore* son aproximadamente:

- Velocidad media anual a 65 m de altura:  $\langle v \rangle_{65} = 8,5 \text{ m/s}$
- Parámetros de Weibull:  $K = 2,3$ ;  $c = 9,6 \text{ m/s}$
- Densidad específica de potencia media anual:  $\langle P_d \rangle / A = 640 \text{ W/m}^2$

La concepción básica de un aerogenerador offshore se muestra en la figura 9.23

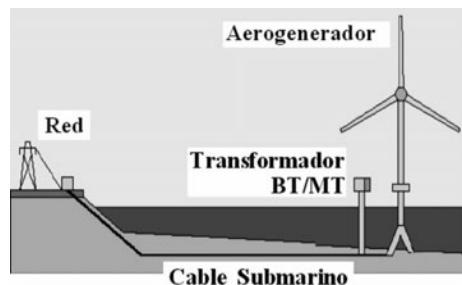


Figura 9.23. Esquema de principio de un aerogenerador marino.

En la UE existen varios parques eólicos marinos en funcionamiento como por ejemplo:

- Isla de Samso: potencia total 23 MW (10 aerogeneradores Bonus).
- Parque de Tuno Know: potencia total 5 MW (10 aerogeneradores Vestas).
- Parque de Horns Rev: potencia total 160 MW (80 aerogeneradores Vestas).

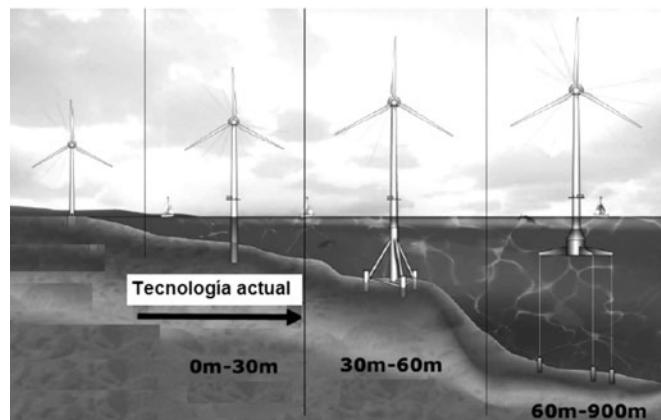
Actualmente la situación de los aerogeneradores marinos es:

- Aumento de la potencia unitaria: unidades superiores a 2 MW, para disminuir costes unitarios de inversión y costes de mantenimiento.
- Coste del aerogenerador del orden del 40-45% de la inversión total
- Diseño modular que facilite el montaje y el mantenimiento.
- Aumento de la velocidad de la punta de la pala, ya que el efecto del ruido es menor que en el caso terrestre.
- Reducción del peso de la pala y de la góndola para disminuir costes de cimentación.
- Altura del buje menor que en el caso terrestre debido a la menor rugosidad de la superficie del mar y por tanto a la disminución de las turbulencias del viento.
- Instalaciones entre 1 y 10 km de la costa, ancladas a profundidades entre 5 y 50 m.

En relación con el tipo de cimentaciones la tendencia actual es:

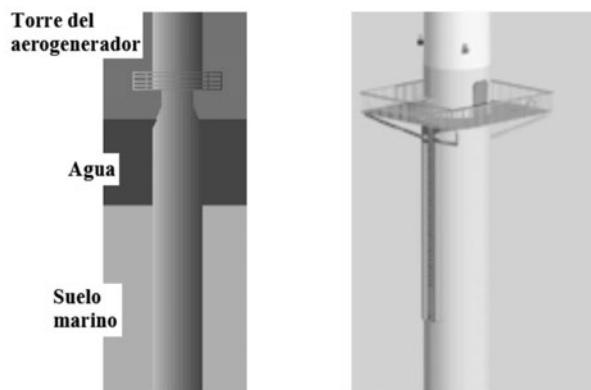
- Cementación monopilote para profundidades inferiores a 30 m. El monopilote tiene un diámetro máximo de unos 5 m y se introduce de 10 a 20 m en el lecho marino.
- Cementación tipo trípode o cuadrúpedo para profundidades de 30 a 60 m.
- Cementación tipo gravedad junto a un cajón de hormigón armado o acero.

Se contempla la posibilidad de instalar en el futuro estructuras flotantes para aguas profundas, de forma similar a las plataformas petrolíferas flotantes e incluso para aumentar la producción se piensa en el uso de opciones multirotor mediante estructuras complejas que puedan soportar varios aerogeneradores. La figura 9.24 muestra esquemáticamente los distintos tipos de anclaje.



**Figura 9.24. Tipos de anclaje de aerogeneradores offshore.**

En la figura 9.25 se muestra la cimentación de tipo monopilote que es la más utilizada para aguas poco profundas (< 25 m) y en la figura 9.26 la de tipo trípode, similar a la utilizada en plataformas petrolíferas. En la figura 9.27 se representa la de tipo gravedad y en la figura 9.28 un esquema de una plataforma flotante. Este último sistema se encuentra en fase experimental.



**Figura 9.25. Cimentación por monopilote.**

## CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS. PARQUES EÓLICOS

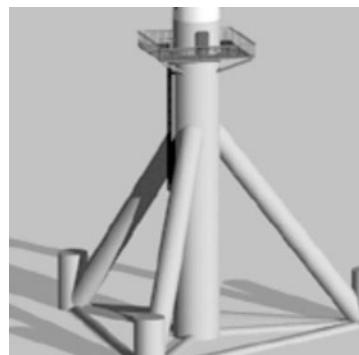


Figura 9.26. Cimentación por trípode.

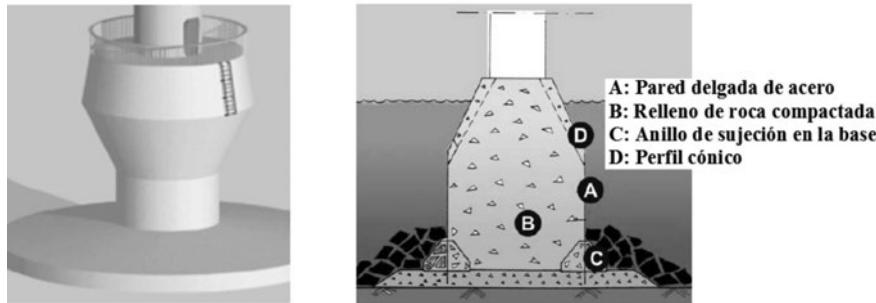


Figura 9.27. Cimentación por gravedad.

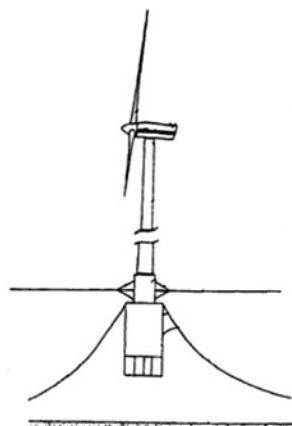


Figura 9.28. Plataforma flotante.

La tabla 9.6 muestra un análisis comparativo entre los distintos tipos de cimentación.

Cimentación	Aplicación	Ventajas	Inconvenientes
Monopilote	Para aguas poco profundas (< 25 m). Diámetro < 4 m. Requiere firme sólido.	Simple y ligera. No requiere condicionar el lecho marino.	Instalación cara por manejo difícil. Por longitud pivote requiere grúas especiales y pilotajes. Requiere pre-excavación. Difícil sustitución.
Trípode o multipilote	Profundidad > 25 m. Requiere lecho marino sólido.	Muy rígido y versátil. Requiere poco acondicionamiento del lecho marino.	No adecuado para lechos con grandes rocas. Elevado coste de construcción y colocación. Difícil sustitución.
Gravedad + Cajón de hormigón armado relleno de arena y grava	Todo tipo de lechos marinos (plataforma continental).	Más económica que la del tipo de base de acero.	Construcción cara para profundidades > 10 m. El coste aumenta con el cuadrado de la profundidad. Gran peso.
Gravedad + Cajón de hormigón armado relleno de arena y grava	Todo tipo de lechos marinos (plataforma continental).	Más ligero que la de hormigón. Transporte e instalación más sencillo.	Mayor coste en lechos erosionados pues precisa acondicionamiento. Requiere protección catódica frente a la corrosión.
Flotante (tipo plataforma petrolífera)	Aguas profundas (100 m).	Menor coste pues se evita la excavación.	No es rígida. Aumenta el coste de amarre. Dificulta otras actividades (pesca, navegación).

**Tabla 9.6. Comparación entre cimentaciones de los aerogeneradores marinos.**

La red de MT de un parque eólico marino se realiza en anillo con cableado subterráneo enterrado en el lecho marino y con cables aislados con polietileno reticulado (XLPE) o etileno-propileno (EPR). También se usan cables de aceite (KPOF) o de fluido (LPFF) a baja presión, aunque son más caros que los primeros.

La línea de MT suele ser entre 30-33 kV y la subestación transformadora de MT/AT, por ejemplo de 30/150 kV, se sitúa en una plataforma marina si el parque está lejos de la costa. Desde la subestación se enlaza a tierra por una línea de AT, por ejemplo a 150 kV. Si el parque está próximo a la costa se suele situar la subestación en tierra y enlazar el parque con la misma a través de una línea de MT, por ejemplo a 30 kV.

Si la distancia del parque a la costa es grande, en ocasiones el transporte en lugar de realizarse en AT se realiza en tensión continua (HVDC), a través de una línea de transporte en continua a alta tensión. Para ello, toda la energía eléctrica generada en alterna en el parque se rectifica en una estación rectificadora marina y se vuelve a convertir en alterna en una estación de ondulación terrestre.

## 9.5. Selección de emplazamientos para parques eólicos

La planificación y construcción de un parque eólico, comprende las siguientes fases:

- *Fase de exploración*: caracterizada por la prospección eólica general y el diseño preliminar del sistema eólico (ingeniería de concepción o funcional).
- *Fase de planificación y proyecto*: caracterizada por una evaluación pormenorizada del emplazamiento, por la predicción del régimen de viento, la evaluación operacional (predicción de energía producida y condiciones de operación del sistema) y el proyecto del sistema eólico (ingeniería de detalle).
- *Fase de construcción*: caracterizada por la construcción del parque.
- *Fase de puesta en marcha y seguimiento*: corresponde a la puesta en marcha y al seguimiento de la explotación de la instalación.

En la etapa de selección del emplazamiento debe atenderse a los siguientes criterios:

- a) Características eólicas del emplazamiento.
- b) Condiciones del terreno.
- c) Proximidad a las redes eléctricas de interconexión.
- d) Impacto medioambiental.

### a) Características eólicas del emplazamiento

El lugar debe reunir unas condiciones de viento adecuadas. El tipo de viento debe ser tal que, preferiblemente cumpla los siguientes requisitos:

- Velocidad media del viento lo más elevada posible.
- Velocidades máximas del viento admisibles. Ausencia de fuertes y frecuentes rachas.
- Viento laminado, con la mínima turbulencia posible.
- Viento con dirección predominante. Es bueno que el viento presente una dirección predominante y que no se produzcan cambios de dirección con gran frecuencia.
- Velocidades de viento con largas permanencias en el tiempo. Ausencia de calmas muy duraderas.

Como ocurre con cualquier recurso energético, la localización de un lugar de colocación de aerogeneradores requiere una campaña de prospección. Esta campaña puede iniciarse siguiendo los siguientes pasos:

- Selección de una región mediante los atlas o mapas de potencial eólico. Generalmente, este potencial se ha determinado a través de los datos de viento procedentes de estaciones de medidas meteorológicas. Se requieren series históricas lo suficientemente largas para obtener resultados representativos (es recomendable usar series no inferiores a unos 30 años). El potencial eólico se acostumbra a referir a varias alturas (10, 30 y 50 m) por lo que su conocimiento permite formarnos una idea bastante aproximada de la idoneidad de la región considerada.

A título orientativo, puede decirse que con potenciales eólicos inferiores a unos 200 a 250 W/m<sup>2</sup> a la altura del buje de la máquina (centro de giro del rotor), la viabilidad económica del aerogenerador es mínima (estas condiciones corresponden a una distribución de velocidades de viento según una ley de Rayleigh con velocidad media anual entre 5,5 y 6 m/s). Por ello en la práctica, en general solo se contemplan posibles emplazamientos cuya velocidad media anual supere los 6 m/s a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo (en la práctica equivale a no tener en cuenta emplazamientos cuya clase sea inferior a 4).

- Conviene analizar las condiciones de viento a partir de las mediciones de alguna estación meteorológica próxima al lugar de estudio y que disponga de series históricas a largo plazo (25 a 30 años). Hay que tener presente que las condiciones del viento pueden variar entre dos lugares relativamente próximos, por la influencia de factores tales como la orografía del terreno o las condiciones climáticas locales. Por

ello, esta información deberá ser tratada adecuadamente a fin de no incurrir en errores de valoración de los recursos eólicos del lugar.

- Predicción mediante modelos numéricos de la distribución de velocidades y direcciones, es decir la caracterización del viento en el lugar.
- Se debe contrastar y validar los resultados obtenidos mediante modelos numéricos con los datos procedentes de estaciones meteorológicas próximas mediante la realización de una campaña de mediciones que proceda a medir la velocidad y dirección en el lugar donde se piensa situar los aerogeneradores.

Conviene realizar las medidas a varias alturas respecto al suelo (10, 30, 50 m y en general a la altura del buje de los aerogeneradores previstos) y siempre midiendo un flujo no perturbado, por lo que la colocación del anemómetro debe ser realizada correctamente. La campaña de medición debe extenderse como mínimo a lo largo de un año.

La selección del aerogenerador se realiza teniendo presente las condiciones de viento disponibles. A efectos prácticos la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) clasifica los aerogeneradores según se indica en la tabla 10.1, (norma IEC-1400-1).

b) *Condiciones del terreno*

El terreno debe reunir en general las siguientes condiciones:

- Presentar la menor rugosidad posible y por lo tanto estar libre de obstáculos, fundamentalmente en los sectores correspondientes a los vientos dominantes.
- No presentar obstáculos significativos en un radio de unos 500 m. Un obstáculo puede provocar perturbaciones en el flujo de aire hasta una distancia del orden de unas cinco veces la altura del obstáculo, pudiendo llegar a destruir un 10% de la energía eólica disponible. Las influencias de obstáculos de dimensiones similares a las de un aerogenerador pueden notarse hasta distancias del orden del km.
- En el caso de un parque eólico conviene estudiar los efectos de sombra eólica y de estela que pueden ejercer unos aerogeneradores sobre los otros, a fin de conseguir el mayor aprovechamiento del terreno pero con las mínimas pérdidas de energía por estos efectos adversos.
- Presentar un nivel de complejidad lo menor posible. Las colinas redondeadas, con pendientes suaves y de baja rugosidad son lugares favorables para instalar aerogeneradores en su parte más alta, ya que se aprovecha el efecto acelerador que sobre el viento ejerce la forma de la propia colina.
- Conviene que el lugar no esté próximo a núcleos habitados para evitar el impacto paisajístico y sonoro que pudiesen producir los aerogeneradores. Además es importante que el lugar presente una accesibilidad adecuada.
- En general, lugares potencialmente atractivos son: elevaciones suaves, llanuras elevadas, grandes valles descendentes de cadenas montañosas, pasos entre montañas con grandes gradientes de presión, lugares próximos a las costas o a grandes masas de agua para aprovechar el efecto de las brisas.

c) *Proximidad a las redes eléctricas de interconexión*

En general los aerogeneradores producen electricidad a una tensión de 690 V que se inyecta a una red de alta tensión a través de un transformador y una línea de transporte en alta tensión. Conviene que el parque eólico se sitúe cerca de la red de alta tensión a fin de disminuir los costes de inversión en el sistema de interconexión y minimizar las pérdidas por transporte.

d) *Impacto ambiental*

Se debe contemplar el impacto sonoro que puede ocasionar sobre poblaciones cercanas, el impacto paisajístico, efectos sobre la flora y fauna y las posibles interferencias sobre ondas de radio, televisión o telefonía.

# CAPÍTULO 10

## Cálculos energéticos en aerogeneradores

### 10.1. Consideraciones sobre la potencia de un aerogenerador

La potencia eólica disponible  $P_d$  en el viento para una velocidad ( $v$ ) del mismo es:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (10.1)$$

siendo  $A$  el área perpendicular a la velocidad del viento y  $\rho$  la densidad del aire.

De toda esta potencia eólica disponible, el aerogenerador solo convierte en potencia eléctrica final ( $P_e$ ) una parte de la misma, dada por la expresión (5.23):

$$P_e = \eta_e \eta_c C_p P_d = \eta_e \eta_c C_p \left( \frac{1}{2} \rho A v^3 \right) = \eta_g \left( \frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad (10.2)$$

Donde  $C_p$  es el coeficiente de potencia,  $\eta_e$  y  $\eta_c$  los rendimientos del generador eléctrico y de la caja multiplicadora de velocidad (*gear box*) respectivamente. Los tres rendimientos ( $\eta_e$ ,  $\eta_c$ ,  $C_p$ ), se engloban en un rendimiento global de producción eléctrica ( $\eta_g$ ) definido como el producto:  $\eta_g = \eta_e \eta_c C_p$ . El rendimiento global ( $\eta_g$ ), que también se designa por ( $C_e$ ), es la relación entre la potencia eléctrica que genera el alternador (potencia eléctrica en bornes del generador) y la potencia eólica disponible.

El rendimiento global ( $\eta_g$ ) depende del coeficiente de potencia ( $C_p$ ), que según se ha mostrado en el capítulo 5 es función de la velocidad específica ( $\lambda$ ) y por lo tanto de la velocidad ( $v$ ) del viento. Por ello, el rendimiento global de conversión de energía eólica en eléctrica depende de la velocidad del viento. En grandes aerogeneradores su valor máximo alcanza valores en el entorno del 42% al 46%.

Conviene distinguir entre este rendimiento ( $\eta_g$ ) definido como relación entre las potencias eléctricas y eólica, y el rendimiento eléctrico anual medio ( $\eta_{ea}$ ) definido como la relación entre la energía eléctrica producida durante un año y la energía eólica disponible durante ese mismo período de tiempo, para el área de barrido del rotor. El rendimiento ( $\eta_{ea}$ ) presenta valores menores que  $\eta_g$ , ya que durante el año hay muchas horas en las que el aerogenerador trabaja en condiciones que no corresponden a las de máximo rendimiento. El valor de  $\eta_{ea}$  se sitúa en el entorno del 25% al 30%.

Se pueden establecer las siguientes consideraciones:

- La potencia eólica disponible ( $P_d$ ) es función del cubo de la velocidad del viento. Si la velocidad aumenta un 10%, la potencia aumenta un 33%. Por ello, interesa situar el rotor del aerogenerador a la mayor altura posible respecto al suelo para aprovechar el aumento de la velocidad con la altura. La altura se establece a través de un compromiso entre el aumento de energía y el mayor coste de la torre.

$$v' = v \left( \frac{z'}{z} \right)^\alpha \quad \rightarrow \quad P'_d = P_d \left( \frac{v'}{v} \right)^3 \quad \rightarrow \quad P'_d = P_d \left( \frac{z'}{z} \right)^{3\alpha} \quad (10.3)$$

En donde:

$v'$ ,  $v$ : velocidades del viento a las alturas  $z'$  y  $z$ .

$P'_d$ ,  $P_d$ : potencias eólicas disponibles a las alturas  $z'$  y  $z$ .

Suponiendo un valor de  $\alpha$  igual a 1/7, la potencia eólica disponible aumenta con la altura según:  $z^{3/7}$ , por lo que un incremento de un 50% en la altura del aerogenerador puede representar casi un 20% de aumento en la potencia. Esta es una de las razones del interés de elevar el rotor de las turbinas eólicas.

- La expresión (10.3) que relaciona la potencia eólica disponible con la altura no es aplicable a la potencia eléctrica que produce el aerogenerador, ya que el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) presenta una elevada dependencia de la velocidad del viento a través de la velocidad específica o *tip speed ratio* ( $\lambda$ ).
- La potencia es directamente proporcional a la densidad del aire. En un lugar más frío, o a menor altura sobre el nivel del mar, a igualdad de velocidad del viento, la producción de energía es mayor. La densidad del aire ( $\rho$ ) en kg/m<sup>3</sup> varía con la temperatura ( $t$ ) en °C y con la altura ( $z$ ) sobre el nivel del mar en metros según:

$$\rho = 1,225 \left( \frac{288}{t + 273} \right) e^{-\frac{z}{8435}} \quad (10.4)$$

- A igualdad de condiciones del viento, teóricamente la potencia es directamente proporcional al área barrida por el rotor, o sea al cuadrado de su diámetro. Un aumento del 10% del diámetro aumenta un 21% la potencia. La variación de la potencia eléctrica con el diámetro sigue la ley:

$$P'_e \approx P_e \left( \frac{D'}{D} \right)^2 \quad (10.5)$$

- El coeficiente de potencia ( $C_p$ ) siempre es menor que el límite de Betz (0,59). En grandes eólicas su valor máximo está en el entorno de 0,50. El rendimiento de transmisión de la caja multiplicadora ( $\eta_c$ ) es del orden de 0,95 – 0,98 y el del generador eléctrico ( $\eta_e$ ) entre 0,90 y 0,98 en función del tamaño del mismo. Por lo cual el rendimiento global máximo del conjunto se sitúa entre el 40% y 50%, según el tamaño y tipo del aerogenerador. El rendimiento medio a lo largo del año es menor, ya que la eólica solo trabaja una parte del tiempo con la velocidad de viento correspondiente a las condiciones de rendimiento máximo.
- La potencia eléctrica  $P_e$  dada por (10.2) es la potencia eléctrica en los bornes de salida del alternador. La potencia eléctrica final disponible para injectar a la red es algo menor debido a las pérdidas en las transformaciones BT/MT y MT/AT y en la red de transporte hasta la conexión con el punto de entrega a la red de AT.

### Ejemplo 10.1

---

Establecer el flujo de potencias para un aerogenerador eléctrico de diámetro 60 m, para una velocidad del viento igual a 9 m/s y densidad 1,225 kg/m<sup>2</sup>, cuyo coeficiente de potencia es  $C_p = 0,48$ . Otros rendimientos son:

- Rendimiento de la caja multiplicadora (*gear box*):  $\eta_c = 0,96$ .
- Rendimiento del generador eléctrico:  $\eta_e = 0,97$ .
- Rendimiento del transformador:  $\eta_t = 0,98$ .

## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

### Solución

La potencia eólica disponible en el viento:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} 1,225 \times \pi \times 30^2 \times 9^3 = 1262 \text{ kW}$$

La potencia en el eje del rotor eólico (entrada a la caja multiplicadora):

$$C_p P_d = 0,48 \times 1262 = 606 \text{ kW}$$

La potencia de entrada al generador eléctrico (salida de la caja multiplicadora):

$$\eta_c C_p P_d = 0,96 \times 606 = 582 \text{ kW}$$

La potencia eléctrica producida por el generador:  $\eta_e \eta_c C_p P_d = 0,97 \times 582 = 564 \text{ kW}$

La potencia eléctrica exportada a la red (salida de trafo):  $0,98 \times 564 = 553 \text{ kW}$

El rendimiento global del conjunto:  $\eta_g = 553 \text{ kW} / 1262 \text{ kW} = 0,438 \text{ (43,8 \%)}$

La figura 10.1 muestra el diagrama de potencias para este ejemplo.

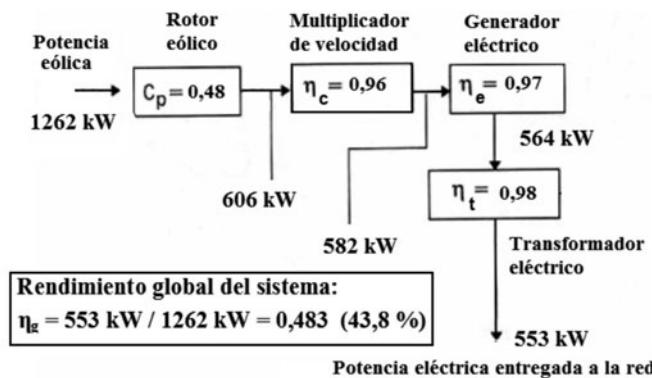


Figura 10.1. Diagrama del flujo de potencias del ejemplo 10.1.

### Ejemplo 10.2

Estudiar el efecto sobre la potencia eólica disponible producida por el cambio de altura del rotor sobre el nivel del suelo, el de la densidad del aire y el de la variación del diámetro del rotor. Para ello se propone el siguiente ejemplo:

Un aerogenerador de eje horizontal tripala tiene un rotor de 39 m de diámetro (área de barrido 1.195 m<sup>2</sup>), cuyo buje está situado a 45 m del suelo.

Para esa área de barrido, la potencia eólica disponible, para una velocidad del viento de 8 m/s medida a la altura del buje, es igual a 375 kW (densidad del aire: 1,225 kg/m<sup>3</sup>). Suponiendo que el exponente  $\alpha$  es igual a 1/7, se desea calcular:

- Potencia eólica disponible si se eleva el buje hasta 60 m de altura.
- Potencia eólica disponible si se coloca el aerogenerador en un lugar a 1.000 m. sobre el nivel del mar y con una temperatura media de 12°C.
- Potencia eólica disponible para un rotor de 43 m de diámetro.

### Solución

a) Según la expresión (10.3):  $P'_d = P_d \left( \frac{z'}{z} \right)^{3\alpha} = 375 \times \left( \frac{60}{45} \right)^{\frac{3}{7}} = 424 \text{ kW}$

b) Según la expresión (10.4) la densidad del aire para t = 12 °C y z = 1000 m, es:

$$\rho = 1,225 \left( \frac{288}{t + 273} \right) e^{-\frac{z}{8435}} = 1,225 \left( \frac{288}{12 + 273} \right) e^{-\frac{1000}{8435}} = 1,10 \text{ kg/m}^3$$

y dado que la potencia es directamente proporcional a la densidad del aire:

$$P'_d = P_d \left( \frac{\rho'}{\rho} \right) = 375 \times \left( \frac{1,10}{1,225} \right) = 337 \text{ kW}$$

c) La potencia es proporcional al cuadrado del diámetro:

$$P'_d = P_d \left( \frac{D'}{D} \right)^2 = 375 \left( \frac{43}{39} \right)^2 = 456 \text{ kW}$$

## 10.2. Curva de potencia – velocidad de un aerogenerador

La curva de la potencia de un aerogenerador en función de la velocidad del viento se conoce como curva de potencia. La norma IEC 61400 especifica su determinación. Corresponde a condiciones de atmósfera estándar ISO, con presión atmosférica 1.013 mbar y temperatura 15°C (densidad del aire 1,225 kg/m<sup>3</sup>). La velocidad del viento se mide a la altura del buje del aerogenerador.

Para la elaboración de esta curva, la potencia y la velocidad del viento se pueden medir con una frecuencia de muestreo de 0,5 Hz. Las medidas se promedian cada 10 minutos para obtener un valor medio de la potencia y de la velocidad en ese intervalo de tiempo. La figura 10.2 muestra una típica curva de potencia de un aerogenerador de eje horizontal.

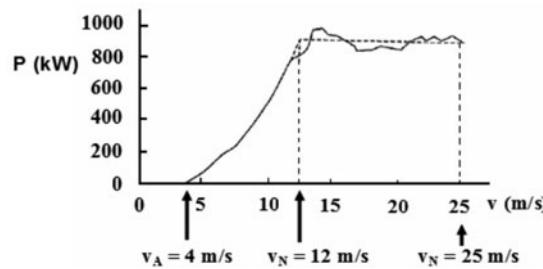


Figura 10.2. Curva de potencia de un aerogenerador de eje horizontal (tripala) de potencia nominal 900 kW (velocidad de arranque 4 m/s, velocidad nominal 12 m/s y velocidad de parada 25 m/s).

En la curva de potencia se distinguen los siguientes valores significativos:

- *La velocidad de arranque*  $v_A$  (cut in speed): es la velocidad del viento para la que el generador comienza a suministrar potencia útil. En aerogeneradores tripala de eje horizontal suele ser del orden de unos 4 m/s.
- *La velocidad nominal*  $v_N$  (rated speed): es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador. En rotores tripala de eje horizontal suele estar comprendida entre 12 y 15 m/s. El tramo de curva de potencia comprendido entre la velocidad de arranque ( $v_A$ ) y la nominal ( $v_N$ ) sigue una ley no lineal respecto a la velocidad del viento.
- *La velocidad de desconexión o parada*  $v_D$  (cut out speed): es la velocidad del viento para la que el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control para evitar el riesgo de sufrir daños que pueda causar la gran velocidad del viento. En rotores tripala esta velocidad se sitúa en el rango de 25 a 30 m/s.
- *La velocidad de supervivencia* (survival speed)  $v_S$ : es la velocidad del viento por encima de la cual el aerogenerador puede dañarse a pesar de estar parado. Suele situarse en el entorno de los 70 m/s.

La curva de potencia se inicia en la velocidad de arranque ( $v_A$ ) y aumenta hasta alcanzar la potencia o capacidad nominal del aerogenerador ( $P_N$ ) para la velocidad del viento ( $v_N$ ). A partir de este valor, el sistema de regulación hace que la potencia se mantenga sensiblemente constante e igual a la nominal, para todo el rango de velocidades de viento comprendidas entre la nominal ( $v_N$ ) y la de desconexión ( $v_D$ ).

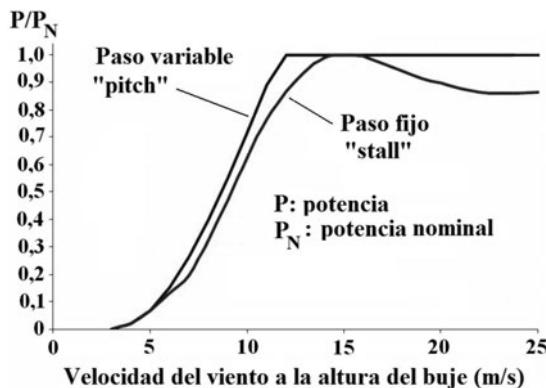
Para la optimización energética y económica no se proyecta el aerogenerador para aprovechar la potencia eólica correspondiente a velocidades elevadas, ya que estas se presentan pocas horas al año, por lo que un diseño de estas características conduciría a un conjunto turbina, caja de engranajes y generador eléctrico sobredimensionado, que trabajaría a baja carga durante la mayor parte del año, con el consiguiente sobrecoste económico y pérdida de rendimiento.

Por ello, la velocidad nominal del viento ( $v_N$ ) para la que se proyecta el aerogenerador se obtiene a partir de un compromiso entre el potencial eólico, la ley de distribución de velocidades de viento, el tipo y tamaño de aerogenerador y los costes de construcción, instalación y mantenimiento.

Si se admite para la distribución de velocidades de viento una ley de Rayleigh ( $k = 2$ ) del análisis de un gran conjunto de aerogeneradores, se deduce que es frecuente adoptar una velocidad nominal ( $v_N$ ) de viento alrededor de un 70% superior a la velocidad media anual para las que están concebidos. La velocidad nominal del viento está comprendida entre 12 y 15 m/s en la mayoría de los aerogeneradores.

Según el tipo de regulación se distinguen dos tipos de curvas de potencia (figura 10.3):

- La potencia se mantiene sensiblemente constante en todo el rango de velocidades comprendido entre la velocidad nominal y la de desconexión. Es el caso de los rotores cuyo sistema de regulación es de tipo activo (*pitch*).
- Una vez que la potencia alcanza su valor nominal, se presenta una caída más o menos brusca de la misma, hasta la velocidad de desconexión. Es el caso de los rotores con control por pérdida aerodinámica de tipo pasivo (*stall*).



**Figura 10.3. Curvas de potencia para aerogeneradores con regulación de paso fijo (*stall*) y de paso variable (*pitch*).**

La Comisión Electrotécnica Internacional, a través de la norma IEC-1400-1, clasifica los aerogeneradores en función de las características del viento. Esta clasificación se muestra en la tabla 10.1, en donde:

- $v_{ref}$  es el valor máximo de la velocidad promedio del viento en un intervalo de 10 minutos, que estadísticamente ocurre una vez cada 50 años.
- $\langle v \rangle$  es la velocidad media anual a la altura del eje de la turbina.
- $\sigma_v/v$  es la turbulencia máxima en un intervalo de 10 minutos.

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

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

Los aerogeneradores para emplazamientos con velocidades medias anuales mayores de 10 m/s, se designan por clase 0. Corresponden a lugares con un régimen de viento excepcionalmente bueno. La selección de un aerogenerador debe hacerse atendiendo a la clase del mismo en función de las características del viento del emplazamiento.

**Ejemplo 10.3**

La velocidad media anual del viento a 10 m de altura es 7 m/s. Se desea estimar la velocidad nominal de diseño para un aerogenerador cuyo buje o centro de giro del rotor está a 42 m de altura. Se supone para el terreno un exponente  $\alpha = 1/7$

**Solución**

La velocidad media anual para 42 m de altura se calcula según:

$$\langle v_{42} \rangle = \langle v_{10} \rangle \left( \frac{42}{10} \right)^{\frac{1}{7}} = 7 \times 4,2^{0,143} = 8,6 \text{ m/s}$$

Para este valor de la velocidad media anual, el aerogenerador es de clase II. Si se acepta el criterio aproximado de elegir la velocidad nominal un 70% superior a la velocidad media anual se tiene:

$$v_N = 1,7 \times \langle v_{42} \rangle = 1,7 \times 8,6 = 14,6 \text{ m/s} \approx 15 \text{ m/s}$$

En cambio, si se hubiera elegido como velocidad nominal la velocidad del viento cuya contribución a la energía eólica disponible anual es máxima ( $v_{mp}$ ), para una distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ) con velocidad media anual igual a 8,6 m/s, según la tabla 4.13:

$$v_N = v_{mp} = 1,60 \times \langle v_{42} \rangle = 1,6 \times 8,6 = 13,8 \text{ m/s} \approx 14 \text{ m/s}$$

La energía disponible anual del viento, es la suma de las contribuciones energéticas de las distintas velocidades de viento que se presentan con duraciones variables a lo largo del año. En una primera aproximación, el criterio basado en el valor de  $v_{mp}$  proporciona resultados bastante próximos al criterio del 70%, por lo que en un cálculo estimativo puede adoptarse el valor de la velocidad ( $v_{mp}$ ) como valor aproximado de la velocidad nominal del aerogenerador ( $v_N$ ).

Los resultados anteriores son aproximados. La velocidad nominal de la máquina se establece a partir de consideraciones aerodinámicas, energéticas y económicas para su optimización de acuerdo a las características del viento del emplazamiento.

### 10.3. Relación entre la potencia nominal y el diámetro del rotor

La potencia nominal del rotor de un aerogenerador sería directamente proporcional al cuadrado de su diámetro, si la velocidad del viento fuese exactamente la misma en toda el área de barrido del rotor. En realidad solo es aproximadamente proporcional al cuadrado del diámetro, dado que la velocidad del viento varía con la altura y por tanto es distinta entre las posiciones más elevada y más baja de las puntas de las palas durante el giro del rotor. En grandes aerogeneradores de diámetros del orden de 100 m, la variación de la velocidad del viento entre ambas posiciones puede presentar valores sensiblemente diferentes.

En la práctica, la variación de la potencia nominal del aerogenerador con el diámetro es de la forma:

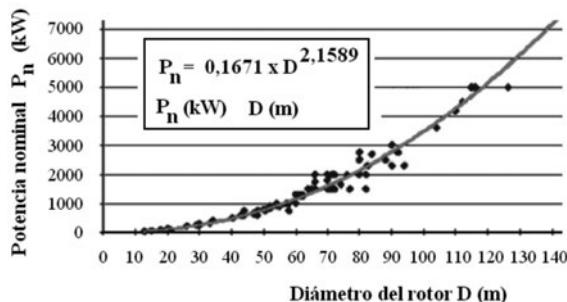
$P_N = a D^b$ , donde el exponente  $b$  es algo mayor que 2.

Su justificación puede establecerse si se tiene presente que la potencia eólica varía por una parte con el cuadrado del diámetro y por otra con el exponente 3/7, si se admite para la variación de la velocidad del viento con la altura la ley potencial con exponente  $\alpha = 1/7$ .

Por esta razón en la práctica el aumento de la potencia nominal del aerogenerador con el diámetro no es exactamente directamente proporcional a su cuadrado sino a una potencia cuyo exponente es algo mayor que 2. Para aerogeneradores comerciales, esta relación es aproximadamente:

$$P_N = 0,1671 D^{2,1589} \approx 0,17 D^{2,16} \quad (10.6)$$

La relación anterior se ha obtenido a partir del análisis de un gran conjunto de aerogeneradores comerciales. Su empleo, para un aerogenerador en particular, solo facilita una aproximación a la potencia nominal cuando se conoce el diámetro del rotor y no se dispone de más información. Siempre que sea posible deben consultarse las especificaciones del fabricante. En la figura 10.4, se muestra la relación entre la potencia nominal ( $P_N$ ) en kW y el diámetro (D) del rotor en m.



**Figura 10.4. Potencia eléctrica nominal ( $P_N$ ) en función del diámetro del rotor (D) para grandes aerogeneradores tripala de eje horizontal.**

#### Ejemplo 10.4

---

Estimar la potencia nominal de un aerogenerador de eje horizontal tripala cuyo rotor tiene un diámetro de 52 m.

#### Solución

Aplicando la expresión (10.6), la potencia nominal estimada es:

$$P_N = 0,1671 \times 52^{2,1589} = 847 \text{ kW}$$

La potencia nominal es del orden de 850 kW. Este procedimiento de cálculo es solo aproximado, por lo que debe utilizarse con prudencia, pero permite al lector conocer rápidamente el orden de magnitud de la potencia nominal que se puede esperar de un rotor de un determinado diámetro.

## 10.4. Cálculo del coeficiente de potencia a partir de la curva de potencia del aerogenerador

El coeficiente global de potencia eléctrica ( $C_e$ ) o rendimiento global del aerogenerador ( $\eta_g$ ) es la relación entre la potencia útil o potencia eléctrica ( $P$ ) a la salida del generador eléctrico y la potencia eólica del viento o potencia disponible. Este coeficiente ( $C_e$ ) es el rendimiento global del aerogenerador, que incluye el coeficiente de potencia ( $C_p$ ), el rendimiento de la caja multiplicadora de velocidad ( $\eta_c$ ) y el rendimiento del generador eléctrico ( $\eta_e$ ). Viene definido a través de:

$$C_e = \eta_g = \eta_e \eta_c C_p = \frac{P_e}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (10.7)$$

En este apartado se muestra la forma de determinar la curva del coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) frente a la velocidad del viento ( $v$ ) a partir de la curva de potencia – velocidad del viento del aerogenerador.

A partir de (10.7), el coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) también puede expresarse:

$$C_e = \frac{P_e}{\frac{1}{2} \rho A v^3} = K_v \frac{P_e}{v^3} \quad \text{en donde } K_v = \frac{2}{\rho A} \quad (10.8)$$

Si se admite la densidad del aire ( $\rho$ ) constante,  $K_v$  es una constante para cada aerogenerador. Si se introduce la velocidad específica ( $\lambda$ ), para un aerogenerador de radio  $R$  y área de barrido  $A$ , que gire con velocidad de rotación  $\Omega$  en rad/s, se tiene:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} \rightarrow C_e = K_v \frac{P_e}{v^3} = K_v \frac{\lambda^3 P_e}{(\Omega R)^3} \quad (10.9)$$

En el caso particular que el rotor gire a velocidad angular ( $\Omega$ ) constante, el coeficiente ( $C_e$ ) depende solo de la velocidad específica ( $\lambda$ ) y de la potencia eléctrica ( $P_e$ ) según:

$$C_e = K_v \frac{\lambda^3 P_e}{(\Omega R)^3} = K_\lambda \lambda^3 P_e \quad \text{en donde } K_\lambda = \frac{K_v}{(\Omega R)^3} \quad (10.10)$$

Conocida la curva de potencia eléctrica frente a la velocidad del viento de un aerogenerador (curva de potencia), mediante la expresión (10.8) se puede determinar para cada velocidad del viento ( $v$ ) el valor del coeficiente global de potencia ( $C_e$ ). En particular, la expresión (10.10) permite calcular el coeficiente global de potencia frente a la velocidad específica ( $\lambda$ ), solo para aerogeneradores que giren con velocidad ( $\Omega$ ) constante, independiente de la velocidad del viento.

**Ejemplo 10.5**

Sea la curva de potencia de un aerogenerador de potencia nominal 600 kW, diámetro 39 m y velocidad de giro constante 32,5 rpm (figura 10.5). Se desea trazar las curvas del coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) frente a la velocidad del viento ( $v$ ) y a la velocidad específica ( $\lambda$ ).



Figura 10.5. Curva de potencia de un aerogenerador de potencia nominal 600 kW.

**Solución**

La curva del coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) en función de la velocidad del viento ( $v$ ) se calcula según (10.8) y se muestra en la figura 10.6. El proceso de cálculo es el siguiente:

- Para cada valor de la velocidad del viento ( $v$ ) se lee en la curva de potencia el valor correspondiente de la potencia eléctrica ( $P_e$ ) que produce el aerogenerador.
- A partir de este valor y de la expresión (10.8) se determina  $C_e$ .
- Se representa gráficamente, la pareja de valores ( $C_e, v$ ).
- El proceso se repite para otros valores de la velocidad ( $v$ ) formando la curva que se muestra en la figura 10.6

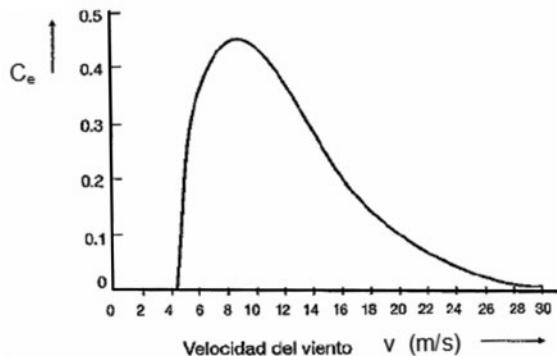


Figura 10.6. Coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) frente a la velocidad del viento para el aerogenerador del ejemplo 10.5.

## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

Como en este ejemplo el rotor gira a velocidad constante, puede utilizarse la expresión (10.10) para determinar la curva de  $C_e$  frente a la velocidad específica  $\lambda$ . El proceso de cálculo es igual al seguido en la primera parte del ejemplo. La figura 10.7 muestra su representación gráfica.

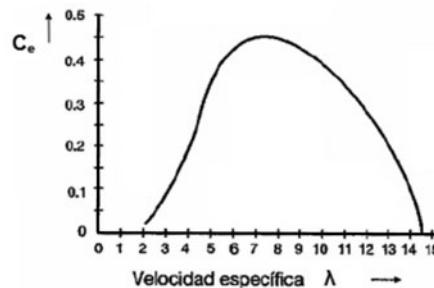


Figura 10.7. Coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) frente a la velocidad específica ( $\lambda$ ) (*tip speed ratio*) para el aerogenerador del ejemplo 10.5.

## 10.5. Coeficientes de par ( $C_m$ ) y de potencia ( $C_p$ ) en los HAWT rápidos

Los grandes aerogeneradores para producción eléctrica son HAWT “rápidos” (HAWT: Horizontal Axis Wind Turbina), tienen un pequeño número de palas, en general tres, y presentan, a diferencia de los HAWT “lentos” o multipala, un par de arranque mucho menor. Requieren para su arranque una velocidad de alrededor de 4 m/s, y su potencia nominal se alcanza para velocidades del viento entre 12 y 15 m/s. Para velocidades del viento entre 25 y 30 m/s se produce la parada del rotor para evitar sobrecargas perjudiciales para la máquina.

En general, el valor máximo del coeficiente de potencia  $C_p$  se sitúa entre 0,45 y 0,5 y se alcanza para valores de la velocidad específica (*tip speed ratio*)  $\lambda$  entre 7 y 10, mucho mayores que en el caso de las eólicas lentas.

En la figura 10.8 se muestran las curvas de los coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ) en función de la velocidad específica ( $\lambda$ ), para el caso de una eólica de eje horizontal rápida (HAWT rápido).

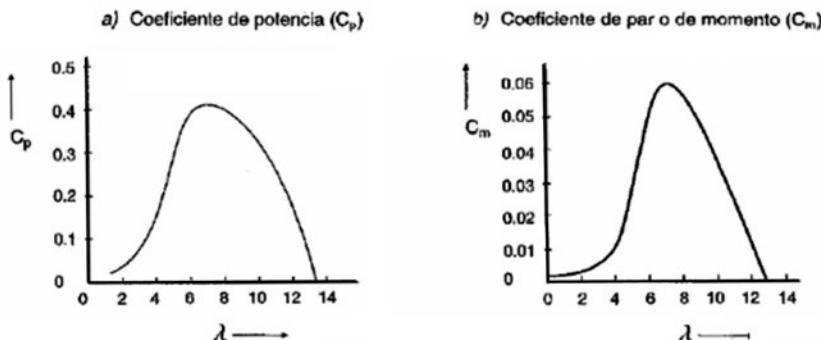


Figura 10.8. Coeficiente de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ) frente a la velocidad específica ( $\lambda$ ) para un HAWT rápido tripala.

**Ejemplo 10.6**

Un HAWT tiene una potencia nominal de 1.000 kW para un viento de 15 m/s. Su rotor tiene un diámetro de 54 m y gira a una velocidad de 21 rpm. Su eje acciona un generador eléctrico a través de un multiplicador de velocidad cuya relación es 1:71,4 y el rotor gira a velocidad constante (21 rpm) independientemente de la velocidad del viento, a fin de mantener constante la velocidad de giro del generador eléctrico.

La variación del coeficiente de potencia  $C_p$  frente a la velocidad del viento ( $v$ ), viene dada por la segunda columna de la tabla 10.2. Se desea calcular:

- Velocidad de giro del generador eléctrico.
- Variación del coeficiente de potencia  $C_p$  frente a la velocidad específica  $\lambda$ .
- Variación del coeficiente de par  $C_m$  frente a la velocidad específica  $\lambda$ .
- Potencia  $P$  y par  $M$  en el eje del rotor frente a la velocidad del viento ( $v$ ).
- Dibujar las distintas curvas para observar y comentar su aspecto.

**Solución**

La relación entre las velocidades de giro del eje del rotor ( $n$ ) y del eje de accionamiento del generador eléctrico ( $N$ ) se establece a través de la relación del multiplicador (gear box), según:

$$\frac{n}{N} = \frac{1}{m} \quad \rightarrow \quad \frac{21}{N} = \frac{1}{71,4} \quad \rightarrow \quad N = 1500 \text{ rpm}$$

Los resultados de las cuestiones (b), (c) y (d) se incluyen en la tabla 10.2. Su proceso de cálculo es el siguiente:

- La velocidad específica  $\lambda$  en función de la velocidad del viento  $v$ , se calcula según:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2 \pi n R}{60 v}$$

- El coeficiente de par o momento  $C_m$  se determina a través de:

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda}$$

- La potencia  $P$  y el par o momento  $M$  se calculan según:

$$P = \frac{1}{2} C_p A \rho v^3 \quad ; \quad M = \frac{1}{2} C_m A \rho v^2 R \quad \text{o bien:} \quad M = \frac{P}{\Omega}$$

En donde la densidad del aire:  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  (15°C, 1.013 mbar) y el área barrida por el rotor:  $A = \pi R^2 = \pi 27^2 = 2.290 \text{ m}^2$ .

La potencia  $P$  es la potencia en el eje del rotor de la eólica. Si se supone, por razones de simplificación, que los rendimientos de transmisión de la caja multiplicadora ( $\eta_t$ ) y de la máquina eléctrica ( $\eta_m$ ), son iguales a la unidad, el valor de esta potencia ( $P$ ) coincide con la potencia eléctrica útil ( $P_e$ ) que suministra el generador eléctrico. Con estas condiciones el valor de  $C_p$  coincide con el rendimiento global  $C_e$ .

La tabla 10.2 muestra, junto a los datos del ejemplo, los resultados obtenidos.

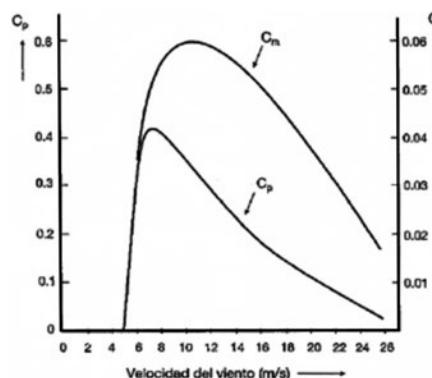
## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

<b>v (m/s)</b>	<b><math>C_p</math></b>	<b><math>\lambda</math></b>	<b><math>C_m</math></b>	<b>P (kW)</b>	<b>M (kNm)</b>
0 - 5	0	$\geq 11,9$	---	0	---
6	0,334	9,9	0,0337	100	46
7	0,415	8,5	0,0488	200	91
8	0,417	7,4	0,0564	300	136
9	0,391	6,6	0,0592	400	182
10	0,357	5,9	0,0605	500	228
11	0,321	5,4	0,0594	600	272
12	0,289	4,9	0,0590	700	318
13	0,259	4,6	0,0563	800	364
14	0,234	4,2	0,0557	900	409
15 - 25	0,211	3,9	0,0541	1.000	455
> 25	0	< 3,9	---	0	---

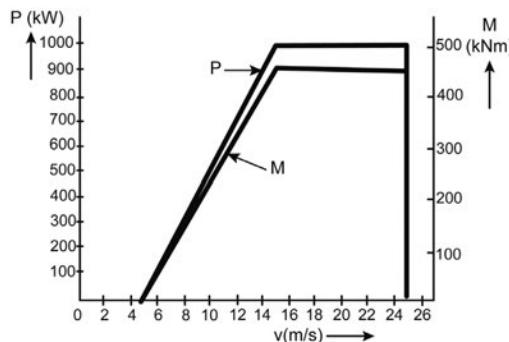
**Tabla 10.2. Datos y resultados del ejemplo 10.6.**

En la figura 10.9 se representan los coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ) frente a la velocidad del viento ( $v$ ) y en la figura 10.10 las curvas de potencia ( $P$ ) y del par ( $M$ ) en el eje del rotor. A través de este ejemplo, se puede observar:

- El aerogenerador presenta una velocidad mínima de viento de arranque (5 m/s) por debajo de la cual no produce potencia.
- Las curvas de los coeficientes de potencia y de par presentan un máximo para valores de la velocidad del viento no coincidentes.
- La potencia crece con la velocidad del viento, hasta su valor nominal (1.000 kW para 15 m/s). A partir de ese valor la potencia permanece constante aunque aumente la velocidad del viento. Para ello el rotor incorpora algún sistema de control de potencia, sea pasivo por pérdida aerodinámica (*stall*) o activo (*pitch*).
- Para velocidades del viento elevadas (> 25 m/s) el aerogenerador se detiene para protegerlo del viento.



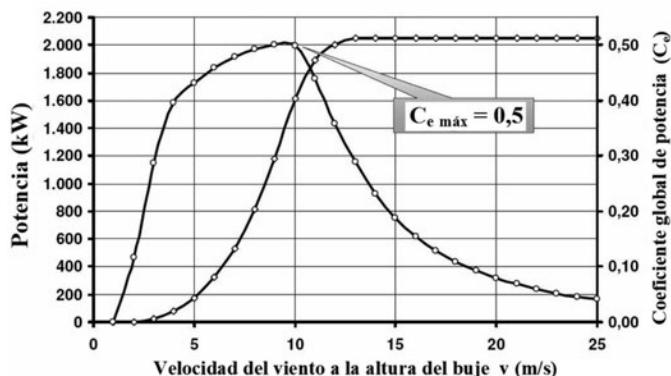
**Figura 10.9. Coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ) frente a la velocidad del viento (medida a la altura del buje del rotor), ejemplo 10.6.**



**Figura 10.10. Curvas de potencia ( $P$ ) y de par ( $M$ ) frente a la velocidad del viento (medida a la altura del buje del rotor), ejemplo 10.6.**

### Ejemplo 10.7

Las especificaciones de un aerogenerador ENERCON E-82 de potencia nominal 2.000 kW y diámetro del rotor 82 m, contienen las curvas de potencia ( $P_e$ ) y coeficiente global de potencia ( $C_e$ ), según la figura 10.11. En este ejemplo se propone calcular el coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) para distintas velocidades del viento, a partir de los valores de la curva potencia – velocidad de la figura 10.11 y comparar los resultados obtenidos con los de la curva para verificar su grado de concordancia.



**Figura 10.11. Aerogenerador ENERCON E – 82. Curvas de potencia ( $P$ ) y del coeficiente global de potencia ( $C_e$ ) ( $\rho$  aire = 1,225 kg/m<sup>3</sup>).**

### Solución

Por ejemplo, para  $v = 10$  m/s, en la curva de potencia se tiene 1.617 kW, con lo cual:

$$C_e = \frac{P_e}{0,5 \rho A v^3} = \frac{1617 \times 10^3 W}{0,5 \times 1,225 \times \pi \times 41^2 \times 10^3} = 0,5$$

## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

Este cálculo se repite para varias velocidades. Los resultados se muestran en la tabla 10.3 y se comprueba que existe una buena concordancia entre los resultados obtenidos por cálculo y los valores de  $C_e$  que se leen en la curva de especificaciones.

v(m/s)	5	10	15	20	25
$C_e$	0,43	0,50	0,19	0,08	0,04
$P_e$ (kW)	174	1.617	2.070	2.070	2.020

Tabla 10.3. Valores del coeficiente de potencia y de la potencia de la eólica E - 82.

## 10.6. Cálculo de la energía producida por un aerogenerador

La energía anual producida por un aerogenerador depende esencialmente de:

- La curva de potencia ( $P$ - $v$ ) del aerogenerador. La facilita el fabricante de la máquina y está referida a condiciones de atmósfera estándar ISO (15°C, 1.013 mbar) para las que la densidad del aire es 1,225 kg/m<sup>3</sup>. Si las condiciones son diferentes, debe corregirse la potencia según la densidad del aire.
- La distribución anual de la velocidad del viento a la altura del buje del rotor y por tanto de la potencia eólica disponible. La curva de duración anual de la velocidad del viento indica el número de horas al año durante las que la velocidad es mayor o igual a un cierto valor. Puede obtenerse por el tratamiento estadístico de un conjunto histórico de medidas o por la distribución de Weibull correspondiente a las velocidades del viento a la altura del buje de la máquina.

La energía ( $E$ ) producida por un aerogenerador durante un tiempo ( $T$ ) viene dada por:

$$E = T \int_0^{\infty} p(v) P(v) dv \quad (10.11)$$

en donde:

$p(v)$ : función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al período  $T$ .

$P(v)$ : potencia del aerogenerador frente a la velocidad del viento (curva de potencia).

$T$  : período de tiempo considerado, generalmente un año (8.760 horas).

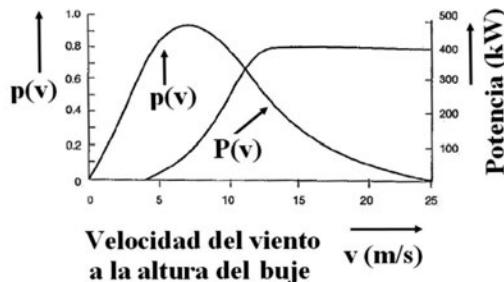
La función  $p(v)$  corresponde a la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador.

Se define la potencia media  $\langle P \rangle$ , como la potencia que debería producir el aerogenerador a lo largo de todo el período de tiempo  $T$  para generar la misma energía ( $E$ ) que produce en sus condiciones reales de funcionamiento para ese mismo período. A partir de la expresión (10.11), se tiene:

$$\langle P \rangle = \frac{E}{T} = \frac{1}{T} \int_0^{\infty} p(v) P(v) dv \quad (10.12)$$

Es muy frecuente admitir una ley de Weibull para la densidad de probabilidad  $p(v)$ . En muchas ocasiones se acepta que el parámetro de forma ( $k$ ) sea igual a 2 (ley de Rayleigh), dado que representa bastante bien la distribución de la velocidad en lugares adecuados para el aprovechamiento eólico.

La figura 10.12 muestra la forma de las curvas de las dos funciones  $P(v)$  y  $p(v)$ . En el ejemplo de esta figura, la curva de potencia  $P(v)$  corresponde a un aerogenerador de potencia nominal 400 kW y la densidad de distribución de probabilidad de velocidad  $p(v)$  sigue una ley de Rayleigh ( $k = 2$ ), con velocidad media anual de 8 m/s a la altura del buje del rotor. El aerogenerador tiene una velocidad de arranque de 4 m/s, una velocidad nominal de 13 m/s y una de desconexión de 25 m/s.



**Figura 10.12. Curvas de densidad de probabilidad  $p(v)$  y potencia eléctrica  $P(v)$  a emplear para el cálculo de la energía eléctrica anual producida por un aerogenerador.**

A partir de las funciones  $p(v)$  y  $P(v)$ , para calcular la energía eléctrica que produce un aerogenerador pueden seguirse dos procedimientos: uno gráfico y otro numérico.

a) *Procedimiento gráfico*

El proceso se muestra en la figura 10.13.

- Se parte de la curva de duración anual de la velocidad del viento que representa el número de horas al año en las que la velocidad es igual o mayor que un cierto valor, figura 10.13 (b). Su trazado se explica en el capítulo 3, en el tratamiento estadístico de los datos de viento. La curva debe corresponder a la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador.
- A partir de esta curva se traza la de la potencia eólica disponible, figura 10.13 (c). Esto no es necesario pero es recomendable para poder comparar posteriormente la energía anual eólica disponible con la que produce la máquina eólica.
- Combinando la curva de potencia del generador, figura 10.13 (a), con la curva de duración de la velocidad se traza la curva de duración de la potencia eléctrica frente al número de horas, figura 10.13 (c).
- Finalmente, el área rayada que encierra esta última curva, es la energía eléctrica producida anualmente por el aerogenerador
- El área bajo la curva de la potencia eólica disponible ( $P_d$ ) es la energía eólica anual disponible. La relación entre el área sombreada (energía útil producida) y la energía anual disponible es el rendimiento global medio anual del aerogenerador.

## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

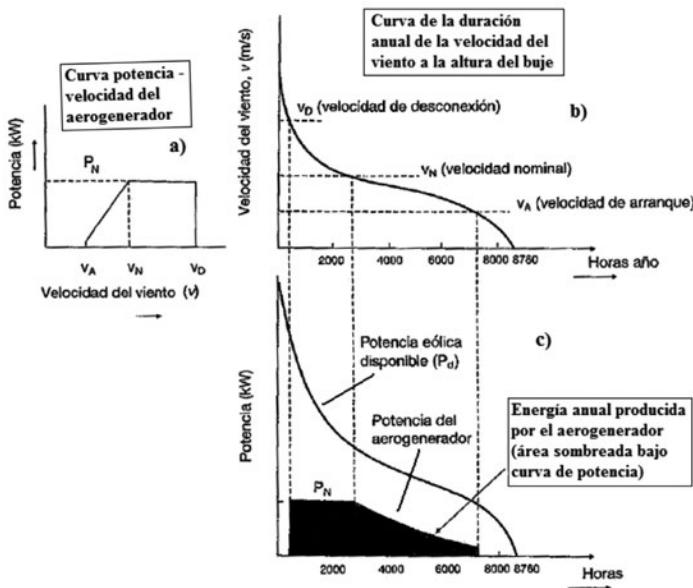


Figura 10.13. Procedimiento gráfico para calcular la energía anual producida por un aerogenerador.

En la práctica cuando hay que realizar el cálculo gráfico de la energía anual producida por un aerogenerador a partir de su curva potencia – velocidad y de la curva de duración anual del viento es más práctico disponer las curvas según se indica en la figura 10.14. Se debe recordar que la curva de duración de la velocidad debe corresponder a la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador.

Según la escala, se establece la equivalencia entre el área de una cuadrícula elemental y la energía. La energía total se calcula contando el número de cuadrículas que contiene el área sombreada bajo la curva de potencia acumulada en función del tiempo y convirtiendo este número de cuadrículas a energía.

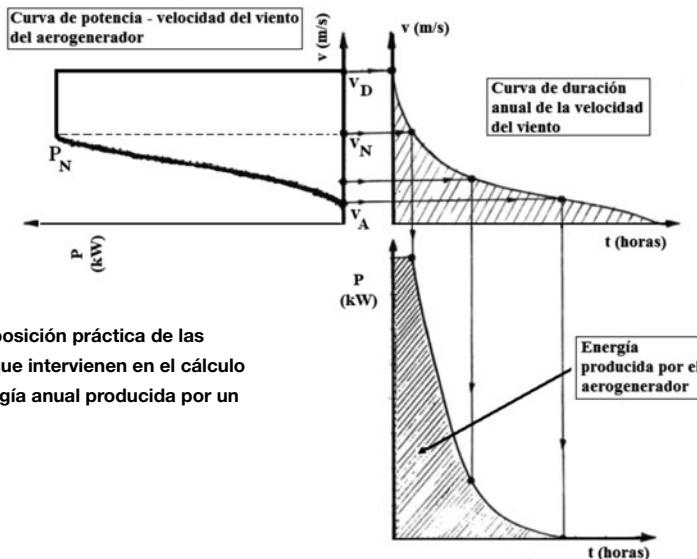


Figura 10.14. Disposición práctica de las distintas curvas que intervienen en el cálculo gráfico de la energía anual producida por un aerogenerador.

b) *Procedimiento numérico*

La energía ( $E$ ) producida viene dada por la expresión (10.11). Teniendo presente que la curva de potencia se inicia en la velocidad de arranque ( $v_A$ ) y finaliza en la desconexión ( $v_D$ ), la expresión (10.12) puede escribirse:

$$\langle P \rangle = \frac{E}{T} = \int_{v_A}^{v_D} p(v) P(v) dv \quad (10.13)$$

En muchos aerogeneradores, y en particular en los de regulación activa una vez alcanzada la potencia nominal ( $P_N$ ) para la velocidad nominal del viento ( $v_N$ ), la potencia permanece prácticamente constante para el intervalo de valores de la velocidad del viento comprendidos entre la velocidad nominal ( $v_N$ ) y la de desconexión ( $v_D$ ). Por ello, la expresión anterior se convierte en:

$$\langle P \rangle = \int_{v_A}^{v_D} p(v) P(v) dv = \int_{v_A}^{v_N} p(v) P(v) dv + P_N \int_{v_N}^{v_D} p(v) dv \quad (10.14)$$

Según las propiedades de la función densidad de probabilidad  $p(v)$  de Weibull indicadas en el capítulo 4, para el segundo sumando de (10.14) se tiene:

$$\int_{v_N}^{v_D} p(v) dv = F(v_D) - F(v_N) = e^{-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_N}{c}\right)^k} \quad (10.15)$$

En donde  $F(v)$  es la función distribución de probabilidad acumulada y representa la probabilidad que la velocidad del viento sea menor o igual a un determinado valor  $v$ . En una distribución estadística discreta viene dada por el histograma de frecuencias acumuladas “menor o igual”. La expresión (10.15) calcula la probabilidad que la velocidad del viento esté comprendida entre las velocidades  $v_N$  y  $v_D$ .

Para resolver la integral del primer sumando de (10.14) de la potencia media  $\langle P \rangle$  se utiliza un método numérico basado en la discretización de las funciones  $p(v)$  y  $P(v)$ :

$$\langle P \rangle = \int p(v) P(v) dv \approx \sum_i p_i P_i \Delta v_i \quad (10.16)$$

En donde:

$P_i$ : potencia del aerogenerador para la velocidad  $v_i$ .

$p_i$ : valor de la función de Weibull para la velocidad  $v_i$ .

$\Delta v_i$ : amplitud del intervalo de velocidad considerado para la integración numérica.

La expresión (10.14) para el cálculo de la potencia media  $\langle P \rangle$  se convierte a:

$$\left. \begin{aligned} A &= \int_{v_A}^{v_N} p(v) P(v) dv \approx \sum_i p_i P_i \Delta v_i \\ B &= P_N [F(v_D) - F(v_N)] \end{aligned} \right\} \langle P \rangle = A + B \quad (10.17)$$

## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

Si en lugar de conocer la función  $p(v)$  se dispone de una tabla de frecuencias ( $f_i$ ) y de intervalos de velocidad de anchura  $\Delta v_i$ , con centro del intervalo en la velocidad  $v_i$ , la energía ( $E$ ) producida durante un tiempo  $T$  viene dada por la expresión:

$$E = T \sum_i f_i P_i \quad \rightarrow \quad \langle P \rangle = \sum_i f_i P_i \quad (10.18)$$

En donde:

$f_i$ : frecuencia correspondiente al intervalo definido por la velocidad  $v_i$ .

$P_i$ : potencia producida por el aerogenerador para una velocidad de viento igual a  $v_i$ .

La anchura o intervalo de la clase ( $\Delta v_i$ ) debe ser pequeña, pero tiene que contener un número suficiente de medidas para ser representativa. La curva experimental de potencia se determina con intervalos de 0,5 m/s, por lo que este valor es recomendable para su uso en (10.18) con suficiente aproximación. Cuando no se requiere más precisión es suficiente tomar una anchura de clase de 1 m/s.

Otra forma de calcular la energía anual producida es la siguiente:

- La velocidad de viento ( $v$ ) se presenta en un número de horas al año ( $n$ ) dado por: 8.760  $p(v) \Delta v_i$ . A la velocidad ( $v$ ) le corresponde una potencia del aerogenerador ( $P$ ) leída en la curva de potencia. La energía ( $E$ ) producida durante el tiempo ( $n$ ), viene dada por:  $E_i = P_i n_i = 8.760 P_i p(v) \Delta v_i$ . En consecuencia la energía anual ( $E$ ):

$$E = \sum n_i P_i = 8760 \sum P_i p(v_i) \Delta v_i \quad (10.19)$$

El ejemplo siguiente muestra la forma de utilización de estas expresiones.

---

### Ejemplo 10.8

---

Calcular la energía eléctrica anual que produce un aerogenerador ENERCON E-48 cuyas características básicas son:

- Potencia nominal: 800 kW.
- Diámetro del rotor: 48 m (área barrida: 1.810 m<sup>2</sup>).
- Altura del buje: 60 m.
- Rotor tripala a barlovento con control de ángulo de paso activo.
- Velocidad variable: 16 - 30 rpm. Generador síncrono con acoplamiento directo.
- Velocidad nominal es 14 m/s y la de desconexión 25 m/s.

La velocidad media anual del viento a la altura del buje del rotor es 7 m/s. Para la velocidad se supone una distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ). La curva de potencia del aerogenerador viene por la tabla 10.4 y se muestra en la figura 10.15.

Viento (m/s)	Potencia P(kW)	Coeficiente de potencia Cp	Viento (m/s)	Potencia P(kW)	Coeficiente de potencia Cp
1	0,0	0,00	14	810,0	0,27
2	2,0	0,23	15	810,0	0,22
3	12,0	0,40	16	810,0	0,18
4	32,0	0,45	17	810,0	0,15
5	66,0	0,48	18	810,0	0,13
6	120,0	0,50	19	810,0	0,11
7	191,0	0,50	20	810,0	0,09
8	284,0	0,50	21	810,0	0,08
9	405,0	0,50	22	810,0	0,07
10	555,0	0,50	23	810,0	0,06
11	671,0	0,45	24	810,0	0,05
12	750,0	0,39	25	810,0	0,05
13	790,0	0,32			

Tabla 10.4. Potencia y coeficiente de potencia del aerogenerador E-70.

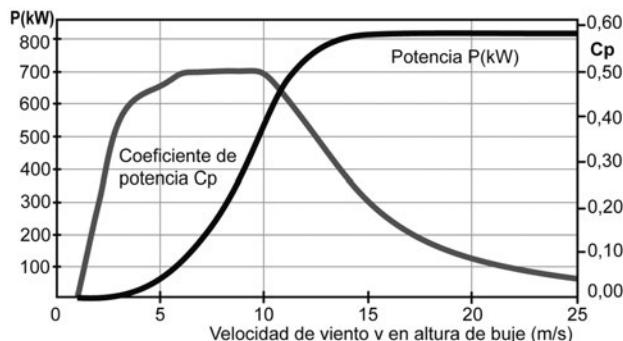


Figura 10.15. Curvas de potencia y de coeficiente de potencia del E-48.

### Solución

Las funciones densidad de distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ) y distribución de velocidades vienen dadas por (4.15) y (4.16):

$$p(v) = \frac{\pi}{2} \left( \frac{v}{\langle v \rangle^2} \right) e^{-\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{\langle v \rangle} \right)^2} ; \quad F(v) = 1 - e^{-\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{\langle v \rangle} \right)^2}$$

A partir de  $p(v)$  se forma la tabla 10.5. El intervalo de integración  $\Delta v_i$  es 1 m/s, salvo en los extremos donde el intervalo se ha ajustado a 0,5 m/s.

CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

Intervalo $v$ (m/s)	$v_i$ (m/s)	$p_i$ (m/s) $^{-1}$	$P_i$ (kW)	$p_i P_i v_i$ (kW)
0 - 0,5	0,25	0,0080	0	0
0,5 - 1,5	1	0,0315	0	0
1,5 - 2,5	2	0,0601	2	0,12
2,5 - 3,5	3	0,0833	12	1
3,5 - 4,5	4	0,0992	32	3,18
4,5 - 5,5	5	0,1074	66	7,08
5,5 - 6,5	6	0,1080	120	12,96
6,5 - 7,5	7	0,1023	191	19,54
7,5 - 8,5	8	0,0919	284	26,11
8,5 - 9,5	9	0,0788	405	31,90
9,5 - 10,5	10	0,0645	555	35,85
10,5 - 11,5	11	0,0507	671	34,02
11,5 - 12,5	12	0,0383	750	28,69
12,5 - 13,5	13	0,0278	790	21,93
13,5 - 14	13,75	0,0213	800	8,52
Subtotal	---	---	---	A = 230,86
14 - 25		$F(v_D) - F(v_N) = 0,0432$	810	B = 34,97
25 - $\infty$	---	---	0	0
Total				$\langle P \rangle = A + B = 265,83$

Potencia media de funcionamiento:  $\langle P \rangle = 265,83$  kW  $\cong$  266 kW

Energía producida anualmente:  $E = \langle P \rangle T = 266$  (kW)  $\times 8.760$  (h) = 2.330 MWh/año

**Tabla 10.5. Cálculo de la energía anual producida por el aerogenerador del ejemplo 10.8.**

El resultado indica que la energía es la que el aerogenerador hubiera producido, si durante todo el año hubiese trabajado a una potencia constante de 266 kW. La energía generada durante el tiempo de trabajo a potencia nominal para velocidades del viento superiores a 14 m/s, es menor que la que se produce a velocidades menores ya que el número de horas en las que la velocidad del viento es menor que la velocidad nominal es mucho mayor que el número de horas que la superan.

Otra forma de resolver el problema, a partir de (10.19), es formando la tabla 10.6.

Intervalo v (m/s)	v <sub>i</sub> (m/s)	p <sub>i</sub> (m/s) <sup>-1</sup>	n <sub>i</sub> (h)	P <sub>i</sub> (kW)	E <sub>i</sub> = n <sub>i</sub> P <sub>i</sub> (MWh)
0 - 0,5	0,25	0,0080	35	0	0
0,5 - 1,5	1	0,0315	276	0	0
1,5 - 2,5	2	0,0601	526	2	1,05
2,5 - 3,5	3	0,0833	730	12	8,76
3,5 - 4,5	4	0,0992	869	32	27,81
4,5 - 5,5	5	0,1074	941	66	62,11
5,5 - 6,5	6	0,1080	946	120	113,52
6,5 - 7,5	7	0,1023	896	191	171,14
7,5 - 8,5	8	0,0919	805	284	228,62
8,5 - 9,5	9	0,0788	690	405	279,45
9,5 - 10,5	10	0,0645	565	555	313,58
10,5 - 11,5	11	0,0507	444	671	297,92
11,5 - 12,5	12	0,0383	335	750	251,25
12,5 - 13,5	13	0,0278	244	790	192,76
13,5 - 14	13,75	0,0213	93	800	74,4
Subtotal	---	---	<b>8.395</b>	---	2.025,97
14 - 25	F(v <sub>D</sub> ) - F(v <sub>N</sub> ) = 0,0432		378	810	306,18
25 - ∞	---	---	----	0	
Total			<b>≈ 8.760</b>		2.332

Energía producida anualmente: E = 2.332 MWh/año.

**Tabla 10.6. Cálculo de la energía anual producida por el aerogenerador del ejemplo 10.8.**

En la figura 10.16 se muestra el histograma de velocidades de viento – horas anuales para una distribución de Rayleigh con velocidad anual media igual a 7 m/s. Es la representación gráfica de los valores de la columna (n) de la tabla 10.6.

Así por ejemplo, para el intervalo o clase de velocidad (5,5 - 6,5) al que le corresponde un centro de clase de 6 m/s, se tiene:

$$\text{Horas/año} = p(6) \times 8.760 \times 1 = 0,1080 \times 8.760 = 946 \text{ h/año.}$$

Por comodidad de cálculo, todos los intervalos de la discretización del campo de velocidades se han tomado igual a 1 m/s, salvo para los intervalos (0 - 0,5) y (13,5 - 14), en los que la amplitud es 0,5 m/s. En estos casos particulares el cálculo es:

$$\text{Horas/año} = p(0,25) \times 8.760 \times 0,5 = 0,0080 \times 8.760 \times 0,5 = 35 \text{ h/año.}$$

$$\text{Horas/año} = p(13,75) \times 8.760 \times 0,5 = 0,0213 \times 8.760 \times 0,5 = 93 \text{ h/año.}$$

En la figura 10.17 se muestra la contribución de las distintas velocidades del viento que se presentan a lo largo del año a la producción de la energía eléctrica anual del aerogenerador. Como se puede comprobar, las velocidades de viento más elevadas no son necesariamente las que contribuyen más a la energía total, ya que aunque poseen una elevada energía cinética, el número de horas que se presentan durante el año

## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

es muy reducido. Son las velocidades comprendidas aproximadamente entre 6 m/s y 15 m/s las que más contribuyen, produciendo prácticamente el 90% de la energía eléctrica anual.

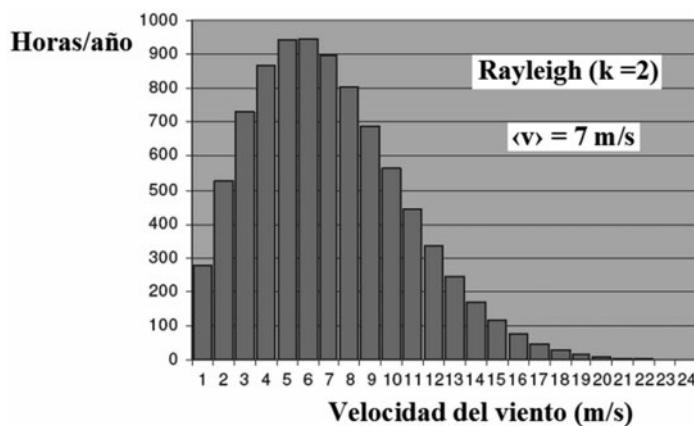


Figura 10.16. Distribución de Rayleigh (velocidad media anual 7 m/s).

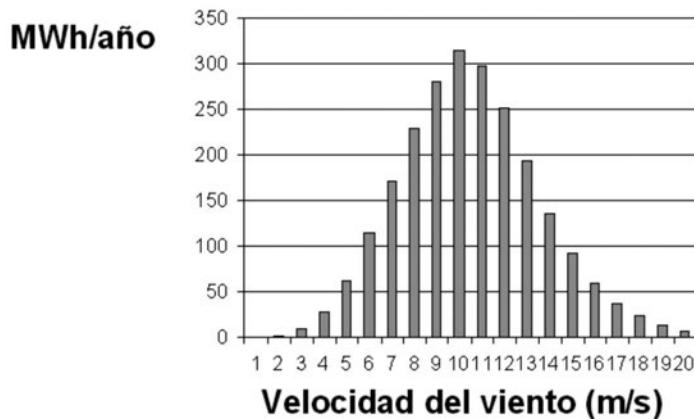


Figura 10.17. Contribución de las diferentes velocidades del viento que se presentan a lo largo del año a la energía eléctrica anual producida .

**Ejemplo 10.9**

A veces se debe realizar un estudio de sensibilidad de la producción de un aerogenerador respecto a la velocidad media anual del viento, para determinar la influencia de su variación sobre la producción energética de la máquina. En este ejemplo se muestra la forma de resolver un caso de este tipo.

Sea un aerogenerador eléctrico tripala de potencia nominal 2 MW. Diámetro 80 m y altura del buje 70 m. Su curva de potencia viene dada por la figura 10.18. Los valores de sus velocidades características son:

- Velocidad de arranque: 3 m/s.
- Velocidad nominal: 14 m/s.
- Velocidad de desconexión: 25 m/s.

Para la velocidad del viento a la altura del buje se admite una distribución de Weibull con parámetro  $k = 2$  (distribución de Rayleigh) y se desea calcular la variación de energía anual producida en función de la velocidad media anual del viento en un intervalo de velocidades de 7 m/s a 8,5 m/s.

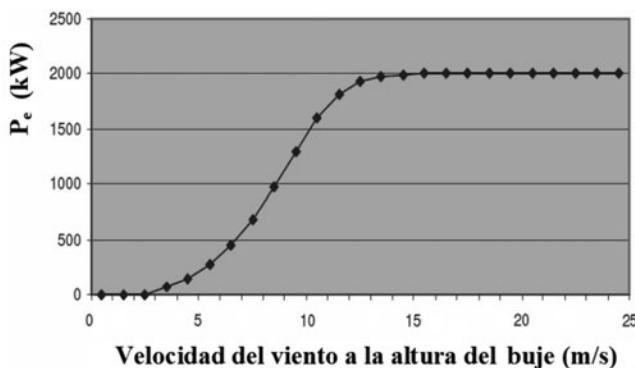


Figura 10.18. Curva de potencia del aerogenerador del ejemplo 10.9.

**Solución**

El proceso de cálculo para cada valor de la velocidad media anual del viento es el mismo que se ha descrito en el ejemplo anterior 10.8. Los resultados se muestran en la tabla 10.7. En la misma se puede comprobar la importante influencia de la velocidad media anual del viento sobre las previsiones de producción del aerogenerador.

Velocidad media anual del viento (m/s)	7,0	7,5	8,0	8,5
Energía eléctrica (MWh/año)	5.400	6.200	6.800	7.400
Horas anuales equivalentes a plena carga	2.700	3.100	3.400	3.700
Factor de carga o capacidad (FC)	0,308	0,354	0,388	0,422
Potencia eólica disponible ( $P_d$ ) kW	2.017	2.481	3.011	3.612
Rendimiento global medio anual ( $\eta_{EST}$ )	0,306	0,285	0,258	0,234

**Tabla 10.7. Energía anual producida por el aerogenerador del ejemplo 10.9.**

## 10.7. Coeficiente de potencia y rendimiento anual medios

Se define un coeficiente medio estacional o anual ( $C_p$ ) de la misma forma que se ha definido la potencia media estacional ( $\langle P \rangle$ ) como la potencia que debería desarrollar el aerogenerador durante un período de tiempo T para que produjera la misma energía que produce en sus condiciones reales de funcionamiento durante el mismo período.

El coeficiente de potencia ( $C_p$ ) es función de la velocidad específica del rotor ( $\lambda$ ), definida como la relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento. Durante el período de funcionamiento del aerogenerador, el coeficiente de potencia varía, dado que varía la velocidad del viento y además en los aerogeneradores de velocidad variable también varía la velocidad de giro del rotor.

Si se admite la densidad del aire ( $\rho$ ) constante, el valor medio anual del coeficiente de potencia ( $C_p$ ) se puede calcular a partir de la potencia media anual ( $\langle P \rangle$ ):

$$\langle P \rangle = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 p(v) C_p(v) dv \quad (10.20)$$

El coeficiente de potencia medio anual ( $C_p$ ) se define a través de la expresión:

$$\langle P \rangle = \frac{1}{2} \rho A \langle C_p \rangle \langle v^3 \rangle = \frac{1}{2} \rho A \langle C_p \rangle F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \rho A \langle C_p \rangle v^{*3} \quad (10.21)$$

En donde:

$\langle v \rangle$ : velocidad media anual del viento a la altura del buje.

$\langle v^3 \rangle$ : velocidad media anual del cubo de las velocidades del viento a la altura del buje.

$v^*$ : velocidad eficaz del viento a la altura del buje.

Igualando las expresiones (10.20) y (10.21), el coeficiente de potencia medio anual o estacional ( $C_p$ ) viene dado por:

$$\langle C_p \rangle = \frac{\int_0^{\infty} v^3 p(v) C_p(v) dv}{\langle v^3 \rangle} = \frac{\int_0^{\infty} v^3 p(v) C_p(v) dv}{v^{*3}} \quad (10.22)$$

Se considera el período de tiempo T (estacional) igual a un año (8.760 h).

El coeficiente de potencia ( $C_p$ ) es la relación entre la potencia de rotación en el eje del rotor eólico y la potencia eólica que incide sobre el mismo. Si en lugar de considerar la potencia de rotación en el eje del rotor se considera la potencia eléctrica en bornes del alternador, se define el rendimiento global ( $\eta_g$ ) o coeficiente global de potencia eléctrica ( $C_e$ ) como la relación entre la potencia eléctrica producida por el alternador y la eólica incidente. También, se define un coeficiente global de potencia eléctrica medio anual ( $\langle C_e \rangle$ ) o rendimiento eléctrico global medio anual ( $\eta_{ea}$ ), como la relación entre la energía eléctrica total anual producida por el aerogenerador y la energía eólica anual incidente sobre el área del rotor.

## 10.8. Correcciones de la energía

La energía calculada según los métodos anteriores debe corregirse con el empleo de unos factores de corrección para calcular la energía real. Estos factores son:

- Factor de corrección de la densidad del aire ( $k_d$ )

La curva de potencia sobre la que se basa el cálculo de la energía corresponde a condiciones de densidad estándar (1,225 kg/m<sup>3</sup>). La corrección se realiza a través de un factor  $k_d$  definido por:

$$k_d = \left( \frac{288}{t + 273} \right) e^{-\frac{h}{8435}} \quad (10.23)$$

En donde:

$h$ : altura sobre el nivel del mar (m).

$t$ : temperatura media anual (°C).

- Factor de comportamiento ( $k_c$ )

Debido a la pérdida de rendimiento aerodinámico de las palas del rotor por suciedad, lluvia, hielo, nieve, etc.

- Factor por interferencias de obstáculos o otros aerogeneradores ( $k_i$ )

Debido a las pérdidas por las estelas o interferencias con otros aerogeneradores. En los parques eólicos se recomienda que la distancia entre aerogeneradores sea de unas 5 a 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento dominante y de 3 a 5 veces en la dirección perpendicular al viento dominante. Estas pérdidas pueden ser de un 5 %, por lo que  $k_i \approx 0,95$ .

- Factor de disponibilidad (availability factor) ( $k_a$ )

Debido al tiempo durante el que el aerogenerador no está operativo, por fallos, averías o mantenimiento correctivo o preventivo,  $k_a \approx 0,95 - 0,97$ .

- Factor de pérdidas de interconexión con la red ( $k_p$ )

• Debido a pérdidas en equipos y línea de evacuación a la red,  $k_p \approx 0,95 - 0,97$

- Factor de utilización ( $k_u$ )

Se aplica en los casos en los que la potencia eléctrica total del parque eólico tiene un elevado grado de penetración en el sistema eléctrico, de tal forma que si se presentan vientos intensos y persistentes y la red no pueda absorber la energía producida, por ejemplo durante algunos períodos nocturnos, o bien porque se produzca una desconexión de la red (el parque queda trabajando en "isla"), se pueda llegar a producir un exceso de potencia eóloeléctrica superior a la que se exporta a la red.

Por todo ello, la energía anual neta a exportar a la red es:

$$E_{real} = k_t E \quad \text{en donde} \quad k_t = k_d k_c k_i k_a k_p k_u \quad (10.24)$$

## 10.9. Parámetros de funcionamiento de un aerogenerador

Los siguientes índices o parámetros de funcionamiento permiten caracterizar el funcionamiento de un aerogenerador:

- *Producción específica (E/A)*: es la energía producida, durante un período de tiempo T, por unidad de área barrida por el rotor del aerogenerador. También se conoce como densidad de energía. El período de tiempo suele ser un año (8.760 h).

La producción específica de los aerogeneradores ha aumentado progresivamente a lo largo del tiempo, desde valores del orden de 700 kWh/m<sup>2</sup> año en 1985 hasta valores del orden de 1.300 kWh/m<sup>2</sup> año, en la actualidad.

- Rendimiento eléctrico global medio anual ( $\eta_{ea}$ ): definido como la relación entre la energía eléctrica ( $E_e$ ) producida durante un período de tiempo T y la energía eólica disponible ( $E_d$ ) en el viento para ese mismo período (T). En general el período de tiempo (T) que se considera corresponde a un año (T = 8.760 horas). El rendimiento medio estacional viene dado por:

$$\eta_{ea} = \frac{E_e}{E_d} = \frac{\langle P_e \rangle}{\langle P_d \rangle} \quad (10.25)$$

En donde:

$\langle P_e \rangle$ : potencia eléctrica media anual producida por el aerogenerador.

$\langle P_d \rangle$ : potencia eólica disponible media anual.

La potencia media eólica disponible  $\langle P_d \rangle$  puede calcularse a partir del potencial eólico  $\langle P_d / A \rangle$  medido a la altura del buje y del área barrida (A) por el rotor de diámetro (D) del aerogenerador a través de la expresión:

$$\langle P_d \rangle = \frac{\langle P_d / A \rangle}{A} \times A = \frac{1}{2} \rho A F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \rho A v^{*3} \quad (10.26)$$

- *Factor de carga o de capacidad (capacity factor) (FC)*: definido como la relación entre la energía eléctrica ( $E_e$ ) producida durante un período de tiempo T y la que hubiera producido si, durante ese período de tiempo hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal ( $P_N$ ). En general, el período de tiempo T que se considera corresponde a un año (8.760 h). El factor de carga (FC) viene dado por:

$$FC = \frac{E_e}{P_N \times T} = \frac{\langle P_e \rangle}{P_N} \quad (10.27)$$

Una valoración del comportamiento de un aerogenerador se puede realizar a través del factor de carga (FC). En la tabla 10.8 se muestra una escala de valoración, elaborada a partir de aerogeneradores en operación.

Factor de carga (FC)	Valoración	Factor de carga (FC)	Valoración
> 0,50	Extraordinario	0,25 - 0,30	Bueno
0,4 - 0,5	Excelente	0,20 - 0,25	Aceptable
0,3 - 0,4	Muy bueno	< 0,2	Insuficiente

**Tabla 10.8. Comportamiento de un aerogenerador en función del factor de carga.**

Combinando (10.25) y (10.27) se obtiene una expresión que relaciona el factor de carga (FC) con el rendimiento eléctrico global medio anual del aerogenerador  $\eta_{ea}$ :

$$FC = \eta_{ea} \frac{\langle P_d \rangle}{P_N} \quad (10.28)$$

El factor de carga (FC) aumenta con la velocidad media anual del viento y por tanto con la energía anual producida. En cambio, no ocurre así con el rendimiento estacional, que tiene un comportamiento inverso al factor de carga, es decir disminuye al aumentar la velocidad media anual del viento. Ello es debido a que el rendimiento es una relación entre la energía producida y la que posee el viento, y mientras la primera crece (cuasi linealmente) con la velocidad del viento o bien se estabiliza cuando la máquina alcanza su potencia nominal, según la curva de potencia del aerogenerador, la segunda aumenta más rápidamente, aproximadamente según una ley cúbica.

- *Horas equivalentes a plena carga (HE)*: es el número de horas que debería trabajar el aerogenerador a plena carga (potencia nominal) para producir la misma energía anual que se obtiene durante su funcionamiento real. Viene dado por:

$$HE = \frac{E}{P_N} = \frac{\langle P \rangle T}{P_N} = 8760 \times FC \quad (\text{horas/año}) \quad (10.29)$$

- *Factor de operación (FO)*: para un período (T) es la relación entre el número de horas que ha estado produciendo energía eléctrica y el número de horas totales del período T. Generalmente T = 8.760 horas (1 año):

$$FO = \frac{\text{Horas anuales de funcionamiento}}{8760 \text{ h/año}} \quad (10.30)$$

- *Factor de operación (FO)*: para un período (T) es la relación entre el número de horas que ha estado produciendo energía eléctrica y el número de horas totales del período T. Generalmente T = 8.760 horas (1 año):

Otros parámetros que conviene conocer son:

- *Fiabilidad (reliability)*: probabilidad que el aerogenerador funcione libre de fallos, bajo condiciones específicas, al cabo de un cierto tiempo.
- *Horas de indisponibilidad no programadas*: corresponde a las horas anuales de paradas no programadas, debidas a averías o incidencias (mantenimiento correctivo).

## CÁLCULOS ENERGÉTICOS EN AEROGENERADORES

- *Horas de indisponibilidad programadas:* corresponde a las horas anuales de paradas programadas (mantenimiento preventivo).
- *Disponibilidad (availability):* probabilidad que el aerogenerador se encuentre en estado operativo, bajo condiciones especificadas. En los aerogeneradores modernos la disponibilidad acostumbra a ser superior al 98%.

### Ejemplo 10.10

---

Para el aerogenerador del ejemplo 10.8 y las mismas condiciones de viento, calcular los siguientes parámetros de funcionamiento: rendimiento eléctrico global medio anual ( $\eta_{ea}$ ), factor de carga (FC) y horas equivalentes anuales a plena carga (HE).

#### Solución

Para la distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ) y una velocidad media anual de 7 m/s, se calcula en primer lugar la potencia eólica media anual disponible, según la expresión:

$$\langle P_d \rangle = \frac{1}{2} \rho A F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \times 1,225 \times 1810 \times 1,91 \times 7^3 = 726293 \text{ W} = 726,3 \text{ kW}$$

En donde:

$\rho$ : densidad estándar (1,225 kg/m<sup>3</sup>).

A: área barrida por el rotor de 48 m de diámetro (1.810 m<sup>2</sup>).

F<sub>e</sub>: factor de potencia eólica para una distribución de Weibull ( $k = 2$ ), F<sub>e</sub> = 1,91.

$\langle v \rangle$ : media anual de la velocidad del viento (7 m/s).

El rendimiento eléctrico global medio anual ( $\eta_{ea}$ ) se calcula a través de (10.25):

$$\eta_{ea} = \frac{\langle P_e \rangle}{\langle P_d \rangle} = \frac{265,8}{726,3} = 0,366 \rightarrow (36,6 \%)$$

Se convierte en energía eléctrica el 36,6% de la energía contenida en el viento

El factor de carga (FC) se determina según la expresión (10.28):

$$FC = \frac{\langle P_e \rangle}{P_N} = \frac{265,8}{800} = 0,332 \rightarrow (33,2 \%)$$

El número de horas anuales equivalentes a plena carga (HE) se calcula según (10.29):

$$HE = 8760 \times FC = 8760 \times 0,332 = 2908 \text{ horas}$$

La producción específica anual es:

$$\frac{E}{A} = \frac{2330 \text{ MWh}}{1810 \text{ m}^2} = 1287 \text{ kWh/m}^2$$

## 10.10. Cálculo del diámetro del aerogenerador

En ciertas ocasiones, conocida la velocidad media anual del viento, es útil poder estimar en una primera aproximación el tamaño del aerogenerador para la producción de una cierta cantidad de energía eléctrica anual.

El método de cálculo que se expone solo permite calcular de forma aproximada el diámetro del rotor para producir una determinada cantidad de energía anual.

El problema viene definido por las siguientes variables:

$E_d$ : energía eléctrica anual demandada.

$t$ : temperatura media anual del lugar ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$h$ : altura del lugar sobre el nivel del mar (m).

$\langle v \rangle$ : velocidad media anual del viento a la altura del buje del aerogenerador.

$k$ : parámetro de forma de Weibull de la velocidad del viento a la altura del buje.

$\eta_{ea}$ : rendimiento eléctrico global medio anual del aerogenerador.

$k_t$ : Coeficiente de corrección total de la energía.

$T$ : período de tiempo del análisis, en general un año, igual a 8.760 horas.

La energía eléctrica ( $E_e$ ) que debe producir el aerogenerador para satisfacer la demanda ( $E_d$ ) se calcula a partir de (10.24):

$$E_e = \frac{E_d}{k_t} \quad (10.31)$$

Sea  $T$  el período de tiempo durante el cual hacemos el análisis (generalmente un año).

La potencia media del aerogenerador que se requiere será:

$$\langle P_e \rangle = \frac{E_e}{T} \quad (10.32)$$

La potencia media también viene dada por la expresión:

$$\langle P_e \rangle = \eta_{ea} \langle P_d \rangle = \eta_{ea} \frac{1}{2} \rho A v^3 = \eta_{ea} \frac{1}{2} \rho A F_e \langle v \rangle^3 \quad (10.33)$$

En donde  $\rho$  es la densidad del aire en las condiciones medias de presión y temperatura del emplazamiento.

El factor  $F_e$  se calcula a partir del parámetro ( $k$ ) de la distribución de Weibull (si no se dispone del valor puede adoptarse  $k=2$ ) y  $\langle v \rangle$  es la velocidad media anual a la altura del buje del rotor.

A partir de las expresiones (10.31), (10.32) y (10.33) se obtiene para el área de barrido ( $A$ ) del rotor y para el diámetro ( $D$ ) del mismo, la expresión:

$$A = \frac{2 \langle P_e \rangle}{\eta_{ea} \rho F_e \langle v \rangle^3} = \frac{2 E_d}{\eta_{ea} k_t T \rho F_e \langle v \rangle^3} \rightarrow D = \sqrt{\frac{4 A}{\pi}} \quad (10.34)$$

Esta expresión estima el diámetro  $D$  del rotor. A falta de datos, el rendimiento eléctrico global medio anual del aerogenerador puede tomarse con un criterio conservador entre 0,25 y 0,35. Para el factor de corrección ( $k_t$ ) puede adoptarse:

- El factor de corrección por densidad de aire ( $k_d$ ) se calcula por (10.23).
- Si se carece de datos para el resto del producto de factores de corrección puede tomarse como valor aproximado 0,9 para el producto de este conjunto de factores.

**Ejemplo 10.11**

Se desea un aerogenerador que permita cubrir una demanda de 2.000 MWh anuales en un lugar donde la velocidad media anual del viento a 50 metros de altura es 8 m/s. Calcular aproximadamente el diámetro del rotor, a partir de los datos:

- Temperatura media anual: 12 °C.
- Altura sobre el nivel del mar: 1.100 m.
- Distribución de velocidades: ley de Rayleigh ( $k = 2$ ).
- Rendimiento estacional global medio anual: 0,30.
- Producto de los factores ( $k_c k_i k_a k_p k_u$ ): 0,9.
- Altura del buje del rotor sobre el suelo: 50 m.

**Solución**

El valor del coeficiente de corrección por densidad ( $k_d$ ) se calcula por (10.23):

$$k_d = \left( \frac{288}{t + 273} \right) e^{-\frac{h}{8435}} = \left( \frac{288}{12 + 273} \right) e^{-\frac{1100}{8435}} = 0,887$$

La densidad media anual del aire será:  $\rho = 0,887 \times 1,225 = 1,087 \text{ kg/m}^3$

El valor del coeficiente de corrección total ( $k_t$ ):

$$k_t = 0,9 \times k_d = 0,9 \times 0,887 = 0,798$$

Para una distribución de Rayleigh ( $k = 2$ ) la relación entre la velocidad eficaz  $v^*$  y la velocidad media anual  $\langle v \rangle$  tiene por valor:

$$\frac{v^*}{\langle v \rangle} = 1,24 \quad \rightarrow \quad v^* = 1,24 \times \langle v \rangle = 1,24 \times 8 = 9,92 \text{ m/s}$$

$$A = \frac{2 E_d}{\eta_{ea} k_t T \rho v^{*3}} = \frac{2 \times 2000 \times 10^6}{0,30 \times 0,798 \times 8760 \times 1,087 \times 9,92^3} = 1798 \text{ m}^2$$

$$D = \sqrt{\frac{4 A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 1798}{\pi}} = 48 \text{ m}$$

El ejercicio se completa estimando la potencia nominal ( $P_N$ ) del aerogenerador. Según la expresión aproximada (10.6):

$$P_N = 0,1671 D^{2,1589}$$

Sustituyendo se obtiene una potencia nominal igual a 712 kW. Para la determinación de la velocidad nominal se puede utilizar el criterio práctico de considerar la velocidad nominal ( $v_N$ ) un 70% superior a la velocidad media anual  $\langle v \rangle$ . Así se tiene una velocidad nominal de 13,6 m/s, en la práctica 14 m/s.

En resumen, se puede considerar en primera aproximación que un aerogenerador tripala de eje horizontal con un diámetro igual a 48 m y de potencia nominal 712 kW, con una velocidad nominal de 14 m/s, cubrirá la demanda eléctrica en el lugar y condiciones establecidas en las hipótesis del ejemplo, trabajando unas 2.800 horas equivalentes a plena carga. Una vez seleccionado un aerogenerador comercial próximo a estas características, debemos calcular su producción real según el método expuesto en el apartado 10.6.

Este método es solo aproximado, pero permite realizar una primera selección entre la amplia variedad de tamaños de aerogeneradores existentes en el mercado.

# CAPÍTULO 11

## Aspectos económicos y medioambientales

---

### 11.1. Introducción

En este capítulo se abordan los aspectos económicos y medioambientales de la energía eólica. Se presenta la metodología para el estudio de su viabilidad técnica y económica, y sus fortalezas y debilidades medioambientales.

En el análisis económico se distinguen dos tipos de proyectos:

- a) Una gran instalación de producción eléctrica para su exportación a la red, como es el caso de un parque eólico.
- b) Una pequeña o mediana instalación, autónoma en isla o asistida por la red exterior, de producción eléctrica para autoconsumo.

El primer caso corresponde al de una central de producción eléctrica para la venta de electricidad, por lo que el parámetro a determinar es el coste unitario de producción eléctrica (€/MWh). Su determinación permite el análisis de rentabilidad de la instalación, teniendo presente los costes de inversión (costes de capital) y de operación y mantenimiento (O&M) y además facilita la comparación con otros sistemas de generación eléctrica (hidráulica, térmica a gas o carbón y nuclear).

El segundo corresponde a un caso de cambio de suministro energético. Se sustituye la compra de energía eléctrica de la red, por la autoproducida por vía eólica. El estudio analiza la rentabilidad de la sobreinversión del sistema eólico frente al suministro directo de red a partir de los ahorros en la factura energética obtenidos por la sustitución de una energía comprada por una autogenerada.

Las cantidades monetarias que figuran en este capítulo, corresponden a distintos mercados y períodos temporales, por lo que para un caso en particular deben actualizarse al lugar, tamaño de la instalación y circunstancias. Los valores monetarios de este capítulo deben considerarse solo orientativos y no como datos fiables para un proyecto en particular. En cada caso, se deben consultar fuentes y proveedores que faciliten datos debidamente actualizados.

En el estudio medioambiental de la energía eólica se procede a analizar sus impactos más significativos y cómo pueden valorarse. Así mismo, se ponen de manifiesto las ventajas medioambientales de su uso, ya que al ser una energía renovable constituye una fuente energética compatible con el desarrollo sostenible de la sociedad.

### 11.2. Análisis de viabilidad técnica y económica de un proyecto eólico

Este tipo de análisis determina un conjunto de parámetros técnicos y económicos que permitan predecir la viabilidad técnica y la rentabilidad económica de un parque eólico y por tanto decidir sobre la conveniencia de su construcción.

Un parque eólico tiene un período de madurez notable, desde la detección del posible negocio energético hasta el inicio de su explotación. Este período es del orden de 3 a 5 años, aunque en ciertos casos puede llegar a ser mayor (figura 11.1).



Figura 11.1. Fases de estudios de viabilidad de un parque eólico.

Los distintos aspectos a tener presente en este tipo de estudios son:

- Elementos principales: aerogeneradores, infraestructura eléctrica y terrenos.
- Estado jurídico-administrativo: autorizaciones administrativas, declaración de impacto ambiental, declaración como productor de energía eléctrica en régimen especial, acuerdo con la red exterior sobre el punto de conexión, alquiler o compra de los terrenos, etc.
- Características técnicas del proyecto definidas básicamente por:
  - Características y disponibilidad del terreno: afecta a la obra civil e infraestructuras y al número y disposición de los aerogeneradores (*layout del parque*).
  - Características de velocidad y dirección del viento: afecta a la clase de emplazamiento, tipo y curva de potencia del aerogenerador, altura de las torres y energía eléctrica producida anualmente.
  - Características de la red de evacuación: distancia al punto de conexión o entrega y capacidad de evacuación energética del parque.
  - Condicionantes medioambientales.
- Estructura societaria: sociedad anónima, limitada, agrupación de interés económico, unión temporal de empresas (UTE), etc.

El cronograma de ejecución establece el tiempo previsto para el inicio de la explotación, así como las fases e hitos de la concepción y ejecución del proyecto.

La construcción, puesta en marcha y explotación de un sistema eólico comprende las siguientes fases:

- Estudios previos de prospección eólica energética y de previabilidad técnica y económica.
- Ingeniería de concepción o anteproyecto y estudios de viabilidad técnica y económica.
- Ingeniería de detalle o proyecto propiamente dicho.
- Ejecución del proyecto: construcción y puesta en marcha.
- Eplotación que incluye operación y mantenimiento (O&M).

La fase de mayor duración es la de la prospección energética, modelización del régimen de vientos y validación mediante campañas de medición de velocidades y direcciones de viento con una duración no inferior a un año. La fase de construcción es relativamente más breve, como ejemplo un parque de 25 a 50 MW puede construirse en unos doce meses. Los aerogeneradores se proyectan para una vida media no inferior a 20 años.

## ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES

El análisis de viabilidad técnica comprende básicamente:

- Elección y estudio del emplazamiento: estudio y modelización del régimen de vientos en velocidad y dirección, orografía y características físicas, accesibilidad y distancia a la línea de alta tensión a donde se exporta la energía eléctrica producida.
- Selección del tipo de aerogenerador según el régimen de vientos y los requisitos de integración a la red eléctrica considerando la estabilidad y el comportamiento de las variables nodales (tensión y frecuencia) en régimen estacionario y transitorio.
- Selección del número de aerogeneradores y su disposición para minimizar las pérdidas por interferencias (sombras eólicas y estelas).
- Selección y disposición de la red de media tensión (MT) entre los distintos aerogeneradores y la estación transformadores (MT/AT) de salida del parque.
- Evaluación de la energía eléctrica anual neta exportable, teniendo presente las pérdidas internas (interferencias, transformación, transporte, mantenimiento, etc.).
- Evaluación de la potencia de entrega y su evolución. Condiciones y requisitos exigidos a la energía eléctrica que se inyecta a la red.
- Otros aspectos: mantenimiento, fiabilidad, disponibilidad, etc.

En el análisis de viabilidad económica se distinguen dos tipos de proyectos:

- Producción de electricidad para su envío a la red. Es el caso de los parques eólicos formados por grandes aerogeneradores, de capacidad unitaria de 800 a 2.000 kW, y con una capacidad total instalada de 10 a 100 MW. El análisis económico se realiza como el de cualquier otro tipo de central productora de electricidad y por lo tanto nuestro interés se centra en el cálculo del *coste de producción de la unidad de energía eléctrica (coste unitario de producción)* y en el análisis de la rentabilidad económica de la inversión, mediante el uso de los parámetros payback (PB), valor actual neto (VAN) y tasa de rentabilidad interna (TRI).
- Proyectos basados en la sustitución de la energía eléctrica, tomada de la red o producida por otro tipo de fuentes propias (grupo electrógeno, paneles fotovoltaicos, etc.) por la obtenida por un aerogenerador eólico. Este tipo de proyectos corresponde a aerogeneradores de pequeña y mediana potencia, usados para bombeo de agua o generación de electricidad para autoconsumo en instalaciones aisladas o híbridas asistidas por otro tipo de fuentes autónomas o por conexión a red.

El análisis en este segundo tipo de casos se centra en el estudio del *ahorro económico* derivado de la sustitución de un cierto suministro energético por la energía eólica. Dado que este ahorro se consigue, en general, a través de una *sobreinversión* en el sistema eólico, el estudio de rentabilidad es equivalente al caso anterior, con la única diferencia que en este caso los ingresos no corresponden a la venta de electricidad sino a los ahorros en la factura energética.

### 11.3. Costes de un parque eólico

Los costes de un parque eólico se pueden resumir en:

- Costes de inversión: comprenden el coste de los aerogeneradores, las torres, la obra civil y la instalación eléctrica tanto de la red de media tensión (MT) interna como de las subestaciones transformadoras y de la línea de alta tensión (AT) hasta el punto de conexión con la red. También incluyen los costes de pros-

pección energética, del proyecto y algunos otros como dirección de obra, seguros, gastos jurídicos y administrativos, etc. Todo este conjunto se engloba en el “coste de inversión llave en mano”. Este concepto se parametriza en forma del denominado “coste unitario de inversión llave en mano” que se define como el coste de inversión por unidad de capacidad o potencia instalada y se expresa en €/kW instalado.

- Costes de operación y mantenimiento (costes O&M): son costes variables anuales asociados a la explotación del parque eólico. Incluyen conceptos tales como los costes de mantenimiento correctivo y preventivo, mano de obra, seguros, alquileres, canon energético, etc. Se expresan en €/MWh año.
- Costes de desmantelamiento del parque eólico: son los costes asociados al desmantelamiento del parque al final de su vida operativa (desmontaje de los aerogeneradores y de la obra civil y restauración paisajística de los terrenos). Debe tenerse presente también el valor residual de los equipos desmantelados.

### 11.3.1. Costes de inversión

Se puede tipificar un proyecto eólico en función del número y de la capacidad nominal de los aerogeneradores (tabla 11.1). En particular, los parques eólicos están formados por megageneradores de potencia nominal unitaria de 1.000 a 3.000 kW y su número acostumbra a estar comprendido entre 10 y 100.

<b>Clasificación de los sistemas eólicos según el número de aerogeneradores →</b>	<b>Denominación</b>	<b>Número de unidades</b>
	Turbina única	1
	Pequeño parque eólico	2 a 10
	Gran parque eólico	más de 10
<b>Clasificación de aerogeneradores según su potencia nominal →</b>	<b>Denominación</b>	<b>Potencia nominal (kW)</b>
	Micro	0 a 1,5
	Pequeño	1,5 a 50
	Medio	50 a 300
	Grande	300 a 1.000
	Megageneradores	1.000 a 3.000

**Tabla 11.1. Clasificación de parques eólicos y aerogeneradores.**

En parques eólicos, el coste total de inversión está formado fundamentalmente por la suma de los siguientes conceptos:

- Coste de los estudios de viabilidad (*feasibility*): análisis de emplazamientos y régimen de vientos, potencial energético eólico, diseño preliminar, análisis de impacto ambiental, estimación de costes, estudio de rentabilidad, preparación de informes, gestión de proyectos, etc.
- Costes del equipamiento eólico: aerogeneradores, torres y equipos auxiliares, transporte e instalación de los mismos.
- Costes de instalaciones eléctricas: subestaciones transformadoras, línea interior del parque de media tensión (MT) y de alta tensión (AT) de conexión con la red exterior.
- Costes de obra civil: cimentaciones e infraestructuras.

## ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES

- Costes jurídico-económicos asociados a la puesta en marcha del proyecto: negociación de la venta de electricidad, permisos legales, derechos de utilización del terreno, financiación del proyecto, etc.
- Costes de ingeniería: ingeniería eólica, mecánica, estructural, eléctrica y civil. Debe incluir también la dirección y supervisión de obra.
- Costes varios: por ejemplo, costes financieros durante la construcción, seguros, etc.

Por razones de economía de escala, el coste unitario (coste del kW instalado), depende en gran medida de la potencia instalada, es decir de la potencia nominal de los aerogeneradores y del tamaño del parque. Actualmente, en 2010, en Europa, el coste unitario de inversión llave en mano de parques eólicos de 10 a 100 MW, se sitúa en el intervalo de 1.000 a 1.400 €/kW. En cambio en pequeñas instalaciones autónomas de tan solo algunos kilovatios, el coste unitario llave en mano, puede situarse entre 3.000 a 5.000 €/kW. La estructura de costes se muestra en la tabla 11.2 en función de la capacidad de la instalación.

Tipo de coste	Gran parque eólico	Pequeño parque eólico	Aerogenerador único
Viabilidad	< 2%	1 a 5%	Proyecto específico
Jurídico-económico	1 a 5%	5 a 10%	“ “
Ingeniería	1 a 5%	1 a 5%	“ “
Equipos eólicos	65 a 80%	45 a 70%	“ “
Instalaciones eléctricas	10 a 15%	10 a 20%	“ “
Obra civil	5 a 10%	5 a 15%	“ “
Varios	1 a 4%	2 a 15%	“ “

**Tabla 11.2. Estructura orientativa de costes del coste total de inversión llave en mano.**

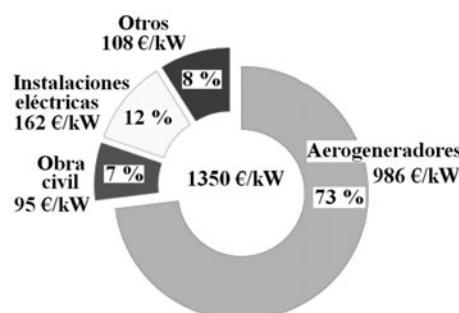
En particular, una estructura de costes más concreta correspondiente al coste de inversión para grandes parques eólicos europeos se muestra en la tabla 11.3.

Concepto	%	Concepto	%
Aerogeneradores	65 - 75	Obra civil	5 - 10
Instalación eléctrica interior	5 - 10	Instalación componentes	0 - 5
Subestación y línea de evacuación	4 - 7	Otros	5

**Tabla 11.3. Estructura de costes de inversión de parques eólicos entre 10 y 100 MW.**

La figura 11.2 muestra la estructura de costes para un parque eólico de 40 MW.

**Figura 11.2. Estructura de costes de inversión de un parque eólico de 40 MW.**



En cuanto al aerogenerador, el coste de inversión se puede presentar en dos formas, aunque la más frecuente es la primera de ellas:

- Coste unitario de inversión: es el coste de inversión por unidad de capacidad o potencia nominal (€ /kW).
- Coste específico de inversión: es el coste de inversión referido a la unidad de área barrida por el rotor (€ /m<sup>2</sup>).

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

Las figuras 11.3 y 11.4 muestran los costes unitario y específico de inversión en función del diámetro del rotor. En las mismas se observa un valor estabilizado en el entorno de 1.000€/kW para grandes aerogeneradores, mientras que en la pequeña eólica el coste unitario aumenta significativamente por razones de economía de escala.

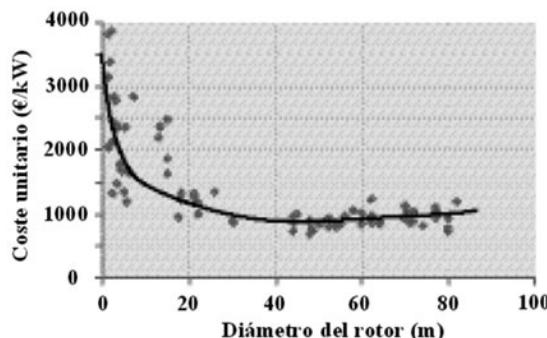


Figura 11.3. Coste unitario (€/kW) de aerogeneradores en función de su diámetro.

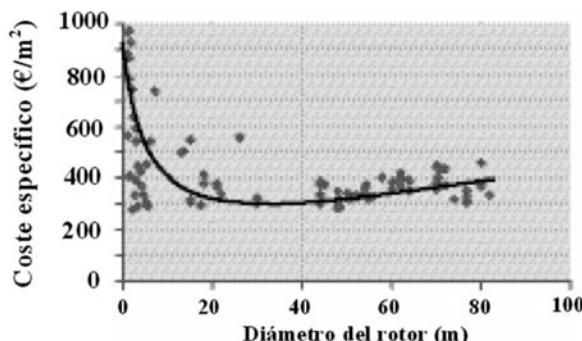


Figura 11.4. Coste específico (€/m<sup>2</sup>) de aerogeneradores en función de su diámetro.

El coste unitario de inversión ha disminuido debido a la economía de escala, a la mayor madurez tecnológica y al aumento de producción de aerogeneradores. La figura 11.5 muestra la evolución del coste unitario desde 1980. Hacia 2004 se ha experimentado un repunte debido al aumento de la demanda y al de los costes de materiales. Actualmente, en 2010, el coste unitario se sitúa en el intervalo de 900 a 1.100€/kW.

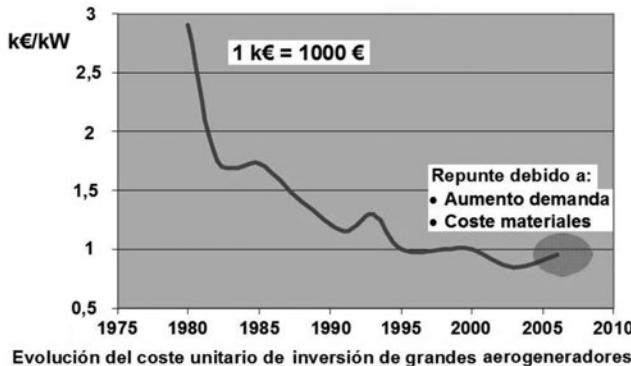


Figura 11.5. Evolución del coste unitario de grandes aerogeneradores.

Todos los datos anteriores se refieren a instalaciones eólicas terrestres (*onshore*). Para parques eólicos marinos (*offshore*) los costes de inversión son mayores, debido al hecho de tener que construir una plataforma marina y la interconexión submarina con tierra. El aumento de los costes de inversión es de un 50% a un 100% superiores a una instalación terrestre, situándose entre 1.800 y 2.500€ /kW instalado.

### 11.3.2. Costes variables

Los costes variables de explotación más importantes son:

- Costes de operación y mantenimiento (O&M), incluyendo los correspondientes al equipamiento e instalaciones eléctricas y a las infraestructuras.
- Costes de alquiler de terrenos, canon energético, tasas y seguros.
- Gestión, seguimiento y subcontrata de servicios externos.

Se acostumbran a expresar como costes variables unitarios, es decir referidos a la unidad de energía eléctrica producida (€/MWh).

Los costes variables unitarios presentan una variabilidad notable entre distintos parques eólicos, en función de factores tales como: número de horas equivalentes de producción del parque, tipo de aerogenerador, tamaño del parque, forma de gestión del mismo, etc.

Como valores orientativos estos costes se sitúan entre 10 y 30€/MWh, de los que aproximadamente los costes O&M son alrededor de un 50% a un 60% de esa cantidad. Conviene indicar que pueden existir parques en los que estos costes estén fuera de ese intervalo. En parques eólicos marinos los costes O&M acostumbran a ser mayores.

A veces los costes O&M en lugar de expresarse como costes unitarios referidos a la unidad de energía producida, se refieren a un cierto porcentaje de la inversión. En la práctica estos costes vienen a representar anualmente entre un 1% y un 3% de la inversión. Este porcentaje tiende a aumentar a medida que disminuye la potencia nominal de la instalación. Los costes O&M han ido disminuyendo a lo largo del tiempo, mientras que en cambio, la disponibilidad del parque ha ido aumentando.

**Ejemplo 11.1**

Calcular el porcentaje sobre la inversión que representan, para un parque eólico cuyo coste unitario de inversión es 1.200€/kW, unos costes variables de explotación de 12€/MWh. Se supone que el parque trabaja 2.500 horas anuales equivalentes a plena carga.

**Solución**

Por cada kW instalado el parque produce anualmente 2.500 kWh, con un coste de explotación de 30€, lo que equivale al 2,5% anual del coste unitario de inversión.

## 11.4. Vida útil de los aerogeneradores

Los aerogeneradores se proyectan y se construyen para una vida útil de unos 20 años, aunque su vida real depende en gran medida de las condiciones de trabajo (cargas de fatiga) y de su mantenimiento. Después de varios años de trabajo, el aerogenerador debe someterse a una revisión en profundidad (*overhaul*) y sustituir alguna de sus piezas más desgastadas, con lo que se aumenta su vida operativa. Esta operación representa un incremento entre un 15 y 20% del coste inicial de la inversión.

Los aerogeneradores marinos (*offshore*) tienen mayor coste de inversión (coste adicional de la plataforma, interconexiones, etc.), aunque en cambio pueden tener mayor vida útil debido a las mejores condiciones de viento (vientos más uniformes con menor turbulencia y cizallamiento, lo que se traduce en menores esfuerzos y cargas de fatiga).

## 11.5. Repotenciación o repowering

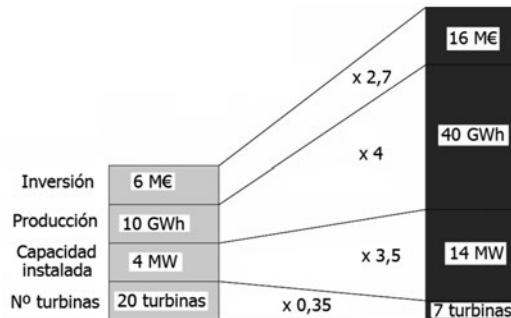
El término repotenciación o *repowering* describe la actuación consistente en la sustitución de un conjunto de turbinas eólicas de una generación tecnológica anterior por otras de tecnología más moderna, de mayor potencia y con mejor rendimiento.

Esta actuación permite mejorar la explotación energética de emplazamientos con buenas características de viento y que actualmente están ocupados por parques provistos de turbinas antiguas, de menor capacidad y rendimiento que las actuales. Las turbinas que son sustituidas pueden comercializarse a través de un mercado de equipos reutilizables para ser instaladas en otros emplazamientos.

Las ventajas más significativas que comporta la repotenciación son:

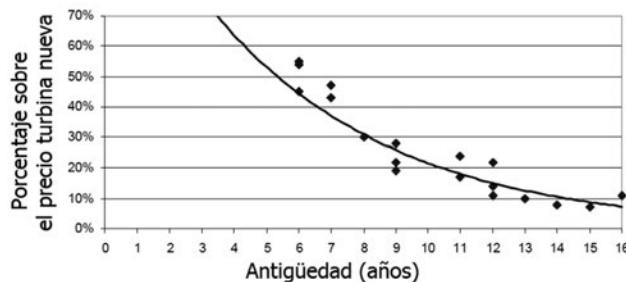
- Mayor producción eólica para la misma superficie de terreno.
- Menor número de turbinas, aumentando la superficie de terreno utilizable para otros usos y disminuyendo el impacto paisajístico.
- Mejor rendimiento, fiabilidad y disponibilidad de los aerogeneradores. Disminución de los costes unitarios de operación y mantenimiento.
- Mejor comportamiento para la integración de la energía eléctrica a la red. Mayor inmunidad a perturbaciones de red, como huecos, aumentando la estabilidad y operatividad del parque, al instalar aerogeneradores más modernos.

La figura 11.6 muestra un ejemplo de repotenciación de un parque eólico, formado por 20 turbinas de potencia nominal 200 kW, sustituidas por 7 turbinas de capacidad unitaria 2.000 kW. La actuación comporta una mejora en el rendimiento energético y económico del parque según se muestra en la figura a través de los distintos factores de escala.



**Figura 11.6. Mejora del rendimiento energético y económico debido a la repotenciación de un parque eólico.**

La figura 11.7 muestra el precio de una turbina usada como porcentaje sobre el precio de una turbina nueva. Así, por ejemplo una turbina de 10 años de antigüedad presentaría un valor residual del orden de 20% de su precio nueva. Si el coste nuevo fuese de 1.000€/kW, su valor residual se situaría en el entorno de unos 200€/kW.



**Figura 11.7. Valor residual de turbinas eólicas usadas.**

## 11.6. Coste unitario de producción

El coste unitario de inversión es el coste de producción de la unidad de energía eléctrica. Se expresa en €/MWh.

En general, el coste de producción en cualquier sistema de generación eléctrica está formado esencialmente por tres tipos de costes:

- Costes de capital: derivados de la inversión.
- Costes de explotación: de operación y mantenimiento (O&M) y otros variables.
- Costes de combustible.

En el caso de la energía eólica, se puede suponer que los costes de combustible son nulos, y en consecuencia el coste de producción está formado por los costes variables de explotación y por los costes de capital de inversión.

El coste unitario de producción o coste de producción por unidad de energía generada (€/MWh) ha descendido a lo largo del tiempo, debido al aumento de la capacidad nominal de los aerogeneradores, al mayor número de unidades fabricadas, a la mejora de la evaluación y selección de emplazamientos y a los avances tanto en el diseño de los aerogeneradores como en su operación y mantenimiento.

La figura 11.8 muestra la evolución del coste unitario de producción en función del número de horas anuales equivalentes a plena carga y de los costes unitarios de inversión. En dicha figura se muestran dos curvas, correspondientes a los costes unitarios de inversión de 1.100€/kW y 1.400€/kW, que es el intervalo de costes unitarios de inversión donde se sitúan gran parte de los parques eólicos actuales en 2010.

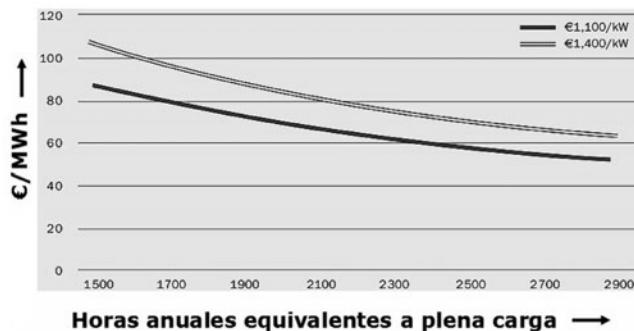
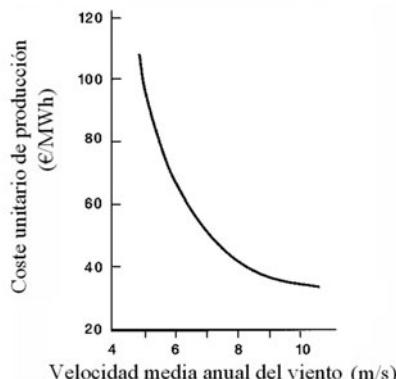


Figura 11.8. Evolución del coste unitario de producción eléctrica por vía eólica.

Actualmente un parque eólico “tipo” presenta una inversión media de unos 1.200€/kW y un coste unitario de producción eléctrica en el entorno de 62€/MWh.

El coste unitario de producción es muy sensible a la velocidad media anual del viento. En la figura 11.9 se muestra un ejemplo de la variación del coste unitario de producción en función de la velocidad media anual del viento medida a la altura del buje del rotor. Su sensibilidad es mayor para velocidades bajas, por ejemplo la reducción en el coste de producción es mayor cuando aumenta la velocidad media anual de 5 a 6 m/s que cuando lo hace de 9 a 10 m/s. De aquí la importancia de realizar una evaluación precisa del potencial eólico de un posible emplazamiento, así como la de colocar el rotor a la mayor altura posible sobre el nivel del suelo a fin de captar viento a mayor velocidad. Esta última actuación está limitada por el aumento del coste de la torre con la altura.

Figura 11.9. Variación del coste unitario de producción de energía eléctrica con la velocidad media anual del viento para un determinado aerogenerador.



## ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES

En muchos estudios se acostumbra a utilizar el parámetro económico COE (*cost of energy*) que constituye un índice que refleja el coste total de la energía producida a lo largo de la vida del proyecto energético. El COE se define según:

$$COE = \frac{INV + n \times E \times CUV}{n \times E} = \frac{INV}{n \times E} + CUV \quad (11.1)$$

En donde:

INV: inversión llave en mano del parque eólico (€).

n: número de años de la vida operativa del parque eólico.

E: energía eléctrica anual producida (MWh/año).

CUV: coste unitario variable (€/MWh)

La producción eléctrica anual del parque (E) es el producto de la capacidad nominal del parque ( $P_N$ ) por el número de horas anuales equivalentes a plena carga (HE).

$$COE = \frac{INV}{n \times P_N \times HE} + CUV \quad (11.2)$$

De la expresión anterior se deduce que el COE es inversamente proporcional al número de horas anuales equivalentes a plena carga (HE).

### Ejemplo 11.2

Se desea calcular el COE para un parque eólico, cuya coste unitario de inversión es 1,4M€/MW y con unos costes unitarios variables de 30€/MWh. Se supone un número de horas equivalentes a plena carga de 2.300 h/año. Vida útil del parque, n = 20 años.

### Solución

Según (11.2), refiriendo todo el cálculo a la unidad de potencia instalada (MW) se tiene:

$$COE = \frac{1,4 \times 10^6}{20 \times 1 \times 2300} + 30 = 60,4 \text{ €/MWh}$$

La tabla 11.4 muestra el COE para distintas fuentes de energía para la producción eléctrica en España (2006) según la AEE (Asociación Eólica Española).

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

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

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

## 11.7. Consideraciones sobre los cálculos económicos

El análisis de viabilidad económica de un parque eólico requiere un estudio de rentabilidad, manejando cantidades monetarias que se ingresan o se pagan a lo largo de distintos años. Hay dos parámetros que deben considerarse para homogeneizar todos estos flujos monetarios y tratarlos adecuadamente. Estos parámetros son:

- $i$ : rentabilidad real, tipo de actualización real, tasa de descuento real o tipo de interés real del mercado financiero. En algunos casos se considera como una tasa de rentabilidad subjetiva del inversor, como un coste neto de oportunidad del capital o coste medio del capital de la empresa o como un coste de financiación del pasivo, aunque para un análisis sencillo se suele adoptar el tipo unitario de interés del mercado financiero o la tasa de descuento aparente.
- $g$ : tasa unitaria anual de inflación (índice de precios al consumo dividido por cien).
- La consideración de la inflación ( $g$ ), conduce a un tercer parámetro ( $k$ ) que incluye la rentabilidad real ( $i$ ) y la tasa unitaria anual de inflación ( $g$ ). Este parámetro ( $k$ ) se denomina rentabilidad requerida, tasa de rentabilidad neta de inflación o tasa de descuento nominal (coste bruto de oportunidad).

La relación entre estos parámetros viene dada por:

$$(1 + k)^n = (1 + i)^n (1 + g)^n \rightarrow k = i + g + i g \quad (11.3)$$

### Ejemplo 11.3

---

En un escenario sin inflación, se exige a una inversión una rentabilidad real del 5% anual. Si la tasa de inflación es del 3%, determinar la rentabilidad nominal requerida para mantener la rentabilidad real de la inversión en un 5%.

### Solución

Aplicando la expresión (11.3), donde  $i = 0,05$  y  $g = 0,03$ , se tiene:

$$k = i + g + i g = 0,05 + 0,03 + 0,05 \times 0,03 = 0,0815 \rightarrow 8,15\%$$

Es decir, debe exigirse una rentabilidad nominal de 8,15% para mantener el 5% de rentabilidad real de la inversión debido al efecto de la inflación.

Cuando se tiene en cuenta la inflación ( $g$ ), se debe distinguir entre unidades monetarias corrientes o nominales (umn) y unidades monetarias constantes (umc).

Si en el año cero se dispone de un capital  $C$ , cuando han pasado  $n$  años el valor nominal o corriente del capital sigue siendo el mismo ( $C$ ) pero en cambio, debido a la pérdida de capacidad adquisitiva, su valor  $C'$  en unidades monetarias constantes referidas al año cero será:  $C' = C / (1 + g)^n$ . Se supone una tasa de inflación constante durante los  $n$  años.

Así por ejemplo, 100€ nominales en el año 2010 tendrán el mismo poder adquisitivo que 86,3€ nominales del año 2005, si la tasa de inflación es del 3% anual durante esos cinco años. Por tanto, si considerásemos 2005 como año cero, podemos decir que:

## ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES

- En el año cero coinciden las unidades monetarias nominales con las constantes de ese año. Así, 100€ corrientes o nominales del año cero (2005) son también 100€ constantes del año cero (2005).
- En el quinto año (2010) siguen siendo 100€ nominales y 86,3€ constantes del año cero (2005). Es equivalente a decir que 100€ nominales en 2010 tienen el mismo poder adquisitivo que tenían 86,3€ del año 2005.
- En el quinto año (2010) se necesitarán 115,9€ nominales o corrientes para poder tener la misma capacidad adquisitiva que 100€ nominales del año cero (2005).

Se definen las operaciones de capitalización y de actualización como:

- a) La capitalización consiste en determinar el valor futuro  $F$  de un capital presente  $C$ . El valor futuro  $F$  (año  $n$ ) de un capital  $C$  (año 0), viene dado por:  $F = C(1+i)^n$

El valor de  $F$  es en unidades monetarias nominales o corrientes. Su valor ( $F'$ ) correspondiente en unidades monetarias constantes referidas al año cero, será:

$$F' = C \frac{(1+i)^n}{(1+g)^n} \quad (11.4)$$

Por lo que en capitalización la tasa de rentabilidad ( $k_c$ ) neta de inflación es:

$$(1+k_c)^n = \frac{(1+i)^n}{(1+g)^n} \rightarrow k_c = \frac{i-g}{1+g} \quad (11.5)$$

### Ejemplo 11.4

---

Para un capital de 100€, colocado a un interés nominal del 5% anual ( $i = 0,05$ ), y con una tasa de inflación anual del 3% ( $g = 0,03$ ), al cabo de cinco años ( $n = 5$ ) se desea calcular:

- El capital en unidades monetarias nominales o corrientes (umn).
- El capital en unidades monetarias constantes (umc).
- La tasa de rentabilidad neta de inflación ( $k_c$ ).
- El tipo de interés nominal que debería exigirse a la entidad bancaria para que el impositor pudiera mantener una rentabilidad real, libre de los efectos de la inflación, igual al interés nominal ofrecido (5%).

### Solución

- a) Al cabo de 5 años el capital en unidades monetarias corrientes será:

$$F = C(1+i)^n = 100(1+0,05)^5 = 127,6\text{€ umn}$$

- b) Este capital en unidades monetarias constantes del año 0 (año de imposición del capital), es:

$$F' = \frac{F}{(1+g)^n} = \frac{127,6}{(1+0,03)^5} = 110,1\text{€ umc}$$

c) La tasa de rentabilidad neta de inflación  $k_c$  es:

$$k_c = \frac{i - g}{1 + g} = \frac{0,05 - 0,03}{1 + 0,03} = 0,0194 \quad (1,94\%)$$

Para el impositor la operación le comporta un interés real, descontando los efectos de la inflación del 1,94%. Por ello, para el inversor le es indiferente cualquiera de estos dos escenarios:

Un escenario con un tipo de interés del 5% y una inflación del 3% anual durante 5 años, o bien otro escenario en donde no hubiese inflación y el tipo de interés fuera del 1,94%.

d) En el escenario con inflación, la tasa de rentabilidad nominal que debería exigir el impositor para mantener una rentabilidad real del 5% debería ser:

$$k = i + g + i g = 0,05 + 0,03 + 0,05 \times 0,03 = 0,0815 \rightarrow 8,15\%$$

Si el tipo nominal se estableciera al 8,15% entonces al cabo de 5 años el capital en euros nominales o corrientes sería:

$$F = C (1 + i)^n = 100 (1 + 0,0815)^5 = 147,96 \text{ € umn}$$

Capital que en euros constantes equivale a:

$$F' = \frac{F}{(1 + g)^n} = \frac{147,96}{(1 + 0,03)^5} = 127,6 \text{ € umc}$$

Con lo que se comprueba que para mantener una tasa de rentabilidad del 5% libre inflación, es necesario una tasa nominal de 8,15%.

b) La actualización consiste en determinar el valor presente P (año cero) que tiene un capital (C) situado en el año n. Si el capital C (año n) viene expresado en unidades monetarias corrientes del año n, el valor presente P (año cero) en unidades monetarias corrientes:

$$P = \frac{C}{(1 + i)^n} \tag{11.6}$$

El valor presente P' en unidades monetarias constantes del año cero será:

$$P' = \frac{C}{(1 + i)^n (1 + g)^n} \tag{11.7}$$

En actualización la tasa de descuento neta de inflación ( $k_a$ ) vendrá dada por:

$$(1 + k_a)^n = (1 + i)^n (1 + g)^n \rightarrow k_a = i + g + i g \tag{11.8}$$

**Ejemplo 11.5**

Se desea calcular el valor presente en 2010 de 100€ nominales a recibir en el año 2015 ( $n = 5$ ). Se supone una tasa de descuento o actualización del 5% ( $i = 0,05$ ) y una tasa anual de inflación del 3% ( $g = 0,03$ ) será:

**Solución**

El valor presente en 2010 de 100€ nominales de 2015 en umn es:

$$P = \frac{C}{(1+i)^n} = \frac{100}{(1+0,05)^5} = 78,4\text{€ umn}$$

El valor presente en unidades monetarias constantes es:

$$P' = \frac{100}{(1+0,05)^5 (1+0,03)^5} = 67,6\text{€ umc}$$

La tasa de descuento neta de inflación será:

$$k_a = i + g + i \cdot g = 0,05 + 0,03 + 0,05 \times 0,03 = 0,0815$$

En la tabla 11.5 se muestra un resumen de los conceptos anteriormente expuestos.

<b>Unidades monetarias</b>	<b>Año</b>		<b>Valor futuro de A (umn) (capitalización de A)</b>	<b>Valor presente de A (umn) (actualización de A)</b>
	0	n		
Nominales (umn)	A	A	$A (1+i)^n$	$\frac{A}{(1+i)^n}$
Constantes (umc)	A	$\frac{A}{(1+g)^n}$	$A (1+k_c)^n = A \left(\frac{1+i}{1+g}\right)^n$	$\frac{A}{(1+k_a)^n} = \frac{A}{(1+g)^n (1+i)^n}$

**Tabla 11.5. Operaciones de capitalización y actualización.**

## 11.8. Cálculo del coste unitario de la producción de energía

Un método sencillo para estimar el coste unitario de producción es actualizar al año cero todos los costes, de explotación y financieros de la instalación eólica a lo largo de su vida operativa útil y sumarlos a la inversión inicial. El cociente entre la cantidad resultante en unidades monetarias constantes (umc) del año cero y la energía eléctrica total que se espera producir a lo largo de toda la vida de la instalación permite una estimación razonable del coste unitario de producción (€/MWh) referido al año cero.

Se considera año cero, el año cuando se realiza la inversión. Los costes financieros se consideran formados por los intereses de los préstamos para atender la inversión inicial.

La actualización al año cero de los costes anuales de explotación y financiación, se realiza usando la tasa de descuento neta de inflación ( $k_a$ ) dada por la expresión (11.8). En adelante se designa por  $k$ . Los costes de explotación y de financiación se calculan para cada año en unidades monetarias nominales (umn) y en su determinación deben tenerse presente los efectos de la variación de precios a través de sus índices específicos, que no tienen porque coincidir con la tasa de inflación ( $g$ ).

Por ejemplo, si los costes de operación y mantenimiento (O&M), se evalúan como  $OM_0$  en el año cero (año donde se realiza la inversión) y si se admite un índice unitario anual de variación de costes de O&M igual a  $z$ , la cuantía de estos costes O&M en unidades monetarias nominales o corrientes (umn) en el año  $j$  viene dada por la expresión:

$$OM_j = OM_0 (1+z)^j \quad (11.9)$$

Esta cantidad en unidades monetarias constantes será:

En general, si se designa por  $i_c$  el índice unitario de variación anual de un determinado coste, se define la elasticidad de este coste ( $e_c$ ) como :  $OM_0 [(1+z)/(1+g)]^j$

$$e_c = \frac{1+i_c}{1+g} \quad (11.10)$$

Si  $e_c < 1$ , el efecto de la variación anual de este coste respecto a la inflación es favorable al coste unitario de producción de energía, mientras que si  $e_c > 1$ , el efecto será desfavorable. Si  $e_c = 1$  el efecto es indiferente.

Teniendo presente todos estos aspectos, el coste unitario de producción de energía eléctrica en unidades monetarias constantes (umc) referidas al año cero (año donde se realiza la inversión), se determina según la expresión:

$$c = \frac{I - V_R (1+k)^{-n} + \sum_{j=1}^n (OM_j + F_j) (1+k)^{-j}}{\sum_{j=1}^n E_j} \quad (11.11)$$

En donde las distintas variables que intervienen en la expresión anterior son:

$c$  : coste unitario de producción (umc/MWh) en unidades monetarias constantes (año 0).

$n$  : número de años de vida operativa útil de la instalación.

$I$  : inversión inicial (año 0).

$V_R$  : valor residual de la instalación al fin de su vida útil (umn del año  $n$ ).

$OM_j$  : costes de operación y mantenimiento en el año  $j$  (umn del año  $j$ ).

$F_j$  : costes financieros correspondientes al año  $j$  (unidades monetarias nominales año  $j$ ).

$E_j$  : energía eléctrica producida en el año  $j$  (MWh).

$k$ : tasa unitaria de descuento neta de inflación ( $k = i + g + ig$ ).

$i$ : tasa unitaria de descuento sin incluir efectos de inflación.

$g$ : tasa unitaria de inflación anual.

En la expresión (11.11) se admiten las siguientes hipótesis:

- Los valores de  $k$ ,  $i$  y  $g$  constantes para todo el período de análisis (n años)

## ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES

- Los costes financieros se calculan mediante un modelo sencillo basado en suponer que son constantes para todos los años y corresponden al interés de la inversión ( $I$ ) a un tipo unitario de interés simple ( $r$ ), por lo que el coste financiero anual es umn:

$$F_j = r \times I \quad (11.12)$$

- El coste de explotación  $OM_j$  correspondiente al año  $j$  se determina a partir del coste de explotación del año cero debidamente corregido por el efecto del incremento anual de costes. Si se admite que esta tasa unitaria de incremento de costes de explotación ( $z$ ) sea un valor constante para los  $n$  años, se tiene para el año  $j$ :

$$OM_j = OM_0 (1+z)^j \quad (11.13)$$

A partir de las hipótesis anteriores, la expresión (11.11) se simplifica introduciendo los valores de OMT y FT definidos según:

$$\left. \begin{aligned} OMT &= \sum_{j=1}^n \frac{OM_j}{(1+k)^j} = OM_0 \sum_{j=1}^n \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} = OM_0 \times \left( \frac{1+z}{k-z} \right) \times \left[ 1 - \left( \frac{1+z}{1+k} \right)^n \right] \\ FT &= \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+k)^j} = r \times I \times \sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+k)^j} = r \times I \times \left[ 1 - \frac{1}{(1+k)^n} \right] \times \frac{1}{k} \end{aligned} \right\} (11.14)$$

Si se supone una producción eléctrica constante ( $E$ ) para cada año, durante los  $n$  años la energía producida será  $nE$ , con lo cual la expresión (11.11) se reduce a:

$$c = \frac{I - V_R (1+k)^{-n} + OMT + FT}{n E} \quad (11.15)$$

El cálculo de la energía anual producida ( $E$ ) se puede realizar según:

$$E = P_N \times HE = P_N \times (FC \times 8760) \quad (11.16)$$

En donde:

$P_N$ : potencia o capacidad nominal del parque eólico (MW).

HE : horas anuales equivalentes a plena carga (1 año = 8.760 horas).

FC: factor de carga.

La energía producida anualmente ( $E$ ) es directamente proporcional al factor de carga (FC), el cual es muy sensible a las variaciones de la velocidad media anual del viento. Dado que el coste unitario es inversamente proporcional a la energía ( $E$ ), fácilmente se comprende que este coste disminuye sensiblemente con el aumento del factor de carga, es decir con el aumento de la velocidad media anual del viento.

Por esta razón, en el análisis de viabilidad económica de un proyecto eólico entre los diversos estudios de sensibilidad, en especial se debe realizar el correspondiente a la variación de la velocidad media anual del viento medida a la altura del buje del rotor. Ello permite establecer por una parte la viabilidad del emplazamiento, determinar la altura óptima de la torre y analizar la influencia de las variaciones de la velocidad media anual del viento sobre el coste unitario de producción de electricidad.

La altura de la torre se decide a través de un compromiso entre el aumento del coste de una torre de mayor altura y el aumento de la producción eléctrica por un aumento de la elevación del rotor respecto al suelo y por tanto en un aumento de la velocidad del viento.

### Ejemplo 11.6

---

Calcular el coste unitario de producción eléctrica de un parque eólico, en el escenario:

- Escenario técnico energético

Aerogeneradores de potencia nominal unitaria: 1.500 kW.

Número de aerogeneradores: 20.

Capacidad nominal instalada en el parque: 30 MW.

Factor de carga medio: 0,263 (2.300 horas anuales equivalentes a plena carga).

Número de años de vida útil operativa del parque: 20.

- Escenario económico

Coste de inversión unitario: 1.250€/kW.

Coste unitario de explotación (O&M): 20€/MWh.

Tasa de descuento incluidos los efectos de inflación:  $k = 0,07$  (7%).

Tasa de aumento anual de costes de explotación:  $z = 0,03$  (3%).

Costes financieros: tipo unitario de interés simple,  $r = 0,06$  (6%) .

Valor residual de la instalación en el año final ( $n = 20$ ): no se considera.

### Solución

La energía producida anualmente se calcula según:

$$E = 30 \text{ (MW)} \times 2300 \text{ (h/año)} = 69000 \text{ MWh/año}$$

La inversión ( $I$ ) se calcula según:

$$I = 30000 \text{ (kW)} \times 1250 \text{ (€/kW)} = 37,5 \text{ M€} \quad (1 \text{ M€} = 1 \text{ millón de euros})$$

Los costes de explotación ( $OM_0$ ) correspondientes al año 0 se calculan según:

$$OM_0 = 69000 \text{ (MWh)} \times 20 \text{ (€/MWh)} = 1,38 \text{ M€}$$

El valor presente de los costes totales de explotación OMT y de los costes financieros FT para toda la vida del proyecto (20 años), se calcula según (11.14):

$$OMT = OM_0 \times \left( \frac{1+z}{k-z} \right) \times \left[ 1 - \left( \frac{1+z}{1+r} \right)^n \right] = 1,38 \times \left( \frac{1+0,03}{0,07-0,03} \right) \times \left[ 1 - \left( \frac{1+0,03}{1+0,07} \right)^{20} \right] = 18,94 \text{ M€}$$

$$FT = i \times I \times \left[ 1 - \frac{1}{(1+k)^n} \right] \times \frac{1}{k} = 0,06 \times 37,5 \times \left[ 1 - \frac{1}{(1+0,07)^{20}} \right] \times \frac{1}{0,07} = 23,84 \text{ M€}$$

Con lo cual, el coste unitario de producción del MWh eléctrico en unidades monetarias constantes (unidades del año cero) se calcula finalmente según (11.15), como:

$$c = \frac{I + OMT + FT}{n E} = \frac{37,5 + 18,94 + 23,84}{20 \times 69000} \left( \frac{M€}{MWh} \right) = 58,2 \text{ € / MWh}$$

## 11.9. Análisis de rentabilidad. Parámetros

En el análisis de rentabilidad, se determina el payback (PB), el valor actual neto (VAN) y la tasa de rentabilidad interna (TRI) a través de la simulación de la cuenta anual de resultados proyectada durante la vida del parque, previendo en la misma el flujo de ingresos por venta de electricidad y el de pagos de los costes de explotación y financieros. La determinación de la corriente anual de los flujos de caja (*cash flow*) permite calcular los parámetros anteriormente indicados.

El método que a continuación se muestra es solo un análisis simplificado. En el año  $j$ , el flujo de caja  $CF_j$  se determina como la diferencia entre los ingresos  $ING_j$  por venta de electricidad previstos para el año  $j$  y los costes totales  $CT_j$  de explotación y financieros correspondientes a dicho año.

Si se considera la diferencia entre ingresos y pagos correspondientes al año  $j$ , calculados a partir de la estimación realizada el año cero ( $ING_0$  y  $CT_0$ ), suponiendo una tasa unitaria de variación anual para los mismos igual a  $z$ , se tiene para el *cash flow* del año  $j$  en unidades monetarias nominales o corrientes (umn):

$$CF_j = (ING_0 - CT_0)(1+z)^j \quad (11.17)$$

En el cálculo del *cash flow* anterior se han realizado las siguientes simplificaciones:

- Se supone una tasa unitaria de variación anual para ingresos y pagos, igual para ambos y constante a lo largo del tiempo.
- No se tienen presentes los efectos fiscales sobre las amortizaciones.
- No se tienen presentes los impuestos.

La expresión (11.17) viene dada en unidades monetarias corrientes. Para el *cash flow* actualizado  $CFA_j$  del año  $j$  al año cero en unidades monetarias constantes, se tiene:

$$CFA_j = (ING_0 - CT_0) \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} = CF_0 \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} \quad (11.18)$$

En donde  $k$ : tasa unitaria de descuento neta de inflación ( $k = i + g + ig$ ).

Los distintos parámetros para realizar el análisis de rentabilidad se muestran a continuación. Además de las simplificaciones antes indicadas, también se supone una tasa unitaria de inflación ( $g$ ) y una tasa de descuento neta de inflación ( $k$ ) constantes.

- *Payback actualizado (PBA)*

Definido como el número de años que hace que la suma de los flujos de caja actualizados al año cero sea igual a la inversión (INV). Se determina según:

$$INV = \sum_{j=1}^{PBA} \frac{CF_j}{(1+k)^j} = CF_0 \sum_{j=1}^{PBA} \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} \quad (11.19)$$

- *Valor actual neto (VAN)*

Definido como la suma para los n años de vida de la instalación de todos los flujos de caja en unidades monetarias constantes actualizados al año cero menos la inversión. Se calcula a través de la expresión:

$$VAN = - INV + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1+k)^j} = - INV + CF_0 \sum_{j=1}^n \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} \quad (11.20)$$

La inversión en la instalación eólica será favorable si el VAN es positivo, en caso contrario la inversión no es aconsejable.

- *Tasa de rentabilidad interna (TRI)*

Es la tasa de rentabilidad que hace nulo el valor actual neto, y se determina a través de la resolución de la ecuación trascendente:

$$\sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1+TRI)^j} = INV \rightarrow CF_0 \sum_{j=1}^n \frac{(1+z)^j}{(1+TRI)^j} = INV \quad (11.21)$$

## 11.10. Análisis económico de sistemas eólicos autónomos

A diferencia de los parques eólicos concebidos para producir energía eléctrica para su inyección a la red, los sistemas autónomos, eólicos puros o híbridos, se instalan para autoconsumo como fuentes de energía que sustituyen o complementan a la red. En el caso de pequeños sistemas eólicos, estos son:

- Aerobombas: conversión directa de energía eólica en mecánica para accionar una bomba de agua con ahorro de la instalación eléctrica y del consumo eléctrico.
- Minigeneradores eólicos para la producción autónoma de electricidad.

En la tabla 11.6 se muestran características de aerobombas para el bombeo de agua.

Diámetro del rotor (m)	Altura del rotor (m)	Nº palas	Caudal (m³/h)
1,8	6	15	1
2,6	9	16	1,5
3,0	9	18	2,5
5,0	12	18	5
7,0	15	24	6
10,0	18	30	12

**Tabla 11.6. Características de aerobombas (caudal extraible a 25 m de profundidad con una velocidad del viento de 6 m/s). Valores orientativos.**

En la figura 11.10 se muestra la variación del coste específico de inversión para aerobombas, en función del diámetro del rotor. El coste específico se expresa en euros por metro cuadrado de área barrida por el rotor. Estos valores son solo orientativos.

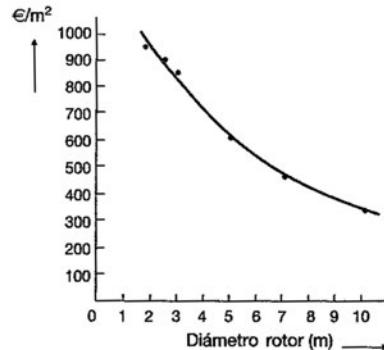


Figura 11.10. Variación del coste específico de aerobombas en función del diámetro del rotor (valores orientativos).

Cuando se plantea el estudio de una planta autónoma se debe considerar no solo el coste de la máquina eólica sino todo el del equipo auxiliar (sistema de rectificación, cargador de baterías, regulador, ondulador, transformador, etc.).

En relación con la producción de energía eléctrica en sistemas eólicos autónomos, cabe establecer las siguientes consideraciones.

Los costes de inversión para pequeñas instalaciones eólicas presentan una dispersión mayor que en los parques. Para una instalación pequeña eólica, hasta unos 10 kW de potencia nominal, el coste unitario llave en mano es del orden de 3.000 a 5.000€/kW instalado. Para potencias mayores este valor tiende a disminuir, hasta alcanzar niveles del orden de 1.000 a 1.400€/kW para grandes aerogeneradores. Los costes variables unitarios anuales pueden estimarse entre un 3% y un 10% de la inversión inicial.

Así, por ejemplo, un aerogenerador de 3 kW que puede proporcionar 4500 kWh/año requiere una inversión llave en mano del orden de 10.000 a 15.000€. Durante su vida útil de 20 años, se suponen unos costes variables anuales de 750€, lo que equivale a un coste unitario variable de 0,16€/kWh, que unido al coste de inversión conduce a un coste total unitario de 0,32€/kWh. Estos costes pueden ser competitivos con otro tipo de suministros en instalaciones autónomas o híbridas alejadas de la red eléctrica y para las que los costes del enlace eléctrico con la misma sean elevados.

Para generadores eólicos de hasta 15 kW la figura 11.11 muestra valores orientativos del coste unitario del aerogenerador en función de su potencia. El coste de la instalación llave en mano comprende además del aerogenerador, todos los equipos de rectificación y ondulación, de control y regulación, conexionado, obra civil e instalación.

Conviene indicar que, en el caso de la pequeña instalación eólica, todos los valores anteriores son solo orientativos y es necesario acudir a la oferta de mercado en cada caso para disponer de valores ajustados a la realidad.

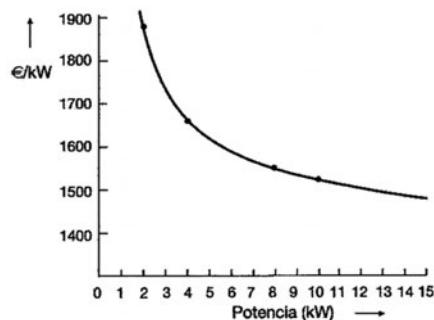


Figura 11.11. Variación del coste unitario de pequeños aerogeneradores en función de la potencia (valores orientativos).

En los sistemas autónomos, la energía eléctrica se genera para autoconsumo. En consecuencia el análisis de viabilidad económica se realiza igual que el correspondiente a un estudio de rentabilidad de ahorro energético procedente de una sustitución entre tecnologías con diferentes consumos energéticos.

El análisis económico que se presenta a continuación se realiza en el siguiente escenario.

- Se supone que para satisfacer la demanda de energía se debe realizar una inversión ( $I_R$ ) en un sistema de suministro energético de referencia (por ejemplo la conexión a la red eléctrica o un sistema autónomo de producción). Este sistema de referencia presenta unos costes anuales de explotación para el año  $j$ , que denominaremos  $CER_j$  (costes de operación y mantenimiento como es la electricidad comprada de la red, el combustible en el caso de un grupo electrógeno, mantenimiento de instalaciones, etc.). En el caso que el sistema de referencia sea la red eléctrica, el coste  $CER_j$  se identifica con el importe de la factura anual de compra de electricidad junto a los costes de mantenimiento de la instalación.
- Para producir por vía eólica la energía eléctrica adquirida al sistema de referencia, se debe realizar una inversión ( $I_E$ ) en el sistema eólico, con unos costes anuales de explotación para el año  $j$ , que denominaremos  $CEE_j$ .
- La inversión que debemos considerar para el análisis económico es la sobreinversión que ocasiona el sistema eólico (SI) como diferencia entre la inversión eólica ( $I_E$ ) y la de la energía de referencia ( $I_R$ ). Esta última sería por ejemplo la del enlace y acometida con la red de suministro eléctrico.
- El ahorro neto correspondiente al año  $j$ , se denomina  $A_j$ , y viene dado por la diferencia entre los costes de explotación del sistema de referencia  $CER_j$  y los costes de explotación del sistema eólico  $CEE_j$ .
- Se supone para los costes de explotación de referencia y eólico unas tasas unitarias de variación anual iguales a  $z_R$  y  $z_E$  respectivamente, que se suponen constantes para los  $n$  años del análisis económico.

Por lo tanto se tendrá:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Sobreinversión eólica: } SI = I_E - I_R \\ \text{Ahorro año } j: A_j = CER_j - CEE_j \\ A_j = CER_0 (1 + z_R)^j - CEE_0 (1 + z_E)^j \end{array} \right\} \quad (11.22)$$

en donde:

$CER_0$ ,  $CEE_0$ : costes de explotación del sistema de referencia y del sistema eólico respectivamente, calculados el año cero.

$z_R$ ,  $z_E$ : tasas unitarias de variación anual de los costes de explotación de los sistemas de referencia y eólico respectivamente. Se suponen constantes para todos los años.

Los valores de los ahorros anuales de la expresión (11.22) vienen dados en unidades monetarias corrientes o nominales (umn).

Al tratarse de proyectos realizados muchas veces por personas físicas y no por una empresa, realizaremos un análisis simplificado, sin tener presente algunos conceptos que figuran en las cuentas de resultados empresariales tales como las amortizaciones, impuestos, etc. Tampoco tendremos en cuenta los costes financieros.

Dado que en nuestro caso no se tienen presente ni los costes financieros, ni las amortizaciones ni la fiscalidad, asimilaremos los ahorros a beneficios y estos directamente al cash flow (en rigor el cash flow debería calcularse a través de la corriente de cobros y pagos como los beneficios después de impuestos más las amortizaciones y la devolución del principal). Bajo estas hipótesis, admitiremos en este análisis simplificado:

$$\text{Cash flow del año } j \ (CF_j) = \text{Ahorro del año } j \ (A_j) \quad (11.23)$$

En este análisis simplificado de rentabilidad adoptaremos las siguientes hipótesis:

- Una tasa de descuento neta de inflación ( $k$ ) constante para los  $n$  años del estudio.
- El ahorro anual se calcula para cada año a partir del ahorro calculado en unidades monetarias del año cero, afectándolo por una tasa de variación anual ( $z$ ) que supondremos constante para los  $n$  años. Esto equivale a admitir que la tasa de variación anual de los costes de explotación del sistema de referencia es la misma que la del sistema eólico ( $z_R = z_E = z$ ). El ahorro  $A_j$  para el año  $j$  en unidades monetarias nominales o corriente (um) será:

$$A_j = A_0 (1 + z)^j \quad (11.24)$$

El payback actualizado (PBA) vendrá dado por:

$$SI = \sum_{j=1}^{PBA} \frac{A_j}{(1+k)^j} = A_0 \sum_{j=1}^{PBA} \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} \quad (11.25)$$

El valor actual neto (VAN) será:

$$VAN = -SI + \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1+k)^j} = -SI + A_0 \sum_{j=1}^n \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} \quad (11.26)$$

La tasa de rentabilidad interna (TRI) será:

$$\sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1+TRI)^j} = SI \rightarrow A_0 \sum_{j=1}^n \frac{(1+z)^j}{(1+TRI)^j} = SI \quad (11.27)$$

### Ejemplo 11.7

---

Para atender las necesidades eléctricas, estimadas en 17 MWh/año, en un punto de consumo alejado de una línea de suministro eléctrico se estudian dos posibilidades:

- Conectarse con la red eléctrica, a través de una línea de conexión con un coste de 19.000€ y comprar la electricidad a un precio igual a 18 c €/kWh (precio del año cero)
- Instalar un aerogenerador eléctrico de potencia nominal 10 kW y a través de un sistema de almacenamiento de energía por baterías abastecer la demanda. El estudio eólico energético para este aerogenerador ha conducido a los siguientes resultados:
  - Potencia nominal:  $P_N = 10 \text{ kW}$ .
  - Factor de carga:  $FC = 0,22$  (1.927 horas año equivalentes a plena carga).
  - Producción anual: 19,3 MWh/año (presenta margen de reserva suficiente).
  - Coste inversión instalación completa: 35.000€ (3.500€ / kW).
  - Costes de explotación: 20€ / MWh.

El estudio de viabilidad económica se realiza con el siguiente escenario económico:

- Número de años:  $n = 10$ .
- Tasa unitaria de descuento sin incluir efectos de la inflación:  $i = 0,04$  (4%).

- Tasa unitaria de inflación anual:  $g = 0,03$  (IPC = 3%).
- Tasa unitaria de descuento incluidos efectos de inflación:  $k = i + g + ig = 0,0712$ .
- Tasa unitaria de incremento anual para el precio de la electricidad y los costes de explotación del sistema eólico:  $z = 0,04$  (4%).

### Solución

Se forma la siguiente tabla:

Año	Sobre inversión SI (€)	Ahorro (€) nominales	Ahorro actualizado (€) constantes	VAN Acumulado (€) constantes
0	16.000	----	----	-16.000
1	----	2.829	2.641	-13.359
2	----	2.942	2.565	-10.794
3	----	3.060	2.490	-8.304
4	----	3.182	2.418	-5.886
5	----	3.309	2.348	-3.538
6	----	3.442	2.280	-1.258
7	----	3.579	2.214	956
8	----	3.723	2.149	3.105
9	----	3.871	2.087	5.192
10	----	4.026	2.027	7.219

**Tabla 11.7. Evolución del flujo de ahorros y del VAN acumulado para el ejemplo 11.7.**

Para la elaboración de la tabla 11.7 se ha considerado:

- Ahorro evaluado a precios de año cero:  $A_0$  calculado como la energía eléctrica que se deja de comprar a la red por el precio de compra menos los costes de explotación eólicos. Es decir:

$$A_0 = 17 \text{ (MWh)} \times (180 - 20) (\text{€/MWh}) = 2720 \text{ €}$$

- El ahorro en moneda nominal correspondiente al año  $j$  se calcula según (11.24)

$$A_j = A_0 (1 + z)^j = 2720 (1 + 0,04)^j$$

- El ahorro correspondiente al año  $j$ , debidamente actualizado al año cero en moneda constante, se calcula según:

$$A_0 \frac{(1 + z)^j}{(1 + k)^j} = 1190 \frac{(1 + 0,04)^j}{(1 + 0,0712)^j}$$

A partir de la tabla 11.7 y de las fórmulas (11.25), (11.26) y (11.27) se obtiene:

- *Payback* actualizado: alrededor de 6,5 años
- VAN: experimenta un crecimiento sostenido. En el año 10 es positivo y alcanza el valor de 7.219€ constantes (euros del año cero).
- TRI: en el año 10, el valor de la TRI es 0,145 (14,5%).

Por todo ello, el proyecto puede calificarse como económico viable.

## 11.11. Aspectos medioambientales

La energía eólica comporta un cierto impacto medioambiental, con aspectos positivos y negativos. Se deben aprovechar los primeros y usar medidas correctoras que eviten o minimicen los segundos. Es una fuente de energía compatible con el desarrollo sostenible, siendo su uso muy positivo por los siguientes aspectos:

- Es una fuente de energía renovable, por lo que ahorra recursos energéticos no renovables, como carbón, petróleo, gas natural o uranio.
- Está muy distribuida por todo el globo terrestre, por lo que a diferencia de otros recursos que están concentrados en unos lugares determinados, la energía eólica está a disposición de muchos países.
- No emite gases contaminantes, ni locales ni transfronterizos. Así, no emite gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, metano, óxidos de nitrógeno), ni gases destructores de la capa de ozono, ni gases acidificantes de la atmósfera (óxidos de azufre y nitrógeno), ni residuos sólidos ni líquidos que tanto por su cantidad como por su composición puedan ser agentes contaminantes. Tampoco consume agua.

El análisis del impacto ambiental de la energía eólica contempla los siguientes aspectos.

### a) Ahorro de combustibles fósiles

Si se supone que una central térmica opera con un rendimiento medio del 33%, para obtener 1 MWh eléctrico en barras del alternador de la central, se requiere un aporte de energía primaria fósil igual a 0,261 tep, según se deduce de la siguiente expresión:

$$\text{Producción de } 1 \text{ MWh con un rendimiento de } 33\% \rightarrow \frac{1 \text{ MWh}}{0,33} \times \frac{1 \text{ tep}}{11,63 \text{ MWh}} = 0,261 \text{ tep}$$

Para el cálculo del ahorro de energía primaria equivalente (tep) asociado a la energía eólica, se supone para la misma unas condiciones de explotación de un número de horas anuales equivalentes a plena carga igual a 2.100 (factor de carga 0,24). En consecuencia por cada MW de potencia eólica instalada, el ahorro anual de energía primaria es:

$$\text{Ahorro anual} = \text{Producción anual} \times \frac{0,261 \text{ tep}}{\text{MWh}} = 2100 \left( \frac{\text{MWh}}{\text{MW}} \right) \times \frac{0,261 \text{ tep}}{\text{MWh}} \approx 550 \left( \frac{\text{tep}}{\text{MW}} \right)$$

Por lo cual el ahorro anual en energía primaria que se obtiene por el uso de energía eólica puede estimarse en 550 tep por cada MW de potencia eólica nominal instalado, o lo que es equivalente a 0,261 tep por cada MWh de energía eléctrica producida por vía eólica. Este es el ahorro en energía primaria si la misma cantidad de energía eléctrica tuviera que producirse por el uso de un combustible fósil en lugar de usar la eólica.

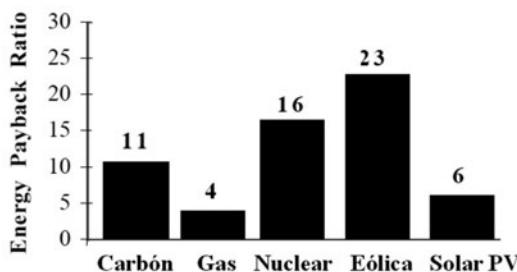
Nota:

- 1 tep: tonelada equivalente de petróleo =  $10^7$  kcal = 11,63 MWh.
- 1 tep  $\approx$  7,5 barriles de petróleo (1 barril = 158,9 litros).

A título ilustrativo se puede estimar que para una producción eólica en España de 36.188 GWh en el año 2009, el ahorro en energía primaria fue de alrededor de 9,5 millones de tep, si la energía eléctrica producida hubiera tenido que ser obtenida por vía térmica.

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

En la figura 11.12 se muestran los valores de la EPR para distintas fuentes de energía. Estos valores son orientativos y pueden sufrir variaciones según el tipo de central, situación de la misma, régimen de explotación, etc.



**Figura 11.12. Tasa de retorno energético de distintos tipos de energías.**

b) *Ahorro de emisiones de gases contaminantes*

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

Los gases que dejan de emitirse cuando se usa la energía eólica y que en cambio están presentes cuando utilizamos energías de origen fósil (carbón, petróleo o gas) son:

- Gases que provocan el efecto invernadero: fundamentalmente el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), los óxidos de nitrógeno (en particular el óxido nitroso  $\text{N}_2\text{O}$ ) y el metano ( $\text{CH}_4$ ).
- Gases que provocan la acidificación atmosférica y las lluvias ácidas: en particular el dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ).
- Gases que provocan la creación de ozono troposférico: en particular los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y los compuestos orgánicos volátiles (COV's), en especial hidrocarburos. Todos ellos actúan, en presencia de radiación ultravioleta solar, como contaminantes primarios, facilitando la creación de ozono troposférico y la contaminación fotoquímica (smog de grandes ciudades).

Además de los gases anteriormente citados, el uso de algunos combustibles fósiles (carbón, fuelóleo, etc.), acarrea la emisión de partículas, hollines y cenizas volantes y en general distintos tipos de aerosoles que contribuyen a la contaminación atmosférica.

Las emisiones específicas o factores de emisión (masa de contaminante por unidad de energía final producida) varían según el combustible, la tecnología utilizada y el régimen de explotación, por lo que es difícil asignar unos valores concretos de emisión. Así, no presenta la misma emisión específica una central de gas natural de ciclo combinado que una central térmica de carbón, como también es diferente si la misma central trabaja a plena carga o a carga parcial, pues existe una variación del rendimiento de la misma.

Las emisiones específicas, expresadas en gramos de sustancia emitida por kWh de energía eléctrica producida se indican en la tabla 11.8. Estos valores son aproximados ya que dependen de los aspectos indicados anteriormente.

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

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

De esta forma un aerogenerador de 1.200 kW de potencia nominal, trabajando con un factor de carga igual a 0,25 (2.200 horas anuales equivalentes a plena carga) puede:

- Producir anualmente 2.640 MWh eléctricos.
- Ahorrar anualmente unas 700 toneladas equivalentes de petróleo (tep).
- Evitar una emisión a la atmósfera de unas 1.800 toneladas anuales de CO<sub>2</sub>, unas 10 toneladas de SO<sub>2</sub> y unas 4 toneladas de NO<sub>x</sub>.

#### c) Uso del suelo

Las necesidades de suelo es otro aspecto medioambiental al que se debe prestar atención. En general, en un parque eólico los aerogeneradores se instalan manteniendo entre ellos una separación del orden de unos 5 a 10 diámetros del rotor en la dirección del viento dominante y de 3 a 5 diámetros en la dirección perpendicular a la misma. Estos valores pueden cambiar en función de la orografía del terreno, régimen de vientos y tipo de aerogeneradores.

A partir de estas consideraciones, las necesidades de suelo para un parque eólico pueden situarse entre 50 y 150 m<sup>2</sup>/kW instalado de tal forma que la capacidad instalada por unidad de área está comprendida entre 6 y 20 MW/km<sup>2</sup> (en la práctica un valor relativamente frecuente se sitúa alrededor de 125 m<sup>2</sup>/kW, equivalente a unos 8 MW/km<sup>2</sup>).

De toda esta superficie, solo de un 5 a un 10% está físicamente ocupada por los aerogeneradores, instalaciones auxiliares e infraestructuras de acceso, quedando el resto libre para usos que no perturben el funcionamiento de las máquinas eólicas (agricultura, ganadería o recreo). Así, por ejemplo un parque eólico de unos 50 MW podría ocupar alrededor de unos 7 km<sup>2</sup> de los cuales aproximadamente 6 km<sup>2</sup> podrían ser usados para otros fines compatibles con la explotación eólica.

#### d) Ruido

El ruido es un sonido molesto o indeseado y tiene dos orígenes:

- Mecánico: producido por el rozamiento entre las distintas partes móviles de la máquina (cojinetes, caja multiplicadora, generador eléctrico, etc.). Prácticamente carece de importancia a cierta distancia del aerogenerador.
- Aerodinámico: en forma de sonido silbante, alcanzando distancias mayores. Es el ruido que puede causar problemas en comunidades próximas al aerogenerador. En particular los tonos puros originan mayores molestias. Su origen se sitúa principalmente en las puntas y partes posteriores de las palas y aumenta con la velocidad de rotación de las mismas. Esta es una de las razones por las que se limita la velocidad de la punta de la pala a unos 65 m/s en aplicaciones terrestres. En marítimas (*offshore*) se permiten mayores velocidades.

En el análisis de la generación de ruido de un aerogenerador se distingue:

- Con el aerogenerador parado en estado operativo: se presenta por una parte un ruido debido al posicionamiento del conjunto góndola – rotor, con una duración aproximada de 5 a 10 s. Es un ruido parecido al de una bomba centrífuga de agua con una componente tonal próxima a 200 Hz. Además existe el ruido aerodinámico que producen las palas al circular el aire a su alrededor.
- Con el aerogenerador en marcha, los ruidos anteriores son imperceptibles, pero en cambio aparecen dos focos principales: la propia turbina y el ruido aerodinámico de las palas girando.

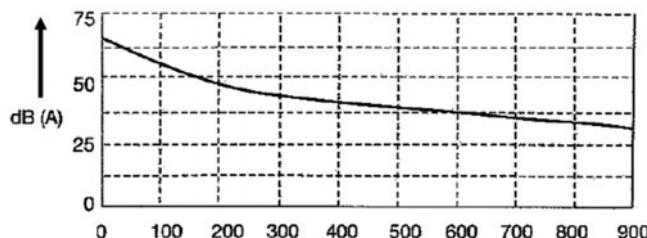
La medida de inmisión sonora es compleja, sobre todo porque depende no solo de las condiciones meteorológicas sino también de la velocidad el viento. Existe una norma (UNE – EN – ISO 61400-11: Aerogeneradores parte 11: Técnicas de medida de ruido acústico) que describe el procedimiento de medida del ruido.

En la tabla 11.9 se muestran valores del nivel sonoro para ilustrar al lector sobre el nivel acústico que produce un gran aerogenerador. El nivel sonoro se atenúa con la distancia a la fuente de origen. Si la fuente es puntual (caso de un único aerogenerador) se estima en una disminución de 6 dB(A) cada vez que se dobla la distancia a la fuente, así si a 500 m el nivel sonoro de un aerogenerador es 36 dB(A), a 1.000 m será 30 dB(A). En cambio si la fuente es lineal (caso de un parque eólico formado por aerogeneradores en línea) la atenuación es aproximadamente de 3 dB(A) cada vez que se dobla la distancia.

Fuente	dB(A)	Fuente	dB(A)
Daños en el oído	140	Local bullicioso	70
Avión turborreactor a 70 m	130	Despacho/domicilio	50
Umbral de dolor	120	Zona residencial	40
Martillo neumático	100	Gran aerogenerador a 350 m	35 - 45
Ferrocarril a 10 m	90	Estudio de grabación	20

**Tabla 11.9. Tabla de referencias de niveles sonoros.**

En la figura 11.13 se muestra la variación del nivel sonoro con la distancia para un aerogenerador de 1 MW y cuya velocidad del extremo de la pala es de 60 m/s.



**Figura 11.13. Nivel sonoro de un aerogenerador de 1 MW.**

## ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES

La relación del nivel sonoro (NS) con la intensidad ( $I$ ) o potencia sonora de la fuente es a través de la expresión logarítmica (logaritmo de base 10):

$$NS = 10 \log \left( \frac{I}{I_0} \right) \quad (11.28)$$

El nivel sonoro ( $NS_n$ ) que producen  $n$  aerogeneradores, conocido el nivel sonoro (NS) que produce un único aerogenerador se determina según:

$$NS_n = 10 \log \left( \frac{I_n}{I_0} \right) = 10 \log \left( \frac{n I}{I_0} \right) = 10 \log n + 10 \log \left( \frac{I}{I_0} \right) = 10 \log n + NS \quad (11.29)$$

Así, por ejemplo, si un aerogenerador produce a una distancia de 500 m un nivel sonoro igual a 35 dB(A), la instalación de 10 aerogeneradores producirá 45 dB(A).

## REFERENCIAS

---

- 1 ACKERMANN, T. (2005) *Wind Power in Power Systems*. Wiley, United Kingdom
- 2 MATHEW, S. (2008) *Advances in wind energy and conversion technology*. Springer
- 3 PRAMOD Jain. (2010) *Wind Energy Engineering*. McGraw-Hill
- 4 SHEPHERD, W. (2010) *Electricity generation using wind power*. World Scientific
- 5 TALAYERO, Ana Patricia (2008) *Energía eólica*. Prensas Universitarias de Zaragoza
- 6 Asociación Empresarial Eólica (AEE), [www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)
- 7 American Wind Energy Association (AWEA), [www.awea.org](http://www.awea.org)
- 8 CIEMAT, [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)
- 9 Danish Wind Industry Association (DWIA), [www.windpower.org](http://www.windpower.org)
- 10 European Wind Energy Association (EWEA), [www.ewea.org](http://www.ewea.org)
- 11 Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), [www.mityc.es](http://www.mityc.es)
- 12 Agencia Internacional de la Energía (IEA), [www.iea.org](http://www.iea.org)
- 13 Wind Energy - The Facts, [www.wind-energy-the-facts.org](http://www.wind-energy-the-facts.org)

# ANEXO I

## Unidades y factores de conversión

---

Prefijo	Símbolo	Factor	Prefijo	Símbolo	Factor
Exa	E	$10^{18}$	Deci	d	$10^{-1}$
Peta	P	$10^{15}$	Centi	c	$10^{-2}$
Tera	T	$10^{12}$	Mili	m	$10^{-3}$
Giga	G	$10^9$	Micro	$\mu$	$10^{-6}$
Mega	M	$10^6$	Nano	n	$10^{-9}$
Kilo	k	$10^3$	Pico	p	$10^{-12}$
Hecto	h	$10^2$	Femto	f	$10^{-15}$
Deca	da	10	Atto	a	$10^{-18}$

**Tabla A.1. Múltiplos y submúltiplos.**

Unidades	kJ	kWh	CVh	Kcal	Btu
<b>kJ</b>	1	$2,778 \times 10^{-4}$	$3,777 \times 10^{-4}$	0,2389	0,9479
<b>kWh</b>	3.600	1	1,36	860	3413
<b>CVh</b>	2.648	0,7355	1	632,5	2510
<b>kcal</b>	4,186	$1,163 \times 10^{-3}$	$1,581 \times 10^{-3}$	1	3,968
<b>Btu</b>	1,055	$2,93 \times 10^{-4}$	$3,984 \times 10^{-4}$	0,252	1
1 termia (te) = 1.000 kcal		1 therm = $10^5$ Btu		1 HP = 0,7457 kW	
1 frigoría = 1 kcal (frío)		1 ton refrigeration = 12000 Btu/h			

**Tabla A.2. Factores de conversión de unidades de energía.**

Unidades	GJ	MWh	tep	kNm³ GN	Barril
<b>GJ</b>	1	0,2778	0,02389	0,02654	0,181
<b>MWh</b>	3,6	1	0,086	0,0955	0,651
<b>tep</b>	41,86	11,63	1	1,111	7,58
<b>kNm³ GN</b>	37,67	10,47	0,9	1	6,82
<b>Barril</b>	5,53	1,54	0,132	0,147	1

Nomenclatura y otras conversiones de interés:

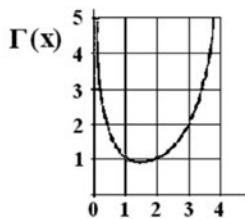
- 1 GJ : giga julio              1 MWh: megavatio hora
- 1 tep: tonelada equivalente de petróleo (1 tep =  $10^7$  kcal)
- 1 tec: tonelada equivalente de carbón (1 tec = 0,7 tep)
- 1 barril: barril de petróleo (1 barril =  $0,159 \text{ m}^3 \approx 132 \text{ kg}$ )
- 1 kNm³ GN: 1.000 m³ normales de gas natural (PCS = 9.000 kcal/Nm³)
- 1 unidad Q =  $10^{15}$  Btu = 1.000 quad

**Tabla A.3. Unidades macro energéticas y factores de conversión.**

## ANEXO II

---

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1,00	1,00000	1,25	0,90640	1,50	0,88623	1,75	0,91906
1,01	0,99433	1,26	0,90440	1,51	0,88659	1,76	0,92137
1,02	0,98884	1,27	0,90250	1,52	0,88704	1,77	0,92376
1,03	0,98355	1,28	0,90072	1,53	0,88757	1,78	0,92623
1,04	0,97844	1,29	0,89904	1,54	0,88818	1,79	0,92877
1,05	0,97350			1,55	0,88887		
1,06	0,96874	1,30	0,89747	1,56	0,88964	1,80	0,93138
1,07	0,96415	1,31	0,89600	1,57	0,89049	1,81	0,93408
1,08	0,95973	1,32	0,89464	1,58	0,89142	1,82	0,93685
1,09	0,95546	1,33	0,89338	1,59	0,89243	1,83	0,93969
		1,34	0,89222			1,84	0,94261
1,10	0,95135	1,35	0,89115	1,60	0,89352	1,85	0,94561
1,11	0,94740	1,36	0,89018	1,61	0,89468	1,86	0,94869
1,12	0,94359	1,37	0,88931	1,62	0,89592	1,87	0,95184
1,13	0,93993	1,38	0,88854	1,63	0,89724	1,88	0,95507
1,14	0,93642	1,39	0,88785	1,64	0,89864	1,89	0,95838
1,15	0,93304			1,65	0,90012	1,90	0,96177
1,16	0,92980	1,40	0,88726	1,66	0,90167	1,91	0,96523
1,17	0,92670	1,41	0,88676	1,67	0,90330	1,92	0,96877
1,18	0,92373	1,42	0,88636	1,68	0,90500	1,93	0,97240
1,19	0,92089	1,43	0,88604	1,69	0,90678	1,94	0,97610
		1,44	0,88581			1,95	0,97988
1,20	0,91817	1,45	0,88566	1,70	0,90864	1,96	0,98374
1,21	0,91558	1,46	0,88560	1,71	0,91057	1,97	0,98768
1,22	0,91311	1,47	0,88563	1,72	0,91258	1,98	0,99171
1,23	0,91075	1,48	0,88575	1,73	0,91467	1,99	0,99581
1,24	0,90852	1,49	0,88595	1,74	0,91683	2,00	1,00000



$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad x > 0$$

$$\Gamma(x+1) = x \Gamma(x)$$