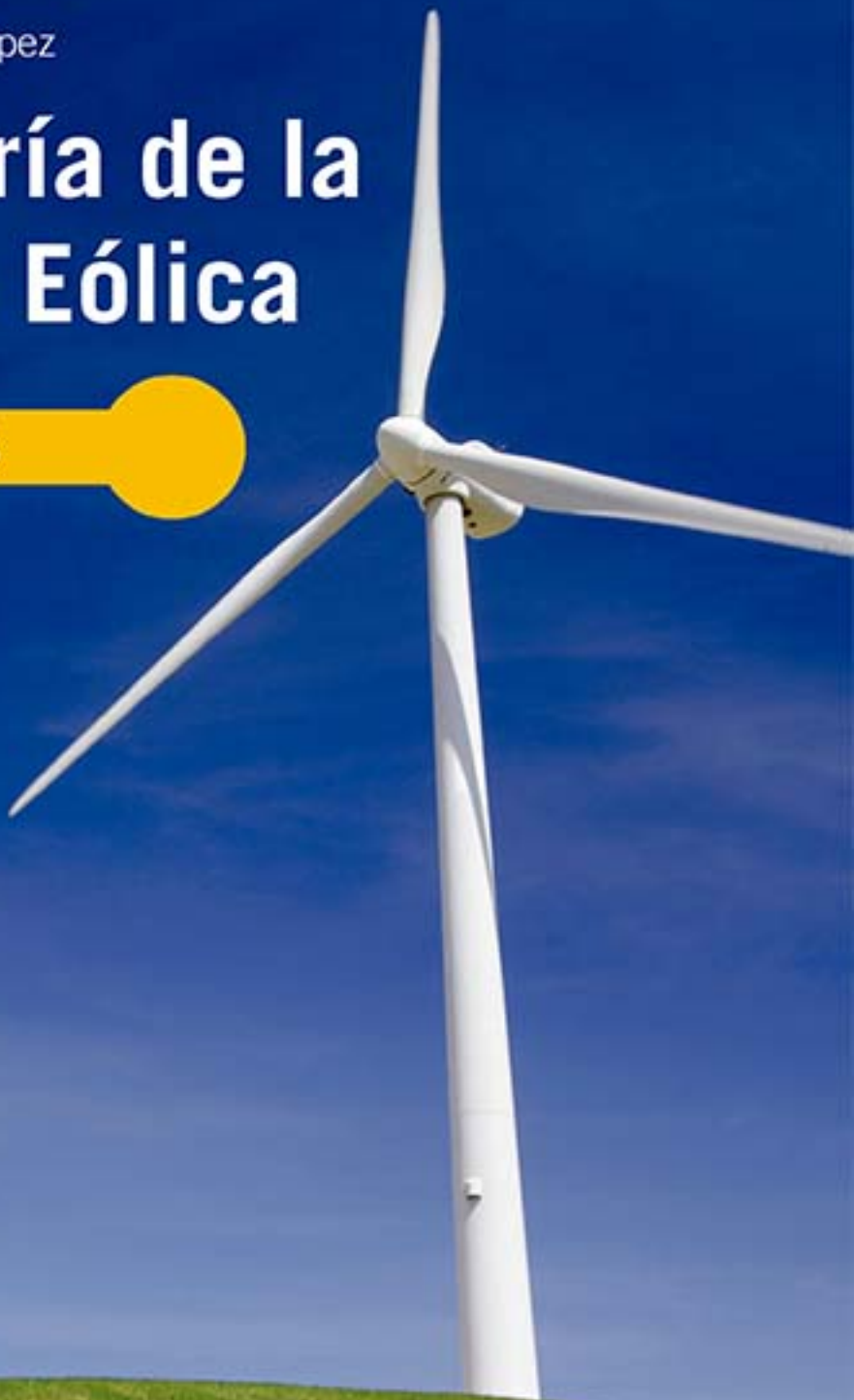


Miguel Villarrubia López

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



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

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

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

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

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@alfaomegaeditor.com.ar

CAPÍTULO 1. ASPECTOS GENERALES

- 1.1. Introducción
- 1.2. Tipos de aerogeneradores eólicos
- 1.3. Sistemas de producción eolieléctrica
- 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 álabe
 - 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 álabe 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 $\Gamma(x)$

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 CO₂, 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

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 decimoprimer 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
Población mundial a finales de la década del 2000: 6.670 millones				
Nota: 1 tep = tonelada equivalente de petróleo				
Tabla 1.1. Consumo anual per cápita de energía primaria (tep/persona y año).				

- 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 CO₂. 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 CO₂, (considerando una emisión específica de CO₂ asociada a la producción de electricidad de 460 toneladas de CO₂ 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) Según 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) Según 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) Según la velocidad del rotor de la turbina eólica:

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

d) Según su control y regulación:

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

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) Según 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) Según 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 λ (*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 λ 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 λ , 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 λ 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 eoloelectrónica

Se distinguen dos sistemas básicos de producción eoloelectrónica:

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 ondulator 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

Tabla 1.2. Características generales de grandes aerogeneradores.

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					
Tabla 1.3. Capacidad nominal instalada acumulada por países (MW) en 2008					

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).

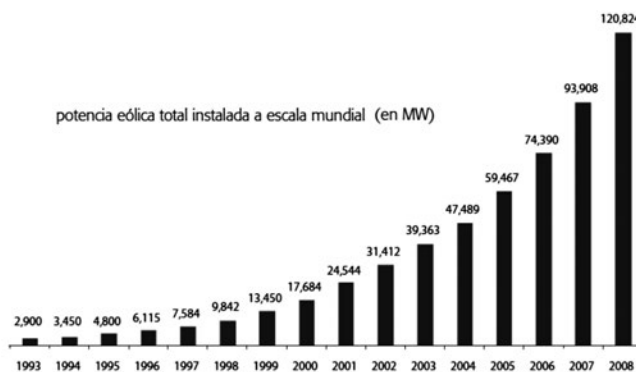


Figura 1.1. Potencia eólica mundial instalada acumulada, en MW.

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 <i>offshore</i> (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
Tabla 1.4. Datos eoloelectrónicos para un conjunto de veinte países de la IEA Wind (2007).	

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.

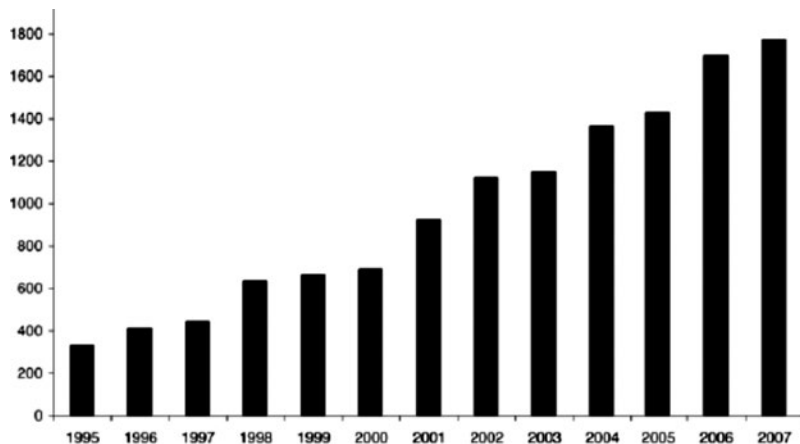


Figura 1.3. Potencia media (kW) de turbinas instaladas en países miembros de la IEA Wind en el período 1995-2007.

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 progresa 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/m². 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/m².

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 convertidores 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

COMPOSICIÓN DEL AIRE SECO			
Componente	Masa molecular (kg/kmol)	% Volumen	% Masa
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
El aire húmedo incorpora una cantidad variable de vapor de agua			
Vapor de agua (H ₂ O)	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.

Masa molecular (M) kg/kmol	Constante del gas (R' = R/M) J/kg K	Calores específicos (J/kg K)	
		Presión cte (c_p)	Volumen cte (c_v)
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, ρ : densidad (kg/m³); 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°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.

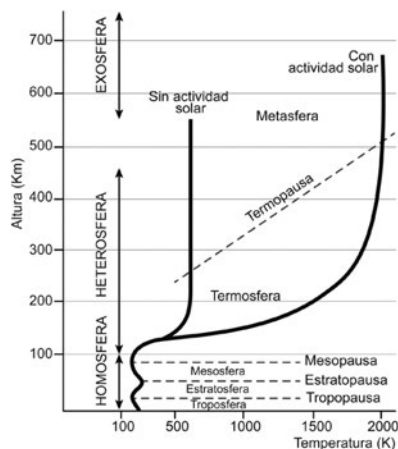


Figura 2.1.
Estructura vertical de la atmósfera terrestre.

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

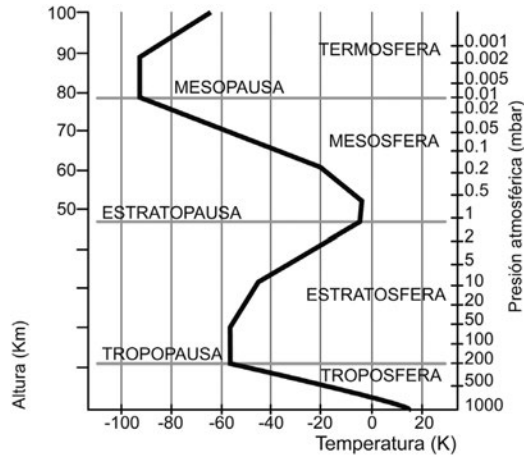


Figura 2.2. Perfil vertical de temperatura de la atmósfera estándar.

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)	$p = 1.013,25$ mbar ; $t = 15$ °C ; $\rho = 1,2257$ kg/m ³ ; $R' = 287,04$ J/kg K
	Aceleración de la gravedad: $g = 9,80665$ m/s ²
	Coefficiente de dilatación del aire = $1/273$ (°C) ⁻¹
Troposfera $0 < z < 11.000$ m	Temperatura t (°C): $t = 15 - 0,0065 z$
	Presión p (mb): $p = 1013,25 \times \left(1 - 2,2569 \times 10^{-5} z\right)^{5,2561}$
Tabla 2.4. Características de la atmósfera estándar.	

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 $z = 1.000$ m se tiene:

$$\text{Temperatura (t)} \quad t = 15 - 0,0065 z = 15 - 6,5 = 8,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Presión atmosférica (p)} \quad p = 1013,25 \times \left(1 - 2,2569 \times 10^{-5} z\right)^{5,2561} = 898,7 \text{ mbar}$$

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°C/km. En la práctica, la atmósfera real y la presencia de vapor de agua reducen este gradiente a -6,8°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).

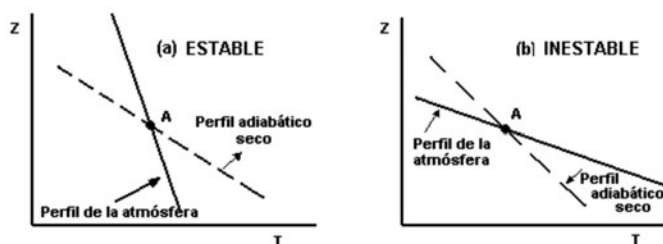


Figura 2.3. Perfiles de temperaturas de la atmósfera real y adiabático de aire.

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-

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.

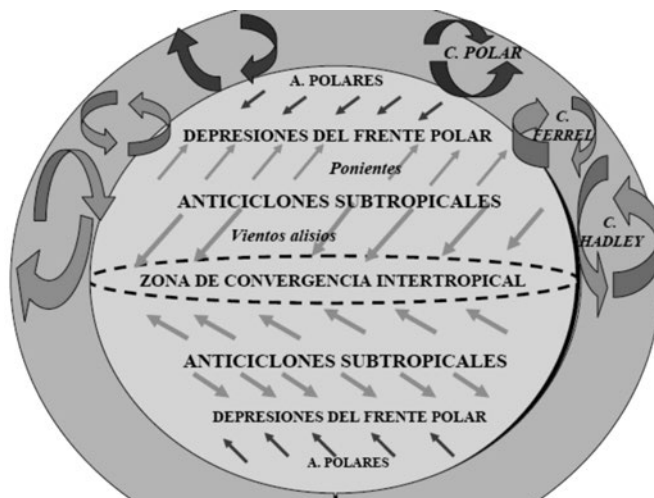


Figura 2.4. Esquema de la circulación general de la atmósfera.

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 anticiclones 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.

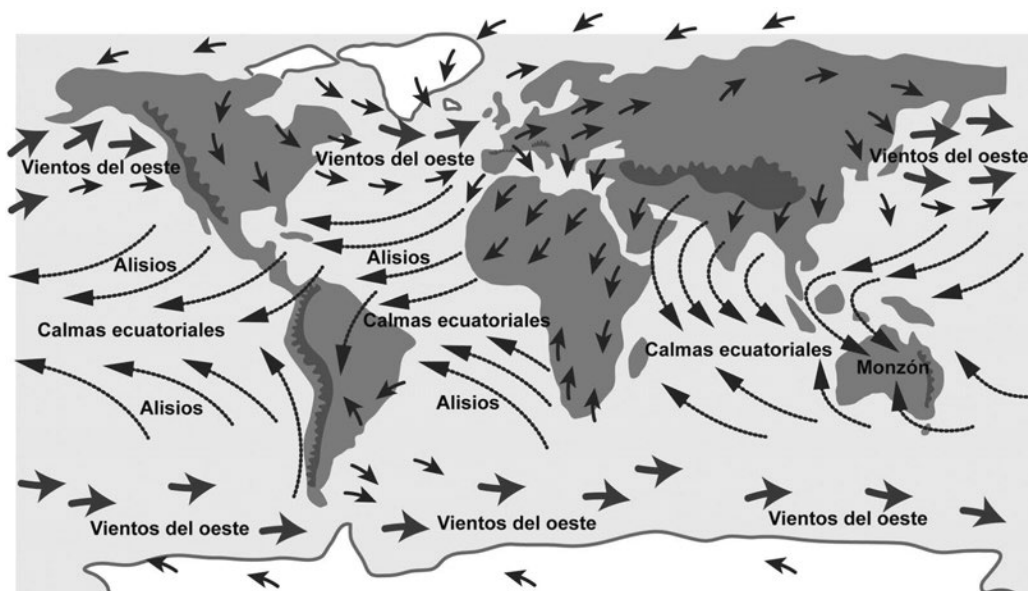


Figura 2.5. Vientos dominantes en el mes de enero. Los vientos del oeste, aun presentando mayor discontinuidad que los alisios tropicales, tienen una gran intensidad.

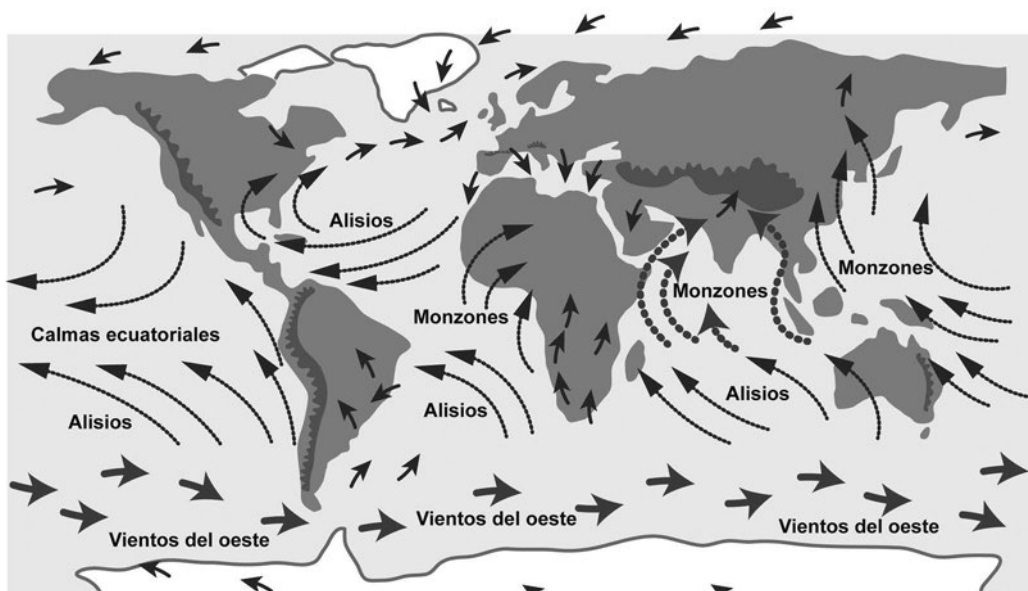


Figura 2.6. Vientos dominantes en julio. Destacan los monzones, vientos húmedos que penetran en áreas tropicales del hemisferio norte, afectando especialmente a Asia.