



**mr**  
manual de referència

INGENIERÍA ENERGÉTICA

# MANUAL DE ENERGÍA EÓLICA

## DESARROLLO DE PROYECTOS E INSTALACIONES

Salvador Cucó Pardillos

EDITORIAL  
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

---

# **MANUAL DE ENERGÍA EÓLICA**

**Desarrollo de proyectos e instalaciones**

---

Salvador Cucó Pardillos

2017

EDITORIAL  
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Colección *Manual de Referencia*

Los contenidos de esta publicación han sido evaluados mediante el sistema *doble ciego*, siguiendo el procedimiento que se recoge en:  
<http://www.upv.es/entidades/AEUPV/info/891747normalc.html>

Para referenciar esta publicación utilice la siguiente cita: CUCÓ PARDILLOS, S., (2017). *Manual de energía eólica: desarrollo de proyectos e instalaciones*. Valencia: Universitat Politècnica de València

© Salvador Cucó Pardillos

© foto de portada: *Gigantes entre la niebla*. Jairo Peña

© 2017, Editorial Universitat Politècnica de València

*distribución*: Telf.: 963 877 012 / [www.lalibreria.upv.es](http://www.lalibreria.upv.es) / Ref.: 0500\_04\_01\_01

Imprime: Byprint Percom, sl

ISBN: 978-84-9048-514-9

Impreso bajo demanda

La Editorial UPV autoriza la reproducción, traducción y difusión parcial de la presente publicación con fines científicos, educativos y de investigación que no sean comerciales ni de lucro, siempre que se identifique y se reconozca debidamente a la Editorial UPV, la publicación y los autores. La autorización para reproducir, difundir o traducir el presente estudio, o compilar o crear obras derivadas del mismo en cualquier forma, con fines comerciales/lucrativos o sin ánimo de lucro, deberá solicitarse por escrito al correo [edicion@editorial.upv.es](mailto:edicion@editorial.upv.es).

Impreso en España

A mi mujer Elena y a mis tres hijos Boro, Paula y Elena.

A mi padre y a mi madre



# Presentación

Desde hace unas décadas la sociedad se ha planteado cómo disfrutar de un bienestar sustentado en el crecimiento económico sin menoscabo de los valores ambientales del planeta. Dada la enorme incidencia de la energía en el crecimiento económico, este planteamiento ha conducido a la búsqueda de fuentes de energía alternativas a las tradicionales (basadas en la combustión de materia fósil), como son las energías renovables, solar, eólica, biomasa, etc.

De entre las energías renovables ha sido la energía eólica la que ha destacado frente al resto de renovables, habiendo asistido en los últimos años a la incorporación de esta fuente de energía a gran escala dentro del sector de la producción de energía eléctrica.

En el momento actual, la energía eólica, ha alcanzado en determinados países, como España, un nivel en términos de potencia y de producción equivalentes o equiparables a otras fuentes de producción de energía eléctrica, como pueden ser la energía hidráulica, la energía nuclear, el carbón, el petróleo y el gas, lo que ha permitido diversificar la estructura energética de los países.

Este hecho se ha producido como consecuencia de un desarrollo tecnológico que ha conducido a la creación de una industria madura con capacidad para producir energía eléctrica a precios competitivos, desarrollo que ha sido incentivado desde los gobiernos de diferentes países, entre los que se puede destacar Alemania, España y Dinamarca como los pioneros, lo que ha permitido a Europa presentarse como líder en el sector hasta el momento.

Recientemente otros países, viendo los éxitos conseguidos en Europa, se han incorporado también al desarrollo de esta energía, entre los que cabe destacar por su importancia a EEUU y China, que ya han superado los niveles de potencia de Alemania y España, que lideraban el *ranking* mundial en términos de potencia instalada, hasta tan sólo hace unos pocos años.

El fuerte crecimiento de esta tecnología, ha permitido que la potencia instalada en el mundo haya alcanzado en al año 2015 la cantidad de 432.419 MW, según datos del Gobar Wind Energy Council (GWEC).

Lejos de producirse una ralentización en la incorporación de megavatios eólicos, la tendencia apunta hacia la continuidad en el crecimiento de esta fuente de energía en un futuro cercano, como lo demuestran los programas de fomento presentados por los gobiernos de diferentes países, como la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, en donde se establece como objetivo para el año 2020 una participación mínima de las energías renovables del 20 % de las necesidades de energía primaria.

El texto que se presenta abarca desde los aspectos fundamentales de la energía eólica hasta el análisis económico de las instalaciones, pasando por el análisis y cuantificación del recurso, la tecnología, la infraestructura y el procedimiento administrativo que permite la puesta en funcionamiento de las instalaciones.

Si bien puede parecer, a primera vista, que la publicación tiene un carácter técnico, dirigido sólo a ingenieros, cabe señalar que la incorporación de ejemplos desarrollados con gran detalle, la redacción de un tema en el que se expone y estructura el procedimiento administrativo y otro tema sobre los aspectos económicos, unido a un enfoque profesional con una importante cantidad de información práctica, hace recomendable este texto a otros profesionales, como pueden ser economistas, abogados y público en general.

El lector se encuentra ante un libro, estructurado y práctico, cuya lectura permite adquirir un conocimiento de conjunto del sector de la energía eólica, con lo que se contribuye de forma clara a la difusión de esta energía.

# Prólogo

El texto que se acompaña es el resultado del desarrollo, durante más de 15 años, de los apuntes sobre energía eólica utilizados en numerosos cursos de energías renovables impartidos en distintos lugares de la geografía española.

Estos apuntes nacieron como guía para el autor, de forma que estuviera estructurada la materia para una mejor transmisión de los conocimientos, habiendo evolucionado curso tras curso hasta convertirse en el presente documento.

No es por tanto un texto que haya surgido exclusivamente de los conocimientos previos y experiencia profesional del autor, sino que se trata de un documento escrito que refleja todo aquello que ha sido necesario conocer para su exposición, de forma que cada curso ha sido un estímulo más que ha servido para corregir, mejorar y ampliar el texto. Del resultado y aceptación en el mercado de esta publicación dependerá que continúe su desarrollo.

El texto abarca la totalidad de la materia a excepción de la eólica marina, postergada a su desarrollo en sucesivas ediciones.

En el capítulo primero se expone una breve introducción al sector de la energía eólica.

En el capítulo segundo se trata el origen del viento y su aplicación a la producción de energía.

En el capítulo tercero se abordan los fundamentos teóricos y el cálculo de la producción, siempre con el acompañamiento de ejemplos prácticos con aerogeneradores comerciales.

En el capítulo cuarto se describe la tecnología, con gran número de esquemas, imágenes y ejemplos.

En el capítulo quinto se aborda la infraestructura del parque eólico en donde se han introducido también esquemas y ejemplos para facilitar la comprensión de la materia.

En el capítulo sexto se aborda el procedimiento administrativo actualizado según la nueva legislación del sector eléctrico en España, con cuadros resúmenes de gran ayuda.

En el capítulo séptimo se aborda el análisis económico, complementado con un ejemplo práctico desarrollado de un plan de negocio de un parque eólico.

En el capítulo octavo se tratan las instalaciones aisladas con numerosos esquemas y un ejemplo desarrollado.

La materia está estructurada de forma que el libro se puede utilizar como texto de estudio o bien como texto de consulta. Tiene un enfoque muy práctico con multitud de ejemplos y ejercicios, y está dirigido a estudiantes de enseñanzas técnicas, ingenieros, promotores, consultores, abogados, economistas y público en general.

En coherencia con lo indicado, se indica a continuación la dirección de correo electrónico, donde el lector puede remitir sus comentarios, sugerencias, errores detectados, etc., para su consideración en ediciones posteriores: [scucop@telefonica.net](mailto:scucop@telefonica.net).

Octubre de 2016

Salvador Cucó Pardillos

Ingeniero Superior Industrial

# Agradecimientos

A Oscar Arauz, Julián González, Alberto Ceña, la Escuela de Organización Industrial (EOI) sin cuya participación no habría sido posible esta obra.

A la Dirección General de Energía de la Conselleria de Infraestructuras y Transporte de la Comunidad Valenciana y a los promotores eólicos del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana, cuya intervención ha ayudado a la redacción de este texto.

A mi hermano Federico por su constante apoyo y confianza.

Mi agradecimiento más grande a mi mujer Elena y mis tres hijos Boro, Paula y Elena por el tiempo que no les he podido dedicar durante la redacción de este texto.



# Índice

Presentación .....	III
Prólogo .....	V
Agradecimientos.....	VII
Índice .....	IX
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1. La contribución de la energía eólica .....	1
1.2. Política energética.....	4
1.3. Incentivos económicos .....	5
1.4. Barreras al desarrollo de la energía eólica .....	8
Capítulo 2. Origen y características del viento .....	11
2.1. Origen del viento .....	11
2.2. Variación del viento con la altura .....	15

2.3. La medida del viento .....	17
2.4. Influencia de los obstáculos.....	22
2.5. Ejercicios .....	25
2.6. Solución a los ejercicios .....	26
Capítulo 3. El recurso eólico.....	27
3.1. Cálculo de la potencia disponible en el viento .....	27
3.2. Cálculo de la potencia aprovechable en el viento. Teoría de Betz .....	30
3.3. Coeficiente de potencia.....	33
3.4. Cálculo de la densidad del aire .....	36
3.5. El potencial eólico, densidad de potencia.....	38
3.6. Curva de potencia de un aerogenerador.....	40
3.7. Análisis de la curva de potencia .....	42
3.8. Coeficiente de empuje .....	43
3.9. Coeficiente de momento o de par .....	46
3.10. Determinación de las variables de viento .....	47
3.10.1. Rosa de vientos .....	48
3.10.2. Rosa de vientos de frecuencias.....	49
3.10.3. Rosa de vientos de velocidades .....	50
3.10.4. Rosa de vientos de potencia .....	51
3.10.5. Rosa de vientos de energía .....	52
3.10.6. Otras representaciones.....	53
3.10.7. Rosa de vientos de turbulencia .....	54
3.10.8. Curva de turbulencias.....	55
3.10.9. Fuentes de datos de viento.....	56
3.10.10. Ejemplo de Rosa de vientos .....	58

---

3.10.11. Curva de distribución de frecuencias de velocidades.....	64
3.10.12. Ley de distribución de Weibull.....	66
3.10.13. Función de distribución acumulada .....	71
3.10.14. Curva de duración o de velocidades clasificadas.....	73
3.10.15. Densidad de producción.....	73
3.10.16. Velocidad media del viento .....	75
3.10.17. Velocidad media de cálculo.....	75
3.10.18. Facto cúbico o factor de dispersión o factor de patrón de energía.....	76
3.10.19. Clasificación de los vientos .....	76
3.10.20. Producción de un aerogenerador.....	78
3.10.21. Horas equivalentes.....	86
3.10.22. Factor de utilización o factor de capacidad.....	87
3.10.23. Rendimiento estacional.....	88
3.10.24. Cálculo práctico de la producción.....	88
3.10.25. Corrección histórica de los datos de viento.....	94
3.10.26. Variación del viento con la altura .....	102
3.10.27. La capa superficial.....	106
3.10.28. Variación de la velocidad con la posición .....	107
3.10.29. Representaciones del potencial eólico .....	115
3.10.30. Producción neta del parque eólico.....	117
3.10.31. Incertidumbres .....	119
3.10.32. La práctica de la cuantificación del recurso eólico .....	126
3.11. El programa WAsP.....	128
3.12. Pérdida de producción por envejecimiento.....	129
3.13. Ejemplos .....	129
3.14. Ejercicios .....	137

3.15. Solución a los ejercicios .....	144
Capítulo 4. Aerogeneradores. Tecnología .....	145
4.1. Teoría de funcionamiento de los aerogeneradores.....	145
4.2. Curva característica de los aerogeneradores.....	148
4.3. Tipos de aerogeneradores .....	149
4.3.1. Clasificación por la fuerza de giro.....	149
4.3.2. Clasificación por tamaño.....	149
4.3.3. Clasificación por su disposición o forma .....	150
4.3.4. Clasificación rápidos y lentos.....	154
4.3.5. Clasificación por su resistencia al viento .....	155
4.3.6. Clasificación por el tipo de generador eléctrico .....	157
4.3.7. Clasificación por la velocidad de giro del rotor .....	158
4.3.8. Clasificación por el tipo de palas.....	158
4.3.9. Clasificación por el número de palas de rotor .....	158
4.4. Aerogeneradores de eje horizontal .....	162
4.5. Elementos de los aerogeneradores.....	162
4.5.1. Palas .....	166
4.5.2. Buje o cubo .....	167
4.5.3. Multiplicador.....	169
4.5.4. Generador.....	169
4.5.5. Frenos .....	177
4.5.6. Sistema de control .....	178
4.5.7. Góndola, bastidor y corona de orientación.....	178
4.5.8. Torre.....	179
4.6. Transformador y celdas de conexión.....	182
4.7. Fabricantes, potencias, dimensiones, precios .....	182

---

4.8. Control de potencia.....	187
4.9. Velocidad del rotor .....	191
4.10. Multiplicador .....	197
4.11. Generador y sistema eléctrico.....	199
4.12. Conexión a la Red.....	203
4.13. Calidad de energía e interferencias en la Red.....	203
4.14. El hueco de tensión.....	204
4.15. Elección del aerogenerador.....	206
4.16. Resumen de tecnología.....	207
4.17. La instalación eléctrica interior .....	207
4.18. Ejercicios .....	210
4.19. Solución a la ejercicios .....	212
Capítulo 5. Infraestructura del parque eólico .....	213
5.1. Definición de parque eólico.....	213
5.2. Aerogeneradores, potencia eléctrica del parque eólico .....	213
5.3. Distribución de los aerogeneradores.....	214
5.4. Línea interior eléctrica del parque .....	216
5.5. Subestación de parque .....	219
5.6. La simbología eléctrica.....	226
5.7. Línea de evacuación a red .....	227
5.8. Conexión a la red eléctrica .....	231
5.9. Ejemplo de red interior de parque .....	236
5.10. Ejemplo de línea aérea de conexión a red .....	240
5.11. Pérdidas de energía en la subestación.....	241
5.12. Accesos. Logística.....	242

5.13. Ejercicios .....	245
5.14. Solución a los ejercicios .....	250
Capítulo 6. Procedimiento administrativo .....	251
6.1. Necesidades de la energía eólica .....	252
6.2. Normativa .....	252
6.3. Procedimiento administrativo de carácter energético .....	256
6.4. Procedimiento del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica .....	261
6.5. Procedimiento del registro de régimen retributivo específico .....	263
6.6. Procedimiento administrativo de acceso al mercado eléctrico .....	266
6.7. Procedimiento administrativo de carácter ambiental .....	269
6.8. Procedimiento administrativo de ocupación de montes .....	279
6.9. Procedimiento administrativo de carácter urbanístico .....	280
6.10. Procedimiento administrativo de carácter industrial .....	291
6.11. Procedimiento administrativo de actividades .....	292
6.12. Procedimiento administrativo de Licencia de Obra .....	296
6.13. Procedimiento administrativo de Utilidad pública .....	297
6.14. Procedimiento administrativo de acceso y conexión a la red .....	304
6.15. Procedimiento de inscripción en el Registro Territorial de impuestos Especiales .....	312
6.16. Integración del procedimiento administrativo .....	313
6.17. Proyecto/anteproyecto de la instalación .....	315
6.18. Proyecto/anteproyecto del parque eólico .....	315
6.19. Proyecto de la línea de evacuación .....	316
6.20. Estudio de impacto ambiental .....	317

6.21. El instrumento urbanístico .....	317
6.22. Modelos de solicitud oficiales .....	321
6.23. Otros trámites .....	326
6.24. Planes de acción regionales .....	327
6.25. Auditoría administrativa. Due Dilligence.....	327
6.26. Ejercicios .....	329
6.27. Solución a los ejercicios .....	333
<b>Capítulo 7. Estudio económico .....</b>	<b>335</b>
7.1. Inversión .....	335
7.2. Gastos de gestión de establecimiento .....	338
7.3. Gastos de funcionamiento. Impuestos .....	341
7.4. Ingresos. Precio de la energía .....	348
7.5. Retorno de la inversión.....	357
7.6. Generación de empleo .....	357
7.7. El contrato de financiación .....	358
7.8. El contrato de compra de aerogeneradores.....	359
7.9. Ejercicios .....	359
7.10. Solución a los ejercicios .....	361
<b>Capítulo 8. Casos prácticos .....</b>	<b>363</b>
8.1. Parque eólico de 50 MW .....	363
8.1.1. Presupuesto .....	364
8.1.2. Gastos de gestión y establecimiento .....	367
8.1.3. Gastos de funcionamiento.....	369
8.1.4. Ingresos/facturación.....	373
8.1.5. Cuenta de resultados previsional .....	373

8.1.6. Flujo de caja.....	374
8.1.7. Rentabilidad, TIR.....	377
8.2. Caso sin financiación ajena .....	378
8.3. Ratio de coberturasobre la deuda, RCSD .....	380
8.4. Conclusión.....	381
8.5. Análisis de sensibilidad .....	381
8.6. Costes.....	382
8.7. Pequeñas instalaciones.....	383
8.8. Balance neto .....	385
Capítulo 9. Sistemas aislados.....	389
9.1. Principio de funcionamiento.....	389
9.2. Tecnología .....	391
9.3. El acumulador.....	395
9.3.1. Elementos del acumulador .....	395
9.3.2. Reacciones químicas en el acumulador durante la descarga .....	398
9.3.3. Reacciones químicas en el acumulador durante la carga.....	400
9.3.4. Capacidad del acumulador .....	401
9.3.5. Vida de un acumulador.....	404
9.3.6. Tipos de acumuladores.....	404
9.4. El regulador-cargador .....	407
9.5. El inversor.....	408
9.6. El generador.....	411
9.7. Sistemas mixtos eólico-fotovoltaicos .....	412
9.8. Ejemplo de cálculo. Vicienda aislada.....	415
9.9. Procedimiento administrativo.....	421

9.10. Fabricantes de aerogeneradores y equipos.....	424
9.11. Análisis económico de una instalación aislada.....	426
9.12. Ejercicios .....	428
9.13. Solución a los ejercicios .....	429
ANEXOS.....	431
Anexo 1. La función distribución de Weibull en Excel.....	432
Anexo 2. La función gamma en Excel.....	433
Anexo 3. La función contar de Excel.....	434
Anexo 4. Indicadores económicos. VAN y TIR .....	435
Anexo 5. Legislación de las comunidades autónomas de España .....	438
Bibliografía.....	443
Direcciones de internet.....	445
Asociaciones empresariales e institutos tecnológicos.....	446



# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. La contribución de la energía eólica

A continuación se relaciona el orden de magnitud de la producción de energía eléctrica a nivel mundial, de Europa y de España, con objeto de ser conocedores en todo momento del peso específico de los valores de producción que aparecen a lo largo del texto.

**Tabla 1.1. Datos de producción eléctrica año 2008. Fuente: IEA, REE**

	<b>Producción GWh</b>
<b>Mundial</b>	20055000 (2009)
<b>Europa</b>	10428600 (2009)
<b>España</b>	276712 (2011)

Para el año 2009 y según el avance del informe anual de Red Eléctrica de España la producción eléctrica nacional con desglose por fuentes de producción es el siguiente:

**Tabla 1.2. Demanda eléctrica en España año 2009. Fuente: REE, avance informe 2011**

<b>Tecnología</b>	<b>GWh</b>
Hidráulica	27.650
Nuclear	57.670
Carbón	43.427
Fuel/gas	7.491
Ciclo combinado	55.074
<b>Régimen ordinario</b>	<b>191.312</b>
Consumos generación	-8.043
<b>Régimen especial</b>	<b>93.443</b>
Eólica	42.060
Resto régimen especial	51.383
<b>Generación neta</b>	<b>276.712</b>
Bombeo	-3.245
Intercambios internacionales	-6.105
<b>Demanda</b>	<b>267.362</b>

En el año 2011 el peso de las energías renovables en la cobertura de la demanda ha alcanzado el 35 % de la demanda, destacando claramente la energía eólica que ha supuesto una cobertura de la demanda del 15,7 % en el año 2011, según los datos provisionales del avance de informe anual de REE, con una generación de 42.060 GWh. En términos de potencia instalada, el año 2011 terminó con un valor de 20.881 MW.

Aparte de señalar la importancia de la contribución de la energía eólica en la cobertura de la demanda en el año 2011, es necesario observar el fuerte crecimiento que ha supuesto la producción de energía eólica en los últimos años, pasando de una cobertura de la demanda del 5,9% en el año 2004 al valor que alcanzó en el año 2011 del 15,7 %.

En términos absolutos también es de destacar el crecimiento de la producción en los últimos años:

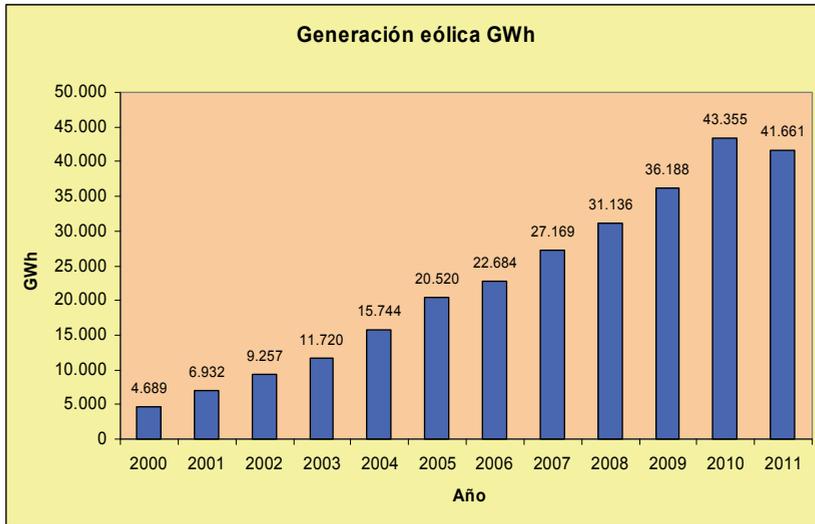


Figura 1.1. Evolución de la producción eólica en España. Fuente: AEE

A nivel europeo y mundial los datos sobre el crecimiento de la producción de energía eólica son igualmente relevantes, destacando por países China, Estados Unidos, Alemania y España, que lideran el grupo de países con mayor producción de energía eólica.

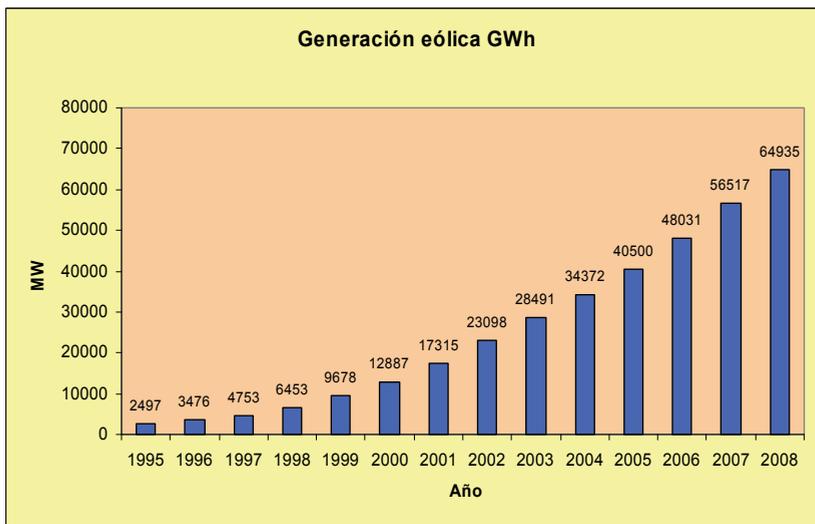


Figura 1.2. Evolución de la potencia eólica en Europa. Fuente: EWEA

## 1.2. Política energética

El desarrollo que ha seguido la producción de energía eólica, se debe en gran medida a la apuesta realizada por los diferentes gobiernos, entre ellos el Gobierno de España, que han apostado por una regulación con claras ventajas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en general y eólica en particular.

Así en España se ha contado con normas de carácter reglamentario como han sido el Real Decreto 2818/1998, el Real Decreto 436/2004, y el actual y prácticamente agotado Real Decreto 661/2007, todos ellos de regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En todos ellos se han establecido dos ventajas claves, una de ellas es la prioridad en el acceso de la energía de origen renovable frente a las fuentes de energía convencionales y el establecimiento de un incentivo económico, generalmente en forma de prima a la producción.

De forma paralela han sido aprobados diferentes planes de promoción energética, en donde se marcaban objetivos a alcanzar en cuanto a producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, en general, y de producción de energía eléctrica a partir del viento, en particular. Así en el año 2000 fue aprobado el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) 2000-2010, cuyos objetivos para el horizonte del año 2010 fueron revisados al alza en el año 2005 con la aprobación del actual Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, ya prácticamente agotado, estando en redacción un nuevo plan.

En el actual PER el objetivo establecido para la energía eólica es de una producción en el año 2010 de 45.511 GWh y una potencia instalada de 20.155 MW. Teniendo en cuenta los valores de producción y potencia ya conseguidos a finales del año 2009, 35.812 GWh y 18.119 MW, parece un objetivo alcanzable.

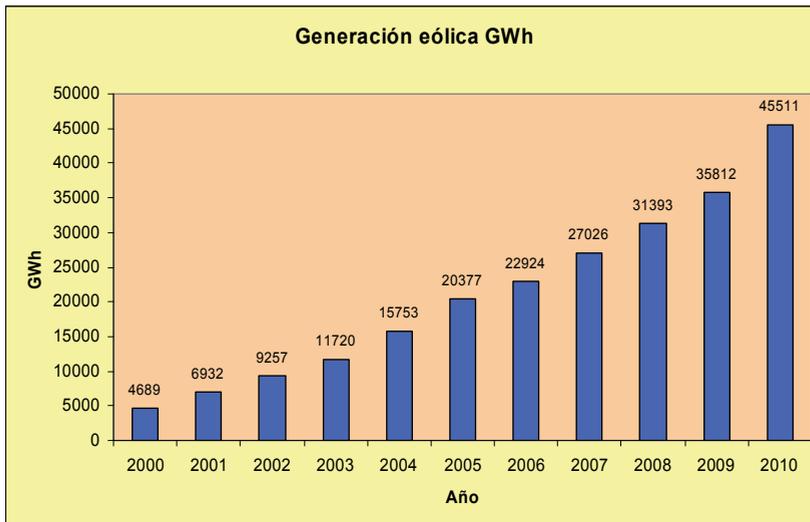


Figura 1.3. PER 2000-2010. Fuente: AEE

A todas estas medidas de carácter reglamentario y de carácter promocional, se han sumado directivas europeas que han ido marcando objetivos cada vez mayores en cuanto a la participación de las energías renovables en la estructura energética europea, en donde la energía eólica tiene un papel destacado.

Entre estas cabe destacar la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, en donde se establece como objetivo para el año 2020 una participación mínima de las energías renovables del 20 % de las necesidades de energía final bruta.

Para conseguir estos objetivos el Gobierno de España ha presentado a los grupos parlamentarios una propuesta de composición de mix energético para el año 2020, que establece como objetivo para la energía eólica, alcanzar 35.000 MW de potencia instalada en tierra y 5.000 en el mar.

A pesar del buen resultado de la aplicación de estas políticas para el desarrollo de las energías renovables y como consecuencia de la crisis económica iniciada en el año 2009, en mayo de 2009 se aprobó el Real Decreto 6/2009, que creaba el Registro de Preasignación de retribución que mantiene el régimen retributivo de las instalaciones que sean inscritas en dicho registro y que estén en funcionamiento en el año 2013.

Este Real Decreto paralizó la promoción de nuevas instalaciones debido a que no había una garantía de retribución suficiente de la energía, que sólo se podría vender en el mercado.

Luego, en enero de 2012 se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que ha provocado la paralización en la promoción y construcción de nuevas instalaciones eólicas y de energías renovables en general.

### **1.3. Incentivos económicos**

La producción de energía a partir de fuentes renovables presenta unos costes más elevados que las tecnologías convencionales, por lo que para alcanzar los objetivos de producción de energías renovables, la inversión en este tipo de tecnologías requieren apoyo.

El apoyo que recibe la producción de energía a partir de fuentes renovables, tiene dos vertientes, por un lado apoyo administrativo a través del establecimiento de la prioridad de acceso a red y otras medidas, y por otro lado apoyo económico a través de incentivos económicos.

Con respecto a los incentivos económicos se distinguen los que actúan sobre la inversión frente a los que actúan sobre la generación y los que actúan sobre el precio y los que actúan sobre las cantidades de potencia o energía.

**Tabla 1.3. Políticas de apoyo. Fuente: elaboración propia**

	Precio	Cantidad
Inversión	Subvención a la inversión	Subastas
	Desgravaciones fiscales	
Generación	Tarifas y primas (FIT)	Cuotas y certificados verdes

### ***Tarifas y primas reguladas (FIT)***

Este sistema de apoyo consiste en un incentivo económico que se aplica sobre el precio de la energía, de ahí su nombre *Feed In Tariffs (FIT)*. Este es el sistema de apoyo al desarrollo de las energías renovables más extendido en el mundo.

Según este sistema los productores de electricidad de origen renovable venden su producción, bien a un precio fijo regulado (opción tarifa regulada) o bien mediante la adición de una prima o incentivo regulado al precio de la energía (opción mercado). Ese es el sistema de incentivos empleado, por ejemplo, en España.

Además, esta regulación de precio viene garantizada durante un periodo de tiempo próximo a la vida estimada de la instalación, del orden de 20 años.

Pueden encontrarse diferencias entre distintos países en la forma de aplicar este tipo de incentivo.

### ***Cuota y certificados verdes***

Este sistema de apoyo a la producción eléctrica de origen renovable consiste en la imposición a los consumidores, suministradores o generadores de energía eléctrica, según el caso, de la obligación de que un determinado porcentaje o cuota, generalmente creciente en el tiempo, de su suministro o producción provenga de energías renovable.

Así, al final de un determinado periodo, generalmente un año, los sujetos obligados por la cuota deben demostrar su cumplimiento mediante la entrega al organismo regulador de *certificados verdes*, en cantidad correspondiente a la cuota establecida. Un certificado verde, representa los beneficios ambientales asociados a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables y equivale habitualmente a un MWh de energía renovable.

Los certificados verdes son otorgados de forma gratuita por el organismo regulador a los generadores de electricidad a partir de fuentes renovables en función de su producción según la equivalencia anterior, que los pueden vender en el mercado a los sujetos obligados a comprarlos, generadores convencionales y suministradores o consumidores. La falta de cumplimiento de la cuota de certificados verdes lleva asociada una penalización para el sujeto obligado a adquirirlos.

### ***Subastas***

En este caso los promotores participan en un proceso de ofertas por una cantidad determinada de energía a aportar al sistema en un periodo de tiempo determinado, entre 15 y 20 años. Las compañías que ofertan el menor precio de la energía son los ganadores de los contratos y pueden construir las instalaciones.

Este sistema ha sido desarrollado principalmente en países del centro y sur de América.

### ***Ayudas a la inversión, subvenciones***

Este sistema consiste en la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones con tecnologías renovables, con lo cual se reduce la inversión.

### ***Incentivos fiscales***

Este sistema consiste en la aplicación de reducciones en la carga impositiva de las empresas titulares de instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, como reducción del impuesto de sociedades, del impuesto del IVA, amortizaciones aceleradas, etc.

### ***Sistemas de apoyo indirecto***

Además de los sistemas de apoyo indicados, también se pueden encontrar otros de tipo indirecto, como los siguientes:

- Ecotasa a la electricidad producida con fuentes no rentables
- Derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para la generación a partir de fuentes renovables
- Eliminación o reducción de ayudas a energías convencionales

Finalmente se añade el mecanismo de apoyo voluntario, basado en la voluntad de determinados consumidores, de pagar un precio más alto de la electricidad cuando ésta ha sido generada con fuentes renovables, que da sentido a los certificados de origen que pueden exhibir las compañías eléctricas.

### ***Sistema de parámetros retributivos***

Este sistema, de reciente aparición en España, consiste básicamente en un régimen primado adicional a la retribución de la energía en el mercado, basado en el establecimiento de unos parámetros retributivos según sea el tipo de instalación.

Este régimen primado está compuesto por dos términos retributivos:

- Un término retributivo por unidad de potencia instalada, o retribución a la inversión en €/MW, que cubra los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado.

- Un término retributivo a la operación o retribución a la operación en €/MWh, que cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la venta de energía en el mercado.

Este régimen primado viene limitado por los siguientes parámetros retributivos:

- Horas de funcionamiento mínimo, por debajo de las cuales se reduce o elimina los ingresos derivados del régimen primado.
- Horas de funcionamiento máximas a partir de las cuales no se tiene derecho a percibir ingresos derivados del régimen primado.

### 1.4. Barreras al desarrollo de la energía eólica

A pesar de todo lo indicado en los apartados anteriores el desarrollo de la energía eólica tiene que superar determinadas barreras, como son la integración de la energía en la red eléctrica en horas nocturnas de bajo consumo y su dependencia de las condiciones climáticas de viento, que la clasifica como energía no gestionable.

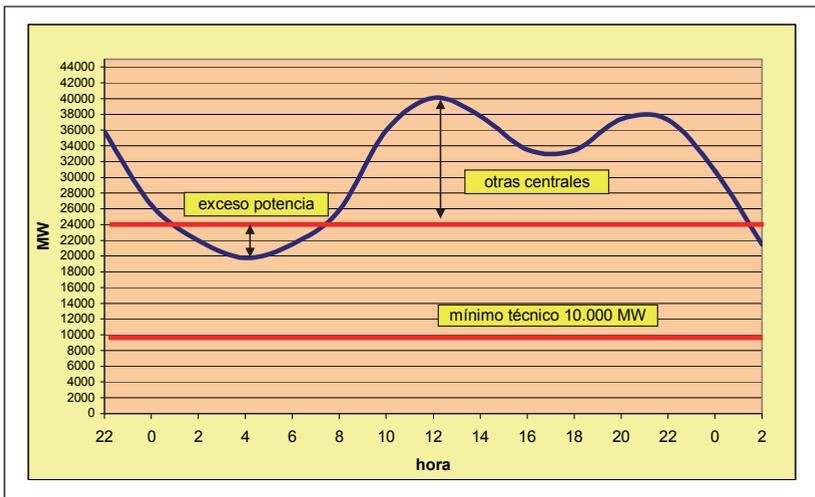


Figura 1.4. Curva de demanda peninsular. Fuente: REE

Si se analiza la curva de demanda peninsular se observan unas horas nocturnas en donde la demanda de potencia está en torno a los 20.000 MW. Si consideramos que entre la potencia de las centrales nucleares más la potencia mínima técnica a mantener en otras centrales se alcanzan los 10.000 MW., esto significa que en el sistema no caben más de 10.000 MW eólicos en horas valle nocturnas.

Con 18.119 MW eólicos de potencia instalada en noches con mucho viento desde el operador del sistema (REE) se han tenido que dar órdenes de parada de parques eólicos.

Este problema sólo puede ser solucionado mediante el almacenamiento de energía eólica en horas valle nocturnas o bien mediante una mayor interconexión eléctrica con otros países europeos de forma que se pueda exportar el excedente eléctrico.

Para el almacenamiento de energía existen dos posibilidades, el bombeo de agua y la carga de baterías para el coche eléctrico.

En cuanto a la variabilidad de disposición de potencia eólica, a modo de ejemplo, se indica que el día 8 de noviembre a la 3.59 horas, el 53,7 % de la demanda en España fue cubierta con energía eólica, mientras que el día 27 de agosto a las 9.49 horas apenas se cubrió el 1 %. Esto obliga a que el sistema eléctrico cuente con un parque de centrales gestionables en reserva para cubrir las posibles ausencias de viento.



# Capítulo 2

# Origen y características del viento

## 2.1. Origen del viento

El viento se define como el desplazamiento de las masas de aire y está causado por las diferencias de presión atmosférica y por la fuerza de Coriolis derivada del giro de la Tierra sobre su eje.

Las diferencias de presión atmosférica son debidas a la variación de temperatura del aire causadas por el desigual calentamiento de la Tierra. Es decir, las distintas temperaturas existentes en la Tierra y en la atmósfera, por la desigual distribución del calentamiento solar y las diferentes propiedades térmicas de las superficies terrestres y oceánicas, producen corrientes de aire. El movimiento que describen las masas depende de su temperatura, así las masas calientes tienden a subir y en su lugar se ubican las masas de aire más densas y frías que tienden a bajar.

La fuerza de Coriolis es debida a la rotación de la Tierra sobre su eje (sentido antihorario visto desde el polo norte) y desplaza las masas de aire hacia el oeste (izquierda) si se dirigen desde los polos hacia el Ecuador y hacia el este (derecha) si se dirigen desde el Ecuador hacia los polos, tanto en el hemisferio norte como en el hemisferio sur. La fuerza de Coriolis es la causante de que en las áreas anticiclónicas (altas presiones) el viento describa giros en el sentido de las agujas del reloj en el hemisferio norte y en sentido contrario en el hemisferio sur. En las áreas ciclónicas (bajas presiones) ocurre lo contrario.

En meteorología se divide el estudio de la atmósfera en tres escalas, macro-escala, meso-escala y micro-escala.

### Macro-escala

En esta escala se estudian los vientos que tienen lugar en amplias zonas de la superficie de la Tierra, del orden de los 1.000 km en horizontal y hasta el límite de la atmósfera en altura. Estos vientos son llamados “*vientos globales o terráqueos*”. En esta escala se desarrollan los mapas del tiempo con isóbaras.

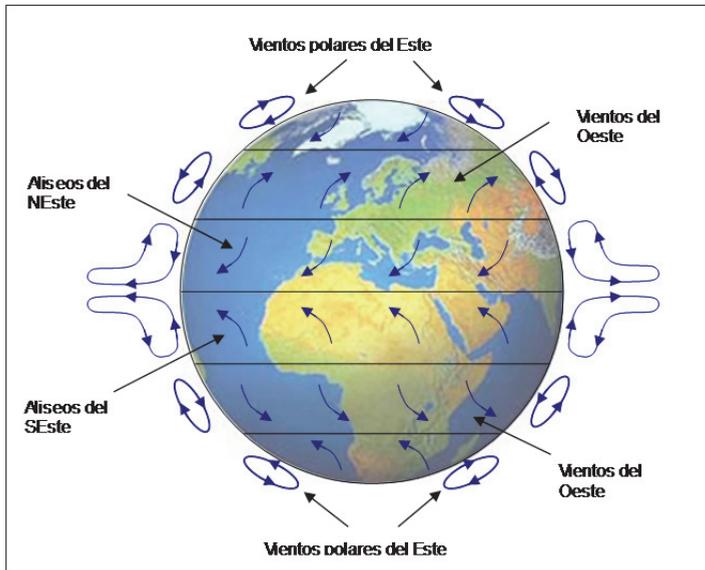


Figura 2.1. Distribución de vientos a escala global. Fuente: elaboración propia

Los vientos globales son aquellos que determinan las características del tiempo en el planeta, y se originan por las diferencias de presión y temperatura existentes en todo el mundo y por la fuerza de Coriolis.

El aire en zonas cercanas al Ecuador, sube hacia capas altas de la atmósfera debido a las bajas presiones existentes en el lugar, por ser una zona de aire muy caliente. Al subir el viento, este se desplaza en dirección norte y sur, es decir hacia los polos.

Cerca de los 30 ° de latitud en ambos hemisferios del Ecuador existe una zona de altas presiones en donde se produce el descenso de este aire.

El viento ya existente en esta zona, que está a nivel del suelo, se desplaza hacia zonas de bajas presiones cercanas al ecuador desde los hemisferios norte y sur. Estos vientos son conocidos como “*vientos alisios*”, dependiendo su nombre de la dirección desde la que provienen. En la parte próxima a la tierra estos vientos tienen componente este-oeste, debido al movimiento de la tierra sobre su eje (efecto Coriolis).

Entre los 30 ° de latitud y la zona de los polos se encuentra una zona en la que los vientos se dirigen hacia el este, por lo que reciben el nombre de “*vientos del oeste*”. Estos vientos son impulsados por la fuerza de Coriolis que empuja las masas de aire hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur.

En la zona de los polos existe una banda de alta presión debido a las bajas temperaturas del lugar, por lo que el viento se va desplazando en dirección hacia el Ecuador y por la fuerza de Coriolis hacia el oeste en el hemisferio norte (derecha) y hacia el oeste también (izquierda) en el hemisferio sur.

En la macro-escala se sitúan los vientos ciclónicos y anticiclónicos.

*Vientos ciclónicos (borrascas, bajas presiones)*

Son los vientos que se producen en las zonas de baja presión. La fuerza de Coriolis hace que en el hemisferio norte el aire se mueva describiendo giros en sentido contrario a las agujas del reloj, sucediendo lo contrario en el hemisferio sur.

*Vientos anticiclónicos (anticiclones, altas presiones)*

Son los vientos que se producen en las zonas de alta presión. La fuerza de Coriolis hace que en el hemisferio norte el aire se mueva describiendo giros en el sentido de las agujas del reloj, sucediendo lo contrario en el hemisferio sur.

En la macro-escala, el viento es fundamentalmente el resultado de un equilibrio entre la fuerza de Coriolis y la fuerza de presión.

Los vientos ciclónicos y anticiclónicos forman el llamado viento geostrófico, que queda representado en los clásicos mapas del tiempo. El viento geostrófico se produce a una distancia de la Tierra comprendida entre los 1000 m (1 km) y hasta los 10 km en altura.

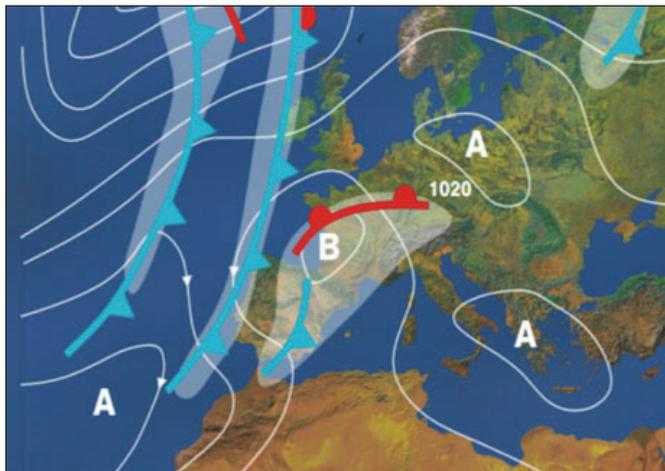


Figura 2.2. Viento geostrófico. Fuente: rtvv.es

### **Meso-escala**

En esta escala se estudian los vientos que se desarrollan en zonas sobre la superficie terrestre con dimensiones comprendidas entre 10 y 100 km y una altura comprendida entre 1 y 10 km. En esta escala podemos encontrar los vientos estacionales y los vientos locales.

#### *Vientos estacionales*

Son vientos que varían en función de la estación del año.

Los vientos estacionales se producen debido a que el aire sobre la tierra es más caliente en verano y más frío en invierno, en comparación con el aire presente en el océano cercano, en la misma estación.

Debido a esto, en verano los continentes presentan vientos más fríos procedentes del mar y en invierno se producen vientos más fríos que van hacia los océanos desde los continentes.

Un ejemplo de viento estacional es el monzón. Se caracteriza por ser un viento que cambia de dirección según las estaciones del año. Este viento sopla desde el suroeste, entre abril y octubre, y en dirección noreste, desde octubre a abril. El monzón del suroeste, o de verano, suele estar acompañado por fuertes lluvias en zonas de la India y de Indochina.

#### *Vientos locales*

Son vientos en los que interviene la orografía en la conducción de las masas de aire. Entre ellos podemos encontrar las brisas marinas, las brisas terrestres en entornos próximos a los océanos y vientos originados por el encauzamiento de las masas de aire en la orografía del lugar. Entre estos últimos podemos citar los vientos de los cauces de los ríos, como el Ebro.

Brisas marinas. Los vientos locales se producen por las variaciones diarias de temperatura entre la tierra y el agua que se dan principalmente en verano. La tierra, debido a la presencia del sol, se calienta más rápidamente que el mar durante el día. El aire caliente que proviene de la tierra se eleva dirigiéndose hacia el mar, y es reemplazado a nivel de suelo por el aire frío del mar. Esto produce vientos llamados “*Brisas Marinas*”.

Brisas terrestres. Durante la noche se produce el proceso inverso. La tierra está más fría que el mar, lo que origina que el aire frío descienda sobre la tierra y se dirija hacia el mar. El aire marino que ahora está más caliente, se eleva y es reemplazado por el aire frío de la tierra. Estos vientos son conocidos con el nombre de “*Brisa Terrestres*”. Estas brisas son de menor velocidad que las marinas, debido a que en la noche existen menores diferencias de temperatura entre la tierra y el mar.

Vientos de valle. Es un tipo de brisa terrestre en el que las masas de aires se encauzan por las laderas causando vientos que pueden llegar a ser importantes. Un ejemplo lo constituye el valle del Ebro, donde en la desembocadura se registran vientos elevados.

Los vientos locales se producen en las proximidades de la tierra, es decir a baja altura, y pueden llegar hasta unos 50 km en horizontal, en tierra y mar adentro.

### **Micro-escala**

En esta escala se estudian los vientos que se desarrollan sobre la superficie de la tierra en zonas comprendidas entre 5 y 10 km y hasta unos 200 m en altura. Aquí los vientos están influidos por el rozamiento con el suelo y los obstáculos del terreno. Esta es la zona que interesa analizar por su interés en el aprovechamiento energético de la energía del viento.

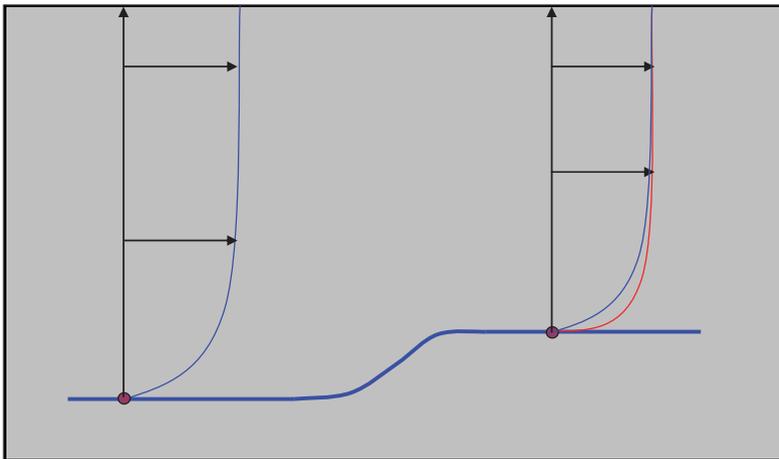


Figura 2.3. Efecto acelerador de un montículo. Fuente: elaboración propia

## **2.2. Variación del viento con la altura**

La velocidad del viento varía en función de la altura sobre el suelo, según se observa en la figura anterior.

El estudio de dicha variación es de gran importancia por las siguientes razones:

- Al aumentar la altura aumenta la velocidad del viento y la potencia extraíble por el aerogenerador, lo que explica la tendencia a construir turbinas más altas.
- Cada pala, al girar recorre puntos situados a diferente altura con diferentes velocidades de viento, por lo que está sometida a diferentes esfuerzos (más velocidad del viento al paso de la pala por la vertical superior que al paso por la vertical inferior), por lo que se generan cargas variables.

- En la toma de datos de velocidad de viento, es imprescindible conocer la variación con la altura (perfil de velocidades), lo que permite obtener el régimen de vientos en posiciones próximas a la de la torre de medición (donde se instalarán otros aerogeneradores) y además permite recuperar datos de viento en caso de fallos en las mediciones.

Como se ha indicado el viento a una cierta altura está sujeto a un equilibrio entre las fuerzas de presión y las de Coriolis. Sin embargo, a medida que nos vamos acercando al suelo el viento es frenado por efecto del rozamiento con el terreno. Este proceso de frenado ocurre en la *capa límite terrestre*. El espesor de la misma varía según las condiciones climatológicas, y un valor típico medio puede ser de 2 km, aunque en noches frías y claras de poco viento puede llegar a ser de unos 100 m, y bastante mayor en días soleados. La parte superior de la capa límite terrestre se puede identificar a veces desde un avión como una zona de menor visibilidad en la que hay una fuerte mezcla de humo y polvo. La parte inferior de la misma que alcanza hasta los 200 m se conoce con el nombre de *capa superficial o capa logarítmica*. El resto se conoce como *capa de Ekman*.

En la capa de Ekman, el viento cambia de dirección, con una tendencia a moverse de mayor a menor presión, a medida que nos alejamos del suelo.

Desde el punto de vista energético la capa de interés es la *capa superficial o logarítmica*, si bien dado el crecimiento de las alturas de las modernas aeroturbinas, esta afirmación es cuestionable y empieza a tomar importancia el conocimiento del comportamiento del viento por encima de esta capa.

La capa límite superficial resulta de gran utilidad porque presenta la característica de que en entornos pequeños, como los emplazamientos de parques eólicos que ocupan unos pocos kilómetros, la velocidad del viento en el límite de la misma, no varía de una posición a otra. Esta característica se emplea para obtener datos de viento en distintos emplazamientos de máquinas dentro de un parque eólico.

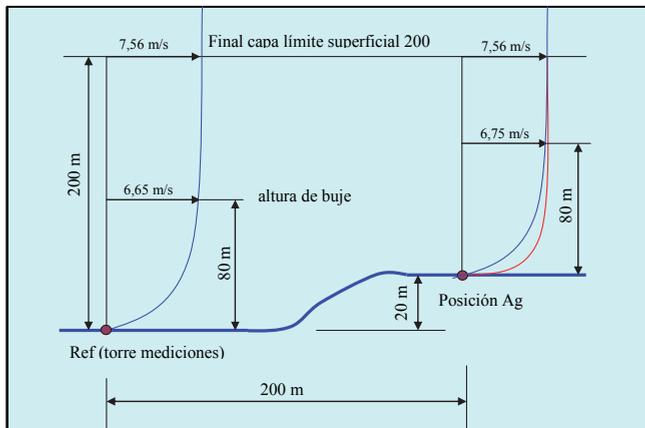


Figura 2.4. Perfil del viento en la capa límite superficial. Fuente: elaboración propia

Como resumen, en la siguiente figura se representan los vientos que tienen lugar en la atmósfera terrestre, con indicación de las capas y sus dimensiones, así como de las fuerzas que originan el viento.

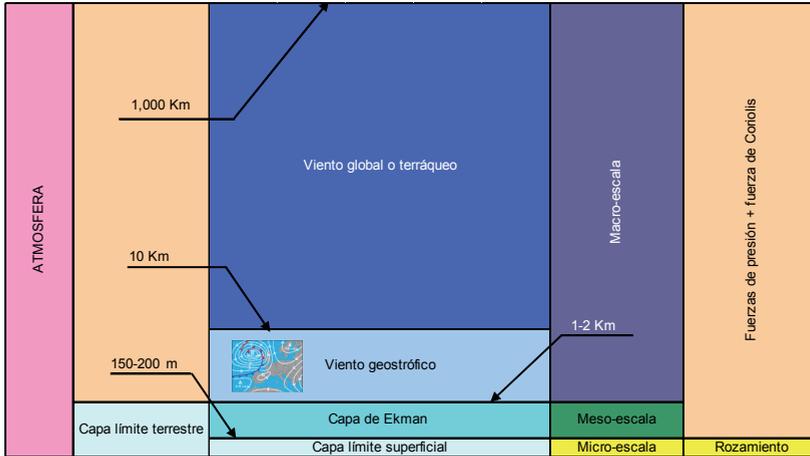


Figura 2.5. Capas terrestres. Fuente: elaboración propia

## 2.3. La medida del viento

### *El procedimiento o protocolo de medida*

Para conocer el recurso eólico en un emplazamiento, se toman medidas de dos variables, la velocidad del viento y su dirección medida por su procedencia.

En meteorología se suele trabajar con datos de velocidad de viento horaria a alturas de 10 metros sobre el suelo. Así se tiene para cada hora del año un valor medio de la velocidad del viento.

Esta metodología de toma de datos introduce errores como los siguientes:

- 1.- Se realiza un promedio horario para la velocidad del viento, que luego se empleará para el cálculo de la producción a través de la curva de potencia del aerogenerador, despreciando el hecho de que las velocidades de viento altas contribuyen en mayor medida a la generación de energía que las velocidades bajas.
- 2.- Por otro lado en la medición horaria, no se aporta la información de las turbulencias, factor de vital importancia para la elección del aerogenerador y que estudia generalmente el fabricante.

Por otro lado, dado que los aerogeneradores presentan alturas en torno a los 100 metros no resulta adecuado realizar las mediciones a 10 metros de altura del suelo.

Por estas dos razones, en el sector de la energía eólica, las mediciones se realizan generalmente en franjas de 10 minutos, medición diezminutaria, y a alturas por encima de los 50 metros sobre el nivel del suelo, mediante torres anemométricas, anotándose los valores de velocidad media diezminutaria, desviación típica diezminutaria y dirección media del viento diezminutaria, entre otros (temperatura, presión, densidad, etc.). Estas mediciones se realizan a diferentes alturas de la torre anemométrica, con objeto de poder conocer el perfil de velocidades de viento además de poder recuperar datos no registrados debidos a fallos por diversas causas.

Los valores de velocidad son utilizados para el cálculo de la producción; los de desviación típica para el estudio de las turbulencias y la elección del aerogenerador; los datos de dirección se emplean para la alineación de las turbinas.

Para analizar el recurso eólico de un emplazamiento es necesaria la toma de datos como mínimo durante un año, por lo que en este periodo se dispondrá de un total de  $365 \times 24 \times 6 = 52.560$  mediciones diezminutarias de velocidad, desviación típica y dirección del viento.

A continuación se presenta una tabla típica de toma de datos, para mediciones a dos alturas:

**Tabla 2.1. Tabla de toma de datos diezminutaria. Fuente: elaboración propia**

Nº	Fecha	Hora	Anemómetro 1 H = 60 m			Anemómetro 2 H = 40 m		
			Velocidad	Dirección	Desviación típica	Velocidad	Dirección	Desviación típica
1	01/01/2009	0000	8,60	64	1,30	8,30	64	1,29
2	01/01/2009	0010	8,70	68	1,21	8,42	68	1,20
3	01/01/2009	0020	7,65	69	1,34	7,56	69	1,34
4	01/01/2009	0030	7,52	68	1,30	7,19	68	1,29
5	01/01/2009	0040	8,55	69	1,03	8,22	69	1,02
52.558	31/12/2009	2330	17,45	290	1,25	18,40	290	1,26
52.559	31/12/2009	2340	18,10	291	1,07	16,51	291	1,06
52.560	31/12/2009	2350	15,90	289	1,21	15,12	289	1,20

**Unidades de medida**

Para la velocidad del viento se suele emplear como unidad de medida el m/s. Es bastante habitual encontrar en alguna publicación valores de la velocidad del viento en nudos. La conversión entre ambas unidades es la siguiente:

$$1 \text{ nudo} = 0,515 \text{ m/s}$$

La procedencia del viento se suele medir en grados sexagesimales.

### **Los aparatos de medida**

El aparato utilizado en la medición de la velocidad del viento es el anemómetro, del cual existen infinidad de modelos y variantes, en función de características especiales a medir. El tipo más empleado es el de rotación, también denominado de cazoleta o de Papillón-Robinson, el cual mide la velocidad de giro de tres cazoletas a 120° cada una.



**Figura 2.6. Anemómetro de tres cazoletas. Fuente: elaboración propia**

Existen otros métodos de medición específicos, como son por presión, venturímetros y rotámetros de sección variable, por enfriamiento de un hilo caliente, y hasta métodos para determinar la variación de la velocidad del viento con la altura, como es el disparo de un cohete que deja una estela de humo, la cual se fotografía a intervalos regulares, determinándose así la velocidad del viento a las distintas alturas en estudio.

### **La torre de medición**

Las torres de medición para evaluar el recurso eólico suelen tener una altura comprendida entre los 40 y los 100 m, y disponen de medición a distintas alturas, de forma que se puede construir el perfil vertical de velocidades de viento y determinar el coeficiente de rugosidad del terreno. La medición a distintas alturas también permite recuperar valores de medición a partir del resto de mediciones, en caso de fallos de los equipos de medida.

Suelen ser de estructura en celosía y desmontables, de forma que se facilite el acceso al lugar antes de la realización de los caminos necesarios para la construcción del parque eólico.

Si bien pueden empotrarse en el suelo, es muy habitual el montaje de torres atirantadas con tirantes sujetos al terreno.

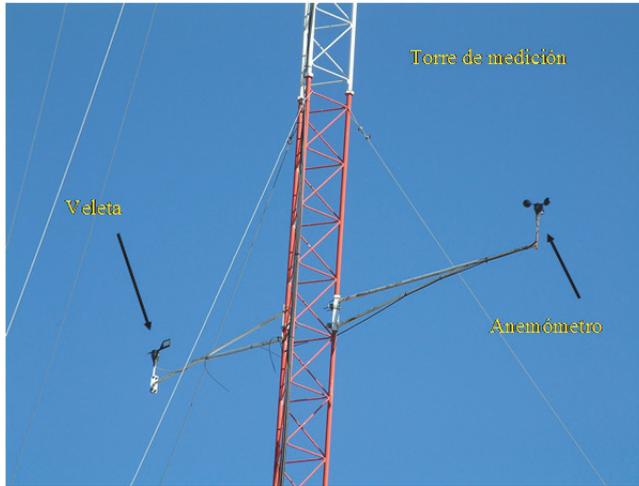


Figura 2.7. Anemómetro y vela en torre de medición eólica. Fuente: elaboración propia

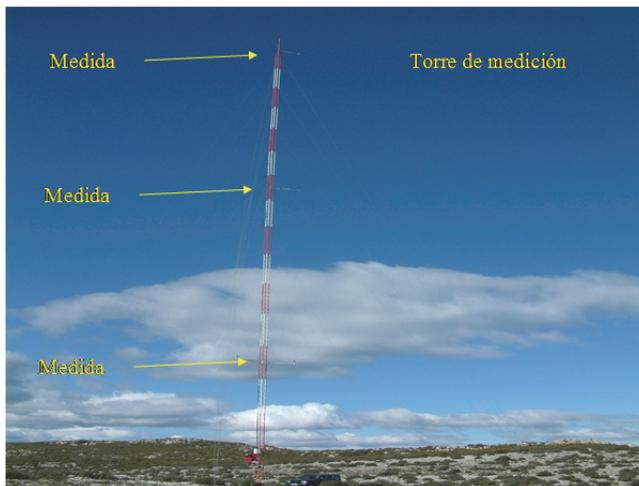


Figura 2.8. Torre de medición eólica. Fuente: elaboración propia

### ***El registro de medición. Data-Logger***

El anemómetro y la vela son los equipos que miden las dos variables del viento necesarias, la velocidad y la dirección del viento.

Estos valores son registrados por el Data-Logger, de los cuales se pueden encontrar diversos modelos y marcas.

Estos equipos suelen presentar frecuencias de registro de datos, cada segundo o cada dos segundos, es decir frecuencias de 1 Hz o de 0,5 Hz.

Para un equipo con medición cada segundo, una franja de 10 minutos integra un total de  $10 \times 60 = 600$  mediciones de velocidad y dirección, de los cuales el Data-logger extrae la velocidad media diezminutaria, la dirección media diezminutaria y la desviación típica diezminutaria.

Como se ha indicado, para analizar el recurso eólico de un emplazamiento es necesaria la toma de datos como mínimo durante un año, por lo que en este periodo se dispondrá de un total de  $365 \times 24 \times 6 = 52.560$  mediciones diezminutarias de velocidad y dirección del viento, extraídas del Data-logger.

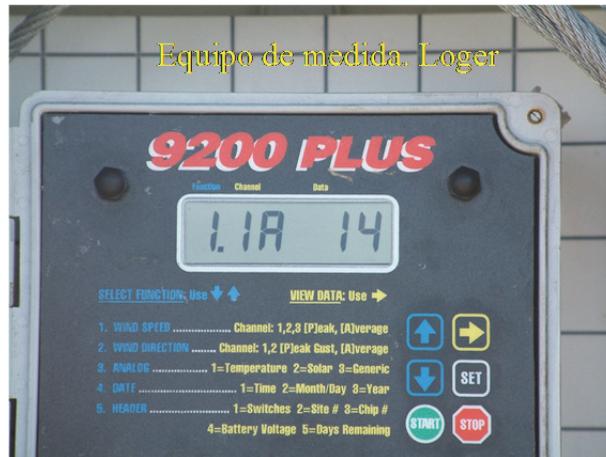


Figura 2.9. Equipo para registro de medidas. Data-logger. Gentileza de EYRA

En la figura siguiente se muestra una toma de datos para la construcción de un parque eólico.

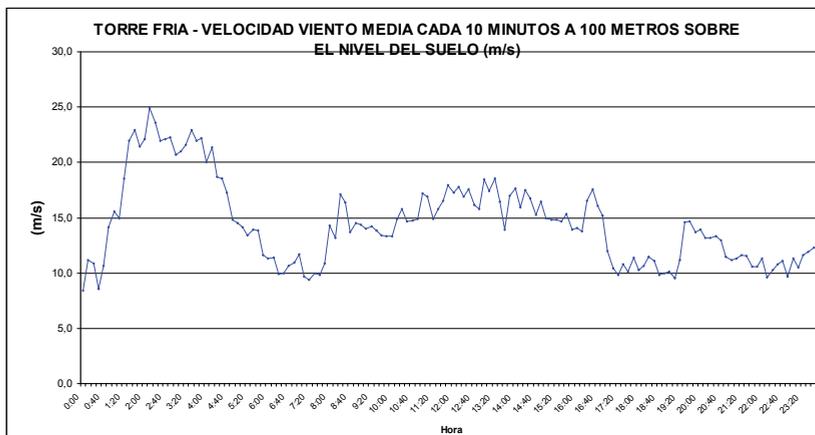
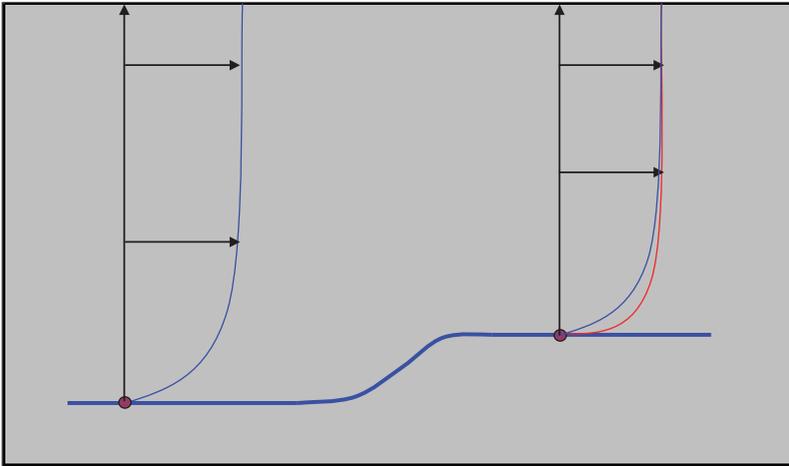


Figura 2.10. Medición diezminutaria. Gentileza de Guadalaviar

## 2.4. Influencia de los obstáculos

En las proximidades de la superficie terrestre, aparte del rozamiento intervienen también las alteraciones orográficas y los obstáculos del terreno, colinas, muelas, rocas, edificaciones, etc., que producen determinados efectos en el viento. El conocimiento de estos efectos es de gran interés para el aprovechamiento de la energía eólica, bien para aprovecharlos o bien para evitarlos.

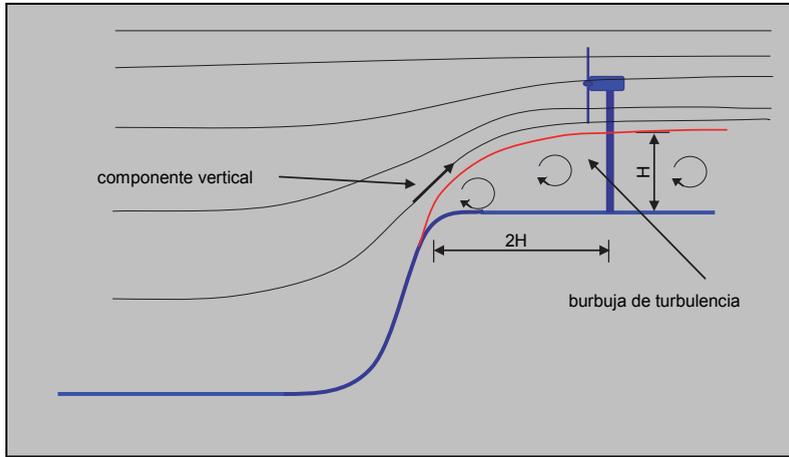
Así en las colinas encontramos los efectos aceleradores, según se observa en la siguiente figura:



**Figura 2.11. Efecto acelerador de una colina. Fuente: elaboración propia**

En las muelas se originan remolinos y una relevante componente vertical del viento. El obstáculo es tan pronunciado que actúa como un cepillo de carpintero provocando el despegue de las líneas de corriente, formando remolinos a modo de virutas retorcidas. Por otro lado, la colocación del aerogenerador en la proximidad del borde de la muela puede provocar (si no tiene suficiente altura) que el viento incida sobre las palas con una importante componente vertical que reduce la extracción de potencia.

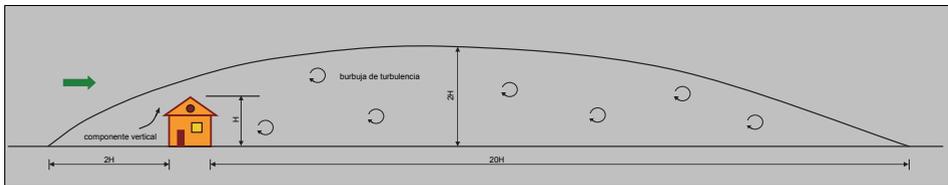
El conocimiento de estos efectos es de gran importancia a la hora de colocar aerogeneradores en lo alto de las muelas, con objeto de evitar la zona de remolinos y la componente vertical.



**Figura 2.12. Efecto de una muela. Fuente: elaboración propia**

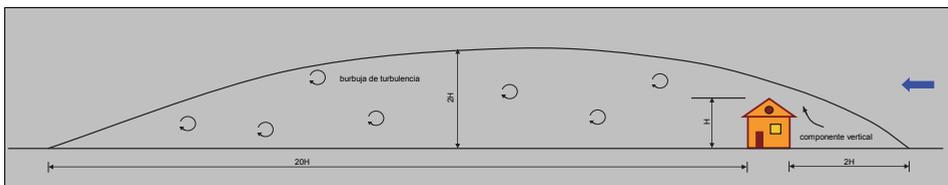
El efecto de las edificaciones se traduce en la creación de una burbuja de turbulencias en la que no se debe situar los aerogeneradores.

En la figura siguiente se puede observar las dimensiones aproximadas de la burbuja creada por una edificación, con un viento que incide por la izquierda.



**Figura 2.13. Efecto de casa aislada. Fuente: elaboración propia**

Cuando el viento procede de la derecha la burbuja de turbulencia es la siguiente:



**Figura 2.14. Efecto de casa aislada. Fuente: elaboración propia**

Por tanto una ubicación adecuada para el aerogenerador es colocarlo sobre una torre con una altura superior a dos veces la altura del obstáculo.

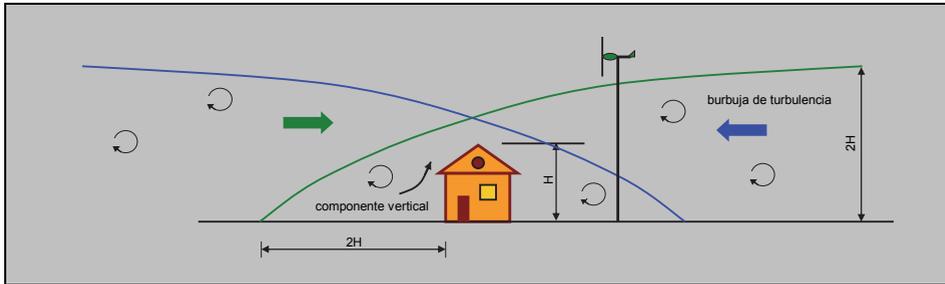


Figura 2.15. Efecto de casa aislada. Fuente: elaboración propia

Otro obstáculo en donde es importante conocer las dimensiones y localización de la burbuja de turbulencia es la azotea de un edificio, en donde se puede instalar una pequeña turbina eólica.

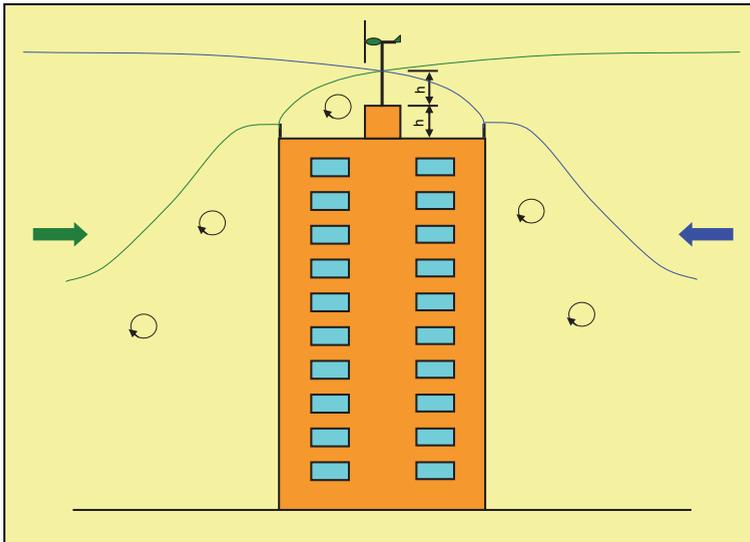


Figura 2.16. Efecto de edificio en bloque. Fuente: proyecto Master ITE, Raul Carbonero

De la observación de la figura anterior se desprende la posición más idónea para colocar la turbina, encima del casetón de ascensor y con el rotor situado a dos veces la altura del casetón. De esta forma y con independencia de la dirección predominando del viento, la turbina trabajará sin turbulencias.

## 2.5. Ejercicios

- 1.- El periodo de medición mínimo para el recurso eólico de cara a su aprovechamiento energético es de:
  - a.- 5 años
  - b.- 1 año
  - c.- 6 meses
  - d.- basta con medir durante el verano
  
- 2.- Los equipos de medición del viento, registradores de datos o data-logger, presentan frecuencias de medición del orden de:
  - a.- una medición cada hora
  - b.- una medición cada 10 minutos
  - c.- una medición diaria
  - d.- una medición cada segundo, siendo integradas en paquetes de 10 minutos
  
- 3.- Durante la toma de datos de viento, se miden las siguientes variables:
  - a.- la temperatura del agua
  - b.- la dirección y velocidad del viento
  - c.- la composición del aire
  - d.- la temperatura del terreno
  
- 4.- Cual es el objeto de que una torre de medición presente equipos de medida a diferentes alturas:
  - a.- por comodidad de la medida
  - b.- para poder conocer el perfil de velocidades del viento
  - c.- para medir la densidad del aire a diferentes alturas
  - d.- para establecer la correlación en el tiempo de los datos

## **2.6. Solución a los ejercicios**

1. B

2. D

3. B

4. B

# Capítulo 3

## El recurso eólico

### 3.1. Cálculo de la potencia disponible en el viento

La energía que lleva el viento es energía cinética, causada por la masa de aire en movimiento. Su expresión matemática es:

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

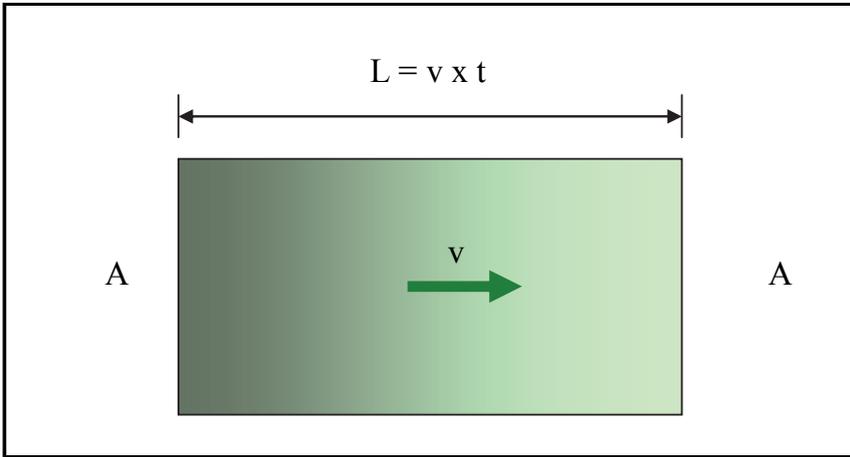
donde m es la masa de aire y v es la velocidad del viento.

La masa se puede expresar en función del volumen y de la densidad del aire

$$m=\rho V$$

donde  $\rho$  es la densidad del aire y V el volumen barrido.

Suponiendo un volumen barrido de tipo cilíndrico, tenemos  $V=A \times L$  donde A es la superficie barrida y L la longitud del cilindro.



**Figura 3.1. Energía del viento**

La longitud del cilindro se puede expresar en función de la velocidad del aire

$$L = v \times t$$

Con  $t$  el tiempo que tarda la corriente de aire en atravesar el volumen cilíndrico de longitud  $L$ .

Con todo esto la energía es

$$E = 1/2 \rho V v^2 = 1/2 \rho A L v^2 = 1/2 \rho A v t v^2 = 1/2 \rho A v^3 t$$

Y dividiendo por el tiempo tenemos la potencia disponible en el viento, que atraviesa el volumen de control cilíndrico indicado

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

en donde:

$\rho$  es la densidad del aire, que es variable en función de la altura sobre el nivel del mar (presión), donde su valor estándar es de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  y de la temperatura.

$A$  es la superficie del volumen de control considerado

$v$  es la velocidad del viento.

Es importante observar que el área  $A$  es el área imaginaria del volumen de control considerado, que más tarde con la introducción del aerogenerador se convertirá en el área barrida por las palas, que es independiente del número de palas del aerogenerador.

Se observa que, al variar la potencia con el cubo de la velocidad, interesará que esta última sea lo más elevada posible (siempre y cuando lo soporte la estructura mecánica y el control).

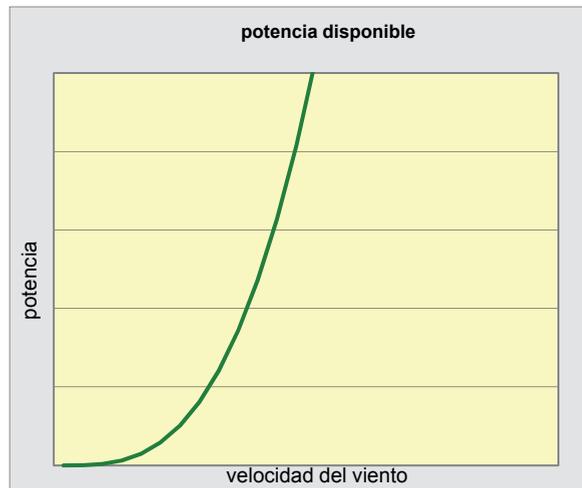
Como ejemplo y orden de magnitud, para una velocidad media del viento de 12 m/s y un aerogenerador de 3 palas de radio 35 m, que supone un área barrida de  $\Pi \times 35^2 = 3.848,45 \text{ m}^2$ , obtenemos el valor de la potencia disponible para esa área barrida:

$$P_T = \frac{A \times \rho \times v_0^3}{2} = \frac{3.848,45 \times 1,225 \times 12^3}{2 \times 1000} = 4.073,20 \text{ kW}$$

que podemos observar que no es un valor de potencia despreciable.

Esta es la potencia disponible en el viento, no la potencia real que genera la turbina eólica.

En forma gráfica la variación de la potencia disponible en el viento en función de la velocidad es:



**Figura 3.2. Potencia disponible vs. velocidad del viento.**

**Fuente: elaboración propia**

**Para seguir leyendo haga click aquí**