

**Master Europeo en
Energías Renovables
y
Eficiencia Energética**

CURSO DE ENERGÍA EÓLICA



Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza

Joaquín Mur Amada

ÍNDICE

1.- CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	3
1.1- <i>Introducción</i>	3
1.2- <i>El viento</i>	4
1.2.1.- Origen del viento	4
1.2.2.- El gradiente horizontal de presión	4
1.2.3.- Estabilidad atmosférica.....	5
1.2.4.- Rugosidad del terreno.....	6
1.2.5.- Variación vertical del viento.....	6
1.2.6.- Circulación general.....	7
1.2.7.- Efectos locales	8
1.3.- <i>Potencia eólica disponible</i>	8
1.4.- <i>Potencia eólica aprovechable</i>	9
1.4.1.- Teoría de la Cantidad de Movimiento. El límite de Betz.....	10
1.5- <i>Variaciones del viento</i>	14
1.5.1- Variaciones temporales del viento.....	14
1.5.2.- Variaciones espaciales del viento	16
2.- OBTENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS DE VIENTO	21
2.1.- <i>Parámetros representativos del potencial eólico</i>	21
2.2.- <i>Toma de medidas</i>	22
2.2.1.- Instrumentación	22
a) Anemómetros	22
b) Medida de la dirección del viento.....	23
c) Medida de la temperatura	24
d) Medida de la presión atmosférica.....	24
2.2.2.- Frecuencia y duración de las medidas.....	24
2.2.3.- Ubicación de los sensores	24
2.2.4.- Elección de los instrumentos de medida	25
2.3.- <i>Tratamiento de los datos eólicos</i>	25
2.3.1.- Distribución de direcciones	25
2.3.2.- Distribuciones de velocidades	26
2.4.- <i>Evaluación de la energía producida</i>	29
2.4.1.- Método estático	29
2.4.2.- Método semiestático	29
2.4.3.- Modelo cuasidinámico.....	30
3.- SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS	32
3.1.- <i>Factores influyentes en el funcionamiento de un sistema eólico</i>	32
3.2.- <i>Criterios básicos de selección de emplazamientos</i>	33
3.3.- <i>Aspectos particulares en la selección de emplazamientos</i>	33
3.4.- <i>Otros factores</i>	34
4.- ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES.....	34
4.1.- <i>Impacto sobre la flora y la erosión</i>	35
4.2.- Efectos sobre la avifauna	35
4.3.- Impacto visual	37
4.4.- Impacto sonoro	39
5.- ASPECTOS ECONÓMICOS	40
5.1.- <i>Los costes de un aerogenerador</i>	40
5.2.- <i>Costes de instalación de los aerogeneradores</i>	41
5.3.- <i>Costes de operación y mantenimiento de aerogeneradores</i>	42
5.4.- <i>Los costes financieros</i>	42
5.5.- <i>Comparación de precios con otras tecnologías</i>	44
6.- EL FUTURO: PARQUES EÓLICOS MARINOS (OFFSHORE)	45
6.1.- <i>Introducción</i>	45
6.2.- <i>Ventajas de los emplazamientos marinos</i>	46
6.2.1.- Ausencia de emplazamientos terrestres	46
6.2.2.- Mayores velocidades de viento.....	46
6.2.3.- Mayor estabilidad de viento.....	46
6.2.4.- Mayor abundancia de recurso eólico	47
6.2.5.- Menor rugosidad superficial: Aeroturbinas más baratas.....	47
6.2.6.- Menor turbulencia: Mayor vida de la turbina	47
6.3.- <i>Costes de los parques eólicos marinos</i>	47
6.3.1.- Economías de escala.....	48

6.3.2.- Nuevas tecnologías de cimentación	48
6.3.3.- Reutilización de las cimentaciones	49
<i>6.4.- Modificaciones en el diseño de las aeroturbinas para parques marinos</i>	<i>49</i>
<i>6.5.- Operación del parque.....</i>	<i>50</i>
<i>6.6.- Impacto medioambiental</i>	<i>50</i>
6.6.1.- Vida animal	50
6.6.2.- La emisión de CO ₂	50
7.- ASPECTOS TÉCNICOS DEL CONTROL DE AEROGENERADORES	51
<i>7.1 Estados de funcionamiento y control de un aerogenerador</i>	<i>52</i>
7.1.1 Comprobación del aerogenerador (estado temporal).....	53
7.1.2 Paro (estado estacionario)	53
7.1.3 Pausa o espera (estado estacionario)	55
7.1.4 Reiniciación “starting” (estado temporal)	55
7.1.5 Conexión (estado temporal)	55
7.1.6.a Funcionamiento a carga parcial (estado estacionario).....	58
7.1.6.b Funcionamiento a plena carga (estado estacionario).....	61
7.1.7 Cambio a pausa (estado temporal)	64
7.1.8 Cambio a parada (estado temporal).....	64
7.1.9 Desconexión debida a fallo (temporal)	64
7.1.10 Desconexión de emergencia (temporal)	64
<i>7.2 Fallos o faltas en el aerogenerador.....</i>	<i>65</i>
7.2.1 Cortocircuitos.....	65
7.2.2 Sobrevelocidades	65
7.2.3 Sobretemperaturas.....	66
<i>7.3 Monitorización y sistemas de seguridad.....</i>	<i>66</i>
7.3.1 Anemómetros.....	67
7.3.2 Sensores de vibración	67
7.3.3 Vigilancia de la red eléctrica y protección contra rayos.....	68
7.3.4 Telemando y vigilancia.....	68
7.3.5 Predicción de fallos.....	70
<i>Anexo: Unidades y factores de conversión</i>	<i>71</i>
Abreviaturas de las unidades.....	71
Velocidades del viento.....	71
Escala de velocidades de viento.....	71
Tabla de clases y de longitudes de rugosidad	72
Densidad del aire a presión atmosférica estándar	72
Potencia del viento **)	73
Energía.....	73
Unidades de energía.....	74
Potencia	74
Unidades de potencia	75
<i>Anexo: Preguntas frecuentes sobre energía eólica.....</i>	<i>76</i>
<i>Problema: Estudio de viabilidad de un parque eólico</i>	<i>83</i>
Descripción de los datos y cálculos	83
Apartado económico	88
ANEXO: VISITA A LOS PARQUES EÓLICOS DE BORJA Y REMOLINOS.....	89
<i>PARQUE EÓLICO DE BORJA</i>	<i>89</i>
<i>CONEXIÓN A RED DEL PARQUE EÓLICO DE REMOLINOS.....</i>	<i>97</i>
<i>Anexo: Bibliografía sobre energía eólica.....</i>	<i>98</i>
<i>Anexo: Bibliografía sobre energía eólica.....</i>	<i>99</i>
Cursos multimedia	99
Normas	107

1.- Caracterización del recurso eólico

1.1- Introducción

La cantidad de energía contenida o proporcionada por las masas de aire en movimiento en su circulación por las capas bajas de la atmósfera, representa un nivel de potencial energético relativamente elevado, especialmente en determinadas condiciones locales y temporales, de tal modo que se justifica el esfuerzo por llevar a cabo su transformación en energía útil y su aprovechamiento en condiciones favorables de eficiencia y rentabilidad, dado el grado de desarrollo alcanzado por las tecnologías de conversión eólica.

El viento resulta de la expansión y convección del aire provocadas por las diferentes absorciones de la energía solar de la Tierra. A escala global, estos efectos térmicos se combinan con efectos dinámicos debidos a la rotación terrestre dando lugar a la circulación general atmosférica. Además de esta situación a gran escala, se dan importantes variaciones locales y temporales causadas por factores geográficos y climatológicos.

Así pues, el viento, al considerarlo como recurso energético y desde el punto de vista de su disponibilidad como suministro, tiene sus características específicas: es una fuente con sustanciales variaciones temporales, a pequeña y gran escala de tiempo, y espaciales, tanto en superficie como en altura, contando además con una componente aleatoria que afecta en gran parte a su variación total. Al mismo tiempo, hay que considerar que la energía eólica disponible por unidad de área expuesta al viento es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que pequeñas variaciones en la velocidad del viento conllevan sensibles variaciones en la energía suministrada.

Las características del viento influyen de forma importante en varias áreas de trabajo relacionadas con los sistemas de aprovechamiento de la energía eólica:

- en la selección del emplazamiento más favorable para la instalación de los sistemas eólicos, dadas las acusadas diferencias locales del viento.
- en la estimación o previsión de la producción energética y del funcionamiento global del sistema eólico, donde se consideran valores medios de viento y distribuciones diarias, estacionales, direccionales, etc., en lugares específicos o de interés.
- en el diseño del sistema, donde se tienen en cuenta las condiciones medias representativas y condiciones extremas de viento.
- en la operación y regulación del sistema eólico, donde intervienen aspectos como la predicción del viento para planificar el funcionamiento en tiempo real, así como características del viento que influyen en la estrategia de operación (arranque, parada, orientación, etc.) y factores que afectan al mantenimiento o vida útil del sistema (ráfagas, turbulencias, etc.).

Estas propiedades hacen que la evaluación y caracterización del viento como fuente de energía sea un área de trabajo de especial importancia en el aprovechamiento

de la energía eólica, de tal modo que el conocer el régimen de vientos al que va a estar sometido el sistema eólico, es necesario tanto para optimizar las aplicaciones energéticas como para predecir las condiciones de operación y funcionamiento.

1.2.- El viento

1.2.1.- Origen del viento

El viento se produce por el movimiento de las masas de aire en la troposfera, la capa más baja de la atmósfera. Dentro de ella, los vientos que tendrán interés desde el punto de vista energético son los que se producen a nivel de la superficie terrestre.

Los movimientos de masas de aire hay que buscarlos en los gradientes de presión existentes, que en último término son debidos a los gradientes térmicos originados por la radiación solar recibida sobre la tierra. Es decir, las capas de aire caliente ascienden dejando hueco libre para las capas de aire frío, generando así el movimiento de las capas de aire.

Por otro lado, hay que hablar del gradiente vertical de presión, que originará movimientos verticales de masas de aire, aunque de menor magnitud que los horizontales.

1.2.2.- El gradiente horizontal de presión

El gradiente horizontal de presiones viene representado en los mapas meteorológicos mediante las isobaras, que son líneas que unen los puntos de igual presión. Otra forma usual de representar las presiones son los mapas de isohipsas. En ellos se representa la altura a la cual se tiene una determinada presión.

Los movimientos de masas de aire tienden a compensar las diferencias de presión, de modo que, a mayor gradiente de presión, mayor velocidad de viento.

La fuerza de presión por unidad de masa perpendicular a las isobaras es $-1/\rho \cdot \partial p / \partial n$, siendo $\partial p / \partial n$ el gradiente horizontal de presión. Por tanto, cuanto más juntas estén las isobaras, mayor será el gradiente de presión.

En principio, el movimiento de las masas de aire se realiza de las altas a las bajas presiones, perpendicularmente a las isobaras. Sin embargo, en la atmósfera libre el viento sopla paralelo a las isobaras, dejando las zonas de altas presiones a la derecha y las bajas a la izquierda en el hemisferio norte. Esto es debido a la presencia de la fuerza de Coriolis, $f = -2 \cdot \Omega \cdot \text{sen } \phi \cdot v$, donde Ω es la velocidad angular de la tierra, ϕ es la latitud, y v la velocidad del viento.

En las zonas libres de la atmósfera, la fuerza del gradiente de presión quedará equilibrada con la de Coriolis.

$$-1/\rho \cdot \partial p / \partial n = -2 \cdot \Omega \cdot \text{sen } \phi \cdot v$$

Al viento ideal que cumple esta igualdad se le llama viento geostrófico, y su velocidad, velocidad geostrófica.

$$V_g = (g/2) \cdot (1/\Omega \cdot \operatorname{sen}\varphi) \cdot \partial z / \partial n = 1/(2\Omega \cdot \operatorname{sen}\varphi) \cdot \partial p / \partial n$$

Donde $\partial z / \partial n$ representa la pendiente de las superficies isobáricas de los mapas de isohipsas. Estas ecuaciones no son aplicables a zonas próximas al ecuador, donde la latitud es próxima a cero.

El rozamiento con la superficie es otro factor que influye sobre la distribución de velocidades. El rozamiento hace disminuir la velocidad del viento, y por tanto, la fuerza de Coriolis también disminuye, alcanzándose un nuevo equilibrio. De esta forma, el viento cortará oblicuamente a las isobaras desde las altas a las bajas presiones, dejando las altas a la derecha y las bajas a la izquierda en el hemisferio norte.

Verticalmente este efecto se ve minimizado, con lo que la velocidad aumentará y también la fuerza de Coriolis, alcanzándose la velocidad geostrófica. Asimismo, el ángulo con el que el viento cortará a las isobaras variará con la altura. La curva de variación vertical del viento se llama espiral de Eckman

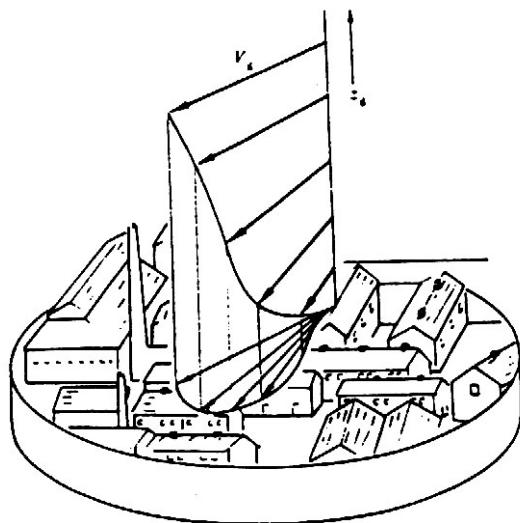


Fig. 6. Espiral de Eckman

1.2.3.- Estabilidad atmosférica

A medida que se asciende en altitud, la temperatura desciende. Por una parte, la atmósfera emite más radiación que la que absorbe, y por otra, las capas bajas de la atmósfera se calientan como consecuencia de la radiación emitida por el suelo. El gradiente vertical de temperatura es de $0.98^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, para aire seco y de $0.65^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ para la atmósfera estándar. Cuando una masa de aire a altura z_1 , con P_1, T_1, ρ_1 asciende hasta una altura z_2 , puede ocurrir:

- 1) El aire a altura z_2 tiene la misma temperatura que el aire que se ha elevado de forma adiabática. $T_2 = T_2'$, por tanto, $\rho_2 = \rho_2'$. El aire no tenderá ni a subir ni a bajar. Es una atmósfera neutra.

- 2) El aire a altura z_2 tiene una temperatura mayor que la del aire que ha ascendido adiabáticamente. Por tanto, $\rho_2 < \rho_2'$. La masa que ha ascendido volverá a su posición inicial. Es una atmósfera estable.
- 3) El aire a altura z_2 tiene una temperatura menor que la del aire que ha ascendido adiabáticamente. Por tanto, $\rho_2 > \rho_2'$. La atmósfera será inestable. La masa de aire seguirá ascendiendo, y el aire más denso tenderá a descender y a ocupar el hueco dejado por la masa que ha ascendido. Se producirán movimientos verticales que tenderán a mezclar la atmósfera, dando lugar a un movimiento más rápido del aire.

Durante la noche, la atmósfera se encuentra estable, y no hay transferencia de cantidad de movimiento de las capas superiores a las inferiores. Durante el día, debido al calentamiento de las masas de aire, la atmósfera se inestabiliza, con lo que el viento en superficie aumentará.

1.2.4.- Rugosidad del terreno

La rugosidad de una superficie se determina por el tamaño y distribución de los elementos de rugosidad que contiene. Se evalúa mediante el parámetro denominado longitud de rugosidad z_0 , que nos da la altura a la cual la velocidad media es cero cuando el viento tiene una variación logarítmica con la altura:

$$Z_0 = 0.5 \cdot S \cdot h / A_h \quad (\text{Lettau, 1969})$$

Con h , S : altura y sección cara al viento de los elementos de rugosidad.
 A_h : área horizontal media correspondiente a cada obstáculo.

La expresión anterior da valores razonables cuando $A_h \gg S$, pero sobreestima z_0 cuando son del mismo orden, por ejemplo, en ciudades y bosques, donde los elementos de rugosidad están muy juntos, en cuyo caso, habría de considerarse un desplazamiento equivalente a una elevación del terreno, d .

1.2.5.- Variación vertical del viento

La variación vertical del viento está estrechamente relacionada con los gradientes verticales de temperatura, es decir, con la estabilidad atmosférica. Se han determinado expresiones empíricas, como la ley potencial, $v/v_0 = (h/h_0)^\alpha$, donde α es un parámetro que depende del tipo de superficie.

1.- Atmósfera neutra y homogénea y en terreno horizontal, válida en alturas inferiores a 100 m

$$v = v^*/k \cdot \ln(z/z_0)$$

v^* representa la velocidad de fricción, k es una constante, y z_0 es la longitud de rugosidad superficial.

2.- Atmósfera no neutra

$$v = v^*/k \cdot \ln(z/z_0 - \Psi(z/L))$$

Ψ es una función correctora por la estabilidad atmosférica. Su valor es $-4.7 \cdot z/L$ para atmósfera estable ($L \geq 0$) y $(1 - 16 \cdot z/L)^{1/4} - 1$ para atmósfera estable ($L < 0$)

L es la longitud de Monin-Obukhov, cuyo valor es $L = (C_p/k) \cdot (T_0/g) \cdot (v^* / H_0)$, donde C_p es el calor específico del aire a presión constante, T_0 y H_0 la temperatura absoluta y el flujo de calor en la superficie del suelo.

El método seguido tradicionalmente es suponer atmósfera neutra y hacer una estimación de la longitud de rugosidad, y a partir de las medidas de viento a un nivel z , estimar los resultados a otra altura z' , con la expresión:

$$\frac{v(z)}{v(z')} = \frac{\ln z' - \ln z_0}{\ln z - \ln z_0}$$

En la siguiente tabla, aparecen los valores de rugosidad asociados a cada una de las distintas superficies.



Fig. 7. Escala de rugosidades.

1.2.6.- Circulación general

Cada una de las zonas en que puede dividirse el planeta Tierra viene caracterizada por un determinado régimen de vientos.

- Cerca del ecuador, la baja atmósfera se calienta, creando una depresión que succiona viento de ambos hemisferios. Esta zona de baja presión está ligeramente desplazada hacia el norte.
- A ambos lados de la zona de baja presión soplan los vientos alisios, de componente este. Son vientos muy regulares y se dirigen hacia el ecuador. Se extienden hasta los 30° de latitud.
- En los 30° se producen las altas presiones tropicales, siendo zonas de vientos muy débiles.

- Desde las altas presiones tropicales hasta los polos dominan los vientos del oeste, mucho menos constantes que los alisios, tanto en dirección como en intensidad. Además, se ven afectados por la irregular forma de los continentes.
- En las regiones polares los vientos tienen dirección noroeste.

Todas estas zonas se desplazan sobre los océanos según las estaciones. La Península Ibérica podríamos englobarla dentro de la zona de vientos del oeste. Son vientos muy influidos por el desplazamiento estacional de la zona de altas presiones subtropicales.

1.2.7.- Efectos locales

Aparte de las condiciones generales, existen efectos locales responsables de vientos de cierta importancia, tanto más, cuanto menor importancia tienen los vientos generales. Incluso existen ciertas regiones del mundo donde los vientos locales encubren totalmente a los generales.

Los efectos locales pueden tener dos orígenes:

- Origen térmico:
 - Brisas, debidas al diferente calentamiento de la tierra y el mar. El viento sopla hacia tierra durante el día, siendo el sentido contrario durante la noche.
 - Viento de ladera y valle. Al amanecer, se calientan las laderas del valle y comienzan sobre ellas los flujos de aire ascendentes. A mediodía las corrientes ascendentes ya son fuertes y el aire comienza a subir valle arriba. Tras la puesta de sol se producen vientos de ladera descendentes, y finalmente, vientos descendentes a lo largo del valle.

Los vientos de origen térmico no tienen suficiente contenido energético, por lo que no son susceptibles de ser aprovechados, salvo en aquellos emplazamientos de cierta regularidad de viento.

- Origen geográfico

Las colinas, acantilados y pequeños valles pueden dar lugar a la formación de vientos con suficiente contenido energético susceptibles de ser aprovechados energéticamente. Es el caso de las canalizaciones como las que se producen en el Valle del Ebro, o en el Estrecho de Gibraltar, que dan lugar generalmente, a vientos fuertes.

1.3.- Potencia eólica disponible

Una masa de aire en movimiento a una velocidad v tiene una energía cinética $E=1/2 \cdot m \cdot v^2$.

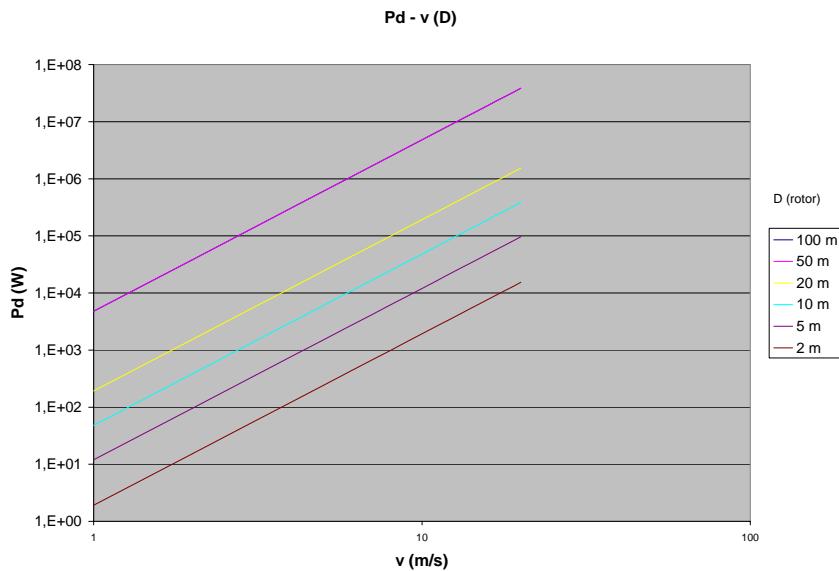
La energía cinética por unidad de volumen será $e=1/2 \cdot \rho \cdot v^2$, siendo ρ la densidad del aire, que a efectos prácticos puede suponerse prácticamente constante.

El flujo de aire a través de una superficie es $\Phi=v \cdot A$.

La energía que fluye por unidad de tiempo, o potencia eólica disponible en una sección de área A perpendicular a la corriente de aire con velocidad v será el flujo de energía cinética, es decir, $P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$.

Por tanto, la potencia disponible en las masas de aire en movimiento es directamente proporcional a la densidad, al área perpendicular enfrentada al rotor y al cubo de la velocidad. En unidades del S.I, dicha potencia vendrá expresada en W.

Representando gráficamente la potencia disponible en función del diámetro de la máquina, con la densidad $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, tendremos:



De la gráfica se observa que a medida que aumenta el diámetro del rotor enfrentado al aire, y a medida que aumenta la velocidad, la potencia disponible en el viento aumenta.

1.4.- Potencia eólica aprovechable

En el apartado anterior se ha visto cual es la energía contenida en una masa de aire en movimiento. Ahora bien, el cumplimiento de la ecuación de conservación de la masa hace que no toda esa potencia disponible en el aire pueda aprovecharse.

Además de las características del viento, la potencia aprovechable depende también de las características de funcionamiento de la máquina. Habrá que considerar, además, las pérdidas mecánicas en la transmisión y la eficiencia eléctrica del generador. Estos factores se tendrán en cuenta a parte.

Se define el coeficiente de potencia de un aerogenerador como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente capturada por el aerogenerador. Es una medida de la eficiencia de la máquina.

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p, \text{ donde:}$$

P_d : potencia disponible

ρ : densidad del viento

A: área expuesta al viento incidente

V: velocidad del viento incidente.

El valor del coeficiente de potencia nunca puede alcanzar el 100% respecto a la potencia incidente. El valor máximo fue determinado por Betz, en el año 1927 a partir de la aplicación de la ecuación de cantidad de movimiento.

Un procedimiento más fiable para evaluar el potencial eólico aprovechable es a partir de la curva característica del coeficiente de potencia de una máquina determinada $C_p(v)$ y de la distribución de probabilidades de velocidad de viento en un lugar, $p(v)$.

$$\bar{P}_a = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 \cdot p(v) C_p(v) \cdot dv$$

El factor de capacidad, C_f es la relación entre la potencia eólica media aprovechable por la máquina, y la potencia nominal durante el periodo considerado.

$$C_f = \frac{\int_0^{\infty} C_p(v) v^3 p(v) dv}{C_p(v_n) v_n^3}$$

La energía eólica extraíble también se puede expresar mediante el concepto de horas equivalentes de producción, como el cociente entre la energía total suministrada y la potencia nominal instalada.

1.4.1.- Teoría de la Cantidad de Movimiento. El límite de Betz

La teoría de Cantidad de Movimiento supuso una primera aproximación sencilla al problema de un rotor inmerso en una corriente de aire, pero a la vez, un gran paso adelante, ya que permitió obtener resultados globales muy generales, a partir de pocos parámetros y que proporcionan una información muy útil para comprender el fenómeno que estamos tratando.

Como toda teoría que se precie, parte de una serie de hipótesis simplificativas, en este caso, las Hipótesis de Rankine y Froude, que son:

- El aire es considerado como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo fluido excepto en las proximidades del rotor.
- El fluido es considerado incompresible. El viento se moverá a régimen subsónico, por tanto, la densidad podemos tomarla como constante. El problema térmico, además, estará desacoplado del problema fluidodinámico.
- El estudio se realizará en régimen estacionario. Las variables dependerán del punto de trabajo que se tome y no del tiempo.
- No se considera la velocidad de giro del rotor ni la de su estela.
- Se considera al rotor como un disco poroso fijo, compuesto por infinitas palas de espesor despreciable.
- Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas en una sección recta determinada del tubo de corriente considerado son magnitudes equivalentes de su perfil de distribución a lo ancho de dicha sección considerada.

• Potencia del viento

Veamos cual es la potencia generada por una corriente uniforme de viento que atraviesa un área A, a velocidad v.

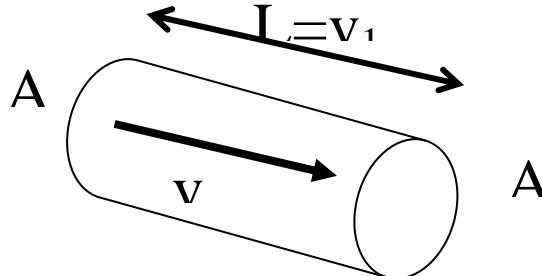


Fig. 8. Potencia generada por una corriente de viento.

La sección A se encuentra fija. Sea la sección A' de igual área que la sección A, que se mueve a velocidad v_1 hasta coincidir con la sección A. Eso ocurrirá pasado un instante ΔT desde la posición inicial en que se encontraba. La longitud L recorrida será $L=v_1 \cdot \Delta T$. La masa de aire contenida en el cilindro será $M=\rho \cdot v_1 \cdot \Delta T \cdot A$, y la energía cinética asociada a la misma,

$$E_c=1/2 \cdot M \cdot v_1^2=1/2 \cdot \rho \cdot v_1 \cdot \Delta T \cdot A \cdot v_1^2,$$

Y la potencia,

$$P_d=1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

El fenómeno físico que se produce en esta situación es el siguiente. Sea A el área del rotor colocada perpendicularmente al flujo de viento. El aire se desplazará por el interior del tubo de corriente y cederá parte de la energía.

El flujo es subsónico, por lo que la presencia del rotor perturbará el flujo aguas arriba, lo que hace que la sección A₁, situada aguas arriba, tenga un área inferior al área del rotor, y a su vez, inferior al área A₂ situada aguas abajo del rótor. Además, al ser la densidad constante y el flujo estacionario (conservación del gasto másico), se conservará el caudal, y por tanto, la relación de velocidades conforme se avanza a lo largo del tubo de corriente será $v_1 > v > v_2$.

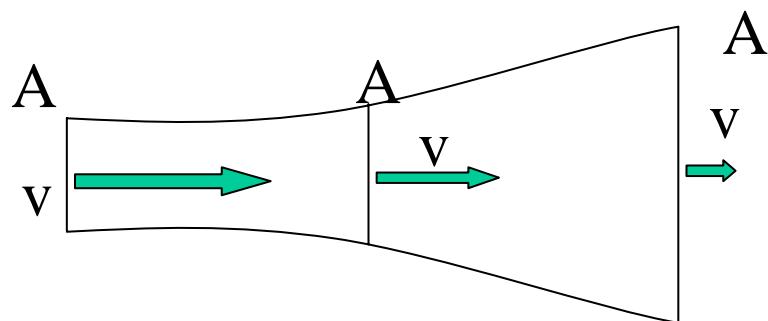


Fig. 9. Distribución de velocidades

Analizando la presión, se observa la siguiente gráfica:

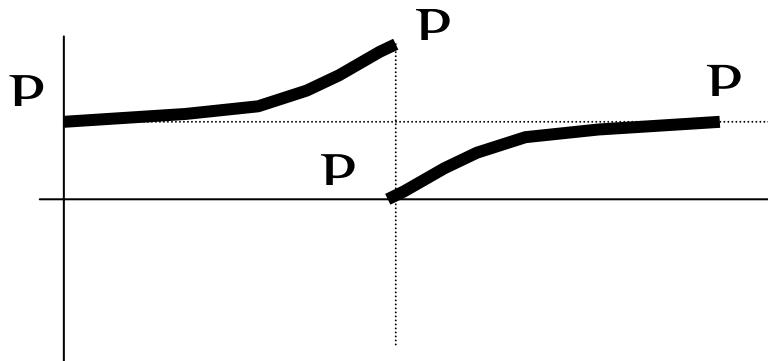


Fig. 10. Distribución de presiones.

La presión evoluciona desde el valor de la presión ambiente P_1 hasta un valor superior en la cara anterior del rotor. En este, se produce una caída de presión y a partir de él, la presión vuelve a aumentar hasta alcanzar de nuevo la presión ambiente, P_2 .

• Ecuaciones

Las ecuaciones que vamos a aplicar son las siguientes:

1) Ecuación de continuidad

$$A_1 \cdot v_1 = A_2 \cdot v_2 \quad (1)$$

2) Gasto mísico

$$G = \rho \cdot A \cdot v \quad (2)$$

3) Fuerza sobre el rotor

$$F = G \cdot \Delta v = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad (3)$$

$$F = A \cdot (P^+ - P^-) \quad (4)$$

4) Ecuación de Bernouilli

1.- Entre A_1 y la sección anterior del disco

$$P_1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 = P_+ + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \quad (5)$$

2.- Entre la sección posterior del tubo y A_2

$$P_- + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 = P_2 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_2^2 \quad (6)$$

5) Presiones

$$P_2 = P_1 \quad (7)$$

Restando (5)-(6)

$$P_+ - P_- = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2).$$

La fuerza sobre el rotor será: $F = \frac{1}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \rho \cdot v \cdot (v_1 - v_2)$.

Despejando v se obtiene $v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2)$.

La potencia absorbida por el rotor será el producto de la fuerza ejercida por el viento sobre el rotor por la velocidad del fluido en el rotor.

$W=F \cdot v = \rho \cdot A \cdot (v_1 - v_2) \cdot 1/2 \cdot (v_1 + v_2) = \rho \cdot A \cdot 1/2 \cdot (v_1 + v_2) \cdot 1/2 \cdot (v_1^2 - v_2^2)$, donde $\rho \cdot A \cdot 1/2 \cdot (v_1 + v_2)$ es el gasto másico a través del rotor y $1/2 \cdot (v_1^2 - v_2^2)$ es la pérdida de energía cinética por unidad de masa de viento entre las secciones 1 y 2.

• Máxima potencia extraíble

La potencia depende del área del rotor y de las velocidades de viento aguas arriba y aguas abajo del rotor. V_1 vendrá prefijada por la velocidad de viento incidente, ahora bien, ¿qué ocurre con el valor v_2 ?

Sea $k=v_2/v_1$. La expresión de la potencia quedará:
 $W=1/4 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1+k) \cdot (1-k^2)$.

Para obtener W máxima derivaremos respecto a k e igualaremos a cero:

$$\delta W/\delta k=0$$

Se llega a la ecuación de segundo grado, $3 \cdot k^2 + 2 \cdot k - 1 = 0$, que resolviendo, y tomando la solución positiva, se llega a $k=1/3$.

Sustituyendo en la expresión de la potencia, $W_{\max}=8/27 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$

Sustituyendo en la expresión del coeficiente de potencia, se llega a una expresión para C_p :
 $C_p=1/2 \cdot (1+k) \cdot (1-k^2)$.

Representando gráficamente esta expresión en función de k , se tiene la siguiente gráfica:

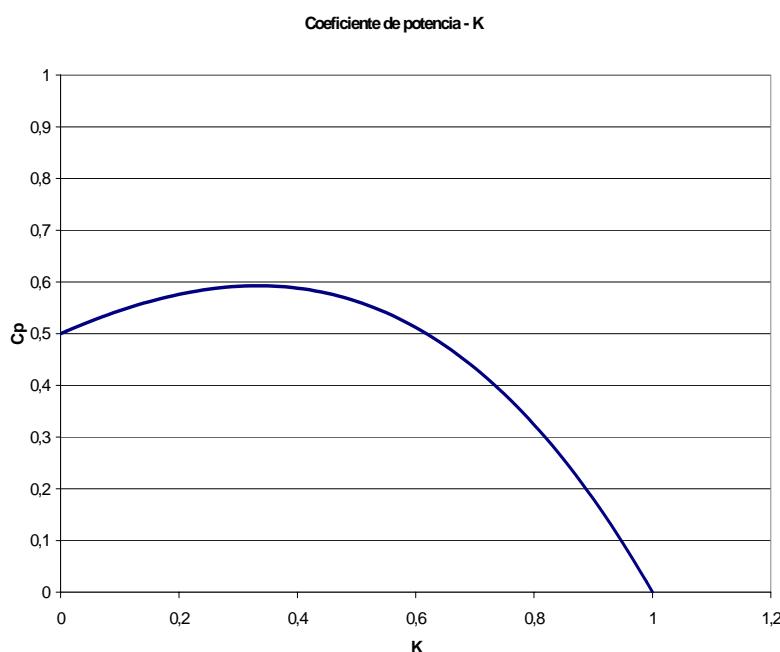


Fig. 11. Coeficiente de potencia - k

Dicha gráfica presenta un máximo en las proximidades de 0.6. Si damos valores numéricos,

$$C_p \max = \frac{\frac{8}{27} \rho \cdot a \cdot v_1^3}{\frac{1}{2} \rho \cdot a \cdot v_1^3}$$

Se llega a la fórmula de Betz: **C_{pmax}=0.5925**.

Por tanto, como máximo, sólo puede extraerse el 59.25% de la energía cinética que contiene una masa de aire en movimiento.

• Limitaciones de la teoría de Cantidad de Movimiento

La teoría de cantidad de movimiento es una teoría ingeniosa pero sencilla y, en consecuencia, tiene las siguientes limitaciones a efectos prácticos:

- no considera los efectos viscosos del fluido
- las magnitudes son magnitudes equivalentes en cada sección recta del tubo de corriente. No permite cálculos locales en zonas determinadas del rotor, ni tiene en cuenta los cambios de la velocidad incidente con la altura
- no tiene en cuenta el número de palas del aerogenerador
- no tiene en cuenta el giro del rotor ni calcula pares ni fuerza. En particular, no calcula el par motor del rotor
- no considera fenómenos no estacionarios como ráfagas o variación de la velocidad del aire con el tiempo, o variación en la velocidad de giro del rotor, etc.

1.5- Variaciones del viento

El viento es una fuente de energía cuya característica fundamental es la irregularidad. No siempre que se desea o que la demanda energética es alta podemos disponer de viento de suficiente velocidad como para emplearlo en la generación eléctrica.

Las variaciones de viento hay que caracterizarlas desde dos puntos de vista, variaciones temporales y variaciones espaciales, siendo su conocimiento de vital importancia a la hora de seleccionar un emplazamiento para un parque eólico.

1.5.1- Variaciones temporales del viento

1.5.1.1- Ciclos energéticos

Del análisis de los datos de viento tomados, puede observarse que existen ciertas fluctuaciones en las medidas a lo largo del tiempo, pudiéndose establecer los denominados ciclos energéticos. Estos ciclos están asociados a las diferentes escalas del movimiento atmosférico, las cuales no están directamente producidas por la radiación solar, sino también por las energías procedentes de otro tipo de intercambios. Las fluctuaciones temporales del viento pueden ser a corto plazo, debidas al intercambio atmosférico, o a largo plazo, asociados a fenómenos meteorológicos a gran escala. Es

por ello por lo que hay que establecer claramente la escala temporal a la que nos estamos refiriendo.

En la siguiente figura pueden analizarse diferentes ciclos energéticos referidos a diferentes escalas de tiempo.

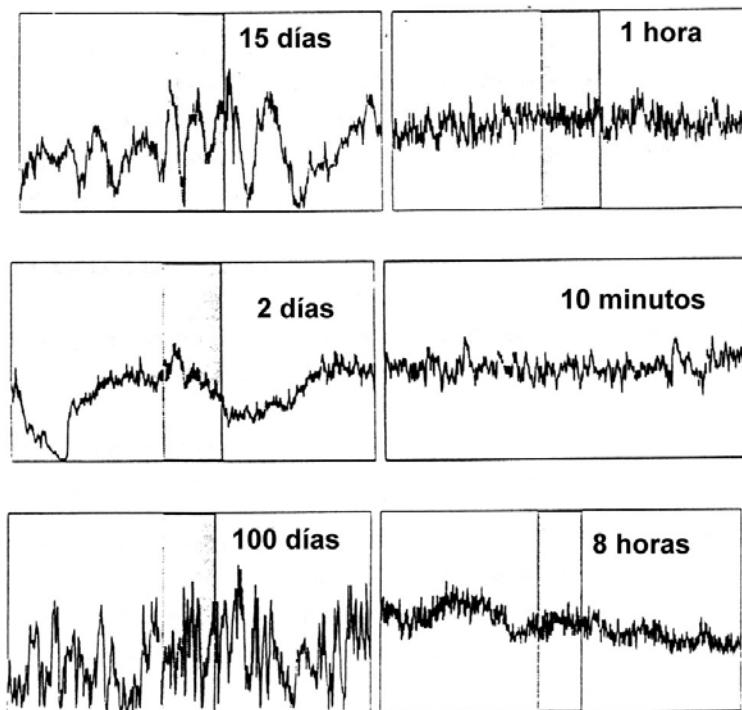


Fig. 12. Ciclos energéticos.

1.5.1.2.- Turbulencia atmosférica

La turbulencia atmosférica tiene una vital importancia sobre los siguientes aspectos:

- cargas dinámicas estructurales sobre aerogeneradores
- variaciones de la potencia suministrada
- emplazamientos de plantas eólicas, atendiendo a la orografía y a la disposición de aerogeneradores.

Las fluctuaciones turbulentas son esencialmente irregulares por lo que lo más adecuado es realizar un tratamiento estadístico de las mismas. Se considera la turbulencia como la incorporación de todas las fluctuaciones de frecuencias más altas que la variación de la velocidad media. Puede considerarse la turbulencia como la desviación de la velocidad instantánea $U(t)$ respecto a la velocidad media \bar{U} :

$$u(t) = u(t) - \bar{u}$$

En la evaluación de emplazamientos de instalaciones eólicas, una medida de la turbulencia del viento es representada mediante la intensidad de turbulencia I_u , correspondiente a un periodo corto de tiempo, normalmente inferior a 1 h, definida como:

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{u}}$$

Es decir, es la relación entre la desviación estándar y la media de las velocidades en ese periodo, lo que representa un índice de variabilidad de la velocidad del viento.

En relación al análisis de esfuerzos dinámicos provocados por la turbulencia, otro procedimiento para determinar la intensidad de las fluctuaciones del viento es mediante la varianza estadística de las fluctuaciones de las componentes direccionales del viento (u, v, w) en un periodo considerado, mediante la siguiente expresión:

$$\sigma_n^2 = \frac{1}{T} \int_{t-T/2}^{t+T/2} u^2(t) dt$$

La varianza para las demás componentes se define de igual forma.

La varianza estadística de las fluctuaciones del viento σ^2 , puede expresarse como la integral de una función de densidad espectral $S(n)$, expresada mediante

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} S(n) dn$$

1.5.1.3.- Rafagosidad del viento

Un aspecto importante a tener en cuenta lo constituyen los valores máximos, rachas o picos de viento que implican variaciones bruscas de esfuerzos dinámicos o estructurales. El análisis de los datos de viento muestra que en general el valor de la racha máxima, la velocidad media y la desviación estándar están relacionados mediante la siguiente expresión

$$U_{max}(z) = \bar{U} + g(t) \sigma_n(z)$$

siendo $g(t)$ el índice de rafagosidad, cuyo valor depende del tipo de anemómetro usado y del tiempo de promedio, y no es directamente dependiente de la altura ni de las características superficiales del terreno. Una relación aproximada para estimar un valor medio del índice de rafagosidad es:

$$g(t) = 0.42 \cdot \ln(3600/t)$$

Se define el factor FR en un intervalo de tiempo t (periodo inferior a 1 h) como la relación entre la velocidad máxima instantánea registrada en el periodo y la velocidad media.

$$FR = \frac{U_{max}}{\bar{U}}$$

Sustituyendo en la ecuación anterior

$$FR = 1 + g(t) \cdot I_u(z)$$

1.5.2.- Variaciones espaciales del viento

1.5.2.1.- Variación vertical

Debido principalmente al rozamiento de la corriente de aire con la superficie terrestre, el perfil vertical del viento no es constante, y aumenta con la altura.

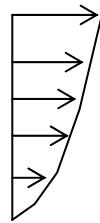


Fig. 13. Perfil vertical de viento.

Cuando las características del terreno cambian bruscamente, como en el caso de mar a tierra, campos de cultivo a bosque, a partir de tal discontinuidad se genera una capa límite interna cuya altura crece con la distancia al punto de cambio dependiendo del grado de turbulencia. En rosa se muestra el desarrollo de la capa límite.



Fig. 14. Desarrollo de la capa límite.

Cuando el aire fluye sobre un terreno uniforme, las características del perfil de viento vienen condicionadas por la rugosidad de este terreno, z_{01} . Si la rugosidad cambia bruscamente a un valor z_{02} , la capa límite interna que se genera responde a esta rugosidad, pero sobre la misma el perfil de viento aún viene condicionado por la rugosidad anterior, hasta una distancia de varios kms del cambio y si no se han presentado nuevas alteraciones.

Los datos de viento habitualmente se mide a la altura estándar de 10 m, ahora bien, los rotores de los aerogeneradores se sitúan a alturas superiores, por lo que es preciso extrapolar los datos.

En este caso se asume el modelo de ley potencial para el perfil vertical de velocidades. Si conocemos la velocidad v_a a la altura z_a , la velocidad v a la altura z vendrá dada por:

$$V(z) = v_a \cdot (z/z_a)^\alpha$$

Donde α depende de la rugosidad superficial media y de la estabilidad atmosférica media en el lugar considerado.

- En lugares con altas velocidades medias (6 m/s, atmósfera neutra) α varía entre 0.1 y 0.3 dependiendo de la rugosidad superficial media.
- Basados en estudios experimentales, el exponente α puede ser evaluado mediante la relación

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln v_a}{1 - 0.088 \cdot \ln \left(\frac{z_a}{10} \right)}$$

- De manera muy general, se utiliza comúnmente el valor $\alpha=1/7$, válido para atmósferas neutras
- Si únicamente se conoce la distribución de velocidades a una determinada altura Z_a , sin tener información sobre las estabilidades atmosféricas puede utilizarse el siguiente procedimiento para extrapolar la distribución de velocidades a otra altura. Los parámetros de la distribución c y k se calculan de la siguiente forma:

$$k(z) = k_a \cdot \frac{1 - 0.088 \ln(\frac{z_a}{10})}{1 - 0.088 \ln(\frac{z}{10})}$$

Siendo :

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln C_a}{1 - 0.088 \ln(\frac{z_a}{10})}$$

Estos procedimientos empleados en la extrapolación vertical de vientos son válidos únicamente para terrenos llanos y homogéneos.

1.5.2.2.- Efectos del terreno y perturbaciones del flujo

Se ha comentado anteriormente que las extrapolaciones verticales de velocidad sólo eran válidas para terreno llano. Se considera un terreno como llano cuando las diferencias de elevación entre el lugar de referencia y el terreno circundante en un radio de 12 kms son inferiores a 60 m y cuando la relación entre la altura y anchura de las elevaciones en un radio de 4 kms es inferior a 0.02.

Ahora bien, la rugosidad del terreno y la presencia de obstáculos se encarga de modificar el perfil vertical del viento.

- Influencia de la rugosidad

- a) Si un determinado tipo de característica de terreno (árboles, arbustos, edificios, etc,) con una altura media h_c se encuentra densamente distribuido por el terreno, y si la altura mínima del rotor sobre el suelo es z_r , este tipo de superficie puede ser considerada, para $h_c/z_r \leq 0.75$ como de una rugosidad equivalente igual a $z_0 = 0.056 \cdot h_c^{1.37}$
- b) Si un obstáculo individual de altura h_c se encuentra a menos de $20 \cdot h_c$ del emplazamiento y $h_c/z_r \leq 0.33$, el efecto se considera irrelevante. Asimismo, si se encuentra a más de $20 \cdot h_c$, independiente de la relación h_c/z_r
- c) Un cambio en la rugosidad superficial del terreno de z_0 a z_0' provoca un cambio del perfil vertical del viento, generándose una capa límite interna (ver apartado anterior). La altura de esta capa límite varía con la distancia x a partir del cambio de rugosidad según la expresión.

$$h(x) = [0.75 - 0.03 \ln(\frac{z'_0}{z_0})] \cdot x^{0.8} \cdot z_0^{0.2}$$

- Influencia de los obstáculos del terreno

Los efectos provocados por los obstáculos del terreno como elevaciones, colinas, etc pueden ser de aceleración si el obstáculo es de forma y pendiente relativamente suaves, o producirse efectos de reducción si se trata de crestas o bordes agudos.

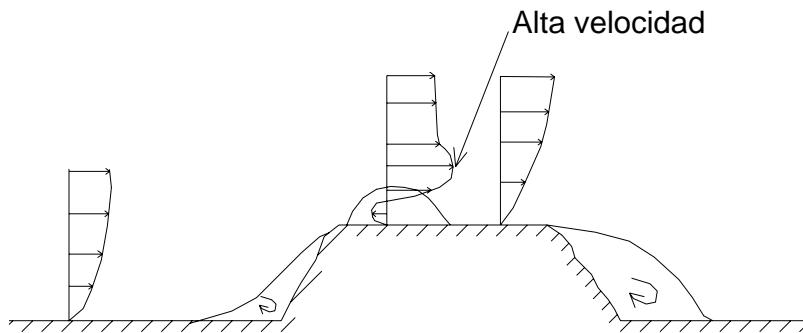


Fig. 15. Influencia de un obstáculo de pendientes suaves.

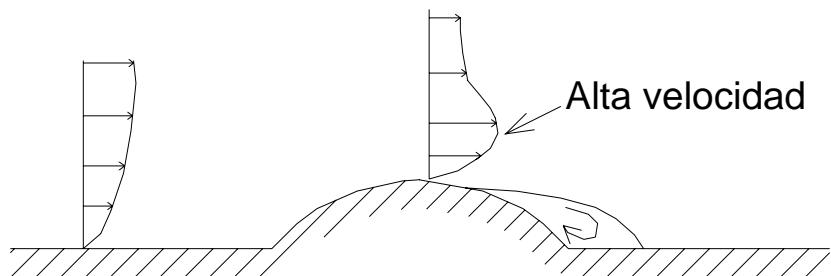


Fig. 16. Influencia de un obstáculo de pendientes abruptas.

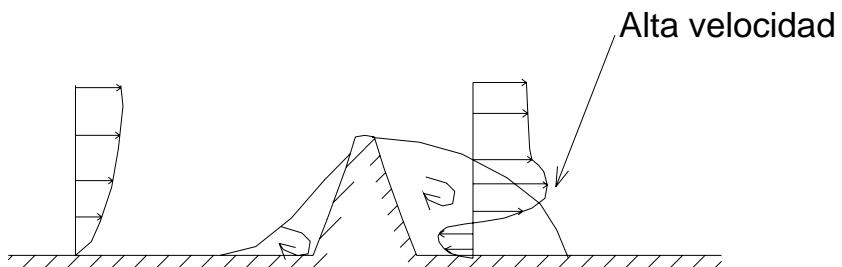


Fig. 17. Influencia de un obstáculo en forma de cresta.

Los estudios aerodinámicos de terrenos indican que sobre las colinas de forma triangular o sinusoidal la velocidad del viento aumenta casi un 100% cerca de la cima, pero que el aumento de velocidad cae rápidamente hasta hacerse casi nulo a una altura aproximadamente igual a la mitad de la anchura de la colina. Estos efectos se muestran en las siguientes figuras, ordenados de mayor a menor aceleración del flujo.

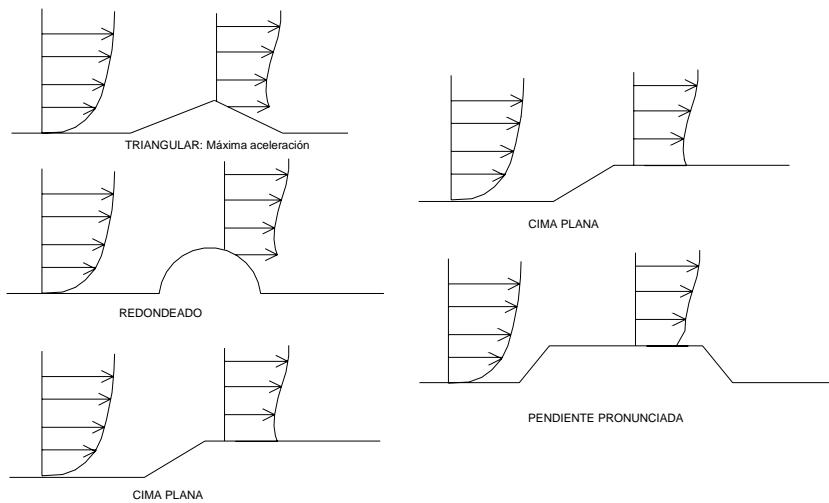


Fig. 18. Influencia de los obstáculos sobre la velocidad.

Asimismo, las estelas generadas por edificaciones, arbolado, etc. Se caracterizan por reducir la velocidad y aumentar la turbulencia.

- Extrapolación espacial

Se utilizan diferentes métodos para correlacionar los datos de un lugar correspondientes a un corto periodo de tiempo (mensual, anual) de medida con datos referentes a periodos largos (varios años) a partir de un observatorio de referencia.

Los métodos más empleados son:

- Método proporcional

$$\bar{V}_c = \bar{V}_1 \left(\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} \right)$$

- Método aditivo

$$\bar{V}_c = \bar{V} + (\bar{V}_1 - \bar{V}_0)$$

- Método aditivo modificado

$$\bar{V}_c = \bar{V} + Q(\bar{V}_1 - \bar{V}_0) \frac{\sigma_{ab}}{\sigma_t}$$

Siendo,

V_c : valor medio correspondiente a largo periodo en el lugar considerado

V_1 : valor medio correspondiente al corto periodo de medidas en dicho lugar

V_0 : valor medio correspondiente al corto periodo en el observatorio de referencia

V : valor medio correspondiente al largo periodo en el observatorio de referencia

σ : desviación estándar

P : factor de correlación.

Para que estos métodos sean válidos tiene que existir una elevada correlación espacial de valores medios entre el lugar de interés y el de referencia.

Los resultados de los estudios realizados demuestran que no pueden establecerse patrones típicos entre las variaciones de la correlación en función de la distancia y las regiones climáticas para separaciones de 20 kms o superiores.

Para lugares separados por distancias inferiores a 200 kms en terreno llano, la correlación puede ser alta. Para lugares en terreno no homogéneo separados menos de 20 kms y con altas correlaciones (>0.8), los métodos descritos anteriormente pueden ser utilizados.

En áreas no uniformes, la interpolación espacial presenta serias limitaciones y sólo puede hacerse rigurosamente aplicando los principios básicos de la mecánica de fluidos y con un amplio conocimiento de análisis experimentales sobre flujo de viento en terrenos complejos.

2.- Obtención y tratamiento de datos de viento

2.1.- Parámetros representativos del potencial eólico

A la hora de evaluar un emplazamiento hay que determinar las características del viento en el mismo, para lo cual habrá que considerar cada uno de los siguientes aspectos.

- Condiciones generales del viento en un emplazamiento (medias diarias, estacionales, anuales)
 - Datos de 10 minutos a 1 hora de promedio
 - Condiciones meteorológicas (temperatura, presión atmosférica, humedad relativa, densidad del aire)
 - Distribución de frecuencias de dirección.
 - Variación temporal de la velocidad.
 - Potencial eólico disponible.
- Características del viento para el funcionamiento del sistema.
 - Datos de 10 minutos a 1 hora de promedio.
 - Perfil vertical de velocidad horizontal.
 - Variaciones temporales.
 - Relaciones con la dirección.
 - Variación de la velocidad vertical
 - Relaciones entre el viento vertical y la dirección.
 - Relaciones entre el viento vertical y el horizontal.
 - Datos de 1 minuto a 10 minutos de promedio.
 - Factores de ráfaga.
 - Relaciones entre la velocidad, dirección y factor de ráfagas.
 - Características de la turbulencia
 - Relaciones entre dirección y turbulencia.
 - Relaciones entre velocidad y turbulencia.
 - Desviación de la velocidad

2.2.- Toma de medidas

2.2.1.- Instrumentación

Los instrumentos de medida necesarios en energía eólica son:

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección.
- Termómetros para medir la temperatura ambiente del aire.
- Barómetros para medir la presión atmosférica ambiental.

En general, la señal que proviene de los instrumentos de medida está conectada a un sistema de registro de diversos tipos:

- Un dispositivo de integración.
- Un indicador.
- Un dispositivo de grabación, por ejemplo, el soporte magnético o electrónico.

a) Anemómetros

Son los instrumentos utilizados para determinar la velocidad del viento. Pueden clasificarse según su principio de operación.

- De rotación. Pueden ser de cazoletas o de hélice.

El anemómetro de cazoletas consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical. Debido a que la fuerza que ejerce el aire en el lado cóncavo es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira. La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del viento. Dicha rotación puede medirse de varios modos: contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo, o a un interruptor optoelectrónico y midiendo su salida.

Los anemómetros de tres cazoletas semicónicas son preferentemente los más usados. La principal ventaja de los anemómetros de cazoletas es que miden las dos componentes horizontales del viento.

El anemómetro de hélice se utiliza cuando se quiere conocer la velocidad del viento en una dirección particular. Normalmente se coloca un conjunto de dos o tres anemómetros de hélice en planos perpendiculares para obtener las componentes de velocidad sobre los ejes principales (horizontales y vertical). A veces se utiliza un anemómetro de hélice asociado a un sistema de orientación tipo veleta, para medir la componente horizontal de la velocidad de viento.

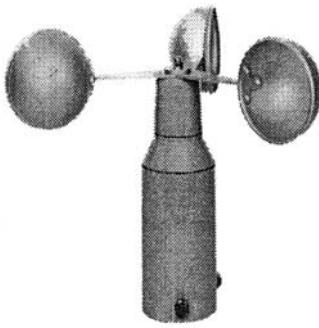


Fig. 19. Anemómetro de cazoletas.

- De presión. La medida de la velocidad del viento se registra mediante los efectos de las variaciones de presión que ejerce el aire cuando se mueve. Dichos anemómetros están encaminados más que a medir la velocidad del viento a medir la rafagosidad, mediante galgas extensométricas acopladas a una esfera perforada, midiendo así la magnitud y dirección del viento.
- Anemómetros de hilo caliente. Miden la velocidad a través del efectos de enfriamiento del viento. La principal ventaja de estos equipos es su pequeña constante de tiempo, aunque por el contrario, son equipos muy delicados.
- Anemómetros basados en el efecto sónico. El sonido viaja a través del aire en reposo a una velocidad conocida. Sin embargo, cuando el aire está en movimiento esta velocidad aumenta o disminuye correlativamente. Son equipos con una constante de tiempo muy baja y de gran resolución en la medida, aunque son caros y no pueden transportarse.
- Otras técnicas incorporan el anemómetro láser, ultrasónico y el anemómetro SODAR, de efecto Doppler.

b) Medida de la dirección del viento

El elemento empleado tradicionalmente para medir la dirección del viento es una veleta, que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección. Normalmente, el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos de la dirección del viento.

Así mismo, puede obtenerse una medida de la dirección del viento resolviendo los registros de salida de dos anemómetros de hélice dispuestos ortogonalmente.

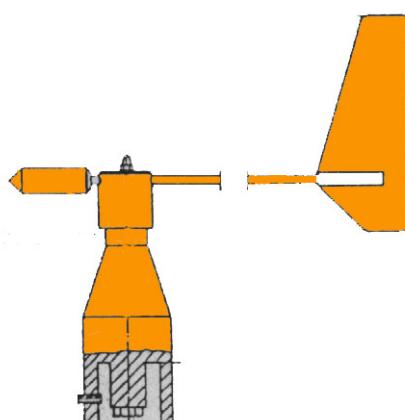


Fig. 20. Veleta.

c) Medida de la temperatura

La medida de la temperatura se utiliza para la determinación de la potencia suministrada, así como para evaluar la climatología local en emplazamientos de parques eólicos. Los termómetros corrientes basados en un elemento de resistencia de platino son los más utilizados.

d) Medida de la presión atmosférica

La presión atmosférica se utiliza para la determinación de la potencia suministrada en una instalación eólica. Generalmente se utiliza un barómetro meteorológico.

2.2.2.- Frecuencia y duración de las medidas

La frecuencia de las medidas depende fundamentalmente del uso destinado para los datos. Por ejemplo, la presión atmosférica, que varía muy lentamente, basta con realizar medidas cada 3 horas. Con las temperaturas, bastan los valores horarios.

En cambio, para una evaluación precisa del potencial eólico, es recomendable tomar muestras de viento con una frecuencia de 5 a 10 segundos, y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora. Para análisis detallados del funcionamiento de máquinas eólicas o estudios específicos de características de viento, como las ráfagas o turbulencias, se requieren frecuencias de toma de datos iguales o superiores a 1 Hz o intervalos de promedio del orden de 1 minuto.

La duración de las medidas también depende directamente del propósito de las mismas. Si queremos instalar aerogeneradores en un determinado emplazamiento, las directrices a seguir serán:

- Medir durante un periodo de tiempo lo más largo, práctica y económicamente posible.
- Intentar medir en cada estación del año, dado que los patrones de la velocidad y dirección del viento son relativamente estacionales.
- Comparar con las medidas de otros lugares vecinos donde estén disponibles datos correspondientes a largos periodos de tiempo.
- Comparar las medidas con las tendencias regionales a largo plazo, ya que existen evidencias de que ocurren significantes variaciones climatológicas en la velocidad del viento.

2.2.3.- Ubicación de los sensores

Los sensores han de estar ubicados en lugares bien expuestos a todas las direcciones y sin obstáculos en los alrededores.

La altura estándar de medición es de 10 metros sobre el suelo, con el fin de poder establecer comparaciones homogéneas.

En el caso de evaluación de una determinada máquina, conviene realizar las medidas a la altura del buje, con el fin de reducir las posibles incertidumbres.

2.2.4.- Elección de los instrumentos de medida

Los factores fundamentales a tener en cuenta en la elección de un instrumento son los siguientes:

- Coste y fiabilidad
- Sensibilidad
- Calibración adecuada, con el fin de garantizar la fiabilidad de los datos
- Robustez, soportar posibles daños
- Compatibilidad de las especificaciones de sensibilidad y fiabilidad del sistema completo.
- Accesibilidad del emplazamiento y disponibilidad y calidad de los datos.

2.3.- Tratamiento de los datos eólicos

Los datos de viento obtenidos se tratan estadísticamente, con el fin de obtener la distribución por rumbos de las direcciones y la distribución por frecuencias de las velocidades.

2.3.1.- Distribución de direcciones

La distribución de direcciones de viento es de vital importancia a la hora de ubicar las turbinas eólicas en terrenos no uniformes o formando varios conjuntos de ellas, e incluso para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La representación más habitual es la de la rosa de los vientos, en la que se expresa el porcentaje de tiempo en el que el viento tiene una determinada dirección. Normalmente, también se refleja la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional.

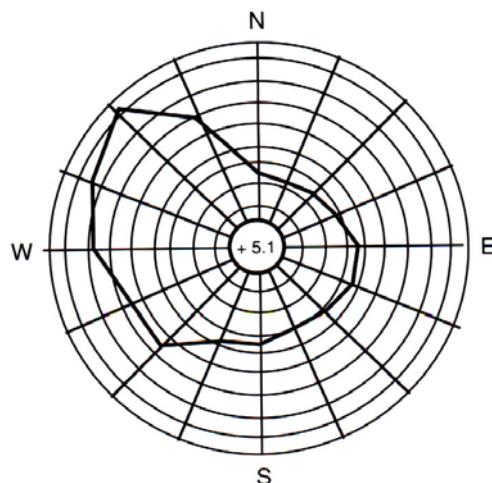


Fig. 21. Rosa de Vientos.

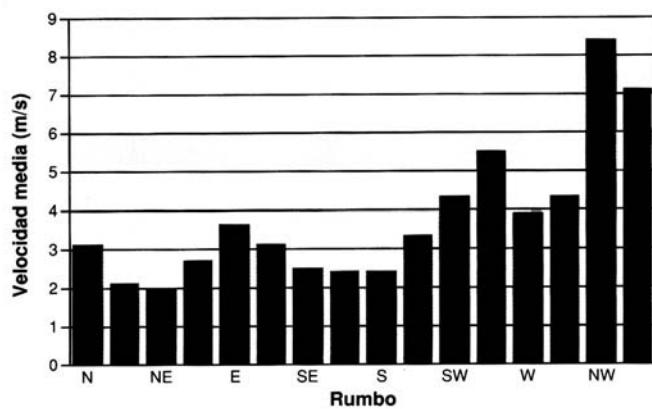


Fig. 22. Velocidad media por direcciones

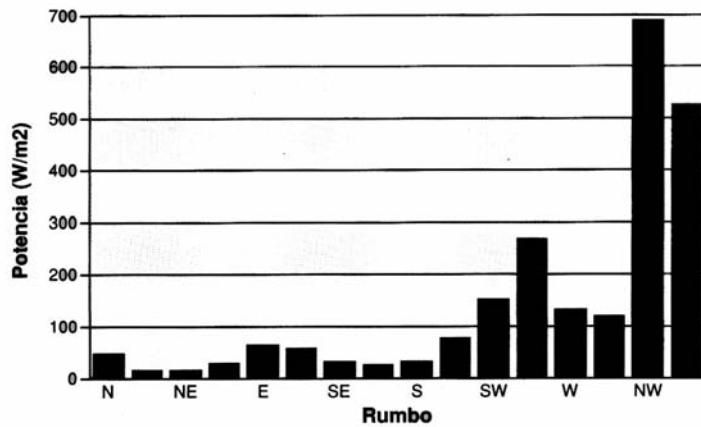


Fig. 23. Frecuencia del viento por direcciones

2.3.2.- Distribuciones de velocidades

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento $p(v)$ es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de para otros parámetros energéticos de interés.

Si no se dispone de las series temporales medidas en el emplazamiento, o si se quieren extrapolar datos a otro lugar, este procedimiento ofrece ciertas ventajas.

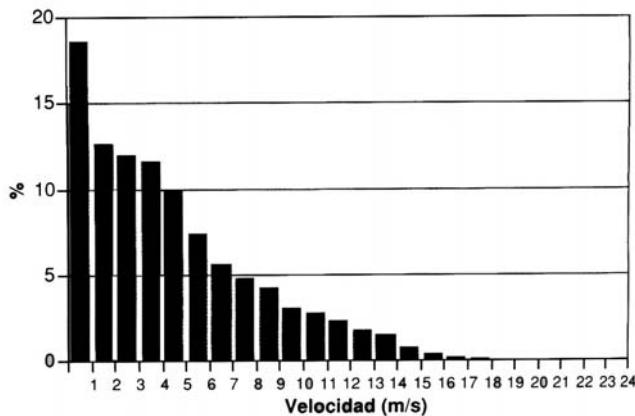


Fig. 24. Distribución de velocidades.

• Distribución de Rayleigh

La distribución de densidad viene dada por la expresión

$$P(u) = \frac{U}{\sigma^2} e^{-\left(\frac{u^2}{2\sigma^2}\right)}$$

Siendo U la velocidad del viento y σ la desviación estándar.

La distribución de probabilidades acumuladas, que mide la probabilidad de que la velocidad de viento sea inferior a una valor dado V se determina mediante la siguiente expresión:

$$P(u>v) = e^{-\left(\frac{v^2}{2\sigma^2}\right)}$$

Si no se dispone de información sobre la desviación estándar, las expresiones anteriores pueden transformarse en

$$P(u) = \left(\frac{u \cdot \pi}{2 \cdot u}\right) e^{-\left(\frac{u^2 \pi}{4 \cdot u^2}\right)}$$

$$P(u>v) = \exp\left(-\frac{\pi \cdot v^2}{4 \cdot u^2}\right)$$

- **Distribución de Weibull**

La expresión analítica más utilizada en los estudios de energía eólica es la distribución de Weibull, cuya forma general es

$$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right)^{k-1} \cdot \left(\frac{v}{c}\right) \cdot C \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right)$$

Donde:

$P(v)$ representa la probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad v

C es el denominado factor de escala (m/s) cuyo valor es cercano a la velocidad media

K es el factor adimensional de forma.

La distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull con $k=2$.

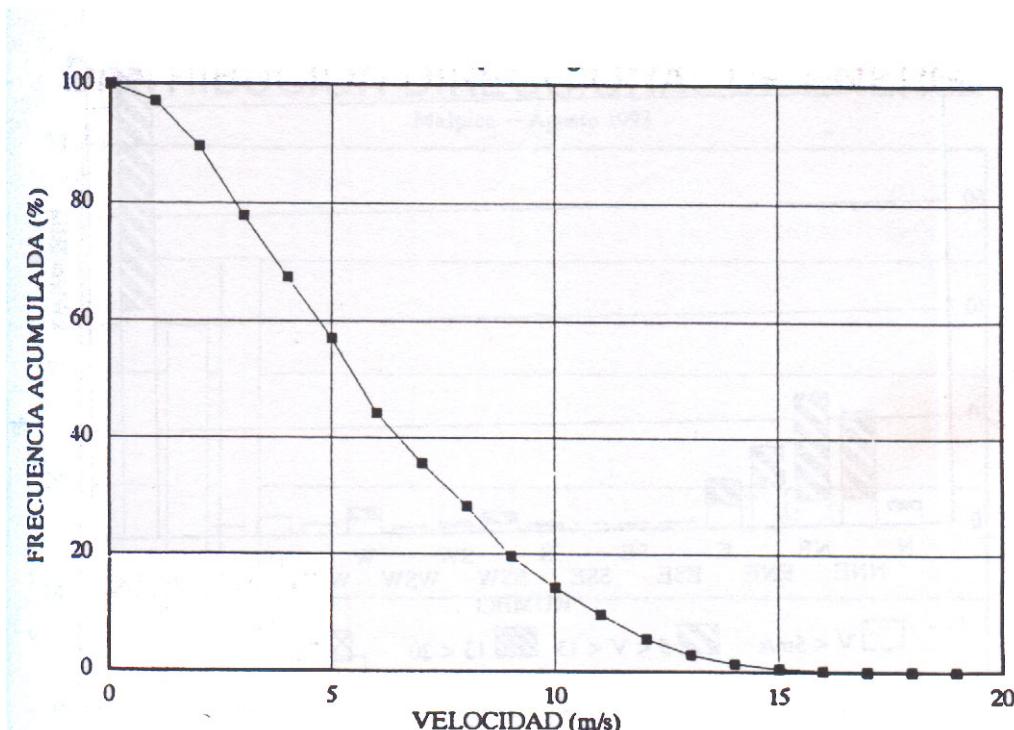


Fig. 25. Curva de duración de velocidades de viento

Aplicaciones:

La distribución de Weibull permite analizar diferentes propiedades del viento en función de los parámetros c y k , entre las que pueden destacarse:

- Probabilidad de que existan velocidades de viento superiores a una dada, v_x :

$$P(V \geq V_x) = e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k}$$

- Probabilidad de que existan velocidades de viento entre dos límites de interés:

$$P(V_x < V < V_y) = e^{-(\frac{V_x}{c})^k} - e^{-(\frac{V_y}{c})^k}$$

- La velocidad media se obtiene de la distribución de Weibull mediante

$$\bar{v} = c \Gamma(1+1/k)$$

- La desviación estándar de la distribución se obtiene

$$\sigma^2 = c^2 [\Gamma(1+2/k) - \Gamma^2(1+1/k)]$$

- La velocidad media cúbica viene dada por

$$\bar{V}^3 = c^3 \cdot \Gamma(1+3/k)$$

- El factor de potencia eólica, FPE, viene dado por

$$FPE = \frac{\bar{V}^3}{V^3} = \frac{\Gamma(1+3/k)}{\Gamma^3(1+1/k)}$$

- El índice de variabilidad se obtiene mediante

$$IV = \frac{\sigma}{\bar{v}} = \sqrt{\frac{\Gamma(1+2/k)}{\Gamma(1+1/k)} - 1}$$

2.4.- Evaluación de la energía producida

Existen diferentes procedimientos para evaluar la producción energética en un emplazamiento, cada una de ellas con una precisión determinada.

2.4.1.- Método estático

Se hace analítica o gráficamente a partir de la curva de duración de viento del lugar correspondiente y del periodo representativo, y de la curva de funcionamiento del aerogenerador. La curva de probabilidades de velocidades de viento da la probabilidad de ocurrencia, o el porcentaje estimado de tiempo que ocurre cada intervalo de velocidad. La curva de potencia del aerogenerador da la potencia producida para cada intervalo de velocidad. De su comparación, se obtiene la curva de probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de potencia, cuya integral da como resultado la producción energética estimada para el periodo considerado.

La ventaja del método es la simplicidad, aunque dicha simplicidad también ignora determinados efectos no estacionarios, pérdidas por cambios de dirección, periodos de mantenimiento, etc.

2.4.2.- Método semiestático

Una serie temporal de valores de viento se compara con la curva de funcionamiento del aerogenerador para obtener una serie temporal de la potencia eólica suministrada, e integrando en el tiempo, de la producción energética.

La ventaja es que se puede proporcionar información acerca de los arranques y paradas experimentados por la aeroturbina, así como investigar sobre las estrategias de

arranque y parada, y de orientación de la máquina. Como desventaja, es que se basa en la curva de potencia idealizada.

2.4.3.- Modelo cuasidinámico

Utiliza una serie temporal de datos de viento como entrada a un modelo numérico de funcionamiento de la aeroturbina. De este modo pueden obtenerse de forma más fiable la energía producida, el comportamiento ante la orientación y los arranques y paradas, así como el estudio de diversas opciones de control de la aeroturbina.

Ejemplo de aplicación:

Veamos el procedimiento estático descrito anteriormente para el aerogenerador MADE AE-46/I, cuya curva de potencia es la que se muestra a continuación:

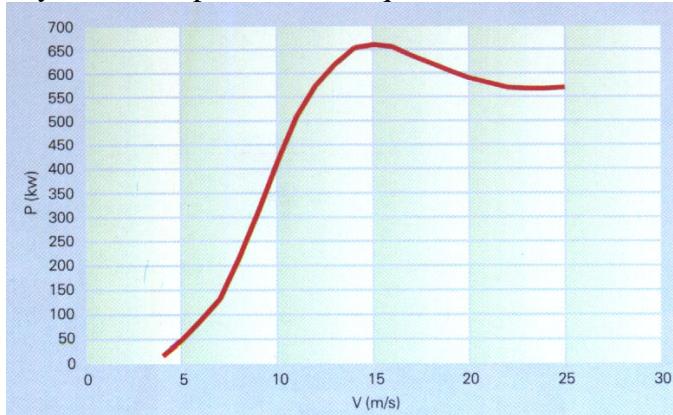
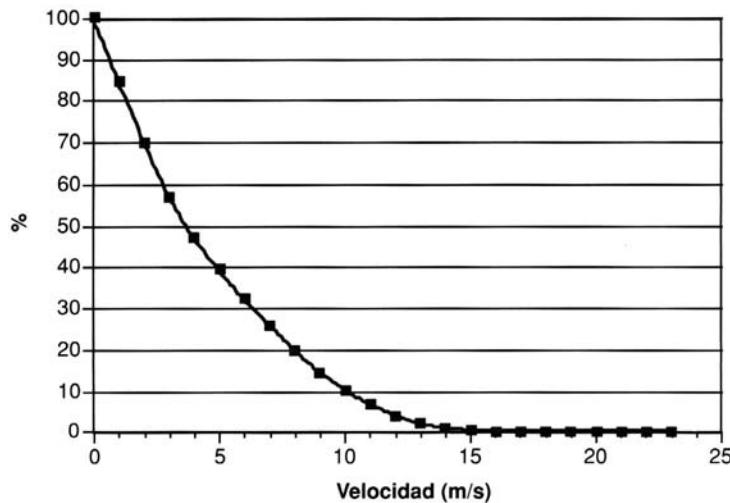


Fig. 26. Curva de potencia de un aerogenerador.

El aerogenerador se va a instalar en un emplazamiento cuya curva de duración de velocidad es la siguiente:



Estimamos que los datos se han tomado durante 1 año completo, es decir 8760 horas.

El proceso seguido será el indicado en la figura siguiente:

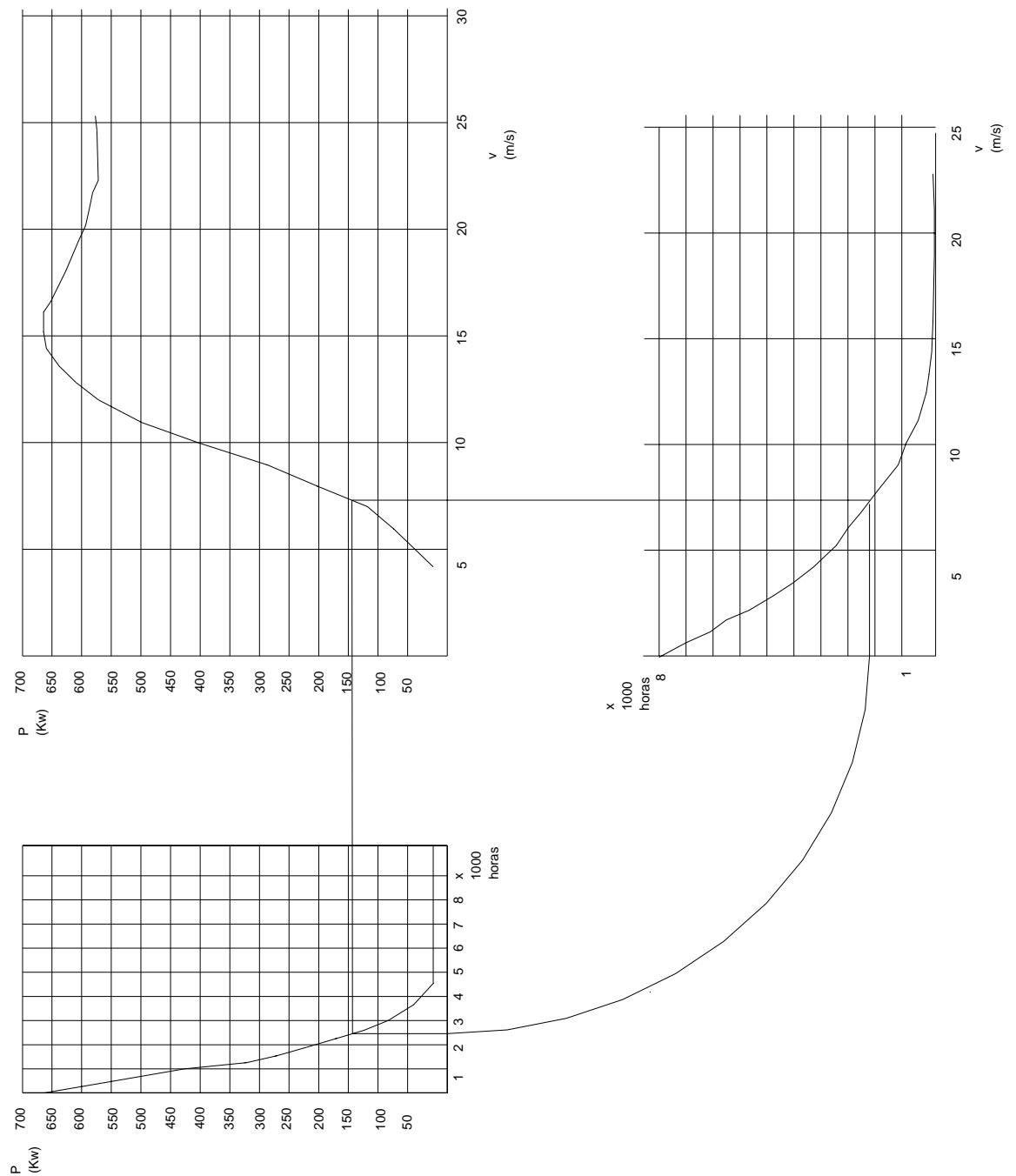


Fig. 27. Procedimiento estático.

La curva de probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de potencia será la siguiente, de cuya integración podrá obtenerse la producción energética total.

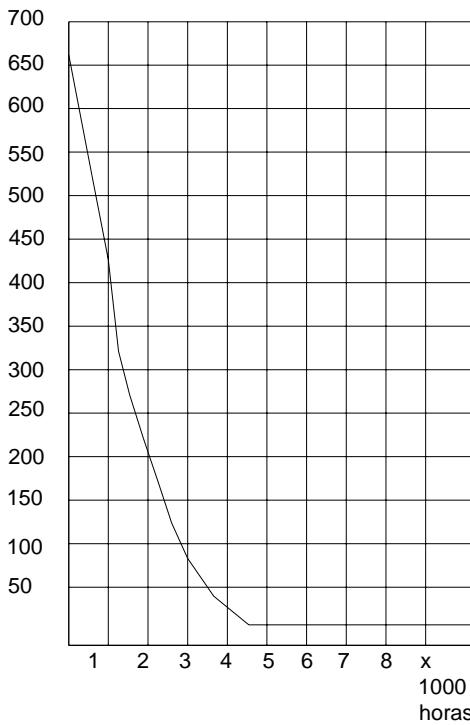


Fig. 28. Probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de potencia.

3.- Selección de emplazamientos

El objetivo más importante en la selección de emplazamientos para instalaciones eólicas es maximizar la captación de energía para reducir el coste de producción.

La situación más usual es aquella en la que hay que determinar la producción energética en un emplazamiento donde no han sido realizadas medidas de vientos. En general, los pasos a seguir serán:

- Estimación de los recursos eólicos en un lugar donde no existen registros de viento disponibles
- Estimación de la energía eólica a la altura del buje de las aeroturbinas, normalmente diferente de la altura a la cual están recogidos los datos
- Estimación de los recursos eólicos referidos a largo plazo en un lugar donde se dispone de datos referidos a un periodo corto de medidas.

3.1.- Factores influyentes en el funcionamiento de un sistema eólico

Los factores meteorológicos más importantes que afectan al diseño, funcionamiento, emplazamiento y operación de un parque eólico son los siguientes:

- Velocidad media del viento, y sus variaciones, tanto diurnas, estacionales e interanuales
- Distribución de probabilidades de velocidades

- Variación con la altura de la velocidad y de la dirección
- Distribución de direcciones y probabilidades de cambios bruscos de dirección
- Variaciones estacionales y diurnas de la densidad del aire y variaciones con la altura
- Características de las series temporales de altos vientos y de periodos de calma
- Interacciones entre estelas de máquinas en los parque eólicos
- Frecuencias de condiciones extremas de viento
- Condiciones atmosféricas especiales

3.2.- Criterios básicos de selección de emplazamientos

Los emplazamientos óptimos han de cumplir una serie de características

- Elevada velocidad media. Las velocidades medias han de ser lo más altas posibles. El emplazamiento además, ha de tener buena exposición al flujo de aire y sin obstáculos.
- Variaciones diurnas y estacionales aceptables
- Aceptables niveles de vientos extremos y turbulencia. Son estos factores que afectarán a la integridad estructural y vida útil del sistema. Hay que conocer la velocidad máxima alcanzada además de la probabilidad de que esta se produzca

Los emplazamientos que suelen cumplir estas características podemos incluirlos dentro de la siguiente lista:

- Pasos entre montañas en áreas de altos gradientes de presión
- Largos valles descendiendo de cadenas montañosas
- Llanos y llanuras elevados
- Llanuras y valles con vientos altos asociados a fuertes vientos de gradientes de presión
- Elevaciones con buena exposición, cimas de montañas de áreas de fuertes vientos de altura
- Lugares costeros bien expuestos en áreas de fuertes vientos de altura o fuertes gradientes térmicos o de presión
- Lugares con vegetación acusadamente deformada por la acción de los vientos dominantes.

3.3.- Aspectos particulares en la selección de emplazamientos

En función del tipo de aplicación y tamaño de la instalación deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones.

- En el emplazamiento de instalaciones eólicas de pequeña potencia para uso local, la selección del emplazamiento está restringida a un área pequeña. En este caso, sólo puede seleccionarse el emplazamiento más favorable, y estimar con relativa fiabilidad las características eólicas del emplazamiento,

- teniendo en cuenta los efectos de la topografía local y de las características de la rugosidad superficial del terreno.
- En el emplazamiento de grandes máquinas para producción eléctrica, los métodos empleados son bastante sofisticados. Además de un emplazamiento con buenas condiciones eólicas, hay que estudiar la viabilidad económica, la compatibilidad del diseño con las particularidades meteorológicas, así como los efectos medioambientales y de seguridad.
- En los grandes parques eólicos, la influencia de las estelas de las máquinas puede disminuir la potencia total comparada con la potencia equivalente de las máquinas individualmente. En general, la mejor disposición consistiría en ubicar el menor número posible de máquinas en la dirección paralela a los vientos predominantes y el mayor número posible en la dirección perpendicular. Para minimizar los efectos de las estelas en un parque, la separación lateral mínima recomendada entre máquinas debe estar entre 3 y 5 diámetros, y la separación en la dirección predominante del viento entre 7 y 10 diámetros.

En cualquier caso es necesario hacer un balance global de varios factores entre los que se incluyen la disponibilidad del terreno, los costes de infraestructuras e interconexión y la pérdida de energía que implicarían las diversas posibilidades.

3.4.- Otros factores

A parte de las características del viento, existen otros factores de cierta relevancia sobre la selección de un emplazamiento para un parque eólico:

- Económicos: tipo de aplicación, infraestructura, distancia a las líneas de transmisión, accesos, costes de suministros.
- Ambientales: impacto visual, ruido, efectos en el microclima y en la ecología.
- Institucionales: usos del terreno, seguridad, regulaciones, derechos, etc.
- Meteorológicos: vientos extremos, turbulencia, heladas, salinidad o aerosoles del ambiente, etc.
- Técnicos: uso de la energía, impacto en la operación de las plantas de potencia de la red, fiabilidad, eficiencia, etc.
- Aceptación pública.

4.- Aspectos medioambientales

Las posibles afecciones de un proyecto eólico en el medio ambiente deben ser analizadas con la realización de algún tipo de estudio de impacto ambiental que debe presentarse en las diferentes consejerías con competencias en medio ambiente de las diferentes comunidades autónomas. Prácticamente todas las Comunidades Autónomas han elaborado legislación medioambiental propia de acuerdo con la legislación nacional existente. Aunque esta legislación medioambiental de las Comunidades Autónomas no es específica para las instalaciones eólicas sino de aplicación general para cualquier

actividad que pueda afectar al medio ambiente, algunas Comunidades sí han elaborado legislación propia que regula el desarrollo eólico en sus territorios integrando los aspectos económicos y sociales (favoreciendo el desarrollo de un tejido industrial en su región), y en algunos casos, haciendo mención a algunos aspectos medioambientales concretos de la instalación de proyectos eólicos.

El impacto de una actividad en el medio, presenta una mayor o menor incidencia dependiendo de tres factores:

- Del carácter de la acción en sí misma
- De la fragilidad ecológica que tenga el territorio donde va a llevarse a cabo la acción
- De la calidad ecológica que tenga el lugar donde se desarrolla el proyecto.

Cuento más intensa sea la acción, más frágil sea el territorio y mayor calidad posea, el impacto producido será mayor. El carácter de los proyectos eólicos genera escaso impacto, por lo que, al evaluarlo, deberemos centrarnos fundamentalmente en el análisis de los otros dos puntos (fragilidad y calidad ecológica), lo que requiere un estudio del lugar en el que va a realizarse el proyecto, no obstante existen planteamientos comunes a las instalaciones eólicas, que pueden concretarse en los siguientes aspectos.

- Impacto sobre la flora
- Efectos sobre la avifauna
- Impacto visual
- Ruido

4.1.- Impacto sobre la flora y la erosión

Respecto a los efectos que el desarrollo de la energía eólica pudiera tener sobre la flora parece obvio su escasa influencia. Su cobertura se verá modificada en la fase de construcción del parque eólico, principalmente debido al movimiento de tierras para la construcción de los viales y las cimentaciones de las torres. Dependiendo de las condiciones climáticas y de la magnitud de las instalaciones eólicas, pueden aparecer problemas de erosión, supuesto que debe ser tenido en cuenta en las primeras fases de desarrollo del proyecto, con vistas a realizar los pertinentes estudios de hidrología y pluviometría, trazado de caminos, análisis de vaguadas y cursos de agua, para minimizar su incidencia.

4.2.- Efectos sobre la avifauna

Aunque todavía este tema está en discusión, a medida que avanza el desarrollo de la energía eólica aparecen más casos puntuales de especies afectadas por el funcionamiento de los aerogeneradores, fundamentalmente en aves planeadoras. Obviamente, dependiendo de la altura y la velocidad a la que giren las palas de una

turbina, existe un potencial peligro para las aves que vuelan. La colisión de un ave con la pala de una turbina puede causarle daño e incluso la muerte. Sin embargo, se han realizado numerosos estudios sobre la conducta de las aves, y la frecuencia de las colisiones con un aerogenerador, habiéndose comprobado que el peligro significativo es muy pequeño en comparación con otras causas de muertes de aves (tendidos eléctricos, carreteras, caza ilegal, etc.)

En el caso de la avifauna (exceptuando planeadoras) que vive normalmente en una zona con aerogeneradores el peligro de choque es relativamente bajo, ya que los pájaros aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio terreno. Para las aves migrantes diurnas el peligro de colisión es insignificante, ya que suelen divisar el obstáculo y modifican su ruta de vuelo a gran distancia de los parques eólicos.

Las migrantes nocturnas si parece que pueden tener mayores problemas de colisión, especialmente concentradas en las denominadas “noches catastróficas”. En condiciones adversas, los pájaros descienden a más bajas alturas, aumentando entonces el peligro de colisión. Parece también que al pasar por zonas costeras las aves migrantes vuelan mucho más bajo. Existen evidencias de que puedan desorientarse por las luces.

Parece claro que la construcción de parque eólicos debe evitarse en ciertas áreas como las rutas de migración y las zonas de residencia de especies sensibles o en peligro de extinción. Sería aconsejable que en la selección de zonas ventosas estuvieran sujetas a una evaluación de los intereses ornitológicos.

Con respecto a la avifauna presenta mayores problemas el tendido eléctrico que los propios aerogeneradores. Los aerogeneradores son estructuras visibles más fácilmente evitables que los tendidos eléctricos. La electrocución y la colisión con los tendidos eléctricos son las dos causas de mortalidad más frecuentes, cuya incidencia varía según el tipo de especie afectada y el diseño de la red.

Las rapaces son el grupo de aves más afectadas por la electrocución, debido a su mayor tamaño y la costumbre de usar posaderos elevados. Los tendidos más conflictivos son los de media tensión (entre 0.3 y 20 kV) ya que su diseño favorece el contacto simultáneo entre dos conductores o la derivación a tierra. Existen soluciones técnicas para disminuir el riesgo de este tipo de accidentes. La colisión se produce en todo tipo de líneas de transporte, tanto eléctricas como de comunicación. Afecta a un mayor número de especies de aves. En condiciones de buena visibilidad generalmente las aves detectan el tendido, pero cuando la visibilidad se reduce es cuando se producen la mayor parte de los accidentes. La solución más utilizada es la señalización de los cables mediante distintos métodos: tubos de polietileno, cintas de plástico, bolas de plástico,... Más difícil es la eliminación de los hilos de tierra de las líneas de alta tensión, ya que puede afectar a la seguridad de la línea al protegerla de las descargas atmosféricas.

En numerosas ocasiones, sobre todo cuando un parque eólico se instala en un espacio protegido, se ha sugerido la necesidad de que el tendido eléctrico sea subterráneo, si no en todo su recorrido, sí en las partes más conflictivas. Supone un encarecimiento del coste que es ampliamente criticado por los promotores de los parques, sobre todo porque esta exigencia suele plantearse para los parques eólicos que

generan escaso impacto en el medio, y no para la red general, la cual, dado su volumen y extensión es la que ocasiona la práctica totalidad de los problemas, tanto de electrocución como de colisión.

4.3.- Impacto visual

La intrusión visual en el paisaje es la objeción más frecuentemente hecha contra los aerogeneradores y es el principal factor que determina las actitudes públicas contra la aplicación de la energía eólica, por ello es un problema que no puede ser ignorado. Este es el impacto medioambiental menos cuantificable de los aerogeneradores y el menos investigado en comparación con otra clase de disturbios medioambientales. La razón por la cual la investigación es infrecuente es porque el impacto visual es, a menudo, subjetivo y en cualquier caso difícil de estimar y cuantificar.

Nuestra percepción sobre el medio ambiente es un complejo proceso en el que interactúan el observador y la realidad física observada. La realidad física se registra por los órganos de los sentidos. Los impulsos son interpretados y valorados según nuestro conocimiento, experiencia y expectativas almacenadas en nuestro cerebro. Este es el proceso de percepción. El factor tiempo también debe ser tenido en cuenta. Tanto la realidad física como el observador pueden variar. Cuando se adquieren nuevos conocimientos y experiencias nuestras expectativas pueden ser modificadas.

El proceso de percepción es un proceso global que a menudo es más que la suma de todas sus partes. Se intenta describir el proceso compartmentalizándolo, lo cual es muy difícil. La percepción puede caracterizarse desde tres aspectos distintos:

- Aspecto funcional
- Aspecto social
- Aspecto estético

Estos aspectos se influyen mutuamente y representan una relación entre la realidad física y nuestra conciencia.

- El aspecto funcional implica que nuestra percepción está influida a gran escala por nuestro entendimiento sobre si un objeto es útil o no. Esto es particularmente importante cuando un nuevo uso de la tierra está involucrado. Si un nuevo uso es considerado interesante y útil la aceptación por parte de los afectados será mucho más sencilla que si el nuevo uso es considerado como peligroso o inútil.
- El aspecto social concierne a las relaciones personales y emocionales de un observador con cierto medio ambiente y los símbolos y valores que él asocie con su percepción del medio ambiente. El mismo medio ambiente físico tiene distintos símbolos-valores para distintas personas. A veces el símbolo valor representa paisajes comunes para muchas personas.
- Los aspectos puramente estéticos de percepción son difíciles de identificar.

Los efectos visuales de un parque eólico dependen de:

- La capacidad del observador para registrar las impresiones visuales
- El paisaje: topografía, edificios, vegetación y clima
- Las características del propio parque: tamaño, altura, material, color.



Fig. 29. Impacto visual.

Para definir los límites de los variados efectos visuales, pueden considerarse cuatro factores: envergadura de las palas, intrusión visual, dominancia visual y visibilidad.

ZONA I: el límite está determinado por el radio de la turbina

ZONA II: el límite determina una zona en la cual el aerogenerador es percibido como intruso visual. El límite es tres veces la altura, que se corresponde con la distancia, donde un observador aumenta el control de su ojo sobre el objeto alto.

ZONA III: zona donde la turbina domina un sector del campo de visión. La distancia límite fue estimada en 10 veces la altura.

ZONA IV: zona donde la turbina puede ser vista pero es percibida como perteneciente al espacio lejano. El límite puede ser calculado teniendo en cuenta la altura, la curvatura de la tierra y el efecto de refracción. En un paisaje llano y abierto, la longitud teórica de visibilidad es de 40 kms por cada 100 m de turbina. En la práctica, la longitud está limitada por las condiciones de visibilidad, el tiempo y las pantallas existentes en el paisaje, por ejemplo, topografía, vegetación y edificios.

Aunque cada persona tiene una percepción única, existe actualmente un consenso general acerca de las evaluaciones del paisaje. Esto no quiere decir que la mayor parte de la gente posea la misma opinión acerca del paisaje y la estética, pero hay ciertas opiniones regulares en sus juicios. De todos modos, hay que tener en cuenta que los datos obtenidos de las encuestas no son extrapolables.

La vegetación puede ser usada para disminuir la interferencia visual tanto a gran como pequeña distancia. Esto, unido a un correcto diseño del parque, reduce el impacto visual.

4.4.- Impacto sonoro

Los aerogeneradores producen ruido derivado de su propio funcionamiento. El grado de molestia puede venir definido por cuatro factores:

- El propio ruido producido por el aerogenerador
- La posición de las turbinas
- La distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los aerogeneradores
- El sonido de fondo existente.

Existen dos fuentes de ruido en una aeroturbina en funcionamiento: ruido mecánico, procedente del generador, la caja multiplicadora y las conexiones, que puede ser fácilmente reducido por técnicas convencionales; ruido de naturaleza aerodinámica, producido por el movimiento de las palas, su tratamiento por métodos convencionales es más difícil. El ruido aerodinámico es a su vez de dos tipos: banda ancha e irreflexivo. La primera fuente de ruido de banda ancha incluye “el flujo inestable de aire sobre las palas” y está caracterizado por su ritmicidad. El ruido irreflexivo es de baja frecuencia, por lo que a menudo es inaudible, pero tiene la propiedad de llegar a largas distancias y puede provocar vibraciones en los edificios; prevalece en las turbinas grandes y en las turbinas de eje horizontal orientadas a sotavento. El ruido irreflexivo depende del número y forma de las palas y de las turbulencias locales. Se intensifica cuando aumenta la velocidad del viento y la velocidad de rotación de la turbina.

La potencia acústica es proporcional a la sexta potencia de la velocidad para el ruido aerodinámico y, por lo tanto, con una velocidad punta más baja se genera menos ruido. Se cree que el ruido aerodinámico puede ser reducido en 10 dB mediante mecanismos que reduzcan la velocidad del rotor.

Los valores límites permisibles varían de un país a otro, por ejemplo, en Suecia el límite para el ruido industrial está entre 35 y 40 dB, mientras que en Riverside Country (USA), se consideran aceptables los 60 dB. En comparación con otras actividades, la energía eólica presenta valores reducidos de intensidad sonora:

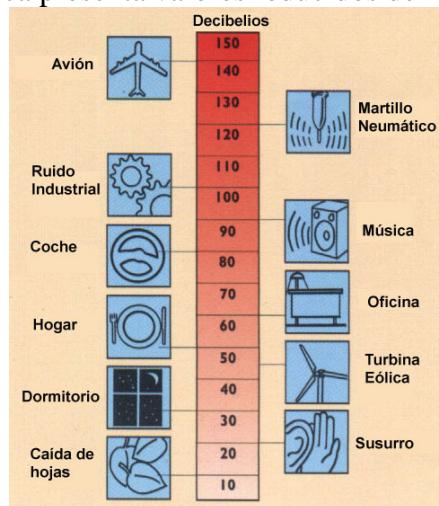


Fig. 30. Escala de intensidad sonora.

5.- Aspectos económicos

5.1.- Los costes de un aerogenerador

El coste de los aerogeneradores varía notablemente en función de su tamaño, es decir, de la potencia que llegan a generar.

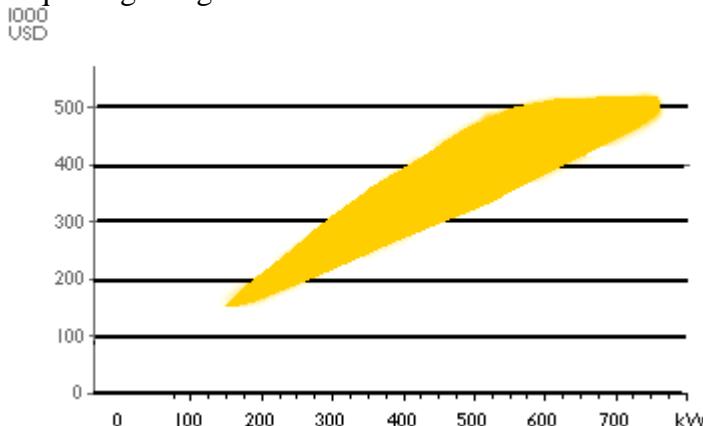


Fig. 31. Coste aproximado de un aerogenerador, según su potencia en US\$.

En esta gráfica se puede observar lo comentado anteriormente. A medida que aumenta la potencia instalada, el coste de la aeroturbina crece. Las razones cabe buscarlas en un aumento de la altura de las torres, o en el aumento del tamaño del rotor. Como ejemplo, citar que cada metro adicional de torre cuesta en torno a los 1500 \$. Una máquina especial para bajo régimen de vientos con un rotor más grande puede ser más cara que una máquina para alto régimen de vientos con un rotor de menor tamaño.

Otro factor a tener en cuenta en la economía de los aerogeneradores son las economías de escala. Cuando nos movemos de máquinas de 150 kW a 600 kW, los costes se triplicarán, nunca llegarán a cuatriuplicarse. La razón hay que buscarla en la influencia de las economías de escala. Así, por ejemplo, la mano de obra puesta en juego en un aerogenerador de 150 kW no difiere mucho de la que se necesita para un aerogenerador de 600 kW. Algunos dispositivos electrónicos y de seguridad difieren poco entre las grandes y las pequeñas máquinas.

Como resultado nos encontramos ante un mercado con una gran competencia, especialmente fuerte en las máquinas en el rango de 500 a 750 kW, rango donde se encuentra la mayoría de los diseños más optimizados para cualquier régimen de vientos.

Dentro de este rango de potencias, habrá que tomar la decisión de elegir más o menos potencia instalada, teniendo en cuenta que la selección de un aerogenerador de mayor potencia no siempre implicará una mayor productividad, si lo localizamos en una zona con bajo régimen de vientos. La tendencia actual es la utilización de máquinas de 600 kW, con torres entre 40 y 50 metros, y diámetros de rotor en torno a 43 m.

En la siguiente tabla se muestra el reparto de costes para un aerogenerador de 600 kW

Coste del aerogenerador de 600 kW	60 – 75 mill ptas
Costes de instalación	15- 25 mill ptas
Total	75-100 mill ptas

5.2.- Costes de instalación de los aerogeneradores

Los costes de instalación incluyen las cimentaciones, normalmente hechas con cemento armado, la construcción de los viales (necesarios para transportar la turbina y las secciones de la torre al emplazamiento), un transformador (para elevar la corriente de los 690 V a los 10-30 kV de la red eléctrica local), la conexión telefónica para el control remoto y vigilancia de la turbina ,y la línea eléctrica que interconexiona los aerogeneradores con la red eléctrica local.



Fig. 32. Instalación de un parque.

Los costes de instalación evidentemente, varían de uno emplazamientos a otros. Así, por ejemplo, los costes de las cimentaciones dependerán de las condiciones del suelo, el de los viales de la distancia a la carretera ordinaria más próxima; la línea eléctrica de la proximidad o lejanía a la red más próxima. La conexión telefónica y el control remoto no son necesarios pero es relativamente barato y representa grandes ventajas desde el punto de vista de la operación. Los costes de transporte, no exceden generalmente de los 3 mill ptas, incluso si el emplazamiento es muy complejo.

De nuevo el efecto de las economías de escala se hace notar. Obviamente es mucho más rentable conectar varios aerogeneradores entre sí que conectar una unidad aislada a la red. Por otro lado, hay limitaciones impuestas por la red eléctrica en cuanto a la capacidad de absorción de ésta de la energía generada en un parque eólico. Si la red eléctrica es débil, habrá que reforzarla. El pago de estas mejoras varía de un país a otro, bien la compañía eléctrica o el propietario del parque eólico.

5.3.- Costes de operación y mantenimiento de aerogeneradores

Los modernos aerogeneradores se diseñan para operar unas 120000 horas durante toda su vida, es decir, alrededor de 20 años. Evidentemente, esta duración es mucho mayor que la de un automóvil, cuya vida útil puede rondar las 6000 horas.

La experiencia demuestra que los costes de mantenimiento son relativamente bajos cuando el aerogenerador es nuevo, pero que se incrementan conforme la aeroturbina envejece. Por otro lado, los recientes estudios demuestran que los nuevos desarrollos tecnológicos requieren menores costes en mantenimiento que las aeroturbinas diseñadas en la década pasada. El estudio desarrollado en Dinamarca nos muestra que las aeroturbinas antiguas, de entre 25 y 150 kW tienen costes de mantenimiento anuales medios del 3 % de la inversión original. Las nuevas aeroturbinas, sustancialmente mayores, presentan costes de mantenimiento por kW instalado mucho menores, estimándose este valor en torno al 2% por año de la inversión original.

La mayor parte de los costes de mantenimiento es una cantidad fija por año para atender el servicio regular de las turbinas, aunque en otros entornos prefiere hblarse de una cantidad fija por kWh de producción energética, entorno a 1.5 ptas /kWh. La razón de utilizar este método es que el desgaste en el aerogenerador normalmente aumenta al aumentar la producción.

Otro aspecto importante a considerar es la sustitución de los elementos dañados o más desgastados en un aerogenerador. Los propietarios de una aeroturbina que consideran que ésta ha alcanzado ya el final de su vida útil, pueden plantearse la sustitución de alguno de los elementos, como las palas, el multiplicador o el generador. El coste de estas reparaciones ronda del 15 al 20 % del precio original de la aeroturbina.

A la hora de plantear la política de amortización de un parque eólico, hay que considerar cual es la vida útil de un proyecto eólico. Hoy en día, los componentes de un aerogenerador se diseñan para durar 20 años. Evidentemente sería posible diseñarlos para soportar un periodo de tiempo mayor, pero sería una pérdida de tiempo, ya que se produciría el fallo de otros componentes.

El plazo de diseño de 20 años es un compromiso económico muy útil para los ingenieros y promotores de los parques eólicos. Sus cálculos han de garantizar una escasa probabilidad de fallo en los componentes en ese periodo de 20 años. La duración de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la aeroturbina como de las condiciones climáticas locales, por ejemplo, la turbulencia en el emplazamiento. En este caso, las turbinas colocadas en mar abierto (off-shore) están sometidas a menor turbulencia y su vida útil es mayor.

5.4.- Los costes financieros

Los resultados económicos que se obtengan en las instalaciones eléctricas conectadas a la red van a depender fundamentalmente de la perspectiva financiera que adopten los inversores, es decir, cuán rápido quieren recuperar su capital, y como la tasa de retorno deseada puede afectar a la viabilidad de un proyecto eólico. Así, un corto

periodo de retorno y una alta tasa de retorno eleva el precio de la electricidad, como aparece en la figura 64.

Las autoridades públicas, a la hora de realizar cálculos sobre la viabilidad de un proyecto, no consideran factores tales como la inflación o el sistema de impuestos. Sin embargo, los inversores privados o las compañías eléctricas tienen otro punto de vista, y tienen en cuenta las variables introducidas por la política gubernamental. Estos inversores tomarán las decisiones sobre los flujos de caja y los períodos de retorno.

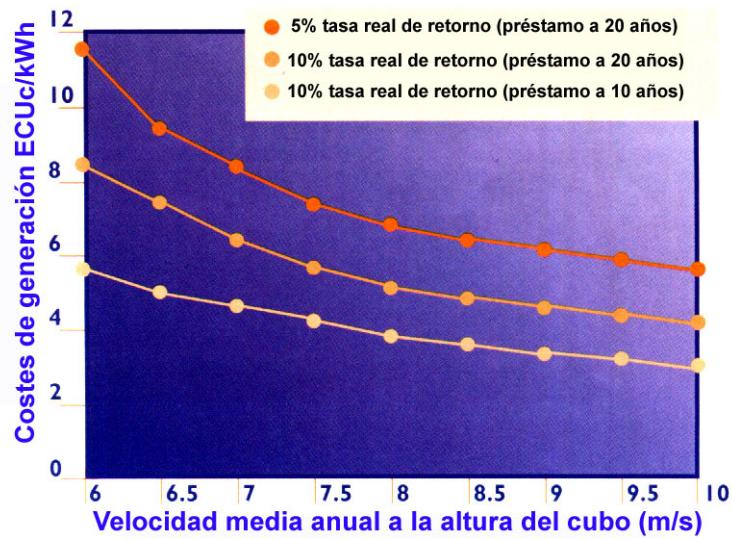


Fig. 33. Costes financieros.

Las autoridades públicas encargadas de la generación eléctrica establecen como periodo de amortización de las instalaciones el correspondiente a la vida media de las turbinas, normalmente de 15 a 20 años, mientras que los inversores privados desearían recuperar el coste de las turbinas durante el periodo de amortización del préstamo bancario. Las tasas de interés utilizadas por las autoridades públicas son siempre menores que las empleadas por los inversores privados.

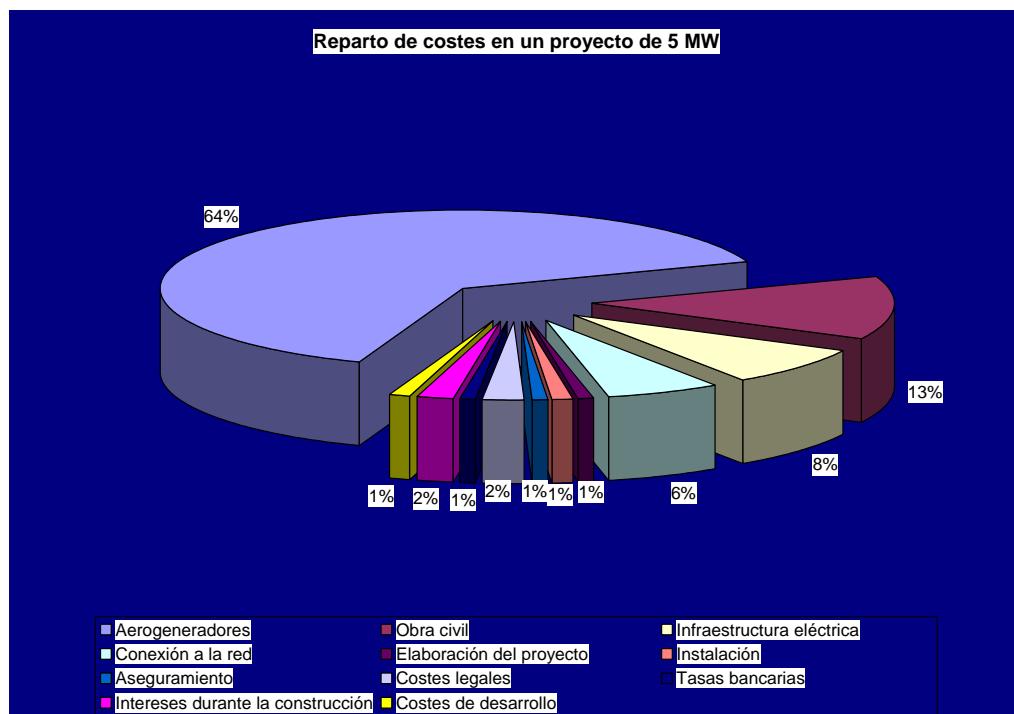


Fig. 34. Reparto de costes en un proyecto eólico típico.

5.5 .- Comparación de precios con otras tecnologías

Las características financieras y políticas reguladoras en materia energética varían enormemente de un país a otro de la Unión Europea, y está en continuo cambio. No obstante, pueden desglosarse los diferentes costes para cada una de las fuentes de generación de energía, como aparecen en la siguiente tabla.

Tecnología	Coste de la planta (ECU/kW)	Coste del combustible (ECUc/kWh)	Operación y Mantenimiento (ECUc/kWh)	Coste total de generación (ECUc/kWh)
Carbón	1000-1300	1.6-4.6	1.2-2.0	5.0-9.1
Nuclear	1200-1800	0.4-1.0	0.9-1.3	4.0-8.4
Gas	460-700	1.5-1.8	0.4-0.8	3.0-3.8
Eólica	900-1300	0	1-2	3.5-7.5

En esta tabla, los costes para las plantas nucleares y de carbón hacen referencia a plantas de más de 300 MW de potencia. Los costes para plantas de menor producción energética son superiores, lo que hace que la energía eólica sea todavía más competitiva. En la siguiente tabla, se pueden observar los precios pagados por la energía eólica en diferentes países de la Unión Europea.

País	Precio por unidad (moneda local)	Precio por unidad (ECU)
Alemania	DEM 0.1721	0.090
Austria	AUS 0.564-0.634	0.042-0.047
Bélgica	BEF 1.8	0.046

Dinamarca	DKK 0.5675	0.077
España	ESP 8-10	0.050-0.075
Francia	FRF 0.1478-0.3881	0.023-0.060
Grecia (continental)	17.47	0.058
Grecia (islas)	22.46	0.075
Holanda	NGL 0.16	0.074
Irlanda	IRP 0.035-0.04	0.045-0.052
Italia	ITL 173.5	0.091
Portugal	PTE 12	0.062
Reino Unido	GBP 0.04-0.06	0.051-0.076
Suecia	SKK 0.45	0.055

Muchos países de la Unión Europea fomentan la introducción de la energía eólica a través de ayudas económicas. Es el caso de Dinamarca y Alemania entre otros, en los que la energía del viento es vendida por la compañía eléctrica a un precio próximo al precio que los consumidores pagan por la electricidad. En otros países, como en el Reino Unido, la electricidad es vendida por parte de un número limitado de productores, seleccionados en función del precio. Otros países han elegido una de estas dos opciones, y algunas veces incentivados también por ayudas especiales.

6.- EL FUTURO: PARQUES EÓLICOS MARINOS (offshore)

6.1.- Introducción

Más de 4000 MW de potencia eólica van a ser instalados en los mares daneses en los próximos 30 años. La utilización de mayores aerogeneradores, cimentaciones más baratas y las condiciones del viento en los emplazamientos marinos están aumentando la confianza de las compañías eléctricas, gobiernos y fabricantes de aerogeneradores en relación a estos parques.

Ya se ha demostrado la rentabilidad de los parques eólicos terrestres, pero la energía eólica está cruzando una nueva frontera, la frontera marcada por el mar. Los costes futuros de generación serán de 4-5 \$/kWh, lo que hará que la energía eólica en el mar junto con otras fuentes de energía, sea altamente competitiva.

En Dinamarca se han desarrollado dos proyectos piloto durante los últimos años, utilizando aerogeneradores convencionales: Vindeby, en 1991 y Tunoe Knob en 1995. Otros dos proyectos se han desarrollado en las poco profundas aguas de IJsselmeer, próximos a las costas de Holanda. El último proyecto consiste en 19 aerogeneradores de 600 kW, completado en 1996. Otros 5 aerogeneradores de 600 kW se instalaron al final de 1997 en el sur de Gotland, en Suecia. Hay que destacar que todos los proyectos anteriores son proyectos piloto. Los futuros proyectos serán mucho mayores.

6.2.- Ventajas de los emplazamientos marinos

6.2.1.- Ausencia de emplazamientos terrestres

Los emplazamientos terrestres comienzan a verse muy ocupados por parques eólicos, y la escasez de terreno es un problema inevitable, sobre todo en países con elevadas densidades de población, como Holanda o Dinamarca.



Fig.69. Parque eólico Offshore.

6.2.2.- Mayores velocidades de viento

Las velocidades de viento en el mar son sustancialmente más elevadas que en tierra firme, en terreno plano. La diferencia se estima en torno al 20 %. Teniendo en cuenta que la energía del viento depende del cubo de la velocidad, el aumento en la producción energética ronda el 80%. Las aeroturbinas más optimizadas desde el punto de vista económico, probablemente produzcan un 50% más energía en el mar que en tierra. Sin embargo, las diferencias en velocidades de viento no son tan radicales en otros países, como puede ser el caso de Gran Bretaña y España, donde los emplazamientos en colinas y lomas proporcionan mayores velocidades medias que los emplazamientos marinos. En España, otro factor a considerar es la escasez de plataforma continental, así como la explotación turística de todo el litoral.

6.2.3.- Mayor estabilidad de viento

Es un error frecuente considerar que la energía eólica requiere vientos muy estables. En la mayoría de los emplazamientos distribuidos a lo largo del mundo, el viento varía frecuentemente, con vientos fuertes poco frecuentes y bajos vientos la mayor parte del tiempo.

Si observamos la distribución estadística de vientos, la mayor parte de la energía se produce a velocidades próximas al doble de la velocidad media del emplazamiento. Además, también se observa una correlación entre el pico de consumo con el pico de velocidades de viento (más viento durante el día que durante la noche, y más viento en invierno que en verano).

Por tanto, podemos considerar que es una ventaja tener una generación eléctrica lo más estable posible. En el mar, los períodos de calma son relativamente extraños, y cuando ocurren son muy cortos. Por tanto, el factor de capacidad de generación eléctrica en el mar es superior que en tierra firme.

6.2.4.- Mayor abundancia de recurso eólico

Los recursos eólicos en los mares de la Unión Europea son enormes. Los recursos eólicos presentes en mares de profundidades hasta 50 m son notablemente mayores que el consumo eléctrico total.

No obstante, el recurso eólico en los mares no está distribuido regularmente. En el caso de Dinamarca, la energía eólica marina podría proporcionar más de 10 veces el consumo total de energía del país, debido a la abundancia de emplazamientos con profundidades entre 5 y 15 m.

6.2.5.- Menor rugosidad superficial: Aeroturbinas más baratas

Otro argumento a favor de esta energía es la menor rugosidad del agua, que hace que la velocidad prácticamente no varíe verticalmente. Esto permitirá el empleo de torres mucho menores, con la consiguiente reducción de costes.

6.2.6.- Menor turbulencia: Mayor vida de la turbina

La diferencia de temperaturas entre la superficie marina y la del aire circundante es mucho menor que la diferencia presente en tierra, sobre todo, durante el día. Esto implica una menor turbulencia que en tierra, y por tanto, un menor nivel de fatiga mecánica, que se manifiesta en una mayor duración de los componentes. Dicha duración podría estimarse en torno a los 25-30 años, mientras que en tierra la duración sería de 20 años.

6.3.- Costes de los parques eólicos marinos

La primera consideración que puede hacerse en este terreno es que mientras que el coste de los aerogeneradores por kW de potencia instalada y los costes de instalación por kW instalado en tierra han ido cayendo durante los últimos 20 años, los costes de instalación en el mar han permanecido más o menos estables.

Las cimentaciones y la conexión a la red se realizan a un coste moderado de menos de 60000 ECU por aerogenerador. Las cimentaciones suponen el 6% del proyecto, mientras que la conexión a la red implica el 3 %.

En los proyectos marinos, las cimentaciones y la conexión a red suponen un aumento importante en los costes. Las cimentaciones suponen en torno al 23 % del proyecto y la conexión a red, el 14 %.

6.3.1.- Economías de escala

El efecto de las economías de escala podemos verlo en dos dimensiones: tamaño de máquina y número de unidades por parque.

6.3.1.1.- Tamaño de los aerogeneradores

Las olas y en algunos lugares, los icebergs son los principales factores que afectan a la resistencia estructural y el peso de las cimentaciones. Consecuentemente, es más rentable desde el punto de vista económico utilizar mayores aerogeneradores, ya que el tamaño y coste de las cimentaciones no aumenta en proporción al tamaño del aerogenerador.

Otro factor importante es la conexión a la red. Evidentemente es más económico conectar unas pocas aeroturbinas que no un gran número de ellas.

Las grandes máquinas también permiten ahorrar dinero en mantenimiento, ya que el mantenimiento de las mismas ha de hacerse en barco, lo que encarece el mismo.

Actualmente en el mercado se encuentran disponibles aerogeneradores del orden del MW de potencia. De hecho, estos diseños se realizaron pensando en los emplazamientos marinos. El problema del aumento del tamaño es el transporte hasta el emplazamiento.

6.3.1.2.- Tamaño de los parques

El tamaño óptimo de los parques desde el punto de vista económico en el mar es mayor que en tierra. Los costes de instalar un cable marino de 150 MW no difiere mucho del de instalar un cable de 10 MW . Hoy en día, el tamaño óptimo de los parque suele encontrarse entre 120 y 150 MW. El límite superior viene marcado por el número de emplazamientos que pueden acondicionarse durante la temporada, utilizando barcos - grúa, y un número limitado de barcos y otros elementos.

6.3.2.- Nuevas tecnologías de cimentación

El factor más influyente en cuanto a los costes en los parques eólicos marinos es el coste de las cimentaciones. La utilización de cimentaciones de acero en lugar de hormigón parece que puede disminuir los costes de cimentaciones hasta en un 35%.

Mientras que las plataformas de hormigón tienden a ser prohibitivamente pesadas y caras para instalarlas en profundidades mayores de 10 m, parece que el resto de tecnologías son rentables económicamente por lo menos hasta los 15 metros de

profundidad, y posiblemente, en profundidades mayores. En todo caso, el coste marginal de situar las torres en emplazamientos más profundos es poco importante.

La protección frente a la corrosión de las cimentaciones de acero puede realizarse eléctricamente, utilizando la protección catódica, sin que sea necesaria la intervención humana una vez que ha sido instalada.

6.3.2.1.- Cimentaciones por gravedad

Las cimentaciones de los parques eólicos marinos daneses se construyen en tierra con hormigón armado, y luego son transportadas al emplazamiento marino donde se rellenan con grava y arena. Estas cimentaciones se llaman cimentaciones por gravedad.

Una de las nuevas tecnologías ofrece un método similar, pero usando un tubo cilíndrico de acero sobre una base lisa de acero que se coloca en el fondo del mar. Esta cimentación es más ligera, y permite el transporte en barco de varias cimentaciones, así como el uso de la misma grúa que la que se emplea en el montaje de los aerogeneradores. Estas construcciones se rellenan con un mineral pesado que proporciona el suficiente peso como para soportar las olas marinas y las tensiones generadas por el hielo.

6.3.2.2.- Cimentaciones monopila

Consiste en extender la torre, taladrando el fondo marino e insertando la torre en el lecho marino.

6.3.3.- Reutilización de las cimentaciones

Mientras que las cimentaciones se construyen para soportar vidas de hasta 50 años, los aerogeneradores se diseñan para 20 años de duración, o como mucho, podemos extender su duración hasta los 25 años. Es decir, una misma cimentación puede albergar dos generaciones de aerogeneradores. Si se puede lograr esto, los costes de generación eléctrica disminuyen hasta en un 25-33%.

6.4.- Modificaciones en el diseño de las aeroturbinas para parques marinos

Los aerogeneradores empleados en parques marinos son máquinas estándar entre 450 y 600 kW, con algún sistema adicional de protección frente a la corrosión. No obstante, poco a poco van apareciendo algunas modificaciones.

En algunos emplazamientos, se colocan grúas en cada aerogenerador para facilitar la sustitución de algunos componentes importantes, como pueden ser las palas o el generador, sin necesidad de utilizar grúas flotantes, que encarecen la operación.

Otras modificaciones llevan a aumentar la velocidad de rotación, lo que aumenta la efectividad de las turbinas en un 5 ó 6 %. La mayor velocidad de rotación siempre implica un mayor nivel de ruidos, aunque en este caso no supone un problema ya que el nivel sonoro en la costa es inferior a 3 dB (A). Finalmente, las turbinas se pintan de color gris claro estándar de la OTAN, color utilizado como camuflaje. Las palas se pintan exactamente del mismo color. El resultado es que una pequeña neblina hace desaparecer completamente los aerogeneradores cuando se observan desde la costa.

6.5.- Operación del parque

El control remoto y la vigilancia a distancia de los parques son primordiales en este tipo de instalaciones, mucho más que en los parques terrestres. En las máquinas del orden del MW de potencia, la utilización de sensores de vibración son muy útiles cuando se trata de conservar la integridad física de la máquina.

Teniendo en cuenta que las malas condiciones meteorológicas dificultan enormemente el acercamiento del personal a la torre para labores de mantenimiento, hay que garantizar un factor de disponibilidad lo más elevado posible, en torno al 99%. Los programas de mantenimiento preventivo son vitales para optimizar el funcionamiento de estos parques.

6.6.- Impacto medioambiental

6.6.1.- Vida animal

Los proyectos de parques eólicos marinos en Dinamarca han sido estudiados a fondo por los responsables medioambientales. En Vindeby se realizó una investigación sobre la colonia de peces antes y después de la instalación. El resultado fue un incremento en el número de especies, atribuible a que las cimentaciones de los aerogeneradores eran utilizadas por los peces como arrecifes. Los mejillones se desarrollaron en las cimentaciones de los aerogeneradores y en general, la flora y la fauna del área mejoró en variedad con la instalación de las torres.

En Tunoe Knob se realizó un extenso programa de estudio durante 3 años de los efectos del parque sobre la población de patos. Se colocó una pequeña plataforma con alimento para los patos, a una distancia aproximada de 1 km del parque. Se realizaron diferentes observaciones desde la torre, contando el número de individuos y estudiando el comportamiento en vuelo. Se realizó un estudio similar en un área sin aerogeneradores.

El resultado mostró que la presencia de pájaros está correlacionada con la presencia de comida, pero el parque eólico no influyó ningún efecto sobre su comportamiento.

6.6.2.- La emisión de CO₂

Los aerogeneradores no emiten CO₂, NOx o SOx durante su funcionamiento, y se requiere muy poca energía para su fabricación, mantenimiento y desguace de un parque.

De hecho, un aerogenerador produce en tan sólo 3 meses la energía que ha sido necesaria para su fabricación. En 20 años de vida útil de la planta, esto significa una eficiencia térmica del 8000%, comparada con el 45% de una planta convencional de producción de energía.

La instalación de parques eólicos marinos abre las fronteras de nuevos retos tecnológicos. El futuro se dirige hacia máquinas de mayor producción, hacia la reducción de costes de instalación, y hacia la mejora de la vigilancia y el mantenimiento.

Para ver la evolución futura bastará con mirar nuestros mares dentro de pocos años.

7.- Aspectos técnicos del control de aerogeneradores

El sistema de control debe asegurar la operación automática y fiable de parques eólicos. Para conseguir esto, los componentes relevantes y las variables del sistema deben ser monitorizadas continuamente. Para mantener los rangos permisibles de las variables del sistema, el sistema de gestión puede provocar que el sistema funcione en estados de operación predeterminados y reconozca y prevea faltas o situaciones de emergencia.

Para esto, el sistema de gestión debe influir en el funcionamiento del aerogenerador y del parque eólico a través de las señales de control y los valores de referencia para las variables del sistema. Además de la operación fiable, otra meta es alcanzar el óptimo compromiso entre la producción de energía y bajos esfuerzos mecánicos y eléctricos en el aerogenerador y sus componentes.

La figura 1 muestra la estructura del sistema de gestión para un aerogenerador de *velocidad variable con un convertidor electrónico*. Esta figura presenta un esquema con los más importantes estados y evolución entre ellos. En un sistema con las palas fijas o de velocidad fija, el sistema de control se simplifica aunque la filosofía del control sigue siendo la misma. La denominación de cada uno de los estados en el panel del aerogenerador o en el telemando puede variar de un fabricante a otro y a menudo están en inglés.

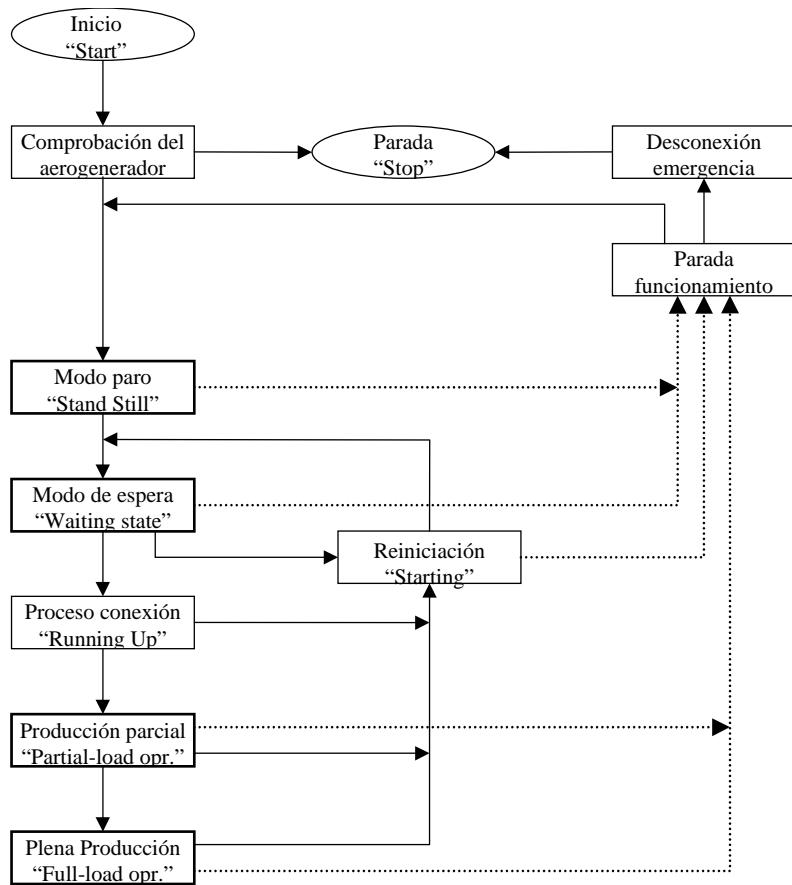


Figura 1: Estructura del sistema de control de un aerogenerador.

7.1 Estados de funcionamiento y control de un aerogenerador

El aerogenerador está normalmente en modo automático. De todas formas, durante el mantenimiento y la puesta en servicio es necesario operar manualmente o semi-automáticamente la planta (por ejemplo, algunas señales del sistema tienen que ser introducidas manualmente).

Los estados de *funcionamiento temporales* solamente pueden estar activos durante un tiempo máximo. Después de que el máximo tiempo se ha sobrepasado, se comienza la desconexión debido a que hay que suponer que hay un fallo en el sistema.

Sin embargo, la duración durante el *funcionamiento estacionario* no está limitado. La planta permanece en este estado mientras se cumplan todas las condiciones de funcionamiento normal. En los siguientes diagramas se muestra la estructura y los mensajes correspondientes.

En todos los estados de funcionamiento, las condiciones de operación normal deben ser comprobadas continuamente. Solamente el cambio de una condición puede provocar el cambio a parada (stop), apagado (shut-down), desconexión debido a fallo (fault-disconnection) o parada de emergencia (emergency-disconnection). No obstante, para el inicio de los estados pausa o conexión, todas las condiciones deben ser validadas.

7.1.1 Comprobación del aerogenerador (estado temporal)

Después de la puesta en servicio del sistema de control, se comprueban y guardan los variables monitorizadas, de control y las que puedan afectar al sistema. El esquema 2 muestra la estructura del test del parque y refleja los mensajes más importantes.

Las salidas de todos los subsistemas se comprueban que corresponden al modo paro (standstill) y se comprueba que todos los actuadores funcionan. Para comprobar los actuadores, se activan y se mide con los sensores la respuesta. Si ocurre algún error, éste se graba y se interrumpe el proceso hasta que el error ha sido subsanado y la planta se ha desbloqueado manualmente.

Todos los componentes de la planta y sus límites deben ser comprobados en todos los estados de funcionamiento. El sistema de gestión del aerogenerador comprueba el funcionamiento correcto de todos los sistemas (por ejemplo, que las temperaturas están dentro de los rangos de funcionamiento).

Si la verificación de la planta ha sido positiva, la planta cambia al estado de funcionamiento siguiente; de otra forma continúa comprobando el sistema hasta que se cumplen las condiciones para desbloquear la central: que un operario pulse un botón, rearme después de una parada de emergencia, tensión en la red eléctrica y dentro de los márgenes, funcionamiento de los componentes, temperaturas y valores límite. En tal caso, el aerogenerador muestra el mensaje “System OK” o similar.

7.1.2 Paro (estado estacionario)

El estado de paro en el parque se caracteriza porque todos los aerogeneradores tienen el rotor bloqueado, con los frenos activados. Las palas de los aerogeneradores están en posición bandera (en caso de que las máquinas tengan palas móviles o aerofrenos en la punta). La góndola se orienta según la dirección del viento. Si los cables que van dentro de la torre están enrollados, se desenrollan si la velocidad de viento no es excesiva. El generador eléctrico se desconecta y por último se comprueba que se cumplen las condiciones necesarias para que el aerogenerador esté “listo para producir”. Si todas las condiciones se cumplen, se produce el cambio al estado “pausa” o “en espera”. Al igual que durante la comprobación del aerogenerador, los mensajes “fallo de la alimentación eléctrica”, “enrollamiento de cables” se caracterizan por su número de fallo.

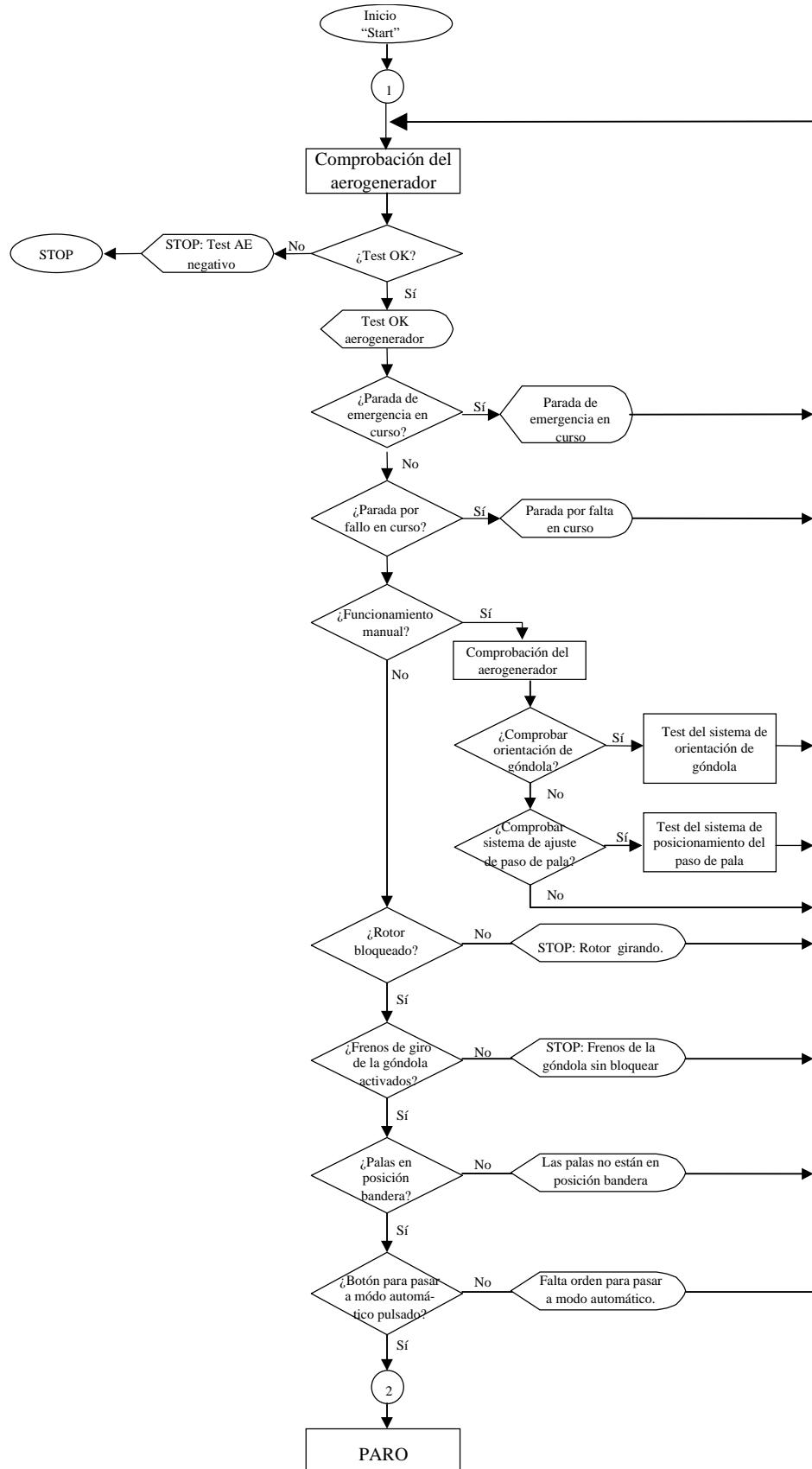


Figura 2: Estructura de la comprobación inicial del aerogenerador.

7.1.3 Pausa o espera (estado estacionario)

Cuando el aerogenerador está sin carga, el control se encarga de que la máquina evolucione desde el estado de paro (con el rotor bloqueado) hasta que las palas del aerogenerador alcancen una velocidad predeterminada.

En este estado, el viento es el responsable de acelerar las palas. Si la máquina puede regular el ángulo de paso de palas (pitch), éstas pasan de posición bandera (del estado de paro) hasta un ángulo determinado por el sistema de control para que el par de giro del rotor sea máximo. Además, algunos aerogeneradores tienen la opción de que un operario realice manualmente un arranque motorizado (es decir, haciendo funcionar el generador como motor).

En el estado de pausa o espera todos los componentes del aerogenerador están listos para producir energía. La velocidad del rotor está dentro de un rango determinado por el sistema de control a través del control de paso de pala (pitch). El generador no está todavía conectado a la red eléctrica.

Si el estado de espera perdura un largo periodo se muestra un mensaje, y si continúa todavía más (por ejemplo, un día) se vuelve a comprobar el aerogenerador. En este estado, la góndola se orienta automáticamente.

Al igual que en el resto de estados, las condiciones para desconexión por fallo y parada manual se comprueban ininterrumpidamente y en caso de que ocurran, se inician las rutinas adecuadas para gestionarlas.

7.1.4 Reiniciación “starting” (estado temporal)

Se puede llegar a este estado si el viento disminuye y el control decide que el aerogenerador deje de producir energía.

La velocidad es continuamente comprobada en esta secuencia y la góndola se puede orientar según el viento. Tan pronto como se alcanza la velocidad mínima para pasar al “estado de espera”, el aerogenerador cambia a este estado.

7.1.5 Conexión (estado temporal)

Si la velocidad de viento es suficientemente elevada, el control hará que el rotor gire a una velocidad adecuada para conectar el generador a la red eléctrica. Antes de conectar el generador, se realiza una comprobación adicional del convertidor de frecuencia (en caso de que lo haya). Se aumenta unos grados el paso de pala para que no se produzcan sobrevelocidades por una racha en el instante de conexión ni que debido a una pequeña disminución del viento se produzca una conexión fallida. Cuando la velocidad de giro para la conexión es óptima, el generador y el convertidor de frecuencia se conectan a la red de alimentación y comienza la producción de energía eléctrica. El aerogenerador pasa entonces al funcionamiento a carga parcial y se muestran mensajes informativos en el aerogenerador.

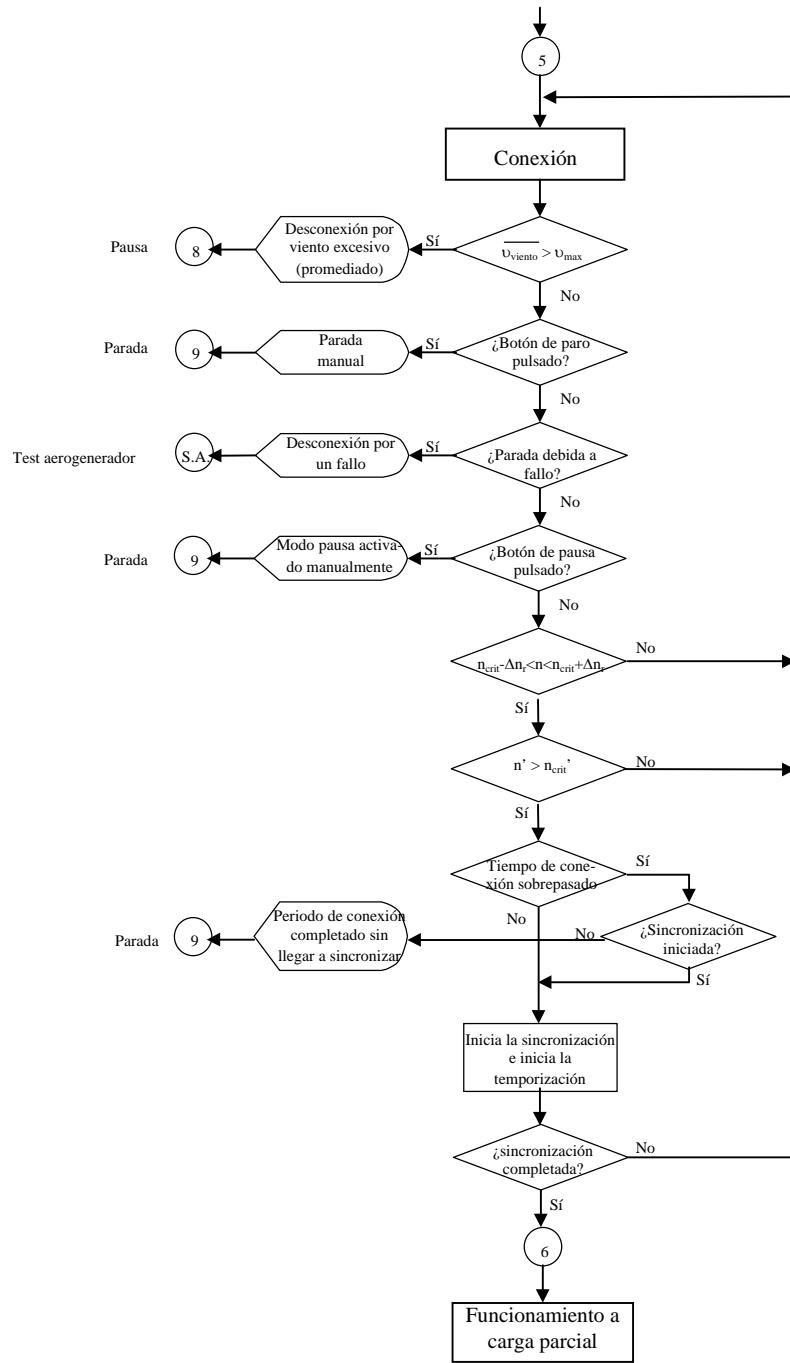


Figura 3: Diagrama del proceso de conexión del aerogenerador.

En la siguiente figura, podemos ver la evolución del paso de palas o pitch (línea gris continua), velocidad del generador (línea gris discontinua) y potencia del generador (línea negra). La potencia se mide en kW, el paso de palas en grados y la velocidad del generador en revoluciones por minuto (tomando como origen 1262 rpm).

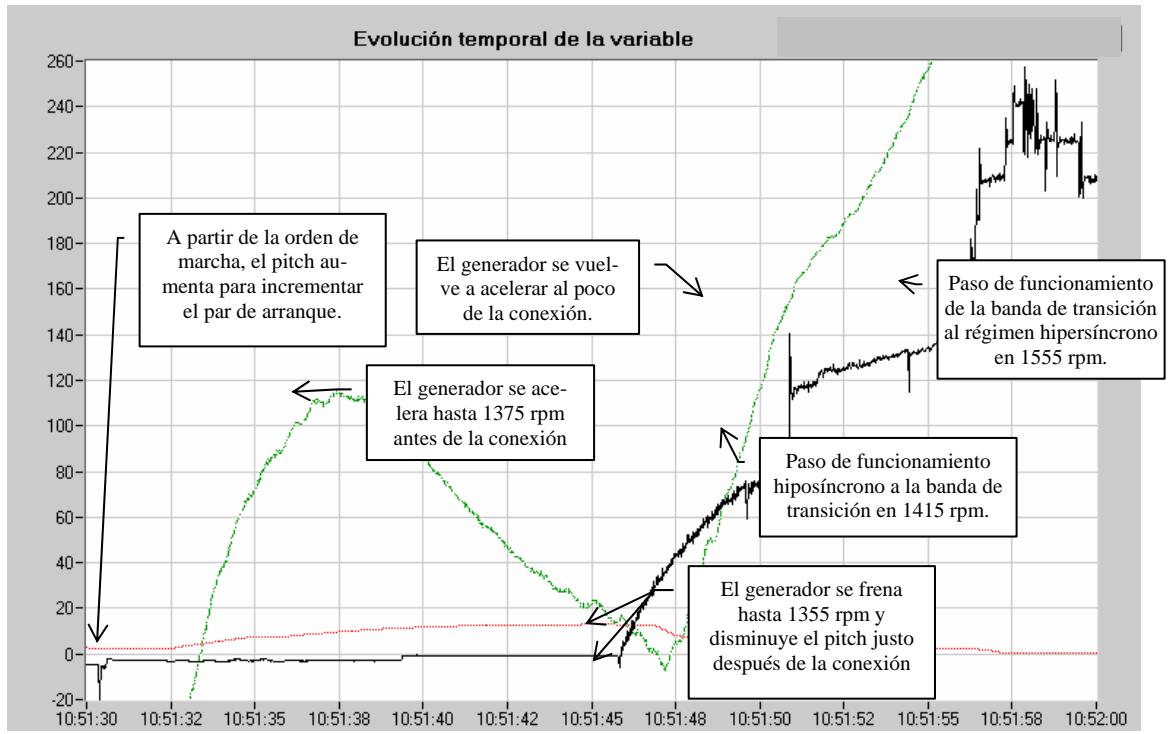


Figura 4: Velocidad del generador, paso de palas y potencia durante la conexión de un aerogenerador de velocidad y paso de palas variable.

En la figura 4, podemos ver que la máquina se acelera antes de la conexión y el paso aumenta ligeramente para que la fuerza de sustentación de las palas (y por tanto, el par de giro) sea menos sensible a fluctuaciones de la velocidad de viento. Tal como se ve en la gráfica 5, si el viento aumenta en ese instante, la velocidad específica λ disminuye al igual que la eficiencia aerodinámica de la pala C_p y el rotor no se embala. Si el viento disminuye, λ aumenta la eficiencia del perfil aumenta y se compensa.

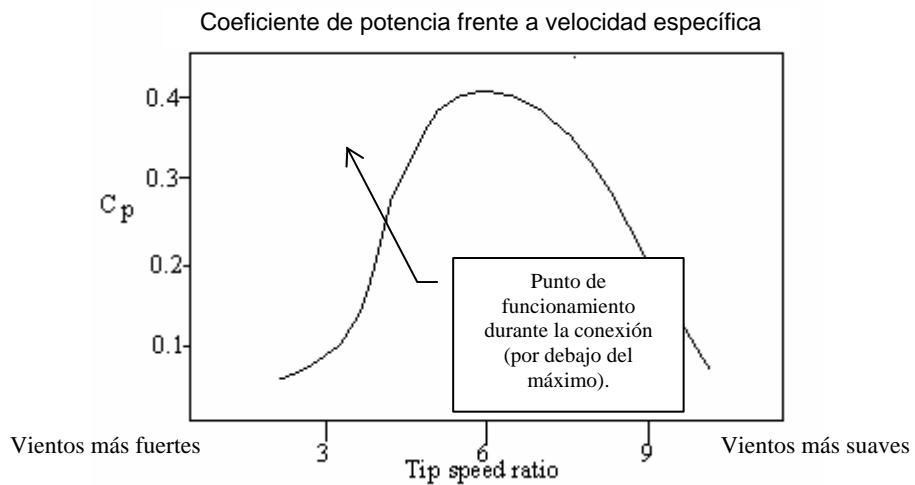


Figura 5: Coeficiente de potencia frente a la velocidad específica para un valor dado de paso de pala.

La velocidad específica λ es la relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento (cuando la velocidad de viento aumenta, como el rango de velocidades de giro de las palas es pequeño, λ disminuye y la curva hay que analizarla con el eje horizontal “al revés” de lo que cabría pensar a primera vista). El coeficiente

de potencia eléctrica C_e es la energía eléctrica extraída del viento dividido por la energía que contiene el viento.

7.1.6.a Funcionamiento a carga parcial (estado estacionario)

Durante el funcionamiento a carga parcial, el generador vierte energía a la red. El ángulo de la pala se ajusta según las condiciones de cada instante para alcanzar los valores óptimos. Normalmente, no se puede obtener una medida directa de la velocidad de viento ya que el anemómetro del aerogenerador está situado en la cola de la góndola el flujo de aire está perturbado por las palas y la propia góndola.

Tampoco es viable tomar la velocidad de una torre meteorológica puesto que la distribución de viento puede cambiar en unas decenas de metros debido a efectos locales (obstáculos, efectos sombra de otros aerogeneradores, etc). Además un anemómetro siempre nos va a dar una medida puntual, mientras que las palas del aerogenerador barren un área que puede superar los 2.000 m^2 , desde unos metros 20 m por encima del terreno hasta 80 m o más.

Para el buen funcionamiento de la regulación de un aerogenerador es fundamental tener una medida fiable de la velocidad de viento. Normalmente, el sistema de control estima el viento (propriamente dicho, el contenido energético del viento en el área barrida por las palas) según la velocidad de giro de las palas. En realidad, la estimación óptima del viento puede requerir conocer varios parámetros como el paso de palas, anemómetro de cola, potencia producida, etc. y puede utilizar técnicas de inteligencia artificial.

Si la velocidad de viento se incrementa suficientemente, el aerogenerador automáticamente cambia al estado estacionario “funcionamiento a plena carga”.

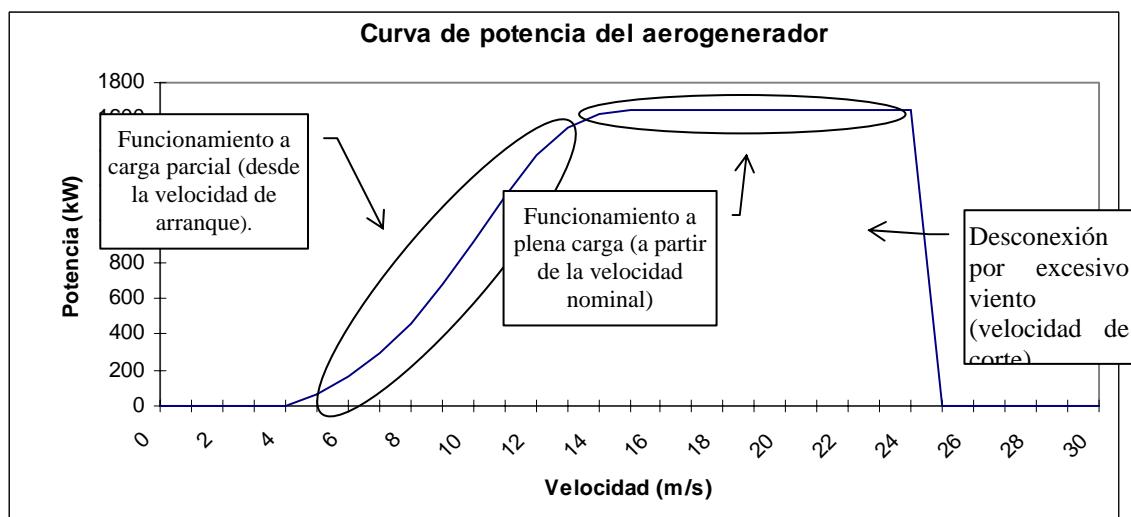


Figura 6: Curva de potencia típica de una máquina de paso variable (Vestas V66, de 1650 kW de potencia y 66 m de diámetro).

Durante el funcionamiento a carga parcial, la regulación de la velocidad y de la potencia vertida a la red eléctrica ocurre a través del convertidor de frecuencia del generador. El sistema calcula el valor de velocidad de giro según la curva característica potencia-velocidad del generador y la torre continúa orientándose automáticamente.

El subsistema de control del paso de palas funciona como parte del sistema de seguridad, accionando los frenos del rotor si existe algún problema.

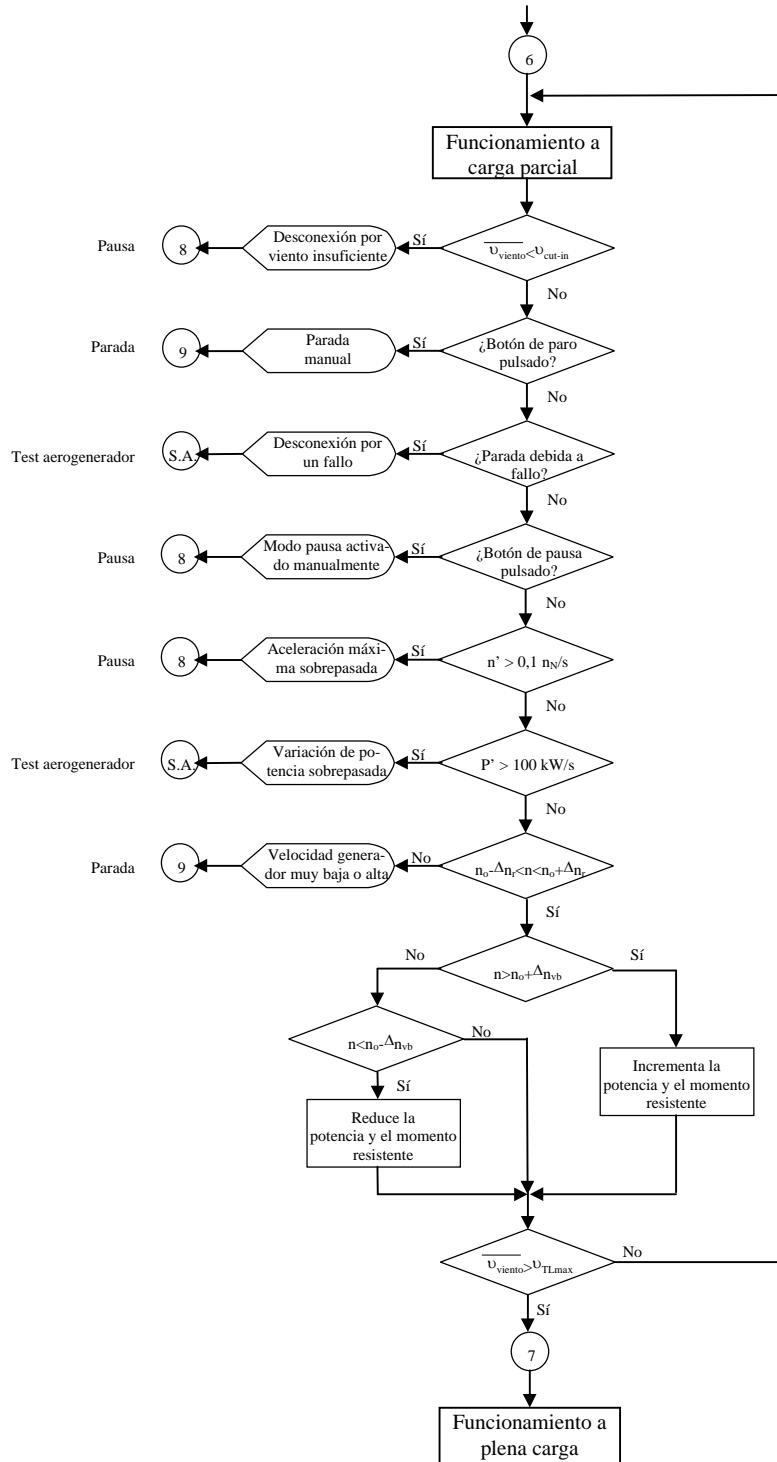


Figura 7: Diagrama del funcionamiento a carga parcial.

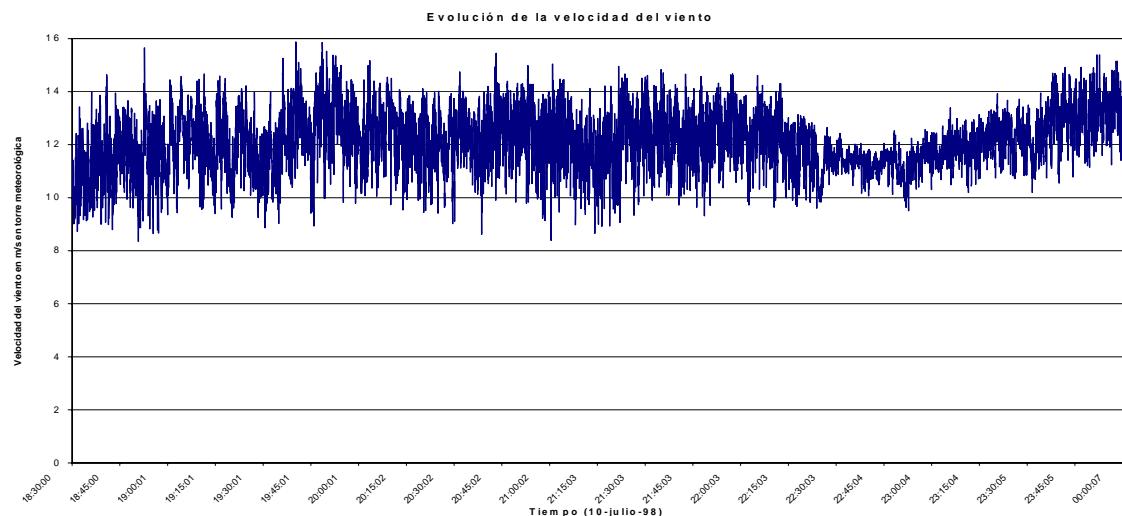


Figura 8: Evolución del viento con datos tomados de un anemómetro cada 1,7 s.

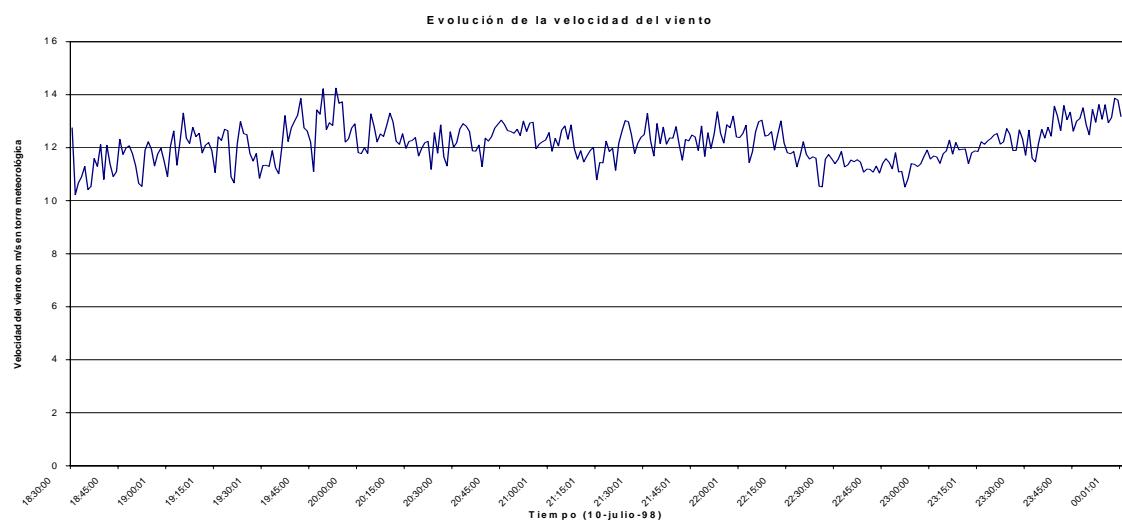


Figura 9: Evolución del viento promediado cada minuto.

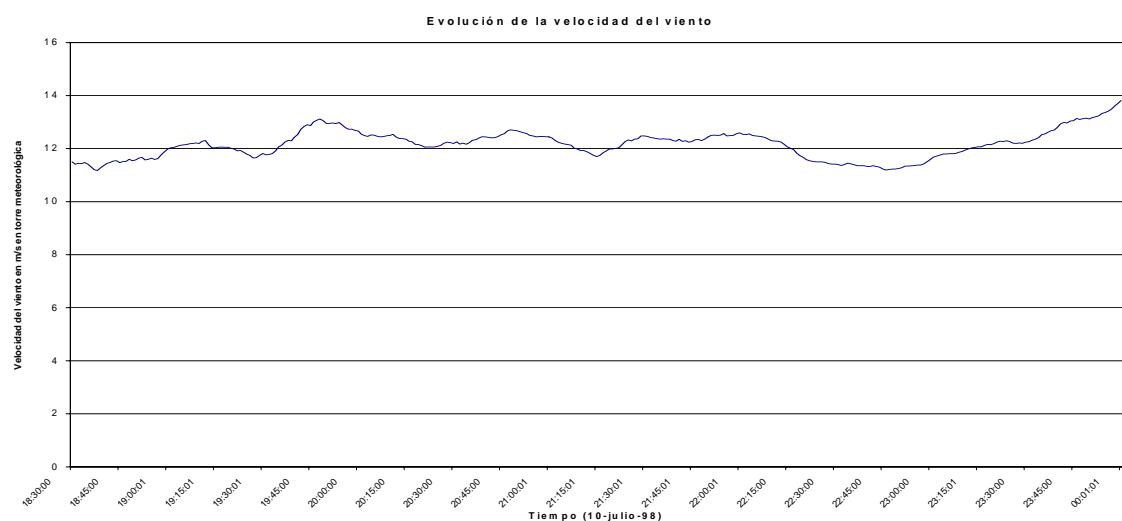


Figura 10: Evolución del viento promediado cada 15 minutos.

La mayoría de las aeroturbinas que actualmente funcionan a velocidad variable, utilizan generadores de inducción de rotor bobinado. Con vientos bajos, la máquina gira por debajo de la velocidad de sincronismo, siendo necesario inyectar corrientes en el rotor para que la máquina de inducción funcione en modo generador. Con velocidades de viento elevadas, el conversor extrae potencia del rotor y se alcanzan velocidades por encima de la nominal. Esta variación de la velocidad favorece el rendimiento aerodinámico de las palas.

Existen características del viento que afectan al comportamiento de la máquina, como la constancia en la dirección del mismo, la turbulencia, etc. La turbulencia afecta reduciendo el rendimiento aerodinámico de las palas y aumentando las vibraciones. Repentinos cambios en la dirección provocan esfuerzos en la torre y en la corona de giro de la góndola. Es conveniente notar que la góndola ha de girar lentamente para evitar fuerzas giroscópicos excesivas.

En las figuras 8, 9 y 10 se puede ver las grandes fluctuaciones que presenta la velocidad puntual del viento medido con un anemómetro (un sensor que combina un anemómetro de tipo hélice sobre un eje vertical que hace las veces de veleta, según se puede ver en la figura 11)



Figura 11: Sensores para medir la velocidad y dirección del viento.

7.1.6.b Funcionamiento a plena carga (estado estacionario)

Si la velocidad del viento es suficientemente alta, el aerogenerador pasará de funcionar a carga parcial a plena carga. En este estado, el sistema de control ajusta los valores de referencia para velocidad de giro nominal con un margen de fluctuación y de la potencia generada. La velocidad de giro y la potencia son reguladas ajustando el paso de pala.

Durante la operación a plena carga, se puede regular la frecuencia del convertidor para mantener la potencia producida y el par mecánico del generador o ajustarlos según las cargas mecánicas. Las fluctuaciones de la salida de la turbina producen, por tanto, pequeños cambios en la velocidad. La velocidad de giro se mantiene, gracias al control del paso de las palas, dentro del rango de funcionamiento estable del generador.

El rango de oscilación de la velocidad de giro está ajustado con un margen de reserva que permite pequeñas sobrecargas debido a ráfagas y a la vez, hace posible que la regulación del paso de palas no tenga que ser tan rápida, alargando la vida útil de este sistema. Por ejemplo, si la velocidad de viento es 26 m/s y la velocidad programada de desconexión es 25 m/s (90 km/h), esa velocidad se tendrá que mantener unos minutos hasta que el control decida desconectar el generador por excesivo viento. Sin embargo, si la velocidad supera 30 m/s, la desconexión será casi inmediata.

La sobrecarga del sistema debe ser, no obstante, de limitada duración (dependiendo del comportamiento térmico del todo el sistema). Las condiciones del abandono de este estado son comprobadas continuamente y la góndola se orienta automáticamente.

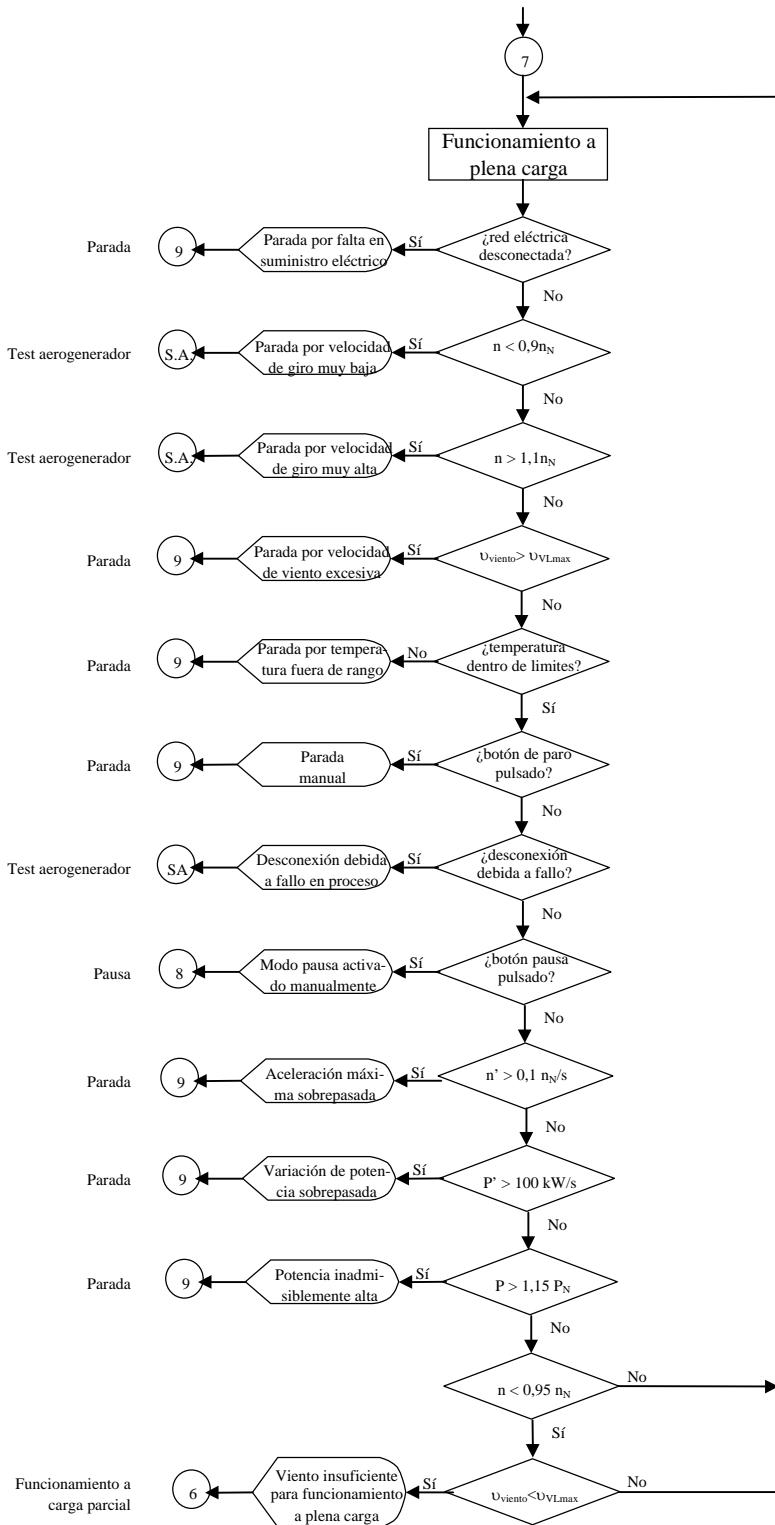


Figura 12: Diagrama del funcionamiento a plena carga.

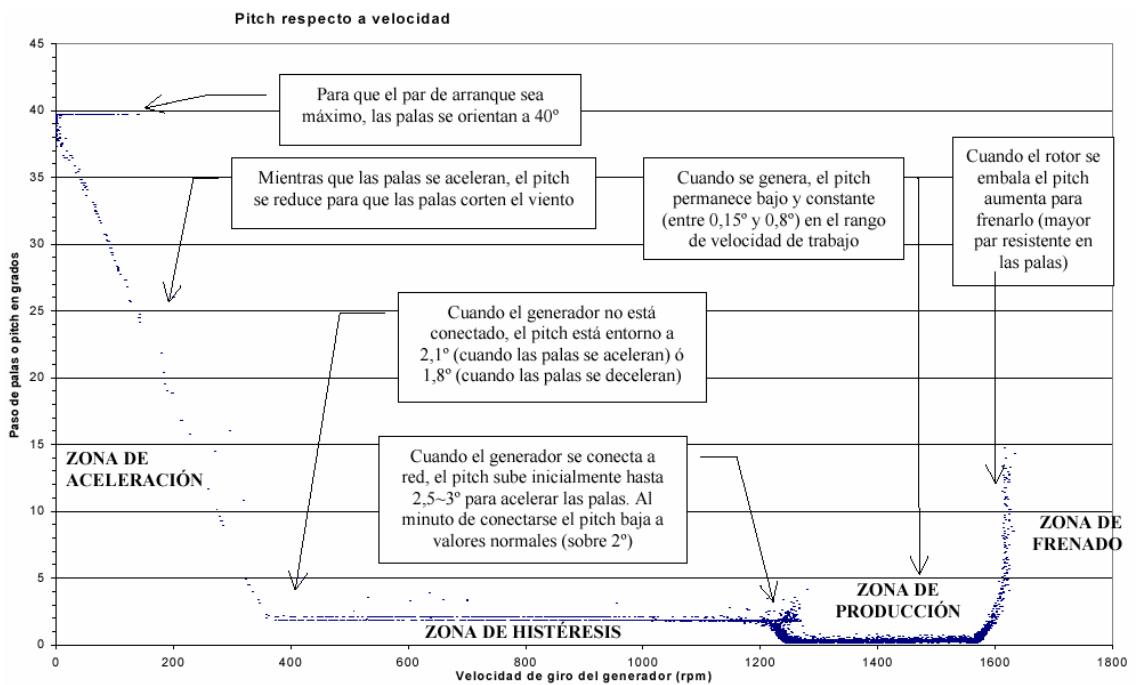


Figura 13: Paso de palas (pitch) frente a velocidad de giro del rotor. Cada punto representa el valor medio durante un minuto.

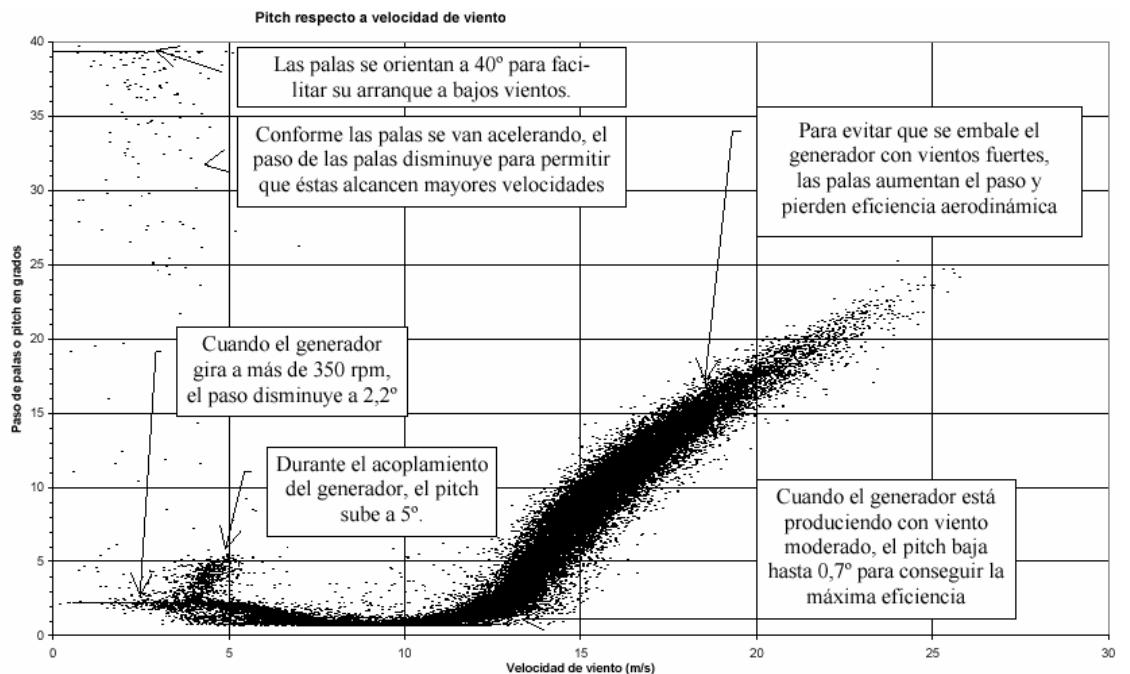


Figura 14: Paso de palas (pitch) frente a velocidad de viento (medida en una torre meteorológica a 40 m del aerogenerador).

En los aerogeneradores de paso fijo, el desprendimiento de la capa límite con vientos altos provoca una bajada de la eficiencia aerodinámica del perfil y de esta forma se consigue limitar la potencia entregada a red.

7.1.7 Cambio a pausa (estado temporal)

Durante el funcionamiento a carga parcial o total y durante la conexión, debe ser posible en cualquier circunstancia apagar el aerogenerador y llevarlo al estado de espera. Por este motivo, después de que los valores han sido ajustados por el sistema de control, la potencia de salida del generador se reduce a través del control de frecuencia del convertidor y la velocidad de giro es reducida por el servomecanismo de control de ángulo de paso hasta alcanzar la posición de bandera.

En ese momento, los valores de las variables del aerogenerador permiten que el generador sea desconectado de la red eléctrica.

Después de una desconexión concluida con éxito, el aerogenerador vuelve al estado de espera.

7.1.8 Cambio a parada (estado temporal)

Desde cualquier estado de funcionamiento, debe ser posible parar el aerogenerador. El funcionamiento durante la parada es similar al de la pausa, salvo que en este caso se toman medidas más energéticas para detener y desconectar el aerogenerador en un menor tiempo.

Cuando la velocidad de giro ha caído por debajo de un mínimo, se activan los frenos del rotor y el giro de la góndola también es bloqueado. Después de la parada, el sistema vuelve al estado de paro.

7.1.9 Desconexión debida a fallo (temporal)

La desconexión por la existencia de un fallo se realiza de forma similar a la parada. El sistema de control, no obstante, puede imponer acciones más drásticas. Este procedimiento puede activar los frenos con velocidades de giro más altas que la parada.

7.1.10 Desconexión de emergencia (temporal)

Una desconexión de emergencia puede ser provocada por una parada normal cuando ésta no es posible. Este procedimiento dura mientras el aerogenerador no se pare completamente. Puede ser activado por el sistema de control o por un sistema de seguridad del aerogenerador. Dado que una parada de emergencia puede darse incluso a velocidades extremas de viento, todos los sistemas de frenado deben estar dimensionados para parar la máquina de una forma segura. El método más seguro, pero que impone mayores esfuerzos mecánicos, es la activación abrupta de los frenos y el sistema hidráulico del paso de palas. El rotor se bloquea tan pronto como deja de girar.

Después de una desconexión de emergencia, el aerogenerador no puede volver a funcionar hasta el desbloqueo manual de la máquina.

7.2 Fallos o faltas en el aerogenerador

Para asegurar el funcionamiento fiable de un aerogenerador y sus componentes, el sistema de control debe detectar desviaciones respecto el funcionamiento normal. El sistema de control debería actuar, idealmente, antes de que lo hiciera el sistema de seguridad, de forma que éste se activase lo menos posible.

El sistema de seguridad puede estar compuesto por un ordenador redundante monitorizando un subsistema o por sensores que detecten fallos (por ejemplo, un sensor que detecte sobrevelocidad del generador y active directamente –independientemente del sistema de control del aerogenerador– el sistema hidráulico).

Las faltas de la red eléctrica –incluso aquellas de corta duración– pueden provocar un incremento excesivo en la velocidad. De los conceptos que aparecen aquí, los fallos de la red eléctrica sólo pueden ser reconocidos por el convertidor de frecuencia y las protecciones eléctricas. Por tanto, el generador debe ser desconectado y el sistema de control debe ser notificado inmediatamente. Dado que la turbina no tiene el freno que supone el generador inyectando potencia a la red eléctrica, la velocidad se incrementa. Para reducir la velocidad de giro, debe incrementarse el paso de las palas y utilizar el freno si es necesario, hasta que la máquina alcanza el estado de paro. Tan pronto como se restablezca la red y se cumplan el resto de condiciones preestablecidas, la máquina podrá volver a conectarse. Si la red no está disponible durante un cierto tiempo, el aerogenerador pasará a estado de paro y deberá ser activado manualmente.

7.2.1 Cortocircuitos

Los cortocircuitos provocan corrientes altas que pueden dañar e incluso destruir circuitos, protecciones eléctricas y otros componentes del aerogenerador. Para evitar estos daños, el circuito en donde se ha producido el cortocircuito debe ser interrumpido tan pronto como sea posible. Este proceso se realiza con el disparo de interruptores automáticos. A la vez, las protecciones envían una señal al sistema de control para que active la desconexión debido a un fallo.

Un cortocircuito en el generador puede resultar en una disminución súbita del voltaje, a pesar de que la velocidad esté en el rango correcto, y el convertidor de frecuencia puede enviar una señal al control. Un cortocircuito dentro del convertidor de frecuencia debe ser reconocido independientemente de éste y en algunos casos los dispositivos electrónicos que contiene el convertidor pueden aislar la parte afectada (en otro caso sería necesario desconectar todo el convertidor).

Cuando el sistema de control detecta un cortocircuito, inicia el proceso de desconexión debido a fallo.

7.2.2 Sobrevelocidades

Cuando el aerogenerador está a plena carga, es decir, la velocidad de viento supera la nominal, la velocidad de giro se mantiene dentro del rango de regulación ajustando el ángulo de las palas. Los márgenes de reserva en la velocidad del generador permiten que la regulación del paso de palas sea más lenta y por tanto los requerimientos y la vida media del sistema de posicionamiento de las palas se incrementan notablemente.

Si la velocidad se incrementa por encima del límite permisible, el proceso de desconexión debido a fallo es iniciado. Si el rotor continúa girando demasiado deprisa a pesar de la intervención del sistema de control y se alcanza la velocidad de embalamiento, el sistema de seguridad debe actuar para limitar la velocidad, iniciando el procedimiento de paro de emergencia.

7.2.3 Sobretemperaturas

Los componentes del aerogenerador han sido diseñados para trabajar en un rango de temperaturas. Si los límites de temperaturas se sobrepasan, es probable que existe un fallo o una sobrecarga en el sistema. Por tanto, el procedimiento de paro debido a fallo debe ser iniciado.

Algunos componentes cuya temperatura se monitoriza continuamente son: temperatura del aceite de los engranajes de la multiplicadora, temperatura de los devanados del transformador de potencia, temperatura del generador, temperatura de los frenos del rotor, etc.

7.3 Monitorización y sistemas de seguridad

Además del funcionamiento normal del aerogenerador, otros aspectos como la monitorización y aspectos de seguridad deben ser tenidos en cuenta. Las necesidades pueden depender del aerogenerador, de la red eléctrica y de requerimientos específicos de cada emplazamiento.

Todos los elementos de cuyo funcionamiento dependa la integridad del generador, deben diseñarse de forma segura. Esto quiere decir que en caso de falta de suministro o fallo en el circuito hidráulico, el sistema debe ser capaz de evolucionar a un estado seguro. Por ejemplo, los frenos del rotor tienen un sistema de muelas que en caso de fallo en el circuito hidráulico vuelven a la posición de reposo, es decir, bloquean el rotor.

Un sistema similar está instalado en el sistema de paso de palas, en donde además se limita el ángulo, la velocidad y la aceleración angular del paso de palas. En caso de fallo del sistema hidráulico/eléctrico, las palas giran automáticamente hasta la posición de bandera. En los aerogeneradores que en vez de tener paso de palas variables, disponen de algún sistema de aerofreno, éste también se activa automáticamente cuando existe un fallo en el sistema hidráulico o eléctrico.

Lo mismo se puede decir de los frenos que bloquean el giro de la góndola, cuyo espesor también debe ser comprobado. Los fusibles, a su vez, llevan un dispositivo que indica al control cuándo se han fundido. El sistema de control del aerogenerador y los sistemas de emergencia deben tener un sistema de alimentación ininterrumpida.

Se debe diseñar adecuadamente la iluminación de la torre, góndola y subestación eléctrica. Los aerogeneradores, además, deben llevar en lo alto de la góndola luces de navegación aérea. Se debe disponer de un sistema automático que rectifique el retorcimiento de los cables. También se deben tomar medidas para proteger contra rayos, huracanes o terremotos.

Otra parte crucial de la seguridad son los sensores y sistemas de monitorización para temperatura, presión, humedad, aceleración, oscilaciones, tensión eléctrica, etc.

7.3.1 Anemómetros

Las condiciones del flujo en un aerogenerador están determinadas principalmente por la velocidad vertical del aire y su dirección. En la parte posterior de la góndola, suele estar instalado un anemómetro (normalmente de cazoletas) y una veleta.

El rango que debe ser capaz de medir el anemómetro debe cubrir la velocidad de arranque, la nominal y la de desconexión. Dado que el sistema de control calcula los valores medios entre 1 y 15 minutos, los valores mínimos y máximos deben también ser medidos.

Rango de medida de la velocidad de viento: 0 – 1,5 Velocidad de corte

Por tanto, si la velocidad de corte es 25 m/s, el rango de medida debe llegar hasta 40 m/s. Por ejemplo, un aerogenerador podría experimentar una ráfaga puntual de 40 m/s pero sólo se desconectaría por excesivo viento si se mantiene durante un tiempo determinado una velocidad por encima de 25 m/s.

7.3.2 Sensores de vibración

Para proteger al aerogenerador de vibraciones severas y oscilaciones de gran amplitud en la góndola, éstas son monitorizadas. Si se alcanza el valor límite, la máquina se detiene.

Las vibraciones en el sentido longitudinal y en el transversal (e incluso vertical si fuera vertical) pueden ser caracterizadas con un diagrama de frecuencias, en el cual para cada frecuencia le corresponde la amplitud de la vibración. Un sensor fiable y robusto puede ser un acelerómetro piezoeléctrico instalado en la parte baja de la góndola, en donde se puede medir la variación de carga del sensor. Condiciones de funcionamiento críticas, por ejemplo, provocadas por resonancias de la torre o por la flexión de las palas, etc. pueden ser detectadas antes. Todas las vibraciones pueden ser monitorizadas, y si se alcanza el valor límite, un mensaje será enviado al sistema de control. Si se detectan vibraciones de amplitud del 50-60% del límite durante un tiempo, se iniciará una desconexión debida a fallo. En caso de que se detecten vibraciones por encima del 90% del límite, se iniciará inmediatamente una desconexión de emergencia.

Si no se necesita hacer un estudio de las frecuencias de las vibraciones y no se desea variar los límites de aceleración (vibraciones) para los procesos de conexión y desconexión, se pueden utilizar procedimientos mucho más baratos. Los sistemas mecánicos ofrecen soluciones muy simples y efectivas. En bastantes casos se puede utilizar un anillo sobre el que se coloca una bola metálica de mayor diámetro, situado en la góndola. Si las vibraciones superan el límite, la bola se cae y se abre un circuito que inicia una parada de emergencia. Eligiendo la relación entre el diámetro del anillo y de la bola, se ajusta el valor máximo de las vibraciones. El mayor inconveniente de este sistema es que manualmente hay que colocar otra vez la bola encima del anillo cada vez que hay un fallo de vibraciones.

Otro diseño para detectar las vibraciones es la utilización de un péndulo compuesto. Si el péndulo es una barra conductora rodeada de un anillo metálico, una oscilación excesiva del péndulo sería detectada por el contacto de los dos conductores que cerraría un circuito (en vez de un anillo, también se puede utilizar un fin de carrera). La frecuencia y amplitud de las vibraciones pueden fijarse seleccionando la masa y longitud del péndulo y el diámetro del anillo.

7.3.3 Vigilancia de la red eléctrica y protección contra rayos

En el caso de que la tensión o la frecuencia se desvíe de sus parámetros nominales (por ejemplo un 10 % para la tensión y un 1% para la frecuencia), el aerogenerador debe desconectarse para prevenir el funcionamiento aislado de la red. Por otra parte, los circuitos del aerogenerador deben protegerse frente a sobretensiones que pueden ser provocadas en el generador, por maniobras en la red eléctrica o por descargas atmosféricas (directas o indirectas).

Las descargas atmosféricas directas (por ejemplo, un rayo que impacta en el aerogenerador) causan daños muy importantes. Para evitar en la medida de lo posible esto, se instalan en la punta de la pala una chapa metálica y las palas se recubren de una malla o rejilla de cobre que deriva la corriente al rotor y la torre. Para que esto sea efectivo, el aerogenerador debe disponer de una conexión a tierra de baja resistencia.

Aparte de los límites establecidos en un aerogenerador, en la subestación eléctrica dónde se conecta los aerogeneradores, existen unas protecciones eléctricas que, en cuanto detectan una falta en la red, desconectan los aerogeneradores. Los límites o taras de estos relés o protecciones son fijados normalmente por la compañía eléctrica.

7.3.4 Telemundo y vigilancia

Los aerogeneradores se construyen normalmente en emplazamientos remotos. Por tanto, la verificación visual no es siempre posible. Para reducir el tiempo que los parques eólicos o sus aerogeneradores están indisponibles, los sistemas remotos de diagnóstico son necesarios. La comunicación entre el sistema de control de los aerogeneradores y el ordenador remoto depende de las características de cada parque eólico. Dado que el parque suele tener una subestación eléctrica, allí se suele colocar un ordenador que centraliza toda la información de cada uno de los aerogeneradores. Sin embargo, para aerogeneradores aislados, el sistema de comunicaciones suele estar situado en el propio generador y puede ser una conexión a través de teléfono GSM y un módem.

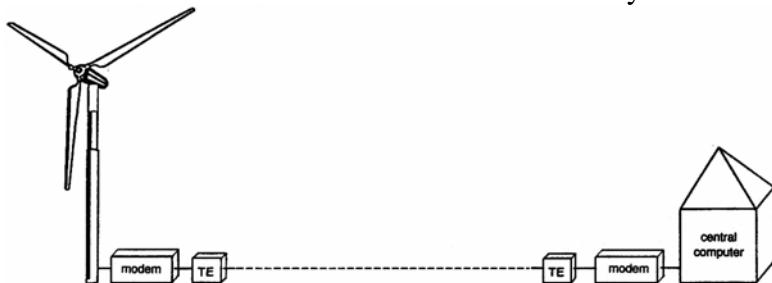


Figura 15: Monitorización de un emplazamiento compuesto por un solo aerogenerador.

Tal como se muestra en la figura 16, los aerogeneradores instalados individualmente se pueden conectar al ordenador de supervisión a través de cables de cobre o de fibra óptica, utilizando módems y una línea de teléfono, o transmisiones vía radio. La transmisión por radio o teléfono puede ser analógica o digital, aunque ésta última es menos sensible a las interferencias ya que se pueden detectar y corregir los errores de comunicación.

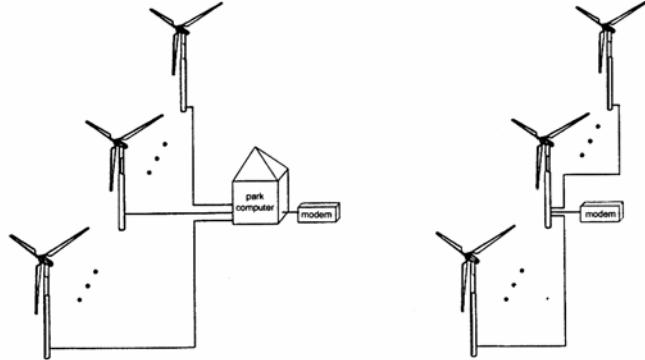


Figura 16: Posibles esquemas de monitorización de un parque eólico.

La monitorización de un parque se puede realizar de varias formas. Dependiendo de la distancia entre los aerogeneradores y el tipo de tecnología utilizada para la comunicación, éstos se pueden conectar individualmente al ordenador del parque o conectarse todos a un bus de comunicaciones. La comunicación entre las turbinas se puede realizar mediante cableado (lo más habitual) o mediante radio (si el coste del cableado es muy elevado –como en el mar- o los aerogeneradores están muy dispersos). Además del aspecto económico y de seguridad, la escalabilidad debe tenerse en cuenta a la hora de la elección –para poder incluir futuras mejoras o añadir más aerogeneradores–.

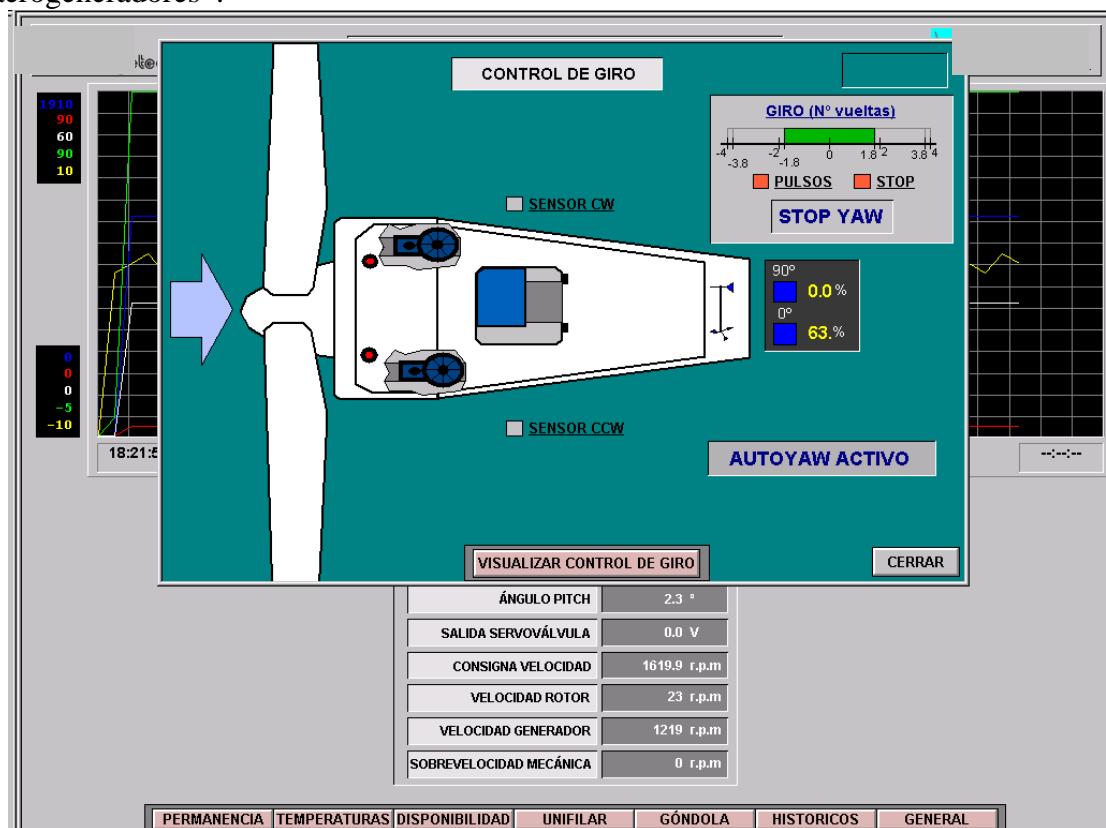


Figura 17: Pantalla de un sistema de monitorización (ordenador subestación).

7.3.5 Predicción de fallos

La predicción de fallos es cada vez más habitual debido a los planes de aseguramiento de calidad y a la cada vez mayor cantidad de variables monitorizadas. La monitorización y análisis de algunas señales puede indicar un futuro fallo antes de que se detecte visualmente o a través del análisis de vibraciones o acústico, y por tanto evitar daños importantes a otros componentes. De esta forma, se pueden evitar daños colaterales y los costes de mantenimiento se reducen, ya que los intervalos de mantenimiento se pueden ajustar mejor al estado del aerogenerador y se puede planificar las reparaciones en períodos de bajo viento. Por tanto el tiempo de indisponibilidad de la máquina se reduce y la fiabilidad y la viabilidad económica se mejora.

Elementos externos al sistema como tormentas, descargas atmosféricas y faltas en la red eléctrica y el afloje de algunos componentes pueden provocar averías. Otras causas de fallos en componentes mecánicos son la fatiga de materiales y el desgaste y el desapriete de tornillos y tuercas. Cambios observados cuando ocurren dichos defectos, tales como variación del comportamiento de las vibraciones, pueden ser reconocidos antes de que estos defectos se vuelvan críticos.

En los sistemas de predicción de fallos, las señales son continuamente evaluadas y normalmente las variables más relevantes se obtienen mientras la máquina está produciendo energía. La información relacionada con el estado y los fallos se puede obtener de la potencia generada, las corrientes y la velocidad de giro del generador, la aceleración medida por los sensores de vibraciones e incluso el análisis del ruido (tanto dentro del aerogenerador como en el exterior –por ejemplo, provocado por el astillamiento de una pala–).

Los análisis de espectro se pueden utilizar ya que el sistema es excitado con cargas permanentes, aleatorias y periódicas debido al viento y a la rotación de las palas. Para este estudio, las señales se dividen en sus componentes deterministas y aleatorias. Comparando los espectros de frecuencia medidos con los de un aerogenerador sin fallos y otro con determinados defectos, cambios en el comportamiento y la evolución de fallos puede ser monitorizado.

El conocimiento detallado del generador durante el funcionamiento normal y con fallos permite una diagnosis precisa del mismo. Aunque actualmente los sistemas de predicción de fallos sólo se instalan en los aerogeneradores de mayor potencia, en un futuro próximo se espera que se incluyan en la mayoría de las máquinas.

Anexo: Unidades y factores de conversión

Abreviaturas de las unidades

m = metro = 3,28 pies
s = segundo
h = hora
W = vatio
CV= caballo de vapor
J = julio
cal = caloría
tep = tonelada equivalente de petróleo
Hz= hercio (ciclos por segundo)
10-12 = p pico = 1/1000.000.000.000
10-9 = n nano = 1/1000.000.000
10-6 = μ micro = 1/1000.000
10-3 = m mili = 1/1000
103 = k kilo = 1.000 = millares
106 = M mega = 1.000.000 = millones
109 = G giga = 1.000.000.000
1012 = T tera = 1.000.000.000.000
1015 = P peta = 1.000.000.000.000.000

Velocidades del viento

1 m/s = 3,6 km/h = 2,187 millas/h = 1,944 nudos
1 nudo = 1 milla náutica/h = 0,5144 m/s = 1,852 km/h = 1,125 millas/h

Escala de velocidades de viento

Velocidades de viento a 10 m de altura		Escala Beaufort (anticuada)	Viento
m/s	nudos		
0,0-0,4	0,0-0,9	0	Calma
0,4-1,8	0,9-3,5	1	Ligero
1,8-3,6	3,5-7,0	2	
3,6-5,8	7-11	3	
5,8-8,5	11-17	4	
8,5-11	17-22	5	Fresco
11-14	22-28	6	Fuerte
14-17	28-34	7	
17-21	34-41	8	Temporal
21-25	41-48	9	
25-29	48-56	10	
29-34	56-65	11	Fuerte temporal
>34	>65	12	Huracán

Tabla de clases y de longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Long. de rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Densidad del aire a presión atmosférica estándar

Temperatura ° Celsius	Temperatura ° Farenheit	Densidad de aire seco (kg/m³)	Contenido de agua máx.(kg/m³)
-25	-13	1,423	
-20	-4	1,395	
-15	5	1,368	
-10	14	1,342	
-5	23	1,317	
0	32	1,292	0,005
5	41	1,269	0,007
10	50	1,247	0,009
15	59	1,225 *)	0,013
20	68	1,204	0,017
25	77	1,184	0,023
30	86	1,165	0,030
35	95	1,146	0,039
40	104	1,127	0,051

*) La densidad del aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar a 15° C se utiliza como estándar en la industria eólica.

Potencia del viento **)

m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
0	0	8	314	16	2509
1	1	9	447	17	3009
2	5	10	613	18	3572
3	17	11	815	19	4201
4	39	12	1058	20	4900
5	77	13	1346	21	5672
6	132	14	1681	22	6522
7	210	15	2067	23	7452

**) Para una densidad del aire de 1,225 kg/m³, correspondiente al aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar y a 15° C.

La fórmula para la potencia por m² en W es $0,5 * 1,225 * v^3$, donde v es la velocidad del viento en m/s.

Aviso: Aunque la potencia del viento a una velocidad de , p.ej., 7 m/s es 210 W/m², deberá observar que la potencia del viento en un emplazamiento con una velocidad del viento media de 7 m/s suele ser el doble.

Energía

Los físicos definen la palabra energía como la cantidad de trabajo que un sistema físico es capaz de producir. La energía, de acuerdo con la definición de los físicos, no puede ser creada, ni consumida, ni destruida.

Sin embargo la energía puede ser convertida o transferida en diferentes formas: la energía cinética del movimiento de las moléculas de aire puede ser convertida en energía rotacional por el rotor de una turbina eólica, que a su vez puede ser convertida en energía eléctrica por el generador de la turbina eólica. En cada conversión de energía, parte de la energía proveniente de la fuente es convertida en energía calorífica.

Cuando utilizamos de forma poco precisa la expresión pérdida de energía (la cual cosa es imposible según la definición dada arriba), queremos decir que parte de la energía de la fuente no puede ser utilizada directamente en el siguiente eslabón del sistema de conversión de energía, porque ha sido convertida en calor. Por ejemplo, los rotores, los multiplicadores o los generadores nunca tienen una eficiencia del 100 por cien, debido a las pérdidas de calor por fricción en los cojinetes, o a la fricción entre las moléculas de aire.

Sin embargo, la mayoría de nosotros tiene una noción lógica de que cuando se queman combustibles fósiles, de alguna forma, y diciéndolo de forma sencilla, el potencial global para una futura conversión de energía se reduce. Esto es totalmente cierto.

Sin embargo, los físicos utilizan una terminología diferente: Ellos dicen que la cantidad de entropía del universo ha aumentado. Con esto quieren decir que nuestra capacidad de producir trabajo útil convirtiendo energía disminuye cada vez que dejamos que la energía acabe en forma de calor que se disipa en el universo. El trabajo útil es llamado exergía por los físicos.

Dado que la gran mayoría de turbinas eólicas producen electricidad, solemos medir su producción en términos de cantidad de energía eléctrica que son capaces de convertir a partir de la energía cinética del viento. Solemos medir esa energía en términos de kilovatios-hora (kWh) o de megavatios-hora (MWh) durante un cierto periodo de tiempo, p.ej. una hora o un año.

Nota: La energía no se mide en kilovatios, sino en kilovatios-hora (kWh). Confundir las dos unidades es un error muy común.

Unidades de energía

$$1 \text{ J (julio)} = 1 \text{ Ws} = 4.1868 \text{ cal}$$

$$1 \text{ GJ (gigajulio)} = 10^9 \text{ J}$$

$$1 \text{ TJ (terajulio)} = 10^{12} \text{ J}$$

$$1 \text{ PJ (petajulio)} = 10^{15} \text{ J}$$

$$1 \text{ (kilovatio-hora) kWh} = 3.600.000 \text{ Julios}$$

$$1 \text{ tep (tonelada equivalente de petróleo)}$$

$$= 7,4 \text{ barriles de crudo en energía primaria}$$

$$= 7,8 \text{ barriles de consumo final total}$$

$$= 1270 \text{ m}^3 \text{ de gas natural}$$

$$= 2,3 \text{ toneladas métricas de carbón}$$

$$1 \text{ Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo)} = 41,868 \text{ PJ}$$

Potencia

La potencia eléctrica suele medirse en vatios (W), kilovatios (kW), megavatios (MW), etc. La potencia es transferencia de energía por unidad de tiempo.

La potencia puede ser medida en cualquier instante de tiempo, mientras que la energía debe ser medida durante un cierto periodo, p.ej. un segundo, una hora o un año. (Lea la sección sobre energía si aún no lo ha hecho).

Que un aerogenerador tenga una potencia nominal (la que figura en la placa de características) de 600 kW, le indica que producirá 600 kilovatios-hora (kWh) de energía por hora de funcionamiento, cuando trabaje a rendimiento máximo (es decir, con vientos de, digamos, más de 15 metros por segundo).

Que un país como Dinamarca tenga, digamos, 1000 MW de potencia eólica instalada no le indica cuanta energía producen las turbinas. Los aerogeneradores estarán girando normalmente durante el 75 por ciento de las horas de año, aunque sólo estarán funcionando a la potencia nominal durante un número limitado de horas al año.

Para poder calcular cuanta energía producirán los aerogeneradores deberá conocer la distribución de velocidades de viento para cada aerogenerador. En el caso de Dinamarca, los aerogeneradores promedio devolverán 2.300 horas de funcionamiento a plena carga por año. Para obtener la producción total de energía multiplica los 1000 MW de potencia instalada por las 2.300 horas de operación = 2.300.000 MWh = 2,3 TWh de energía (ó 2.300.000.000 de kWh).

En otras zonas, como Gales, Escocia o la parte occidental de Irlanda, probablemente tenga alrededor de 3.000 horas o más de funcionamiento a plena carga. En Alemania la cifra está cerca de 2.000 horas de funcionamiento a plena carga.

La potencia de los automóviles se indica a menudo en caballos de vapor (CV o HP) en lugar de en kilovatios (kW). La palabra "caballo de vapor" puede proporcionarle una idea intuitiva de que la potencia define que cantidad de "músculo" tiene un motor o un generador, mientras que la energía le indica cuanto "trabajo" produce un generador o un motor durante un cierto periodo de tiempo.

Unidades de potencia

1 kW = 1.359 CV (HP)

Anexo: Preguntas frecuentes sobre energía eólica

1. ¿Son ruidosos los aerogeneradores?

Los grandes aerogeneradores modernos se han hecho muy silenciosos. A distancias superiores a 200 metros, el sonido silbante de las palas se ve completamente enmascarado por el ruido que produce el viento en las hojas de los árboles o de los arbustos.

Existen dos fuentes potenciales de ruido en un aerogenerador: El ruido mecánico, del multiplicador o del generador, y el ruido aerodinámico, de las palas del rotor.

El ruido mecánico prácticamente ha desaparecido en los modernos aerogeneradores. Esto es debido a una mejor ingeniería, más preocupada por evitar las vibraciones. Otras mejoras técnicas incluyen juntas y uniones elásticamente amortiguadas en los principales componentes de la góndola, y en cierta medida un aislamiento acústico. Finalmente, los mismos componentes básicos, incluyendo los multiplicadores, han experimentado un desarrollo considerable a lo largo de los años. Los multiplicadores de los modernos aerogeneradores utilizan engranajes "suaves", es decir, ruedas dentadas con superficies endurecidas e interiores relativamente elásticos. Lea más en la página de la visita guiada sobre diseño para un bajo ruido mecánico.

El ruido aerodinámico, es decir, el sonido "silbante" de las palas del rotor al pasar por la torre, se produce principalmente en las puntas y en la parte posterior de las palas. A mayor velocidad de giro, mayor es el sonido producido. El ruido aerodinámico ha disminuido drásticamente en los últimos diez años, debido a un mejor diseño de las palas (particularmente en las puntas de pala y en las caras posteriores). Lea más en la página sobre diseño para un bajo ruido aerodinámico de la visita guiada.

Los tonos puros pueden resultar muy molestos para el oyente, mientras que el "ruido blanco" casi no se nota. Los fabricantes de palas ponen toda su atención en asegurar una superficie suave, importante para evitar los tonos puros. Así pues, los fabricantes encargados de instalar las turbinas eólicas toman precauciones para asegurar que las palas no se verán dañadas durante la instalación de la turbina.

2. ¿Realmente ahorran energía las turbinas?

¿Puede un aerogenerador recuperar la energía gastada en su producción, mantenimiento y puesta en servicio?

Los aerogeneradores utilizan sólo la energía del aire en movimiento para producir electricidad. Un moderno aerogenerador de 600 kW evitara las 1.200 toneladas de CO₂ que producirían otras fuentes de energía, generalmente centrales térmicas a carbón.

La energía producida por un aerogenerador durante sus 20 años de vida (en una localización promedio) es ochenta veces superior a la energía utilizada para su construcción, mantenimiento, explotación, desmantelamiento, y desguace.

En otras palabras, a un aerogenerador sólo tarda en promedio dos o tres meses en recuperar toda la energía gastada en su construcción y explotación.

3. ¿Existen suficientes recursos eólicos?

Dinamarca es uno de los países donde está planificado que una parte importante de la energía consumida sea proporcionada por la energía eólica. De hecho, el 10 por ciento del consumo de electricidad en Dinamarca ya ha sido cubierto, en 1999, por la energía eólica, una cifra que aumentará al menos hasta el 14 por ciento en el 2003. Y de acuerdo

con los planes del Gobierno ("Energy 21"), el 50 por ciento del consumo de electricidad del país provendrá del viento en el 2030.

Teóricamente, los recursos eólicos sobre las aguas poco profundas de los mares en torno de Europa podrían proporcionar varias veces todo el suministro de electricidad de Europa.

Sólo en Dinamarca, el 40 por ciento del consumo actual de electricidad podría ser cubierto por los parques eólicos marinos localizados en un área de unos 1.000 kilómetros cuadrados de territorio de aguas poco profundas.

4. ¿Puede el viento contribuir de forma significativa a la producción de electricidad?

Los aerogeneradores han crecido de manera espectacular, tanto en tamaño como en potencia producida.

Un aerogenerador danés típico de la cosecha de 1980 tiene un generador de 26 kW y un diámetro de rotor de 10,5 m. Un aerogenerador moderno tiene un diámetro de rotor de 43 m y un generador de 600 kW. Producirá entre 1 y 2 millones de kilovatios hora al año. Esto equivale al consumo anual de electricidad de 300 ó 400 hogares europeos.

La última generación de aerogeneradores tiene un generador de 1.000-1.650 kW y un diámetro de rotor de 50-66 m.

El mayor parque eólico en Europa, en Carno (Gales), produce el equivalente a un consumo de electricidad de 20.000 hogares.

En Europa, habían más de 6.600 conectados en enero de 1999, cubriendo el consumo doméstico de electricidad medio de siete millones de personas. En todo el mundo han sido instalados 10.000 MW. Esto equivale a la cantidad total de potencia nuclear que había instalada en todo el mundo en 1968.

5. ¿Hay algún progreso en tecnología eólica?

Los avances tecnológicos en aerodinámica, dinámica estructural y micrometeorología han contribuido a un incremento del 5 por ciento anual en el campo energético por metro cuadrado de área de rotor (registrado en Dinamarca entre 1980 y 1995). La introducción nueva tecnología en los nuevos aerogeneradores es continua.

En cinco años el peso de los aerogeneradores daneses se ha reducido a la mitad, el nivel de sonido se ha reducido a la mitad en tres años, y la producción de energía anual ha aumentado 100 veces en 15 años.

6. ¿Es cara la energía eólica?

La energía eólica ha llegado a ser la menos cara de las energías renovables existentes.

Dado que los contenidos energéticos del viento varían con el cubo (es decir, la tercera potencia) de la velocidad del viento, la economía de la energía eólica depende mucho de cuanto viento hay en el emplazamiento. Existen además economías de escala en la construcción de parques eólicos de muchas turbinas.

Hoy en día, de acuerdo con las compañías eléctricas danesas, el coste energético por kilovatio hora de electricidad proveniente del viento es el mismo que para las nuevas centrales térmicas a carbón equipadas con dispositivo de lavado de humos, esto es, alrededor de 0,05 dólares americanos por kWh para un emplazamiento europeo medio.

Estudios I+D en Europa y en los Estados Unidos apuntan hacia una mayor caída en los costes de la energía, de alrededor de un 10 a un 20 por ciento entre ahora y el año 2005.

7. ¿Es segura la energía eólica?

La energía eólica posee un récord de seguridad comprobado. Los accidentes fatales en la industria eólica sólo están relacionados con los trabajos de construcción y de mantenimiento.

8. ¿Son fiables los aerogeneradores?

Los aerogeneradores sólo producen energía cuando el viento está soplando, y la producción de energía varía con cada ráfaga de viento.

Es de esperar que las fuerzas variables que actúan sobre un aerogenerador a lo largo de su vida útil de 120.000 horas de funcionamiento ejerzan en la máquina una rotura y un desgaste significativos.

Los aerogeneradores modernos de alta calidad tienen un factor de disponibilidad de alrededor del 98 por ciento, es decir, los aerogeneradores están operacionales y preparados para funcionar durante una media superior al 98 por ciento de las horas del año.

Los modernos aerogeneradores sólo necesitan una revisión de mantenimiento cada seis meses.

9. ¿Cuánto terreno se necesita para el emplazamiento de aerogeneradores?

Los aerogeneradores y las carreteras de acceso ocupan menos del uno por ciento del área de un parque eólico típico. El 99 por ciento restante puede ser utilizado para agricultura y pasto, como suele hacerse.

Dado que los aerogeneradores extraen la energía del viento, hay menos energía al abrigo del viento de una turbina (y más turbulencia) que delante de ella.

En parques eólicos, los aerogeneradores suelen tener que espaciarse entre 3 y 9 diámetros de rotor para no interferir demasiado entre ellos. (De 5 a 7 diámetros de rotor es el separación que más se suele utilizar).

Si hay una dirección de viento dominante particular, p.ej. la oeste, las turbinas pueden situarse más próximas en la dirección que forma un ángulo recto con la primera (es decir, la norte-sur).

Mientras que un aerogenerador utiliza 36 metros cuadrados, ó 0,0036 hectáreas, para producir entre 1,2 y 1,8 millones de kilovatios-hora anuales, una planta de biocombustible precisaría 154 hectáreas de bosque de sauces para producir 1,3 millones de kilovatios-hora al año. Los paneles solares (células fotovoltaicas) precisarían un área de 1,4 hectáreas para producir la misma cantidad anual de energía.

10. ¿Pueden los aerogeneradores integrarse en el paisaje?

Obviamente, las turbinas eólicas deben ser altamente visibles, dado que deben situarse en terreno abierto con mucho viento para resultar rentables.

Un mejor diseño, una cuidadosa elección de los colores de la pintura -y unos esmerados estudios de visualización antes de decidir el emplazamiento- pueden mejorar de forma espectacular el impacto visual de los parques eólicos.

Hay quien prefiere las torres de celosía a las torres tubulares de acero porque hacen que la torre en sí misma sea menos visible.

Sin embargo, no hay pautas objetivas respecto a esto. Depende mucho del paisaje y de la armonización con las tradiciones arquitecturales de la zona.

Dado que, en cualquier caso, las turbinas son visibles, suele ser una buena idea utilizarlas para resaltar las características del paisaje naturales o artificiales. Vea algunos ejemplos en la sección de la visita guiada sobre aerogeneradores en el paisaje.

Al igual que otras estructuras realizadas por el hombre, las turbinas y los parques eólicos bien diseñados pueden ofrecer interesantes perspectivas y proveer al paisaje de nuevos valores arquitecturales.

Las turbinas eólicas han sido un rasgo distintivo del paisaje cultural de Europa durante más de 800 años.

11. ¿De qué forma se ve afectado el paisaje después del desmantelamiento de un aerogenerador?

Los fabricantes de aerogeneradores y los proyectistas de parques eólicos ya disponen de una importante experiencia en minimizar el impacto ecológico de los trabajos de construcción en áreas sensibles, como páramos, o montañas o en la construcción de parques eólicos en emplazamientos marinos.

La restauración del paisaje circundante hasta su estado original después de la construcción se ha convertido en una tarea rutinaria para los proyectistas.

Cuando la vida útil de un parque eólico ya ha transcurrido, las cimentaciones pueden volver a ser utilizadas o eliminadas completamente.

Normalmente el valor de la chatarra de una turbina eólica puede cubrir los costes de restauración del emplazamiento hasta su estado inicial.

12. ¿Los aerogeneradores molestan a la fauna?

Los ciervos y el ganado pastan normalmente bajo los aerogeneradores, y las ovejas buscan resguardo alrededor de ellos.

Mientras que las aves tienden a colisionar con las estructuras artificiales tales como líneas de alta tensión, postes o edificios, muy raras veces se ven directamente afectadas por las turbinas eólicas.

Un reciente estudio realizado en Dinamarca sugiere que el impacto de las líneas aéreas de alta tensión que llevan la corriente producida en los parques eólicos tienen un impacto mucho mayor en la mortalidad de las aves que los parques eólicos en sí mismos.

De hecho los alcones están anidando y reproduciéndose en jaulas enganchadas a dos aerogeneradores daneses!

Estudios realizados en los Países Bajos, Dinamarca y los EE.UU. muestran que el impacto total de los parques eólicos sobre las aves es despreciable comparado con el impacto que tiene el tráfico rodado.

13. ¿Los aerogeneradores pueden situarse en cualquier emplazamiento?

El contenido energético del viento varía con el cubo (es decir, la tercera potencia) de la velocidad del viento. Con vientos dos veces mayores obtenemos ocho veces más energía. Así pues, los fabricantes y proyectistas de parques eólicos ponen mucho esmero en situar los aerogeneradores en áreas con tanto viento como les sea posible.

La rugosidad del terreno, es decir, la superficie del suelo, sus contornos, e incluso la presencia de edificios, árboles, plantas y arbustos, afecta a la velocidad del viento local. Un terreno muy desigual o próximo a grandes obstáculos puede crear turbulencia que puede hacer que la producción de energía disminuya y que aumente el desgaste y la rotura en las turbinas.

El cálculo de la producción anual de energía es una tarea bastante compleja: se necesitan mapas detallados del área (hasta tres kilómetros en la dirección del viento dominante), y mediciones meteorológicas de viento muy precisas durante un periodo de un año como mínimo. Puede leer más en la sección de la visita guiada sobre recursos eólicos.

Así pues, el asesoramiento cualificado de los fabricantes experimentados o de las empresas consultoras será esencial para el éxito económico de un proyecto eólico.

14. ¿Los aerogeneradores pueden ser utilizados de forma económica en áreas interiores?

Aunque las condiciones eólicas a la orilla del mar suelen ser ideales para los proyectos eólicos, es posible encontrar zonas interiores altamente económicas para los aerogeneradores.

Cuando del viento pasa sobre una colina o a través de un paso de montaña, se comprime y acelera de forma significativa. Las cimas redondeadas de las colinas con una amplia vista en la dirección de viento dominante son ideales como emplazamiento de aerogeneradores. Ver la sección de la visita guiada sobre los efectos aceleradores.

Las torres altas de las turbinas eólicas son una forma de incrementar la producción de energía de un aerogenerador, dado que la velocidad de viento aumenta normalmente de forma significativa con la altura sobre el nivel del suelo.

En áreas de viento suave, los fabricantes pueden suministrar versiones especiales de aerogeneradores, con grandes rotores comparado con el tamaño del generador eléctrico.

Tales máquinas alcanzarán el pico de producción a velocidades de viento relativamente bajas, aunque desperdiciarán parte de la potencial energía de los vientos fuertes. Los fabricantes están optimizando sus máquinas cada vez más para las condiciones eólicas locales de todo el mundo.

15. ¿Cómo puede ser utilizada en la red eléctrica la producción variable de los aerogeneradores?

El mayor inconveniente de la energía eólica es su variabilidad.

Sin embargo, en las grandes redes eléctricas la demanda de los consumidores también varía y las compañías de electricidad tienen que mantener capacidad de más funcionando en vacío por si una unidad de generación principal se avería.

Si una compañía eléctrica puede manejar la demanda variable del consumidor, también puede técnicamente manejar el "consumo negativo de electricidad" de los aerogeneradores.

Cuantos más aerogeneradores haya en la red, más se cancelarán mutuamente las fluctuaciones a corto plazo.

En la parte occidental de Dinamarca, más del 25 por ciento del suministro eléctrico procede actualmente del viento durante las noches de invierno ventosas.

16. ¿Puede la energía eólica funcionar a pequeña escala?

La energía eólica puede ser utilizada en toda clase de aplicaciones -desde pequeños cargadores de batería en faros o viviendas remotas, hasta turbinas a escala industrial de 1,5 MW capaces de suministrar el consumo de energía equivalente a mil familias.

Otras aplicaciones interesantes y altamente económicas incluyen la utilización de la energía eólica en combinación con generadores de emergencia alimentados con fueloil en varias pequeñas redes eléctricas aisladas de todo el mundo.

Las plantas desalinizadoras en comunidades isleñas del Atlántico y del Mediterráneo constituyen otra reciente aplicación.

17. ¿La energía eólica puede ser utilizada en países en vías de desarrollo?

Aunque el diseño de aerogeneradores ha llegado a ser una industria de alta tecnología, los aerogeneradores pueden ser fácilmente instalados en los países en vías de desarrollo. Los fabricantes de turbinas dan cursos de formación de personal.

La instalación de los aerogeneradores proporciona puestos de trabajo en la comunidad local, y a menudo los fabricantes construyen localmente las partes pesadas de la turbinas, p.ej. las torres, una vez que el ritmo de instalación alcanza un determinado nivel.

Los aerogeneradores no requieren un caro suministro de combustible posterior, lo que constituye el principal obstáculo para varias de las otras tecnologías de generación de electricidad en áreas en vías de desarrollo.

La India ha llegado a ser una de las naciones con mayor cantidad de energía eólica en el mundo, con una fabricación local considerable. La R.P. de China está actualmente tomando la delantera en Asia del Este.

18. ¿La energía eólica crea puestos de trabajo?

La industria eólica proporciona actualmente (1999) más de 40.000 puestos de trabajo en todo el mundo.

Sólo en Dinamarca, más de 15.000 personas viven de la industria eólica, diseñando y fabricando aerogeneradores, componentes, u ofreciendo servicios ingenieriles y de consultoría .

Hoy en día el empleo en la industria eólica danesa es superior, p.ej., al de la industria pesquera.

La producción de aerogeneradores danesa requiere otros 5.000 empleos en otros países que construyen aerogeneradores o que fabrican componentes de turbinas, tales como generadores y cajas multiplicadoras.

19. ¿La energía eólica es popular en los países que ya disponen de un gran número de aerogeneradores?

Sondeos de opinión en varios países europeos (Dinamarca, Alemania, Holanda y Reino Unido) muestran que más del 70 por ciento de la población está a favor de utilizar más energía eólica en el suministro de electricidad.

La gente que vive cerca de aerogeneradores se muestran incluso más favorables hacia la energía eólica, con un porcentaje de más del 80 a favor.

En Dinamarca, más de 100.000 poseen participaciones en alguno de los 5.200 aerogeneradores dispersos por todo el país.

Más del 80 por ciento de la capacidad de energía eólica en Dinamarca pertenece a particulares o a cooperativas eólicas.

20. ¿Cómo es el mercado de energía eólica?

Desde 1993, las tasas de crecimiento del mercado de aerogeneradores han estado alrededor del 40 por ciento anual, y se esperan tasas de crecimiento del 20 para los próximos diez años.

Actualmente hay unos 40 fabricantes de aerogeneradores en todo el mundo. Alrededor de la mitad de las turbinas mundiales provienen de fabricantes daneses.

La energía eólica está ganando terreno tanto en los países desarrollados como en aquéllos que están en vías de desarrollo.

En los países desarrollados la energía eólica está sobretodo demandada por sus cualidades no contaminantes.

En los países en vías de desarrollo su popularidad está relacionada con el hecho de que las turbinas pueden ser instaladas rápidamente, y con que no requieren un suministro posterior de combustible.

La industria eólica es ahora una industria de 1.500 millones de dólares americanos, con un futuro extremadamente brillante, particularmente cuando las políticas energéticas de protección al medioambiente están ganando terreno internacionalmente.

Problema: Estudio de viabilidad de un parque eólico

El objetivo de esta práctica es estudiar la rentabilidad de un parque eólico a partir de los datos que se publicaron en el Atlas Eólico de Aragón.

En primer lugar se estudiarán los datos obtenidos de las estaciones de medición, basándonos en la distribución de Weibull. Se compararán los datos medidos con los de la estación meteorológica del aeropuerto y se variarán los parámetros de rugosidad del terreno para ver cómo afectan a la extrapolación de los datos medidos a 10 m respecto al viento que hay a la altura del eje del aerogenerador.

El programa permite seleccionar varias turbinas, y según la curva de potencia facilitada por el fabricante, calculará la producción.

También se variarán el precio de la energía generada, el periodo de recuperación, la tasa de actualización, que influyen en la tasa interna de retorno y en el valor actual neto.

Descripción de los datos y cálculos

En este punto se van a describir las hojas de cálculo y los datos que se utilizarán para la realización de esta práctica.

Datos de partida

A comienzos de 1995, la Diputación General de Aragón y el Instituto de Energías Renovables del CIEMAT instalaron en la zona central de Aragón varias estaciones meteorológicas con medida de velocidad y dirección del viento.

Los resultados obtenidos en esta práctica son producto de datos suministrados por el Centro Meteorológico Territorial de Aragón, La Rioja y Navarra, dichos datos dan información a cerca de la de velocidad media mensual del viento para cada situación.

Las estaciones están situadas en Castejón de Valdejasa (Plana del Rollizo), en Lanaja (Plana de Purroy), en Remolinos (Plana de Artajona), en Tarazona (próximo a Montes de Cierzo), en Plana de Zaragoza y en Fuendetodos.

Todas las estaciones que se van a tratar en esta práctica dispusieron de medidas de velocidad y dirección del viento a 10 metros de altura. El período de promediado de las observaciones fue de 30 minutos.

Algunas de las estaciones presentan importantes lagunas, de meses enteros, en los datos registrados. Tan solo tres de las estaciones (Castejón de Valdejasa, Remolinos y Plana de Zaragoza) disponen de un año natural prácticamente completo de medidas en 1996.

Todas las estaciones son del modelo DL9200 de NRG (los datos se graban en un chip de memoria EEPROM y los sensores de velocidad de viento son del tipo Maximum #40 (anemómetro de cazoletas).

Los resultados que se exponen en esa práctica corresponden únicamente a la velocidad de viento. Con estos datos se han ajustado los parámetros C (parámetro de escala) y K (factor de forma) de la distribución de Weibull.

Para dar una cifra orientativa, la instalación de una torre de 15 m cuesta alrededor de 1 millón de pesetas, mientras que una torre de 40 m cuesta alrededor de 10 millones. A esta cifra hay que añadir el coste de alquiler del terreno en dónde se instala la torre y de la persona que se encarga del mantenimiento y recogida de datos (normalmente una vez por mes). Para hacer un estudio de viabilidad fiable, se debe tener al menos datos durante un año completo y a la altura más próxima a la del eje del aerogenerador (la

altura mínima de las estaciones de medición es 10 m, porque los efectos locales del terreno influyen mucho en la extrapolación en altura).

Distribución de Weibull

A nivel internacional se suele utilizar la distribución estadística de Weibull para caracterizar el viento, ya que los estudios que se han realizado así lo recomiendan (Stevens y Smulders, 1979; Rehmna y otros, 1994; Rohatgi y otros, 1989).

En la universidad de Navarra, se llevó un estudio en 1997 para determinar la distribución estadística que mejor se ajustaba a los datos medidos en veinte estaciones meteorológicas instaladas en Navarra (Aguilar, Aoiz, Aralar, Arangoiti, Cadreita, Carcastillo, Carrascal, Estella, Etxarri, Gorramendi, Ilundain, Loma Negra, Noain, El Perdón, Sartaguda, Tafalla, Trinidad, Ujué, Esa y Yugo). Los resultados demostraron que la distribución que más se ajustaba es la Weibull.

Dado que las características del viento en Navarra y Aragón son similares, este resultado se puede extrapolar a los datos utilizados en la práctica.

La distribución de probabilidad Weibull es la siguiente:

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

y la probabilidad acumulada de que el viento esté por encima de un determinado valor

$$P(v > v_x) = \exp\left[-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$

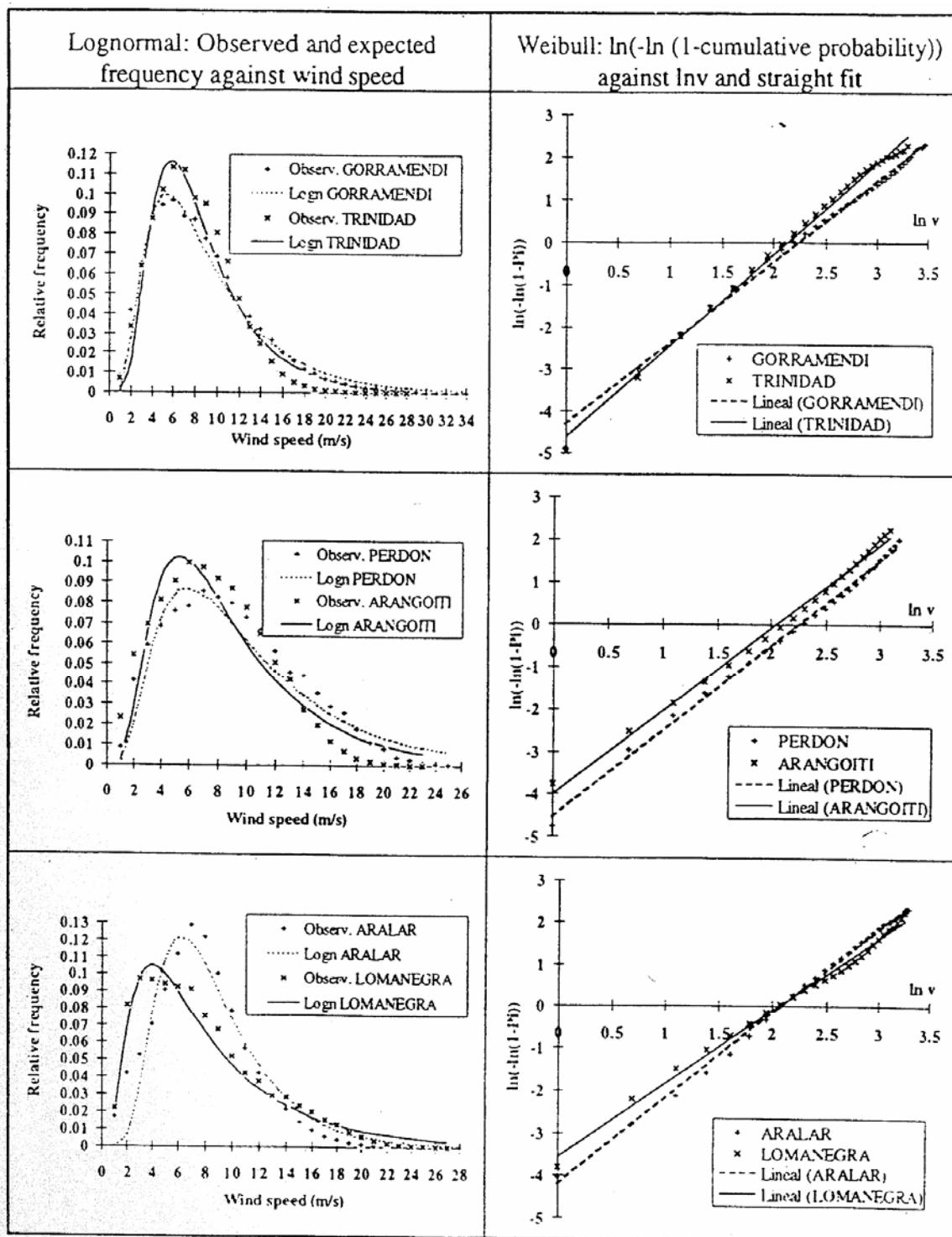
El parámetro c es el parámetro de escala (valor aproximadamente equivalente a 1,1 por la velocidad media) y k es el factor de forma, que suele estar cerca de 2.

Estos parámetros están relacionados con la velocidad media y la desviación de las medidas, según la fórmula

$$\bar{v} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3)$$

$$\bar{\sigma} = c\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) + \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^{1/2} \quad (4)$$

Para calcular el valor de k se suele utilizar una gráfica con la distribución medida en los ejes de $\ln(-\ln(1-\text{probabilidad acumulada}))$ frente a $\ln(\text{velocidad})$. A continuación se pueden observar las gráficas obtenidas para los parques de Navarra con mayores velocidades (también aparece la distribución logarítmica normal para comparar).



Observ.: Observed frequency

Logn : Expected frequency for Lognormal

+ , × : Observed frequency in the form of de reduced variate (y) against $\ln v$

Lineal : Least squares straight line fit

Variación con la altura de la velocidad del viento

En un flujo laminar del viento, el perfil de velocidades aumenta según la ley logarítmica, según la distancia al suelo. Por tanto, si tenemos la medida de viento a una altura y la queremos extrapolar a otra altura con sólo conocer la rugosidad del terreno se puede hallar con la siguiente relación:

$$\frac{v}{v_R} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad (5)$$

donde v_R es la velocidad del viento medida a la altura del suelo z_R ; z_0 es la longitud de la rugosidad.

A veces se prefiere utilizar la fórmula exponencial, que proporciona unos resultados muy similares.

$$\frac{v}{v_R} = \left(\frac{z - D}{z_R} \right)^\alpha \quad (5)$$

donde α es el exponente que varía normalmente entre 0.1 y 0.32 dependiendo del tipo de paisaje y D es la altura de la vegetación, que normalmente se suele tomar cero.

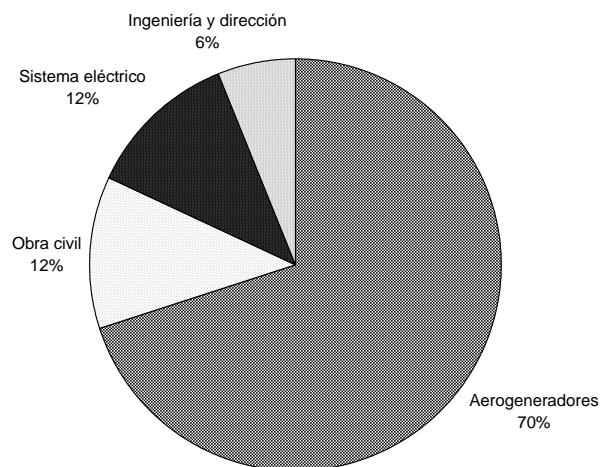
En flujo turbulento estas aproximaciones pierden precisión. Además, el tipo de rugosidad del terreno puede depender de la dirección que toma el viento y es difícil de evaluar.

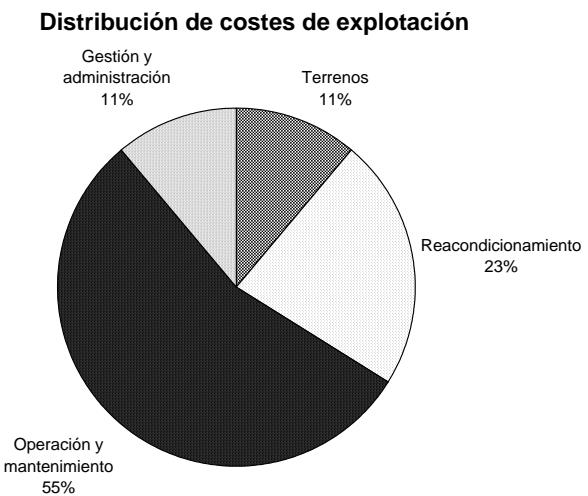
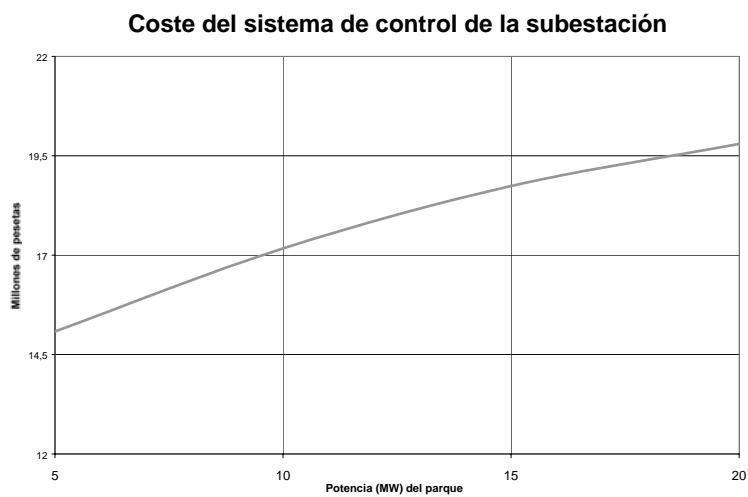
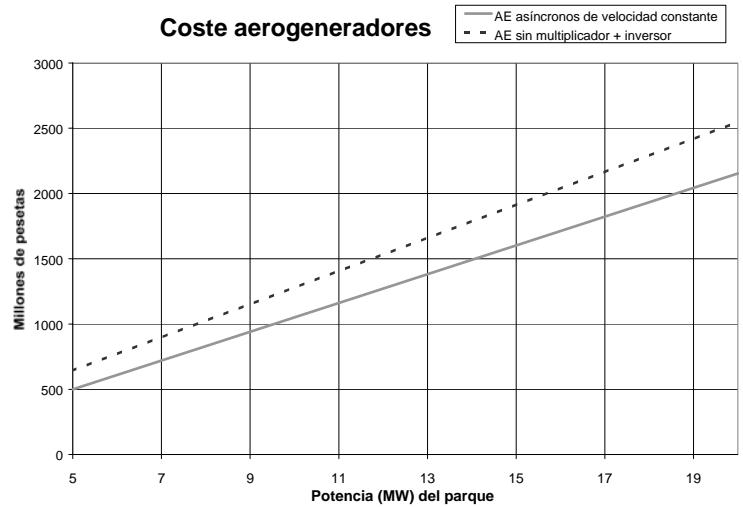
En los cortados y barrancos puede darse el fenómeno de la aceleración de viento (a), aunque en algunos casos pueden producirse también turbulencias (b).

Distribución de costes de construcción de un parque eólico.

La distribución de los costes en una central eólica dependen de muchos factores como son la distancia de la línea eléctrica al punto de conexión, adaptación de los caminos y la apertura de nuevos, la obra civil, etc. En una primera aproximación se pueden tomar los valores que siguen.

Desglose del coste de un parque eólico





Escenario muy probable. Precios según el R.D. 2366/94

(coste actual del kWh eólico producido: 11.02 pts/kWh)

Año de entrada en explotación	1996					1997					1998					1999					2000					
	K	Inc. Tar. (%)	GWh	Mill.Pts.	P.M.	K	Inc. Tar. (%)	GWh	Mill.Pts.	P.M.	K	Inc. Tar. (%)	GWh	Mill.Pts.	P.M.	K	Inc. Tar. (%)	GWh	Mill.Pts.	P.M.	K	Inc. Tar. (%)	GWh	Mill.Pts.	P.M.	
1993	Eólico	0,85	0	81	978	12,13	0,85	-3	81	949	11,77	0,85	-2	81	930	11,53	0,85	-1	81	921	11,42	0,85	-1	81	911	11,30
	Hidrául.	0,85	0	2.953	35.616	12,06	0,85	-3	2.953	34.548	11,70	0,85	-2	2.953	33.857	11,46	0,85	-1	2.953	33.518	11,35	0,85	-1	2.953	33.183	11,24
	Residuos	0,88	0	656	6.873	10,48	0,88	-3	656	6.515	9,93	0,85	-2	656	6.311	9,62	0,85	-1	656	6.247	9,53	0,85	-1	656	6.185	9,43
	Cogen.	0,98	0	4.608	48.407	10,51	0,95	-3	4.608	45.278	9,83	0,90	-2	4.608	42.025	9,12	0,82	-1	4.608	38.118	8,27	0,82	-1	4.608	37.737	8,19
1994	Eólico	0,85	0	15	186	12,13	0,85	-3	15	181	11,77	0,85	-2	15	177	11,53	0,85	-1	15	175	11,42	0,85	-1	15	174	11,30
	Hidrául.	0,85	0	263	3.171	12,06	0,85	-3	263	3.076	11,70	0,85	-2	263	3.014	11,46	0,85	-1	263	2.984	11,35	0,85	-1	263	2.954	11,24
	Residuos	0,88	0	132	1.388	10,48	0,86	-3	132	1.316	9,93	0,85	-2	132	1.274	9,62	0,85	-1	132	1.261	9,53	0,85	-1	132	1.249	9,43
	Cogen.	0,98	0	1.403	14.740	10,51	0,95	-3	1.403	13.788	9,83	0,90	-2	1.403	12.797	9,12	0,82	-1	1.403	11.607	8,27	0,82	-1	1.403	11.491	8,19
1995	Eólico	0,85	0	121	1.468	12,13	0,85	-3	121	1.424	11,77	0,85	-2	121	1.395	11,53	0,85	-1	121	1.381	11,42	0,85	-1	121	1.367	11,30
	Hidrául.	0,85	0	230	2.779	12,06	0,85	-3	230	2.695	11,70	0,85	-2	230	2.641	11,46	0,85	-1	230	2.615	11,35	0,85	-1	230	2.589	11,24
	Residuos	0,88	0	132	1.388	10,48	0,86	-3	132	1.316	9,93	0,85	-2	132	1.275	9,62	0,85	-1	132	1.262	9,53	0,85	-1	132	1.249	9,43
	Cogen.	0,98	0	1.403	14.740	10,51	0,95	-3	1.403	13.788	9,83	0,90	-2	1.403	12.797	9,12	0,82	-1	1.403	11.607	8,27	0,82	-1	1.403	11.491	8,19
1996	Eólico	0,85	0	63	769	12,13	0,85	-3	123	1.446	11,77	0,85	-2	123	1.417	11,53	0,85	-1	123	1.402	11,42	0,85	-1	123	1.388	11,30
	Hidrául.	0,85	0	95	1.142	12,06	0,85	-3	187	2.187	11,70	0,85	-2	187	2.143	11,46	0,85	-1	187	2.121	11,35	0,85	-1	187	2.100	11,24
	Residuos	0,90	0	148	1.585	10,73	0,88	-3	227	2.312	10,18	0,86	-2	227	2.215	9,75	0,85	-1	227	2.167	9,54	0,85	-1	227	2.145	9,44
	Cogen.	1,00	0	1.123	12.040	10,72	0,98	-3	2.162	22.030	10,19	0,95	-2	2.162	20.818	9,63	0,90	-1	2.162	19.519	9,03	0,82	-1	2.162	17.705	8,19
1997	Eólico	K: Cof. de reducción amortización.					0,85	-3	351	4.127	11,77	0,85	-2	695	8.014	11,53	0,85	-1	718	8.198	11,42	0,85	-1	730	8.250	11,30
	Hidrául.	0,85	-3	143	1.678	11,70	0,85	-2	227	2.602	11,46	0,85	-1	227	2.576	11,35	0,85	-1	227	2.551	11,24					
	Residuos	0,90	-3	116	1.212	10,41	0,88	-2	185	1.845	9,97	0,88	-1	185	1.785	9,65	0,85	-1	185	1.747	9,44					
	Cogen.	1,00	-3	2.080	21.629	10,40	0,98	-2	3.577	35.715	9,98	0,95	-1	3.577	34.098	9,53	0,90	-1	3.577	31.969	8,94					
1998	Eólico						0,85	-2	698	8.048	11,53	0,85	-1	1.502	17.146	11,42	0,85	-1	1.538	17.381	11,30					
	Hidrául.						0,85	-2	110	1.261	11,46	0,85	-1	193	2.191	11,35	0,85	-1	193	2.169	11,24					
	Residuos						0,90	-2	24	245	10,20	0,88	-1	45	444	9,87	0,86	-1	45	430	9,55					
	Cogen.						1,00	-2	1.480	15.079	10,19	0,98	-1	2.450	24.218	9,88	0,85	-1	2.457	23.280	9,44					
1999	Eólico						0,85	-1	524	5.982	11,42	0,85	-1	980	11.075	11,30										
	Hidrául.						0,85	-1	49	556	11,35	0,85	-1	85	955	11,24										
	Residuos						0,90	-1	584	5.897	10,10	0,88	-1	1.015	9.921	9,77										
	Cogen.						1,00	-1	529	5.336	10,09	0,98	-1	1.143	11.185	9,79										
2000	Eólico						0,85	-1	588	6.845	11,30															
	Hidrául.						0,85	-1	107	1.202	11,24															
	Residuos						0,90	-1	189	1.889	10,00															
	Cogen.						1,00	-1	269	2.686	9,99															
TOTAL	Eólico	280	3.401	12,13	691	8.126	11,77		1.733	19.981	11,53			3.084	35.203	11,42			4.176	47.192	11,30					
	Hidrául.	3.541	42.708	12,06	3.777	44.183	11,70		3.970	45.519	11,46			4.102	46.562	11,35			4.245	47.703	11,24					
	Residuos	1.068	11.234	10,51	1.264	12.671	10,02		1.357	13.164	9,70			1.962	19.065	9,72			2.582	24.816	9,61					
	Cogen.	8.538	89.928	10,53	11.657	116.512	10,00		14.634	139.231	9,51			16.133	144.501	8,96			17.033	147.544	8,66					
Total		13.428	147.272	10,97	17.389	181.492	10,44		21.694	217.895	10,04			25.281	245.331	9,70			28.036	267.255	9,53					

Apartado económico

Dada la velocidad media del viento, es necesario establecer los coeficientes de potencia y la distribución del viento para obtener la energía producida por un aerogenerador.

Según los datos obtenidos con la hoja de cálculo, la producción total durante un año es 898.625 kWh, lo que implica unos ingresos por venta de energía a red de 10.010.697 pts., a razón de 11,14 pts/kWh. Los gastos mantenimiento y operación de cada aerogenerador se han estimado en 600.000 pts anuales, con lo que se obtiene unos ingresos anuales de 9.410.697 pts.

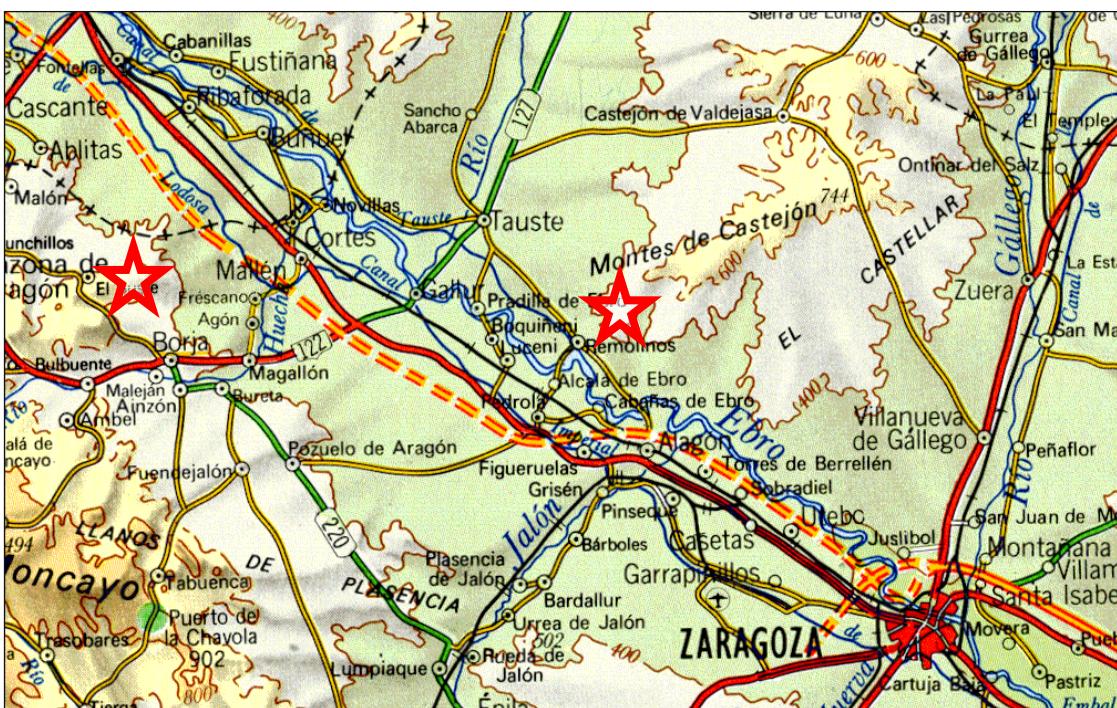
VAN = 4439893

TIR = 5,865

Periodo de recuperación = 7,36 años

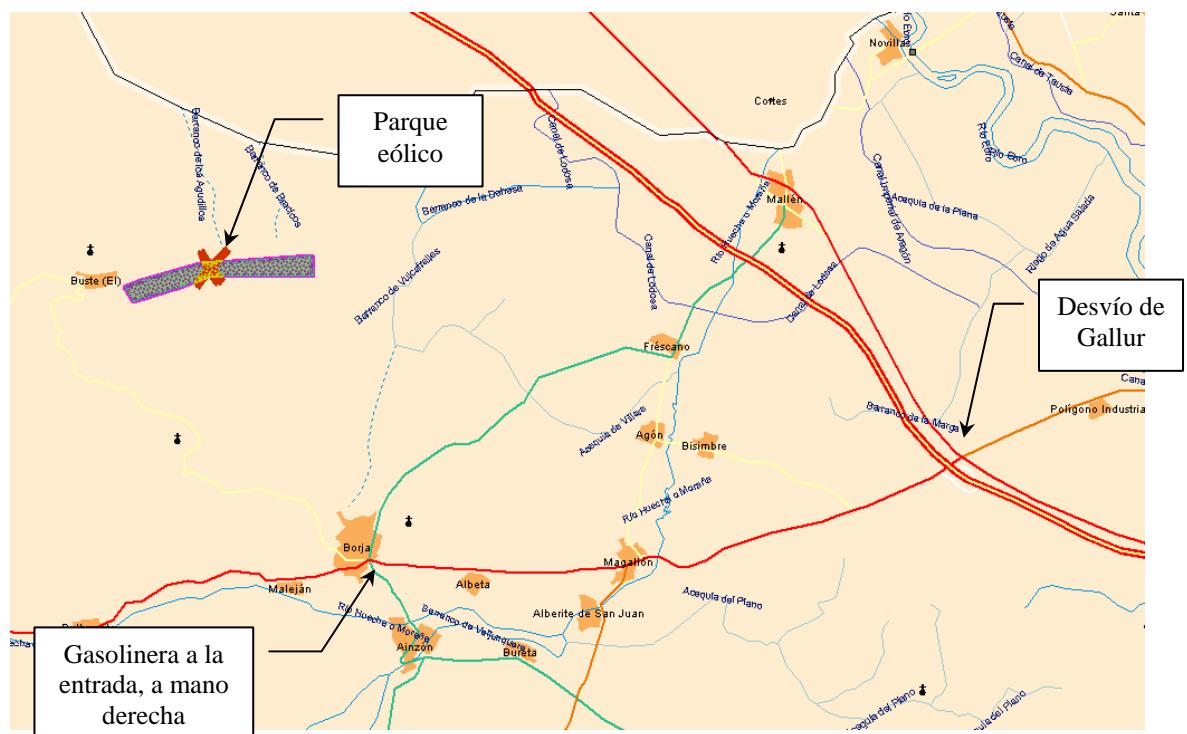
A partir de estos resultados podemos observar una clara rentabilidad de la instalación, que se tendría que contrastar con estudios más precisos y con un presupuesto detallado. El número de aerogeneradores vendrá limitado por la disponibilidad de terreno y por la limitación de la financiación.

Anexo: Visita a los parques eólicos de Borja y Remolinos.



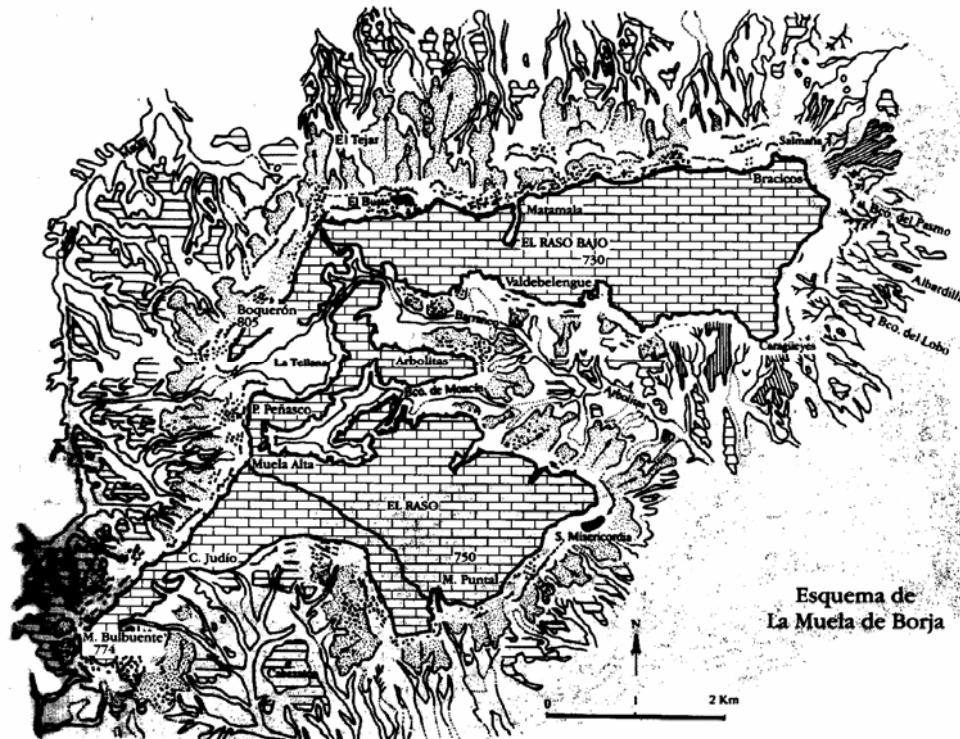
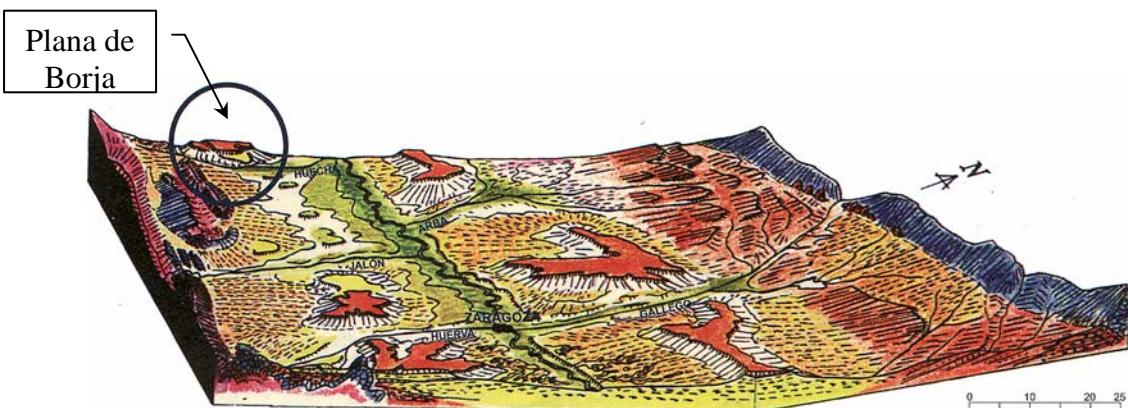
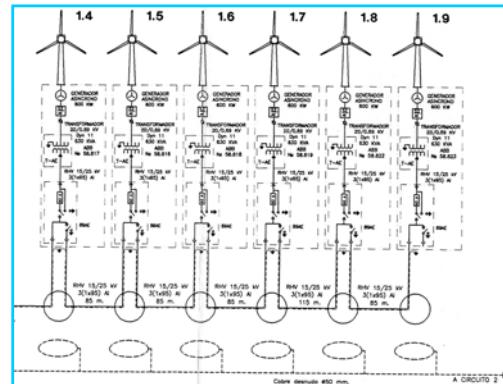
PARQUE EÓLICO DE BORJA

- 9:30 Salida desde el aula 23 del Centro Politécnico Superior. Tomaremos la autopista que pasa al lado del CPS en dirección Madrid y a los 2 km nos saldremos hacia la carretera de Logroño.
A unos 65 km de la salida, tomaremos el *desvío de Gallur* (hay que estar atentos pues el desvío no está señalado con suficiente antelación, si llegáis a Mallén es que os lo habéis pasado). En la salida hay que coger *dirección a Borja* (dirección en contra a Gallur).
- 10:30 En la entrada a Borja, hay una gasolinera a mano derecha en donde nos reagruparemos para ir juntos al parque.
Una vez en Borja, girar a la izquierda en la bifurcación hacia Soria y a unos 200 m del cruce, coger a mano derecha la carrera que va al Santuario de la Misericordia. Una vez pasado el monasterio, a unos 4 km veréis un repetidor de televisión, justo antes de llegar al mirador de El Buste (si llegáis al pueblo de El Buste, hay que retroceder unos 500 m).
- 11:00 Tomar el camino de tierra que va al repetidor y llegar al parque de Borja. Allí, Santiago Gregorio, director de Centrales Eólicas Aragonesas S.A., nos comentará algunos aspectos del parque eólico.



CARACTERISTICAS GENERALES DEL PARQUE BORJA

- SITUADO EN LA MUELA DE BORJA, A 730 m DE ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR
- ACTUALMENTE COMPUESTO POR 27 AEROGENERADORES DE 600kW DE POTENCIA
- LA POTENCIA TOTAL INSTALADA ES DE 16.2 MW Y LA PRODUCCIÓN MEDIA ANUAL ES DE 45000 MW.hora

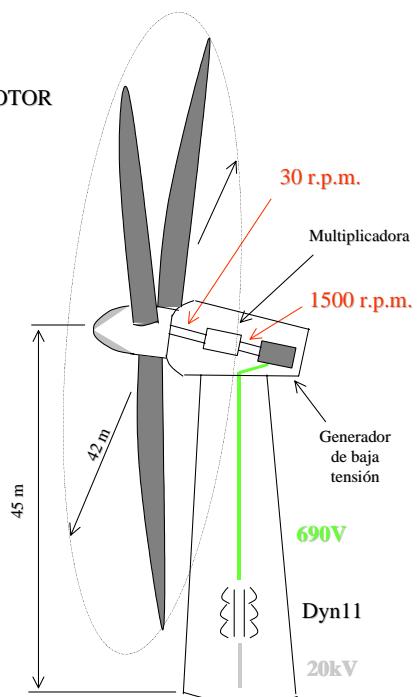


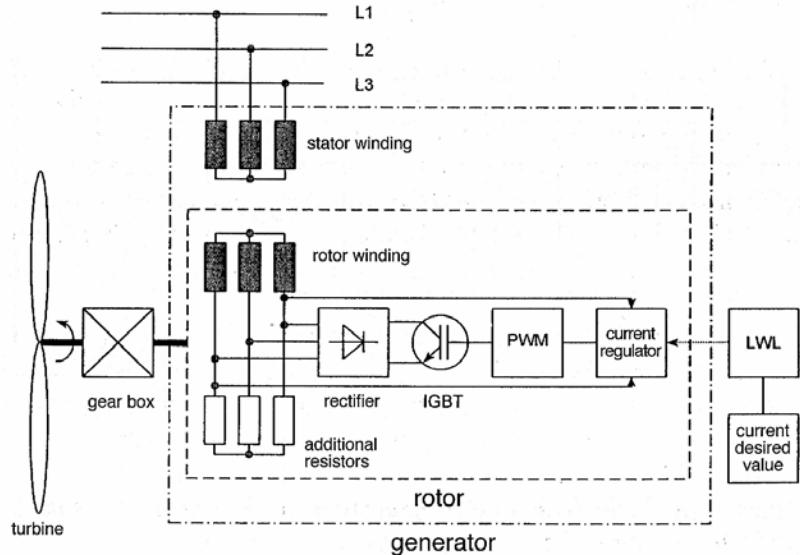
El parque de Borja está constituido por 27 aeroturbinas Vestas de 600 kW y 42 m de diámetro con una potencia nominal cada una de 600 kW. Los aerogeneradores tienen un sistema hidráulico para ajustar el paso de palas o *pitch* y conseguir mejor rendimiento aerodinámico en todos los regímenes de viento. Además, de esta forma se puede limitar de una forma más precisa la potencia frente a vientos por encima de 15 m/s que las máquinas de paso fijo.

Otra característica de estos aerogeneradores es la utilización de un generador asíncrono de rotor bobinado. Un módulo conectado a los anillos rozantes del generador puede incrementar la resistencia rotórica y de esta forma aumentar el deslizamiento (velocidad) del generador. Con este sistema se obtiene un comportamiento más suave frente a ráfagas y a perturbaciones como las sobrepresiones que se producen en el frente de la torre y que se traducen en un decremento del par de la turbina cuando pasa una pala por delante de la torre. El control del aerogenerador mantiene la resistencia rotórica adicional tan baja como es posible para evitar pérdidas excesivas en la resistencia exterior.

CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES

- GENERADOR TRIFÁSICO ASINCRONICO CON ROTOR BOBINADO. MODELO VESTAS V42
- POTENCIA NOMINAL 600kW
- TENSIÓN NOMINAL 690V
- INTENSIDAD A PLENA CARGA 571A
- DIAMETRO DEL ROTOR 42 m
- VELOCIDAD DEL EJE DEL ROTOR 30 r.p.m
- VELOCIDAD DE SINCRONISMO 1500 r.p.m.
- VELOCIDAD NOMINAL 1575 r.p.m.
- TRANSFORMADOR 20/0.69 kV.
MODELO ABB.





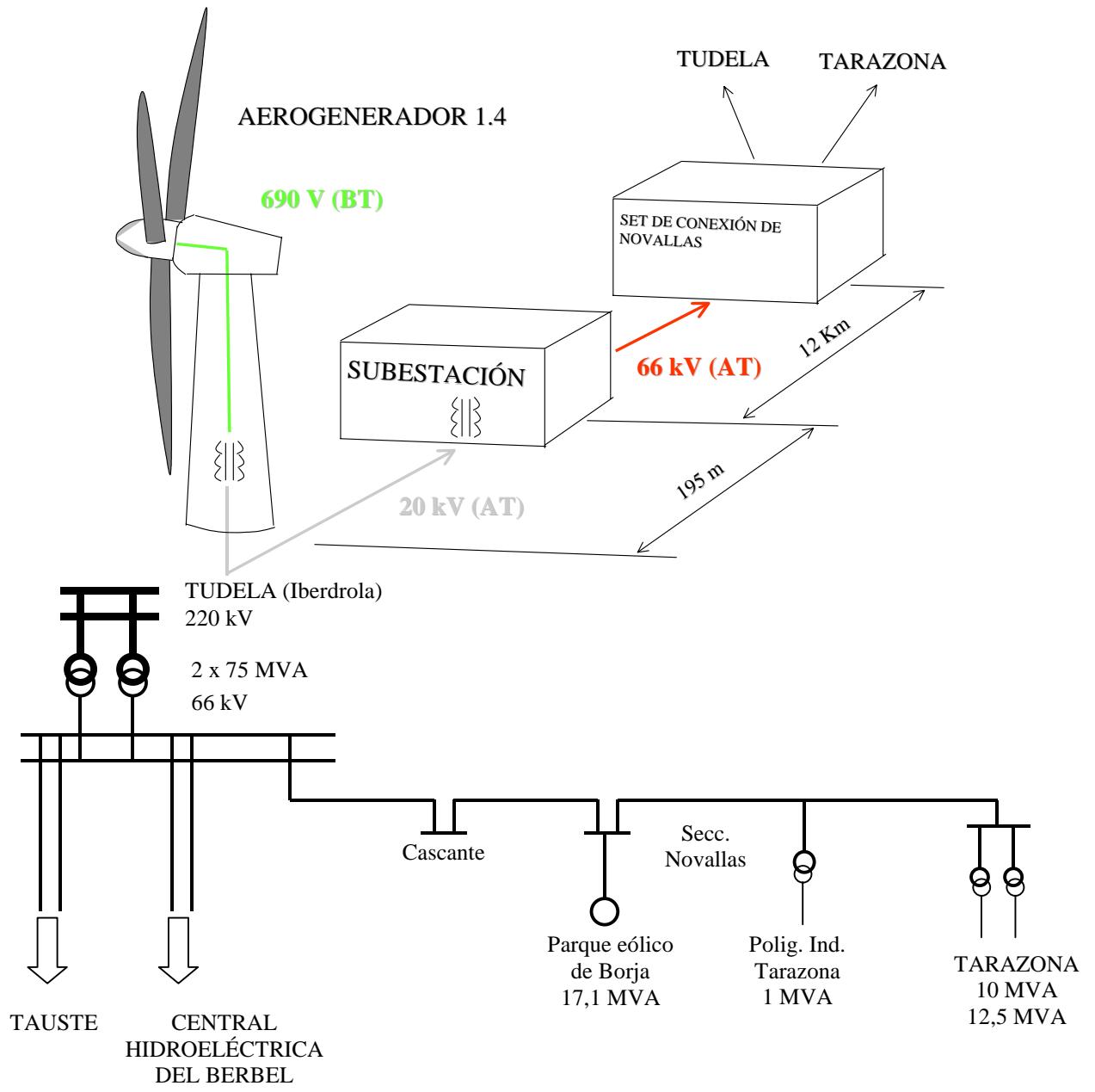
Regulación del deslizamiento de una turbina eólica utilizando un generador asíncrono con anillos rozantes y resistencias adicionales.

CONEXIÓN A RED DEL PARQUE EÓLICO DE BORJA

Las aeroturbinas de Borja se conectan a la red eléctrica a través de la subestación del parque. La transmisión de energía entre los aerogeneradores y la subestación se produce a 20 kV mediante cables unipolares aislados para evitar pérdidas. En la subestación se transforma a 66 kV y mediante una línea aérea se conecta a la subestación de Novallas.

Las protecciones están taradas de forma que si la tensión disminuye a un 85% durante más de 0,5 s, se dispara. Cuando se produce una sobretensión del 10% sobre la nominal, hay una apertura instantánea del interruptor. La frecuencia debe estar entre 49,5 y 50,5 Hz, y la tensión homopolar no debe superar en la línea 18000 V durante 0,5 s.

La protección contra cortocircuitos se obtiene mediante un relé de sobreintensidad trifásica tarado al 110 % de la intensidad nominal como una curva de disparo normalmente inversa de 0,05 s. La regulación instantánea es 11,8 veces la intensidad nominal y el retardo del disparo es 0,01 s. Otros posibles defectos pueden ser detectados en caso que se mida una sobreintensidad en el transformador de 15 A, con curva de disparo normalmente inversa de 0,05 s.



PARQUE EÓLICO DE PUNTAZA DE REMOLINOS



12:00 (aproximadamente) Salida hacia el parque de Remolinos. Volvemos a Borja y tomamos la dirección hacia Gallur/Tauste. Justo antes de llegar a Tauste tomamos la carretera a Remolinos y nos agrupamos en la gasolinera que hay en Remolinos.

- 12:40 Subimos al parque eólico de Remolinos por la carretera que va a las minas de Pura Sal S.A.

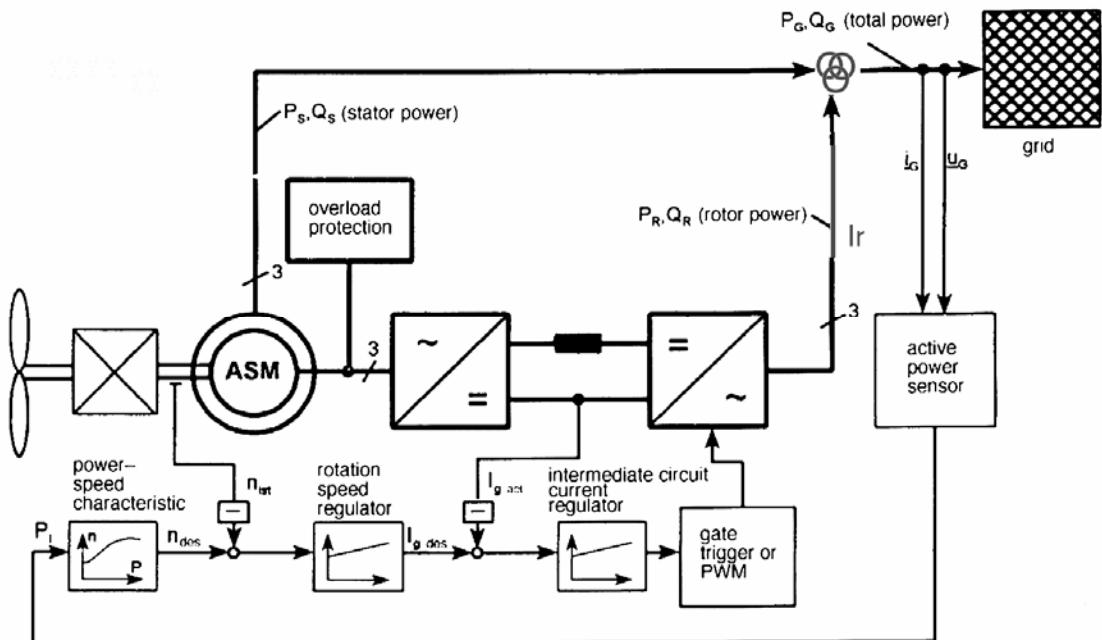


CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES

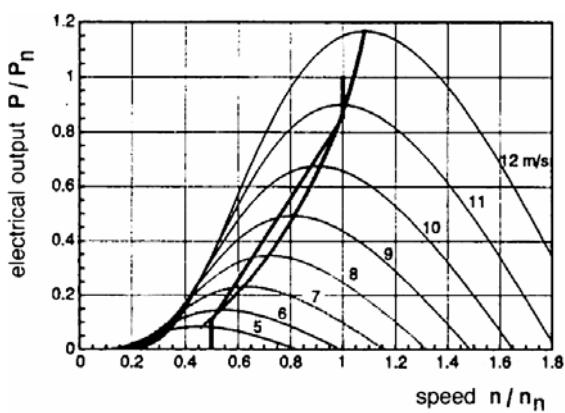
En Remolinos están instaladas en la actualidad quince máquinas de 648 kW y 42 m de diámetro y tres máquinas de 660 kW y 47 m de diámetro. Estas turbinas se conectan a la subestación del parque a través de circuitos de 20 kV.

Los aerogeneradores instalados en Remolinos son similares a los instalados a Borja. Las mayores diferencias están en el control de la máquina, que tiene tecnología INGECON W (Bilbao). En estas máquinas, la resistencia variable que se conectaba al rotor en las máquinas Vestas se ha sustituido por un conversor electrónico que puede inyectar y extraer energía del rotor.

Con el conversor de potencia conectado entre los anillos rozantes y el devanado terciario del transformador del aerogenerador, se incrementa el rango de velocidades de giro de la turbina y se obtiene un mayor rendimiento aerodinámico (ya que se puede ajustar dentro de un mayor rango la velocidad de giro) y eléctrico (ya que la energía que se disipa en resistencias en las máquinas de Borja aquí se devuelve a la red). Con vientos bajos, la máquina gira por debajo de la velocidad de sincronismo (1500 rpm), siendo necesario inyectar corrientes en el rotor para que la máquina de inducción funcione en modo generador. Con velocidades de viento elevadas, el conversor extrae potencia del rotor y se alcanzan velocidades por encima de la nominal.



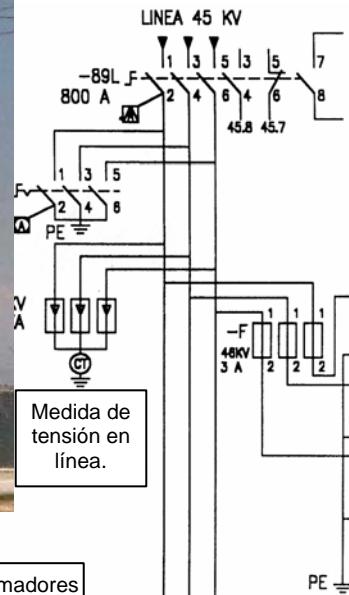
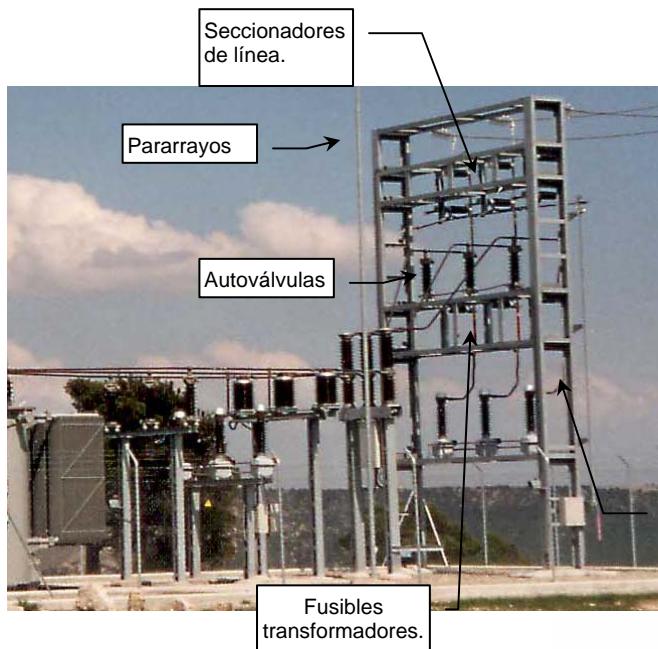
El control del paso de palas se realiza de una forma similar a las turbinas de Borja. Los parámetros de la regulación de las máquinas se han ido ajustando a las características propias del parque para obtener la máxima producción en cada régimen de viento.



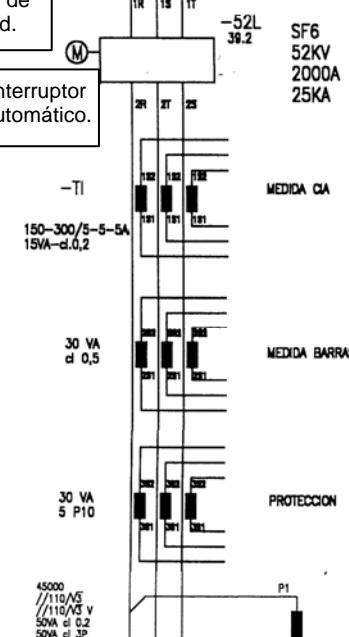
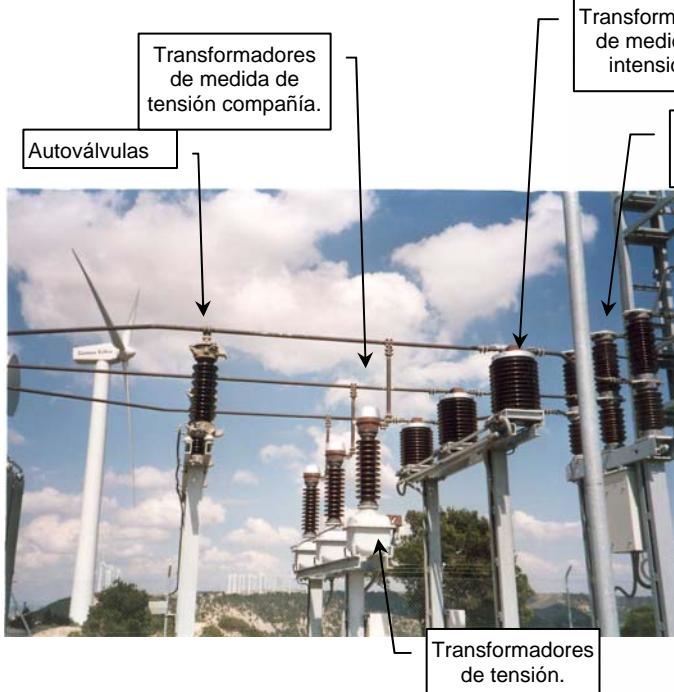
CONEXIÓN A RED DEL PARQUE EÓLICO DE REMOLINOS

Las aeroturbinas de Remolinos se conectan a la red eléctrica a través de la subestación del parque. La transmisión de energía entre los aerogeneradores y la subestación se produce a 20 kV mediante cables unipolares aislados para evitar pérdidas. En la subestación se transforma a 45 kV y mediante una línea aérea se conecta a la subestación de Figueruelas y al parque eólico de Pola. La potencia total instalada en el parque es 11,7 MW.

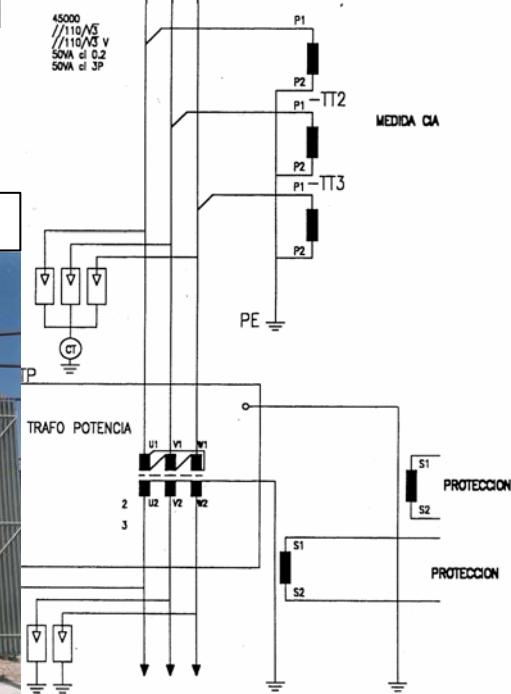
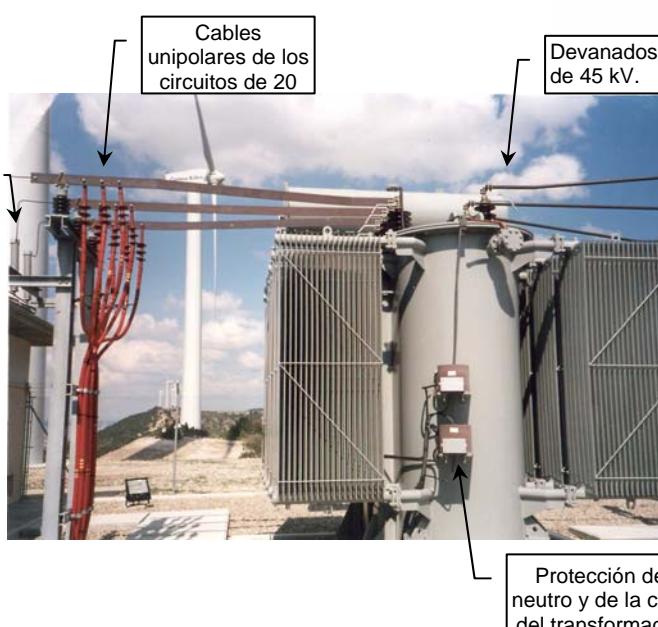




Seccionador de línea



Interruptor de línea



Protección del neutro y de la cuba del transformador.

Anexo: Bibliografía sobre energía eólica

Libros

- Principios de conversión de la Energía Eólica. Serie ponencias. CIEMAT, 1997. Varios Autores. Libro básico, de referencia, en español.
- Spera, D.A. (May 1994). Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. Fairfield, NJ: American Society of Mechanical Engineers; 700 pp. Libro básico, de referencia, en inglés.
- Heier, Siegfried. "Grid integration of wind energy conversion systems". John Wiley & Sons Ltd. El mejor libro sobre la parte eléctrica de los aerogeneradores.
- AWEA Directory of Industry Members 2000. Es un libro con una lista de todas las compañías que se dedican (total o parcialmente) a cualquier aspecto de las energías renovables en EE.UU.
- Guide to UK Renewable Energy Companies 1999. Editorial James & James. ETSU for dTI (Publicado por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido). Es un libro con una lista de todas las compañías que se dedican (total o parcialmente) a cualquier aspecto de las energías renovables en el Reino Unido.
- Atlas Eólico de Aragón. CIRCE. Colección de Datos Energéticos de Aragón. Edita Gobierno de Aragón. 1995.
- Freris, L.L. "Wind energy conversion systems". Prentice Hall. 1998. No tengo información sobre él (todavía).

La asociación americana de energía eólica (AWEA) tiene una lista completa (pero sólo actualizada hasta 1995) de libros en http://info.nrel.gov/research/wind/wind_bib.html. Los libros publicados por la asociación americana están listados en <http://www.awea.org/pubs/orderpl.html>.

Cursos multimedia

- Asociación Danesa de la Energía Eólica. <http://www.windpower.dk>
- Curso de Energías Renovables. UNED e IDAE, 1998. (en CD-ROM)
- Curso de la Universidad de Monfort <http://www.iesd.dmu.ac.uk/~slb/table0.html>

Otros recursos en Internet

> Anemómetros YOUNG
<http://kermit.traverse.com/commerce/rmyoung/rmyprod1.htm>

> Asociación Americana de la Energía Eólica (AWEA)
<http://www.awea.org>

>Ciemat
<http://www.nemw.org/uschpa/>

>Cogeneración USA
<http://rongo.ce.jhu.edu/eighthusncwe/>

- > Comentarios sobre algunos libros de energía eólica
<http://rotor.fb12.tu-berlin.de/literatur.html>
- > CREST, organización que publica una revista sobre energía renovables gratuita (se envía por correo electrónico).
<http://solstice.crest.org/renewables/wind-intl/index.html>
- > Curso de la Universidad de Monfort
<http://www.iesd.dmu.ac.uk/~slb/table0.html>"
- > Datos de una turbina eólica en tiempo real
<http://www.wpsenergy.com/Windmill/>
- > News - Browse Group Results
http://x2.dejanews.com/=dnt_kl/bg.xp?level=news"
- >DEWI German Wind Energy
<http://www.dewi.de/dewi/dewi.html>
- > Energua, una web muy buena sobre energía en general, con secciones específicas de energías renovables.
<http://www.energia.es/>
- > Fotos de turbinas eólicas
<http://www.afm.dtu.dk/wind/turbines/gallery.htm>"
- >Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
<http://www.idae.es/pages/default.asp>
- > International Wind Engineering Forum
<http://www.tamura.arch.t-kougei.ac.jp/IWEF/guide/index.html>
- > Enlaces recomendados por la revista Windpower
<http://www.wpm.co.nz/windweb.htm>
- >NWTC Wind Turbines
<http://www.nrel.gov/wind/turbines.html>
- > Página personal de Paul Gipe, autor de varios libros sobre energía eólica
<http://rotor.fb12.tu-berlin.de/personen/paul.html>"
- >Pequeños aerogeneradores
<http://www.ndsu.nodak.edu/ndsu/klemen/>
<http://www.windpower.com>
- >Sustainable Energy - WWW Links
<http://www.newenergy.org/newenergy/links.html>
- >Sustainable Energy Engineering
<http://www.egi.kth.se/msc/>

>The Canadian Sustainable Energy Web Site
<http://www.newenergy.org/newenergy/>

>University of Reading - Energy Group
<http://www.rdg.ac.uk/mech/energygp/>

>Wind Energy Frequently Asked Questions
<http://www.windpower.dk/faqs.htm>

>Wind Engineering conf. 1999
<http://www.danmar.dk/icwe99/overview.html>

>Wind Engineering Research Center
<http://www.wind.ttu.edu/>

>World Meteorological Organization
<http://www.wmo.ch/>

DEWI, Deutsches Wind Energie-Institut- Wind Energy made in Germany
<http://www.dewi.de/>

Enron Wind Corp. - wind turbine manufacturer, wind project developer.
<http://www.wind.enron.com/>
LAST_MODIFIED="944565091">

LM Glasfiber A-S
<http://www.lm.dk/>

Molinos de viento TARRAGO
<http://www.ctv.es/tarrago/cuadro10.html>

Risø- VEA - European Wind Atlas
<http://130.226.52.108/>

The Institute of Energy and Sustainable Development
<http://www.iesd.dmu.ac.uk/>

Wind Energy Projects in the U.S
<http://www.awea.org/projects/index.html>

LISTAS DE CORREO

Grupo dedicado a la generación dispersa, es decir, a centrales eléctricas no convencionales, de pequeño tamaño y generalmente conectadas a redes de distribución (no de transporte). Es decir, centrales de cogeneración, eólicas y minihidráulicas.

<http://www.egroups.com/list/distributed-generation>

El grupo a continuación está especializado en energía eólica y está moderado por la asociación americana de energía eólica, AWEA.

<http://www.yahoogroups.com/list/awea-wind-home>

Además, la AWEA publica la revista Wind Energy Weekly. Una versión reducida se manda por correo electrónico y es necesario apuntarse en <http://www.awea.org> o en <http://groups.yahoo.com/group/awea-wind-home>

Red de noticias sobre energías renovables. Para suscribirse a alguna de la listas, hay que enviar un mail a

Environmental Review <mailto:er-list@rnn.com>,

Solar Utilities mailto:solar_utilities@rnn.com

Building Energy 2000 - NESEA/Yale <mailto:be2-subscribe@egroups.com>

Solar Energy Industries Association <mailto:seia-subscribe@topica.com>

Green Building Alliance Northeast <mailto:gbane-subscribe@egroups.com>

Energías, una revista en español.

<http://www.tecnipublicaciones.com/amdpress/>

Otra revista sobre energías renovables, en español.

<http://www.energiasrenovables-larevista.es>

REVISTAS EN PAPEL

Hay algunas revistas que se pueden consultar de forma gratuita a través de internet. Las revistas marcadas con una _ se pueden encontrar en la biblioteca del Centro Politécnico Superior de la Universidad de Zaragoza o en el Dpto. de Ingeniería Eléctrica. Las marcadas con _no están accesibles salvo a través de préstamo interbibliotecario. El formulario para pedir los artículos desde Internet se encuentra en http://155.210.30.30/servlets/cgiHtm?pagina=/pf_foto.htm.

Las revistas más interesantes a mi entender son (de mayor a menor preferencia):

- _ *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Esta revista está disponible en la biblioteca. Tiene artículos científicos de alto nivel sobre energías renovables.
- _ *Wind Energy*. CIRCE está suscrito a la revista.

- _ *Dewi magazine*. Esta revista es muy interesante porque contiene artículos científicos apoyados en datos reales. Es menos teórica que Wind Energy, pero presenta más estudios con datos medidos. CIRCE recibe la revista.
- _ *Wind Engineering*. Esta revista tiene gran tradición y los artículos son de muy alto nivel. En el departamento de ingeniería eléctrica tenemos números desde finales del año 1999 / 2000.
- _ *Wind Energy Weekly*. Está publicada por la asociación americana de energía eólica (AWEA). Hay una versión gratuita de esta revista, reducida que se envía por correo. Para apuntarse a esta revista, visitar la página de internet <http://www.yahoogroups.com/list/awea-wind-home>.
- _ *Wind Power Monthly* contiene artículos de nivel técnico-divulgativo. Aunque su nivel científico no es muy elevado, es una revista con amplia difusión e informa de los nuevos productos que son lanzados al mercado.
- _ *New Energy*. Es la revista de la asociación alemana de energía eólica. Los artículos son técnicos-divulgativos.
- _ *New Review*. Es la revista publicada por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido (dTI), a través de la Unidad de Apoyo a la Tecnología Energética (ETSU). Su enfoque es técnico-divulgativo y se puede acceder a través de internet.
- _ *Wind Directions*. Es la revista publicada por la asociación europea de Energía Eólica (EWA). Su enfoque es técnico-divulgativo y cuesta 5.300 pts anuales.

Otras revistas de interés secundario y que no están disponibles en la Universidad de Zaragoza son:

- _ *Wind Stats*. Se basa en estadísticas que, en principio y para nuestra línea de trabajo, no son muy interesantes.
- _ *Wind Power Notes*. El precio de esta revista, 122.888 pts por año más impuestos, la hace poco interesante. En la revista que tienen de muestra aparecen muchos datos y estadísticas pero pocos artículos científico-técnicos.

Puede ser interesante para comparar producciones en distintos emplazamientos y disponibilidades de distintas máquinas.

- _ Renewable energy bulletin, Energy and Environment y Biomass Bulletin.
- _ Renewable Energy World. Por el momento no tengo mucha información sobre esta revista.

IEEE Transactions on Energy Conversion

Esta revista trimestral está disponible en la biblioteca. Cubre aspectos eléctricos de energías renovables (además de otros temas). La dirección de internet es http://www.ieee.org/organizations/pubs/pub_preview/ec_toc.html, en dónde se puede ver el “abstract” o resumen de los artículos publicados..

También hay otras revistas del IEEE en donde aparecen artículos relacionados o aplicables a la energía eólica (siempre desde el punto de vista eléctrico), como el IEEE Trans. Power Systems, IEEE Trans. Ind. Electron., IEEE Trans. Ind. Appl., IEEE Power Delivery y las revistas IEE.

Wind Energy

El CIRCE está suscrito a la revista desde 1998. Es una revista sobre energía eólica con tratamiento científico, con artículos de nivel técnico elevado. Esta revista es de nueva aparición (el número 1 es de septiembre de 1998) y de aparición trimestral (aproximadamente).

La dirección de Internet es http://www3.interscience.wiley.com/_journalfinder.html, donde se puede conseguir una clave con acceso limitado a algunos artículos.

DEWI MAGAZIN

Es la revista del Instituto Alemán de Energía Eólica (DEWI), una de las instituciones más importantes en la energía eólica junto al Riso danés y la AWEA americana. Este revista combina algunos artículos con tratamiento puramente científico, con otros de nivel técnico-científico. Es muy interesante esta revista porque tiene bastantes artículos respaldados con datos reales de instalaciones. Su publicación comenzó en agosto de 1992 (lo cual es decir bastante de una revista sobre la energía eólica).

Los artículos vienen en alemán y en la lengua materna del autor (normalmente inglés o español). La dirección de Internet del DEWI es www.dewi.de, donde aparece poca información dada la entidad de la institución.

Wind Engineering

Esta revista con mayor tradición que trata aquellos aspectos en los que el viento tiene una influencia. La revista es bimensual. La revista trata casi en exclusiva sobre la

energía eólica (especialmente en la aerodinámica, aunque también hay bastantes artículos sobre la parte eléctrica). De vez en cuando aparece algún artículo sobre el efecto del viento sobre estructuras -edificios, puentes, etc.-, especialmente en las revistas antiguas (anteriores a 1996). Es una de las pocas revistas sobre energía eólica con tratamiento científico, con artículos de nivel técnico muy elevado y la estructura habitual de “Abstract”, “Conclusions” y “References”. El mismo editor publica las revistas **“Biomass Bulletin”**, **“Renewable energy bulletin”**, **“Energy and Environment”**.

WindPower Monthly & WindStats Newsletter.

El CIRCE está suscrito a la revista Wind Power Monthly desde 1998. El tratamiento de los artículos es técnico-divulgativo, con publicidad. Al final de la revista viene un cupón preparado para pedir más información sobre cualquier anunciate que aparezca en la revista.

WindStats es un suplemento disponible para los subscriptores de WindPower Monthly. Es una publicación cuatrimestral con datos de generación eólica en Dinamarca, Alemania, Holanda, Suiza, Bélgica y América. Los datos también se pueden conseguir en soporte magnético.

Las direcciones de Internet de estas revistas contienen enlaces interesantes y un calendario con los próximos eventos eólicos (congresos, simposiums, etc).

<http://www.wpm.co.nz/>
<http://windpower-monthly.com/>
<http://www.gridwise.com/windstats/>

Wind Energy Weekly.

Wind Energy Weekly es la revista semanal de la asociación americana de energía eólica (American Wind Energy Association. La dirección de Internet es <http://www.awea.org/wew/index.html>.

Esta revista está disponible también en formato electrónico, de forma gratuita, como publicación educativa para personas y organizaciones sin interés comercial. La versión electrónica contiene sólo resúmenes de la versión impresa sobre temas que tienen un interés a largo plazo, y está retrasada respecto la versión impresa dos meses. Para apuntarse, ir a la dirección <http://www.yahoogroups.com/list/awea-wind-home>

Wind Directions. Magazine of the European Wind Energy Association.

Revista de publicada por la Asociación Europea de Energía Eólica (EWA). Está dedicada sólo a la energía eólica y el tratamiento suele ser técnico-divulgativo, con publicidad (no es un enfoque totalmente científico, como puede ser las revistas IEEE).

Las revistas a partir de noviembre de 1999 se pueden consultar en <http://www.ewea.org/src/directions.htm> (la revista se comenzó a publicar en noviembre de 1978).

La dirección de Internet es www.ewea.org, la dirección de correo electrónico es ewea@ewea.org y la de correo tradicional:

New Energy.

Esta revista se ha comenzado a publicar desde Enero de 1999. Como curiosidad, en el primer número salía el parque de Remolinos en la portada. Está publicada por el asociación alemana de energía eólica, Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)". Está dedicada sólo a la energía eólica y el tratamiento suele ser técnico-divulgativo, con publicidad (no es un enfoque totalmente científico, como puede ser las revistas IEEE).

La dirección de Internet es www.wind-energie.de y la dirección de correo electrónico es NE-BWE@t-online.de. http://www.wind-energie.de/englisch/new_energy_form.html es la dirección en donde se puede encontrar un cupón para suscribirse.

New review. The quarterly Newsletter for the UK New and Renewable Energy Industry.

Revista de publicada por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido (dTI), a través de la Unidad de Apoyo a la Tecnología Energética (ETSU). Está dedicada a las fuentes no convencionales de energía, con especial incapié en las energías renovables. El enfoque es técnico-divulgativo.

Las revistas a partir de julio de 1996 se pueden consultar gratuitamente en la dirección <http://www.dti.gov.uk/NewReview/index.html>.

Wind Power Notes.

Es la revista profesional de la asociación danesa de fabricantes de turbinas (WindPower), disponible sólo para subscriptores. La dirección de Internet es <http://www.windpower.dk/publ/>. Aunque no es posible tener acceso a la revista gratuitamente, es interesante darse una vuelta por la página web de la asociación danesa y ojear el interesante curso multimedia que tiene.

Independent Energy magazine

Internet: <http://www.independentenergy.com/>
<http://rotor.fb12.tu-berlin.de/magazine/iem2.html>

"Renewable Energy", de la editorial "Elsevier"

Tratamiento técnico-divulgativo.
<http://www.elsevier.co.jp/inca/publications/store/9/6/9/>

Journal of Wind Engineering (Japan Association for Wind Engineering).

Esta revista está publicada en japonés y se centra en el efecto del viento sobre edificios y estructuras. El índice de contenidos es accesible a través de Internet en la dirección <http://wwwsoc.nacsis.ac.jp/jawe/journal/index-e.html>.

Normas

Algunas de las normas específicas sobre energía eólica son:

Norma IEC 61400-12 Edition 1 (1998) Part 12: Wind turbine power performance testing.

Standard Procedures for Meteorological Measurements at a Potential Wind Turbine Site. (1986). AWEA Standard: AWEA 8.1-1986. Alesandria, VA: American Wind Energy Association; 18 pp.

Design Criteria Recommended Practices: Wind Energy Conversion Systems (1988). AWEA 3.1 – 1988. Arlington, VA: American Wind Energy Association; 25 pp.

Standard Performance Testing of Wind Energy Conversion Systems. (1988). AWEA Standard: AWEA 1.1-1988. Arlington, VA: American Wind Energy Association; 32 pp.

Recommended Practices for Wind Turbine Testing: 7. Quality of Power. Single Grid-Connected WECS; 1. Edition 1984. (1984). Edited by L.J. Ballard, and R.H. Sivansborough; 24 pp. Submitted to the Executive Committee of the International Energy Agency Program for Research and Development on Wind Energy Conversion Systems.

Recommended Practice for the Siting of Wind Energy Conversion Systems. (1993). AWEA Standard: AWEA 8.2-1993. Washington, DC: American Wind Energy Association.

Wind Energy Conversion Systems Terminology. (1985). AWEA Standard 5.1-1985. Alexandria, VA: American Wind Energy Association; 11 pp.

Wind Turbines: Performance Test Codes. (1989). ASME/ANSI PRC 42-1988. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers; 61 pp.