

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

SENSORES UTILIZADOS EN ENERGÍA EÓLICA



Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza

Joaquín Mur Amada

INDICE

1	INTRODUCCIÓN A LOS SENSORES.....	1
1.1	SENSORES Y TRANSDUCTORES	1
1.2	LAS MEDIDAS	4
1.2.1	Características estáticas.....	5
1.2.2	Características dinámicas.....	5
1.3	CRITERIOS GENERALES DE SELECCION DE UN SENSOR.....	5
1.3.1	La medida.....	5
1.3.2	El sistema de datos	6
1.3.3	El diseño	6
1.3.4	Disponibilidad.....	7
1.3.5	Costo.....	7
1.3.6	Rango.....	7
1.3.7	Exactitud.....	8
1.3.8	Respuesta dinámica	8
1.3.9	Entrada.....	8
1.3.10	Salida.....	8
1.3.11	Estabilidad.....	8
1.3.12	Ambiente	8
1.3.13	Aislamiento	8
1.3.14	Funcionamiento	8
1.3.15	Fiabilidad	9
2	MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO: ANEMÓMETROS	10
2.1	INTRODUCCIÓN	10
2.2	TIPOS DE ANEMÓMETROS	11
2.2.1	De rotación.....	11
2.3	OTROS ANEMÓMETROS	13
2.3.1	Medida de la dirección del viento.....	14
2.3.2	Medida de la temperatura	15
2.3.3	Medida de la presión atmosférica	16
2.4	MEDICIONES DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN LA PRÁCTICA	16
2.4.1	Calibración del anemómetro	18
2.4.2	Fallos comunes.....	19
2.4.3	¿Qué mástil elegir?	20
2.4.4	Erigir la torre	23
2.5	EL REGISTRADOR DE DATOS ('DATA LOGGER').....	23
2.6	CONDICIONES ÁRTICAS	25
2.7	MEDIAS DE 10 MINUTOS.....	25
2.8	DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES	26
2.8.1	Efecto de la estela en un aerogenerador.	27
2.8.2	Distribución en planta del parque	27
2.9	FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LAS MEDIDAS.....	29
2.10	MONITORIZACIÓN Y SISTEMAS DE SEGURIDAD.....	30
2.10.1	Anemómetros en los aerogeneradores.....	30
2.10.2	Sensores de vibración	31
2.10.3	Vigilancia de la red eléctrica y protección contra rayos.....	32
2.10.4	Cortocircuitos	32
2.10.5	Sobrevelocidades	33
2.10.6	Sobretemperaturas.....	33
2.10.7	Telemando y vigilancia.....	33
2.10.8	Predicción de fallos	34
3	BIBLIOGRAFÍA	36

SENSORES METEOROLÓGICOS UTILIZADOS EN ENERGÍA EÓLICA

1 Introducción a los sensores

El gran desarrollo de la Electrónica a partir de la Segunda Guerra Mundial y la necesidad de realizar medidas cada vez más automatizadas y exactas para la mejora de la producción, ha hecho que se desarrollen en gran manera la toma de medidas de magnitudes no eléctricas a través de medios eléctricos. Esto permite un mayor control de la producción y una más amplia información de todos los procesos productivos.

Si en un primer momento los aparatos de medida eran puramente mecánicos (metro, pesas, transportador de ángulos, etc.) en una segunda etapa empezaron a emplearse cada vez más los electromecánicos, en los que el indicador era mecánico (aguja) pero el elemento detector de la magnitud llevaba elementos eléctricos, para finalmente llegar a los equipos de hoy en día que el indicador acaba siendo digital y también lo es una buena parte de las etapas de tratamiento de la información de la medida.

En general, se suele distinguir las medidas de magnitudes eléctricas de las medidas eléctricas de magnitudes no eléctricas. En el primer caso nos referiremos a la medida de corrientes o tensiones y en el segundo a todas las magnitudes físicas en general.

Entre las medidas eléctricas las más características son:

- Medida de tensión
- Medida de corriente
 - Transformador de medida
 - Shunt
 - Sensor de efecto Hall
 - Amplificador con optoacoplador, etc.

1.1 SENSORES Y TRANSDUCTORES

Se llama sensor a un dispositivo capaz de captar una pequeña fracción de la energía de un sistema para modificar o alterar alguna de las propiedades de dicho elemento sensor.

Transductor es un dispositivo que convierte o transforma una energía de un tipo a otra de otro tipo y en particular, en la mayoría de los casos a energía eléctrica.

El sensor debe reflejar al máximo la magnitud que pretende captar.

El tema de los sensores es muy complejo y es difícil tratarlo sistemáticamente pues se manejan todos los campos de la física en interacción con la Electrónica.

Los sensores son fundamentales en la automatización de industrias de proceso y manufactura así como en todos los campos de la ciencia y la técnica. Cada vez es más difícil encontrar algún objeto de la vida diaria que no lleve o no haya sido manufacturado con ayuda de sensores.

Hay escasa bibliografía general pero hay muchos catálogos técnicos comerciales e información por sectores y aplicaciones particulares.

La gran potencia de la Electrónica ha hecho que los sensores se hayan orientado hacia la instrumentación eléctrica por eso consideraremos sólo los sensores (transductores) de cualquier magnitud física con salida eléctrica

La importancia de los sensores y transductores es grande pues gracias a ellos se puede aplicar la Electrónica con toda su potencia para la medida y control.

No olvidemos que la Electrónica en si misma pierde importancia pero aplicada es una herramienta de insustituible valor. Los mismos microprocesadores necesitan de los sensores para su conexión con el exterior.

Un instrumento de medida suele estar compuesto por un sensor que capta la información del sistema que deseamos medir, un transductor que la transforma en una señal eléctrica, un acondicionador de señal que adapta la señal eléctrica dada por el transductor para que pueda ser recibida por otro equipo, sea el indicador que nos dará la información de la medida realizada o bien el ordenador o autómatas que la procese.

En muchos casos se habla de transmisores para referirse a los acondicionadores de señal.

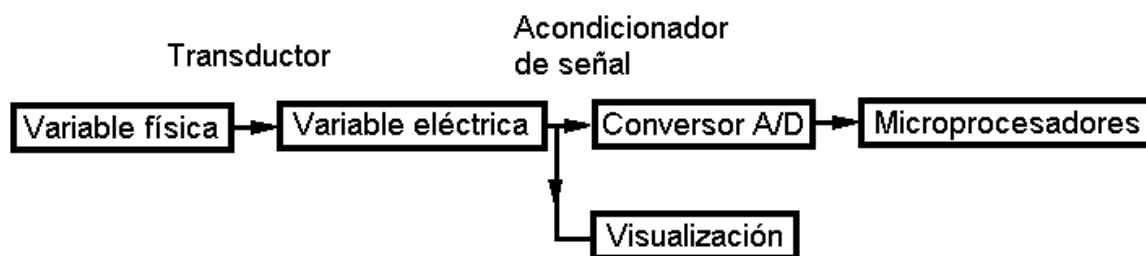


Figura 1: Esquema típico de un sistema de medida basado en un microcontrolador.

Cuando se trata de transmitir una señal emitida por un sensor se hace de modo eléctrico y los valores normalizados se indican en la tabla siguiente:

TABLA 2. Valores más usuales para la salida de los sensores.

Transmisión por bucle de corriente	
0 a 20 mA.	Cero fijo.
4 mA a 20mA.	Cero flotante (permite detectar desconexión).
5 A (o 1 A)	Transformadores de medida de intensidad en subestaciones

Transmisión por tensión	
0 a 24 V	Unipolar. El más utilizado para autómatas.
110 V	Transformadores de medida de tensión en subestaciones eléctricas
0 a 10 V	Unipolar
-10 a +10 V	Bipolar

El sistema de cero flotante permite detectar, con circuitos de protección adecuados, la rotura de los cables de medida o la desconexión intempestiva de una fuente auxiliar de alimentación.

Siempre que sea posible, en sistemas industriales se prefiere utilizar el sistema de transmisión en corriente a 4-20 mA, ya que permite detectar un fallo de conexión en la señal (la intensidad medida es 0 mA) y no le afecta la resistencia de los cables. Además, el sistema de transmisión por intensidad es menos proclive a interferencias, ya que las impedancias del circuito son bajas.

Cuando el sensor está cerca del sistema que utiliza la medida, se utiliza también la salida de 0 a 24 V. Este tipo de salida está bastante extendido, ya que la mayoría de autómatas industriales trabajan a esa tensión, y de esta forma se puede conectar la señal a una entrada digital del autómata directamente. Estos tipos de sensores suelen llevar tres hilos: uno para conectar a masa (0 V), otro de alimentación (24 V) y una salida de tipo relé (aislada galvánicamente) o transistor PNP o NPN (sin aislar) que nos da la señal. Normalmente, la señal se debe conectar a una cierta impedancia de carga (que puede ser del orden de k Ω) para poder leer la señal del relé o del transistor y para disminuir las interferencias.

Los términos que habitualmente se manejan son diversos pero se podrán fijar en:

- Sensor (sensor, Capteur) es la extensión de los sentidos que capta (energía) de un sistema para obtener información de éste.
- Transductor (Transducer) transforma energía de un tipo a otro.

Como ejemplo, para medir presiones se emplea un diafragma (sensor) cuya deformación se mide mediante una galga (transductor). El conjunto se suele llamar transductor. Si la salida de la galga la digitalizamos usamos un acondicionador de señal.

Debido a la bajada del precio de la electrónica, actualmente es habitual utilizar sensores que llevan internamente el acondicionamiento de la señal y que se conectan directamente a una red de comunicaciones industriales (como RS-485, PROFIBUS, CAN, etc.). De esta forma, los datos están digitalizados en el mismo punto de medida y se reduce el efecto de las perturbaciones. Además, a través de un solo cable se puede alimentar a los sensores y comunicarse entre sí, con lo que los costes de cableado se reducen hasta compensar el sobreprecio del sensor integrado. Otra opción bastante común es centralizar en módulos conversores A/D varios sensores cercanos y a partir de este módulo remoto transmitir la señal digitalmente.

La señal digital se puede transmitir mediante un cable conductor, que es la alternativa más usual, o bien mediante cables de fibra óptica (cuando hay muchas interferencias radioeléctricas, se necesita aislamiento galvánico entre los elementos o protección contra sobretensiones) o mediante radio (cuando el coste de cableado es muy

grande o no se requiere fiabilidad 100%). Si bien la fibra óptica es la que tiene más capacidad de transmisión y la radio tiene una capacidad limitada (es decir, ancho de banda limitado), en la práctica este factor es secundario en las aplicaciones de la energía eólica. Por otra parte, el coste de la fibra de vidrio está bajando notablemente y se puede instalar en conductos con la precaución de no retorcer ni estirar del cable ni hacer giros bruscos.

Cuando hay que hacer medidas muy rápidas, hay que tener en cuenta las especificaciones del sensor, transductores y acondicionadores de señal, ya que cada uno de los elementos insertados en el sistema de medida añade retrasos en la señal medida finalmente.

1.2 LAS MEDIDAS

La mayoría de los sensores se suelen emplear para la medida de magnitudes o para la conmutación, en el primer caso veamos algunas de las propiedades que deben cumplir:

Los objetivos de la medida pueden ser:

- Vigilancia o seguimiento del proceso: Ejemplos: medida de temperatura de la multiplicadora de un aerogenerador para detectar posibles fallos en ella, sensor de vibraciones en la góndola.
- Control de un proceso. Ejemplo: Nivel de agua de un depósito.
- Ingeniería experimental: Medidas en prototipos, ensayos estructurales en un perfil de pala

En toda medida, los resultados deben ser:

- Objetivos: Independiente del observador.
- Empíricos: Basados en la experimentación.
- Precisos: Debe haber correspondencia entre las relaciones numéricas y las propiedades descritas.

Y además se busca que tengan:

- Sensibilidad: Pequeñas variaciones de la variable produzcan variaciones apreciables en el sensor.
- Exactitud: Que se ajusten a la realidad y que no perturben el medio medido. Por ejemplo, una torre meteorológica provoca una estela que puede afectar al viento que recibe un anemómetro.
- Estabilidad: Que no varíen si no varía la magnitud que reflejan. Por ejemplo, todos los sensores tienen un margen de temperatura y humedad en el cual el fabricante garantiza una cierta precisión. Fuera de esos límites, la medida se verá afectada.

Las perturbaciones son internas cuando afectan a las características del sistema de medida y externas cuando afectan a la variable medida. En algunos casos, es posible medir la perturbación para tener una correcta información de la magnitud que mide el sensor (por ejemplo, es habitual utilizar instrumentos “compensados en temperatura” a los cuales no les afecta la temperatura exterior dentro de un rango de funcionamiento).

Las ventajas de un sistema de medida electrónico se pueden concretar en:

- Dado que la materia está formada por átomos de estructura eléctrica, todos los fenómenos físicos se pueden asociar con variaciones eléctricas y por lo tanto construir los sensores adecuados.
- Para perturbar lo menos posible el sistema medido conviene extraer muy poca energía y luego amplificarla. Electrónicamente se pueden lograr ganancias de 10^{10} .
- Existen hoy en día gran variedad de dispositivos electrónicos para acondicionar la señal.
- Existen hoy en día gran variedad de recursos electrónicos de visualización.
- Además con los microprocesadores y PC las posibilidades de tratamiento de información han crecido de modo muy importante. Lo mismo que los avances tecnológicos nos permiten llevar las señales a gran distancia.
- Finalmente se venden en el mercado sistemas completos de tratamiento que no hay mas que conectar a la red.

1.2.1 Características estáticas

- Exactitud (accuracy), por lo tanto poco error
- Precisión (fidelity, precisión en inglés), por lo tanto, repetición de resultados al repetir las medidas.
- Sensibilidad, por lo tanto, varía la indicación al variar la magnitud medida..
- Linealidad, por lo tanto, existe proporcionalidad entre la variable y la magnitud medida. Si no hay linealidad, con los microprocesadores se puede corregir por programa.
- Resolución, es decir, el valor mínimo que se puede medir
- Histéresis, es decir, si no se obtienen los mismos valores al variarla propiedad física captada en sentido creciente o decreciente.

1.2.2 Características dinámicas.

- Error dinámico es el error que aparece al variar la señal cuando a señal constante el error observado era cero.
- Velocidad de respuesta (retardo) es la rapidez a responder del sensor frente a los cambios de la variable de entrada. La velocidad de respuesta puede originar oscilaciones en los sistemas de control.

1.3 CRITERIOS GENERALES DE SELECCION DE UN SENSOR

A la hora de seleccionar un sensor habrá que tener en cuenta una serie de características para valorar qué sensor o transductor a elegir. Para ello deberemos prestar atención a los siguientes aspectos:

1.3.1 La medida

- 1.- ¿Cuál es el propósito real de la medida?
- 2.-¿Cuál es la magnitud a medir?
- 3.- ¿La magnitud a medir, aumentará, disminuirá o hará ambas cosas?

- 4.- ¿Qué rango de valores de la medida se visualizará en los datos finales?
- 5.- ¿Qué condiciones de sobrerango pueden ocurrir antes o durante el tiempo en que los datos son requeridos?
- 6.- ¿Con qué precisión se debe presentar la medida en los datos finales?
- 7.- ¿Cuáles son las características dinámicas de la magnitud a medir (rango de fluctuación de frecuencias, cambios en escalón, etc.)?
- 8.- ¿Qué respuesta frecuencial o tiempo de respuesta debe ser visible en los datos finales?
- 9.- ¿Cuál es la naturaleza física y química del elemento a medir?
- 10.- ¿Dónde y cómo estará instalado el transductor?
- 11.- ¿Cómo y hasta qué extensión puede un transductor modificar la magnitud mientras está siendo medida?
- 12.- ¿A qué condiciones ambientales estará sometido el sensor?

1.3.2 El sistema de datos

- 1.- ¿Cuál es la naturaleza general del sistema de datos? Por ejemplo radiotelemetría, telemetría con puesta a tierra, visualización directa individual, etc.
- 2.- ¿Cuál es la naturaleza de los elementos principales del sistema de datos?
 - a) Acondicionamiento de señal, multiplexión, almacenamiento en la pretransmisión
 - b) Enlace de transmisión de datos
 - c) Procesado de datos
 - d) Almacenamiento de datos
 - e) Visualización de datos
- 3.- ¿Cuál es la precisión y las características de respuesta frecuencial del sistema de datos extremo a extremo, a continuación inmediata del transductor?
- 4.- ¿Qué forma de salida del transductor afectará al sistema de datos con un acondicionamiento de señal mínimo?
- 5.- ¿Qué impedancia de carga verá el transductor?
- 6.- ¿Se requiere un filtrado de frecuencias o una limitación de amplitud de la salida del transductor?, y, ¿puede el sistema de datos realizarlo?
- 7.- ¿Hasta qué punto el sistema de datos es capaz de realizar determinadas detecciones o correcciones de los errores a la salida del transductor?
- 8.- ¿Qué tensión de excitación del transductor es la más adecuada?
- 9.- ¿Cuánta corriente requiere el transductor de la fuente de excitación?

1.3.3 El diseño

- 1.- ¿Qué restricciones se imponen en la masa del transductor, la excitación, la potencia y la configuración?
- 2.- ¿Cuáles son los requerimientos de salida del transductor?
- 3.- ¿Qué principio de transducción se utiliza en el transductor?
- 4.- ¿Qué características de precisión estática, características dinámicas, características ambientales (operativas y no operativas) debe poseer el transductor?
- 5.- ¿Cuáles son los efectos del material a medir sobre el transductor?
- 6.- ¿Puede afectar el transductor a la magnitud a medir, de manera que se obtengan datos erróneos?
- 7.- ¿Qué vida de ciclo o vida operativa se requiere?

- 8.- ¿Qué restricciones se imponen sobre el diseño por recomendaciones o normalizaciones industriales o gubernamentales?
- 9.- ¿Qué modos de avería tiene el transductor? ¿Qué acciones puede presentar una avería en el sistema en el que está instalado, a los sistemas o componentes adyacentes, al área en que opera al personal que trabaja en el área o al sistema de datos?
- 10.- ¿Cuál es el nivel mínimo de competencia técnica de cualquier persona relacionada con su manejo, instalación y utilización? ¿Qué requerimientos de ingeniería requiere el diseño del transductor?
- 11.- ¿Qué métodos de test se utilizarán para verificar sus prestaciones? ¿Qué test realizará el fabricante y qué test el usuario? ¿Son estos tests los adecuados? ¿Son los métodos de test correctos? ¿Son los métodos de test sencillos y están bien establecidos?

1.3.4 Disponibilidad

- 1.- ¿Existe un transductor que completa o satisface todos los requerimientos?
- 2.- Si la respuesta a la pregunta anterior es negativa, considerar las siguientes:
 - a) ¿Es suficiente un rediseño de un transductor existente o es necesario un esfuerzo de rediseño?
 - b) ¿Qué fabricante ha demostrado su habilidad para producir transductores similares al requerido?
 - c) ¿Qué experiencia pasada existe por parte del fabricante propuesto?
 - d) ¿Puede el transductor estar disponible en el suficiente tiempo como para acceder a los requerimientos de la instalación?

1.3.5 Costo

- 1.- ¿Es compatible el costo del transductor con la función de medida que realiza?
- 2.- ¿Qué costos adicionales se requieren para el test del transductor, la recalibración periódica, la manipulación e instalación?
- 3.- ¿Qué requerimiento del transductor es el que corresponde el mayor costo?
- 4.- ¿Qué compromisos en requerimiento se establecen con un sustancial ahorro?
- 5.- ¿Qué modificaciones pueden realizarse en el sistema de datos para reducir el costo de un número de transductores utilizados en el sistema y a qué compromisos de costo están relacionados?

Algunos factores que suelen encarecer el equipo del sensor transductor son los siguientes:

- La reducción de la magnitud de los errores.
- El aumento de la velocidad de respuesta.
- El aumento de la sensibilidad.
- La mejora de la estabilidad.
- La mejora del aislamiento.
- El aumento de posibilidades de entrada/salida.
- El hacerlo compatible con buses de campo.
- Extender las condiciones de funcionamiento.

1.3.6 Rango

- ¿Cuáles son las magnitudes máxima y mínima de los valores a medir?

1.3.7 Exactitud

- ¿Cuál es la máxima tolerancia aceptable?
- ¿Es consistente con la resolución que deseo obtener?

1.3.8 Respuesta dinámica

- ¿Cuál es el tiempo de respuesta/ancho de bando aceptable?
- ¿Qué tipo de información busco, valores de pico, medios o eficaces?

1.3.9 Entrada

- ¿Cuáles son los límites permisibles de la impedancia de entrada del sensor
- ¿En qué modo afecta éste al sistema de medida?

1.3.10 Salida

- ¿Qué tipo de señal eléctrica quiero manejar?
- ¿Qué niveles de señal hacen falta?
- ¿Qué códigos (en digital) debo emplear?
- ¿A qué equipos la voy a conectar?

1.3.11 Estabilidad

- ¿De qué forma podré verificar el funcionamiento correcto del sensor?
- ¿Cada cuánto lo deberé calibrar o verificar?
- ¿Debe funcionar mucho tiempo sin ninguna asistencia?

1.3.12 Ambiente

- ¿En qué márgenes de humedad, temperatura, tensión de red, etc... va a funcionar el sensor?
- ¿Cómo le afectan estas variaciones ambientales?
- ¿Va a estar sometido el sensor a vibraciones o choques? En caso afirmativo ¿a qué frecuencia fundamental?
- ¿Hay limitaciones de tamaño?
- ¿Su alojamiento es accesible para el mantenimiento?

1.3.13 Aislamiento

- ¿Va a estar sometido a campos electromagnéticos o electrostáticos parásitos? - La señal a medir ¿es flotante o tiene un terminal a tierra?
- ¿Se necesitará alimentar con baterías para asegurar el buen funcionamiento? - ¿Se necesitará el uso de guarda (pantalla) para evitar ruidos?
- ¿Cuánto es el rechazo (de V_{cc} y V_{Dc}) en modo común?

1.3.14 Funcionamiento

- ¿Hace falta control remoto?
- ¿Le afectará un funcionamiento intermitente?
- ¿Qué tipo de alimentaciones y conexiones necesita?
- ¿En qué fenómeno físico basa su acción?

1.3.15 Fiabilidad

- ¿Cuál es el período de vida operativa especificado?
- ¿Cuáles serían las consecuencias de un fallo?
- ¿Hace falta duplicar el sensor a tener reserva?
- ¿Son necesarios recambios especiales y equipo de mantenimiento?
- ¿Lleva el sensor alguna detección de límites o alarma?
- ¿Debe llevar algún sistema de protección contra fallos?

2 Medición de la velocidad del viento: anemómetros

2.1 Introducción

El primer anemómetro mencionado en la literatura era una placa oscilante descrita en 1450. La placa estaba colgada verticalmente y sujeta en su borde superior y la velocidad del viento se indicaba mediante el ángulo de la placa respecto a la vertical. T.R. Robinson, astrónomo irlandés, está reconocido como el primero que realizó el primer anemómetro de cazoletas en 1846. Los anemómetros de cazoletas son los más usados en la meteorología del viento, aunque no son los únicos utilizables.

Los anemómetros de calidad son una necesidad para las mediciones de energía eólica. Cuando compra algo, a menudo obtendrá un producto acorde a lo que ha pagado por él. Esto también se aplica a los anemómetros. Se pueden comprar anemómetros sorprendentemente baratos de algunos de los principales vendedores del mercado que, cuando realmente no se necesita una gran precisión, pueden ser adecuados para aplicaciones meteorológicas, y lo son también para ser montados sobre aerogeneradores. Esto es así debido a que el anemómetro de un aerogenerador realmente sólo se utiliza para determinar si sopla viento suficiente como para que valga la pena orientar el rotor del aerogenerador en contra del viento y ponerlo en marcha.

Sin embargo, los anemómetros económicos no resultan de utilidad en las mediciones de la velocidad de viento que se llevan a cabo en la industria eólica, dado que pueden ser muy imprecisos y estar pobremente calibrados, con errores en la medición de quizás el 5 por ciento, e incluso del 10 por ciento.

Si está pensando construir un parque eólico puede resultar un desastre económico si dispone de un anemómetro que mide las velocidades de viento con un error del 10%. En ese caso, se expone a contar con un contenido energético del viento que es $1,13^{-1}=33\%$ más elevado de lo que es en realidad. Si lo que tiene que hacer es recalcular sus mediciones para una altura de buje del aerogenerador distinta (digamos de 10 a 50 metros de altura), ese error podrá incluso multiplicarse por un factor del 1,3, con lo que sus cálculos de energía acabarán con un error del 75%.

Se puede comprar un anemómetro profesional y bien calibrado, con un error de medición alrededor del 1%, por unas 120.000 – 170.000 pts, lo que no es nada comparado con el riesgo de cometer un error económico potencialmente desastroso. Naturalmente, el precio puede no resultar siempre un indicador fiable de la calidad, por lo que deberá informarse de cuáles son los institutos de investigación en energía eólica bien reputados y pedirles consejo en la compra de anemómetros.

Casi siempre el anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección del viento. La dirección de viento no influye directamente en la producción de los aerogeneradores, pero es necesaria para disponer los aerogeneradores en el parque eólico de forma que se minimice la estela de unos sobre otros.

2.2 Tipos de anemómetros

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

2.2.1 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 optoeléctrico y midiendo su salida.

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

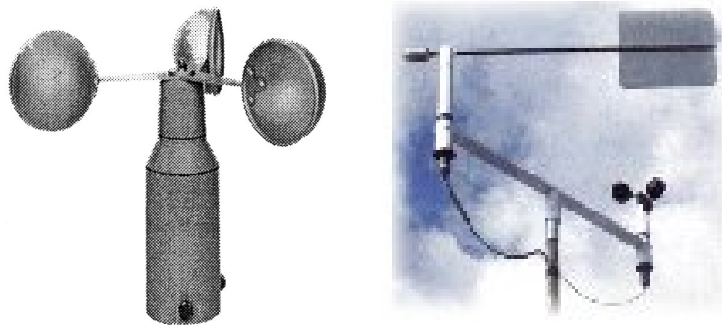


Figura 2: Anemómetros de cazoletas semiesféricas.

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.



Figura 3: Anemómetros de hélice (anemoveleta –combinación de una hélice con una veleta– y anemómetro 3-D basado en tres hélices colocadas en tres ejes perpendiculares.).

La ventaja del anemómetro de hélice es que da una respuesta más rápida que el de cazoletas. El problema de este sistema es que el movimiento oscilatorio de la veleta puede afectar la medida del anemómetro.

En todos los anemómetros de rotación es necesario disponer de un sistema que mida la velocidad de giro. Para ello se suelen utilizar dinamos tacométricas, generadores de imanes permanentes, sensores de efecto Hall y sensores ópticos. La dinamo tacométrica y el generador de imanes permanentes no necesitan alimentación exterior. Sin embargo, los sensores de efecto Hall y los sensores ópticos necesitarán alimentación exterior, por lo que no son recomendables para torres meteorológicas remotas alimentados por pilas o baterías.

La dinamo tacométrica es un generador de corriente continua con imanes permanentes. Da una tensión continua proporcional a la velocidad de giro, lo cual simplifica la medida de la velocidad, pero tiene el inconveniente de que requiere mantenimiento de las escobillas, por lo que no se suele utilizar. Además, las escobillas producen un par de rozamiento sobre el eje que puede hacer que el anemómetro no gire y por tanto no detecte velocidades de viento pequeñas.

La siguiente posibilidad es utilizar un pequeño alternador (generador AC síncrono) de imanes permanentes. La ventaja de este sensor es que, al no tener escobillas, no requiere mantenimiento. El alternador produce una tensión aproximadamente senoidal cuya frecuencia es igual a la velocidad de rotación multiplicada por el número de pares de polos del alternador. El principal problema es que a bajas velocidades de viento, la tensión generada es pequeña por lo que la medida de dicha frecuencia es problemática. Normalmente se utiliza un comparador con una pequeña histéresis para convertir la señal sinusoidal de amplitud variable en una señal cuadrada de amplitud constante.

Si sustituimos el devanado inducido del alternador por un sensor hall, detectaremos el campo magnético. Como el eje del anemómetro gira solidariamente con imán permanente del rotor, el sensor hall medirá el campo magnético creado alternativamente por la cara Norte y Sur del imán.. Como el imán crea un campo magnético constante. La salida del sensor es una señal de pulsos cuya la frecuencia de rotación coincide con la del anemómetro multiplicada por el número de pares de polos del rotor. De esta forma, se evita el problema de tener una señal muy pequeña a bajo viento, pero a costa de tener que alimentar eléctricamente el anemómetro.

Otra opción es utilizar un sensor óptico (tipo “encoder”). En el rotor se coloca una rejilla: con un led emite luz y un fototransistor recibe el haz cuando hay una ranura en el rotor. De esta forma se puede obtener señales con una frecuencia de pulsos mucho mayor que con otros métodos. Las medidas con sensores ópticos son más precisas y con menos incertidumbres que con otros medios. El principal inconveniente del sensor óptico es que necesita alimentación exterior.

El sensor más adecuado y más estudiado para hacer estimaciones de producción para parques eólicos es el anemómetro de cazoletas. Estos sensores tienen algunas desventajas para viento muy variable debido a la inercia de las cazoletas y al efecto de posibles oscilaciones frente a ráfagas. Sin embargo, poseen la ventaja de la linealidad y la menor influencia de la turbulencia causada por las traviesas de la torre. Los

anemómetros con cazoletas relativamente grandes respecto al resto del cuerpo dan mejores medidas que los pequeños.

El tipo de transductor recomendado en la práctica es un pequeño alternador AC o un sistema optoelectrónico. Si se dispone de una fuente de alimentación, la mejor opción es el optoelectrónico, ya que éstos producen una frecuencia de pulsos varias veces superior (desde 10 Hz por m/s hasta superar los 1000 Hz por m/s) mientras que en un alternador la constante puede estar del orden de 1 a 11 Hz por m/s.

Una frecuencia de pulsos mayor permite calcular la velocidad con intervalos de medida cortos y por tanto evaluar ráfagas. Los registradores meteorológicos, para calcular la velocidad, suelen contar el número de pulsos detectados en una unidad de tiempo y dividirlo por el periodo de medida. De esta forma calculan la frecuencia de la señal y la dividen por la constante de conversión (por ejemplo, 10 Hz por m/s). Por tanto, si la constante de conversión es menor, habrá menos pulsos y el efecto de coger un pulso más o menos será más importante (además, si cogemos un periodo de medida pequeño, tendremos el problema de que si la velocidad es baja o medimos un pulso o no medimos ninguno). Una opción alternativa para calcular la frecuencia cuando ésta es baja es calcular el periodo de la señal y hallar el inverso, pero no se suele hacer porque es más complicado electrónicamente.

2.3 Otros anemómetros

Aparte de los sensores de rotación, existen otros tipos menos utilizados, ya sea por que son menos robustos, porque necesitan ser compensados con la temperatura, presión, humedad, etc., porque son sensibles a la contaminación atmosférica, etc. Entre ellos podemos citar:

- Anemómetros 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 rafagiosidad, mediante galgas extensométricas acopladas a una esfera perforada, midiendo así la magnitud y dirección del viento. El problema es que necesitan ser alineados con la dirección del viento y tienen una respuesta lenta.
- 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 y les afecta la suciedad. Por ello sólo se utilizan en túneles de viento.
- 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.

Los anemómetros ultrasónicos no son recomendados ya que su precisión no es suficiente para la estimación de la producción eólica (deben estar compensados en temperatura y les afecta la humedad) y su calibración es dificultosa ya que depende de la dirección. Otra consideración adicional es que estos anemómetros requieren un consumo eléctrico apreciable, lo cual es una limitación muy fuerte para torres en emplazamientos remotos, cuya fuente energética proviene de baterías o pequeñas placas solares. No obstante, estos sensores son adecuados para la caracterización de

las turbulencias, ya que tienen una muy buena velocidad de respuesta y en estos estudios se suele tener la estación de medida junto al aerogenerador en el cual se quiere ver la influencia. En este caso, además del anemómetro sónico al menos se dispondría de un anemómetro convencional.

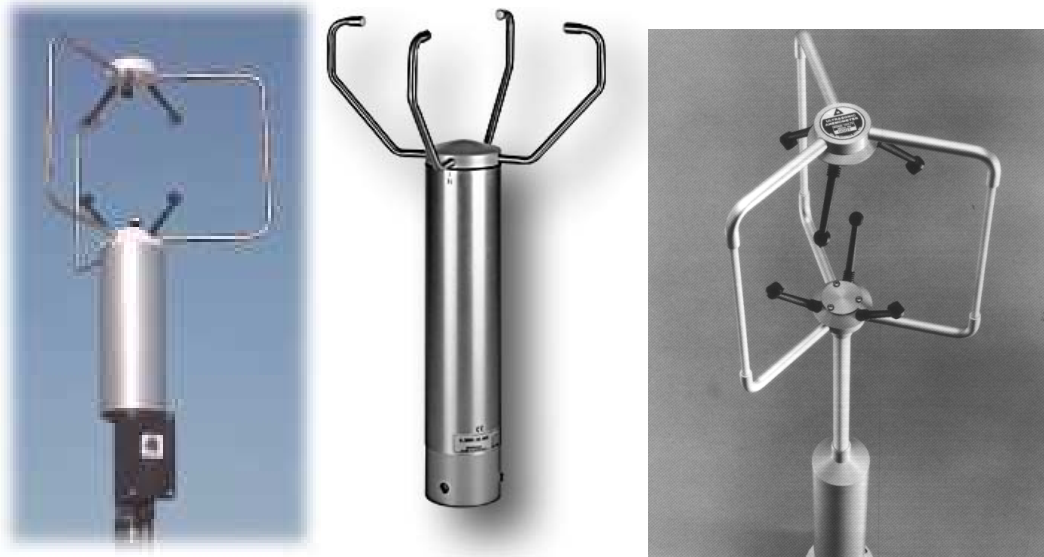


Figura 4: Anemómetros sónicos (3D a la izquierda y 2D a la derecha).

- Otras técnicas incorporan el anemómetro láser y el anemómetro SODAR, de efecto Doppler. El anemómetro láser sólo se utiliza en laboratorios y en túneles de viento, ya que son equipos muy costosos y voluminosos y requieren condiciones de medida controladas. El anemómetro SODAR se utiliza como medida secundaria en los estudios de algunos emplazamientos en donde se quiera estudiar el viento a alturas mayores de 50 m, ya que éstos pueden llegar fácilmente a medir viento hasta 200 m de altura. El principal problema que tienen, aparte de necesitar una fuente de energía, es que les afecta la temperatura, humedad y contaminación. Por ello siempre es necesario colocar un anemómetro convencional que sirva de referencia para desestimar los datos erróneos.

2.3.1 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.

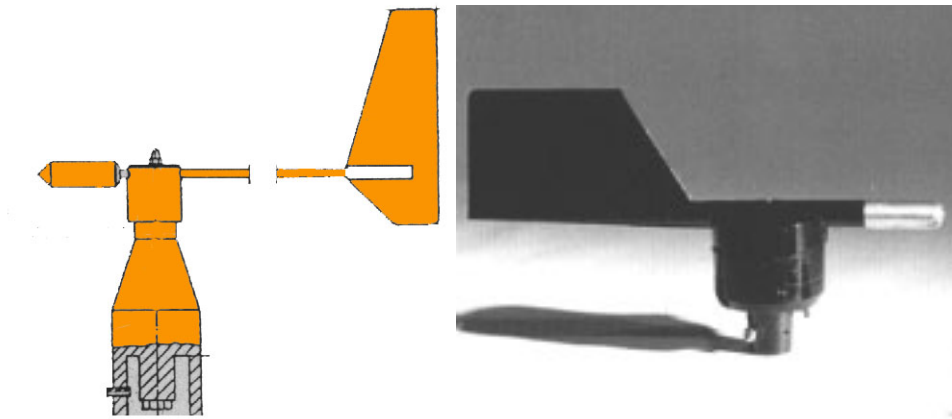


Figura 5: Veletas.

Las veletas suelen transmitir la información mediante un potenciómetro de hilo bobinado o un potenciómetro capacitivo. Habitualmente proporcionan la máxima tensión para la dirección norte y la mínima alrededor de 357° , por lo que hay un pequeño hueco. La resolución típica es de $0,3^\circ$. Es importante alinearlos bien y evitar el efecto de la torre.

La diferencia entre una buena y una mala veleta suele estar en el transductor potenciométrico que mide el giro angular. Un transductor de mala calidad tiene una banda muerta bastante grande en el norte y una vida limitada.

La veleta más pesada es más estable y la más grande se orienta incluso con los vientos más suaves. De todas formas, estos criterios no son muy importantes para el cálculo del potencial eólico, ya los vientos muy flojos no influyen en la producción energética y los periodos de integración largos de las medidas de la veleta hacen que las fluctuaciones se compensen.

Una buena veleta debe tener un esquema de conexión de 4 hilos para compensar la resistencia del cable de conexión y el sistema de registro debe tratar adecuadamente el salto de la dirección con vientos del norte (la media de 350° y 10° debe ser Norte -0° , no 180°). En zonas con vientos predominantes del Norte (por ejemplo, del cierzo), se puede orientar la veleta hacia otro punto cardinal (por ejemplo, Este) y luego añadir el desplazamiento adecuado antes de tratar los datos (en el registrador o en el programa de análisis de datos).

2.3.2 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.

La temperatura puede afectar a la densidad del aire, que a su vez afecta a la producción de un aerogenerador. Sin embargo, los programas de análisis de viento no utilizan el histórico de las temperaturas del emplazamiento. Lo que sí suelen hacer es calcular una densidad media utilizando la temperatura y la presión media del

emplazamiento, corrigiendo la curva de potencia del aerogenerador que suele estar referida a una densidad de $1,15 \text{ kg/m}^3$ y una turbulencia menor del 10%.

La temperatura también es útil, ya que podemos deducir que en ciertos intervalos de medida ha helado o nevado y se ha quedado el anemómetro o la veleta bloqueados, debiendo corregir esos datos de la estación meteorológica.

También conviene conocer el rango de temperaturas en el cual va a funcionar el aerogenerador, ya que puede ser necesario variar las especificaciones de refrigeración y caldeo de algunas de sus partes.

2.3.3 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. La presión media del emplazamiento se utiliza para calcular la densidad media. De todas formas, la presión atmosférica media se puede calcular de tablas conociendo la altura del emplazamiento, o se puede tomar de otras torres meteorológicas cercanas (la presión y la temperatura varían poco en emplazamientos cercanos, sin embargo el viento sí que puede tener diferencias significativas en orografías complejas como la española).

La influencia de la temperatura y la presión es secundaria, ya que afectan de manera secundaria a la curva de potencia del aerogenerador. Por tanto, no se necesitan sensores menos precisos que el anemómetro.

Normalmente, el sensor de temperatura, presión y humedad suelen instalarse juntos en un escudo contra la radiación solar directa (más conocido por la terminología anglosajona “solar shield”). La humedad no tiene influencia en el potencial eólico, pero puede ayudar a corregir datos erróneos y la posibilidad de heladas. Además, cambia poco el precio tener un sensor sólo o los tres.

El resto de las variables meteorológicas no se suelen tener en cuenta, salvo para propósitos especiales. Por ejemplo, en el nuevo estándar para la medida de curvas de potencia se deben desestimar los datos tomados con lluvia (por lo tanto se necesita un pluviómetro).

2.4 Mediciones de la velocidad del viento en la práctica

La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la altura de buje esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcularse la velocidad del viento a una altura diferente. Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlos en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo del viento de la torre.

Cuando se compra un anemómetro para hacer estudios de viabilidad, el anemómetro debe estar calibrado inicialmente y llevar el certificado correspondiente. Además, si se van a utilizar periodos prolongados es recomendable realizar calibraciones periódicas en el emplazamiento. Además las entidades financieras, antes de aportar la financiación de un parque, suelen comprobar la calidad de las medidas en las que se ha basado las estimaciones de producción del parque y pueden encargar auditorías de los datos y de los estudios.

Los anemómetros normalmente presentan una velocidad mínima de medida entre 0,5 y 2 m/s, lo cual no supone ningún problema ya que a estas velocidades el contenido energético del viento es nulo.

Un ejemplo de cómo puede afectar la medida errónea del viento en un proyecto de viabilidad eólica es el siguiente. Supongamos que en un emplazamiento, la velocidad (cúbica) media de viento real es 4,4 m/s a 10 m de altura y 5,3 m/s a 30 m. El resultado es una longitud rugosa es 0,047 m y una velocidad de viento a la altura del buje del aerogenerador de 6,08 m/s.¹ Por tanto, un turbina eólica de 600 kW y altura del buje del rotor de 78 m, produciría anualmente 1210 MWh.

Sin embargo, si la velocidad debido medida es a 10 m es 4,2 m/s (-4,5 % de error) y a 30 m es 5,5 m/s (+3,8 % de error), la rugosidad resultante es 0,288 m y el viento extrapolado a 78 m es 6,63 m/s. Esta variación de la velocidad incrementaría la producción un 21 %, dando una producción anual errónea de 1462 MWh. Suponiendo un precio de 10 pts/kWh, la pérdida anual de producción sería 2.520.000 pts.

Este error de medida puede ser causado por la no calibración del sensor, el efecto de sombra de la torre (detrás de la torre se produce un remanso en el cual la velocidad medida es menor), elevada turbulencia (que afecta a la característica dinámica del sensor) o viento que no cumple el perfil logarítmico. Este error haría que un parque que se ha proyectado como una buena inversión, tenga serios problemas de rentabilidad.

Como conclusión de este problema, podemos nombrar:

- El anemómetro debe ser de alta calidad y certificado. El resto de sensores deben ser suficientemente precisos, aunque su efecto es mucho menor.
- Se debe comprobar con una brújula que la veleta está correctamente orientada.
- El emplazamiento escogido para la torre meteorológica debe ser representativo de la velocidad que va a registrar el posible futuro parque eólico. Además, la velocidad de medida ha de ser la del rotor de la turbina.
- La torre debe instalarse de forma que perturbaciones y turbulencias debidas a la propia torre y accesorios (pletinas, sirgas, etc) sean mínimas.

¹ 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:

$$\frac{v_{extrapolada}}{v_{medida}} = \frac{\ln\left(\frac{z_{extrapolada}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{medida}}{z_0}\right)}$$

- Los datos registrados deben ser comprobados y analizados con cuidado para no introducir errores adicionales.
- Dado que no se suelen disponer de series de datos muy largas (es normal disponer datos de uno o dos años), hay que aplicar factores de corrección que tengan en cuenta si el periodo de medida ha sido más o menos ventoso que las medidas históricas que se pueden obtener en el Instituto Meteorológico Nacional.

2.4.1 Calibración del anemómetro

El fabricante de anemómetros da una garantía de la precisión según sus hojas de características, por ejemplo ± 0.3 a ± 0.5 m/s para velocidades de viento pequeñas y $\pm 3\%$ a $\pm 5\%$ para velocidades por encima de 15 m/s. Estas tolerancias son suficiente para las estaciones meteorológicas del Instituto Nacional de Meteorología y para procesos industriales. Sin embargo, esta tolerancia es insuficiente para la estimación del potencial eólico. Si el anemómetro no está calibrado, ha de añadirse un margen de seguridad.

La calibración de anemómetros debe ser realizada por institutos especializados y reglas internacionales (por ejemplo ISO 3966 1977 y la guía de medidas del grupo MEASNET). Los miembros del grupo MEASNET son institutos internacionales especializados en la energía eólica, entre los que destacamos el instituto danés RISO y el alemán DEWI.

En estudios de precisión, los anemómetros se vuelven a calibrar después de realizar las medidas, para asegurarse de que sus características no han variado con el tiempo.

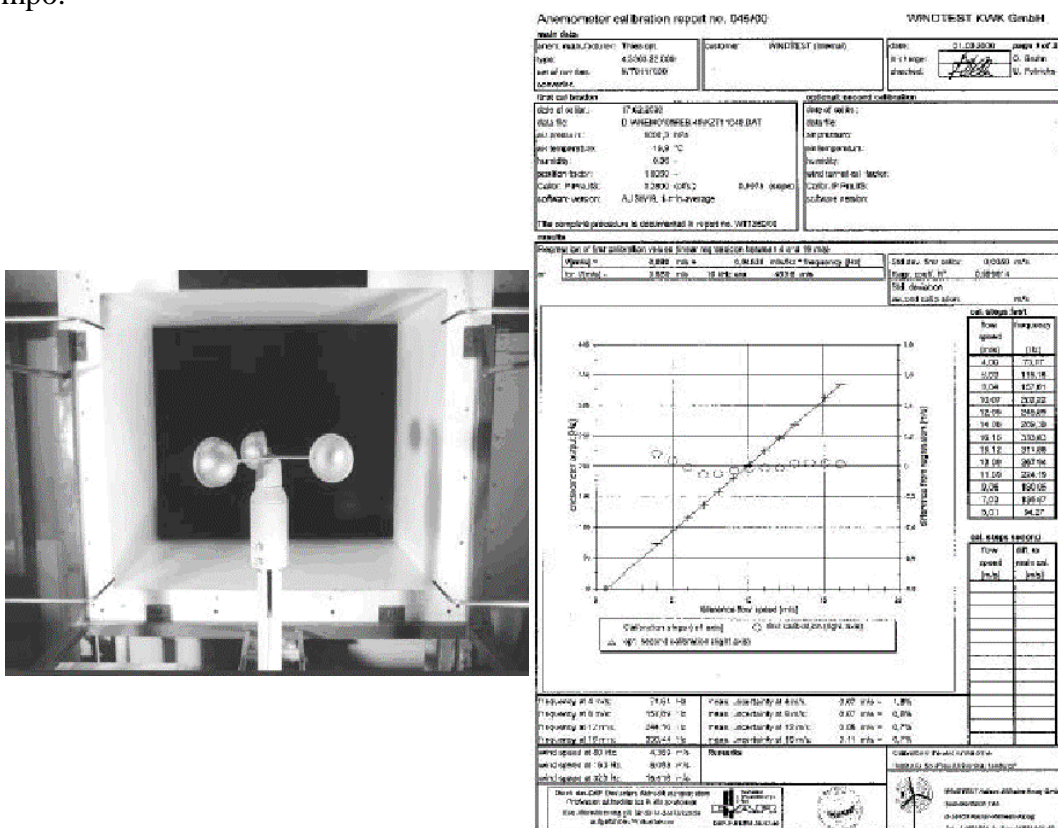
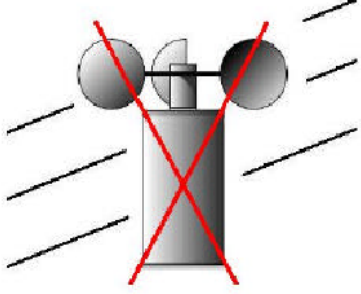
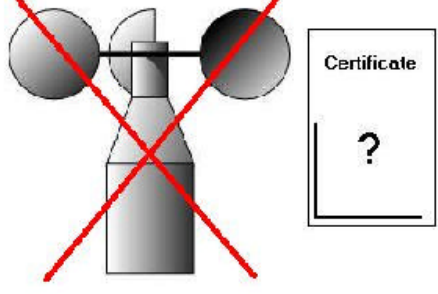
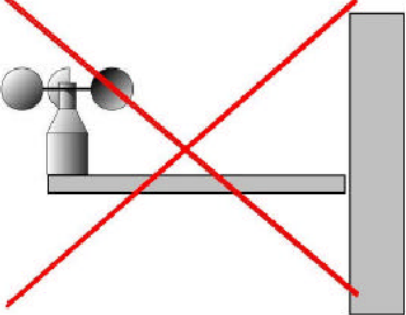
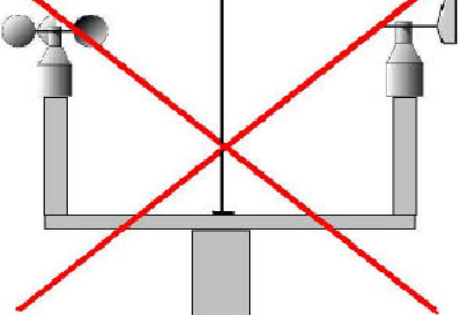
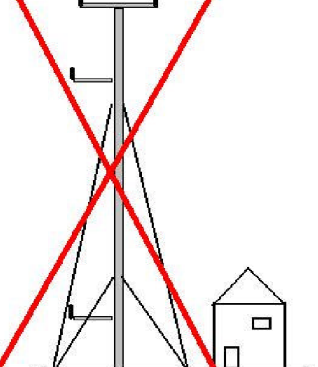


Figura 6: Anemómetro en el túnel de calibración y el certificado correspondiente.

2.4.2 Fallos comunes

	
<p>Es necesario medir la componente horizontal del viento sin perturbaciones. Si las cazoletas son pequeñas respecto al resto del cuerpo o el cuerpo tiene aristas vivas, el anemómetro se vuelve más sensible a las burbulencia causadas por la torre y las traviesas o pletinas en donde está sujeto el anemómetro</p>	<p>Las especificaciones del fabricante suelen ser insuficientes para un cálculo preciso de la producción del parque, ya que el fabricante asume “el peor caso”. Por tanto la incertidumbre en la medida del viento se traducen en una gran incertidumbre en la producción. Por ello, cada anemómetro debe calibrarse adecuadamente y utilizar el factor adecuado en el data-logger o bien en el programa de cálculo de la producción.</p>
	
<p>El anemómetro debe colocarse suficientemente alejado de la torre mediante una pletina o traviesa. Además, la pletina debe ser suficientemente rígida para la longitud tomada y no vibrar.</p>	<p>El anemómetro de la cima de la torre debe ser el punto más elevado de la misma, para no verse afectado por otras perturbaciones. Además esta es la medida más importante, ya que para calcular la producción del parque se toma el anemómetro más elevado. Además, la veleta debe estar suficientemente alejada del anemómetro para no influenciar en la corriente de aire que éste recibe.</p>
	<p>La torre no se debe colocar cerca de obstáculos que afecten al flujo. Por tanto, no debe tener construcciones ni árboles en la dirección predominante del viento.</p>

2.4.3 ¿Qué mástil elegir?

Para evitar el abrigo de viento, en lugar de utilizar torres de celosía, normalmente se utilizan postes cilíndricos delgados, tensados con vientos, en los que se colocan los mecanismos de medición del viento.

Los postes son suministrados en kits de fácil ensamblaje, por lo que usted puede instalar un mástil para mediciones de viento en la altura del buje de una (futura) turbina sin necesidad de una grúa.

La principal ventaja de la torre de celosía es que se puede trepar por ella, y se pueden sustituir los sensores meteorológicos. Además, su ensamblaje es sencillo y son resistentes. A parte de provocar una mayor turbulencia en su rebufo, tienen el problema de que pueden acumular nieve en las traviesas, aumentándose el peso y la superficie enfrentada al aire aumenta. Por tanto, no son recomendables para climas muy fríos.

En las torres anteriores, es fundamental que los “vientos” o sirgas que sujetan la torre estén perfectamente tensadas, colocadas y firmemente sujetas al suelo. La rotura o desanclaje de una sirga puede debilitar suficientemente una torre de forma que con vientos extremos se doble y caiga.

Para emplazamientos definitivos, como puede ser la torre meteorológica que se utiliza en el parque para la monitorización, se utilizan torres de acero que no llevan sirgas. Por tanto, la rigidez y cimentación de estas torres debe ser mucho mayor. Además, suelen llevar unos enganches para poderse subir a las mismas y cambiar los sensores.

El anemómetro, el poste y el registrador de datos (que veremos a continuación) suele costar alrededor del millón de pesetas. Además del coste del material, hay que añadir el coste de la obra civil, transporte, lo que puede elevar considerablemente el coste, sobretodo si la torre es muy alta. Posteriormente, habrá que recoger los datos (los datos

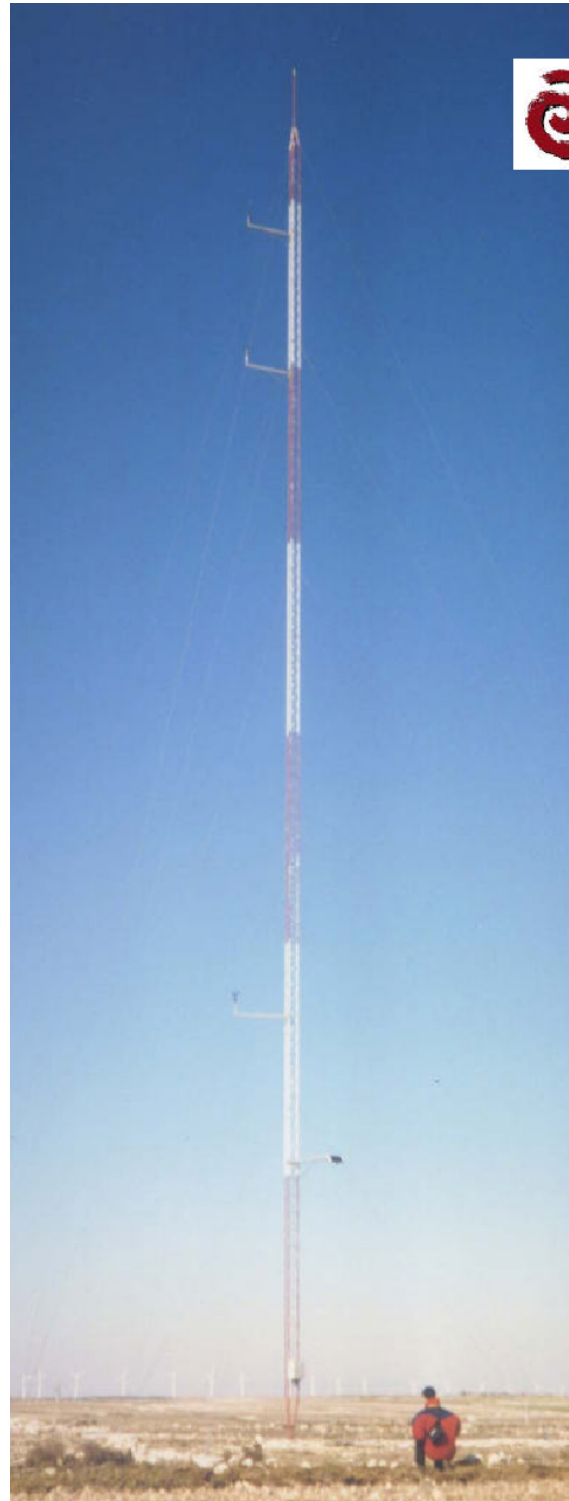


Figura 6: Torre meteorológica de celosía.

se suelen recoger mensualmente y se comprueba el correcto funcionamiento de los sensores).

Es posible que una vez al mes sea necesario ir hasta el registrador a recoger el chip y remplazarlo por otro vírgen que recoja los datos del mes siguiente (cuidado: el error más común de la gente que realiza mediciones de viento es mezclar los chips y volver de nuevo con el chip vírgen).



Figura 7: Disposición de la torre meteorológica de un parque eólico con vientos y autoportante.

El procedimiento óptimo es colocar una torre meteorológica a la altura del futuro aerogenerador. Sin embargo, esta altura no se suele conocer en la campaña de medidas y en algunos casos, puede ser caro y complejo instalar una torre tan alta. La alternativa es usar dos anemómetros, de forma que se mida la velocidad del viento en dos direcciones y se puede calcular la longitud rugosa, para extrapolar las medidas a alturas diferentes de la de medida.

El perfil logarítmico de velocidad del viento representa una situación idealizada: el régimen del viento puede ser laminar por la noche, con una brisa suave, o turbulento con vientos fuertes y con el sol calentando el suelo. Para evitar errores en lo posible, se utilizan anemómetros calibrados con poca sensibilidad frente a vientos con componente vertical, la torre debe ser suficientemente alta para que no le afecten los obstáculos (matorrales, casas, etc) y la distancia entre los dos anemómetros debe ser al menos 15 o 20 m.

En terreno llano sin obstáculos, una torre con anemómetros a 10 y 30 m es suficiente. Para un terreno más complicado, el anemómetro de 10 m se verá afectado y por ello se necesitaría realizar medidas a 20 y 40 m o incluso a 30 y 50 m.

La utilización de un tercer anemómetro para evaluar el perfil de velocidades no es relevante. Es preferible tener dos anemómetros precisos y calibrados que tres de peor calidad. Sólo tendría sentido medir con tres anemómetros en sitios donde el flujo de aire sea muy complejo y se puedan producir recirculaciones.

La dirección del viento sólo es necesario medirla en un punto, con una veleta situada en la parte alta de la torre, pero 1,5 m por debajo del anemómetro para no influenciarlo.

La altura para medir la temperatura puede ser 10 m, para no estar muy cerca del suelo, para evitar la radiación difusa del suelo. El sensor de presión puede instalarse en cualquier lugar, por ejemplo, en el armario del registrador.

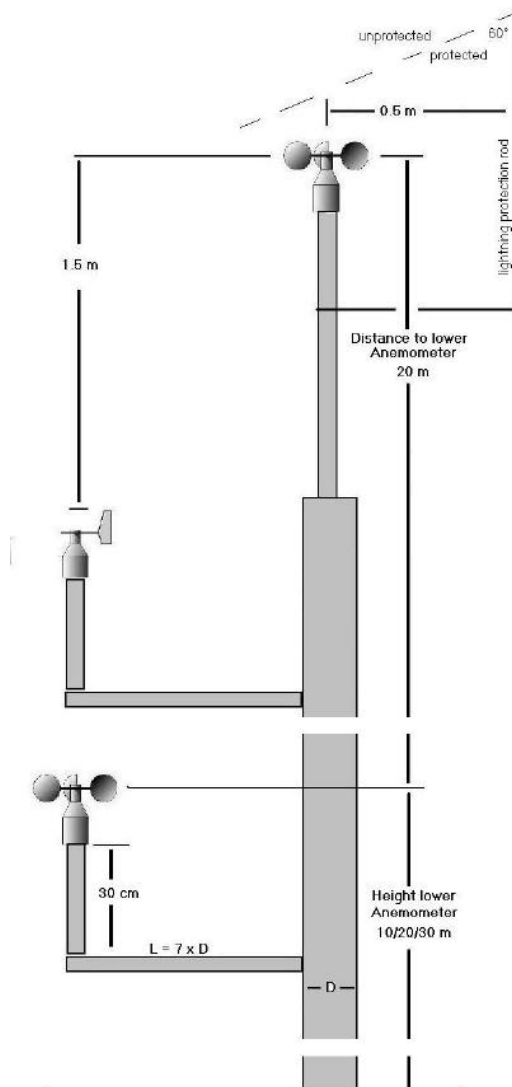


Figura 8: Disposición típica de los sensores.

2.4.4 Erigir la torre

Las reglas fundamentales para levantar la torre son:

- Todos los sensores meteorológicos deben estar fijados absolutamente verticales. Una pequeña desviación puede provocar que el viento incida con una pequeña inclinación vertical y por lo tanto falsear las medidas.
- Las pletinas que sujetan los sensores no deben vibrar, ya que aparte de influir en las medidas, pueden desgastar los rodamientos.
- El anemómetro superior debe ser colocado en el central de la torre, y no debe estar afectado por ningún obstáculo. La última piza debe ser un tubo de diámetro similar al cuerpo del mismo, de longitud mínima de 0,5 m. Cerca del anemómetro debería haber un pararrayos, aunque su eficacia es muchas veces limitada.
- El resto de anemómetros deben ser situados sobre una pletina colocada perpendicularmente a la velocidad predominante del viento y levantada sobre la pletina entre 30 cm y 60 cm. La distancia del anemómetro a la torre debe ser al menos 7 veces el diámetro de la torre si es tubular. Si se utiliza una torre de celosía de hasta 30 cm de lado, la travesía debe medir alrededor de un metro.
- La veleta debe ser colocada lo más alto posible, pero separada del anemómetro un metro y medio, sujeta a una travesía como en el punto anterior.
- El pararrayos debe tener un grosor de unos 2 cm, a una distancia de medio metro del anemómetro superior y no debe vibrar. Para proteger al anemómetro, éste debería caer en un ángulo de 60°.
- El mejor sitio para llevar los cables de los sensores al registrador es dentro de la torre. Al menos, los cables deben sujetarse firmemente con abrazaderas cada metro.
- El resto de componentes deben situarse lo más alto posible, pero de forma que sean accesibles para trabajar con ellos y para mantenimiento.
- Las antenas GSM y los paneles solares corren peligro de robo o vandalismo. Por tanto, es preferible colocar paneles solares no muy grandes (menos interesantes para los ladrones) y la antena GSM se puede camuflar poniendo encima un viejo trozo de tubería PVC (no conductora) que lo cubra.
- La torre debe estar absolutamente vertical. Si no se puede trepar por la torre para comprobarlo, se debe utilizar un inclinómetro y comprobar la inclinación desde todos los ángulos (normalmente, a simple vista se puede apreciar si la torre está derecha).
- Si se pone un sensor de vibraciones en lo alto de la torre, éste puede servir de sistema de aviso.

2.5 El registrador de datos ('data logger')

Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el registrador de datos ('data logger'), que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo.

Los principales fabricantes de registradores meteorológicos son Campbell Scientific, NRG Systems y Ammonit. Algunos registradores pueden ser programados para utilizar casi cualquier sensor, mientras que otros solamente pueden utilizar sensores de la misma casa. Hay modelos sencillos que se alimentan con pilas y graban los datos

en chips EEROM y en otros los datos deben descargarse conectándose con un ordenador, por el puerto serie. La capacidad de memorizar datos también varía, aunque una capacidad muy elevada tampoco es vital, ya que suele ser conveniente pasarse al menos una vez al mes para vigilar la torre. Es conveniente consultar la información del fabricante y consultar la lista de precios del data logger y sus accesorios (cable de comunicaciones, programa de comunicaciones, etc.).

Últimamente es habitual instalar registradores con comunicación GSM (telefonía móvil), especialmente si la torre está lejos y se tiene cobertura (lo cual no es siempre cierto).

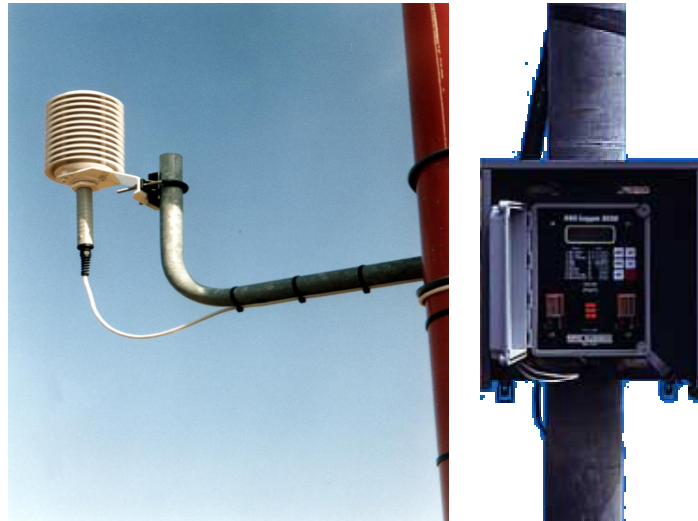


Figura 9: Detalle del sensor de temperatura y de un data-logger de la casa NRG.

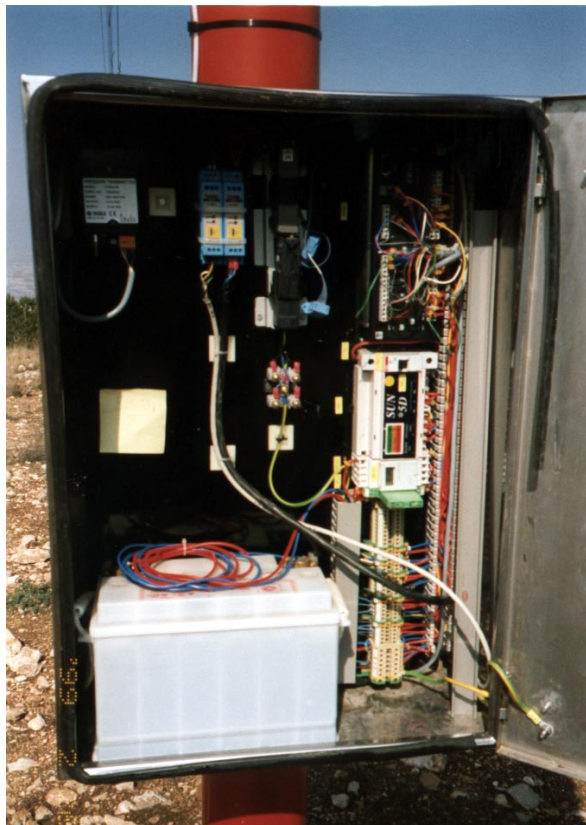


Figura 10: Detalle del armario de un registrador con control de carga de batería (a través de un panel solar).

2.6 Condiciones árticas

Si hay muchas lluvias heladas en la zona o escarcha en las montañas, puede necesitar un anemómetro calentado, que requiere una conexión a la red eléctrica para hacer funcionar el calentador. Si en un aerogenerador esto no es un problema, en una torre meteorológica aislada esta solución es irrealizable y se deben corregir o eliminar los datos erróneos.

2.7 Medias de 10 minutos

Las velocidades del viento son medidas en medias de 10 minutos para que sea compatible con la mayoría de programas estándar (y con la bibliografía sobre el tema). Los resultados en las velocidades del viento son diferentes si se utilizan diferentes periodos de tiempo para calcular las medias, como se verá posteriormente.

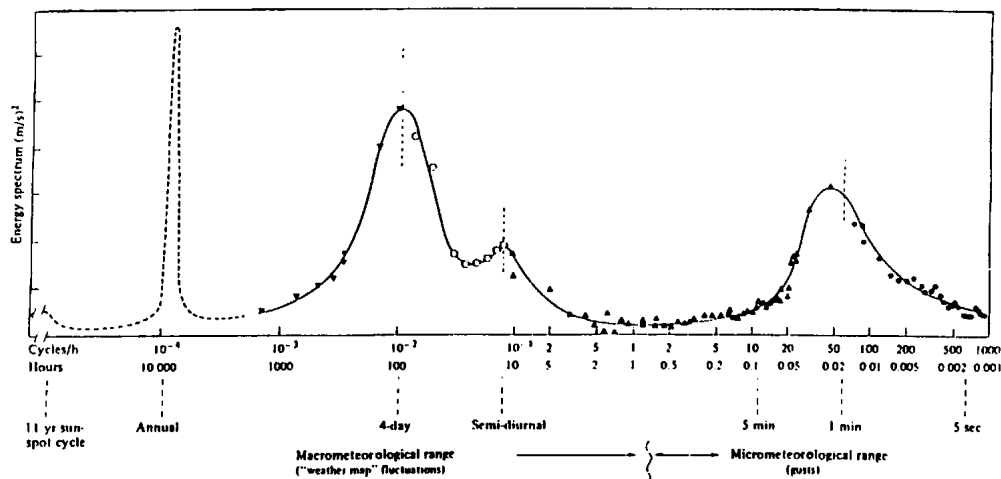


Figura 11: Espectro típico del viento

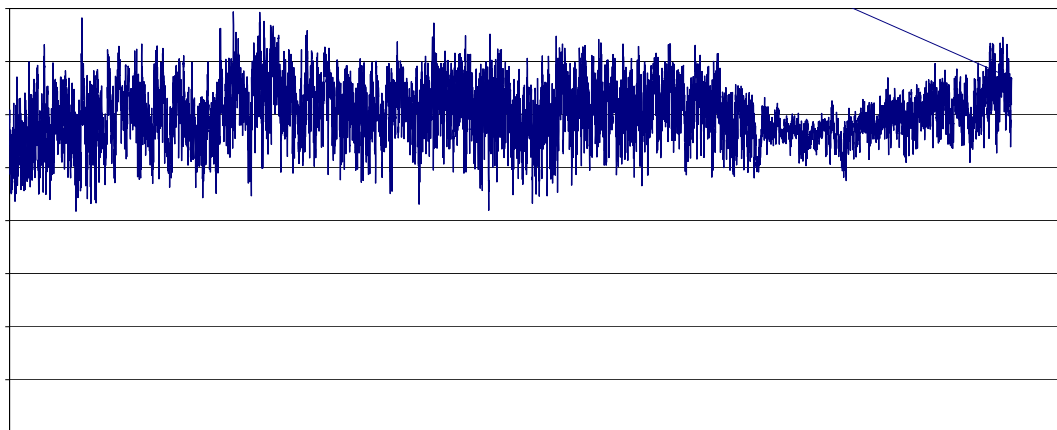


Figura 12: Evolución del viento con datos tomados de un anemoveleta cada 1,7 s

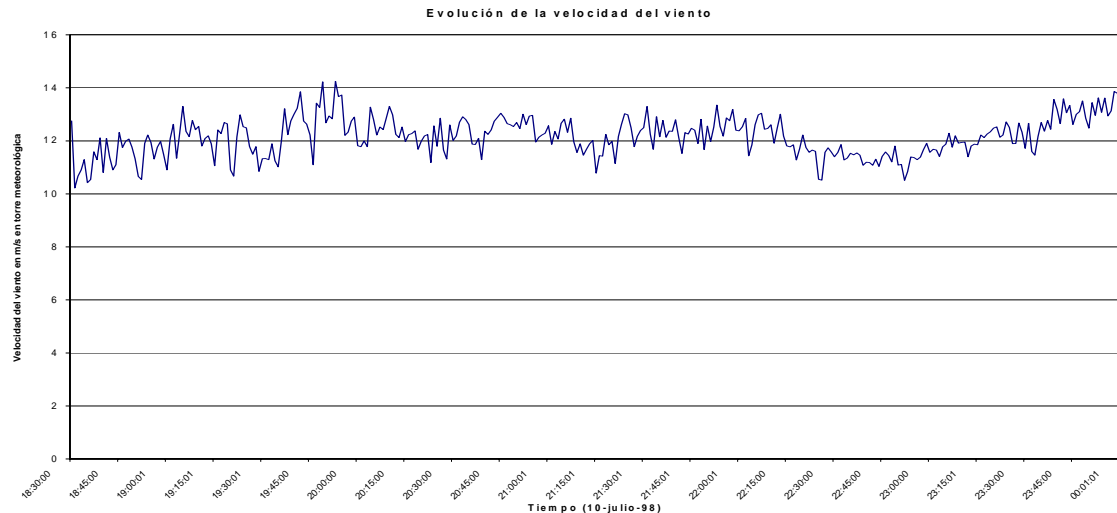


Figura 13: Evolución del viento promediado cada minuto.

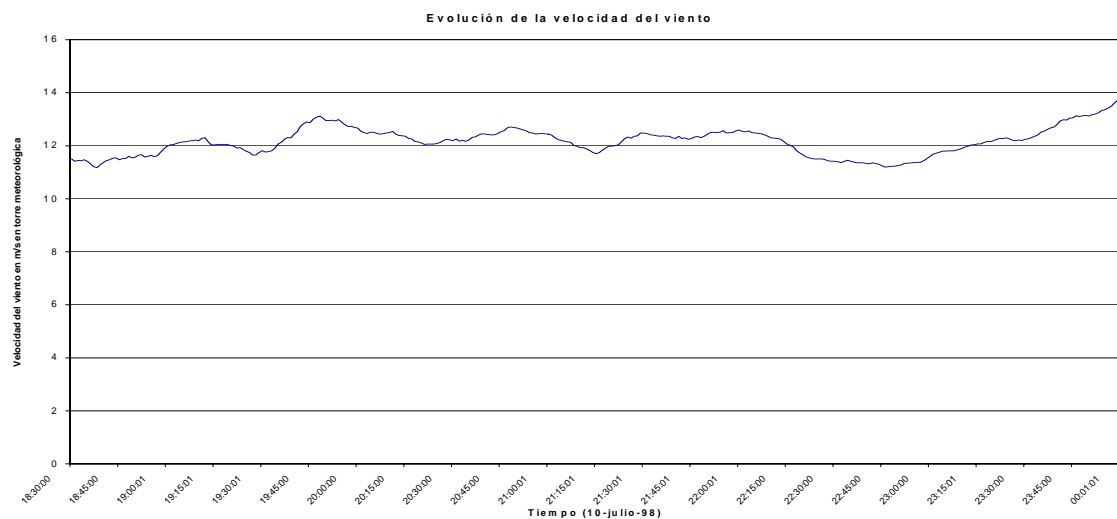


Figura 14: Evolución del viento promediado cada 15 minutos.

2.8 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.

2.8.1 Efecto de la estela en un aerogenerador.

Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a la turbina. Esto se deduce directamente del hecho de que la energía ni se crea ni se destruye. Si no lo encuentra lo suficientemente claro eche un vistazo a la definición de energía del manual de referencia.



Figura 15: Efecto de la estela en un aerogenerador. Fotografía © 1997 Risø National Laboratory (Dinamarca)

Un aerogenerador siempre va a crear un abrigo en la dirección a favor del viento. De hecho, habrá una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina (la expresión estela proviene, obviamente, de la estela que deja un barco tras de sí).

Realmente puede verse la estela tras un aerogenerador si se le añade humo al aire que va a pasar a través de la turbina, tal y como se ha hecho en la imagen. (esta turbina en particular fue diseñada para girar en sentido contrario al de las agujas del reloj, algo inusual en los aerogeneradores modernos).

En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor. En las direcciones de viento dominante esta separación es incluso mayor, tal y como se explica en la página siguiente.

2.8.2 Distribución en planta del parque

Tal y como se vio en la sección anterior sobre el efecto de la estela, cada aerogenerador ralentizará el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad.

Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el coste del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras.

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes.

En este dibujo se han situado 3 filas de cinco turbinas cada una siguiendo un modelo totalmente típico.

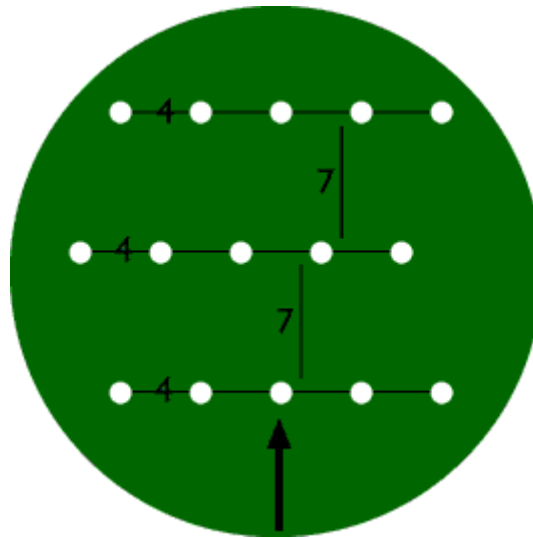


Figura 16: Distribución de aerogeneradores al tresbolillo en terreno llano

Las turbinas (los puntos blancos) están separadas 7 diámetros en la dirección de viento dominante y 4 diámetros en la dirección perpendicular a la de los vientos dominantes. Cuando el terreno disponible es reducido estas distancias pueden ser reducidas, siempre bajo el criterio y la experiencia acumulada del proyectista (no es raro encontrar parques en crestas de sierras separados algo más del doble del diámetro, cuando la arista de la montaña es perpendicular a los vientos predominantes).

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La pérdida de energía típica es de alrededor del 5 por ciento.



Figura 17: Torre meteorológica afectada por el efecto de sombra (apantallamiento de viento) de los aerogeneradores.

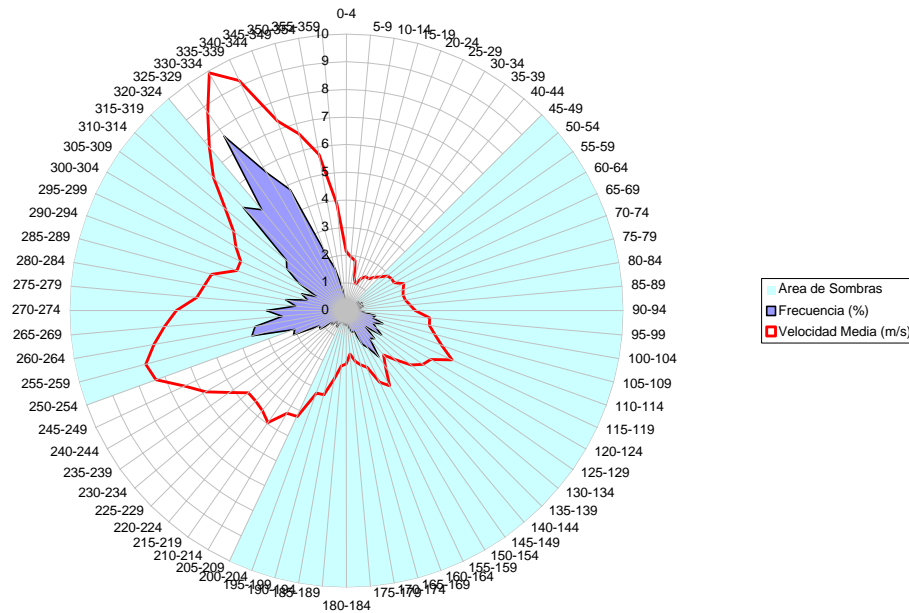


Figura 18: Rosa de vientos del emplazamiento anterior. Los sectores sombreados en claro indican que con vientos de esas direcciones la velocidad medida se ve influida por la presencia de las dos turbinas. La línea fina indica la velocidad media para cada sector y el área rellena indica la frecuencia relativa de esos vientos.

2.9 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 valores 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

2.10 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 muelles 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. Para asegurar el funcionamiento fiable de un aerogenerador y sus componentes, el sistema de control debe detectar desviaciones respecto al 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.

2.10.1 Anemómetros en los aerogeneradores

En la parte posterior de la góndola, suele estar instalado un anemómetro (casi exclusivamente 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 27 m/s pero sólo se desconectaría por excesivo viento si se mantiene durante un tiempo determinado una velocidad por encima de 25 m/s.

Este anemómetro no tiene que ser muy preciso, ya que sólo se utiliza para decidir cuándo merece la pena orientar la góndola y cuando hay un viento excesivo que hace aconsejable parar la máquina. Además, aunque el anemómetro sea muy preciso el viento que le llega está muy perturbado por lo que la velocidad real del viento debe ser estimada por el sistema de control (hay bastantes artículos técnicos hablando de ello, ya que es un tema arduo).

En la parte trasera de la góndola hay una veleta que sirve para orientar a la máquina. Como el flujo de aire que le llega es turbulento y tiene una componente rotacional, la veleta está continuamente vibrando. Esta veleta suele ser todo nada, con dos sensores optoelectrónicos. Si la góndola está alineada, el primer transductor le dirá que el 50 % del tiempo la veleta da todo y otro 50 % da nada. La segunda salida optoelectrónica de la veleta, le dice al control si la góndola está conectada a barlovento o a sotavento.

2.10.2 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.

2.10.3 Vigilancia de la red eléctrica y protección contra rayos

Las faltas de la red eléctrica –incluso aquellas de corta duración– pueden provocar un incremento excesivo en la velocidad. Dado que la turbina no tiene el freno que supone el generador inyectando potencia a la red eléctrica, la velocidad se incrementa.

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. 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.

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 donde 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.

2.10.4 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.

2.10.5 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.

2.10.6 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.

2.10.7 Telemando 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 diagnosis 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.

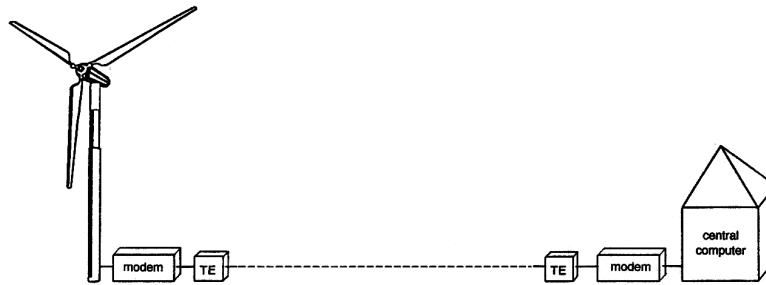


Figura 84: Monitorización de un emplazamiento compuesto por un solo aerogenerador.

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.

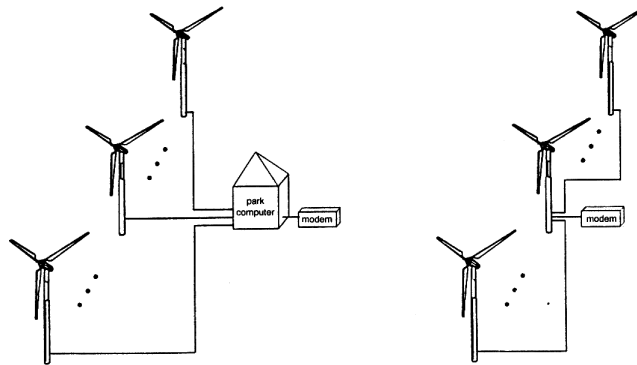


Figura 85: Posibles esquemas de monitorización de un parque eólico.

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–.

2.10.8 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 periodos 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.

3 Bibliografía

Bibliografía específica de sensores e instrumentación:

- Curso multimedia de sensores. F.J. Arcega.
- Norma IEC 61400-12. Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbine power performance testing. *En la segunda edición de la norma sobre curvas de potencia de aerogeneradores y sobre el cálculo del potencial eólico (versión en borrador), incluye mucha información de aspectos relacionados con la anemometría en emplazamientos (algunos anexos son muy informativos).*
- Catálogos de fabricantes de sensores:
 - <http://www.ammonit.de/>
 - <http://www.thiesclima.com/>
 - <http://www.campbellsci.com/>
 - <http://kermit.traverse.com/commerce/rmyoung/rmyprod1.htm>
 - <http://www.nrgsystems.com>
 - <http://www.windspeed.co.uk>
 - <http://www.winddata.com/>
 - <http://www.geonica.com/>
- Harry N. Norton, "Sensores y Analizadores" Ed. Gustavo Gili, 1984.
- PALLAS ARENY, R.: Transductores y acondicionadores de señal. Marcombo, '89.
- PALLAS ARENY, R.: Adquisición y distribución de señales. Marcombo, 1993.
- CREU: Instrumentación Industrial. Ed. Marcombo.
- Pallás, R., Rosell, J.: Interferencias en sistemas de medida. Ediciones UPC, 1995.
- Balcells, J, Daura F, Sparza R., Pallas R. Interferencias electromagnéticas en sistemas electrónicos. Serie Mundo Electrónico. Ed. Marcombo. 1992.

Información general sobre energía eólica:

- Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica. Autores: J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, S. Arnalte Gómez. Editorial Rueda S.L., 2003.
- Wind Energy Explained. Theory, Design and Application. Autores: J. F. Manwell, J. G. McGowan, A.L. Rogers. Ed. Wiley, 2002.
- Heier, Siegfried. "Grid integration of wind energy conversion systems". John Wiley & Sons Ltd.
- 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>
- Principios de conversión de la Energía Eólica. Serie ponencias. CIEMAT, MINER, 1997. Varios Autores.
- Spera, D.A. (May 1994). Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. Fairfield, NJ. ASME.
- Revista Dewi Magazine. Por ejemplo, los artículos <http://www.dewi.de/dewi/magazin/17/02.pdf> y <http://www.dewi.de/dewi/magazin/18/04.pdf>

Joaquín Mur Amada
Dpto. Ingeniería Eléctrica - E.U.I.T.I.Z.
C/ María de Luna, 3, Edif. Torres Quevedo
50.018 – ZARAGOZA
email: joako@posta.unizar.es