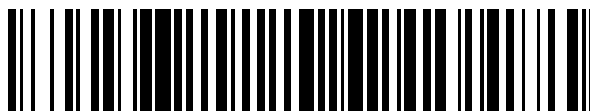


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 400 913**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **21.10.2005** **E 05795339 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.12.2012** **EP 1809899**

54 Título: **Instalación de energía eólica y procedimiento para la corrección automática de errores de ajuste de la paleta**

30 Prioridad:

25.10.2004 DE 102004051843

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

15.04.2013

73 Titular/es:

REPOWER SYSTEMS SE (100.0%)
Überseering 10
22297 Hamburg , DE

72 Inventor/es:

ALTEMARK, JENS

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 400 913 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Instalación de energía eólica y procedimiento para la corrección automática de errores de ajuste de la paleta

5 La invención se refiere a una instalación de energía eólica con una infraestructura, una góndola dispuesta sobre ella que se puede regular en dirección acimutal mediante un dispositivo de giro, un rotor dispuesto de modo giratorio en un lado frontal de la góndola que acciona un generador para generar energía eléctrica, y un sistema de control para el dispositivo de giro, al cual están conectados unos equipos de medida destinados a medir parámetros de viento y una magnitud electromecánica.

10 Las instalaciones de energía eólica actuales están dotadas de rotores que han de orientarse hacia el viento. Dependiendo de la construcción del rotor ha de estar orientado de tal modo que visto a lo largo del eje del rotor mire contra el viento (rotor de barlovento) o señale alejado del viento (rotor de sotavento). Con el fin de poder girar el rotor a una posición acimutal correcta con relación al viento dominante está previsto generalmente en la instalación de energía eólica un regulador de seguimiento con una paleta. Ésta determina la dirección del viento incidente y actúa de tal modo junto con un dispositivo de giro que el rotor se gire a la posición acimutal correcta. La paleta está situada generalmente sobre la góndola en un lugar detrás del rotor. Por lo tanto se encuentra en una zona afectada por los torbellinos causados por el rotor. Por este motivo se llegan a producir errores de medida.

15 Por la utilización previa conocida es sabido que las desviaciones resultantes de la disposición de la paleta detrás del rotor se han de determinar y tener en cuenta como valor a corregir. Para ello es preciso que al efectuar la puesta en servicio se proceda a efectuar un calibrado. Un inconveniente de este método consiste en que el valor a calibrar determinado de este modo solamente es procedente para un tipo de aspa de rotor, y en rigor también solo para aquella intensidad del viento a la cual se realizó el calibrado. Además hay otro inconveniente y es que la precisión que se puede conseguir no es especialmente alta incluso si se emplean procedimientos de medida por láser de alta calidad. Generalmente solo se alcanza una precisión de 2°. Esta precisión parecía aceptable ya que el grado de rendimiento de la instalación de energía eólica solo varía con el coseno del error de posición. Con estos antecedentes se consideraban tolerables desviaciones de hasta 5°. Pero se ha reconocido que con este planteamiento no se llega a una solución satisfactoria. Porque hay que añadir otros errores debidos a inevitables errores de posición respecto al viento. Otras causas de los errores de posición se deben principalmente a lo siguiente:

20 Las variaciones frecuentes o rápidas de la dirección del viento, ya que el dispositivo de giro no puede estar siguiendo al viento constantemente. Se produciría entonces fácilmente una sobrecarga y un fallo prematuro del mecanismo. Otra causa está en la distorsión de la corriente de aire en la zona de la paleta, debida al giro del rotor. Esta distorsión depende de la intensidad del viento, de la dirección del viento y por lo general es difícil de predecir. También surgen errores de precisión debido a posibles influencias de otras instalaciones de energía eólica próximas. Éstas son especialmente marcadas cuando las instalaciones de energía eólica están dispuestas en línea a lo largo de la dirección del viento. Todas estas circunstancias dan lugar a un error de posición determinístico o estocástico de la paleta. Los errores resultantes de esto no se pueden compensar totalmente mediante un simple regulador de seguimiento para el ajuste acimutal. En conjunto resultan unas pérdidas perceptibles debidas al error de posición.

25 Para contrarrestar estas pérdidas se han desarrollado estrategias de optimización. Por el documento DE-A-199 34 415 se conoce la posibilidad de conseguir una mejora de la regulación simple de seguimiento, al estar previstas varias curvas de potencia en función de la velocidad del viento para la producción de energía para diferentes posiciones del rotor respecto al viento. Mediante estas curvas de potencia se determina para el calibrado de la regulación de seguimiento un valor óptimo mediante cálculos de optimización de por sí conocidos. Las curvas de potencia se han de determinar y memorizar para distintos ángulos de incidencia al efectuar la puesta en marcha de la instalación; también existe la posibilidad de efectuar una modificación adaptativa de las curvas de potencia durante el funcionamiento. Un inconveniente de esta técnica es que la medición de diferentes curvas de potencia para diferentes condiciones de afluencia resulta compleja.

30 La invención se plantea como objetivo, partiendo del estado de la técnica citado en último lugar, crear una instalación de energía eólica y un procedimiento para realizar la alineación de la instalación de energía eólica que con menor complejidad permita efectuar una orientación más precisa, incluso en circunstancias difíciles.

35 La solución conforme a la invención se encuentra en las características de las reivindicaciones independientes. Unos perfeccionamientos ventajosos constituyen el objeto de las reivindicaciones dependientes.

40 De acuerdo con la invención está previsto en una instalación de energía eólica con una infraestructura, una góndola dispuesta sobre ella que se puede regular en dirección acimutal mediante un dispositivo de giro, un rotor dispuesto de modo giratorio en un lado frontal de la góndola y que acciona un generador para generar energía eléctrica, unos equipos de medida para medir la velocidad y la dirección del viento, así como una magnitud electromecánica, y un sistema de control para el dispositivo de giro, que esté previsto un módulo de calibrado para el sistema de control que comprenda un elemento de medida del rendimiento y una equipo de evaluación, estando realizado el elemento de medida del

rendimiento para calcular una medida rendimiento correspondiente a la generación de la magnitud electromecánica en función de la velocidad del viento, siendo la medida del rendimiento un indicador de cuánto genera efectivamente la instalación de energía eólica en las condiciones de viento dadas, y comprendiendo el equipo de evaluación un clasificador con una primera salida para una primera clase con dirección del viento positiva y una segunda salida para una segunda clase con dirección del viento negativa, a las cuales están conectados un primer elemento de cálculo para determinar un primer valor medio a partir de las medidas de rendimiento de la primera clase y un segundo elemento de cálculo para determinar un segundo valor medio a partir de las medidas de rendimiento de la segunda clase, y que presente un elemento comparador que esté realizado para determinar una diferencia entre los valores medios de la primera y de la segunda clase y emitir un valor de calibrado correspondiente a la diferencia para el sistema de control del dispositivo de giro.

La invención consigue con esto disminuir el error de posición del rotor con relación a la dirección del viento, y esto con independencia de las condiciones de viento reinantes. La esencia de la invención se encuentra en la idea de prever un módulo de calibrado independiente que actúe sobre el sistema de control para el dispositivo de giro. Mediante el módulo de calibrado se comprueba si la góndola ha sido orientada efectivamente por el sistema de control de modo correcto respecto al viento. Si esto no es así, se emite un valor de corrección para el sistema de control, a base del cual el sistema de control lleva a cabo la restante orientación de la góndola. De este modo se compensan los errores tales como surgen debido a un montaje inexacto de la paleta (errores estacionarios). Pero también se pueden compensar otras clases de posicionamientos erróneos, por ejemplo debidos a condiciones de afluencia desfavorables de la paleta (errores dinámicos), tal como pueden surgir por ejemplo por la desviación de la corriente de aire a sotavento del rotor (efecto de sacacorchos). La invención permite además conseguir una orientación óptima del rotor incluso si visto en toda la superficie del rotor no reinan unas condiciones de viento homogéneas. Incluso con una paleta que mida con mucha precisión no se puede por lo tanto con ella sola conseguir una orientación óptima del rotor. Gracias al módulo de calibrado conforme a la invención que tiene en cuenta las circunstancias que efectivamente actúan sobre el rotor, resulta posible obtener una orientación óptima, incluso en condiciones totalmente difíciles.

Un aspecto esencial se basa en formar una medida del rendimiento mediante un elemento especializado. La medida del rendimiento es un indicador de lo que genera la instalación de energía eólica en las condiciones del viento dadas, es decir, en qué medida aprovecha el viento. Gracias a la medida de rendimiento el sistema de control es independiente de influencias provocadas por variaciones de la velocidad del viento. Como magnitud de la medida de rendimiento se puede recurrir a diversas magnitudes físicas. Con frecuencia será la potencia eléctrica. Pero también existe la posibilidad de servirse de la energía eléctrica generada. Esto tiene la ventaja de que al efectuar una medida a lo largo de un determinado tiempo, las oscilaciones de corta duración quedan compensadas automáticamente por la integración inherente a la medición. Pero también se pueden emplear otras magnitudes tales como por ejemplo el momento eléctrico del generador o el momento mecánico que actúa del rotor al generador o a un reductor intercalado con éste. El elemento de medida de rendimiento está realizado preferentemente como elemento normalizador realizado para normalizar la magnitud respecto a la velocidad del viento. Esto tiene lugar convenientemente en la forma más sencilla porque se forma la relación de la potencia eléctrica respecto a la tercera potencia de la velocidad del viento. De este modo se consigue que se puedan eliminar las influencias debidas a las variaciones de la velocidad del viento. De este modo la invención puede tener en cuenta también aquellos errores que surgen por los giros del viento causados por un viento que esté refrescando. De este modo se mejora considerablemente la calidad del posicionamiento acimutal.

Preferentemente está previsto un filtro de relevancia. Éste está formado para no tener en cuenta o tenerlos solo en menor medida, los valores situados fuera de unos valores límite que se pueden ajustar. Por ejemplo desecha juegos de datos situados por debajo de una potencia mínima y/o por encima de una velocidad máxima. De este modo se puede efectuar en particular una delimitación de la zona de trabajo del módulo de calibrado conforme a la invención, limitándolo a la zona del llamado índice de marcha rápida óptima. La zona del índice de marcha rápida óptima afecta a aquellas velocidades del viento para las cuales las revoluciones del rotor se han elegido proporcionales a la velocidad del viento. La relación entre la velocidad de las puntas de las aspas y la velocidad del viento es el índice de marcha rápida. Con el filtro de relevancia se puede conseguir no tener en cuenta el funcionamiento fuera del índice de marcha rápida óptima. Además, con el filtro de relevancia se puede conseguir que no se tengan en cuenta las influencias debidas a circunstancias extraordinarias, que de otro modo podrían dar lugar a una distorsión del resultado de la medición.

El elemento de medida del rendimiento comprende preferentemente además un módulo lineal del sistema de rotor/generador. En el módulo lineal están contenidos en forma de modelo matemático conocimientos del sistema relativos al comportamiento mecánico y eléctrico del sistema de rotor/generador durante la conversión de energía eólica mecánica en energía eléctrica. Para ello se tienen en cuenta especialmente también las magnitudes de influencia tales como la inercia del sistema de rotor/generador. Con un modelo de este tipo se puede incrementar la calidad de la medida de rendimiento formada, ya que se pueden captar con precisión unas revoluciones del rotor que vayan variando solo lentamente debido a la influencia de las rachas de viento. El modelo puede estar realizado de por sí de una forma cualquiera. Pero se ha acreditado realizarlo como elemento de retardo de primer orden. Esto permite lograr con un gasto relativamente pequeño una buena aproximación al comportamiento del sistema. También puede estar previsto reproducir

- mediante el módulo lineal el comportamiento del sistema en cuanto a diferentes grados de rendimiento de la instalación de energía eólica. Por ejemplo, en diferentes campos de trabajo de una instalación de energía eólica se obtienen diferentes grados de rendimiento. El grado de rendimiento es mayor dentro del campo de las revoluciones de marcha rápida óptimas que en el campo de la regulación superior de las revoluciones constantes, y también es diferente al grado de rendimiento dentro del campo de potencia inferior. Con una realización de esta clase del módulo lineal se puede conseguir un afinamiento en la reproducción del comportamiento del sistema.
- El elemento de cálculo está realizado preferentemente para calcular un valor medio ponderado. Se entiende por valor medio ponderado un valor medio en el que los distintos sumandos entran en el cálculo ponderados con diferentes factores. Los diferentes factores pueden corresponder por ejemplo a una función de ventana en el campo del tiempo. Las formas de ventana convenientes son por ejemplo una ventana rectangular o una ventana de Hamming. También se pueden emplear otras formas de ventana.
- El elemento de medida del rendimiento está realizado preferentemente de auto adaptivo. De este modo se tiene la posibilidad de que se adapte automáticamente a factores variables que dependan del emplazamiento o de las condiciones del viento. Esto resulta especialmente ventajoso cuando en el caso de vientos procedentes de una determinada dirección aparecen distorsiones que dan lugar a mediciones inexactas de la dirección del viento por medio de la paleta, o en las cuales el viento no es homogéneo visto a través de la superficie del rotor. También está previsto convenientemente un módulo corrector. Éste permite efectuar una adaptación de la instalación de energía eólica en su conjunto, o de diversos componentes de ésta. Por ejemplo, una instalación de energía eólica se puede equipar con diferentes aspas de rotor que se diferencian en su profundidad de aspa. De esto a su vez depende cuánto falsean las aspas del rotor la medición del viento por medio de la paleta situada sobre la góndola. Los valores de corrección correspondientes se pueden registrar en un módulo de este tipo para poderlos recuperar según necesidad en función del equipamiento efectivo de las instalaciones de energía eólica.
- Es conveniente prever una memoria en la que estén memorizadas la velocidad medida del viento, la dirección del viento y las medidas de la magnitud electromecánica. Está realizada para registrar los datos medidos, bien de forma individual o resumidos, por ejemplo como valor medio a lo largo de un determinado periodo de tiempo. La memoria está unida al elemento de medida del rendimiento y a los elementos de cálculo. La memoria está realizada preferentemente como memoria anular que puede registrar un determinado número de juegos de datos. De este modo se consigue que siempre esté disponible el mismo número de juegos de datos situados en el pasado, para lo cual los juegos de datos antiguos son sobrescritos automáticamente por nuevos juegos de datos.
- El equipo de evaluación comprende preferentemente un conmutador de valor umbral. En el caso de producirse desviaciones por debajo de un determinado valor límite, por ejemplo del 1%, no se emite ningún valor de corrección. Si la desviación es mayor entonces por cada 1% de desviación se emite un valor de corrección para la posición acimutal de 1°. La relación entre la magnitud de la desviación y la magnitud del valor de corrección está memorizada preferentemente en un elemento de líneas características.
- El equipo de medida puede estar realizado de tal modo que determine la dirección del viento de forma absoluta o relativa. Se entiende aquí por absoluta, un valor que está referido a un sistema de coordenadas fijo en la tierra (por ejemplo norte dextrógiro). Se entiende por relativo un sistema de coordenadas que está referido a la posición acimutal de la góndola, en cuyo caso la línea de referencia es aquí el eje del rotor. El equipo de medida está dispuesto preferentemente sobre la góndola. Esto tiene la ventaja de obtener una disposición compacta y sencilla en las proximidades del rotor correspondiente. Pero no se debe excluir que el equipo de medida esté situado en un lugar independiente, por ejemplo sobre una torre de medida instalada separada. Esta variante es especialmente procedente cuando se trata de alimentar con datos de un mismo equipo de medida a varias instalaciones de energía eólica. En lugar de una medición directa del viento tal como se ha descrito anteriormente, puede estar prevista también una medición indirecta del viento. Por ejemplo los equipos de medida pueden estar realizados para determinar la flexión de la torre o los momentos de flexión de las aspas del rotor. Esto último ofrece la ventaja de que a diferencia de los métodos de medición antes citados que miden la fuerza del viento absoluta (en Beaufort, metros/segundo, nudos, etc.), permiten realizar una medición relativa. Relativa significa que los momentos de flexión de las aspas del rotor aumentan de forma especialmente notable cuando la góndola no está orientada correctamente hacia el viento. Esto es aplicable en medida especial para variaciones periódicas de los momentos de flexión de las aspas del rotor.
- La invención se refiere además a un procedimiento para la alineación de instalaciones de energía eólica que presenten una góndola dispuesta de modo giratorio sobre una infraestructura, con un rotor en su cara frontal, con los pasos de medir la velocidad y la dirección del viento y obtener una medida de una magnitud electromecánica en función de la velocidad del viento, siendo la medida del rendimiento un indicador de cuánto genera efectivamente la instalación de energía eólica en las condiciones del viento dadas, clasificar según la dirección del viento positiva y negativa y formar un primer valor medio a partir de las medidas de rendimiento en las cuales la dirección del viento es positiva, formar un segundo valor medio a partir de las medidas de rendimiento para las cuales la dirección del viento es negativa, determinar la diferencia

entre el primer y el segundo valor medio, emitir un valor de calibrado correspondiente a con la diferencia para el sistema de control para el giro de la góndola.

Para una aclaración se hace referencia a las exposiciones anteriores.

A continuación se trata de explicar además algunos de los conceptos empleados:

- 5 Se entiende por juego de datos un grupo de parámetros captados en un determinado momento, que generalmente comprende la velocidad del viento, la dirección del viento y la potencia eléctrica cedida.

10 El concepto de valor medio debe entenderse en el sentido matemático amplio. No comprende únicamente el valor medio aritmético sino también otras formas de valores medios ponderados o también otras formas de cálculo como por ejemplo la media geométrica. Se sobreentiende que la invención no está limitada a determinar solamente con exactitud un valor medio para una dirección del viento positiva o negativa. Igualmente puede estar previsto calcular cada vez dos o más valores medios. También puede estar previsto formar un campo neutro, es decir una dirección del viento que sea neutra o solamente sea positiva o negativa en una ligera magnitud ajustable.

15 Se entiende por dirección del viento positiva una dirección del viento que mirando a lo largo del eje del rotor desde la góndola hacia el rotor queda situada a la derecha. Correspondientemente se entiende por dirección del viento negativa aquella que está situada a la izquierda del eje del rotor, vista desde la góndola hacia el rotor.

Se entiende por acimut la orientación de la góndola con su eje del rotor en un plano horizontal. El desplazamiento de la góndola a diferentes posiciones acimutales se designa por giro.

20 Se entiende por dispositivo de giro un dispositivo realizado para modificar la posición acimutal de la góndola. Generalmente está realizada como servoaccionamiento activo con motor de accionamiento reversible. Pero también existe la posibilidad de realizarla de modo pasivo con una instalación de bloqueo; la góndola es orientada por la fuerza del viento y mediante la instalación de bloqueo (freno) se mantiene en la posición acimutal correcta. Esta realización es especialmente conveniente en el caso de rotores de sotavento.

La invención se explica a continuación haciendo referencia al dibujo en el que está representado un ejemplo ventajoso de realización de la invención. En éste muestran:

- 25 la figura 1 una vista esquemática de un ejemplo de realización de una instalación eólica conforme a la invención;
 la figura 2 una vista en planta de la instalación de energía eólica representada en la figura 1;
 la figura 3 una vista esquemática de un sistema de control independiente con el equipo de medida conforme a un segundo ejemplo de realización;
 30 la figura 4 una vista esquemática de un esquema de bloques correspondiente al ejemplo de realización representado en la figura 1;
 la figura 5 variaciones de parámetros del juego de datos; y
 la figura 6 curvas calculadas a partir de éstos por el equipo de evaluación.

35 En la figura 1 está representada una instalación de energía eólica según un ejemplo de realización de la invención. Ésta comprende una torre 10 como infraestructura, en cuya parte superior está situada de modo giratorio una góndola 12. En un lado frontal de la góndola 12 está dispuesto un rotor giratorio 14 con varias aspas. Actúa por medio de un árbol que no está representado sobre un generador 16 para generar energía eléctrica. También está previsto un convertidor 17 y unas conducciones 18 para transmitir la energía eléctrica a la torre 10 y desde allí más allá hacia los consumidores. En la góndola 12 está situado también un sistema de control 8 para la regulación acimutal de la góndola 12. Con este sistema actúan los sensores 21, 22 para los parámetros del viento (intensidad del viento y dirección del viento) así como un dispositivo eléctrico medidor de la potencia 23 y un dispositivo de giro 11 como actuador.

45 Primeramente se explicará la disposición mecánica de la regulación acimutal. En el extremo superior de la torre 10 está dispuesta una corona dentada 110 periférica de grandes dimensiones. En su dentado exterior engrana un piñón 112 dispuesto en la parte inferior de la góndola 12. El piñón 112 es accionado por un motor de accionamiento 111 del dispositivo de giro 11. El motor de accionamiento 111 es accionado por el sistema de control 8. El funcionamiento es el siguiente: cuando el sistema de control 8 emite una señal para efectuar la regulación acimutal, se activa el motor de accionamiento 111 del dispositivo de giro 11. De este modo se imparte un movimiento de giro al engranaje 112, que rueda en el dentado periférico de la corona dentada fija 110. De este modo se gira la góndola 12 con el rotor 14 respecto a la torre 10 en un plano horizontal. El sentido de giro del motor de accionamiento 111 está elegido para ello de acuerdo con el sentido de giro deseado de la góndola 12.

El sistema de control 8 está realizado para determinar automáticamente señales de salida para el dispositivo de giro 11 a partir de los parámetros del viento que se hayan medido. Para la medición de los parámetros del viento están previstos los sensores 21 y 22. El sensor 21 está realizado como anemómetro de casquetes cruzados, de por sí conocido, y sirve para determinar la intensidad del viento. El sensor 22 está realizado como una paleta de por sí conocida y sirve para determinar la dirección del viento. Los sensores 21, 22 están unidos al sistema de control 8 a través de un convertidor analógico-digital 24, en una forma que se explicará más adelante con mayor detalle. El sistema de control 8 está realizado como regulador de seguimiento y actúa sobre el dispositivo de giro 11 de tal modo que la góndola 12 se oriente en la dirección del viento.

De acuerdo con la invención está previsto además un módulo de calibrado 2. Antes de explicar éste con mayor detalle se tratará otra vez sobre los equipos de medida para los parámetros del viento. Los dos sensores 21, 22 están dispuestos arriba sobre la góndola 12. Se encuentran por lo tanto, vistos en la dirección del viento, detrás del rotor 14, en la medida en que el rotor esté realizado en la forma usual como rotor de barlovento. En el caso de que se tratase de un rotor de sotavento, estarían dispuestos delante del rotor. En ambos casos la corriente de aire se encuentra dentro del campo de los sensores 21, 22 influenciada por el movimiento de giro de las aspas del rotor 14. Otras fuentes de error frecuentes son las faltas de precisión en el montaje, así como influencias causadas por factores externos, por ejemplo debido a una instalación de energía eólica vecina en un parque eólico, con lo cual también pueden llegar a producirse torbellinos y variaciones de flujo. Para conseguir, a pesar de las influencias desfavorables resultantes de lo anterior, una orientación lo más exacta posible de la góndola 12 y del rotor 14, con respecto al viento, está realizado el módulo de calibrado 2 conforme a la invención tal como se describirá a continuación con mayor detalle haciendo referencia a la figura 4. Hay que señalar que el módulo de calibrado 8 no tiene por qué estar realizado como unidad física independiente sino que puede estar realizado en el sistema de control 2.

En la figura 4 se encuentra una vista esquemática en bloque del sistema de control 8 y del módulo de calibrado 2 conforme a la invención. En la parte izquierda de la figura se reconocen los sensores 21, 22 como equipos de medida de los parámetros del viento (dirección del viento δ y velocidad del viento v) y además un sensor 23 para la potencia eléctrica emitida (P_{e1}). En cuanto a la potencia eléctrica medida, se trata preferentemente de la potencia activa P , ya que ésta da mejor que la potencia aparente o potencia reactiva, una medida de la potencia efectiva generada por la instalación de energía eólica 1, y por lo tanto es más adecuada para dar una medida del rendimiento. Pero también puede estar previsto emplear en lugar de la potencia, la energía eléctrica saliente. Esto tiene la ventaja de que al efectuar mediciones a lo largo de un periodo de tiempo prolongado se lleva a cabo automáticamente una integración. Convenientemente se puede emplear para ello el contador de energía emitida (contador de kilovatios hora) que en cualquier caso está presente en una instalación de energía eólica. De este modo no solamente se ahorra un sensor independiente sino que automáticamente se realiza también una integración de la señal de potencia, con lo cual se reducen los ruidos indeseables en la señal de medida. También se puede recurrir a otros parámetros que den una medida del trabajo o de la potencia realizada por el sistema de rotor/generador. Aquí hay que considerar especialmente el momento mecánico cedido por el rotor o el momento eléctrico generado por el generador, que según el campo de trabajo se emplea con o sin valoración de las revoluciones.

Las señales suministradas por los sensores 21, 22, 23 son exploradas en determinados momentos por un convertidor analógico-digital 24. Los momentos de exploración son determinados por un generador de tiempo 25 que está unido al convertidor A/D 24 así como a una memoria opcional 26. Los datos digitales generados por el convertidor A/D 24 de los sensores 21, 22, 23 se pueden almacenar en la memoria 26 como juegos de datos 28 después de un tratamiento previo opcional en un sumador 27. La memoria 26 está realizada como memoria anular que almacena un determinado número de juego de datos, y que al añadirse nuevos juegos de datos borra correspondientemente los juegos de datos más antiguos. En el ejemplo de realización que está representado, la memoria 26 está dimensionada de tal modo que contiene cien juegos de datos 28. Éstos comprenden por ejemplo cada uno un intervalo de diez minutos. Se ha observado que un intervalo de diez minutos da una buena calidad de los valores medidos. Este periodo de tiempo es inferior a los de las variaciones meteorológicas o por desplazamiento o modificación de las zonas de alta presión o de baja presión. Pero por otra parte este periodo de tiempo es mayor que el de las influencias meteorológicas dinámicas rápidas tales como por ejemplo rachas de viento, bolsas térmicas o microrráfagas. De acuerdo con la invención, una exploración con un intervalo de unos diez minutos es óptima en el sentido de que se reduce al mínimo una influencia indeseable causada por variaciones dinámicas rápidas así como también por variaciones de larga duración.

El convertidor A/D 24 y la memoria 26 no tienen que estar previstos forzosamente. Con frecuencia se dispone de todos modos de los parámetros del viento necesarios así como de la medida para la calidad electromecánica, por la instalación de control de funcionamiento de la instalación de energía eólica, y además en muchos casos, ya como valor medio a lo largo de diez minutos. En ese caso se puede prescindir de realizar una medición y un almacenamiento independientes. Los parámetros se pueden seguir tratando directamente tal como se describe a continuación con mayor detalle.

Para el ulterior tratamiento está previsto un elemento de medida del rendimiento 3 y una equipo de evaluación 4. El elemento de medida del rendimiento 3 puede estar dispuesto, con relación a la memoria opcional 26, de tal modo que,

como está representado en la figura 4, solamente trate los bloques de datos 28 al efectuar la lectura; sin embargo también es posible tratar los bloques de datos 28 antes de guardarlos en la memoria 26, mediante el elemento de medida del rendimiento 3. En el ejemplo de realización representado, el elemento de medida del rendimiento 3 está realizado como elemento normalizador. Está realizado para dividir la potencia eléctrica medida P_{e1} por la tercera potencia de la velocidad del viento v . El cálculo da un coeficiente correspondiente al rendimiento de la instalación de energía eólica 1 para la posición acimutal dada y las condiciones del viento dadas. Si no existe la memoria opcional 26, el elemento de medida del rendimiento está realizado convenientemente para tratar la energía eléctrica cedida por la instalación de energía eólica durante un periodo de tiempo determinado, en lugar de la potencia eléctrica P_{e1} . Tal como ya se había descrito con anterioridad, esto permite efectuar una realización especialmente racional. También está previsto opcionalmente un módulo lineal 31. Éste representa una aproximación matemática del sistema de rotor/generador 14, 16 y de su comportamiento en diversas condiciones del viento. De este modo se puede tener en cuenta especialmente la influencia de la intensidad del viento que cambie bruscamente, tal como por ejemplo al producirse rachas de viento y las variaciones de revoluciones resultantes de ello. Esto constituye una gran ventaja, especialmente en instalaciones de velocidad variable donde se emplea la inercia de la masa del sistema de rotor/generador 14, 16 para efectuar un almacenamiento de corta dirección de la energía de las rachas de viento. También está previsto un filtro de relevancia 32. Éste está realizado para rechazar los valores que estén situados fuera de unos límites ajustables para la velocidad del viento o para la potencia eléctrica. En el ejemplo de realización representado, el filtro de relevancia 32 está ajustado de tal modo que se desechen los juegos de datos con velocidades del viento superiores a 10 m/s o con una potencia eléctrica inferior a 40 kW (referido a una potencia nominal de la instalación de 1.500 kW). Los valores límite están elegidos convenientemente de tal modo que solamente se sigan tratando aquellos valores en los que existan unas condiciones del viento medias. Expresado de otra manera, solamente se siguen tratando aquellos valores en los cuales la instalación de energía eólica 1 trabaja en lo que se llama régimen λ_{opt} , es decir que la velocidad del rotor 14 está ajustada de tal modo que resulte una determinada proporción entre la velocidad de la punta de las aspas y la velocidad del viento.

En principio la invención puede tener aplicación también en otros campos, pero entonces es preciso adaptar o ampliar eventualmente la función de normalización del elemento de medida del rendimiento 3 y el modelo lineal 31. Para este fin está previsto convenientemente de forma adicional un elemento corrector 33 que contiene datos relativos al comportamiento del sistema fuera del campo λ_{opt} . También puede contener datos relativos a diversas variantes de instalaciones de energía eólica en las cuales esté previsto el dispositivo conforme a la invención. Estos datos comprenden parámetros esenciales importantes para el funcionamiento del sistema de rotor/generador. Un ejemplo de esto es el tipo de aspa de rotor empleada. Es sabido que las aspas de rotor esbeltas o profundas generan diferente momento angular en sotavento, con lo cual se inducen diferentes desviaciones de la paleta. Preferentemente está previsto que en el elemento corrector estén memorizados varios juegos de parámetros de distintos tipos de instalaciones de energía eólica, diferentes tipos de aspas de rotor, etc., de entre los cuales se puede elegir uno adecuado. El elemento corrector 33 puede estar dotado además preferentemente de un algoritmo de adaptación. El algoritmo de adaptación sirve para adaptar los parámetros o las magnitudes empleadas en los demás componentes del elemento de medida del rendimiento, o en el módulo lineal 31, a unas condiciones variables. Esto puede realizarse porque mediante una comparación con equipos de medida externas, por ejemplo el mástil de viento 10', se determinen y compensen factores específicos del emplazamiento y/o dependientes de la dirección del viento que dependan del respectivo emplazamiento de la instalación de energía eólica. Por ejemplo, si una instalación de energía eólica está dispuesta de tal modo que para una determinada dirección del viento tiene una afluencia oblicua debido a estructuras naturales o artificiales, entonces mediante el algoritmo de adaptación se puede compensar la correspondiente desviación de dirección. Esto es especialmente aplicable en aquellos casos cuando para varias instalaciones de energía eólica situadas en un parque eólico aparecen efectos de ensombrecimiento mutuos para determinadas direcciones del viento. Dado que las influencias resultantes dello con frecuencia no se pueden calcular previamente con suficiente precisión, un algoritmo auto adaptante presenta la ventaja de que se adapta automáticamente a las condiciones respectivas. Esto es especialmente válido también para aquellos casos que por lo general solo son difícilmente calculables de antemano o no lo son en absoluto, en los que aparece una distribución no homogénea de la velocidad o de la dirección del viento sobre la superficie del rotor. Esto es un fenómeno que no se observa raras veces especialmente en instalaciones de energía eólica modernas y de gran envergadura con unos diámetros de rotor superiores a cien metros.

Se añade entonces un equipo de evaluación. Éste está realizado convenientemente con dos canales y un clasificador 40 en su entrada. El clasificador 40 está realizado para clasificar en función de que en los datos presentes en su entrada, la dirección del viento sea positiva o negativa, y según ello retransmitirla a la primera o a la segunda salida. En la primera salida está conectado un primer canal y en la segunda salida un segundo canal. El primer canal presenta un primer elemento de cálculo 41 para determinar un primer valor medio a partir de los juegos de datos 28 en los que la dirección del viento es positiva. Se entiende en este caso como positiva que la dirección del viento, referida al eje del rotor de la góndola 12, incide desde la derecha. El primer elemento de cálculo 41 suma los coeficientes de rendimiento formados por el elemento de medida del rendimiento 3 y divide la suma resultante por el número de coeficientes que se han sumado. De acuerdo con ello, el segundo elemento de cálculo 42 está realizado para formar un segundo valor medio a partir de los juegos de datos en los que la dirección del viento es negativa. Los primeros y segundos valores medios resultantes se

conducen al comparador 43. El comparador 43 calcula la diferencia entre los dos valores. También pueden estar previstos más de dos canales. Por ejemplo puede estar previsto en cada caso un canal adicional para grandes desviaciones positivas (Símbolo ++), que en la figura 3 están representados rayados como 41; de forma correspondiente puede estar previsto en el lado negativo un canal para grandes desviaciones negativas (no representado). También es posible prever un canal neutro (no representado) entre el primer canal y el segundo canal. Éste está realizado para tratar aquellos valores para los cuales la dirección del viento no es ni positiva ni negativa (eventualmente con un espectro de tolerancia ajustable). El comparador 43 puede efectuar el cálculo del valor diferencial de modo continuo, pero preferentemente está realizado de tal modo que lo realice a intervalos de tiempo periódicos o cuando los elementos de cálculo 41, 42 hayan tratado un determinado número de valores (por ejemplo 100). El valor de la diferencia es aplicado a un conmutador de valor umbral 5. Si la diferencia entre los dos valores medios es inferior al 1% entonces la posición acimutal es correcta y no es necesario realizar nada. Si la desviación es mayor que un 1% entonces se aplica el valor a un elemento de línea característica 6. Éste determina a partir del valor de la desviación un nuevo valor de calibrado para el sistema de control 8, sirviéndose de una curva característica memorizada. Este nuevo valor de calibrado se aplica al sistema de control 8 y actúa sobre el dispositivo de giro 11 de tal modo que se efectúa el seguimiento correspondiente de la posición acimutal de la góndola 12. En el ejemplo de realización representado, el elemento de línea característica 6 está realizado de tal modo que para cada uno por ciento de desviación se modifica el valor de calibrado en 1°. De este modo está terminada la regulación y el ciclo comienza de nuevo borrando los valores antiguos.

Además está previsto también un módulo de errores 7. En su entrada está aplicada la señal diferencial determinada por el comparador 43. El módulo de errores 7 está realizado también como conmutador de valor umbral. Si la señal diferencial es superior al 10% se emite un mensaje de avería y eventualmente se desconecta el sistema de corrección de la posición acimutal.

En la figura 3 está representada otra forma de realización. Ésta se diferencia de la forma de realización representada en la figura 1 porque el sistema de control 8' con sus sensores 21', 22' para la velocidad del viento y para la dirección del viento no están situados sobre la góndola de la instalación de energía eólica 1, sino sobre una torre independiente 10'. Una disposición de esta clase puede ser ventajosa si el sistema de control 8' actúa sobre varias instalaciones de energía eólica. Una realización de esta clase puede ser especialmente procedente si hay varias instalaciones de energía eólica situadas en un emplazamiento en el que reinen unas condiciones de viento relativamente uniformes, por ejemplo en un tramo de costa plano.

El funcionamiento del procedimiento está representado en las figuras 5 y 6. En la figura 5a está representada la dirección del viento $\bar{\theta}$ en función del tiempo referida al norte verdadero. También está representada con línea de trazos la posición de la góndola 12 con relación al norte verdadero. En la figura 5b está representada la velocidad medida del viento v , a la misma escala en función del tiempo t . Por último en la figura 5c está representada la potencia eléctrica P_{e1} cedida, también respecto a la misma escala de tiempos. Estos parámetros son explorados por el convertidor A/D 24, y los juegos de datos resultantes 28 se almacenan en la memoria 26. Durante la subsiguiente evaluación se obtienen entonces las curvas representadas en la figura 6. En la figura 6a está representada la dirección del viento $\bar{\theta}$ referida a la posición de la góndola 12. Con rayado positivo están las zonas en las que la dirección del viento es positiva. En la figura 6b está representado el coeficiente de rendimiento calculado por el elemento de medida del rendimiento 3. Vuelven a estar representadas rayadas las zonas en las que la dirección del viento es positiva. Mediante los primeros y segundos elementos de cálculo 41, 42 se suman ahora los valores de todas las zonas y a partir de ahí se forma un valor medio, eventualmente ponderado, de las zonas en las cuales la dirección del viento es positiva (rayado) o negativa (no rayado). Es preciso señalar que la formación del valor medio también puede tener lugar de forma continua, de modo que no se requiere imprescindiblemente una memoria 26. Como ya se puede apreciar por la representación de la figura 6b, dominan las partes rayadas. Esto significa que el valor medio de la dirección del viento positiva es mayor que el de la dirección del viento negativa, obteniéndose por lo tanto el correspondiente valor diferencial. Esto significa además que la góndola 12 hay que girarla en sentido hacia la dirección del viento positiva para alcanzar una posición óptima respecto al viento. De modo correspondiente se aplica un valor de calibrado al sistema de control 8 por medio del conmutador de valor umbral 5 y del elemento de línea característica 6. Éste controla entonces el dispositivo de giro 11.

REIVINDICACIONES

- 5 1.- Instalación de energía eólica con una infraestructura (10), una góndola (12) dispuesta sobre ella, que se puede regular mediante un dispositivo de giro (11), un rotor (14) dispuesto de modo giratorio en un lado frontal de la góndola (12) y que acciona un generador (16) para generar energía eléctrica, unos equipos de medida (21, 22, 23) para medir la velocidad y la dirección del viento, así como una magnitud electromecánica, y un sistema de control (8) para el dispositivo de giro (11),
- caracterizada porque**
- 10 está previsto un módulo de calibrado (2) para el sistema de control (8) que comprende un elemento de medida del rendimiento (3) y un equipo de evaluación (4),
- estando realizado el elemento de medida del rendimiento (3) para calcular una medida de rendimiento correspondiente a la generación de la magnitud electromecánica en función de la velocidad del viento, siendo la medida del rendimiento un indicador de cuánto genera efectivamente la instalación de energía eólica (1) en las condiciones del viento dadas, y
- 15 comprendiendo el equipo de evaluación (4) un clasificador (40) con una primera salida para una primera clase con dirección del viento positiva y una segunda salida para una segunda clase con dirección del viento negativa, a las cuales están conectados un primer elemento de cálculo (41) para determinar un primer valor medio a partir de las medidas de rendimiento de la primera clase y un segundo elemento de cálculo (42) para determinar un segundo valor medio a partir de las medidas de rendimiento de la segunda clase, y que presenta un elemento comparador (43) que está realizado para determinar una diferencia entre los valores medios de las primeras y segundas clases y para emitir un valor de calibrado correspondiente a la diferencia para el sistema de control (8) del dispositivo de giro (11).
- 2.- Instalación de energía eólica según la reivindicación 1, **caracterizada porque** la magnitud es energía eléctrica.
- 20 3.- Instalación de energía eólica según la reivindicación 1, **caracterizada porque** la magnitud es la potencia eléctrica.
- 4.- Instalación de energía eólica según la reivindicación 1, **caracterizada porque** la magnitud es el momento mecánico o eléctrico.
- 5.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 4, **caracterizada porque** el elemento de medida del rendimiento (3) es un elemento normalizador realizado para normalizar la magnitud en función de la velocidad del viento.
- 25 6.- Instalación de energía eólica según la reivindicación 5, **caracterizada porque** el elemento normalizador presenta un módulo de potenciación que calcula preferentemente la tercera potencia de la velocidad del viento.
- 7.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 6, **caracterizada porque** el elemento de medida del rendimiento (3) presenta un modelo lineal del sistema de rotor/generador (14, 18).
- 30 8.- Instalación de energía eólica según la reivindicación 7, **caracterizada porque** el modelo lineal comprende un elemento de retardo de primer orden.
- 9.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 8, **caracterizada porque** los elementos de cálculo (41, 42) están realizados para calcular un valor medio ponderado.
- 35 10.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 9, **caracterizada por** estar prevista una memoria (26) en la cual están almacenados juegos de datos (28) con la velocidad y dirección del viento medida y la medida de la magnitud electromecánica, y porque el elemento de medida del rendimiento (3) está realizado para la llamada de los juegos de datos (28).
- 11.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 10, **caracterizada porque** la memoria (26) está realizada como memoria anular en una magnitud predeterminable de juegos de datos de memoria (28).
- 40 12.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 11, **caracterizada porque** están previstos por lo menos una clase adicional para la dirección del viento positiva o negativa y/o una clase neutra para una dirección del viento intermedia.
- 13.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 12, **caracterizada porque** el elemento de medida del rendimiento (3) está realizado de modo autoadaptivo.
- 45 14.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 13, **caracterizada por** estar previsto un módulo corrector para la adaptación a diferentes instalaciones de energía eólica y/o a sus componentes.

15.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 14, **caracterizada porque** el equipo de medida (21, 22) para los parámetros de viento está dispuesto en un lugar independiente de la instalación de energía eólica (1).

5 16.- Instalación de energía eólica según una de las reivindicaciones 1 a 15, **caracterizada por** estar previsto un filtro de relevancia (32) que está realizado para no tener en cuenta o tener en cuenta solo en medida reducida los valores situados fuera de unos valores límite ajustables.

17.- Procedimiento para la alineación de instalaciones de energía eólica (1) que presenten una góndola (12) dispuesta de modo giratorio sobre una infraestructura (10), con un rotor (14) en su cara frontal, con los pasos de:

medir (28) la velocidad y la dirección del viento y obtener una medida de una magnitud electromecánica,

10 formar una medida del rendimiento (3) de la magnitud en función de la velocidad del viento, siendo la medida del rendimiento (3) un indicador de cuánto genera efectivamente la instalación de energía eólica (1) en las condiciones del viento dadas,

clasificar según la dirección del viento positiva o negativa y formar un primer valor medio (41) a partir de las medidas de rendimiento (28) en las cuales la dirección del viento es positiva, y

15 formar un segundo valor medio (42) a partir de las medidas de rendimiento (28) en las cuales la dirección del viento es negativa,

determinar la diferencia (43) entre el primero y el segundo valor medio (41, 42), y

emitir un valor de calibrado correspondiente a la diferencia para el sistema de control (8) para el giro de la góndola (12).

18.- Procedimiento según la reivindicación 17, **caracterizado por** la explotación de una instalación de energía eólica de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 16.

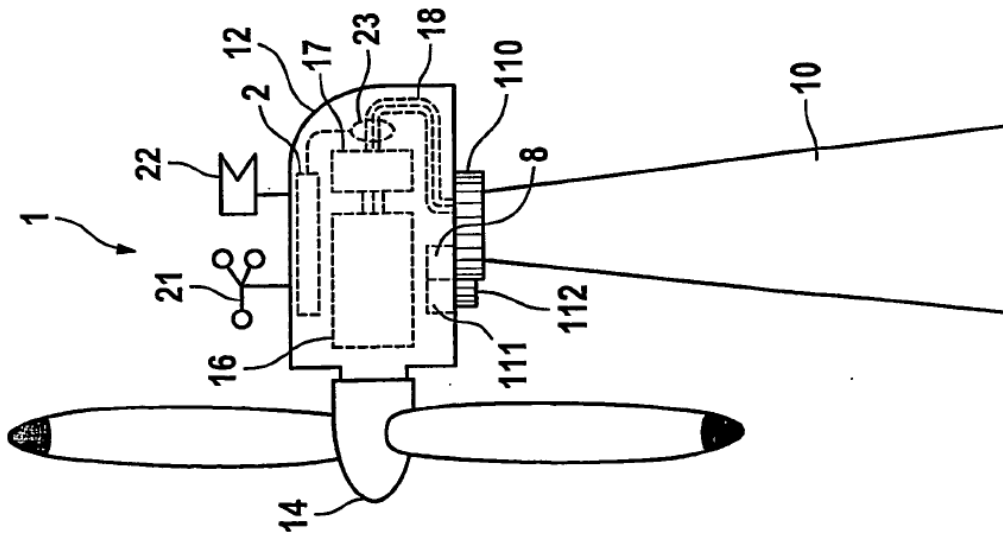


Fig. 1

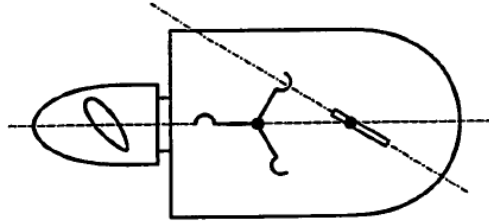


Fig. 2

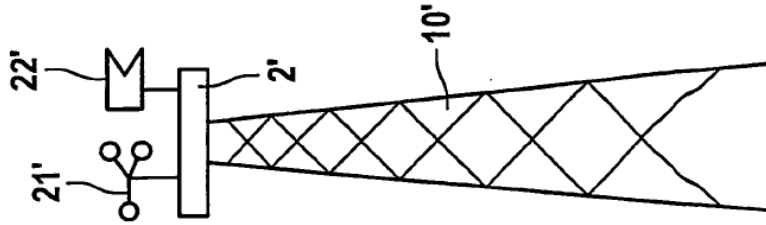


Fig. 3

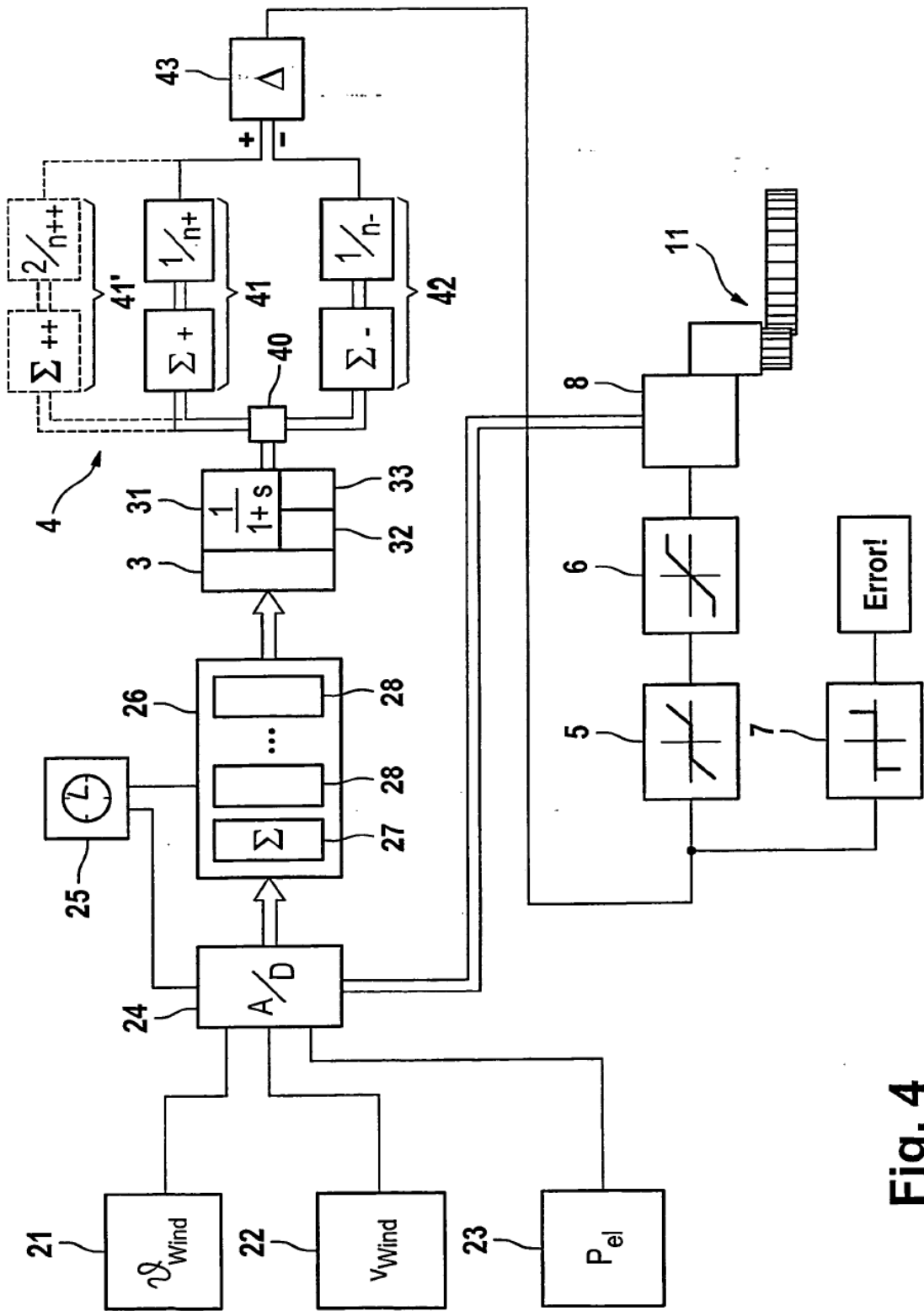


Fig. 4

Fig. 5

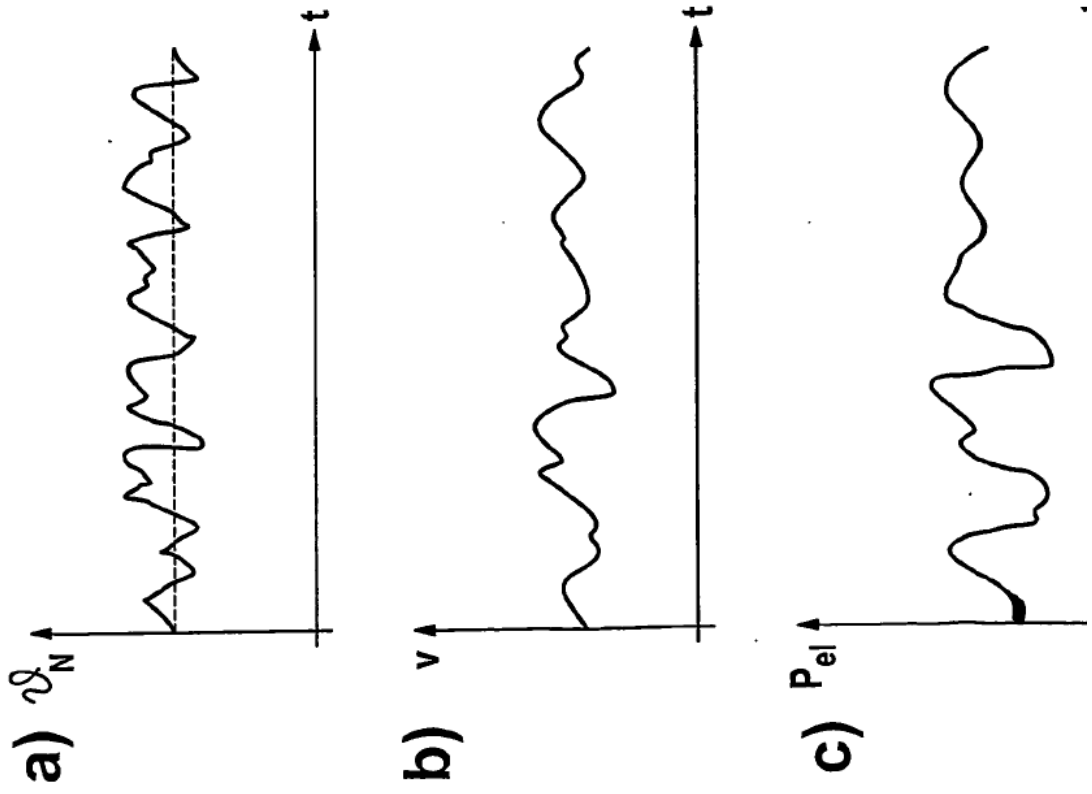


Fig. 6

