

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 587 854**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **26.06.2012 PCT/DK2012/050212**

87 Fecha y número de publicación internacional: **03.01.2013 WO13000468**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.06.2012 E 12732957 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.07.2016 EP 2726733**

54 Título: **Sistema y método para el control de la salida de potencia de una turbina eólica o una planta de generación eólica**

30 Prioridad:

30.06.2011 DK 201170343
30.06.2011 US 201161502898 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
27.10.2016

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

BOWYER, ROBERT;
PALMER, CHRISTOPHER y
SPRUCE, CHRIS

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 587 854 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

Sistema y método para el control de la salida de potencia de una turbina eólica o una planta de generación eólica

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a turbinas eólicas y más específicamente a la operación de una turbina eólica para controlar la cantidad de energía extraída del viento con unas condiciones de viento dadas. Se refiere también a plantas de generación eólica que comprenden una pluralidad de turbinas eólicas.

10

Antecedentes de la invención

Cuando se selecciona una turbina eólica para una localización de operación dada, se han de tener en cuenta las características del emplazamiento así como las complejidades del terreno del emplazamiento y las condiciones de viento medias. Las turbinas elegidas pueden operar idealmente a la potencia nominal tanto tiempo como sea posible. Sin embargo, en la práctica, las velocidades del viento son variables y la turbina debe ser capaz de hacer frente a una amplia variedad de velocidades del viento. Con velocidades del viento más bajas la salida de potencia será o cero, si hay un viento insignificante, o por debajo de la potencia nominal. Una vez que la velocidad del viento se incrementa por encima de la requerida para la generación de la potencia nominal, la turbina se protegerá a sí misma frente a daños, por ejemplo, variando el paso de las palas para reducir la potencia extraída del viento. En casos extremos, la turbina puede parar u orientarse fuera del viento para impedir daños catastróficos. Sin embargo, una parada de emergencia o procedimiento de orientación lleva su tiempo y, en algunas circunstancias puede no ser capaz de impedir que se produzcan daños importantes en los componentes de la turbina.

15

20

25

La solicitud pendiente de los presentes solicitantes GB 1016493 (número de publicación GB 2491548 A) titulada "Over-Rating Control in Wind Turbines and Wind Power Plants" describe cómo una turbina, o grupo de turbinas, puede ser sobreexplotado en respuesta a una solicitud de más potencia. El término "sobreexplotación" implica la extracción de potencia de la turbina a un nivel que es mayor que la potencia nominal. La sobreexplotación puede usarse por un número determinado de razones, incluyendo en respuesta a la demanda del operador de la red que puede requerir una inyección de potencia repentina en respuesta a un fallo en la red. Es conocida también la sobreexplotación para aprovechar condiciones económicas, tal como el valor de la electricidad generada en un momento dado. Otro ejemplo lo constituye el documento WO 2010/086032.

30

35

Se ha apreciado que es deseable sobreexplotar una turbina cuando lo permiten las condiciones. Es posible supervisar parámetros que puedan afectar la longevidad a la fatiga de la turbina, tal como la turbulencia, y solo sobreexplotar una turbina cuando es probable que el efecto en la longevidad a la fatiga sea bajo. Por ello, una turbina puede operarse por encima de la potencia nominal si se considera que el viento es coherente con pocas turbulencias.

40

Un factor que afecta a la implementación de la sobreexplotación es el riesgo de que se produzca un evento extremo en una turbina que está funcionando en un modo de sobreexplotación. Cuando la turbina está sobreexplotada, las cargas de operación son muy altas y un evento extremo conlleva una alta probabilidad de producir daños importantes. Los eventos extremos están definidos por la norma internacional IEC 64100-1, 3ª edición, en la sección 6.3.2. Los eventos extremos son condiciones que pueden tener lugar muy infrecuentemente, por ejemplo, una vez al año o una vez cada pocos años, pero individualmente tienen el potencial de producir daños importantes en la turbina eólica o en componentes individuales de la turbina. La norma IEC 64100-1 define un número de eventos extremos que incluyen una ráfaga de operación extrema, turbulencia extrema, cizalladura extrema y cambio de dirección extremo. Las turbinas eólicas se diseñan para ser capaces de soportar estos eventos extremos y por lo tanto, de modo efectivo, están sobredimensionadas para su operación en condiciones de carga normal.

45

50

Es deseable por lo tanto tener la capacidad de detectar eventos extremos y de impedir que una turbina eólica funcione en un modo de sobreexplotación cuando es probable que se produzca un evento extremo. La presente invención se dirige a abordar este requisito.

55

El documento EP 1 770 278 usa un sensor LIDAR para reducir la potencia cuando se detecta una ráfaga de viento.

Sumario de la invención

De acuerdo con un primer aspecto de la invención, se proporciona una turbina eólica que comprende un aparato de detección remota para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la turbina eólica, un procesador para el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la turbina eólica, y un controlador para el control de la potencia de salida de la turbina eólica, estando configurado el controlador para controlar la turbina, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar la turbina haciéndola funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de la turbina, en el que el controlador se configura además para recibir una señal de anulación desde el procesador y, tras la recepción de la señal de

60

65

anulación, impedir o reducir la sobreexplotación de la turbina.

Este aspecto de la invención también reside en un sistema de control para una turbina eólica, que comprende un aparato de detección remota para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la turbina eólica, un procesador para el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la turbina eólica, y un controlador para el control de la potencia de salida de la turbina eólica, estando configurado el controlador para controlar la turbina, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar la turbina haciéndola funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de la turbina, en el que el controlador se configura además para recibir la señal de anulación desde el procesador y, tras la recepción de la señal de anulación, impedir o reducir la sobreexplotación de la turbina.

Este aspecto de la invención proporciona también un método de control de una turbina eólica que comprende la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la turbina eólica, el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la turbina eólica, y el control de la potencia de salida de la turbina eólica usando un controlador configurado para controlar la turbina, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar la turbina haciéndola funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de la turbina, recibiendo el controlador la señal de anulación desde el procesador y, tras la recepción de la señal de anulación, impedir o reducir la sobreexplotación de la turbina.

Un segundo aspecto de la invención proporciona una planta de generación eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, un aparato de detección remota para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la planta de generación eólica, un procesador para el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la planta de generación eólica, y un controlador para el control de la salida de potencia de la pluralidad de turbinas eólicas, estando configurado el controlador para controlar al menos algunas de las turbinas, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar las turbinas haciéndolas funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de las turbinas, en el que el controlador se configura además para recibir una señal de anulación desde el procesador y, tras la recepción de la señal de anulación, impedir o reducir la sobreexplotación.

El segundo aspecto de la invención proporciona también un sistema de control de una planta de generación eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, que comprende un aparato de detección remota para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la planta de generación eólica, un procesador para el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la planta de generación eólica, y un controlador para el control de la salida de potencia de la pluralidad de turbinas eólicas, estando configurado el controlador para controlar al menos algunas de las turbinas, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar las turbinas haciéndolas funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de las turbinas, en el que el controlador se configura además para recibir la señal de anulación desde el procesador y, tras la recepción de la señal de anulación, impedir o reducir la sobreexplotación.

El segundo aspecto de la invención proporciona además un método de control de una planta de generación eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, comprendiendo la detección, usando un aparato de detección remota montado en una de la pluralidad de turbinas eólicas, de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la turbina eólica, el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la turbina eólica, el control de la salida de potencia de la pluralidad de turbinas eólicas usando un controlador configurado para controlar al menos algunas de las turbinas, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar las turbinas haciéndolas funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de las turbinas, en el que el controlador recibe la señal de anulación desde el procesador y, tras la recepción de la señal de anulación, impide o reduce la sobreexplotación.

En una realización, el aparato de detección remota detecta una pluralidad de parámetros de viento. Esto permite que se detecte una pluralidad de eventos extremos. Los parámetros posibles incluyen uno o más de entre velocidad del viento, turbulencia del viento, dirección del viento, cizalladura vertical del viento y cizalladura horizontal del viento.

En una realización, el aparato de detección remota es un dispositivo LIDAR (del inglés, "Light Detection And Ranging" o Detección y Localización por Luz). El dispositivo LIDAR puede montarse sobre la turbina para detectar un parámetro de viento, generalmente aguas arriba de la turbina eólica o puede montarse para el escaneado alrededor de un eje generalmente vertical para detectar un parámetro de viento en una posición remota con respecto a la turbina eólica en cualquier dirección con respecto a la turbina eólica.

En una realización, el procesador produce la salida de la señal de anulación si el procesamiento indica que el parámetro de viento representará un evento extremo tal como se define en la norma IEC 61400-1 cuando llegue a

turbina eólica.

En una realización del segundo aspecto de la invención, tras la recepción de la señal de anulación, el controlador puede impedir la sobreexplotación solo en la turbina eólica desde la que se recibió la señal de anulación o puede impedir además la sobreexplotación en una o más turbinas eólicas adicionales de la pluralidad de turbinas eólicas.

Las realizaciones de varios aspectos de la invención tienen la ventaja de que mediante el acoplamiento de un controlador de sobreexplotación a un detector de eventos extremos, y anulando la sobreexplotación cuando se detecta el evento extremo, puede realizarse la sobreexplotación con confianza, dado que se elimina el riesgo de daños provocados por un evento extremo que llegue a la turbina mientras se está sobreexplotando.

Breve descripción de los dibujos

A continuación se describen realizaciones de la invención, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

- la Figura 1 es un diagrama esquemático de una turbina eólica que tiene un sensor remoto para la detección adelantada de las condiciones del viento;
- la Figura 2 es una vista lateral parcial de la turbina de la Figura 1;
- la Figura 3 muestra cómo puede usarse un sensor remoto para medir la cizalladura vertical negativa del viento;
- la Figura 4 muestra cómo puede usarse un sensor remoto para medir cambios de dirección extremos;
- la Figura 5 muestra cómo puede usarse un sensor remoto para medir una ráfaga de operación extrema;
- la Figura 6 es un diagrama esquemático que muestra cómo puede integrarse un detector de eventos extremos en un controlador de sobreexplotación;
- la Figura 7 muestra una curva de potencia para una turbina eólica ilustrando la sobreexplotación;
- la Figura 8 muestra un controlador de planta eléctrica que proporciona órdenes de sobreexplotación a las turbinas de una planta de generación eólica,
- la Figura 9 muestra una versión modificada del sistema de la Figura 8; y
- la Figura 10 muestra una versión modificada adicional del sistema de la Figura 8 que incorpora un optimizador de turbina.

Descripción detallada de las realizaciones

Las Figuras 1 y 2 ilustran una turbina eólica 1 de una realización de la invención que comprende una torre 2, una góndola 3 que aloja un generador (no mostrado) y un rotor 14 que lleva tres palas de rotor 5. Parte de la torre y parte de las palas se omiten en la Figura 2 por motivos de claridad. Se monta un cono del rotor 4 sobre el buje de rotor y se disponen un anemómetro de copas 6 y un sensor de viento 7 ultrasónico sobre la superficie superior de la góndola. Aunque la mayor parte de los rotores de turbina eólica comerciales tienen tres palas, el número de palas puede ser diferente.

Se monta también un dispositivo de detección remota 10 en la turbina eólica. El dispositivo de detección detecta una o más propiedades del viento en una posición enfrente de, o a barlovento de la turbina eólica. El dispositivo de detección puede ser un dispositivo simple de medición de la velocidad del viento, pero un dispositivo posible es un dispositivo LIDAR (Light, Detection and Ranging) aunque pueden usarse otros dispositivos tales como un SODAR. En la siguiente descripción, se usa un LIDAR como dispositivo. En algunas realizaciones más simples puede usarse un dispositivo anemómetro.

El LIDAR se muestra en las Figuras 1 y 2 montado sobre la superficie superior de la góndola, pero su posición puede variar. Por ejemplo, puede montarse sobre la torre, sobre el lado inferior de la góndola, en el cono del rotor o incluso en las palas. En este último caso, puede montarse un LIDAR separado sobre cada pala o un único LIDAR en solo una o dos de las palas. Una pala puede tener más de un LIDAR.

El tipo de LIDAR usado dependerá de la naturaleza de los eventos extremos que se desean detectar. Puede usarse un LIDAR multi-haz para detectar componentes de la velocidad del viento en dos o tres direcciones, permitiendo que se detecten turbulencias, cambios extremos de dirección o ráfagas extremas. Un LIDAR más simple puede ser capaz de detectar solo velocidades del viento extremas. Generalmente, el LIDAR detectará condiciones dentro de un cono que tenga su eje a lo largo del eje de rotación del buje del rotor. Sin embargo, puede usarse un barrido LIDAR simple que gire alrededor de un eje vertical para proporcionar una oscilación de 360° alrededor de la turbina eólica. Como alternativa podrían producirse dos barridos de 180°. Dicha disposición es simple y permite que se detecten eventos que son laterales o por detrás de una turbina eólica.

El LIDAR funciona mediante la emisión de un haz láser enfrente de la turbina eólica para medir condiciones a una distancia por delante de la turbina. El LIDAR funciona de una manera conocida, bien mediante la detección de las moléculas de aire o mediante la detección de las partículas arrastradas en la corriente de aire y calculando la información acerca del flujo de aire a partir de estas mediciones. Basándose en los parámetros calculados del viento, pueden controlarse los parámetros operacionales de la turbina eólica para optimizar la cantidad de energía que puede extraerse del viento.

Las Figuras 3 - 5 muestran tres eventos extremos que pueden detectarse con el LIDAR. La Figura 3 muestra una cizalladura de viento vertical negativa extrema en donde la velocidad del viento se incrementa rápidamente en la dirección vertical desde la parte superior del buje del rotor a la inferior. La Figura 4 muestra cómo puede producirse un cambio extremo en la dirección. En la Figura 4, el LIDAR es un LIDAR de apertura de alcance múltiple que puede detectar condiciones del viento a múltiples distancias. En la Figura 4, la dirección del frente del viento cambia entre dos intervalos de medición a 100 metros y 50 metros desde la turbina. Mediante la medición de los parámetros de viento a ambas de estas distancias, el controlador puede determinar que está a punto de llegar a la turbina un cambio extremo en la dirección y hacer los ajustes adecuados en los parámetros de operación de las turbinas. En la Figura 5, se detecta una ráfaga de operación extrema.

En respuesta al evento extremo detectado, la turbina eólica puede ser objeto de una parada de emergencia o "agacharse bajo" el viento de modo que la ráfaga no dañe la turbina. Esto puede conseguirse mediante el cambio del paso de las palas a una posición extrema de modo que se minimice la carga de las palas y adicionalmente, o alternativamente, acometer una orientación rápida para mover el rotor fuera del viento. En el caso de un cambio de dirección extremo, el rotor estará aun lo suficientemente distanciada como para permitir que se lleve a cabo la acción evasiva. En el caso simple de detección de ráfaga coherente, el LIDAR puede ser una unidad de tipo de observación fija simple que tiene una única unidad de medición láser que envía un único haz láser aguas arriba de la turbina. Sin embargo, puede usarse una pluralidad de unidades de medición láser, por ejemplo, en las que la mayoría vote para detectar una ráfaga extremo. Esta redundancia es deseable dado que la detección de un evento extremo es un evento crítico de seguridad y la redundancia protege contra fallos de una o más de las unidades de medición láser. Por la misma razón, las unidades de medición láser pueden tener cada una su propia línea de fuente de alimentación físicamente separada de diferentes fuentes de alimentación dentro de la turbina. Si no se proporcionan fuentes de alimentación individuales, al menos deben estar presentes dos alimentaciones.

Como se ha explicado anteriormente, aunque una unidad láser de tipo observación fija simple puede detectar una ráfaga coherente, puede usarse una unidad de haz múltiple que pueda detectar un intervalo mayor de eventos extremos.

El efecto del uso del LIDAR es permitir que se evite la carga extrema de los componentes de la turbina provocada por ráfagas extremas. El controlador de turbina ajustará los parámetros de operación de la turbina para evitar la carga extrema provocada por los eventos extremos. Estos parámetros incluirán la inhabilitación de la sobreexplotación hasta que haya pasado el evento extremo, evitando así la carga potencialmente catastrófica que se produciría si la turbina estuviese operando en un modo de sobreexplotación cuando llega un evento extremo. Esto tiene la ventaja de hacer que la implementación de la sobreexplotación sea segura en condiciones de operación más normales. Además tiene la ventaja de que no es necesario diseñar los componentes de la turbina para soportar cargas tan altas como hasta ahora y pueden hacerse más ligeros o mayores para incrementar la captura de energía a velocidades del viento más bajas en tanto que aún cumplen con los requisitos de la IEC 61400-1.

Cuando el LIDAR detecta que las ráfagas extremas no son suficientemente importantes para requerir una parada total, el controlador puede reducir la velocidad de rotación del rotor y reducir el par a través de una señal de demanda de corriente del generador por adelantado antes de que la ráfaga alcance el rotor. Esto provocará, naturalmente, que cese la sobreexplotación de la turbina. Esto puede preferirse a una parada total dado que la operación normal puede reanudarse más rápidamente.

Además de medir las condiciones del viento a varias distancias, es también deseable, aunque no esencial, corregir los datos obtenidos desde el LIDAR para tener en cuenta la inducción axial y la coherencia del viento. Aunque estas correcciones no son esenciales, el no hacerlo podría tener como resultado que una ráfaga u otro evento sean identificados como extremos cuando no lo son, y se tome una acción evasiva innecesaria. Esto puede tener como resultado la pérdida innecesaria de producción y pérdidas financieras para el operador. Por ejemplo, la turbina se controlaría para detener la sobreexplotación lo que podría reducir la producción de energía de la turbina.

La inducción axial sucede por delante del rotor y es provocada por la elevación de la presión por delante del rotor provocada por el rotor. Esto tiende a ralentizar el flujo de aire a través del rotor y distribuye el flujo de aire radialmente hacia el exterior.

La corrección de la coherencia del viento se requiere cuando una naturaleza turbulenta del viento provoca que el flujo de aire cambie cuando se mueve de un punto a otro. Por ello, una ráfaga detectada en una apertura de alcance distante puede cambiar dramáticamente en el tiempo que la ráfaga tarda en alcanzar la turbina eólica. Las

correcciones de coherencia pueden basarse en datos y modelos elaborados a partir de múltiples mediciones de apertura de alcance múltiple y pueden ser específicos para una turbina eólica dada, dado que las condiciones locales tales como el terreno pueden afectar a la coherencia local.

5 Un controlador que implementa estas correcciones se ilustra en la Figura 6. Este controlador controla la reacción de las turbinas a un evento extremo detectado y proporciona una salida para el controlador de sobreexplotación indicando si se ha detectado o no un evento extremo. El campo de avance del viento se indica con el 20 y el campo de viento se detecta mediante un LIDAR 30, que en este caso es un LIDAR de múltiple alcance, múltiple haz. El LIDAR puede producir la salida de las señales de velocidad del viento 32, dirección del viento 34, cizalladura vertical del viento 36 y cizalladura horizontal del viento 38. Estas señales se corrigen primero respecto a inducción axial en 10 40 y a continuación respecto a coherencia 42 aunque el orden de la corrección no es importante. Las mediciones corregidas se convierten entonces en una señal de tiempo en 44 mediante la aplicación de una función de transferencia distancia a tiempo para proporcionar las señales LIDAR corregidas que proporcionan una entrada a una unidad de detección de eventos extremos 46. Esta unidad procesa las señales LIDAR y, si se detecta un evento extremo que daría como resultado una carga extrema, la unidad puede producir la salida de un evento de activación de acción extrema. La unidad de detección de eventos extremos puede detectar velocidad del viento extrema 48, ráfagas de operación extremas 50, turbulencia extrema 52, cambio de dirección extremo 54 y cizalladura del viento extremo 56 y producir la salida de una señal de activación sobre una salida respectiva tal como se muestra en la Figura 6. Las activaciones de salida extrema forman la entrada a una unidad de acción de eventos extremos 60 que ordena a la turbina tomar la acción evasiva apropiada dependiendo de la entrada de activación extrema. Un evento dado puede generar una o más activaciones y la unidad de acción extrema determina qué acción tomar basándose en el tipo y número de activaciones. Cada condición extrema, combinación de condiciones extremas y nivel de situación extrema de cada condición tiene un curso de acción predeterminado. Este puede, por ejemplo, almacenarse como una tabla de búsqueda dentro de la unidad de acción de eventos extremos 60.

25 La unidad de acción de eventos extremos 60 también tiene una salida para el controlador de sobreexplotación mostrado en la Figura 7. Esta salida envía una señal al controlador de sobreexplotación cuando se detecta cualquier evento extremo, permitiendo así que el controlador de sobreexplotación cese la sobreexplotación de la turbina. La salida del controlador de sobreexplotación puede mantenerse normalmente baja y pasar a alta en presencia de un evento extremo detectado, o viceversa.

30 La unidad de acción de eventos extremos, además de la producción de una señal de anulación de sobreexplotación 61, produce la salida de una o ambas de una orden de ángulo de orientación 64 o una demanda de nivel de potencia 62. Las señales de demanda se introducen como señales de nivel de potencia de evento extremo y ángulo de orientación de evento extremo a una unidad de control de producción 70 que también recibe como una entrada, señales de realimentación de la turbina 72 desde la turbina eólica y genera como salida señales del sistema de control que se aplican a la turbina eólica 80 para controlar los parámetros de la turbina eólica.

35 La señal del ángulo de orientación desarrollada por la unidad de acción de eventos extremos 60 cuando se aplica como una señal de control mediante la unidad de control de producción hace que el accionador de orientación de la turbina eólica mueva el rotor fuera del viento. La señal de control se ha desarrollado en respuesta a la detección adelantada de un evento extremo y hay suficiente tiempo para que el accionador de orientación de la turbina eólica mueva el rotor fuera de la trayectoria del viento incidente antes de que llegue a la turbina de modo que se minimice la carga del rotor provocada por el evento extremo y se minimice el daño.

40 La señal de control de nivel de potencia desarrollada por la unidad de acción de eventos extremos 60 hace que el nivel de potencia del generador se cambie desde su punto de consigna de operación normal a un nivel por debajo de las condiciones de operación normales. La señal de demanda de nivel de potencia enviada depende de la naturaleza e importancia del evento extremo, y puede incluir la orden de parada del generador en respuesta a que el controlador realice una parada de emergencia. Esto puede implicar la apertura de los contactos del generador e impedir la generación de potencia, desconectando así el generador de la red a la que está unido.

45 Alternativamente, el perfil del nivel de potencia enviado a la unidad de control de producción 70 puede comprender una referencia de paso que proporciona un nuevo punto de consigna para que las palas del rotor se muevan al mismo, de modo que se reduce la carga sobre las palas cuando un evento extremo alcanza la turbina eólica. Un tercer nivel de potencia proporciona una señal de referencia de potencia nueva para reducir la potencia generada por el generador; y un cuarto nivel de potencia es una señal de límite de empuje. Se ha de entender que esta no es una lista de respuestas exhaustivas ante la detección de un evento extremo y que el controlador responde a la detección de un evento extremo tomando la acción apropiada para minimizar o evitar el daño a los componentes de la turbina eólica, así como el envío de una señal de anulación de la sobreexplotación al controlador de sobreexplotación para impedir que tenga lugar la sobreexplotación.

50 Aunque en algunos eventos extremos, es esencial la parada del generador, es posible tomar una acción menos drástica, de modo que la acción pueda invertirse más rápidamente cuando las señales recibidas desde el LIDAR indiquen que el evento extremo ha pasado y pueden retomarse los puntos de consigna de operación normal. El detector de eventos extremos 46 procesa las señales del LIDAR para determinar si las señales representan o no un

evento extremo. En caso de que el evento que se desea detectar sea un cambio de dirección extremo, el LIDAR puede ser un LIDAR de haz múltiple que tenga una pluralidad de direcciones de observación que detecten la dirección del viento que puede expresarse como un ángulo con respecto a una dirección conocida tal como el ángulo de rotación del rotor de la turbina eólica. Un diferenciador diferencia el ángulo medido con respecto al tiempo para dar un valor $d\theta/dt$ donde θ es el ángulo medido y un filtro filtra la señal a lo largo de un periodo de tiempo predeterminado. Un detector de umbral recibe la salida desde el filtro, junto con una indicación de la velocidad del viento y determina si se ha excedido el umbral. El detector de umbral puede incluir una tabla de búsqueda de umbrales a diferentes velocidades del viento. Alternativamente, la unidad de detección de eventos extremos puede actuar sobre una señal de velocidad del viento después de una corrección de inducción axial y una corrección de coherencia y convertir esa velocidad en una velocidad axial en la dirección del eje de rotación del rotor de la turbina eólica y una velocidad lateral que es la velocidad en el plano del rotor o perpendicular al eje de rotación. El diferenciador actúa sobre la velocidad lateral para proporcionar una salida al filtro que es la aceleración lateral del viento y, por lo tanto, indicativa de una dirección de cambio.

Para detectar una ráfaga de operación extrema, el diferenciador puede actuar sobre la señal de velocidad axial que, como en el ejemplo previo, se filtra y se indica un evento extremo si se excede un umbral.

Se apreciará que el controlador descrito es individual para una turbina y es una parte del controlador de turbina integrado. Sin embargo, en una planta de generación eólica, solo ciertas turbinas pueden estar provistas con LIDAR en vista del coste de estos dispositivos. En ese caso, la detección de un evento extremo potencial puede comunicarse a las otras turbinas, por ejemplo a través de un controlador de planta de generación. Debería tomarse nota, sin embargo, de que en condiciones inestables de alta turbulencia un evento puede ser extremo en una turbina pero no extremo en turbinas adyacentes. La topografía del emplazamiento puede afectar también a condiciones locales. Se prefiere por lo tanto la detección individual de eventos extremos en cada turbina, si es económicamente factible.

Se describirá ahora la manera en la que puede implementarse la sobreexplotación en una planta de generación eólica. La Figura 7 muestra la curva de potencia 100 para una turbina eólica convencional. En la figura, la velocidad del viento se traza sobre el eje X contra la salida de potencia en el eje Y. La curva 100 es la curva de potencia normal para la turbina eólica y define la salida de potencia por parte del generador de la turbina eólica en función de la velocidad del viento. Como es bien conocido en la técnica, la turbina eólica comienza a generar energía en una velocidad de arranque v_{\min} . La turbina entonces funciona en condiciones de una parte de carga (también conocida como carga parcial) hasta que la velocidad del viento nominal se alcanza en el punto v_r . A la velocidad del viento nominal en v_r se alcanza la potencia de diseño, nominal del generador, y la turbina funciona a plena carga. La velocidad del viento de arranque en una turbina eólica típica es de 3 m/s y la velocidad del viento de diseño es de 12 m/s. El punto v_{\max} es la velocidad del viento de desconexión que es la velocidad del viento más alta a la que puede operarse la turbina a diferentes potencias. A velocidades del viento iguales a, y por encima de, la velocidad del viento de desconexión, la turbina eólica se para por razones de seguridad, en particular, para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica.

La potencia eólica nominal de una turbina eólica se define en la norma IEC 61400-1 como la salida de potencia eléctrica continua máxima para cuya obtención una turbina eólica está diseñada en condiciones de operación y condiciones externas normales. Por lo tanto, una turbina eólica convencional se diseña para operar a potencia nominal de modo que no se supere las cargas de diseño de los componentes y no se supere la longevidad de fatiga de los componentes.

Como se muestra en la Figura 7, la turbina puede controlarse de modo que pueda producir más potencia que la potencia nominal según se indica con el área sombreada 102. Cuando se opera en esta área, la turbina está "sobreexplotada" lo que debe entenderse que significa que está produciendo más que la potencia nominal durante la operación a plena carga. Cuando la turbina está sobreexplotada la turbina está funcionando más agresivamente de lo normal y el generador tiene una salida de potencia que es más alta que la potencia nominal para una velocidad del viento dada.

Aunque normalmente la sobreexplotación se caracteriza por un comportamiento transitorio, se ha apreciado que una turbina puede sobreexplotarse durante un período de tiempo extenso si las condiciones del viento y la longevidad de fatiga de los componentes son favorables a la sobreexplotación. La potencia de sobreexplotación puede ser de hasta el 30 % por encima de la salida de potencia nominal.

La Figura 8 muestra un controlador de planta eléctrica (PPC, de "Power Plant Controller") 110 que controla la pluralidad de turbinas eólicas 120 que forman una planta de generación eólica. El PPC 110 comunica con cada una de las turbinas y puede recibir datos, tales como el ángulo de paso, velocidad del rotor, salida de potencia, etc. desde las turbinas y enviar órdenes a las turbinas individuales, tales como puntos de consigna para el ángulo de paso, velocidad del rotor, salida de potencia, etc. El PPC 110 también recibe órdenes desde la red, por ejemplo, desde el operador de la red para reforzar o reducir la potencia activa o reactiva en respuesta a la demanda o a un fallo en la red. Además, cada turbina tiene su propio controlador que es el responsable de la operación de la turbina y que comunica con el PPC 110.

El controlador PPC recibe datos de salida de potencia desde cada una de las turbinas y está al corriente por lo tanto de la salida de potencia activa y reactiva de cada turbina y de la planta como un conjunto en el punto de conexión a la red 130. Si es necesario, el controlador puede recibir un punto de consigna de operación para la planta eléctrica como un conjunto y dividir éste entre cada una de las turbinas de modo que la salida no supere el punto de consigna asignado por el operador. Este punto de consigna de la planta eléctrica puede estar en cualquier lugar desde cero hasta la salida de potencia nominal para la planta. La salida de potencia de diseño o nominal para la planta es la suma de las salidas de potencia nominales de las turbinas individuales en la planta. El punto de consigna de la planta eléctrica puede estar incluso por encima de la salida de potencia nominal de la planta, es decir, la planta está sobreexplotada en su conjunto.

En la Figura 8, el controlador de la planta eléctrica 110 recibe una señal que es una medida de la diferencia entre la salida total de la planta eléctrica y la salida nominal de la planta eléctrica. Esta diferencia se usa para proporcionar la base para la sobreexplotación por las turbinas individuales. En esta realización, que es solo un ejemplo, la salida real de la planta eléctrica se resta de la salida nominal o de diseño de la planta eléctrica en el restador 140. La diferencia, mostrada como una señal de error e en la Figura 8 se introduce a un integrador 150. El integrador incluye una saturación integrada que impide la acumulación de la integral que es un problema bien conocido en controladores en donde un cambio grande en la curva del punto de consigna y los términos integrales acumulan un error significativo durante la elevación (acumulación), sobrepasando y continuando el incremento cuando este error acumulado se desvía debido a errores en la otra dirección.

La salida desde el integrador 150 se introduce en un amplificador 160 que aplica una ganancia fija g que amplifica la salida del integrador para proporcionar una cantidad de sobreexplotación que se suministra entonces al controlador y el controlador envía a cada una de las turbinas. En teoría, solo una única turbina puede estar sobreexplotada, pero es posible sobreexplotar una pluralidad de turbinas, o enviar una señal de sobreexplotación a todas las turbinas. La señal de sobreexplotación enviada a cada turbina no es un control fijo, sino una indicación de la cantidad máxima de sobreexplotación que cada turbina puede realizar. Cada turbina tiene un optimizador, que puede situarse en la turbina más centralmente, lo que determina si la turbina puede responder a la señal de sobreexplotación y, si es así, en qué cantidad. Por ejemplo, cuando el generador determine esa condición para la turbina disponible dada y por encima de la velocidad del viento nominal, puede responder positivamente y la turbina dada se sobreexplota. Cuando los optimizadores implementan la señal de sobreexplotación, la salida de potencia se eleva y de ese modo la señal de error producida en el restador 140 disminuye. El integrador alcanza el equilibrio cuando o bien el error alcanza cero o bien el integrador se satura.

Así, se genera una señal de sobreexplotación que es indicativa de la cantidad de sobreexplotación que pueden realizar las turbinas de la planta eléctrica en conjunto. Sin embargo, cada turbina responde individualmente a la señal de sobreexplotación de acuerdo con su optimizador. Si las condiciones son tales que la optimización total da como resultado una sobreexplotación, pero se corre el riesgo de superar la potencia nominal de salida de la planta eléctrica, la diferencia reduce y los optimizadores individuales reducen la cantidad de sobreexplotación aplicada.

La Figura 9 muestra una modificación de la disposición de la Figura 8. En esta figura, se tienen en cuenta los retardos en las comunicaciones que pueden tener lugar en una planta eléctrica real entre el PPC 110 y las turbinas 120. Esto es importante dado que la señal de sobreexplotación se comunica desde el PPC a las turbinas. Si el valor tmG es demasiado grande, en donde t es el tiempo de retardo, m es la relación de cambio en la solicitud de sobreexplotación al cambio de salida de la planta eléctrica y G es la ganancia de realimentación básica, el sistema se sobresatura, oscila, o se vuelve inestable. Este valor es la medida del tiempo que le lleva a las turbinas reaccionar a órdenes de sobreexplotación desde el PPC 110. Para asegurar que el tmG se mantiene dentro de un intervalo aceptable, puede colocarse una banda superior sobre tm cuando se calcula la ganancia de realimentación máxima. Sin embargo, este enfoque vuelve al controlador lento en responder a los cambios en la salida de la planta eléctrica. Esto no es deseable cuando la salida es demasiado baja y es inaceptable cuando la salida es demasiado alta, dado que dicha operación podría conllevar daños en los componentes.

La disposición de la Figura 9 supera este problema. Las turbinas individuales son interrogadas a través de sus controladores respectivos por el PPC para calcular el valor de m . En la Figura 9, la ganancia del amplificador 165 es G/m y la entrada 170 se proporciona desde las turbinas 120 al amplificador. El retardo entre el PPC y las turbinas se ilustra como el retardo 180. Por ello, el único parámetro que se determina desde el límite superior es t . Este enfoque permite que el controlador responda más rápidamente a cambios en la salida de la planta eléctrica. En este ejemplo, como con el ejemplo de la Figura 8, el comando de sobreexplotación enviado a cada turbina es el mismo.

Puede usarse el enfoque de la Figura 8, en donde el retardo entre el controlador y las turbinas es despreciable. En la práctica, el retardo puede determinarse mediante un cierto número de factores, pero la proximidad desempeñará un gran papel. Hasta el momento, los PPC comercialmente disponibles pueden consultar todas las turbinas en una planta eléctrica grande en aproximadamente veinte segundos, pero se prevé que este tiempo se reducirá a menos de un segundo o incluso decenas de milisegundos en el futuro próximo.

En los dos ejemplos previos, se envía la misma señal de punto de consigna de sobresaturación a cada turbina usando la salida total de la planta eléctrica para proporcionar una entrada de control. En la realización de la Figura

10, se da a cada turbina su propia cantidad de sobreexplotación. De ese modo, en la Figura 10, un optimizador central 200 proporciona una entrada al PPC 110. El optimizador central recibe una entrada 210 desde cada turbina que indica la capacidad de sobreexplotación de esa turbina. Esa entrada depende de una variedad de factores tales como las condiciones locales del viento, el coste actual de la electricidad generada y la edad o daños por fatiga de la turbina y la proporciona el controlador individual de turbina. El optimizador central 200 calcula un valor de sobreexplotación para cada turbina y comunica ese valor a cada turbina basándose en la capacidad de sobreexplotación actual de la turbina. El PPC tiene en cuenta otros factores, tales como la necesidad de asegurar que la potencia de salida total no supere la salida nominal de la planta eléctrica. El optimizador basa sus decisiones en el efecto de su acción sobre los daños de fatiga de los componentes de la turbina y, en la Figura 10, esto se realiza centralmente para todas las turbinas.

De ese modo, las Figuras 8-10 muestran cómo puede implementarse la sobreexplotación de cada turbina a través del controlador de la planta eléctrica o bien mediante la generación de una orden de sobreexplotación común para cada turbina o bien mediante la generación de una orden de sobreexplotación individual para cada turbina.

En el ejemplo de la Figura 6, se mostró cómo la señal de anulación de la sobreexplotación podría producirse si el detector de eventos extremos detecta un evento extremo aproximándose a barlovento de la turbina. Esto asegura que cualquier sobreexplotación ordenada por el PPC es retirada de modo que las turbinas no se sobreexploten cuando el evento extremo llega al controlador. En las Figuras 8 y 9, el PPC envía una única orden de sobreexplotación a cada una de las turbinas. En cada una de estas figuras, el PPC 110 incluye una orden de cancelación de la sobreexplotación mostrada en línea, que se envía a cada una de las turbinas tras la recepción de una señal de anulación desde la unidad de acción de eventos extremos 60. En la realización de la Figura 10 un optimizador central calcula los valores de sobreexplotación para cada turbina. El optimizador recibe la señal de anulación desde la unidad de acción de eventos extremos 60 y ajusta la cantidad de sobreexplotación para cada turbina para que sea cero. Esto se comunica a las turbinas a través del PPC. Alternativamente, el PPC puede recibir la señal de anulación y, a su vez, anular las señales de sobreexplotación desde el optimizador.

En los ejemplos de las Figuras 8 - 10, el PPC controla la sobreexplotación para toda la planta eléctrica. Como alternativa, la sobreexplotación puede realizarse basándose en cada turbina, en cuyo caso el controlador de turbina local determina la sobreexplotación. De nuevo, este controlador de turbina recibe la señal de anulación de sobreexplotación desde la unidad de acción de eventos extremos para impedir la sobreexplotación cuando hay un evento extremo detectado. En ese caso, el LIDAR que detecta el evento extremo es el de la turbina en la que se está controlando la sobreexplotación.

En una realización alternativa (no mostrada), puede determinarse que es no es seguro continuar la sobreexplotación al nivel actual pero es seguro continuar la sobreexplotación a un nivel más bajo. En este caso, en lugar de recibirse una señal de anulación que impide la sobreexplotación, la señal de anulación recibida puede comprender una orden de reducción de la sobreexplotación. Por ejemplo, la orden de reducción de la sobreexplotación puede ser un nuevo punto de consigna de sobreexplotación que anule el valor existente.

No es necesario que cada turbina en una planta eléctrica esté provista de un LIDAR y un aparato de detección de eventos extremos. Por ejemplo, solo turbinas seleccionadas pueden tener LIDAR y los eventos extremos detectados por un LIDAR dado pueden usarse para suprimir la sobreexplotación para una pluralidad de turbinas vecinas. En una matriz de turbinas, los LIDAR pueden montarse solo sobre turbinas periféricas seleccionadas, dependiendo el LIDAR activo en cualquier momento de la dirección del viento, estando los LIDAR activos sobre las turbinas que se encuentran primero con el viento.

En una realización alternativa, el aparato de detección remoto no se monta sobre una turbina eólica sino sobre una estructura o sobre el terreno cercano. Por ejemplo, el LIDAR puede situarse del orden de 500 - 1000 m desde la planta de generación eólica en cuyo caso el LIDAR estaría sobre el terreno (si la planta de generación eólica no es marítima) o montado sobre la torre separada.

En las realizaciones descritas, el detector de eventos extremos se ha descrito como parte de los controladores individuales de turbina. Es posible, sin embargo, que el detector de eventos extremos sea parte del PPC (Power Park Controller).

Las realizaciones de la invención tienen la ventaja de que convierten la sobreexplotación durante largos períodos de tiempo de una acción que es teóricamente deseable a una opción práctica que pueden implementar los operadores de generación eólica sin tener que preocuparse porque el impacto de un evento extremo incida en la planta de generación eólica mientras una o más turbinas están en sobreexplotación. A su vez, esto permite que un operador de una planta de generación eólica incremente notablemente el beneficio que puede obtenerse de una planta de generación eólica en cualquier condición dada.

Son posibles y se les ocurrirán a los expertos en la materia diversas modificaciones de los ejemplos descritos sin desviarse del alcance de la invención que está definida en las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Una turbina eólica (1), que comprende un aparato de detección remota (10) para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la turbina eólica, caracterizado por que la turbina eólica además comprende un procesador (60) para el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación (61) si el procesamiento indica que el parámetro de viento detectado excederá un valor predeterminado cuando llegue a la turbina eólica (1), y un controlador para el control de la potencia de salida de la turbina eólica, estando el controlador configurado para controlar la turbina, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar la turbina haciéndola funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de la turbina, en la que el controlador está además configurado para recibir una señal de anulación (61) desde el procesador (60) y, tras la recepción de la señal de anulación, impedir o reducir la sobreexplotación de la turbina.
2. Una planta de generación eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas (120), un aparato de detección remota (10) para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la planta de generación eólica, caracterizado por que la planta de generación eólica además comprende un procesador (60) para procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación (61) si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la planta de generación eólica, y un controlador para el control de la salida de potencia de la pluralidad de turbinas eólicas (120), estando el controlador configurado para controlar al menos algunas de las turbinas, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar las turbinas haciéndolas funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de las turbinas, en la que el controlador está además configurado para recibir una señal de anulación (61) desde el procesador (60) y, tras la recepción de la señal de anulación, impedir o reducir la sobreexplotación.
3. Una turbina eólica o una planta de generación eólica de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en las que el aparato de detección remoto detecta una pluralidad de parámetros de viento.
4. Una turbina eólica o una planta de generación eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en la que los parámetros de viento detectados son uno o más de entre velocidad del viento, turbulencia del viento, dirección del viento, cizalladura vertical del viento y cizalladura horizontal del viento.
5. Una turbina eólica o una planta de generación eólica de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en la que el aparato de detección remota (10) es un LIDAR.
6. Una turbina eólica o una planta de generación eólica de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en la que el LIDAR es un LIDAR de apertura de alcance múltiple.
7. Una turbina eólica o una planta de generación eólica de acuerdo con la reivindicación 6, en la que el LIDAR se monta para detectar un parámetro de viento generalmente aguas arriba de la turbina eólica.
8. Una turbina eólica o una planta de generación eólica de acuerdo con la reivindicación 6, en la que el LIDAR se monta para escanear alrededor de un eje generalmente vertical para detectar un parámetro de viento.
9. Una turbina eólica o una planta de generación eólica de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en la que el procesador (60) produce la salida de la señal de anulación (61) si el procesamiento indica que el parámetro de viento representará un evento extremo tal como se define en la IEC 64100-1 cuando llegue a la turbina eólica.
10. Una planta de generación eólica de acuerdo con la reivindicación 2, en las que tras la recepción de la señal de anulación (61), el controlador impide la sobreexplotación de la turbina eólica desde la que se recibió la señal de anulación (61).
11. Una planta de generación eólica de acuerdo con la reivindicación 10, en la que tras la recepción de la señal de anulación (61), el controlador además impide la sobreexplotación de una o más turbinas eólicas adicionales de la pluralidad de turbinas eólicas.
12. Un sistema de control para una turbina eólica (1), que comprende un aparato de detección remota (10) para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la turbina eólica (1), caracterizado por que el sistema de control para la turbina eólica además comprende un procesador (60) para el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación (61) si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la turbina eólica, y un controlador para el control de la potencia de salida de la turbina eólica (1), estando el controlador configurado para controlar la turbina, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar la turbina haciéndola funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de la turbina, en el que el controlador está además configurado para recibir la señal de anulación (61) desde el procesador (60) y, tras la recepción de la señal de anulación (61), impedir o reducir la sobreexplotación de la turbina.

- 5 13. Un sistema de control para una planta de generación eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas (120), que comprende un aparato de detección remota (10) para la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la planta de generación eólica, caracterizado por que el sistema de control para la planta de generación eólica además comprende un procesador (60) para el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación (61) si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la planta de generación eólica y un controlador para el control de la salida de potencia de la pluralidad de turbinas eólicas (120), estando configurado el controlador para controlar al menos algunas de las turbinas, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar las turbinas haciéndolas funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de las turbinas, en el que el controlador está además configurado para recibir la señal de anulación (61) desde el procesador (60) y, tras la recepción de la señal de anulación (61), impedir o reducir la sobreexplotación.
- 15 14. Un método de control de una turbina eólica (1) que comprende la detección de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la turbina eólica, caracterizado por que el método de control de la turbina eólica además comprende el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación (61) si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la turbina eólica (1) y el control de la potencia de salida de la turbina eólica (1) usando un controlador configurado para controlar la turbina, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar la turbina haciéndola funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de la turbina, recibiendo el controlador la señal de anulación (61) desde el procesador (60) y, tras la recepción de la señal de anulación (61), impedir o reducir la sobreexplotación de la turbina.
- 25 15. Un método de control de una planta de generación eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas (120), comprendiendo la detección, usando un aparato de detección remota (10), de un parámetro de viento en una localización remota con respecto a la planta de generación eólica, caracterizado por que el método de control de la planta de generación eólica además comprende el procesamiento del parámetro de viento detectado y la producción de una señal de anulación (61) si el procesamiento indica que el parámetro de viento excederá un valor predeterminado cuando llegue a la planta de generación eólica, el control de la salida de potencia de la pluralidad de turbinas eólicas (120) usando un controlador configurado para controlar al menos algunas de las turbinas, en respuesta a los parámetros detectados, para sobreexplotar las turbinas haciéndolas funcionar a una potencia de salida mayor que la potencia nominal de las turbinas, en el que el controlador recibe la señal de anulación (61) desde el procesador (60) y, tras la recepción de la señal de anulación (61), impide o reduce la sobreexplotación.
- 30

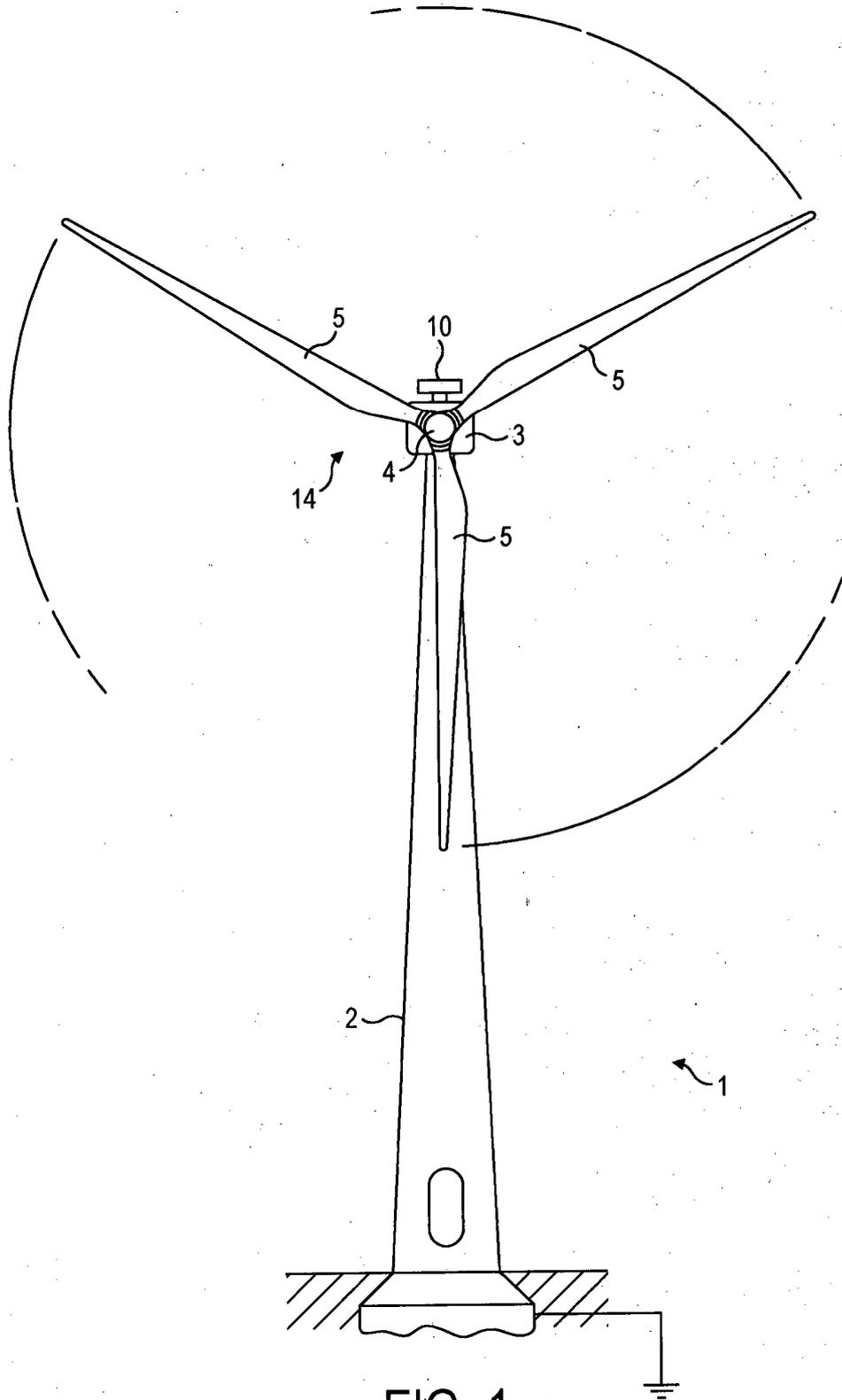


FIG. 1

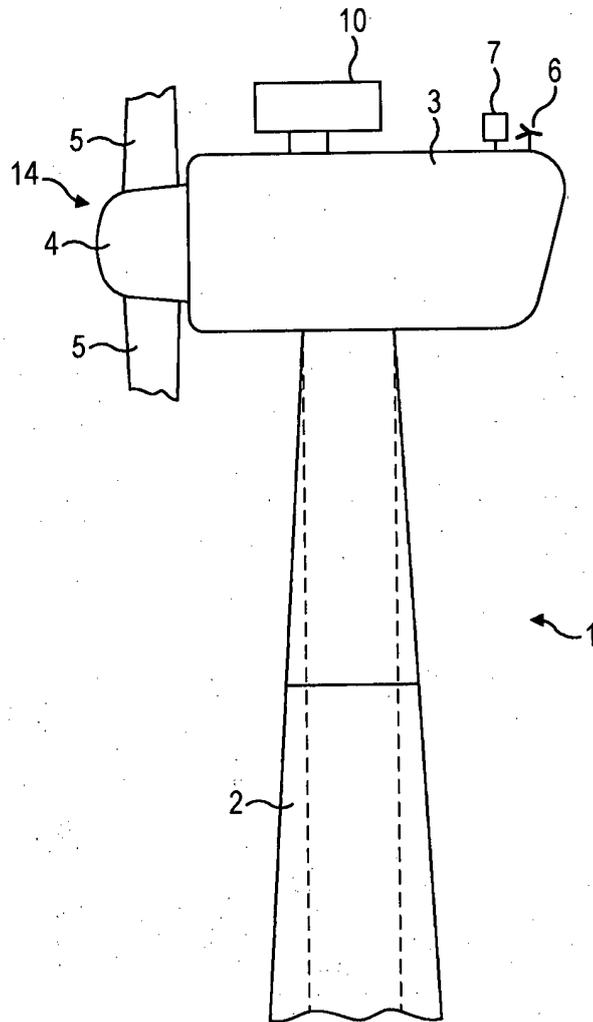


FIG. 2

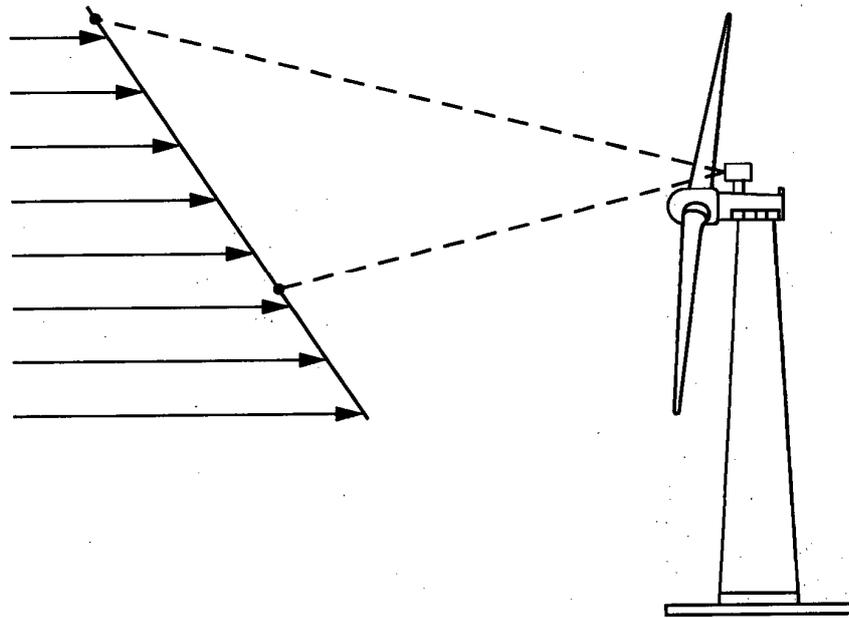


FIG. 3

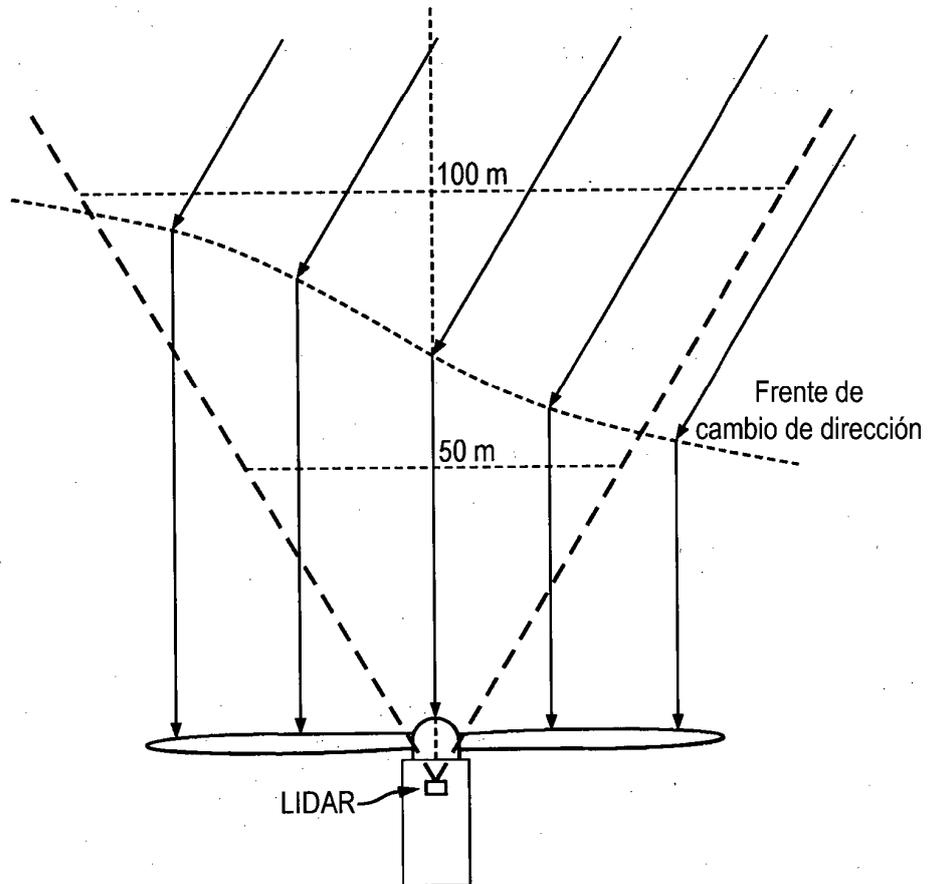


FIG. 4

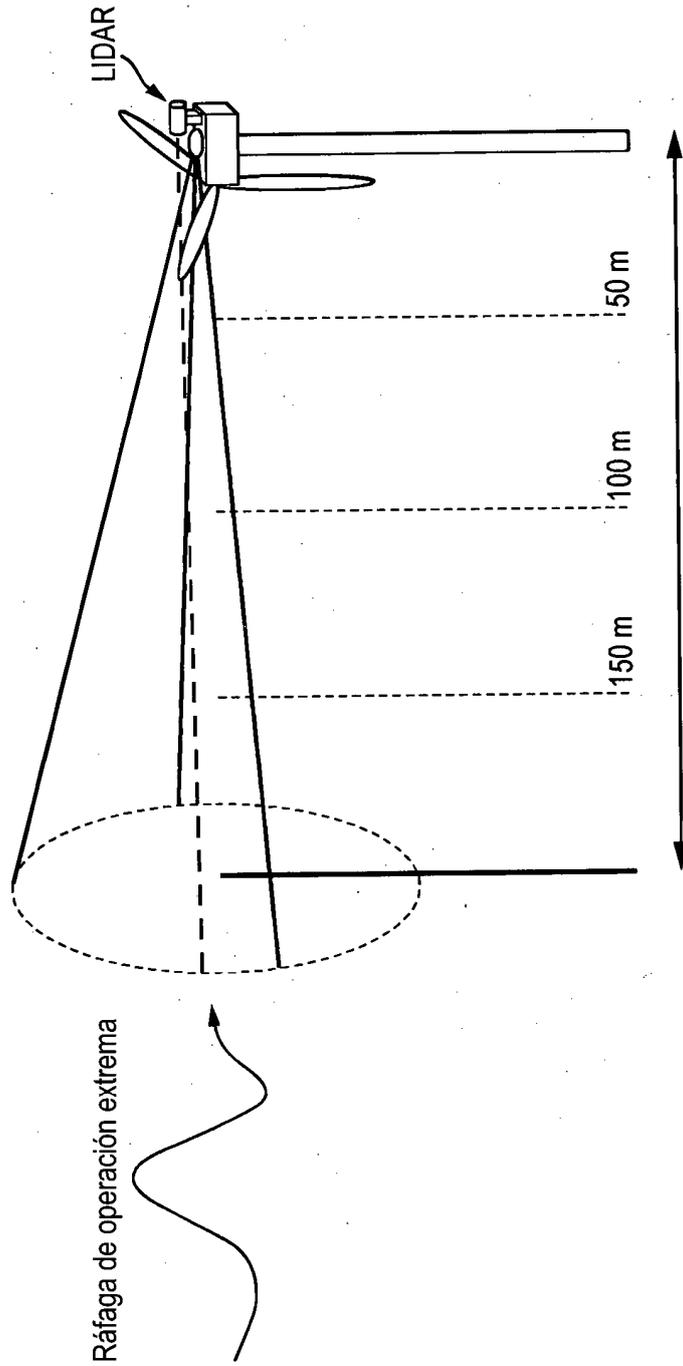


FIG. 5

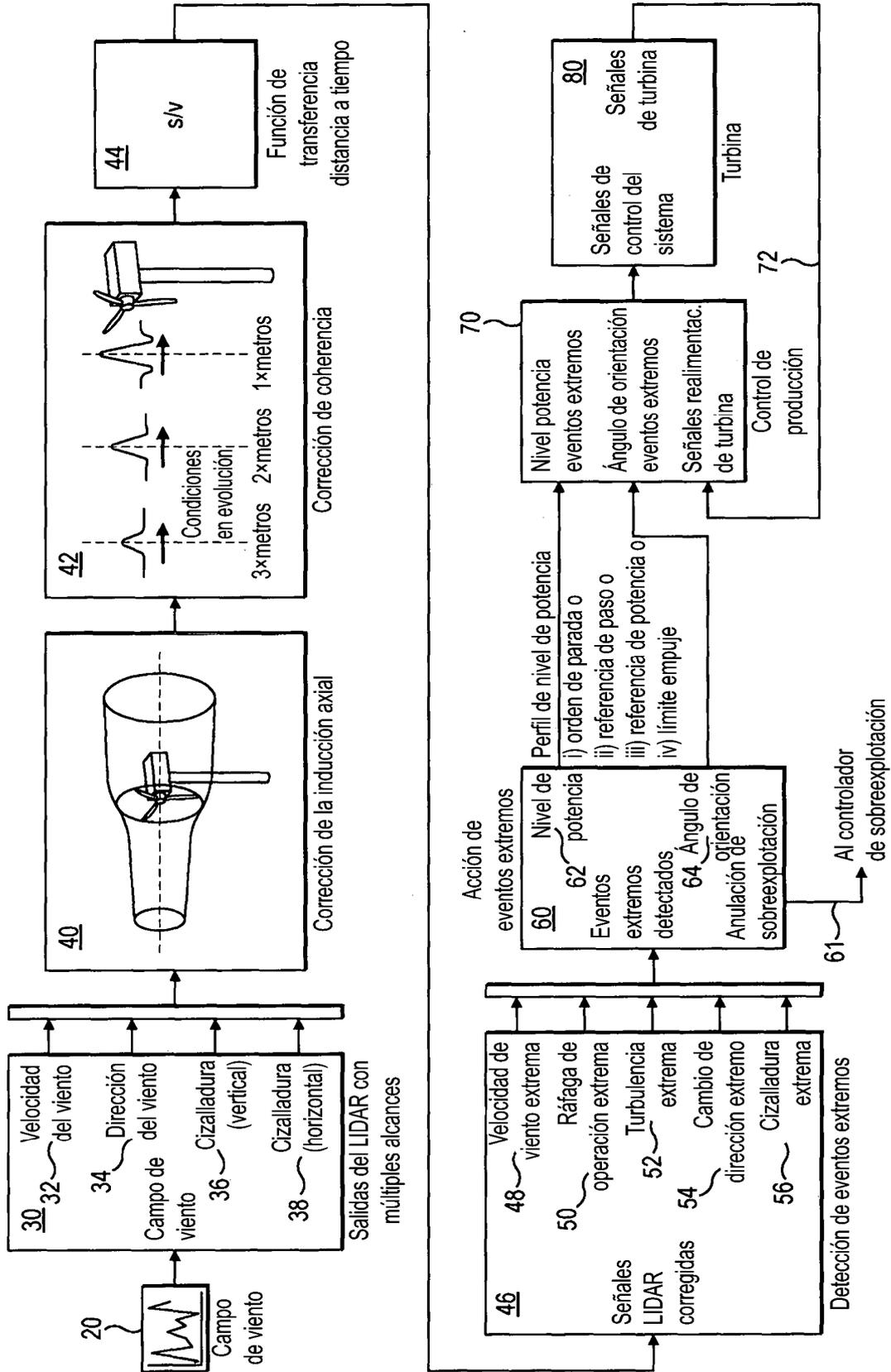


FIG. 6

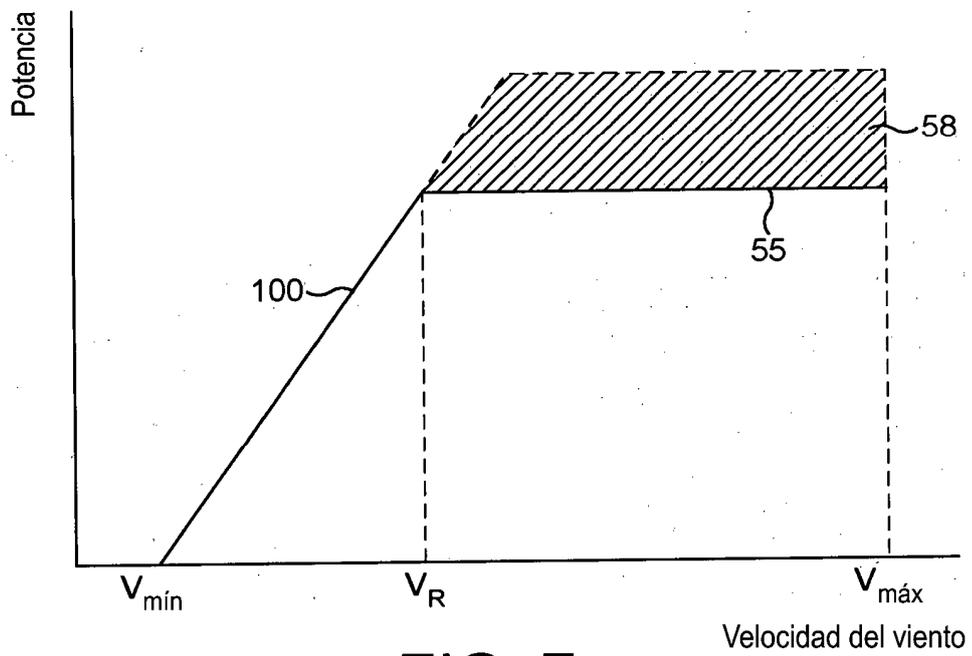


FIG. 7

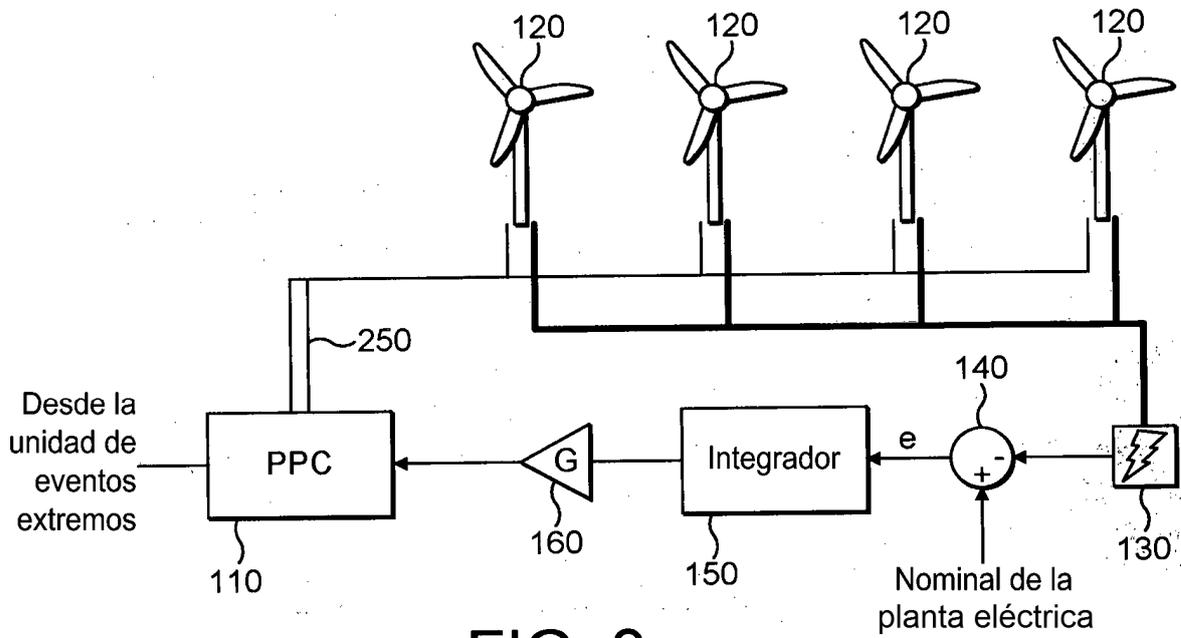


FIG. 8

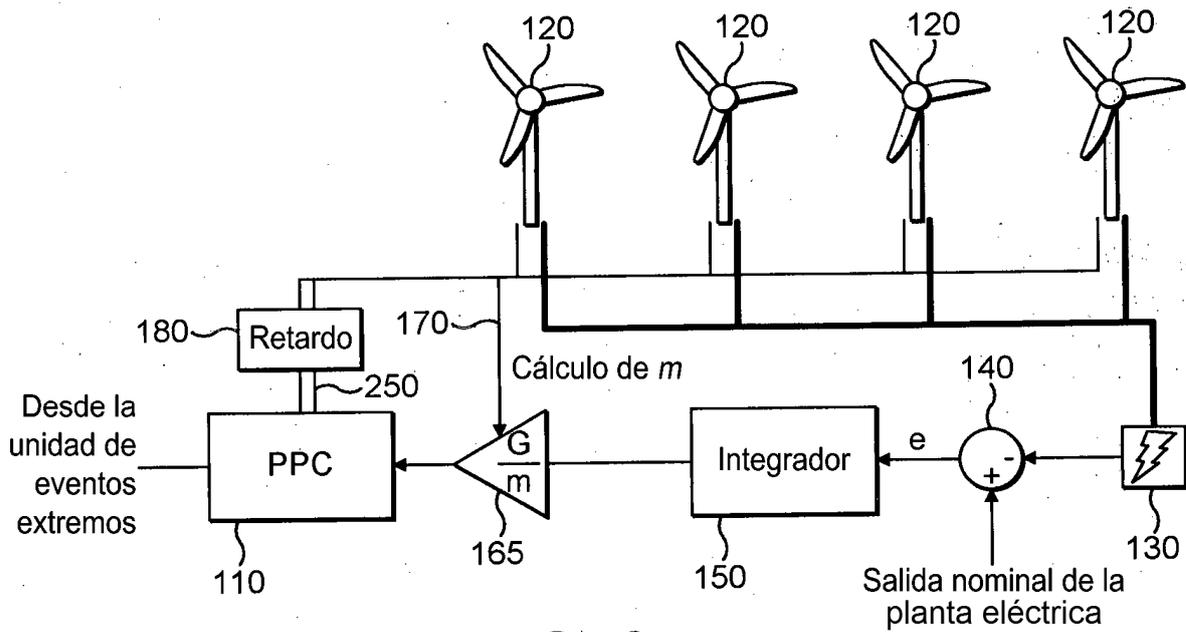


FIG. 9

