

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 800 773**

51 Int. Cl.:

F03D 7/00 (2006.01)
F03D 7/02 (2006.01)
F03D 7/04 (2006.01)
G06F 17/50 (2006.01)
G16Z 99/00 (2009.01)
F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **09.06.2017** **PCT/CN2017/087671**

87 Fecha y número de publicación internacional: **14.06.2018** **WO18103286**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **09.06.2017** **E 17844609 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **13.05.2020** **EP 3364324**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo para la detección de una carga equivalente de un sistema de generador de turbina eólica**

30 Prioridad:

05.12.2016 CN 201611101888

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

04.01.2021

73 Titular/es:

**BEIJING GOLDWIND SCIENCE & CREATION
WINDPOWER EQUIPMENT CO., LTD. (100.0%)
No. 19 Kangding Road, Beijing Economic &
Technological Development Zone, Daxing District
Beijing 100176, CN**

72 Inventor/es:

**WANG, MINGHUI;
PEDERSEN, BO JUUL y
LI, JIAN**

74 Agente/Representante:

VIDAL GONZÁLEZ, Maria Ester

ES 2 800 773 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

Procedimiento y dispositivo para la detección de una carga equivalente de un sistema de generador de turbina eólica

5

Campo técnico

La presente divulgación se refiere al campo de la generación de energía eólica y, en particular, a un procedimiento y a un dispositivo para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica. La solicitud de patente US2015/0167637 A1 divulga un procedimiento de operación de una turbina eólica basado en consumo acumulado de longevidad a la fatiga.

10

Antecedentes

Como un tipo de energía limpia y renovable, la energía eólica ha atraído cada vez más la atención, y la capacidad instalada sigue aumentando. Con el desarrollo continuo de la tecnología de energía eólica, la estimación de la longevidad a la fatiga de una turbina eólica también ha atraído una atención creciente. Para estimar la longevidad a la fatiga de la turbina eólica, se debe obtener una carga equivalente en la turbina eólica.

20

En general, para la detección de carga equivalente, se debe disponer un sensor para que la turbina eólica adquiera datos de carga originales, y la carga equivalente se calcula en función de los datos de carga originales. En la práctica, en esta tecnología, el sensor debe estar dispuesto para cada turbina eólica, lo que conlleva un alto costo. De otro modo, al construir una base de datos que incluye una gran cantidad de datos de detección y cargas equivalentes por adelantado, la carga equivalente se determina buscando en la base de datos una carga equivalente que coincida con los datos detectados. Sin embargo, dicha tecnología tiene una baja precisión de detección.

25

Sumario

La presente divulgación tiene el objeto de proporcionar un procedimiento y un dispositivo para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica.

30

De acuerdo con un aspecto de la presente divulgación, se proporciona un procedimiento para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica. El procedimiento incluye: detectar datos de entorno de cada turbina eólica de múltiples turbinas eólicas en un parque eólico en cada período de detección; detectar una carga de una turbina eólica de calibración en las múltiples turbinas eólicas y calcular una carga equivalente de la turbina eólica de calibración en función de la carga detectada en cada período de detección; y determinar una carga equivalente de cada turbina eólica en función de los datos de entorno detectados de cada turbina eólica con un modelo de estimación de carga en cada período de detección, en el que el modelo de estimación de carga representa una relación entre los datos de entorno y la carga equivalente de cada turbina eólica, y antes de que se aplique el modelo de estimación de carga en cada período de detección, se calibra un parámetro del modelo de estimación de carga en función de la carga equivalente calculada de la turbina eólica de calibración en un período de detección actual y la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en un período de detección anterior.

45

De acuerdo con otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona un dispositivo para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica. El dispositivo incluye: una primera unidad de detección configurada para detectar datos de entorno de cada turbina eólica de múltiples turbinas eólicas en un parque eólico en cada período de detección; una segunda unidad de detección configurada para detectar una carga de una turbina eólica de calibración en las múltiples turbinas eólicas y calcular una carga equivalente de la turbina eólica de calibración en función de la carga detectada en cada período de detección; y una unidad de estimación configurada para determinar una carga equivalente de cada turbina eólica en función de los datos de entorno detectados de cada turbina eólica con un modelo de estimación de carga en cada período de detección, en el que el modelo de estimación de carga representa una relación entre los datos de entorno y la carga equivalente de cada turbina eólica, y antes de que se aplique el modelo de estimación de carga en cada período de detección, la unidad de estimación calibra un parámetro del modelo de estimación de carga en función de la carga equivalente calculada de la turbina eólica de calibración en un período de detección actual y la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en un período de detección anterior.

50

55

De acuerdo con otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona un procedimiento para estimar la longevidad a la fatiga de una turbina eólica. El procedimiento incluye: detectar una carga equivalente de la turbina eólica en base al procedimiento de detección de la carga equivalente de la turbina eólica descrito anteriormente; y estimar la longevidad a la fatiga de la turbina eólica en función de la carga equivalente detectada.

60

De acuerdo con otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona un aparato para estimar la longevidad a la fatiga de una turbina eólica. El aparato incluye: el dispositivo de detección de la carga equivalente de la turbina

65

eólica descrito anteriormente, configurado para la detección de una carga equivalente de la turbina eólica; y una unidad de predicción configurada para estimar la longevidad a la fatiga de la turbina eólica en función de la carga equivalente detectada por el dispositivo.

- 5 De acuerdo con otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona un medio de almacenamiento legible por ordenador. El medio de almacenamiento tiene un programa informático almacenado en el mismo, en el que el programa informático, cuando se ejecuta, lleva a cabo el procedimiento.

Breve descripción de los dibujos

- 10 Con el fin de ilustrar soluciones técnicas en realizaciones de la presente divulgación de manera más clara, los dibujos usados en la descripción de las realizaciones se introducen brevemente a continuación.

- 15 La Figura 1 es un diagrama de flujo de un proceso de un procedimiento para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica de acuerdo con una realización de la presente divulgación ejecutado en un período de detección;

- 20 La Figura 2 es un diagrama de flujo de un procedimiento para la detección de la intensidad de turbulencia efectiva de una turbina eólica, de acuerdo con una realización de la presente divulgación;

- La Figura 3 es un diagrama de flujo de un procedimiento para la detección de la turbulencia ambiental de acuerdo con una realización de la presente divulgación; y

- 25 La Figura 4 es un diagrama de bloques de un dispositivo para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica de acuerdo con una realización de la presente divulgación.

Descripción detallada de realizaciones

- 30 Se hace referencia a la Figura 1, que es un diagrama de flujo de un proceso de un procedimiento para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica de acuerdo con una realización de la presente divulgación ejecutado en un período de detección.

- 35 En la etapa S110, se detectan datos de entorno de cada turbina eólica de múltiples turbinas eólicas en un parque eólico. Se pueden adoptar varios tipos de datos de entorno que influyen en la carga de una turbina eólica. En una realización preferente de la presente divulgación, los datos de entorno de cualquiera de las turbinas eólicas incluyen al menos una de intensidad de turbulencia efectiva y la información de influencia del parque eólico. En la presente divulgación, la intensidad de turbulencia efectiva indica la intensidad de turbulencia experimentada directamente por un impulsor de cualquiera de las turbinas eólicas, y la información de influencia del parque eólico indica un factor de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas por el parque eólico. Con los datos de entorno proporcionados en la realización preferente de la presente divulgación, se puede lograr una detección más precisa.

- 40 En la etapa S120, se detecta una carga de una turbina eólica de calibración en las múltiples turbinas eólicas, y una carga equivalente (que también se denomina carga equivalente de daño, una carga de fatiga equivalente, etc.) de la turbina eólica de calibración se calcula en función de la carga detectada.

- 45 En la realización, una parte (por ejemplo, una o más) de las turbinas eólicas en el parque eólico se puede determinar como la turbina eólica de calibración para calibrar un parámetro de un modelo de estimación de carga descrito más adelante.

- 50 Por ejemplo, la carga de la turbina eólica de calibración se puede detectar a través de un sensor dispuesto en algunos componentes clave en una ruta de transferencia de carga de la turbina eólica de calibración. O bien, un resultado de simulación de cargas de algunos componentes clave de la turbina eólica de calibración se puede determinar como la carga de la turbina eólica de calibración. Estas implementaciones son solo ilustrativas, y la carga de la turbina eólica de calibración se puede detectar mediante el uso de diversas tecnologías. Después de
55 detectar la carga de la turbina eólica de calibración, la carga equivalente de la turbina eólica de calibración puede calcularse en función de la carga detectada.

- 60 En la etapa S130, se determina una carga equivalente de cada turbina eólica en función de los datos de entorno detectados de cada turbina eólica con el modelo de estimación de carga. El modelo de estimación de carga representa una relación entre los datos de entorno y la carga equivalente de cada turbina eólica. Al tomar los datos de entorno como una entrada al modelo de estimación de carga, el modelo de estimación de carga puede generar la carga equivalente en función de la entrada.

- 65 El modelo de estimación de carga puede construirse de forma avanzada en función de diversas tecnologías para establecer una correlación entre variables, tales como ajuste, análisis de regresión, aprendizaje automático, filtro autoadaptable o similares.

Para la intensidad de turbulencia efectiva y la información de influencia del parque eólico adoptadas en la presente divulgación, preferentemente, el modelo de estimación de carga se construye en función de un filtro autoadaptable por mínimos cuadrados recursivos (RLS), para adquirir mayor precisión en caso de que se adopte la intensidad de turbulencia efectiva y la información de influencia del parque eólico. En el caso de que se aplique un filtro autoadaptable, el modelo de estimación de carga corresponde a un filtro variable de parámetro (filtro variable) en el filtro autoadaptable.

Antes de determinar la carga equivalente de cada turbina eólica con el modelo de estimación de carga, el parámetro del modelo de estimación de carga se calibra en función de la carga equivalente de la turbina eólica de calibración calculada en la etapa S120 en un período de detección actual y la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en la etapa S130 en un período de detección anterior. Los ejemplos incluyen: en el caso de que se adopte un análisis de regresión, se calibra un coeficiente de regresión; y en el caso de que se adopte el filtro autoadaptable, se calibra un parámetro del filtro variable de parámetro.

En una realización, la carga equivalente de la turbina eólica de calibración calculada en la etapa S120 en el período de detección actual puede tomarse como referencia, y la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en la etapa S130 en el período de detección anterior puede tomarse como una retroalimentación, para calibrar el parámetro del modelo de estimación de carga.

En el caso de aplicar el filtro autoadaptable para construir el modelo de estimación de carga, el parámetro del modelo de estimación de carga puede calibrarse con un algoritmo autoadaptable correspondiente (por ejemplo, con un procedimiento de mínimos cuadrados recursivos en caso de adoptar un filtro autoadaptable por mínimos cuadrados recursivos) en función de una diferencia entre la carga equivalente de la turbina eólica de calibración calculada en el período de detección actual y la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en el período de detección anterior.

Además, para un primer período de detección, dado que no hay una carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en un período de detección anterior, el parámetro del modelo de estimación de carga podría no calibrarse. O bien, se puede adoptar la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en el primer período de detección para reemplazar la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en el período de detección anterior.

Con base en el procedimiento de detección de la carga equivalente de la turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación, no es necesario disponer un sensor para cada turbina eólica, reduciendo así el costo causado por la disposición de un sensor para cada turbina eólica. Además, una parte de las turbinas eólicas en el parque eólico se toma como la turbina eólica de calibración. De esta manera, a medida que avanza la detección iterativa, el modelo de estimación de carga se ajusta y optimiza continuamente, la incertidumbre disminuye, la precisión de detección aumenta y la carga equivalente detectada se aproxima a una carga equivalente adquirida simplemente usando el sensor.

La secuencia de realización de la etapa S120 y la etapa S130 mostrada en la Figura 1 no está limitada en la realización. La etapa S120 y la etapa S130 se pueden realizar de manera simultánea o sucesiva.

Una realización de detección de la intensidad de turbulencia efectiva se describe a continuación con referencia a la Figura 2.

La Figura 2 es un diagrama de flujo de un procedimiento para la detección de la intensidad de turbulencia efectiva de cualquiera de las turbinas eólicas de acuerdo con una realización de la presente divulgación.

En la etapa S210, la turbulencia ambiental y un coeficiente de empuje de cualquiera de las turbinas eólicas a una velocidad del viento ambiental se calculan en función de la velocidad del viento ambiental.

En este caso, la velocidad del viento ambiental necesita ser detectada en cada período. La velocidad del viento ambiental es la velocidad del viento ambiental que no está influenciada por una turbina eólica (por ejemplo, puede estar representada por la velocidad del viento de un viento antes de que el viento ingrese en un parque eólico). Como ejemplo, la velocidad del viento ambiental se puede obtener a través de una torre de anemómetro del parque eólico.

El coeficiente de empuje correspondiente a la velocidad del viento ambiental puede calcularse en base a la tecnología convencional.

En una realización, la turbulencia ambiental puede ser una relación de una desviación estándar de la velocidad del

viento ambiental respecto a un valor medio de la velocidad del viento ambiental. En otra realización, la turbulencia ambiental se adquiere en función de la velocidad del viento ambiental, una dirección del viento ambiental y los datos meteorológicos históricos de un entorno circundante del parque eólico, que se describirán en detalle a continuación. Además, la turbulencia ambiental también se puede calcular de acuerdo con la tecnología convencional, que no se describe en la presente memoria.

En la etapa S220, la intensidad de la turbulencia causada por una estela de una turbina eólica cercana se calcula en función del coeficiente de empuje calculado, la velocidad del viento ambiental y una distancia entre cualquiera de las turbinas eólicas y la turbina eólica cercana.

La intensidad de la turbulencia causada por una estela de una turbina eólica puede calcularse en función de varios modelos de estela convencionales (por ejemplo, un Modelo de Frandsen).

En una realización preferente, la turbina eólica cercana es una turbina eólica, procedente de turbinas eólicas situadas en una dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas, que tiene una distancia mínima desde cualquiera de las turbinas eólicas, o múltiples turbinas eólicas ubicadas dentro de un sector de la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas. En este caso, la dirección del viento ambiental necesita ser detectada en cada período, para determinar la dirección a barlovento del viento ambiental de la turbina eólica. La dirección del viento ambiental es una dirección del viento ambiental que no está influenciada por una turbina eólica (por ejemplo, puede estar representada por la dirección del viento de un viento antes de que el viento ingrese en el parque eólico). Como ejemplo, la dirección del viento ambiental se puede obtener a través de una torre de anemómetro del parque eólico.

En la etapa S230, la intensidad de turbulencia efectiva se genera sintetizando la turbulencia ambiental calculada en la etapa S210 y la intensidad de la turbulencia calculada en la etapa S220.

Para poder generar la intensidad de turbulencia efectiva, la síntesis o superposición puede realizarse sobre la turbulencia ambiental y la intensidad de la turbulencia, y la síntesis o superposición refleja las influencias respectivas de la turbulencia ambiental y la intensidad de la turbulencia. Por ejemplo, la intensidad de turbulencia efectiva puede ser una suma de cuadrados, una raíz cuadrada de la suma de los cuadrados, una suma de valores absolutos, etc., de la turbulencia ambiental y la intensidad calculada de la turbulencia, los cuales no deben limitar a la presente invención.

Una realización de la detección de la información de influencia del parque eólico se describe en detalle a continuación.

En una realización de la presente divulgación, la información de influencia del parque eólico puede incluir al menos uno de un grado de superposición de estela y un número de superposición de estela.

En la realización, el número de superposición de estela indica el número de otras turbinas eólicas que tienen influencia sobre una estela de cualquiera de las turbinas eólicas. Preferentemente, el número de superposición de estela indica el número de otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

El grado de superposición de estela indica un grado de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas por las estelas de las demás turbinas eólicas. Preferentemente, la influencia puede estar representada por una relación de un ángulo de la dirección del viento ambiental a una suma de ángulos de propagación de estelas de las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas. La presente divulgación no se limita a las descripciones anteriores, cualquier otro parámetro que pueda reflejar el grado de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas por las estelas de las demás turbinas eólicas también puede ser adoptado.

Además, el grado de superposición de estela y el número de superposición de estela pueden ajustarse considerando más la influencia de las otras turbinas eólicas en el parque eólico. Específicamente, se puede aplicar un coeficiente de regulación (por ejemplo, multiplicando el grado de superposición de estela por el coeficiente de regulación) al grado de superposición de estela (por ejemplo, la relación). Y, la normalización se puede realizar en el número de superposición de estela. Es decir, el grado de superposición de estela ajustado es el resultado de aplicar el coeficiente de regulación al grado de superposición de estela (por ejemplo, la relación), y el número de superposición de estela ajustado es el resultado de realizar la normalización en el número de superposición de estela.

En la realización, el coeficiente de regulación es una relación entre una primera distancia y una segunda distancia. La primera distancia indica una distancia mínima de las distancias entre cualquiera de las turbinas eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas. La segunda distancia indica una distancia máxima desde las distancias entre cualquiera de las turbinas

eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

5 Preferentemente, todas las distancias descritas anteriormente son una distancia relativa que no tiene dimensiones, por ejemplo, una distancia sin dimensiones medida tomando el diámetro de un impulsor como unidad básica.

10 En base a las realizaciones anteriores de la presente divulgación, mediante la detección de la velocidad del viento ambiental y la dirección del viento ambiental en cada período de detección, se logra la detección de los datos de entorno, detectando así la carga equivalente de la turbina eólica de manera precisa y reduciendo la detección de manera rentable.

15 Un procedimiento de adquisición de la turbulencia ambiental basado en la velocidad del viento ambiental, la dirección del viento ambiental y los datos meteorológicos históricos del entorno circundante del parque eólico en la etapa S210 se describe en detalle a continuación junto con la Figura 3.

La Figura 3 es un diagrama de flujo de un procedimiento para la detección de la turbulencia ambiental de acuerdo con una realización de la presente divulgación.

20 En la etapa S310, se determina una distribución de Weibull de la velocidad del viento en función de los datos meteorológicos históricos del entorno circundante del parque eólico. La distribución de Weibull de la velocidad del viento puede adquirirse en función de los datos de entorno históricos de una velocidad del viento alrededor del parque eólico. Una función de probabilidad de la distribución de Weibull está determinada principalmente por un factor de proporcionalidad y un factor de forma. Por consiguiente, se puede determinar el factor de proporcionalidad y el factor de forma de la función de probabilidad. En este caso, se puede obtener una curva de velocidad del viento versus probabilidad.

En la etapa S320, se adquiere una probabilidad correspondiente a la velocidad del viento ambiental a partir de la distribución de Weibull determinada en función de la velocidad del viento ambiental.

30 En la etapa S330, se determina una distribución logarítmica normal de la turbulencia ambiental correspondiente a la velocidad del viento ambiental. La turbulencia ambiental bajo diferentes velocidades del viento sigue una distribución logarítmica normal específica. Es decir, la turbulencia ambiental bajo diferentes velocidades del viento satisface una distribución logarítmica normal correspondiente. Primero se pueden determinar diferentes distribuciones normales logarítmicas de la turbulencia ambiental bajo diferentes velocidades del viento. La distribución logarítmica normal de la turbulencia ambiental bajo la velocidad actual del viento ambiental se puede obtener cuando se adquiere la velocidad del viento ambiental.

40 En la etapa S340, la turbulencia ambiental se adquiere a partir de la distribución logarítmica normal determinada en función de la probabilidad determinada. En la etapa S330, se obtiene la distribución logarítmica normal de la turbulencia ambiental bajo la velocidad actual del viento ambiental; es decir, se adquiere una relación entre la turbulencia ambiental y la probabilidad. Por lo tanto, se determina la turbulencia ambiental correspondiente a la probabilidad determinada en la etapa S320. Por ejemplo, en el caso de que se obtenga la distribución logarítmica normal de la turbulencia ambiental correspondiente a la velocidad del viento ambiental, se puede adquirir una función inversa de una función correspondiente a la distribución logarítmica normal, y una salida de la función inversa es la turbulencia ambiental tomando la probabilidad determinada como una entrada de la función inversa.

Un dispositivo para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica de acuerdo con una realización de la presente divulgación se describe en detalle a continuación con referencia a la Figura 4.

50 La Figura 4 es un diagrama de bloques de un dispositivo para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica de acuerdo con una realización de la presente divulgación.

60 Como se muestra en la Figura 4, el dispositivo 400 de detección de la carga equivalente de la turbina eólica de acuerdo con una realización de la presente divulgación incluye: una primera unidad de detección 410, una segunda unidad de detección 420 y una unidad de estimación 430.

El dispositivo 400 detecta periódicamente la carga equivalente de la turbina eólica.

70 La primera unidad de detección 410 detecta datos de entorno de cada turbina eólica de múltiples turbinas eólicas en un parque eólico en cada período de detección. En una realización preferente de la presente divulgación, los datos de entorno de cualquiera de las turbinas eólicas incluyen al menos una de intensidad de turbulencia efectiva e información de influencia del parque eólico. En la presente divulgación, la intensidad de turbulencia efectiva indica la intensidad de turbulencia experimentada directamente por un impulsor de cualquiera de las turbinas eólicas, y la información de influencia del parque eólico indica un factor de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas del parque eólico. Con los datos de entorno proporcionados en la realización preferente de la presente

divulgación, se puede lograr una detección más precisa.

En una realización, la primera unidad de detección 410 puede detectar la intensidad de turbulencia efectiva de cualquiera de las turbinas eólicas de la manera mostrada en la Figura 2. En este caso, se necesita detectar una velocidad del viento ambiental en cada período. La velocidad del viento ambiental es la velocidad del viento ambiental que no está influenciada por una turbina eólica (por ejemplo, puede estar representada por la velocidad del viento de un viento antes de que el viento ingrese en un parque eólico). Como un ejemplo, la velocidad del viento ambiental se puede obtener a través de una torre de anemómetro del parque eólico.

Se puede calcular un coeficiente de empuje correspondiente a la velocidad del viento ambiental de acuerdo con la tecnología convencional.

En una realización, una turbulencia ambiental puede ser una relación de una desviación estándar de la velocidad del viento ambiental a un valor medio de la velocidad del viento ambiental. En otra realización, la primera unidad de detección 410 puede adquirir la turbulencia ambiental en función de la velocidad del viento ambiental, la dirección del viento ambiental y los datos meteorológicos históricos de un entorno circundante del parque eólico. Por ejemplo, la primera unidad de detección 410 puede adquirir la turbulencia ambiental en función de la velocidad del viento ambiental, la dirección del viento ambiental y los datos meteorológicos históricos del entorno circundante del parque eólico de la manera que se muestra en la Figura 3. Además, la primera unidad de detección 410 también puede calcular la turbulencia ambiental de acuerdo con la tecnología convencional, que no se describe en la presente memoria descriptiva.

Una realización de detección de la información de influencia del parque eólico por la primera unidad de detección 410 se describe en detalle a continuación.

En una realización de la presente divulgación, la información de influencia del parque eólico puede incluir al menos uno de un grado de superposición de estela y un número de superposición de estela.

En la realización, el número de superposición de estela indica el número de otras turbinas eólicas que tienen influencia sobre una estela de cualquiera de las turbinas eólicas. Preferentemente, el número de superposición de estela indica el número de otras turbinas eólicas ubicadas en una dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

El grado de superposición de estela indica un grado de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas por las estelas de las demás turbinas eólicas. Preferentemente, la influencia puede estar representada por una relación de un ángulo de la dirección del viento ambiental respecto a una suma de ángulos de propagación de estelas de las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas. La presente divulgación no se limita a las descripciones anteriores, cualquier otro parámetro que pueda reflejar el grado de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas por las estelas de las demás turbinas eólicas también puede ser adoptado.

Además, la primera unidad de detección 410 puede ajustar el grado de superposición de estela y el número de superposición de estela considerando además la influencia de las otras turbinas eólicas en el parque eólico. Específicamente, la primera unidad de detección 410 puede aplicar un coeficiente de regulación (por ejemplo, multiplicando el grado de superposición de estela por el coeficiente de regulación) al grado de superposición de estela (por ejemplo, la relación), y realizar la normalización en el número de superposición de estela. Es decir, el grado de superposición de estela ajustado es el resultado de aplicar el coeficiente de regulación al grado de superposición de estela (por ejemplo, la relación), y el número de superposición de estela ajustado es el resultado de realizar la normalización en el número de superposición de estela.

En la realización, el coeficiente de regulación es una relación de una primera distancia a una segunda distancia. La primera distancia indica una distancia mínima de las distancias entre cualquiera de las turbinas eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas. La segunda distancia indica una distancia máxima desde las distancias entre cualquiera de las turbinas eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

Preferentemente, todas las distancias descritas anteriormente son una distancia relativa que no tiene dimensiones, por ejemplo, una distancia sin dimensiones medida tomando un diámetro de un impulsor como unidad básica.

De acuerdo con las realizaciones anteriores de la presente divulgación, mediante la detección de la velocidad del viento ambiental y la dirección del viento ambiental en cada período de detección, se logra la detección de los datos de entorno, detectando así la carga equivalente de la turbina eólica de manera precisa y reduciendo la detección de manera rentable.

La segunda unidad de detección 420 detecta una carga de una o más turbinas eólicas de calibración en las múltiples turbinas eólicas y calcula una carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración en función de la carga detectada en cada período de detección. En la realización, una parte (por ejemplo, una o más) de las turbinas eólicas en el parque eólico puede determinarse como las turbinas eólicas de calibración, para calibrar un parámetro de un modelo de estimación de carga descrito más adelante.

Por ejemplo, la carga de las turbinas eólicas de calibración se puede detectar a través de un sensor dispuesto en algunos componentes clave en una ruta de transferencia de carga de las turbinas eólicas de calibración. De manera alternativa, un resultado de simulación de cargas de algunos componentes clave de las turbinas eólicas de calibración puede determinarse como la carga de las turbinas eólicas de calibración. Puede entenderse que estas implementaciones son solo ilustrativas, y la carga de las turbinas eólicas de calibración puede detectarse basándose en diversas tecnologías.

La unidad de estimación 430 determina una carga equivalente de cada turbina eólica basándose en los datos de entorno detectados de cada turbina eólica con el modelo de estimación de carga en cada período de detección. El modelo de estimación de carga representa una relación entre los datos de entorno y la carga equivalente de cada turbina eólica. De este modo, los datos de entorno pueden tomarse como una entrada al modelo de estimación de carga, y el modelo de estimación de carga puede generar la carga equivalente en función de la entrada.

El modelo de estimación de carga puede construirse con anticipación en función de diversas tecnologías para establecer una correlación entre variables, tales como ajuste, análisis de regresión, aprendizaje automático, filtro autoadaptable o similares.

Para la intensidad de turbulencia efectiva y la información de influencia del parque eólico adoptadas en la presente divulgación, preferentemente, el modelo de estimación de carga se construye en función de un filtro autoadaptable por mínimos cuadrados recursivos (RLS) para adquirir mayor precisión en caso de que se adopte la intensidad de turbulencia efectiva y la información de influencia del parque eólico. En el caso de que se aplique un filtro autoadaptable, el modelo de estimación de carga corresponde a un filtro variable de parámetro (filtro variable) en el filtro autoadaptable.

Antes de determinar la carga equivalente de cada turbina eólica con el modo de estimación de carga, la unidad de estimación 430 calibra el parámetro del modelo de estimación de carga en función de la carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración calculadas por la segunda unidad de detección 420 en un período de detección actual y la carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración determinadas con el modelo de estimación de carga por la unidad de estimación 430 en un período de detección anterior. Los ejemplos incluyen: en el caso de adoptar un análisis de regresión, se calibra un coeficiente de regresión; y en el caso de adoptar el filtro autoadaptable, se calibra un parámetro del filtro variable de parámetro.

En una realización, la carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración calculadas por la segunda unidad de detección 420 en el período de detección actual puede tomarse como referencia, y la carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración determinadas con el modelo de estimación de carga por la unidad de estimación 430 en el período de detección anterior puede tomarse como una retroalimentación, para calibrar el parámetro del modelo de estimación de carga.

En el caso de adoptar el filtro autoadaptable para construir el modelo de estimación de carga, el parámetro del modelo de estimación de carga puede calibrarse con un algoritmo autoadaptable correspondiente (por ejemplo, con un procedimiento de mínimos cuadrados recursivos en caso de adoptar un filtro autoadaptable por mínimos cuadrados recursivos) en función de una diferencia entre la carga equivalente de la turbina eólica de calibración calculada en el período de detección actual y la carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración determinadas con el modelo de estimación de carga en el período de detección anterior.

Además, para un primer período de detección, dado que no hay una carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración determinadas con el modelo de estimación de carga en un período de detección anterior, el parámetro del modelo de estimación de carga podría no calibrarse. O bien, la carga equivalente de las turbinas eólicas de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en el primer período de detección se puede adoptar como un reemplazo.

Además, en otra realización de la presente divulgación, el procedimiento de detección de la carga equivalente de la turbina eólica de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación puede aplicarse para la detección de una carga equivalente de una turbina eólica. Luego, la longevidad a la fatiga de la turbina eólica se estima en función de la carga equivalente detectada. Se puede adoptar la tecnología convencional de longevidad a la fatiga en función de una carga equivalente, que no se describe en la presente memoria.

Además, en otra realización de la presente divulgación, se proporciona un aparato para estimar la longevidad a la fatiga de una turbina eólica. El aparato puede incluir el dispositivo de detección de la carga equivalente de la turbina eólica de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación, y una unidad de predicción. El dispositivo puede

detectar una carga equivalente de la turbina eólica. La unidad de predicción puede estimar la longevidad a la fatiga de la turbina eólica en función de la carga equivalente detectada por el dispositivo.

5 Además, el procedimiento de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación puede implementarse como un programa informático almacenado en un medio legible por ordenador, y el procedimiento se realiza cuando se ejecuta el programa informático.

10 Además, diversas unidades en el aparato y el dispositivo de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación pueden implementarse como componentes de hardware o módulos de software. Además, los expertos en la técnica pueden implementar las diversas unidades con un arreglo de compuertas programables en campo (FPGA), un circuito integrado de aplicación específica (ASIC), un procesador o similar, de acuerdo con el procesamiento definido ejecutado por las diversas unidades.

15 De acuerdo con el procedimiento y el dispositivo de detección de la carga equivalente de la turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación, no hay necesidad de disponer un sensor para cada turbina eólica, reduciendo así un costo causado por la disposición del sensor para cada turbina eólica. Además, mediante la detección de la velocidad del viento ambiental y la dirección del viento ambiental en cada período de predicción, se logra la detección de los datos de entorno, detectando de ese modo la carga equivalente de la turbina eólica y reduciendo aún más la detección de manera rentable.

20 Aunque la invención ha sido ilustrada y descrita con referencia a las realizaciones, los expertos en la técnica deben comprender que pueden realizarse diversas modificaciones de formatos y detalles de la presente divulgación sin apartarse del alcance de la presente divulgación definida por las reivindicaciones.

25

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de detección de una carga equivalente de una turbina eólica, que comprende:

5 detectar datos de entorno de cada turbina eólica de una pluralidad de turbinas eólicas en un parque eólico en cada período de detección;
 detectar una carga de una turbina eólica de calibración en la pluralidad de turbinas eólicas y calcular una carga equivalente de la turbina eólica de calibración en función de la carga detectada en cada período de detección; y
 10 determinar una carga equivalente de cada turbina eólica en función de los datos de entorno detectados de cada turbina eólica con un modelo de estimación de carga en cada período de detección, en el que el modelo de estimación de carga representa una relación entre los datos de entorno y la carga equivalente de cada turbina eólica, y antes de que sea aplicado el modelo de estimación de carga en cada período de detección, un parámetro del modelo de estimación de carga es calibrado en función de la carga equivalente calculada de la turbina eólica de calibración en un período de detección actual y la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en un período de detección anterior.

20 2. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en el que los datos de entorno de cualquiera de las turbinas eólicas comprenden al menos una de entre información de intensidad de turbulencia efectiva e influencia del parque eólico, la intensidad de turbulencia efectiva indica la intensidad de turbulencia experimentada directamente por un impulsor de cualquiera de las turbinas eólicas, y la información de influencia del parque eólico indica un factor de influencia de cualquiera de las turbinas eólicas por el parque eólico.

25 3. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 2, en el que la información de influencia del parque eólico comprende al menos uno de un grado de superposición de estela y un número de superposición de estela, el número de superposición de estela indica el número de otras turbinas eólicas que tienen influencia sobre una estela de cualquiera de las turbinas eólicas, y el grado de superposición de estela indica un grado de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas por las estelas de las demás turbinas eólicas.

30 4. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 3, en el que el grado de superposición de estela se adquiere calculando una relación de un ángulo de una dirección de viento ambiental respecto a una suma de ángulos de propagación de estelas de otras turbinas eólicas ubicadas en una dirección de barlovento de un viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

35 5. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el grado de superposición de estela es el resultado de aplicar un coeficiente de regulación a la relación, y el número de superposición de estela es el resultado de realizar la normalización en el número; y
 40 en el que el coeficiente de regulación es una relación entre una primera distancia y una segunda distancia, la primera distancia indica una distancia mínima de las distancias entre cualquiera de las turbinas eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas, y la segunda distancia indica una distancia máxima de las distancias entre cualquiera de las turbinas eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

6. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 2, en el que la detección de la intensidad de turbulencia efectiva comprende:

50 calcular la turbulencia ambiental y un coeficiente de empuje de cualquiera de las turbinas eólicas en función de una velocidad del viento ambiental;
 calcular la intensidad de la turbulencia causada por una estela de una turbina eólica cercana en función del coeficiente de empuje calculado, la velocidad del viento ambiental y una distancia entre cualquiera de las turbinas eólicas y la turbina eólica cercana; y generar la intensidad de turbulencia efectiva realizando síntesis sobre la turbulencia ambiental y la intensidad calculada de la turbulencia, en el que la síntesis refleja las influencias respectivas de la turbulencia ambiental y la intensidad calculada de la turbulencia.

60 7. Un dispositivo de detección de una carga equivalente de una turbina eólica, que comprende:

 una primera unidad de detección, configurada para detectar datos de entorno de cada turbina eólica de una pluralidad de turbinas eólicas en un parque eólico en cada período de detección;
 una segunda unidad de detección, configurada para detectar una carga de una turbina eólica de calibración en la pluralidad de turbinas eólicas, y calcular una carga equivalente de la turbina eólica de calibración en función de la carga detectada en cada período de detección; y una unidad de estimación,

configurada para determinar una carga equivalente de cada turbina eólica en función de los datos de entorno detectados de cada turbina eólica con un modelo de estimación de carga en cada período de detección,

en el que el modelo de estimación de carga representa una relación entre los datos de entorno y la carga equivalente de cada turbina eólica, y antes de que sea aplicado el modelo de estimación de carga en cada período de detección, la unidad de estimación calibra un parámetro del modelo de estimación de carga en función de la carga equivalente calculada de la turbina eólica de calibración en un período de detección actual y la carga equivalente de la turbina eólica de calibración determinada con el modelo de estimación de carga en un período de detección anterior.

8. El dispositivo de acuerdo con la reivindicación 7, en el que los datos de entorno de cualquiera de las turbinas eólicas comprenden al menos una de información de intensidad de turbulencia efectiva e influencia del parque eólico, la intensidad de turbulencia efectiva indica la intensidad de turbulencia experimentada directamente por un impulsor de cualquiera de las turbinas eólicas, y la información de influencia del parque eólico indica un factor de influencia de cualquiera de las turbinas eólicas por el parque eólico.

9. El dispositivo de acuerdo con la reivindicación 8, en el que la información de influencia del parque eólico comprende al menos uno de entre un grado de superposición de estela y un número de superposición de estela, el número de superposición de estela indica el número de otras turbinas eólicas que tienen influencia sobre una estela de cualquiera de las turbinas eólicas, y el grado de superposición de estela indica un grado de influencia en cualquiera de las turbinas eólicas por las estelas de las demás turbinas eólicas.

10. El dispositivo de acuerdo con la reivindicación 9, en el que el grado de superposición de estela se adquiere calculando una relación de un ángulo de una dirección de viento ambiental respecto a una suma de ángulos de propagación de estelas de otras turbinas eólicas ubicadas en una dirección de viento ascendente de un viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

11. El dispositivo de acuerdo con la reivindicación 10, en el que el grado de superposición de estela es el resultado de aplicar un coeficiente de regulación a la relación, y el número de superposición de estela es el resultado de realizar la normalización en el número; y en el que el coeficiente de regulación es una relación entre una primera distancia y una segunda distancia, la primera distancia indica una distancia mínima de las distancias entre cualquiera de las turbinas eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección del viento ascendente del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas, y la segunda distancia indica una distancia máxima de las distancias entre cualquiera de las turbinas eólicas y las otras turbinas eólicas ubicadas en la dirección a barlovento del viento ambiental de cualquiera de las turbinas eólicas.

12. El dispositivo de acuerdo con la reivindicación 8, en el que la detección de la intensidad de turbulencia efectiva por la primera unidad de detección comprende:

calcular la turbulencia ambiental y un coeficiente de empuje de cualquiera de las turbinas eólicas en función de la velocidad del viento ambiental;

calcular la intensidad de la turbulencia causada por una estela de una turbina eólica cercana en función del coeficiente de empuje calculado, la velocidad del viento ambiental y una distancia entre cualquiera de las turbinas eólicas y la turbina eólica cercana; y generar la intensidad de turbulencia efectiva realizando síntesis sobre la turbulencia ambiental y la intensidad calculada de la turbulencia, en el que la síntesis refleja las influencias respectivas de la turbulencia ambiental y la intensidad calculada de la turbulencia.

13. Un procedimiento de estimación de la longevidad a la fatiga de una turbina eólica, que comprende:

detectar una carga equivalente de la turbina eólica con el procedimiento de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6; y

estimar la longevidad a la fatiga de la turbina eólica en función de la carga equivalente detectada.

14. Un aparato de estimación de la longevidad a la fatiga de una turbina eólica, que comprende:

el dispositivo de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 7 a 12, configurado para detectar una carga equivalente de la turbina eólica; y

una unidad de predicción, configurada para estimar la longevidad a la fatiga de la turbina eólica en función de la carga equivalente detectada por el dispositivo.

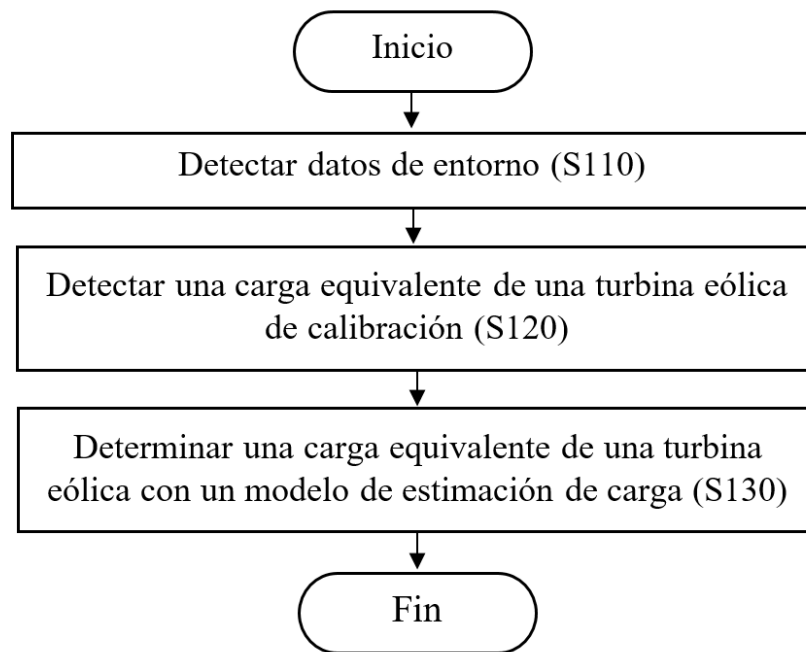


Figura 1

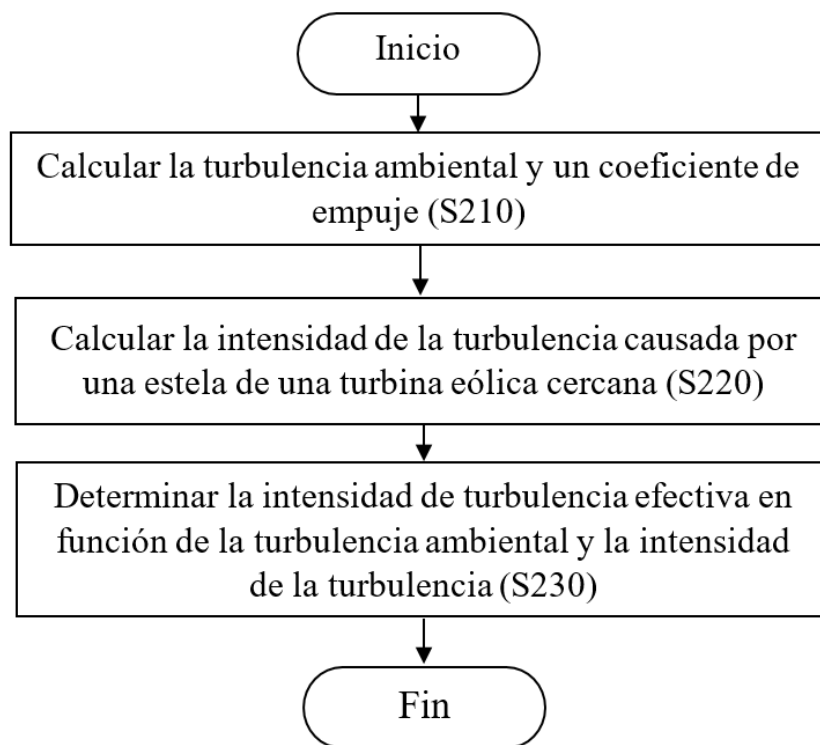


Figura 2

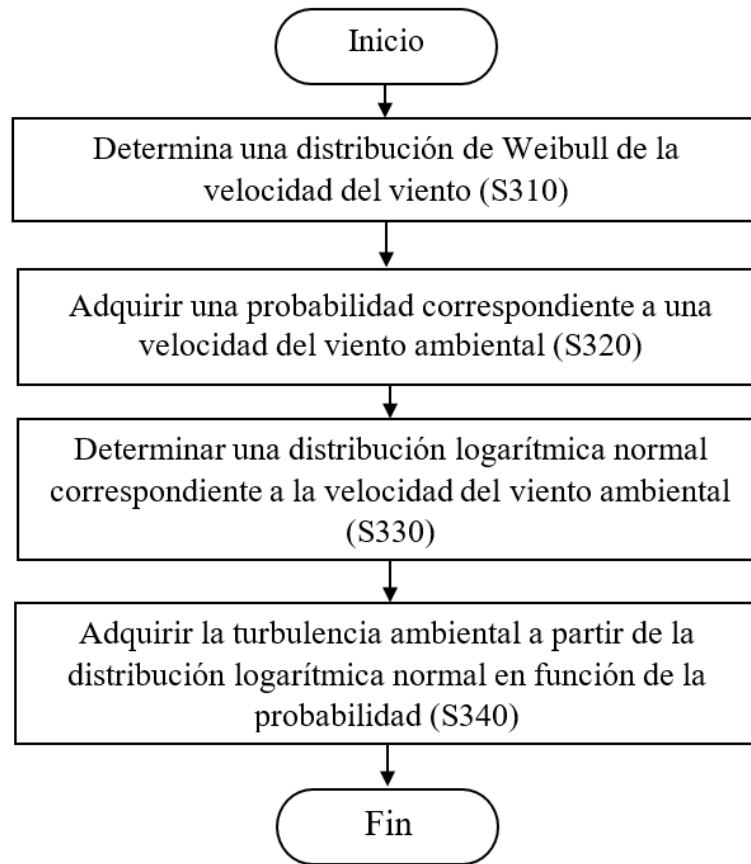


Figura 3

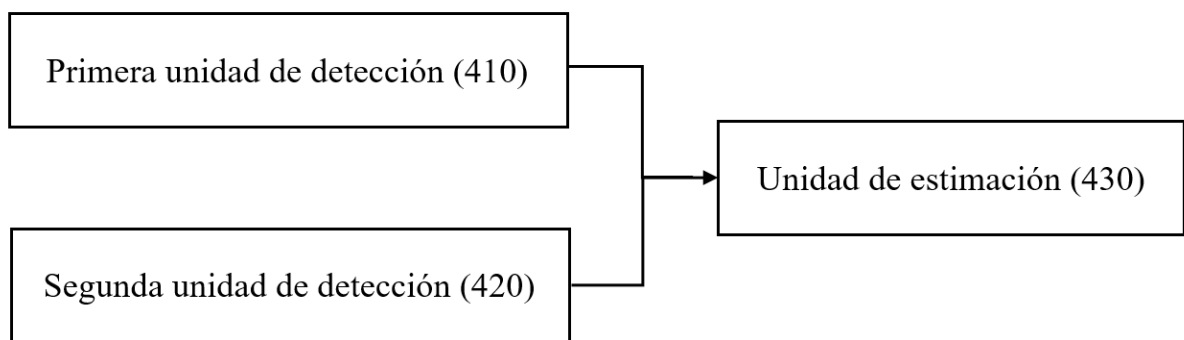


Figura 4