

PROCEDIMIENTO Y APARATO DE SEGUIMIENTO, DISPOSITIVO ELECTRÓNICO Y MEDIO DE ALMACENAMIENTO

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

Esta solicitud reivindica prioridad a la solicitud de patente china No.
5 202110793503.9, presentada ante la Oficina de Patentes de China el 14 de julio
de 2021, cuyo contenido completo se incorpora en el presente documento en su
totalidad.

CAMPO TÉCNICO

La presente solicitud se refiere al campo de las tecnologías de
10 seguimiento fotovoltaico, por ejemplo, un procedimiento y aparato de
seguimiento, un dispositivo electrónico y un medio de almacenamiento.

ANTECEDENTES

Un algoritmo de seguimiento de un seguidor fotovoltaico se basa
principalmente en un algoritmo astronómico, en donde se ajusta un ángulo del
15 seguidor para hacer que un módulo sea perpendicular a la irradiancia solar
directa. Aunque el algoritmo astronómico es relativamente maduro y simple,
todavía existen algunas deficiencias obvias. El algoritmo astronómico solo es
adecuado para días soleados, lo que solo puede garantizar que el módulo reciba
la máxima irradiancia directa, no considera la influencia de la irradiancia difusa y
20 no es adecuado para climas tales como días ventosos, nevados y lluviosos.

SUMARIO

La presente solicitud proporciona un procedimiento y aparato de

seguimiento, un dispositivo electrónico y un medio de almacenamiento, para realizar la inteligenteización del seguimiento fotovoltaico.

En un primer aspecto, las realizaciones de la presente solicitud proporcionan un procedimiento de seguimiento, que incluye:

5 en una fase de seguimiento astronómico, determinar un tipo de clima actual de acuerdo con los datos meteorológicos actuales y/o la generación de energía actual de módulos en al menos dos seguidores fotovoltaicos;

 determinar los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que un controlador de
10 seguimiento correspondiente a los módulos ajuste los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos.

En un segundo aspecto, las realizaciones de la presente solicitud proporcionan además un aparato de seguimiento, que incluye:

15 un dispositivo de determinación del tipo de clima configurado para, en una fase de seguimiento astronómico, determinar un tipo de clima actual de acuerdo con los datos meteorológicos actuales y/o la generación de energía actual de módulos en al menos dos seguidores fotovoltaicos;

 un primer dispositivo de determinación de ángulo de seguimiento
20 configurado para determinar los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que un controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores fotovoltaicos

correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos.

En un tercer aspecto, las realizaciones de la presente solicitud proporcionan además un dispositivo electrónico, que incluye:

- 5 uno o más procesadores;
- una memoria configurada para almacenar uno o más programas;
- en donde, cuando el uno o más programas son ejecutados por el uno o más procesadores, se hace que el uno o más procesadores implementen el procedimiento de seguimiento de acuerdo con una cualquiera de las
- 10 realizaciones de la presente solicitud.

En un cuarto aspecto, las realizaciones de la presente solicitud proporcionan además un medio de almacenamiento legible por ordenador que almacena un programa informático, en donde, cuando el programa informático es ejecutado por un procesador, el procedimiento de seguimiento de acuerdo

15 con una cualquiera de las realizaciones de la presente solicitud está implementado.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La FIG. 1A es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento de acuerdo con la Realización 1 de la presente solicitud;

20 La FIG. 1B es un diagrama de dispersión de variaciones de generación de energía con ángulos de altitud solar bajo diferentes tipos de clima de acuerdo con la Realización 1 de la presente solicitud;

La FIG. 1C es un diagrama de dispersión de variaciones de la irradiancia horizontal global con ángulos de altitud solar bajo diferentes tipos de clima de acuerdo con la Realización 1 de la presente solicitud;

La FIG. 2 es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento
5 de acuerdo con la Realización 2 de la presente solicitud;

La FIG. 3A es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento de acuerdo con la Realización 3 de la presente solicitud;

La FIG. 3B es un diagrama esquemático de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes en un estado sin sombra de acuerdo con la
10 Realización 3 de la presente solicitud;

La FIG. 4A es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento de acuerdo con la Realización 4 de la presente solicitud;

La FIG. 4B es una vista esquemática en sección transversal de una columna en una matriz de seguidores fotovoltaicos de acuerdo con la Realización
15 4 de la presente solicitud;

La FIG. 5 es un diagrama estructural esquemático de un aparato de seguimiento de acuerdo con la Realización 5 de la presente solicitud; y

La FIG. 6 es un diagrama estructural esquemático de un dispositivo electrónico de acuerdo con la Realización 6 de la presente solicitud.

20 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS REALIZACIONES

La presente solicitud se describe a continuación con referencia a los dibujos y realizaciones adjuntos. Las realizaciones descritas en el presente

documento están destinadas únicamente a explicar la presente solicitud, pero no a limitarla. Para facilitar la descripción, en los dibujos adjuntos sólo se muestran algunas estructuras, pero no todas las estructuras relacionadas con la presente solicitud.

5 Realización 1

La FIG. 1A es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento de acuerdo con la Realización 1 de la presente solicitud. Esta realización es aplicable a una situación en donde se ajusta un ángulo de seguimiento de un seguidor fotovoltaico. El procedimiento se realiza mediante
10 un aparato de seguimiento. El aparato puede implementarse mediante software y/o hardware, y puede integrarse en un dispositivo electrónico que lleva una función de seguimiento, tal como un servidor.

Como se muestra en la FIG. 1A, el procedimiento puede incluir los siguientes pasos.

15 En S110, en una fase de seguimiento astronómico, se determina un tipo de clima actual de acuerdo con los datos meteorológicos actuales y/o la generación de energía actual de módulos en al menos dos seguidores fotovoltaicos.

La denominada "fase de seguimiento astronómico" se refiere a un
20 período de tiempo durante el cual un seguidor fotovoltaico gira con el sol y un módulo del seguidor fotovoltaico mira hacia el sol. El módulo puede ser un módulo fotovoltaico. El denominado "seguidor fotovoltaico" se refiere a un

seguidor provisto con un controlador de seguimiento, que es un seguidor configurado para soportar que el módulo gire con el movimiento del sol. El controlador de seguimiento está configurado para ajustar la rotación del módulo. El seguidor fotovoltaico está compuesto por una o más columnas verticales y una barra horizontal, y sobre la barra horizontal se disponen uno o más módulos. El seguidor fotovoltaico puede ser un seguidor en forma de "T". Opcionalmente, una dirección en donde se ubican dos puntos finales del seguidor fotovoltaico es una dirección horizontal.

Los datos meteorológicos actuales se refieren a datos meteorológicos en una escena donde se encuentra el seguidor fotovoltaico, incluyendo, entre otros, irradiancia horizontal global, irradiancia horizontal directa, irradiancia horizontal difusa, datos de calidad del aire, humedad del aire, dirección del viento, velocidad del viento, y similares. El tipo de clima puede incluir Ventoso, Nevado, Nublado, Soleado, Cubierto y Lluvioso.

Los datos meteorológicos actuales se pueden introducir en un primer modelo de red neuronal previamente entrenado, y el primer modelo de red neuronal genera el tipo de clima actual. El primer modelo de red neuronal se obtiene entrenando de acuerdo con datos meteorológicos históricos y tipos de clima históricos.

Alternativamente, los datos meteorológicos actuales y la generación de energía actual de los módulos en los al menos dos seguidores fotovoltaicos pueden introducirse en un segundo modelo de red neuronal previamente

entrenado, y el segundo modelo de red neuronal genera el tipo de clima actual. El segundo modelo de red neuronal se obtiene entrenando de acuerdo con datos meteorológicos históricos, generación de energía histórica de los módulos en los al menos dos seguidores fotovoltaicos y tipos meteorológicos históricos.

- 5 Opcionalmente, la determinación del tipo de clima actual de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos puede ser: determinar el tipo de clima actual de acuerdo con la generación de energía actual, un ángulo de altitud solar actual y una línea divisoria entre diversos tipos de clima; en donde la línea divisoria entre diversos tipos de clima se determina de acuerdo con una
10 relación entre la generación de energía histórica, los ángulos de altitud solar y los datos climáticos históricos.

Se puede dibujar un diagrama de dispersión basado en la generación histórica de energía horaria del módulo en un seguidor fotovoltaico en un año, los ángulos de altitud solar y los tipos climáticos históricos. En el diagrama de
15 dispersión se puede ver que las regiones de distribución de la generación histórica de energía y los ángulos de altitud solar correspondientes a diferentes tipos de clima son diferentes. A través del diagrama de dispersión se ajusta una función de línea divisoria de diferentes tipos de clima. La función de línea divisoria puede ser una función por partes. Luego, la generación de energía
20 actual y un ángulo de altitud solar actual se ingresan en la función por partes para obtener el tipo de clima actual correspondiente. Por ejemplo, la FIG. 1B es un diagrama de dispersión de variaciones de generación de energía con ángulos

de altitud solar bajo diferentes tipos de clima en una región.

La determinación del tipo de clima actual de acuerdo con los datos meteorológicos actuales de los módulos puede incluir: determinar el tipo de clima actual de acuerdo con la irradiancia horizontal global actual, un ángulo de altitud solar actual y una línea divisoria entre diversos tipos de clima; en donde la línea divisoria entre diversos tipos de clima se determina de acuerdo con una relación entre la irradiancia horizontal global histórica, los ángulos de altitud solar y los datos meteorológicos históricos.

Se puede dibujar un diagrama de dispersión basado en la generación histórica de energía horaria del módulo en un seguidor fotovoltaico en un año, la irradiancia horizontal global y los tipos climáticos históricos. En el diagrama de dispersión se puede ver que las regiones de distribución de la generación histórica de energía y la irradiancia horizontal global correspondientes a diferentes tipos de clima son diferentes. A través del diagrama de dispersión se ajusta una función de línea divisoria de diferentes tipos de clima. La función de línea divisoria puede ser una función por partes. Luego, la irradiancia horizontal global actual y el ángulo de altitud solar actual se ingresan en la función por partes para obtener el tipo de clima actual. Por ejemplo, la FIG. 1C es un diagrama de dispersión de variaciones de la irradiancia horizontal global con ángulos de altitud solar bajo diferentes tipos de clima en una región.

En S120, los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que un

controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos de los seguidores fotovoltaicos.

El primer ángulo de seguimiento objetivo se refiere a un ángulo de
5 seguimiento correspondiente en la fase de seguimiento astronómico cuando la generación de energía general del módulo en el seguidor fotovoltaico es óptima bajo el tipo de clima actual de una región donde está ubicado el seguidor fotovoltaico.

En esta realización, a modo de ejemplo, si el tipo de clima actual es
10 Ventoso, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en un primer ángulo fijo o en un primer intervalo de ángulo preestablecido. Tanto el primer ángulo fijo como el primer intervalo de ángulo preestablecido pueden determinarse de manera flexible de acuerdo con una situación real. Luego, el controlador de seguimiento correspondiente al módulo ajusta el seguidor
15 fotovoltaico correspondiente de acuerdo con el primer ángulo de seguimiento objetivo, para ajustar el módulo en el seguidor fotovoltaico.

Por ejemplo, si el tipo de clima actual es Nevado, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en un segundo ángulo fijo o un
segundo intervalo de ángulo preestablecido. Tanto el segundo ángulo fijo como
20 el segundo intervalo de ángulo preestablecido pueden determinarse de manera flexible de acuerdo con una situación real. El segundo intervalo de ángulo preestablecido puede superponerse con el primer intervalo de ángulo

preestablecido. Luego, el controlador de seguimiento correspondiente al módulo ajusta el seguidor fotovoltaico correspondiente de acuerdo con el primer ángulo de seguimiento objetivo, para ajustar el módulo en el seguidor fotovoltaico.

Por ejemplo, si el tipo de clima actual es Nublado, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en un ángulo que es un valor establecido menor que un ángulo astronómico. El ángulo astronómico se determina de acuerdo con un algoritmo astronómico y el valor establecido puede establecerse de acuerdo con una situación real. Si el tipo de clima actual es Nublado y la capa de nubes fluctúa violentamente en los días nublados, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en el ángulo astronómico. Luego, el controlador de seguimiento correspondiente al módulo ajusta el seguidor fotovoltaico correspondiente de acuerdo con el primer ángulo de seguimiento objetivo, para ajustar el módulo en el seguidor fotovoltaico.

Por ejemplo, si el tipo de clima actual es Soleado, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en el ángulo astronómico. El ángulo astronómico se determina de acuerdo con el algoritmo astronómico. Luego, el controlador de seguimiento correspondiente al módulo ajusta el seguidor fotovoltaico correspondiente de acuerdo con el primer ángulo de seguimiento objetivo, para ajustar el módulo en el seguidor fotovoltaico.

Por ejemplo, si el tipo de clima actual es Cubierto, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en un tercer ángulo fijo. El tercer ángulo fijo puede determinarse de manera flexible de acuerdo con una situación

real. Luego, el controlador de seguimiento correspondiente al módulo ajusta el seguidor fotovoltaico correspondiente de acuerdo con el primer ángulo de seguimiento objetivo, para ajustar el módulo en el seguidor fotovoltaico.

Por ejemplo, si el tipo de clima actual es Lluvioso, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en un cuarto ángulo fijo. Teniendo en cuenta la acumulación de polvo en un módulo seguidor, se puede configurar un mecanismo de sincronización para Lluvia y, de acuerdo con factores objetivos tales como la calidad del aire y el grado de acumulación de polvo de un proyecto, el primer ángulo de seguimiento objetivo del módulo se establece en un tercer intervalo de ángulo preestablecido. El tercer intervalo de ángulo preestablecido se puede determinar de manera flexible de acuerdo con una situación real. Luego, el controlador de seguimiento correspondiente al módulo ajusta el seguidor fotovoltaico correspondiente de acuerdo con el primer ángulo de seguimiento objetivo, para ajustar el módulo en el seguidor fotovoltaico.

El primer ángulo fijo, el segundo ángulo fijo, el tercer ángulo fijo y el cuarto ángulo fijo pueden ser iguales o diferentes, y pueden determinarse de manera flexible de acuerdo con una escena donde se ubica el seguidor fotovoltaico y un tipo de seguidor fotovoltaico. De manera similar, el primer intervalo de ángulo preestablecido, el segundo intervalo de ángulo preestablecido y el tercer intervalo de ángulo preestablecido pueden superponerse o no, y también pueden determinarse de manera flexible de acuerdo con una escena donde se ubica el seguidor fotovoltaico y un tipo de

seguidor fotovoltaico.

De acuerdo con la solución técnica en las realizaciones de la presente solicitud, en la fase de seguimiento astronómico, el tipo de clima actual se determina de acuerdo con los datos meteorológicos actuales y/o la generación de energía actual de los módulos en los al menos dos seguidores fotovoltaicos, y luego, los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que el controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos. De acuerdo con la solución técnica anterior, se mejora la precisión de la identificación de diferentes tipos de clima y los ángulos de seguimiento de los seguidores fotovoltaicos bajo diferentes tipos de clima se ajustan de manera flexible, aumentando así la generación de energía de los módulos en los seguidores fotovoltaicos y proporcionando una nueva idea para seguimiento fotovoltaico inteligente.

Realización 2

La FIG. 2 es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento de acuerdo con la Realización 2 de la presente solicitud. Sobre la base de la realización anterior, se describe "en una fase de seguimiento astronómico, la determinación de un tipo de clima actual de acuerdo con los datos meteorológicos actuales y/o la generación de energía actual de módulos en al

menos dos seguidores fotovoltaicos", y se proporciona una solución de implementación opcional.

Como se muestra en la FIG. 2, el procedimiento puede incluir los siguientes pasos.

- 5 En S210, si el tipo de clima actual pertenece a un primer tipo se determina de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos, en donde el primer tipo incluye Nevado y Nublado.

En esta realización, opcionalmente, antes de determinar, de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos, si el tipo de clima actual pertenece al primer tipo, se puede determinar, de acuerdo con los datos de
10 velocidad del viento en los datos de clima actual, si el tipo actual el clima es Ventoso. Los datos de la velocidad del viento pueden medirse mediante un anemómetro. Si un valor de velocidad del viento es mayor que un umbral de velocidad del viento establecido se determina que el tipo de clima actual es
15 Ventoso. El umbral de velocidad del viento establecido se puede establecer de acuerdo con una situación real.

Opcionalmente, si el tipo de clima actual no es Ventoso, la determinación, de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos, si el tipo de clima actual pertenece al primer tipo puede ser: determinar una
20 relación de dispersión de generación de energía de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos; determinar que el tipo de clima actual es Nevado en el primer tipo si la relación de dispersión de generación de energía

es igual o mayor que un primer umbral de dispersión; y determinar que el tipo de clima actual es Nublado en el primer tipo si la relación de dispersión de generación de energía es igual o mayor que un segundo umbral de dispersión y una diferencia entre la generación de energía acumulada y la generación de energía de referencia de los módulos dentro de un período de tiempo establecido es igual o superior a un umbral de fluctuación.

El primer umbral de dispersión y el segundo umbral de dispersión pueden establecerse de manera flexible de acuerdo con una situación real. El primer umbral de dispersión y el segundo umbral de dispersión pueden determinarse alternativamente de acuerdo con la generación de energía histórica de los módulos y los datos de clima históricos. El primer umbral de dispersión y el segundo umbral de dispersión pueden ser iguales o diferentes. El umbral de fluctuación se puede establecer de acuerdo con una situación real. La denominada "generación de energía acumulada" se refiere a la generación de energía acumulada de los módulos dentro de un período de tiempo determinado. La generación de energía de referencia se refiere a la generación de energía acumulada de los módulos dentro de un período de tiempo establecido, suponiendo que el tipo de clima sea Soleado. El período de tiempo establecido puede establecerse de acuerdo con una situación real.

Se puede calcular un cociente de una desviación estándar y un valor promedio de la generación de energía actual de los módulos en una pluralidad de seguidores fotovoltaicos, y el cociente se puede usar como relación de

dispersión de generación de energía. El tipo de clima actual es Nevado en el primer tipo si la relación de dispersión de generación de energía es igual o mayor que el primer umbral de dispersión. Se determina que el tipo de clima actual es Nublado en el primer tipo si la relación de dispersión de generación de energía es igual o mayor que el segundo umbral de dispersión y la diferencia entre la generación de energía acumulada y la generación de energía de referencia de los módulos dentro del plazo establecido sea igual o superior al umbral de fluctuación.

En S220, el tipo de clima actual se determina a partir de un segundo tipo de acuerdo con los datos de clima actual en el caso de que el tipo de clima actual no pertenezca al primer tipo, en donde el segundo tipo incluye Soleado y Cubierto.

En esta realización, si el tipo de clima actual no pertenece al primer tipo, la determinación del tipo de clima actual a partir del segundo tipo de acuerdo con los datos de clima actual puede ser: determinar una proporción de irradiancia directa de acuerdo con los datos de clima actual; determinar que el tipo de clima actual es Soleado en el segundo tipo si la proporción de irradiancia directa es igual o mayor que un primer umbral; y determinar que el tipo de clima actual es Cubierto en el segundo tipo si la proporción de irradiancia directa es menor o igual a un segundo umbral, en donde el primer umbral es mayor que el segundo umbral. Si la proporción de irradiancia directa es mayor que el segundo umbral y menor que el primer umbral, se determina que el tipo de clima actual puede ser

Nublado en el primer tipo, y el procedimiento vuelve a S210. Es decir, el tipo de clima actual se determina de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos.

El primer umbral y el segundo umbral pueden establecerse de acuerdo con una situación real, o determinarse de acuerdo con datos de clima históricos y el tipo de clima histórico.

Se puede calcular un cociente de irradiancia horizontal directa e irradiancia horizontal global en los datos de clima actual, y el cociente se puede utilizar como la proporción de irradiancia directa. Se determina que el tipo de clima actual es Soleado en el segundo tipo si la proporción de irradiancia directa es igual o mayor que el primer umbral. Se determina que el tipo de clima actual es Cubierto en el segundo tipo si la proporción de irradiancia directa es menor o igual al segundo umbral.

Si el tipo de clima actual no es Cubierto, si el tipo de clima actual es Lluvioso se determina de acuerdo con los datos de clima. Si los datos de lluvia actuales alcanzan un umbral de lluvia establecido, se determina que el tipo de clima actual es Lluvioso. Los datos de lluvia actuales pueden medirse mediante un pluviómetro. El umbral de lluvia establecido se puede establecer de acuerdo con una situación real.

En S230, los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que un controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores

fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos de los seguidores fotovoltaicos.

De acuerdo con la solución técnica en las realizaciones de la presente solicitud, si el tipo de clima actual pertenece al primer tipo se determina de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos. De lo contrario, el tipo de clima actual se determina a partir del segundo tipo. Luego, los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que el controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos. De acuerdo con la solución técnica anterior, el tipo de clima actual se puede determinar de manera más flexible y precisa, mejorando así la precisión de los ángulos de seguimiento de los módulos y aumentando la generación de energía de los módulos.

15 Realización 3

La FIG. 3A es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento de acuerdo con la Realización 3 de la presente solicitud. La descripción se proporciona sobre la base de la realización anterior y se proporciona una solución de implementación opcional.

20 Como se muestra en la FIG. 3A, el procedimiento puede incluir los siguientes pasos.

En S310, en una fase de seguimiento astronómico, se determina un

tipo de clima actual de acuerdo con los datos de clima actual y/o la generación de energía actual de módulos en al menos dos seguidores fotovoltaicos.

En S320, los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que un controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos de los seguidores fotovoltaicos.

En S330, la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos se determina en una fase de seguimiento inverso, en donde la información básica de cada uno de los seguidores fotovoltaicos incluye información de tamaño y una primera diferencia de altura entre dos puntos finales del seguidor fotovoltaico.

La información sobre el tamaño se refiere a la anchura y la longitud del módulo en el seguidor fotovoltaico. La primera diferencia de altura se refiere a una diferencia de altura horizontal entre dos puntos finales del seguidor fotovoltaico causada por un terreno irregular.

La llamada "fase de seguimiento inverso" se refiere a las primeras horas de la mañana o de la tarde, durante las cuales el ángulo de altitud solar es relativamente bajo. En este caso, si el controlador de seguimiento del seguidor fotovoltaico hace que el seguidor fotovoltaico siga la luz solar de acuerdo con un ángulo de radiación solar óptimo, el módulo del seguidor fotovoltaico puede quedar cubierto de sombras debido al sombreado. Debido al efecto en serie de

los módulos, mientras un módulo del seguidor fotovoltaico esté a la sombra, no importa cuán fuerte sea la luz solar, las corrientes de generación de energía de otros módulos en el seguidor fotovoltaico pueden reducirse a un nivel extremadamente bajo. Por lo tanto, cuando se produce la situación anterior, el
5 seguimiento no se puede realizar con el ángulo de radiación óptimo, pero el seguidor fotovoltaico puede seguir la luz solar con un procedimiento de seguimiento que considera la iluminación natural sin sombras. Dado que la dirección del movimiento del seguidor en este algoritmo de seguimiento es opuesta a la dirección del sol, se denomina seguimiento inverso.

10 En esta realización, la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos puede determinarse mediante una herramienta de medición. La herramienta de medición puede ser una estación total, un teodolito, un indicador de nivel o similares.

 En S340 se determina una segunda diferencia de altura entre
15 seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes.

 La segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes se refiere a una diferencia de altura horizontal entre las filas adyacentes delanteras y traseras de seguidores fotovoltaicos causada por un terreno irregular en una dirección perpendicular al seguidor fotovoltaico
20 (es decir, una dirección perpendicular a una dirección horizontal).

 La segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes se puede determinar mediante una herramienta de

medición. La herramienta de medición puede ser una estación total, un teodolito, un indicador de nivel o similares.

Se requieren muchos costos de mano de obra para medir la segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes utilizando la herramienta de medición. Por lo tanto, para ahorrar costos de mano de obra, como una manera opcional de esta realización, la determinación de la segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes puede ser: determinar, cuando los módulos en los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes están en un estado sin sombra, la segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes de acuerdo con los ángulos de incidencia solar, un ángulo de seguimiento actual y una anchura del módulo de cada uno de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, y una distancia entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes.

El ángulo de seguimiento actual se refiere a un ángulo de seguimiento del seguidor fotovoltaico cuando los módulos de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes están en un estado sin sombra.

A modo de ejemplo, la FIG. 3B es un diagrama esquemático cuando los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes están en un estado sin sombra, donde d indica la anchura del módulo, A indica el ángulo de incidencia solar, D indica la distancia entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, B_2 denota el ángulo de seguimiento actual de cada uno de los

seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, y H denota la segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes. Por lo tanto, la segunda diferencia de altura H entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes se puede determinar mediante la siguiente fórmula:

$$5 \quad d \times \sin B_2 + H = (D - d \times \cos B_2) \tan A$$

Alternativamente, cuando los módulos de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes están en estado sin sombra, se pueden determinar al menos dos segundas diferencias de altura candidatas de acuerdo con los ángulos de incidencia solar, el ángulo de seguimiento actual y la anchura del módulo de cada uno de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, y la distancia entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes basándose en al menos dos días, se calcula un valor medio de las al menos dos segundas diferencias de altura candidatas, y el valor medio obtenido se utiliza como la segunda diferencia de altura de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes.

A modo de ejemplo, que el módulo esté en el estado sin sombra se puede determinar de la siguiente manera: determinar que los módulos están en el estado no sombreado si se identifica que las corrientes de los módulos saltan de un primer valor a un segundo valor, en donde el primer valor es menor que el segundo valor; y/o determinar que los módulos están en el estado sin sombra si se identifica que una diferencia entre la generación de energía de los módulos en dos seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes está dentro de un

intervalo establecido. El intervalo establecido se puede configurar de acuerdo con una situación real.

Si se identifica en el caso de irradiancia relativamente estable que las corrientes de los módulos saltan del primer valor al segundo valor, es decir, puntos de cambio repentino de las corrientes de los módulos, se determina que los módulos están en el estado sin sombrear, en donde el primer valor es menor que el segundo valor.

Alternativamente, si se identifica que la diferencia entre la generación de energía de los módulos en dos seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes está dentro del intervalo establecido, se determina que los módulos están en el estado sin sombra. Por ejemplo, se toma como valor de referencia la generación de energía del módulo en el seguidor fotovoltaico en una primera fila sin sombreado, y si una diferencia entre la generación de energía del módulo en el seguidor fotovoltaico en una segunda fila en una dirección vertical del seguidor fotovoltaico en la primera fila y el valor de referencia está dentro de un intervalo establecido, se determina que los módulos están en el estado sin sombra. El intervalo establecido se puede configurar de acuerdo con una situación real.

En S350, los segundos ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos, la segunda diferencia de altura y los datos de clima históricos en una escena de seguimiento fotovoltaico, de modo que el controlador

de seguimiento ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los segundos ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos.

Los datos de clima históricos en la escena de seguimiento fotovoltaico se refieren a datos de clima anuales típicos en la escena donde se encuentra el seguidor fotovoltaico, que pueden incluir irradiancia horizontal global (GHI) e irradiancia horizontal difusa (DHI) por hora. De acuerdo con la latitud y longitud del lugar donde se encuentra el seguidor fotovoltaico, los datos de clima anuales típicos se pueden exportar desde el software del servicio del clima.

El denominado "segundo ángulo de seguimiento objetivo" se refiere a un ángulo de seguimiento correspondiente cuando la generación de energía general del módulo en el seguidor fotovoltaico es óptima.

Opcionalmente, en general, los seguidores fotovoltaicos se montan en una matriz (una matriz formada en direcciones horizontal y vertical, con la dirección vertical como columna y la dirección horizontal como fila). En una columna (la dirección vertical de los seguidores fotovoltaicos) se incluyen al menos dos seguidores fotovoltaicos. Para cada columna de seguidores fotovoltaicos, se puede introducir en un modelo de red neuronal información básica de todos los seguidores fotovoltaicos de la columna, la segunda diferencia de altura y datos de clima históricos en una escena donde se encuentran los seguidores fotovoltaicos. El modelo de red neuronal calcula automáticamente los ángulos de seguimiento objetivo de todos los seguidores fotovoltaicos de la

columna y luego determina los ángulos de seguimiento objetivo de todos los seguidores fotovoltaicos de la matriz. Alternativamente, se puede introducir en el modelo de red neuronal información básica de todos los seguidores fotovoltaicos de la matriz, la segunda diferencia de altura y datos de clima históricos en una
5 escena donde se encuentran los seguidores fotovoltaicos. El modelo de red neuronal calcula automáticamente los ángulos de seguimiento objetivo de todos los seguidores fotovoltaicos de la matriz.

Luego, el controlador de seguimiento ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los segundos ángulos de
10 seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos.

No hay secuencia entre S310 a S320 y S330 a S350.

De acuerdo con la solución técnica en las realizaciones de la presente solicitud, la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos se determina en la fase de seguimiento inverso, en donde la información básica de
15 cada uno de los seguidores fotovoltaicos incluye la información de tamaño y la primera diferencia de altura entre los dos puntos finales del seguidor fotovoltaico, y luego se determina la segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes. Luego, los segundos ángulos de seguimiento objetivo de los al menos dos seguidores fotovoltaicos se determinan
20 de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos, la segunda diferencia de altura y los datos de clima históricos en la escena de seguimiento fotovoltaico, de modo que el controlador de seguimiento

ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los segundos ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos. De acuerdo con la solución técnica anterior, se resuelve el problema de afectar la generación de energía debido al sombreado de los módulos en los seguidores fotovoltaicos causado por el terreno irregular en la fase de seguimiento inverso, y se ajustan los ángulos de seguimiento en la fase de seguimiento inverso, aumentando así la generación de energía de los módulos.

Realización 4

La FIG. 4A es un diagrama de flujo de un procedimiento de seguimiento de acuerdo con la Realización 4 de la presente solicitud. La descripción se proporciona sobre la base de la realización anterior y se proporciona una solución de implementación opcional.

Como se muestra en la FIG. 4A, el procedimiento puede incluir los siguientes pasos.

En S410, en una fase de seguimiento astronómico, se determina un tipo de clima actual de acuerdo con los datos meteorológicos actuales y/o la generación de energía actual de módulos en al menos dos seguidores fotovoltaicos.

En S420, los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que un controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores

fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos de los seguidores fotovoltaicos.

En S430, la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos se determina en una fase de seguimiento inverso, en donde la
5 información básica de cada uno de los seguidores fotovoltaicos incluye información de tamaño y una primera diferencia de altura entre dos puntos finales del seguidor fotovoltaico.

En S440 se determina una segunda diferencia de altura entre seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes.

10 En S450, se construye un modelo de terreno de matriz tridimensional de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos y la segunda diferencia de altura.

Opcionalmente, se puede seleccionar un seguidor fotovoltaico entre los al menos dos seguidores fotovoltaicos como seguidor objetivo. Centrado en
15 un punto de extremo del seguidor objetivo, el modelo de terreno de matriz tridimensional se construye a través de un sistema de coordenadas rectangulares espaciales de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos y la segunda diferencia de altura. El modelo de terreno de matriz tridimensional puede incluir además pasos entre seguidores
20 fotovoltaicos verticalmente adyacentes y anchuras de los módulos en los seguidores fotovoltaicos. Por ejemplo, la FIG. 4B es una vista esquemática en sección transversal de una columna en una matriz de seguidores fotovoltaicos.

En la FIG. 4B, H_1 a H_{10} son diferencias de altura de una pluralidad de filas de seguidores basadas en H_1 en un extremo sur de la primera fila de seguidores, es decir, diferencias de altura horizontal entre seguidores fotovoltaicos en una columna. D indica el paso entre seguidores fotovoltaicos verticalmente
5 adyacentes, y d indica la anchura del módulo en el seguidor fotovoltaico.

Alternativamente, centrado en un punto medio del seguidor objetivo, el modelo de terreno de matriz tridimensional puede construirse a través del sistema de coordenadas rectangulares espaciales de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos y la segunda diferencia de
10 altura. Opcionalmente, se puede establecer un identificador para cada seguidor fotovoltaico en el modelo de terreno de matriz tridimensional, que se utiliza para representar de forma única el seguidor fotovoltaico y puede tener la forma de números, letras y una combinación de números y letras.

En S460, los ángulos de pendiente objetivo de los al menos dos
15 seguidores fotovoltaicos se determinan de acuerdo con el modelo de terreno de matriz tridimensional y los datos de clima históricos.

Opcionalmente, para cada columna de seguidores fotovoltaicos en la matriz de seguidores fotovoltaicos, los ángulos de pendiente objetivo de los al menos dos seguidores fotovoltaicos se determinan de acuerdo con el modelo de
20 terreno de matriz tridimensional y los datos de clima históricos, que pueden implementarse a través de los siguientes cuatro pasos.

En primer lugar, para cada seguidor fotovoltaico, se toma como

seguidor fotovoltaico auxiliar el seguidor fotovoltaico de los al menos dos seguidores fotovoltaicos que está en dirección vertical del seguidor fotovoltaico. Por ejemplo, los seguidores fotovoltaicos de cada columna están numerados desde 0. Si se va a determinar el ángulo de pendiente objetivo del seguidor fotovoltaico numerado 0, otros seguidores fotovoltaicos de esta columna, excepto el número 0, se toman como seguidores fotovoltaicos auxiliares; si se va a determinar el ángulo de pendiente objetivo del seguidor fotovoltaico número 1, los demás seguidores fotovoltaicos de esta columna, excepto el número 1, se toman como seguidores fotovoltaicos auxiliares; ... y así sucesivamente.

10 En segundo lugar, se determinan al menos dos ángulos de pendiente candidatos. Los al menos dos ángulos de pendiente candidatos se pueden determinar con un tamaño de paso establecido dentro de un intervalo de ángulo de pendiente establecido. El intervalo de ángulo de pendiente establecido se puede configurar de acuerdo con una situación real.

15 En tercer lugar, la primera generación de energía teórica del seguidor fotovoltaico en cada uno de los ángulos de pendiente candidatos y la segunda generación de energía teórica del seguidor auxiliar en cada uno de los ángulos de pendiente candidatos se determinan de acuerdo con el modelo de terreno de matriz tridimensional y los datos de clima históricos.

20 Opcionalmente, de acuerdo con una relación geométrica de los seguidores verticalmente adyacentes precedentes del seguidor fotovoltaico con respecto al seguidor fotovoltaico, se puede calcular una relación de sombreado

de sombra de los seguidores verticalmente adyacentes precedentes del seguidor fotovoltaico con respecto al módulo del seguidor fotovoltaico.

Luego, la primera generación de energía teórica del seguidor fotovoltaico se determina con base en la relación de sombreado, el modelo de terreno de matriz tridimensional y el ángulo de incidencia solar. La segunda generación de energía teórica del seguidor auxiliar en el correspondiente ángulo de pendiente candidato se puede determinar de acuerdo con el procedimiento para determinar la primera generación de energía teórica.

En cuarto lugar, los ángulos de pendiente objetivo se determinan de acuerdo con la primera generación de energía teórica y la segunda generación de energía teórica. Opcionalmente, la generación de energía teórica total correspondiente en cada ángulo de pendiente candidato se determina de acuerdo con la primera generación de energía teórica y la segunda generación de energía teórica, y luego el ángulo de pendiente objetivo del seguidor fotovoltaico se determina de acuerdo con la generación de energía teórica total correspondiente en cada ángulo de pendiente candidato.

En S470, los ángulos de pendiente objetivo se convierten en segundos ángulos de seguimiento objetivo basándose en un modelo de conversión de ángulos, de modo que el controlador de seguimiento ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los segundos ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos.

Opcionalmente, el modelo de conversión de ángulos puede

determinarse de la siguiente manera. El modelo de conversión de ángulos se determina de acuerdo con los ángulos de incidencia solar, un ángulo de seguimiento teórico, los ángulos de seguimiento objetivo, los pasos entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes y las anchuras de los módulos de los seguidores fotovoltaicos. El ángulo de seguimiento teórico se refiere a un ángulo de seguimiento cuando la generación de energía de los módulos de los seguidores fotovoltaicos es óptima sin considerar el sombreado. Por ejemplo, el modelo de conversión de ángulos se puede determinar mediante la siguiente fórmula:

$$\cos B \cdot d/2 + (\sin B \cdot d/2 + \sin B' \cdot d/2 + D \cdot \tan \mu) / \tan A + \cos B' \cdot d/2 = D$$

donde B denota el ángulo de seguimiento teórico, B' denota el segundo ángulo de seguimiento objetivo, d denota la anchura del módulo en el seguidor fotovoltaico, D denota el paso entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, μ denota el ángulo de pendiente objetivo y A denota el ángulo de incidencia solar. El ángulo de incidencia solar se puede determinar de acuerdo con un ángulo de altitud solar y un ángulo de acimut solar, que se puede determinar, por ejemplo, mediante la siguiente fórmula: $\tan A = \tan \alpha / \sin \gamma$, donde α denota el ángulo de altitud solar, y γ denota el ángulo del azimut solar.

En esta realización, los ángulos de pendiente objetivo se introducen en el modelo de conversión de ángulos para obtener los segundos ángulos de seguimiento objetivo basándose en un modelo de conversión de ángulos, y luego el controlador de seguimiento ajusta los seguidores fotovoltaicos

correspondientes de acuerdo con los segundos ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos de los seguidores fotovoltaicos.

No hay secuencia entre S410 a S420 y S430 a S470.

De acuerdo con la solución técnica en las realizaciones de la presente

5 solicitud, la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos se determina en la fase de seguimiento inverso, en donde la información básica de cada uno de los seguidores fotovoltaicos incluye la información de tamaño y la primera diferencia de altura entre los dos puntos finales del seguidor fotovoltaico, y se determina la segunda diferencia de altura entre seguidores fotovoltaicos

10 verticalmente adyacentes. Luego, el modelo de terreno de matriz tridimensional se construye de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos y la segunda diferencia de altura, los ángulos de pendiente objetivo de los al menos dos seguidores fotovoltaicos se determinan de acuerdo con el modelo de terreno de matriz tridimensional y los datos de clima

15 históricos, y los ángulos de pendiente objetivo se convierten en los segundos ángulos de pendiente objetivo con base en el modelo de conversión de ángulo, de modo que el controlador de seguimiento ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los segundos ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos. De acuerdo con la

20 solución técnica anterior, se resuelve el problema de afectar la generación de energía debido al sombreado de los módulos en los seguidores fotovoltaicos causado por el terreno irregular en la fase de seguimiento inverso, y se ajustan

los ángulos de seguimiento en la fase de seguimiento inverso, aumentando así la generación de energía de los módulos.

Sobre la base de las realizaciones anteriores, cuando hay una gran diferencia de altura entre los seguidores verticalmente adyacentes, algunos seguidores pueden invertirse y los ángulos de ajuste de algunos seguidores pueden ser excesivamente grandes, dando como resultado mayores pérdidas de irradiancia. Por lo tanto, para evitar el fenómeno anterior, como solución opcional de esta realización, los ángulos de seguimiento de los seguidores verticalmente adyacentes se pueden ajustar al mismo tiempo para evitar la inversión de los seguidores y reducir las pérdidas auxiliares. A modo de ejemplo, la solución se puede implementar a través de los siguientes cuatro pasos.

En primer lugar, los seguidores fotovoltaicos en dirección vertical se agrupan para obtener al menos dos grupos de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, en donde dos grupos adyacentes de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes incluyen un mismo seguidor fotovoltaico. Por ejemplo, si hay 10 seguidores fotovoltaicos en dirección vertical (es decir, hay 10 seguidores fotovoltaicos en una columna), que están numerados del 1 al 10 respectivamente y agrupados en pares, 9 grupos de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, por ejemplo, (1, 2), (2, 3), ... y (9, 10), se pueden obtener.

En segundo lugar, un ángulo de seguimiento teórico cuando los módulos en los al menos dos grupos de seguidores fotovoltaicos verticalmente

adyacentes están en un estado sin sombra se determina de acuerdo con los ángulos de incidencia solar, la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos y la segunda diferencia de altura. El ángulo de seguimiento teórico cuando los módulos de los al menos dos grupos de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes están en el estado sin sombra, se puede determinar de acuerdo con una relación geométrica entre los ángulos de incidencia solar, la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos y la segunda diferencia de altura.

En tercer lugar, para cada grupo de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, se determina un ángulo de ajuste teórico del grupo de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes de acuerdo con un ángulo de seguimiento teórico y un ángulo de seguimiento real del grupo de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes. El ángulo de seguimiento real se refiere a un ángulo de seguimiento obtenido de acuerdo con el procedimiento anterior en una escena actual.

En cuarto lugar, los ángulos de ajuste teórico de los dos grupos adyacentes de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes se comparan si los ángulos de ajuste de los dos grupos adyacentes de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes son diferentes, y los ángulos de ajuste reales de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes en cada grupo se determinan de acuerdo con a un resultado de comparación, de modo que el controlador de seguimiento ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes

de acuerdo con los ángulos de ajuste reales.

Por ejemplo, si se determina que el ángulo de ajuste de los seguidores fotovoltaicos del grupo (1, 2) es de 5 grados, es decir, los seguidores fotovoltaicos numerados 1 y 2 se ajustan ambos en 5 grados, y el ángulo de ajuste de los seguidores fotovoltaicos en el grupo (2, 3) es de 3 grados, se determina que un ángulo de ajuste real del seguidor fotovoltaico numerado 2 es de 5 grados, y luego un ángulo de ajuste real del seguidor fotovoltaico numerado 3 se ajusta adaptativamente para asegurar que el módulo del seguidor fotovoltaico número 3 no está sombreado por el módulo del seguidor fotovoltaico número 2.

Los ángulos de seguimiento de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes se ajustan al mismo tiempo, lo que puede evitar ángulos de ajuste excesivamente grandes de algunos seguidores fotovoltaicos, garantizar un ángulo de ajuste general relativamente uniforme de todos los seguidores fotovoltaicos y evitar muchas pérdidas de irradiancia.

Realización 5

La FIG. 5 es un diagrama estructural esquemático de un aparato de seguimiento de acuerdo con la Realización 5 de la presente solicitud. Esta realización es aplicable a una situación en donde un ángulo de seguimiento de un seguidor fotovoltaico se ajusta en una fase de seguimiento astronómico. La denominada "fase de seguimiento astronómico" se refiere a un período de tiempo durante el cual el seguidor fotovoltaico gira con el sol y un módulo del seguidor

fotovoltaico mira hacia el sol. El aparato puede implementarse mediante software y/o hardware, y puede integrarse en un dispositivo electrónico que lleva una función de seguimiento, tal como un servidor.

Como se muestra en la FIG. 5, el aparato puede incluir un dispositivo
5 510 de determinación del tipo de clima y un dispositivo 520 de determinación de ángulo de seguimiento.

El dispositivo 510 de determinación del tipo de clima está configurado para, en una fase de seguimiento astronómico, determinar un tipo de clima actual de acuerdo con los datos del clima actual y/o la generación de energía actual de
10 los módulos en al menos dos seguidores fotovoltaicos.

El primer dispositivo 520 de determinación de ángulo de seguimiento está configurado para determinar los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que un controlador de seguimiento correspondiente a los módulos ajusta los seguidores
15 fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos de los seguidores fotovoltaicos.

De acuerdo con la solución técnica en las realizaciones de la presente solicitud, en la fase de seguimiento astronómico, el tipo de clima actual se determina de acuerdo con los datos de clima actual y/o la generación de energía
20 actual de los módulos en los al menos dos seguidores fotovoltaicos, y luego, los primeros ángulos de seguimiento objetivo de los módulos se determinan de acuerdo con el tipo de clima actual, de modo que el controlador de seguimiento

correspondiente a los módulos ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los primeros ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos. De acuerdo con la solución técnica anterior, se mejora la precisión de la identificación de diferentes tipos de clima y los ángulos de seguimiento de los seguidores fotovoltaicos bajo diferentes tipos de clima se ajustan de manera flexible, aumentando así la generación de energía de los módulos en los seguidores fotovoltaicos y proporcionando una nueva idea para seguimiento fotovoltaico inteligente.

El dispositivo 510 de determinación del tipo de clima incluye una unidad de determinación de primer tipo y una unidad de determinación de segundo tipo.

La unidad de determinación del primer tipo está configurada para determinar, de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos, si el tipo de clima actual pertenece a un primer tipo, en donde el primer tipo incluye Nevado y Nublado.

La unidad de determinación de segundo tipo está configurada para determinar el tipo de clima actual a partir de un segundo tipo de acuerdo con los datos del clima actual si el tipo de clima actual no pertenece al primer tipo, en donde el segundo tipo incluye Soleado y Cubierto.

La unidad de determinación de primer tipo incluye: una subunidad de determinación de la relación de dispersión de generación de energía y una subunidad de determinación de primer tipo.

La subunidad de determinación de la relación de dispersión de generación de energía está configurada para determinar una relación de dispersión de generación de energía de acuerdo con la generación de energía actual de los módulos.

- 5 La subunidad de determinación de primer tipo está configurada para determinar que el tipo de clima actual es Nevado en el primer tipo si la relación de dispersión de generación de energía es igual o mayor que un primer umbral de dispersión.

- 10 La subunidad de determinación del primer tipo está configurada además para determinar que el tipo de clima actual es Nublado en el primer tipo si la relación de dispersión de generación de energía es igual o mayor que un segundo umbral de dispersión y una diferencia entre la generación de energía acumulada y la generación de energía de referencia de los módulos dentro de un período de tiempo establecido es igual o mayor que un umbral de fluctuación.

- 15 La unidad de determinación de segundo tipo incluye: una subunidad de determinación de proporciones y una subunidad de determinación de segundo tipo.

- 20 La subunidad de determinación de segundo tipo está configurada para determinar una proporción de irradiancia directa de acuerdo con los datos meteorológicos actuales.

La subunidad de determinación de segundo tipo está configurada para determinar que el tipo de clima actual es Soleado en el segundo tipo si la

proporción de irradiancia directa es igual o mayor que un primer umbral.

La subunidad de determinación del segundo tipo está configurada además para determinar que el tipo de clima actual es Cubierto en el segundo tipo si la proporción de irradiancia directa es menor o igual a un segundo umbral,

5 en donde el primer umbral es mayor que el segundo umbral.

El dispositivo 510 de determinación del tipo de clima está configurado además para:

determinar el tipo de clima actual de acuerdo con la generación de energía actual, un ángulo de altitud solar actual y una línea divisoria entre
10 diversos tipos de clima; en donde la línea divisoria entre diversos tipos de clima se determina de acuerdo con una relación entre la generación de energía histórica, los ángulos de altitud solar y los datos meteorológicos históricos.

El aparato incluye además un dispositivo de determinación de información básica, un segundo dispositivo de determinación de diferencia de
15 altura y un segundo dispositivo de determinación de ángulo de seguimiento.

El dispositivo de determinación de información básica está configurado para determinar información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos en una fase de seguimiento inverso, en donde la información básica de cada uno de los seguidores fotovoltaicos incluye información de tamaño y una primera
20 diferencia de altura entre dos puntos finales del seguidor fotovoltaico.

El segundo dispositivo de determinación de diferencia de altura está configurado para determinar una segunda diferencia de altura entre seguidores

fotovoltaicos verticalmente adyacentes.

El segundo dispositivo de determinación de ángulo de seguimiento está configurado para determinar segundos ángulos de seguimiento objetivo de los módulos de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos, la segunda diferencia de altura y los datos meteorológicos históricos en una escena de seguimiento fotovoltaico, de modo que el controlador de seguimiento ajusta los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los segundos ángulos de seguimiento objetivo, para ajustar los módulos en los seguidores fotovoltaicos.

10 El segundo dispositivo de determinación de diferencia de altura está configurado para:

determinar, cuando los módulos de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes están en un estado sin sombra, la segunda diferencia de altura entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes de acuerdo con los ángulos de incidencia solar, un ángulo de seguimiento actual y una anchura del módulo de cada uno de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, y una distancia entre los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes.

El segundo dispositivo de determinación de diferencia de altura incluye además una unidad de determinación del estado sin sombra. La unidad de determinación de estado sin sombra está configurada para:

determinar que los módulos están en el estado sin sombra si se

identifica que las corrientes de los módulos saltan de un primer valor a un segundo valor, en donde el primer valor es menor que el segundo valor; y/o

determinar que los módulos están en el estado sin sombra si se identifica que la diferencia entre la generación de energía de los módulos en dos seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes está dentro del intervalo establecido.

El segundo dispositivo de determinación de ángulo de seguimiento incluye una unidad de determinación del modelo, una unidad de determinación de ángulo de pendiente objetivo y una segunda unidad de determinación de ángulo de seguimiento.

La unidad de determinación del modelo está configurada para construir un modelo de terreno de matriz tridimensional de acuerdo con la información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos y la segunda diferencia de altura.

La unidad de determinación de ángulo de pendiente objetivo está configurada para determinar los ángulos de pendiente objetivo de los al menos dos seguidores fotovoltaicos de acuerdo con el modelo de terreno de matriz tridimensional y los datos meteorológicos históricos.

La segunda unidad de determinación de ángulo de seguimiento está configurada para convertir los ángulos de pendiente objetivo en los segundos ángulos de pendiente objetivo basándose en un modelo de conversión de ángulo.

La unidad de determinación de ángulo de pendiente objetivo incluye

una subunidad de determinación de seguidor auxiliar, una subunidad de determinación de ángulo de pendiente candidato, una subunidad de determinación de generación de energía teórica y una subunidad de determinación de ángulo de pendiente objetivo.

- 5 La subunidad de determinación de seguidor auxiliar está configurada para tomar, para cada seguidor fotovoltaico, el seguidor fotovoltaico de los al menos dos seguidores fotovoltaicos que está en una dirección vertical de seguidor fotovoltaico como seguidor fotovoltaico auxiliar.

- La subunidad de determinación de ángulo de pendiente candidato está
10 configurada para determinar al menos dos ángulos de pendiente candidatos.

- La subunidad de determinación de generación de energía teórica está configurada para determinar la primera generación de energía teórica del seguidor fotovoltaico en cada uno de los ángulos de pendiente candidatos y la segunda generación de energía teórica del seguidor auxiliar en cada uno de los
15 ángulos de pendiente candidatos de acuerdo con el modelo de terreno de matriz tridimensional. y los datos meteorológicos históricos.

- La subunidad de determinación de ángulo de pendiente objetivo está configurada para determinar los ángulos de pendiente objetivo de acuerdo con la primera generación de energía teórica y la segunda generación de energía
20 teórica.

 El aparato incluye además un dispositivo de determinación de agrupamiento, un dispositivo de determinación de ángulo de seguimiento teórico,

un dispositivo de determinación de ángulo de ajuste teórico y un dispositivo de determinación de ángulo de ajuste real.

El dispositivo de determinación de agrupamiento está configurado para agrupar los seguidores fotovoltaicos en una dirección vertical para obtener
5 al menos dos grupos de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, en donde dos grupos adyacentes de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes incluyen un mismo seguidor fotovoltaico.

El dispositivo de determinación del ángulo de seguimiento teórico está configurado para determinar, de acuerdo con los ángulos de incidencia solar, la
10 información básica de los al menos dos seguidores fotovoltaicos, y la segunda diferencia de altura, un ángulo de seguimiento teórico si los módulos de los al menos dos grupos de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes se encuentran en un estado sin sombra.

El dispositivo de determinación de ángulo de ajuste teórico está
15 configurado para determinar, para cada grupo de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes, un ángulo de ajuste teórico del grupo de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes de acuerdo con un ángulo de seguimiento teórico y un ángulo de seguimiento real del grupo de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes.

20 El dispositivo de determinación de ángulo de ajuste real está configurado para comparar los ángulos de ajuste teóricos de los dos grupos adyacentes de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes si los ángulos

de ajuste de los dos grupos adyacentes de seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes son diferentes, y determinar los ángulos de ajuste reales de los seguidores fotovoltaicos verticalmente adyacentes en cada grupo de acuerdo con un resultado de comparación, de modo que el controlador de seguimiento ajuste los seguidores fotovoltaicos correspondientes de acuerdo con los ángulos de ajuste reales.

El aparato de seguimiento anterior puede realizar el procedimiento de seguimiento proporcionado en cualquier realización de la presente solicitud y tiene los módulos funcionales correspondientes para realizar el procedimiento y los efectos.

Realización 6

La FIG. 6 es un diagrama estructural esquemático de un dispositivo electrónico de acuerdo con la Realización 6 de la presente solicitud. La FIG. 6 es un diagrama de bloques de un dispositivo ejemplar configurado para implementar realizaciones de la presente solicitud. El dispositivo mostrado en la FIG. 6 es simplemente un ejemplo y no debe suponer ninguna limitación sobre las funciones y el alcance de uso de las realizaciones de la presente solicitud.

Como se muestra en la FIG. 6, un dispositivo 12 electrónico está implementado en forma de un dispositivo informático general. Los componentes del dispositivo 12 electrónico pueden incluir, entre otros, uno o más procesadores o unidades 16 de procesamiento, una memoria 28 del sistema y un bus 18 que acopla diferentes componentes del sistema (incluyendo la memoria 28 del

sistema y las unidades 16 de procesamiento).

El bus 18 representa uno o más de varios tipos de estructuras de bus, incluyendo un bus de memoria o controlador de memoria, un bus periférico, un puerto de gráficos acelerados, un procesador o un bus local que utiliza cualquiera
5 de una variedad de arquitecturas de bus. Por ejemplo, tales arquitecturas incluyen un bus de Arquitectura Estándar de la Industria (ISA), un bus de Arquitectura de Micro Canal (MCA), un bus ISA Mejorado (EISA), un bus local de la Asociación de Estándares de Electrónica de Vídeo (VESA) y un bus de Interconexión de Componentes Periféricos (PCI).

10 El dispositivo 12 electrónico incluye una variedad de medios legibles por sistema informático. Dichos medios pueden ser cualquier medio disponible accesible para el dispositivo 12 electrónico, e incluyen medios volátiles y no volátiles y medios extraíbles y no extraíbles.

La memoria 28 del sistema puede incluir medios legibles por el sistema
15 informático en forma de memoria volátil, tal como una memoria de acceso aleatorio (RAM) 30 y/o una memoria caché (caché 32). El dispositivo 12 electrónico puede incluir otros medios de almacenamiento de sistema informático volátiles/no volátiles, extraíbles/no extraíbles. Sólo a modo de ejemplo, se puede proporcionar un sistema 34 de almacenamiento para leer y
20 escribir en un medio magnético no volátil y no extraíble (no mostrado en la FIG. 6, normalmente denominada "unidad de disco duro"). Aunque no se muestra en la FIG. 6, una unidad de disco magnético para leer y escribir en un disco

magnético no volátil extraíble (por ejemplo, un "disquete"), y una unidad de disco óptico para leer o escribir en un disco óptico no volátil extraíble (por ejemplo, se puede proporcionar una Memoria de Sólo Lectura de Disco Compacto (CD-ROM), una Memoria de Sólo Lectura de Disco de Vídeo Digital (DVD-ROM) u
5 otros medios ópticos. En tales casos, cada accionamiento puede estar conectado al bus 18 mediante una o más interfaces de soporte de datos. La memoria 28 del sistema puede incluir al menos un producto de programa. El producto del programa tiene un conjunto de (por ejemplo, al menos uno) módulos de programa. Los módulos de programa están configurados para realizar las
10 funciones en múltiples realizaciones de las realizaciones de la presente solicitud.

Un programa/herramienta 40 de utilidad que tiene un conjunto de (al menos uno) módulos 42 de programa puede almacenarse, por ejemplo, en la memoria 28 del sistema. Dichos módulos 42 de programa incluyen, entre otros, un sistema operativo, uno o más programas de aplicación, otros módulos de
15 programa y datos de programa. Cada uno de dichos ejemplos o una combinación de ellos puede incluir una implementación de un entorno de red. Los módulos 42 de programa generalmente realizan funciones y/o procedimientos en las realizaciones descritas en las realizaciones de la presente solicitud.

El dispositivo 12 electrónico también puede comunicarse con uno o
20 más dispositivos 14 externos (tales como un teclado, un dispositivo señalador y una pantalla 24), y uno o más dispositivos que permiten a un usuario interactuar con el dispositivo 12 electrónico, y/o cualquier dispositivo (tal como una tarjeta

de red o un módem) que permite que el dispositivo 12 electrónico se comunique con uno o más dispositivos informáticos. Dicha comunicación se puede realizar a través de una interfaz 22 de entrada/salida (I/O). Además, el dispositivo 12 electrónico puede comunicarse con una o más redes (tales como una red de

5 área local (LAN), una red de área amplia (WAN) general y/o una red pública, por ejemplo, Internet) a través de un adaptador 20 de red. Como se representa, el adaptador 20 de red se comunica con otros módulos del dispositivo 12 electrónico a través del bus 18. Debe entenderse que, aunque no se muestran en las figuras, se pueden usar otros módulos de hardware y/o software junto con

10 el dispositivo 12 electrónico, incluyendo, entre otros, microcódigo, controladores de dispositivos, unidades de procesamiento redundantes, matrices de unidades de disco externas, sistemas de Matrices Redundantes de Unidades Independientes (RAID), unidades de cinta, sistemas de almacenamiento de respaldo de datos y similares.

15 El dispositivo electrónico puede incluir además una interfaz 17 de comunicación. La interfaz 17 de comunicación también puede conectarse a una Unidad Controladora de Sensor (SCU) 25. La SCU 25 se comunica con un inversor 300 y un recolector 700 de datos de forma inalámbrica o mediante otros dispositivos. El recolector 700 de datos incluye un radiómetro 710, un

20 anemómetro 720, un pluviómetro 730 y similares.

La unidad 16 de procesamiento ejecuta una variedad de aplicaciones funcionales y procesamiento de datos ejecutando programas almacenados en la

memoria 28 del sistema, tal como implementar el procedimiento de seguimiento proporcionado en las realizaciones de la presente solicitud.

Realización 7

La realización 7 de la presente solicitud proporciona además un medio
5 de almacenamiento legible por ordenador que almacena un programa de ordenador (o llamado instrucciones ejecutables por ordenador). El programa informático es ejecutado por un procesador para realizar el procedimiento de seguimiento proporcionado en las realizaciones de la presente solicitud.

El medio de almacenamiento informático en las realizaciones de la
10 presente solicitud puede adoptar cualquier combinación de uno o más medios legibles por ordenador. Los medios legibles por ordenador pueden ser un medio de señal legible por ordenador o un medio de almacenamiento legible por ordenador. El medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser, por ejemplo, pero sin limitación, un sistema, aparato o dispositivo eléctrico,
15 magnético, óptico, electromagnético, infrarrojo o semiconductor, o cualquier combinación de los mismos. Los medios de almacenamiento legibles por ordenador incluyen: conexión eléctrica con uno o más cables, un disco de ordenador portátil, un disco duro, una RAM, una Memoria de Solo Lectura (ROM), una Memoria de Solo Lectura Programable y Borrable (EPROM) o una memoria
20 flash, una fibra óptica, un CD-ROM portátil, un dispositivo de almacenamiento óptico, un dispositivo de almacenamiento magnético, o cualquier combinación adecuada de los mismos. En el texto, el medio de almacenamiento legible por

ordenador puede ser cualquier medio tangible que incluya o almacene un programa. El programa puede utilizarse o utilizado en combinación con un sistema, aparato o dispositivo de ejecución de instrucciones.

El medio de señal legible por ordenador puede incluir señales de datos
5 propagadas en una banda base o como parte de ondas portadoras, y el medio de señal legible por ordenador lleva códigos de programa legibles por ordenador. Dichas señales de datos propagadas pueden adoptar muchas formas, incluyendo, entre otras, señales electromagnéticas, señales ópticas o cualquier combinación adecuada de las mismas. El medio de señal legible por ordenador
10 también puede ser cualquier medio legible por ordenador distinto del medio de almacenamiento legible por ordenador, y el medio legible por ordenador puede enviar, propagar o transmitir el programa usado por o usado en combinación con el sistema de ejecución de instrucciones, aparato o dispositivo.

Los códigos de programa incluidos en el medio legible por ordenador
15 pueden transmitirse mediante cualquier medio adecuado, incluyendo, entre otros, inalámbricos, alambres, cables ópticos, Radiofrecuencia (RF) y similares, o cualquier combinación adecuada de los mismos.

Los códigos de programas informáticos para realizar las operaciones en las realizaciones de la presente solicitud pueden compilarse en uno o más
20 lenguajes de programación o una combinación de los mismos. Los lenguajes de programación incluyen lenguajes de programación orientados a objetos tales como Java, Smalltalk y C++, y también incluyen lenguajes de programación de

procedimientos convencionales tal como un lenguaje "C" o lenguajes de programación similares. Los códigos de programa pueden ejecutarse completamente en un ordenador de usuario, ejecutarse parcialmente en un ordenador de usuario, ejecutarse como un paquete de software independiente, 5 ejecutarse parcialmente en un ordenador de usuario y parcialmente en un ordenador remoto, o ejecutarse completamente en un ordenador remoto o en un servidor. En el caso del ordenador remoto, el ordenador remoto puede estar conectado al ordenador del usuario a través de cualquier tipo de red, incluyendo una LAN o una WAN, o puede estar conectado a un ordenador externo (por 10 ejemplo, conectado a través de Internet mediante el uso de un proveedor de servicios de Internet).