

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 702 475**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 9/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **03.09.2015 PCT/DK2015/050259**

87 Fecha y número de publicación internacional: **07.04.2016 WO16050249**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.09.2015 E 15759376 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.11.2018 EP 3201465**

54 Título: **Verificación de sensor de posición de guiñada de góndola de turbina eólica y sistema de control de guiñada**

30 Prioridad:
29.09.2014 DK 201470597

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
01.03.2019

73 Titular/es:
**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:
KJÆR, MARTIN ANSBJERG

74 Agente/Representante:
ARIAS SANZ, Juan

ES 2 702 475 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

Verificación de sensor de posición de guiñada de góndola de turbina eólica y sistema de control de guiñada

Campo de la invención

5 La invención se refiere a técnicas para verificar un sensor de posición de guiñada de góndola instalado en una turbina eólica y para tomar medidas restaurativas para controlar la posición de guiñada de góndola.

Antecedentes de la invención

Hay diversos tipos de turbinas eólicas en el mercado. De estos, la turbina eólica de eje horizontal, o "HAWT", es probablemente la más común y comprende una góndola encima de una torre vertical. La góndola soporta un rotor que tiene un conjunto de palas que rotan alrededor de un eje horizontal.

10 Por motivos de rendimiento es importante que el rotor esté alineado con la dirección del viento. En algunos diseños de HAWT el rotor está diseñado para hacerse funcionar orientado contra el viento, y en otros el rotor está diseñado para funcionar orientado en una dirección "a sotavento".

15 En ambas de estas configuraciones, la turbina eólica incluye un sistema de control de guiñada de góndola que puede hacerse funcionar para producir un movimiento de guiñada de la góndola alrededor del eje de torre. El sistema de control de guiñada usa información de dirección del viento, por ejemplo procedente de un anemómetro y sensor de dirección montados en la góndola para determinar la fuerza del viento y su dirección con respecto a la posición de guiñada de la góndola. El sistema de control de guiñada puede producir entonces un movimiento de guiñada de la góndola de modo que esté orientada contra el viento, maximizando así la energía que la turbina eólica puede extraer del viento.

20 Para realizar el control de guiñada de la góndola, se debe proporcionar al sistema de control de guiñada información de posición exacta acerca de la góndola. Sin información exacta, existe el riesgo de que el sistema de control de guiñada no pueda alinear la góndola con la dirección del viento, lo que puede conducir a una reducción de eficiencia de generación de energía. Además, hoy en día es importante que una turbina eólica pueda determinar la dirección absoluta del viento, en contraposición a la dirección con respecto a la góndola, dado que este parámetro puede usarse para determinadas estrategias de control, tales como técnicas de reducción de estela por ejemplo. La dirección absoluta del viento se determina habitualmente sumando la dirección relativa del viento a la posición de guiñada de góndola.

30 En un sistema de control de guiñada típico, la posición de góndola se deriva a partir de un sensor que monitoriza el movimiento de una corona de guiñada montada en torre que se hace rotar mediante uno o más piñones de guiñada accionados por motor. Habitualmente se usa un sensor de codificador magnético u óptico con este propósito. También puede medirse el movimiento rotacional de uno de los piñones de accionamiento de guiñada.

35 En determinadas circunstancias pueden acumularse errores en el sistema de medición de guiñada para dar un error de guiñada significativo que tiene consecuencias particularmente en la determinación de un valor de la dirección absoluta del viento para la turbina eólica. A partir de la discusión anterior se apreciará que sería deseable al menos detectar cuándo un sensor de guiñada está proporcionando datos inexactos de modo que puedan tomarse las medidas apropiadas. También sería deseable mitigar la presencia de los datos inexactos de modo que una turbina eólica dada en un parque eólico siempre tenga una medida razonablemente exacta de la dirección absoluta del viento disponible para la misma de modo que puedan lograrse los objetivos de control.

La invención se ha ideado con respecto a estos antecedentes.

40 El documento US-A1-2008/078228 se considera la técnica anterior más próxima y da a conocer un método de verificación de un sensor asociado con una primera turbina eólica en un parque eólico que incluye otras turbinas eólicas, comprendiendo el método: determinar una primera señal de sensor asociada con la primera turbina eólica; determinar una segunda señal de sensor asociada con una de las demás turbinas eólicas; comparar la primera señal con la segunda señal; y basándose en la comparación, determinar si la primera señal es inexacta o el primer sensor ha fallado y en ese caso, generar un aviso.

Sumario de la invención

En un primer aspecto, la invención proporciona un método de verificación de un sensor de posición de guiñada de góndola asociado con una primera turbina eólica en un parque eólico que incluye una pluralidad de otras turbinas eólicas, comprendiendo el método:

- 50 determinar una primera señal de dirección absoluta del viento asociada con la primera turbina eólica;
- determinar una segunda señal de dirección absoluta del viento asociada con la pluralidad de otras turbinas eólicas;
- comparar la primera señal de dirección absoluta del viento con la segunda señal de dirección del viento; y

emitir una señal de fallo de sensor de posición de guiñada de góndola en el caso de que la primera señal de dirección absoluta del viento esté más allá de un intervalo de error predeterminado de la segunda señal de dirección del viento.

5 Obsérvese que no debe interpretarse que el término “pluralidad”, tal como se aplica a las turbinas eólicas en el parque eólico, significa todas las demás turbinas eólicas en el parque eólico.

10 Un beneficio de la invención es que permite la detección de un sensor de guiñada de góndola inexacto sin medición o inspección directa. En su lugar, se usan datos recopilados de turbinas eólicas de todo el parque eólico para detectar anomalías de medición. Dado que los sensores de guiñada de góndola inexactos pueden detectarse enseguida, esto permite tomar medidas correctivas rápidamente, mejorando por tanto la disponibilidad de datos exactos de dirección absoluta del viento. Esto mejorará la exactitud de una posible función de notificación de dirección del viento del parque eólico.

15 La invención también puede expresarse como, y por tanto también abarca, un parque eólico que incluye una primera turbina eólica y una pluralidad de otras turbinas eólicas, que incluye un controlador configurado para realizar las etapas tal como se definió anteriormente. Se apreciará que el controlador que tiene esta funcionalidad puede residir en la turbina eólica, o en una estación de control de parque eólico, o alternativamente la funcionalidad de controlador puede distribuirse entre uno o más componentes del parque eólico, tales como dos o más turbinas eólicas, o un controlador central y una turbina eólica, que están acoplados entre sí de modo que pueden compartirse datos.

20 El primer aspecto de la invención permite la verificación de datos procedentes del sensor de posición de guiñada de góndola. Una vez que se ha determinado que un sensor es inexacto, una opción es parar la turbina hasta que pueda resolverse el fallo. Sin embargo, la invención también proporciona una técnica para derivar datos de posición de guiñada de góndola de reemplazo para una turbina eólica dada basándose en datos que se reciben de las demás turbinas eólicas en el parque eólico de modo que los datos de posición de guiñada de góndola de reemplazo pueden usarse en lugar de los datos de posición de guiñada medidos por el sensor de posición de guiñada. Para ello, en un
25 segundo aspecto, la invención proporciona un método para controlar un sistema de guiñada de góndola de una turbina eólica dentro de un parque eólico que tiene una pluralidad de turbinas eólicas, comprendiendo el método:

determinar una señal de dirección relativa del viento asociada con la turbina eólica,

determinar una señal de dirección absoluta del viento asociada con la pluralidad de turbinas eólicas en el parque eólico,

30 determinar una señal de posición de guiñada de góndola estimada basándose en la señal de dirección absoluta del viento y la señal de dirección relativa del viento, y

usar la señal de posición de guiñada de góndola estimada para controlar el sistema de guiñada de góndola.

La invención también puede expresarse como, y por tanto también abarca, un parque eólico que incluye una primera turbina eólica y una pluralidad de otras turbinas eólicas, que incluye un controlador configurado para realizar las etapas tal como se definió anteriormente.

35 En las reivindicaciones adjuntas se definen características preferidas y/u opcionales de la invención.

Breve descripción de los dibujos

La figura 1 es un diagrama esquemático de un parque eólico;

la figura 2 es un diagrama esquemático de un sistema que puede hacerse funcionar para identificar un sensor de posición de guiñada de góndola defectuoso;

40 la figura 3 es un diagrama esquemático de un sistema que puede hacerse funcionar para estimar una posición de guiñada de góndola;

la figura 4 es un diagrama esquemático de un sistema alternativo al de la figura 2;

la figura 5 es un diagrama esquemático de un sistema alternativo al de la figura 3;

la figura 6 es un diagrama esquemático de otro sistema alternativo al de la figura 2; y

45 la figura 7 es un diagrama esquemático de otro sistema alternativo al de la figura 3.

Descripción detallada de realizaciones de la invención

Con referencia a la figura 1, un parque eólico 2 incluye una pluralidad de turbinas eólicas 4 y una estación de control central 6. Las turbinas eólicas 4 se comunican con la estación de control central 6 a través de una red de comunicaciones de datos 8.

La red de comunicaciones de datos 8 proporciona conectividad entre nodos de comunicación respectivos 10 en cada una de las turbinas eólicas 4 y un controlador de parque eólico 12 que está ubicado en la estación de control central 6. En la realización ilustrada, la red de comunicaciones de datos 8 es una red de área local (LAN) inalámbrica, tal como una red Ethernet que usa uno de los estándares IEEE 802.11. Sin embargo, también será aceptable una red cableada. La forma precisa de la red de comunicaciones de datos 8 no es esencial para la invención, así que no se describirá en detalle en el presente documento. Sin embargo, se considera que la configuración de una red de este tipo está dentro de las habilidades de la persona o el equipo de expertos en la técnica, y se conoce generalmente en el campo de diseño e instalación de parques eólicos.

Por tanto, la red de comunicaciones de datos 8 sirve para conectar las turbinas eólicas 4 con el controlador de parque eólico 12 de modo que el controlador 12 puede realizar una función de control de supervisión de cada una de las turbinas eólicas 4 con el fin de lograr sus objetivos de suministro de energía y llevar a cabo diagnósticos y monitorización de rendimiento para el parque en su conjunto. Un sistema de este tipo se conoce habitualmente como sistema SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) y se conoce en la técnica.

En este punto debe observarse que aunque la figura 1 muestra que el parque eólico 2 comprende cuatro turbinas eólicas 4, esto es sólo por motivos de simplicidad y en realidad habrá muchas más turbinas eólicas en el parque. Hoy en día se sabe que un parque eólico puede incluir más de 100 turbinas eólicas.

El panel de inserción en la figura 1 muestra una de las turbinas eólicas 4 en forma ampliada para mostrar algunos de sus componentes internos. Puede suponerse que las demás turbinas eólicas tienen sustancialmente la misma configuración con el propósito de esta discusión.

En resumen, y tal como es convencional, la turbina eólica 4 incluye una góndola 20 que está montada encima de una torre 22. La góndola 20 está montada en la torre de modo que puede rotar alrededor del eje principal (vertical) de la torre 22 mediante un sistema de control de guiñada de góndola 24.

La turbina eólica 4 es una turbina eólica de eje horizontal (HAWT) y, como tal, la góndola 20 soporta un buje orientado horizontalmente 26 que porta un conjunto de palas 28. El buje 26 se soporta en la góndola 20 mediante un cojinete principal (no mostrado) y está configurado para accionar una caja de engranajes 30 y, a su vez, un generador 32. El generador 32 emite corriente y tensión de CA a un convertidor de energía 34 que luego emite tensión a la red eléctrica mediante una conexión de lado de red eléctrica en forma de un cable 36. Las conexiones de lado de red eléctrica 36 se muestran en la figura 1 para cada una de las turbinas eólicas 4 y están configuradas para proporcionar alimentación a la estación de control central 6 que, a su vez, proporciona el recurso para suministrar una entrada de potencia controlada a la red eléctrica 40.

La góndola 20 también aloja un controlador 42 que es local con respecto a la turbina eólica 4 y que es responsable de desempeñar todas las tareas de mando y control locales tales como controlar la salida de potencia, controlar la velocidad de rotor, controlar el paso de pala, comunicarse con la estación de control central 6 y similares. Aunque no se muestra en la figura 1, se entenderá que el controlador local 42 puede llevar a cabo estas funciones mediante un bus de red de área de control (bus CAN) en vez de a través de conexiones directas con cada componente. También se entenderá que la ilustración de la góndola 20 y los componentes alojados dentro de la misma en la figura 1 está simplificada para esta discusión y que la góndola 20 en realidad incluirá muchos otros componentes de sistema.

En la invención, el controlador local 42 se comunica con el sistema de control de guiñada 24 con el fin de controlar la posición de guiñada de la góndola y, de esta manera, el controlador local 42 puede tomar las medidas necesarias para producir un movimiento de guiñada de la góndola 20 de modo que esté orientada contra el viento para optimizar la producción de energía. Con este propósito el controlador local 42 está configurado para recibir una señal de entrada procedente de un sensor de posición de guiñada de góndola 50 y una señal de dirección relativa del viento 51 procedente de un sensor de viento 52. Tal como se explicará, de esta manera el controlador local 42 puede calcular la dirección absoluta del viento en las proximidades de la turbina eólica 4, lo que es útil en el posicionamiento de la góndola y lograr otros objetivos de control. El sensor de viento 52 puede ser cualquier sensor adecuado para detectar la dirección del viento local con respecto a la góndola de la turbina eólica. Tal como se muestra, el sensor de viento 52 es una unidad combinada de anemómetro y veleta, pero también se conocen sensores de viento ultrasónicos en la técnica.

Tal como se explicará, el controlador local 42 también está dotado del recurso para verificar el funcionamiento del sensor de posición de guiñada de góndola 50 y tomar las medidas apropiadas si detecta que su señal de salida está proporcionando datos inexactos. Aunque una opción en este caso sería simplemente colocar la turbina eólica en un modo seguro si se determina que el sensor 50 está defectuoso, en la invención el controlador local 42 está equipado con la funcionalidad para estimar su posición de guiñada de góndola basándose en datos que se reciben de las demás turbinas eólicas. Tal como se explicará, esta funcionalidad puede proporcionarse en el controlador local 42 o, alternativamente, la funcionalidad puede distribuirse entre el controlador local 42 y el controlador de parque eólico 12 en la estación de control central 6.

Un ejemplo se ilustra en los diagramas de bloques funcionales de la figura 2 y la figura 3, en los que la funcionalidad del controlador de parque eólico 12 se representa mediante el límite de sistema identificado como "FC", mientras

que la funcionalidad del controlador local 42 se representa mediante el límite de sistema identificado como "LC". Por tanto, se apreciará que en esta realización la funcionalidad está dividida o distribuida entre el controlador local 42 y el controlador de parque eólico 12.

5 La figura 2 ilustra una función de diagnóstico que es responsable de verificar el funcionamiento del sensor de posición de guiñada de góndola 50 detectando un error en los datos que proporciona.

En resumen, el controlador local 42 está configurado para comparar la dirección absoluta del viento tal como se mide de manera local en la turbina eólica 4, con una dirección del viento "promedio" tal como se deriva a partir de al menos dos de las demás turbinas eólicas en el parque eólico 2. Basándose en el resultado de esta comparación, el controlador 42 puede sacar la conclusión de que el sensor de posición de guiñada de góndola está emitiendo datos inexactos si las señales comparadas difieren en una cantidad mayor que una predeterminada.

En más detalle, el controlador local 42 incluye un módulo de control 54 que es responsable del funcionamiento general del sistema de control de guiñada 24, y un módulo de diagnóstico 56 que es responsable de monitorizar las señales procedentes del sensor de posición de guiñada de góndola 50 y el sensor de viento 52 y emitir una señal de notificación cuando detecta que se considera que la señal procedente del sensor de posición de guiñada 50 es defectuosa.

Por tanto, el módulo de control 54 recibe señales respectivas procedentes del sensor de posición de guiñada 50 y el sensor de viento 52 y, basándose en estas señales, implementa algoritmos de control almacenados con el fin de controlar la posición de guiñada de la góndola 20 mediante una señal de salida de control 58. Los detalles precisos de los algoritmos de control no son el foco de la invención y por tanto no se describirán en más detalle en el presente documento.

El módulo de diagnóstico 56 puede hacerse funcionar para que se ejecute junto con el módulo de control 54 para determinar que el sensor de posición de guiñada de góndola 50 está emitiendo datos inexactos. Tal como se ha mencionado anteriormente, el módulo de diagnóstico 56 está configurado para comparar la dirección absoluta del viento tal como se mide de manera local en la turbina eólica 4, con una dirección del viento "promedio" tal como se deriva a partir de al menos dos de las demás turbinas eólicas en el parque eólico 2. Por tanto, el módulo de diagnóstico 54 combina las señales procedentes del sensor de posición de guiñada de góndola 50 y el sensor de viento 52 en el módulo de adición 60.

La salida del módulo de adición 60 es una señal 63 que representa la dirección absoluta del viento local con respecto a la turbina eólica 4, es decir una medida de la dirección del viento con respecto al suelo, que luego se introduce en el módulo de comparación 62. El módulo de comparación 62 también recibe una señal 65 procedente del controlador de parque eólico 12. La señal 65 que se emite desde el controlador de parque eólico 12 representa un valor promedio de la dirección absoluta del viento para dos o más de las demás turbinas eólicas 4 en el parque eólico 2, tal como se explicará ahora.

En la realización ilustrada, el controlador de parque eólico 12 recibe una pluralidad de señales de dirección absoluta del viento procedentes de las demás turbinas eólicas 4 en el parque eólico, tal como se indica mediante la pluralidad de flechas de entrada "64", y calcula un valor promedio en el módulo de cálculo de promedio 66. De esta manera, se calcula el promedio de las señales de dirección absoluta del viento procedentes de las demás turbinas eólicas 4 para obtener una estimación de la auténtica dirección del viento dominante en la zona local. Aunque puede implementarse un simple cálculo de promedio de todas las señales 64 recibidas, para mejorar la exactitud del cálculo de promedio, el módulo de cálculo de promedio 66 puede configurarse para asignar ponderaciones a las señales 64 dependiendo de la proximidad de la turbina eólica asociada de la cual se recibe la señal 64. Por ejemplo, se pueden dar ponderaciones más altas a señales 64 procedentes de turbinas eólicas cercanas que a señales procedentes de turbinas que están más alejadas dado que es probable que la dirección absoluta del viento sea más similar para turbinas eólicas vecinas que para turbinas eólicas que están separadas. Además, se prevé que puede realizarse un nivel de procesamiento previo en las señales 64 para eliminar "datos aberrantes", es decir aquellas señales que se desvían de las demás señales más de un umbral predeterminado.

En este punto, debe observarse que no es esencial que se introduzcan datos de dirección absoluta del viento procedentes de todas las demás turbinas eólicas en el módulo de cálculo de promedio 66. En su lugar, pueden seleccionarse sólo algunas de las turbinas eólicas, quizá porque la dirección del viento en esos sitios particulares sea menos cambiante. En un nivel básico, será suficiente que se usen dos o más de las demás turbinas eólicas en el parque para derivar valores promedio de dirección absoluta del viento aunque, en la práctica, si contribuyen más turbinas eólicas al valor promedio de dirección absoluta del viento aumentará su exactitud.

Volviendo al controlador local 42, el módulo de comparación 62 compara los valores de dirección absoluta del viento que recibe i) desde el módulo de adición 60 y ii) desde el controlador de parque eólico 12 y determina si la señal de dirección absoluta del viento procedente del módulo de adición 60, es decir la "primera señal de dirección absoluta del viento 63" está dentro de un intervalo de error predeterminado de la señal de dirección absoluta del viento recibida desde el controlador de parque eólico 60, es decir la "segunda señal de dirección absoluta del viento 65".

En respuesta a la determinación de que la primera señal de dirección absoluta del viento está más allá o "fuera" de

un intervalo de error predeterminado de la segunda señal de dirección absoluta del viento, el módulo de comparación 62 emite una señal de detección de fallo, que se identifica en la figura 2 como "70". Evaluar cuándo la primera señal de dirección absoluta del viento está fuera de un intervalo de error de la segunda señal de dirección absoluta del viento es un equilibrio entre detectar fallos de manera exacta, al tiempo que se evita activar la detección de fallo innecesariamente. Se prevé que se lograrán resultados aceptables si se define el intervalo de error como la segunda dirección absoluta del viento +/-20 grados. Es decir, el fallo se activará si la primera señal de dirección absoluta del viento es más de 20 grados mayor que la segunda señal de dirección absoluta del viento, o más de 20 grados menor que la segunda señal de dirección absoluta del viento, es decir, puede considerarse que el intervalo de error es una "oscilación" de 40 grados alrededor del valor de la segunda señal de dirección absoluta del viento.

Preferiblemente, se prevé que se logrará un diagnóstico de fallo más exacto si el intervalo de error es una "oscilación" de aproximadamente 30 grados alrededor de la segunda señal de dirección absoluta del viento, es decir +/- 15 grados. Sin embargo, actualmente se prevé que lo más preferido será definir el intervalo de error como +/- 10 grados. Debe apreciarse que son posibles intervalos de error más estrechos.

Se apreciará que el cálculo anterior se basa en la premisa de que la dirección del viento en todo el parque eólico será más o menos la misma para todas las turbinas eólicas. Por tanto, si el sensor de posición de guiñada de góndola 50 para la turbina eólica 4 en consideración está funcionando correctamente, entonces la señal de dirección absoluta del viento específica de esa turbina eólica que se calcula combinando la dirección relativa del viento medida por el sensor de viento y la posición de guiñada de góndola medida por el sensor de posición de guiñada debe ser aproximadamente la misma que la dirección absoluta del viento promedio para el resto de las turbinas en el parque eólico.

Pueden tomarse diversas medidas tras la activación de la señal de detección de fallo 70. Una opción es que el controlador local 42 envíe, mediante un módulo de notificación de fallo 72, una señal de notificación de fallo 74 al controlador de parque eólico 12 como parte del sistema SCADA global. Entonces se registrará un fallo para su investigación por parte del personal de mantenimiento en el momento apropiado.

Para evitar que la detección de fallo se active innecesariamente, el módulo de cálculo 62 puede configurarse para emitir la señal de detección de fallo 70 sólo después de que se haya detectado un número preestablecido de señales defectuosas. Por ejemplo, al reconocer una señal defectuosa, el módulo de cálculo puede configurarse para emitir la señal de detección de fallo 70 después de un periodo de 10 segundos. En otra medida, que puede ser alternativa o complementaria a la medida descrita anteriormente, el controlador de turbina eólica 42 puede configurarse para producir un movimiento de guiñada de la góndola hasta una posición de restablecimiento que activará un restablecimiento del sensor de posición de guiñada de góndola 50.

En una medida alternativa o complementaria adicional, el controlador local 42 puede configurarse para hacer uso de la información recibida desde el controlador de parque eólico 12 con el fin de estimar una posición de guiñada de góndola para reemplazar la posición de guiñada de góndola medida por el sensor de posición de guiñada 50. Como resultado la turbina eólica 4 puede seguir funcionando entonces basándose en la posición de guiñada estimada. Este procedimiento se ilustra en la figura 3, que de nuevo muestra los límites de sistema del controlador de parque "FC" y el controlador local "LC". Debe considerarse que el procedimiento puede ejecutarse junto con el procedimiento de detección descrito anteriormente con referencia a la figura 2, y puede activarse para funcionar durante un periodo de tiempo predeterminado tras la emisión de la señal de detección de fallo 70, por ejemplo un minuto después de tal evento.

En la figura 3, el controlador local 42 incluye un módulo de estimación 80 que puede hacerse funcionar para determinar una posición de guiñada de góndola estimada. Como tal, el módulo de estimación 80 recibe la señal de dirección relativa del viento 63 desde el módulo de adición 60 en el controlador local 42 y también recibe la segunda señal de dirección absoluta del viento 65 desde el módulo de cálculo de promedio 66 en el controlador de parque eólico 12. El módulo de estimación 80 incluye un módulo de sustracción 82 que resta la señal de dirección relativa del viento 51 de la señal de dirección absoluta del viento 65 y emite una señal de posición de guiñada de góndola estimada 84 al módulo de control 54. Por tanto, se apreciará que el módulo de control 54 puede usar la señal de posición de guiñada de góndola estimada 84 para reemplazar la posición de guiñada de góndola tal como la determina el sensor de posición de guiñada 50.

Un beneficio significativo de esto es que la turbina eólica 4 puede seguir funcionando basándose en la posición de guiñada de góndola estimada, es decir basándose en información recopilada de las demás turbinas eólicas en el parque eólico 2. Sin este recurso, la turbina eólica necesitará colocarse en un modo seguro y pararse, lo cual eliminará su contribución a la salida de potencia generada del parque eólico 2. Por tanto, la invención mejora la eficiencia de funcionamiento de las turbinas eólicas individuales, pero también la eficiencia del parque eólico a nivel global.

La discusión anterior explica que la funcionalidad proporcionada por la invención se distribuye entre el controlador local 42 y el controlador de parque eólico 12, y la realización de las figuras 2 y 3 ilustra cómo puede lograrse una forma de esta funcionalidad distribuida.

Ahora se describirá una alternativa con referencia a las figuras 4 y 5. En esta realización, por motivos de simplicidad se usarán los mismos números de referencia para referirse a los mismos componentes/módulos, o similares, que en las figuras 2 y 3.

5 La figura 4 ilustra la funcionalidad en la que se detecta una señal defectuosa del sensor de posición de guiñada de góndola 50 y, como tal, debe compararse con la figura 2. En esta realización, se observará que el controlador de parque eólico 12, indicado por el límite de sistema "FC", realiza la función de determinar que el sensor de posición de guiñada de góndola 50 de la turbina eólica 4 está emitiendo datos defectuosos y emitir la señal de detección de fallo 70.

10 Para ello, el controlador de parque eólico 12 incluye el módulo de cálculo de promedio 66, el módulo de adición 60 y el módulo de cálculo 62. Como en la realización anterior, el módulo de adición 60 recibe, por ejemplo a través de la red de comunicaciones 8, señales procedentes del sensor de posición de guiñada de góndola 50 y el sensor de viento 52 desde el controlador local 42 en la turbina eólica 4 y combina estas señales para dar una señal de dirección absoluta del viento 63. Luego el módulo de cálculo 62 compara esa señal 63 con la señal de dirección absoluta del viento promedio 65 tal como se recibe desde el módulo de cálculo de promedio 66. Como antes, se emite una señal de detección de fallo 70 en el caso de que el módulo de cálculo 62 determine que la primera señal de dirección absoluta del viento 63 está fuera de un intervalo de error predeterminado de la segunda señal de dirección absoluta del viento 65.

La señal de detección de fallo 70 es una entrada en el módulo de control 54, configurándose el módulo de control 54 para tomar las medidas apropiadas tal como se ha comentado anteriormente en relación con las figuras 2 y 3.

20 A partir de la figura 4 se apreciará que el procedimiento de detectar una salida de datos defectuosa procedente del sensor de posición de guiñada de góndola 50 es más centralizado que en la realización de la figura 2 porque el controlador de parque eólico 12 lleva a cabo la mayor parte del procesamiento mientras que el controlador local 42 simplemente reacciona a la emisión de la señal de detección de fallo 70.

25 Con referencia a la figura 5, ahora se explicará un procedimiento centralizado de manera similar para calcular una posición de guiñada de góndola estimada. En este caso se observará que el módulo de estimación 80 está dentro del límite de sistema del controlador de parque eólico FC. Como tal, el módulo de sustracción 82 en el módulo de estimación 80 calcula y emite una señal de posición de guiñada de góndola estimada 84 basándose en i) la señal de dirección relativa del viento 51 que se recibe desde el sensor de viento 52 de la turbina eólica 4, y ii) la señal de dirección del viento promedio 65 recibida desde el módulo de cálculo de promedio 66. La señal de posición de guiñada de góndola estimada 84 se introduce luego directamente en el sistema de control 54 del controlador local 42 que puede entonces desestimar su valor calculado internamente de posición de guiñada de góndola.

30 En cierto sentido, las figuras 2 y 3, y las figuras 4 y 5, ilustran dos enfoques contrapuestos para lograr la funcionalidad de la invención: las realizaciones de las figuras 2 y 3 adoptan un enfoque parcialmente centralizado/parcialmente localizado en el que los cálculos necesarios se distribuyen entre el controlador de parque eólico 12 en la estación de control central 6 y el controlador local 42 en la turbina eólica 4; mientras que las realizaciones de las figuras 4 y 5 adoptan un enfoque totalmente centralizado en el que el controlador de parque eólico 12 i) realiza los procedimientos de diagnóstico para detectar datos inexactos de posición de guiñada de góndola procedentes de la turbina eólica (figura 4) y simplemente envía una señal de detección de fallo al controlador local de la turbina eólica en cuestión, y ii) realiza los cálculos necesarios para estimar una posición de guiñada de góndola y envía estos datos a la turbina eólica 4. Un enfoque centralizado puede presentar un beneficio porque el hardware informático necesario puede aumentarse a escala de manera bastante fácil para adaptarse a un requisito de procesamiento más alto, y también permite una interacción más fácil con el operario para monitorización de aviso/alarmas dado que una única unidad informático es responsable de monitorizar el rendimiento de sensor de posición de góndola para todas las turbinas eólicas en el parque eólico.

45 Con referencia a las figuras 6 y 7, ahora se explicará un enfoque todavía adicional, en el que la figura 6 ilustra un procedimiento de diagnóstico localizado para determinar que el sensor de posición de guiñada de góndola 50 de una turbina eólica 4 está emitiendo datos inexactos, y en el que la figura 7 ilustra el procedimiento de estimación para determinar un valor estimado de posición de guiñada de góndola basándose en datos recopilados de otras turbinas eólicas en el parque eólico. De nuevo, se usarán los mismos números de referencia para referirse a los mismos componentes/módulos, o similares, que en las realizaciones anteriores.

Con referencia en primer lugar a la figura 6, el controlador local 42 incorpora la funcionalidad del módulo de diagnóstico 56 e incluye el módulo de cálculo de promedio 66, el módulo adicional 60 y el módulo de cálculo 62.

55 El módulo de cálculo de promedio 66 recibe señales de dirección absoluta del viento 64 desde las demás turbinas eólicas 4 en el parque eólico 2. Obsérvese que en esta realización, las señales individuales 64 se generan mediante un módulo de enrutamiento 90 que convierte el flujo de datos en serie 92 recibido a través de la red de comunicaciones 8 desde las demás turbinas 4 en la pluralidad de señales de dirección absoluta del viento 64 listas para procesarse mediante el módulo de cálculo de promedio 66. Por tanto toda la información relevante de todas las turbinas eólicas relevantes se recopila y se presenta al módulo de cálculo de promedio 66 para su procesamiento.

De la misma manera que en realizaciones anteriores, el módulo de cálculo de promedio 66 convierte la pluralidad de señales de entrada 64 en una única señal 65 que representa un valor promedio de dirección absoluta del viento. Esta señal 65 se introduce entonces en el módulo de cálculo 62 junto con una señal de dirección absoluta del viento local 63 tal como se genera por el módulo de adición 60 basándose en las señales de entrada recibidas por el sensor de posición de guiñada de góndola 50 y el sensor de viento 52.

El módulo de cálculo 62 compara entonces la primera señal de dirección absoluta del viento 63 con la segunda señal de dirección absoluta del viento (promedio) 65 para determinar si las dos señales están dentro de un intervalo de error predeterminado. Como antes, se emite una señal de detección de fallo 70 en el caso de que el módulo de cálculo 62 determine que la primera señal de dirección absoluta del viento 63 está fuera de un intervalo de error predeterminado de la segunda señal de dirección absoluta del viento 65. El módulo de notificación de fallo 72 se activará por la señal de detección de fallo 70 para enviar una notificación de fallo al controlador de parque eólico 12 como parte del sistema de notificación de error SCADA, y para informar de vuelta al módulo de control 54 de que deben tomarse medidas reparatorias.

Como en realizaciones anteriores, en este caso un enfoque sería simplemente parar la turbina eólica. Sin embargo, la figura 7 ilustra una opción alternativa en la que se calcula una posición de guiñada de góndola estimada. Sin embargo, en contraposición con las realizaciones anteriores, se observará que el módulo de estimación 80 incluye el módulo de sustracción 82, pero también el módulo de cálculo de promedio 66. De esta manera, el módulo de estimación 80 procesa todas las señales de dirección absoluta del viento 64 recibidas desde las demás turbinas eólicas 4 en el parque eólico 2 a través del módulo de enrutamiento 90 y emite una única señal de dirección absoluta del viento promedio 65 al módulo de sustracción 82. Luego el módulo de sustracción 82 calcula y emite una señal de posición de guiñada de góndola estimada 84 basándose en i) la señal de dirección relativa del viento 51 que se recibe desde el sensor de viento 52 de la turbina eólica 4, y ii) la señal de dirección del viento promedio 65 recibida desde el módulo de cálculo de promedio 66. Luego la señal de posición de guiñada de góndola estimada 84 se introduce directamente en el módulo de control 54 del controlador local 42, que puede entonces desestimar su valor calculado internamente de posición de guiñada de góndola.

Aunque se han descrito en detalle diversas realizaciones en la discusión anterior, el experto entenderá que pueden realizarse diversas modificaciones sin apartarse del alcance de la invención tal como se define mediante las reivindicaciones.

En esta descripción se apreciará que los diversos módulos y componentes funcionales no están limitados a implementarse en un entorno de procesamiento particular y son meramente una manera útil de representar esa funcionalidad de una manera fácilmente comprensible. Como tal, el experto entenderá que cada uno de los módulos/componentes no es necesariamente independiente desde un punto de vista de implementación de software. Igualmente, los módulos/componentes funcionales pueden implementarse en software o hardware.

También se entenderá que el controlador local y el controlador de parque eólico incluyen, si no se menciona explícitamente en el presente documento, procesadores apropiados, memoria volátil y no volátil, interfaces de I/O y similares para implementar la funcionalidad que se ha descrito. El hardware y la configuración específicos requeridos para implementar la funcionalidad no son parte de la invención y se considera que están dentro de las habilidades de la persona o el equipo expertos en la técnica.

En la descripción anterior, se ha explicado que las figuras 2 y 3 ilustran una implementación “parcialmente centralizada” de un procedimiento de diagnóstico y un procedimiento de estimación, respectivamente, que las figuras 4 y 5 ilustran una implementación alternativa “totalmente centralizada” de esos procedimientos, y que las figuras 6 y 7 ilustran una implementación “localizada” de esos procedimientos. Sin embargo, debe apreciarse que dentro del alcance de la invención se prevé que el procedimiento de diagnóstico y el procedimiento de estimación pueden implementarse como diferentes enfoques. Por ejemplo, el procedimiento de diagnóstico puede implementarse como parcialmente centralizado (es decir, la figura 2) y el procedimiento de estimación puede implementarse como totalmente centralizado.

En esta discusión, se ha descrito la funcionalidad de un controlador de turbina eólica específico. Sin embargo, debe apreciarse que en la práctica la misma funcionalidad se proporcionará en algunas o en la totalidad de las demás turbinas eólicas en el parque eólico, ya sea de manera local en el controlador local de una turbina eólica específica, o de manera central en el controlador de parque eólico.

REIVINDICACIONES

1. Método de verificación de un sensor de posición de guiñada de góndola asociado con una primera turbina eólica en un parque eólico que incluye una pluralidad de otras turbinas eólicas, comprendiendo el método:
 5 determinar una primera señal de dirección absoluta del viento asociada con la primera turbina eólica;
 determinar una segunda señal de dirección absoluta del viento asociada con la pluralidad de otras turbinas eólicas;
 10 comparar la primera señal de dirección absoluta del viento con la segunda señal de dirección del viento; y
 emitir una señal de fallo de sensor de posición de guiñada de góndola en el caso de que la primera señal de dirección absoluta del viento esté más allá de un intervalo de error predeterminado de la segunda señal de dirección del viento.
2. Método según la reivindicación 1, en el que la segunda señal de dirección absoluta del viento representa una dirección absoluta del viento de valor promedio para la pluralidad de otras turbinas eólicas.
3. Método según la reivindicación 2, en el que la segunda señal de dirección del viento representa un valor promedio ponderado.
- 15 4. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que, en respuesta a la emisión de la señal de fallo, se usa la segunda señal de dirección absoluta del viento para determinar una señal de posición de guiñada de góndola estimada asociada con la primera turbina eólica.
5. Método según la reivindicación 4, en el que la señal de posición de guiñada de góndola estimada se determina restando una señal de dirección relativa del viento asociada con la primera turbina de la segunda
 20 señal de dirección absoluta del viento.
6. Método según la reivindicación 4 ó 5, en el que la señal de posición de guiñada de góndola estimada la usa un controlador local con respecto a la primera turbina para controlar la posición de guiñada de la góndola.
7. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la primera señal de dirección absoluta del viento se determina mediante un controlador local en la primera turbina eólica.
- 25 8. Método según la reivindicación 7, en el que la primera señal de dirección absoluta del viento se determina combinando una señal de posición de góndola y una señal de dirección relativa del viento.
9. Método según las reivindicaciones 7 u 8, en el que la comparación de las señales de dirección absoluta del viento primera y segunda se realiza mediante el controlador local.
10. Método según las reivindicaciones 7 a 9, en el que la segunda señal de dirección absoluta del viento se determina mediante un controlador de parque eólico y se transmite al controlador local.
 30
11. Método según las reivindicaciones 7 a 9, en el que la segunda señal de dirección absoluta del viento se determina mediante el controlador local.
12. Método según las reivindicaciones 2 a 6, en el que la primera señal de dirección absoluta del viento se determina mediante un controlador de parque eólico.
- 35 13. Método según la reivindicación 12, en el que la segunda señal de dirección absoluta del viento se determina mediante el controlador de parque eólico, y en el que la comparación de las señales de dirección absoluta del viento primera y segunda se realiza mediante el controlador de parque eólico, mediante lo cual la señal de fallo se genera mediante el controlador de parque eólico y se transmite al controlador local.
- 40 14. Parque eólico que incluye una primera turbina eólica y una pluralidad de otras turbinas eólicas, que incluye un controlador configurado para:
 determinar una primera señal de dirección absoluta del viento asociada con la primera turbina eólica;
 determinar una segunda señal de dirección absoluta del viento asociada con la pluralidad de otras turbinas eólicas;
 45 comparar la primera señal de dirección absoluta del viento con la segunda señal de dirección del viento; y
 emitir una señal de fallo de sensor de posición de guiñada de góndola en el caso de que la primera señal de dirección absoluta del viento esté más allá de un intervalo de error predeterminado de la segunda señal de dirección del viento.

15. Controlador para una turbina eólica o parque eólico, estando el controlador configurado para:
determinar una primera señal de dirección absoluta del viento asociada con la primera turbina eólica;
determinar una segunda señal de dirección absoluta del viento asociada con la pluralidad de otras turbinas eólicas;
- 5
comparar la primera señal de dirección absoluta del viento con la segunda señal de dirección del viento; y
emitir una señal de fallo de sensor de posición de guiñada de góndola en el caso de que la primera señal de dirección absoluta del viento esté más allá de un intervalo de error predeterminado de la segunda señal de dirección del viento.
- 10 16. Controlador según la reivindicación 15, en el que para determinar la segunda señal de dirección absoluta del viento, el controlador está configurado para recibir dicha segunda señal de dirección absoluta del viento desde un segundo controlador que está alejado del mismo.

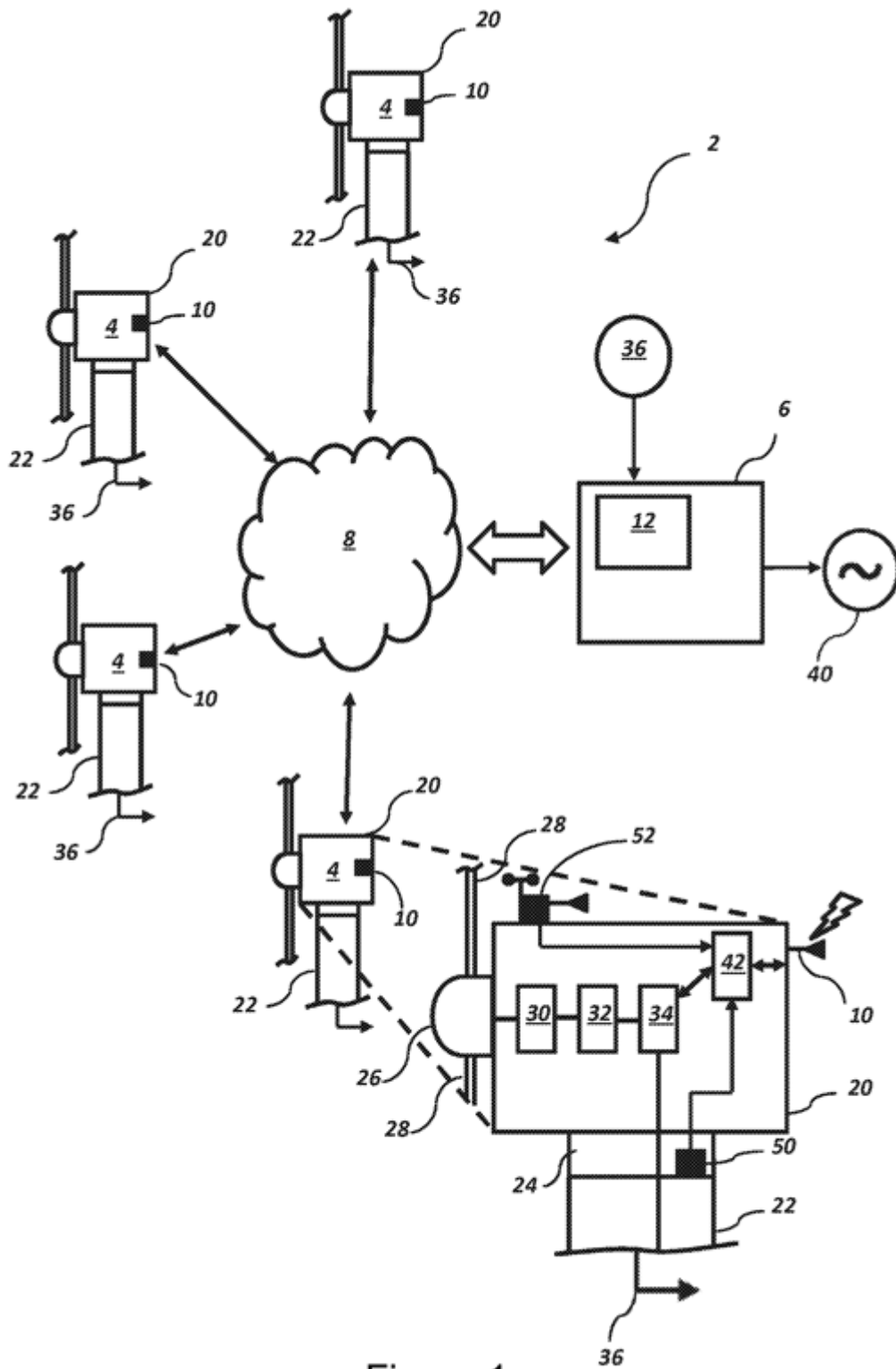


Figura 1

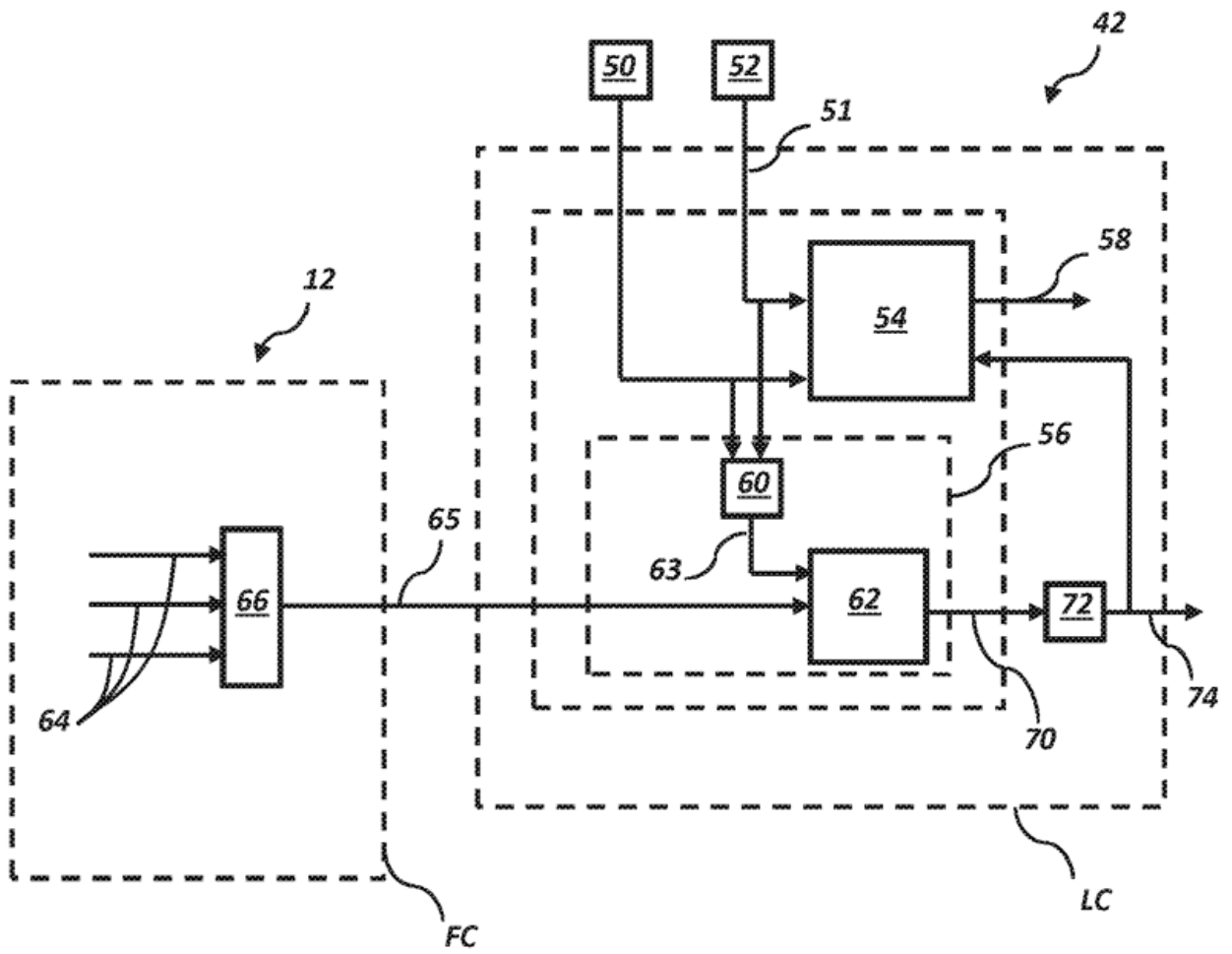


Figura 2

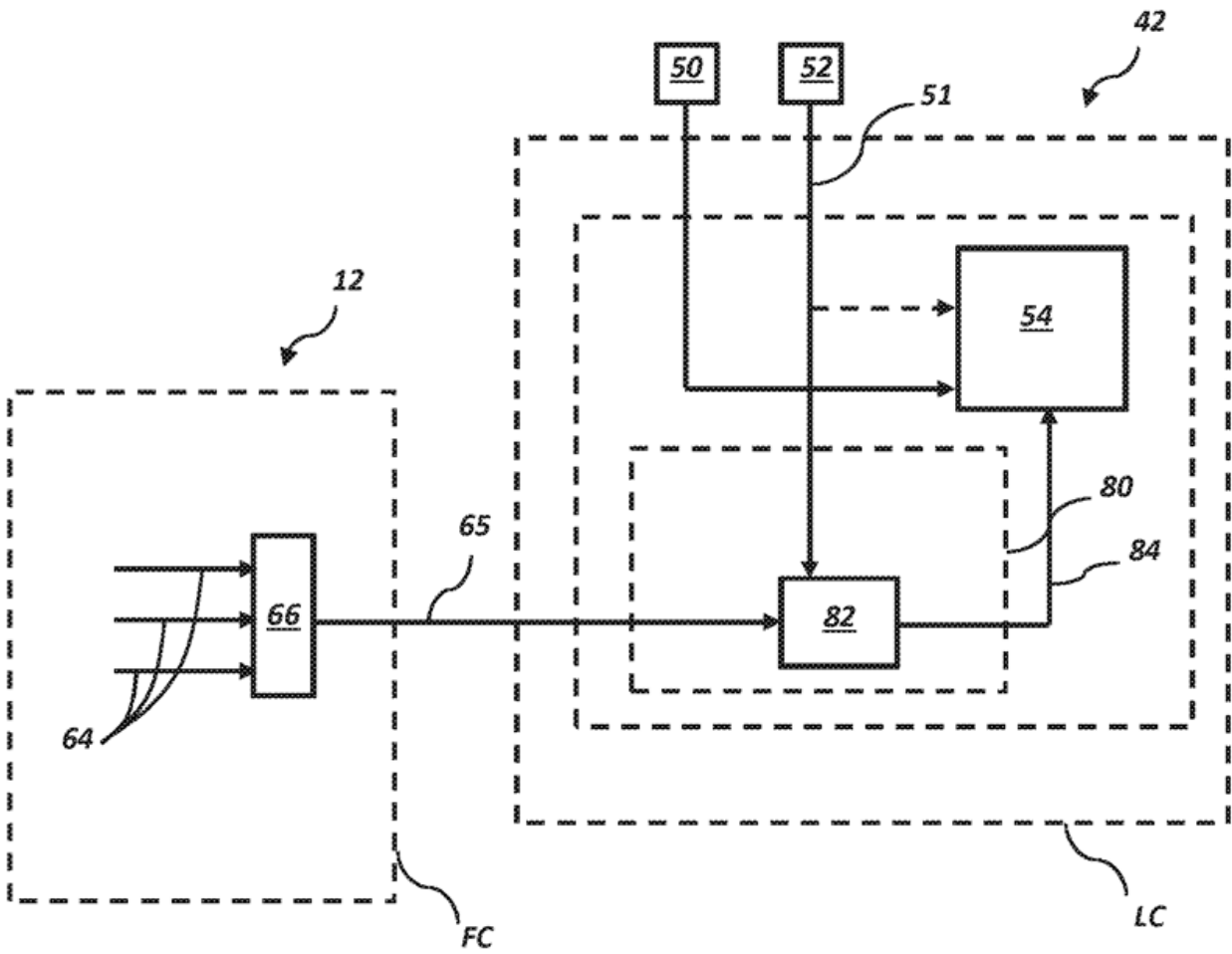


Figura 3

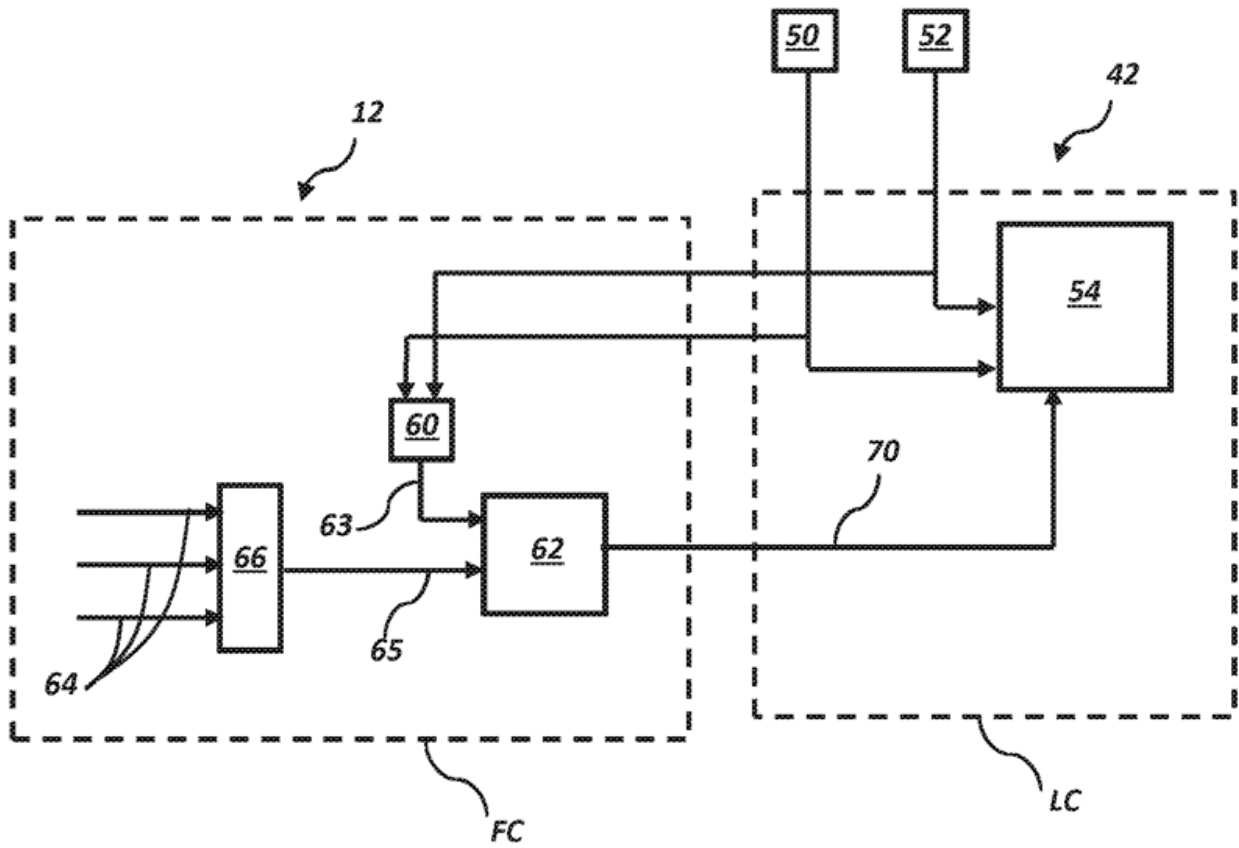


Figura 4

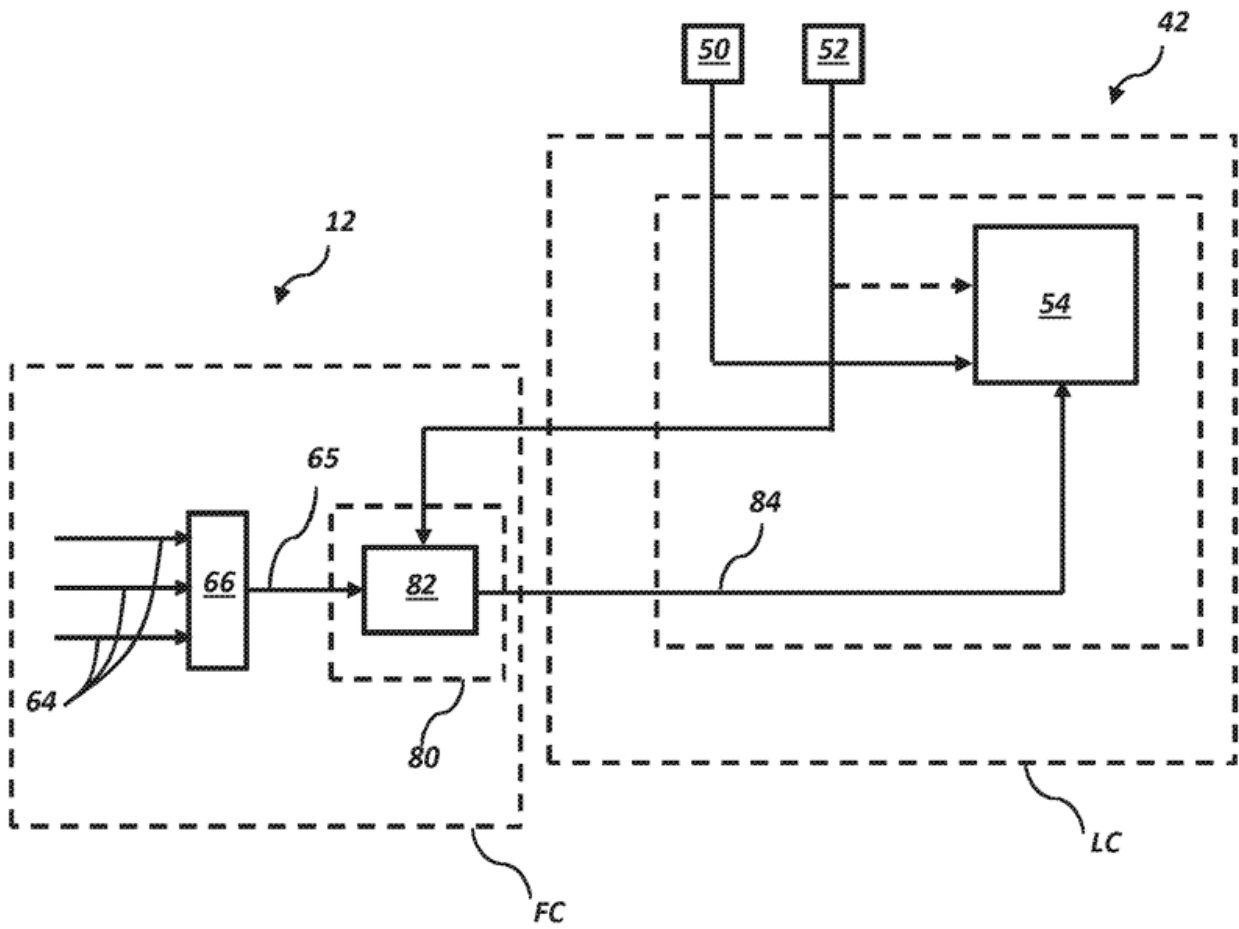


Figura 5

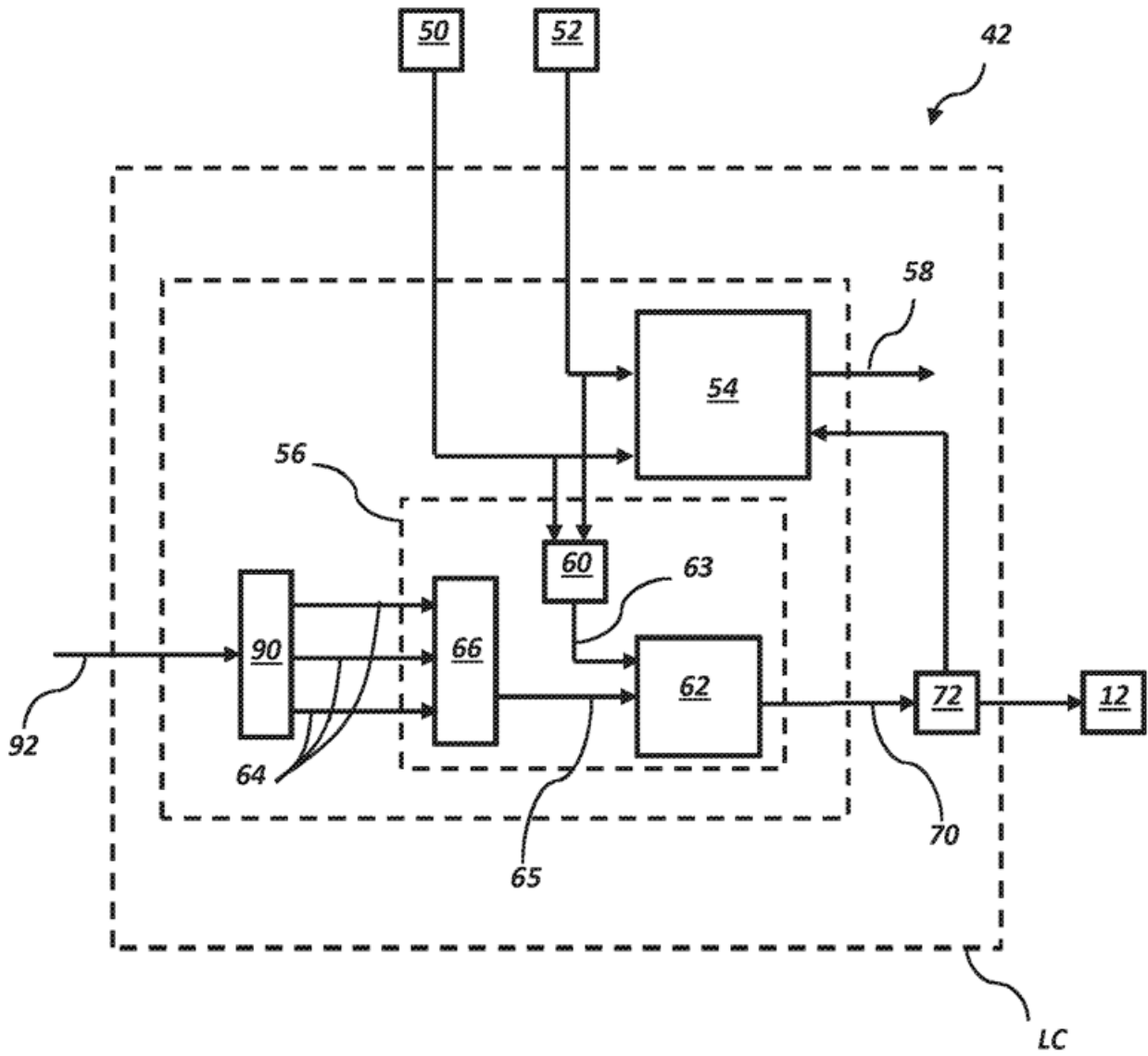


Figura 6

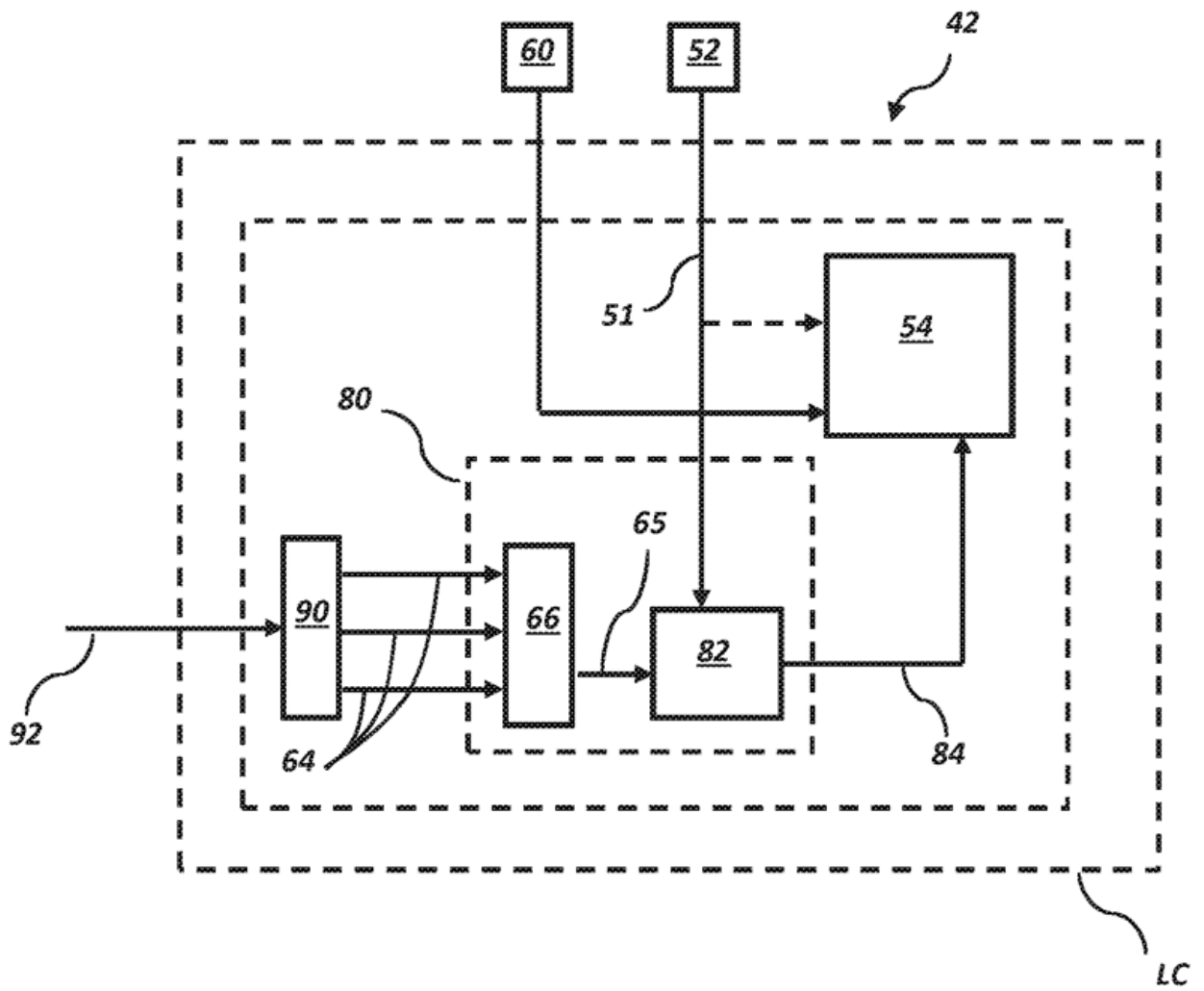


Figura 7