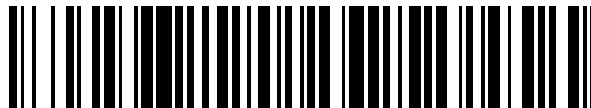


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 725 424**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/18** (2006.01)

**H02J 3/38** (2006.01)

**H02P 9/10** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **17.12.2012 PCT/IB2012/002978**

87 Fecha y número de publicación internacional: **11.07.2013 WO13102791**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.12.2012 E 12826624 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.03.2019 EP 2801139**

54 Título: **Método y aparato para controlar un convertidor de frecuencia**

30 Prioridad:

**05.01.2012 US 201261583449 P**  
**21.11.2012 US 201213683054**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**24.09.2019**

73 Titular/es:

**INGETEA POWER TECHNOLOGY, S.A. (100.0%)**  
**Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 106, 2a**  
**planta**  
**48170 Zamudio (Bizkaia), ES**

72 Inventor/es:

**OLEA, ENEKO;**  
**RUIZ, JOSU;**  
**ELORRIAGA, JOSU;**  
**AURTENETXEA, SERGIO;**  
**CARCAR, AINHOA y**  
**GIL, BEATRIZ**

74 Agente/Representante:

**IGARTUA IRIZAR, Ismael**

**ES 2 725 424 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).

**DESCRIPCION**

Método y aparato para controlar un convertidor de frecuencia

5

## REFERENCIA CRUZADA A LA SOLICITUD DE PATENTE RELACIONADA

Esta solicitud reivindica prioridad de la solicitud de patente provisional estadounidense n.º 61/583,449 presentada el 5 de enero de 2012 ante la Oficina de Patentes y Marcas de Estados Unidos.

10

## ANTECEDENTES DE LA INVENCION

## 15 1. Campo de la invención

Los aparatos y métodos según la presente invención se refieren a un convertidor de frecuencia utilizado en un generador eólico.

20

## 2. Descripción de la técnica relacionada

25

Las redes de distribución eléctrica forman parte de un sistema de fuente de alimentación y tienen los componentes necesarios para transferir la energía eléctrica generada por las unidades de generación de energía a través de largas distancias a puntos de consumo de energía. La mayoría de las redes de distribución eléctrica instaladas hoy en día transportan energía como tensión y corriente alternas. Merece la pena destacar que el número de redes de distribución eléctrica que transportan energía como tensión y corriente continuas (CC) está aumentando debido a las ventajas que ofrecen en cuanto a eficiencia energética en redes de distribución de larga distancia. Esto ha sido posible debido al avance en los sistemas de conversión basados en la electrónica de potencia, que permiten interconectar los dos tipos de redes de distribución, redes de distribución eléctrica alterna y redes de distribución eléctrica continua, mediante el uso de estructuras de conversión de HVDC (corriente continua de alta tensión) y HVAC (corriente alterna de alta tensión).

30

35

De manera similar, el avance experimentado en la electrónica de potencia está favoreciendo un cambio en una nueva dirección hacia una estructura de generación distribuida y que se aleja de la estructura de generación básica usada hasta ahora, que se ha basado principalmente en grandes centrales térmicas, hidráulicas o nucleares. Uno de los elementos clave en la creciente estructura de la generación distribuida es la energía eólica, que en la última década ha experimentado un gran crecimiento en forma de nuevas instalaciones de generadores de energía eólica. La generación de energía eólica se basa en la electrónica de potencia, ya que la mayoría de los generadores usados para convertir la potencia mecánica del viento en energía eléctrica inyectada en la red de distribución se controlan mediante estructuras de conversión basadas en la electrónica de potencia, especialmente los componentes conocidos como convertidores de frecuencia.

40

45

Los convertidores de frecuencia se controlan desde unidades de control que realizan el control basándose principalmente en la información capturada usando transductores de corriente y tensión, y ejecutando algoritmos de control para controlar el flujo de potencia entre dos sistemas eléctricos. Existen diferentes tipos de sistemas eléctricos, tales como redes de distribución eléctrica o máquinas eléctricas, y el flujo de potencia puede ser bidireccional. Por ejemplo, si la energía se consume de la red de distribución eléctrica para transformarse en energía mecánica en el árbol de una máquina eléctrica, la aplicación corresponderá a una aplicación de motor (por ejemplo, aplicaciones de bombeo o ventilación). En cambio, si la energía se extrae de una máquina eléctrica y se inyecta en la red de distribución eléctrica, la aplicación corresponderá a una aplicación de generación (por ejemplo, aplicaciones de generación eólica, en las que la fuente de alimentación primaria es el viento, que hace girar el árbol de la máquina eléctrica).

50

55

Las redes de distribución eléctrica alterna que consisten principalmente en cables (el medio físico a través del que fluye la energía) y transformadores de tensión (componentes que permiten adaptar los niveles de tensión entre diferentes puntos de conexión). Ambos componentes, los cables y los transformadores, son componentes que tienen una naturaleza principalmente inductiva, y por tanto, proporcionan impedancia inductiva a la corriente alterna que circula a través de ellos. Dependiendo de las características de cada red de distribución eléctrica, la impedancia inductiva existente variará, siendo la longitud de los cables en la red de distribución un parámetro importante a considerar a la hora de cuantificar el valor de impedancia inductiva (cuanto mayor es la longitud, mayor es la inductancia de la red de distribución y por tanto mayor es la impedancia inductiva). La existencia de una alta impedancia inductiva en una red de distribución eléctrica significará una mayor pérdida en su capacidad de transmisión. Este fenómeno se debe a la caída de tensión que se produce en la impedancia inductiva del cable cuando la corriente circula a través de él, y puede llegar a ser importante en determinados casos que combinan factores tales como largas longitudes de cable y alto consumo de energía (alta circulación de corriente a través de la

60

65

red de distribución eléctrica).

En la técnica relacionada, existen algunas soluciones al problema mencionado anteriormente de una pérdida de capacidad de transmisión en las redes de distribución eléctrica que tienen a una alta impedancia inductiva. Una de las soluciones comúnmente aplicadas se basa en la compensación de las redes de distribución eléctrica altamente inductivas insertando componentes capacitivos (condensadores) en serie. Esto funciona para compensar la impedancia inductiva de la propia red de distribución eléctrica insertando una impedancia capacitiva sensorial, lo que da como resultado la reducción de la impedancia equivalente total. Esta técnica minimiza el problema de caídas de tensión en la red de distribución eléctrica y por tanto contribuye a mantener su capacidad para la transmisión de energía.

Insertar condensadores en serie en las redes de distribución eléctrica altamente inductivas es eficaz a la hora de resolver el problema de pérdida de capacidad de transmisión de una red de distribución, pero a su vez, da como resultado efectos problemáticos cuando se considera desde el punto de vista de la estabilidad de la red de distribución eléctrica compensada. Específicamente, insertar condensadores en serie dentro de una red de distribución inductiva da como resultado que el circuito equivalente de esa red de distribución tenga una frecuencia de resonancia natural según la fórmula descrita por: Ecuación (1)

En la que:

$f_R$  - Frecuencia de resonancia natural de la red de distribución compensada

$f_0$  - Frecuencia de base de la red de distribución eléctrica

$X_C$  - Impedancia capacitiva del condensador en serie insertado en la red de distribución eléctrica

$X_L$  - Impedancia inductiva de la red de distribución eléctrica

La figura 2 muestra un diagrama de cableado de una sola línea para una red de distribución eléctrica compensada con condensadores en serie. Los diferentes componentes que forman la red de distribución eléctrica son: la unidad 13 central de generación de energía mostrada en la figura como un parque eólico; la inductancia 14 equivalente de las líneas de transmisión o de los cables de la red de distribución eléctrica; los condensadores introducidos en serie en la red de distribución eléctrica para compensar la inductancia equivalente de la red de distribución eléctrica; y los colectores 15 presentes en la red de distribución eléctrica que unen las líneas de transmisión desde diferentes puntos.

Dependiendo del grado de compensación aplicado a la red de distribución eléctrica (porcentaje de impedancia capacitiva como condensadores en serie con respecto a la impedancia inductiva de la propia red de distribución eléctrica), el valor resultante de la frecuencia de resonancia de la red de distribución eléctrica variará. La razón de impedancias capacitiva e inductiva aplicadas comúnmente en la compensación de red de distribución eléctrica habitualmente da como resultado valores de frecuencia de resonancia inferiores a la frecuencia de base de la red de distribución. La bibliografía técnica usa el término SSI (interacciones subsíncronas) para describir el estado de una red de distribución eléctrica con estas características.

Las redes de distribución con resonancia subsíncrona son redes de distribución potencialmente peligrosas para la integración de componentes de generación que se basan en turbinas de generación con árboles giratorios que tienen una oscilación mecánica de baja frecuencia. Este es el caso de generadores síncronos con árboles largos (ejemplo típico de centrales de generación) en los que la distribución de masa a lo largo del árbol que gira a su vez por la acción de una fuente de par primaria (vapor, agua, etc.), muestra comúnmente modos de oscilación mecánica con frecuencias menores que la frecuencia de base de la red de distribución eléctrica a la que están conectados. En el caso de que la red de distribución conectada a un generador con las características mencionadas anteriormente se compense con un valor específico de condensadores en serie que hacen que la frecuencia de resonancia subsíncrona natural coincida con la frecuencia de oscilación del árbol mecánico, pueden inducirse efectos negativos en el árbol, ya que la amplitud de la oscilación mecánica del árbol podría amplificarse con una amortiguación negativa (es decir, una oscilación de amplitud creciente con el tiempo). Este efecto podría dar como resultado un fallo del árbol del generador. Este caso corresponde a un problema específico para la interacción natural entre dos partes de un sistema de alimentación, la red de distribución eléctrica ajustada con condensadores y el generador, donde la masa mecánica de un generador síncrono resuena con la frecuencia subsíncrona de la impedancia equivalente de red de distribución de la red de distribución eléctrica. Este fenómeno se conoce en la bibliografía técnica como SSR (resonancia subsíncrona).

Además de la posibilidad de que la frecuencia de resonancia natural de una red de distribución eléctrica compensada coincida con la frecuencia de resonancia mecánica natural de generadores que inyectan energía en esa red de distribución, la creciente presencia de convertidores de frecuencia conectados a la red de distribución añade un nuevo aspecto que ha de considerarse desde el punto de vista de la estabilidad de la red de distribución. Este es la interacción de los controles de convertidor de frecuencia con redes de distribución compensadas, un

fenómeno que puede provocar pérdida de control del flujo de energía a través del convertidor, que puede desestabilizar la propia red de distribución eléctrica. Este fenómeno se conoce en la bibliografía como SSCI (inestabilidad de control subsíncrono).

5 El fenómeno de SSCI se produce cuando el control de los convertidores de frecuencia conectados a redes de distribución compensadas que tienen condensadores en serie hace que los convertidores se comporten como sistemas eléctricos cuya resistencia equivalente adquiere valores negativos dentro de un intervalo de frecuencia menor que la frecuencia de base de la red de distribución. El fenómeno de SSCI puede tener efectos similares a los del fenómeno de SSR, pero para conseguir esto debe haber un gran número de convertidores de frecuencia  
10 conectados a redes de distribución compensadas. El uso cada vez mayor de convertidores de frecuencia conectados a la red de distribución, junto con la existencia de redes de distribución eléctrica compensadas con condensadores en serie, han hecho que este escenario potencialmente peligroso se convierta en realidad, para lo que se desea una solución y que constituye la base para la invención dada a conocer en el presente documento. En los documentos EP 2317134 A2, WO 2011/112571 A2, US 5227713 A y US 5343139 A pueden encontrarse algunos  
15 ejemplos del estado de la técnica.

### DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

20 Los aspectos de la invención se refieren a un método para controlar un convertidor de frecuencia conectado a la red de distribución eléctrica, caracterizado porque contribuye a amortiguar la resonancia subsíncrona que puede producirse en la red de distribución eléctrica. El método de control se basa en la lectura de la tensión de la red de distribución a la que se conecta el convertidor de frecuencia. Las lecturas de tensión se usan para identificar las  
25 frecuencias de resonancia que existen en la red de distribución y también se usan dentro de los bucles de regulación del convertidor de frecuencia para establecer los puntos de referencia de corriente que el convertidor debe regular para amortiguar la resonancia subsíncrona en la red de distribución eléctrica. El método comprende las etapas de:

determinar un punto de referencia de corriente activa basándose en una comparación de la salida de potencia activa medida de un generador eléctrico configurado para conectarse a la red de distribución, con un punto de referencia  
30 de potencia activa;

determinar un punto de referencia de corriente reactiva basándose en una comparación de la salida de potencia reactiva medida del generador eléctrico con un punto de referencia de potencia reactiva;

35 identificar componentes subsíncronos en la red de distribución eléctrica basándose en las mediciones de tensión de la red de distribución eléctrica;

determinar puntos de referencia activos y reactivos para corrientes de amortiguación usando los componentes subsíncronos de la red de distribución eléctrica que se identifican basándose en las mediciones de tensión de la red  
40 de distribución eléctrica;

añadir los puntos de referencia activos y reactivos para las corrientes de amortiguación respectivamente a puntos de referencia de corriente activa y reactiva calculados mediante bucles de regulación de potencia, para generar puntos de referencia de corriente activa y reactiva totales, siendo dichos puntos de referencia de corriente activa y reactiva  
45 totales las corrientes totales que van a regularse por los reguladores (25, 35) de corriente; y

controlar el convertidor de frecuencia basándose en los puntos de referencia de corriente activa y reactiva totales .

50 El método de control propuesto puede implementarse en sistemas existentes, ya que esto es una mejora que puede aplicarse al software que funciona en la unidad de control que rige el convertidor, y podría por tanto aplicarse actualizando el programa de control utilizado en la unidad de control central.

La invención también se refiere a un aparato de generación eléctrica, comprendiendo el aparato:

55 un generador eléctrico configurado para conectarse a una red de distribución eléctrica;

un convertidor que comprende un inversor conectado a un rotor del generador eléctrico;

60 una unidad de control configurada para controlar el convertidor basándose en un punto de referencia de potencia activa y un punto de referencia de potencia reactiva, comprendiendo la unidad de control:

una unidad de control de potencia activa que determina un punto de referencia de corriente activa basándose en una comparación de la salida de potencia activa medida por el generador eléctrico con un punto de referencia de potencia activa objetivo;

65 una unidad de control de potencia reactiva que determina un punto de referencia de corriente reactiva

basándose en una comparación de la salida de potencia reactiva medida por el generador eléctrico con un punto de referencia de potencia reactiva objetivo; y

5 una unidad de amortiguación de resonancia subsíncrona que determina los componentes subsíncronos en la red de distribución eléctrica basándose en las mediciones de tensión de la red de distribución eléctrica para determinar puntos de referencia de amortiguación para corrientes de amortiguación, comprendiendo los puntos de referencia de amortiguación un punto de referencia de corriente de amortiguación activa y un punto de referencia de corriente de amortiguación reactiva,

10 en donde el controlador controla el convertidor basándose en el punto de referencia de corriente activa, el punto de referencia de corriente reactiva y los puntos de referencia de corriente de amortiguación, añadiéndose el punto de referencia de corriente de amortiguación activa al punto de referencia de corriente activa calculado por el regulador de potencia activa, y añadiéndose el punto de referencia de corriente de amortiguación reactiva al punto de referencia de corriente reactiva calculado por el regulador de potencia reactiva.

15

#### BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

20 Los aspectos anteriores y otros aspectos y características de los diversos aspectos de la presente invención se harán más evidentes al describir en detalle realizaciones a modo de ejemplo de la misma con referencia a los dibujos adjuntos en los que:

25 La figura 1 muestra un diagrama de cableado de una sola línea de una aplicación de energía eólica basándose en una topología de doble alimentación.

25

La figura 2 muestra un diagrama de cableado de una sola línea para una red de distribución eléctrica compensada con condensadores en serie.

30 La figura 3 muestra un diagrama de bloques que representa el bucle de regulación de potencia activa (17) y el bucle de regulación de potencia reactiva (27).

30

La figura 4 muestra un diagrama de bloques que representa la potencia activa modificada y los bucles de regulación de potencia reactiva que integran el bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona (39).

35 La figura 5 muestra un diagrama de bloques que describe el bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona (39).

40 La figura 6 muestra los resultados de una simulación de un software de generación de energía eólica basado en una topología de doble alimentación controlada por un convertidor de frecuencia cuyo funcionamiento está regulado por los algoritmos de regulación definidos en la figura 3.

40

La figura 7 muestra los resultados de una simulación de un software de generación de energía eólica basado en una topología de doble alimentación controlada por un convertidor de frecuencia cuyo funcionamiento está regulado por el algoritmo de regulación definido en la figura 4.

45 La figura 7a muestra un sistema que incluye un bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona de red de distribución basado en los puntos 50 de referencia de potencia.

45

La figura 7b muestra el bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona basado en los puntos 50 de referencia de potencia.

50

La figura 8 es un diagrama que ilustra un sistema al que pueden aplicarse las realizaciones de la presente invención.

La figura 9 es un diagrama de flujo que muestra un método según una realización de la presente invención.

55

#### DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS REALIZACIONES A MODO DE EJEMPLO

60 La descripción detallada de los diversos aspectos de la invención se desarrollará basándose en una aplicación de generación de energía de topología de doble alimentación. Un experto en la técnica podría entender que la invención descrita es aplicable a cualquier aplicación que incluya al menos un convertidor de frecuencia conectado a la red de distribución. Como prueba de lo anterior, pueden citarse ejemplos tales como aplicaciones de generación o consumo de energía en las que toda la energía fluye a través del convertidor de frecuencia (convertidor completo), aplicaciones de HVDC para distribución de energía o aplicaciones de HVAC para distribución de energía.

65 La topología de doble alimentación consiste en un generador asíncrono de doble alimentación en el que los terminales del estator están conectados directamente a la red de distribución eléctrica y en el que los terminales del

rotor están conectados a un convertidor de frecuencia que a su vez está conectado a la red de distribución eléctrica.

La figura 1 muestra un diagrama de cableado de una sola línea de una aplicación de energía eólica basada en una topología de doble alimentación. El diagrama muestra las diferentes partes en las que consiste la aplicación, que incluye el transformador de cabecera que adapta la tensión de alimentación, el generador 1 asíncrono del rotor devanado, el convertidor 4 de frecuencia que consiste en el inversor 6 y el rectificador 5, el circuito de protección de derivación 13, el filtro de conexión de red de distribución 8 y el filtro de conexión de generador 7, la unidad de control central 10, el contactor para la conexión al generador 2 del lado de red de distribución y el contactor 9 para conectar el rectificador 5 a la red de distribución.

Más específicamente, la figura 1 muestra un sistema que incluye un generador asíncrono 1 de doble alimentación, cuyo estator está conectado a la red de distribución eléctrica a través del contactor 2 de acoplamiento de estator y un transformador 3. El transformador 3 adapta la salida de tensión del estator al nivel de tensión de la red de distribución eléctrica. El rotor del generador 1 síncrono de doble alimentación está conectado a un convertidor 4 de frecuencia que consiste en un convertidor de lado de red de distribución o rectificador 5 y un convertidor de lado de máquina o inversor 6. El sistema también incluye un filtro de conexión de generador 7 entre el inversor 6 y el rotor así como un filtro de conexión de red de distribución 8 conectado entre el rectificador 5 y el contactor 9 de conexión para conectar el rectificador a la red de distribución eléctrica.

El sistema incluye además una unidad de control central 10 que ejecuta los algoritmos de control a partir de mediciones tomadas del sistema para generar comandos de conmutación 11 de los conmutadores estáticos del rectificador y para generar comandos de conmutación 12 para los conmutadores estáticos del inversor.

En una realización, el inversor 6 y el rectificador 5 pueden incluir conmutadores estáticos de tipo IGBT, con su apertura y cierre regidos por comandos de conmutación desde la unidad de control central 10.

El filtro de conexión de red de distribución 8 y el filtro de conexión de generador 7 pueden consistir en componentes pasivos tales como inductancias, capacitancias y/o resistores. El propósito principal del filtro de conexión de red de distribución 8 es el filtrado de las ondas de tensión y corriente para reducir el contenido armónico de la energía que se inyecta en la red de distribución. El propósito principal del filtro de conexión de generador 7 es moderar los derivados de las ondas de tensión impuestas por el inversor en las bobinas del rotor del generador.

El funcionamiento del conjunto se monitoriza desde la unidad de control central 10, que procesa las mediciones recopiladas de los sensores instalados por todo el sistema. La unidad de control central 10 ejecuta los algoritmos de control programados para controlar el flujo de potencia entre el generador y la red de distribución. Como resultado de ejecutar estos algoritmos, se generan comandos de conmutación 11 y 12 para los IGBT instalados tanto en el rectificador 5 como en el inversor 6. Estos comandos de conmutación 11 y 12 se calculan usando etapas de modulación que usan técnicas de modulación de ancho de pulso para sintetizar a partir de las tensiones de fase continua, tensiones de referencia que deben aplicarse en la salida del inversor 6 y el rectificador 5 para controlar las corrientes en cada uno de estos componentes. Los métodos de modulación de ancho de pulso se usan ampliamente en el estado actual de la técnica, y pueden variar entre métodos escalares o vectoriales. Los métodos de modulación escalares son aquellos basados en la comparación de señales portadoras con señales de modulación (PWM, modulación por ancho de pulso, por ejemplo). Los métodos vectoriales son aquellos que aplican patrones de conmutación o vectores específicos en momentos determinados calculados previamente en las fases de modulación (SVPWM, modulación por ancho de pulso de vectores espaciales, por ejemplo).

La figura 2 muestra un diagrama de una sola línea que representa de manera simplificada una línea de distribución de energía que interconecta una central de generación eólica 130 con un colector de energía 160 que se usa para conectar diferentes líneas de distribución de energía. La inductancia 140 representa la naturaleza inductiva de la línea de distribución de energía conectada a la central 130 de generación eólica. La línea de distribución de energía que interconecta la central de generación eólica 130 y el colector de energía 160 se compensa introduciendo un condensador 150 colocado en conexión en serie.

La figura 3 muestra que los algoritmos de control rigen un bucle de regulación de potencia (conocido como bucle externo) y un bucle de regulación de corriente (conocido como bucle interno). Como se muestra en la figura 3, la estructura que consiste en los dos bucles de regulación equivale tanto para la potencia activa 17 como para la potencia reactiva 27. El bucle de regulación de potencia activa 17 se basa en la comparación de un punto de referencia de potencia activa 18 con el valor real de la potencia activa medida en el sistema 19. El error 20 resultante de la comparación se procesará por el regulador de potencia activa 21, que proporcionará el punto de referencia 22 de salida de corriente activa necesario que va a regularse por el bucle de corriente activa subsiguiente. El bucle interno de regulación de corriente activa recibirá el punto de referencia 22 de corriente activa impuesto en la salida del regulador de potencia activa 21 y comparará este valor con el valor real de la corriente activa medida en el sistema 23. El error 24 resultante de la comparación entre ambos valores de corriente se procesará por el regulador de corriente activa 25, que proporcionará los puntos de referencia 26 de salida de tensión activa necesarios que van a imponerse en la salida del convertidor a través de los comandos de activación de conmutador estático impuestos por la fase de modulación 100.

De manera similar a lo que se ha descrito para el bucle de regulación de potencia activa, el principio de funcionamiento para el bucle 27 de potencia reactiva se basa en la comparación de un punto de referencia de potencia reactiva 28 que se comparará con el valor real de potencia reactiva 29 medida en el sistema. El error 30 resultante de la comparación se procesará por el regulador de potencia reactiva 31, que proporcionará el punto de referencia 32 de salida de corriente reactiva necesario que va a regularse por el bucle de corriente reactiva subsiguiente. El bucle interno de regulación de corriente activa recibirá el punto de referencia de corriente reactiva 32 impuesto en la salida del regulador de potencia reactiva 31 y comparará este valor con el valor real de la corriente reactiva medida en el sistema 33. El error 34 resultante de la comparación entre ambos valores de corriente se procesará por el regulador de corriente reactiva 35, que proporcionará los puntos de referencia 36 de salida de tensión reactiva necesarios que van a imponerse en la salida del convertidor a través de los comandos de activación del conmutador estático impuestos por la fase de modulación 100.

Los puntos de referencia de la tensión activa 26 y la tensión reactiva 36 se procesarán por la fase de modulación 100, que definirá los comandos de conmutación 11 y 12 para los conmutadores estáticos del convertidor.

Esta invención propone modificar los algoritmos de regulación descritos en la figura 3, completándolos al incluir un nuevo bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona de red de distribución basado en los puntos 39 de referencia de corriente (figura 4) o un nuevo bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona de red de distribución basado en los puntos de referencia 50 de potencia (figura 7a). Como se muestra en la figura 4, el bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona basado en los puntos de referencia 39 de corriente se basa en las lecturas de las tensiones 38 de red de distribución que, una vez procesadas, determinarán los puntos de referencia de corriente necesarios para amortiguar la resonancia subsíncrona de la red de distribución. Como se muestra en la figura 7a, el bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona basado en los puntos de referencia 50 de potencia se basa en las lecturas de las tensiones 38 de red de distribución que, una vez procesadas, determinarán los puntos de referencia de potencia necesarios para amortiguar la resonancia subsíncrona de la red de distribución.

Como se muestra en la figura 5, el bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona basado en los puntos 39 de referencia de corriente procesará las lecturas de las tensiones 38 de red de distribución aplicando operaciones matemáticas tales como transformaciones 42 de Clarke y transformaciones 43 de Park. La aplicación de estas dos transformaciones proporciona una representación vectorial de las tensiones de la red de distribución eléctrica. La representación vectorial de las tensiones de la red de distribución eléctrica se utilizará por el bloque 44 de identificación de componentes subsíncronos de tensión usando filtros que permiten diferenciar la frecuencia de base de la red de distribución eléctrica de cualquier otra frecuencia que pueda estar presente, es decir, frecuencias subsíncronas. Los ajustes para los filtros usados para identificar los componentes subsíncronos de la tensión de red de distribución se predefinirán por defecto para identificar los componentes subsíncronos de la tensión de cualquier red de distribución eléctrica a la que esté conectado el convertidor de frecuencia sin tener que conocer el valor teórico de resonancia subsíncrona correspondiente a dicha red de distribución, valor que podría identificarse si se conocen los valores de impedancia natural de la red de distribución eléctrica. Un experto en la técnica puede determinar las impedancias naturales de una red de distribución eléctrica si se conocen los componentes que forman dicha red de distribución eléctrica.

Los componentes subsíncronos de la red de distribución eléctrica identificados por el bloque de identificación 44 de resonancia subsíncrona se utilizarán en el bloque de cálculo 45 de punto de referencia de amortiguación de corriente para generar puntos de referencia de corriente de amortiguación que se añadirán a los puntos de referencia de corriente impuestos por los bucles de potencia activa y reactiva. Los puntos de referencia de amortiguación calculados por el bloque de cálculo 45 de punto de referencia de amortiguación de corriente se dividirán en componentes activos 40 y reactivos 41.

El punto 40 de referencia de corriente de amortiguación activa se añadirá al punto de referencia 22 de corriente activa calculado por el regulador de potencia activa 21 y el resultado de esta adición corresponderá a la corriente activa total 37 que el regulador de corriente activa 25 debe regular. De manera similar, el punto de referencia 41 de corriente de amortiguación reactiva se añadirá al punto 32 de referencia de corriente reactiva calculado por el regulador de potencia reactiva 31 y el resultado de esta adición corresponderá a la corriente reactiva total que el regulador de corriente reactiva 35 debe regular.

Como se muestra en la figura 7b, el bucle de amortiguación de resonancia subsíncrona basado en los puntos de referencia 50 de potencia procesará las lecturas de las tensiones 38 de red de distribución aplicando operaciones matemáticas tales como transformaciones de Clarke 42 y transformaciones de Park 43. La aplicación de estas dos transformaciones proporciona una representación vectorial de las tensiones de la red de distribución eléctrica. La representación vectorial de las tensiones de la red de distribución eléctrica se utilizará por el bloque de identificación 44 de componentes subsíncronos de tensión usando filtros que permiten diferenciar la frecuencia de base de la red de distribución eléctrica de cualquier otra frecuencia que pueda estar presente, es decir, frecuencias subsíncronas. Los ajustes para los filtros usados para identificar los componentes subsíncronos de la tensión de red de distribución se predefinirán por defecto para identificar los componentes subsíncronos de la tensión de cualquier red de distribución eléctrica a la que esté conectado el convertidor de frecuencia sin tener que conocer el valor teórico de

resonancia subsíncrona correspondiente a dicha red de distribución, valor que podría identificarse si se conocen los valores de impedancia natural de la red de distribución eléctrica. Un experto en la técnica puede determinar las impedancias naturales de una red de distribución eléctrica si se conocen los componentes que forman dicha red de distribución eléctrica.

5 Los componentes subsíncronos de la red de distribución eléctrica identificados por el bloque de identificación de resonancia subsíncrona 44 se utilizarán en el bloque de cálculo 55 del punto de referencia de amortiguación de potencia para generar puntos de referencia de potencia de amortiguación que se añadirán a los puntos de referencia de potencia, al punto de referencia de potencia activa 18 y al punto de referencia de potencia reactiva 28. Los puntos de referencia de amortiguación calculados mediante el bloque de cálculo 55 del punto de referencia de amortiguación de potencia se dividirán en componentes activos 51 y reactivos 53.

15 El punto de referencia de potencia de amortiguación activa 51 se añadirá al punto de referencia de potencia activa 18 y el resultado de esta adición corresponderá a la potencia activa total 52 que el regulador 21 de potencia activa debe regular. De manera similar, el punto 53 de referencia de potencia de amortiguación reactiva se añadirá al punto de referencia de potencia reactiva 28 y el resultado de esta adición corresponderá a la energía reactiva total 54 que el regulador de potencia reactiva 31 debe regular.

20 La figura 6 muestra los resultados de una simulación de un software de generación de energía eólica basado en una topología de doble alimentación controlada por un convertidor de frecuencia cuyo funcionamiento está regulado por los algoritmos de regulación definidos en la figura 3. La simulación muestra el comportamiento del sistema en el caso de que aparezca una resonancia subsíncrona en la red de distribución eléctrica. La simulación muestra las formas de la potencia activa inyectada en la red de distribución 46, la potencia reactiva inyectada en la red de distribución 47, las tensiones de las fases R, S y T de la red de distribución eléctrica 48 y las corrientes de las fases R, S y T de la red de distribución eléctrica 49. Las formas de onda de red de distribución permiten identificar el efecto de la resonancia subsíncrona en las tensiones de red de distribución de las fases R, S y T. El efecto de la resonancia subsíncrona de red de distribución es que los algoritmos de control definidos en la figura 3 no pueden controlar la potencia activa y reactiva y las corrientes R, S y T en el sistema.

30 La figura 7 muestra los resultados de una simulación de un software de generación de energía eólica basado en una topología de doble alimentación controlada por un convertidor de frecuencia cuyo funcionamiento está regulado por el algoritmo de regulación definido en la figura 4. La simulación muestra el comportamiento del sistema en el caso de que aparezca una resonancia subsíncrona en la red de distribución eléctrica. La simulación muestra las formas de la potencia activa inyectada en la red de distribución 46, la potencia reactiva inyectada en la red de distribución 47, las tensiones de las fases R, S y T de la red de distribución eléctrica 48 y las corrientes de las fases R, S y T de la red de distribución eléctrica 49. Las formas de onda mostradas en la figura 7, comparadas con las formas de onda de la figura 6, permiten verificar la mejora en el comportamiento del sistema que funciona con los algoritmos de control definidos en la figura 4. El efecto de la resonancia subsíncrona se amortigua y el sistema mantiene el control de todas sus variables.

40 La figura 8 es un diagrama que ilustra una realización de la unidad de control central 10 descrita anteriormente. Con referencia a la figura 8, el sistema 800 puede ser un ordenador de uso general, un ordenador de uso especial, un ordenador personal, un servidor, o similar. El sistema 800 puede incluir un procesador 810, una memoria 820, una unidad 830 de almacenamiento, una interfaz 840 de entrada/salida (E/S), una interfaz 850 de usuario, y un bus 860. El procesador 810 puede ser una unidad de procesamiento central (CPU), es decir una unidad de control central, que controla el funcionamiento del sistema 800 transmitiendo señales de control y/o datos a través del bus 860 que conecta con comunicación los elementos 810 a 850 del sistema 800 entre sí. El bus 860 puede ser un bus de control, un bus de datos, o similar. El procesador 810 puede proporcionarse con instrucciones para implementar y controlar el funcionamiento del sistema 800, por ejemplo, en forma de códigos legibles por ordenador. Los códigos legibles por ordenador pueden almacenarse en la memoria 820 o la unidad 830 de almacenamiento. Alternativamente, los códigos legibles por ordenador pueden recibirse a través de la interfaz 840 de entrada/salida (E/S) o la interfaz 850 de usuario. Como se ha mencionado anteriormente, la memoria 820 puede incluir una memoria RAM, ROM, EPROM, o Flash, o similar. Como también se ha mencionado anteriormente, la unidad 830 de almacenamiento puede incluir una unidad de disco duro (HDD), una unidad de estado sólido, o similar. La unidad 830 de almacenamiento puede almacenar un sistema operativo (SO) y programas de aplicación que se cargarán en la memoria 820 para que los ejecute el procesador 810. La interfaz 840 de entrada/salida (E/S) realiza el intercambio de datos entre el sistema y otros dispositivos externos, tales como otros sistemas o dispositivos periféricos, directamente o a través de una red, por ejemplo LAN, WAN, o internet. La interfaz 840 puede incluir un puerto de bus en serie universal (USB), una tarjeta de interfaz de red (NIC), un puerto 1394 de la Institución de Ingenieros Electrónicos y Eléctricos (IEEE), y similares. La interfaz 850 de usuario recibe una entrada de un usuario y proporciona salida al usuario. La interfaz 850 de usuario puede incluir un ratón, teclado, pantalla táctil, u otro dispositivo de entrada para recibir la entrada del usuario. La interfaz 850 de usuario puede también incluir una pantalla, tal como un monitor o pantalla de cristal líquido (LCD), altavoces, y similar para proporcionar salida al usuario.

65 La figura 9 muestra un diagrama de flujo que describe el método según esta realización. El diagrama de flujo



- 5 representa un algoritmo que puede ejecutarse en el sistema mostrado en la figura 8. En la etapa 1, se identifican los componentes subsíncronos que conducen a la resonancia subsíncrona en una red de distribución eléctrica. Basándose en los componentes subsíncronos identificados, se determinan los puntos de referencia para las corrientes de amortiguación (etapa 2). Estos puntos de referencia de corriente de amortiguación se añaden a continuación a los puntos de referencia determinados por los bucles de regulación de potencia en la etapa 3. Por último, en la etapa 4, el convertidor de frecuencia se controla basándose en los puntos de referencia de la corriente total resultantes de añadir los puntos de referencia de corriente de amortiguación a los puntos de referencia de regulación de potencia.
- 10 Si bien se han descrito varias características junto con los ejemplos explicados de manera resumida anteriormente, pueden ser posibles varias alternativas, modificaciones, variaciones y/o mejoras de esas características y/o ejemplos. Por consiguiente, los ejemplos, tal como se describió anteriormente, pretenden ser ilustrativos. Pueden realizarse diversos cambios sin apartarse del amplio espíritu y alcance de los principios subyacentes.
- 15 La presente invención se ha descrito anteriormente con referencia a ilustraciones de diagrama de flujo de interfaces de usuario, métodos, y productos de programas informáticos según realizaciones de la invención. Se entenderá que cada bloque de las ilustraciones de diagrama de flujo, y las combinaciones de bloques en las ilustraciones de diagrama de flujo, pueden implementarse mediante instrucciones de programa informático. Estas instrucciones de programa informático pueden proporcionarse a un procesador de un ordenador de uso general, un ordenador de uso especial, u otro aparato de procesamiento de datos programable para producir una máquina, de modo que las instrucciones, que se ejecutan a través del procesador del ordenador u otro aparato de procesamiento de datos programable, crean medios para implementar las funciones especificadas en el bloque o bloques del diagrama de flujo. Estas instrucciones de programa informático también pueden almacenarse en una memoria utilizable por ordenador o legible por ordenador que puede dirigir un ordenador u otro aparato de procesamiento de datos programable para que funcione de una manera particular, de modo que las instrucciones almacenadas en la memoria utilizable por ordenador o legible por ordenador produzcan un artículo de fabricación que incluya medios de instrucciones que implementen la función especificada en el bloque o bloques del diagrama de flujo. Las instrucciones del programa informático también pueden cargarse en un ordenador u otro aparato de procesamiento de datos programable para hacer que se realicen una serie de etapas de funcionamiento en el ordenador u otro aparato programable para producir un procedimiento implementado por ordenador de modo que las instrucciones que se ejecuten en el ordenador u otro aparato programable proporcionen etapas para implementar las funciones especificadas en el bloque o bloques del diagrama de flujo.
- 20
- 25
- 30
- 35 Y cada bloque de las ilustraciones del diagrama de flujo puede representar un módulo, segmento, o parte de código, que incluye una o más instrucciones ejecutables para implementar la(s) función(funciones) lógica(s) especificada(s). También debe tenerse indicarse que en algunas implementaciones alternativas, las funciones anotadas en los bloques pueden producirse fuera de orden. Por ejemplo, dos bloques que se muestran sucesivamente pueden de hecho ejecutarse de manera sustancialmente concurrente o los bloques pueden ejecutarse a veces en orden inverso, dependiendo de la funcionalidad involucrada.
- 40

## REIVINDICACIONES

1. Método para controlar un convertidor de frecuencia conectado a una red de distribución eléctrica, **caracterizado porque** el método comprende:
  - determinar un punto de referencia de corriente activa (22) basándose en una comparación de la salida de potencia activa (19) medida de un generador eléctrico (1) configurado para conectarse a la red de distribución, con un punto de referencia de potencia activa (18);
  - determinar un punto de referencia de corriente reactiva (32) basándose en una comparación de la salida de potencia reactiva (29) medida del generador eléctrico (1) con un punto de referencia de potencia reactiva (28);
  - identificar componentes subsíncronos en la red de distribución eléctrica basándose en las mediciones de tensión de la red de distribución eléctrica;
  - determinar puntos de referencia activos y reactivos (40, 41) para corrientes de amortiguación usando los componentes subsíncronos de la red de distribución eléctrica que se identifican basándose en las mediciones de tensión de la red de distribución eléctrica;
  - añadir los puntos de referencia activos y reactivos (40, 41) para las corrientes de amortiguación respectivamente a dichos puntos de referencia de corriente activa y reactiva (22, 32) calculados mediante bucles de regulación de potencia (17, 27), para generar puntos de referencia de corriente activa y reactiva totales (37, 16), siendo dichos puntos de referencia de corriente activa y reactiva totales (37, 16) las corrientes totales que van a regularse por los reguladores de corriente (25, 35); y
  - controlar el convertidor de frecuencia basándose en los puntos de referencia de corriente activa y reactiva totales (37, 16).
2. Método para controlar un convertidor de frecuencia según la reivindicación 1, en donde los puntos de referencia para las corrientes de amortiguación (22, 32) se calculan a partir de un punto de referencia de potencia de amortiguación (51, 53).
3. Método para controlar un convertidor de frecuencia según la reivindicación 1, en donde la identificación de los componentes subsíncronos de la red de distribución se realiza usando filtros que permiten diferenciar la frecuencia de base de la red de distribución eléctrica de las frecuencias subsíncronas.
4. Método para controlar un convertidor de frecuencia según la reivindicación 1, en donde los puntos de referencia para corrientes de amortiguación (40, 41; 51, 53) se calculan usando reguladores (45; 55).
5. Método para controlar un convertidor de frecuencia según la reivindicación 4, en donde los reguladores (45; 55) usados para calcular los puntos de referencia para corrientes de amortiguación (40, 41; 51, 53) pueden ser reguladores proporcionales, integrales proporcionales o derivativos integrales proporcionales.
6. Aparato de generación eléctrica, comprendiendo el aparato:
  - un generador eléctrico (1) configurado para conectarse a una red de distribución eléctrica; y
  - un convertidor (4) que comprende un inversor (6) conectado a un rotor del generador eléctrico; **caracterizado porque** el aparato de generación eléctrica comprende además
    - una unidad de control (10) configurada para controlar el convertidor (4) basándose en un punto de referencia de potencia activa (18) y un punto de referencia de potencia reactiva (28), comprendiendo la unidad de control (10):
      - una unidad de control de potencia activa (21) que determina un punto de referencia de corriente activa (22) basándose en una comparación de la salida de potencia activa (19) medida por el generador eléctrico (1) con un punto de referencia de potencia activa objetivo (18);
      - una unidad de control de potencia reactiva (31) que determina un punto de referencia de corriente reactiva (32) basándose en una comparación de la salida de potencia reactiva (29) medida por el generador eléctrico (1) con un punto de referencia de potencia reactiva objetivo (28); y
      - una unidad de amortiguación de resonancia subsíncrona (39) que determina los componentes subsíncronos en la red de distribución eléctrica basándose en las mediciones de tensión de la red de distribución eléctrica para determinar puntos de referencia de amortiguación (40, 41) para corrientes de amortiguación, comprendiendo los puntos de referencia de amortiguación (40, 41) un punto de referencia de corriente de amortiguación activa (40) y un punto de referencia de corriente de amortiguación reactiva (41),
        - en donde el controlador (10) controla el convertidor (4) basándose en el punto de referencia de corriente activa (22), el punto de referencia de corriente reactiva (32) y los puntos de referencia de corriente de amortiguación (40, 41),
        - añadiéndose el punto de referencia de corriente de amortiguación activa (40) al punto de referencia de corriente activa (22) calculado por el regulador de potencia activa (21), y añadiéndose el punto de referencia de corriente de amortiguación reactiva (41) al punto de referencia de corriente reactiva (32) calculado por el regulador de potencia reactiva (31).
  7. Aparato de generación eléctrica según la reivindicación 6, en donde la unidad de amortiguación de

resonancia subsíncrona (39) determina puntos de referencia para corrientes de amortiguación (22, 32) basándose en puntos de referencia de potencia de amortiguación (51, 53).

- 5
8. Aparato de generación eléctrica según la reivindicación 6, en donde la unidad de amortiguación de resonancia subsíncrona (39) comprende un filtro configurado para diferenciar una frecuencia de base de la red de distribución eléctrica a partir de componentes subsíncronos de la red de distribución eléctrica.
- 10
9. Aparato de generación eléctrica según la reivindicación 8, en donde la unidad de amortiguación de resonancia subsíncrona (39) comprende un regulador para determinar los puntos de referencia de amortiguación (40, 41) para las corrientes de amortiguación.
- 15
10. Aparato de generación eléctrica según la reivindicación 8, en donde la unidad de amortiguación de resonancia subsíncrona (39) comprende una unidad de cálculo (45) para determinar, basándose en puntos de referencia de potencia de amortiguación (51, 53), los puntos de referencia de corriente de amortiguación (40, 41).
- 20
11. Aparato de generación eléctrica según la reivindicación 9, en donde los reguladores usados para calcular los puntos de referencia para corrientes de amortiguación (40, 41; 51, 53) pueden ser reguladores proporcionales, integrales proporcionales o derivativos integrales proporcionales.

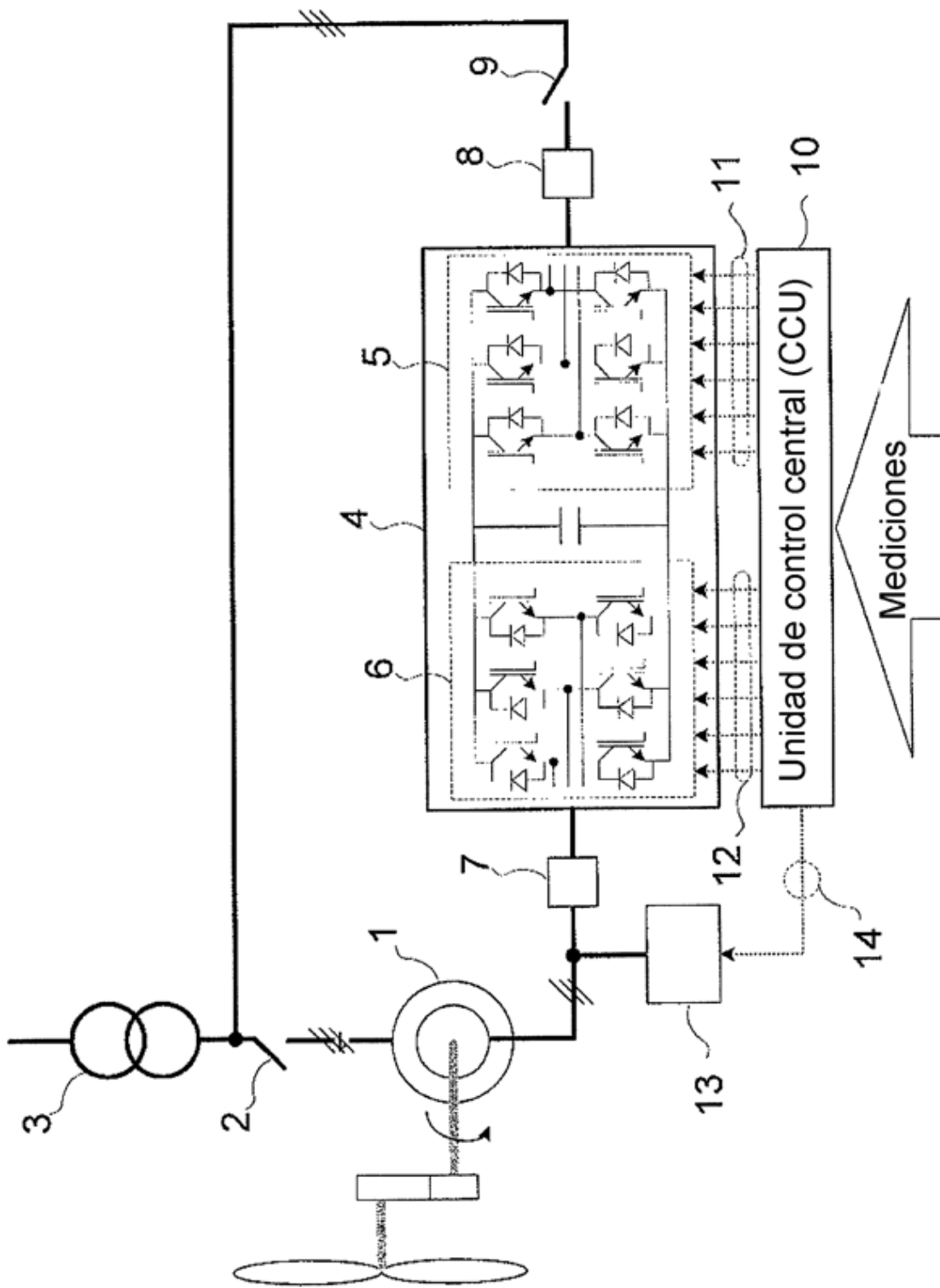


FIGURA 1

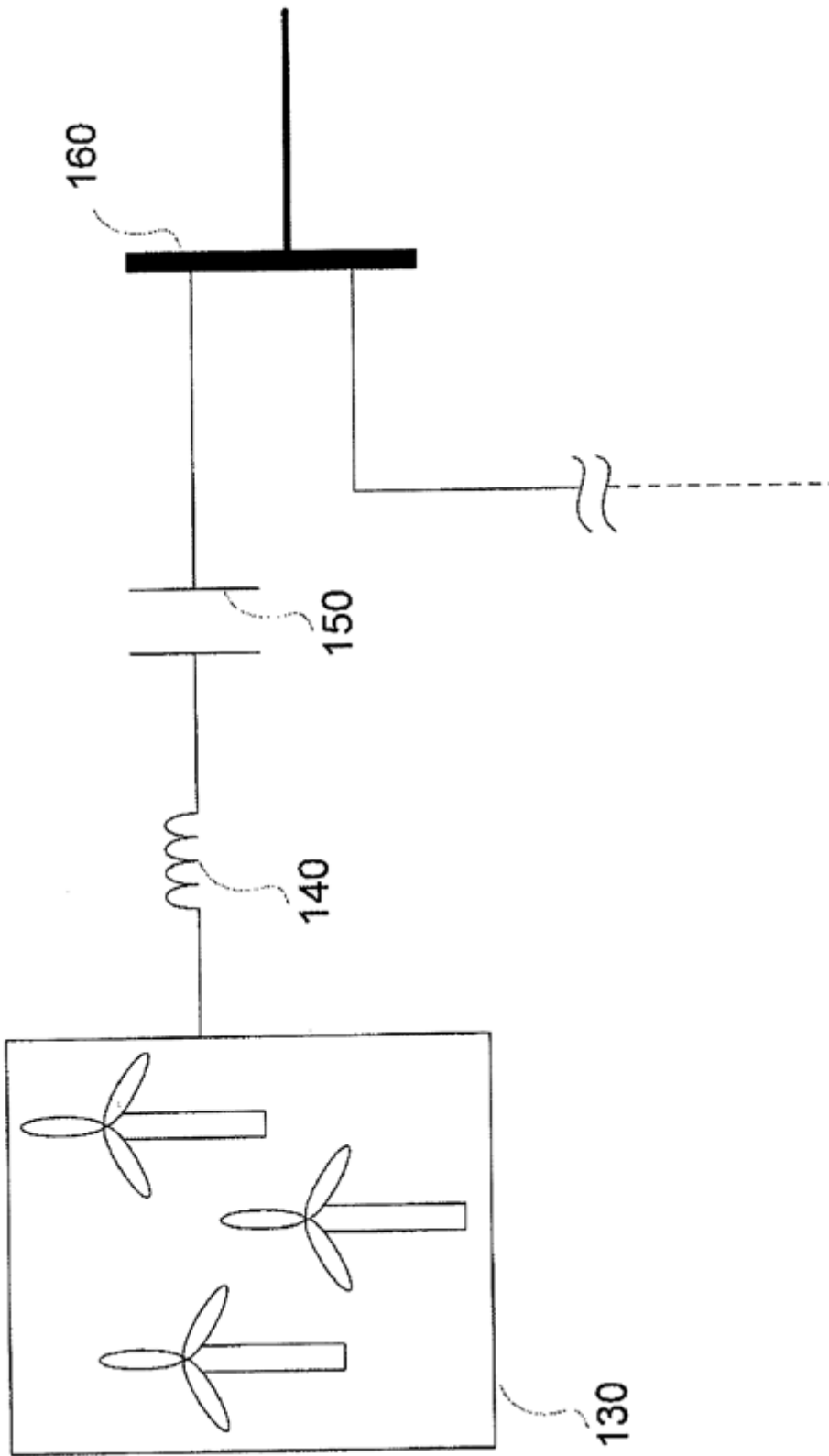


FIGURA 2

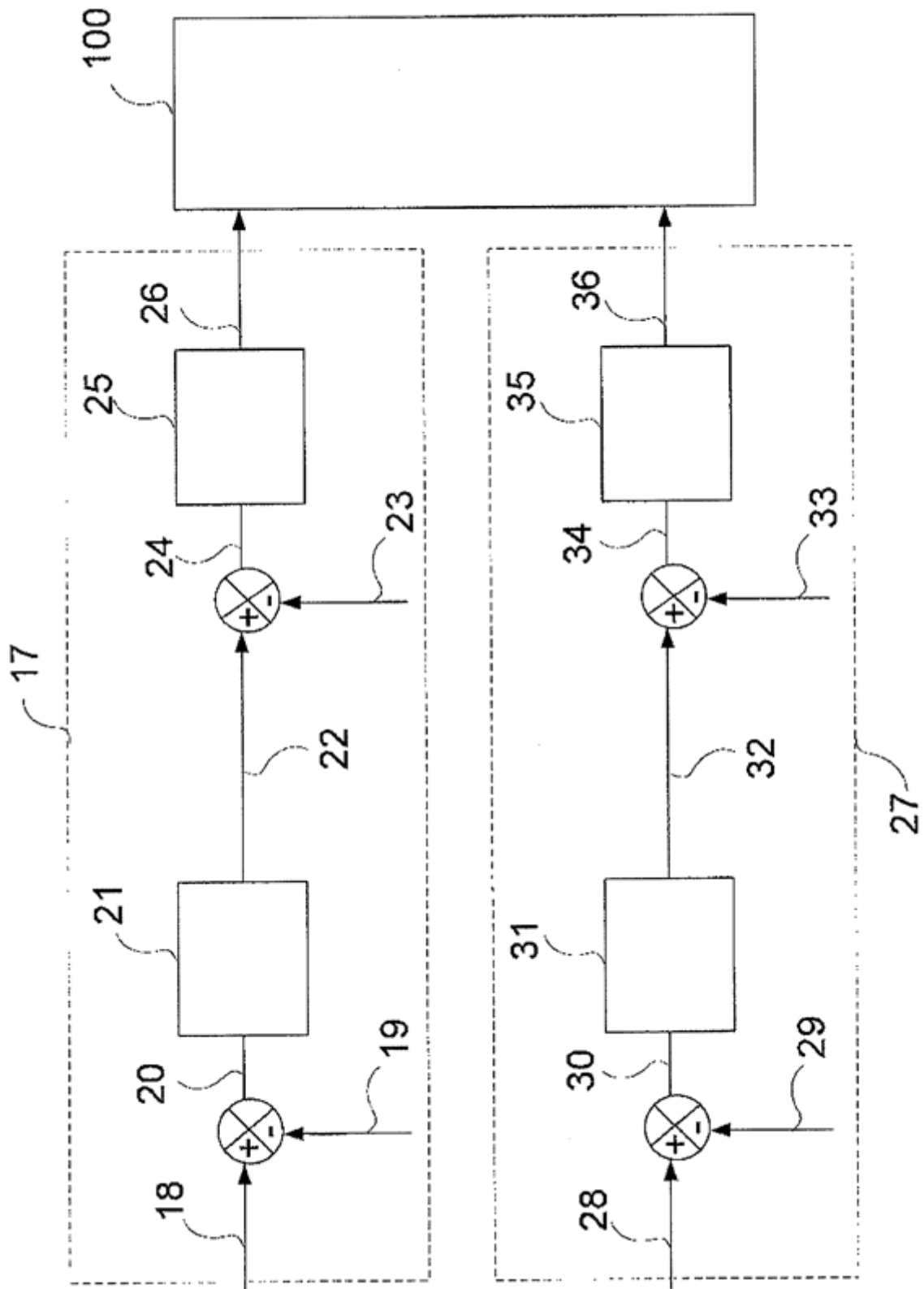


FIGURA 3

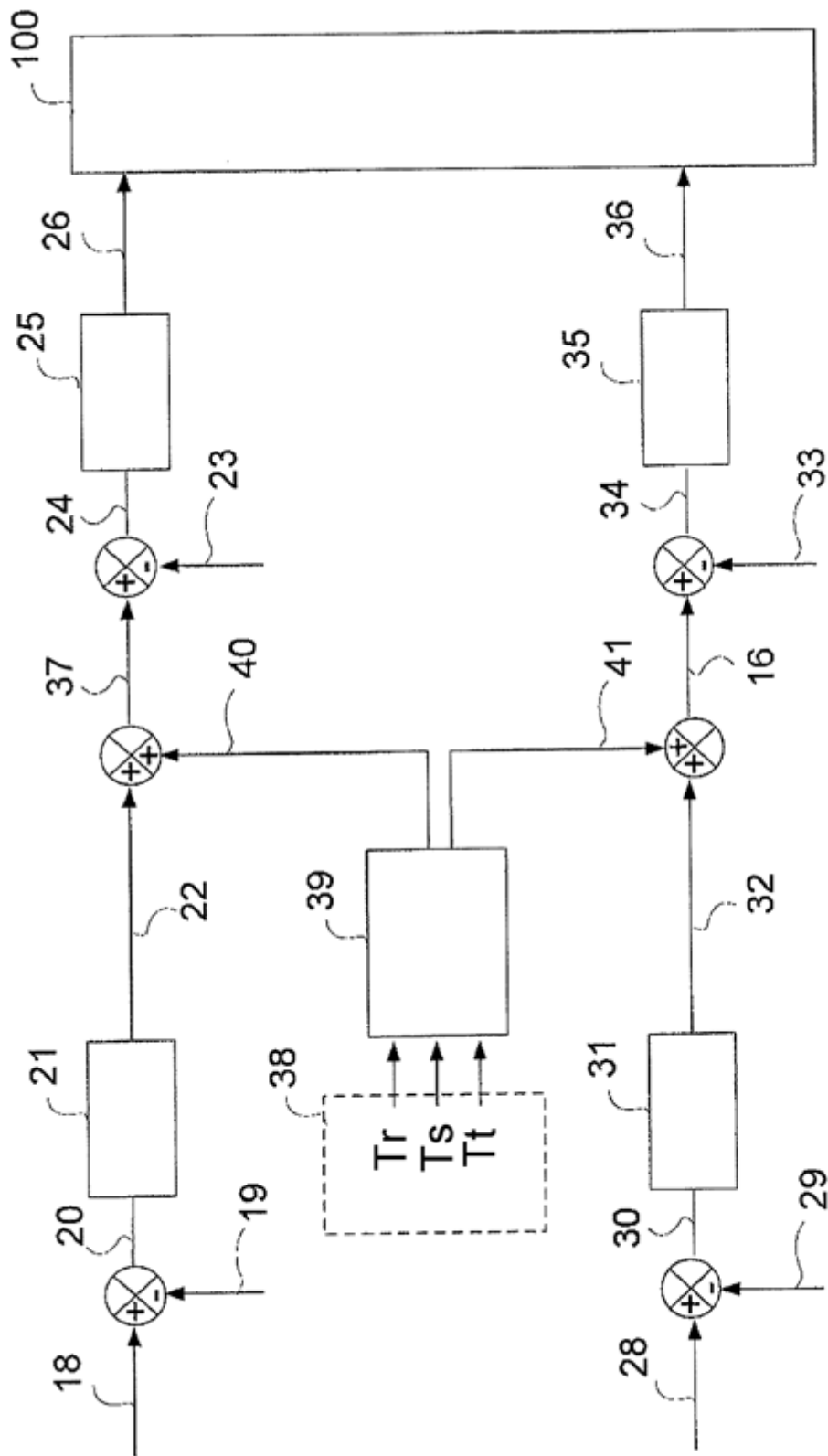


FIGURA 4

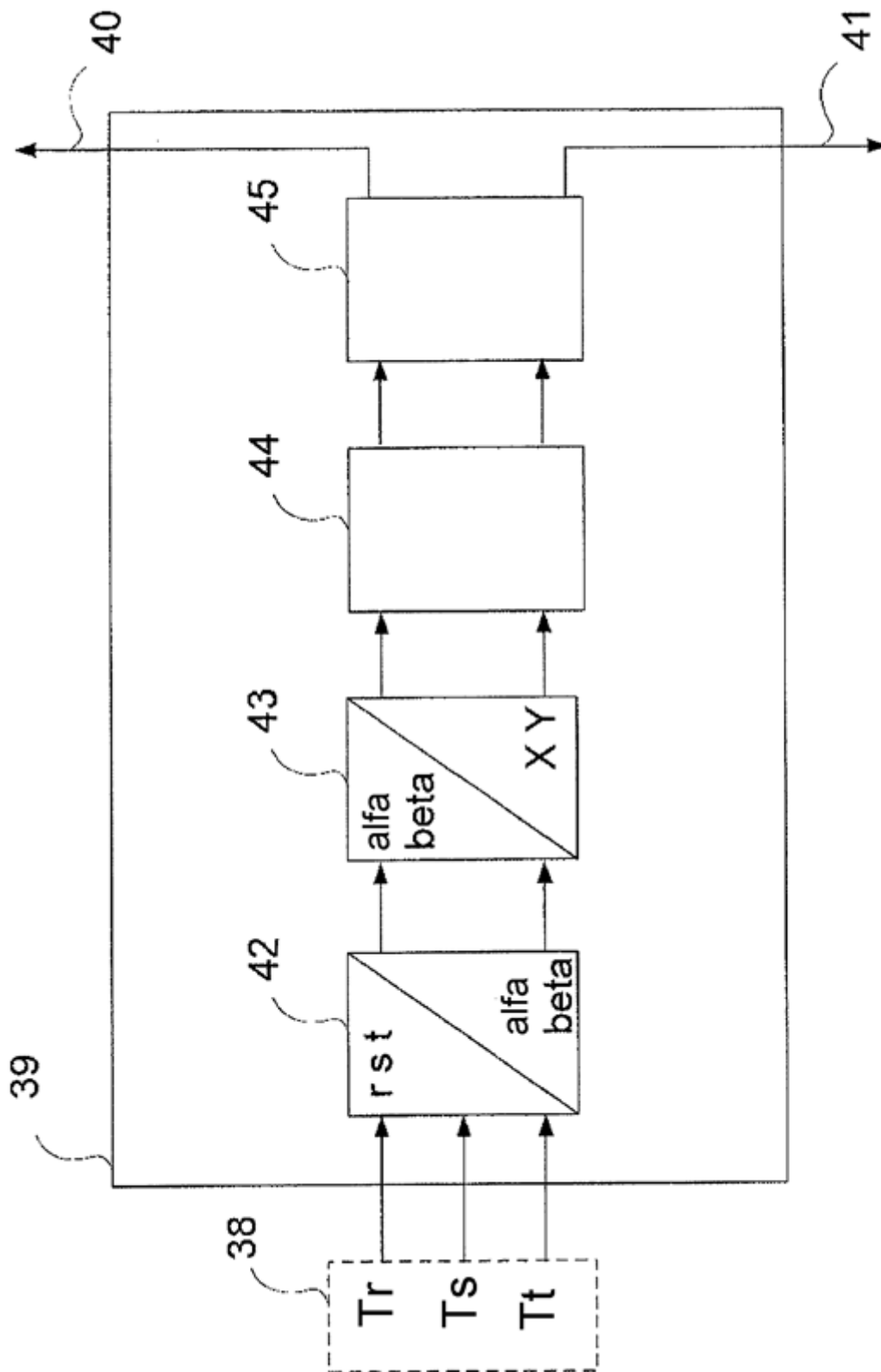


FIGURA 5



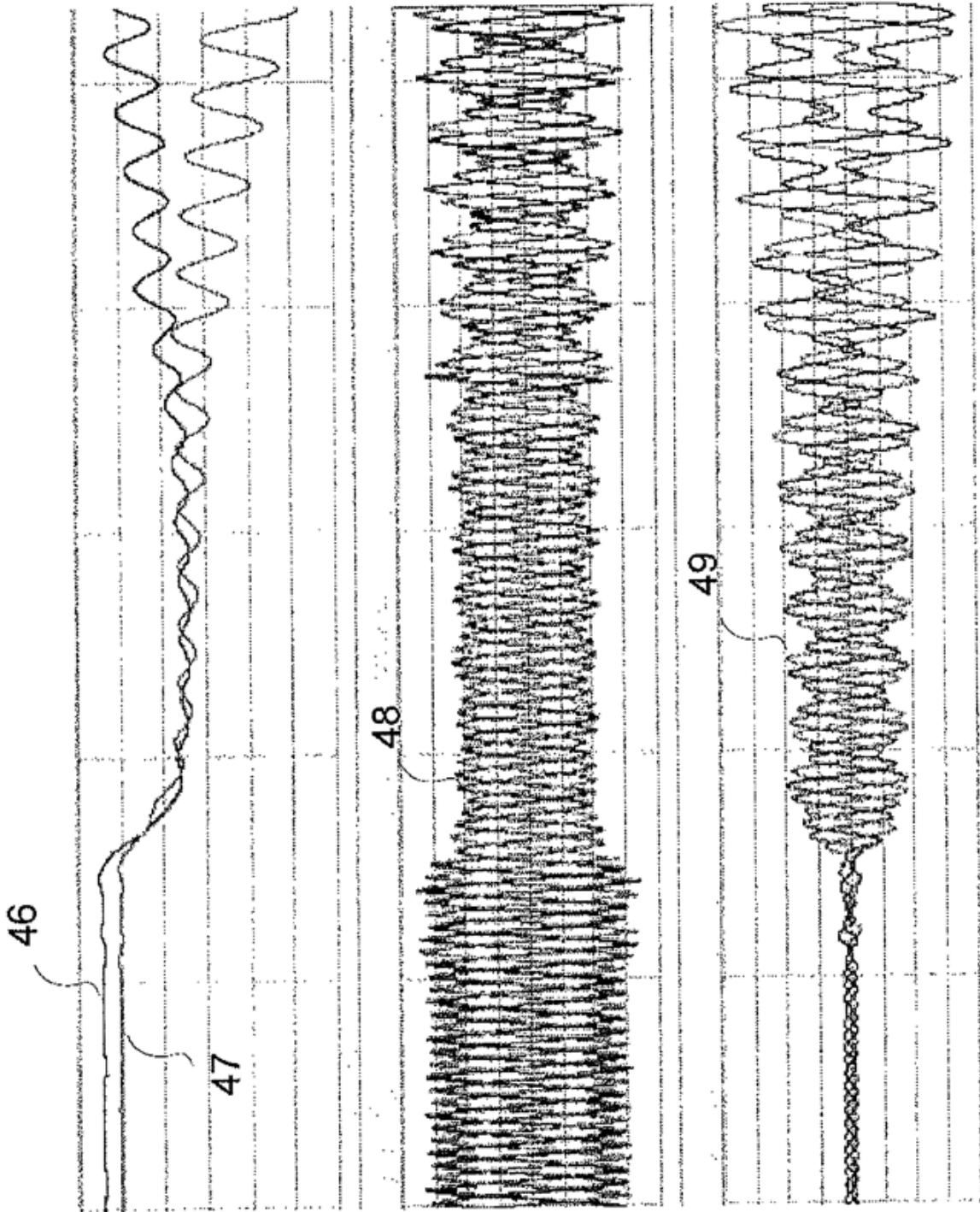


FIGURA 6

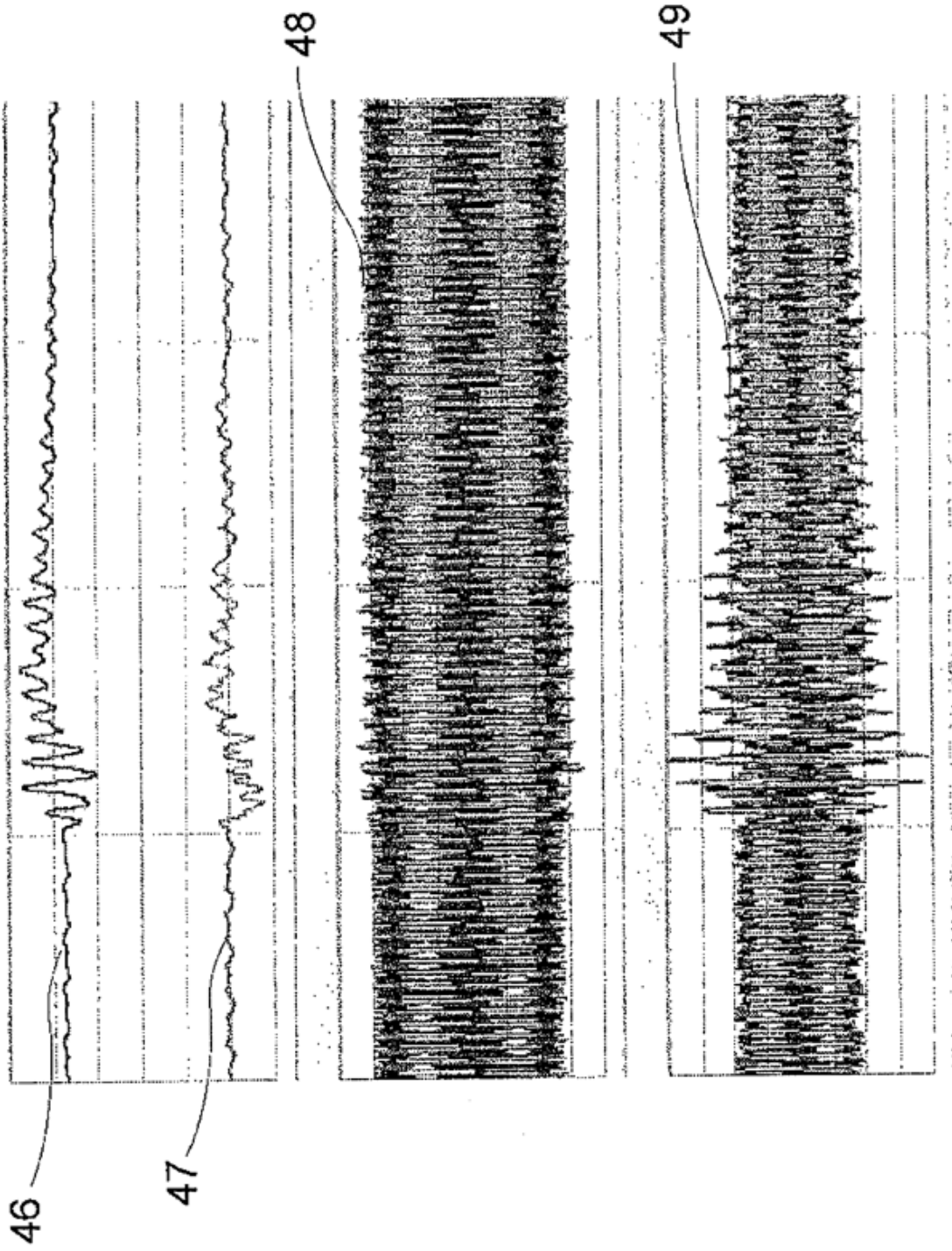


FIGURA 7

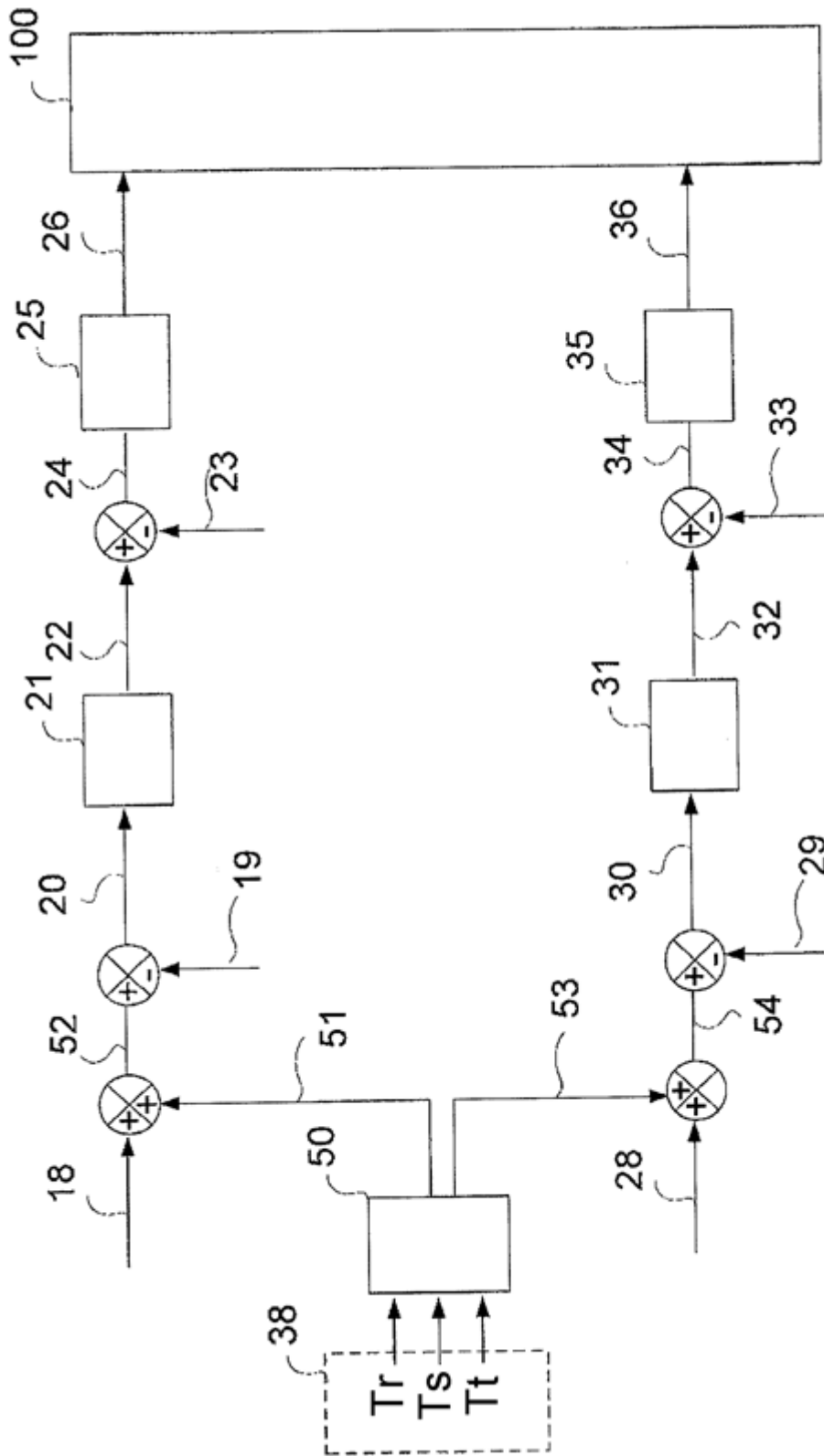


FIGURA 7a

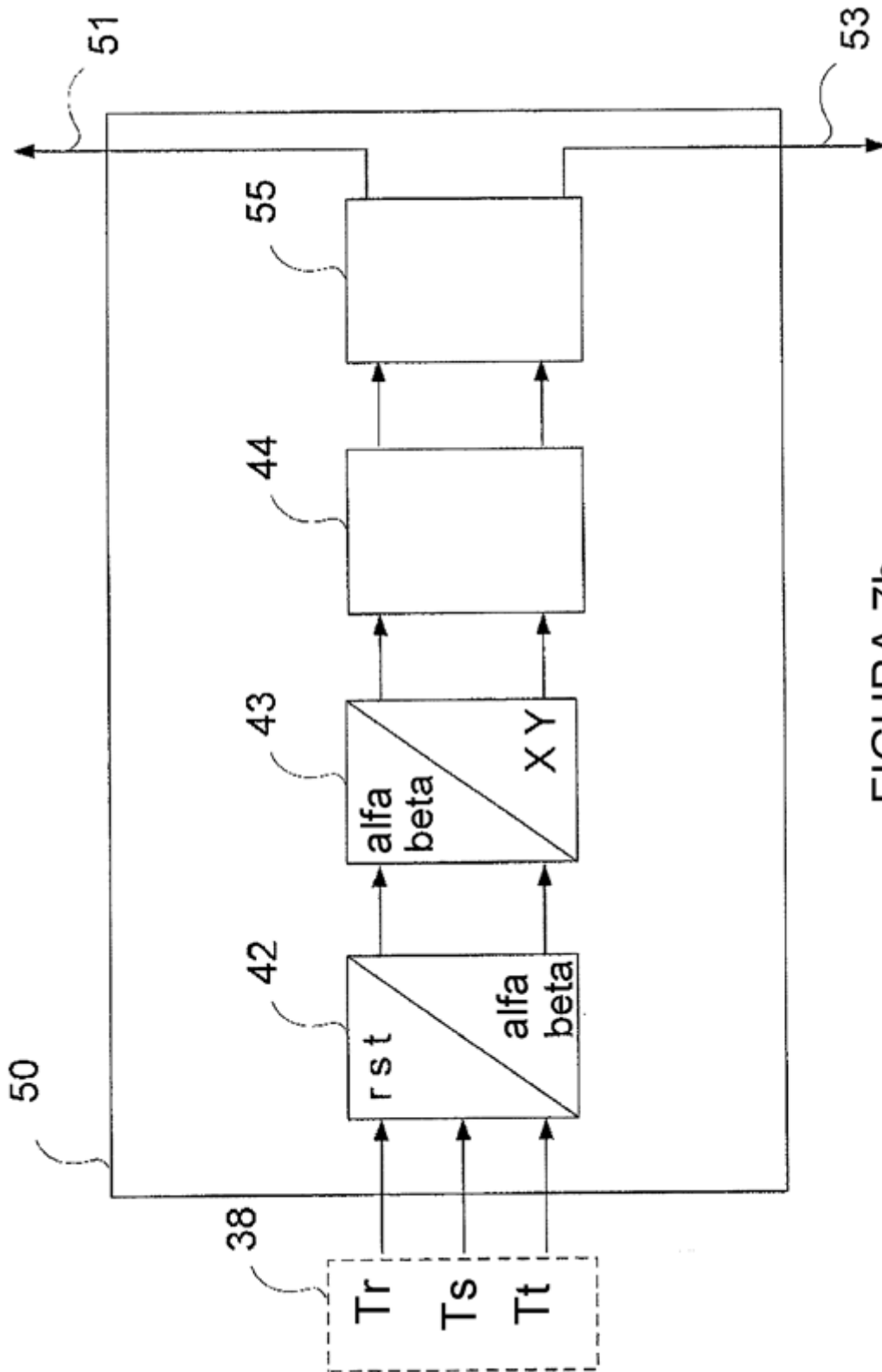


FIGURA 7b

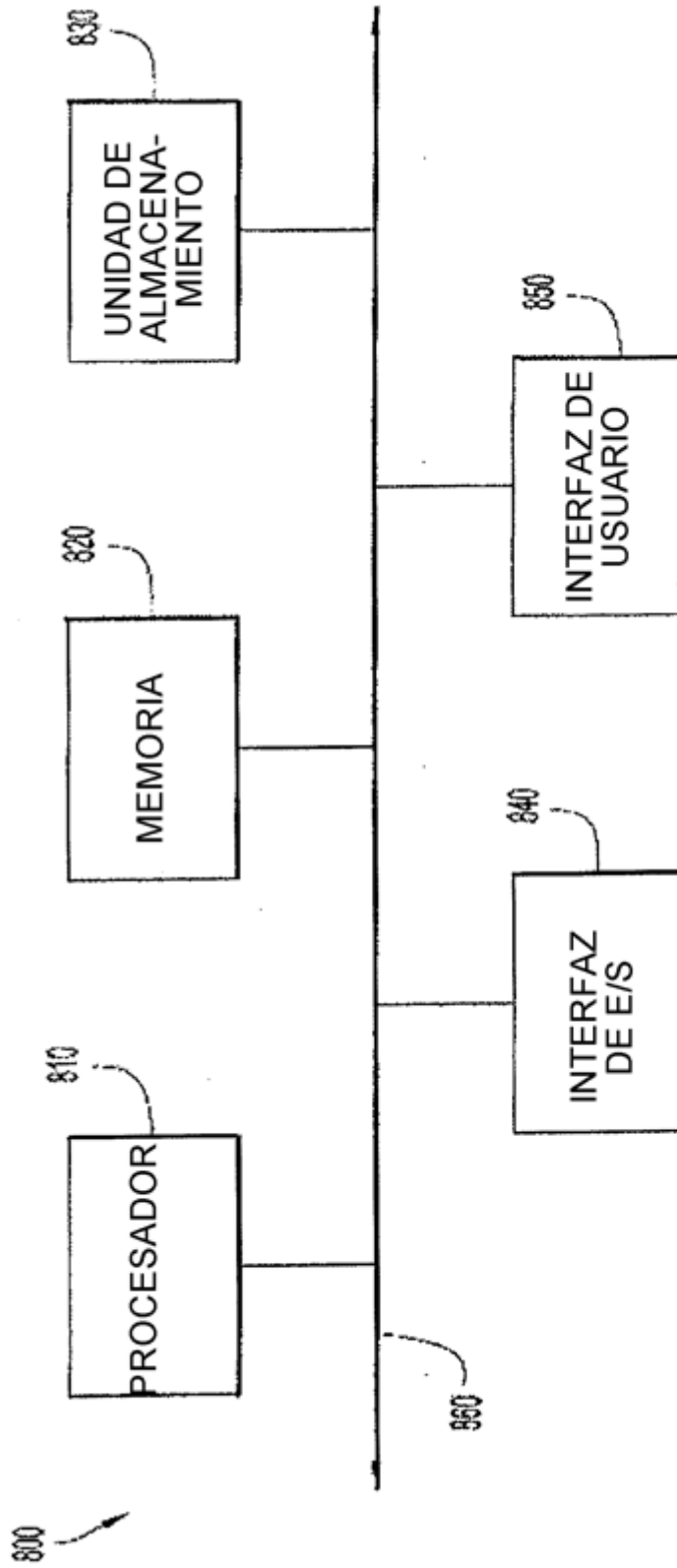


FIGURA 8

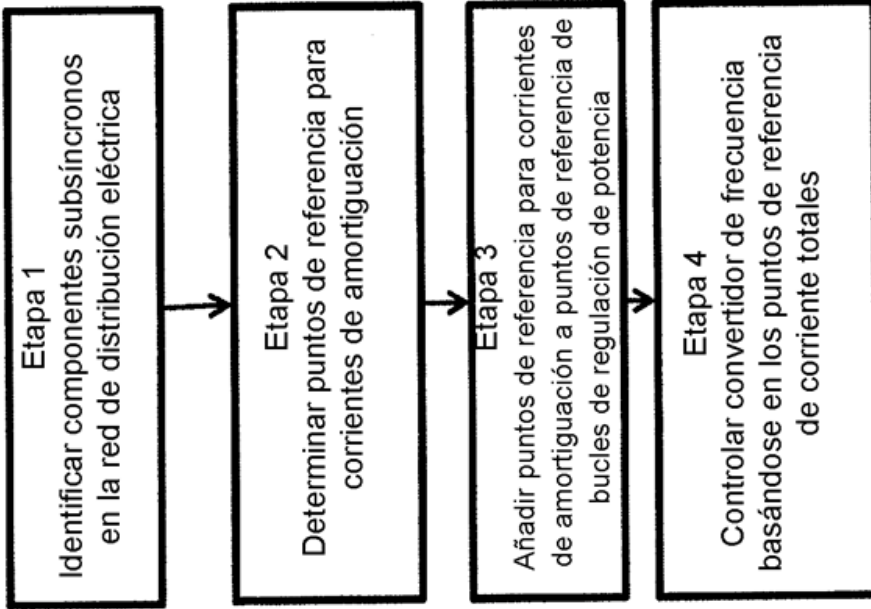


FIGURA 9