

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 611 131**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **02.10.2007 PCT/DK2007/000423**

87 Fecha y número de publicación internacional: **10.04.2008 WO08040350**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **02.10.2007 E 07801386 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.12.2016 EP 2070175**

54 Título: **Método de accionamiento de una turbina eólica conectada a una red de distribución eléctrica durante perturbación de red de distribución eléctrica, turbina eólica y parque eólico**

30 Prioridad:

02.10.2006 DK 200601275

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

05.05.2017

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
HEDEAGER 42
8200 AARHUS N, DK**

72 Inventor/es:

**HELLE, LARS;
NIELSEN, JOHN, GODSK y
JENSEN, MARK, JAMES**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 611 131 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

Método de accionamiento de una turbina eólica conectada a una red de distribución eléctrica durante perturbación de red de distribución eléctrica, turbina eólica y parque eólico

Antecedentes de la invención

- 5 La invención se refiere a un método de accionamiento de una turbina eólica conectada a una red de distribución eléctrica durante una perturbación de red de distribución eléctrica, turbina eólica y parque eólico.

Descripción de la técnica relacionada

- 10 Cuando un generador de turbina eólica o parque eólico conectado a la red de distribución eléctrica en un punto de conexión común (PCC) experimenta una perturbación de dicha red por ejemplo una caída de tensión, siempre tiene un gran impacto en el funcionamiento y control de la turbina eólica y/o parque eólico.

Para soportar la red durante dicha perturbación, códigos de red recientes requieren que diferentes parámetros de potencia se controlen según la gravedad de la perturbación de red.

- 15 Se han sugerido varios métodos para controlar turbinas eólicas durante la perturbación de red. La patente europea n.º EP 1 493 921 da a conocer un ejemplo de un método para controlar el ángulo de fase entre potencia activa y reactiva en función del nivel de tensión medido.

El documento WO 01 86143 da a conocer un método de accionamiento de una turbina eólica según el preámbulo de la reivindicación 1.

- 20 Un problema con las soluciones de la patente EP mencionada anteriormente es que puede no soportar suficientemente las redes de distribución eléctrica durante perturbaciones de red de distribución eléctrica debido a la complejidad de dichas perturbaciones.

Es un objeto de la presente invención describir una estrategia flexible de accionamiento de una turbina eólica durante una perturbación en la red de distribución eléctrica.

La invención

- 25 La invención proporciona un método de accionamiento de una turbina eólica conectada a una red de distribución eléctrica durante una perturbación de red de distribución eléctrica, dicho método comprende las etapas de:

controlar corriente activa en función de la desviación de frecuencia de una frecuencia de referencia, y

controlar corriente reactiva generada de la turbina en función de la desviación de tensión de una tensión de referencia.

- 30 Se garantiza así que la potencia/corriente activa generada de la turbina ayuda a estabilizar la frecuencia de red de distribución eléctrica y la potencia/corriente reactiva generada de la turbina ayuda a estabilizar la tensión de red de distribución eléctrica. Además se garantiza que la turbina eólica permanezca conectada a la red de distribución eléctrica durante dicha perturbación de red. Además se garantiza que la turbina eólica cumpla con códigos de red definidos.

- 35 En un aspecto de la invención se suministra corriente activa y/o reactiva al punto de conexión de red de distribución eléctrica de la turbina eólica mediante otros tipos de fuentes más allá de la turbina eólica. Se garantiza así que la potencia producida por otros tipos de fuentes se suministra de manera controlable a la red de distribución eléctrica durante dicha perturbación de red. Otros tipos de fuentes pueden ser por ejemplo baterías de condensadores, generadores diesel etc.

- 40 En otro aspecto de la invención dicho control de corriente activa y reactiva se ejecuta después de al menos un algoritmo de control. Se garantiza así que dicho control pueda realizarse por ejemplo basándose en parámetros medidos reales que producen un control óptimo de dichas corrientes.

En otro aspecto de la invención dicho algoritmo de control se implementa en al menos un controlador PID. Se garantiza así que el control se maneje mediante métodos bien conocidos y fiables.

En otro aspecto de la invención dicho algoritmo de control es:

$$\Delta i_Q = \sum_{n=0}^{\infty} k_{p_n} \Delta f^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{i_n} (\int \Delta f dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{d_n} \left(\frac{df}{dt} \right)^n$$

$$\Delta i_D = \sum_{n=0}^{\infty} k_{p_n} \Delta U^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{i_n} (\int \Delta U dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{d_n} \left(\frac{dU}{dt} \right)^n$$

En el que i_Q es la corriente activa e i_D es la corriente reactiva.

5 Se garantiza así que el control de la turbina eólica pueda adaptarse para cumplir con muchas demandas específicas de manera flexible, en función de los coeficientes de dicho algoritmo de control. Además se garantiza que el algoritmo de control pueda adaptarse para satisfacer el cumplimiento de varios códigos de red.

10 En otro aspecto de la invención valores de oscilaciones de cadena de transmisión $\Delta\omega$ son parámetros de control adicionales de dicho control de corriente activa. Se garantiza así que oscilaciones mecánicas de la cadena de transmisión, provocadas por el acontecimiento de fallo de red, pueda amortiguarse dando como resultado una reducción en cargas mecánicas sobre dicha cadena de transmisión. Además se garantiza que también puedan amortiguarse otros tipos de oscilaciones de la cadena de transmisión.

En otro aspecto de la invención dicho algoritmo de control es:

$$\Delta i_Q = \sum_{n=0}^{\infty} k_{p_n} \Delta f^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{i_n} (\int \Delta f dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{d_n} \left(\frac{df}{dt} \right)^n + k_{\omega} \Delta\omega$$

$$\Delta i_D = \sum_{n=0}^{\infty} k_{p_n} \Delta U^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{i_n} (\int \Delta U dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{d_n} \left(\frac{dU}{dt} \right)^n$$

y en el que i_Q es la corriente activa e i_D es la corriente reactiva.

15 Se garantiza así que pueda optimizarse la amortiguación de dicha cadena de transmisión en función de los coeficientes de dicho algoritmo de control.

En otro aspecto de la invención dicha corriente activa se controla en función de la desviación de frecuencia fuera de una banda muerta de frecuencia que comprende una frecuencia de referencia. Se garantiza así que la corriente activa sólo se controle/regule si dicha perturbación de red tiene un mayor impacto en la frecuencia de la red.

20 En otro aspecto de la invención dicha corriente reactiva se controla en función de la desviación de tensión fuera de una banda muerta de tensión que comprende una tensión de referencia. Se garantiza así que la corriente reactiva, durante una perturbación de red, sólo se controle/regule si dicha perturbación de red comprende una mayor caída de tensión y/o que dicho control/regulación sólo se ejecute si dicha caída de tensión tiene un mayor impacto en el funcionamiento de dicha turbina eólica.

25 En otro aspecto de la invención dicha banda muerta de frecuencia está en el intervalo de $\pm 4\%$ de dicha frecuencia de referencia por ejemplo 49,8 Hz a 50.2 Hz en un sistema de 50 Hz. Se garantiza así que dicha banda muerta de frecuencia cumpla con códigos de red existentes.

En otro aspecto de la invención dicha banda de muerta de tensión está en el intervalo del 100% al 85% de dicha tensión de referencia, preferiblemente en el intervalo del 100% al 90% de dicha tensión de referencia.

30 En otro aspecto de la invención dichos valores de referencia de tensión y/o frecuencia son valores nominales de red de distribución eléctrica por ejemplo un valor de frecuencia nominal de 50 ó 60 Hz. Se garantiza así que dicha invención cumpla con la red de distribución eléctrica a la que está conectada la turbina eólica. Además se garantiza que dicha invención cumpla con códigos de red especificados.

35 La invención también se refiere a una turbina eólica conectada a una red de distribución eléctrica durante una perturbación de red de distribución eléctrica que comprende medios de control para controlar la turbina eólica con un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores.

En otro aspecto de la invención dicha turbina eólica comprende un generador de velocidad variable y al menos un sistema convertidor para controlar corriente activa y/o reactiva suministrada a la red de distribución eléctrica.

La invención también se refiere a un parque eólico que comprende al menos dos turbinas eólicas.

Figuras

- 5 La invención se describirá a continuación con referencia a las figuras en las que
- la figura 1 ilustra una gran turbina eólica moderna que incluye tres palas de turbina eólica en el rotor de turbina eólica,
- la figura 2 ilustra esquemáticamente una realización preferida según la invención de una turbina eólica con un sistema de control para controlar los ángulos de paso de las palas de turbina eólica,
- 10 la figura 3 ilustra como un ejemplo una curva de tensión/tiempo que ilustra un hueco de tensión realista en la red,
- la figura 4 ilustra para una realización preferida de la invención el controlador de corriente activa y reactiva durante el funcionamiento normal es decir, sin perturbación de red,
- la figura 5 ilustra para una realización preferida de la invención el controlador de corriente activa y reactiva durante una perturbación de red,
- 15 la figura 6 ilustra una perturbación de red simulada que comprende un hueco de tensión y un hueco de frecuencia,
- las figuras 7a-e ilustran la respuesta de diferentes realizaciones de los controladores de corriente activa y reactiva durante una perturbación de red.

Descripción detallada

- 20 La figura 1 ilustra una turbina eólica moderna 1 con una torre 2 y una góndola de turbina eólica 3 posicionada encima de la torre.
- El rotor de turbina eólica, que comprende al menos una pala tal como tres palas de turbina eólica 5 tal como se ilustra, se conecta al buje 4 a través de mecanismos de paso 6. Cada mecanismo de paso incluye un cojinete de pala y medios de accionamiento de paso que permiten el paso de la pala. El proceso de paso se controla mediante un controlador de paso.
- 25 Tal como se ilustra en la figura, el viento por encima de un cierto nivel activará el rotor y permitirá que rote en una dirección perpendicular al viento. El movimiento de rotación se convierte a energía eléctrica que habitualmente se suministra a la red de distribución eléctrica tal como saben los expertos en la técnica.
- La figura 2 ilustra esquemáticamente una realización preferida de una turbina eólica con un sistema de control, o controlador, para controlar el funcionamiento de una turbina eólica.
- 30 Se miden datos de la turbina eólica 1 con, por ejemplo, medios sensores 7 situados en la góndola 3 tal como sensores de posición de paso, sensores de carga de pala, sensores acimutales de rotor, sensores de aceleración de torre etc. Los datos de sensor medidos se suministran a medios de computación 8 para convertir los datos en señales de realimentación. Las señales de realimentación se usan en varios sistemas de control, por ejemplo el sistema de control de paso 9a para controlar el ángulo de paso estableciendo valores de control para controlar dicha
- 35 al menos una pala de turbina eólica 5.
- Además medios sensores (no ilustrados) pueden comprender medios para medir parámetros de componentes o sistemas conectados a dicha turbina eólica tal como potencia y/o corriente suministrada real a una red de distribución eléctrica, frecuencia real de la red o similares. Dichos parámetros medidos también se suministran a medios de computación 8 para convertir los datos en señales de realimentación usadas para el control de por
- 40 ejemplo un sistema de control de convertidor de turbina eólica.
- Los medios de computación 8 preferiblemente incluyen un microprocesador y medios de almacenamiento informáticos para el control continuo de la dicha señal de realimentación. Como muchas perturbaciones de red están provocadas por cortocircuitos en algún lugar en la red de distribución eléctrica que dan como resultado un consumo de potencia excesivo (disipación), la perturbación de red puede afectar tanto el nivel de tensión en PCC como la
- 45 frecuencia de dicha red.
- Como la frecuencia en la red de distribución eléctrica está determinada/afectada solamente por el equilibrio entre la producción de potencia activa y el consumo de potencia activa, la potencia/corriente activa generada de la turbina ayuda a estabilizar la frecuencia de red de distribución eléctrica mientras que la tensión en el PCC está principalmente afectada por la potencia/corriente reactiva generada por la turbina eólica/parque eólico.
- 50 La figura 3 ilustra un ejemplo de una curva de tensión frente a tiempo que ilustra un acontecimiento de fallo de red

realista.

Como muchas perturbaciones de red están provocadas por cortocircuitos en algún lugar en la red de distribución eléctrica que dan como resultado un consumo de potencia excesivo (disipación), la perturbación de red puede afectar tanto el nivel de tensión en PCC como la frecuencia de dicha red.

- 5 Como la frecuencia en la red de distribución eléctrica está determinada/afectada solamente por el equilibrio entre la producción de potencia activa y el consumo de potencia activa, la potencia/corriente activa generada de la turbina ayuda a estabilizar la frecuencia de red de distribución eléctrica mientras que la tensión en el PCC está principalmente afectada por la potencia/corriente reactiva generada por la turbina eólica/parque eólico.

- 10 Para el ejemplo mostrado, tiempo = 0 cuando la tensión cae por debajo de un U_{umbral} de por ejemplo el 85% del nominal. Para este ejemplo el fallo de red dura aproximadamente 100 ms tal como se indica en la figura. Es importante para el funcionamiento de una turbina eólica que pueda permanecer conectada a la red durante dicho acontecimiento de fallo para suministrar potencia a la red de manera continua.

Con referencia a la figura 4 y la figura 5:

- 15 P^* , Q^* son demandas de potencia activa y reactiva de referencia respectivamente definidas por una estructura de control exterior tal como control de turbina eólica exterior, operario de red etc.

P , Q son potencia activa y reactiva medida respectivamente suministrada a la red de distribución eléctrica.

f^* es una frecuencia de referencia definida por un generador de frecuencia generada interior con una frecuencia de por ejemplo 50 ó 60 Hz o definida por una estructura de control exterior tal como control de turbina eólica exterior, operario de red etc.

- 20 f es la frecuencia medida de la red.

V^* es una tensión de referencia por ejemplo definida exteriormente tal como por un operario de red, una estructura de control exterior o un valor definido fijo.

V es la tensión medida de la red.

i_a , i_b , i_c son la corriente trifásica medida suministrada a la red.

- 25 i_q^* , i_d^* son corrientes activa y reactiva demandadas respectivamente desde un controlador de potencia

i_q , i_d son corrientes activa y reactiva medidas respectivamente suministradas a la red, transformadas desde dicha corriente trifásica.

v_q^* , v_d^* son referencias de tensión reguladas.

S_a , S_b , S_c son señales de control trifásicas reguladas a un convertidor

- 30 La figura 4 ilustra para una realización de la invención el sistema de control de potencia durante el funcionamiento normal es decir sin perturbación de red de distribución eléctrica.

Dicho sistema de control de potencia preferiblemente se implementa en un sistema basado en microprocesador, ejecutando algoritmos preprogramados para regular un conjunto de parámetros de salida basándose en conjuntos de parámetros de entrada.

- 35 Para una realización de la invención el sistema de control de potencia activa 10 se acciona de la siguiente manera:

La diferencia (error) entre la potencia suministrada real P y la demandada P^* se alimenta a un primer controlador 12 que proporciona una señal de corriente demandada i_q^* . Dicha i_q^* se resta a su vez de una señal i_q que representa la corriente activa medida suministrada a la red. El resultado es una señal de regulación de corriente que se suministra a un segundo controlador 13 que produce una señal de referencia de tensión regulada v_q^* . La señal i_q es una transformación de corriente trifásica medida real suministrada a la red i_a , i_b , i_c . Dicha v_q^* experimenta una transformación inversa (en combinación con una señal de referencia de tensión regulada similar para el control de potencia reactiva v_d^*) para crear señales de control trifásicas reguladas a un sistema convertidor S_a , S_b , S_c que controla la corriente activa y reactiva suministrada a la red. Dicho sistema convertidor puede ser por ejemplo un convertidor a escala completa para un generador síncrono o un convertidor de lado de rotor para un generador asíncrono de doble alimentación.

- 45 Los coeficientes para dichos controladores primero 12 y segundo 13 se eligen para dar una respuesta de sistema de control de potencia activa 10 deseada basándose en su entrada.

Una estructura de control similar 11 es aplicable al control de potencia reactiva, pero con otro conjunto de parámetros de control por ejemplo la potencia reactiva suministrada real Q , la potencia reactiva demandada Q^* y la

corriente reactiva medida suministrada a la red id.

La figura 5 ilustra para una realización de la invención la estructura de control para controlar la corriente activa y reactiva respectivamente suministrada a la red durante una perturbación de red de distribución eléctrica.

5 Tal como se expone en las reivindicaciones, el control de corriente activa se realiza en función de la desviación de frecuencia de una frecuencia de referencia y el control de corriente reactiva se realiza en función de la desviación de tensión de una tensión de referencia. Los parámetros de frecuencia y tensión se usan por tanto como parámetros de control al sistema de control de corriente durante dicha perturbación.

Para una realización preferida de la invención el control de corriente activa se realiza de la siguiente manera:

10 La diferencia (error) entre la frecuencia de la red medida real f y la referencia de frecuencia demandada f^* se alimenta a un primer controlador 14 que proporciona una señal de corriente demandada i_q^* . Dicha i_q^* se resta a su vez de una señal i_q que representa la corriente activa medida suministrada a la red. El resultado es una señal de regulación de corriente que se suministra a un segundo controlador 15 que produce una señal de referencia de tensión regulada v_q^* . La señal i_q es una transformación de corriente trifásica medida real suministrada a la red i_a, i_b, i_c . Dicha v_q^* experimenta una transformación inversa (en combinación con una señal de referencia de tensión regulada similar para el control de reactiva potencia v_d^*) para crear señales de control trifásicas reguladas a un sistema convertidor S_a, S_b, S_c que controla la corriente activa y reactiva suministrada a la red.

Los coeficientes para dichos controladores primero 14 y segundo 15 se eligen para dar una respuesta de sistema de control de corriente activa 16 deseada basándose en su entrada.

20 Una estructura de control similar 17 es aplicable al control de corriente reactiva, pero con otro conjunto de parámetros de control, por ejemplo la tensión de red real v , una tensión de red de referencia v^* y la corriente reactiva medida suministrada a la red id.

Para una realización preferida de la invención la implementación de dicho controlador de corriente durante una perturbación de red de distribución eléctrica comprende algoritmos de control para dichos primeros controladores 14, 18 en la forma de:

$$\Delta i_Q = \sum_{n=0}^{\infty} k_{p_n} \Delta f^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{i_n} \left(\int \Delta f dt \right)^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{d_n} \left(\frac{df}{dt} \right)^n$$

$$\Delta i_D = \sum_{n=0}^{\infty} k_{p_n} \Delta U^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{i_n} \left(\int \Delta U dt \right)^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{d_n} \left(\frac{dU}{dt} \right)^n$$

25 Para otra realización preferida de la invención, el algoritmo de control para regular la corriente activa durante una perturbación de red de distribución eléctrica comprende además una secuencia para amortiguar las oscilaciones mecánicas en la cadena de transmisión provocadas por dicha perturbación de red. Para esta realización dicho primer controlador 14 comprende un algoritmo de control para regular la corriente activa en la forma de:

$$\Delta i_Q = \sum_{n=0}^{\infty} k_{p_n} \Delta f^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{i_n} \left(\int \Delta f dt \right)^n + \sum_{n=0}^{\infty} k_{d_n} \left(\frac{df}{dt} \right)^n + k_{\omega} \Delta \omega$$

30 Para esta realización dicho primer controlador 14 recibe una señal de entrada que representa dichas oscilaciones en la cadena de transmisión.

Las figuras 7a-e ilustran respuestas simuladas para diferentes realizaciones del controlador de corriente inventado bajo la influencia de una perturbación de red simulada tal como se muestra en la figura 6.

35 La perturbación de red tal como se simula en la figura 6 comprende un hueco de tensión y un hueco de frecuencia empezando a tiempo = 1 [s].

La tabla 1 y la tabla 2 enumeran los coeficientes para dichos primeros controladores 14, 18 para diferentes realizaciones de la invención. La tabla 1 muestra los coeficientes para el primer controlador de corriente activa 14 mientras que la tabla 2 muestra los coeficientes para el primer controlador de corriente reactiva 18.

40 Tabla 1: Coeficientes de primer controlador de corriente activa

Realización	kp0	kp1	Kpx (x>1)	kix (x>=0)	kd1	kdx (≠1)	kω
1	1	0	0	0	0	0	0
2	0	0,5	0	0	0	0	0
3	0	0,2	0	0	0,05	0	0
4	0,44	0	0	0	0	0	0
5	$\frac{P_{const}}{U_{red}}$	0	0	0	0	0	0

Tabla 2: Coeficientes de primer controlador de corriente reactiva

Realización	kp0	kp1	Kpx (x>1)	kix (x>=0)	kd1	kdx (≠1)
1	0,44	0	0	0	0	0
2	0	0,1	0	0	0	0
3	0	0,5	0	0	0	0
4	1	0	0	0	0	0
5	0	2	0	0	0	0

La presente invención se refiere a cualquier tipo de turbina eólica que comprende un generador y uno o más sistemas convertidores para controlar el suministro de potencia activa y reactiva y/o corriente activa y reactiva a una red de distribución eléctrica tal como un convertidor a escala completa para un generador síncrono o asíncrono o un convertidor de lado de rotor para un generador asíncrono de doble alimentación.

5

Lista

- 1. Turbina eólica
- 2. Torre
- 3. Góndola
- 10 4. Buje
- 5. Mecanismo de paso
- 6. Pala
- 7. Medios sensores
- 8. Medios de computación
- 15 9a. Sistema de control de paso
- 9b. Sistema de control de convertidor
- 10. Sistema de control de potencia activa – funcionamiento normal
- 11. Sistema de control de potencia reactiva – funcionamiento normal
- 12. Primer controlador – funcionamiento normal
- 20 13. Segundo controlador – funcionamiento normal
- 14. Primer controlador de corriente activa - perturbación de red
- 15. Segundo controlador de corriente activa - perturbación de red
- 16. Sistema de control de corriente activa control sistema - perturbación de red
- 17. Sistema de control de corriente reactiva - perturbación de red
- 25 18. Primer controlador de corriente reactiva - perturbación de red

REIVINDICACIONES

1. Método de accionamiento de una turbina eólica (1) conectada a una red de distribución eléctrica durante una perturbación de red de distribución eléctrica, dicho método comprende las etapas de:

5 controlar corriente activa generada de la turbina en función de la desviación de frecuencia de una frecuencia de referencia, y

caracterizado porque además comprende la etapa de controlar corriente reactiva generada de la turbina en función de la desviación de tensión de una tensión de referencia.

10 2. Método de accionamiento de una turbina eólica según la reivindicación 1, en el que corriente activa y/o reactiva se suministra al punto de conexión de red de distribución eléctrica de la turbina eólica mediante otros tipos de fuentes más allá de la turbina eólica.

3. Método según las reivindicaciones 1 ó 2, en el que dicho control de corriente activa y reactiva se ejecuta después de al menos un algoritmo de control.

4. Método de accionamiento de una turbina eólica según la reivindicación 3, en el que dicho algoritmo de control se implementa en al menos un controlador PID.

15 5. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones 3 ó 4, en el que dicho algoritmo de control es:

$$\Delta i_Q = \sum_{n=0}^{\infty} kp_n \Delta f^n + \sum_{n=0}^{\infty} ki_n (\int \Delta f dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} kd_n \left(\frac{df}{dt} \right)^n$$

$$\Delta i_D = \sum_{n=0}^{\infty} kp_n \Delta U^n + \sum_{n=0}^{\infty} ki_n (\int \Delta U dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} kd_n \left(\frac{dU}{dt} \right)^n$$

y en el que i_Q es la corriente activa e i_D es la corriente reactiva.

20 6. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que valores de oscilaciones de cadena de transmisión $\Delta\omega$ son parámetros de control adicionales de dicho control de corriente activa.

7. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicho algoritmo es:

$$\Delta i_Q = \sum_{n=0}^{\infty} kp_n \Delta f^n + \sum_{n=0}^{\infty} ki_n (\int \Delta f dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} kd_n \left(\frac{df}{dt} \right)^n + k_\omega \Delta\omega$$

$$\Delta i_D = \sum_{n=0}^{\infty} kp_n \Delta U^n + \sum_{n=0}^{\infty} ki_n (\int \Delta U dt)^n + \sum_{n=0}^{\infty} kd_n \left(\frac{dU}{dt} \right)^n$$

25 y en el que i_Q es la corriente activa e i_D es la corriente reactiva.

8. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicha corriente activa se controla en función de la desviación de frecuencia fuera de una banda muerta de frecuencia que comprende una frecuencia de referencia.

30 9. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicha corriente reactiva se controla en función de la desviación de tensión fuera de una banda muerta de tensión que comprende una tensión de referencia.

10. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicha banda muerta de frecuencia está en el intervalo de $\pm 4\%$ de dicha frecuencia de referencia por

ejemplo 49,8 Hz a 50,2 Hz en un sistema de 50 Hz.

11. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicha banda muerta de tensión está en el intervalo del 100% al 85% de dicha tensión de referencia, preferiblemente en el intervalo del 100% al 90% de dicha tensión de referencia.
- 5 12. Método de accionamiento de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dichos valores de tensión y/o frecuencia de referencia son valores nominales de red de distribución eléctrica por ejemplo un valor de frecuencia nominal de 50 ó 60 Hz.
13. Turbina eólica conectada a una red de distribución eléctrica durante una perturbación de red de distribución eléctrica que comprende medios de control para controlar la turbina eólica con un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores.
- 10 14. Turbina eólica según la reivindicación 13 que comprende un generador de velocidad variable y al menos un sistema convertidor para controlar corriente activa y/o reactiva suministrada a la red de distribución eléctrica.
15. Parque eólico que comprende al menos dos turbinas según la reivindicación 13 y/o 14.

15

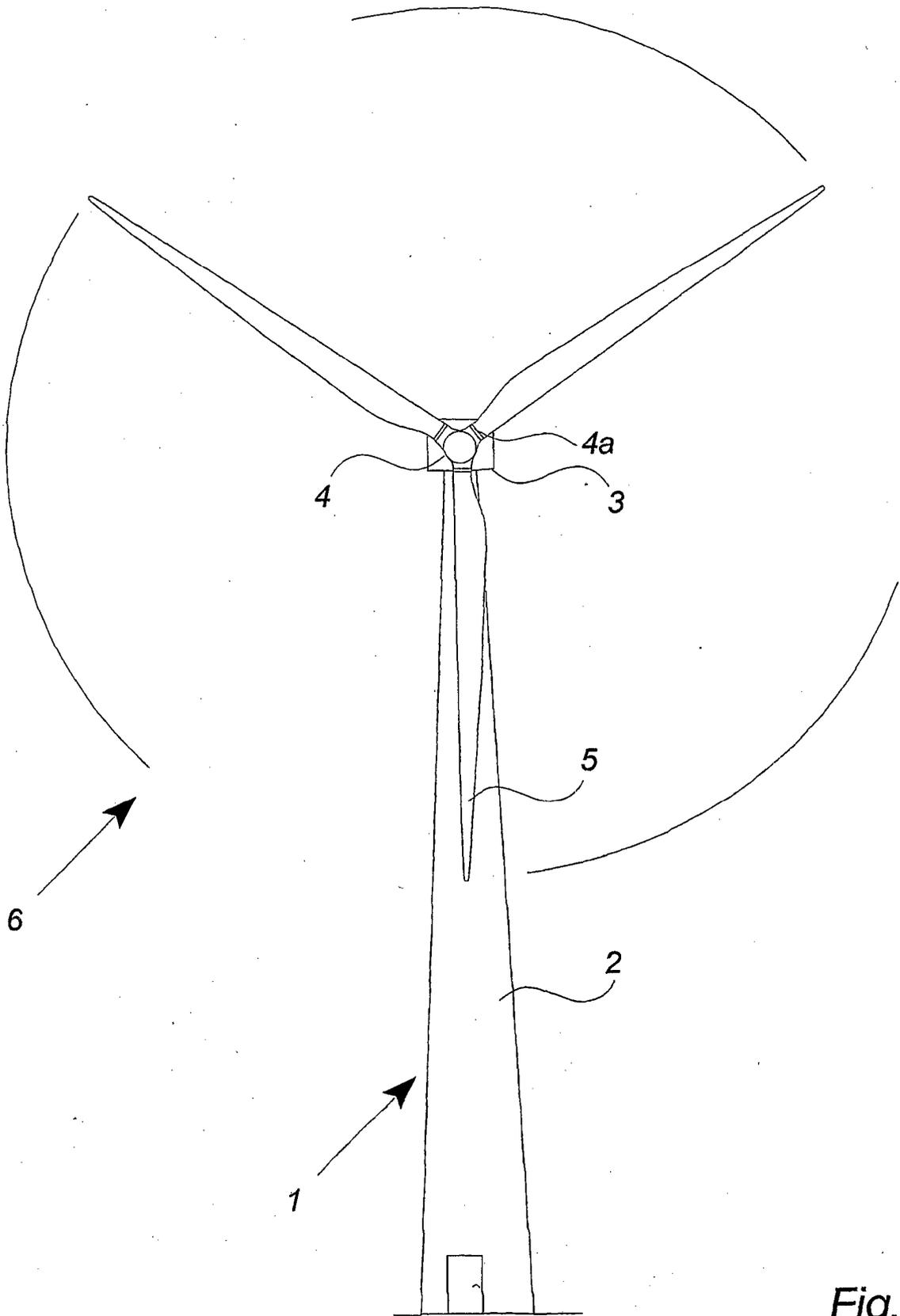


Fig. 1

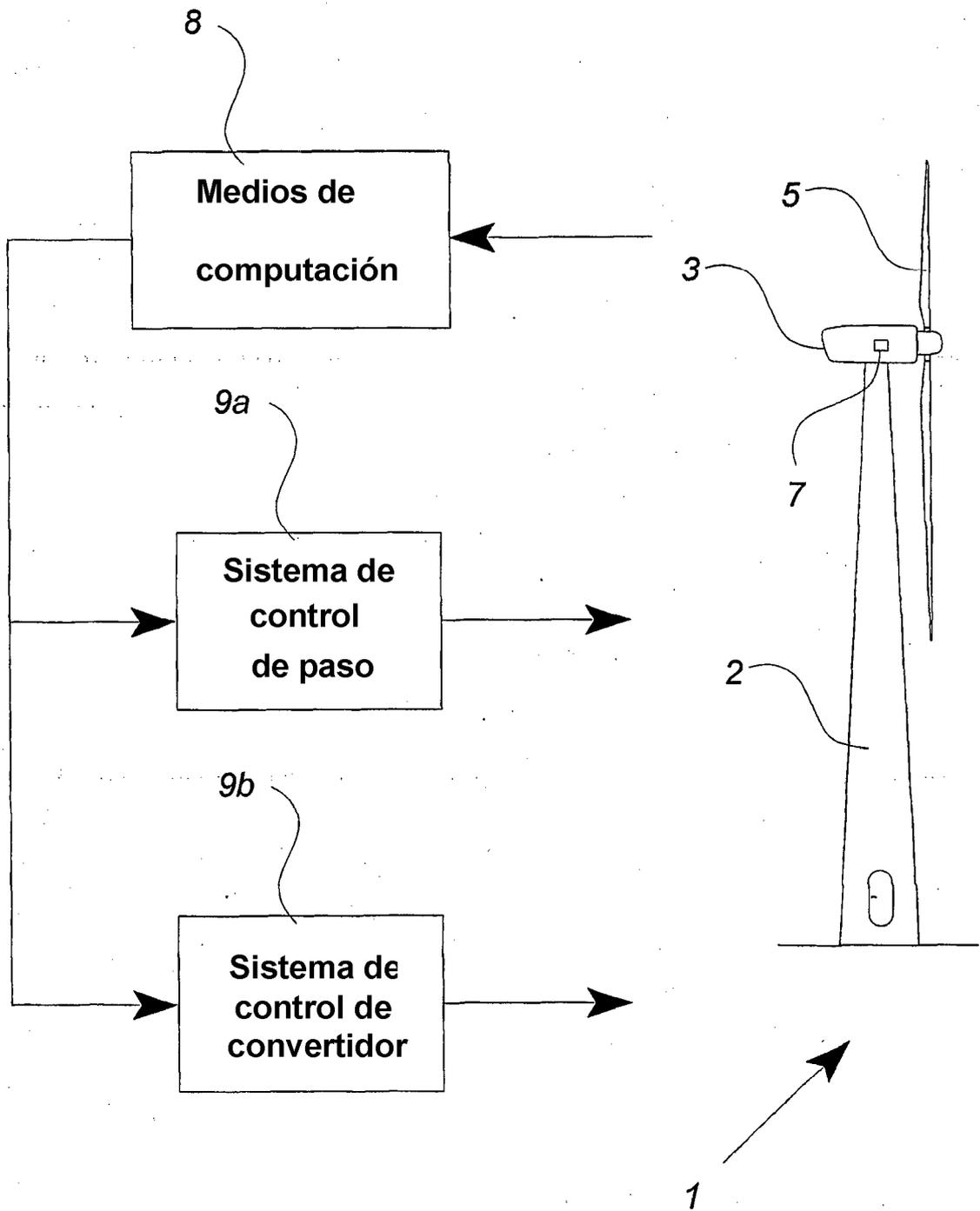


Fig. 2

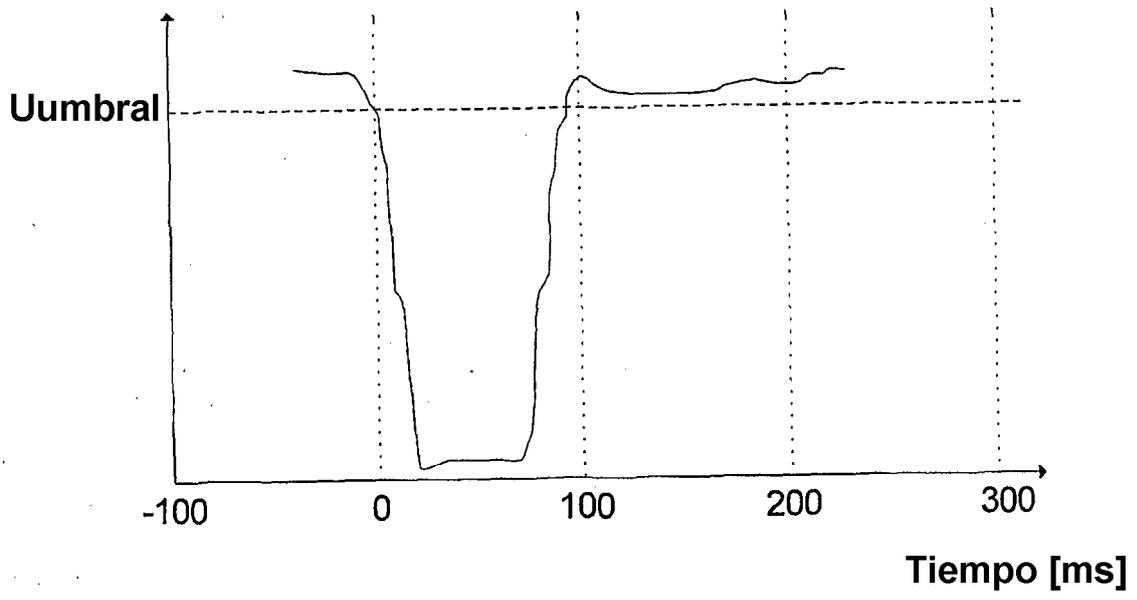


Fig. 3

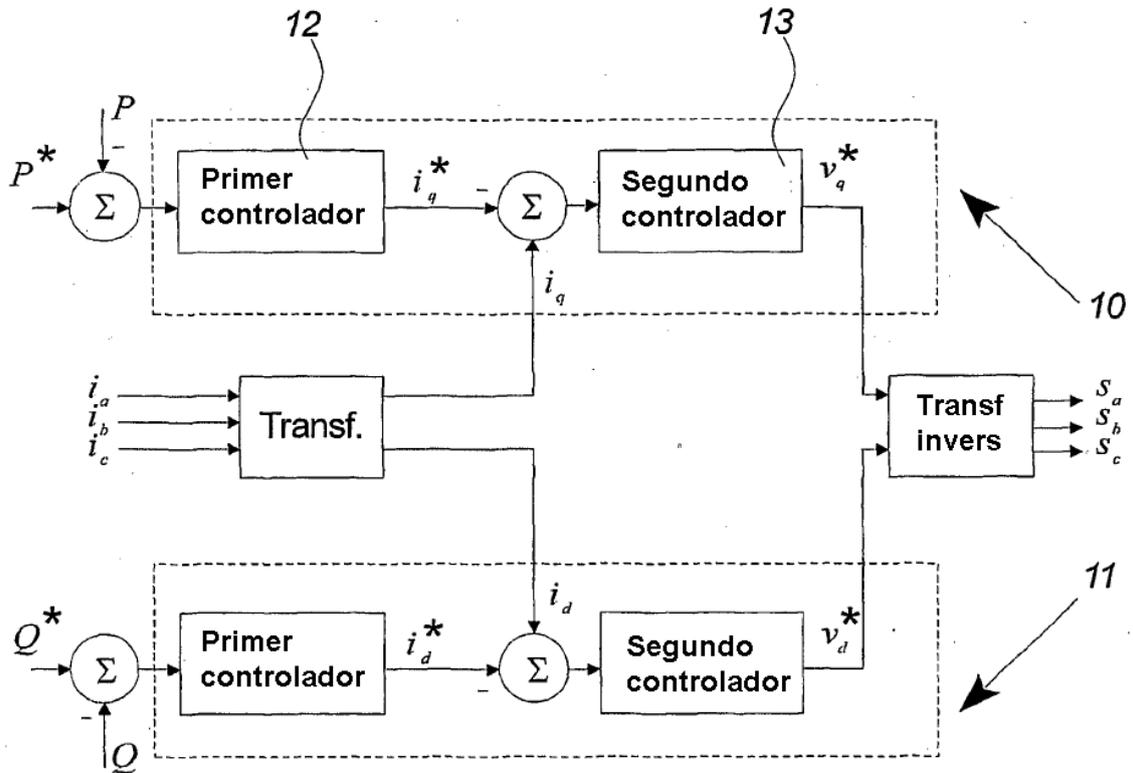


Fig. 4

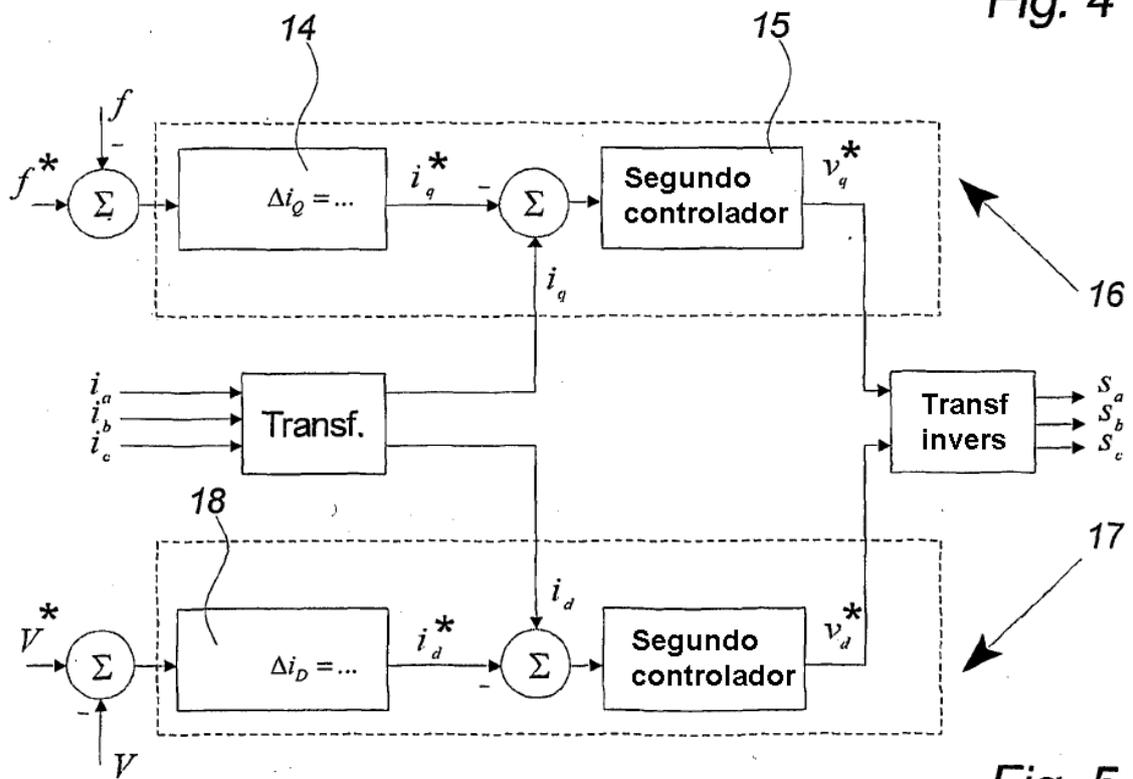


Fig. 5

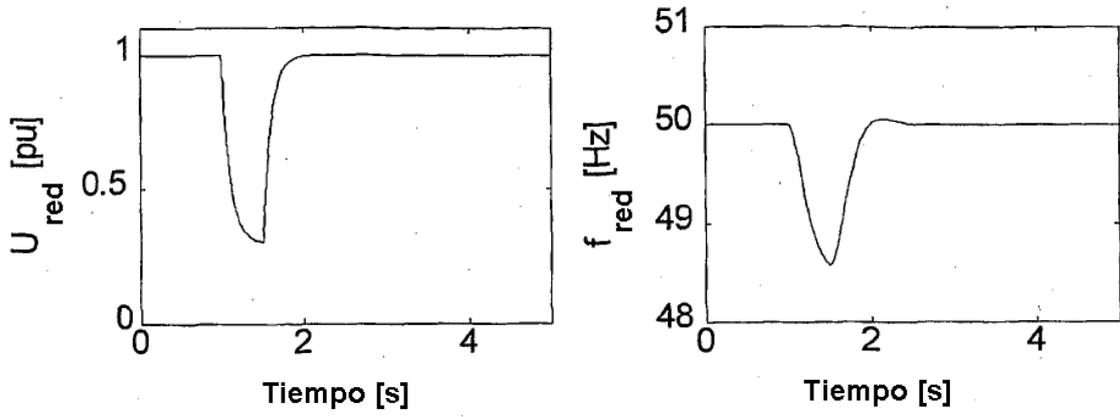


Fig. 6

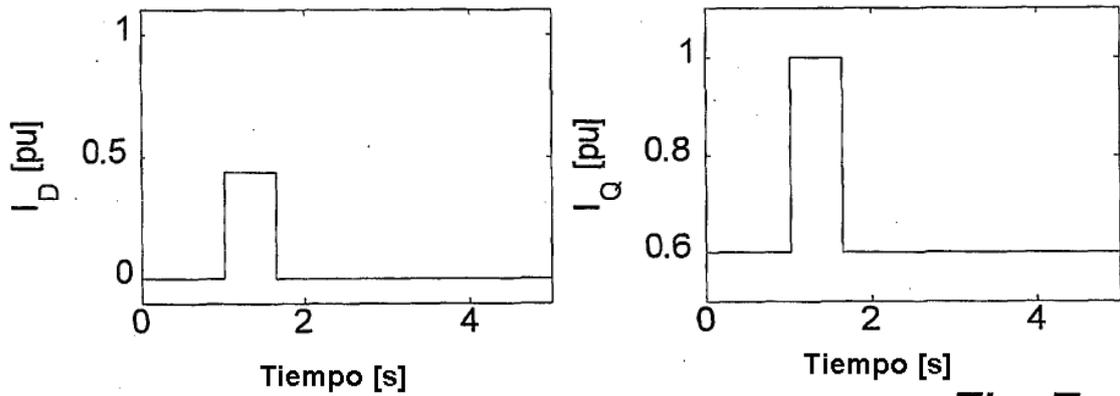


Fig. 7a

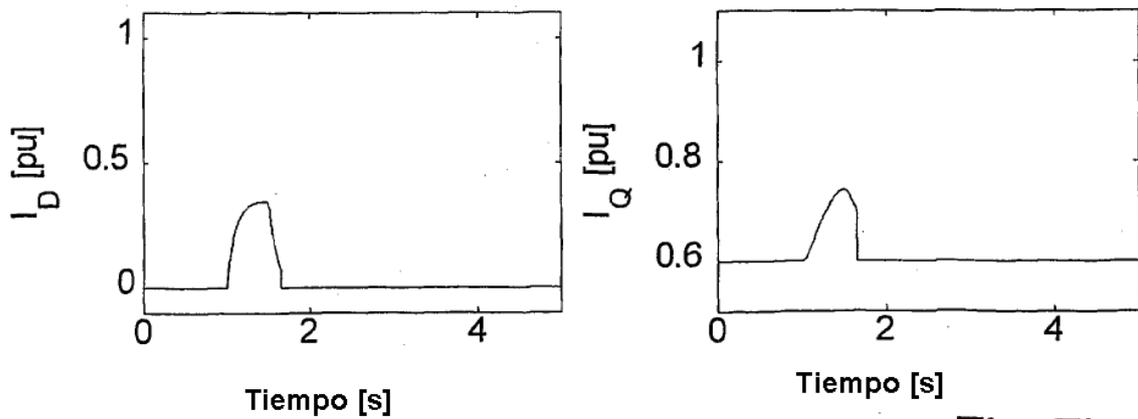


Fig. 7b

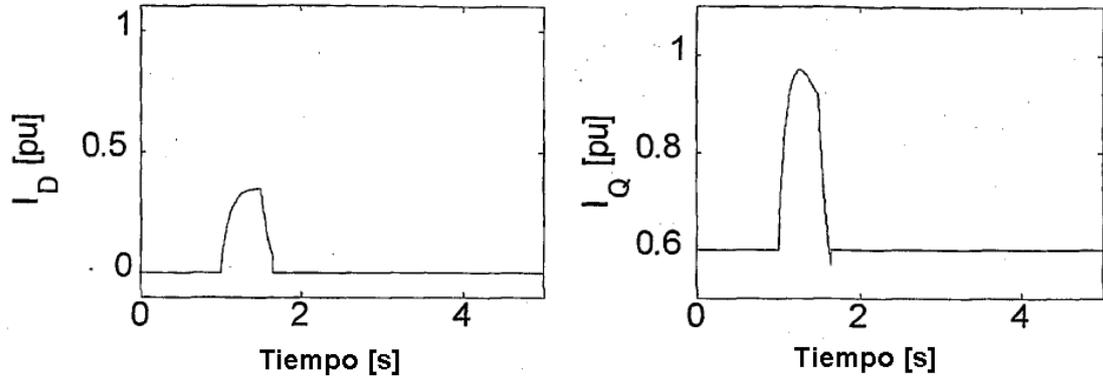


Fig. 7c

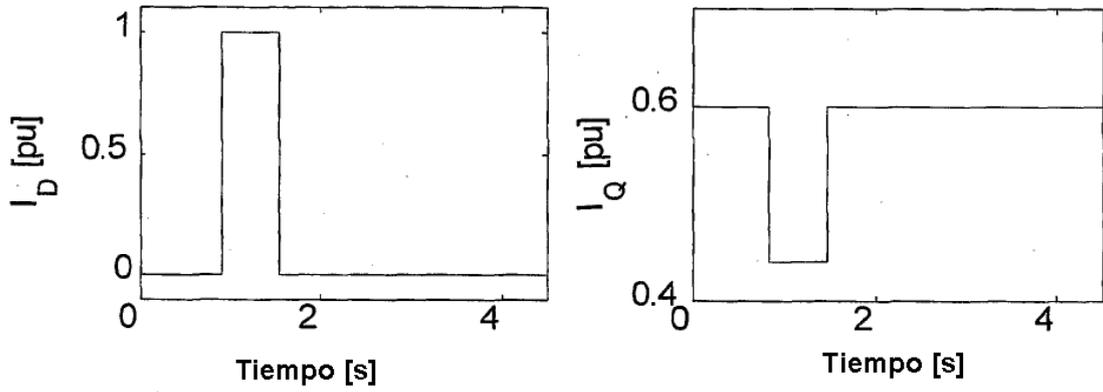


Fig. 7d

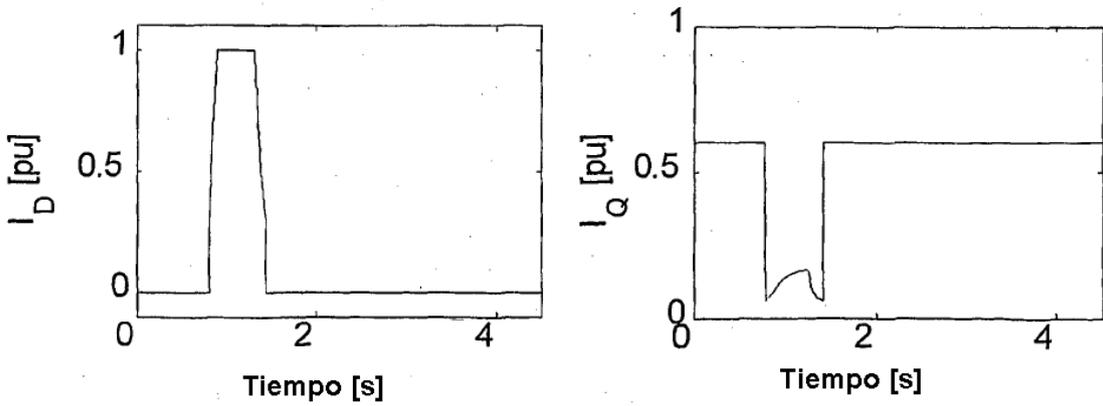


Fig. 7e