

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 534 383**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/18** (2006.01)

**H02J 3/38** (2006.01)

**F03D 7/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **29.08.2011 E 11767154 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.03.2015 EP 2612414**

54 Título: **Control del rendimiento eléctrico de un parque eólico**

30 Prioridad:

**31.08.2010 US 378551 P**  
**31.08.2010 DK 201000777**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**22.04.2015**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**  
**Hedeager 44**  
**8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**GARCIA, JORGE MARTINEZ**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**ES 2 534 383 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

Control del rendimiento eléctrico de un parque eólico

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a un procedimiento para controlar un rendimiento eléctrico de un parque eólico que, por ejemplo, se realiza conjuntamente mediante turbinas eólicas con sus controladores locales de turbina eólica y un controlador central del parque eólico. La invención se refiere asimismo a un parque eólico con una funcionalidad de control del rendimiento eléctrico.

**Antecedentes de la invención**

El documento de J. T. G. Pierki et al., Electrical and Control Aspects of Offshore Wind Farms II (Erao II), volumen 2: Offshore wind farm case studies, ENC, 2004, capítulo 8, p. 97-118, describe en el contexto de control de tensión en el punto de conexión de un parque eólico que este control se puede conseguir de dos modos: control centralizado, en el que un controlador da puntos de ajuste de potencia reactiva a todas las turbinas eólicas, o control descentralizado, en el que cada turbina eólica tiene su propio controlador, basado en parámetros locales (p. 106/107). En control descentralizado, no hay un controlador central, y los controladores locales de las turbinas eólicas controlan la tensión en los terminales de las turbinas eólicas. El nivel de tensión en el punto de conexión se puede calcular, y la tensión calculada en el punto de conexión se puede controlar (p. 107-109).

El documento CA 2 700 248 A1 (Repower) describe un parque eólico con regulación de tensión. Un controlador del parque eólico (denominado como “maestro del parque”) transmite una señal de control para la potencia reactiva a las turbinas eólicas. Un controlador adicional se dispone en las turbinas eólicas. Cuando el controlador adicional identifica una caída de tensión en los terminales de la turbina eólica, no hay necesidad de esperar a la transmisión retrasada de un nuevo valor de la señal de control desde el controlador del parque eólico. En su lugar, se anticipa el cambio necesario en la potencia reactiva. El nuevo valor de la señal de control procedente del controlador del parque eólico que llega más tarde asegura que se consigue una precisión suficiente de estado estacionario.

El documento US 7.606.638 B2 (Repower) describe un parque eólico con un sistema de ajuste de potencia reactiva. Se proporciona un controlador del parque eólico (denominado como un “regulador de alto nivel”) y controladores de las turbinas eólicas (denominados como “reguladores de bajo nivel”). El controlador del parque eólico determina una tensión de referencia, con el fin de establecer un coeficiente de potencia global, y lo transmite a los controladores de las turbinas eólicas. La tensión de referencia para cada turbina eólica se puede determinar igualmente de modo individual para cada turbina eólica para adaptarla a la línea de conexión respectiva con sus parámetros eléctricos. Esta determinación de las tensiones de referencia individuales se realiza centralmente por el controlador del parque eólico. En los controladores de las turbinas eólicas, la tensión de referencia individual se limita mediante un dispositivo de limitación si la tensión de referencia tiene un valor excesivo. La tensión de referencia se controla localmente de modo realimentado por los controladores de las turbinas eólicas, asegurando así que la tensión en las turbinas eólicas corresponde a las tensiones de referencia individuales prescritas por el controlador central del parque eólico.

Un control de tensión similar es conocido del documento EP 2175540 A2 que, sin embargo, se refiere a un sistema de múltiples parques eólicos (“central eólica”) y a una estructura de control con controladores locales de la central eólica y un controlador superordenado del sistema de la central eólica. Se proporcionan señales para compensar caídas de línea por el controlador superordenado del sistema de la central eólica a los controladores locales de la central eólica.

50 **Resumen de la invención**

Se proporciona un procedimiento para controlar un rendimiento eléctrico de un parque eólico. El parque eólico comprende turbinas eólicas, controladores locales de las turbinas eólicas, un controlador central del parque eólico, un punto de medición común, y una red eléctrica que conecta las turbinas eólicas y el punto de medición común, en donde las conexiones de red entre las turbinas eólicas y el punto de medición común tienen impedancias eléctricas. El procedimiento se lleva a cabo conjuntamente por las turbinas eólicas con sus controladores locales de la turbina eólica y el controlador central del parque eólico. El procedimiento comprende: producir corrientes eléctricas, por las turbinas eólicas, y suministrar las corrientes eléctricas a la red eléctrica; medir un valor de una cantidad eléctrica en el punto de medición común y proporcionar el resultado medido al controlador central del parque eólico; generar, por el controlador central del parque eólico, por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva para una turbina eólica, basándose en el valor medido de la cantidad eléctrica en el punto de medición común, y proporcionar el por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva al controlador local de la turbina eólica de la turbina eólica; provocar que la turbina eólica, mediante el controlador local de la turbina eólica, produzca por lo menos una de una tensión y una potencia reactiva en la red eléctrica en la posición de la turbina eólica que corresponde al por lo menos uno de un valor de

referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva, pero que está corregido por una corrección local producida por el controlador local de la turbina eólica. Esta corrección local tiene en consideración por lo menos uno de un cambio de tensión y un cambio de potencia reactiva esperados en el punto de medición común para la corriente eléctrica suministrada por la turbina eólica debido a la impedancia eléctrica de la conexión de red entre la turbina eólica y el punto de medición común. Dicha corriente eléctrica tomada en consideración por la corrección se determina localmente en la turbina eólica.

De acuerdo con otro aspecto, se proporciona un parque eólico, que comprende turbinas eólicas, controladores locales de las turbinas eólicas, un controlador central del parque eólico, un punto de medición común, y una red eléctrica que conecta las turbinas eólicas y el punto de medición común. Las conexiones de red entre las turbinas eólicas y el punto de medición común tienen impedancias eléctricas. El parque eólico se dispone para controlar su rendimiento eléctrico mediante el control conjunto de las turbinas eólicas por medio de sus controladores locales de las turbinas eólicas y el controlador central del parque eólico. Las turbinas eólicas se disponen para producir corrientes eléctricas y suministrarlas a la red eléctrica. El controlador central del parque eólico se dispone para generar por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva para una turbina eólica, basándose en un valor de una cantidad eléctrica medida en el punto de medición común, y para proporcionar el por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva al controlador local de la turbina eólica de la turbina eólica. El controlador local de la turbina eólica se dispone para provocar que la turbina eólica produzca por lo menos una de una tensión y una potencia reactiva en la red eléctrica en la posición de la turbina eólica que corresponde al por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva, pero que está corregido por una corrección local producida por el controlador local de la turbina eólica. Esta corrección local se dispone para tomar en consideración por lo menos uno de un cambio de tensión y un cambio de potencia reactiva esperados en el punto de medición común para la corriente eléctrica suministrada por la turbina eólica debido a la impedancia eléctrica de la conexión de red entre la turbina eólica y el punto de medición común, tomada dicha corriente eléctrica en consideración por la corrección que se determina localmente en la turbina eólica.

Otras características son inherentes a los procedimientos y productos dados a conocer o serán aparentes para los expertos en la técnica a partir de la siguiente descripción y de los dibujos adjuntos.

### **Breve descripción de los dibujos**

Se explican modos de realización de la presente invención a modo de ejemplo con referencia los dibujos adjuntos, en los cuales:

la fig. 1 es un diagrama de circuito altamente esquemático de un parque eólico conectado a una red de distribución;

la fig. 2 es una vista esquemática de un modo de realización de un parque eólico;

la fig. 3 es un diagrama de circuito esquemático de un sistema de control del parque eólico;

las figs. 4 y 5 son diagramas de circuito esquemáticos de controladores locales de las turbinas eólicas con una funcionalidad de desacoplamiento;

las figs. 6a a c son diagramas de circuito esquemáticos similares a los de la fig. 4 de modos alternativos de aplicar la corrección de desacoplamiento en el controlador local de la turbina eólica;

las figs. 7a a g son representaciones esquemáticas de diferentes parámetros del sistema de control del parque eólico frente al tiempo.

Los dibujos y la descripción de los dibujos son de modos de realización de la invención y no de la propia invención.

### **Descripción detallada de modos de realización**

Antes de proseguir con la descripción detallada de los modos de realización basándose en los dibujos, se discutirán unos pocos elementos más generales de los modos de realización.

Un parque eólico de acuerdo con los modos de realización tiene una pluralidad de turbinas eólicas. Cada turbina eólica tiene un controlador local de la turbina eólica que controla el funcionamiento de la turbina eólica. Por ejemplo, el controlador de la turbina eólica determina si la turbina eólica debe funcionar, a la velocidad actual del viento, en un modo de carga parcial (en el cual la eficiencia de la conversión energética se optimiza) o en un modo de carga nominal (en el cual se produce potencia nominal, incluso si la velocidad del viento permitiría la producción de más potencia). Además de los parámetros de funcionamiento mecánicos, tales como velocidad del rotor y paso de la pala, el controlador de la turbina eólica controla parámetros de rendimiento eléctrico, tales como la corriente o potencia producidas por la turbina eólica, o más concretamente, las componentes activa y reactiva de la corriente, o

la potencia activa y reactiva producida por la turbina eólica. El control del rendimiento eléctrico se realiza influyendo en el convertidor de potencia de la turbina eólica.

5 Las turbinas eólicas del parque eólico de los modos de realización están conectadas eléctricamente mediante una red eléctrica, y cada turbina eólica alimenta la corriente eléctrica producida por la misma a la red eléctrica. Hay por lo menos un punto de medición eléctrica común en la red eléctrica, denominado como punto de medición común, o PCM.

10 En algunos de los modos de realización, el punto de medición común es un punto en el que la red eléctrica interna del parque eólico se acopla a la red de distribución eléctrica; este punto se denomina asimismo como el punto de acoplamiento común, o PCC. En otros modos de realización, este es un punto dentro de la red interna del parque eólico, corriente arriba del punto de acoplamiento común. En aún otros modos de realización es un punto más distante en la red de distribución, corriente abajo del punto de acoplamiento común.

15 En los modos de realización, se proporciona igualmente un controlador del parque eólico. Un controlador del parque eólico es un controlador central que se ocupa de ciertos parámetros de rendimiento eléctrico del parque eólico. En los modos de realización, un valor de una cantidad eléctrica se mide en el punto de medición común, y el resultado de la medición se proporciona al controlador central del parque eólico. Por supuesto, esto no excluye la medición de cantidades adicionales, por ejemplo en el punto de medición común, y su suministro al controlador del parque eólico.

20 En algunos de los modos de realización, la cantidad eléctrica es la tensión en el punto de medición común, en otros modos de realización es la potencia reactiva que pasa por el punto de medición común, o ambas de la tensión y la potencia reactiva. Cantidades adicionales pueden ser, por ejemplo, la potencia activa que pasa por el punto de medición común y/o la frecuencia en el punto de medición común.

25 La componente reactiva de la electricidad se puede caracterizar de diferentes modos, por ejemplo en términos relativos, por ejemplo por el ángulo de fase  $\varphi$  entre tensión y corriente, el valor de  $\cos \varphi$  (que se denomina asimismo "factor de potencia" y es igual al cociente de potencia activa y potencia aparente) más una indicación de si la componente reactiva es capacitiva o inductiva, o en términos absolutos, por ejemplo mediante el valor absoluto de la corriente reactiva  $I_q$  o la potencia reactiva  $Q$ , etc. En el presente documento, cuando se hace referencia a una medición de, o referencia/punto de ajuste de, la "potencia reactiva", se puede utilizar cualquier medición de, o referencia/punto de ajuste de, otro parámetro representativo de la componente reactiva de la electricidad.

30 El controlador del parque eólico se ocupa de ciertos parámetros eléctricos de la producción del parque eólico en su conjunto, por ejemplo, la tensión de red en el punto de medición común, o la potencia reactiva producida por el parque eólico en el punto de medición común, proporcionando referencias (es decir, puntos de ajuste) a las turbinas eólicas individuales que prescriben lo que una turbina eólica tiene que suministrar. Sin embargo, como un parque eólico tiene que producir habitualmente tanta potencia activa como sea posible con una velocidad del viento actualmente prevalente, el controlador central no gobierna normalmente la producción de potencia activa, sino que esto está gobernado en su lugar por el viento, a menos que esté limitado por el límite de potencia nominal de las turbinas eólicas. Dicho de otro modo, normalmente una turbina eólica produce autónomamente tanta potencia activa como sea posible, o limita su producción de potencia activa a la potencia nominal si la velocidad del viento está por encima de la nominal. Como la velocidad del viento fluctuará habitualmente, esto significa que la cantidad total de potencia activa producida por el parque eólico no está normalmente controlada, o limitada, por el controlador del parque eólico, sino que antes bien es una entidad que fluctúa de un modo que no puede ser anticipado por el controlador del parque eólico. Puede haber excepciones, por ejemplo en el caso de una sobreproducción global en la red de distribución, cuando el proveedor de red requiere que la producción de potencia activa se reduzca, o cuando se observa una subida de frecuencia; entonces, el controlador del parque eólico puede ordenar a las turbinas eólicas que reduzcan su producción de potencia activa. Así pues, el controlador del parque eólico no sabe normalmente la cantidad de potencia activa producida por una turbina eólica individual (al menos no instantáneamente; la información acerca de la producción de potencia activa individual se puede transmitir de los controladores de las turbinas eólicas al controlador del parque eólico, pero tal transmisión lleva su tiempo de modo que el conocimiento acerca de la producción de potencia activa individual solo llegaría con un retraso al controlador del parque eólico).

55 Aunque el control está generalmente bajo la dirección de un control centralizado del parque eólico, el procedimiento de control se lleva a cabo conjuntamente por el controlador central del parque eólico y las turbinas eólicas con sus controladores locales de las turbinas eólicas. El controlador central del parque eólico controla los parámetros eléctricos del parque eólico, tales como la tensión o la potencia reactiva, en el punto de medición común, proporcionando puntos de ajuste a las turbinas eólicas individuales, ordenándoles proporcionar ciertos parámetros eléctricos locales, por ejemplo tensión local o potencia reactiva local, en los terminales de las turbinas eólicas. Sin embargo, los controladores locales de las turbinas eólicas no solo ejecutan lo que les ordena el controlador del parque eólico, sino que asimismo anticipan y compensan el efecto en el punto de medición común de un cambio en el rendimiento local, por ejemplo un aumento en la potencia activa producida por la turbina eólica individual debido a un aumento en la velocidad del viento, o un cambio de potencia reactiva producido como resultado de un cambio correspondiente del punto de ajuste por el controlador del parque eólico, debido a la impedancia de la conexión de

red entre la turbina eólica y el punto de medición común. Esta función se consigue mediante una corrección local realizada individualmente por los controladores de las turbinas eólicas. Así pues, en los modos de realización la corrección local realizada en cada controlador de la turbina eólica desacopla el controlador del parque eólico de cambios de la potencia, o las corrientes, producida por las turbinas eólicas individuales.

5 Volviendo a funcionalidades del controlador central del parque eólico, en algunos modos de realización, el controlador central del parque eólico genera por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva para las turbinas eólicas, basándose en el valor medido de la cantidad eléctrica en el punto de medición común, y proporciona el por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de  
10 referencia de potencia reactiva al controlador local de la turbina eólica de la turbina eólica respectiva. La cantidad medida y la referencia no tienen que ser necesariamente del mismo tipo; por ejemplo, se puede realizar control de tensión y estatismo midiendo la tensión en el punto de medición común, mientras se proporciona una referencia de potencia reactiva a las turbinas eólicas, basándose en la tensión medida.

15 En algunos modos de realización, los valores de referencia generados por el controlador central del parque eólico son los mismos valores para todas las turbinas eólicas del parque eólico. En algunos modos de realización, todas las turbinas eólicas obtienen el mismo valor de referencia, pero el valor de referencia es un parámetro relativo (por ejemplo, un parámetro relativo indicativo de potencia reactiva, tal como un factor de potencia). El parámetro puede ser, por ejemplo, relativo a un parámetro nominal, tal como la potencia nominal de una turbina eólica, de modo que  
20 el mismo valor de referencia enviado a todas las turbinas eólicas provoca que turbinas eólicas de diferente potencia nominal (por ejemplo, diferentes tipos) en el parque eólico produzcan por consiguiente electricidad de diferente magnitud absoluta. Por ejemplo, turbinas eólicas con una potencia nominal mayor producirán entonces más potencia reactiva que aquellas con una potencia nominal menor. En aún otros modos de realización, el controlador central del parque eólico asigna valores individuales a diferentes turbinas eólicas del parque eólico. Por ejemplo, cuando  
25 algunas turbinas eólicas del parque eólico (por ejemplo, las turbinas en la primera fila) están ya produciendo potencia activa nominal mientras que otras (en las filas posteriores) están produciendo menos, los puntos de ajuste individuales son proporcionados por el controlador del parque eólico de tal modo que las turbinas que trabajan a una potencia menor proporcionen una mayor parte de la potencia reactiva requerida que aquellas que están produciendo ya la potencia nominal.

30 En algunos modos de realización, la función de control realizada por el controlador central del parque eólico es un control anticipado. Por ejemplo, parques eólicos que contribuyen a un control de tensión en la red de distribución realizan un control de estatismo, es decir, suministran potencia reactiva dependiendo de la tensión, por ejemplo medida en el punto de medición común de acuerdo con una función de estatismo predefinida (es decir, una función que correlaciona la tensión frente a la potencia reactiva). Por ejemplo, el controlador del parque eólico determina  
35 valores de referencia de potencia reactiva (es decir, puntos de ajuste) para las turbinas eólicas individuales, utilizando la función de estatismo. Visto desde un nivel superior de abstracción, el control de estatismo es un control anticipado. Sin embargo, a un nivel de implementación, el control de estatismo se puede implementar de un modo que incluya un control realimentado, de modo que siga con precisión la prescripción por la función de estatismo. Para tales implementaciones, la siguiente descripción de un control realimentado puede aplicarse igualmente a un control de estatismo.

40 En otros modos de realización, el controlador central del parque eólico realiza un control realimentado. Por ejemplo, la generación del valor de referencia por el controlador central del parque eólico comprende comparar la cantidad eléctrica medida en el punto de medición común, u otra cantidad derivada de esta, con un valor objetivo central, y obtener el valor de referencia a partir de un resultado de la comparación, es decir, a partir del error entre la cantidad medida (o la cantidad derivada de esta) y el valor objetivo central. La producción de una señal de error es un elemento de control realimentado (de bucle cerrado). Una aplicación ejemplar es un control de tensión en el que la tensión en el punto de medición común se mantiene constante mediante un control realimentado. El control de  
50 estatismo, en algunos modos de realización, implica asimismo un control realimentado ya que este se verifica mediante mediciones en el punto de medición común de que la referencia de potencia reactiva de acuerdo con la función de estatismo se suministra realmente, y cualquier discrepancia observada se elimina por un ajuste del valor de referencia basado en el control realimentado por el controlador central del parque eólico.

55 El bucle de control realimentado se forma por el controlador del parque eólico comparando la cantidad eléctrica medida en el punto de medición común con un valor objetivo central para producir una señal de error y derivar los valores de referencia para las turbinas eólicas a partir de la señal de error, y los controladores locales de las turbinas eólicas que provocan que las turbinas eólicas produzcan por lo menos una de una cierta tensión y una cierta potencia reactiva en la red interna en las posiciones de las turbinas eólicas (por ejemplo, en los terminales de las  
60 turbinas eólicas), lo que a su vez influye en la cantidad eléctrica que se va a medir en el punto de medición común y se va a comparar con el valor objetivo central.

65 En algunos modos de realización, el valor objetivo central es una constante; por ejemplo, una tensión constante o una potencia reactiva constante. Por ejemplo, el controlador central del parque eólico puede mantener constante la tensión en el punto de medición común produciendo valores de referencia de tensión o de potencia reactiva para las

turbinas eólicas individuales lo que causa que estas compensen cualquier desviación de tensión medida en el punto de medición común. En otros modos de realización, el valor objetivo central es una prescripción proporcionada externamente por un proveedor de red, por ejemplo una prescripción de potencia reactiva que puede variar muy lentamente a lo largo del día. Por ejemplo, el controlador central del parque eólico puede mantener la potencia reactiva en el punto de medición común en el valor prescrito produciendo valores de referencia de tensión o de potencia reactiva para las turbinas eólicas individuales lo que provoca que estas compensen cualquier desviación de potencia reactiva medida en el punto de medición común. En otros modos de realización, el parque eólico realiza un control de estatismo, por ejemplo la tensión medida en el punto de medición común se correlaciona frente a la potencia reactiva de acuerdo con una función de estatismo predefinida, y el valor de la potencia reactiva así obtenido forma el valor objetivo central. El controlador central del parque eólico puede mantener la potencia reactiva en el punto de medición común en el valor objetivo obtenido a partir de la correlación por la función de estatismo produciendo valores de referencia de tensión o de potencia reactiva para las turbinas eólicas individuales lo que hace que estas compensen cualquier desviación de potencia reactiva medida en el punto de medición común con respecto al valor objetivo.

Sin embargo, el control descrito no es un control realimentado "puro", sino que es un control realimentado con un control anticipado superpuesto, en la forma de la corrección local realizada por los controladores locales de las turbinas eólicas. Los controladores locales de las turbinas eólicas no provocan que las turbinas eólicas produzcan exactamente la tensión o potencia reactiva prescrita por la referencia procedente del controlador central del parque eólico, sino que aplican su corrección local. La corrección local se produce, por ejemplo se calcula, por el controlador respectivo de la turbina eólica. Se produce, o se calcula, de tal modo que toma en consideración por lo menos uno de un cambio de tensión y un cambio de potencia reactiva esperados en el punto de medición común para la corriente eléctrica suministrada por la turbina eólica, debido a la impedancia eléctrica de la conexión de red entre la turbina eólica y el punto de medición común. La corriente eléctrica tomada en consideración por la corrección local se determina (por ejemplo, se mide) localmente en la turbina eólica. El valor de corriente determinado (por ejemplo medido) localmente en la turbina eólica se introduce como un valor de entrada en el cálculo por el controlador de la turbina eólica del cambio de tensión y/o cambio de potencia reactiva esperados en el punto de medición común debido a la corriente eléctrica suministrada por la turbina eólica. La corrección local provoca que las turbinas eólicas produzcan un rendimiento corregido para un cambio de tensión o un cambio de potencia reactiva esperados para las corrientes eléctricas suministradas por las turbinas eólicas debido a las impedancias eléctricas de las conexiones de red entre las turbinas eólicas y el punto de medición común.

La corrección local toma en consideración por lo menos uno de un cambio de tensión y un cambio de potencia reactiva que se espera que se provoquen en el punto de medición común por un cambio de la corriente eléctrica suministrada por la turbina eólica. Si la corriente suministrada por la turbina eólica cambia, un cambio de tensión y/o un cambio de potencia reactiva se provocará normalmente en el punto de medición común por la impedancia eléctrica de la conexión de red entre la turbina eólica y el punto de medición común. Este cambio de tensión y/o de potencia reactiva provocados por la impedancia en el punto de medición común se compensa por la corrección, es decir, provocando que la turbina eólica produzca una cantidad modificada de corriente o potencia reactivas. Para calcular la cantidad de corrección necesaria para compensar el cambio de tensión y/o de potencia reactiva provocado por la impedancia en el punto de medición común, las características de la corriente eléctrica (por ejemplo, su magnitud y componente reactiva) se determinan (por ejemplo, se miden o se derivan de otros parámetros conocidos) localmente en la turbina eólica.

Como se indicó anteriormente, como la velocidad del viento fluctuará habitualmente, la cantidad de potencia activa producida por una turbina eólica en el modo de carga parcial normalmente no se controla, o se limita, a un valor de referencia, sino que antes bien es una entidad que fluctúa de un modo que no puede ser anticipado. Así pues, el controlador del parque eólico normalmente no sabe instantáneamente la cantidad de potencia activa, o corriente activa, producida por una turbina eólica individual. Sin embargo, la cantidad de potencia activa, o de corriente activa, producida influye en la caída de tensión a lo largo de la línea desde la turbina eólica considerada hasta el punto de medición común. Por lo tanto, un controlador central del parque eólico podría no proporcionar valores de referencia para corregir esta caída de tensión que tomaría instantáneamente en consideración la influencia de tales fluctuaciones en la cantidad de potencia activa, o de corriente activa, producidas. Sin embargo, determinar las características de la corriente producida (por ejemplo, su magnitud y/o componente reactiva) localmente en la turbina eólica y basar una corrección local para dicha caída de tensión por el controlador de la turbina eólica, como se describe aquí, permite compensar la influencia de tales fluctuaciones de la cantidad de potencia activa, o de corriente activa, producidas en la caída de tensión.

Esto es diferente de las enseñanzas de US 7.606.638 B2, mencionado al inicio, de acuerdo con el cual los valores de referencia de tensión para las turbinas eólicas individuales proceden del controlador central de la turbina eólica. No se ha reconocido en US '638 que tales fluctuaciones de la potencia activa, o de la corriente activa, producidas tengan una influencia sobre la caída de tensión, y la corrección de la caída de tensión incluida en los valores de referencia de US '688 son por lo tanto aparentemente un promedio constante o valores nominales. Por lo tanto, no hay una divulgación en US '638 de que la corriente producida por una turbina eólica individual se mida, y no digamos ya que se utilice en la corrección de caída de tensión realizada por el controlador central del parque eólico.

Hipotéticamente, incluso si la información acerca de la corriente actualmente producida por las turbinas eólicas individuales se transmitiera de las turbinas eólicas al controlador central del parque eólico y se tomara en consideración en los valores de referencia enviados a las turbinas eólicas, esto solo ocurriría con un retraso de transmisión correspondiente. Lo mismo se aplica a EP 2175540 A2, mencionado igualmente al comienzo.

5 Así pues, en algunos de los presentes modos de realización, la estructura de control es un bucle de control realimentado que incluye el controlador del parque eólico con correcciones de control anticipado superpuestas por los controladores individuales de las turbinas eólicas para desacoplar cambios de las corrientes producidas por las turbinas eólicas individuales del bucle de control de realimentación externo.

10 Típicamente, la velocidad de transmisión de datos de la conexión de datos entre el controlador central del parque eólico y la turbina eólica es relativamente baja, de modo que el tiempo necesario para que la señal de referencia viaje del controlador central del parque eólico hasta la turbina eólica puede ser significativa, lo que da como resultado una constante de tiempo relativamente grande del bucle de control central del parque eólico (la expresión “constante de tiempo” se refiere al tiempo necesario para que un controlador adapte el sistema controlado a un cambio súbito (cambio en escalón) del parámetro objetivo o una perturbación). La corrección local reduce las perturbaciones al controlador central del parque eólico debidas a cambios en las corrientes producidas por las turbinas eólicas individuales en un modo anticipado, es decir, sin ningún retraso de realimentación. Sin la función de corrección local, o función de desacoplamiento, el controlador central del parque eólico relativamente lento necesitaría más tiempo para compensar estas perturbaciones. Si ocurre un cambio de la corriente o la potencia producidas por la turbina (por ejemplo, debido a un cambio en la velocidad del viento), la corrección local rápida provocará inmediatamente, en un modo anticipado, que la turbina eólica se desvíe en su producción de tensión o de potencia reactiva con respecto a la tensión o potencia reactiva de referencia prescritas por el controlador del parque eólico, de modo que se garantice, en la escala de tiempo más corta de la constante de tiempo de corrección, que la tensión o la potencia reactiva prevalentes en el punto de medición común no cambian, o no lo hacen significativamente. En modos de realización con un controlador central del parque eólico en la forma de un control realimentado de bucle cerrado, el controlador central del parque eólico de bucle cerrado realizará un ajuste fino de la corrección, si la corrección no es completamente correcta, debido a su carácter anticipado.

20 En algunos modos de realización, la actividad anticipada local tiene características diferenciales, es decir, la corrección solo responde efectivamente a cambios de la potencia o corriente producidas, pero la cantidad efectiva de acción correctiva se aproxima a cero hacia el estado estacionario. Si tiene lugar un cambio de la corriente o la potencia producidas por la turbina eólica, las características diferenciales provocarán que la turbina eólica se desvíe en su producción de tensión o de potencia reactiva con respecto a la referencia de tensión o de potencia reactiva prescrita por el controlador del parque eólico, de modo que garantice, inmediatamente en el momento en el que el cambio tiene lugar, que la tensión o potencia reactiva prevalentes en el punto de medición común no cambian, o no lo hacen de manera significativa. Sin embargo, asumiendo que no ocurre otro cambio, debido a las características diferenciales, la corrección efectiva se aproximará a cero, y finalmente desaparecerá, mientras que el controlador central del parque eólico de bucle cerrado tomará gradualmente el control, es decir, adaptará gradualmente su valor de referencia al nuevo valor de corriente o potencia del estado estacionario.

30 Aunque la corrección local realizada por el controlador de la turbina eólica se puede considerar como un control anticipado al nivel del bucle de control del controlador central del parque eólico, en algunos modos de realización el controlador local de la turbina eólica comprende asimismo un control local realimentado. Por ejemplo, la tensión y/o la potencia reactiva se miden en la red interna en la turbina eólica (por ejemplo, en los terminales de la turbina eólica) y el controlador local de la turbina eólica compara el valor medido localmente de la tensión y/o potencia reactiva con el valor de referencia del controlador del parque eólico, y genera una señal de error local sobre la cual se basa el control de la turbina eólica, formando así un bucle de control local realimentado.

45 En US 7.606.638 B2 mencionado al comienzo se proporcionan señales de referencia de tensión individuales a las turbinas eólicas mediante un controlador central del parque eólico. Al nivel de cada turbina eólica se proporciona un controlador realimentado. El controlador realimentado mide la tensión real en la turbina eólica en cuestión, la compara con el valor de tensión de referencia, y provoca una modificación de la producción de la turbina eólica si hay un error entre la tensión de referencia y la tensión medida realmente causando que tal error desaparezca. La función de tal señal de error realimentada es garantizar que realmente se cumple a nivel de la turbina eólica con un valor de referencia de tensión prescrito por el controlador central del parque eólico; la señal de error realimentada no es, sin embargo, una corrección del valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico. Al contrario, en los presentes modos de realización, la “corrección local” es una corrección de un valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico, de modo que la producción de la turbina eólica no cumple con el valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico sino con el valor de referencia modificado por la corrección local.

50 Existen diversos modos alternativos de corregir efectivamente el valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico, introduciendo la corrección local en diferentes modos alternativos en el bucle de control local realimentado. En algunos modos de realización, la corrección local se aplica corriente abajo (es decir después)

de la generación de la señal de error local, es decir, la señal de error local se produce como si no hubiera corrección, y solo la señal de error ya producida, o un parámetro derivado de la señal de error, se modifica por la corrección. En otros modos de realización, la corrección local se aplica en la generación de la señal de error local, por ejemplo, en el bloque de suma que realiza la suma del valor de referencia y el valor (negado) de la tensión o potencia reactiva medidas en la turbina eólica; dicho de otro modo, la señal de corrección se inserta en el bloque de suma como un sumando adicional además del valor de referencia y el valor (negado) medido en la turbina eólica. En aún otros modos de realización, la corrección local se aplica corriente arriba (es decir antes) de la generación de la señal de error local, por ejemplo, añadiéndola al valor de referencia del controlador del parque eólico, o sustrayéndola del valor medido en la turbina eólica. Como resultado de todas estas alternativas, la producción de la turbina eólica no cumplirá con el valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico, sino con el valor de referencia modificado por la corrección local.

Lo mismo se aplica a modos de realización sin un bucle de control local realimentado, es decir, modos de realización en los cuales el valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico es una entrada de un controlador anticipado local. En estos modos de realización de control anticipado, la "corrección local" es asimismo una corrección del valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico, que provoca que la producción de la turbina eólica no cumpla con el valor de referencia proporcionado por el controlador central del parque eólico, sino con el valor de referencia modificado por la corrección local.

Volviendo a modos de realización con control local realimentado, en algunos de estos modos de realización en los cuales la corrección local se aplica tras la generación de la señal de error local, la constante de tiempo (o el ancho de banda) del controlador local de la turbina eólica es mayor que la constante de tiempo (o el ancho de banda) de la corrección, de modo que se impide que el controlador local realimentado de la turbina eólica compense la corrección; tal compensación solo ocurrirá hacia el límite del estado estacionario.

En algunos modos de realización, la referencia del controlador central del parque eólico es, por ejemplo, un valor de tensión o de potencia reactiva, el parámetro medido localmente en la turbina eólica es igualmente un valor de tensión o de potencia reactiva, y por tanto la señal de error obtenida añadiendo la referencia y el valor medido (negado) es igualmente un valor (de error) de tensión o de potencia reactiva. En algunos de los modos de realización, la señal de error local, que es, por ejemplo, una señal de error de tensión o de potencia reactiva se transforma en una referencia de corriente local para el convertidor de la turbina eólica. La transformación en una referencia de corriente local se realiza, por ejemplo, mediante un bloque de controlador de corriente local que tiene, por ejemplo, características de PI (proporcional e integral). La referencia de corriente prescribe qué corriente producirá el convertidor; normalmente incluye referencias para las componentes de corriente reactiva y activa que se van a producir.

En modos de realización en los que se aplica la corrección local tras la generación de la señal de error local y tras la transformación en una referencia de corriente local (es decir, corriente abajo del controlador de corriente), la corrección local se proporciona en forma de una señal de corrección de corriente, y la referencia de corriente local se corrige mediante la señal de corrección de corriente. Por ejemplo, la señal de corrección de corriente se añade a la referencia de corriente local. Como se indicó anteriormente, con el fin de evitar que el controlador local de la turbina eólica realimentado compense la corrección, la constante de tiempo (o el ancho de banda) del controlador de corriente es mayor que la constante de tiempo (o el ancho de banda) de la corrección.

En otros modos de realización en los cuales la corrección local se aplica antes de que la transformación de tensión o de potencia reactiva tenga lugar (es decir, antes del controlador de corriente, por ejemplo, en o corriente arriba de la generación de señal de error local), la corrección local se proporciona en forma de una señal de corrección de tensión o de potencia reactiva. Por ejemplo, la señal de corrección de tensión o de potencia reactiva se añade al valor de referencia procedente del controlador del parque eólico, restado del valor medido de tensión o de potencia reactiva en la turbina eólica, o se aplica como un sumando adicional al sustractor que determina la diferencia entre el valor de referencia y el valor medido.

En algunos de los modos de realización, la corrección local se determina por el controlador local de la turbina eólica basándose en una función de la cual la corriente eléctrica o la potencia producida por la turbina eólica y medida o determinada en el terminal de la turbina eólica es una variable independiente de la función. Como se discutió anteriormente, la corriente eléctrica o la potencia reactiva no son conocidas para el controlador del parque eólico a priori, ya que por lo menos en funcionamiento de carga parcial (es decir, por debajo de la velocidad nominal del viento de la turbina eólica) la corriente eléctrica producida está gobernada por la velocidad del viento, que fluctuará generalmente, y las fluctuaciones serán sentidas en primer lugar por la turbina eólica. Debido a la constante de tiempo relativamente grande del controlador central del parque eólico llevaría más tiempo si fuera tarea del controlador central del parque eólico compensar perturbaciones, por ejemplo provocadas por fluctuaciones de la velocidad del viento, en el punto de medición común.

En algunos de los modos de realización, la corrección local se determina por el controlador local de la turbina eólica basándose en una función que tiene por lo menos dos términos aditivos. Uno de los términos aditivos depende de la



corriente total inyectada por la turbina eólica en los terminales de la turbina eólica (la corriente total incluye la componente activa y la reactiva), y el otro término aditivo depende de la componente activa de la corriente inyectada por la turbina eólica en los terminales de la turbina eólica. En algunos modos de realización, la dependencia con la corriente total es cuadrática. Los otros parámetros que entran en la función de corrección local son impedancias de red; las impedancias de red permanecen constantes para un parque eólico y red dados, y por lo tanto son constantes. En algunos modos de realización, determinar la corrección local comprende evaluar la función de corrección insertando los valores presentes de la corriente total y la componente activa de la corriente en la función de corrección y calculando la función resultante. En otros modos de realización, la función de corrección está representada por una tabla de referencia que contiene resultados de función ya calculados (o determinados experimentalmente) para una pluralidad de valores de corriente total y de corriente activa; determinar la corrección local comprende consultar la entrada de la tabla más próxima a los valores presentes de la corriente total y la componente activa (o interpolar las entradas de la tabla próximas a los valores presentes de la corriente total y la componente activa de la corriente).

Los ordenadores del controlador central del parque eólico y de los controladores locales de las turbinas eólicas, por ejemplo microcontroladores, con memorias capaces de almacenar código de ordenador. El procedimiento llevado a cabo por los controladores se proporciona preferiblemente en forma de un programa de ordenador para el controlador del parque eólico y un programa de ordenador para los controladores locales de las turbinas eólicas almacenados en la memoria del controlador del parque eólico y de los controladores locales de las turbinas eólicas, respectivamente. Los programas se pueden ejecutar por los controladores. El procedimiento descrito se realiza cuando los programas se ejecutan. La "corrección local" mencionada en la reivindicación de producto independiente (reivindicación de parque eólico) es, por ejemplo, una parte del programa de ordenador para los controladores locales de las turbinas eólicas que provoca que se determine la corrección local, cuando se ejecuta en unos controladores locales de las turbinas eólicas. La expresión "... el controlador se dispone para [más actividades relativas al procedimiento]" en la reivindicación de producto independiente significa que los controladores están programados de tal modo que el programa provoca que las actividades reivindicadas relacionadas con el procedimiento se lleven a cabo cuando se ejecuta el programa de ordenador. El parque eólico definido de este modo se distingue por lo menos por esta programación especial (es decir, almacenamiento de este programa de ordenador especial) frente a parques eólicos con el mismo equipamiento que, sin embargo, no se disponen (por ejemplo, no están programados) para llevar a cabo dichas actividades relacionadas con el procedimiento.

Fig. 1: función de corrección local ejemplar

Una derivación de una función de corrección local ejemplar aproximada se presenta a continuación, basándose en el diagrama esquemático del circuito de un parque eólico 2 conectado a una red de distribución 3. Solo se muestra una única turbina eólica 1 del parque eólico 2 en la fig. 1. En el modo de realización de la fig. 1, el punto de medición común 4 es el punto de acoplamiento común 16 del parque eólico 2 (fig. 2), denotado por "PCC", en el cual el parque eólico 2 se conecta mediante una línea de ramificación 5 a la red de distribución 3. En otros modos de realización, el PCC se puede sustituir por otro punto de medición común, como se explicará en conexión con la fig. 2. Así pues, el "PCC" mencionado en la fig. 1 y su explicación son válidos igualmente para otros puntos de medición común. La línea que conecta los terminales 6 de la turbina eólica 1 con el PCC se denota por "7"; forma parte de la red interna 17 del parque eólico (fig. 2). El punto en donde la línea de ramificación 5 se acopla con la red de distribución 3 se denota por "8". Los subíndices "WPP" y "UG" simbolizan "central de energía eólica" y "red de distribución", y el subíndice "1" se refiere a (los terminales de) la turbina eólica 1. La impedancia de la línea 7 se denota por  $Z_{WPP}$  y la impedancia de la línea 5 se denota por  $Z_{UG}$ . Las tensiones en 6, 4 y 8 se denotan por  $V_1$ ,  $V_{PCC}$ , y  $V_{UG}$ .

La caída de tensión a través de  $Z_{WPP}$  es  $V_1$  y la caída de tensión a través de  $Z_G$  es  $V_{PCC}$ :

$$V_1 \approx X_{WPP} I_{q1} + R_{WPP} I_{d1} + V_{PCC} \quad (1)$$

$$V_{PCC} \approx X_G I_{qPCC} + R_G I_{dPCC} + V_{UG} \quad (2)$$

en donde X y R denotan las componentes reactiva y activa de Z (respectivamente), y los subíndices q y d denotan las componentes reactiva y activa (respectivamente), de modo que  $X_{WPP}$  y  $R_{WPP}$  denotan las componentes reactiva y activa de  $Z_{WPP}$ , y  $I_{q1}$  e  $I_{d1}$  denotan las componentes reactiva y activa de la corriente inyectada por la turbina eólica 1 en sus terminales 6.

La potencia reactiva y activa en PCC,  $Q_{PCC}$  y  $P_{PCC}$  se calcula como sigue:

$$Q_{PCC} = Q_1 - X_{WPP} I_1^2 = V_{PCC} I_{qPCC} \quad (3)$$

$$P_{PCC} = P_1 - R_{WPP} I_1^2 = V_{PCC} I_{dPCC} \quad (4)$$

en donde  $Q_{PCC}$  y  $P_{PCC}$  denotan la potencia reactiva y activa en el PCC,  $I_1$  denota la corriente total inyectada por la turbina eólica 1 en sus terminales 6, e  $I_{qPCC}$  e  $I_{dPCC}$  denotan las componentes reactiva y activa de la corriente en el PCC.

- 5 Para pequeños cambios, se puede hacer la siguiente aproximación:  $V_{PCC} \approx V_1 \approx 1$  pu, en donde pu ("por unidad") es una unidad de tensión relativa en referencia a la tensión nominal. Con esta aproximación, las ecuaciones (3) y (4) se pueden escribir como:

$$I_{q1} - X_{WPP} I_1^2 = I_{qPCC} \quad (5)$$

10

$$I_{d1} - R_{WPP} I_1^2 = I_{dPCC} \quad (6)$$

Para pequeños cambios, la ecuación (2) se puede aproximar por:

$$\Delta V_{PCC} = X_G \Delta I_{qPCC} + R_G \Delta I_{dPCC} + \Delta V_{UG}^{15} \quad (7)$$

En principio, para insertar las ecuaciones (5) y (6) en la ecuación (7) una aproximación de un pequeño cambio para la forma cuadrática de  $I_1$  podría ser como sigue:

20

$$(I_1^2) = (I_{10} + \Delta I_1)^2 \approx I_0^2 + 2I_{10} \Delta I_1; \Delta I_1^2 \approx 2I_{10} \Delta I_1 \approx 2I_1 \Delta I_1 \quad (8)$$

en donde el subíndice "0" denota el valor de corriente antes de que ocurra el pequeño cambio. El pequeño cambio de señal para (5) y (6) se lee:

25

$$\Delta I_{q1} - X_{WPP} (2I_1 \Delta I_1) = \Delta I_{qPCC} \quad (9)$$

$$\Delta I_{d1} - R_{WPP} (2I_1 \Delta I_1) = \Delta I_{dPCC} \quad (10)$$

- 30 Insertando las ecuaciones (9), (10) en la ecuación (7) se llega a:

(11)

$$\Delta V_{PCC} = X_{UG} (\Delta I_{q1} - X_{WPP} (2I_1 \Delta I_1)) + R_{UG} (\Delta I_{d1} - R_{WPP} (2I_1 \Delta I_1)) + \Delta V_{UG}$$

- 35 Ahora se supone que la tensión de red se mantiene constante, es decir,  $V_{UG} = \text{constante}$ , o  $\Delta V_{UG} = 0$ . Calculando  $\Delta I_{q1}$  de modo que mantenga las variaciones de tensión en el PCC iguales a 0, es decir  $\Delta V_{PCC} = 0$ , se llega a:

$$\Delta I_{q1} = \left( \frac{R_{UG} R_{WPP} + X_{WPP} X_{UG}}{X_{UG}} \right) (2I_1 \Delta I_1) - \left( \frac{R_{UG}}{X_{UG}} \right) \Delta I_{d1} \quad (12)$$

- 40 El significado ostensible de  $\Delta I_{q1}$  en la ecuación (12) es como sigue:  $\Delta I_{q1}$  es el cambio de potencia reactiva que se inyecta por la turbina eólica 1 en los terminales 6 de la turbina eólica con el fin de mantener  $V_{PCC}$  constante a pesar de los cambios de la corriente inyectada por la turbina eólica 1, asumiendo que  $V_{UG}$  es constante. No obstante si se observa un cambio de  $V_{PCC}$ , la suposición es errónea, es decir, el cambio solo se puede asignar a un cambio de  $V_{UG}$ . Por lo tanto, la única causa de cambios de  $V_{PCC}$  que aparece son cambios debidos a cambios de  $V_{UG}$ , y el controlador central del parque eólico (que responde a cambios de  $V_{PCC}$ ) solo "verá" cambios de  $V_{UG}$ , y por tanto solo
- 45 controlará cambios de  $V_{UG}$ . Inyectar  $\Delta I_{q1}$  de acuerdo con la ecuación (12) por la turbina eólica 1 desacopla así el controlador central del parque eólico de cualquier perturbación provocada por cambios de la corriente inyectada por la turbina eólica 1. La corrección local se denomina por lo tanto asimismo "desacoplamiento". Debido al desacoplamiento, cualquier cambio de  $V_{PCC}$  se puede atribuir esencialmente de modo único a un cambio de  $V_{UG}$ .

- 50 La función de corrección (12) se refiere a cambios pequeños de  $\Delta I_1$  e  $\Delta I_{d1}$  y da como resultado pequeños cambios de  $\Delta I_{q1}$ . En algunos modos de realización, el controlador al cual se aplica la corrección de desacoplamiento tiene características diferenciales. En estos modos de realización se puede utilizar otra función de corrección que, cuando se diferencia por el controlador, da la función de corrección (12) para  $\Delta I_{q1}$  derivada para cambios pequeños de señal. Por ejemplo, una función de corrección adecuada para un controlador de diferenciación es:

55

$$\text{función de corrección} = \left( \frac{R_{UG}R_{WPP} + X_{WPP}X_{UG}}{X_{UG}} \right) (I_1^2) - \left( \frac{R_{UG}}{X_{UG}} \right) I_{d1} \quad (13)$$

Formando el diferencial total de (13), que se realiza efectivamente por el controlador de diferenciación, da el lado derecho de la ecuación (12).

5 En los presentes modos de realización, la corrección local se determina por el controlador local de la turbina eólica basándose en una función que tiene dos términos aditivos. Cada uno de estos términos es un producto de una constante y un valor de corriente, o el cuadrado de un valor de corriente, medido en los terminales de la turbina eólica (o predicho para que esté presente en el terminal de la turbina eólica). La constante depende de impedancias de las conexiones de red (incluyendo opcionalmente elementos de red, tales como transformadores, etc.) en el

10 parque eólico y/o la red de distribución más allá del punto de acoplamiento común.

En la aproximación ejemplar descrita anteriormente en conexión con las ecuaciones (1) a (13), la constante del primer sumando es

$$\frac{R_{UG}R_{WPP} + X_{WPP}X_{UG}}{X_{UG}} \quad (14)$$

15 y esta primera constante se multiplica por el cuadrado de la corriente total medida (o predicha) en los terminales de la turbina eólica, que es  $I_1^2$ . La constante del segundo sumando es:

$$-\frac{R_{UG}}{X_{UG}} \quad (15)$$

20 y esta segunda constante se multiplica por la corriente activa medida (o predicho) en los terminales de la turbina eólica, esto es,  $I_{d1}$ .

25 Fig. 2: parque eólico

El parque eólico 2 ejemplar de la fig. 2 tiene una pluralidad de turbinas eólicas 1, denotadas individualmente por 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, y 1.5. Cada turbina eólica 1 tiene un rotor 9 con palas 10 del rotor soportadas de modo giratorio en una góndola 11 que se monta en una torre 12. El rotor 9 acciona un generador 13. Con el fin de permitir una velocidad variable del rotor, la corriente eléctrica producida por el generador 13 se convierte mediante un convertidor 38 (fig. 3) en corriente adaptada para la frecuencia de red fija (por ejemplo, 50 Hz o 60 Hz), por ejemplo mediante un convertidor de escala completa o un convertidor de un generador de inducción de doble alimentación (DFIG). El convertidor 38 permite que la corriente se produzca con una fase arbitraria, como se desee, con relación a la tensión de red, permitiendo así producir potencia reactiva variable. El convertidor 38 permite igualmente variar la amplitud de tensión producida dentro de ciertos límites. Cada turbina eólica 1 tiene un controlador local 14 que ordena al convertidor 38 de la turbina eólica producir electricidad con una fase y tensión específicas.

40 Cada turbina eólica 1 tiene terminales 6 en los cuales la turbina eólica 1 entrega la potencia eléctrica producida. Las turbinas eólicas 1 del parque eólico 2 están conectadas eléctricamente a un punto de acoplamiento común (PCC) 16 mediante una red interna 17 del parque eólico. La red interna tiene una estructura de árbol en la cual las turbinas eólicas 1 o, más específicamente, los terminales 6, forman las ramas del árbol, y el PCC 16 forma la raíz del árbol. La estructura de árbol tiene puntos de ramificación 18 en los cuales las líneas de red (vistas en la dirección desde el PCC 16 a las turbinas eólicas 1) se ramifican en un número creciente de líneas de ramificación internas 19 del

45 parque eólico.

Algunas de las impedancias de secciones de las líneas de ramificación internas 19 están simbolizadas por cajas denotadas por 20a-20f. La impedancia total  $Z_{WPP}$  de una conexión de red interna que conecta una turbina eólica 1 y el PCC 16 es una conexión en serie de las impedancias 20 de las secciones de líneas de ramificación internas a través de las cuales fluye corriente de la turbina eólica 1 considerada al PCC 16, es decir, la suma de estas impedancias 20. Por ejemplo, la impedancia  $Z_{WPP}$  de la turbina eólica 1.2 es la suma de las impedancias 20a, 20b, 20c, y la impedancia de la línea de ramificación corta entre el punto de ramificación 18c y los terminales 6 de la turbina eólica 1.2.

55 El PCC 16 es el punto en el que el parque eólico se conecta eléctricamente a la red de distribución 3, más concretamente a la línea de ramificación externa 5 que conduce a la red de distribución 3 (en el sentido más estrecho) y se acopla a la misma en 8. Para un parque eólico marítimo, la línea de ramificación externa 5 puede ser una línea submarina que conecta el parque eólico 2 con la red de distribución terrestre. La línea de ramificación 5

incluye un transformador 21, situado por ejemplo inmediatamente corriente abajo del PCC 16. La impedancia total  $Z_{UG}$  de la línea de ramificación 5 es la suma de impedancias del transformador 21 y la impedancia 15 de la línea que conecta el transformador 21 y el punto 8 en donde la línea de ramificación 5 se acopla con la red de distribución 3.

5 El parque eólico 2 está equipado con un controlador central del parque eólico 22. El controlador central del parque eólico 22 se comunica con los controladores locales de las turbinas eólicas 14 mediante una red de control 23. La red de control 23 se implementa, por ejemplo, como un sistema de bus, es decir, un bus CAN (ISO 11898) o un bus Ethernet (IEEE 802.3). En la fig. 2, se dibujan líneas de control como líneas discontinuas para distinguirlas de líneas de la red de potencia dibujadas como líneas continuas. Como se puede observar de la fig. 2, los controladores  
10 locales de las turbinas eólicas 14 se conectan a una línea de bus central 24 de la red central 23 mediante líneas de ramificación de bus 25, por ejemplo mediante conmutadores dispuestos en los puntos de ramificación entre la línea de bus central 24 y las líneas de ramificación de bus 25.

El controlador central del parque eólico 22 tiene varias entradas, dos de las cuales se ilustran en la fig. 2. Una de las  
15 entradas es una entrada de control externa 26 a través de la cual una entidad externa, por ejemplo un operador de la red de distribución, puede proporcionar una prescripción o información de demanda relativa a la electricidad que va a ser suministrada por el parque eólico 2. Por ejemplo, el operador de la red de distribución puede demandar que el parque eólico suministre una cierta tensión  $V$  o una cantidad de potencia reactiva  $Q$  en el PCC 16 u otro punto de la red interna 17, la línea de ramificación 5 o la red de distribución 3. Otras demandas del operador de la red de  
20 distribución puede ser un límite superior en la potencia activa producida por el parque eólico 2, por ejemplo en el caso de una sobrefrecuencia en la red de distribución. La señal de información para la entrada de control externa 26 no es necesariamente una señal de demanda; en algunos modos de realización es un parámetro funcional que define la respuesta del controlador central a parámetros medidos en el parque eólico 2. Por ejemplo, en algunos modos de realización es la pendiente de una función de estadismo que define una correlación de tensión medida  
25 frente a potencia reactiva que se va a producir.

La segunda entrada al controlador central 22 ilustrado en la fig. 2 es una entrada de medición central 27; esto es, por ejemplo, una señal que representa la tensión y/o potencia reactiva medidas en el PCM 4, que puede ser, por ejemplo, el PCC 16. Alternativamente, el PCM 4 donde se miden la tensión y/o la potencia reactiva puede estar  
30 corriente arriba del PCC 16 en la red interna 17, o corriente abajo del PCC 16 en la línea de ramificación 5, marcado por 28 y 29 en la fig. 2.

El controlador central del parque eólico 22 tiene una salida de referencia 30 a la red de control 23.

35 Los controladores locales de las turbinas eólicas 14 tienen diversas entradas, dos de las cuales se ilustran en la fig. 2. Una de las entradas es una entrada de referencia 31 desde la red de control 23. La segunda entrada es una entrada de medición local 32. La señal que representa la entrada de medición local 32 es la tensión y/o la potencia reactiva medidas en los terminales 6 de la turbina eólica 1 asociada.

40 Tanto el controlador central del parque eólico 22 como los controladores locales de las turbinas eólicas 14 son controladores realimentados que comparan dos entradas y producen una señal de control basada en la diferencia entre las dos entradas.

La red de control 23 es una red de control bidireccional que permite una comunicación de dos vías entre el  
45 controlador central del parque eólico 22 y los controladores locales de las turbinas eólicas 14. Por ejemplo, la dirección de enlace descendente (es decir, la dirección desde el controlador central 22 a los controladores locales 14) se utiliza para enviar valores de referencia, por ejemplo, para tensión y/o potencia reactiva, desde el controlador central 22 a los controladores locales 14. La dirección de enlace ascendente se puede utilizar por las turbinas eólicas 1 para devolver información acerca de su estado de funcionamiento actual, por ejemplo acerca de la cantidad de potencia activa producida actualmente, al controlador central 22 (solo se dibujan flechas de enlace  
50 descendente en la fig. 2).

La salida de referencia 30 por el controlador central del parque eólico 22 es, en algunos modos de realización, un valor de referencia común para todas las turbinas eólicas 1.1 a 1.5. En esos modos de realización, se requiere que  
55 todas las turbinas eólicas 1 del parque eólico 2 produzcan la misma tensión o potencia reactiva, de acuerdo con el valor de referencia común. Esto se ilustra mediante " $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$  (común)" en la fig. 2. En otros modos de realización, las turbinas eólicas 1 reciben valores de referencia individuales desde el controlador central del parque eólico 22. Por ejemplo, cuando algunas de las turbinas eólicas 1 han informado al controlador central del parque eólico 22 de que están funcionando a la potencia nominal mientras otras turbinas eólicas 1 han informado al controlador central del parque eólico 22 que están funcionando a carga parcial (es decir, por debajo de la potencia nominal), el controlador central 22 puede hacer uso de un margen de corriente que todavía queda en el convertidor 38 de las turbinas eólicas 1 a carga parcial requiriendo que estas, por ejemplo, produzcan más potencia reactiva que las turbinas eólicas que funcionan a potencia nominal. Valores de referencia individuales se ilustran mediante " $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$  (individual)" en la fig. 2.

Fig. 3: sistema de control del parque eólico

5 La estructura global del sistema de control ejemplar del parque eólico de acuerdo con la fig. 3 tiene un bucle de control externo (o del parque eólico) 33, un bucle de control interno (o local) 34 con un desacoplador local 35 en cada turbina eólica 1.

10 El bucle de control externo 33 mostrado en la fig. 3 incluye el controlador central del parque eólico 22 que produce el valor de referencia  $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ , una parte 23a de la red de control 23 para transmitir el valor de referencia  $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$  del controlador central 22 a la turbina eólica 1, la turbina eólica 1 con el controlador local de la turbina eólica 14, una parte de la red interna 17, más concretamente la línea 7 que conecta los terminales de la turbina eólica con el punto de medición común 4 (el PCC 16 o los puntos de medición alternativos 28, 29), un sensor de medición central 36 que mide parámetros eléctricos, tales como la tensión, potencia reactiva, etc., por ejemplo en el punto de medición común 4, y una línea de entrada 37 de medición central desde el sensor de medición central 36 a la entrada de medición central 27 del controlador central que cierra el bucle de control externo 33 para proporcionar realimentación al controlador central del parque eólico 22.

20 El bucle de control interno 34 está embebido en el bucle de control externo 33. Incluye el controlador local de la turbina eólica 14 que produce una señal de control del convertidor, un convertidor 38 de la turbina eólica 1 que suministra potencia eléctrica a los terminales 6 de la turbina eólica, un sensor de medición local 39 que mide parámetros eléctricos, tales como la tensión, potencia reactiva, etc., por ejemplo en los terminales 6, y una línea de entrada 40 de medición local desde el sensor de medición local 39 a la entrada de medición local 32 del controlador local que cierra el bucle de control interno 34 para proporcionar realimentación al controlador local de la turbina eólica 14. El bucle de control interno 34 es opcional; en otros modos de realización, el controlador local de la turbina eólica 14 y el convertidor 38 cumplen con el valor de referencia  $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$  del controlador central sin realimentación.

30 El desacoplador 35 es un componente especial del controlador local de la turbina eólica 14. Proporciona una señal de corrección al bucle de control externo 33 (y al bucle de control interno 34, si es aplicable) basándose, por ejemplo, en una medición de la corriente producida por la turbina eólica 1. La medición de corriente se puede realizar por medio del sensor de medición local 39 en los terminales 6. El desacoplador 35 desacopla el controlador central del parque eólico 22 de los efectos de cambios de la corriente, o potencia, producidas por la turbina eólica 1. La corrección por el desacoplador 35 es un control anticipado combinado con el control realimentado realizado por el controlador central del parque eólico 22. En principio, como la actividad de control del controlador central del parque eólico 22 se basa en realimentación, esto garantizaría asimismo sin ninguna de dicha corrección anticipada superpuesta que el parque eólico finalmente emita la V o Q objetivo. Sin embargo, sin una corrección anticipada, el objetivo de V o Q se alcanzaría relativamente despacio, por ejemplo debido a la anchura de banda generalmente limitada de la línea de comunicación 23a del controlador central 22 a la turbina eólica 1. La corrección por el desacoplador 35 anticipa y compensa instantáneamente cualquier cambio de V o Q en el punto de medición común 4 de un modo anticipado, de modo que la tarea de control realimentado restante del controlador central es controlar (compensar) cualquier cambio de  $V_{UG}$ . Así se evita cualquier desviación de control temporal debido a la lentitud del control realimentado.

45 Los elementos del sistema de control del parque eólico de acuerdo con la fig. 3 se describen a continuación en mayor detalle.

50 El controlador central del parque eólico 22 tiene un sustractor central 41 y un procesador 45 de señal de error central. El sustractor central 41 determina la diferencia entre un valor objetivo central 42 de V o Q y el valor real de V o Q medido en el punto de medición común 4. Esta diferencia se emite como una señal de error central 43 por el sustractor central 41 y se alimenta al procesador 45 de señal de error central. El procesador 45 de señal de error central produce y emite el valor de referencia 30 ( $V_{ref}$  o  $Q_{ref}$ ).

55 En la fig. 3 se ilustran tres modos de realización alternativos de generación de un valor de objetivo central mediante líneas discontinuas. En un primer modo de realización, el valor objetivo central 42' es un valor constante de V o Q, que se puede almacenar, por ejemplo, en el controlador central del parque eólico 22. En este primer modo de realización, el sistema de control del parque eólico mantiene la salida del parque eólico 1 en el PCC 4 constante a un valor de V o C que corresponde al valor objetivo central 42', implementando así un control realimentado del tipo de "control constante".

60 En un segundo modo de realización, el valor objetivo central 42'' corresponde a, o se deriva de, la entrada de control externa 26. El valor objetivo central 42'' es una prescripción de V o Q, por ejemplo proporcionada externamente por un proveedor de red. En este segundo modo de realización, el sistema de control del parque eólico mantiene la salida del parque eólico 1 en el PCC 4 en el valor variable de V o C prescrito por la prescripción externa de V o Q en la entrada de control externa 26, realizando así un control realimentado del tipo de "control de seguidor".

65 En un tercer modo de realización, el valor objetivo central 42''' se produce mediante un controlador de estatismo 44.

Por ejemplo, se puede realizar un control de estatismo midiendo la  $V_{PCC}$  en el punto de medición común 4 y proporcionando una referencia  $Q_{ref}$  de Q a la turbina eólica 1, derivada de la tensión  $V_{PCC}$  medida. Con este fin, un sensor de medición central 36' (que puede ser el sensor 36) mide V en el punto de medición común 4, y el valor medido de V se transfiere mediante una segunda línea de entrada de medición común 37' al controlador de estatismo 44. La función del controlador de estatismo es correlacionar la entrada de V medida frente a una salida de Q de acuerdo con una función de estatismo. La función de estatismo es, por ejemplo, una función lineal afín (es decir, una función de la forma  $Q = aV + b$ , donde a puede ser positiva o negativa). Los parámetros (a, b) de la función se pueden predefinir o proporcionar externamente por un proveedor de red. La Q de salida del controlador de estatismo 44 es el valor objetivo central 42''' introducido en el sustractor central 41. En general, un control de estatismo es un control anticipado, en el cual un valor medido (aquí: V) se correlaciona, de un modo anticipado, con una variable de control (aquí: Q). Sin embargo, a un nivel de implementación, tal control anticipado se puede implementar como un control realimentado para garantizar que el parque eólico cumple realmente con la prescripción representada por la variable de control (esto se muestra en el modo de realización de la fig. 3).

El procesador 45 de señal de error central recibe la señal de error central 43 del sustractor central 41 y produce la salida de referencia 30 del controlador central (en la terminología de la teoría de control, el procesador de señal de error se denominaría habitualmente como el "controlador"; sin embargo, en el presente texto, el término "controlador" se utiliza para la combinación del componente que proporciona el valor objetivo, el sustractor y lo que se denomina comúnmente como el controlador). El procesador 45 de señal de error central tiene características proporcionales e integrales (PI); es decir, emite una suma de la señal de entrada amplificada e integrada en el tiempo. En otros modos de realización, tiene características proporcionales, integrales, y diferenciales (PID); es decir, emite una suma de la señal de entrada amplificada, integrada en el tiempo, y diferenciada en el tiempo. La salida 30 es el valor de referencia  $V_{ref}$  o  $Q_{ref}$ .

El controlador local de la turbina eólica 14 recibe el valor de referencia  $V_{ref}$  o  $Q_{ref}$  en su entrada 31. El controlador local de la turbina eólica 14 tiene un sustractor local 47 y un procesador 49 de señal de error local. El sustractor local 47 determina la diferencia entre el valor de referencia  $V_{ref}$  o  $Q_{ref}$  y el valor real de V o Q medido en los terminales 6 de la turbina eólica 1 por el sensor local de medición 39 y alimentado al sustractor local 47 por medio de la línea de entrada de medición local 40. Esta diferencia (que representa una señal de error local 48) se alimenta al procesador 49 de señal de error local.

El procesador 49 de señal de error local produce una salida de referencia 50 del controlador local sin corregir (de nuevo, en la terminología de la teoría de control, el procesador de señal de error se denominaría comúnmente como "el controlador"; sin embargo, en el presente texto, el término "controlador" se utiliza para la combinación del sustractor local y lo que se refiere comúnmente como el controlador). El procesador 49 de señal de error local tiene características de PI. En otros modos de realización, tiene características de PID.

La salida de referencia 50 del controlador local sin corregir se alimenta a un sumador local 51. La otra entrada al sumador local 51 es la corrección 52 producida por el desacoplador 35. El desacoplador 35 recibe valores de corriente medida como una entrada 53. La medición de corriente se puede realizar mediante el sensor de medición local 39 en los terminales 6. El sumador local 51 determina la suma de la salida de referencia 50 del controlador local sin corregir y la corrección 52 producida por el desacoplador 35. La salida del sumador local 51 es el valor de referencia corregido 54 del controlador local. La señal de referencia corregida 54 del controlador local provoca que el convertidor 38 produzca electricidad con V o Q en los terminales 6 de acuerdo con el valor de referencia representado por el valor de referencia corregido 54 del controlador local.

Figs. 4 y 5: controladores locales de las turbinas eólicas con funcionalidad de desacoplamiento

Las figs. 4 y 5 ilustran dos modos de realización diferentes de controladores locales de las turbinas eólicas 14. En el modo de realización de la fig. 4, se realiza un control de potencia reactiva, o "control de Q", es decir, la salida de referencia 30 del controlador central del parque eólico 22 y la entrada de referencia 31 al controlador local de la turbina eólica 14 es  $Q_{ref}$ . En el modo de realización de la fig. 5, se realiza un "control de V", es decir, la salida de referencia 30 del controlador central del parque eólico 22 y la entrada de referencia 31 al controlador local de la turbina eólica 14 es  $V_{ref}$ .

En el modo de realización de control de Q de la fig. 4 un controlador de Q 46 determina la diferencia entre  $Q_{ref}$  y la potencia reactiva  $Q_m$  producida por la turbina eólica 1 y medida en sus terminales 6, por medio del sustractor local 47. La señal de error de Q local 48 resultante se escala y se integra por el procesador PI local 49. La salida del procesador PI local es la señal de referencia 50 (aún sin corregir) para la corriente reactiva  $I_q$  que se va a producir por la turbina eólica 1, basándose en la relación  $Q = V \cdot I_q$  entre Q e  $I_q$ , en donde V es la tensión  $V_1$  de la red interna 17 en los terminales 6.

El sumador local 51 suma la corrección local 52 a la señal de referencia sin corregir 50 de corriente reactiva. La salida del sumador local 51 es la señal de referencia corregida 54 de corriente reactiva del controlador local. Como, en algunos modos de realización, la corriente suministrada por el convertidor 38 se controla mediante modulación de

tensión, la señal de referencia corregida 54 del controlador local, o  $I_{qref}$ , se transforma mediante un controlador de corriente reactiva 55 en una señal de referencia 56 de tensión reactiva, o  $V_{qref}$ .

5 El control de la potencia activa P por medio de un controlador de P 46' se ilustra igualmente en la fig. 4. Como la potencia activa P normalmente no está regulada por el controlador central del parque eólico 22 no se muestra ningún valor de referencia para P del controlador central del parque eólico 22 en la fig. 4. Debido al hecho de que una turbina eólica, a velocidades del viento por debajo de la velocidad nominal del viento de la turbina eólica, funciona normalmente a su máxima eficiencia para maximizar el rendimiento, y por encima de la velocidad nominal del viento la potencia activa está limitada a la potencia nominal constante, la potencia activa P se controla habitualmente solo localmente por el controlador local de la turbina eólica 14. Sin embargo, en algunos modos de realización, el controlador central del parque eólico 22 puede proporcionar asimismo una señal de referencia para controlar la potencia activa P, por ejemplo para abordar un evento de sobreproducción. La salida del controlador de P es una señal de referencia 54' para la corriente activa  $I_d$  que se va a producir por la turbina eólica 1, basándose en la relación  $P = V \cdot I_d$  entre P e  $I_d$ , en donde V es la tensión  $V_1$  de la red interna 17 en los terminales 6. Como, en el modo de realización de la fig. 4, la corriente suministrada por el convertidor 38 se controla por modulación de tensión, la señal de referencia 54' del controlador local, o  $I_{dref}$ , se transforma mediante un controlador de corriente activa 55' en una señal de referencia 56' de tensión activa, o  $V_{dref}$ . La señal de referencia 56 de tensión reactiva y la señal de referencia 56' de tensión activa se combinan y se transforman a continuación mediante un modulador convertidor 57 en señales conmutadas en tiempo que provocan que conmutadores de semiconductor del convertidor 38 se abran y cierren en ciertos momentos de modo que produzca la corriente reactiva y activa requerida.

El desacoplador 35 produce la corrección local 52 basándose en la entrada 53, es decir, el valor de corriente  $I_m$  (la corriente total) e  $I_{dm}$  (la componente activa de la corriente total) medidos en los terminales 6. La corriente activa medida  $I_{dm}$  se multiplica en un primer multiplicador 58 por una constante  $K_1$ , esto es

$$25 \quad - \frac{R_{UG}}{X_{UG}} \quad (15)$$

La corriente total medida  $I_m$  se eleva al cuadrado en primer lugar en un componente para elevar al cuadrado 59, y el cuadrado de  $I_m$  se multiplica a continuación en un segundo multiplicador 60 por una constante  $K_2$ , esto es

$$30 \quad \frac{R_{UG}R_{WPP} + X_{WPP}X_{UG}}{X_{UG}} \quad (14)$$

Las salidas de los multiplicadores primero y segundo 58, 60 se suman mediante un desacoplador-sumador 61 cuya entrada es la corrección local 52, o  $I_{q1}$ , en algunos modos de realización. En otros modos de realización (un ejemplo de los cuales se ilustra en la fig. 4) la salida del desacoplador-sumador 61 se filtra mediante un filtro de paso bajo 62 para robustecer la corrección local frente al ruido transitorio; la salida del filtro de paso bajo 62 es la corrección local 52, o  $I_{q1}$ , alimentada al sumador local 51.

40 En los modos de realización de las figs. 4 y 5, la corrección local 52 se añade corriente abajo del sustractor local 47 y el procesador PI local 49. La constante de tiempo del procesador PI local 49 (incluyendo el filtro de paso bajo 62, en modos de realización con tal filtro de paso bajo) es mayor (o su ancho de banda es menor) que la del desacoplador 35, de modo que el bucle de control local realimentado 34 no compensa inmediatamente, y por lo tanto cancela, un cambio de la corrección local 52. Cuando un cambio de la corrección local 52 ha ocurrido, el cambio inicialmente modificará efectivamente la entrada de referencia 31, o  $Q_{ref}$ , al controlador local de la turbina eólica 14. Una vez que ha pasado un período de tiempo que corresponde al procesador PI local 49, el bucle de control local realimentado 34 compensa, y cancela así de modo efectivo, el cambio que ha aparecido en la corrección local 52. Así pues, el desacoplador 35 solo desacopla el controlador local 13 de la turbina eólica transitoriamente respecto al controlador central del parque eólico 22, es decir, solo ocurre un cambio de la corriente producida. A medida que la condición progresa hacia un estado estacionario, el efecto del desacoplador 25 disminuye y finalmente desaparece. La modificación transitoria por el desacoplador 35 a la señal de referencia 50 de corriente reactiva se sustituye por un cambio gradual correspondiente de la entrada de referencia 31, o  $Q_{ref}$ , desde el controlador central del parque eólico 22. Así pues, el efecto del desacoplador 35 es asumido gradualmente de modo creciente por el bucle de control de realimentación externo 33. El desacoplador tiene características diferenciales.

55 En el modo de realización de la fig. 5 se realiza un control de tensión, o "control de V", en lugar del control de Q de la fig. 4. La salida de referencia 30 del controlador central del parque eólico 22 y la entrada de referencia 31 al controlador local de la turbina eólica 14 es una tensión deseada,  $V_{ref}$ . Correspondientemente, en el modo de realización de control de V de la fig. 5, la analogía al controlador de Q 46 de la fig. 4 es un controlador de V 146; este determina la diferencia entre  $V_{ref}$  y la tensión  $V_m$  producida por la turbina eólica 1 y medida en sus terminales 6, por medio de un sustractor local 147. La señal de error de V local 148 resultante se escala e integra por el procesador PI local 149. La tensión en los terminales 6 de la turbina eólica se controla mediante la cantidad de corriente reactiva  $I_q$

producida por la turbina eólica 1. Por lo tanto, la salida del procesador PI local es una señal de referencia 50 (todavía sin corregir) para la corriente reactiva  $I_q$  que va ser producida por la turbina eólica 1. En lo que se refiere a todos los elementos 51-62 restantes y sus funcionalidades, incluyendo la corrección local 52 y el controlador P 46', 54'-56', se hace referencia a la descripción de la fig. 4 que se aplica asimismo a los modos de realización de la fig. 5.

5 Figs. 6a a c: aplicación alternativa de corrección de desacoplamiento

En los modos de realización de las figs. 4 y 5, la corrección local 52 se añade corriente abajo del sustractor local 47 y el procesador PI local 49. En los modos de realización alternativos de las figs. 6a a c, la corrección local se aplica en, o corriente arriba de, el sustractor local 47 y el procesador PI local 49. Con este fin, en el control de Q (análogo a la fig. 4) la señal de corrección  $I_q$  local 52 producida por el desacoplador 35 se multiplica en un tercer multiplicador 63 por la tensión  $V_m$ . Como resultado, la señal de corrección  $I_q$  52 se convierte en una señal de corrección de Q, denotada por 252 en las figs. 6a a c, que se puede añadir, o sustraer de, una señal de Q. En un control de V alternativo (análogo al de la fig. 5) la señal de corrección local  $I_q$  52 producida por el desacoplador 35 se multiplica en el tercer multiplicador 63 por una ganancia  $G_Z$  que representa la impedancia de los terminales 6 de la turbina eólica al punto de medición común 4. Como resultado, la señal de corrección  $I_q$  52 se convierte en una señal de corrección V, denotada asimismo por 252 en las figs. 6a a c, que se puede añadir a, o sustraer de, una señal de V.

En el modo de realización de la fig. 6a, la señal de corrección de Q 252 se introduce en el sustractor local 47 que la añade a la diferencia entre  $Q_{ref}$  y  $Q_m$ . Este resultado, que representa una señal de error local 250 ya corregida por el desacoplador, se alimenta al procesador 49 de señal de error local. Esto sustituye la corrección del desacoplador corriente abajo del procesador 49 de señal de error local en la fig. 4; no se lleva a cabo tal corrección corriente abajo.

En el modo de realización de la fig. 6b, la señal de corrección de Q 252 se aplica a la señal de referencia  $Q_{ref}$  (es decir, la salida de referencia 30 del controlador central) corriente arriba del sustractor local 47 por medio de un sumador de  $Q_{ref}$  64. La señal de  $Q_{ref}$  modificada de este modo se introduce en el sustractor local 47. La salida del sustractor local 47, que representa una señal de error local 250 ya corregida por el desacoplador, se alimenta al procesador 49 de señal de error local. Esto sustituye la corrección del desacoplador corriente abajo del procesador 49 de señal de error local en la fig. 4; no se lleva a cabo tal corrección corriente abajo.

En el modo de realización de la fig. 6c la señal de corrección de Q 252 se aplica a la señal de  $Q_m$  (es decir, la señal que representa la potencia reactiva medida en los terminales 6 de la turbina eólica) corriente arriba del sustractor local 47 por medio de un sustractor de  $Q_m$  64'. El sustractor de  $Q_m$  64' sustrae la señal de corrección de Q 252 de la señal de  $Q_m$ . La señal de  $Q_m$  modificada de este modo se introduce como el sustraendo en el sustractor local 47, como se describió en conexión con la fig. 4. La salida del sustractor local 47, que representa una señal de error local 250 ya corregida por el desacoplador, se alimenta al procesador 49 de señal de error local en la fig. 4; no se lleva a cabo tal corrección corriente abajo.

En los modos de realización de las figs. 6a-c la corrección local 52 se aplica corriente arriba del sustractor local 47 y el procesador PI local 49. Por lo tanto, en estos modos de realización el bucle de control local realimentado 34 no compensa la corrección local 52 en el límite de estado estacionario, como en los modos de realización de las figs. 4 y 5. El desacoplador no tiene características diferenciales; la corrección local 52 basada en la ecuación (13) es, no obstante, una buena aproximación. El controlador central del parque eólico 22 no sustituirá por lo tanto la corrección local 52 por el desacoplador 35 sino que todavía corregirá cualquier error realizado por el control anticipado del desacoplador, debido a las características de realimentación del bucle de control externo 33.

En lo que se refiere al resto de los elementos y sus funcionalidades, incluyendo la corrección local 52 y el controlador P 46', 54'-56', se hace referencia a la descripción de la fig. 4 que se aplica asimismo a los modos de realización de las figs. 6a-c.

Figs. 7a a g: comportamiento temporal de diferentes parámetros de control

Las figs. 7a a g representan un comportamiento temporal ejemplar de diferentes parámetros de control del sistema de control del parque eólico. Como ejemplo, se refieren a los modos de realización de la fig. 4 y a un control de tensión constante (primera alternativa de la fig. 3). Los siete diagramas temporales de las figs. 7a a g están alineados, y los puntos alineados en el eje t se refieren al mismo punto temporal, es decir los diagramas temporales están "sincronizados".

En el intervalo temporal ilustrado, la tensión objetivo V en el punto de medición común 4 se asume que es constante en el presente ejemplo, como se ilustra en la fig. 7a.

Además, se asume en el presente ejemplo que en el momento  $t_1$  la velocidad del viento sube, y que la potencia activa P producida por una turbina eólica que funciona en el modo de carga parcial (por ejemplo, la turbina eólica 1 de las figuras anteriores) e inyectada en la red interna 17 en los terminales 6 de la turbina eólica sube



correspondientemente. Por sencillez de la ilustración, la producción de potencia activa se muestra como constante antes y después de  $t_1$ , y exhibiendo un aumento en forma de escalón en  $t_1$ , en la fig. 7b (esto es una idealización; en una situación real, la velocidad del viento y la producción de potencia activa correspondiente variarán siempre, y la variación será continua).

5 Debido a la impedancia  $Z_{WPP}$  de la línea que conecta los terminales 6 de la turbina eólica y el punto de medición común 4 el cambio de la potencia activa producida provocaría un cambio de la tensión  $V$  en el punto de medición común 4. Sin embargo, con el fin de mantener la tensión constante en el punto de medición común 4, como se requiere (fig. 7a), la cantidad de potencia reactiva  $Q$  que se va a producir tiene que ser modificada en  $t_1$  en una cierta cantidad de modo que compense el cambio de tensión que sería provocado por el cambio en potencia activa. Esto se ilustra en la fig. 7c. Nótese que la fig. 7c ilustra un requerimiento hipotético pero no representa el valor de referencia  $Q_{ref}$  real proporcionado por el controlador central del parque eólico 22, ya que la comunicación entre el controlador central del parque eólico 22 y el controlador local de la turbina eólica 14 se asume que es relativamente lenta de modo que  $Q_{ref}$  no puede responder a un cambio de la producción de potencia activa inmediatamente en  $t_1$  (la  $Q_{ref}$  real solo se ilustra en la fig. 7f).

15 Sin embargo, la corrección local 52 se determina sin ningún retraso (significativo), y por lo tanto causa, de un modo anticipado, una corrección inmediata en  $t_1$  de la salida de referencia  $I_q$  50 del controlador local (que se basa en la señal de  $Q_{ref}$  30 del controlador central). Esto se ilustra en la fig. 7d. El tamaño de la corrección local 52 es tal que la turbina eólica 1 produce lo requerido por  $Q$  para compensar el cambio de tensión que provocaría en el punto de medición común 4 el cambio de potencia activa (como se ilustra en la fig. 7c).

20 La corrección local anticipada 52 provoca que la potencia reactiva producida realmente, es decir, la potencia reactiva  $Q_m$  medida en los terminales 6, se desvíe de la cantidad de potencia activa  $Q_{ref}$  ordenada por la señal de  $Q_{ref}$  30 del controlador central. Esto se ilustra en la fig. 7e mediante la diferencia entre  $Q_{ref}$  y  $Q_m$  que se vuelve distinta de cero en  $t_1$ . Debido al hecho de que, en el modo de realización ejemplar de la fig. 4, la corrección local 52 se aplica corriente abajo de la producción de la señal de error local 48, el controlador local realimentado 34 (que tiene una mayor constante de tiempo que el desacoplador 35) regula lentamente la diferencia distinta de cero entre  $Q_{ref}$  y  $Q_m$ ; la lenta caída de la diferencia entre  $Q_{ref}$  y  $Q_m$  se muestra igualmente en la fig. 7e. En otros modos de realización en los cuales la corrección local se aplica en, o corriente arriba de, la producción de la señal de error local 48 el controlador local realimentado 34 (como en las figs. 6a-c) provoca que la diferencia distinta de cero entre  $Q_{ref}$  y  $Q_m$  permanezca constante tras  $t_1$ .

25 La lenta caída de la diferencia entre  $Q_{ref}$  y  $Q_m$  provocaría que la tensión en el punto de medición común 4 se desviara de la tensión objetivo mostrada en la fig. 7a. Sin embargo, el controlador central del parque eólico 22 con su bucle de realimentación externo 33 controla la tensión en el punto de medición común 4 para igualar al valor objetivo y por lo tanto ajustar su señal de  $Q_{ref}$  30 consecuentemente, como se ilustra en la fig. 7f. Dicho de otro modo, en una escala temporal más larga, el controlador central del parque eólico 22 asume el control desde el controlador local de la turbina eólica 14 regulando la actividad de control anticipado transitoria del controlador local de la turbina eólica 14. Esto ocurre en una escala temporal más larga asumible por el bucle de realimentación externo 33. En otros modos de realización, sin embargo, tales como en las figs. 6a-c, la señal de  $Q_{ref}$  30 permanece constante tras  $t_1$ .

30 Como resultado de esta interacción de corrección local anticipada y control central realimentado, la tensión VPCM real permanece en su valor objetivo (fig. 7a), como se ilustra en la fig. 7g. En ausencia de tal corrección anticipada, la tensión  $V$  en el punto de medición común se desviaría de la tensión objetivo en  $t_1$ , y en un cierto periodo posterior, debido a la lentitud del bucle de realimentación externo 33.

35 Las figs. 7a-g se han presentado en el contexto de control de  $Q$ , pero pueden aplicar a un control de  $V$  (un ejemplo del cual se ilustra en la fig. 5) de un modo análogo.

40 Las figs. 7a-g ilustran un ejemplo en el cual la tensión objetivo es constante pero la potencia activa producida varía. De modo análogo, el efecto de un cambio del parámetro objetivo (por ejemplo, un cambio de la potencia reactiva objetivo) debido a la impedancia de la línea entre la turbina eólica y el punto de medición común se anticipa y se compensa por la corrección local. Por ejemplo, un aumento en la potencia reactiva  $Q$  aumenta la corriente total  $I_1$ , y por lo tanto entra en el término de corrección  $K_2$  en 60 (figs. 4 y 5).

45 Esta patente cubre todos los modos de realización de las enseñanzas de la invención que caigan justificadamente dentro del ámbito de las reivindicaciones adjuntas ya sea literalmente o bajo la doctrina de los equivalentes.

60

## REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de control del rendimiento eléctrico de un parque eólico (2), comprendiendo el parque eólico (2) turbinas eólicas (1), controladores locales de las turbinas eólicas (14), un controlador central del parque eólico (22), un punto de medición común (4), y una red eléctrica (17) que conecta las turbinas eólicas (1) y el punto de medición común (4), en el que las conexiones de red (7) entre las turbinas eólicas (1) y el punto de medición común (4) tienen impedancias eléctricas (20);
- 5
- llevándose a cabo el procedimiento conjuntamente por las turbinas eólicas (1) con sus controladores locales de las turbinas eólicas (14) y el controlador central del parque eólico (22), comprendiendo el procedimiento:
- 10 producir corrientes eléctricas por las turbinas eólicas (1), y suministrar las corrientes eléctricas a la red eléctrica (17);
- medir un valor de una cantidad eléctrica (V, Q) en el punto de medición común (4) y proporcionar el resultado de la medición al controlador central del parque eólico (22);
- 15 generar, por el controlador central del parque eólico (22), por lo menos uno de un valor de referencia de tensión ( $V_{ref}$ ) y un valor de referencia de potencia reactiva ( $Q_{ref}$ ) para una turbina eólica (1), basándose en el valor medido de la cantidad eléctrica en el punto de medición común (4), y proporcionar el por lo menos uno de un valor de referencia de tensión ( $V_{ref}$ ) y un valor de referencia de potencia reactiva ( $Q_{ref}$ ) al controlador local de la turbina eólica (14) de la turbina eólica (1);
- 20 provocar, mediante el controlador local de la turbina eólica (14), que la turbina eólica (1) produzca por lo menos una de una tensión (V) y una potencia reactiva (Q) en la red eléctrica (17) en la posición de la turbina eólica (1) que corresponde al por lo menos uno de un valor de referencia de tensión ( $V_{ref}$ ) y un valor de referencia de potencia reactiva ( $Q_{ref}$ ), pero que está corregido por una corrección local (52) producida por el controlador local de la turbina eólica (14);
- 25 en el que la corrección local (52), toma en consideración por lo menos uno de un cambio de tensión y un cambio de potencia reactiva esperados en el punto de medición común (4) para la corriente eléctrica suministrada por la turbina eólica (1) debido a la impedancia eléctrica (20) de la conexión de red (7) entre la turbina eólica (1) y el punto de medición común (4), tomada en consideración dicha corriente eléctrica por la corrección (52) que se determina localmente en la turbina eólica (1).
- 30
2. El procedimiento de la reivindicación 1, que comprende controlar el rendimiento eléctrico del parque eólico (2) por medio de un bucle de control realimentado (33) con controles anticipados superpuestos (35),
- 35 estando formado el bucle de control realimentado (33) por el controlador del parque eólico (22) que compara la cantidad eléctrica medida en el punto de medición común (4) con un valor objetivo central y deriva los valores de referencia ( $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) para las turbinas eólicas (1) a partir de la comparación, y provocando los controladores locales de las turbinas eólicas (14) que las turbinas eólicas (1) produzcan por lo menos una de una cierta tensión (V) y una cierta potencia reactiva (Q) en la red eléctrica (17) en las posiciones de las turbinas eólicas (1), lo que a su vez influye en la cantidad eléctrica (V, Q) que se va a medir en el punto de medición común (4),
- 40
- estando formados los controles anticipados superpuestos (35) por las correcciones locales (52) por los controladores de las turbinas eólicas (14), que provocan que las turbinas eólicas (1) produzcan un rendimiento corregido para un cambio de tensión o un cambio de potencia reactiva esperados en el punto de medición común (4) para las corrientes eléctricas suministradas por las turbinas eólicas (1) debido a las impedancias eléctricas (20) de las conexiones de red (7) entre las turbinas eólicas (1) y el punto de medición común (4).
- 45
3. El procedimiento de la reivindicación 1 o 2, en el que el punto de medición común (4) es un punto de acoplamiento común (16) del parque eólico (2) a una red de distribución eléctrica (3), o un punto en una red eléctrica del parque eólico (17) corriente arriba del punto de acoplamiento común (16), o un punto en la red de distribución (3) corriente abajo del punto de acoplamiento común (16).
- 50
- 55
4. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que hay una tensión y una potencia reactiva en la red eléctrica (3, 17) en el punto de medición común (4), y en el que la cantidad eléctrica medida en el punto de medición común (4) es por lo menos una de la tensión (V) y la potencia reactiva (Q) en el punto de medición común (4).
- 60
- 65
5. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que generar el valor de referencia por el controlador central del parque eólico (22) comprende comparar la cantidad eléctrica medida en el punto de medición común (4), u otra cantidad derivada de esta, con un valor objetivo, y obtener el valor de referencia ( $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) como resultado de la comparación.

6. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que la generación del valor de referencia por el controlador central del parque eólico (22) comprende correlacionar la cantidad eléctrica medida por una función de estadismo con el valor de referencia ( $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ).
- 5 7. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que los valores de referencia ( $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) generados por el controlador central del parque eólico (22) son los mismos valores para todas las turbinas eólicas (1), o son valores proporcionales entre sí, o son valores individuales para diferentes turbinas eólicas (1).
- 10 8. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que una respuesta por el controlador local de la turbina eólica (14) a un cambio en el valor de referencia ( $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) del controlador central del parque eólico tiene una constante de tiempo, y en el que una respuesta a la corrección local (52) tiene otra constante de tiempo, y en el que la constante de tiempo de la respuesta al controlador del parque eólico (22) es mayor que la de la corrección local (52).
- 15 9. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, en el que por lo menos una de una tensión (V) y una potencia reactiva (Q) se mide en la red eléctrica (17) localmente en la turbina eólica (1), y el controlador local de la turbina eólica (14) compara el valor medido localmente de por lo menos una de la tensión (V) y la potencia reactiva (Q) con el valor de referencia ( $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) del controlador central del parque eólico para generar una señal de error local (48, 148, 248) en la cual se basa un control de la turbina eólica (1), formando así un bucle de control local realimentado (34).
- 20 10. El procedimiento de la reivindicación 9, en el que la corrección local (52) se aplica corriente abajo de la generación de señal de error local (47), en la generación de señal de error local (47), o corriente arriba de la generación de señal de error local (47).
- 25 11. El procedimiento de la reivindicación 9 o 10, en el que la señal de error local (48, 148, 248) se transforma en una referencia de corriente local (50),
- 30 la corrección local (52) se proporciona en forma de una corrección de corriente,
- y la referencia de corriente local (50) se corrige mediante la corrección de corriente.
12. El procedimiento de la reivindicación 9 o 10, en el que
- 35 la corrección local (52) se proporciona en una forma (252) que corresponde a la referencia del controlador central del parque eólico, que es en forma de una corrección de tensión ( $V_{ref}$ ) o una corrección de potencia reactiva ( $Q_{ref}$ ),
- 40 y la corrección local (52) corrige la referencia ( $V_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) del controlador central del parque eólico corriente aguas arriba de la generación de señal de error local (47), o corrige el valor de tensión o potencia reactiva medido localmente, o se toma en consideración en la generación de señal de error local (47).
- 45 13. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, en el que la corrección local (52) se determina basándose en una función, en el que la corriente eléctrica producida por la turbina eólica (1) es una variable de la función, en el que la corriente eléctrica no es conocida por el controlador del parque eólico (22) a priori, porque por lo menos en un modo de funcionamiento por debajo de la velocidad nominal del viento la corriente eléctrica producida está gobernada por la velocidad del viento, que puede fluctuar y se siente primero por la turbina eólica (1).
- 50 14. El procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13, en el que la corriente eléctrica producida por la turbina eólica (1) se puede representar por una corriente total (I), una componente activa de la corriente ( $I_d$ ), y una componente reactiva de la corriente ( $I_q$ ), y
- 55 en el que la corrección local (52) se determina basándose en una función que tiene por lo menos dos términos aditivos,
- dependiendo uno de los términos aditivos de la corriente total (I), y
- dependiendo el otro término aditivo de la componente activa ( $I_d$ ) de la corriente producida por la turbina eólica (1).
- 60 15. Un parque eólico (2), que comprende turbinas eólicas (1), controladores locales de las turbinas eólicas (14), un controlador central del parque eólico (22), un punto de medición común (4), y una red eléctrica (17) que conecta las turbinas eólicas (1) y el punto de medición común (4), en el que las conexiones de red (7) entre las turbinas eólicas (1) y el punto de medición común (4) tienen impedancias eléctricas (20);

en el que el parque eólico (2) está dispuesto para controlar su rendimiento eléctrico controlando conjuntamente las turbinas eólicas (1) por medio de sus controladores locales de las turbinas eólicas (14) y el controlador central del parque eólico (22);

5 en el que las turbinas eólicas (1) se disponen para producir corrientes eléctricas y suministrarlas a la red eléctrica (17);

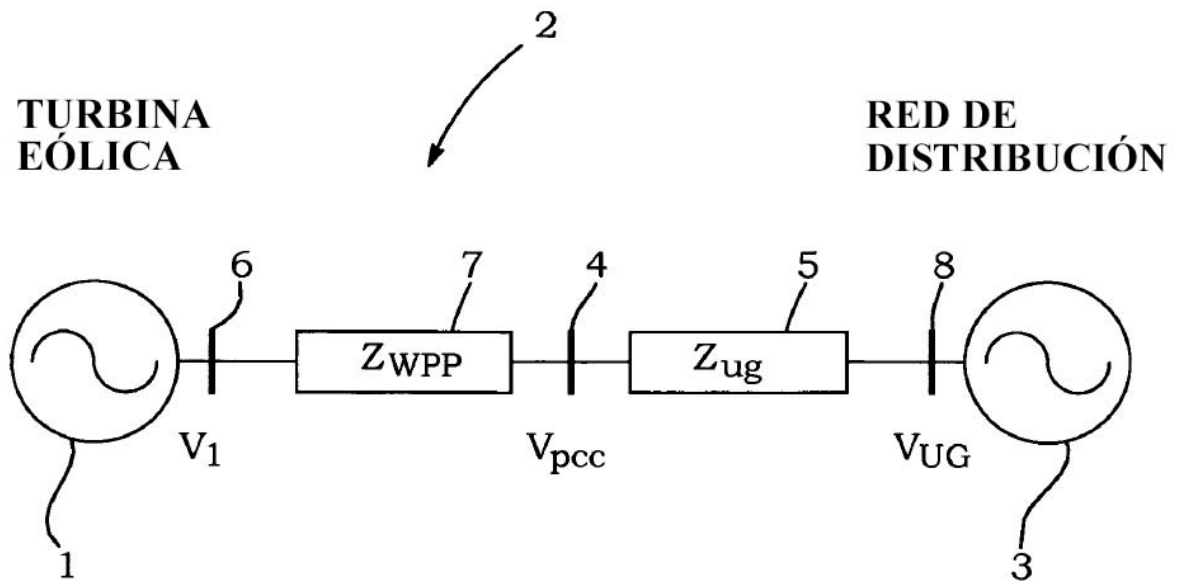
10 en el que el controlador central del parque eólico (22) está dispuesto para generar por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva para una turbina eólica (1), basándose en un valor de una cantidad eléctrica medida en el punto de medición común (4), y proporcionar el por lo menos uno de un valor de tensión de referencia y un valor de referencia de potencia reactiva al controlador local de la turbina eólica (14) de la turbina eólica (1);

15 en el que el controlador local de la turbina eólica (14) está dispuesto para provocar que la turbina eólica (1) produzca por lo menos una de una tensión y una potencia reactiva en la red eléctrica (17) en la posición de la turbina eólica (1) que corresponde al por lo menos uno de un valor de referencia de tensión y un valor de referencia de potencia reactiva, pero que está corregido por una corrección local (52) producida por el controlador local de la turbina eólica (14);

20 en el que la corrección local (52) está dispuesto para tomar en consideración por lo menos uno de un cambio de tensión y un cambio de potencia reactiva esperados en el punto de medición común (4) para la corriente eléctrica suministrada por la turbina eólica debido a la impedancia eléctrica (20) de la conexión de red (7) entre la turbina eólica (1) y el punto de medición común (4), tomada en consideración dicha corriente eléctrica por la corrección (52) que se determina localmente en la turbina eólica (1).

25

*Fig. 1*



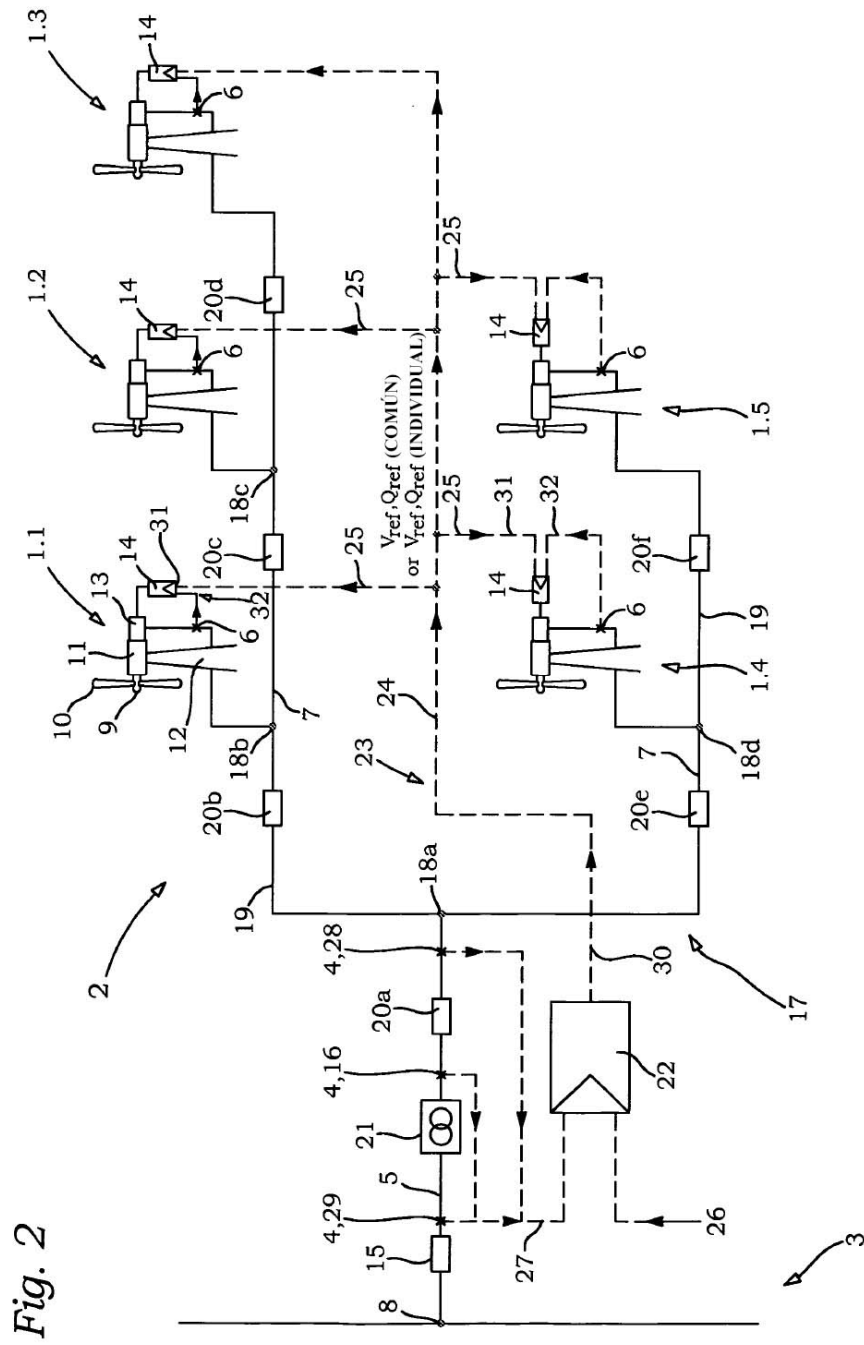


Fig. 3

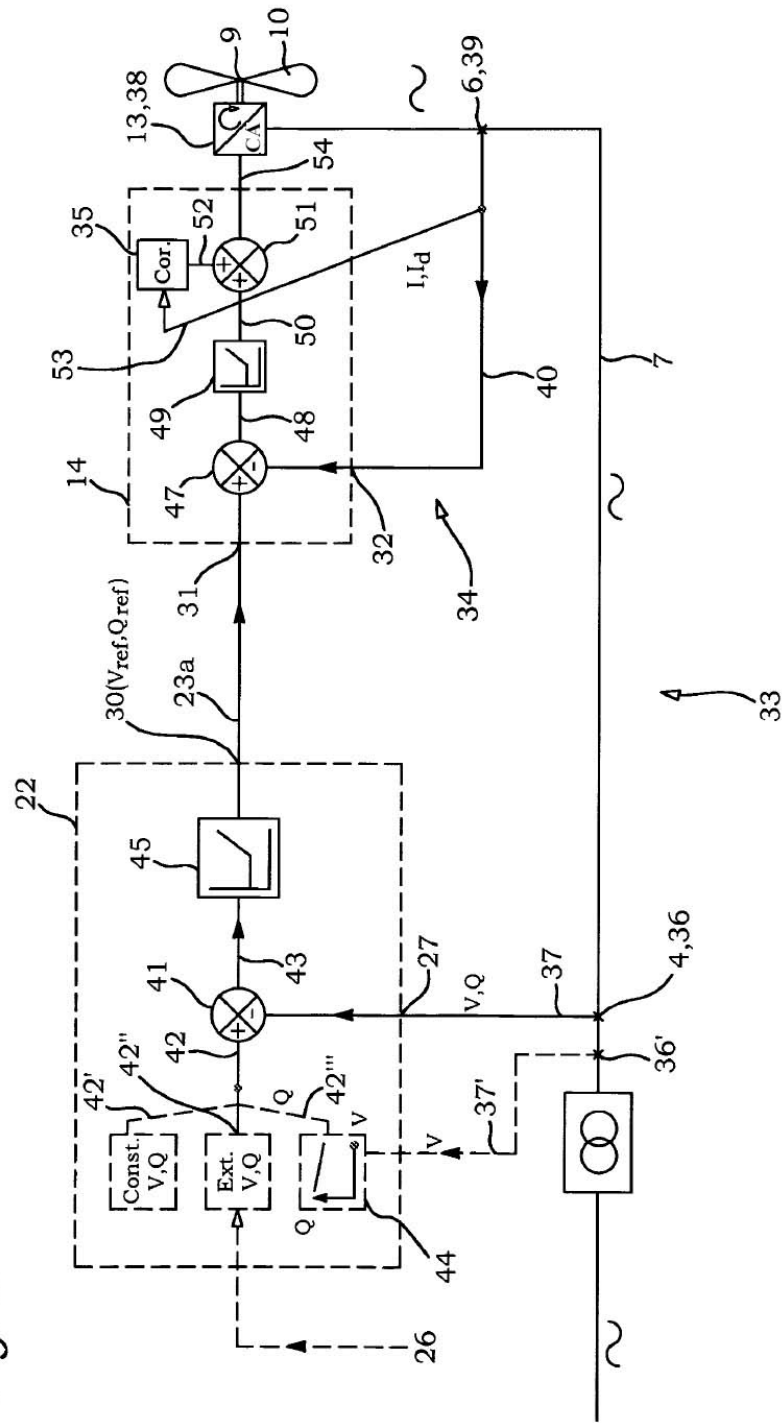


Fig. 4

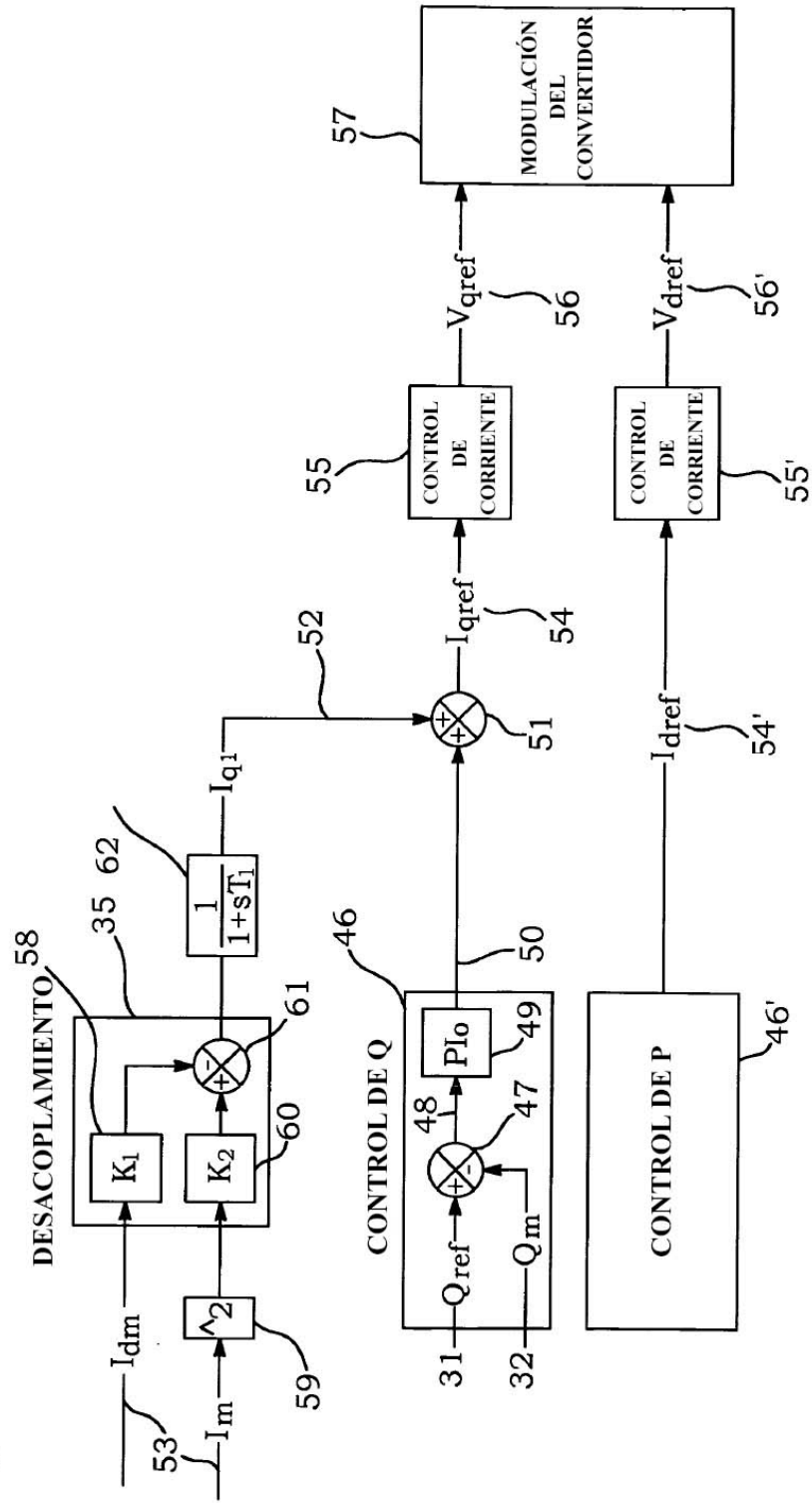




Fig. 5

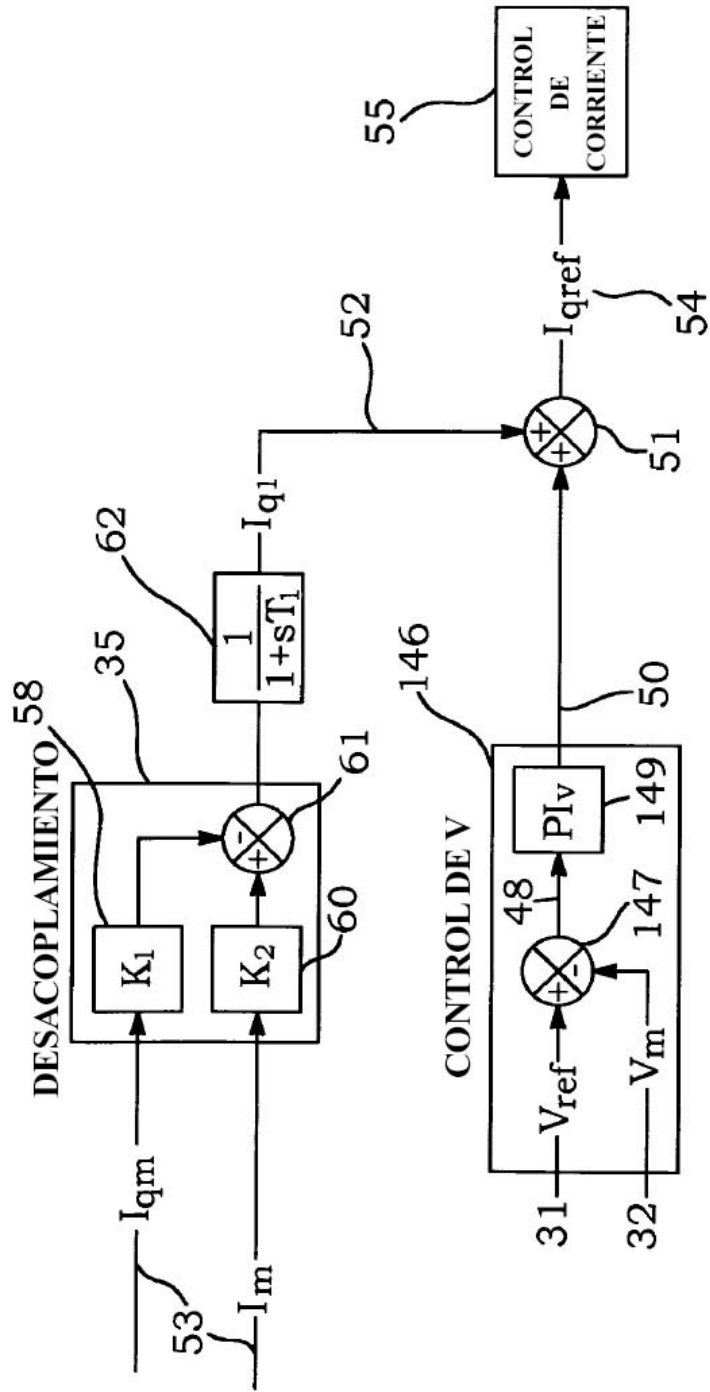


Fig. 6a

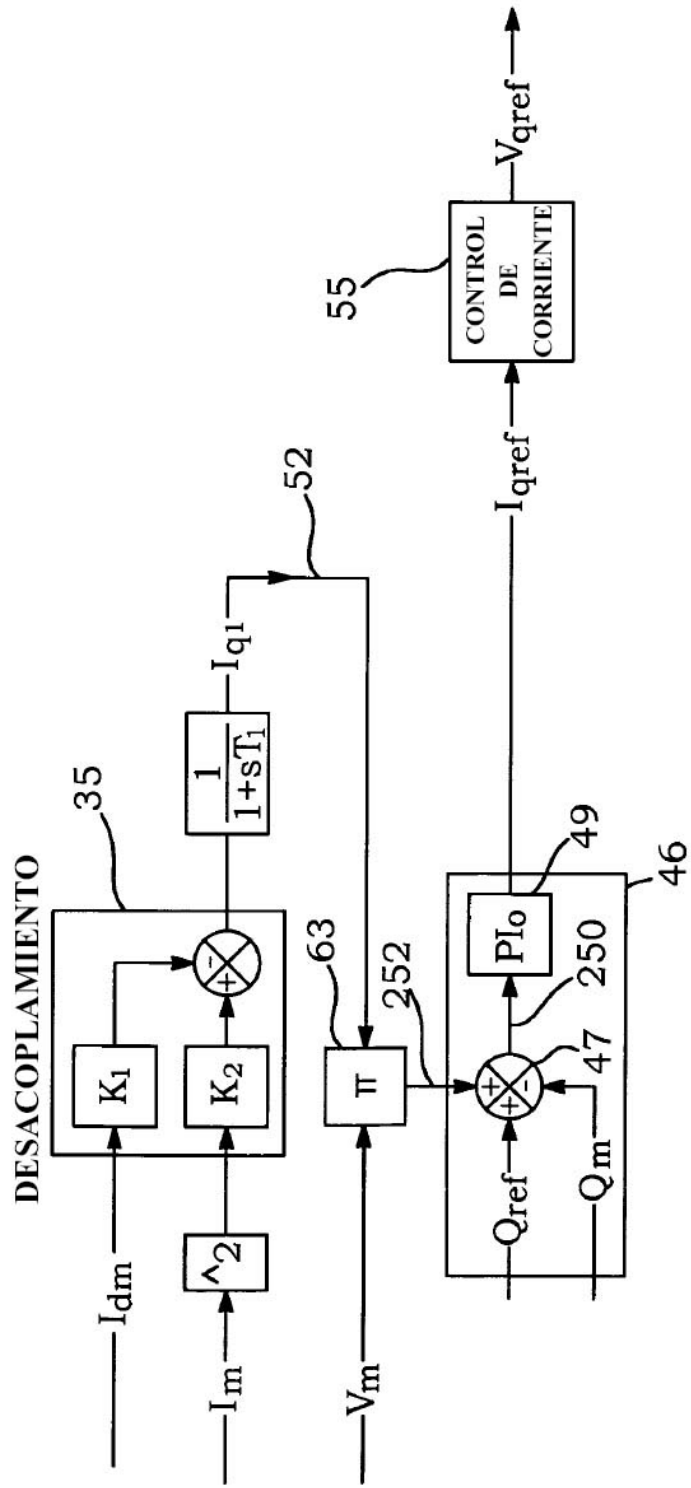


Fig. 6b

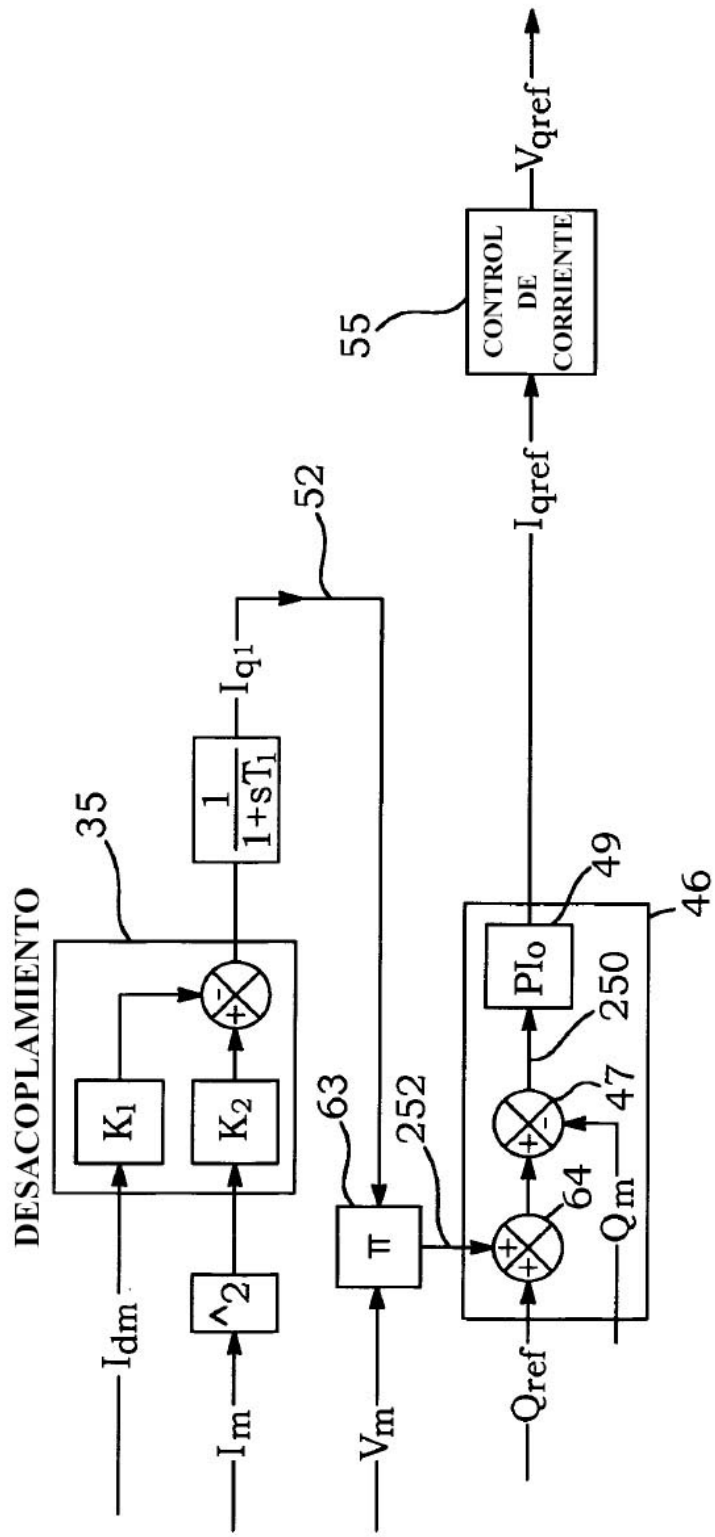
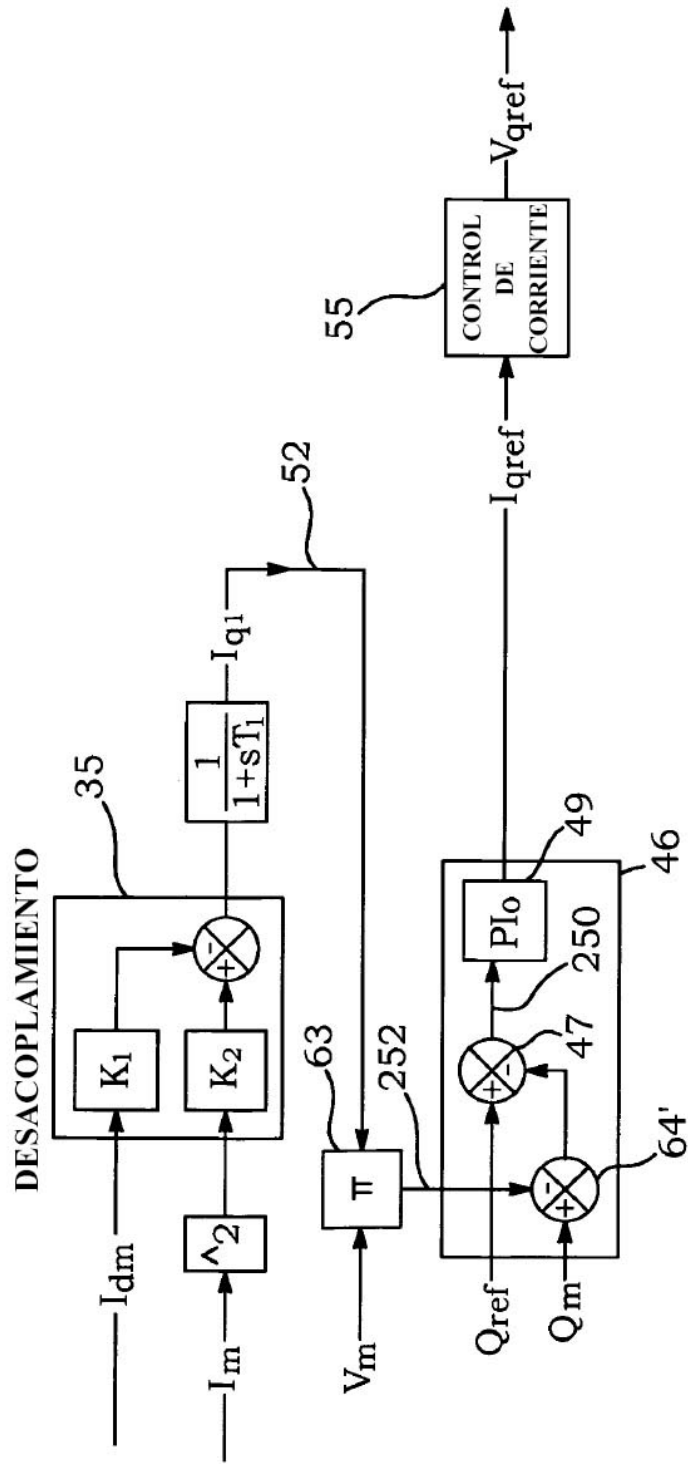


Fig. 6c



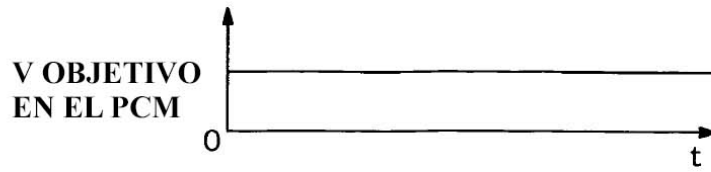


Fig. 7a

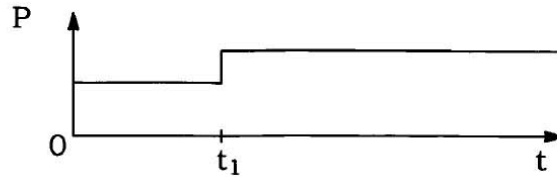


Fig. 7b

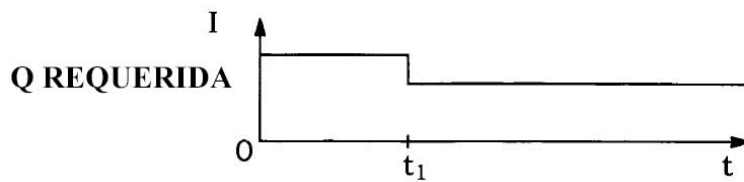


Fig. 7c

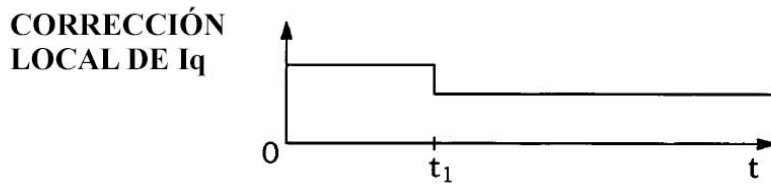


Fig. 7d

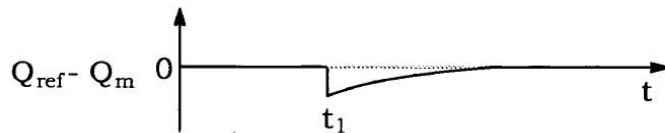


Fig. 7e

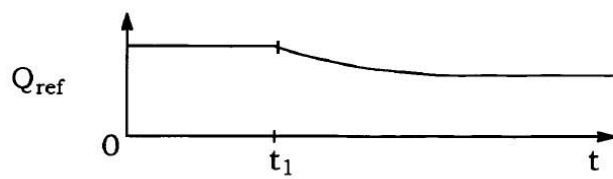


Fig. 7f

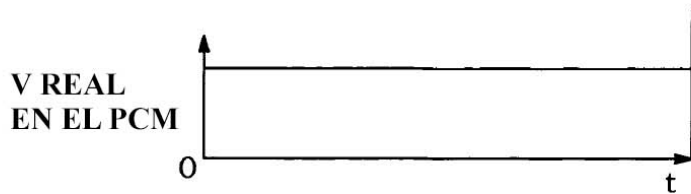


Fig. 7g

08/03/2012