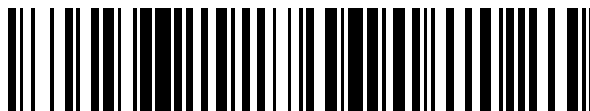


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 410 431**

21 Número de solicitud: 201030868

51 Int. Cl.:

H02J 3/00

(2006.01)

12

SOLICITUD DE PATENTE

A2

22 Fecha de presentación:

04.06.2010

43 Fecha de publicación de la solicitud:

01.07.2013

71 Solicitantes:

**ACCIONA WINDPOWER, S.A.
AVDA. CIUDAD DE LA INNOVACION 5
31621 SARRIGUREN (Navarra) ES**

72 Inventor/es:

**ARLABÁN GABEIRAS, Teresa;
ALONSO SADABA, Oscar;
GARCÍA SAYÉS, José Miguel;
ROYO GARCIA, Ricardo y
NÚÑEZ POLO, Miguel**

74 Agente/Representante:

PONS ARIÑO, Ángel

54 Título: **PROCEDIMIENTO PARA CONTROLAR LA POTENCIA ACTIVA GENERADA POR UNA CENTRAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA; AEROGENERADOR PARA LLEVAR A CABO DICHO PROCEDIMIENTO; Y PARQUE EÓLICO QUE COMPRENDE DICHO AEROGENERADOR**

57 Resumen:

La presente invención describe un procedimiento para controlar la potencia activa inyectada a la red por una central de generación eléctrica para contribuir a la estabilidad de la red eléctrica ante variaciones de la frecuencia donde, en respuesta a una desviación de la frecuencia de red (7), cada unidad (2) de generación calcula una consigna de variación de potencia activa generada en función de un primer parámetro almacenado en dicha unidad (2) de generación, siendo el primer parámetro representativo de la respectiva contribución de dicha unidad (2) de generación a la variación de potencia activa total de la central (1) requerida, y donde una unidad (5) de control central de la central (1) conectada a cada unidad (2) de generación actualiza el valor de los primeros parámetros cuando se producen cambios en los mismos.

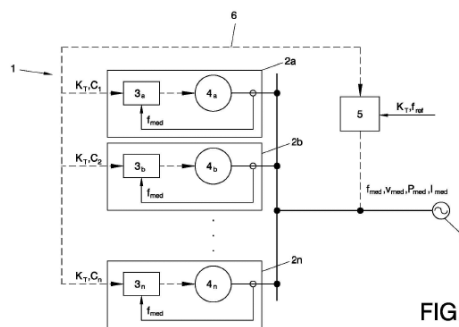


FIG. 2

DESCRIPCIÓN

Procedimiento para controlar la potencia activa generada por una central de generación distribuida; aerogenerador para llevar a cabo dicho procedimiento; y parque eólico que comprende dicho aerogenerador

OBJETIVO DE LA INVENCIÓN

El objeto de la presente invención es un procedimiento para controlar la potencia activa inyectada a la red por una central de generación eléctrica para contribuir a la estabilidad de la red eléctrica ante variaciones de la frecuencia. Adicionalmente, otro objeto de la invención es una unidad de generación y un parque de generación capaces de llevar a cabo dicho procedimiento.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

El funcionamiento de las redes eléctricas está definido por ciertos parámetros de operación nominales, normalmente tensión y frecuencia. La existencia de desequilibrios entre la potencia eléctrica generada y la potencia eléctrica consumida en un determinado instante provoca desviaciones de la frecuencia de funcionamiento de la red. En particular, cuando la potencia generada excede a la potencia consumida, se produce un aumento de la frecuencia de la red por encima de su valor nominal. Si por el contrario, la potencia generada es menor que la consumida, se produce una disminución de frecuencia con respecto a su valor nominal. Si dichas desviaciones no se corrigen con la suficiente rapidez, puede llegar a ser necesaria la desconexión de grandes zonas de la red.

Con el fin de colaborar en la limitación de la frecuencia de la red eléctrica, las plantas de generación convencionales como térmicas o nucleares tienen medios para, bajo demanda del operador de la red eléctrica, aumentar o disminuir la potencia activa generada en función de las condiciones de la red eléctrica en cada momento. Hasta ahora no se ha requerido que las centrales de generación distribuida (por ejemplo, las basadas en energías renovables como la eólica o solar) colaboren a la estabilidad de la red. Sin embargo, en vista del espectacular aumento de potencia instalada de este tipo de centrales en los últimos años, los requisitos de control de potencia activa impuestos por el operador de la red se están extendiendo a las centrales de generación distribuida.

Los requisitos de los operadores de red de variación de potencia activa en respuesta a desvíos de la frecuencia a las centrales de generación distribuida son variados, ya que dependiendo del tipo de red eléctrica (más o menos fuerte) de una zona, el operador de la red establece unos requisitos de control más o menos exigentes para los generadores conectados a la red. Por ejemplo, los límites máximos de potencia establecidos para la regulación primaria de frecuencia pueden oscilar entre el 1,5% y el 100% de la potencia nominal. El tiempo en que esa respuesta se realiza también está sujeto a grandes diferencias.

Actualmente, se utilizan fundamentalmente dos tipos de estructuras de control para adecuar la potencia activa generada a la frecuencia de la red. Una primera estructura de control empleada en parques eólicos está basada en el control local de la potencia activa generada en cada aerogenerador individual. Un ejemplo de este tipo de estructuras es la patente US 6891281, donde cada aerogenerador tiene un controlador local que limita su potencia en función de la frecuencia de la red independientemente de la potencia de otros generadores. Dicho controlador tiene las mismas características en todos los aerogeneradores del parque eólico, de manera que para las mismas condiciones de viento y de frecuencia, la variación de potencia en todos ellos será la misma. Sin embargo, esta estrategia de control tiene el inconveniente de que no existe supervisión de que la respuesta global del conjunto de aerogeneradores sea adecuada, pudiendo producirse errores a nivel de parque en la respuesta requerida por el operador de red. Además, dependiendo del requisito del operador, la variación de potencia activa de cada aerogenerador puede ser tan pequeña, por ejemplo de apenas unos pocos kilovatios de variación, que los sistemas de control de potencia de los aerogeneradores sean incapaces de garantizar una precisión suficiente, por ejemplo debido a la existencia de suciedad en las palas, tolerancias de los aparatos de medida de velocidad y potencia, etc. A nivel global de parque, esto puede traducirse en un incumplimiento de los requisitos del operador de la red.

La segunda estructura de control conocida está basada en el control centralizado del parque eólico, es decir, una unidad de control central envía en tiempo real a cada aerogenerador las consignas individuales de potencia en función de la medida de frecuencia de la red. Un ejemplo de esta estrategia es la patente US 7372173, donde la unidad de control central mide la frecuencia de la red y cuando detecta la presencia de un error en la misma con respecto al valor de referencia, envía en tiempo real a cada aerogenerador las consignas de potencia activa necesarias para modificar la potencia del parque eólico en función de los requerimientos del operador de la red. Estos sistemas consiguen una respuesta coordinada del parque, eliminándose errores en la respuesta de los aerogeneradores. Sin embargo, debido a los ciclos de control de parque y a los retrasos de las comunicaciones entre el control central y los aerogeneradores, la rapidez de respuesta de los sistemas centralizados es mucho menor que la de sistemas basados en un controlador local en cada aerogenerador. El retraso entre el momento en que se produce un evento en la red (como por ejemplo una desviación en la frecuencia) y el momento en que los aerogeneradores comienzan a responder a las consignas del control de parque suele exceder los 100ms. Esto puede representar un grave inconveniente, ya que en ocasiones el operador de red requiere que la variación de la potencia activa generada por un parque eólico se produzca

más rápidamente.

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

Los inventores de la presente solicitud han desarrollado un novedoso procedimiento para el control de la potencia activa generada por un parque eólico que combina la rapidez de respuesta característica de los sistemas de control individual y la coordinación característica de los sistemas de control central.

Un primer aspecto de la presente invención describe un procedimiento para controlar la potencia activa generada por una central de generación distribuida formada por al menos dos unidades de generación donde, en respuesta a una desviación de la frecuencia de red, cada unidad de generación calcula su propia consigna de variación de potencia activa generada en función de un primer parámetro recibido de una unidad de control central y almacenado en dicha unidad de generación, siendo el primer parámetro representativo de la contribución de cada unidad de generación concreta a una variación de potencia activa total de la central requerida. De este modo, cada unidad de generación responde inmediatamente ante desviaciones de la frecuencia de la red de una forma parecida a las estrategias de la técnica anterior basadas en el control local, ya que el primer parámetro está en todo momento almacenado en la unidad de generación.

El requerimiento de potencia activa total del parque normalmente es impuesto por el operador de la red, aunque también es posible que lo haga una entidad de explotación de la central de generación o cualquier otro organismo. En el presente documento, por tanto, el término "operador de red" pretende hacer referencia tanto al operador propiamente dicho como a cualquier otra entidad que pueda requerir variaciones en la potencia generada por la central.

Además, para asegurar la coordinación de las variaciones de potencia de las diferentes unidades de generación, en la presente invención una unidad de control central conectada a cada unidad de generación actualiza el valor de los primeros parámetros indicativos de la contribución a la variación de potencia total de cada una de las diferentes unidades de generación cuando se producen cambios en las mismas. Los cambios en los primeros parámetros no están asociados necesariamente a cambios en la frecuencia de la red, sino a cambios en las condiciones de funcionamiento de las turbinas como por ejemplo, cambios en las condiciones de viento, paradas asociadas a labores de mantenimiento, temperatura de los componentes, número de horas equivalentes de funcionamiento a potencia nominal, etc. De este modo, la unidad de control central no espera a que se produzca una desviación en la frecuencia de la red para el cálculo de los primeros parámetros, a diferencia del estado de la técnica en el que el control central calcula nuevas consignas ante el evento de un cambio en la frecuencia. Así, en el momento en que se produce un desvío en la frecuencia de la red, cada unidad de generación a partir del primer parámetro que ya tiene almacenado en su unidad de control, responde a la detección del desvío en la frecuencia modificando la potencia activa generada en consecuencia. De esta manera, el control central asegura una respuesta coordinada a nivel de central de generación para cumplir con los requerimientos del operador de la red, pero sin el inconveniente de los sistemas centralizados de la técnica anterior basados en el envío en tiempo real de las consignas, donde el retardo producido entre la detección del error en la frecuencia y el cálculo y envío de consignas por la unidad de control central hasta su recepción por las unidades de generación limita la rapidez de respuesta de la central.

En otras palabras, los primeros parámetros son enviados a las unidades de generación aun en situaciones en las que la frecuencia de la red es estable y sustancialmente igual a su valor de referencia, es decir, en momentos en que no se requiere ninguna variación de la potencia generada. Sin embargo, de esta manera las unidades de generación que forman parte de la central de generación están informadas en todo momento de su respectiva contribución a la variación de potencia activa total en el caso de un potencial evento de frecuencia en la red. En el caso de que éste se produzca, las unidades de generación seguirán las consignas del regulador de potencia activa incorporado en su propia unidad de control, debidamente actualizado con el primer parámetro indicativo de su contribución correspondiente.

El primer parámetro puede diferir entre las diferentes unidades de la central de generación, pudiendo ser en un caso el primer parámetro de una unidad del 100% y el primer parámetro del resto nulo, o todos los primeros parámetros iguales, o cualquier otra distribución posible. De esta manera, el control central busca un compromiso para la decisión de los primeros parámetros indicativos de la contribución, evitando situaciones en que las referencias de variación de potencia de cada aerogenerador sean tan pequeñas que puedan no ser cumplidas debido a errores de precisión, como en el caso del control local del estado de la técnica, o que sean tan grandes que puedan suponer un problema en cargas para los aerogeneradores.

El requisito de variación de potencia activa de una central de generación en función de la desviación de la frecuencia con relación a la frecuencia nominal puede estar definido por el operador bien mediante una tabla de valores predeterminados, o bien mediante una función de transferencia, que puede incorporar términos proporcionales, integrales o derivativos. Por ejemplo, el requisito de variación de potencia de una central de generación se puede expresar con una expresión de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta P_T}{P_{base_T}} = \frac{\Delta f}{f_{ref}} K1$$

donde:

- ΔP_T es la variación de potencia total de la central de generación en términos absolutos.
- P_{base_T} es la potencia con respecto a la cual se expresa la variación de potencia total de la central. Dependiendo de los requisitos del operador puede corresponder a la potencia nominal total de la central de generación o bien a la potencia disponible, entendiéndose como tal la máxima potencia que la central puede generar en cada momento en función de las condiciones atmosféricas (por ejemplo, viento en un parque eólico o radiación solar en un parque fotovoltaico).
- Δf la desviación de la frecuencia con relación a una frecuencia de referencia, calculada como la diferencia entre la frecuencia medida de la red y la frecuencia de referencia.
- f_{ref} la frecuencia de referencia de la red eléctrica, que suele coincidir con la frecuencia de funcionamiento nominal de la red.
- K1 una constante de proporcionalidad adimensional entre el error de frecuencia y la variación de potencia, con respecto a los valores de referencia, es decir:

$$K1 = \frac{\Delta P_T / P_{base_T}}{\Delta f / f_{ref}}$$

Alternativamente el requisito de variación de potencia de la central de generación puede ser dado en valores absolutos:

$$\Delta P_T = \Delta f \cdot K2$$

Siendo en este caso:

- ΔP_T la variación de potencia de la central de generación en valores absolutos.
- Δf la desviación de la frecuencia de la red con relación a la frecuencia de referencia.
- K2 una constante de proporcionalidad [W/Hz] entre el error de frecuencia y la variación de potencia en valores absolutos según el requisito del operador de la red.

Teniendo esto en cuenta, existen fundamentalmente dos modos de definir el primer parámetro representativo de la contribución de cada unidad a la variación de potencia total de la central:

- a) Según una realización particular de la invención, el primer parámetro de una unidad de generación se define como la relación entre la consigna de variación de potencia activa de dicha unidad de generación y la variación de potencia activa total de la central requerida por el operador de la red. En este caso, el primer parámetro se denomina "tasa de contribución dinámica". Por ejemplo, si el requisito de variación de potencia impuesto por el operador es una función de transferencia lineal como la descrita anteriormente, se podría expresar:

$$\Delta P_i = C_i \cdot \Delta P_T = C_i \cdot K2 \cdot \Delta f \quad \text{es decir,} \quad C_i = \frac{\Delta P_i}{\Delta P_T} = \frac{\Delta P_i}{K2 \cdot \Delta f}$$

donde:

- C_i es la tasa de contribución dinámica de la unidad de generación i;
- ΔP_i es la variación de potencia de la unidad de generación i.

En consecuencia, cuando se emplea la tasa de contribución dinámica C_i de las unidades de generación no sólo deben tener medios para monitorizar la frecuencia de la red, sino también deben tener almacenado el requisito de variación de potencia activa K2 impuesto por el operador de la red al parque eólico,

ya sea en forma de tabla, de función de transferencia u otros. El requisito de potencia activa del operador K2 puede ser cargado turbina por turbina o bien ser enviado a las unidades de generación desde la unidad de control central si se producen cambios en el mismo.

5 Evidentemente, la suma de las tasas de contribución dinámica C_i de todas las unidades de generación será la unidad, es decir, el cien por cien, de modo que la suma de las contribuciones de todas las unidades de generación sea la variación de potencia total requerida a la central de generación. Matemáticamente, esto se puede expresar como:

10
$$\sum \Delta P_i = \sum C_i \cdot \Delta P_T = \Delta P_T, \text{ donde } \sum C_i = 1$$

15 b) Según otra realización preferida de la invención, el primer parámetro se define como la relación entre la consigna de variación de potencia activa de la unidad de generación y la diferencia entre la frecuencia de referencia de la red y la frecuencia medida, y se denominará a lo largo del presente documento "tasa potencia-frecuencia individualizada". Utilizando el requisito de variación de potencia activa descrito anteriormente, esto se podría expresar matemáticamente como:

$$\Delta P_i = \Delta P_T \cdot C_i = \Delta f \cdot K2 \cdot C_i = \Delta f \cdot K_i, \text{ es decir, } K_i = \frac{\Delta P_i}{\Delta f}$$

20 Es decir, la tasa potencia-frecuencia individualizada se calcula en este caso como $K_i = K2 \cdot C_i$. En esta realización particular, por tanto, el requisito de variación de potencia activa K2 impuesto por el operador de la red está ya implícito en cada tasa potencia-frecuencia individualizada K_i enviado por la unidad de control central, no siendo necesario su almacenamiento en las unidades de generación.

25 En general el requisito de variación de potencia de la central de generación (ΔP_T) puede ser cualquier función dependiente del error de frecuencia y del tiempo:

$$\Delta P_T = f_T(\Delta f, t)$$

Y la variación de potencia con la que contribuye una unidad de generación ΔP_i :

30
$$\Delta P_i = f_i(\Delta f, t) = C_i \cdot f_T(\Delta f, t)$$

35 Además, como se ha explicado anteriormente en el presente documento, el requisito de variación de potencia impuesto por el operador de red suele incluir aumentar la potencia generada si la frecuencia de la red es menor que la frecuencia de referencia. Sin embargo, las centrales de generación distribuida a partir de energías renovables, como eólica o fotovoltaica, operan generalmente en el punto de máxima producción energética. Por tanto, para que las unidades de generación distribuida dispongan de la capacidad de aumentar su potencia, han de reservarse con respecto a la máxima potencia que pueden generar, es decir, con respecto a su régimen de funcionamiento habitual o normal. Según esto, se denomina "regulación estática" o "modo reserva" a aquella que se lleva a cabo durante un tiempo mucho mayor, horas o incluso días, con relación a la "regulación dinámica", donde el tiempo de respuesta está en el rango de los minutos o segundos.

45 Según otra realización particular de la invención, cada unidad de generación calcula una consigna de disminución estática de potencia activa generada en función de un segundo parámetro almacenado en dicha unidad de generación, siendo dicho segundo parámetro representativo de la contribución de dicha unidad de generación concreta a la disminución estática de potencia activa total de la central requerida por el operador de la red. Al igual que en el caso del primer parámetro, la unidad de control central actualiza el valor del segundo parámetro de cada unidad de generación únicamente cuando se producen cambios en los mismos. El segundo parámetro recibe el nombre de "tasa de contribución estática".

50 Matemáticamente, dicha tasa de contribución estática C_{i_est} se puede expresar como:

$$\Delta P_{i_est} = C_{i_est} \cdot \Delta P_{T_est}, \text{ es decir, } C_{i_est} = \frac{\Delta P_{i_est}}{\Delta P_{T_est}}$$

Evidentemente, la suma de la reserva de potencia estática de todas las unidades de generación debe ser la reserva de potencia estática total de la central:

$$\sum P_{i_est} = \sum C_{i_est} \cdot \Delta P_{T_est} = \Delta P_{T_est}, \text{ es decir, } \sum C_{i_est} = 1$$

donde: $\Delta P_{i_est} < 0$

$$\Delta P_{T_est} < 0$$

De esta manera, en situaciones en que el operador de red exija la posibilidad de aumentar la potencia generada por la central de generación en el caso de que la frecuencia de la red caiga por debajo de su valor de referencia, la unidad de control central de la central de generación (o incluso un centro de control remoto) enviará a las unidades de generación su correspondiente tasa de contribución estática para garantizar la disminución estática de potencia activa.

Según una realización preferida de la invención, la tasa de contribución estática C_{i_est} y la tasa de contribución dinámica C_i son iguales.

En el caso en que se pierda la conexión entre la unidad de control central y las unidades de generación o bien falle la propia unidad de control central, las unidades de generación seguirán funcionando con los últimos valores recibidos de los parámetros indicativos de la respectiva contribución, tanto estática como dinámica, a la variación de potencia de la central. Alternativamente, las unidades de generación tomarán el mismo valor indicativo de la contribución, es decir $C_i = 1/(\text{número de unidades de generación})$, en el caso de que la potencia de todas ellas sea la misma. De ambas maneras, en caso de pérdida de un control central, las unidades de generación seguirán contribuyendo al soporte de la frecuencia de la red.

Según otra realización preferida de la invención, la unidad de generación es un parque eólico y la central de generación es un grupo de parques eólicos.

Alternativamente, en otra realización preferida la unidad de generación es un aerogenerador y la central de generación es un parque eólico. En este caso, para determinar el valor de las tasas de contribución estática y dinámica de cada aerogenerador, la unidad de control central preferentemente tiene en cuenta parámetros operacionales como las temperaturas de los componentes de los aerogeneradores y/o las cargas mecánicas, enviando nuevas tasas cuando las condiciones de los aerogeneradores sufren modificaciones. Por ejemplo, es posible concentrar la reserva de potencia estática en los aerogeneradores más solicitados enviándoles una tasa de contribución estática alta, manteniendo a la vez a pleno rendimiento los aerogeneradores que no presenten problemas a través de una tasa de contribución estática baja o nula.

Además, los requisitos de disminución estática y dinámica de la potencia activa impuestos por el operador pueden estar referidos a la potencia nominal del parque o a su potencia disponible. Sin embargo, a diferencia de una central convencional, por ejemplo térmica, la potencia disponible en un parque eólico no es constante, ya que depende del viento en cada momento. Para solucionar este problema, según una realización preferida los aerogeneradores calculan su potencia disponible y la envían a la unidad de control central.

El cálculo de la potencia disponible en los aerogeneradores se puede realizar en función de medidas de la velocidad del viento, de la velocidad de giro del aerogenerador, de la potencia generada y de la posición del ángulo de paso de pala, o bien utilizando unos coeficientes de captación de potencia de las palas, o bien combinar ambas estimaciones. Si se utilizan coeficientes de captación de potencia de las palas, existen diferentes factores que pueden afectar a su precisión, como por ejemplo la suciedad de las palas, la densidad del aire, la temperatura ambiente, etc. Por ello, preferentemente los aerogeneradores calculan valores actualizados de dichos coeficientes en momentos en que las consignas de variación de potencia activa y de disminución de potencia estática son nulas.

En una realización alternativa a la anterior, para el cálculo de la potencia disponible la unidad de control central del parque eólico establece un ciclo de cálculo consistente en enviar a algunos de los aerogeneradores que se encuentran operando en modo reserva una consigna para que realicen el cálculo de la potencia disponible. En el momento en que reciben dicha consigna, la unidad de control de cada aerogenerador pasa de operar en modo reserva a operar en modo normal, es decir maximizando la captura energética, durante un tiempo predeterminado, por ejemplo 10 ó 30 s, para el cálculo de una medida de potencia filtrada indicativa de la potencia disponible. Posteriormente proceden al envío a la unidad de control central de la medida de potencia filtrada resultante, correspondiente a la potencia disponible. Para compensar los desvíos momentáneos en que determinados aerogeneradores están calculando su potencia disponible, la unidad de control central de parque envía consignas actualizadas del valor de los coeficientes de disminución estática al resto de los aerogeneradores. El mismo procedimiento de operación es aplicable en el caso de

una central de generación eléctrica en que las unidades de generación son del tipo solar fotovoltaica.

Un segundo aspecto de la invención está dirigido a un aerogenerador capaz de llevar a cabo el procedimiento descrito, que comprende un regulador de potencia conectado a una unidad de control central del parque eólico y medios para medir la frecuencia de la red eléctrica, y donde el regulador de potencia está configurado para calcular, en función de un primer parámetro indicativo de su respectiva contribución a la variación de potencia total y de la desviación entre una frecuencia de referencia y la frecuencia medida, una consigna de variación de potencia activa generada por dicho aerogenerador.

La invención también está dirigida a un parque eólico que comprende al menos dos aerogeneradores como el descrito, y que además comprende una red de comunicación que conecta una unidad de control central del parque eólico con los reguladores de potencia de los al menos dos aerogeneradores, donde la unidad de control central está configurada para enviar a través de la red de comunicación nuevos valores de los primeros parámetros indicativos de la contribución a la variación de potencia total a las unidades de control de dichos al menos dos aerogeneradores.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

La Fig. 1 muestra un ejemplo de requisito de variación de potencia de una central de generación.

La Fig. 2 muestra un ejemplo de parque eólico según la presente invención.

La Fig. 3 muestra un regulador de potencia activa según la presente invención.

La Fig. 4 muestra un sistema donde cada unidad de generación es un parque eólico y donde la central de generación es un grupo de parques eólicos.

La Fig. 5 muestra un esquema de un aerogenerador asíncrono doblemente alimentado controlado según el procedimiento de la invención.

La Fig. 6 muestra un esquema de un aerogenerador con convertidor de potencia total controlado según el procedimiento de la invención.

REALIZACIÓN PREFERIDA DE LA INVENCION

Se describe a continuación un ejemplo de realización de la presente invención haciendo referencia a las figuras adjuntas.

La Fig. 1 muestra gráficamente un ejemplo de requisito de variación de potencia activa en respuesta a desviaciones de la frecuencia de la red. Se aprecia que la variación de potencia activa es proporcional a la magnitud de la desviación de la frecuencia hasta unos valores máximos de variación de potencia ΔP_{Max} e ΔP_{Min} . En los ejemplos que se describirán a continuación se utilizará el requisito de variación lineal de potencia activa de la Fig. 1 caracterizado por K2, aunque se entiende que dicho requisito se podría definir alternativamente por medio de tablas u otro tipo de funciones de transferencia.

La Fig. 2 muestra un esquema de central (1) de generación según la presente invención, en este ejemplo un parque eólico (1), formado por un conjunto de unidades (2) de generación, en este ejemplo aerogeneradores (2). Una red (6) de comunicación establecida entre una unidad (5) de control central del parque eólico (1) y cada uno de los aerogeneradores (2) permite enviar los respectivos primeros parámetros, así como el requisito de variación de potencia (K2) impuesto por el operador de la red (7) y la frecuencia de referencia (f_{ref}) si fuese necesario.

La unidad (5) de control central podría enviar a cada uno de los aerogeneradores (2) un primer parámetro, denominado tasa potencia-frecuencia individualizada (K_i) indicativo de la respectiva contribución de cada aerogenerador (2) a la variación de potencia del parque eólico (1) y del requisito de variación de potencia del parque eólico (1) ante un cambio en la frecuencia. Sin embargo, en el presente ejemplo se emplea como primer parámetro la tasa de contribución dinámica (C_i).

Cada aerogenerador (2), a su vez, comprende un regulador de potencia (3) conectado al generador (4) (se entiende que el término generador (4) incluye no sólo el generador propiamente dicho, sino también múltiples elementos auxiliares y de control conocidos en la técnica). El regulador (3) de potencia, que se muestra con mayor detalle en la Fig. 3, calcula la consigna de variación de potencia activa en función de la tasa de contribución dinámica (C_i) correspondiente y de la desviación de la frecuencia medida (f_{med}) respecto a la de referencia (f_{ref}), y se la transmite a continuación al generador (4).

Así, cada aerogenerador (2) del presente ejemplo tiene almacenada su tasa de contribución dinámica (C_i) y el requisito de variación de potencia activa (K2) impuesto por el operador de la red (7). Siempre que la frecuencia medida (f_{med}) por el aerogenerador (2) se encuentre dentro de un determinado rango admisible alrededor de la frecuencia de referencia (f_{ref}) (no se ha representado el rango en la Fig. 1 por simplicidad), no se modificará la potencia activa generada. Sin embargo, cuando la frecuencia medida (f_{med}) se desvíe de la frecuencia de referencia (f_{ref}), cada aerogenerador (2) tiene toda la información necesaria para modificar su potencia activa generada instantáneamente, estando la variación de potencia total (ΔP_T) a nivel del parque eólico (1) coordinada por las diferentes tasas de variación dinámica enviadas con anterioridad por la unidad (5) de control central.

Por ejemplo, supongamos que el parque eólico (1) representado en la Fig. 2 comprende 10 aerogeneradores (2) de 2 MW cada uno y que las tasas de contribución dinámica (C_i) iniciales de los cuatro primeros aerogeneradores (2) son $C_a = C_b = C_c = C_d = 25\%$, siendo nulas las tasas (C_i) del resto de aerogeneradores (2). En ese caso, una caída de la frecuencia de la red (7) sería inmediatamente detectada por los aerogeneradores (2) a través de la frecuencia medida (f_{med}) y empleada por los correspondientes reguladores de potencia activa (3), junto con las correspondientes tasas de contribución dinámica previamente actualizadas (C_i), para calcular el incremento de potencia activa correspondiente en cada caso. En este caso, el incremento de potencia de los cuatro primeros aerogeneradores (2) será $\Delta P_a = \Delta P_b = \Delta P_c = \Delta P_d = 0.25 \cdot \Delta P_T$, siendo nulas las variaciones de potencia ΔP_i del resto de los aerogeneradores, y lográndose así una variación de potencia del parque ΔP_T tal y como requiere el operador de red.

En este ejemplo, la unidad (5) de control central puede actualizar en cualquier momento las tasas de contribución dinámica (C_i) de los aerogeneradores (2) o el requisito de variación de potencia activa (K2) impuesto por el operador, quedando los nuevos valores almacenados hasta que se produzca un nuevo cambio. Siguiendo con el ejemplo anterior, en un momento cualquiera podría producirse una contingencia en el primer aerogenerador (2a) que obligase a su desconexión para mantenimiento. La unidad (5) de control entonces reasignaría la contribución de dicho aerogenerador (2a) entre algunos de aquellos que tienen una tasa de contribución dinámica (C_i) nula. También es posible que el operador de la red redefiniera los requerimientos de variación de potencia activa (K2) ante desviaciones de la frecuencia, en cuyo caso la unidad (5) de control central actualizaría dicho valor en cada uno de los aerogeneradores (2).

La gestión del parque eólico (1) con relación a los segundos parámetros o tasas de contribución estática (C_{i_est}) se realiza de un modo muy similar. En principio, cada aerogenerador (2) tiene almacenada su tasa de contribución estática (C_{i_est}) y limita su potencia activa generada en consecuencia. Puesto que la suma de las tasas de contribución estática (C_{i_est}) repartidas entre los aerogeneradores (2) es la unidad, se conoce en todo momento cuál es el valor de la reserva de potencia total (ΔP_{T_est}) a nivel del parque eólico (1). En caso de producirse algún cambio, la unidad de control central (5) envía a cada aerogenerador (2) los nuevos valores.

Según se explicó anteriormente, la red de comunicación (6) también se puede emplear para que los aerogeneradores (2) envíen a la unidad (5) de control central información acerca parámetros operacionales relacionados con su estado actual o acerca de la potencia disponible en cada momento. Un aerogenerador (2) concreto podría así, por ejemplo, informar a la unidad (5) de control central de un inminente fallo de rodamientos, liberando entonces la unidad (5) de control central a dicho aerogenerador (2) de responsabilidades en cuanto a las contribuciones estática y dinámica.

La Fig. 4 muestra un caso en el que cada unidad de generación es un parque eólico completo (P_1, P_2, P_3, P_4), siendo el parque de generación un grupo de parques eólicos. En ese caso, la unidad (5) de control central asignará primeros y segundos parámetros a cada parque eólico (1).

Por último, las Figs. 5 y 6 muestran sendos ejemplos de un aerogenerador asíncrono doblemente alimentado (DFIG) y de un aerogenerador con convertidor de potencia total que implementan el procedimiento de la invención.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para controlar la potencia activa generada por una central (1) de generación distribuida formada por al menos dos unidades (2) de generación, caracterizado por que:
5 en respuesta a una desviación de la frecuencia de red (7), cada unidad (2) de generación calcula una consigna de variación de potencia activa generada en función de un primer parámetro almacenado en dicha unidad (2) de generación, siendo el primer parámetro representativo de la respectiva contribución de dicha unidad (2) de generación a la variación de potencia activa total de la central (1) requerida,
10 y donde una unidad (5) de control central de la central (1) conectada a cada unidad (2) de generación actualiza el valor de los primeros parámetros cuando se producen cambios en los mismos.
2. Procedimiento según la reivindicación 1, donde el primer parámetro es la denominada tasa de contribución dinámica (C_i), que se define como la relación entre la consigna de variación de potencia activa de la unidad (2) de generación y la variación de potencia activa total de la central (1) requerida.
15
3. Procedimiento según la reivindicación 1, donde el primer parámetro es una denominada tasa potencia-frecuencia individualizada (K_i), que se define como la relación entre la consigna de variación de potencia activa de la unidad (2) de generación y la desviación de la frecuencia de la red (7).
- 20 4. Procedimiento según las reivindicaciones 2 y 3, donde la tasa potencia-frecuencia individualizada (K_i) se calcula según la expresión $K_i = K_2 \cdot C_i$, donde K_2 es el requisito de variación de potencia activa.
5. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 2 y 4, donde la unidad de control central de la central (1) modifica la tasa de contribución dinámica (C_i) de las unidades de generación cuando se producen
25 cambios en las condiciones de operación de dichas unidades de generación.
6. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde cada unidad (2) de generación calcula una consigna de disminución estática de potencia activa generada en función de un segundo parámetro (C_{i_est}) almacenado en dicha unidad (2) de generación, siendo dicho segundo parámetro (C_{i_est}) representativo de la
30 respectiva contribución de dicha unidad (2) de generación a la disminución estática de potencia activa total de la central (1) requerida, actualizando la unidad (2) de control central el valor de los segundos parámetros (C_{i_est}) cuando se producen cambios en los mismos.
7. Procedimiento según la reivindicación 6, donde el segundo parámetro (C_{i_est}) es la relación entre la
35 consigna de disminución estática de potencia activa de una unidad (2) de generación y la disminución estática de potencia activa total de la central (1) de generación requerida.
8. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 6-7, donde el segundo parámetro (C_{i_est}) y la tasa de contribución dinámica (C_i) son iguales.
40
9. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde la unidad (2) de generación es un parque eólico y la central (1) de generación es un grupo de parques eólicos.
- 45 10. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1-8, donde la unidad (2) de generación es un aerogenerador y la central (1) de generación es un parque eólico.
11. Procedimiento según la reivindicación 10, donde el segundo parámetro (C_{i_est}) y la tasa de contribución dinámica (C_i) se determinan basándose en parámetros operacionales del aerogenerador (2).
- 50 12. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 10 y 11, donde los aerogeneradores (2) envían a la unidad (5) de control central una señal indicativa de la estimación de potencia disponible en cada aerogenerador (2).
13. Procedimiento según la reivindicación 12, donde la potencia disponible en cada aerogenerador (2) se
55 calcula a partir de medidas de velocidad de viento, velocidad de giro del aerogenerador (2), potencia generada y posición del ángulo de paso y/o de coeficientes de captación de potencia en las palas.
14. Procedimiento según la reivindicación 13, donde los aerogeneradores (2) calculan valores actualizados de los coeficientes de captación de potencia de las palas cuando tanto la consigna de variación de potencia activa como la consigna de disminución estática de potencia activa son nulas.
60
15. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 10 y 11, donde un grupo de aerogeneradores (2) del parque eólico envía a la unidad (5) de control central una señal indicativa de la estimación de potencia disponible en cada aerogenerador (2), comprendiendo el cálculo de dicha señal indicativa las siguientes operaciones:
- enviar desde la unidad (5) de control central a dicho grupo de aerogeneradores (2) que se encuentran

operando en modo reserva una consigna para el cálculo de la potencia disponible;

- enviar desde la unidad (5) de control central al resto de aerogeneradores (2) consignas actualizadas del coeficiente de disminución estática (C_{i_est}) para compensar desvíos en la potencia total del parque eólico;

5 - el grupo de aerogeneradores (2) pasa de operar en modo reserva a operar en modo normal durante un tiempo predeterminado para obtener una estimación de la potencia disponible; y

- cada uno de dichos aerogeneradores (2) envía a la unidad (5) control central la medida de potencia filtrada resultante, correspondiente a la potencia disponible.

10 16. Aerogenerador (2) capaz de llevar a cabo el procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1-8 y 10-15, caracterizado por que comprende un regulador (3) de potencia conectado a una unidad (5) de control central del parque eólico (1) y medios para medir la frecuencia de la red (3) eléctrica, estando cada regulador de potencia (3) configurado para calcular, en función de un primer parámetro indicativo de su respectiva contribución a la variación de potencia total y de la desviación entre una frecuencia de referencia y la frecuencia medida, una consigna de
15 variación de potencia activa generada por dicho aerogenerador (2).

17. Parque eólico (1) formado por al menos dos aerogeneradores (2) descritos en la reivindicación 16, caracterizado por que comprende una red (6) de comunicación configurada para conectar una unidad (5) de control central del parque eólico (1) con los reguladores de potencia (3) de los al menos dos aerogeneradores (2), y que
20 está configurada para calcular y enviar nuevos valores de los primeros parámetros indicativos de la contribución a la variación de potencia total desde la unidad (5) de control central a los reguladores de potencia (3) de dichos al menos dos aerogeneradores (2).

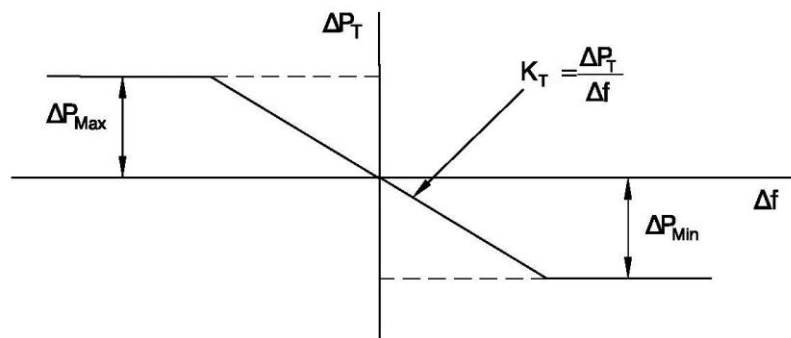


FIG. 1

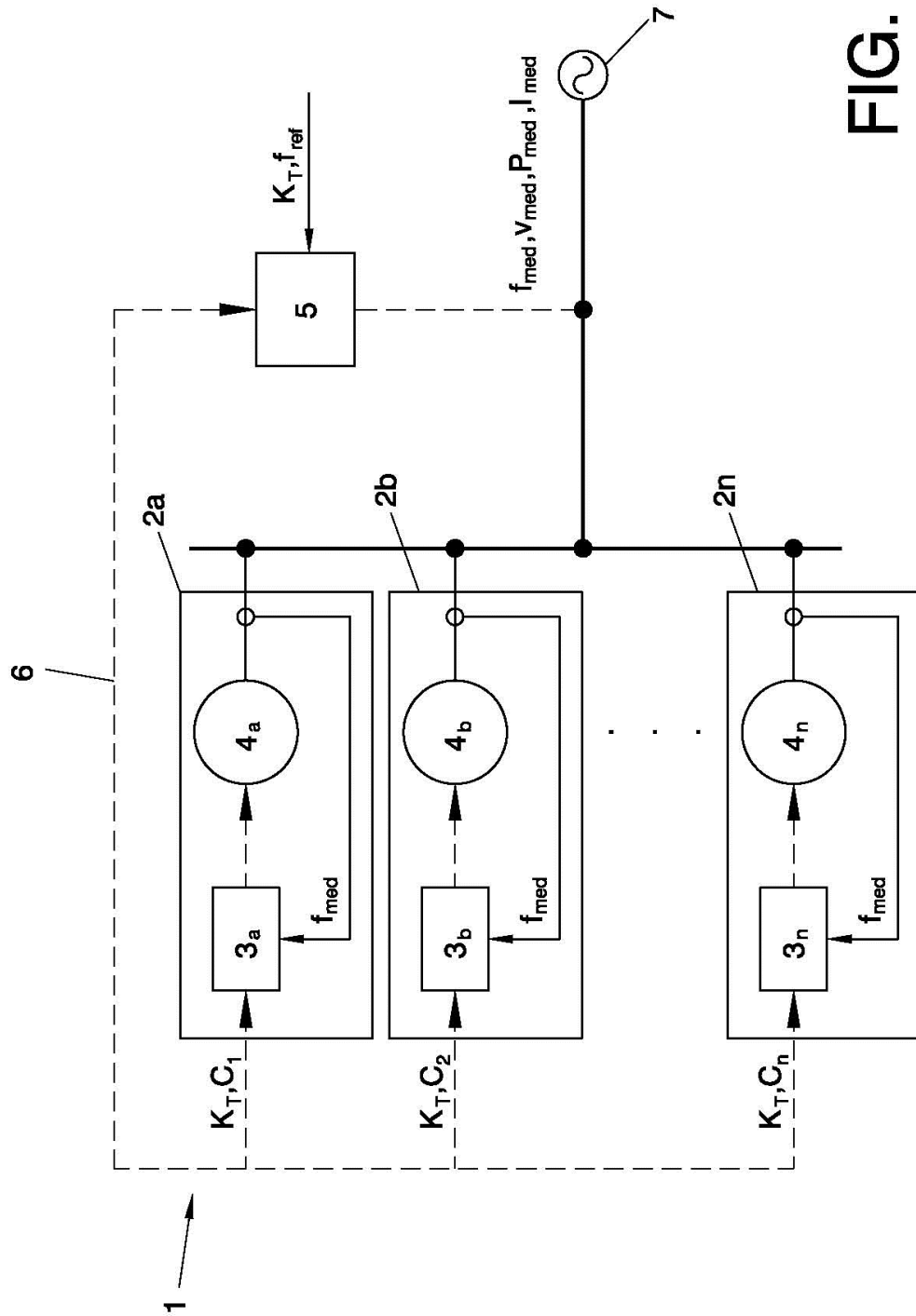


FIG. 2

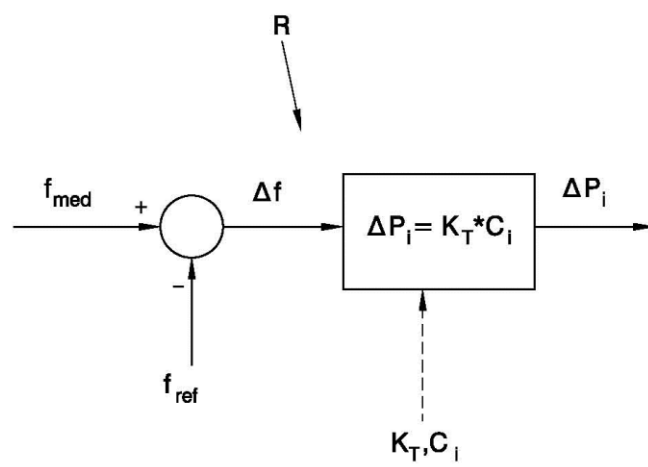


FIG. 3

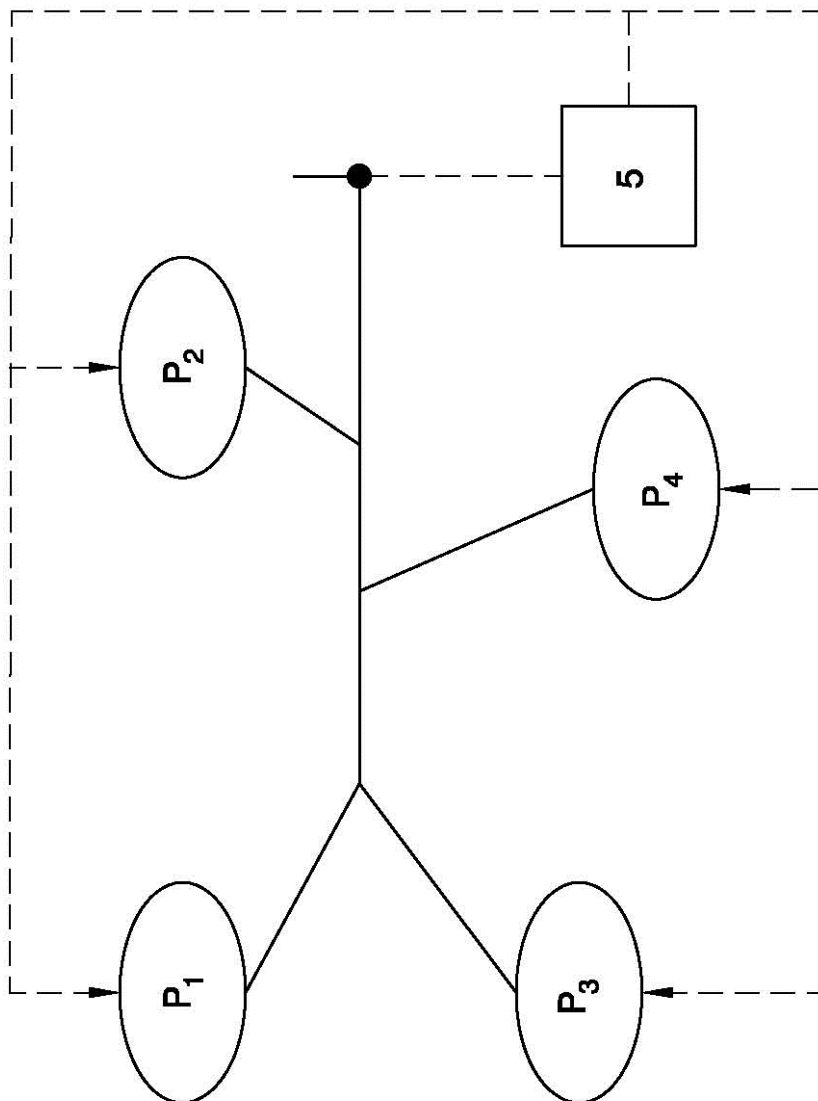


FIG. 4

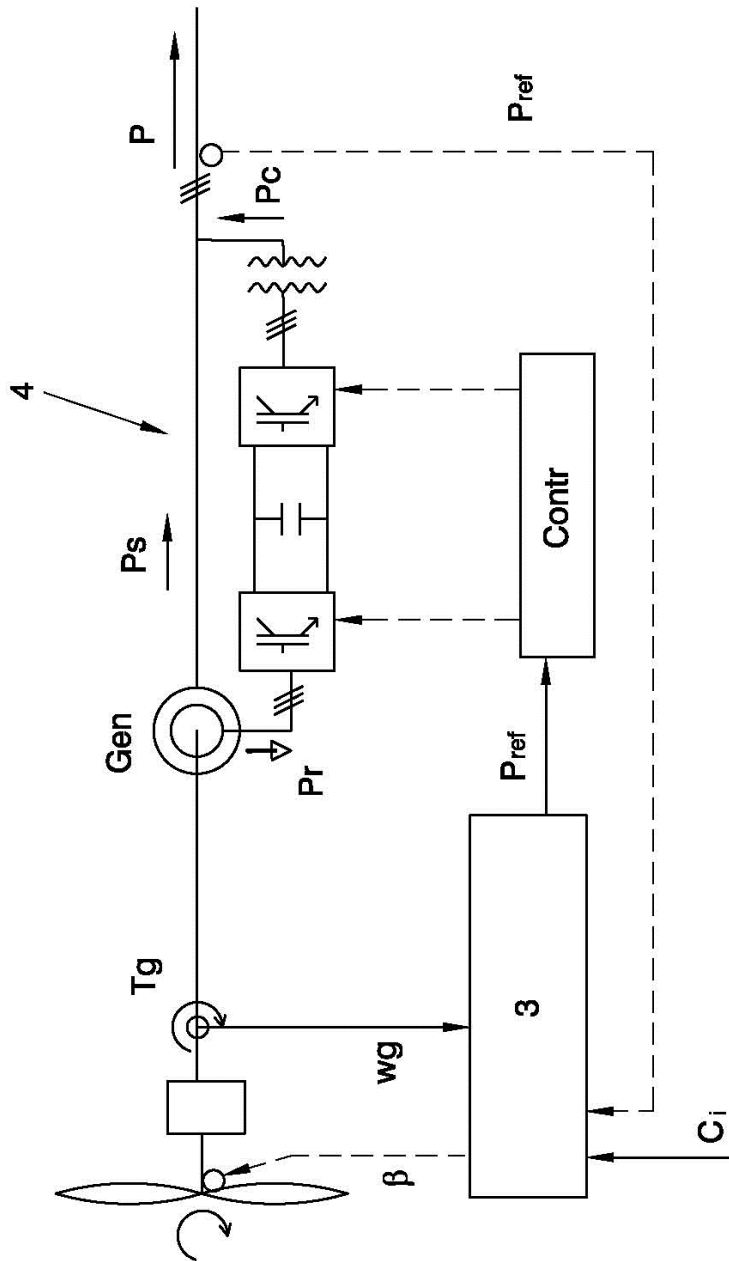


FIG. 5

