

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 561 842**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 9/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **29.06.2009** **E 09163969 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **13.01.2016** **EP 2282053**

54 Título: **Turbina eólica que proporciona soporte a la red de distribución**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
01.03.2016

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

TARNOWSKI, GERMÁN CLAUDIO

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 561 842 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

Turbina eólica que proporciona soporte a la red de distribución

Campo de la invención

5 La invención se refiere a una turbina eólica de velocidad variable para su conexión a una red de distribución eléctrica y que está dispuesta para generar potencia eléctrica de salida adicional cuando se dan perturbaciones de la red de distribución. Más particularmente, la invención se refiere a una turbina eólica que puede dar soporte adicional a la estabilidad de la red de distribución eléctrica tras haber terminado la emisión de la potencia eléctrica adicional.

Antecedentes de la invención

10 Los desequilibrios entre la potencia eléctrica alimentada a una red de distribución eléctrica y la potencia eléctrica extraída de la misma conducen a fluctuaciones de la frecuencia de la red de distribución. Si la generación de potencia eléctrica disminuye por debajo del consumo de potencia de una red de distribución eléctrica, por ejemplo debido a un fallo o desconexión de la central eléctrica, disminuye la frecuencia de la red de distribución. Por el contrario, si el consumo de potencia disminuye por debajo de la cantidad de generación de potencia eléctrica, aumenta la frecuencia de la red de distribución. Con el fin de compensar tales fluctuaciones de frecuencia, existen
15 estaciones de generación de potencia que están dispuestas para variar continuamente su potencia eléctrica de salida activa hasta que se ha eliminado el desequilibrio. Esta variación de potencia eléctrica de salida se denomina "control de potencia primario". Los operadores de la red de distribución especifican los requisitos de control de potencia primario en las denominadas Normativas de la Red de Distribución como, por ejemplo, el Grid Code 2006 por E.ON Netz GmbH, versión en inglés, publicado por E.ON Netz GmbH, que puede descargarse en
20 http://www.eon-netz.com/pages/ene_de/Veroeffentlichungen/Netzanschluss/Netzanschlussregeln/ENENAR_HS2006eng.pdf.

25 Actualmente, las turbinas eólicas generalmente no contribuyen al control de potencia primario, principalmente debido a que la fuente de energía del "viento" no puede controlarse. Sin embargo, con el aumento de la proporción de centrales de energía eólica en la producción de potencia eléctrica global, se desea una contribución de las turbinas eólicas al control de potencia primario.

Además, las partes giratorias mecánicas del sistema de conversión de energía de las turbinas eólicas de velocidad variable modernas no están acopladas eléctricamente a la red de electricidad, por tanto la turbina eólica está desacoplada mecánicamente de la red de distribución, a diferencia de los generadores síncronos de velocidad fija convencionales. De este modo, las turbinas eólicas modernas no tienen una contribución inherente a la estabilidad
30 de la red de distribución cuando se experimenta un evento de red de distribución, tal como desequilibrios repentinos entre la generación total y el consumo en la red (debido a una desconexión de generador o desconexión de carga), a diferencia de los generadores síncronos de velocidad fija convencionales. Por tanto, las turbinas eólicas de este tipo no contribuyen a la inercia de rotación de la red de distribución. Con el aumento de la proporción de centrales de energía eólica en la producción de potencia eléctrica global, está disminuyendo el número de generadores síncronos de velocidad fija, perdiendo así la capacidad inherente de mezcla de generación para dar soporte a la estabilidad
35 de la red de distribución cuando se experimenta un evento de red de distribución tal como desequilibrios repentinos entre la generación total y el consumo de la red de distribución. La inercia de red de distribución total disminuye, deteriorando la estabilidad de la frecuencia de la red de distribución. Se desea una contribución de turbinas eólicas con modulación de potencia activa controlada rápidamente para la estabilidad de la red de distribución.

40 Se conoce, por ejemplo a partir del documento DE 100 22 974 A1, que las turbinas eólicas pueden reaccionar a aumentos de la frecuencia de la red de distribución (es decir se consume menos potencia de la red de distribución eléctrica de la que se alimenta a la misma) disminuyendo su potencia de salida. Sin embargo, resulta difícil responder a disminuciones de frecuencia (es decir se consume más potencia de la red de distribución eléctrica de la que se alimenta a la misma) porque eso significa aumentar la producción de potencia eléctrica activa sin disponer de
45 más energía eólica. Se conocen dos enfoques diferentes para tratar este asunto:

En primer lugar, dos artículos a nombre de Harald Weber *et al.* de la universidad de Rostock ("Netzregelverhalten von Windkraftanlagen", publicados en la conferencia 6th GMA/ETG-Fachtagung "Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung", celebrada del 21 al 22 de mayo de 2003 en Múnich, que puede descargarse en www.e-technik.uni-rostock.de/ee/download/publications_EEV/uni_hro_publ35_WKA_2003.pdf, "Primärregelung mit Windkraftanlagen", publicada en el ETG-Workshop "Neue dezentrale Versorgungsstrukturen", celebrado del 19 al 20 de febrero de 2003 en Frankfurt/Main, que puede descargarse en www.e-technik.uni-rostock.de/ee/download/publications_EEV/uni_hro_publ33_etg_frankfurt_2003.pdf, ambos documentos denominados a continuación en el presente documento como "artículos de Rostock"), recomiendan el
55 funcionamiento de una turbina eólica a un punto de funcionamiento subóptimo (por ejemplo a una velocidad de rotación de rotor por encima de la óptima, a una velocidad del viento dada) con el fin de disponer de reservas de potencia que puedan producirse adicionalmente en caso de una disminución de frecuencia (por ejemplo disminuyendo entonces la velocidad de rotación de rotor hasta la velocidad óptima, a una velocidad del viento dada).

Así, la potencia eléctrica de salida adicional puede alimentarse a la red de distribución durante un tiempo indefinido.

5 Según el segundo enfoque, que se describe por ejemplo en el documento WO 2005/025026 A1, la energía cinética almacenada en el rotor de una turbina eólica se identifica como reserva de potencia que puede transformarse en potencia eléctrica e inyectarse adicionalmente en la red de distribución, sin embargo, solo durante un corto periodo de tiempo. Al usar la energía cinética del rotor, también es posible compensar oscilaciones de frecuencia periódicas, mediante la desaceleración y aceleración periódica del rotor, en sincronización con la oscilación de frecuencia.

10 Un concepto similar para la introducción de potencia en un corto tiempo a expensas de la energía cinética del rotor lo proporciona el artículo "Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines - Potential and Applications" por Ullah *et al.* (publicado por IEEE en "IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, n.º 2" en mayo del 2008, páginas 601 a 612, que puede descargarse en ieeexplore.ieee.org/iel5/59/4494587/04480153.pdf, a continuación en el presente documento denominado "ULLAH").

15 Estas propuestas para usar energía cinética procedente del rotor para producir temporalmente potencia eléctrica adicional, sin embargo, todavía no han madurado ya que dichos documentos no se refieren al control de turbinas eólicas tras haber terminado una potencia eléctrica de salida adicional no periódica. La presente invención proporciona un enfoque refinado para una variación rápida de potencia activa para la contribución a la estabilidad de la red de distribución y al control de potencia primario por parte de las turbinas eólicas.

Sumario de la invención

20 Según un primer aspecto, la invención proporciona una turbina eólica de velocidad variable para su conexión a una red de distribución eléctrica que tiene las características de la reivindicación 1. La turbina eólica está dispuesta para proporcionar potencia eléctrica adicional para contrarrestar perturbaciones no periódicas en la red de distribución eléctrica. Comprende un rotor con palas acoplado a un generador eléctrico y un controlador que está dispuesto para monitorizar eventos que indican la necesidad de aumentar la potencia eléctrica de salida de la turbina eólica a la red de distribución eléctrica para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución eléctrica. El controlador está dispuesto como un microprocesador con memoria asociada que está dispuesto para ejecutar software. Está dispuesto para controlar la turbina eólica para realizar una actividad de soporte a la estabilidad de la red de distribución, de una manera no periódica, como a continuación: Cuando la turbina eólica funciona en un modo de carga parcial, es decir a una potencia por debajo de su potencia de régimen, a un punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima y tras haberse detectado un evento de indicación, la turbina eólica entra en un periodo de sobreproducción en el que la potencia eléctrica de salida se aumenta más allá de la potencia eléctrica de funcionamiento a la eficiencia aerodinámica máxima, en la que la potencia eléctrica de salida adicional se toma de energía cinética almacenada en el rotor y sin cambiar el funcionamiento de la turbina eólica a un punto de funcionamiento más eficiente. Como muy tarde, cuando la velocidad de rotación del rotor alcanza un valor mínimo predeterminado, la turbina eólica entra en un periodo de recuperación para volver a acelerar el rotor hasta la velocidad de rotación en el punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima al tiempo que contribuye además a la estabilidad de la red de distribución eléctrica produciendo al menos una potencia eléctrica mínima predeterminada a la red de distribución eléctrica.

Según un segundo aspecto, la invención proporciona un controlador dispuesto para controlar una turbina eólica de velocidad variable de manera correspondiente, que tiene las características de la reivindicación 15.

40 Según un tercer aspecto, la invención proporciona un correspondiente método para controlar una turbina eólica para proporcionar potencia eléctrica adicional, que tiene las características de la reivindicación 16.

En las reivindicaciones dependientes, la siguiente descripción y los dibujos se exponen aspectos adicionales.

Breve descripción de los dibujos

Se explican realizaciones a modo de ejemplo con respecto a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 muestra esquemáticamente un conjunto de una turbina eólica de velocidad variable;

45 la figura 2 es un diagrama simplificado que representa un flujo de control de la turbina eólica;

la figura 3 ilustra a modo de ejemplo la curva de producción de una turbina eólica;

la figura 4 es un diagrama que muestra la correlación entre velocidad de rotación del rotor y la potencia eléctrica de salida según una primera realización;

50 la figura 5 ilustra el desarrollo de la potencia eléctrica de salida, la potencia mecánica de pala disponible y la velocidad de rotor según la primera realización;

la figura 5a es una ilustración esquemática de la primera realización según la figura 5, en la que la potencia eléctrica de salida está modulada durante el periodo de sobreproducción y de recuperación;

la figura 6 representa la correlación entre velocidad de rotación del rotor y la potencia eléctrica de salida según una segunda realización;

la figura 7 es un diagrama que muestra las características de la potencia eléctrica de salida, la potencia mecánica de pala disponible y la velocidad de rotor según la segunda realización;

- 5 la figura 8 muestra las curvas de potencia eléctrica y mecánica así como la velocidad de rotor según una tercera realización;

la figura 9 ilustra la correlación entre velocidad de rotación del rotor y la potencia eléctrica de salida en una situación en la que la potencia eólica disponible es mayor que la potencia eléctrica nominal de la turbina eólica (funcionamiento a plena carga);

- 10 la figura 10 muestra esquemáticamente los componentes mecánicos y eléctricos de una turbina eólica con un generador síncrono y un convertidor de escala completa;

la figura 11 muestra esquemáticamente los componentes mecánicos y eléctricos de una turbina eólica con un generador de inducción de doble alimentación (DFIG);

- 15 la figura 12 muestra a modo de ejemplo la duración del periodo de recuperación para diferentes niveles de potencia eléctrica de salida dependiendo de la velocidad del viento;

la figura 13 ilustra el método de soporte de estabilidad de la red de distribución según un aspecto de la presente invención.

Nomenclatura

A lo largo de esta memoria descriptiva se usan los siguientes términos y abreviaturas:

- 20 P_{nom} : es la potencia eléctrica de funcionamiento nominal (de régimen) de la turbina eólica según la invención (cuando se hace referencia a "potencia", se refiere a la unidad física con la dimensión energía/tiempo o trabajo/tiempo);

P_e : es la (salida de) potencia eléctrica de funcionamiento real en un determinado punto en el tiempo;

- 25 P_{e0} : significa la potencia eléctrica de funcionamiento de la turbina eólica (normal) en el momento de entrar en el modo de control de potencia según la presente invención;

ΔP_{op} : es la potencia de sobreproducción que se produce además de la potencia eléctrica de funcionamiento normal de la turbina eólica durante el periodo de sobreproducción;

P_{emin} : indica la potencia eléctrica de salida mínima predeterminada durante el periodo de recuperación;

- 30 P_{acc} : significa la potencia usada para volver a acelerar el rotor durante el periodo de recuperación según la presente invención;

P_w : indica la potencia eólica disponible en un determinado punto en el tiempo;

P_m : significa la potencia mecánica de rotor de la turbina eólica en un determinado punto en el tiempo;

ω_0 : indica la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica en el momento de entrar en el modo de control de potencia según la presente invención;

- 35 ω_{min} : es la velocidad de rotación mínima del rotor de la turbina eólica a la que la turbina eólica entra en el periodo de recuperación.

Descripción general

Antes de hacer referencia a la descripción detallada de las realizaciones, primero se comentarán algunos aspectos generales.

- 40 Los componentes principales de la turbina eólica según la invención son un rotor con palas que está acoplado a un generador eléctrico y un controlador que está dispuesto para controlar la turbina eólica para realizar una actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución. La turbina eólica es una turbina eólica de velocidad variable, es decir la velocidad de rotor puede variarse durante el funcionamiento en curso con el fin de permitir la explotación eficiente de la potencia eólica disponible al tiempo que se minimiza la carga y abrasión de la turbina eólica. Está dispuesta además para su conexión a una red de distribución eléctrica que es, por ejemplo, una red pública de suministro de potencia trifásica o, si la turbina eólica pertenece a un parque eólico, la red de tensión eléctrica interna del parque eólico (que a su vez, en general, puede estar conectada de nuevo a una red pública de suministro de potencia). Para permitir hacer funcionar la turbina eólica con velocidades de rotor variables, se

desacopla mecánicamente de la frecuencia fija de la red de distribución, por ejemplo mediante un convertidor eléctrico o una caja de engranajes de velocidad variable entre rotor y generador.

5 Durante el funcionamiento en modo de carga parcial (es decir la potencia eólica disponible está por debajo de la potencia eólica de régimen de la turbina eólica), la turbina eólica funciona generalmente a un punto de funcionamiento óptimo. Dependiendo de la velocidad y dirección del viento, la velocidad de rotor así como los ángulos de paso y guiñada (suponiendo que la turbina eólica está equipada con sistemas de control de guiñada y paso de pala) se ajustan continuamente de modo que se mantiene la eficiencia aerodinámica máxima (por ejemplo la relación de velocidad en la punta de la turbina eólica se mantiene a un valor óptimo) y se obtiene la potencia eléctrica máxima de las condiciones del viento (esta política se denomina habitualmente “seguimiento de potencia máxima”). Si la potencia eólica disponible alcanza o supera la potencia eólica de régimen de la turbina eólica, la velocidad de rotación de rotor y la potencia eléctrica de funcionamiento se limitan a sus valores nominales, por ejemplo, controlando los ángulos de ataque de las palas usando un sistema de control de paso de pala. De ese modo, se protege la turbina eólica frente a sobrecarga al tiempo que la potencia eléctrica generada se mantiene constante a su valor de régimen ($P_{nom} = P_e$). Por tanto, solo en este denominado modo a plena carga, la potencia eólica disponible no se aprovecha tanto como es posible, sino que se limita la potencia eléctrica de salida girando las palas para que eviten el viento en cierta medida.

10 Sin embargo, los “artículos de Rostock” proponen un funcionamiento de turbina eólica que se aparta de esto. Con el fin de disponer de una reserva de potencia para el control de potencia primario, una turbina eólica se hará funcionar generalmente de una manera no óptima. Esto puede realizarse accionando el rotor a una velocidad de rotación superior o inferior o girando las palas a un ángulo de paso subóptimo (véase “Netzregelverhalten von Windkraftanlagen”, p. 6). Sin embargo, un funcionamiento sistemático de este tipo que se aparta de la curva característica de trabajo óptima provoca un desaprovechamiento significativo de la energía eólica disponible. Desde un punto de vista económico, esto es problemático porque, a diferencia de las centrales eléctricas basadas en fuentes de energía controlables como el agua o centrales de gas donde la cantidad de energía no gastada, y por tanto ahorrada, del portador de energía puede convertirse en potencia eléctrica en momentos posteriores, la energía eólica no aprovechada simplemente se pierde. Por tanto, el enfoque sugerido por los “artículos de Rostock” no se sigue en este caso, sino que la turbina eólica según la invención funciona en su curva característica de par de torsión-velocidad normal, al menos cuando trabaja en modo de carga parcial.

20 Tal como se describe en ULLAH y el documento WO 2005/025026 A1, es posible proporcionar una potencia de salida adicional, incluso si la turbina eólica se hace funcionar en su punto de funcionamiento óptimo, extrayendo energía cinética del rotor giratorio. Según ULLAH, es posible por ejemplo producir un nivel de potencia eléctrica adicional, que resulta apropiado para contribuir al mantenimiento de la frecuencia de la red de distribución, durante aproximadamente 10 segundos (en contraposición al control de potencia primario clásico en el que la potencia eléctrica adicional se genera a partir de una reserva de potencia disponible y, por tanto, puede mantenerse generalmente durante un largo tiempo). Este aumento de potencia transitorio y ocasional también se denomina “respuesta de inercia de red de distribución”. La extracción de energía cinética conducirá a una deceleración del rotor y por tanto provoca generalmente una desviación del punto de funcionamiento óptimo durante el tiempo de la contribución a la estabilidad de frecuencia (ULLAH, p. 608, col. d.). Tras el periodo de potencia eléctrica de salida adicional (que a continuación en el presente documento se denomina “periodo de sobreproducción”) la potencia eléctrica de salida se disminuye rápidamente e incluso puede consumirse potencia de la red de distribución eléctrica de modo que el rotor puede acelerarse de nuevo (p. 609, col. i.). Sin embargo, esta disminución rápida de potencia provoca una segunda disminución de frecuencia de la red de distribución (véanse las figuras 17(a), 18 y 19) de modo que, tras la respuesta de inercia a corto plazo inicial, no se proporciona una posterior estabilización de frecuencia.

45 La presente invención se centra en el control de turbina eólica en la fase tras haber terminado el periodo de sobreproducción y hasta que el rotor se ha vuelto a acelerar hasta su velocidad normal (este periodo se denomina a continuación en el presente documento “periodo de recuperación”). Proporciona una turbina eólica dispuesta para contribuir al control de potencia primario de un modo en el que se da soporte adicional a la estabilidad de la red de distribución eléctrica durante el periodo de recuperación.

50 El documento WO 2005/025026 A1 persigue el mismo enfoque que el descrito en ULLAH y adicionalmente menciona la utilización de la energía cinética del rotor para amortiguar oscilaciones de la frecuencia de la red de distribución periódicas (las denominadas “Oscilaciones inter-área”, documento WO 2005/025026 A1, p. 14). En un ejemplo dado, la frecuencia de la red de distribución oscila con una frecuencia característica de 0,22 Hz (igual a una duración de ciclo de 4,5 s) lo que significa que para amortiguar esta oscilación la turbina eólica inyecta potencia adicional durante 2,25 s y reduce la potencia de salida durante otros 2,25 s de manera alternante (p. 14 y figura 3). En este escenario, está prevista la reducción significativa de potencia eléctrica de salida tras el aumento más allá de la potencia de funcionamiento normal (debido a que la frecuencia de la red de distribución es superior a la nominal para la respectiva mitad del ciclo) de modo que no hay necesidad de contrarrestar un valle de frecuencia en curso.

60 En contraposición a esto, la presente invención se concibe para contrarrestar perturbaciones no periódicas en la red de distribución eléctrica. En particular, si la frecuencia de la red de distribución disminuye durante periodos más largos debido a un aumento de consumo de potencia de mayor duración procedente de la red de distribución

eléctrica o desconexión/fallo de otra central eléctrica, la turbina eólica que funciona según la presente invención puede proporcionar potencia eléctrica adicional de una manera transitoria y seguir contribuyendo a la estabilidad de la red de distribución tras haber terminado la generación de potencia eléctrica adicional.

5 En particular, la turbina eólica según la presente invención está dispuesta para realizar un modo de control auxiliar de dos fases, siendo la primera fase un periodo de sobreproducción en el que la potencia eléctrica suministrada desde la turbina eólica a la red de distribución eléctrica se aumenta más allá de la potencia eléctrica de funcionamiento normal, y siendo la segunda fase un periodo de recuperación en el que la turbina eólica contribuye adicionalmente a la estabilidad de la red de distribución eléctrica. Esta contribución adicional se consigue produciendo una cantidad de potencia eléctrica que está a o por encima de un umbral inferior predeterminado. De
10 este modo, puede disminuirse una (segunda) disminución significativa de la frecuencia de la red de distribución, como ocurre en ULLAH.

La turbina eólica según la invención comprende un controlador que es responsable de controlar la entrada de la turbina eólica en el modo de control de dos fases. Con esta finalidad, el controlador monitoriza (de manera continua o periódica) eventos que indican que la potencia eléctrica de salida a la red de distribución se aumentará más allá de
15 la normal, es decir la presente potencia eléctrica de funcionamiento P_e . Tal evento de indicación puede ser, por ejemplo, una señal de control generada por una entidad externa de turbina eólica tal como el operador de red de distribución o un controlador de parque eólico. Alternativamente, puede ser una alarma activada por una medición interna de parámetros de funcionamiento de turbina eólica, tales como la frecuencia de la red de distribución o el cambio de ángulo de tensión γ , en particular, la determinación de una desviación de parámetro de funcionamiento
20 con respecto a su valor normal en una cantidad predefinida. El evento de indicación puede incluir no solo la indicación de que se necesita un aumento de la potencia eléctrica de salida, sino también información adicional sobre la naturaleza del aumento de potencia requerido. Por ejemplo, podría contener información sobre la magnitud del aumento de potencia (como valor relativo o absoluto), la magnitud de la disminución de frecuencia respectiva, la duración o variación deseada del aumento de la potencia eléctrica de salida u otros metadatos o datos de gestión o metadatos o datos de gestión adicionales. Entonces el controlador puede disponerse para evaluar y procesar esta
25 información y para iniciar correspondientes actividades de control.

En particular, tras la detección de un evento de indicación, el controlador inicia una actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución, empezando con el periodo de sobreproducción. Durante este tiempo se da soporte a la estabilidad de la red de distribución produciendo potencia eléctrica de sobreproducción (ΔP_{op}) además de la potencia eléctrica de funcionamiento normal que estaba produciéndose en el momento del inicio del periodo de
30 sobreproducción (P_{e0}). Por tanto, la potencia eléctrica de salida durante el periodo de sobreproducción P_e puede especificarse mediante $P_e = P_{e0} + \Delta P_{op}$ (suponiendo que las condiciones del viento no cambian durante el periodo de sobreproducción, y, por tanto, el punto de funcionamiento hipotético al que se habría hecho funcionar la turbina eólica se hubiera mantenido si no hubiera entrado en el periodo de sobreproducción, es decir $P_e = P_{e0}$ durante este
35 intervalo de tiempo). La potencia de sobreproducción adicional ΔP_{op} puede ser un valor predeterminado y fijo (el mismo valor para cualquier periodo de sobreproducción y que no cambia durante un periodo de sobreproducción completo), o variable según el caso, pero aun así constante a lo largo de cada periodo de sobreproducción, o puede variarse durante un ciclo de sobreproducción, por ejemplo en respuesta a eventos adicionales monitorizados por el controlador u otros datos de gestión (que podrían haberse proporcionado, por ejemplo, junto con el evento de
40 indicación), de modo que mediante la modulación de la potencia eléctrica de salida la turbina eólica puede contribuir a la estabilidad de la red de distribución eléctrica dependiendo de la naturaleza y características de la inestabilidad de la red de distribución.

La potencia de sobreproducción ΔP_{op} , al menos cuando la turbina eólica funciona en modo de carga parcial, no se genera cambiando el funcionamiento de la turbina eólica a un punto de funcionamiento más favorable, sino que se
45 extrae de la energía cinética almacenada en las masas giratorias de la turbina eólica, es decir su rotor. Por consiguiente, la disminución de velocidad de rotor durante el periodo de sobreproducción depende de la cantidad de energía extraída.

Las consideraciones que se establecen en el presente documento se basan en la suposición de que la potencia eólica disponible (P_w) permanece constante durante el modo de control auxiliar de dos fases. Sobre esa suposición,
50 la disminución de la velocidad del rotor durante la sobreproducción provoca que la turbina eólica se desvíe del punto de funcionamiento óptimo, aceptando una pérdida (relativamente leve) de eficiencia (lo que significa que, de hecho, el funcionamiento de la turbina eólica es justo inverso con respecto a los "artículos de Rostock": funcionamiento normal a un punto de funcionamiento con eficiencia máxima, produciéndose una desviación (negativa) con respecto al punto de funcionamiento normal sólo mientras se realiza la actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de
55 distribución durante el modo de control auxiliar de dos fases). Si la turbina eólica está equipada con un sistema de control de paso de pala, la disminución de eficiencia puede compensarse en parte ajustando el ángulo de paso de las palas de rotor al tiempo que cambia la velocidad de rotor.

La velocidad de rotor, sin embargo, no disminuirá por debajo de un determinado valor mínimo. Este umbral puede estar relacionado con parámetros de construcción de la turbina eólica, por ejemplo el rango de funcionamiento del
60 generador o convertidor de la turbina eólica, o con consideraciones de eficiencia, en particular, con la potencia eléctrica mínima que debería producirse a la red de distribución eléctrica durante el posterior funcionamiento. Como

muy tarde, cuando la velocidad de rotación de rotor alcanza este valor mínimo, el controlador finaliza el periodo de sobreproducción e inicia el periodo de recuperación.

El periodo de recuperación está caracterizado por dos tareas que son básicamente contrarias entre sí. Por otro lado, la red de distribución eléctrica puede aún no ser estable (es decir todavía hay más consumo de potencia de la red de distribución de la que se alimenta a la misma) de modo que aún está presente la necesidad de una determinada potencia eléctrica de salida. Por otro lado, debido a la disminución de velocidad de rotor, la turbina eólica está funcionando a un punto de funcionamiento subóptimo y por tanto no puede generar tanta potencia eléctrica como antes del periodo de sobreproducción. Por tanto, hay un conflicto entre la estabilidad de la red de distribución eléctrica a medio plazo y la reaceleración del rotor para una producción de potencia a largo plazo eficiente.

Según la presente invención, en esta segunda fase del modo de control auxiliar, la turbina eólica produce al menos un mínimo predeterminado de potencia eléctrica (P_{emin}) a la red de distribución eléctrica. Eso significa que la potencia eléctrica de salida P_e no disminuye por debajo de este umbral predeterminado P_{emin} por la duración completa del periodo de recuperación (y por tanto, en cualquier punto en el tiempo durante el periodo de recuperación la potencia eléctrica de salida está en o por encima del valor mínimo predeterminado). De ese modo, la turbina eólica sigue contribuyendo a la estabilidad de la red de distribución eléctrica. Al mismo tiempo, el rotor vuelve a acelerarse de nuevo usando la potencia mecánica restante del rotor (P_{acc}). Eso significa que, en general, no se convierte toda la potencia mecánica de rotor (P_m) en potencia eléctrica (P_e) durante el periodo de recuperación. Dependiendo de la asignación de la potencia mecánica de rotor disponible (P_m) a la parte usada para generar la potencia eléctrica de salida (P_e) y la parte usada para la reaceleración del rotor (P_{acc}), la reaceleración puede llevar una cantidad de tiempo significativa. Por ejemplo, es posible que, durante un determinado periodo de tiempo, todo el suministro de potencia mecánica de rotor (P_m) se convierta a potencia eléctrica de salida (P_e) y que el rotor no se acelere en absoluto, de modo que el periodo de recuperación puede prolongarse adicionalmente.

Los periodos de sobreproducción y de recuperación constituyen un modo de control no periódico. Como en este caso el foco está en la estabilidad de la red de distribución (en contraposición a una rápida reaceleración del rotor), el periodo de recuperación generalmente será más largo que el periodo de sobreproducción. Además, tras haberse terminado el periodo de recuperación, generalmente habrá una fase de control y funcionamiento de turbina eólica normal durante un tiempo indefinido. Solo cuando el controlador detecta otro evento de indicación (que, desde la perspectiva de la turbina eólica, puede ocurrir en cualquier punto arbitrario en el tiempo) el controlador inicia otra fase de sobreproducción. Por tanto, no hay un proceso continuo como periodos de sobreproducción y de recuperación alternantes o reentrada en una fase de sobreproducción tras un intervalo predeterminado después del periodo de recuperación anterior.

El valor mínimo de potencia eléctrica de salida (P_{emin}) durante el periodo de recuperación podría determinarse teóricamente como valor de potencia absoluto. Sin embargo, como las turbinas eólicas funcionan en condiciones de viento variables y, por consiguiente, la turbina eólica según la invención también realiza la actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución en condiciones de viento variables, esto podría no resultar útil en la práctica. Por tanto, en algunas configuraciones adicionales opcionales de la invención, P_{emin} se define como un porcentaje fijo de la potencia eléctrica de funcionamiento que estaba suministrándose a la red de distribución eléctrica en el momento en que la turbina entró en el periodo de sobreproducción (P_{e0}). En otras variantes, se eligen otros valores de referencia, por ejemplo un valor promedio de la potencia de funcionamiento dentro de una determinada ventana de tiempo antes del inicio del periodo de sobreproducción, la potencia eléctrica nominal de funcionamiento de la turbina eólica (P_{nom}) o la potencia eléctrica normal correspondiente a la potencia eólica actualmente disponible (en el periodo de recuperación).

En algunas opciones de configuración adicionales, la potencia eléctrica de salida mínima (P_{emin}) durante el periodo de recuperación equivale al 80% de la potencia eléctrica de funcionamiento que se suministraba a la red de distribución eléctrica antes del periodo de sobreproducción (P_{e0}). En otras realizaciones, el umbral se establece al 85% o 90% del P_{e0} . Es posible elegir un valor incluso mayor, por ejemplo el 95% del P_{e0} . Entonces, se da soporte a la red de distribución eléctrica a un nivel superior durante el periodo de recuperación. Sin embargo, entonces la potencia restante disponible para la reaceleración del rotor es correspondientemente más pequeña de modo que la recuperación se prolonga y la turbina eólica funciona a un punto de funcionamiento subóptimo durante un tiempo más largo.

En algunas configuraciones adicionales, el controlador está dispuesto no solo para garantizar que la potencia eléctrica de salida no disminuye por debajo del mínimo predeterminado durante el periodo de recuperación, sino también para controlar la potencia usada para la reaceleración del rotor (P_{acc}). Como resultado, el controlador puede garantizar que la aceleración del rotor no disminuye por debajo de un determinado valor mínimo. Además, de ese modo resulta posible estimar (de manera continua o periódica) la duración restante del periodo de recuperación.

Con el fin de poder controlar la potencia de aceleración del rotor (P_{acc}), la turbina eólica comprende un equipo de detección para medir la velocidad de rotación del rotor y la velocidad del viento, el momento en las raíces de pala y/o el par de torsión en el árbol de rotor en algunas configuraciones opcionales de la presente invención. La aceleración del rotor puede controlarse entonces mediante el controlador midiendo (de manera continua o periódica) estos parámetros y calculando la potencia mecánica de rotor disponible (P_m) a partir de al menos esos parámetros

medidos. Por tanto, el controlador siempre “conoce” la potencia mecánica disponible y puede segmentarla en las dos partes durante el periodo de recuperación, concretamente la primera parte que se usa para la conversión en potencia eléctrica de salida y que garantiza que la potencia de salida no disminuye por debajo del umbral inferior dado, y la segunda parte que se usa para la reacceleración del rotor hasta su velocidad nominal. Como resultado, son posibles pronósticos más específicos en lo que se refiere a la duración restante del periodo de recuperación.

El periodo de sobreproducción no tiene que durar hasta que se haya alcanzado realmente la velocidad de rotación mínima de rotor predeterminada (ω_{\min}). Por ejemplo, cuando la red de distribución eléctrica recobra su estabilidad rápidamente, el periodo de recuperación puede iniciarse antes puesto que ya no hay necesidad de inyectar un aumento de potencia eléctrica en la red de distribución eléctrica. Además, puede existir un límite de tiempo predeterminado para la duración del periodo de sobreproducción con el fin de proteger la turbina eólica de un aumento de producción de potencia eléctrica demasiado amplio (por ejemplo para impedir un sobrecalentamiento de los componentes de conversión de potencia). Por tanto, cuando se alcanza un límite de tiempo de este tipo para el aumento de producción de potencia eléctrica, el periodo de recuperación también puede iniciarse antes de alcanzar la velocidad de rotación mínima de rotor (ω_{\min}). Otra condición (adicional) para entrar en el periodo de recuperación podría ser un límite superior de la cantidad de energía adicional proporcionada a la red de distribución eléctrica durante el periodo de sobreproducción. Finalmente, la turbina eólica puede disponerse para interrumpir el aumento de producción de potencia eléctrica y para entrar en el periodo de recuperación en respuesta a señales de control o eventos externos, por ejemplo estipulaciones recibidas del operador de red de distribución o una entidad de control de orden superior.

Además, en algunas variantes, se establece un periodo de tiempo en el que la velocidad de rotor recobra su velocidad nominal (lo que marca el final del periodo de recuperación). Entonces el controlador puede variar tanto la aceleración del rotor como la potencia eléctrica de salida (P_{acc} y P_e), de modo que la potencia eléctrica de salida puede no sólo modularse durante el periodo de sobreproducción (como se comentó anteriormente), sino también durante el periodo de recuperación con el fin de permitir que la turbina eólica contribuya a la estabilidad de la red de distribución en concordancia con las características de la inestabilidad (por ejemplo, en respuesta a señales de control proporcionadas por mediciones de red de distribución o el operador de red de distribución eléctrica), siempre que se cumplan ambos requisitos previos (valor de potencia eléctrica mínima P_{emin} y límite de tiempo para alcanzar la velocidad normal de rotor). Las mediciones de velocidad de rotor y del viento, momento y par de torsión y los cálculos de potencia mecánica de rotor mencionados anteriormente pueden usarse para garantizar que se cumplen estas limitaciones.

En algunas opciones de configuración adicionales, el controlador está dispuesto para controlar la velocidad de rotor y/o la potencia eléctrica de salida según una función (matemática) predeterminada o un algoritmo de control adecuado para la estabilidad de la red de distribución. Preferiblemente, ambos parámetros aumentan según un gradiente predeterminado. El gradiente no tiene que ser constante o uniforme durante todo el periodo de recuperación. Por ejemplo, es posible que durante una primera sección del periodo de recuperación, la potencia eléctrica de salida (P_e) no aumente en absoluto (sino que, por ejemplo sea igual al valor mínimo predeterminado) y sólo aumente la potencia de aceleración (P_{acc}). La potencia adicional que se obtiene como resultado de aumentar la eficiencia al tiempo que se aumenta la velocidad de rotor, en este ejemplo, se invierte completamente en la aceleración del rotor de modo que (suponiendo una velocidad del viento constante) la aceleración del rotor aumenta más y más. Solo en una segunda sección del periodo de recuperación, P_e aumenta de tal modo que la aceleración del rotor puede no aumentar adicionalmente (e incluso podría disminuir de nuevo). De este modo, el periodo de recuperación podría mantenerse relativamente corto. También es posible que ambos parámetros se controlen y aumenten de manera no lineal, por ejemplo dependiendo de la curva de eficiencia de la turbina eólica. Adicionalmente, el controlador puede disponerse para controlar la potencia eléctrica de salida para proporcionar una transición suave entre el periodo de sobreproducción y el periodo de recuperación. Eso significa que al final del periodo de sobreproducción, la potencia eléctrica de salida no se reduce de manera repentina, sino que la reducción lleva una determinada cantidad de tiempo. Mediante tal transición “suave” pueden evitarse los impactos negativos en la red de distribución eléctrica y/o la turbina eólica.

Generalmente, el periodo de recuperación será de mayor duración que el periodo de sobreproducción. En el periodo de sobreproducción, la potencia eléctrica de salida aumenta, por ejemplo en respuesta a información contenida en el evento de indicación tal como la magnitud de una disminución de frecuencia, el gradiente de frecuencia o el ángulo de tensión de terminal, o a señales de control adicionales recibidas por el controlador durante el periodo de sobreproducción en curso. La mayor duración posible del periodo de sobreproducción depende generalmente de la energía cinética almacenada en el rotor y la velocidad de rotación mínima de rotor. Una duración factible podría ser, por ejemplo, de 10 segundos. Con el fin de seguir contribuyendo a la estabilidad de la red de distribución durante el periodo de recuperación, generalmente no se pone en práctica volver a acelerar el rotor hasta su velocidad normal dentro del mismo periodo de tiempo (relativamente corto). Por otro lado, el periodo de recuperación tampoco debería extenderse demasiado, ya que la turbina eólica funciona con una eficiencia subóptima durante este periodo de tiempo. Por tanto, en algunas opciones de configuración adicionales, el periodo de recuperación es preferiblemente cinco veces más largo que el periodo de sobreproducción. En otras variantes, el factor es solo tres, y en aun otras configuraciones, el periodo de recuperación es dos veces tan largo como el periodo de sobreproducción.

En algunas configuraciones adicionales opcionales, la turbina eólica comprende un sistema de control de paso. El

controlador está dispuesto entonces para ajustar el ángulo de paso de las palas de rotor durante todo el modo de soporte de estabilidad de la red de distribución auxiliar para mitigar la reducción de eficiencia de la generación de potencia eléctrica de salida que se provoca por la desviación con respecto al punto de funcionamiento normal. En particular, las palas de rotor pueden ajustarse durante el periodo de sobreproducción de modo que se compensa el ángulo de ataque del viento subóptimo (que provoca la deceleración del rotor). Como efecto, la deceleración del rotor podría reducirse en cierta medida. Por consiguiente, durante el periodo de recuperación, pueden ajustarse los ángulos de paso al tiempo que vuelve a acelerarse el rotor de modo que, de nuevo, el ángulo de ataque del viento se ajusta al aumento de velocidad de rotor. Evidentemente, el sistema de control de paso también puede responder a otros factores cambiantes no relacionados con el modo de soporte de estabilidad de la red de distribución específico tal como velocidades y/o direcciones del viento cambiantes.

A diferencia del funcionamiento en modo de carga parcial, en el que la turbina eólica funciona generalmente a un punto de funcionamiento optimizado, en modo a plena carga (es decir cuando la potencia eólica disponible P_w está correlacionada con una potencia eléctrica de funcionamiento P_e superior a la potencia de funcionamiento nominal de la turbina eólica P_{nom}) el control de turbina eólica limita la potencia de funcionamiento de la turbina. Esto se consigue, por ejemplo, girando las palas de rotor hacia el viento, es decir en la dirección de la posición de bandera de modo que las palas estén al menos parcialmente en una posición de bandera (la "posición de bandera" es la posición de las palas en la que el ángulo de ataque del viento es cero. Una "posición de bandera parcial" significa que las palas están en una posición entre el ángulo de ataque del viento óptimo y la posición de bandera de modo que el ángulo de ataque del viento es menor que el normal. El término "puesta en bandera" indica el grado al que se giran las palas hacia la dirección de la posición de bandera.). Eso significa que se reduce el ángulo de ataque del viento y, como consecuencia, las fuerzas de sustentación (en comparación con la colocación de las palas en modo de carga parcial) lo que da como resultado la limitación de potencia eléctrica de salida deseada. En algunas configuraciones adicionales de la invención, cuando la turbina eólica está funcionando en un modo a plena carga, el sistema de regulación de paso se usa durante el periodo de sobreproducción para reducir la cantidad de puesta en bandera de las palas (es decir para volver a aumentar el ángulo de ataque del viento). Con esta medida adicional, las fuerzas de sustentación en las palas aumentan de modo que la potencia de salida eólica disponible adicional se utiliza para el modo de control auxiliar. Este soporte adicional puede usarse, por ejemplo, para aumentar la potencia de sobreproducción (ΔP_{op}) y/o para ralentizar la deceleración del rotor y por tanto extender el periodo de sobreproducción. Por consiguiente, durante el periodo de recuperación, puede aplicarse para aumentar la potencia eléctrica de salida y/o para aumentar la reacceleración del rotor, es decir para aumentar la potencia de aceleración (P_{acc}), para acortar el periodo de recuperación.

Para la conexión de la turbina eólica de velocidad variable a una red de distribución eléctrica, la frecuencia del subsistema eléctrico de la turbina eólica y la red de distribución eléctrica están desacopladas. En general, existen dos modos de conseguir esto. En primer lugar, el generador de la turbina eólica puede desacoplarse completamente de la red de distribución eléctrica mediante el uso de un convertidor de frecuencia de escala completa. El generador produce entonces CA de frecuencia variable, que se rectifica mediante un rectificador, y la CC resultante se convierte entonces a CA con la frecuencia de la red de distribución generalmente constante (50 Hz en Europa). La segunda alternativa es un generador de inducción de doble alimentación (DFIG). En este caso, el devanado del estator del generador (asíncrono) se conecta directamente a la red, es decir no se usa un convertidor para esta conexión. El campo de excitación producido por el rotor del generador gira en relación con el rotor del generador con una velocidad variable. La velocidad de rotor (variable) se compensa ajustando de manera correspondiente la velocidad del campo de excitación en relación con el rotor. Como resultado, la suma de las dos velocidades, es decir la velocidad del campo de excitación en relación con el estator siempre es un valor constante adaptado a la frecuencia fija de la red de distribución. Un convertidor solo es necesario en este caso para producir las corrientes de campo de excitación (= las corrientes de rotor) con frecuencias variables.

Por consiguiente, en algunas configuraciones adicionales de la invención, el generador eléctrico de la turbina eólica es un generador que tiene un convertidor de escala completa. En esta solución, se usa a menudo un generador síncrono. Debido al desacoplamiento completo por el convertidor de escala completa, la velocidad de rotor mínima de la turbina eólica (ω_{min}) a la que el controlador inicia el periodo de recuperación no está limitada por la conexión a la red de distribución de la turbina eólica. En cambio, la limitación (sólo) se establece por la potencia eléctrica de salida mínima que (al menos) mantiene la turbina eólica durante el periodo de recuperación y la potencia mecánica adicional (P_{acc}) que se necesita para la reacceleración del rotor.

En otras configuraciones de la turbina eólica se usa un DFIG. En este caso, el rango de funcionamiento del convertidor puede estar limitado por la velocidad de rotación del generador de modo que la velocidad de rotación del rotor del generador (y por tanto la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica) puede no disminuir indefinidamente mientras se supone que la turbina eólica genera una determinada cantidad de potencia eléctrica. Por tanto, en estas configuraciones, este umbral de rango de velocidad inferior dependiente de la construcción, del DFIG, puede aplicarse como umbral adicional para el valor de velocidad de rotor mínimo (ω_{min}) al que se inicia el periodo de recuperación (además del criterio de la potencia mecánica (P_m) que es necesaria para proporcionar tanto la potencia eléctrica de salida mínima que mantiene la turbina eólica durante el periodo de recuperación como la reacceleración del rotor deseada). El criterio con el que el funcionamiento de la turbina eólica llega en primer lugar durante el periodo de sobreproducción (es decir el mayor de los dos valores) define el momento más tardío de la

potencia eléctrica de salida adicional.

Las consideraciones anteriores se basaron generalmente en la suposición de potencia eólica constante durante los periodos de sobreproducción y de recuperación. Los cambios en la velocidad del viento tendrán impactos adicionales sobre el funcionamiento de la turbina eólica durante el modo de soporte de estabilidad de la red de distribución auxiliar según la invención. Por ejemplo, una disminución de la velocidad del viento durante la fase de sobreproducción puede provocar una llegada más temprana a la velocidad de rotor mínima predeterminada de modo que realmente se producirá menos trabajo eléctrico a la red de distribución (en comparación con la velocidad del viento constante), mientras que un aumento de la velocidad del viento puede tener el efecto contrario. El valor de la velocidad de rotor mínima (ω_{\min}) también podría determinarse dependiendo de la velocidad del viento, por ejemplo dependiendo de la velocidad del viento promedio a lo largo del periodo de sobreproducción u otra ventana de tiempo dada. Además, una disminución de la potencia eólica durante el periodo de recuperación puede conducir a un retraso de la reacceleración del rotor, mientras que un aumento permitirá que la turbina eólica vuelva a acelerar el rotor más rápido en comparación con el funcionamiento en el periodo de recuperación convencional. Las variaciones de la velocidad del viento también pueden tener impacto sobre una modulación deseada de la salida eléctrica durante el periodo de sobreproducción y de recuperación.

La presente invención permite que las turbinas eólicas contribuyan de manera más eficiente a la estabilidad de la red de distribución eléctrica. En particular, como las turbinas eólicas pueden reaccionar relativamente rápido ante disminuciones de frecuencia de la red de distribución (en comparación con, por ejemplo, un control de potencia primario por parte de centrales hidráulicas, de gas o de vapor) puede usarse para evitar el hueco hasta que actúan las centrales de generación de potencia más lentas.

Finalmente, la invención permite a los operadores de red de distribución calcular o estimar el soporte de estabilidad de la red de distribución que puede esperarse de turbinas eólicas para diferentes condiciones de la red de distribución y velocidades del viento.

Descripción detallada de realizaciones

La figura 1 ilustra el conjunto de una turbina eólica de velocidad variable 1 esquemáticamente. Comprende un rotor 2 que alimenta un generador eléctrico 9 por medio de un engranaje de velocidad variable (caja de engranajes) 7. El generador 9 produce potencia eléctrica que se suministra a una red de distribución eléctrica 17 (no mostrada en la figura 1) por medio de la línea eléctrica 16. Un controlador 10 es responsable de controlar los subsistemas de la turbina eólica 1 dependiendo de las condiciones ambientales como velocidad y dirección del viento y demanda de potencia eléctrica.

El rotor 2 comprende un buje de rotor 4 y palas 3. En algunas realizaciones, la turbina eólica 1 incorpora un sistema de control de paso 6 con el que pueden hacerse pivotar las palas 3 alrededor de su eje longitudinal. Por tanto, es posible, por ejemplo, disminuir la fuerza del viento que tiene un efecto sobre las palas 3 (par de torsión) girándolas hacia el viento. La velocidad de rotación del rotor ω se ajusta dependiendo de la velocidad del viento predominante (es decir la turbina eólica es una turbina eólica de velocidad variable, abreviada comúnmente como: VSWT). Las velocidades de rotor están, por ejemplo, en el intervalo de entre 10 y 20 revoluciones por minuto. Conectada al rotor 2 se encuentra una caja de engranajes 7 que sirve para convertir la velocidad de rotación de rotor ω relativamente lenta en una velocidad de rotación más elevada del rotor del generador 9 (en otras realizaciones, la turbina eólica 1 no tiene una caja de engranajes, pero evidentemente está dispuesta también para realizar la actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución). El freno 8 permite disminuir la velocidad de rotor, por ejemplo, con el fin de detener la turbina eólica 1. Los subsistemas mecánicos, eléctricos y de control internos están alojados en una góndola 5 que está montada sobre la torre 15.

Un componente adicional de la turbina eólica 1 es, en algunas realizaciones, un equipo de detección y medición 11. Por ejemplo, un anemómetro 12 sirve para determinar la velocidad del viento actual, mientras que una veleta 13 proporciona mediciones de dirección del viento. Adicionalmente, puede proporcionarse un dispositivo de medición 36 para medir el momento en la raíz de la pala del rotor 3 y un dispositivo de medición 37 para medir la velocidad de rotación y/o par de torsión del árbol de rotor. Finalmente, en algunas realizaciones, un accionamiento de guiñada 14 permite que la góndola 5 con el rotor 2 se ajuste alrededor del eje vertical (torre) según la dirección del viento predominante.

El controlador 10 está dispuesto como un microprocesador con memoria asociada que ejecuta software de control. En algunas realizaciones, está dispuesto como un único componente, mientras que en otras realizaciones está compuesto por subsistemas distribuidos, por ejemplo, en forma de varios microprocesadores conectados entre sí. Está acoplado por medio de un bus a los subsistemas de la turbina eólica, en particular al generador 9, rotor 2, sistema de control de paso 6, equipo de detección 11, es decir anemómetro 12, la veleta 13 y los dispositivos de medición 36 y 37, y el accionamiento de guiñada 14. Además, está conectado al sistema de gestión 18 (no mostrado en la figura 1).

La figura 2 muestra a modo de ejemplo el flujo de control de la turbina eólica 1 en más detalle. El controlador 10 recibe resultados de medición proporcionados por el equipo de detección 11 (anemómetro 12, veleta 13 y los

dispositivos de medición 36 y 37) y parámetros de funcionamiento de la red de distribución eléctrica 17 y el generador 9. Procesa estos datos de entrada y genera señales de control que se transmiten a actuadores de los diversos subsistemas de la turbina eólica 1. Estos últimos ejecutan los comandos de control recibidos del controlador 10 y efectúan un cambio del estado del respectivo subsistema. Por ejemplo, el controlador 10 manipula la velocidad de rotor ω cambiando la frecuencia de generador o variando la relación de transmisión (el flujo de control de esta última manipulación no se muestra en la figura 2).

Además, el controlador 10 también recibe comandos del sistema de gestión 18 que puede estar ubicado dentro o fuera de la turbina eólica 1. Se proporciona un equipo de monitorización de funcionamiento remoto 19 tal como un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) para supervisar el funcionamiento de la turbina eólica 1. Con esta finalidad, solicita datos sobre el estado de la turbina eólica 1 del sistema de gestión 18 y lleva a cabo una parametrización remota (es decir se transmiten comandos relacionados con ajustes de parámetro al sistema de gestión 18).

Dos tareas realizadas por el controlador 10 son de especial interés en lo que respecta a las diversas realizaciones: En primer lugar, está dispuesto para monitorizar eventos que indican la necesidad de aumentar la potencia eléctrica de salida más allá de la potencia de funcionamiento normal. Tal evento de indicación puede recibirse, por ejemplo, mediante monitorización de funcionamiento remota 19 (por medio del sistema de gestión 18) o, alternativamente, generarlo el propio controlador 10, en respuesta a mediciones de parámetros de red de distribución eléctrica tales como la frecuencia de la red de distribución (por ejemplo, proporcionados por un analizador de frecuencia de la red de distribución, no mostrado en la figura 2) o el cambio de ángulo de tensión. En segundo lugar, el controlador 10 está dispuesto para iniciar el modo de control de dos fases auxiliar según la presente invención.

La turbina eólica 1 genera potencia eléctrica cuando la velocidad del viento está dentro del rango de funcionamiento de la turbina. Su curva de producción (estática) que se ilustra a modo de ejemplo en la figura 3 (como una línea negra gruesa) en función de la velocidad de rotación de rotor ω y la potencia eléctrica de salida P_e (y considerando diferentes velocidades del viento) es no lineal. Por debajo del umbral de velocidad de rotor inferior ω_{umbral} , no se produce potencia eléctrica. Empezando por el umbral de velocidad de rotor inferior ω_{umbral} , P_e aumenta al principio verticalmente para velocidades del viento bajas. Con el aumento de las velocidades del viento, la velocidad de rotor ω aumenta según las curvas de eficiencia para las diferentes velocidades del viento hasta que se alcanza la velocidad nominal de rotor ω_{nom} . Aunque el rotor 2 no se acelera adicionalmente, P_e todavía puede incrementarse (de nuevo con un aumento adicional de la velocidad del viento), hasta que se ha alcanzado la potencia eléctrica de salida nominal de la turbina eólica ($P_{\text{nom}} = 1,0$ pu (es decir unidad de potencia) en la figura 3). Como puede verse en la figura 3, la línea característica de producción se desvía de la curva óptima teóricamente posible (la línea negra delgada) en cierta medida. Sin embargo, como esta curva teórica no es factible en la práctica, el funcionamiento de la turbina eólica en la línea de producción (gruesa) se considera óptimo. Dependiendo del tipo de generador de la turbina eólica 1, su rango de funcionamiento es sin embargo dinámico en cierta medida (se marca por el área rayada en la figura 3), es decir la potencia de salida real P_e y la velocidad de rotación de rotor ω pueden desviarse en cierta medida de la línea de producción estática (óptima).

A continuación se describirán tres realizaciones que ilustran diferentes funcionamientos de turbina eólica durante la fase de recuperación. Según la primera realización (figuras 4 y 5), el rotor se vuelve a acelerar usando una cantidad fija de la potencia mecánica de rotor disponible P_m que efectúa un aumento de la potencia eléctrica de salida P_e desde el comienzo del periodo de recuperación. La segunda realización (figuras 6 y 7) sigue un enfoque diferente. En este caso, P_e se mantiene al principio al nivel mínimo que se requiere durante el periodo de recuperación (P_{emin}). Como consecuencia, aumenta la potencia disponible para la reaceleración del rotor con el aumento de eficiencia resultante en un periodo de recuperación más corto en comparación con la primera realización. La tercera realización (figura 8, en combinación con la figura 4) es una modificación específica de la primera realización. En la primera fase del periodo de recuperación, se usa toda la potencia mecánica de rotor disponible P_m para la generación de P_e de modo que, en esta fase, el rotor no se acelera en absoluto. Solo en la segunda fase, P_e se disminuye ligeramente y el rotor se vuelve a acelerar usando la parte de P_m ahora disponible según el esquema presentado en la primera realización. Para todas las realizaciones, se supone una velocidad del viento constante durante los periodos de sobreproducción y de recuperación.

Los valores de P_e , P_m y ω durante los periodos de sobreproducción y de recuperación en la primera realización se visualizan en la figura 4 (P_e es la línea continua, P_{e0} la línea de trazo y punto, P_m la curva de puntos y P_{emin} la línea de trazo y dos puntos). Durante el funcionamiento normal, la turbina eólica funciona en el punto de funcionamiento con una eficiencia óptima, es decir la potencia de funcionamiento P_e y la velocidad de rotor ω se establecen según su curva de producción (véase la figura 3). Cuando el controlador 10 detecta un evento de indicación, inicia la actividad para dar soporte a la estabilidad de la red auxiliar según la invención. En el momento en el que la turbina eólica 1 entra en la primera fase, es decir el periodo de sobreproducción, la potencia eléctrica de salida y la velocidad de rotor corresponden al punto A en la figura 4 (P_{e0} y ω_0 donde $P_{e0} = 0,8$ pu en el ejemplo de la primera realización). Con el inicio del periodo de sobreproducción, P_e aumenta más allá de su valor normal, desplazando el punto de funcionamiento de la turbina eólica al punto B en la figura 4. Esta potencia adicional se denomina ΔP_{op} . En las realizaciones se supone que ΔP_{op} es constante durante la duración del periodo de sobreproducción (como se describió anteriormente, sin embargo, también podría variarse a lo largo del tiempo). Como ΔP_{op} se toma de la

energía cinética almacenada en el rotor 2, ω disminuye con la salida en curso del aumento de potencia eléctrica de salida, de modo que el punto de funcionamiento de la turbina eólica cambia del punto B al C en la figura 4. Como también se indica en la figura 4, la potencia mecánica de rotor P_m disminuye debido al empeoramiento de eficiencia que acompaña la disminución de la velocidad de rotor (véanse las curvas de eficiencia en la figura 3).

5 El controlador 10 mide continuamente ω y monitoriza el funcionamiento del generador 9. Detiene el aumento de potencia eléctrica de salida (como muy tarde) en el momento en que se alcanza el valor mínimo respectivo ω_{\min} (punto C en la figura 4). La flecha del punto C al punto D marca el final de la sobreproducción y el comienzo del periodo de recuperación. Siendo la velocidad de rotación de rotor ω_{\min} la potencia mecánica de rotor disponible P_m es de aproximadamente 0,7 pu (en contraposición a 0,8 pu en el funcionamiento normal de turbina eólica en el punto A). Esta reducción de la cantidad de P_m disponible es ahora la base para volver a acelerar el rotor 2 mientras se sigue produciendo potencia eléctrica a la red de distribución eléctrica 17 y por tanto se vuelve a desplazar gradualmente el punto de funcionamiento de la turbina eólica 1 del punto D de vuelta al punto A. En la primera realización, se usa una cantidad de potencia constante (P_{acc}) para la reaceleración del rotor, en concreto aproximadamente 0,025 pu. La parte restante de la P_m disponible se usa para la producción de potencia eléctrica (se cumple: $P_m - P_e = P_{\text{acc}}$, anulando el reparto de eficiencia). Con el aumento de velocidad de rotor, la eficiencia mejora de nuevo y, por consiguiente, la potencia eléctrica de salida aumenta (mientras el rotor 2 todavía se acelera usando la P_{acc} constante). Durante el periodo de recuperación, P_e nunca disminuye por debajo de la potencia eléctrica de salida mínima predeterminada que se establece a modo de ejemplo a 0,65 pu en la primera realización (es decir el 81,25% de P_{e0}). El periodo de recuperación termina cuando la velocidad de rotor llega de nuevo a la velocidad nominal ω_0 , y la turbina eólica 1 continúa funcionando en su punto de funcionamiento normal (punto A en la figura 4).

La primera realización de la presente invención también puede visualizarse mediante la figura 5 (periodo de sobreproducción: puntos A a D, periodo de recuperación: D a A'). El diagrama superior muestra P_e (línea continua) y P_m (línea de trazos) a lo largo del tiempo, mientras que el diagrama inferior representa la velocidad de rotación de rotor ω . Como solo se invierte una cantidad de potencia relativamente pequeña en la reaceleración del rotor, el periodo de recuperación es aproximadamente cuatro veces más largo que el periodo de sobreproducción. Debido a la P_{acc} constante, la velocidad de rotación de rotor aumenta constantemente durante el periodo de recuperación.

En la figura 5a se muestra una variación de la primera realización en la que la potencia eléctrica de salida está modulada durante tanto el periodo de sobreproducción como el de recuperación. Tal modulación se realiza, por ejemplo, en respuesta a las mediciones de parámetro de red de distribución en curso cuyos resultados se transmiten por medio del sistema de gestión 18 al controlador 10, basándose en estipulaciones por parte del operador de red de distribución (que se incluyen, por ejemplo, en el evento de indicación) o variaciones de velocidad del viento. Realizando tal modulación de potencia de salida, es posible una mejora de la contribución de la turbina eólica 1 a la estabilidad de la red de distribución eléctrica. La velocidad de rotación de rotor ω varía de manera correspondiente. Además, no es necesario que la transición del periodo de sobreproducción al de recuperación sea una reducción repentina de la potencia eléctrica de salida (como se muestra en la figura 5), sino que puede ser suave, por ejemplo según una función matemática (la transición podría ser significativamente "más suave" que la indicada en la figura 5a).

La segunda realización (figuras 6 y 7) está caracterizada principalmente por una utilización diferente de P_m durante el periodo de recuperación. De nuevo, el modo para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución auxiliar de dos fases lo inicia el controlador 10 tras detectar un evento de indicación. La potencia eléctrica de salida P_e se eleva a 0,9 pu (siendo P_{e0} 0,8 pu al igual que en la primera realización) de modo que el punto de funcionamiento de la turbina eólica 1 cambia del punto A al punto B y, mientras que la velocidad de rotación de rotor disminuye, adicionalmente hasta el punto C. En la segunda realización, la velocidad de rotación mínima de rotor ω_{\min} es ligeramente inferior a la de la primera realización (por ejemplo, debido a que la turbina eólica según la segunda realización tiene un convertidor de escala completa en lugar de un DFIG, que permite una mayor desviación de la velocidad de generador y la frecuencia de red de distribución eléctrica). Por consiguiente, el periodo de sobreproducción es ligeramente más largo (con la misma ΔP_{op} que en la primera realización). Cuando se alcanza ω_{\min} , el controlador inicia de nuevo la fase de recuperación. En la segunda realización, la potencia eléctrica de salida mínima $P_{e\text{min}}$ durante el periodo de recuperación se establece a 0,64 pu (lo que es igual al 80% de $P_{e0} = 0,8$ pu). La potencia mecánica de rotor disponible P_m en el punto D está sólo ligeramente por encima de este umbral inferior $P_{e\text{min}}$. El controlador 10 controla ahora la turbina eólica 1 de un modo en el que para la primera parte del periodo de recuperación solo se produce realmente la potencia eléctrica de salida mínima (es decir $P_e = P_{e\text{min}}$ durante este periodo de tiempo). De este modo, la potencia usada para la reaceleración del rotor 2 aumenta con el aumento de eficiencia (o en otras palabras: el "hueco" entre P_m y P_e aumenta a lo largo de esta primera parte del periodo de recuperación ya que P_m aumenta con una ω mayor y P_e permanece constante). Solo en una segunda parte del periodo de recuperación, cuando ω ya casi ha alcanzado ω_0 , P_e aumenta (relativamente rápido) y, por consiguiente, P_{acc} disminuye.

El efecto de este procedimiento es un periodo de recuperación más corto debido a que ω_0 , en comparación con la primera realización, se alcanza significativamente más rápido (figura 7). Por tanto, el periodo de recuperación en este caso es solo aproximadamente dos veces tan largo como el periodo de sobreproducción. Sin embargo, esta ventaja se consigue solo a expensas de una P_e inferior durante la parte principal del periodo de recuperación.

- La tercera realización (figura 8) básicamente sigue el diagrama de la figura 4, presentado con relación a la primera realización. Sin embargo, en contraposición a la primera realización, el periodo de recuperación es ahora de dos fases. En una primera fase (del punto D' al D en la figura 8), toda la potencia mecánica de rotor se convierte en potencia eléctrica de salida (es decir $P_m = P_e$). Como resultado, no queda potencia para la reacceleración del rotor ($P_{acc} = 0$ y la velocidad de rotor ω permanece constante a ω_{min}). El punto de funcionamiento de la turbina eólica es igual al punto de intersección entre la flecha C-D y la curva P_m en la figura 4. En una segunda fase (de D a A' en la figura 8), la potencia eléctrica de salida disminuye ligeramente (pero todavía está en o por encima de la P_{emin} mínima) de modo que una parte de P_m se libera para la reacceleración del rotor. La reacceleración se realiza entonces de manera similar a la primera realización.
- La tercera realización permite una contribución ligeramente mayor a la estabilidad de la red de distribución eléctrica 17 en la primera fase del periodo de recuperación. Evidentemente, el periodo de recuperación se extiende la duración de la reacceleración del rotor de cero de modo que, en el ejemplo de la figura 8, es aproximadamente 6,5 veces más largo que el periodo de sobreproducción.
- Las realizaciones uno a tres se han descrito hasta ahora suponiendo que la turbina eólica 1 funciona en modo de carga parcial cuando se detecta un evento de indicación mediante el controlador 1 y se inicia el modo de control auxiliar. Evidentemente, la turbina eólica 1 también puede realizar una actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución al tiempo que funciona en modo a plena carga (es decir $P_{e0} = P_{nom}$, correspondiendo a la potencia eólica disponible P_w a una potencia superior a la potencia eléctrica nominal de la turbina eólica, véase la figura 9). En este caso, el periodo de sobreproducción, en general, no difiere del funcionamiento de carga parcial (aparte de por el hecho de que, como la turbina eólica 1 estará funcionando a su potencia de funcionamiento nominal antes del periodo de sobreproducción, el aumento de potencia de salida durante el periodo de sobreproducción provocará una potencia de salida temporal que supera temporalmente la potencia nominal, pero que todavía se encuentra dentro del intervalo de tolerancia de la turbina eólica). El aumento de potencia eléctrica de salida se mantiene hasta que se alcanza la velocidad de rotación de rotor mínima ω_{min} . El periodo de sobreproducción puede ser más largo que en el modo de carga parcial debido al aumento de la energía cinética almacenada en el rotor 2 y al soporte adicional por la regulación de paso de pala, dependiendo de la respectiva P_{emin} y las limitaciones de funcionamiento del generador 9, es decir el rango de funcionamiento dinámico de la turbina eólica 1 (véase la figura 3). En la realización según la figura 9, las palas dejan de ponerse en bandera durante el periodo de sobreproducción, obteniendo por tanto una fuerza de sustentación adicional que puede convertirse en potencia eléctrica adicional o usarse para reducir la deceleración del rotor. De manera similar, el periodo de recuperación puede acortarse utilizando el exceso de potencia eólica para la reacceleración del rotor de manera similar. En el ejemplo de la figura 9, el periodo de sobreproducción es por tanto más largo (en comparación con las realizaciones anteriores que hacen referencia al modo de carga parcial, véase por ejemplo la figura 5), y el periodo de recuperación es sólo dos veces tan largo como el periodo de sobreproducción.
- En todas las realizaciones descritas, la turbina eólica 1 puede estar equipada, por ejemplo, con un generador síncrono que tiene un convertidor de escala completa (figura 10) o, alternativamente, con un generador de inducción de doble alimentación (DFIG) (figura 11). En el primer caso, el 100% de la potencia eléctrica generada P_e pasa a través del convertidor 20 que tiene un rectificador 21 y un rectificador invertido 22. En el último caso, el devanado del estator 23 está conectado directamente a la red de distribución eléctrica 17 y la conexión rotor-red de distribución se realiza usando un convertidor 20 que puede ser, por ejemplo, un convertidor en cascada con enlace CC (véase la figura 11). Por tanto, aproximadamente solo el 30% de la potencia eléctrica de salida producida P_e pasa a través del convertidor 20 mientras que la parte principal se alimenta directamente a la red de distribución eléctrica 17.
- La duración del periodo de recuperación no solo depende de la potencia usada para la reacceleración del rotor (P_{acc}), sino también de la velocidad del viento predominante. La figura 12 visualiza duraciones del periodo de recuperación para modos de control según la primera realización (cantidad fija de potencia de reacceleración P_{acc} durante el periodo de recuperación) dependiendo de la velocidad del viento. En una primera variante, P_{acc} se elige para que sea relativamente pequeña (0,02 pu) de modo que el periodo de recuperación es relativamente largo. Si P_{acc} se establece a cantidades más elevadas (0,06 pu y 0,1 pu en la figura 12), la duración del periodo de recuperación disminuye generalmente. Una velocidad del viento superior tiende generalmente a dar como resultado una duración más larga. En particular, si P_{acc} se establece a un valor relativamente pequeño (0,02 pu en la figura 12), la duración del periodo de recuperación aumenta significativamente con velocidades del viento superiores. Con velocidades del viento por encima del valor nominal (funcionamiento a plena carga), el periodo de recuperación, sin embargo, disminuye drásticamente (si, a diferencia de la figura 9, se usa la misma cantidad de P_m para la aceleración del rotor como en el modo de carga parcial).
- Según un aspecto de la presente invención, se proporciona un método de control de turbina eólica para un soporte de estabilidad de la red de distribución (figura 13). Generalmente, la turbina eólica 1 funciona según su política convencional 30 (por ejemplo seguimiento de potencia máxima, véase también la curva de producción en la figura 3). Se monitorizan los eventos que indican la necesidad de un suministro de P_e adicional durante 30. La monitorización también puede incluir la medición de parámetros de red de distribución (tales como variaciones de frecuencia o cambio de ángulo de tensión), la determinación de la medida del soporte de la red de distribución e instrucciones (detalladas) para la turbina eólica 1. Cuando se detecta un evento de indicación de este tipo (flecha 31), la turbina eólica 1 ejecuta el periodo de sobreproducción en 32. Tal como se describió en detalle anteriormente,

5 se extrae energía cinética del rotor 2 y se convierte en potencia eléctrica adicional ΔP_{op} mientras que la velocidad de rotor ω disminuye más y más. La potencia eléctrica de salida puede variarse o modularse. El periodo de recuperación puede iniciarse antes de alcanzar la velocidad de rotor mínima ω_{min} , por ejemplo, cuando la red de distribución eléctrica parece ser estable de nuevo, ha pasado un tiempo o condiciones de funcionamiento interno de turbina eólica tales como sobrecalentamiento de componentes o carga turbina eólica. Sin embargo, se entra en el mismo, como muy tarde, cuando se alcanza la velocidad de rotor mínima ω_{min} (flecha 33). En el periodo de recuperación, el rotor 2 vuelve a acelerarse de nuevo y todavía se suministra al menos una determinada cantidad de P_e a la red de distribución eléctrica 17. También pueden realizarse otras actividades que dependen del soporte de estabilidad de la red de distribución anterior durante el periodo de recuperación con el fin de restaurar el funcionamiento de turbina eólica normal, tal como el enfriamiento de componentes calentados, la amortiguación de oscilación mecánica, etc. Cuando el rotor 2 llega a su velocidad normal de rotación (por ejemplo ω_0 , suponiendo que no cambia la velocidad del viento desde que se entra en el periodo de sobreproducción en 32), la turbina eólica 1 vuelve a su funcionamiento normal (flecha 35).

15 La funcionalidad de la turbina eólica y el método de control descritos y reivindicados en el presente documento no son excluyentes. La turbina eólica descrita en el presente documento puede disponerse para realizar actividades de estabilización de red de distribución adicionales además de las descritas, tales como disminuir la generación de potencia de una manera transitoria en caso de un exceso de suministro de potencia repentino de la red de distribución (por ejemplo cuando un consumidor de potencia significativo se desconecta de la red de distribución) o contrarrestar perturbaciones periódicas (por ejemplo oscilaciones de frecuencia de la red de distribución), etc.

20

REIVINDICACIONES

1. Turbina eólica de velocidad variable (1) para su conexión a una red de distribución eléctrica (17), dispuesta para proporcionar potencia eléctrica adicional para contrarrestar perturbaciones no periódicas en la red de distribución eléctrica, que comprende:
- 5 - un rotor (2) con palas (3) acoplado a un generador eléctrico (9),
- un controlador (10) dispuesto como un microprocesador con memoria asociada que está dispuesto para ejecutar software de control,
- 10 - estando dispuesto el controlador para monitorizar eventos que indican una necesidad de aumentar la potencia eléctrica de salida (P_e) de la turbina eólica (1) a la red de distribución eléctrica (17) para dar soporte la estabilidad de la red de distribución eléctrica,
- estando dispuesto el controlador (10) para controlar la turbina eólica (1) para realizar actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución, de una manera no periódica, como a continuación:
- 15 - el controlador (10) está dispuesto para, cuando la turbina eólica (1) funciona en un modo de carga parcial, es decir a una potencia por debajo de la potencia de régimen de la turbina eólica, a un punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima y tras haberse detectado un evento de indicación, controlar la turbina eólica (1) para que entre en un periodo de sobreproducción en el que la potencia eléctrica de salida (P_e) aumenta más allá de la potencia eléctrica de funcionamiento (P_{e0}) a eficiencia aerodinámica máxima, en la que la potencia eléctrica de salida adicional se toma de energía cinética almacenada en el rotor (2) y sin cambiar el funcionamiento de la turbina eólica (1) a un punto de funcionamiento más eficiente,
- 20 - el controlador (10) está dispuesto para, como muy tarde, cuando la velocidad de rotación del rotor (2) alcanza un valor mínimo predeterminado (ω_{min}), controlar la turbina eólica (1) para que entre en un periodo de recuperación para volver a acelerar el rotor (2) hasta la velocidad de rotación (ω_0) en el punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima al tiempo que contribuye además a la estabilidad de la red de distribución eléctrica produciendo al menos una potencia eléctrica mínima predeterminada (P_{emin}) a la red de distribución eléctrica (17).
- 25 2. Turbina eólica (1) según la reivindicación 1, en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar la turbina eólica (1) de manera que la potencia de salida inferior predeterminada (P_{emin}) durante el periodo de recuperación es un porcentaje fijo de la potencia eléctrica de funcionamiento que se suministraba a la red de distribución eléctrica antes del periodo de sobreproducción (P_{e0}).
- 30 3. Turbina eólica (1) según la reivindicación 1 ó 2, en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar la turbina eólica (1) de manera que, durante el periodo de recuperación, al menos el 80%, más preferiblemente al menos el 85%, más preferiblemente al menos el 90% de la potencia eléctrica de funcionamiento que se suministraba a la red de distribución eléctrica antes del periodo de sobreproducción (P_{e0}) se produce a la red de distribución eléctrica (17).
- 35 4. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar la potencia usada para acelerar el rotor (P_{acc}) de manera que se garantiza una aceleración del rotor mínima predeterminada.
- 40 5. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además equipo (11) para medir la velocidad de rotación del rotor (2), la velocidad del viento, el momento en las raíces de palas y/o el par de torsión en el árbol de rotor y en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar, durante el periodo de recuperación, la potencia usada para acelerar el rotor (P_{acc}) midiendo continuamente la velocidad de rotación del rotor (2), la velocidad del viento, el momento en las raíces de palas y/o el par de torsión en el árbol de rotor y calculando la potencia mecánica de rotor disponible (P_m) a partir de al menos uno de estos parámetros.
- 45 6. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) está dispuesto para iniciar el periodo de recuperación, antes de alcanzarse la velocidad de rotación mínima de rotor (ω_{min}), cuando la red de distribución eléctrica (17) está estabilizada, cuando la duración del periodo de sobreproducción alcanza un límite de tiempo o cuando la cantidad de energía adicional proporcionada a la red de distribución eléctrica (17) durante el periodo de sobreproducción alcanza un límite.
- 50 7. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar la velocidad de rotación del rotor (2) y/o la potencia eléctrica de salida (P_e) durante el periodo de recuperación de manera que la velocidad de rotación de rotor (ω_0) en el punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima se alcanza dentro de un periodo de tiempo predeterminado.
- 55

8. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar la velocidad de rotación del rotor (2) y/o la potencia eléctrica de funcionamiento (P_e) durante el periodo de recuperación de manera que se varía durante el periodo de recuperación según una función predeterminada, preferiblemente se aumenta durante el periodo de recuperación según un gradiente predeterminado.
9. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar la turbina eólica (1) de manera que el periodo de recuperación es más largo que el periodo de sobreproducción, preferiblemente cinco veces más largo, más preferiblemente tres veces más largo, lo más preferiblemente dos veces tan largo como el periodo de sobreproducción.
10. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además un sistema de control de paso de pala (6), en la que el controlador (10) está dispuesto para ajustar el ángulo de paso de pala durante el periodo de sobreproducción y/o de recuperación para compensar el cambio del ángulo de ataque del viento debido al cambio de velocidad de rotor de modo que la disminución de eficiencia de la conversión de potencia se reduce durante el periodo de sobreproducción y/o de recuperación.
11. Turbina eólica (1) según la reivindicación 9, en la que el controlador (10) está dispuesto para controlar la turbina eólica (1) de manera que, si la potencia eólica disponible (P_w) corresponde a una potencia eléctrica más elevada que la potencia de funcionamiento nominal (P_{nom}) de la turbina eólica (1), es decir la turbina eólica (1) trabaja en un modo a plena carga con las palas (3) en una posición de bandera al menos parcial, la cantidad de puesta en bandera se reduce durante el periodo de sobreproducción y/o de recuperación de modo que se usa la potencia eólica disponible adicional para reducir la desaceleración/aumentar la reacceleración y/o aumentar la potencia eléctrica de salida (P_e).
12. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) está dispuesto para monitorizar, detectar y procesar eventos de indicación tales como señales de control externas o resultados de una medición y evaluación por parte de la turbina eólica (1) de uno o más parámetros de red de distribución, en particular la frecuencia de la red de distribución y/o el cambio de ángulo de tensión.
13. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el generador eléctrico (9) es un generador de escala completa en la que el valor mínimo de la velocidad de rotación (ω_{min}) al que el controlador (10) está dispuesto para iniciar el periodo de recuperación es la velocidad mínima a la que la turbina eólica (1) puede hacerse funcionar para producir la potencia de salida mínima (P_{emin}) requerida durante el periodo de recuperación (P_{emin}) y para volver a acelerar el rotor (2).
14. Turbina eólica (1) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el generador eléctrico (9) es un generador de inducción de doble alimentación en la que el valor mínimo de la velocidad de rotación (ω_{min}) a la que el controlador (10) está dispuesto para iniciar el periodo de recuperación es una de las siguientes condiciones: la velocidad mínima a la que el generador de inducción de doble alimentación puede hacerse funcionar para producir la potencia de salida mínima (P_{emin}) requerida durante el periodo de recuperación y para volver a acelerar el rotor, o el umbral inferior constructivo del rango de velocidad de rotación del generador (9), el valor que sea superior.
15. Controlador (10) dispuesto como un microprocesador con memoria asociada que está dispuesto para ejecutar software de control, estando dispuesto el controlador (10) para controlar el funcionamiento de una turbina eólica de velocidad variable (1) que tiene un rotor (2) con palas (3) y que está dispuesto para su conexión a una red de distribución eléctrica (17), el controlador (10) está dispuesto para realizar una actividad para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución, de una manera no periódica, como a continuación:
- el controlador (10) está dispuesto para monitorizar eventos que indican la necesidad de aumentar la potencia eléctrica de salida (P_e) de la turbina eólica (1) a la red de distribución eléctrica (17) para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución eléctrica (17),
 - el controlador (10) está dispuesto para, cuando la turbina eólica (1) funciona en un modo de carga parcial, es decir a una potencia por debajo de la potencia de régimen de la turbina eólica, a un punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima y tras haberse detectado un evento de indicación, controlar la turbina eólica (1) para que entre en un periodo de sobreproducción en el que la potencia eléctrica de salida (P_e) se aumenta más allá de la potencia eléctrica de funcionamiento (P_{e0}) a eficiencia aerodinámica máxima, en la que la potencia eléctrica adicional se toma de energía cinética almacenada en el rotor (2) y sin cambiar el funcionamiento de la turbina eólica (1), al menos cuando trabaja en un modo de carga parcial, a un punto de funcionamiento más eficiente,
 - el controlador (10) está dispuesto para, como muy tarde, cuando la velocidad de rotación del rotor (2)

alcanza un valor mínimo predeterminado (ω_{\min}), controlar la turbina eólica (1) para que entre en un periodo de recuperación para volver a acelerar el rotor (2) hasta la velocidad de rotación (ω_0) en el punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima al tiempo que contribuye además a la estabilidad de la red de distribución eléctrica (17) produciendo al menos una potencia eléctrica mínima predeterminada (P_{\min}) a la red de distribución eléctrica (17).

5
16. Método para controlar una turbina eólica de velocidad variable (1) para proporcionar potencia eléctrica adicional para contrarrestar perturbaciones de la red de distribución no periódicas, teniendo la turbina eólica (1) un rotor (2) con palas (3) y que está dispuesta para su conexión a una red de distribución eléctrica (17), comprendiendo el método no periódico:

10 - monitorizar eventos que indican la necesidad de aumentar la potencia eléctrica de salida (P_e) de la turbina eólica (1) a la red de distribución eléctrica (17) para dar soporte a la estabilidad de la red de distribución eléctrica (17),

15 - cuando la turbina eólica (1) funciona en un modo de carga parcial, es decir a una potencia por debajo de la potencia de régimen de la turbina eólica, a un punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima y tras haberse detectado un evento de indicación, entrar en un periodo de sobreproducción en el que la potencia eléctrica de salida (P_e) se aumenta más allá de la potencia eléctrica de funcionamiento normal (P_{e0}) a eficiencia aerodinámica máxima, en el que la potencia adicional se toma de energía cinética almacenada en el rotor (2) y sin cambiar el funcionamiento de la turbina eólica (1) a un punto de funcionamiento más eficiente,

20 - como muy tarde, cuando la velocidad de rotación del rotor (2) alcanza un valor mínimo predeterminado (ω_{\min}), entrar en un periodo de recuperación para volver a acelerar el rotor (2) hasta la velocidad de rotación (ω_0) en el punto de funcionamiento con eficiencia aerodinámica máxima al tiempo que contribuye además a la estabilidad de la red de distribución eléctrica (17) produciendo al menos una potencia eléctrica mínima predeterminada (P_{\min}) a la red de distribución eléctrica (17).

25

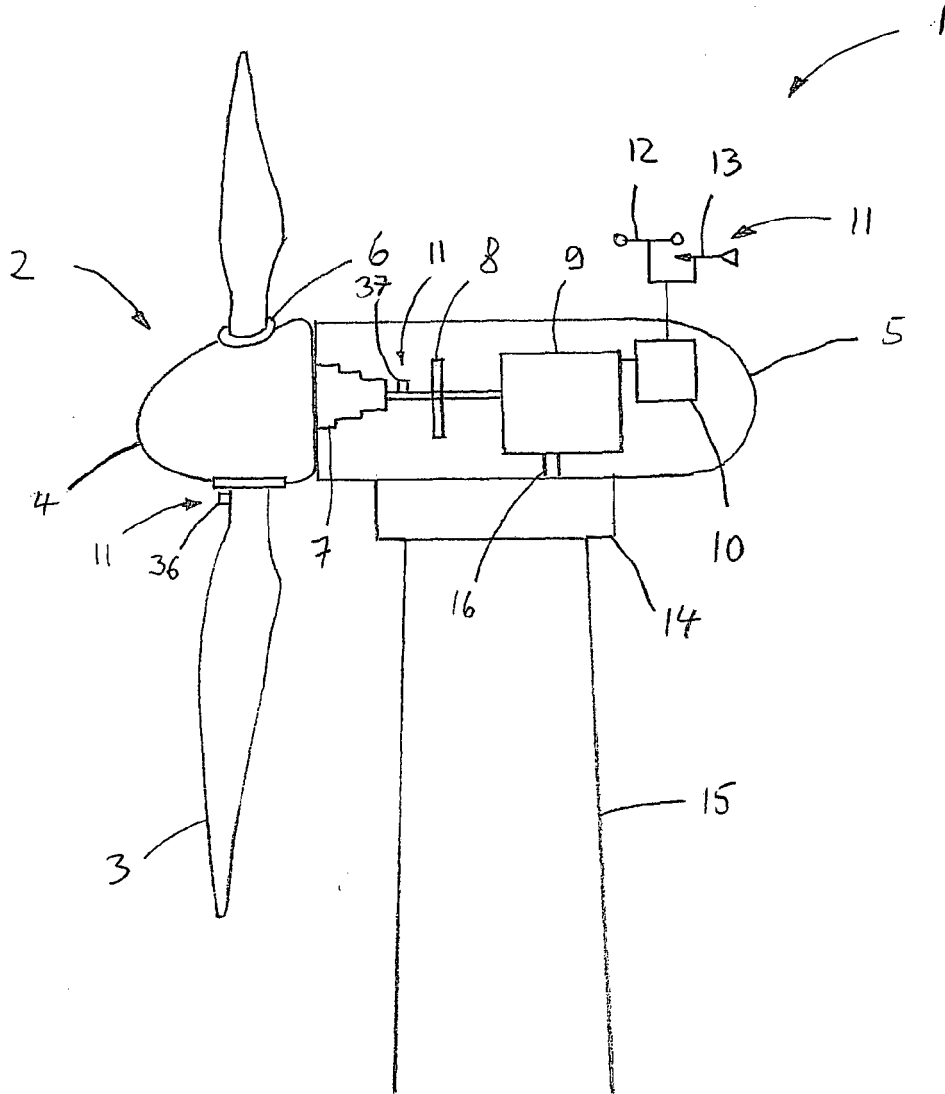


Fig. 1

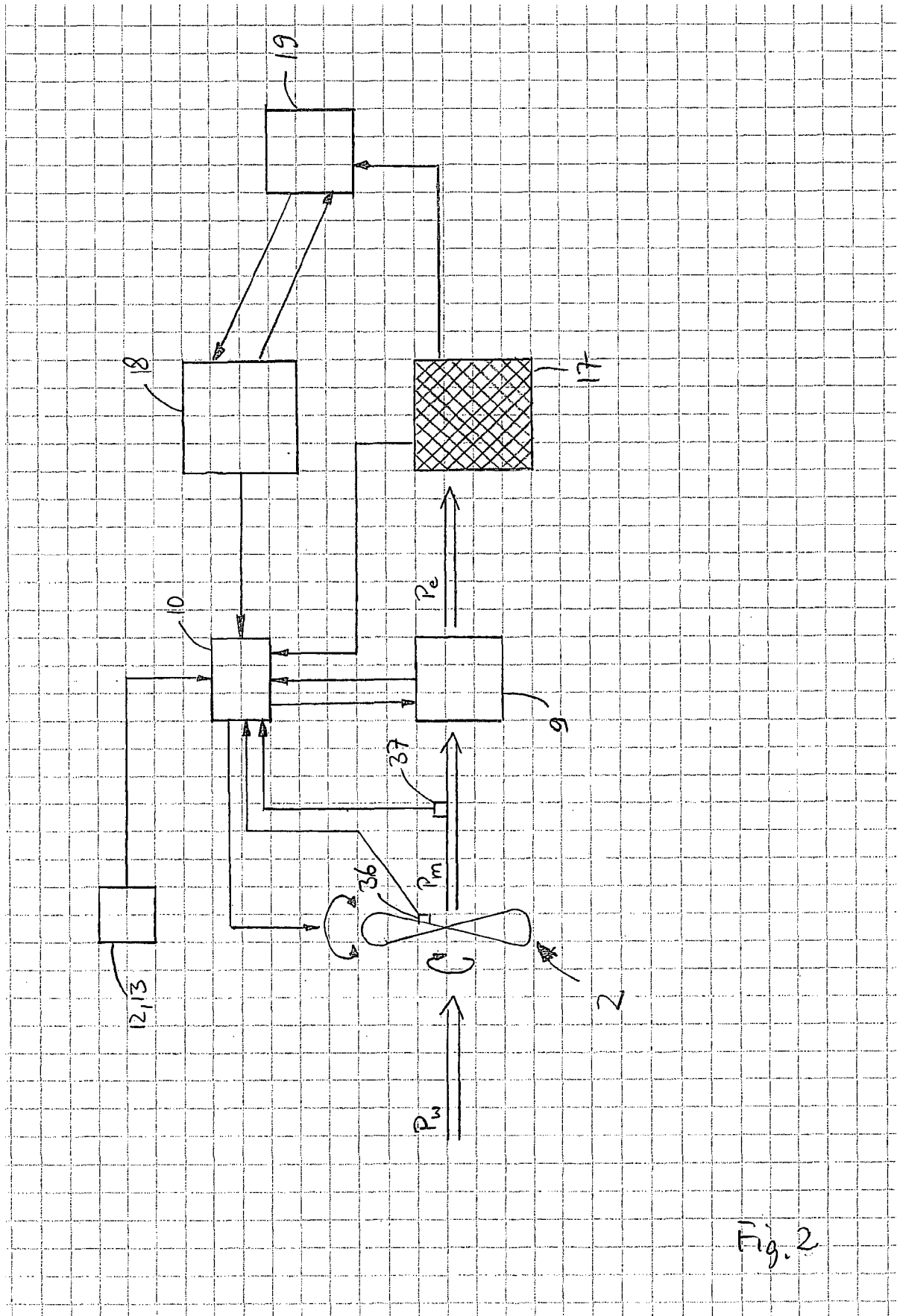


Fig. 2

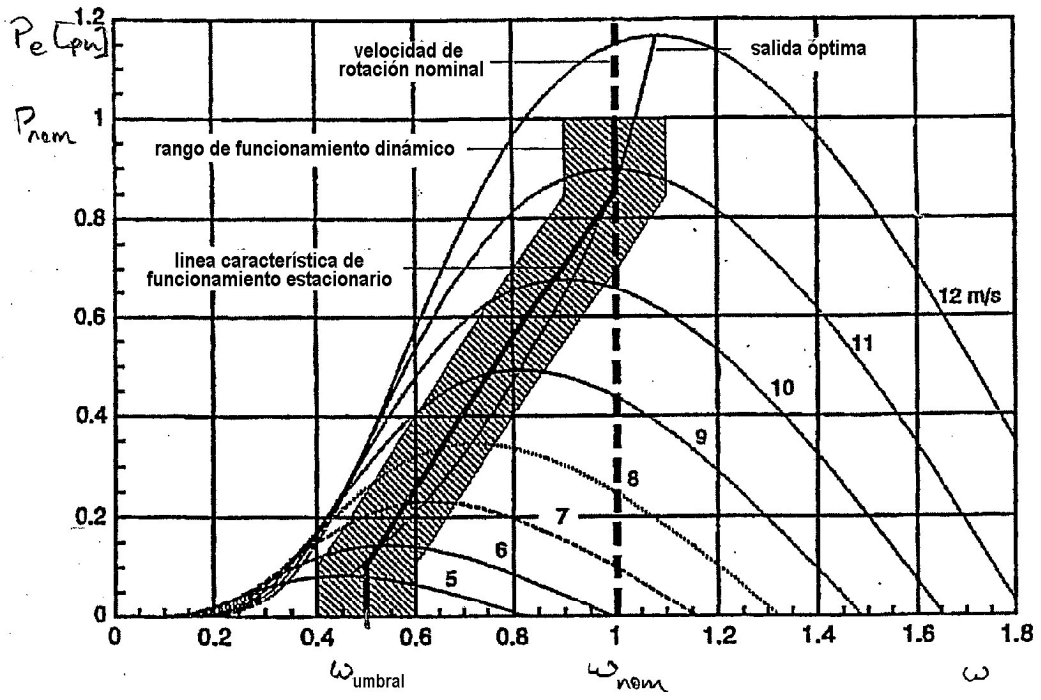


Fig. 3

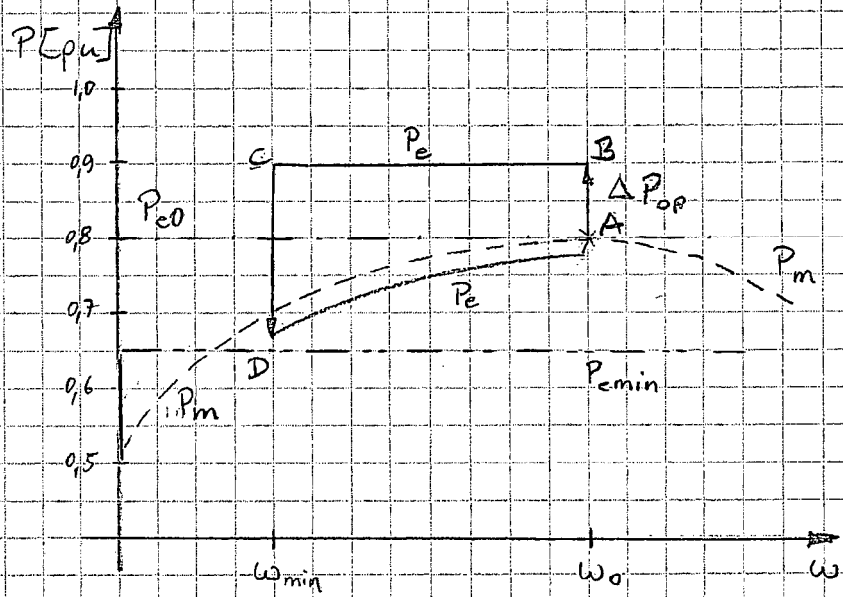


Fig. 4

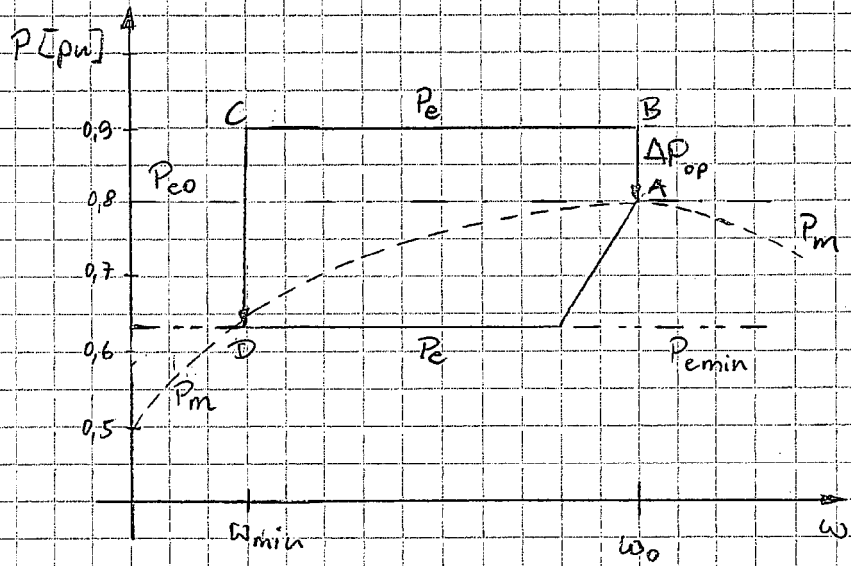
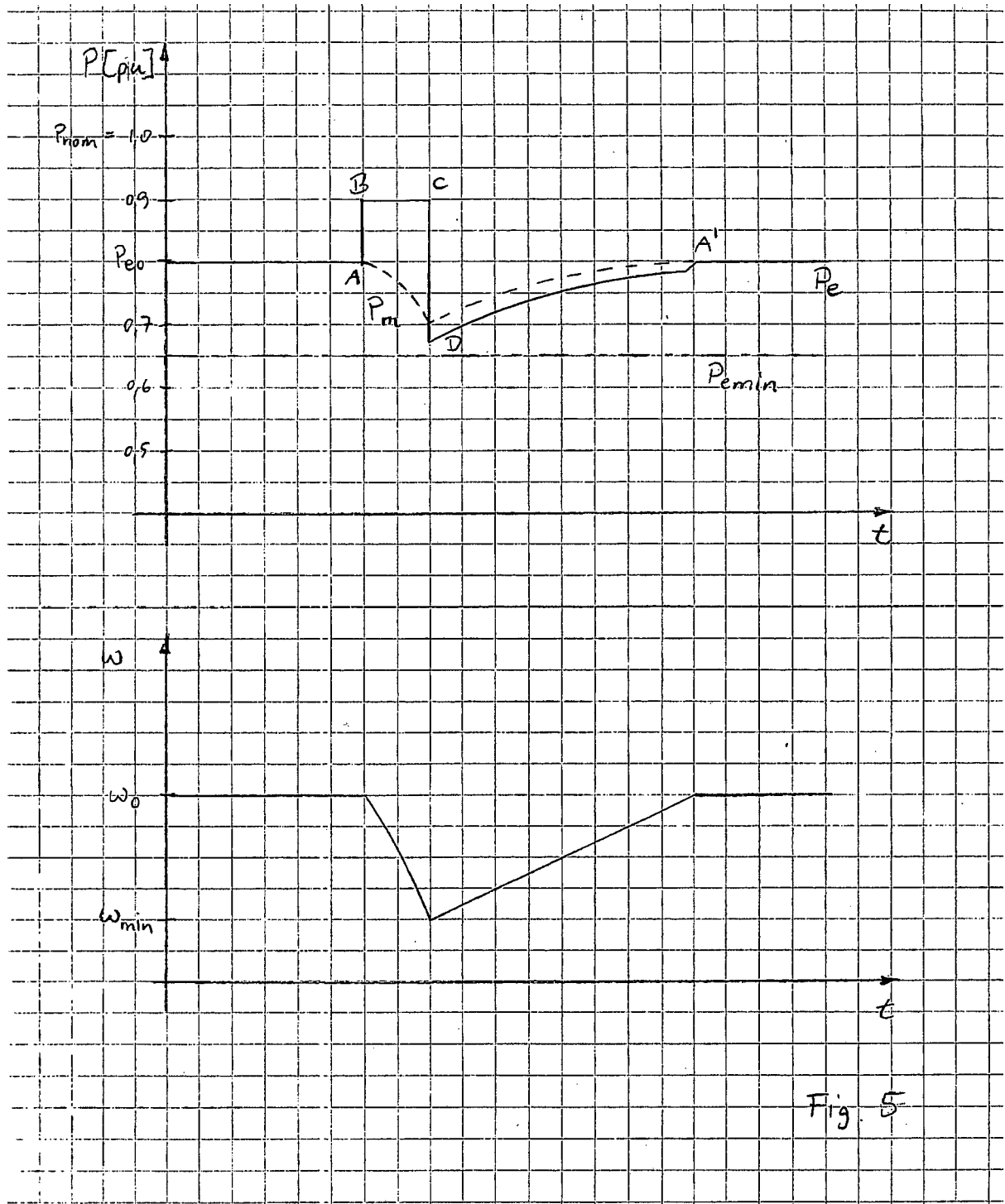


Fig. 6



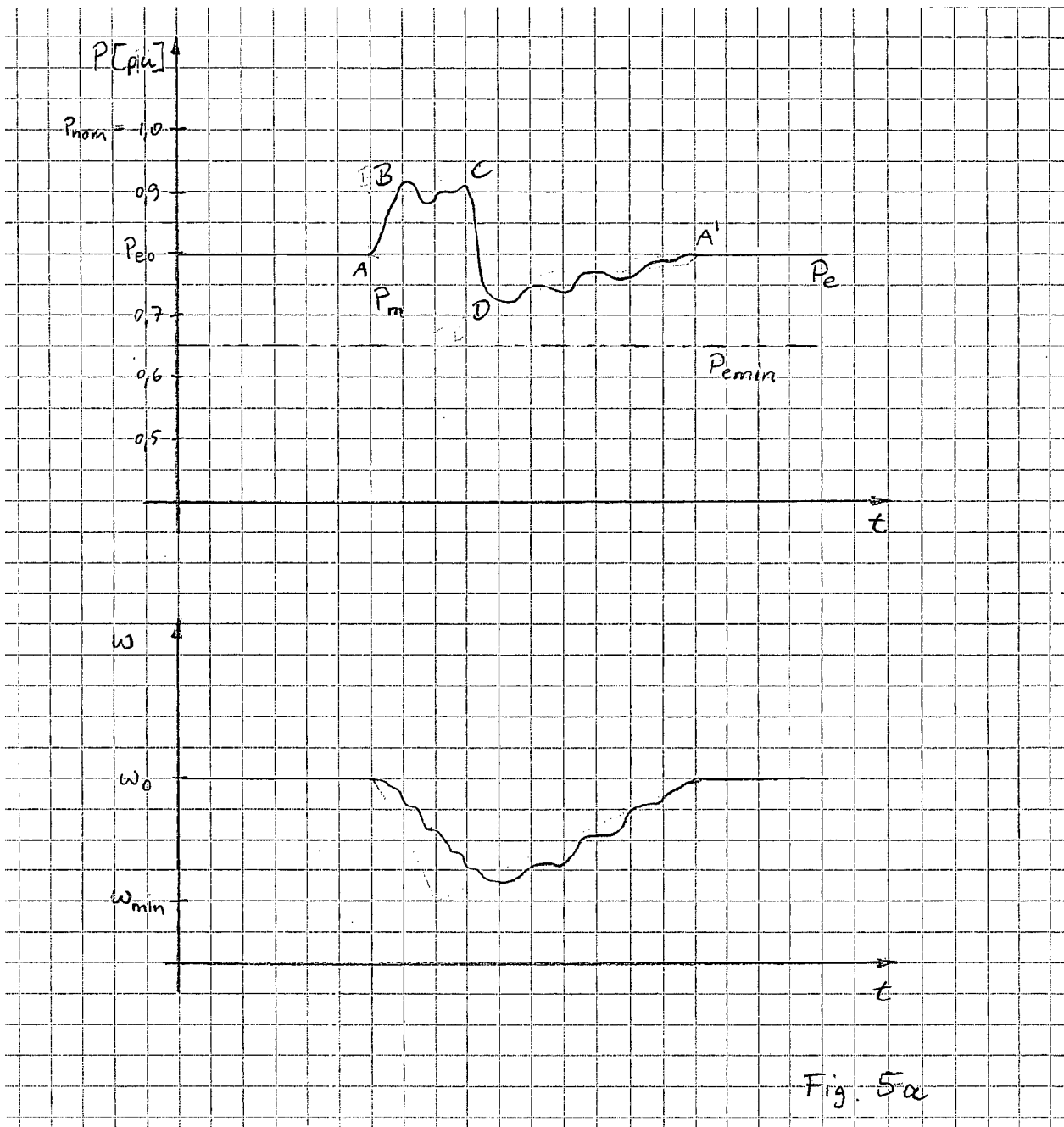
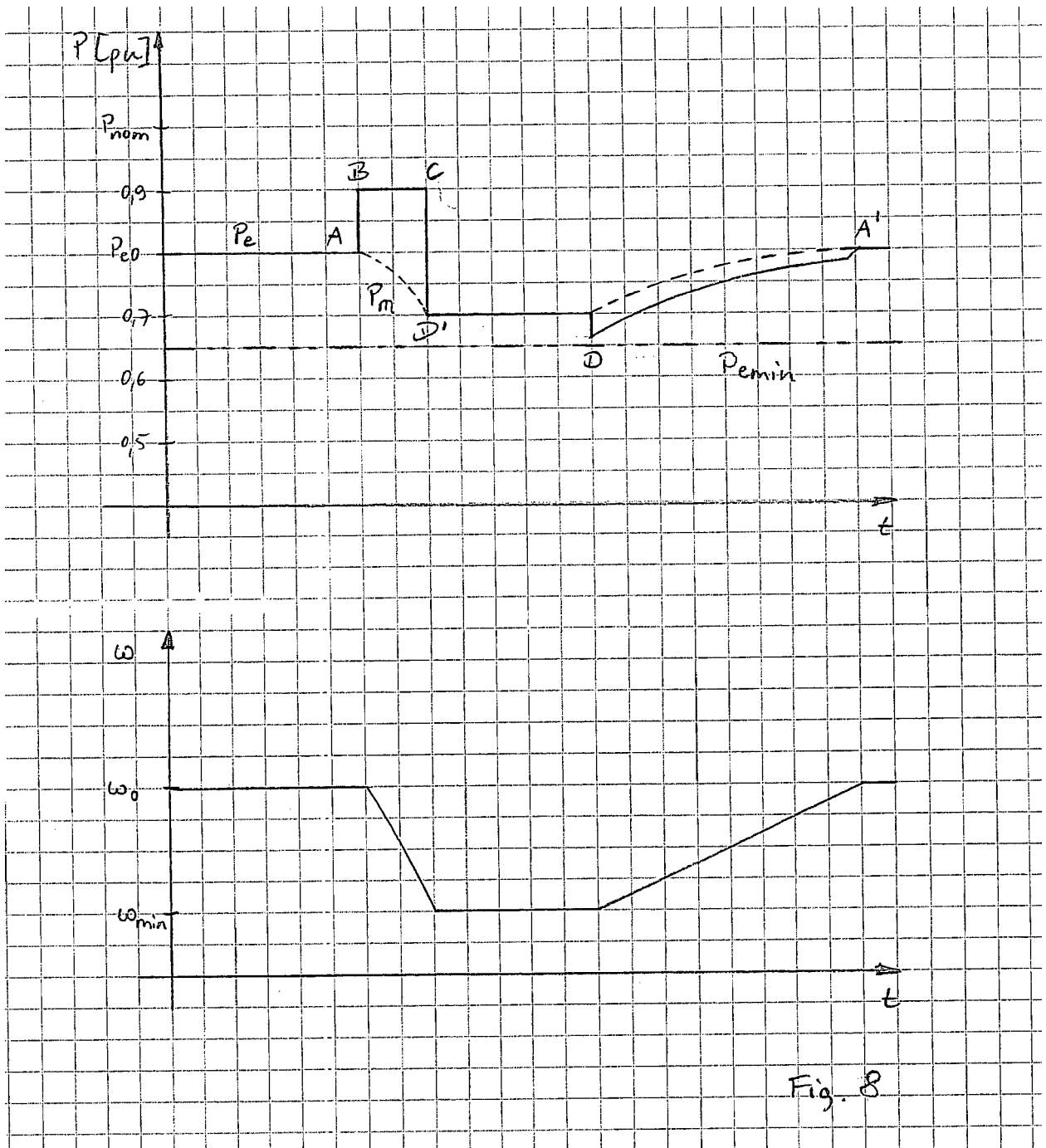


Fig. 5a



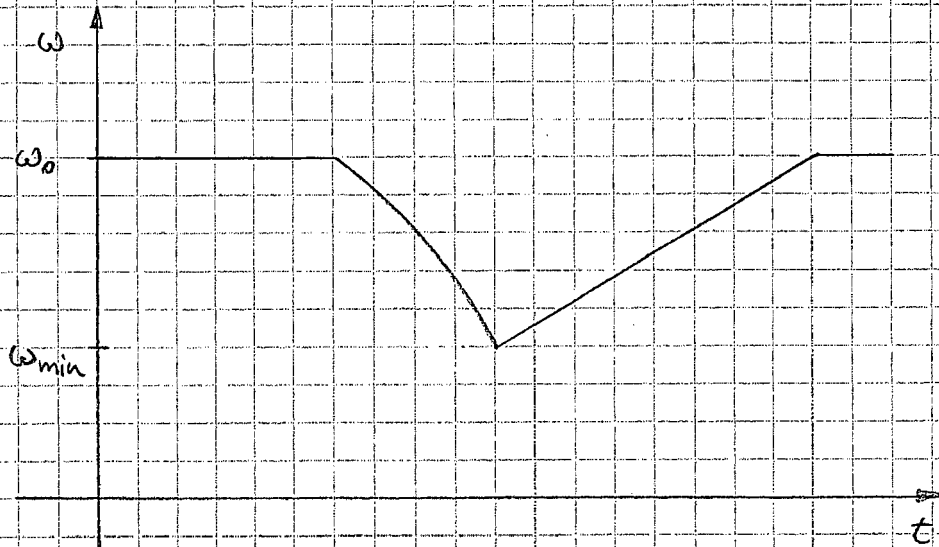
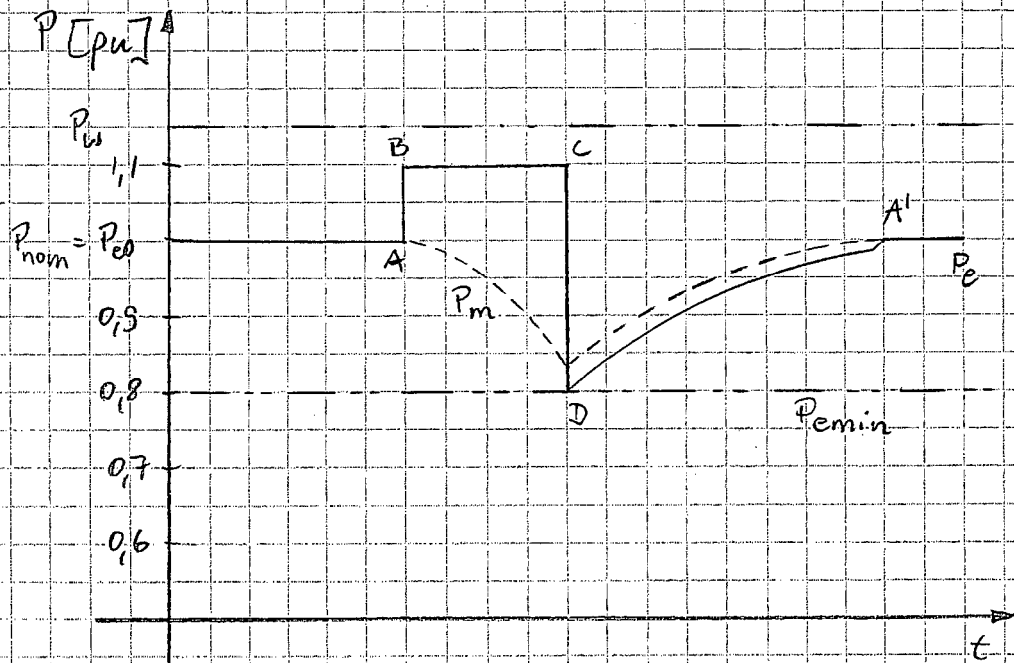
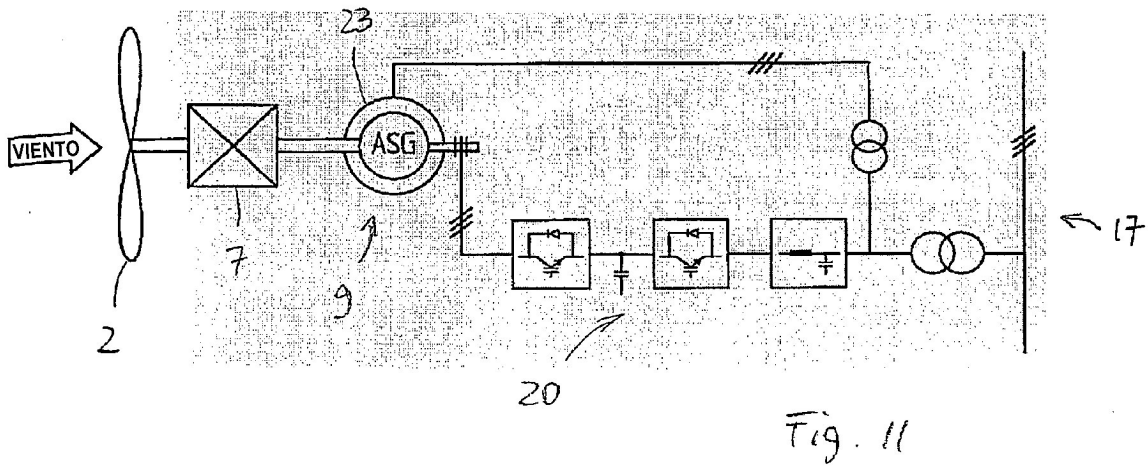
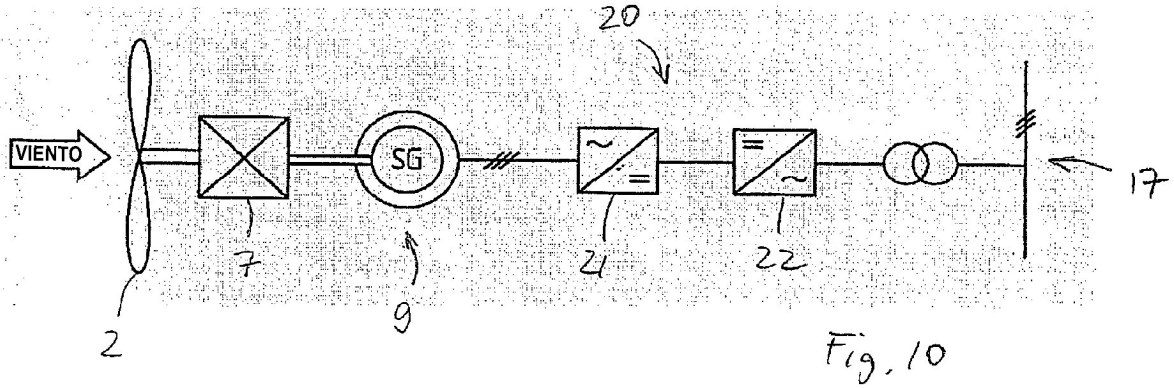


Fig 9



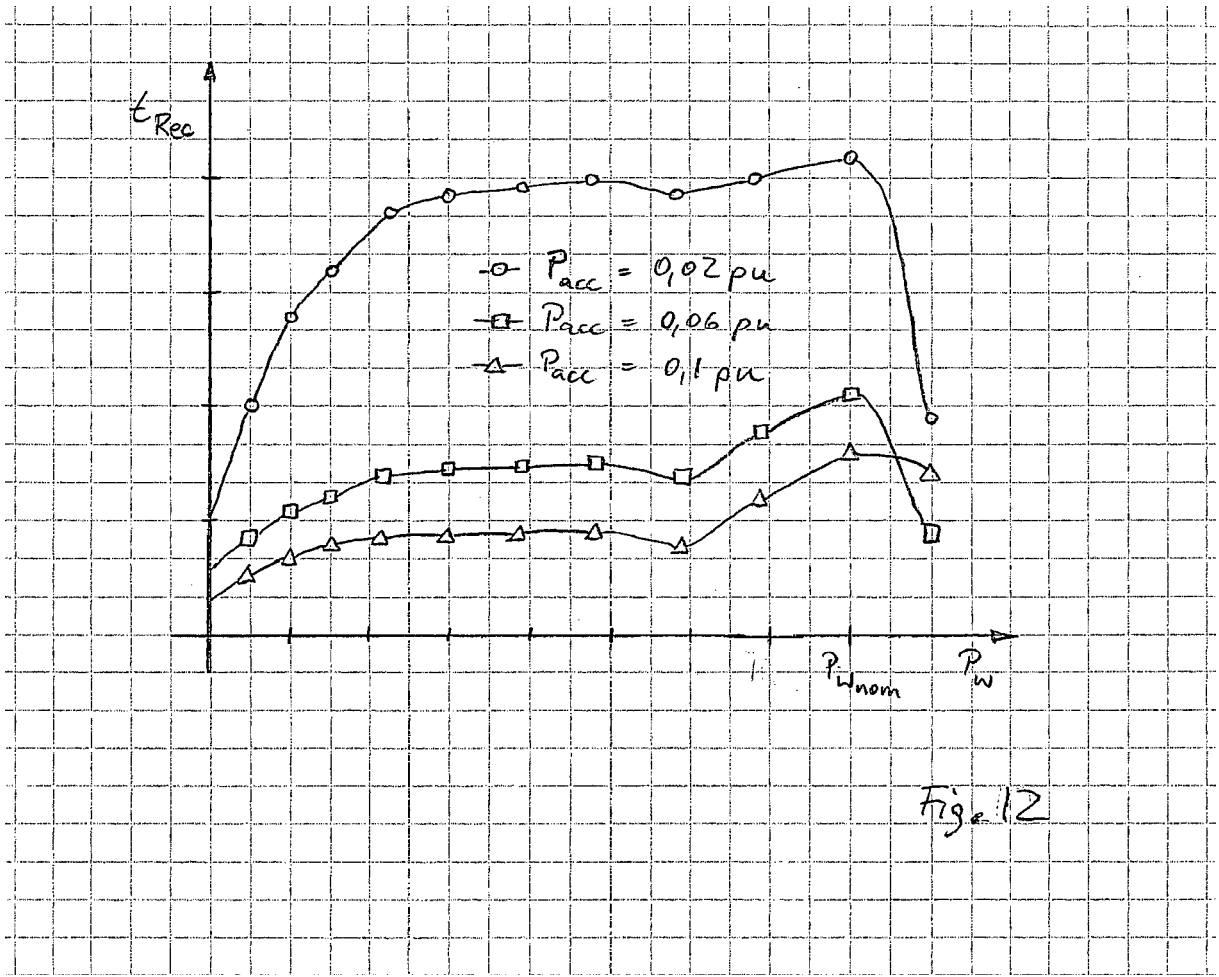


Fig. 12

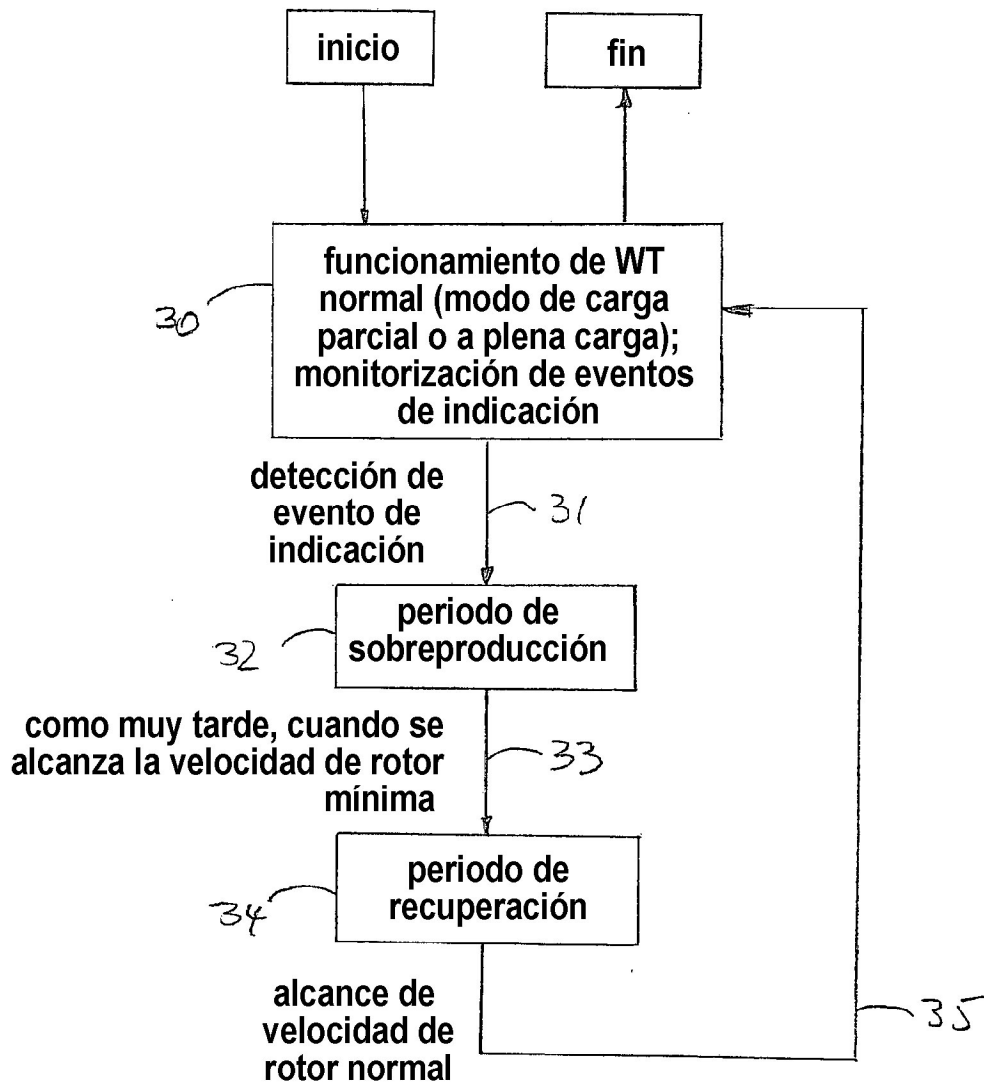


Fig. 13