

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 663 707**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **25.06.2010 PCT/EP2010/003903**

87 Fecha y número de publicación internacional: **06.01.2011 WO11000531**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.06.2010 E 10728608 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.02.2018 EP 2449257**

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

30 Prioridad:

29.06.2009 EP 09163969
29.06.2009 US 221134 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
16.04.2018

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 2 663 707 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

5 **Campo de la invención**

La invención se refiere a una turbina eólica de velocidad variable para la conexión a una red eléctrica y que se dispone para generar potencia de salida eléctrica adicional en el caso de perturbaciones de la red. Más en particular, la invención se dirige a una turbina eólica que sea capaz de dar adicionalmente soporte a la estabilidad de la red eléctrica después de que haya finalizado la salida de potencia eléctrica adicional.

Antecedentes de la invención

Los desequilibrios entre la potencia eléctrica suministrada a una red eléctrica y la potencia eléctrica extraída de ella conducen a fluctuaciones en la frecuencia de la red. Si la generación de potencia eléctrica cae por debajo del consumo de potencia desde una red eléctrica, por ejemplo debido a un fallo o desconexión de una planta de generación, la frecuencia de la red cae. Por el contrario, si el consumo de potencia cae por debajo de la cantidad de generación de potencia eléctrica, la frecuencia de la red se incrementa. Para compensar dichas fluctuaciones de frecuencia, hay estaciones de generación de potencia que se disponen para variar continuamente su salida de potencia eléctrica activa hasta que se haya eliminado el desequilibrio. La variación de potencia de salida eléctrica se denomina "control primario de la potencia". Los operadores de la red especifican los requisitos del control primario de la potencia en los denominados Reglamentos de la Red tales como, por ejemplo, el Grid Code 2006 de E.ON Netz GmbH, versión inglesa, publicado por E.ON Netz GmbH, descargable en http://www.eonnetz.com/pages/ene_de/Veroeffentlichungen/Netzanschluss/Netzanschlussregeln/ENENAR_HS2006eng.pdf.

Actualmente, las turbinas eólicas no contribuyen en general al control primario de la potencia, principalmente debido a que el "viento" fuente de la potencia no es controlable. Sin embargo, con el incremento de la proporción de plantas de energía eólica en la producción de la potencia eléctrica global, es deseable una contribución de las turbinas eólicas al control primario de la potencia.

Asimismo, las partes rotativas mecánicas del sistema de conversión de energía de las modernas turbinas eólicas de velocidad variable no están eléctricamente acopladas a la red eléctrica, por ello la turbina eólica está mecánicamente desacoplada de la red, a diferencia de los generadores síncronos de velocidad fija convencionales. De este modo, las modernas turbinas eólicas no tienen una contribución inherente a la estabilidad de la red cuando se experimenta un evento de red, tal como desequilibrios súbitos entre la generación y el consumo totales en la red (debido a un disparo de un generador o disparo de una carga), a diferencia de los generadores síncronos de velocidad fija convencionales. Dichas turbinas eólicas no están contribuyendo por ello con la inercia de rotación a la red. Con el incremento de la proporción de plantas de energía eólica en la producción de potencia eléctrica global, el número de generadores síncronos de velocidad fija está disminuyendo, perdiendo así la capacidad inherente de la mezcla de generación para dar soporte a la estabilidad de la red cuando se experimenta un evento de red tal como desequilibrios súbitos entre la generación y el consumo totales de la red. Se disminuye la inercia total de la red, deteriorando la estabilidad de la frecuencia en la red. Se desea una contribución a la estabilidad de la red de las turbinas eólicas con modulación de potencia activa rápida controlada.

Se conoce, por ejemplo por el documento DE 100 22 974 A1, que las turbinas eólicas pueden reaccionar a incrementos de frecuencia de la red (es decir se consume menos potencia de la red eléctrica que la que se le suministra) mediante la disminución de su potencia de salida. Es difícil, sin embargo, responder a disminuciones de frecuencia (es decir se consume más potencia de la red eléctrica que la que se le suministra) debido a que significa incrementar la producción de potencia eléctrica activa sin tener más energía eólica disponible. Son conocidos dos planteamientos para acometer este problema:

En primer lugar, dos documentos de Harald Weber et al. de la Rostock University ("Netzregelverhalten von Windkraftanlagen", publicados en la 6ª conferencia GMA/ETG-Fachtagung "Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung", mantenida del 21 al 22 de mayo de 2003, en Múnich, descargable en www.e-technik.uni-rostock.de/ee/download/publications_EEV/uni_hro_publ35_WKA_2003.pdf; "Primärregelung mit Windkraftanlagen", publicada en el Grupo de trabajo ETG "Neue dezentrale Versorgungsstrukturen", mantenido desde el 19 al 20 de febrero de 2003, en Fráncfort del Meno, descargable en www.e-technik.uni-rostock.de/ee/download/publications_EEV/uni_hro_publ33_etg_frankfurt_2003.pdf, denominándose ambos documentos de aquí en adelante como los "documentos de Rostock") recomendaron la operación de una turbina eólica en un punto de trabajo subóptimo (por ejemplo con una velocidad de rotación del rotor más elevada que la óptima, a una velocidad del viento dada) para tener reserva de potencia disponible que pueda sacarse adicionalmente en caso de una caída de frecuencia (por ejemplo, disminuyendo entonces la velocidad rotativa del rotor a la velocidad óptima, a una velocidad del viento dada). Haciendo esto, puede suministrarse la potencia de salida eléctrica adicional a la red a lo largo de un tiempo indefinido.

De acuerdo con el segundo planteamiento, que se describe por ejemplo en el documento WO 2005/025026 A1, la energía cinética almacenada en un rotor de turbina eólica se identifica como una reserva de potencia que puede transformarse en potencia eléctrica e inyectarse adicionalmente a la red, sin embargo, solamente durante un corto periodo de tiempo. Mediante el uso de la energía cinética del rotor, es posible también compensar oscilaciones periódicas de la frecuencia, mediante la aceleración y desaceleración periódicamente del rotor, en sincronismo con la oscilación de la frecuencia.

Un concepto similar para introducción de potencia a corto plazo a costa de la energía cinética del rotor se proporciona por 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 de 2008, páginas 601 a 612, descargable en ieeexplore.ieee.org/iel5/59/4494587/04480153.pdf; de aquí en adelante denominado como "ULLAH").

Estas propuestas para el uso de la energía cinética del rotor para producir temporalmente potencia eléctrica adicional no están aún, sin embargo, maduras dado que dichos documentos no están relacionados con el control de la turbina eólica después de que haya finalizado una salida de potencia eléctrica adicional no periódica. La presente invención proporciona un planteamiento refinado para una variación de la potencia activa rápida para estabilidad de la red y contribución al control primario de la potencia por las turbinas eólicas.

Sumario de la invención

Según un primer aspecto, la invención proporciona una turbina eólica de velocidad variable para la conexión a una red eléctrica. La turbina eólica se dispone para proporcionar potencia eléctrica adicional para contrarrestar perturbaciones no periódicas en la red eléctrica. Comprende un rotor con palas acopladas a un generador eléctrico y un controlador que se dispone para supervisar eventos indicativos de una necesidad de incrementar la potencia de salida eléctrica desde la turbina eólica a la red eléctrica para dar soporte a la estabilidad de la red eléctrica. El controlador se dispone como un microprocesador con memoria asociada que se dispone para ejecutar software. Se dispone para controlar la turbina eólica para realizar una actividad de soporte a la estabilidad de la red, de una forma no periódica, tal como sigue: cuando la turbina eólica funciona en un modo a carga parcial, es decir a una potencia inferior a su potencia nominal, en un punto de trabajo con máxima eficiencia aerodinámica y después de que se haya detectado un evento indicativo, la turbina eólica entra en un periodo de sobreproducción en el que la potencia de salida eléctrica se incrementa más allá de la potencia de operación eléctrica de máxima eficiencia aerodinámica, en el que la potencia de salida eléctrica adicional se toma de la energía cinética almacenada en el rotor y sin cambio de la operación de la turbina eólica a un punto de trabajo 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 reacelerar el rotor a la velocidad de rotación en el punto de trabajo con máxima eficiencia aerodinámica mientras contribuye adicionalmente a la estabilidad de la red eléctrica mediante la producción de al menos una potencia eléctrica mínima predeterminada para la red eléctrica.

Según un segundo aspecto, la invención proporciona un controlador dispuesto para controlar como corresponde una turbina eólica de velocidad variable.

Según un tercer aspecto, la invención proporciona un método correspondiente de control de una turbina eólica para proporcionar potencia eléctrica adicional.

Se exponen aspectos adicionales en las reivindicaciones dependientes, la descripción que sigue y los dibujos.

Breve descripción de los dibujos

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

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

la Fig. 2 es un diagrama simplificado que representa un flujo de control de la turbina eólica;

la Fig. 3 ilustra de modo ejemplar una curva de producción de turbina eólica;

la Fig. 4 es un diagrama que muestra la correlación entre la velocidad de rotación del rotor y la potencia de salida eléctrica de acuerdo con una primera realización;

la Fig. 5 ilustra el desarrollo de la potencia de salida eléctrica, la potencia mecánica de pala disponible y la velocidad del rotor de acuerdo con la primera realización;

la Fig. 5a es una ilustración esquemática de la primera realización de acuerdo con la Fig. 5, en la que la potencia de salida eléctrica se modula durante el periodo de sobreproducción y recuperación;

la Fig. 6 representa una correlación entre la velocidad de rotación del rotor y la potencia de salida eléctrica de acuerdo con una segunda realización;

5 la Fig. 7 es un diagrama que muestra las características de la potencia de salida eléctrica, la potencia de pala mecánica disponible y la velocidad del rotor de acuerdo con la segunda realización;

la Fig. 8 muestra las curvas de potencia eléctrica y mecánica así como la velocidad del rotor de acuerdo con una tercera realización;

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

15 la Fig. 10 muestra esquemáticamente los componentes mecánicos y eléctricos de una turbina eólica con un generador sincrónico y un convertidor de escala completa;

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

20 la Fig. 12 muestra ejemplarmente la duración del periodo de recuperación para diferentes niveles de potencia de salida eléctrica dependiendo de la velocidad del viento;

la Fig. 13 ilustra el método de soporte a la estabilidad de la red de acuerdo con un aspecto de la presente invención.

25 **Nomenclatura**

Se usan a todo lo largo de la presente memoria los siguientes términos y abreviaturas:

30 P_{nom} : es la potencia de operación eléctrica nominal (de diseño) de la turbina eólica de acuerdo con la invención (cuando se hace referencia a "potencia", se quiere indicar la unidad física con la dimensión energía/tiempo o trabajo/tiempo);

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

35 P_{e0} : se refiere a la potencia de operación eléctrica de la turbina eólica (normal) en el momento de entrar en el modo de control de potencia de acuerdo con la presente invención;

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

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

P_{ac} : se refiere a la potencia usada para la reaceleración del rotor durante el periodo de recuperación de acuerdo con la presente invención;

45 P_v : indica la potencia eólica disponible en un cierto punto en el tiempo;

P_m : se refiere a la potencia mecánica del rotor de la turbina eólica en un cierto punto en el tiempo;

50 ω_0 : designa la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica en el momento de entrar en el modo de control de potencia de acuerdo con la presente invención;

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

55 **Descripción general**

Antes de pasar a la descripción detallada de las realizaciones, se explicarán en general unos pocos apartados.

60 Los componentes principales de la turbina eólica de acuerdo con la invención son un rotor con palas que se acopla a un generador eléctrico y un controlador que se dispone para controlar la turbina eólica para realizar actividades de soporte a la estabilidad de la red. La turbina eólica es una turbina eólica de velocidad variable, es decir la velocidad del rotor puede variarse durante la operación en curso para permitir el aprovechamiento eficiente de la potencia eólica disponible mientras se minimiza la carga y la abrasión de la turbina eólica. Se dispone adicionalmente para
65 conexión a una red eléctrica que es, por ejemplo, una red de suministro eléctrico pública trifásica o, si la turbina eólica pertenece a un parque eólico, a la red de tensión eléctrica interna del parque eólico (que en sí misma puede,

en general, conectarse a su vez a la red pública de suministro eléctrico). Para permitir que la turbina eólica sea operada con velocidades de rotor variables, se desacopla mecánicamente de la frecuencia fija de la red, por ejemplo mediante un convertidor eléctrico o una caja de engranajes de velocidad variable entre el rotor y el generador.

5 Durante la operación en el modo a carga parcial (es decir, la potencia eólica disponible está por debajo de la potencia eólica nominal de la turbina eólica), la turbina eólica opera generalmente en un punto de trabajo óptimo. Dependiendo de la velocidad y dirección del viento, se ajustan continuamente la velocidad del rotor así como los ángulos de paso y orientación (suponiendo que la turbina eólica esté equipada con sistemas de control del paso de palas y de orientación) de modo que se mantenga la eficiencia aerodinámica máxima (por ejemplo, se mantenga la
10 relación de velocidad de punta de la turbina eólica en el valor óptimo), y se capture la máxima potencia eléctrica de las condiciones del viento (esta política se denomina normalmente "seguimiento de potencia máxima"). Si la potencia eólica disponible alcanza o supera la potencia eólica nominal de la turbina eólica, la velocidad de rotación del rotor y la potencia de operación eléctrica se limitan a sus valores nominales mediante, por ejemplo, el control de los ángulos de ataque de las palas usando un sistema de control del paso de palas. La turbina eólica se protege de ese modo
15 contra sobrecargas mientras se mantiene la potencia eléctrica generada constante en su valor nominal ($P_{nom} = P_e$). Por ello, solamente en este denominado modo a plena carga, la potencia eólica disponible no se aprovecha tanto como es posible, pero la potencia de salida eléctrica se limita mediante el giro de las palas en separación del viento en un cierto grado.

20 Los "documentos de Rostock", sin embargo, proponen una operación de turbina eólica que se desvía de esto. Para tener una reserva de potencia disponible para el control primario de la potencia, una turbina eólica debería en general operarse de una manera no óptima. Esto podría realizarse mediante el accionamiento del rotor a una velocidad de rotación más alta o más baja o mediante el giro de las palas a un ángulo de paso subóptimo (consúltese "Netzregelverhalten von Windkraftanlagen", pág. 6). Dicha operación sistemática fuera de la curva
25 característica de trabajo óptima, sin embargo, provoca un desperdicio significativo de la energía eólica disponible. Desde un punto de vista económico, esto es problemático dado que —a diferencia de las plantas de generación basadas en fuentes de energía controlables como las plantas hidráulicas o de gas en las que la cantidad de portador de energía no gastado (y por ello ahorrado) puede convertirse en potencia eléctrica en momentos posteriores— la energía eólica no aprovechada simplemente se pierde. De este modo, no se sigue aquí el planteamiento sugerido
30 por los "documentos de Rostock", sino que la turbina eólica de acuerdo con la invención opera en su curva característica de par-velocidad normal, al menos cuando trabaja en un modo a carga parcial.

Tal como se describe por ULLAH y el documento WO 2005/025026 A1, es posible proporcionar potencia de salida adicional —incluso si la turbina eólica está funcionando en su punto de trabajo óptimo— mediante la extracción de
35 energía cinética del rotor en rotación. De acuerdo con ULLAH, es posible por ejemplo producir un nivel adicional de potencia eléctrica —que sea apropiado para contribuir al mantenimiento de la frecuencia de la red— durante aproximadamente 10 segundos (a diferencia del control primario de potencia clásico en el que la potencia eléctrica adicional se genera a partir de la reserva de potencia disponible y puede, por ello, mantenerse en general durante un largo tiempo). Este incremento transitorio y ocasional de la potencia también se denomina "respuesta de inercia de
40 la red". La extracción de energía cinética conducirá a la desaceleración de rotor y por ello provoca en general una desviación del punto de operación óptimo durante el tiempo de la contribución a la estabilidad de frecuencia (ULLAH, pág. 608, r. col.). Después del periodo de producción de potencia eléctrica adicional (que se denomina "periodo de sobreproducción" de aquí en adelante en el presente documento) la potencia de salida eléctrica disminuye rápidamente y la potencia puede incluso consumirse desde la red de modo que el rotor pueda acelerarse de nuevo
45 (pág. 609, 1. col.). Sin embargo, esta rápida disminución de la potencia provoca una segunda caída de la frecuencia de la red (consúltese las Figs. 17 (a), 18 y 19) de modo que —tras la primera respuesta de inercia a corto plazo— no se proporciona una estabilización de la frecuencia posterior.

La presente invención se centra en un control de turbina eólica en la fase después de que haya finalizado el periodo
50 de sobreproducción y hasta que el rotor se haya reacelerado a su velocidad normal (este periodo se denomina "periodo de recuperación" de aquí en adelante en el presente documento). Esto proporciona una turbina eólica dispuesta para contribuir a un control primario de la potencia en una forma tal que la estabilidad de la red eléctrica se soporte adicionalmente durante el periodo de recuperación.

55 El documento WO 2005/025026 A1 persigue el mismo planteamiento que se ha descrito por ULLAH y menciona adicionalmente la utilización de la energía cinética del rotor para amortiguar las oscilaciones periódicas de frecuencia de la red (denominada "Oscilaciones entre áreas", documento WO 2005/025026 A1, pág. 14). En un ejemplo dado, la frecuencia de la red oscila con una frecuencia característica de 0,22 Hz (igual a una duración del ciclo de 4,5 s) lo que significa que para la amortiguación de esta oscilación la turbina eólica inyecta potencia adicional durante 2,25 s
60 y reduce la producción de potencia durante otros 2,25 s de manera alterna (pág. 14 y Fig. 3). En este escenario, se intenta la significativa reducción de la potencia de salida eléctrica siguiendo al incremento más allá de la potencia de operación normal (debido a que la frecuencia de la red está por encima de la nominal durante la mitad del ciclo respectivo) de modo que no haya necesidad de contrarrestar un valle de frecuencia en curso.

65 A diferencia de esto, la presente invención se concibe para contrarrestar perturbaciones no periódicas en la red eléctrica. En particular, si la frecuencia de la red cae durante largos periodos debido a un consumo de potencia

incrementado a largo plazo desde la red eléctrica o la parada/fallo de otra planta de generación, la turbina eólica operada de acuerdo con la presente invención es capaz de proporcionar potencia eléctrica adicional de manera transitoria y contribuir todavía a la estabilidad de la red después de que haya finalizado la generación de potencia eléctrica adicional.

5 En particular, la turbina eólica de acuerdo con la presente invención se dispone para realizar un modo de control auxiliar en dos fases, siendo la primera fase un periodo de sobreproducción en el que la potencia eléctrica suministrada desde la turbina eólica a la red eléctrica se incrementa más allá de la potencia de operación eléctrica normal, y siendo la segunda fase un periodo de recuperación en el que la turbina eólica contribuye adicionalmente a la estabilidad de la red eléctrica. Esta contribución adicional se consigue mediante la producción de una cantidad de potencia eléctrica que esté en o por encima de un umbral inferior predeterminado. De este modo, puede reducirse una disminución (segunda) significativa de la frecuencia de la red, tal como ocurre en ULLAH.

15 La turbina eólica de acuerdo con la invención comprende un controlador que es el responsable del control de la entrada de la turbina eólica en el modo de control en dos fases. Para este fin, el controlador supervisa (continua o periódicamente) eventos que indiquen que la salida de potencia eléctrica a la red debe incrementarse más allá de la normal, es decir la potencia P_e de operación eléctrica actual. Dicho evento indicativo puede, por ejemplo, ser una señal de control generada por una entidad externa a la turbina eólica tal como el operador de la red o un controlador del parque eólico. Alternativamente, puede ser una alarma activada por una medición de parámetros operativos internos de la turbina eólica, tales como la frecuencia de la red o cambio en el ángulo de la tensión y, en particular, la determinación de una desviación de parámetros de operación de su valor normal en un grado predefinido. El evento indicativo puede incluir no solamente la indicación de que se necesita el incremento de la potencia de salida eléctrica, sino también información adicional acerca de la naturaleza del incremento de potencia requerido. Por ejemplo, debería contener información acerca de la magnitud del incremento de potencia (como un valor relativo o absoluto), la magnitud de la caída de frecuencia respectiva, la duración deseada o variación del incremento de potencia de salida eléctrica u otros datos o metadatos de gestión distintos/adicionales. El controlador puede disponerse entonces para evaluar y procesar esta información y para iniciar las actividades de control correspondientes.

30 En particular, después de la detección de un evento indicativo, el controlador inicia una actividad de soporte a la estabilidad de la red, comenzando con el periodo de sobreproducción. Durante este tiempo la estabilidad de la red está soportada por la salida de la potencia de sobreproducción eléctrica (ΔP_{op}) por encima de la potencia de operación eléctrica normal que se estaba produciendo en el momento de inicio del periodo de sobreproducción (P_{e0}). Por ello, la potencia de salida eléctrica durante el periodo de sobreproducción P_e puede especificarse por $P_e = P_{e0} + \Delta P_{op}$ (suponiendo que las condiciones del viento no cambian durante el periodo de sobreproducción, y, por ello, se habría mantenido el punto de trabajo hipotético en el que la turbina eólica habría sido operada si no hubiera entrado en el periodo de sobreproducción, es decir $P_e = P_{e0}$ durante este intervalo de tiempo). La potencia de sobreproducción ΔP_{op} adicional puede ser un valor predeterminado y fijo (el mismo valor para cualquier periodo de sobreproducción e invariable durante un periodo de sobreproducción completo), o variable caso por caso, aunque aún constante durante cada periodo de sobreproducción, o puede variarse durante un ciclo de sobreproducción, por ejemplo en respuesta a eventos adicionales supervisados por el controlador u otros datos de gestión (que se podrían haber proporcionado, por ejemplo, junto con el evento indicativo), de modo que mediante la modulación de la potencia de salida la turbina eólica es capaz de contribuir a la estabilidad de la red eléctrica dependiendo de la naturaleza y características de la inestabilidad de la red.

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

50 Las consideraciones expuestas en el presente documento se basan en la suposición de que la potencia eólica disponible (P_v) permanece constante durante el modo de control auxiliar en dos fases. En esa suposición, la disminución de la velocidad del rotor durante la sobreproducción hace que la turbina eólica se desvíe del punto de trabajo óptimo, aceptando una pérdida de eficiencia (relativamente ligera) (lo que significa que, de hecho, la operación de la turbina eólica es justamente la inversa a la de los "documentos de Rostock": operación normal en un punto de trabajo con máxima eficiencia, ocurriendo solamente una desviación (negativa) del punto de trabajo normal mientras se realiza la actividad de soporte a la estabilidad de la red durante el modo de control auxiliar en dos fases). Si la turbina eólica está equipada con un sistema de control del paso de palas, la caída en la eficiencia puede compensarse parcialmente mediante el ajuste del ángulo de paso de las palas del rotor mientras cambia la velocidad del rotor.

60 La velocidad del rotor, sin embargo, no debería disminuir por debajo de cierto valor mínimo. Este umbral puede relacionarse con parámetros de construcción de la turbina eólica, por ejemplo el intervalo operativo del generador o convertidor de la turbina eólica, o consideraciones de eficiencia, en particular, la potencia eléctrica mínima que debería sacarse a la red eléctrica durante la operación posterior. Como muy tarde, cuando la velocidad rotativa del

rotor alcance este valor mínimo, el controlador finaliza el periodo de sobreproducción e inicia el periodo de recuperación.

5 El periodo de recuperación se caracteriza por dos tareas que son básicamente contrarias entre sí. Por un lado, la red eléctrica puede aún no estar estable (es decir haber aún más consumo de potencia desde la red que el que se le está suministrando) de modo que la necesidad de una cierta potencia de salida eléctrica aún está presente. Por otro lado, debido a la velocidad del rotor disminuida, la turbina eólica está operando en un punto de trabajo subóptimo y por lo tanto no puede generar tanta potencia eléctrica como previamente al periodo de sobreproducción. Por ello, hay un conflicto entre la estabilidad de la red eléctrica a medio plazo y la reaceleración del rotor para una producción de potencia eficaz a largo plazo.

15 De acuerdo con la presente invención, en esta segunda fase del modo de control auxiliar, la turbina eólica saca al menos un mínimo predeterminado de potencia eléctrica (P_{emin}) hacia la red eléctrica. Esto significa que la potencia de salida eléctrica P_e no cae por debajo de este umbral predeterminado P_{emin} a lo largo de toda la duración del periodo de recuperación (luego, en cualquier punto en el tiempo durante el periodo de recuperación, la potencia de salida eléctrica está en o por encima del valor mínimo predeterminado). De este modo, la turbina eólica continúa contribuyendo a la estabilidad de la red eléctrica. Al mismo tiempo, el rotor se reacelera de nuevo mediante el uso de la potencia mecánica restante del rotor (P_{ac}). Esto significa que, en general, no se convierte toda la potencia mecánica del rotor (P_m) en energía eléctrica (P_e) durante el periodo de recuperación. Dependiendo de la distribución de la potencia mecánica del rotor (P_m) disponible en la parte usada para la generación de la potencia de salida eléctrica (P_e) y la parte usada para la reaceleración del rotor (P_{ac}), la reaceleración puede llevar una cantidad de tiempo significativa. Es posible que, por ejemplo —durante un cierto periodo de tiempo—, todo el suministro de la potencia mecánica del rotor (P_m) se convierta en potencia de salida eléctrica (P_e) y el rotor no se acelere en absoluto de modo que el periodo de recuperación puede prolongarse adicionalmente.

25 Los periodos de sobreproducción y recuperación constituyen un modo de control no periódico. Como el énfasis es aquí la estabilidad de la red (en oposición a una rápida reaceleración del rotor), el periodo de recuperación será generalmente más largo que el periodo de sobreproducción. Además, después de que haya finalizado el periodo de recuperación, habrá generalmente una fase de control y operación normal de la turbina eólica durante un tiempo indefinido. Solamente cuando el controlador detecte otro evento indicativo (que puede tener lugar, desde la perspectiva de la turbina eólica, en cualquier punto en el tiempo arbitrario) el controlador inicia otra fase de sobreproducción. De este modo, no hay un proceso continuo como periodos de sobreproducción y recuperación alternos o reentrar en una fase de sobreproducción después de un intervalo predeterminado que sigue al periodo de recuperación previa.

35 El valor mínimo de la potencia de salida eléctrica (P_{emin}) durante el periodo de recuperación podría determinarse teóricamente como un valor de potencia absoluto. Sin embargo, dado que las turbinas eólicas operan bajo condiciones de viento variables y, en consecuencia, la turbina eólica de acuerdo con la invención también realiza una actividad de soporte a la estabilidad de la red bajo condiciones de viento variables, esto podría no ser útil en la práctica. Por lo tanto, en algunas configuraciones adicionales opcionales de la invención, se define P_{emin} como un porcentaje fijo de la potencia de operación eléctrica que estaba siendo suministrada a la red 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 operación dentro de una cierta ventana de tiempo antes del inicio del periodo de sobreproducción, la potencia de operación eléctrica nominal (P_{nom}) de la turbina eólica o la potencia eléctrica normal correspondiente a la potencia eólica actualmente disponible (en el periodo de recuperación).

50 En algunas opciones de configuración adicionales, la potencia de salida eléctrica mínima (P_{emin}) durante el periodo de recuperación llega hasta el 80 % de la potencia de operación eléctrica que se estaba suministrando a la red eléctrica previamente al periodo de sobreproducción (P_{e0}). En otras realizaciones, el umbral se fija en el 85 % o en el 90 % de P_{e0} . Es posible elegir un valor incluso más alto, por ejemplo el 95 % de P_{e0} . La red eléctrica ha sido soportada entonces con un nivel más alto durante el periodo de recuperación. Sin embargo, la potencia restante disponible para la reaceleración del rotor es entonces correspondientemente más pequeña de modo que la recuperación se prolonga y la turbina eólica funciona en su punto de trabajo subóptimo durante un tiempo más largo.

55 En algunas configuraciones adicionales, el controlador se dispone no solamente para asegurar que la potencia de salida eléctrica no cae por debajo del mínimo predeterminado durante el periodo de recuperación, sino también para controlar la potencia usada para reaceleración del rotor (P_{ac}). Como resultado, el controlador puede asegurarse de que la aceleración del rotor no cae por debajo de un cierto valor mínimo. Además, es posible de ese modo estimar (continua o periódicamente) la duración restante del periodo de recuperación.

60 Para ser capaz de controlar la potencia de aceleración del rotor (P_{ac}), la turbina eólica comprende equipos sensores para la medición de la velocidad de rotación del rotor y la velocidad del viento, el momento en las raíces de la pala y/o el par en el árbol del rotor en algunas configuraciones opcionales de la presente invención. La aceleración del rotor puede controlarse entonces por el controlador mediante la medición (continua o periódicamente) de estos parámetros y mediante el cálculo de la potencia mecánica del rotor (P_m) disponible a partir de al menos algunos de

estos parámetros medidos. De este modo, el controlador siempre "conoce" la potencia mecánica disponible y es capaz de segmentarla en las dos partes durante el periodo de recuperación, concretamente la primera parte que se usa para conversión en potencia de salida eléctrica y que asegura que la potencia de salida no cae por debajo del umbral inferior dado, y la segunda parte que se usa para reacceleración del rotor a su velocidad nominal. Como resultado, son posibles prognosis más específicas que se refieren a la duración restante del periodo de recuperación.

El periodo de sobreproducción no necesita durar hasta que se haya alcanzado realmente la velocidad rotativa del rotor mínima (ω_{\min}) predeterminada. Por ejemplo, cuando la red eléctrica recupera su estabilidad rápidamente, el periodo de recuperación puede iniciarse más pronto dado que ya no hay necesidad de una inyección de potencia eléctrica incrementada a la red eléctrica. Asimismo, puede existir un límite de tiempo predeterminado para la duración del periodo de sobreproducción para proteger a la turbina eólica frente a una producción de potencia eléctrica incrementada demasiado extensa (por ejemplo para impedir el sobrecalentamiento de los componentes de conversión de potencia). De este modo, cuando se alcanza dicho tiempo límite para producción de potencia eléctrica incrementada, puede iniciarse también el periodo de recuperación previamente a alcanzar la velocidad de rotación del rotor mínima (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 eléctrica durante el periodo de sobreproducción. Finalmente, la turbina eólica puede disponerse para abortar la producción de potencia eléctrica incrementada y para entrar en el periodo de recuperación en respuesta a señales de control o eventos externos, por ejemplo estipulaciones recibidas desde el operador de la red o una entidad de control superior.

Además, en algunas variantes, se fija un periodo de tiempo en el que la velocidad del rotor recupera su velocidad nominal (lo que marca el final del periodo de recuperación). El controlador puede entonces variar ambas, la potencia de aceleración del rotor y la eléctrica de salida (P_{ac} y P_e) de modo que la potencia de salida eléctrica pueda modularse no solamente durante el periodo de sobreproducción (como se ha mencionado anteriormente), sino también durante el periodo de recuperación para permitir que la turbina eólica contribuya a la estabilidad de la red en alineación con las características de la inestabilidad (por ejemplo, en respuesta a señales de control proporcionadas por mediciones de la red o del operador de la red eléctrica), siempre que se cumplan ambos prerequisites (valor de potencia eléctrica mínima $P_{e\min}$ y tiempo límite para alcanzar la velocidad del rotor normal). Las mediciones anteriormente mencionadas de velocidad del rotor y del viento, momento y par y los cálculos de la potencia mecánica del rotor pueden usarse para asegurar que se satisfacen estas restricciones.

En algunas opciones de configuración adicionales, el controlador se dispone para controlar la velocidad del rotor y/o la potencia de salida eléctrica de acuerdo con una función (matemática) predeterminada o un algoritmo de control adecuado para la estabilidad de la red. Preferentemente, ambos parámetros se incrementan de acuerdo con un gradiente predeterminado. El gradiente no necesita ser constante o uniforme durante todo el periodo de recuperación. Es posible, por ejemplo, que durante una primera sección del periodo de recuperación, la potencia de salida eléctrica (P_e) no se incremente en absoluto (pero, por ejemplo, sea igual al valor mínimo predeterminado) y solo se incremente la potencia de aceleración (P_{ac}). La potencia adicional que se gana como resultado de incrementar la eficiencia mientras se incrementa la velocidad del rotor se invierte completamente, en este ejemplo, en la aceleración del rotor de modo que (suponiendo una velocidad del viento constante) la aceleración del rotor se incrementa más y más. Solamente en una segunda sección del periodo de recuperación, se incrementa P_e de modo que la aceleración del rotor no puede incrementarse adicionalmente (y podría incluso disminuir de nuevo). De este modo, el periodo de recuperación podría mantenerse relativamente corto. Es posible también que ambos parámetros se controlen e incrementen de una forma no lineal, por ejemplo dependiendo de la curva de eficiencia de la turbina eólica. Además, el controlador puede disponerse para controlar la potencia de salida eléctrica para proporcionar una transición suave entre el periodo de sobreproducción y el periodo de recuperación. Esto significa que al final del periodo de sobreproducción, la potencia de salida eléctrica no se reduce abruptamente, sino que la reducción lleva una cierta cantidad de tiempo. Mediante dicha transición "suave", pueden evitarse impactos negativos sobre la red eléctrica y/o la turbina eólica.

Por lo general, el periodo de recuperación será de duración más larga que el periodo de sobreproducción. En el periodo de sobreproducción, se incrementa la potencia de salida eléctrica, por ejemplo en respuesta a información contenida en el evento indicativo tal como la magnitud de una caída de frecuencia, el gradiente de la frecuencia o el ángulo de la tensión en terminales, o a señales de control adicional recibidas por el controlador durante el periodo de sobreproducción en curso. La duración posible más larga del periodo de sobreproducción depende generalmente de la energía cinética almacenada en el rotor y de la velocidad rotativa del rotor mínima. Una duración factible podría ser, por ejemplo, de 10 segundos. Para continuar contribuyendo a la estabilidad de la red durante el periodo de recuperación, no es en general practicable reaccelerar el rotor a su velocidad normal dentro del mismo marco de tiempo (relativamente corto). Por otro lado, el periodo de recuperación no debería tampoco extenderse demasiado, dado que la turbina eólica opera con una eficiencia subóptima durante este marco de tiempo. De este modo, en algunas opciones de configuración adicionales, el periodo de recuperación es preferentemente cinco veces más largo que el periodo de sobreproducción. En otras variantes, el factor es solo de tres, y en otras configuraciones más, el periodo de recuperación es el doble de largo que el periodo de sobreproducción.

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

controlador se dispone entonces para ajustar el ángulo de paso de las palas del rotor durante todo el modo auxiliar de soporte a la estabilidad de la red para mitigar la reducción de eficiencia de la generación de potencia de salida eléctrica que es producida por la desviación respecto al punto de operación normal. En particular, las palas del rotor pueden ajustarse durante el periodo de sobreproducción de modo que se compense el ángulo subóptimo de ataque del viento (que es producido por la desaceleración del rotor). Como un efecto, la desaceleración del rotor podría reducirse en algún grado. Por consiguiente, durante el periodo de recuperación, pueden ajustarse los ángulos de paso mientras se reaccelera el rotor de modo que, de nuevo, el ángulo de ataque del viento se ajuste a la velocidad del rotor creciente. Por supuesto, el sistema de control del paso puede responder también a otros factores cambiantes relacionados con el modo de soporte específico a la estabilidad de la red tal como cambios en las velocidades y/o direcciones del viento.

A diferencia de la operación en modo de carga parcial, en el que la turbina eólica opera generalmente en un punto de trabajo optimizado, en un modo a plena carga (es decir cuando la potencia del viento P_v disponible se correlaciona con una potencia de operación eléctrica P_e por encima de la potencia de operación nominal P_{nom} de la turbina eólica) el control de la turbina eólica limita la potencia de operación de la turbina. Esto se lleva a cabo, por ejemplo, mediante el giro de las palas del 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 óptimo de ataque del viento y una posición de bandera de modo que el ángulo de ataque del viento es más pequeño que el normal. El término "movimiento de bandera" designa el grado en el que las palas se giran a la dirección de la posición de bandera). Esto significa que el ángulo de ataque del viento y, como consecuencia, las fuerzas de empuje se reducen (en comparación con el posicionamiento de la pala en modo de carga parcial) lo que da como resultado la limitación de la potencia de salida eléctrica deseada. En algunas configuraciones adicionales a la invención, cuando la turbina eólica está operando en un modo a plena carga, se usa el sistema de paso durante el periodo de sobreproducción para reducir la cantidad de movimiento de bandera de las palas (es decir para reincrementar el ángulo de ataque del viento). Mediante esta medida adicional, se incrementan las fuerzas de empuje en las palas de modo que se utilice la salida de potencia eólica disponible adicional para el modo de control auxiliar. Este soporte adicional debe usarse, por ejemplo, para incrementar la potencia de sobreproducción (ΔP_{op}) y/o para ralentizar la desaceleración del rotor y por ello extender el periodo de sobreproducción. Por consiguiente, durante el periodo de recuperación, puede aplicarse para incrementar la potencia de salida eléctrica y/o para incrementar la reacceleración del rotor, es decir para incrementar la potencia de aceleración (P_{ac}), para acortar el periodo de recuperación.

Para la conexión de la turbina eólica de velocidad variable a una red eléctrica, la frecuencia del subsistema eléctrico de la turbina eólica y de la red eléctrica se desacoplan. En general, hay dos formas de conseguir esto. En primer lugar, el generador de la turbina eólica puede desacoplarse completamente de la red eléctrica mediante el uso de un convertidor de frecuencia de escala completa. El generador produce entonces c.a. de frecuencia variable, que se rectifica por un rectificador, y la c.c. resultante se convierte a continuación en c.a. con la frecuencia de red 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 con relación al rotor del generador con una velocidad variable. La velocidad del rotor (variable) se compensa mediante el ajuste en correspondencia de la velocidad del campo de excitación con relación a la del rotor. Como resultado, la suma de las dos velocidades, es decir la velocidad del campo de excitación con relación al estator es siempre un valor constante adaptado a la frecuencia de la red fija. Un convertidor se necesita aquí solamente para producir las corrientes del campo de excitación (= las corrientes del rotor) con frecuencia variable.

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 frecuentemente un generador síncrono. Debido al desacoplamiento completo del convertidor de escala completa, la velocidad del rotor mínima (ω_{min}) de la turbina eólica a la que el controlador inicia el periodo de recuperación no está limitada por la conexión a la red de la turbina eólica. Por el contrario, la limitación se fija (solamente) por la potencia de salida eléctrica mínima que la turbina eólica mantiene (al menos) durante el periodo de recuperación y la potencia mecánica adicional (P_{ac}) que es necesaria para la reacceleración del rotor.

En otras configuraciones de la turbina eólica, se usa un DFIG. En este caso, el intervalo de operación del convertidor puede limitarse por la velocidad de rotación del generador de modo que la velocidad de rotación del rotor del generador (y por ello la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica) no puede disminuirse indefinidamente mientras se supone que la turbina eólica ha de generar una cierta cantidad de potencia eléctrica. De este modo, en estas configuraciones, este umbral de intervalo de velocidad más bajo dependiente de la construcción del DFIG puede aplicarse como un umbral adicional para el valor de la velocidad del rotor mínima (ω_{min}) a la que se inicia el periodo de recuperación (además del criterio de la potencia mecánica (P_m) que es necesaria para proporcionar tanto la potencia de salida eléctrica mínima que la turbina eólica mantiene durante el periodo recuperación como la reacceleración del rotor deseada). El criterio al que llega primero la operación de la turbina eólica durante el periodo de sobreproducción (es decir el más alto de los dos valores) define el extremo final de la salida de potencia eléctrica adicional.

Las consideraciones anteriores se basaron en general en la suposición de una potencia eólica constante durante los periodos de sobreproducción y recuperación. Los cambios en la velocidad del viento tendrán impactos adicionales sobre la operación de la turbina eólica durante el modo auxiliar de soporte a la estabilidad de la red de acuerdo con la invención. Por ejemplo, una disminución en la velocidad del viento durante la fase de sobreproducción puede provocar una llegada anticipada a la velocidad del rotor mínima predeterminada de modo que realmente se producirá menos trabajo eléctrico para la red (en comparación con una velocidad del viento constante), mientras que un incremento en la velocidad del viento puede tener el efecto opuesto. El valor de la velocidad del rotor mínima (ω_{\min}) podría determinarse también 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 en la potencia del viento durante el periodo de recuperación puede conducir a un retraso en la reaceleración del rotor, mientras que un incremento permitirá que la turbina eólica reacelere el rotor más rápidamente en comparación con la operación en un periodo de recuperación estándar. Las variaciones de la velocidad del viento pueden tener también impactos en una modulación deseada de la salida eléctrica durante la sobreproducción y el periodo de recuperación.

La presente invención permite que las turbinas eólicas contribuyan más eficientemente a la estabilidad de la red eléctrica. En particular, dado que las turbinas eólicas pueden reaccionar relativamente rápido a caídas en la frecuencia de la red (en comparación, por ejemplo, con el control primario de la potencia por plantas hidráulicas, de gas o de vapor) pueden usarse para cubrir el hueco hasta que las plantas de generación de potencia más lentas entren.

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

25 Descripción detallada de las realizaciones

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

El rotor 2 comprende un buje de rotor 4 y palas 3. En algunas realizaciones, la turbina eólica 1 presenta un sistema de control del paso 6, con el que las palas 3 pueden pivotarse alrededor de su eje longitudinal. De este modo, es posible, por ejemplo, disminuir la fuerza del viento que tiene un efecto sobre las palas 3 (par) 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, comúnmente abreviada: VSWT). Las velocidades del rotor están, por ejemplo, en el intervalo entre 10 y 20 revoluciones por minuto. Conectada al rotor 2 hay una caja de engranajes 7 que sirve para convertir la velocidad de rotación del rotor ω relativamente lenta en una velocidad de rotación más alta del rotor del generador 9 (en otras realizaciones, la turbina eólica 1 no tiene una caja de engranajes, pero naturalmente también se dispone para realizar actividades de soporte a la estabilidad de la red). El freno 8 permite que la velocidad del rotor se disminuya, por ejemplo, para parar la turbina eólica 1. Los subsistemas mecánicos, eléctricos y de control internos se alojan en una góndola 5 que se monta sobre la torre 15.

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

El controlador 10 se dispone como un microprocesador con memoria asociada que ejecuta software de control. En algunas realizaciones, se dispone como un componente simple, mientras que en otras realizaciones se compone de subsistemas distribuidos, por ejemplo, en la forma de diversos microprocesadores conectados entre sí. Se acopla a través de un bus a los subsistemas de la turbina eólica, en particular al generador 9, rotor 2, sistema de control del paso 6, equipos de sensores 11, es decir anemómetro 12, veleta 13 y dispositivos de medición 36 y 37 y accionamiento de orientación 14. Además, se conecta a un sistema de gestión 18 (no mostrado en la Fig. 1).

La Fig. 2 muestra como un ejemplo el flujo de control de la turbina eólica 1 con mayor detalle. El controlador 10 recibe resultados de medición proporcionados por el equipo de sensores 11 (anemómetro 12, veleta 13 y dispositivos de medición 36 y 37) y parámetros de operación desde la red eléctrica 17 y generador 9. Procesa estos datos de entrada y genera señales de control que se transmiten a accionadores de los diversos subsistemas de la turbina eólica 1. Esta última ejecuta las órdenes de control recibidas desde el controlador 10 y efectúa un cambio del estado del subsistema respectivo. Por ejemplo, el controlador 10 manipula la velocidad del rotor ω cambiando la

frecuencia del generador o mediante la variación de la relación de transmisión (el flujo de control o manipulación de este último no se muestra en la Fig. 2).

Además, el controlador 10 también recibe órdenes desde el sistema de gestión 18 que puede localizarse dentro o fuera de la turbina eólica 1. Se proporciona un equipo de supervisión remota de la operación 19 tal como un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) para supervisar la operación de la turbina eólica 1. Para este fin, solicita datos acerca del estado de la turbina eólica 1 desde el sistema de gestión 18 y lleva a cabo una parametrización remota (es decir se transmiten órdenes con relación a los ajustes de parámetros al sistema de gestión 18).

Dos tareas realizadas por el controlador 10 son de especial interés con relación a las diversas realizaciones: en primer lugar, se dispone para supervisar eventos indicativos de una necesidad de incrementar la potencia de salida eléctrica más allá de la potencia de operación normal. Dicho evento indicativo puede, por ejemplo, recibirse por la supervisión de operación remota 19 (a través del sistema de gestión 18) o, como alternativa, generarse por el controlador 10 en sí, tanto en respuesta a mediciones de los parámetros de la red eléctrica tales como la frecuencia de la red (por ejemplo, proporcionada por un analizador de la frecuencia de red, no mostrado en la Fig. 2) como por cambios en el ángulo de la tensión. En segundo lugar, el controlador 10 se dispone para iniciar el modo auxiliar de control en dos fases de acuerdo con la presente invención.

La turbina eólica 1 genera potencia eléctrica cuando la velocidad del viento está dentro del intervalo de operación de la turbina. Su curva de producción (estática) que se ilustra como ejemplo en la Fig. 3 (como una línea negra gruesa) como una función de la velocidad de rotación del rotor ω y la potencia de salida eléctrica P_e (y considerando diferentes velocidades del viento) no es lineal. Por debajo del umbral más bajo de velocidad del rotor ω_{umbral} , no se produce potencia eléctrica. Comenzando en el umbral más bajo de velocidad del rotor ω_{umbral} , la P_e primero se incrementa verticalmente para bajas velocidades del viento. Con velocidades del viento crecientes, la velocidad del rotor ω se incrementa de acuerdo con las curvas de eficiencia para diferentes velocidades del viento hasta que se alcanza la velocidad del rotor nominal ω_{nom} . Aunque el rotor 2 no se acelere adicionalmente, puede reforzarse aún la P_e (de nuevo con un incremento adicional de la velocidad del viento), hasta que se haya alcanzado la potencia de salida eléctrica nominal de la turbina eólica ($P_{\text{nom}} = 1,0$ pu (es decir potencia unitaria) en la Fig. 3). Como puede verse en la Fig. 3, la línea característica de producción se desvía de la curva óptima teóricamente posible (la línea negra gruesa) en algún grado. Sin embargo, dado que esta curva teórica no es factible en la práctica, se considera óptima la operación de la turbina eólica sobre la línea de producción (gruesa). Dependiendo del tipo de generador de la turbina eólica 1, su intervalo de operación es sin embargo dinámico en un cierto grado (que se marca por el área rayada de la Fig. 3), es decir la salida de potencia real P_e y la velocidad de rotación del rotor ω pueden desviarse en un cierto grado respecto a la línea de producción estática (óptima).

Se describirán ahora tres realizaciones que ilustran diferentes operaciones de la turbina eólica durante la fase de recuperación. De acuerdo con la primera realización (Figs. 4 y 5), el rotor se reacelera mediante el uso de una cantidad fija de potencia del rotor mecánica P_m disponible que efectúa un incremento de la potencia de salida eléctrica P_e desde el comienzo del periodo de recuperación. La segunda realización (Figs. 6 y 7) sigue un planteamiento diferente. En este caso, la P_e se mantiene en primer lugar en el nivel mínimo que se requiere durante el periodo de recuperación (P_{emin}). Como consecuencia, la potencia disponible para reaceleración del rotor se incrementa con el incremento de la eficiencia resultante en un periodo de recuperación más corto en comparación con la primera realización. La tercera realización (Fig. 8, en combinación con la Fig. 4) es una modificación específica de la primera realización. En la primera fase del periodo de recuperación, toda la potencia del rotor mecánica P_m disponible se usa para la generación de la P_e de modo que, en esta fase, el rotor no se acelera en absoluto. Solamente en la segunda fase, se disminuye ligeramente P_e y el rotor se reacelera mediante el uso de la parte ahora disponible de P_m de acuerdo con el esquema presentado en la primera realización. Para todas las realizaciones, se supone velocidad del viento constante durante los periodos de sobreproducción y recuperación.

Los valores de P_e , P_m y ω durante los periodos de sobreproducción y recuperación en la primera realización se visualizan en la Fig. 4 (P_e es la línea continua, P_{e0} es la línea de raya y punto, P_m es la curva de puntos y P_{emin} es la línea de raya-punto-punto). Durante la operación normal, la turbina eólica funciona sobre el punto de trabajo con una eficiencia óptima, es decir la potencia de operación P_e y la velocidad del rotor ω se fijan de acuerdo con su curva de producción (consúltese la Fig. 3). Cuando el controlador 10 detecta un evento indicativo inicia la actividad auxiliar de soporte a la estabilidad de la red de acuerdo con la invención. En el momento en que la turbina eólica 1 entra en la primera fase, es decir el periodo de sobreproducción, la potencia de salida eléctrica y la velocidad del rotor corresponden al punto A en la Fig. 4 (P_{e0} y ω_0 en la que $P_{e0} = 0,8$ pu en el ejemplo de la primera realización). Con el inicio del periodo de sobreproducción, la P_e se incrementa más allá de su valor normal, desplazando el punto de trabajo de la turbina eólica al punto B en la Fig. 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 ha destacado anteriormente, podría también variarse, sin embargo, a lo largo del tiempo. Dado que la ΔP_{op} se toma de la energía cinética almacenada en el rotor 2, ω disminuye con la salida en curso de la potencia de salida eléctrica incrementada, de modo que el punto de trabajo de la turbina eólica cambia desde el punto B al C en la Fig. 4. Como también se indica en la Fig. 4, la potencia mecánica del rotor P_m disminuye debido al empeoramiento de la eficiencia que acompaña a la disminución de la velocidad del rotor (consúltese las curvas de eficiencia de la Fig. 3).

El controlador 10 mide continuamente ω y supervisa la operación del generador 9. Detiene la salida de potencia eléctrica incrementada (como mínimo) en el momento en el que se alcanza el valor mínimo ω_{\min} respectivo (punto C en la Fig. 4). La flecha desde el punto C al punto D marca el final de la sobreproducción y el comienzo del periodo de recuperación. Mientras la velocidad de rotación del rotor es ω_{\min} la potencia del rotor mecánica P_m disponible es aproximadamente 0,7 pu (en oposición al 0,8 pu en operación normal de la turbina eólica en el punto A). La cantidad reducida de P_m disponible es ahora la base para la reaceleración del rotor 2 mientras se produce adicionalmente potencia eléctrica para la red eléctrica 17 y volviendo a desplazar gradualmente el punto de operación de la turbina eólica 1 desde el punto D al punto A. En la primera realización, se usa una cantidad de potencia constante (P_{ac}) para la reaceleración del rotor, concretamente aproximadamente 0,025 pu. La parte restante de la P_m disponible se usa para la producción de potencia eléctrica (se aplica: $P_m - P_e = P_{ac}$, despreciando la reducción de la eficiencia). Con el incremento de la velocidad del rotor, la eficiencia se mejora de nuevo, y, en consecuencia, se incrementa la potencia de salida eléctrica (mientras el rotor 2 aún se acelera usando la P_{ac} constante). Durante el periodo de recuperación, la P_e nunca cae por debajo de la potencia de salida eléctrica mínima predeterminada que se fija como ejemplo en 0,65 pu en la primera realización (es decir el 81,25 % de P_{e0}). El periodo de recuperación finaliza cuando la velocidad del rotor llega de nuevo a la velocidad nominal ω_0 , y la turbina eólica 1 continúa funcionando en su punto de operación normal (punto A en la Fig. 4).

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

Se muestra en la Fig. 5a una variación de la primera realización, en la que la potencia de salida eléctrica se modula tanto durante el periodo de sobreproducción, como en el periodo de recuperación. Dicha modulación se realiza, por ejemplo, en respuesta a la medición de parámetros de la red en desarrollo cuyo resultado se transmite a través del sistema de gestión 18 al controlador 10, basándose en estipulaciones del operador de la red (que se incluyen, por ejemplo, en el evento indicativo) o en variaciones de la velocidad del viento. Mediante la realización de dicha modulación de potencia, es posible una contribución mejorada de la turbina eólica 1 a la estabilidad de la red eléctrica. La velocidad de rotación del rotor ω varía en consecuencia. Además, la transición desde el periodo de sobreproducción al de recuperación no necesita ser una reducción brusca de la potencia de salida eléctrica (tal como se muestra en la Fig. 5), sino que puede ser suave, por ejemplo de acuerdo con una función matemática (la transición podría ser significativamente "más suave" que lo indicado en la Fig. 5a).

La segunda realización (Figs. 6 y 7) se caracteriza principalmente por una utilización diferente de P_m durante el periodo de recuperación. De nuevo, el modo auxiliar de soporte a la estabilidad de la red en dos fases es iniciado por el controlador 10 después de que se haya detectado un evento indicativo. La potencia de salida eléctrica P_e se eleva a 0,9 pu (siendo P_{e0} de 0,8 pu, también en la primera realización) de modo que el punto de trabajo de la turbina eólica 1 cambia desde el punto A al punto B y —mientras la velocidad de rotación del rotor disminuye— adicionalmente sobre el punto C. En la segunda realización, la velocidad de rotación del rotor mínima ω_{\min} es ligeramente más baja que en la primera realización (por ejemplo, debido a que la turbina eólica de acuerdo con la segunda realización tiene un convertidor de escala completa en lugar de un DFIG, lo que permite una desviación mayor de la velocidad del generador y de la frecuencia de la red eléctrica). Por consiguiente, el periodo de sobreproducción es ligeramente más largo (con el mismo 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 de salida eléctrica mínima $P_{e\min}$ durante el periodo de recuperación se establece en 0,64 pu (lo que es igual al 80 % de $P_{e0} = 0,8$ pu). La potencia del rotor mecánica P_m disponible en ese punto D está solo ligeramente por encima de su umbral más bajo $P_{e\min}$. El controlador 10 controla ahora la turbina eólica 1 en una forma en la que durante la primera parte del periodo de recuperación solo se produce realmente la potencia de salida eléctrica mínima (es decir $P_e = P_{e\min}$ durante este marco de tiempo). De este modo, la potencia usada para la reaceleración del rotor 2 se incrementa con el incremento de la eficiencia (o en otras palabras: el "hueco" entre P_m y P_e se incrementa a lo largo de la primera parte del periodo de recuperación cuando P_m se incrementa 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 se incrementa (relativamente rápido) y, en consecuencia, se disminuye P_{ac} .

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 de modo relativamente más rápido (Fig. 7). Por ello, el periodo de recuperación es aquí aproximadamente solo el doble de largo que el periodo de sobreproducción. Sin embargo, esta ventaja se consigue solamente a expensas de una P_e más baja durante la parte principal del periodo de recuperación.

La tercera realización (Fig. 8) sigue básicamente el diagrama de la Fig. 4, presentado en conexión con la primera realización. Sin embargo, a diferencia de la primera realización, el periodo de recuperación es ahora en dos fases. En una primera fase (desde el punto D' al D en la Fig. 8), toda la potencia mecánica del rotor se convierte en potencia de salida eléctrica (es decir $P_m = P_e$).

Como resultado, no se deja potencia para la reacceleración del rotor ($P_{ac} = 0$ y la velocidad del rotor ω permanece constante en ω_{min}). El punto de trabajo de la turbina eólica es igual al punto de intersección entre la flecha C-D y la curva P_m en la Fig. 4. En una segunda fase (desde D a A' en la Fig. 8), la potencia de salida eléctrica disminuye ligeramente (pero aún en o por encima de la mínima P_{emin}) de modo que una parte de P_m se libera para reacceleración del rotor. La reacceleración se realiza entonces de modo similar a la primera realización.

La tercera realización permite una contribución ligeramente más alta a la estabilidad de la red eléctrica 17 en la primera fase del periodo de recuperación. Por supuesto, el periodo de recuperación se extiende durante la duración de la reacceleración cero del rotor de modo que, en el ejemplo de la Fig. 8, es aproximadamente 6,5 veces más largo que el periodo de sobreproducción.

Las realizaciones una a tres se han descrito hasta el momento en la suposición de que la turbina eólica 1 opera en el modo a carga parcial cuando se detecta un evento indicativo por parte del controlador 1 y se inicia el modo auxiliar de control. Por supuesto, la turbina eólica 1 puede realizar también actividades de soporte a la estabilidad de la red mientras opera en modo a plena carga (es decir $P_{e0} = P_{nom}$, con la potencia eólica disponible P_v correspondiente a una potencia más alta que la potencia eléctrica nominal de la turbina eólica, en comparación con la Fig. 9). En este caso, el periodo de sobreproducción, en general, no difiere de la operación a carga parcial (aparte del hecho de que, dado que la turbina eólica 1 estará operando en su potencia de operación nominal previamente al periodo de sobreproducción, el incremento de potencia de salida durante el periodo de sobreproducción provocará una salida de potencia temporal que excede temporalmente la potencia nominal, pero aún se sitúa dentro del intervalo de tolerancia de la turbina eólica). La potencia de salida eléctrica incrementada se mantiene hasta que se alcanza la velocidad de rotación del rotor mínima ω_{min} . El periodo de sobreproducción puede ser más largo en el modo a carga parcial debido a la energía cinética incrementada almacenada en el rotor 2 y el soporte adicional mediante el cambio del paso de palas, dependiendo de la P_{emin} respectiva y de las restricciones de operación del generador 9, es decir del intervalo de operación dinámico de la turbina eólica 1 (consúltese la Fig. 3). En la realización de acuerdo con la Fig. 9, las palas se quitan de la posición de bandera durante el periodo de sobreproducción, obteniendo así una fuerza de empuje adicional que puede convertirse en potencia eléctrica adicional o usarse para reducir la desaceleración del rotor. De manera similar, puede acortarse el periodo de recuperación utilizando la potencia eólica en exceso para reacceleración del rotor de una forma similar. En el ejemplo de la Fig. 9, el periodo de sobreproducción es por lo tanto más largo (en comparación con realizaciones previas que se refieren al modo de carga parcial, consúltese por ejemplo la Fig. 5), y el periodo de recuperación es solamente el doble de largo que el periodo de sobreproducción.

En todas las realizaciones descritas, la turbina eólica 1 puede, por ejemplo, equiparse con un generador síncrono que tenga un convertidor de escala completa (Fig. 10) o, como alternativa, con un generador de inducción de doble alimentación (DFIG) (Fig. 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 inversor 22. En este último caso, el devanado del estator 23 se conecta directamente a la red eléctrica 17 y la conexión red-rotor se realiza mediante el uso de un convertidor 20 que puede, por ejemplo, ser un convertidor en cascada con enlace en c.c. (consúltese la Fig. 11). Por ello, solo aproximadamente el 30 % de la potencia de salida eléctrica producida P_e pasa a través del convertidor 20 mientras que la parte principal se suministra directamente a la red eléctrica 17.

La duración del periodo de recuperación no solo depende de la potencia usada para reacceleración del rotor (P_{ac}), sino también de la velocidad del viento predominante. La Fig. 12 visualiza duraciones del periodo de recuperación para modos de control de acuerdo con la primera realización (cantidad fija de potencia de reacceleración P_{ac} durante el periodo de recuperación) dependiendo de la velocidad del viento. En una primera variante, se elige P_{ac} para que sea relativamente pequeña (0,02 pu) de modo que el periodo de recuperación sea relativamente largo. Si se fija P_{ac} en cantidades más altas (0,06 pu y 0,1 pu en la Fig. 12), la duración del periodo de recuperación generalmente disminuye. Una velocidad del viento más alta tiende generalmente a dar como resultado una duración más larga. En particular, si se fija P_{ac} en un valor relativamente pequeño (0,02 pu en la Fig. 12), la duración del periodo de recuperación se incrementa significativamente con velocidades del viento más altas. Con velocidades del viento por encima del valor nominal (operación a plena carga), el periodo de recuperación, sin embargo, disminuye drásticamente (si, a diferencia de la Fig. 9, se usa la misma cantidad de P_m para reacceleración del rotor que en el modo a carga parcial).

De acuerdo con un aspecto de la presente invención, se proporciona un método de control de turbina eólica para el soporte a la estabilidad de la red (Fig. 13). Por lo general, la turbina eólica 1 funciona de acuerdo con su política estándar 30 (por ejemplo, seguimiento de potencia máxima, consúltese también la curva de producción de la Fig. 3). Se supervisan eventos que indiquen una necesidad de suministro de P_e adicional durante 30. La supervisión puede incluir también la medición de parámetros de la red (tales como variaciones de frecuencia o cambio en el ángulo de la tensión), la determinación del grado de soporte a la red e instrucciones (detalladas) para la turbina eólica 1. Cuando se detecta un evento indicativo de ese tipo (flecha 31), la turbina eólica 1 ejecuta el periodo de sobreproducción en 32. Como se ha descrito en detalle anteriormente, se extrae energía cinética desde el rotor 2 y se convierte en potencia eléctrica adicional ΔP_{op} mientras la velocidad del rotor ω disminuye más y más. La salida de potencia eléctrica puede variarse o modularse. El periodo de recuperación puede iniciarse previamente a alcanzar la velocidad del rotor mínima ω_{min} , por ejemplo, cuando la red eléctrica parece estar estable de nuevo, ha transcurrido

un tiempo o por condiciones de operación internas de la turbina eólica tales como sobrecalentamiento de los componentes o carga de la turbina eólica. Sin embargo, se entra, como mínimo, cuando se alcanza la velocidad mínima del rotor ω_{\min} (flecha 33). En el periodo de recuperación, el rotor 2 se acelera de nuevo y se suministra aún al menos una cierta cantidad de P_e a la red eléctrica 17. Pueden realizarse durante el periodo de recuperación otras actividades dependientes del soporte a la estabilidad de la red previo para restaurar la operación normal de la turbina eólica, tal como la refrigeración de componentes calentados, la amortiguación de oscilaciones mecánicas, etc. Cuando el rotor 2 llega a su velocidad de rotación normal (por ejemplo ω_0 , suponiendo una velocidad del viento inalterada desde que se entra en el periodo de producción en 32), la turbina eólica 1 vuelve a su operación normal (flecha 35).

5

10

REIVINDICACIONES

1. Una turbina eólica (1) de velocidad variable para conexión a una red eléctrica (17), dispuesta para proporcionar potencia eléctrica adicional para contrarrestar perturbaciones no periódicas en la red 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 se dispone para ejecutar software de control,
- 10 - estando dispuesto el controlador (10) para supervisar eventos indicativos de una necesidad de incrementar la potencia de salida eléctrica (P_e) desde la turbina eólica (1) a la red eléctrica (17) para dar soporte a la estabilidad de la red eléctrica,
- estando dispuesto el controlador (10) para controlar la turbina eólica (1) para realizar una actividad de soporte a la estabilidad de la red, de una forma no periódica, tal como sigue:
- 15 - el controlador (10) se dispone para, cuando la turbina eólica (1) funciona en un modo de carga parcial, es decir con una potencia por debajo de la potencia nominal de la turbina eólica, y después de que se haya detectado un evento indicativo, controlar la turbina eólica (1) y que entre en un periodo de sobreproducción en el que la potencia de salida eléctrica (P_e) se incrementa más allá de la potencia de operación eléctrica (P_{e0}), en el que la potencia de salida eléctrica adicional se toma de la energía cinética almacenada en el rotor (2) y sin cambio de la operación de la turbina eólica (1) a un punto de trabajo más eficiente,

20 caracterizado por que

- 25 - el controlador (10) se dispone para, como mínimo, cuando la velocidad de rotación del rotor (2) alcanza un valor mínimo (ω_{min}) predeterminado, controlar la turbina eólica (1) y que entre en un periodo de recuperación para reacelerar el rotor (2) a la velocidad de rotación (ω_0) en el punto de trabajo mientras contribuye adicionalmente a la estabilidad de la red eléctrica mediante la producción de al menos una potencia eléctrica mínima (P_{emin}) predeterminada para la red eléctrica (17).

30 2. La turbina eólica (1) de acuerdo con la reivindicación 1, en la que el controlador (10) se dispone para controlar la turbina eólica (1) de modo que la potencia de salida más baja predeterminada (P_{emin}) durante el periodo de recuperación sea un porcentaje fijo de la potencia de operación eléctrica que se suministraba a la red eléctrica previamente al periodo de sobreproducción (P_{e0}).

35 3. Turbina eólica (1) de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en la que el controlador (10) se dispone para controlar la turbina eólica (1) de modo que, durante el periodo de recuperación, al menos el 80 %, más preferentemente al menos el 85 %, más preferentemente al menos el 90 % de la potencia de operación eléctrica que se estaba suministrando a la red eléctrica previamente al periodo de sobreproducción (P_{e0}) se saca hacia la red eléctrica (17).

40 4. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) se dispone para controlar la potencia usada para acelerar el rotor (P_{ac}) de modo que se asegure la aceleración del rotor mínima predeterminada.

45 5. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende adicionalmente equipos (11) para la medición de la velocidad de rotación del rotor (2), la velocidad del viento, el momento en las raíces de la pala y/o el par en el árbol de rotor y en el que el controlador (10) se dispone para controlar, durante el periodo de recuperación, la potencia usada para acelerar el rotor (P_{ac}) mediante la medición continuamente de la velocidad de rotación del rotor (2), la velocidad del viento, el momento en las raíces de la pala y/o el par en el árbol de rotor y calcular la potencia del rotor mecánica disponible (P_m) a partir de al menos uno de estos parámetros.

50 6. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) se dispone para iniciar el periodo de recuperación, antes de que se alcance la velocidad de rotación del rotor mínima (ω_{min}), cuando la red eléctrica (17) se estabiliza, cuando la duración del periodo de sobreproducción alcanza un tiempo límite o cuando la cantidad de energía adicional proporcionada a la red eléctrica (17) durante el periodo de sobreproducción alcanza un límite.

60 7. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) se dispone para controlar la velocidad de rotación del rotor (2) y/o la potencia de salida eléctrica (P_e) durante el periodo de recuperación de modo que la velocidad de rotación del rotor (ω_0) en el punto de trabajo se alcance dentro de un periodo de tiempo predeterminado.

65 8. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el controlador (10) se dispone para controlar la velocidad de rotación del rotor (2) y/o la potencia de operación eléctrica (P_e) durante el periodo de recuperación de modo que se varíe durante el periodo de recuperación de acuerdo con una función predeterminada, preferentemente incrementada durante el periodo de recuperación de acuerdo con un gradiente predeterminado.

- 5 9. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) se dispone para controlar la turbina eólica (1) de modo que el periodo de recuperación sea más largo que el periodo de sobreproducción, preferentemente cinco veces más largo, más preferentemente tres veces más largo, el más preferido el doble de largo que el periodo de sobreproducción.
- 10 10. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende adicionalmente un sistema de control del paso de palas (6), en la que el controlador (10) se dispone para ajustar el ángulo de paso de las palas durante el periodo de sobreproducción y/o de recuperación para compensar el cambio del ángulo de ataque del viento debido al cambio en la velocidad del rotor de modo que se reduzca la disminución de la eficiencia de la conversión de potencia durante el periodo de sobreproducción y/o recuperación.
- 15 11. Turbina eólica (1) de acuerdo con la reivindicación 9, en la que el controlador (10) se dispone para controlar la turbina eólica (1) de modo que, si la potencia eólica disponible (P_v) corresponde a una potencia eléctrica más alta que la potencia de operación 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 al menos una posición de bandera parcial, la cantidad de movimiento de bandera se reduce durante el periodo de sobreproducción y/o recuperación de modo que la potencia eólica disponible adicional se usa para reducir la desaceleración/incrementar la reacceleración y/o incrementar la potencia de salida eléctrica (P_e).
- 20 12. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el controlador (10) se dispone para supervisar, detectar y procesar eventos indicativos 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 la red, en particular la frecuencia de la red y/o el cambio en el ángulo de la tensión.
- 25 13. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el generador eléctrico (9) es un generador de escala completa en el que el valor mínimo de la velocidad de rotación (ω_{min}) a la que el controlador (10) se dispone a iniciar el periodo de recuperación es la velocidad mínima a la que la turbina eólica (1) es operativa para producir la salida de potencia mínima (P_{emin}) requerida durante el periodo de recuperación (P_{emin}) y para reaccelerar el rotor (2).
- 30 14. Turbina eólica (1) de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el generador eléctrico (9) es un generador de inducción de doble alimentación en el que el valor mínimo de la velocidad de rotación (ω_{min}) en la que el controlador (10) se dispone a iniciar el periodo de recuperación es una de las siguientes condiciones: la velocidad mínima en la que el generador de inducción de doble alimentación es operativo para producir la salida de potencia mínima (P_{emin}) requerida durante el periodo de recuperación y para reaccelerar el rotor, o el umbral inferior constructivo del intervalo de velocidad de rotación del generador (9), cualquiera de los valores que sea el más alto.
- 35 15. Un controlador (10) dispuesto como un microprocesador con memoria asociada que se dispone para ejecutar software de control, estando dispuesto el controlador (10) para controlar la operación de una turbina eólica (1) de velocidad variable que tenga un rotor (2) con palas (3) y que se dispone para conexión a una red eléctrica (17), el controlador (10) se dispone para realizar actividades de soporte a la estabilidad de la red, de una forma no periódica, tal como sigue:
- 45 - el controlador (10) se dispone para supervisar eventos indicativos de una necesidad de incrementar la potencia de salida eléctrica (P_e) desde la turbina eólica (1) a la red eléctrica (17) para dar soporte a la estabilidad de la red eléctrica (17),
- 50 - el controlador (10) se dispone para, cuando la turbina eólica (1) funciona en un modo de carga parcial, es decir con una potencia por debajo de la potencia nominal de la turbina eólica, y después de que se haya detectado un evento indicativo, controlar la turbina eólica (1) y que entre en un periodo de sobreproducción en el que la potencia de salida eléctrica (P_e) se incrementa más allá de la potencia de operación eléctrica (P_{e0}), en el que la potencia eléctrica adicional se toma de la energía cinética almacenada en el rotor (2) y sin cambio de la operación de la turbina eólica (1), al menos cuando trabaja en un modo a carga parcial, a un punto de trabajo más eficiente,
- 55 caracterizado por que
- 60 - el controlador (10) se dispone para, como mínimo, cuando la velocidad de rotación del rotor (2) alcanza un valor mínimo (ω_{min}) predeterminado, controlar la turbina eólica (1) y que entre en un periodo de recuperación para reaccelerar el rotor (2) a la velocidad de rotación (ω_0) en el punto de trabajo mientras contribuye adicionalmente a la estabilidad de la red eléctrica (17) mediante la producción de al menos una potencia eléctrica mínima (P_{emin}) predeterminada para la red eléctrica (17).
- 65 16. Método para el control de una turbina eólica (1) de velocidad variable para proporcionar potencia eléctrica adicional para contrarrestar perturbaciones de la red no periódicas, teniendo la turbina eólica (1) un rotor (2) con palas (3) y que se dispone para su conexión a una red eléctrica (17), comprendiendo el método no periódico:

- supervisar eventos indicativos de una necesidad de incrementar la potencia de salida eléctrica (P_e) desde la turbina eólica (1) a la red eléctrica (17) para dar soporte a la estabilidad de la red eléctrica (17),
 - cuando la turbina eólica (1) funciona en un modo a carga parcial, es decir con una potencia por debajo de la potencia nominal de la turbina eólica, y después de que se haya detectado un evento indicativo, entrar en un periodo de sobreproducción en el que la potencia de salida eléctrica (P_e) se incrementa más allá de la potencia de operación eléctrica (P_{e0}), en el que la potencia adicional se toma de la energía cinética almacenada en el rotor (2) y sin cambio de la operación de la turbina eólica (1) a un punto de trabajo más eficiente,
- 5
- 10 caracterizado por que
- como mínimo, cuando la velocidad de rotación del rotor (2) alcanza un valor mínimo (ω_{min}) predeterminado, entrar en un periodo de recuperación para reacelerar el rotor (2) a la velocidad de rotación (ω_0) en el punto de trabajo mientras contribuye adicionalmente a la estabilidad de la red eléctrica (17) mediante la producción de al menos una potencia eléctrica mínima (P_{emin}) predeterminada para la red eléctrica (17).
- 15

Fig. 1

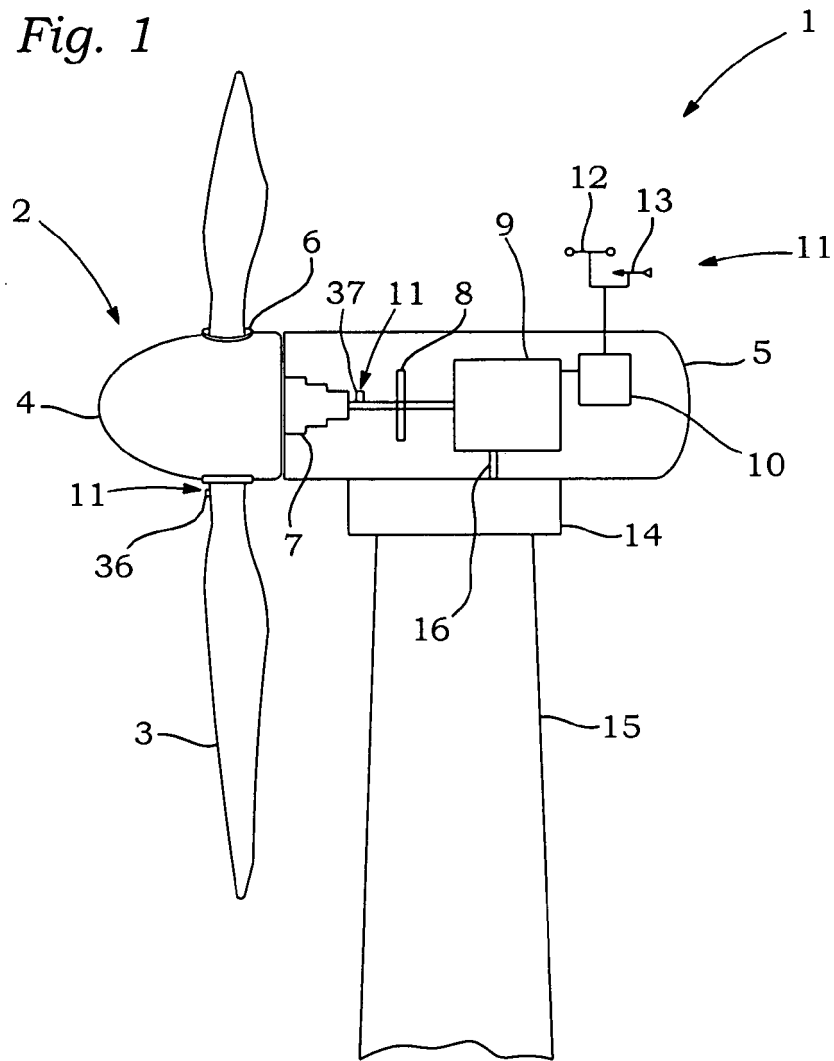


Fig. 2

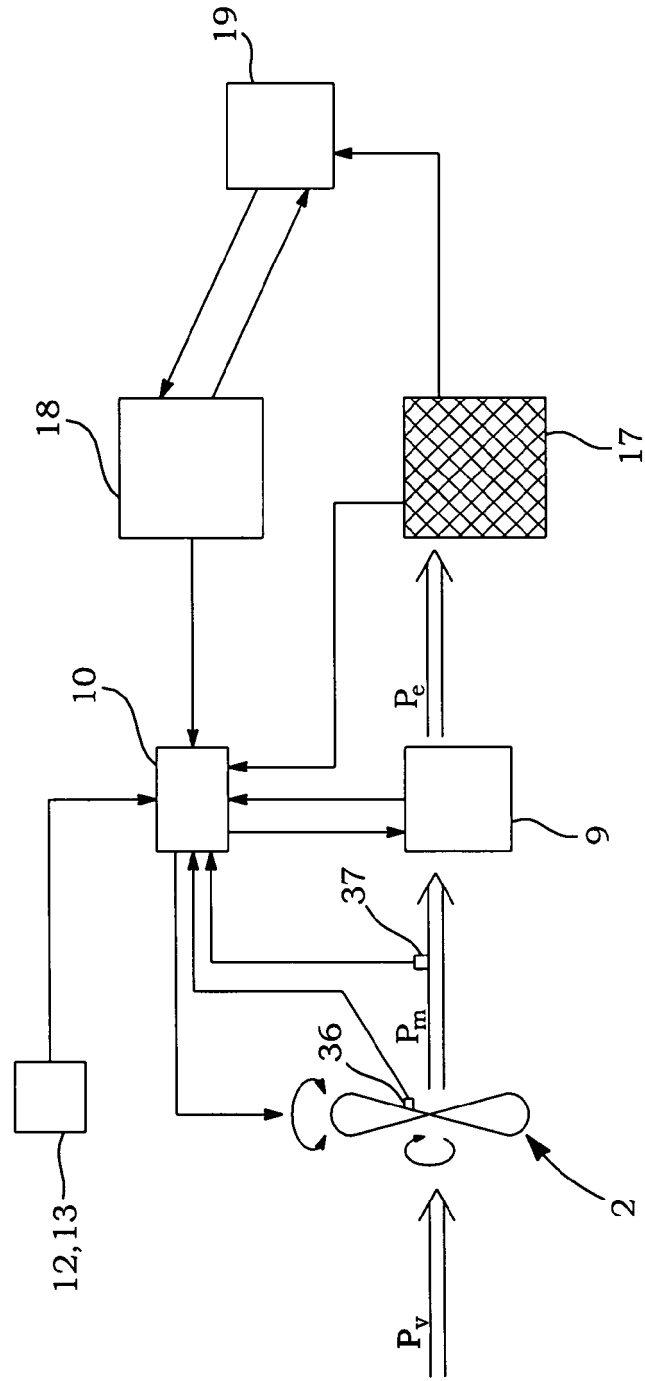


Fig. 3

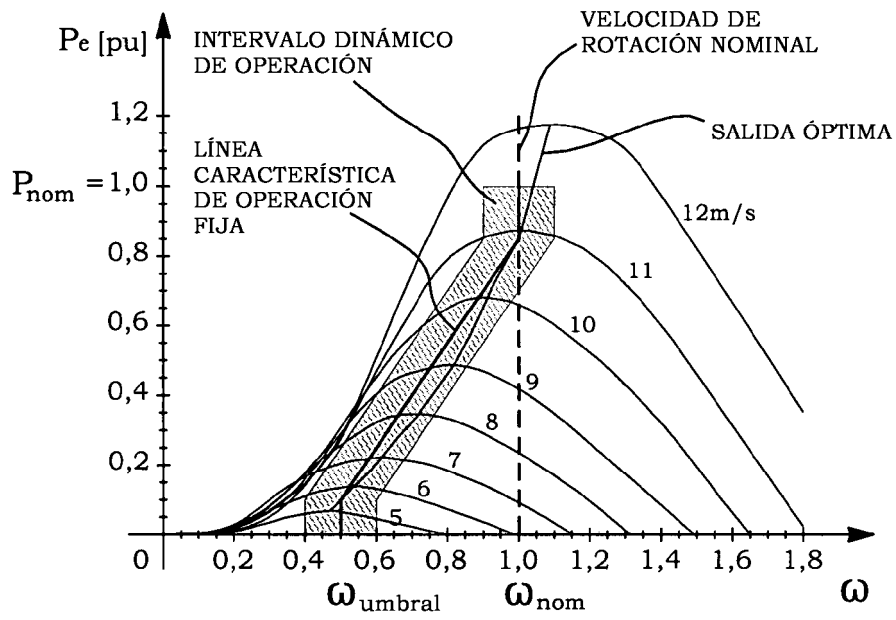


Fig. 4

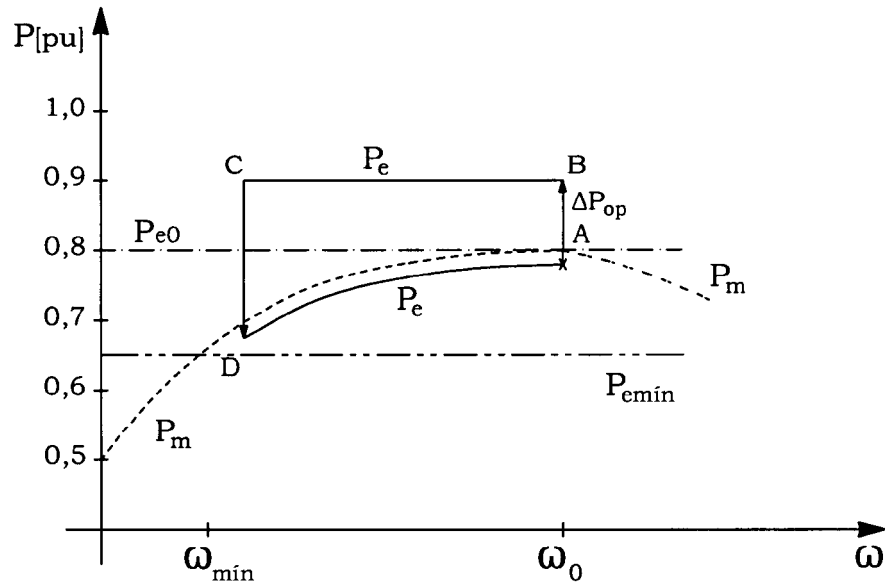


Fig. 5

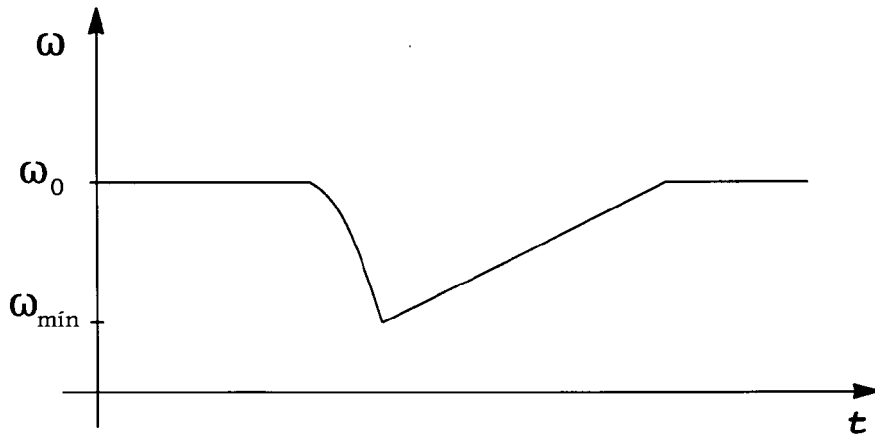
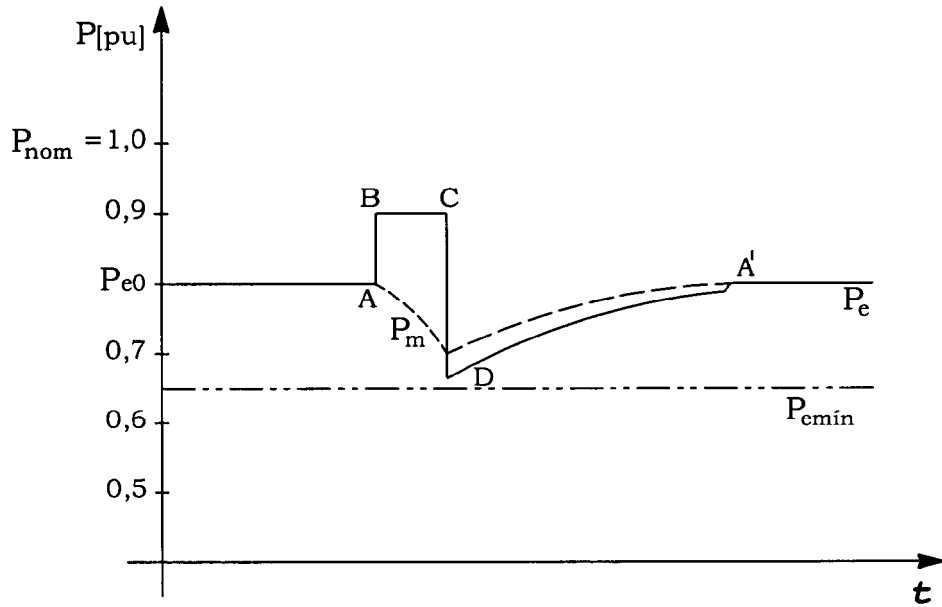


Fig. 5a

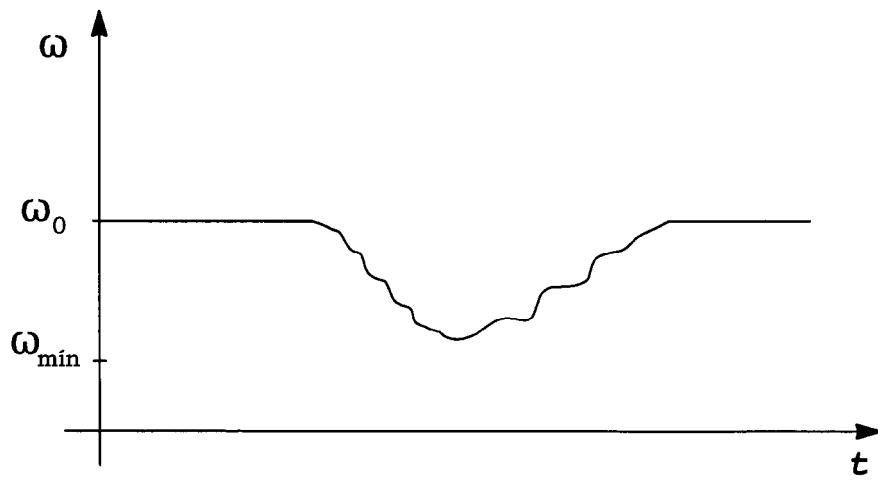
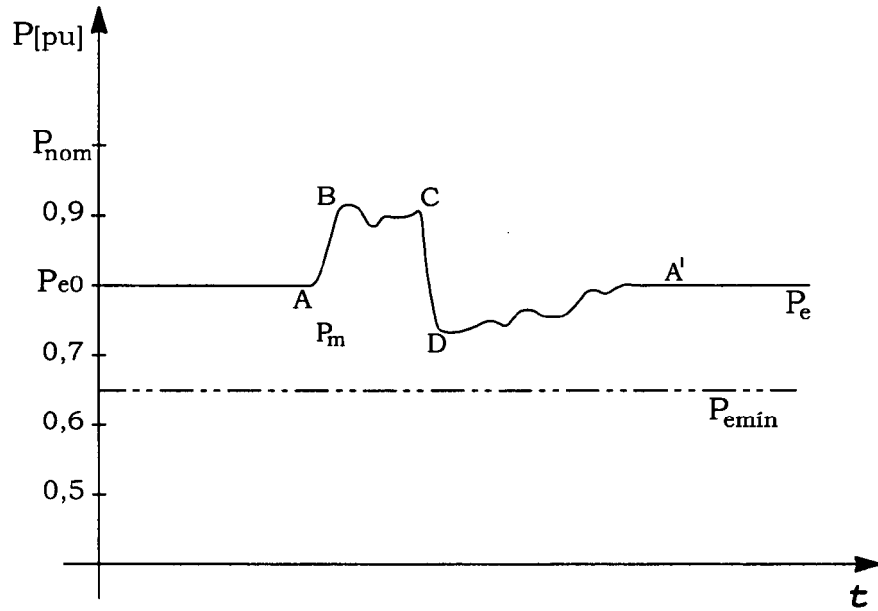


Fig. 6

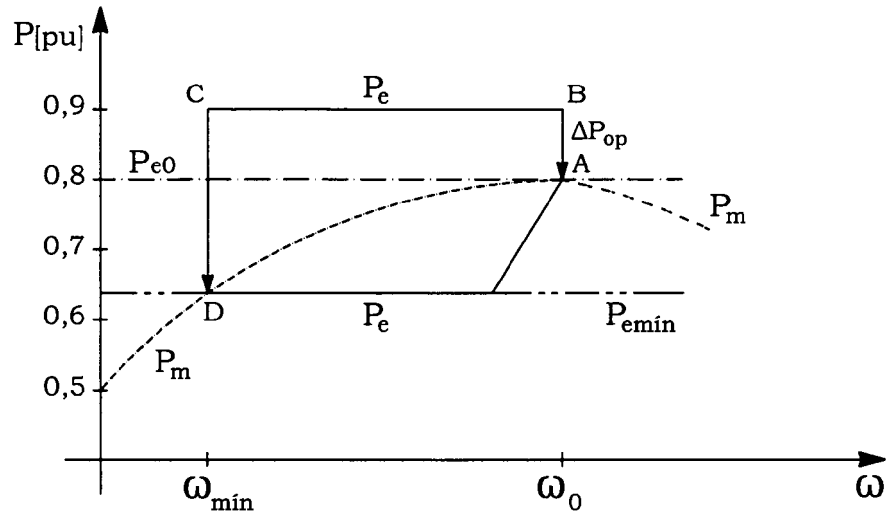


Fig. 7

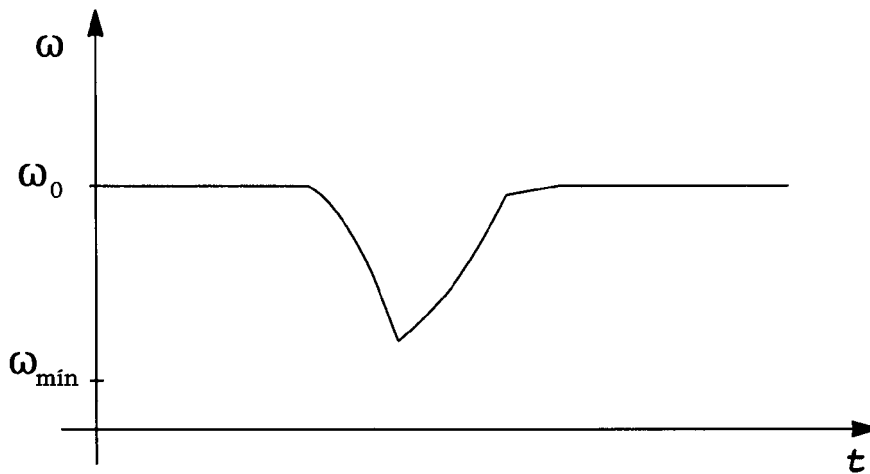
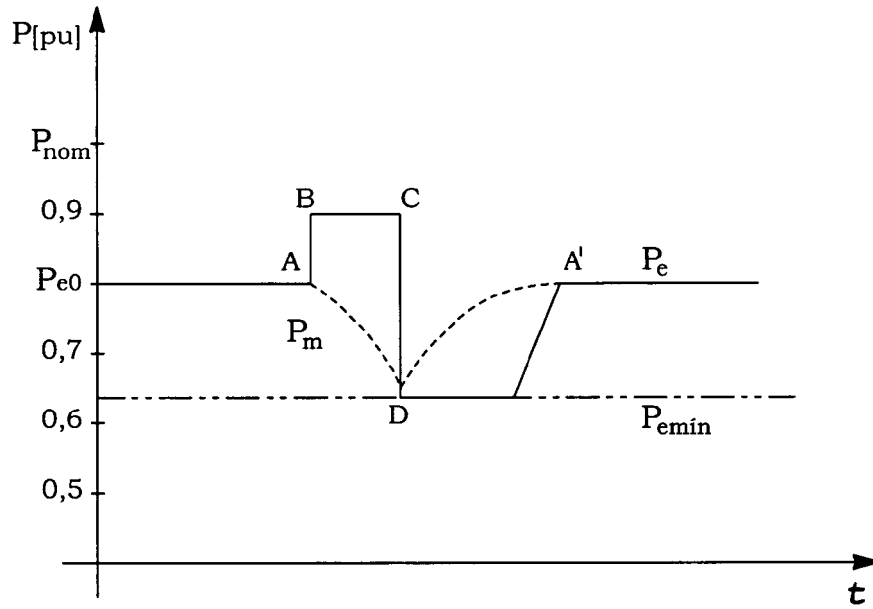


Fig. 8

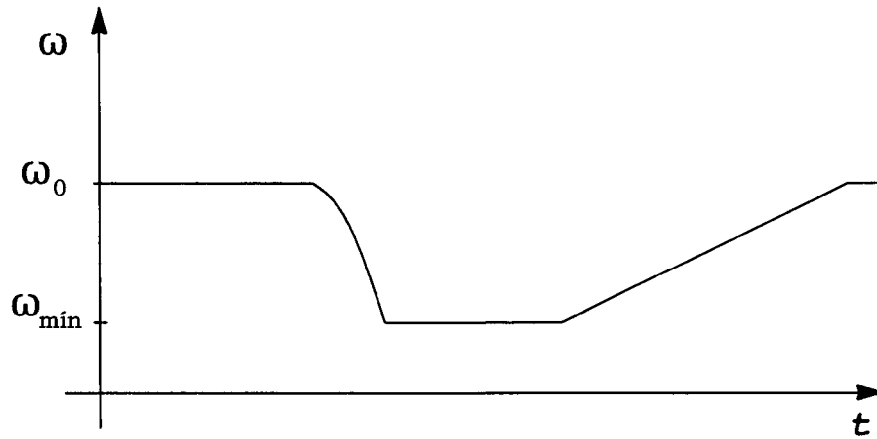
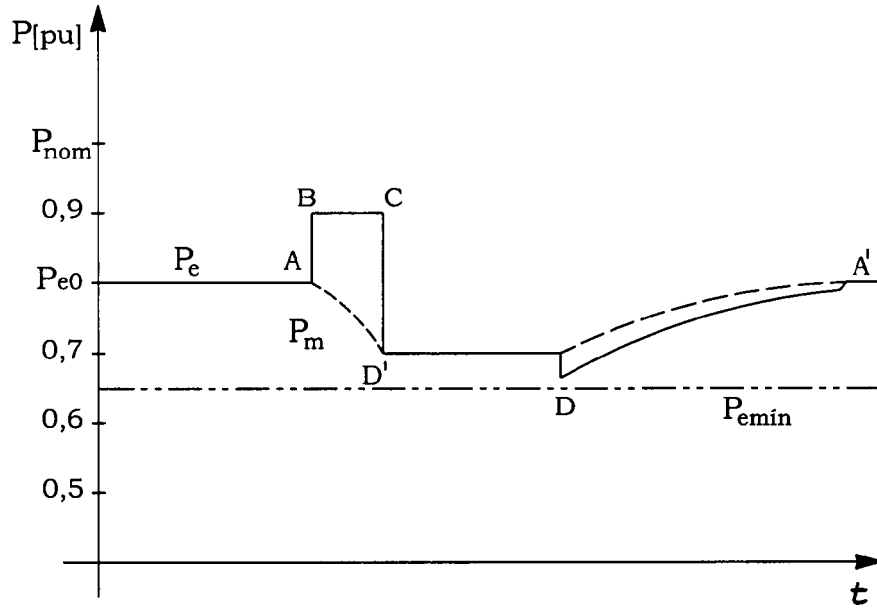


Fig. 9

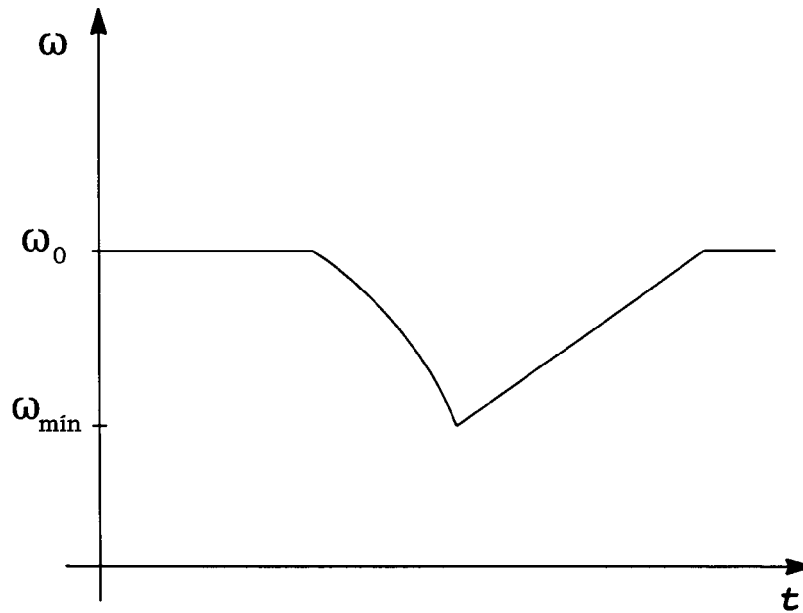
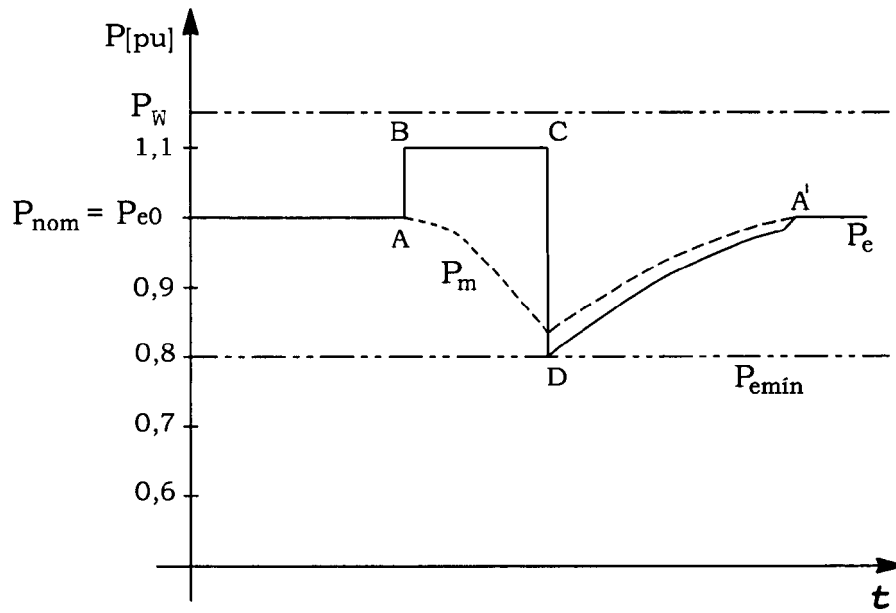


Fig. 10

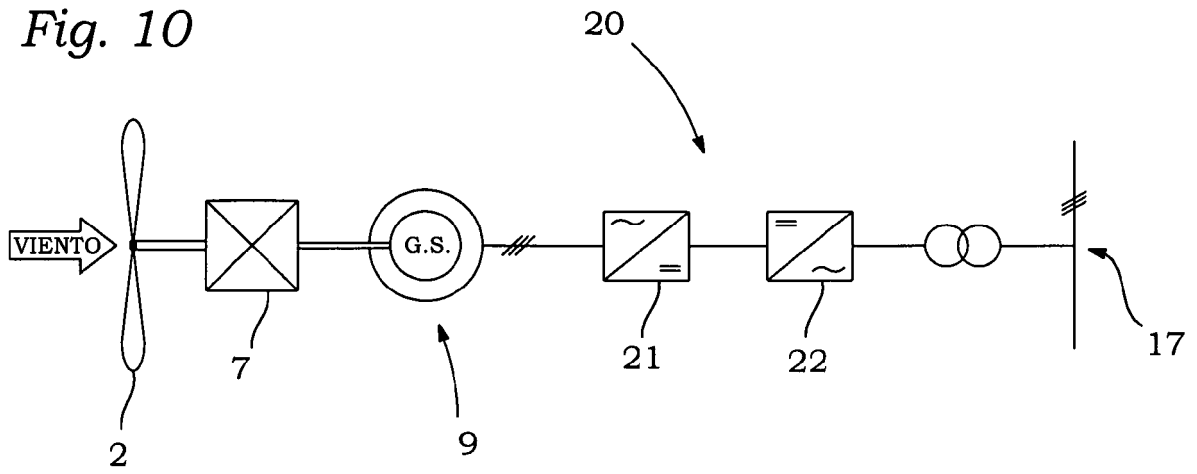


Fig. 11

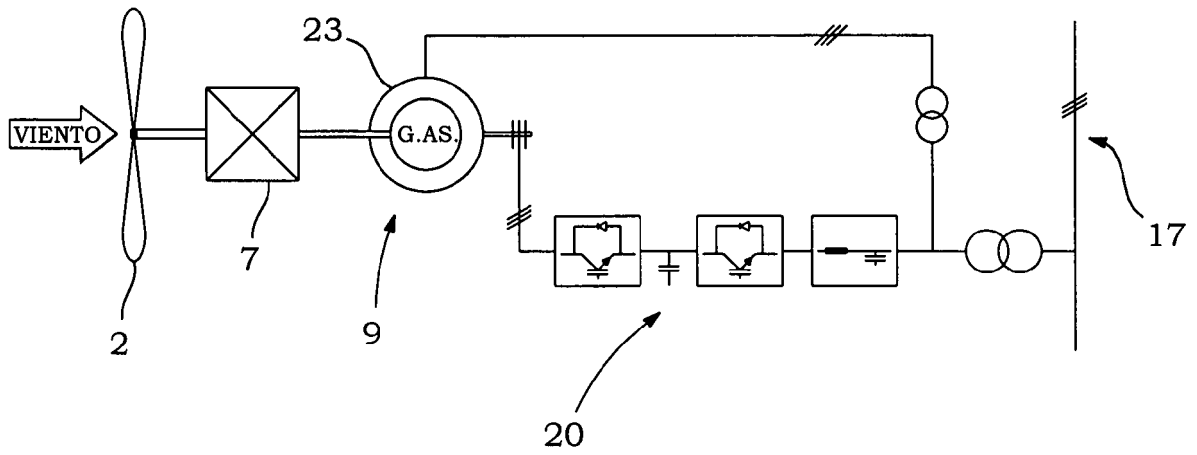


Fig. 12

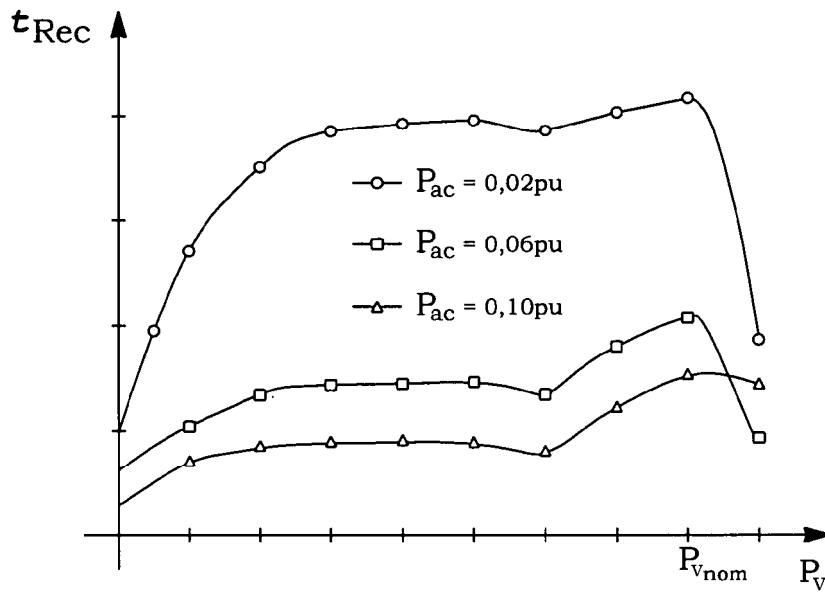


Fig. 13

