

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 587 327**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.03.2001** **E 01105629 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **18.05.2016** **EP 1132614**

54 Título: **Sistema de regulación para una instalación de energía eólica**

30 Prioridad:

09.03.2000 DE 10011393

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

24.10.2016

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

WEITKAMP, ROLAND

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 587 327 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

Sistema de regulación para una instalación de energía eólica

La invención se refiere a un sistema de regulación para aumentar la rentabilidad de instalaciones de energía eólica.

Estado de la técnica

5 El rendimiento anual que puede conseguirse con una turbina eólica depende además de la potencia de generador instalada de forma decisiva del diámetro del rotor. Por lo tanto, para aumentar la rentabilidad, es deseable usar rotores lo más grandes posibles. No obstante, a eso se oponen las cargas para el rotor, la cabeza de la máquina, la torre y la fundación, que aumenta al menos al cuadrado del diámetro a medida que aumenta el diámetro del rotor, presentándose por lo demás el mismo comportamiento de la instalación. Las relaciones actualmente habituales de
10 una potencia de generador instalada respecto a la superficie del rotor (rating) están situadas entre 460 y 330 W/m², siendo válido el valor indicado en último lugar para tipos de instalaciones optimizados para zonas interiores con ajuste de las palas.

Una estrategia aplicada en muchos casos en la técnica de la energía eólica está en equipar una máquina existente para emplazamientos de vientos débiles con un mayor diámetro del rotor, reduciéndose en este caso la velocidad de desconexión de por ejemplo 25 m/s a 20 m/s, para que las cargas que se produzcan queden en el rango admisible.
15

En instalaciones con ajuste de las palas (instalaciones pitch), además es habitual ajustar las palas de rotor en dirección de la posición en bandera antes de alcanzar la potencia nominal, para reducir las cargas (sobre todo sobre la torre).

Una estrategia más compleja, conocida desde hace tiempo para la reducción de las cargas es la reducción del número de revoluciones del rotor y/o de la potencia suministrada de la turbina en caso de velocidades elevadas del viento. Por razones técnicas, una reducción del número de revoluciones del rotor (concepción del engranaje y/o del generador y/o del convertidor) tiene como consecuencia un suministro de potencia reducido al menos en la misma relación. No obstante, puesto que es conocido (véase p.ej. "The Statistical Variation of Wind Turbine Fatigue Loads", Roso National Laboratory, Roskilde DK, 1998) la mayor parte de las cargas elevadas que acortan la vida útil en el
20 caso de velocidades elevadas del viento, esta estrategia se aplica sobre todo en emplazamientos en interiores con éxito para mejorar la rentabilidad de las instalaciones de energía eólica. En particular, en interiores pueden hacerse funcionar, por lo tanto, rotores más grandes, que a las velocidades reducidas del viento, que se presentan con frecuencia, suministran rendimientos más elevados, aunque deben reducirse en el caso de presentarse las velocidades elevadas del viento, lo que ocurre con menor frecuencia.
25

Además, en el estado de la técnica (DE 31 50 824 C2) se propone una estrategia opuesta para una turbina eólica de número de revoluciones fijo, que debe permitir mediante una evaluación de las señales de un sensor de viento aumentar en caso de velocidades elevadas del viento, con una turbulencia reducida, el suministro de potencia de la máquina mediante ajuste del ángulo de las palas del rotor más allá de la potencia nominal.
30

Sumario de la invención

35 Gracias a la estrategia conocida indicada de la reducción del suministro de potencia en caso de velocidades elevadas del viento, p.ej. en una instalación pitch con un algoritmo de regulación, que reduce en función de un ángulo de paso medio en cuanto al tiempo el número de revoluciones del rotor, es posible conseguir relaciones muy grandes del diámetro del rotor a la potencia del generador sin aumentar la carga por fatiga de los componentes en comparación con las máquinas concebidas de forma convencional. Un rating de 330 a 280 W/m² puede conseguirse
40 en particular en emplazamientos en interiores y es económicamente razonable.

Puesto que el dimensionado de las estructuras portantes de las instalaciones de energía eólica se realiza por razones de seguridad siempre partiendo de suposiciones muy desfavorables (p.ej. una elevada turbulencia del viento y una distribución máxima del viento, que se produce en la zona concebida para el viento), en la mayor parte de los emplazamientos existen reservas de dimensionado considerables en las máquinas. Por lo tanto, se presenta
45 el problema de como pueden usarse las reservas de dimensionado por regla general existentes para mejorar la rentabilidad de la turbina.

De acuerdo con la invención, este objetivo se consigue porque mediante los sensores de por sí existentes y/o instalados adicionalmente en la instalación de energía eólica con la instalación de tratamiento de señales dispuesta a continuación se realiza una cuantificación directa o indirecta de las cargas actuales de la turbina. Mediante una
50 comparación con cargas admisibles determinados por cálculo o de forma empírica (o magnitudes correlacionadas de este modo), la turbina se hace funcionar respectivamente con el número de revoluciones óptimo del rotor desde el punto de vista económico y con un rendimiento óptimo de potencia.

A diferencia del estado habitual de la técnica, en el que se reducen el ángulo de pala y/o el número de revoluciones mediante la regulación del funcionamiento según funciones predeterminadas en función de la potencia, del ángulo de pala o de la velocidad del viento, esta reducción mediante regulación debe realizarse ahora solo en la medida
55

necesaria por el emplazamiento local o las condiciones meteorológicas, para conseguir una rentabilidad óptima.

5 Un algoritmo sencillo que lo permite está basado en la evaluación estadística de una, varias o todas las magnitudes de medición (p.ej. número de revoluciones del rotor, potencia del generador, ángulo de paso, velocidad de cabeceo, velocidad de viento y dirección de viento) llamadas datos de funcionamiento, que se detectan de por sí continuamente en muchas instalaciones de energía eólica modernas (p.ej. instalaciones pitch con número de revoluciones variable)

10 La evaluación estadística, se refiere aquí al menos a la determinación continua de mínimo, máximo, valor medio y desviación estándar para intervalos de tiempo diferentes, flotantes delta t (30 s a 60 min.). Evaluaciones estadísticas más complejas de los datos de funcionamiento o derivaciones de estos conducen a mejores éxitos de regulación. Puesto que el viento es una magnitud estocásticamente distribuida, las magnitudes de medición solo pueden detectarse y representarse razonablemente mediante cálculos con ayuda de funciones de distribución y probabilidad o mediante colectivos. Con ayuda de mediciones o cálculos de simulación pueden determinarse con una precisión suficiente coeficientes de correlación de los datos estadísticos respecto a las condiciones del emplazamiento y las condiciones meteorológicas, además de poderse determinar las cargas actuales de los componentes. El ángulo de paso medio y el número de revoluciones medio del rotor representan por ejemplo una configuración predeterminada de la máquina en una relación directa con la velocidad media del viento; la desviación estándar de las dos magnitudes indicadas en primer lugar permite una afirmación acerca de la intensidad de turbulencias (ráfagas) del viento. Por lo tanto, es posible emitir además de los datos de funcionamiento directamente medidos también afirmaciones estadísticas acerca de datos importantes sobre las cargas (p.ej. momento de flexión de la pala y empuje de la torre). Estas distribuciones reales de las cargas o de las magnitudes directamente relacionadas con estas se comparan con funciones de distribución teórica determinadas por cálculo o de forma empírica. Estas funciones teóricas pueden determinarse de forma específica para cada proyecto en cada emplazamiento y pueden depositarse en una memoria de datos del sistema de regulación.

25 Con ayuda del diagrama de bloques se explicará a continuación a título de ejemplo una forma de realización preferible de un sistema de regulación con la estrategia de regulación de acuerdo con la invención.

30 En el diagrama de bloques, las celdas angulares indican instalaciones de tratamiento de señales o módulos de cálculo de un paquete software más grande, que está instalado en una instalación de tratamiento de señales. Las celdas lateralmente redondeadas indican datos de entrada para el sistema de regulación, independientemente de si estos datos se miden en la máquina o se ponen a disposición de forma externa. Las celdas redondeadas arriba y abajo indican memorias de datos, en las que están depositados todos los datos necesarios para la realización del algoritmo de regulación, que se ponen a disposición tanto por la detección interna de datos o el análisis interno de datos como por fuentes externos de datos. Los elementos representados con líneas de trazo continuo son imprescindibles para el sistema de regulación; los elementos representados con trazo interrumpido son bloques opcionales, que mejoran la función del regulador y que permiten, por lo tanto, un mayor aporte de energía, aunque también hacen que el concepto de regulación sea cada vez más complejo.

35 A la izquierda de la línea de trazos y puntos vertical, que se encuentra en la mitad izquierda de la imagen, se ve la representación simplificada de los sistemas de regulación usados según el estado de la técnica. Las magnitudes de entrada son las magnitudes de funcionamiento detectadas permanentemente por los sensores de medición, como el número de revoluciones del rotor y del generador n_R y n_G , la potencia eléctrica P_{el} , el momento del generador M_G , el ángulo de pala o de paso ϑ y la velocidad de cabeceo ϑ' , así como la velocidad del viento v_w y la dirección del viento v_{dir} . En función de estos valores de medición, la máquina se regula según un algoritmo implementado en el ordenador de control de funcionamiento (regulador estándar). Las magnitudes de ajuste son el ángulo de paso $\vartheta_{teórico}$ y/o el momento del generador $M_{Gteórico}$ (p.ej. también mediante la elección de la etapa del generador en el caso de máquinas asincrónicas cambiapolos). Para simplificar no está representado el circuito de regulación, en el que los valores teóricos se convierten a través de elementos de ajuste en valores reales, que se detectan a continuación como magnitudes de funcionamiento en la entrada del regulador como está representado.

45 Unas magnitudes de medición adicionales (p.ej. temperaturas, presiones hidráulicas, aceleraciones de la cabeza de la torre, indicaciones del nivel de aceite y de desgaste) permiten en el estado de la técnica detectar estados inadmisibles de la instalación y activan dado el caso la parada de la máquina.

50 En el sistema de regulación de acuerdo con la invención, los datos de funcionamiento se someten a una detección estadística de datos y se depositan en forma de colectivos o distribuciones en una memoria de datos. De forma opcional, en el llamado modelo de cargas, los datos de funcionamiento estadísticos se convierten mediante las funciones de correlación determinadas en cálculos de simulación en datos estadísticos de las cargas.

55 Unos algoritmos más complejos están basados en magnitudes de medición adicionales, que están directamente relacionadas con las cargas y permiten una determinación claramente más precisa de la distribución de cargas existente y, por lo tanto, una mayor aproximación a los límites de concepción, sin las deducciones de seguridad necesarias en el caso de algoritmos sencillos.

Sensores concebibles en la máquina son sensores de aceleración den la cabeza de la torre y en las palas de rotor y/o calibres extensométricos en puntos representativos de la estructura portante (p.ej. raíces de la pala, árbol del rotor, pie de la torre).

5 Unos datos adicionales del campo de viento, que caracterizan de forma ideal la llegada de flujo no perturbada delante del rotor, permiten una mejora considerable del comportamiento de regulación. Para ello pueden usarse sustancialmente procedimientos de medición con ópticas láser y/o acústicos (por ultrasonidos), que permiten tanto la medición de puntos individuales del campo de viento como de perfiles de viento o campos de viento completos en el plano del rotor o también a gran distancia de este. Otra mejora del comportamiento de regulación se consigue mediante una conexión en red de los sistemas de regulación de las diferentes turbinas del parque eólico, puesto que 10 la base de datos claramente más grande garantiza una reacción más rápida, pero a pesar de ello estadísticamente asegurada de los sistemas de regulación.

Todos los colectivos o distribuciones determinados se almacenan, preferentemente de forma clasificada según el año de funcionamiento, la velocidad media del viento y la intensidad de las turbulencias.

15 Si las cargas se determinan con suficiente precisión mediante la determinación de datos de carga, es recomendable transformar los cambios de carga mediante procedimientos de contaje conocidos en colectivos de cargas o, teniéndose en cuenta los valores medios, en llamadas matrices de Markov (online-rainflow counting). Para ello están disponibles por ejemplo microchips fabricados ya a escala industrial de la técnica aeronáutica y astronáutica.

Con estas distribuciones medidas o calculadas a partir de datos de medición se comparan las distribuciones teóricas de las mismas magnitudes. Para ello se determinan de forma externa datos de construcción, planificación y financiación, se introducen en el sistema y se depositan en una memoria de datos. A partir de estos datos se determinan las distribuciones teóricas mediante un modelo de rentabilidad. Los datos de construcción son, por ejemplo, las distribuciones admisibles de las cargas para los diferentes componentes, un ejemplo de los datos de planificación es la distribución de viento a esperar en el emplazamiento, los datos de financiación comprenden además de los costes totales del proyecto también los costes corrientes de los créditos, los rendimientos de energía necesarios según el plan de financiación, así como la bonificación actual por la alimentación. Unas actualizaciones mensuales de estos datos mediante televigilancia permiten una adaptación inmediata del sistema de regulación a condiciones marco cambiadas, como por ejemplo cambios de la bonificación por la alimentación o de los costes de financiación, nuevos conocimientos acerca de las cargas admisibles de los componentes o también algoritmos mejorados del regulador. Los datos acerca de la distribución del viento anual suprarregional permiten, por un lado, 20 una corrección de los datos de planificación mediante comparación con la distribución de viento medida en el emplazamiento, pudiendo hacerse funcionar, por otro lado, la máquina en años malos en cuanto al viento para mantener el plan de financiación con una curva característica de potencia más “agresiva”.

Las distribuciones teóricas así determinadas se comparan en el regulador del punto de funcionamiento con las distribuciones reales predeterminándose así el punto de funcionamiento óptimo en las condiciones meteorológicas actuales y las condiciones del emplazamiento. Las magnitudes de ajuste ϑ_{opt} (ángulo de pala) y M_{Gopt} o n_{Gopt} (momento o número de revoluciones del generador) han de entenderse como valores medios especificados, de los que se desvían durante poco tiempo los valores teóricos momentáneos emitidos por el regulador estándar para la regulación cuando hay turbulencias de viento. 35

Un resultado de un sistema de regulación de este tipo será que la máquina se hará funcionar en los primeros años de funcionamiento con un mayor rendimiento de potencia, para poder bajar lo más rápidamente posible los costes de financiación; en los años posteriores, el óptimo económico será un funcionamiento de baja carga con un rendimiento de energía reducido para prolongar la vida útil. 40

De forma ideal, el sistema de regulación descrito está configurado de tal modo que se determina online el coste actual para la generación de energía (Cost Of Energy COE). Para ello es necesario conectar a continuación del modelo de cargas un modelo de solicitaciones para los diferentes componentes de la instalación (una restricción a los componentes principales, palas de rotor, engranaje, generador y convertidor así como torre es suficientemente exacto), así como un modelo de deterioración. El modelo de solicitaciones transforma las distribuciones de carga en distribuciones de solicitaciones en puntos representativos de los componentes y está basado en los procedimientos aplicados en el dimensionado de los componentes. Los resultados de cálculos EF pueden resumirse por ejemplo 45 mediante pocos factores de influencia para algunos puntos críticos. El modelo de deterioración compara las solicitaciones existentes con las solicitaciones que puede soportar el componente (p.ej. líneas de Wöhler) y calcula así la deterioración actual del componente (la deterioración de un componente informa acerca de la vida útil restante que le queda). El modelo de deterioración depende, por lo tanto, de una base de datos del comportamiento del material o del componente, que se pone a disposición de forma externa y que debería presentar una estructura modular, para que pueda adaptarse a lo largo de la vida útil de la turbina a los conocimientos más recientes (p.ej. ensayos de Wöhler en componentes originales, experiencias en el funcionamiento de la producción en serie). Puesto que en el estado actual de la técnica hay que suponer valores muy conservadores, en particular en cuanto al comportamiento de material por una base de datos insuficiente, aquí existe un claro potencial para aumentar el rendimiento. 55

Si el modelo de deterioración está configurado de tal modo que se calcula para los componentes principales online la deterioración y por lo tanto también el coeficiente de deterioración, puede determinarse a partir de ello con poco esfuerzo un coeficiente equivalente de deterioración para toda la turbina (Equivalent Damage Rate, EDR). El coeficiente equivalente de deterioración (unidad: DM/h) es una medida para los costes de desgaste por unidad de tiempo en el estado de funcionamiento actual de la turbina. Los costes actuales de la generación de energía resultan a continuación tras la división de la suma de EDR y otros costes de funcionamiento por la potencia actual alimentada.

En esta etapa de ampliación ideal de la estrategia de regulación, en la que la rentabilidad de la turbina eólica se reduce al valor característico decisivo del coste de generación de energía (COE), el modelo de rentabilidad debe ampliarse hasta tal punto que determina como magnitud de comparación con el COE actual el COE máximo admisible, al que la turbina aún debe hacerse funcionar. Cuando el COE actual es demasiado elevado en caso de haber poco viento, la máquina se desconecta de la red. Cuando el COE actual es demasiado elevado en caso de velocidades elevadas del viento, el regulador del punto de funcionamiento reduce las solicitaciones excesivas mediante regulación de la turbina, por lo que se reduce el COE. Con ayuda de la determinación online del COE puede determinarse por lo tanto mediante un simple bucle de regulación el punto de funcionamiento óptimo en las condiciones actuales del emplazamiento y en las condiciones meteorológicas con el COE mínimo. Si en este punto de funcionamiento óptimo el COE es más elevado que el COE máximo admisible determinado por el modelo de rentabilidad, la turbina se detiene hasta que se presenten condiciones más favorables (p.ej. menor turbulencia o una velocidad inferior del viento). De este modo, las turbinas pueden alimentar corriente cuando la turbulencia es baja y las velocidades del viento son considerablemente más elevadas de lo que es el caso en el estado de la técnica.

Como otra etapa de ampliación, el esquema adjunto comprende en el borde derecho de la imagen, a la derecha de la línea vertical de trazos y puntos, un regulador de reacción rápida para reducir puntas de carga de corta duración. Los datos de entrada para ello son los datos de cargas y eventualmente también los datos de los campos de viento, que a diferencia del regulador del punto de funcionamiento no se determinan estadísticamente sino que se someten a un análisis de valores momentáneos, para predecir en un modelo de tratamiento de señales llamado pronóstico de cargas las puntas de carga, que son reducidas por el regulador de reacción rápida mediante limitación del ángulo de paso o del número de revoluciones del rotor.

En particular, gracias a los datos de instalaciones de energía eólica adyacentes, dispuestas más en la dirección de la que llega el viento, se permite así una clara reducción de la carga de la instalación y, por lo tanto, también del COE actual cuando hay velocidades de viento por encima del viento nominal, puesto que las máquinas que se encuentran detrás de otras turbinas visto en la dirección del viento, pueden reaccionar con un retardo de tiempo adecuado exactamente a los eventos del viento registrados en la turbina dispuesta delante de la misma. De este modo pueden compensarse en parte los inconvenientes inevitablemente existentes para las turbinas dispuestas más atrás (turbulencia de resonancia).

Para garantizar que no se reduzca la disponibilidad de la instalación en caso de fallar un componente parcial del sistema de regulación descrito, el sistema de control de funcionamiento ha de configurarse preferentemente de tal modo que el regulador estándar representado en el lado izquierdo del esquema esté separado en cuanto al hardware de los componentes del regulador del punto de funcionamiento. Por lo tanto, cuando no está disponible el regulador del punto de funcionamiento, la máquina permanece conectada a la red, aunque con la limitación de la potencia que corresponde al estado de la técnica cuando hay velocidades elevadas del viento.

La estrategia de regulación descrita no está limitada de ningún modo a la forma de realización preferible representada en el esquema para una instalación pitch de número de revoluciones variable, sino que puede aplicarse de forma análoga a instalaciones pitch de número de revoluciones fijo o cambiapolos o a instalaciones stall o active stall.

Además, son concebibles múltiples detalles y afinaciones del sistema (magnitudes de medición adicionales, módulos de deterioración para otros componentes de la instalación, etc.), aunque todos estén basados en la idea básica de la determinación del punto de funcionamiento óptimo en las condiciones actuales del emplazamiento y en las condiciones meteorológicas actuales.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de regulación para una instalación de energía eólica (WKA), **caracterizado por** medios para la detección de magnitudes de medición, que permiten una cuantificación directa o indirecta de la carga y/o sollicitación actual de la turbina en función del emplazamiento y de las condiciones meteorológicas,
- 5 una instalación de tratamiento de señales adecuada para el tratamiento de las magnitudes de medición en colectivos reales o funciones de distribución reales y una instalación de tratamiento de señales electrónica conectada a continuación, que permite comparar los colectivos reales o las funciones de distribución reales de datos introducidos de forma externa respecto a la rentabilidad de la instalación de energía eólica con colectivos teóricos o funciones de distribución teórica determinados y de limitar una
- 10 reducción de la potencia necesaria teniéndose en cuenta la concepción técnica de la instalación de energía eólica WKA en caso de una velocidad nominal del viento y velocidades del viento superiores a la velocidad nominal de viento para mejorar la rentabilidad dada en las condiciones actuales de funcionamiento.
2. El sistema de regulación de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado porque** se trata de una instalación de energía eólica WKA con ajuste de palas en bandera (instalación pitch).
- 15 3. El sistema de regulación de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado porque** se trata de una instalación stall o active stall.
4. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** se trata de una instalación con funcionamiento con número de revoluciones variable o de una máquina con al menos dos números de revoluciones de funcionamiento fijos.
- 20 5. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** las magnitudes de medición vigiladas por los sensores comprenden una, varias o todas las magnitudes de los datos de funcionamiento, que son el número de revoluciones del rotor, el número de revoluciones del generador, la potencia eléctrica, el par de giro del generador, el ángulo de pala, la velocidad de ajuste del ángulo de pala, la velocidad del viento, la dirección del viento.
- 25 6. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** las magnitudes de medición vigiladas por los sensores comprenden aceleraciones en palas de rotor y/o en la góndola de la máquina y/o en la torre.
7. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** las magnitudes de medición vigiladas por sensores comprenden extensiones en puntos representativos de los
- 30 componentes (p.ej. raíz de pala, árbol del rotor, bastidor de la máquina, torre) o deformaciones en apoyos elásticos.
8. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** las magnitudes de medición vigiladas comprenden datos del campo de viento en el plano del rotor o delante de este.
9. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** las magnitudes de medición vigiladas comprenden datos de medición de otras instalaciones de energía eólica WKA, que se pone a disposición mediante una red.
- 35 10. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** a partir de los colectivos reales se calculan mediante la instalación de tratamiento de señales deterioraciones en los componentes.
11. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** a partir de los datos evaluados y alimentados de forma externa se calcula mediante la instalación de tratamiento de señales el coste actual de generación de energía (online Cost of Energy, COE).
- 40 12. El sistema de regulación de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** la instalación de tratamiento de señales adecuada está configurada para transformar datos de carga de la instalación de energía eólica en colectivos de carga o, teniendo en cuenta valores medios, en matrices de Markov (online-rainflow counting).
- 45

