

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 794 556**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38	(2006.01)
H02S 10/00	(2014.01)
H02J 3/00	(2006.01)
G01W 1/10	(2006.01)
G01W 1/12	(2006.01)
H02S 10/10	(2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **12.08.2016 PCT/EP2016/069227**

87 Fecha y número de publicación internacional: **18.05.2017 WO17080694**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.08.2016 E 16757183 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.04.2020 EP 3345278**

54 Título: **Procedimiento y equipo de control para controlar una red eléctrica con una instalación fotovoltaica**

30 Prioridad:
11.11.2015 DE 102015222210

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
18.11.2020

73 Titular/es:
**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Werner-von-Siemens-Straße 1
80333 München, DE**

72 Inventor/es:
**SZABO, ANDREI;
BAMBERGER, JOACHIM y
MAYER, PETER**

74 Agente/Representante:
LOZANO GANDIA, José

ES 2 794 556 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

5 Procedimiento y equipo de control para controlar una red eléctrica con una instalación fotovoltaica

10 Las instalaciones fotovoltaicas tienen cada vez más importancia como fuentes de energía renovables. Pero obviamente una instalación fotovoltaica aporta potencia sólo a lo largo del día. Además experimenta la potencia entregada una caída considerable cuando se interponen nubes entre sol e instalación fotovoltaica. Para mantener a pesar de ello la tensión de la red cuando sobreviene una tal caída de potencia, está prevista en la red eléctrica de una instalación fotovoltaica a menudo otra fuente de energía adicional para compensar la caída de potencia. Una tal caída de potencia debida a las nubes tiene lugar, en función del tamaño de la instalación fotovoltaica, con relativa rapidez, usualmente en la gama de varios segundos, en los que puede reducirse la potencia entregada por ejemplo a la mitad o a la quinta parte. Para compensar una tal caída de potencia muy rápida y fuerte, han de tomarse rápidamente medidas compensatorias efectivas. Tales medidas compensatorias necesitan no obstante por lo general un cierto tiempo de espera, durante el cual por ejemplo se lleva un generador diesel compensatorio a la temperatura de servicio.

20 Para asegurar una antelación suficiente, se utiliza hasta ahora a menudo un pronóstico del tiempo, para preparar una medida compensatoria cuando se prevé cielo nuboso, por ejemplo conectar y precalentar un generador diesel. Un tal pronóstico del tiempo es no obstante relativamente impreciso en cuanto al instante exacto del ensombrecimiento y por lo tanto de la caída de potencia, por lo cual sólo puede utilizarse para una orientación a grandes rasgos.

25 Además se utiliza a menudo una cámara dirigida hacia arriba con un objetivo de ojo de pez, para medir la distribución de las nubes y en función de ello preparar una medida compensatoria. No obstante, una detección fiable de un ensombrecimiento en ciernes exige complejos algoritmos de detección.

30 El documento DE 10 2012 215978 A1 da a conocer un procedimiento para alargar la vida útil del ondulator de corriente de una instalación eléctrica que presenta un ondulator de corriente y un circuito intermedio que presenta un condensador de circuito intermedio. Para prolongar la vida útil del ondulator de corriente, se realiza una reducción del cambio de carga con la temperatura que actúa sobre el ondulator de corriente. Además se refiere el documento DE 10 2012 215978 A1 a una instalación eléctrica y a una unidad de control y regulación para una instalación eléctrica.

35 El documento DE 10 2011 017694 A1 da a conocer una solución que mejora las posibilidades de utilización de instalaciones fotovoltaicas (instalaciones PV) teniendo en cuenta informaciones de ensombrecimiento de instalaciones PV contiguas para prever la potencia entregada por la instalación PV en cuestión. En particular se tienen en cuenta movimientos de nubes y formas de nubes. Esto mejora la exactitud de la predicción. Al respecto es ventajoso que sean posibles predicciones a corto plazo relativas por ejemplo a los siguientes 15 minutos y en consecuencia pueda activarse a tiempo, antes de la caída de la potencia entregada por la instalación PV, una fuente de energía sustitutoria. La técnica dada a conocer en el documento DE 10 2011 017694 A1 puede utilizarse por ejemplo en energías renovables, instalaciones PV o redes inteligentes (smartgrids).

45 El documento EP 2 262 096 A2 da a conocer un procedimiento para pronosticar un ensombrecimiento en ciernes de una instalación fotovoltaica debido a la formación de nubes o al movimiento de nubes. Al respecto se reproduce en una primera variante una parte del firmamento mediante un sistema óptico de ojo de pez sobre un sistema óptico de entrada de una cámara digital. Se forman grupos de píxeles, que corresponden a una gama de intensidades de luz asociada. La evolución local de los grupos se analiza en el sentido de si la misma puede originar ensombrecimientos de una instalación fotovoltaica. Según una segunda variante, se forma una línea constituida por la zona de la instalación PV hacia el sol y se hace un seguimiento continuo. Alrededor de la línea se fija una zona dentro de la cual se encuentra una línea de referencia. Se analiza el paso de nubes a través de la línea de referencia. El resultado del análisis sirve para complementar la energía eléctrica de la instalación PV conectando adicionalmente un suministrador de energía sustitutoria a un valor mínimo o bien reducirla mediante desconexión de consumidores tal que los consumidores importantes no caigan por debajo de un valor mínimo de energía suministrada.

60 El documento US 2010/198420 A1 da a conocer la utilización de un seguimiento de movimientos de las nubes para predecir las repercusiones de una capa de nubes sobre la irradiación de un sistema de generación de energía distribuido que opera mediante energía solar. Las predicciones hacen posible que una central de energía solar mantenga las variaciones de su potencia de salida total dentro de las exigencias del servicio con poca o ninguna dependencia del almacenamiento de energía, generación de apoyo (back-up) o variaciones de carga, posibilitan utilizar una coordinación centralizada y/o una
65 coordinación local de sistemas de control de parques solares para aprovechar óptimamente el almacenamiento, posibilitan reducir alternadamente oscilaciones de potencia sin conocimiento acerca de las nubes y posibilitan utilizar una función de predicción de potencia solar cedida en tiempo real, para

proporcionar a los suministradores de energía informaciones de antemano relativas a oscilaciones de potencia.

5 El documento US 2012/306279 A1 da a conocer una instalación fotovoltaica que incluye un generador fotovoltaico con ramales, cada uno de los cuales incluye una o varias células fotovoltaicas, un transformador de intensidad, interruptor y un sistema de control. El transformador de intensidad es adecuado para transformar corriente continua (DC) que proporciona el generador fotovoltaico en corriente alterna (AC) y emitir la corriente alterna. Cada interruptor está asociado a uno de los ramales y está diseñado para conectar el ramal asociado con el transformador de intensidad cuando se ajusta en un primer ajuste, con lo que la corriente generada por el primer ramal puede fluir hacia el transformador de intensidad. El sistema de control está diseñado para controlar la intensidad de corriente proporcionada por el generador fotovoltaico conectando selectivamente los ramales del generador fotovoltaico con el transformador de intensidad mediante un control de los ajustes de los interruptores.

15 Es objetivo de la presente invención indicar un procedimiento, un equipo de control, un producto de programa informático, así como un medio de memoria legible por ordenador para controlar una red eléctrica con una instalación fotovoltaica, que permitan una compensación efectiva de caídas de potencia de la instalación fotovoltaica.

20 El objetivo se logra mediante un procedimiento con las características de la reivindicación 1, mediante un equipo de control con las características de la reivindicación 9, mediante un producto de programa informático con las características de la reivindicación 10, así como mediante un medio de memoria legible por ordenador con las características de la reivindicación 11.

25 Según la invención, para controlar una red eléctrica que incluye una instalación fotovoltaica, se determina una evolución en el tiempo de una irradiación de luz de la instalación fotovoltaica y se detecta un aumento en la evolución en el tiempo frente a un perfil de regulación de la irradiación de luz. Como consecuencia de la detección del aumento, se inicia una medida preparatoria para preparar la red eléctrica para una caída de potencia en ciernes de la instalación fotovoltaica.

30 Para realizar el procedimiento correspondiente a la invención están previstos un equipo de control, un producto de programa informático, así como un medio de memoria legible por ordenador.

35 La invención aprovecha entre otros la observación de que una nube que se mueve en las proximidades de la línea de unión entre el sol y la instalación fotovoltaica, refleja una parte de la irradiación solar que cae sobre la nube. De esta irradiación solar reflejada incide una parte adicionalmente sobre la instalación fotovoltaica, lo cual se hace perceptible en un aumento de la irradiación de luz de la instalación fotovoltaica respecto al perfil de regulación. Este aumento puede entenderse como un indicio de un ensombrecimiento en ciernes o bien de una caída de potencia. Por lo general puede detectarse el aumento incluso varios minutos antes de la caída real de la potencia.

45 Una ventaja esencial de la invención ha de considerarse que es que de manera sencilla se detectan caídas de potencia probablemente en ciernes y pueden prepararse a tiempo las correspondientes contramedidas. Mediante la preparación temprana pueden evitarse cargas elevadas y/o bruscas de otros componentes de la red eléctrica o al menos reducirse. De esta manera puede estabilizarse la red eléctrica y aumentar la seguridad del suministro.

50 Ventajosas formas de realización y perfeccionamientos de la invención se indican en las reivindicaciones dependientes.

Ventajosamente puede determinarse la evolución en el tiempo de la irradiación de luz mediante un sensor de luz de la instalación fotovoltaica y/o en base a una tensión, potencia y/o una intensidad de corriente cedida en ese momento por la instalación fotovoltaica. De esta manera puede determinarse la evolución en el tiempo de la irradiación de luz con un coste muy reducido. En particular la detección en base a los valores de tensión, potencia y/o intensidad de corriente de la instalación fotovoltaica, no exige a menudo ningún coste adicional importante, ya que por ejemplo la potencia de una instalación fotovoltaica se suele medir de todos modos la mayoría de las veces continuamente.

60 Además incluye la medida preparatoria una conexión, marcha en precalentamiento y/o reparametrización de otra fuente de energía de la red eléctrica. Como fuente de energía adicional puede utilizarse por ejemplo un generador diesel, una batería, un acumulador de fuerza centrífuga y/o una central convencional, como por ejemplo una central de generación por gas, con entrega de potencia ajustable. Mediante la medida preparatoria puede prepararse la otra fuente para una cesión de potencia o compensación de potencia. Mediante la reparametrización pueden modificarse parámetros de servicio y de control de la otra fuente de energía, en particular tal que pueda disponerse de una potencia de compensación rápidamente al presentarse la caída de potencia. Además puede incluir la medida preparatoria una regulación hacia abajo y/o una reparametrización de la instalación fotovoltaica. De esta

manera puede reducirse un salto de potencia al presentarse la caída de potencia. Además incluye la medida preparatoria una regulación hacia abajo de la carga de los consumidores en la red eléctrica y/o un redispach (redistribución) en la red eléctrica. Mediante el redispach puede modificarse en breve tiempo un reparto de la carga entre diversas fuentes de energía en la red eléctrica.

5

Según una forma de realización ventajosa de la invención, puede detectarse tras iniciarse la medida preparatoria una irrupción de la caída de potencia. Como consecuencia de esta detección, puede realizarse a continuación una medida de estabilización preparada mediante la medida preparatoria para la red eléctrica. Como medida de estabilización puede conectarse por ejemplo un generador conectado, que ha sido precalentado y/o que corre en sincronismo esencialmente sin potencia, a un modo de cesión de potencia y/o tomarse otra medida para compensar la potencia.

10

Ventajosamente se determina el perfil de regulación a partir de la evolución en el tiempo de la irradiación de luz. Alternativa o adicionalmente puede determinarse el perfil de regulación también en base a hipótesis sobre una irradiación de luz que es de esperar cuando no se ve perturbada la irradiación solar, en particular en base a hipótesis sobre su comportamiento en el tiempo, su aumento y/o su varianza.

15

Entonces se determina el perfil de regulación como aproximación lineal o lineal en algunos tramos a la evolución en el tiempo determinada. Una tal aproximación se denomina también fitting (adecuación) lineal o bien lineal en algunos tramos. De esta manera pueden alisarse con poco coste oscilaciones irregulares de la evolución en el tiempo y determinarse un perfil de regulación uniforme, que puede utilizarse como perfil de referencia.

20

Ventajosamente puede detectarse el aumento de la irradiación de luz cuando la evolución en el tiempo determinada sobrepasa un valor de umbral predeterminado respecto al perfil de regulación. Para evitar en gran medida pronósticos positivos incorrectos, puede predeterminarse el valor de umbral tal que oscilaciones irregulares, no debidas a las nubes, de la evolución en el tiempo permanezcan por lo general por debajo del valor de umbral. Ventajosamente puede prescribirse un valor de umbral de 0,3 % a 2 % del perfil de regulación o de la evolución en el tiempo. El valor de umbral debe ser con preferencia inferior al 10 % del perfil de regulación o de la evolución en el tiempo, por ejemplo inferior a 0,5 %, 1 %, 2 %, 3 % ó 6 %, ya que en muchos códigos de red (gridcodes) se prescribe conectar forzosamente una compensación de potencia adicional cuando se da una variación de potencia de 10 % por minuto. Si en estos casos fuese el valor de umbral mayor o igual al 10 %, se detectaría una caída de potencia como muy pronto cuando ya tuviera que estar disponible la compensación de potencia según el gridcode. No existiría un tiempo previo de advertencia en estos casos.

25

30

35

Además, para detectar el aumento de la irradiación de luz puede determinarse una varianza y/o un gradiente de la evolución en el tiempo. La varianza y/o el gradiente pueden determinarse entonces en particular en relación con el perfil de regulación. Para la varianza y/o el gradiente, puede prescribirse en cada caso un valor de umbral, al rebasar el cual se detecta el aumento de la irradiación de luz. Para la prescripción de los valores de umbral para la varianza y/o el gradiente, rigen las explicaciones y valores prescritos antes indicados para prescribir el valor de umbral para la evolución en el tiempo.

40

Además, puede detectarse el aumento de la irradiación de luz mediante un procedimiento de detección de patrones, un filtro de señal y/o una red neuronal. De esta manera pueden detectarse también patrones complejos en la evolución en el tiempo de la irradiación de luz, mediante lo cual pueden predecirse a menudo con más exactitud caídas de potencia.

45

Según un perfeccionamiento ventajoso de la invención, puede determinarse en base a un patrón de evolución detectado en la evolución en el tiempo un valor para el tiempo de preaviso. Entonces puede iniciarse la medida preparatoria en función del valor determinado para el tiempo de preaviso. Así por ejemplo cuando el tiempo de advertencia es más corto puede realizarse una regulación hacia abajo más rápidamente en la instalación fotovoltaica y/o llevarse más rápidamente hasta la temperatura de servicio un generador.

50

55

Además puede evaluarse el aumento de la irradiación de luz como pronóstico de una caída de potencia en ciernes de la instalación fotovoltaica y emitirse la correspondiente señal de pronóstico.

Un ejemplo de realización de la invención se describirá a continuación más en detalle en base al dibujo. Al respecto muestran en respectivas representaciones esquemáticas

60

figura 1 una representación de una forma de funcionamiento de la invención,
 figura 2 una red eléctrica con una instalación fotovoltaica y un generador eléctrico,
 figura 3 una evolución en el tiempo de la irradiación de luz de la instalación fotovoltaica y
 figura 4 la evolución de la irradiación en el tiempo con una mayor resolución en el tiempo.

65

Para mostrar un principio esencial de funcionamiento de la invención, muestra la figura 1 una instalación fotovoltaica PV alumbrada por el sol S, en representación esquemática. A lo largo de una línea de unión entre el sol S y la instalación fotovoltaica PV, incide irradiación directa del sol DS sobre la instalación fotovoltaica PV. Tan pronto como se desplaza una nube W hasta la proximidad de esta línea de unión, se refleja en la nube W una parte de la irradiación solar WS que incide sobre la nube W e incide como irradiación solar reflejada RS adicionalmente sobre la instalación fotovoltaica PV. La irradiación solar reflejada RS se suma a la irradiación solar directa DS, con lo que la irradiación total de luz de la instalación fotovoltaica PV aumenta por breve tiempo al aproximarse la nube W a la línea de unión. Este aumento de la irradiación de luz puede concebirse como un indicio de un ensombrecimiento en ciernes y con ello de una caída en ciernes de la potencia de la instalación fotovoltaica PV. Por lo general puede detectarse el aumento incluso varios minutos antes de la caída real de la potencia.

Durante la caída real de la potencia, desciende la potencia cedida por la instalación fotovoltaica PV por lo general en el plazo de unos pocos segundos a un nivel bastante inferior. Mediante la detección del aumento pueden iniciarse a tiempo contramedidas frente a la caída de potencia en ciernes con un tiempo de preaviso por lo general de varios minutos. Por el contrario, cuando se realiza exclusivamente la detección de la caída de potencia que tiene lugar realmente, sólo se dispone de un tiempo de reacción bastante más corto, de varios segundos, para tomar contramedidas adecuadas.

La figura 2 muestra una red eléctrica SN, por ejemplo una red de suministro eléctrico, red de transmisión, red de distribución, red de alimentación o red en isla con una instalación fotovoltaica PV en representación esquemática. La red eléctrica SN dispone en el presente ejemplo de realización de un generador eléctrico G, por ejemplo un generador diesel como fuente de energía convencional. La red eléctrica SN puede ser entonces en particular un llamado sistema stand-alone-power (autónomo en cuanto a energía). Alternativa o adicionalmente al generador eléctrico G, pueden estar previstos por ejemplo una central generadora por gas, una central nuclear, una batería y/o un acumulador de fuerza centrífuga para compensar caídas de potencia de la instalación fotovoltaica PV. La instalación fotovoltaica PV está conectada o formando una red con el generador eléctrico G y una carga de consumidores V a través de líneas eléctricas PL, que se indican en la figura 2 mediante líneas más gruesas.

La instalación fotovoltaica PV está sometida a una irradiación de luz L que, tal como se explica en relación con la figura 1, puede estar compuesta por irradiación solar directa DS e irradiación solar reflejada RS. La instalación fotovoltaica PV dispone de un sensor S para determinar una evolución en el tiempo L(T) de la irradiación de luz L. El sensor S puede ser un sensor de potencia para medir la potencia cedida por la instalación fotovoltaica y/o un sensor de luz para medir la irradiación de luz L de la instalación fotovoltaica PV.

Para determinar la evolución en el tiempo L(T), es suficiente en el contexto de la aplicación de la invención, medir la evolución relativa de la irradiación de luz L con cualquier magnitud de referencia o en cualquier unidad. Si el sensor S está implementado como sensor de luz, puede utilizarse una evolución en el tiempo de su intensidad de alumbrado como evolución en el tiempo L(T). Si el sensor S está implementado como sensor de potencia, puede utilizarse correspondientemente la potencia medida cedida por la instalación fotovoltaica PV, que en general es directamente proporcional a su irradiación de luz, como evolución en el tiempo L(T).

La evolución en el tiempo L(T) se transmite desde la instalación fotovoltaica PV a su equipo de control CTL de la red eléctrica SN. El equipo de control CTL sirve para controlar la red eléctrica SN, en particular para controlar la instalación fotovoltaica PV y el generador eléctrico G. Correspondientemente está acoplado el equipo de control CTL con la instalación fotovoltaica PV y el generador eléctrico G.

El equipo de control CTL dispone de uno o varios procesadores PROC para ejecutar las etapas del procedimiento necesarias para el control de un sistema de control del generador GC para controlar el generador eléctrico G, así como de un equipo de pronóstico PR, para predecir una caída de potencia en ciernes en la instalación fotovoltaica PV en base a la evolución en el tiempo L(T).

Para predecir la caída de potencia, determina el equipo de pronóstico PR, primeramente, a partir de la evolución en el tiempo L(T), un perfil de regulación R(T). Para ello se calcula en unas primeras ventanas de tiempo predeterminadas, consecutivas, respectivas aproximaciones lineales o lineales en algunos tramos a L(T). De esta manera se alisan oscilaciones irregulares y aleatorias de la evolución en el tiempo L(T) del perfil de regulación R(T).

En base al perfil de regulación R(T) determinado, se detecta un aumento de la evolución en el tiempo L(T) respecto al perfil de regulación R(T). Para ello se calcula por ejemplo una varianza VAR de la evolución en el tiempo L(T) respecto al perfil de regulación R(T). En el presente ejemplo de realización se forma una diferencia L(T) - R(T) y de la misma, en segundas ventanas de tiempo consecutivas de por ejemplo 60 segundos de duración, en cada caso la varianza de la diferencia L(T) - R(T). La varianza VAR así determinada se compara en una segunda ventana de tiempo correspondiente con un primer valor de

umbral TH1. El primer valor de umbral TH1 puede ser por ejemplo un 1% del perfil de regulación R(T) actual. Cuando la varianza VAR es mayor que el primer valor de umbral TH1, se deduce que hay un aumento relevante de la irradiación de luz L, es decir, se detecta un aumento y en consecuencia se emite una señal de pronóstico PS. La señal de pronóstico sirve como señal de advertencia relativa a una caída en ciernes de la potencia de la instalación fotovoltaica PV debida a nubes con un tiempo de preaviso en general de varios minutos.

En lugar de la varianza VAR o adicionalmente a la misma, puede utilizarse para detectar el aumento también un gradiente y/o el aumento de la evolución en el tiempo L(T) respecto al perfil de regulación R(T). Además, mediante la determinación de patrones de evolución específicos en la evolución en el tiempo L(T) puede estimarse un valor para un tiempo de preaviso.

La señal de pronóstico PS se transmite desde el equipo de pronóstico PR al sistema de control del generador GC. Esto provoca que el sistema de control del generador GC inicie una medida preparatoria para preparar la red eléctrica SN para la caída de potencia pronosticada. La medida preparatoria puede iniciarse dado el caso en función de un tiempo de preaviso determinado. En el presente ejemplo de realización se transmite una señal preparatoria VS desde el sistema de control del generador GC al generador G, conectándose mediante la misma el generador eléctrico G, reparametrizándose y/o marchando en precalentamiento. La anterior medida preparatoria se inicia en un instante en el que aún no es necesaria ninguna entrega de potencia compensatoria por parte del generador eléctrico G, con lo que una demanda de potencia a continuación entra ya tras una preparación. Como medida preparatoria adicional, puede regularse hacia abajo la potencia de la instalación fotovoltaica PV, con lo que se reduce un salto de potencia al presentarse la caída de potencia.

Para detectar la irrupción de la caída de potencia, se compara la varianza VAR continuamente con un segundo valor de umbral TH2. Cuando o tan pronto como la varianza VAR es mayor que el segundo valor de umbral TH2, se detecta la irrupción de la caída de potencia y en consecuencia transmite el equipo de pronóstico PR una señal LES al sistema de control del generador GC. La señal LES indica entonces la irrupción real de la caída de potencia. En lugar de la varianza VAR o adicionalmente a la varianza VAR, puede utilizarse también para detectar la irrupción de la caída de potencia un gradiente o bien el aumento de la evolución en el tiempo L(T) respecto al perfil de regulación R(T). El segundo valor de umbral TH2 puede ser por ejemplo de un 10% del perfil de regulación R(T) en ese momento.

Mediante la señal LES se provoca que el sistema de control del generador GC emprenda una medida de estabilización o medida compensatoria para la red eléctrica SN, preparada mediante la antes citada medida preparatoria. Para este fin transmite el sistema de control del generador GC una señal de entrega de potencia LAS al generador eléctrico G. Mediante la señal de entrega de potencia LAS se provoca que el generador eléctrico entregue una potencia ya preparada, que compensa la caída de potencia de la instalación fotovoltaica PV. Como consecuencia de ello, entrega el generador eléctrico G una potencia compensatoria CP, que compensa la caída de potencia de la instalación fotovoltaica PV, a la red eléctrica SN, para estabilizar la misma.

La figura 3 muestra un diagrama de una evolución en el tiempo L(T) medida de la irradiación de luz en la instalación fotovoltaica PV. Las ordenadas del diagrama indican entonces la irradiación de luz L en unidades arbitrarias y las abscisas el tiempo T en minutos.

Puede verse fácilmente que el sol irradia sin obstáculos la instalación fotovoltaica PV hasta aproximadamente el minuto 760. Aproximadamente a partir del minuto 770, pueden verse fuertes caídas de la irradiación de luz L, debidas a las nubes, y con ello la caída del rendimiento de la instalación fotovoltaica PV.

Tal como puede verse claramente en la figura 3, se anuncian las caídas de potencia por lo general claramente mediante aumentos durante un corto tiempo de la irradiación de luz L(T). Algunos aumentos A de la irradiación de luz L(T) a modo de ejemplo se han resaltado en la figura 3 mediante círculos.

La figura 4 muestra la evolución L(T) representada en la figura 3 de la irradiación de luz con una mayor resolución en el tiempo en las proximidades de la primera caída de potencia, que se presenta aproximadamente en el minuto 776. Hasta el minuto 773 discurre la irradiación de luz L(T) con relativa uniformidad, con lo que se determina un patrón de regulación R(T) casi linealizado constante a partir de la evolución L(T) de la irradiación de luz. Aproximadamente a partir del minuto 773 puede verse claramente un aumento A de la evolución de la irradiación de luz L(T) respecto al patrón de regulación R(T) determinado. Tan pronto como la evolución L(T) sobrepasa el patrón de regulación R(T) en el primer valor de umbral TH1 (no se representa en la figura 4), se detecta el aumento A. Con el primer valor de umbral TH1 del 1% elegido para el presente ejemplo de realización, tiene lugar esta detección del aumento A en el instante TP, aquí aproximadamente en el minuto 774. Como consecuencia de ello, se emiten en ese instante TP la señal de pronóstico PS, así como la señal preparatoria VS para iniciar las antes descritas medidas preparatorias para la caída de potencia en ciernes.

- 5 Además se comprueba continuamente la desviación de la evolución $L(T)$ de la irradiación de luz respecto al patrón de regulación $R(T)$, para detectar la irrupción real de la caída de potencia. En el presente ejemplo de realización se comprueba para este fin si la varianza de la desviación de la evolución $L(T)$ sobrepasa respecto al perfil de regulación $R(T)$ el segundo valor de umbral TH2, aquí un 10%. En el presente ejemplo de realización tiene lugar un tal desbordamiento en el instante TS, aproximadamente en el minuto 776, con lo que se detecta la irrupción real de la caída de potencia y como consecuencia de ello se toman las antes descritas medidas de estabilización y/o medidas compensatorias.
- 10 En el presente caso el tiempo de preaviso, es decir, la distancia en el tiempo entre el instante TP de la detección del aumento y el instante TS de la detección de la irrupción de la caída de potencia, es de unos dos minutos. En ese tiempo puede conectarse un generador diesel compensatorio y llevarse sin más a una temperatura de servicio suficiente.
- 15 En la realidad mostró una larga serie de medidas que el tiempo de preaviso, con condiciones de servicio típicas, en el 66% de los casos es de más de cuatro minutos y sólo en un 14% de los casos, de menos de 90 segundos. En particular el tiempo de preaviso o bien la distancia en tiempo entre la iniciación de la medida preparatoria y la detección de la caída de potencia real, es por lo general bastante mayor que los intervalos de tiempo en los que la irradiación de luz $L(T)$ desciende sensiblemente durante una caída de potencia. Tal como puede verse en la figura 4, la irradiación de luz $L(T)$ se reduce a la mitad con la primera caída de potencia dentro de unos 20 segundos, siendo por lo tanto demasiado rápida para conectar sin precalentamiento por ejemplo un generador diesel y llevarlo a la temperatura de servicio. Por el contrario, mediante la invención puede prepararse una medida de estabilización con bastante más tiempo que cuando sólo se produce una regulación compensatoria al irrumpir realmente la caída de potencia, lo cual exige por lo general una reacción en la gama de los segundos.
- 20
- 25
- 30 La invención no exige por lo general ningún equipo de medida adicional en la instalación fotovoltaica PV, ya que su irradiación de luz se refleja directamente en su entrega de potencia y la entrega de potencia se mide de todos modos continuamente. La detección de los aumentos puede realizarse con medios usuales del procesamiento de señales y mediante los procesadores existentes en las redes eléctricas e instalaciones fotovoltaicas.
- 35 Mediante la invención puede incrementarse la seguridad del suministro, ya que se detectan tempranamente caídas de potencia y pueden iniciarse tempranamente contramedidas. La invención puede aplicarse también ventajosamente en redes eléctricas en las que existe un acumulador para compensar caídas de potencia, porque en base al preaviso pueden conectarse tempranamente generadores compensatorios. De esta manera pueden evitarse al menos parcialmente, ciclos con una descarga importante de los acumuladores, lo cual reduce a su vez un envejecimiento de los acumuladores o el desgaste de los acumuladores.
- 40

REIVINDICACIONES

- 5 1. Procedimiento para controlar una red eléctrica (SN) que presenta una instalación fotovoltaica (PV) con un equipo de control (CTL) que incluye un equipo de pronóstico (PR), en el que
- 10 a) se determina una evolución en el tiempo (L(T)) de una irradiación de luz (L) de la instalación fotovoltaica (PV),
- b) se detecta un aumento (A) de la evolución en el tiempo (L(T)) respecto a un perfil de regulación (R(T)) de la irradiación de luz (L) con el equipo de pronóstico (PR), determinándose el perfil de regulación (R(T)) a partir de la evolución en el tiempo (L(T)) de la irradiación de luz (L), determinándose el perfil de regulación (R(T)) como aproximación lineal o lineal en algunos tramos a la evolución en el tiempo (L(T)) determinada para la irradiación de luz (L) con el equipo de pronóstico (PR),
- 15 c) como consecuencia de la detección del aumento (A), se inicia una medida preparatoria (VS) para preparar la red eléctrica (SN) para una caída de potencia en ciernes de la instalación fotovoltaica (PV), incluyendo la medida preparatoria una conexión, marcha en precalentamiento y/o reparametrización de otra fuente de energía (G) de la red eléctrica (SN), una regulación hacia abajo de una carga de los consumidores (V) en la red eléctrica (SN) y/o un redispatch en la red eléctrica (SN).
- 20 2. Procedimiento según la reivindicación 1,
caracterizado porque la evolución en el tiempo (L(T)) de la irradiación de luz (L) se determina mediante un sensor de luz (S) de la instalación fotovoltaica (PV) y/o en base a una tensión, potencia y/o una intensidad de corriente cedida en ese momento por la instalación fotovoltaica (PV).
- 25 3. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque tras iniciarse la medida preparatoria (VS) se detecta una irrupción de la caída de potencia y
30 **porque** como consecuencia de la detección de la irrupción de la caída de potencia, se realiza una medida de estabilización (LAS) preparada mediante la medida preparatoria (VS) para la red eléctrica (SN).
- 35 4. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque el aumento (A) de la irradiación de luz (L) se detecta cuando la evolución en el tiempo (L(T)) determinada sobrepasa un valor de umbral (TH1) predeterminado respecto al perfil de regulación (R(T)).
- 40 5. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque para detectar el aumento (A) de la irradiación de luz (L) se determina una varianza (VAR) y/o un gradiente de la evolución en el tiempo (L(T)).
- 45 6. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque el aumento (A) de la irradiación de luz (L) se detecta mediante un procedimiento de detección de patrones, un filtro de señal y/o una red neuronal.
- 50 7. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque en base a un patrón de evolución detectado en la evolución en el tiempo (L(T)) se determina un valor para el tiempo de preaviso y
porque la medida preparatoria (VS) se inicia en función del valor determinado para el tiempo de preaviso.
- 55 8. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque el aumento (A) de la irradiación de luz (L) se evalúa como pronóstico de una caída de potencia en ciernes de la instalación fotovoltaica (PV) y se emite la correspondiente señal de pronóstico (PS) mediante el equipo de pronóstico (PR).
- 60 9. Equipo de control (CTL) que incluye medios para controlar una red eléctrica (SN) que presenta una instalación fotovoltaica (PV) y un equipo de pronóstico para predecir una caída de potencia en ciernes de la instalación fotovoltaica (PV), que está diseñado para realizar las etapas del procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 8.
- 65 10. Producto de programa informático, que incluye órdenes, que provocan que el equipo de control de la reivindicación 9 ejecute las etapas del procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 8.
11. Medio de memoria legible por ordenador, en el que está almacenado el producto de programa informático de la reivindicación 11.

FIG 1

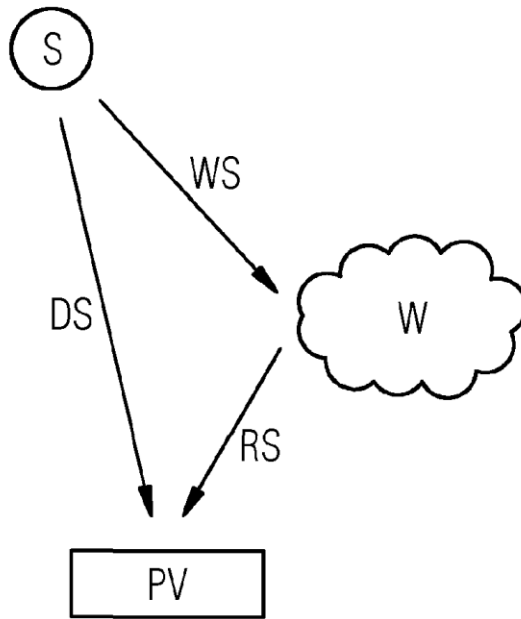


FIG 2

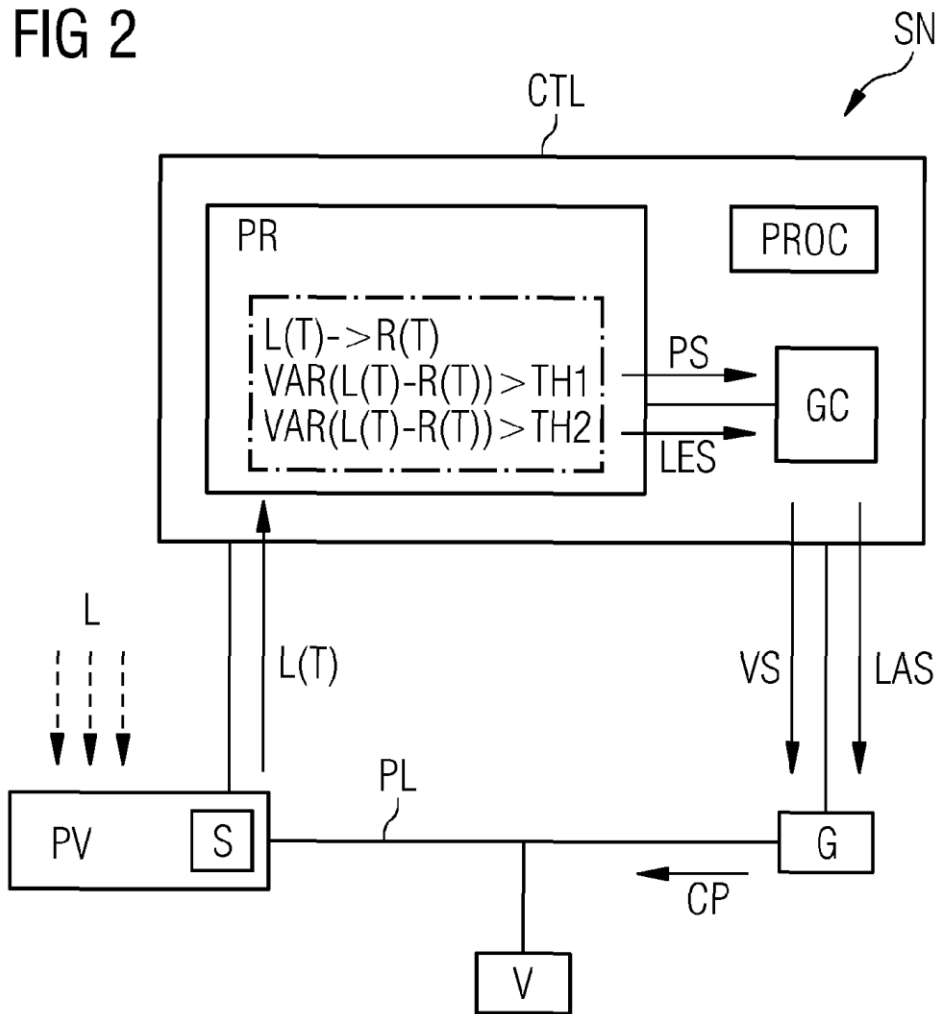


FIG 3

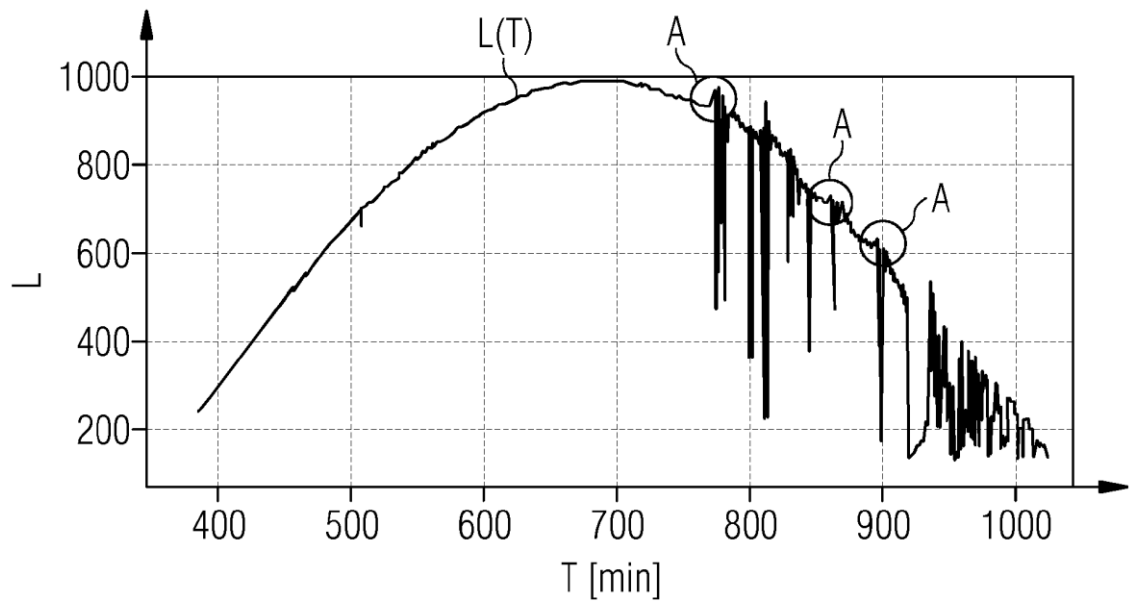


FIG 4

