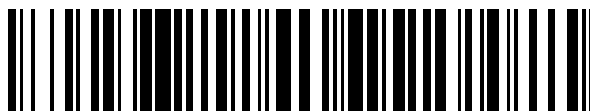


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 480 590**

51 Int. Cl.:

H02J 3/48 (2006.01)

H02J 3/50 (2006.01)

H02J 3/16 (2006.01)

G05F 1/67 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.08.2008 E 08805381 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.06.2014 EP 2328259**

54 Título: **Sistema y método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
28.07.2014

73 Titular/es:

INGETEAM POWER TECHNOLOGY, S.A.
(100.0%)
Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 106, 2ª
planta
48170 Zamudio (Bizkaia), ES

72 Inventor/es:

GONZÁLEZ SENOSIAIN, ROBERTO;
COLOMA CALAHORRA, JAVIER;
MAYOR LUSARRETA, JESÚS;
CÁRCAR MAYOR, AINHOA;
ACEDO SÁNCHEZ, JORGE;
SOLÉ LÓPEZ, DAVID;
ZABALETA MAEZTU, MIKEL;
SIMÓN SEGURA, SUSANA;
PÉREZ BARBÁCHANO, JAVIER y
MARROYO PALOMO, LUIS

74 Agente/Representante:

UNGRÍA LÓPEZ, Javier

ES 2 480 590 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 y método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica

5 La presente invención tiene su campo de aplicación en los sistemas de generación de potencia mediante energías renovables, y más particularmente, mediante energía solar fotovoltaica.

Antecedentes de la invención

10 Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red gozan hoy en día de un amplio reconocimiento en nuestra sociedad. Se trata de instalaciones formadas por una pluralidad de generadores fotovoltaicos (campo fotovoltaico) y al menos un convertidor electrónico, que acondiciona la energía producida por el campo fotovoltaico (corriente continua) para su inyección a la red eléctrica (corriente alterna).

15 En este sentido, la Patente de Estados Unidos con número de publicación 2008122449 A1 divulga un esquema de control para que una unidad fotovoltaica dirija adecuadamente la inyección de potencia activa y reactiva en una red de distribución radial. Se divulga un control de potencia activa y reactiva a partir de consignas preestablecidas, pero no se divulga cómo se establecen o determinan las consignas preestablecidas.

20 Existen otros documentos, relacionados con la técnica anterior, como, por ejemplo, el documento IEEE, páginas 1463-1468, 15-19 de junio de 2008 de DELFINO, F y col. titulado "An integrated active and reactive power control scheme for grid-connected photovoltaic production systems" donde se divulga un sistema que intenta superar esos problemas derivados de las fluctuaciones de la luz solar, pero sin tener en cuenta cómo gestionar la potencia activa y reactiva.

25 Se entiende por generador fotovoltaico cualquier dispositivo capaz de transformar la energía solar en energía eléctrica.

30 Todo generador fotovoltaico tiene una curva característica tensión-intensidad (V-I). Esta curva varía con la irradiancia y la temperatura del generador fotovoltaico. Asociada a esta curva V-I existe una curva tensión-potencia (V-P) que relaciona la energía producida por el generador fotovoltaico con su tensión de trabajo. Con el fin de maximizar la energía producida por el campo fotovoltaico, los convertidores fotovoltaicos están dotados de al menos un seguidor del punto de máxima potencia (MPP). Dicho seguidor de MPP (generalmente estructuras de conversión dc/dc con control de la tensión de entrada) determina la tensión de trabajo que maximiza la energía producida por la asociación de generadores conectados al mismo.

35 Por otra parte, la irradiancia que incide sobre el generador es función del ángulo formado por el plano del panel que es perpendicular al sol. Con el fin de aumentar la energía producida por las instalaciones fotovoltaicas, a menudo se utilizan seguidores solares sobre los que se colocan los generadores fotovoltaicos. Los seguidores solares son estructuras móviles en uno o dos ejes (azimutal y cenital) controladas por una serie de actuadores que orientan los generadores fotovoltaicos hacia el sol, maximizando la irradiancia que incide sobre ellos.

40 Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red inyectan la energía producida por la instalación a la red eléctrica. Para garantizar la estabilidad de la red eléctrica y mantener la frecuencia y tensión dentro de los límites establecidos debe haber un equilibrio entre la potencia generada y la potencia consumida. En caso de desequilibrios entre potencia generada y consumida, las diferentes fuentes generadoras deben reajustar la potencia generada, volviendo a establecer el equilibrio. Para ello las fuentes convencionales están obligadas a aportar un extra o limitar la potencia activa (*P*) y aportar o consumir potencia reactiva (*Q*) cuando sea demandado por la red eléctrica. En concreto, se cumple la siguiente relación:

50

$$S = P + IQ$$

S = potencia aparente o compleja
P = potencia activa
Q = potencia reactiva

55 En los sistemas fotovoltaicos, la energía generada está estrechamente ligada a las condiciones meteorológicas, lo que provoca una falta de control sobre ella. La dificultad de estimar la potencia que puede aportar el sistema fotovoltaico en cada momento, ante la incertidumbre de irradiancia, hace que los sistemas fotovoltaicos del estado de la técnica no dispongan de una reserva de potencia que pueda aportarse ante un aumento de la demanda.

60 Por otro lado, en los sistemas fotovoltaicos del estado de la técnica, la inyección de corriente a la red se realiza con un factor de potencia preestablecido (generalmente $\varphi=1$), por lo que no se participa en la regulación de potencia reactiva.

65 A medida que el número de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red aumenta, se incrementan los efectos negativos que tienen sobre la estabilidad de la red eléctrica. Por tanto, hay una necesidad de desarrollar un sistema

de gestión que permita controlar la potencia activa y reactiva proporcionando al sistema una reserva de potencia (activa y reactiva) que permita hacer frente a demandas transitorias que aparezcan en la red eléctrica.

El objeto de la invención es proporcionar un sistema de gestión de potencia para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, incorporando un control de potencia activa y reactiva que tiene en cuenta en cada momento los requerimientos de la red. El sistema de gestión proporciona a la instalación fotovoltaica una reserva de potencia activa y reactiva que permite hacer frente a demandas transitorias que aparezcan en la red eléctrica. Por medio de dicha gestión, la instalación fotovoltaica puede comportarse como una fuente de energía convencional (térmica, nuclear...) participando en la regulación de la red eléctrica y contribuyendo a la estabilidad y calidad de la misma.

Sumario de la invención

Para lograr los objetivos y evitar los inconvenientes indicados anteriormente, la presente invención consiste en un método y sistema de gestión de potencia para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, que incorpora un control de potencia activa y reactiva, teniendo en cuenta las necesidades de la red en cada momento. La invención proporciona una reserva de potencia activa y reactiva que permite hacer frente a demandas transitorias que aparezcan en la red eléctrica.

La invención se define por un método para gestión de potencia en una instalación fotovoltaica con las fases en la reivindicación independiente 1, un segundo método para gestión de potencia en una instalación fotovoltaica con las fases en la reivindicación independiente 8, y un sistema para gestión de potencia en una instalación fotovoltaica con los rasgos técnicos en la reivindicación independiente 11.

La presente invención se refiere al sistema de gestión de potencia de una instalación fotovoltaica formado por:

- al menos una unidad de control (UC) que realiza la gestión de potencia activa y/o reactiva de la instalación fotovoltaica,
- al menos un generador fotovoltaico,
- al menos un convertidor electrónico (CE) para transformar corriente continua en corriente alterna.

En caso de realizar gestión de potencia activa, el sistema dispone de al menos un conjunto formado por los anteriores generadores fotovoltaicos sobre los que se tiene un control individualizado de su producción de energía. Dicho conjunto se denomina unidad mínima de control de potencia (UMCP).

Para realizar el control de potencia activa de la instalación fotovoltaica, la presente invención comprende las siguientes etapas:

- Establecer una consigna de reserva de potencia activa para la instalación.
- Determinar un primer conjunto de UMCP que operan sin limitar su potencia activa.
- Realizar una estimación de la potencia producible por la instalación fotovoltaica.
- Determinar un segundo conjunto de UMCP que operan limitando su potencia activa a un valor determinado.

La limitación de potencia activa de los elementos del segundo conjunto de UMCP puede establecerse a través de la consigna de reserva de potencia activa y de la estimación de la potencia producible.

A su vez, la estimación de la potencia producible mencionada anteriormente puede obtenerse a través de alguno o varios de los siguientes métodos:

- Mediante las potencias generadas por el primer conjunto de UMCP.
- Mediante al menos una célula fotovoltaica equilibrada.
- Teniendo en cuenta la orientación de cualquiera de los conjuntos de UMCP respecto al sol.
- A partir de un muestreo de la curva V-I de la UMCP, que se obtiene a partir de la variación de la tensión de trabajo periódica de la UMCP.

En una realización preferida de la invención, la consigna de reserva de potencia activa se determina a partir de un algoritmo de optimización económica y/o un lazo de control de la frecuencia de red y/o a partir de cualquier otro requerimiento externo y/o a partir de un lazo de control de la tasa de variación de la potencia de salida de la instalación.

En una realización preferida, el número de unidades que forman el segundo conjunto de UMCP se selecciona en función de la limitación de la potencia activa demandada a dicho conjunto, teniendo en cuenta que el número de unidades que forman el primer conjunto de UMCP debe constituir una muestra representativa bajo las condiciones de funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

En otra realización preferida, un porcentaje de la reserva de potencia activa se consigue:

- Modificando la orientación de al menos una de las unidades del segundo conjunto de UMCP.
- Mediante el control de la tensión de trabajo de al menos una de las unidades del segundo conjunto UMCP.
- Mediante la conexión y desconexión de al menos una UMCP.

5 Otra realización preferida incluye, en la instalación fotovoltaica, al menos una carga controlada que permite consumir la reserva de potencia activa de la instalación, siendo esta un porcentaje de la reserva de potencia activa de la instalación.

10 La carga controlada puede ser una carga eléctrica o una unidad de almacenamiento de energía, como un electrolizador, una batería, un volante de inercia o un supercondensador. En función de su naturaleza, puede conectarse a la red eléctrica o a la entrada de al menos un CE. La carga controlada está subordinada a la demanda de potencia activa de la red. En caso de que la red necesite un extra de potencia, el consumo de la carga controlada disminuirá o incluso se apagará. De esta manera se consigue usar la reserva de potencia de manera adecuada.

15 La energía almacenada en cada unidad de almacenamiento de energía puede utilizarse para controlar las variaciones de la potencia de salida de la instalación. Por ejemplo, ante una variación de irradiancia que produce como consecuencia una variación proporcional de la potencia de salida, se actúa de modo que las unidades de almacenamiento aportan energía, controlando dicha variación de potencia conforme a unos criterios preestablecidos.

20 El método también hace referencia al control de la potencia reactiva al establecer una consigna de potencia reactiva para la instalación fotovoltaica y, posteriormente, determinar la potencia reactiva generada o consumida por cada convertidor electrónico de la instalación.

25 La consigna de potencia reactiva puede determinarse a través de un algoritmo de optimización económica, un lazo de control de la tensión de red o requerimientos externos.

30 En una realización preferida de la invención, la potencia reactiva generada o consumida por cada convertidor electrónico de la instalación fotovoltaica viene determinada en función de su capacidad de generación o consumo de potencia reactiva.

35 En otra realización preferida se modifica la consigna de potencia reactiva en al menos uno de los convertidores electrónicos mediante un lazo de regulación de tensión interna para mantener su tensión de salida dentro de los límites establecidos.

El control de potencia reactiva puede realizarse independientemente en cada uno de los convertidores electrónicos.

El sistema además puede comprender:

- al menos una unidad de control local (UCL) asociada a cada UMCP;
- al menos una red de comunicaciones que interconecta al menos una UCL con al menos la UC y con al menos un CE.

45 En una realización preferida, el sistema incluye, en la UC, medios de gestión de potencia activa para la monitorización de la potencia activa de las diferentes UMCP, establecimiento del modo de operación de cada UMCP y envío de consignas de potencia activa a cada UMCP.

50 En otras realizaciones preferidas, la instalación fotovoltaica incluye un dispositivo capaz de controlar la posición respecto al sol de al menos una UMCP (por ejemplo, un seguidor). Alternativamente, se puede incluir un dispositivo capaz de controlar la tensión de trabajo de al menos una UMCP.

En una realización preferida, la UC y la UCL forman parte de un único dispositivo.

55 A modo de ejemplo, la UC, UCL y CE pueden encontrarse en la misma cubierta, o bien, en cubiertas distintas (elementos discretos).

A continuación, para facilitar una mejor comprensión de esta memoria descriptiva y formando parte integrante de la misma, se acompañan unas figuras donde con carácter ilustrativo y no limitativo se ha representado el objeto de la invención, así como algunas figuras pertenecientes al estado de la técnica que han sido descritas anteriormente.

60 En una realización preferida, el sistema para gestión de potencia en una instalación fotovoltaica que comprende al menos una unidad de control (UC), al menos un generador fotovoltaico, al menos un convertidor electrónico (CE) para transformar corriente continua en corriente alterna. La UC comprende medios para gestionar potencia en la instalación fotovoltaica, seleccionados de entre medios de gestión de potencia activa, medios de gestión de potencia reactiva y una combinación de los mismos. El sistema para gestión de potencia en una instalación fotovoltaica comprende además al menos un conjunto de generadores fotovoltaicos, cuya producción de energía se controla individualmente (unidad mínima de control de potencia, UMCP), una unidad de control local (UCL) asociada a cada

generador fotovoltaico, una red de comunicaciones que interconecta al menos una unidad de control local (UCL) con al menos la unidad de control (UC) y con al menos un convertidor electrónico (CE). El sistema incluye además al menos una carga controlada que consume la energía activa generada por la instalación fotovoltaica, siendo esta un porcentaje de la reserva de potencia activa de la instalación. Dicha carga controlada se conecta en paralelo a la entrada de los convertidores electrónicos (CE) o en paralelo a la salida de los convertidores electrónicos (CE).

Breve descripción de las figuras

La Figura 1 muestra una realización preferida de los elementos que integran una instalación fotovoltaica, según la invención.

La Figura 2 muestra una realización preferida para el control de la potencia activa de la instalación.

La Figura 3 muestra una realización preferida para el control de la potencia reactiva de la instalación.

La Figura 4 representa un ejemplo práctico de la curva tensión-potencia de un generador fotovoltaico convencional.

Descripción detallada de la invención

Seguidamente se realiza una descripción de ejemplos de la invención, citando referencias de las figuras:

La Figura 1 muestra una vista esquemática de un sistema fotovoltaico donde se implementa el sistema de gestión de potencia propuesto. El sistema fotovoltaico está formado por:

- una unidad de control (UC) (104);
- una pluralidad de unidades mínimas de control de potencia (UMCP₁ - UMCP_n) (102₁... 102_n), cada una de las cuales está conectada a una unidad de control local (UCL₁ - UCL_n) (103₁... 103_n);
- una pluralidad de convertidores electrónicos (CE₁ - CE_m) (101₁... 101_m) a los que se conecta al menos una UMCP. Dichos CE acondicionan la energía producida por las diferentes UMCP conectadas a ellos para su inyección a la red eléctrica (106);
- una red de comunicaciones (105) que interconecta las diferentes unidades de control local (UCL₁ - UCL_n) (103₁... 103_n) con la unidad de control (UC) (104) y los convertidores electrónicos (CE₁ - CE_m) (101₁... 101_m);

Cada UMCP anteriormente descrita (UMCP₁ - UMCP_n) (102₁... 102_n), dependerá de las características de la instalación, pudiendo ser:

- Un conjunto de generadores fotovoltaicos colocado sobre al menos un seguidor solar. En instalaciones con seguidores solares, se puede controlar la posición del seguidor, lo que proporciona la posibilidad de controlar la energía producida por dichos generadores.
- Un conjunto de generadores fotovoltaicos conectados al menos a una estructura de conversión (dc/dc o dc/ac) con control de la tensión de entrada. Cada estructura de conversión proporciona un control independiente de la tensión de trabajo de los generadores asociados, lo que proporciona la posibilidad de controlar la energía producida por dichos generadores.
- Un conjunto de generadores fotovoltaicos con elementos de seccionamiento que permitan su conexión y desconexión de los convertidores electrónicos (CE₁ - CE_m) (101₁ - 101_m).
- Cualquier combinación de las anteriores.

Cada UMCP puede trabajar en dos modos de operación gobernados por la UC a través de su correspondiente UCL a la que está conectada: modo observador (MO) y modo reserva (MR). Cuando una UMCP trabaja en modo MO aporta la máxima potencia activa disponible en cada momento (dependiendo de las condiciones meteorológicas), sin que exista ninguna restricción sobre ella. Cuando una UMCP trabaja en modo MR, la UC limita la potencia activa aportada por dicha UMCP.

Al hacer trabajar a parte de la instalación en modo MR, la potencia activa total de la instalación permanece por debajo de la máxima potencia disponible en condiciones de radiación instantáneas. La máxima potencia activa disponible se estima a partir de los datos aportados por las UMCP en modo MO. Del total de UMCP de la instalación (n) habrá (u) UMCP que trabajarán en modo MR y (n-u) UMCP que trabajarán en modo MO.

En la Figura 2 se representa una realización preferida para el control de potencia activa de la instalación fotovoltaica. La invención prevé la obtención de una consigna que consiste en una reserva de potencia activa, que puede definirse como un porcentaje de la potencia activa producida en la instalación en cada momento (%P_{res_UC}). En otra realización, la obtención de la consigna puede definirse como un porcentaje de la potencia activa nominal de la instalación o como un valor de potencia activa deseado para el sistema fotovoltaico en unidades absolutas (por ejemplo, kW). El valor de dicha consigna se selecciona en un bloque (203) en función de varios criterios, que pueden ser:

- un valor establecido por el operador de la red eléctrica (%P_{res_RED});
- un valor generado en la UC (104) de acuerdo a varios criterios predefinidos en un algoritmo de optimización

(%P_{res_OPT}). Este algoritmo tiene en cuenta parámetros (201) como optimización de la producción, reserva de potencia activa, estabilidad de la red en cada momento, primas económicas por reserva de potencia activa, información de tarifas, optimización de beneficios, etc;

5 - un valor generado en la UC en función de la frecuencia de red (%P_{res_FRE}). En este caso, la frecuencia de red (F_{red}) se resta a una frecuencia de referencia (F_{red,ref}) en un bloque (204) que proporciona el control de la estabilidad de la frecuencia de red ,obteniendo un error de frecuencia. Este error se aplica sobre un controlador incluido en el bloque (204) para obtener el tanto por ciento de reserva de potencia activa (%P_{res_FRE}).

10 - una consigna generada en la UC (104) en función de la tasa de variación de la potencia activa de salida de la instalación. Esto permite controlar la potencia activa de salida en caso de variaciones en la irradiancia, con el fin de suavizar el efecto que dichas variaciones de irradiancia producen sobre la potencia activa de salida. La generación de esta consigna se obtiene a partir de una tasa de variación predefinida (TVP_{ref}) y de la potencia activa total (P_{tot}, definida a continuación) producida por el sistema, mediante un bloque (206).

15 La UC (104) también recibe como entrada la medida de potencia activa de cada UMCP (UMCP_{P1} – UMCP_{Pn}). Estos datos se utilizan para calcular la potencia activa total (P_{tot}) producida por el sistema, mediante los bloques (211, 212, 213) de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{tot} = \sum (UMCP_{P_1} \dots UMCP_{P_u}) + \sum (UMCP_{P_{u+1}} \dots UMCP_{P_n})$$

20 El valor seleccionado de la consigna de reserva de potencia activa en tanto por ciento, %P_{res_PUC}, se convierte a unidades absolutas en el bloque (205), de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P_{totres} = \%Pres_{UC} \cdot P_{tot}$$

25 En otras realizaciones, este valor de potencia en unidades absolutas podría ser dado como consigna directa.

La UC (104) calcula el valor medio de potencia activa entregado por las UMCP en modo reserva, MR, mediante el bloque (213) (\bar{P}_u) y en modo observador, MO, mediante el bloque (214) (\bar{P}_{n-u}). Estos valores se utilizan para determinar la estimación de reserva de potencia activa que se tiene actualmente en la instalación, mediante los bloques (216, 217), de acuerdo con la ecuación:

$$estP_{res} = (\bar{P}_{n-u} - \bar{P}_u) \cdot u$$

35 La figura también incluye la existencia de una carga controlada que consume parte de la energía activa generada por la instalación fotovoltaica (P_{cc}). Dicha carga controlada permite el aprovechamiento de la reserva de potencia activa. A la reserva de potencia activa total (P_{totres}) se le resta en el bloque (218) el valor de la carga controlada (P_{cc}) obteniendo el valor de reserva de potencia activa (P_{res}) de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{res} = P_{totres} - P_{cc}$$

40 La estimación de reserva de potencia activa (estP_{res}) se resta a la consigna P_{res} en el bloque (207), teniendo como resultado el error (ε_{P_{res}}) de acuerdo con la siguiente expresión (207):

$$\varepsilon_{P_{res}} = P_{res} - est P_{res}$$

45 Este error se introduce en un controlador (208) que puede ser un controlador PI (proporcional integral) o de cualquier otro tipo. La salida de dicho controlador se aplica a un bloque limitador (209) que la limita de acuerdo con varios criterios, como, por ejemplo, las características de las UMCP, el número de UMCP que trabajan en modo MR y la potencia activa total producida por la instalación para que esta no exceda la potencia activa límite establecida. La salida limitada es el porcentaje máximo de la potencia activa nominal que no deben sobrepasar las UMCP que se encuentran en modo MR (%P_{n_MR}).

55 El número de UMCP en modo MR y MO se selecciona en cada momento en función de las condiciones de trabajo de cada una de las UMCP mediante el bloque (215). Cuando el valor %P_{n_MR} desciende de un determinado umbral, la UC (104) pasa al menos una UMCP del modo MO al modo MR. La selección de las UMCP en modo MO se realiza para que la muestra sea representativa de la instalación (UMCP_{M1} ... UMCP_{Mn}).

60 El modo de funcionamiento de cada UMCP y el valor de %P_{n_MR} se transmiten a la UCL a través de la red de comunicaciones (105). La UCL se encarga del cumplimiento de la limitación establecida por el %P_{n_MR}, gobernando el funcionamiento de cada UMCP.

En otra realización preferida, se incorpora al sistema al menos una célula fotovoltaica calibrada para estimar la potencia activa disponible en la instalación, lo que permite disminuir el número de UMCP en modo MO.

5 En otra realización preferida aplicable a instalaciones constituidas por generadores fotovoltaicos colocados sobre seguidores solares, la UC (104) determina la posición de los diferentes seguidores para obtener la reserva de potencia activa requerida en base a las ecuaciones que rigen la irradiancia que incide sobre el generador en función de su orientación respecto al sol.

10 En la Figura 4 se muestra un ejemplo de funcionamiento aplicable a UMCP sobre las que se tiene un control de la tensión de entrada. En ella, las UMCP en modo MO trabajan en el punto de máxima potencia (MPP) (401), mientras que las UMCP en modo MR trabajan a una tensión (402) tal que permite la limitación de potencia establecida por el método de control (reserva de potencia activa).

15 En la Figura 3 se representa una realización preferida para el control de potencia reactiva de la instalación fotovoltaica. En dicha invención, se monitoriza la potencia activa y reactiva de cada uno de los CE y se determina la consigna de potencia reactiva de cada uno de ellos.

20 La consigna de potencia reactiva (Q_{ref_UC}) puede definirse como un porcentaje de la potencia activa de la instalación ($\%Q_{ref}$) o como un valor absoluto. Dicha consigna se selecciona en el bloque (304) en función de varios criterios, que pueden ser:

- un valor establecido por el operador de la red eléctrica (Q_{ref_RED});
- un valor generado en la UC (104) (Q_{ref_OPT}) de acuerdo con varios criterios predefinidos en un bloque (303) de acuerdo con un algoritmo de optimización. Este algoritmo podría tener en cuenta parámetros representados mediante un bloque (302), como optimización de la producción, estabilidad de la red en cada momento, primas económicas por reserva de potencia reactiva, información de tarifas, optimización de beneficios, etc;
- un valor generado en la UC (104) en función de la tensión de red (V_{red}). En este caso, la tensión de red (V_{red}) se resta a la tensión de referencia ($V_{red,ref}$) en un bloque (301), obteniendo un error de tensión. Este error se aplica sobre un controlador incluido en el bloque (301) para obtener la consigna de potencia reactiva (Q_{ref_VOL}).

30 Posteriormente, la UC (104) determina la potencia reactiva que debe aportar cada uno de los CE (CE_Q_{1ref} ... CE_Q_{mref}). Este reparto se realiza de manera coordinada entre los diferentes CE por medio de un bloque (305) que ejecuta un algoritmo de optimización que tiene en cuenta:

- La potencia activa de cada CE (CE_P_1 ... CE_P_m).
- La potencia reactiva de cada CE (CEQ_1 ... CEQ_m).
- El esfuerzo demandado a cada uno de ellos (proporción de potencia reactiva producida respecto a su capacidad), con el fin de reducir el estrés eléctrico de los CE.

40 El algoritmo de optimización también tiene en cuenta parámetros como capacidad de respuesta de los diferentes CE, etc.

Los valores de CE_Q_{1ref} ... CE_Q_{mref} se transmiten a los diferentes CE a través de la red de comunicaciones (105).

45 En una realización preferida, los CE podrán incorporar un lazo de regulación de tensión rápido que modifique la consigna recibida desde la UC para mantener la tensión a la salida del CE dentro de los límites establecidos.

En otras realizaciones, el control de potencia reactiva puede realizarse independientemente en cada uno de los CE, siguiendo los criterios preestablecidos.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica que está dotada de una pluralidad de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n) (101₁... 101_m) llevando a cabo el método un control de potencia activa que comprende las siguientes fases:
- establecer una consigna de reserva de potencia activa para la instalación; donde dicha consigna de reserva de potencia activa se selecciona de entre un algoritmo de optimización económica, un lazo de control de frecuencia de red, requisitos externos, un lazo de control de la tasa de variación de salida de potencia de la instalación y una combinación de los mismos;
 - 10 - determinar un primer conjunto de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n) que operan sin limitar su potencia activa;
 - realizar una estimación de la potencia activa producible por la instalación fotovoltaica;
 - 15 - determinar un segundo conjunto de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n) que operan limitando su potencia activa a un valor determinado; donde dicha limitación se establece a partir de la consigna de reserva de potencia activa y a partir de la estimación de la potencia activa producible.
- 20 2. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** la estimación de la potencia activa producible se obtiene mediante al menos una opción seleccionada del grupo que consiste en:
- la potencia generada por el primer conjunto de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n),
 - al menos una célula fotovoltaica calibrada,
 - 25 - la orientación de cualquiera de los conjuntos de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n) con respecto al sol,
 - una muestra de la curva V-I de las unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n) obtenida mediante una variación de la tensión de trabajo periódica de las unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n).
- 30 3. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** el número de unidades que forman el segundo conjunto de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n) se selecciona en función de la limitación de la potencia activa demandada a dicho conjunto, y teniendo en cuenta que el número de unidades que forman el primer conjunto de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n) debe constituir una muestra representativa de la instalación fotovoltaica.
- 35 4. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** un porcentaje de la reserva de potencia activa se obtiene modificando la orientación de al menos una de las unidades del segundo conjunto de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n).
- 40 5. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** un porcentaje de la reserva de potencia activa se consigue mediante el control de la tensión de trabajo de al menos una de las unidades del segundo conjunto de unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n).
- 45 6. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** un porcentaje de la reserva de potencia activa se obtiene mediante la conexión y desconexión de al menos una unidad mínima de control de potencia (102₁... 102_n).
- 50 7. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** un porcentaje de la reserva de potencia activa deseada se obtiene a partir del consumo de una carga controlada.
- 55 8. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica que está dotada de al menos un convertidor electrónico (101₁... 101_m), realizando el método un control de potencia reactiva que comprende las siguientes fases:
- establecer una consigna de potencia reactiva para la instalación fotovoltaica, donde dicha consigna de reserva de potencia reactiva se selecciona de entre un algoritmo de optimización económica, un lazo de control de tensión de red, requisitos externos y una combinación de los mismos;
 - determinar la potencia reactiva generada o consumida por cada convertidor electrónico de la instalación de una manera coordinada entre los diferentes convertidores electrónicos a través de un bloque que ejecuta un
 - 60 algoritmo de optimización en función de los siguientes criterios:
 - i) la potencia activa de cada convertidor electrónico;
 - ii) la potencia reactiva de cada convertidor electrónico;
 - iii) la proporción de potencia reactiva producida respecto a su capacidad.

- 5 9. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 8, **caracterizado por que** comprende modificar la consigna de potencia reactiva en al menos uno de los convertidores electrónicos, mediante un lazo de regulación de tensión interno para mantener su tensión de salida dentro de unos límites previamente establecidos.
10. Método para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 8, **caracterizado por que** el control de potencia reactiva se realiza independientemente en cada uno de los convertidores electrónicos.
- 10 11. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica que comprende:
- al menos una unidad de control (104) donde dicha unidad de control (104) comprende medios para la gestión de potencia en la instalación fotovoltaica, seleccionados de entre medios de gestión de potencia activa, medios de gestión de potencia reactiva y una combinación de los mismos;
 - 15 - al menos una Unidad Mínima de Control de Potencia (102₁... 102_n) que consiste en un conjunto de generadores fotovoltaicos donde la producción de energía de cada Unidad Mínima de Control de Potencia se controla individualmente;
 - al menos un convertidor electrónico (101₁... 101_m) para transformar corriente continua en corriente alterna;
 - 20 - una unidad de control local (103₁... 103_m) asociada a cada unidad mínima de control de potencia (102₁... 102_n); una red de comunicaciones que interconecta al menos una unidad de control local (103₁... 103_m) con al menos la unidad de control (104) y con al menos un convertidor electrónico (101₁... 101_m).
12. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 11, **caracterizado por que** los medios de gestión de potencia activa de la unidad de control comprenden los siguientes medios:
- 25 - medios de monitorización de la potencia activa de las diferentes unidades mínimas de control de potencia (102₁... 102_n);
 - medios de establecimiento del modo de funcionamiento de cada unidad mínima de control de potencia (102₁... 102_n);
 - 30 - medios de envío de consignas de potencia activa a cada unidad mínima de control de potencia (102₁... 102_n).
13. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 11, **caracterizado por que** la unidad de control "UC" y la unidad de control local "UCL" forman parte de un único dispositivo.
- 35 14. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 11, **caracterizado por que** incluye un dispositivo de control de la posición respecto al sol de al menos una unidad mínima de control de potencia (102₁... 102_n).
- 40 15. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 11, **caracterizado por que** incluye un dispositivo de control de la tensión de trabajo de al menos una unidad mínima de control de potencia (102₁... 102_n).
- 45 16. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 11, **caracterizado por que** incluye al menos una carga controlada que consume la energía activa generada por la instalación fotovoltaica, siendo esta un porcentaje de la reserva de potencia activa de la instalación.
- 50 17. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 16, **caracterizado por que** la carga controlada es un elemento seleccionado entre una carga eléctrica y una unidad de almacenamiento de energía, a su vez seleccionada entre un electrolizador, una batería, un volante de inercia y un supercondensador.
- 55 18. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 17, **caracterizado por que** la unidad de control comprende medios de control de las variaciones de salida de potencia de la instalación, usando la energía almacenada en cada unidad de almacenamiento de energía.
- 60 19. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 16, **caracterizado por que** dicha carga controlada se conecta en paralelo a la entrada de los convertidores electrónicos (101₁... 101_m).
- 65 20. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 16, **caracterizado por que** dicha carga controlada se conecta en paralelo a la salida de los convertidores electrónicos (101₁... 101_m).

21. Sistema para la gestión de potencia en una instalación fotovoltaica de acuerdo con la reivindicación 11, **caracterizado por que** la unidad de control (104), la unidad de control local (103₁... 103_n) y el convertidor electrónico (101₁... 101_m) se alojan en una opción de cubierta seleccionada entre cubiertas diferentes y la misma cubierta.

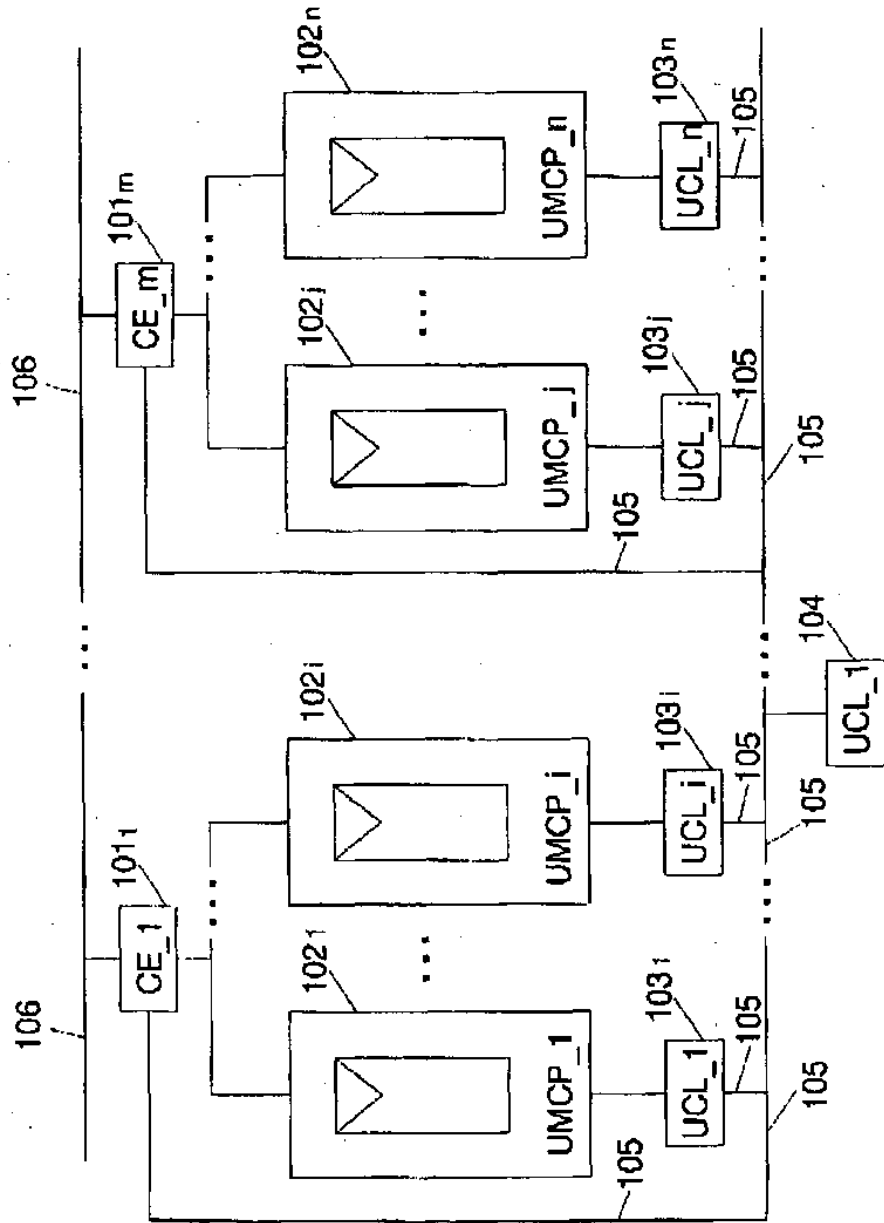


FIG. 1

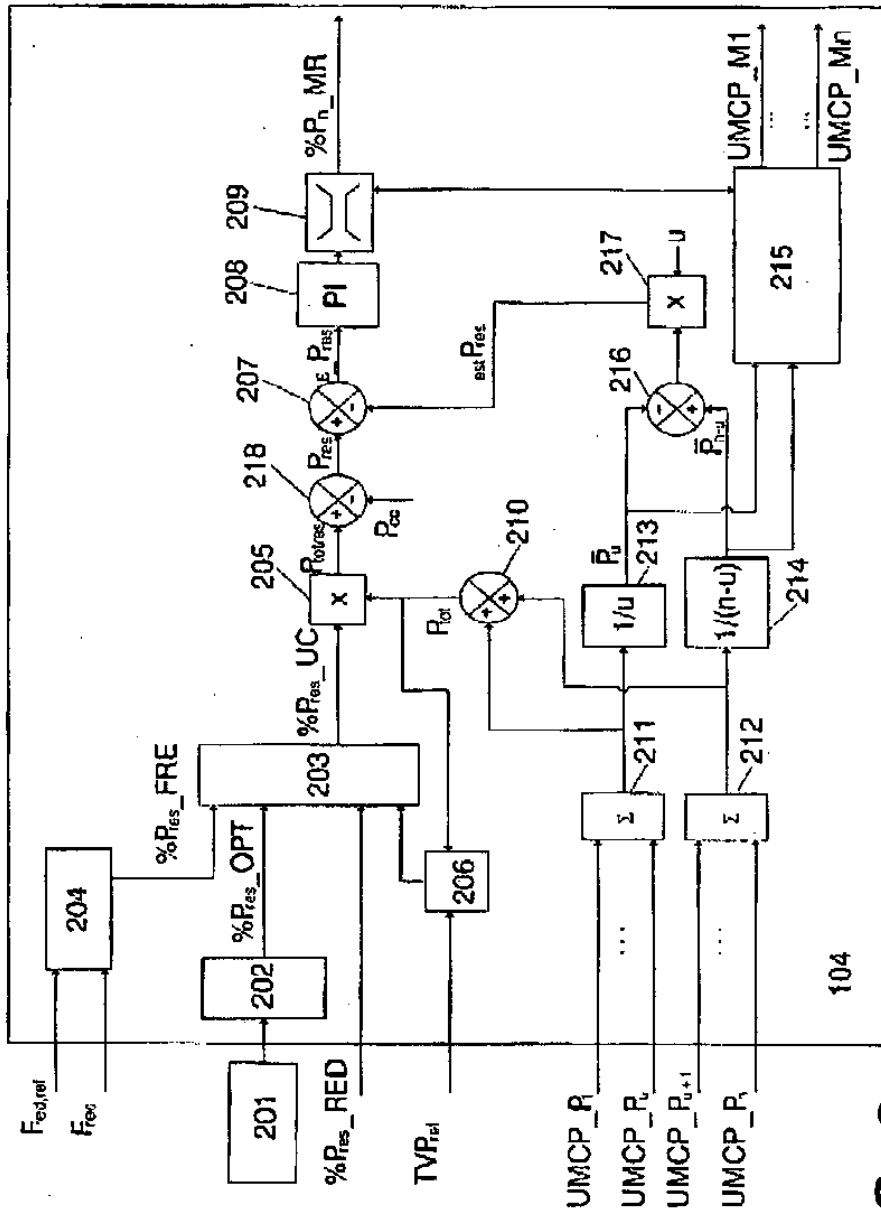


FIG. 2

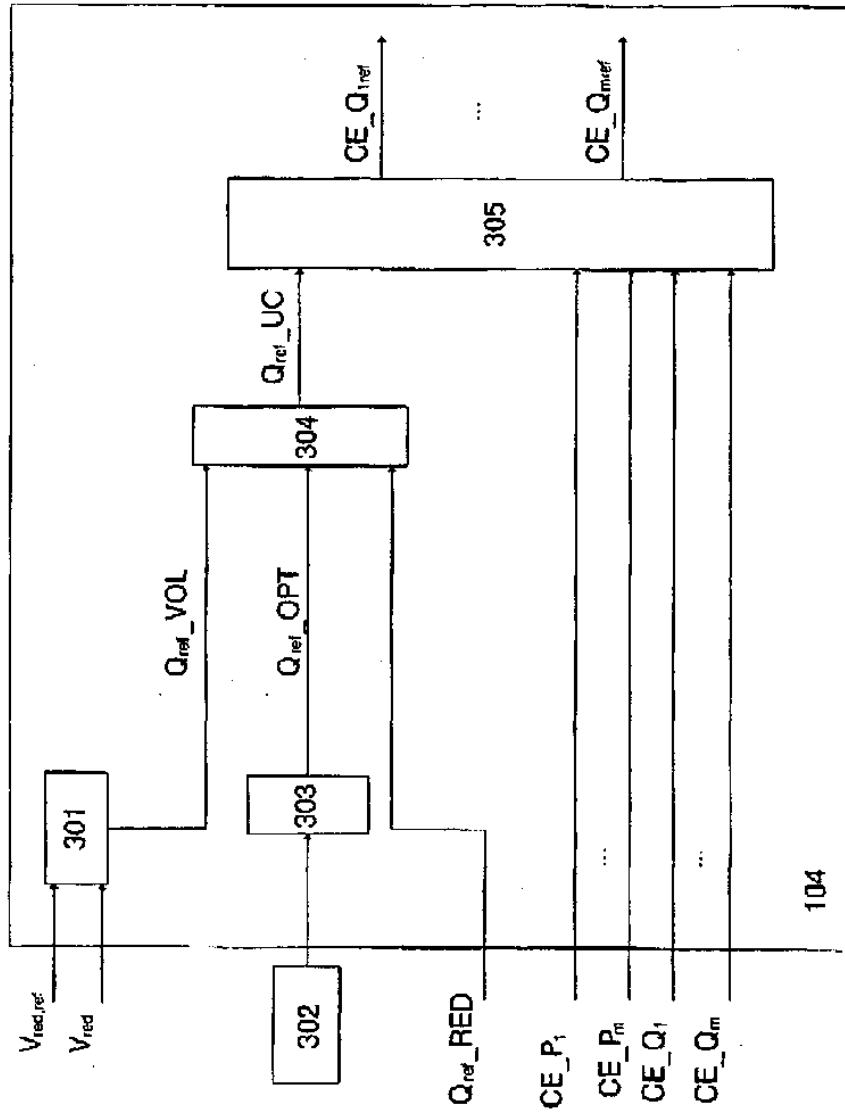


FIG. 3

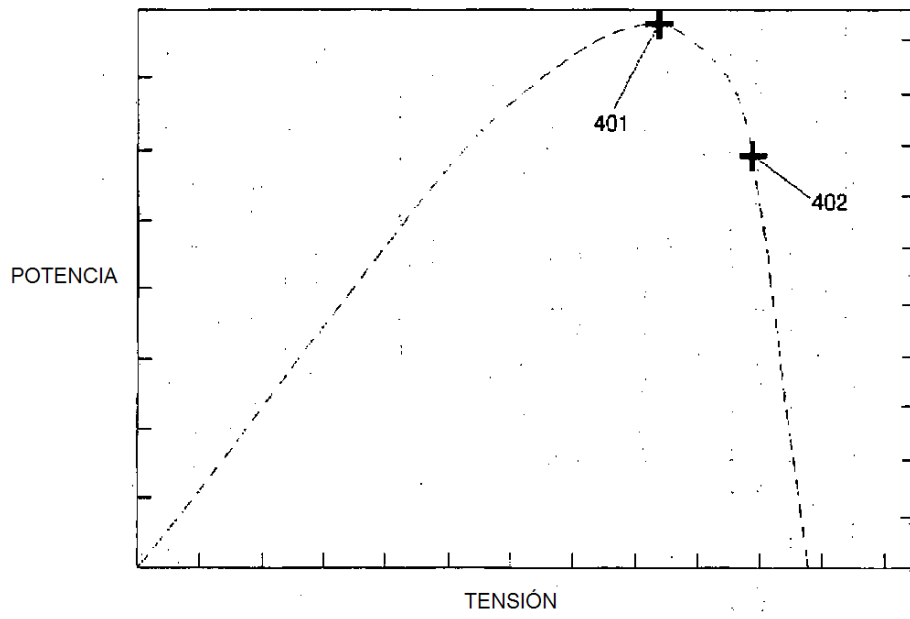


FIG. 4