

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 767 341**

51 Int. Cl.:

H02J 3/24 (2006.01)

H02J 3/32 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.11.2014** **E 14382470 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.08.2019** **EP 3026774**

54 Título: **Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
17.06.2020

73 Titular/es:

ACCIONA ENERGÍA, S.A. (100.0%)
Avenida Ciudad de la Innovación 5
31621 Sarriguren (Navarra), ES

72 Inventor/es:

GUELBENZU MICHELENA, EUGENIO;
PADROS RAZQUIN, ASUN;
RABAL ECHEVERRIA, DANIEL;
MARROYO PALOMO, LUIS;
MARCOS ÁLVAREZ, JAVIER;
DE LA PARRA LAITA, ÍÑIGO y
GARCÍA SOLANO, MIGUEL

74 Agente/Representante:

PONS ARIÑO, Ángel

ES 2 767 341 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

Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales electrógenas intermitentes

OBJETO DE LA INVENCION

La presente invención puede estar incluida en el campo técnico de métodos para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimizan los requisitos de almacenamiento de energía en centrales electrógenas intermitentes.

El objetivo de la presente invención es un método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales electrógenas intermitentes, tales como por ejemplo una central solar fotovoltaica, que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía reduciendo a aproximadamente la mitad el tamaño de los sistemas de almacenamiento necesarios para cumplir una rampa de fluctuación máxima admisible dada por un reglamento de código de red respecto al estado de la técnica, reduciendo de este modo los costes de inversión en la central y/o llevando a cabo un uso racionalizado del sistema de almacenamiento de energía, de tal manera que, para alcanzar la misma rampa de fluctuación máxima, se hace un uso menor del sistema de almacenamiento de energía, minimizando las pérdidas y prolongando su vida útil y reduciendo, por lo tanto, los costes operativos de la central.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

La producción de energía solar fotovoltaica (FV) depende de la irradiancia global disponible, que depende, para una ubicación determinada, del día del año y la hora del día, pero también de efectos meteorológicos tales como nubes o aerosoles en la ubicación particular de los paneles fotovoltaicos.

Por lo tanto, a lo largo de cualquier día dado, la energía solar fotovoltaica variará de forma importante. En un día soleado, por ejemplo, mostrará una variación predecible debido a los diferentes niveles de irradiancia a lo largo del día, y debido a los diferentes ángulos, que formará el sol durante el día con los paneles solares fotovoltaicos en función del tipo de capacidad de seguimiento que tengan.

En un día nublado, la producción mostrará variaciones adicionales que pueden ser mucho más rápidas dependiendo del tamaño de la central fotovoltaica y la velocidad a la que las nubes se desplazan sobre ella, en la que las curvas de potencia serán completamente diferentes para un día despejado, un día parcialmente nublado y un día completamente nublado.

La nubosidad es difícil de predecir y rápida en lo que respecta a sus efectos, así que puede causar fluctuaciones en la producción de centrales fotovoltaicas que causan problemas en la estabilidad del sistema eléctrico. Los operadores de la red eléctrica han llevado a cabo varias investigaciones sobre los efectos de las fluctuaciones porque, dado que no pueden predecirse, la red tiene que estar dotada de suficiente capacidad de control para absorberlas. Las variaciones de potencia máximas en centrales fotovoltaicas pueden alcanzar incluso el 90% de la potencia nominal en intervalos de tiempo muy cortos, de menos de un minuto.

En el caso de un parque eólico, el recurso eólico obtenido también es variable dependiendo de las condiciones meteorológicas, de modo que los efectos son similares a los presentes en centrales fotovoltaicas, aunque con dinámicas y plazos diferentes.

Una de las maneras de resolver las fluctuaciones de potencia es controlar la generación limitando la velocidad máxima de variación de potencia, típicamente con el valor de rampa máximo que la variación de potencia puede tener en cada ciclo de control. Eso requiere predecir fluctuaciones y actuar por adelantado limitando la producción de la central. Para predecir fluctuaciones, se requeriría valorar con exactitud las modificaciones de los parámetros meteorológicos que las causan. Una mala predicción de las variables meteorológicas y sus efectos sobre la producción de la central puede causar grandes pérdidas en este proceso y puede justificar la inversión en sistemas de almacenamiento de energía.

La manera en la que los reglamentos establecidos manejan este problema es estableciendo rampas máximas de variación de potencia a la potencia que está siendo alimentada a la red por las centrales electrógenas intermitente. De esta manera, puede garantizarse que la variación de potencia de una central, o un grupo de centrales, no supera la dinámica con la que las otras centrales en el sistema pueden incrementar o reducir la potencia, de modo que el equilibrio entre producción y consumo no se altere en cada momento.

Para establecer estos valores, la posible velocidad de variación de potencia para centrales térmicas, entre el 2,5%-10% de su potencia nominal por minuto, que es parte de la generación gestionable, se toma habitualmente como referencia. De este modo, se garantiza que el resto del sistema, si está dotado de suficiente capacidad de control, pueda responder a variaciones de potencia rápidas en las centrales electrógenas intermitentes. Otra opción es considerar que la agregación de centrales cercanas producirá una variación de la potencia obtenida como una suma de todas ellas, que es menor que

las variaciones de cada central individual (efecto de filtración), de modo que es posible reducir los requisitos de almacenamiento.

Las centrales con almacenamiento de energía pueden controlar la velocidad de variación de la salida por medio de carga y descarga de energía de los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, a una central de 1,2 MWp se le puede añadir un sistema de batería de 1 MW-560 kWh, con el que las variaciones de potencia de salida de la central pueden controlarse de acuerdo con un incremento máximo determinado por el sistema de control.

Existen diferentes estrategias conocidas del estado de la técnica usadas en centrales electrógenas solares y eólicas y que tienen varias tecnologías de almacenamiento de energía, donde la manera habitual de controlar las fluctuaciones de potencia es almacenando el exceso en el almacenamiento o transfiriendo el déficit desde el almacenamiento, de modo que cuando se producen incrementos de potencia, la batería se carga de modo que la producción que está siendo alimentada a la red no presenta grandes oscilaciones, mientras que, cuando se producen caídas de potencia, la batería suministra la potencia para mantener a la producción que está siendo alimentada a la red sin grandes oscilaciones, donde este procedimiento puede ser llevado a cabo de diferentes maneras obteniendo diferentes resultados.

La manera inmediata de hacer esto, denominada como control de la rampa de fluctuación, es con un algoritmo de control que, en el ciclo de tiempo que está siendo definido, establece un valor de carga o descarga para el sistema de almacenamiento, de modo que en el siguiente ciclo no haya ningún valor con una desviación mayor que la permitida por el valor de rampa de fluctuación máxima admisible, lo que implica menor degradación cíclica.

La publicación "Storage requirements for PV power ramp-rate control. Sol. Energy 99, 28–35 de los autores Marcos, J., Storköl, O., Marroyo, L., Garcia, M., Lorenzo, E., 2014", desvela una estrategia de control de la rampa de fluctuación que cumple una variación de la rampa de fluctuación admisible. En particular, se proporcionó una ecuación para calcular la capacidad de almacenamiento requerida para soportar la fluctuación en el peor de los casos en una central fotovoltaica. En otras palabras, una fluctuación cuando la central fotovoltaica está funcionando a pleno rendimiento en condiciones de cielo despejado en comparación con condiciones completamente nubladas, o viceversa. Dado que el signo de la primera fluctuación es desconocido, se requiere una batería de doble capacidad para absorber las fluctuaciones tanto ascendentes como descendentes en base a los conocimientos disponibles actualmente.

El documento US2014/184136 divulga un método para el control de rampas de fluctuación de potencia en centrales de generación de energía intermitente para cumplir con un valor máximo permitido de rampa de fluctuación para la energía que se alimenta en la red, $P_G(t)$, dado por una regulación de código de red, por la planta de generación de energía intermitente, donde el método que comprende:

- una etapa para calcular dinámicamente el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la peor fluctuación posible; y
- una etapa de control, donde el estado de carga $SOC(t)$ del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que se alimenta a la red $P_G(t)$, y la potencia instantánea generada por la planta de generación de energía intermitente, $P(t)$, se modifica de acuerdo al estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$ si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, no es capaz de soportar la peor fluctuación posible o no se modifica si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, es capaz de soportar la peor fluctuación posible.

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCIÓN

La presente invención resuelve el problema técnico indicado, por medio de un método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales electrógenas intermitentes, tales como por ejemplo una central solar fotovoltaica, un aerogenerador o un parque eólico, que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía reduciendo significativamente hasta dividir a la mitad el tamaño de los sistemas de almacenamiento necesarios para cumplir una rampa máxima de fluctuación admisible dada por un reglamento de código de red respecto al estado de la técnica, reduciendo de este modo los costes de inversión en la central y/o llevando a cabo un uso racionalizado del sistema de almacenamiento de energía, de tal manera que, para conseguir la misma rampa de fluctuación máxima, se hace un uso menor del sistema de almacenamiento de energía, minimizando las pérdidas y prolongando su vida útil, y reduciendo, por lo tanto, los costes operativos de la central.

En cualquiera de las estrategias mencionadas en la sección de antecedentes de la invención, dado que el control de la potencia de salida de la central se lleva a cabo cargando o descargando un sistema de almacenamiento de capacidad finita, es necesario llevar el estado de carga $SOC(t)$ a un valor definido, es decir, un $SOC(t)$ objetivo, $SOC_{obj}(t)$, típicamente de aproximadamente el 50%. De este modo, el sistema de almacenamiento no alcanzará sus valores técnicos máximo y mínimo permitidos, y esto garantizará que el sistema de almacenamiento tiene energía almacenada suficiente y capacidad de carga de potencia suficiente para alcanzar su funcionalidad. La estrategia de cargar el sistema de almacenamiento cuando el $SOC(t)$ desciende por debajo de un valor determinado, y descargarlo cuando el $SOC(t)$ asciende por encima del valor determinado, se denominará como algoritmo para el estado de carga; o como un componente de carga y descarga

que depende de la separación entre SOC(t) en cada momento y el SOC objetivo, $SOC_{obj}(t)$.

Por lo tanto, el diseño del sistema de almacenamiento a incorporar en una central eléctrica intermitente se lleva a cabo determinando en primer lugar la estrategia de funcionamiento global. Hasta ahora, se han mencionado las estrategias para controlar el seguimiento de rampas máximas de fluctuación y el retardo de rampas. A partir de estas fluctuaciones del recurso solar o eólico previsto y la estrategia a seguir, se determinará la capacidad de carga y descarga de potencia que requerirá el sistema de almacenamiento asociado a la central eléctrica. Por lo tanto, la capacidad de potencia total del sistema de almacenamiento de energía y un SOC objetivo, $SOC_{obj}(t)$, se medirán, de modo que el sistema de almacenamiento pueda proporcionar la capacidad de carga y descarga especificada. Estará incluida una estrategia para que, durante el funcionamiento, el SOC (t) del sistema de almacenamiento no se desvíe demasiado de la objetivo, de modo que la consecución de la funcionalidad requerida esté garantizada a lo largo del tiempo.

El método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía para cumplir un valor de rampa máxima de fluctuación admisible para la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, dado por un reglamento de código de red de la presente invención, que puede aplicarse a, por ejemplo, una central solar fotovoltaica, y donde el sistema de almacenamiento de energía es por ejemplo una batería, comprende:

- una etapa para calcular la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$ de la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$;
- una etapa para determinar la peor fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$, en la que la peor fluctuación posible es una de las dos fluctuaciones siguientes: una fluctuación positiva que se calcula entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$ y una fluctuación negativa que se calcula entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$;
- una etapa para calcular de forma dinámica el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la peor fluctuación posible; y
- una etapa de control en la que el estado de carga SOC(t) del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, y la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$, se modifica en conformidad con el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$ si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, no es capaz de soportar la peor fluctuación posible o no se modifica si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, es capaz de soportar la peor fluctuación posible.

La invención tiene en cuenta que tanto (i) las condiciones para el control de la fluctuación de la potencia de salida de la central, como (ii) las condiciones del estado de carga del sistema de almacenamiento pueden ser dinámicas, de tal manera que pueden variar de acuerdo con otros parámetros. Los registros de variación tienen sentido conociendo la aplicación y cómo funcionan las centrales eléctricas intermitente renovables, objeto de la presente invención.

Por lo tanto, en función de la potencia máxima de la central ($P_{Max}(t)$) y la potencia mínima de la central ($P_{Min}(t)$), es posible entonces obtener el SOC necesario para suavizar cualesquiera potenciales fluctuaciones, tanto positivas como negativas.

Si la central eléctrica intermitente es una central solar fotovoltaica, la potencia de la central fotovoltaica instantánea generada, $P_{PV}(t)$, para valores específicos de irradiancia, $G(t)$, y temperatura de la célula, $T_c(t)$, puede estimarse fácilmente con un modelo paramétrico de la central fotovoltaica en consideración. Es posible estimar, en cada momento, los límites de producción de la central fotovoltaica, es decir, $P_{PV,Max}(t)$, preferentemente la potencia de la central fotovoltaica en condiciones de cielo despejado, y $P_{PV,Min}(t)$, preferentemente la potencia de la central fotovoltaica en condiciones de cielo totalmente nublado en la que solamente la luz difusa alcanza los campos fotovoltaicos. Estas potencias $P_{PV,Max}(t)$, $P_{PV,Min}(t)$, representan la potencia tanto máxima como mínima respectivamente que pueden producirse en la central fotovoltaica en ese momento en el tiempo.

Si la central eléctrica intermitente es un aerogenerador o un parque eólico, la potencia instantánea generada por el aerogenerador o parque eólico, $P_{WT}(t)$, para valores específicos de variables meteorológicas, tales como la velocidad del viento, $v_w(t)$ y la temperatura, $T(t)$, puede estimarse fácilmente con un modelo paramétrico del aerogenerador en consideración, obteniendo los límites de producción del aerogenerador, es decir, $P_{WT,Max}(t)$ y $P_{WT,Min}(t)$, preferentemente $P_{WT,Max}(t)$ es la potencia nominal del aerogenerador o parque eólico y $P_{WT,Min}(t)$ es otro valor diferente a la potencia nominal.

De esta manera, es posible calcular la variación de potencia máxima que puede tener lugar, positiva o negativa, desde la potencia instantánea generada por la central intermitente, $P(t)$. Así que, en función de la potencia instantánea real, es posible entonces obtener el estado de carga (SOC) necesario para absorber o proporcionar la energía necesaria, dependiendo de la naturaleza de la fluctuación, ascendente o descendente respectivamente.

En otras palabras, y para una central solar fotovoltaica, es posible controlar el SOC del sistema de almacenamiento

de energía cercano al 100% en un día despejado y con la central fotovoltaica funcionando a pleno rendimiento, dado el hecho de que el único evento que podría producirse posiblemente es una fluctuación descendente, que será mitigada proporcionando energía desde el sistema de almacenamiento de energía. Mientras que, en un día nublado con la central fotovoltaica funcionando en irradiación difusa con baja potencia, el sistema de almacenamiento de energía estará en un estado de carga (SOC) bajo para absorber la única posible fluctuación ascendente que podría ocurrir. Cualquier otro estado de producción intermedio implicará una referencia de $SOC_{obj}(t)$ que será variable en función de las condiciones meteorológicas reales. De esta manera, la capacidad necesaria con esta invención es la capacidad necesaria para mitigar el peor caso de fluctuación, reduciendo de este modo significativamente hasta dividir a la mitad los actuales requisitos del estado de la técnica.

Por lo tanto, la etapa de ajustar el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, del sistema de almacenamiento de energía de forma dinámica, de acuerdo con la potencia máxima de la central, $P_{PV,Max}(t)$, y la potencia mínima de la central, $P_{PV,Min}(t)$, se lleva a cabo preferentemente a través de valores específicos de irradiación, $G(t)$, y temperaturas de la célula medidas (T_c) para permitir al sistema de almacenamiento de energía proporcionar potencia suficiente para cubrir una disminución de la irradiación o, en caso contrario, para absorber un exceso de potencia.

Preferentemente, $P_{Min}(t)=AxP_{Max}(t)$, en la que A está comprendida en el intervalo (0,1-0,3) considerando que $P_{Min}(t)$ que corresponde a la potencia en condiciones de máxima nubosidad es equivalente al (Ax100)% de $P_{Min}(t)$ para un día despejado para una central energética fotovoltaica.

La capacidad disponible del sistema de almacenamiento de energía requerida para descarga en el caso de la fluctuación descendente máxima posible ($C_{BAT,d}$) es la energía almacenada que es necesario inyectar en la red para mitigar esta fluctuación. Por otro lado, la capacidad requerida para cargar en el caso de la máxima fluctuación ascendente ($C_{BAT,c}$) es la energía que se requiere que se almacene en el sistema de almacenamiento de energía para absorber esta fluctuación.

Cuando la central fotovoltaica está funcionando en cualquier punto cercano al mediodía, cuando $P_{PV,Max}(t)=P_N$, la suma $C_{BAT,d}+C_{BAT,c}=C_{BAT}$. Esto significa que solamente hay un punto de $SOC(t)$ que cumple la limitación de rampa impuesta. Sin embargo, en cualquier otro momento del día, la suma $C_{BAT,d}+C_{BAT,c}<C_{BAT}$, lo que significa que no solamente hay un único punto que cumple la limitación de rampa sino toda una zona. Si el $SOC(t)$ está dentro de esta zona, no se requerirá ninguna modificación, un hecho que hace posible reducir la degradación cíclica del sistema de almacenamiento de energía si esto fuera necesario. Esto se traduce en las siguientes condiciones:

$$if \quad SOC(t) < C_{BAT,d}(t)$$

$$SOC_{tar}(t) = C_{BAT,d}(t)$$

$$else \quad if \quad C_{BAT} - SOC(t) < C_{BAT,c}(t)$$

$$SOC_{tar}(t) = C_{BAT,c}(t)$$

$$else \quad SOC_{tar}(t) = SOC_{tar}(t-1)$$

en las que $C_{BAT,d}(t)$ es la capacidad disponible del sistema de almacenamiento de energía requerida para descarga en el caso de una fluctuación descendente máxima posible asociada a la máxima variación de potencia negativa que puede tener lugar, $C_{BAT,c}(t)$ es la capacidad requerida para cargar en el caso de la máxima fluctuación ascendente asociada con la máxima variación de potencia positiva que puede tener lugar, y $SOC(t)$ es el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, y la potencia instantánea generada por la central fotovoltaica, $P_{PV}(t)$,

El $SOC(t)$ del sistema de almacenamiento de energía es ajustado de forma continua para cumplir tanto la limitación de rampa implementada como cualesquiera posibles fluctuaciones que pudieran tener lugar. Además, tal como se ha mencionado anteriormente, al comienzo y al final del día cuando los valores de $E_{BAT}(t)$ cumplen la limitación de rampa, el $SOC(t)$ permanece constante.

Preferentemente, la etapa para calcular la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$ de la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$ se lleva a cabo para cada una

de un conjunto de centrales para calcular la potencia máxima, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima, $P_{Min}(t)$ del conjunto de centrales.

5 Opcionalmente, el método comprende además una etapa de ajustar el componente dinámico de la rampa definido como la pendiente con la que la potencia en la central debe modificarse en cada etapa de control, de acuerdo con el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía, $SOC(t)$.

10 En el caso en el que la etapa de ajustar la rampa máxima de variación de potencia a la potencia que está siendo alimentada en la red por la central electrógena intermitente, se lleva a cabo por medio de la etapa de ajustar el componente dinámico definido como la pendiente con la que la potencia de salida en la central debe modificarse en cada ciclo de control, de acuerdo con el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía, $SOC(t)$, se garantiza que la variación de potencia de una central, o un grupo de centrales, no supera la dinámica máxima permitida; fijada en consecuencia para que otras centrales en el sistema puedan incrementar o reducir la potencia, de modo que el equilibrio de producción y consumo de todo el sistema no sea alterado en cada momento.

15 Por lo tanto, si el estado de carga está por debajo de un valor de referencia, las pendientes se modifican para ayudar al sistema de almacenamiento a cargarse. Si el estado de carga del sistema de almacenamiento es más elevado que el valor de referencia, las pendientes se modifican para ayudar a descargar el sistema de almacenamiento, alcanzando siempre las pendientes máximas permitidas.

20 Por lo tanto, el uso del sistema de almacenamiento de energía se reduce (número de ciclos de carga/descarga en el caso de una batería), dado que por medio del uso de rampas máximas de limitación dinámica para variación de potencia, de acuerdo con el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía, el sistema de almacenamiento se desvía lo menos posible del estado de carga (SOC) establecido como objetivo.

25 Limitar las rampas máximas para variación de potencia de la potencia total generada por un grupo de centrales puede apalancar la dispersión por atenuación y, por lo tanto, reducir el valor del sistema de almacenamiento de energía requerido. Esto tiene sentido en el caso tanto de una isla donde toda la potencia generada va a una única línea, como en el caso de varias centrales que están conectadas a la misma subestación. La potencia máxima y mínima producida por todas las centrales, preferentemente un parque eólico o una central fotovoltaica, se calcularía como la suma del máximo y mínimo de cada intervalo.

30 En la siguiente tabla, se muestran diferentes parámetros entre la presente invención y la Publicación "Storage requirements for PV power ramp-rate control. Sol. Energy 99, 28–35 de los autores Marcos, J., Storkel, O., Marroyo, L., Garcia, M., Lorenzo, E., 2014", del estado de la técnica, que muestran la mejora en los diferentes parámetros debido a dicho método para el caso en el que el sistema de almacenamiento de energía es una batería.

Resultados	Estado de la técnica	Inventi3n
Capacidad te3rica C_{BAT} (kWh)	24558	12279
Capacidad efectiva usada $C_{BAT,used}$ (kWh)	23678	11703
Energía a trav3s del sistema de almacenamiento de energa (% de Producci3n total)	6,39	6,15

40 Por lo tanto, el m3todo de la invenci3n permite que C_{BAT} se reduzca a la mitad de la C_{BAT} requerida en la Publicaci3n "Storage requirements for PV power ramp-rate control. Sol. Energy 99, 28–35 de los autores Marcos, J., Storkel, O., Marroyo, L., Garcia, M., Lorenzo, E., 2014", del estado de la t3cnica.

DESCRIPCI3N DE LOS DIBUJOS

45 Para implementar la presente descripci3n y para proporcionar una mejor comprensi3n de las caracteristicas de la invenci3n, de acuerdo con una realizaci3n preferida de la misma, se adjunta un conjunto de dibujos como parte de esta descripci3n, con un prop3sito ilustrativo pero no limitante, que representa lo siguiente:

50 La figura 1 muestra un modelo de control de rampa de acuerdo con el m3todo desvelado en la publicaci3n "Storage requirements for PV power ramp-rate control. Sol. Energy 99, 28–35 de los autores Marcos, J., Storkel, O., Marroyo, L., Garcia, M., Lorenzo, E., 2014", del estado de la t3cnica.

La figura 2 muestra un modelo de control de la rampa de fluctuación de acuerdo con el método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales electrógenas intermitentes de la invención.

5 La figura 3 muestra un gráfico en el que se muestran la variación en un día de la potencia instantánea generada por la central fotovoltaica, $P_{PV}(t)$, la potencia máxima de la central, $P_{PV,Max}(t)$ y la potencia mínima de la central, $P_{PV,Min}(t)$.

La figura 4 muestra en el lado izquierdo un gráfico en el que se muestra la etapa para calcular dinámicamente el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la peor fluctuación posible, para un instante t del día de la figura 3, y en el lado derecho un detalle de dicho gráfico.

La figura 5 muestra un gráfico en el que se muestra la etapa para calcular dinámicamente el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la peor fluctuación posible, para el día de la figura 3.

15 La Figura 6 muestra la evolución del SOC durante un día despejado en el lado izquierdo y un día nublado en el lado derecho.

20 REALIZACIÓN PREFERIDA DE LA INVENCION

Una descripción detallada de una realización preferida de la presente invención se describe a continuación, de acuerdo con las figuras 1 a 6 mencionadas anteriormente.

El método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía para cumplir un valor de rampa máxima de fluctuación admisible para la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, dado por un reglamento de código de red de la presente invención, que puede aplicarse a, por ejemplo, una central solar fotovoltaica, y donde el sistema de almacenamiento de energía es por ejemplo una batería, comprende:

- una etapa para calcular la potencia máxima de la central, $P_{PV,Max}(t)$, y la potencia mínima de la central, $P_{PV,Min}(t)$ de la potencia instantánea generada por la central fotovoltaica, $P_{PV}(t)$;
- una etapa para determinar la peor fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la central fotovoltaica, $P_{PV}(t)$, en la que la peor fluctuación posible es una de las dos fluctuaciones siguientes: una fluctuación positiva que es calculada entre la potencia instantánea $P_{PV}(t)$ y la potencia máxima de la central, $P_{PV,Max}(t)$ y una fluctuación negativa es calculada entre la potencia instantánea $P_{PV}(t)$ y la potencia mínima de la central, $P_{PV,Min}(t)$;
- una etapa para calcular dinámicamente el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la peor fluctuación posible; y
- una etapa de control en la que el estado de carga $SOC(t)$ del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, y la potencia instantánea generada por la central fotovoltaica, $P_{PV}(t)$, se modifica al estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$ si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, no es capaz de soportar la peor fluctuación posible o no se modifica si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, es capaz de soportar la peor fluctuación posible.

La potencia de la central FV instantánea generada, $P_{PV}(t)$, para valores específicos de irradiancia, $G(t)$, y temperatura de la célula, $T_c(t)$, se estima con un modelo paramétrico de la central FV en consideración. Es posible estimar en cada momento, los límites de producción de la central FV: la potencia de la central FV en condiciones de cielo despejado, $P_{PV,Max}(t)$, y la potencia de la central FV en condiciones de cielo totalmente nublado en las que solamente la luz difusa alcanza los campos FV, $P_{PV,Min}(t)$. Estas potencias representan la potencia tanto máxima como mínima que puede producirse en la central FV en ese momento en el tiempo. De esta manera, es posible calcular la variación de potencia máxima que puede tener lugar, positiva o negativa, desde la potencia instantánea generada por la central FV, $P_{PV}(t)$. Así que, en función de la potencia FV real, es posible entonces obtener el estado de carga necesario para absorber o proporcionar la energía necesaria dependiendo de la naturaleza de la fluctuación, ascendente o descendente respectivamente. La Figura 2 muestra el diagrama de control que muestra un bloque que es capaz de calcular, a través de la temperatura de la célula medida (T_c), el valor de SOC ($E_{BAT,ref}$) para permitir a la batería proporcionar suficiente potencia para cubrir una disminución de la irradiancia o, en caso contrario, para absorber un exceso de potencia.

El cálculo de $P_{PV,Max}(t)$ corresponde al cálculo de la potencia FV en condiciones de cielo despejado. Esta potencia puede obtenerse a través de las siguientes etapas:

a) *Un modelo de irradiancia con cielo despejado*

El conocimiento de la irradiancia con cielo despejado que alcanza el suelo ha sido un parámetro clave en el campo de la modelización y la evaluación de irradiancia solar. Como resultado, en la bibliografía pueden encontrarse muchos modelos empíricos y físicos (Bird y Hulstrom, 1980; Geiger et al., 2002; Gueymard, 1989; Kasten, 1980; Molineaux et

al., 1998; Rigollier et al., 2000). Aunque, como se verá más adelante, no se requiere una elevada exactitud para la modelización de días con cielo despejado para la bondad del control, estos modelos han sido bien validados y su rendimiento en mediciones en condiciones muy despejadas están dentro del 4% en términos de desviación estándar (Ineichen, 2006). Para el propósito del estudio, los criterios de selección del modelo deben basarse tanto en sencillez de implementación como en disponibilidad de parámetros de entrada (turbidez de Linke o profundidad óptica de aerosoles). De esta manera, se ha implementado el modelo de cielo despejado del Atlas Europeo de Radiación Solar (ESRA) que solamente necesita la turbidez de Linke como parámetro de entrada (Rigollier et al., 2000). Los valores mensuales del factor de turbidez de Linke son suficientes para el propósito del estudio y pueden obtenerse de (SODA, n.d.).

En este modelo, la irradiancia horizontal global para cielo despejado, $G_c(0)$, se divide en el componente directo, $B_c(0)$ y viene dada por la Ec.(7):

$$B_c(0) = B_0 \varepsilon_0 \text{sen} \gamma_s \exp(-0,8662 T_L m \delta_R) \quad (7)$$

donde B_0 es la constante solar (1367 Wm^{-2}), ε_0 es la corrección de excentricidad; γ_s es el ángulo de altitud solar (0° a la salida y a la puesta del sol); T_L es el factor de turbidez de Linke para una masa de aire igual a 2; m es la masa de aire óptica relativa; δ_R es el grosor óptico de Rayleigh integral, que depende de la trayectoria óptica precisa y, por lo tanto, de la masa de aire óptica relativa, m , y su parametrización puede obtenerse en (Kasten, 1996).

Y el componente difuso, $D_c(0)$, dado por la Ec.(8):

$$D_c(0) = B_0 \varepsilon_0 T_{rd}(T_L) F_d(\gamma_s, T_L) \quad (8)$$

En esta ecuación, la irradiancia difusa se expresa como el producto de la función de transmisión difusa en el zénit (es decir elevación del sol a 90°), T_{rd} , y la función angular difusa, F_d . Más información sobre el cálculo de estos parámetros puede encontrarse en (Rigollier et al., 2000).

b) Modelo de central FV

En primer lugar, se requiere la temperatura de la célula, T_c , para calcular las pérdidas por sobrecalentamiento del módulo FV. En este estudio, varios sensores de temperatura han estado registrando datos cada 5 s. En el caso de que sensores de temperatura de la célula no estén disponibles, T_c puede calcularse tomando como base la temperatura ambiente (T_a), usando la bien conocida ecuación Ec.(9):

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G_m \quad (9)$$

donde $NOCT$ es la temperatura nominal de la célula en funcionamiento obtenida de la ficha de datos del fabricante, en $^\circ\text{C}$, y G_m es la irradiancia medida en el plano del campo, en $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$. Nótese que, en este caso, se requieren tanto un sensor de irradiancia como un sensor de temperatura ambiente.

Más tarde, una vez que se han obtenido ambos componentes de la irradiancia horizontal global, debe calcularse la irradiancia que alcanza los generadores FV. Para hacer esto, deben calcularse el ángulo de incidencia, β , y la orientación del generador FV, α , en cada instante en el tiempo. Todas las expresiones que permiten estos parámetros para los principales tipos de sistemas de seguimiento pueden encontrarse en Narvarte y Lorenzo, 2008.

Posteriormente, en base a la posición del generador FV, la irradiancia puede calcularse en el plano del generador, $G_c(\beta, \alpha)$. Para obtener el valor de la irradiancia sobre un plano inclinado, se han propuesto varios modelos (Hay y McKay, 1985; Hay, John E., Davis, 1980; Klucher, 1979; Lorenzo, 2011; Muneer, 1990; Perez et al., 1987; Reindl et al., 1990) que típicamente dividen la irradiancia solar en irradiancia del haz, $B_c(\beta, \alpha)$; irradiancia difusa, $D_c(\beta, \alpha)$; e irradiancia reflejada, $R_c(\beta, \alpha)$. Tal como se mencionó anteriormente, para los fines de esta solicitud, dado que no se requiere mucha precisión, cualquiera de los modelos propuestos en la bibliografía será válido. En este caso, se seleccionó el modelo de Hay-Davies (Hay, John E., Davis, 1980). Más información sobre los parámetros y las ecuaciones implementadas puede encontrarse en (Hay, John E., Davis, 1980; Lorenzo, 2011).

Aunque el método es suficiente exacto para el propósito de este estudio, cabe mencionar que para mejorar la exactitud del cálculo, es posible tener en cuenta la evaluación de pérdidas de potencia causadas por sombreado (Martínez-Moreno et al., 2010), suciedad e incidencia (Martin y Ruiz, 2001) y espectro (Ruiz, 1999).

5 La siguiente etapa es obtener la potencia de salida máxima ($P_{DC}(t)$) que se calcula usando la Ec.(10):

$$P_{DC}(t) = P^* \frac{G_c(t)}{G^*} \frac{\eta(t)}{\eta^*} \quad (10)$$

10 donde P^* es la potencia máxima en condiciones de prueba estándar (STC, definidas mediante una irradiancia normal de $G^*=1000W.m^{-2}$ y una temperatura de la célula de $T_c=25^\circ C$, y espectro AM1.5), $\eta(t)$ es la eficiencia en función de la irradiancia y la temperatura de la célula, T_c y η^* la eficiencia en STC, $\eta(t) = \frac{P^*}{AG^*}$ donde A es el área activa del generador FV.

15 El sencillo modelo implementado, pero con suficiente exactitud para el propósito del estudio, solamente tiene en cuenta la dependencia de la eficiencia con la temperatura (Ec.(11)):

$$\frac{\eta(t)}{\eta^*} = 1 + \gamma(T_c(t) - T_c^*) \quad (11)$$

20 Finalmente, el inversor se caracteriza por su potencia de salida nominal (P) y tres parámetros experimentales, (k_0 , k_1 y k_2) usados para calcular su eficiencia de potencia (η_I) tal como se muestra en Jantsch et al., 1992 a través de la ecuación Ec.(12):

$$\eta_I(t) = \frac{P_{AC}(t)}{P_{DC}(t)} = \frac{P_{ac}(t)}{P_{ac}(t) + (k_0 + k_1 P_{ac}(t) + k_2 P_{ac}^2(t))} \quad (12)$$

25 donde $p_{ac}(t)=P_{AC}(t)/P_I$ siendo P_{AC} la potencia de CA de salida del inversor y los parámetros mencionados k_0 , k_1 y k_2 , que deben ajustarse a partir de la curva de eficiencia de potencia proporcionada por el fabricante del inversor o a partir de mediciones experimentales (Muñoz et al., 2011).

30 c) Cálculo de $P_{PV,Max}(t)$ y $P_{PV,Min}(t)$

Una vez que se conocen estos parámetros $P_{PV,Max}(t)$ viene dada por la Ec.(13).

$$P_{PV,Max}(t) = P_{AC}(t) = P^* \frac{G_c(t)}{G^*} (1 + \gamma(T(t)_c - T_c^*)) \eta_I(t) \quad (13)$$

35 Y $P_{PV,Min}(t)$ corresponde a la potencia en condiciones de máxima nubosidad. Un enfoque grosero para definir el día nublado pero lo suficientemente bueno para el propósito del control es considerarlo como el 10% de un día despejado, que corresponde a la mínima irradiancia difusa observada. De esta manera $P_{PV,Min}(t)$ viene dada por la Ec.(14).

$$P_{PV,Min}(t) = 0,1 P_{PV,Max}(t) \quad (14)$$

40 Nótese que cualesquiera otras pérdidas, tales como pérdidas en el transformador y el cableado, pueden implementarse para mejorar la exactitud del cálculo de $P_{PV,Max}(t)$ y $P_{PV,Min}(t)$. A modo de ejemplo, la Figura 3 muestra estos límites y la potencia FV real, $P_{PV}(t)$, para el 21 de noviembre de 2012.

45 Nótese que existen algunos puntos en los que $P_{PV}(t)$ supera el límite de $P_{V,Max}(t)$ modelizado. Esto es porque, en un día con nubes dispersas, pueden producirse algunos reflejos entre la irradiancia que alcanza el suelo y las nubes, que hacen que estos valores estén ligeramente por encima de lo normal. En cualquier caso, estos son casos individuales que no afectan al funcionamiento apropiado de la aplicación. Por otro lado, puede verse que $P_{PV,Max}(t)$ al comienzo y al final del día no se comporta como una perfecta curva de campana como era de esperar. Esto es porque se está teniendo en cuenta las pérdidas por sombra de la central FV para obtener un resultado más preciso, aunque

esto no es necesario.

d) Cálculo de la referencia de SOC

5 Considerando el hecho de que los límites tanto máximo como mínimo de potencia son bien conocidos, tiene sentido
 implementar un control de SOC que tenga en cuenta estos dos límites. Es posible controlar la referencia de SOC del
 sistema de almacenamiento dependiendo de la naturaleza del día en consideración. En otras palabras, es posible
 controlar el SOC del sistema de almacenamiento cercano al 100% en un día despejado y con la central FV funcionando
 a pleno rendimiento, dado el hecho de que el único evento que podría ocurrir posiblemente es una fluctuación
 10 descendente, que será mitigada proporcionando energía desde la batería. Mientras que, en un día nublado con la
 central FV funcionando en irradiancia difusa con baja potencia, la batería estará en un estado de carga bajo para
 absorber la única posible fluctuación ascendente que podría producirse. Cualquier otro estado intermedio de
 producción implicará una referencia de SOC que será variable en función de las condiciones meteorológicas reales.
 Para evaluar esta estrategia, se trabajará con $k=6$.

15 La Figura 4 muestra la capacidad requerida en un momento cercano al mediodía el 21 de noviembre de 2012 para
 absorber correctamente cualesquiera potenciales fluctuaciones tanto ascendentes como descendentes. Nótese que,
 por un lado, la capacidad disponible requerida para descarga en el caso de la fluctuación descendente máxima posible
 ($C_{BAT,d}$) es la energía almacenada que es necesario inyectar en la red para mitigar esta fluctuación. Por otro lado,
 20 la capacidad requerida para cargar en el caso de la máxima fluctuación ascendente ($C_{BAT,c}$) es la energía que se requiere
 que se almacene en el sistema de almacenamiento de energía para absorber esta fluctuación. Los requisitos de $C_{BAT,d}$
 y $C_{BAT,c}$ se determinan de acuerdo con la Ec.(5) (Ruifeng y Saha, 2010)

$$C_{BAT} = \frac{0,9P^*}{3600} \left[\frac{90}{2 \cdot r_{MAX}} - \tau \right] \quad (5)$$

25 y se expresan mediante la Ec.(15) y la Ec.(16).

$$C_{BAT,d}(t) = \frac{0,9(P_{PV(t)} - P_{Min(t)})}{3600} \left[\frac{90}{2 \cdot r_{MAX}} - \tau \right] \quad (15)$$

$$C_{BAT,c}(t) = \frac{0,9(P_{Max(t)} - P_{PV(t)})}{3600} \left[\frac{90}{2 \cdot r_{MAX}} - \tau \right] \quad (16)$$

30 Cabe mencionar que, cuando la central FV está funcionando en cualquier punto cercano al mediodía, cuando
 $P_{PV,Max}(t) = P_N$, la suma $C_{BAT,d} + C_{BAT,c} = C_{BAT}$. Esto significa que solamente hay un punto de SOC que cumple la
 limitación de rampa impuesta. Sin embargo, en cualquier otro momento del día, la suma $C_{BAT,d} + C_{BAT,c} < C_{BAT}$, lo que
 significa que no solamente hay un único punto que cumple la limitación de rampa sino toda una zona. Si el SOC está
 35 dentro de esta zona, no se requerirá ninguna modificación, un hecho que hace posible reducir la degradación cíclica
 de la batería si esto fuera necesario. Esto se traduce en la siguiente lógica de control (Ec.(17)):

$$\begin{aligned} & \text{if } E_{BAT}(t) < C_{BAT,d}(t) \\ & \quad E_{BAT,ref}(t) = C_{BAT,d}(t) \\ & \text{elseif } C_{BAT} - E_{BAT}(t) < C_{BAT,c}(t) \\ & \quad E_{BAT,ref}(t) = C_{BAT,c}(t) \\ & \text{else} \\ & \quad E_{BAT,ref}(t) = E_{BAT,ref}(t-1) \\ & \text{end} \end{aligned} \quad (17)$$

40 Como ejemplo, la Figura 5 muestra la evolución del control de SOC propuesto durante las fluctuaciones del 21 de
 noviembre de 2012. A pesar de las fluctuaciones registradas durante el día, la estrategia funcionó con éxito. El SOC

de la batería se ajustó de forma continua para cumplir tanto con la limitación de rampa de fluctuación implementada como con cualesquiera posibles fluctuaciones que pudieran tener lugar. Además, tal como se ha mencionado anteriormente, al comienzo y al final del día cuando los valores de $E_{BAT}(t)$ cumplen la limitación de rampa de fluctuación, de modo que el SOC permanece constante de acuerdo con la Ec.(17). La batería efectiva teórica mínima requerida es $C_{BAT}=12279$ kWh. En este día particular, $SOC_{MAX} = 88,84\%$ y $SOC_{MIN} = 21,43\%$. Por lo tanto, la capacidad efectiva usada en este día es $C_{BAT,used} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 8276$ kWh. De nuevo, esta estrategia permite que C_{BAT} se divida a la mitad de la C_{BAT} requerida en el método desvelado en la Publicación "Storage requirements for PV power ramp-rate control. Sol. Energy 99, 28–35 de los autores Marcos, J., Storkel, O., Marroyo, L., Garcia, M., Lorenzo, E., 2014", del estado de la técnica.

Además, la figura 6 muestra la evolución del SOC durante un día despejado (26 de agosto de 2012) y un día nublado (23 de noviembre de 2012). Como era de esperar, durante el día despejado cuando $P_{PV}(t)$ está cerca del límite $P_{PV,Max}(t)$, una vez que el nivel de SOC de la batería puede proporcionar suficiente energía para mitigar la solamente posible fluctuación descendente, permanece constante. Por otro lado, en un día nublado, cuando el nivel de SOC de la batería es lo suficientemente bajo para absorber la energía requerida para mitigar la solamente posible fluctuación ascendente, también permanece constante. Obviamente, cuanto menor sea el uso de la batería menores serán las pérdidas y menor será la degradación cíclica de la batería.

REIVINDICACIONES

1.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes para cumplir un valor de rampa máxima de fluctuación admisible para la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, dado por un reglamento de código de red, por la central eléctrica intermitente, caracterizado porque el método comprende:

- una etapa para calcular la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$ de la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$, siendo la máxima potencia de la central, $P_{Max}(t)$, y la mínima potencia de la central, $P_{Min}(t)$, la máxima y mínima potencia respectivamente que puede darse en la planta fotovoltaica en el tiempo t ;
- una etapa para determinar la peor fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$, en la que la peor fluctuación posible es una de las dos fluctuaciones siguientes: una fluctuación positiva que es calculada entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$ y una fluctuación negativa que es calculada entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$;
- una etapa para calcular dinámicamente el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la peor fluctuación posible; y
- una etapa de control en la que el estado de carga $SOC(t)$ del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, y la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$, se modifica en conformidad con el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$ si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, no es capaz de soportar la peor fluctuación posible o no se modifica si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, es capaz de soportar la peor fluctuación posible.

2.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$, y/o la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$ se calculan a través de valores específicos de irradiancia, $G(t)$, y temperaturas de la célula medidas (T_c), en el que la central eléctrica intermitente es una central fotovoltaica.

3.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$, y/o la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$ se calculan a través de valores específicos de variables meteorológicas, tales como la velocidad del viento, $v_w(t)$, y la temperatura, $T(t)$, en el que la central eléctrica intermitente es un aerogenerador o un parque eólico.

4.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes de acuerdo con la reivindicación 3, caracterizado porque la potencia máxima de la central $P_{Max}(t)$ es la potencia nominal del aerogenerador o parque eólico y $P_{Min}(t)$ es otro valor diferente de la potencia nominal.

5.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado porque, en la etapa para calcular la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$ de la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$, se impone la siguiente condición:

$P_{Min}(t) = A \times P_{Max}(t)$, en la que A está comprendida en el intervalo (0,1-0,3).

6.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado porque la etapa para calcular la potencia máxima de la central, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la central, $P_{Min}(t)$ de la potencia instantánea generada por la central eléctrica intermitente, $P(t)$ se lleva a cabo para cada una de un conjunto de centrales para calcular la potencia máxima, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima, $P_{Min}(t)$ del conjunto de centrales.

7.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado porque comprende además una etapa de ajustar el componente dinámico de la rampa definido como la pendiente con la que la potencia en la central debe modificarse en cada etapa de control, de acuerdo con el estado de carga $SOC(t)$ del sistema de almacenamiento de energía.

8.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales eléctricas intermitentes de acuerdo con la reivindicación 7, caracterizado porque la etapa de ajustar el componente dinámico de la rampa definido como la pendiente con la que la potencia en la central debe modificarse en cada etapa de control, de acuerdo con estado de carga $SOC(t)$ del sistema de almacenamiento de energía se lleva a cabo

para cada una de un conjunto de centrales.

5 9.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales electrógenas intermitentes de acuerdo con la reivindicación 8, caracterizado porque el conjunto de centrales es un parque eólico.

10.- Método para el control de rampas de fluctuación de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en centrales electrógenas intermitentes de acuerdo con la reivindicación 8, caracterizado porque el conjunto de centrales es una central fotovoltaica.

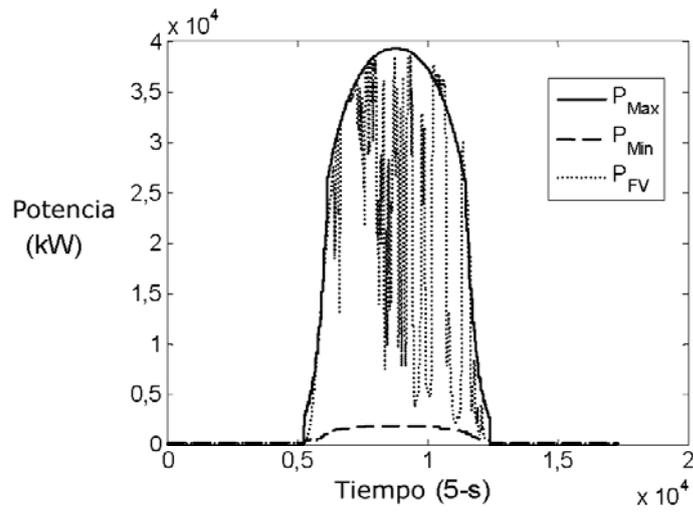


FIG. 3

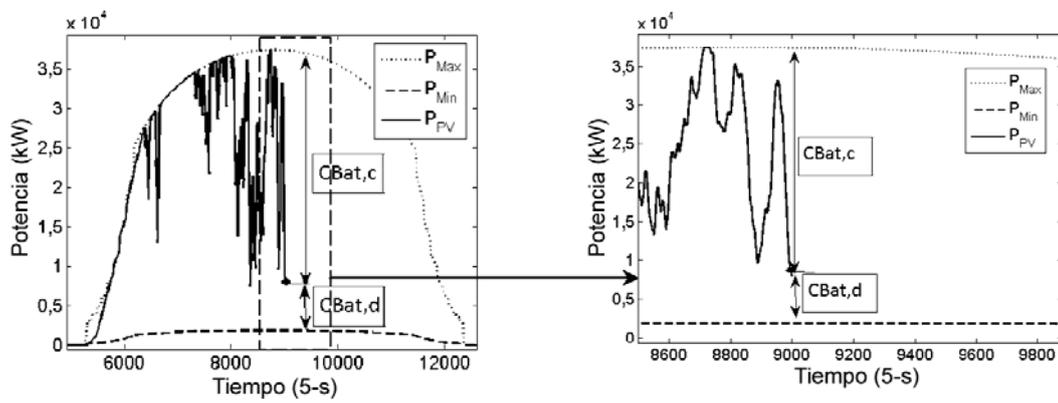


FIG. 4

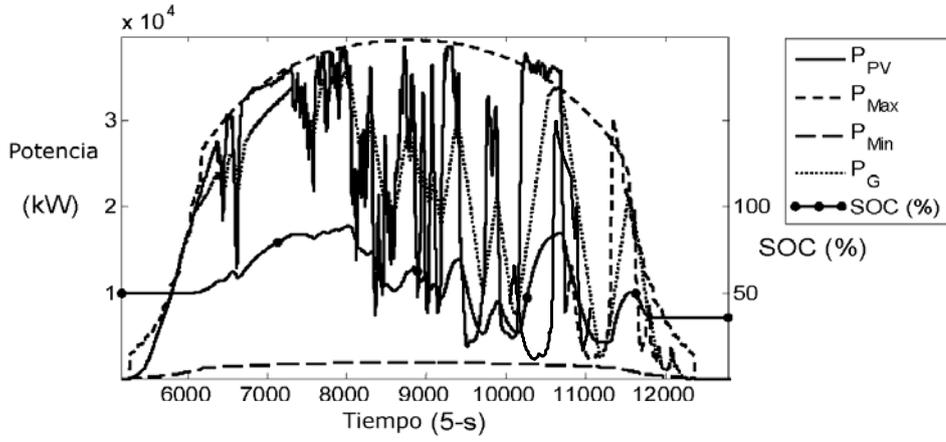


FIG. 5

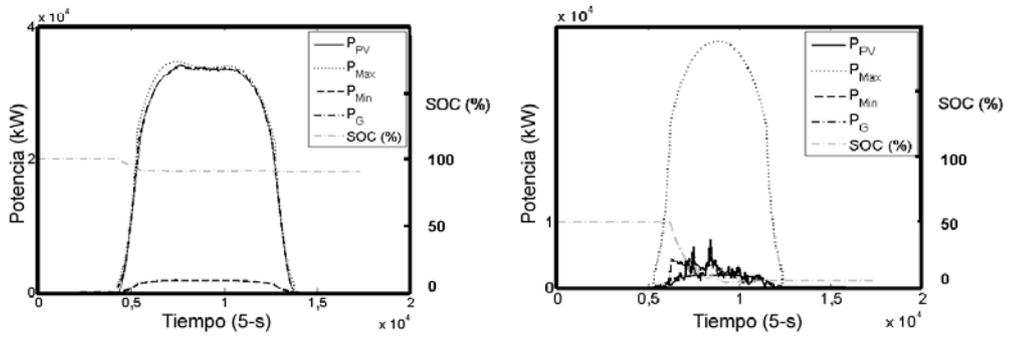


FIG. 6