(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 637 967**

(51) Int. Cl.:
H02J 3/00 (2006.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(86) Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **23.07.2014 PCT/US2014/047736**

(87) Fecha y número de publicación internacional: **05.02.2015 WO15017201**

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.07.2014 E 14750273 (6)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **26.04.2017 EP 3028358**

(54) Título: **Sistema de gestión de energía de microrred y método para controlar la operación de una microrred**

(30) Prioridad:

31.07.2013 US 201313955575

(45) Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
18.10.2017

(73) Titular/es:

ABB RESEARCH LTD. (100.0%)
Affolternstrasse 44
8050 Zürich, CH

(72) Inventor/es:

YANG, FANG;
FENG, XIANYONG;
LI, ZHAO;
WANG, ZHENYUAN y
OUDALOV, ALEXANDRE

(74) Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 637 967 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema de gestión de energía de microrred y método para controlar la operación de una microrred

CAMPO TÉCNICO

La presente solicitud se refiere a microrredes, y más particularmente a controlar la operación de microrredes.

ANTECEDENTES

Una microrred es un agrupamiento semiautónomo de recursos energéticos distribuidos (generación distribuida y almacenamiento de energía) y cargas dentro de un área local. Las cargas pueden ser un "cliente" público, un agrupamiento de varios sitios, o sitios dispersos que operan de manera coordinada. Los generadores eléctricos distribuidos pueden incluir generadores de motores alternativos, microturbinas, pilas de combustible, generadores fotovoltaicos/solares y otros generadores renovables de pequeña escala. Todos los recursos de energía distribuidos controlables y las cargas están interconectados de tal manera que permite a los dispositivos realizar ciertas funciones de control de microrred. Por ejemplo, el equilibrio energético del sistema debe ser mantenido por envío y cargas no críticas podrían ser reducidas o restringidas durante tiempos de déficit de energía o altos costes de operación. Aunque es capaz de operar independientemente de la macrorred (en modo isla), la microrred funciona usualmente interconectada (en modo conectado a la red) con una subestación o red (es decir macrorred), comprando energía desde la macrorred y potencialmente vendiendo energía y servicios auxiliares en momentos diferentes. Las microrredes se diseñan típicamente basadas en los requisitos totales de la energía del sistema de la microrred. Los niveles heterogéneos de calidad y fiabilidad de la energía se suministran normalmente a usos finales. Una microrred se presenta típicamente a una macrorred como una sola entidad controlable.

La mayoría de los sistemas de control de microrred adoptan un mecanismo centralizado o distribuido. Los sistemas de control de microrred distribuidos se usan principalmente en microrredes aisladas de área remota y débilmente conectadas a la red, en las que la estabilidad del sistema es una preocupación importante y el objetivo de control es principalmente mantener la estabilidad dinámica de la microrred. Los sistemas centralizados de control de microrred realizan la gestión coordinada de la microrred en un controlador central que monitoriza las condiciones generales de operación del sistema, toma decisiones de control óptimas en términos de minimizar el coste de operación, reducir el consumo de combustibles fósiles, proporciona servicios para la red pública, etc. y entonces comunica puntos de potencia asignados a recursos de energía distribuidos y comandos de control a cargas controlables dentro de la microrred. La mayoría de los sistemas de control de microrred centralizados convencionales implementan un proceso de planificación DER (de energía distribuida) denominado "próximo día" combinado con el envío económico en línea (ED) o ED en línea a través de múltiples intervalos de tiempo. Estas soluciones intentan proporcionar una estrategia de operación optimizada durante un periodo de tiempo predefinido, mientras que tienen en cuenta la generación renovable y el pronóstico de carga.

La programación DER de próximo día con enfoque ED en línea genera un plan de operación óptimo para el próximo período de 24 horas en base a la generación renovable del próximo día y la previsión de carga para la microrred, y el ED se ejecuta en tiempo real al día siguiente usando los resultados de la programación DER del próximo día. Debido a las técnicas de pronóstico imprecisas y a la alta variabilidad en la generación renovable y a la demanda de carga, la programación DER ejecutada en el marco de tiempo del día siguiente no puede proporcionar una planificación de operación fiable y, por lo tanto, afecta negativamente al ED en línea.

El ED en línea a lo largo de múltiples intervalos incorpora la generación más reciente y la previsión de carga en la decisión de operación. Sin embargo, este enfoque tiene una complejidad de cálculo considerable en cada intervalo de ejecución (por ejemplo, cada 5 a 15 minutos) en tiempo real para proporcionar la decisión de control no solo para el intervalo actual, sino también para futuros intervalos. Debido a la pesada carga de cálculo, se suele utilizar una optimización simplificada, que solo considera el equilibrio de potencia de la microrred, en lugar de restricciones operativas más detalladas proporcionadas por el análisis del flujo de potencia.

Algunas soluciones se describen en los siguientes documentos: WO2013/049547 A2 (Cherokee Advisers LLC), US2013/0190938 A1 (Zadeh Mohammad Reza Dadash et al), US2010/0179704 (Ozog Michael T) A1 (Ozog Michael T), US2011/0231028 A1, US2012/0143385 A1 (Goldsmith Steven) y US2013/0079943 A1 (Darden II Thomas Francis). Las soluciones divulgadas en estos documentos sufren los inconvenientes como se ha indicado anteriormente.

SUMARIO

De acuerdo con las realizaciones ejemplares descritas en el presente documento, se proporciona un sistema de gestión de energía de microrred (EMS) que permite la operación segura y económica en estado estacionario de una microrred, tanto en modos conectados a la red como en isla. El EMS de la microrred mantiene la operación económica del estado estacionario del sistema.

De acuerdo con una realización de un método para controlar la operación de una microrred que comprende una pluralidad de recursos de energía distribuidos incluyendo generadores eléctricos distribuidos controlables y

dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica, el método comprende: actualizar periódicamente una programación de recursos de energía distribuida para la microrred que incluye el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables y el estado y la tasa de carga/descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica y que satisface un primer objetivo de control para una ventana de tiempo definida, basada al menos en parte en una generación de energía renovable y previsión de carga para la microrred; y determinar periódicamente puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables que satisfacen un segundo objetivo de control para un intervalo de tiempo presente dentro de la ventana de tiempo definida, siendo el segundo objetivo de control una función de al menos el programa de recursos de energía distribuidos para la microrred.

De acuerdo con una realización de un sistema de gestión de energía de microrred para controlar la operación de una microrred que comprende una pluralidad de recursos de energía distribuidos incluyendo generadores eléctricos distribuidos controlables y dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica, el sistema de gestión de energía de microrred comprende un circuito de procesamiento operable para actualizar periódicamente una distribución de recursos de energía para la microrred que incluye el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables y el estado y la tasa de carga/descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica y que satisface un primer objetivo de control para una ventana de tiempo definida, basada al menos en parte en una generación de energía renovable y previsión de carga para la microrred. El circuito de procesamiento es además operativo para determinar periódicamente puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables que satisfacen un segundo objetivo de control para un intervalo de tiempo presente dentro de la ventana de tiempo definida, siendo el segundo objetivo de control una función de al menos la programación de recursos de energía distribuidos para la microrred.

Los expertos en la técnica reconocerán características y ventajas adicionales al leer la siguiente descripción detallada, y al ver los dibujos adjuntos.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Los componentes en las figuras no son necesariamente a escala, haciendo hincapié en su lugar en ilustrar los principios de la invención. Además, en las figuras, números de referencia similares designan partes correspondientes. En los dibujos:

La figura 1 ilustra un diagrama de bloques de una realización de un sistema de gestión de energía de microrred para controlar la operación de una microrred;

La figura 2 ilustra un diagrama de flujo de una realización de un método para controlar la operación de una microrred;

La figura 3 ilustra un diagrama esquemático de una realización de actualizar periódicamente un programa de recursos de energía distribuida para una microrred y determinar periódicamente puntos de ajuste de potencia para recursos de energía distribuidos controlables incluidos en la microrred;

La figura 4 ilustra un diagrama de flujo de otra realización de un método de control de operación de una microrred; y

La figura 5 ilustra un diagrama de flujo de una realización de un método para controlar la operación de una microrred, incluyendo restricción de carga.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

De acuerdo con las realizaciones ejemplares descritas en el presente documento, se proporciona un sistema de gestión de energía de microrred (EMS) que genera decisiones de envío óptimas mientras que tiene en cuenta varios factores durante un cierto periodo de tiempo. El EMS de la microrred coordina acciones de control entre varios dispositivos controlables dentro de una microrred a lo largo de múltiples intervalos de tiempo para implementar una función de objetivo de optimización global. Por ejemplo, el EMS de la microrred puede utilizar la generación de energía renovable y la información de previsión de la carga para un período de tiempo futuro para maximizar la utilización de energía renovable y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Además, la operación de carga/descarga de almacenamiento de energía se puede programar de forma óptima a través de múltiples intervalos de tiempo, de modo que los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica incluidos en la microrred puedan almacenar energía a bajo precio durante periodos de carga ligera y suministrar energía durante periodos de energía de carga pesada o de alto precio.

El EMS de la microrred también puede aprovechar el modelo de red de la microrred. Por ejemplo, un modo de red equilibrado puede no ser válido para una microrred particular. El EMS de la microrred puede utilizar un modelo de red desequilibrado detallado cuando está disponible, aumentando la complejidad y la exactitud del control. El EMS de la microrred puede considerar diferentes características operativas cuando la microrred opera en diferentes modos (por ejemplo, modos conectados a la red o de isla) y proporciona estrategias de control correspondientes que mejoran la operación segura y económica de la microrred. El EMS de la microrred también puede tener en cuenta las limitaciones físicas de los diversos dispositivos controlables incluidos en la microrred, tal como la capacidad del

generador, el tiempo de arranque, la tasa de variación, los costes de arranque/apagado/generación, las tasas de carga/descarga de almacenamiento de energía, estado de la carga, etc.

En términos generales, el EMS de la microrred descrito en el presente documento utiliza técnicas de optimización matemática para abordar la operación económica de una microrred, de modo que se toman decisiones óptimas de envío de generación que tienen en cuenta varios factores durante un cierto período de tiempo.

La figura 1 ilustra una realización del EMS de la microrred 100 y una microrred controlada por el EMS de la microrred 100. La microrred incluye recursos energéticos distribuidos (DER) y cargas 102 dentro de un área local. Las cargas 102 pueden ser un solo cliente público, un agrupamiento de varios sitios, o sitios dispersos que operan de manera coordinada. Los DER pueden incluir uno o más generadores eléctricos distribuidos, tales como generador(es) 104 de motor alternativo, microturbina(s) 106, pila(s) de combustible 108, generador(es) fotovoltaico(s)/solar(es) 110, turbina(s) eólica(s) 112, y otros generadores renovables de pequeña escala, así como dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica 114. Los DER y las cargas 102 están interconectados por una red eléctrica 116. Cada DER y carga 102 puede conectarse a la red eléctrica 116 mediante un dispositivo de protección (PD) 118, tal como un fusible, un disyuntor, un relé, un transformador reductor, etc. La microrred puede conectarse a una subestación o a una macrorred 120 en un modo conectado a la red. Se pueden proporcionar uno o más puntos de acoplamiento común (PCC) 122 para conectar la red eléctrica 116 de la microrred a la subestación o macrorred 120. La microrred puede aislarse de todas las redes eléctricas, subestaciones, etc. en un modo de isla mediante un control apropiado del PCC 122.

Todos los DER y cargas controlables 102 incluidos en la microrred están interconectados por una red de comunicaciones y control 124, de modo que los dispositivos controlables pueden realizar ciertas funciones de control de microrred. El EMS de la microrred 100 tiene acceso remoto o directo a la red de comunicaciones y control 124 de la microrred, para controlar los DER y las cargas 102 a través de agentes de control locales (CA) 126. El EMS de la microrred 100 comprende un circuito de procesamiento 128 que puede incluir circuitos digitales y/o analógicos, tales como uno o más controladores, procesadores, ASIC (circuitos integrados específicos de la aplicación), etc. para ejecutar el código de programa que realiza las operaciones de control de gestión de energía descritas en el presente documento. Para ello, el EMS de la microrred 100 incluye una unidad de programación DER 130, una unidad 132 de ED/OPF (envío económico/flujo de potencia óptimo) y una unidad de mitigación de interrupciones 133 incluida en o asociada con el circuito de procesamiento 128 para realizar las operaciones de control de gestión de energía. El EMS de la microrred 100 también tiene uno o más medios de almacenamiento, tales como DRAM (memoria dinámica de acceso aleatorio) 134 y un disco duro (unidad de disco duro) 136 para almacenar el código de programa y datos relacionados procesados y accedidos por el circuito de procesamiento 128, la unidad de programación DER 130, la unidad ED/OPF 132 y la unidad de mitigación de interrupciones 133 durante la ejecución del código de programa. El medio de almacenamiento también almacena los resultados generados por el EMS de la microrred 100.

El EMS de la microrred 100 también tiene circuito E/S (entrada/salida) 138 para comunicarse con los DER y cargas controlables 102 a través de la red de comunicaciones y control 124 a través de los agentes de control locales 126. Por ejemplo, el EMS de la microrred 100 puede recibir información de generación de energía renovable y previsión de carga, información de generación de potencia DER y otra información utilizada en las operaciones de control de gestión de energía a través del circuito E/S 138. El EMS de la microrred 100 también puede comunicar puntos de ajuste de potencia y otros tipos de información de control generados como parte de las operaciones de control de gestión de energía descritas en el presente documento a los DER y cargas 102 controlables a través del circuito E/S 138.

La figura 2 ilustra un diagrama de flujo de una realización de un método de control de la operación de una microrred que comprende una pluralidad de recursos de energía distribuidos que incluyen generadores eléctricos distribuidos controlables y dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. El método incluye actualizar periódicamente una programación DER para la microrred (Bloque 200), por ejemplo, mediante la unidad de programación DER 130 del EMS de la microrred 100. La programación DER incluye el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables y el estado de carga/descarga y la tasa de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica incluidos en la microrred. El estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables indica si cada generador eléctrico distribuible controlable está en línea (activo) o fuera de línea (desactivado). El estado de carga/descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica indica si cada dispositivo de almacenamiento de energía eléctrica está almacenando (cargando) energía o liberando (descargando) energía. La tasa indica la rapidez con que cada dispositivo de almacenamiento de energía eléctrica carga o descarga energía. La programación DER satisface un primer objetivo de control para una ventana de tiempo definida, por ejemplo, 24 horas, y se determina en base al menos en parte a una generación de energía renovable y una previsión de carga para la microrred. Cualquier metodología estándar puede utilizarse para derivar la generación de energía renovable y el pronóstico de carga. El método incluye además determinar periódicamente puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables que satisfacen un segundo objetivo de control para el intervalo de tiempo presente dentro de la ventana de tiempo definida (Bloque 210), por ejemplo, por la unidad ED/OPF 132 de la microrred EMS 100. El segundo objetivo de control es una función de al menos el programa de recursos de energía distribuida para la microrred.

La figura 3 ilustra una realización del método de la figura 2, implementado para un ejemplo de ventana de tiempo móvil (deslizante) de 24 horas. De acuerdo con esta realización, la programación DER para los generadores eléctricos distribuidos controlables y los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica incluidos en la microrred se actualiza cada hora ('Hr 0', 'HR 1', ... , 'HR 23') en base al menos en parte a la última generación de energía renovable y a la previsión de carga disponible para la microrred. Cada actualización de la programación DER proporciona el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables y el estado de carga/descarga y la tasa de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica para la siguiente ventana de 24 horas, es decir, la ventana de tiempo definida se mueve (desliza) en una hora cada actualización, pero todavía mira hacia fuera sobre una ventana de 24 horas. En otra realización, la programación DER se actualiza cada vez que se revisa la previsión de generación y carga de energía renovable. En cada caso, la ventana de tiempo definida (24 horas en este ejemplo) se mueve (desliza) en una cantidad correspondiente (1 hora en este ejemplo) cada vez que se actualiza la programación DER.

Entre las actualizaciones de la programación DER, se determinan los puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables, de modo que se cumple un segundo objetivo de control para el intervalo de tiempo presente dentro de la ventana de tiempo de 24 horas. Los puntos de ajuste de potencia pueden determinarse, por ejemplo, cada 5 a 15 minutos entre actualizaciones de la programación DER. Como tal, los puntos de ajuste de potencia se pueden actualizar varias veces durante intervalos de tiempo sucesivos antes de que la programación DER se actualice de nuevo y se mueva (desplace) la ventana de tiempo definida. En una realización, la ventana de tiempo definida es más corta para el modo de isla que para el modo de conexión de red. Por ejemplo, se puede usar una ventana de 24 horas para el modo conectado a la red y se puede usar una ventana de tiempo de 12 horas para el modo de isla. En general, puede utilizarse cualquier ventana de tiempo definida, tal como 48 horas, 36 horas, 24 horas, 12 horas, etc. Además, los puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables pueden determinarse para un intervalo de tiempo presente de cualquier longitud deseable dentro de la ventana de tiempo definida, por ejemplo cada 5 a 15 minutos, o más o menos frecuentemente. Según una realización, la programación DER se actualiza cada hora o menos frecuentemente y los puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuible controlables se determinan cada quince minutos o más frecuentemente. En cada caso, se puede usar un enfoque de equilibrio de potencia para actualizar periódicamente la programación DER y puede utilizarse un enfoque de flujo de potencia óptimo para determinar periódicamente los puntos de ajuste de potencia de los recursos de energía distribuidos controlables.

A continuación se describe una realización de un enfoque de equilibrio de potencia para actualizar periódicamente la programación DER. La unidad de programación DER 130 incluida en o asociada con el EMS de la microrred 100 realiza una función de programación DER orientada hacia el futuro para implementar la planificación de la operación que optimiza la programación DER para una ventana de tiempo definida (por ejemplo, 24 horas en la realización ejemplar de la figura 3). La función de programación DER determina el estado de activación/desactivación de los generadores eléctricos distribuidos controlables (DG) incluidos en la microrred y el estado de carga/descarga y la tasa de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (ES) incluidos en la microrred. La función de programación DER se puede ejecutar cada vez que se actualiza la generación renovable y/o la previsión de carga, tal como cada hora o cada dos horas. En cada ejecución, la función de programación DER considera la última generación renovable/previsión de carga para determinar los DG y ES comprometidos para cada intervalo de tiempo preseleccionado (por ejemplo, cada 30 minutos) en la ventana de tiempo definida (por ejemplo, 24 horas). La función de programación DER planea suficiente capacidad de reserva de giro (trabajo) para cargas críticas para mejorar la seguridad de operación en caso de contingencias tales como eventos de interrupción no planificados. La función de programación DER también incluye restricciones tales como equilibrio de potencia, capacidad de DG/ES, estado de carga de almacenamiento de energía, etc.

La formulación de la función de programación DER se presenta a continuación con más detalle. La unidad de programación DER 130 incluida en o asociada con el EMS de la microrred 100 implementa la función de programación DER para generar una programación DER que satisface un objetivo de control para la ventana de tiempo definida de interés. En una realización, el objetivo de control minimiza el coste de operación de la microrred en la ventana de tiempo definida. Las limitaciones de costes de operación de microrred pueden incluir el precio de la electricidad de la red eléctrica, el coste de arranque/apagado/sin carga/generación del generador eléctrico distribuido, costes de almacenamiento de energía, etc. El conjunto de restricciones incluye las restricciones para equilibrio de potencia, salida de potencia de generación, seguridad, estado de carga de almacenamiento de energía (carga/descarga), tasas de carga/descarga de almacenamiento de energía, etc. Se puede suponer que la eficiencia de carga/descarga/reposo de almacenamiento de energía es del 100 % y los costes asociados al almacenamiento de energía (por ejemplo, arranque/apagado, carga/descarga, etc.) se suponen que impiden la carga y descarga frecuentes de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica para prolongar la duración de la batería. Los costes de operación de carga y descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica se utilizan para evitar la utilización inesperada del almacenamiento de energía. Los costes de arranque/apagado de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica se utilizan para evitar la carga y descarga frecuentes. Además, se supone que la pérdida del sistema es un cierto porcentaje del nivel de carga global. El horizonte de planificación de la programación DER en el modo conectado a la red suele ser más largo que en el modo de isla. Por ejemplo, en el modo conectado a la red, el período de planificación se puede elegir como 24 horas, y en el modo de isla el período se puede elegir como 12 horas o menos.

En una realización, la función de programación DER orientada hacia el futuro implementada por la unidad de planificación DER 130 incluida en o asociada con el EMS de la microrred 100 satisface el siguiente objetivo de control de coste:

$$\min \sum_{t=1}^{T}\{C_{gdt}P_{gdt} + \sum_{dg=1}^{n_{dg}}[S_{dgt}C_{dgt}^{nl} + P_{dgt}C_{dgt}^{pg} + SU_{dgt}C_{dgt}^{su} + SD_{dgt}C_{dgt}^{sd}] + \sum_{es=1}^{n_{es}}[C_{est}^{SU_{CD}}(SU_{est}^{D} + SU_{est}^{C}) + C_{est}^{S_{CD}}(S_{est}^{D} + S_{est}^{C})]\} \quad (1)$$

donde:

$$P_{gdt} + \sum_{dg=1}^{n_{dg}} P_{dgt} + \sum_{es=1}^{n_{es}} P_{est} + \sum_{ndg=1}^{n_{ndg}} S_{ndgt}P_{ndgt} = K_2 P_{Tldt} \qquad t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$S_{dgt}P_{dg}^{min} \leq P_{dgt} \leq S_{dgt}P_{dg}^{max} \qquad dg = 1 \dots n_{dg} \quad t = 1, \dots, T \quad (3)$$

$$S_{dgt} \leq S_{dg(t-1)} + SU_{dgt} \qquad dg = 1 \dots n_{dg} \quad t = 1, \dots, T \quad (4)$$

$$S_{dgt} \geq S_{dg(t-1)} - SD_{dgt} \qquad dg = 1 \dots n_{dg} \quad t = 1, \dots, T \quad (5)$$

$$\sum_{dg=1}^{n_{dg}} S_{dgt}P_{dg}^{max} \geq K_1 P_{clt} \qquad t = 1, \dots, T \quad (6)$$

$$0 \leq S_{ndgt} \leq 1 \qquad ndg = 1 \dots n_{ndg} \qquad t = 1, \dots, T \quad (7)$$

$$E_{es}^{min} \leq E_{est} \leq E_{es}^{max} \qquad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 2, \dots, T+1 \quad (8)$$

$$E_{est} = E_{es(t-1)} - P_{est}\Delta t \qquad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 2, \dots, T+1 \quad (9)$$

$$S_{est}^{C}P_{es}^{Cmax} \leq P_{est} \leq S_{est}^{D}P_{es}^{Dmax} \qquad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (10)$$

$$0 \leq S_{est}^{C} + S_{est}^{D} \leq 1 \qquad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (11)$$

$$S_{est}^{C} - S_{es(t-1)}^{C} - SU_{est}^{C} \leq 0 \qquad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (12)$$

$$S_{est}^{D} - S_{es(t-1)}^{D} - SU_{est}^{D} \leq 0 \qquad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (13)$$

De acuerdo con la ecuación (1), el objetivo de control implementado por la función de programación DER minimiza el coste de operación de la microrred, donde:

T es el número de intervalos de tiempo considerados en el problema de optimización;

n_{dg} es el número de generadores eléctricos distribuidos controlables (DG);

C_{gd} es la función de coste de la electricidad suministrada por la red de servicios públicos (externa);

P_{gd} es la potencia suministrada desde la red pública (externa);

S_{dg} indica el estado de encendido/apagado de los DG controlables;

C_{dg}^{nl} es el coste sin carga de los DG controlables;

C_{dg}^{pg} es el coste de generación de energía para los DG controlables;

P_{dg} es la generación de energía mediante los DG controlables;

SU_{dg} es el estado de la operación de arranque de los DG (1 = operación de arranque, 0 = sin operación de arranque)

C_{dg}^{su} es el coste de arranque de los DG controlables;

SD_{dg} es el coste de apagado de los DG controlables (1 = operación de apagado, 0 = sin operación de apagado);

C_{dg}^{sd} es el coste de apagado de los DG controlables;

n_{es} es el número de dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (ES);

$C_{es}^{SU_{CD}}$ es el coste de carga/descarga para los dispositivos ES;

SU_{es}^{D} indica la acción de descarga de los dispositivos ES (1 = operación de arranque-descarga, 0 = sin operación de arranque-descarga;

SU_{es}^{C} indica la acción de carga de los dispositivos ES (1 = operación de arranque-carga, 0 = sin operación de arranque-carga);

$C_{es}^{S_{CD}}$ es el coste de la operación de carga/descarga de los dispositivos ES (por ejemplo, en el programa DER, el coste de operación del almacenamiento de energía puede aumentar desde el primer intervalo de tiempo hasta el último intervalo de tiempo, lo que impulsa el almacenamiento de energía para cargar o descargar tan pronto como posible);

S_{es}^{D} indica el estado de descarga de los dispositivos ES (1 = descarga, 0 = carga o inactividad); y

S_{es}^{C} indica el estado de carga de los dispositivos ES (1 = carga, 0 = descarga o inactividad).

De acuerdo con la ecuación (1), el objetivo de control es también una función del coste de almacenamiento de energía asociado con los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. En una realización, las variables $C_{es}^{SU_{CD}}, SU_{es}^{D}, SU_{es}^{C}, C_{es}^{S_{CD}}, S_{es}^{D}$ y/o S_{es}^{C} pueden seleccionarse para que el término $\sum_{es=1}^{n_{es}}[C_{est}^{SU_{CD}}(SU_{est}^{D} + SU_{est}^{C}) + C_{est}^{S_{CD}}(S_{est}^{D} + S_{est}^{C})]$ en la ecuación (1) limite la cantidad de carga/descarga permitida para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica durante la ventana de tiempo definida, de modo que el coste de almacenamiento de energía se minimice para la ventana de tiempo definida.

La ecuación (2) es una ecuación de equilibrio de potencia que asegura que la generación total es igual a la demanda de carga total en cada intervalo de tiempo de decisión. Un factor de corrección K2 puede ajustarse a un valor distinto de uno para ajustar el equilibrio de potencia. La ecuación (3) representa las restricciones de salida de potencia para los generadores eléctricos distribuidos controlables. Las ecuaciones (4) y (5) son restricciones para el arranque y el apagado de los generadores eléctricos distribuidos, respectivamente. La ecuación (6) es una restricción de seguridad que asegura que la capacidad total de generación de generadores eléctricos distribuidos controlables (activos) en línea sea mayor que la demanda total de las cargas críticas. Es decir, en el modo conectado a la red, el objetivo de control asegura que la capacidad total de generación de potencia de todos los generadores eléctricos distribuidos controlables que tienen un estado de "encendido" como se indica por el parámetro S_{dg} de la programación de recursos de energía distribuida es mayor que una carga crítica de la microrred durante la ventana de tiempo definida. Mientras está en el modo isla, un factor de corrección K_1 se puede ajustar a un valor que no sea uno, para tener en cuenta que al menos uno de los generadores eléctricos distribuidos controlables "encendidos" está fuera de servicio durante la ventana de tiempo definido. De esta manera, la capacidad total de generación de energía sigue siendo mayor que la carga crítica de la microrred en la ventana de tiempo definida, incluso si se produce una interrupción no planificada, tal como la desconexión de la red principal (isla) o uno de los generadores eléctricos distribuidos controlables está fuera de servicio en modo isla.

La ecuación (7) es una restricción de la salida de potencia renovable para los generadores eléctricos renovables incluidos en la microrred. La ecuación (8) es el estado de la restricción de carga para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica incluidos en la microrred. La ecuación (9) es la restricción de carga o descarga para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica, donde se supone que la eficiencia de carga/descarga es del 100 %. La ecuación (10) es una limitación para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica entre

la tasa de carga/descarga y el estado. La ecuación (11) es una restricción de estado de carga/descarga de almacenamiento de energía. Las ecuaciones (12) y (13) son restricciones relacionadas con la operación de carga/descarga de arranque de almacenamiento de energía.

En las ecuaciones (2)-(13):

P_{es} representa la generación de potencia a partir de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (ES);

n_{ndg} es el número de DG renovables;

S_{ndg} es el coeficiente de potencia del generador eléctrico renovable (valor binario, si la renovable no es controlable continuamente, variable continua entre 0 y 1, de lo contrario);

P_{ndg} es la generación de potencia DG renovable;

K_2 es un coeficiente de pérdida (por ejemplo, elegido entre 1,01-1,05 en base al nivel de carga, con otros valores posibles);

P_{Tld} es la demanda de potencia de carga total

P_{dg}^{min} representa la salida de potencia mínima DG controlable;

P_{dg}^{max} representa la salida de potencia máxima DG controlable;

K_1 es un coeficiente de seguridad (1 = modo conectado a la red, 1,3-1,5 = modo isla, con otros valores posibles);

P_{cl} es la de demanda de carga crítica;

E_{es}^{max} es la máxima energía almacenada nominal para los dispositivos ES;

E_{es}^{min} es la energía mínima almacenada nominal para los dispositivos ES;

E_{es} la cantidad de energía en los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica;

Δt es la longitud de tiempo para cada intervalo preseleccionado;

$P_{es}^{D\,max}$ es la tasa máxima de descarga de potencia de los dispositivos ES (> 0); y

$P_{es}^{C\,max}$ es la tasa máxima de carga de energía de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (<0).

Las variables de control de la función de programación DER son las siguientes:

$$u_{DER} = [\boldsymbol{P}_{gd} \vdots \boldsymbol{U}_{dg-1}\, \boldsymbol{U}_{dg-2} \cdots \boldsymbol{U}_{dg-n_{dg}} \vdots \boldsymbol{U}_{es-1}\, \boldsymbol{U}_{es-2} \cdots \boldsymbol{U}_{es-n_{es}} \vdots \boldsymbol{U}_{es-C}\ \ \boldsymbol{U}_{es-D}] \quad (14)$$

donde:

$\mathbf{P_{gd}} = [P_{gd1}\ P_{gd2} \cdots P_{gdT}]$ (potencia desde la red pública externa)
$\mathbf{U_{dg\text{-}1}} = [\mathbf{P_{dg\text{-}1}}\ \mathbf{S_{dg\text{-}1}}\ \mathbf{SU_{dg\text{-}1}}\ \mathbf{SD_{dg\text{-}1}}]$ (parámetros de DG 1)
$\mathbf{P_{dg\text{-}1}} = [P_{dg\text{-}11}\ P_{dg\text{-}12} \cdots P_{dg\text{-}1T}]$
$\mathbf{S_{dg\text{-}1}} = [S_{dg\text{-}11}\ S_{dg\text{-}12} \cdots S_{dg\text{-}1T}]$
$\mathbf{SU_{dg\text{-}1}} = [SU_{dg\text{-}11}\ SU_{dg\text{-}12} \cdots SU_{dg\text{-}1T}]$

$\boldsymbol{SD_{dg\text{-}1}} = [SD_{dg\text{-}11}\ SD_{dg\text{-}12} \cdots SD_{dg\text{-}1T}]$

$\vdots$

$\boldsymbol{U_{dg\text{-}n_{dg}}} = [\boldsymbol{P_{dg\text{-}n_{dg}}}\ \boldsymbol{S_{dg\text{-}n_{dg}}}\ \boldsymbol{SU}_{dg\text{-}n_{dg}}\ \boldsymbol{SD_{dg\text{-}n_{dg}}}]$ (parámetros de DG n_{dg})

$\boldsymbol{P_{dg\text{-}n_{dg}}} = [P_{dg\text{-}n_{dg}1}\ P_{dg\text{-}n_{dg}2} \cdots P_{dg\text{-}n_{dg}T}]$

$\boldsymbol{S}_{dg\text{-}n_{dg}} = [S_{dg\text{-}n_{dg}1}\ S_{dg\text{-}n_{dg}2} \cdots S_{dg\text{-}n_{dg}T}]$

$\boldsymbol{SU}_{dg\text{-}n_{dg}} = [SU_{dg\text{-}n_{dg}1}\ SU_{dg\text{-}n_{dg}2} \cdots SU_{dg\text{-}n_{dg}T}]$

$\boldsymbol{SD}_{dg\text{-}n_{dg}} = [SD_{dg\text{-}n_{dg}1}\ SD_{dg\text{-}n_{dg}2} \cdots SD_{dg\text{-}n_{dg}T}]$

$\boldsymbol{U_{es-1}} = [\boldsymbol{P_{es-1}}\ \boldsymbol{S_{es-1}}\ \boldsymbol{S^C_{es-1}}\ \boldsymbol{S^D_{es-1}}]$ (parámetros de ES 1)

$\boldsymbol{P_{es\text{-}1}} = [P_{es\text{-}11}\ P_{es\text{-}12} \cdots P_{es\text{-}1T}]$

$\boldsymbol{S_{es\text{-}1}} = [S_{es\text{-}11}\ S_{es\text{-}12} \cdots S_{es\text{-}1T}]$

$\vdots$

$\boldsymbol{S^C_{es-1}} = [S^C_{es-11}\ S^C_{es-12}\ \cdots\ S^C_{es-1T}]$

$\boldsymbol{S^D_{es-1}} = [S^D_{es-11}\ S^D_{es-12}\ \cdots\ S^D_{es-1T}]$

$\boldsymbol{U_{es-n_{es}}} = [\boldsymbol{P_{es-n_{es}}}\ \boldsymbol{S_{es-n_{es}}}\ \boldsymbol{S^C_{es-n_{es}}}\ \boldsymbol{S^D_{es-n_{es}}}]$ (parámetros de ES n_{es})

$\boldsymbol{P_{es\text{-}n_{es}}} = [P_{es\text{-}n_{es}1}\ P_{es\text{-}n_{es}2} \cdots P_{es\text{-}n_{es}T}]$

$\boldsymbol{S_{es\text{-}n_{es}}} = [S_{es\text{-}n_{es}1}\ S_{es\text{-}n_{es}2} \cdots S_{es\text{-}n_{es}T}]$

$\boldsymbol{S^C_{es-n_{es}}} = [S^C_{es-n_{es}1}\ S^C_{es-n_{es}2}\ \cdots\ S^C_{es-n_{es}T}]$

$\boldsymbol{S^D_{es-n_{es}}} = [S^D_{es-n_{es}1}\ S^D_{es-n_{es}2}\ \cdots\ S^D_{es-n_{es}T}]$

$\boldsymbol{U_{es-C}} = [SU^C_{es-11} \ldots SU^C_{es-1T} | \ldots | SU^C_{es-n_{es}1} \ldots SU^C_{es-n_{es}T}]$ (carga de arranque de ES)

$\boldsymbol{U_{es-D}} = [SU^D_{es-11} \ldots SU^D_{es-1T} | \ldots | SU^D_{es-n_{es}1} \ldots SU^D_{es-n_{es}T}]$ (descarga de arranque de ES)

La función de programación DER se puede formular como un problema de programación lineal entero mixto. Las variables de control incluyen variables continuas y binarias. Las variables de control continuas incluyen $\mathbf{P_{gd}}$, $\mathbf{P_{dg}}$ y $\boldsymbol{P_{es}}$. Las variables de control binario (0 o 1) incluyen $\mathbf{S_{dg}}$, $\mathbf{SU_{dg}}$, $\mathbf{SD_{dg}}$, $\boldsymbol{S_{es}}$, $\boldsymbol{S^C_{es}}$, $\boldsymbol{S^D_{es}}$, $\boldsymbol{SU^C_{es}}$, $\boldsymbol{SU^D_{es}}$. La información de entrada para la función de programación DER incluye:

precio de la electricidad de la red pública: C_{gd} (t = 1, ..., T);

costes de DG controlables sin carga/arranque/apagado/generación: $C^{nl}_{dg}, C^{su}_{dg}, C^{sd}_{dg}, C^{pg}_{dg}$;

supuestos carga/descarga de almacenamiento de energía y costes de operación correspondientes: $C^{SU_{CD}}_{es}, C^{S_{CD}}_{es}$;

previsión de potencia de demanda de carga total: P_{Tld} (t = 1, ..., T);

previsión de generación de potencia DG renovable: P_{ndg} (t = 1, ..., T);

salidas de potencia mínimas y máximas controlables DG: P^{min}_{dg} y P^{max}_{dg};

previsión de demanda de carga crítica: P_{cl} (t = 1, ..., T);

energía almacenada máxima y mínima nominal: E^{max}_{es} y E^{min}_{es};

longitud de tiempo para cada intervalo de decisión: Δt;

máxima tasa de potencia de carga/descarga de almacenamiento de energía: P^{Dmax}_{es} y P^{Cmax}_{es};

estado real de carga de cada almacenamiento de energía: E^{real}_{es} (este valor se utiliza para actualizar el estado inicial de carga del almacenamiento de energía al comienzo de cada ejecución de la programación DER)

La salida de la función de programación DER es una programación DER que incluye: el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables, la salida de energía renovable (cuando se puede encender o apagar continuamente), y el estado y la tasa de carga/descarga/inactivo de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. La programación DER se utiliza mediante la unidad ED/OPF 132 de la

microrred EMS 100 para determinar los puntos de ajuste de potencia de los recursos de energía distribuidos en operación en tiempo real.

Basándose en el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos y en el estado y tasa de carga/descarga de almacenamiento de energía incluidos en la programación DER, la unidad ED/OPF 132 minimiza el coste de operación de la microrred para el intervalo de tiempo presente (por ejemplo, 5 a 15 minutos) mientras minimiza la desviación de la tasa de carga/descarga de almacenamiento de energía. Es decir, el objetivo de control minimiza la medida en que la tasa real de carga/descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica se desvía de la tasa de carga/descarga identificada para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica en la programación de recursos de energía distribuida. Las restricciones consideradas por la unidad ED/OPF 132 incluyen el equilibrio de potencia, la tasa de variación, las eficiencias de carga/descarga de almacenamiento de energía, así como restricciones operativas tales como límites de corriente de línea y de tensión de nodo en caso de que esté disponible un modelo de red detallado para la microrred. La unidad ED/OPF 132 determina los puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables basándose en el siguiente objetivo de control:

$$\min \{C_{gd}P_{gd} + \sum_{dg=1}^{n_{dg}} P_{dg}C_{dg}^{pg} + \sum_{es=1}^{n_{es}} w_{es}\,(P_{es} - P_{es}^{ref})^2\} \qquad (15)$$

donde:

$$P_{gd} + \sum_{dg=1}^{n_{dg}} P_{dg} + \sum_{ndg=1}^{n_{ndg}} S_{ndgt}P_{ndgt} + \sum_{es=1}^{n_{es}} P_{es} = K_2 P_{Tld} \qquad (16)$$

$$P_{dg}^{min} \le P_{dg} \le P_{dg}^{max} \quad dg = 1 \dots n_{dg} \qquad (17)$$

$$P_{dg}^{ini} - R_{dg}^{D}\Delta t \le P_{dg} \le P_{dg}^{ini} + R_{dg}^{U}\Delta t \qquad (18)$$

$$P_{es}^{Cmax} \le P_{es} \le 0 \text{ o } \quad 0 \le P_{es} \le P_{es}^{Dmax} \quad es = 1 \dots n_{es} \qquad (19)$$

$$E_{es}^{ini} - \rho_C P_{es}\Delta t \le E_{es}^{max} \text{ o } \quad E_{es}^{min} \le E_{es}^{ini} - P_{es}\Delta t/\rho_D \quad es = 1 \dots n_{es} \qquad (20)$$

$$I_{ln}^{ini} + \sum_{u=1}^{n_u} S_u^{I_{ln}} * \Delta u \le I_{ln}^{max} \quad ln = 1 \dots n_{ln} \qquad (21)$$

$$V_{nv}^{min} \le V_{nv}^{ini} + \sum_{u=1}^{n_u} S_u^{V_{nv}} * \Delta u \le V_{nv}^{max} \quad nv = 1 \dots n_{nv} \qquad (22)$$

$$Q_{dg}^{min} \le Q_{dg} \le Q_{dg}^{max} \text{ o } \quad V_{dg}^{min} \le V_{dg} \le V_{dg}^{max} \quad dg = 1 \dots n_{dg} \qquad (23)$$

y donde:

C_{gd} representa una función de coste de la electricidad proporcionada por la red pública (externa);

P_{gd} es las fuentes de alimentación de la red pública;

n_{dg} es el número de generadores eléctricos distribuidos controlables (DG);

C_{dg}^{pg} es el coste de generación de energía para los DG controlables;

P_{dg} es la generación de energía para las DG controlables;

K_2 es un coeficiente de pérdida (por ejemplo, escogido entre 1,01 y 1,05 basado en el nivel de carga, siendo posibles otros valores);

n_{es} es el número de dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (ES);

w_{es} es un factor de ponderación para los dispositivos ES;

P_{es} representa la generación de energía de los dispositivos ES;

P_{es}^{ref} representa una referencia de generación de potencia (determinada por la programación DER) para los dispositivos ES;

n_{ndg} es el número de DG renovables;

P_{ndg} representa la generación de energía de las DG renovables;

P_{Tld} es la potencia de demanda de carga total;

P_{dg}^{min} representa la salida de potencia mínima de los DG controlables;

P_{dg}^{max} representa la salida de potencia máxima controlable

P_{dg}^{ini} representa la generación de potencia de caso base de los DG controlables;

R_{dg}^{U} es una tasa de aumento de los DG;

R_{dg}^{D} es una tasa de disminución de los DG;

Δt es el intervalo de tiempo bajo consideración;

P_{es}^{Dmax} representa la tasa máxima de descarga de potencia de los dispositivos ES (> 0);

P_{es}^{Cmax} representa la tasa máxima de carga de potencia de los dispositivos ES (< 0);

E_{es}^{ini} es la energía almacenada de caso base de los dispositivos ES;

ρ_C, ρ_D representa la eficiencia de carga/descarga de los dispositivos ES que representa la energía máxima almacenada nominal;

E_{es}^{min} es la energía mínima almacenada nominal;

I_{ln}^{ini} es la magnitud de la corriente de la línea de caso base;

I_{ln}^{max} es el límite de corriente de línea;

n_{ln} es el número de líneas con violaciones de restricciones de línea actuales;

u es una variable controlable;

S_u^I representa la sensibilidad de la corriente de línea con respecto a la variable controlable u;

S_u^v representa la sensibilidad de las tensiones del nodo con respecto a la variable controlable u;

V_{nv}^{min}, V_{nv}^{max} son los límites inferior y superior de la tensión del nodo, respectivamente;

V_{nv}^{ini} es la magnitud de la tensión del nodo del caso base;

nv es el número de tensiones con violaciones de restricción de tensión;

Q_{dg} representa la generación de potencia reactiva de los DG controlables;

Q_{dg}^{min}, Q_{dg}^{max} representan los límites inferior y superior de la potencia reactiva de los DG controlables, respectivamente;

V_{dg} son los puntos de ajuste de tensión de los DG controlables; y

$V_{dg}^{min}, V_{dg}^{max}$ son los límites inferior y superior del punto de ajuste de tensión de los DG controlables, respectivamente.

La ecuación (15) es una función objetivo implementada por la unidad ED/OPF 132 que minimiza el coste de operación de la microrred. El objetivo de control ED/OPF puede ponderarse en base al almacenamiento de energía dado por el término $\sum_{es=1}^{n_{es}} w_{es} (P_{es} - P_{es}^{ref})^2$ en la ecuación (15), donde el factor de ponderación w_{es} se aplica a la tasa de carga/descarga identificada para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica en la programación DER. La ecuación (16) es una ecuación de equilibrio de potencia que garantiza que la demanda de carga total se suministra a partir de la generación. En una realización, un coeficiente de pérdida de K_2 cuenta para interrupciones planificadas en la microrred de manera que la restricción de carga puede minimizarse sobre el intervalo de tiempo presente, es decir, mediante el establecimiento de $K_2 > 1$, por ejemplo, entre 1,01 y 1,05. La ecuación (17) define un intervalo operativo en los límites superior e inferior de la potencia activa DG. La ecuación (18) proporciona restricciones de tasa de variación de salida de potencia de DG real (P). La ecuación (19) proporciona restricciones de tasa de carga/descarga del dispositivo de almacenamiento de energía eléctrica. La ecuación (20) proporciona restricciones de estado del dispositivo de almacenamiento de energía eléctrica (es decir, carga o descarga). Las ecuaciones (21) y (22) proporcionan restricciones de tensión de línea y de nodo, respectivamente, cuando está disponible un modelo de red detallado para la microrred. Las restricciones de tensión de línea y de nodo pueden incluir variables de sensibilidad de tensión de línea y de nodo, respectivamente. La ecuación (23) define un intervalo operativo en los límites superior e inferior de la potencia reactiva DG (Q) o el punto de ajuste de tensión.

Las variables de control de la función ED/OPF son las siguientes:

En modo conectado a la red: $u_{ED/OPF} = [P_{gd} \vdots \boldsymbol{P}_{dg} \vdots \boldsymbol{P}_{es} \vdots \boldsymbol{Q}_{dg}]$,

donde,

$$\boldsymbol{P}_{dg} = \left[P_{dg-1}\ P_{dg-2} \cdots \cdots .. P_{dg-n_{dg}}\right]$$

$$\boldsymbol{P}_{es} = \left[P_{es-1}\ P_{es-2} \cdots \cdots .. P_{es-n_{es}}\right]$$

$$\boldsymbol{Q}_{dg} = \left[Q_{dg-1}\ Q_{dg-2} \cdots \cdots .. Q_{dg-n_{dg}}\right]$$

En modo isla: $u_{ED/OPF} = [\boldsymbol{P}_{dg} \vdots \boldsymbol{P}_{es} \vdots \overline{\boldsymbol{Q}}_{dg}]$

donde,

$$\boldsymbol{P}_{dg} = \left[P_{dg-1}\ P_{dg-2} \cdots \cdots .. P_{dg-n_{dg}}\right]$$

$$\boldsymbol{P}_{es} = \left[P_{es-1}\ P_{es-2} \cdots \cdots .. P_{es-n_{es}}\right]$$

$$\overline{\boldsymbol{Q}}_{dg} = \left[Q_{dg-2} \cdots \cdots .. Q_{dg-n_{dg}}\right]$$

El generador eléctrico distribuido DG1, por ejemplo, el generador eléctrico con la mayor capacidad, se elige como generador de tensión en modo isla. La potencia reactiva (Q) de DG1 está determinada por la demanda de carga total y las salidas de potencia de los otros generadores eléctricos distribuidos. La unidad ED/OPF 132 formula el ED/OPF como un problema de programación cuadrático. Un término cuadrático está incluido en la función objetivo dada por la ecuación (15). Todas las restricciones son expresiones lineales. La información de entrada para la función objetivo ED/OPF incluye:

precio de la electricidad pública C_{gd};

coste de generación de DG controlable C_{dg}^{pg} ;

referencia de potencia de carga/descarga del dispositivo ES determinada por la programación DER P_{es}^{ref} ;

DG en línea (activos) controlables determinados por la programación DER (es decir, estado = encendido);

potencia total de demanda de carga P_{Tld};

generación de potencia DG renovable P_{ndg};

salidas de potencia mínimas y máximas DG controlables P_{dg}^{min} y P_{dg}^{max} ;

tasas de subida/bajada del DG controlable R_{dg}^{U} y R_{dg}^{D} ;

energía almacenada máxima y mínima para dispositivo ES nominal E_{es}^{max} y E_{es}^{min} ;

intervalo de tiempo Δt;

tasa máxima de carga/descarga de potencia de almacenamiento de energía P_{es}^{Dmax} y P_{es}^{Cmax} ;

información de sensibilidad de las restricciones operativas con respecto a las variables de control; y límites de magnitud de corriente en línea y tensión de nodo I_{ln}^{max} ,V_{nv}^{min} y V_{nv}^{max} .

La salida de la función de objetivo ED/OPF incluye puntos de ajuste de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables y potencia de carga/descarga de almacenamiento de energía. Estas demandas de control pueden ser emitidas a dispositivos correspondientes para operar la microrred en cada intervalo de tiempo en tiempo real operativo, a través de la red de comunicaciones y control de la microrred 124.

Como se ha descrito anteriormente en el presente documento, las interrupciones de potencia pueden mitigarse por la unidad de mitigación de interrupciones 133 de la microrred EMS 100, por ejemplo, estableciendo el coeficiente de pérdida K_2 apropiadamente. Para interrupciones planificadas, se proporciona una solución más precisa y robusta.

La figura 4 ilustra un diagrama de flujo de una realización de un método de control de la operación de una microrred que comprende una pluralidad de recursos de energía distribuidos que incluyen generadores eléctricos distribuidos controlables y dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. Si se actualiza la previsión de generación/carga renovable (Bloque 300), la unidad de programación DER 130 de la microrred EMS 100 ejecuta la función objetivo DER para actualizar la programación DER (Bloque 310), por ejemplo, de acuerdo con las ecuaciones (1) a (14). La unidad ED/OPF 132 ejecuta la función objetivo ED/OPF basada en parte en la nueva programación DER para determinar nuevos puntos de potencia para los recursos de energía distribuidos controlables (Bloque 320), por ejemplo, de acuerdo con las ecuaciones (15) a (23). De lo contrario, la microrred EMS 100 ejecuta la función objetivo DER en el intervalo normalmente programado (por ejemplo, cada 1 o 2 horas, con una ventana orientada hacia las siguientes 24 horas) y luego ejecuta la función objetivo ED/OPF basada en parte en la nueva programación DER (programada regularmente) (Bloques 330, 320).

Para una perturbación o interrupción no planeada, la programación DER puede planificar una reserva de giro (trabajo) suficiente para las cargas críticas. Cuando se produce una interrupción no planificada, tanto el control local de DG/ES como el mecanismo de restricción de carga responden automáticamente a la variación de frecuencia/tensión para ajustar la salida de generación y/o realizar la restricción de carga. Para interrupciones planificadas, la microrred EMS puede implementar una función de control de interrupción planificada (Bloque 340). La microrred EMS puede implementar la función de control de interrupción planificada para determinar la restricción de carga por adelantado. Además, las funciones objetivo DER y ED/OPF se pueden ejecutar para determinar la interrupción de carga, así como el reenvío de generación de energía entre los generadores eléctricos distribuidos disponibles, por ejemplo, para alcanzar el intercambio de energía cero con la utilidad antes de entrar en modo isla.

La figura 5 ilustra un diagrama de flujo de una realización de una función de control de interrupción planificada implementada por la unidad de mitigación de interrupciones 133 de la microrred EMS 100. De acuerdo con esta realización, la función de control de interrupción planificada considera un peor escenario durante una interrupción. La cantidad de restricción de carga se determina basándose en el desajuste máximo de la generación y la carga. La solución de restricción de carga es la misma durante cada interrupción. La función de control de interrupción planificada utiliza el tiempo/programación de interrupción previsto (Bloque 400) y la previsión de generación de demanda de carga/renovable durante la duración de interrupción estimada (Bloque 410) para calcular si es

necesaria la restricción de carga y, si es así, cuánta carga debe restringirse (Bloque 420). Si no se requiere la restricción de carga (Bloque 430), se desconectan ninguna carga (Bloque 440) y se emite el resultado (Bloque 450). De lo contrario, las cargas no críticas se priorizan y se restringen antes de que se produzca la interrupción (Bloque 460). Esto puede incluir la determinación de la lista de restricción de carga basada en reglas heurísticas para que no se requiera ninguna optimización. Esta solución es aplicable cuando la duración estimada de la interrupción es relativamente corta, tal como menos de 4 horas.

Según una realización de la restricción de carga (Bloque 460), se priorizan las cargas no críticas (Bloque 462) y la menor carga no crítica se desconecta y se retira de la lista de restricción de carga (Bloque 464). Si la capacidad de carga permanece por encima de la capacidad de generación después de esta modificación de la lista de restricción de carga (Bloque 466), la siguiente carga no crítica más pequeña se desconecta y se retira de la lista de restricción de carga (Bloque 464). Este proceso se repite hasta que la capacidad de carga sea igual o inferior a la capacidad de generación (Bloques 464, 466) o se cumpla algún otro criterio de detención. La nueva lista de restricción de carga se emite (Bloque 468) para su uso durante la interrupción programada.

De acuerdo con otra realización de la función de control de interrupción planificada, se considera la duración total de la interrupción en lugar del peor de los casos. La operación de la microrred también se optimiza en un horizonte temporal para calcular el estado DER y los puntos de ajuste de almacenamiento de energía, así como la cantidad de restricción de carga en cada intervalo de tiempo de decisión. Esta formulación es la misma que las realizaciones de la función de programación DER descritas anteriormente en el presente documento, excepto que se incluye la restricción de carga. Después de determinar la cantidad de restricción de carga en cada intervalo, se genera una nueva lista de restricción de carga basada en la prioridad de las cargas no críticas para cada intervalo de tiempo. Las cargas no críticas se restringen basándose en la lista de restricción de carga en cada intervalo de decisión. Como tal, la restricción de carga se considera durante la duración de la interrupción, lo que ayuda a minimizar los efectos adversos de la restricción de carga. Esta solución es aplicable cuando la duración estimada de la interrupción es relativamente larga, tal como más de 4 horas. La función de programación DER se modifica para incluir la restricción de carga de la siguiente manera:

$$\min \sum_{t=1}^{T_outage}\{C_{gdt}P_{gdt} + \sum_{dg=1}^{n_{dg}}[S_{dgt}C_{dgt}^{nl} + P_{dgt}C_{dgt}^{pg} + SU_{dgt}C_{dgt}^{su} + SD_{dgt}C_{dgt}^{sd}] + \sum_{es=1}^{n_{es}}[C_{est}^{SU_{CD}}(SU_{est}^{D} + SU_{est}^{C}) + C_{est}^{S_{CD}}(S_{est}^{D} + S_{est}^{C})] + w_{shed}P_{shedt}\} \quad (24)$$

$$P_{gdt} + \sum_{dg=1}^{n_{dg}} P_{dgt} + \sum_{es=1}^{n_{es}} P_{est} + \sum_{ndg=1}^{n_{ndg}} S_{ndgt}P_{ndgt} = K_2(P_{Tldt} - P_{shedt}) \quad t = 1, \dots, T \quad (25)$$

$$P_{shedt} \geq 0 \quad t = 1, \dots, T \quad (26)$$

$$S_{dgt}P_{dg}^{min} \leq P_{dgt} \leq S_{dgt}P_{dg}^{max} \quad dg = 1 \dots n_{dg} \quad t = 1, \dots, T \quad (27)$$

$$S_{dgt} \leq S_{dg(t-1)} + SU_{dgt} \quad dg = 1 \dots n_{dg} \quad t = 1, \dots, T \quad (28)$$

$$S_{dgt} \geq S_{dg(t-1)} - SD_{dgt} \quad dg = 1 \dots n_{dg} \quad t = 1, \dots, T \quad (29)$$

$$\sum_{dg=1}^{n_{dg}} S_{dgt}P_{dg}^{max} \geq K_1 P_{clt} \quad t = 1, \dots, T \quad (30)$$

$$S_{est}^{C}P_{es}^{Cmax} \leq P_{est} \leq S_{est}^{D}P_{es}^{Dmax} \quad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (34)$$

$$0 \leq S_{est}^{C} + S_{est}^{D} \leq 1 \quad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (35)$$

$$S_{est}^{C} - S_{es(t-1)}^{C} - SU_{est}^{C} \leq 0 \quad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (36)$$

$$S_{est}^{D} - S_{es(t-1)}^{D} - SU_{est}^{D} \leq 0 \quad es = 1 \dots n_{es} \quad t = 1, \dots, T \quad (37)$$

donde:

W_{shed} es factor de ponderación de la restricción de carga;

P_{shedt} representa una cantidad de restricción de carga en el intervalo de tiempo t; y

T_{outage} es el tiempo total de interrupción.

Las variables restantes en las ecuaciones (24) a (37) se describen anteriormente en este documento con respecto a la función de programación DER.

La ecuación (24) minimiza el coste de operación de la microrred y también minimiza la restricción de carga durante la duración de la interrupción. La ecuación (25) asegura que la generación y la carga están equilibradas en cada intervalo de tiempo. La ecuación (26) asegura que la cantidad de restricción de carga sea siempre positiva. Las ecuaciones (27)-(37) corresponden a las ecuaciones (3)-(13) relativas a la función de programación DER.

Las variables de control de la función de programación DER modificada con la restricción de carga son las siguientes:

$$u_{DER} = [\boldsymbol{U}_{dg-1}\ \boldsymbol{U}_{dg-2}\ \cdots\ \boldsymbol{U}_{dg-n_{dg}}\ \vdots\ \boldsymbol{U}_{es-1}\ \boldsymbol{U}_{es-2}\ \cdots\ \boldsymbol{U}_{es-n_{es}}\ \vdots\ \boldsymbol{U}_{es-C}\ \ \boldsymbol{U}_{es-D}\ \vdots\ \boldsymbol{U}_{shed}] \quad (38)$$

donde:

$\mathbf{U_{dg-1}} = [\mathbf{P_{dg-1}}\ \mathbf{S_{dg-1}}\ \mathbf{SU_{dg-1}}\ \mathbf{SD_{dg-1}}]$ (parámetros de DG 1)
$\mathbf{P_{dg-1}} = [P_{dg-11}\ P_{dg-12} \cdots P_{dg-1T}]$
$\mathbf{Sdg-1} = [S_{dg-11}\ S_{dg-12} \cdots S_{dg-1T}]$
$\mathbf{SU_{dg-1}} = [SU_{dg-11}\ SU_{dg-12} \cdots SU_{dg-1T}]$
$\mathbf{SD_{dg-1}} = [SD_{dg-11}\ SD_{dg-12} \cdots SD_{dg-1T}]$
⋮
$\boldsymbol{U_{dg-n_{dg}}} = [\boldsymbol{P_{dg-n_{dg}}}\ \boldsymbol{S_{dg-n_{dg}}}\ \boldsymbol{SU_{dg-n_{dg}}}\ \boldsymbol{SD_{dg-n_{dg}}}]$ (parámetros de DGn_{dg})
$\mathbf{P_{dg-n_{dg}}} = [P_{dg-n_{dg}1}\ P_{dg-n_{dg}2} \cdots P_{dg-n_{dg}T}]$
$\mathbf{S_{dg-n_{dg}}} = [S_{dg-n_{dg}1}\ S_{dg-n_{dg}2} \cdots S_{dg-n_{dg}T}]$
$\mathbf{SU_{dg-n_{dg}}} = [SU_{dg-n_{dg}1}\ SU_{dg-n_{dg}2} \cdots SU_{dg-n_{dg}T}]$
$\mathbf{SD_{dg-n_{dg}}} = [SD_{dg-n_{dg}1}\ SD_{dg-n_{dg}2} \cdots SD_{dg-n_{dg}T}]$
⋮

$\boldsymbol{U_{es-1}} = [\boldsymbol{P_{es-1}}\ \ \boldsymbol{S_{es-1}}\ \ \boldsymbol{S^C_{es-1}}\ \ \boldsymbol{S^D_{es-1}}]$ (parámetros de ES1)
$\boldsymbol{P_{es-1}} = [P_{es-11}\ P_{es-12} \cdots P_{es-1T}]$
$\boldsymbol{S_{es-1}} = [S_{es-11}\ S_{es-12} \cdots S_{es-1T}]$
$\boldsymbol{S^C_{es-1}} = [S^C_{es-11}\ \ S^C_{es-12}\ \cdots\ \ S^C_{es-1T}]$
$\boldsymbol{S^D_{es-1}} = [S^D_{es-11}\ \ S^D_{es-12}\ \cdots\ \ S^D_{es-1T}]$
⋮
$\boldsymbol{U_{es-n_{es}}} = [\boldsymbol{P_{es-n_{es}}}\ \ \boldsymbol{S_{es-n_{es}}}\ \ \boldsymbol{S^C_{es-n_{es}}}\ \ \boldsymbol{S^D_{es-n_{es}}}]$ (parámetros de ESn_{es})
$\boldsymbol{P_{es-n_{es}}} = [P_{es-n_{es}1}\ P_{es-n_{es}2} \cdots P_{es-n_{es}T}]$
$\boldsymbol{S_{es-nes}} = [S_{es-nes1}\ S_{es-n_{es}2} \cdots S_{es-nesT}]$
$\boldsymbol{S^C_{es-n_{es}}} = [S^C_{es-n_{es}1}\ \ S^C_{es-n_{es}2}\ \cdots\ \ S^C_{es-n_{es}T}]$
$\boldsymbol{S^D_{es-n_{es}}} = [S^D_{es-n_{es}1}\ \ S^D_{es-n_{es}2}\ \cdots\ \ S^D_{es-n_{es}T}]$
⋮
$\boldsymbol{U_{es-C}} = [SU^C_{es-11} \ldots SU^C_{es-1T} | \ldots | SU^C_{es-n_{es}1} \ldots SU^C_{es-n_{es}T}]$ (carga de arranque de dispositivos ES)
$\boldsymbol{U_{es-D}} = [SU^D_{es-11} \ldots SU^D_{es-1T} | \ldots | SU^D_{es-n_{es}1} \ldots SU^D_{es-n_{es}T}]$ (descarga de arranque de dispositivos ES)
$\boldsymbol{U_{shed}} = [P_{shed1}\ P_{shed2} \cdots P_{shedT}]$(cantidad de restricción de carga)

El control de interrupción planificado se formula mediante la unidad de mitigación de interrupciones 133 de la microrred EMS 100 como un problema de programación lineal entero mixto. Las variables de control incluyen variables continuas y binarias. Las variables de control continuo incluyen: $\mathbf{P_{gd}}$; $\mathbf{P_{dg}}$; $\mathbf{P_{es}}$; y $\mathbf{P_{shed}}$. Las variables de control binario (0 o 1) incluyen: $\mathbf{S_{dg}}$; $\mathbf{SU_{dg}}$; $\mathbf{SD_{dg}}$ S_{es}; $S_{es}^{C}, S_{es}^{D}, SU_{es}^{C}, SU_{es}^{D}$ La entrada de información para el control de interrupciones planeado incluye:

costes de DG controlables sin carga/arranque/apagado/generación: $C_{dg}^{nl}, C_{dg}^{su}, C_{dg}^{sd}, C_{dg}^{pg}$;

carga/descarga de almacenamiento de energía y costes de operación correspondientes: $C_{es}^{SU_{CD}}, C_{es}^{S_{CD}}$;

previsión de potencia de demanda de carga total durante la interrupción: P_{Tld} (t = 1, ..., T);

previsión de generación de potencia DG renovable durante la interrupción: P_{ndg} (t = 1, ..., T);

salidas de potencia mínimas y máximas controlables DG: P_{dg}^{min} y P_{dg}^{max};

previsión de la demanda de carga crítica durante la interrupción: P_{cl} (t = 1, ..., T);

energía almacenada máxima y mínima nominal: E_{es}^{max} y E_{es}^{min};

longitud de tiempo para cada intervalo de decisión: Δt;

máxima tasa de potencia de carga/descarga de almacenamiento de energía: $P_{es}^{D\,max}$ y $P_{es}^{C\,max}$ duración de la interrupción: T_{outage}.

La salida de la función de control de interrupción prevista incluye: el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables, la salida de energía renovable (cuando la renovable es controlable continuamente), el estado de carga/descarga/inactivo y la velocidad de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica y una lista de restricción de carga.

La microrred EMS 100 descrita en el presente documento puede ejecutarse en un controlador central de un sistema de control distribuido (DCS) y recopila información a través de toda la microrred. En el modo conectado a la red, la estabilidad no es un problema importante, mientras que el principal objetivo es lograr la operación económica de la microrred. Usualmente, el control de estabilidad local (V/f) está deshabilitado y todas las unidades operan en el denominado modo PQ con ajustes proporcionados por la microrred 100 EMS a menos que la microrred proporcione servicios auxiliares, tales como control de frecuencia y regulación de tensión al operador de red. Uno o más DER de respuesta rápida, tales como volantes, pueden ser controlados para responder a la frecuencia del sistema y a la variación de la tensión, mientras que la microrred EMS 100 proporciona puntos de ajuste de potencia para otros recursos energéticos en el intervalo de tiempo deseado (por ejemplo, cada 5 a 15 minutos) para mejorar la operación económica del sistema. En el modo isla, el objetivo principal para la operación de la microrred es mantener la estabilidad del sistema y garantizar el servicio de carga crítica, en base al cual la operación económica también se puede alcanzar. La microrred EMS 100 puede proporcionar puntos de ajuste de potencia como un punto de referencia a las decisiones tomadas por el DCS.

Las metodologías descritas en el presente documento transfieren la planificación operativa desde el día siguiente a una(s) hora(s) siguiente(s), lo que permite a la programación DER sacar el máximo provecho de la última y más precisa información de generación y previsión de la carga. Además, la función de programación DER propuesta puede determinar el compromiso de los DER en una longitud de tiempo más corta (por ejemplo, cada 30 minutos) de acuerdo con la escala de microrred. Estas características proporcionan una estrategia de control altamente flexible y producen mejores resultados de control para la operación de la microrred.

Además, la microrred EMS 100 descrita en el presente documento resuelve la programación DER cuando la predicción de generación renovable y carga se actualiza e implementa el ED/OPF para el actual intervalo de tiempo para reducir la complejidad computacional. Esto permite la incorporación de restricciones de operación más detalladas, tales como la corriente de línea y las restricciones de tensión de bus, es decir, restricciones óptimas de flujo de potencia.

Para reducir aún más el esfuerzo computacional, la frecuencia de ejecución de la programación DER también se puede ajustar por la escala de la microrred o la dimensión del problema de optimización a resolver. Por ejemplo, si el problema de optimización se puede resolver lo suficientemente rápido, entonces la ejecución de la programación DER se puede hacer cada vez que se produce una actualización en la generación y/o la previsión de carga. De lo contrario, la programación DER solo se puede ejecutar si hay un cambio mayor que un determinado umbral predefinido.

Términos tales como "primero", "segundo", y similares, se usan para describir varios elementos, regiones, secciones, etc. y no se pretende que sean limitativos. Términos similares se refieren a elementos similares en toda la descripción.

Tal como se usa aquí, los términos "que tiene", "que contiene", "que incluye", "que comprende" y similares son términos de terminación abierta que indican la presencia de elementos o características indicados, pero no excluyen elementos o características adicionales. Los artículos "un", "una", "el" y "la" están pensados para incluir también las formas en plural, a menos que el contexto indique claramente lo contrario.

Teniendo en cuenta la gama de variaciones y aplicaciones anteriores, debe entenderse que la presente invención no está limitada por la descripción anterior, ni está limitada por los dibujos adjuntos. En su lugar, la presente invención está limitada únicamente por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método para controlar la operación de una microrred que comprende una pluralidad de recursos de energía distribuidos que incluyen generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106, 108, 110, 112) y dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114), comprendiendo el método:

actualizar periódicamente una programación de recursos de energía distribuidos para la microrred, que incluye el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106, 108, 110, 112) y el estado y la tasa de carga/descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) y que satisface un primer objetivo de control para una ventana de tiempo definida, en base al menos en parte a una generación de energía renovable y a una previsión de carga para la microrred (200); y

determinar periódicamente puntos de ajuste de potencia para la pluralidad de recursos de energía distribuidos (104, 106, 108, 110, 112, 114) que satisfacen un segundo objetivo de control para un intervalo de tiempo presente dentro de la ventana de tiempo definida, siendo el segundo objetivo de control una función de al menos la programación de recursos de energía distribuidos para la microrred (210), **caracterizado por que** los puntos de ajuste de potencia para la pluralidad de recursos de energía distribuidos (104, 106, 108, 110, 112, 114) se determinan durante al menos dos intervalos de tiempo sucesivos dentro de la ventana de tiempo definida antes de que la programación de recursos de energía distribuidos se actualice de nuevo y se mueva la ventana de tiempo definida.

2. El método de la reivindicación 1, en el que el primer objetivo de control es también una función de un coste de almacenamiento de energía asociado con los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114).

3. El método de la reivindicación 2, en el que el primer objetivo de control limita la cantidad de carga/descarga permitida para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) sobre la ventana de tiempo definida, de modo que el coste de almacenamiento de energía se minimiza para la ventana de tiempo definida.

4. El método de la reivindicación 1, en el que el primer objetivo de control asegura una capacidad de generación de potencia total de todos los generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106, 108, 110, 112) que tiene un estado de encendido indicado por la programación de recursos de energía distribuidos es mayor que una carga crítica de la microrred para la ventana de tiempo definida.

5. El método de la reivindicación 4, en el que el primer objetivo de control es también una función de un factor de corrección que representa al menos uno de los generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106, 108, 110, 112) que tiene un estado de encendido que está fuera de servicio durante la ventana de tiempo definida, de manera que la capacidad total de generación de potencia permanezca mayor que la carga crítica de la microrred sobre la ventana de tiempo definida incluso si la microrred está desconectada de una red principal, o al menos uno de los generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106 , 108, 110, 112) está fuera de servicio en modo isla.

6. El método de la reivindicación 1, en el que la microrred está configurada para conectarse a redes eléctricas en un modo conectado a la red y aislada de todas las redes eléctricas en un modo isla, y en el que la ventana de tiempo definida es más corta para el modo isla que para el modo conectado a la red.

7. El método de la reivindicación 1, que comprende además:

actualizar la programación de recursos de energía distribuidos cada vez que se revisa la generación de energía renovable y la previsión de carga; y

mover la ventana de tiempo definida cada vez que se actualiza la programación de recursos de energía distribuidos.

8. El método de la reivindicación 1, en el que la programación de recursos de energía distribuidos se actualiza cada hora o menos frecuentemente, y en el que los puntos de ajuste de potencia para la pluralidad de recursos de energía distribuidos (104, 106, 108, 110, 112, 114) se determinan cada quince minutos o más frecuentemente.

9. El método de la reivindicación 1, en el que el segundo objetivo de control minimiza un coste de operación de la microrred para el intervalo de tiempo presente minimizando el grado en que la tasa de carga/descarga real de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) se desvía de la tasa de carga/descarga identificada para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) en la programación de recursos de energía distribuidos.

10. El método de la reivindicación 1, en el que el segundo objetivo de control es también una función de las restricciones de corriente de línea y tensión de nodo impuestas a la microrred.

11. El método de la reivindicación 1, en el que el segundo objetivo de control es también una función de un factor de ponderación aplicado a la tasa de carga/descarga identificada para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) en la programación de recursos de energía distribuidos.

12. El método de la reivindicación 1, en el que el segundo objetivo de control es también una función de una variable de restricción de carga que tiene en cuenta las interrupciones planificadas en la microrred, de manera que la

restricción de carga se minimiza en el intervalo de tiempo presente.

13. Un sistema de gestión de energía de microrred (100) para controlar la operación de una microrred que comprende una pluralidad de recursos de energía distribuidos, incluyendo generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106, 108, 110, 112) y dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114), comprendiendo el sistema de gestión de energía de la microrred (100) un circuito de procesamiento (128) operable para:

actualizar periódicamente una programación de recursos de energía distribuidos para la microrred, que incluye el estado de encendido/apagado de los generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106, 108, 110, 112) y el estado y la tasa de carga/descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) y que satisface un primer objetivo de control para una ventana de tiempo definida, en base al menos en parte a una generación de energía renovable y a una previsión de carga para la microrred; y

determinar periódicamente puntos de ajuste de potencia para la pluralidad de recursos de energía distribuidos (104, 106, 108, 110, 112, 114) que satisfacen un segundo objetivo de control para un intervalo de tiempo presente dentro de la ventana de tiempo definida, siendo el segundo objetivo de control una función de al menos la programación de recursos de energía distribuidos para la microrred, caracterizado por que el circuito de procesamiento (128) es operable para determinar los puntos de ajuste de potencia para la pluralidad de recursos de energía distribuidos (104, 106, 108, 110, 112, 114) durante al menos dos intervalos de tiempo sucesivos dentro de la ventana de tiempo definida antes de que la programación de recursos de energía distribuidos se actualice de nuevo y se mueva la ventana de tiempo definida.

14. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el primer objetivo de control es también una función de un coste de almacenamiento de energía asociado con los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114).

15. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 14, en el que el primer objetivo de control limita la cantidad de carga/descarga permitida para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) sobre la ventana de tiempo definida, de modo que el coste de almacenamiento de energía se minimiza para la ventana de tiempo definida.

16. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el primer objetivo de control asegura una capacidad de generación de potencia total de todos los generadores eléctricos distribuidos controlables (104, 106, 108, 110, 112) que tiene un estado de encendido indicado por la programación de recursos de energía distribuidos es mayor que una carga crítica de la microrred para la ventana de tiempo definida.

17. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 16, en el que el primer objetivo de control es también una función de un factor de corrección que tiene en cuenta la desconexión de redes eléctricas, o al menos uno de la pluralidad de generadores eléctricos distribuidos (104, 106, 108, 110, 112, 114) que tiene un estado de encendido que está fuera de servicio durante la ventana de tiempo definida, de manera que la capacidad total de generación de energía permanece mayor que la carga crítica de la microrred sobre la ventana de tiempo definida, incluso si las redes eléctricas o el al menos un generador eléctrico distribuido controlable (104, 106, 108, 110, 112) está fuera de servicio en operación de isla.

18. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el circuito de procesamiento (128) es operable además para:

actualizar la programación de recursos de energía distribuidos cada vez que se revisa la generación de energía renovable y la previsión de carga; y

mover la ventana de tiempo definida cada vez que se actualiza la programación de recursos de energía distribuidos.

19. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el circuito de procesamiento (128) es operable para actualizar la programación de recursos de energía distribuidos cada hora o menos frecuentemente y determinar los puntos de ajuste de potencia para la pluralidad de recursos de energía distribuidos (104, 106, 108, 110, 112, 114) cada quince minutos o más frecuentemente.

20. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el segundo objetivo de control minimiza un coste de operación de la microrred para el intervalo de tiempo presente minimizando el grado en que la tasa de carga/descarga real de los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) se desvía de la tasa de carga/descarga identificada para los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) en la programación de recursos de energía distribuidos.

21. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el segundo objetivo de control es también una función de las restricciones de corriente de línea y tensión de nodo impuestas a la microrred.

22. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el segundo objetivo de control es también una función de un factor de ponderación aplicado a la tasa de carga/descarga identificada para

los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica (114) en la programación de recursos de energía distribuidos.

23. El sistema de gestión de energía de microrred (100) de la reivindicación 13, en el que el segundo objetivo de control es también una función de una variable de restricción de carga que tiene en cuenta las interrupciones planificadas en la microrred, de manera que la restricción de carga se minimiza en el intervalo de tiempo presente.

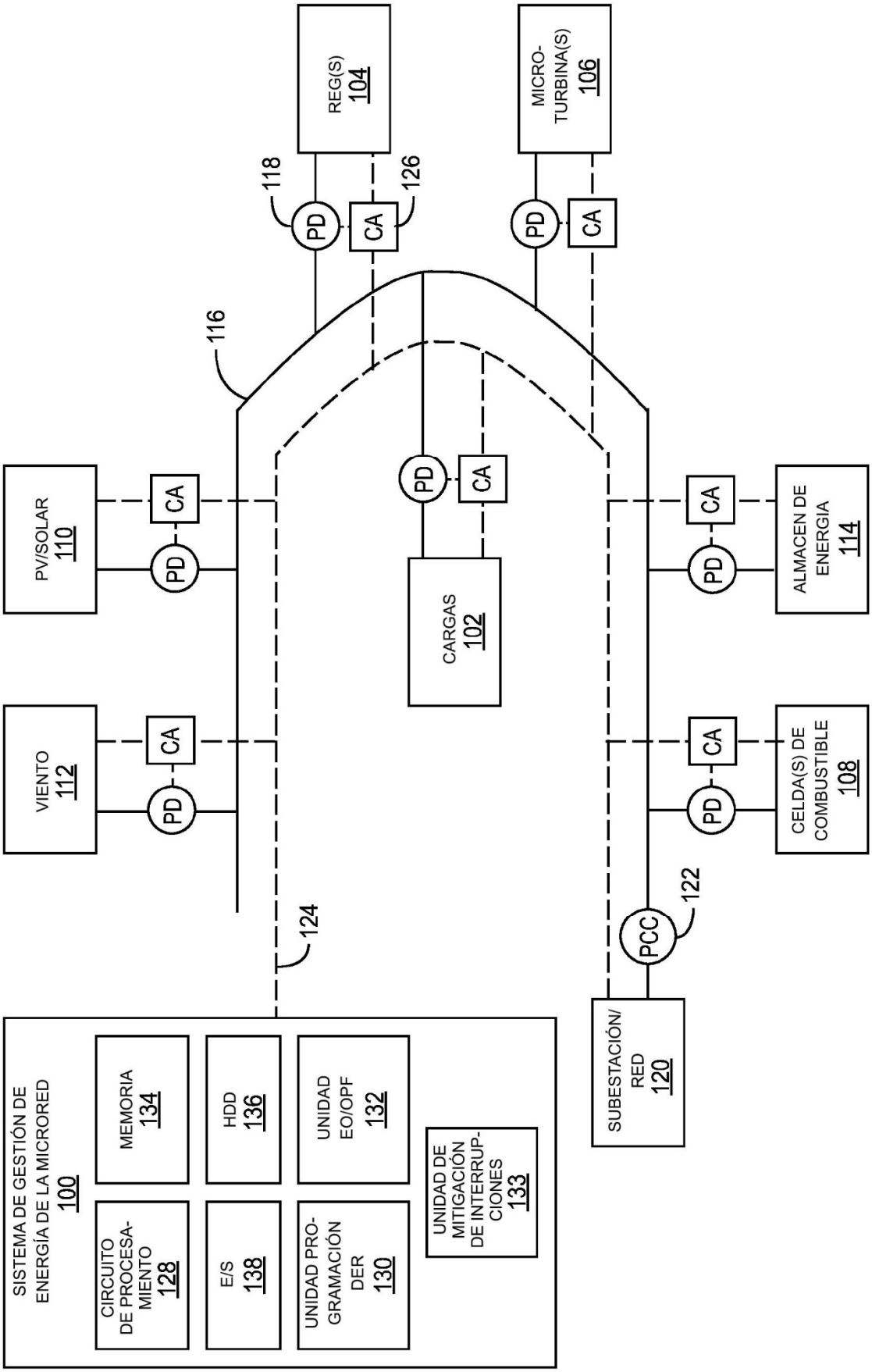
SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA DE LA MICRORED 100
CIRCUITO DE PROCESA-MIENTO 128
MEMORIA 134
E/S 138
HDD 136
UNIDAD PRO-GRAMACIÓN DER 130
UNIDAD EO/OPF 132
UNIDAD DE MITIGACIÓN DE INTERRUP-CIONES 133
124
PV/SOLAR 110
VIENTO 112
CA
PD
116
118
REG(S) 104
126
CARGAS 102
MICRO-TURBINA(S) 106
ALMACEN DE ENERGIA 114
CELDA(S) DE COMBUSTIBLE 108
PCC
122
SUBESTACIÓN/ RED 120

FIG. 1

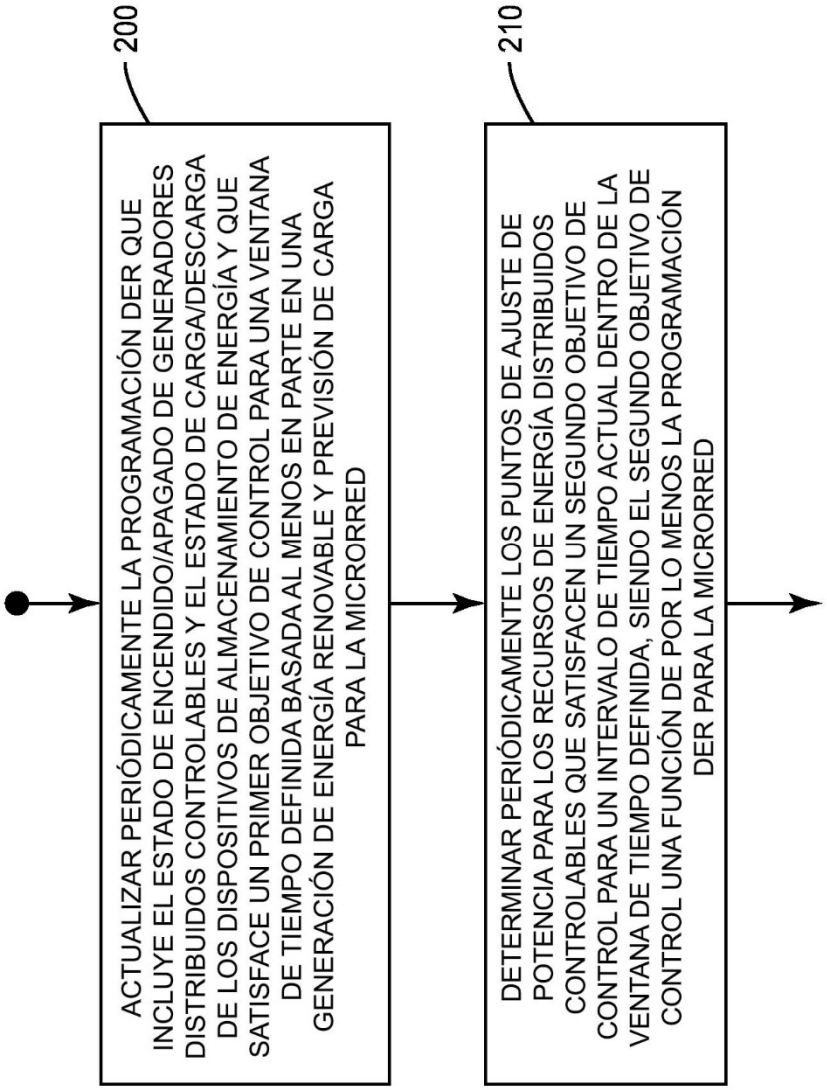
200
ACTUALIZAR PERIÓDICAMENTE LA PROGRAMACIÓN DER QUE INCLUYE EL ESTADO DE ENCENDIDO/APAGADO DE GENERADORES DISTRIBUIDOS CONTROLABLES Y EL ESTADO DE CARGA/DESCARGA DE LOS DISPOSITIVOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y QUE SATISFACE UN PRIMER OBJETIVO DE CONTROL PARA UNA VENTANA DE TIEMPO DEFINIDA BASADA AL MENOS EN PARTE EN UNA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE Y PREVISIÓN DE CARGA PARA LA MICRORRED
210
DETERMINAR PERIÓDICAMENTE LOS PUNTOS DE AJUSTE DE POTENCIA PARA LOS RECURSOS DE ENERGÍA DISTRIBUIDOS CONTROLABLES QUE SATISFACEN UN SEGUNDO OBJETIVO DE CONTROL PARA UN INTERVALO DE TIEMPO ACTUAL DENTRO DE LA VENTANA DE TIEMPO DEFINIDA, SIENDO EL SEGUNDO OBJETIVO DE CONTROL UNA FUNCIÓN DE POR LO MENOS LA PROGRAMACIÓN DER PARA LA MICRORRED

FIG. 2

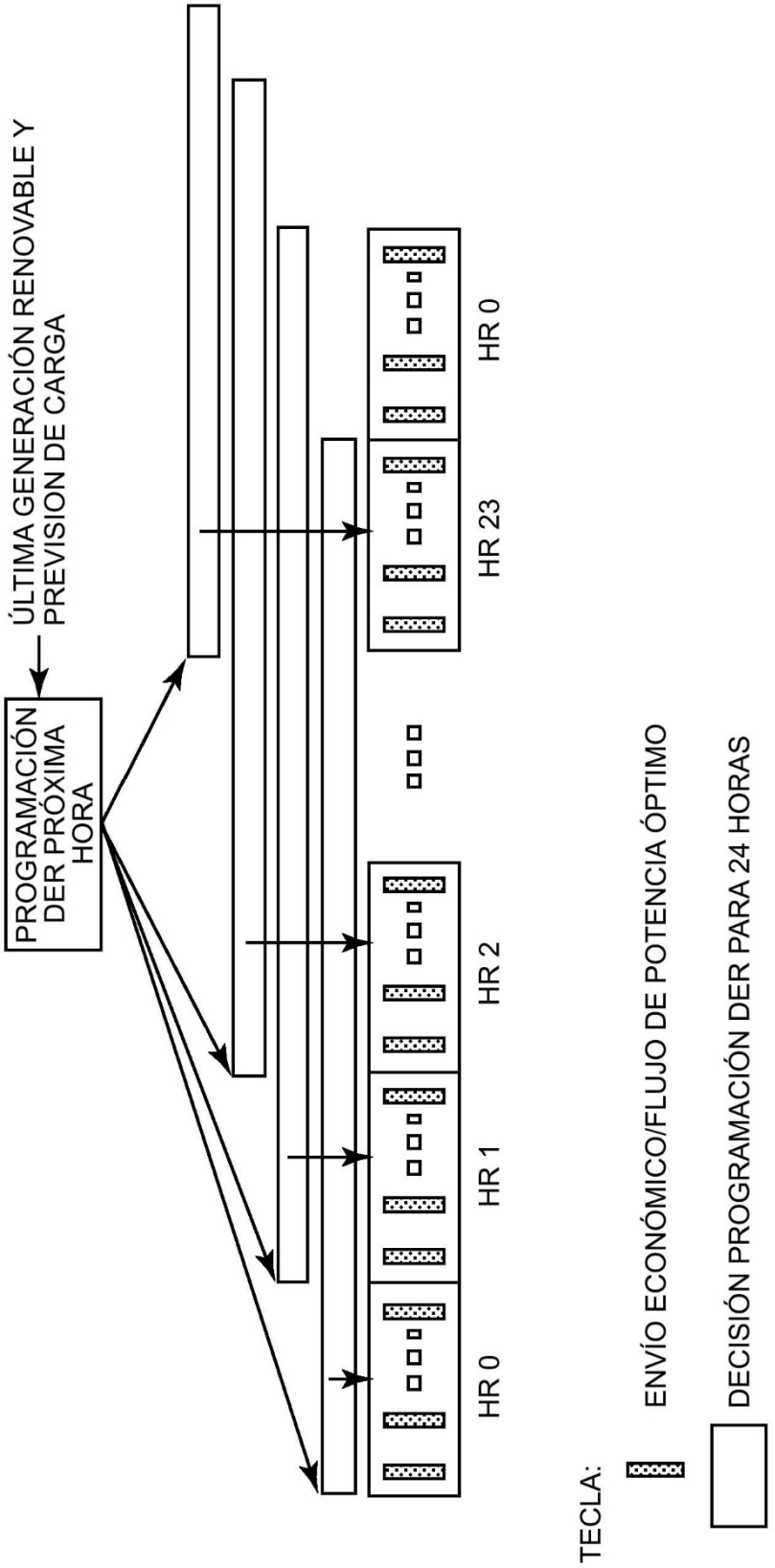
ÚLTIMA GENERACIÓN RENOVABLE Y PREVISION DE CARGA
PROGRAMACIÓN DER PRÓXIMA HORA
HR 0
HR 1
HR 2
HR 23
HR 0
TECLA:
ENVÍO ECONÓMICO/FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO
DECISIÓN PROGRAMACIÓN DER PARA 24 HORAS

FIG. 3

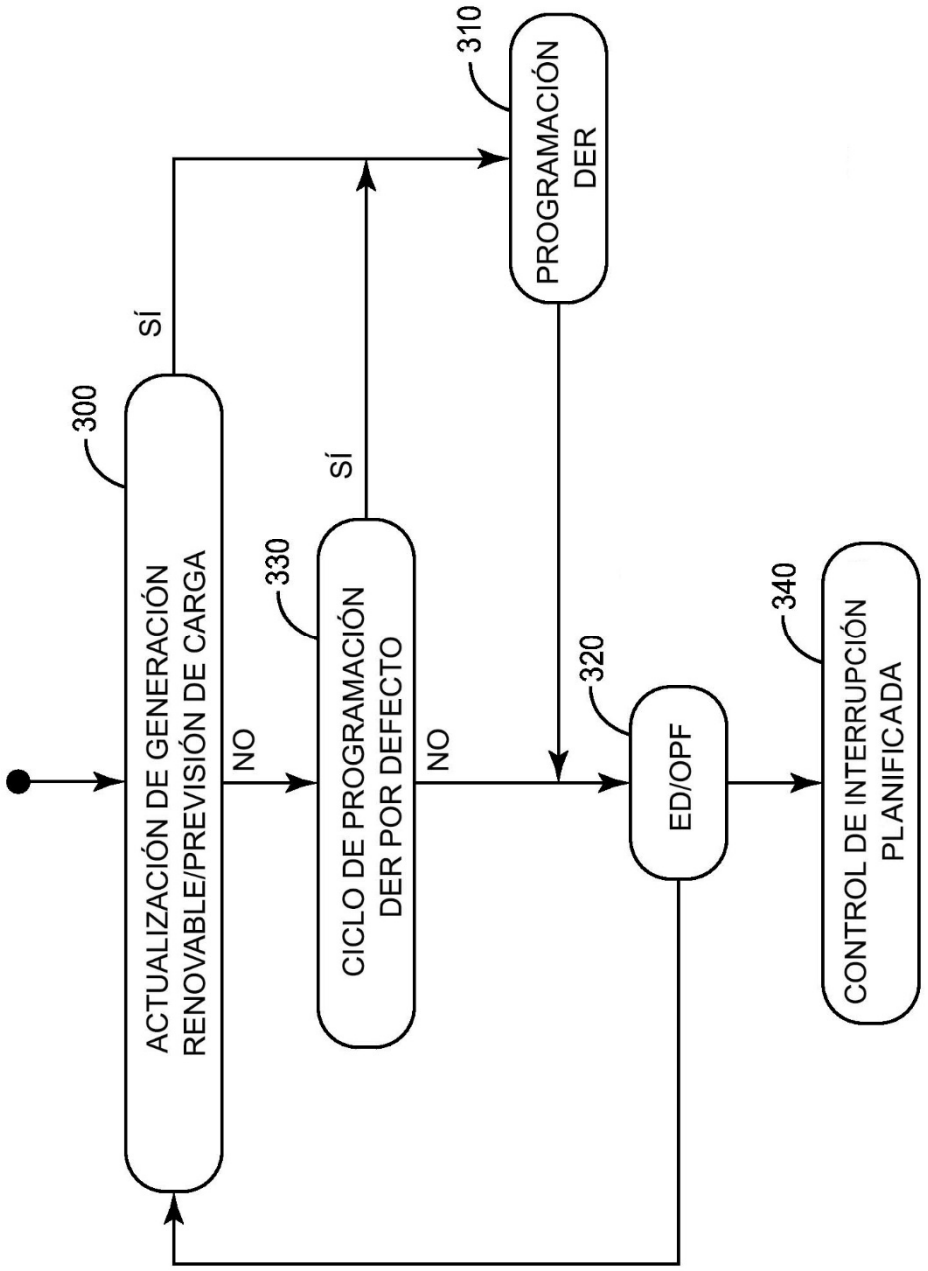
300
ACTUALIZACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE/PREVISIÓN DE CARGA
SÍ
NO
310
PROGRAMACIÓN DER
330
CICLO DE PROGRAMACIÓN DER POR DEFECTO
SÍ
NO
320
ED/OPF
340
CONTROL DE INTERRUPCIÓN PLANIFICADA

FIG. 4

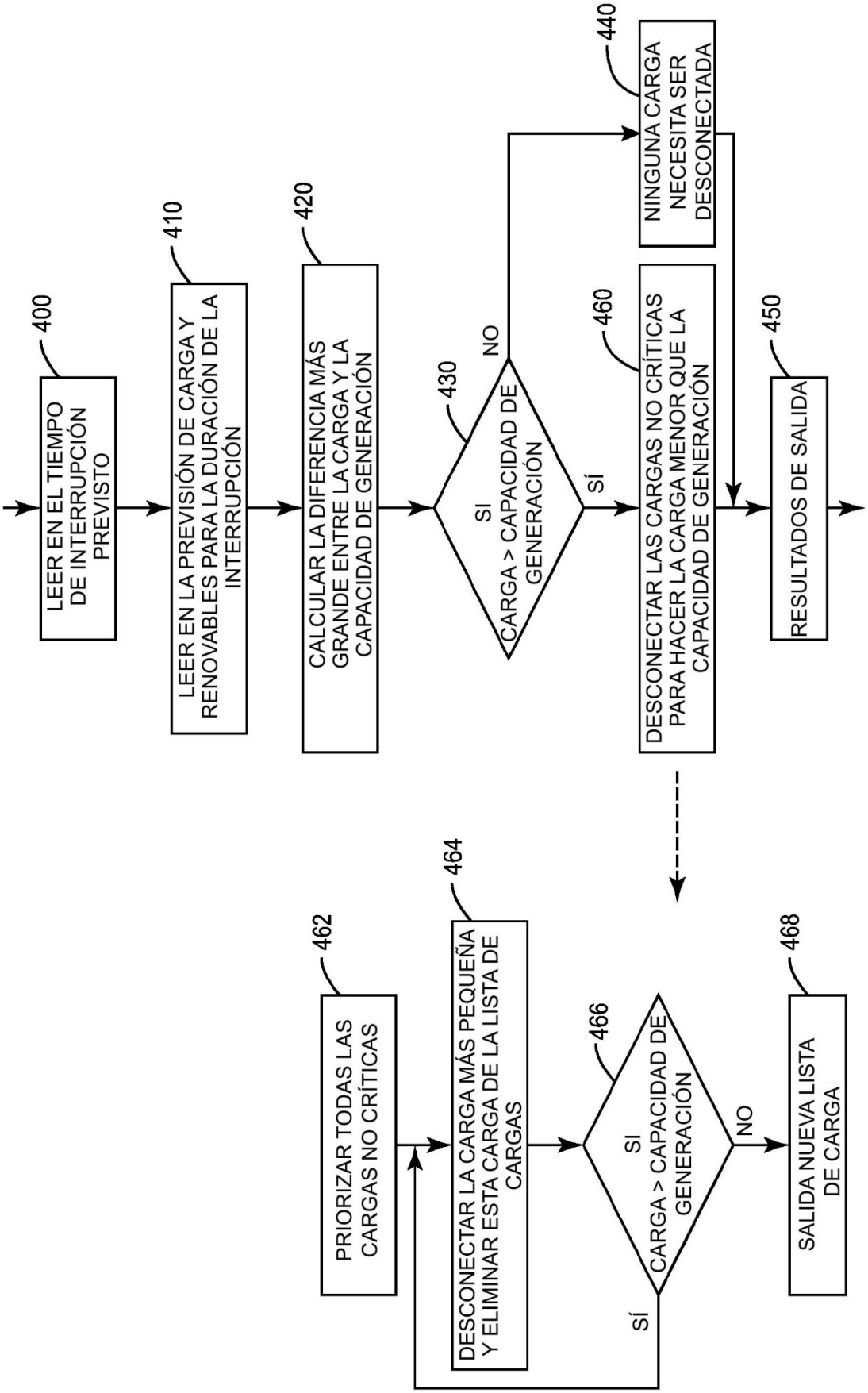
400
LEER EN EL TIEMPO DE INTERRUPCIÓN PREVISTO
410
LEER EN LA PREVISIÓN DE CARGA Y RENOVABLES PARA LA DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN
420
CALCULAR LA DIFERENCIA MÁS GRANDE ENTRE LA CARGA Y LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN
430
SI CARGA > CAPACIDAD DE GENERACIÓN
NO
SÍ
440
NINGUNA CARGA NECESITA SER DESCONECTADA
460
DESCONECTAR LAS CARGAS NO CRÍTICAS PARA HACER LA CARGA MENOR QUE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN
450
RESULTADOS DE SALIDA
462
PRIORIZAR TODAS LAS CARGAS NO CRÍTICAS
464
DESCONECTAR LA CARGA MÁS PEQUEÑA Y ELIMINAR ESTA CARGA DE LA LISTA DE CARGAS
466
SI CARGA > CAPACIDAD DE GENERACIÓN
SÍ
NO
468
SALIDA NUEVA LISTA DE CARGA

FIG. 5