

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 897 488**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 13/00 (2006.01)

H02J 3/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.11.2019** **E 19208615 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.09.2021** **EP 3654482**

54 Título: **Sistema de gestión de recursos energéticos distribuidos**

30 Prioridad:

13.11.2018 US 201862760087 P

29.08.2019 US 201916555002

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

01.03.2022

73 Titular/es:

SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)

Werner-von-Siemens-Straße 1

80333 München, DE

72 Inventor/es:

MÜNZ, ULRICH y

WU, XIAOFAN

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

ES 2 897 488 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 recursos energéticos distribuidos

5 **Campo técnico**

La presente divulgación se refiere, en general, a un sistema de control para una red eléctrica, y más específicamente a un sistema de control para una red eléctrica que incluye una o más microrredes eléctricas.

10 **Referencia cruzada a solicitudes relacionadas**

Esta solicitud de patente reivindica la prioridad de la solicitud de patente estadounidense 62/760.087, presentada el 13 de noviembre de 2018 y la prioridad de la solicitud de patente estadounidense 16/555.002, presentada el 29 de agosto de 2019.

15 **Antecedentes**

Las interrupciones eléctricas a gran escala pueden estar provocados por sucesos naturales tales como terremotos, incendios o condiciones meteorológicas. Por tanto, algunas zonas del mundo son más susceptibles a interrupciones periódicas a gran escala, especialmente en zonas que se ven afectadas regularmente por huracanes o fenómenos meteorológicos destructivos similares (por ejemplo, la costa este de los Estados Unidos). La mayor conectividad entre los componentes de sistemas de energía e Internet también puede aumentar el riesgo de interrupciones debido a ataques cibernéticos u otras actividades maliciosas. El documento US 2015/288183 A1 da a conocer la provisión y compartición de potencia entre diversos componentes de un sistema de energía distribuida. También se dan a conocer microrredes eléctricas en un sistema de energía distribuida que pueden compartir y recibir potencia e información con otros componentes o microrredes eléctricas dentro del sistema de energía distribuida basándose en las necesidades de potencia actuales y/o pronosticadas.

30 **Sumario**

Un sistema de distribución y control de potencia para su uso con un sistema de generación en masa que tiene sistemas de transmisión y distribución, incluyendo el sistema de distribución y control de potencia una pluralidad de microrredes eléctricas que incluyen, cada una, un elemento de generación de potencia y una carga, una pluralidad de controladores de microrred eléctrica asociados, cada uno, con una y sólo una de la pluralidad de microrredes eléctricas, y una primera red de comunicación. Un controlador de alto nivel puede hacerse funcionar usando la primera red de comunicación para comunicarse con el sistema de generación en masa y cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica, el controlador de alto nivel que puede hacerse funcionar para coordinar el funcionamiento de las microrredes eléctricas durante el funcionamiento normal del sistema. Una segunda red de comunicación es independiente de la primera red de comunicación, proporcionando la segunda red de comunicación la comunicación entre pares entre cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica cuando no está disponible al menos uno del controlador de alto nivel y la primera red de comunicación, y una pluralidad de terceras redes de comunicación proporcionan comunicación entre uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica y al menos uno del elemento de generación de potencia y la carga asociada con ese controlador de microrred eléctrica.

En otra construcción, un método para hacer funcionar un sistema de distribución y control de potencia para su uso con un sistema de generación en masa que tiene sistemas de transmisión y distribución durante un suceso de contingencia incluye hacer funcionar un controlador de alto nivel para recopilar datos de una base de datos externa, una pluralidad de controladores de microrred eléctrica, y el sistema de generación en masa a través de una primera red de comunicación, y usar datos de la base de datos externa para predecir los efectos sobre el sistema de distribución y control de potencia de una contingencia y para determinar posibles cambios en el sistema de distribución y control de potencia para mitigar esos efectos. El método incluye además implementar una parte de los posibles cambios con dirección desde el controlador de alto nivel a través de la primera red de comunicación, activar una segunda red de comunicación en respuesta a la contingencia deshabilitando al menos parcialmente la primera red de comunicación, incluyendo la segunda red de comunicación la comunicación entre pares entre cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica, y establecer un sistema de gestión de energía usando la segunda red de comunicación para optimizar la generación y distribución de potencia por y entre las microrredes eléctricas.

Lo anterior ha esbozado de manera bastante amplia las características técnicas de la presente divulgación para que los expertos en la técnica puedan comprender mejor la descripción detallada que sigue. A continuación, en el presente documento, se describirán características y ventajas adicionales de la divulgación que forman el objeto de las reivindicaciones.

Además, antes de emprender la descripción detallada a continuación, debe entenderse que se proporcionan diversas definiciones para determinados términos y expresiones a lo largo de esta memoria descriptiva y los expertos habituales en la técnica comprenderán que tales definiciones se aplican en muchos, si no en la mayoría, de los casos anteriores. así como los usos futuros de dichos términos y expresiones definidos. Aunque algunos términos pueden incluir una

amplia variedad de realizaciones, las reivindicaciones adjuntas pueden limitar expresamente estos términos a realizaciones específicas.

Breve descripción de los dibujos

La figura 1 es una ilustración esquemática de un sistema de distribución y control de potencia para su uso con un sistema de generación en masa.

La figura 2 es una ilustración esquemática de otro sistema de distribución y control de potencia para su uso con un sistema de generación en masa.

Antes de que se explique con detalle cualquier realización de la invención, debe entenderse que la invención no está limitada en su aplicación a los detalles de construcción y la disposición de los componentes expuestos en la siguiente descripción o ilustrados en los siguientes dibujos. La invención es susceptible de otras realizaciones y de ponerse en práctica o llevarse a cabo de diversos modos. Además, debe entenderse que la fraseología y la terminología usadas en el presente documento tienen el propósito de describir y no deben considerarse limitativas.

Descripción detallada

Ahora se describirán diversas tecnologías que pertenecen a sistemas y métodos con referencia a los dibujos, en los que los mismos números de referencia representan elementos similares en todos ellos. Los dibujos comentados a continuación, y las diversas realizaciones usadas para describir los principios de la presente divulgación en el presente documento de patente son sólo a modo de ilustración y no deben interpretarse que limitan en modo alguno el alcance de la divulgación. Los expertos en la técnica comprenderán que los principios de la presente divulgación pueden implementarse en cualquier aparato dispuesto de manera adecuada. Debe entenderse que la funcionalidad que se describe como llevada a cabo por determinados elementos del sistema puede llevarse a cabo por múltiples elementos. De manera similar, por ejemplo, un elemento puede configurarse para realizar una funcionalidad que se describe como llevada a cabo por múltiples elementos. Las numerosas enseñanzas innovadoras de la presente solicitud se describirán con referencia a realizaciones a modo de ejemplo no limitativas.

Además, debe entenderse que los términos o expresiones usados en el presente documento deben interpretarse de manera amplia, a menos que se limiten expresamente en algunos ejemplos. Por ejemplo, los términos “que incluye”, “que tiene” y “que comprende”, así como derivados de los mismos, significan inclusión sin limitación. Las formas en singular “un(o)”, “una” y “el/la” también pretenden incluir las formas en plural, a menos que el contexto indique claramente lo contrario. Además, el término “y/o” tal como se usa en el presente documento se refiere y abarca todas y cada una de las posibles combinaciones de uno o más de los elementos enumerados asociados. El término “o” es incluyente, significando y/o, a menos que el contexto indique claramente lo contrario. Las expresiones “asociado con” y “asociado con el mismo”, así como derivados de las mismas, pueden significar incluir, estar incluido dentro de, interconectarse con, contener, estar contenido dentro de, conectarse a o con, acoplarse a o con, poder comunicarse con, actuar conjuntamente, intercalar, yuxtaponer, estar próximo a, estar vinculado a o con, tener, tener una propiedad de, o similar.

Además, aunque pueden usarse los términos “primero”, “segundo”, “tercero” y así sucesivamente en el presente documento para referirse a diversos elementos, información, funciones o acciones, estos elementos, información, funciones o acciones no deben estar limitados por estos términos. Más bien, estos adjetivos numerales se usan para distinguir diferentes elementos, información, funciones o acciones entre sí. Por ejemplo, un primer/una primera elemento, información, función o acto puede denominarse segundo/segunda elemento, información, función o acción y, de manera similar, un segundo/una segunda elemento, información, función o acción puede denominarse primer/primera elemento, información, función o acción, sin apartarse del alcance de la presente divulgación.

Además, el término “adyacente a” puede significar: que un elemento está relativamente cerca pero no en contacto con otro elemento; o que el elemento está en contacto con la parte adicional, a menos que el contexto indique claramente lo contrario. Además, la expresión “basándose en” pretende significar “basándose, al menos en parte, en” a menos que se indique explícitamente lo contrario. Los términos “aproximadamente” o “sustancialmente” o términos similares están destinados a cubrir variaciones en un valor que se encuentran dentro de las tolerancias de fabricación normales de la industria para esa dimensión. Si no hay disponible una norma industrial, una variación del 20 por ciento se encontraría dentro del significado de estos términos, a menos que se indique lo contrario.

Los sistemas de potencia actuales, y particularmente aquellos en zonas completamente desarrolladas tales como los Estados Unidos, se basan en una gran generación centralizada con transmisión de muy alta tensión a través de líneas eléctricas de alta tensión a subestaciones. Las subestaciones reducen la tensión hasta una tensión intermedia y luego distribuyen la potencia a grandes transformadores a través de líneas eléctricas de tensión intermedia. En algunos casos, estas líneas de tensión intermedia están enterradas bajo tierra, pero, en muchos casos, están tendidas de manera aérea a través de postes de electricidad. Los grandes transformadores reducen adicionalmente la tensión hasta un nivel adecuado para su uso y suministran esa potencia a los diversos usuarios. Por supuesto, pueden incluirse transformadores, subestaciones o niveles de transmisión y distribución adicionales en un sistema en particular.

La gran generación centralizada se proporciona generalmente por grandes unidades de generación de potencia que pueden emplear energía nuclear, fósil, hidráulica, etc. como fuente de alimentación. Cada una de estas unidades de generación de potencia alimenta potencia en el sistema de transmisión de muy alta tensión para definir una red eléctrica. En los Estados Unidos, la red eléctrica se extiende por todo el continente de América del Norte para permitir el movimiento de grandes cantidades de potencia desde las ubicaciones de generación centralizada a las ubicaciones donde se necesita.

Las centrales eléctricas empleadas en la gran generación centralizada a menudo incluyen grandes generadores rotatorios impulsados por turbinas de vapor, gas o hidráulicas. Esta gran inercia de rotación permite que la red eléctrica mantenga un control muy preciso de la frecuencia y la tensión de salida. Además, el sistema de potencia se adapta bien al control del factor de potencia y la potencia reactiva. Se usan estructuras de control jerárquico centralizado para controlar la generación de potencia y la distribución con escasa o ninguna realimentación del nivel de distribución o de las centrales eléctricas. Además, el control centralizado garantiza que se mantenga la capacidad suficiente (por ejemplo, reserva rodante, margen de MW, etc.) para permitir cambios repentinos de carga en el sistema sin cambios significativos en la tensión o la frecuencia.

Cuando se diseñó y construyó inicialmente, el sistema de potencia actual no incluía energía eólica, generación solar o almacenamiento de energía significativos, y la carga comprendía principalmente cargas pasivas (es decir, principalmente elementos de resistencia, capacidad eléctrica e inductancia) en contraposición a cargas más activas (es decir, transistores, semiconductores, amplificadores, etc.).

Una debilidad significativa del sistema de generación de potencia centralizada son las líneas requeridas para transmitir y distribuir la potencia. Estas líneas suelen tener varias millas (cientos de millas) de largo y son susceptibles de experimentar daños debidos a las condiciones meteorológicas u otras (por ejemplo, la actividad solar). Además, el control centralizado es susceptible de ataques cibernéticos, ya que un único ataque puede afectar a una gran parte del sistema de potencia. Si se daña o destruye una línea eléctrica significativa, puede cortar la alimentación de varias subestaciones y decenas de miles de usuarios. De manera similar, un único ataque cibernético exitoso puede apagar o dañar una parte significativa de todo el sistema de generación de potencia y también impedir el suministro de potencia a decenas de miles de usuarios.

El daño o la destrucción de las líneas eléctricas en los sistemas de transmisión o distribución normalmente conduce directamente a una interrupción en el sistema de distribución y en las ubicaciones de los usuarios. Para proporcionar resiliencia y protección frente a la pérdida de potencia, los sistemas anteriores dependían en gran medida de la generación convencional cerca de cargas críticas, tales como generadores de gas o diésel de respaldo que pueden usarse durante situaciones de emergencia. A menudo, las cargas críticas tales como hospitales y comisarías incluyen generación local que proporciona la resiliencia deseada.

Además de las dificultades operativas que acaban de comentarse, la reciente incorporación de recursos energéticos distribuidos (DER) significativos, normalmente en forma de energía eólica, energía solar o almacenamiento de energía, ha aumentado la dificultad de controlar todo el sistema. El funcionamiento de estos sistemas de generación distribuida es intermitente y puede ser impredecible. Por ejemplo, la entrada de potencia de los activos de generación eólica puede ser deseable en momentos en que no sopla viento, o puede ser necesaria la energía solar por la noche o durante días con nubosidad variable, lo que hace que la cantidad de potencia disponible sea inconstante. Además, estos activos de generación pueden no ser capaces de ayudar en la regulación de tensión, la regulación de frecuencia o la regulación del factor de potencia.

Los sistemas de almacenamiento de energía extraen potencia del sistema cuando hay potencia disponible y son capaces de suministrar potencia al sistema cuando sea necesario. Sin embargo, es posible que no siempre se conozca el estado del sistema de almacenamiento de energía o que no se requiera a un nivel tal que no pueda confiarse en que los sistemas de almacenamiento de energía proporcionen una potencia significativa bajo demanda, ni los sistemas de almacenamiento de energía pueden ayudar normalmente en la regulación de tensión, regulación de frecuencia o regulación del factor de potencia.

Aunque el aumento de DER provoca dificultades en el sistema de control centralizado, las figuras 1 y 2 ilustran sistemas que aprovechan los nuevos DER para aumentar la resiliencia del sistema en general. Parte del aumento de la resiliencia se debe a la ubicación de la generación de potencia cerca de las cargas para evitar interrupciones provocadas por líneas eléctricas dañadas. El aumento de DER respalda perfectamente la resiliencia del sistema de potencia si los DER se gestionan de manera apropiada para evitar interrupciones eléctricas y restaurar el sistema rápidamente después de las interrupciones.

La figura 1 ilustra un sistema 10 de control de generación de potencia que se conecta o funciona con el sistema de generación de potencia centralizada existente para proporcionar un sistema de control resiliente y consciente de la situación. El sistema 10 de control incluye una primera capa 15 de protección que incluye un controlador 20 de alto nivel que recopila y analiza datos de una serie de fuentes, incluidas las instalaciones 25 de generación en masa existentes, las subestaciones 30, las fuentes 35 externas y cualquier controlador 40 de microrred eléctrica dentro del

sistema 10. En la figura 2, el controlador 20 de alto nivel, denominado a veces sistema 20 de gestión de microrred eléctrica (MGMS), se muestra recibiendo datos de una fuente 35 de datos externa tal como MINDSPHERE y también comunicándose con y controlando o coordinando la subestación 30 así como cualquier controlador 40 de microrred eléctrica. Los datos de la base 35 de datos externa pueden incluir predicciones meteorológicas, estadísticas de daños pasados de tormentas conocidas, debilidades conocidas del sistema y similares. El controlador 20 de alto nivel monitoriza el estado de salud de todos los componentes que se comunican con él y usa los datos y el estado de salud para predecir o detectar fallos potenciales. El controlador 20 de alto nivel puede calcular e implementar contramedidas basándose en los cálculos mencionados anteriormente para minimizar el daño o la perturbación a los usuarios avanzados por un suceso dado. El controlador de alto nivel coordina el funcionamiento de los otros controladores durante el funcionamiento normal del sistema (es decir, funcionamiento sin contingencias o fallos significativos).

Volviendo a la figura 1, un segundo nivel 45 de protección contiene la generación 25 en masa, varias microrredes 50 eléctricas, y puede incluir subestaciones 30 que dirigen la potencia a los clientes pero que no forman parte necesariamente de una microrred 50 eléctrica. Más específicamente, el segundo nivel 45 de protección abarca y protege los controladores o sistemas de control para las instalaciones de generación en masa, las microrredes 50 eléctricas y cualquier subestación 30 y facilita o protege la comunicación entre ellos.

Cada microrred 50 eléctrica define un tercer nivel 55 de protección. Tal como se ilustra en las figuras 1 y 2, cada microrred 50 eléctrica incluye un controlador 40 de microrred eléctrica independiente que controla los componentes de esa microrred 50 eléctrica. Los componentes de cada microrred 50 eléctrica pueden incluir uno o más DER 60 y una o más cargas 64. Cada controlador 40 de microrred eléctrica incluye un sistema de gestión de DER que controla y optimiza el funcionamiento de los DER 60 para lograr una alta disponibilidad y resiliencia de la fuente de alimentación. Los ejemplos de DER 60 incluyen sistemas 65 fotovoltaicos (FV), sistemas 70 de almacenamiento de energía en baterías (BESS), turbinas 75 eólicas (WT), generadores de diésel/gal (DG) y sistemas 80 de gestión de edificios (BMS).

Cada MGC 40 puede estar ubicado en el transformador que conecta la microrred 50 eléctrica al mayor nivel de tensión (tensión media típica). Todo el intercambio de potencia entre la microrred 50 eléctrica y la red de mayor nivel de tensión pasa por este transformador. Este transformador también se denomina punto de acoplamiento común (PCC) de la microrred 50 eléctrica. El MGC 40 puede gestionar la generación y la carga dentro de la microrred 50 eléctrica, por ejemplo, restringiendo la alimentación de entrada FV, controlando la carga y descarga de BESS 70, así como la demanda de BMS 80. Este "control" también puede ser indirecto, por ejemplo, a través de señales de precios, si FV, BESS, BMS son propiedad de entidades jurídicas independientes. El MGC 40 puede controlar la microrred 50 eléctrica tanto en situaciones conectados a la red eléctrica como sin conexión a la red eléctrica.

Los MGC 40 pueden estar coordinados por un sistema 85 de gestión de energía (EMS) que forma parte del controlador 20 de alto nivel o es independiente tal como se ilustra en la figura 2. Más allá de las funciones típicas del EMS como la estimación del estado y el control del flujo de potencia, el EMS/MGC puede incluir funciones especiales de conocimiento de la situación como parte de una solución técnica. Estas funciones de conocimiento de la situación pueden ayudar a los operadores del sistema de potencia a proporcionar una protección sólida frente a las amenazas físicas y cibernéticas.

La primera capa de seguridad soporta el MGMS 20 para evaluar la resiliencia del sistema de energía con métricas adecuadas, sugiere medidas preventivas para aumentar la resiliencia antes de las amenazas físicas anticipadas, como desastres naturales, y detecta, localiza y halla la causa principal de cualquier ataque cibernético.

La evaluación de la resiliencia del sistema de potencia puede incluir el uso de métricas de resiliencia apropiadas que cuantifican la cantidad de cargas críticas que pueden suministrarse en diferentes situaciones de amenaza. Para calcular estas métricas de resiliencia, cada MGC 40 compara en primer lugar las cargas críticas con la generación local dentro de su microrred 50 eléctrica y comunica estos datos al MGMS 20. Luego, el MGMS 20 calcula posibles transferencias de potencia entre microrredes 50 eléctricas con exceso de generación y microrredes 50 eléctricas con falta de generación para determinadas situaciones de amenaza. Estos cálculos consideran las restricciones de flujo de potencia y diversas amenazas cibernéticas y físicas al sistema 10. Finalmente, la resiliencia frente a diferentes situaciones de amenaza está determinada por el número de cargas críticas que pueden suministrarse en estas situaciones.

Cada MGC 40 debe estimar de manera continua la cantidad de generación local dentro de su microrred 50 eléctrica. Esta estimación de generación considera el estado de carga de las baterías, la disponibilidad de generadores diésel, eólicos u otros, y pronósticos FV a corto plazo. El MGC 40 puede usar el pronóstico FV a corto y largo plazo para lograr un conocimiento de la situación solar. El pronóstico PV a largo plazo basado en pronósticos meteorológicos usa pronósticos de largo alcance para estimar la cantidad de generación que puede ser posible durante ese periodo a largo plazo (por ejemplo, 1-14 días). Los pronósticos FV a corto plazo se basan en los cálculos de irradiancia solar y cobertura de nubes dentro de un horizonte de corta duración (por ejemplo, 15 minutos), usando cámaras 90 de imágenes de todo el cielo. El pronóstico a corto plazo (menos de 30 minutos) basado en cámaras 90 de imágenes de cielo es más preciso que los basados en datos meteorológicos e imágenes por satélite, que se usan más habitualmente para los pronósticos a largo plazo. Los algoritmos subyacentes se basan generalmente en análisis de secuencias de imágenes. Las cámaras 90 de imágenes de todo el cielo se ubican conjuntamente con los sistemas 65 FV a escala

comercial/de servicios públicos individuales para pronosticar su alimentación de entrada. Esta característica también puede extenderse a los pronósticos FV para múltiples sistemas 65 FV comerciales y/o residenciales en una microrred 50 eléctrica con una única cámara 90 de imágenes de todo el cielo. Sin embargo, el uso de una única cámara 90 de imágenes reduce la calidad de los cálculos porque la cámara 90 de imágenes y los sistemas 65 FV no están ubicados conjuntamente, y los diferentes sistemas 65 FV están más distribuidos geográficamente. Para recopilar datos más precisos, pueden desplegarse varias cámaras 90 de imágenes de todo el cielo y piranómetros alrededor de los sistemas 65 FV para adquirir imágenes del cielo de manera continua o cada pocos segundos durante el día. Se calibran la posición del sensor (por ejemplo, cámara de imágenes, videocámara, piranómetro, etc.) y la ubicación del sol, y se usa un algoritmo de línea base para segmentar las nubes y estimar la velocidad de las nubes. La probabilidad de cobertura de nubes del sol se calcula basándose en la posición del sol y el movimiento de las nubes. A continuación, se combina la probabilidad de cobertura con un índice de cielo despejado para cada sistema 65 FV para obtener el pronóstico de la irradiancia solar.

La primera capa 15 de seguridad soporta o usa el MGMS 20 para determinar y sugerir medidas preventivas que pueden aumentar la resiliencia del sistema 10 de potencia antes de cualquier amenaza física anticipada. Las medidas sugeridas se basan en probabilidades sobre qué componentes (líneas eléctricas, generadores, microrredes 50 eléctricas, DER 60, etc.) pueden fallar debido a una amenaza física. Estas probabilidades pueden derivarse usando información ambiental como datos meteorológicos, de incendios forestales o terremotos. Las probabilidades se usan entonces para calcular una redistribución con restricciones especiales en estos componentes vulnerables. Por ejemplo, si una línea eléctrica puede fallar debido a un incendio forestal, el algoritmo calculará una redistribución para minimizar el flujo de potencia en esta línea. Estas medidas minimizarán el impacto de una interrupción de estos componentes y, por tanto, aumentarán la resiliencia del sistema 10 de potencia. Esta redistribución también tendrá en cuenta la información sobre la distribución de la generación local y las cargas críticas dentro de las microrredes 50 eléctricas a partir del pronóstico FV.

La primera capa 15 de seguridad también detecta, localiza y determina la causa principal de ataques cibernéticos usando algoritmos de análisis de datos para identificar sucesos complejos dentro del sistema 10 de potencia para proporcionar resultados explicables para los sucesos detectados. Esta solución combina métodos basados en modelos y dirigidos por datos en un marco de análisis de seguridad unificado para el modelado de línea base y la detección de anomalías, la fusión y extracción de conocimientos ontológicos y la generación de procedencia. La base de conocimientos para este análisis se construye y mantiene a través de rápidos flujos de datos cibernéticos-físicos. La base de conocimientos heterogénea consiste en sucesos críticos y entidades de señalización y sus relaciones semánticas.

El modelado de línea base y la detección de anomalías para dispositivos de medición, centros de control y sistemas de comunicación combinan algoritmos de aprendizaje automático y modelos de flujo de potencia. El objetivo del modelado de flujo de potencia es proporcionar un conocimiento de la situación identificando el área atacada y estimar el conjunto de líneas que han fallado usando sólo algunas de las mediciones de tensión fuera de las áreas afectadas, así como también cierta información complementaria. Dado que el sistema 10 de potencia no puede observarse por completo, se usa una estimación del estado de los sistemas de potencia para hallar la mejor estimación de los fasores de tensión en todos los buses y fases de la red a partir de un subconjunto de mediciones (posiblemente con ruido). Los algoritmos extrapolan los datos localizados faltantes (o falsos) actuales usando los datos de mediciones pasadas y los datos de transmisiones circundantes.

Una serie de algoritmos de detección de anomalías, tales como factores atípicos locales, máquinas de vectores de soporte de una clase y la red neural profunda, se usan para detectar y clasificar anomalías. Además, una clase de enfoques de detección de señales y sucesos en línea que combinan el aprendizaje sobre flujos de datos en tiempo real y el procesamiento de consultas incrementales para extraer y fusionar valores de las condiciones meteorológicas, sistemas SCADA, unidades de medición fasorial (PMU), pronóstico PV, etc., pueden detectar relaciones de causalidad entre sucesos en tiempo real.

La fusión y extracción de conocimientos ontológicos pueden implementarse con una clase de enfoques de verificación de hechos de grafos de conocimiento en línea que aprovechan patrones de contexto para identificar relaciones complejas. El sistema realiza esto al proponer la dependencia temporal modelada como un conjunto de reglas de asociación temporal. Esta etapa detecta los sucesos complejos que combinan la información complementaria con los incidentes de potencia cibernética. Por ejemplo, los huracanes tienen un impacto significativo en la infraestructura de telecomunicaciones, debido tanto a fallos en los equipos de telecomunicaciones como a graves interrupciones eléctricas. Por tanto, hay una gran cantidad de datos de sensor disponibles en otros sistemas en red que tienen una correlación geográfica, física y/o lógica con la red de potencia. Las dependencias entre los sistemas pueden aprenderse mediante algoritmos de minería de patrones de subgrafos o pueden proporcionarse por expertos en el campo. Eventualmente, se normalizarán tales patrones y se almacenarán como reglas de asociación en el sistema de base de conocimientos. En general, esta etapa proporciona información rica en contexto para los resultados analíticos y las reglas de asociación temporal validan un hecho de grafo complejo que puede usarse más como análisis de la causa principal.

Durante el funcionamiento normal, el MGMS 20 funciona tal como acaba de describirse. Al mismo tiempo, cada MGC

40 puede funcionar para estimar el estado de salud (SOH) de su microrred 50 eléctrica asociada. La estimación del estado de salud puede incluir evaluar si el MGC 40 puede comunicarse con los DER 60 y si los DER 60 siguen las órdenes del MGC. Como ejemplo, el MGC 40 puede reducir la alimentación de entrada FV y evaluar si los sistemas 65 FV realmente reducen su alimentación de entrada estimando FV y la carga en la microrred 50 eléctrica usando cámaras 90 de imágenes como cámaras de ojo de pez para estimar la alimentación de entrada FV máxima.

Cada MGC 40 también estima y predice la capacidad de su microrred 50 eléctrica respectiva para suministrar sus cargas 64 locales y proporcionar servicios (proporcionar potencia a cargas críticas, capacidades de formación de red eléctrica como regulación de tensión y control de frecuencia, etc.) a otras microrredes 50 eléctricas en caso de una interrupción eléctrica, basado al menos en parte en el estado de carga (SOC) de las baterías, la capacidad de los inversores para proporcionar capacidades de formación de red eléctrica y la cantidad de carga no crítica que puede desprenderse.

Las funciones de conocimiento de la situación en el sistema 85 de gestión de energía o el controlador 20 de alto nivel pueden estimar el estado de salud del sistema 10 general mediante la recopilación del estado de salud de todos los MGC 40 conectados. Además, el conocimiento de la situación puede usar datos de medición adicionales, por ejemplo de unidades de medición fasorial, para detectar contingencias físicas o cibernéticas.

Las funciones de conocimiento de la situación pueden predecir la resiliencia del sistema 10 de potencia frente a amenazas físicas y cibernéticas combinando la capacidad esperada/predicha de cada microrred 50 eléctrica obtenida de los MGC 40 respectivos, pronósticos meteorológicos y mediciones adicionales.

La resiliencia del sistema 10 de potencia puede cuantificarse de varias maneras incluyendo, pero no sin limitarse a, cuantificarse mediante el porcentaje de cargas 64 críticas/no críticas que no pueden suministrarse después de contingencias predefinidas.

Las funciones de conocimiento de la situación también pueden calcular contramedidas para aumentar la resiliencia del sistema 10 de potencia. Por ejemplo, en caso de contingencias predecibles tales como incendios forestales o huracanes, las funciones de conocimiento de la situación pueden maximizar el suministro local de cargas críticas dentro de cada microrred 50 eléctrica.

Durante un suceso de contingencia tal como una tormenta, un incendio forestal, un ataque cibernético o similar, es posible que se produzcan daños o perturbaciones entre el controlador 20 de alto nivel y los MGC 40. En estas condiciones, la segunda capa 45 de protección toma el control. En estas condiciones, las funciones de conocimiento de la situación pueden identificar la disponibilidad de recursos de potencia después de la contingencia, pueden calcular la métrica de resiliencia basándose en el progreso de recuperación actual de la red eléctrica y/o pueden proporcionar funciones de soporte a los operadores de la red eléctrica para reconectar diferentes microrredes 50 eléctricas.

Además, puede establecerse un sistema de gestión de energía entre pares entre los MGC 40 con control primario/secundario/terciario distribuido y flujo de potencia óptimo distribuido. Este sistema de gestión de energía puede incluir la atribución distribuida de las reservas energéticas primarias, el control secundario distribuido de la tensión y la frecuencia y el flujo de potencia óptimo distribuido mediante el intercambio de información únicamente con los MGC 40 vecinos.

El sistema de gestión de energía entre pares se vuelve responsable de gestionar y optimizar los diferentes MGC 40 y DER 60 en tiempo real cuando se dispone de comunicación limitada, especialmente durante los periodos de fallos y apagones, mediante lo cual no está disponible la comunicación central con el MGMS 20. En particular, se hará funcionar siempre que estén disponibles las capacidades de comunicación entre los MGC 40 vecinos o se restauren (es decir, está disponible la comunicación entre pares), pero no lo está la comunicación con el MGMS 20. El sistema de gestión de energía entre pares suministrará a las cargas 64 usando una gestión de conocimiento de la red eléctrica más óptima, en comparación con el EMS o el controlador 20 de alto nivel completamente libre de comunicaciones. El sistema de gestión de energía entre pares se basa en formular un problema de flujo de potencia óptimo centralizado y usar métodos de optimización distribuida para distribuir el cálculo entre los MGC 40. Este enfoque requiere la comunicación por radiodifusión para coordinar los MGC 40 para lograr determinados objetivos en toda la red, como la regulación de tensión, la gestión de la congestión de línea, el control de frecuencia y similares.

En algunos casos, el suceso de contingencia también perturba la comunicación entre los MGC 40 cercanos. En este caso, se establece el tercer nivel 55 de protección y se establece un sistema de gestión de energía sin comunicación en cada MGC 40. Cada MGC 40 suministrará potencia a cargas críticas dentro de su microrred 50 eléctrica respectiva en caso de una interrupción del sistema de comunicación. Esta es una tarea particularmente desafiante en sistemas de potencia a gran escala. La gestión de energía sin comunicación se basa en controladores secundarios locales implementados en los DER 60 de las microrredes 50 eléctricas y en cualquier generador 25 en masa disponible. Estos controladores secundarios restauran y mantienen la frecuencia nominal de manera continua después de cambios de carga o generación. El sistema de gestión de energía sin comunicación aborda la restauración y el control de frecuencia, el control de tensión y el control de la potencia reactiva, así como la distribución sin comunicación.

El tercer nivel 55 de protección también proporciona la capacidad de reiniciar una microrred 50 eléctrica. En caso de una pérdida importante de activos (por ejemplo, líneas eléctricas, transformadores, generadores), puede esperarse una interrupción eléctrica. En este caso, las microrredes 50 eléctricas se restauran paso a paso de manera autónoma sin la necesidad de un operador humano en el bucle.

5 La restauración autónoma de microrredes eléctricas usa una tecnología de arranque autógeno impulsada por inversor que hace uso de una flota de inversores 95 de DER (que se muestran en la figura 2) con funciones de control de inversor de formación de red eléctrica. Además, la restauración autónoma de la microrred eléctrica incluye un control de microrred sin comunicación si se ha caído la comunicación. Tan pronto como se restaura la comunicación, la
10 restauración autónoma de la microrred eléctrica usa funciones de MGC autoconfigurables para suministrar a tantas cargas 64 como sea posible dentro de la microrred 50 eléctrica.

El objetivo del arranque autógeno impulsado por inversor es iniciar un alimentador de distribución dominado por DER 60 de manera autónoma, es decir, sin intervención humana, y aprovechando colectivamente una flota de inversores,
15 sin la necesidad de un gran recurso del sistema, tal como una estación 25 de generación centralizada.

El control distribuido del inversor de formación de red eléctrica es un componente clave para la restauración autónoma de la microrred eléctrica. Estas funciones de control permiten que los inversores 95 actúen como fuente de tensión controlada que adapta su potencia de salida en función de los requisitos de la red eléctrica. Además, está controlado
20 para contribuir a la estabilidad de la red eléctrica. Los enfoques más comunes se centran en el control de estatismo imitando máquinas síncronas u osciladores de tipo Lienard.

El control de oscilador virtual para inversores 95 conectados a la red eléctrica es una alternativa al control de estatismo convencional en términos de rendimiento dinámico, incluida la sincronización y la compartición de carga entre varios
25 inversores 95. Los controles basados en osciladores más avanzados y distribuibles incluyen la capacidad de distribución y compatibilidad con versiones anteriores con control de estatismo con respuesta dinámica superior. La formación de red eléctrica en paralelo con control de estatismo es muy robusta con una sintonización apropiada de los controladores de inversor.

Los inversores 95 en cada microrred 50 eléctrica incluyen funciones avanzadas de control de inversor distribuido para la formación de red eléctrica distribuida con varios inversores 95 de DER que pueden suministrar a cargas 64 que son mucho más grandes que cualquiera de los inversores 95. Los inversores 95 pueden resistir contingencias, tales como la pérdida de uno o varios inversores 95. Para lograr esto, los algoritmos basados en osciladores para inversores 95 de potencia pueden tener en cuenta condiciones de funcionamiento de la red eléctrica realistas, incluidos los
30 transitorios del lado de generación, la suma/resta de recursos interconectados con el inversor y los transitorios del lado de red eléctrica, los transitorios de carga y el cierre/apertura de interruptores de alimentador para cambiar las configuraciones de la red eléctrica, la dinámica del lado de CC del inversor 95 considerando el tipo de fuentes, y la interacción con las unidades de almacenamiento de energía.

Para suministrar a más cargas 64 durante la interrupción, se requiere la coordinación y optimización de los DER 60 en la microrred 50 eléctrica. Si se ha caído la comunicación entre los DER 60, se usa el control de microrred eléctrica sin comunicación entre los DER 60 para la coordinación.

En esta situación, uno de los focos de la restauración automática de la microrred eléctrica es proporcionar a los nodos relevantes capacidades de comunicación, por ejemplo puntos de conexión Wi-Fi o antenas UMTS. Si se restaura la comunicación, una coordinación central por parte del MGC 40 aumentará la eficiencia de la microrred 50 eléctrica. Sin embargo, varios componentes de la microrred 50 eléctrica, como líneas eléctricas o generadores, pueden dejar de ser funcionales debido a la contingencia que provocó la interrupción. Cada DER 60 puede enviar una descripción adecuada de sus capacidades como potencia máxima, estado máximo de carga, capacidades de formación de red eléctrica, etc. al MGC 40 y el MGC 40 puede reconfigurar sus funciones de control basándose en esta entrada. El
50 MGC 40 puede incluir funciones de control reconfigurables especializadas como control de frecuencia y tensión secundario y control terciario, si se desea. Estas funciones extenderán las funciones convencionales de MGC de una manera que les permita reconfigurarse para diferentes activos durante el funcionamiento.

El sistema 10 de las figuras 1 y 2 proporciona una combinación de diferentes tecnologías (sistema de gestión de energía entre pares, sistema de gestión de energía sin comunicación, restauración autónoma, autoconfiguración del sistema de gestión de energía, detección de ataques cibernéticos dirigidos por datos, etc.) en un marco conjunto para lograr un sistema de gestión de energía resiliente.

Se proporciona un conocimiento de la situación y puede predecirse la resiliencia del sistema 10 de potencia a la vista de las amenazas físicas y cibernéticas. Las contramedidas se calculan para aumentar la resiliencia. Se proporciona una continuidad del servicio en los casos de pérdida de un centro de control, pérdida de comunicación entre el controlador 20 de alto nivel o el sistema 70 de gestión de energía y los MGC 40, y/o una interrupción eléctrica.

El conocimiento de la situación del sistema de distribución utiliza enfoques dirigidos por datos para tener en cuenta el pronóstico meteorológico y los datos de sensor en tiempo real. También usa mediciones basadas en modelos para

cálculos de métricas de resiliencia.

Un sistema EMS entre pares puede proporcionar una solución de respaldo cuando se pierde el MGMS 20, o la comunicación con el MGMS 20, aprovechando técnicas de optimización y control distribuido para diseñar ganancias de control primario/secundario/terciario en línea.

Un sistema de gestión de energía sin comunicación está disponible en caso de pérdida de comunicación y se proporciona un arranque autógeno, autónomo y una autoconfiguración del MGC 40 en caso de una interrupción.

La figura 1 ilustra el primer nivel 15 de protección como el recuadro más externo que rodea todo el sistema 10. Dentro de ese recuadro, el MGMS 20 se conecta a una primera red 100 de comunicación para facilitar la recepción de datos externos de fuentes 35 externas tales como MINDSPHERE, (una base de datos basada en la nube proporcionada por SIEMENS, AG) y para comunicarse con las instalaciones 25 de generación en masa, las subestaciones 30 y los MGC 40 para controlar total y eficientemente estos componentes y el sistema general tal como se describió anteriormente.

El segundo nivel 45 de protección, ilustrado como un cuadrado más pequeño que omite el MGMS 20 incluye las instalaciones 25 de generación en masa, cualquier subestación 30 y las microrredes 50 eléctricas. Durante una contingencia en el que se activa el segundo nivel 45 de protección, no está disponible la comunicación con el MGMS 20, pero está disponible una segunda red 105 de comunicación en forma de comunicación entre pares entre los MGC 40, las subestaciones 30 y las instalaciones 25 de generación en masa, tal como se comentó anteriormente.

El tercer nivel 55 de protección está representado por varios rectángulos más pequeños dentro del segundo nivel 45 de protección y se activa en respuesta a una contingencia que deshabilita la comunicación 105 entre pares. En este modo de funcionamiento, cada microrred 50 eléctrica está controlada por su MGC 40 tal como se comentó anteriormente. La comunicación dentro de la microrred 50 eléctrica (es decir, entre el MGC 40 y uno o más componentes de la microrred 50 eléctrica) está disponible a través de una de una pluralidad de terceras redes 110 de comunicación, cada una dispuesta dentro de una de las microrredes 50 eléctricas.

La figura 2 ilustra esquemáticamente diferentes detalles del sistema 10 de la figura 1 con una disposición ligeramente diferente. Un primer rectángulo representa el MGMS 20 e incluye un EMS 70 en el mismo. Los datos de los MGC 40 y las subestaciones 30 se alimentan al MGMS 20 junto con datos externos, tales como datos meteorológicos de una fuente 35 externa tal como MINDSPHERE.

Una segunda área de la figura 2 ilustra una parte de la red que incluye una subestación 30 y dos microrredes 50 eléctricas. En esta disposición, la subestación 30 distribuye potencia a cada una de las microrredes 50 eléctricas. Sin embargo, otras configuraciones pueden incluir subestaciones 30 en el mismo nivel que las microrredes 50 eléctricas.

Ninguna de las descripciones de la presente solicitud debe interpretarse en el sentido de que implica que cualquier elemento, etapa, acción o función en particular sea un elemento esencial, que debe incluirse en el alcance de la reivindicación: el alcance del contenido patentado está definido únicamente por las reivindicaciones permitidas. Además, ninguna de estas reivindicaciones pretende invocar una construcción de reivindicación de medio más función a menos que los términos exactos "medios para" estén seguidos por un participio.

REIVINDICACIONES

1. Sistema (10) de distribución y control de potencia para su uso con un sistema de generación en masa que tiene sistemas de transmisión y distribución, comprendiendo el sistema de distribución y control de potencia:
 - una pluralidad de microrredes eléctricas que incluyen, cada una un elemento de generación de potencia y una carga;
 - una pluralidad de controladores (40) de microrred eléctrica asociados, cada uno, con una y sólo una de la pluralidad de microrredes eléctricas;
 - una primera red (100) de comunicación;
 - un controlador (20) de alto nivel que puede hacerse funcionar usando la primera red de comunicación para comunicarse con el sistema de generación en masa y cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica, pudiendo hacerse funcionar el controlador de alto nivel para coordinar el funcionamiento de las microrredes eléctricas durante el funcionamiento normal del sistema;
 - una segunda red (105) de comunicación independiente de la primera red de comunicación, proporcionando la segunda red de comunicación la comunicación entre pares entre cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica cuando no está disponible al menos uno del controlador de alto nivel y la primera red de comunicación; y
 - una pluralidad de terceras redes (110) de comunicación, proporcionando cada tercera red de comunicación la comunicación entre uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica y al menos uno del elemento de generación de potencia y la carga asociada con ese controlador de microrred eléctrica.
2. Sistema de distribución y control de potencia según la reivindicación 1, en el que cada microrred eléctrica incluye un elemento fotovoltaico y un elemento de almacenamiento de energía, y en el que cada controlador de microrred eléctrica usa la tercera red de comunicación para monitorizar el estado de salud de al menos uno del elemento de generación de potencia asociado, la carga, el elemento fotovoltaico y el elemento de almacenamiento de energía.
3. Sistema de distribución y control de potencia según la reivindicación 2, que comprende además una cámara de imágenes de cielo que puede hacerse funcionar para determinar un pronóstico a corto plazo de una cobertura de nubes local, y en el que el pronóstico de cobertura de nubes local se transmite a uno de los controladores de microrred eléctrica y en el que el controlador de microrred eléctrica estima una cantidad de generación de potencia a partir de su elemento fotovoltaico asociado.
4. Sistema de distribución y control de potencia según la reivindicación 1, en el que una primera de la pluralidad de microrredes eléctricas incluye una pluralidad de cargas, y en el que una de esas cargas se designa como carga crítica, y en el que el controlador de microrred eléctrica asociado con la primera microrred eléctrica funciona para garantizar que se suministra potencia en primer lugar a la carga crítica.
5. Sistema de distribución y control de potencia según la reivindicación 1, en el que la primera de la pluralidad de microrredes eléctricas incluye un inversor, y en el que el inversor incluye un control de inversor que controla una tensión de salida de inversor.
6. Sistema de distribución y control de potencia según la reivindicación 5, en el que el control de inversor incluye un control de formación de red eléctrica para inversores conectados a la red eléctrica, lo que proporciona la sincronización con una red y la compartición de carga.
7. Sistema de distribución y control de potencia según la reivindicación 1, que comprende además una base de datos externa que contiene al menos datos meteorológicos, siendo la base de datos externa accesible por el controlador de alto nivel a través de la primera red de comunicación, y en el que el controlador de alto nivel usa datos históricos para controlar al menos parcialmente el funcionamiento de cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica.
8. Método para hacer funcionar un sistema de distribución y control de potencia para su uso con un sistema de generación en masa que tiene sistemas de transmisión y distribución durante un suceso de contingencia, comprendiendo el método:
 - hacer funcionar un controlador de alto nivel para recopilar datos de una base de datos externa, una pluralidad de controladores de microrred eléctrica y el sistema de generación en masa a través de una primera red de comunicación;

- 5 usar datos de la base de datos externa para predecir los efectos en el sistema de distribución y control de potencia de una contingencia y para determinar posibles cambios en el sistema de distribución y control de potencia para mitigar esos efectos;
- 10 implementar una parte de los posibles cambios con dirección desde el controlador de alto nivel a través de la primera red de comunicación;
- 15 activar una segunda red de comunicación en respuesta a la contingencia inhabilitando al menos parcialmente la primera red de comunicación, incluyendo la segunda red de comunicación la comunicación entre pares entre cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica; y
- establecer un sistema de gestión de energía usando la segunda red de comunicaciones para optimizar la generación y distribución de potencia por y entre las microrredes eléctricas.
- 15 9. Método según la reivindicación 8, que comprende además hacer funcionar una pluralidad de terceras redes de comunicación para proporcionar comunicación entre cada uno de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica y una pluralidad de componentes asociados en una microrred eléctrica relacionada.
- 20 10. Método según la reivindicación 9, en el que cada controlador de microrred eléctrica usa la tercera red de comunicación para monitorizar el estado de salud de cada uno de los componentes asociados.
- 25 11. Método según la reivindicación 9, que comprende además determinar un pronóstico a corto plazo de una cobertura de nubes local usando una cámara de imágenes de cielo, y transmitir el pronóstico de cobertura de nubes local a uno de los controladores de microrred eléctrica y estimar una cantidad de generación de potencia a partir de un elemento fotovoltaico asociado del controlador de microrred eléctrica.
- 30 12. Método según la reivindicación 8, en el que un primero de la pluralidad de controladores de microrred eléctrica controla una primera microrred eléctrica que incluye una pluralidad de cargas, y en el que una de esas cargas se designa como carga crítica.
- 35 13. Método según la reivindicación 12, que comprende además hacer funcionar la primera microrred eléctrica para garantizar que el controlador de microrred eléctrica suministra potencia en primer lugar a la carga crítica.
- 40 14. Método según la reivindicación 12, en el que la primera de la pluralidad de microrredes eléctricas incluye un inversor, y en el que el inversor incluye un control de inversor que controla una tensión de salida de inversor.
15. Método según la reivindicación 12, en el que el control de inversor incluye un control de formación de red eléctrica para inversores conectados a la red eléctrica, lo que proporciona la sincronización con una red eléctrica y la compartición de carga.



