

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 669 554**

51 Int. Cl.:

G06Q 50/06 (2012.01)

H02J 3/28 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 15/00 (2006.01)

G05B 13/02 (2006.01)

H02J 7/00 (2006.01)

H02J 3/14 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.07.2013** **E 13175133 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.04.2018** **EP 2733810**

54 Título: **Método de control de una red de potencia**

30 Prioridad:

16.11.2012 US 201213678896

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

28.05.2018

73 Titular/es:

**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Werner-von-Siemens-Straße 1
80333 München, DE**

72 Inventor/es:

**NIELSEN, KAJ SKOV y
STOETTRUP, MICHAEL**

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

ES 2 669 554 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).

MÉTODO DE CONTROL DE UNA RED DE POTENCIA**DESCRIPCIÓN**

5 Las centrales o instalaciones de producción de potencia de carga base convencionales (por ejemplo, las centrales de energía nuclear o las centrales de energía por combustibles fósiles) pueden suministrar potencia según se requiera para una red de distribución de electricidad. Un operador de red de distribución puede determinar la carga base en cualquier momento específico, es decir la cantidad de potencia requerida por los clientes a los que suministra la red de distribución, y emitir referencias apropiadas a cualquier central eléctrica que alimente a la red de distribución. Tales centrales eléctricas se caracterizan generalmente por una salida de potencia constante. Como alternativa a extraer potencia completamente de la red de distribución, pueden usarse fuentes de energía renovables en aplicaciones a pequeña escala, tal como se da a conocer en el documento US 2011/0276194 A1, que considera un modo de utilizar energía solar para proporcionar potencia local a los consumidores, por ejemplo para cargar baterías de coche.

15 En el caso de las centrales de producción de potencia que generan electricidad usando fuentes de energía renovables tales como energía eólica o energía solar, la cantidad de potencia que puede emitirse depende en cierto grado de la situación medioambiental, por ejemplo la fuerza del viento en el caso de una central de energía eólica; o la hora del día y el grado de nubosidad en el caso de una central eléctrica fotovoltaica. En determinadas situaciones, una central eléctrica "renovable" convencional de este tipo puede tener capacidad para producir más potencia de la realmente necesaria, pero puesto que la central eléctrica sólo puede generar tanta potencia como se requiera para cumplir con una demanda de la red de distribución, la potencia adicional que puede producir se desperdicia efectivamente puesto que no puede alimentarse a la red de distribución. La cantidad de potencia generada por una instalación de producción de potencia se regula o se gestiona por un operador de la central, que garantiza que la potencia alimentada cumple los requisitos de la red de distribución en todo momento. Un operador de central eléctrica, por ejemplo una central de energía eólica "piloto", se separa y se aísla eficazmente del operador de red de distribución. Por tanto, en disposiciones convencionales sólo el operador de red de distribución puede hacer uso de una instalación de almacenamiento de potencia en la que pueda almacenarse un "excedente" de potencia para el uso posterior. Sin embargo, la gestión de instalaciones de almacenamiento de potencia de manera aislada con respecto a las centrales de generación de potencia significa que estas no pueden operarse para utilizar de manera óptima sus capacidades, y su gestión también está restringida gravemente por las limitaciones impuestas por los requisitos de la red de distribución. Por tanto, un objeto de la invención es proporcionar un modo mejorado de operar una red de potencia que comprende tanto centrales de producción de potencia como centrales de almacenamiento de potencia.

35 Esto objeto se logra por el contenido definido en las reivindicaciones adjuntas. Según la invención, el método de control de una red de potencia (que comprende varias instalaciones de generación de potencia conectadas a una red de distribución de electricidad y varias instalaciones de almacenamiento de potencia conectadas eléctricamente a las instalaciones de generación de potencia) comprende las etapas de monitorizar una capacidad de producción de las instalaciones de generación de potencia; monitorizar una capacidad de almacenamiento de las instalaciones de almacenamiento de potencia; determinar un plan de control de instalación óptimo basándose en la capacidad de almacenamiento y la capacidad de producción, en el que la etapa de determinar un plan de control de instalación óptimo comprende realizar una proyección de ingresos para una combinación de energía y servicios auxiliares basándose en uno o más del conjunto de variables de previsión que comprenden: previsión meteorológica; previsión energética; previsión del precio de la energía; previsión del precio de la reserva rodante; previsión del precio de la potencia reactiva; previsión de la capacidad de variación; previsión de la respuesta de inercia; previsión de la respuesta de frecuencia; y hacer funcionar la red de potencia, según el plan de control de instalación, para alimentar potencia desde las instalaciones de generación de potencia a la red de distribución de electricidad y/o transferir potencia desde las instalaciones de generación de potencia hasta las instalaciones de almacenamiento de potencia y/o consumir potencia de las instalaciones de almacenamiento de potencia.

55 Las instalaciones de almacenamiento de potencia están conectadas a las instalaciones de generación de potencia, lo que ha de entenderse que significa que la salida de energía por una instalación de generación de potencia puede transferirse en cierto modo a una o más de las instalaciones de almacenamiento de potencia. La transferencia de energía puede tener lugar en la red de distribución de electricidad, o una instalación de almacenamiento de potencia puede alimentarse directamente por una instalación de generación de potencia, evitando eficazmente la red de distribución de electricidad.

60 Una ventaja del método según la invención es que cualquier número o combinación de instalaciones de generación de potencia e instalaciones de almacenamiento de potencia siempre puede hacerse funcionar de la manera más óptima, preferiblemente de la manera más óptima desde el punto de vista económico. Las instalaciones de potencia pueden hacerse funcionar con un tipo de "dependencia mutua", es decir una instalación de potencia puede controlarse considerando sus propias capacidades y también considerando las capacidades de las otras instalaciones de potencia. Por ejemplo, un plan de control de instalación óptimo puede determinar que cierta cantidad de potencia no debe alimentarse a la red de distribución por las instalaciones de generación de potencia, sino que en cambio debe almacenarse en una o más instalaciones de almacenamiento de potencia, mientras que la

potencia procedente de otras instalaciones de almacenamiento de potencia puede recuperarse y alimentarse en cambio a la red de distribución. La decisión de generar potencia, almacenar potencia o consumir una cantidad de potencia almacenada (por ejemplo alimentarla a la red de distribución) puede resultar influida por diferentes factores, tal como quedará claro a continuación.

5 Mediante la determinación de un plan de control de instalación óptimo, la red de potencia puede controlarse en cualquier momento de la manera más óptima, desde el punto de vista de la eficiencia energética así como de la economía. Además, cualquier potencia en exceso que pueda producirse por las instalaciones de generación de potencia puede almacenarse para el uso posterior en las instalaciones de almacenamiento de potencia, mientras que cualquier déficit de potencia de las instalaciones de generación de potencia puede corregirse recuperando potencia de las instalaciones de almacenamiento de potencia. En este caso, ha de entenderse que "potencia en exceso" es cualquier potencia que esté en exceso de la requerida por la red de distribución de electricidad, mientras que ha de entenderse que un "déficit de potencia" significa una situación en la que las instalaciones de generación de potencia podrían no poder cumplir el requisito de la red de distribución por sí mismas.

15 Según la invención, un controlador de red de potencia para controlar una red de potencia (que comprende varias instalaciones de generación de potencia conectadas a una red de distribución de electricidad y varias instalaciones de almacenamiento de potencia conectadas eléctricamente a las instalaciones de generación de potencia) comprende un módulo de optimización para determinar un plan de control de instalación óptimo basándose en una capacidad de almacenamiento de las instalaciones de almacenamiento de potencia y una capacidad de generación de las instalaciones de generación de potencia mediante la realización de una proyección de ingresos para una combinación de energía y servicios auxiliares basándose en uno o más del conjunto de variables de previsión que comprenden: previsión meteorológica; previsión energética; previsión del precio de la energía; previsión del precio de la reserva rodante; previsión del precio de la potencia reactiva; previsión de la capacidad de variación; previsión de la respuesta de inercia; previsión de la respuesta de frecuencia; y una unidad de cálculo de referencia para calcular referencias para las instalaciones de generación de potencia y las instalaciones de almacenamiento de potencia basándose en el plan de control de instalación.

30 Una ventaja del controlador de red de potencia según la invención es que el control de las instalaciones de almacenamiento de potencia y el control de las instalaciones de generación de potencia pueden combinarse de tal modo que las instalaciones siempre se usan hasta su capacidad óptima. Al calcular referencias "personalizadas" (por ejemplo, referencias de tensión, referencias de factor de potencia, referencias de potencia activa, etc.) para cada una de las instalaciones de generación de potencia y las instalaciones de almacenamiento de potencia, estas siempre pueden operarse de la manera más eficaz para garantizar que la red de potencia funciona de manera óptima desde el punto de vista de la eficiencia energética así como desde el punto de vista económico.

40 Según la invención, una red de potencia comprende varias instalaciones de generación de potencia conectadas a una red de distribución de electricidad y varias instalaciones de almacenamiento de potencia conectadas a las instalaciones de generación de potencia; y también comprende un controlador de red de potencia según la invención para controlar la red de potencia.

45 Una ventaja de la red de potencia según la invención es que puede controlar cualquier número de instalaciones de generación de potencia y cualquier número de instalaciones de almacenamiento de potencia, mientras que las instalaciones pueden ser de cualquier tipo o naturaleza. Las diferentes o diversas capacidades de producción de las instalaciones de generación de potencia pueden combinarse de manera óptima con las diferentes o diversas capacidades de almacenamiento de las instalaciones de almacenamiento de potencia. Otra ventaja de la red de potencia según la invención es que no es necesario que las instalaciones de generación de potencia y las instalaciones de almacenamiento de potencia se ubiquen geográficamente cerca entre sí, sino que pueden ubicarse esencialmente en cualquier lugar. Una disposición de este tipo de las instalaciones de potencia distribuidas puede denominarse colectivamente central eléctrica "virtual". Tal como se indicó anteriormente, la transferencia de energía entre una instalación de generación de potencia y una instalación de almacenamiento de potencia puede tener lugar en la red de distribución, de modo que la red de potencia según la invención puede considerarse como una central virtual combinada.

55 Realizaciones y características particularmente ventajosas de la invención se facilitan mediante las reivindicaciones dependientes, tal como se revela en la siguiente descripción. Las características de categorías de reivindicación diferentes pueden combinarse como apropiadas para dar realizaciones adicionales no descritas en el presente documento.

60 Ha de entenderse que el término "red de potencia" usado en el contexto de la invención comprende tanto instalaciones de producción de potencia como instalaciones de almacenamiento de potencia. Una "instalación" puede comprender una sola unidad o puede comprender varias unidades. Por ejemplo, una central de producción de potencia tal como una central de energía eólica puede comprender cualquier número de unidades de generación de potencia, en este caso turbinas eólicas. Naturalmente, también puede considerarse una sola turbina eólica como una central de producción de potencia. Por tanto, a continuación, pero sin limitar la invención en modo alguno, los términos "central" e "instalación" pueden usarse de manera intercambiable. Una central o instalación se controla o se

gestiona por medio de sus referencias de entrada. La “referencia” se usa en el sentido aceptado y ha de entenderse como una entrada de control o punto de referencia, por ejemplo un punto de referencia de tensión, un punto de referencia de factor de potencia, etc. Una entrada de control también podría estar en forma de una función programada previamente activada que comprende instrucciones digitales, por ejemplo una función programada previamente para controlar una respuesta de inercia. Un controlador de una instalación de potencia responderá a una referencia de entrada emprendiendo la acción apropiada. Por ejemplo, un controlador de central puede enviar una referencia de potencia a un controlador de turbina eólica dando como resultado una señal de control que se envía a un accionador de paso con el fin de regular el paso de las palas de rotor para obtener un aumento o disminución deseado en la potencia de salida. De manera similar, un punto de referencia de entrada para una instalación de almacenamiento de potencia podría estar asociado al control de un conmutador, transformador, válvula, compresor, etc. con el fin de convertir la electricidad en una forma de energía almacenada.

Una fuente de energía renovable tal como una turbina eólica puede proporcionar “servicios auxiliares” además de su servicio o función principal, concretamente proporcionar potencia activa a la red de distribución. Un ejemplo de un servicio auxiliar de una turbina eólica puede ser su capacidad para proporcionar reserva rodante. De manera similar, algunos dispositivos de almacenamiento de energía también pueden proporcionar servicios auxiliares además de sus capacidades de almacenamiento. Por tanto, en una realización particularmente preferida de la invención, el método de control de una red de potencia preferiblemente también comprende la etapa de monitorizar cualquier capacidad de servicio auxiliar de una instalación de producción y cualquier capacidad de servicio auxiliar de una instalación de almacenamiento. Esta información también se considera entonces preferiblemente en la etapa de determinar el plan de control de instalación óptimo con vistas a optimizar la capacidad de ingresos de la red de potencia, considerando el valor de la energía real suministrada a la red de distribución, el valor de la combinación de los servicios auxiliares suministrados a la red de distribución, y el coste operativo de suministrar cada uno de estos servicios. La etapa de determinar el plan de instalación óptimo puede implicar por tanto tomar decisiones sobre qué servicio auxiliar de una instalación de producción y/o una instalación de almacenamiento debe suministrarse, dependiendo de cuál sea el más rentable. Por ejemplo, la energía almacenada procedente de una instalación de almacenamiento puede suministrarse como energía de carga base a la red de distribución o como un servicio auxiliar, o como una combinación de carga base y servicio auxiliar, dependiendo de cuál sea más “atractivo” desde el punto de vista operativo.

El controlador de red de potencia según la invención puede gestionar directamente una unidad de producción de potencia comunicando, es decir intercambiando señales apropiadas, con un controlador de la unidad de producción de potencia. Una central eléctrica que comprende una pluralidad de unidades de generación de potencia se controla generalmente por un sistema de control central, por ejemplo un “parque piloto” en el caso de una central de energía eólica. En este caso, el controlador de red de potencia según la invención preferiblemente se comunica con el parque piloto o puede realizarse como una parte integrada del parque piloto.

Una instalación de almacenamiento de potencia de la red de potencia según la invención puede ser “reversible” o “no reversible”. Una instalación de almacenamiento de potencia reversible puede emitir energía de la misma forma que se introdujo en la instalación de almacenamiento. Un ejemplo de una instalación de almacenamiento de potencia reversible podría ser una batería, que puede cargarse usando una corriente eléctrica, y que emite una corriente eléctrica cuando se descarga. Por ejemplo, una instalación de almacenamiento de batería puede comprender una batería de vehículo recargable, y la energía eléctrica “excedente” producida por las instalaciones de producción de potencia puede usarse para cargar tales baterías. En una realización, una instalación de almacenamiento de potencia comprende preferiblemente baterías de una flota de vehículos de servicio eléctrico. Otro ejemplo de una instalación de almacenamiento de potencia reversible podría ser una instalación hidroeléctrica, para la que se usa energía eléctrica para bombear al interior de un depósito, y que emite electricidad de nuevo cuando el agua almacenada se usa para accionar una turbina. Una instalación de almacenamiento de potencia no reversible emite su energía almacenada de una forma diferente. Un ejemplo de una instalación de almacenamiento de potencia no reversible podría ser una instalación de gas natural de síntesis, para la que se usa energía eléctrica para sintetizar gas y suministrarlo directamente a los consumidores sin ninguna conversión adicional. De igual modo, una instalación de gas natural de síntesis podría hacerse funcionar como una instalación reversible incluyendo una turbina de gas para convertir el gas almacenado en potencia eléctrica que puede alimentarse a la red de distribución de electricidad. Otros ejemplos de instalaciones de almacenamiento de potencia son una instalación de almacenamiento térmico; una instalación de almacenamiento de volante de inercia; una instalación de almacenamiento de aire comprimido; o cualquier otro tipo de instalación de almacenamiento de potencia que pueda convertir la energía eléctrica y almacenarla en una forma de la que puede recuperarse más tarde.

En una red de potencia según la invención, una instalación de generación de potencia puede comprender cualquiera del grupo de instalaciones de generación de potencia que comprende una central de energía eólica; una central maremotriz; una central de energía solar, o cualquier otro tipo de instalación de producción de potencia que pueda producir energía que puede alimentarse a una red de distribución de electricidad y/o convertirse para su almacenamiento en una central de almacenamiento de potencia.

El método según la invención comprende preferiblemente una etapa de determinar un requisito de la red de distribución que ha de cumplirse por la red de potencia, puesto que la potencia que se alimenta a una red de

distribución eléctrica debe satisfacer habitualmente requisitos de la red de distribución regionales o nacionales muy estrictos. El no cumplimiento de tales requisitos puede dar como resultado graves sanciones. En el método según la invención, la etapa de hacer funcionar la red de potencia para transferir potencia desde las instalaciones de generación de potencia hasta la red de distribución de electricidad se realiza preferiblemente para cumplir cualquiera de tales requisitos de la red de distribución, de modo que una potencia neta en un punto de conexión de red de distribución cumple el requisito de la red de distribución. En este caso, un “punto de conexión de red de distribución” es un punto en el que una o más instalaciones de producción de potencia alimentan a una red de distribución. La “potencia neta” es la suma de las contribuciones individuales de las diversas instalaciones de producción de potencia. Preferiblemente, siempre que se apropiado, siempre se da prioridad al cumplimiento de la red de distribución con respecto a cualquier eficacia u optimización monetaria de la red de potencia.

No todas las instalaciones de generación de potencia pueden proporcionar potencia continuamente a un nivel constante. Particularmente en el caso de las centrales eléctricas de “energía renovable”, por ejemplo turbinas eólicas o centrales de energía eólica, la potencia generada puede presentar variaciones significativas. Durante condiciones de viento favorables, una central de energía eólica puede suministrar su potencia nominal, pero puede no poder proporcionar ninguna potencia en absoluto durante condiciones de calma o tormenta. El método según la invención hace uso del hecho de que la mayoría de las instalaciones de generación de potencia pueden generar más potencia de lo que se requiere durante determinadas fases, y que la potencia excedente puede almacenarse en diversos modos y recuperarse posteriormente y por tanto contribuir al aumento de la competitividad de la central combinada de producción y almacenamiento vendiendo la combinación óptima de potencia de carga base y servicios auxiliares al operador de red de distribución. En una realización preferida de la invención, una instalación de almacenamiento de potencia comprende una instalación de almacenamiento de potencia de respuesta rápida a corto plazo tal como una batería o un volante de inercia, y un operador de la red de potencia podrá ofertar sobre servicios de respuesta de inercia simulados. El sistema puede proporcionar respuesta de inercia extrayendo energía a corto plazo adicional de un dispositivo de almacenamiento cuando se dispone de energía, y operando con reserva rodante cuando estas instalaciones a corto plazo no tienen energía en almacenamiento. Durante una breve caída predecible en la frecuencia de la red de distribución, pueden “aprovecharse” una o más de tales instalaciones de almacenamiento de respuesta rápida a corto plazo para corregir el déficit, haciendo que la respuesta de la central sea más predecible, y minimizando la energía emitida por la central. Puede usarse una combinación de respuesta rápida/lenta para suavizar la producción de potencia de la red de potencia.

En otras situaciones, puede ser predecible que una instalación de generación de potencia no podrá alimentar potencia a la red de distribución durante una duración prolongada. Por ejemplo, una central de energía solar no puede proporcionar su salida de potencia nominal durante condiciones de poca luz u oscuridad. Por tanto, para compensar un déficit de potencia de este tipo, en una red de potencia según la invención una instalación de almacenamiento de potencia comprende preferiblemente una instalación de almacenamiento de potencia de respuesta lenta a largo plazo. Por ejemplo, la potencia excedente puede convertirse en acumulación de agua por bombeo y puede reconvertirse en energía eléctrica según se requiera. Igualmente, una acumulación de agua por bombeo de este tipo puede usarse para almacenar energía excedente que puede estar disponible para la venta en un mercado en un mismo día o una misma semana, de modo la energía en exceso o excedente puede “dejarse aparcada” hasta que se venda a un precio óptimo.

En otra situación, puede suministrarse amortiguación de oscilación de potencia de red de distribución por la central virtual mediante la oscilación de la salida de potencia agregada de la central según sea necesario para la estabilidad de la red de distribución, aunque un controlador de red de potencia central puede lograr esto haciendo oscilar la potencia sin reducir las fuentes de energía renovables. Esto hace posible que un operador de red de potencia reduzca pérdidas y desgaste potenciales, y también hace posible vender amortiguación de oscilación como servicio.

También es concebible que el operador de red de distribución pueda necesitar una rápida variación de potencia con el fin de mantener la compensación en la red de distribución, por ejemplo al comienzo de un día de trabajo. Mediante el control de las instalaciones de producción y almacenamiento como una red de potencia combinada, puede ser más predecible la precisión de tales eventos de variación, de modo que el método según la invención puede usarse para cuantificar y vender esta capacidad como un servicio para un operador de red de distribución o una autoridad de compensación.

Además, el método según la invención hace posible proporcionar una respuesta a frecuencia insuficiente, es decir la inyección de más potencia activa en proporción a una caída en la frecuencia de la red de distribución, mientras que al mismo tiempo hace funcionar cualquier instalación de generación de potencia tal como turbinas eólicas con un nivel significativamente reducido de reserva rodante. El aumento de potencia se extraerá de nuevo principalmente del almacenamiento a corto plazo, de modo que sólo es necesario que las turbinas se hagan funcionar con reserva rodante cuando el nivel de energía de las instalaciones de almacenamiento es muy bajo.

En otra situación un operador de red de distribución podría comprar servicios de control de generación automático (AGC) de un propietario de una red de potencia según la invención, con un intervalo de regulación mayor que podría proporcionarse por una central eléctrica convencional que sólo contiene instalaciones de producción o sólo contiene instalaciones de almacenamiento. La red de potencia combinada según la invención puede hacerse funcionar según

un intervalo de configuración de almacenamiento considerando un importe neto en la central y una exportación de potencia disponible además de cualquier capacidad de potencia que puedan tener las instalaciones de almacenamiento. Preferiblemente, el método según la invención también prioriza funciones de control de modo que se consideren todos los factores tales como la seguridad del personal, la seguridad de los equipos, el cumplimiento de la red de distribución, la eficiencia y la optimización monetaria de la red de potencia. Es importante garantizar que la cantidad de corriente extraída de la instalación no supere sus límites nominales, por ejemplo la potencia no debe variarse más rápido de lo que una instalación de almacenamiento puede descargarse con seguridad. Las tensiones se mantienen preferiblemente dentro de saltos superiores y/o inferiores seguros.

Un aspecto clave del método según la invención es que permite una optimización de control de instalación desde el punto de vista del aspecto económico (es decir, permite que la energía se produzca y se almacene de manera rentable así como los servicios auxiliares que van a proporcionarse a la red de distribución, y que esta energía o estos servicios se vendan a un precio óptimo). El precio de la energía, es decir el precio que se paga a un operador de central eléctrica, puede variar a corto plazo, de modo que es importante para un operador de red poder proporcionar una cantidad de potencia favorable en un punto de tiempo favorable. El precio para los servicios auxiliares puede variar de manera similar y puede ganarse dinero con nuevos servicios a medida que la energía renovable se hace más generalizada. Sin embargo, la producción de potencia también tiene su precio y, tal como se mencionó anteriormente, las instalaciones de producción de potencia no siempre pueden suministrar las cantidades necesarias. Por tanto, en una realización particularmente preferida de la invención, la etapa de determinar un plan de control de instalación óptimo comprende realizar una proyección de ingresos para una combinación de servicios de energía y servicios auxiliares basándose en varias variables de previsión y/o varias variables de sistema y/o varias restricciones de instalación.

Según la invención, la proyección de ingresos se realiza basándose en una o más del conjunto no exhaustivo de variables de previsión que comprende: previsión de la velocidad del viento; previsión de la producción de energía; previsión del precio de la energía; previsión del precio de la reserva rodante; previsión del precio de la potencia reactiva; previsión del precio de la capacidad de variación; previsión del precio de la respuesta de inercia; previsión del precio de la respuesta de frecuencia. Las variables de previsión que se consideran dependerán de los tipos de producción de potencia y de las instalaciones de almacenamiento que se estén usando. Por ejemplo, una previsión del viento será relevante para una turbina eólica o una central de energía eólica, mientras que una previsión de las mareas será relevante para una central maremotriz. Una previsión meteorológica puede proporcionar información con respecto a la dirección, la presión, la temperatura del viento, etc. Puede consultarse una previsión energética para determinar cuánta energía podría producirse durante un periodo de tiempo determinado en el futuro próximo, por ejemplo en el plazo de las próximas horas. Una previsión energética por adelantado para una central de energía eólica puede basarse en modelos meteorológicos numéricos, modelos de persistencia, modelos de red neural, modelos de de estela, simulaciones de grandes remolinos, un programa de tiempo de parada de servicio, etc. Un programa de tiempo de parada de servicio puede usarse para cuantificar el tiempo de inactividad de una producción de potencia o instalación de almacenamiento, tiempo durante el cual la instalación no está disponible para la red de potencia. La producción y/o almacenamiento de potencia puede distribuirse entonces a las instalaciones restantes. Una previsión del precio de la energía puede suministrar información sobre el precio previsto de la energía en el futuro próximo, por ejemplo en el plazo de las próximas horas o los próximos días, de modo que puede determinarse un tiempo favorable para vender la energía (es decir, para alimentar energía a la red de distribución). La previsión del precio de la energía puede basarse en modelos estadísticos que tienen en cuenta la estructura del mercado local, y pueden usar información que se origina a partir de diversas fuentes externas. Una previsión del precio de la reserva rodante puede proporcionar información útil sobre el precio que puede obtenerse para la reserva rodante, puesto que puede ganarse dinero con ella como servicio auxiliar y por tanto puede considerarse un "producto" que puede comercializarse en el mercado de la energía. De manera similar, una previsión del precio de la potencia reactiva puede proporcionar información útil sobre el precio de la potencia reactiva, que puede venderse como servicio auxiliar en el caso contingencia de una red de distribución. Otras previsiones tales como previsión del precio de la capacidad de variación, previsión del precio de la respuesta de inercia y previsión del precio de la respuesta de frecuencia pueden proporcionar información útil sobre aproximadamente los posibles ingresos de tales servicios auxiliares.

Algunos mercados de potencia sólo pueden ganar dinero con la energía (kWh) y otros mercados pueden tener una combinación de precios fijos y precios fluctuantes para los servicios auxiliares. Por tanto, en el método según la invención, la posible contribución económica de cada uno de los servicios auxiliares se ajusta preferiblemente según la estructura dada del mercado.

Además, puesto que la producción de potencia tiene costes asociados, la proyección de ingresos se realiza preferiblemente basándose en una o más del conjunto no exhaustivo de variables de costes de producción que comprende: coste de grúa; coste de servicio; depreciación de equipos; coste de ciclo de almacenamiento reversible; coste de almacenamiento no reversible; pérdida por conversión; pérdida por transmisión interna. El "coste de grúa" y el "coste de servicio" cuantifican los costes de mantenimiento necesarios para las instalaciones. La variable de sistema "depreciación de equipos" cuantifica la pérdida en valor de los diversos elementos de la red de potencia. La variable de sistema "coste de ciclo de almacenamiento reversible" cuantifica la pérdida en capacidad, a lo largo del tiempo, de una instalación de almacenamiento de potencia reversible. Por ejemplo, una batería recargable puede

cargarse y descargarse un número estimado de veces, mientras que su capacidad de almacenamiento puede disminuir a lo largo de su vida útil. Esta variable puede usarse para minimizar el coste y maximizar la vida útil de la unidad de almacenamiento. Una variable de sistema de “coste de almacenamiento no reversible” puede modelar el tipo de almacenamiento. Por ejemplo, si el almacenamiento no reversible es un banco de estaciones de carga para cargar vehículos de servicio eléctricos, estos deben cargarse preferiblemente durante un periodo de tiempo de tarificación negativa, y también deben cargarse preferiblemente mientras que los vehículos de servicio no se requieren, por ejemplo por la noche. Si el almacenamiento no reversible comprende un sistema de almacenamiento de gas comprimido o gas natural de síntesis, el modelo debe proporcionar información actualizada sobre el precio del gas natural y también el coste de conversión, de modo que pueda realizarse una comparación o equilibrio realista entre el valor de la potencia generada por una central de producción de potencia y el valor del gas que puede venderse. La variable de sistema “pérdida por conversión” cuantifica las pérdidas por conversión en las que se incurrirá cuando se convierte energía eléctrica en otra forma y cuando se convierte la energía almacenada de nuevo en energía eléctrica. Por ejemplo, el coste de conversión para un sistema térmico será función de la temperatura ambiental. La variable de sistema “pérdida por transmisión interna” cuantifica la pérdida de energía inevitable cuando “se transfiere” potencia desde una instalación de producción de potencia hasta una instalación de almacenamiento de potencia. Las pérdidas por transmisión interna pueden ser significativas para instalaciones que comprenden líneas de transmisión muy largas hasta un punto de interconexión, por ejemplo para grandes centrales de energía eólica marítimas. El plan de control de instalación se determina preferiblemente para garantizar el cumplimiento de la red de distribución en el punto de conexión común, y al mismo tiempo para optimizar los posibles ingresos no sólo en un momento dado sino a lo largo de un periodo de tiempo dado.

Puede surgir una situación en la que el precio de la electricidad es estable, pero el precio de otra forma de energía aumenta. En otras palabras, la rentabilidad de la otra forma de energía es mejor. Por tanto, el método según la invención comprende preferiblemente la etapa de determinar las cantidades de energía que se originan a partir de diferentes instalaciones de potencia que van a consumirse o almacenarse basándose en precios correspondientes para esas formas de energía diferentes. El método según la invención por tanto hace posible determinar un equilibrio óptimo entre producción de energía, almacenamiento de energía y venta de energía de modo que la red de potencia pueda operarse de la mejor manera posible según sus capacidades, con rentabilidad favorable y eficiencia energética.

Con este enfoque y usando los tipos de variable y restricción mencionados anteriormente, el método según la invención puede determinar un plan de operación óptimo que programe una combinación de servicios auxiliares que pueden ofrecerse, la cantidad de potencia que va a generarse y que pueda determinar cuánta de esta potencia generada debe alimentarse a la red de distribución y cuánta debe convertirse en otra forma para el consumo inmediato o el almacenamiento para el uso posterior durante un periodo de programación de plan de operación. El método también puede determinar una cantidad óptima de potencia almacenada que debe recuperarse de un almacenamiento reversible y alimentarse a la red de distribución de electricidad, o una cantidad óptima de potencia almacenada que debe recuperarse de un almacenamiento no reversible y alimentarse en una red de distribución de consumidor. Por ejemplo, si se predice que el precio de la reserva rodante es favorablemente alto dentro de un determinado intervalo de tiempo futuro, debe seleccionarse la combinación óptima de nivel de carga para las baterías de almacenamiento, en combinación con el nivel óptimo de reducción de potencia solar o de turbina como modo de funcionamiento. Si se recurre a la reserva rodante, debe estar disponible una cantidad apropiada recuperando una cantidad apropiada de energía de almacenamiento y complementándola aumentando la producción de potencia real de las instalaciones de producción. Puesto que el controlador de red de potencia puede optimizar la producción de potencia así como el almacenamiento de potencia considerando muchas variables y restricciones diferentes, la red de potencia puede considerarse un sistema de control combinado.

Tal como se indicó anteriormente, la potencia alimentada a una red de distribución de electricidad se vende a un precio de potencia variable. Sin embargo, puede surgir una situación en la que el precio de potencia sea negativo, es decir durante una fase de sobreproducción, el operador de central eléctrica debe pagar por la potencia alimentada a la red de distribución. Esto puede surgir cuando otras centrales eléctricas “no renovables” ya están saturando la red de distribución de modo que ya se ha cumplido la demanda de potencia. Puede obligarse a una central de producción de potencia convencional a terminar la producción si el coste acumulado de continuar la producción superaría de otro modo el coste de desconectar y conectar de nuevo. Por tanto, el método según la invención comprende preferiblemente la etapa de identificar un periodo de tarificación negativa, por ejemplo consultando una previsión del precio de la potencia y analizando la capacidad de producción de potencia de las instalaciones de generación de potencia, y determinar, basándose en la proyección de ingresos, la cantidad de energía almacenada que va a desecharse de manera anticipada a la de tarificación negativa, y una cantidad de potencia que va a almacenarse en una instalación de almacenamiento de potencia durante tal periodo de tarificación negativa. Por tanto, en lugar de tener que pagar para “desechar” la potencia generada en exceso, esto puede convertirse en otra forma, por ejemplo gas natural de síntesis, y almacenarse hasta que pueda venderse de manera rentable en un momento posterior. Una red de potencia o central virtual según la invención puede permanecer por tanto conectada a la red de distribución durante un periodo de tarificación negativa, y puede continuar produciendo ingresos exclusivamente a partir de la venta de servicios auxiliares.

Tal como se indicó anteriormente, el controlador de red de potencia puede controlar cada tipo de instalación de

generación de potencia e instalación de almacenamiento de potencia de una manera habitual o adaptada de modo que estas se dirijan de manera óptima. Los requisitos de red de distribución de potencia activa y potencia reactiva pueden fluctuar según demanda. Puesto que determinados tipos de instalación de generación de potencia pueden proporcionar potencia activa así como potencia reactiva, en una realización particularmente preferida de la invención, el controlador de red de potencia comprende una unidad distribuidora de referencias para distribuir referencias de potencia activa y referencias de potencia reactiva entre las instalaciones de generación de potencia y las instalaciones de almacenamiento de potencia según un componente activo y un componente reactivo de un requisito de la red de distribución. Por ejemplo, si el operador de red de distribución solicita una cantidad específica de potencia activa y potencia reactiva, la potencia activa neta debe controlarse para alcanzar este nivel y el nivel de potencia reactiva neta debe alcanzarse asimismo controlando la contribución reactiva de cada uno de los sistemas de almacenamiento y producción en puntos de referencia especificados por el controlador de central.

El método según la invención puede implementarse usando algoritmos de software adecuados que se ejecutan en tipos apropiados de ordenador o servidor. Por ejemplo, un producto de programa informático puede comprender algoritmos de software para llevar a cabo las etapas de monitorizar una capacidad de producción de las instalaciones de generación de potencia; monitorizar una capacidad de almacenamiento de las instalaciones de almacenamiento de potencia; realizar una proyección de ingresos y para generar referencias; determinar un plan de control de instalación óptimo, etc., cuando el producto de programa informático se carga en una memoria de un dispositivo programable del controlador de red de potencia según la invención.

Otros objetos y características de la presente invención resultarán evidentes a partir de las siguientes descripciones detalladas consideradas conjuntamente con los dibujos adjuntos. Sin embargo, ha de entenderse que los dibujos están diseñados únicamente para los fines de ilustración y no como una definición de los límites de la invención.

La figura 1 muestra un diagrama de bloques de una red de potencia según una realización de la invención;

la figura 2 muestra un diagrama de bloques de un controlador de red de potencia según una realización de la invención;

la figura 3 muestra varios parámetros considerados por el controlador de red de potencia de la figura 2;

la figura 4 muestra parámetros adicionales considerados por el controlador de red de potencia de la figura 2.

En los diagramas, los números iguales se refieren a objetos iguales en todos ellos. Los objetos en los diagramas no están dibujados necesariamente a escala.

La figura 1 muestra un diagrama de bloques de una red 1 de potencia según una realización de la invención. La red de potencia comprende diversas centrales 30, 31 de generación de potencia y diversas instalaciones 40, 41, 42 de almacenamiento de potencia. La potencia que se emite por las centrales 30, 31 de generación de potencia y una instalación 40 de almacenamiento de potencia reversible se recoge en un punto de conexión común PCC para alimentar una red 5 de distribución de electricidad. La potencia excedente generada por las centrales 30, 31 de generación de potencia puede transferirse a instalaciones 41, 42 de almacenamiento de potencia no reversibles tales como las baterías 41 de una flota de vehículos eléctricos, o una central 42 de gas natural de síntesis, que en esta realización se realiza para suministrar gas a una red 6 de distribución de gas de consumidor.

Un controlador 2 de red de potencia recibe una referencia de potencia de entrada P_{sched} que indica la cantidad de potencia eléctrica requerida por la red 5 de distribución. La red 1 de potencia debe cumplir este requisito.

Para este fin, el controlador 2 de red de potencia decide cuánta potencia activa y potencia reactiva debe transferirse entre las centrales 30, 31 de generación de potencia, las instalaciones 40, 41, 42 de almacenamiento de potencia y la red 5 de distribución. El controlador 2 de red de potencia establece un plan de control de instalación óptimo basándose en la capacidad de producción de las centrales 30, 31 eléctricas y en la capacidad de almacenamiento de las centrales 40, 41, 42 de almacenamiento, y hace funcionar las instalaciones según el plan de control de instalación para transferir potencia activa y potencia reactiva entre las centrales 30, 31 eléctricas y la red 5 de distribución y/o entre las centrales 30, 31 eléctricas y las centrales 40, 41, 42 de almacenamiento, y/o desde una central 40 de almacenamiento reversible a la red 5 de distribución. El controlador 2 de red de potencia determina el plan de control de instalación óptimo considerando varios parámetros de entrada M_1, \dots, M_n y datos $D_{30}, D_{31}, D_{40}, D_{41}, D_{42}$ de las centrales 30, 31, 40, 41, 42 de producción y almacenamiento de potencia. Por ejemplo, los datos D_{30} de una central 30 de energía eólica pueden suministrar datos de producción de esa central 30 de energía eólica tales como potencia activa, potencia disponible, potencia perdida máxima (usada para límites de controlador calculados), referencia máxima (la cantidad de potencia máxima que puede producir una subcentral, por ejemplo su potencia nominal o un valor determinado por una limitación en un transformador o tendido eléctrico), frecuencia de potencia activa, potencia de parque nominal, etc.; mientras que los datos D_{41} de una instalación 41 de almacenamiento de potencia no reversible pueden incluir información sobre su capacidad momentánea. Los parámetros de entrada M_1, \dots, M_n pueden proporcionar información sobre muchos aspectos diferentes del funcionamiento de la red de potencia, por ejemplo variables de sistema, previsiones y restricciones. Basándose en

esta información, el plan de control de instalación puede usarse para generar referencias Rref_30, Rref_31, Rref_40, Rref_41, Rref_42 para cada una de las instalaciones. Por ejemplo, una referencia Rref_30 para la central 30 de energía eólica puede definir referencias de potencia activa y/o reactiva para esa central de energía eólica, y un parque piloto de la central 30 de energía eólica puede generar referencias apropiadas para cada una de las turbinas eólicas. Una referencia también podría controlarse como una referencia de tensión o una referencia de factor de potencia o una combinación de referencias de tensión, potencia reactiva o factor de potencia.

El diagrama sólo muestra cinco instalaciones 30, 31, 40, 41, 42 pero naturalmente puede combinarse cualquier número de instalaciones en una central virtual. Además, las instalaciones de una central virtual combinada de este tipo no tienen que estar geográficamente cerca entre sí, sino que pueden ubicarse a cualquier distancia unas de otras. Ni siquiera es necesario que las instalaciones de una central virtual combinada alimenten a la misma red de distribución, puesto que el controlador de red de potencia puede tener en cuenta más de una red de distribución eléctrica.

La figura 2 muestra un diagrama de bloques de un controlador 2 de red de potencia o “regulador” 2 según una realización de la invención. En esta realización, un bloque 20 de control recibe un requisito de la red de distribución o referencia Pdemand que indica una potencia de red de distribución requerida que debe suministrarse, es decir toda la red de potencia debe funcionar para satisfacer esta referencia Pdemand. La referencia de red de distribución Pdemand puede ser igual que la referencia de potencia de entrada Psched indicada en la figura 1, o puede derivarse de ella mediante una unidad de selector de referencia adecuada (no mostrada). El bloque 20 de control compara esto con información sobre la producción de potencia momentánea facilitada en los datos D_x suministrados por las instalaciones de generación de potencia de la red de potencia, e identifica una diferencia (excedente o déficit) y proporciona una señal apropiada a un módulo 21 de optimización. El módulo 21 de optimización recibe diversos parámetros de entrada M_1, ..., M_n, así como los datos de producción D_x de todas las instalaciones de generación y almacenamiento de potencia. Basándose en esta información, el módulo 21 de optimización puede determinar la cantidad de potencia que debe generarse y venderse a la red de distribución, la cantidad de potencia que debe almacenarse para el uso posterior, y la cantidad de potencia que debe recuperarse de una instalación de almacenamiento de potencia reversible. Se tienen en cuenta muchos parámetros tales como el precio de la potencia, la previsión meteorológica, la previsión del precio de la potencia, el coste de servicio etc., tal como se describió anteriormente, para determinar un plan óptimo para esta red de potencia desde el punto de vista de la rentabilidad a corto plazo y a largo plazo, así como de la eficiencia energética. El módulo 21 de optimización emite señales apropiadas Pstore, Pproduce a una unidad 22 de distribución de referencias. El módulo 21 de optimización puede generar una señal de almacenamiento de potencia colectiva Pstore, o señales de almacenamiento de potencia individuales para cada una de las instalaciones de almacenamiento. De manera similar, el módulo 21 de optimización puede generar una señal de producción de potencia colectiva Pproduce, o señales de producción de potencia individuales para cada una de las instalaciones de producción de potencia. La unidad 22 de distribución de referencias usa esta información así como los datos de producción D_x de todas las instalaciones de generación y almacenamiento de potencia para calcular las referencias apropiadas Pref_x para cada una de las instalaciones.

La figura 3 muestra diversos parámetros considerados por el módulo 21 de optimización del controlador 2 de red de potencia de la figura 2. El diagrama muestra gráficos a modo de ejemplo de la previsión de la reserva rodante M_1 (cuantificada en \$/MWh), el soporte de potencia reactiva M_2 (cuantificado en \$/MVar) y el precio de la energía M_3 (cuantificado en \$/MWh). El diagrama indica cómo pueden fluctuar tales parámetros o variables a lo largo del tiempo (eje X, horas). Claramente, el punto en el tiempo en el que la energía se vende a la red de distribución de electricidad, o el punto en el tiempo en el que un servicio auxiliar tal como reserva rodante o potencia reactiva se vende puede influir significativamente en la rentabilidad de la red de potencia.

La figura 4 muestra parámetros adicionales que podrían considerarse por el módulo 21 de optimización del controlador 2 de red de potencia de la figura 2. El diagrama muestra gráficos a modo de ejemplo de la programación de servicio M_4 (cuantificada en MWh), el coste de servicio M_5 y el índice de depreciación de equipos M_6 (ambos cuantificados en \$/MWh), que pueden ser de relevancia para una instalación cuya vida útil puede prolongarse haciéndola funcionar a niveles de carga inferiores. Estos gráficos indican cómo pueden desarrollarse tales parámetros o variables a lo largo del tiempo t (en el caso de la programación de servicio M_4) o cómo están relacionados con los niveles de producción p (en el caso del coste de servicio M_5 y el índice de depreciación de equipos M_6), de modo que considerar estos factores puede ser beneficioso cuando se elabora un plan de instalación óptimo para una red de potencia.

Por motivos de claridad, ha de entenderse que el uso de “un” o “una” a lo largo de toda esta solicitud no excluye una pluralidad, y “que comprende” no excluye otras etapas o elementos. La mención de una “unidad” o un “módulo” no excluye el uso de más de una unidad o módulo.

REIVINDICACIONES

1. Método de control de una red (1) de potencia que comprende una pluralidad de instalaciones (30, 31) de generación de potencia conectadas a una red (5) de distribución de electricidad y una pluralidad de instalaciones (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia conectadas eléctricamente a las instalaciones (30, 31) de generación de potencia, comprendiendo una instalación (30, 31) de generación de potencia cualquiera de una central de energía eólica, una central maremotriz, una central de energía solar, comprendiendo una instalación (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia cualquiera de una instalación de almacenamiento térmico; una instalación de almacenamiento de batería; una instalación de almacenamiento de volante de inercia; una instalación de almacenamiento de aire comprimido; una instalación hidroeléctrica; una instalación de almacenamiento de gas natural de síntesis, estando caracterizado el método porque comprende:
 - monitorizar una capacidad de producción y cualquier capacidad de servicio auxiliar de las instalaciones (30, 31) de generación de potencia;
 - monitorizar una capacidad de almacenamiento y cualquier capacidad de servicio auxiliar de las instalaciones (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia;
 - determinar un requisito de la red de distribución (Pdemand, Psched) que ha de cumplirse por la red de potencia;
 - determinar un plan de control de instalación óptimo basándose en la capacidad de almacenamiento y la capacidad de producción, en el que la etapa de determinar un plan de control de instalación óptimo comprende realizar una proyección de ingresos para una combinación de energía y servicios auxiliares basándose en uno o más del conjunto de variables de previsión que comprenden:
 - previsión meteorológica; previsión energética; previsión del precio de la energía; previsión del precio de la reserva rodante; previsión del precio de la potencia reactiva; previsión de la capacidad de variación; previsión de la respuesta de inercia; previsión de la respuesta de frecuencia; y
 - hacer funcionar la red (1) de potencia, según el plan de control de instalación, para alimentar potencia desde las instalaciones (30, 31) de generación de potencia a la red (5) de distribución de electricidad y/o transferir potencia desde las instalaciones (30, 31) de generación de potencia hasta las instalaciones (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia y/o consumir potencia de las instalaciones (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia, en el que la etapa de hacer funcionar la red (1) de potencia para transferir potencia desde las instalaciones (30, 31) de generación de potencia hasta la red (5) de distribución de electricidad se realiza de modo que una potencia neta en un punto de conexión de red de distribución cumple el requisito de la red de distribución (Pdemand, Psched).
2. Método según la reivindicación 1, en el que la proyección de ingresos se realiza basándose en una pluralidad de variables de costes de producción y/o una pluralidad de restricciones de instalación.
3. Método según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el que la proyección de ingresos se realiza basándose en uno o más del conjunto de variables de sistema que comprende: programación de servicio; coste de servicio; depreciación de equipos; coste de ciclo de almacenamiento reversible; pérdida por conversión; pérdida por transmisión interna; y/o basándose en uno o más del conjunto de restricciones que comprende: potencia mínima/máxima permitida; energía mínima/máxima permitida; variación máxima; tasa de cambio.
4. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además: determinar, basándose en la proyección de ingresos, una cantidad de potencia activa para suministrarse a la red (5) de distribución de electricidad.
5. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además: determinar, basándose en la proyección de ingresos, una cantidad de potencia activa y potencia reactiva generadas por las instalaciones (30, 31) de generación de potencia que va a almacenarse en una instalación (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia.
6. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además: identificar un periodo de tarificación negativa y determinar, basándose en la proyección de ingresos, una cantidad de potencia que va a almacenarse en una instalación (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia durante el periodo de tarificación negativa.
7. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además: determinar las cantidades de energía que se originan a partir de instalaciones (30, 31, 40, 41, 42) de potencia diferentes

que van a consumirse o almacenarse, basándose en precios correspondientes para esas formas de energía diferentes.

5 8. Controlador (2) de red de potencia para controlar una red (1) de potencia, comprendiendo la red de
 potencia una pluralidad de instalaciones (30, 31) de generación de potencia conectadas eléctricamente a
 una red de distribución de electricidad y una pluralidad de instalaciones (30, 31) de almacenamiento de
 potencia de manera que puede transferirse energía desde una instalación generadora de potencia hasta
 10 una instalación de almacenamiento de potencia, comprendiendo una instalación (30, 31) de generación de
 potencia cualquiera de una central de energía eólica, una central maremotriz, una central de energía solar;
 comprendiendo una instalación (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia cualquiera de una instalación
 de almacenamiento térmico; una instalación de almacenamiento de batería; una instalación de
 almacenamiento de volante de inercia; una instalación de almacenamiento de aire comprimido; una
 instalación hidroeléctrica; una instalación de almacenamiento de gas natural de síntesis, estando
 15 caracterizado el controlador (2) de red de potencia porque comprende:

un módulo (21) de optimización para determinar un plan de control de instalación óptimo basándose en
 una capacidad de almacenamiento y cualquier capacidad de servicio auxiliar de las instalaciones (40, 41,
 42) de almacenamiento de potencia y una capacidad de generación y cualquier capacidad de servicio
 20 auxiliar de las instalaciones (30, 31) de generación de potencia mediante la realización de una proyección
 de ingresos para una combinación de energía y servicios auxiliares basándose en uno o más del conjunto
 de variables de previsión que comprenden:

previsión meteorológica; previsión energética; previsión del precio de la energía; previsión del precio de
 la reserva rodante; previsión del precio de la potencia reactiva; previsión de la capacidad de variación;
 25 previsión de la respuesta de inercia; previsión de la respuesta de frecuencia; y

una unidad de cálculo de referencia para calcular referencias (Rref_30, Rref_31, Rref_40, Rref_41,
 Rref_42, Rref_x) para hacer funcionar las instalaciones (30, 31) de generación de potencia y las
 30 instalaciones (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia basándose en el plan de control de
 instalación, que comprende además:

una unidad (22) distribuidora de referencia para distribuir referencias de potencia activa y referencias
 de potencia reactiva entre las instalaciones (20, 31) de generación de potencia y las instalaciones
 (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia según un componente activo y un componente reactivo
 35 de un requisito de la red de distribución (Pdemand, Psched).

9. Producto de programa informático para llevar a cabo las etapas del método según cualquiera de las
 reivindicaciones 1 a 7, cuando el producto de programa informático se carga en una memoria de un
 40 dispositivo programable del controlador (2) de red de potencia según la reivindicación 8.

10. Red (1) de potencia que comprende:

un controlador de red de potencia según la reivindicación 8 para controlar la red (1) de potencia que
 comprende la pluralidad de instalaciones de generación de potencia conectadas a la red (5) de distribución
 45 de electricidad y la pluralidad de instalaciones (40, 41, 42) de almacenamiento de potencia conectadas
 eléctricamente a las instalaciones de generación de potencia de manera que puede transferirse energía
 desde una instalación generadora de potencia hasta una instalación de almacenamiento de potencia.

FIG 1

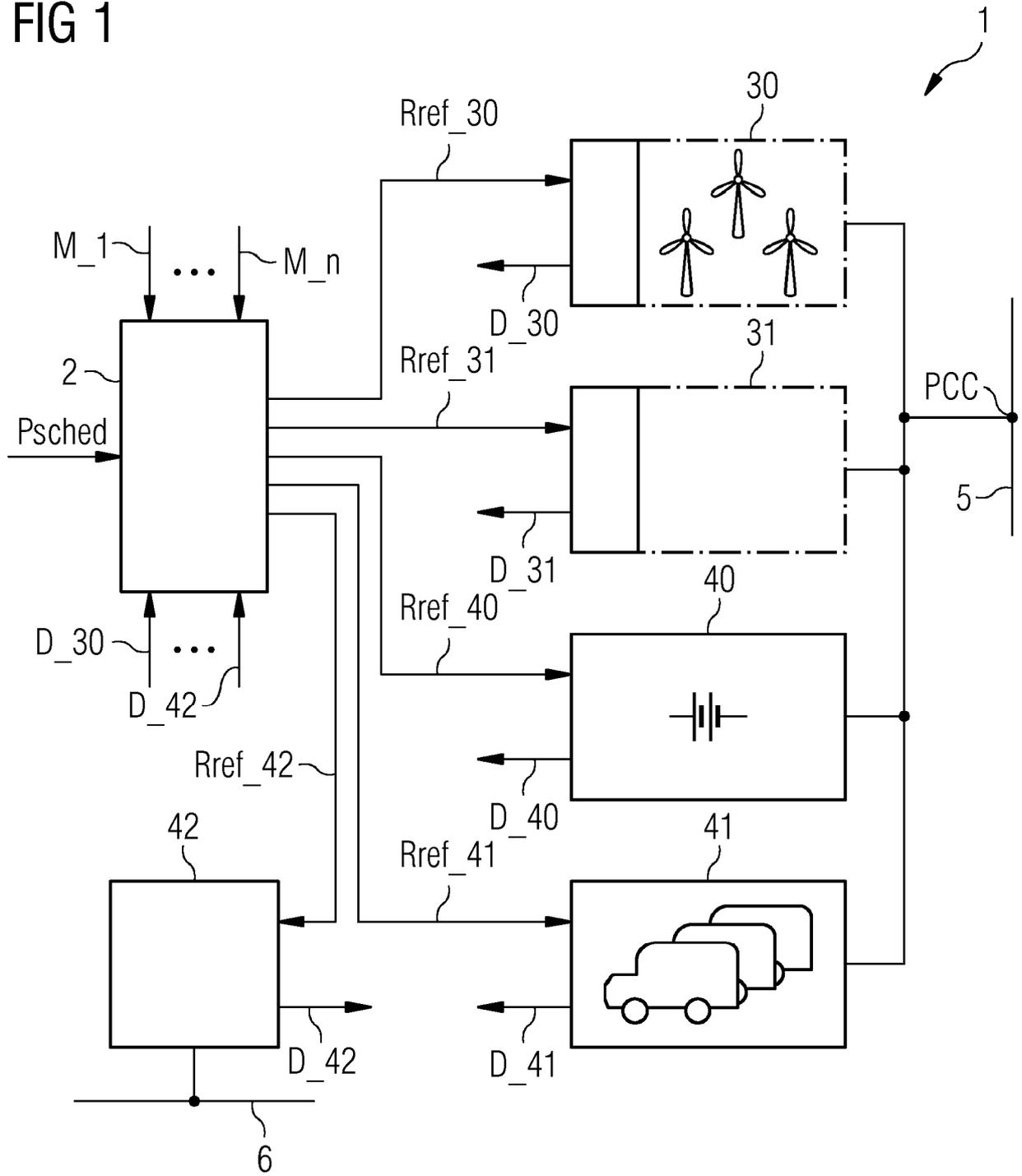


FIG 2

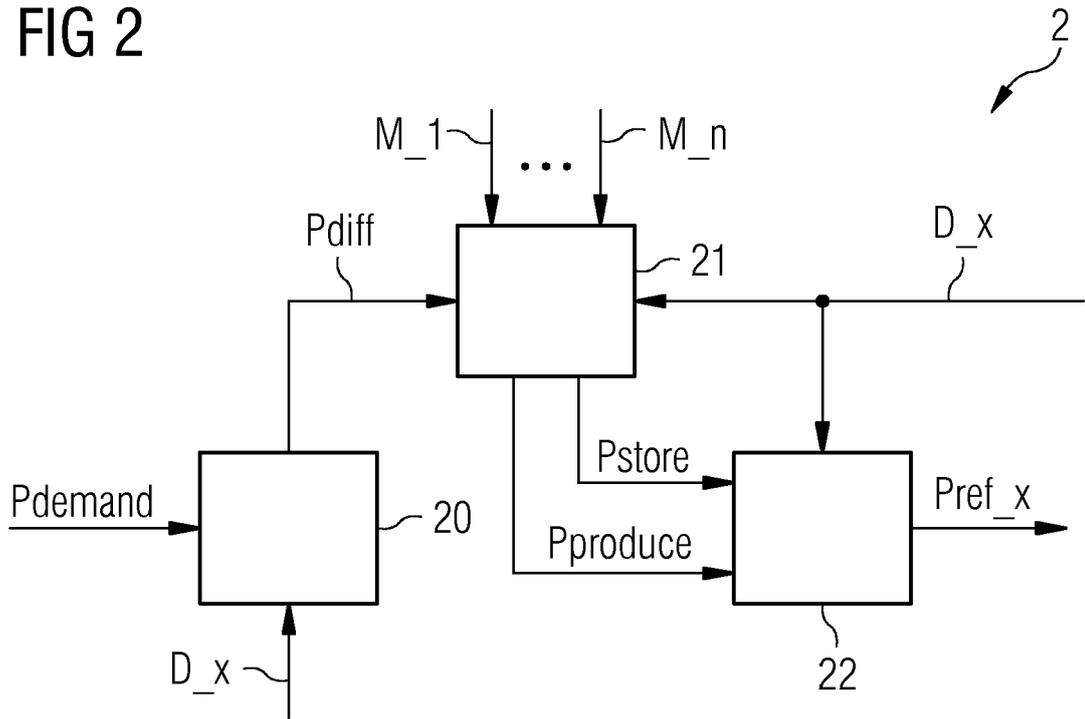


FIG 3

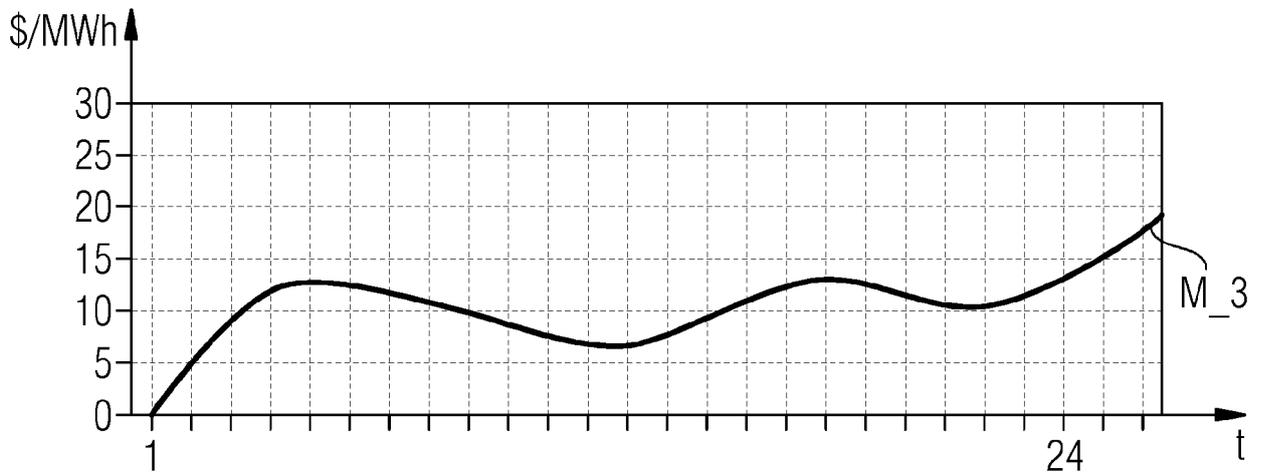
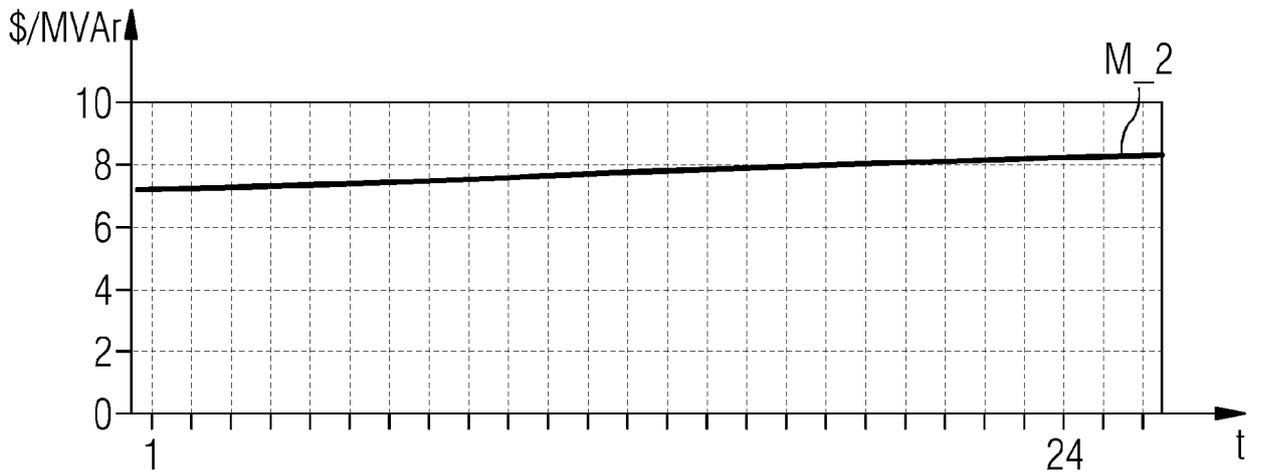
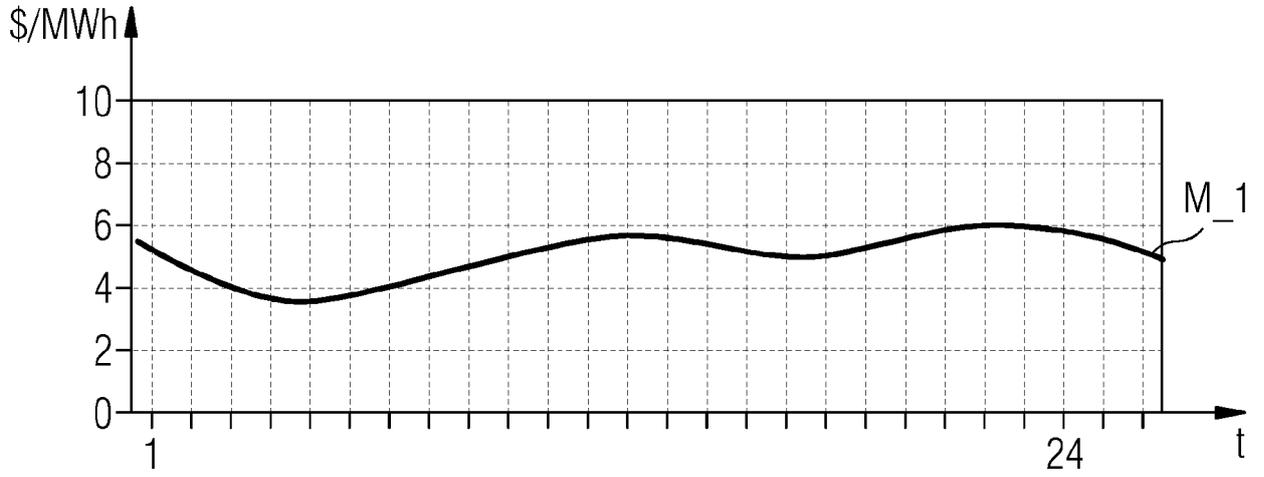


FIG 4

