

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 727 345**

51 Int. Cl.:

<b>C25B 15/02</b>	(2006.01)
<b>C25B 1/04</b>	(2006.01)
<b>F17D 1/08</b>	(2006.01)
<b>G01F 15/00</b>	(2006.01)
<b>G06Q 30/02</b>	(2012.01)
<b>G06Q 30/04</b>	(2012.01)
<b>G06Q 50/06</b>	(2012.01)
<b>H02J 3/28</b>	(2006.01)
<b>C25B 9/06</b>	(2006.01)
<b>C25B 9/18</b>	(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **27.05.2013 PCT/CA2013/050404**
- 87 Fecha y número de publicación internacional: **05.12.2013 WO13177700**
- 96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.05.2013 E 13797963 (9)**
- 97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.01.2019 EP 2855736**

54 Título: **Electrolizador y sistema de energía**

30 Prioridad:

**28.05.2012 US 201261652263 P**

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

**15.10.2019**

73 Titular/es:

**HYDROGENICS CORPORATION (100.0%)  
220 Admiral Boulevard  
Mississauga, ON L5T 2N6, CA**

72 Inventor/es:

**JOOS, NATHANIEL IAN y  
CARGNELLI, JOSEPH**

74 Agente/Representante:

**DEL VALLE VALIENTE, Sonia**

ES 2 727 345 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**

Electrolizador y sistema de energía

5 **Solicitud relacionada**

**Campo**

10 Esta memoria descriptiva se refiere a electrolizadores y métodos de funcionamiento de los electrolizadores en un sistema de energía, por ejemplo, para producir hidrógeno para almacenamiento de energía o combustible, o para proporcionar servicios de red de distribución de electricidad.

**Antecedentes**

15 El documento DE 10 2004 030717 A1 describe un método y un dispositivo con el que se convierte energía geotérmica y se almacena cuando hay abundancia y vuelve a convertirse en energía utilizable en momentos en los que la energía geotérmica fácilmente disponible es insuficiente. En el documento DE 10 2010 020762 A1 se describe un método mediante el cual se transfiere energía renovable de energía eléctrica por medio de electrólisis en hidrógeno como portador de energía secundario, que luego se alimenta a una tubería de gas natural, se mezcla con gas natural y se transporta como mezcla gaseosa al punto de consumo. La razón de composición de la mezcla gaseosa se determina y puede controlarse para garantizar una producción de energía constante en la ubicación del usuario. Se describe un método similar en los documentos WO 2005/071815 A1 y WO 2011/144198 A1.

20 La patente europea EP 1 177 154 B1 describe una red de distribución de energía para proporcionar la cantidad de hidrógeno requerida por un usuario desde un electrolizador. La red comprende una fuente de energía eléctrica, un electrolizador y un controlador. El controlador recibe y procesa entradas de control que incluyen datos pertenecientes a una demanda de hidrógeno por parte de un usuario. El controlador está conectado al electrolizador y controla la generación de hidrógeno por el electrolizador basándose al menos en parte en las entradas de control.

25 La patente canadiense CA 2 511 632 C describe una red de energía que tiene una pluralidad de estaciones eléctricas y una pluralidad de cargas interconectadas por una red de distribución de electricidad. Las cargas pueden incluir electrolizadores. La red tiene un controlador que está conectado a las estaciones y las cargas. El controlador puede hacerse funcionar para variar la potencia disponible desde las estaciones eléctricas o para ajustar las demandas de los electrolizadores para proporcionar una coincidencia deseada de la disponibilidad con la demanda. Puede producirse hidrógeno como combustible de transporte con características de emisión verificables específicas.

**Introducción de la invención**

30 La siguiente discusión pretende presentar al lector la siguiente descripción detallada, y no limitar la invención, que se define según las reivindicaciones adjuntas.

35 Un electrolizador funciona dentro de un sistema de energía, por ejemplo, para proporcionar servicios de red de distribución de electricidad, almacenamiento de energía o combustible, o para producir hidrógeno a partir de electricidad producida a partir de recursos renovables. El electrolizador está configurado para funcionar a tasas de consumo de electricidad variables rápidamente o de manera frecuente o para hacer funcionar a un consumo de energía especificado.

40 El procedimiento tiene las etapas de proporcionar un electrolizador y recibir una serie de reparticiones que indican un consumo de energía especificado durante un periodo de tiempo. Las reparticiones se producen al menos una vez cada 30 minutos. El electrolizador se hace funcionar según las reparticiones. El hidrógeno producido por el electrolizador mientras funciona según las reparticiones se descarga a un sistema de gas natural.

45 En algunos casos, un sistema de energía tiene una red de distribución de electricidad, un electrolizador y un sistema de gas natural. El electrolizador funciona para proporcionar un servicio de red de distribución de electricidad y descarga hidrógeno en el sistema de gas natural.

50 En algunos casos, un procedimiento tiene las etapas de proporcionar un electrolizador, hacer funcionar el electrolizador según una orden de repartición de un operador de red de distribución de electricidad o según un contrato de servicios de red de distribución de electricidad y descargar el hidrógeno producido mientras funciona así en una tubería de gas natural.

55 El método para almacenar la energía eléctrica en exceso en una red de distribución tiene las etapas de convertir la energía en exceso en hidrógeno e inyectar el hidrógeno en un sistema de gas natural.

60 En algunos casos, un método para realizar una transferencia virtual de electricidad consiste en consumir electricidad a través de un electrolizador que funciona en una primera ubicación dentro de una red de distribución de electricidad

para producir hidrógeno, inyectar el hidrógeno en un sistema de gas natural en una primera ubicación, extraer gas natural del sistema de gas natural en una segunda ubicación, quemar el gas natural para producir electricidad, y suministrar la electricidad producida a una segunda ubicación dentro de la red de distribución de electricidad.

5 En algunos casos, un método de comercialización de una venta virtual de hidrógeno tiene las etapas de consumir electricidad a través de un electrolizador para producir hidrógeno, inyectar hidrógeno en un sistema de gas natural, medir la cantidad de hidrógeno inyectado en el sistema de gas natural, medir la cantidad de gas natural retirado del sistema de gas natural por un cliente y facturar al cliente una cantidad de consumo de hidrógeno equivalente a al menos una parte de la cantidad de gas natural retirado. Opcionalmente, la electricidad puede comprender  
10 electricidad realmente producida o que se considera que se ha producido a partir de un recurso renovable.

El electrolizador tiene múltiples conjuntos de apilamiento que tienen, cada uno, una fuente de alimentación independiente y un controlador adaptado para hacer funcionar los múltiples conjuntos de apilamiento a diferentes tasas de consumo de energía al mismo tiempo.

15 En algunos casos, un electrolizador tiene múltiples conjuntos de apilamiento que se ventilan hacia arriba a separadores de gas compartidos.

En algunos casos, un electrolizador tiene un controlador y un contador eléctrico. El controlador está adaptado para hacer funcionar una fuente de alimentación de CC para consumir electricidad a una tasa predeterminada. Opcionalmente, el controlador puede hacer funcionar la fuente de alimentación de CC para consumir electricidad a una tasa predeterminada cuando la electricidad está disponible a un precio predeterminado o por debajo de un precio predeterminado.

20 En algunos casos, un método de hacer funcionar una red de distribución de electricidad tiene las etapas de importar energía de desequilibrio y consumir la energía de desequilibrio a través de un electrolizador conectado a un sistema de gas natural.

En algunos casos, un método de hacer funcionar una red de distribución de electricidad tiene las etapas de hacer funcionar un generador para producir electricidad por encima de la cantidad requerida para hacer funcionar una red de distribución y consumir la electricidad en exceso en un electrolizador conectado a un sistema de gas natural. Puede haber una etapa adicional de comparar el coste marginal de la electricidad en exceso menos el coste de no producir la electricidad en exceso con un valor de mercado del hidrógeno.

30 En algunos casos, un procedimiento tiene las etapas de consumir electricidad a través de un electrolizador durante un primer periodo de tiempo para producir hidrógeno e inyectar el hidrógeno en un sistema de gas natural y, durante un segundo periodo de tiempo, quemar gas natural para producir electricidad.

En algunos casos, un sistema de gas natural tiene un contador de gas del cliente que comprende un sensor de concentración de hidrógeno. Los datos relacionados con el caudal y la concentración de hidrógeno se convierten en un caudal equivalente de gas natural.

35 En algunos casos, un método de hacer funcionar una estación de abastecimiento de combustible de gas natural o una estación de generación eléctrica alimentada con gas natural tiene las etapas de medir la concentración de hidrógeno en el gas natural retirado de una tubería y añadir hidrógeno para producir una mezcla gaseosa con una concentración de hidrógeno especificada.

En algunos casos, un método de hacer funcionar una estación de abastecimiento de combustible de gas natural o una estación de generación eléctrica alimentada por gas natural tiene las etapas de enriquecer una mezcla de hidrógeno y gas natural retirado de una tubería y añadir gas natural para producir una mezcla gaseosa con una concentración de hidrógeno especificada.

40 En algunos casos, un método de hacer funcionar un electrolizador tiene las etapas de recibir datos relacionados con la cantidad máxima de hidrógeno que puede inyectarse en una tubería de gas y a) controlar que el electrolizador no consuma más que la cantidad de electricidad que producirá la cantidad máxima de hidrógeno, b) ventilar el hidrógeno en exceso o c) enviar una señal a un operador de red de distribución que indica la cantidad máxima correspondiente de hidrógeno que puede producirse. Los datos pueden incluir el caudal de gas natural en la tubería.

45 Los elementos y las etapas descritos en los casos anteriores pueden usarse en las combinaciones descritas en los casos, en una combinación de uno cualquiera de los casos descritos anteriormente con cualquier elemento o etapa encontrado en otro caso o en la descripción detallada a continuación, o en otras combinaciones

**Breve descripción de las figuras.**

50 La figura 1 es una representación esquemática de un sistema de energía que comprende un electrolizador.

La figura 2 es una representación esquemática de una parte del sistema de energía de la figura 1 que incluye una conexión entre el electrolizador y una tubería de gas.

La figura 3 es una representación esquemática de diversos componentes eléctricos del electrolizador de la figura 1.

La figura 4 es una representación esquemática de los circuitos hidráulicos y de gas del electrolizador de la figura 1.

La figura 5 es una representación esquemática de un sistema de retirada de gas enriquecido con hidrógeno opcional para el sistema de energía de la figura 1.

### Descripción detallada

La electrólisis del agua, denominada electrólisis en esta memoria descriptiva, convierte energía eléctrica en energía química en forma de hidrógeno. El hidrógeno es más valioso cuando se consume como producto químico industrial o combustible esencialmente puro. Sin embargo, el hidrógeno también tiene valor cuando se combina con otros gases, tendiendo a disminuir el valor aproximadamente con la concentración de hidrógeno. El hidrógeno también puede convertirse de nuevo en electricidad. Además, en algunas situaciones, la capacidad de un electrolizador para consumir energía puede proporcionar un servicio valioso, por ejemplo, ayudando a equilibrar o regular un sistema de transmisión interconectado, también denominado red de distribución de electricidad. El hidrógeno puede considerarse un combustible o un producto químico industrial, pero también puede considerarse un medio de almacenamiento o transporte de energía. Un electrolizador puede considerarse un dispositivo para producir hidrógeno, y también un dispositivo para proporcionar servicios de red de distribución de electricidad.

Los servicios de red de distribución de electricidad, que también pueden denominarse reservas o servicios auxiliares, incluyen diversos servicios que ayudan a mantener el funcionamiento fiable de una red de distribución. Un operador del sistema de red de distribución, a veces llama a un operador independiente del sistema (ISO), operador del sistema eléctrico (ESO) u operador del sistema de transporte (TSO), puede ofrecer contratos para diversas clases de servicios de red de distribución de electricidad. Los servicios de red de distribución de electricidad incluyen operaciones que ayudan al operador de la red de distribución de electricidad a gestionar un área de control, o que pueden usarse para reducir o facilitar las transferencias de energía entre las áreas de control. De particular interés en el presente documento, algunos contratos de servicios de red de distribución de electricidad requieren que el propietario de una carga variable responda a órdenes de repartición realizadas por un operador del sistema de red de distribución con el fin de equilibrar la producción total y el consumo en la red de distribución, por ejemplo, para evitar o corregir un desequilibrio a corto plazo. Los generadores eléctricos y las cargas controlables se consideran ambos activos de la red de distribución que potencialmente pueden proporcionar servicios de red de distribución de electricidad. Las cargas más significativas en una red de distribución tienden a ser procesos industriales. Sin embargo, los procesos industriales tienden a funcionar más eficientemente en estados estacionarios y, así, sólo algunos procesos industriales pueden usarse para proporcionar servicios de red de distribución de electricidad, y el valor de potencial de sus servicios de red de distribución de electricidad suele ser pequeño.

Para proporcionar servicios de red de distribución de electricidad, se requiere un procedimiento para hacer funcionar al menos con una tasa variable de consumo de energía. El valor de potencial de los servicios de red de distribución que puede proporcionar una carga variable aumenta a) si se aumenta la tasa, la frecuencia o el tamaño del cambio de potencial en el consumo de energía, b) si el procedimiento puede hacer funcionar con precisión a una tasa especificada de consumo de energía o c) si el operador de red de distribución puede controlar el procedimiento.

La tasa, la frecuencia y el tamaño de un cambio en el consumo de energía es relevante para el valor de los servicios de red de distribución, ya que muy pocas cargas o activos de generación de energía pueden alterar su consumo o producción de manera rápida, frecuente o en una gran cantidad. Los activos de generación de energía renovable, tales como paneles solares o turbinas eólicas, fluctúan con mayor frecuencia y rapidez, y en mayor medida, que los activos de generación convencionales. La integración de altos niveles de activos de generación de energía renovable en una red de distribución requiere, por tanto, un aumento correspondiente de la capacidad de alterar otros activos con frecuencia y rapidez, y en un grado correspondiente.

La capacidad de hacer funcionar con precisión a una tasa especificada de consumo de energía es valiosa, ya que una carga que puede seguir órdenes de repartición ayuda de manera precisa a proporcionar una resolución más rápida y sencilla de desequilibrios que un activo menos preciso. En los sistemas basados en el mercado, los costes reducidos sólo pueden aplicarse a un consumo especificado.

El control mejorado por el operador de red de distribución aumentará el rango de problemas que pueden resolverse mediante una carga controlable. Por ejemplo, puede cortarse la energía a una carga interrumpible habitual para impedir que la tensión en la red de distribución disminuya por debajo de un mínimo en una emergencia, pero entonces el operador de red de distribución no tiene un control preciso sobre cuándo volverá la carga. Sería de mayor valor para el operador de red de distribución si la duración de una interrupción de la carga también fuera controlable, y si la carga también pudiera usarse para impedir una sobretensión en la red de distribución. El valor es mayor si la repartición del operador de red de distribución es esencialmente obligatoria o casi siempre se sigue, en

lugar de estar sometida a la aceptación por parte del propietario del activo. El control real, en el que el operador de red de distribución puede enviar una señal de control al controlador de carga en lugar de una orden de repartición a un operador de carga, también proporciona un valor mejorado. El control variable, en el que el operador de red de distribución puede enviar una orden o enviar una señal de control que especifica una tasa de consumo de energía deseada, proporciona más valor que la mera capacidad de apagar completamente una carga.

Un procedimiento es útil si puede proporcionar una cualquiera o más de las ventajas descritas anteriormente, pero muchas de ellas son difíciles de proporcionar. Con respecto a la tasa, la frecuencia y la magnitud de los cambios en el consumo de energía, la mayoría de los procedimientos industriales están limitados en su capacidad para responder a un cambio solicitado por uno o más de un rango limitado de funcionamiento eficiente del procedimiento, componentes mecánicos utilizados en el procedimiento y la necesidad para producir un producto. Los componentes mecánicos se desgastan o fallan con más frecuencia cuando no se hacen funcionar en estado estacionario. Puede ser necesario que la tasa de producción del producto satisfaga restricciones físicas o de mercado. Con respecto a la capacidad de funcionar a una tasa especificada de consumo de energía, la mayoría de los procedimientos industriales se controlan especificando una tasa de producción, no especificando el consumo de energía. Con respecto al control por parte del operador de red de distribución, esto interfiere en la capacidad del gestor industrial para optimizar su procedimiento según otras restricciones.

Con el fin de aumentar su potencial para proporcionar servicios de red de distribución, un electrolizador está configurado preferiblemente para tener uno o más de la capacidad de funcionar a tasas o un consumo de electricidad variables de manera frecuente, rápida o ampliamente para funcionar a una tasa especificada de consumo de energía, y para permitir el control por un operador de red de distribución.

Uno o más de estos atributos también pueden ser útiles cuando no se proporcionan servicios a una red de distribución controlada por una gran autoridad operativa típica. Por ejemplo, para producir hidrógeno a partir de energía renovable, un electrolizador puede conectarse directamente, o en una microred de distribución, a un generador eléctrico. El generador puede comprender, por ejemplo, una turbina eólica, un panel solar, un dispositivo termosolar o un generador que quema biogás. En un sistema directo o con almacenamiento intermedio mínimo, la necesidad de almacenamiento de energía eléctrica puede reducirse en la medida en que el electrolizador pueda funcionar con cualquier cantidad de energía que esté produciéndose en tiempo real.

En otro ejemplo, un electrolizador puede conectarse a una red de distribución de electricidad que permita contratos directos entre generadores de energía o cargas, o que ofrezca una subasta u otro mercado para órdenes de repartición o solicitudes de servicio del operador de red de distribución. En estas situaciones, puede aplicarse un bajo precio de electricidad contratado sólo en un momento especificado y una cantidad de energía comprada. Cualquier discrepancia entre el tiempo contratado y el tiempo real o la cantidad de electricidad consumida dará como resultado un aumento del pago por parte del operador de electrolizador. Dado que los contratos pueden especificar una compra de electricidad a una tasa que varía de manera gradual a lo largo del tiempo, los costes de electricidad se minimizan si el electrolizador puede seguir las etapas especificadas con precisión. Esto requiere cambios rápidos entre tasas de consumo especificadas con precisión. Además, en los sistemas en los que las compras de energía pueden verificarse o designarse como provenientes de una fuente renovable o de baja generación de gases de efecto invernadero, la reclamación de créditos, compensaciones u otros beneficios puede requerir un alto nivel de correspondencia entre los datos relacionados con la producción o compra de energía renovable y los datos que documentan la electricidad real usada.

La presencia de un mercado fuerte para hidrógeno esencialmente puro, o al menos hidrógeno en una concentración mayor, puede requerir un equilibrio entre las restricciones de producción y el valor de proporcionar servicios de red de distribución. Por otro lado, cuando se ha satisfecho el mercado de hidrógeno puro o de alta concentración, o es probable que se satisfaga de manera involuntaria con la provisión de servicios de red de distribución, entonces proporcionar servicios de red de distribución puede ser más valioso que proporcionar cualquier cantidad específica de producción de hidrógeno adicional. La conexión del electrolizador a un sistema de gas natural proporciona un mercado, y un sistema de almacenamiento y transporte físico, que puede aceptar prácticamente cualquier cantidad de hidrógeno que el electrolizador pueda producir esencialmente en cualquier momento. El electrolizador puede controlarse entonces para proporcionar servicios de red de distribución del valor más alto, esencialmente sin preocuparse por el momento o la cantidad de producción de hidrógeno.

La siguiente descripción a continuación describe un sistema de energía que tiene una red de distribución de electricidad, un electrolizador y un sistema de gas natural. Parte del hidrógeno producido por el electrolizador puede usarse para mercados de mayor valor, pero también puede inyectarse hidrógeno en el sistema de gas natural. El diseño del electrolizador facilita el funcionamiento de una manera que proporciona servicios de red de distribución. El sistema facilita la extracción de valor del hidrógeno inyectado en el sistema de gas natural.

La figura 1 muestra un sistema 10 de energía que tiene un electrolizador 12. El electrolizador 12 está conectado a una red 14 de distribución de electricidad dentro de un área 16 de control. La red 14 de distribución de electricidad está conectada además a otras áreas de control de red de distribución de electricidad a través de una línea 18 de transmisión de intercambio. Dentro del área 16 de control, la red 14 de distribución de electricidad también está

compuesta por líneas 20 de transmisión internas de capacidades variables. También pueden considerarse líneas 20 de transmisión internas partes de las líneas 18 de transmisión de intercambio dentro del área 16 de control.

Las líneas 20 de transmisión están conectadas a los generadores 22 y a las cargas 24. El electrolizador 12 también es una carga 24. Un operador 26 de red de distribución es responsable de mantener un equilibrio entre la producción de energía y el consumo dentro del área 16 de control y, si es necesario, de organizar importaciones o exportaciones de electricidad desde o hacia otras áreas de control a través de las líneas 18 de transmisión de intercambio. El operador 26 de red de distribución puede tener comunicación en grados variables con uno o más de los generadores 22 y las cargas 24 a través de uno o más enlaces 28 de comunicación. El operador de red de distribución tiene control, en grados variables, sobre al menos algunos de los generadores 22 y las cargas 24. Los generadores 22 y las cargas 24 controlados pueden denominarse activos.

El enlace 28 de comunicación puede permitir, por ejemplo, que el operador 26 de red de distribución transmita una orden de repartición y reciba un mensaje que indique la aceptación, el rechazo o la aceptación modificada de una orden de repartición por el activo 22, 24 controlado. Alternativamente, el enlace 28 de comunicación puede transmitir una señal electrónica directamente a un activo 22, 24 en una forma utilizable por la máquina. Además, alternativamente, el enlace 28 de comunicación puede ser indirecto, por ejemplo, en la naturaleza de un mercado que ofrece una orden de repartición o solicitud de servicio, o una oferta para proporcionar electricidad desde un generador 22 especificado o la red 14 de distribución generalmente a un coste, precio o tiempo especificado. Es posible que el activo 22, 24 deba pujar por, o contratar, la orden, la solicitud o la electricidad y puede recibir la confirmación de su obligación a través de un intermediario, como un corredor o un sistema de subasta automatizado.

Otros generadores 22 o cargas 24 pueden funcionar esencialmente fuera del control del operador 26 de red de distribución. Los generadores 22 o las cargas 24 no controlados están conectados normalmente a la red de distribución de electricidad a través de un contador que permite al operador 26 de red de distribución conocer al menos la producción o el consumo de los generadores 22 y las cargas 24 conectados a través del contador.

Alternativamente, la red 14 de distribución puede adoptar otras formas. Por ejemplo, en una comunidad apartada, la red 14 de distribución puede estar contenida dentro de un área 16 de control que no tiene interconexiones con otras redes 14 de distribución o áreas 16 de control. En un sistema eléctrico de propiedad privada o cautiva, o parte de un sistema eléctrico, un electrolizador 12 puede conectarse a través de una línea 20 de transmisión más casi directamente a un generador 22. En ambos casos, las funciones del operador 26 de red de distribución podrían simplificarse hasta el punto en que estas funciones están esencialmente automatizadas. El operador 26 de red de distribución puede ser un controlador lógico programable, un ordenador u otro dispositivo programable en lugar de una agencia o empresa que emplea a personas y utiliza dispositivos programables.

En otra alternativa, un agregador de carga puede gestionar al menos algunos aspectos del funcionamiento de las múltiples cargas 24, incluido un electrolizador 12, y proporcionar servicios de red de distribución basados en las capacidades combinadas de las múltiples cargas. El agregador puede gestionar múltiples electrolizadores 12, o una mezcla de uno o más electrolizadores 12 y una o más de otras cargas 24. En este caso, aunque el agregador de carga puede ser una empresa privada, u otra entidad independiente del operador 26 de red de distribución, el agregador de carga puede considerarse que forma parte del operador 26 de red de distribución y del operador de electrolizador.

El operador 26 de red de distribución equilibra la producción y el consumo de electricidad en el área 16 de control, de modo que, entre otras cosas, la tensión en la red 14 de distribución es generalmente estable. Además, la cantidad de electricidad transportada por cada línea 18, 20 de transmisión debe mantenerse por debajo de la capacidad máxima de cada línea 18, 20 de transmisión. En la figura 1, el operador 26 de red de distribución es responsable de gestionar tanto el equilibrio de producción y consumo como las restricciones de transmisión. Opcionalmente, las restricciones de transmisión puede controlarlas uno o más operadores que coordinan con el operador 26 de red de distribución. En este caso, puede considerarse que estos otros operadores forman parte del operador 26 de red de distribución. El operador 26 de red de distribución puede usar el electrolizador 12 como carga controlable para ayudar a equilibrar o regular la red de distribución o para gestionar las restricciones de transmisión. Por ejemplo, un exceso de electricidad producido en un área de la red 14 de distribución puede consumirse en el electrolizador 12 para impedir una sobretensión en la red 14 de distribución, para impedir que el flujo eléctrico a través de una línea 18, 20 de transmisión supere su capacidad, o ambos.

El operador 26 de red de distribución también puede organizar transferencias de electricidad a o desde otras áreas 16 de control a través de un mercado o regulador de desequilibrio. Los operadores 26 de red de distribución normalmente intentan evitar tales transferencias. Esto se debe a que los tiempos en que el operador 26 de red de distribución necesita importar electricidad tienden a ser los tiempos en que la energía de desequilibrio es costosa. Los tiempos en que el operador 26 de red de distribución debe exportar energía tienden a ser tiempos en que el precio de la electricidad es bajo o incluso negativo.

El operador 26 de red de distribución puede usar el electrolizador 12 para absorber la energía que de otro modo habría que exportar o que puede comprarse en otra área de control a un precio negativo. El operador 26 de red de

distribución también puede mantener un generador 22 que es difícil o un desperdicio regularlo de vuelta en la producción en la medida en que el electrolizador 12 puede consumir la electricidad producida. Tal uso del electrolizador 12 puede realizarse mediante una orden de repartición por parte del operador 26 de red de distribución, o mediante una oferta de mercado.

5 El sistema 10 de energía incluye un sistema 30 de gas natural. El electrolizador 12 está conectado al sistema 30 de gas natural a través de una salida 32 de hidrógeno. El sistema 30 de gas natural comprende tuberías 34 de capacidades variables que transportan gas natural desde un suministro 42 de gas natural a consumidores 40 de gas. El sistema 30 de gas natural también puede comprender uno o más depósitos 36 para almacenar gas natural fuera de las tuberías 34. Opcionalmente, la salida 32 de hidrógeno puede conectarse a una tubería 38 de hidrógeno que transporta hidrógeno hasta un consumidor 40 de gas sin pasar a través del sistema 30 de gas natural. El sistema 30 de gas natural se muestra en la figura 1 como separado del área 16 de control para simplificar la figura. El sistema 30 de gas natural y el área 16 de control probablemente se solapan sobre el suelo. En particular, el consumidor 40 de gas también puede ser una carga 24 o un generador 22 en el área 16 de control.

15 El electrolizador 12 recibe electricidad de una línea 20 de transmisión y produce hidrógeno, al menos durante algunos momentos. Parte o todo el hidrógeno puede inyectarse desde la salida 32 de hidrógeno a una tubería 34 de gas natural. De este modo, el electrolizador 12 almacena energía en el sistema 10 de energía convirtiendo energía eléctrica en hidrógeno y almacenando el hidrógeno en el sistema 30 de gas natural. En algunos casos, el hidrógeno volver a convertirse eventualmente en electricidad al quemarse por un consumidor 40 de gas que es un generador 22 de gas natural. Convertir la electricidad en hidrógeno a través de un electrolizador 12 en una parte del área 16 de control y generar la electricidad correspondiente desde un generador 22 alimentado con gas natural en otra parte del área 16 de control proporciona una transferencia virtual de electricidad a través del sistema 30 de gas natural.

25 Independientemente de si el hidrógeno alcanza realmente o no un generador 22 alimentado con gas natural o cuándo lo hace, el hidrógeno desplaza el consumo de gas natural y reduce la necesidad de introducir gas natural en el sistema 30 de gas natural. Puede considerarse que el hidrógeno en un sistema o procedimiento de gestión, facturación, rastreo, impuestos, compensación de carbono, crédito de carbono u otros se ha quemado en cualquier momento por cualquier consumidor 40 de gas.

30 La figura 2 muestra detalles adicionales de una parte del sistema 10 de energía, particularmente la conexión entre el electrolizador 12 y el sistema 30 de gas natural. El electrolizador 12 mostrado comprende un núcleo 50, un almacenamiento 52 intermedio y un compresor 54. Se prefieren el almacenamiento 52 intermedio y el compresor 54 pero son opcionales, ya que algunos electrolizadores 12 pueden funcionar para producir hidrógeno a una presión lo suficientemente alta como para inyectarse en el sistema 30 de gas natural. Sin embargo, la conexión directa entre el núcleo 50 y una tubería 34 de gas natural en condiciones de consumo de energía variable es probable que provoque una alta presión persistente o fluctuaciones de presión en los apilamientos de los electrolizadores. Ambas condiciones aumentan la probabilidad y la magnitud de las fugas de hidrógeno, pero pueden evitarse produciendo hidrógeno a una presión menor que la presión de la tubería y proporcionando un compresor 54.

40 La división de componentes mostrada en la figura 2 entre el núcleo 50, el resto del electrolizador 12 y el área fuera del electrolizador 12 es arbitraria. Por ejemplo, el almacenamiento 52 intermedio y el compresor 54 pueden integrarse en el resto de la planta en el núcleo 50. Alternativamente, el almacenamiento 52 intermedio y el compresor 54 pueden ubicarse fuera de un edificio que alberga el electrolizador 12 o incluso en una ubicación remota.

45 En la figura 2, el núcleo 50 de electrolizador produce hidrógeno a una presión menor que la presión en una tubería 34 de gas natural del sistema 30 de gas natural. Por ejemplo, el núcleo 50 puede producir hidrógeno a aproximadamente 100 psig. El almacenamiento 52 intermedio, si se proporciona, se destina principalmente a añadir el hidrógeno producido de modo que no sea necesario hacer funcionar el compresor 54 tan frecuentemente o a una tasa que coincida con la tasa de producción de hidrógeno, y proporcionar un almacenamiento intermedio contra la creación de succión en el núcleo 50. El compresor 54 puede ser, por ejemplo, una bomba de desplazamiento positivo. Un manómetro 66 de almacenamiento, en comunicación de fluido con el almacenamiento 52 intermedio, monitoriza la presión en el almacenamiento intermedio. El compresor 54 se enciende cuando el manómetro 66 indica que se ha alcanzado un punto de ajuste de alta presión. El compresor 54 se apaga cuando el manómetro 66 indica que se ha alcanzado un punto de ajuste de baja presión. Puede añadirse un circuito 70 de recirculación con una válvula 68 reguladora para impedir que la presión de salida del compresor supere un máximo predeterminado.

50 La salida 32 de hidrógeno se alimenta a la tubería 34 de gas a través de una válvula 56 de salida y un contador 58 de gas. La válvula 56 de salida puede ser, por ejemplo, un regulador de contrapresión que se abre sólo cuando la presión de hidrógeno supera una presión mínima seleccionada para que esté por encima de la máxima presión probable en la tubería 34 de gas natural, por ejemplo, de 500 a 800 psig. Opcionalmente, la válvula 56 de salida puede detectar la presión real en la tubería 34 de gas natural de manera electrónica o neumática y ajustar la presión mínima para seguir la presión en la tubería 34 de gas natural, más un factor de seguridad. Esto evita la compresión de hidrógeno en exceso que consume energía. El contador 58 de gas registra la cantidad de hidrógeno que fluye en la tubería de gas para uno o más usos de facturación o gestión. Opcionalmente, puede haber dos o más contadores

58 de gas, uno de propiedad y uso por parte del operador de electrolizador 12 y otro de propiedad y uso por parte del operador del sistema 30 de gas natural. Alternativamente, ambos operadores pueden ser una sola empresa, o pueden compartir la fecha de un solo contador 58 de gas. El contador 58 de gas puede leerse manualmente de vez en cuando, pero preferiblemente el contador 58 de gas puede transmitir datos, típicamente a intervalos regulares de sondeo.

El núcleo 50 de electrolizador incluye un separador de agua-hidrógeno y un secador de gas. Un sensor de humedad en el electrolizador 12 verifica que el hidrógeno se haya reducido conforme a las normas para tuberías de gas antes de que salga del electrolizador 12. Un sensor de oxígeno se asegura de que el hidrógeno no contenga oxígeno por encima de las normas de seguridad del electrolizador o las normas para tuberías de gas. Además de estos sensores internos, el operador del sistema de gas natural puede requerir sus propios sensores de oxígeno y humedad cerca del punto de entrada a la tubería 34 de gas. Opcionalmente, pueden añadirse aditivos al hidrógeno, por ejemplo, aditivos antifragilización para mejorar la compatibilidad del hidrógeno con los materiales en el sistema 30 de gas natural o los materiales usados por el consumidor 40 de gas.

El electrolizador 12 tiene uno o más controladores 60 que realizan uno o más procedimientos de control. En un procedimiento de control, el controlador 60 determina una tasa máxima de inyección de hidrógeno a lo largo del tiempo e impide que el electrolizador 12 inyecte hidrógeno a una tasa mayor que la tasa máxima. La tasa máxima puede determinarse mediante una concentración de hidrógeno máxima preseleccionada, por ejemplo, del 2% al 20% en volumen, que se aplica a todos los componentes del sistema de gas natural. En este caso, la concentración de hidrógeno máxima no puede superarse en la tubería 34 de gas natural que recibe el hidrógeno. La tasa de inyección de hidrógeno en cualquier momento, por tanto, no puede superar un porcentaje máximo del caudal de gas natural en esa tubería 34 de gas natural en ese momento. Para verificar esta condición, el controlador 60 recibe una señal A desde un caudalímetro 62 de tubería de gas conectado a la tubería 34 y una señal B desde el contador 58 de gas. Suponiendo que no haya un electrolizador aguas arriba o el productor de hidrógeno, el controlador 60 compara el flujo indicado por la señal B con el flujo indicado por la señal A multiplicado por el porcentaje máximo.

También pueden usarse otros diversos métodos para determinar una tasa máxima de inyección de hidrógeno, o si se ha superado o se superará una concentración de hidrógeno admisible máxima. Por ejemplo, si hay un productor de hidrógeno aguas arriba, el controlador 60 puede conectarse a un sensor de hidrógeno aguas arriba de la salida 32 de hidrógeno y considerar además la concentración de hidrógeno en la tubería 34 de gas aguas arriba de la salida 32 de hidrógeno. Alternativamente, el controlador 60 puede conectarse a un sensor de hidrógeno aguas abajo de la salida 32 de hidrógeno para verificar directamente si la concentración de hidrógeno supera la concentración de hidrógeno máxima. En otras alternativas, el controlador 60 o un operador de electrolizador pueden responder a información obtenida de una entidad que gestiona el sistema 30 de gas natural que indica el caudal de gas natural en la tubería 34 de gas o que indica directamente, o después de un cálculo adicional, si el sistema 30 de gas natural puede aceptar más hidrógeno. En un caso en que la información se obtiene de una entidad que gestiona el sistema 30 de gas natural, esa entidad puede determinar una tasa máxima de inyección que no está limitada por una única concentración de hidrógeno máxima que se aplica a todos los componentes del sistema 30 de gas natural. En este caso, la tasa máxima de inyección puede considerar, por ejemplo, la dilución aguas debajo de la tubería 34 de gas provocada por un depósito 36 o un flujo entrante de gas natural. Opcionalmente, una tubería 38 de hidrógeno puede transportar hidrógeno directamente hasta un depósito 36, en cuyo caso, si se permite una inyección de hidrógeno adicional, puede determinarse si la concentración de hidrógeno en el depósito 36 supera una concentración máxima seleccionada.

El controlador 60 compara la tasa de producción de hidrógeno, tal como indica el contador 58 de gas o un contador de gas interno, con la tasa máxima de inyección de manera continua o en intervalos de sondeo. Mientras la tasa de producción de hidrógeno permanezca por debajo de la tasa máxima de inyección, la tasa de producción puede estar determinada por otros factores. Sin embargo, si la tasa de producción de hidrógeno supera la tasa máxima de inyección, entonces el controlador 60 puede enviar una alerta a un operador o reducir directamente el consumo de energía del electrolizador 12, por ejemplo, a través de una señal enviada a una fuente de alimentación de CC dentro del electrolizador 12. Opcionalmente, el controlador 60 o el operador de electrolizador también pueden enviar una señal al operador 26 de red de distribución que indica que el electrolizador 12 está reduciendo su consumo de energía.

El electrolizador 12 está dimensionado preferiblemente con relación al flujo típico en la tubería 34 de gas, de manera que la tasa máxima de inyección de hidrógeno rara vez se supera. Alternativamente, puede usarse una tubería 38 de hidrógeno para conectar el electrolizador 12 a una tubería 34 de gas distante pero más grande o directamente a un depósito 36. También puede usarse cualquier almacenamiento 52 intermedio para permitir que se produzca cierta cantidad de hidrógeno en algunos momentos a una tasa que supera la tasa máxima de inyección. Sin embargo, todavía puede ser necesario que el controlador 60 reduzca la tasa neta de producción de hidrógeno en algunos momentos. Puede reducirse la tasa neta de producción de hidrógeno reduciendo la tasa real de producción de hidrógeno o ventilando parte del hidrógeno que se produce a la atmósfera. Aunque no se desea la ventilación de hidrógeno, el hidrógeno se recombina con oxígeno ventilado o atmosférico para formar agua y no provoca daños materiales al medio ambiente.



5 La reducción de la tasa real de producción de hidrógeno requiere generalmente la reducción de la tasa de consumo de electricidad. Aunque a menudo es aceptable reducir el consumo de electricidad, en algunos casos, el electrolizador 12 puede estar bajo un contrato o una orden de repartición para consumir una cantidad predeterminada de electricidad, o el electrolizador 12 puede estar realizando servicios de red de distribución. En estos casos, una reducción no planificada del consumo de electricidad puede dañar la red 14 de distribución o provocar daños económicos al operador 26 de red de distribución o al operador de electrolizador. En estos casos, el operador de electrolizador puede preferir ventilar hidrógeno.

10 Para evitar reducciones no planificadas en el consumo de electricidad o la ventilación de hidrógeno, el controlador 60, el operador de electrolizador u otra persona o cosa pueden pronosticar las tasas máximas de inyección que se espera que existan a lo largo de un periodo de tiempo. El pronóstico puede basarse en uno o más del caudal actual en la tubería 34 de gas, una tendencia actual en el caudal a través de la tubería 34 de gas, datos históricos o información recibida del operador del sistema de gas natural. En los casos en que el electrolizador 12 está bajo algún nivel de control por parte del operador 26 de red de distribución, o está completamente controlado por el operador 26 de red de distribución, el pronóstico puede convertirse en la cantidad de consumo de energía disponible y proporcionarse al operador 26 de red de distribución. Alternativamente, el operador de electrolizador o el controlador 60 puede rechazar o modificar una orden de repartición o solicitud de servicios de red de distribución del operador 26 de red de distribución según el pronóstico. En otros casos, el operador de electrolizador puede pujar en contratos de energía según el pronóstico. El operador de electrolizador puede aplicar un factor de seguridad al pronóstico, aceptar la posibilidad de ventilación de hidrógeno si el pronóstico es incorrecto, o incluso comprometerse a una repartición o un contrato de consumo de energía que se pronostica que provocará la necesidad de ventilar hidrógeno.

25 El contador 58 de gas registra la cantidad de hidrógeno añadido a la tubería 34. En una venta de hidrógeno real, el operador del sistema 30 de gas natural puede pagar al operador de electrolizador el hidrógeno basándose en las lecturas del contador 58 a un precio fijado por contrato o según reglamentos. El hidrógeno se mezcla con el gas natural y después de eso se considera que es gas natural. Opcionalmente, un contador 64 de gas de consumidor entre una tubería 34 y un consumidor 40 puede incluir un sensor de concentración de hidrógeno. El contador 64, o un ordenador que hace funcionar el operador del sistema de gas natural, puede ajustar el caudal de gas real para proporcionar un caudal de gas natural sin hidrógeno que tenga un poder calorífico equivalente con fines de facturación. Alternativamente, el operador del sistema de gas natural puede proporcionar un ajuste a un grupo de consumidores 40 aguas abajo del electrolizador 12 basándose en una reducción estimada del poder calorífico del gas que fluye a través del contador 64 que resulta del hidrógeno inyectado en la tubería 34.

35 También puede realizarse una venta real de hidrógeno a un consumidor 40 de gas calculando la cantidad de hidrógeno consumido realmente por un cliente usando una información de caudal y concentración de hidrógeno calculada o medida. El hidrógeno también puede venderse a un consumidor 40 a través de una tubería 38 de hidrógeno o por medio de camiones cisterna.

40 Alternativamente, puede realizarse una venta virtual de hidrógeno a un consumidor 40. La cantidad de gas retirado por varios consumidores 40 es registrada por los contadores 64 de gas de consumidor. Una parte o la totalidad del gas consumido por cada consumidor 40 en una cantidad total menor que o igual a la cantidad de hidrógeno producido, según lo registrado por el contador 58 de gas, se considera que es hidrógeno. Los consumidores pagan al operador de electrolizador o al operador del sistema de gas natural por el hidrógeno considerado. La producción de hidrógeno y el consumo estimado pueden estar equilibrados o no en un periodo de tiempo dado. Si la producción y el consumo estimado no son iguales, se considera que el hidrógeno se almacena o extrae del sistema 30 de gas natural durante ese periodo de tiempo.

50 Opcionalmente, un revendedor de hidrógeno puede contratar para comprar hidrógeno del operador de electrolizador y vender hidrógeno a los consumidores 40. Las compras por el revendedor de hidrógeno se pagan al operador de electrolizador y se restan del flujo registrado a través del contador 58 de gas. Puede venderse cualquier cantidad de hidrógeno restante al operador del sistema de gas natural u otros clientes. Un consumidor 40 paga al revendedor de hidrógeno por una parte o la totalidad del uso de gas indicado por el contador 64 de uso. El coste de cualquier cantidad de gas restante usado por el consumidor 40 se paga al operador del sistema de gas natural.

55 En cualquiera de estos procedimientos, también puede pagarse una tarifa al operador del sistema de gas natural por transportar o almacenar el hidrógeno. El hidrógeno puede facturarse como hidrógeno o como una cantidad equivalente, según el poder calorífico, de gas natural.

60 También puede considerarse que el hidrógeno se ha producido, o etiquetado, con atributos basados en la fuente de la electricidad usada para producirlo. Por ejemplo, en lugar de conectarse a una red 14 de distribución, un electrolizador 12 puede conectarse sólo a un parque eólico, instalación solar u otro generador 22 específico. En un escenario más probable, el electrolizador 12 puede conectarse a una línea 20 de transmisión entre un generador 22 y el resto de la red 14 de distribución. Suponiendo que no hay flujo, o flujo neto, de electricidad desde la red 14 de distribución a la línea 20 de transmisión, el hidrógeno puede etiquetarse como producido por el generador 22 específico. Incluso si hay un flujo o un flujo neto de electricidad que fluye desde la red 14 de distribución, parte del

hidrógeno puede etiquetarse como producido por el generador 22 específico basándose en su generación de electricidad. En los casos en que los contratos de electricidad se venden en un mercado y los contratos designan el generador 22, puede etiquetarse una cantidad correspondiente de hidrógeno como que se ha producido por el generador 22 designado.

5 El hidrógeno etiquetado puede venderse, en una venta real o virtual, en condiciones que consideren la etiqueta. Por ejemplo, un consumidor 40 puede acordar pagar un precio más alto por el hidrógeno marcado como producido por un generador 22 que funciona a partir de una fuente de energía renovable, como eólica, solar, biogás o gas de síntesis. Alternativamente, pueden asociarse compensaciones o créditos de carbono, créditos fiscales u otros atributos económicos o reguladores de la energía renovable con el hidrógeno marcado. Los datos relacionados con la producción y el uso del hidrógeno etiquetado se recopilan en un ordenador y se usan para calcular una factura por la venta del hidrógeno etiquetado o un registro de la transferencia de sus otros atributos económicos o reguladores. Cuando hay un revendedor de hidrógeno involucrado, el revendedor puede realizar una compra virtual sólo del hidrógeno etiquetado. Los atributos del hidrógeno etiquetado se transfieren al revendedor, quien puede transferir esos atributos a un cliente. De este modo, el revendedor puede ofrecer una venta virtual de hidrógeno que se ha producido sólo a partir de recursos renovables. Esta venta virtual puede satisfacerse con la entrega de hecho de gas natural, mientras que el hidrógeno real desplaza al uso de gas natural en otros lugares. Alternativamente, el revendedor puede permitir al cliente reclamar un crédito de carbono, crédito fiscal, compensación de carbono u otro beneficio por haber comprado el hidrógeno etiquetado.

20 El electrolizador 12 se conecta preferiblemente a una línea 20 de transmisión de alta capacidad. En particular, el electrolizador 12 puede conectarse a o cerca de una línea 18 de transmisión de intercambio. Dado que las líneas 18 de transmisión de intercambio están configuradas para permitir que se venda electricidad a otra área de control a través de un mercado de desequilibrios, la red 14 de distribución está configurada para poder encaminar la electricidad en exceso a estas líneas 18. Un electrolizador 12 situado cerca de una línea 18 de intercambio está en una ubicación adecuada para consumir la energía en exceso que el operador 26 de red de distribución necesitaría vender, a menudo a precios negativos, en el mercado de desequilibrios. Tal electrolizador 12 también está situado para permitir que un operador 26 de red de distribución compre, o apruebe una compra, de energía de desequilibrio entrante a través de una línea 18 de intercambio sin sobrecargar las líneas 20 de transmisión internas.

30 El electrolizador 12 puede hacer funcionar principalmente para proporcionar servicios de red de distribución cuando el precio del gas natural no hace que la conversión de la electricidad a gas natural sea rentable por sí sola. En este modo, se produce y vende hidrógeno como subproducto del suministro de servicios de red de distribución, pero no se produce en otros momentos. El electrolizador está apagado a menos que se someta a repartición, o a menos que se ofrezca electricidad a una tasa muy baja durante cierto periodo de tiempo en particular. El electrolizador 12 puede contratarse para funcionar según lo requiera el operador 26 de red de distribución o ponerse bajo el control directo del operador 26 de red de distribución. Al proporcionarse servicios de red de distribución con una escala de tiempo de 5 minutos o más, el operador 26 de red de distribución puede comunicarse con un operador de electrolizador mediante órdenes de repartición y mensajes de confirmación. Una orden de repartición puede entregarse por teléfono, correo electrónico o enlace de datos dedicado y especifica una o más tasas de consumo deseadas durante uno o más periodos futuros. Un mensaje de confirmación, entregado mediante la misma u otra forma de comunicación, indica que el electrolizador 12 puede y consumirá energía según lo especificado en la orden de repartición o indica una parte de la orden de repartición que el electrolizador 12 puede cumplir. Durante el periodo de tiempo de la orden de repartición, la información de un contador 84 (véase la figura 3) que registra el consumo real por el electrolizador 12 también se envía al operador 26 de red de distribución.

50 Cuando el electrolizador 12 proporciona servicios de red de distribución con una escala de tiempo más corta, tal como la regulación de frecuencia, se envían directamente comandos y mensajes de confirmación entre el operador 26 de red de distribución y el controlador 60 del electrolizador. Estos mensajes pueden enviarse a través de un enlace 28 de comunicación dedicado.

En algunas situaciones, el precio de mercado del hidrógeno hace que sea rentable que la condición predeterminada del electrolizador sea el funcionamiento a plena potencia, al menos mientras exista una demanda suficiente de hidrógeno. Por ejemplo, en islas como Hawái y Singapur, el gas natural debe importarse mediante un buque cisterna o producirse en la isla y el precio del gas natural es generalmente alto. También existe cierto mercado para el hidrógeno como combustible para vehículos, como combustible para calefacción, como producto químico industrial, en el tratamiento de aguas residuales, en la mejora de gas de síntesis, como aditivo para el gas natural usado en vehículos, y como aditivo para el gas natural quemado en estaciones de generación eléctrica alimentadas con gas natural. El hidrógeno también puede usarse para mezclarse con propano para proporcionar un gas combinado con un índice WAUB similar al gas natural. En estos casos, el electrolizador 12 puede proporcionar servicios de red de distribución al ser una carga interrumpible o al controlarse para la destrucción de carga o la producción de potencia aparente.

65 La figura 3 muestra diversos componentes eléctricos del electrolizador 12. El electrolizador 12 tiene un grupo de conjuntos 80 de apilamiento. Cada conjunto 80 de apilamiento puede contener a su vez múltiples apilamientos de electrolizador. Los apilamientos pueden ser, por ejemplo, apilamientos de membrana de electrolito polimérica (PEM)

o alcalinos. El apilamiento de tipo PEM es el preferido, ya que pueden hacer a una tensión próxima a cero, mientras que los apilamientos alcalinos generalmente no pueden funcionar por debajo de un porcentaje significativo, por ejemplo el 50%, de su consumo máximo de energía. Los apilamientos de tipo PEM también tienen una mayor densidad de potencia y tienden a diseñarse para producir hidrógeno a mayores presiones. Por otro lado, algunos apilamientos alcalinos, como los vendidos por Hydrogenics Corporation, están diseñados para autobombeo. Esta característica de autobombeo puede ser útil al proporcionar servicios de red de distribución, ya que evita la necesidad de alterar con frecuencia la velocidad de una bomba de agua o válvula de control de flujo.

Se suministra energía eléctrica al electrolizador 12 desde la red 14 de distribución desde una línea 18, 20 de transmisión a través de un transformador 82 reductor de CA-CA. El transformador 82 reductor reduce la tensión en la línea 18, 20 de transmisión a la tensión de reducción convencional en el área 16 de control, por ejemplo, 120 V o 220 V. Se sigue la pista del consumo total de energía se rastrea mediante un contador 84 eléctrico primario. Se pone electricidad de CA a disposición de los diversos componentes dentro del electrolizador 12 a través de un bus 86 principal.

Cada conjunto 80 de apilamiento se conecta por separado al bus 86 principal a través de una fuente 90 de alimentación de CC asociada y un contador 88 auxiliar de apilamiento. La fuente 90 de alimentación de CC debe tener un amplio rango de tensión, una gran capacidad de corriente y un mecanismo de salida variable duradero. Una fuente de alimentación adecuada es una fuente de alimentación Thyrobox H2™ fabricada por AEG Power Solutions. Estas fuentes de alimentación tienen una salida de CC de entre 1 VCC y 400 VCC a hasta 15.000 amperios y tienen mecanismos de salida variable basados en tiristores. El mecanismo de tiristor es un dispositivo de estado sólido, que evita las partes móviles que, de lo contrario, podrían desgastarse con los rápidos cambios de energía que continúan durante largos periodos de tiempo. Se pueden proporcionar múltiples fuentes de alimentación a cada conjunto 80 de apilamiento si es necesario para proporcionar una energía adecuada.

El electrolizador 12 también tiene un balance de planta 94, del que se describirán partes más detalladamente en relación con la figura 4. La energía para el balance de planta 94 se proporciona desde el bus 86 principal a través de un equilibrio del contador 92 auxiliar de planta.

Cuando se hace funcionar para proporcionar servicios de red de distribución, por ejemplo, regulación de frecuencia, el controlador 60 maestro intenta hacer funcionar las fuentes 90 de alimentación de CC de manera que el electrolizador 12 consume una cantidad especificada de energía. La cantidad de energía puede especificarla un operador considerando una repartición u oferta de mercado a través del enlace 28 de comunicación, o por el control directo del operador 26 de red de distribución a través del enlace 28 de comunicación. El controlador 60 puede reducir la energía consumida por las fuentes 90 de alimentación de CC en la cantidad de energía requerida por el balance de planta 94. Esta cantidad de energía puede estimarse, por ejemplo, como porcentaje del consumo de energía especificado total, o se determina al sondear el equilibrio del contador 92 de planta. La energía restante que va a consumirse se divide entre las fuentes 90 de alimentación de CC. Las lecturas de los contadores 88 auxiliares de apilamiento pueden usarse en el control interno o en los circuitos de realimentación para ajustar la salida solicitada de cada fuente 90 de alimentación, de manera que la potencia real consumida, según lo determina un contador 88 auxiliar de apilamiento, coincide con la parte prevista del consumo de energía especificado. Estos circuitos internos también pueden funcionar en controladores auxiliares conectados a cada fuente 90 de alimentación de CC y su contador 88 auxiliar de apilamiento asociado. Opcionalmente, las lecturas del contador 84 primario pueden usarse en un control externo o circuito de realimentación para ajustar las señales de control de manera que la potencia total consumida por el electrolizador 12, según lo determinado por el contador 84 primario, coincide con la cantidad especificada. En la regulación de frecuencia, por ejemplo, el operador 26 de red de distribución puede enviar una serie de reparticiones, indicando cada repartición el consumo de energía requerido durante un periodo de tiempo especificado. El controlador 60 intenta hacer coincidir las reparticiones con el momento y la cantidad de consumo de energía real lo más cerca posible o al menos dentro de un rango de tolerancia, por ejemplo, dentro del 10% del consumo de energía especificado durante al menos el 90% del periodo de tiempo aplicable. El operador 26 de red de distribución puede especificar una tolerancia aceptable para seguir las reparticiones directamente o mediante una penalización por funcionamiento fuera de la tolerancia establecida.

El hecho de proporcionar múltiples conjuntos 80 de apilamiento con las fuentes 90 de alimentación asociadas permite que múltiples conjuntos 80 de apilamiento funcionen con diferentes consumos de energía al mismo tiempo. El controlador 60 puede programarse para implementar varios modos de funcionamiento. El controlador 60 selecciona entre los modos de funcionamiento a petición o control de un operador, o como una respuesta programada a un compromiso de servicio de red de distribución especificado o al precio o consumo de energía futuro previsto o contratado.

Por ejemplo, el electrolizador 12 puede proporcionar servicios de estabilización de red de distribución, por ejemplo, servicios de regulación de frecuencia primaria o secundaria, en los que se espera que el consumo de energía especificado varíe a lo largo de un periodo de 5 ciclos a 5 o 10 minutos, o a lo largo de periodos de tiempo más prolongados, pero de manera impredecible. Por ejemplo, bajo un contrato de servicios de regulación de frecuencia primaria, el consumo de energía especificado puede variar cada 4 segundos, que es el tiempo entre señales de control de generación automática (AGC) en algunas redes 14 de distribución norteamericanas. En un contrato de

servicios de regulación de frecuencia secundaria, el consumo de energía especificado puede variar cada de 5 a 10 minutos. En estos casos, el controlador 60 hace funcionar todos los conjuntos 80 de apilamiento a aproximadamente el mismo nivel de potencia. De este modo, el tamaño total de una fluctuación de potencia se extiende sobre el número máximo de conjuntos 80 de apilamiento para proporcionar la tasa de cambio mínima en cada conjunto 80 de apilamiento. Cualquier conjunto 80 de apilamiento en exceso puede apagarse o ponerse en espera. Por ejemplo, para un electrolizador 12 de 1 MW que tiene cinco conjuntos 80 de apilamiento, se cumple un contrato para proporcionar 0,5 MW de regulación de frecuencia primaria al hacer funcionar tres conjuntos 80 de apilamiento con aproximadamente el mismo nivel de potencia requerido para satisfacer el contrato. Los dos conjuntos 80 de apilamiento restantes se apagan o se ponen en espera. Sin embargo, estos dos conjuntos de apilamientos restantes pueden activarse si surge la oportunidad de comprar electricidad a un precio lo suficientemente bajo como para beneficiarse de la producción de hidrógeno adicional.

Al proporcionar servicios de regulación de frecuencia secundaria o terciaria, se espera que el consumo de energía especificado varíe a lo largo de un periodo de tiempo de 5 a 30 minutos, por ejemplo de 5 a 10 minutos para la regulación secundaria y de 15 a 30 minutos para la regulación terciaria. El tamaño máximo de la variación a lo largo de un periodo de tiempo también puede ser predecible. En este caso, y en el caso de otros servicios con cambios poco frecuentes o previsibles en el consumo de energía especificado, el controlador 60 determina el número de conjuntos 80 de apilamiento necesarios para producir un consumo de referencia nominal, siendo el consumo mínimo esperado a lo largo de un periodo de regulación de frecuencia, que puede ser parte o la totalidad del tiempo cubierto por un contrato de servicios de red de distribución, y hace funcionar estos conjuntos 80 de apilamiento a plena potencia. El controlador también predice un segundo número de conjuntos 80 de apilamiento suficiente para proporcionar el consumo adicional esperado durante el periodo de regulación de frecuencia, y hace funcionar estos conjuntos 80 de apilamiento con consumo de energía variable. De este modo, se reduce el efecto de las oscilaciones o errores en los circuitos de control. Además, el funcionamiento en un estado estacionario provoca generalmente menos desgaste en los conjuntos 80 de apilamiento. Cualquier conjunto 80 de apilamiento restante se apaga o se pone en espera. Sin embargo, estos dos conjuntos de apilamiento restantes pueden activarse si surge la oportunidad de comprar electricidad a un precio lo suficientemente bajo como para beneficiarse de la producción de hidrógeno adicional.

Por ejemplo, un electrolizador 12 de 1 MW puede tener cinco conjuntos 80 de apilamiento. El electrolizador 12 puede proporcionar hasta 0,2 MW de regulación de frecuencia activa a partir de un conjunto 80 de apilamiento mientras que también consume entre 0 y 0,8 MW de consumo de referencia en los cuatro conjuntos 80 de apilamiento restantes. Mientras consumen 1 MW, todos los conjuntos 80 de apilamiento están en funcionamiento. Si el consumo de referencia requerido se reduce a 0,6 MW, entonces un conjunto 80 de apilamiento puede apagarse o ponerse en modo de espera o hacerse funcionar para proporcionar una regulación de frecuencia activa. Cuando se proporciona el consumo de referencia, es preferible apagar o poner en espera tantos conjuntos 80 de apilamiento como sea posible en lugar de repartir el consumo de referencia en todos los conjuntos 80 de apilamiento que no son necesarios para la regulación de frecuencia activa. Sin embargo, si se requiere que el electrolizador 12 proporcione 1 MW de regulación de frecuencia sin consumo de referencia (es decir, se espera que la potencia de salida especificada fluctúe en 0,8 MW rápidamente o de una manera que es difícil de predecir), entonces todos los conjuntos 80 de apilamiento funcionan a niveles de potencia fluctuantes similares. Tal como se describirá más adelante en relación con la figura 4, a pesar del consumo de electricidad y la producción de hidrógeno variables, se produce hidrógeno a una presión esencialmente constante.

En otro modo de funcionamiento, el electrolizador 12 se hace funcionar para proporcionar un modo de producción de hidrógeno o arbitraje de energía. En cualquier momento, cuando está disponible electricidad a un precio al que la producción de hidrógeno produce un beneficio, todos los conjuntos 80 de apilamiento funcionan a plena potencia. Cuando el precio de la electricidad es demasiado alto como para beneficiarse de la venta de hidrógeno, entonces todos los conjuntos 80 de apilamiento se apagan o se ponen en modo de espera. Opcionalmente, puede compararse el beneficio potencial de producir hidrógeno con el beneficio de proporcionar un servicio de red de distribución. El beneficio esperado de proporcionar servicios de red de distribución puede aumentarse en un valor estimado del hidrógeno que se producirá al proporcionar el servicio de red de distribución. Cuando el valor de los servicios de red de distribución es mayor, se asigna una parte suficiente de la capacidad del electrolizador para proporcionar el servicio de red de distribución. Cualquier conjunto 80 de apilamiento restante puede hacerse funcionar en modo de producción de hidrógeno o arbitraje. Opcionalmente, cuando uno o más de los conjuntos 80 de apilamiento funcionan en un modo de producción de hidrógeno o arbitraje de energía, el controlador 60 también puede programarse para iniciar y detener uno o más conjuntos 80 de apilamiento de manera que uno o más conjuntos 80 de apilamiento se enciendan cuando está disponible electricidad a o por debajo de un precio especificado.

En un modo de servicio de red de distribución automático, el controlador 60 puede enlazarse a un medidor 96 de tensión de red de distribución u otro sensor de condición de red. Si la tensión de red de distribución aumenta o es alta, el controlador 60 aumenta el consumo de energía hasta que se alcanza el consumo máximo de energía o la tensión de red de distribución se estabiliza dentro de un rango objetivo. A la inversa, si la tensión de red de distribución está disminuyendo o es baja, el controlador 60 reduce el consumo de energía hasta que la tensión de red de distribución se estabilice dentro del rango objetivo.

La figura 4 muestra diversos elementos del balance de planta 94 del electrolizador 12. Cada conjunto 80 de apilamiento tiene un termostato 90 ubicado en el conjunto 80 de apilamiento o en una salida 102 de oxígeno. El termostato 90 está conectado a una válvula 100 de control de flujo en una línea 104 de entrada de agua que conduce al conjunto 80 de apilamiento. Un controlador 106 de temperatura de apilamiento, u otro controlador tal como el controlador 60 maestro, modula la válvula 100 de control de flujo para mantener la temperatura del conjunto de apilamiento dentro de un rango especificado. El flujo de agua proviene de un grupo de bombas 108 en paralelo. El número de bombas 108 es uno más que el número requerido para proporcionar el flujo de agua de diseño máximo, de manera que una bomba 108 pueda retirarse para su mantenimiento. Al usar las válvulas 100 de control de flujo para controlar la temperatura de conjuntos 80 de apilamiento individuales, se reducen las fluctuaciones en la velocidad de funcionamiento de las bombas 108 y puede usarse un único grupo de bombas para los múltiples conjuntos 80 de apilamiento. El flujo de agua a través de un conjunto 80 de apilamiento también se apaga y se reinicia automáticamente a medida que el conjunto 80 de apilamiento transita entre los modos de apagado o de espera y de funcionamiento.

Se produce agua de enfriamiento en exceso con el oxígeno y se desplaza desde la salida 102 de oxígeno hasta un separador 110 de oxígeno. La presión dentro del separador 110 de oxígeno se mantiene a un nivel generalmente constante mediante un regulador 112 de oxígeno. El agua 114 separada vuelve a las bombas 108 a través de un dispositivo de enfriamiento, tal como un radiador 116 y un ventilador 118. La velocidad del ventilador 118 se controla para producir una temperatura deseada en el agua que llega a las bombas 108. Una válvula 120 de recirculación se modula en respuesta a la corriente extraída por las bombas 108 para permitir la recirculación de agua en el caso de que el cierre de las válvulas 100 de control de flujo someta a estrés las bombas 108. Aunque la velocidad de las bombas 108, o el número de bombas 108 en funcionamiento, también puede reducirse, la variación de manera repetida de la velocidad de las bombas 108 hace que se desgasten rápidamente.

Se produce hidrógeno desde una salida 122 de hidrógeno de cada conjunto de apilamiento y se desplaza hasta un separador 124 de hidrógeno. El agua 126 separada fluye hasta un tanque 128 de agua de reposición. El tanque 128 de agua de reposición también recibe agua 130 de reposición desionizada cuando es necesario. Una bomba 108 bombea agua de reposición en el circuito de recirculación de agua cuando el nivel de agua en el separador 110 de oxígeno disminuye hasta un mínimo especificado.

La presión en el separador 124 de hidrógeno está determinada por un regulador 132 de hidrógeno. El hidrógeno producido se recoge en el tanque 52 de almacenamiento intermedio. La presión en el tanque 52 de almacenamiento intermedio es siempre menor que la presión en el separador 124 de hidrógeno. Sin embargo, volviendo a hacer referencia a la figura 2, un compresor 54 se hace funcionar de manera que la presión en el tanque de almacenamiento intermedio no se reduce hasta menos de una parte especificada, por ejemplo el 80%, de la presión manométrica en el separador 124 de hidrógeno para reducir las pérdidas de energía de presión. El oxígeno que sale del electrolizador 12 puede pasar a través de una turbina de recuperación de presión u otro dispositivo para recuperar su energía de presión.

Los sellos en los conjuntos 80 de apilamiento pueden desgastarse debido al producto de la presión aplicada contra ellos a lo largo del tiempo y debido a las fluctuaciones en la presión aplicada contra ellos. Cuando se usa el electrolizador 12 para proporcionar servicios de red de distribución, la potencia aplicada al apilamiento fluctúa con frecuencia y es beneficioso para evitar fluctuaciones correspondientes en la presión.

La presión contra los sellos se mantiene generalmente más constante al ventilar los múltiples conjuntos 80 de apilamiento a los recipientes 124, 110 de separación de gas comunes. En particular, cuando uno o más de los conjuntos 80 de apilamiento producen hidrógeno, los reguladores 112, 132 de presión pueden proporcionar presiones estables en los recipientes 124, 110 de separación de gas mientras se permite el flujo a través de los conjuntos 80 de apilamiento. Las variaciones en el gas producido por un conjunto 80 de apilamiento se amortiguan por el tamaño de los recipientes 124, 110 de separación de gas. Por tanto, el sistema en su totalidad requiere menos dispositivos de regulación de presión, y los dispositivos de regulación de presión pueden tener un movimiento reducido, en relación con una planta que tiene recipientes de separación de gas para cada conjunto de apilamiento. La presión que sigue entre el regulador 112 de oxígeno y el regulador 132 de hidrógeno mantiene presiones casi iguales a ambos lados de las membranas de los conjuntos 80 de apilamiento.

Las salidas de gas de los apilamientos están ubicadas en la parte superior de los apilamientos y fluye agua hacia arriba a través de los apilamientos. Cuando se apaga un apilamiento, sus burbujas de gas residual fluyen hacia arriba hasta los separadores 110, 124 de gas. Drena agua hacia abajo desde los separadores 110, 124 de gas hacia los conjuntos 80 de apilamiento. El agua en los apilamientos impide que reaccionen el hidrógeno y el oxígeno residuales y o bien degraden los materiales, por ejemplo los catalizadores, en el apilamiento o bien convierten el apilamiento en una pila de combustible. El agua también conserva la presión en el apilamiento para reducir las fluctuaciones de presión. De este modo, puede reducirse la potencia a un apilamiento sin requerir otros cambios en el balance de planta.

Con referencia a la figura 5, un consumidor 40 puede extraer gas de la tubería 34 a través de un dispositivo 134 de

extracción de enriquecimiento en hidrógeno. Múltiples contadores 64 permiten que se mida la cantidad de gas retirado de la tubería 34, devuelto a la tubería 34, y entregado al consumidor 40. Las válvulas 136 de aislamiento permiten opcionalmente que el dispositivo 134 de extracción se haga funcionar en modo discontinuo. Un compresor 138 permite que el gas agotado en hidrógeno se devuelva a la tubería 34.

5 El consumidor 40 puede ser, por ejemplo, una estación de abastecimiento de combustible de gas natural o una estación de generación eléctrica alimentada con gas natural. Puede añadirse una baja concentración variable, por ejemplo de hasta aproximadamente el 5%, de hidrógeno al gas natural sin cambiar materialmente el funcionamiento de los aparatos alimentados con gas típicos, tales como un horno doméstico. Sin embargo, los motores pueden ser más sensibles a los cambios en la composición de su combustible. Los motores de gas natural incluyen turbinas alimentadas con gas usadas para generar electricidad y motores de combustión interna en vehículos. Sin embargo, una concentración moderada de hidrógeno, de hasta aproximadamente el 15%, puede ser beneficiosa para el funcionamiento de un motor de gas natural y puede reducir las emisiones de dióxido de carbono y contaminantes.

10 El sistema de control de un motor de gas natural puede detectar la concentración de hidrógeno del combustible, el funcionamiento del motor en respuesta al contenido de hidrógeno del combustible, o ambos, y reaccionar en consecuencia. Alternativamente, en una estación de abastecimiento de combustible de vehículos o en un sistema de suministro para una turbina alimentada con gas natural, puede proporcionarse gas natural enriquecido con hidrógeno en uno o más grados de concentraciones generalmente constantes mayores que lo que está presente en la tubería 34.

15 Por ejemplo, puede producirse un producto de gas natural enriquecido en hidrógeno al 5% o al 10% midiendo la concentración de hidrógeno en el gas natural retirado de la tubería 34 y añadiendo la cantidad necesaria de hidrógeno para alcanzar la concentración deseada. Opcionalmente, la cantidad deseada de hidrógeno puede determinarse al monitorizar un sensor de concentración de hidrógeno además de, o en lugar de, precalcular la cantidad requerida. En este caso, puede omitirse la medición de la concentración de hidrógeno en el gas natural retirado de la tubería 34. El hidrógeno adicional puede proporcionarse por la tubería 38 de hidrógeno, el camión cisterna, electrólisis *in situ* o conversión *in situ* del gas natural, por ejemplo, mediante reformado con vapor. El electrolizador 12 también puede ubicarse conjuntamente con una estación de abastecimiento de combustible o una estación de generación eléctrica, o conectarse mediante una tubería 38 de hidrógeno, para proporcionar hidrógeno para enriquecimiento en gas natural directamente.

20 Alternativamente, una mezcla que tenga una concentración aumentada o disminuida de hidrógeno puede extraerse de la tubería 34 a través del dispositivo 134 de extracción. Si la mezcla extraída tiene una concentración mayor que la concentración de hidrógeno deseada, el hidrógeno puede diluirse hasta la concentración objetivo con gas no enriquecido tomado de la tubería 34.

25 El dispositivo 134 de extracción puede retirar gas enriquecido en hidrógeno, por ejemplo, mediante una membrana selectiva de hidrógeno, tal como una membrana compuesta por paladio o una aleación de paladio-plata. El gas de tubería también puede comprimirse para separar los gases licuando sólo uno de ellos. El gas natural enriquecido en hidrógeno también puede retirarse mediante un absorbente en el dispositivo 134 de extracción. El absorbente puede ser un metal formador de hidruro metálico tal como lantano-níquel o hierro-titanio o nanotubos de carbono. En este caso, el dispositivo 134 de extracción es un tanque lleno con el absorbente. Al hacer funcionar las válvulas 136 y el compresor 138, el gas de tubería se hace pasar a través de un tanque a la presión de la tubería, lo que hace que el hidrógeno se capture como hidruro metálico. Luego, el tanque se aísla de la tubería 34 y se ventila al consumidor 40. Cuando se reduce la presión en el dispositivo 134 de extracción, también se libera hidrógeno adsorbido creando un gas natural enriquecido en hidrógeno.

30 La cantidad de hidrógeno retirado por la estación de abastecimiento de combustible o la planta de generación de electricidad puede monitorizarse para facturar por separado del gas natural. El hidrógeno, o gas natural enriquecido en hidrógeno, puede tener un precio diferente, un crédito de carbono o un beneficio de energía renovable. La estación de servicio de combustible puede transmitir este beneficio al cliente, u ofrecerle al cliente la opción de comprar emisiones combustible parcialmente renovable o de menores emisiones.

35 En un sistema 10 de energía con múltiples electrolizadores 12, el funcionamiento de dos o más electrolizadores 12 puede controlarse conjuntamente como una flota. Por ejemplo, si es deseable que la red 14 de distribución consuma electricidad en exceso, un controlador de flota puede hacer funcionar un electrolizador 12 que está sometido a menos restricciones de transporte eléctrico, está sometido a menos restricciones en la cantidad de hidrógeno que puede inyectarse a una tubería, o tiene mayor capacidad de servir a un mercado para un uso de hidrógeno de mayor valor.

40 Opcionalmente, el hidrógeno puede usarse o inyectarse en una tubería de manera indirecta. En particular, el hidrógeno puede introducirse en un procedimiento para crear metano. Luego, el metano puede inyectarse en una tubería de gas o suministrarse a una estación de abastecimiento de combustible de vehículos o una estación de generación eléctrica. El hidrógeno puede convertirse en metano, por ejemplo, mediante un proceso Sabatier. Además del hidrógeno, el proceso Sabatier requiere una fuente de dióxido de carbono. El dióxido de carbono puede

5 extraerse del escape de un motor u horno, de biogás o de otros procedimientos de secuestro de carbono. Alternativamente, el hidrógeno puede convertirse en metano añadiendo el hidrógeno a un digestor anaeróbico, por ejemplo, un digestor que se usa para producir metano a partir de biomasa. El hidrógeno se combina con dióxido de carbono en el digestor para crear metano y aumentar la producción de metano del digestor. Alternativamente, el hidrógeno puede combinarse fuera del digestor con el dióxido de carbono separado del biogás producido por un digestor anaeróbico.

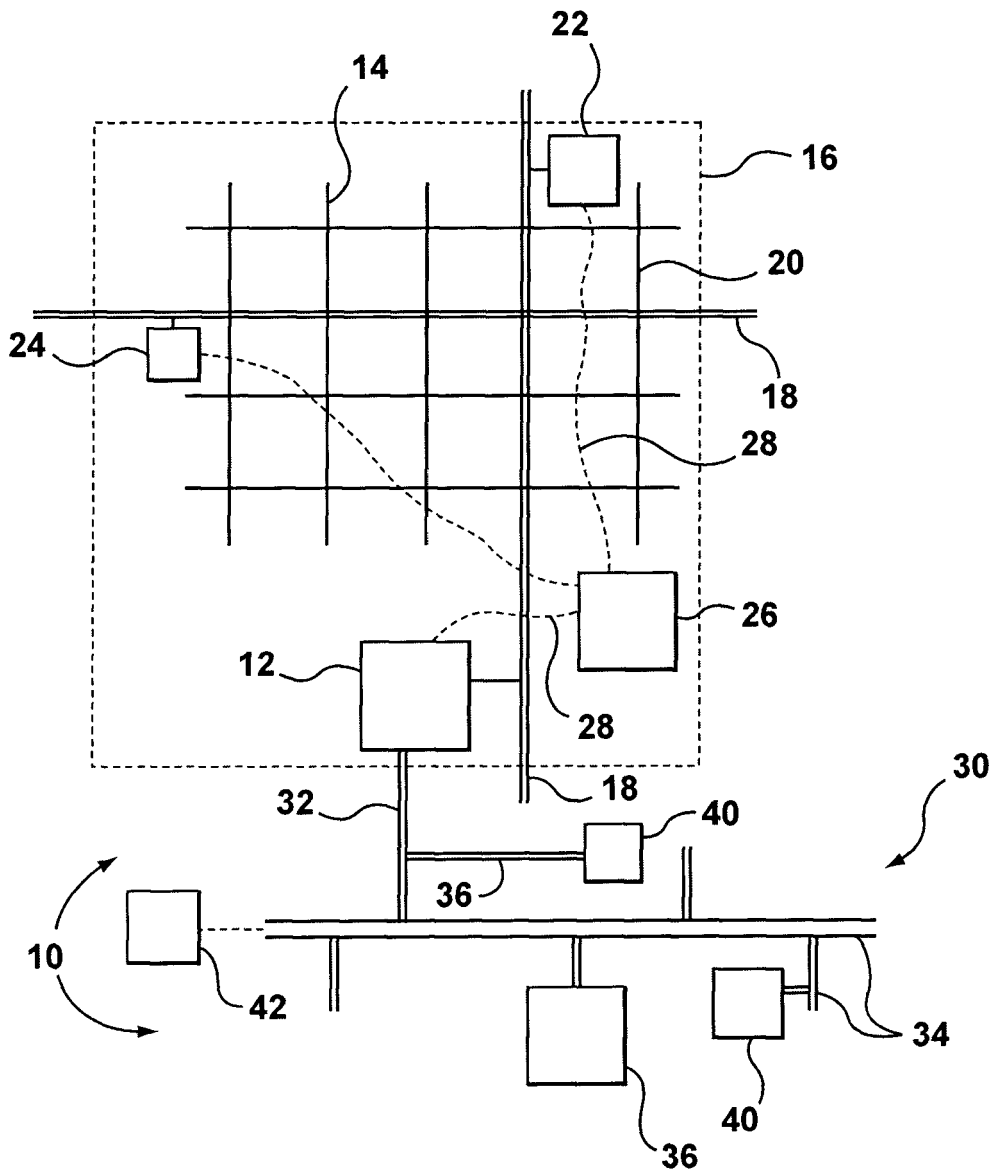
10 La conversión del hidrógeno en metano consume aproximadamente el 20% de la energía potencial del hidrógeno. Sin embargo, parte de esta pérdida puede recuperarse como calor residual. Además, puede inyectarse metano en cantidades ilimitadas en una tubería de gas natural. El metano también tiene aproximadamente tres veces la densidad de energía del hidrógeno y es el combustible principal de los vehículos existentes que funcionan con gas natural como combustible. En consecuencia, en algunos casos, la conversión a metano puede ser deseable. En particular, si el coste de producir el hidrógeno se cubre al menos parcialmente al proporcionar servicios de red de distribución, si el consumo de dióxido de carbono en el procedimiento de metanación proporciona un beneficio, tal como un crédito de carbono, o si el hidrógeno o la electricidad usada para producir hidrógeno no se hubiera desperdiciado, entonces la producción de metano puede ser un uso viable para el hidrógeno.

**REIVINDICACIONES**

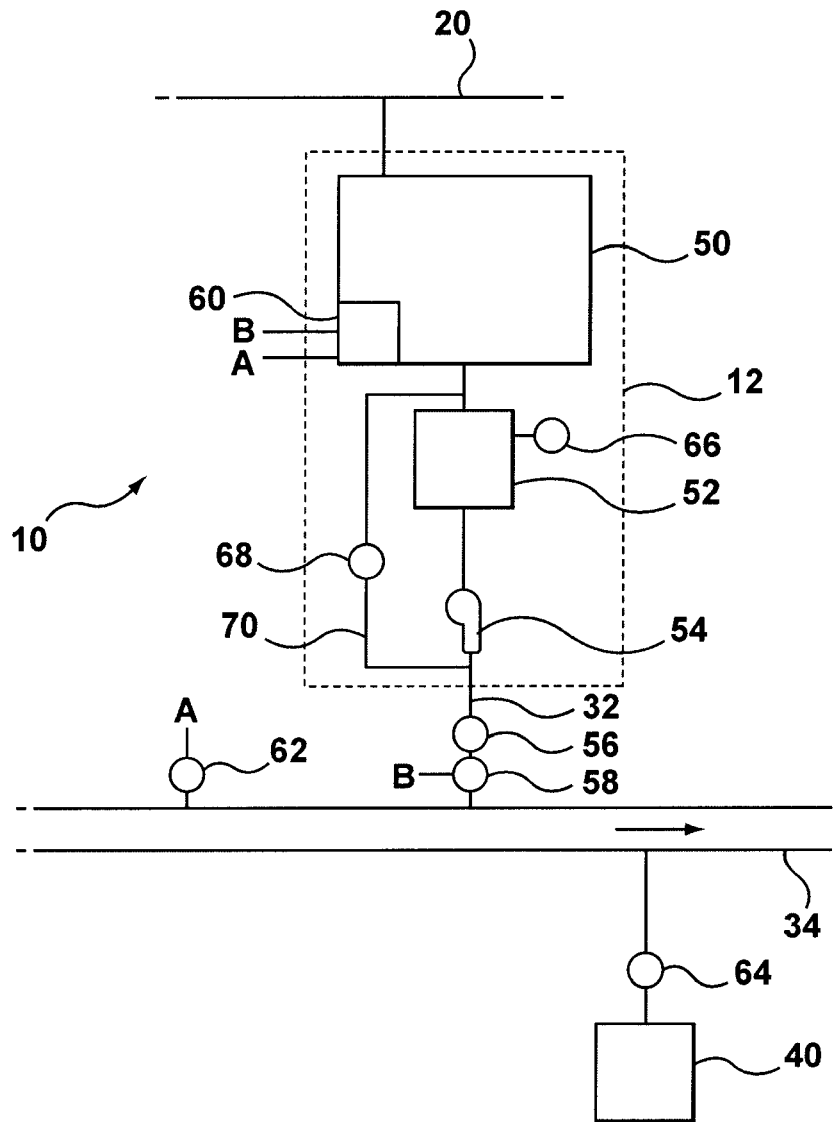
1. Procedimiento que comprende las etapas de,
  - a) proporcionar un electrolizador;
  - b) recibir una serie de reparticiones que indican un consumo de energía especificado durante un periodo de tiempo, produciéndose las reparticiones al menos una vez cada 30 minutos;
  - c) hacer funcionar el electrolizador según las reparticiones; y,
  - d) descargar el hidrógeno producido durante la etapa c) a un sistema de gas natural, en el que el electrolizador tiene múltiples conjuntos de apilamiento que tienen, cada uno, una fuente de alimentación independiente y un controlador adaptado para hacer funcionar los múltiples conjuntos de apilamiento a diferentes tasas de consumo de energía al mismo tiempo y que comprende además las etapas de,
  - e) dividir el electrolizador en un grupo de conjuntos de apilamiento discretos;
  - f) hacer funcionar un primer grupo de los conjuntos de apilamiento discretos según las órdenes de repartición; y,
  - g) apagar un segundo grupo de los conjuntos de apilamiento discretos, colocando el segundo grupo de los conjuntos de apilamiento discretos en modo de espera, o haciendo funcionar el segundo grupo de los conjuntos discretos para producir hidrógeno sólo cuando el precio de la electricidad sea igual o inferior a un valor especificado.
2. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que las reparticiones se producen al menos una vez cada 10 minutos.
3. Procedimiento según la reivindicación 1 ó 2, en el que la etapa c) comprende hacer funcionar el electrolizador según la orden de repartición dentro de una tolerancia especificada.
4. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que la etapa d) comprende convertir el hidrógeno en metano antes de inyectarlo en la tubería de gas natural.
5. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el electrolizador tiene un contador eléctrico, y en el que el controlador está adaptado para hacer funcionar una fuente de alimentación de CC para consumir electricidad a una tasa predeterminada.
6. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que en la etapa c) el electrolizador se hace funcionar según las reparticiones como parte de una agregación de i) múltiples electrolizadores o ii) al menos un electrolizador y al menos otra carga variable.
7. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, que comprende además las etapas de,
  - a) inyectar el hidrógeno en el sistema de gas natural en una primera ubicación;
  - b) medir la cantidad de hidrógeno inyectado en el sistema de gas natural en la primera ubicación;
  - c) medir la cantidad de gas natural retirado del sistema de gas natural por un cliente en una segunda ubicación; y,
  - d) generar una factura de cliente que indique o se base en la cantidad de consumo de hidrógeno equivalente a al menos una parte de la cantidad de gas natural retirado.
8. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que la etapa g) comprende colocar el segundo grupo de los conjuntos de apilamiento discretos en un modo de espera.
9. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, que comprende además las etapas de,
  - a) estimar el consumo de energía de referencia requerido para el servicio de red de distribución de electricidad a lo largo de un periodo de tiempo;
  - b) hacer funcionar un subgrupo del primer grupo de conjuntos de apilamiento discretos para proporcionar el consumo de energía de referencia; y,
  - c) hacer funcionar un subgrupo restante del primer grupo de conjuntos de apilamiento discretos para proporcionar un consumo de energía variable.
10. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en el que se produce una cantidad de hidrógeno a partir de electricidad que comprende la electricidad producida realmente o se considera que se ha producido a partir de un recurso renovable, y hasta la cantidad, el hidrógeno se etiqueta como producido a partir de un recurso renovable. .
11. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, que comprende además las etapas de,



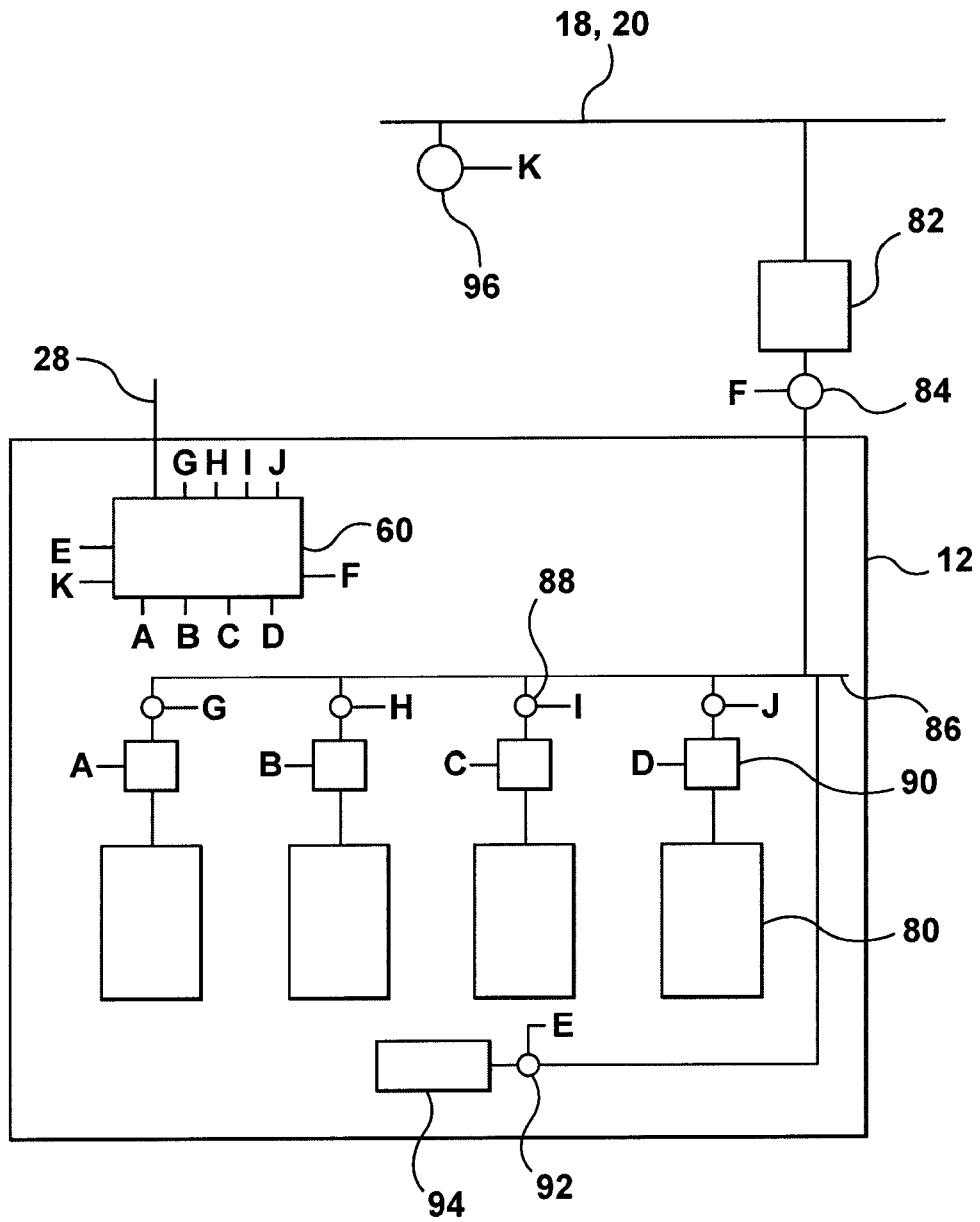
- 5
- a) recibir datos relacionados con la cantidad máxima de hidrógeno que puede inyectarse en una tubería de gas; y,  
b) realizar uno o más de i) controlando el electrolizador para que no consuma más que una cantidad de electricidad que producirá la cantidad máxima de hidrógeno, (ii) ventilar el hidrógeno en exceso y (iii) enviar una señal a un operador de red de distribución que indica la cantidad máxima de hidrógeno que puede producirse.
12. Procedimiento según la reivindicación 11, en el que los datos comprenden el caudal de gas natural en la tubería.
- 10
13. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, en el que los conjuntos de múltiples apilamientos se ventilan hacia arriba a separadores de gas compartidos.
- 15
14. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13, que comprende las etapas de,
- 20
- a) retirar gas natural del sistema de gas natural;  
b) medir la concentración de hidrógeno en el gas natural retirado del sistema de gas natural; y,  
c) producir una mezcla gaseosa con una concentración de hidrógeno especificada al i) añadir hidrógeno al gas natural o ii) mezclar el gas natural con una mezcla enriquecida en hidrógeno de hidrógeno y gas natural retirado de una tubería.



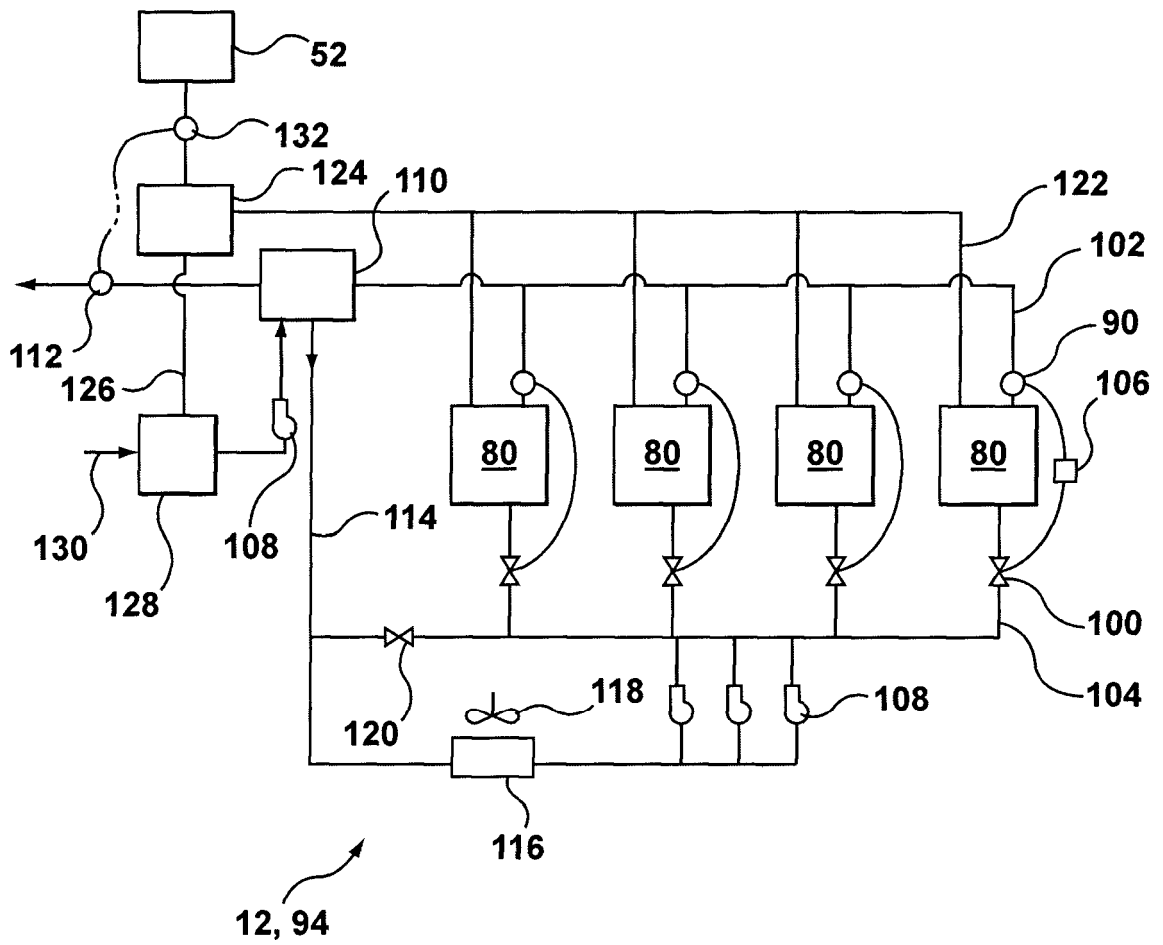
**FIG. 1**



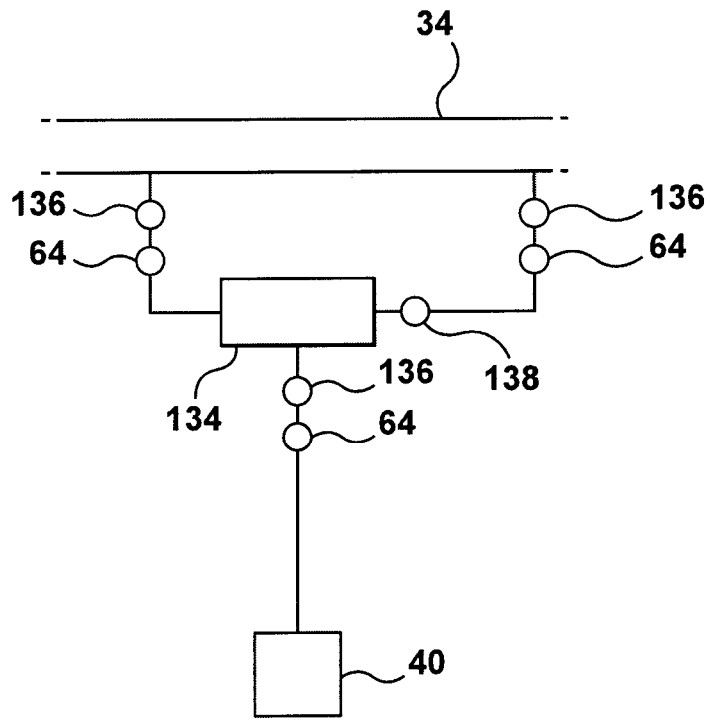
**FIG. 2**



**FIG. 3**



**FIG. 4**



**FIG. 5**