

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 574 263**

51 Int. Cl.:

F02C 3/34 (2006.01)

F02C 7/143 (2006.01)

F01K 25/10 (2006.01)

F01K 23/10 (2006.01)

F17C 9/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.11.2012 E 12787288 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.05.2016 EP 2776692**

54 Título: **Sistema de generación de energía y procedimiento correspondiente**

30 Prioridad:

02.11.2011 US 201161554880 P

03.11.2011 US 201161555096 P

11.02.2012 US 201261597717 P

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

16.06.2016

73 Titular/es:

**8 RIVERS CAPITAL, LLC (100.0%)
406 Blackwell Street, 4th Floor
Durham, North Carolina 27701, US**

72 Inventor/es:

**ALLAM, RODNEY JOHN y
FETVEDT, JEREMY ERON**

74 Agente/Representante:

DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto

ES 2 574 263 T3

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

DESCRIPCIÓN

Sistema de generación de energía y procedimiento correspondiente

Campo de la invención

5 La presente invención se refiere a la integración de un sistema de generación de energía con un sistema de regasificación de gas natural licuado. Más en concreto, el sistema integrado utiliza el intercambio de calor para enfriar una corriente de recirculación en el sistema de generación de energía y para calentar y gasificar una corriente de GNL.

Antecedentes

10 El gas natural (es decir, metano, predominantemente) se licúa comúnmente para facilitar su almacenamiento y/o transporte y se regasifica para su utilización final, normalmente en una instalación de regasificación de GNL. Por lo general, la regasificación requiere presurizar el gas natural ("GN") hasta una presión de tubería requerida – por ejemplo, aproximadamente 6,9 MPa (1.000 psi). Tras la presurización, el GN está normalmente todavía a temperaturas criogénicas o próximas a ellas y, por tanto, se debe calentar para elevar la temperatura hasta la ambiente. Esto se lleva a cabo a menudo con un baño de agua que se calienta con un quemador de combustión sumergido, el cual puede utilizar parte del GN a temperatura ambiente como combustible. Con frecuencia, aproximadamente el 1 - 2 % del GNL de una instalación de regasificación se debe quemar para calentar el GNL hasta la temperatura ambiente después de que se haya presurizado, y esto da lugar a efectos significativos sobre el rendimiento, coste, consumo de combustible fósil y emisiones de CO₂. Sería de utilidad proporcionar sistemas y métodos de regasificación que abordaran estas cuestiones.

20 El gas natural, el carbón y otros combustibles carbonosos se utilizan comúnmente en ciclos de producción de potencia, tales como los sistemas de ciclo combinado de turbina de gas, los sistemas supercríticos de carbón pulverizado y otros. También se han utilizado o propuesto otros sistemas de generación de energía que utilizan gas natural, carbón y otros combustibles carbonosos como combustible. El rendimiento en la generación de energía, sin embargo, es un factor limitante en la integración de las nuevas tecnologías de generación de energía. En consecuencia, sería de utilidad proporcionar sistemas y métodos de generación de energía que tuvieran un rendimiento mejor.

Compendio de la invención

30 La presente invención proporciona una integración de sistemas que puede mejorar los rendimientos y reducir los costes de ambos sistemas. En concreto, la invención hace posible la integración de un sistema y método de generación de energía con un sistema y método de regasificación de GNL. La invención hace posible también la integración de un procedimiento de transporte de CO₂ con un procedimiento de transporte de GNL.

35 La solicitud internacional de patente WO 2007/148984 A2 describe un método de regasificación de GNL. El gas natural se quema en un quemador al objeto de generar calor para la evaporación del GNL. El calor se transfiere desde el quemador al GNL en un sistema de intercambio de calor cerrado, en el que se utiliza oxígeno substancialmente puro para la combustión del gas natural; el CO₂ se separa del gas de escape para su exportación o deposición.

40 En la solicitud de patente de EE.UU. n° 2011/0179799 se describen sistemas y métodos de generación de energía que utilizan principalmente CO₂ en un ciclo de combustión cerrado, cuya descripción se incorpora por referencia en su totalidad en la presente memoria, y en diferentes realizaciones, uno o más componentes o condiciones de los sistemas y métodos de generación de energía descritos en la misma se pueden incorporar en los sistemas y métodos de generación de energía de la presente invención. El ciclo de combustión puede utilizar una turbina de elevada relación de compresión que expanda una mezcla de productos de combustión que se forman en la combustión de un combustible se oxígeno en presencia de la corriente de fluido de trabajo de CO₂ (que normalmente se recicla – al menos en parte – a través del sistema cerrado). En diferentes realizaciones, un ciclo de CO₂ tal como el descrito con anterioridad se puede utilizar para la generación de energía utilizando GN, carbón u otros materiales carbonosos como fuente de combustible. El escape caliente de la turbina se utiliza parcialmente para precalentar la corriente de fluido de trabajo de CO₂ de recirculación en un intercambiador de calor economizador. La corriente de fluido de trabajo de CO₂ de recirculación se puede calentar también por medio de la utilización de una fuente de calor secundaria, tal como el calor que resulta de la energía de compresión de una planta de producción de O₂ que se utilice para proporcionar oxígeno para la combustión. El combustible y las impurezas derivadas de la combustión (por ejemplo, compuestos de azufre, CO₂, H₂O, ceniza, Hg, etc...) se pueden separar para su eliminación sin emisiones atmosféricas. El sistema puede producir una corriente de recirculación de CO₂ de presión alta (es decir, de recirculación como fluido de trabajo) y una corriente de producto de CO₂ de presión alta (es decir, exceso de CO₂ que no se recicla al interior de la cámara de combustión y que se puede capturar para diferentes usos, tales como la recuperación mejorada de petróleo, o para su aislamiento). Esto se puede lograr mediante la compresión de la corriente de escape enfriada de la turbina que sale del intercambiador de calor economizador en un sistema de compresión multietapa.

- La presente invención proporciona la capacidad de integrar un sistema de generación de energía de ciclo de CO₂ que utiliza como combustible GN, carbón u otros materiales carbonosos con la regasificación de GNL, de manera que el calor de una o más corrientes del sistema de generación de energía de CO₂ se pueden utilizar para el calentamiento del GN comprimido, a la vez que simultáneamente se enfrían una o más corrientes de proceso del ciclo de potencia de CO₂. En algunas realizaciones, el enfriamiento de la corriente de GN comprimido en el sistema de regasificación puede ser suficiente al objeto de hacer posible la eliminación de uno o más componentes de compresión del ciclo de CO₂ y de licuar hasta cierto punto una corriente de recirculación gaseosa a contracorriente del GNL criogénico. La integración del sistema de generación de energía con el sistema de gasificación de GNL puede aumentar el rendimiento del proceso de producción de potencia de ciclo de CO₂ hasta más del 60 %.
- En realizaciones adicionales, la integración de un proceso de calentamiento de GNL con una etapa de compresión de CO₂ en un sistema y proceso de generación de energía de ciclo cerrado puede ser de utilidad para reducir o eliminar el consumo de combustible requerido para calentar GNL en un proceso de regasificación convencional. Además, la licuefacción de la corriente de escape de la turbina rica en CO₂ que sale del extremo frío de un intercambiador de calor economizador, después de la separación de agua líquida de la corriente de escape de la turbina, se puede llevar a cabo de forma simultánea con el calentamiento de una primera corriente de GNL hasta una temperatura deseada, tal como hasta una temperatura mayor que aproximadamente 0 °C (32 °F). Después de esto, el CO₂ líquido de elevada densidad se puede bombear hasta una presión suficientemente alta como para ser recirculado de nuevo al proceso de combustión, de la misma forma que el fluido de trabajo CO₂, y esto se puede lograr con unos ahorros de energía muy significativos en comparación con el procedimiento de compresión de gas normal. En realizaciones adicionales, el gas natural del intercambiador de calor utilizado para licuar el CO₂ se puede calentar hasta una temperatura próxima a la ambiente de manera que se pueda suministrar a una tubería de gas natural. Por ejemplo, esto se puede llevar a cabo por medio del enfriamiento de una corriente de agua de enfriamiento hasta una temperatura deseada, tal como de entre aproximadamente 0 °C y aproximadamente 10 °C. Esta agua fría se puede utilizar a continuación en un sistema de ciclo cerrado para enfriar el aire que se comprime antes de su suministro a una planta de oxígeno criogénica al objeto de reducir el consumo de potencia del compresor de aire. Y aún más, la corriente de CO₂ licuado se puede enfriar hasta una temperatura que esté dentro de un intervalo de aproximadamente 10 °C con respecto a la temperatura de congelación del CO₂, y esto puede ser útil para minimizar la potencia de la bomba de CO₂ líquido, a la vez que se maximiza la densidad del CO₂ líquido. De forma beneficiosa, una parte del gas natural calentado que sale del intercambiador de calor de licuefacción de CO₂ se puede recircular y mezclar con el GNL frío de presión alta que sale de las bombas principales de GNL al objeto de proporcionar un fluido de gas natural a una temperatura que esté dentro de un intervalo de aproximadamente 10 °C por encima de la temperatura de congelación del CO₂. Este fluido de gas natural mezclado se puede utilizar como medio de enfriamiento en el intercambiador de calor de licuefacción de CO₂. En otras realizaciones, se puede proporcionar un calentador de GNL paralelo alimentado con gas natural, a la temperatura de operación necesaria, como sistema en modo de espera, que dispone de controles que hacen posible un cambio instantáneo desde el sistema de generación de energía principal al calentador de GNL en el caso de que el sistema generación de energía se deba desconectar. De forma similar, se puede proporcionar al menos una bomba de GNL primario adicional que descargue a la presión de tubería requerida, de manera que si la bomba de GNL en línea que abastece al sistema de generación de energía se desconecta, la segunda bomba pueda conectarse y encargarse de las necesidades de suministro de GNL. Además, se puede proporcionar una segunda bomba de GNL que descargue a la presión alta requerida, y se puede utilizar al objeto de suministrar una segunda corriente de gas natural para su uso como combustible de la cámara de combustión en el sistema de generación de energía. La refrigeración de esta corriente se puede recuperar por medio de su calentamiento en el intercambiador de calor de licuefacción de CO₂ en un circuito paralelo al primer circuito de GNL.
- En algunas realizaciones, la presente invención puede proporcionar métodos de generación de energía. Por ejemplo, un método de generación de energía puede comprender quemar un combustible carbonoso en una cámara de combustión en presencia de oxígeno y de CO₂ para formar una corriente de recirculación de CO₂ y para producir una corriente de producto de combustión combinado. El método puede comprender además hacer pasar la corriente de producto de combustión combinado a través de una turbina para generar potencia y formar una corriente de escape de turbina que comprende CO₂ supercrítico, hacer pasar la corriente de escape de turbina que comprende CO₂ supercrítico a través de un primer intercambiador de calor al objeto de convertir el CO₂ supercrítico en una corriente que comprende CO₂ gaseoso, y hacer pasar la corriente de CO₂ gaseoso a través de un segundo intercambiador de calor para formar una corriente de CO₂ licuado. La etapa de hacer pasar la corriente de CO₂ gaseoso a través del segundo intercambiador de calor puede comprender además hacer pasar una corriente de gas natural licuado (GNL) a través del segundo intercambiador de calor, y de este modo formar una corriente de gas natural (GN) gaseoso. El método puede comprender además presurizar la corriente de CO₂ líquido para formar una corriente de recirculación que comprende CO₂ supercrítico y hacer pasar la corriente de CO₂ de recirculación a la cámara de combustión. Si se desea, una fracción del GNL se puede utilizar como combustible de la cámara de combustión, y se puede proporcionar una corriente de producto de GN a temperaturas y presiones adecuadas para su introducción en una tubería de distribución de gas natural.

En realizaciones adicionales, un método de generación de energía puede comprender las siguientes etapas: quemar un combustible carbonoso en una cámara de combustión en presencia de oxígeno y de CO₂ para formar una corriente de recirculación de CO₂ y para producir una corriente de producto de combustión combinado; hacer pasar

la corriente de producto de combustión combinado a través de una turbina para generar potencia y formar una corriente de escape de turbina que comprende CO₂; hacer pasar la corriente de escape de turbina que comprende CO₂ a través de un primer intercambiador de calor al objeto de transferir calor desde la corriente de escape de la turbina a la corriente de recirculación de CO₂ y formar una corriente de escape enfriada de turbina; hacer pasar una corriente de gas natural licuado (GNL) y el CO₂ de la corriente de escape enfriada de turbina a través de un segundo intercambiador de calor al objeto de enfriar y licuar el CO₂ y al objeto de calentar y vaporizar el GNL para formar una corriente de CO₂ licuado y una corriente de gas natural (GN) gaseoso; presurizar la corriente de CO₂ licuado para formar la corriente de recirculación de CO₂; y hacer pasar la corriente de CO₂ de recirculación a la cámara de combustión. El primer intercambiador de calor se puede caracterizar como un intercambiador de calor de producto de combustión, y el segundo intercambiador de calor se puede caracterizar como un intercambiador de calor de licuefacción de CO₂.

La cámara de combustión puede ser cualquier cámara de combustión adecuada para la combustión a la temperatura y presión requeridas. Una corriente de recirculación de CO₂ que se introduce en la cámara de combustión se puede suministrar a una presión de aproximadamente 15 MPa (150 bar) o más, de aproximadamente 20 MPa (200 bar) o más, de aproximadamente 25 MPa (250 bar) o más, o de aproximadamente 30 MPa (300 bar) o más. En otras realizaciones, la presión puede estar entre aproximadamente 15 MPa (150 bar) y aproximadamente 40 MPa (400bar), entre aproximadamente 20 MPa (200 bar) y aproximadamente 38 MPa (380bar), o entre aproximadamente 25 MPa (250 bar) y aproximadamente 35 MPa (350bar). La combustión en la cámara de combustión se puede llevar a cabo a una temperatura, por ejemplo, de aproximadamente 500 °C o más, de aproximadamente 600 °C o más, o de aproximadamente 700 °C o más. En otras realizaciones, la combustión se puede llevar a cabo a una temperatura de entre aproximadamente 500 °C y aproximadamente 1.600 °C, de entre aproximadamente 550 °C y aproximadamente 1.200 °C, o de entre aproximadamente 600 °C y aproximadamente 1.000 °C. En otras realizaciones, se pueden utilizar intervalos adicionales de temperatura, como se describe en otras condiciones en la presente memoria.

El método de generación de energía se puede caracterizar por la relación de compresión a través de la turbina. En concreto, la relación entre la presión de la corriente del producto de combustión combinado (que entra a la turbina) y la presión de la corriente de escape de turbina que comprende CO₂ (que sale de la turbina) puede ser de 12 o menor, de aproximadamente 10 o menor, o de aproximadamente 8 o menor. En otras realizaciones, la relación de compresión puede ser de entre aproximadamente 4 y aproximadamente 12, de entre aproximadamente 5 y aproximadamente 10, o de entre aproximadamente 6 y aproximadamente 10.

El intercambiador de calor de producto de combustión a través del cual se hace pasar directamente la corriente de producto de combustión combinado puede ser un intercambiador de calor multietapa o una serie de dos o más, preferiblemente tres, intercambiadores de calor en serie. En tal disposición serie, el primer intercambiador de calor en serie (que pasa de un extremo caliente a un extremo frío) puede transferir calor en un intervalo de temperaturas amplio y elevado – por ejemplo, desde la temperatura de salida de la turbina hasta el intervalo de entre aproximadamente 150 °C y aproximadamente 200 °C. El segundo intercambiador de calor en serie puede transferir calor en un intervalo de temperaturas medio y más limitado – por ejemplo, desde la temperatura de salida del primer intercambiador de calor en serie hasta el intervalo de entre aproximadamente 80 °C y aproximadamente 140 °C. El tercer intercambiador de calor en serie puede transferir calor en un intervalo de temperaturas bajo – por ejemplo, en el intervalo de entre aproximadamente 20 °C y aproximadamente 75 °C. Tales intervalos se pueden aplicar igualmente a los fluidos que pasan desde el extremo frío hasta el extremo caliente de cada intercambiador de calor de la serie. Dicha serie puede ser beneficiosa por el hecho de que el calentamiento añadido a la corriente de recirculación de CO₂ que pasa desde el extremo frío de la serie de intercambiadores de calor hasta el extremo caliente de los intercambiadores de calor se puede introducir en un punto definido. Por ejemplo, la corriente que sale del tercer intercambiador de calor en serie y que entra en el segundo intercambiador de calor en serie se puede dividir, y una fracción se puede introducir en el segundo intercambiador de calor en serie mientras que la otra fracción se calienta por medio de una fuente externa, tal como el calor de compresión capturado de una planta de separación de aire. La fracción que se calienta más se puede juntar a continuación con la corriente que sale del segundo intercambiador de calor en serie y que entra en el primer intercambiador de calor en serie. Tal calor añadido puede ser beneficioso al objeto de hacer que la temperatura de la corriente de recirculación de CO₂ se sitúe dentro de un umbral preferido con respecto a la temperatura de la corriente de escape de la turbina. En concreto, la corriente de recirculación de CO₂ se puede calentar hasta estar dentro de un intervalo de 50 °C o menos, de 40°C o menos, o de 30°C o menos con respecto a la temperatura de la corriente de escape de la turbina.

El método de generación de energía se puede caracterizar además por la naturaleza del GNL que se procesa en paralelo al ciclo de combustión. Por ejemplo, el GNL almacenado puede estar a menudo a una presión que es menor que aproximadamente 1 MPa (10 bar), menor que aproximadamente 0,5 MPa (5 bar), o menor que aproximadamente 0,1 MPa (1 bar). Por tanto, puede ser beneficioso que el GNL que se introduce en el segundo intercambiador de calor se suministre a una presión mayor. En concreto, el GNL se puede bombear hasta una presión de aproximadamente 3 MPa (30 bar) o más, de aproximadamente 4 MPa (40 bar) o más, de aproximadamente 5 MPa (50 bar) o más, o de aproximadamente 6 MPa (60 bar) o más. En otras realizaciones, el GNL se puede bombear hasta una presión de entre aproximadamente 5 MPa (50 bar) y aproximadamente 9 MPa

(90bar), de entre aproximadamente 5,5 MPa (55 bar) y aproximadamente 8,5 MPa (85 bar), o de entre aproximadamente 6 MPa (60 bar) y aproximadamente 8 MPa (80bar).

5 El GNL también se puede almacenar normalmente a una temperatura que está por debajo del punto de congelación del CO₂ a las presiones de trabajo analizadas en la presente memoria. Por tanto, puede ser de utilidad aumentar la temperatura del GNL antes de hacer pasar el GNL a través del segundo intercambiador de calor que extrae calor de la corriente de CO₂ y licúa la corriente de CO₂. En algunas realizaciones, esto se puede conseguir por medio de la utilización de una parte de la corriente de GN gaseoso calentado que se forma en el segundo intercambiador de calor (el intercambiador de calor de licuefacción de CO₂) (y que sale de él). En concreto, una fracción de la corriente de GN gaseoso formada por medio del segundo intercambiador de calor se puede retirar e introducir en la corriente de GNL que se hace pasar al segundo intercambiador de calor, preferiblemente inmediatamente antes del paso de la corriente de GNL al segundo intercambiador de calor. La fracción de la corriente de GN gaseoso que se introduce en la corriente de GN puede ser una cantidad que sea suficiente para elevar la temperatura de la corriente de GNL hasta una temperatura que esté por encima de la temperatura de solidificación del CO₂. Preferiblemente, es suficiente elevar la temperatura de la corriente de GNL hasta una temperatura que esté dentro de un intervalo de aproximadamente 25 °C, dentro de un intervalo de aproximadamente 20 °C, dentro de un intervalo de aproximadamente 15 °C, o dentro de un intervalo de aproximadamente 10 °C con respecto a la temperatura de solidificación del CO₂.

20 El intercambio de calor en el segundo intercambiador de calor se puede caracterizar también con respecto a la temperatura a la que se enfría la corriente de CO₂. En concreto, el CO₂ de la corriente de escape enfriada de turbina se puede enfriar (lo cual se puede decir que es un subenfriamiento) en el segundo intercambiador de calor hasta una temperatura que esté por encima de la temperatura de solidificación del CO₂ y que esté dentro de un intervalo de aproximadamente 40 °C, dentro de un intervalo de aproximadamente 30 °C, o dentro de un intervalo de aproximadamente 20 °C con respecto a la temperatura de solidificación del CO₂.

25 La corriente de CO₂ licuado se puede presurizar de forma beneficiosa hasta una presión adecuada para su inyección en la cámara de combustión como corriente de recirculación de CO₂. En concreto, la etapa de presurizar la corriente de recirculación de CO₂ puede comprender hacer pasar la corriente de recirculación de CO₂ a través de una bomba de líquido. En algunas realizaciones, la turbina de generación de potencia y la bomba de líquido se pueden configurar de manera tal que la turbina de generación de potencia produce potencia en el eje que se puede utilizar para accionar la bomba de líquido. La corriente de CO₂ licuado y a presión que sale de la bomba de líquido se puede calentar. En particular, el calentamiento puede comprender hacer pasar la corriente de recirculación de CO₂ a presión a través del segundo intercambiador de calor. En algunas realizaciones, la corriente de recirculación de CO₂ se puede calentar hasta una temperatura de aproximadamente -20 °C o más, de aproximadamente -10 °C o más, de aproximadamente 0 °C o más, o de aproximadamente 10 °C o más.

35 Además de los intercambiadores de calor primero y segundo, se pueden utilizar uno o más intercambiadores de calor adicionales para conservar el potencial de intercambio de calor en uno o más componentes del sistema de generación de energía. Este potencial de intercambio de calor se puede aplicar a una variedad de corrientes de los métodos descritos en la presente memoria.

40 En algunas realizaciones, el combustible carbonoso utilizado en la cámara de combustión puede comprender GN que se obtiene de la corriente de GNL. Otras realizaciones del método pueden utilizar combustibles carbonosos adicionales o diferentes, entre los que se incluyen carbón, biomasa y similares. Al objeto de suministrar una corriente de GN a la cámara de combustión, los métodos pueden comprender hacer pasar el GNL a través de una primera bomba y una segunda bomba para aumentar la presión del mismo, hasta una presión tal como las ya descritas con anterioridad. El GNL que sale de la segunda bomba se puede calentar a continuación, hasta una temperatura de aproximadamente 100 °C o más, de aproximadamente 150 °C o más, de aproximadamente 200 °C o más, o de aproximadamente 250 °C o más. Dicho calentamiento se puede conseguir haciendo pasar el GNL a través del segundo intercambiador de calor al objeto de formar una corriente de GN gaseoso. Si se desea, la corriente de GN gaseoso se puede calentar más a través de otros medios de intercambio de calor.

50 Por ejemplo, el calentamiento de la corriente de GN gaseoso puede comprender la utilización del calor de compresión de una planta de separación de aire. Dicha planta de separación de aire puede estar integrada en el sistema de generación de energía, de manera que el oxígeno formado en la planta de separación de aire se puede introducir directamente en la cámara de combustión en el método de generación de energía. Se analizan más adelante métodos adicionales para la utilización del calor de compresión de una planta de separación de aire.

55 En algunas realizaciones, el método de generación de energía puede comprender hacer pasar la corriente de escape enfriada de la turbina a través de un tercer intercambiador de calor después del paso a través del primer intercambiador de calor y antes del paso a través del segundo intercambiador de calor. El tercer intercambiador de calor puede ser un intercambiador de calor de baja temperatura, y dicho paso a través del tercer intercambiador de calor puede ser eficaz para proporcionar un enfriamiento intermedio de la corriente de escape de la turbina. El paso de la corriente de escape de la turbina a través del primer intercambiador de calor enfría de forma significativa la corriente de escape de la turbina en un intervalo de temperaturas relativamente elevado – por ejemplo, desde una temperatura en el intervalo de entre aproximadamente 600 °C y aproximadamente 800 °C (u otra temperatura

próxima a la temperatura de combustión analizada en la presente memoria) hasta una temperatura en el intervalo de entre aproximadamente 50 °C y aproximadamente 20 °C. La corriente de escape de la turbina así enfriada recibe a continuación un enfriamiento intermedio en el tercer intercambiador de calor – por ejemplo, un enfriamiento adicional de la corriente de escape de la turbina hasta una temperatura de entre aproximadamente -10 °C y aproximadamente 15 °C, de entre aproximadamente -5 °C y aproximadamente 12 °C, o de entre aproximadamente 0 °C y aproximadamente 10 °C. Este enfriamiento intermedio se puede llevar a cabo, por tanto, antes del paso de la corriente de escape de la turbina a través del segundo intercambiador de calor, el cual proporciona el subenfriamiento y la licuefacción del CO₂ de la corriente de escape de la turbina. En el tercer intercambiador de calor, la corriente de escape de la turbina se puede enfriar a contracorriente de una fracción de la corriente de GN gaseoso que sale del segundo intercambiador de calor.

Después del paso a través del tercer intercambiador de calor y antes del paso a través del segundo intercambiador de calor, la corriente de escape enfriada de la turbina se puede hacer pasar a través de un separador de agua líquida o de un secador desecante, o a través de ambos. Al extraer el agua de la corriente de escape de la turbina, se puede proporcionar, en consecuencia, una corriente purificada de CO₂ de la corriente de escape enfriada de la turbina como una corriente de CO₂ seco. Si se desea (y dependiendo del combustible utilizado en la combustión), se pueden incluir uno o más separadores adicionales y/o filtros para la extracción de otros contaminantes adicionales de la corriente de escape de la turbina. Preferiblemente, la corriente de CO₂ del escape de la turbina se puede introducir en el segundo intercambiador de calor con una pureza de CO₂ de aproximadamente el 95 % o más, de aproximadamente el 97 % o más, o de aproximadamente el 99 % o más. En algunas realizaciones, la corriente de CO₂ seco se puede secar hasta un punto de rocío de aproximadamente -30 °C o menor, de aproximadamente -40 °C o menor, de aproximadamente -50 °C o menor, o de aproximadamente -60 °C o menor.

En algunas realizaciones, una parte de la corriente de CO₂ de recirculación que se hace pasar a la cámara de combustión se puede calentar por medio de la utilización del calor de compresión de una planta de separación de aire. El calor se puede transferir a la corriente de CO₂ de recirculación especialmente en un intervalo de temperaturas de entre aproximadamente 100 °C y aproximadamente 400 °C.

La corriente de CO₂ de recirculación que pasa a la cámara de combustión en particular se puede dividir en una primera fracción y una segunda fracción. La primera fracción de la corriente de CO₂ de recirculación que pasa a la cámara de combustión se puede introducir directamente en la cámara de combustión. La segunda fracción de la corriente de CO₂ de recirculación que pasa a la cámara de combustión se puede combinar con el oxígeno para formar una corriente oxidante que se introduce en la cámara de combustión, siendo capaz la corriente oxidante de ser suministrada en diferentes ratios. Por ejemplo, la corriente oxidante puede comprender entre aproximadamente el 20 % y aproximadamente el 40 % de oxígeno y entre aproximadamente el 60 % y aproximadamente el 80 % de CO₂, desde el punto de vista de su molaridad. En otras realizaciones, la corriente oxidante puede comprender entre aproximadamente el 25 % y aproximadamente el 35 % de oxígeno y entre aproximadamente el 65 % y aproximadamente el 75 % de CO₂, desde el punto de vista de su molaridad.

Los métodos de generación de energía de la presente invención se pueden caracterizar, en particular, en relación al rendimiento total de la generación de energía. Por ejemplo, la generación de energía se puede obtener con un rendimiento total, en función del poder calorífico inferior, de al menos el 60 %. En otras realizaciones, el rendimiento puede ser de al menos el 65 %.

En realizaciones adicionales, la presente invención puede proporcionar una variedad de sistemas de generación de energía. En algunas realizaciones, un sistema de generación de energía puede comprender lo siguiente: una cámara de combustión adaptada para quemar un combustible carbonoso en presencia de oxígeno y de una corriente de recirculación de CO₂ para producir una corriente de producto de combustión combinado; una turbina de producción de potencia en comunicación de fluido con la cámara de combustión y adaptada para recibir la corriente de producto de combustión combinado y para generar como salida una corriente de escape de turbina que comprende CO₂; un primer intercambiador de calor en comunicación de fluido con la turbina de producción de potencia y la cámara de combustión y adaptada para transferir calor desde la corriente de escape de la turbina que comprende CO₂ a la corriente de recirculación de CO₂ al objeto de proporcionar una corriente de escape enfriada de la turbina que comprende CO₂; un segundo intercambiador de calor en comunicación de fluido con el primer intercambiador de calor y adaptado para licuar CO₂ en la corriente de escape de la turbina; un compresor de recirculación adaptado para presurizar el CO₂ licuado hasta una presión adecuada para su recirculación a la cámara de combustión; y una fuente de gas natural licuado (GNL) en comunicación de fluido con el segundo intercambiador de calor. En realizaciones adicionales, el sistema puede comprender además un tercer intercambiador de calor situado entre el primer intercambiador de calor y el segundo intercambiador de calor y en comunicación de fluido con ellos. El tercer intercambiador de calor puede incluir una entrada en comunicación de fluido con una salida del primer intercambiador de calor, una entrada en comunicación de fluido con una salida del segundo intercambiador de calor, y una salida en comunicación de fluido con una entrada del segundo intercambiador de calor. Un sistema según la invención puede comprender además uno o más dispositivos de extracción de agua situados entre la salida del tercer intercambiador de calor y la entrada del segundo intercambiador de calor.

Un sistema de generación de energía como se describe en la presente memoria puede estar configurado de manera que la turbina de producción de potencia está adaptada para producir potencia de eje para una bomba de líquido. Más en concreto, la bomba de líquido puede estar situada entre la fuente GNL y el segundo intercambiador de calor y en comunicación de fluido con ellos.

- 5 Un sistema de generación de energía como se describe en la presente memoria puede comprender además una planta de separación de aire. Más en concreto, la planta de separación de aire puede ser una planta de separación de aire criogénica que comprende un compresor principal adiabático y un compresor de refuerzo. El compresor principal adiabático puede incluir dos etapas adiabáticas.
- 10 En realizaciones adicionales, un sistema de generación de energía según la presente invención puede comprender una cámara de combustión en la que se quema un combustible carbonoso o hidrocarburo con oxígeno y mezclado con una corriente de recirculación calentada que comprende CO₂, al objeto de producir una corriente combinada que se expande en una turbina de producción de potencia, calentando el escape de la turbina la corriente de recirculación en un intercambiador de calor economizador y comprimiendo un compresor el escape enfriado de la turbina que sale del intercambiador de calor economizador hasta la presión de recirculación requerida. Dicho sistema en particular se puede caracterizar por uno o más de los siguientes hechos.
- 15
- El compresor de recirculación puede ser una bomba de líquido.
 - El flujo de escape de la turbina que sale del intercambiador de calor economizador se puede licuar en un intercambiador de calor antes de entrar en la bomba líquida de recirculación.
 - El calor extraído de la corriente de escape de la turbina en el intercambiador de calor se puede transferir a una corriente de gas natural líquido que se puede calentar hasta una temperatura definida por una forma de aproximación de la temperatura a la temperatura de licuefacción del CO₂ de enfriamiento.
 - La corriente de gas natural líquido se puede tomar de la descarga de una bomba de GNL de presión alta a una presión congruente con el suministro del gas natural calentado de presión alta a una tubería de transporte.
 - Parte del gas natural calentado que sale del extremo caliente del intercambiador de calor de licuefacción de CO₂ se puede recircular y mezclar con la corriente de GNL a presión de la bomba de GNL al objeto de producir una corriente de gas natural a una temperatura que esté dentro de un intervalo de 10 °C con respecto a la temperatura de solidificación del CO₂ y por encima de la misma y que se utiliza para licuar la corriente de CO₂ en el intercambiador de calor licuefactor de CO₂.
 - La corriente de CO₂ licuado se puede subenfriar hasta una temperatura que esté dentro de un intervalo de 20 °C con respecto a la temperatura de solidificación del CO₂.
 - La corriente de CO₂ líquido de recirculación a presión que sale de la bomba de CO₂ líquido se puede calentar en el intercambiador de calor licuefactor de CO₂ hasta una temperatura por encima de 0 °C.
 - El combustible de gas natural para la cámara de combustión del sistema de energía se puede obtener de la descarga de una bomba de GNL de presión alta y se puede comprimir hasta la presión requerida para la combustión en una segunda bomba de GNL.
 - El gas combustible líquido comprimido para la cámara de combustión del sistema de energía se puede calentar hasta una temperatura por encima de los 200 °C por medio de la utilización del calor del enfriamiento, licuefacción y subenfriamiento de al menos una parte del escape de la turbina seco del sistema de energía, más el calor de compresión de al menos parte del aire que se suministra a la planta de oxígeno criogénica, la cual suministra oxígeno a la cámara de combustión.
 - La corriente de escape enfriada de la turbina que sale del extremo frío del intercambiador de calor economizador se puede enfriar adicionalmente hasta una temperatura de entre 0 °C y 10 °C en un intercambiador de calor a contracorriente de una parte de la corriente de gas natural que sale del extremo caliente del intercambiador de calor licuefactor de CO₂.
 - La corriente de escape enfriada de la turbina a una temperatura de entre 0 °C y 10 °C se puede secar hasta un punto de rocío por debajo de -50 °C por medio de una combinación de un separador de agua líquida y un secador desecante.
 - Un sistema de control puede hacer posible que se cambie rápidamente de suministrar el flujo de GNL a presión al sistema de generación de energía y GNL integrado a suministrarlo a un calentador de GNL calentado de forma separada, sin causar más de un 2 % de fluctuación en la presión de la tubería de gas natural.
- 20
- 25
- 30
- 35
- 40
- 45
- 50

- Un sistema de control puede hacer posible que el suministro de GNL a presión al sistema de generación de energía se cambie rápidamente de hacerlo desde una bomba de suministro a otra si se da el caso de que la primera bomba no es capaz de suministrar el GNL a presión, sin causar más de un 5 % de caída en la presión de entrada de la turbina en el sistema de energía.
- 5 • El aire comprimido utilizado como alimentación que se suministra a la planta de separación de aire puede transferir calor de compresión a parte del CO₂ de recirculación de presión alta del sistema de generación de energía en un intervalo de temperaturas de entre 100 °C y 400 °C.
- El aire comprimido utilizado como alimentación que se suministra a la planta de separación de aire puede transferir calor de compresión a la corriente de oxígeno producto, el cual se calienta a una temperatura de hasta 300 °C.
- 10 • El aire comprimido utilizado como alimentación que se suministra a la planta de separación de aire puede transferir calor a la corriente de gas combustible del sistema de energía de presión alta, el cual se calienta a una temperatura de hasta 300 °C.
- Se puede utilizar un fluido de enfriamiento de ciclo cerrado en un intercambiador de calor adicional para enfriar al menos parte de la alimentación de aire que se suministra a la planta de separación de aire, y al menos parte del calor transferido para enfriar el fluido se puede utilizar para calentar al menos parte del CO₂ de recirculación de presión alta que sale del extremo caliente del intercambiador de calor licuefactor de CO₂.
- 15 • Se puede utilizar un fluido de enfriamiento de ciclo cerrado en un intercambiador de calor adicional para enfriar al menos parte de la alimentación de aire que se suministra a la planta de separación de aire, y al menos parte del calor transferido para enfriar el fluido se utiliza para calentar al menos parte del gas combustible de presión alta del sistema de energía.
- 20

Los sistemas y métodos de la presente invención son beneficiosos también por el hecho de que se puede obtener un rendimiento excelente de forma simultánea a la captura de carbón. Por tanto, los sistemas y métodos descritos satisfacen la necesidad de una generación de energía con captura y almacenamiento de carbón (CCS, carbon capture and storage, por sus siglas en inglés). Mientras que la realización de la CCS con los sistemas de generación de energía convencionales se ha comprobado que es difícil y/o no rentable, los métodos descritos en la presente memoria que utilizan una combustión de ciclo cerrado pueden obtener un rendimiento elevado y cumplir con los requisitos de CCS, haciéndose todo ello de una forma rentable.

En otras realizaciones, la presente invención proporciona mejoras en el rendimiento de la producción y transporte de GNL, por medio de la integración de un sistema y método de transporte de CO₂ con un sistema y método de transporte de GNL. La integración de los procesos de transporte de CO₂ y transporte de GNL puede dar lugar a una mejora en conjunto del rendimiento del transporte, del rendimiento de la producción de GNL, de los consumos de energía de transporte y de las emisiones de CO₂ en el transporte. En concreto, los equipos utilizados para el transporte en buques o para cualquier otro tipo de transporte de GNL desde una zona de producción de GN hasta una zona de distribución de GN se pueden utilizar también para el transporte en buques o para cualquier otro tipo de transporte de CO₂ desde una zona de producción de CO₂ hasta una zona de consumo de CO₂. Mientras que los contenedores de GNL a menudo se transportan vacíos al volver a la zona de producción de GN para llenarlos de nuevo, el CO₂ producido en el sistema y método de generación de energía descrito en la presente memoria se puede introducir en los contenedores de GNL y transportar de vuelta a la zona de producción de GN, en la que el CO₂ se puede utilizar para una variedad de procesos, tales como la producción mejorada de petróleo o gas natural, o en la que sencillamente se puede aislar. Por tanto, además de los aumentos de rendimientos relativos al sistema de generación de energía integrado y al sistema de vaporización de GNL, la inclusión del transporte de CO₂ desde las zonas de consumo de GN/zonas de producción de CO₂ hasta las zonas de producción de GN/zonas de consumo de CO₂ añade rendimientos y ahorros adicionales que se pueden apreciar por parte de un experto en la técnica, y que proporcionan beneficios económicos de utilidad.

Breve descripción de las figuras

La figura 1 muestra una parte de un sistema de generación de energía integrado con una parte de un sistema de vaporización de GNL según algunas realizaciones de la invención, e ilustra la transferencia de calor por medio de la cual se licúa una corriente de CO₂ y se vaporiza una corriente de GNL para formar una corriente de GN.

La figura 2 es un diagrama de flujo que ilustra un sistema y método conocidos de vaporización de GNL para formar un GN que se suministra a una tubería; y

La figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra un sistema y método según algunas realizaciones de la presente invención, en el que un sistema y método de generación de energía está integrado con un sistema y método de vaporización de GNL.

Descripción detallada de la invención

La invención se describirá a continuación de forma más completa haciendo referencia a diferentes realizaciones. Estas realizaciones se proporcionan al objeto de que esta descripción sea rigurosa y completa, y transmiten con todo detalle el alcance de la invención a los expertos en la técnica. De hecho, la invención se puede llevar a cabo de muchas formas diferentes y no se debe considerar limitada a las realizaciones descritas en la presente memoria; al contrario, estas realizaciones se proporcionan al objeto de que esta descripción satisfaga los requisitos legales aplicables. Tal y como se utiliza en la descripción, y en las reivindicaciones adjuntas, las formas singulares “un”, “una”, “el”, “la” incluyen los correspondientes plurales, a menos que el contexto indique claramente lo contrario.

La solicitud de patente de EE.UU. nº 2011/0179799, como ya se ha mencionado con anterioridad, describe sistemas y métodos de generación de energía en los que se utiliza un ciclo de CO₂. En algunas realizaciones, se puede proporcionar un fluido de circulación de CO₂ a una cámara de combustión que soporta condiciones de temperatura elevada y presión elevada, junto con un combustible carbonoso (tal como GN, carbón, gas de síntesis, biomasa, etc...) y un oxidante, tal como aire u O₂. Dichos sistemas y métodos pueden comprender una cámara de combustión que opera a temperaturas elevadas (por ejemplo, de aproximadamente 500 °C o más, de aproximadamente 750 °C o más, de aproximadamente 1.000 °C o más, o de aproximadamente 1.200 °C o más), y la presencia del fluido de circulación puede servir para moderar la temperatura de una corriente de fluido que sale de la cámara de combustión, de manera que la corriente de fluido se pueda utilizar en la transferencia de energía para producción de potencia. La naturaleza del proceso de reacción a temperaturas y presiones elevadas, y con concentraciones elevadas de CO₂ de recirculación, puede dar lugar a un rendimiento del proceso y velocidades de reacción excelentes. La corriente de producto de combustión se puede expandir a través de al menos una turbina para generar potencia. La corriente del gas expandido se puede enfriar a continuación para eliminar los subproductos derivados de la combustión y/o impurezas de la corriente, y el calor extraído de la corriente de gas expandido se puede utilizar para calentar el fluido de circulación de CO₂ que se recircula de nuevo a la cámara de combustión.

En el estado enfriado, la corriente de combustión se puede procesar para la extracción del agua y otros contaminantes al objeto de proporcionar una corriente de CO₂ esencialmente puro para su recirculación de nuevo a través de la cámara de combustión con los materiales de combustión. La corriente de CO₂ purificado está normalmente en un estado gaseoso, y es beneficioso someter la corriente a las condiciones necesarias al objeto de que el CO₂ esté en un estado supercrítico. Por ejemplo, después de que la corriente de combustión se ha expandido a través de la turbina para producir potencia, enfriada y purificada para comprender CO₂ esencialmente puro (por ejemplo, con al menos un 95 % en masa de CO₂, con al menos un 97 % en masa de CO₂, o con al menos un 99 % en masa de CO₂), la corriente de CO₂ de recirculación resultante se puede comprimir para aumentar la presión de la misma, por ejemplo hasta aproximadamente 8 MPa (80 bar). Se puede utilizar una segunda etapa de compresión para aumentar la presión hasta aproximadamente la presión del interior de la cámara de combustión – por ejemplo, aproximadamente 20 MPa (200 bar), aproximadamente 25 MPa (250 bar), o aproximadamente 30 MPa (300 bar). Entre las etapas de compresión, la corriente de CO₂ se puede enfriar para aumentar la densidad de la corriente al objeto de reducir la entrada de energía requerida para bombear la corriente a la presión más elevada. La corriente final de CO₂ de recirculación a presión se puede calentar más a continuación y se puede introducir de nuevo en la cámara de combustión. A pesar de que el sistema y método de generación de energía que se acaba de describir da lugar a un aumento del rendimiento en comparación con los sistemas y métodos de generación de energía convencionales (y lo hace a la vez que simultáneamente se captura el carbón producido), el procesamiento de la corriente de CO₂ de recirculación requiere todavía una cantidad significativa de energía para obtener la compresión necesaria analizada con anterioridad. La entrada de energía requerida para la compresión, sin embargo, se puede reducir de forma significativa por medio de la integración de un proceso de regasificación del gas natural licuado (GNL). Mediante la utilización de la capacidad de enfriamiento del sistema de regasificación de GNL, es posible licuar el CO₂ a una presión reducida (por ejemplo, de aproximadamente 3 MPa (30 bar)) y posteriormente aumentar la presión de la corriente. Por tanto, los sistemas y métodos de la presente invención pueden utilizar la refrigeración inherente al GNL para reducir la energía requerida para la compresión en el ciclo de CO₂ y para reducir además la energía requerida para la gasificación del GNL.

En diferentes realizaciones de la presente invención, un sistema de generación de energía se puede caracterizar tal y como se ilustra en la figura 1. Como se observa en la misma, se utiliza una relación de intercambio de calor (el rectángulo sombreado) como fuente de calor para el GNL en el sistema de regasificación y como fuente de enfriamiento de la corriente de recirculación de CO₂ en el sistema de generación de energía, lo cual puede reducir, e incluso eliminar, la necesidad de una compresión inicial. En la figura 1, se proporciona un suministro de GNL 210a a la temperatura normal – por ejemplo, de aproximadamente -155 °C (-247 °F), y se bombea hasta una presión de aproximadamente 6,9 MPa (69 bar). El suministro de GNL (que se interseca opcionalmente con una alimentación suplementaria analizada más adelante) se hace pasar a través de un intercambiador de calor 221, y la corriente de GN 257 resultante sale a una temperatura de aproximadamente -9,4 °C (15 °F) y a una presión que permanece substancialmente sin variación. La corriente de GN se puede dividir en una corriente de GN producto 258 y una corriente de GN suplementario 239. La corriente de GN producto se puede introducir como entrada de una tubería, o se puede transportar de cualquier otro modo o utilizar como fuente de combustible. La corriente de GN suplementaria se puede enviar aguas arriba del intercambiador de calor y ser introducida en el suministro de GNL al objeto de proporcionar un calentamiento adicional al suministro de GNL, si se desea. El suministro de GNL

calentado 210b puede ser entonces la corriente de GNL que se introduce en el intercambiador de calor. Se puede utilizar un soplador 240 para impulsar la corriente de GN suplementaria.

5 La corriente de escape 255 de la turbina, enfriada y purificada, puede estar a una temperatura y una presión, por ejemplo, de aproximadamente 17,2 °C (63 °F) y 3 MPa (30 bar). La corriente de escape enfriada y purificada se puede hacer pasar a través del intercambiador de calor 221, y la corriente de recirculación de CO₂ 222 subenfriada de salida, a una temperatura de aproximadamente -53 °C (-65 °F) y 3 MPa (30 bar), se puede hacer pasar a través de una bomba 205. La corriente de recirculación de CO₂ de presión alta 223 de salida puede estar a una temperatura de aproximadamente -42 °C (-45 °F) y a una presión de aproximadamente 30,5 MPa (305 bar). Si se desea, la corriente de recirculación de CO₂ de presión alta se puede hacer pasar de nuevo a través del intercambiador de calor 221 (o a través de un intercambiador de calor independiente) al objeto de aumentar la temperatura de la misma – por ejemplo, hasta aproximadamente 5 °C (40 °F). Esta corriente de recirculación de CO₂ calentado puede seguir a continuación a través del sistema de generación de energía, como se describe en la presente memoria, para su recirculación en la cámara de combustión.

15 En realizaciones adicionales, se pueden combinar uno o más elementos de un sistema de regasificación de GNL convencional con un sistema de generación de energía, tal como se describe en la presente memoria. En la figura 2 se muestra un ejemplo de un sistema típico utilizado para la conversión de GNL (por ejemplo, almacenado en un tanque a aproximadamente entre 0,005 MPa (0,05 bar) y aproximadamente 0,01 MPa (0,1 bar) por encima de la presión atmosférica) en gas natural listo para ser empleado en tubería (por ejemplo, próximo a la temperatura ambiente y a una presión de hasta aproximadamente 7 MPa (70 bar)).

20 Por lo general, un sistema de regasificación de GNL convencional utiliza una bomba centrífuga multietapa para bombear el GNL hasta una presión elevada, después de lo cual se vaporiza en un intercambiador de calor de baño de agua que se calienta por medio de la combustión de gas natural. En el ejemplo mostrado en la figura 2, el GNL se almacena en un tanque 100. El GNL fluye hacia fuera de la base del tanque a lo largo de la línea de suministro de GNL 119, y se presuriza en la bomba 101 hasta aproximadamente 7 MPa (70 bar). El GNL a presión se descarga a través de la línea 118 y entra en un vaporizador de baño de agua 102, el cual se mantiene a una temperatura de entre aproximadamente 50 °C y aproximadamente 90 °C por medio de un quemador 120 que se alimenta por una corriente de gas combustible a presión 117 que comprende una mezcla de aire suministrado a través de la línea de aire 109 y gas natural suministrado a través de la línea de combustible del quemador de GN 113. El quemador 120 tiene un tubo de salida que está sumergido hasta aproximadamente 2 metros por debajo de la superficie del agua en el baño de agua, de manera que los productos de combustión deben ascender a través del mismo y mezclarse con el agua, calentando de esta forma el agua. Esta disposición da lugar a la condensación de gran parte del agua producida por la combustión del gas natural, aumentando de esta forma el rendimiento del sistema de calentamiento. Los gases de combustión enfriados se emiten a la atmósfera a través de la línea de ventilación 121. El combustible de gas natural se extrae a través de la línea de evaporado del tanque de GNL 110 como una corriente de evaporado 112, la cual se comprime hasta la presión requerida en el quemador por medio de un soplador de evaporado 105 que se acciona eléctricamente. El aire que circula a través de la línea de aire atmosférico 107 requerido para la combustión se purifica por medio de un filtro 103, y se comprime hasta la presión del quemador en un soplador de presión de quemador 104 accionado eléctricamente. La corriente de evaporado 110 restante del tanque de GNL fluye a través de la línea de compresor de evaporado 111 y se comprime hasta aproximadamente 6,9 MPa (69 bar) en el compresor de evaporado 106 para generar una corriente de GN evaporado comprimido 114, que se mezcla con la corriente de gas natural producto 115 que sale del vaporizador 102 para generar la corriente de flujo de tubería de gas natural total 116 a una presión de aproximadamente 6,9 MPa (69 bar) y a una temperatura de aproximadamente 15 °C. La cantidad de gas natural consumido en el quemador para convertir el GNL en gas de tubería está normalmente alrededor del 1,55 % del flujo total de gas natural en la corriente de tubería 116.

Un sistema de generación de energía tal como el que se ha mencionado en la presente memoria en relación con el sistema descrito en la solicitud de patente de EE.UU. n° 2011/0179799 se puede mejorar de forma especial por medio de la integración del sistema de regasificación de GNL. Dicho sistema de generación de energía integrado puede utilizar CO₂ como fluido de trabajo en un sistema de energía de ciclo Brayton que funciona con un intercambiador de calor economizador entre una corriente de recirculación de CO₂ de presión alta y una corriente de escape de la turbina de presión baja. En dicho sistema, la combustión de un combustible carbonoso se puede llevar a cabo a una presión de entre aproximadamente 15 MPa (150 bar) y aproximadamente 40 MPa (400 bar), y la relación de presión entre la presión de combustión y la presión de la corriente de escape de la turbina puede estar en el intervalo de entre aproximadamente 5 y aproximadamente 12, o entre aproximadamente 5 y aproximadamente 10. La cámara de combustión en la que se quema el combustible en presencia de oxígeno (preferiblemente, oxígeno puro fundamentalmente) se puede apagar por enfriamiento debido al gran flujo de fluido de trabajo de recirculación de presión alta, y la corriente que entra en la turbina puede ser un flujo mixto de productos de combustión y CO₂ de recirculación a una temperatura de entre aproximadamente 400 °C y aproximadamente 1.800 °C, de entre aproximadamente 600 °C y aproximadamente 1.700 °C, o de entre aproximadamente 800 °C y aproximadamente 1.600 °C. Dicho sistema y método pueden proporcionar un rendimiento sorprendente, el cual resulta de una cantidad significativa de calor que se introduce a la corriente de recirculación de CO₂ de presión alta, en particular en el intervalo de temperaturas de entre aproximadamente 100 °C y aproximadamente 400 °C. Este calor externo se

puede proporcionar, por ejemplo, del contenido de calor de la alimentación de aire comprimido adiabáticamente que se suministra a una planta de oxígeno criogénica. El sistema puede producir de esta forma un producto neto de CO₂ proveniente del combustible a una presión de tubería – por ejemplo, entre aproximadamente 20 MPa (200 bar) y aproximadamente 40 MPa (400 bar). Como realización a modo de ejemplo, la utilización de un combustible de gas natural para la generación de una corriente de producto de combustión, con una temperatura de entrada de turbina de entre aproximadamente 1.100 °C y aproximadamente 1.200 °C, puede proporcionar un rendimiento neto, en función del poder calorífico inferior (LHV, lower heating value, por sus siglas en inglés), en el intervalo de entre aproximadamente el 55 % y aproximadamente el 60 %.

Esto se puede incrementar aún más según la presente invención por medio de la integración con el sistema de regasificación de GNL. Se debe observar que la integración de un sistema de vaporización de GNL y de suministro por tubería de gas natural con un sistema de generación de energía se puede aplicar a una variedad de sistemas de generación de energía, en particular a los que incorporan un ciclo Brayton que utiliza un intercambiador de calor economizador, en los cuales se utiliza un compresor para presurizar una recirculación del fluido de trabajo que se recalienta a continuación en el intercambiador de calor economizador. En las diferentes realizaciones, el fluido de trabajo puede ser, por ejemplo, un gas rico en CO₂ o en N₂.

Un ciclo Brayton economizado que utiliza un sistema de generación de energía, tal y como se ha analizado con anterioridad, puede requerir la compresión de aproximadamente 30 veces el flujo molar de un combustible de gas natural para una planta típica que tiene una turbina con una condición de entrada de aproximadamente 30 MPa (300 bar) y aproximadamente 1.150 °C y que tiene una presión de salida de aproximadamente 3 MPa (30 bar). En este caso, el compresor tiene una temperatura de succión tras la condensación y separación del agua de aproximadamente 20 °C. La potencia necesaria para comprimir la corriente de recirculación de CO₂ y la corriente de producto neto de CO₂ hasta el intervalo de 30,5 MPa (305 bar) es de aproximadamente el 14,8 % de la salida de potencia total de la turbina. El requisito de potencia del compresor de CO₂ se puede reducir por medio de la licuefacción de la corriente de CO₂ a una presión de aproximadamente 2,9 MPa (29 bar) y el enfriamiento del CO₂ líquido hasta estar dentro de un intervalo de aproximadamente 10 °C por encima de su temperatura de solidificación, puesto que esto puede maximizar la densidad de la corriente de CO₂. Después de la presurización y la licuefacción, la corriente de CO₂ líquido se puede bombear hasta una presión de aproximadamente 30,5 MPa (305 bar), y el CO₂ de presión alta se puede calentar de nuevo hasta la temperatura ambiente. Este procedimiento puede reducir la potencia de compresión de CO₂ hasta aproximadamente el 5,3 % de la salida de potencia total de la turbina. En dicha realización a modo de ejemplo, el rendimiento neto del ciclo, en función del poder calorífico inferior (LHV), puede aumentar desde aproximadamente el 58,8 % hasta aproximadamente el 65,7 %.

La refrigeración que se requiere para conseguir tal incremento en el rendimiento en el sistema y método de generación de energía se puede obtener de cualquier fuente que se considerara como de utilidad a la luz de la presente invención. Haciendo referencia a la figura 2, la refrigeración requerida se puede proporcionar al sistema y método de generación de energía por medio del intercambio térmico del calor de la corriente de GNL de presión alta 118 que sale de la bomba 101.

En una realización a modo de ejemplo, se puede secar una corriente de CO₂ de presión baja de un sistema de generación de energía, y la corriente de CO₂ seco se puede licuar y subenfriar a continuación (por ejemplo, en un intercambiador de calor de presión alta de acero inoxidable soldado por difusión, como por ejemplo en un Heatric Heat Exchanger) a contracorriente de la corriente de GNL, la cual, a su vez, recibe calor. Si es necesario, al objeto de evitar la congelación del CO₂ y el bloqueo de los conductos del intercambiador de calor, una fracción de la corriente de gas natural de salida 115 que sale del vaporizador de baño de agua 102 a una temperatura de entre aproximadamente -20 °C y aproximadamente 0 °C se puede recircular y mezclar con la corriente de GNL comprimido frío 118 (que está a una temperatura de aproximadamente -160 °C) al objeto de generar una corriente de gas natural que esté dentro de un intervalo de aproximadamente 10 °C por encima de la temperatura de congelación de la corriente de CO₂. Una corriente de combustible de gas natural que se introduce en una cámara de combustión de un sistema de generación de energía, tal y como se ha analizado con anterioridad, está preferiblemente a una presión como la señalada anteriormente, por ejemplo, de aproximadamente 30, 5 MPa (305 bar). Si se desea, el gas natural se puede obtener del suministro de GNL, y la corriente de combustible de gas natural se puede suministrar por medio de la utilización de una segunda bomba de GNL que tome su flujo de la línea 118. La corriente de combustible de gas natural se puede calentar hasta la temperatura ambiente en un primer momento (por ejemplo), a contracorriente de la corriente de CO₂ de enfriamiento, licuefacción y subenfriamiento. En segundo lugar, la corriente de combustible de gas natural puede fluir a continuación a través de un segundo intercambiador de calor para enfriar un flujo de agua de enfriamiento de ciclo cerrado, que se puede utilizar en los enfriadores intermedios y posteriores de un compresor de aire de una planta de oxígeno. Esta utilización de una bomba criogénica de GNL en vez de un compresor de gas natural puede aumentar el rendimiento en un 0,9 % adicional de la potencia total de la turbina. La utilización de gas natural para licuar y subenfriar el CO₂ puede imponer una temperatura máxima del gas natural calentado de aproximadamente -10 °C, debido a la temperatura pinch a la temperatura de congelación del CO₂ – es decir, -56 °C. El gas natural se puede calentar hasta aproximadamente 15 °C, lo cual puede ser útil para su suministro a una tubería de gas natural, por medio de su utilización como corriente de enfriamiento a contracorriente de la corriente de escape de la turbina que sale del extremo frío del intercambiador de calor economizador del sistema de generación de energía antes de la separación del agua líquida. Esto puede

reducir el contenido residual de agua en la fase gas, lo cual, a su vez, reduce el tamaño y coste del secador desecante que se puede necesitar para evitar la deposición de hielo en el intercambiador de calor licuefactor de CO₂.

5 La integración de un sistema de generación de energía, como se ha analizado con anterioridad, con un sistema de vaporización de GNL puede incluir, preferiblemente, todos los componentes necesarios para evitar interrupciones en la generación de energía, así como en el flujo de gas natural a la tubería. Por ejemplo, puede ser beneficioso para el sistema de GNL incluir un sistema de calentamiento de GNL similar al descrito en la figura 2, preferiblemente con el calentador de GNL 102 en funcionamiento y a la temperatura de operación, o próximo a ella, para hacer posible un cambio rápido al objeto de encargarse de la carga de GNL que se esté calentando en el sistema de generación de energía integrado, en el caso de que el sistema generación de energía se desconecte. Esto puede evitar toda fluctuación significativa de la presión de suministro de la tubería y puede mantener dicha presión dentro de la tolerancia establecida. De forma similar, se puede resolver cualquier fallo del flujo de GNL a presión (tal como, por ejemplo, un fallo de la bomba 101). Por ejemplo, en el caso del fallo de la bomba, el flujo de GNL se puede desviar inmediatamente a una bomba de GNL paralela que puede estar presente en una instalación de distribución de GNL. Preferiblemente, dicho cambio se puede llevar a cabo en un intervalo de entre aproximadamente 5 y aproximadamente 10 segundos para hacer posible el funcionamiento continuo del sistema de generación de energía.

20 En la figura 3 se muestra una realización a modo de ejemplo de un sistema de generación de energía (que utiliza un suministro de combustible de gas natural a presión) integrado con un sistema de vaporización de GNL y de suministro de gas natural a presión. El análisis de la figura 3 ilustra el sistema y método en relación con una realización específica, y no se deben considerar como limitativos ciertos valores e intervalos. Un experto en la técnica que analice lo que viene a continuación a la luz de la presente descripción reconocerá que se pueden modificar diferentes valores en base a las condiciones de operación específicas del sistema de generación de energía y del sistema de vaporización de GNL. Se pretende que el alcance completo de tales rangos esté comprendido por esta descripción, la cual es de naturaleza ejemplificativa y la cual se proporciona para cumplir con todos los requisitos de la descripción.

30 El sistema de generación de energía comprende una cámara de combustión 1 que quema el combustible de gas natural con oxígeno en presencia de un fluido de trabajo de CO₂ recirculado al objeto de formar una corriente de producto de combustión 6 que es rica en CO₂. En este ejemplo, la corriente de producto de combustión está a una presión de aproximadamente 30 MPa (300 bar) y a una temperatura de aproximadamente 1.150 °C. La corriente de producto de combustión 6 se introduce en una turbina de potencia 2 que acciona un generador eléctrico 3 de turbina, generando una salida eléctrica 4 junto con una potencia de eje adicional que se utiliza para accionar una bomba de CO₂ líquido 5. Una corriente de flujo de descarga de turbina 15 a una temperatura de aproximadamente 788 °C y a una presión de aproximadamente 3 MPa (30 bar) se enfría en un intercambiador de calor economizador 46 para proporcionar una corriente de flujo de descarga de turbina enfriada inicialmente 16 a una temperatura de aproximadamente 25 °C. La corriente de descarga de turbina enfriada inicialmente 16 se enfría aún más en un intercambiador de calor de baja temperatura 17 y sale como la corriente de descarga de turbina enfriada por segunda vez 51 a una temperatura de aproximadamente 4 °C. Esto se consigue a contracorriente de una corriente de gas natural de enfriamiento 56, que es parte de la corriente de gas natural total 57 que sale del intercambiador de calor licuefactor de CO₂ 21. La corriente de gas natural de enfriamiento 56 se calienta en el intercambiador de calor de baja temperatura 17 para proporcionar una corriente de gas natural producto parcial 71 a una temperatura de aproximadamente 20 °C, y esta corriente se une a la corriente de gas natural de tubería producto total 30 que sale de la instalación de GNL (por ejemplo, a una temperatura de aproximadamente -10 °C o mayor). La corriente de descarga de turbina enfriada por segunda vez 51 pasa al interior de un separador de agua líquida 18, y por medio del mismo se extrae una corriente de agua condensada 19 de la corriente de descarga de turbina enfriada por segunda vez 51. La corriente de gas CO₂ separado 20 se seca hasta un punto de rocío de aproximadamente -60 °C en un secador desecante regenerado térmicamente 54. También se pueden utilizar otros sistemas de extracción de agua, tales como unidades de adsorción por cambio de presión (PSA, pressure swing adsorption, por sus siglas en inglés). La corriente de gas CO₂ seco 55 se enfría hasta la licuefacción, y el CO₂ líquido se subenfía hasta aproximadamente -50 °C (por ejemplo, hasta -56 °C o más) en el intercambiador de calor licuefactor de CO₂ 21 (por ejemplo, un intercambiador de calor de tipo Heatric de soldado por difusión de acero inoxidable), el cual calienta de forma simultánea una corriente de producto GNL precalentado 44 a una presión de aproximadamente 6,89 MPa (68,9 bar) hasta una temperatura de aproximadamente -9,4 °C para formar la corriente de gas natural total 57. De la corriente de gas natural total 57 se separa una fracción de gas natural de calentamiento de GNL 39, la cual se comprime en un soplador 40 accionado eléctricamente. Una corriente de gas natural de calentamiento de GNL comprimido 45 que se forma de esta manera se mezcla con la corriente de producto de GNL comprimido 43, la cual es la fracción mayor del GNL comprimido, para formar la corriente de producto GNL precalentado 44, que entra en el intercambiador de calor licuefactor de CO₂ 21 a una temperatura que está por encima de la temperatura de congelación del CO₂ de -56 °C (por ejemplo, a una temperatura de -55 °C o más). Esta configuración con CO₂ seco y GNL calentado puede ser particularmente útil para evitar la congelación de CO₂ que bloquea o daña el intercambiador de calor licuefactor de CO₂ 21.

En el presente ejemplo, el GNL se almacena a una presión de aproximadamente 0,8 MPa (0,08 bar) en un tanque de GNL 33. Una corriente de descarga del tanque de GNL 50 se bombea hasta una presión de aproximadamente 7 MPa (70 bar) en una bomba de GNL 25 accionada por medio de un motor eléctrico 34. Una corriente de descarga de GNL 26 pasa a través de un calentador de baño de agua 24 para proporcionar una corriente de gas natural calentado por baño 31 a una temperatura de aproximadamente 15 °C. El baño de agua se calienta por medio de una corriente de gas combustible de baño 27 que se quema en aire en un quemador de tubo de tiro, pasando los gases de combustión a través del agua y descargándose a través de una chimenea de baño 28. El flujo de la corriente de GNL comprimido 32 se puede controlar como se desee. Por ejemplo, se puede utilizar una primera válvula de control 29 y una segunda válvula de control 49 para determinar hacia dónde se direcciona el GNL. Estas válvulas, en combinación con una variedad de bombas adicionales y calentadores de baño de la instalación de GNL (no ilustrados), se pueden utilizar para hacer alternar la trayectoria del flujo de la corriente de GNL al objeto de asegurar un suministro continuo de GNL al sistema de generación de energía si la bomba de GNL 25 se desconecta, y al objeto de asegurar el calentamiento continuo de todo el GNL comprimido hasta las condiciones de tubería en el caso de que el sistema de generación de energía se desconecte. Tales disposiciones de seguridad de apoyo se describen adicionalmente en la presente memoria.

En el presente ejemplo, el gas natural utilizado como combustible en el cámara de combustión 1 del sistema de generación de energía se puede extraer de la corriente de GNL comprimido como la fracción de combustible de GNL 41 y se puede bombear hasta una presión de aproximadamente 30,6 MPa (306 bar) en una bomba de combustible de GNL 48 (por ejemplo, una bomba alternativa de múltiples cilindros accionada eléctricamente). Una corriente de combustible de GNL de presión alta 70 se calienta hasta aproximadamente -10 °C en el intercambiador de calor licuefactor de CO₂ 21 y sale como la corriente de combustible de gas natural de presión alta 62. Tal calentamiento es a contracorriente del CO₂ de enfriamiento, licuefacción y subenfriamiento. La corriente de combustible de gas natural de presión alta 62 se calienta a continuación en una planta de separación de aire 47 hasta una temperatura de aproximadamente 230 °C a contracorriente del aire comprimido adiabáticamente, por medio de la utilización de un fluido de transferencia de calor de ciclo cerrado, lo cual puede ser ventajoso al objeto de evitar fugas de gas inflamable en el interior de la planta de separación de aire. La corriente de gas natural calentado de salida de presión alta 11 pasa a continuación a la cámara de combustión 1. La planta de separación de aire criogénica puede incluir una primera etapa de compresor principal adiabático con una presión de descarga de aproximadamente 0,4 MPa (4 bar) y un compresor de refuerzo en el que aproximadamente un tercio del aire comprimido de la primera etapa se comprime en dos etapas adiabáticas hasta aproximadamente 10 MPa (100 bar). La mayor parte del calor adiabático de compresión se transfiere en primer lugar a una corriente lateral de recirculación de CO₂ de presión alta 13 tomada de la corriente de recirculación de CO₂ de presión alta que se calienta en el intercambiador de calor economizador 46. La corriente lateral de recirculación de CO₂ de presión alta se puede tomar a una temperatura de aproximadamente 110 °C y se puede devolver como una corriente lateral de recirculación de CO₂ sobrecalentado de presión alta 12 a una temperatura de aproximadamente 149 °C. El calor adiabático de compresión de las dos etapas adiabáticas se utiliza en segundo lugar para calentar la corriente de combustible de gas natural de presión alta 62 hasta una temperatura de aproximadamente 230 °C para formar la corriente de combustible de gas natural de presión alta calentado 63. El calor de compresión se utiliza en tercer lugar para calentar la corriente de producto oxígeno 11 a presión de aproximadamente 30,5 MPa (305 bar) de la planta de separación de aire hasta una temperatura de aproximadamente 230 °C.

Una corriente de recirculación de CO₂ subenfriado 22 sale del extremo frío del intercambiador de calor licuefactor de CO₂ 21. Esta corriente se comprime hasta aproximadamente 30,6 MPa (306 bar) en la bomba de CO₂ líquido 5, la cual puede estar acoplada a través de una caja de engranajes directamente al generador eléctrico 3 de turbina. De forma alternativa, se puede acoplar directamente un compresor de refuerzo (no ilustrado) de la planta de separación de aire criogénica al generador eléctrico 3 de turbina. Como alternativa adicional, se puede acoplar directamente el compresor principal de aire de la planta de separación de aire criogénica al generador eléctrico de turbina. Es preferible que la turbina se cargue directamente con una demanda de potencia de una de estas alternativas, de manera que en el caso de desconexión eléctrica de la red eléctrica (por ejemplo, como resultado de una desconexión del generador), habrá una carga en el generador que actuará como freno, ya que el gas de alimentación de turbina de presión alta fluirá hasta que las presiones del sistema se igualen.

La corriente de recirculación de CO₂ subenfriada a presión 23 a una temperatura de aproximadamente -43 °C se calienta a continuación en el intercambiador de calor licuefactor de CO₂ 21 hasta una temperatura de aproximadamente 5,5 °C. La corriente de CO₂ de recirculación de presión alta 68 se calienta hasta a una temperatura de aproximadamente 25 °C en el intercambiador de calor de CO₂ suplementario 66 para formar una corriente de CO₂ de recirculación de presión alta precalentado 67. Una corriente de fluido de transferencia de calor de ciclo cerrado calentado 64 a una temperatura de aproximadamente 40 °C se enfría hasta una temperatura de aproximadamente 10 °C para salir como corriente de fluido de transferencia de calor enfriado 65. De manera similar, una fracción de corriente de gas natural total 38 a una temperatura de aproximadamente -9,4 °C se puede hacer pasar a través de un intercambiador de calor de gas natural secundario 35 para que se caliente a contracorriente de una corriente de un segundo fluido de transferencia de calor de ciclo cerrado calentado 36 a aproximadamente 40 °C. Una corriente de un segundo fluido de transferencia de calor enfriado 37 sale a una temperatura de 10 °C.

La corriente de CO₂ de recirculación de presión alta precalentado 67 que sale del intercambiador de calor de CO₂ suplementario 66 se divide en una primera fracción de CO₂ de recirculación de presión alta 14 y una segunda fracción de CO₂ de recirculación de presión alta 53, los cuales se hacen pasar a través del intercambiador de calor economizador 46 y salen a una temperatura de aproximadamente 752 °C. La válvula de control de la fracción de CO₂ de recirculación 52 del extremo frío del intercambiador de calor economizador 46 controla la relación de flujo entre la primera fracción de CO₂ 14 y la segunda fracción de CO₂ 53. La corriente de la primera fracción de CO₂ calentado 7 se suministra a la cámara de combustión 1 como fluido de trabajo. La corriente de la segunda fracción de CO₂ calentado 9 se mezcla con la corriente de producto oxígeno 63 para obtener una relación molar del 30 % de oxígeno, 70 % de CO₂ en la corriente oxidante 10 que entra en el cámara de combustión 1, lo cual modera la temperatura adiabática de la llama hasta un valor por debajo de aproximadamente 3.000 °C. El producto neto de CO₂ que resulta del combustible quemado está disponible en forma de corriente de producto de CO₂ preparada para tubería 77 a una presión de aproximadamente 30,5 MPa (305 bar) y a una temperatura de aproximadamente 25 °C.

Se han calculado los valores de rendimiento considerando una salida eléctrica neta de 250 MW para el sistema integrado a modo de ejemplo anterior, utilizando metano puro de la fuente de GNL como combustible de la cámara de combustión. Los valores calculados han sido los siguientes:

Gas natural quemado en el sistema de energía NET	= 380,4 MW
	= 0,9704 mmscmd (34,269 mmscmd)
Gas natural calentado en el sistema de energía NET	= 31,0324 mmscmd (1.095,9 mmscmd)
Ahorro de gas natural en el calentador de baño de agua	= 0,4810 mmscmd (16,986 mmscmd)

A partir de lo anterior, se utilizó un modelo para calcular los rendimientos de un sistema de generación de energía eléctrica de 1.000 MW netos con un sistema de GNL integrado, tal y como se ha analizado con anterioridad, que genera un caudal de gas natural de 28,3168 mmscmd (1.000 mmscmd) a una presión de 6,8 MPa (68 bar) que se suministra a una tubería a 15 °C. El rendimiento total calculado fue del 68,06 %. El rendimiento total calculado con un caudal de GNL nulo en la planta de energía de 1.000 MW fue del 58,87 %. En una realización adicional más, modelada utilizando Aspen Plus, un sistema y método según la presente invención utilizó combustible metano en la cámara de combustión, una turbina, un primer intercambiador de calor (que se dispuso como una serie de tres unidades de intercambio de calor), un separador de agua, un segundo intercambiador de calor en el que se licuaba CO₂ a contracorriente de GNL para generar GN (utilizándose una corriente lateral para precalentar el GNL), una única bomba para presurizar la corriente de recirculación de CO₂, y el calor recuperado de una planta de separación de aire al objeto de calentar de forma suplementaria la corriente de recirculación de CO₂. En el modelo de dicha realización, el rendimiento total del sistema y método integrados de generación de energía y de vaporización de GNL fue del 65,7 %. Todos los cálculos de rendimiento anteriores incluyen la captura completa de todo el exceso de CO₂ de la combustión.

El beneficio se puede observar además en comparación con los sistemas de regasificación de GNL convencionales, en los que, normalmente, aproximadamente el 1,4 % del GNL que se procesa se quema para proporcionar un calentamiento, tal como en el quemador sumergido descrito en relación con la figura 2, al restante 98,6 % del GNL procesado. Esta limitación se impone sin ningún beneficio añadido. Según la presente invención, sin embargo, un sistema de generación de energía de 250 MW, por ejemplo, se puede integrar con una planta de regasificación de GNL. En dicho ejemplo, la planta de GNL puede recalentar aproximadamente 10,8 B m³/año de GNL, mientras que se quema aproximadamente el 3,1 % para proporcionar calor. Debido a la integración, aunque el gas total suministrado se reduce al 96,9 % de la cantidad total procesada, el aumento en la limitación impulsa la generación de electricidad en la planta de energía de 250 MW. De forma beneficiosa, tales sistemas se pueden modificar a escala según se desee, al objeto de obtener un aumento o reducción de la capacidad con respecto al GNL procesado y/o a la electricidad generada.

A un experto en la técnica a la que pertenecen estas invenciones, que tenga el beneficio de las enseñanzas presentadas en las descripciones anteriores, se le ocurrirán muchas modificaciones y otras realizaciones de la invención descrita en la presente memoria. Se debe entender que las realizaciones descritas no se han de interpretar como limitativas, y que se pretende que las modificaciones y otras realizaciones estén incluidas dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas. Aunque en la presente memoria se emplean términos específicos, estos se utilizan únicamente en un sentido genérico y descriptivo y no con propósitos de limitación.

Descripción de los números de referencia:

1	cámara de combustión
2	turbina de potencia
3	generador eléctrico de turbina
4	salida eléctrica

ES 2 574 263 T3

5	bomba de CO ₂ líquido
6	corriente de producto de combustión
7	primera fracción de CO ₂ calentado
9	segunda fracción de CO ₂ calentado
5	10 corriente oxidante
	11 corriente de producto oxígeno
	12 corriente lateral de recirculación de CO ₂ sobrecalentado de presión alta
	13 corriente lateral de recirculación de CO ₂ de presión alta
	14 primera fracción de CO ₂ de recirculación de presión alta
10	15 corriente de flujo de descarga de turbina
	16 corriente de flujo de descarga de turbina enfriada inicialmente
	17 intercambiador de calor de baja temperatura
	18 separador de agua líquida
	19 corriente de agua condensada
15	20 corriente de gas CO ₂ separado
	21 intercambiador de calor licuefactor de CO ₂
	22 corriente de recirculación de CO ₂ subenfriado
	23 corriente de recirculación de CO ₂ subenfriado a presión
	24 calentador de baño de agua
20	25 bomba de GNL
	26 corriente de descarga de GNL
	27 corriente de gas combustible de baño
	28 chimenea de baño
	29 primera válvula de control
25	30 corriente de gas natural de tubería producto total
	31 corriente de gas natural calentado por baño
	32 corriente de GNL comprimido
	33 tanque de GNL
	34 motor eléctrico
30	35 intercambiador de calor de gas natural secundario
	36 segundo fluido de transferencia de calor de ciclo cerrado calentado
	37 segundo fluido de transferencia de calor enfriado
	38 fracción de corriente de gas natural total
	39 fracción de gas natural de calentamiento de GNL
35	40 soplador
	41 fracción de combustible de GNL

	43	corriente de producto de GNL comprimido
	44	corriente de producto de GNL precalentado
	45	corriente de gas natural de calentamiento de GNL comprimido
	46	intercambiador de calor economizador
5	47	planta de separación de aire
	48	bomba de combustible de GNL
	49	segunda válvula de control
	50	corriente de descarga del tanque de GNL
	51	corriente de descarga de turbina enfriada por segunda vez
10	52	válvula de control de la fracción de CO ₂ de recirculación
	53	segunda fracción de CO ₂ de recirculación de presión alta
	54	secador desecante regenerado térmicamente
	55	corriente de gas CO ₂ seco
	56	corriente de gas natural de enfriamiento
15	57	corriente de gas natural total
	62	corriente de combustible de gas natural de presión alta
	63	corriente de combustible de gas natural de presión alta calentado
	64	corriente de fluido de transferencia de calor de ciclo cerrado calentado
	65	corriente de fluido de transferencia de calor enfriado
20	66	intercambiador de calor de CO ₂ suplementario
	67	corriente de CO ₂ de recirculación de presión alta precalentado
	68	corriente de CO ₂ de recirculación de presión alta
	70	corriente de combustible de GNL de presión alta
	71	corriente de gas natural producto parcial
25	100	tanque
	101	bomba
	102	vaporizador de baño de agua
	103	filtro
	104	soplador de presión de quemador
30	105	soplador de evaporado
	106	compresor de evaporado
	107	línea de aire atmosférico
	109	línea de aire
	110	línea de evaporado del tanque de GNL
35	111	línea de compresor de evaporado
	112	corriente de evaporado

	113	línea de combustible del quemador de GN
	114	corriente de GN evaporado comprimido
	115	corriente de gas natural producto
	116	corriente de flujo de tubería de gas natural total
5	117	corriente de gas combustible a presión
	119	línea de suministro de GNL
	120	quemador
	121	línea de ventilación
	210a	suministro de GNL
10	210b	suministro de GNL calentado
	221	intercambiador de calor
	239	corriente de GN suplementario
	240	soplador
	257	corriente de GN
15	258	corriente de GN producto

REIVINDICACIONES

1. Un método de generación de energía, comprendiendo el método:
quemar un combustible carbonoso en una cámara de combustión (1) en presencia de oxígeno y de una corriente de recirculación de CO₂ para producir una corriente de producto de combustión combinado;
- 5 hacer pasar la corriente de producto de combustión combinado a través de una turbina (2) para generar potencia y formar una corriente de escape de turbina que comprende CO₂;
hacer pasar la corriente de escape de turbina que comprende CO₂ a través de un primer intercambiador de calor (46) al objeto de transferir calor desde la corriente de escape de la turbina a la corriente de recirculación de CO₂ y formar una corriente de escape enfriada de turbina;
- 10 hacer pasar una corriente de gas natural licuado (GNL) y el CO₂ de la corriente de escape enfriada de turbina a través de un segundo intercambiador de calor (21) al objeto de enfriar y licuar el CO₂ y al objeto de calentar y vaporizar el GNL para formar una corriente de CO₂ licuado y una corriente de gas natural (GN) gaseoso;
presurizar la corriente de CO₂ licuado para formar la corriente de recirculación de CO₂; y
hacer pasar la corriente de recirculación de CO₂ a la cámara de combustión (1).
- 15 2. El método de la reivindicación 1, en el que se cumple una o más de:
la corriente de recirculación de CO₂ se hace pasar a la cámara de combustión (1) a una presión de aproximadamente 15 MPa (150 bar) o más;
la combustión se lleva a cabo a una temperatura de aproximadamente 500 °C o más;
- 20 la relación entre la presión de la corriente del producto de combustión combinado y la presión de la corriente de escape de turbina que comprende CO₂ es de aproximadamente 12 o menor; y
el GNL pasado al segundo intercambiador de calor (21) está a una presión de entre aproximadamente 5 MPa (50 bar) y aproximadamente 9 MPa (90 bar).
- 25 3. El método de la reivindicación 1, en el que una fracción de la corriente de GN gaseoso formada por medio del segundo intercambiador de calor (21) se extrae y se introduce en la corriente de GNL que se hace pasar al segundo intercambiador de calor (21), en el que, opcionalmente, la fracción de la corriente de GN gaseoso introducida en la corriente de GNL es suficiente para elevar la temperatura de la corriente de GNL hasta una temperatura que está por encima de la temperatura de solidificación del CO₂ y que está dentro de un intervalo de aproximadamente 20 °C con respecto a la temperatura de solidificación del CO₂.
- 30 4. El método de la reivindicación 1, en el que el CO₂ de la corriente de escape enfriada de turbina se enfría en el segundo intercambiador de calor (21) hasta una temperatura que está por encima de la temperatura de solidificación del CO₂ y que está dentro de un intervalo de aproximadamente 30 °C con respecto a la temperatura de solidificación del CO₂.
- 35 5. El método de la reivindicación 1, en el que la etapa de presurizar la corriente de recirculación de CO₂ comprende hacer pasar la corriente de recirculación de CO₂ a través de una bomba de líquido (5), en el que, opcionalmente, la turbina de generación de potencia (2) produce potencia en el eje, y en el que la potencia en el eje se utiliza para accionar la bomba de líquido (5).
- 40 6. El método de la reivindicación 5, en el que se calienta la corriente de recirculación de CO₂ a presión que sale de la bomba de líquido (5), en el que, preferiblemente, uno de los calentamientos, o ambos, comprende hacer pasar la corriente de recirculación de CO₂ a presión a través del segundo intercambiador de calor (21), y la corriente de recirculación de CO₂ se calienta hasta una temperatura de aproximadamente 0 °C o más.
7. El método de la reivindicación 1, en el que el combustible carbonoso es GN que se obtiene de la corriente de GNL.
- 45 8. El método de la reivindicación 7, en el que la obtención comprende hacer pasar el GNL a través de una primera bomba (25) y una segunda bomba (48), en el que, preferiblemente, el GNL que sale de la segunda bomba (48) se calienta hasta una temperatura de aproximadamente 200 °C o más, en el que, preferiblemente, el calentamiento comprende hacer pasar el GNL a través del segundo intercambiador de calor (21) al objeto de formar una corriente de GN gaseoso, en el que, preferiblemente, el calentamiento comprende además la utilización del calor de compresión de una planta de separación de aire (47).
- 50 9. El método de la reivindicación 1, que comprende además hacer pasar la corriente de escape enfriada de turbina a través de un tercer intercambiador de calor (17) después del paso a través del primer intercambiador de

- calor (46) y antes del paso a través del segundo intercambiador de calor (21), en el que, preferiblemente, el paso a través del tercer intercambiador de calor (17) enfría la corriente de escape de turbina hasta una temperatura de entre aproximadamente 0 °C y aproximadamente 10 °C, en el que, preferiblemente, la corriente de escape de turbina se enfría a contracorriente de una fracción de la corriente de GN gaseoso que sale del segundo intercambiador de calor (21), o que comprende además hacer pasar la corriente de escape enfriada de turbina a través de un separador de agua líquida (18) o de un secador desecante (54), o a través de ambos, al objeto de suministrar el CO₂ de la corriente de escape de turbina enfriada como una corriente de CO₂ seco, en el que, preferiblemente, la corriente de CO₂ seco se seca hasta un punto de rocío de aproximadamente -50 °C o menor.
- 5
10. El método de la reivindicación 1, en el que una parte de la corriente de CO₂ de recirculación que pasa a la cámara de combustión (1) se calienta utilizando calor de compresión de una planta de separación de aire (47), o en el que la corriente de CO₂ de recirculación que pasa a la cámara de combustión (1) se divide en una primera fracción y una segunda fracción, en el que, preferiblemente, la primera fracción de la corriente de CO₂ de recirculación que pasa a la cámara de combustión (1) se introduce directamente en la cámara de combustión (1), o en el que la segunda fracción de la corriente de CO₂ de recirculación que pasa a la cámara de combustión (1) se combina con el oxígeno para formar una corriente oxidante que se introduce en la cámara de combustión (1).
- 10
- 15
11. Un sistema de generación de energía que comprende:
- una cámara de combustión (1) adaptada para quemar un combustible carbonoso en presencia de oxígeno y de una corriente de recirculación de CO₂ para producir una corriente de producto de combustión combinado;
- una turbina de producción de potencia (2) en comunicación de fluido con la cámara de combustión (1) y adaptada para recibir la corriente de producto de combustión combinado y para generar como salida una corriente de escape de turbina que comprende CO₂;
- 20
- un primer intercambiador de calor (46) en comunicación de fluido con la turbina de producción de potencia (2) y la cámara de combustión (1) y adaptada para transferir calor desde la corriente de escape de la turbina que comprende CO₂ a la corriente de recirculación de CO₂ al objeto de proporcionar una corriente de escape enfriada de turbina que comprende CO₂;
- 25
- un segundo intercambiador de calor (21) en comunicación de fluido con el primer intercambiador de calor (46) y adaptado para licuar CO₂ en la corriente de escape de la turbina;
- un compresor de recirculación (5) adaptado para presurizar el CO₂ licuado hasta una presión adecuada para su recirculación a la cámara de combustión (1); y
- 30
- una fuente de gas natural licuado (GNL) (33) en comunicación de fluido con el segundo intercambiador de calor.
12. El sistema de la reivindicación 11, que comprende además un tercer intercambiador de calor (17) situado entre el primer intercambiador de calor (46) y el segundo intercambiador de calor (21) y en comunicación de fluido con ellos, en el que, preferiblemente, el tercer intercambiador de calor (17) incluye una entrada en comunicación de fluido con una salida del primer intercambiador de calor (46), una entrada en comunicación de fluido con una salida del segundo intercambiador de calor (21), y una salida en comunicación de fluido con una entrada del segundo intercambiador de calor (21), que comprende opcionalmente además uno o más dispositivos de extracción de agua (18) situados entre la salida del tercer intercambiador de calor (17) y la entrada del segundo intercambiador de calor (21).
- 35
13. El sistema de la reivindicación 11, en el que la turbina de producción de potencia (2) está adaptada para producir potencia de eje para una bomba de líquido (25), en el que, opcionalmente, la bomba de líquido (25) está situada entre la fuente GNL (33) y el segundo intercambiador de calor (21) y en comunicación de fluido con ellos.
- 40
14. El sistema de la reivindicación 11, que comprende además una planta de separación de aire (47), en el que, preferiblemente, la planta de separación de aire (47) es una planta de separación de aire criogénica que comprende un compresor principal adiabático y un compresor de refuerzo.
- 45
15. El sistema de la reivindicación 11, en el que el primer intercambiador de calor (46) comprende una serie de tres unidades de intercambio de calor.

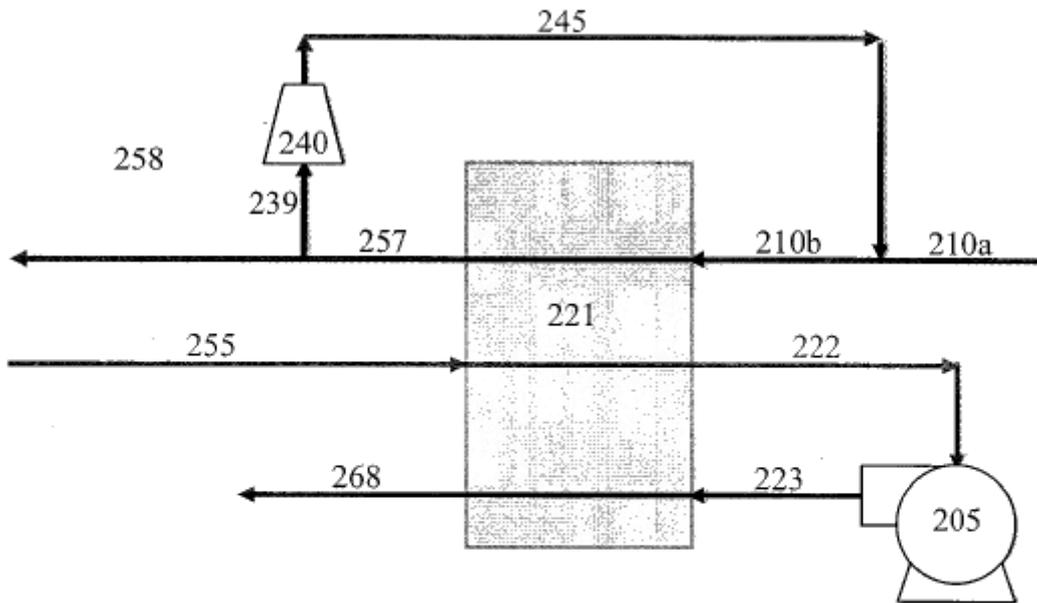


FIG. 1

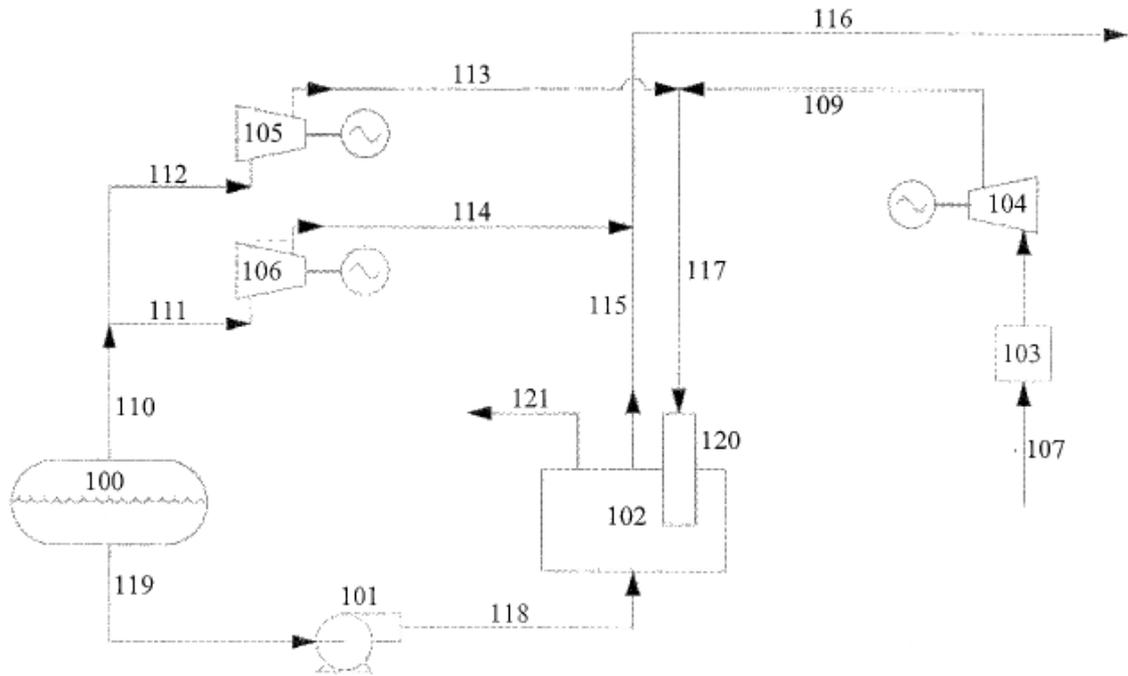


FIG. 2

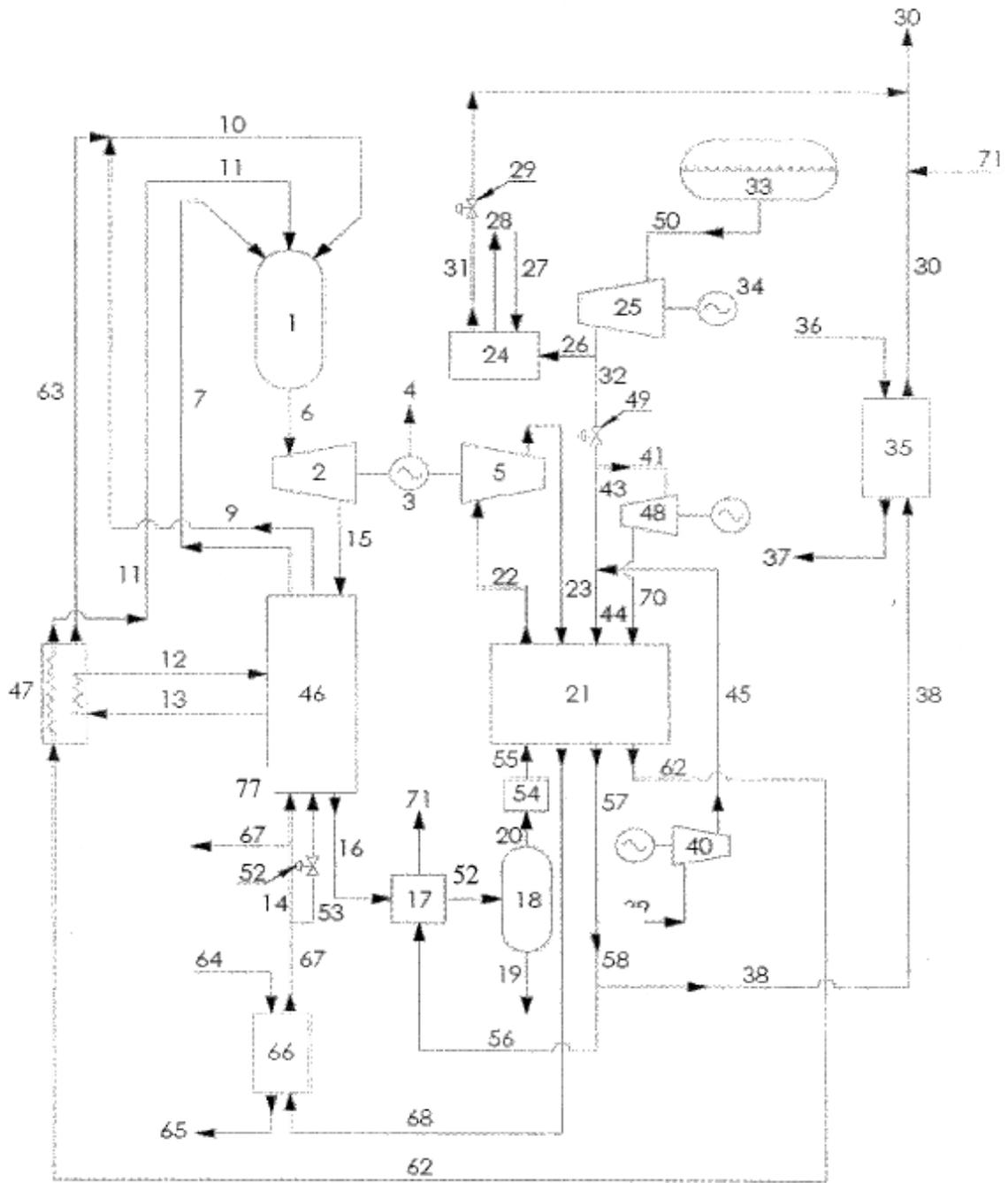


FIG. 3