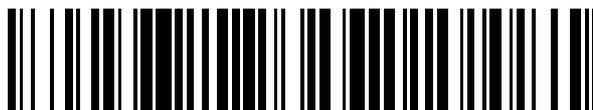


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 376 429**

51 Int. Cl.:
F17C 9/04

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **03817171 .6**

96 Fecha de presentación: **13.08.2003**

97 Número de publicación de la solicitud: **1634023**

97 Fecha de publicación de la solicitud: **15.03.2006**

54 Título: **CONFIGURACIÓN Y PROCEDIMIENTO DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO.**

30 Prioridad:
05.06.2003 US 476770 P

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
13.03.2012

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
13.03.2012

73 Titular/es:
**FLUOR CORPORATION
3 POLARIS WAY
ALISO VIEJO, CA 92698, US**

72 Inventor/es:
**MAK, John;
GRAHAM, Curt y
SCHULTE, Dave**

74 Agente/Representante:
Carpintero López, Mario

ES 2 376 429 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

Configuración y procedimiento de regasificación de gas natural licuado

Campo de la invención

5 El campo de la invención es el procesamiento del gas, en especial se refiere a la regasificación de gas natural licuado para la recuperación o retirada de componentes de C₂, C₃ y/o superiores.

Antecedentes de la invención

10 Como la demanda de gas natural en los Estados Unidos ha aumentado mucho en los últimos años, el precio de mercado del gas natural se ha vuelto cada vez más inestable. En consecuencia, existe un interés renovado en la importación de gas natural licuado (GNL) como fuente alternativa de gas natural. Sin embargo, la mayoría del GNL de importación tiene un poder calorífico mayor y es más rico en hidrocarburos más pesados de lo permitido por las especificaciones típicas sobre conductos de gas natural en Norteamérica. Por ejemplo, mientras que algunos países, en general, aceptan el uso de GNL más rico y con un poder calorífico alto, los requisitos para el mercado norteamericano están motivados por preocupaciones ecológicas y medioambientales y pueden depender además del uso particular del GNL.

15 La mayoría de las empresas de gasoductos estadounidenses requieren gas relativamente pobre para su transporte, incluso algunos estados imponen limitaciones en la cantidad del contenido distinto de metano. Además, en algunas regiones del medio oeste, el poder calorífico superior de gas natural está limitado a intervalos de entre 960 Btu/scf (35.885 kJ/m³) y 1050 Btu/scf (39.249 kJ/m³), mientras que en California, el poder calorífico superior aceptable está entre 970 Btu/scf (36.259 kJ/m³) y 1150 Btu/scf (42.987 kJ/m³). La mayoría de las fuentes de GNL (por ejemplo, de las regiones de Oriente Medio o el Sudeste de Asia) son generalmente más altas en poder calorífico y contienen más componentes de C₂-C₆ que los requisitos de Norteamérica. La tabla 1 muestra las actuales normas de conductos de gas de California y los intervalos típicos de composiciones de importación de GNL.

Tabla 1

Componente	Normas de California	Importación de GNL típica
C ₁	88% de mínimo	86 a 95%
C ₂	6% de máximo	4 a 14%
C ₃ -C ₅	3% de máximo	3 a 7%
C ₆ +	0,2% de máximo	0,5 a 1%
N ₂ +CO ₂	1,4 a 3,5%	0,1 a 1%
Poder calorífico superior, Btu/SCF (1 BTU/SCF = 37,38 kJ/m ³)	970-1150 (36288,6-42987)	1050-1200 (39249 -44856)

25 Como las normas medioambientales se vuelven más estrictas, se espera un mayor ajuste en el control sobre las composiciones de GNL que las actuales especificaciones en el mercado Norteamericano requiriendo nuevos procesos que puedan retirar de forma económica los componentes de C₂+ del GNL. Además, estos procedimientos deben proporcionar ventajosamente una planta con flexibilidad suficiente para manejar una gama amplia de GNL permitiendo a las empresas comprar GNL en distintos mercados de bajo coste en lugar de limitarse, a las fuentes que cumplan las especificaciones de Norteamérica.

30 Los procedimientos convencionales para regasificar el GNL rico (por ejemplo, el GNL de Indonesia está normalmente a de 1200 Btu/SCF (44.856 kJ/m³) a 1300 Btu/SCF (48.594 kJ/m³)) implican calentar el GNL en calentadores alimentados por combustible o con calentadores con agua de mar, y después diluir el GNL vaporizado con nitrógeno o un gas pobre para cumplir con la especificación de poder calorífico. Sin embargo, cualquier procedimiento de calentamiento es indeseable ya que los calentadores de gas de combustible generan emisiones y contaminantes de CO₂, y los calentadores con agua de mar requieren sistemas de agua de mar costosos y además impactan negativamente en el medio ambiente oceánico. Además, la dilución con nitrógeno para controlar el poder calorífico del gas natural normalmente no es económica ya que en general requiere una fuente de nitrógeno (por ejemplo, una planta de separación de aire) que tiene un funcionamiento relativamente costoso. Mientras que los procedimientos de dilución pueden producir poderes caloríficos "según las especificaciones", los efectos en las composiciones de GNL son relativamente menores y la composición final (en especial con respecto a componentes C₂ y C₃+) aún pueden ser inaceptables para las normas ambientales de Norteamérica u otros mercados sensibles al medio ambiente. En consecuencia, se debe emplear un procedimiento de separación de GNL u otra etapa de fraccionamiento de gas, lo que necesita en general la vaporización del GNL en un desmetanizador usando un recalentador, con la sobrecarga del

desmetanizador recondensada a una forma líquida y después con bombeo y evaporación en vaporizadores convencionales, lo que incrementa además el capital y los gastos de funcionamiento. Un procedimiento y configuración de regasificación ejemplar se describe en la patente de los EE.UU. N.º 6.564.579 de McCartney.

5 El documento DE 38 36 061 es la técnica anterior más próxima, sobre la que se basa el preámbulo de la reivindicación 1.

Por lo tanto, aunque en la técnica se conocen muchos procedimientos y configuraciones para la regasificación de GNL, todos o casi todos presentan una o varias desventajas. Sobre todo, muchos de los procedimientos conocidos en la actualidad son ineficaces energéticamente, e inflexibles en el cumplimiento de los poderes caloríficos y requisitos de composición. Por tanto, todavía existe la necesidad de proporcionar configuraciones y procedimientos mejorados para el procesamiento del gas en regasificación de GNL.

Sumario de la invención

La presente invención se refiere a configuraciones y procedimientos de procesamiento de GNL en una planta en la que una fuente de calor (por ejemplo, integrada con o térmicamente acoplada a la planta) calienta el GNL que después se expande para producir trabajo. En particular, las fuentes de calor preferidas incluyen calor residual de plantas de energía de ciclo combinado. En otras plantas preferentes, el procesamiento de GNL emplea un desmetanizador y un desetanizador, en el que el desmetanizador retira componentes de C₂+ del GNL usando el vapor expandido como medio de separación, y en el que la función de refrigeración del condensador de sobrecarga del desetanizador se proporciona por el contenido de refrigeración en el GNL antes de que se caliente el GNL. Además, se utiliza el contenido de refrigeración en el GNL para incrementar la eficiencia de la generación de energía de la planta de energía de ciclo combinado proporcionando refrigeración al aire de combustión de turbina de gas (ciclo de Brayton) y en el condensador de superficie en la turbina de vapor (ciclo de Rankine).

Por lo tanto, en un aspecto del objeto de la invención, las plantas contempladas comprenderán una fuente de calor (por ejemplo, planta de energía de ciclo combinado) que calienta una primera parte de un gas natural licuado, y un expansor en el que se expande la primera parte del gas natural licuado calentado para producir trabajo. También se prefiere que al menos una parte del gas expandido se introduzca en un desmetanizador como gas de separación para producir un gas pobre (etano, parcial o totalmente reducido) y un producto de fondo desmetanizado, en el que el gas pobre se puede ser recomprimir usando al menos parte del trabajo proporcionado por el expansor. El producto de fondo desmetanizado se puede introducir después en un desetanizador que produce un producto de etano y un producto de gas de petróleo licuado, en el que al menos en algunas configuraciones el producto de etano se emplea como combustible en la planta de energía de ciclo combinado.

En otros aspectos preferidos de dichas plantas, se contempla que al menos una parte de la función del condensador de reflujo del desetanizador se proporcione por el contenido de refrigeración de una parte del gas natural licuado antes de que la fuente de calor caliente el gas natural licuado, y/o que una segunda parte del gas natural licuado se separe en un desmetanizador en un gas pobre y un producto de fondo desmetanizado (la segunda parte y la primera parte tienen preferentemente una proporción de entre aproximadamente 0,4 a 0,7).

Por tanto, en otro aspecto del objeto de la invención, las plantas contempladas comprenderán una alimentación de gas natural líquido que se divide en una primera parte y una segunda parte, en la que la primera parte se calienta y se expande antes de entrar en un desmetanizador, y en la que la segunda parte se usa como reflujo para el desmetanizador. En general, se prefiere que la primera parte se expanda en un expansor para producir trabajo (por ejemplo, energía eléctrica), formando el vapor extendido un gas de separación para el desmetanizador para producir un gas pobre que se comprime a la presión del conducto usando el trabajo proporcionado por el expansor. Adicionalmente, las plantas contempladas pueden incluir un desetanizador, en el que la primera parte del GNL proporciona una función de condensador de reflujo para el desetanizador antes de que se caliente y se expanda la primera parte. En plantas adecuadas, el desmetanizador produce un producto de fondo que se introduce en el desetanizador, en el que el desetanizador produce un producto de gas de petróleo licuado (C₃+) y un producto de etano, que se puede vender después para materia prima petroquímica o se puede quemar como combustible de turbina en una planta de energía de ciclo combinado. Cuando sea apropiado (por ejemplo, para reducir los problemas de seguridad), el calentamiento de la primera parte se proporciona por un fluido de transferencia de calor (por ejemplo, una mezcla de agua y glicol) que transfiere calor del aire de combustión de la turbina de gas, la descarga de la turbina de vapor, la unidad de recuperación de calor y/o la corriente de gas de combustión. La integración a una planta de energía es particularmente ventajosa, ya que el uso de GNL mejora la eficiencia de la generación de energía del ciclo combinado, es decir, el ciclo de energía de turbina de gas (ciclo de Brayton) y el ciclo de turbina de vapor (ciclo de Rankine).

En un aspecto adicional del objeto de la invención, una planta puede incluir una unidad de regasificación funcionalmente acoplada a una unidad de energía de ciclo combinado, en la que se calienta el gas natural licuado con calor residual de la unidad de energía de ciclo combinado, y en la que un gas natural pobre producido a partir del gas natural licuado calentado se comprime usando energía producida por expansión del gas natural licuado calentado. En especial, se contempla que en estas plantas la unidad de regasificación proporciona un producto de gas de petróleo

5 licuado (C₃₊) y un combustible de etano para la unidad de energía de ciclo combinado, en la que se produce etano a partir del gas natural licuado. Se prefiere además que un desmetanizador produzca el gas natural pobre, y que opcionalmente proporcione además un producto de fondo desmetanizado (C₂₊) para un desetanizador, en el que el desetanizador produce un producto gas de petróleo licuado (C₃₊) y un producto de etano como materia prima petroquímica o combustible. En estas plantas, se contempla que la integración de una planta de energía incrementa la eficiencia de generación de energía total de la planta de energía de ciclo combinado.

Los diferentes objetos, características, aspectos y ventajas de la presente invención serán más evidentes a partir de la siguiente descripción detallada de realizaciones preferidas de la invención, junto con los dibujos adjuntos.

Breve descripción de los dibujos

10 La figura 1 es una vista esquemática de una planta ejemplar de acuerdo con el objeto de la invención con integración directa de una planta de energía de ciclo combinado.

La figura 2 es una vista esquemática de otra planta ejemplar de acuerdo con el objeto de la invención con integración directa de una planta de energía de ciclo combinado por un medio de transferencia de calor de glicol.

Descripción detallada

15 Los inventores descubrieron que el GNL se puede procesar de una manera que tiene la ventaja de un contenido de refrigeración relativamente grande en el GNL. Más específicamente, los inventores descubrieron que una corriente de GNL se puede bombear a una presión deseada y dividirse en una primera y segunda parte, en la que la primera parte se puede emplear como corriente de reflujo en un desmetanizador, y en la que el contenido de refrigeración y la energía se extrae de la segunda parte en una o más etapas.

20 En un aspecto preferido del objeto de la invención, como se representa en la **figura 1**, el GNL se bombea y se divide en dos partes. La primera parte se envía a un desmetanizador como reflujo de frío, mientras que la segunda parte se utiliza para la generación de energía. En este caso, la segunda parte se calienta (a) proporcionando una función de reflujo de condensación en un desetanizador, (b) enfriando el aire de combustión para una turbina de gas, y (c) enfriando el condensador de superficie en un ciclo de vapor, y (d) calentando además con calor residual de HRSG (generador de vapor de recuperación de calor) en una planta de energía de ciclo combinado.

Más específicamente, en la configuración ejemplar de la figura 1, el caudal del GNL para la planta es equivalente a 1,2 BSCFD (33,6x10⁶ SCMD) de gas natural con una composición de gas típica mostrada en la tabla 1 anterior. El flujo del GNL 1 desde el almacenamiento (u otra fuente adecuada) está a una presión de aproximadamente 15 psia (103.425 Pa) y a una temperatura normalmente de aproximadamente -260°F (-162,2°C) a -255°F (-159,4°C). La corriente 1 se bombea por una bomba de GNL 101 a una presión adecuada, normalmente de aproximadamente 400 psig (2,85x10⁶ Pa) a 500 psig (3,54x10⁶ Pa) para formar una corriente de GNL presurizada 2, como se necesite para introducir en el desmetanizador. La corriente del GNL presurizada 2 se divide después en una corriente 4 y una corriente 3, preferentemente en una proporción (es decir, el caudal de la corriente 4 dividido entre el caudal de la corriente 3) entre 0,4 a 0,7. Una proporción de flujo mayor sobre la corriente 4 incrementará el reflujo al desmetanizador 104 e incrementará la retirada de los componentes de C₂₊. Por ejemplo, para una relación de división de 0,5 a 0,6, los niveles de retirada son aproximadamente de un 90% para etano y aproximadamente de un 99% para propano. Cuando la proporción de división disminuye hasta de 0,4 a 0,5, los niveles de retirada disminuyen niveles de forma correspondiente hasta de un 10% a un 50% para etano. Los cambios en las proporciones de reflujo tendrán normalmente sólo un impacto menor sobre la recuperación de propano que se puede mantener a un 90% o a niveles mayores, y es deseable ya que el gas de petróleo licuado es un producto más valioso. Por tanto, se debe reconocer que variando la proporción de división, la cantidad de componentes de C₂₊ en el gas para venta se puede controlar para cumplir los requisitos del mercado específicos. Aunque en general se prefieren proporciones de división de entre 0,4 y 0,7, las proporciones de división adecuadas incluyen también de 0,3 a 0,39 y de 0,71 a 0,9.

La corriente 3 se bombea además en la bomba 102 hasta aproximadamente de 1500 psig (10,44x10⁶ Pa) a 2500 psig (17,33x10⁶ Pa) formando una corriente 5, y se calienta en varias etapas. En primer lugar, la corriente 5 se calienta para una corriente 6 aproximadamente a -200°F (-128,9°C) en el condensador de sobrecarga del desetanizador 108 del sistema de desetanizador. La corriente 6 se calienta además en un intercambiador 111 enfriando el aire de combustión 19 que se enfría desde temperatura ambiente hasta aproximadamente de 30°F (-1,11°C) a 60°F (15,56 °C) (corriente 21) antes de que el aire de combustión se introduzca en una turbina de gas 112. El agua condensada del aire de combustión se retira como corriente 20 del intercambiador 111. El aire de combustión frío, que es más denso, incrementa la eficiencia de generación de energía de la 112 y el generador eléctrico 114. Por supuesto, se debe reconocer que la selección de una temperatura óptima de corriente 21 depende del funcionamiento de la turbina de gas. En teoría, el aire de entrada de la turbina de gas se puede enfriar adicionalmente y se puede ganar más generación de energía. Sin embargo, hay un límite máximo de salida de energía para disminuir la temperatura de aire de entrada, que es una función de las características del funcionamiento de la turbina de gas y de las limitaciones mecánicas.

La corriente de gas natural a alta presión 7 del intercambiador 111 se utiliza además para enfriar el agua de refrigeración para el condensador de superficie 116 en el ciclo de vapor. El uso de GNL como disipador de calor a baja temperatura mejora notablemente la eficiencia de generación de energía del ciclo de Rankine empleado en el ciclo de turbina de vapor. El gas natural a alta presión se calienta además hasta de 125°F (51,67 °C) a 300°F (148,89 °C) con calor residual de la corriente de gas de combustión 22/23 del HRSG (generador de vapor de recuperación de calor). La energía producida por las turbinas de vapor se usa para generar energía eléctrica con un generador 118. La corriente de agua de alimentación de la caldera 24, producida del condensador de vapor se bombea, se evapora y se sobrecalienta a la corriente 25 en el HRSG 115 antes de volver a la planta de energía de ciclo de vapor. El gas natural calentado a alta presión 8 a de 125°F (51,67 °C) a 300°F (148,89 °C) y de 1450 psig (10,09x10⁶ Pa) a 2450 psig (16,99x10⁶ Pa) se expande después en un expansor 119. Una parte de la energía del expansor se usa para hacer funcionar el compresor de gas de residuo 103, y la energía en exceso se usa para generar energía eléctrica en el generador 117. Dependiendo de las condiciones del mercado y de otros factores, se puede usar la corriente de salida de gas etano 15 y opcionalmente la corriente de C₃+ LGN 18 como gas de combustible para la turbina de gas 112.

La corriente de salida del expansor 9 a de 40°F (4,44°C) a -40°F (-40°C) se introduce en el desmetanizador 104 funcionando a de 400 psig (2,85x10⁶ Pa) a 500 psig (3,54x10⁶ Pa). Se debe señalar sobre todo, que la corriente 9 suministra al menos una parte, si no todo, el calor del recalentador por el desmetanizador. La función de reflujo para el desmetanizador 104 se proporciona por la corriente 4. En especial, se debe señalar que estas configuraciones de reflujo/separación son autónomas y normalmente no requieren ningún consumo de combustible. En caso necesario, se puede usar un recalentador de fondo 105 para complementar el requisito de calentamiento en el que se puede usar calor residual de la instalación del ciclo combinado. La sobrecarga del desmetanizador 10 se recomprime después por un compresor 103 para formar la corriente 11, normalmente a la presión del conducto.

La corriente del producto de fondo 12 del desmetanizador 104 se disminuye de presión y se envía a un desetanizador 106. La corriente de sobrecarga del desetanizador 13 se enfría en un condensador de sobrecarga 108 usando la corriente de GNL 5 como refrigerante. La corriente de sobrecarga enfriada 14 se separa en un tambor de reflujo 109, y la corriente de líquido 16 se bombea por bomba de reflujo 110 a la corriente 17 que se envía a la parte superior del desetanizador como reflujo. La función de recalentador del desetanizador se suministra por el recalentador 107 usando calor residual de la planta de ciclo combinado. El desetanizador produce una corriente de etano 15 que se puede usar como materia prima para una planta petroquímica o un gas de combustible para el ciclo combinado y, además, produce una corriente de C₃+ LGN de fondo 18', que se puede vender como producto líquido.

De forma alternativa, también se puede lograr la integración de calor acoplando térmicamente una fuente de calor al procesamiento de GNL como se representa en la configuración de planta ejemplar de la **figura 2**. En este caso, la parte del GNL que se calienta y que realiza trabajo, se calienta usando una transferencia de calor (por ejemplo, fluido de transferencia de calor basado en glicol), que proporciona calor de la planta de energía de ciclo combinado a la unidad de procesamiento de GNL.

En este caso, y de forma similar al procedimiento de la figura 1 anterior, se proporciona una corriente de GNL 1 de almacenamiento o de otra fuente a -255°F (-159,44°C) y se presuriza por una bomba de GNL 101 a aproximadamente de 450 psig (3,20x10⁶ Pa) a 550 psig (3,89x10⁶ Pa), la presión necesaria para entrar en el desmetanizador 104. Aproximadamente un 50% (o 5.000 GPM (310 l/s)) del GNL presurizado se separa y se envía al desmetanizador 104 como reflujo de columna. El 50% restante se bombea por una bomba de ciclo de potencia de GNL 102 hasta aproximadamente 2.000 psig (13,89x10⁶ Pa), se calienta en el condensador de reflujo de desetanizador integral 108, y se calienta además en un intercambiador 120 antes de la expansión en expansor 119 para la generación de energía usando un generador 117. El intercambiador integral 108 también proporciona el reflujo del desetanizador en forma de una corriente interna y se ha eliminado el tambor de reflujo 109 y la bomba de reflujo 110 de la figura 1. Se puede usar una presión de entrada del expansor mayor de 2.000 psig (13,89x10⁶ Pa) para incrementar la salida de energía y la eficiencia, pero existe una compensación económica entre los mayores ingresos de energía y los mayores costes de equipo (sólo se puede justificar una mayor presión del expansor si la energía eléctrica se puede vender a un precio elevado).

La sobrecarga del desmetanizador se comprime después a la presión del conducto por el compresor 103 usando energía del expansor 119. El desetanizador 106 recibe el producto del fondo del desmetanizador 104 y produce un producto de sobrecarga de etano 15 y un producto de GPL 18, que se pueden vender, usar en otra parte de la planta (por ejemplo, como combustible de la turbina de gas en una planta de energía de ciclo combinado), o emplear como material de síntesis. La planta de energía de ciclo combinado en esta configuración ejemplar incluye intercambiadores 111, 115 y 116 como en la figura 1, y el medio de transferencia de calor se bombea por una bomba 121.

Por tanto, el LNG de presión alta de 102 se calienta en dos intercambiadores de calor, 108 y 120. El condensador de reflujo 108 en la sobrecarga del desetanizador incrementa la temperatura de GNL de desde - 255°F (-159,44 °C) hasta -190 °F (123,33 °C). El GNL se utiliza para satisfacer los requisitos de refrigeración en el procedimiento de fraccionamiento, eliminando por lo tanto el equipo de compresor de refrigeración costoso y el consumo de energía. El GNL se calienta además en un intercambiador de glicol 120 hasta aproximadamente 300 °F (148,89 °C) usando calor residual de la planta de energía. Se usa preferentemente una mezcla de calor de glicol/agua, u otros fluidos de transferencia de calor similares, como medio de transferencia de calor entre el bloque de energía y la instalación de

regasificación de GNL. El procedimiento de intercambio de calor indirecto aísla ventajosamente el GNL del intercambio de calor directo con el bloque de energía, evitando un riesgo potencial y peligros asociados con el GNL de fallos del equipo.

5 Otra ventaja del sistema de glicol enfriado incluye la reducción de la temperatura del suministro de agua de refrigeración para los condensadores de superficie, y con una temperatura menor, se puede incrementar la eficiencia del ciclo de Rankine empleado en la planta de energía de turbina de vapor. En general, esto da como resultado una disminución en la temperatura y presión de los condensadores de superficie, y así una contrapresión menor sobre la turbina de vapor de condensación. Normalmente, reduciendo la contrapresión sobre la turbina de vapor de condensación en 1 psi se incrementará la salida de turbina de vapor aproximadamente en un 6%. Se debe reconocer que la configuración de flujo de glicol mostrada en la figura 2 sólo es esquemática y los circuitos de glicol reales son más complejos e implican varios circuitos de flujo según se requiera para una integración de calor óptima entre las dos instalaciones.

15 En la configuración ejemplar de la figura 2, se generan aproximadamente 37.000 HP ($27,59 \times 10^6$ W) cuando el gas natural a temperatura alta y presión alta se expande hasta aproximadamente de 400 psig ($2,85 \times 10^6$ Pa) a 500 psig ($3,54 \times 10^6$ Pa). Aproximadamente un 60% de la energía se usa para hacer funcionar el compresor de gas de residuo 103 que se requiere para comprimir la sobrecarga del desmetanizador de desde 440 psig ($3,13 \times 10^6$ Pa) hasta 490 psig ($3,47 \times 10^6$ Pa), a aproximadamente 1100 psig ($7,68 \times 10^6$ Pa) (presión del conducto típica)). Se pueden usar los 15.000 HP ($11,19 \times 10^6$ W) en exceso para generar energía para uso interno y/o para exportación.

20 Por tanto, las fuentes de calor adecuadas incluyen en especial aire de combustión de turbina de gas, agua de refrigeración para el condensador de superficie y/o de gas de combustión de una turbina de gas. Sin embargo, también se contemplan muchas otras fuentes de calor, y se debe apreciar que también se consideran apropiadas otras unidades diferentes de una planta de ciclo combinado como fuente de calor. Por ejemplo, las fuentes de calor de alternativas adecuadas incluyen varios procedimientos criogénicos (por ejemplo, plantas de separación de aire) en los que el GNL enfría el aire u otro gas, procedimientos que proporcionan gas de combustión (por ejemplo, turbinas de combustión, gases de combustión del reformador, etc.), y otros procedimientos que actúan como un disipador de frío (por ejemplo, plantas de producción de dióxido de carbono líquido, plantas desaladoras, o instalaciones de congelación de alimentos). Sin embargo, en general se prefiere que las plantas adecuadas incluyan instalaciones de regasificación de GNL y terminales que reciben GNL. En consecuencia, y dependiendo de la fuente de calor particular, se debe reconocer que la energía necesaria para la regasificación del GNL puede estar provista totalmente, o sólo parcialmente de fuentes de calor contempladas. Cuando la fuente de calor proporciona cantidades insuficientes de calor para gasificar completamente el GNL, se debe reconocer que se puede proporcionar calor complementario. Las fuentes de calor complementarias adecuadas incluyen calor residual de la descarga de turbina de vapor, función de condensación del gas de combustión, calentamiento ambiente con aire (proporcionando aire acondicionado a edificios), con agua de mar o gas de combustible. En consecuencia, se debe apreciar que se pueden usar configuraciones y procedimientos contemplados para acondicionar las plantas de regasificación existentes para mejorar las eficiencias de generación de energía y flexibilidad, o se pueden usar en instalaciones nuevas.

35 Por lo tanto, se debe reconocer que se pueden lograr numerosas ventajas usando configuraciones de acuerdo con el objeto de la invención. Por ejemplo, las configuraciones contempladas proporcionan un ciclo de generación de energía de GNL altamente eficiente que se puede acoplar con una planta de energía de ciclo combinado convencional. Además, en la mayoría de las configuraciones no se necesita calentamiento externo, y por tanto se elimina la necesidad presente hasta ahora de gas de combustible o agua de mar para calentar el GNL en una regasificación de GNL convencional. En otro aspecto particularmente preferido, se debe apreciar que las configuraciones contempladas (en virtud de la modificación de la proporción de división de la corriente de GNL comprimido) permiten el procesamiento de GNL con diferentes composiciones y contenidos de calor mientras se produce un gas natural "según las especificaciones" y/o combustible de transporte de GNL para el mercado Norteamericano u otros mercados sensibles a la emisión. Además, las configuraciones contempladas producirán etano de gran pureza como producto comercial o como fuente de energía para la planta de energía de ciclo combinado.

40 Además, se debe apreciar en particular que las configuraciones y procedimientos contemplados emplean GNL como fluido de trabajo para la generación de energía y la separación de GNL usando una descarga del expansor, y normalmente no requieren un motor de compresor de gas para ventas separado (por ejemplo, expansor del procedimiento de expansión de GNL se usa para hacer funcionar un compresor de gas de venta y para producir energía eléctrica). Asimismo, el uso de GNL para enfriar el aire de combustión para incrementar la eficiencia del ciclo de generación de energía convencional no ha sido reconocido hasta este momento. Con la refrigeración de aire de combustión de turbina de gas, la salida de turbina se puede mantener en niveles óptimos, incluso durante los meses de verano, en comparación con plantas de energía convencionales que normalmente experimentan un descenso en la salida de energía y sufren una pérdida en la eficiencia de la generación durante estos períodos. Con la refrigeración de aire de combustión de turbina de gas, la planta de energía se protege de los impactos de temperaturas ambientales altas y se puede mantener la salida de energía y la eficiencia en niveles óptimos a lo largo del año. Este procedimiento es particularmente adecuado y ventajoso para la instalación en lugares de clima caliente (por ejemplo, Oriente Medio). Cuando se utiliza el GNL en frío para enfriar el aire de combustión de la turbina de gas, se puede incrementar notablemente la salida de energía hasta en un 20%. Normalmente, por cada caída de 1 °F en la temperatura de aire de

5 entrada, la salida de energía de la turbina de gas se puede incrementar aproximadamente en un 0,4%. Esto se debe a que el aire frío es más denso, dando como resultado un flujo de masa mayor a la turbina de gas, y, por tanto, una salida de turbina de gas y eficiencia mayor. Para una planta de energía que se clasifica en el lugar para 415 MW a 90°F (32,22 °C) ambiente, se puede incrementar la salida de turbina de gas hasta 487 MW cuando el aire de entrada se enfría hasta 40°F (4,44°C).

Ejemplos

Cálculo ejemplar de los componentes en corrientes seleccionadas

10 En una configuración ejemplar sustancialmente idéntica con la configuración de planta como se muestra en la figura 1, se calculó la fracción molar de diversos componentes de corrientes seleccionadas, y los resultados se enumeran en la tabla a continuación. GLP es la fracción de fondo de C₃+ del desetanizador, y el gas del conducto es el producto de sobrecarga del desmetanizador.

Componente	Alimentación de GNL	Etano	GPL	Gas de conducto
N2	0,0065	0,0000	0,0000	0,0073
C1	0,8816	0,0176	0,0000	0,9878
C2	0,0522	0,9723	0,0053	0,0042
C3	0,0328	0,0092	0,5407	0,0006
iC4	0,0071	0,0000	0,1206	0,0000
NC4	0,0107	0,0000	0,1818	0,0000
iC5	0,0040	0,0000	0,0673	0,0000
NC5	0,0020	0,0000	0,0337	0,0000
C6 +	0,0030	0,0000	0,0505	0,0000
Valor de calor Btu/SCF (HHV) (1 BTU/SCF = 37,38 kJ/m ³)	1,153 (43,10)	1,750 (65,42)	2,985 (111,6)	999 (999)
MMscfd (1 MMscfd = 28x10 ⁻³ SCMD)	1,200 (0,0336)	60 (1,680)	70 (1,960)	1,070 (0,0299)
Barril por día	519,900	37,700	51,200	431,000

Comparación ejemplar de una planta de regasificación conocida

15 Para esta comparación, se empleó una configuración de planta de la figura 2, para comparar equilibrios de energía y eficiencias térmicas de la instalación de regasificación de GNL integrada con respecto a una planta de regasificación convencional con calentamiento con agua de mar y una planta de energía separada (no acoplada térmicamente). En la configuración ejemplar de acuerdo con el objeto de la invención, con el uso de calor residual de la planta de energía para la regasificación de GNL, no se requiere un sistema de calentamiento de agua marina. Normalmente, se requiere el sistema de agua de mar de 75000 GPM (4.730 l/s) con un descenso en la temperatura de 20 °F (-6,67°C) para vaporizar 1,2 BSCFD GNL (33,6x10⁶ SCMD), mientras que con las configuraciones contempladas, se pueden eliminar los sistemas de agua de mar que incluyen la captación de agua de mar y una infraestructura de descarga. Estas configuraciones también ahorran aproximadamente 5.200 kW de energía requerida por las bombas de agua de mar. Por otro lado, el requisito de energía por las bombas de GNL es ligeramente mayor de 8.500 kW en comparación con 8.200 kW debido a la energía extra consumida por la bomba de ciclo de energía de GNL 102. La producción de energía neta del ciclo del expansor de GNL, después del consumo por el compresor de gas de residuo 103, es de 11.600 kW. En resumen, la planta convencional no acoplada térmicamente consume 13.400 kW, mientras que el procedimiento de la invención acoplado térmicamente genera 3.100 kW.

20 La mejora en la generación de energía en el bloque de energía es más significativa cuando se usa GNL frío para enfriar en el ciclo combinado. Los funcionamientos del ciclo de energía se basan en dos motores de turbina de gas comercial grandes, por ejemplo, un sistema de energía Frame 7 de GE. La refrigeración del aire de combustión de la turbina de gas y la disminución de la retropresión de la turbina de vapor, incrementa la salida de la planta de energía de desde 415.000 kW hasta 487.000 kW. El resultado neto es que la producción de energía se incrementa de desde 401.600 kW

ES 2 376 429 T3

hasta 490.100 kW, una ganancia neta de aproximadamente 89.000 kW, con un incremento correspondiente en eficiencia de generación, de desde 7.027 Btu/kWh (7.413,91 kJ/kWh) hasta 6.427 Btu/kWh (6.780,87 kJ/kWh). Los resultados se resumen en la tabla a continuación.

	PLANTA NO ACOPLADA TÉRMICAMENTE	PLANTA ACOPLADA TÉRMICAMENTE
Regasificación de GNL:		
Caudal de agua de mar, GPM (1 GPM = 0,063 l/s)	75,000 (4725)	Ninguna
Bombas de GNL, kW	8,200	8,500
Bombas de agua de mar, kW	5,200	Ninguna
Salida neta de expansor, kW	Ninguna	-11,600
Consumo neto de energía, kW	13,400	-3,100
Planta de energía:		
Entrada de aire de combustión, °F (°C)	90 (32,22)	40 (4,44)
Planta de energía, kW	415,000	487,000
Combustible, MMBtu/h LHV (MMBtu/h = 1,06x10 ⁶ kJ)	2,820 (2,99x10 ⁶)	3,150 (3,34x10 ⁶)
Salida neta de energía, kW	401,600	490,100
Eficiencia de generación de energía, Btu/kWh (1 Btu = 1,06 kJ)	7,027 (7,449)	6,427 (6,813)

5 En consecuencia, visto desde una perspectiva, los inventores contemplan una planta que comprende una fuente de calor que calienta una primera parte de un gas natural licuado, y un expansor en el que se expande la primera parte del gas natural licuado calentado para producir trabajo. Las plantas particularmente preferidas incluyen una planta de energía de ciclo combinado como fuente de calor y al menos una parte del gas licuado expandido se introduce en un desmetanizador para producir un gas pobre y un producto de fondo desmetanizado. El gas pobre se puede comprimir después usando al menos parte del trabajo proporcionado por el expansor. Se prefiere además que el producto de fondo desmetanizado se introduzca en un desetanizador que produzca un producto de etano y un producto de gas de petróleo licuado, y/o que el producto de etano se emplea como combustible en planta de energía de ciclo combinado.

10 En otro aspecto, en general los inventores contemplan una planta que comprende una alimentación de gas natural líquido que se divide en una primera parte y una segunda parte, en el que la primera parte se calienta y se expande antes de entrar en un desmetanizador, y en el que la segunda parte se usa como reflujo para el desmetanizador. En esta planta, normalmente se prefiere que la primera parte se expanda en un expansor para producir trabajo, y/o que el desmetanizador produzca un gas pobre que se comprime a una presión de conducto usando el usando el trabajo proporcionado por en expansor. En configuraciones particularmente preferidas, el calentamiento de la primera parte se proporciona por un fluido de transferencia de calor que recibe el calor de al menos una de una corriente de aire de entrada de la turbina de gas, un condensador de superficie en un ciclo de vapor, una unidad de recuperación de calor, y una corriente de gas de combustión.

15 Por lo tanto, las plantas contempladas incluyen en especial las plantas en las que una unidad de regasificación está acoplada funcionalmente a una unidad de energía de ciclo combinado, en la que el gas natural licuado se calienta con calor proporcionado desde la unidad de energía de ciclo combinado, y en la que un gas natural licuado procesado producido a partir del gas natural licuado calentado se comprime usando energía producida por la expansión del gas natural licuado calentado.

20 Por tanto, se han dado a conocer realizaciones y aplicaciones específicas de una configuración y un procedimiento de regasificación de gas natural licuado. Además, tanto para la interpretación de la memoria descriptiva como de las reivindicaciones, todos los términos se deben interpretar en el modo más amplio posible en consonancia con el contexto. En particular, los términos "comprende" y "comprendiendo" se deben interpretar como referencia a los elementos, componentes o etapas de manera no exclusiva, indicando que los elementos, componentes o etapas referenciados pueden estar presentes, o utilizarse, o combinarse con otros elementos, componentes o etapas que no están expresamente referenciados.

REIVINDICACIONES

1. Una planta de procesamiento de GNL que comprende:
 - 5 - una fuente de calor que se enfría por un contenido de refrigeración de una primera parte (3) de una corriente de gas natural licuado (1) y, por lo tanto genera una primera parte (8) de gas natural licuado; y
 - una unidad de regasificación que comprende:
 - un expansor (119) en el que la primera parte calentada (8) de gas natural licuado se expande como un fluido de trabajo para producir energía eléctrica y una corriente de salida del expansor (9);

caracterizada porque la unidad de regasificación comprende además:

 - 10 - un desmetanizador (104) para producir un gas pobre (10) y un producto de fondo desmetanizado (12);

en el que al menos una parte de la corriente de salida del expansor (9) se introduce en el desmetanizador (104).
2. La planta de la reivindicación 1, en la que la fuente de calor comprende una planta de energía de ciclo combinado.
3. La planta de la reivindicación 2, en la que la unidad de regasificación proporciona un combustible de combustión para la planta de energía de ciclo combinado, en la que el combustible de combustión se prepara a partir de la corriente de gas natural licuado (1).
- 15 4. La planta de cualquiera de las reivindicaciones precedentes que comprende además:
 - un desetanizador (106) que produce un producto de etano (15) y un producto de gas de petróleo licuado (18); en el que el producto de fondo desmetanizado (12) se introduce en el desetanizador (106).
- 20 5. La planta de la reivindicación 4 en dependencia de la reivindicación 3, en la que el producto de etano (15) es el combustible de combustión.
6. La planta de la reivindicación 4, en la que el producto de etano (15) se emplea como una materia prima para planta petroquímica.
7. La planta de cualquiera de las reivindicaciones precedentes que comprende además:
 - 25 - un compresor de gas de residuo (103);

en la que al menos parte del trabajo proporcionado por el expansor (119) se usa para hacer funcionar el compresor de gas de residuo (103) para comprimir de este modo el gas pobre (10).
8. La planta de la reivindicación 4, que comprende además:
 - un condensador de reflujo (108);

30 en la que la función de condensador de reflujo del desetanizador (106) se proporciona por el contenido de refrigeración de la primera parte (3) de gas natural licuado antes de que la fuente de calor caliente la primera parte (3) de gas natural licuado.
9. La planta de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en la que una segunda parte del gas natural licuado (4) se separa en el desmetanizador (104) como gas pobre (10) y producto de fondo desmetanizado (12).
- 35 10. La planta de la reivindicación 9, en la que la segunda parte (4) y la primera parte (3) tienen una proporción de entre aproximadamente 0,4 a 0,7.
11. Una unidad de regasificación, como se define en la reivindicación 1, adaptada para su uso en una planta de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 2, 3 ó 5.
12. Un procedimiento de procesamiento de GNL en una planta de procesamiento de GNL que comprende:
 - 40 - dividir una alimentación de gas natural líquido (1) en una primera parte (3) y una segunda parte (4);
 - usar un contenido de refrigeración de la primera parte (3) para enfriar una fuente de calor en la planta y generar de este modo una primera parte calentada (8);
 - expandir la primera parte calentada (8) como fluido de trabajo para producir energía eléctrica y una corriente de salida del expansor (9);

- introducir la corriente de salida del expansor (9) en un desmetanizador (104); y
 - usar la segunda parte (4) como reflujo para el desmetanizador (104).
13. El procedimiento de la reivindicación 12, que comprende además:
- 5 - comprimir un gas pobre (10) producido por el desmetanizador (104) a una presión de conducto usando el trabajo proporcionado expandiendo la primera parte calentada (8).
14. El procedimiento de la reivindicación 12, que comprende además:
- usar la primera parte (3) para proporcionar una función de condensador de reflujo para un desmetanizador (106) antes de que la primera parte (3) se caliente y se expanda.
15. El procedimiento de la reivindicación 14, que comprende además:
- 10 - el desmetanizador (104) que produce un producto de fondo (12);
- introducir el producto de fondo (12) en el desmetanizador (106);
 - el desmetanizador (106) que produce un producto de gas de petróleo licuado (18) y un producto de etano (15).
16. El procedimiento de la reivindicación 15, en el que el producto de etano (15) se quema como combustible de turbina en una planta de energía de ciclo combinado.
- 15 17. El procedimiento de la reivindicación 12, en el que el calentamiento de la primera parte (3) se proporciona por un fluido de transferencia de calor que recibe el calor de al menos una de una corriente de aire de entrada de la turbina de gas, una unidad de recuperación de calor, y una corriente de gas de combustión.

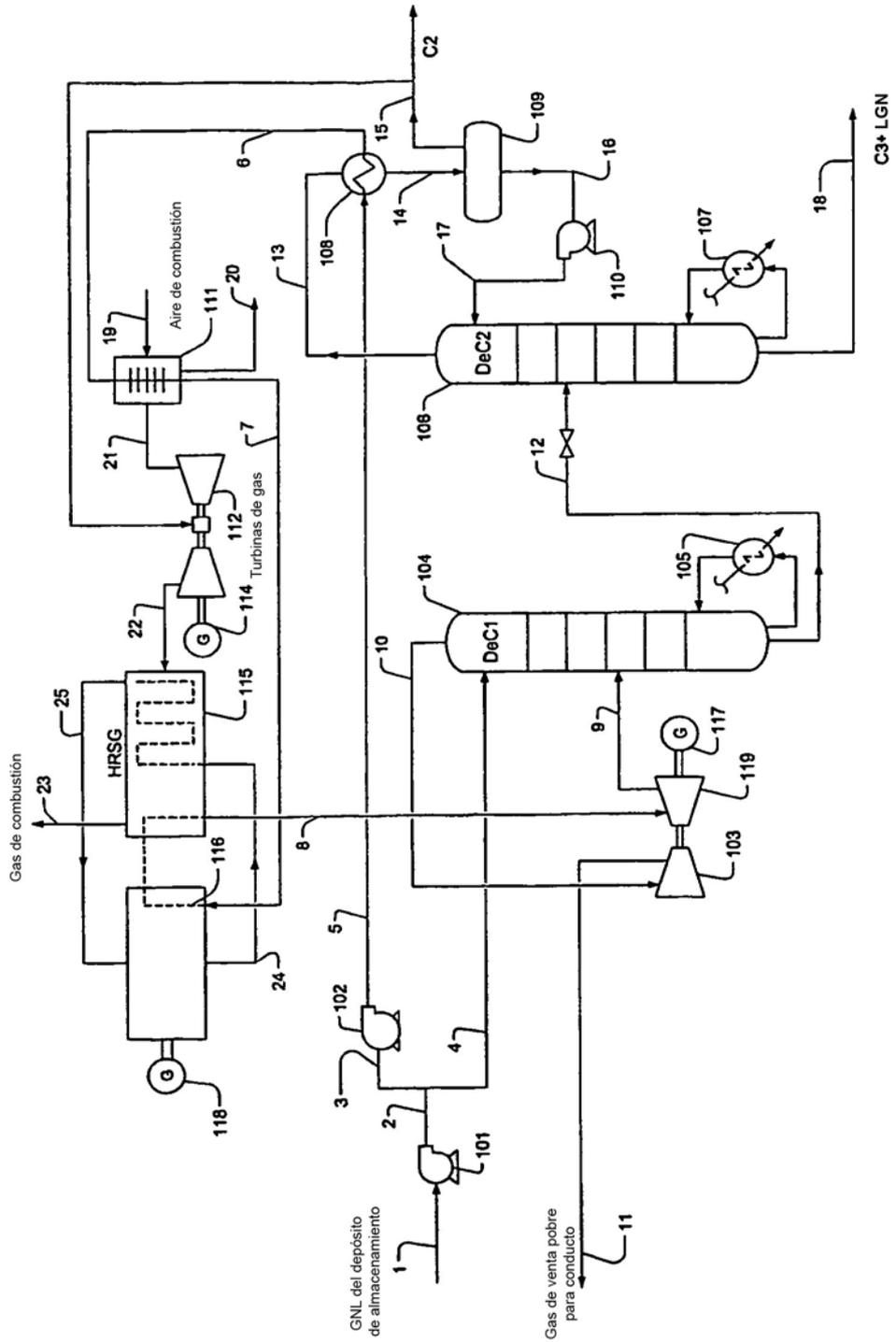


Figura 1

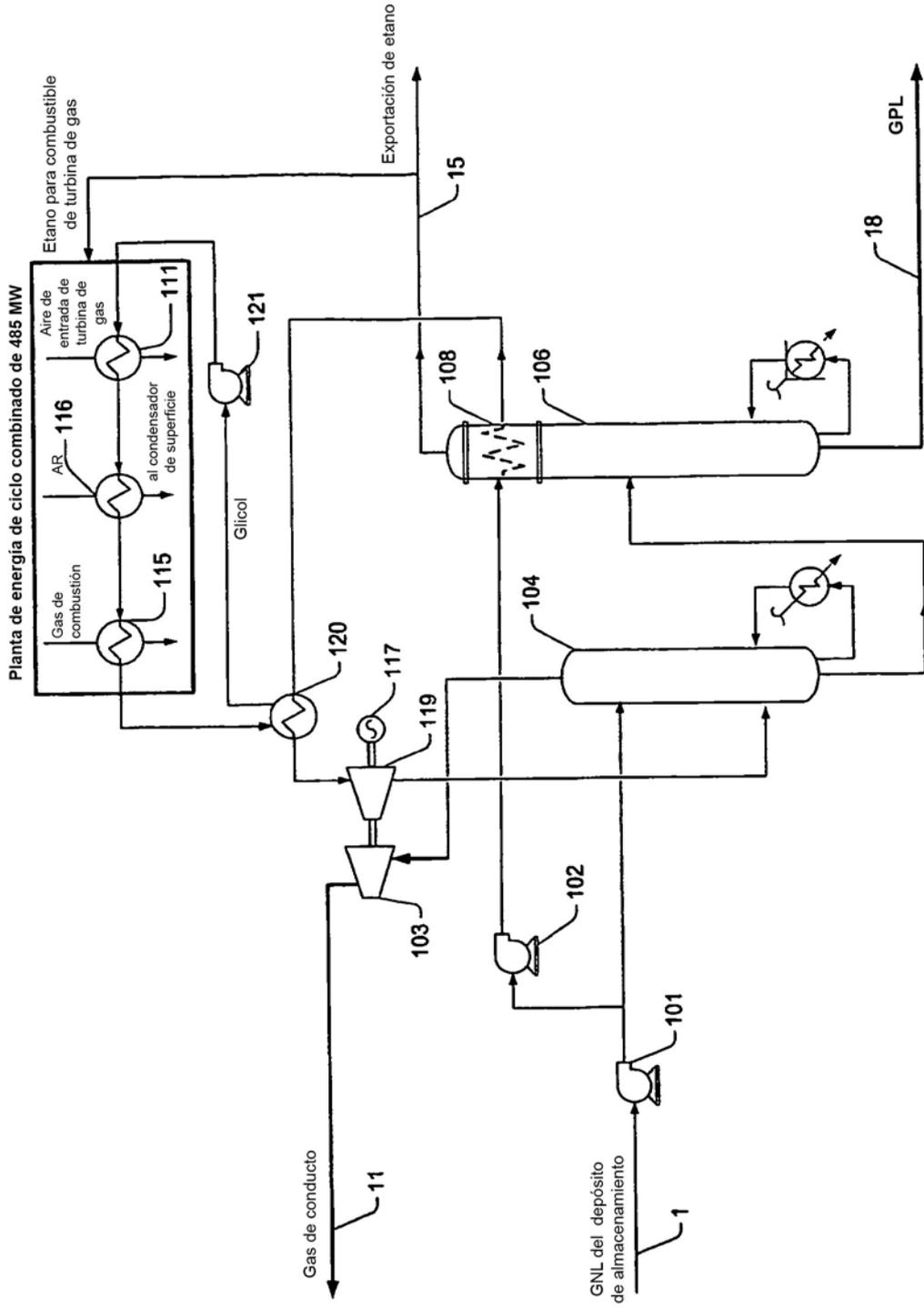


Figura 2