

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 385 090**

51 Int. Cl.:
F17C 9/04

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 96 Número de solicitud europea: **03817172 .4**
96 Fecha de presentación: **26.08.2003**
97 Número de publicación de la solicitud: **1634015**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **15.03.2006**

54 Título: **Ciclo de producción de energía con regasificación de gas natural licuado**

30 Prioridad:
05.06.2003 US 476770 P

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
18.07.2012

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
18.07.2012

73 Titular/es:
**FLUOR TECHNOLOGIES CORPORATION
ONE ENTERPRISE DRIVE
ALISO VIEJO, CA 92656, US**

72 Inventor/es:
Mak, John

74 Agente/Representante:
Carpintero López, Mario

ES 2 385 090 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

Ciclo de producción de energía con regasificación de gas natural licuado.

La presente solicitud reivindica el beneficio de la solicitud de patente provisional estadounidense con número de serie 60/476.770, presentada el 5 de junio de 2003, y que es incorporada al presente documento por referencia.

5 **Campo de la invención**

El campo de la invención es el procesamiento de gas, especialmente en lo que respecta a la regasificación y procesamiento de gas natural licuado.

Antecedentes de la invención

10 Con la creciente demanda de gas natural en Estados Unidos, la importación de gas natural licuado (GNL) ha logrado una atención considerable. Sin embargo, debido a la composición química variable del GNL de diversas fuentes, el gas natural requiere a menudo etapas adicionales de procesamiento para satisfacer los estándares industriales y medioambientales, especialmente en el mercado estadounidense. Por lo tanto, la mayor parte del GNL importado es regasificado para su procesamiento adicional (por ejemplo, fraccionamiento o disolución con nitrógeno), lo que requiere cantidades sustanciales de energía, pero también proporciona un significativo contenido refrigerante. Se conocen numerosos procedimientos que acoplan la regasificación con otros procedimientos para reducir el consumo de energía y/o para hacer uso del contenido refrigerante del GNL.

Por ejemplo, la regasificación del GNL puede estar térmicamente acoplada con una planta de oxidación parcial en la que se emplea al menos una porción del GNL regasificado para enfriar y como combustible en los quemadores, según describen Child et al. en las patentes estadounidenses n^{os} 5.295.350 y 5.394.686. Aunque en tales configuraciones la fuente de calor residual es relativamente limitada, típicamente no se consigue la regasificación de GNL para la producción de gas natural en grandes cantidades. En otros ejemplos, según se describe en las patentes estadounidenses n^{os} 4.036.028 y 4.231.226, de Mandrin y Griepentrog, respectivamente, en la solicitud publicada de patente estadounidense 2003/0005698, de Keller, en el documento EP 0683847, de Johnson et al., y en el documento WO 02/097252, de Keller, el calor para la regasificación del GNL está proporcionado por un fluido de intercambio de calor, que está en intercambio térmico con un escape de turbina o con la arqueta de una planta de energía de ciclo combinado. El documento US 4.388.092, de la técnica anterior, da a conocer un procesamiento de GNL en lotes en el que se extrae metano por destilación de una carga de GNL, y en el que los componentes pesados restantes son condensados secuencialmente usando el contenido refrigerante del GNL. Acto seguido, la mezcla recuperada de componentes es usada como medio mixto, que se usa en una operación de regasificación del GNL. Aunque algunas de estas configuraciones proporcionan una reducción significativa en el consumo de energía para la regasificación del GNL, subsisten, no obstante, varias dificultades que han limitado la plena utilización del contenido refrigerante del GNL.

Es sumamente significativo, y se encuentra en otras dificultades, que la transferencia de calor esté limitada, al menos en algunas de estas configuraciones, por el punto de congelación del medio de transferencia térmica. Además, aunque el contenido refrigerante del GNL se utiliza al menos hasta cierto punto, no se extrae energía de tales configuraciones. Resulta interesante que la solicitud de patente europea EP 0496283 describa un sistema en el que se genera energía por medio de una turbina de expansión de vapor que es impulsada por un fluido de trabajo (agua) que es calentado por un escape de turbina de gas y enfriado por un circuito de regasificación del GNL. Aunque tal configuración aumenta la eficacia de una planta al menos hasta cierto punto, subsisten, no obstante, varios problemas. Por ejemplo, el valioso contenido refrigerante criogénico del GNL queda sin utilizar, dado que el punto de congelación del agua (o de mezclas de agua y glicol) es relativamente elevado.

Por lo tanto, aunque en la técnica se conocen numerosos procedimientos y configuraciones para la utilización y la regasificación del GNL, todos o casi todos adolecen de una o más desventajas. Así, sigue existiendo la necesidad de proporcionar configuraciones y procedimientos mejorados para la utilización y la regasificación del GNL.

45 **Resumen de la invención**

La presente invención está dirigida a configuraciones y procedimientos de procesamiento de GNL en una planta en la que una fuente de calor (por ejemplo, integral a la planta, o térmicamente acoplada a la misma) evapora GNL presurizado, que es expandido después para producir trabajo en un ciclo energético abierto. Las configuraciones especialmente preferentes incluyen, además, un ciclo energético cerrado (preferentemente operando con metano como fluido de trabajo) que usa el contenido refrigerante del GNL para la condensación del fluido de trabajo (que preferentemente es) producido por el procedimiento de separación. Tales configuraciones pueden producir ventajosamente, además, combustible de metano concentrado procedente del ciclo energético para el mercado de combustible de GNL y GNC (gas natural comprimido) para el transporte.

Por lo tanto, en un aspecto de la materia de la invención, una planta de regasificación incluirá un expansor que expande un producto de transformación del gas natural licuado para producir trabajo. Productos de transformación

especialmente preferidos comprenden vapores de sobreflujo de la desmetanizadora y puede incluir, además, un gas de reciclado procedente de un ciclo energético cerrado (que de forma más preferente tenga una concentración de metano de al menos un 95% en volumen). En plantas particularmente preferidas, el vapor de sobreflujo de la desmetanizadora y el vapor de reciclado son licuados en un intercambiador de calor usando el gas natural licuado como refrigerante, estando el intercambiador de calor corriente arriba del expansor. Los vapores así generados son entonces calentados y evaporados, formando un gas supercrítico supercalentado que se expande en el expansor.

Las plantas contempladas pueden comprender, además, un segundo expansor que expande al menos una porción del gas natural licuado, en el que el gas licuado es comprimido y calentado en una fuente de calor (por ejemplo, un intercambiador de calor del sobreflujo de la desmetanizadora, un condensador del reflujo de la desmetanizadora, un refrigerador de la toma de aire de combustión de la turbina, un gas de combustión procedente de una turbina de gas, una unidad de recuperación del calor residual, una planta de separación del aire, un intercambiador de calor de agua de mar y/o un calentador a fuego) antes de la expansión en el segundo expansor. Además, debería reconocerse que una porción del producto de transformación puede ser extraída de la planta como gas natural comprimido y/o que una porción de los vapores licuados puede ser extraída de la planta como gas combustible licuado.

En otro aspecto de la materia de la invención, una planta de regasificación de gas natural líquido puede incluir una desmetanizadora que recibe gas natural y produce un gas de gasógeno de sobreflujo, y un intercambiador de calor que enfría el gas de gasógeno para producir un líquido gasógeno. Se contempla además que en tales plantas una bomba aumente la presión de al menos una porción del líquido gasógeno, formando un líquido gasógeno presurizado, que un segundo intercambiador de calor evapora y supercaliente el líquido gasógeno, formando un gas de gasógeno comprimido supercalentado, y que un expansor expanda al menos una porción del gas de gasógeno comprimido para producir trabajo. Preferentemente, el gas de gasógeno comprimido está en una región supercrítica supercalentada.

Tales plantas pueden incluir, con ventaja, un segundo expansor que extraiga trabajo del gas natural antes de que el gas natural entre en la desmetanizadora, en la que una porción del gas de gasógeno de sobreflujo es comprimida hasta una presión de gaseoducto usando un compresor que está operativamente acoplado al segundo expansor. En otros aspectos adicionales preferentes de tales configuraciones, el gas de gasógeno comprimido expandido se combina con el gas de gasógeno de sobreflujo y/o la desmetanizadora recibe gas natural licuado calentado como reflujo de la desmetanizadora, calentando el primer intercambiador de calor gas natural licuado para formar el gas natural licuado calentado. Además, debería reconocerse que una porción del gas de gasógeno comprimido puede ser extraída de la planta como gas natural comprimido, y que una porción del líquido gasógeno puede ser extraída de la planta como combustible de gas natural licuado. Este gas natural comprimido y este gas natural licuado son de calidad elevada, al contener más de un 99% de metano, lo cual es ventajoso como combustibles para el transporte y para reducir emisiones y contaminantes.

Por lo tanto, en otros aspectos adicionales contemplados, una planta para la regasificación de gas natural licuado puede incluir un primer expansor, que expande un gas natural calentado y evaporado, y un segundo expansor, que expande un sobreflujo calentado y comprimido de la desmetanizadora hasta una primera presión. Un tercer expansor opcional expande adicionalmente el sobreflujo expandido de la desmetanizadora hasta una segunda presión por debajo de la primera presión, estando acoplados entre sí por comunicación de fluido los expansores primero, segundo y el tercero opcional y produciéndose trabajo a partir de al menos un componente del gas natural licuado. En tales configuraciones, se prefiere generalmente que una primera bomba aumente la presión de al menos una porción del gas natural licuado, siendo calentada la porción del gas natural licuado por una fuente de calor (por ejemplo, un intercambiador de calor del sobreflujo de la desmetanizadora, un condensador del reflujo de la desmetanizadora, un refrigerador de la toma de aire de combustión de la turbina, un gas de combustión procedente de una turbina de gas, una unidad de recuperación del calor residual, una planta de separación del aire, un intercambiador de calor de agua de mar y/o un calentador a fuego), para formar el gas natural licuado calentado y evaporado. Además, o de forma alternativa, en tales configuraciones un primer intercambiador de calor licúa un sobreflujo de la desmetanizadora, una segunda bomba aumenta la presión del sobreflujo licuado de la desmetanizadora y un segundo intercambiador de calor calienta y evapora el sobreflujo licuado presurizado de la desmetanizadora para formar el sobreflujo calentado y presurizado de la desmetanizadora. Preferentemente, el primer intercambiador de calor enfría el sobreflujo de la desmetanizadora usando un suministro de gas natural líquido como refrigerante, mientras que el segundo intercambiador de calor, preferentemente, calienta el sobreflujo licuado presurizado de la desmetanizadora usando el sobreflujo expandido de la desmetanizadora. También se contempla, además, que la primera presión sea una presión de gaseoducto entre aproximadamente 4,83 MPa y 10,34 MPa, y que la segunda presión sea una presión operativa de la desmetanizadora entre aproximadamente 2,07 MPa y 5,17 MPa.

Diversos objetos, características, aspectos y ventajas de la presente invención se harán más evidentes siguiendo la siguiente descripción detallada de realizaciones preferentes de la invención, junto con los dibujos adjuntos.

Breve descripción de los dibujos

La Figura 1 es un diagrama esquemático de una configuración ejemplar de ciclo energético según la materia de la invención.

La Figura 2 es un esquema de una configuración ejemplar de planta según la materia de la invención.

5 La Figura 3 es un esquema de otra configuración ejemplar de planta según la materia de la invención.

La Figura 4 es una tabla que enumera el equilibrio total calculado de una instalación integrada ejemplar según la Figura 2.

Descripción detallada

10 El inventor ha descubierto que el GNL puede ser procesado de una manera que utilice de manera efectiva el contenido refrigerante del GNL. Más específicamente, el inventor descubrió que una corriente de GNL puede ser bombeada hasta una presión deseada y ser dividida en unas porciones primera y segunda, actuando la primera porción como fluido de trabajo y actuando la segunda porción como reflujo para una desmetanizadora. En tales configuraciones, el GNL suministra la carga de condensación en un ciclo energético cerrado de metano de Rankine en el que el metano se genera a partir del GNL en la desmetanizadora.

15 En la **Figura 1** se representa un ciclo energético cerrado ejemplar en el que el ciclo cerrado de generación de energía está acoplado operativamente a una planta de regasificación/procesamiento de GNL. Aquí se proporciona GNL como suministro a la planta de regasificación/procesamiento y se usa el contenido refrigerante del GNL para condensar el fluido de trabajo en el ciclo cerrado (y también en la generación de energía acoplada a una planta de energía de ciclo combinado, no mostrada).

20 Más en particular, se bombea GNL desde un tanque de almacenamiento o de otra fuente con una bomba P1 hasta una presión predeterminada. Acto seguido, el GNL así presurizado se divide en unas porciones primera y segunda, empleándose ambas como medio de enfriamiento en intercambiadores E3 y E4 de calor, respectivamente (la segunda porción puede ser presurizada adicionalmente por medio de una bomba P2). En último término, ambas porciones serán suministradas a la desmetanizadora (por ejemplo, una porción como reflujo, la otra como alimentación de la desmetanizadora), que produce un producto de sobreflujo de la desmetanizadora (gas de gaseoducto, que comprende entre un 90% en volumen y un 99% en volumen de metano). Una porción del así generado producto de sobreflujo de la desmetanizadora será empleada como fluido de trabajo, que es condensado en el intercambiador E3, mientras que la otra porción puede ser vendida como combustible licuado para vehículos ("GLN combustible para vehículos"). Se aumenta entonces la presión de la porción que actúa como fluido de trabajo mediante bombeo usando la bomba P4 y se la evapora en los intercambiadores E5, E6 y/o E7. Al menos una porción del gas supercrítico calentado y comprimido así generado es expandida a continuación en una turbina expansora para generar energía, mientras que otra porción puede ser vendida como gas combustible comprimido ("GNC"). El gas expandido se enfría entonces en los intercambiadores E5 y E4 antes de su combinación con el sobreflujo de la desmetanizadora, completando así el ciclo cerrado de generación de energía.

35 La **Figura 2** ilustra una configuración ejemplar de una planta de regasificación con más detalle. Aquí, el GNL es bombeado y dividido en dos porciones. La primera porción es calentada suministrando una porción de la carga de condensación en el ciclo energético cerrado del metano, y luego es calentada adicionalmente por la carga de reflujo de condensación en una desmetanizadora, seguido por el calor residual de la planta de energía de ciclo combinado para la generación de energía en un ciclo expansor abierto. La segunda porción también suministra una porción de la carga de condensación en el ciclo energético cerrado del metano antes de que sea usada como reflujo frío en una desmetanizadora.

40 En la configuración ejemplar de la Figura 2, el caudal de GNL hacia la planta es equivalente a 34 Mm³d de gas natural con una composición típica de gas mostrada en la **Tabla 1** siguiente. La corriente 1 de GNL procedente del almacenamiento (o de otra fuente adecuada) está a una presión de aproximadamente 103,42 kPa y a una temperatura típicamente entre aproximadamente -162,22°C y -159,44°C. La corriente 1 es bombeada por la bomba 101 de GNL hasta una presión adecuada, típicamente entre aproximadamente 2,86 y 3,55 MPa para formar la corriente 2 de GNL presurizado, necesaria para entrar en la desmetanizadora 114. La corriente 2 de GNL presurizado es dividida entonces en la corriente 4 y la corriente 3, preferentemente con una proporción entre 0,4 y 0,7. (El término "proporción" se refiere al flujo volumétrico de la corriente 4 dividido por el flujo volumétrico de la corriente 3). La corriente 3 se calienta en el intercambiador 104 hasta típicamente entre -134,44°C y -117,78°C, suministrando la carga refrigerante para condensar la corriente 19 de vapor de metano, formando la corriente líquida 20, en un ciclo de Rankine de metano de bucle cerrado. Tal como se usa en el presente documento, el término "aproximadamente", en unión con un número, se refiere a un intervalo de ese número que empieza desde un 10% por debajo del valor absoluto del número hasta un 10% por encima del valor absoluto del número, inclusive. Por ejemplo, la expresión "aproximadamente 100 kPa" se refiere a un intervalo de 90 kPa a 110 kPa.

Debería apreciarse que una proporción mayor de flujo en la corriente 3 aumentará el reflujo hacia la desmetanizadora 114 y aumentará la extracción de los componentes C_2+ . Por ejemplo, para una proporción de división entre 0,5 y 0,6, los niveles de extracción son de aproximadamente el 90% para el etano y de aproximadamente el 99% para el propano. Cuando la proporción de división se reduce entre 0,4 y 0,5, el nivel de extracción disminuye en consonancia del 10% al 50% para el etano. Típicamente, los cambios en las proporciones de reflujo tendrán únicamente un impacto secundario en la recuperación de propano, que puede mantenerse al 90% o niveles mayores y que es deseable, ya que el gas licuado de petróleo es un producto más valioso. Así, debería reconocerse que variando la proporción de división, podría controlarse la cantidad de componentes C_2+ en el gas a ventas para satisfacer los requisitos específicos del mercado. Aunque generalmente se prefieren proporciones de división entre 0,4 y 0,7, las proporciones adecuadas de división incluyen 0,3 a 0,39 y 0,71 a 0,9.

La corriente 4 es bombeada adicionalmente en la bomba 2 hasta aproximadamente entre 13,89 MPa y 20,79 MPa (región supercrítica), formando la corriente 5, y es calentada en varias etapas. La corriente 5 es calentada en el intercambiador 105, formando la corriente 7, típicamente entre $-134,44^{\circ}\text{C}$ y $-117,78^{\circ}\text{C}$, suministrando la carga refrigerante para enfriar la corriente 30 de vapor de metano a la corriente parcialmente condensada 18, en un ciclo de Rankine de metano de bucle cerrado. La corriente 7 es calentada adicionalmente para formar la corriente 11, típicamente entre $-62,22^{\circ}\text{C}$ y $-45,56^{\circ}\text{C}$ proporcionando el necesario enfriamiento de reflujo en el condensador 115 de sobreflujo de la desmetanizadora. La corriente 11 es también calentada adicionalmente, típicamente hasta entre $65,56^{\circ}\text{C}$ y $176,67^{\circ}\text{C}$, en el intercambiador 117, formando la corriente 14, usando calor residual proveniente de la planta de energía de ciclo combinado (preferentemente, el calor residual incluye un gas de combustión, una unidad de recuperación del calor residual, una toma de aire de combustión de la turbina, etc.). La corriente de gas natural supercrítico calentado a alta presión se expande entonces en el expansor 112. Una porción de la energía del expansor puede usarse para impulsar el compresor 113 de gas residual, y se usa la energía sobrante para generar energía eléctrica en el generador 111.

Se suministra la corriente 8 de salida del expansor, entre $4,44^{\circ}\text{C}$ y -40°C a la desmetanizadora 114 operando entre 2,86 MPa y 3,55 MPa. Debería hacerse notar especialmente que la corriente 8 suministra al menos una porción, si no la totalidad, del calor del hervidor requerido por la desmetanizadora. La carga de reflujo para la desmetanizadora 114 es proporcionada por la corriente 6. Debería hacerse notar especialmente que tales configuraciones de reflujo/arrastre de vapor son autocontenidas y típicamente no requieren ningún consumo de combustible. Sin embargo, cuando se desee, puede usarse un hervidor inferior 118 para suplementar el requisito de calentamiento (por ejemplo, usando calor residual precedente de la instalación de ciclo combinado).

La corriente inferior 10 de producto procedente de la desmetanizadora 114 es enviada a la desmetanizadora 116, suministrándose la carga de reflujo del sobreflujo en el condensador 115 de sobreflujo usando la corriente 7 de GNL como refrigerante. Preferentemente, el condensador 115 de sobreflujo es un condensador integral que está diseñado para proporcionar un reflujo interno a la desmetanizadora. La corriente de sobreflujo de la desmetanizadora se enfría con GNL hasta típicamente entre $-17,78^{\circ}\text{C}$ y $4,44^{\circ}\text{C}$. Debería hacerse notar que un intercambiador integral eliminará un intercambiador externo, un separador y bombas usadas en un sistema convencional y que, por lo tanto, reducirá significativamente el diseño del trazado y el coste de los equipos. La desmetanizadora es sometida a rebullido en el hervidor 119 (preferentemente usando calor residual procedente del ciclo combinado), produciendo un producto C_3+ en el fondo con la proporción deseada etano-propano típicamente entre aproximadamente $65,56^{\circ}\text{C}$ y $121,11^{\circ}\text{C}$. Esta corriente 12 puede ser vendida como un producto líquido ("GLP"). La desmetanizadora produce una corriente 13 de etano de sobreflujo que puede ser usada como materia prima para una planta petroquímica o como gas combustible.

El sobreflujo 9 de la desmetanizadora, a aproximadamente $-84,44^{\circ}\text{C}$ y 3,2 MPa, es dividido en la corriente 15 y la corriente 16, siendo comprimida la corriente 15 por un compresor 113 para formar la corriente 17, típicamente a la presión del gasoducto. La corriente 16, con un caudal típico de $0,68 \text{ Mm}^3/\text{d}$ (o un caudal que requiera el mercado de combustible para el transporte), entra en el ciclo energético del metano combinándose con la corriente 18 en el ciclo de Rankine de bucle cerrado, formando la corriente 19, que es enfriada subsiguientemente y condensada completamente en el intercambiador 104, formando la corriente 20, a aproximadamente $-101,11^{\circ}\text{C}$. La corriente 21, a aproximadamente $0,34 \text{ Mm}^3/\text{d}$, o el equivalente de aproximadamente $757,08 \text{ m}^3$ por día de GNL combustible para vehículos, puede ser dividida en este punto y vendida fuera de las instalaciones.

El flujo restante, la corriente 22, típicamente a aproximadamente $1,42 \text{ Mm}^3/\text{d}$, es bombeado por la bomba 103 del ciclo energético hasta aproximadamente entre 13,89 y 20,79 MPa a aproximadamente $-101,11^{\circ}\text{C}$, formando la corriente 23, que es calentada adicionalmente en el intercambiador 106 con calor suministrado desde la corriente 29 de salida del expansor 109. La corriente 24 así generada es calentada adicionalmente usando calor residual procedente de la planta de energía de ciclo combinado en el intercambiador 107, formando la corriente 25. La corriente 26, a aproximadamente $0,34 \text{ Mm}^3/\text{d}$ de gas natural a alta presión, puede ser extraída de esta ubicación para satisfacer la demanda de GNC combustible para vehículos. La mayor parte del vapor (corriente 27) es supercalentada adicionalmente en el intercambiador 108 hasta aproximadamente $148,89^{\circ}\text{C}$, formando la corriente 29, usando el sistema de calor residual. El metano supercrítico a alta presión y temperatura elevada es entonces expandido en el expansor 109, generando energía eléctrica con el generador 110. La corriente 29 de descarga del expansor, a $48,89^{\circ}\text{C}$, es enfriada entonces en el intercambiador 106 con el vapor frío entrante, y es condensada

parcialmente en el intercambiador 105 utilizando el contenido refrigerante del GNL procedente de la bomba 102 de GNL. Esta mezcla en dos fases en mezclada entonces con el flujo dividido del reflujo de la desmetanizadora y el ciclo se repite.

En esta configuración ejemplar, se generan aproximadamente 22.000 kW en el ciclo abierto cuando el gal natural supercrítico a alta presión y temperatura elevada es expandido hasta aproximadamente entre 2,86 y 3,55 MPa. Se usa aproximadamente el 50% de la energía para impulsar el compresor 113 de gas residual que se requiere para comprimir el sobreflujo de la desmetanizadora desde entre 3,14 y 3,48 MPa hasta aproximadamente 7,69 MPa (presión típica de gaseoducto). Los 11.000 kW sobrantes pueden usarse para generar energía en el generador 111 para uso interno y/o para exportarla. Debería apreciarse que en todas o casi todas las configuraciones de ese tipo, el ciclo energético del metano en bucle cerrado no requiere ningún consumo de energía que no sea el calor residual de la planta de energía como fuente de calor. La producción neta de energía del ciclo energético cerrado es de aproximadamente 15.000 kW. Así, la generación total de energía de los ciclos energéticos de bucle abierto y de bucle cerrado es de aproximadamente 26.000 kW.

En la Tabla 1 se muestra el equilibrio total de masas de un procedimiento de fraccionamiento de 33,98 Mm³d de GNL (véanse los Ejemplos). Además de la producción de GNL y GNC, este procedimiento produce 37.100 barriles por día de producto de etano, 51.000 barriles por día de producto de GLP y 29,62 Mm³d de gas residual para el gaseoducto de gas a ventas.

Alternativamente, cuando se desean la integración del calor directo de una planta de energía de ciclo combinado (a diferencia de la configuración de la Figura 2, en la que la integración del calor es a través de los intercambiadores 107 y 117) y el uso de un segundo expansor generador de energía en el ciclo cerrado, puede emplearse una configuración ejemplar según la **Figura 3**, en la que números semejantes representan componentes semejantes de la configuración representada en la Figura 2.

Aquí, la corriente 1 de GNL procedente del almacenamiento (o de otra fuente adecuada) está a una presión de aproximadamente 103,42 kPa y típicamente a una temperatura aproximadamente entre -162,22°C y -159,44°C. La corriente 1 es bombeada por la bomba 101 de GNL hasta una presión por encima de la presión del gaseoducto (típicamente, aproximadamente entre 10,44 y 20,79 MPa), formando la corriente 2 de GNL presurizado, que sirve de refrigerante en el intercambiador 104A para condensar al menos parcialmente la corriente 9 de sobreflujo de la desmetanizadora, que se combina con fluido de trabajo de metano procedente del ciclo energético cerrado. La corriente 2 de GNL presurizado se divide entonces en la corriente 4 y la corriente 3, preferentemente con una proporción entre 0,4 y 0,7. Se deja que la corriente 3 disminuya de presión hasta la presión operativa de la desmetanizadora (típicamente, entre aproximadamente 2,51 MPa y aproximadamente 3,55 MPa, preferentemente usando la válvula JT 3A) y luego se la suministra a la desmetanizadora 114 como reflujo de la desmetanizadora. La corriente 4 se usa como refrigerante en diversos intercambiadores. En el intercambiador 104B, la corriente 4 enfría el sobreflujo de la desmetanizadora y proporciona además la carga del condensador del sobreflujo de la desmetanizadora (en el intercambiador 115A) antes de enfriar el refrigerador 117A de la toma de aire de combustión de la turbina y la unidad termorrecuperadora 117B. El GNL así calentado, comprimido y evaporado es expandido entonces en el expansor 112 para producir trabajo (preferentemente energía eléctrica usando un generador) y es introducido como corriente 8 en la desmetanizadora 114 a aproximadamente la presión de la desmetanizadora.

Debería reconocerse que, en tales configuraciones, el expansor 112, en el ciclo energético abierto, proporcionará típicamente una mayor potencia de salida que la configuración de la Figura 2, debido a la presión significativamente mayor de la corriente 4 antes de entrar en el expansor. La generación de presiones mayores en el ciclo energético cerrado puede llevarse a cabo de manera similar a como se muestra también en la Figura 3. Aquí, la bomba 103 aumentará la presión del sobreflujo condensado de la desmetanizadora y del fluido de trabajo de metano hasta una presión por encima de la presión del gaseoducto (por ejemplo, aproximadamente entre 10,44 MPa y 20,79 MPa), que son luego calentados y evaporados en el intercambiador 106 (por ejemplo, usando el calor del fluido de trabajo expandido) y el GVRC 117B. La expansión del vapor de metano a alta presión así generado en el expansor 109A puede ser empleada para producir trabajo y, opcionalmente, para llevar el producto de metano hasta la presión del gaseoducto. Al menos una porción del gas natural residual así generado puede ser entonces vendida como un producto 17. El fluido de trabajo restante (ahora como vapor) puede ser entonces expandido adicionalmente en el expansor 109B (preferentemente, hasta aproximadamente la presión de la desmetanizadora) y combinado con el sobreflujo de la desmetanizadora, completando así el bucle de ciclo cerrado.

De forma similar a la configuración de la Figura 2, la desmetanizadora 116 recibe el producto 10 del fondo de la desmetanizadora y produce un producto 13 de sobreflujo de etano, que es condensado, al menos parcialmente, en el condensador de sobreflujo de la desmetanizadora (con una carga de enfriamiento proporcionada por el GNL). La porción líquida en la corriente 13' será suministrada entonces a la desmetanizadora como reflujo, mientras que la porción 13" de vapor puede servir como combustible para las turbinas de gas en una planta de energía de ciclo combinado que está térmicamente acoplada a la planta de regasificación. El producto 12 del fondo de la desmetanizadora puede ser vendido como materia prima como GLP (gas licuado de petróleo).

Así, debería reconocerse que las plantas contempladas emplean GNL, o una fracción del mismo, como fluido de trabajo en al menos uno, y más preferentemente en ambos, de un ciclo energético abierto y un ciclo energético cerrado. Fuentes de calor adecuadas incluyen especialmente aire de combustión de turbinas de gas, agua de refrigeración al condensador de superficie y/o gas de combustión procedente de una turbina de gas. Sin embargo, también se contemplan otras numerosas fuentes de calor, y debería apreciarse que también se consideran apropiadas como fuente de calor unidades distintas a una planta de ciclo combinado. Por ejemplo, fuentes de calor alternativas adecuadas incluyen numerosos 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 de desalinización o instalaciones de congelación de alimentos).

Sin embargo, generalmente se prefiere que las plantas adecuadas incluyan instalaciones de regasificación de GNL y terminales receptores de GNL, y las configuraciones particularmente preferentes incluyen aquellas en las que el GNL es regasificado en un procedimiento en el que al menos parte del GNL produce trabajo. Se describen configuraciones ejemplares adecuadas en la solicitud de patente internacional, de propiedad conjunta y en tramitación como la presente, con el título "LIQUEFIED NATURAL GAS REGASIFICATION CONFIGURATION AND METHOD", de John Mak, Curt Graham y Dave Schulte, que se presentó aproximadamente el 13 de agosto de 2003, y que se incorpora por referencia al presente documento. En consecuencia, y dependiendo de la fuente particular de calor, debería reconocerse que la energía necesaria para la regasificación del GNL puede ser proporcionada, en su totalidad o solo en parte, por fuentes de calor contempladas. Cuando la fuente de calor proporciona cantidades insuficientes de calor para gasificar por completo el GNL, debería reconocer que puede proporcionarse calor suplementario. Fuentes adecuadas de calor suplementario incluyen el calor residual proveniente de la descarga de vapor de la turbina, la carga de condensación procedente del gas de combustión, el calentamiento ambiental con aire (proporcionando aire acondicionado a edificios), con agua de mar o gas combustible. En consecuencia, debería apreciarse que la configuración y los procedimientos contemplados pueden ser usados para modernizar plantas de regasificación existentes para mejorar la eficacia y la flexibilidad de la generación energética, o pueden ser usados en nuevas instalaciones.

Por lo tanto, debería reconocerse que pueden lograrse numerosas ventajas usando configuraciones según la materia de la invención. Por ejemplo, las configuraciones contempladas proporcionan un ciclo de generación de energía con GNL sumamente eficaz que puede ser acoplado con una planta energética convencional de ciclo combinado. Además, en la mayor parte de las configuraciones, no se precisa calentamiento externo alguno, y así se elimina la necesidad existente hasta la actualidad de gas combustible o agua de mar para calentar el GNL en la regasificación convencional de GNL. En otro aspecto adicional particularmente preferente, debería apreciarse 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 composiciones y contenidos caloríficos cambiantes mientras se produce gas natural "según especificaciones" y/o combustible de GNL para el transporte para el mercado norteamericano u otros mercados sensibles a las emisiones. Además, las configuraciones contempladas producirán etano de alta pureza como producto comercial o como fuente de energía para la planta de energía de ciclo combinado.

Ejemplos

Cálculo ejemplar de componentes en corrientes seleccionadas

En la configuración ejemplar de una planta como la mostrada en la Figura 2, se calcularon fracciones molares de diversos componentes de corrientes seleccionadas y los resultados se enumeran en la tabla siguiente, en la que "GLP" se refiere a la fracción inferior de C_3+ de la desmetanizadora, "gas de gaseoducto" se refiere al producto de sobreflujo de la desmetanizadora y "etano" se refiere al producto de sobreflujo de la desmetanizadora. Los combustibles de GNC y GNL para motores se extraen del producto de sobreflujo de la desmetanizadora. La Tabla 1 en la **Figura 4** enumera los resultados de los cálculos. Como puede verse con claridad, la concentración de metano en el gas de gaseoducto puede verse aumentada significativamente mientras se rechazan específicamente los componentes C_2 a la corriente del producto de etano y se separan los componentes C_3+ en la corriente de GLP.

En consecuencia, visto desde una perspectiva, los inventores contemplan una planta de regasificación para gas natural licuado en la que un expansor expande un producto de transformación del gas natural licuado, que más preferentemente comprende vapor de sobreflujo de la desmetanizadora y/o vapor de reciclado, para producir trabajo. Tal como se usa en el presente documento, la expresión "vapor de reciclado" se refiere a un fluido de trabajo de un ciclo energético de ciclo cerrado en forma evaporada al menos parcialmente, en el que el fluido de trabajo es, más preferentemente, un gas natural residual (es decir, gas con al menos un 90% de metano en volumen).

En otro aspecto, los inventores contemplan una planta de regasificación que incluye una desmetanizadora que recibe un gas natural y produce un gas de gasógeno de sobreflujo. Las plantas adecuadas incluirán, además, un primer intercambiador de calor que enfría el gas de gasógeno para producir un líquido gasógeno, una bomba que aumenta la presión de al menos una porción del líquido gasógeno para formar un líquido gasógeno presurizado, y un

segundo intercambiador de calor que evapora el líquido gasógeno presurizado para formar un gas de gasógeno supercrítico comprimido. Un expansor expandirá entonces al menos una porción del gas supercrítico comprimido de gasógeno para producir trabajo. Como se describe adicionalmente en lo que antecede, las plantas contempladas pueden incluir además un segundo expansor que extrae trabajo del gas natural antes de que el gas natural entre en la desmetanizadora (en la que una porción del gas de gasógeno de sobreflujo es comprimida hasta la presión de gaseoducto usando un compresor que está acoplado operativamente al segundo expansor).

En otra aspecto adicional de la materia de la invención, una planta para la regasificación de gas natural licuado puede incluir un primer expansor que expande un gas natural licuado calentado y evaporado, un segundo expansor que expande un sobreflujo calentado y comprimido de desmetanizadora hasta una primera presión (por ejemplo, la presión del gaseoducto entre aproximadamente 4,83 MPa y 10,34 MPa) y un tercer expansor opcional que expande adicionalmente el reflujo expandido de la desmetanizadora hasta una segunda presión (por ejemplo, la presión operativa de la desmetanizadora entre aproximadamente 2,07 MPa y 5,17 MPa) por debajo de la primera presión, estando acoplados entre sí por comunicación de fluido los expansores primero, segundo y el tercero opcional y produciéndose trabajo a partir de al menos un componente del gas natural licuado. En tales plantas, se prefiere generalmente que una primera bomba aumente la presión de al menos una porción del gas natural licuado, siendo calentada la porción del gas natural licuado por una fuente de calor (por ejemplo, un intercambiador de calor del sobreflujo de la desmetanizadora, un condensador del reflujo de la desmetanizadora, un refrigerador de la toma de aire de combustión de la turbina, un gas de combustión procedente de una turbina de gas, una unidad de recuperación del calor residual, una planta de separación del aire, un intercambiador de calor de agua de mar y/o un calentador a fuego), para formar el gas natural licuado calentado y evaporado. Además, o de forma alternativa, un primer intercambiador de calor licúa un sobreflujo de la desmetanizadora, una segunda bomba aumenta la presión del sobreflujo licuado de la desmetanizadora y un segundo intercambiador de calor calienta y evapora el sobreflujo licuado presurizado de la desmetanizadora para formar el sobreflujo calentado y presurizado de la desmetanizadora.

Así, se han dado a conocer realizaciones y aplicaciones específicas de una configuración y un procedimiento de regasificación de gas natural licuado. Al interpretar tanto la memoria como las reivindicaciones, todos los términos deberían ser interpretados de la manera más amplia posible coherente con el contexto. En particular las expresiones “comprende” y “que comprende” deberían ser interpretadas con referencia a elementos, componentes o etapas de manera no excluyente, indicando que los elementos, los componentes o las etapas referidos pueden estar presentes o ser utilizados o combinados con otros elementos, componentes o etapas a las que no se hace referencia expresa.

REIVINDICACIONES

1. Una planta de regasificación para gas natural licuado (1) que comprende:
 - una unidad de fraccionamiento de gas natural licuado que forma un producto (9) de transformación a partir del gas natural licuado (1);
- 5 en la que al menos un componente de la unidad de fraccionamiento usa un contenido de refrigeración del gas natural licuado (1);
estando **caracterizada** la planta de regasificación **porque**, además, comprende:
 - un refrigerador (104) y una bomba (103) acoplados por comunicación de fluido a la unidad de fraccionamiento y configurados para permitir una condensación y una presurización completas de una
 - 10 porción (16) del producto (9) de transformación para formar así un producto (23) de transformación licuado y presurizado; y
 - una fuente (108) de calor acoplada por comunicación de fluido a la bomba (103) y configurada para calentar el producto (23) de transformación licuado y presurizado para producir con ello un producto (29) de transformación calentado;
- 15 en la que un expansor (109) expande el producto (29) de transformación calentado para producir trabajo.
2. La planta de regasificación de la reivindicación 1 en la que la unidad de fraccionamiento de gas natural licuado comprende una desmetanizadora (114) que está configurada para formar el producto (9) de transformación como un vapor de sobreflujo.
3. La planta de regasificación de la reivindicación 2 en la que el refrigerador (104) está acoplado por comunicación de fluido de modo que una corriente (19) de entrada del refrigerador (104) comprenda además un vapor (18) de reciclado de un ciclo energético de Rankine.
- 20 4. La planta de regasificación de la reivindicación 3 en la que el refrigerador (104) está configurado para usar el gas natural licuado (1) como refrigerante.
5. La planta de regasificación de la reivindicación 4 en la que la fuente (108) de calor está configurada para formar un producto supercrítico de transformación.
- 25 6. La planta de regasificación de la reivindicación 1 que, además, comprende un segundo expansor (112) que expande al menos una porción (4) del gas natural licuado (1), y una fuente de calor que está configurada para calentar la porción (4) del gas natural licuado (1) antes de la expansión en el segundo expansor.
7. La planta de regasificación de la reivindicación 6 en la que la fuente de calor es al menos uno del intercambiador (104B) de calor del sobreflujo de la desmetanizadora, un condensador (115, 115A) de reflujo de la desmetanizadora, un refrigerador (117A) de la toma de aire de combustión de la turbina, un gas de combustión procedente de una turbina (117B) de gas, una unidad termorrecuperadora, una planta de separación del aire, un intercambiador de calor de agua de mar y un calentador a fuego.
- 30

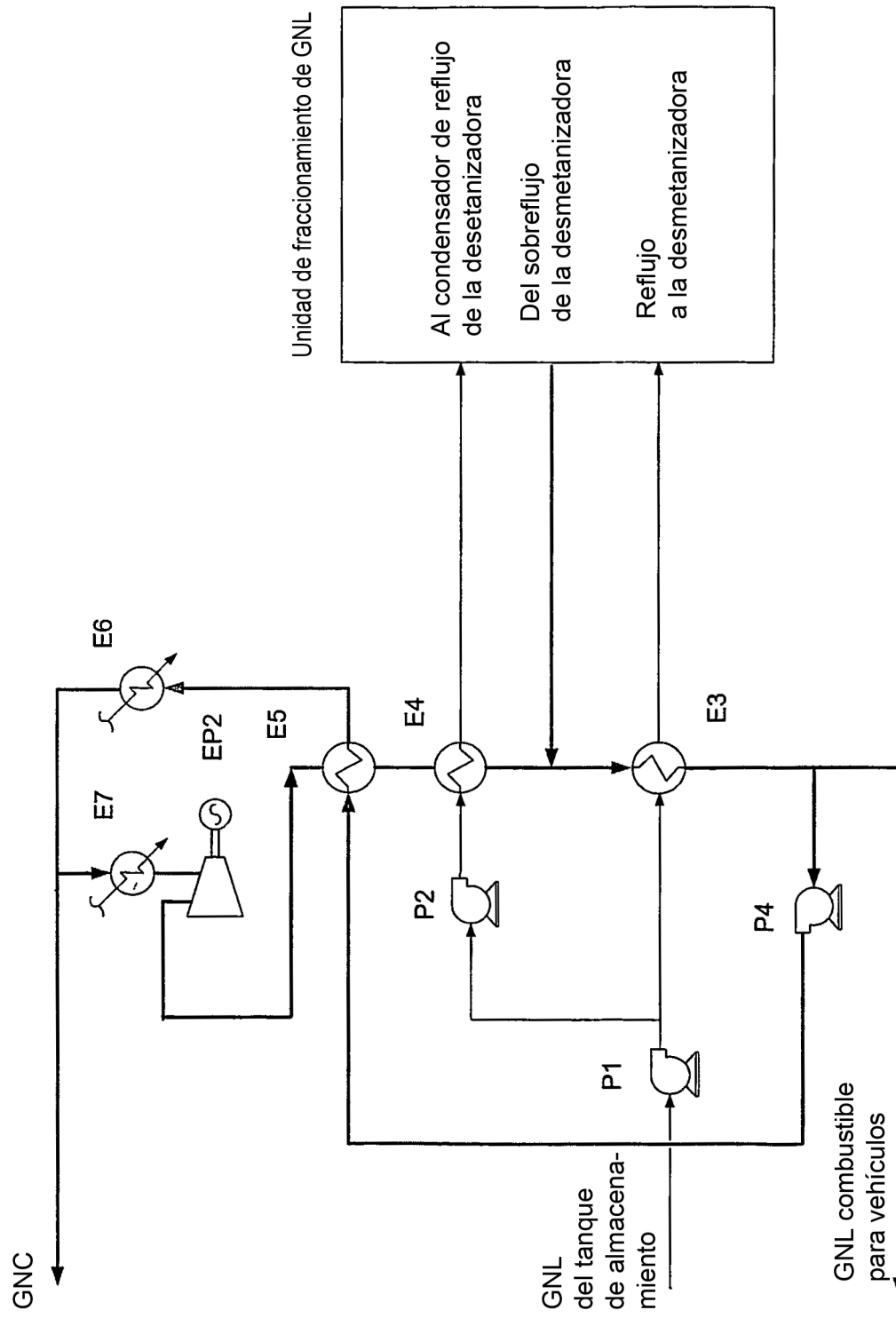


Figura 1

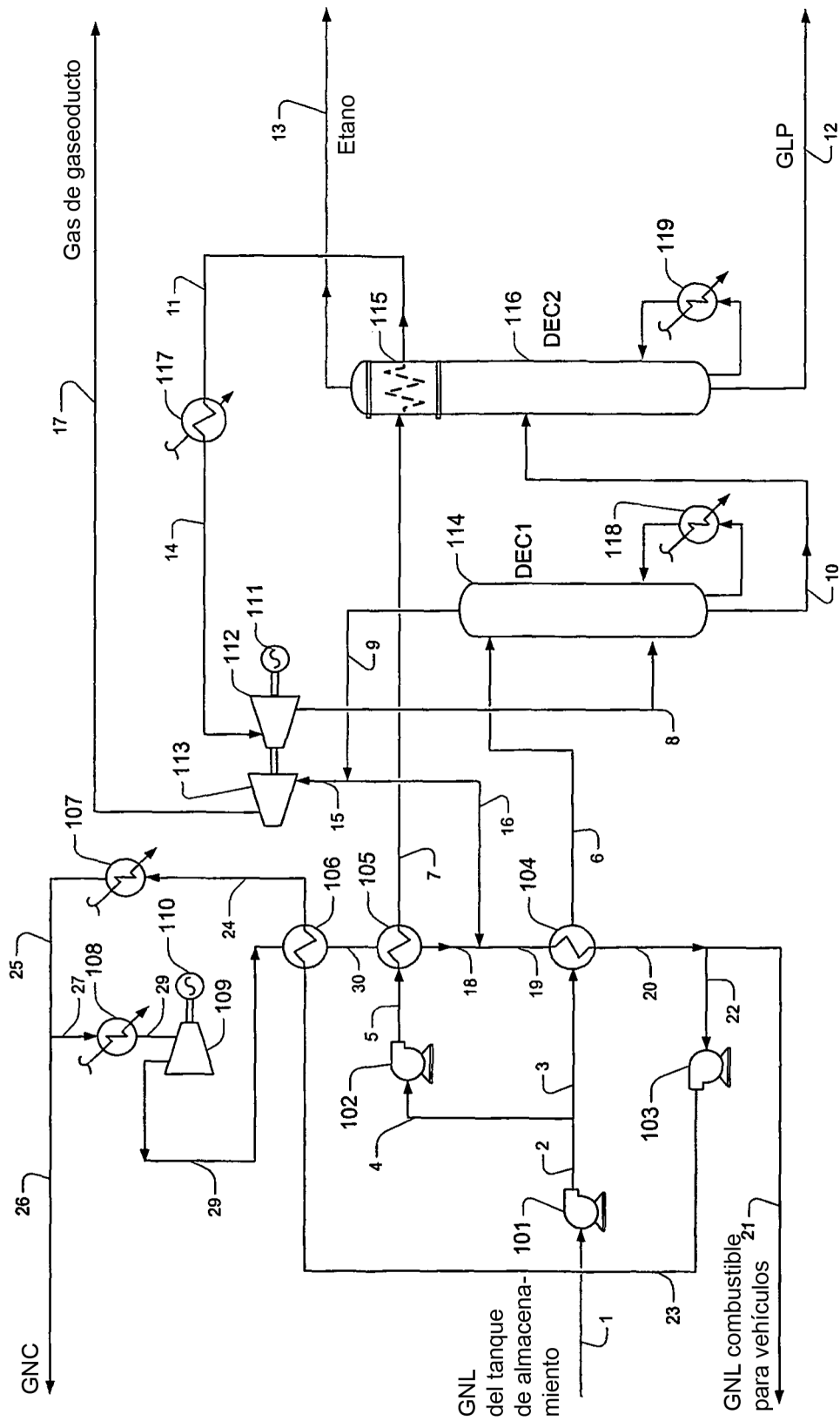


Figura 2

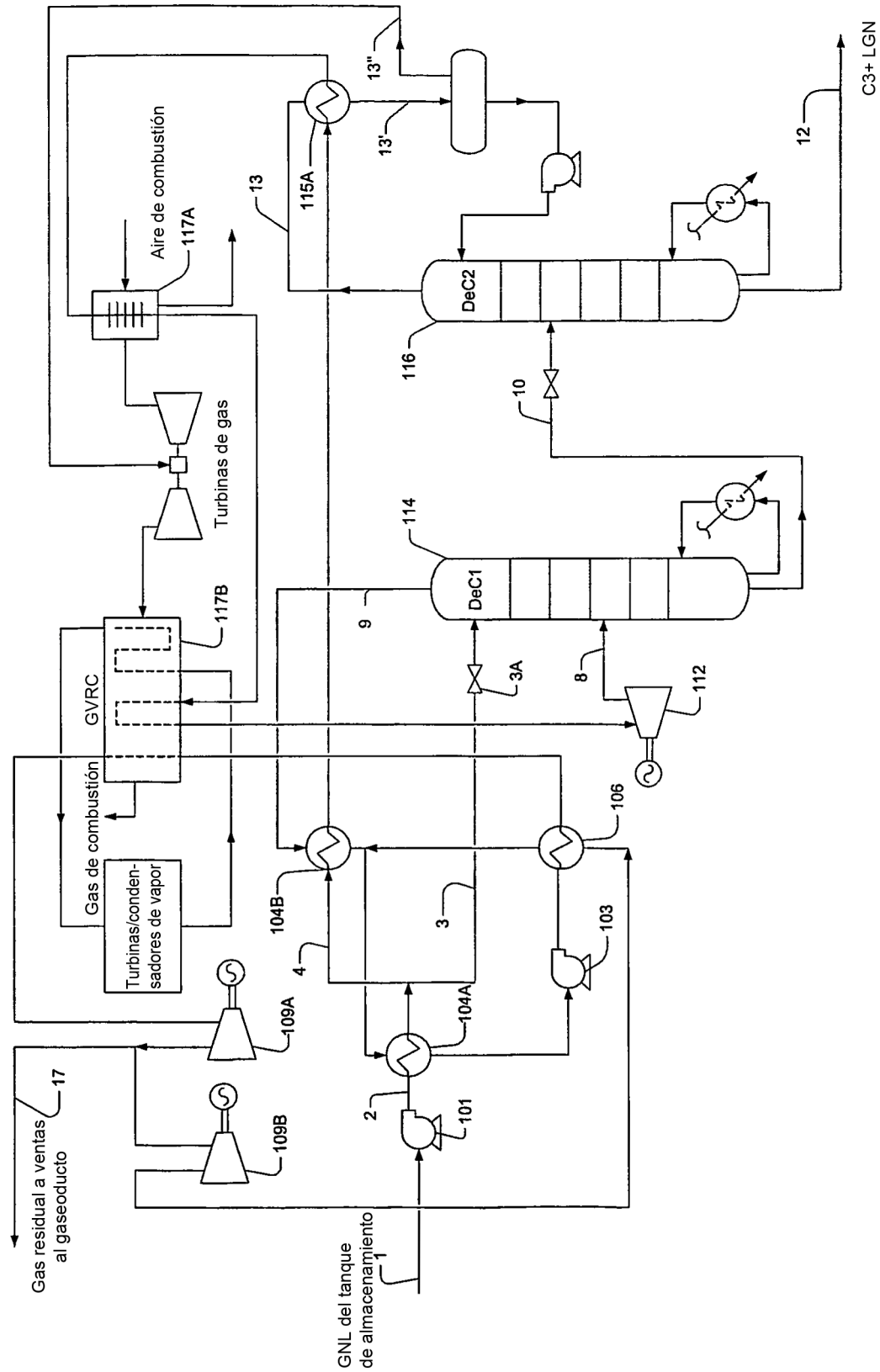


Figura 3

Tabla 1: Equilibrio total de la instalación integrada: Producción de GNL y GNC

Fracción molar de componentes	Suministro de GNL	Etano	GLP	Gas de gaseoducto	GNC Combustible de motor	GNL Combustible de motor
N ₂	0,0065	0,0000	0,0000	0,0073	0,0073	0,0073
C ₁	0,8816	0,0243	0,0000	0,9868	0,9868	0,9868
C ₂	0,0522	0,9657	0,0053	0,0050	0,0050	0,0050
C ₃	0,0328	0,0092	0,5399	0,0007	0,0007	0,0007
iC ₄	0,0071	0,0000	0,1208	0,0001	0,0001	0,0001
NC ₄	0,0107	0,0000	0,1821	0,0001	0,0001	0,0001
iC ₅	0,0040	0,0000	0,0675	0,0000	0,0000	0,0000
NC ₅	0,0020	0,0000	0,0338	0,0000	0,0000	0,0000
C ₆₊	0,0030	0,0000	0,0507	0,0000	0,0000	0,0000
Poder calorífico kJ/m ³ (PCS)	42.960	65.017	111.218	37.259	37.259	37.259
Mm ³ /d	33,98	1,67	1,98	29,62	0,34	0,34
Barriles estándar/día	519.900	37.100	51.000	421.900	4.900	5.000

Figura 4