

ANEXO 3

PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE MEDICIÓN Y AFORAMIENTO DE VOLÚMENES DE GNL

1. OBJETIVO

El objetivo del presente Procedimiento de Medición y Aforamiento de volúmenes de GNL es establecer entre CFENERGÍA y el Proveedor de GNL, las bases técnicas y operativas que regirán la medición del GNL que el Proveedor de GNL entregará a CFENERGÍA en el Puerto de Desembarque, ubicado en la Terminal de Almacenamiento y Regasificación de GNL en el Estado de Altamira, Tamaulipas, (TARGNL).

2. ALCANCE

El presente Procedimiento Operativo de Medición y Aforamiento se realiza con base al Contrato, y podrá ser modificado periódicamente por escrito y de mutuo acuerdo entre las Partes, con base en la experiencia operativa y prácticas aceptadas siempre que dichas modificaciones cumplan con lo estipulado en el Contrato.

Cualquier disposición que contravenga al Contrato y/o impida el correcto cumplimiento de sus respectivas obligaciones, se entenderá como no aplicable ni exigible y se entenderá que en todo caso prevalece lo estipulado en el Contrato.

Las Partes reconocen que en relación con todo aquello que no esté previsto en este Procedimiento Operativo será de aplicación mutatis mutandis a lo previsto en el Contrato.

3. CONSIDERACIONES

Los términos utilizados en este Procedimiento Operativo con mayúscula inicial tendrán el mismo significado que se les asigna en la Invitación.

En este Procedimiento Operativo se deberán usar como referencia las normas ISO, excepto para la determinación de los compuestos de azufre (H_2S , Mercaptanos y Carbonilos), para el cual se empleará la norma ASTM 6228. En caso de conflicto o ambigüedad entre las normativas ISO y las instrucciones de este Procedimiento Operativo, prevalecerán las normativas ISO (excepto para la determinación de los compuestos de azufre).

Estas normas ISO deberán ser las últimas revisiones publicadas oficialmente a la fecha de la firma del Contrato. Las posteriores actualizaciones de dichas normas serán revisadas y aceptadas por ambas Partes para su posterior aplicación. Para el caso de las normas aplicables a los instrumentos de medición del nivel de líquido se tomarán en consideración las normas ISO 13689, 8309 y 10574, las cuales corresponden al medidor de microondas, capacitancia eléctrica y flotación respectivamente, a pesar de que se encuentren descontinuadas (withdrawn). Lo anterior debido a que la norma que sustituyó a las antes mencionadas, ISO 18132, no incluye toda la información contenida por aquellas.

4. ENCABEZADOS

Los títulos y subtítulos de este Procedimiento Operativo, exceptuando su numeración, se han incluido solamente para fines prácticos y no deberán tomarse en cuenta para la interpretación del mismo.

5. TABLAS DE CALIBRACIÓN DEL TANQUE DE GNL

5.1 Prueba de calibración de Tanques de GNL

El Proveedor de GNL deberá proporcionar o hacer que se le proporcione a CFENERGÍA una copia de las tablas de calibración actualizadas para cada tanque de GNL de cada Buque Tanque de GNL en unidades del Sistema Internacional certificadas por el *Nippon Kaiji Kentei Kyokai*, Société Générale de Surveillance (SGS), Intertek o por cualquier otro peritaje de autoridad independiente mutuamente acordado, así como los tablas de corrección (escora, asiento, contracciones de los tanques, temperatura en aquellos Buque Tanques que sea necesario como

por ejemplo los que tienen tanques autosoportados, etc.) para cada tanque de GNL. Se contará con tablas de corrección propias del sistema principal y otras para el sistema secundario.

5.2 Precisión de las Tablas de Medición del Tanque

Las tablas de medición de los tanques de GNL indican el volumen en metros cúbicos expresados a la milésima más cercana (0,001) y la profundidad del tanque se expresará en metros a la milésima más cercana (0,001).

6. SELECCIÓN DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

6.1 Instrumentos de medición de nivel de líquido

Cada tanque de GNL de cada Buque Tanque de GNL deberá estar equipado con un sistema principal y otro secundario/auxiliar para la medición del nivel de líquido. En orden recomendable, la medición se efectuará por Microondas, Capacitivo o de Flotador.

Para cada uno de ellos, las características, tolerancias, instalación, funcionamiento y comprobaciones se basarán en las siguientes normas:

- ISO 18132-1 Hidrocarburos ligeros refrigerados – Requerimientos generales para los medidores de nivel automáticos – Parte 1: Medidores a bordo de buques transportando gas licuado (Refrigerated light hydrocarbon fluids – General requirements for automatic level gauges – Part 1: Gauges on board ships carrying liquefied gases).
- Medidor de microondas. ISO 13689. Hidrocarburos ligeros refrigerados – Medición de los niveles de líquido en los tanques contenedores de gases licuados – Medidor de nivel tipo microondas (Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases – Microwave-type level gauge).
- Medidor de nivel de capacitancia eléctrica. ISO 8309. Hidrocarburos ligeros refrigerados – Medición de los niveles de líquido en los tanques contenedores de gases licuados – Medidor por capacitancia eléctrica (Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases – Electrical capacitance gauges).
- Medidor tipo flotador. ISO 10574. Hidrocarburos ligeros refrigerados – Medición de los niveles de líquido en los tanques contenedores de gases licuados – Medidores de nivel tipo flotador (Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases – Float-type level gauges).

Conforme a la norma ISO 18132-1, la precisión en la medición del sistema principal y del sistema secundario/auxiliar para la medición del nivel de líquido deberá ser de $\pm 7,5$ milímetros.

El nivel de cada tanque de GNL deberá quedar registrado en el cuaderno de bitácora o impreso.

6.2 Instrumentos de medición de la temperatura del GNL

Cada tanque de GNL de cada Buque Tanque de GNL deberá estar equipado con un mínimo de cinco (5) instrumentos para medición de la temperatura ubicados en, o cerca, del eje vertical de dicho tanque de GNL.

Uno de los instrumentos para la medición de la temperatura deberá instalarse en el fondo del tanque (o cerca de él) y otro de ellos deberá estar en la parte superior para garantizar que se mide la temperatura del líquido y del vapor respectivamente. El resto de los medidores de temperatura deberán instalarse separados unos de otros a distancias iguales a lo largo del eje vertical de dicho tanque de GNL.

Las características, tolerancias, instalación, funcionamiento y control de los instrumentos para la medición de la temperatura deben cumplir la norma ISO 8310 Hidrocarburos ligeros refrigerados – Medición de la temperatura en tanques que contienen gases licuados – Termómetros de resistencia y termopares (Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of temperature in tanks containing liquefied gases – Resistance thermometers and thermocouples).

El grado de precisión de los instrumentos para la medición de la temperatura se indica a continuación:

Intervalo de temperatura, °C	Grado de Precisión \pm °C
-145°C a +40°C	$\pm 1,5^\circ\text{C}$
-145°C a -165°C	$\pm 0,2^\circ\text{C}$

La temperatura de cada tanque de GNL deberá quedar registrada en el cuaderno de bitácora o impresa.

6.3 Instrumentos de medición de la presión del GNL

Cada tanque de GNL de cada Buque Tanque de GNL deberá tener un instrumento para medir la presión absoluta. Las características, tolerancias, instalación, funcionamiento y control del instrumento para medir la presión absoluta deben cumplir la norma ISO 13398 Hidrocarburos ligeros refrigerados – Gas natural licuado – Procedimiento para la transferencia de custodia a bordo del buque (Refrigerated light hydrocarbon fluids – Liquefied natural gas – Procedure for custody transfer on board ship).

La precisión de la medición de los instrumentos para medir la presión debe ser más/menos uno por ciento ($\pm 1\%$) de la escala total. La precisión pretendida deberá ser de ± 10 milibar.

La presión de cada tanque de GNL deberá quedar registrada en el cuaderno de bitácora o impresa.

6.4 Comprobación de la precisión de los instrumentos de medición

Será responsabilidad del Proveedor de GNL que todos los instrumentos de medida de los Buques Tanques de GNL hayan sido certificados y precintados (a los que apliquen) por una empresa certificadora independiente. Será responsabilidad de CFENERGÍA que todos los instrumentos de medida de la Terminal de GNL hayan sido calibrados con gas patrón certificado y suministrado por un laboratorio acreditado ante la Autoridad/Entidad competente.

En los instrumentos de medición se debe comprobar su precisión, y cualquier imprecisión en un instrumento que supere la tolerancia permitida obligará a que se corrijan todos los registros y cálculos. La Empresa Verificadora Independiente inspeccionará los sistemas de medición de GNL de los tanques del Buque Tanque (Primario/Secundario), verificando la calibración y certificación de los mismos, teniendo en cuenta las tablas de corrección (escora, asiento, densidad y temperatura, etc.) que pudieran ser aplicables.

7. MEDICIÓN

7.1 Medición del nivel del líquido

La medición del nivel del líquido en cada tanque de GNL de cada Buque Tanque de GNL deberá llevarse a cabo hasta el milímetro más cercano utilizando el sistema principal para medir el líquido referido en la Sección 6.1 de este Procedimiento Operativo. En caso de que fallase el sistema principal, se deberá utilizar el sistema secundario/auxiliar.

El volumen de GNL entregado en la Terminal de GNL en aplicación de este Contrato deberá medirse en metros cúbicos calibrando el GNL descargado de los tanques del Buque Tanque de GNL de acuerdo con la ISO 13398.

Después de que el Buque de GNL atraque en puerto y antes de que empiece la descarga, el representante del Buque Tanque de GNL llevará a cabo la nivelación del Buque hasta tratar de conseguir escora y asiento cero, tomando lecturas y anotando los datos del clinómetro primario y los instrumentos de calado. Si esto no fuera posible debido a las Condiciones Meteorológicas Adversas a las mareas o al lastre, entonces se usarán las tablas de corrección de escora y asiento.

El representante del Buque Tanque de GNL deberá ejecutar la primera medición del nivel del líquido después de que los brazos de descarga se hayan conectado al Buque Tanque de GNL, pero antes de que las válvulas de venteo se hayan abierto. Asimismo, deberá ejecutar una segunda operación de medición que tendrá lugar tan pronto como sea posible después de completarse la descarga y con las válvulas de venteo cerradas.

Los representantes del Proveedor de GNL y de CFENERGÍA tendrán derecho a estar presentes en dichas mediciones. La ausencia de una de las Partes no evitará que se descargue. El volumen descargado (V_{liq} en la Sección 9.3 de este Procedimiento Operativo) deberá ser la diferencia entre la primera y la segunda medición (descarga) en metros cúbicos de GNL redondeados al tercer decimal más cercano ($0,001 \text{ m}^3$).

La Empresa Verificadora Independiente inspeccionará la cantidad/volumen de GNL de los tanques del Buque Tanque, antes del inicio de la descarga (durante el Opening Custody Transfer), y al final de la misma (Closing Custody Transfer), verificando los aforos del buque en los esquemas de aforamiento primario y secundario con los que cuenten los buques.

El nivel de líquido de los tanques lo determinará el sistema principal de medida que proporciona datos automáticos en la cabina de mandos del Buque Tanque, pero si hubiera algún fallo, el nivel de líquido se determinará usando el sistema secundario/auxiliar (). Para efectos de cálculos de volumen, el nivel de cada tanque se obtendrá a partir de la media aritmética de cinco (5) lecturas tomadas en intervalos de 15 segundos, redondeándolo al milímetro más cercano.

Para la medición del nivel del líquido en cada tanque de GNL se empleará el mismo sistema durante toda la descarga del GNL (primario o secundario). Es decir, si no es posible usar el sistema primario para la primera medición y se emplea el sistema secundario/auxiliar, éste deberá emplearse de igual manera para la medición final (una vez que se haya realizado la descarga), incluso si el sistema primario ya hubiere sido reparado.

7.2 Temperatura

En el mismo momento en que se mida el nivel del líquido, el Proveedor de GNL deberá medir o encargarse de que se mida la temperatura media de cada tanque de GNL hasta el primer decimal en grados Celsius ($0,1^\circ\text{C}$), utilizando los instrumentos para medir la temperatura referidos en la Sección 6.2 de este Procedimiento Operativo.

La Empresa Verificadora Independiente se encargará de supervisar y comprobar las medidas de la temperatura. Además, en el caso de que el Buque Tanque registre la temperatura de los medidores de cada tanque de GNL hasta el segundo decimal en grados Celsius ($0,01^\circ\text{C}$), será ésta, la Empresa Verificadora Independiente, quien deberá reflejar en su informe la temperatura media de cada tanque redondeada al primer decimal.

La temperatura del líquido del Buque Tanque de GNL se determinará por el cálculo de la media aritmética de las temperaturas indicadas por los instrumentos de registros de temperatura que estén inmersos en el GNL de todos los tanques. La temperatura del vapor del Buque Tanque se determinará por la media aritmética de las temperaturas indicadas por los instrumentos de registro de temperatura que en el momento de la medición estén en el espacio del vapor, por encima de la superficie del GNL. Si sólo está inmerso en el GNL o en el vapor un (1) instrumento de registro de temperatura (en un tanque), entonces se considerará que la lectura de ese instrumento corresponde a la temperatura media del vapor del GNL (en dicho tanque).

Los instrumentos de registro de temperaturas deberán estar distribuidos por toda la altura de los tanques con un mínimo de cinco (5) instrumentos por tanque de GNL y se tendrán que ajustar a una precisión de más/menos (\pm) 0,2°C sobre el intervalo comprendido entre menos (-) 145°C y menos (-) 165°C y a más/menos (\pm) 1,5°C fuera de dicho intervalo, considerando que los instrumentos sean capaces de ser tan precisos. Estas temperaturas deberán ser impresas antes y después de la operación de descarga. A efectos de cálculo, la temperatura media del líquido de GNL y del vapor de GNL se redondeará a la primera cifra decimal más cercana en Grados Celsius (0,1°C).

7.3 Presión

Al mismo tiempo en que se mide el nivel del líquido, el Proveedor de GNL deberá medir o encargarse de que se mida la presión absoluta en cada tanque de GNL hasta el milibar (1) más cercano, utilizando los instrumentos para medir la presión referido en la en la Sección 6.3 de este Procedimiento Operativo. La Empresa Verificadora Independiente también se encargará de supervisar y comprobar las medidas de la presión en los tanques de GNL.

La presión en los tanques del Buque de GNL deberá ser la media aritmética de la presión absoluta marcada por el instrumento de cada tanque. Se debe colocar un instrumento para indicar la presión absoluta en el espacio de vapor de cada tanque y deberá garantizar una precisión de hasta más/menos diez (± 10) milibares sobre el intervalo de 800 milibares absolutos a 1,400 milibares absolutos. A efectos de cálculo, la presión media deberá redondearse a un (1) milibar.

7.4 Procedimientos en caso de fallo de los instrumentos de medición

En el caso de que las mediciones aquí referidas en las Secciones de Nivel de líquido, de Temperatura y de Presión de las Secciones 7.1, 7.2 o 7.3 sean imposibles de llevar a cabo debido a fallos en los instrumentos de medición, se determinarán procesos de medición alternativos de mutuo acuerdo entre el Proveedor de GNL y CFENERGÍA (dicho proceso de medición alternativo podrá ser propuesto por la Empresa Verificadora Independiente), y en última instancia, en caso de no llegar a un acuerdo, se consultará un Perito Independiente.

8. TOMA DE MUESTRAS Y DETERMINACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL GNL

8.1 Calibración de los cromatógrafos

Previo a la toma de muestras, CFENERGÍA se encargará de que se calibren, antes y después de cada descarga, los cromatógrafos (en línea y fuera de línea), con los que se analizará la calidad del gas.

La calibración se realizará de manera automática y deberá llevarse a cabo con la ayuda de gas patrón certificado preparado en conformidad con la norma ISO 6142 Análisis de Gas -- Preparación de mezclas de gas para calibración -- Método gravimétrico (Gas analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method), con total rastreabilidad, y con una composición conocida similar al GNL que en ese momento está siendo descargado.

La Empresa Verificadora Independiente deberá verificar la calibración de dichos cromatógrafos en los dos momentos (antes y después de cada descarga).

Los representantes del Proveedor de GNL y de CFENERGÍA tendrán el derecho de estar presentes en dichas calibraciones. La ausencia del representante de cualquiera de las Partes no impedirá que se tomen muestras o éstas se analicen.

8.2 Toma de Muestras

Una vez realizadas las calibraciones de los cromatógrafos, CFENERGÍA se encargará de que se obtengan muestras del GNL descargado en un lugar apropiado entre el Punto de Entrega y el almacenamiento en tierra de los tanques.

Para la toma de muestras se empleará la norma ISO 8943 Hidrocarburos ligeros refrigerados – Muestreo del gas natural licuado – Métodos continuos e intermitentes (Refrigerated light hydrocarbon fluids – Sampling of liquefied natural gas – Continuous and intermittent methods). En el caso de que ambas Partes así lo acordaran se podrá aplicar otro procedimiento diferente a la ISO 8943.

Los instrumentos para la toma de muestras deberán permitir la vaporización total y continua de una cantidad suficiente de GNL para que se tome una muestra representativa gaseosa del GNL entregado.

De una manera continua se vaporizarán muestras de GNL de la línea principal. Dichas muestras vaporizadas se conducirán tanto a un cromatógrafo en línea para su análisis (con un período máximo entre análisis de 15 minutos) como a un contenedor (*gas holder*).

Al mismo tiempo que se toman las muestras, se medirá la presión del gas vaporizado, así como la temperatura y caudal de la corriente de GNL.

La toma de muestras del gas holder comenzará una hora después de alcanzar la velocidad máxima de descarga y finalizará una hora antes de disminuir la velocidad máxima de descarga. Posteriormente, del gas holder se rellenarán simultáneamente y de forma manual tres (3) cilindros de retención o cilindros de muestreo, idénticos y presurizados.

Estos cilindros se distribuirán de acuerdo al Contrato de la siguiente forma:

- Uno para el análisis por parte de CFENERGÍA,
- El segundo para ser retenido por CFENERGÍA durante el periodo que se estipule, el cual no podrá exceder de veinte (20) días (y durante el cual se podrá presentar cualquier queja relacionada con la precisión del análisis, en cuyo caso el cilindro tendrá que ser retenido hasta que CFENERGÍA y el Proveedor de GNL lo decidan)
- El tercero para el uso por parte del Proveedor de GNL, si así lo solicita el proveedor.

La Empresa Verificadora Independiente deberá verificar la toma de muestras. Además, los representantes del Proveedor de GNL y de CFENERGÍA tendrán el derecho de presenciarlas para verificar la toma de las muestras.

8.3 Análisis de las Muestras

CFENERGÍA se encargará de que se analicen las muestras de GNL vaporizado a través de un método de análisis en línea por cromatografía de gases según la ISO 6974 parte 1, 2 y 3, o por las normas reflejadas para este asunto en la publicación GIIGNL-LNG Custody Transfer Handbook, second edition, en su página 55 apartado “Sampling LNG/natural gas”, tales como la ISO 8943, ISO 10715, y apartado Analysis composition/Heating value”, en vigor en el momento que se lleve a cabo el análisis.

Para el cálculo de la composición molar del GNL (C1 a C9+, nitrógeno y dióxido de carbono) se empleará el cromatógrafo de gases en línea (en la Terminal de GNL, para este propósito, existen dos cromatógrafos en línea en paralelo, uno en operación y otro redundante por si falla el primero).

Se calculará la composición molar del GNL del cargamento descargado como la media aritmética de todas las muestras tomadas entre una hora después de alcanzar la velocidad máxima de descarga y una hora antes de disminuir la velocidad máxima de descarga.

En el caso de que la media aritmética no sume el 100%, se ajustará con gas metano de modo que la suma de todos los componentes alcance el 100% (conforme al GIIGNL). La Empresa Verificadora Independiente (en representación de las Partes) y personal de la Terminal de GNL, podrán descartar de común acuerdo, aquellas

muestras cuyos resultados sean anómalos y no se contabilizarán para calcular la media aritmética. Se considerará muestra anómala si se obtiene una variación superior en +/- 1 (un) punto porcentual sobre la media aritmética en el valor promedio del metano.

Los compuestos de azufre (H₂S, Mercaptanos y Carbonilos) se determinarán analizando el primero de los 3 cilindros de muestreo en los cromatógrafos fuera de línea, situados en el laboratorio de la Terminal de GNL de acuerdo a la norma ASTM 6228 (el azufre total se determinará mediante la suma de los componentes individuales).

Adicionalmente del primero de los 3 cilindros de muestreo se analizarán los C1 a C9+, N₂, O₂ y CO₂. El resultado obtenido se considerará como referencia, ya que el análisis en línea será el oficial, quedando dicha información a disposición de las Partes.

8.4 Fallo en los dispositivos de medición y/o toma de muestras

Si el cromatógrafo de gases en línea falla durante la descarga, y/o se descartan más del quince por ciento (15%) de los análisis realizados (este porcentaje podrá ser modificado conforme se vaya teniendo mayor experiencia y de mutuo acuerdo entre las partes), para el cálculo de la composición molar del GNL (C1 a C9+, gases permanentes e impurezas), el resultado de referencia obtenido del análisis del primer cilindro de muestreo en los cromatógrafos fuera de línea situado en el laboratorio de la Terminal de GNL se considerará como resultado final.

Si el cromatógrafo de gases en línea falla durante la descarga y además el primer cilindro de muestreo estuviera vacío o con poca presión o contaminado, el segundo cilindro de muestreo se analizará en los cromatógrafos fuera de línea del laboratorio de la Terminal de GNL (los C1 a C9+, gases permanentes, y los compuestos de azufre).

Si el cromatógrafo de gases en línea falla durante la descarga y el primer y segundo cilindro de muestreo estuvieran vacíos o con poca presión, y/o contaminados, de mutuo acuerdo entre las Partes, se decidirá si el tercer cilindro de muestreo se analizará en los cromatógrafos fuera de línea del laboratorio de la Terminal de GNL o en el laboratorio de la Empresa Verificadora Independiente, para el cálculo de la composición molar del GNL (C1 a C9+, gases permanentes e impurezas) (el costo de este servicio será asumido al 50% entre las Partes).

Si el cromatógrafo de gases en línea falla durante la descarga y todos los cilindros de muestreo estén vacíos o con poca presión, o contaminados (entre otras causas por fallo del vaporizador, del sistema de toma de muestras, etc.), se procederá a estimar la calidad en destino tal de la manera que las Partes lo acuerden.

En el caso de que tanto el cromatógrafo de gases en línea como el cromatógrafo de gases fuera de línea fallen, se analizará uno de los cilindros de muestreo en el laboratorio de la Empresa Verificadora Independiente. CFENERGÍA se hará cargo del costo de este servicio.

Para tal efecto, las personas de contacto serán:

Por CFENERGÍA		
Ccp		
Ccp		
Por el Proveedor de GNL		
Ccp		

Ccp		
Ccp		

9. DETERMINACIÓN DE CANTIDAD DE GJ DEL GNL ENTREGADO

9.1 Cálculo de la densidad

La densidad se expresará en kg/m³, calculada a partir de utilizar la composición molecular y la temperatura media del líquido.

La densidad se calculará utilizando el método revisado Klosek-McKinley descrito en la norma ISO 6578 Hidrocarburos líquidos refrigerados – Medición estática – Procedimiento de cálculo (Refrigerated hydrocarbon liquids – Static measurement – Calculation procedure).

$$\rho_{\text{liq}} = \frac{\sum x_i M_i}{\sum (x_i V_i) - \left[k_1 + (k_2 - k_1) \frac{x_2}{0,0425} \right] x_1}$$

- ρ_{liq} = densidad del GNL descargado, teniendo en cuenta la composición descargada y la temperatura del líquido en °C antes de descargar, expresado en kg/m³ y redondeado a tres (3) cifras decimales (0,001). La temperatura del GNL antes de descargar se redondeará a la primera cifra decimal (0,1).
- x_i = fracción molar de cada componente, obtenido a través de los análisis y redondeado a seis (6) cifras decimales (0,000001, o 0,0001%).
- M_i = masa molecular de cada componente en kg/kmol (Anexo A, [2.A.1]).
- V_i = Volumen molar en m³/kmol de cada componente, como líquido a la temperatura media en °C del GNL antes de la descarga, sin redondeos intermedios ni finales, obtenido por interpolación lineal (ISO 6578:1991 /pg.11, Anexo B, [2.B.1, Tabla 1]).
- k_1 = factor de corrección del volumen debido a la presencia de hidrocarburos, a la temperatura del GNL (en °C) antes de la descarga, sin redondeos intermedios ni finales, expresada en m³/kmol, obtenido por interpolación lineal de los factores de la ISO 6578:91/pg. 12, (Anexo B, [2.B.2, Tabla 2]).
- k_2 = factor de corrección del volumen debido a la presencia de nitrógeno, a la temperatura del GNL (en °C) antes de la descarga, sin redondeos intermedios ni finales, expresada en m³/kmol, obtenido por interpolación lineal de los factores de la ISO -6578-91/pg. 12, Anexo B, [2.B.3, Tabla 3]).
- x_1 = es la fracción molar del metano en el GNL.
- x_2 = es la fracción molar del nitrógeno en el GNL.

El método se actualizará conforme a la publicación de la revisión oficial de este documento.

Nota: La norma ISO 6578, no aparecen valores para volúmenes molares ortobáricos superiores a C₆, por lo que en caso de tener componentes superiores a C₆, estos se considerarán como C₆.

9.2 Cálculo del Poder Calorífico Superior y del Índice de Wobbe

El Poder Calorífico Superior es la cantidad de calor que se liberará por la combustión completa en aire de una cantidad específica de gas de modo tal que la presión (p_1) a la que se produce dicha reacción permanece constante, y todos los productos de la combustión se conducen a la misma temperatura especificada (t_1) para los reactivos, estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto el agua formada por la combustión, que se condensa al estado líquido a la temperatura t_1 . El gas que se tiene en cuenta en esta definición será de un (1) metro cúbico de gas real anhidrido; la presión absoluta P_1 será igual a ciento un mil trescientos veinticinco (101 325) Pascales (1 milibar = 100 Pascales); y la temperatura de referencia de la combustión t_1 deberá corresponder a quince grados Celsius (15°C).

Los Gigajoules (GJ) se utilizarán como unidad de energía. El Poder Calorífico Superior (en base volumétrica) por unidad de volumen se expresará en (MJ/m³) y el Poder Calorífico Superior (en base másica) por unidad de masa en (MJ/kg).

Los valores de cada componente de masa molecular y del Poder Calorífico Superior (en base másica y volumétrica) están indicados en el Anexo A, de acuerdo con la ISO 6976 Gas natural – Cálculo de valores caloríficos, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición (Natural Gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition).

De acuerdo con la ISO 6976, el Poder Calorífico Superior (másico) por unidad de masa se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\hat{H}^{\circ}(t_1) = \sum_{j=1}^N \left(x_j \cdot \frac{M_j}{M} \right) \hat{H}_j^{\circ}(t_1)$$

$$M = \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j$$

- x_j = fracción molar de cada componente j , obtenido a través de los análisis y redondeado a seis (6) cifras decimales (0,000001).
- M_j = Masa molecular de cada componente j en kg/mol. (Anexo A, [2.A.1]).
- $\hat{H}^{\circ}(t_1)$ = Poder Calorífico Superior por unidad de masa de cada componente j de la mezcla, en MJ/kg (Anexo A, [2.A.2]).

El Poder Calorífico Superior por unidad volumétrica se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\hat{H}^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)]}{Z_{mix}(t_2, p_2)}$$

$$\hat{H}^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)] = \sum_{j=1}^N x_j \cdot \tilde{H}_j^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)]$$

NOTA- Al ser gas real, hay que considerar factor compresibilidad Z

- x_j = fracción molar de cada componente j , obtenido a través de los análisis y redondeado a seis (6) cifras decimales (0,000001) (0,0001%).

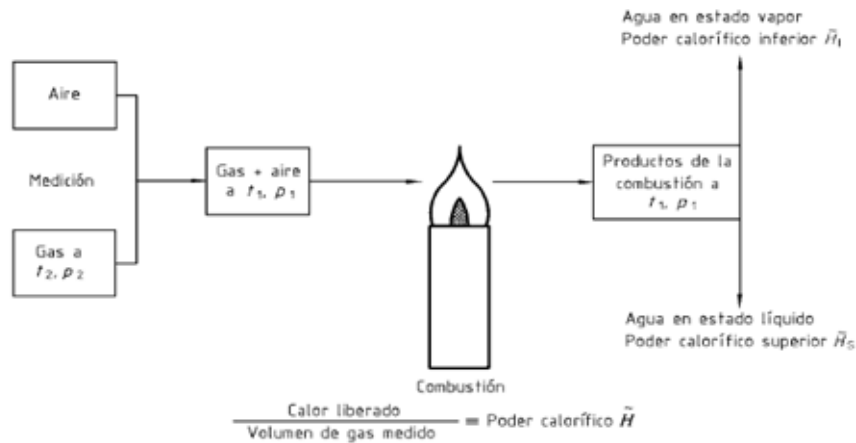
$\tilde{H}_j^\circ[t_1, V(t_2, p_2)]$ = Poder Calorífico Superior por unidad de volumen (ideal) de cada componente de la mezcla, en MJ/m³ (Anexo A, [2.A.3]) ISO 6976:1995.
 Z_{mix} = factor de compresibilidad del GNL descargado en fase vapor bajo condiciones estándar (15°C, 101,325 kPa), calculado de acuerdo a la fórmula

$$Z_{mix}(t_2, p_2) = 1 - [\sum x_j \sqrt{b_j}]^2$$
 $\sqrt{b_j}$ = valores relacionados en el apéndice A [2.A.4].

Nota a modo de ejemplo.-

Condiciones de referencia de combustión (t_1, p_1).- Condiciones a las que teóricamente se realiza el proceso de combustión.

Condiciones de referencia de medición (t_2, p_2).- Condiciones a las que teóricamente se determina la cantidad de combustible a arder



Poder calorífico en base volumétrica. Condiciones de referencia de medida y de combustión

El Índice de Wobbe por unidad volumétrica se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$W[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}_S[t_1, V(t_2, p_2)]}{\sqrt{d(t_2, p_2)}}$$

$W[t_1, (t_2, p_2)]$ = Índice de Wobbe por unidad volumétrica del gas real
 $|\tilde{H}_S[t_1, V(t_2, p_2)]|$ = Poder Calorífico Superior por unidad volumétrica del gas real
 $d(t_2, p_2)$ = densidad relativa del gas real

donde:

$$d(t_2, p_2) = \frac{d^\circ \cdot Z_{air}(t_2, p_2)}{Z_{mix}(t_2, p_2)}$$

$$d^\circ = \sum x_j \times \frac{M_j}{M_{air}}$$

d° = Densidad relativa del gas ideal

M_{air}	=	Masa molar de aire seco de composición estándar
M_{air}	=	28,9626 kg/kmol
$Z_{air}(t_2, p_2)$	=	factor de compresión de aire seco de composición estándar
Z_{air}	=	(288,15 K, 101,325 kPa) = 0,99958 (según la ISO 6976)

9.3 Cálculo de la cantidad de GNL en MMBTU entregado

El volumen en m³ de GNL descargado del buque se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$v_{liq} = v_i - v_f$$

en la cual

v_{liq}	=	volumen descargado de GNL, redondeado a la tercera (3) cifra decimal.
v_i	=	volumen de GNL a bordo del Buque de GNL antes de la descarga, redondeado a la tercera (3) cifra decimal.
v_f	=	volumen de GNL a bordo del Buque de GNL después de la descarga, redondeado a la tercera (3) cifra decimal.

(1) Se aplicará la siguiente fórmula para calcular la cantidad de energía entregada por descarga en GJ:

$$Q(GJ) = Q(MJ)/1000$$

donde:

$$Q(MJ) = (v_{liq} \cdot \rho_{liq} \cdot \hat{H}^\circ) - Q_{ret} - Q_{gastoER}$$

$$Q_{ret} = v_{liq} \times \frac{288.15}{273.15 + t_{vap}} \times \frac{P_{vap}}{1013,25} \times H_{vap}$$

$$Q(MJ) = (v_{liq} \cdot \rho_{liq} \cdot \hat{H}^\circ(t_1)) - \left(v_{liq} \times \frac{288.15}{273.15 + t_{vap}} \times \frac{P_{vap}}{1013,25} \times H_{vap} \right) - Q_{gastoER}$$

en la cual:

$Q(GJ)$	=	cantidad de GNL entregada, en GJ, sin cifras decimales (redondeo), a condiciones estándar (15°C y 101,325 kPa).
$Q(MJ)$	=	cantidad de GNL entregada, en MJ, a condiciones estándar (15°C y 101,325 kPa).
ρ_{liq}	=	densidad del GNL descargado (kg/m ³).
$\hat{H}^\circ(t_1)$	=	Poder Calorífico Superior del líquido por unidad de masa, determinado de acuerdo a la ISO 6976 a partir de la composición del GNL vaporizado, determinado por la cromatografía de las muestras tomadas en continuo del flujo de gas, a quince grados Celsius (15 °C) y a mil trece milibares con veinticinco centésimas (1013,25) en MJ/kg. Se calcula conforme al punto 9.2 de este Procedimiento.
Q_{ret}	=	cantidad de retorno de vapor (en MJ).

- t_{vap} = la temperatura media del vapor en los tanques del buque después de la descarga, en °C y redondeados a la primera (1) cifra decimal.
 P_{vap} = la medida de la presión absoluta del gas en los tanques del buque después de la descarga, en milibares y redondeados sin decimales.
 H_{vap} = Poder Calorífico Superior del vapor por unidad de volumen que retorna al Buque Tanque de GNL (descargas). Para este cálculo se le asignará un valor de 37,706 MJ/m³, ya que se considerará 100% metano ideal (C1) a quince grados Celsius (15°C) y mil trece milibares con veinticinco décimas 1013,25).
 $Q_{gastoER}$ = La energía autoconsumida por el Buque Tanque en forma de gas natural mientras realiza la descarga en la Terminal de descarga durante el periodo comprendido entre el OCT (Opening Custody Transfer)/ y el CCT (Closing Custody transfer) (en MJ).

(2) La cantidad entregada, en MMBtu, del GNL descargado se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$Q_{MMBTU} = Q(GJ) * CV1$$

en la cual

- Q (GJ) = la cantidad neta de energía (en GJ) descargada del buque en cuestión, tal y como se calcula en la Sección 9.3 (2), arriba.
 $CV1$ = (1 / 1,055056) o [el factor de conversión que transforma GJ en MMBtu, considerando 1 MMBtu = 1,055056 GJ]
 Q_{MMBTU} = La cantidad neta de energía (en MMBtu) descargada del contenedor en cuestión, redondeada a cero (0) cifras decimales.

9.4 Método para el redondeo de cifras

Si el decimal situado en la siguiente posición al número de decimales al que se quiere redondear es mayor o igual a cinco (5), el decimal anterior se aumenta en uno (1).

Si el decimal situado en la siguiente posición al número de decimales al que se quiere redondear es menor que cinco (5), el decimal anterior se mantiene invariable.

Los siguientes ejemplos que damos ilustran cómo establecer un número de acuerdo con lo arriba indicado:

Números a redondear	Números después de haber redondeado a la primera cifra decimal
2,24	2,2
2,249	2,2
2,25	2,3
2,35	2,4
2,97	3,0

10. DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO SUPERIOR

10.1 Determinación del Poder Calorífico Superior (Másico)

El Poder Calorífico Superior (Másico) del GNL se calculará sobre la base de su composición molar como gas seco de acuerdo con la Sección 9.2 del presente Procedimiento Operativo teniendo en cuenta el Poder Calorífico Superior de cada componente mencionado en el Anexo A, [2.A.2], establecido en la norma ISO 6976, expresado en MJ/kg a 15 °C y 101,325 kPa (1013,25 mbar).

10.2 Determinación del Poder Calorífico Superior (Volumétrico)

El Poder Calorífico Superior (Volumétrico) del GNL se calculará sobre la base de su composición molar como gas seco de acuerdo con la Sección 9.2 del presente Procedimiento Operativo, teniendo en cuenta el Poder Calorífico Superior de cada componente mencionado en el Anexo [2.A.3], establecido en la norma ISO 6976, expresado en MJ/m³ a 15/15°C y 101,325 kPa (1013,25 mbar).

10.3 Determinación del Índice de Wobbe

El Índice de Wobbe del GNL se calculará sobre la base de su composición molar como gas seco de acuerdo con la Sección 9.2 del presente Procedimiento Operativo y se expresará en MJ/m³ a 15/15°C y 101,325 kPa (1013,25 mbar)

11. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL GNL

La densidad del GNL se determinará en kg/m³ mediante un cálculo a partir de la composición molecular y la temperatura media del líquido. El método de cálculo será el método conocido como el Modelo revisado Klosek y McKinley, tal como se expone en la norma ISO 6578. El método se describe en la Sección 9.1 del presente Procedimiento Operativo, y las tablas necesarias para determinar la densidad del GNL aparecen en el Anexo B.

2.B.1 Tabla 1 – Orthobaric Molar Volume of volume individual components of DNG

2.B.2 Tabla 2 – Correction factor K_1 for volume reduction of LNG mixtures

2.B.3 Tabla 3 – Correction factor K_2 for volume reduction of LNG mixtures

La densidad se redondeará en el tercer decimal más próximo (0,001 kg/m³).

12. DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA AUTOCONSUMIDA POR EL BUQUE DURANTE LA DESCARGA

El Buque Tanque de GNL no utilizará gas (Boil off) como combustible durante la descarga salvo que tenga autorización por escrito por parte de CFENERGÍA.

En caso de que el Proveedor de GNL tenga permiso para utilizar gas como combustible durante la descarga, se considerará que el gas que consume es 100% metano ideal, siendo las condiciones de referencia de la combustión y medición 15°C / 15°C.

La operativa para medir la energía autoconsumida por el buque durante la descarga será la siguiente:

- a) Si el Buque Tanque de GNL tiene contador de gas en base volumétrica (m³) el volumen consumido (y medido por el contador de gas entre el OCT [Opening Custody Transfer] - CCT [Closing Custody Transfer]) será multiplicado por el Poder Calorífico Superior (base volumétrica 15/15) considerando 100% Metano ideal para obtener la energía autoconsumida por el buque.

- b) Si el Buque Tanque de GNL tiene contador de gas en base másica (kg), la masa consumida (y medido por el contador de gas entre el OCT [Opening Custody Transfer] - CCT [Closing Custody Transfer]) será multiplicado por el Poder Calorífico Superior (base másica 15) considerando 100% Metano ideal para obtener la energía autoconsumida por el buque.
- c) Si el Buque Tanque de GNL no tiene contador de gas, o el mismo no estuviese operativo, y CFENERGÍA permitiese realizar autoconsumo al Buque Tanque de GNL, se considerará como energía autoconsumida por el buque durante la descarga entre el OCT [Opening Custody Transfer] - CCT [Closing Custody Transfer]) un porcentaje de la energía neta entregada, [% (Energía bruta entregada – Energía de retorno)]. Según se indica en el apartado 12.2 del GILGNL tercera edición, el porcentaje a aplicar será un 0,06%, salvo para aquellos Buques Tanque que dispongan de un sistema de propulsión dual de combustible (Fuel/diésel-eléctrica), en cuyo caso el porcentaje a aplicar será de un 0,04%.

13. DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA

La Cantidad de Energía (MMBTU) descargada de cada Buque Tanque de GNL se calculará basándose en la Sección 9.3 del presente Procedimiento Operativo y será verificada por una Empresa Verificadora Independiente.

14. MÉTODOS DE OPERACIÓN

El Proveedor de GNL se encargará de suministrar, operar y mantener el equipo para medir de forma exacta el nivel, la temperatura y la presión de la carga en los tanques de los Buques de GNL.

CFENERGÍA se encargará de suministrar, operar y mantener a su costa cualesquiera otros equipos, instrumentos y dispositivos utilizados para el muestreo y la determinación de la composición/calidad del GNL descargado.

Todas las mediciones y todos los cálculos relativos al cálculo del volumen, la temperatura, y la presión en los tanques del Buque Tanque de GNL entregado serán realizados por o en nombre del Proveedor de GNL.

Todas las mediciones y todos los cálculos relativos a la determinación y el análisis de la calidad y la composición del GNL serán realizados por o en nombre de CFENERGÍA.

En ambos casos, un representante de la otra Parte tendrá derecho a estar presente, pero la ausencia de dicho representante no impedirá la realización de las mediciones o a la preparación de los cálculos.

Los representantes de ambas Partes tendrán derecho a inspeccionar en cualquier momento y estar presentes en el calibrado del equipo de medición y de análisis avisando con una antelación razonable. Todos los datos, gráficos, cálculos del análisis o cualquier otra información similar relativa a dicho calibrado deberán estar a disposición de una Parte por parte de la otra Parte.

14.1 Exactitud de las Mediciones

Si cualquiera de las Partes duda razonablemente de que los instrumentos utilizados sean inexactos, podrá solicitarse la verificación en la primera oportunidad que se presente sin interrumpir el ritmo de entrega a CFENERGÍA y a otros clientes. Dichas verificaciones se harán en presencia de la Parte que la solicita y de acuerdo con métodos recomendados por los fabricantes de los instrumentos de medición. Todos los costes y gastos de los dispositivos de medición para el análisis y la verificación serán llevados por la Parte que analiza o verifica.

Si en el momento de la verificación, se comprueba que un instrumento de medición tiene como resultado errores del 0,5% (cero coma cinco por ciento) o menos del GNL descargado, las mediciones anteriores de dicho equipo se considerarán exactas a efectos de cálculos de carga/descarga y se ajustará dicho equipo según sea necesario.

Si en el momento de la verificación, se comprueba que un instrumento de medición tiene como resultado errores de más del 0,5% (cero coma cinco por ciento) de GNL descargado, las mediciones anteriores se corregirán sobre la base de los nuevos resultados de calibrado de cualquier período conocido con seguridad o sobre el que haya acuerdo en que se ha visto afectado por dicho error, y el cálculo de las descargas hecho durante dicho período se corregirán en consonancia; sin embargo, en caso de que el período durante el cual dicho error ocurrió no se conozca con seguridad o no haya acuerdo sobre el mismo, se harán las correcciones en las cantidades entregadas durante la segunda parte del período a partir de la fecha último calibrado.

Los dispositivos para la medición del nivel de GNL y la temperatura de los tanques de GNL de los Buques Tanque de GNL, así como los vaporizadores y cromatógrafos utilizados para el análisis del GNL regasificado, serán dispositivos comprobados dentro de la industria que ofrezcan la mejor combinación conocida de fiabilidad y exactitud en el momento de la selección. La instalación y operación de dicho equipo se llevará a cabo según las especificaciones del fabricante. La exactitud real se ajustará a la exactitud descrita en los métodos de referencia, y dicho grado de exactitud será verificado por la Empresa Verificadora Independiente.

14.2 Calibración

Todos los instrumentos, indicadores y mediciones utilizados para el cómputo del GNL descargado se calibrarán en las siguientes unidades:

- | | | |
|-----|--------------|--------------------------------------|
| (a) | Volumen: | en metros cúbicos (m ³); |
| (b) | Temperatura: | en grados Celsius; |
| (c) | Nivel: | en milímetros; |
| (d) | Presión: | en milibares. |

14.3 Controversias

Cualquier controversia sobre la selección del tipo y la exactitud de los instrumentos de medición y su calibración, el resultado de una medición, una muestra, un análisis, un cálculo o el método de un cálculo, será resuelto de común acuerdo entre las Partes.

14.4 Representantes de las Partes, Empresa Verificadora Independiente

En los casos en que disponga el presente Contrato que el representante de una de las Partes tenga derecho a estar presente en la toma de mediciones, la realización de los análisis, el calibrado de los instrumentos y la verificación de los resultados por la otra Parte, esta última dará, previo aviso razonable a la primera para que pueda hacer planes para que sus representantes estén presentes como se ha mencionado anteriormente.

Todas las mediciones, cálculos y análisis estipulados en el presente Procedimiento Operativo serán presenciados y verificados por una Empresa Verificadora Independiente. Con anterioridad a dichas mediciones, cálculos y análisis, la Parte responsable de dichas operaciones notificará a los representantes de la otra Parte y a la Empresa Verificadora Independiente, dándoles un tiempo razonable, con al menos 72 horas de anticipación para estar presentes en todas las operaciones y cómputos; sin embargo, la ausencia del representante de la otra Parte, no impedirá que se realice operación o cómputo alguno. Los resultados de las verificaciones de la Empresa Verificadora Independiente estarán a más tardar después de 24 horas de su realización, a disposición de ambas Partes. Todos los registros de las mediciones y los resultados del cómputo serán conservados por la Parte responsable de efectuar dichas mediciones por un período mínimo de 5 años contados a partir de su obtención.

15. CONTACTOS

Por parte del Proveedor de GNL:

Aspectos Operativos

Atención a:		
ccp		
ccp		
ccp		

Aspectos Contractuales

Atención a:		
ccp		

En caso de que las Partes deseen nombrar un nuevo representante, en sustitución o adicional a los que se nombran, deberán comunicarlo a la otra Parte por escrito.

Por parte de CFenergía:

Aspectos Operativos

Ing. Jaime Fermín Cerón Acosta Subdirector de GN, GNL y Carbón	jaime.ceron@cfenergia.com
---	--

En caso de que las Partes deseen nombrar un nuevo representante, en sustitución o adicional a los que se nombran, deberán comunicarlo a la otra Parte por escrito.

16. VIGENCIA DEL ACUERDO

Este Procedimiento Operativo de Medición y Aforamiento surtirá efectos durante la vigencia del Contrato.

ANEXO A Tablas de datos de referencia

En caso de conflicto o contradicción entre los valores reflejados en las tablas del anexo A, y los valores reflejados en la normativa ISO de la que proceden, prevalecerán los valores reflejados en la norma ISO correspondiente.

2.A.1. Masa molecular (Mi, kg/kmol) (ISO 6976:1995)

Metano	: 16,043
Etano	: 30,070
Propano	: 44,097
<i>n</i> -Butano	: 58,123
Isobutano	: 58,123
<i>n</i> -Pentano	: 72,150
Isopentano	: 72,150
2,2-dimetil propano	: 72,150
<i>n</i> -Hexano	: 86,177
2-metilpentano	: 86,177
3-metilpentano	: 86,177
2,2-dimetilbutano	: 86,177
2,3-dimetilbutano	: 86,177
<i>n</i> -heptano	: 100,204
<i>n</i> -octano	: 114,231
<i>n</i> -nonano	: 128,258
Nitrógeno	: 28,0135
Dióxido de carbono	: 44,010
Oxígeno	: 31,9988

Nota.- Estos valores figuran en la Tabla 1 “Molar mass for components of natural gases” de la norma ISO 6976:1995).

2.A.2. Poder Calorífico Superior por unidad de masa (MJ/kg) (ISO 6976:1995)

Metano:	55,574
Etano:	51,95
Propano:	50,37
<i>n</i> -Butano:	49,55
Isobutano:	49,39
<i>n</i> -Pentano:	49,04
Isopentano:	48,95
2,2-dimetil propano	48,75
<i>n</i> -Hexano:	48,72
2-metilpentano	: 48,63
3-metilpentano	: 48,66
2,2-dimetilbutano	: 48,51
2,3-dimetilbutano	: 48,60
<i>n</i> -heptano	: 48,47
<i>n</i> -octano	: 48,29
<i>n</i> -nonano	: 48,15

Nota.- Estos valores figuran en la Tabla 4 “Poder Calorífico Superior de los componentes del gas natural en diversas condiciones de referencia de combustión para un gas ideal en base másica” (norma ISO 6976:1995, @15 °C)

2.A.3. Poder Calorífico Superior por unidad de volumen (MJ/m³) (ISO 6976:1995 15/15 °C y 101,325 kPa.

Metano	: 37,706
Etano	: 66,07
Propano	: 93,94
n-Butano	: 121,79
Isobutano	: 121,40
n-Pentano	: 149,66
Isopentano	: 149,36
2,2-dimetil propano	: 148,76
n-Hexano	: 177,55
2-metilpentano	: 177,23
3-metilpentano	: 177,34
2,2-dimetilbutano	: 176,82
2,3-dimetilbutano	: 177,15
n-heptano	: 205,42
n-octano	: 233,28
n-nonano	: 261,19

Nota.- Estos valores figuran en la Tabla 5 “Valores Caloríficos de los componentes de los gases naturales en diversas condiciones de referencia de medición y combustión de un gas ideal en base volumétrica” (página 14 de la norma ISO 6976, 15/15 °C y superior. La presión de referencia tanto de combustión como de medición es 101,325 kPa)

2.A.4. $\sqrt{b_j}$ Factores de compresión (ISO 6976:1995 15°C and 101,325 kPa)

Metano	:	0,0447
Etano	:	0,0922
Propano	:	0,1338
n-Butano	:	0,1871
Isobutano	:	0,1789
n-Pentano	:	0,2510
Isopentano	:	0,2280
2,2-dimetil propano	:	0,2121
n-Hexano	:	0,2950
2-metilpentano	:	0,2933
3-metilpentano	:	0,2881
2,2-dimetilbutano	:	0,2627
2,3-dimetilbutano	:	0,2739
n-heptano	:	0,3661
n-octano	:	0,4450
n-nonano	:	0,5385
Nitrógeno	:	0,0173
Dióxido Carbono	:	0,0748

Nota.- Estos valores figuran en la Tabla 2 “Factores de compresión y factores de suma de los componentes de gases naturales en diversas condiciones de referencia de medición”, (norma ISO 6976:1995, 15 °C y 101,325 kPa)

ANEXO B

En caso de conflicto o contradicción entre los valores reflejados en las tablas del anexo B, y los valores reflejados en la normativa ISO de la que proceden, prevalecerán los valores reflejados en la norma ISO correspondiente.

2.B.1. Tabla 1 – Volumen molar ortobárico de los componentes individuales del GNL

Molar (V_i) en $m^3/kmol$ (ISO 6578:1991)

Temperatura(° C)	-150 °C	-155 °C	-160 °C	-165 °C	-170 °C
Metano	0,039580	0,038839	0,038149	0,037500	0,036891
Etano	0,048806	0,048369	0,047942	0,047524	0,047116
Propano	0,063417	0,062953	0,062497	0,062046	0,061602
<i>n</i> -Butano	0,077847	0,077359	0,076875	0,076398	0,075926
Isobutano	0,079374	0,078859	0,078352	0,077851	0,077356
<i>n</i> -Pentano	0,092642	0,092111	0,091583	0,091058	0,090536
Isopentano	0,092817	0,092267	0,091721	0,091179	0,090642
<i>n</i> -Hexano	0,106020	0,105450	0,104890	0,104340	0,103800
Nitrógeno	0,055897	0,051022	0,047019	0,044043	0,041788
Oxígeno	0,033670	0,032520	0,031510	0,030610	0,029800

Dado que en la norma ISO6578:1991 no aparecen valores de volúmenes molares superiores a C6, por lo que en caso de que apareciesen componentes superiores a C6, se considerarán como C6.

Nota.- Estos valores figuran en el Anexo B “Volúmenes molares ortobáricos de los componentes individuales del GNL”, (página 11 de la ISO 6578:1991).

El valor molar exacto de cualquier temperatura se obtiene por interpolación, suponiendo linealidad exacta entre los valores adyacentes en la tabla.

2.B.2. Tabla 2 – Factor de corrección k_1 para reducción de volumen de las mezclas de GNL

$k_1 \times 10^3 m^3/kmol$

Masa Molecular (g/mol)	-150 °C	-155 °C	-160 °C	-165 °C	-170 °C
16,0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
17,0	0,28	0,24	0,21	0,18	0,16
18,0	0,56	0,47	0,41	0,37	0,33
19,0	0,76	0,67	0,58	0,51	0,45
20,0	0,98	0,86	0,76	0,67	0,59
21,0	1,13	1,00	0,89	0,79	0,70
22,0	1,32	1,17	1,01	0,90	0,81
23,0	1,53	1,33	1,15	1,02	0,92
24,0	1,66	1,47	1,30	1,16	1,04
25,0	1,78	1,58	1,41	1,25	1,12
26,0	1,89	1,68	1,50	1,33	1,19
27,0	1,99	1,78	1,58	1,41	1,26
28,0	2,06	1,84	1,64	1,47	1,32
29,0	2,15	1,92	1,72	1,54	1,37
30,0	2,24	2,00	1,79	1,60	1,43

Nota.- Estos valores figuran en la norma ISO 6578:1991, Tabla C.1 “Factores de corrección para reducción de volumen en mezclas de GNL”.

El factor correcto exacto en cualquier temperatura se obtiene por interpolación, suponiendo linealidad exacta entre valores adyacentes en la tabla.

2.B.3. Tabla 3 – Factor de corrección k_2 para la reducción de volumen de las mezclas de GNL

$k_2 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{kmol}$

Masa Molecular (g/mol)	-150 °C	-155 °C	-160 °C	-165 °C	-170 °C
16,0	-0,04	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01
17,0	0,91	0,68	0,46	0,29	0,21
18,0	1,05	0,84	0,67	0,53	0,39
19,0	1,39	1,13	0,88	0,71	0,57
20,0	1,62	1,33	1,06	0,86	0,71
21,0	1,85	1,48	1,16	1,01	0,87
22,0	2,09	1,65	1,27	1,16	1,01
23,0	2,33	1,85	1,42	1,30	1,15
24,0	2,58	2,06	1,60	1,45	1,27
25,0	2,73	2,28	1,89	1,61	1,38
26,0	2,92	2,44	2,04	1,74	1,50
27,0	3,10	2,60	2,19	1,87	1,61
28,0	3,31	2,77	2,33	1,99	1,72
29,0	3,51	2,95	2,48	2,12	1,83
30,0	3,72	3,12	2,63	2,24	1,93

Nota.- Estos valores figuran en el Anexo C “Factores de corrección para la reducción del volumen de las mezclas de GNL “, (página 12 de la norma ISO 6578:1991, Tabla C.2).

El factor correcto exacto en cualquier temperatura y masa molecular se obtiene por interpolación, suponiendo linealidad exacta entre valores adyacentes en la tabla.

Los valores de factores de corrección k_1 y k_2 que figuran arriba se expresan como el valor derivado tras multiplicar por 10^3 para evitar un número excesivo de ceros en la tabla. Cuando se apliquen los factores, deberá introducirse un multiplicador compensador de 10^{-3} para reducir los valores que figuran más arriba a la magnitud correcta.