

INTRODUCCIÓN

Características principales

El gas natural licuado, denominado comercialmente GNL, es gas natural transformado en un líquido a -162.2°C y constituido casi totalmente por metano, que se ha convertido en una fuente creciente de energía debido a que puede ser fácilmente transportado por mar y almacenado para su uso.

Cuando se lo calienta a -106°C o a mayor temperatura, se hace más liviano que el aire, sube y se dispersa. En fase vapor, aparece como una nube blanca visible porque su baja temperatura condensa la humedad del aire circundante y cuando se lo expone a la temperatura ambiente se vaporiza rápidamente. En estado líquido, el GNL es 1,4 veces más pesado que el aire, pero a medida de que se calienta su densidad se reduce, alcanzando 0,55 veces la del aire a temperatura ambiente.

A menudo se lo confunde con gas licuado de petróleo (GLP), aunque sus componentes difieren completamente. El gas licuado está compuesto por moléculas de propano y butano en distintas proporciones, más pesadas que las de metano, extraídas de la corriente de gas natural húmedo y almacenadas en recipientes aptos para su transporte y posterior utilización comercial. Como el gas licuado tiene mayor poder calorífico que el metano, se acostumbra a adicionar pequeñas proporciones de propano o butano al gas natural seco para elevar su poder calorífico, satisfaciendo así las especificaciones de determinados consumidores.

También se lo suele confundir con el gas natural comprimido (GNC). Si bien se trata del mismo producto, en este caso sólo se lo ha comprimido a 200 bar, reduciendo así su volumen, para poder almacenarlo y transportarlo, generalmente para su uso como combustible para automotores. El GNC es esencialmente metano comprimido que se mantiene en fase gaseosa.

Historia del GNL

Las primeras experiencias para convertir el metano al estado líquido fueron hechas por el físico inglés Michael Faraday en el siglo XIX y el primer compresor con capacidad para licuar gas fue construido en Munich en 1873 por el ingeniero alemán Karl Von Linde. La primera planta comercial de licuefacción fue construida en Cleveland Ohio, EE.UU. en 1941, contando con tanques para almacenar GNL a presión atmosférica.

El primer buque metanero, el Methane Pioneer, fue convertido en Enero de 1959 a partir del casco de un carguero Liberty de la 2ª. Guerra e hizo una serie de viajes transportando GNL desde la terminal de Lake Charles, Louisiana hasta la de Canvey Island en el Reino Unido. En ese momento, el descubrimiento de los yacimientos gasíferos de Hassi R'Mel en Argelia, a mitad de distancia, convirtió a este último país en el proveedor natural de Europa, desplazando por algunos años a proveedores situados a mayor distancia.

A partir de entonces, la historia muestra un continuo crecimiento del intercambio de GNL en el mundo. Primero Japón, para reducir su dependencia del petróleo, encara la gasificación del país sobre la base casi exclusiva de las importaciones de GNL. Otros países asiáticos, como Corea, siguen sus pasos para ir conformando el gran mercado del Pacífico.

Los compromisos ambientales que surgen como consecuencia de la ratificación del protocolo de Kyoto y sobre todo la aparición de la tecnología de ciclo combinado térmico para generación eléctrica, unida a la congelación del desarrollo nuclear mundial a raíz del accidente de Chernobyl, dieron un impulso decisivo al crecimiento del GNL como alternativa energética.

Almacenamiento de gas natural

La rigidez de los sistemas de captación, transporte y distribución de gas natural ha sido un obstáculo formidable a la difusión de este combustible en los países fríos, que tienen una pronunciada diferencia de consumo verano-invierno como consecuencia de la calefacción residencial.

En efecto, si los sistemas se dimensionan para atender los picos de consumo de invierno, el sistema tiene una pronunciada capacidad ociosa en verano y a la inversa, si se dimensiona sólo para atender la demanda promedio anual, falta gas en invierno. En este último caso se recurre a los cortes (supply curtailment) en invierno, según esquemas definidos por el tipo de contratos (firmes o interrumpibles), pero siempre privilegiando el consumo residencial.

Por esta razón se han buscado medios para balancear estos factores, apareciendo los almacenamientos subterráneos de gas como una solución capaz de paliar la gran demanda de invierno. Minas de sal abandonadas, yacimientos gasíferos depletados, acuíferos vacíos, etc., se utilizan en el mundo para almacenar gas durante el verano para inyectarlo en las redes de distribución en la época de gran demanda. Por supuesto que la solución tiene sus complicaciones, en el plano geológico por la estanqueidad del reservorio y el mantenimiento de la presión interna para extraer el gas almacenado, en el plano estratégico por la ubicación del almacenamiento con relación a los mercados y a los gasoductos troncales y en el plano meramente operativo por la lentitud con la que estas instalaciones entregan gas a la red.

Otra solución ampliamente utilizada en el mundo es la utilización del GNL como medio para almacenar volúmenes importantes de gas con este propósito. Son las denominadas “peak-shaving plants” (literalmente: plantas para afeitar los picos) o plantas de almacenaje criogénico de gas. Estas plantas se localizan estratégicamente cerca de un gran mercado de consumo, en puntos neurálgicos de la red de gasoductos troncales y constan básicamente de instalaciones de licuefacción, almacenamiento criogénico y regasificación. Económicamente hablando, se justifican por la reducción de la inversión en infraestructura de transporte que habría que hacer para brindar igual seguridad de suministro.

Durante los meses de verano toman gas del sistema, lo licúan y almacenan en sus tanques criogénicos, para reinyectarlo durante los días pico de frío de invierno. Se dimensionan teniendo en cuenta el volumen faltante que se registra durante los 10 o 12 días de pico de frío que suceden normalmente en una temporada invernal y sus sistemas de regasificación

están calculados para soportar el ritmo de reinyección que esos días requiere, lo cual equivale a menudo a entregar cada día un 10% del volumen almacenado. Como los picos de demanda ocurren erráticamente durante la temporada invernal, teniendo

duración y ocurrencia dispar según la benignidad de las temporadas, el operador de la planta de peak-shaving debe decidir cuándo entregar gas a la red, administrando su reserva lo más sabiamente posible para evitar quedarse sin gas almacenado o, inversamente, con un volumen no utilizado por haber obrado cautamente.

Un aspecto no despreciable del almacenamiento criogénico es la posibilidad de comprar gas barato durante los meses de verano para entregarlo al consumo cuando se encarece en invierno. Este juego, que en lo físico se asemeja a las operaciones con futuros y opciones de gas, puede reportar interesantes ganancias al operador de la planta en países donde hay mucha volatilidad de precios entre estaciones del año.

En sentido opuesto deben contarse las pérdidas por evaporación que ocurren normalmente en el sistema y que alcanzan entre 0,25 a 0,50% por día del volumen de GNL almacenado. Si bien la mayoría de las plantas modernas poseen sistemas de recuperación de este gas vaporizado –que lo reinyectan en la red del distribuidor- este gas no retenido debe ser repuesto diariamente durante la época de llenado de verano y se pierde durante la temporada invernal, cuando no hay reposición.

El GNL frente a otras alternativas

Antes de entrar de lleno en la descripción del negocio global del GNL, es conveniente comparar brevemente sus ventajas frente a otras formas de utilización de energéticos.

En primer lugar, el GNL se presenta como una alternativa al transporte de gas natural por cañerías de alta presión o gasoductos. A medida que aumenta la distancia a la cual el gas debe ser transportado, disminuyen las ventajas económicas del gasoducto frente al GNL. En efecto, si bien ambos constituyen infraestructuras de transporte relativamente fijas, los costos de capital y operativos del gasoducto crecen exponencialmente con su longitud, mientras que un sistema de GNL tiene una sola componente variable con la distancia: el transporte marítimo, tradicionalmente mucho más económico por m³ transportado.

Por dicha razón se admite hoy que para distancias superiores a los 4.000 Km. el transporte de GNL es más económico que el transporte por gasoducto, si bien esta afirmación general no tiene en cuenta particularidades como: obstáculos tales como

cruces de ríos, montañas, selvas, etc. en el caso de gasoductos, ni la necesidad de construir costosas instalaciones portuarias en el caso de las terminales de GNL.

Otra alternativa, aún en estado experimental, es el GTL (Gas-to-Liquids), que consiste en la conversión del gas natural en un combustible sintético. Es ideal para monetizar reservas remotas de gas porque, a diferencia del GNL, puede ser transportado en buques tanque convencionales. Existen dos procesos para producir GTL, a saber: conversión directa de gas e conversión indirecta de gas de síntesis. El proceso directo elimina la necesidad de producir gas de síntesis, pero requiere gran cantidad de energía y es difícil de controlar. El problema principal del GTL es la magnitud de la inversión inicial requerida –del orden de los 3.700 millones de dólares para una planta de tamaño comercial- y el hecho de que, por falta de aplicación, aún no se ha producido la usual reducción de costos por mejora tecnológica o economía de escala.

Finalmente, cabe mencionar al GNC –que ha tenido tanta difusión como combustible para automotores en el mundo- como alternativa aún no explorada para transportar gas por mar a grandes distancias. En teoría, sería mucho más fácil comprimir gas en la terminal exportadora, cargarlo en buques especialmente equipados con tanques a presión y descargarlo directamente en puntos adyacentes a la red del país importador. La inversión en instalaciones fijas en tierra sería mucho menor, pero se necesitarían 3 y media veces más buques para transportar el mismo volumen de gas que con GNL. Lo que realmente ha conspirado contra la implementación de este medio es el riesgo asociado a la operación con buques conteniendo tanques presurizados. Si se imagina el peligro que encierra un gasoducto operando a presiones del 80/120 bar y se compara con un tanque flotante a 200 bar, se comprende fácilmente la prevención que genera.

Unidades y dimensiones usuales

El universo del GNL ha adoptado un léxico especial que conviene repasar brevemente:

Btu: Unidad térmica británica. Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en su máxima densidad (aproximadamente 39° F). Un millón de Btu (MM Btu) equivale a 27,8 m³ de gas y a 0,048 m³ GNL o a 0,0192 t GNL.

Millón de toneladas de GNL por año: unidad usada para medir el volumen de gas entregado por año. Una tonelada equivale a 2,47 m³ de GNL. Para regasificar 1 MM m³/día es necesario emplear 725 t GNL.

Trillón de pies cúbicos (Tcf): Unidad de volumen de gas habitualmente usada para medir reservas. Equivale a 28.300 MM m³.

Para tener una idea de las equivalencias entre unidades, utilicemos un ejemplo práctico. Incorporar un 10% más a la capacidad de producción de gas argentina, que tiene un tope de 120 MM m³/día, equivaldría a agregar 12 MM m³/día. Si tal incremento se realizara mediante la construcción de una terminal de recepción de GNL, se necesitarían 8.700 t/día de GNL, o sea aproximadamente 3 MM t/año de GNL. Aparte de requerir que un productor destinara la capacidad de un tren de licuefacción de ese tamaño a abastecer de manera continua tal necesidad, se necesitarían 51 viajes (1 por semana) de buques metaneros de 138.000 m³ de capacidad con ese propósito.