

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE MICRO LICUEFACCIÓN
DE GAS NATURAL (MICRO GNL) EN LIMA PARA EL
ABASTECIMIENTO DE ESTACIONES DE GNV**

TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TITULO DE:

INGENIERO PETROQUIMICO

ELABORADO POR:

OMAR DUEÑAS CÁRDENAS

PROMOCION: 2001 - 0

LIMA - PERU

2007

**INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE MICRO LICUEFACCIÓN DE GAS
NATURAL (MICRO GNL) EN LIMA PARA EL ABASTECIMIENTO DE
ESTACIONES DE GNV**

I.	SUMARIO	2
II.	INTRODUCCIÓN	3
III.	CONTENIDO	4
1	DEFINICIÓN DE GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	4
2	CADENA DEL MICRO GNL	10
3	DETERMINACIÓN DEL RADIO ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE MICRO GNL EN LIMA	20
4	NORMAS TÉCNICAS APLICABLES AL MICRO GNL.....	32
5	MARCO NORMATIVO DEL MICRO GNL EN EL PERÚ.....	33
IV.	CONCLUSIONES	35
V.	RECOMENDACIONES	37
VI.	BIBLIOGRAFÍA	39
VII.	ANEXOS	40
VIII.	INDICE DE FIGURAS	41

I. SUMARIO

El principal objetivo del presente trabajo es dar a conocer la tecnología de Micro GNL como una alternativa para continuar con el desarrollo del mercado del gas natural vehicular (GNV) especialmente en aquellos lugares de Lima alejados de la red de distribución de gas natural y en el interior del Perú.

En la primera parte del trabajo se da una visión general de la industria del Micro GNL, que incluye la definición de GNL, la cadena del Micro GNL, procesos de licuefacción del gas natural, almacenamiento y transporte del GNL y usos finales del GNL, enfocándose especialmente en el uso del GNL para el abastecimiento de estaciones de venta de GNV.

Seguidamente se realiza una evaluación económica a fin de determinar el radio económico para la implementación de un proyecto que incluye la instalación de una planta de Micro GNL para abastecer a un gasocentro de GNV; posteriormente se determina el precio máximo del gas natural en “boca de pozo” considerando una distancia determinada entre la planta de micro GNL y el gasocentro.

Asimismo, se dan a conocer las normas técnicas internacionales vigentes para la construcción de plantas de micro GNL; así como el marco normativo actual del Micro GNL en el Perú y las funciones de las entidades del gobierno encargadas del desarrollo de esta industria.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones que pueden permitir el desarrollo de este tipo de proyectos en el Perú.

II. INTRODUCCIÓN

Hace aproximadamente 20 años, con el descubrimiento del yacimiento Camisea (en el período 1983 – 1987), que el Perú cuenta con grandes reservas de gas natural, un hidrocarburo que tiene diversas ventajas en comparación con los combustibles líquidos que en la actualidad se consumen en el país, por lo que el Estado Peruano viene impulsando el uso de este recurso en todos los niveles.

Sin embargo, uno de los principales problemas para poder acceder al gas natural son las inversiones necesarias para construir gasoductos que transporten este recurso desde las zonas de producción (yacimientos) a los puntos de consumo que, como se sabe, en el Perú se encuentran distantes. Dada esta situación, en la actualidad el gas natural vehicular (GNV) no es usado en el interior del país. Para que un auto recorra más de 150 Km requeriría de un cilindro de mayor capacidad y más pesado, lo que reduciría su capacidad para transportar pasajeros o carga tal como sucede en los buses interprovinciales o pesados.

En este sentido, es necesario hacer uso de nuevas tecnologías que hagan posible el dar acceso al gas natural a las zonas que no cuentan con este recurso. Una de estas tecnologías consiste en transformar el gas natural en el denominado gas natural licuado (GNL) a fin de reducir el espacio de almacenamiento de este combustible tanto para transportarlo a zonas lejanas de los gasoductos como para ser utilizado en vehículos.

III. CONTENIDO

1 DEFINICIÓN DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El GNL es gas natural que ha sido enfriado hasta su temperatura de condensación, lo cual ocurre a una temperatura aproximada de -161 °C y presión atmosférica. Gracias a la licuefacción el volumen del gas natural se reduce en aproximadamente 600 veces, haciendo que su transporte a largas distancias y almacenamiento sea más económico en comparación con el gas natural comprimido (GNC) o vía tuberías para su transporte.

La licuefacción del gas natural se remonta al siglo XIX; sin embargo, la primera planta de GNL fue construida en el Oeste de Virginia en 1912 y comenzó a funcionar en 1917. La primera planta comercial de licuefacción fue construida en Cleveland, Ohio, en 1941, y el GNL era almacenado en tanques a presión atmosférica.

La producción y comercialización del GNL en función del volumen se puede clasificar en:

- GNL a gran escala
- GNL de media escala
- GNL de plantas "Peak Shaving"
- Micro GNL o GNL de pequeña escala

Los mismos que se describen a continuación:

1.1 GNL a gran escala

La licuefacción del gas natural elevó la posibilidad de su transporte a lugares lejanos lo cual originó la instalación de diversas plantas de licuefacción y de regasificación en distintos países del mundo. Sin embargo, en tanto se desarrollaba esta tecnología a gran escala se ha visto como una posibilidad para monetizar pequeñas reservas de gas natural que se encuentran en zonas

aisladas y como una posibilidad para suministrar de gas natural a zonas que se encuentran aisladas o lejos de los centros de producción de gas natural.

Las plantas de GNL de Gran Escala (“Base-Load”) generalmente reciben el gas natural desde boca del pozo o de un gasoducto, y entregan GNL en tanques que son transportados por buques hasta los centros de consumo donde se encuentran instalados plantas de regasificación. Las plantas de gran escala están en permanente operación durante el año.

Al 2004, se contaba con 22 plantas con 72 trenes de licuefacción en el mundo, cuya capacidad conjunta era de 143.1 millones de toneladas por año de GNL o 6,968.5 miles de millones de pies cúbicos por año de gas natural. En contraparte en el año 2004 se contaba con 47 plantas de regasificación, estas suman una capacidad de almacenamiento de 480 000 millones de pies cúbicos de gas natural, que equivalen al consumo mundial de 1.86 días o 28.16 días de la oferta de los países productores de GNL. Esta capacidad se distribuye en 248 tanques de almacenaje en todas las plantas regasificadoras.



Figura N° 1: Planta de GNL de Gran Escala

A gran escala el GNL se almacena en tanques atmosféricos a baja temperatura y se transporta también en tanques a presión atmosférica en buques especialmente contruidos con casco doble que se diseñan y construyen utilizando materiales

especiales para el aislamiento y el tanque, para asegurar el transporte seguro de esta carga criogénica.



Figura N° 2: Tanques de Almacenamiento de GNL

El GNL en los tanques de carga del buque se mantiene a su temperatura de saturación (-161 °C o -256°F) a lo largo de toda la navegación, pero se permite que una pequeña cantidad de vapor se disipe por ebullición, en un proceso que se denomina "autorrefrigeración". Así, el gas evaporado se utiliza para impulsar los motores del buque.



Figura N° 3: Buque Metanero o de GNL

Una vez llegado el GNL a su destino éste se regasifica; a gran escala la regasificación se realiza en vaporizadores de agua de mar, que son intercambiadores de calor, verticales, abiertos, en contracorriente, donde el gas circula por los tubos y el agua de mar, procedente de la piscina o poza de

captación, circula por el exterior de los tubos. El agua de mar utilizada en el proceso de vaporización es devuelta al mar no sufriendo más alteración que la disminución de su temperatura.

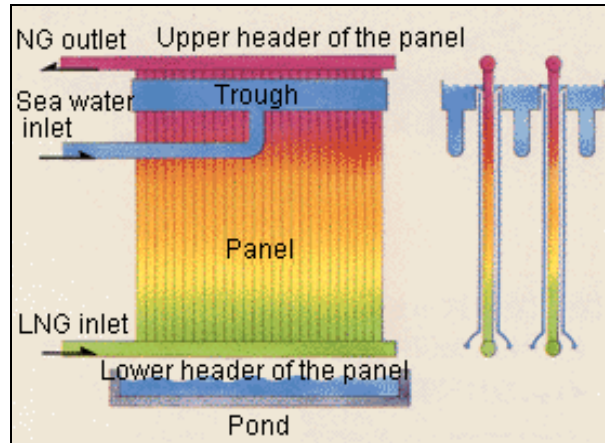


Figura N° 4: Esquema de Proceso de Regasificación del GNL con agua de Mar

También existen otros tipos de vaporizadores como los de combustión sumergida, donde el fluido caliente es un baño de agua calentada por los productos de la combustión de gas en un quemador especial sumergido en el propio baño y sólo funcionan en caso de fallo o mantenimiento de los de agua de mar.

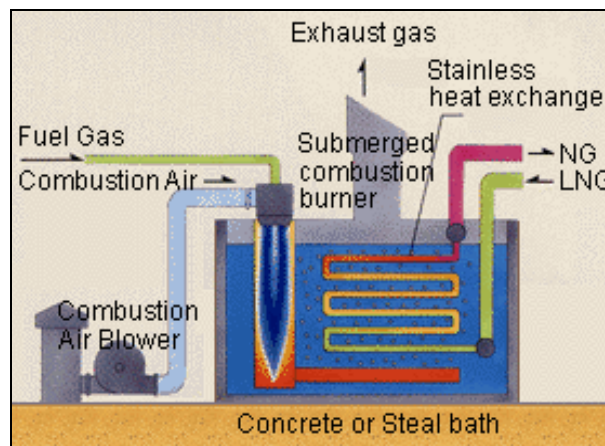


Figura N° 5: Esquema de Regasificación de GNL por combustión sumergida

1.2 GNL de media escala

En tanto se desarrollaba la tecnología de licuefacción del gas natural a gran escala, ésta se ha visto como una posibilidad para monetizar pequeñas reservas

de gas natural de campos de gas “onshore” y “offshore” que se encuentran en zonas aisladas, dando lugar al GNL de Media Escala (“Mid-Scale”), plantas de Peak Shaving y finalmente al Micro GNL:

La tecnología de licuefacción “Offshore” ha sido desarrollada, generalmente basada en la experiencia de la tecnología “peak-shaving” y esta puede ser usada para licuar gas asociado o gas de pequeños campos, en este caso los equipos son montados en pequeñas embarcaciones de producción que se desplazan entre los campos o yacimientos. La Licuefacción “Offshore” ofrece una manera de explotar reservas de gas “estancadas” y que pueden dar un Proyecto de GNL de costo más bajo que las facilidades de base terrestre.

El rango del GNL de media escala va desde 300,000 toneladas de GNL por año a 1.5 millones de toneladas de GNL por año, 180 MMPCD.

En este caso, el transporte en el mar se realiza en tanques de menor capacidad al de los buques metaneros y en tierra se utilizan cilindros criogénicos que son transportados a través de camiones.



Figura N° 6: Planta de GNL de Media Escala

1.3 Plantas de “Peak-Shaving”

Son plantas relativamente pequeñas, con capacidades hasta 100,000 toneladas por año (aproximadamente 12 MMPCD) y son usadas para almacenar GNL que será usado en periodos de gran demanda o periodos pico, debido a que la capacidad del ducto es insuficiente para cubrir la demanda en los picos. Las plantas de “Peak Shaving” licuan y almacenan gas natural durante períodos de baja demanda y lo vaporizan en tiempos de máxima demanda (principalmente en tiempo de invierno). La instalación de este tipo de plantas se inició en la década de los 70’s en los Estados Unidos que actualmente cuenta con un gran número de estas plantas ubicadas principalmente en la costa este.



Figura N° 7: Planta de Peak Shaving

1.4 Micro GNL O GNL de pequeña escala

La tecnología y capacidad utilizada en estas plantas son similares a las plantas de “Peak Shaving”, la diferencia es que en este caso se utiliza para abastecer de GNL a pueblos que están fuera del alcance de la red, en donde se regasifica para ser usado como gas natural en industrias ó pequeños centros poblados; asimismo, se utiliza para abastecer de GNL a estaciones de venta que, a su vez, suministran de GNL o GNV a vehículos que usan directamente el GNL o vehículos convertidos a GNV, respectivamente.

En la siguiente sección se tratará con mayor amplitud este tipo de plantas.

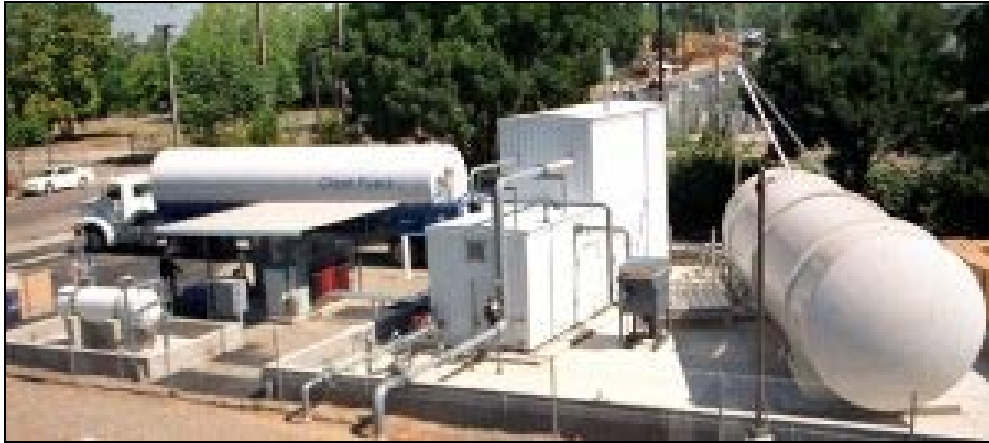


Figura N° 8: Planta de Micro GNL

2 CADENA DEL MICRO GNL

La cadena del Micro GNL se inicia con la explotación del gas natural en el campo, este es procesado para poder retirar los contaminantes y los líquidos de gas natural, para luego transportarlo y distribuirlo en el lugar donde se instalará la planta.

En el caso particular de Lima, las etapas antes mencionadas se desarrollan en el campo de Camisea, de donde proviene el gas natural, por lo que se puede considerar que la cadena del Micro GNL es la comprendida entre el suministro de gas natural seco a la planta de licuefacción hasta la entrega del gas natural al consumidor que puede ser una industria o estación de venta de GNV.

Las etapas de la cadena del Micro GNL son:

2.1 Planta de Micro Licuefacción

Comprende las instalaciones en las que se da el proceso mediante el cual se convierte el gas natural seco en fase gaseosa a fase líquida para lo cual el gas natural se enfría hasta aproximadamente $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$; asimismo incluye tanques de almacenamiento de GNL. En general, los procesos utilizados en las plantas de Micro GNL se pueden agrupar en dos grandes grupos: los de lazo abierto y los de

lazo cerrado. En la tabla N°1 se muestran las diferentes tecnologías utilizadas en plantas de Micro GNL

Clasificación	Ciclo de Refrigeración	Procesos de Licuefacción	Eficiencia total kW-día/ton	Capacidad	Referencia
Lazo cerrado	Mezcla Refrigerante (MR)	Black and Veatch PRICO	16.8	3,56 Mtpd	Salof, 2006 ⁴
		GTI	*	1 000 gpd	GTI, 2003 ⁵
		Kryopak PCMR	13.0	210 tpd	Salof, 2006 ⁴
	Turbo-expansor TEX (N ₂)	Hamworthy	33.3	30 a 500 tpd	Hamworthy, 2006 ⁶
	Turbo-expansor TEX (N ₂ & CI)	Pre-refrigerado Dual TEX+	13.0	1,37 Mtpd	Foglietta, 2004 ⁷
Lazo abierto	Turbo-expansor TEX	Dual TEX+	16.5	1,37 Mtpd	Foglietta, 2004 ⁷
		Kryopak EXP	15.5	147 tpd	Salof, 2006 ⁴
		Idaho (Letdown)	*	10 000 gpd	Cascone, 2005 ³
		Stirling	*	1.2 - 10 tpd	Krillov, 2004 ⁸
		Tubo Vórtice	-	*	12 tpd

*Dato no disponible

+ Simulado*

Tabla N° 1: Tecnologías utilizadas en plantas de Micro GNL

2.1.1 Licuefacción de Lazo Abierto

Es el proceso en el que el fluido refrigerante es parte del gas de alimentación que pasa por una serie de ciclos de compresión – enfriamiento – expansión.

Cuando un gas se expande, la distancia entre las moléculas se incrementa. Debido a las fuerzas de atracción molecular, la expansión causa un incremento en la energía potencial del gas, considerando que no se produce trabajo en el proceso (expansión libre) y que no se produce transferencia de calor, la energía total del gas permanece constante. Así, el incremento en la energía potencial significa una disminución de la energía cinética y por lo tanto de la temperatura. Lo que significa que si se produce la expansión del gas natural de una alta presión a una baja, se producirá un enfriamiento del gas natural. En el proceso de licuefacción de lazo abierto la expansión se realiza entre 2 y 4 veces.

La figura N° 9 muestra un esquema general de la última etapa de la licuefacción de lazo abierto; el principio de la licuefacción de lazo abierto esta basado en el proceso consecutivo de compresión – enfriamiento – expansión del gas natural de tal manera que se obtiene una corriente de gas a alta presión y temperatura moderada, después de varias secuencias. Finalmente el gas experimenta una expansión en un turboexpansor para obtener GNL en un tanque flash. La figura es meramente ilustrativa ya que en el proceso pueden haber más compresores e intercambiadores; algo de trabajo útil se puede obtener del turboexpansor el mismo que se puede utilizar en el compresor.

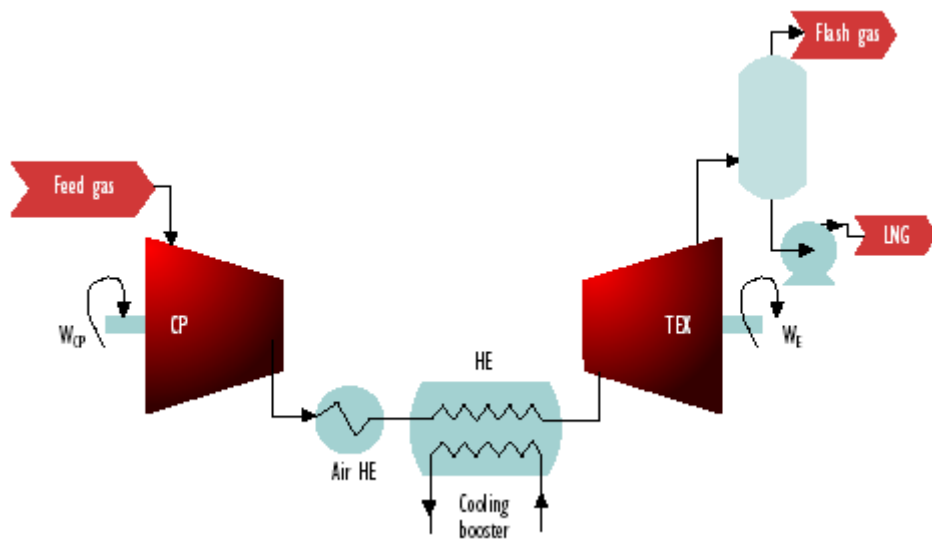


Figura N° 9: Esquema de Licuefacción de Lazo Abierto

En Rusia se utiliza este proceso para producir GNL, por efecto Joule Thompson, sin utilizar refrigerante. En 1993 iniciaron sus investigaciones y en 1997 montaron su primera planta; estas son plantas pequeñas que necesitan la expansión de caudales muy grandes (más de 400 mil m^3 diarios) o expansión de caudales pequeños pero desde altas presiones (200 atm). En el primer caso, producen entre el 5 y el 8% de GNL sobre la cantidad que entra al proceso, y en el segundo caso, hasta el 40 % sobre el gas expandido. Existen diversas plantas en Rusia y en Estados Unidos con esta tecnología.

2.1.2 Licuefacción de Lazo Cerrado

Es este caso la licuefacción se realiza con la ayuda de un refrigerante que fluye continuamente en un circuito separado al del gas a licuar. Este utiliza un solo refrigerante o una mezcla de refrigerantes que puede ser una mezcla de nitrógeno, metano o de éstos con otros hidrocarburos.

La figura N° 10 muestra un esquema general del proceso de licuefacción de gas natural de ciclo cerrado. En primer lugar el refrigerante es comprimido para posteriormente pasar por un intercambiador de calor en el que se trata de enfriar. En el siguiente paso el refrigerante fluye a través del intercambiador principal (cold box) intercambia calor con el gas a licuar. Se debe tener en cuenta que dependiendo de la composición el refrigerante puede gasificarse parcialmente al salir del intercambiador principal. Posteriormente, el refrigerante ingresa a un dispositivo de expansión, que puede ser simplemente una válvula en la que el refrigerante experimentará una expansión Joule Thompson (J-T) que hará bajar su temperatura; en este caso, también se puede utilizar un turboexpansor que produce trabajo y que puede ser utilizado, total o parcialmente, en el compresor. Una expansión isoentrópica en un turboexpansor puede producir una menor temperatura que en el proceso J-T. Es así que, el refrigerante vuelve al intercambiador principal para enfriar el gas de alimentación y finalmente es enviado al compresor concluyendo el ciclo.

Del lado del gas natural este entra al intercambiador principal y sale parcialmente condensado, por lo que pasa por un expansor para finalmente ser enviado a un tanque flash en el que se separa la fase líquida de la gaseosa que es nuevamente enviada al proceso.

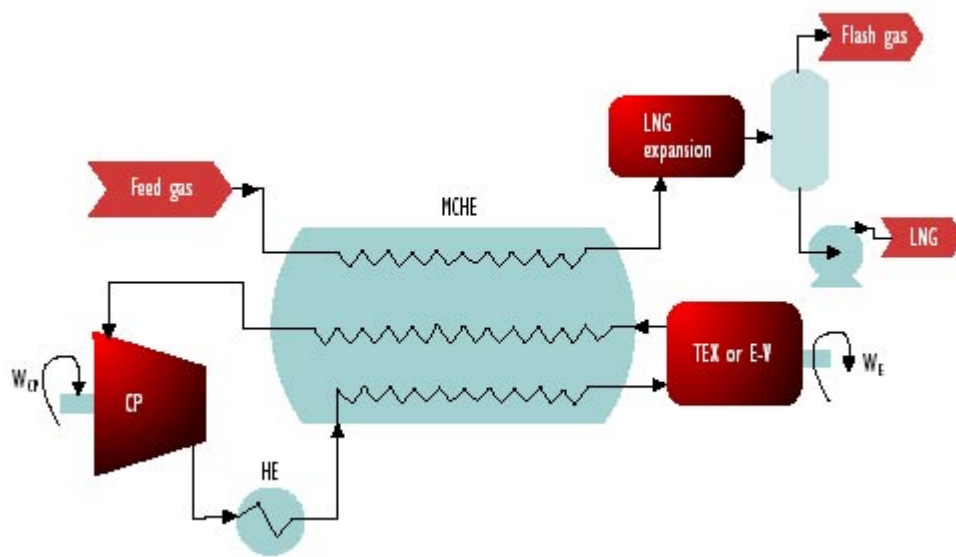


Figura N° 10: Esquema de Licuefacción de lazo Cerrado

Esta tecnología es parecida a la de gran escala y es la más usada, es una especie de scaling down con optimización de las conocidas de gran escala.

En la figura N° 11 se muestra una unidad llamada cryofuel en el que se produce GNL utilizando un refrigerante a baja temperatura, éste incluye un purificador para eliminar agua, CO₂ e hidrocarburos pesados (C₂+). En este equipo una mezcla de gases se comprime para posteriormente ser enfriado y enviado a un intercambiador llamado cold box en donde se expande e intercambia calor con el gas natural que se licua; el metano obtenido tiene una pureza del 97% y la caída de presión varía de 21 a 4 bar aproximadamente. La inversión para la instalación completa de una planta de esta tecnología, con una capacidad de procesamiento de 25 000 m³/día (12 000 galones de GNL por día), es de 4.2 MM US \$. En la sección 3 se toma en cuenta la instalación de esta planta para la determinación del radio económico del proyecto.



Figura N° 11: Unidad Cryofuel de una Planta de Micro GNL

2.2 Almacenamiento y transporte de GNL a pequeña escala

En el caso de GNL a pequeña escala, el GNL se almacena en cilindros especiales los mismos que son transportados a través de camiones hacia los puntos de consumo.

Debido a la baja temperatura que los tanques de almacenamiento de GNL deben resistir, son construidos de doble casco con vacío entre los cascos o con multicapas aislantes, como un termo, lo que permite un tiempo prolongado de almacenamiento, aproximadamente tres días, con limitada vaporización. El interior del tanque y las tuberías internas del mismo están hechos de acero inoxidable.

El GNL se transfiere por presión que puede ser generado por un calentador o una bomba criogénica.

Los cilindros para el transporte de GNL varían de tamaño, de acuerdo al medio de transporte; para transporte por trenes se cuenta con tanques de 120 m³ de capacidad y para transporte por camiones se cuenta con tanques de 12 m³ de

capacidad, iso contenedores de 20 m³ de capacidad y semitrailers de 56 m³ de capacidad.



Figura N° 12: Camión con tanque Criogénico

2.3 Consumidor Final

En el caso de la cadena del Micro GNL el consumidor final puede ser una industria, una red de distribución, estaciones de venta de GNL o estaciones de venta de GNV; en estos cuatro casos se requiere regasificar el gas natural para poder usarlo.

2.3.1 Industria y Red de Distribución

El gas natural tanto en la industria como en las redes de distribución se usa en fase gaseosa y a presiones que van desde los 50 milibar hasta 5 bar, por lo que el GNL debe ser regasificado. La regasificación consiste en dar calor al GNL con el fin de pasar del estado líquido al estado gaseoso original.

En pequeña escala la regasificación del GNL normalmente se realiza utilizando aire del medio ambiente.



Figura N° 13: Equipos de regasificación de GNL para clientes industriales

2.3.2 Estaciones de venta de GNL

Las estaciones de venta de GNL son aquellas que suministran GNL directamente a los vehículos, en este caso los vehículos cuentan con un sistema de conversión que incluye un tanque térmicamente aislado, para mantener el GNL en fase líquida, y un intercambiador de calor que usa el refrigerante del motor para vaporizar el gas natural que será suministrado al motor a la presión requerida.



Figura N° 14: Estación de venta de GNL

2.3.3 Estaciones de Venta de GNV

En el caso de las estaciones de venta de GNV, abastecidos de GNL, el gas natural es suministrado al auto en fase gaseosa a una presión máxima de 200 bar. Estas estaciones cuentan con un tanque de almacenamiento de GNL y un dispensador que esta compuesto de una bomba criogénica que comprime el GNL hasta una presión entre 250 a 300 bar, luego el GNL pasa por un vaporizador de alta presión en el cual se obtiene el gas natural a la misma presión y puede ser suministrado a los vehículos convertidos a GNV. Esta tecnología se basa en el hecho que se requiere de menor potencia para comprimir un líquido que para comprimir un gas.

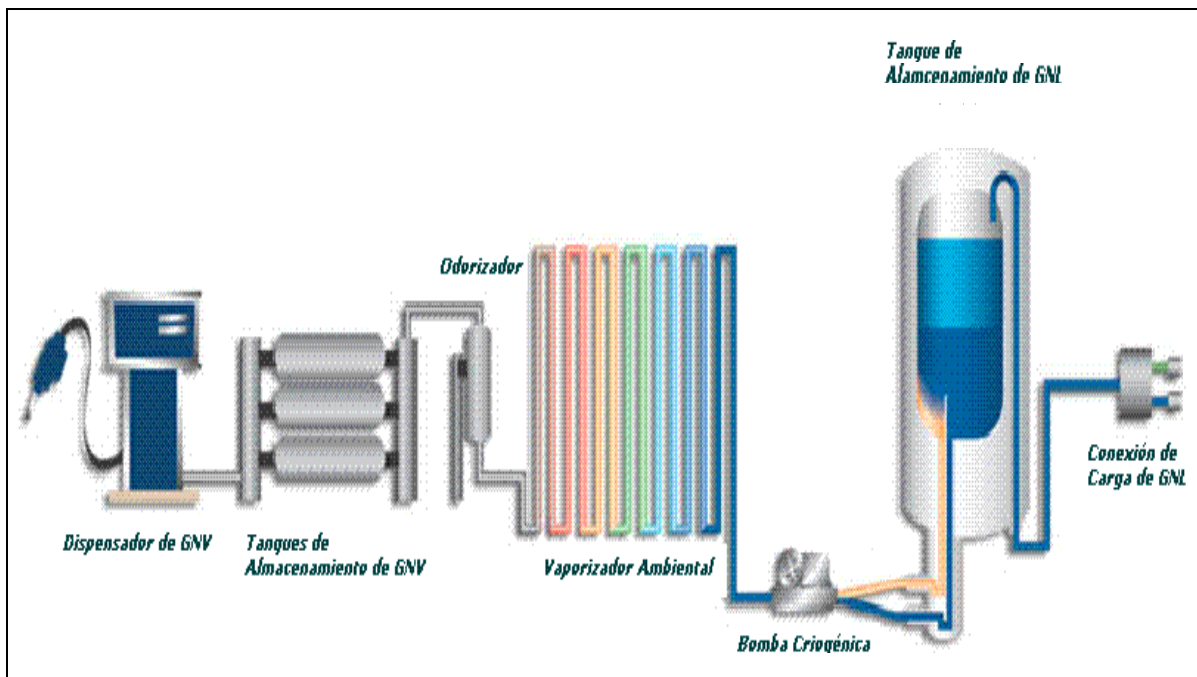


Figura N° 15: Esquema de una estación de venta de GNV a partir de GNL

Actualmente, en el mercado se puede encontrar equipos paquetizados, que comprende tanque de GNL, bomba criogénica e intercambiador de calor de alta presión, una vez que se obtiene el gas natural a una presión entre 250 y 300 bar es almacenado en tanques de GNV para su despacho a través de los dispensadores. Esta tecnología es la denominada GNLC, gas natural líquido comprimido, ya que en el equipo se obtiene gas natural a presiones entre 250 y

300 bar, a partir de GNL. En la figura N° 16 se muestra un equipo con una capacidad de almacenamiento de 3 000 galones cuyo costo unitario es de 500 M US \$.



Figura N° 16: Equipo paquetizado de Gas Natural Líquido Comprimido (GNLC), con una capacidad de almacenamiento de 3 000 galones de GNL

3 DETERMINACIÓN DEL RADIO ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE MICRO GNL EN LIMA

En la figura N° 17 se muestra un gráfico elaborado por el Instituto Tecnológico del Gas (GTI) de Estados Unidos, en el que se muestra la aplicabilidad de las diferentes formas de transporte de energía dependiendo de la distancia al mercado y la cantidad de energía transportada expresada en miles de metros cúbicos de gas por día; para el cual se tomaron en cuenta costos de gas natural en Estados Unidos.

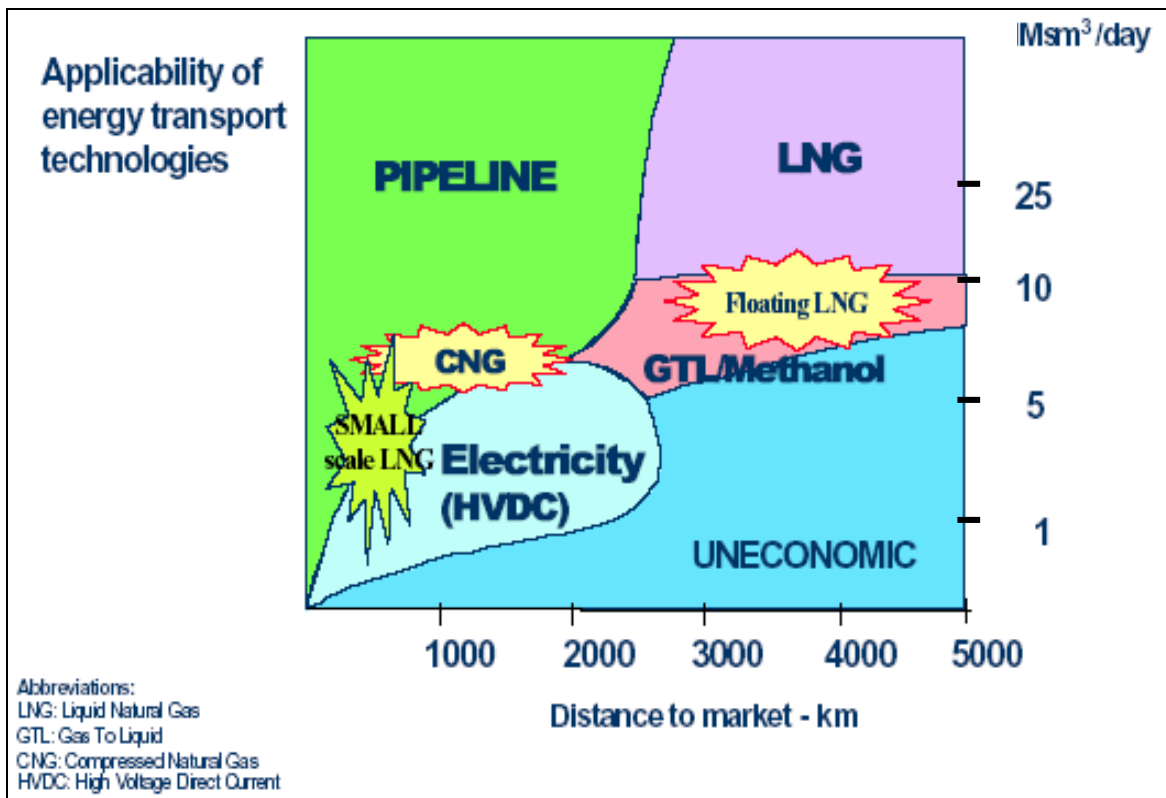


Figura N° 17: Aplicabilidad de Tecnologías para el transporte de energía

Considerando, que el radio económico varía dependiendo de los costos de gas natural, del volumen de gas a suministrar entre otros, en el presente trabajo se realizará el cálculo del Radio Económico para la instalación de una planta de Micro GNL cuyo mercado será el sector vehicular. Las consideraciones que se tomaron en cuenta para esta determinación, fueron las siguientes:

- 3.1 En el caso del Perú se cuenta con aproximadamente 6909 autos convertidos al GNV, al 31 de marzo de 2007, y se prevé un gran crecimiento de este mercado (ver anexo N° 7); sin embargo, aún no se cuenta con autos convertidos para uso directo de GNL; por lo que para la evaluación económica se considerará que el consumidor final será una estación de venta de GNV.
- 3.2 Producto de la renegociación del Contrato de Explotación del Lote 88 Camisea, Pluspetrol se comprometió en congelar el precio del gas natural en boca de pozo para el sector vehicular en 0,80 US \$ / MMBTU (28,25 US\$ / Mm³) por un periodo de seis años, que se contabilizan desde el 01 de octubre de 2006. El incremento del precio del gas natural es función de índices de precios del productor relacionados con equipos utilizados en la producción petróleo y gas, y energía, teniendo como tope un incremento de 7%, durante el periodo 2013 – 2017. Ver anexo N° 2.
- 3.3 La tarifa de transporte del gas natural por ductos se mantendrá constante durante la vida del proyecto, es decir 1,17 US\$ / MMBTU (41,31 US\$ / Mm³). Esta tarifa fue establecida por el OSINERGMIN a través de la Resolución N° 084-2004-OS/CD, la misma que fue modificada por la Resolución N° 006-2005-OS/CD. Ver anexo N° 4.
- 3.4 La planta de licuefacción estará conectada directamente a la tubería de transporte de gas natural operada por TGP, es decir estará ubicada el sur del City Gate Lurín; por lo que se estima una inversión de 200 MUS\$ para la instalación de la acometida. En este caso se han tomado los topes máximos de costos de acometidas establecidos por el OSINERGMIN a través de la Resolución N° 447-2005-OS/CD (Anexo N° 3)
- 3.5 Se toma como referencia el precio de venta del GNV en Lima que corresponde a un valor de 1.38 soles/m³ (incluye IGV), que corresponde a 0,3635 US\$/m³ sin IGV (Tasa de Cambio 3.19 Soles / US\$ tomada del informe de precios del OSINERGMIN de fecha 02 de abril de 2007 – Anexo N° 6).
- 3.6 Se considera el abastecimiento de 1 200 autos por día, por lo que se requiere instalar 4 surtidores paquetizados de GNV, cada uno con tanques de 3 000 galones de GNL de capacidad, que a su vez abastecerán a 300 autos por día. El costo de cada surtidor paquetizado es de

- aproximadamente 500 MUS\$, por lo que se requiere de una inversión de 2 MMUS\$.
- 3.7 Considerando un consumo promedio de 20 m³/día de GNV por auto y un abastecimiento de 1 200 autos por día (véase acápite 3.6), se requerirá de 24 000 m³/día de gas natural para abastecer al gasocentro, que equivale a 11 200 galones por día de GNL. En el mercado se cuenta con camiones con tanque criogénico de capacidades de 12 m³ e iso contenedores de 20 m³ hasta 56 m³ de capacidad. Para el presente estudio se considerará cuatro camiones de 12 m³ de GNL o capacidad equivalente a 3 170 galones de GNL. El costo unitario de cada camión es de 250 mil dólares, por lo que se requiere de una inversión de 1 millón de dólares para transporte del GNL.
 - 3.8 Considerando el consumo indicado en el acápite 3.7 se requerirá instalar una Micro Planta de GNL con una capacidad de procesamiento de 24 000 m³/día (11 200 galones de GNL por día); por lo que se considerará la instalación de una planta de tecnología cryofuel de 25 000 m³/día de capacidad cuyo costo de inversión es de aproximadamente 4.2 MMUS\$ (incluyendo costo de terreno, gastos en trámites para instalación, Estudio de Impacto Ambiental y contingencias).
 - 3.9 A fin de determinar el radio económico, la distancia máxima a la cual el proyecto es rentable, determinamos el costo anual del combustible usado en los camiones de GNL en función de la distancia recorrida por los mismos en kilómetros, es decir en función del doble de la distancia de la Planta de Micro GNL al gasocentro (se considera que el camión lleva GNL y vuelve vacío). El combustible utilizado por el camión es Diesel y el precio considerado es de 9.095 soles/galón (incluye ISC e IGV), tomado de la lista de precios de PETROPERU COMB-03-2007, que equivale a 2.85 US \$/galón, considerando la tasa de cambio indicada en el informe de precios del OSINERGMIN de fecha 02 de abril de 2007 (Ver anexos N° 5 y 6).
 - 3.10 Se considera una depreciación lineal en 10 años y una tasa de descuento del 12%, que es la tasa a la que comúnmente se evalúan los proyectos de este tipo.

A continuación se presentan los cuadros de inversiones, costos de operación y mantenimiento, y flujo de caja del proyecto

INVERSIÓN

Concepto	Costo unitario	Unidades	Cantidad	Costo total
Camiones	250	MUS\$	4	1000
Equipo paquetizado con almacenamiento de GNL y surtidores de GNV	500	MUS\$	4	2000
Planta de licuefacción (incluye costo varios*)	4200	MUS\$	1	4200
Costo de Conexión al Sistema de transporte de TGP	200	MUS\$	1	200
			Inversión total (MUS\$)	7400

*Incluye costo de terreno, gastos en trámites para instalación, Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y contingencias.

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para el Radio Económico

Distancia de Planta a Gasocentro: 1 732 Km

	Concepto	Cantidad	Mensual MUS\$	Total MUS\$/año
Planta	Operador	4	0.6	28.8
Transporte	Chofer	4	0.6	28.8
Estación de GNV	Operador	6	0.6	43.2
Mantenimiento anual de Planta 5% de la inversión en planta		1	210.0	210.0
Mantenimiento anual de Camión 2% de la inversión		4	5.0	20.0
Mantenimiento anual de Surtidores Estación 2% de inversión		4	10.0	40.0
Combustible para camiones(*)	Galones	16628	47.4	568.7
			Total	939.5

(*) El combustible usado por los camiones es diesel, y se considera que el rendimiento de cada camión es de 25 km por galón.

El precio del diesel utilizado es el establecido en la lista de precios de Petroperú, que se presenta en el anexo N° 5. La tasa de cambio fue tomada del informe de precios del OSINERGMIN, anexo N° 6.

PRECIO DEL GAS NATURAL PUESTO EN LA PUERTA DE LA PLANTA DE MICRO GNL

Año	1,2,3,4 y 5	6	7	8	9	10
Gas natural en Boca de Pozo (US\$ / Mm ³)	28.3	30.2	32.3	34.6	37.0	39.6
Costo de transporte (US\$ / Mm ³)	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3
Gas natural en planta (US\$ / Mm ³)	69.6	71.5	73.7	75.9	78.3	80.9
Consumo de Gas Natural (Mm ³ / día)	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Costo anual del Gas Natural (M US\$)	609.3	626.7	645.2	665.0	686.3	709.0

A partir del sexto año se considera un incremento del 7% anual del precio del gas natural en boca de pozo, de acuerdo a la modificación del contrato de explotación del Lote 88.

INGRESO ESPERADO A LO LARGO DE TODO EL PROYECTO

	1-10
Vehículos atendidos por día	1200.0
Consumo m ³ por vehículo por día	20.0
Venta diaria (Mm ³ / día)	24.0
Precio de venta deL GNV (US\$ / Mm ³)	363.5
Ingreso diario (MUS\$ / día)	8.7
Ingreso anual (MUS\$ / año)	3184.3

FLUJO DE CAJA
Para el Radio Económico

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	(7,400)										
Ingresos		3,184	3,184	3,184	3,184	3,184	3,184	3,184	3,184	3,184	3,184
Egresos		(2,289)	(2,289)	(2,289)	(2,289)	(2,289)	(2,306)	(2,325)	(2,345)	(2,366)	(2,388)
Gas Natural en Planta		(609)	(609)	(609)	(609)	(609)	(627)	(645)	(665)	(686)	(709)
Operación y mantenimiento		(939)	(939)	(939)	(939)	(939)	(939)	(939)	(939)	(939)	(939)
Depreciación		(740)	(740)	(740)	(740)	(740)	(740)	(740)	(740)	(740)	(740)
Utilidad Bruta		895	895	895	895	895	878	860	840	819	796
Impuesto a la Renta (35%)		313	313	313	313	313	307	301	294	286	279
Utilidad Neta		582	582	582	582	582	571	559	546	532	517
Flujo de caja	(7,400)	1,322	1,322	1,322	1,322	1,322	1,311	1,299	1,286	1,272	1,257
Tasa de descuento	12.0%										
VA	-7400	1180.38	1053.91	940.99	840.17	750.15	664.08	587.47	519.32	458.71	404.81
VAN	0.0										
VA acumulado	(7,400)	(6,220)	(5,166)	(4,225)	(3,385)	(2,634)	(1,970)	(1,383)	(864)	(405)	0

Teniendo en cuenta que el proyecto es rentable si es que $VAN \geq$ cero, hacemos variar la distancia entre la Planta de Micro GNL y el Gasocentro, es decir el costo de combustible del camión, hasta encontrar el valor que haga $VAN =$ cero.

De esta forma determinamos que el radio económico, para la inversión y volumen de ventas de $2\ 400\ m^3$ de gas natural por día, es de 1732 Km. De la misma manera se determinarán los radios económicos haciendo variar los factores que puedan influenciar en el proyecto; tale como:

Número de Autos Atendidos:

Es un factor muy importante ya que tiene que ver directamente con los ingresos del gasocentro, para ver la sensibilidad del proyecto respecto a la variación de este factor. Se determinaron los radios económicos haciendo variar el número de autos atendidos desde 1 200 por día, que es el máximo, hasta 1 000. Se tomaron estos valores teniendo en cuenta que el número de autos atendidos por gasocentro que se viene dando en Lima varía entre los 1200 y 1000. Las estadísticas del GNV se presentan en el anexo N° 7. Los resultados son:

Vehículos atendidos por día	Radio Económico (Km)
1200	1732
1150	1328
1100	924
1050	520
1000	116

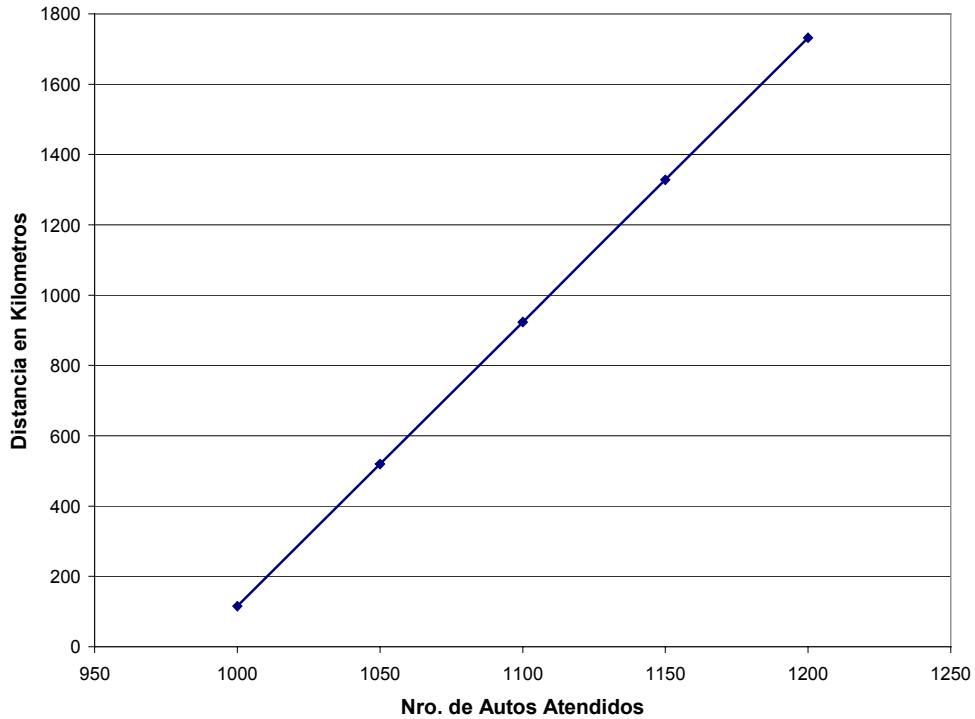


Figura N° 18: Radio económico en función del número de autos atendidos

Costo de la Planta de GNL:

Debido a la gran inversión que demanda la instalación de la planta de Micro GNL, este es un factor muy importante. Como se puede ver en el anexo N° 8 en los últimos tres años el índice de precios del productor para el acero se ha incrementado, y por consiguiente de la maquinaria y equipo utilizado en la industria del petróleo y gas natural también se ha venido incrementando, es por esta razón que es importante analizar la sensibilidad del proyecto respecto a un incremento en el costo de la planta de GNL, ya que se prevé que en los próximos años esta tendencia se mantenga debido incremento de la demanda de acero por parte de países como China e India. Los resultados son:

Incremento en el Costo de la Planta de GNL	Radio Económico (Km)
0%	1732
5%	1560
10%	1389
15%	1217
20%	1045

Considerando 1200 autos atendidos.

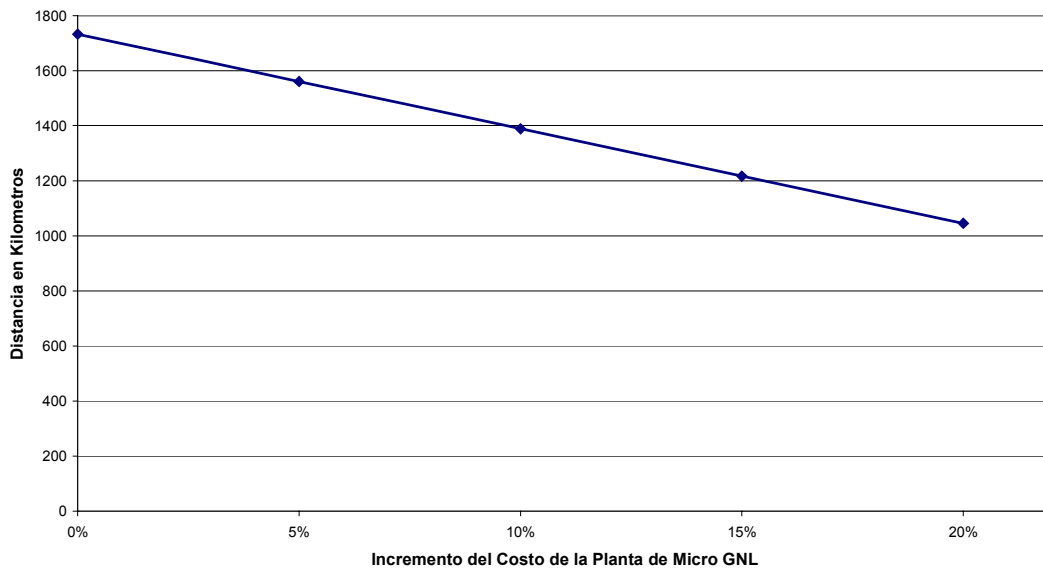


Figura N° 19: Radio económico en función del incremento del costo de la planta de GNL

Precio del Diesel:

Debido a que se está considerando el uso de camiones que usan diesel como combustible, este es un factor importante que se debe analizar. Si bien este factor se podría mantener estable en el corto plazo, debido a la existencia del fondo de estabilización de precios de los combustibles, en el largo plazo podría ser un factor determinante, considerando las grandes fluctuaciones del precio internacional del petróleo en los dos últimos años. Los resultados del análisis son:

Incremento del precio del Diesel	Radio Económico (Km)
0%	1732
10%	1575
20%	1443
30%	1332
40%	1237
50%	1155
75%	990
100%	866

Considerando 1200 autos atendidos.

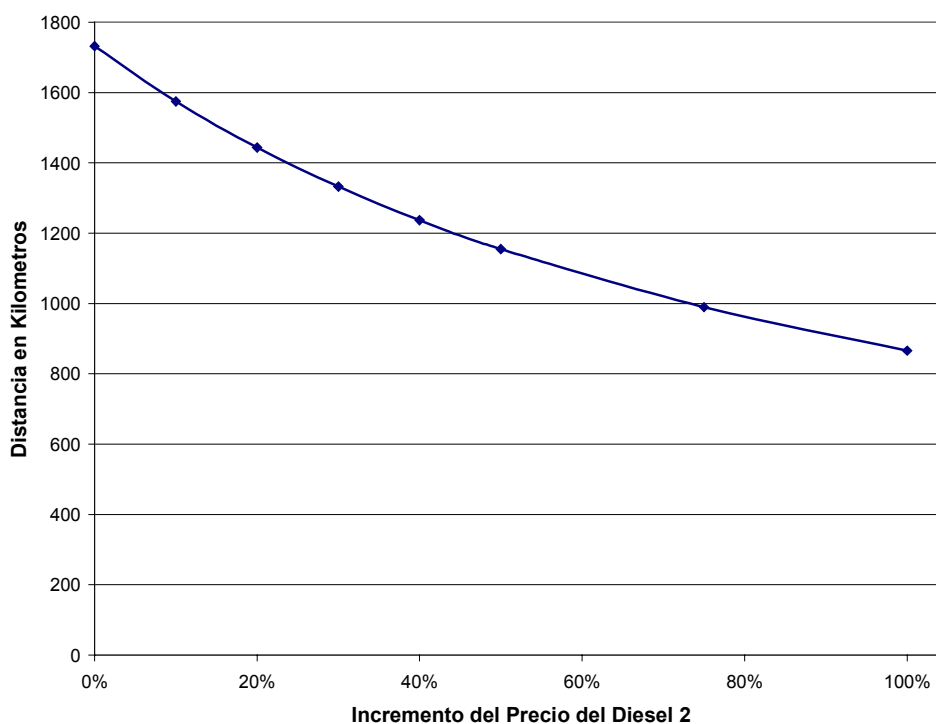


Figura N° 20: Radio económico en función del incremento del precio del Diesel 2

No se realiza un análisis respecto al precio del gas natural en boca de pozo ya que este es fijo para los primeros cinco años del proyecto, y se considera el máximo incremento que podría experimentar en los cinco últimos años del proyecto.

Asimismo, se considera que las tarifas de transporte no variarían ya que son determinadas cada cinco años.

4 NORMAS TÉCNICAS APLICABLES AL MICRO GNL

Las normas técnicas relacionadas con el GNL se han desarrollado en los Estados Unidos desde hace más de 40 años, siendo la principal norma la NFPA 59 A - Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas de 1967. Posteriormente, el desarrollo de normas para el uso de GNL en vehículos se inició en el año 1990 con la norma NFPA 57 LNG Vehicular Fuel Systems.

Actualmente las normas aplicables al Micro GNL son las siguientes:

- NFPA 57 LNG Vehicular Fuel Systems Code 2002 edition. Desde el 2005 esta norma fue incluida en la NFPA 52: Vehicular Fuel Systems Code
- NFPA 59A Standard for the Production, Storage and Handling of LNG
- SAE J2343 Recommended Practices for LNG Powered Heavy-Duty Trucks 1997 Edition (new edition under development)
- SAE J2645 LNG Vehicle Metering and Dispensing Systems 2003 Edition
- ASME Section VIII Division 1 Boiler and Pressure Vessel Code
- 49CFR 178.57 4L Welded Cylinders Insulated
- ASME B31.3 Process Piping
- California Title 8, Division 1, Chapter 4.1 LNG Storage Tanks
- California Title 13, Division 2, Chapter 4.2 LNG Fuel Systems

Asimismo, las normas que a nivel internacional se encuentran en elaboración son:

- SAE J1740 LNG Vehicular Fueling Connectors.
- SAE J2699 LNG Automotive Liquefied Natural Gas (LNG) Fuel Quality.
- SAE J2700 LNG Automotive LNG Fuel Tank.

5 MARCO NORMATIVO DEL MICRO GNL EN EL PERÚ

Actualmente en el Perú, la normatividad relacionada con el Micro GNL se viene iniciando; a la fecha el Ministerio de Energía y Minas a través del D.S. N° 063-2005-EM (Anexo N° 1) permite el desarrollo de la cadena del Micro GNL es decir la instalación de plantas de Micro GNL, el transporte de cilindros de GNL en camiones y la instalación de plantas de regasificación.

Sin embargo, para el desarrollo de esta nueva forma de comercializar el gas natural, es necesario que las distintas instituciones relacionadas al sector desarrollen o definan las normas a utilizar e implementar los procedimientos necesarios; estas funciones son:

5.1 Funciones del MEM:

5.1.1 Definir las normas técnicas a tener en cuenta para la instalación de plantas de Micro GNL y plantas de regasificación. De acuerdo al Artículo 5to del D.S. 063-2005-EM se deberán tener en cuenta las normas técnicas aprobadas por INDECOPI, y a falta de estas se tomarán en cuenta las normas técnicas internacionales reconocidas por la autoridad competente; dada esta situación el MEM deberá reconocer las normas técnicas internacionales para la instalación de este tipo de plantas.

5.1.2 Establecer los procedimientos necesarios para acceder a las autorizaciones, de acuerdo al Artículo 5to del D.S. 063-2005-EM, se indica que en cuanto corresponda serán de aplicación lo exigido los requisitos y exigencias establecidas en el Reglamento para la instalación y operación de Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular (GNV). Sin embargo, es necesario definir exigencias y requisitos mínimos propios para la instalación de plantas de Micro GNL ya que el proceso de licuefacción difiere del proceso de compresión que se da en los establecimientos de ventas de GNV.

5.2 Funciones del MTC

5.2.1 Definir las normas de seguridad aplicables para el transporte de GNL. De acuerdo al Artículo 7mo del D.S. 063-2005-EM se deberán tener en cuenta las medidas de seguridad exigidos por el Reglamento de Seguridad para el Transporte de hidrocarburos, el Reglamento de seguridad para Instalaciones y Transporte de GLP y las normas técnicas emitidas por el INDECOPI, y a falta de estas se tomarán en cuenta las normas técnicas internacionales reconocidas por la autoridad competente.

5.3 Funciones del OSINERGMIN

5.3.1 Establecer los procedimientos de obtención de Informes Técnicos Favorables (ITF) para la instalación y operación de las plantas de Micro GNL, transporte del GNL y la regasificación del GNL. Los mismos que deben indicar los requisitos técnicos que se deben cumplir en concordancia con las normas técnicas correspondientes.

IV. CONCLUSIONES

1. La instalación de una planta de licuefacción de 25 000 m³ de capacidad para abastecer a un gasocentro de GNV, que cuenta con cuatro equipos paquetizados para despacho de GNV, a través de cuatro camiones con tanque criogénico, será factible si el gasocentro se encuentra ubicado a menos de 1732 km de la planta de Micro GNL.
2. De acuerdo a la evaluación económica podemos concluir que la instalación de este tipo de plantas, al nivel de precios del gas natural en boca de pozo para el sector vehicular, actualmente es rentable; sin embargo, de ser considerada para abastecer al sector doméstico e industrial, se debe realizar una nueva evaluación ya que el precio del gas natural en boca de pozo para estos sectores es aproximadamente el doble del precio de gas natural para el sector vehicular (para el 2007 es de 2,3258 US\$ / MMBTU). Otra barrera para los sectores industrial y doméstico, es el costo de la conversión de los equipos del consumidor al gas natural; además, del equipo de regasificación, a diferencia del sector vehicular que solo requiere de la conversión del auto.
3. De las figuras 18, 19 y 20 podemos concluir que el factor determinante en la factibilidad del proyecto es el número de autos atendidos, o el volumen de ventas del gasocentro, ya que una pequeña disminución en este factor hace que el radio económico se reduzca en gran medida.
4. Actualmente la normatividad relacionada con el GNL no esta completa, de acuerdo a lo establecido se requiere de la aprobación de las normas técnicas internacionales o la elaboración de Normas Técnicas Peruanas para el desarrollo de este tipo de proyectos, lo cual se considera un gran inconveniente, ya que la utilización de las diferentes tecnologías debería ser libre, y solamente se deben normar aspectos técnicos de seguridad y medio ambientales, relacionados con el manejo del GNL.
5. Para una distancia de 200 km, entre la planta de Micro GNL y el gasocentro, y un número mínimo de 1200 autos atendidos por día, el precio máximo del gas

natural en boca de pozo, que hace factible el proyecto, es de 2.31 US \$ / MMBTU, que es más del doble del precio del gas natural en boca de pozo destinado a uso vehicular, establecido mediante la modificación del Contrato de Explotación del Lote 88.

6. Considerando que para el año 2007 el precio del gas natural en boca de pozo para el sector industrial es de 2.3258 US \$ / MMBTU, si se instala una planta de Micro GNL que se encuentre a 200 kilómetros del gasocentro, ésta también podría abastecer a industrias ubicadas a menos de 200 kilómetros.
7. En el sector industrial y doméstico este tipo de proyectos pueden ser utilizados con el objetivo de crear mercado, una vez que existe un gran número de consumidores da lugar a la distribución de gas natural por ductos. Esto debido a que las plantas de Micro GNL son pequeñas y fácil de ser trasladadas.
8. Debido a que el transporte del GNL se realiza a través de camiones, un beneficio adicional al promover este tipo de proyectos es la implementación o mejoramiento de vías de acceso a los pueblos o ciudades a las que se abastece el GNL, lo cual permite que los productos producidos en dicha zona sean transportados a otros lugares.
9. Este tipo de proyecto puede ser utilizado para promover los denominados “corredores azules”, rutas que cuentan con gasocentros de GNV que permiten abastecer a los vehículos que transitan por dicha ruta; considerando que el Perú cuenta con reservas de gas natural en el noroeste (Talara y Tumbes) y selva central del país (Ucayali y Cusco), se podría promover los corredores azules Lima - Tumbes y Lima - Pucallpa.

V. RECOMENDACIONES

1. Este tipo de proyectos pueden ser utilizados con el objetivo de crear mercado en zonas donde no existe un gran mercado para el gas natural, que haga factible la instalación de un sistema de distribución de gas natural. Sin embargo, no es conveniente dejar libre que cualquier empresa pueda acceder a la concesión de una zona en la que se creó mercado gracias a la inversión de otra, a través de este tipo de proyectos; por lo que se debería establecer un incentivo en el sentido de que las empresas que inviertan en este tipo de plantas y crean mercado en una zona, tendrán la primera opción de acceder a la concesión en la dicha zona.
2. Considerando que, aún cuando el almacenamiento de GNL se realiza en tanques aislados a fin de evitar la regasificación, siempre el GNL tiende a pasar a fase gaseosa, por lo que normalmente los tanques criogénicos mantienen el gas natural en fase líquida hasta por tres días; por lo que, se recomienda que el lugar al cual se abastezca de GNL no se encuentre a más de tres días de viaje desde la planta de micro GNL ya que para mantener el gas en fase líquida será necesario utilizar equipos de relicuefacción, lo cual incrementaría la inversión. Para ello, cada planta deberá definir su radio de acción.
3. El análisis económico realizado en el presente estudio considera camiones que usan diesel como combustible, pero se podría considerar el uso del mismo GNL que se regasifica para ser utilizado como combustible para el camión, lo cual si bien podría incrementar la inversión (debido a la conversión del camión) puede disminuir costos de operación.
4. Como se pudo observar en la conclusión N° 4, el precio máximo del gas natural en boca de pozo hace para la instalación de una planta de Micro GNL, para abastecer a un gasocentro que atiende 1200 autos por día ubicado a 200 km, sea de 2.31 US \$ / MMBTU, que es ligeramente menor al precio del gas natural para el sector industrial (3.3258 US\$ / MMBTU), por lo que, se

recomienda establecer menores precios del gas natural para el desarrollo de este tipo de proyectos.

5. Con el fin de promover el desarrollo de “corredores azules” mediante el desarrollo de este tipo de proyectos se recomienda establecer un precio máximo único para el gas natural producido en todas las zonas gasíferas del país a fin de que el precio del GNV sea el mismo en todos los corredores azules.

VI. BIBLIOGRAFÍA

1. LNG as a Feedstock for CNG. Autor Don De Debelak Belak - Director de Ventas y Marketing Sales de NexGen Fueling. NGVC Show. Octubre 2002.
2. Small Scale & Mini LNG Liquefaction Systems. Autor Hamworthy Gas Systems AS. 2006.
3. Small-scale LNG Plant Technologies. Autores Christian D T Begazo, Erica C Carvalho y José R Simões-Moreira. Revista Hydrocarbon World. Enero 2007.
4. Small Scale LNG Production Technologies Use in heavy Transport. Autor Eduardo Barreiro: NGV 2004.
5. El GNL y sus Tecnologías. Autor Eduardo Barreiro. Revista Petrotecnica. Junio 2003. Pag. 66 – 70.
6. Liquefied Natural Gas – Developments in Non - Traditional Uses of LNG. Autor Jeffrey P. Beale President de CH-IV International. Maryland USA. Septiembre 2000.
7. Development of a Small-Scale Natural Gas Liquefier. Informe Final GTI Project 65943. Autores Kenneth Kountz, Kenneth Kriha, William Liss, Mark Perry, Mark Richards y David Zuckerman Insitituto Tecnológico del Gas. Abril 2003.
8. Cryogenic vessels for the storage and transportation of compressed gases in liquid form. Autor Hervé Barthélemy. Revista Iso Bulletin Diciembre 2003.
9. Natural Gas as a Fuel Option for Heavy Vehicles. Autores James E. Wegrzyn y Wai Lin Litzke. Brookhaven National Laboratory. U.S. Department of Energy. Abril 1999.
10. Overview of Liquefied Natural Gas as a Transit Bus Fuel. Autor TIAX LLC, Irvine Office. Diciembre 2003.

VII. ANEXOS

1. D.S. 063-2005-EM - dictan normas para promover el consumo masivo de gas natural.
2. Modificación del Contrato de Explotación del Lote 88.
3. Topes Máximos de Acometidas. Resolución N° 447-2005-OS/CD.
4. Topes Máximos de Tarifas de Transporte de Gas Natural por Ductos. Resolución N° 084-2004-OS/CD, modificada por la Resolución N° 006-2005-OS/CD.
5. Lista de precios de Petroperu COMB-03-2007.
6. Informe Semanal de Precios del OSINERGMIN de fecha 02 de abril de 2007.
7. Número de Autos convertidos al GNV (Dic 2005- Mar 2007).
8. Índice de precios de equipo y maquinaria para la industria del petróleo y gas natural, y del acero.
9. Tabla de Conversión de Unidades.
10. Glosario de términos y siglas.

ANEXO N° 1

**D.S. 063-2005-EM - DICTAN NORMAS PARA PROMOVER
EL CONSUMO MASIVO DE GAS NATURAL**

DICTAN NORMAS PARA PROMOVER EL CONSUMO MASIVO DE GAS NATURAL

DECRETO SUPREMO N° 063 2005 EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM se aprobó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 79° y 80° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional;

Que, mediante Decreto Supremo N° 022-2004-PRODUCE se creó la Comisión Nacional para la Promoción del Uso de Gas Natural que tiene como finalidad promover el desarrollo de los mercados de gas a nivel industrial, automotor y residencial, propiciando la reconversión de las industrias vinculadas al gas, así como generar una cultura de utilización del gas natural, a través de propuestas normativas, acciones de promoción, difusión y medidas de toda índole, sin perjuicio de las competencias de otras entidades del Estado establecidas por Ley;

Que, es función del Estado el fomento y desarrollo de la industria del Gas Natural en sus diversas etapas buscando que sea accesible a todos los Consumidores ubicados dentro y fuera del área de concesión de Distribución por Red de Ductos; por lo que, ante la necesidad de disponer de nuevas formas de abastecimiento de dicho combustible a los usuarios finales, resulta necesario desarrollar sistemas alternativos de abastecimiento de Gas Natural, como el Gas Natural Comprimido (GNC) y el Gas Natural Licuefactado (GNL), a fin de que se pueda atender a aquellos Consumidores alejados del Sistema de Distribución;

Que, asimismo se deben realizar modificaciones y precisiones adicionales al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, para promover el consumo masivo del Gas Natural dentro del territorio nacional;

De conformidad con el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM y en uso de las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Objeto

La presente norma tiene por objeto promover el uso masivo del Gas Natural en los mercados industrial, comercial, doméstico y vehicular de todo el territorio nacional, mediante la incorporación de condiciones favorables que faciliten el acceso de los Consumidores al uso del Gas Natural.

Artículo 2°.- Definición

Para los efectos de esta norma se aplicarán las definiciones del presente artículo, así como las definiciones contenidas en el artículo 2° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM.

2.1 Gas Natural Comprimido (GNC): Gas Natural que ha sido sometido a compresión en una Estación de Compresión, a una presión igual o mayor a 200 bar, para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. Debido al proceso adicional de compresión, el GNC se considera como un producto diferente al Gas Natural que el Concesionario suministra por la red de Distribución.

2.2 Gas Natural Licuefactado (GNL): Gas Natural que ha sido sometido a un proceso criogénico y licuado a presión atmosférica, en una Estación de Licuefacción, para su posterior almacenamiento, transporte y comercialización. Debido al proceso adicional de licuefacción, el GNL se considera como un producto diferente al Gas Natural que el Concesionario suministra por la red de Distribución.

2.3 Estación de Compresión: Establecimiento que cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso de compresión y almacenamiento para su posterior transporte y comercialización de GNC. Puede ser instalado dentro de los Establecimientos de Venta al Público de GNV, así como en Estaciones de Servicios y Gasocentros de GLP que cuenten o no con equipos y accesorios para la venta de GNV.

2.4 Estación de Licuefacción: Establecimiento que cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso criogénico de licuefacción que permita el enfriamiento del Gas Natural a temperaturas inferiores a -160°C y llevarlo a su estado líquido para su posterior almacenamiento, transporte y comercialización.

Artículo 3°.- Régimen de la comercialización del GNC y GNL

De acuerdo con lo dispuesto en la presente norma, el GNC y GNL podrán ser comercializados:

- a) En aquellas zonas donde no se hayan otorgado Concesiones de Distribución para el Suministro de Gas Natural por red de ductos; o,
- b) En aquellas zonas en las que existiendo Concesiones de Distribución para el Suministro de Gas Natural por red de ductos, no exista infraestructura disponible para brindar el Suministro por ser inviable técnica y/o económicamente, de acuerdo al procedimiento a que hace referencia el artículo 63° del Reglamento. En este caso, la comercialización de GNC y/o GNL se podrá efectuar en tanto no se construya y ponga en servicio comercial el Suministro de Gas Natural por parte del Concesionario.

El Concesionario informará a la DGH sobre la disponibilidad del servicio, a fin de que la DGH deje sin efecto las autorizaciones otorgadas para la comercialización de GNC y/o GNL.

Lo señalado en el literal b) del presente artículo no será aplicable a los Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular (GNV) y a las Estaciones de Servicios y Gasocentros de GLP que cuenten con equipos y accesorios para la venta al público de GNV, quienes podrán seguir abasteciéndose dentro del Área de Concesión, incluso cuando exista infraestructura para el Suministro de Gas Natural por red de ductos.

Para la comercialización de GNC y/o GNL, es necesario contar con autorización de la DGH.

Los agentes habilitados para comercializar el GNC y/o GNL asumen todas las responsabilidades vinculadas con el desarrollo de su actividad frente a los consumidores, la DGH, el OSINERG y/o cualquier tercero y/o autoridad competente.

Artículo 4°.- Agente habilitado

Cualquier persona natural o jurídica, consorcio, asociación en participación u otras modalidades contractuales, nacional o extranjera debidamente constituida de acuerdo a las normas peruanas, puede:

- a) Construir y operar Estaciones de Compresión y/o Estaciones de Licuefacción de Gas Natural;
- b) Transportar GNC y/o GNL, y/o;
- c) Construir y operar centros de descompresión y/o centros de regasificación.

Los agentes deberán contar con los Informes Técnicos Favorables correspondientes aprobados por el OSINERG, el cual establecerá los procedimientos para su obtención.

Los operadores de Estaciones de Compresión, Estaciones de Licuefacción, centros de descompresión y centros de regasificación podrán abastecer GNC y/o GNL, según corresponda, a los usuarios finales.

Se podrá autorizar el abastecimiento a usuarios finales de GNC o GNL descomprimido o regasificado, a cualquier persona, consorcio, asociación en participación u otra modalidad contractual, nacional o extranjera debidamente constituida de acuerdo a las normas peruanas, que sin ser operador de los establecimientos mencionados en el párrafo anterior, acredite disponer de medios de transporte de GNC o GNL debidamente autorizados, así como, cumpla con las disposiciones legales vigentes.

En cualquiera de los supuestos descritos, los agentes habilitados deberán contar con las autorizaciones respectivas, mantener vigente una póliza de Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual que cubra daños a terceros, a sus bienes y daños al ambiente que puedan ocurrir en las instalaciones, medio de transporte o en el desempeño de sus funciones; asimismo, deberán estar inscritos en el Registro de Hidrocarburos de la DGH.

Artículo 5°.- De la Estación de Compresión y/o Licuefacción de Gas Natural

Para la instalación y operación de la Estación de Compresión o Estación de Licuefacción de Gas Natural se deberá cumplir con las normas técnicas emitidas por el INDECOPI; y, a falta de éstas, con lo establecido en normas técnicas internacionales reconocidas por autoridad competente. Asimismo se aplicará, en cuanto corresponda, los requisitos y exigencias establecidas en el Reglamento para la instalación y operación de Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular (GNV), aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2005-EM o la norma que la modifique o sustituya.

Las Estaciones de Compresión y Estaciones de Licuefacción de Gas Natural podrán abastecer de GNC y GNL respectivamente, sólo a los medios de transporte inscritos en el Registro de Hidrocarburos.

Artículo 6°.- De los equipos y accesorios de la Estación de Compresión

Los equipos de compresión y almacenamiento instalados en la Estación de Compresión de Gas Natural deben ser nuevos y certificados por organismos de certificación acreditados ante el INDECOPPI o autorizados por el Ministerio de la Producción.

Tratándose de equipos de compresión y almacenamiento importados, se reconocerá la validez de los certificados emitidos por organismos de certificación autorizados por la autoridad administrativa o por organismos de certificación acreditados ante la autoridad nacional de acreditación, del país de fabricación del producto u otro país.

Una vez internados en el país éstos podrán ser reubicados en otra localización, previa certificación.

Los equipos de compresión y almacenamiento que se encuentren habilitados para realizar pruebas de viabilidad de operaciones con Gas Natural y que tuvieran, a la fecha de publicación de la presente norma, autorización otorgada por la DGH, podrán ser instalados en las Estaciones de Compresión, previa certificación.

Artículo 7°.- Normas de seguridad aplicables al transporte de GNC y/o GNL

El medio de transporte de GNC o GNL deberá cumplir, en cuanto sea aplicable, con las medidas de seguridad y requisitos exigidos en el Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 26-94-EM y en el Reglamento de Seguridad para Instalaciones y Transporte de GLP, aprobado mediante Decreto Supremo N° 27-94-EM, así como con las normas técnicas emitidas por el INDECOPPI; y, a falta de éstas, por lo establecido en normas técnicas internacionales reconocidas por la autoridad competente.

Artículo 8°.- Del abastecimiento del GNC y/o GNL

Podrán ser abastecidos con GNC y/o GNL, las industrias, comercios y residencias que hayan convertido sus instalaciones para el uso del Gas Natural conforme a las normas técnicas nacionales emitidas por el INDECOPPI o internacionales reconocidas por autoridad competente, así como los Establecimientos de Venta al Público de GNV, las Estaciones de Servicios, los Gasocentros de GLP que cuenten con equipos y accesorios para la venta al público de GNV y los Consumidores Directos de GNV.

Los Establecimientos de Venta al Público y Consumidores Directos de GNV podrán ser abastecidos directamente de los vehículos de transporte de GNC que se encuentren debidamente autorizados, cumpliendo con las normas técnicas de seguridad nacionales o internacionales aprobadas por la autoridad competente, emitidas para dicha finalidad.

Los cilindros u otros envases que sean empleados en el abastecimiento de GNC o GNL deberán cumplir las normas técnicas de calidad y seguridad que resulten aplicables; y, a falta de éstas, las normas internacionales reconocidas por la autoridad competente.

Artículo 9°.- De la descompresión del GNC y la regasificación del GNL

La descompresión del GNC y la regasificación del GNL deberán efectuarse en los centros de descompresión o centros de regasificación, respectivamente.

Para la instalación y operación del centro de descompresión o regasificación se deberá cumplir con las normas técnicas emitidas por el INDECOPPI; y, a falta de éstas, por lo

establecido en normas técnicas internacionales reconocidas por la autoridad competente. Asimismo se aplicará, en cuanto corresponda, los requisitos y exigencias establecidas en el Reglamento para la instalación y operación de Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular (GNV), aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2005-EM o la norma que la modifique o sustituya.

Artículo 10°.- Abastecimiento de GNC y/o GNL a varios puntos de suministro

En aquellas zonas en las que no se haya otorgado una Concesión, la DGH podrá autorizar el abastecimiento de GNC y/o GNL, descomprimido o regasificado, según sea el caso, a través de redes hacia varios puntos de consumo. La construcción de dichas redes deberá ser realizada por contratistas especializados y registrados ante el OSINERG, con la supervisión y aprobación del proyecto por parte de dicho organismo.

Cuando se otorgue en Concesión la zona en donde se hayan instalado las redes para el abastecimiento a varios puntos de consumo y exista infraestructura para la prestación del servicio de Distribución, de GNC y/o GNL descomprimido o regasificado, según sea el caso, las redes instaladas pasarán a formar parte del Sistema de Distribución, previo pago de un precio acordado por las partes; a falta de acuerdo sobre el precio, éste será determinado por el OSINERG.

Se podrá autorizar, previo consentimiento del Concesionario, el abastecimiento de GNC y/o GNL, descomprimido o regasificado según sea el caso, a través de redes hacia varios puntos de consumo, en aquellas zonas en las que existiendo Concesiones, no exista infraestructura para brindar el Suministro.

La construcción de dichas redes deberá ser realizada por contratistas especializados y registrados ante el OSINERG, con la supervisión y aprobación del proyecto por parte del Concesionario.

Cuando el Concesionario extienda la red de distribución de Gas Natural hasta la zona en donde se haya instalado las redes para el abastecimiento de GNC y/o GNL descomprimido o regasificado, éstas pasarán a formar parte del Sistema de Distribución, previo pago de un precio acordado por las partes; a falta de acuerdo sobre el precio éste será determinado por el OSINERG.

Artículo 11°.- Autorización de comercialización de Combustibles Líquidos para los Consumidores convertidos al Gas Natural

El Consumidor Directo de Combustibles Líquidos que habiendo convertido su instalación para utilizar Gas Natural de acuerdo a un proyecto aprobado por el Concesionario o por autoridad competente, disponga de un remanente de Combustible Líquido que no haya utilizado en sus actividades, podrá ser autorizado para disponer o comercializar dicho combustible, debiendo en este caso, solicitar la autorización correspondiente a la DGH, que evaluará la procedencia de la misma y establecerá, en cada caso, las condiciones y plazo para su comercialización.

Artículo 12°.- Adecuación de Instalaciones

Los requerimientos de adecuación de instalaciones a las normas de seguridad y/o ambientales efectuados por el OSINERG o por el Ministerio de Energía y Minas, al agente que se encuentre autorizado para utilizar Combustibles Líquidos en sus actividades, se suspenderán siempre que se cumplan los siguientes supuestos:

- a) El agente cuente con un proyecto aprobado por el Concesionario o por la autoridad competente, según corresponda; para la conversión de sus instalaciones para el uso del Gas Natural,
- b) El agente opte por utilizar exclusivamente Gas Natural en sus actividades,
- c) Los requerimientos de adecuación no sean también exigibles para las instalaciones a Gas Natural según la normativa correspondiente, y
- d) El agente acredite que la continuidad de sus operaciones, en tanto se produzca la conversión al Gas Natural, no comprometen la seguridad de sus actividades ni la integridad de terceros.

La suspensión de los requerimientos de adecuación de instalaciones a las normas de seguridad y/o ambientales, tendrá efecto a partir de la verificación de los supuestos señalados en el presente artículo, previa solicitud del interesado. La procedencia o improcedencia de la suspensión se declarará mediante la resolución correspondiente, la cual deberá establecer el plazo máximo de suspensión, transcurrido el cual, y de no acreditar la conversión de las instalaciones, aquélla quedará sin efecto.

Una vez que culmine el procedimiento de conversión de las instalaciones a Gas Natural y éstas se encuentren aptas para recibir dicho combustible, los requerimientos señalados en el párrafo anterior quedarán sin efecto.

Artículo 13°.- Autorización para realizar pruebas

Cuando se requiera realizar pruebas para verificar la viabilidad de un proyecto que utilizará Gas Natural, ya sea mediante el suministro por el Concesionario a través del Sistema de Distribución, o mediante el abastecimiento de GNC o GNL, la persona interesada deberá solicitar una autorización a la DGH adjuntando la documentación que describa el proyecto, las pruebas a realizarse, el personal responsable de supervisar las pruebas y el tiempo de duración. La DGH evaluará la solicitud y la documentación presentada y de considerarlo procedente, autorizará las pruebas. Esta autorización será puesta en conocimiento del OSINERG, que establecerá las exigencias sobre aspectos de seguridad que considere convenientes.

Artículo 14°.- Modificación de los numerales 2.1, 2.9 y 2.23 del artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar los numerales 2.1, 2.9 y 2.23 del artículo 2° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 2°.- Para los efectos de este Reglamento se entenderá por:

2.1 Acometida: Instalaciones que permiten el Suministro de Gas Natural desde las redes de Distribución hasta las Instalaciones Internas. La Acometida tiene como componentes: el medidor, los equipos de regulación, la caja de protección, accesorios y las válvulas de protección.

La Acometida para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes será de propiedad del Consumidor. La transferencia de la custodia del Gas Natural operará en el punto donde la Tubería de Conexión se interconecta con la Acometida o con el límite de propiedad del predio en el supuesto que la Acometida se encuentre dentro de las instalaciones del Consumidor.

(...)

2.9 Consumidor Independiente: Consumidor que adquiere Gas Natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30 000 m³/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.

Para mantener la condición de Consumidor Independiente, se efectuará una estimación del consumo para los primeros seis (6) meses contratados. Si transcurrido el mencionado plazo, el consumo real hubiera sido menor al mínimo requerido según este Reglamento, se perderá la condición de Consumidor Independiente, resolviéndose los contratos que correspondan. A partir de este momento, el Consumidor pasará a ser un Consumidor Regulado debiendo para ello, suscribir el respectivo Contrato de Suministro.

(...)

2.23 Sistema de Distribución: Es la parte de los Bienes de la Concesión que está conformada por las estaciones de regulación de puerta de ciudad (city gate), las redes de Distribución, las estaciones reguladoras que son operadas por el Concesionario bajo los términos del Reglamento y del Contrato y las Acometidas para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea menor o igual a 300 m³/mes. Se incluyen las Acometidas para los Consumidores Regulados con consumo mayores a 300 m³/mes que si bien son de propiedad de éstos, son operadas por el Concesionario.

(...)"

Artículo 15°.- Inclusión de los numerales 2.29, 2.30 y 2.31 en el artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Incluir la definición contenida en el numeral 2.29, 2.30 y 2.31 en el artículo 2° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

"Artículo 2°.- Para los efectos de este Reglamento se entenderá por:

(...)

2.29 Aporte Reembolsable: Aporte que el Concesionario podrá requerir al Interesado en aquellos casos en los que el Suministro no resulte viable económicamente, siempre que dicho aporte, destinado a una parte o a toda la inversión necesaria para la atención del nuevo Suministro, se convierta en una Inversión Eficiente.

2.30 Interesado: Persona natural o jurídica o asociación de éstas que solicita el Servicio de Distribución a un Concesionario.

2.31 Inversión Eficiente: Inversión requerida para la prestación del servicio solicitado, donde los volúmenes de gas a transportar, los ingresos previstos y la rentabilidad esperada al momento del análisis, son congruentes con los criterios establecidos en la fijación tarifaria vigente."

Artículo 16°.- Modificación del artículo 7° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 7° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 7°.- La Concesión de Distribución en un área determinada será exclusiva para un solo Concesionario y dicha área no podrá ser reducida sin autorización de la DGH.

El Área de Concesión quedará determinada inicialmente, por el área geográfica delimitada y descrita en el Contrato. Luego de un plazo que no podrá ser mayor a doce (12) años contados a partir de la Puesta en Operación Comercial, las Áreas que no sean atendidas por el Concesionario podrán ser solicitadas en Concesión por un tercer interesado, con una extensión mínima de diez (10) hectáreas, teniendo el Concesionario el derecho preferente previsto en el segundo párrafo del artículo 23°. En caso el Concesionario no ejerza dicho derecho, se reducirá su Área de Concesión, la cual quedará redefinida según lo previsto en el inciso f) del artículo 37°.

(...)”

Artículo 17°.- Modificación del inciso b) del artículo 42° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el inciso b) del artículo 42° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 42°.- El Concesionario está obligado a:

(...)

b) Dar servicio a quien lo solicite dentro del Área de Concesión dentro de un plazo no mayor de sesenta (60) días en caso existiera la infraestructura necesaria en la zona, o de un año si no la hubiera, siempre que el Suministro se considere técnica y económicamente viable de acuerdo a lo previsto en el artículo 63°. Dentro del plazo correspondiente, el Interesado deberá suscribir el respectivo Contrato de Suministro.

Cuando el suministro resulte viable técnicamente pero no económicamente de acuerdo al procedimiento fijado por OSINERG a que se refiere el artículo 63°, le asiste al Interesado el derecho de poder efectuar los respectivos aportes que permitan hacer viable económicamente el proyecto de expansión; tal aporte tendrá el carácter de Aporte Reembolsable.

En los casos de solicitudes de suministro para recibir el servicio fuera del Área de Concesión a que se refiere el artículo 64°, el Concesionario podrá celebrar convenios con dichos solicitantes y la prestación del servicio requerirá de previa autorización de la DGH.

(...)”

Artículo 18°.- Modificación del artículo 43° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 43° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 43°.- El Gas Natural suministrado a los Consumidores deberá corregirse a condiciones estándar de presión y temperatura, entendiéndose como condiciones estándar una temperatura de 15,5 °C (60 °F) y una presión de 1013,25 milibar (1 Atm.). Asimismo, el volumen de Gas Natural será expresado en metros cúbicos y para propósitos de facturación el gas se valorizará en función de su poder calorífico bruto o superior.”

Artículo 19°.- Modificación del artículo 54° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 54° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 54°.- La caducidad declarada, según el artículo 53° determina el cese inmediato de los derechos del Concesionario establecidos por el Reglamento y el Contrato, quedando sujetos de inmediato, los Bienes de la Concesión y del Concesionario, al régimen de intervención. La DGH ejecutará las garantías que se encontraran vigentes.”

Artículo 20°.- Modificación del artículo 61° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 61° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 61°.- En los casos de terminación por vencimiento del plazo del Contrato, mediante Resolución Suprema se nombrará un Comité Interventor de las Operaciones del Concesionario que iniciará sus actividades a partir del primer día del último año del Contrato, contado desde el inicio de sus actividades con las facultades previstas en el artículo 55°. En el mismo plazo, se procederá a la subasta pública de la Concesión, aplicando el procedimiento dispuesto en el artículo 58°.”

Artículo 21°.- Modificación del artículo 62° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 62° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 62°.- Para los casos a que se refiere el inciso d) del artículo 49°, el Contrato deberá prever el procedimiento que deberá seguir para determinar la ocurrencia de la causa prevista, así como el tratamiento que se dispensará a las garantías. Verificada la causa de manera indubitable e inimpugnable, bajo el procedimiento previsto en el Contrato, la DGH tramitará la expedición de la respectiva Resolución Suprema en que se determine la existencia de la causal de terminación, la fecha en que ésta se haga efectiva y se designe al interventor a que se refiere el párrafo siguiente. En este caso la DGH ejecutará las garantías otorgadas por el Concesionario, siempre y cuando proceda de acuerdo a lo establecido en el Contrato.

El interventor de las operaciones del Concesionario designado por Resolución Suprema, ejercerá sus funciones hasta el cumplimiento del plazo respectivo, siendo de aplicación lo dispuesto en el artículo 55°; y se procederá a la subasta de la Concesión, aplicando el procedimiento dispuesto en el artículo 58°.”

Artículo 22°.- Incorporación del artículo 63a° al Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Incorporar el artículo 63a° al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 63a°.- El Aporte Reembolsable se realizará bajo alguna de las siguientes modalidades, a elección del Interesado:

- a) Construcción de las obras correspondientes por parte del Interesado, de acuerdo con el proyecto aprobado por el Concesionario. El proyecto y las obras deberán efectuarse por empresas especializadas debidamente registradas ante OSINERG.
- b) Financiamiento por parte del Interesado. El Concesionario se obligará a ejecutar la obra en un plazo determinado.

El reembolso del Aporte se hará en unidades de consumo de Gas Natural (m³/día).”

Artículo 23°.- Modificación del artículo 64° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 64° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 64°.- Las solicitudes de los Interesados que estén dispuestos a llegar al Área de Concesión mediante ductos, se rigen por lo dispuesto en el último párrafo del inciso b) del artículo 42° y el artículo 63° en lo que resulten pertinentes.

En estos casos, los Consumidores deberán contar con una autorización o concesión de Transporte de acuerdo al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

Los convenios entre solicitantes y Concesionario a que se refiere el último párrafo del inciso b) del artículo 42°, podrán contener una cláusula que faculte al Concesionario a incorporar en sus activos las instalaciones de transporte asociadas a la distribución del Consumidor, en cuyo caso deberá acordar con éste el precio de las mismas. A falta de acuerdo respecto al precio, dirimirá el OSINERG aplicando para la determinación del precio, el Valor Nuevo de Reemplazo respectivo y la depreciación que corresponda.”

Artículo 24°.- Modificación del artículo 66° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 66° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 66°.- Las facturas de los Consumidores deberán expresar separadamente los rubros correspondientes al precio del Gas Natural, tarifa de Transporte, cargo por Margen de Distribución, cargo por Margen Comercial y cargo por la Acometida. Asimismo, se expresarán por separado los impuestos aplicables e intereses compensatorios y moratorios cuando correspondan.

Los cargos por la Acometida para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³/mes serán incluidos dentro del cargo por Margen de

Distribución. Estos Consumidores también podrán cubrir el costo de las Instalaciones Internas con financiamiento del Concesionario o de un tercero, en cuyo caso, el cargo por dicho concepto será incluido en la factura.

Los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes, también podrán cubrir el costo de la Acometida y de las Instalaciones Internas con financiamiento del Concesionario o de un tercero, en cuyo caso el cargo por dicho concepto será incluido en la factura.

Asimismo, se incluirá en la factura los cargos por el financiamiento realizado para facilitar el proceso de conversión, la adquisición de equipos, accesorios y aparatos gasodomésticos, así como la infraestructura requerida por los usuarios industriales, comerciales y residenciales para el uso del Gas Natural.

En caso que el financiamiento por los conceptos señalados en el presente artículo, sea realizado por un tercero, deberá existir previamente un contrato de recaudación o cobranza suscrito entre el tercero y el Concesionario, siendo necesario que dicho acuerdo conste en el respectivo contrato de financiamiento.

El Concesionario consignará en las facturas por prestación del servicio, la fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos. Entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo.

La facturación por consumo de Gas Natural se hará mensualmente, de acuerdo a la lectura realizada en los equipos de medición. El periodo de facturación no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario, ni exceder los treinta tres (33) días calendario, salvo en el caso de la primera facturación para un nuevo Suministro.

El Concesionario podrá aplicar intereses compensatorios y/o moratorios a los conceptos referidos al precio del Gas Natural, tarifa de Transporte, tarifa de Distribución y los tributos que no se encuentren incorporados en la tarifa de Distribución detallados en la factura al Consumidor de acuerdo al artículo 106°. La tasa máxima de interés compensatorio aplicable será el promedio aritmético entre la tasa activa promedio en moneda nacional (TAMN) y la tasa pasiva promedio en moneda nacional (TIPMN), que publica diariamente la Superintendencia de Banca y Seguros.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de vencimiento de la factura que no haya sido cancelada oportunamente, hasta el noveno día calendario de ocurrido el vencimiento. A partir del décimo día, se aplicará en adición al dicho interés, un recargo por mora equivalente al 15% de la tasa del referido interés compensatorio hasta que la obligación sea cancelada.

El Consumidor será responsable por el pago de toda facturación generada por la prestación del servicio en un punto de suministro determinado.”

Artículo 25°.- Modificación del artículo 67° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 67° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 67°.- El Concesionario está autorizado a cobrar un cargo mínimo mensual a aquellos Consumidores cuyos suministros se encuentren cortados o hayan solicitado suspensión temporal del servicio, que cubra los cargos fijos regulados por OSINERG.

Si la situación de corte se prolongara por un periodo superior a seis (6) meses, el Contrato de Suministro podrá ser resuelto por el Concesionario en cualquier momento, quedando facultado para retirar la Acometida. En el caso de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes, el Concesionario adquirirá la propiedad del equipo de medición, cuyo valor actualizado deberá deducirse de la deuda del Consumidor, salvo que dicho equipo se encuentre inutilizado o defectuoso, en cuyo caso será devuelto al Consumidor sin deducción alguna.

En caso que el Concesionario no hubiera retirado la Acometida y el Consumidor solicite la reconexión cancelando el cargo por corte y reconexión, sus deudas pendientes y los respectivos intereses y moras, el Concesionario no podrá solicitar pagos por derecho de Acometida, debiendo firmarse un nuevo Contrato de Suministro.

En cualquier caso, los cargos mínimos mensuales derivados de la situación de corte, sólo procederán por los seis (6) primeros meses en que el Suministro se encuentre cortado.”

Artículo 26°.- Modificación de los literales a), b), c) y e) del artículo 71° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar los literales a), b), c) y e) del artículo 71° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 71°.- La Acometida e Instalaciones Internas se rigen por los siguientes principios:

- a) La Acometida para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³/mes, será proporcionada e instalada por el Concesionario. Los cargos por la Acometida serán incluidos en la tarifa de Distribución.

El Consumidor Regular cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes, podrá adquirir los componentes de la Acometida de cualquier proveedor; los cuales deberán tener homologación internacional y cumplir las especificaciones técnicas fijadas por el Concesionario. En este caso, la instalación de la Acometida podrá realizarla, a elección del Consumidor, el propio Concesionario o un Instalador de la categoría correspondiente debidamente registrado ante el OSINERG. En este último caso, para la instalación deberá presentarse un proyecto de ingeniería elaborado por dicho Instalador. El proyecto deberá ser aprobado por el Concesionario en un plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir de la presentación de la solicitud, caso contrario se tendrá por aprobado, debiendo el Consumidor ponerlo en conocimiento del OSINERG. Para la ejecución de las obras se deberá tomar en cuenta lo señalado en el literal e) del presente artículo.

Si el proyecto es desaprobado, el Consumidor podrá acudir al OSINERG para que evalúe la procedencia del mismo. El OSINERG deberá requerir al Concesionario que en el plazo máximo de cinco (5) días hábiles remita toda la documentación correspondiente.

En todos los casos, una vez realizada la instalación de la Acometida, el Concesionario se encargará de su operación y mantenimiento. Asimismo, el Concesionario definirá las características técnicas que debe tener el medidor, el cual debe marcar registros precisos y tener homologación internacional.

Es de cargo y responsabilidad del Consumidor la reposición del equipo de medición por hechos derivados de desperfectos que le sean imputables.

- b) Las Instalaciones Internas se inician a partir de la Acometida, sin incluirla, y se dirigen hacia el interior del predio. Los cargos por concepto de inspección, supervisión y habilitación de Instalaciones Internas, serán regulados por OSINERG.
- c) Es de cargo y responsabilidad del Consumidor: el proyecto, ejecución, operación y mantenimiento de las Instalaciones Internas, así como eventuales ampliaciones, renovaciones, reparaciones y reposiciones.

Toda instalación y/o modificación deberá construirse de acuerdo a un proyecto de ingeniería elaborado por un instalador de la categoría correspondiente debidamente registrado en OSINERG. El proyecto deberá ser aprobado por el Concesionario en un plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir de la presentación de la solicitud, caso contrario se tendrá por aprobado; debiendo el Consumidor ponerlo en conocimiento del OSINERG. Para la ejecución de las obras se deberá tomar en cuenta lo señalado en el literal e) del presente artículo.

En caso que el Concesionario desapruebe el proyecto, el Consumidor podrá acudir al OSINERG para que evalúe la solicitud y se pronuncie sobre la procedencia del mismo. El OSINERG deberá requerir al Concesionario que en el plazo máximo de cinco (5) días hábiles remita toda la documentación correspondiente.

(...)

- e) El Concesionario no proporcionará el Suministro si la Acometida y las Instalaciones Internas no reúnen las condiciones de calidad y seguridad que se establecen en el Contrato de Suministro, las presentes normas y/o normas técnicas vigentes, pudiendo requerir al Consumidor la documentación necesaria para evaluar el proceso de ejecución de las instalaciones correspondientes. En caso de discrepancia con el Concesionario, respecto a las condiciones de calidad y seguridad, el Consumidor podrá acudir al OSINERG a fin de que esta entidad resuelva el conflicto.

(...)"

Artículo 27°.- Modificación de los literales a) y f) e inclusión del literal h) al artículo 72° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar los literales a) y f) e incluir el literal h) al artículo 72° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 72°.- La medición se regirá por los siguientes principios:

- a) El equipo de medición deberá ser instalado en lugar accesible para su control. Deberá ser precintado por el Concesionario luego de su instalación y en cada oportunidad en que se efectúe intervenciones en éste. Si la instalación es efectuada por un Instalador deberá comunicarse de este hecho al Concesionario, a fin que éste pueda precintar el medidor.

(...)

- f) Cuando el equipo de medición, para el caso de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³/mes, sufra deterioros debido a defectos en las Instalaciones Internas del Consumidor, por hechos propios o de terceros ajenos al Concesionario, éste procederá a efectuar el reemplazo o reparación del equipo de medición a costo del Consumidor; asimismo, dicho Consumidor deberá efectuar las reparaciones de sus Instalaciones Internas. En similar supuesto, para el caso de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes, éstos deberán reemplazar o reparar el equipo de medición a su costo y reparar sus Instalaciones Internas. En este último caso, las reparaciones se efectuarán sobre la base de un proyecto que debe ser aprobado por el Concesionario.

En estos casos, el Concesionario deberá suspender el servicio mientras los desperfectos no sean reparados y restituir el mismo una vez superadas satisfactoriamente las anomalías y cumplidos los pagos correspondientes al Concesionario, de ser el caso.

(...)

- h) Para fines de verificación, el Consumidor, a su costo, podrá requerir al Concesionario la información detallada de sus consumos siempre que resulte técnicamente viable.”

Artículo 28°.- Modificación del artículo 75° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 75° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 75°.- El Concesionario deberá efectuar el corte inmediato del servicio sin necesidad de aviso previo al Consumidor ni intervención de las autoridades competentes en los casos siguientes:

- a) Cuando esté pendiente el pago de dos (2) recibos o cuotas de dos (2) meses, debidamente notificadas, derivadas de la prestación del servicio de Distribución.

- b) Cuando se consuma Gas Natural sin contar con la previa autorización del Concesionario o cuando se vulnere las condiciones del servicio de Distribución acordadas en el respectivo Contrato de Suministro o las normas aplicables;
- c) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o la propiedad de terceros por desperfectos de las instalaciones involucradas. Esta acción debe ser puesta en conocimiento de OSINERG de forma inmediata;
- d) Cuando el Concesionario detecte la presencia de instalaciones fraudulentas, no autorizadas o antitécnicas en los predios de los Consumidores o daños o afectaciones a las Acometidas o al resto del Sistema de Distribución causados por el Consumidor, incluyendo aquellas afectaciones originadas por la indebida operación o mantenimiento de sus instalaciones;
- e) Cuando el Consumidor impida el acceso al personal de la Concesionaria para la revisión de las Instalaciones Internas, equipos y Acometida, así como para la toma de lecturas de los medidores;
- f) En caso se detecte manipulación indebida de cualquier instalación de la Concesionaria; y,
- g) En caso de efectuar reventa de gas natural a favor de terceros vía redes de distribución, salvo las excepciones previstas en el presente Reglamento.

El Concesionario deberá enviar la respectiva notificación de cobranza al Consumidor que se encuentre con el Suministro cortado, en la misma oportunidad que para los demás Consumidores, quedando facultado a cobrar un cargo mínimo mensual.

Los cobros por corte y reconexión serán propuestos por el Concesionario y aprobados por el OSINERG. Mediante Resolución, el OSINERG especificará la metodología y criterios empleados”.

Artículo 29°.- Modificación del artículo 106° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 106° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 106°.- Los cargos que se deben facturar al Consumidor comprenden:

- a) El precio del Gas Natural;
- b) La tarifa por Transporte;
- c) La tarifa de Distribución;
- d) El costo total de la Acometida o los respectivos cargos mensuales cuando sea financiada por el Concesionario o por un tercero a los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes.
- e) El costo total de la Instalación Interna o los respectivos cargos mensuales cuando sea financiado por el Concesionario o por un tercero.
- f) Financiamiento de deudas por consumo, de ser el caso.
- g) Los tributos que no se encuentren incorporados en la tarifa de Distribución.
- h) Los cargos por mantenimiento de la Acometida para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes.

- i) El costo total o los cargos por el financiamiento realizado para facilitar el proceso de conversión, la adquisición de equipos, accesorios y aparatos gasodomésticos, así como la infraestructura requerida por los usuarios industriales, comerciales y residenciales para el uso del Gas Natural.

La tarifa de Distribución, que es la retribución máxima que recibirá el Concesionario y que se aplicará al Consumidor, estará compuesta por los costos siguientes: el Margen de Distribución y el Margen Comercial.”

Artículo 30°.- Modificación del artículo 118° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 118° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 118°.- Los cargos de las Acometidas financiadas por el Concesionario para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes, serán asumidos por éstos, dentro de los topes máximos establecidos por el OSINERG. Para tal efecto, el Concesionario presentará al OSINERG, una propuesta de topes máximos de Acometidas con el detalle de los componentes y de los costos de operación requeridos, correspondientes a los tipos de Acometidas que el mercado local requiera. La vigencia de la regulación de topes máximos de Acometidas será por cuatro (4) años.

Para los Consumidores Independientes, el cargo de la Acometida se establece previo acuerdo de éstos con el Concesionario mediante negociación directa y, a falta de acuerdo, cualquiera de las partes podrá solicitar la dirimencia del OSINERG.

El Concesionario tiene la obligación de presentar y proponer anualmente al OSINERG la regulación de nuevos tipos de Acometidas, considerando aquellos adicionales que el mercado haya demandado, a fin de que el OSINERG establezca y apruebe los topes máximos de nuevas Acometidas.”

Artículo 31°.- Sustitución del artículo 119° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Sustituir el artículo 119° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, por el texto siguiente:

“Artículo 119°.- El mantenimiento de la Acometida para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³/mes, deberá realizarse en periodos quinquenales por parte del Concesionario y los cargos se incluirán en la tarifa de Distribución.

Para el caso de las Acometidas de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes, el mantenimiento será de cargo del Consumidor y deberá realizarse por el Concesionario en periodos anuales y/o mensuales, de acuerdo con el Manual de Operaciones y Mantenimiento al que se refiere al artículo 54° del Anexo 1 del presente Reglamento. Los costos de mantenimiento de la Acometida tienen un tope máximo fijado por OSINERG.

Los Consumidores Independientes asumirán el costo del mantenimiento de la Acometida, previo acuerdo con el Concesionario. A falta de acuerdo, cualquiera de las partes puede solicitar la dirimencia del OSINERG.

Para el caso de las Acometidas de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes y Consumidores Independientes, el pago por mantenimiento de la Acometida se efectúa en forma posterior a su realización. El Concesionario podrá ofrecer el financiamiento para el mantenimiento de la Acometida. En este caso, el Consumidor elegirá pagar al contado o a crédito en cuotas, a una tasa de interés no mayor a la señalada en el artículo 66°.

Artículo 32°.- Modificación del artículo 41° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 41° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 41°.- Con una anticipación no menor a veinte (20) días al inicio de las pruebas de las Redes de Alta Presión, deberá remitirse al OSINERG un programa de pruebas indicando las secciones a probar, condiciones de la prueba, instrumentos a emplear, fluido de prueba, procedimientos detallados y fechas previstas para su ejecución. OSINERG podrá observar la documentación presentada hasta diez (10) días antes de iniciarse las pruebas, sino se ajustan a las especificaciones técnicas del Manual de Construcciones y de la Norma ANSI/ASME B31.8.”

Artículo 33°.- Modificación del artículo 53° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 53° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, con el texto siguiente:

“Artículo 53°.- Para iniciar la operación de las Redes de distribución que transporten gas natural a presiones mayores que 20 bar o cualquier ampliación de éstas, el Concesionario deberá contar con un Informe Favorable del OSINERG.”

Artículo 34°.- Del recálculo tarifario

A fin de incluir el costo de las Acometidas en la Tarifa de Distribución de Gas Natural por red de ductos para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³/mes, ubicados dentro de un Área de Concesión, el OSINERG deberá realizar el recálculo tarifario considerando los costos que implican dichas Acometidas, su instalación, habilitación y mantenimiento.

El mencionado recálculo tarifario servirá también para incluir en la Tarifa de Distribución de Gas Natural por red de ductos, el costo de la Tubería de Conexión, conforme al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, normas complementarias y modificatorias.

En tanto no se efectúe el referido recálculo tarifario, y a fin de implementar lo establecido en la presente norma, el marco regulatorio anterior a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo y el régimen tarifario aplicable, así como los mecanismos comerciales implementados por el Concesionario se mantendrán operativos y en plena vigencia.

Luego de efectuado el recálculo tarifario, las Acometidas que se encuentren con un contrato de financiamiento vigente, seguirán el régimen tarifario con el cual se dio el financiamiento hasta la cancelación total del monto financiado.

Artículo 35°.- Del refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros y por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintisiete días del mes de diciembre del año dos mil cinco

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros

GLODOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA
Ministro de Energía y Minas

ANEXO N° 2
MODIFICACIÓN DEL CONTRATO DE EXPLOTACIÓN DEL
LOTE 88

**QUINTA MODIFICACION DEL CONTRATO DE LICENCIA PARA LA
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL LOTE 88
(FINAL)**

I.- Agregar el acápite 1.53, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

1.53 Fecha de la Quinta Modificación

Es el de setiembre de 2006, fecha en la que se suscribe la modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, aprobado por Decreto Supremo N°-EM.

II.- Modificar el subacápite 8.4.4.1, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

8.4.4.1 El Precio Realizado máximo del Gas Natural para el mercado interno se determinará de la forma siguiente:

a) (Sin modificación).

b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer Día de cada año calendario, de acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Pt = Pa * FA$$

Donde:

Pt = Precio Realizado máximo en el Punto de Fiscalización de la Producción, aplicable al nuevo período.

Pa = Precio Realizado máximo en el Punto de Fiscalización de la Producción, a la Fecha de Suscripción.

FA = Factor de Ajuste determinado en cada oportunidad, como resultado de:

$$FA = (0.60 * Ind1_i / Ind1_o + 0.40 * Ind2_i / Ind2_o)$$

Ind1 = Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, (WPS1191), publicado por el Department of Labor - USA, correspondiente al período (i) ó (o).



Ind2 = Promedio aritmético del Índice Fuel and related products and power, (WPU 05) publicado por el Department of Labor - USA, correspondiente al período (i) ó (o).

- (i) = Período de 12 meses publicados anteriores al período de ajuste.
- (o) = Período comprendido entre diciembre 1999 y noviembre 2000.

c) Período de determinación del Factor de Ajuste (FA):

El Factor de Ajuste (FA) se determinará para cada año calendario, el primer día hábil de cada año calendario, con los 12 últimos índices publicados, los cuales para los efectos de estos cálculos se tomarán como definitivos.

El primer ajuste se realizará el primer día útil del año 2007.

Durante los primeros 6 años contados a partir del 01.01.2007, la aplicación del Factor de Ajuste determinado en el literal b), no representará un incremento acumulado anual en el Precio Realizado máximo superior al 5%. Durante los 5 años subsiguientes el incremento acumulado anual en los Precios Realizados máximos, no superará el 7%.

- d) El Precio Realizado máximo para el Gas Natural de uso residencial y vehicular no será mayor al Precio Realizado del Gas Natural para la exportación.
- e) El Precio Realizado será el precio establecido en los respectivos contratos de compra venta en el Punto de Fiscalización de la Producción.

PR.  

ANEXO N° 3
TOPES MÁXIMOS DE ACOMETIDAS
RESOLUCIÓN N° 447-2005-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 0447-2005-OS/CD

Lima, 20 de diciembre de 2005

VISTOS:

La propuesta presentada por la Empresa Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. (en adelante el Concesionario), el Informe Técnico OSINERG –GART/DGN N° 039-2005 y el Informe Legal OSINERG-GART-AL-2005-193.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante “OSINERG”) de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley 27332¹, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literal q), de su Reglamento General² aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 118° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM³, tiene el encargo de fijar los Topes Máximos de Acometida y los Cargos para su

¹ **Artículo 3°. - Funciones.-**

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

...

b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;

...

² **Artículo 27°. – Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-**

La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.

Artículo 52°. – Funciones del Consejo Directivo.- (...)

q) Fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones por el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y por el servicio de distribución de gas natural por red de ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas aplicables del subsector hidrocarburos.

...

³ **Artículo 118.-** Los cargos por Acometida serán asumidos por el Consumidor, previo acuerdo entre el Concesionario y el Consumidor mediante negociación directa dentro el tope máximo fijado por el OSINERG, en base a la propuesta presentada por el Concesionario. El mantenimiento de la Acometida será de cargo del Consumidor y deberá realizarse en períodos quinquenales por parte del Concesionario.

El Concesionario publicará una lista actualizada de los precios unitarios de los componentes que intervienen en la Acometida.

Asimismo, el OSINERG podrá requerir al Concesionario la información sustentatoria de los costos de los componentes que conforman la Acometida, a efectos de evitar la discriminación y fomentar la transparencia en la prestación del servicio.

Los costos de mantenimiento de la Acometida tienen un tope máximo fijado por OSINERG.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 0447-2005-OS/CD**

Mantenimiento;

Que, asimismo, el artículo 118° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, establece que el Concesionario publicará una lista actualizada de los precios unitarios de los componentes que intervienen en la Acometida, que el mantenimiento de la Acometida será de cargo del Consumidor y que dichos costos de mantenimiento de la Acometida tienen un tope máximo fijado por OSINERG;

Que, la norma “Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados”, aprobada por el Consejo Directivo de OSINERG con Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, fue modificada mediante Resolución OSINERG N° 185-2005-OS/CD publicada el día 28 de julio del año 2005, lo que trajo consigo la incorporación a dicha norma, del Anexo I correspondiente al “Procedimiento para Fijación de Topes Máximos de Acometida y los Cargos para su Mantenimiento”, el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas a llevarse a cabo tales como la publicación de la propuesta del concesionario, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolución, etc.;

Que, el OSINERG, con carta GC.GNLC.04.105 del 23 de julio del 2004 y dentro del plazo previsto, recibió del Concesionario su propuesta de “Topes Máximos de Acometidas de las categorías C y D”;

Que, en razón de ello, para la Concesión de Lima y Callao se ha considerado la presentación de la propuesta correspondiente del Concesionario referida en el considerando precedente. Asimismo, en cumplimiento al procedimiento de Topes Máximos de Acometida y Cargos para su Mantenimiento, dicha propuesta fue publicada en la Página Web de la entidad, y el OSINERG convocó la realización de una Audiencia Pública para que la empresa Concesionaria de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao expusiera el contenido y sustento del Estudio Técnico Económico, la misma que se realizó el 12 de agosto de 2005;

Que, en concordancia con el referido proceso, el 19 de agosto del 2005 el OSINERG efectuó las observaciones correspondientes a la propuesta del concesionario sustentada en la referida Audiencia Pública; por su lado el Concesionario cumplió con presentar el 19 de setiembre las absoluciones correspondientes a las observaciones del OSINERG;

Que, el 09 de octubre del 2005 se publicó la Resolución OSINERG N° 337-2005-OS/CD, la cual dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los Topes Máximos de Acometida y los cargos para su Mantenimiento, para el periodo 2005 – 2008, y la relación de información de sustento;

Que, posteriormente el OSINERG convocó una Audiencia Pública que se realizó el 14 de octubre de 2005, en la cual el regulador expuso los criterios y metodología utilizados en el análisis de la propuesta de Topes Máximos de Acometida presentada por el Concesionario;

Que, seguidamente, se recibieron las opiniones y sugerencias de las Empresas Cálidda Gas Natural del Perú y Edegel S.A.A sobre el proyecto de resolución, las cuales fueron publicadas en la página WEB del OSINERG;

Que, como parte de las opiniones y sugerencias recibidas por la Empresa Cálidda Gas Natural del Perú a la prepublicación señalada en párrafos precedentes, se requirió que el OSINERG argumente algunos valores presentados en la

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 0447-2005-OS/CD**

prepublicación con un sustento mas detallado, que no se aprecia en el Informe Técnico OSINERG-GART-DGN N° 029-2005, que sustenta la referida prepublicación;

Que, sobre la base de la falta de sustento referida en el considerando anterior, con Resolución OSINERG N° 410-2005-OS/CD del 31 de octubre del 2005, se declaró la nulidad de oficio de la Resolución N° 337-2005-OS/CD, procediéndose a retrotraer el procedimiento regulatorio, a la etapa establecida en el literal g) del Anexo I del Procedimiento. Asimismo, se dispuso efectuar la nueva prepublicación del proyecto de resolución a más tardar el 18 de noviembre del 2005;

Que, en razón de ello, con fecha 18 de noviembre se publicó la Resolución OSINERG N° 418-2005-OS/CD, por la cual se dispuso la publicación del nuevo proyecto de resolución que fija los Topes Máximos de Acometida y los Cargos para su Mantenimiento, para el período 2005 – 2008, y la información de sustento; disponiéndose asimismo, que el nuevo cronograma del referido proceso regulatorio se adecue a la fecha de publicación de dicha Resolución;

Que, en razón de la declaratoria de nulidad de la Resolución 337-2005-OS/CD, el OSINERG convocó nuevamente a audiencia pública realizada el día 25 de noviembre del año 2005, en la cual expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de la propuesta de topes máximos de acometida presentada por el Concesionario, que servirá de justificación en la fijación de dichos topes máximos;

Que, de otro lado, el día 02 de diciembre del 2005 fue la nueva fecha de cierre para que los interesados presenten sus opiniones y sugerencias al nuevo proyecto de resolución, habiéndose recibido las correspondientes a la empresa Cálidda con carta OC-MCH-05-2039, las cuales han sido publicadas en la Página Web del OSINERG, y cuyo análisis se encuentra contenido en el Informe Técnico OSINERG-GART/DGN-039-2005, el mismo que forma parte integrante de la presente resolución como Anexo 1 y, que complementa la motivación que sustenta la decisión del OSINERG, cumpliendo, de esta manera, con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4 de la Ley de Procedimiento Administrativo General;

Que, asimismo, se han expedido los Informes OSINERG-GART-AL-2005-191 y OSINERG-GART-AL-2005-193 de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG, que se acompaña a la presente resolución, como Anexo 2;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Del Alcance de la Resolución

La presente Resolución es de aplicación al establecimiento de los Topes Máximos de las Acometidas de los consumidores C, D y Consumidores Independientes, y de los costos de operación y mantenimiento para los consumidores A, B, C, D y Consumidores Independientes dentro del ámbito de la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao.

Artículo 2°.- Topes Máximos de Acometidas

Fíjense los Topes Máximos por la Acometida (TMA) para categorías de consumidores C y D, aplicable a la Concesión de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao; que incluyen el costo de la Estación de Regulación y Medición (ERM), el costo de la instalación y el costo de la inspección y habilitación de la acometida, efectuados por el Concesionario. Se precisa que dicho costo de inspección y habilitación corresponde a la Acometida y no incluye a la instalación interna del cliente.

Tabla N° 1

Acometidas con Dos Ramas: Una Principal y otra secundaria

ESTACIÓN TIPO	Caudal Max. m3/h	TOTAL US\$
I1	200	17,717
I2	320	17,717
I3	400	18,717
I4	500	19,417
I5	500	20,017
I6	800	20,817
I7	1300	27,583
I8	3200	40,483

Tabla N° 2

Acometidas de Simple Rama

ESTACIÓN		TOTAL
TIPO	MODELO	US\$
0	111	9,299
A	122	11,178
B	122	11,268
D	133	12,825
E	233	13,261
F	233	13,892

Tabla N° 3
Acometidas de Doble Rama

ESTACIÓN		TOTAL
TIPO	MODELO	US\$
I	466	42,623
J	636	69,398
K	638	70,031

Adicionalmente a los costos definidos por cada tipo de Acometida mostrados en las tablas N° 1, N° 2 y N° 3, se debe agregar los siguientes costos de tubería de acceso a la ERM, de las tablas N° 4 y N° 5 siguientes, según corresponda y en concordancia a los costos aprobados de tuberías en la última regulación de las tarifas de distribución de gas natural de Lima y Callao.

Tabla N° 4
Accesorio de Ingreso a la ERM de Polietileno (PE)

Accesorio de Ingreso a la ERM	Total en US\$ /metro
PE 63 mm	23
PE 110 mm	32
PE 160 mm	46

Tabla N° 5
Accesorio de Ingreso a la ERM de Acero

Accesorio de Ingreso a la ERM	US\$ / metro	
	Baja Presión (BP) (*)	Media Presión (MP)
Acero 2"	58	65
Acero 3"	67	81
Acero 4"	79	96
Acero 6"	97	123
Acero 8"	118	153

(*) BP, presiones menores a 20 bares.

Las especificaciones y características se encuentran contenidas en el Informe Técnico OSINERG – GART/DGN N° 015-2004 de la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD.

Artículo 3°.- De los nuevos Tipos de Acometidas

Los Topes Máximos de Acometida se regulan teniendo en cuenta Acometidas Tipos, referidas a los requerimientos estimados que el mercado demande. Para tal efecto, cada año, el Concesionario tiene la obligación de proponer al OSINERG la regulación de nuevos tipos de Acometidas con sus respectivos costos de mantenimiento.

En aquellos casos de requerimiento de Acometidas que no se ajusten a las Acometidas tipos presentadas, los precios de las ERM podrán establecerse de acuerdo a lo fijado en las Tablas N° 1, N° 2 y N° 3. Sin embargo, para la aprobación anual que efectúe el OSINERG, el Concesionario deberá presentar su propuesta de Topes Máximos de nuevas Acometidas que el mercado haya demandado.

En los casos que los precios aprobados por el OSINERG difieran de los precios presentados y ejecutados por el Concesionario, este último deberá regularizar los precios ejecutados con sus respectivos clientes, mediante el crédito o débito correspondiente.

Artículo 4°.- Topes Máximos de Acometidas (TMA) para Consumidores Independientes

Los Topes Máximos de Acometida (TMA) para los Consumidores Independientes, se establecerán siguiendo el procedimiento de regulación respectivo, y se iniciará a pedido de cualquiera de las partes, con la propuesta que el Concesionario debe presentar al OSINERG, considerando el Tipo de Acometida acordado.

Artículo 5°.- Los Cargos Máximos de Mantenimiento de las Acometidas (CMMA) para Usuarios Regulados

Fíjense los Cargos Máximos de Mantenimiento de la Acometida (CMMA), para las categorías de Consumidores A, B, C y D de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para Lima y Callao (aplicable a Otras Redes), como un cargo por cliente, en concordancia con lo señalado en el Reglamento y como se aprecia en el siguiente cuadro:

Cargo por Mantenimiento por Cliente en US\$/vez	
Categorías A y B	13.47
Categorías C y D	231.44

La frecuencia del mantenimiento, se efectúa de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y considerando que el pago correspondiente se realiza posterior a su ejecución. El Concesionario tiene la potestad de ofrecer la opción del financiamiento en cuotas considerando la tasa máxima regulada en el artículo 115° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Artículo 6°.- Los Cargos Máximos de Mantenimiento de las Acometidas (CMMA) para Usuarios Independientes

Los Cargos Máximos de Mantenimiento de la Acometida (CMMA), para la categoría de Consumidores Independientes de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para Lima y Callao se establecen como un cargo por cliente por mes, para cada cliente en particular, a partir del "Plan de Operación y Mantenimiento de las

Acometidas”.

El “Plan de Operación y Mantenimiento de las Acometidas”, que será acordado entre el Concesionario y el Consumidor Independiente, deberá estar en concordancia con lo dispuesto en el artículo 54° del anexo 1 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, y será presentado por el Concesionario al OSINERG, con los costos asociados a dicho plan como parte de su propuesta, a partir de la cual el OSINERG determinará los cargos máximos correspondientes.

Artículo 7°.- Del periodo de validez de la fijación de Topes Máximos de Acometida y de costo de mantenimiento

La regulación del Tope Máximo de una Acometida Tipo y su costo de mantenimiento regulados por el OSINERG, tienen una validez de cuatro (04) años, periodo después del cual, el OSINERG deberá revisar los tipos aprobados y sujetarse a un nuevo proceso de regulación.

Durante dicho plazo de vigencia, de presentarse modificaciones al marco normativo, relativas a las instalaciones de las acometidas que afecten directamente los costos fijados en la presente resolución;, los topes y cargos regulados serán revisados y de ser el caso modificados e incorporados por el OSINERG en una nueva Resolución, a partir de la información que presente el Concesionario oportunamente.

Artículo 8°.- De las Fórmulas de Actualización

Los cargos por la Acometida definidos en el artículo 2° y 4° de la presente resolución se rigen por la fórmula 12 de la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD, de acuerdo con los siguientes coeficientes:

Tipo de Acometida	a	b
C y D	0.977	0.023

Los cargos por el mantenimiento de la Acometida definidos en el artículo 5° y 6° de la presente resolución se rigen por la fórmula 12 de la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD, de acuerdo con los siguientes coeficientes:

Tipo de Acometida	a	b
C y D	0	1
Edegel	0	1

Los costos unitarios del accesorio de ingreso a la ERM, definidos en el artículo 2° de la presente resolución se rigen por la fórmula 12 de la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD, de acuerdo con los siguientes coeficientes:

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 0447-2005-OS/CD**

Tipo de Accesorio de ingreso a la ERM	a	b
Polietileno	0.14	0.86
Acero	0.14	0.86

Los valores base a considerar para los parámetros TA_o , PPI_o e IPM_o , de dicha fórmula de actualización, corresponden a los vigentes al mes de diciembre del 2005.

El procedimiento de actualización de los Topes Máximos de la Acometida y su mantenimiento se rigen por el acápite A.3 del artículo 8° de la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD⁴.

Artículo 9°.- Cargos Aplicables en Moneda Nacional

Los cargos aplicables, definidos en los Artículos anteriores serán reajustados y convertidos a moneda nacional considerando el Tipo de Cambio (TC) definido en el Artículo 8° de la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD⁴.

Artículo 10°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación.

Artículo 11°.- Deróguense las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 12°.- Incorpórense los [Informes Técnicos OSINERG-GART/DGN N° 035-2005](#) y [OSINERG-GART/DGN N° 039-2005](#), Anexo 1; y los Informes Legales OSINERG-GART-AL-2005-191 y OSINERG-GART-AL-2005-193, Anexo 2, como parte de la presente resolución.

Artículo 13°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Anexos, en la página WEB de OSINERG: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

⁴ así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

ANEXO N° 4
TOPES MÁXIMOS DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE
GAS NATURAL POR DUCTOS
RESOLUCIÓN N° 084-2004-OS/CD, MODIFICADA POR LA
RESOLUCIÓN N° 006-2005-OS/CD

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 084-2003-OS/CD**

Lima, 23 de mayo de 2003

VISTOS:

El Informe Técnico de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) OSINERG-GART/DGN N° 009-2003 correspondiente al estudio de Fijación de Tarifas de la Red de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate y el Informe complementario OSINERG-GART/DGN N° 014-2003 sobre el análisis de las opiniones y sugerencias correspondientes a la prepublicación del Proyecto de Resolución del 05 de mayo último.

El informe de la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2003-067, respecto al presente proceso de Fijación Tarifaria de la Red de Transporte de Camisea al City Gate.

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 9 de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, establece que los pliegos tarifarios y el cargo de Garantía por Red Principal (en adelante GRP) serán regulados por la ex CTE (hoy OSINERG) tomando en cuenta lo dispuesto en la citada Ley y normas complementarias;

Que, el artículo 11° del Reglamento de la Ley N° 27133, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, define el procedimiento para determinar las Tarifas Reguladas por el uso de la Red Principal así como la fijación del Periodo Tarifario;

Que, mediante Resolución N° 030-2003-OS/CD del 14 de febrero de 2003 se definió como fecha máxima para la presentación de los respectivos Estudios de Tarifas por parte del Concesionario el 28 de febrero de 2003, disponiendo además en la referida Resolución que los procedimientos aplicables corresponden al regulado por la Resolución N° 0001-2003-OS/CD;

Que, del análisis de primer Periodo Tarifario se desprende que éste inicia el 1° de mayo del 2004 y tendrá una duración de dos (2) años, por lo que la vigencia de esta Resolución se circunscribe al indicado Periodo Tarifario y se aplicará desde la Operación Comercial del Gasoducto;

Que, del análisis de las opiniones y sugerencias respecto a la prepublicación, recibidas dentro del plazo legal, por parte de los interesados; se consideran precisiones respecto al Índice de Precios al Productor de USA (PPI) y a la Tasa de Cambio a considerar para el cálculo de la Tarifa en Moneda Nacional;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 084-2003-OS/CD**

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias, la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM, el Contrato BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate y la Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 030-2003-OS/CD.

RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijar las Tarifas de Transporte de Gas Natural por Ductos correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 11° del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, de acuerdo a lo siguiente:

Tipo de Usuario	Tarifa Máxima en Moneda Extranjera (TM_ME) US\$ / Millar PC
Generador Eléctrico	0.8874
Otros	1.2663

La Tarifa Aplicable en Moneda Nacional, considerando el Factor de Descuento producto del Adelanto en el Pago de la Garantía por Red Principal (GRP) y las Actualizaciones respectivas es:

$$TA_{MN} = TM_{ME} \times FD \times FA1 \times FA2 \quad (1)$$

Donde:

TM_ME : Tarifa Máxima en Moneda Extranjera sin el Factor de Descuento (FD) ni la actualización del Costo del Servicio; se expresa en US\$ por Millar de Pie Cúbico (US\$/KPC).

TA_MN : Tarifa Aplicable en Moneda Nacional con el Factor de Descuento (FD), y las actualizaciones del Tipo de Cambio y Costo del Servicio; se expresa en Nuevos Soles por Millar de Pie Cúbico (S./KPC). Las tarifas se aplicarán redondeando al cuarto dígito decimal.

FD : Factor de Descuento producto de los montos Adelantados de la Garantía por Red Principal (GRP) y normado en el siguiente artículo.

FA1 : Factor de Reajuste del Costo del Servicio de la respectiva Concesión y normado en el artículo 3° de la presente Resolución.

FA2 : Factor de Reajuste del Tipo de Cambio de acuerdo a lo señalado el artículo 3° de la presente Resolución.

Artículo 2°.- De acuerdo a lo señalado en el artículo 9°, numeral 9.3, del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, y considerando la proyección de los montos recaudados por concepto del Adelanto de la Garantía por Red Principal (GRP), según lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 046-2002-EM, se define un Factor de Descuento (en adelante FD) en las tarifas originales que compensa a los usuarios del gasoducto, hasta el límite de la Capacidad Garantizada del mismo, por el pago adelantado de la GRP.

Según las previsiones de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y de la facturación del Peaje Principal de dicho Sistema Interconectado (para el periodo comprendido entre el 1° de noviembre del 2002 y la fecha prevista para el inicio de la Operación Comercial del Gasoducto), el citado FD será igual a 0.9166, hasta la publicación del valor definitivo.

Dentro de los cuatro (4) meses siguientes al inicio de la Operación Comercial del Gasoducto, el OSINERG de acuerdo con la información proporcionada por el Concesionario, Fideicomisario, COES y demás agentes, recalculará y fijará el valor del FD definitivo.

Artículo 3°.- De acuerdo a lo señalado en el artículo 11°, numeral 11.5, del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, y considerando lo especificado en el respectivo Contrato de Concesión, los factores de reajuste de las Tarifas Reguladas son:

$$FA1 = PPIa / PPIo \quad (2)$$

$$FA2 = TC \quad (3)$$

Donde:

PPI : Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID : WPSSOP3500), publicado por “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos de Norteamérica.

El subíndice “a” representa al mes al que se hace la actualización.

El subíndice “o” representa el mes al que se ha ofertado el Costo del Servicio

El Índice PPI a emplear será el último índice publicado al primer día del mes para el que se hace la actualización o al primer día del mes al que se ha ofertado el Costo del Servicio, según sea el caso.

En tal sentido, teniendo en cuenta que la actualización del Costo del Servicio se efectúa en periodos anuales, se debe considerar el último índice disponible publicado al primero (1°) de marzo de cada año y el índice correspondiente del

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 084-2003-OS/CD**

año en el que se ha ofertado el Costo del Servicio, de manera que en cada actualización el periodo transcurrido corresponda siempre a un número exacto de años.

TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomara en cuenta el valor venta promedio de las cinco últimas cotizaciones disponibles y publicadas en el Diario Oficial El Peruano, al día 25 de cada mes.

El factor de ajuste FA1 se aplicará una vez por año, mientras que el factor FA2 se aplicará una vez por mes.

Artículo 4°.- De acuerdo a lo señalado en el artículo 11°, numeral 11.1, del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, la presente Resolución será aplicable para el Periodo Tarifario comprendido entre el 1° de mayo del 2004 y el 30 de abril del 2006. Las Tarifas Reguladas serán aplicables desde el inicio de la Operación Comercial del Gasoducto y dentro del Periodo Tarifario.

Artículo 5°.- La presente Resolución y los Informes Técnicos OSINERG-GART/DGN N° 009-2003 y OSINERG-GART/DGN N° 014-2003, como anexos [1](#) y [2](#) respectivamente, serán publicados en el Diario Oficial El Peruano y consignados en la página WEB de OSINERG: www.osinerg.gob.pe.

HUGO SOLOGUREN CALMET
Presidente (e) del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

RESOLUCIÓN QUE FIJA LAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS CORRESPONDIENTE A LA RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA

Los gasoductos que conforman la Red Principal del Proyecto Camisea se encuentran normados por la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (en adelante la Ley), su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y los respectivos Contratos BOOT de las Concesiones de Transporte y Distribución.

La empresa Transportadora del Gas del Perú (TGP) tiene a su cargo, entre otros, la Construcción y Operación del Gasoducto de Transporte de Gas Natural desde Camisea hasta el City Gate de Lima y Callao, la cual es parte integrante de la Red Principal del Proyecto Camisea.

El artículo 9° de la Ley establece que el Regulador (antes la CTE y ahora OSINERG) define los pliegos tarifarios y el cargo por Garantía por Red Principal (GRP), tomando en consideración la normatividad aplicable.

Las tarifas reguladas en esta oportunidad tienen una duración de dos (2) años (Periodo Tarifario) contados a partir del 1° de mayo del 2004 y serán aplicadas desde la Operación Comercial de los Gasoductos, prevista para agosto del 2004.

Por otro lado, por exigencia del Contrato BOOT, la empresa Concesionaria esta en la obligación de ofertar su respectiva Capacidad de transporte a los clientes interesados mediante un Oferta Pública conocida como "Open Season", la cual se realizaría en junio del 2003 y requeriría contar con precios y tarifas del gas natural para que los clientes evalúen su mejor opción. Por esta razón, el Consejo Directivo del OSINERG, mediante Resolución N° 030-2003-OS/CD del 14 de febrero de 2003, acepto la propuesta de la empresa de adelantar el proceso regulatorio de tal forma de contar con tarifas reguladas que sirvan de base al proceso licitatorio.

Según la normatividad aplicable, las Tarifas Reguladas de la Red Principal del Proyecto Camisea se determinan según el concepto de costo medio de largo plazo, el cual se evalúa como el cociente del Costo del Servicio (obtenido del proceso de licitación de la Concesión) entre la demanda total del periodo en evaluación, considerando el criterio de valores actualizados a una tasa de descuento del 12% anual en US\$.

Además, producto del Adelanto en la recaudación de la Garantía por Red Principal (en adelante GRP), se ha definido en el artículo 2° del Proyecto de Resolución un Factor de Descuento (en adelante FD) que toma en consideración la recaudación total producto de dicho adelanto y lo resta del Costo del Servicio original (ofertado en la licitación de la Concesión) para obtener dicho factor. Como el FD se basa en supuestos de recaudación del adelanto de la GRP, se prevé que luego de la Operación Comercial y una vez conocidos los montos realmente recaudados, se proceda a la definición final del FD, lo cual definirá las tarifas reales.

Es conveniente precisar que la Ley define dos tipos de Tarifas Reguladas: una aplicable a los Generadores Eléctricos y equivalente a la Tarifa Base y la otra aplicable

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 084-2003-OS/CD**

a cualquier otro usuario del gasoducto. Esta última tarifa considera como demanda la proyección de los transportes de gas natural a lo largo de la vida útil del gasoducto y actualizada a la tasa de descuento señalada.

En el artículo 1° de la Resolución, se define la Tarifa Regulada como Tarifa Aplicable en Moneda Nacional, la cual se encuentra desagregada en sus factores constituyentes, entre los que tenemos:

- La Tarifa Máxima en Moneda Extranjera, calculada sin los efectos del Adelanto de la GRP (fundamento del FD) y sin incluir el efecto de la actualización del Costo del Servicio producto de la Inflación de Estados Unidos (FA1).
- El Factor de Descuento (FD) producto del Adelanto de la GRP.
- El Factor de Actualización del Costo del Servicio (FA1).
- El Factor del Tipo de Cambio (FA2).

En cumplimiento de los dispositivos legales citados y en aplicación de los criterios expuestos en la presente Exposición de Motivos, OSINERG expide la Resolución que fija las Tarifas de Transporte de Gas Natural por Ductos correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 006-2005 - OS/CD**

Lima, 25 de enero de 2005

CONSIDERANDO:

Que, mediante las Resoluciones OSINERG N° 082-2003-OS/CD y 084-2003-OS/CD, publicadas el 04 de junio de 2003, se fijaron las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Alta Presión de la Concesión de Lima y Callao correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea; y, las Tarifas de Transporte de Gas Natural por Ductos correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea, respectivamente;

Que, como consecuencia del retraso de la puesta en operación comercial del proyecto Camisea previsto para el 9 de agosto y hecho efectivo el 20 del mismo mes, se modificó el Periodo de Recuperación que se inicia con la Puesta en Operación Comercial, y por lo tanto, se modifican las Capacidades Garantizada y Contratada Total que afectan las tarifas Base y Regulada de la Red Principal;

Que, en tal sentido, las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal, requieren reajustarse por efecto de la modificación de la fecha de puesta en marcha del Proyecto Camisea;

Que, por otro lado, las Resoluciones referidas en el primer párrafo, que fijan las tarifas de la Red Principal de Camisea, establecen en sus respectivos artículos 2° que dentro de los cuatro meses siguientes al inicio de la Operación Comercial del gasoducto, el OSINERG, de acuerdo con la información proporcionada por los Concesionarios, COES, Fideicomiso y demás agentes, recalculará y fijará el valor del Factor de Descuento (FD) definitivo, relacionado con la liquidación del Pago Adelantado Total de la Garantía por Red Principal (GRP);

Que, mediante Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD del 1° de mayo del 2004, se estableció el "Procedimiento de Cálculo de Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", que incorpora adicionalmente en su artículo 17° un factor de conversión de unidades de pies cúbicos a metros cúbicos;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 078-2004-OS/CD del 1° de mayo del 2004, se estableció el "Procedimiento de Cálculo de las Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Natural por Ductos para la Red Principal de Camisea", que incluye el procedimiento para la liquidación del Pago Adelantado Total (PAT) y el calculo del FD definitivo, a fin de dar cumplimiento al artículo 2° de las Resoluciones OSINERG N° 082-2003-OS/CD y 084-2003-OS/CD;

Que, en tal sentido, le corresponde al OSINERG, con la información proporcionada por los Concesionarios, COES, Fideicomiso y demás agentes y con la aplicación del procedimiento anterior, determinar la liquidación del Pago Adelantado Total (PAT) y calcular a partir de este último, el Factor de Descuento (FD) definitivo;

Que, el Factor de Descuento definitivo, que se determine a partir de la liquidación del Pago Adelantado Total (PAT), es de aplicación a las Tarifas Base y Regulada establecidas mediante las Resoluciones OSINERG N° 082-2003-OS/CD y 084-2003-OS/CD y

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 006-2005-OS/CD**

reajustadas por el efecto señalado en el segundo párrafo, a fin de obtener las Tarifas Base y Regulada aplicables al usuario final;

Que, la referida Resolución OSINERG N° 078-2004-OS/CD, que incorpora en su artículo 4° el procedimiento de liquidación de los Pagos Adelantados por GRP, los que deben ser actualizados al 1° de marzo del 2003, como lo establece el contrato BOOT respectivo, no considera el límite en el periodo de actualización que sí señala el contrato de concesión al momento de calcular las tarifas base, por lo que es razonable incorporar dicho límite para controlar el efecto de los posibles retrasos en la fecha de entrada en operación comercial, tal como lo hace el contrato BOOT al momento de calcular la tarifa base;

Que, por otro lado, las tarifas de la Red Principal establecidas en las Resoluciones OSINERG N° 082-2003-OS/CD y 084-2003-OS/CD, están referidas en unidades de US\$ por cada millar de pie cúbico (sistema inglés) y redondeadas a cuatro decimales; y, se requiere adecuar dichas unidades al Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú (SLUMP), en el cual se considera como unidad volumétrica el metro cúbico, en lugar del pie cúbico, como se ha considerado en las referidas Resoluciones; en tal sentido se requiere adecuar las unidades de la tarifa para expresarlas en US\$ por millar de metro cúbico y a la vez especificar el factor de conversión y el número de decimales necesarios para efectuar los cálculos de actualización;

Que, el artículo 17° de la Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, establece como factor de conversión, la equivalencia de 35,31467 pies cúbicos por cada metro cúbico, equivalencia que debe usarse para la conversión de las tarifas de la Red Principal del sistema inglés al SLUMP;

Que, por otro lado, se requiere distinguir y precisar los límites comerciales entre la Red Principal y las "Otras Redes" de distribución de Lima y Callao, cuyas tarifas para las categorías reguladas se establecieron en la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD del 26 de mayo del 2004 y, por lo tanto, se requiere incorporar un tratamiento para las conexiones de los consumidores independientes que se conecten directamente a la Red Principal.

Que, las definiciones de la tasa de cambio, establecidas en las resoluciones arriba indicadas, requieren ser armonizadas y seguir un criterio y definición común en todos los casos, a fin de mantener una uniformidad de criterios;

Que, conforme al Artículo 25° del Reglamento General del OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, constituye requisito para la aprobación de los reglamentos y normas de alcance general que dicte el OSINERG en cumplimiento de sus funciones, que sus respectivos proyectos hayan sido prepublicados en el Diario Oficial "El Peruano", con el fin de recibir las sugerencias o comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar a procedimiento administrativo;

Que, en concordancia con lo señalado en el párrafo anterior, se prepublicó en el Diario Oficial "El Peruano" el 11 de diciembre del 2004, la Resolución OSINERG N° 322-2004-OS/CD, referido al "Proyecto de norma que aprueba el factor de Descuento definitivo y reajuste de las Tarifas Base y Regulada" e incluye el mecanismo a seguir para las conexiones de los consumidores independientes que se conecten directamente a la Red Principal;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 006-2005-OS/CD**

Que, las observaciones y comentarios recibidos a la referida prepublicación, se han analizado e incorporado en la presente norma y en el Informe Técnico OSINERG-GART-DGN-N° 002-2005 , que la sustenta.

Que, finalmente se han expedido el Informe Técnico de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) OSINERG-GART-DGN N° 002-005 que incluye el análisis técnico del procedimiento a aprobarse, y el análisis de las opiniones y sugerencias correspondientes; así como el Informe de la Asesoría legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG OSINERG-GART-AL-2005-008, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERG, cumpliendo* de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, Numeral 4 de la Ley de Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, en el Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la industria del Gas Natural, aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM, del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 041-99-EM, del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

RESUELVE:

Artículo 1°.- Apruébese la Norma "Aprobación del Factor de Descuento definitivo, reajuste de las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal de Camisea"*, la misma que se adjunta a la presente Resolución.

Artículo 2°.- Incorporar el [Informe OSINERG-GART/DGN N° 002-2005](#), como parte de la presente resolución.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 4°.- La presente resolución y la norma deberán ser publicados en el Diario Oficial El Peruano y también, junto con el Informe OSINERG-GART/DGN N° 002-2005 en la página WEB del OSINERG www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

* Texto según Fe de Erratas publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 04/02/05

Norma: “Aprobación del Factor de Descuento definitivo y reajuste de las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal de Camisea”

Artículo 1°.- Pago Adelantado Total y Factor de Descuento definitivo

Fijar el Factor de Descuento (FD) definitivo estimado inicialmente en el artículo 2° de las resoluciones OSINERG N° 082-2003-OS/CD y OSINERG N° 084-2003-OS/CD, de acuerdo al mecanismo de reajuste señalado en el artículo 5° de la Resolución OSINERG N° 078-2004-OS/CD, cuyo valor definitivo se establece en:

$$\mathbf{FD = 0.91436}$$

Para definir el Factor de Descuento anterior, se ha utilizado como fecha de corte para la recepción de la información correspondiente a los Pagos Adelantados por concepto de la GRP el 1° de diciembre del 2004. Los valores reconocidos por concepto de dicho adelanto se encuentran contenidos en el informe OSINERG-GART-DGN N° 002-2005 que forma parte integral de la presente norma.

Los montos liquidados con posterioridad a la fecha de corte, que no formaron parte del cálculo del Pago Adelantado Total y que corresponden al adelanto por GRP, serán incorporados en las liquidaciones posteriores de la GRP, en el año de cálculo que se hagan efectivas.

Agregar el siguiente párrafo al numeral 4.6 de la Resolución 078-2004-OS/CD:

“La actualización de los montos percibidos por concepto del adelanto por GRP tendrán un número de días máximo equivalente a 18 meses más 18 días contados a partir del 1° de marzo del 2003”.

Artículo 2°.- Reajuste de las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal para el Concesionario de Transporte

Reemplazar, por efecto de la postergación de la puesta en marcha de la Operación Comercial de Camisea, prevista para el 9 de agosto y hecha efectiva el 20 de agosto del 2004, el cuadro tarifario del artículo 1° de la Resolución OSINERG N° 084-2003-OS/CD, por el cuadro siguiente:

Tipo de Usuario	Tarifa Máxima en moneda extranjera US\$ / millar de m³
Tarifa Base para “Generador Eléctrico”	31.4384
Tarifa Regulada para “Otros”	44.7440

Reemplazar la definición de los parámetros TM_ME y TA_MN de la fórmula (1) de la Resolución OSINERG N° 084-2003-OS/CD, por las siguientes:

TM_ME : Tarifa Máxima de la Red de Transporte en Moneda Extranjera sin el Factor de Descuento (FD) ni la actualización del Costo del Servicio; se expresa en US\$ por Millar de

Metro Cúbico (US\$/KMC).

TA_MN : Tarifa Aplicable en Moneda Nacional con el Factor de Descuento (FD), y las actualizaciones del Tipo de Cambio y Costo del Servicio; se expresa en Nuevos Soles por Millar de Metro Cúbico (S./KMC). Las tarifas se aplicarán redondeando al cuarto dígito decimal.

Artículo 3°.- Reajuste de las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal para el concesionario de Distribución

Reemplazar, por efecto de la postergación de la puesta en marcha de la Operación Comercial de Camisea, prevista para el 9 de agosto y hecha efectiva el 20 de agosto del 2004, el cuadro tarifario del artículo 1° de la Resolución OSINERG N° 082-2003-OS/CD, por el cuadro siguiente:

Tipo de Usuario	Tarifa Máxima en moneda extranjera En US\$/millar de m³
Tarifa Base para “Generador Eléctrico”	5.1736
Tarifa Regulada para “Otros”	6.9311

Reemplazar la definición de los parámetros TM_ME y TA_MN de la fórmula (1) de la Resolución OSINERG N° 082-2003-OS/CD, por las siguientes:

TM_ME : Tarifa Máxima de la Red de Distribución en Moneda Extranjera sin el Factor de Descuento (FD) ni la actualización del Costo del Servicio; se expresa en US\$ por Millar de Metro Cúbico (US\$/KMC).

TA_MN : Tarifa Aplicable en Moneda Nacional con el Factor de Descuento (FD), y las actualizaciones del Tipo de Cambio y Costo del Servicio; se expresa en Nuevos Soles por Millar de Metro Cúbico (S./KMC). Las tarifas se aplicarán redondeando al cuarto dígito decimal.

Artículo 4°.- Tarifas aplicables a los nuevos usuarios de la Red Principal de Distribución que no usen las “Otras Redes”

Agregar los siguientes párrafos al artículo 11° de la Resolución 097-2004-OS/CD:

“Precisar que la categoría de usuario “D”, establecida en la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD* tiene implícito un límite superior a treinta mil metros cúbicos por día, y por consiguiente los Consumidores Independientes, cuyos consumos promedios son mayores a treinta mil metros cúbicos por día (por definición del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM) y que se conecten directamente a la Red principal de Distribución mediante una tubería de conexión, no pagarán las tarifas correspondientes a las “Otras Redes”, de acuerdo a lo señalado en el contrato de Concesión de Distribución por Red de Ductos de Lima y Callao.

Dichos Consumidores Independientes, pagarán únicamente el costo de el “Tubo de

* Texto según Fe de Erratas publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 04/02/05

Conexión”, el costo de la Acometida (Estación de Regulación y Medición) y los costos de operación y mantenimiento de acuerdo a lo señalado en la norma sobre precios máximos de los componentes de acometida y tubería de conexión.

Sin perjuicio de lo señalado en los párrafos precedentes, los Consumidores dedicados al Gas Natural Vehicular (GNV) pagarán por concepto de “Otras Redes” la tarifa establecida en la categoría D”.

Artículo 5°.- Uniformidad del Tipo de Cambio, Factor de Conversión y número de decimales a aplicar a las Tarifas

Reemplazar el Tipo de Cambio (TC) definido en el artículo 8° de la Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD^{*}, por la definición de Tipo de Cambio (TC) utilizada en el artículo 3° de las Resoluciones OSINERG N° 082-2003-OS/CD y 084-2003-OS/CD.

Definir como factor de conversión de pies cúbicos a metros cúbicos, el factor considerado en el artículo 17° de la Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD.

Las tarifas finales expresadas en moneda nacional y por millar de metro cúbico, serán redondeadas al cuarto dígito decimal.

Artículo 6°.- Vigencia y Aplicabilidad

Los valores de tarifas y factores aprobados en la presente norma entrarán en vigencia a partir de la fecha de la puesta en Operación Comercial del Proyecto Camisea.

^{*} Texto según Fe de Erratas publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 04/02/05

ANEXO N° 5
LISTA DE PRECIOS DE PETROPERU COMB-03-2007

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

PRECIOS NETOS PETROPERÚ

LISTA COMB-03-2007
VIGENCIA A PARTIR DEL 24.01.2007

SOLES/GLN

		G L P SOLES/KG 201-01	GASOLINA SUPER EXTRA 97 SP 221-02	GASOLINA SUPER 95 SP 220-04	GASOLINA SUPER 90 SP 223-02	GASOLINA 84 SP 224-02	KEROSENE 240-02, 243-02	PREMIUM DIESEL 2 (***) 252-02, 254-02	PETROPERU INDUSTRIAL N° 6 (***) 280-02	PETROPERU INDUSTRIAL 500 (***) 281-02
12	TALARA	1.6967		5.8978	5.7215	4.9815	6.2671	6.0129	3.8400	3.6700
13	PIURA				5.7515	5.0515	6.3371	6.0529		
14	ETEN				5.7615	5.0615	6.3471	6.0729		3.6700
18	SALAVERRY			5.9978	5.7715	5.1015	6.3771	6.1029	3.9100	
19	CHIMBOTE					5.1215	6.3671	6.1629		3.7600
25	SUPE				5.7815	5.1015	6.3271	6.1229	3.8800	3.7000
20	CALLAO	1.7767	6.1778	5.9378	5.7615	5.1015	6.3471	6.1029	3.8400	3.6700
28	CONCHAN		6.1678	5.9278	5.7515	5.0915	6.3471	6.1029	3.8200	3.6500
35	C. DE PASCO				5.9315	5.2715	6.5471	6.3729		
31	PISCO			6.0378	5.8115	5.1015	6.3871	6.1629		3.7900
41	MOLLENDO				5.7615	5.0815	6.3571	6.1629	3.9000	3.7300
47	JULIACA					5.3427	6.6043	6.3883		
49	CUSCO					5.3981	6.6647	6.4583		
45	ILO			6.1024		5.1115	6.3871	6.1629	3.9100	
77	EL MILAGRO					5.1115	6.3971	6.1129	4.2000	
67	TARAPOTO				6.1515	5.2975	6.5331	6.3289		

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)		8	8	8	8					
ISC (Soles/Galón) (**)		3.1500	2.9200	2.6600	2.0500	2.1100	1.5400			
IGV %	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

					GASOLINA SUPER 90 SP 223-03	GASOLINA 84 SP 225-03	KEROSENE 243-03	PREMIUM DIESEL 2 253-03	PETROPERU INDUSTRIAL N° 6 283-04
68	YURIMAGUAS					6.0500	7.1071	7.6829	4.3000
63	IQUITOS				7.1100	5.5500	7.0071	6.7629	4.5200
6A	PUCALLPA				7.2600			7.4329	
51	PTO. MALDONADO					7.2276	8.3747	8.8483	
52	MAZUCO					7.0224	8.1347	8.6083	

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)	----	----	----	8	8	----	----	----	----
--------------	------	------	------	---	---	------	------	------	------

GERENCIA COMERCIALIZACIÓN

REEMPLAZA LISTA COMB-02-2007

(*) El Impuesto del rodaje se aplica sobre el valor de venta de las gasolinas sin incluir el ISC y el IGV.

DE FECHA: 23.01.2007

(**) El ISC para el GLP despachado por peso, está expresado en Soles/Kilogramo.

(***) En aplicación del D.S.047-2005-EM del 30.10.05, la Resolución Directoral N° 297-EM/DGH del 28.10.05 y la Resolución Directoral N° 300-EM EM/DGH del 31.10.05, se incluye el Diesel 2 GE, Petróleo Industrial N°6 GE y el Petróleo Industrial 500 GE, para uso exclusivo de las generadoras en la generación eléctrica, cuyo precio referencial será el precio del Diesel 2, Petróleo Industrial N°6 o Petróleo Industrial 500 del terminal de provincias, menos un diferencial igual al Factor de Aportación vigente.

Para fines referenciales el Precio del Diesel 2 de Generación Eléctrica desde la Planta Supe del día 24.01.07, será de 6.1229-0.00 = 6.1229 Soles / Galón, siendo el Factor del Fondo de Estabilización para el Diesel2 de GE igual a 0 (cero) para la semana del 23.01.07 al 29.01.07. El precio se aplicará a partir de la publicación del Dispositivo Legal que regula el procedimiento para la conformidad del uso de combustible para generación eléctrica por parte de la DGH y el OSINERG.

ANEXO N° 6
INFORME SEMANAL DE PRECIOS DEL OSINERG DE
FECHA 02 DE ABRIL DE 2007



Precios de Referencia de Combustibles Derivados del Petróleo
Lineamientos del MEM y Resolución N°- 038-2003-OS/CD

Prom WTI Año	US\$/BI
2004	56,59
2005	66,06
2006	57,50
últim.10 cotiz.	61,69

Fecha de Publicación : 02/04/2007

Cotizaciones: Del 19-03-2007 al 30-03-2007

PR1 : Precio de Referencia que refleja una operación eficiente de importación desde el Mercado Relevante

US\$/BI	Productos										
	GLP	Gasolina 97	Gasolina 95	Gasolina 90	Gasolina 84	Kerosene	Turbo	Diesel 2 LS	Diesel 2	Petróleo Industrial 6 (3%S)	Petróleo Industrial 500 (3%S)
Precio de Referencia	58,2	101,1	96,6	83,4	69,8	87,8	87,5	90,0	81,2	47,9	45,3
US\$/TM	678										

Soles/galón	Productos										
	GLP (2)	Gasolina 97	Gasolina 95	Gasolina 90	Gasolina 84	Kerosene	Turbo	Diesel 2 LS	Diesel 2	Petróleo Industrial 6 (3%S)	Petróleo Industrial 500 (3%S)
Precio de Referencia	2,16	7,67	7,32	6,33	5,30	6,66	6,64	6,82	6,16	3,63	3,44
Soles/TM	2 159										

PR2 : Precio de Referencia que refleja una operación eficiente de exportación hacia el Mercado Relevante

US\$/BI	PR Ponderado (3)				Soles/galón	PR Ponderado (3)			
	Petróleo Industrial 6 (1,7%S)	Petróleo Industrial 500 (1,7%S)	Petróleo Industrial 6 (1,7%S)	Petróleo Industrial 500 (1,7%S)		Petróleo Industrial 6 (1,7%S)	Petróleo Industrial 500 (1,7%S)	Petróleo Industrial 6 (1,7%S)	Petróleo Industrial 500 (1,7%S)
Precio de Referencia FOB	38,8	37,6	44,2	42,2	Precio de Referencia FOB	2,94	2,86	3,35	3,20

Precios de Referencia del GLP

US\$/BI	Productos			Soles/galón	Productos			Tipo de Cambio (Sol/US\$)
	GLP FOB Pisco (2)	GLP Pta Callao-Marítimo (2)	GLP Pta Callao-Terrestre (2)		GLP FOB Pisco (4)	GLP Pta Callao-Marítimo (4)	GLP Pta Callao-Terrestre (4)	
Precio de Referencia	48,7	52,8	51,7	Precio de Referencia	1,81	1,96	1,92	3,19
US\$/TM	567			Soles/TM	1 810			

Notas :

- PR1 : son Precios Netos Ex-Planta, sin incluir Impuestos (ISC, IGV, Rodaje), ni gastos de Gestión Comercial.
PR2 : Precios FOB que tienen como destino la Costa del Golfo de Estados Unidos de Norteamérica.
Mercado Relevante: Mont Belvieu para GLP y Costa del Golfo de USA para los demás combustibles.
- De acuerdo a Resolución Directoral N° 122-2006-EM/DGH, del 06/10/2006.
- De acuerdo al D.S. 038-2005-EM y a lineamiento del MEM (Oficio N°1053-2005-EM/DGH) - Ponderado Móvil 12 meses a Dic-2006 es de 05.9% para ventas nacionales.
A partir del 15,08,2006 se utiliza como marcador para el cálculo del precio de referencia de exportación de los residuales, el precio del Residual 1% S - 6 API, debido a que Platt's dejó de publicar los precios internacionales del Residual 1% S- 8 API.
- Expresado en Soles/kg. El factor de conversión empleado es 2,044 Kg por Galón. Para convertir de US\$/BI a US\$/TM multiplicar por 11,65

Nota Aclaratoria:

Considera para todos los productos la liberación al 100% de los gravámenes arancelarios para países de la Comunidad Andina de Naciones, a partir del 31 de diciembre del 2005.

GLP: D.S. N° 079-2005-EF del 30/06/2005, fija el arancel en 0%

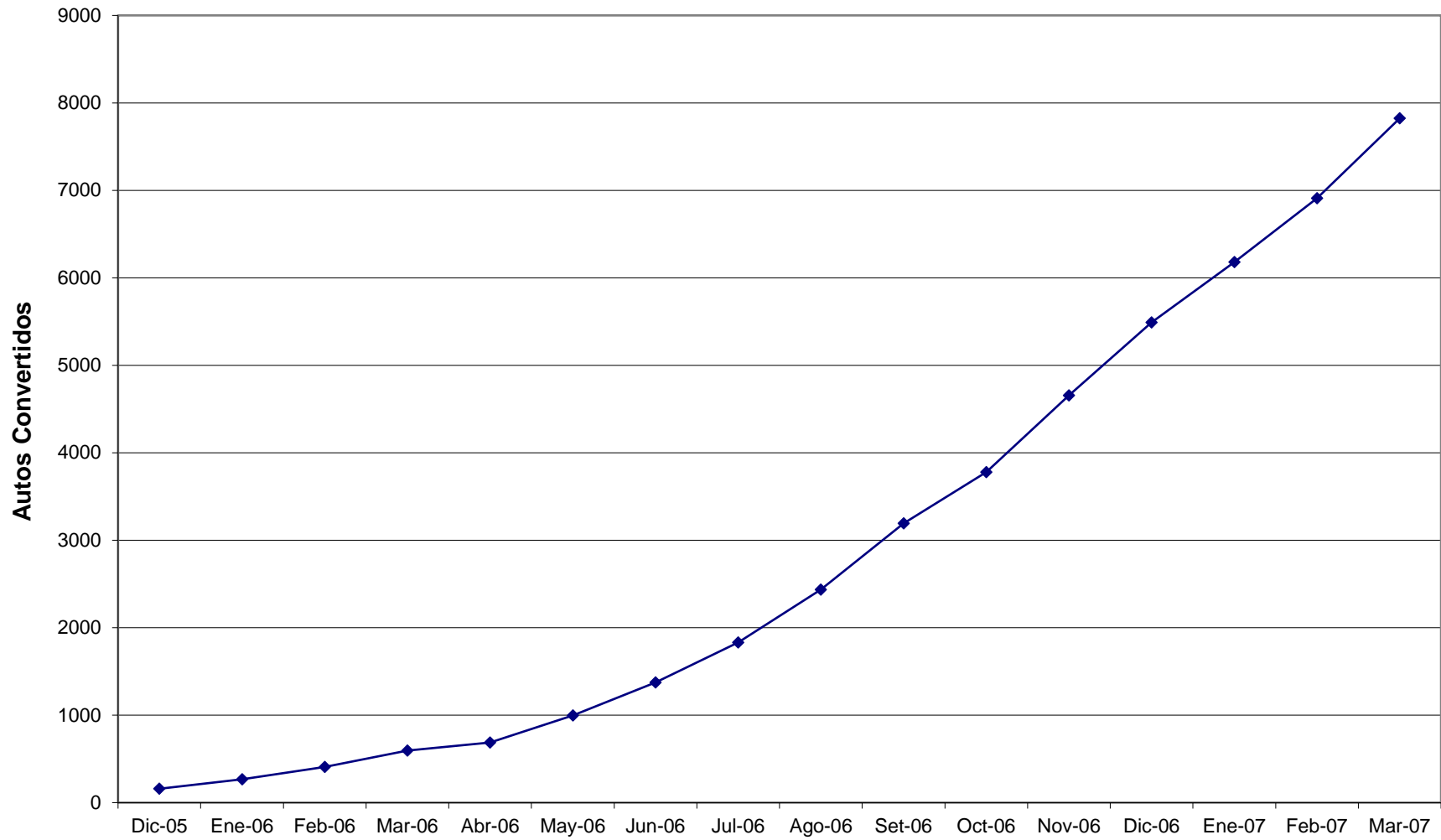
Los Precios de Referencia que publica OSINERG no incorporan ningún efecto del "Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo" (D.U.N° 010-2004).

ANEXO N° 7
NÚMERO DE AUTOS CONVERTIDOS A GNV
(DIC 2005- MAR 2007)

ESTADÍSTICAS DEL GNV

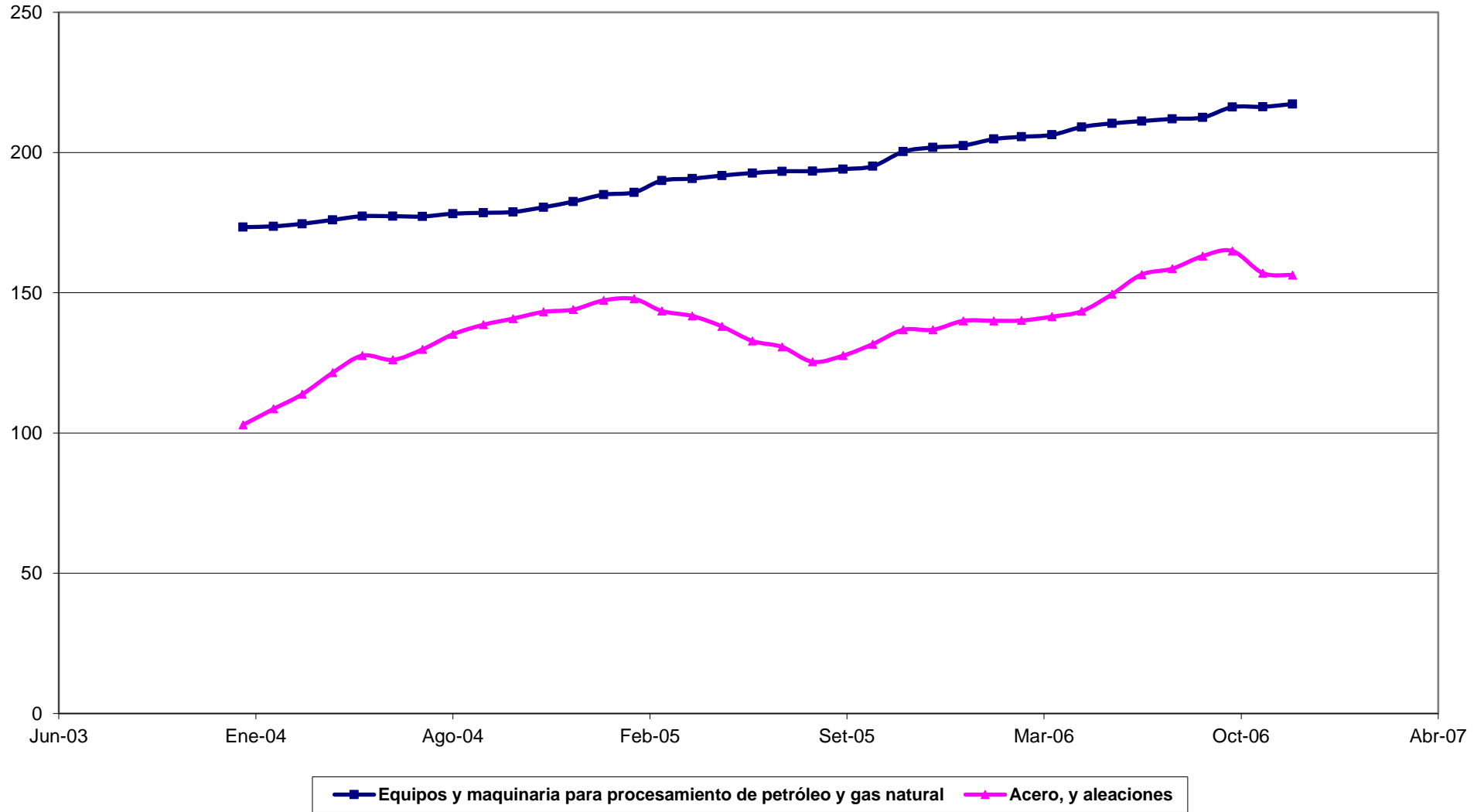
	Dic-05	Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06
Nro de Autos Convertidos	159	269	409	595	688	996	1376	1831
Volumen de Consumo (MPCD)	15.7	99.1	115.4	174.9	258.4	382.8	509.0	679.1
Nro. de Estaciones de GNV	2	2	2	2	2	2	2	2
Volumen de Venta de GNV por Estación (m3/día)	222	1404	1634	2476	3659	5420	7207	9614
	Ago-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dic-06	Ene-07	Feb-07	Mar-07
Nro de Autos Convertidos	2437	3194	3778	4656	5489	6180	6909	7823
Volumen de Consumo (MPCD)	907.2	1026.9	1346.6	1673.8	2041.8	1945.7	2710.2	3530.4
Nro. de Estaciones de GNV	2	2	3	4	4	6	7	8
Volumen de Venta de GNV por Estación (m3/día)	12845	14539	12711	11849	14454	9183	10964	12496

Número de Autos convertidos al GNV (Dic 2005-Mar 2007)



ANEXO N° 8
ÍNDICE DE PRECIOS DE EQUIPO Y MAQUINARIA PARA
LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL, Y DEL
ACERO

Indice de Precios de Productor



ANEXO N° 9
TABLA DE CONVERSIÓN DE UNIDADES

TABLA DE CONVERSION DE UNIDADES

	Mil de Pies Cúbicos de Gas Natural (MPC)	Mil Metros Cúbicos de Gas Natural	Toneladas de GNL	Kilogramos de GNL	Metros Cúbicos de GNL	Barriles de GNL	Galones de GNL	Millón de BTU
Mil de Pies Cúbicos de Gas Natural (MPC)	1	0.02832	0.02200	22.00000	0.04700	0.29800	12.51600	1.08500
Mil Metros Cúbicos de Gas Natural	35.31466	1	0.77692	776.92257	1.65979	10.52377	441.99832	38.31641
Tonelada de GNL	45.45455	1.28713	1	1000.00000	2.13636	13.54545	568.90909	49.31818
Kilogramos de GNL	0.04545	0.00129	0.00100	1	0.00214	0.01355	0.56891	0.04932
Metros Cúbicos de GNL	21.27660	0.60249	0.46809	468.08511	1	6.34043	266.29787	23.08511
Barriles de GNL	3.35570	0.09502	0.07383	73.82550	0.15772	1	42.00000	3.64094
Galones de GNL	0.07990	0.00226	0.00176	1.75775	0.00376	0.02381	1	0.08669
Millón de BTU	0.92166	0.02610	0.02028	20.27650	0.04332	0.27465	11.53548	1

ANEXO N° 10
GLOSARIO DE TERMINOS Y SIGLAS

GLOSARIO DE TERMINOS Y SIGLAS

1. Términos:

- ✓ **Bar:** Se denomina bar a una unidad de presión equivalente a un millón de barias. Su símbolo es "bar". La palabra bar tiene su origen en báros, que en griego significa peso. Normalmente la presión atmosférica se da en milibares, siendo la presión estándar al nivel del mar igual a 1.013,2 milibares.
- ✓ **Boca de pozo:** Punto de referencia en el que el contratista que explota un yacimiento, de gas o petróleo, adquiere la propiedad del petróleo o gas producido previo pago de las regalías..
- ✓ **BTU:** Es el calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit. Es equivalente a 1055,056 joules (British Thermal Unit)
- ✓ **City Gate:** Término del idioma inglés que significa “puerta de ciudad“, es el punto de entrega del gas natural del transportista al distribuidor de y esta conformada por una estación de regulación y medición.
- ✓ **Criogénico:** Que produce o se encuentra a temperaturas muy bajas. Derivado de la palabra criogenia que es el conjunto de técnicas utilizadas para enfriar un material a la temperatura de ebullición del nitrógeno o a temperaturas aún más bajas. La temperatura de ebullición del nitrógeno, es decir 77,36 K (o lo que es lo mismo -195,79 °C).
- ✓ **Gasocentro:** Establecimiento en el que venda gas natural vehicular o gas licuado de petróleo para uso vehicular.
- ✓ **Gasoducto:** Tubería o sistema de tuberías que sirve para transportar gases combustibles a gran escala.

- ✓ **Licuefacción:** O licuación es el cambio de estado que ocurre cuando una sustancia pasa del estado gaseoso al líquido, por acción de la temperatura y el aumento de presión, llegando a una sobrepresión elevada, hecho que diferencia a la licuefacción de la condensación. La licuefacción de los gases fue descubierta por Michael Faraday en el año 1818.
- ✓ **Monetizar:** Dar curso legal como moneda a billetes y otros valores pecuniarios. Hacer moneda. En el caso particular de las reservas es dar valor monetario a través de su explotación.
- ✓ **Offshore:** Término del idioma inglés que significa "en el mar, alejado de la costa".
- ✓ **Onshore:** Término del idioma inglés que significa "en la costa"
- ✓ **Planta "Base-Load":** Planta de base, en el caso del GNL son las plantas que importan GNL para ser regasificado y distribuido a través de tuberías.
- ✓ **Plantas "Peak Shaving":** Planta que abastece al sistema de distribución de gas natural en épocas de gran demanda. Esta planta incluye equipos para la licuefacción y regasificación de gas natural. En épocas de en las que se cuenta con suficiente gas natural éste es almacenado como GNL y en épocas de gran demanda el GNL es regasificado para abastecer al sistema de distribución.
- ✓ **Radio económico:** Distancia máxima a la cual el desarrollo de un proyecto es económico.
- ✓ **Regasificar:** Proceso por el cual un gas que se encuentra en fase líquida pasa a ser convertido a su fase gaseosa inicial.

- ✓ **Scaling Down:** Término del idioma inglés que significa “escalamiento hacia abajo”

- ✓ **Turboexpansor:** También llamado turbina de expansión o simplemente expansor, es una turbina centrífuga o de flujo axial a través del cual el gas natural a alta presión es expandido para producir trabajo que normalmente es usado para hacer funcionar un compresor. Debido a que se extrae trabajo de la expansión del gas a alta presión, la expansión es isoentrópica y el gas natural sale de la turbina a muy baja temperatura de hasta $-100\text{ }^{\circ}\text{F}$. Los turboexpansores son ampliamente usados como fuente de refrigeración en procesos industriales tales como en la extracción de líquidos de gas natural y etano del gas natural.

2. Siglas:

- ✓ **ASME:** American Society of Mechanical Engineers
- ✓ **DGAAE:** Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos
- ✓ **DGH:** Dirección General de Hidrocarburos
- ✓ **EIA:** Estudio de Impacto Ambiental
- ✓ **GLP:** Gas Licuado de Petróleo
- ✓ **GNC:** Gas Natural Comprimido
- ✓ **GNL:** Gas Natural Licuado
- ✓ **GNLC:** Gas Natural Líquido Comprimido
- ✓ **GNV:** Gas natural Vehicular
- ✓ **GTI:** Gas Technology Institute
- ✓ **INDECOPI:** Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
- ✓ **IGV:** Impuesto General a las Ventas
- ✓ **ISC:** Impuesto Selectivo al Consumo
- ✓ **ITF:** Informe Técnico Favorable
- ✓ **LNG:** iniciales del ingles Liquefied Natural Gas
- ✓ **M US \$:** Miles de dólares
- ✓ **m³/día:** metros cúbicos por día
- ✓ **m³:** Metros cúbicos
- ✓ **MBTU:** Miles de BTU
- ✓ **MEF:** Ministerio de Economía y Finanzas
- ✓ **MEM:** Ministerio de Energía y Minas
- ✓ **MM US \$:** Millones de dólares
- ✓ **MMBTU:** Millón de BTU
- ✓ **MMPCD :** Millón de pies cúbicos por día.
- ✓ **MTC:** Ministerio de Transportes y Comunicaciones
- ✓ **NFPA:** National Fire Protection Association
- ✓ **OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería creada mediante Ley N° 28964 promulgada el 23 de enero de 2007.

- ✓ **PETROPERU:** Petróleos del Perú
- ✓ **SAE:** Society of Automobile Engineers
- ✓ **TGP:** Transportadora de Gas del Perú
- ✓ **VAN:** Valor Actual Neto

VIII. INDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Planta de GNL de Gran Escala.....	5
Figura N° 2: Tanques de Almacenamiento de GNL.....	6
Figura N° 3: Buque Metanero o de GNL.....	6
Figura N° 4: Esquema de Proceso de Regasificación del GNL con agua de Mar.....	7
Figura N° 5: Esquema de Regasificación de GNL por combustión sumergida.....	7
Figura N° 6: Planta de GNL de Media Escala.....	8
Figura N° 7: Planta de Peak Shaving.....	9
Figura N° 8: Planta de Micro GNL.....	10
Figura N° 9: Esquema de Licuefacción de Lazo Abierto.....	12
Figura N° 10: Esquema de Licuefacción de lazo Cerrado.....	14
Figura N° 11: Unidad Cryofuel de una Planta de Micro GNL.....	15
Figura N° 12: Camión con tanque Criogénico.....	16
Figura N° 13: Equipos de regasificación de GNL para clientes industriales	17
Figura N° 14: Estación de venta de GNL.....	17
Figura N° 15: Esquema de una estación de venta de GNV a partir de GNL..	18
Figura N° 16: Equipo paquetizado de Gas Natural Líquido Comprimido (GNLC).....	19
Figura N° 17: Aplicabilidad de Tecnologías para el transporte de energía...	20
Figura N° 18: Radio económico en función del número de autos atendidos	29
Figura N° 19: Radio económico en función del incremento del costo de la planta de GNL.....	30
Figura N° 20: Radio económico en función del incremento del precio del Diesel 2.....	31