

EL GAS NATURAL

Luis F. Cáceres Graziani

EL GAS NATURAL

Luis F. Cáceres Graziani

**POR LA IMPORTANCIA
QUE TIENE
EL GAS NATURAL
PARA EL DESARROLLO
DE NUESTRO PAIS**



EL GAS NATURAL

Luis Cáceres Graziani

Primera Edición

Luis Cáceres Graziani
EL GAS NATURAL
diciembre de 1999
Editado por Grupo S.R.L.
Schell 343, of.:706, Miraflores
E-mail: gruposrl@terra.com.pe
Lima - Perú

Segunda Edición

Luis Cáceres Graziani
EL GAS NATURAL
mayo del 2000
Revisada y corregida por el Comité de Administración
de los Recursos para Capacitación - CAREC
Ministerio de Energía y Minas
Av. Luis Aldana 320,
San Borja,
Lima - Perú

Tercera Edición

Luis Cáceres Graziani
EL GAS NATURAL
noviembre del 2002
Revisado por el autor
Corporación Aceros Arequipa S.A.
Av. Enrique Meiggs N° 297
Callao - Perú

Derechos Reservados

Foto carátula: Martha Acevedo

PROLOGO A LA TERCERA EDICION

Ante la inminente llegada del gas natural de Camisea a la costa peruana, el contenido de este libro «EL GAS NATURAL» continúa vigente.

Los trabajos de perforación de pozos y tendido de tuberías, hasta llegar a Pisco y luego a Lima, se realizan con toda actividad.

Sólo podremos sacarle el máximo provecho a esta fuente energética, si adquirimos una cultura gasífera que nos ayude a entender todas sus ventajas y lo que ello representa para el desarrollo del país.

Luis F. Cáceres Graziani

PROLOGO A LA SEGUNDA EDICION

Esta segunda edición del libro «El Gas Natural» mantiene vigente el objetivo de propiciar una cultura gasífera en el Perú y reiterar la importancia de la energía en todo el proceso industrial; importancia, que en muchos casos, supera a la misma materia prima.

Pero esta segunda edición reviste dos circunstancias muy especiales y que la enaltecen; la primera es el hecho de ser auspiciada por el Ministerio de Energía y Minas y la segunda es la excelente y minuciosa labor de revisión efectuada por el Comité de Administración de los Recursos para Capacitación «CAREC», del Ministerio de Energía y Minas.

Luis F. Cáceres Graziani

PROLOGO A LA PRIMERA EDICION

Este libro tiene como objetivo propiciar una cultura gasífera en el Perú, sintetizando aspectos de mayor interés que brinda este recurso como fuente de energía.

En la actualidad el Gas Natural es, dentro del sector energético, el combustible de mayor crecimiento en el mundo por las ventajas que ofrece su uso industrial, siderúrgico, petroquímico, doméstico y como fuente generadora de electricidad.

La energía es esencial para lograr el anhelado desarrollo industrial y su importancia supera, en muchos casos, a la materia prima.

Si bien se trata de explicar en la forma más simple lo esencial sobre el Gas Natural, indudablemente está latente en cada página de este libro el inmenso Yacimiento de Gas de Camisea, cuya explotación contribuirá a un cambio en nuestros hábitos, tanto en lo industrial como en lo doméstico.

Luis F. Cáceres Graziani

EL GAS NATURAL

INDICE

CAPITULO	PAG.
I Gas Natural – Generalidades	13
II ¿Qué es el Gas Natural?	17
III Orígenes del Gas Natural	21
IV Unidades de Medida en el Gas Natural	25
V Reservas de Gas Natural – Definiciones	31
VI Reservas de Gas Natural en el Mundo	35
VII Reservas de Gas Natural en el Perú	45
VIII Utilización del Gas Natural	57
IX Protección del Medio Ambiente	67
Anexo A Sistema legal de unidades de medida del Perú (SLUMP)	73
Anexo B Equivalencias de las unidades de medida	81
Anexo C Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural	85



Fotografía cortesía: Prom Perú

GAS NATURAL – GENERALIDADES

En la actualidad existen más de 70 países productores de gas natural que utilizan este insumo para su desarrollo industrial logrando una mayor competitividad debido a las muchas ventajas que el gas natural ofrece.

El gas natural es la fuente de energía más ventajosa porque, además de ser un combustible limpio y de bajo costo, compite con todas las otras fuentes de energía.

En la generación eléctrica el gas compite con el petróleo, el carbón y las centrales hidroeléctricas; en el uso industrial compite con el petróleo pesado (fuel oil), el diesel y la electricidad; en el área doméstica compite con el kerosene, la electricidad, el gas licuado y otros combustibles y finalmente en el sector transportes compite con la gasolina y el diesel.

Es decir, el gas natural se adapta a las necesidades modernas y por lo tanto ofrece, a los países que lo poseen y explotan, una ventaja competitiva importante. Estas ventajas del gas natural sobre otras fuentes de energía han hecho que su utilización se incremente constantemente durante los últimos veinte años de manera que, en la actualidad, representa más del 20% de la energía que se consume en el mundo.

Debido a su bajo costo se puede anticipar que, progresivamente, los generadores eléctricos que usan petróleo o carbón irán reemplazando estos insumos por gas natural. Además en lo relativo a la inversión inicial, la generación eléctrica utilizando gas natural como fuente de energía, compite ventajosamente con una central hidráulica.

En la industria resulta una gran ventaja la posibilidad del “calentamiento directo” con gas natural que, a diferencia de un sistema de vapor, puede utilizarse como fuente de calor directamente sobre la materia prima que está siendo procesada, por ejemplo en la industria del vidrio o cerámica.

A esto habría que agregar una ventaja adicional y es el hecho que cada dispositivo de un sistema alimentado con gas natural, a diferencia de un sistema de vapor, puede ser regulado a temperaturas diferentes por lo cual un sistema a gas natural no sólo representa una economía en cuanto a consumo de energía sino que, adicionalmente, permite una mejora en el control de la calidad de los productos.

Todas las ventajas que ofrece el gas natural como fuente de energía han hecho que se ponga mayor énfasis en la búsqueda de nuevos yacimientos en el mundo y es así que en la actualidad las reservas de gas natural casi igualan a las reservas de petróleo.

La forma más económica de transportarlo es a través de redes de tuberías como sucede en todos los países que cuentan con este recurso o que lo importan, interconectando redes de tuberías, desde países vecinos como es el caso de Chile con el gas natural producido en Argentina.

Para comercializar el gas natural en mercados muy distantes se requiere convertirlo al estado líquido, almacenarlo y transportarlo en depósitos y buques especiales diseñados para este fin. Este procedimiento es por ello muy costoso.

Principales componentes del gas natural

Nomenclatura	Nombre	Estado Natural
$C_1 H_4$	Metano	gas
$C_2 H_6$	Etano	gas
$C_3 H_8$	Propano	gas licuable
$C_4 H_{10}$	Butano	gas licuable
$C_5 H_{12}$	Pentano	líquido gasificable
$C_6 H_{14}$	Hexano	líquido gasificable
$C_7 H_{16}$	Heptano	líquido
$C_8 H_{18}$	Octano	líquido

} GLP



Fotografía: Gloria Satizábal de Araneta

¿QUE ES EL GAS NATURAL?

El gas natural es un combustible fósil formado por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de reservorio, se encuentran en estado gaseoso o en disolución con el petróleo. Se encuentra en la naturaleza como «gas natural asociado» cuando está acompañado de petróleo y como «gas natural no asociado» cuando no está acompañado de petróleo.

El principal componente del gas natural es el metano, que usualmente constituye el 80% del mismo. Sus otros componentes son el etano, el propano, el butano y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano y el heptano.

La denominación de estos hidrocarburos es:

Metano (C ₁ H ₄)	Octano (C ₈ H ₁₈)
Etano (C ₂ H ₆)	Etileno (C ₂ H ₄)
Propano (C ₃ H ₈)	Propileno (C ₃ H ₆)
Butano (C ₄ H ₁₀)	Butileno (C ₄ H ₈)
Pentano (C ₅ H ₁₂)	Benceno (C ₆ H ₆)
Hexano (C ₆ H ₁₄)	Tolueno (C ₇ H ₈)
Heptano (C ₇ H ₁₆)	

Generalmente contiene 1% de impurezas como son el nitrógeno, bióxido de carbono, helio, oxígeno, vapor de agua y otras que son también de combustión limpia.

A diferencia del petróleo, el gas natural no requiere de plantas de refinación para procesarlo y obtener productos comerciales. Las impurezas que pueda contener el gas natural son fácilmente separadas por procesos físicos relativamente sencillos.

A la presión atmosférica y a igualdad de volumen, el gas natural tiene un contenido energético menor que el petróleo (mil cien veces menor), pero al comprimirse su contenido energético se incrementa, razón por la cual se transporta a presión.

El metano tiene gran variedad de usos. Principalmente sirve como insumo o combustible en la actividad industrial o como combustible en las plantas térmicas generadoras de electricidad.

El etano puede ser convertido en etileno y constituirse en insumo para la industria química.

El propano y el butano se encuentran en estado gaseoso a temperaturas y presiones normales. La mezcla del propano y del butano, sea en estado gaseoso o en estado líquido (si se enfría por debajo de 42 grados Celsius), se denomina "Gas Licuado de Petróleo" (GLP) y se comercializa en balones para su utilización en cocinas, calentadores y en otros usos industriales.

Es importante diferenciar entre el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y lo que se denomina "Líquidos del Gas Natural" (LGN) que se refiere a la combinación de propano, butano, pentano, hexano y otros condensados presentes en el gas natural.

Cuando el gas natural contiene cantidades elevadas de LGN resulta conveniente remover algunos de sus componentes, asegurando así que no se condensen en la tubería y permitiendo así que el gas cumpla con las especificaciones apropiadas para su transporte y uso posterior. El LGN tiene un valor comercial mayor que el gas metano.

Los hidrocarburos más pesados como el pentano ($C_5 H_{12}$), el hexano ($C_6 H_{14}$), y el heptano ($C_7 H_{16}$) pasan con facilidad al estado líquido y son lo que se conoce como gasolina natural o condensados.

Así como el término GLP (propano y butano) es diferente al término LGN (que se refiere a los líquidos contenidos en el gas natural), existe el término GNL que se refiere al Gas Natural Licuado.

El Gas Natural Licuado (GNL), compuesto básicamente del gas metano, es sometido a un proceso criogénico* para bajar su temperatura hasta menos 161 grados Celsius para licuefactarlo y reducir su volumen en una relación de 600 a 1 con el objeto de transportarlo hacia los centros de consumo.

Una vez transportado el GNL a su lugar de destino, se regasifica mediante vaporizadores. Este procedimiento resulta costoso.

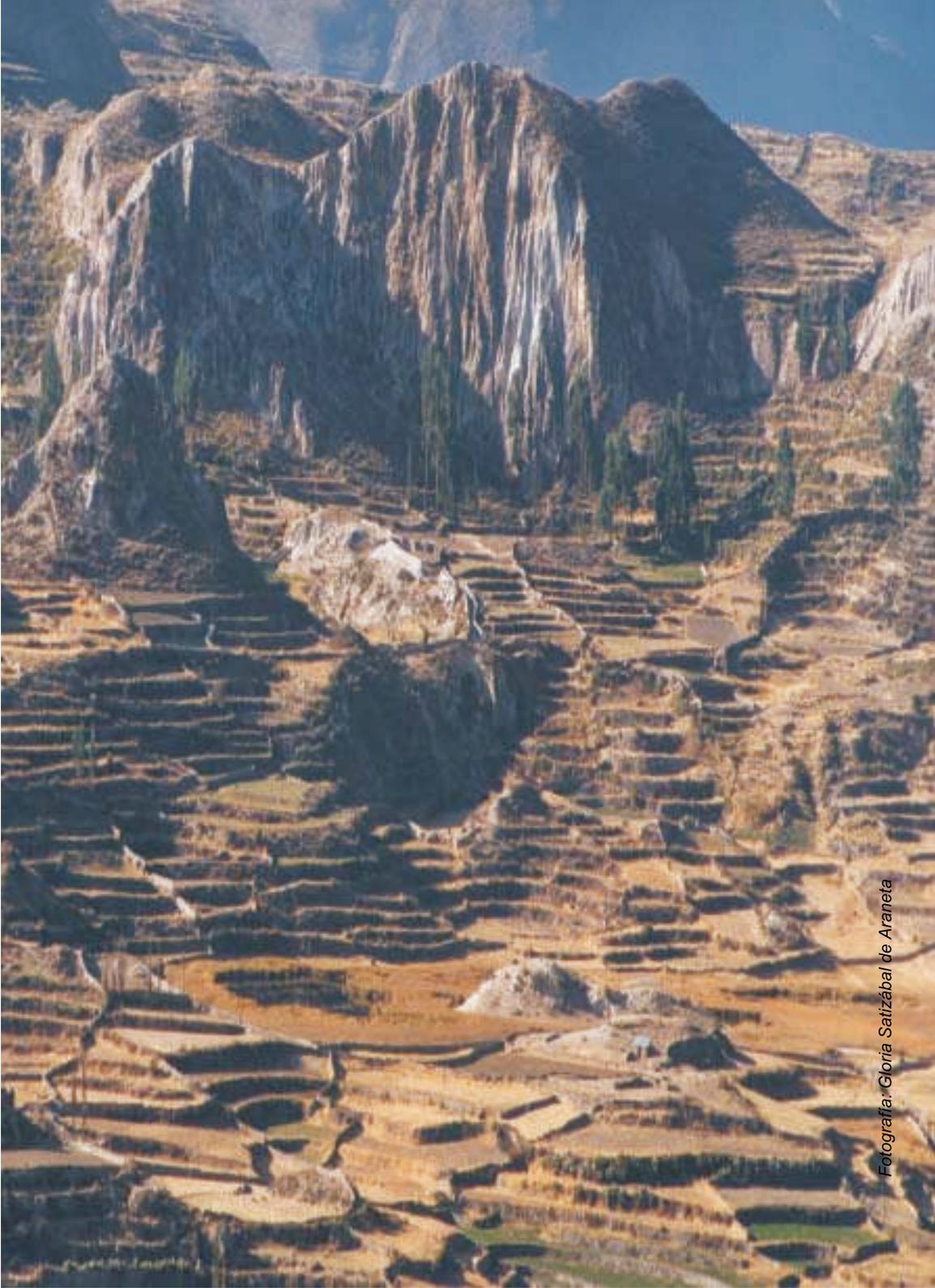
No es común licuefactar el gas, usualmente su transporte se realiza a través de los sistemas de tuberías interconectadas dentro del territorio de un país o conectadas al sistema de otro país limítrofe. Sólo se transporta el 5% en buques criogénicos, a muy baja temperatura pero a presión atmosférica.

Las instalaciones típicas de explotación de gas natural cuentan normalmente con dos tipos de tuberías que van hasta los centros de consumo:

- Una tubería para el transporte del gas natural
- Una tubería para el transporte de los líquidos del gas natural (LGN)

Las tuberías para transporte del gas natural se han ido perfeccionando a través del tiempo. Hace siglos los chinos transportaban el gas natural a través de cañas de bambú; hoy en día la calidad del acero y de las soldaduras de los gasoductos ofrece mucha mayor seguridad y garantía, de manera que el transporte del gas natural se realiza a presiones altas, que llegan hasta las dos mil libras por pulgada cuadrada.

** Criogénico se define como la tecnología de baja temperatura cuyo rango empieza en -73 °C. La baja temperatura permite lograr la licuefacción de los gases. En el caso del gas natural es de -160 °C.*



Fotografía: Gloria Satizábal de Araneta

ORIGENES DEL GAS NATURAL

El gas natural, tal como el petróleo y el carbón, es un combustible fósil. El gas y el petróleo fueron formados hace millones de años, cuando plantas y animales principalmente microscópicos, conocidos como fitoplancton y zooplancton se depositaron en el fondo del mar y fueron enterrados por sedimentos. Las capas de sedimentos fueron acumulándose, originando un incremento de la presión y temperatura, lo cual convirtió la materia orgánica en compuestos de hidrógeno y oxígeno.

El proceso de la formación de gas y petróleo, se parece al de una cocina donde las rocas son cocinadas lentamente.

Una vez formado el gas y el petróleo, debido a la presión en el subsuelo, éstos se filtraron a través de fracturas y/o el espacio poroso de las rocas, migrando hacia las partes superiores del subsuelo, alcanzando en algunos casos la superficie. Donde las condiciones geológicas fueron apropiadas, estos hidrocarburos quedaron atrapados, no como en un lago sino dentro de los poros de la roca, a la cual se le denomina reservorio.

Los reservorios de gas natural, al igual que los reservorios de petróleo, están formados por rocas porosas y permeables ubicadas en el subsuelo. Un conjunto de reservorios similares constituye un yacimiento.

El gas natural se encuentra:

- (1) En los reservorios de petróleo, donde, si el gas está disuelto o separado pero en contacto con el petróleo se le denomina Gas Asociado.
- (2) En reservorios de gas seco, cuyo nombre proviene del bajo contenido de líquidos disueltos en el gas (menor a 10 barriles de líquidos por millón de pies cúbicos de gas) en cuyo caso se le denomina Gas No Asociado.
- (3) En reservorios de gas condensado, cuyo nombre proviene por la cantidad apreciable de líquidos contenidos en fase vapor en el reservorio (entre 10 a 250 barriles de líquidos por millón de pies cúbicos de gas). A este gas también se le denomina Gas No Asociado.

Se presume que el vocablo “gas” deriva del griego “chaos” que significa caos, pues por el hecho de ser combustible, podría haber dado lugar a acontecimientos catastróficos y caóticos que se habrían atribuido a hechos sobrenaturales.

Los primeros en descubrir el gas natural fueron los chinos (600 a. de J.C.) quienes, al tratar de perforar pozos de agua salada para extraer sal, observaron la salida de un gas combustible que lograron transportar a distancia utilizando los tallos de bambú como tubería.

Los griegos y los romanos conocieron de la existencia del gas natural y lo usaron para mantener la llama eterna en sus ritos religiosos.

Existe información de haberse encontrado gas natural entre los años 1400 y 1500 en las proximidades del Mar Caspio así como en la ciudad de Grenoble en Francia.

En el año 1500 Leonardo Da Vinci estaba desarrollando equipos de perforación similares a los utilizados hoy en día.

En los Estados Unidos de América la utilización del gas natural se remonta al año 1775 pero la historia sobre la perforación de un pozo de gas natural se fija en el año 1815, en Nueva York.

En el Perú por los años de 1400 a 1600, los cronistas Pedro Cieza de León y el Padre José de Acosta registraron tradiciones orales que contaban que frente a la isla de Tumbes, al norte del río Chira, existían tribus de indios que usaban el poder calorífico del gas para calentar alimentos y también utilizaban el petróleo para alquitranar sus sogas y aparejos, calafatear sus naves e impermeabilizar sus vasijas y los techos de sus casas.

En los campos vecinos a Talara, ubicados en la costa norte del Perú, se explotaba petróleo desde 1860, siendo el Perú el primer país en iniciar esta actividad en América Latina.

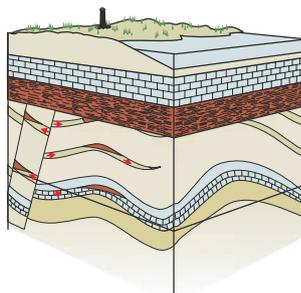
En Talara, en los albores de Siglo XX, se desarrolló la industria petrolera instalándose una refinería de petróleo y posteriormente, en la década de los 70, algunas plantas petroquímicas. Siendo frecuente en esa zona encontrar gas asociado con petróleo, tanto la Refinería como las plantas petroquímicas, aprovecharon el gas natural de la zona como combustible para hornos y generadores eléctricos y también como insumo.

Talara fue la primera ciudad del Perú en usar redes de distribución de gas natural para consumo doméstico. En la actualidad existe interés por reemplazar el viejo sistema de redes, ahora inoperativo, por otro de nueva tecnología.

El año 1998 se puso en operación el Proyecto de Explotación del Gas Natural de Aguaytía (yacimiento descubierto en la década de los 60 en la selva central). En la actualidad el gas natural proveniente de Aguaytía genera electricidad en la zona y sus líquidos extraídos, GLP y gasolina natural, permiten aumentar la oferta local de combustibles.

Es interesante destacar que el desarrollo de la industria del gas en Perú tiene tres etapas claramente diferenciadas: la primera etapa en Talara con una dimensión local reducida, la segunda etapa en Aguaytía con una dimensión regional extendida a otras áreas y la tercera con Camisea, que se desarrollará con una dimensión nacional extendida también hacia el mercado internacional.

Orígenes del gas natural



Cabe anotar que el gas natural es el combustible fósil más limpio. Es más liviano que el aire, prácticamente no contiene azufre y produce un menor "efecto invernadero" que otros combustibles como el carbón o el petróleo.



UNIDADES DE MEDIDA EN EL GAS NATURAL

Tanto para las actividades de producción como para las de comercialización del gas natural, es necesario utilizar un sistema de medidas que sea conocido y aceptado por todos los involucrados en tales actividades.

Tradicionalmente las unidades utilizadas para la medición de los hidrocarburos pertenecen al sistema de medidas anglosajón de base pie – libra. Sin embargo vemos en los últimos años que éste se está trasladando a los patrones del “Sistema internacional de unidades” (SI) de base metro – kilogramo, y es posible que haya más cambios por venir.

Justamente por ello cabe aclarar que estamos viviendo un momento de transición en cuanto al uso de unidades de medida que es importante esclarecer.

La globalización de la ciencia, la industria y el comercio puso en relieve la necesidad de tener un único patrón de unidades de medidas que nos permitiese comunicarnos inequívocamente.

En este nuevo escenario mundial, la convivencia de patrones independientes de medición confunde la comunicación porque las equivalencias pueden ser inexactas y sus abreviaturas pueden referirnos al valor de otro patrón o significado.

El crecimiento geométrico en el orden de magnitud hace indispensable evitar errores o tergiversaciones; ya no es seguro hablar de mil millones de millones o mil billones o un trillón, la necesidad nos impone el uso de unidades más manejables como un giga (1 G), un tera (1 T) o un exa (1 E).

Ante esta nueva realidad el uso del “Sistema internacional de unidades” (SI) está cobrando cada día más vigencia en el ámbito mundial.

Este “Sistema internacional de unidades” (SI), fue establecido en 1960 por la Convención General de Pesas y Medidas para darle uniformidad y coherencia a las mediciones pero es la Organización Internacional de Normalización – ISO quien regula detalladamente su aplicación práctica (ISO 1000 e ISO 31/0, etc.) inclusive contempla y estandariza las denominaciones, abreviaturas, y símbolos de las unidades propias de la medición de los hidrocarburos que no son derivadas del SI.

Si bien este Sistema se va universalizando también es cierto que no todos los países tienen el mismo grado de adecuación. Países como el Perú por ejemplo, de tradición métrica decimal que oficializó el Sistema Internacional (SI) en 1982, todavía no manejan correctamente su lenguaje. Por otro lado Estados Unidos de Norte América, tradicionalmente usuario del sistema pie – libra, sin oficializar el SI, ya sentó las políticas para la conversión de EE.UU. con la promulgación de la “The Metric Act” en 1975; el resultado en estos 25 años de trabajo es que hoy la mayor parte de la industria americana se mide y se usa en unidades SI, desde las computadoras hasta los vinos.

Muestra de la creciente tendencia del uso del SI en el área de los hidrocarburos, en la cual tradicionalmente predominó el sistema pie – libra, es que el metro cúbico está sustituyendo al pie cúbico y los prefijos mega (M) giga (G) y tera (T) están sustituyendo a los confusos million, billion y threellion americanos.

Para una cabal comprensión de este libro a continuación precisamos una relación de las unidades y reglas en los que hay cambios que pueden confundir al lector:

Metro cúbico (m³):	unidad derivada SI de volumen que está sustituyendo al pie cúbico en la literatura mundial.
Pie cúbico (ft³):	su abreviatura en los documentos de gas en inglés es “cf” pero se prevé que muy pronto se estandarice al patrón SI como el resto de la industria.
British Thermal Unit (BTU):	es el calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado fahrenheit. Es la unidad preferida en la comercialización del gas.
Caloría (cal):	es el calor requerido para elevar en un grado Celsius, un gramo de agua. (El SI señala específicamente que esta unidad no es compatible)
Joule (J):	es la energía disipada por un watt en un segundo. Es la unidad menos usada en la literatura.
Billón americano:	es igual a mil millones que equivale a 10 ⁹ , y el trillón americano es igual a un millón de millones, equivalente a 10 ¹² . En el SI un billón es igual a un millón de millones, equivalente a 10 ¹² . Para evitar estas confusiones la tendencia actual consagra los prefijos SI como prefijos de magnitud.

Trillón americano:	<p>es igual a un millón de millones, equivale a 10^{12}. El trillón SI es igual a un millón de billones, equivalente a 10^{18}. Se recomienda utilizar el prefijo o exponencial para evitar el error.</p> <p>En la actualidad la palabra “millón” se utiliza cuando se habla de dinero, cuando se trata de otras unidades se utiliza el prefijo “mega” (M) que evita las confusiones de utilizar el símbolo M como mil ó como millón o los múltiplos correspondientes.</p>
Tonelada (t):	<p>equivale a 1 000 kg .</p> <p>Tonelada corta o tonelada americana (ton US) y equivale a 907,1847 kg.</p> <p>Tonelada larga o tonelada imperial (ton UK) y equivale a 1 016,05 kg.</p>

Otro aspecto que merece resaltarse es el hecho de utilizar “la coma” para separar enteros de decimales y no “el punto”; asimismo es necesario considerar los espacios para la separación de los miles y millones.

En los anexos A y B de este libro están consignadas las tablas de unidades de medida más importantes utilizadas en la producción y comercio del gas. También se encuentran las equivalencias más utilizadas, así como las definiciones usuales en la industria gasífera para casos prácticos y no para cálculos de gran precisión, debiendo en este caso remitirse a los manuales de ingeniería que publican las grandes empresas dedicadas a la industria gasífera.

DATOS PRACTICOS

1 millón BTU= 1 000 ft³ de gas

1 millón BTU= 6.87 gal petróleo industrial

1 millón BTU= 10.2 gal de G.L.P.

1 millón BTU= 39 Kg antracita / bituminoso

1 millón BTU= 293 kWh



Fotografia cortesía: From Perú

RESERVAS DE GAS NATURAL – DEFINICIONES

Un campo de gas natural es un área que produce gas natural. Puede abarcar uno o más yacimientos e incluye también los pozos y equipos de producción que están dentro del área.

Con respecto a la definición de reservas de gas natural, se utilizan aquellas propuestas y aprobadas por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congressess) aceptadas por casi todos los países del mundo. El Perú es miembro de ambas organizaciones.

De acuerdo al grado de incertidumbre, las reservas pueden clasificarse en:

- Reservas Probadas
- Reservas Probables
- Reservas Posibles

Las Reservas Probadas de gas natural son las cantidades -de estos hidrocarburos- estimadas sobre la base de las informaciones geológicas y de ingeniería obtenidas mediante métodos confiables que demuestran, con razonable certeza, que pueden ser comercialmente recuperables.

Las Reservas Probables son cantidades estimadas sobre la base de las informaciones geológicas y de ingeniería obtenidas mediante métodos confiables, cuyo análisis sugiere la probabilidad de su existencia y recuperación futura, pero sujeta a incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación.

Las Reservas Posibles son las reservas no probadas y que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que tienen menor probabilidad de ser recuperables que las reservas probables.

En un campo de gas natural pueden existir reservas probadas, probables y posibles pero es incorrecto sumarlas entre sí porque se estaría sumando diferentes grados de incertidumbre.

También existe el concepto de Recurso; tanto la SPE como el WPC coinciden en definirlo como toda la cantidad de hidrocarburo que se encuentra originalmente en el subsuelo (in-situ), considerándose a las reservas como el sub-conjunto recuperable comercialmente.

Las reservas de gas natural se miden en millones de metros cúbicos o pies cúbicos.

Se presenta a continuación una tabla de conversión de volumen

	M ³	ft ³	UK gal	US gal	bbl
1 metro cúbico (m³)	1	35,3147	219,969	264,17	6,28976
1 pie cúbico (ft³)	0,028317	1	6,2288	7,4805	0,178107
1 UK galón imperial (UK gal)	0,004546	0,160544	1	1,2009	0,028594
1 galón americano (US gal)	0,003785	0,133681	0,83268	1	0,02381
1 barril US (bbl)	0,158988	5,61146	34,9726	42	1

Nota: todavía circula literatura que usa el símbolo cf para denominar al pie cúbico

La conversión de m³ o ft³ de gas natural a barriles de petróleo equivalentes es muy utilizada en las estadísticas de energía mundial. Usualmente la energía total de un país, de una zona, o del mundo se mide en barriles de petróleo equivalentes; pero se debe tener presente que es la conversión de la energía equivalente la que hay que considerar para fines comparativos ante varias fuentes energéticas.

	1 barril de petróleo equivalente (boe)	1 tonelada de carbón equivalente (tce)	1 tonelada de petróleo equivalente (ton oe)	1 tonelada de diesel equivalente
10 ⁶ BTU gross	5,8	27,337	43	41,4
10 ⁶ kcal gross	1,462	6,888	10,836	10,433
boe	1	4,713	7,414	7,138
ton oe	0,1349	0,6357	1	0,9628
tce	0,21217	1	1,5730	1,5144
ft ³ de gas natural	5 800	27 337	43 000	41 400
m ³ de gas natural	155,5	732,9	1152,8	1109,9
kWh	1 700	8 012	12 602	12 133
GJ	6,12	28,84	45,37	43,68

Gross indica la cantidad bruta de calor generado



RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

Al revisar las estadísticas referidas a las reservas de gas natural de diversos países del mundo, nos encontramos con varios aspectos que pueden confundir la comparación y que están vinculados a las unidades de medida empleadas.

El primero de ellos se presenta al utilizarse la palabra trillones o billones sin indicar el exponente correspondiente o el prefijo SI.

Otro aspecto se refiere al hecho de que algunos países miden sus reservas de gas en pies cúbicos y otros en metros cúbicos.

Por último es necesario señalar con claridad si las reservas se refieren al potencial de reservas o únicamente a las reservas probadas.

Aproximadamente el 75% de las reservas de gas natural están compuestas por "gas no asociado".

De acuerdo con las cifras publicadas por la revista World Oil en agosto de 1999, las reservas probadas de gas natural en el mundo, estimadas para fines de 1998, son del orden de 145×10^{12} metros cúbicos (145 Tm^3). Esto corresponde a $5\,149 \times 10^{12}$ pies cúbicos ($5\,149 \text{ Tft}^3$).

Estas reservas de gas natural en el mundo equivalen a 800×10^9 barriles de petróleo (800 Gbbl), que representan las cuatro quintas partes de las reservas probadas de petróleo en el mundo.

En la comparación que se hace de las reservas de gas natural, con respecto de otras fuentes energéticas como el petróleo, el carbón, las hidroeléctricas, etc., se utiliza el petróleo como referencia en la equivalencia energética.

Consumo energético mundial

En lo referente al uso de la energía en el mundo, el gas natural tiene una importante participación de 23% en el consumo energético total.

Las fuentes principales de energía y sus porcentajes de participación en el consumo energético en el ámbito mundial son las siguientes:

Petróleo	40%
Carbón	27%
Gas	23%
Nuclear	7%
Hidráulica	3%

Estos porcentajes han sido calculados después de ser convertidos, todos ellos, a barriles de petróleo equivalentes.

La producción anual de gas natural es del orden de $2\,158 \times 10^9$ metros cúbicos ($2\,158 \text{ Gm}^3$).

Los 10 primeros países productores de gas difieren de los que tienen las mayores reservas de gas, como se puede ver en los cuadros siguientes:

También difiere la relación entre los principales consumidores que no son, necesariamente, los primeros productores del recurso; los países europeos son, por ejemplo, grandes consumidores de gas y no son grandes productores.

A continuación se muestra cómo está distribuida la producción mundial de las cuatro fuentes energéticas más importantes: el petróleo, el gas natural, las hidroeléctricas y el carbón.

Países productores de gas natural

Nº	País	Tft /año
1	Rusia	20,17
2	E.E.U.U.	18,90
3	Canadá	5,84
4	Reino Unido	3,24
5	Países Bajos	2,98
6	Argelia	2,47
7	Indonesia	2,37
8	Uzbekistán	1,73
9	Irán	1,60
10	Noruega	1,60

Países con reservas de gas natural

Nº	País	Tft /año
1	Rusia	1 705,0
2	Irán	812,2
3	Qatar	270,0
4	Emiratos Arabes Unidos	208,8
5	Arabia Saudita	208,0
6	E.E.U.U.	167,2
7	Venezuela	145,5
8	Argelia	139,5
9	Indonesia	137,8
10	Iraq	112,6

Se muestra en estos cuadros el porcentaje de participación de cada fuente energética en los países más importantes o grupo de países. Se incluye a la energía nuclear que supera a la hidroeléctrica.

Producción total de energía,

en miles de barriles de petróleo petróleo equivalente, por día.

	Miles de barriles/día
Petróleo	65 039
Gas	39 916
Carbón	43 395
Nuclear	11 718
Hidro y otros	13 142
Total	173 210

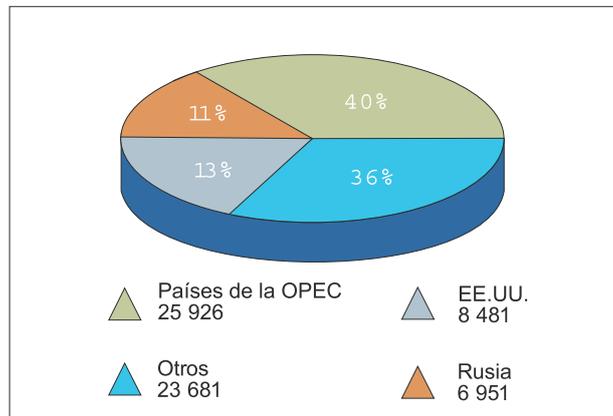
Consumo mundial de energía,

en toneladas de combustible equivalente a 7 804 mega toneladas / año.

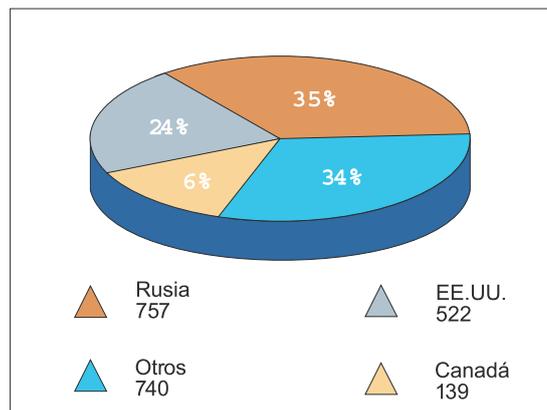
Petróleo	3 122 t	40%
Carbón	2 107 t	27%
Gas	1 795 t	23%
Nuclear	546 t	7%
Hidráulica	234 t	3%

El desarrollo gasífero en América Latina merece un análisis cuidadoso y permite establecer comparaciones que pueden ser de provecho en un plan de desarrollo de nuestro país.

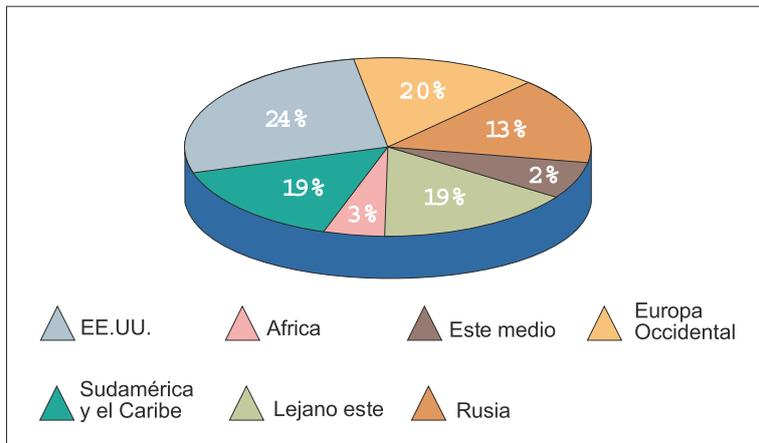
Producción mundial de petróleo (65 039 miles de barriles por día)



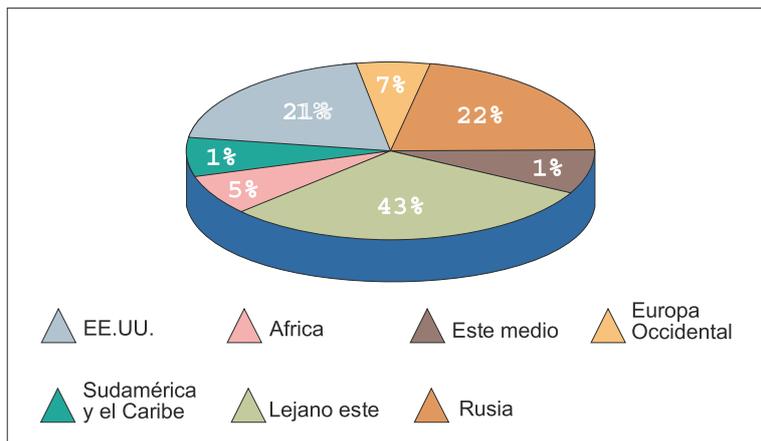
Producción mundial de gas (2 158 x 10⁹ m³ anuales)



Producción hidroeléctrica mundial (2 460 terawats hora)



Producción mundial de carbón (4 398 mega toneladas anuales)



El gas natural como recurso energético debe ser aprovechado prioritariamente para el desarrollo del propio país; su exportación se justifica económicamente con el tendido de gasoductos hacia países vecinos.

La experiencia gasífera de México, Venezuela, Argentina, Colombia y últimamente Chile puede contribuir en mucho a desarrollar en el Perú un plan gasífero eficiente.

América Latina tiene una producción anual de gas del orden de 110×10^9 m³/año

Los países con mayor producción de gas natural en Latinoamérica son:

- México que ocupa el primer lugar y cuya producción de gas se inició antes de 1938.
- Venezuela que ocupa el segundo lugar, muy próximo a México, inició su desarrollo gasífero en 1986.
- El tercer lugar le corresponde a Argentina.
- Colombia, que ocupa el cuarto puesto, inició su desarrollo gasífero en la zona de la Guajira en el año 1974.

Bolivia, por su situación de país limítrofe con el Perú y por la influencia que puede tener su red gasífera de exportación en el Mercosur, merece una explicación más amplia.

Bolivia poseía oficialmente para fines de 1998, reservas probadas de $5,3 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ ($5,3 \text{ Tt}^3$) (World Oil, agosto 1999). Durante 1999 se efectuaron los descubrimientos de los campos Itau, Margarita, San Alberto y San Antonio (Sabalo), con reservas estimadas para estos 4 campos en $19,1 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ ($19,1 \text{ Tt}^3$); un alto porcentaje de este volumen es considerado probable debido a que sólo se ha perforado un pozo en cada uno de los campos y se requiere de la confirmación del volumen. En la actualidad las reservas de gas natural son de 51 trillones de pies cúbicos, lo que ubica a ese país en tercer lugar en Latinoamérica.

La historia gasífera de Bolivia tiene 60 años pero el primer hecho concreto fue la construcción de un gasoducto de 530 km a la Argentina que comenzó a operar en 1972 con un contrato a 20 años pero se dio por concluido en 1992 porque las reservas de gas de Argentina se incrementaron.

Mientras tanto Bolivia firmó un contrato con Petrobrás de Brasil para construir un gasoducto de 3 150 km desde Santa Cruz a Sao Paulo a un costo de dos mil millones de dólares. Este gasoducto ha entrado en operación el 01 de julio de 1999 con una exportación inicial de 78 mega pies cúbicos por día, debiendo llegar en el 2005 a los 1 000 mega pies cúbicos diarios.

Bolivia ha solicitado el tendido de una tubería a llo para transportar su excedente de líquidos de gas natural para colocarlo en el mercado de exportación, no descartándose la posibilidad del mercado peruano.

El esfuerzo demostrado por Bolivia para convertir en realidad la exportación de gran parte de su producción de gas natural hacia Brasil, unido al hecho de haber incrementado sus reservas, le restan posibilidades de exportación a nuestro gas natural. Más aún, Bolivia podría abastecer con gas al norte de Chile.

El gobierno boliviano se encuentra analizando el proyecto para llevar el gas natural a un puerto del Pacífico (Perú o Chile) e instalar una planta de

licuefacción del gas natural para convertirlo en líquido y poder transportarlo al mercado de California - USA. Las opciones son: el puerto de Ilo en el Perú o los puertos de Iquique y Antofagasta, en Chile.

Chile tiene reservas muy limitadas de gas y se ha asociado con Argentina para abastecer de gas natural a toda su zona central. Existen otros dos gasoductos para abastecer el norte de este mismo país. De esta forma Chile está resolviendo su problema energético sin depender de las centrales hidroeléctricas que no pueden operar a plena capacidad en determinadas estaciones del año.

Argentina es hoy, en el mundo, el país con mayor porcentaje de uso de gas dentro de su «matriz» energética. Cabe observar cómo el cambio de hábitos de consumo propiciado por la difusión de una «cultura de uso masivo de gas» puede impulsar el rápido aumento de la demanda de este combustible.



Fotografia cortesía: Plus Petrol

RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL PERU

En el Perú existen reservas de gas natural en la zona noroeste (Talara) y en el zócalo continental de esa misma zona; también se ha encontrado gas natural en la zona de selva, en Aguaytía. En ambos casos el gas natural se encuentra en explotación, tal como se ha mencionado anteriormente.

En la selva peruana se extrae petróleo que posee gas asociado pero en volúmenes menores.

El cuadro de las reservas probadas de gas natural en el Perú, reportadas para fines de 1999, se puede resumir en lo siguiente:

Zona	Reservas en ft ³	Reservas en M ³
Noroeste (Talara)	0,16 x 10 ¹²	0,005 x 10 ¹²
Zócalo Continental Norte (Talara)	0,14 x 10 ¹²	0,004 x 10 ¹²
Este (Aguaytía)	0,29 x 10 ¹²	0,008 x 10 ¹²
Sureste (Camisea y otros)	8,11 x 10 ¹²	0,230 x 10 ¹²
TOTAL :	8,70 x 10 ¹²	0,247 x 10 ¹²

El volumen total de reservas probadas de gas natural en el Perú a fines del año 1999 es de $8,70 \times 10^{12}$ pies cúbicos de gas ($0,250 \text{ Tft}^3$). Las reservas probables de gas natural, referidas a fines de 1999 son de $7,1 \text{ Tft}^3$ y las reservas posibles son de $10,64 \text{ Tft}^3$.

Refiriéndonos a las reservas de gas natural de la zona de Talara en el noroeste, cuyo volumen es significativo para la zona, diremos que se trata en un alto porcentaje de gas asociado y por lo tanto difiere del de Camisea, que es un gas natural no asociado. La producción de gas del noroeste se consume en esa misma zona.

Influencia del desarrollo del gas natural en el Perú



La otra reserva de gas natural en el noroeste es la existente en el zócalo. Los yacimientos petrolíferos ubicados en el zócalo fueron descubiertos por Belco Petroleum Co. en 1955 y contienen gas asociado.

Las reservas de gas natural de Aguaytía están ubicadas en la selva central relativamente cerca de la ciudad de Pucallpa. El yacimiento de gas natural de Aguaytía constituye el primer desarrollo industrial y comercial integrado de un campo de gas en el Perú.

El gas de Aguaytía fue descubierto en 1961 por Mobil Oil Co. del Perú y luego revirtió al Estado, hasta el año 1993 en que Maple Gas Corporation obtuvo, en licitación internacional, los derechos de explotación por 40 años.

Maple Gas Corporation ha constituido la empresa Aguaytía Energy que ha efectuado las siguientes operaciones:

- Perforación de cinco pozos durante 1997 para la extracción de gas y condensados.
- Construcción y operación de una planta de procesamiento e instalaciones para separación de líquidos, lo que permite obtener gas licuado de petróleo (GLP) y gasolinas en volumen equivalente a 3 800 barriles diarios.
- Instalación de un ducto de 210 km , de Aguaytía a Pucallpa, para el gas natural y otro ducto de 112 km, de Aguaytía a Neshuya, para el transporte de los líquidos de gas natural (LGN).

Las facilidades e infraestructura construídas por MAPLE están diseñadas para obtener volúmenes de gas entre 55 a 65 mega pies cúbicos por día (Mft³), gas al cual le son extraídos los líquidos.

Este proyecto cuenta con una central termoeléctrica de 160 MW que consume 36 Mft³ de gas por día. La energía eléctrica se envía a Paramonga, en la costa, por una línea de transmisión eléctrica que tiene una longitud aproximada de 400 km .

Lo interesante es que el gas licuado de petróleo (GLP) de Aguaytía, en la actualidad también llega a Lima, sin existir tubería alguna. Se traslada por intermedio de camiones tanques de GLP perfectamente acondicionados, que cruzan la cordillera y que en su primer año de operación han transportado más de 15 millones de galones de GLP al mercado de Lima.

La producción de los últimos 10 años de los yacimientos de gas natural en el Perú, aun sin incluir Camisea, ha sido la siguiente:

1989	39 785	x 10 ⁶ ft ³
1990	38 070	x 10 ⁶ ft ³
1991	35 770	x 10 ⁶ ft ³
1992	32 245	x 10 ⁶ ft ³
1993	33 909	x 10 ⁶ ft ³
1994	35 405	x 10 ⁶ ft ³
1995	35 332	x 10 ⁶ ft ³
1996	34 733	x 10 ⁶ ft ³
1997	37 668	x 10 ⁶ ft ³
1998	50 042	x 10 ⁶ ft ³

En el año 1999 el consumo de gas natural en el Perú representó un promedio diario de 40,2 Mft³ . Para el año 1998 fue de 44,7 Mft³ diarios. En estos volúmenes se incluye el inicio de la explotación del gas natural por Aguaytía Energy en la selva central.

En el caso de la costa, zona noroeste, la venta de gas corresponde a las empresas Pérez Companc del Perú S.A., Graña & Montero Petrolera S.A. y Sapet Development Perú Inc, Sucursal del Perú. Las tres en conjunto venden un aproximado de 11 Mft³ por día.

En el zócalo continental el único productor es Petrotech Peruana S.A. que suministra alrededor de 20 Mft³ por día a la Empresa Eléctrica de Piura.

Las reservas de gas natural del área de Camisea representan el volumen más importante del país y nos coloca, sin considerar a Bolivia, en el cuarto lugar latinoamericano en cuanto a reservas probadas de gas natural, detrás de México, Venezuela y Argentina.

Las reservas de gas natural y condensados del área de Camisea están ubicadas en la Cuenca del Río Ucayali, en el lado oriental de la Cordillera de los Andes, en el departamento del Cuzco, en el valle del bajo Urubamba, provincia de La Convención, distrito de Echarate.

En esa área, los primeros yacimientos de gas natural descubiertos, fueron los de San Martín, Cashiriari y Mipaya.

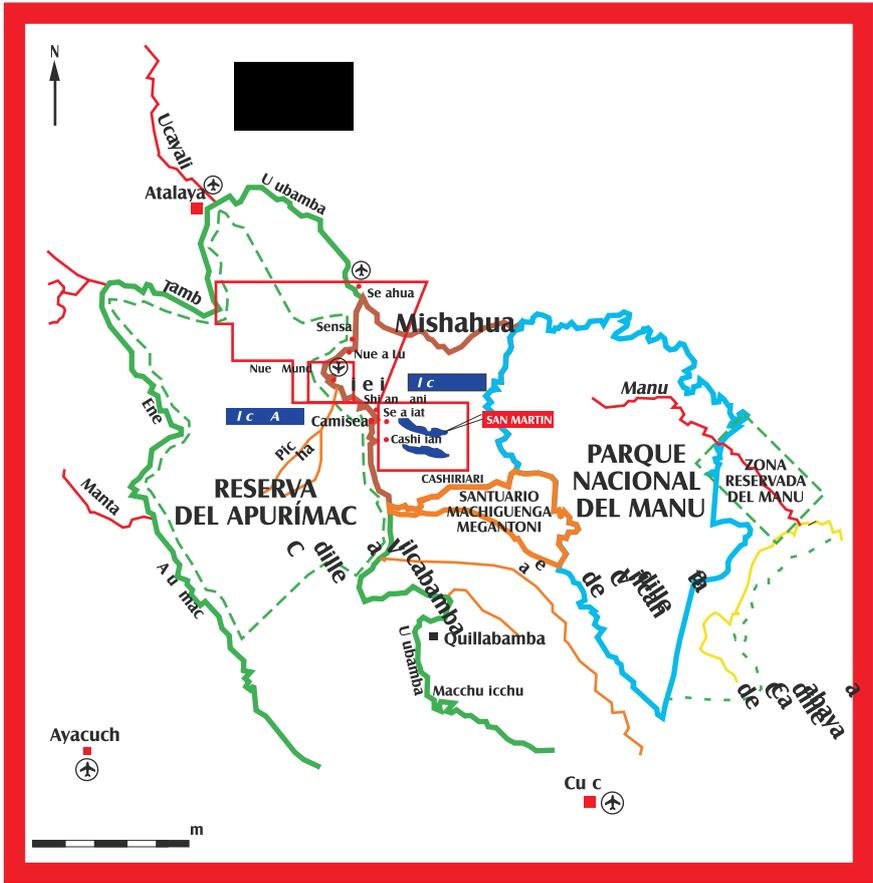
En zona contigua se descubrió posteriormente el yacimiento de Pagoreni y en el año 1998 el grupo integrado por Mobil Exploration and Producing Peru, Inc., ELF Petroleum Peru B.V. y ESSO Exploration and Peru encontró el yacimiento de Candamo, en el lote 78.

Cabe mencionar que en este libro no se hace mayor referencia al traslado del gas natural a la costa por estar en proceso la licitación correspondiente. A continuación se describe la zona gasífera de los yacimientos Cashiriari y San Martín ubicados en el área de Camisea, se explica el volumen de reservas de gas natural en el país y se hace una breve reseña del descubrimiento de los yacimientos.

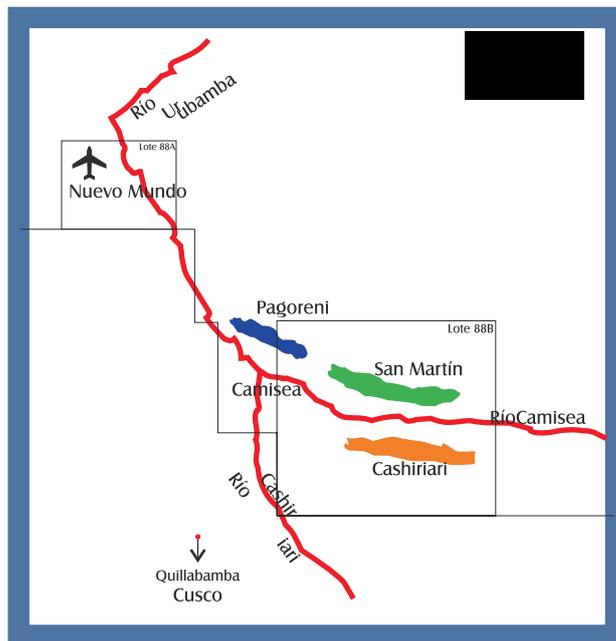
Los yacimientos de Cashiriari y San Martín se encuentran localizados en las cercanías de la comunidad nativa de Camisea en el departamento del Cuzco.

San Martín tiene una longitud de 25 km y 5,5 km de ancho y Cashiriari 35 km de longitud y un ancho de 5 km . La separación entre ambos es de 7 km aproximadamente.

Mapa de la zona de influencia del As de Camisea



Ubicación de Camisea



CAMISEA	
DEPARTAMENTO:	Cusco
PROVINCIA:	La Convención
DISTRITO:	Echarate
CAMISEA:	Latitud: 11° 45' S Longitud: 73° 05' W

Como reservas probadas, el Ministerio de Energía y Minas consideró en el año 1999, la cantidad de $8,1 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ ($8,1 \text{ Tft}^3$) y estas reservas comprenden los yacimientos de San Martín y Cashiriari. Adicionalmente, dicho Ministerio estima unas reservas probadas de Líquidos de Gas Natural en estos dos yacimientos de 567 mega barriles. La magnitud de estas reservas de líquidos es muy significativa, observemos que las reservas encontradas en la selva peruana desde 1970 a la fecha han acumulado más de 750 mega barriles y se espera recuperar unos 150 mega barriles adicionales de reservas probadas. Otro aspecto para tener presente es que los líquidos de los yacimientos de Camisea son hidrocarburos livianos de alta demanda y no petróleo crudo, por lo que su valor es superior a éste.

Se puede estimar, dentro de márgenes aceptables, que las reservas probadas recuperables de gas natural y de líquidos del gas natural en los yacimientos Cashiriari y San Martín de Camisea son:

Gas natural	$8,1 \times 10^{12} \text{ ft}^3$	equivalente a $0,23 \times 10^{12} \text{ m}^3$
Líquidos de gas natural	567	mega barriles
Petróleo equivalente (total)	1 918	mega barriles

La historia del gas de Camisea comienza en julio de 1981, cuando PETROPERU S.A. suscribió dos contratos por los lotes 38 y 42 ubicados en la cuenca del río Ucayali, en la selva sur del país, con la Compañía Shell Exploradora y Productora del Perú B.V., Sucursal del Perú.

Entre 1983 y 1987, en cumplimiento del programa mínimo de trabajo y como resultado de la perforación de 06 pozos exploratorios en ambos lotes, la Cía. Shell asociada con la Cía. Phillips, descubrió los yacimientos de gas y condensados de San Martín, Cashiriari y Mipaya en el área de Camisea.

En agosto de 1988 se dio por concluida la negociación del contrato con la Cía. Shell por no llegarse a un acuerdo para la explotación del gas natural descubierto.

Luego de un período de espera de casi seis años, el Gobierno Peruano decidió reiniciar conversaciones con la Cía. Shell que culminaron con la firma de un Convenio de evaluación del potencial existente en los yacimientos de San Martín, Cashiriari y Mipaya.

En mayo de 1995, en aplicación del Convenio de Evaluación, se dio comienzo a las negociaciones sobre la base del estudio de factibilidad. En mayo de 1996 se suscribió el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en los Lotes 88A y 88B entre PERUPETRO S.A. y Shell Prospecting and Development (Perú) B.V. Sucursal del Perú asociada con Mobil Exploration and Producing Peru Inc., Sucursal Peruana.

Entre los años 1997 y 1998 el Consorcio Shell-Mobil perforó 03 pozos de los cuales extrajo 603 m de núcleos del subsuelo (muestras de los reservorios) con el objeto de estudiarlos.

En julio de 1998 el Consorcio entregó los estudios sobre “Drenaje de los reservorios” y el “Plan inicial de desarrollo de los yacimientos”, con lo cual completaba las obligaciones del primer período del contrato y comunicó su decisión de no continuar en el segundo período, por lo que el contrato quedó legalmente resuelto.

En toda el área de Camisea se cuenta con aproximadamente 3 000 km de líneas sísmicas procesadas para determinar principalmente las características estructurales del subsuelo.

Se ha determinado que Camisea es un conjunto de yacimientos de gas natural no asociado y que la relación entre líquidos de gas natural y gas natural es de 55 a 75 barriles por mega pies cúbicos de gas. Esto le da mayor valor al proyecto al considerarse una reserva de líquidos con posibilidades de producir más de 100 mil barriles diarios. Si se tiene en cuenta que la producción de petróleo en el país es del orden de los 100 mil barriles diarios, se puede apreciar que solamente los condensados podrían alcanzar un volumen similar a la producción actual de petróleo crudo del país.

Resumiendo, se puede decir que las reservas probadas oficiales para fines de 1999 del área de Camisea, en energía equivalente, fueron de 1 918 mega barriles de petróleo, prácticamente seis veces nuestras reservas actuales de petróleo.

Los hidrocarburos en Camisea se encuentran en el subsuelo en estado gaseoso (gas natural no asociado). Las pruebas efectuadas con los condensados han determinado que poseen un importante porcentaje de propano, butano y condensados, ésto le da un mayor valor comercial a los líquidos de gas natural.

Por los estudios ya realizados se estima que el gas natural del Proyecto de Gas de Camisea está constituido por 80% de gas metano, 10% de etano, 4% de propano, 2% de butano y 3% de pentano. Estos porcentajes se muestran gráficamente en la ilustración adjunta.

Los porcentajes de propano y butano y otros condensados encontrados en el gas natural de Camisea le dan mayor valor al gas natural de este yacimiento.

En vista de que no existen objeciones técnicas para llevar adelante la explotación del gas natural de Camisea en los yacimientos de Cashiriari y San Martín, se debe replantear algunos aspectos del desarrollo del proyecto con el fin de conseguir el mayor beneficio para el país en un proyecto de esta magnitud. El 9 de Agosto del 2000 se firmó el contrato con Pluspetrol para la explotación del gas de Camisea.

A continuación se expresan algunos conceptos que tienen la finalidad de reiterar la importancia de la explotación del gas natural de Camisea en la zona de los yacimientos de Cashiriari y San Martín y todo lo que representa para el país, justificándose por ello el análisis cuidadoso de las decisiones que se tomen en relación con este Proyecto.

Las exploraciones realizadas en los últimos 30 años en el Perú, buscando petróleo, no han logrado obtener los resultados esperados, es decir, el descubrimiento de nuevas reservas comercialmente explotables.

La producción nacional de petróleo es inferior a nuestros requerimientos y este déficit se irá incrementando, en razón a una menor producción y a un aumento constante de la demanda.

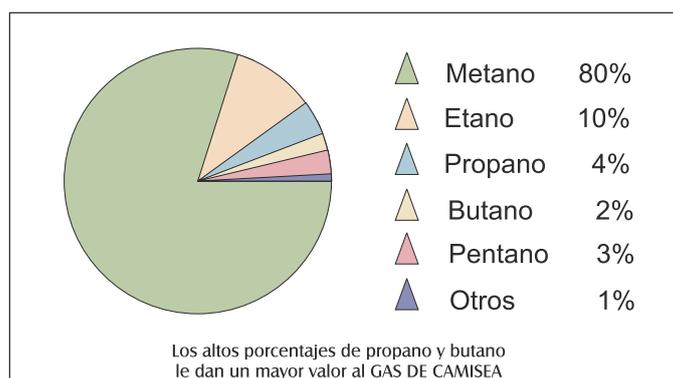
Para ser competitivos, dentro de un mundo globalizado y de libre mercado, no sólo se requiere contar con materias primas sino transformarlas en productos terminados; para ello se requiere de un elemento vital como es la energía, y el gas de Camisea significa la energía necesaria.

El desarrollo de una adecuada política gasífera está en razón directa del entendimiento cabal de que el gas, como fuente de energía, facilitará el real desarrollo del país.

Esta energía gasífera deberá ser adecuadamente utilizada, ya sea como insumo para la industria siderúrgica y la industria petroquímica o como combustible para la generación eléctrica o para su utilización en hornos de calentamiento en la industria.

Adicionalmente el gas natural cumplirá un importante papel en el consumo energético doméstico y en la sustitución de combustibles en nuestro parque automotor.

Componentes del gas de Camisea





Fotografía cortesía: Corp. Aceros Arequipa

UTILIZACION DEL GAS NATURAL

El gas natural representa para la industria una fuente energética con grandes ventajas sobre otras fuentes, tanto por su bajo costo como por su calidad y limpieza.

La utilización del gas natural para el desarrollo de un país involucra no sólo el gas natural en sí, también comprende los líquidos de ese gas natural tales como el gas licuado de petróleo (GLP), el etano y otros como el hexano y la gasolina natural; en otras palabras hay que tener en cuenta ambos

- Gas natural
- Líquidos del gas natural

El gas natural puede utilizarse como combustible o como insumo para obtener otros productos.

Como combustible su uso más generalizado es en centrales térmicas generadoras de electricidad. El otro uso es en la industria que lo utiliza en hornos en general, de acuerdo a sus propias necesidades. En el caso del Perú la utilización del gas natural en centrales térmicas representaría no menos del 50% de su mercado.

Para la generación de energía en centrales termoeléctricas se usan dos tipos de generadores. El primero se denomina de ciclo simple y en este caso el gas se quema para producir vapor y éste impulsa una turbina que es la generadora de electricidad, luego los gases de la turbina escapan a la atmósfera. En la tecnología de generación de electricidad mediante una turbina de ciclo simple la eficiencia es del orden del 35%.

En caso de utilizarse la tecnología del ciclo combinado la eficiencia es de 60%. En ésta, los gases de escape producidos por la combustión se recuperan y retornan a una caldera a vapor que a su vez genera electricidad.

Las centrales termoeléctricas a gas natural ofrecen una serie de ventajas sobre otros sistemas de generación eléctrica, pudiendo enumerarse las siguientes:

- La inversión inicial es menor
En una central termoeléctrica a gas natural la inversión es del orden de US\$ 500 por kW instalado, contra una inversión no menor de US\$ 1 000 por kW instalado en una central hidroeléctrica.
- El tiempo de desarrollo del proyecto es menor:
Desarrollar un proyecto de generación termoeléctrica demora entre seis meses a un año, mientras que la puesta en marcha de una central hidroeléctrica toma no menos de cinco años.
- La recuperación del capital se da en un tiempo menor.
- La infraestructura es mucho menor pues no se requieren carreteras de acceso.
- Los costos operativos son menores.
- El impacto ambiental es menor
- Las centrales termoeléctricas no son afectadas por las sequías, que sí afectan a las centrales hidroeléctricas, hasta paralizarlas, en algunos casos, por falta de agua.

En conclusión, las centrales térmicas a gas natural son, por su economía y limpieza, las llamadas a desplazar a las otras fuentes energéticas tales como el petróleo, el carbón y en algunos casos las hidroeléctricas.

En lo que respecta a la utilización del gas natural como fuente de calor en la industria puede señalarse que cubre un amplio campo de aplicación, desplazando al petróleo o al carbón con ventajas económicas y ambientales.

El empleo del gas natural para la generación de vapor en calderos está ampliamente difundido en el mundo y la conversión de un caldero a este combustible es bastante simple.

La principal ventaja industrial en la utilización del gas natural sobre el vapor es su “Eficiencia Térmica” que se puede explicar por el hecho de reemplazarse las tuberías de vapor, que van a un punto de uso determinado, por aparatos individuales que producen calor directamente en el punto de uso y en el momento que se requiera. Se encienden cuando se necesita, lográndose así una economía que es imposible de obtener con una red a vapor que tiene que estar, toda ella, operativa con las pérdidas de calor que se originan.

Esta eficiencia térmica permite mejor regulación de temperaturas e incluso regular temperaturas diferentes para puntos diferentes con lo cual se contribuye a una mejor calidad del producto y una economía energética que redundan en un menor costo.

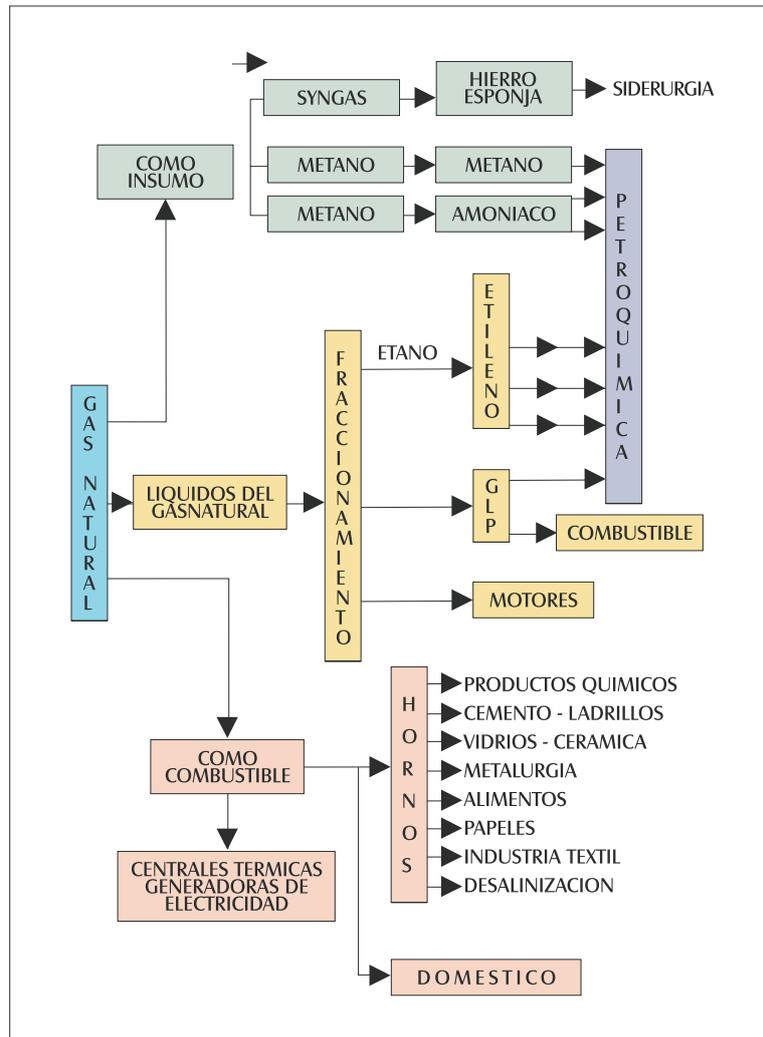
Existen diversas variedades de hornos a gas que operan en función de la temperatura especificada, por lo que hay hornos para alta, media y baja temperatura.

Dentro de los primeros están aquellos para industrias como la del cemento, ladrillos, vidrio, cerámica, etc. Entre los hornos de temperatura media están algunos para la producción de alimentos. Entre los hornos de temperatura baja se puede citar los requeridos por la industria del papel, el secado de vegetales, la industria textil y también la desalinización del agua de mar; en lo doméstico, la calefacción, las cocinas, etc.

Una red de distribución de gas natural en una industria, con dispositivos individuales para producir calor en el punto requerido y a la temperatura requerida, ofrece más ventajas que un sistema de redes a vapor.

La utilización del gas natural en los hornos de calentamiento, que tiene la industria para diversos usos, reduciría notablemente las importaciones de petróleo y como ventaja adicional, se reduciría la contaminación ambiental.

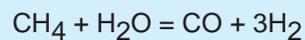
Es uema de utilización del gas natural



En caso de utilizarse el gas natural como insumo, éste se emplearía para la obtención del hierro esponja en la industria siderúrgica y también en el desarrollo de la industria petroquímica.

La conversión del principal componente del gas natural, el metano, en gas de síntesis Syngas mediante un proceso de “reformación” con vapor de agua, permite utilizar este gas para crear una atmósfera de reducción que convierte al mineral de hierro, en contacto con el Syngas, en lo que se denomina “hierro esponja”, que viene a ser un mineral de hierro reducido (liberado del oxígeno).

Químicamente la producción del gas Syngas se realiza mediante el siguiente proceso:



En la industria siderúrgica mundial, con el auge cada vez mayor en la utilización del horno eléctrico para la fabricación del acero, el hierro esponja se ha convertido en la materia prima preferida para el reemplazo de la chatarra de acero porque no contiene los “residuales” que sí tiene la chatarra.

Si nos referimos al consumo de gas natural en la fabricación del acero, en la industria de algunos países latinoamericanos que poseen este recurso natural como México, Venezuela o Argentina, el sector siderúrgico representa entre el 40% y el 45% del consumo de gas natural en la industria de su país y este alto porcentaje se debe a sus plantas de hierro esponja que consumen gas natural.

Resumiendo los conceptos ya emitidos con respecto a la industria siderúrgica, es pertinente mencionar que para producir acero se requieren básicamente dos elementos: energía y mineral de hierro.

El Perú tiene grandes reservas de mineral de hierro, aproximadamente 6 giga toneladas (6 mil millones). Si se utiliza la vía “alto horno” para producir acero, la energía requerida es carbón coquificable, que se tiene que importar. En cambio usando la vía horno eléctrico para producir acero, sólo se requiere reducir el mineral a hierro esponja y para ello la energía necesaria sería producida por el gas natural.

En lo que respecta a la utilización del gas natural de Camisea como insumo para la industria petroquímica, debemos indicar que si bien requiere de grandes inversiones, representa a su vez grandes posibilidades y en nuestro caso, dadas las condiciones limitadas de nuestro mercado local, debe estar vinculada con el mercado externo.

Gran parte de los productos del gas natural tendrían que ser exportados y ya se han hecho estudios preliminares para ver las posibilidades de instalación de plantas de etanol y metanol en las proximidades del puerto de exportación de Pisco.

Estos estudios previos consideran las posibilidades de producción de etileno a base del etanol obtenido. También se ha visto la posibilidad de obtener metanol y amoníaco.

Obviamente con una industria petroquímica básica, ésta puede continuar con la obtención de otros productos tales como:

Dicloruro de etileno
Polietileno
Etileno glicol
Oxido de etileno
Urea
Nitrato de amonio

Sulfato de amonio
Fosfato de amonio
Formaldehidos

Adicionalmente al gas natural, los condensados que se denominan líquidos del gas natural (LGN) se utilizan, previo fraccionamiento, para obtener el gas licuado de petróleo (GLP), etano y gasolina natural para combustible de motores.

Un renglón importante es la utilización de los líquidos del gas natural el GLP como combustible doméstico en cocinas, calentadores de agua, estufas, etc. por lo que, paulatinamente, su participación en el mercado se irá incrementando. Posteriormente a partir de la instalación de redes de transporte y distribución de gas natural, parte de la demanda de GLP será atendida con gas natural.

Un campo de utilización del gas natural que cada día toma más auge en el mundo, es el de los automotores que emplean el gas natural comprimido (GNC).

En primer lugar es preciso señalar las ventajas que el GNC representa para el medio ambiente al ser un combustible limpio que no contiene plomo ni azufre.

Día a día el parque automotor que está utilizando GLP en vez de gasolina en el Perú se está incrementando; en el primer semestre de 1999 más de cinco mil vehículos usaron el GLP como combustible. La adecuación de los motores es sencilla y barata, la recuperación de la inversión para taxis o carros repartidores puede estar entre tres a seis meses. Cabe mencionar que la tendencia en Europa es obligar a los servicios de transporte público ligero a usar gas en lugar de diesel o gasolina por ser más limpio y económico.

A la fecha en Lima existen 8 estaciones de suministro de GLP para uso automotor que podrían multiplicarse en el futuro al contarse con mayor disponibilidad de GLP. En ciudades como Chiclayo y Trujillo también se cuenta con estaciones de servicio de este tipo para los vehículos que usan el GLP.

No hay sector de nuestra economía que no pueda ser beneficiado con el gas natural. La agricultura, la minería, el transporte, la generación eléctrica, la siderurgia, la petroquímica y, consecuentemente, la industria en general estarán en condiciones ventajosas para impulsar nuestro desarrollo.

La industria petroquímica, utilizando el gas natural de Camisea, abre un sinnúmero de expectativas al país, que podrán ser desarrolladas con el apoyo de recursos externos.

Todos los peruanos debemos estar convencidos de que el gas de Camisea, con todas las posibilidades que ofrece, constituye el camino para alcanzar un mejor nivel de vida.

Resumiendo los conceptos que hacen favorable la utilización del gas natural en los procesos industriales, se pueden enumerar los siguientes:

- No es necesario contar con lugares de almacenamiento como es el caso del petróleo o el carbón, cuyo manipuleo y control de inventario afecta directamente el costo del producto.
- La regulación del caudal de suministro de gas natural constituye una ventaja sobre otras fuentes.
- La flexibilidad que permite el gas natural para aplicar el calor en el punto requerido, con un control preciso de temperatura.

- Los equipos y quemadores de gas no son complicados y son fáciles de limpiar.
- La combustión del gas natural es limpia, no hay humo ni cenizas, lo que facilita el calentamiento por contacto directo entre la materia prima y la energía calorífica liberada por el gas en combustión.
- Por último, el gas se paga después de consumirlo.



Fotografía: Gloria Saitzábal de Araneta

PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE

En el caso específico de la explotación del gas de Camisea y dada la magnitud de este proyecto, se hace necesario controlar cuidadosamente y desde su inicio, la protección del medio ambiente, cumpliendo con todas las exigencias que plantean los reglamentos así como teniendo en cuenta los lineamientos que proponen las guías ambientales en las etapas de exploración, explotación, transformación, transporte y distribución.

La apertura de trochas y carreteras es cuidadosamente estudiada a fin de evitar daños sobre la ecología en estas sensibles zonas de bosques tropicales.

La perforación de pozos y la construcción de plataformas y campamentos, que son las actividades que pueden originar los mayores impactos, son meticulosamente evaluadas a fin de plantear medidas efectivas de mitigación para los lodos de perforación, aguas servidas, basura, etc.

El transporte del gas y sus condensados, con el consiguiente tendido de ductos son también cuidadosamente evaluados, a fin de minimizar el impacto en las áreas que resulten afectadas durante su construcción y posteriormente durante su operación normal.

Por todo lo expuesto, cabe resaltar que hasta la fecha el manejo de los temas ambientales vinculados con los yacimientos de gas de Camisea ha sido efectuado con extremo cuidado, para proteger tanto el medio ambiente como las comunidades nativas de la zona.

El Proyecto Camisea es considerado a nivel internacional como un ejemplo destacable del enfoque medioambiental responsable de un proyecto de desarrollo en una zona sensible.

Dentro de las diferentes etapas del proyecto del gas de Camisea se debe tener presente los siguientes aspectos:

Exploración sísmica

- Impacto en las vías sísmicas, en el bosque
- Efectos del ruido debido a la intrusión temporal en el bosque
- Impactos de operaciones convencionales, comparados con las operaciones con apoyo de helicópteros
- Impactos potenciales de la fuente de ondas sísmicas en el lugar
- Acceso al lugar y necesidades del campamento
- Efectos de las operaciones en épocas de lluvia, comparativamente con las operaciones en la estación seca
- Efectos de erosión de las operaciones en laderas empinadas
- Efectos en la napa freática
- Requisitos de seguridad en caso de uso de explosivos

Perforación exploratoria y de producción

- Ruido de la perforación
- Tala de árboles para plataformas de perforación:
 - Dimensión del área
 - Ubicación respecto a especies de vida silvestre o especies forestales únicas
 - Drenaje, erosión, consideraciones de la capa superior del suelo
- Construcción y dimensiones de botadero
- Desagüe de los campamentos y sitios de trabajo
- Elección de lodos de perforación y sistemas de reciclaje de lodo
- Transporte de productos químicos al lugar
- Almacenaje de productos químicos en el lugar
- Desecho de productos químicos y derrames
- Elección del apoyo para la perforación: transporte por aire compara-

- do con construcción de caminos
- Planes de contingencia de derrame
- Planes de contingencia de “blowouts” (reventones)

Operaciones de producción

- Desecho de lodos y todos los desperdicios de la planta (líquidos y sólidos)
- Contaminación del aire
- Ubicación de las plantas
- Desagües de las instalaciones
- Personal
- Dimensión y ubicación de los campamentos
- Manejo y desecho de aguas servidas
- Cacería u otras actividades que perturben la vida silvestre
- Tala de árboles
- Relaciones con los pobladores locales
- Suministro para el campo e instalaciones: transporte por aire comparado con transporte por río
- Transporte de productos químicos al lugar
- Impacto por la construcción de caminos y pistas de aterrizaje
- Almacenaje de productos químicos utilizados en la producción y transformación
- Niveles e intensidad de ruido
- Impacto del programa de producción propuesto
- Operaciones en época de lluvia comparadas con operaciones en estación seca
- Ubicación de los lugares de producción con respecto a los cursos de agua
- Ubicación con respecto a fauna y especies forestales únicas
- Efectos de sabotaje o ataque narco/terrorista
- Restauración de los sitios al terminar el ciclo de trabajo
- Efectos de hundimiento de la superficie por acción de la extracción en los reservorios

Poliducto

Consideraciones para la construcción del campamento: vía del gasoducto, tamaño del corte, estaciones de bombeo, helipuertos, casetas de guardias.

- Migración animal
- Especies forestales y de vida silvestre únicas
- Efectos de la erosión de los suelos
- Control de inundaciones
- Efectos de la colonización humana
- Efectos de sanidad en los centros poblados
- Ruido de la construcción y de las operaciones
- Impactos de tubería subterránea comparados con los de tubería en superficie
- Efectos de derrames, contención y limpieza:
 - gas natural
 - fluidos
- Impacto de temblores
- Impacto de las rutas para mantenimiento del oleoducto
- Impactos sociales / culturales / ambientales en los pobladores locales
- Opciones de seguridad
- Opciones de mantenimiento

Otros

- Evaluación de impactos, comparados con las necesidades y carencias de los pobladores indígenas
- Preparación de planes para contingencia de derrames
- Preparación de planes de notificación y evacuación en casos de emergencia
- Preparación de mapas de buena calidad utilizando imágenes aéreas (ejem. radar de vista lateral)
- Programas de control de deformaciones
- Sistemas de seguridad para prevenir y controlar la colonización espontánea

ANEXOS

SISTEMA LEGAL DE UNIDADES DE MEDIDA DEL PERU (SLUMP)

El Sistema legal de unidades de medida del Perú es el “Sistema internacional de unidades” (SI) que está fundado en siete unidades de base establecidas y consideradas independientes, ya que no guardan relación entre sí.

Magnitud Física	Unidad de Medida	
	Nombre	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	kg
Tiempo	segundo	s
Intensidad de corriente eléctrica	ampere	A
Temperatura Termodinámica	kelvin	K
Intensidad Luminosa	candela	cd
Cantidad de Materia	mol	mol

De estas siete unidades básicas se derivan todas las otras unidades del SI.

Dada la importancia de las siete unidades básicas del SI consideramos pertinente presentar sus definiciones precisas:

- metro** Es la longitud del trayecto recorrido en el vacío por un rayo de luz en un tiempo de 1/299 792 458 segundos.
- kilogramo** Es la unidad de masa (y no de peso, ni de fuerza) igual a la masa del prototipo internacional del kilogramo, que se conserva en Sevaes, Francia.

segundo	Es la duración de 9 192 631 770 períodos de la radiación correspondiente a la transición entre los dos niveles hiperfinos del estado fundamental del átomo de Cesio 133.
ampere	Es la intensidad de una corriente eléctrica constante que, mantenida en dos conductores paralelos, rectilíneos, de longitud infinita, de sección circular despreciable en el vacío y a una distancia de un metro el uno del otro, produce entre estos dos conductores una fuerza igual a 2×10^{-7} Newton por metro de longitud.
kelvin	Es la unidad de temperatura termodinámica. Es la fracción $1/273,16$ de la temperatura termodinámica del punto triple del agua.
candela	Es la intensidad luminosa, en una dirección dada, de una fuente que emite una radiación monocromática de frecuencia 540×10^{12} Hertz y de la cual la intensidad radiante en esa dirección es de $1/683$ watt por estereorradián.
mol	Es la cantidad de sustancia de un sistema que contiene tantas entidades elementales como átomos hay en 0,012 kilogramos de Carbono 12.

Unidades derivadas expresadas en términos de unidades de base del «Sistema Internacional de Unidades»

Por la importancia que tiene el Sistema Internacional de Unidades (SI) se incluyen a continuación las principales unidades derivadas, expresadas en términos de las unidades de base antes mencionadas y que en una u otra forma están vinculadas a la producción del gas natural.

Unidad de Medida		
Magnitud física	Designación o nombre	Símbolo internacional
Superficie o área	metro cuadrado	m ²
Volumen	metro cúbico	m ³
Densidad	kilogramo por metro cúbico	kg/m ³
Velocidad	metro por segundo	m/s
Aceleración	metro por segundo al cuadrado	m/s ²
Viscosidad cinemática	metro al cuadrado por segundo	m ² /s
Fluido de partículas ionizantes	uno por segundo	s ⁻¹
Concentración molar	mol por metro cúbico	mol/m ³
Densidad lineal, masa lineal	kilogramo por metro	kg/m
Densidad superficial, masa superficial	kilogramo por metro cuadrado	kg/m ²
Volumen específico	metro cúbico por kilogramo	m ³ /kg

Magnitud física	Designación o nombre	Símbolo internacional
Gasto de masa, flujo de masa	kilogramo por segundo	kg/s
Momentum	kilogramo metro por segundo	kg m/s
Momento de inercia	kilogramo metro cuadrado	kg m ²
Coefficiente de expansión lineal	uno por kelvin	K ⁻¹
Molalidad	mol por kilogramo	mol/kg
Masa molar	kilogramo por mol	kg/mol
Volumen molar	metro cúbico por mol	m ³ /mol
Fuerza, peso	newton	N
Presión, tensión mecánica, módulo de elasticidad	pascal	Pa
Energía, trabajo, cantidad de calor	joule	J
Temperatura Celsius	Grado Celsius	°C
Momento de fuerza	newton metro	N·m
Tensión superficial	newton por metro	N/m
Viscosidad dinámica	pascal segundo	Pa·s
Energía específica, entalpía específica	joule por kilogramo	J/kg

Nota.- En este cuadro no están consideradas todas las unidades derivadas.

Diferencias entre los múltiplos SI y los anglosajones

	Sistema internacional (SI)	Estados Unidos
Un millón	1 000 000 (10 ⁶)	1 000 000 (10 ⁶)
Un billón	1 000 000 000 000 (10 ¹²)	1 000 000 000 (10 ⁹)
Un trillón	1 000 000 000 000 000 000 (10 ¹⁸)	1 000 000 000 000 (10 ¹²)

Prefijos del Sistema internacional de unidades SI

Las cantidades trabajadas a veces resultan demasiado pequeñas y otras veces demasiado grandes; por ello debe tenerse en cuenta los prefijos usualmente utilizados, cuya denominación, de acuerdo al “Sistema internacional de unidades de medida” (SI) es el siguiente

Factor por el que se Multiplica la unidad	Prefijo	
	Nombre	Símbolo
10 ²⁴	yotta	Y
10 ²¹	setta	Z
10 ¹⁸	exa	E
10 ¹⁵	peta	P
10 ¹²	tera	T
10 ⁹	giga	G
10 ⁶	mega	M
10 ³	kilo	k
10 ²	hecto	h
10	deca	da
10 ⁻¹	deci	d

Factor por el que se Multiplica la unidad	Prefijo	
	Nombre	Símbolo
10 ⁻²	centi	c
10 ⁻³	mili	m
10 ⁻⁶	micro	μ
10 ⁻⁹	nano	n
10 ⁻¹²	pico	p
10 ⁻¹⁵	femto	f
10 ⁻¹⁸	atto	a
10 ⁻²¹	zepto	z
10 ⁻²⁴	yocto	y

Símbolos y sus nombres

Los símbolos indicados así como sus nombres, no son la totalidad de las unidades y magnitudes que se usan en la industria del gas natural pero sí son los que usualmente se utilizan, aunque, en algunos casos, no coinciden con el SI.

En caso de tener que profundizar estudios sobre gas natural, puede recurrirse a los manuales de equivalencias y símbolos que publican las grandes compañías que se dedican a la explotación del gas natural en el ámbito mundial y que son muy completos.

Símbolos y sus abreviaturas

atm	atmósfera
bbbl	barriles americanos
BTU	British thermal unit (Unidad de calor)
°C	grados centígrados
cal	caloría
cf	pie cúbico (ft en el SI)
cm	centímetro
d	día
°F	grados Fahrenheit
GJ	giga joule
gal	galones (con US galones americanos)
h	hora
J	joule
K	kelvin
kcal	kilocaloría
kJ	kilo joule
km	kilómetro
kw	kilowat
l ó L	litro
lb	libras (peso)
Mcal	Megacaloría
t	tonelada
boe	barriles de petróleo equivalente
tce	toneladas de carbón equivalente
toe	toneladas de petróleo equivalente
Yr	año
Mcf	miles de ft ³ US (se debe usar el prefijo SI=k)
MMcf	millones de ft ³ US (se debe usar el prefijo SI=M)
mrdcf	billion US 10 ⁹ de ft ³ (se debe usar el prefijo SI=G)
NGL	líquidos del gas natural (LGN)

EQUIVALENCIAS DE LAS UNIDADES DE MEDIDA

Con el fin de facilitar la conversión de las diferentes unidades de medida, se enumera a continuación las equivalencias correspondientes.

Unidad	Multiplicada por	Se obtiene
Atmósfera	76,0	centímetros de mercurio
Atmósfera	29,92	pulgadas de mercurio
Atmósfera	33,90	pies de agua
Atmósfera	10,333	kg. por metro cuadrado
Atmósfera	14,70	libras por pulgada cuadrada
Baria (Bar)	0,987	atmósfera
Baria (Bar)	1,000	dinas por cm ²
Baria (Bar)	0,1012	kg. por metro cuadrado
Baria (Bar)	2,089 x 10 ³	libras por pulgada cuadrada

Unidad	Multiplicada por	Se obtiene
BTU	0,2520	kilo caloría
BTU	777,50	libras - Pie
BTU	3,927 x 10 ⁻⁴	HP hora
BTU	1 054,00	joules
BTU	107,50	kilogramos metro
BTU	2,928 x 10 ⁻⁴	kilowatt hora
BTU	252,00	caloría
BTU por ft ³	8,899	kilocaloría por metro ³
BTU por libra	0,5556	kg-caloría por kg
BTU por ft ²	2,712	kg-caloría por metro ²
Caloría	4,186	joules
Centímetros	0,3937	pulgadas

Unidad	Multiplicada por	Se obtiene
Centímetros	10^8	angstroms
Centímetros cúbicos	$3,531 \times 10^{-5}$	pies cúbicos
Centímetros cúbicos	$1,308 \times 10^{-6}$	yardas cúbicas
Centímetros cúbicos	$2,642 \times 10^{-4}$	galones
Dinas	10^{-5}	newton
Ergs	$9,481 \times 10^{-11}$	BTU
Galones	3 785	centímetros cúbicos
Galones	0,1337	pies cúbicos
Galones	$3,785 \times 10^{-3}$	metros cúbicos
Galones	$4,951 \times 10^{-3}$	yardas cúbicas
Hectáreas	2,471	acres
Joule	$9,486 \times 10^{-4}$	BTU
Joule	0,239	caloría
Joule	1,00	newton metro
Kilogramo	980,665	dinas
Kilogramo	2,2046	libras
Kilogramo caloría	3,968	BTU
Kilogramo caloría	4 183	joules
Kilogramo caloría	426,6	kilogramo metro
Kilogramo Metro	$9,302 \times 10^{-3}$	BTU
Kg – Metro/Segundo ²	1	newton
Kilómetro	3 281	pies
Kilómetro	1 093,6	yardas
Metro cúbico	35,31	pies cúbicos
Metro cúbico	264,2	galones
Milla	5 280	pies
Milla	1 609,3	metros
Newton metro	1	joules
Newton	10^5	dinas
Pies	30,48	centímetros
Pies	0,3048	metros
Pie cúbico	$2,832 \times 10^4$	centímetros cúbicos
Pies cúbicos	0,02832	metro cúbico
Pies cúbicos	7,481	galones
Tonelada métrica	10^3	kilogramos
Tonelada métrica	2 205,00	kibras
Tonelada corta US	907,20	kilogramos
Tonelada corta US	2 000	libras

EQUIVALENCIAS PRACTICAS REFERENTES AL GAS

Unidad	Multiplicado por	Se obtiene
Metros cúbicos gas	35	pies cúbicos gas
BTU	0,001	pies cúbicos gas
Pies cúbicos gas	0,02832	metros cúbicos gas
Kilo caloría	4 183	joules
Kilo caloría	3,9683	BTU
BTU	252	calorías
Barril petróleo N° 6	6 000	pies cúbicos gas
Barril petróleo	6 megas	BTU
Galón petróleo	140 000	BTU
Joule	0,000 948	BTU
Barriles petróleo	42	galones petróleo
Tonelada carbón	27,3	millones BTU
Toneladas carbón	27 300	pies cúbicos gas

Consumos Típicos de Gas (ejemplos prácticos)

- Central térmica; consumo de 0,2 Mft³/día por MW .
- Planta de hierro esponja; consumo de 340 m³ por tonelada producida, ó 12 kft³ de gas, ó 12 MBTU / t .
- Reemplazo del petróleo en hornos para utilizar gas: un barril de petróleo equivale a 6 kft³ de gas. (Un barril de petróleo es igual a 42 galones).
- Horno a carbón. Una tonelada de carbón equivale a 27 300 ft³ de gas.
- En una central térmica a gas de 100 MW ¿cuál es el consumo diario de gas en pies cúbicos?

Respuesta: El consumo estándar de gas por cada MW es de 0,2 Mft³/día. Para 100 MW el consumo diario es de 20 Mft³ de gas.

- En una planta de reducción directa con una producción diaria de 2 000 t de hierro esponja ¿cuál es el consumo diario de gas?

Respuesta: Las plantas de reducción directa tienen un consumo de 12 000 ft³ / t de hierro esponja. Para las 2 000 toneladas diarias el consumo será de 24 de Mft³ diarios de gas.

- Un horno está consumiendo 1 000 barriles de petróleo diarios, ó 230 t de carbón. Si se cambia al uso de gas ¿Cuántos ft³ de gas se consumirán?

Respuesta: Un barril de petróleo equivale a 6 000 ft³ de gas. Mil barriles de petróleo equivalen a 6 Mft³ diarios. Una tonelada de carbón equivale a 27 300 ft³, 230 t de carbón equivalen a 6 Mft³ diarios.

EQUIVALENCIAS

	Barril Petróleo	Tonelada Carbón	Tonelada Petróleo
10 ⁶ BTU	5,8	27,3	42,3
10 ⁶ kcal	1,46	6,88	10,66
Barril petróleo	1	4,7	7,3
Tonelada petróleo	0,14	0,65	1
Tonelada carbón	0,21	1	1,55
ft ³ gas	5 800	27 300	42 300
m ³ gas	155	725	1 120
kWh	1 700	8 000	12 400

LEY DE PROMOCION DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

LEY N° 27133

CONCORDANCIAS: D.S.N° 040-99-EM (REGLAMENTO)

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

POR CUANTO:

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY DE PROMOCION DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Artículo 1.- Objeto de la Ley

La presente Ley tiene por objeto establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

Artículo 2.- Glosario de términos y definiciones

Cuando en la presente Ley se utilicen los términos, con iniciales en mayúsculas, que aparecen a continuación, deberá entenderse por:

2.1. **Capacidad.-** Volumen de gas a transportar por unidad de tiempo. Se expresa normalmente en Millón de pies cúbicos por día o Millón de metros cúbicos por día.

2.2. **Capacidad(es) Contratada(s).-** Capacidad de transporte requerida o demandada por el cliente al operador de la Red Principal, según lo establecido en el contrato de compraventa respectivo.

2.3. **Capacidad Garantizada.-** Capacidad de transporte por la Red Principal exigida como mínimo, según lo establecido en el Contrato respectivo.

2.4. **Consumidor(es) Inicial(es).-** Consumidor de gas natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la Red Principal antes del otorgamiento a que se refieren los Artículos 4 y 5 de la presente Ley.

2.5. **Contrato(s).-** Contrato(s) suscrito(s) al amparo del Texto Unico Ordenado, la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos y Decreto Legislativo N° 674. (*)**RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS (1)**

2.6. **Costo del Servicio.-** Costo eficiente del servicio de Red Principal ofertado por el inversionista según los procedimientos de otorgamiento del Texto Unico Ordenado. Dicho costo incluye la inversión y los costos de operación y mantenimiento del inversionista.

2.7. **CTE.-** Comisión de Tarifas de Energía.

2.8. **Garantía.-** Mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los Inversionistas.

2.9. **Generador(es) Eléctrico(s).-** Consumidor eléctrico que destina el gas natural para la generación eléctrica.

2.10. **Otros consumidores.-** Consumidores del gas natural no comprendidos en la definición del Generador Eléctrico.

2.11. **Proceso de Promoción.-** Procedimientos para incentivar la suscripción de contratos de compraventa del gas natural o Capacidad de Red Principal por parte de los Consumidores Iniciales. Dicho proceso será definido en las Bases o su equivalente.

2.12. **Red Principal.-** Red de Ductos destinada al Transporte de Gas Natural y a la Distribución en alta presión del Gas Natural, incluidas las conexiones de los Consumidores Iniciales.

2.13. **Reglamentación.-** Normas a las que se hace referencia en el Artículo 10 de la presente Ley.

2.14. **Texto Unico Ordenado.-** Texto Unico Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por Decreto Supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias.

2.15. **Usuarios de la Red.-** Comprende a los Generadores Eléctricos y otros Consumidores que utilizan la Red Principal.

Artículo 3.- Declaratoria de necesidad pública

Declárase de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados; la distribución de gas natural por red de ductos; y los usos industriales en el país.

Artículo 4.- Procedimientos adicionales para la explotación de reservas probadas de gas natural

Adicionalmente a los procedimientos contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el otorgamiento de derechos de explotación de reservas probadas de gas natural, se podrá efectuar según los procedimientos previstos en el Texto Unico Ordenado y el Decreto Legislativo N° 674.

En todos los casos, se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- a) Garantizar el abastecimiento al mercado nacional de gas natural, por un período mínimo definido en el Contrato; y,
- b) Fijar un precio máximo para el gas natural en la boca de pozo y precisar los procedimientos para la aplicación de precios y/o condiciones en las ventas de gas natural.

Artículo 5.- Otorgamiento en Concesión para el transporte de gas y/o condensados y/o distribución de gas por red de ductos

Adicionalmente a los procedimientos contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el otorgamiento en Concesión para el transporte de gas, transporte de condensados y la distribución de gas por red de ductos, se podrá efectuar según los procedimientos contenidos en el Texto Unico Ordenado.

En los contratos respectivos, se deberán establecer las medidas de promoción a los Consumidores Iniciales.

Artículo 6.- Garantías a la inversión en los proyectos de Red Principal

6.1. Los proyectos de Red Principal adjudicados según las modalidades establecidas en el Texto Unico Ordenado podrán incluir un mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas.

6.2. Para que un proyecto de Red Principal pueda acceder a la Garantía a que se refiere el párrafo anterior, deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Que sea de uso público;
- b) Que por lo menos el 50% (cincuenta por ciento) de la Capacidad Garantizada de los ductos esté destinado a los Generadores Eléctricos;

c) Que promueva el desarrollo de la competencia energética;

d) Que la relación beneficio-costos para los usuarios del servicio eléctrico que reciben energía de los sistemas eléctricos donde participan los Generadores Eléctricos sea superior a la unidad.

6.3. El Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la CTE, o por propia iniciativa con la opinión favorable de la CTE autorizará el otorgamiento de la Garantía a un determinado proyecto de Red Principal que cumpla con las condiciones indicadas anteriormente.

CONCORDANCIAS: D.S.Nº 057-99-EM

Artículo 7.- Determinación de la Garantía por la Red Principal

7.1. La recuperación del Costo del Servicio será garantizada a los inversionistas a través de los Ingresos Garantizados anuales.

7.2. Los Ingresos Garantizados son aquellos que se aseguran como mínimo al inversionista de Red Principal a lo largo del tiempo y están en función de la Capacidad Garantizada y de la Tarifa Base.

7.3. La Tarifa Base se determinará en función al Costo del Servicio y la Capacidad Garantizada anual de tal manera que el valor presente del flujo de ingresos anuales sea igual al Costo del Servicio, utilizando la tasa de descuento y el período de recuperación establecido en el Contrato.

7.4. Los Ingresos Garantizados anuales a que se refiere el presente artículo serán cubiertos mediante:

a) Los recursos provenientes de la prestación del servicio de transporte; y,

b) La Garantía cubierta por los usuarios eléctricos mediante el cargo por Garantía por Red Principal a que se refiere el numeral 7.6.

7.5. Los recursos provenientes de la prestación del servicio de transporte serán determinados en función de las Tarifas Reguladas y de las Capacidades Contratadas anuales. Las Tarifas Reguladas serán determinadas por la CTE de tal forma de asignar equitativamente el Costo del Servicio entre los Usuarios de la Red en proporción a las Capacidades Contratadas anuales por cada tipo de usuario, considerando además lo señalado en el Contrato.

7.6. La CTE incorporará periódicamente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica a que se refiere el Artículo 59 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, un cargo que se denominará Garantía por Red Principal. Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, los Ingresos Garantizados.

Artículo 8.- Del administrador de la Garantía e Inicio de la Recaudación

8.1. Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas se designará a la empresa u organismo que se encargará de recaudar el monto anual que la CTE fije para efectos de hacer efectiva la Garantía hacia el titular de la concesión de la Red Principal sujeta a la presente Ley.

8.2. Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y a propuesta de la CTE, se establecerá la fecha en que debe iniciarse la recaudación de la Garantía.

8.3. El tratamiento de los montos recaudados por efecto de la Garantía así como los procedimientos para su recaudación serán establecidos en el Reglamento.

Artículo 9.- Regulación Tarifaria

Los pliegos tarifarios para el transporte y distribución de gas natural para cada tipo de usuario y el cargo por Garantía de Red Principal serán

regulados por la CTE tomando en cuenta lo dispuesto en la presente Ley, las Bases, los Contratos respectivos, así como los procedimientos complementarios que establezca.

Artículo 10.- De la Reglamentación

Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas se dictarán las normas y disposiciones que sean necesarias para la aplicación de lo dispuesto por esta Ley, en un plazo que no excederá de 60 (sesenta) días siguientes de su vigencia.

CONCORDANCIAS: D.S.Nº 040-99-EM (REGLAMENTO)

Artículo 11.- Normas que se opongan

No serán de aplicación las normas que se opongan a la presente Ley.

DISPOSICION COMPLEMENTARIA

Unica.- Prórroga de la suspensión de concesiones para centrales hidráulicas

Prorrógase por 12 (doce) meses adicionales, contados desde la publicación de la presente Ley, lo dispuesto en la Tercera Disposición Transitoria de la Ley N° 26980.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los tres días del mes de junio de mil novecientos noventa y nueve.

RICARDO MARCENARO FRERS
Presidente a.i. del Congreso de la República

CARLOS BLANCO OROPEZA
Segundo Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los tres días del mes de junio de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

VICTOR JOY WAY ROJAS
Presidente del Consejo de Ministros

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

**APRUEBAN REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCION DEL DESARROLLO
DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

DECRETO SUPREMO N° 040-99-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, tiene por objeto establecer las condiciones que permitan el desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas;

Que, la mencionada Ley ha establecido un mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan el costo del servicio de los inversionistas, así como los mecanismos para determinar los ingresos anuales por concepto de dicha garantía;

Que, se deben aprobar las normas reglamentarias para la aplicación de lo dispuesto en la Ley antes mencionada;

De conformidad con lo dispuesto en el numeral 8 del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú y en el Artículo 10 de la Ley N° 27133;

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébase el Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural el cual consta de 16 artículos.

Artículo 2.- Deróganse las disposiciones que se opongan a lo establecido en el Reglamento aprobado por el presente Decreto Supremo.

Artículo 3.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, a los catorce días del mes de setiembre de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

**REGLAMENTO DE LA LEY N° 27133
«LEY DE PROMOCION DEL DESARROLLO
DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL»**

GLOSARIO DE TERMINOS Y DEFINICIONES

Artículo 1.- Glosario de Términos y Definiciones

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los términos en singular o plural, con iniciales en mayúsculas, que aparecen a continuación deberá entenderse por:

1.1. Año de Cálculo.- Período de 12 meses, contados a partir del 1º de marzo, para el cual se determina la Garantía por Red Principal.

1.2. Capacidad.- Volumen de Gas Natural a transportar por unidad de tiempo. Se expresa normalmente en millón de pies cúbicos por día o millón de metros cúbicos por día.

1.3. Capacidad Contratada.- Capacidad de transporte requerida o demandada por el cliente al operador de la Red Principal, según lo establecido en el contrato respectivo. La Capacidad Contratada anual será determinada según se detalla en el Artículo 15 del Reglamento.

1.4. Capacidad Garantizada.- Capacidad de transporte por la Red Principal exigida como mínimo, según lo establecido en el Contrato respectivo.

1.5. “City Gate”.- Punto de conexión entre la Red de Transporte y la Red de Distribución. El Punto de Entrega del Transportista al Distribuidor es el “City Gate”.

1.6. Concesionario.- Transportista o Distribuidor.

1.7. Conexión.- Para los fines de la Ley, la Conexión comprende las instalaciones desde la Red de Alta Presión hasta el Punto de Entrega de los Consumidores Iniciales.

1.8. Consumidores Iniciales.- Consumidor de Gas Natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la Red Principal antes del otorgamiento a que se refieren los Artículos 4 y 5 de la Ley.

1.9. Consumidor Independiente.- Consumidor que adquiere el Gas Natural por un volumen mayor al definido en el “Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”.

1.10. Contrato.- Contrato suscrito al amparo del Texto Unico Ordenado, de la Ley N° 26221 “Ley Orgánica de Hidrocarburos” y del Decreto Legislativo N° 674.

1.11. Costo del Servicio.- Costo definido en la Ley y que incluye todos los costos involucrados en la prestación del servicio durante el Período de Recuperación. Este costo será desagregado en un componente por la Red de Transporte y otro por la Red de Distribución, según las fórmulas y procedimientos contenidos en el Contrato.

1.12. CTE.- Comisión de Tarifas de Energía.

1.13. DGH.- Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

1.14. Distribuidor.- Empresa responsable de la operación de la Red de Distribución en la Red Principal.

1.15. Garantía.- Mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas.

1.16. Garantía por Red Principal.- Cargo que la CTE incorporará anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica a que se refiere el Artículo 59 del Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”. Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, los Ingresos Garantizados anuales. Será determinada por cada segmento de la Red Principal.

1.17. Gas Natural o Gas.- Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, constituida predominantemente por metano.

1.18. Generador Eléctrico.- Consumidor que destina el Gas Natural para la generación de electricidad.

1.19. Ingresos Esperados del Servicio.- Los Ingresos Esperados del Servicio para el Año de Cálculo serán iguales a la suma de los ingresos esperados que cada Usuario de la Red aporta al Concesionario, los mismos que se determinarán para cada Usuario de la Red como el producto de su Tarifa Regulada por su Capacidad Contratada.

1.20. Ingreso Garantizado.- Determinado como el producto de la Capacidad Garantizada por la Tarifa Base.

1.21. Ley.- Ley N° 27133 “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural”.

1.22. MEM.- Ministerio de Energía y Minas.

1.23. OSINERG.- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

1.24. Otros Consumidores.- Consumidores del Gas Natural no comprendidos en la definición del Generador Eléctrico. Para fines del presente Reglamento, se considerará dentro del rubro de los Otros Consumidores, a los distribuidores, comercializadores y otras empresas autorizadas para comprar el Gas Natural directamente del Productor, distintos a los Generadores Eléctricos.

1.25. Peaje por Conexión al SPT.- Monto anual establecido por la CTE según el Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”, para compensar el uso del SPT. Entra en vigencia el 1° de mayo de cada año.

1.26. Período de Garantía.- Lapso no mayor al Período de Recuperación durante el cual se aplica la Garantía otorgada por la Ley, para la recuperación del Costo del Servicio.

1.27. Período de Recuperación.- El Período de Recuperación es el plazo establecido en el Contrato para que el Concesionario recupere el Costo del Servicio.

1.28. Período Tarifario.- El Período Tarifario es el lapso durante el cual rigen las Tarifas Reguladas por el uso de la Red Principal y se inicia el 1° de mayo del año que corresponda.

1.29. PERUPETRO.- Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas creada por la Ley N° 26221 “Ley Orgánica de Hidrocarburos”.

1.30. Proceso de Promoción.- Proceso para incentivar la suscripción de contratos de compraventa o suministro de Gas Natural o Capacidad de Red Principal.

1.31. Productor.- Contratista a quién se ha otorgado derechos de explotación de reservas probadas de Gas Natural, según el Artículo 4 de la Ley.

1.32. Punto de Entrega.- Lugar en que el Concesionario entrega el Gas Natural al Usuario de la Red.

1.33. Punto de Recepción.- Lugar en que el Productor entrega al Transportista el Gas Natural requerido por los Usuarios de la Red, constituyendo así el punto de inicio de la Red Principal. Para los fines de la Ley, el Reglamento y el Contrato, se considerará los términos Punto de Recepción, “boca de pozo” y “punto de fiscalización de la producción” como equivalentes.

1.34. Red de Alta Presión.- Red de distribución de Gas Natural que opera a presiones normalmente superiores a la del consumo del Gas Natural y que es determinada en el Contrato.

1.35. Red de Distribución.- Red de ductos dedicados a la distribución del Gas Natural desde el, o los, “City Gate” hasta los Puntos de Entrega establecidos en el Contrato. Para los fines de la Ley, la Red de Distribución comprende la Red de Alta Presión y las Conexiones, ubicadas dentro del área de concesión.

1.36. Red Principal.- Red de ductos destinada al transporte de Gas Natural y a la distribución en la Red de Alta Presión, incluidas las Conexiones. Está constituida por la Red de Transporte y la Red de Distribución.

1.37. Red de Transporte.- Red de ductos dedicados al transporte del Gas Natural desde el Punto de Recepción hasta los Puntos de Entrega de los Consumidores Iniciales ubicados fuera del área de concesión de distribución y los Puntos de Entrega a los concesionarios de distribución. En el caso del concesionario de distribución operando como un usuario de la Red de Transporte, el Punto de Entrega es el “City Gate”.

1.38. Reglamento.- El presente dispositivo legal.

1.39. SPT.- Sistema Principal de Transmisión Eléctrica definido en el Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”.

1.40. Tarifa Base.- Tarifa empleada para determinar los Ingresos Garantizados anuales a partir de las Capacidades Garantizadas anuales. La Tarifa Base será determinada según se detalla en el Artículo 8 del Reglamento.

1.41. Tarifa Regulada.- Tarifa máxima por el uso del servicio de transporte de la Red Principal fijada por la CTE de acuerdo con lo señalado en la Ley y en el Artículo 11 del Reglamento.

1.42. Tasa de Descuento.- Tasa establecida en el Contrato y utilizada para poner en Valor Presente los ingresos o las Capacidades futuras.

1.43. Tasa de Interés.- Tasa establecida en el Contrato y utilizada para poner en valor real los ingresos esperados y garantizados del Concesionario.

1.44. Texto Unico Ordenado.- Texto Unico Ordenado de las Normas con rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por Decreto Supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias.

1.45. Transportista.- Empresa responsable de la operación de la Red de Transporte en la Red Principal.

1.46. Usuarios de la Red.- Comprende a los Generadores Eléctricos y Otros Consumidores que utilizan la Red Principal. Los consumidores del Gas Natural para ser considerados como Usuarios de la Red, deberán reunir los requisitos para calificar como Consumidor Independiente.

1.47. Usuario Eléctrico.- Consumidor de electricidad.

1.48. Valor Presente.- Suma de flujos de Capacidades o de ingresos expresados en valor actual, considerando la Tasa de Descuento y el Período de cálculo.

DE LA EXPLOTACION DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL

Artículo 2.- Del Abastecimiento al Mercado Nacional

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 4 de la Ley:

2.1 Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en el Contrato, para un Período mínimo definido en el Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, el cual no podrá ser menor a un horizonte permanente de 20 años. El Productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos.

2.2 Si el mercado nacional de Gas Natural es abastecido por varios productores, la demanda futura asociada al Productor será determinada en proporción directa de las reservas probadas del campo que opera con respecto de la suma de las reservas probadas de todos los campos otorgados por PERUPETRO.

2.3 El Contrato establecerá los procedimientos para supervisar el cumplimiento del presente artículo.

Artículo 3.- Del Precio Máximo del Gas Natural en el Punto de Recepción y de las Condiciones de Aplicación.

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso b) del Artículo 4 y el último párrafo del Artículo 5 de la Ley:

3.1 El Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, deberá especificar el precio del Gas Natural en el Punto de Recepción.

3.2 El Contrato deberá incluir los siguientes criterios y principios que rigen la compraventa o suministro de Gas Natural, así como el servicio de transporte y distribución de Gas Natural, y que el Productor, Transportista, Distribuidor y comercializador estará obligado a contemplar en sus respectivos contratos:

a) En las relaciones comerciales por la compraventa o suministro de Gas Natural y por el servicio de transporte y distribución de Gas Natural, no se podrá aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

b) Para los consumidores que no son Consumidores Iniciales, las medidas de promoción a los Consumidores Iniciales, señaladas en el Artículo 4 del Reglamento, no serán tomadas en cuenta para la aplicación de lo dispuesto en el acápite anterior.

c) Queda prohibida la exigencia de confidencialidad. Ningún cliente podrá ser sancionado o penalizado por divulgar parte o la totalidad de su contrato.

3.3 Los contratos de compraventa o de suministro de Gas Natural así como los contratos de servicio de transporte y distribución de Gas Natural, suscritos por el Usuario de la Red, deberán ser elevados a escritura pública. Copias de estos contratos deberán ser entregadas por el Productor o Concesionario a la DGH, PERUPETRO, OSINERG y CTE, a más tardar 15 días después de su suscripción. Dichas entidades no estarán obligadas a guardar confidencialidad sobre los contratos o la información suministrada en ellos.

DE LAS MEDIDAS DE PROMOCION A LOS CONSUMIDORES INICIALES

Artículo 4.- Medidas de promoción a los Consumidores Iniciales.

De acuerdo con lo dispuesto en el último párrafo del Artículo 5 de la Ley:

4.1 En el contrato de compraventa o de suministro de Gas Natural y en el de servicio de Red Principal a los Consumidores Iniciales, deberá incluirse una o más de las siguientes medidas de promoción:

- a) Descuentos en el precio del Gas Natural en el Punto de Recepción;
- b) Mayores plazos para la recuperación de los volúmenes de Gas Natural pre-pagados (Períodos de “Make Up” y “Carry Forward”);
- c) Otras señaladas expresamente en los Contratos.

4.2 Las medidas de promoción no serán materia de renovación y estarán vigentes por el plazo de duración del contrato. Las prórrogas de los contratos no prorrogan las cláusulas sobre las medidas de promoción que estos contengan.

DE LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL

Artículo 5.- Comercialización del Gas Natural

5.1 La compraventa o suministro de Gas Natural será efectuado según lo establecido en las leyes y reglamentos aplicables. Las facturas por la compraventa o suministro de Gas Natural deberán expresar separadamente, entre otros, los costos relacionados con el precio del Gas Natural, el servicio de transporte, el servicio de distribución y comercialización, según corresponda.

5.2 Los Usuarios de la Red que adquieran el Gas Natural al Productor lo deberán hacer en el Punto de Recepción. Adicionalmente, los Usuarios de la Red estarán obligados a suscribir los contratos por el uso de la Red Principal.

5.3 El Gas Natural requerido para la operación de la Red Principal será de cargo del Concesionario. Dicho cargo se encuentra contenido dentro del Costo del Servicio.

5.4 El precio del Gas Natural requerido para la operación de la Red Principal será igual al precio promedio de las ventas de Gas Natural en el Punto de Recepción, determinado según lo señalado en el Contrato.

DEL ACCESO A LA GARANTIA PARA EL DESARROLLO DE RED PRINCIPAL

Artículo 6.- Requisitos para acceder a la Garantía de Red Principal

Para efectos de lo señalado en el Artículo 6 de la Ley, la evaluación de los requisitos para acceder a la Garantía considerará lo siguiente:

6.1 Se entenderá por uso público, la utilización de la Red Principal para uso colectivo. La red de ductos no será considerada de Uso Público cuando más del 33% de su uso esté destinado a clientes con vinculación económica directa o indirecta con el Transportista o Distribuidor.

6.2 El porcentaje de uso de la Capacidad Garantizada del gasoducto por parte de los Generadores Eléctricos, es igual al cociente de la suma de la proyección de las demandas máximas anuales utilizadas por los Generadores Eléctricos dividido entre la suma de las Capacidades Garantizadas anuales del gasoducto, en el Período de Recuperación.

6.3 La autorización y otorgamiento de la Garantía para un proyecto de Red Principal dada por el MEM no será materia de revisión.

DE LA GARANTIA AL CONCESIONARIO DE LA RED PRINCIPAL

Artículo 7.- Ingresos Garantizados al Concesionario de la Red Principal

7.1 La Capacidad Garantizada anual será especificada en el Contrato para cada año del Período de Recuperación. El Concesionario de la Red Principal tendrá un Ingreso Garantizado anual igual al producto de la Capacidad Garantizada anual por la Tarifa Base correspondiente. Dicho ingreso será pagado mediante el aporte de:

- a) Los Generadores Eléctricos;
- b) Los Otros Consumidores; y
- c) La Garantía por Red Principal.

7.2 El monto de la Garantía por Red Principal será determinado con el objeto de cubrir el Ingreso Garantizado anual en el Año de Cálculo, de acuerdo con los plazos y condiciones fijados en el Contrato.

DE LAS TARIFAS BASE DE LA RED PRINCIPAL

Artículo 8.- Determinación de la Tarifa Base

8.1 La Tarifa Base se determinará independientemente para los segmentos de la Red Principal denominados Red de Transporte y Red de Distribución.

8.2 De acuerdo con lo señalado en el Artículo 7 de la Ley, la Tarifa Base de cada segmento será igual al cociente entre el Costo del Servicio del segmento de la Red Principal y la Capacidad Garantizada Total del segmento correspondiente. La Capacidad Garantizada Total se determina según lo establecido en el numeral 10.1 del Reglamento.

8.3 La Tarifa Base y su fórmula de actualización será fijada cada año por la CTE y entrará en vigencia el 1 de mayo. La fórmula de actualización deberá permitir mantener el valor de la Tarifa Base.

Artículo 9.- Determinación del Costo del Servicio

9.1 El Costo del Servicio de la Red Principal será el monto ofertado por el Concesionario, con vigencia a la fecha señalada en el Contrato respectivo.

9.2 En caso que la Red Principal incluya los segmentos denominados Red de Transporte y Red de Distribución, el Contrato deberá prever lo necesario para desagregar el Costo del Servicio en cada uno de dichos segmentos.

9.3 En caso que se efectuaran pagos al Concesionario con anterioridad a la puesta en operación comercial de la Red Principal, dichos pagos podrán ser descontados del Costo del Servicio, considerando la Tasa de Interés fijada en el Contrato.

9.4 El Costo del Servicio será actualizado al inicio de cada Año de Cálculo, de acuerdo con las fórmulas de actualización y parámetros definidos en el Contrato respectivo.

Artículo 10.- Determinación de la Capacidad Garantizada Total

10.1 La Capacidad Garantizada Total es igual al Valor Presente del flujo de Capacidades Garantizadas anuales, considerando el Período de Recuperación, y la Tasa de Descuento fijada en el Contrato.

10.2 El Período de Recuperación se inicia en la fecha de puesta en operación comercial de la Red Principal y no podrá ser inferior a 20 ni superior a 30 años.

DE LAS TARIFAS REGULADAS POR EL USO DE LA RED PRINCIPAL

Artículo 11.- Tarifas Reguladas por el uso de la Red Principal en el Período Tarifario

11.1 El número de años del Período Tarifario será fijado por la CTE con 2 años de anticipación a su entrada en vigencia y no podrá ser menor de 2 ni mayor de 4 años. De no ser fijado en el plazo respectivo, el Período Tarifario será de 2 años.

11.2 De acuerdo con lo previsto en los Artículos 7 y 9 de la Ley, las Tarifas Reguladas para la Red Principal serán determinadas por la CTE para cada Período Tarifario. En dicha determinación se considerará lo siguiente:

a) La Tarifa Regulada para los Generadores Eléctricos será igual a la Tarifa Base.

b) La Tarifa Regulada para los Otros Consumidores será igual al cociente del Valor Presente de los Ingresos Garantizados anuales entre el Valor Presente de las proyecciones de las Capacidades Contratadas anuales. Ambos Valores Presentes se calcularán para el Período comprendido entre el inicio del Período Tarifario para el cual se está calculando las Tarifas Reguladas y el término del Período de Recuperación. Para el primer Período Tarifario el Período de cálculo de los Valores Presentes será el Período de Recuperación.

11.3 De no coincidir el inicio del Período de Recuperación con el 1º de mayo, fecha de inicio del Período Tarifario y definición de la Tarifa Base, y para ajustar, de ser necesario, los cálculos de la Tarifa Base, las Tarifas Reguladas y la Garantía por Red Principal, la CTE definirá el procedimiento para compatibilizar esta falta de coincidencia de fechas.

11.4 La Tarifa Regulada será independiente de la distancia a lo largo de la Red Principal. En el caso de la Red de Transporte esta disposición se aplicará únicamente mientras dure el Período de Garantía.

11.5 La CTE expresará las Tarifas Reguladas como cargos mensuales empleando la Tasa de Descuento, y establecerá la fórmula de actualización de las Tarifas Reguladas. La fórmula de actualización podrá tomar en cuenta, entre otras, las variaciones en la Tarifa Base, en el tipo de cambio y en el índice de precios al por mayor, y se aplicará dentro del Período Tarifario.

DE LA GARANTIA POR RED PRINCIPAL

Artículo 12.- Garantía por Red Principal

12.1 Al inicio de cada Año de Cálculo la CTE determinará la Garantía por Red Principal la cuál será igual a la diferencia entre el Ingreso Garantizado anual a que se refiere el Artículo 7, y el estimado de los Ingresos Esperados del Servicio en el Año de Cálculo que se inicia.

12.2 Si al finalizar el Año de Cálculo, la Garantía por Red Principal, prevista como la diferencia entre el Ingreso Garantizado anual a que se refiere el Artículo 7, menos los Ingresos Esperados del Servicio del año, fuera diferente al valor determinado al inicio del Año de Cálculo, dicha diferencia será incorporada como crédito o débito, según sea el caso, en el siguiente Año de Cálculo.

12.3 Si el monto de la Garantía por Red Principal resultara negativo, dicho monto se considerará igual a cero.

12.4 La Garantía, para cada segmento de la Red Principal, se extingue cuando, a partir del quinto año de operación de la Red Principal, la situación descrita en el numeral anterior se presentara por:

- a) Tres (3) Años de Cálculo consecutivos; o
- b) Tres (3) años durante cinco (5) Años de Cálculo consecutivos.

12.5 La CTE definirá los mecanismos para compensar las diferencias que pudieran producirse en la evaluación de la Garantía por Red Principal según lo señalado en el numeral 12.2.

INGRESOS DEL CONCESIONARIO DE LA RED PRINCIPAL

Artículo 13.- Ingresos del Concesionario de la Red Principal

El Concesionario tendrá dos fuentes de ingresos:

- a) Los ingresos provenientes por la prestación del servicio de Red Principal aplicando como máximo las Tarifas Reguladas por la CTE. Para efectos de la evaluación de la Garantía por Red Principal se asumirá que dichos ingresos son iguales a los Ingresos Esperados del Servicio; y
- b) Los ingresos por la garantía, según lo señalado en el Artículo 12 del Reglamento.

DE LA RECAUDACION Y PAGO DE LA GARANTÍA

Artículo 14.- De la recaudación y pago de la Garantía

14.1 El cargo de Garantía por Red Principal a que se refiere el Artículo 12 del Reglamento, será publicado conjuntamente con el Peaje por Conexión al SPT antes del 15 de abril y entrará en vigencia el 1 de mayo de cada año.

14.2 El cargo de Garantía por Red Principal será pagado mensual-

mente por todos los generadores eléctricos a la Empresa Recaudadora, según las mismas reglas que se aplican para el pago del Peaje por Conexión al SPT.

14.3 La Empresa Recaudadora será la empresa integrante del Comité de Operación Económica de Sistema (COES), encargada de recaudar, de los generadores eléctricos, el cargo de Garantía por Red Principal.

14.4 La Empresa Recaudadora, pagará mensualmente la Garantía por Red Principal al Concesionario.

14.5 El pago de la Garantía se efectuará en moneda nacional, para lo cual la CTE considerará el tipo de cambio pertinente al momento de efectuar los cálculos y los ajustes necesarios en las fórmulas de actualización. El Contrato establecerá la moneda y las condiciones en que se calcularán los Ingresos Garantizados.

DIVERSAS DISPOSICIONES

Artículo 15.- Capacidad Contratada y Demanda Máxima

15.1 Para la determinación de la Garantía por Red Principal, la Capacidad Contratada anual de cada Usuario de la Red será obtenida como el mayor valor entre:

- a) Su Capacidad contratada para el Período de un año; y
- b) Su demanda máxima anual, determinada como el promedio de las seis (6) más altas demandas máximas mensuales de los últimos doce (12) meses, incluyendo el mes del cálculo.
- c) La demanda máxima mensual será determinada como el mayor valor registrado de las demandas máximas diarias en el mes de cálculo.

15.2 La demanda máxima diaria será igual a la mayor Capacidad promedio utilizada en cada Período de cuatro horas consecutivas contabilizado entre las 0 y las 24 horas. El Período de cuatro horas será revisado por la CTE después del tercer Período Tarifario.

15.3 La demanda máxima anual de cada segmento de la Red Principal será igual a la suma de las demandas máximas anuales de cada uno de los Usuarios de la Red.

Artículo 16.- Normas aplicables al finalizar el Período de Garantía

16.1 El Período de Garantía dado en la Ley, termina cuando:

- a) El tiempo de operación de la Red Principal sobrepasa el Período de Recuperación; o,
- b) Se produce lo previsto en el Artículo 12º del Reglamento; o,
- c) Existe renuncia expresa a la Garantía por parte del Concesionario según lo previsto en el Contrato.

16.2 Las tarifas máximas aplicables a los diferentes usuarios por el uso de la Red de Distribución una vez concluido el Período de la Garantía, y hasta la terminación del Período de Recuperación, será igual a la Tarifa Base.

16.3 Las tarifas máximas aplicables a los diferentes usuarios por el uso de la Red de Transporte una vez concluido el Período de la Garantía, y hasta la terminación del Período de Recuperación, será igual a la Tarifa Regulada calculada en función de la distancia transportada, de tal forma que los ingresos esperados resulten iguales a los que se hubieran obtenido con una Tarifa Regulada única igual a la Tarifa Base.

Grupo S.R.L.

Schell 343 Of. 706, Miraflores
Telefax: 242-2731 / 242-4029
E-mail: gruposrl@terra.com.pe
LIMA-PERU

