



2012

Regulación del gas natural en el Perú

- Actividades reguladas y no reguladas
- Componentes del precio del gas natural
- El precio del gas natural en Lima y Callao
- Las tarifas de gas natural en otras concesiones

La División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN ha elaborado el presente folleto denominado 'Regulación del Gas Natural en el Perú', con la finalidad de contribuir a la masificación del consumo de este combustible, sobre la base del mejor conocimiento y comprensión de las actividades de la industria del gas natural, de los elementos que componen la tarifa que se aplica a los consumidores finales, y de la actividad reguladora del Estado para que los beneficios de este energético lleguen a los usuarios

en las mejores condiciones de calidad, cantidad, oportunidad y precio.

Este material contiene información relevante sobre la regulación de las tarifas de transporte y distribución del gas natural de Camisea en Lima y Callao. Asimismo, brinda información sobre los otros gasoductos que se han concesionado en el país, como el Gasoducto Andino del Sur, y el gasoducto de distribución de gas natural en la Región Ica.



Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

INTRODUCCIÓN

El Siglo del Gas Natural

La energía en todas sus formas es vital para el desenvolvimiento de la vida humana en nuestro planeta, y una de nuestras principales fuentes de energía proviene de los combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural. Sin estos recursos es imposible explicar el desarrollo alcanzado por la industria manufacturera, automovilística, aeronáutica, naval, militar y de tantos otros sectores que se sustentan en el empleo de estos recursos.

El suministro energético que demanda el desenvolvimiento de la sociedad contemporánea depende, en gran medida, de la disponibilidad de petróleo y gas natural. Esta dependencia subsistirá hasta que los combustibles fósiles cedan su supremacía a otras fuentes energéticas más limpias, económicas y perdurables, o hasta cuando sus reservas alcancen niveles críticos. El agotamiento de los yacimientos es un hecho anunciado sin fecha establecida.

Se sabe que se puede encontrar petróleo y gas natural en todos los continentes distribuidos de forma muy irregular. Que enormes campos petrolíferos que contienen alrededor de la mitad del petróleo mundial se encuentran en el Medio Oriente. Que existen también grandes cantidades de petróleo en el Golfo de México, el Mar del Norte y el Ártico ruso y estadounidense.

Se estima que hay notables reservas en las plataformas continentales, aunque por diversas razones la mayoría de ellas no han sido aún localizadas ni exploradas. En consecuencia es muy difícil estimar para cuántos años tenemos petróleo y gas natural. Es también difícil hacer cálculos y pronósticos porque ello depende de muchas variables aún desconocidas.

Una de estas variables está relacionada con la incidencia de las reservas no convencionales de pe-

tróleo y gas natural en la disponibilidad futura de combustibles; pero es un hecho que los elevados precios del crudo y sus derivados, y las nuevas técnicas de extracción, transporte y aprovechamiento de hidrocarburos han abierto el camino a reservorios descartados por la mayor dificultad y los altos costos que demanda su explotación. La gran variedad de reservas no convencional, como el crudo que yace en el fondo marino o los sistemas que transforman el gas o el carbón en líquido, brinda posibilidades ilimitadas.

Este es someramente el entorno en el que se desenvuelve nuestra joven industria de gas natural y que nos obliga a ser eficientes en el aprovechamiento del recurso que disponemos. Se dice que el Siglo XXI es el *Siglo del Gas Natural*, no solo porque el gas natural sustituye al petróleo con ventajas en la seguridad del suministro, en los precios y la relación con el medio ambiente, sino también porque su empleo aumenta y su tecnología avanza, lo que abre nuevas e innumerables posibilidades para el desarrollo de las naciones.

El gas de Camisea cuyas actividades reguladas se explicación en esta publicación nos ha hecho actores del *Siglo del Gas Natural*.

CONTENIDO

Introducción

El Siglo del Gas Natural Pág.2

Capítulo I

El gas natural: actividades reguladas y no reguladas Pág.3

Capítulo II

Regulación del gas natural Pág.5

Precios del gas natural en Lima y Callao Pág.8

Precios del gas natural en Ica Pág.16

Tarifas del Gasoducto Andino del Sur Pág.19

CAPÍTULO I

El gas natural: actividades reguladas y no reguladas

La industria peruana del gas natural comprende un conjunto de actividades que van desde la extracción del hidrocarburo de sus depósitos naturales hasta la entrega del mismo a los consumidores, como se observa en el gráfico que ilustra esta página. Algunas de estas actividades están sujetas a regulación tarifarias y otras no.

Actividades no reguladas

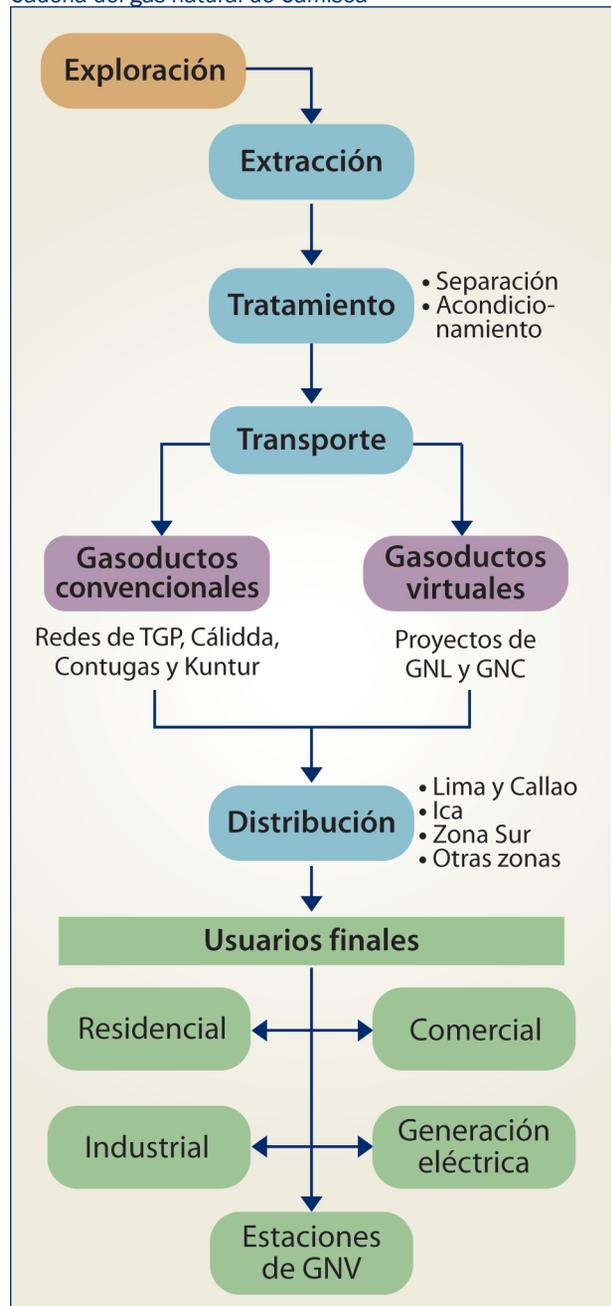
La exploración, extracción y tratamiento del gas natural, que para los fines de esta publicación se denominan 'actividades de campo', son actividades que se desenvuelven en un contexto competitivo, de acuerdo con las condiciones establecidas por el Estado peruano en los respectivos contratos de licencia. En el caso de Camisea, las actividades de campo están licenciadas al Consorcio Camisea¹; en consecuencia, el precio del gas natural en 'boca de pozo' no es regulado por OSINERGMIN; sus valores máximos y fórmulas de actualización están contenidos en el correspondiente contrato de licencia.

El transporte y distribución de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL) por medio de 'gasoductos virtuales', para fines residenciales, industriales, comerciales o vehiculares, son también actividades en las que el Estado no interviene en la fijación de sus precios. Estos son establecidos en un entorno competitivo donde interviene la oferta y la demanda. Al igual que las actividades de campo, las empresas operadoras de gasoductos virtuales deben respetar el ordenamiento legal establecido.

Actividades reguladas

En cambio, las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos (gasoductos convencionales) son reguladas por OSINERGMIN. El sistema de ductos que transporta el gas natural desde Camisea hasta el City Gate ubicado en Lurín se denomina Red Principal de Transporte, y está concesionado a Transportadora de Gas del Perú (TGP). El sistema de ductos que hace posible la distribución de gas natural en la concesión

Gráfico 1
Cadena del gas natural de Camisea



Continúa en la página 5

Elaboración Propia.

1. Integrado por Pluspetrol, Hunt Oil, SK Energy, Tecpetrol, Sonatrach y Repsol.

Marco normativo

El marco normativo de la industria del gas natural está conformado por un conjunto de leyes, reglamentos y resoluciones de carácter obligatorio. Los actores que participan en el desarrollo y desenvolvimiento de esta industria deben cumplirlo a cabalidad.

Las principales normas de la industria del gas natural en el Perú son las siguientes:

- Ley N° 26221. 'Ley Orgánica de Hidrocarburos'.- Norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.
- Decreto Supremo N° 042-2005-EM 'Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos' (publicado el 14 de octubre de 2005).- Promueve las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Ley N° 27133. 'Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural' (publicada el 04 de junio de 1999).- Establece las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural.
- Decreto Supremo N° 040-99-EM. 'Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural' (publicado el 15 de setiembre de 1999).- Norma la actividad comercial de la industria de gas natural y la Garantía por Red Principal.
- Decreto Supremo N° 040-2008-EM 'Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos'.- Compila la normativa de la actividad del servicio público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.
- Decreto Supremo N° 018-2004-EM. 'Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos' (publicado el 16 de junio de 2004).- Establece las condiciones para la prestación del servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.
- Decreto Supremo N° 081-2007-EM. 'Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos' (publicado el 22 de noviembre de 2007).- Norma la actividad del servicio público de Transporte de Gas Natural por Ductos.
- Decreto Supremo N° 063-2005-EM 'Normas para promover el consumo masivo de gas natural'.- Establece condiciones favorables para facilitar el acceso de los consumidores al uso del gas natural.
- Decreto Supremo N° 048-2008-EM (publicado el 28 de setiembre de 2008).- Modifica el Regla-

mento de la Ley N° 27133, aprobado mediante D.S. 040-99-EM y dicta disposiciones para unificar procedimientos tarifarios.

- Resolución Suprema N° 046-2010-EM (publicada el 16 de julio de 2010) Aclaratoria a la Adenda al Contrato BOOT de Concesión de Distribución en Lima y Callao suscrita el 6 de mayo de 2010, que aclara el régimen tarifario aplicable a la prestación del servicio de distribución de gas natural y aplicación de la Tarifa Única de Distribución.

Marco institucional

Las instituciones públicas comprometidas en la ejecución de las funciones normativas, promocionales, concedentes, regulatorias, supervisoras y fiscalizadoras de la industria del gas natural, son las siguientes:

- El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el organismo del Estado que tiene competencia normativa y facultad concedente. A través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos se encarga de los asuntos vinculados con los hidrocarburos y los asuntos medio ambientales, respectivamente.
- PERUPETRO, es la institución que tiene a su cargo la suscripción de los contratos de exploración y explotación en el segmento "upstream" o actividades de campo.
- OSINERGMIN, a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), tiene la facultad de regular las tarifas de transporte y distribución de gas natural por red de ductos. Y a través de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) tiene por misión supervisar y fiscalizar las condiciones de calidad y seguridad de las instalaciones y operaciones de la industria de gas natural.
- OEFA, es el ente adscrito al Ministerio del Ambiente que tiene la responsabilidad de verificar el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de las personas naturales y jurídicas, cualquiera que sea la actividad que desarrollen en el territorio nacional.
- INDECOPI, tiene a su cargo la elaboración de las normas técnicas para la construcción, instalación, uso y funcionamiento de las facilidades de distribución de gas natural en baja presión, así como del equipamiento que se requiere en las residencias, centros comerciales e industriales.

CAPÍTULO II

Regulación del gas natural

En el Perú se regulan las tarifas de los servicios públicos, como el transporte y la distribución de gas natural por redes de ductos, porque estas actividades tienen características de monopolio natural que hacen necesaria la intervención del Estado para evitar el abuso de la posición de dominio y proteger el interés de los consumidores y los inversionistas.

La GART y la regulación de tarifas

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN fija las tarifas por servicio de transporte y distribución de gas natural a través de procedimientos regulatorios² en los que debe tener en cuenta tres fuentes para su decisión tarifaria:

- El contrato de concesión entre el Estado peruano y la empresa regulada (el concesionario del transporte o el concesionario de la distribución);
- Lo dispuesto en la legislación del sector hidrocarburos (referido al gas natural) mediante leyes o decretos supremos; y
- Las resoluciones emitidas por el Consejo Directivo de OSINERGMIN.

¿Por qué y para qué se regula?

La GART regula las tarifas de los servicios de transporte y distribución de gas natural por red de ductos porque estas actividades tienen las características de monopolios naturales.

Las actividades monopólicas se originan en mercados donde existen imperfecciones que pueden ge-

nerar conflictos entre el interés de los consumidores (buen servicio a bajo costo) y el interés de los inversionistas (maximizar utilidades).

En consecuencia las tarifas de los servicios públicos se regulan para:

- Promover un equilibrio que dé seguridad a la inversión y protección al consumidor.
- Garantizar la provisión de un servicio seguro y de calidad al menor costo posible para el consumidor.
- Garantizar la sostenibilidad de actividades importantes para la sociedad.

OSINERGMIN y la fijación de las tarifas de gas natural

En lo que se relaciona con la industria del gas natural, la función reguladora de OSINERGMIN, a través de la GART, se centra en la regulación de las tarifas de transporte y distribución del hidrocarburo por redes de ductos.

La regulación de estas tarifas se realiza dentro del marco de un procedimiento, que tiene criterios, metodologías, modelos y etapas bien definidas de acuerdo a la normativa vigente desde el inicio del mismo hasta su finalización con la fijación de las tarifas correspondientes.

2. OSINERGMIN, Introducción a la Regulación de Tarifas de los Servicios Públicos, 2006. Pág. 9.

Actividades reguladas

...viene de la página 3

de Lima y Callao está a cargo de Cálidda. La distribución se paga por medio de la Tarifa Única de Distribución.

El sistema de distribución de gas natural de Camisea en la Región Ica está concesionado a Contugas. En

tanto el sistema de transporte de gas natural a las regiones de Cusco, Puno, Arequipa y Moquegua, a través del Gasoducto Andino del Sur, está concesionado a Kuntur.

La regulación de las tarifas de los servicios de los sistemas de transporte y distribución de gas natural es el tema central de los siguientes capítulos.

El procedimiento tarifario

Todos los procedimientos de regulación de tarifas que administra OSINERGMIN, entre ellos los que se refieren a las tarifas de gas natural, están normados por la Resolución N° 775-2007-OS/CD Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma 'Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados'.

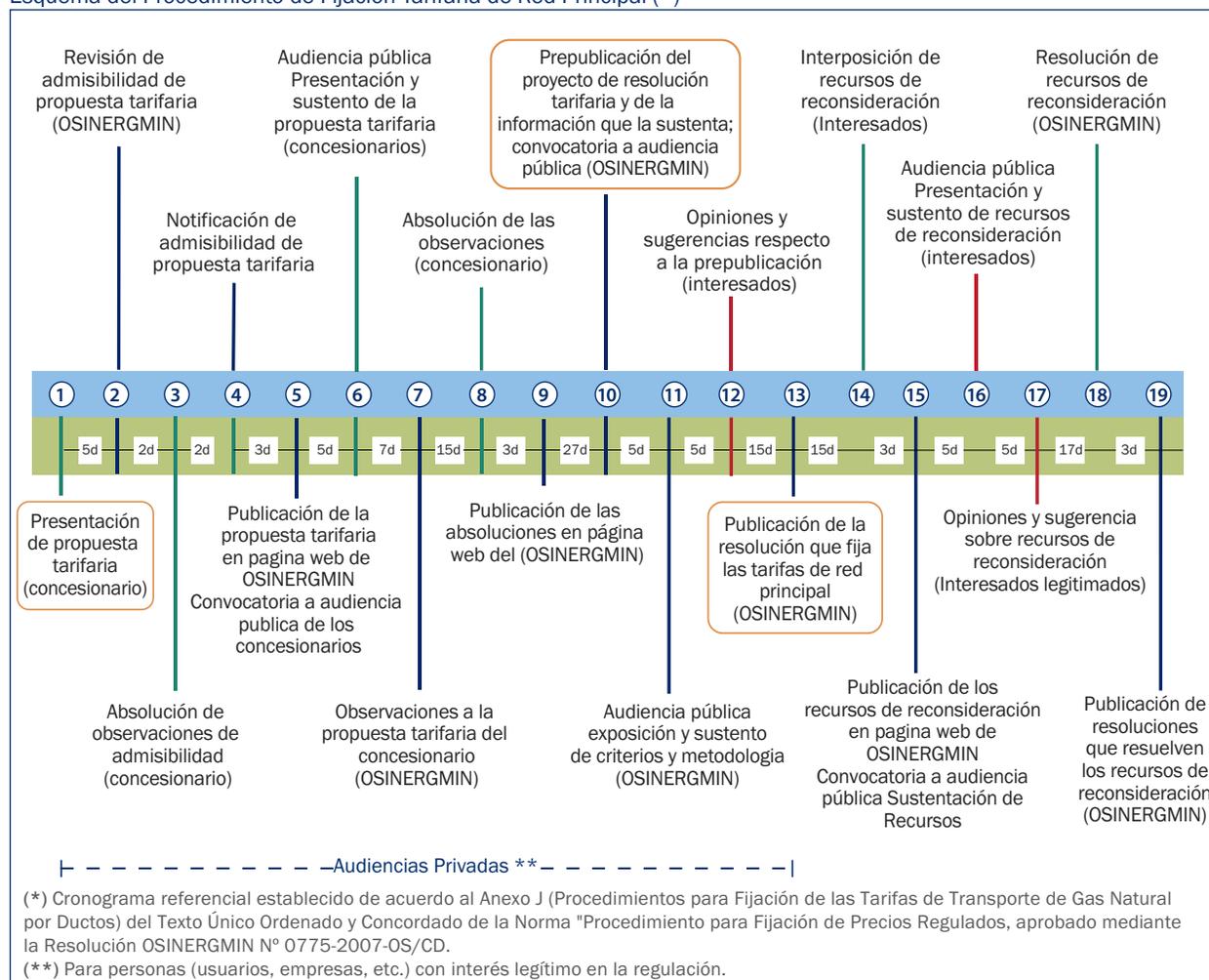
La resolución indicada contiene en sus anexos los procedimientos específicos para la fijación de tarifas vinculadas al transporte y distribución de gas natural por red de ductos. Los aspectos más relevantes de dichos procedimientos son los siguientes:

- El procedimiento se inicia con la presentación de la propuesta tarifaria de las empresas concesionarias, la misma que debe ser expuesta y sustentada en audiencia pública;
- Durante todo el procedimiento, la propuesta de las empresas es evaluada y analizada por el regulador

según los criterios, métodos y modelos económicos establecidos en el marco regulatorio;

- Luego, OSINERGMIN prepublica la resolución que fija las tarifas y sustenta la misma en una audiencia pública descentralizada.
- Posteriormente publica la tarifa.
- Los interesados pueden presentar recursos de reconsideración contra la resolución que fija las tarifas, y sustentar los mismos en audiencia pública;
- El procedimiento concluye en su fase administrativa con la publicación de las resoluciones con las que el regulador resuelve los recursos de reconsideración. En caso no existieran reconsideraciones el proceso finaliza con la publicación de la resolución tarifaria.
- Los interesados (usuarios, empresas y demás personas con intereses legítimos en la regulación) tienen garantizado el derecho a intervenir durante el proceso: en las audiencias públicas y privadas; en las etapas de entrega de opiniones y sugerencias; y mediante recursos de reconsideración.

Gráfico 2
Esquema del Procedimiento de Fijación Tarifaria de Red Principal (*)



Fuente: OSINERGMIN

Principios del accionar del regulador

Los principios³ que guían las acciones de OSINERGMIN en el cumplimiento de sus funciones (reguladora, supervisora, fiscalizadora, etc.) se exponen y desarrollan resumidamente en los siguientes párrafos.

- **Libre Acceso.-** Garantiza a los consumidores el libre acceso a los servicios públicos de energía.
- **Neutralidad.-** Vela por la neutralidad de las actividades que desarrollan las entidades sujetas a su supervisión, regulación y/o fiscalización.
- **No Discriminación.-** Garantiza que las entidades no sean discriminadas.
- **Actuación basada en el Análisis Costo – Beneficio.-** Garantiza que las acciones del regulador sean evaluadas para asegurar su racionalidad y eficacia.
- **Transparencia.-** Las decisiones del regulador son conocibles y predecibles.
- **Imparcialidad.-** Los casos semejantes son tratados de manera similar.
- **Autonomía.-** El regulador no está sujeto a mandato imperativo de ningún otro órgano o institución del Estado.
- **Subsidiariedad.-** La actuación del regulador procede cuando los mecanismos de mercado no son adecuados para la satisfacción de los intereses de los consumidores.

- **Supletoriedad.-** Las normas de libre competencia son supletorias a las disposiciones regulatorias y/o normativas que dicte el regulador.
- **Análisis de Decisiones Funcionales.-** Las decisiones del regulador son evaluadas en relación con el desarrollo del mercado y la satisfacción de los consumidores.
- **Eficiencia y Efectividad.-** Garantiza el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto.
- **Celeridad.-** Garantiza la resolución de los temas y controversias sometidos a consideración del regulador de manera oportuna y en el menor tiempo posible.

Gráfico 3

Principios del accionar de OSINERGMIN



Criterios de la regulación tarifaria

En lo que respecta a la regulación de tarifas, el accionar de OSINERGMIN se guía también por criterios bien definidos en el marco normativo y regulatorio. Éstos son los siguientes:

- El mantenimiento de la estabilidad en los precios, dentro de los límites que impone la Ley,
- Tarifas adecuadas para remunerar un servicio eficiente y que permita una industria de gas natural auto sostenida,
- Atención a la prestación del servicio en el corto, mediano y largo plazo,

- El desarrollo de la competencia como la forma más eficiente para la determinación de los precios,
- Comunicación y consulta con los interesados para entender las implicancias de las decisiones regulatorias, y permitirles discutir el impacto de la regulación y sugerir alternativas y mejora.
- Desarrollo de normas (con pre-publicación) que esclarezcan los criterios para mejorar la predictibilidad.

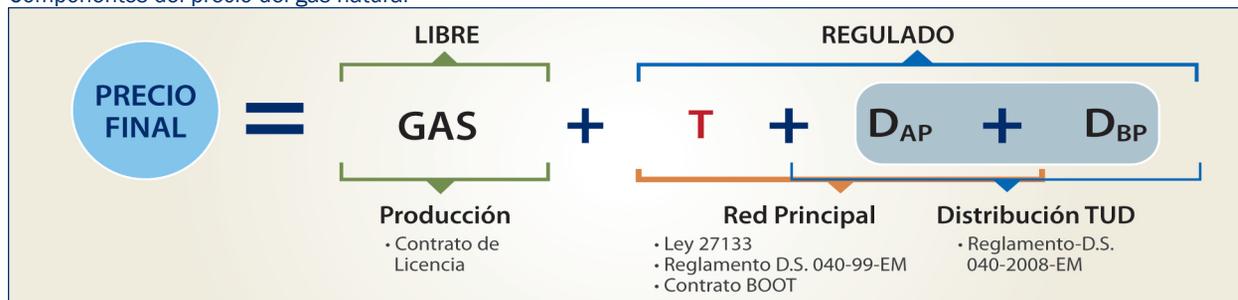
3. De acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.

El precio del gas natural

El precio del gas natural que se factura al consumidor final está compuesto básicamente por el precio de gas en “boca de pozo”, la tarifa de transporte, y la tarifa de distribución.

Gráfico 4

Componentes del precio del gas natural



NOTA: D_{AP}: Distribución en Alta Presión, D_{BP}: Distribución en Baja Presión

Precio del gas en ‘boca de pozo’

El Artículo 77° de la Ley N° 26221 Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que los precios de los hidrocarburos se rigen en el mercado peruano por la oferta y la demanda.

Para el caso del gas natural de Camisea, proveniente del Lote 88, el contrato de licencia establece una fórmula de precios máximos del gas para el mercado interno, dependiendo de la naturaleza del cliente (generación eléctrica, y otros usos). Lo señalado quiere decir que el precio del gas natural en “boca de pozo” no es materia regulada por OSINERGMIN. Es un acuerdo de partes entre el Estado y la empresa licenciataria plasmado en el contrato de licencia.

De acuerdo con dicho contrato, los precios máximos básicos fueron de 1,0 y 1,8 dólares americanos por millón de BTU, para los generadores eléctricos y los demás usuarios, respectivamente.

Los precios del gas natural contenidos en el contrato de licencia, se muestran en la tabla 1.

Tabla 1

Precios vigentes del gas natural

Tipo de usuario	Precio Final (US\$/MMBTU*)
Generador eléctrico	1,00
GNV	0,80
Otros	1,80

Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, Cláusula Octava Numeral 8.4.4.1 literal a)

* Millones de Unidades Térmicas Británicas.

Cabe mencionar que mediante carta PPC-GG-06-0083, del 06 de setiembre de 2006, Pluspetrol se comprometió a mantener un precio máximo de 0,8

En el caso del gas de Camisea, que se suministra a los consumidores finales de Lima y Callao, el precio tiene los componentes que se muestran en el gráfico 4:

US\$/MMBTU, para el gas natural vehicular, por un periodo de seis años.

Transporte y distribución del gas para Lima y Callao

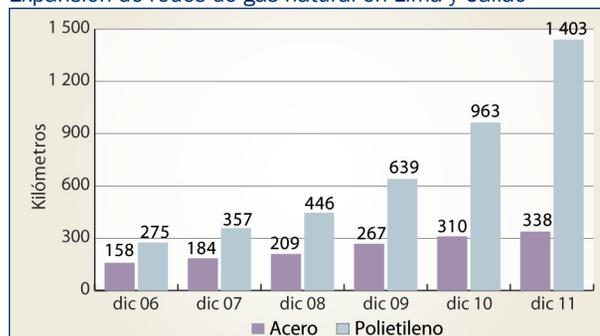
El ducto de la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) para el transporte de gas natural recorre 730 kilómetros. El recorrido de este ducto empieza en Camisea, distrito de Echarate, provincia de La Convención, en el departamento de Cusco y cruza las regiones de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima, hasta llegar al City Gate en Lurín.

La distribución de gas natural está concesionada a la empresa Cálidda. La distribución se regula a través de la aplicación de la Tarifa Única de Distribución.

En el 2006 existían 158 Km. de redes de distribución de acero y 275 Km. de redes de polietileno, y a finales de 2011 las redes de acero y polietileno se expandieron a 338 Km. y 1 403 Km., respectivamente.

Gráfico 5

Expansión de redes de gas natural en Lima y Callao



Tarifa de la Red Principal de Transporte

Las Tarifas de Transporte de la Red Principal de Camisea se fijaron con la Resolución N° 086-2010-OS/CD, publicada el 21 de abril de 2010. Dichas tarifas son aplicables en el periodo comprendido entre el 1° de mayo de 2010 y el 30 de abril de 2012.

El marco normativo define dos tipos de tarifas reguladas: una aplicable a los generadores eléctricos, la cual es equivalente a la Tarifa Base y la otra aplicable a cualquier otro usuario del gasoducto. Esta última tarifa considera como demanda la proyección de los transportes de gas natural a lo largo de la vida útil del gasoducto y es actualizada a la tasa de descuento señalada en las normas correspondientes. Como se sabe la Red Principal de Transporte está concesionada a TGP.

A la fecha la Tarifa Base es igual a la Tarifa Regulada debido a que ya se ha alcanzado la capacidad garantizada.

Tabla 2

Tarifa de Red Principal de Camisea 2010-2012 aplicable a TGP

Tipo	US\$/Millar de m ³
Tarifa Base	31,4384
Tarifa Regulada / Generador Eléctrico	31,4384
Tarifa Regulada / Otros Usuarios	31,4384

Como producto del adelanto en la recaudación de la Garantía por Red Principal (GRP), se ha definido en el Artículo 1° de la Resolución N° 082-2010-OS/CD el Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de la Red Principal cuando el ingreso por el servicio supere al ingreso garantizado (FDA). Dicho factor es de aplicación

a las Tarifas Base (reguladas) a partir del 1° de mayo de 2010, por tanto las tarifas establecidas en la Resolución N° 086-2010-OS/CD están afectas al factor de descuento señalado.

Tarifa Única de Distribución

Cabe precisar que la Tarifa de la Red Principal de Distribución concesionada a Cálidda quedó sin efecto⁴ cuando entró en vigencia la Tarifa Única de Distribución (TUD) aprobada en diciembre de 2009, mediante Resolución N° 261-2009-OS/CD, la misma que fue modificada por las resoluciones N° 051-2010-OS/CD, N° 057-2010-OS/CD, y N° 211-2010-OS/CD publicadas el 28 de febrero de 2010, el 25 de agosto de 2010, y el 25 de agosto del mismo año, respectivamente. La TUD entró en vigencia en mayo de 2010⁵, para cuyo efecto el Ministerio de Energía y Minas modificó el Contrato BOOT de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao, mediante la Resolución Suprema N° 037-2010-EM.

Tabla 3

Márgenes de la Tarifa Única de Distribución de Cálidda

Tipo de Usuario	Margen de comercialización		Margen de Distribución	
	US\$/mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³ (*)
A	1 0000			117,8700
B	39,2000			51,4000
C		0,2361		31,7700
D		0,1829		24,6200
GNV		0,2031		27,3300
E		0,0579	0,2369	12,1100
GE		0,0586	0,2397	14,2200

Tarifas modificadas por Resolución N° 211-2010-OS/CD.
(*) Metros cúbicos estándar.

Categorías de consumidores

Los consumidores de gas natural se dividen en dos grandes grupos:

- Consumidores Independientes: Aquellos que adquieren el hidrocarburo directamente del productor, siempre que sea por un volumen mayor a los 30 000 m³/día y un plazo contractual no menor a 6 meses.
- Consumidores Regulados: Aquellos que adquieren gas natural del concesionario de distribución por un volumen igual o menor a 30 000 m³/día.

OSINERGMIN aprobó mediante Resolución N° 211-2010-OS/CD, las nuevas categorías tarifarias de consumidores para la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao.

Tabla 4

Categorías Tarifarias

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (Sm ³ /mes)
A	Hasta 300
B	Desde 301 hasta 1 750
C	Desde 1 751 hasta 300 00
D	Desde 300 001 hasta 900 00
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular independientemente de la magnitud de consumo mensual
E	Consumo mayor a 900 000
GE	Para generadores eléctricos, independientemente de la magnitud de consumo mensual

4. De acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 4° de la Resolución N° 086-2010-OS/CD

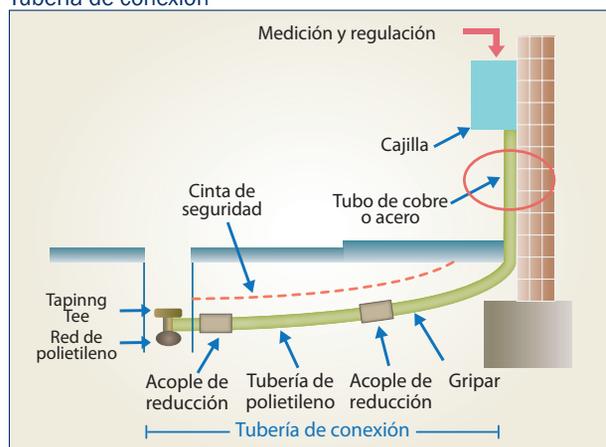
5. Conforme a lo dispuesto en el Artículo 18° de la Resolución N° 261-2009-OS/CD, la TUD entra en vigencia al día siguiente de publicada la Resolución Suprema que aprueba las modificaciones al Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao.

Otros componentes regulados

Derecho de conexión

Es aquel que adquiere el interesado para acceder al suministro de gas natural dentro del área de concesión, mediante un único pago obligatorio y no reembolsable. Este monto es regulado por OSINERGMIN⁶ e incluye el costo de la tubería de conexión, la misma que se muestra en el gráfico siguiente:

Gráfico 6
Tubería de conexión



Fuente: OSINERGMIN

El Derecho de Conexión está regulado de acuerdo a los siguientes criterios:

- i. Para consumidores cuyo consumo es mayor a 300 m³ std /mes:
 - El Derecho de Conexión debe cubrir el equivalente al costo esperado de la tubería de conexión promedio, más la parte del costo esperado de desarrollo de la Red Común.
 - El Derecho de Conexión debe cubrir al menos la longitud promedio de la tubería de conexión de los nuevos suministros. Asimismo, para estos consumidores, el Derecho de Conexión se propondrá en función del tipo de uso del gas natural (industria, GNV, GNC, GNL, generación eléctrica, etc.) y la presión de suministro garantizado.
- ii. Para el caso de los consumidores regulados cuyo consumo sea menor o igual a 300 m³ std/mes el Derecho de Conexión deberá ser, como máximo, el equivalente al costo esperado de la tubería de conexión promedio.

- Los Derechos de Conexión pagados por los Interesados se deben actualizar, para efectos de la revisión tarifaria, siguiendo el valor de la Red Común⁷.

Los derechos de conexión según categorías de consumidor se detallan en la tabla siguiente:

Tabla 5
Derecho de Conexión según categorías

Categoría	Derecho de Conexión	Factor K
	US\$/(Sm ³ /d)	
A	94,2	9
B	6,8	3
C	2,7	3
D	2,4	3
E	1,3	3
GNV	12,0	3
GE	0,5	3

Nota: Para el caso de la Categoría A, se utilizará un promedio por cliente de 0,70 m³/d. Valores aprobados por Resolución N° 261-2009-OS/CD.

El Factor K está referido al Factor límite que considera OSINERGMIN para que una ampliación sea incorporada automáticamente en la Base Tarifaria⁸.

Acometida

Es el elemento de la conexión domiciliar que une la tubería de conexión con la red interna del domicilio del consumidor y permite controlar y medir el flujo del gas natural.

La acometida tiene como componentes: el medidor, los equipos de regulación, la caja de protección, los accesorios y las válvulas de protección.

En febrero de 2010, OSINERGMIN fijó los Topes Máximos de Acometida⁹ de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, para los consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 118° del Reglamento de Distribución.

Tabla 6
Topes Máximos de Acometida para consumos iguales o menores a 300 m³/mes

Tipo de Acometida	En muro existente	En murete construido
	US\$	US\$
Con medidor G 1,6	105,79	132,38
Con medidor G 4	127,64	154,24
Con medidor G 6	224,80	274,30

Para el caso de las demás categorías tarifarias, con consumos mayores a 300 m³/mes, los tope máxi-

6. Resolución N° 261-2009-OS/CD, publicada el 17 de diciembre de 2009.

7. Red de Media y Baja Presión.

8. Costos de inversión y operación y mantenimiento incluidos en la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos fijada por OSINERGMIN. Dichos costos incluyen las instalaciones existentes y las que proyecta efectuar el concesionario dentro de su Plan Quinquenal de Inversiones aprobado por OSINERGMIN.

9. Resolución N° 051-2010-OS/CD, la cual modificó la Resolución N° 261-2009-OS/CD.

mos de acometida, así como sus correspondientes cargos por mantenimiento, no son regulados por OSINERGMIN.

Para el caso de consumidores de la Categoría A con acometidas de otras categorías, el monto de mantenimiento será negociado con el concesionario, debiendo descontarse el costo de mantenimiento reconocido en la fijación de tarifas para la Categoría A.

Cargos de inspección, supervisión y habilitación

Los Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna, en la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, para los nuevos consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes fue fijada por OSINERGMIN con Resolución N° 261-2009-OS/CD.

Para los consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes dichos cargos están incluidos en la tarifa de la categoría A.

Cargos por corte y reconexión

De acuerdo al Reglamento de Distribución de gas natural¹⁰ la empresa distribuidora está autorizada a realizar el “corte” del servicio al consumidor por los siguientes motivos:

- Cuando éste deba dos facturas consecutivas,
- Si consume el gas natural de forma indebida o sin autorización,
- Si impide la lectura del medidor de su domicilio,
- Cuando revende el gas natural a terceros vía redes de distribución no autorizadas,
- Si pone en peligro la seguridad de las personas o la propiedad de terceros al realizar instalaciones fraudulentas,
- Si impide la revisión de las instalaciones internas, equipos y acometida correspondientes a su domicilio,
- Cuando manipula indebidamente cualquier instalación de la concesionaria.

A continuación se explican las modalidades de cierre y corte del servicio de gas natural, de acuerdo a lo aprobado por OSINERGMIN¹¹.

Cierre del servicio

Esta modalidad es aplicable en los casos que se encuentren pendiente de pago dos recibos o cuotas de servicio, debidamente notifi-

cadas. Comprende el cierre de la válvula de entrada, la verificación de posibles fugas y el precintado.

Tabla 8

Corte Tipo I: Cierre del servicio

Categorías	US\$
A y B Comercial	5,98
B y C Industrial	23,00
D	30,54

Retiro de los componentes de la Acometida

Esta modalidad es aplicable cuando el usuario consuma gas natural sin autorización de la concesionaria, vulnere las condiciones del servicio, ponga en

peligro la seguridad de las personas o la propiedad de terceros, haga instalaciones fraudulentas, dañe la acometida o el sistema de distribución, manipule indebidamente cualquier instalación de la distribuidora, revenda gas natural a terceros y por causales de resolución del contrato. En función de las características de la acometida, los retiros de los componentes de la acometida se clasifican en:

- Para categorías A y B-comercial: Comprende el cierre de válvula de entrada, el retiro del medidor y regulador según sea el caso, taponado de la tubería de conexión, la verificación de pérdidas en la zona de intervención y el precintado.
- Para la categoría B-industrial, C, D y GNV: Comprende el cierre de válvula de entrada, el retiro del medidor, la instalación de una placa ciega y de una junta cuando corresponda, el ajuste de bridas y la verificación de pérdidas.

Tabla 9

Corte Tipo II: Retiro de componente de la Acometida

Categorías	US\$
A y B Comercial	6,38
B y C Industrial	47,85
D	79,12



Fuente: Cálidda

10. Artículo 75° del D.S.042-99-EM, “Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes de Ductos”, de fecha 15 de septiembre de 1999.

11. La descripción y secuencia de aplicación de las modalidades de corte, serán las establecidas en la Resolución N° 371-2006-OS/CD, o en aquella norma que la sustituya.

Corte del servicio

Esta modalidad es aplicable cuando el usuario impide el acceso al gabinete de la acometida para ejecutar el cierre del servicio o el retiro de sus componentes; impide la lectura del medidor; o el acceso a las instalaciones internas, equipos y acometida, para su revisión.

Tabla 10
Corte Tipo III: Corte del servicio

Categorías	US\$
A y B Comercial	70,45
B, C Industrial y D*	171,15
B y C Industrial**	199,64
D**	204,98

* Polietileno. ** Acero

Asimismo, procede el corte por reconexión indebida del servicio luego del retiro de los componentes de la acometida. En función de las características de la acometida, los cortes del servicio se clasifican en:

- Para categorías A y B-comercial (residenciales): Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería de conexión, el cierre de la válvula de entrada (de ser el caso), prensado y corte de la tubería, venteo del gas remanente desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas en la zona de intervención y el relleno del pozo.
- Para categorías B-industrial, C, D y GNV, con tubería de polietileno: Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería de conexión, cierre de la válvula de entrada (de ser el caso), prensado y corte de la tubería de polietileno, venteo del gas remanente desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas en la zona de intervención y el relleno del pozo.
- Para categorías B-industrial, C, D y GNV con tubería de acero: Comprende el destapado de la cámara o la realización de un pozo para acceder a la válvula enterrada, cierre de la válvula de entrada, colocación de placa ciega, verificación de pérdidas en la zona de intervención y tapado de la cámara o de la válvula.

Reconexión del servicio

- Reconexión por cierre de servicio, para todas las categorías (residenciales, industriales y GNV): Comprende

Tabla 11
Reconexión Tipo I: Reconexión por cierre

Categorías	US\$
A y B Comercial	7,66
B y C Industrial	31,16
D	58,36

de la reapertura de la válvula de entrada, verificación de entrada de gas a equipos y el precintado.

Tabla 12
Reconexión Tipo II: Reposición de componente de la Acometida

Categorías	US\$
A y B Comercial	8,17
B y C Industrial	64,83
D	151,19

- La reposición de los componentes de la acometida: Para cada caso se realiza un presupuesto particular que considere el trabajo complementario que involucre la normalización de la acometida con la reutilización del medidor, dependiendo de su estado de conservación. Los costos unitarios a emplear son los considerados en la regulación de tarifas máximas de corte y reconexión.

Tabla 13
Reconexión Tipo III: Reconexión por corte

Categorías	US\$
A y B Comercial	80,92
B, C Industrial*	201,55
D*	196,21
B y C Industrial**	275,09
D**	269,75

* Polietileno.

** Acero

- ✓ Para categorías A y B-comercial: Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, prensado y corte de la tubería de polietileno, instalación de nuevo tramo de tubería de polietileno mediante electrofusión y enfriamiento, la verificación de pérdidas gas en la zona de intervención, reapertura de la válvula de entrada y el relleno del pozo.
- ✓ Para categorías B-industrial, C, D y GNV con tubería de polietileno: Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería de conexión, prensado y corte de la tubería de polietileno, instalación de nuevo tramo de tubería de polietileno mediante electrofusión y enfriamiento, la verificación de pérdidas de gas en la zona de intervención, reapertura de la válvula de entrada y el relleno del pozo.
- ✓ Para categorías B-industrial, C, D y GNV con tubería de acero: Comprende el destapado de la cámara o la realización de un pozo para acceder a la válvula enterrada, cierre de la válvula de entrada, retiro del disco ciego, apertura de la válvula de entrada, verificación de pérdidas en la zona de intervención y tapado de la cámara o relleno del pozo.

Actualización de precios y tarifas

De acuerdo con el contrato de licencia de explotación (lote 88), el precio del gas natural en boca de pozo incluye fórmulas de actualización para que dicho precio conserve su valor en el tiempo. La actualización de precios máximos en boca de pozo se realiza el primer día de cada año.

Las tarifas de transporte de gas natural por ductos en alta presión de Camisea (Red Principal) se fijan cada 2 años, mientras que las Tarifas Únicas de Distribución en Lima y Callao se fijan cada 4 años. Las resoluciones que fijan las tarifas incluyen fórmulas de actualización para los periodos comprendidos entre regulaciones.

Factores de actualización del gas natural en “boca de pozo”

a. Factor de Reajuste del precio del gas natural del Contrato de Licencia de Explotación del Lote 88 (Camisea)

En el segundo semestre del año 2006 se renegotió el Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, mediante el cual el Productor (Consorcio Pluspetrol) y el Estado peruano firmaron una quinta adenda a dicho contrato. La citada modificación establece una nueva metodología para el cálculo del Factor de Reajuste, desvinculando el cálculo del Factor de Ajuste de la canasta de precios internacionales de residuales, y vinculándolo a índices internacionales relacionados con la industria del gas natural y del upstream.

Según la quinta modificación al contrato de licencia literal c) párrafo 2 durante los primeros 6 años contados a partir del 01 de enero de 2007, la aplicación del factor de ajuste determinado en el literal b) no representará un incremento acumulado anual en el precio máximo realizado superior al 5%, por lo tanto el factor de ajuste actual es de 1,5834.

Durante los 5 años subsiguientes el incremento acumulado anual en el precio máximo realizado no superará el 7%. La fórmula de actualización aplicable desde el 01 de enero de 2007 es la siguiente:

Fórmula 1

$$FA = 0,60 * \frac{Ind1_i}{Ind1_0} + 0,40 * \frac{Ind2_i}{Ind2_0}$$

Donde:

Ind1 = Promedio aritmético del índice Oil Fiel and Gas Field Machinery (WPS1191), publicado por el Department of Labor - USA.

Ind2 = Promedio aritmético del índice Fuel and related



Fuente: Camisea-Pluspetrol

products and power (WPU 05), publicado por el Department of Labor - USA., correspondiente al periodo (i) ó (o).

(i) Periodo de doce meses publicados anteriores al periodo de ajuste.

(o) Periodo comprendido entre diciembre de 1999 y noviembre de 2000.

b. Factor de Reajuste del precio del gas natural aplicable a los Generadores Eléctricos

De acuerdo al Contrato de Licencia de Explotación del Lote 88 de Camisea se establece que a la fecha de inicio de la operación comercial el precio realizado máximo para el generador eléctrico sería de 1,0 US\$/MMBTU. El precio base del gas se reajusta según la Fórmula 1 (antes indicada) o según los contratos suscritos con los clientes, siempre que estos últimos no superen el valor obtenido con la Fórmula 1.

c. Factor de Reajuste del precio del gas natural aplicable al Distribuidor de Gas Natural

Con fecha 26 de julio de 2004 se suscribió el contrato de suministro entre el Productor y la empresa concesionaria de distribución de gas natural en Lima y Callao (GNLC o Cálidda).

De acuerdo con la cláusula décima y el Anexo II del respectivo contrato el precio del gas natural a partir de la puesta en operación comercial y hasta el 31 de diciembre de 2005 fue 1,80 US\$/MMBTU.

De acuerdo con el Contrato vigente, a partir del 1° de enero de 2006 y anualmente cada primer día de los años calendarios subsiguientes, el precio aplicable será el precio base ajustado, el cual surge a partir del producto del precio base por el factor de ajuste cuya fórmula de cálculo se presenta en la página anterior (Fórmula 1).

Los precios de mercado no pueden exceder los valores ajustados por dicha fórmula.

Factores de actualización para la Red Principal de Camisea

Según el artículo 2° de la Resolución N° 086-2010-OS/CD, el reajuste de las Tarifas de la Red Principal de Camisea se efectuarán de acuerdo a lo establecido en el artículo 11° del “Procedimiento de Cálculo de las Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Natural por Ductos para el Caso de la Red Principal de Camisea” aprobado mediante Resolución N° 078-2004-OS/CD, sus modificatorias y ampliatorias.

Por tanto los factores de actualización son:

Fórmula 2

$$\begin{aligned} \text{FA1} &= \text{PPIa} / \text{PPIo} \\ \text{FA2} &= \text{TC} \end{aligned}$$

Donde:

PPI: Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica.

PPIa: Último Índice disponible al mes en que se hace la actualización.

PPIo: Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica correspondiente al mes en que se ha ofertado el costo de servicio cuyo valor se fijó en 149,8.

TC: Tipo de cambio promedio determinado por la SBS, correspondiente a la “cotización de oferta y demanda – tipo de cambio promedio ponderado”. Se tomará en cuenta el valor venta promedio de las cinco últimas cotizaciones disponibles y publicadas en el Diario Oficial El Peruano, al día 25 de cada mes.

El FA1 se aplica una vez al año y se actualiza el 1° de marzo de cada año. Mientras el FA2 se aplica una vez por mes.

Factores de actualización para la Tarifa Única de Distribución

De acuerdo al artículo 13° de la Resolución N° 261-2009-OS/CD que fija la fórmula de actualización de las tarifas, considerando el factor de costos unitarios, la fórmula es:

Fórmula 3

$$\text{FA} = a \times \frac{\text{PPIa}}{\text{PPIo}} + b \times \frac{\text{IACa}}{\text{IACo}} + c \times \frac{\text{IPEa}}{\text{IPEo}} + d \times \frac{\text{IPMa}}{\text{IPMo}}$$

Donde:

a: Coeficiente de participación de la inversión existente.

b: Coeficiente de participación del acero en la ampliación.

c: Coeficiente de participación del polietileno en la ampliación.

d: Coeficiente de participación de bienes y servicios nacionales en la ampliación.

IAC_a: Índice de acero equivalente al WPU101706 publicado por el “U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics” y disponible su página web: www.bls.gov

IAC_o: Índice de acero correspondiente al mes de setiembre del año 2008, estableciéndose su valor base en 278,1.

IPE_a: Índice de Polietileno equivalente al WPU07110224 publicado por el “U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics” y disponible su página web: www.bls.gov.

IPE_o: Índice de Polietileno correspondiente al mes de setiembre del año 2008 estableciéndose su valor base en 185,0.

PPI_a: Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WPSSOP3500), publicado por “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará el último valor publicado, correspondiente al mes de setiembre, disponible a la fecha de la actualización.

PPI_o: Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica con Valor Base a setiembre 2008 fijado en 169,2.

IPM_a: Índice de Precios al Por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Se utilizará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean aplicadas.

IPM_o: Valor Base a setiembre del año 2008 fijado en 179,794703.



Fuente: MINEM

La Tarifa Única de Distribución entró en vigencia en mayo de 2010 y el factor de actualización se aplica cada tres meses.

Además de los parámetros definidos en la fórmula de cálculo del FA, existe un parámetro adicional, el Tipo de Cambio, que se usa para la conversión de las Tarifas a moneda nacional y cuya actualización se realiza los primeros días de cada mes.

Los coeficientes de participación para cada cargo o componente se fijaron según la tabla 14:

Según el artículo 3° de la Resolución N° 051-2010-OS/CD que modifica lo establecido inicialmente en el Artículo 11° de la Resolución N° 261-2009-S/CD, el tipo de cambio a emplearse es el promedio de los valores de venta de los primeros 25 días de cada mes publicados por la Superintendencia de Banca y Seguros a la fecha de la actualización.

Tabla 14
Parámetros generales de actualización

Parámetros Generales de Actualización				
	a	b	c	d
VNR existente	1	0	0	0
Tarifas de Distribución	0,0954	0,3434	0,0274	0,5338
Instalación de Acometidas				
En muro existente				
Medidor G1,6	0,4462	0	0	0,5538
Medidor G4	0,5226	0	0	0,4774
Medidor G6	0,4407	0	0	0,5593
En murete construido				
Medidor G1,6	0,3565	0	0	0,6435
Medidor G4	0,4325	0	0	0,5675
Medidor G6	0,3524	0	0	0,6476
Derecho de Conexión				
Categoría C, D, E, GE	0	1	0	0
Categoría A y B	0	0	1	0
Inspección, supervisión y habilitación de redes internas				
Categoría C, D, E, GE y GE	0	0	0	1
Corte y Reconexión				
Corte	0	0	0	1
Reconexión	0	0	0	1

Precio del gas natural al usuario final (Categorías A y B)

En esta sección se presenta una tabla con el precio del gas natural aplicable a los usuarios de menores consumos. No se considera a los usuarios con con-

sumos mayores porque generalmente éstos tienen especialistas sobre regulación de tarifas y para el cálculo del costo de los combustibles.

Tabla 15
Pliego tarifario del servicio de distribución de gas natural

				Tarifa en S/. (5)	
				Unidad	Aplicable por el servicio desde el 01/02/2012
Categoría A Rango de Consumo hasta 300 sm ³ /mes	Tarifas Únicas de Distribución (1)				
	Margen de comercialización:	Margen Fijo de comercialización (MFC):	S/. Cliente Mes	3,0857	
	Margen de Distribución:	Margen Variable de Distribución (MVD):	S./ 1 000 sm ³	363,7064	
	Gas y Transporte				
	Precio del gas en boca de pozo		S./ GJ	2,8135 (5) x TCPG (3)	
	Tarifa de transporte de gas natural vía la Red Principal (2)			S./ 1 000 sm ³	34,2645 x TCRP (4)
Categoría B Rango de Consumo 301 - 17 500 sm ³ /mes	Tarifas Únicas de Distribución (1)				
	Margen de comercialización:	Margen Fijo de comercialización (MFC):	S/. Cliente Mes	120,9577	
	Margen de Distribución:	Margen Variable de Distribución (MVD):	S./ 1 000 sm ³	158,6028	
	Gas y Transporte				
	Precio del gas en boca de pozo		S./ GJ	2,8135 x TCPG (3)	
	Tarifa de transporte de gas natural vía la Red Principal (2)			S./ 1 000 sm ³	34,2645 x TCRP (4)

(1) Tipo de Cambio S/. 2,6939; (2) Preciado por Resolución Osinermin N° 100-2009-OS/CD que el costo de transporte para consumidores regulados será igual al producto del costo medio de transporte por el volumen consumido. El costo medio de transporte resulta del cociente entre el monto total de la factura por el servicio de transporte pagado y el volumen total transportado. Esta precisión es aplicable a partir del 1° de mayo de 2009; (3) A calcular en la factura de cada mes con el tipo de cambio correspondiente (TCPG: Tipo de Cambio del Precio del Gas Natural), según lo dispuesto en el artículo N° 12 de la Resolución Osinermin N° 261-2009-OS/CD. (4) A calcular en la factura de cada mes aplicando a la Tarifa Aplicable de Distribución Vía la Red Principal, el tipo de cambio correspondiente (TCRP: Tipo de Cambio Red Principal), según lo dispuesto en el artículo N°1 de la Resolución Osinermin N° 086-2010-OS/CD. (5) Valor Venta. No incluye IGV. / Fuente: Pliego Tarifario de Cálida actualizado al 01 de febrero de 2012.

Tarifa de distribución de gas natural en Ica

Tarifas iniciales

En la Cláusula 14¹² del Contrato BOOT de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica, firmado entre Contugas (concesionaria de la distribución del gas natural en Ica) y el Estado, se establecieron las tarifas iniciales de distribución de gas natural, los cargos por acometida, el derecho de conexión aplicables a los consumidores de Ica por un periodo de 8 años.

El contrato también establece las categorías de consumidores para dicha área de concesión, tal como se puede apreciar en la tabla siguiente:

Tabla 16

Categoría de Consumidores

Categoría de Consumidor	Rango de Consumo m ³ /mes
A - Residenciales	Hasta 300
B - Comercio y Pequeña Industria	De 301 a 19 000
C - GNV	De 19 001 a 370 000
D - Gran Industria	De 370 001 a 10 000 000
E - Generador Eléctrico	De 10 000 001 a 30 000 000
F - Petroquímica	Mayor a 30 000 001

Costos de corte y reconexión

OSINERGMIN ha regulado los cargos de corte y reconexión, mediante el Procedimiento de Fijación de los cargos de Corte y Reconexión de la concesión de distribución de gas natural de Ica.

Este procedimiento se inició el 28 de febrero de 2011 cuando Contugas, empresa concesionaria de la distribución de gas natural en Ica, presentó su propuesta tarifaria a OSINERGMIN. Dicha propuesta fue sustentada por la concesionaria en audiencia pública que se realizó en Chincha, el 24 de marzo de 2011.

El 14 de julio de 2011, se publicó la Resolución N° 135-2011-OS/CD que estableció los cargos de corte y reconexión de gas natural en Ica¹³.

El 15 de agosto de 2011, se publicó el recurso de reconsideración interpuesto por Contugas contra la resolución tarifaria emitida por el organismo regulador. Dicha reconsideración fue sustentada por la concesionaria en audiencia pública realizada en Chincha el 22 de agosto del mismo año.



Fuente: Contugas

12. Cláusula referida al régimen tarifario.

13. En dicha resolución se estableció que se debe seguir lo indicado en los artículos 4° y 5° de la norma "Condiciones de Aplicación de Corte y Reconexión de suministros en concesiones de distribución de Gas Natural", aprobada mediante Resolución N° 0664-2008-OS/CD, publicada el 29 de noviembre de 2008.

Finalmente, OSINERGMIN resolvió este recurso de reconsideración mediante la Resolución N° 177-2011-OS/CD, publicada el 22 de setiembre de 2011, la cual modificó los cargos máximos de corte y reconexión del servicio de distribución de gas natural, los mismos que se detallan en los párrafos siguientes.

Tipos de corte

Cierre del servicio

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes: Comprende el cierre de la válvula de entrada, la verificación de las posibles fugas y el precintado.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con válvula en cámara enterrada y con tubería de acero o polietileno: Comprende el acceso a la cámara de la válvula, el cierre de la válvula de entrada, la verificación de posibles fugas y el precintado.

Tabla 17
Corte Tipo I: Cierre del servicio

Categorías	US\$
I-A y I-B	6,56
I-B Industrial	25,24

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes: Comprende el cierre de válvula de entrada, el retiro del medidor y regulador, según sea el caso, taponado del tubo de conexión, la verificación de pérdidas y el precintado.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes: Comprende el acceso a la válvula de entrada, el cierre de la válvula de entrada, el retiro del medidor y regulador, según sea el caso, cierre de tubería mediante fusión de casquete o la instalación de una placa ciega y de una junta cuando corresponda, el ajuste de bridas, la verificación de pérdidas y el relleno del pozo de ser el caso.

Corte del servicio

El Corte Tipo III es aplicable: (i) cuando correspondiendo realizar el cierre del servicio, el usuario impida el acceso al gabinete de acometida; (ii) en los casos en que habiéndose aplicado el Corte Tipo II, el usuario se reconecta indebidamente; y (iii) en el caso previsto en el literal e) del artículo 75° del Reglamento. De acuerdo a lo siguiente:

Retiro de los componentes de la acometida

El Corte Tipo II es aplicable cuando (i) pese a haberse aplicado el Corte Tipo I, el usuario se reconecta indebidamente; (ii) en los casos previstos en los literales b), c), d), f) y g) del artículo 75° del Reglamento; y (iii) en el caso previsto en el segundo párrafo del artículo 67° del Reglamento. De acuerdo a lo siguiente:

Tabla 18
Corte Tipo II: Retiro de componente de la Acometida

Categorías	US\$
II-A y II-B	7,01
II-B Industrial	52,73

Tabla 19
Corte Tipo III: Corte del servicio

Categorías	US\$
III-A y III-B	79,11
III-B Polietileno	178,70
III-B Acero	207,04

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes: Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, el cierre de la válvula de entrada, corte de la tubería, venteo del gas desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas y el relleno del pozo.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de polietileno:



Fuente: MINEM

Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, cierre de la válvula de entrada, corte de la tubería de polietileno, venteo del gas desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas y el relleno del pozo.

- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de acero: Comprende la realización de un pozo para acceder a la válvula y cierre de la válvula de entrada, colocación de placa ciega, y de una junta cuando corresponda, el ajuste de bridas, la verificación de pérdidas en la zona de intervención y el relleno del pozo.



Fuente: OSINERGMIN

Tipos de Reconexión

La descripción y secuencia de aplicación de las modalidades de reconexión se aplicarán en función del último corte efectuado. La reconexión solo procederá cuando se cumpla con lo señalado en el artículo 68° del Reglamento. Los tipos de reconexión y su secuencia de aplicación son los siguientes:

Reconexión por cierre del servicio

Este tipo es aplicable cuando la reconexión se debe a la ejecución de un corte tipo I por Cierre del Servicio. De acuerdo a lo siguiente:

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes: Comprende la reapertura de la válvula de entrada, verificación de entrada de gas a los equipos y el precintado.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con válvula en cámara enterrada y con tubería de acero o polietileno: Comprende el acceso a la cámara de la válvula, la apertura de la válvula de entrada, la verificación de entrada de gas a los equipos y el precintado.

Tabla 20
Reconexión Tipo I: Reconexión por cierre

Categorías	US\$
I-A y I-B	8,40
I-B Industrial	34,47

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes: Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, el prensado y corte de la tubería de polietileno, instalación de nuevo tramo de tubería de polietileno mediante electrofusión y enfriamiento, la verificación de pérdidas de gas en la zona de intervención, reapertura de la válvula de entrada y el relleno del pozo.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de polietileno: Comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, prensado y corte de la tubería de polietileno, instalación de nuevo tramo de tubería de polietileno mediante electrofusión y enfriamiento, la verificación de pérdidas en la zona de intervención, reapertura de la válvula de entrada y el relleno del pozo.

- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de acero: Comprende la realización de

Tabla 21
Reconexión Tipo III: Reconexión por corte

Categorías	US\$
III-A y III-B	89,29
III-B Polietileno	208,45
III-B Acero	283,44

un pozo para acceder a la válvula, cierre de la válvula de entrada, retiro del disco ciego, apertura de válvula de entrada, verificación de pérdidas en la zona de intervención y tapado de la cámara o relleno del pozo.

Reconexión por corte del servicio

Este tipo es aplicable cuando la reconexión se debe a la ejecución de un corte Tipo III por Corte del Servicio.

Tarifa de transporte del Gasoducto Andino del Sur

OSINERGMIN en cumplimiento de sus funciones fijó la tarifa de transporte del Gasoducto Andino del Sur. El procedimiento tarifario se inició el 08 de junio de 2009 con la presentación de la propuesta tarifaria y los estudios técnicos económicos realizada por el concesionario.

El 23 de octubre del mismo año, OSINERGMIN publicó la Resolución N° 194-2009-OS/CD que fijó las tarifas básicas iniciales de transporte del Gasoducto Andino del Sur.

En enero de 2010 se reinició el procedimiento regulatorio con la prepublicación del proyecto de resolución tarifaria, mediante la Resolución N° 011-2010-OS/CD.

Luego, OSINERGMIN publicó la Resolución N° 056-2010-OS/CD que fijó las Tarifas Básicas Iniciales de Transporte del Gasoducto Andino del Sur (Tabla 15). Asimismo fijó el periodo de regulación en 8 años, contados a partir del inicio de la Puesta en Operación Comercial y el monto amortizado de la Inversión efectuada en un valor equivalente al 22,1% de la Inversión Total hasta la culminación del primer periodo de regulación.

Dicha resolución también fijó la Fórmula de Actualización de la tarifa de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$FA = PPIa / PPIo$$

Donde:

FA: Factor de Actualización.

PPIa: Corresponde al último valor del Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WPS-SOP3500), publicado por el "Bureau of Labor Statistics" de los Estados Unidos de Norteamérica, disponible al mes en que corresponda efectuar la actualización.

PPIo: Corresponde al valor del Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WPS-SOP3500), publicado por el "Bureau of Labor Statistics" de los Estados Unidos de Norteamérica", correspondiente al mes de setiembre del 2009. Dicho valor se ha establecido en 172.3.

El reajuste anual se efectuará multiplicando la tarifa vigente por la Fórmula de Actualización y se efectuará desde el inicio de la Puesta en Operación Comercial del proyecto.



Fuente: MINEM

El 26 de marzo de 2011 Kuntur presentó un recurso de reconsideración contra lo aprobado por el regulador. Las principales discrepancias de Kuntur y OSINERGMIN están referidas a los siguientes puntos:

- Periodo de regulación.
- Metodología de cálculo.
- Monto amortizado de la inversión.
- El factor de actualización.
- La tasa de actualización, y
- La tarifa inicial de transporte.

Sin embargo, el regulador declaró este pedido como infundado, mediante la Resolución N° 105-2010-OS/CD, con la cual concluyó el proceso tarifario en la vía administrativa¹⁴.

Tabla 22
Tarifas Básicas Iniciales de Transporte del Gasoducto Andino del Sur

Tarifas Básicas Iniciales	US\$/Mil PC	US\$/Mil m ³
Servicio Firme	2,50	88,43
Servicio Interrumpible GGEE	3,58	126,32
Servicio Interrumpible Otros	3,13	110,53

Para las Tarifas Interrumpibles de los usuarios GGEE y Otros se ha considerado un Factor de Carga de 70% y 80%, respectivamente.

14. En setiembre de 2011, Kuntur solicitó al Poder Judicial la nulidad de la Resolución N° 105-2010-OS/CD con el que OSINERGMIN declaró infundado el recurso de reconsideración que la empresa gasista interpuso para impugnar la fijación de las tarifas de transporte de gas natural del gasoducto de su concesión. Asimismo demandó que los jueces dispongan que el regulador haga una nueva regulación tomando en cuenta sus parámetros tarifarios.

Consumo

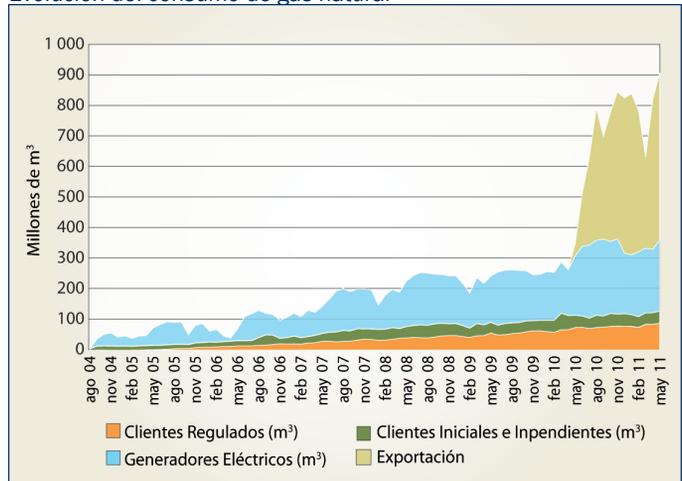
Los gráficos que ilustran esta página muestran la evolución del consumo de gas natural desde agosto de 2004, destacándose que la generación eléctrica y las exportaciones explican el 86% del consumo.

De acuerdo con la información brindada por la empresa TGP, que opera la Red Principal de Transporte del gas natural de Camisea, el consumo mensual de este hidrocarburo ha pasado de 5,17 millones de m³ a 910 millones de m³, entre agosto del año 2004, que comenzó a operar el Proyecto, y mayo del año 2011 (Gráfico 7).

En la misma figura se aprecia que en mayo de 2011 el 60% del consumo total del hidrocarburo se explica por las exportaciones de gas natural licuado; el 26% por el combustible empleado en la generación eléctrica; el 10% por la demanda de los clientes regulados; y el 4% restante por el gas empleado por los clientes iniciales e independientes del gas de Camisea.

Gráfico 7

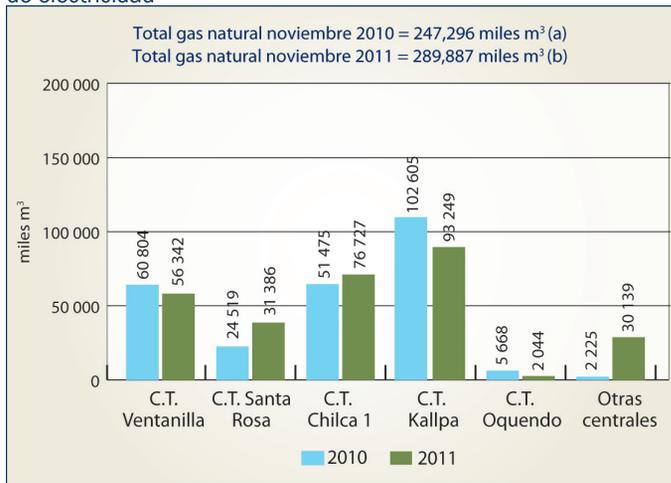
Evolución del consumo de gas natural



Fuente: TGP

Gráfico 8

Consumo de gas natural de Camisea para la generación de electricidad



Fuente: MINEM

En lo que respecta al sector eléctrico, el empleo de gas natural de Camisea ha pasado de 247 296 miles de m³ en noviembre de 2010 a 289 887 miles de m³ en el mismo mes del año 2011, tal como se aprecia en el gráfico 8.

El incremento de 17,22% en el empleo mensual de gas natural en la generación de electricidad en el periodo indicado, evidencia que este combustible es atractivo para el sector eléctrico en razón a sus menores costos y a sus ventajas medioambientales.

Publicación de distribución gratuita, elaborada y editada por Teps Group S.A.C. por encargo de OSINERGMIN - GART, según CLS OSINERGMIN N° - 036 - 2011, del 05 de octubre de 2011.

Participaron en su elaboración:

Gerente Adjunto GART:
Gerente de División de Gas Natural:
Especialistas:

Víctor Ormeño Salcedo
Luis Espinoza Quiñones
Carlos Palacios Olivera
Virginia Barreda Grados
Oscar Echegaray Pacheco

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART
División de Gas Natural
Av. Canadá 1460 - San Borja - Lima 14; Tel. 219 3400;
Ax: 2001/2019 Fax: 224 0491.

Impreso en los talleres gráficos de Mad Corp S.A.

Copyright©OSINERGMIN - GART 2012

La reproducción total o parcial de este documento y su tratamiento informático están permitidos, siempre y cuando se cite la fuente.