

NORMAS LEGALES

ACTUALIZADAS

 **Editora Perú**

DIARIO OFICIAL DEL BICENTENARIO


El Peruano

LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

LEY N° 27133

**REGLAMENTO DE LA
LEY DE PROMOCIÓN
DEL DESARROLLO
DE LA INDUSTRIA
DEL GAS NATURAL**

**DECRETO SUPREMO
N° 040-99-EM**

LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

LEY N° 27133

(Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 4 de junio de 1999)

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República
Ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY DE PROMOCIÓN 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 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.” (*) *Numeral sustituido por el artículo 2 de la Ley N° 28552, publicada el 19 de junio de 2005.*

2.6. **Costo del Servicio.-** Costo eficiente del servicio de Red Principal ofertado por el inversionista según los procedimientos de otorgamiento del Texto Único 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 Único Ordenado.-** Texto Único 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

Los procedimientos contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos para el otorgamiento de derechos de explotación de reservas probadas de Gas Natural deberán tomar en cuenta lo siguiente:

a) Garantizar el abastecimiento al mercado nacional de Gas Natural.

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.

c) En las Áreas de Contrato en las que se produzca Gas Natural Asociado, la regalía o la retribución se calculará sobre la base del Gas Natural Fiscalizado y su precio de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso. Para tal efecto, se considerará Gas Natural Fiscalizado al Gas Natural vendido durante el respectivo período de valorización

definido en cada Contrato, cuyo volumen deberá estar expresado en miles de pies cúbicos (MP3) y su contenido calorífico en Unidades Térmicas Británicas (BTU).

El Gas Natural que no sea vendido durante un período de valorización podrá ser destinado a los siguientes fines, dentro o fuera del Área de Contrato, sin implicancia en la determinación de la retribución o regalía:

1. Utilizado en operaciones de los Contratistas, de conformidad con lo establecido en el artículo 40 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos;
2. Reinyectado al reservorio;
3. Almacenado en reservorios naturales;
4. Quemado, de conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

d) La reinyección, almacenamiento y/o quemado del Gas Natural podrá realizarse, incluso después de ser procesado y/o habersele extraído sus líquidos dentro o fuera del Área de Contrato.”

() Artículo modificado por el artículo 3 de la Ley N° 28552, publicada el 19 de junio de 2005.*

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 Único 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 Único 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.

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.

Artículo 11.- Normas que se opongan

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

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

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

Porrógase 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 REPÚBLICA

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

REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

DECRETO SUPREMO N° 040-99-EM

*(Publicado en el Diario Oficial El Peruano
el 15 de setiembre de 1999)*

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

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 PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL”

GLOSARIO DE TÉRMINOS 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 1 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. La Capacidad Contratada será determinada según se detalla en el artículo 15 del Reglamento.” **(*) Numeral modificado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2000-EM, publicado el 13 de octubre de 2000.**

“1.4 Capacidad Garantizada.- Capacidad de transporte de la Red Principal empleada para la determinación del Ingreso Garantizado, según lo establecido en el Contrato respectivo.” **(*) Numeral modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.**

“1.4a Capacidad Mínima: Es la Capacidad de transporte de Gas que la Red Principal deberá tener como mínimo durante el Período de Recuperación, para atender el servicio a los Consumidores Nacionales, de acuerdo a los tramos y plazos establecidos en el Contrato. La Capacidad Mínima puede ser inferior o igual a la Capacidad Garantizada, pero siempre superior o igual a la Capacidad Contratada a firme. Durante un período inicial no mayor a la mitad del Período de Recuperación, la Capacidad Mínima puede adaptarse a la evolución de la Capacidad Contratada con el objeto de disminuir el Costo del Servicio.” **(*) Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.**

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.

“1.7a Consumidor Extranjero: Otros Consumidores que contraten servicios de transporte de Gas con el Concesionario con el fin de destinar dicho Gas para consumo o transformación fuera del territorio nacional y cualquier otro uso relacionado a dicho fin.” **(*) Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.**

“1.7b Consumidor Nacional: Generador Eléctrico y Otros Consumidores que contraten servicios de transporte de Gas con el Concesionario con el fin de destinar dicho Gas para consumo o transformación dentro del territorio nacional salvo lo señalado en el numeral 1.7a. Se considera también como Consumidor Nacional al Generador Eléctrico y Otros Consumidores que contraten servicios de transporte de Gas con el Concesionario con el fin de destinar dicho Gas para consumo o transformación dentro del territorio nacional con fines de exportación, siempre y cuando destinen parte de su producción al mercado nacional. En este caso, la parte que corresponda al mercado nacional

será determinada por acuerdo entre el Consumidor Nacional y el MEM.” **(*) Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.**

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(s).- Contrato(s) suscrito(s) al amparo de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos u otras normas anteriores.” **(*) Numeral modificado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 9 de junio de 2009.**

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.

“1.12a Derivaciones Principales: Gasoductos o Ramales necesarios para suministrar Gas Natural a las ciudades cercanas al recorrido de la Red de Transporte. Abarcan desde las redes operadas por el Transportista hasta la estación de medición del Consumidor Independiente que se conecte a la Derivación Principal o hasta el City Gate del Concesionario de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Las derivaciones principales no son parte de la Red Principal.” **(*) Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 014-2013-EM, publicado el 25 de mayo de 2013.**

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

“1.13a Días Disponibles: Número de días o fracción de días en los que la Red Principal tuvo disponible la Capacidad Mínima. Se incluye en esta definición a los días declarados como Fuerza Mayor conforme a lo previsto en el Contrato respectivo.” **(*) Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.**

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

“1.14a Fuerza Mayor: Es lo definido en el artículo 1315 del Código Civil y lo señalado en forma expresa en el Contrato.” **(*) Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.**

“1.14b Factor de Aplicación Tarifaria (FAT): Factor que, aplicado a las Tarifas Reguladas de la Red de Transporte que pagan los Usuarios de la Red, sirve para cubrir el Ingreso Anual, y en su determinación se podrá compensar los saldos del numeral 9.3 del Reglamento. Están afectos al FAT los Consumidores Nacionales, usuarios de la Red de Transporte, que pagan las Tarifas Reguladas.” **(*) Numeral incorporado por el artículo 3 del Decreto Supremo N° 014-2013-EM, publicado el 25 de mayo de 2013.**

“1.15 Garantía.- Mecanismo temporal para reducir los riesgos iniciales en la estimación de la demanda de Gas del mercado nacional, con el objeto de garantizar los ingresos que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas. La Garantía no cubre las indisponibilidades de la Red Principal que no hayan sido declaradas como Fuerza Mayor.” *(*) Numeral modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

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 en el país.” *(*) Numeral modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“1.18a Ingreso Anual: Ingreso que percibirá anualmente el titular de una Derivación Principal equivalente a la anualidad del costo de inversión, conforme al literal 17a.2, más el costo anual de Operación y Mantenimiento señalado en el artículo 17a.3., considerando la Tasa de Descuento del Contrato de Concesión. El Ingreso Anual será percibido durante todo el Periodo de Recuperación de la Derivación Principal definido de conformidad con el artículo 17a.4.” *(*) Numeral incorporado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 014-2013-EM, publicado el 25 de mayo de 2013.*

“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 mayor valor entre: (i) La suma actualizada del total de las facturas mensuales del Concesionario, incluyéndose también al Concesionario como un Usuario de la Red respecto a los Consumidores Regulados, y (ii) La suma actualizada de los valores mensuales resultantes del producto de su Tarifa Regulada por su Capacidad Contratada determinada según el artículo 15, empleando en ambos casos la Tasa de Descuento.” *(*) Numeral modificado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2000-EM, publicado el 13 de octubre de 2000.*

“1.20 Ingreso Garantizado.- Determinado como el producto de la Capacidad Garantizada diaria por la Tarifa Base y los Días Disponibles del periodo en evaluación. El Ingreso Garantizado mensual considera los Días Disponibles en el mes durante el Periodo de Recuperación.” *(*) Numeral modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

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 Otros Consumidores a los distribuidores, comercializadores, Consumidores Extranjeros y otras empresas, autorizados para comprar el Gas Natural directamente del Productor, distintos a los Generadores Eléctricos.” *(*) Definición modificada por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

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 Único Ordenado.- Texto Único 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 EXPLOTACIÓN 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, de acuerdo a los pronósticos de demanda de Gas Natural, así como a los niveles de reservas probadas de Gas Natural del país, publicados anualmente en el "Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas." (*) *Numeral modificado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 079-2009-EM, publicado el 9 de noviembre de 2009.*

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 PROMOCIÓN 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 COMERCIALIZACIÓN 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 GARANTÍA 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 GARANTÍA AL CONCESIONARIO DE LA RED PRINCIPAL

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

"7.1 La Capacidad Garantizada será especificada en el Contrato para cada año de operación del Período de Recuperación. El Concesionario de la Red Principal tendrá un Ingreso Garantizado para el Año de Cálculo igual a la suma actualizada de los Ingresos Garantizados mensuales considerando la Tasa de Descuento fijada en el Contrato. Dicho ingreso será pagado mediante el aporte de:

- a) Los Generadores Eléctricos;
 - b) Los Otros Consumidores; y
 - c) La Garantía por Red Principal (GRP)."
- (* Numeral modificado por el artículo 3 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.

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 efectuaron 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 mensuales, considerando el Período de Recuperación y la Tasa de Descuento mensual fijada en el Contrato. Para este efecto, la Capacidad Garantizada mensual es igual al producto de la Capacidad Garantizada diaria por los días del mes, y evaluada al final de cada mes.” (*) *Numeral modificado por el artículo 4 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

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 el OSINERGMIN 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 mientras la Garantía sea mayor que cero, y en ningún caso será mayor a la Tarifa Regulada de los Otros Consumidores.” (*) *Numeral e inciso modificado por el artículo 5 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

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 1 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 Durante el Período de Garantía, la Tarifa Regulada será independiente de la distancia a lo

largo de la Red Principal, excepto cuando, antes del vencimiento de dicho período, el Concesionario solicite nuevas tarifas para algún tramo o zona de la Red Principal, considerando lo señalado en el numeral 16.6 del presente Reglamento, o cuando el OSINERGMIN prevea que los Ingresos Esperados del Servicio, con las nuevas Tarifas Reguladas por tramos, superen el Ingreso Garantizado. En el caso de proceder la excepción, se podrá incorporar como costos incrementales del tramo, la estimación de la Garantía dejada de percibir por el Concesionario en los otros tramos de su Red Principal, sin que la tarifa incremental del tramo supere la proporción de la Tarifa Base correspondiente a dicho tramo.” (*) *Numeral modificado por el artículo 5 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“11.5 La excepción señalada en el numeral 11.4 sólo procede cuando la suma de las nuevas Tarifas Reguladas de todos los tramos de la Red Principal es menor o igual a la Tarifa Base, y el Concesionario acepte que la Garantía es compensada dentro del período de evaluación tarifaria. Para este caso y siguientes regulaciones tarifarias, el período de evaluación señalado en el numeral 11.2 b) puede ser reducido hasta un mínimo de cuatro (4) años.” (*) *Numeral modificado por el artículo 5 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“11.6 En caso existir un pago adelantado por la Garantía de acuerdo a lo previsto en el numeral 9.3, los efectos de dicho pago sólo beneficiarán a los Consumidores Nacionales.” (*) *Numeral incorporado por el artículo 5 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“11.7 OSINERGMIN definirá las condiciones de aplicación de las tarifas y sus respectivas fórmulas de actualización considerando, en lo pertinente, las variaciones en la Tarifa Base, el Tipo de Cambio, las Capacidades Contratadas, los Índices de Precios nacionales o extranjeros y otros factores determinantes en la definición de las Tarifas Reguladas aplicables.” (*) *Numeral incorporado por el artículo 5 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“11.8 Lo establecido en el numeral 11.2 es aplicable solamente en los casos en los cuales no existan inversiones adicionales para ampliar la Capacidad Mínima de la Red Principal. En el caso que se efectúe las inversiones adicionales indicadas, el tratamiento tarifario será según lo dispuesto en los numerales 11.9, 16.5 y 16.7 del presente Reglamento.

Las Tarifas Reguladas corresponden a tarifas por capacidad, que se pagan independientemente de la medición del consumo.

OSINERGMIN podrá establecer tarifas por uso, de tipo interrumpible, que se pagarán según la medición del consumo, el factor de uso, la volatilidad y otros aspectos técnicos definidos por dicho organismo.” (*) *Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008.*

“11.9 Cuando se proyecte ampliaciones en la capacidad de transporte de la Red Principal para atender demandas proyectadas superiores a la Capacidad Mínima, las Tarifas Reguladas deben calcularse según los criterios establecidos en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por

Ductos y en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, según corresponda, independiente de la extinción del mecanismo de la Garantía por Red Principal.” (*) *Numeral incorporado por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008.*

DE LA GARANTÍA 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, mientras se encuentre en evaluación la extinción señalada en el numeral 12.4.” (*) *Numeral modificado por el artículo 6 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“12.4 La Garantía, para los segmentos de transporte o distribución en alta presión 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 Cálculos consecutivos.

Para efectos de lo establecido en este numeral, la evaluación requerida para determinar la extinción de la Garantía, se hará considerando sólo los Ingresos Esperados del Servicio de transporte o distribución de Gas Natural destinado al Consumidor Nacional.” (*) *Numeral modificado por el artículo 6 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

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 RECAUDACIÓN 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 mensualmente 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.

15.1 La Capacidad Contratada anual será determinada como el promedio de las Capacidades Contratadas diarias definidas en el numeral 15.2 del presente artículo.

15.2 La Capacidad Contratada diaria de cada Usuario de la Red será obtenida como el mayor valor entre:

a) Su Capacidad Contratada diaria para el año de cálculo según contrato respectivo, determinada considerando los compromisos mínimos de capacidad solicitados por el Usuario de la Red al Concesionario.

b) Su demanda diaria, entendida ésta como el volumen de gas entregado en un período de 24 horas.” (*) *Artículo sustituido por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 034-2001-EM publicado el 4 de julio de 2001.*

“Artículo 16.- Normas aplicables al finalizar el Período de Garantía o a la ampliación de la Red Principal” (*) *Párrafo modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008.*

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 12 del Reglamento; o,

c) Existe renuncia expresa a la Garantía por parte del Concesionario según lo previsto en el Contrato.

“16.2 Siempre que no haya sido necesario efectuar inversiones adicionales para ampliar la capacidad de distribución por encima de la Capacidad Mínima de la Red Principal, la Tarifa Regulada correspondiente a los diferentes usuarios por el uso de la Red Principal de Distribución una vez concluido el Período de Garantía, y hasta la terminación del Período de Recuperación, será igual a la Tarifa Base.

En caso haya sido necesario efectuar inversiones adicionales para ampliar la capacidad de distribución por encima de la Capacidad Mínima de la Red Principal de Distribución, los consumidores deberán pagar nuevas tarifas que se establecerán según lo dispuesto en los numerales 16.5 y 16.7.” *(*) Numeral modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008.*

“16.3 Siempre que no haya sido necesario efectuar inversiones para ampliar la capacidad de transporte por encima de la Capacidad Mínima de la Red Principal, la Tarifa Regulada aplicable a los diferentes usuarios por el uso de la Red Principal de Transporte, una vez concluido el Período de Garantía y hasta la terminación del Período de Recuperación, será calculada por OSINERGMIN 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.” *(*) Numeral modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008.*

“16.4 Luego del Período de Garantía y en caso existan saldos a favor de los usuarios en la liquidación de la Garantía, el OSINERGMIN deberá reducir la Tarifa Regulada para compensar dichos saldos. Esta medida no es aplicable a la excepción señalada en el numeral 11.4.” *(*) Numeral incorporado por el artículo 7 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“16.5 Antes de la finalización del Período de Garantía de la Red Principal, el concesionario podrá solicitar a OSINERGMIN el inicio del proceso regulatorio para determinar las Tarifas Reguladas que consideren las nuevas inversiones necesarias para ampliar la capacidad de transporte o distribución por encima de la Capacidad Mínima de dicha red, de forma tal que se garantice la atención de la demanda futura de la concesión y el reconocimiento de las nuevas inversiones del Concesionario. En este caso, el Período de Garantía culminará en la fecha de entrada en vigencia de las nuevas tarifas solicitadas por el Concesionario de acuerdo a lo que establezca OSINERGMIN.

Las Tarifas Reguladas, conforme a lo previsto en los artículos 7 y 9 de la Ley, deberán cubrir el Costo del Servicio, pagado mediante los Ingresos Garantizados y los pagos adelantados por la Garantía, más las inversiones y los costos de operación y mantenimiento incrementales eficientes correspondientes a la capacidad adicional, teniendo en consideración la demanda actual y la proyección de la misma.

Culminado el proceso de verificación de la Capacidad Mínima de la Red Principal y, en caso corresponda, OSINERGMIN recalculará las nuevas tarifas para ajustarlas a las capacidades instaladas en la Red Principal, sujetas a la Garantía.”

() Numeral modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008.*

“16.6 Cuando el Concesionario solicite Tarifas Reguladas por zonas, de conformidad a lo establecido en el artículo 11.4, deberá sustentar y garantizar que los Ingresos Esperados del Servicio en toda la Red Principal, incluyendo los ingresos por encima de la Capacidad Garantizada, con las nuevas Tarifas Reguladas, serán mayores a los Ingresos Garantizados en el período de evaluación tarifaria.” *(*) Numeral incorporado por el artículo 7 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre 2007.*

“16.7 Adicionalmente, para el caso de concesiones de Distribución que cuenten con Red Principal de Distribución, se considerará lo siguiente:

a. La tarifa de distribución se establecerá integrando la Red Principal y las Otras Redes de Distribución, conforme a los criterios y metodología del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, de forma tal que se fijen tarifas únicas del sistema total de distribución. Dicha tarifa única se establecerá por categoría de cliente según rangos de consumo y se aplicará a todos los consumidores ubicados dentro del área de concesión de distribución, independientemente de la fecha de inicio de la prestación del servicio.

OSINERGMIN definirá el procedimiento de adecuación necesario y podrá incluir diversos factores de reajuste que consideren, entre otros, la evolución de la demanda y el costo involucrado en la liquidación de la Capacidad Mínima y de la Garantía.

b. Desde la vigencia de las tarifas únicas del sistema total de distribución, quedarán sin efecto las tarifas reguladas de la Red Principal de Distribución, así como los mecanismos de asignación de capacidad sobre dicha Red Principal.

El Concesionario deberá adecuar los contratos de los consumidores que tienen asignada capacidad en la Red Principal de Distribución para transformarlos en contratos por el uso del sistema de distribución. Para el caso de los consumidores independientes, la Dirección General de Hidrocarburos aprobará el contenido básico de los contratos de suministro. Las partes por mutuo acuerdo podrán establecer condiciones adicionales al servicio básico, los mismos que no podrá estar en contra del contenido aprobado por la DGH.” *(*) Numeral incorporado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008. (*) Artículo modificado por el artículo 4 del Decreto Supremo N° 018-2000-EM, publicado el 13 de octubre de 2000.*

“Artículo 17.- Acceso a la Capacidad excedente de la Red Principal

17.1 El Consumidor Nacional tiene preferencia para la asignación de la Capacidad Garantizada.

El Consumidor Extranjero tendrá acceso a la capacidad que exceda a la Capacidad Garantizada, de acuerdo a lo establecido en el numeral 17.2.

17.2 La asignación de la Capacidad que exceda a la Capacidad Garantizada, y que no se encuentre cubierta con contratos, en cualquier parte de la Red Principal, será realizada por el Concesionario mediante ofertas públicas. Si en una oferta pública se presentara una mayor demanda por la Capacidad ofertada, el Consumidor Nacional tendrá preferencia respecto al Consumidor Extranjero para la adjudicación de dicha Capacidad disponible.”

() Artículo incluido por el artículo 8 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“17a.- Incorporación de Derivaciones Principales a la Red de Transporte

17a.1 Las Concesiones de Transporte de Gas Natural por Ductos podrán incorporar en sus Sistemas de Transporte, Derivaciones Principales, de acuerdo a lo señalado en la Adenda que se suscribirá entre el Concedente y el Concesionario.

17a.2 El costo de inversión correspondiente a las Derivaciones Principales será calculado y definido por OSINERGMIN, previamente a la suscripción de la Adenda referida en el artículo 17a.1, en un plazo máximo de 60 días calendario posteriores a la solicitud de la DGH. Dicho monto de inversión será comunicado por la DGH al Concesionario a efectos de acordar en la respectiva Adenda el costo de inversión a ser recuperado por el Concesionario. La Adenda podrá considerar que dicho monto sea reajustado, una vez culminada la obra de la derivación respectiva.

17a.3 El costo anual de operación y mantenimiento de la Derivación Principal, será determinado de acuerdo a los costos eficientes que define OSINERGMIN, tomando en cuenta la información económica y financiera del Concesionario.

17a.4 El Periodo de Recuperación de la Derivación Principal no deberá superar al Periodo de Recuperación restante de la Red de Transporte y estará supeditado a lo señalado en la Adenda.

17a.5 OSINERGMIN establecerá las tarifas incrementales para las Derivaciones Principales que se aplicarán únicamente para los Consumidores Independientes que utilicen dichas Derivaciones Principales. Dicha tarifa será calculada con una demanda igual a la capacidad máxima de transporte de cada Derivación Principal en un Periodo de Recuperación determinado conforme al numeral 17a.4.

17a.6 El Ingreso Anual será recuperado mediante los ingresos provenientes de: (i) los Consumidores Independientes atendidos mediante las Derivaciones Principales que pagarán las tarifas señaladas en el numeral 17a.5 y (ii) los Consumidores Nacionales, usuarios de la Red de Transporte, que pagan las Tarifas Reguladas afectadas por el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) definido en el siguiente numeral. OSINERGMIN desarrollará un mecanismo de liquidación para asegurar el pago de los Ingresos Anuales de las Derivaciones Principales.

17a.7 El Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) a las Tarifas Reguladas que pagan los Consumidores Nacionales, usuarios de las Redes de Transporte, será definido por OSINERGMIN. En el cálculo de

dicho factor se tomará en cuenta la devolución de los montos pendientes según lo señalado en el artículo 9 del Reglamento.

17a.8 Para determinar las Derivaciones Principales a ser incluidas en las adendas, el FAT de todas las Derivaciones Principales no podrá ser superior al valor de 1.2. OSINERGMIN proporcionará a la DGH una estimación del FAT, sin considerar los montos señalados en el numeral 9.3 del Reglamento, para tomar la decisión de incluir una nueva Derivación Principal, lo cual no será materia de revisión posterior.

17a.9 El OSINERGMIN establecerá el procedimiento para la aplicación del presente artículo de acuerdo a los lineamientos y criterios especificados en la Adenda respectiva, o en su defecto lo regulado en las normas aplicables.” *(*) Artículo incorporado por el artículo 4 del Decreto Supremo N° 014-2013-EM, publicado el 25 de mayo de 2013.*

“Artículo 18.- Penalidades al Concesionario

18.1 El Contrato deberá establecer como mínimo las siguientes penalidades:

- a) Por la demora en la fecha de puesta en operación comercial;
- b) Por el incumplimiento de la Capacidad Mínima;
- c) Por el incumplimiento de la disponibilidad (continuidad) mínima del servicio, expresada en porcentaje;
- d) Por el incumplimiento de las normas de calidad y seguridad establecidas en los reglamentos correspondientes; y
- e) Otras incluidas en el Contrato.

18.2 La penalidad señalada en el inciso a) del numeral 18.1 será expresado por día y estructurada en forma progresiva. Los montos se determinarán considerando los costos en que incurrir los consumidores eléctricos por el retraso del proyecto o lo que indique el Contrato.

18.3 La penalidad señalada en el inciso b) del numeral 18.1, evaluada por día, será equivalente al producto del déficit de la Capacidad Mínima por el doble de la Tarifa Base.

18.4 La penalidad señalada en el inciso c) del numeral 18.1, evaluada por día, será equivalente al producto del déficit de la disponibilidad mínima por la Capacidad Mínima y por el doble de la Tarifa Base.” *(*) Artículo incluido por el artículo 8 del Decreto Supremo N° 051-2007-EM, publicado el 27 de setiembre de 2007.*

“VENTEO DE GAS NATURAL

Artículo 19.- Prohibición del venteo de Gas Natural

El venteo de Gas Natural se encuentra prohibido en todas las Actividades de Hidrocarburos, constituyendo una infracción sancionable por OSINERGMIN la realización de dicha actividad, con excepción del venteo inevitable en casos de Contingencia, de Emergencia y del Venteo Operativo, calificados como tales por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), previo informe de OSINERGMIN.

Para dichos efectos se considerarán las definiciones establecidas en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM." (*) **Artículo incluido por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 9 de junio de 2009.**

“Artículo 20.- Procedimiento para la calificación del Venteo como inevitable en caso de Contingencia o Emergencia

20.1 Complementariamente a las obligaciones establecidas en el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 043-2007-EM y sus normas modificatorias o derogatorias, los casos de venteo inevitable por Contingencia o por Emergencia deberán ser reportados a la DGH y al OSINERGMIN dentro de las veinticuatro (24) horas inmediatamente posteriores a la ocurrencia.

20.2 En el plazo máximo de diez (10) días hábiles de identificado el riesgo o de la ocurrencia de los hechos, el Titular de la actividad deberá presentar a la DGH y al OSINERGMIN un Informe Final de la Contingencia o de la Emergencia. En el mismo plazo, el Titular deberá solicitar a la DGH la calificación de la Contingencia o de la Emergencia como caso inevitable, adjuntando la siguiente información:

- a. Descripción detallada del riesgo de la ocurrencia o de la ocurrencia del venteo, con su correspondiente sustento técnico, de ser el caso,
- b. Volúmenes estimados de Gas Natural venteado.
- c. Tiempo estimado de duración del venteo,
- d. Acciones para evitar su repetición o reducir el venteo o el riesgo de la ocurrencia, con su correspondiente Cronograma de Ejecución.
- e. Informe Final de la Contingencia o de la Emergencia, presentado ante OSINERGMIN.

20.3 Recibido el Informe Final presentado por el Titular, en el plazo máximo de quince (15) días hábiles, OSINERGMIN deberá enviar a la DGH un Informe, en el cual determinará las causas que dieron origen al venteo o sobre la existencia de una Contingencia. Vencido dicho plazo, la DGH considerará que OSINERGMIN no tiene observación alguna.

20.4 Una vez evaluada la mencionada información y dentro del plazo máximo de diez (10) días hábiles, de recibido el Informe de OSINERGMIN o de vencido el plazo para que OSINERGMIN haga llegar su Informe, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral que califique el venteo como inevitable, de ser el caso, indicando los volúmenes de Gas Natural venteado o con riesgo de ser venteado y aprobando el correspondiente Cronograma de Ejecución, cuyo cumplimiento será fiscalizado por OSINERGMIN.

20.5 En caso se desestime la solicitud de calificación del venteo como inevitable, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral, la cual será notificada al Titular y al OSINERGMIN, para que este último disponga las acciones correspondientes." (*) **Artículo incluido por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 9 de junio de 2009.**

“Artículo 21.- Procedimiento para la calificación del Venteo Operativo como inevitable

21.1 En el caso de Venteo Operativo, los Titulares de las Actividades de Hidrocarburos deberán remitir a la DGH y al OSINERGMIN, con una anticipación de por lo menos quince (15) días hábiles de la fecha programada del venteo, la respectiva solicitud de calificación del venteo como inevitable, adjuntando la siguiente información:

- a. Descripción detallada de las acciones de venteo y Cronograma de Actividades.
- b. Razones por las cuales no existe otra alternativa factible para la utilización del Gas Natural.
- c. Volúmenes estimados de Gas Natural a ser venteado.
- d. Tiempo estimado de duración del venteo,
- e. Acciones para evitar su repetición o reducir el venteo, adjuntando un Cronograma de Ejecución, de ser el caso.

21.2 En el plazo de diez (10) días hábiles, OSINERGMIN deberá presentar ante la DGH el Informe respectivo. Vencido dicho plazo, la DGH considerará que OSINERGMIN no tiene observación alguna.

21.3 Una vez evaluada la mencionada información y dentro del plazo máximo de tres (03) días hábiles, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral que califique el venteo como inevitable, de ser el caso, indicando los volúmenes de Gas Natural a ser venteado y aprobando el correspondiente Cronograma de Actividades y el Cronograma de Ejecución, cuyo cumplimiento será fiscalizado por OSINERGMIN.

21.4 En caso se desestime la solicitud de calificación del venteo como inevitable, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral, la cual será notificada al Titular y al OSINERGMIN, para que este último disponga las acciones correspondientes."

(*) **Artículo incluido por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 9 de junio de 2009.**

“Artículo 22.- De la función de fiscalización

22.1 En los casos en los que el venteo no califique como inevitable, la DGH deberá remitir al OSINERGMIN copia de la Resolución Directoral que deniega dicha calificación.

22.2 OSINERGMIN determinará los procedimientos de fiscalización para verificar el cumplimiento de lo dispuesto en el presente Reglamento." (*) **Artículo incluido por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 9 de junio de 2009.**

“Artículo 23.- Infracciones y sanciones

El incumplimiento del presente Reglamento constituye una infracción sancionable por OSINERGMIN, de acuerdo a la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones que apruebe para dichos efectos, así como aquellas que las modifiquen, reemplacen o complementen." (*) **Artículo incluido por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 9 de junio de 2009.**