

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 198-2012-OS/CD**

Publicado en el diario oficial El Peruano el 13/09/2012

Lima, 11 de setiembre de 2012

VISTO:

El Informe Técnico N° 413-2012-GART, elaborado por la Gerencia de la División de Gas Natural, así como el Informe Legal N° 408-2012-GART, elaborado por la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.

CONSIDERANDO:

Que, el literal c) del numeral 3.1 del Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores, establece que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas que regulen los procedimientos a su cargo. Por su parte, el Artículo 21° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, precisa que corresponde al Regulador dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a las Entidades y Usuarios. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las Entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, de conformidad con lo establecido en el Artículo 72° y 76° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM, cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, la Ley prevé que la mencionada actividad de transporte y sus tarifas se registrarán de acuerdo con el Reglamento aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

Que, con Decreto Supremo N° 081-2007-EM se aprobó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (en adelante “Reglamento de Transporte”), el cual, fue modificado con Decreto Supremo N° 007-2012-EM, publicado el 27 de marzo de 2012;

Que, conforme con lo dispuesto en el “Título VI, Tarifas para el Transporte de Gas Natural” del Reglamento de Transporte, OSINERGMIN es el competente de aprobar las respectivas Tarifas de Transporte de Gas Natural por Ductos. Por su parte, el “Título VII, Tarifas para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos” del citado cuerpo normativo, dispone que las tarifas de hidrocarburos líquidos, se determinan por acuerdo de partes, según los principios, criterios y metodología previstos por OSINERGMIN, estableciéndose, solo en caso de discrepancia, la participación del Regulador;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 198-2012-OS/CD**

Que, atendiendo a las facultades y competencias previstas en la Ley N° 27332, en el Reglamento General de OSINERGMIN, y en aplicación de lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 007-2012-EM, corresponde a OSINERGMIN definir la metodología a emplearse para determinación de las tarifas, en concordancia con lo señalado en los Artículos 116° y 144° del Reglamento de Transporte;

Que, en cumplimiento de la referida Segunda Disposición Transitoria, con fecha 16 de junio de 2012, se publicó, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 134-2012-OS/CD, el proyecto de "Procedimiento para la elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados del transporte de hidrocarburos por ductos", otorgándose un plazo de treinta (30) días hábiles, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la GART. En tal sentido, los comentarios y sugerencias presentados han sido analizados en el Informe Técnico N° 413-2012-GART y en el Informe Legal N° 408-2012-GART, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final del citado Procedimiento, en el plazo de los treinta (30) días hábiles siguientes, conforme lo prevé la disposición acotada;

Que, los informes mencionados en el considerando anterior, complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 388-2007-OS/CD, modificada con Resoluciones OSINERGMIN N° 375-2008-OS/CD, N° 188-2010-OS/CD y N° 262-2010-OS/CD, entre otras, se aprobó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN;

Que, en el numeral 5.3 del Anexo 5 de la citada Tipificación, se recogen las infracciones administrativas que derivan del incumplimiento de las obligaciones o comportamientos indebidos por parte de los administrados en procesos regulatorios de tarifas, así como las sanciones correspondientes a dichas infracciones;

Que, con fecha 28 de abril de 2012, se publicó la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, que aprobó la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", constituyéndose un nuevo marco procedimental para la fijación de tarifas. Asimismo, se dejó sin efecto las Resoluciones OSINERGMIN N° 001-2003-OS/CD y N° 775-2007-OS/CD, las cuales, formaban parte de la base normativa del numeral 5.3 del Anexo 5 antes mencionado;

Que, por lo expuesto, resulta conveniente adecuar el numeral 5.3 del Anexo 5 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 388-2007-OS/CD y modificatorias, siendo de aplicación la excepción de prepublicación, al resultar innecesaria, de conformidad con el Artículo 14° del Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, en concordancia con el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento, en el Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 198-2012-OS/CD**

PCM, en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM, en el Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el “Procedimiento para la elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados del transporte de hidrocarburos por ductos”, que como Anexo 1 forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Modificar el numeral 5.3 del Anexo 5 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 388-2007-OS/CD y modificatorias, que como Anexo 2 forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 3°.- La presente resolución y sus Anexos deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano y consignados, con el Informe Técnico N° 413-2012-GART y el Informe Legal N° 408-2012-GART, en la página Web de OSINERGMIN: www2.osinerg.gob.pe

Artículo 4°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

**JESUS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo**

1501_2013

**“PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE LOS ESTUDIOS TARIFARIOS
SOBRE ASPECTOS REGULADOS DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR
DUCTOS”**

**CAPÍTULO PRIMERO
GENERALIDADES**

Artículo 1º.- Objeto

- 1.1 Establecer el procedimiento para la elaboración de los Estudios Tarifarios comprendidos en la regulación del transporte de hidrocarburos por ductos.
- 1.2 Definir los principios, criterios y metodología para la determinación de los diversos aspectos regulados en el transporte de hidrocarburos por ductos.

Artículo 2º.- Alcances

- 2.1. Los principios y criterios contenidos en la presente norma son de aplicación obligatoria a los concesionarios de transporte de hidrocarburos por ductos, particularmente, en la presentación de su propuesta tarifaria sobre los aspectos regulados y, en lo pertinente, a los usuarios.
- 2.2. En caso que algún principio o criterio contenido en la presente norma, entre en conflicto con el Reglamento, con el contrato de concesión u otras normas, se aplicará lo dispuesto en las normas de mayor jerarquía, aplicándose en forma supletoria lo señalado en el presente procedimiento.

Artículo 3º.- Base Legal

Para efectos del presente procedimiento, se considerará como base legal el marco legal vigente, así como aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan. A manera enunciativa, se consignará a continuación algunas normas que componen el marco legal vigente:

- Decreto Supremo N° 042-2005-EM, que aprobó el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.
- Decreto Supremo N° 040-99-EM, que aprobó el Reglamento de la Ley N° 27133.
- Decreto Supremo N° 018-2004-EM, que aprobó las Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.
- Decreto Supremo N° 081-2007-EM, que aprobó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

- Resolución OSINERGMIN N° 043-2009-OS/CD, que aprobó el "Manual de Contabilidad Regulatoria aplicable a los concesionarios de transporte de hidrocarburos por ductos y de distribución de gas natural por red de ductos"
- Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, que aprobó la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados".

Artículo 4º.- Glosario de Términos

Los términos expresados en mayúsculas tendrán los significados previstos en el Reglamento y en las normas de la Base Legal, salvo que se encuentren definidos en el presente Procedimiento. Para efectos del presente procedimiento, se considerará como definiciones las siguientes:

- GART: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN.
- MINEM: Ministerio de Energía y Minas.
- OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Reglamento: Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo 081-2007-EM, sus modificatorias y ampliatorias.

Cuando se haga referencia a un artículo sin mencionar la norma a la que pertenece, debe entenderse referido al presente Procedimiento.

CAPÍTULO SEGUNDO ASPECTOS TARIFARIOS DEL TRANSPORTE

Artículo 5º.- Contenido de los estudios tarifarios y aspectos generales

- 5.1** En el caso de los concesionarios que inicien la primera regulación tarifaria, los estudios tarifarios técnico - económicos, deberán contener los siguientes aspectos:
- a) Propuesta de Tarifas de Transporte por cada uno de los servicios básicos a ser prestados;
 - b) Plan de Inversiones para ejecutar el Sistema de Transporte con el objeto de cumplir lo señalado en el contrato de concesión;
 - c) Propuesta de Plan de Amortizaciones de las Inversiones comprometidas;
 - d) Propuesta de Costos de Operación y Mantenimiento;
 - e) Estimación de la Demanda a ser atendida, disgregada en Volumen y Capacidad;
 - f) Procedencia del Gas Natural o de los Hidrocarburos a ser transportados por el Sistema de Transporte.
- 5.2** El gas natural proporcionado por el Productor no se encuentra sujeto a regulación de precios por parte de OSINERGMIN. Para el caso especial del Lote 88 (Camisea), existen topes máximos para el precio del gas natural normados por la Ley N° 27133 y el respectivo contrato de licencia.

- 5.3. Las tarifas de transporte aprobadas por OSINERGMIN son máximas, pudiendo el Concesionario definir tarifas menores para los diversos servicios básicos que presta, teniendo en cuenta la no discriminación ante la igualdad del servicio y la transparencia y difusión del pliego tarifario.

Artículo 6º.- Costos comunes del Sistema de Transporte

- 6.1 Cuando el Sistema de Transporte incluya instalaciones que sirven para brindar diferentes servicios de transporte o almacenamiento, y para efectos de la determinación de los costos de transporte o almacenamiento de hidrocarburos, se deben asignar cada uno de los costos según la necesidad del bien instalado. En caso existan costos comunes de transporte o almacenamiento, estos deben asignarse en función del valor de la inversión directa reconocida. Constituyen costos comunes: los costos de dirección, gestión, infraestructura, publicidad y marketing, entre otros.
- 6.2 Una vez efectuada la determinación de los costos por cada tipo de transporte o almacenamiento instalado, según sea el caso, se puede proceder a definir las respectivas tarifas que se aplicarán a los servicios que brinde el Concesionario.
- 6.3 Como principio general, si el concesionario percibe otros ingresos que permiten recuperar parte de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la concesión, se deben descontar dichos ingresos de la totalidad de los costos de la concesión de tal forma que no se perciba un doble ingreso por la respectiva instalación.
- 6.4 En caso la concesión involucre dentro de sus bienes una Red Principal de Transporte, para el cálculo tarifario deberán descontarse los Costos del Servicio de la Red Principal, de los costos totales de la concesión.

Artículo 7º.- Tasa de Actualización

- 7.1 La tasa de actualización se ajusta a lo normado en los artículos 134º y 135º del Reglamento y en caso aprobarse un valor diferente a lo señalado en el artículo 134º éste será aprobado por OSINERGMIN mediante resolución, de acuerdo a los criterios definidos en el Reglamento y según la metodología señalada en el presente artículo.
- 7.2 El concesionario podrá solicitar la revisión de la Tasa de Actualización y alcanzar la información necesaria de acuerdo a lo señalado en este artículo, teniendo en cuenta que la citada tasa se aplica en general a la industria del transporte pudiendo existir diferencias entre el transporte de gas natural y el transporte de hidrocarburos líquidos según las características físicas de mercado y regulatorias de cada negocio.
- 7.3 Para la revisión de la Tasa de Actualización se debe determinar primero el valor del promedio ponderado de los fondos utilizados como Deuda y Capital Propio (*Equity*) para una empresa promedio dedicada al Transporte de Hidrocarburos. El promedio

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 198-2012-OS/CD

ponderado de fondos, después de impuestos, se determina según la fórmula del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*):

$$WACC_{di} = \%Eq \times r_{Eq} + \%De \times r_{De} \times (1 - IR)$$

$$WACC_{ai} = \frac{WACC_{di}}{(1 - IR)}$$

$$\%Eq + \%De = 100\%$$

Donde:

- $WACC_{di}$: WACC después del Impuesto a la Renta;
- $WACC_{ai}$: WACC antes del Impuesto a la Renta;
- $\%Eq$: Participación del *Equity* o Patrimonio en el Activo Total = *Equity* / Activo Total
- $\%De$: Participación de la Deuda (Corto y Largo Plazo) en el Activo Total = Deuda / Activo Total
- r_{Eq} : Retorno al capital invertido como *Equity*;
- r_{De} : Interés pagado al capital prestado como Deuda;
- IR : Tasa del Impuesto a la Renta.

La participación de la Deuda y del *Equity* son valores esperados o estándares de la industria de acuerdo con el nivel de riesgo que se esperaría de acuerdo con la legislación nacional. En el caso de la participación de la Deuda se puede estimar como razonable que, para sistemas de bajo riesgo (con ingresos garantizados), se puede utilizar un valor del 80% mientras que para sistemas de alto riesgo el valor a utilizar sería del 60%. En general se demuestra que por la teoría de *Modigliani – Miller*, el apalancamiento no debe afectar el valor del WACC.

- 7.4 Para la evaluación del costo del *Equity* se aplica el modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*):

$$r_{Eq} = Bon_{USA} + Risk_{país} + \beta \times PrimaRisk + PrimaTam$$

Donde:

- Bon_{USA} : Retorno de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos de Norteamérica de un periodo de maduración de 10 años o más, de acuerdo con la información disponible de los últimos 10 años. Se evaluarán las medias de los últimos 10 y 5 años y se tomará el menor de ellos.
- $Risk_{país}$: Diferencia entre los Bonos del Perú menos los Bonos de Estados Unidos de Norteamérica y equivalente al valor del EMBI. Se evaluarán las medias de los últimos 10 y 5 años y se tomará el menor de ellos.

- β : Factor de Riesgo de la Industria de Transporte de Hidrocarburos. En caso del transporte del gas natural se medirá el valor de dicha industria que refleje las condiciones del negocio en el país. Se empleará también en su determinación aproximaciones de negocios ya operando con diferentes riesgos al negocio general.
- PrimaRisk* : Diferencia entre el retorno del mercado y el retorno de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos de Norteamérica.
- PrimaTam* : Valor de premio según el tamaño esperado del negocio en Perú. Se utilizará un valor del 2% para negocios menores a US\$ 3.000 millones y de 1% para negocios mayores a US\$ 5.000 millones. Entre 3.000 y 5.000 se empleará una interpolación lineal considerando un redondeo al cuarto dígito decimal.

7.5 Para la evaluación de la Tasa de la Deuda se sigue la siguiente fórmula:

$$r_{De} = Bon_{USA} + Risk_{país} + PrimaCalif$$

- PrimaCalif* : Es el premio que el mercado otorga por la calificación crediticia de la empresa

7.6 Para cambiar la Tasa de Actualización definida en el Artículo 134° del Reglamento, OSINERGMIN evaluará el $WACC_{di}$ y si existe una diferencia de más de 2% se procederá a ajustar la mencionada tasa, salvo que el $WACC_{di}$ sea menor que la tasa vigente en cuyo caso sólo se actualizará si la diferencia es de más de 3%. La Tasa de Actualización será evaluada cada 4 años, desde la última variación, y el cambio máximo entre cada actualización será de 2%.

Artículo 8°.- Fórmula de Actualización

- 8.1 La fórmula de actualización se presentará respetando los índices o factores de actualización señalados en el Artículo 115° del Reglamento o en el contrato de concesión.
- 8.2. Dichos índices o factores de actualización deben de respetar los siguientes principios básicos:
- a) El índice elegido debe ser relevante y/o explicativo de los cambios en los costos del componente de transporte. Se buscará siempre el índice más aproximado o adecuado a la actividad.
 - b) El índice elegido debe provenir de una fuente pública y confiable de fácil acceso a la mayor parte de los clientes sujetos a regulación de tarifas.
- 8.3 La fórmula de actualización se aplica dentro de un Periodo Tarifario y debe de permitir reducir la volatilidad en los cambios tarifarios y ser fáciles de aplicar por parte de los usuarios.

Artículo 9º.- Falta de Presentación de la Propuesta Tarifaria

- 9.1** En caso el Concesionario no presente oportunamente su propuesta tarifaria, se mantendrá vigente la tarifa que venía aplicando el concesionario hasta la publicación de la nueva tarifa. En caso no exista tarifa vigente, por tratarse de la primera fijación, el Concesionario no se encuentra autorizado a percibir ninguna tarifa, hasta la publicación de la tarifa que fije OSINERGMIN.
- 9.2** Sin perjuicio de la sanción correspondiente por la no presentación o presentación extemporánea de la propuesta tarifaria, de ser el caso, la GART procederá a elaborar el estudio tarifario correspondiente, pudiendo considerar la información que requiera al Concesionario, o aquella que éste presente de forma extemporánea, y de esta forma se da inicio al nuevo proceso tarifario. El procedimiento regulatorio se iniciará con la etapa correspondiente a la publicación del proyecto de resolución que fija la tarifa.

CAPÍTULO TERCERO ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

Artículo 10º.- Diagnóstico del Mercado

- 10.1** Dentro del diagnóstico de mercado, el concesionario debe efectuar la evaluación de los clientes potenciales y los que tienen suministro, de tal forma de observar su comportamiento y evaluar los cambios debido al menos a:
- a) Precios relativos de energéticos (competencia del gas natural respecto a otros combustibles sustitutos).
 - b) Estrategias promocionales del concesionario.
 - c) Esquemas regulatorios o normativos que afectan a la concesión.
- 10.2** Adicionalmente, debe efectuarse un análisis del mercado potencial de usuarios para determinar las zonas con mayor o menor potencial de consumo de gas natural u otros hidrocarburos. Este análisis debe segmentar al mercado entre los diferentes tipos de clientes (residencial, comercial, industrial, GNV, Generación Eléctrica, Petroquímica y otros).

Artículo 11º.- Estimación de la Demanda

- 11.1** La estimación de la demanda toma como base el diagnóstico del mercado actual y la definición del mercado potencial de clientes que podrían solicitar el servicio de transporte o almacenamiento de hidrocarburos.
- 11.2** Para la estimación de los volúmenes teóricos de demanda del hidrocarburo, a ser consumido por los clientes objetivos, se usarán los siguientes factores:
- a) El número de clientes que potencialmente podrían requerir el hidrocarburo por encontrarse cerca del Sistema de Transporte;
 - b) La evolución estimada del Factor de Carga de cada tipo o categoría de usuario;

- c) La proyección de los consumos unitarios por tipo o categoría de usuario.
- 11.3** En lo posible se determinará la capacidad de transporte teórico requerido por cada tipo de usuario, utilizando los volúmenes teóricos transportados y los Factores de Carga de cada tipo de usuario.
- 11.4** La capacidad de transporte sin contratos es igual a la capacidad de transporte teórico que demandarían los clientes menos los contratos a firme que puedan estar siendo atendidos por el concesionario.

CAPÍTULO CUARTO DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Artículo 12°.- Diseño del Sistema de Transporte

- 12.1** El diseño del Sistema de Transporte debe permitir el cumplimiento de las obligaciones del concesionario según su contrato de concesión, y se determinará de acuerdo con el Artículo 141° del Reglamento.
- 12.2** En concordancia con lo estipulado en el Reglamento, el diseño del Sistema de Transporte debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada, debiéndose adaptar el sistema al diseño más eficiente. En caso existan sistemas de transporte sobredimensionadas para la demanda, OSINERGMIN procederá según lo señalado en los Artículos 126° y 127° del Reglamento.
- 12.3** La topología del Sistema de Transporte es propuesta por el Concesionario, siendo su responsabilidad cumplir con las condiciones mínimas de calidad y seguridad en el suministro, transporte, custodia y/o almacenamiento del hidrocarburo, y sustentar ante OSINERGMIN que dicho desarrollo es el más eficiente económicamente. La aprobación de OSINERGMIN de una topología para fines tarifarios, no compromete la supervisión del futuro desarrollo del sistema.
- 12.4** El Concesionario presentará el diseño de las instalaciones, existentes y proyectadas, de la red de transporte mediante planos geográficos donde se aprecie directamente el recorrido de los ductos, diámetros y presiones nominales de operación. Asimismo, se deberá presentar la tabla de datos conteniendo todas las características técnicas de los componentes del sistema de transporte y de la conexión con los clientes o usuarios que se prevé atender.
- 12.5** Cualquier variación que se produzca en los planos geográficos y en la tabla de datos señalado en el numeral anterior, deberá ser informada al MINEM y a OSINERGMIN.
- 12.6** Para el caso de las instalaciones existentes, el concesionario presentará el diseño de la red en planos geo-referenciados (GIS) con sus correspondientes coordenadas UTM, con base a la estructura de las tablas de datos y necesidad de información establecida por OSINERGMIN.

12.7 De igual forma, para las instalaciones proyectadas también se presentará, en lo posible, la información GIS necesaria para efectuar la evaluación de la demanda y los costos de inversión involucrados.

Artículo 13º.- Criterios de Diseño

13.1 En el desarrollo del Sistema de Transporte el concesionario debe verificar y sustentar ante OSINERGMIN que el desarrollo propuesto cumple con todos los criterios de seguridad señalados en el Reglamento.

13.2 Los compromisos constructivos en el desarrollo de la red, asumidos por el Concesionario con otras instituciones del Estado, no comprometen la aprobación de OSINERGMIN al momento de presentar la propuesta tarifaria. OSINERGMIN tomará en consideración las exigencias constructivas definidas en el Reglamento, el contrato de concesión y las demás normas legales aplicables.

CAPÍTULO QUINTO ESTIMACIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN

Artículo 14º.- Estimación del Costo de Inversión

14.1 La determinación de los costos de inversión se realizarán de acuerdo con la metodología definida en el artículo 144º del Reglamento.

14.2 El Estudio de Costos del Concesionario comprende dos etapas: Estudio preliminar basado en información de costos estándar y Estudio definitivo basada en una auditoría de costos una vez concluida la instalación.

14.3 El Estudio de Costos del Regulador se realizará con información de costos estándar de acuerdo con información nacional y extranjera disponible, debidamente actualizada.

14.4 Mientras el Concesionario no ponga en operación comercial la instalación y no se obtengan los costos definitivos de la construcción, se utilizará la metodología de costos estándar para definir preliminarmente el capital de inversión.

Artículo 15º.- Costos Estándar de Inversión

15.1 Para la metodología de costos estándar, se desagregarán en lo posible los costos, entre:

- a) Sistemas de Tuberías o Ductos
- b) Sistemas de Compresión o Bombeo
- c) Sistemas de Almacenamiento

15.2 En el caso de los sistemas de Tuberías o Ductos, el costo se determinará como la suma de los costos de Materiales y de Instalación.

15.3 El costo de los materiales para los sistemas de tuberías se determina en función del peso de las tuberías por el costo de acero.

15.4 El costo de instalación está en función de la siguiente fórmula:

$$CostInst = \frac{K \times Diámetro \times Long}{1000}$$

Donde:

- CostInst* : Costo teórico de la instalación, expresado en millón de US\$
K : Factor expresado en US\$ por “Pulgada-Metro”.
Diámetro : Diámetro nominal de la Tubería en Pulgadas.
Long : Longitud estimada de la Tubería según diámetro y factor *K*; expresada en kilómetros.

El Factor *K* se determina de acuerdo con las características de la obras. Para el caso del Perú se puede estimar un factor de complejidad en función de las zonas por donde atraviesa el ducto.

Para determinar el Factor *K* de un proyecto ya realizado se sigue el siguiente procedimiento:

- Se determina el costo de inversión del sistema de transporte. De preferencia se separa los sistemas de transporte por gas natural e hidrocarburos líquidos;
- Se calculan los costos de los materiales de acuerdo a los precios unitarios del acero y las características de los ductos instalados;
- Se determinan los costos de los sistemas de compresión o bombeo, si es que estos sistemas ya están incluidos en a);
- Se calcula el costo de las instalaciones auxiliares si es que se cuenta con dicha información y la misma está incluida en el costo a);
- El costo de instalación o montaje será igual a la diferencia de a) menos la sumatoria de b), c) y d);
- Se asume como referentes las siguientes relaciones:

$$\frac{K_{selva}}{K_{sierra}} = \frac{K_{sierra}}{K_{costa}} = 2$$

Con estos parámetros se determina el valor de los diferentes coeficientes *K* que cierran o ajustan el costo de la instalación. Para estimar una nueva construcción el valor de *K* puede ser reajustado de acuerdo a un índice que refleje la inflación de los costos de construcción.

15.5 Antes de agregar el costo de materiales y de instalación a la nueva infraestructura, estos valores serán reajustados según el costo del acero previsto y la inflación en los costos de construcción. De esta operación se puede determinar la fórmula para actualizar los costos cuando cambien los parámetros base de la estimación.

- 15.5** El costo de los servicios auxiliares, edificaciones y otros no contabilizados de forma expresa, serán incorporados como un factor adicional. Se utilizará como referente el valor obtenido para instalaciones existentes en Perú, teniendo presente un posible ajuste por economía de escala.
- 15.6** Para el caso de los sistemas de bombeo o compresión se determinará el costo estándar en función de la potencia de bombeo o de compresión instalada, ajustada a la complejidad de la ubicación y la inflación comprometida.
- 15.7** Para el caso de los sistemas de almacenamiento se solicitarán cotizaciones a proveedores especializados o se evaluará el costo de materiales y de construcción de acuerdo a los proyectos realizados recientemente en el país o el extranjero.

Artículo 16º.- Auditoría de Costos de Inversión

- 16.1.** El Estudio de Costos basado en una auditoría de costos, será realizado por el Concesionario una vez concluida la instalación, de acuerdo con el siguiente procedimiento:
- a) El Concesionario comunicará a OSINERGMIN la necesidad de evaluar el costo de inversión de determinadas instalaciones, para lo cual solicitará el inicio del proceso de selección de la empresa consultora que realizará la auditoría de costos;
 - b) OSINERGMIN definirá los aspectos técnicos de los Términos de Referencia que usará el Concesionario para convocar a las empresas consultoras. Adicionalmente, OSINERGMIN definirá las Bases de Calificación de las empresas consultoras participantes para la pre-calificación;
 - c) El Concesionario realizará la convocatoria;
 - d) OSINERGMIN evaluará a las empresas consultoras participantes y determinará las empresas precalificadas.
 - e) El Concesionario elegirá de la lista de empresas calificadas aquella que desarrollará el estudio de costos, pudiendo efectuar un concurso público previo.
- 16.2** El Concesionario deberá adecuar sus sistemas de contabilidad y registro de inversiones, para que la información sea analizada a detalle por la empresa consultora que realizará la auditoría de costos y determinará el Costo de Inversión del Concesionario según los Términos de Referencia aprobados por OSINERGMIN.
- 16.3** Los Términos de Referencia serán elaborados por la División de Gas Natural de la GART y comunicados mediante oficio al Concesionario. El Concesionario podrá solicitar ajustes o mejoras a los Términos de Referencia, dentro de los 15 días hábiles de comunicados, los cuales serán evaluados y absueltos por la GART en el mismo plazo.

Artículo 17º.- Determinación del Costo de Inversión Eficiente

- 17.1** El Costo de Inversión Eficiente se encuentra definido entre el Costo propuesto por el Concesionario, según el procedimiento de auditoría de costos, y el Costo propuesto por OSINERGMIN, según la metodología de valores estándar. Preliminarmente se

podrá utilizar el estudio de costos estándar del concesionario mientras se efectúa la auditoría de costos.

- 17.2** El Costo de Inversión Eficiente será igual al Costo del Concesionario en caso el Costo determinado por OSINERGMIN resulte superior al Costo del Concesionario.
- 17.3** El Costo de Inversión Eficiente será igual al promedio entre el Costo del Concesionario y el Costo determinado por OSINERGMIN, siempre que dicho valor promedio no sea superior al 110% del Costo determinado por OSINERGMIN. En este caso el Costo de Inversión Eficiente será igual al 110% del Costo determinado por OSINERGMIN.

CAPÍTULO SEXTO ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Artículo 18º.- Costos de Operación

- 18.1** Los costos de operación involucran los costos de gestión necesarios y eficientes para manejar una empresa transportadora de hidrocarburos.
- 18.2** La determinación del costo de operación se realizará en base a los siguientes criterios:
- a) Comparación con empresas nacionales o extranjeras del negocio de transporte de hidrocarburos.
 - b) Comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios similares, teniendo en cuenta la preponderancia en el desarrollo de redes subterráneas.
 - c) Definición de una empresa de transporte típica o estándar para la realidad del país.
 - d) Inclusión de mecanismos de promoción que tomen en cuenta la evolución de la empresa conforme se desarrolla el sistema de transporte.
- 18.3** OSINERGMIN podrá reconocer mayores costos por inicio o instalación de la empresa concesionaria. Los mayores costos reconocidos aquí, deben de ir reduciéndose conforme el sistema alcanza la madurez deseada.
- 18.4** Para el reconocimiento de las pérdidas estándares, el concesionario deberá presentar el balance volumétrico de los hidrocarburos a ser transportados o almacenados en su sistema de transporte, dicho balance considerará el volumen del hidrocarburo ingresado, lo almacenado en los ductos o tanques, y las entregas en el sistema de transporte. Para esto, todo consumo propio del concesionario será considerado como una pérdida hasta el límite de pérdidas establecido en el Reglamento. El hidrocarburo utilizado como "*line pack*" puede ser considerado como capital de trabajo inicial.

Artículo 19º.- Costos de Mantenimiento

- 19.1** Los costos de mantenimiento cubren las actividades señaladas por el concesionario como necesarias para mantener operativo el sistema de transporte. Cuando sea posible, los costos de mantenimientos deben ser sustentados en forma desagregada por las actividades que realiza la empresa, en forma periódica, de acuerdo con los elementos típicos del sistema de transporte.
- 19.2** Los costos de mantenimientos de la empresa deben asignarse según el elemento de costo del concesionario (Ductos, Poliductos, Almacenamiento, y otros que sirvan para evaluar un servicio en especial).

Artículo 20º.- Costos de Operación y Mantenimiento Estándar

- 20.1** Inicialmente, los costos de operación y mantenimiento podrán ser evaluados mediante criterios de comparación, o valores estándar. Los costos determinados por comparación deben guardar coherencia con las actividades de operación y mantenimiento que efectuaría la empresa concesionaria en forma prudente y eficiente.
- 20.2** Para definir los valores estándar se determinarán porcentajes del costo de Operación y Mantenimiento en función del nivel de inversión. Para esto se analizarán empresas nacionales y extranjeras que cuenten con información relevante.

CAPÍTULO SETIMO CAPITAL DE INVERSIÓN UTILIZADO EN LA BASE TARIFARIA

Artículo 21º.- Aspectos Generales del Capital del Inversión

- 21.1** Para efectos del reconocimiento del Capital de Inversión dentro de la Base Tarifaria, el Capital de Inversión dentro del Reglamento está conceptualizado de acuerdo al siguiente Cuadro:

Capital de Inversión		
Inicial Artículos 121° y 122°	Nuevas Instalaciones Artículos 123° al 130°	Redundante Artículo 131° y 132°
Reconocimiento dentro de la Base Tarifaria		
Parte Recuperable Artículo 126°	Inversión de Riesgo Artículo 127°	Redundante Artículo 131° y 132°

- 21.2** En general para incluir determinada instalación como parte recuperable del capital de inversión, a los efectos de su amortización dentro de la Base Tarifaria, se seguirá el procedimiento señalado en el artículo 124° del Reglamento.

- 21.3** Cuando determinada parte del Capital sea incluido como Capital de Riesgo se deberá llevar la contabilidad de la cuantía de las inversiones que están en esta situación de acuerdo a lo señalado en el artículo 127° del Reglamento.
- 21.4** Una vez definido y aprobado un valor para las inversiones, éste sólo se reajustará a futuro para mantener la inversión en términos reales, es decir, sólo se reajustarán por aquellos índices de inflación general de la industria que no consideren variación por alimentos y energía.

CAPÍTULO OCTAVO PROGRAMA DE AMORTIZACIONES

Artículo 22°.- Programa de Amortizaciones

- 22.1** El Programa de Amortizaciones que se adopte, debe guardar relación en el tiempo, con la demanda atendida por el sistema de transporte.
- 22.2** La Amortización para un año en particular, se determinará en base a la relación entre la demanda de dicho año y la demanda total en el periodo de vida útil de la instalación a amortizar, multiplicado por la inversión no amortizada y que generará un nuevo Programa de Amortizaciones.
- 22.3** Los intereses durante la construcción (determinados con la Tasa de Actualización) pueden ser incorporados en el capital de inversión nominal para determinar el capital de inversión al inicio de la operación comercial de la instalación. En el Flujo de Caja Libre se considerarán los intereses cuando se distribuya el capital de inversión entre los períodos anuales de construcción.

CAPÍTULO NOVENO DETERMINACION DE LA TARIFA

Artículo 23°.- Criterios para el Diseño Tarifario

- 23.1** Las Tarifas Básicas, según el Artículo 113° del Reglamento, para cada tipo de servicio, se deben diseñar considerando los siguientes principios:
- a) Generar un flujo de ingresos que cubra los costos eficientes involucrados en la prestación del Servicio Básico;
 - b) Reproducir los resultados que se darían en un mercado competitivo;
 - c) Asegurar la operación segura y confiable del Sistema de Transporte;
 - d) No distorsionar las decisiones de inversión en los Sistemas de Transporte o en actividades relacionadas;
 - e) Lograr la eficiencia en el nivel y estructura de la Tarifa Básica; y
 - f) Suministrar un incentivo al Concesionario para la reducción de costos y el desarrollo de los diferentes Servicios Básicos.

- 23.2** En caso que alguno de los objetivos señalados en 23.1 precedente, entre en conflicto con otro para su aplicación en la determinación de una Tarifa Básica en particular, OSINERGMIN determinará la manera en que ellos pueden reconciliarse (*trade off*) o, en caso contrario determinará cuales objetivos deben priorizarse.
- 23.3** La tarifa se puede establecer por tramos, según entre en operación el Sistema de Transporte, de acuerdo a lo solicitado por el Concesionario, teniendo cuidado de cumplir con los objetivos señalados para las tarifas.

Artículo 24º.- Determinación de la Tarifa Básica

- 24.1** La Tarifa Básica para un Periodo de Regulación se determinará considerando que el Ingreso Total debe ser igual al Costo Total, según lo señalado en los Artículos 116° y 117° del Reglamento.
- 24.2** Para efectos de la determinación de la Tarifa se utilizará el Flujo de Caja Libre señalado en el Artículo 26 del presente procedimiento.
- 24.3** Para efectos de comprobación de los cálculos realizados, se utilizarán los Flujos de Caja del Capital y del Capital Propio (*Equity*) señalados en los artículos 27 y 28 de este procedimiento.

Artículo 25º.- Reajuste de la Tarifa Básica

- 25.1** De acuerdo con el Artículo 122° del Reglamento, producido el cambio previsto en valor presente, en más de 10%, en la Inversión o la Demanda reconocida inicialmente en los cálculos tarifarios, corresponde reajustar las tarifas mediante un Factor de Reajuste.

Artículo 26º.- Metodología del Flujo de Caja Libre

- 26.1** La Metodología del Flujo de Caja Libre permite determinar el flujo de caja que se dispondría para pagar el capital invertido sin considerar el efecto de los gastos financieros.
- 26.2** Para definir el Flujo de Caja Libre se preparará un modelo con las Inversiones, Ingresos, Plan de Amortización, y costos de operación y mantenimiento (O&M), utilizando los parámetros estándar de la empresa en el Periodo de Regulación o Periodo Tarifario. El flujo de cálculo a realizar, comprende:
- a) Inversión del Periodo. Comprende la inversión reconocida para empezar a ser pagada en el Periodo Tarifario;
 - b) Ingresos Estimados con las Tarifas Propuestas;
 - c) Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) sin incluir Gastos Financieros ni el Impuesto a la Renta;
 - d) Plan de Amortizaciones dentro del Periodo Tarifario;
 - e) $EBIT = B - C - D$;
 - f) Impuesto a la Renta sin incluir el efecto de los Gastos Financieros = $E \times (\text{Tasa del Impuesto a la Renta})$;

- g) Utilidad = E – F;
- h) Flujo de Caja Libre = G + D – A

- 26.3** La Tasa Interna de Retorno del Flujo de Caja Libre (literal H) debe ser igual (con redondeo al tercer decimal) a la Tasa de Actualización después del Impuesto a la Renta.
- 26.4** En la definición de la Inversión (literal A) o de la Amortización (literal D) se debe colocar al final del Periodo de Regulación la Inversión no Amortizada. Se debe colocar el valor remanente sólo en A o B, ya que dicha cantidad será recuperada en el siguiente Periodo de Regulación.

Artículo 27º.- Metodología del Flujo de Caja del Capital

- 27.1** La Metodología del Flujo de Caja del Capital permite determinar el flujo de caja que se dispondría para pagar el capital invertido considerando el efecto de los gastos financieros.
- 27.2** Para definir el Flujo de Caja del Capital se preparará un modelo con las Inversiones, Ingresos, Plan de Amortización, costos de O&M, y Pago de Deuda, utilizando los parámetros estándar de la empresa en el Periodo de Regulación o Periodo Tarifario.

El flujo de cálculo a realizar comprende:

- a) Inversión del Periodo. Comprende la inversión reconocida para empezar a ser pagada en el Periodo Tarifario;
 - b) Ingresos Estimados con las Tarifas Propuestas;
 - c) Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) sin incluir Gastos Financieros ni el Impuesto a la Renta;
 - d) Plan de Amortizaciones dentro del Periodo Tarifario;
 - e) EBIT = B – C – D;
 - f) Flujo Operativo = E + D – A
 - g) Intereses por la Deuda;
 - h) EBIT – Intereses = E – G;
 - i) Impuesto a la Renta incluyendo el efecto de los Gastos Financieros = H x (Tasa del Impuesto a la Renta);
 - j) Flujo de Caja del Capital = F – I
- 27.3** La Tasa Interna de Retorno del Flujo de Caja del Capital (literal j) debe ser igual (en valor aproximado) a la Tasa de Actualización sin la corrección del efecto del Impuesto a la Renta. Esto quiere decir, el promedio ponderado de los retornos de la Deuda y Capital Propio (*Equity*) sin considerar el Impuesto a la Renta.
- 27.4** En la definición de la Inversión (literal a) se debe tener presente colocar al final del Periodo de Regulación, la Inversión no Amortizada que será recuperada en el siguiente Periodo de Regulación.

Artículo 28°.- Metodología del Flujo de Caja del *Equity*

28.1 La Metodología del Flujo de Caja del *Equity* permite determinar el flujo de caja que se dispondría para pagar el *Equity*.

28.2 Para definir el Flujo de Caja del *Equity* se preparará un modelo con las Inversiones, Ingresos, Plan de Amortización, O&M, Ingresos de Deuda y Pago de Deuda, utilizando los parámetros estándar de la empresa en el Periodo de Regulación o Periodo Tarifario. El flujo de cálculo a realizar, comprenderá:

- a) Flujo Operativo (determinado en literal F del artículo anterior);
- b) Impuesto a la Renta (determinado en literal I del artículo anterior);
- c) Pago de la Deuda;
- d) Ingresos por Endeudamiento;
- e) Flujo de Caja del *Equity* = A – B – C + D

28.3 La Tasa Interna de Retorno del Flujo de Caja del *Equity* (literal E) debe ser igual (en valor aproximado) a la Tasa del *Equity* que se considera dentro de la Tasa de Actualización.

CAPÍTULO DECIMO

TARIFA PARA SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Artículo 29°.- Principios Generales de la Tarifa por el Transporte de Hidrocarburos Líquidos

29.1 El Transporte de Hidrocarburos líquidos incluye las instalaciones de: Recepción, Poliductos de Transporte, Bombeo, Almacenamiento y Despacho, incluyendo las inversiones no directas, tales como edificios y otros servicios auxiliares.

29.2 La Tarifa Básica para el servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos se efectúa para un Periodo de Regulación procurando que el Ingreso Total sea igual al Costo Total según lo señalado en el Artículo 116° del Reglamento.

29.3 En la determinación de la Tarifa Básica, se procura la asignación de los costos entre todas las instalaciones que conforman el sistema y en las que se puede prestar un servicio por separado.

29.4 El hidrocarburo almacenado en el sistema de transporte (*Line Pack*) resulta necesario para las actividades de transporte de los Hidrocarburos. El hidrocarburo tomado por el cliente acarreado una variación en el "*Line Pack*", de acuerdo a lo que se defina en los contratos con el cliente, podrá ser cobrado, utilizando para ello el costo de oportunidad del hidrocarburo transportado.

29.5 El transporte de hidrocarburos líquidos puede tener una Tasa de Actualización diferente a la del Gas Natural dependiendo de las diferencias regulatorias y de riesgo que existen entre ambos negocios.

- 29.6** Si el sistema de transporte provee el servicio a diferentes tipos de Hidrocarburos o calidades que afectan el uso de las instalaciones o el costo de mover los hidrocarburos, se podrán estructurar tarifas en función de dichas características de los hidrocarburos.
- 29.7** Los contratos serán definidos por el Concesionario manteniendo los principios de transparencia, no discriminación y de eficiencia.
- 29.8** OSINERGMIN emitirá opinión sobre los acuerdos adoptados por el Concesionario con sus clientes cuando el Concesionario informe a OSINERGMIN en las materias que afectan al acceso y la definición de las tarifas.
- 29.9** En caso de falta de acuerdo sobre la tarifa aplicable, a solicitud de parte OSINERGMIN aprobará la tarifa en base a una propuesta tarifaria que debe separar las tarifas o precios por el transporte y por el almacenaje según lo señalado en el Reglamento y lo establecido en el presente artículo.”

Artículo 30º.- Criterios y Metodología para Determinar la Tarifa Básica para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos

- 30.1** OSINERGMIN determinará, de la información recibida por el Concesionario y los posibles clientes, los Servicios Básicos que podrían ser provistos por el Sistema de Transporte del Concesionario.
- 30.2** La forma en que se determina el Costo de Inversión se realizará según lo que define el Reglamento para el transporte de gas natural en todo aquello que resulte aplicable al negocio que se va a regular.
- 30.3** En la definición de las tarifas se podrá incluir como índice de costos el marcador o precio de referencia del hidrocarburo.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 198-2012-OS/CD**

ANEXO 2

Anexo 5	INCUMPLIMIENTO DE NORMAS RELATIVAS AL SERVICIO DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL			
	Infracción	Base Normativa	Sanción Pecuniaria	Sanción No Pecuniaria
	...			
	5.3. Incumplimientos relacionados con comportamientos indebidos en procesos regulatorios de tarifas.			
	5.3.1. Incumplir con sustentar en Audiencia Pública su propuesta tarifaria, su recurso de reconsideración u otro previsto en los procedimientos de fijación de los precios regulados o mediante otra disposición de OSINERGMIN.	Anexo C.1: ítems c) y m); Anexo C.2: ítems c) y m); Anexo C.3: ítem j); Anexo C.4: ítem j); Anexo C.5: ítem n); y Anexo C.6: ítem l), de la Norma aprobada por R.C.D. N° 080-2012-OS/CD.	Hasta 10 UIT	
	5.3.2. Incumplir con presentar la información prevista o requerida en los procedimientos de fijación de los precios regulados, o presentar la información incompleta, o fuera del plazo establecido.	Anexos C.1, C.2, C.3, C.4, C.5, C.6 de la Norma aprobada por R.C.D. N° 080-2012-OS/CD.	Hasta 550 UIT	
	5.3.3. No presentar propuesta tarifaria, o presentarla de manera incompleta, o fuera del plazo establecido.	Anexos C.1, C.2, C.3, C.4, C.5, C.6 de la Norma aprobada por R.C.D. N° 080-2012-OS/CD. Art. 36° del D.S. N° 014-2008-EM.	Hasta 550 UIT	
	5.3.4. No presentar la información para el cálculo y actualización del Valor Nuevo de Reemplazo, o no presentar el Plan Quinquenal y/o Anual de Inversiones, Plan de Conexiones Residenciales, o presentar lo previsto de manera incompleta, o fuera del plazo establecido.	Arts. 110° y 111° del Texto Único Ordenado aprobado por D.S. N° 040-2008-EM. Art. 63c del Texto Único Ordenado aprobado por D.S. N° 040-2008-EM.	Hasta 200 UIT	

1501_2013