



**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y  
MINERÍA**

**Resolución N° 0011-2012-OS/CD**

**“Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de  
Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la  
Concesión de Lima y Callao”**

Fax N°: (511) 224 0491

Página Web: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)

Lima, 12 de enero de 2012

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 0011-2012-OS/CD**

Lima, 12 de enero del 2012

**VISTOS:**

Los Informes N° 013-2012-GART y N° 431-2011-GART, elaborados por la División de Gas Natural y la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

**CONSIDERANDO:**

Que, con Resolución OSINERGMIN N° 261-2009-OS/CD, (en adelante “Resolución 261”), se fijó la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “TUD”), aplicable a la concesión de Lima y Callao;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 051-2010-OS/CD, se modificaron diversos artículos de la Resolución 261, como consecuencia de lo resuelto en los Recursos de Reconsideración presentados;

Que, el Artículo 14° de la Resolución 261, modificado por Resolución OSINERGMIN N° 051-2010-OS/CD, dispuso que el Regulador emitiera, dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de las tarifas aprobadas, un procedimiento en el cual se establezca la metodología y criterios para determinar los cambios significativos a que se refiere el Artículo 121° del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM (en adelante el “Reglamento”), así como la oportunidad y aplicación de los factores de ajuste determinados en el numeral 14.2 del mismo artículo;

Que, en el referido numeral 14.2, se establecieron los siguientes factores para el reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural: i) Factor de Ajuste de la Demanda; ii) Factor de Ajuste de la Inversión; iii) Factor de Equilibrio Tarifario; iv) Factor de Ajuste asociado a la Promoción de los clientes residenciales; y v) Factor de Cambio en el Costo Medio;

Que, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 121° del Reglamento, y en cumplimiento de lo dispuesto por el numeral 14.1 de la Resolución 261, mediante Resolución N° 121-2010-OS/CD, modificada por Resoluciones N° 226-2010-OS/CD y 066, 081 y 147-2011-OS/CD, se aprobó el “Proceso para establecer el Procedimiento de Reajuste de las Tarifas de Distribución de Gas Natural de la Concesión de Lima y Callao” (en adelante “Proceso”), el mismo que incluye el procedimiento para fijar la metodología para la determinación de las variaciones significativas respecto a las bases utilizadas para la aprobación de la tarifa de distribución de gas natural, y que contempla la coordinación con el concesionario exigida por el citado Artículo 121°;

Que, en el Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 121-2010-OS/CD mencionada, en consideración a lo señalado en el numeral 16.7 del Artículo 16° del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM, e incorporado mediante Decreto Supremo N° 048-2008-EM, se establecieron adicionalmente los siguientes factores de

reajuste: i) Factor de ajuste por liquidación de la GRP; y ii) Factor de ajuste por la revisión de la Capacidad Mínima de la Red Principal de Distribución;

Que, sin embargo, OSINERGMIN concluye que no corresponde la aplicación del Factor de ajuste por liquidación de la Capacidad Mínima de la Red Principal de Distribución, por lo que no ha sido considerado en el Procedimiento de Reajuste, conforme se explicó en los informes que sustentaron la pre publicación;

Que, el 30 de junio de 2010, de conformidad con el ítem “a” del Proceso, Cálidda presentó su propuesta de metodología para la determinación de variaciones significativas respecto de las bases del cálculo tarifario, habiéndose realizado, en fecha 12 de julio de 2010, la Primera reunión de trabajo de conformidad con lo establecido en el ítem “b” del Proceso;

Que, el 27 de julio de 2010, OSINERGMIN comunicó al concesionario los comentarios y observaciones a su propuesta de metodología para la determinación de variaciones significativas, de conformidad con lo establecido en el ítem “c” del Proceso, las mismas que fueron absueltas por el concesionario con fecha 11 de agosto de 2010, en cumplimiento de la etapa prevista en el ítem “d” del Procedimiento;

Que, con fechas 23 de agosto, 4 y 25 de octubre de 2010, respectivamente, se realizaron las Segunda, Tercera y Cuarta reuniones de trabajo, de conformidad con los ítems “e”, “f” y “g” del Proceso, habiéndose realizado además, el 25 de noviembre de 2010, una reunión complementaria a la Cuarta reunión de trabajo, relacionada con la determinación de las variaciones significativas de la demanda; siendo pertinente señalar que las reuniones de trabajo o coordinación no tienen efecto vinculante, tal como se indicara en el Informe Legal N° 189-2010-GART que forma parte de la Resolución OSINERGMIN N° 121-2010-OS/CD;

Que, el 20 de febrero de 2011, mediante Resolución OSINERGMIN N° 031-2011-OS/CD, se aprobó la publicación del “Proyecto de Procedimiento de Reajuste de las Tarifas de Distribución de Gas Natural de la Concesión de Lima y Callao”;

Que, el 28 de febrero de 2011, de forma descentralizada en Lima y Callao, se realizó la Audiencia Pública para la sustentación y exposición de los criterios y metodología utilizados en el proyecto de procedimiento publicado, por parte de representantes de OSINERGMIN;

Que, el 7 de marzo de 2011, el concesionario presentó sus observaciones y comentarios al proyecto de procedimiento; y, posteriormente, mediante carta de fecha 28 de marzo de 2011, el concesionario alegó ante OSINERGMIN una posible inobservancia de su Contrato BOOT, basada en que el procedimiento pre-publicado no habría observado el carácter excepcional del reajuste tarifario ni el carácter vinculante que, a su criterio, la legislación y el Contrato BOOT conferirían a las coordinaciones que deben llevarse a cabo entre el Concesionario y OSINERGMIN para determinar las variaciones significativas de los valores base del cálculo tarifario;

Que, con fecha 29 de marzo de 2011, el Consejo Directivo celebró su sesión N° 10-2011 e invitó a Cálidda para exponer su posición con respecto a la necesidad de adecuar su Plan de Inversiones para el período 2009-2013, habiendo el concesionario reiterado la posición vertida en sus observaciones y comentarios al proyecto de procedimiento publicado y en la carta antes mencionada;

Que, posteriormente, en aras de una mayor transparencia y de una conducción armoniosa del proceso de definición de la metodología aplicable para determinar las variaciones significativas, el Consejo Directivo mediante Resolución OSINERGMIN N° 066-2011-OS/CD, aprobó la modificación del Procedimiento, con el fin de ampliar, de cuatro (4) a seis (6), las reuniones de coordinación con el concesionario, precisando en la parte considerativa de la referida Resolución, que sin perjuicio de ello el Consejo Directivo mantiene plenamente las facultades que le confieren los Artículos 27 y 52, literal q), del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM para ejercer la función reguladora de manera exclusiva, siendo aplicable a la naturaleza de dichas reuniones lo previsto en el Informe N° 189-2010-GART, que forma parte integrante de la Resolución N° 121-2010-OS/CD;

Que, con fechas 19 de abril y 4 de mayo de 2011, se efectuaron la quinta y sexta reuniones de trabajo establecidas en la Resolución OSINERGMIN N° 121-2010-OS/CD;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 081-2011-OS/CD, se amplió, de 6 a 10, las reuniones de coordinación con el concesionario, las cuales se llevaron a cabo con fechas 25 de mayo (reunión de trabajo N° 7), 8 de junio de 2011, (reunión de trabajo N° 8), 16 y 22 de junio de 2011, (reunión de trabajo N° 9 y su complementaria) y 1 y 7 de julio de 2011, (reunión de trabajo N° 10 y su complementaria);

Que, en las seis (6) últimas reuniones de trabajo, los representantes de OSINERGMIN y Cálidda expusieron con amplitud sus planteamientos para determinar los criterios y metodología para la determinación de las Variaciones Significativas establecidas en el Artículo 121° del Reglamento y la Cláusula 14.2 del Contrato BOOT suscrito entre Cálidda y el Estado Peruano, no habiendo consensuado un Procedimiento definitivo, de manera tal que se dio por concluido el proceso de coordinación pertinente, tal como consta en el Acta de la Reunión de Trabajo Complementaria N° 9 de fecha 22 de junio de 2011, correspondiendo al Consejo Directivo de OSINERGMIN, en cumplimiento de su función reguladora, tomar decisión respecto a las variaciones significativas de los valores base del cálculo tarifario;

Que, es necesario señalar que, con el objeto de actuar con la mayor transparencia posible, a pesar de haberse culminado las reuniones de coordinación, la representación de OSINERGMIN, a pedido de Cálidda, quedó en exponer, en la última reunión de trabajo (Reunión N° 10) a llevarse a cabo el 1° de julio de 2011, el Procedimiento de Reajuste de las tarifas a ser propuesto al Consejo Directivo, lo que en efecto se hizo, luego de lo cual, en la Reunión Complementaria N° 10 de fecha 07 de julio de 2011, Cálidda presentó sus comentarios con relación al Proyecto de Procedimiento expuesto por OSINERGMIN, los mismos que serían evaluados al momento de elaborar el proyecto definitivo a ser presentado al Consejo Directivo;

Que, estando a lo señalado en los considerandos precedentes y de conformidad con el marco normativo vigente, se ha cumplido las etapas previstas comprendidas desde el ítem "a" hasta el ítem "i" del Proceso y las cuatro (4) reuniones complementarias establecidas por la Resolución OSINERGMIN N° 081-2011-OS/CD;

Que, con Resolución OSINERGMIN N° 181-2011-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 14 de octubre de 2011, y en el marco de lo dispuesto por el Artículo 4° de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, OSINERGMIN dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el "Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao",

contribuyendo de ese modo a garantizar la transparencia y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte en el cumplimiento del encargo asignado;

Que, con fecha 25 de octubre de 2011 se realizó la Audiencia Pública en la que OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en la elaboración del "Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao", de conformidad con lo establecido en el Artículo 182.1 de Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG);

Que, los comentarios y sugerencias presentados al proyecto de resolución publicado, han sido analizados en los Informes N° 013-2012-GART y N° 431-2011-GART, los mismos que a su vez complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4 de la LPAG;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 216-2011-OS/CD, se prorrogó el plazo para la publicación del "Procedimiento de Reajuste", contemplado como etapa I), como máximo hasta el 31 de enero de 2012;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, en el Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, el respectivo Contrato de Concesión de Distribución de gas natural y en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus respectivas normas modificatorias, complementarias y conexas.

#### **SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Aprobar el "Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao", el mismo que como Anexo forma parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Incorporar el [Informe Técnico N° 013-2012-GART](#) y el [Informe Legal N°431-2011-GART](#), como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano, y consignada conjuntamente con los Informes [N° 013-2012-GART](#) y [N° 431-2011-GART](#), en la página WEB del OSINERGMIN: [www2.osinerg.gob.pe](http://www2.osinerg.gob.pe).

## ANEXO

### PROCEDIMIENTO DE REAJUSTE DE LA TARIFA UNICA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS DE LA CONCESIÓN DE LIMA Y CALLAO

#### Artículo 1°.- OBJETO

Establecer el “Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao”, el mismo que incluye el procedimiento para fijar la metodología para la determinación de las variables significativas respecto a las bases utilizadas para la aprobación de la Tarifa de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.

#### Artículo 2°.- ALCANCE

El procedimiento es aplicable para el reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la concesión de Lima y Callao (en adelante “TUD”).

#### Artículo 3°.- BASE LEGAL

Para efectos del presente procedimiento, se considerará como base legal las normas que se indican a continuación y aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan:

- 3.1. Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133.
- 3.2. Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM.
- 3.3 Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM.
- 3.4. Decreto Supremo N° 048-2008-EM, y;
- 3.5. Contrato BOOT de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, y sus Adendas.

Los términos en mayúsculas tendrán los significados previstos en la Base Legal, salvo que se encuentren definidos en el presente Procedimiento. Cuando se haga referencia a un artículo sin mencionar la norma a la que pertenece, debe entenderse referido al presente Procedimiento.

## **Artículo 4°.- VALORES BASE DEL CÁLCULO TARIFARIO Y SU ACTUALIZACIÓN**

Los valores bases considerados en el cálculo de la TUD, son los siguientes:

- a) El costo medio de desarrollo del sistema unificado de la distribución de gas natural por red de ductos en la concesión de Lima y Callao (en adelante "Costo Medio"); y
- b) El valor presente de los gastos anuales de promoción reconocidos dentro de los costos de operación y mantenimiento del Concesionario en el periodo regulatorio, para la conexión de nuevos clientes residenciales (en adelante "Gastos de Promoción").

### **4.1 Valor base del Costo Medio y su actualización**

**4.1.1** El valor base del Costo Medio se establece en la resolución que fija la TUD.

**4.1.2** El valor base del Costo Medio será actualizado, luego de finalizar el año 2 de ejecución del Plan Quinquenal de inversiones.

**4.1.3** El reajuste tarifario por revisión del Costo Medio se efectuará en función de la evaluación del Factor de Ajuste por Cambio en el Costo Medio (en adelante "Factor FCM") y la aplicación del Factor Ajuste de Equilibrio Tarifario (en adelante "Factor FA2"), cuyas fórmulas de cálculo se definen en el numeral 8 del presente procedimiento.

**4.1.4** Cuando se calcule el Factor FCM se aplicarán, para sus 2 variables involucradas de costos anuales de inversión y de la demanda anual de gas natural, los siguientes criterios:

- a) Variable de costos anuales de inversión: La actualización del costo anual de inversión se efectuará con los inventarios acumulados de las instalaciones ejecutadas desde el inicio de la concesión hasta los años 1 y 2 del Período Tarifario, valorizados con los mismos costos unitarios considerados en la regulación tarifaria y, además, con los valores proyectados de la base tarifaria, acumulados al cierre de los años 3 y 4 del Período Tarifario.

Cuando el Concesionario, en la oportunidad prevista en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, presente el Plan Anual de inversiones del año 3, para efectos tarifarios y a propuesta del Concesionario, se podrá considerar este último siempre que los valores sean mayores a los proyectados en el Plan Quinquenal. Estas instalaciones se valorizarán con los mismos costos unitarios considerados en el cálculo de la TUD.

OSINERGMIN descontará de las inversiones informadas por el Concesionario los aportes reembolsables que hayan efectuado los clientes al Concesionario para la ejecución de las instalaciones de distribución. Para tal efecto, el Concesionario informará por año, la cantidad de aportes reembolsables recaudados que se encuentren

relacionados a las instalaciones ejecutadas en el Plan Quinquenal de Inversiones.

Antes del 15 de febrero de cada año, el concesionario remitirá a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART de OSINERGMIN, la actualización del valor de las anualidades revisadas de la inversión del año calendario anterior. Para ello, adjuntará la información respecto a la ejecución anual de nuevas instalaciones del sistema de distribución, en la misma estructura de las bases de datos del sistema VNRGIS de gas natural vigente.

- b) Variable de demanda de gas natural: Con excepción de la categoría A, se utilizará las demandas por categorías tarifarias efectivamente ocurridas en los años 1 y 2. Asimismo, se utilizará las demandas proyectadas para los años 3 y 4, según la nueva tendencia de crecimiento de los dos años anteriores, con excepción de la Categoría A y GE.

Para el caso de la Categoría A, se utilizará como mínimo el valor de las demandas proyectadas consideradas en el cálculo tarifario. Para el caso de la Categoría GE, la proyección de la demanda para los años 3 y 4, se hará en función del número de clientes proyectados y de sus consumos individuales estimados para dichos años.

El período de evaluación de la Demanda debe ser el mismo que el considerado para la evaluación de las inversiones.

Antes del 15 de febrero de cada año, el Concesionario remitirá a la GART de OSINERGMIN las reales demandas anuales, volumétricas y facturadas, ocurridas en el año calendario anterior, por categoría tarifaria. Para ello, adjuntará la información de detalle de las demandas de los clientes, con nombre, dirección, distrito y número de suministro para los clientes independientes y clientes de las categorías E, GNV y GE; así como los reportes acumulados, por categoría tarifaria, para el resto de clientes.

## **4.2 Valor base del Gasto de Promoción y su actualización**

**4.2.1** El valor base del Gasto de Promoción se establece en la resolución que aprueba las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y corresponde a la sumatoria del valor presente de las anualidades de los gastos de promoción considerados en el período regulatorio.

**4.2.2** El valor base del Gasto de Promoción será actualizado luego de finalizar los años 1, 2 y 3 de aplicación de los gastos anuales de promoción. En la actualización del Gasto de Promoción se utilizará el número de clientes residenciales efectivamente conectados con aplicación de los gastos de promoción; así como el número de clientes residenciales proyectados en la base tarifaria a ser conectados con gastos de promoción, para los años posteriores.

El período de evaluación de los Gastos de Promoción debe ser el mismo que el considerado para la evaluación de las inversiones.



**4.2.3** Una vez que se hayan actualizado anualmente los nuevos clientes residenciales efectivamente conectados y los gastos de promoción por cliente, se procederá a calcular los Gastos de Promoción anuales. Posteriormente, estos Gastos de Promoción anuales serán llevados a valor presente con el factor anual de actualización considerado en el cálculo tarifario cuya tasa es de 12%.

**4.2.4** Al efectuar la actualización del valor base del Gasto de Promoción, se aplicarán los siguientes criterios:

a) Definición de clientes residenciales efectivamente conectados: Son clientes que cumplen simultáneamente con las siguientes condiciones señaladas en I y II:

I. Clientes que el concesionario, mediante documentos notificados y mediante el presupuesto de conexión, está en condiciones de demostrar simultáneamente las siguientes condiciones:

- Que el cliente es un consumidor de gas natural que se deberá demostrar con el registro de al menos dos recibos mensuales de consumo del cliente.
- Haber informado al cliente que es beneficiario del descuento por conexión residencial, conforme al gasto de promoción establecido por OSINERGMIN en la tarifa, para determinados componentes de la conexión, los cuales deben haber sido descontados del presupuesto total de conexión exigido al usuario.
- Haber informado al cliente que tiene derecho a elegir acceder a una conexión residencial para el uso de uno o dos artefactos a gas natural, así como los beneficios del uso del gas natural.

II. Clientes pertenecientes a las zonas de expansión consideradas en el Plan Quinquenal de inversiones que pueden ser atendidos con Gastos de Promoción por pertenecer a los sectores socio económicos predominantemente C, D y E; o para clientes pertenecientes a zonas que cuenten con redes de distribución en sus alrededores, ejecutadas por compromisos de inversión, en donde la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH), haya otorgado, previamente, su conformidad para la implementación de los descuentos de gastos de promoción.

b) Gastos de promoción por cliente: Son descuentos que se aplican al costo total de la conexión de un nuevo suministro residencial, considerados en el cálculo tarifario que le permite un ahorro neto de al menos 20% respecto al combustible sustituto GLP, evaluado según el presente Procedimiento.

**4.2.5** Antes del 15 de febrero de cada año, el concesionario remitirá a la GART de OSINERGMIN la información de detalle de los clientes que conectó con aplicación de los gastos de promoción, con al menos la siguiente información en campos de base de datos:

- a) Nombre del cliente beneficiado con el gasto de promoción
- b) Dirección del suministro
- c) Distrito donde se ubica el suministro
- d) Zona donde se ubica el suministro
- e) Tipo de acometida instalada
- f) Tipo de material de la instalación interna instalada, cobre o PEALPE.
- g) Diámetro y longitud, en pulgadas, de la red interna troncal y de las derivaciones para el consumo de los artefactos.
- h) Diámetro y longitud, en pulgadas, de las redes de derivaciones para el consumo de los artefactos.
- i) Cantidad de puntos de consumo de la conexión instalada.
- j) Nombre de la empresa que efectuó la instalación interna, registrada en OSINERGMIN.
- k) Costo de la Instalación Interna (US\$)
- l) Costo de la Acometida (US\$)
- m) Costo del Derecho de Conexión (US\$)
- n) Descuento aplicado por Gasto de Promoción (US\$)

#### **4.3 Formalidad para el reajuste Tarifario**

La Resolución que apruebe el reajuste tarifario, de ser el caso, será publicada en el diario oficial "El Peruano", antes del 07 de mayo del año que corresponda, para lo cual no se requiere de pre publicación ni de Audiencia Pública.

Contra dicha resolución podrá interponerse recurso de reconsideración.

#### **Artículo 5°.- METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LAS VARIACIONES SIGNIFICATIVAS DE LOS VALORES BASE Y ACTUALIZACIÓN TARIFARIA DERIVADAS DE LAS VARIACIONES SIGNIFICATIVAS**

La variación significativa de los valores base del Costo Medio y del Gasto de Promoción, señalados en los numerales 4.1 y 4.2 del presente procedimiento, se determina en función de la comparación periódica de la variación porcentual del valor base con el valor actualizado del mismo, según los porcentajes que se indican a continuación:

##### **5.1 Costo Medio**

###### **a) Variación significativa del valor base**

El porcentaje de variación significativa de valor base de Costo Medio es de +/-13,70%, el cual se evaluará mediante el Factor FCM.

###### **b) Actualización tarifaria**

En el caso que la actualización del Costo Medio supere el límite de variación significativa establecido en el literal a) precedente, se

procederá a actualizar la TUD por categoría tarifaria aplicando el Factor FA2, que se define en el numeral 8.4 del presente procedimiento.

En el caso que no se supere el valor porcentual de +/-13,70%, el Factor FCM se considerará igual a 1,0.

## **5.2 Gastos de Promoción**

### **a) Variación significativa del valor base**

El porcentaje de variación significativa de valor base del Gasto de Promoción es de +/- 5%.

### **b) Actualización tarifaria**

En el caso que la actualización del Gasto de Promoción supere los límites de variación significativa establecido en el literal a) precedente, se procederá a actualizar la TUD por categoría tarifaria, aplicando el Factor de Ajuste Asociado a la Promoción (en adelante "Factor FA1"), cuya fórmula de cálculo se define en el numeral 7 del presente procedimiento.

En el caso que no se supere el valor del porcentaje de +/- 5%, el Factor FA1 se considerará igual a 1,0.

## **Artículo 6°.-REAJUSTE TARIFARIO ASOCIADO A LA GRP**

El reajuste de la TUD por liquidación de la GRP se efectúa en función de la información real definitiva.

### **6.1 Reajuste tarifario por liquidación de la GRP (FAGRP)**

El reajuste tarifario por liquidación de la GRP se efectuará luego de culminar el segundo año de vigencia de la TUD.

El factor de ajuste por liquidación de la GRP actualiza la TUD según la variación de la liquidación de la GRP, respecto al valor base considerado en el cálculo de la TUD.

Cuando corresponda, para efectuar el reajuste de la TUD se aplicará el Factor FAGRP a la TUD por categoría tarifaria, fijo y variables, exceptuándose al Derecho de Conexión

Para calcular el factor de ajuste por liquidación de la GRP, se aplicará la fórmula que se presenta seguidamente.

$$FAGRP = \frac{\left[ \sum_{i=1}^4 (GRPR)_i \times FA_i \right] + \alpha_2}{\left[ \sum_{i=1}^4 (GRP B)_i \times FA_i \right] + \alpha_2} \dots\dots \text{Fórmula N° 1}$$

Donde:

$$\alpha_2 = \sum_{i=1}^4 \left[ \left( (CIB_{AAP} + CIB_{BP})_i \times (1 + \%COyM_2) \right)_i + (IGA)_i - (DC + PAT)_i \right] \times FA_i \dots\dots \text{Fórmula N° 2}$$

- i= Años de actualización desde 1 hasta 4
- GRPR= Liquidación Real del ingreso GRP
- GRP B= Liquidación Base del ingreso GRP, equivalente a 2 613 Miles US\$
- CIB<sub>AAP</sub>= Anualidad Acumulada del Costo de Inversión Base de la Ampliación de la Alta Presión
- CIB<sub>BP</sub>= Anualidad Acumulada del Costo de Inversión Base de la Baja Presión
- %COyM<sub>2</sub> = Porcentaje Base Ajustado del Costo de Operación y Mantenimiento sobre la anualidad acumulada de la Inversión, retirando la liquidación base de la GRP.
- DC= Ingresos por Derechos de Conexión, de la base tarifaria
- PAT= Ingresos por Adelanto de la GRP
- IGA= Ingreso Garantizado Anual
- FA = Factor de Actualización con tasa anual de 12%

#### **Artículo 7°.- CÁLCULO DEL FACTOR DE AJUSTE TARIFARIO ASOCIADO A LA PROMOCIÓN (FA1)**

El FA1 actualiza la TUD según la variación significativa de los clientes efectivamente conectados, con los Gastos de Promoción considerados en la base tarifaria al momento de calcular la TUD.

Cuando corresponda, para efectuar el reajuste de la TUD se aplicará el Factor FA1 a la TUD por categoría tarifaria, fijo y variables, exceptuándose al Derecho de Conexión

Para calcular el FA1, se aplicará la siguiente fórmula:

$$FA1 = \frac{\left[ \sum_{i=1}^4 [(CCR_i \times GPC)] \times FA_i \right] + \alpha_1}{\left[ \sum_{i=1}^4 [(CCB_i \times GPC)] \times FA_i \right] + \alpha_1} \dots\dots \text{Fórmula N° 3}$$

Donde:

$$\alpha_1 = \sum_{i=1}^4 \left[ \left( (CIB_{AAP} + CIB_{BP})_i \times (1 + \%COyM_1) \right)_i + (IGA)_i - (DC + PAT)_i \right] \times FA_i \dots\dots \text{Fórmula N° 4}$$

- i= Años de actualización desde 1 hasta 4
- j= Categorías Tarifarias desde A hasta GE (7 categorías)
- CCR= Clientes conectados reales

CCB=	Clientes conectados según el cálculo tarifario
GPC=	Gasto de promoción por cliente, reconocido en el cálculo tarifario.
CIB <sub>AAP</sub> =	Anualidad Acumulada del Costo de Inversión Base de la Ampliación de la Alta Presión
CIB <sub>BP</sub> =	Anualidad Acumulada del Costo de Inversión Base de Baja Presión
%COyM <sub>1</sub>	= Porcentaje Base del Costo de Operación y Mantenimiento sobre la anualidad acumulada de la Inversión, retirando los gastos de promoción.
DC=	Ingresos por Derechos de Conexión, de la base tarifaria
PAT=	Ingresos por Adelanto de la GRP
IGA=	Ingreso Garantizado Anual
FA =	Factor de Actualización con tasa anual de 12%

### Artículo 8°.- CALCULO DE LOS FACTORES DE AJUSTE TARIFARIO ASOCIADOS AL CAMBIO DEL COSTO MEDIO

Los factores individuales relacionados al ajuste tarifario se calculan mediante las fórmulas que se presenta a continuación, las mismas que solo determinarán un reajuste tarifario cuando se presenten las condiciones previstas en los numerales 4 y 5 del presente procedimiento.

Cuando corresponda, para efectuar el reajuste de la TUD se aplicará el Factor FA2 a la TUD por categoría tarifaria, fijo y variables, exceptuándose al Derecho de Conexión

#### 8.1 Cálculo del factor de cambio en el costo medio (Factor FCM)

El cálculo del Factor FCM se efectuará con la fórmula que se indica a continuación:

$$FCM = \frac{CM_0}{CM_2} \dots\dots \text{Fórmula N° 5}$$

Donde:

CM<sub>0</sub>= Costo Medio Base

CM<sub>2</sub>= Costo Medio al año 2.

Los costos medios se calcularán mediante las siguientes fórmulas.

$$CM_0 = \frac{\sum_{i=1}^4 \left[ \left( Inversión_{(Año Base 0)} \right) \right] \times FA_i + \alpha}{\sum_{i=1}^4 \left[ \sum_{j=A}^{GE} DB_{CAT_j} \right]_i} * FA_i \dots\dots \text{Fórmula N° 6}$$

$$CM_2 = \frac{\sum_{i=1}^4 \left[ \left( Inversión_{(Al\ Año\ 2)} \right) \right] \times FA_i + \alpha}{\sum_{i=1}^4 \left[ \sum_{j=A}^{GE} DR_{CAT_j} \right]_i} * FA_i \dots\dots \text{Fórmula N° 7}$$

$$\alpha = \sum_{i=1}^4 \left[ \left( (IGA + GP) - (DC + PAT) \right)_i \times FA_i \right] \dots\dots \text{Fórmula N° 8}$$

$$Inversión = (CI_{AAP} + CI_{BP})_i \times (1 + \%COyM_1)_i \dots\dots \text{Fórmula N° 9}$$

Donde:

- i= Años de actualización desde 1 hasta 4
- j= Categorías Tarifarias desde A hasta GE (7 categorías)
- CI<sub>AAP</sub>= Anualidad Acumulada del Costo de Inversión de la Ampliación de la Alta Presión.
- CI<sub>BP</sub>= Anualidad Acumulada del Costo de Inversión de la Baja Presión
- GP= Gasto Anual de promoción reconocido en el cálculo tarifario.
- %COyM<sub>1</sub> = Porcentaje Base del Costo de Operación y Mantenimiento sobre la anualidad acumulada de la Inversión, retirando los gastos de promoción.
- DB<sub>CAT</sub>= Demanda Base de la Categoría Tarifaria
- DR<sub>CAT</sub>= Demanda Real de la Categoría Tarifaria
- IGA = Ingreso garantizado anual
- DC= Ingresos por Derechos de Conexión, bases y reales al año 2 según corresponda.
- PAT= Ingresos por Adelanto de la GRP
- FA = Factor de Actualización con tasa anual de 12%

## 8.2 Cálculo del factor de ajuste de la demanda (Factor FAD)

El Factor FAD actualiza los ingresos según la variación de las demandas reales, por categoría tarifaria, respecto a los valores base considerados en el cálculo de la TUD.

El cálculo del Factor FAD se efectuará con la fórmula que se indica a continuación:

$$FAD = \frac{\left[ \sum_{i=1}^4 \left( \sum_{j=A}^{GE} \left( K_{CAT(Año\ Base\ 0)} \times DR_{CAT(AI\ Año\ 2)} \right)_j \right)_i \times FA_i \right]}{\left[ \sum_{i=1}^4 \left( \sum_{j=A}^{GE} \left( K_{CAT(Año\ Base\ 0)} \times DB_{CAT(Año\ Base\ 0)} \right)_j \right)_i \times FA_i \right]} \dots\dots \text{Fórmula N° 10}$$

Donde:

$$K_{CAT} = \frac{TUD_{CAT}}{TM} \dots\dots \text{Fórmula N° 11}$$

- i= Años de actualización desde 1 hasta 4
- j= Categorías Tarifarias desde A hasta GE (7 categorías)
- TUD<sub>CAT</sub> = Tarifa Única de Distribución
- TM = Tarifa media de la distribución
- DB<sub>CAT</sub>= Demanda Base de la Categoría Tarifaria
- DR<sub>CAT</sub>= Demanda Real de la Categoría Tarifaria
- FA = Factor de Actualización calculada con tasa anual 12%,

### 8.3 Cálculo del factor de ajuste de la inversión (Factor FAI)

El Factor FAI actualiza los costos totales del concesionario en función de la inversión acumulada ejecutada, respecto a los valores base considerados en el cálculo de la TUD.

El cálculo del Factor FAI se efectuará con la fórmula que se indica a continuación:

$$FAI = \frac{\left[ \sum_{i=1}^4 (Inversión_{(Al\ Año\ 2)})_i \times FA_i \right] + \alpha}{\left[ \sum_{i=1}^4 (Inversión_{(Año\ Base\ 0)})_i \times FA_i \right] + \alpha} \dots\dots \text{Fórmula N° 12}$$

Donde:

$$\alpha = \sum_{i=1}^4 \left[ ((IGA + GP) - (DC + PAT))_i \times FA_i \right] \dots\dots \text{Fórmula N° 13}$$

$$Inversión = (CI_{AAP} + CI_{BP})_i \times (1 + \%COyM_1)_i \dots\dots \text{Fórmula N° 14}$$

- i= Años de actualización desde 1 hasta 4
- CI<sub>AAP</sub>= Anualidad Acumulada del Costo de Inversión de la Ampliación de la Alta Presión.
- CI<sub>BP</sub>= Anualidad Acumulada del Costo de Inversión de la Baja Presión
- GP= Gasto Anual de promoción reconocido en el cálculo tarifario.
- %COyM<sub>1</sub> = Porcentaje Base del Costo de Operación y Mantenimiento sobre la anualidad acumulada de la Inversión, retirando los gastos de promoción.
- IGA = Ingreso garantizado anual
- DC= Ingresos por Derechos de Conexión, bases o reales al año 2 según corresponda.
- PAT= Ingresos por Adelanto de la GRP
- FA = Factor de Actualización con tasa anual de 12%

### 8.4 Cálculo del factor de equilibrio tarifario (Factor FA2)

El FA2 actualiza la TUD según la variación significativa del costo medio considerado en la base tarifaria.

Para calcular el FA2 se aplicará las siguientes fórmulas que se presentan seguidamente.

- Cuando la variación del Factor FCM sea superior a +13,70 %, se aplicará la siguiente fórmula:

$$FA2 = 1,1370 * \frac{FAI}{FAD} \dots\dots \text{Fórmula N° 15}$$

- Cuando la variación del Factor FCM sea inferior a -13,70 %, se aplicará la siguiente fórmula:

$$FA2 = 0,8630 * \frac{FAI}{FAD} \dots\dots \text{Fórmula N° 16}$$

Donde:

FAI = Factor de ajuste de la inversión  
FAD = Factor de ajuste de la demanda

**Artículo 9°.- CUADROS SOBRE LOS VALORES BASE CONSIDERADOS EN EL CÁLCULO (Hojas electrónicas de cálculo) DE LAS TARIFAS ÚNICAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO: Resolución 261-2009-OS/CD, modificada por la Resolución 051-2010-OS/CD**

**Cuadro N° 1**

**Cuadro N° 1: Evaluación de las Inversiones Acumuladas Ejecutadas por la Empresa desde su Operación Comercial Según el Período de Regulación Tarifaria.**

<b>Año Regulatorio</b>	<b>Cierre de las Inversiones Acumuladas de Evaluación</b>
Año 1	A Diciembre de 2010
Año 2	A Diciembre de 2011
Año 3	A Diciembre de 2012
Año 4	A Diciembre de 2013



**Nota:** Los años de regulación indicados no modifican las fechas y/o cronogramas que el concesionario haya informado anteriormente a OSINERGMIN respecto a la ejecución de inversiones para la expansión del sistema de distribución de Lima y Callao.

**Cuadro N° 2**  
**Valor Base del Costo Medio**

Variables del Costo Medio	Unidades	Valor Presente de las Anualidades de 4 años
<b>Costos totales de la distribución</b>	<b>Miles US\$</b>	<b>201 978</b>
<b>Costos de Inversión</b>		<b>124 643</b>
Ingreso Garantizado Anual (IGA) (Por Red de Alta Presión)		42 696
Ampliación de la Red de Alta Presión		19 060
Red de Baja Presión		62 887
<b>Costo de Operación y Mto (COYM)</b>		<b>77 335</b>
<b>Demanda de gas natural</b>	<b>Miles m3</b>	<b>8 600 810</b>
<b>Costo medio</b>	<b>US\$/Mil m3</b>	<b>23,48</b>

**Cuadro N° 3**  
**Variable de Costos Anuales de Inversión**

Componente del Sistema de Distribución	Años				VA Ingresos
	1	2	3	4	Miles US\$
<b>ANUALIDADES DE COSTOS DE INVERSIÓN</b>					
IGA	12 409	13 088	13 997	13 954	42 696
Ampliación Red Principal	299	7 228	8 827	8 966	19 060
Otras Redes	13 832	19 308	22 422	24 738	62 887
<i>Red Acero</i>	8 387	11 866	12 891	12 892	36 318
<i>City Gate</i>	254	509	763	763	1 757
<i>ERP</i>	1 343	1 436	1 610	1 669	4 816
<i>Red PE</i>	3 457	4 862	6 356	8 430	17 826
<i>Inv. Complementarias</i>	391	635	802	984	2 171
<b>Total Anualidades</b>	<b>26 540</b>	<b>39 624</b>	<b>45 246</b>	<b>47 658</b>	<b>124 643</b>
Factor de Actualización	0,9449	0,8437	0,7533	0,6726	

**Cuadro N° 4**  
**Variable de Demanda de Gas Natural**

CATEGORÍA	Años				VA Demanda
	1	2	3	4	Miles m3
A	12 361	13 839	17 146	20 956	50 366
B	36 710	36 523	44 440	54 788	135 825
C	226 215	227 350	264 303	301 973	807 752
D	194 376	200 367	229 842	247 865	692 552
GNV	286 395	340 717	411 106	481 503	1 191 591
E	228 967	307 162	434 547	447 322	1 103 687
GE	257 158	585 090	2 613 041	2 845 918	4 619 036
<b>TOTAL</b>	<b>1 242 181</b>	<b>1 711 048</b>	<b>4 014 426</b>	<b>4 400 324</b>	<b>8 600 810</b>

Factor de Actualización	0,9449	0,8437	0,7533	0,6726
-------------------------	--------	--------	--------	--------

**Cuadro N° 5**  
**Valor Base de Gastos de Promoción**

CLIENTES CONECTADOS SEGÚN NIVELES SOCIOECONÓMICOS	Años					Valor Presente de las Anualidades Miles US\$
	1	2	3	4	Acumulado	
<b>CLIENTES CONECTADOS</b>						
Predominancia A y B	0	0	0	0	0	
Predominancia C, D y E	15 615	13 282	11 824	15 084	55 804	
<b>COSTO DE PROMOCIÓN (US\$/Cliente)</b>						
Predominancia A y B	0	0	0	0		
Predominancia C, D y E	315	315	315	315		
<b>GASTOS DE PROMOCIÓN (Miles US\$)</b>						
Predominancia A y B	0	0	0	0	0	0
Predominancia C, D y E	4 919	4 184	3 724	4 751	17 578	14 179
<b>Total</b>	<b>4 919</b>	<b>4 184</b>	<b>3 724</b>	<b>4 751</b>	<b>17 578</b>	<b>14 179</b>

**Cuadro N° 6**  
**Porcentaje Base Ajustado del Costo de Operación y Mantenimiento, retirando los gastos de promoción (% COyM<sub>1</sub>)**

% COyM sobre la anualidad acumulada de la inversión	Años			
	1	2	3	4
Alta y Baja Presión	120,8%	72,1%	66,4%	67,3%

**Cuadro N° 7**  
**Porcentaje Base Ajustado del Costo de Operación y Mantenimiento, retirando la liquidación base de la GRP (% COyM<sub>2</sub>)**

% COyM sobre la anualidad acumulada de la inversión	Años			
	1	2	3	4
Alta y Baja Presión	149,9%	84,1%	77,3%	78,6%

**Cuadro N° 8**  
**Derecho de Conexión (DC) y Pago Adelantado (PAT)**

**ANUALIDADES**

CATEGORÍA	Años				VA Ingresos
	1	2	3	4	Miles US\$
Derecho de Conexión (DC)	1 394	1 504	4 144	5 179	9 191
Pago Adelantado (PAT)	-	1 246	1 350	1 346	2 973
<b>DC + PAT</b>	<b>1 394</b>	<b>2 750</b>	<b>5 494</b>	<b>6 525</b>	<b>12 164</b>
Factor de Actualización	0,9449	0,8437	0,7533	0,6726	

**Cuadro N° 9**  
**Componentes de la Tarifa Única de Distribución por Categoría Tarifaria**  
**(US\$ / Mil m<sup>3</sup>)**

Categoría tarifaria	Tarifa Red Principal		Tarifa Otras Redes		Tarifa Única de Distribución
	Año 1	Años 2 al 4	Año 1 - OR	Años 2 al 4	
A	6,51	7,60	198,58	157,42	165,02
B	6,51	7,60	71,09	56,35	63,95
C	6,51	7,60	40,29	31,94	39,54
D	6,51	7,60	29,05	23,03	30,63
E	6,51	7,60	4,51	4,51	12,11
GNV	6,51	7,60	33,31	26,41	34,01
GE	5,91	12,10	2,14	2,14	14,24

**Cuadro N° 10**  
**Instalaciones y Valorización Aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones de Cálida**

Instalación Aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones

Año	Alta Presión			Otras Redes			
	Acero Km	City Gate Unid	ERP Unid	Acero Km	PE Km	City Gate Unid	ERP Unid
0	86	1	3	120	468	0	15
1	0	0	0	103	205	2	13
2	39	1	0	69	296	0	1
3	14	0	0	20	354	1	3
4	0	0	0	0	471	0	1

Valorización del Plan Quinquenal de Inversiones

Año	Alta Presión				Otras Redes					Inversiones	TOTAL	TOTAL
	Acero Miles US\$	City Gate Miles US\$	ERP Miles US\$	Obras Esp. Miles US\$	Acero Miles US\$	PE Miles US\$	City Gate Miles US\$	ERP Miles US\$	Obras Esp. Miles US\$	Complementarias Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
0	56 685	7 447	1 087	3 543	32 319	18 865	0	5 662	2 868	3 223	131 699	131 699
1	0	0	0	0	38 728	9 521	4 097	5 530	81	2 331	60 288	56 966
2	45 736	7 435	0	1 133	21 074	10 778	0	376	514	3 480	90 526	76 374
3	11 002	0	0	852	8 198	12 032	2 049	1 400	57	2 372	37 963	28 597
4	0	0	0	0	10	16 710	0	473	0	2 587	19 779	13 303
<b>TOTAL</b>	<b>113 423</b>	<b>14 882</b>	<b>1 087</b>	<b>5 529</b>	<b>100 328</b>	<b>67 905</b>	<b>6 146</b>	<b>13 442</b>	<b>3 520</b>	<b>13 994</b>	<b>340 255</b>	<b>306 939</b>

## Disposiciones Complementarias

**Primera.-** En la actualización del Gasto de Promoción, el número de clientes proyectados en la base tarifaria podrá ser superior, según la aprobación previa de OSINERGMIN con base a una propuesta presentada por el Concesionario, luego de haber verificado que se haya superado la evolución de las metas del número de consumidores de gas natural de los meses anteriores a la presentación de la propuesta.

**Segunda.-** Siempre que no se agote el número total de beneficiarios con aplicación de los descuentos de gastos de promoción, considerados en la base tarifaria para todo el período regulatorio, el valor unitario de los gastos de promoción por cada conexión se mantendrá de acuerdo a lo aprobado en el mismo procedimiento regulatorio.

**Tercera.-** La propuesta del Concesionario a que se refiere la Primera Disposición Complementaria deberá contener: i) Número de clientes adicionales que proyecta beneficiar con la aplicación de los gastos de promoción, donde predomine nuevas zonas geográficas con potenciales clientes pertenecientes a sectores socio económicos C, D y E, desagregando la cantidad de beneficiarios con uno y dos artefactos; y ii) De ser el caso, los montos unitarios de descuento de gastos de promoción que considera aplicar para la instalación de una conexión residencial de uno o dos artefactos a gas natural.

**Cuarta.-** La propuesta del Concesionario, indicada en la Disposición anterior, será según costos eficientes por componentes específicos que desea descontar del costo total de conexión mediante la aplicación de los gastos de promoción, pudiendo ser éstos los correspondientes al: Derecho de Conexión, acometida, la adecuación de ambientes para el uso de gas natural y la instalación interna por tipo de conexión, dependiendo si la conexión es para un artefacto o dos artefactos. OSINERGMIN aprobará los descuentos de gastos de promoción en forma explícita para determinados componentes del costo total de la conexión, los cuales deberán ser descontados del presupuesto total de la conexión que debe pagar el usuario.

**Quinta.-** En la aprobación de las zonas beneficiadas con la aplicación de los gastos de promoción, OSINERGMIN priorizará las zonas donde existan predominantemente clientes potenciales pertenecientes a sectores socio económicos D y E. El concesionario, para sustentar su propuesta de ampliación de las zonas beneficiadas con gastos de promoción deberá adjuntar una lista de las zonas geográficas y cantidad de beneficiarios por tipo de nivel socio económico C, D o E perteneciente a las zonas que propone; así como los planos de estas zonas señalando el área de influencia a nivel de agrupación de manzanas con sus respectivas avenidas y calles.

**Sexta.-** La propuesta de descuento de la instalación interna que presente el Concesionario, señalada en el numeral anterior, deberá contener las cotizaciones de las empresas instaladoras que efectuarán la ejecución de las instalaciones internas según tipo de conexión para uno y dos artefactos, la cual se presentará de forma detallada con la lista y cantidad de materiales, así como con el número de horas hombres de cada personal involucrado. En

cualquier caso, la red troncal de la instalación interna debe ser dimensionada para permitir el uso de al menos dos artefactos a gas natural.

**Séptima.-** En cualquiera de los casos señalados en las Disposiciones Complementarias, el Concesionario deberá remitir la propuesta cuando menos 60 días hábiles antes del 15 de febrero de cada año y será resuelta por OSINERGMIN en un plazo no mayor de 30 días hábiles luego de presentada.

### **Disposiciones Transitorias**

**Primera.-** La propuesta referida en las Disposiciones Complementarias del presente Procedimiento, podrá ser presentada, por única vez, hasta el 28 de febrero de 2012.

**Segunda.-** Para el caso de la primera revisión del valor base de los Gastos de Promoción, se considerará la información de los años 1 y 2.

**Tercera.-** Para las ventas de conexiones efectuadas con anterioridad a la vigencia del presente procedimiento, se considerará respecto a la actualización del valor base del Gasto de Promoción, que los clientes beneficiados con el descuento de promoción son aquellos que: a) Sean clientes pertenecientes a las zonas de expansión consideradas en el Plan Quinquenal de inversiones que puedan ser atendidos con Gastos de Promoción; y b) El concesionario acredite haber efectuado el descuento del Gasto de Promoción de 315 US\$ por cliente.

## EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

En negocios nuevos, como el caso del gas natural en el Perú, pueden presentarse variaciones sustanciales, no solo derivados de los factores de actualización muy vinculados con la coyuntura nacional o cambios económicos drásticos, sino que, pueden presentarse variaciones sustanciales por diversos aspectos previstos en las tarifas, que ameriten un recálculo tarifario, como por ejemplo el incumplimiento del Plan Quinquenal de Inversiones o un aumento imprevisto de la demanda o por el contrario, mayores inversiones a la prevista o menor demanda que la proyectada.

Mediante la presente resolución se aprueba el "Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao", en cumplimiento de lo dispuesto por el numeral 14.1 del Artículo 14° de la Resolución OSINERGMIN N° 261-2009-OS/CD, modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 051-2010-OS/CD, que aprobó la Tarifa Única de Distribución que rige para la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, administrada por la empresa Cálidda.

Dicho procedimiento contiene la metodología que permite determinar las variaciones significativas de los valores base y la actualización tarifaria derivada de dichas variaciones significativas, con el fin de evitar perjuicios al concesionario o al usuario y reconocer solo lo justo en un negocio inicial de difícil previsión.

El Procedimiento de la presente exposición de motivos cumple con los fines indicados.