

Gerencia de Regulación de Tarifas

División de Gas Natural

**Informe Técnico que sustenta el Proyecto
de Norma “Procedimiento de reajuste de
la tarifa de distribución de gas natural por
red de ductos de la Concesión de Ica”**

Expediente N° 381-2023-GRT
09 de febrero de 2024

Elaborado por: Jorge Sanchez Paisig Rodrigo Carrillo Castillo	Revisado y aprobado por: [rmontoya]
--	---

ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO	3
2	OBJETIVO.....	5
3	ANTECEDENTES.....	6
4	SOBRE LOS REAJUSTES TARIFARIOS PREVISTOS EN EL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN	8
5	FACTOR DE AJUSTE TOTAL - FAT	10
6	REAJUSTE TARIFARIO POR APLICACIÓN DEL MECANISMO DE PROMOCIÓN	11
6.1	CONSIDERACIONES PREVIAS	11
6.2	PRINCIPALES ASPECTOS GENERALES.....	12
7	REAJUSTE TARIFARIO POR AMPLIACIÓN DEL PLAN DE PROMOCIÓN	14
8	REAJUSTE TARIFARIO POR VARIACIONES SIGNIFICATIVAS	15
8.1	DETERMINACIÓN DE LOS VALORES BASE	15
8.2	CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS VARIACIONES SIGNIFICATIVAS	16
8.3	DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE VARIACIÓN SIGNIFICATIVA	17
8.4	FACTOR DE CAMBIO EN EL COSTO MEDIO (FACTOR FCM)	19
8.5	FACTOR DE EQUILIBRIO TARIFARIO (FACTOR FA2).....	20
8.6	CRITERIOS PARA EVALUAR LAS VARIABLES DE INVERSIÓN (FACTOR FAI) Y DEMANDA (FACTOR FAD)	21
8.6.1	<i>Variables de Inversión del FAI.....</i>	<i>21</i>
8.6.2	<i>Criterios para la evaluación de la Infraestructura adaptada.....</i>	<i>22</i>
8.6.3	<i>Variables de Demanda del FAD</i>	<i>23</i>
9	REAJUSTE TARIFARIO POR ACTUALIZACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE INVERSIONES.....	25
9.1	FACTOR DE EQUILIBRIO TARIFARIO (FACTOR FA2).....	25
9.2	CRITERIOS PARA EVALUAR LAS VARIABLES DE INVERSIÓN (FACTOR FAI) Y DEMANDA (FACTOR FAD)	25
9.3	SOBRE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA - DAP	27
10	VALORES BASE CONSIDERADOS EN LA DETERMINACIÓN DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN	28
10.1	VALOR BASE DEL COSTO MEDIO	29
10.2	VALOR BASE DEL GASTO DE PROMOCIÓN	29
10.3	VALOR BASE DE LA ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN.....	30
10.4	VALOR BASE DE LA DEMANDA	31
10.5	PORCENTAJES DEL COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) SOBRE LA INVERSIÓN.....	31
11	CONCLUSIONES.....	33
	ANEXO N° 1: DETALLE DE LA DETERMINACIÓN DE LA VARIACIONES SIGNIFICATIVAS	34

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe desarrolla el sustento técnico de la Norma *“Procedimiento de Reajuste de la Tarifa de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Ica”*, en virtud de lo establecido en los artículos 63c, 112a y 121 del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2018-EM

De acuerdo al citado cuerpo normativo, las Tarifas de Distribución (TD) pueden ser reajustadas dentro de un Periodo Regulatorio, tanto al componente referido al Mecanismo de Promoción, como a aquel que está asociado al servicio de distribución de gas natural por red de ductos (costo medio de distribución). Los reajustes tarifarios cuyas metodologías se sustentan en el presente documento son los siguientes:

- Reajuste tarifario por Aplicación del Mecanismo de Promoción previsto en el literal e) del artículo 112a del Reglamento de Distribución. La aplicación de este reajuste se realiza en la frecuencia que dispone el “Procedimiento de Liquidación para el Cálculo del Factor de Ajuste por Aplicación del Mecanismo de Promoción para Conexiones Residenciales”, aprobado por Resolución N° 005-2019-OS/CD.
- Reajuste tarifario por Ampliación del Plan de Promoción previsto en el artículo 112a del Reglamento de Distribución. Este reajuste se realiza con la solicitud del Concesionario de Distribución para la ampliación de un nuevo plan de conexiones residenciales beneficiados con el gasto de promoción.
- Reajuste tarifario por “variaciones significativas”, previsto en el artículo 121 del Reglamento de Distribución. La aplicación de este reajuste se evalúa antes de finalizar el segundo año del periodo regulatorio de tal forma que su aplicación sea efectiva a partir del tercer año del periodo regulatorio. Cabe mencionar que, conforme lo establece el artículo 121 del Reglamento de Distribución, la metodología para determinar las variaciones significativas ha sido elaborada en coordinación con el Concesionario de Distribución.
- Reajuste tarifario por la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones, previsto en el literal e) del artículo 63c del Reglamento de Distribución. La aplicación del reajuste por Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones es a solicitud del Concesionario de Distribución

Para la aplicación de los reajustes mostrados se define el Factor de Ajuste Total (FAT) que será aplicable directamente a las TD por cada Categoría Tarifaria. El FAT se compone por el Factor de

Ajuste Tarifario Asociado a la Promoción (Factor FA1) y por el Factor de ajuste de Equilibrio Tarifario (Factor FA2) que está asociado al costo de distribución.

El presente informe desarrolla la metodología y criterios que serán aplicables en cada reajuste tarifario, ello conforme a las disposiciones del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2018-EM y las normas aplicables aprobadas por Osinergmin.

Las bases para la evaluación de los reajustes tarifarios corresponden a la Resolución N° 047-2022-OS/CD que aprobó las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, el Plan Quinquenal de Inversiones y Plan De Conexiones Residenciales a Beneficiarse con los Gastos de Promoción 2022-2026 (Plan de Promoción) de la Concesión de Ica para el periodo 2022-2026.

Por lo expuesto, se pone a consideración del Consejo Directivo de Osinergmin el proyecto de Procedimiento de reajuste de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica, el cual permitirá cubrir la deficiencia normativa que presenta dicha concesión.

2 OBJETIVO

Desarrollar el sustento técnico de la Norma *“Procedimiento de Reajuste de la Tarifa de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Ica”*, en virtud de lo establecido en los artículos 63c, 112a y 121 del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2018-EM.

3 ANTECEDENTES

Los antecedentes que se tienen en cuenta para el desarrollo del presente documento son los siguientes:

- Con fecha 22 de octubre de 2008, se publicó la Resolución Suprema N° 046-2008-EM mediante la cual se otorgó la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica (en adelante “Concesión de Ica”), y se aprobó su respectivo Contrato de Concesión (en adelante “Contrato BOOT”). Dicho sistema es operado actualmente por la empresa Contugas S.A.C. (en adelante “Contugas”).
- Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”), en el cual se establecieron los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas por el servicio público de distribución de gas natural.
- Según el artículo 121 del Reglamento de Distribución, de existir variaciones significativas respecto de las bases utilizadas para la aprobación de la tarifa de distribución, se podrá realizar el recálculo tarifario correspondiente (reajuste de la tarifa), para lo cual, Osinerghmin deberá definir la metodología para la determinación de las variaciones significativas en coordinación con el Concesionario.
- Mediante Resolución N° 659-2008-OS/CD y sus modificatorias, Osinerghmin aprobó el *“Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural”* (en adelante “Norma de Estudios Tarifarios”), el cual se establece los principios y criterios adoptados por Osinerghmin para la determinación de los diversos aspectos que se encuentran regulados de la distribución de gas natural por red de ductos.
- Mediante Resolución N° 184-2012-OS/CD se aprobó 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 adelante “Procedimiento de Reajuste de Lima y Callao”), el mismo que incluye los criterios y metodología para la determinación de los reajustes tarifarios, tanto por variaciones significativas, Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones, como los referidos al gasto de Promoción de la Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao (en adelante “Concesión de Lima y Callao”).
- Con fecha 18 de enero de 2019, se publicó la Resolución N° 005-2019-OS/CD mediante la cual se aprobó el *“Procedimiento de Liquidación para el Cálculo del Factor de Ajuste*

por Aplicación del Mecanismo de Promoción para Conexiones Residenciales” (en adelante “Procedimiento de Liquidación”) que contiene la metodología y los criterios para la revisión del Mecanismo de Promoción a que se refiere el artículo 112a del Reglamento de Distribución.

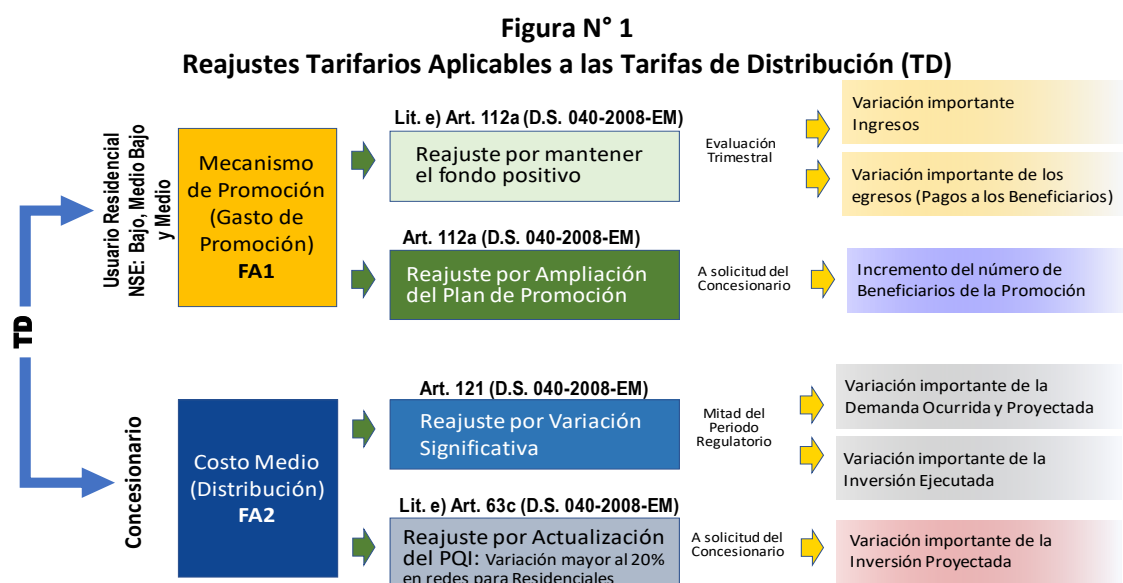
- Con Resolución N° 047-2022-OS/CD (en adelante “Resolución 047”, modificada por Resolución N° 103-2022-OS/CD, se aprobó las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, el Plan Quinquenal de Inversiones y Plan de Conexiones Residenciales a Beneficiarse con los Gastos de Promoción 2022-2026 (Plan de Promoción) de la Concesión de Ica para el periodo 2022-2026, estableciendo en su artículo 17 que las mencionadas tarifas serán ajustadas, de acuerdo al procedimiento que para tal efecto Osinergmin apruebe en cumplimiento al mencionado artículo 121 del Reglamento de Distribución.
- Mediante Resolución N° 229-2023-OS/CD (en adelante “Resolución 229”), publicada el 16 de diciembre de 2023, Osinergmin dispuso la publicación del proyecto de norma “Procedimiento de reajuste de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica” (en adelante “Proyecto de Norma”), otorgando un plazo para que los interesados puedan presentar sus comentarios y sugerencias respecto al proyecto de norma mencionado- Como consecuencia se recibieron comentarios de parte de dos (02) agentes: Contugas S.A. (03 comentarios) y la Sociedad Peruana de Hidrocarburos – SPH (03 comentarios), los mismos que son analizados en el Informe N° 079-2024-GRT, habiéndose incorporado aquellos que contribuyen con los objetivos del Proyecto de Norma publicado.

4 SOBRE LOS REAJUSTES TARIFARIOS PREVISTOS EN EL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Las Tarifas de Distribución (TD) que son aplicadas a los Consumidores tienen dos componentes. El primero de ellos está destinado a recaudar los ingresos del Mecanismo de Promoción¹. El segundo está destinado a recaudar los ingresos que cubren la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos² por parte del Concesionario.

De acuerdo con el Reglamento de Distribución, las TD pueden ser reajustadas dentro de un Periodo Regulatorio. Estos reajustes están asociados tanto al componente referido al Mecanismo de Promoción, como a aquel que está asociado al servicio de distribución de gas natural por red de ductos (costo medio de distribución).

En la Figura N° 1 se muestra un esquema donde se detallan los reajustes tarifarios señalados por el Reglamento de Distribución.



¹ Definido como la *proporción de la tarifa media que cubre el gasto total de promoción (%PGP)*.

² Definido como la *proporción de la tarifa media que cubre el costo total del sistema de distribución (%PTD)*

Los reajustes tarifarios asociados al Mecanismo de Promoción no generan ningún cambio en los ingresos que percibe el Concesionario, pues solo modifican el porcentaje de la tarifa de distribución destinado al referido mecanismo (%PGP). Estos son:

- Reajuste tarifario por Aplicación del Mecanismo de Promoción previsto en el literal e) del artículo 112a del Reglamento de Distribución.
- Reajuste tarifario por Ampliación del Plan de Promoción previsto en el artículo 112a del Reglamento de Distribución.

Por otro lado, los reajustes tarifarios asociados al costo medio de distribución que impactan en los ingresos del Concesionario son los siguientes:

- Reajuste tarifario por “variaciones significativas”, previsto en el artículo 121 del Reglamento de Distribución.
- Reajuste tarifario por la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones, previsto en el literal e) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.

5 FACTOR DE AJUSTE TOTAL - FAT

Con la finalidad de dar cumplimiento a las disposiciones descritas en la sección anterior, referidas a la aplicación de reajustes, se define el Factor de Ajuste Total (FAT) que será aplicable directamente a las TD por cada Categoría Tarifaria. El FAT se compone por el Factor de Ajuste Tarifario Asociado a la Promoción (Factor FA1) y por el Factor de ajuste de Equilibrio Tarifario (Factor FA2) que está asociado al costo de distribución, de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$FAT = \%PGP_i \times FA1 + \%PTD_i \times FA2 \quad \text{Fórmula N° 1}$$

Donde:

- FAT : Factor de Ajuste Total.
- FA1 : Factor de Ajuste Tarifario Asociado a la Promoción.
- FA2 : Factor de Ajuste de Equilibrio Tarifario.
- $\%PGP_i$: Proporción de la Tarifa Media que cubre el gasto total de promoción.
- $\%PTD_i$: Proporción de la Tarifa Media que cubre el costo total del sistema de distribución ($1 - \%PGP_i$).
- i : El subíndice “i” indica el Periodo de Evaluación.

Con respecto al factor $\%PGP$ (*Proporción de la tarifa media que cubre el gasto total de promoción*) y al factor $\%PTD$ (*Proporción de la tarifa media que cubre el costo total del sistema de distribución*), estos son determinados en el inicio del Periodo Regulatorio. Sin embargo, son corregidos al momento en que se efectuar el reajuste de las TD, según las disposiciones del Procedimiento de Liquidación de la Promoción.

Cabe mencionar que la publicación de los resultados de los reajustes tarifarios por parte de Osinergmin, no requiere de prepublicación ni de Audiencia Pública. Esto, debido a que, de acuerdo con el artículo 11 de la Resolución N° 080-20212-OS/CD, las resoluciones que aprueban los factores de reajuste son consecuencia de una resolución de fijación tarifaria que siguió su respectivo procedimiento regulatorio, por lo que dichas resoluciones no requieren un segundo procedimiento previo. No obstante, las mencionadas resoluciones pueden ser impugnadas a través de la interposición de recursos de reconsideración de acuerdo a la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

6 REAJUSTE TARIFARIO POR APLICACIÓN DEL MECANISMO DE PROMOCIÓN

El Artículo 112a del Reglamento de Distribución establece un Mecanismo de Promoción para la conexión de consumidores residenciales en determinadas zonas geográficas ubicadas en la concesión, o para determinados niveles socio económicos, según lo establezca el Ministerio de Energía y Minas; el cual permite otorgar a los consumidores de determinados sectores vulnerables, descuentos en los costos de conexión al servicio.

En ese contexto, el fondo que se destina a otorgar el descuento señalado, debe ser revisado periódicamente a efectos de corregir la recaudación mantener el citado fondo con saldo positivo. Todo ello configura la aplicación del reajuste tarifario por el Mecanismo de la Promoción.

A continuación, se describirá los principales aspectos contemplados en la presente Norma por aplicación del Mecanismo de Promoción:

6.1 Consideraciones Previas

La evaluación del reajuste por aplicación del Mecanismo de promoción recoge los resultados que se obtienen a partir de la aplicación del Procedimiento de Liquidación. En dicho procedimiento se evalúan cuatro aspectos:

- i. El Saldo del Balance Ejecutado, en base al cual se desarrolla la evaluación del Gasto Ejecutado (monto de dinero asignado para descuento de la conexión) y el Ingreso Percibido (monto de dinero que ingresa el fondo del Mecanismo de la promoción)
- ii. El Saldo del Balance Proyectado, en base al cual se desarrolla la evaluación del Gasto Proyectado (monto de dinero asignado para descuento de la conexión que se proyecta ejecutar) y el Ingreso Proyectado (monto de dinero que ingresaría al fondo del Mecanismo de la promoción en base a un periodo proyectado).
- iii. El Fondo, que corresponde al Saldo de la Cuenta de Promoción (Fondo de la Promoción) descontado del Fondo de Reserva (monto mínimo que garantiza la continuidad del Mecanismo de Promoción).

- iv. El Saldo de Balance de la Promoción, es el resultado de aplicar los tres aspectos previamente mencionados, Saldo del Balance Ejecutado, Saldo del Balance Proyectado y el Fondo.

El Saldo de Balance de la Promoción resulta de evaluar el equilibrio entre los gastos ejecutados y proyectados; así como los ingresos percibidos y proyectados del Fondo de la Promoción, con la finalidad de cubrir las necesidades de gasto del Mecanismo de Promoción.

Finalmente, a partir del Saldo de Balance de la Promoción se determina el *Factor FA1*.

6.2 Principales Aspectos Generales

A continuación, se detallan los aspectos generales utilizados en el cálculo del reajuste tarifario por aplicación del Mecanismo de Promoción:

- El cálculo del FA1 deberá garantizar como mínimo mantener al Saldo de la Cuenta de Promoción igual al Fondo de Reserva, con lo cual se garantiza cumplir con lo dispuesto en el literal e) de artículo 112a del Reglamento de Distribución.
- La periodicidad de la evaluación del reajuste tarifario por aplicación del Mecanismo de Promoción se realiza en la oportunidad en el que se efectúa la revisión del Saldo del Balance de la Promoción según lo establecido en el Procedimiento de Liquidación de la Promoción, considerando que se debe corregir los ingresos del Mecanismo de Promoción, de tal forma que se mantenga positivo el fondo de dicho mecanismo.
- Considerando lo dispuesto en el numeral 40.7 de la Norma de Estudios Tarifarios, el Factor FA1 será aplicable al componente de las TD de las Categorías Tarifarias que disponga la Resolución Tarifaria Vigente, exceptuando las categorías relacionadas con Consumidores Residenciales.
- La fórmula de determinación del Factor FA1 permite la modulación de la recaudación del Fondo de Promoción. Asimismo, considera que se puede mantener los niveles de recaudación, frente a disminución de los requerimientos del citado fondo, con la finalidad de evitar trasladar la variabilidad del Factor FA1 a las TD aplicables a los Consumidores.
- De forma particular, se incluye una disposición que evita la recaudación innecesaria del Fondo de Promoción para el caso donde, por aplicación del Procedimiento de Liquidación, el Saldo del Balance resulte positivo y el Saldo de la Cuenta de Promoción (SCP) aún se encuentre por debajo del valor anual aprobado del Gasto de Promoción del año en curso. En tal supuesto el FA1 asume el valor 1,0.
- Asimismo, se incluye una disposición que evita la recaudación excesiva del Fondo de Promoción cuando, por aplicación del Procedimiento de Liquidación, el Saldo de la Cuenta de Promoción (SCP) ascienda a un valor mayor o igual al 120% respecto del Gasto de Promoción aprobado para el año en curso. En tal supuesto el FA1 asume el valor 1,0 y se debe tener en cuenta lo siguiente:
 - En caso que el Saldo de Balance de la Promoción resulta mayor o igual a los Ingresos Proyectados, y por tanto el cálculo del factor FA1 negativo, dicho factor

será igual a 0,0001. Se debe señalar que, lo indicado se da cuando la cantidad de dinero recaudado por el Mecanismo de Promoción sobrepasa los gastos ejecutados y proyectados. En ese supuesto, el componente de la TD que corresponde al Mecanismo de Promoción se asumirá para el siguiente Periodo de Evaluación que se encuentra en su valor mínimo. Para efectos, la Proporción de la Tarifa Media que cubre el gasto total de promoción (%PGP) debe ser igual a 0,005%.

Cabe mencionar que el valor mínimo establecido para el Factor FA1, tiene como finalidad prevenir que la recaudación del Mecanismo de Promoción resulte cero, lo que ocasionaría que, como resultado de la operación matemática que se realice en posteriores evaluaciones, no sea posible la reactivación de la recaudación de dicho mecanismo en caso se requiera.

- En el caso que el componente de la TD que corresponde al Mecanismo de Promoción se encuentre en su valor mínimo y el Saldo del Balance de la Promoción resulte nuevamente mayor o igual a los Ingresos Proyectados, el FA1 será igual a 1, manteniéndose el componente de la TD que corresponde al Mecanismo de Promoción en la condición de valor mínimo, ello con el fin de posibilitar la reactivación del citado mecanismo en posteriores evaluaciones.

7 REAJUSTE TARIFARIO POR AMPLIACIÓN DEL PLAN DE PROMOCIÓN

Este tipo de reajuste también se enmarca en el Artículo 112a del Reglamento de Distribución, precisándose que será consecuencia de la solicitud de ampliación de un nuevo plan de conexiones residenciales beneficiados con el gasto de promoción, por parte del Concesionario de Distribución.

En ese contexto, dado que el componente del Gasto de Promoción se establece en la regulación de las TD, y que este corresponde al valor presente de los gastos de promoción previstos para cada año del Periodo Regulatorio; el presente reajuste considera que para el cálculo del Factor FA1 se deberá evaluar el valor presente de la variación de los nuevos ingresos proyectados del Gasto de Promoción (Ampliación), respecto de los ingresos registrados en la Regulación Tarifaria.

A continuación, se presenta la fórmula del Factor FA1 para el caso de una ampliación del Plan de Promoción:

$$FA1 = 1 + \frac{\sum_{i=1}^4 \Delta GP_i \times FA_i}{\sum_{j=1}^4 GP_{oj} \times FA_j}$$

Donde

- ΔGP_i : Ampliación del Gasto de Promoción en año i
- GP_o : Gasto de Promoción aprobado en la regulación
- FA : Factor de Actualización evaluado con tasa anual de 12%

8 REAJUSTE TARIFARIO POR VARIACIONES SIGNIFICATIVAS

El artículo 121 del Reglamento de Distribución establece que se puede realizar el recálculo tarifario en aquellos casos donde existan variaciones significativas respecto de las bases utilizadas para la aprobación de las TD.

Respecto de lo último, el artículo 108 del Reglamento de Distribución establece que el margen de distribución se basará en una empresa eficiente considerando las inversiones³, costos de operación y mantenimiento, demanda de los Consumidores, entre otros. Ello, conforma las bases utilizadas en la aprobación de las TD y que se lleva a cabo durante los procesos regulatorios.

Para la determinación de las TD es necesario que sea calculado el costo medio de distribución, el cual, conforme a lo dispuesto en el artículo 28 de la Resolución N° 659-2008-OS/CD, se determina dividiendo el costo total de la red entre la demanda total en el periodo tarifario. En consecuencia, la determinación del citado costo medio en los procesos de regulación tarifaria considera las bases utilizadas en el cálculo de la tarifa como son los niveles de inversión, explotación (operación y mantenimiento) y demanda de gas natural.

Por lo expuesto, dado que el costo medio de distribución engloba las bases utilizadas en el cálculo de la tarifa, resulta sustentado que las variaciones significativas a que refiere el artículo 121 del Reglamento de Distribución sean evaluadas a partir de la variación del costo medio de distribución y este a su vez, se evalúe a partir de las bases referidas a la inversión, explotación y demanda.

El reajuste tarifario por variaciones significativas se evalúa antes de finalizar el segundo año del periodo regulatorio. De ser el caso, la Resolución que apruebe el reajuste tarifario será publicada en el diario oficial “El Peruano”, antes del 01 de mayo del año que corresponda, de tal forma que su aplicación sea efectiva a partir del tercer año del periodo regulatorio.

8.1 Determinación de los valores base

En línea con lo anterior, cabe precisar que el porcentaje de la tarifa de distribución que permite recaudar los ingresos del Concesionario de Distribución para el servicio de distribución (%PTD=1-

³ Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución.

%PGP), es el resultado de la aplicación de: i) Inversión reconocida existente y proyectada para el periodo regulatorio correspondiente; ii) Costos de explotación eficientes para el periodo regulatorio correspondiente; y iii) Demanda de gas natural proyectada para el periodo regulatorio correspondiente.

En consecuencia, a efectos de determinar el valor base del costo medio de distribución a ser considerado en la evaluación de las variaciones significativas a que refiere el artículo 121⁴ del Reglamento de Distribución, los componentes de inversión, explotación y demanda serán evaluados según los siguientes criterios:

- En los casos de la inversión y la demanda de gas natural, estos serán considerados como variables independientes en la evaluación de las variaciones significativas, con base en los valores determinados en el proceso de regulación tarifaria.
- En el caso específico de los costos de explotación, dado que estos guardan relación de dependencia con los niveles de inversión y el número de clientes de la concesión, el valor base a ser considerado en la evaluación de las variaciones significativas corresponderá a la relación (costos de explotación) /(inversión) que resultó del proceso de regulación tarifaria.

8.2 Criterios para la determinación de las variaciones significativas

Para fines de cuantificar los niveles de variación significativa que darían lugar a un reajuste tarifario, se debe tener en cuenta el impacto que tendría la variación del costo medio de distribución en la rentabilidad del modelo regulatorio de fijación de tarifas; ello, como se ha señalado anteriormente, debido a cambios registrados en la demanda de gas natural y en los niveles de inversión.

En esa línea, a partir de la Tasa de Actualización definida en el artículo 115 del Reglamento de Distribución (12%) se establece el rango de variación aceptable para dicha tasa, es decir, aquel rango donde los riesgos (positivos o negativos) de variación de demanda e inversión son trasladados al propio Concesionario. De existir variaciones fuera de ese rango, resultaría procedente la aplicación de un reajuste de las tarifas de distribución.

Dados los principios de predictibilidad y transparencia que rigen el accionar del Regulador, resulta pertinente en este caso considerar los fundamentos regulatorios utilizados en anteriores procesos de reajuste en el marco de la aplicación del Procedimiento de Reajuste de Lima y Callao, y en el caso de otros servicios públicos con características de monopolio natural, como es el caso de la distribución de energía eléctrica. Los citados fundamentos regulatorios han sido validados mediante la aplicación de reajustes tarifarios tanto en el sector de distribución de gas natural, como en el sector de la distribución de electricidad; permitiendo el recálculo tarifario en aquellos casos en donde se presentaban variaciones considerables en las bases de cálculo utilizadas en la determinación de las tarifas.

⁴ Artículo 121 del Reglamento de Distribución:

“(…) De existir variaciones significativas respecto de las bases utilizadas para la aprobación de la tarifa, se podrá realizar el recálculo tarifario correspondiente. La metodología para la determinación de las variaciones significativas serán definidas en el procedimiento que establecerá OSINERGMIN en coordinación con el Concesionario”.

Por las razones expuestas, los niveles de variación significativa estarán asociados a impactos en la tasa de rentabilidad del orden de +/- 4%. Es decir, en el caso de variaciones del costo medio de distribución que generen tasas de rentabilidad en el modelo regulatorio que se encuentren entre 8% y 16%, el riesgo del negocio (positivo o negativo) será asumido por el Concesionario.

En consecuencia, en caso de variaciones del costo medio de distribución que generen tasas de rentabilidad en el modelo regulatorio que se encuentren debajo de 8% o por encima de 16%, resultará procedente la aplicación de un reajuste tarifario.

En relación a la oportunidad de la evaluación de las variaciones significativas a que refiere el artículo 121 del Reglamento de Distribución, se tiene en cuenta la experiencia del caso de la Concesión de Lima y Callao, en donde el propio Procedimiento de Reajuste estableció que el valor base del costo medio será actualizado luego de finalizar el año 2 de ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones. En consecuencia, la evaluación de las variaciones significativas para el caso de la Concesión de Ica se realizará luego de finalizar el año 2 de ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones.

8.3 Determinación de los niveles de variación significativa

La determinación de los niveles de variación significativa considera una simulación de la variación del costo medio de distribución con base en diferentes niveles de demanda de gas natural y de inversión. Ello con la finalidad de determinar aquellos niveles mediante los que se obtienen los límites, superior (16%) e inferior (8%) de la tasa de rentabilidad del modelo regulatorio, conforme a los criterios descritos en la sección anterior.

Para calcular el porcentaje de variación significativa del costo medio de distribución, se simuló inicialmente el flujo económico esperado de la empresa para un periodo de 20 años⁵ y una TIR base de 12%.

El Cuadro N° 1 muestra el detalle de las inversiones consideradas en la simulación del flujo económico del Concesionario. Para ello, se tomaron en cuenta las 4 primeras anualidades que resultan del VNR inicial y del Plan Quinquenal de Inversiones. Para el caso de los años 5 al 20 se consideran las anualidades de las inversiones efectuadas hasta el año 4 (Cuadro N° 2).

Cuadro N° 1
VNR Aprobado y Plan Quinquenal de Inversiones

Activo	VNR inicial	Año			
		1	2	3	4
Red de Acero	94 633 540	-	-	-	-
Red de PE	71 508 224	4 076 645	3 915 493	2 449 332	1 308 346
City Gate	15 039 842	-	-	-	-
ERP	4 098 640	-	-	-	-
Comercialización	5 173 035	81 734	79 102	55 125	36 373
Obras Especiales	2 485 487	-	569	3 412	-
Total Inversiones acumuladas	192 938 768	4 158 379	3 995 165	2 507 868	1 344 718

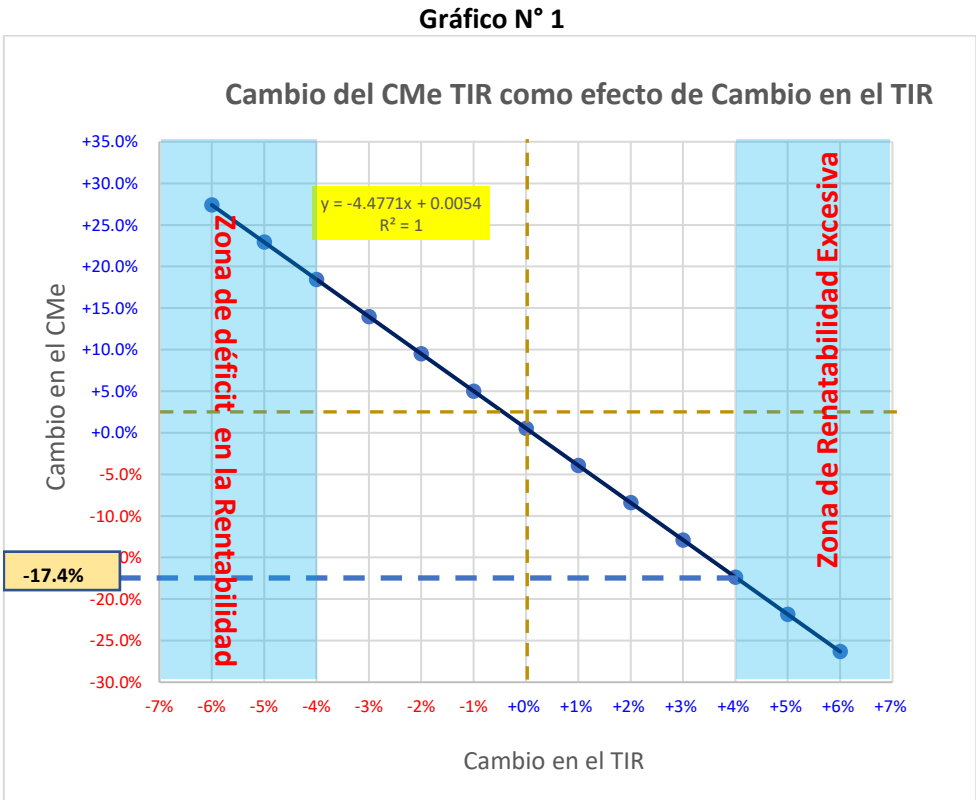
⁵ Art 110 del Reglamento de Distribución

Cuadro N° 2
Simulación del Flujo Económico del concesionario

					103.5% <=== AJUSTADO TIR INICIAL																
INGRESOS TOTALES (Millones USD)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Total de Ingresos (Millones USD)		33,15	34,31	35,74	37,40	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69
Ingresos (Millones USD)		32,40	33,94	35,39	36,95	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24	38,24
DC (Millones USD)		0,75	0,37	0,34	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
PAT (Millones de USD)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costos Anuales (Millones USD)		0	1	2	3	4															
Anualidad de Inversión		-23,95	0,52	0,50	0,31	0,17															
Anualidad Acumulada de Inversión		-23,95	-24,47	-24,96	-25,28	-25,44	-80,33														
O&M			-9,94	-9,84	-9,94	-10,17	-32,02														
Total O&M + alInversión			-34,41	-34,80	-35,22	-35,61	-112,35														
Demanda (Millones m³)			294,16	304,38	314,15	324,12	989,39														
Costo Medio (USD/Mil m³)			116,96	114,34	112,10	109,88	113,56	0,00%	113,56												
COSTOS (Millones de USD)		0	1	2	3	4															
Inversión																					
Redes de Distribución		-192,94	-4,16	-3,100	-2,51	-1,34															
Valores Acumulados		-192,94	-197,10	-201,09	-203,60	-204,94															
Operación y Mantenimiento																					
Ratio Anualidad COyM/ Inversión			5,04%	4,98%	4,94%	4,92%	4,97%														
O&M Base (Ajustado)		-9,86	-9,86	-9,94	-10,01	-10,06															
O&M Incremental (PQI Ajustado)			-0,08	-0,08	-0,05	-0,03															
Anualidad COyM			-9,94	-10,01	-10,06	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09
FLUJO DE CAJA (20 años)		-192,94	19,05	20,30	23,17	25,97	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60	28,60
TIR (antes de Impuestos)		12,0%																			

Con base en el flujo económico esperado se efectuó un análisis de sensibilidad de la variación del costo medio y de la TIR, en función de la variación de la inversión y la demanda. Posteriormente, los niveles de variación significativa fueron determinados mediante una regresión lineal a partir de los datos obtenidos del análisis de sensibilidad. El detalle del análisis de sensibilidad y la regresión lineal se muestran en el Gráfico N° 1 a continuación, así como en el Cuadro N° 1 y el Cuadro N° 2 del Anexo N° 1.

Como resultado, se obtuvo que la variación significativa del costo medio de distribución que generaría una variación absoluta de 4% en la TIR del Concesionario, asciende a 17,4%. (Ver Gráfico N° 1)



8.4 Factor de Cambio en el Costo Medio (Factor FCM)

A efectos de evaluar la procedencia de la aplicación de un reajuste por variaciones significativas, se define el Factor de Cambio en el Costo Medio (FCM) como aquel que determina el nivel de variación del costo medio de distribución base. La evaluación del FCM se realiza luego de finalizado el año 2 de ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones.

La evaluación del FCM considera el análisis del “Cambio del CMe TIR como efecto de Cambio en el TIR” que es presentado en el Gráfico N° 1. Al respecto, si el “Cambio del CMe TIR como efecto de Cambio en el TIR” resulta inferior a -17,4% o superior a +17,4% (factor indicativo que la rentabilidad de la concesión estaría por encima del 16% o debajo del 8% respectivamente) corresponde un reajuste tarifario. En consecuencia, la evaluación del Factor FCM considera el rango admisible “Cambio del CMe TIR como efecto de Cambio en el TIR”.

En esa línea, para evaluar el FCM se debe efectuar una simulación entre los ingresos de la concesión y los costos que se registran en el periodo regulatorio vigente, tanto para la demanda de gas natural como para los niveles de inversión del primer y segundo año del mencionado

periodo regulatorio. Asimismo, en relación al tercer y cuarto año, la demanda de gas natural y los niveles inversión corresponden a los valores proyectados a partir del proceso regulatorio donde se fijaron las tarifas de distribución vigentes. La fórmula para determinar el FCM es la siguiente:

$$FCM = \left[\frac{IM_2}{CM_2} - 1 \right]$$

Donde:

FCM	=	Factor de Cambio en el Costo Medio
IM ₂	=	Ingreso Medio revisado en el año 2
CM ₂	=	Costo Medio revisado en el año 2.

El Ingreso Medio revisado en el año 2 (IM₂) corresponde a la suma actualizada de: (i) valor presente de los ingresos del concesionario durante el año uno y dos del Plan Quinquenal de Inversiones vigente y (ii) valor presente de los ingresos proyectados para los años tres y cuatro del mencionado plan; dividido entre la suma de: (i) valor presente de la demanda real ocurrida en el año uno y dos y (ii) valor presente de la demanda proyectada de los años tres y cuatro del Plan Quinquenal de Inversiones vigente.

Para la determinación del Costo Medio revisado en el año 2 (CM₂), de manera similar a IM₂, se debe considerar las variaciones de los niveles de inversión, demanda y Derecho de Conexión registrados durante los dos primeros años del Plan Quinquenal de Inversiones vigente.

Para el cálculo de las variaciones de los niveles de inversión se debe considerar que el Plan Quinquenal de Inversiones aprobado es obligatorio y liquidable, por lo que dicho plan debe permanecer constante tanto en la parte de lo ejecutado (años uno y dos) como en lo proyectado (años tres y cuatro del periodo regulatorio). Solo se consideran las inversiones adicionales que el Concesionario haya ejecutado y posibles modificaciones al Valor Nuevo de Reemplazo adaptado que fue aprobado en la regulación tarifaria.

8.5 Factor de Equilibrio Tarifario (Factor FA2)

El Factor de Ajuste Asociado al Costo de Distribución se define como “FA2”. Dicho factor se aplica al componente de costo de distribución de las TD de las Categorías Tarifarias aprobadas en la resolución producto del proceso regulatorio.

Considerando que el plazo de vigencia de un Periodo Regulatorio corresponde a 4 años, y en concordancia con el Procedimiento de Reajuste de Lima y Callao, resulta conveniente que luego de finalizado el año 2 de ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones se revise si los valores base de la inversión y demanda, determinados y/o aprobado en el Proceso Regulatorio, originan una variación significativa en el costo medio de la concesión.

Con la procedencia de aplicar el reajuste tarifario por variaciones significativas de acuerdo al resultado del factor FCM, se establecen dos fórmulas para el cálculo del Factor FA2.

- La primera es aplicable cuando el Factor FCM resulte superior a +17,40 %, lo que significa que las TD deben ser reajustadas a valores menores que los aprobados en la regulación tarifaria. La fórmula es la siguiente:

$$FA2 = 1,1740 * \frac{FAI}{FAD}$$

- La segunda es aplicable cuando el Factor FCM resulte inferior a -17,40 %, lo que significa que las TD deben ser reajustadas a valores mayores que los aprobados en la regulación tarifaria. La fórmula es la siguiente:

$$FA2 = 0,8260 * \frac{FAI}{FAD}$$

Siendo que FAI y FAD corresponden a los Factores de Ajuste de Inversión y Demanda respectivamente. Los criterios para la determinación de ambos factores se desarrollan en la sección siguiente.

8.6 Criterios para evaluar las variables de Inversión (Factor FAI) y Demanda (Factor FAD)

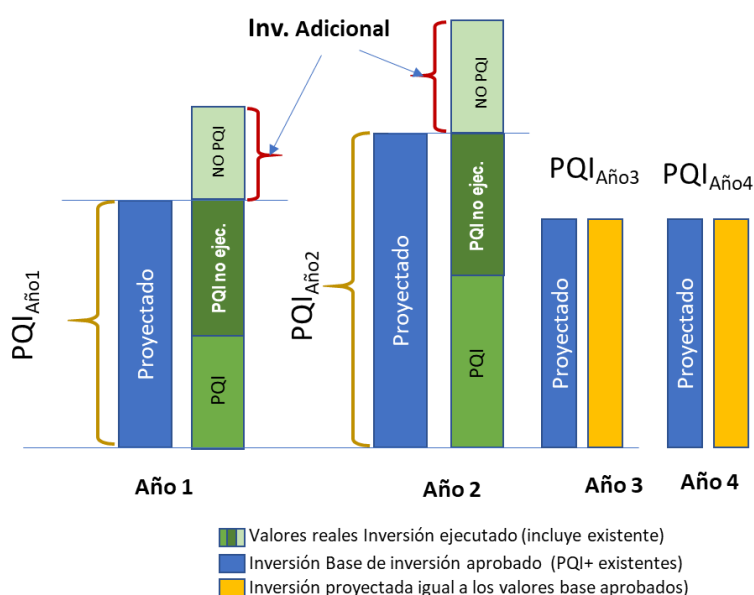
A continuación, se detallan los aspectos generales utilizados en las principales variables del cálculo del reajuste tarifario por variaciones significativas:

8.6.1 Variables de Inversión del FAI

Las variables de inversión son evaluadas a través del Factor de Ajuste de Inversión FAI, con base en los siguientes criterios:

- Dado que, de acuerdo al literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, el Plan Quinquenal de Inversiones es liquidable y corresponde a un compromiso adquirido por parte del Concesionario, el costo de inversión estará compuesto por la valorización de las inversiones reconocidas desde el inicio de la concesión hasta el inicio del Periodo Regulatorio vigente y por las inversiones consideradas en el Plan Quinquenal de Inversiones, tal cual como fuera aprobado en el Proceso Regulatorio.
- En el caso que el Concesionario desarrolle inversiones en la concesión en adición a lo propuesto en el Plan Quinquenal de Inversiones, dichas inversiones formarán parte del reajuste tarifario por variaciones significativas.
- Por ello, considerando que el reajuste por variaciones significativas se evalúa cada dos años, corresponde utilizar la información de las inversiones existentes adicionales de los años 1 y 2 respecto al Plan Quinquenal de Inversiones.
- En la Figura N° 2 se presenta un esquema de los niveles de inversión que se utilizarán para el reajuste tarifario por variaciones significativas:

Figura N° 2
Inversiones consideradas en el reajuste por variaciones significativas



- Por los criterios mencionados, el Factor de Ajuste de la Inversión (FAI), corresponde a una comparación de la suma de los siguientes conceptos: i) anualidad de los niveles de inversión que se registra hasta el año transcurrido del Plan Quinquenal de Inversiones (hasta el año 2), incluyendo la anualidad de los niveles de inversión proyectados para los años no transcurridos (años 3 y 4) del mencionado plan según los criterios aplicados y ii) el costo de operación y mantenimiento asociado. Adicionalmente, se requiere considerar el Derecho de Conexión recaudado por el Concesionario (hasta el año 2), completando los años 3 y 4 con los valores señalados en la regulación para dichos años.
- Finalmente, la suma a que se refiere el párrafo precedente se divide entre lo que fuera obtenido por dichos conceptos en la base tarifaria. Se debe señalar que los valores utilizados son actualizados, según los factores de actualización empleados en el Proceso Regulatorio.

8.6.2 Criterios para la evaluación de la Infraestructura adaptada

Dado que la base tarifaria de la presente concesión incluye infraestructura adaptada y que, como consecuencia de la evaluación de un reajuste tarifario puede existir potencial demanda de gas natural, se podrá evaluar dicha infraestructura considerando los requerimientos de la nueva demanda.

Para efectos de evaluar técnicamente la infraestructura adaptada como consecuencia de la proyección de nueva demanda, esta debe cumplir con superar los 30 000 m³/día y con las siguientes condiciones: i) Debe estar asociada a Consumidores conectados a algún elemento de la infraestructura adaptada al momento de evaluar el reajuste respectivo y/o ii) Debe corresponder a Consumidores que se conectarán a algún elemento de la infraestructura adaptada.

En ese contexto, la evaluación de la infraestructura adaptada debe tomar como base la demanda, los puntos de entrega y la metodología aplicable a la adaptación considerados en la evaluación realizada en el proceso regulatorio del periodo tarifario vigente.

Para efectos de la evaluación del FAI, se aplica un factor de corrección a un VNR compuesto únicamente por infraestructura que haya sido calificada como adaptada. El citado factor corresponde al cociente entre: el VNR de la inversión adaptada a las nuevas condiciones que presentaría en cada año del periodo regulatorio (incluye años no transcurridos del periodo regulatorio); y el VNR de la inversión adaptada aprobada en la regulación tarifaria.

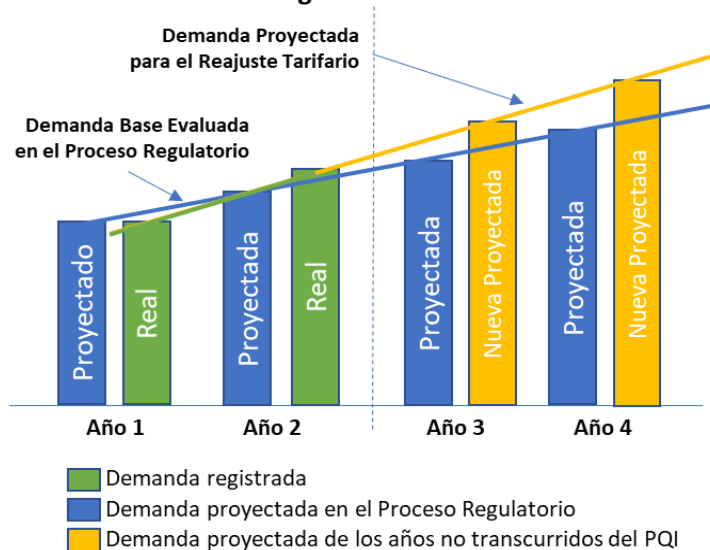
8.6.3 Variables de Demanda del FAD

Las variables de inversión son evaluadas a través del Factor de Ajuste de Demanda FAD, con base en los siguientes criterios:

- El período para evaluar la demanda debe ser el mismo que el considerado para la evaluación de las inversiones, a efectos que haya concordancia entre ambas variables.
- La demanda proyectada para los años no transcurridos del periodo regulatorio, se evalúa según la tendencia que presenta la demanda mensual pertenecientes a los años transcurridos del periodo regulatorio, con excepción de las Categorías de tipo A, GE y E.
- En el caso de la Categoría A (Categoría A1 y A2), se utiliza como mínimo el valor de las demandas proyectadas consideradas en el cálculo tarifario del Periodo Regulatorio vigente, en razón de que, los consumidores de dichas categorías están asociados al factor de penetración mínimo que debe alcanzar el concesionario en las redes de distribución.
- Considerando que las Categorías GE y E, incluyen a los Consumidores con mayores volúmenes de demanda, para la proyección de esta de los años no transcurridos del Periodo Regulatorio se evalúa a cada Consumidor de forma individual.

En la Figura N° 2 se presenta un esquema de los niveles de demanda que se tienen en cuenta en la evaluación del reajuste tarifario por variaciones significativas:

Figura N° 3
Criterios de demanda considerados en el reajuste por variaciones significativas



Por los criterios mencionados, el Factor de Ajuste de la Demanda (FAD), corresponde a una comparación entre lo siguiente: i) la simulación de los ingresos de la distribución que origina la demanda de gas natural real, registrada en los años transcurridos del Plan Quinquenal de Inversiones (hasta año 2), incluyendo la proyección de ingresos de la distribución por los niveles de demanda de gas natural que se presentarían en los años no transcurridos del mencionado plan (años 3 y 4); y ii) lo que se obtuvo como ingresos de la distribución originados por la demanda de gas natural utilizada para la base tarifaria.

9 REAJUSTE TARIFARIO POR ACTUALIZACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE INVERSIONES

9.1 Factor de Equilibrio Tarifario (Factor FA2)

Dado que la aplicación del reajuste por Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones es a solicitud del Concesionario de Distribución, como lo señala el literal e) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, la determinación del Factor FA2 es directa y no corresponde la evaluación del factor FCM como en el caso de variaciones significativas. El factor FA2 se determina de la siguiente manera:

$$FA2 = \frac{FAI}{FAD}$$

Donde:

FA2	:	Factor de Ajuste Tarifario Asociado al Costo de Distribución
FAI	:	Factor de Ajuste de la Inversión
FAD	:	Factor de Ajuste de la Demanda

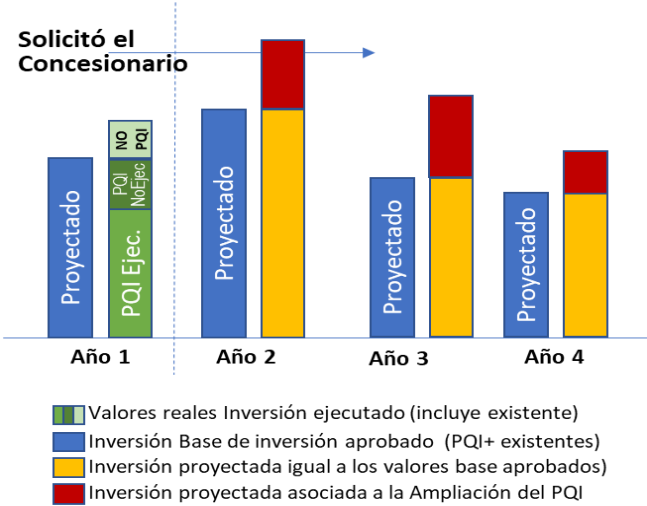
9.2 Criterios para evaluar las variables de Inversión (Factor FAI) y Demanda (Factor FAD)

En lo que respecta a los años transcurridos del periodo regulatorio, los criterios y metodología utilizados para la evaluación de las variables de inversión, Derecho de Conexión y demanda son similares a establecidos para el reajuste por variaciones significativas. Ello con excepción que, al considerar los años transcurridos del Plan Quinquenal de Inversiones, estos deben ser año calendario completo previos al proceso de aprobación de la Actualización del Plan Quinquenal de inversiones, toda vez que el Reglamento de Distribución refiere que el reajuste es producto de la proyección de los periodos del Plan Quinquenal de Inversiones no transcurridos y el Concesionario puede solicitar dicha actualización en cualquier momento del periodo regulatorio.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la Actualización de Plan Quinquenal de Inversiones comprende la evaluación de inversiones adicionales a las aprobadas en el Proceso Regulatorio, las mismas que con denominadas como Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones. En ese sentido, tanto las inversiones, Derecho de Conexión, como la demanda de gas natural asociadas a la mencionada ampliación, deben ser evaluadas bajo los criterios utilizados en el citado Proceso Regulatorio.

En ese sentido, las inversiones consideradas como Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones, serán adicionadas en los años no transcurridos del Plan Quinquenal de Inversiones vigente, a efecto de determinar el factor FAI que corrige la inversión. En la Figura N° 4 se presenta un esquema de los niveles de inversión que se utilizan para el reajuste tarifario:

Figura N° 4
Niveles de Inversión que se consideran cuando el reajuste sea considerado como variaciones significativas

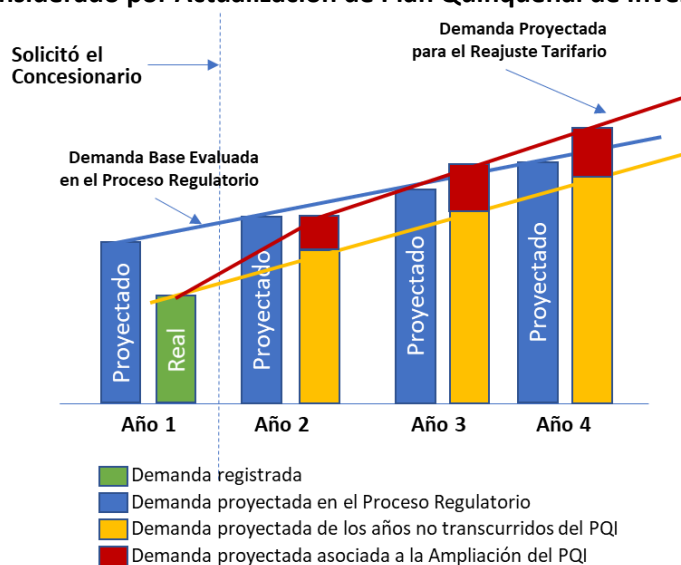


Respecto a la demanda existente y proyectada se debe señalar que, como consecuencia de adicionar nueva inversión (Ampliación de Plan Quinquenal de Inversiones) en los años no transcurridos del Plan Quinquenal de Inversiones vigente, se debe considerar los siguientes criterios:

- La demanda real y proyectada que resulta del Plan Quinquenal de Inversiones vigente se determina según los criterios del reajuste por variaciones significativas, con la particularidad que los años transcurridos que se deben considerar para evaluar la tendencia de la demanda de gas natural, corresponde a los mismos años transcurridos que se han considerado para el cálculo del Factor FAI.
- Dado que la demanda de gas natural asociada a la Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones es nueva, esta corresponde ser evaluada conforme a la metodología establecida en la Norma de Estudios Tarifarios, ello conforme a los criterios utilizados en el Proceso Regulatorio.
- Para determinar la demanda de gas natural real, utilizada para el cálculo del factor FAD, corresponde sumar anualmente la demanda que se obtiene como resultado de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones vigente y la demanda que resulta de la Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones.

En la Figura N° 5 se presenta un esquema de los niveles de inversión que se utilizan para el reajuste tarifario:

Figura N° 5
Niveles de Demanda de Gas Natural que se consideran cuando el reajuste sea considerado por Actualización de Plan Quinquenal de Inversiones



9.3 Sobre la Demanda Anual Proyectada - DAP

De ser incorporada una nueva demanda asociada a la Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones, se requiere reevaluar la Demanda Anual Proyectada (DAP) aprobada en el Proceso Regulatorio y, de ser el caso, modificarla. Para ello, se tendrán en cuenta los criterios establecidos en el artículo 107 del Reglamento de Distribución y la Norma de Condiciones Generales.

10 VALORES BASE CONSIDERADOS EN LA DETERMINACIÓN DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN

Los valores base que se han definido respecto al cálculo de las tarifas de distribución son los siguientes:

- a) El costo medio de desarrollo del sistema de la distribución de gas natural en la concesión de la región Ica (“costo medio”); y
- b) Los gastos totales de promoción para la conexión de nuevos clientes residenciales (“gastos de promoción”).

En el cuadro siguiente se presentan los valores de las TD que son aplicables para el Periodo Regulatorio vigente.

Cuadro N° 3
Tarifa de Distribución por Categoría Tarifaria

Categoría Tarifaria	TD	TD _{Pura}
	(USD/Mm ³)	(USD/Mm ³)
A1	324,88	324,88
A2	287,80	287,80
B	220,75	212,95
C	140,46	135,51
D	123,79	119,42
E1	100,24	96,70
E2	86,58	83,53
Categorías Especiales		
IP	140,46	135,51
GNV	139,52	134,59
Pesq	137,52	132,67
GE	87,02	83,94

10.1 Valor base del costo medio

El valor base del costo medio de distribución de la Concesión de Ica, que determina los ingresos por el sistema de distribución y los ingresos al Fondo del Mecanismo de Promoción, asciende a 115,39 USD/Mil m³

A continuación, en el Cuadro N° 4 se presentan los valores base de las variables de inversión y demanda de gas natural a ser utilizadas para el cálculo del reajuste tarifario.

Cuadro N° 4
Costo Medio del Desarrollo del Sistema Unificado de la Distribución de
Gas Natural por Ductos en el Departamento de Ica

Variables del Costo Medio		Unidades	Valor Presente de las Anualidades de 4 años
Costos de Inversión			80 333,61
Gasoducto	Acero	Miles USD	37 150,45
	Adaptada		37 149,40
	No Adaptada		1,05
	PE		26 380,10
Tubería de Conexión	Acero		647,37
	PE		4 698,37
Estaciones de Regulación	ERP		1 635,57
	Adaptada		1 635,57
	No Adaptada		-
	City Gate		6 001,66
	Adaptada		6 001,66
	No Adaptada		-
Válvulas	Acero		613,15
	Adaptada		72,73
	No Adaptada		540,42
	PE		82,34
Obras Especiales (NO requirieron adaptación)	Cruce de Ríos		796,97
	Hot Tap		54,43
	Cruce de Vías		138,62
	Otras		2,58
Inversiones Complementarias			2 132,00
OPEX			32 020,51
Derecho de Conexión			- 1 581,31
Gasto de Promoción			3 390,78
Costos totales de la distribución			114 163,59
Demanda de gas natural		Miles m ³	989 391,29
Costo Medio		USD/Mil m ³	115,39

10.2 Valor base del gasto de promoción

Para la conexión de consumidores residenciales, el cálculo de las TD considera un valor promedio de Descuento de Promoción de USD 140 por Consumidor habilitado, el cual cubre el Derecho de Conexión y la Acometida de una residencia típica.

Por lo indicado, se considera como Consumidores residenciales conectados con gastos de promoción a aquellos a los que se les aplica el Descuento de Promoción para la conexión del suministro de gas natural, es decir, clientes residenciales típicos de los niveles socioeconómicos Bajo, Medio Bajo y Medio. Asimismo, para demostrar la aplicación del gasto de promoción, el Concesionario tiene que estar en condiciones de demostrar, mediante documentos probatorios, los niveles de gastos ejecutados conforme a lo dispuesto en el Procedimiento de Liquidación de la Promoción.

El valor base del gasto de promoción, considerado en el cálculo tarifario, es el Valor Presente de la proyección anual de los Gastos de Promoción para la conexión de nuevos suministros residenciales. Las variables y valores considerados en el cálculo del valor base del gasto de promoción se presentan en el Cuadro N° 5.

Cuadro N° 5
Gastos de Promoción Reconocidos en las Tarifas de Distribución

CLIENTES CONECTADOS SEGÚN NIVELES SOCIOECONÓMICOS	Años					Valor Presente de las Anualidades Miles USD
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Acumulado	
CONSUMIDORES HABILITADOS						
Predominancia Alto y Medio Alto	0	0	0	0	0	
Predominancia Medio, Medio bajo, Bajo	11 398	5 898	5 329	7 430	30 055	
COSTO DE PROMOCIÓN (USD/Cliente)						
Predominancia Alto y Medio Alto	0	0	0	0	0	
Predominancia Medio, Medio bajo, Bajo	136,96	136,96	136,96	136,96	136,96	
GASTOS DE PROMOCIÓN (Miles USD)						
Predominancia Alto y Medio Alto	0	0	0	0	0	
Predominancia Medio, Medio bajo, Bajo	1 561,07	807,79	729,86	1 017,61	4 116,33	
						0
						3 390,78
						3 391
Gasto medio de promoción (USD/Mm³)(*)						3,63

(*): Para el cálculo de gasto medio de promoción se excluye a las Categorías A1 y A2 por estar exentas del aporte al Mecanismo de Promoción.

10.3 Valor base de la anualidad de la inversión

Los valores de las anualidades de la inversión del Plan Quinquenal de Inversiones vigente se presentan en el Cuadro N° 6. El Valor Presente de dichas anualidades asciende a USD 80,33 millones.

Cuadro N° 6
Detalle del Valor Base de la Anualidad de la Inversión

Inversión		Años				VP Ingresos Miles de USD
		1	2	3	4	
GASODUCTO	ACERO	11 557,40	11 557,40	11 557,40	11 557,40	37 150,45
	Adaptado	11 557,08	11 557,08	11 557,08	11 557,08	37 149,40
	No Adaptado	0,33	0,33	0,33	0,33	1,05
	POLIETILENO	7 833,24	8 217,95	8 428,72	8 468,98	26 380,10
CONEXIÓN	ACERO	201,40	201,40	201,40	201,40	647,37
	POLIETILENO	1 323,31	1 424,52	1 517,70	1 639,81	4 698,37
ESTACIONES DE REGULACIÓN	CITY GATE	508,82	508,82	508,82	508,82	1 635,57
	Adaptado	508,82	508,82	508,82	508,82	1 635,57
	No Adaptado	-	-	-	-	-
	ERP	1 867,10	1 867,10	1 867,10	1 867,10	6 001,66
	Adaptado	1 867,10	1 867,10	1 867,10	1 867,10	6 001,66
	No Adaptado	-	-	-	-	-
VÁLVULAS	ACERO	190,75	190,75	190,75	190,75	613,15
	Adaptado	22,63	22,63	22,63	22,63	72,73
	No Adaptado	168,12	168,12	168,12	168,12	540,42
	POLIETILENO	25,44	25,60	25,72	25,77	82,34
OBRAS ESPECIALES	CRUCE DE RÍOS	247,94	247,94	247,94	247,94	796,97
	HOT TAP	16,93	16,93	16,93	16,93	54,43

Inversión		Años				VP Ingresos Miles de USD
		1	2	3	4	
	CRUCE DE VÍAS	43,12	43,12	43,12	43,12	138,62
	OTROS	0,56	0,64	1,06	1,06	2,58
INVERSIONES COMPLEMENTARIAS		652,35	662,17	669,01	673,53	2 132,00
Total Anualidades		24 468,36	24 964,34	25 275,67	25 442,61	80 333,61

Se debe considerar que el valor presente de las anualidades de la inversiones consideradas como adaptadas del Periodo Regulatorio 2022-2026 asciende a USD 44,86 millones.

10.4 Valor base de la demanda

El Valor Presente de la demanda de gas natural del Proceso Regulatorio 2022-2026 se presenta en el Cuadro N° 7.

Cuadro N° 7
Demanda Proyectada en la Distribución (Miles m³)

CATEGORÍA	Años				VA Demanda Miles de m³
	1	2	3	4	
A1	13 135,80	14 357,20	15 481,17	16 958,48	47 592,27
A2	2 621,04	2 653,44	2 685,10	2 711,76	8 561,76
B	2 636,46	3 294,29	3 957,41	4 619,32	11 358,36
C	7 120,41	8 491,15	9 723,60	10 953,81	28 583,65
D	31 970,39	33 036,57	33 786,59	34 535,24	106 759,18
E1	33 549,95	33 549,95	33 549,95	33 549,95	107 843,92
E2	55 545,31	57 822,67	60 135,57	62 300,45	188 468,80
IP	185,97	192,11	192,16	192,20	611,82
GNV	18 388,33	21 811,38	25 296,32	28 774,90	74 185,22
Pesca	16 935,43	17 104,78	17 275,83	17 448,59	55 182,14
GE	112 070,99	112 070,99	112 070,99	112 070,99	360 244,16
Total	294 160,08	304 384,53	314 154,69	324 115,69	989 391,29

10.5 Porcentajes del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) sobre la inversión

A partir del cálculo de las TD, se considera que el Costo de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución (COyM) está en función de inversión o de la anualidad acumulada de la inversión que fue determinado para cada año en el Periodo Regulatorio. Por ello, para efectos de simplificar el cálculo en el reajuste tarifario dichos costos serán representados como porcentajes anuales respecto a la mencionada anualidad. Los costos de (COyM) reconocidos para el Periodo Regulatorio vigente se presentan en el cuadro a continuación:

Cuadro N° 8
Costos Considerados en el Cálculo de las Tarifas de Distribución

CATEGORÍA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Valor Presente
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (Millones USD)					
Total OPEX - Distribución	3,78	3,82	3,85	3,89	12,30
Total OPEX - Comercialización	2,55	2,57	2,63	2,76	8,42
OPEX – Administración	2,61	2,61	2,61	2,61	8,40
OPEX – Otros	1,00	0,84	0,85	0,91	2,90
SUB TOTAL	9,94	9,84	9,94	10,17	32,02

Se debe señalar que los porcentajes indicados deben representar el costo total de operación y mantenimiento requerido por el servicio de distribución, por ello, el COyM que se utiliza para determinar los porcentajes señalados no consideran los gastos de promoción destinados al Mecanismo de Promoción. Los porcentajes de COyM anuales respecto a las anualidades de la inversión son los siguientes:

Cuadro N° 9
Detalle del % COyM sin gastos de promoción

%COyM sobre la anualidad acumulada de la inversión	Años			
	1	2	3	4
Sistema de Distribución	40,61%	39,41%	39,34%	39,97%

11 CONCLUSIONES

- Como resultado de la metodología propuesta se obtiene que el nivel de variaciones significativas que hace referencia el artículo 121 del Reglamento de Distribución, para la Concesión del Sistema de Distribución por red de ductos para el departamento de Ica, corresponde a +/- 17,4% de variación del costo medio de distribución.
- El Procedimiento de Reajuste de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica se elabora en observancia de los aspectos normativos señalados en el Reglamento de Distribución y las disposiciones aplicables en la Resolución N° 047-2022-OS/CD.
- El Procedimiento de Reajuste de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica contiene los criterios y fórmulas que son necesarios para efectuar el reajuste tarifario señalado en el Reglamento de Distribución: i) Por Mecanismo de Promoción; ii) Por Ampliación del Plan de Promoción; iii) Por Variaciones significativas; y/o iv) Por Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones.
- La metodología para determinar las variaciones significativas ha sido elaborada en coordinación con el Concesionario, conforme lo establece el artículo 121 del Reglamento de Distribución.

ANEXO N° 1: Detalle de la Determinación de la Variaciones Significativas

Cuadro N° 1
Simulación de la TIR y del Costo Medio en Función de la Variación de la Demanda y la Inversión

TIR (antes de Impuestos)								
	Factor de simulacion de demanda							
	12.0%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
Factor de simulacion de la Inversión	90%	9,92%	11,01%	12,08%	13,12%	14,14%	15,15%	16,13%
	95%	9,88%	10,97%	12,04%	13,08%	14,10%	15,10%	16,09%
	100%	9,84%	10,94%	12,0%	13,04%	14,06%	15,06%	16,04%
	105%	9,80%	10,90%	11,96%	13,0%	14,02%	15,02%	16,0%
	110%	9,77%	10,86%	11,92%	12,96%	13,98%	14,97%	15,96%
	115%	9,73%	10,82%	11,88%	12,92%	13,93%	14,93%	15,91%
	120%	9,69%	10,78%	11,84%	12,88%	13,89%	14,89%	15,87%

Costo Medio								
	Factor de simulacion de demanda							
	113.6	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
Factor de simulacion de la Inversión	90%	125,80	119,18	113,22	107,83	102,93	98,45	94,35
	95%	125,99	119,36	113,39	107,99	103,08	98,60	94,49
	100%	126,18	119,54	113,56	108,15	103,24	98,75	94,63
	105%	126,36	119,71	113,73	108,31	103,39	98,89	94,77
	110%	126,55	119,89	113,90	108,47	103,54	99,04	94,91
	115%	126,74	120,07	114,07	108,63	103,70	99,19	95,05
	120%	126,93	120,25	114,23	108,79	103,85	99,33	95,20

Cuadro N° 2
Variación Porcentual de la TIR y del Costo Medio Según las Simulaciones
Efectuadas

Diferencia en el TIR respecto al Base								
Factor de simulacion de demanda								
		90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
Factor de simulacion de la Inversión	90%	-2,08%	-0,99%	0,08%	1,12%	2,14%	3,15%	4,13%
	95%	-2,12%	-1,03%	0,04%	1,08%	2,10%	3,10%	4,09%
	100%	-2,16%	-1,06%	0,00%	1,04%	2,06%	3,06%	4,04%
	105%	-2,20%	-1,10%	-0,04%	1,00%	2,02%	3,02%	4,00%
	110%	-2,23%	-1,14%	-0,08%	0,96%	1,98%	2,97%	3,96%
	115%	-2,27%	-1,18%	-0,12%	0,92%	1,93%	2,93%	3,91%
	120%	-2,31%	-1,22%	-0,16%	0,88%	1,89%	2,89%	3,87%

Diferencia en el CMe respecto al Base								
Factor de simulacion de demanda								
		90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
Factor de simulacion de la Inversión	90%	10,78%	4,95%	-0,30%	-5,05%	-9,36%	-13,30%	-16,91%
	95%	10,95%	5,11%	-0,15%	-4,90%	-9,23%	-13,17%	-16,79%
	100%	11,11%	5,26%	0,00%	-4,76%	-9,09%	-13,04%	-16,67%
	105%	11,28%	5,42%	0,15%	-4,62%	-8,96%	-12,91%	-16,54%
	110%	11,44%	5,58%	0,30%	-4,48%	-8,82%	-12,78%	-16,42%
	115%	11,61%	5,73%	0,45%	-4,34%	-8,69%	-12,66%	-16,29%
	120%	11,77%	5,89%	0,59%	-4,20%	-8,55%	-12,53%	-16,17%

Gráfico N° 2

