



Litoral Gas S.A.

Mitre 621, S 2000 COM - Rosario
Provincia de Santa Fe, República Argentina.
Teléfono: (0341) 4200100 - Fax: (0341) 4200101

Nota GCO N° 6984/16
Rosario, 30 de Noviembre de 2016

Al Sr. Interventor del
ENTE NACIONAL
REGULADOR DEL GAS
Sr. David José Tezanos
S _____ / _____ D

Ref.: EXPTE. ENARGAS N° 30529/2016

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. en mi carácter de apoderado de LITORAL GAS S.A., y continuando con los términos de nuestra nota GCO N°6909/16 de fecha 24 de noviembre ppdo., adjuntamos a la presente el Informe Propuesta Tarifaria Revisión Tarifaria Integral (2017-2021).

Por último, se comunica que el archivo relacionado con esta información ha sido cargado en el Sistema SARI bajo el código de recibo "20007_20151263988090885", y el nombre de archivo fue 20007_1_RTI-VAR_2015-12_20161201.RAR.

Saludo al Señor Interventor con distinguida consideración.

LEONARDO CARRERO
APODERADO



16 DIC -1 15 :03

INFORME



Litoral Gas

**PROPUESTA TARIFARIA
REVISION TARIFARIA INTEGRAL
(2017-2021)**

LITORAL GAS S.A.

NOVIEMBRE

LEONARDO CARRERO
APODERADO

Índice

1. Glosario	7
2. Objetivos de la Revisión Tarifaria Integral.....	8
3. Valor agregado de distribución.....	9
3.1. Componentes del valor agregado de distribución	9
3.2. Costo de capital	12
3.2.1. Base de Activos Regulatoria.....	13
3.2.1.1. Base de Activos Regulatoria Inicial.....	13
3.2.1.2. Inversiones 2017 - 2021.....	22
3.2.1.3. Depreciaciones 2017 - 2021.....	35
3.2.1.4. Bajas de activas previstas.....	38
3.2.1.5. Inversiones, depreciaciones y bajas del año 2016.....	38
3.2.2. Capital de Trabajo.....	39
3.2.3. Evolución de la Base de Activos Regulatoria 2017 - 2021.....	42
3.2.4. Tasa de costo de capital.....	42
3.2.5. Costo de oportunidad de capital.....	44
3.2.6. Costo de mantenimiento de capital	45
3.2.7. Remuneración por Activos Cedidos.....	46
3.2.8. Efectos del Impuesto a las Ganancias.....	49
3.3. Costos de Operación.....	51
3.3.1. Costo de Personal.....	52
3.3.2. Costos Operativos	53
3.3.3. Costos dependientes del volumen de ventas y demanda.....	54
3.3.4. Comparativa internacional de costos operativos.....	58
3.3.4.1. Costo operativo total por cliente	58
3.3.4.2. Costo operativo total por unidad de volumen.....	59
3.3.4.3. Costo operativo total por km de red.....	59
3.3.4.4. Clientes por km de red	60
3.4. Demanda	60
3.4.1. Demanda.....	60
3.4.1.1. Usuarios.....	61

3.4.1.2. Volumen.....	61
3.4.1.3. Capacidad.....	62
3.5. Ingresos por Tasas y Cargos.....	64
3.6. Adecuación de los valores de Tasas y Cargos.....	65
3.7. VAD disminuido con el ingreso de las tasas y cargos	67
4. Propuesta tarifaria	69
4.1. Cuadros Tarifarios Propuestos	72
4.2. Esquema de actualización tarifaria durante el quinquenio	72
4.3. Modificaciones al Reglamento del Servicio de Distribución	78
4.4. Consideraciones finales y solicitud de aprobación de la Propuesta Tarifaria	78

5. ANEXOS:

ANEXO 5.1: TARIFAS DE GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS. SOLICITADAS A PARTIR DEL 01/01/2017

ANEXO 5.4: TARIFAS DE GAS PROPANO - SIN IMPUESTOS. SOLICITADAS A PARTIR DEL 01/01/2017



Índice de Tablas

Tabla 3.1-1. Valor agregado de distribución.....	9
Tabla 3.2-1. Base de Activos Neta.....	22
Tabla 3.2-2. Valores de Inversiones previstas.....	25
Tabla 3.2-3. Inversiones de ampliaciones en zonas ya abastecidas	27
Tabla 3.2-4. Inversiones en obras de ampliación en zonas no abastecidas.	34
Tabla 3.2-5. Plan de inversiones por ítem.....	35
Tabla 3.2-6. Depreciación de la Base de Activos por ítem.....	36
Tabla 3.2-7. Vida útil por ítem	38
Tabla 3.2-8. Inversiones correspondientes al año 2016	39
Tabla 3.2-9. Capital de Trabajo Anual por Ítem	42
Tabla 3.2-10. Costo de Mantenimiento del Capital Anual para el quinquenio	45
Tabla 3.3-1. Costos de Personal Anuales para el Quinquenio	53
Tabla 3.3-2. Costos Dperativos Anuales para el Quinquenio por ítem.....	54
Tabla 3.3-3. Incobrables.....	55
Tabla 3.3-4. Costos Anuales para el Quinquenio	56
Tabla 3.3-5. Gastos por Cobranza Anuales para el Quinquenio	57
Tabla 3.3-6. Empresas por países de origen	58
Tabla 3.4-1. Volumen Anual proyectado	62
Tabla 3.4-2. Factor de carga por categoría tarifaria	63
Tabla 3.4-3. Capacidad Anual Proyectada	63
Tabla 3.6-1. Adecuación del Cuadro de Tasas y Cargos.....	67
Tabla 3.7-1. VAD sin Ingresos de Tasas y Cargos	68
Tabla 3.7-2. Ingresos por Tasas y Cargos Anual.....	68
Tabla 3.7-3. VAD Anual para el quinquenio.....	69

Figura

Figura 3.1-1. Evolución del VAD.....	9
Figura 3.1-1. Componentes del VAD.....	10
Figura 3.1-2. Esquema simplificado del modelo de cálculo tarifario.....	11
Figura 3.2-1. Esquema de obtención del Costo de Capital	12
Figura 3.2-2. Esquema para la obtención del Activo Neto Actualizado.....	13
Figura 3.2-4. Depreciación de la Base de Activos Inicial	36
Figura 3.2-5. Depreciación de la inversión.....	37
Tabla 3.2-6. Depreciación de la Inversión por ítem	37
Figura 3.2-7. Evolución del Capital de Trabajo	41
Figura 3.2-8. Determinación de base de activos neta (con capital de trabajo) tarifaria para el quinquenio	42
Figura 3.2-9. Evolución del Costo de Mantenimiento del Capital para el quinquenio	45
Figura 3.2-10. Diferencias en el impuesto a las ganancias calculado y realmente pagado por el ajuste inflacionario.	50
Figura 3.3-1. Costos operacionales para la distribuidora para el quinquenio	52
Figura 3.3-2. Evolución de los Costos de Personal para el Quinquenio.....	53
Figura 3.3-3. Evolución de Costos Operativos para el Quinquenio	53
Figura 3.3-4. Evolución de Incobrables.....	55
Figura 3.3-5. Evolución de los Costos del Gas natural no contabilizado para el Quinquenio.....	56
Figura 3.3-6. Evolución de los Gastos de Cobranza para el Quinquenio	57
Figura 3.3-7. Costo Operativo Total por Cliente	59
Figura 3.3-8. Costo Operativo Total por Unidad de Volumen	59
Figura 3.3-9. Costo Operativo Total por km de red	60
Figura 3.3-10. Clientes por km de red.....	60
Figura 3.4-1. Evolución del Volumen para el Quinquenio	62
Figura 3.4-2. Evolución de la Capacidad para el Quinquenio	63
Figura 3.5-1. Tratamiento ingreso tasas y cargos.	65
Figura 3.7-1. Evolución del VAD sin Ingreso de Tasas y Cargos	68
Figura 3.7-2. Evolución de los Ingresos por Tasas y Cargos.....	68

Figura 3.7-3. Evolución del VAD.....	69
Figura 3.7-1. Condición de equilibrio económico financiero.....	70
Figura 3.7-2. Metodología de diseño tarifario.....	71

1. Glosario

CAPEX	Capital Expenditures - Inversiones en bienes de capital
OPEX	Operating Expenditures – Gastos Operativos
PPI	Índice de Precios Productor de los EEUU definido por el Bureau of Labour Statistics
Price cap	Sistema de regulación tarifaria de Precios Tope
Ley del Gas	Ley N° 24076 del 20 de mayo de 1992 – GAS NATURAL – Marco Regulatorio
Marco Regulatorio	Ley N° 24076, Decreto Reglamentario N° 1738/92 y demás normas complementarias y modificatorias.
Reglas Básicas	Reglas Básicas de la Licencia de Distribución aprobadas por Decreto PEN N° 225S/92
Acta Acuerdo	Acta para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural firmada el 3 de julio de 2007 con la Unidad de Renegociación de Contratos, ratificada por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2016/08
Acuerdo Transitorio	Modificadorio del Acta Acuerdo, ratificado por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1915/09
RTI	Revisión Tarifaria Integral
VAD	Valor Agregado de Distribución
WACC	Weighted Average Cost of Capital - Coste promedio ponderado del capital

2. Objetivos de la Revisión Tarifaria Integral

El objetivo de la Revisión Tarifaria Integral es elaborar un nuevo régimen de tarifas máximas de acuerdo a lo establecido en el Marco Regulatorio de la industria del Gas, que comprende las premisas para su elaboración definidas en el Acta Acuerdo y Acuerdo Transitorio de renegociación del contrato de Licencia firmados por Litoral Gas y el Estado Nacional.

En este documento se presenta la propuesta tarifaria de Litoral Gas para la prestación del servicio regulado de Distribución de gas natural por redes para el próximo quinquenio, definido por los años 2017 a 2021.

La base metodológica para la determinación del régimen de tarifas máximas que sustenta la prestación del servicio de Distribución es la que se establece en los artículos 38 y 39 del Título IX de la Ley del Gas.

El artículo 38 establece:

"Los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios:

a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo;....."

y el artículo 39 se refiere específicamente a la rentabilidad razonable que debe incluir la tarifa:

"A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar:

a) Que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;

b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios."

En consecuencia, de la lectura de los artículos antes citados, se concluye que el Distribuidor, en tanto cumpla de manera eficiente con la prestación de sus servicios, tiene derecho a que las tarifas que determine el ENARGAS le permitan recuperar la totalidad de los componentes de costos que comprende la tarifa.

Como refiere el artículo 37 de la Ley del Gas, y lo que hemos indicado en cuanto a los componentes de tarifa en nuestro Informe anterior "Antecedentes y Estructura de la Empresa"

"La tarifa de gas a los consumidores será el resultado de la suma de:

a) Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte;

b) Tarifa de transporte;

c) Tarifa de distribución."

En el presente informe se presenta la propuesta tarifaria para el segmento de Distribución denominada "Tarifa de Distribución" o "Valor agregado de Distribución".

3. Valor agregado de distribución

El valor agregado de distribución (VAD) constituye la proyección de los ingresos necesarios para cubrir costos eficientes de operación y mantenimiento aplicables al servicio de distribución de gas natural, los impuestos, la depreciación y obtener una rentabilidad razonable durante el periodo tarifario. Es la base cuantitativa para el cálculo de las tarifas máximas al inicio del quinquenio 2017-2021 que la distribuidora va a aplicar a todos sus clientes.

El valor agregado de distribución (VAD) propuesto para el próximo quinquenio es el siguiente:

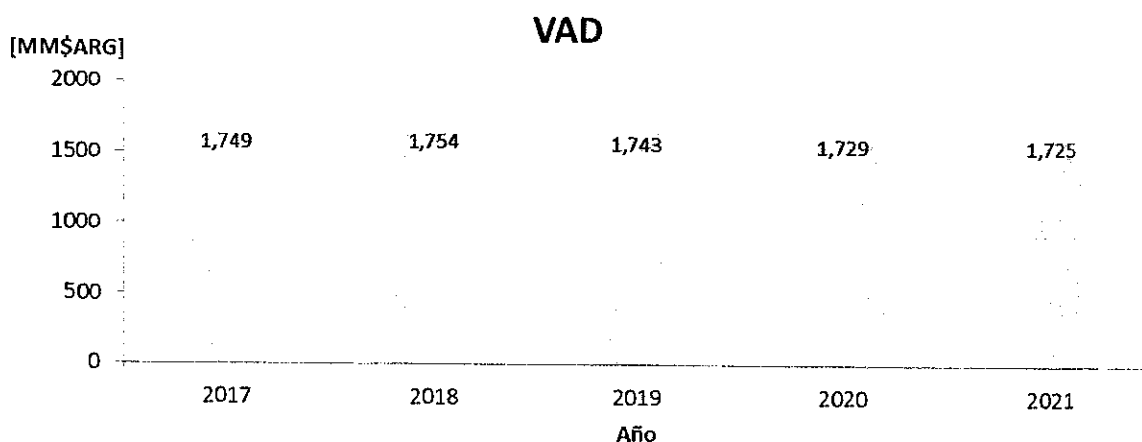


Figura 3.1-1. Evolución del VAO

VAD [MM\$ARG]	2017	2018	2019	2020	2021
TOTAL	1,749	1,754	1,743	1,729	1,725

Tabla 3.1-1. Valor agregado de distribución

3.1. Componentes del valor agregado de distribución

El valor agregado de distribución presenta dos componentes principales:

Costo de capital (CC): que se compone de: i) el costo de oportunidad del capital (COC); y ii) el costo de mantenimiento del capital (CMC) compuesto por las amortizaciones y/o depreciaciones que permitirán reponer los activos físicos por rotura, obsolescencia tecnológica o finalización de su vida útil.

Costos de operación y mantenimiento (OPEX): que se compone de los gastos de operación, mantenimiento, administración, los gastos de personal, así como también, de otros gastos como son el costo del gas natural no contabilizado, las pérdidas por incobrables, los gastos y comisiones por cobranzas, la tasa de fiscalización y control del Ente Regulador (ENARGAS), etc.

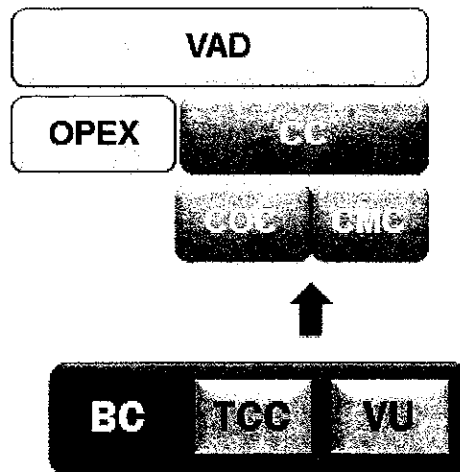


Figura 3.1-1. Componentes del VAD

Donde:

BC = Base de Capital o Base Tarifaria valorizada según el criterio definido por el Ente Regulador

TCC = Tasa de Costo del Capital que satisface lo establecido en el art. 39 de la Ley del Gas

VU = Vida útil de los activos necesarios para la prestación del servicio

Para asegurar la coherencia de la información y de la propuesta tarifaria que se presenta al Ente Regulador, se desarrolló un modelo de cálculo de tarifas que interrelaciona todos los módulos requeridos.

El modelo inicialmente proyecta la demanda objetivo a atender en el período 2017-2021, determinando la cantidad de clientes y el volumen que cada uno consumirá durante el período tarifario.

3.2. Costo de capital

El costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. Representa el rendimiento mínimo que debe obtener un proyecto o empresa de manera que los mercados financieros estén dispuestos a proveer recursos a ese proyecto o a comprar una participación en esa compañía. El costo de capital requerido a una empresa por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en los mercados de capitales para inversiones alternativas de riesgo similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros.

Como se mencionó arriba, desde un punto de vista económico, el costo de capital (CK) se define como el costo de los recursos de capital necesarios para la prestación de los servicios y puede expresarse de la siguiente manera:

$$CK(t) = CoK(t) + CmK(t)$$

Dónde:

CK : Costo de Capital

CoK : Costo de Oportunidad del Capital

CmK : Costo de Mantenimiento del Capital (depreciaciones y amortizaciones).

Costo de Capital - Método Contable

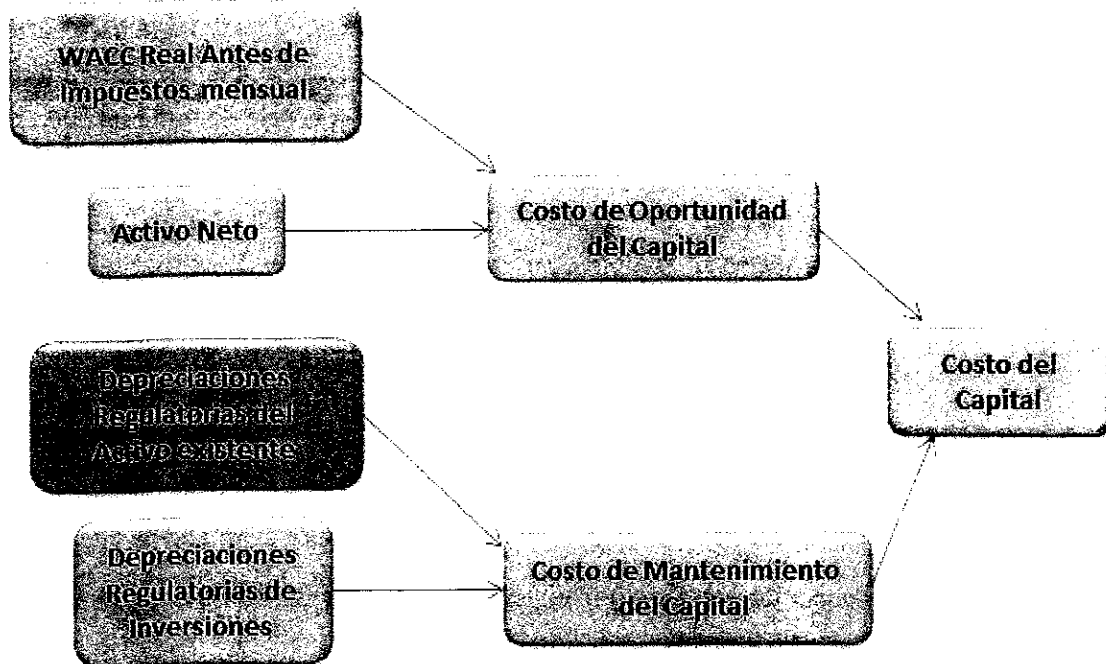


Figura 3.2-1. Esquema de obtención del Costo de Capital

El rol principal del costo del capital en los procesos de revisión de tarifas es asegurar que las inversiones sean remuneradas adecuadamente.

A continuación se detallan los valores empleados para al cálculo de ambos componentes.

3.2.1. Base de Activos Regulatoria

La base de activos regulatoria o activo neto se proyecta como la suma de la evolución de la base tarifaria inicial o activo neto existente (activo al inicio del periodo tarifario), la del activo neto incorporado (acumulación de inversiones) y el capital de trabajo. Tal cual como se presenta en la siguiente ecuación:

$$BT(t) = AN_{ini}(t) + AN_{inc}(t) + WK(t)$$

Dónde:

$BT(t)$: Evolución de la base de activos regulatoria en el tiempo (Activo Neto Regulatorio);

$AN_{ini}(t)$: Evolución del activo neto inicial o base de activos regulatoria inicial;

$AN_{inc}(t)$: Evolución del activo neto incorporado (inversiones);

$WK(t)$: Evolución del capital de trabajo.

Evolución de la Base Tarifaria

Activos Existentes

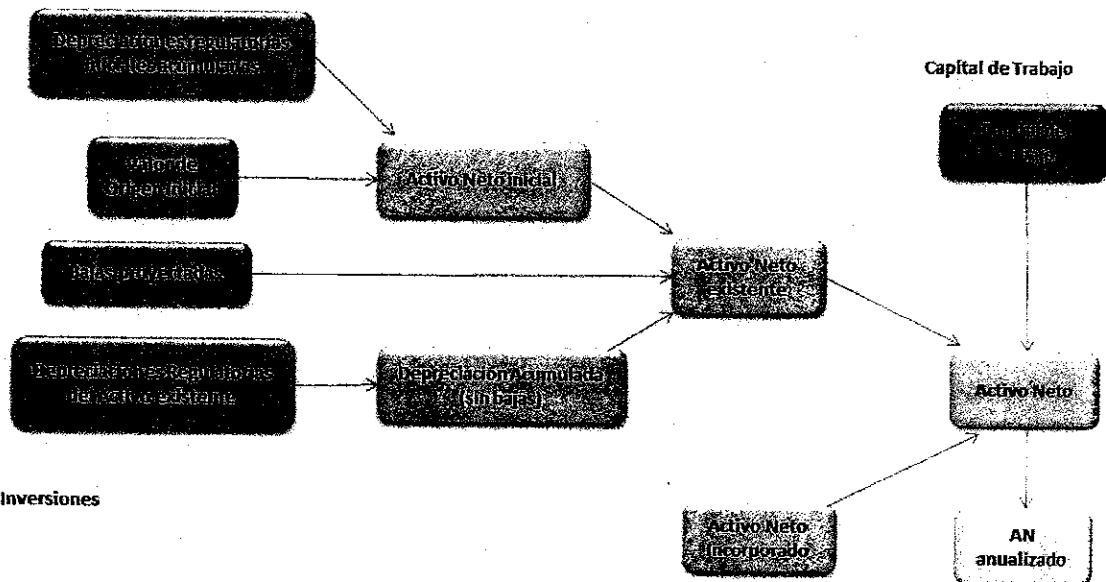


Figura 3.2-2. Esquema para la obtención del Activo Neto Actualizado

3.2.1.1. Base de Activos Regulatoria Inicial

Litoral Gas llevó adelante el proceso de “Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la prestación del Servicio Público” en los términos que nos ha sido requerido por la Autoridad Regulatoria y de acuerdo con lo previsto en el Acta Acuerdo. Para ello en primer lugar se elevó al ENARGAS una propuesta de Consultoras de reconocida experiencia y prestigio que podrían participar de un llamado a concurso de

precios para llevar adelante el trabajo de “Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la prestación del Servicio Público”, con el fin de:

1. Determinar el valor residual histórico de los activos existentes al 31/12/2015. Determinar la estructura de costos de los distintos rubros de activos y proponer al ENARGAS los índices oficiales de la República Argentina representativos de la variación en los precios de la economía y finalmente determinar el valor residual actualizado al 31/12/2015 mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de la propuesta de los Consultores, establezca el ENARGAS (VRA = Valor Residual Actualizado).
2. Determinar la valuación técnica de los bienes existentes al 31/12/2015 teniendo en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación u obsolescencia y el estado de conservación de los mismos (VTR = Valor Técnico Residual).
3. Finalmente, se le adiciona a dicho valor las altas del 2016 y se le detrae las amortizaciones del 2016, actualizando los valores hasta el 31/12/2016.

Seleccionados por el ENARGAS los Consultores habilitados para participar del concurso de precios, se llevó adelante el mismo, resultando finalmente adjudicatario del servicio, por decisión del ENARGAS, el consorcio conformado por la Consultoras LEZA, ESCRIBANA Y ASOCIADOS S.A. (auditor técnico) y PKF Audisur (auditor económico).

Por otra parte, y a fin de avanzar con el proceso de Revisión Tarifaria Integral, resultaba necesario tener claridad sobre las pautas para la valuación de la Base de Capital previstas en el Acta Acuerdo, siendo que dicha valuación constituye uno de los elementos fundamentales para determinar las tarifas y aquel donde más influye el criterio que adopte la Autoridad Regulatoria para su determinación.

Cabe señalar que la previsión del criterio de valuación técnica de la Base de Capital llamado Valor Técnico Residual (VTR), ha sido incorporado en el Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia firmado por Litoral Gas con el Estado Nacional, a partir de la utilización de la cláusula de “trato equitativo”, en el Artículo 12.7, cuyo texto se transcribe a continuación:

“Art. 12.7. Base de Capital y Tasa de Rentabilidad. “Como criterio general la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes, se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como así también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes...”

*Todas las valuaciones de los bienes se realizarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de los índices oficiales representativos de la variación de los precios de la economía contemplada la estructura de castas de dichos bienes. **Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesta en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable...”***

Tal como surge de las disposiciones del artículo precedentemente transcrito, en el Acta Acuerdo se previó que debían considerarse dos métodos para la valuación de la Base de Capital.

El primero de ellos, estipulado en el inciso a) del Art. 12.7, consistente en tomar el costo histórico de los bienes ajustado por índices que reflejen la variación de costos, neto de bajas y depreciaciones (en adelante llamado "Costo Contable Ajustado"), y el segundo de ellos, previsto en el inciso b) del mismo Art. 12.7, consistente en tomar el valor actual de los bienes de capital, teniendo en cuenta su estado de conservación (en adelante llamado "Valor Técnico Residual" o VTR).

Se presentó así la necesidad de determinar el método que correspondía adoptar para la valuación de la Base de Capital, **de manera que se cumpla a través de su aplicación, con el principio básico de alentar las inversiones establecido en el Acta Acuerdo y en el Marco Regulatorio.**

En este sentido, el Marco Regulatorio prevé dentro de su política general de regulación de la distribución de gas natural, en el Art. 2 b) de la Ley 24.076, la de "promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar las inversiones para asegurar el suministro a largo plazo"

En igual sentido, el Art. 41 de la Ley 24.076 dispone que las tarifas deben ser ajustadas por factores destinados a estimular la eficiencia, y "al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones"

Complementan las disposiciones anteriores, los Arts. 78 y 79 de la Ley 24.076, en que se contempla la importancia de las inversiones para valuar la base de capital y garantizar un sistema en "plena operación y con la incorporación de los adelantos tecnológicos".

Asimismo, el Decreto 1738/92 (reglamentario de la Ley 24.076) establece en su Art. 2 inc. 3) el "interés general de alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable" y el inc. 5) dispone que "a fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: ... Disposiciones que alienten las inversiones para incrementar la capacidad del sistema..."

Finalmente, y en la misma dirección, el Acta Acuerdo, en el Artículo 12.7 precedentemente transcrito, menciona en su párrafo cuarto *in fine*, que la valuación deberá efectuarse teniendo en cuenta el interés general de alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable.

De las disposiciones precedentemente transcritas, vemos que el Marco Regulatorio contiene un claro principio rector consistente en alentar las inversiones de manera tal de asegurar el abastecimiento energético a largo plazo, la plena operación del sistema y la incorporación de adelantos tecnológicos que eviten su obsolescencia.

Por su parte, el Acta Acuerdo menciona estos dos métodos de valuación, indicando que el criterio seleccionado **deberá tener en cuenta el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones.**

Bajo este principio, resulta fundamental entonces que el valor de la Base de Capital permita un cálculo tarifario consistente con la sustentabilidad del servicio, alentando las inversiones y generando los incentivos necesarios a tales fines.

En este sentido, en nuestro primer Informe “Antecedentes y Estructura de la Empresa” acompañamos como anexos, distintos informes técnicos sobre metodologías de determinación de la Base de Capital, requeridos a especialistas en la materia:

- i) *Revisión Tarifaria Integral 2016. Tratamiento de la Base Tarifaria, elaborado por el Ing. Raúl Bertero;*
- ii) *Informe Técnico sobre Metodologías de Determinación de la Base de Activos Regulatoria”, elaborado por la consultora Quantum; e*
- iii) *Informe sobre la Valuación de la Base de Capital elaborado por DBSV;*

los cuales, luego de un extenso análisis, concluyen de manera fundada que el método de “VTR” para valorar la base de capital es el que permite alcanzar un nivel tarifario que incentiva la realización de inversiones por parte de las Licenciatarias, cumpliendo de esta manera con lo previsto, tanto por el Acta Acuerdo como por el Marco Regulatorio.

Sin perjuicio de la lectura de los informes técnicos mencionados, podemos señalar someramente aquí algunas de las principales características de uno y otro método y la compatibilidad de los mismos con el principio básico de alentar las inversiones.

Previo a ello, cabe resaltar que la determinación de la Base de Capital implica la valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio público, donde se debe considerar la existencia de activos especializados que constituyen costos hundidos para las Licenciatarias, toda vez que una vez realizada la inversión, relocalizar la misma implica una pérdida significativa de capital. Esta particularidad podría incentivar a los reguladores a subvaluar la Base de Capital, de modo que las tarifas no permitirían cubrir los costos hundidos derivados de los activos especializados, lo cual alentaría la subinversión por parte de las Licenciatarias.

Aclarado lo anterior y entrando al método de “Costo Contable Ajustado”, podemos señalar:

- **Objetivo:** busca mantener en el tiempo el valor de la inversión, independientemente de las variaciones tecnológicas que se hayan producido.
- **Metodología:** implica determinar el valor del activo regulado según el costo registrado (contablemente) al inicio de las operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas con posterioridad, descontando el monto correspondiente a depreciaciones. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada al momento de la revisión según la evolución del índice de precios.
- **Inconvenientes:**
 - o Si se utilizaran índices oficiales locales para ajustar la Base de Capital, éstos no son confiables ni representativos de las variaciones reales de los precios. El propio Poder Ejecutivo Nacional,

a través del Dec. PEN 55/2016, declaró en “estado de emergencia administrativa” al Sistema Estadístico Nacional y a su órgano rector, el INDEC. Asimismo, este último hizo reservas de la validez de las mismas, y puso en evidencia la falta de aplicación de los principios básicos de transparencia, profesionalismo, independencia y objetividad, en la elaboración de las estadísticas de la Argentina en la última década.

- Este hecho no permite cumplir con el objetivo de este método de mantener en el tiempo el valor real de los activos y de la inversión.
- Producto de lo expuesto, los valores residuales contables se encuentran subvaluados, no reflejando el valor actual de los bienes, su estado de mantenimiento ni su vida útil, razón por la cual la tarifa resultante no permitiría cubrir los costos hundidos, generándose así el efecto opuesto a la inversión es decir, alentando la subinversión.
- Además, en contextos de inflación, el costo contable ajustado no asegura a las licenciatarias los recursos necesarios para reemplazar los activos que deben reponerse para prestar el servicio.
- Por otro lado, asumiendo que los índices de ajuste fueran representativos de las variaciones de costos, este método mantendría el valor de la inversión, pero no la capacidad de la licenciataria para reponer la infraestructura. Por lo tanto, las tarifas dejarían de reflejar los verdaderos costos económicos de la prestación del servicio, limitando la posibilidad de reposición de la infraestructura y la expansión del sistema.

Por su parte, con respecto del método de “VTR o Valor Técnico Residual”, podemos señalar:

- Representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio público, en función a su capacidad productiva en las condiciones de uso y desgaste actual, independientemente que se trate o no de bienes especializados.
- Es decir, refleja el precio de mercado de los activos considerando su grado de uso y desgaste actual.
- Ventajas:
 - Al utilizar precios de mercado, el método no se ve afectado por el inconveniente de representatividad de los índices señalados anteriormente.
 - Incluye los activos especializados en su base de activos a sus valores actuales, eliminándose de esta forma el riesgo de subvaluación de la Base de Capital, que trae aparejada la subinversión por parte de las Licenciatarias.
 - Al considerar la base de capital como un activo físico, se busca mantener en el tiempo la capacidad de producción de dichos activos.
 - Permite ajustar la Base de Capital teniendo en cuenta la obsolescencia técnica de los bienes, en consonancia con las previsiones de los Arts. 78 y 79 de la Ley 24.076 ya citados precedentemente.
 - Permite que las tarifas reflejen los verdaderos costos económicos de la prestación del servicio.
 - Producto de todo lo anterior, este método de valuación de la Base de Capital provee los instrumentos necesarios para que la tarifa permita incentivar las inversiones necesarias para mejorar la infraestructura del sistema de transporte y distribución de gas natural.

En virtud de las consideraciones expuestas, y teniendo en cuenta el principio rector de alentar las inversiones, resulta recomendable utilizar el método de valuación de la Base de Capital denominado “VTR” que toma en cuenta el valor actual de los bienes, considerando su estado de conservación, procura generar recursos necesarios para mantener una adecuada renovación de los activos durante el periodo de vigencia de las tarifas, asegurando así la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio a mediano y largo plazo.

En este sentido, el criterio de valuación de la Base de Capital debe necesariamente tener en cuenta que la tarifa resultante no solo permita obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable sino también cumplir específicamente con el objetivo de alentar las inversiones que deben realizarse.

Los Consultores LEZA, ESCRIBANA Y ASOCIADOS S.A. y PKF Audisur el 22/11/2016 han remitido un informe, mediante el cual presentan el Valor Actualizado de la Base de Capital Contable, elaborado de acuerdo con una propuesta de índices oficiales emitidos por organismos de la República Argentina y considerando la composición de costos de cada rubro del activo (se exhibe a continuación). Con respecto a la Valuación Técnica de los Activos, los Consultores aún se encuentran trabajando en la misma y la incluirán en un Informe Final que será remitido al ENARGAS a los efectos de que establezca definitivamente el criterio de valuación de la Base de Capital.

En el siguiente informe se pueden observar los cuadros de la Base Tarifaria ajustada al 31 de agosto del 2016.



Nota LEA VAL 039 – 16 – NT - 006
Buenos Aires, 22 de Noviembre de 2016

Sres. LITORAL GAS S.A.
Mitre 621, Rosario, Pcia. de Santa Fé
At: Gerente de Administración y Finanzas
Sr. Daniel Molinari

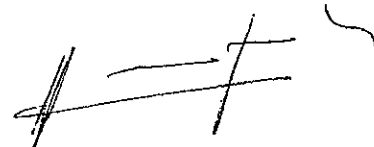
REF: Resolución ENARGAS Nro 3885 del
07/07/2016 – RTI-BCA.
Nota Ministerio de Energía y Minería – NO-
2016-03240081-APN-MEM.

De mi consideración

Me dirijo a Uds. en relación con la nota emitida por el Ministerio de Energía y Minería, donde se establece el uso de índices oficiales y nacionales para la actualización de la Base Tarifaria de las distribuidoras de gas natural correspondiente al servicio de Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público de distribución de gas, en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral.

Habiendo realizado modificaciones en los indicadores para cumplimentar lo establecido por el Ministerio de Energía y Minería en la nota NO-2016-03240081-APN-MEM remitida por Litoral Gas, les hacemos llegar, en carácter provisorio, los cuadros de la Base Tarifaria Ajustada al 31 de Agosto de 2016, adjuntos a la presente nota como Anexo I.

Sin más, saludo atentamente



Andrés Artopoulos
D.N.I. 17.446.691
Apoderado

LEZA ESCRINA Y ASOCIADOS S.A.

LICENCIATARIA: LITORAL GAS S.A.
 BASE DE CAPITAL - VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES COMPUTABLES
 RESUMEN

CONCEPTO	Inversiones "Inicio"	Inversiones "año 1993"	Inversiones "año 1994"	Inversiones "año 1995"	Inversiones "año 1995"	Inversiones "año 1995"	Inversiones "año 1997"	Inversiones "año 1998"	Inversiones "año 1999"	Inversiones "año 2000"	Inversiones "año 2001"	Inversiones "año 2002"
Monto de la Inversión - Valor de Origen	148.982	9.078	15.872	13.692	12.428	16.053	16.180	20.997	8.866	12.273	4.745	
Menos:												
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	580	-	-	-	61	60	27	34	32	38	-	-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	148.359	9.078	15.872	13.692	12.367	15.993	16.153	20.963	8.834	12.236	4.745	
Menos:												
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	485	1.554	251	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Propias	(4)	3.755	1.498	651	407	71	66	45	17	173	0	0
Ajuste valuación otras Inversiones	-	829	1.787	87	219	662	4.051	(4.627)	339	1.878	(1.758)	
Inversión Computable - Valor de Origen	146.383	4.494	12.587	12.954	11.741	15.240	11.552	23.991	8.228	10.184	6.504	
Menos:												
Bajas por Desafectaciones y Retiros	4.965	1.191	702	416	1.019	731	479	1.616	1.082	543	564	
Inversión Computable Neta de Bajas	143.398	3.303	11.885	12.538	10.722	14.509	11.073	22.375	7.146	9.641	5.940	
Menos:												
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15	78.469	2.709	7.703	7.026	5.775	7.815	5.483	10.672	4.234	5.255	2.576	
VR BASE TARIFARIA al 31-12-15	64.929	594	4.182	5.512	4.947	6.694	5.590	11.703	2.911	4.386	3.364	
Menos:												
Coefficiente de Actualización al 31-12-15 (1)	34,44	33,92	31,18	30,67	30,90	30,57	30,34	30,09	29,04	29,51	23,20	
VR BASE TARIFARIA al 31-12-15 Actualizada al 31-08-2016	2.235.924	20.156	130.403	169.063	152.945	204.618	169.566	352.102	84.560	129.454	78.042	

Ing. Andrés Artopoulos
 Apoderado
 LEZA, ESCRIBANA Y ASOCIADOS S.A.

(1) En Cuadro Resumen se indicará el coeficiente promedio ponderado de la totalidad de los rubros incluidos.

ANEXO I

Inversiones "año 2003"	Inversiones "año 2004"	Inversiones "año 2005"	Inversiones "año 2006"	Inversiones "año 2007"	Inversiones "año 2008"	Inversiones "año 2009"	Inversiones "año 2010"	Inversiones "año 2011"	Inversiones "año 2012"	Inversiones "año 2013"	Inversiones "año 2014"	Inversiones 2015	TOTAL
7.648	9.015	10.164	10.732	16.141	20.602	13.780	12.025	13.513	16.088	17.145	29.523	36.241	491.764
-	-	71	-	-	86	-	-	-	-	-	-	456	1.445
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24
7.648	9.015	10.093	10.732	16.141	20.516	13.780	12.025	13.513	16.088	17.145	29.523	35.784	490.296
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.290
(36)	89	14	272	67	83	(399)	(205)	-	305	17	47	3	6.936
802	563	528	(324)	5.588	8.321	(9.513)	326	1.561	1.401	(1.526)	6.870	6.714	24.838
6.882	8.342	9.550	10.784	10.486	12.112	23.693	11.904	11.932	14.382	18.655	22.606	29.068	456.231
725	663	665	705	1.591	630	187	475	90	1	-	6	-	19.046
6.157	7.679	8.886	10.079	8.894	11.482	23.505	11.429	11.841	14.381	18.655	22.600	29.068	437.185
2.922	3.749	4.240	4.808	3.936	4.888	7.199	4.580	3.755	3.182	2.894	2.757	1.276	187.903
3.235	3.930	4.646	5.272	4.959	6.594	16.307	6.849	8.086	11.199	15.760	19.843	27.792	249.282
16,79	12,07	10,06	7,94	6,81	5,66	5,12	4,17	3,61	3,03	2,43	1,69	1,36	
54.323	47.444	46.755	41.831	33.766	37.352	83.425	28.545	29.191	33.976	38.285	33.591	37.722	4.272.958

Ing. Andrés Artopoulos
 Apoderado
 LEZA, ESCRIBANA Y ASOCIADOS S.A.

En el cuadro de evolución de la Base de Capital antes expuesto es posible visualizar como las inversiones realizadas hasta el año 2002 fueron superiores a las de los años posteriores, y estas permitieron continuar incorporando clientes hasta el año 2010. El congelamiento tarifario impuesto a partir de la crisis económica del año 2001 y la Ley de Emergencia Económica, y la alteración del Marco Regulatorio que conllevó la falta de realización de tres Revisiones Tarifarias Quinquenales que debieron haberse realizado, explicado en detalle en nuestro informe anterior denominado “Antecedentes y Estructura de la Empresa”, sólo permitió realizar las inversiones necesarias para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema de distribución, pero impidió avanzar con el crecimiento de la capacidad del sistema por el desfinanciamiento del esquema regulatorio.

Al valor determinado por los Consultores al 31 de agosto de 2016, se le incorporaron las altas del año 2016 y se le detrajeron las bajas y depreciaciones correspondientes, determinándose finalmente un valor al día 31 de diciembre de 2016 que, detallado por tipo de activo, es el siguiente:

Rubro Regulatorio	Activos Neto Regulatorio (en MM\$ARG)
Terrenos	5.4
Edificios y construcciones civiles	66.8
Instalaciones de edificios	6.7
Gasoductos	1,440.1
Ramales de alta presión	655.1
Conductos y redes de media y baja acero	1,134.8
Conductos y redes de media y baja polietileno	737.4
Otras plantas industriales	5.7
Estaciones de regulación y/o medición	89.6
Instalaciones de Medicion de Consumo CL Grandes - Medidor	9.6
Instalaciones de Medicion de Consumo CL Pequeños - Medidor	150.9
Otras instalaciones técnicas	12.0
Herramientas	10.9
Sistemas informáticos	8.7
Equipos de telecomunicaciones	5.8
Sistema SCADA	0.3
Vehículos livianos	13.4
Muebles y útiles	0.1
TOTAL	4,353.2

Tabla 3.2-1. Base de Activos Neta

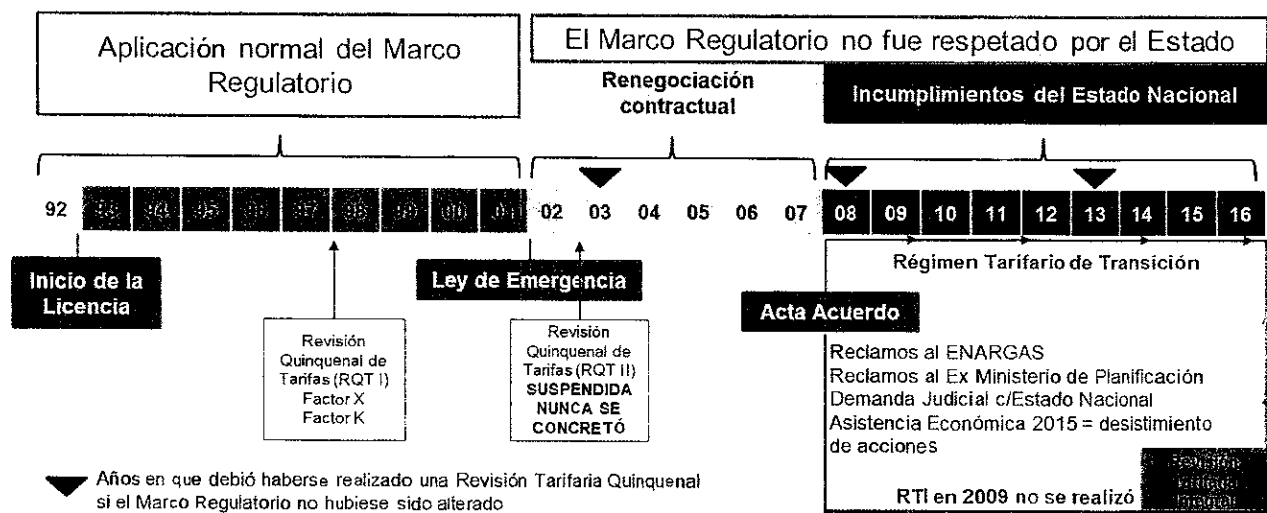
3.2.1.2. Inversiones 2017 - 2021

En primer lugar resulta indispensable señalar que durante los últimos quince años, Litoral Gas, a pesar del congelamiento tarifario que impuso la Ley de Emergencia Económica en el año 2002 y las reiteradas demoras e incumplimientos del Estado Nacional con referencia a la renegociación del contrato de Licencia y el otorgamiento de los incrementos tarifarios acordados en el Acta Acuerdo y Acuerdo Transitorio, temas que han sido desarrollados *in extenso* en nuestro Informe denominado “Antecedentes y Estructura de la

Empresa”, ha ejecutado inversiones para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema de distribución en los estándares requeridos por la normativa aplicable.

Asimismo, las circunstancias señaladas en el párrafo anterior, conjuntamente con la falta de realización de las Revisiones Quinquenales que debieron haberse realizado en los años 2003, 2008 y 2014 si el marco regulatorio no hubiese sido alterado (ver cuadro inserto a continuación), impidieron avanzar con obras que requería el sistema para sustentar el crecimiento de la demanda y evitar la saturación de determinadas zonas de nuestra área de prestación de servicio.

APLICACIÓN DEL MARCO REGULATORIO



Por lo tanto, recuperar un atraso acumulado durante **quince años** respecto de obras de ampliación necesarias para atender el crecimiento de la demanda y la incorporación de nuevos clientes, insumirá más de un quinquenio.

Por su tratamiento y forma de modelado, las inversiones propuestas se clasifican, según lo requerido por el ENARGAS, de acuerdo a su tipo en los siguientes grandes grupos:

- Inversiones Operativas y de Mantenimiento
- Proyectos de Ampliación del Sistema en zonas ya abastecidas, para sostener el crecimiento de clientes dentro del quinquenio 2017-2021
- Proyectos de Ampliación del Sistema en zonas no abastecidas, para incorporación de nuevas localidades y clientes

En el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral, Litoral Gas incluirá en el Plan de Inversiones, contemplado dentro de la propuesta tarifaria, la totalidad de las inversiones del grupo "Inversiones Operativas y de Mantenimiento" y un porcentaje de los "Proyectos de Ampliación del Sistema en zonas ya abastecidas".

Para la ejecución completa de la inversiones previstas como "Proyectos de Ampliación del Sistema en zonas ya abastecidas" y parcialmente las inversiones incluidas como "Proyectos de Ampliación del Sistema en

zonas no abastecidas” Litoral Gas propone que se considere un ajuste no recurrente de tarifa s/Artículo 46, Ley 24076, con destino específico para inversiones, a incluir en las facturas de gas, con asignación específica a la realización de dichos proyectos, bajo total supervisión y control del ENARGAS.

Inversiones Operativas y de Mantenimiento

Son las inversiones necesarias para mantener en operatividad el sistema de distribución, garantizando la seguridad y confiabilidad del mismo, y su adecuación a los avances tecnológicos.

Durante el ejercicio 2015 se continuó con un programa de obras relacionado con la seguridad y confiabilidad del sistema de distribución. Entre las más destacadas podemos mencionar:

- el reemplazo de un tramo de gasoducto de 25 bar de presión en Rosario por poca tapada en el cruce de la Avenida Circunvalación y Bv. Argentino,
- el corrimiento de un gasoducto de 15 bar de presión, bajo propiedad, en Sorrento y Cullen, en Rosario,
- reemplazo de las válvulas reguladoras de la ERP 15/1,5 bar de Álvarez Condarco y Azcuénaga por unas de mayor tamaño,
- ampliación de uno de los filtros en la ERP 25/1,5 bar de Venezuela y Bv. Argentino en Rosario,
- ampliación de la cañería de salida del puente de regulación de la ERP Rufino,
- instalación de un nuevo separador de polvo y líquido de mayor tamaño en la ERP 60/10 bar de Pergamino,
- ampliación de los puentes de medición en las ERP 60/25/1.5 bar de Sauce Viejo y San Jorge,
- la renovación del ramal de regulación de reserva en la ERP Serodino,
- el reemplazo y la remoción de una red de media presión en calle Mitre en General Lagos,
- la construcción de una nueva estación de odorización en la cabecera del gasoducto a Serodino,
- la construcción de dos cámaras reguladoras portátiles,
- el cambio de jaulas en las válvulas reguladoras de la ERP 60/10 bar de Las Parejas y la renovación de las cañerías aguas abajo del puente de regulación, con la instalación de una nueva válvula de alivio al 100%.

A pesar del atraso tarifario, a lo largo del año 2015 se incorporaron 109 Km. de cañerías. El sistema de distribución de Litoral Gas alcanzó así un total de 12.129 Km. al 31 de diciembre de 2015, registrando un incremento del 142 % desde el inicio de su actividad.

En el año 2016, además de las inversiones operativas, se encuentran en ejecución obras de expansión localizadas en las ciudades de Pergamino, San Nicolás y Cañada de Gómez, que integran el Plan de Inversiones por un total de \$ 113,5 millones.

Para el próximo quinquenio, el Plan de Inversiones Operativas y de Mantenimiento asciende a un total de 454,8 millones de pesos y comprende:

- Inversiones u obras de mejora de las instalaciones, edificios y mobiliario.
- Modernización de tecnología (Software y hardware) y mejoras en las comunicaciones
- Obras de mejoras en la seguridad y calidad de prestación del servicio
- Incorporación de nuevos vehículos y paulatina mejora del promedio de antigüedad de la flota, que se ha deteriorado sensiblemente durante los últimos años

A continuación se presentan los valores de las inversiones previstas para todo el quinquenio 2017-2021:

Código de inversión	Fecha de inicio	Monto Total del Proyecto (MM\$ARG a 31/12/2016)
Flota operativa	1/4/2017	27.68
Compra / Reemplazo equipo y herramientas	1/5/2017	13.41
Compra / Reemplazo Sistema Scada y de comunicaciones	1/4/2017	2.38
Planta Operativa / Edificios	1/4/2017	7.33
Sistema de medición Industrial	1/4/2017	2.76
Renovación / Ampliación sistema sistema de odorización	1/8/2017	11.90
Renovación / Ampliación sistema de protección anticorrosiva	1/5/2017	24.25
Intervenciones por seguridad y confiabilidad de suministro en Redes y Servicios	1/4/2017	34.36
Intervenciones por seguridad y confiabilidad de suministro en Gasoductos	1/7/2017	42.76
Intervenciones por seguridad y confiabilidad de suministro en ERP	1/6/2017	25.04
Sistemas de información + Presupuestario + Estructura de Costos	1/4/2017	72.36
Compra de Medidores Nuevos	1/4/2017	64.26
Compra de Vehiculos Nuevos y Reemplazos	1/4/2017	11.69
Aporte a Obras de Terceros Grandes Usuarios	1/4/2017	10.92
Reemplazo Equipos Climatización en Oficinas	1/4/2017	0.34
Instalación Estanterías Móviles para Archivo + Reposición del mobiliario de las oficinas administrativas	1/4/2017	0.45
Compra de Vehiculos Nuevos Bases Operativas GNEA y GAF	1/4/2017	1.06
Equipos para medición estudio factor de carga	1/11/2017	0.94
Gasoducto de abastecimiento de gas natural a la localidad de Wheelwright para reemplazar el abastecimiento con GLP de la misma, por razones de seguridad y capacidad	1/4/2017	90.53
Mejoras Edilicias Requeridas - Edificio Central Mitre	1/6/2017	10.43
	TOTAL	454.8

Tabla 3.2-2. Valores de Inversiones previstas

Inversiones en ampliación del sistema en zonas ya abastecidas:

En este grupo de inversiones se incluyen todos aquellos proyectos de obras que permitirán sustentar el crecimiento de clientes dentro del próximo quinquenio 2017-2021 en aquellas zonas que al día de hoy ya cuentan con redes de distribución y abastecimiento de gas natural.



LEONARDO CARRERO
APODERADO

Se detallan a continuación la totalidad de proyectos contemplados para el quinquenio 2017-2021 y la cantidad de clientes potenciales que podrán conectarse al servicio de gas y se beneficiarán con dichas obras:

Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Inversión Total al 31/12/2016 (MM\$ARG)	CANTIDAD BENEFICIARIOS POTENCIALES OBRAS CLIENTES R
Expansión sistema MP Baradero	Se prevé la construcción de: a) una (1) nueva ERP 10/1,5 bar en la localidad de Baradero; b) ramal de alimentación a la nueva ERP; c) interconexiones en MP	Baradero - Provincia de Buenos Aires	\$ 9	2.000
Expansión - Sistema de AP de Rosario y zona metropolitana - Culminación loop en Ø20" y traslado de la regulación en 25 bar a la cabecera de cámara Norte	Se prevé la instalación de aprox. 500 m de gasoducto en Ø4", 4,900 m de gasoducto en Ø20" para finalizar el loop del gasoducto a Cámara Norte y el traslado de la Estación Reguladora de Presión 40/25 bar operada por TGN a la cabecera del gasoducto. Esto permitirá aumentar la capacidad de inyección del sistema "Cámara Norte" y disminuir a 25 bar la presión de operación de los tendidos que ingresan en zonas pobladas.-	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	\$ 106	9.270
Expansión - Nueva inyección al sistema de AP de Rosario y zona Metropolitana - ETAPA 1	Se prevé la construcción de un nuevo punto de inyección al sistema de alta presión de 25 Bar de Rosario y Área Metropolitana. En la ETAPA 1 se prevé la construcción de: a) una (1) ESM&R&O 70/25 bar; b) un gasoducto en 25 Bar de aprox. 13,120 m en diámetro 16" desde Gdlo TGN hasta derivación a Roldán	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	\$ 202	35.959
Expansión - Nueva inyección al sistema de AP de Rosario y zona Metropolitana - ETAPA 2	En la ETAPA 2 se prevé la construcción de un gasoducto en 25 Bar de aprox. 8,640 m en diámetro 16" desde derivación a Roldán hasta derivación a Funes; b) un gasoducto en 25 bar de aprox. 3,820 m en diámetro 8" hasta una nueva ERP 25/15/1,5 bar en Funes; y c) un gasoducto en 15 bar de aprox. 2,040 m en diámetro 8" desde la nueva ERP 25/15/1,5 bar hasta el sistema de AP existente de la localidad de Funes	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	\$ 171	
Expansión - Sistema Gasoducto Regional Oeste	Para ampliar la capacidad de distribución del sistema del Gasoducto Regional Oeste (Las Parejas-María Juana) en aprox. 2,280 m ³ /h se prevé la construcción de: a) gasoducto de aprox 6,200 m en 40 Bar, diámetro 10" desde el Gasoducto Norte de TGN hasta la localidad de Las Parejas; b) una ESM&R&O 60/40 Bar en la cabecera. El gasoducto se podría evitar con una presión garantizada en la cabecera por TGN de 32 bar en lugar de los actuales 30 Bar.	Cercanías de la localidad de Las Parejas, Provincia de Santa Fe	\$ 73	2.230
Expansión - Sistema Gasoducto Regional Rojo-Rojas	Para ampliar la capacidad de distribución del sistema del Gasoducto Regional Rojo-Rojas en aprox. 5,700 m ³ /h se prevé la construcción de a) gasoducto de aproximadamente 17,446 m en 40 Bar, diámetro 12" desde los gasoductos Troncal y Paralelo de TGN hasta la localidad de Acevedo y aproximadamente 12,000 m en 40 bar, diámetro 10" desde Pergamino a la Derivación Colón; b) modificación de la ESM de TGN; c) modificación de la ELP 60/40 Bar. El gasoducto se podría evitar con una presión garantizada en la cabecera por TGN de 32,5 bar en lugar de los actuales 30 Bar	Provincia de Buenos Aires	\$ 304	6.600
Expansión Gasoducto Regional Sur	Para ampliar la capacidad de distribución del sistema Gasoducto Regional Sur en aprox. 11,000 m ³ /h se prevé la construcción de a) gasoducto de aproximadamente 44,000 m en 40 Bar, diámetro 10" como Loop del Gasoducto Regional Sur existente y aproximadamente 5,860 m en 40 bar, diámetro 4" como Loop del Gasoducto Carmen - Teodelina; b) instalación de válvulas de línea. La ejecución de esta obra no será requerida en caso de ejecutarse el proyecto Expansión "Gasoducto Regional Suroeste".	Sur de la Provincia de Santa Fe	\$ 414	7.900
Expansión - Ampliación sistema distribución en MP - Rufino	Se prevé el tendido de redes para la ampliación del sistema de distribución en MP de la localidad de Rufino, Provincia de Santa Fe.	Rufino, Provincia de Santa Fe	\$ 9	1.000
Total			\$ 1.289	64.969

Tabla 3.2-3. Inversiones de ampliaciones en zonas ya abastecidas

El **50% del total de inversiones del quinquenio 2017-2021** incluidas en el cuadro anterior, es decir la suma de **644,5 millones de pesos (a dic-16)** podrán ser ejecutados por Litoral Gas con el correspondiente aporte del financiamiento requerido, si se acepta la presente propuesta tarifaria en todos sus conceptos.

Para el **50% restante de inversiones del quinquenio correspondientes a Proyectos de Ampliación del Sistema en zonas ya abastecidas que suman aproximadamente 650 millones de pesos (a dic-16)**, Litoral Gas propone que se considere un ajuste no recurrente de tarifa s/Artículo 46, Ley 24076 por un valor promedio de **\$ 19 mensuales por usuario** más impuestos con destino específico para inversiones. Dicho concepto se podría exponer en línea separada en las facturas de gas de los usuarios Residenciales, Servicio General P y usuarios de dichas categorías tarifarias existentes en los sistemas de Subdistribución dentro del área de prestación del servicio de Litoral Gas. La aplicación de los fondos será sometida a control y supervisión permanente del ENARGAS, garantizando de esta forma el destino y la trazabilidad de los mismos.

A través de este mecanismo propuesto, será factible en el transcurso del quinquenio 2017-2021 poder atender el crecimiento de la futura demanda de conexiones de clientes que se produzca durante el mismo en las zonas que hoy ya cuentan con redes de distribución.

Inversiones en ampliación del sistema en zonas no abastecidas:

Estas inversiones no están contempladas en la tarifa propuesta para el próximo quinquenio debido a que la inclusión de las mismas llevaría la tarifa a un nivel muy alto, haciéndose improbable su aplicación.

Estas inversiones correspondientes a obras para atender la expansión del sistema a localidades no abastecidas con gas natural deberían haberse planificado durante las tres revisiones tarifarias que no se realizaron por la alteración del Marco Regulatorio a partir de la Ley de Emergencia Económica (2002), y los incumplimientos posteriores del ESTADO NACIONAL, contemplándose que demandará más de un quinquenio normalizar esta situación

Independientemente de lo señalado, y previendo que sea aprobada por el ENARGAS la propuesta de Litoral Gas de implementación de un ajuste no recurrente de tarifa, se podría incrementar sustancialmente las inversiones variando su importe. Así, se podría contemplar la ejecución al menos parcial del Plan de Obras incluido en este grupo de inversiones si el valor de **\$ 19 se llevara a \$ 40 por mes**. Bajo estas consideraciones, se podría planificar la ejecución de obras de expansión del sistema de distribución por un **total aproximado de 710 millones de pesos en el quinquenio 2017-2021**, como por ejemplo realizar aportes al Proyecto del Gasoducto Regional Centro II – Etapa 1 para posibilitar su ejecución.

A continuación detallamos el listado de las obras requeridas, las cuales se muestran ordenadas preliminarmente en función al Costo de Obra p/Cliente:



Descripción	Denominación del Proyecto
<p>Nuevo Gasoducto Regional GNEA-Rafaela-Sunchales e intervención en los sistemas de AP en 10 Bar de Rafaela y Sunchales. Deriva del gasoducto GNEA en las cercanías de la localidad de Recreo; y se prevé la construcción de: a) un nuevo gasoducto regional de aprox. 72,000 m en diám. 12" y 47.100 m en diám 10"; b) una (1) ESM, c) una (1) ERP 90/40 Bar; d) nuevos city gates 40/10 Bar y nuevas ERP 10/1,5 Bar en las localidades de Rafaela y Sunchales; e) ramales de alimentación en 10 bar para las nuevas ERPs 10/1,5 Bar; f) renovación de los city-gates existentes en Rafaela y Sunchales; g) renovación ERPs 10/1,5 Bar en ambas localidades. Permitirá expandir la capacidad del Sistema Gasoducto Regional Centro (aprox. 36,190 m³/h) y con potencial para abastecer a nuevas localidades (aprox. 12,300 m³/h).</p>	Expansión - Gasoducto Regional Centro II - Etapa 1
<p>Deriva del Gasoducto Regional GNEA-Rafaela-Sunchales. Permitirá la expansión del sistema de distribución para dar suministro a las localidades de: Ataliva y Bella Italia. Se prevé: para Ataliva a) construcción de ramal en 40 Bar de aprox. 100 m, en diámetro 4" para alimentar un (1) nuevo city gate; b) un (1) city gate 40/10/1,5 Bar; c) primer etapa tendido red de distribución en MP; y para Bella Italia: d) construcción de ramal en 10 Bar de aprox. 100 m en diámetro 4" para alimentar nuevo ERP; e) una (1) ERP 10/1,5 Bar; f) primer etapa tendido red de MP.</p>	Expansión - Gasoducto Centro II - Etapa 3: Ataliva y Bella Italia
<p>Deriva del Gasoducto Regional GNEA-Rafaela-Sunchales. Se prevé: h) la intervención en el sistema de AP en 10 Bar de la localidad de Esperanza para ampliar su capacidad en aprox. 4,000 m³/h y el abastecimiento de gas natural a la localidad de Lehmann por un caudal aprox. 1,900 m³/h. Se prevé para Esperanza: a) construcción de ramal en 40 Bar de aprox. 100 m, en diámetro 8" para alimentar el city gate; b) ampliación del city gate de TGN 40/10 Bar; c) construcción de un gasoducto en 10 Bar y aprox. 3.000 m en 6"; y para Lehmann: d) ampliación city gate 40/10 Bar; e) construcción de ramal en 10 Bar de aprox. 100 m en diámetro 4" para alimentar nuevo ERP; f) una (1) ERP 10/1,5 Bar; g) primer etapa tendido red de MP.</p>	Expansión - Gasoducto Regional Centro II- Etapa 2: Esperanza y Lehmann
<p>En la ETAPA 3 se prevé la construcción de un gasoducto en 25 Bar de aprox. 6,800 m de diámetro 16 " desde la derivación a Funes hasta Rosario.</p>	Expansión - Nueva inyección al sistema de AP de Rosario y zona Metropolitana - ETAPA 3
<p>Deriva del Sistema de Alta Presión de San Nicolás. Permitirá abastecer de gas natural a la localidad de Villa General Savio. Se prevé la construcción de: a) la primera etapa de red en media presión en la localidad.</p>	Expansión- Sistema Alta Presión de San Nicolás

Se prevé la construcción de las redes de distribución en MP en las localidades abastecidas por el denominado "Gasoducto GNEA – Prioridad 1", de acuerdo a las previsiones realizadas por ENARSA para los distintos ramales de aproximación de esas localidades	Expansión- Redes Localidades Gdto. GNEA -Prioridad 1
Se prevé la construcción de las redes de distribución en MP en las localidades abastecidas por el denominado "Gasoducto GNEA – Prioridad 3", de acuerdo a las previsiones realizadas por ENARSA para los distintos ramales de aproximación de esas localidades	Expansión- Redes Localidades Gdto. GNEA -Prioridad 3
Se considera la ampliación del sistema de distribución de la localidad en aprox. 2,700 m ³ /h. Para ello se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 300 m en 60 Bar y diámetro 10" paralelo al gasoducto de Cámara Sur; b) un gasoducto de aprox. 8,125 m en diámetro 6" en 25 Bar; c) una (1) nueva ERP 25/1,5 Bar; d) interconexiones en MP.	Expansión- Sistema Alta Presión de Pueblo Esther
Se prevé la construcción de las redes de distribución en MP en las localidades abastecidas por el denominado "Gasoducto GNEA – Prioridad 2", de acuerdo a las previsiones realizadas por ENARSA para los distintos ramales de aproximación de esas localidades	Expansión- Redes Localidades Gdto. GNEA -Prioridad 2
Deriva del Proyecto de Expansión - "Nueva inyección al sistema de AP de Rosario y zona Metropolitana" Permitirá abastecer de gas natural a la localidad de Ibarlucea. Se prevé la construcción de: a) m aprox de gasoducto en 25 bar, diámetro 6" ; b) una (1) ERP 25/1,5 Bar; c) red en media presión en la localidad.	Expansión - Gasoducto Ibarlucea
A partir de la derivación de Villa Amelia sobre el Gasoducto Troncal/Paralelo de TGN (Pcia. de Santa Fe). Permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Villa Amelia y Coronel Domínguez. Se prevé la construcción de: a) 7,900 m aprox de gasoducto en 25 bar, diámetro 3" ; b) una (1) ERP 40/25/1,5 Bar; C) una (1) ERP 25/1,5 Bar; d) primer etapa de redes en media presión en las localidades.	Expansión - Gasoducto a Villa Amelia y Coronel Domínguez
Deriva del Gasoducto Regional GNEA-Rafaela-Sunchales. Permitirá la expansión del sistema de distribución para dar suministro a las localidades de: Pilar, Nuevo Torino y Felicia. Se prevé: a) la construcción de un gasoducto en 40 bar, de aprox 15,100 m en diámetro 6"; b) la construcción de un gasoducto en 40 bar, de aprox 7,200 m en diámetro 4"; c) tres (3) nuevos city gates 40/10/1,5 Bar; d) primer etapa tendido red de distribución en MP para cada una de las tres localidades.	Expansión - Gasoducto Regional Centro II - Etapa 4: Pilar, Nuevo Torino y Felicia



<p>Deriva del Gasoducto Centro Oeste de TGN en las cercanías de la localidad de Arteaga (Pcia. De Santa Fe) y se conecta al Gasoducto Regional Sur de Litoral Gas en la localidad de Venado Tuerto. Se prevé la construcción de: a) un nuevo gasoducto regional de aprox. 96,000 m, en 40 Bar y diámetro 12" (considerando la misma presión actual de 33 Bar garantizada por TGN en la cabecera del Gasoducto Regional Sur); b) una (1) ESM; c) una (1) ELP 70/40 Bar; d) una (1) ERP 40/25 Bar en Venado Tuerto; e) loop de aprox.14,000 m en diámetro 4" sobre gasoducto Carmen-Teodelina. Permitirá expandir la capacidad del Sistema Gasoducto Regional Sur (aprox. 17,300 m³/h) y con potencial para abastecer a nuevas localidades (aprox. 31,900 m³/h).</p>	<p>Expansión - Gasoducto Regional Suroeste</p>
<p>Deriva del Gasoducto Regional Suroeste y permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Los Quirquinchos, Berabevú, Chañar Ladeado, Cañada de Ucle, Godeken y Cafferata. Se prevé la construcción de: a) 35,000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 6"; b) 32,000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 4"; c) seis (6) ERP 40/15/1,5 Bar; d) primer etapa de redes en media presión en las localidades.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Ruta Prov. N° 93</p>
<p>Deriva del Gasoducto Aldao - Santa Fe de TGN en las cercanías de la localidad de Monje (Pcia. De Santa Fe). El potencial total de gasoducto es de aprox. 2,910 m³/h que contempla abastecer a las localidades de Monje y Díaz. Se prevé la construcción de: a) una (1) ESM; b) una (1) ERP&O 60/25 Bar; c) nuevo gasoducto de aprox. 13,000 m, en 25 Bar y diámetro 4" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del gasoducto); d) una (1) ERP 25/1,5 Bar para la localidad servida; e) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Se contempla el suministro a las localidades de: Monje y Díaz.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Monje - Díaz</p>
<p>Deriva del sistema de 60 Bar que alimenta las localidades de Arroyo Seco/Gral. Lagos y Fighiera (Pcia. de Santa Fe). Permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Albarello y Uranga. Se prevé la construcción de: a) 12,300 m aprox de gasoducto en 60 bar, diámetro 3" ; b) dos (2) ERP 60/15/1,5 Bar; c) primer etapa de red en media presión en la localidad de Albarello, y la sustitución del GLP por gas natural en la localidad de Uranga.</p>	<p>Expansión - Gasoducto a Albarello y Uranga</p>
<p>Deriva del Gasoducto de Alimentación a Villa Constitución. Permitirá abastecer de gas natural a la localidad de Theobald. Se prevé la construcción de: a) 50 m aprox de gasoducto en 25 bar, diámetro 2" ; b) una (1) ERP 25/1,5 Bar; c) primer etapa de red en media presión en la localidad.</p>	<p>Expansión- Sistema Alta Presión de Villa Constitución</p>

<p>Deriva del Gasoducto Norte de TGN en las cercanías de la localidad de Tortugas (Pcia. De Santa Fe). El potencial total de gasoducto es de aprox. 3,200 m³/h que contempla abastecer a las localidades de Tortugas y Montes de Oca. Se prevé la construcción de: a) una (1) ESM; b) una (1) ELP&O 60/25 Bar; c) nuevo gasoducto de aprox. 25,000 m, en 25 Bar y diámetro 4" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del gasoducto); d) dos (2) ERP 25/1,5 Bar para las localidades servidas; e) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Se contempla el suministro a las localidades de: Tortugas y Montes de Oca.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Tortugas - Montes de Oca</p>
<p>Deriva del Gasoducto Regional Sur y requiere la habilitación del Gasoducto Regional Suroeste. Permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Carreras, Labordeboy y Hughes. Se prevé la construcción de: a) 17,600 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 6" a partir del gasoducto que llega a la localidad de Melincué; b) 13,000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 4" para abastecer a la localidad de Hughes; c) 11,900 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 3" para abastecer a la localidad de Carreras; d) tres (3) ERP 40/15/1,5 Bar; e) primer etapa de redes en media presión en las localidades.</p>	<p>Expansión - Gasoducto a Carreras, Labordeboy y Hughes</p>
<p>Deriva de los Gasoducto Troncal y Paralelo de TGN en las cercanías de la localidad de Rueda (Pcia. De Santa Fe). El potencial total de gasoducto es de aprox. 10,500 m³/h que contempla siete localidades nuevas a abastecer. En esta Etapa 1 se prevé la construcción de: a) un nuevo gasoducto regional de aprox. 23,580 m, en 40 Bar y diámetro 6" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del Gasoducto Regional); b) una (1) ESM; c) una (1) ELP&D 60/40 Bar; d) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; e) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Rueda, Godoy y Sargento Cabral.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - Etapa 1</p>
<p>Es parte del Gasoducto Regional Rueda -Alcorta; y se ejecuta a continuación de la Etapa 1. En esta Etapa 2 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 20,100 m, en 40 Bar y diámetro 6 desde Sgto. Cabral hasta Santa Teresa; b) un gasoducto de aprox. 8,000 m, 40 Bar en 4" hasta Peyrano; c) dos (2) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; d) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Santa Teresa y Peyrano.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - Etapa 2</p>

<p>Es parte del Gasoducto Regional Rueda -Alcorta; y se ejecuta a continuación de la Etapa 2. En esta Etapa 3 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 19,300 m, en 40 Bar y diámetro 6 desde Santa Teresa hasta Máximo Paz; b) una (1) ERP 40/15/1,5 Bar para la localidad servida; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de la localidad servida. Esta Etapa contempla el suministro a la localidad de: Máximo Paz.</p>	Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - Etapa 3
<p>Es parte del Gasoducto Regional Rueda -Alcorta; y se ejecuta a continuación de la Etapa 3. En esta Etapa 4 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 14,400 m, en 40 Bar y diámetro 6 desde Máximo Paz hasta Alcorta; b) una (1) ERP 40/15/1,5 Bar para la localidad servida; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de la localidad servida. Esta Etapa contempla el suministro a la localidad de: Alcorta</p>	Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - Etapa 4
<p>Deriva del Gasoducto que llega a la localidad de Acebal (Pcia. de Santa Fe). Permitirá abastecer de gas natural en una primera etapa a las localidades de: Arminda, Fuentes y Villa Mugueta. Se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aproximadamente 8,500 m en 32 bar, diámetro 6" a partir del gasoducto que llega a la localidad de Acebal; b) un gasoducto de aproximadamente 34,800 m en 32 bar; b) tres (3) ERP 32/15/1,5 Bar; c) primer etapa de redes en media presión en las localidades.</p>	Expansión - Gasoducto a Arminda, Fuentes, Villa Mugueta y Pavón Arriba Etapa 1
<p>Deriva del Gasoducto que llega a la localidad de Acebal (Pcia. de Santa Fe). Se ejecuta a partir de la ejecución de la Etapa 1. Esta Etapa 2 permitirá abastecer de gas natural a Pavón Arriba. Se prevé la construcción de: a) 7,200 m aprox de gasoducto en 32 bar, diámetro 6" a partir del gasoducto que llega a la localidad de Acebal; b) una (1) ERP 32/15/1,5 Bar; c) primer etapa de la red en media presión en la localidad.</p>	Expansión - Gasoducto a Arminda, Fuentes, Villa Mugueta y Pavón Arriba Etapa 2
<p>Deriva del Gasoducto Regional Suroeste en cercanías de la localidad de Venado Tuerto; y permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Rufino, San Eduardo, Sancti Spíritu, Amenábar, Lazzarino; con potencial para abastecer otras localidades de la zona. Se prevé la construcción de: a) 17,200 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 12"; b) 88,500 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 10"; c) cinco (5) ERP 40/15/1,5 Bar; d) interconexiones en MP en Rufino y primer etapa de redes en media presión en las nuevas localidades abastecidas.</p>	Expansión - Gasoducto a Rufino - Etapa 1

<p>Deriva del Gasoducto a Rufino y permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Maggiolo, María Teresa, Christophersen, San Gregorio, Diego de Alvear y Aarón Castellanos. Se prevé la construcción de: a) 29,700 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 8"; b) 54,800 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 6"; c) 43,000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 4"; d) seis (6) ERP 40/15/1,5 Bar; e) primer etapa de redes en media presión en las nuevas localidades abastecidas.</p>	<p>Expansión - Gasoducto a Rufino - Etapa 2</p>
<p>Deriva del Gasoducto Aldao-Santa Fe de TGN en las cercanías de la localidad de Luis Palacios (Pcia. De Santa Fe) y se conecta al Gasoducto Regional Oeste de Litoral Gas en las cercanías de la localidad de San Jorge. El potencial total de gasoducto es de aprox. 27,800 m³/h que contempla once localidades nuevas a abastecer y la expansión del Gasoducto Regional Oeste en aprox. 5,700 m³/h. En esta Etapa 1 se prevé la construcción de: a) un nuevo gasoducto regional de aprox. 23,800 m, en 40 Bar y diámetro 10" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del Gasoducto Regional) y un gasoducto de aprox 2,500 m, en 40 Bar y diámetro 3"; b) una (1) ESM; c) una (1) ELP&O 60/40 Bar; d) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; e) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Luis Palacios, Lucio V. López y Salto Grande.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 1</p>
<p>Es parte del Gasoducto Regional Oeste II y se ejecuta a continuación de la Etapa 1. En esta Etapa 2 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 50,900 m, en 40 Bar y diámetro 10", continuación del gasoducto regional; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Totoras, Clason, San Genaro.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 2</p>
<p>Es parte del Gasoducto Regional Oeste II y se ejecuta a continuación de la Etapa 2. En esta Etapa 3 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 36,300 m, en 40 Bar y diámetro 10", continuación del gasoducto regional; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Centeno, Las Bandurrias y Casas.</p>	<p>Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 3</p>
<p>Es parte del Gasoducto Regional Oeste II y se ejecuta a continuación de la Etapa 3. En esta Etapa 4 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 57,800 m, en 40 Bar y diámetro 10", continuación del gasoducto regional y conexión al Gasoducto Regional Oeste en las cercanías de la localidad de San Jorge; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Cañada Rosquín y San Martín de las Escobas</p>	<p>Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 4</p>

Requiere la habilitación de Etapa 4 del Gasoducto Regional Oeste II. En esta Etapa 5 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 14,500 m, en 40 Bar y diámetro 8" que deriva del Gasoducto Regional Oeste en las cercanías de la localidad de Carlos Pellegrini y aprox. 40,000 m, en 40 Bar y diámetro 6"; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Piamonte, Landeta y María Susana.	Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 5
Deriva del Gasoducto Regional GNEA-Rafaela-Sunchales. Permitirá la expansión del sistema de distribución para dar suministro a la localidad de Tacural. Se prevé: a) la construcción de un gasoducto en 40 bar, de aprox 16,500 m en diámetro 6"; b) un (1) nuevo city gate 40/10/1,5 Bar; c) primer etapa tendido red de distribución en MP.	Expansión - Gasoducto Regional Centro II - Etapa 5: Tacural

Tabla 3.2-4. Inversiones en obras de ampliación en zonas no abastecidas.

Para las inversiones que no formen parte de la propuesta tarifaria que finalmente apruebe el ENARGAS, como así también no se puedan llevar adelante a través de la implementación de un ajuste no recurrente de tarifa s/Artículo 46, Ley 24076 específico para obras propuesto por Litoral Gas, se deberá planificar su concreción en futuras revisiones tarifarias o solventándolas mediante mecanismos alternativos

La totalidad de inversiones que Litoral Gas incorpora en su propuesta tarifaria serán llevadas a cabo durante el quinquenio en la medida que el Estado Nacional, a través de sus autoridades de aplicación, cumpla con todas y cada una de las condiciones de aplicación del esquema tarifario previsto, principalmente con la aprobación en tiempo y forma de los Cuadros Tarifarios solicitados en esta Revisión Tarifaria Integral y de las futuras actualizaciones tarifarias requeridas a fin de compensar el incremento de sus costos por efecto del proceso inflacionario Ante cualquier alteración de la ecuación económico-financiera de la distribuidora producto de incumplimientos del Estado Nacional de la aplicación del régimen tarifario solicitado, revisión de las pautas acordadas o establecidas, o cuestiones de fuerza mayor que puedan producirse, Litoral Gas se reserva el derecho de revisar su plan de inversiones y adecuarlo a las circunstancias que resulten aplicables en dicha oportunidad.

Condiciones similares de compromiso en la ejecución de los planes de obras serán tenidas en cuenta con relación la implementación del ajuste no recurrente de tarifa específico para obras propuesto por Litoral Gas, y sobre el cual deberá expedirse la Autoridad Regulatoria.

La solicitud del monto en factura destinado específicamente a obras es realizado en el marco del artículo 46 de la Ley N° 24.076 y su decreto reglamentario, en donde se establece el mecanismo que pueden utilizar las empresas licenciatarias para solicitar al ENARGAS *"los modificaciones de torifas, cargos, precios máximos,, que consideren necesarias si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificables."*, y por tal motivo se somete a su consideración en el marco de la presente Audiencia Pública.

Comparativamente con el Plan de Inversiones realizado durante el año 2015, el promedio de inversiones del quinquenio 2017-2021 que estamos incluyendo en nuestra propuesta tarifaria registra un significativo incremento, del orden del 340%.

El detalle de inversiones anuales incluidas en la propuesta tarifaria detalladas por cada uno de los rubros de activos que comprende es la siguiente:

Rubro	2017	2018	2019	2020	2021
	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]
Edificios y construcciones civiles	9.8	6.3	1.9	0.1	0.1
Gasoductos	58.3	107.0	24.4	-	-
Ramales de alta presión	97.3	89.6	90.4	96.7	92.2
Conductos y redes de media y baja	-	9.1	-	106.5	-
Conductos y redes de media y baja polietileno	9.1	6.3	6.3	6.3	6.3
Estaciones de regulación y/o medición	12.1	3.5	3.1	3.1	3.1
Instalaciones de Medición de Consumo	10.6	14.1	14.1	14.1	14.1
Otras instalaciones técnicas	77.5	30.8	12.0	9.2	9.2
Herramientas	3.8	1.7	2.8	2.8	2.4
Sistemas informáticos	11.5	13.2	11.7	16.8	19.1
Sistema SCADA	0.5	0.4	0.9	0.4	0.4
Vehículos livianos	8.6	8.6	8.1	7.8	7.3
Muebles y útiles	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1
TOTAL	299	291	176	264	154

Tabla 3.2-5. Plan de inversiones por ítem

3.2.1.3. Depreciaciones 2017 - 2021

La depreciación total se compone por la depreciación de la base de activos inicial y la depreciación generada por los nuevos activos (inversiones).

Depreciación base de activos inicial

La depreciación proyectada para los activos que componen la base de activos inicial es:



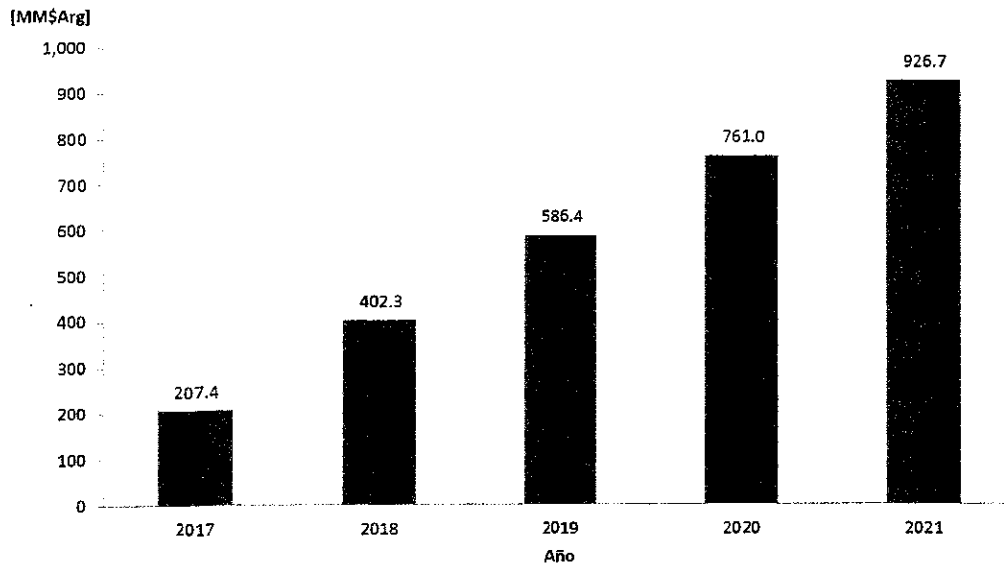
DEPRECIACION REGULATORIA ACUMULADA


Figura 3.2-3. Depreciación de la Base de Activos Inicial

Rubro R	2017	2018	2019	2020	2021
	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]
Edificios y construcciones civiles	2.2	4.3	6.3	8.3	10.2
Instalaciones de edificios	0.9	1.7	2.4	2.9	3.5
Gasoductos	58.3	114.3	167.9	219.4	268.7
Ramales de alta presión	25.9	50.7	74.5	97.3	119.2
Conductos y redes de media y baja acero	56.4	110.0	161.1	209.6	255.8
Conductos y redes de media y baja polietileno	28.7	56.2	82.6	108.0	132.3
Conductos y redes de media y baja hierro fundido	0.3	0.6	0.9	1.2	1.4
Otras plantas industriales	0.8	1.5	2.1	2.6	3.0
Estaciones de regulación y/o medición	8.9	16.6	23.2	29.1	34.3
Instalaciones de Medición de Consumo CL Pequeños-Medidor	13.2	24.8	35.1	44.3	52.7
Instalaciones de Medición de Consumo CL Grandes-Medidor	0.8	1.6	2.2	2.8	3.4
Otras instalaciones técnicas	1.0	2.0	2.9	3.7	4.5
Herramientas	2.8	5.4	7.9	10.3	12.6
Sistemas informáticos	2.5	4.3	5.7	6.9	7.9
Equipos de telecomunicaciones	0.7	1.3	1.8	2.2	2.6
Sistema SCADA	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
Vehículos livianos	3.9	7.0	9.7	12.2	14.4
Muebles y útiles	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
TOTAL	207.4	402.3	586.4	761.0	926.7

Tabla 3.2-6. Depreciación de la Base de Activos por ítem

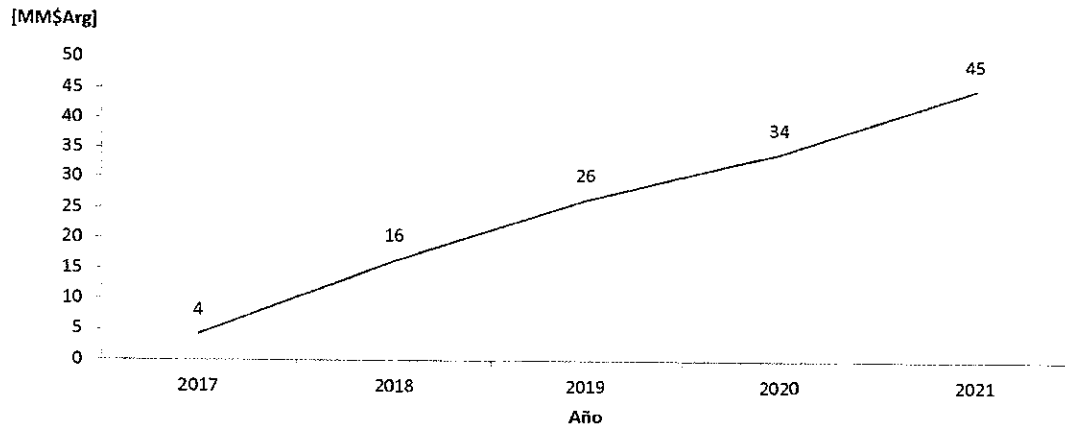
Depreciación inversiones
DEPRECIACION DE LA INVERSION (REG)


Figura 3.2-4. Depreciación de la inversión

Rubro R	2017 [MM\$Arg]	2018 [MM\$Arg]	2019 [MM\$Arg]	2020 [MM\$Arg]	2021 [MM\$Arg]
Edificios y construcciones civiles	0.09	0.27	0.34	0.36	0.36
Gasoductos	-	0.22	3.54	4.22	4.22
Ramales de alta presión	0.04	0.38	0.53	0.77	1.76
Conductos y redes de media y baja acero	-	0.07	0.22	0.43	2.75
Conductos y redes de media y baja polietileno	0.04	0.25	0.39	0.53	0.67
Estaciones de regulación y/o medición	0.12	0.52	0.65	0.78	0.90
Instalaciones de Medición de Consumo CL Grandes - Medidor	0.22	0.91	1.61	2.32	3.02
Otras instalaciones técnicas	2.10	6.81	7.56	8.31	8.86
Herramientas	0.19	0.87	1.27	1.81	2.35
Sistemas informáticos	0.97	3.76	6.23	8.97	12.70
Sistema SCADA	0.02	0.06	0.10	0.18	0.21
Vehículos livianos	0.48	2.30	4.00	5.59	7.10
Muebles y útiles	0.00	0.02	0.03	0.04	0.04
TOTAL	4.26	16.43	26.46	34.28	44.95

Tabla 3.2-5. Depreciación de la Inversión por ítem

Para estimar la depreciación de las inversiones se adoptaron las siguientes vidas útiles, establecidas en la Resolución ENARGAS n° 1660/2000 y 1903/2000.



RUBRO	VIDAS UTILES MAXIMAS
Terrenos	n/a
Edificios y construcciones civiles	50
Instalaciones de edificios	25
Gasoductos	45
Ramales de alta presión	45
Conductos y redes de media y baja	42
Conductos y redes de media y baja	45
Conductos y redes de media y baja	50
Plantas Compresoras	30
Otras plantas industriales	30
Plantas de almacenamiento	40
Estaciones de regulación y/o	25
Instalaciones de Medicion de Consumo CL	20
Instalaciones de Medicion de Consumo CL	20
Instalaciones de Medicion de Consumo CL	20
Instalaciones de Medicion de Consumo CL	20
Otras instalaciones técnicas	15
Maquinas	15
Equipos	10
Herramientas	5
Sistemas informáticos	5
Equipos de telecomunicaciones	15
Sistema SCADA	10
Vehículos livianos	5
Vehículos pesados	10
Muebles y útiles	10
Activo Intangible - Crédito con el	10

Tabla 3.2-7. Vida útil por ítem

3.2.1.4. Bajas de activos previstas

No existen bajas de activos previstas.

3.2.1.5. Inversiones, depreciaciones y bajas del año 2016

Los valores correspondientes a las altas, depreciaciones y bajas del año 2016, si bien no corresponden al quinquenio en estudio, debieron ser proyectados por no estar aún disponibles en su totalidad (por ser año en curso).

Ítem	Al 31/12/2016 [SARG]	Amortización anual 2016 [SARG]	Valor Neto al 31/12/2016 [SARG]
Edificios y construcciones civiles		-	-
Instalaciones de edificios	1,244,825	49,793	1,195,032
Gasoductos	23,835,668	529,682	23,305,986
Ramales de alta presión	4,281,169	95,137	4,186,032
Conductos y redes de media y baja acero	59,089,287	1,406,888	57,682,399
Conductos y redes de media y baja polietileno		-	-
Conductos y redes de media y baja hierro fundido		-	-
Otras plantas industriales		-	-
Estaciones de regulación y/o medición	7,971,939	318,878	7,653,062
Instalaciones de Medicion de Consumo Cl. Pequeños - Medidor	11,303,446	565,172	10,738,274
Otras instalaciones técnicas	5,292,245	352,816	4,939,429
Herramientas	10,488,463	2,097,693	8,390,771
Sistemas informáticos	2,907,098	581,420	2,325,678
Equipos de telecomunicaciones		-	-
Sistema SCADA	226,500	22,650	203,850
Vehículos livianos	8,539,464	1,707,893	6,831,571
Muebles y útiles	11,050	1,105	9,945
Terrenos	-8,419,608		-8,419,608
Total Presentado a ENRG por Nota 3554	126,771,545	7,729,126	119,042,420

Tabla 3.2-8. Inversiones correspondientes al año 2016

3.2.2. Capital de Trabajo

Para mantener el funcionamiento habitual de su negocio, una empresa necesita recursos a fin de cubrir insumos, materias prima, pago de salarios, compra de activos fijos, pago de gastos de operación etc. Este capital, que debe estar disponible a corto plazo para cubrir las necesidades de la empresa a tiempo, se denomina capital de trabajo.

El servicio de distribución de gas, además de tener los activos inmovilizados, debe contar con cierta disponibilidad o capital de trabajo para poder hacer frente a los requerimientos financieros de corto plazo que exige el negocio, cubriendo el defasaje existente entre ingresos y erogaciones, producto principalmente de la diferencia entre los plazos de pago del costo del transporte y el gas natural y el plazo de cobranza de dichos conceptos por parte de los clientes.

Dado que el capital de trabajo es un activo (capital inmovilizado) necesario para el funcionamiento de una empresa y en particular para una distribuidora, el mismo es reconocido e incorporado en la base de activos regulatoria.

Adicionalmente, cabe incluir los montos que el ENARGAS dispuso no incluir dentro de la Base Tarifaria, al considerarlos Capital de Trabajo, tales como "Obras en Curso", "Anticipo a Proveedores para compras de Activo Fijo"; "Line Pack", "Ítems de Almacén", etc.

De forma simplificada, el capital de trabajo se define como la diferencia entre el activo corriente y el pasivo corriente.

Para el cálculo, son necesarios los siguientes datos de entrada y parámetros:

- Ingreso Requerido
- Costo de Gas y Transporte
- Costos Operativos
- Evolución histórica de las cuentas de activo corriente y pasivo corriente.
- Parámetros de cálculo que permiten estimar la evolución de las cuentas de capital de trabajo (días de cobro, plazo de pago, etc.).

Como el capital de trabajo depende del requerimiento de ingreso y, a su vez, el ingreso requerido depende del costo de capital, que es también función del capital de trabajo, se produce una referencia circular en el cálculo. Para resolver esto, se desfasa un período el cálculo y se ajusta el capital de trabajo a partir del requerimiento de ingresos del período anterior. De esta manera, la distorsión provocada por esta corrección es menor, y el mayor impacto recae sobre el año 2015 que no es considerado dentro del cálculo tarifario.

El capital de trabajo está conformado por 11 cuentas, detalladas a continuación:

- Requerimiento de Ingresos.
- Costo Compra Gas.
- Costo Compra Transporte.
- Costo de personal.
- Costo de materiales.
- Costo de Servicios a Terceros.
- Otros Impuestos.
- Otros gastos.
- Tasa ENARGAS: se obtiene del archivo Costos O y M.
- IVA
- Impuesto a las Ganancias.

Para cada tipo de gas (GN y GLP) se obtiene el valor de cada una de estas cuentas para cada uno de los meses proyectados.

Las cuentas que forman el Capital de Trabajo se separan en aquellas del Activo Corriente y las del Pasivo Corriente.

Activo Corriente (AC)

- Cajas y Bancos: Se considera un stock que se calcula como un porcentaje del Requerimiento de Ingresos.
- Materiales
- Cuentas por Cobrar
- IVA Crédito Fiscal

Pasivo Corriente (PC)

- Pasivo Financiero de CP
- Pasivo por compra de Gas y Transporte
- Pasivo Personal
- Pasivo por compra de Materiales
- Pasivos de Contratistas
- Pasivos por pagos de otros impuestos
- Pasivos pagos ENARGAS
- Pasivo por pagos de IIGG
- IVA Débito Fiscal

Finalmente, para el cálculo de la evolución de Capital de Trabajo Neto (Wk), se suman, por un lado todas las cuentas de AC y por otro las cuentas de PC, y se hace la diferencia entre el total de AC y el total de PC para cada período (meses).

Por otro lado, el capital de trabajo tiene en cuenta una serie de variables que se relacionan a alguna cuenta de las mencionadas y a una actividad puntual.

A continuación se presenta el valor obtenido para el capital de trabajo

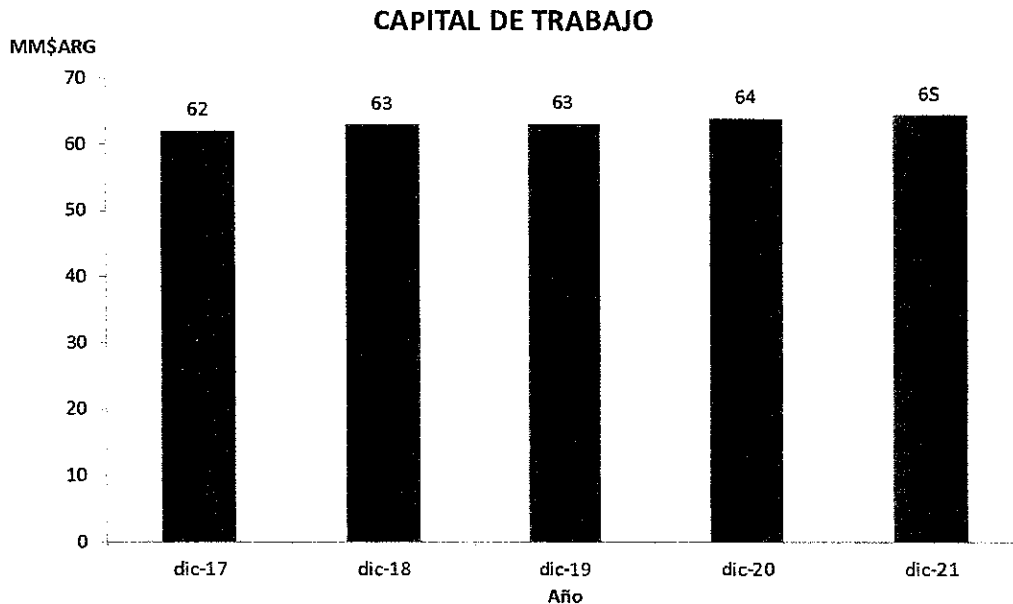


Figura 3.2-6. Evolución del Capital de Trabajo

Tipo de Gas	Actividad	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
		[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]	[MM\$ARG]
GN	Cajas y Bancos	72.93	72.88	72.69	72.43	72.34
GN	Cuentas por Cobrar	361.07	361.07	360.60	360.18	359.81
GN	Iva Credito Fiscal	40.69	40.76	40.63	40.67	40.66
GN	Pasivo por compra de Gas y Transporte	- 324.96 -	- 324.96 -	- 324.54 -	- 324.16 -	- 323.82
GN	Pasivo por pagos de IIGG	- 25.47 -	- 24.63 -	- 24.34 -	- 23.39 -	- 22.86
GN	IVA Debito Fiscal	- 62.46 -	- 62.41 -	- 62.25 -	- 62.03 -	- 61.95
GLP	Cajas y Bancos	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
GLP	Cuentas por Cobrar	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63
GLP	Iva Credito Fiscal	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
GLP	Pasivo por compra de Gas y Transporte	- 1.47 -	- 1.47 -	- 1.47 -	- 1.47 -	- 1.47
GLP	IVA Debito Fiscal	- 0.17 -	- 0.17 -	- 0.17 -	- 0.17 -	- 0.17
	TOTAL	62.2	63	63	64	65

Tabla 3.2-9. Capital de Trabajo Anual por ítem

3.2.3. Evolución de la Base de Activos Regulatoria 2017 - 2021

A continuación se presenta un resumen de la evolución de la base de activos con un detalle de los principales ítems:

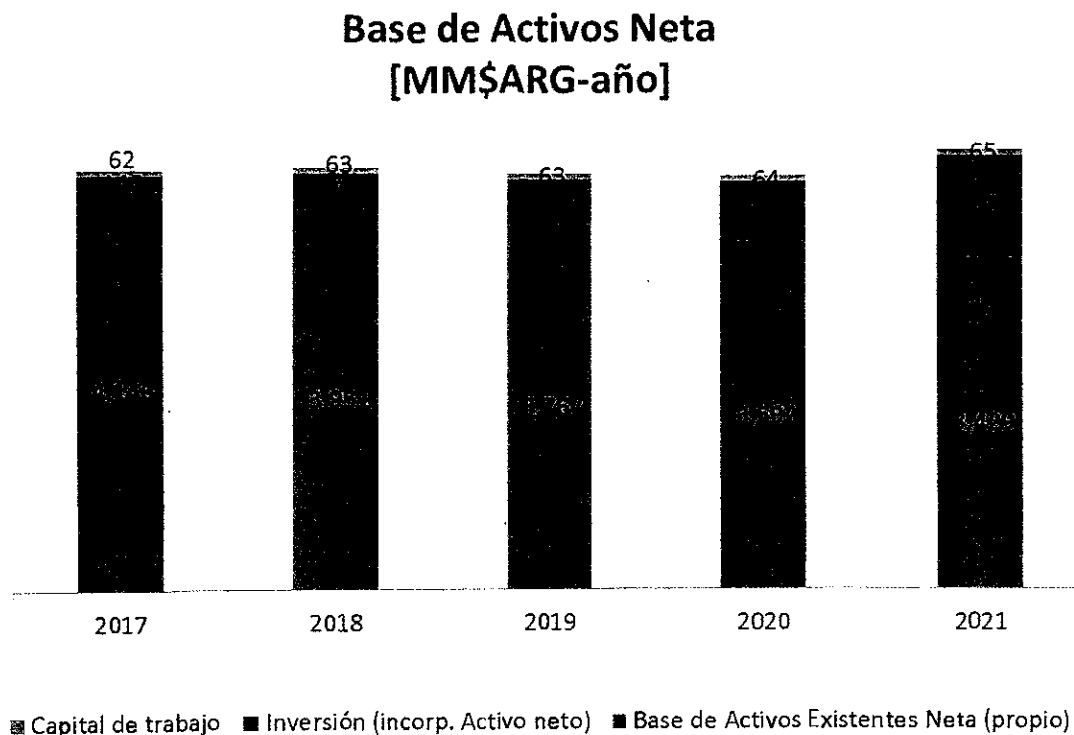


Figura 3.2-7. Determinación de base de activos neta (con capital de trabajo) tarifaria para el quinquenio

3.2.4. Tasa de costo de capital

Para la determinación del costo de oportunidad de capital se empleó una tasa de costo de capital después de impuestos de 12.73%. Dicha tasa surge del informe “El Costo de Capital” elaborado para las empresas

Distribuidoras de Gas de la República Argentina por los profesores de la Escuela de Negocios de la Universidad Austral (IAE) Ariel A. Casarín, Javier García Sánchez, Lorenzo A. Preve y Virginia Sarria Allende - Octubre de 2016. Dentro de las opciones de endeudamiento previstas por el informe mencionado, se optó por considerar un ratio de deuda del 15% promedio para el quinquenio, bajo la premisa que en los primeros años del quinquenio, dada la precaria situación económico financiera que muestra la empresa a consecuencia de los últimos años de congelamiento y restricciones tarifarias, no va a ser posible conseguir financiamiento externo, y que recién a mediados del quinquenio en adelante, sería factible un endeudamiento moderado. El citado informe denominado "El Costo de Capital" ha sido puesto a consideración como anexo al informe que Litoral Gas presentó bajo el título "Antecedentes y Estructura de la Empresa".

Sin perjuicio de haber utilizado la tasa de costo de capital determinada por los profesores de la Escuela de Negocios de la Universidad Austral, queremos mencionar que el ENARGAS ha sometido a consideración de las Distribuidoras de Gas y de la Audiencia Pública a realizarse, un documento denominado "Lineamientos para la determinación del Costo de Capital de Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural en Argentina", Informe elaborado para ENARGAS por DELTA FINANZAS S.A. fechado el 30 de Octubre de 2016.

A todos los fines que resulte aplicable, se deja constancia que Litoral Gas rechaza los parámetros y estimaciones en que se basó DELTA FINANZAS S.A., como así también la tasa determinada, por no ser representativas del costo de capital de las distribuidoras de gas natural de la Argentina, ni respetar los lineamientos previstos en el artículo N° 38 de la Ley del Gas previstos para su elaboración.

A efectos de mayor ilustración sobre este particular, se remite un informe elaborado por los profesores de la Escuela de Negocios de la Universidad Austral (IAE) mencionado en el primer párrafo de este ítem, denominado "Análisis del informe de DELTA FINANZAS S.A." elaborado en el mes de noviembre de 2016, el cual se adjunta como documentación anexa al informe que hemos presentado bajo el título "Antecedentes y Estructura de la Empresa" y cuyas observaciones principales se reproducen a continuación.

1. El Informe IAE coincide con DELTA FINANZAS en que el modelo Capital Asset Pricing Model empleado para estimar el costo del capital es el adecuado y es el que emplean en su gran mayoría los entes reguladores. No obstante, los resultados obtenidos por DELTA FINANZAS no resultarían representativos, pues utiliza el modelo apoyándose en estimaciones y parámetros que en algunos casos no son los adecuados. Ello por cuanto: mientras DELTA FINANZAS propone usar una estructura objetivo promedio del 25%, valor bastante alejado del valor medio de la industria, independientemente de su método de cómputo y período escogido para su estimación, el Informe IAE opina que la estructura de capital debe aproximarse al valor promedio ponderado registrado por la industria en los años más recientes, valores muy alejados del valor objetivo propuesto por DELTA FINANZAS.
2. Mientras DELTA FINANZAS sugiere estimar el costo de la deuda a partir de información de empresas americanas (procedimiento habitual para el cómputo del costo del equity, pero no el camino óptimo para el cómputo del costo de la deuda), el Informe IAE propone hacerlo a partir de información relevante del mercado local, como por ejemplo información de retornos de deuda en

dólares para empresas de servicios públicos comparables, que tienen títulos en dólares emitidos y comercializados en el mercado local, por ser un proxy más realista del costo de la deuda de las Licenciatarias.

3. A los fines de estimar la prima de mercado, DELTA FINANZAS indica que lo adecuado es utilizar la serie de Ibbotson que comienza en 1926. No obstante, basan sus cálculos en la serie de Damodaran que comienza en 1928. El Informe IAE corrige esta incongruencia.
4. La aplicación de la metodología del cálculo de la beta de DELTA FINANZAS es *“en parte arbitraria y en parte equívaca”*; pues *“computa la beta en base a una canasta de 5 empresas elegidas de modo ad hoc ... y pondera la beta de las empresas seleccionadas en función del nivel de capitalización bursátil, lo que pone un mayor peso en el valor de la empresa más grande ... menos comparable con el tamaño de las empresas Licenciatarias, significativamente menores”* Adicionalmente, *“... dados los valores presentados, no pareciera que DELTA FINANZAS haya computado la beta sobre la base de 5 años de información, como sería aconsejable”*.
5. El Informe IAE considera inadecuada la afirmación de DELTA FINANZAS de que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, y que la beta de los activos debe ser corregida con criterios que no toman en cuenta la expropiación administrativa ocurrida desde 2002. Ello *“...menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que ha experimentado y enfrenta la industria”*. El informe IAE opina que *“...el riesgo regulatorio en la industria es alto y no ha permanecido constante en los últimos años, sino que se ha incrementado”* y en consecuencia proponen un nuevo valor para ajustar el parámetro beta de los activos por el riesgo regulatorio.
6. El Informe IAE propone una corrección a la estimación del riesgo país que DELTA FINANZAS realiza, en base a una nueva propuesta metodológica de reciente publicación.

El informe IAE adicionalmente realiza aclaraciones que deberían haber sido mencionadas por DELTA FINANZAS, a saber:

1. DELTA FINANZAS considera necesario utilizar una tasa real en pesos, pero calcula una tasa real en dólares, la cual haría necesario incluir una prima por riesgo devaluatorio, por tratarse de un mercado emergente.
2. DELTA FINANZAS estima la tasa real utilizando innecesariamente la inflación de Argentina, cuya incertidumbre torna imposible estimar adecuadamente una tasa nominal en pesos. El Informe IAE recomienda utilizar una tasa real en pesos para descontar unos flujos en moneda constante pero que incluyan la variación de precios relativos.

En función de lo señalado, Litoral Gas ha notificado a ENARGAS su rechazo a la tasa de costo de capital puesta a su consideración (Informe elaborado por DELTA FINANZAS S.A.) y hace reserva de derechos de recurrir la determinación y fijación final de la tasa de costo de capital si ENARGAS decidiera emitir una Resolución contemplando los parámetros y valores propuestos en dicho Informe.

3.2.5. Costo de oportunidad de capital

El costo de oportunidad del capital representa los rendimientos que podrían obtenerse en inversiones alternativas en negocios de riesgo similar.

Cabe recordar que el artículo N°39 de la Ley del Gas al respecto establece que “A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar: a) Que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable; b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.”

A tal efecto, el costo de oportunidad del capital resulta de multiplicar la tasa de costo de capital (WACC real antes de impuestos) por la base tarifaria.

$$CoK(t) = BT(t-1) \cdot TCC_{real,ADI}$$

Dónde:

$BT(t-1)$: Base Tarifaria del período anterior (Base de Activos)

$TCC_{real,ADI}$: Tasa de Costo (Remuneración) del Capital (TCC real antes de impuestos)

Los valores obtenidos mediante esta fórmula resultan brutos de Impuesto a las Ganancias, debiendo en consecuencia ser afectados posteriormente por la tasa impositiva vigente del 35 %.

3.2.6. Costo de mantenimiento de capital

El cálculo del costo de mantenimiento del capital resulta de sumar las depreciaciones de las inversiones y la depreciación del activo inicial.

COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CAPITAL

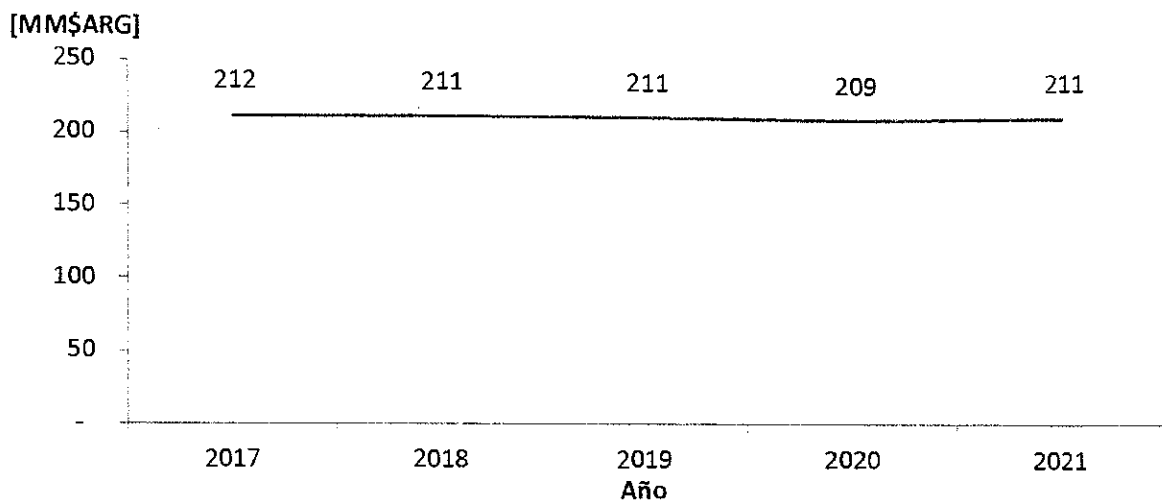


Figura 3.2-8. Evolución del Costo de Mantenimiento del Capital para el quinquenio

Costo de Mantenimiento del CMK [MM\$ARG]	2017	2018	2019	2020	2021
	212	211	211	209	211

Tabla 3.2-10. Costo de Mantenimiento del Capital Anual para el quinquenio

3.2.7. Remuneración por Activos Cedidos

El concepto de Base Tarifaria (BT) refiere a la medida del valor neto de los activos físicos de una empresa que son utilizados en la prestación de los servicios sujetos a regulación y cuya remuneración forma parte de los costos económicos de dicha prestación.

En el caso de las Distribuidoras, la estimación correcta de la BT enfrenta la dificultad de que, durante los últimos quince años, las empresas si bien a pesar del congelamiento tarifario impuesto por la Ley de Emergencia Económica y la recurrente suspensión de las Revisiones Tarifarias Quinquenales que preveía el Marco Regulatorio, han podido ejecutar las inversiones en seguridad y confiabilidad que el sistema requería, no han contado con los recursos que necesariamente deben aportar las tarifas ¹(según Ley 24076) para posibilitar la realización de las obras de crecimiento del sistema. En consecuencia, una porción de dichas obras se ha ejecutado a través de mecanismos alternativos tales como fideicomisos con aportes de terceros interesados, o directamente ejecutadas por estos últimos, o bien mediante aportes de Estado Nacional a través de Municipios (caso Gasoducto a Arrecifes y Salto).

Esa modalidad de llevar adelante las obras, que buscó paliar parcialmente la necesidad de crecimiento del sistema, implicó que el costo de esa infraestructura no este reflejado en el estado patrimonial de las empresas según su costo de construcción, tal como hubiera ocurrido si las empresas hubieran contado con los recursos tarifarios necesarios para ejecutarlas. Si esto hubiera sido así, esa infraestructura sería parte de la BT porque constituyen activos necesarios para la prestación del servicio, y están físicamente dentro del total de activos que la Distribuidora tiene la responsabilidad de operar, mantener y contribuir a su reparación y/o reemplazo cuando corresponde. Por lo tanto, una valuación de la BT sin duda debe contemplar esos activos dentro de la misma, evitando una distorsión adicional al valor de la BT.

Distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un “Activo Regulatorio” para tener en cuenta aquellas obras que fueron llevadas a cabo por terceros como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria, y que resulta claro que estas deberían haberse realizado con los ingresos tarifarios de las Distribuidoras, si estos hubieran sido suficientes según lo previsto por el Marco Regulatorio.

Debe reconocerse que la cesión de activos en valores menores al costo de construcción no es condición para que la empresa regulada no perciba una remuneración por esos activos según su costo de reposición, o mínimamente un valor asimilable. Es decir, como el cedente de los activos no es un “acreedor” de la empresa, dichos activos son equivalentes a un aporte al patrimonio neto de las Distribuidoras y se convierten entonces en un Activo Regulado bajo su responsabilidad de operarlos, mantenerlo y reponerlos,

¹ Según lo estipula el art. 38 inc. a) la Ley 24076 cuando se refiere al componente amortización que debe incluir la tarifa de las Licenciatarias: *“Las servicios prestadas por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo;...”* (el resaltado nos pertenece).

encargándose además del control de la calidad del servicio y de la actividad comercial de atención integral del usuario, correspondiendo entonces remunerarlos.

De lo anteriormente descrito surge que, además de los costos de operación y mantenimiento, y de gestión de la plataforma comercial, las Distribuidoras asumen las contingencias asociadas a la gestión de dichos activos, tales como la exposición de la imagen de marca, la reputación nacional e internacional; aportando know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, y la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, su reposición, etc.; de manera similar a los otros activos que opera.

Atento a lo expuesto se encuentra plenamente justificada la necesidad y pertinencia de remunerarlos adecuadamente mediante una tasa de capital que refleje los riesgos por las tareas y aportes descriptos. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este "Activo Regulatorio", la empresa correría con todo los riesgos referidos y aportaría su buen saber y hacer en su operación y mantenimiento, y debería reponer los mismos, sin tener retribución alguna, lo cual resulta a todas luces una hipótesis absurda.

Descripción metodológica del cálculo de la Tasa de costo de capital que remunerare los Activos Cedidos por Terceros

Siguiendo los lineamientos expuestos, se propone a continuación el cálculo de la tasa a aplicar para remunerar tales activos no incluidos en la Valuación Económico-Financiera de la BT.

A tal fin ésta Distribuidora expone a continuación una propuesta de retribución razonable, determinando la aplicación de una metodología de cálculo de una Tasa de Costo de Capital de los activos (K_u) diferenciada que remunerare sólo los riesgos y actividades propias de la gestión del negocio sobre **activos cedidos por terceros**.

La fórmula tradicional de cálculo del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) tiene en cuenta la ponderación de rendimientos del accionista y del acreedor. En este caso tan peculiar, no corresponde que participen en su determinación ninguno de estos actores.

De este modo, se recalculó la fórmula del "Modelo de Valoración de Activos Financieros", conocido por su sigla en inglés CAPM (Capital Asset Pricing Model) sólo con las variables asociadas al riesgo de estos activos diferenciados, sin contemplar las variables asociadas al inversor.

Por lo expuesto si tomamos la fórmula de CAPM:

$$K_e = R_f + \beta * PM$$

Donde

R_f : Prima libre de Riesgo

β : Riesgo sistémico del negocio

PM : Premio del Mercado. Es la diferencia entre el rendimiento del índice de mercado R_f y el rendimiento del activo libre de Riesgo ($R_m - R_f$).

Consideraciones:

Prima libre de Riesgo: mínimo rendimiento requerido por el inversor por invertir en un activo sin riesgo. En este caso como no existe la figura de un inversor, se concluye que el valor que asume este factor es igual a 0%.

Beta: Es el coeficiente que mide el riesgo sistémico agregado por la inclusión del activo a un portfolio de mercado, representando el riesgo propio del negocio. A este factor corresponde incorporarle además la prima compensatoria por sistema regulatorio.

Premio del Mercado: Es la diferencia entre el rendimiento del índice de mercado y el rendimiento del activo libre de riesgo ($R_m - R_f$).

Prima por Riesgo País: Es el spread que requiere un inversor por invertir en un país emergente respecto de una inversión similar en USA. Considerando que no existió tal decisión de parte del inversor, no corresponde cómputo de prima alguna.

Tomando en considerando que se debe arribar a una tasa Nominal que remunere los activos cedidos por terceros, que no dependieron de aportes de capital propio ni de endeudamiento, reemplazamos K_e por K_u :

$$K_u = \beta * PM$$

Por último, se debe realizar la corrección de una tasa Nominal a una tasa Real considerando una inflación esperada en USA.

Descripción Metodológica del cálculo de la Base Tarifaria (BT) de los Activos Cedidos por Terceros

Existen dos posibilidades para valuar los Activos Cedidos por Terceros:

- i) una BT determinada por el criterio de Valuación Física/Técnica: Valor de Reposición Bruto o a Nuevo (VNR) sin distinción entre activos generados con recursos propios y/o cedidos por terceros.
- ii) una BT determinada por el criterio de Valuación Económico-Financiero: Valor Residual Contable/Histórico Actualizado (VRA) distinguiendo los activos cedidos por terceros del resto de activos generados con capital propio.

Siendo la segunda alternativa la que contempla un criterio más conservador, y el que ENARGAS posiblemente adopte en la valuación de la BT, se realiza el análisis con tal criterio de valuación.

Metodología determinada para su correcta valuación

Los Activos Cedidos por Terceros abarcan los siguientes Rubros, sobre los cuales se circunscribe el trabajo:

- Gasoductos
- Ramales
- Redes de Acero
- Redes de Polietileno

1. En primer término, debe determinarse para cada uno de los rubros del activo de la Distribuidora, el Valor Residual Contable Actualizado, mediante índices definidos por la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Gas, en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) dispuesto por la Resolución MINEM N° 31/16. La fecha de actualización debe ser al 31/12/2016.
2. Debe distinguirse de la valuación determinada en el punto 1. el valor de los activos generados con capital propio, respecto de los aportes realizados sobre activos cedidos total o parcialmente.
3. Debe calcularse para cada rubro analizado los metros físicos generados con recursos propios, detrayendo de la totalidad de redes y gasoductos gestionados, los provenientes de cesiones de terceros.
4. Debe calcularse el costo unitario por metro de cada uno de los Rubros de la BT generados en su totalidad con capital propio.
5. A partir del costo unitario determinado según párrafo anterior, se establecerá el costo de los Activos Cedidos por Terceros, multiplicando este valor unitario, por los metros de activos cedidos para cada rubro.
6. Al valor determinado en punto 5). se le deberá detraer el Valor Residual Contable aportado por la Distribuidora sobre dichos bienes calculados en punto 2). obteniendo de este modo el Valor Residual Histórico Ajustado de la BT correspondiente a la porción de los activos aportados por terceros sobre el cual se debe aplicar la tasa de remuneración.

En línea con todo lo mencionado, se solicita al ENARGAS apruebe la incorporación en el proceso de Revisión Tarifaria Integral en curso, de una remuneración de los Activos Cedidos por Terceros que compense los riesgos asumidos por las tareas que lleva a cabo sobre los mismos, de acuerdo con la metodología propuesta.

Se aclara que los Cuadros Tarifarios propuestos en este informe no contemplan la incorporación de este concepto.

3.2.8. Efectos del Impuesto a las Ganancias

El impuesto a las ganancias (IIGG) que impacta en el Requerimiento de Ingresos dentro del modelo consta de dos componentes: la primera es una Componente Básica y la segunda es un Delta de Impuesto a las Ganancias (Delta IIGG) y tiene relación con las diferencias entre las depreciaciones fiscales y regulatorias originado en la falta de ajuste por inflación de las primeras según la ley impositiva.

IIGG Componente Básica

Esta componente se obtiene con la siguiente ecuación:

$$IIGG \text{ Comp. Básica} = \frac{CoK * \text{Alicuota IIGG}}{(1 - \text{Alicuota IIGG})}$$

Donde:

CoK = Costo de Oportunidad de Copitol

Alícuota de IIGG: 35% - según la Normativa Fiscal Argentina

IIGG Componente por Diferencia de Depreciaciones (Delta IIGG)

Esta componente surge por la diferencia entre las depreciaciones regulatorias y las depreciaciones fiscales, producidas porque las depreciaciones regulatorias se obtienen a partir de un activo revaluado.

Esta diferencia genera un monto de Impuesto a las Ganancias que la Distribuidora va a tener que pagar muy superior al que se calcularía según el componente básico del cálculo del Impuesto.



Figura 3.2-9. Diferencias en el impuesto a las ganancias calculado y realmente pagado por el ajuste inflacionario.

Esta diferencia de impuesto se incluye en el requerimiento de ingresos y se calcula con la siguiente expresión:

$$DIIGG_t = (Dep_{reg t} - Dep_{cont t}) * \frac{IG_t}{1 - IG_t}$$

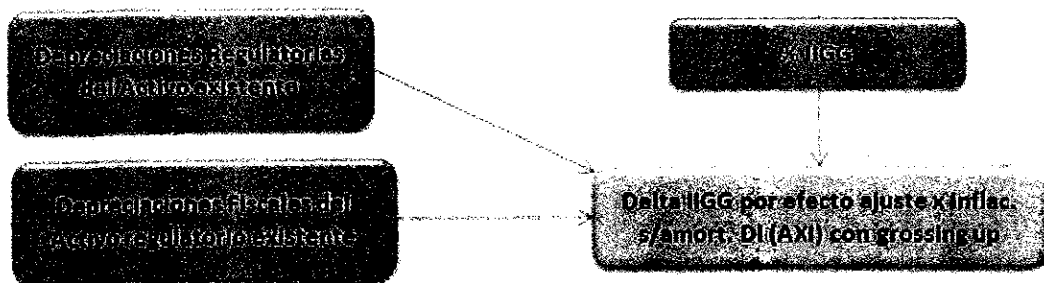
Donde:

$DIIGG_t$: Delta Impuesto a las ganancias del período t;

$Dep_{reg t}$: Depreciaciones regulatorias del período t (Calculada sobre el valor ajustado);

$Dep_{cont t}$: Depreciaciones contables del período t (Calculada sobre el valor ajustado);

IG_t : Tasa del impuesto a las ganancias en el período t.



3.3. Costos de Operación

Los costos de operación involucran todos los gastos eficientes en los que incurre la distribuidora para brindar el servicio regulado con la calidad exigida. Comprenden los costos de personal, de operación y mantenimiento, de comercialización, de administración, gas no contabilizado, la Tasa de Fiscalización y Control, costos financieros, etc.

Para su estimación, los costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración fueron divididos en dos grupos:

- Costos independientes de las ventas
- Costos dependientes de las ventas

Los costos independientes de las ventas fueron proyectados en función a los antecedentes existentes y a los planes de mejora e inversiones a concretar durante el quinquenio.

Los costos dependientes de las ventas fueron proyectados dentro del modelo de cálculo tarifario.

Litoral Gas presenta sus costos estimados para operar la compañía cumpliendo con (i) los estándares de calidad de servicio vigentes en la actualidad, y (ii) los efectos derivados de las modificaciones en las normas técnicas recientemente implementadas y las que entrarán en vigencia próximamente, todo ello bajo el supuesto de cumplir con el plan de inversiones presentado, los que alcanzan un total de \$ 592,1 millones para el año 2017 a moneda de diciembre de 2016. Dicho monto no incluye amortizaciones, comisiones por cobranzas, deudores incobrables, ni impuestos directos, cuya cuantía dependerá de los niveles de ventas que surgirán a partir de las nuevas tarifas. Para los años siguientes se ha proyectado un crecimiento de los gastos operativos en función de los planes de inversión a ejecutar y de los nuevos clientes que a partir de los mismos se conectarán al servicio y formarán parte de la base de clientes a atender.

Los primeros costos independientes de las ventas contemplan los siguientes rubros:

- Gastos locales: materiales y servicios (agua, energía eléctrica), prestaciones de terceros (vigilancia, limpieza, mantenimiento edilicio), gastos relacionados con el personal (viáticos, capacitaciones, prevención de accidentes de trabajo), impuestos y gastos generales como seguros, publicidad, comunicaciones, etc.
- Costo de personal: en esta cuenta se encuentran las erogaciones derivadas del pago de los salarios del personal de administración, comercial y de operación y mantenimiento.
- Tasa de Fiscalización y Control que debe ser abonada para el sostenimiento del Ente Regulador.
- Servicios de operación y mantenimiento, los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectados a la actividad de Distribución. Los costos de mantenimiento, incluyen los costos de mantenimiento preventivo y correctivo. Estos comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectados a la actividad de Distribución.

Por otro lado, se identificaron aquellos costos que son variables como consecuencia de la variación del requerimiento de ingresos y la demanda, y se incluyeron en el modelo tarifario bajo la forma de alícuotas sobre otras variables dependientes determinadas como resultado del mismo. Dichos costos son los siguientes:

- Incobrables.
- Gas natural no contabilizado.
- Comisiones por cobranzas externas.
- Tributos de orden nacional, provincial o municipal que deben ser abonados por la Distribuidora como contribuyente directo.

Los costos operacionales para Litoral Gas son los siguientes:

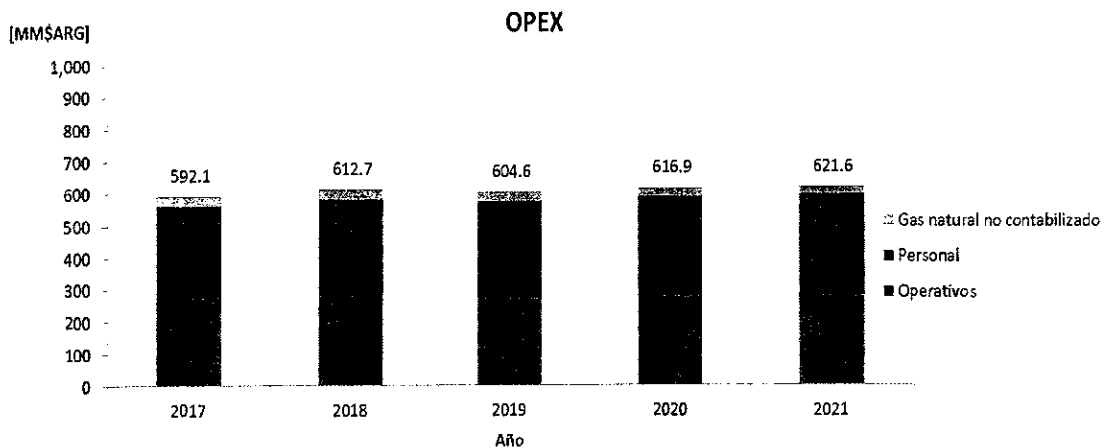


Figura 3.3-1. Costos operacionales para la distribuidora para el quinquenio

A continuación se presentan los diferentes conceptos de costos y/o gastos que componen los costos de operación.

3.3.1. Costo de Personal

En esta cuenta se encuentran las erogaciones derivadas del pago de los salarios del personal de administración, comercial y mantenimiento. El crecimiento que se verifica a lo largo del quinquenio (11% punta a punta) obedece al incremento de estructura necesario para la realización del Plan de Obras previsto y la incorporación de nuevos clientes que se producirá tanto a partir de la habilitación de dichas obras como del crecimiento vegetativo habitual por evolución poblacional.

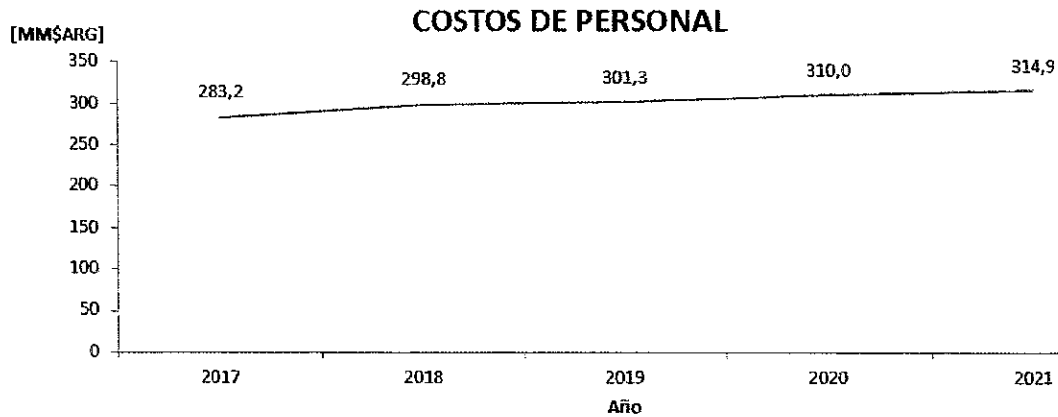


Figura 3.3-2. Evolución de los Costos de Personal para el Quinquenio

Costos de Personal	2017	2018	2019	2020	2021
Personal [MM\$Arg]	283,2	298,8	301,3	310,0	314,9

Tabla 3.3-1. Costos de Personal Anuales para el Quinquenio

3.3.2. Costos Operativos

Los costos proyectados para el quinquenio, que se mantienen estables a lo largo del mismo, con un leve incremento entre el primero y el último año del 2% ocasionado por el incremento de clientes que se producirá a partir de la ejecución del Plan de Obras, son los siguientes:

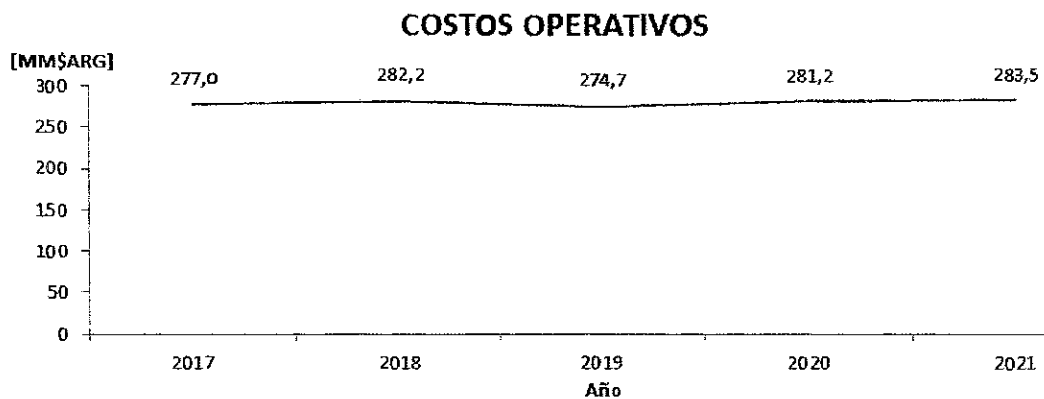


Figura 3.3-3. Evolución de Costos Operativos para el Quinquenio

Costos Operativos [MM\$ARG]	2017	2018	2019	2020	2021
Honorarios por servicios profesionales	92,4	91,8	91,2	92,6	94,1
Materiales Diversos	5,4	5,5	5,6	5,7	5,9
Servicios y Suministros de Terceros	15,8	15,8	15,8	16,1	16,5
Gastos de correo y telecomunicaciones	26,4	26,7	26,6	27,0	27,5
Arrendamientos	3,0	5,5	6,2	6,2	6,3
Transportes y Fletes	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
Servidumbres	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Materiales de oficina	1,9	1,6	1,4	1,4	1,5
Viajes y Estadías	3,9	3,9	3,9	4,0	4,1
Primas de seguros	11,3	10,9	10,6	10,6	10,6
Mantenimiento y reparación	65,8	69,5	65,2	69,0	68,6
Impuestos, Tasas y contribuciones	42,3	40,9	39,7	39,7	39,7
Publicidad y propaganda	1,0	2,4	0,9	0,9	0,9
Deudores incobrables	-	-	-	-	-
Gastos y comisiones bancarias	-	-	-	-	-
Gastos Diversos	5,4	5,5	5,5	5,6	5,7
TOTAL	277,0	282,2	274,7	281,2	283,5

Tabla 3.3-2. Costos Operativos Anuales para el Quinquenio por ítem

Los costos operativos por Deudores Incobrables y Gastos y Comisiones Bancarias no están incluidos en la tabla anterior y se exponen de forma separada a continuación.

3.3.3. Costos dependientes del volumen de ventas y demanda

Por otro lado, como se mencionó anteriormente, se identificaron aquellas cuentas que varían en función del volumen de ventas y se las excluyó de la base de costos proyectada como un monto en pesos. Dichas cuentas son las siguientes:

- Incobrables.
- Gas natural no contabilizado.
- Comisiones por cobranzas externas.
- Tributos de orden nacional, provincial o municipal que deben ser abonados por la Distribuidora como contribuyente directo.

Es de destacar que la presente determinación, no incluye el efecto de eventuales variaciones de precios que puedan producirse en el Costo de Transporte y en el Costo de Gas. Es así que, de producirse tales variaciones, deberá contemplarse el ajuste en la tarifa final de los costos directos incrementales.

Como consecuencia de lo anteriormente expresado fue necesario calcular estas partidas de costos a partir de metodologías específicas que contemplen la aplicación de alícuotas sobre determinadas variables dependientes determinadas como resultado por el modelo tarifario.

Las metodologías aplicadas para calcularlas se detallan a continuación:

Incobrables

La previsión por incobrables se calcula como un porcentaje sobre el requerimiento de ingreso del año anterior.

$$\text{Incobrables (t)} = \% \text{ Inc} \times \text{RI (t - 1)}$$

Dónde:

- Incobrables (t): previsión por incobrables para el período t
- % Inc: Porcentaje de incobrables de la empresa (Incobrables2016 / Ventas2016)
- RI (t-1): requerimiento de ingreso (con gas y transporte) del año t-1

Los valores obtenidos de incobrables son los siguientes:

INCOBRABILIDAD

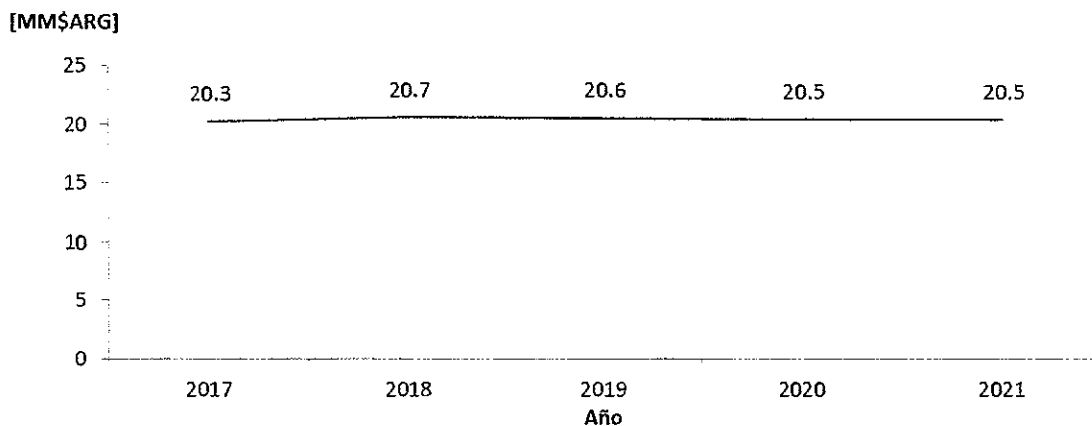


Figura 3.3-4. Evolución de Incobrables

Incobrables [MM\$ARG]	2017	2018	2019	2020	2021
Incobrabilidad	20.3	20.7	20.6	20.5	20.5

Tabla 3.3-3. Incobrables

Gas natural no contabilizado

El costo del Gas natural no contabilizado se calcula teniendo en cuenta una tasa de mermas sobre el volumen total distribuido. Dicha tasa parte de un porcentaje estándar a aplicar durante los dos primeros años del quinquenio y un sendero decreciente para el resto del quinquenio. Una vez determinado el

volumen de mermas, se lo multiplica por el precio de adquisición del gas para determinar la proyección del costo del gas natural no contabilizado.

COSTOS DE GAS NO CONTABILIZADO

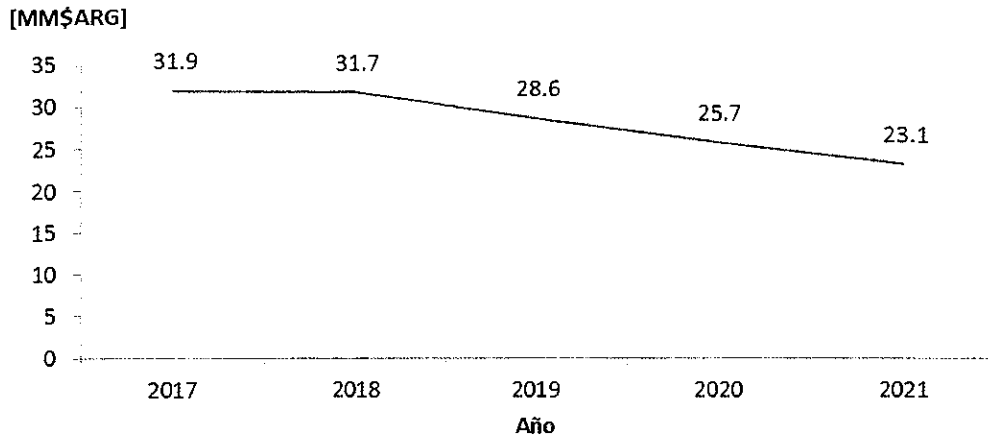


Figura 3.3-5. Evolución de los Costos del Gas natural no contabilizado para el Quinquenio

Costos de Gas no contabilizado [MM\$ARG]	2017	2018	2019	2020	2021
Costos de Gas no contabilizado	31.9	31.7	28.6	25.7	23.1

Tabla 3.3-4. Costos Anuales para el Quinquenio

Comisiones por cobranzas externas

Los gastos asociados a las comisiones por los servicios de cobranzas se calculan como un porcentaje sobre el requerimiento de ingreso del año anterior. Este concepto debe entenderse abarcativo de los servicios de cobranza bancarios y extra-bancarios (similar Pago Fácil, Rapipago, etc.), como así también de la cobranza recibida mediante los servicios de pago electrónico, tales como tarjetas de crédito y débito directo en cuenta bancaria, o pagos a través de cajeros automáticos e Internet (pagomiscuentas.com.ar, linkpagos.com.ar)

$$\text{Gastos por cobranzas (t)} = \% \text{ Cob} \times \text{RI (t - 1)}$$

Dónde:

- Gastos por cobranzas (t): gastos por cobranzas para el período t
- % Cob: Porcentaje de gastos por cobranzas (Gastosporcobranzas2016 / Ventas2016)
- RI (t-1): requerimiento de ingreso (con gas y transporte) del año t-1

Los valores obtenidos de gastos por comisiones de los servicios de cobranzas externos son los siguientes:

COMISIONES SERVICIOS DE COBRANZAS EXTERNAS

[MM\$ARG]

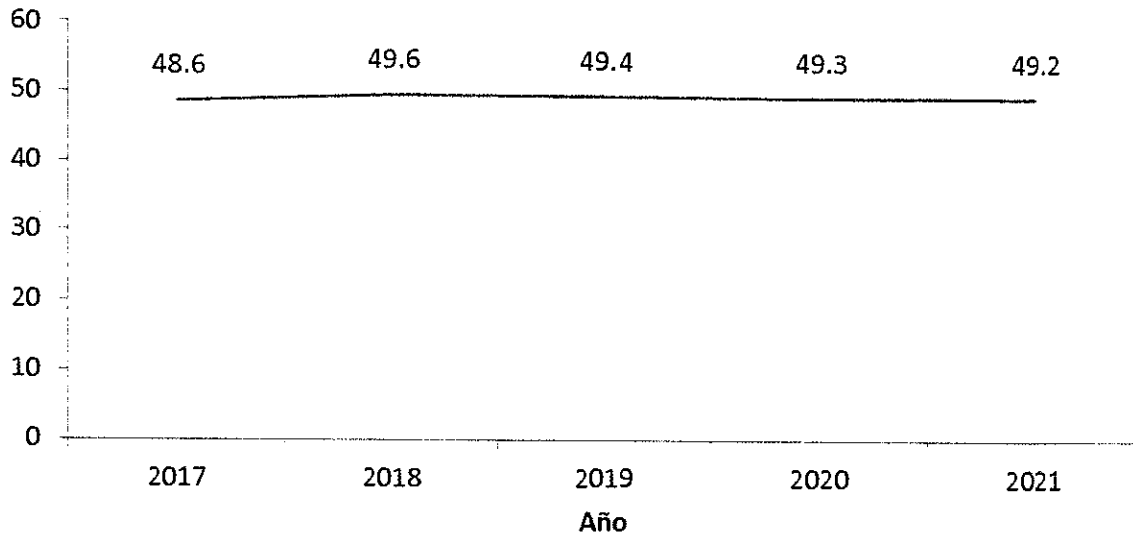


Figura 3.3-6. Evolución de los Gastos de Cobranza para el Quinquenio

Comisiones servicios de cobranzas externas	2017	2018	2019	2020	2021
Comisiones servicios de cobranzas externas	48.6	49.6	49.4	49.3	49.2

Tabla 3.3-5. Gastos por Cobranza Anuales para el Quinquenio

Tributos de orden nacional, provincial y municipal que deben ser abonados por la Distribuidora como contribuyente directo

Se asumió en la proyección que todos los tributos de orden nacional, provincial y municipal que deben ser abonados por la Distribuidora como contribuyente directo se encuentran incorporados en el requerimiento de ingresos de la proyección tarifaria, y que por lo tanto no serán exhibidos en la factura en líneas separadas. A ese efecto, y con el objetivo de simplificar el contenido de la factura de gas y evitar confusiones en la lectura que hacen los clientes de la misma, se solicita al ENARGAS, a partir de esta RTI, modificar las normativas existentes que determinan la inclusión de conceptos especiales en la factura de gas que se denominan “componentes tarifarios” y que representan impuestos directos a cargo de la Distribuidora que forman parte del costo de prestación del servicio.

Asimismo, cualquier variación impositiva que surja con posterioridad al cierre de la RTI deberá ser debidamente reconocida en tarifas como lo estipula la Ley del Gas y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

A modo de ejemplo se señalan los siguientes tributos que han sido considerados en la proyección:

- Nacionales: Impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias

- Provinciales: Impuesto sobre los ingresos brutos Convenio Multilateral, jurisdicciones de la Pcia. de Santa Fe, Pcia. de Buenos Aires y Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Municipales: Derecho de Registro e Inspección Municipal, Derechos de Ocupación del Dominio Público y Tasas varias (Seguridad e Higiene) en las cuales Litoral Gas resulta ser el contribuyente principal obligado al pago.

Asimismo se deja constancia de la existencia de un monto significativo de tributos directos de orden municipal que desde el año 2004 en adelante han sido abonados por Litoral Gas como contribuyente directo responsable del pago y que los sucesivos expedientes iniciados en el ENARGAS solicitando su traslado a las tarifas de acuerdo a lo que establece la Ley del Gas y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución no han sido debidamente atendidos. En la presente propuesta tarifaria no se ha incluido ninguna compensación por dichos conceptos y se requiere que el ENARGAS determine el mecanismo mediante el cual le será cancelada a Litoral Gas la deuda, con más intereses, que se registra a su favor.

3.3.4. Comparativa internacional de costos operativos

Los ratios unitarios empleados en la siguiente comparación fueron extraídos del estudio comparativo de benchmarking de costos operativos elaborado por la consultora Quantum en el año 2011.

La muestra analizada está formada por datos de 32 empresas de 6 países de América Latina² comprendiendo el periodo 2007 a 2013. En la tabla situada a continuación, se detalla la cantidad de empresas que integran la muestra junto con su país de origen.

País	Cantidad de Empresas
México	12
Colombia	7
Argentina	1
Brasil	4
Uruguay	1
Total	25

Tabla 3.3-6. Empresas por países de origen

A continuación se presentarán los indicadores de productividad parcial para las empresas participantes del estudio:

3.3.4.1. Costo operativo total por cliente

En este ítem se comparan los costos operativos totales (gastos de personal, gastos operativos y otros) por cliente.

² A saber: Argentina, Brasil, Colombia, México, Perú y Uruguay.

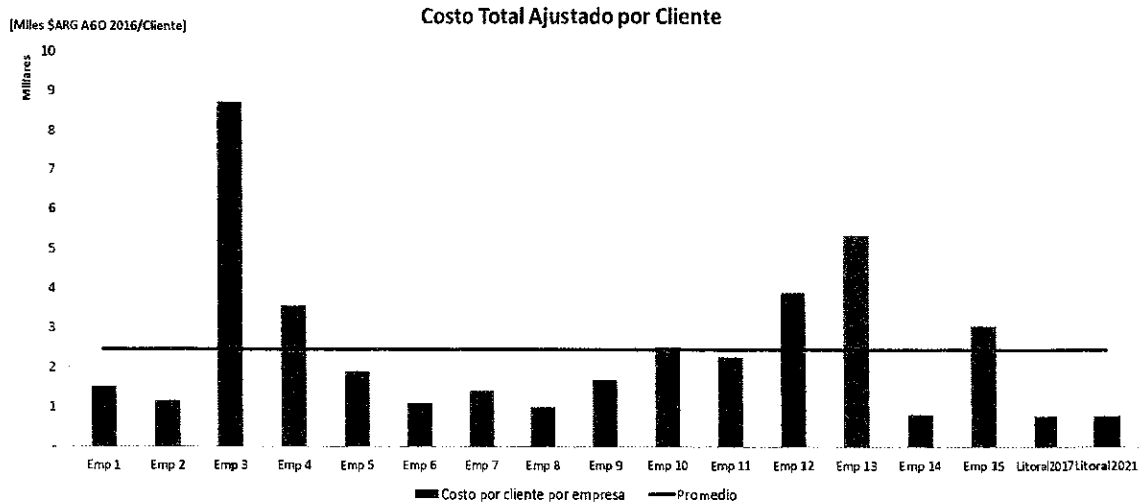


Figura 3.3-7. Costo Operativo Total por Cliente

3.3.4.2. Costo operativo total por unidad de volumen

En este ítem se comparan los costos operativos totales (gastos de personal, gastos operativos y otros) por unidad de volumen (se expresa en MM m3).

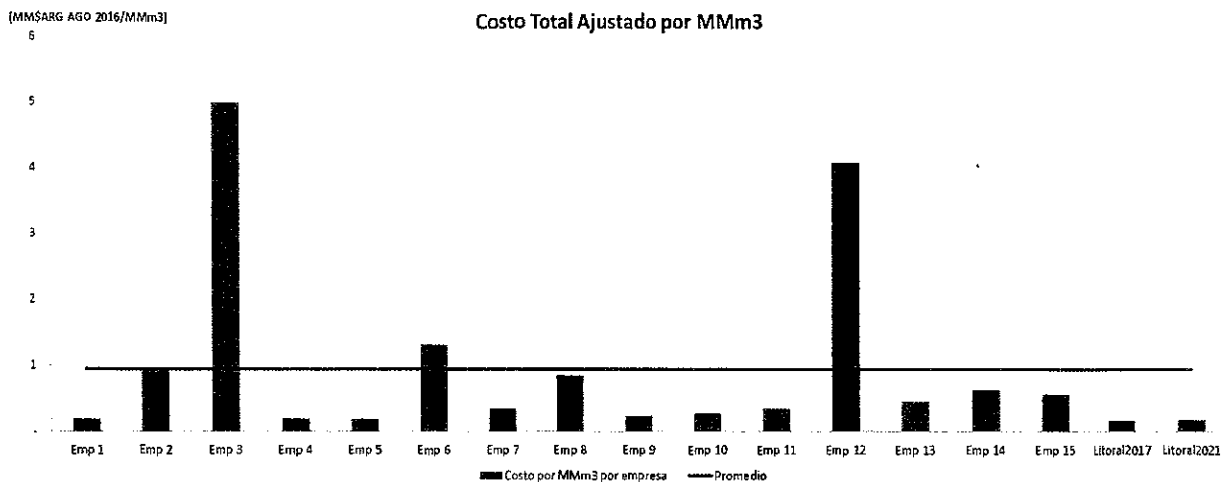


Figura 3.3-8. Costo Operativo Total por Unidad de Volumen

3.3.4.3. Costo operativo total por km de red

En este ítem se comparan los costos operativos totales (gastos de personal, gastos operativos y otros) por km de red.

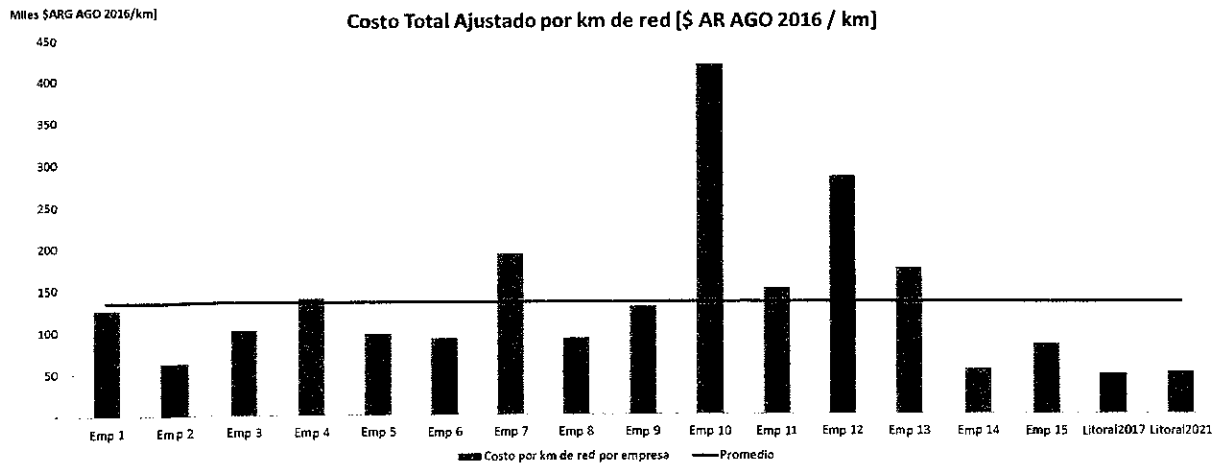


Figura 3.3-9. Costo Operativo Total por km de red

3.3.4.4. Clientes por km de red

En este ítem se comparan los clientes existentes por los km de red existentes.

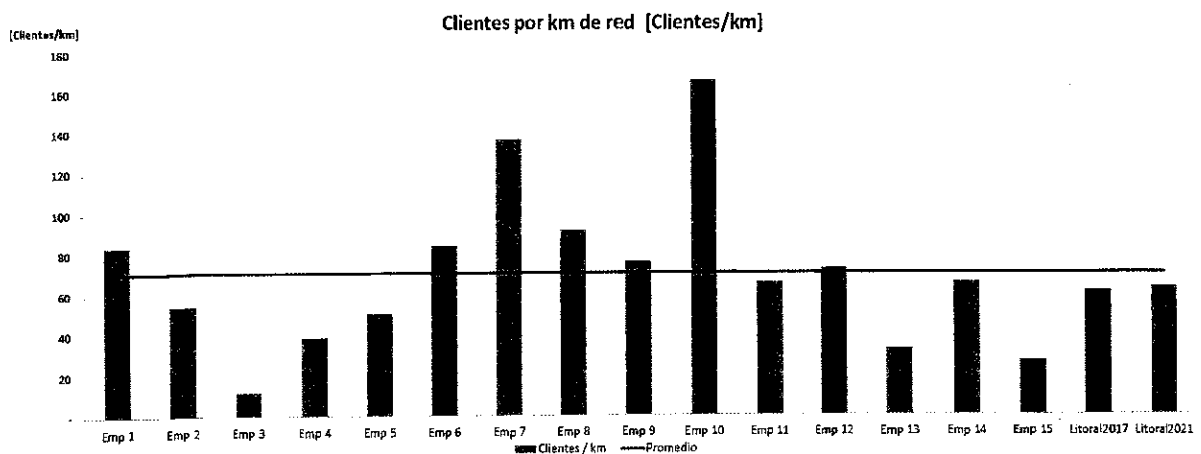


Figura 3.3-10. Clientes por km de red

3.4. Demanda

3.4.1. Demanda

Se detallan a continuación los supuestos utilizados en las proyecciones de demanda del segmento de los Grandes Clientes:

- Ante la disminución relativa de precio del gas natural en condición firme respecto del costo de otras alternativas de provisión, un grupo de clientes en su mayoría perteneciente al segmento Aceitero ha venido contratando volúmenes de reserva de capacidad adicionales a los históricos. Ante el incremento de precio previsto en el servicio de gas se prevé que la capacidad reservada volverá a ubicarse en torno a los volúmenes tradicionalmente contratados por el segmento. Por lo

expuesto, se asume que los mencionados contratos de servicio firme no se renovarán a su vencimiento.

- Se prevé que los contratos por servicio firme de usinas no se renovarán a su vencimiento.
- Se considera que continuará la baja demanda de usinas con servicio interrumpible registrada en el último bienio.
- Se prevé una recuperación de la demanda del segmento siderometalúrgico a partir del año 2017 respecto de la demanda real del presente año. Sin embargo la misma no llega en el corto plazo a los elevados valores previos a 2014.
- No se prevén cambios respecto de la cantidad de clientes existentes de este segmento.
- La demanda de servicios firmes de transporte prevista es de máxima, por cuanto puede continuar viéndose afectada por la agresiva política comercial de proveedores de transporte extrazona, o bien por la aparición de nuevos proveedores.
- Para el segmento GNC, se prevé que continuará la reducción de demanda que comenzó con la aplicación de los nuevos precios de gas en boca de pozo y nuevos cuadros tarifarios con vigencia desde el 01-05-16, estabilizándose en valores similares a los del año 2013. Esta reducción de demanda trae aparejada una menor reserva de capacidad del orden del 4% a partir de 2017.

En el caso de los clientes SGG, se estima que se mantendrá la demanda actual del 2016, sin cambios significativos en los volúmenes y en la capacidad reservada. Dicha demanda es superior a los niveles registrados en el año 2013.

Los supuestos utilizados en las proyecciones de demanda del segmento de clientes Residenciales, 5G-P y Subdistribuidores, surgen del Estudio de demanda denominado “Estimaciones de Elasticidad” elaborado por la Consultora Quantum, que refleja la mejor estimación de la demanda y de las variaciones de consumo para el próximo quinquenio, por normalización del año base y elasticidad precio, bajo el supuesto de un incremento tarifario del 50% sobre los niveles tarifarios actuales.

3.4.1.1. Usuarios

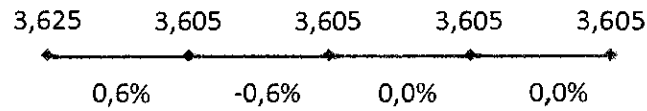
La cantidad total de usuarios previstos para el quinquenio son:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Residenciales	679.556	692.556	729.106	758.806	780.705	800.505
Resto de Usuarios	39.158	39.158	40.658	41.738	42.338	42.818
Total	718.714	731.714	769.764	800.544	823.043	843.323
Variación		2%	5%	4%	3%	2%

3.4.1.2. Volumen

El volumen total previsto para el próximo quinquenio es:

Volumen (GN+GLP) [MMm3-año]



2017	2018	2019	2020	2021
Año				

Figura 3.4-1. Evolución del Volumen para el Quinquenio

VOLUMEN ANUAL	2017	2018	2019	2020	2021	Unidad
Volumen (GN+GLP)	3.625	3.605	3.605	3.605	3.605	[MMm3-año]
Variación	0,55%	-0,55%	0,00%	0,00%	0,00%	
Volumen (GN)	3.615	3.595	3.595	3.595	3.595	[MMm3-año]
Volumen (GLP)	10	10	10	10	10	[m3-año]

Tabla 3.4-1. Volumen Anual proyectado

3.4.1.3. Capacidad

La capacidad anual requerida fue estimada a partir del volumen proyectado y el factor de carga de cada categoría, empleándose la siguiente ecuación:

$$Cap_t [MMm3/dia] = \frac{Vol_t [MMm3 \text{ año}]}{365 * FC}$$

Los factores de carga empleados son los siguientes:

Categoría Tarifaria	Uso	FC
R Social	R	0,35
FM	R	0,35
R1	R	0,35
R2 1°	R	0,35
R2 2°	R	0,35
R2 3°	R	0,35
R3 1°	R	0,35
R3 2°	R	0,35
R3 3°	R	0,35
R3 4°	R	0,35
SGP1	SGP	0,5
SGP2	SGP	0,5
SGP3	SGP	0,5
SGP3 Unbundling	SGP	0,5
SG		1
GU		1
GNC		1
SDB	SDB	0,75

Tabla 3.4-2. Factor de carga por categoría tarifaria

En tanto que los valores obtenidos fueron los siguientes:

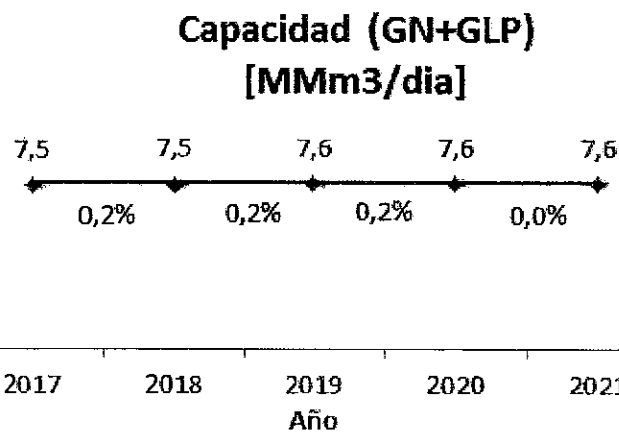


Figura 3.4-2. Evolución de la Capacidad para el Quinquenio

CAPACIDAD ANUAL	2017	2018	2019	2020	2021	Unidad
Capacidad (GN+GLP)	7,53	7,54	7,55	7,57	7,57	[MMm3/día]
Variación		0,2%	0,2%	0,2%	0,0%	
Capacidad (GN)	7	7	7	7	7	[m3/día]
Capacidad (GLP)	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	[m3/día]

Tabla 3.4-3. Capacidad Anual Proyectada

3.5. Ingresos por Tasas y Cargos

Las tasas y cargos son valores que se cobran por la realización de determinadas actividades reguladas vinculadas con el servicio de distribución de gas natural.

Estas actividades por su vinculación con la distribución son reguladas por ENARGAS, quien establece el precio a recuperar por cada una de ellas. Corresponde a la distribuidora realizar una propuesta de ajuste en el marco de la RTI.

Existen dos metodologías para definir el valor de las tasas y cargos: i) Las tasas y cargos se fijan según el costo de realizar la actividad que remunera y ii) las tasas y cargos se fijan con un determinado valor y el resto es remunerado por la tarifa de distribución, de manera de que no exista perjuicio para la distribuidora ni para los clientes.

La primera metodología se caracteriza por la independencia, ya que la actividad es remunerada por el cliente que la requiere o demanda, a su costo estimado total. Sin embargo, cobrarle la totalidad del costo puede constituir una barrera de entrada (o permanencia) al servicio regulado, por lo que en algunos casos se opta por cobrar una porción del costo directo al cliente y el resto es cubierto por la tarifa de distribución.

Dada la extrema diferencia que existe entre el costo real de realizar las actividades remuneradas por tasas y cargos y su precio vigente, se optó por implementar el segundo esquema, de la siguiente manera:

Los costos de la realización de las actividades remuneradas a través de tasas y cargos se proyectaron en base a sus valores unitarios y la previsión de cantidades requeridas y se ingresaron directo al valor agregado de distribución (incrementándolo) como una componente de los costos de operación, mantenimiento y administración. Por otro lado, se proyectaron los ingresos por las tasas y cargos, los cuales se estimaron usando los valores unitarios de tasas y cargos por las cantidades requeridas. Este valor obtenido se ingresó al valor agregado de distribución como una componente negativa, disminuyéndolo.

De esta manera todo aquel costo asociado a la realización de las actividades de las tasas y cargos que no sea remunerado por el valor de la tasa y cargo, sería remunerado en la tarifa de distribución de todos los clientes sin afectar el equilibrio económico financiero, ya que no genera rentabilidad adicional.

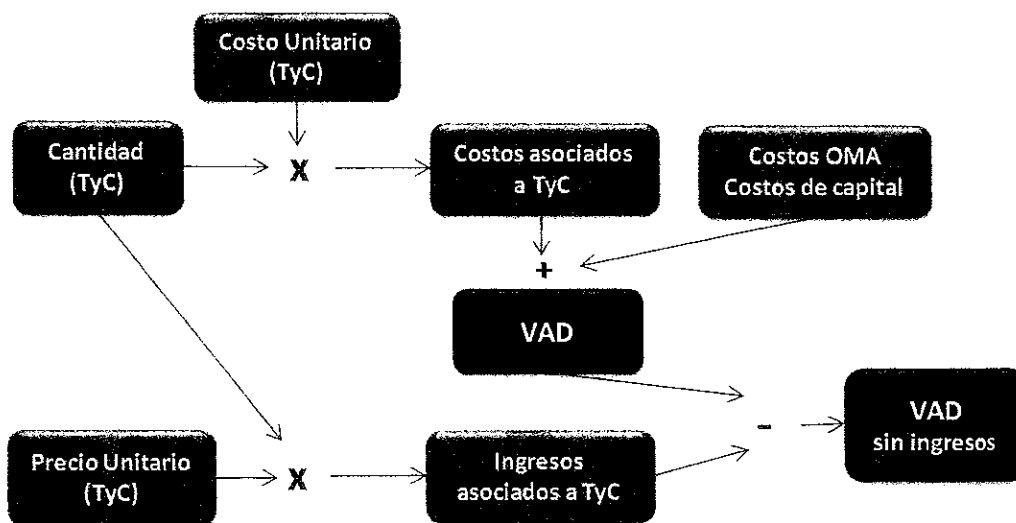


Figura 3.5-1. Tratamiento ingreso tasas y cargos.

3.6. Adecuación de los valores de Tasas y Cargos

El dictado de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario en 2002 congeló las posibilidades de ajuste tarifario de las Licenciatarias, entre ellos, el ajuste de las Tasas y Cargos.

Los escasos ingresos que proveen las Tasas y Cargos actuales cubren sólo una mínima y exigua parte del costo del servicio prestado, constituyendo un perjuicio innecesario y verdaderamente grave, por estar en flagrante contradicción con el principio de sustentabilidad de la prestación de un servicio público, receptado explícitamente por la Ley N° 24.076 y demás normas complementarias que lo regulan.

La presente solicitud de adecuación de los valores del Cuadro de Tasas y Cargos se sustenta en las siguientes disposiciones legales:

- Ley N° 24.076 artículo 46: *“los transportistas, distribuidores y consumidores podrán solicitar al Ente Nacional Regulador del Gas las modificaciones de tarifas, cargos, precios máximos, clasificaciones o servicios establecidos de acuerdo con los términos de la habilitación que consideren necesarias si su pedido se basa en circunstancias abjetivos y justificadas.
Recibida la solicitud de modificación, el ente deberá resolver en el plazo de sesenta (60) días previa convocatoria a audiencia pública que deberá celebrarse dentro de los primeros quince (15) días de la recepción de la citada solicitud.”*
- Ley N° 24.076, particularmente según lo establecido en el artículo 41 cuando dice *“...Los transportistas y distribuidores podrán reducir total o parcialmente la rentabilidad contemplado en sus tarifas máximas, pero en ningún caso podrán dejar de recuperar sus costos...”*.
- Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, Decreto N° 2255/92 Anexo “B” Subanexo I, de acuerdo a lo referenciado en su Punto 9.6.1. Ajustes basados en circunstancias objetivas y justificadas.

- Decreto N° 2016/2008, ratificatorio del Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia firmada entre el Gobierno Nacional y Litoral Gas S.A., particularmente el punto 12.1.10. del Acta Acuerdo donde se expresa *“El ENARGAS realizará un análisis de costos para determinar nuevos valores de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la LICENCIATARIA.”*

Cabe acotar que, hasta el año 2001, los valores recuperables por Tasas y Cargos cubrían razonablemente los costos de la prestación de dichos servicios. Pero a partir de ese momento, las sucesivas devaluaciones de la moneda y el incesante proceso inflacionario, ha provocado un aumento ininterrumpido, sin posibilidades de recupero, a punto tal de ocasionar este concepto un quebranto considerable a esta Licenciataria.

Es por ello que Litoral Gas solicita la adecuación de los valores del Cuadro de Tasas y Cargos a partir del 1° de enero de 2017.

A tal fin se expone el Cuadro de Tasas y Cargos con los valores solicitados, los que fueron determinados en función del recupero de los costos, mediante índices de ajustes oficiales. Cabe señalar que los costos reales de las tareas que comprende el Cuadro de Tasas y Cargos fueron auditados por el ENARGAS.

Los valores que se muestran a continuación se encuentra en Pesos (no incluyen impuestos nacionales, provinciales, ni municipales):

Litoral Gas S.A.		
Solicitud de Adecuación del Cuadro de Tasas y Cargos		
En Pesos (no incluyen impuestos nacionales, provinciales, ni municipales)		
Item	Concepto	Nuevos Valores solicitados a partir del 01/01/2017
1	Examen para instalador	421,91
2	Matrícula instalador 1ra. Categoría	843,81
3	Matrícula instalador 2da. Categoría	421,91
4	Matrícula instalador 3da. Categoría	421,91
5	Reposición Carnet instalador	111,20
6	Reglamento de instalaciones domiciliarias o industriales	254,55
7	Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	4.220,29
8	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	8.164,55
9	Emisión libre deuda	103,08
10	Copia de plano	64,74
11	Reparación de veredas del servicio	803,71
12	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	243,55
13	Gestión y envío de avisa de deuda (común bajo firma)	43,30
14	Zanjeo y tapada del servicio	292,26
15	Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor a 10 m3/h	539,99
16	Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor a 10 m3/h	927,45
17	Servicio completo (menor o igual a 1") sin zanjeo, tapada; y sin reparación de vereda	1.970,04
18	Ídem 17 (mayor a 1") para vivienda unifamiliar corresponde monto de ítem	3.244,20
19	Soldadura y/o perforación de servicio sin zanjeo y tapada y sin reparación de veredas	869,64
20	Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h por 1ra. Vez en el servicio	438,39
21	Colocación de medidor mayor a 10 m3/h por 1ra. Vez en el servicio	730,65
22	Reposición de medidor extraviado, sin colocación	1.217,75
23	Habilitación de equipos especiales por cada artefacto industrial de características distintas	1.948,15
24	Cargo por reconexión en alta presión (AP) Reapertura de llave por causa imputable al usuario	2.585,06
25	Conexión y habilitación del servicio con zanjeo y tapado - en alta presión	34.055,79
26	Derecho de aprobación de proyecto para nuevos clientes y por única vez - en alta presión (AP)	4.394,71

Tabla 3.6-1. Adecuación del Cuadro de Tasas y Cargos

3.7. VAD disminuido con el ingreso de las tasas y cargos

El VAD sin considerar los ingresos por tasas y cargos es de:

VAD sin Ingresos de Tasas y Cargos [MM\$ARG]

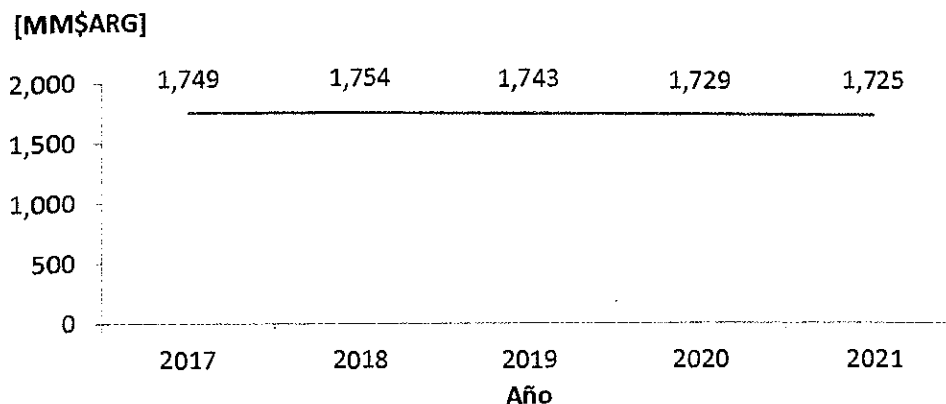


Figura 3.7-1. Evolución del VAD sin Ingreso de Tasas y Cargos

VAD Sin Ingresos de Tasas y Cargos	2017	2018	2019	2020	2021
VAD sin Ing de TyC [MM\$ARG]	1,749.4	1,754.5	1,742.9	1,728.8	1,725.1

Tabla 3.7-1. VAD sin Ingresos de Tasas y Cargos

En tanto que los ingresos previstos por tasas y cargos es de:

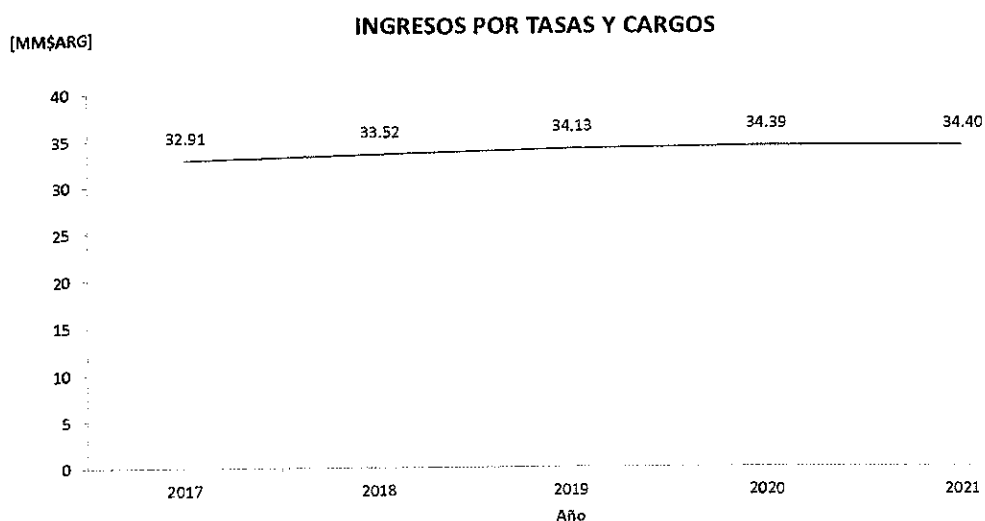


Figura 3.7-2. Evolución de los Ingresos por Tasas y Cargos

Ingresos por Tasas y Cargos	2017	2018	2019	2020	2021
Ingresos por Tasas y Cargos [MM\$ARG]	32.91	33.52	34.13	34.39	34.40

Tabla 3.7-2. Ingresos por Tasas y Cargos Anual

Por lo que el VAD final y empleado en el diseño tarifario es:

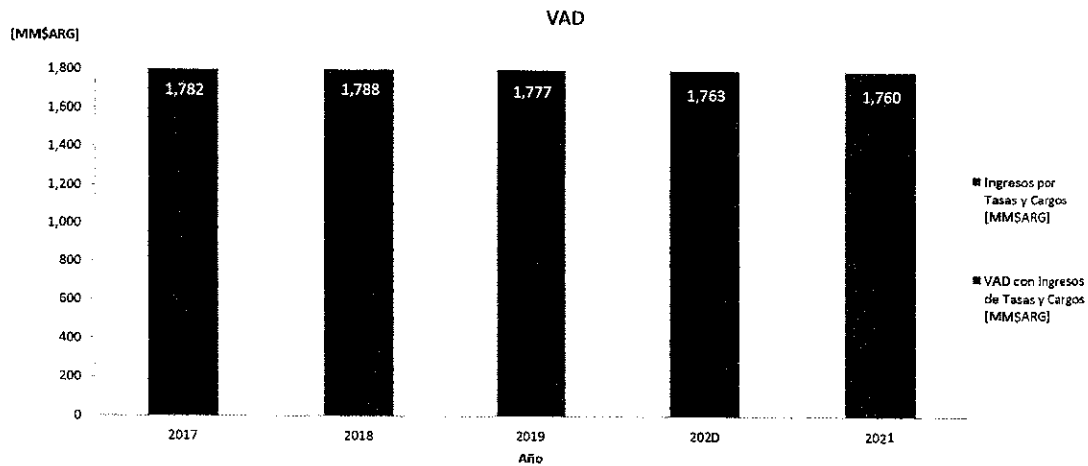


Figura 3.7-3. Evolución del VAD

VAD	2017	2018	2019	2020	2021
VAD con Ingresos de Tasas y Cargos [MM\$ARG]	1,782	1,788	1,777	1,763	1,760
Ingresos por Tasas y Cargos [MM\$ARG]	33	34	34	34	34
VAD [MM\$ARG]	1,749	1,754	1,743	1,729	1,725

Tabla 3.7-3. VAD Anual para el quinquenio

4. Propuesta tarifaria

Una vez definido el valor agregado de distribución y el requerimiento de ingresos se calcula la propuesta tarifaria. La premisa fundamental del diseño tarifario es cumplir con la condición de equilibrio económico-financiero, en donde las ventas obtenidas (a valor presente) a partir del margen de distribución propuesto y la demanda prevista en el plan de negocios, sea igual al valor presente del VAD estimado (disminuido por el ingreso de tasas y cargos).

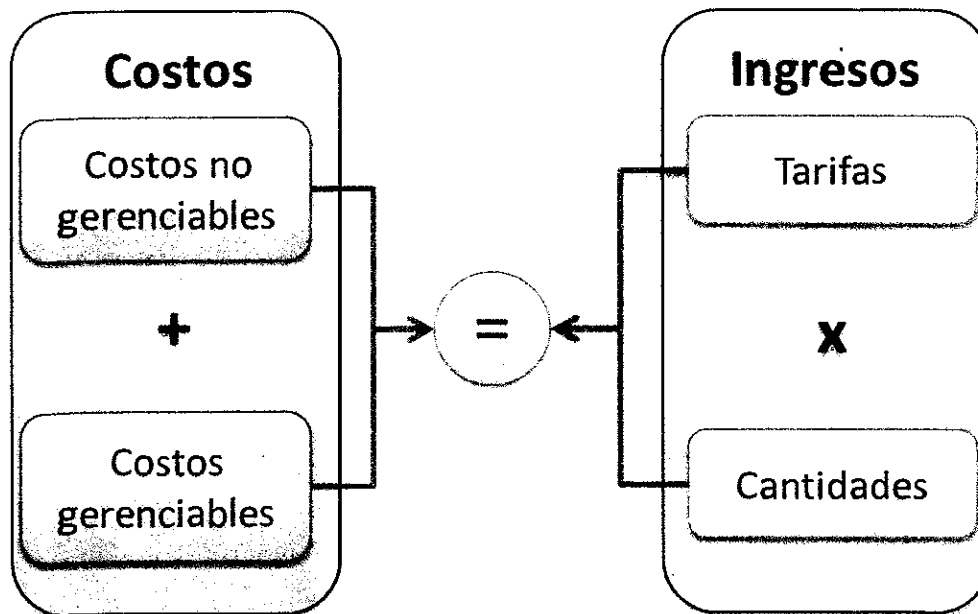


Figura 3.7-1. Condición de equilibrio económico financiero

Para verificar esta condición se debe cumplir la siguiente ecuación:

$$\sum_i^N \frac{(VAD_i)}{(1 + TCC)^i} = \sum_i^N \frac{(TarDist_k) \cdot Dem_{k,i}}{(1 + TCC)^i}$$

Donde:

VAD_i : Valor agregado de distribución correspondiente al año i ;

$TarDist_k$: Tarifa del servicio de distribución (Margen de distribución) de la categoría k ;

$Dem_{k,i}$: Demanda categoría k , año i ;

TCC: Tasa de costo de capital (Valor después de impuestos);

N : Cantidad de años del período tarifario

La metodología regulatoria más empleada es la de “asignación de costos” usando drivers físicos, los cuales son ponderados por la participación de la categoría en la actividad de costos. Los esquemas de tarifa “asignativas” o a costo medio se basan en la asignación de costos (ya sean costos de capital como operativos) en los diferentes grupos tarifarios.

La realidad es que esta metodología, a pesar de mostrarse metodológicamente defendible y explicable desde un punto de vista teórico, puede en algunos casos no resultar viable de aplicar por las condiciones del mercado. Aspectos como las tarifas preexistentes, el precio de los combustibles alternativos o intereses de desarrollo diferencial del estado, hacen que este tipo de tarifas a costo medio no sean aplicables sin que sean sometidas a algunas modificaciones.

Por lo anterior, sumado a lo ajustado del plazo de tiempo disponible para la RTI, se empleó un método alternativo de diseño tarifario basado en las tarifas existentes. Este método se basa en ajustar las tarifas vigentes con un porcentaje determinado para generar las nuevas tarifas.

A diferencia de otras regulaciones, esta metodología no define un índice de reposicionamiento global que afecta a todas las tarifas iguales para lograr que se cumpla la condición de equilibrio económico financiero. En este caso, es posible definir de manera manual un porcentaje diferente para alguna de las categorías tarifarias, en tanto que para las restantes categorías, la variación se calcula de manera automática para lograr que se cumpla la condición de equilibrio económico financiero.

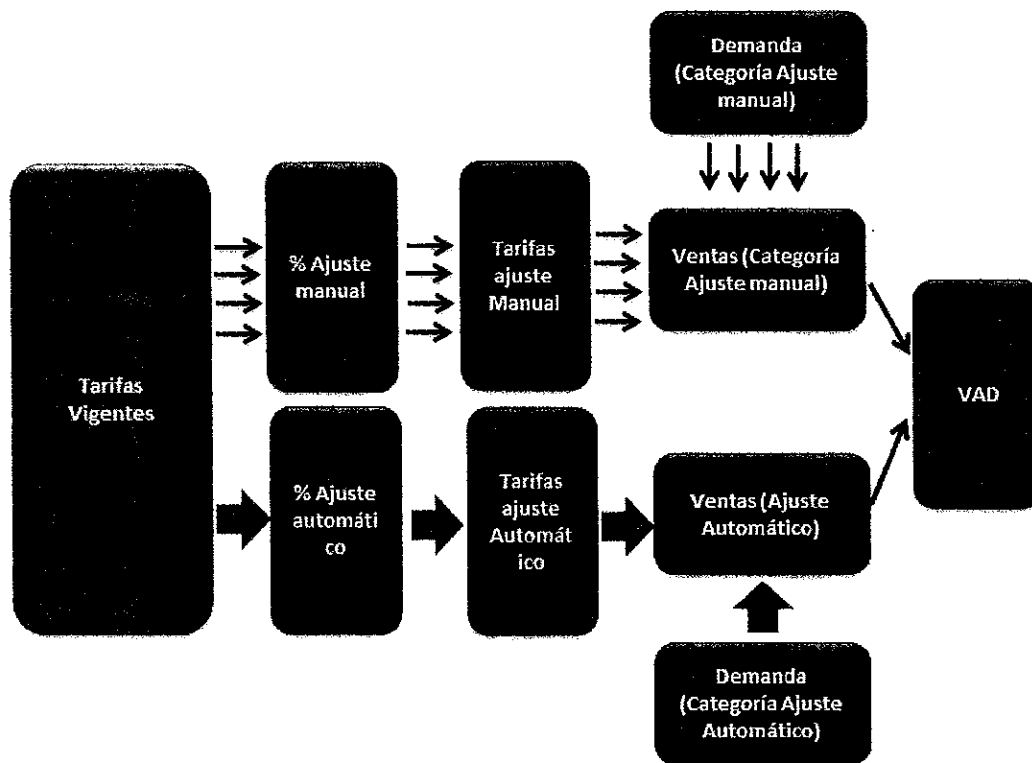


Figura 3.7-2. Metodología de diseño tarifario

Para asegurar que se cumpla la condición de equilibrio económico financiero el factor de ajuste automático se estima con la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{VP VAD - VP Ventas_{TAM}}{VP Ventas_{TsinAj}}$$

α : Factor de ajuste automático;

$VP VAD$: Valor presente del VAD (calculado con la tasa de costo de capital después de impuestos);

$VP Ventas_{TAM}$: Valor presente de las ventas previstas de las categorías con tarifas (distribución) ajustadas manualmente;

$VP Ventas_{TsinAj}$: Valor presente de las ventas previstas con las tarifas (distribución) vigentes de las categorías sin ajuste manual de tarifas.

De esta manera, aquellas tarifas que no se ajustan manualmente varían de manera homogénea, asegurando que se cumpla la premisa fundamental del equilibrio económico financiero.

La apertura de la tarifa residencial R en ocho subcategorías que dispuso el ENARGAS en el año 2008, en función de diferentes escalones de consumo, con márgenes de distribución sensiblemente diferentes para cada una de ellas ha generado un efecto distorsivo en la estructura tarifaria.

Estas diferencias entre subcategorías y el escaso margen de consumo que se requiere para que un usuario se mueva de una categoría a otra, hacen imprevisible para el usuario el costo final a pagar por la prestación del servicio y para la Distribuidora, los ingresos a percibir. Ambos dependerán de la categoría tarifaria que el usuario alcance en cada período de facturación, en función de las temperaturas registradas, las señales de precio y la racionalización del uso del gas.

Por ello Litoral Gas solicita al ENARGAS que en el marco de la presente RTI se reconsidere el esquema vigente para la categoría Residencial y se adopte un modelo tarifario con un margen de distribución único para todos los usuarios residenciales, manteniendo los ingresos requeridos que se presenta en nuestra propuesta. Estas modificaciones solicitadas no han sido incorporadas en los Cuadros Tarifarios propuestos.

4.1. Cuadros Tarifarios Propuestos

En Anexo 5 adjunto a la presente, se incorporan los Cuadros Tarifarios propuestos para su aplicación a partir del 1° de enero de 2017, que comprenden el incremento del Valor Agregado de Distribución resultante de la aplicación del modelo tarifario descrito en este documento. A estos Cuadros Tarifarios correspondería incorporarle el valor que el ENARGAS considere de acuerdo al ajuste no recurrente de tarifas en el marco del artículo 46 de la Ley 24.076 propuesto por Litoral Gas.

A estos efectos se informa que se ha considerado el valor del precio de gas en boca de pozo y el costo del transporte incluidos en los Cuadros Tarifarios vigentes a partir del 7 de octubre de 2016 según Resolución ENARGAS N° 4052/16. El incremento que la Autoridad Regulatoria apruebe en los Cuadros Tarifarios de transporte a partir del cierre del proceso de Revisión Tarifaria Integral deberán ser trasladados a las Tarifas a Usuarios Finales de acuerdo a como lo establece el Marco Regulatorio.

Como resultado de esta propuesta tarifaria el **incremento en la tarifa media final considerando todas las categorías tarifarias asciende al 31%**.

4.2. Esquema de actualización tarifaria durante el quinquenio

El marco regulatorio de la industria del gas para Licencias de Distribución prevé las siguientes clases de ajustes tarifarios:

- a) Ajuste por variaciones en el precio de gas
- b) Ajuste por variaciones en el costo de transporte
- c) **Ajuste por variaciones en los indicadores de precios**

- d) Ajuste por causas objetivas y justificadas
- e) Ajuste por variaciones en los impuestos y tasa
- f) Ajuste por Revisión Quinquenal de Tarifas

Enfocaremos el presente trabajo en el punto c) Ajuste por variaciones en los indicadores de precios, el cual es normado por el Art 41 de LG 24076; su reglamentación por Decreto Nro. 1738/92 punto 9.4.1.1 de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución (RBLD), y Ley de Emergencia Pública Nro. 25561.

El Acta Acuerdo que Litoral Gas firmó con el Estado Nacional en el año 2007 determinó:

- La Cláusula 11.1 del Acta Acuerdo establece " ... la realización de una REVISION TARIFARIA INTEGRAL, proceso mediante el cual se fijará un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de cinco (5) años, conforme a lo estipulado en el Título I, Capítulo IX "Tarifas" de la Ley N° 24.076 ... ". En este sentido, la citada referencia nos remite a la continuidad del mecanismo tarifario básico del Marco Regulatorio original: tarifas máximas determinadas en un proceso de Revisión Tarifaria (RT) y un mecanismo de redeterminación de dichas tarifas (específicamente en lo atinente al margen de distribución, junto a ajustes en los precios de la materia prima y la tarifa regulada de transporte y de gas) cuyo objetivo esencial es el de lograr la estabilidad de los recursos de la Licenciataria en el tiempo y hasta una nueva RT.
- Adicionalmente, la Cláusula 12.1.1 "Pautas de la RTI" establece la necesidad de definir el régimen de adecuación semestral de la tarifa de distribución de la Licenciataria a efectos de mantener la sustentabilidad económica financiera de la prestación y la calidad del servicio.

Bajo las "Pautas de la RTI" publicadas por Enargas en Noviembre 2016, en particular sobre las disposiciones de la Ley de Convertibilidad Nro. 23.928; Ley de Emergencia Pública Nro. 25561; el Decreto Nro. 181/04; y el Decreto Nro. 669/00 se desprende la prohibición de la aplicación de ajustes por índices extranjeros, no existiendo impedimentos en aplicar mecanismos que utilicen índices generales nacionales.

El margen de distribución es lo que permite a la Distribuidora hacer frente a los costos que necesita erogar para la prestación del Servicio Público encomendado, incluyendo las inversiones, pago de impuestos, y la remuneración del capital. Este margen se encuentra regulado y no es de libre adecuación y aplicación, por lo tanto el riesgo de licuación es alto en contextos de moderada o severa inflación si no es actualizado periódicamente.

A continuación, se desarrollara una propuesta de determinación de un mecanismo que permita mantener constante en el tiempo el Margen de Distribución de Litoral Gas a determinarse en la RTI, con el propósito de asegurar la sustentabilidad económico-financiera de la prestación del servicio.

2 - Proceso de Actualización de Tarifas Sugerido

En línea con lo mencionado, y a partir de la aprobación de la RTI, Litoral Gas propone la siguiente metodología de ajuste:

- Ajuste con periodicidad trimestral
- Ajuste del Margen de Distribución en base a una fórmula polinómica construida con índices nacionales de la República Argentina, contemplando la variación de precios a partir de los OPEX y de los CAPEX.

Dicha propuesta refleja las ventajas que se detallan a continuación:

- 1) Reducir el impacto de las variaciones de precios en la tarifa final que deba abonar el usuario.
- 2) Trasladar las variaciones generales de precios que se produzcan en la economía, logrando un efecto neutro para la Licenciataria y el usuario.
- 3) Ajustar el Valor Agregado de Distribución de modo tal que la Distribuidora tenga incentivos para lograr una estructura óptima de costos.

En el caso de que ENARGAS considere la propuesta de inclusión en la factura de gas de un valor específico para obras, este deberá también ser objeto del esquema de actualización, aplicándose en este caso sólo el término de la fórmula referido a CAPEX.

Coefficiente de sustentabilidad Tarifaria:

Debido a que el ajuste propuesto está definido como "ex – post", al final de cada período de revisión, el cálculo deberá contemplar los siguientes conceptos:

- 1) un ajuste porcentual positivo o negativo teniendo en cuenta la variación acumulada del período bajo análisis, determinado por la fórmula polinómica (Ver punto 3.);
- 2) un coeficiente de ajuste adicional determinado por:
 - a) el recupero/devolución de los ingresos definidos como el "triángulo perdido del período anterior" (Ver punto 4.).
 - b) El saldo acumulado de los montos recuperados/devueltos de los períodos anteriores.
 - c) La Incidencia financiera sobre los montos determinados anteriormente.

El porcentaje determinado según los puntos anteriores y denominado "Coeficiente de sustentabilidad Tarifaria" (CST) se aplicará a cada uno de los componentes de la tarifa de Distribución.

Cabe clarificar que el "triángulo perdido del período anterior" hace referencia a los costos sufridos por la distribuidora, por el atraso generado en la aplicación del ajuste dentro del período trimestral, de modo tal que dicho ajuste expone la actualización en la tarifa a aplicar en el próximo trimestre, y permitirá mantener la integridad de los mayores costos efectivamente erogados.

En el próximo período bajo análisis se realizará el cálculo de la variación polinómica y del coeficiente de ajuste adicional del período anterior, todo ello determinando el nuevo CST a aplicar al futuro trimestre.

Las determinaciones y ajustes se deberán realizar en forma trimestral, siendo el 31-Marzo; el 30-Junio; el 30-Septiembre; y el 31-Diciembre de cada año los días a considerar del valor de cada índice. Por otro lado, la tarifa será modificada a partir del mes subsiguiente al mes de referencia, y con vigencia trimestral, ósea a partir del 01-Mayo; del 01-agosto; del 01-noviembre; y del 01-febrero.

No obstante ello, con respecto a la propuesta de actualización incorporada en Guía Temática para la RTI publicada por el ENARGAS en su página Web, líneas generales queremos manifestar la coincidencia con el ENARGAS en los fundamentos legales y económicos que justifican la necesidad de implementar un ajuste no automático de la tarifa a lo largo del quinquenio, aunque con respecto a los detalles del ajuste, expresados en punto VII) de la mencionada guía; corresponde expresar las siguientes consideraciones:

1. Período de adecuación semestral. De producirse niveles inflacionarios moderados a severos, el retraso en el ajuste acarrearía problemas económico-financieros en la gestión de la empresa. Por lo expuesto nuestra propuesta fija períodos de adecuación/ajustes trimestrales.
2. La utilización de un solo índice para el ajuste (IPIM - Índice de Precios Internos al por Mayor – Nivel General - publicado por el Instituto de Estadísticas y Censos INDEC) no garantiza que se refleje razonablemente la variación de costos de la compañía. Además, la utilización de un solo índice podría generar mayor volatilidad en los ajustes, ya sea tanto por subestimación o sobreestimación del ajuste respecto de la realidad. Se sugiere entonces la utilización de una canasta de índices determinados en función de la estructura de costos (OPEX y CAPEX) asegurando mayor estabilidad y razonabilidad del ajuste.
3. El esquema de cálculo y aplicación propuesto por el ENARGAS no contempla el ajuste por el atraso en su aplicación, por lo que se estará alterando el equilibrio económico-financiero de la Distribuidora, el cual deberá ser compensado (“triángulo perdido del período anterior”).
4. El tope señalado para los clientes Residenciales en función de la evolución acumulada en el Índice de Salarios – Nivel General publicado por el INDEC- resulta arbitrario, pudiendo arrojar la actualización tarifaria totalmente desajustada respecto de la realidad de la variación de costos de la Distribuidora. De avanzar ENARGAS de acuerdo con esa propuesta, solicitamos determine el mecanismo de compensación que complementará la fijación del tope a los efectos de que la ecuación económico-financiera establecida para el quinquenio, de acuerdo a los costos económicos de prestación del servicio, se mantenga constante y sin afectar en el transcurso del mismo, ni la normal prestación del servicio, ni la ejecución del Plan de Inversiones comprometido.

3 – Metodología de Cálculo de la Fórmula Polinómica

A continuación se describe la determinación de la fórmula polinómica de cálculo trimestral, siendo ésta un promedio de las variaciones porcentuales de un conjunto de índices, ponderada por un coeficiente que corresponde a la participación de cada uno de ellos en los costos de prestación del servicio.

$$\Delta F(x) \text{ polinómica} = (\% F_1 * \Delta \text{IndOPEXn} + \% F_2 * \Delta \text{IndCAPEXn})$$

Donde:

$\%F_1$ = Porcentaje de participación de los OPEX, sobre el total de OPEX y CAPEX, definido como:

$$\%F_1 = \text{OPEX} / (\text{OPEX} + \text{CAPEX})$$

$\%F_2$ = Porcentaje de participación de los CAPEX, sobre el total de OPEX y CAPEX, definido como:

$$\% F_2 = \text{CAPEX} / (\text{OPEX} + \text{CAPEX})$$

$\Delta \text{IndOPEXn}$ = Variación polinómica de Indices representativos de OPEX correspondiente al trimestre “n” respecto al mes ‘k’.

$\Delta \text{IndCAPEXn}$ = Variación polinómica de Indices representativos de CAPEX correspondiente al trimestre “n” respecto al mes ‘k’.

Donde:

‘m’ el primer mes del período bajo análisis.

‘n’ (m+3; período de 3-tres- meses); pudiendo ser Marzo; Junio; Septiembre; Diciembre de cada año.

'k' es el mes que se corresponde con la última re-determinación de tarifas por CST ó el correspondiente a la fecha prevista para el inicio de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios emanados de la RTI.

Esta distribuidora presentará en un próximo desarrollo, la elección óptima de los índices representativos de los OPEX y CAPEX, y la ponderación de los mismos en la estructura de costos, para su evaluación y aprobación por parte de la Autoridad Regulatoria.

4- Determinación del coeficiente de ajuste adicional del período anterior

En primer lugar se debe calcular la variación de la polinómica dentro de cada mes del trimestre bajo análisis (los indicadores de la fórmula polinómica detallada en punto 3). Siendo m = el mes 1, 2 y 3 del trimestre. De este modo obtenemos:

$\Delta F(x)$ polinómica $_m$

En segundo lugar aplicar la variación porcentual mensual, a cada uno de los componentes del margen de distribución facturados en cada mes del trimestre, determinando el Monto a recuperar en pesos (\$) de VAD (valor agregado de distribución) para cada mes:

$$\text{VAD Rec } \$ = \Delta F(x) \text{ polinómica}_m * \text{VAD}_m$$

Realizando la sumatoria de los VAD\$ a recuperar del trimestre obtenemos el triángulo perdido de ingresos (-Δ\$) en valores nominales (pesos) del trimestre.

$$(-\Delta\$) = \sum_{m=1}^3 \text{VAD Rec } \$$$

Por último si relacionamos (-Δ\$) con la Base facturada de Distribución del trimestre (VAD $_m$) obtenemos el valor porcentual equivalente al ajuste por el triángulo perdido de ingresos durante el trimestre:

$$(-\% \Delta) = (-\Delta\$) / \sum_{m=1}^3 \text{VAD}_m$$

5-Determinación del Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria y su aplicación

El coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria es la suma de las variaciones determinadas en punto 3) y 4); al que se le adicionara el saldo acumulado de los montos no recuperados/devueltos de los períodos anteriores; y la Incidencia financiera sobre los montos determinados anteriormente a aplicar a cada componente de la tarifa en el trimestre posterior:

$$T_1 = T_0 * (1 + \text{CST})$$

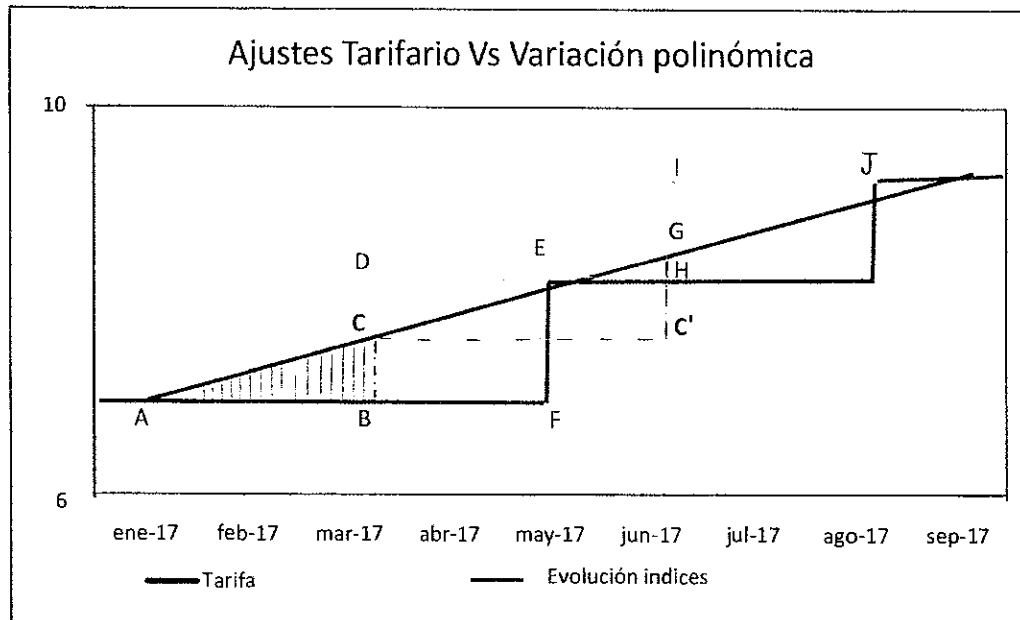
En donde:

T0= tarifa anterior

T1= tarifa actualizada

CST= Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria (desde el último ajuste aplicado)

5



Trayectorias modelizadas

En el siguiente gráfico se explica la trayectoria que adoptará la tarifa y su relación con la variación de precios real.

El comportamiento experimentado por la tarifa y el Índice Polinómico están representados en las líneas azul y roja, respectivamente, del gráfico.

Durante el 1er trimestre de 2017 la tarifa se mantiene constante, incrementándose desde A) a E) a partir de Mayo 2017.

Nos posicionamos en Marzo 2017; primer análisis trimestral, en donde la tarifa se ajusta debido a:

- la proporción representada por la variación de los índices de la función polinómica (C-B); más
- la incidencia financiera o triángulo perdido de ingresos, definida por la superficie entre puntos A) B) y C); determinando de este modo la nueva tarifa representada por el punto D) a aplicar desde Mayo 2017 (E).

Si nos posicionamos en el segundo trimestre (Junio 2017) el ajuste incluirá la variación del índice polinómico del trimestre (G-C') más la variación porcentual sobre los ingresos que represente el área definida por los puntos E) G) H) y el área B) C) E) y F); determinando la nueva tarifa representada en punto I) a aplicar a partir de Agosto 2017 (J).

4.3. Modificaciones al Reglamento del Servicio de Distribución

El ENARGAS ha sometido a consideración de la Audiencia Pública, en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, un Proyecto de Modificación del Reglamento del Servicio de Distribución en sus Aspectos Comerciales, Factores de Presión y Temperatura, Resarcimiento por Interrupción del Servicio y Metodología de determinación del porcentaje de Gas No Contabilizado. Tratamiento de la Temática relativa al Transporte Firme para Ininterrumpibles, y cambio en la estructura de Tasas y Cargos.

Al respecto Litoral Gas quiere manifestar que, debido al escaso tiempo disponible para analizar los impactos que dichos cambios pueden provocar en las variables del negocio, en la presente propuesta de Cuadros Tarifarios dichos proyectos de modificación en las reglas de prestación del servicio no han sido aún evaluados, reservándonos el derecho a incluir antes del cierre del proceso de RTI las variaciones de costos e inversiones que dichos cambios podrían generar durante el quinquenio.

4.4. Consideraciones finales y solicitud de aprobación de la Propuesta Tarifaria

Para la elaboración de su propuesta LITORAL GAS ha considerado en el requerimiento de ingresos para el quinquenio 2017-2021:

- Un **Plan de Inversiones por un monto total en el quinquenio de \$ 1.184 millones** que comprende la totalidad de las inversiones operativas y el 50% de las obras de ampliación requeridas en zonas abastecidas.
- La posibilidad de **incrementar el Plan de Inversiones del quinquenio a un monto total aproximado de \$ 1.740 millones** para satisfacer todas las inversiones operativas y los proyectos de obras de ampliación requeridas en zonas abastecidas, mediante la incorporación en las facturas de gas de un valor promedio de **\$ 19 mensuales por usuario** más impuestos con destino específico para inversiones.
- Una segunda alternativa de **incrementar aún más el Plan de Inversiones del quinquenio a un monto total estimado de \$ 2.450 millones** adicionando a lo anterior un porcentaje de los proyectos de obras de ampliación en zonas aún no abastecidas (expansión), **requeriría llevar el valor mensual de \$ 19 a \$ 40 por usuario.**
- La Base Tarifaria y la Tasa de Costo de Capital mencionadas en el contenido del informe.
- Los gastos operativos proyectados en niveles eficientes, necesarios para la adecuada prestación del servicio y el cumplimiento de los estándares de calidad requeridos por el Marco Regulatorio.
- La incorporación de todos los tributos de orden nacional, provincial y/o municipal en donde Litoral Gas es el contribuyente directo y responsable del su pago.
- No se ha incorporado en el requerimiento de ingresos del cálculo tarifario ninguna compensación por la abultada deuda que el Estado Nacional registra a raíz de los incumplimientos del Acta Acuerdo y Acuerdo Transitorio de Renegociación del Contrato de Licencia, como así tampoco de los montos de tributos abonados por Litoral Gas desde el año 2004 en adelante y que el ENARGAS no autorizó los traslados a tarifa oportunamente solicitados. Litoral Gas se reserva el derecho reclamarlos en la oportunidad e instancia pertinente.

Por lo tanto LITORAL GAS solicita al Ente Nacional Regulador del Gas:

- La consideración de los Cuadros Tarifarios propuestos en el presente informe, con vigencia a partir del 1° de Enero de 2017.
- La puesta en vigencia a partir del 1° de Enero de 2017 de los valores del Cuadro de Tasas y Cargos propuesto.
- Considere un ajuste no recurrente de tarifa según Artículo 46, Ley N° 24.076, por un valor con destino específico para inversiones.
- La aplicación de un esquema de actualización tarifaria durante el quinquenio que mantenga estable el equilibrio económico-financiero alcanzado en el proceso de Revisión Tarifaria Integral.
- La aprobación de una remuneración sobre los Activos Cedidos, según la metodología propuesta en este informe.
- Contemple en forma integral los diferentes ítems componentes de la propuesta, en el entendimiento que su consistencia depende de tal consideración.
- Todos los conceptos que integran el requerimiento de ingresos para la determinación del Valor Agregado de Distribución han sido calculados en moneda homogénea de diciembre de 2016. Si los cuadros tarifarios no entraran en vigencia el 1° de Enero de 2017, se solicita que el Valor Agregado de Distribución sea adecuadamente actualizado hasta la efectiva fecha de entrada en vigencia.

ANEXOS:

ANEXO 5.1: TARIFAS DE GAS NATURAL - SIN
IMPUESTOS. SOLICITADAS A PARTIR DEL
01/01/2017

ANEXO 5.2: TARIFAS DE GAS PROPANO - SIN
IMPUESTOS. SOLICITADAS A PARTIR DEL
01/01/2017



LEONARDO CARRERO
APODERADO

ANEXO 5.1 - TARIFAS DE GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS. SOLICITADAS A PARTIR DEL 01/01/2017

CATEGORÍA / CLIENTE	en \$ (Pesos)	TARIFAS FINALES SIN IMPUESTOS DIRECTOS (Gas + Transporte + Distribución)						TARIFAS FINALES CON IMPUESTOS DIRECTOS (*) (Gas + Transporte + Distribución + Impuestos Directos)					
		Provincia de Buenos Aires			Provincia de Santa Fe			Provincia de Buenos Aires			Provincia de Santa Fe		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
TARIFAS A USUARIOS RESIDENCIALES, P1 P2, P3, RESIDENCIAL													
R1	Cargo fijo	209,69	289,69	109,69	108,81	108,81	108,81	115,55	115,55	115,55	114,62	114,62	114,62
	Cargo por m3 de consumo	2,149322	1,458023	0,766724	2,186779	1,415480	8,724181	2,264169	1,535931	8,807693	2,219352	1,492214	8,762877
	Factura mínima	173,46	173,46	173,46	171,39	171,39	271,39	182,73	182,73	182,73	180,55	180,55	280,55
R2 1*	Cargo fijo	115,72	225,72	125,72	214,85	114,65	134,85	121,91	121,91	121,92	120,98	120,98	120,98
	Cargo por m3 de consumo	2,249322	1,458023	0,766724	2,106779	1,415480	8,724181	2,264169	1,535931	0,807693	2,219352	1,491114	8,762877
	Factura mínima	276,72	176,72	176,72	174,66	174,66	174,66	186,17	186,17	186,17	183,99	183,99	183,99
R2 2*	Cargo fijo	132,11	332,11	332,11	131,16	132,36	231,16	391,33	191,33	191,33	189,15	189,15	189,15
	Cargo por m3 de consumo	2,327867	1,635766	0,944469	2,279054	1,587755	8,896456	1,451411	2,723173	8,994936	2,400832	1,672595	8,944357
	Factura mínima	181,62	181,62	183,62	179,56	179,56	179,56	391,33	191,33	191,33	189,15	189,15	189,15
R2 3*	Cargo fijo	149,07	149,07	149,07	248,07	148,07	148,07	157,04	157,04	157,04	155,98	155,98	155,98
	Cargo por m3 de consumo	2,339306	1,648007	0,956718	2,285823	3,594524	0,903225	2,464304	1,736066	1,007831	2,407963	1,679726	8,951488
	Factura mínima	188,15	188,15	186,09	186,09	186,09	186,09	198,21	198,21	198,21	196,09	196,09	196,09
R3 1*	Cargo fijo	193,28	193,28	193,28	192,15	192,15	192,15	203,53	203,53	203,53	202,42	202,42	202,42
	Cargo por m3 de consumo	3,524908	2,794589	1,323865	3,450478	2,730164	1,049448	3,702735	2,943915	1,173383	3,634851	2,876048	1,105515
	Factura mínima	209,38	289,38	209,38	207,32	207,32	207,32	228,57	228,57	228,57	218,48	218,48	218,48
R3 2*	Cargo fijo	223,39	223,39	223,39	222,33	222,33	222,33	235,32	235,32	235,32	234,22	234,22	234,22
	Cargo por m3 de consumo	3,514900	2,794589	1,313865	3,450478	2,730164	1,049448	3,702735	2,943915	1,173383	3,634851	2,876048	3,105515
	Factura mínima	225,72	225,72	223,65	223,65	223,65	223,65	237,78	237,78	237,78	235,68	235,68	235,68
R3 3*	Cargo fijo	298,42	298,42	298,42	297,22	297,22	297,22	324,37	324,37	324,37	313,10	313,10	313,10
	Cargo por m3 de consumo	3,824179	3,183866	1,423141	3,745169	3,024855	1,344131	4,028521	3,269718	1,492886	3,945288	3,186485	3,415953
	Factura mínima	258,38	258,38	258,38	256,33	256,33	256,33	272,38	272,38	272,18	270,01	278,81	278,81
R3 4*	Cargo fijo	479,53	479,53	479,53	478,33	478,33	478,33	505,36	505,36	505,26	503,89	503,89	503,89
	Cargo por m3 de consumo	4,744209	4,079995	1,423141	4,665199	4,000985	1,344131	4,997732	4,298006	1,499186	4,914479	4,214773	3,425953
	Factura mínima	356,36	356,36	356,36	354,30	354,30	354,30	375,40	375,40	375,40	373,23	373,23	373,23
SERVICIO GENERAL													
P1 y P2	P1 - Cargo fijo	258,66		258,66	266,59		266,59	272,46		272,48	280,83		288,83
	P2 - Cargo fijo	355,64		355,64	363,57		363,57	374,65		374,65	382,99		382,99
	Cargo por m3 de consumo												
	0 a 1.000 m3	1,193748	0,276504	0,620267	1,172548	8,276504	8,599059	1,257534		8,653438	1,235193		8,631069
	1.001 a 9.000m3	1,150420	0,276504	8,576939	1,123581	8,276504	8,550028	2,221891		0,607767	1,183584		8,579418
más de 9.000 m3	1,894662	8,276504	8,521181	1,074457	8,276504	0,500976	1,183154		0,549038	1,131878		8,527745	
Factura mínima	250,43		258,43	248,75		248,75	263,81		263,81	262,04		262,04	
P3 (1)	Cargo fijo	1.014,54		1.014,54	1.013,42		1.033,42	1.068,75		1.068,75	1.067,57		2.067,57
	Cargo por m3 de consumo												
	0 a 1.000 m3	2,360605	0,276504	8,796282	2,328264	8,276504	8,763936	2,486742		8,838831	2,452672		8,804758
	1.001 a 9.000m3	2,285858	0,276504	0,720732	2,253481	8,276504	8,689156	2,487158		8,759244	2,373894		8,725980
	más de 9.000 m3	2,209500	0,276504	0,645177	2,178688	8,276504	8,624362	2,327562		0,679651	2,295104		8,647298
Monto Fijo por Factura (*)	415,63		415,63	415,63		415,63	437,84		437,84	437,84		437,84	
Factura mínima	646,85		646,05	644,37		644,37	688,57		688,57	678,80		678,80	
OTROS USUARIOS													
SDB	Cargo fijo	598,91		597,79		597,79	638,91		629,73		629,73		629,73
	Cargo por m3 de consumo	1,972638		3,946888		3,946888	2,076983		2,850067		2,850067		2,850067
SDB - Servicio General P	Cargo fijo	598,91		597,79		597,79	630,91		629,73		629,73		629,73
	Cargo por m3 de consumo	1,162513		1,136963		1,136963	6,224631		1,197736		1,197736		1,197736
GNC INTERRUPTIBLE	Cargo fijo	3.334,29		3.333,59		3.333,59	3.512,46		3.511,72		3.511,72		3.511,72
	Cargo por m3 de consumo	2,695285		2,679605		2,679605	2,839385		2,822787		2,822787		2,822787
GNC FIRME	Cargo fijo	3.334,29		3.333,59		3.333,59	3.512,46		3.511,72		3.511,72		3.511,72
	Cargo por m3/día (2)	3,214380		3,214388		3,214388	3,386237		3,386137		3,386137		3,386137
	Cargo por m3 de consumo	2,727854		2,722177		2,722177	2,873614		2,857099		2,857099		2,857099
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FO, FT, ID, IT													
SERVICIO GENERAL (1) - P3 (5)													
Cargo fijo													
Cargo por m3 de consumo													
0 a 1.000 m3													
1.001 a 9.000m3													
más de 9.000 m3													
Factura mínima													
SERVICIO GENERAL (1)													
Cargo fijo													
Cargo por m3/día (2)													
Cargo por m3 de consumo													
0 a 5.000 m3													
más de 5.000 m3													
GRANDES USUARIOS (1)													
Cargo fijo													
Cargo por m3 de consumo													
ID (3)													
IT (4)													
FD (3)													
FT (4)													
Cargo por m3 de consumo													
FD (3)													
FT (4)													


LEONARDO CARRERO
 APODERADO

Provincia de Santa Fe		TARIFAS FINALES SIN IMPUESTOS DIRECTOS (Gas + Transporte + Distribución)			TARIFAS FINALES CON IMPUESTOS DIRECTOS (*) (Gas + Transporte + Distribución + impuestos Directos)		
LOCALIDAD	en \$ (Pesos)	I	II - RESIDENCIA	III	I	II - RESIDENCIA	III
Tarifa única para todos los usuarios							
Rufino	Cargo fijo	119,42	119,42	119,42	125,80	125,80	125,80
	Cargo por m3 de consumo	1,7431	1,5571	1,1231	1,8362	1,6403	1,1831
Wheelwright	Cargo fijo	119,42	119,42	119,42	125,80	125,80	125,80
	Cargo por m3 de consumo	2,1897	2,0037	1,5697	2,3067	2,1108	1,6536
Uranga	Cargo fijo	119,42	119,42	119,42	125,80	125,80	125,80
	Cargo por m3 de consumo	2,3188	2,1328	1,6988	2,4427	2,2467	1,7895

(*) Tributos de orden nacional, provincial y municipal que deben ser abonados por la Distribuidora como contribuyente directo.



LEONARDO CARRERO
APODERADO