

Ciudad de Buenos Aires, 20 de febrero de 2018

Sres.  
Ente Nacional Regulador del Gas  
Suipacha 636  
Ciudad de Buenos Aires  
Atn.: Sr. Mauricio Roitman – Presidente

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS MESA DE ENTRADAS	
ENARGAS ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS	DOCUMENTACIÓN SUJETA A REVISIÓN
Actuación 3222 / 18	
FECHA:	21 FEB 2018

Ref.: Audiencia Pública N° 94  
Informe de Exposición  
Res. ENRG 4089/2016

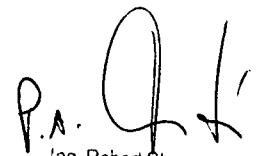
De nuestra mayor consideración:

Nos dirigimos a Uds. a los efectos de modificar en lo pertinente el Informe de Audiencia Pública acompañado por esta Distribuidora el día 8 de febrero de 2018 e ingresado a ese Organismo bajo Actuación N° 2110/18.

En efecto, como consecuencia directa de (i) la publicación oficial del índice de precios IPIM correspondiente a enero de 2018 y (ii) la redeterminación por parte de Transportadora de Gas del Norte S.A. de sus propios cuadros tarifarios en razón de dicha publicación, hemos adecuado nuestros cuadros tarifarios contenidos en nuestra citada presentación a los fines de reflejar los dos puntos precedentes<sup>1</sup>.

En razón de tal adecuación, por medio de la presente y de conformidad con el art. 7 del Anexo I de la Resolución de la referencia, acompañamos los resultantes nuevos cuadros tarifarios que serán objeto de exposición en la venidera Audiencia Pública del 22 de febrero de 2018 convocada por ese Ente mediante Resolución ENRG 249/2018, solicitando al ENARGAS publique los mismos en su sitio web en los términos del art. 3 del Anexo I de la Resolución ENRG 4089/2016. Sin perjuicio de esta presentación y tal lo previsto en el art. 19 del referido Anexo I, en ocasión de la Audiencia Pública de marras haremos entrega de copias de la presente a los efectos allí indicados.

Sin otro particular, saludamos a Uds. con atenta consideración.

  
ing. Robert Steven  
Gerente de Asuntos Regulatorios  
MetroGAS

<sup>1</sup> Se deja expresa constancia de que continúan siendo estimados el índice de precios IPIM de febrero 2018 y el componente de transporte correspondiente a Transportadora de Gas del Sur S.A. En consecuencia, una vez oficializados sendos conceptos, volveremos a realizar una presentación con las tarifas que proponemos aplicar a partir de abril de 2018 para los componentes regulados. Por otra parte, dado que el componente gas en el punto de ingreso al sistema de transporte fue valorizado tomando en cuenta la situación del mercado cambiario a un momento determinado, nos reservamos el derecho de presentar un ajuste de dicho componente si las circunstancias así lo ameritasen.

# AUDIENCIA PÚBLICA N° 94

22 DE FEBRERO DE 2018

Res. ENRG 249/2018

## INFORME DE EXPOSICIÓN

RES. ENRG 4089/2016, ANEXO I, ARTS. 4 Y 5

  
COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL

**EL PRESENTE DOCUMENTO HA SIDO ELABORADO POR METROGAS S.A. (“MetroGAS”) EN EL MARCO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA CONVOCADA POR EL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (“ENARGAS”) MEDIANTE RESOLUCIÓN ENRG 249/2018 A FIN DE CONSIDERAR –EN LO QUE A ESTA PARTE CONCIERNE– :**

- 1. LA ADECUACIÓN TARIFARIA TRANSITORIA DE MetroGAS.**
- 2. EL TRASLADO A TARIFAS DEL PRECIO DEL GAS COMPRADO EN LOS TERMINOS DEL NUMERAL 9.4.2 DE LAS REGLAS BASICAS DE LA LICENCIA DE DISTRIBUCIÓN.**
- 3. ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS PARA UNA FACTURACIÓN MÁS PREVISIBLE DE LOS CONSUMOS DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES.**

**EL PRESENTE INFORME RECTIFICA EL PRESENTADO EL 8 DE FEBRERO DE 2018 (ACTUACIÓN N° 2381/18) AL INCORPORAR INFORMACIÓN REAL DEL INDICE DE INFLACIÓN DE ENERO 2018 (IPIM – NIVEL GENERAL) Y UNA REESTIMACIÓN DEL CORRESPONDIENTE A FEBRERO 2018, AFECTANDO DICHS CAMBIOS LOS COMPONENTES REGULADOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN QUE FORMAN PARTE DE LA TARIFA FINAL AL USUARIO.**

**CON LA PRESENTACIÓN DE ESTE INFORME Y SUS ANEXOS DAMOS CUMPLIMIENTO A LO REQUERIDO EN LA MATERIA POR LA RESOLUCIÓN ENRG 4089/2016, ANEXO I, ARTÍCULOS 4 Y 5. SIN PERJUICIO DE ELLO Y DE CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 7 DE LA CITADA NORMA, MetroGAS SE RESERVA EL DERECHO DE AMPLIAR Y/O MODIFICAR EL PRESENTE INFORME DENTRO DEL PLAZO PREVISTO A TAL EFECTO EN CASO DE CONSIDERARLO CONVENIENTE.**

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

## SUMARIO EJECUTIVO

1. **MetroGAS** es la distribuidora de gas natural más grande de Sudamérica, cuenta con aproximadamente 2.400.000 clientes/usuarios y tiene actualmente 1.410 empleados.
2. **MetroGAS** presta un servicio seguro y confiable, para lo cual debe contar con los fondos suficientes para reparar y mantener los activos esenciales en buenas condiciones de operación, incluyendo la reposición de aquellos que hayan llegado al final de su vida útil.
3. **MetroGAS** viene dando cumplimiento al Plan de Inversiones Obligatorias al que se comprometió bajo el Tercer Acuerdo Transitorio (2016) y el Cuarto Acuerdo Transitorio (2017) en el marco de la Revisión Tarifaria Integral.
4. **MetroGAS** suscribió el 30 de marzo de 2017 con los Ministerios de Energía y Minería y de Hacienda el Acta Acuerdo de Renegociación Integral de la Licencia, que a la fecha del presente Informe se encuentra tramitando los pasos administrativos correspondientes previos a su ratificación vía Decreto del Poder Ejecutivo Nacional.
5. **MetroGAS**, desde diciembre 2016, fecha base considerada en la Revisión Tarifaria Integral para la fijación de las tarifas de distribución, hasta diciembre de 2017 ha afrontado incrementos de los costos (ya sean estos correspondientes a gastos o inversiones) que superan el 25%.
6. **MetroGAS** arrastra resultados acumulados negativos al 30 de septiembre de 2017 de \$ 737 millones.
7. **MetroGAS** no ha distribuido dividendos en los últimos 15 años ya que no ha obtenido una rentabilidad positiva por medio de una tarifa razonable.
8. **MetroGAS** solicita un ajuste de sus márgenes de distribución a partir del 1° de abril de 2018, en el marco del Cuarto Acuerdo Transitorio ya que los reconocidos hasta el momento, por ser hasta ahora sólo una parte de los que le corresponde de acuerdo con los resultados de los Estudios Técnicos Económicos sobre la Revisión Tarifaria Integral aún resultan insuficientes para hacer sustentable la prestación del servicio y cumplir con los objetivos establecidos en el mencionado Cuarto Acuerdo Transitorio.

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

9. **MetroGAS** solicita por otra parte el reconocimiento bajo los procedimientos establecidos en el Marco Regulatorio, de las variaciones en el costo del gas comprado y variaciones en el costo del transporte, que se establecen en los numerales 9.4.2 y 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.
10. **MetroGAS** presenta para consideración y análisis “Alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales”.
11. **MetroGAS** considera conveniente se unifiquen los períodos establecidos para los ajustes estacionales que están previstos en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (mayo y octubre de cada año), con los de los ajustes no automáticos (abril y octubre de cada año).

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

## **1 OBJETO DEL PRESENTE INFORME**

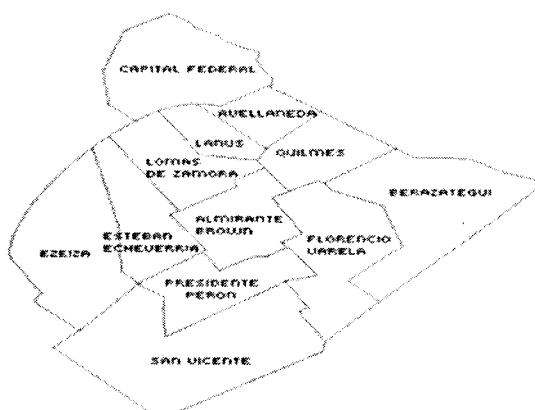
Conforme fuera requerido por Resolución ENRG 249/2018, artículo 1, a través de este informe MetroGAS presenta formalmente su propuesta de: por un lado la adecuación tarifaria transitoria a fin de dar cumplimiento a los objetivos previstos en el Cuarto Acuerdo Transitorio, cuales son *“afrentar sus [los de MetroGAS] gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias que determine el ENARGAS y dar cumplimiento a las obligaciones de pago respectivas, manteniendo su cadena de pagos a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo”* (cláusula 2.1, segundo párrafo), y por el otro, la aplicación del traslado a las tarifas del precio del gas comprado y de los costos del transporte, en los términos de los numerales 9.4.2 y 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD).

Adicionalmente, presenta: (i) propuesta de alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales, y (ii) pedido de cambios en el período en que deben ser tratados las variaciones estacionales del precio del gas en el PIST, unificando los mismos en abril de cada año, en lugar de mayo como está actualmente descripto en las RBLD.

## **2 METROGAS**

### **2.1 Generalidades**

MetroGAS es una de las empresas de servicios públicos más importantes de la Argentina y la mayor en el sector de distribución de gas natural. Por su número de clientes/usuarios –2.400.000, aproximadamente– es la primera de América Latina. Nuestra área de servicio abarca una superficie de 2.150km<sup>2</sup> y cubre una población consumidora de 7.500.000 de habitantes, que representa alrededor del 19% de todo el país.



**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

La red de distribución de MetroGAS tiene alrededor de 17.000 kms. lineales de cañerías (de los cuales 1.000kms. pertenecen al sistema de alta presión y 16.000kms. corresponden a los sistemas de baja y media presión). Como la distribuidora de gas natural más importante de la Argentina, con una participación estimativa del 21% del total del mercado, tenemos como objetivos ser la empresa líder en la prestación de servicios públicos en el país en términos de eficiencia, confiabilidad y atención al cliente, así como también convertirnos en el proveedor más innovador de servicios de gas natural y productos derivados.

La dotación propia de MetroGAS es al 31 de enero de 2018 de 1.410 empleados.

## **2.2 Estructura Accionaria**

El 70% del capital accionario de MetroGAS pertenece a YPF S.A. ("YPF"). A su vez, el capital social de MetroGAS se compone de acciones clases A, B y C. Las acciones clase A representan el 51% de su capital social y están en poder de YPF. Las acciones clase B representan el 48% del capital social (19% de YPF y 29% propiedad de tenedores vía oferta abierta (entre los cuales se destacan Integra Gas Distribution LLC con 16,16%, ANSES con 8,13% y Bank of New York (ADR) con 1,30%). Las acciones clase C representan el 1% del capital social y corresponden al mencionado Programa de Propiedad Participada Residual.

## **2.3 MetroENERGÍA**

En el año 2005, con motivo de las nuevas reglamentaciones, el directorio de MetroGAS decidió la constitución de la sociedad MetroENERGÍA S.A. ("MetroENERGIA"). El objeto social de esta sociedad radica en la compra-venta de gas natural y/o transporte por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros. Adicionalmente, está inscripta como agente ante Mercado Electrónico del Gas S.A. para operar en el ámbito del Mercado Electrónico del Gas.

MetroGAS es titular del 95% del capital accionario de MetroENERGÍA, siendo el otro accionista YPF Inversora Energética S.A., titular del 5% del capital accionario (el cual renunció al cobro de dividendos desde la constitución de dicha sociedad).

## **2.4 Datos Operativos**

MetroGAS es la empresa de distribución de gas natural más grande de la Argentina en términos de cantidad de usuarios y volumen de gas entregado. Al 30 de noviembre de 2017, abastecemos al 27,4% de los usuarios del país conectados a las empresas

distribuidoras y las entregas de gas del período enero/noviembre de 2017 representaron el 21,9% del total del volumen entregado por las distribuidoras.

MetroGAS cuenta entre sus clientes a centrales eléctricas que participan del 22% del total térmico generado en el mercado eléctrico mayorista del país. Las ventas del servicio de transporte y distribución a las centrales eléctricas en el período enero/noviembre 2017 representaron el 48,4% del volumen entregado y el 4% del monto de ventas.

Nuestra capacidad de transporte contratada en firme actualmente es de casi 19,5 MMm<sup>3</sup>/día, según el siguiente detalle de cuencas y transportadoras:

TRANSPORTISTA	RUTA	MMm <sup>3</sup> /día
TGS	NQN-GBA	10,55
TGS	TDF-GBA	5,61
TGS	SCR-GBA	0,52
TGS	CHU-GBA	0,04
<b>TOTAL TGS</b>		<b>16,72</b>
TGN	NQN-GBA	2,78
<b>TOTAL TGN</b>		<b>2,78</b>
<b>TOTAL TGN + TGS</b>		<b>19,5</b>

El total contratado por MetroGAS representa el 22% del total de transporte firme contratado por el conjunto de distribuidoras del país.

En el área de nuestra licencia, aproximadamente el 77% de los hogares cuentan con gas natural. Las ventas a usuarios residenciales en el período enero/noviembre 2017 representaron el 25,6% del volumen de gas entregado y aproximadamente el 52% del monto de ventas totales.

Al 30 de noviembre de 2017, MetroGAS cuenta con 2,3 millones de usuarios residenciales, que representan el 27,7% de todo el país que se encuentran abastecidos por las distribuidoras, de acuerdo a la siguiente estratificación correspondiente a nuestra zona licenciada:

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**



Residencial	% de usuarios por categoría	Participación en el volumen por categoría
R1	48%	14%
R2-1	11%	9%
R2-2	10%	10%
R2-3	10%	13%
R3-1	8%	13%
R3-2	5%	10%
R3-3	3%	8%
R3-4	5%	23%

Por otra parte, MetroGAS cuenta con aproximadamente 80.000 usuarios pertenecientes al segmento Servicio General "P", que representan el 20,8% del total país.

En relación con nuestras compras de gas natural, durante 2017 el 43% del gas comprado por MetroGAS provino de la cuenca de Neuquén mientras que el restante 57% provino de la cuenca Austral y Golfo de San Jorge.

### **3 REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL**

En 2016 comenzó la Revisión Tarifaria Integral en el marco de la cual el Gobierno Nacional y MetroGAS (i) acordaron los términos y condiciones del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural ("Acta Acuerdo Integral"), cuya formalización se encuentra pendiente de ratificación por el PEN una vez cumplidos los pasos administrativos requeridos por la normativa aplicable, y (ii) suscribieron el Cuarto Acuerdo Transitorio en el marco del cual MetroGAS aporta la presente propuesta de adecuación tarifaria transitoria. Seguidamente abordamos el desarrollo de sendos instrumentos.

#### **3.1 Acta Acuerdo Integral**

El 30 de marzo de 2017 MetroGAS, el MINEM y el Ministerio de Hacienda consensuaron el Acta Acuerdo Integral que contiene los términos de la renegociación integral y las condiciones de adecuación de la Licencia de Distribución de Gas Natural. Las previsiones contenidas en el Acta Acuerdo Integral, una vez puesta en vigencia a partir de su ratificación por el PEN, abarcarán el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 (fecha de entrada en vigencia de la Ley de Emergencia) y la finalización de la Licencia de Distribución de Gas Natural.

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

En los términos allí previstos, se establecen una serie de pautas que deberá contemplar el proceso de Revisión Tarifaria Integral:

- Introducción de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, entre revisiones tarifarias quinquenales, contemplando las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado;
- Diseño e implementación de métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de MetroGAS.
- Determinación de la base de capital y de la tasa de rentabilidad a aplicar en la Revisión Tarifaria Integral por parte del ENARGAS, conforme los siguientes criterios generales:
  - La base de capital se determinará tomando en cuenta los bienes necesarios para la prestación del servicio público. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al iniciar la Licencia de Distribución de Gas Natural, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo siguiente del presente apartado; 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 efectuarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes.
  - La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076 de Gas Natural. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENARGAS deberá reflejar el costo del dinero

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

- Presentación por parte de MetroGAS de un plan de inversiones para ser incorporado en el cálculo de la tarifa.
- Análisis de costos por parte del ENARGAS para determinar nuevos valores de tasas y cargos basados en costos razonables y eficientes.

### **3.2 Cuarto Acuerdo Transitorio**

Como se señaló anteriormente, el 30 de marzo de 2017 MetroGAS suscribió con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda el Cuarto Acuerdo Transitorio que estableció un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2017 consistente en la readecuación de tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio a los efectos de permitir a MetroGAS afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias que determine el ENARGAS y dar cumplimiento a las obligaciones de pago respectivas, manteniendo su cadena de pagos a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo hasta la entrada en vigencia del régimen tarifario que resulte del Acta Acuerdo Integral.

Asimismo, el Cuarto Acuerdo Transitorio prevé la incorporación de la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias) que estuviesen pendientes de resolución, incorpora en cabeza de MetroGAS un Plan de Inversiones Obligatorias y prohíbe la distribución de dividendos sin la previa autorización del ENARGAS.

En los términos del Cuarto Acuerdo Transitorio, la Resolución ENRG 4356/2017 aprobó los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral de MetroGAS y los cuadros tarifarios de transición, así como también aprobó la metodología no automática de ajuste semestral que entrará en vigencia conjuntamente con el Acta Acuerdo Integral.

Es precisamente considerando los objetivos previstos en el Cuarto Acuerdo Transitorio que MetroGAS efectúa la presentación de su propuesta de adecuación tarifaria transitoria, describiendo a continuación de manera particular cada uno de los requerimientos de MetroGAS a fin de cumplir con los citados objetivos

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

### 3.2.1 Gastos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización

Entre el 31 de diciembre de 2016 (fecha base de los costos considerados durante la Revisión Tarifaria Integral para la fijación de la tarifa de distribución) y 31 de diciembre de 2017, nuestros costos unitarios sufrieron un incremento importante como consecuencia del proceso inflacionario que sigue soportando nuestra economía.

Como dato ilustrativo de esta situación, a continuación reflejamos las variaciones de costos de materiales y servicios que utiliza MetroGAS, así como los costos unitarios laborales directos por su personal:

TIPO DE COSTO	VARIACIÓN DEL COSTO UNITARIO (dic/16 – dic/17)
Incremento de salarios de convenio según Acta Acuerdo firmado con STIGAS el 26/05/2017*	20,96%
Impresión y ensobrado de facturas	Entre 22% y 25%
Distribución de facturas	Entre 21 y 32%
Lectura de medidores	22%
Digitalización de facturas	20%
Operaciones de corte y reapertura de suministro por morosidad	23%
Operaciones de distribución de avisos de deuda	31%
Operaciones en vía pública contratos de obra civil	25%
Operaciones en vía pública de reparación de escapes	22%
Operaciones masivas de inspección, corte y reapertura, retiro y colocación de medidor,	25%
Operaciones en vía pública sobre cañerías y sus materiales	Entre 21 y 24%
Operaciones de relevamiento de fugas en vía pública	Entre 20% a 33%
Servicios de limpieza, seguridad, mantenimiento edilicio, archivo de documentación, moto-mensajería, etc.	27%

A los efectos de considerar el mantenimiento en valores constantes de las tarifas de distribución, la variación promedio de los costos unitarios a diciembre de 2017 son

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

superiores al 25% respecto de diciembre de 2016 y, si consideramos el nivel de inflación de enero y una estimación moderada de febrero de 2018, nos estaría indicando un crecimiento acumulado a febrero de 2018 superior al 30%.

No obstante, para la propuesta de ajuste se ha utilizado la variación del Índice de Precios Internos Mayoristas – IPIM que resulta ser el menor de los índices de inflación y resulta, a su vez, análogo en cuanto a tratamiento del que se utilizará para la recomposición de las tarifas de las distribuidoras de gas natural que cuentan con Acuerdos de Renegociación Contractual Integral en vigencia, aprobados todos ellos por Decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

### 3.2.2. Plan de Inversiones Obligatorias

En cuanto a las inversiones, al 31 de diciembre de 2017 MetroGAS se encuentra cumpliendo acabadamente el plan de inversiones obligatorias a los cuales se obligó bajo el Tercer Acuerdo Transitorio (2016) y el Cuarto Acuerdo Transitorio (2017), de acuerdo a los siguientes grados de avance:

#### a. Plan de Inversiones Obligatorias 2016/2017 (PIO 2016)

PROYECTO	REAL EJECUTADO A DIC. 2017	COMPROMETIDO A DIC. 2017	DIFERENCIA
	millones de \$		
Renovación de redes de baja presión por bloques	185	202	(17)
Obra mecánica y civil reparación y mantenimiento de redes	121	113	8
Implementación Solución de Operaciones y Comercial*	108	100	8
Construcción tramo XV Alta presión	68	66	2
Estaciones Reguladoras de Presión Tramos VII - XII	46	43	3
Proyectos DSI	34	37	(3)
Medidores domiciliarios e industriales	29	28	1
Servicios nuevos, cortes y traslados	27	26	1
Otros	106	100	6
<b>TOTAL</b>	<b>724</b>	<b>715</b>	<b>9</b>

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

\*Software y hardware.

A la fecha se cumplió con la obligación de inversión de \$715 millones a diciembre de 2017.

b. Plan de Inversiones Obligatorias 2017/2018 (PIO 2017)

PROYECTO	REAL EJECUTADO A DIC. 2017	COMPROMETIDO A DIC. 2017	DIFERENCIA
	millones de \$		
Renovación de redes de distribución	137	126	11
Obra mecánica y civil reparación y mantenimiento de redes	99	96	3
Renovación y remediación de Alta Presión	71	41	30
Implementación Solución de Operaciones y Comercial*	23	22	1
Incorporación de clientes sobre redes existentes	26	37	(11)
Renovación de flota de vehículos	38	41	(3)
Proyectos DSI	26	21	5
Medidores dom./ind. por alta de clientes y obsolescencia	24	17	7
Equipos	7	2	5
Otros	35	25	10
<b>TOTAL</b>	<b>486</b>	<b>428</b>	<b>58</b>

\*Software y hardware.

A la fecha se cumplió con la obligación de inversión de \$428 millones a diciembre de 2017.

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

### 3.2.3. Cumplimiento de Obligaciones de Pago con Productores de Gas Natural

Como expresamos el 7 de diciembre de 2016 en la Audiencia Pública realizada en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, MetroGAS registraba a esa fecha una importante deuda comercial con los productores de gas natural originada por la insuficiencia de ingresos para mantener la operación en condiciones seguras y confiables y la imposibilidad de obtener financiación acorde a nuestras necesidades. A partir del Cuarto Acuerdo Transitorio se ha logrado la firma de acuerdos de pago con 8 productores de gas y existen negociaciones en curso con un solo productor para terminar de acordar la forma de pago de la deuda anterior a noviembre de 2016.

La composición de la deuda con productores al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

		Millones de \$
<b>Saldo adeudado al 31/12/2017</b>		
Vencida con anterioridad al 30/11/2016	\$ 561 millones	
Vencida con venc. Post. junio 2017 (1)	\$ 548 millones	<b>2.058</b>
No vencida	\$ 949 millones	

(1) Se han realizado cancelaciones parciales adecuando los pagos a la disponibilidad de fondos a fin de mantener un capital de trabajo razonable frente al diferimiento de pago de las facturas de nuestros clientes residenciales, según lo establecido en la Nota ENRG 8265/17.

## 4 CLASES DE AJUSTE DE TARIFAS

El numeral 9.3. de las RBLD establece las distintas clases de ajustes de las tarifas del servicio.

De acuerdo con los términos de la Ley y su Decreto Reglamentario, se prevén las siguientes clases de ajustes de tarifas:

a) Periódicos y de tratamiento preestablecido

- Ajuste por variaciones en los indicadores de mercado internacional (artículo 41 de la Ley). Modificado por la Ley de Emergencia y suplido a partir de la Revisión Tarifaria Integral por un indicador del mercado local, el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM).
- Ajuste por variaciones en el precio del Gas comprado (art 38 de la Ley).
- Ajuste por variaciones en el costo del Transporte.

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

b) Periódicos y de tratamiento a preestablecer por la Autoridad Regulatoria.

- Ajuste por la revisión quinquenal de tarifas (artículo 42 de la Ley).

c) No recurrentes.

- Ajuste basado en circunstancias objetivas y justificadas (artículo 46 de la Ley).

- Ajuste por cambios en los impuestos (artículo 41 de la Ley).

#### **4.1 Ajuste por variaciones en el precio del gas en boca de pozo**

Con fecha 29 de noviembre de 2017, MetroGAS S.A. y las restantes distribuidoras del país, suscribieron con el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), un documento denominado "BASES Y CONDICIONES PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL A DISTRIBUIDORAS DE GAS POR REDES".

Los productores de gas y ENARSA suscribieron también un documento de similares características, tendiente a fijar las condiciones básicas que permitan la continuidad del proceso de normalización del mercado de gas natural.

En el marco de ambos documentos, MetroGAS ha suscripto acuerdos de abastecimiento con distintos productores de gas a fin de garantizarse volúmenes mínimos de gas para atender su demanda prioritaria.

Dichos acuerdos de abastecimiento establecen las obligaciones de cada parte (productor/distribuidora) en cuanto a suministro, precios y plazos de pago.

Los precios del acuerdo de suministro, por cuenca y por segmento de demanda, toman como referencia las pautas establecidas en el Anexo III de las Bases y Condiciones señaladas anteriormente, que comprenden el Período de Transición establecido por el MINEM para continuar el proceso de normalización del sector gas y la recomposición del sistema de precios y tarifas, y considerando el sendero de reducción gradual de subsidios establecidos en la Resolución N° 212 del 6/10/2016.

El 31 de diciembre de 2017 ha finalizado el período de prórroga fijado en la Ley N° 27200 con respecto a la Emergencia Pública declarada por la Ley N° 25.561, y por lo tanto a partir del 1° de enero de 2018, los precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) serán los que surjan de los acuerdos firmados entre productores y distribuidoras, conforme a lo establecido por el art. 38 de la Ley N° 24.076, dichos precios deben ser trasladados a las tarifas a ser pagadas por los usuarios, asegurando el mínimo costo para los usuarios compatible con la seguridad de abastecimiento.

En razón de lo expuesto, MetroGAS ha procedido a determinar los precios de gas en el PIST que surgen de los acuerdos de abastecimiento firmados, considerando el precio ponderado por cada cuenca en función del mix de los contratos de transporte firme

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**



con que cuenta para trasladar el gas desde los centros de producción hasta la entrada en su zona de distribución.

Se han suscripto 14 acuerdos de abastecimiento, 8 desde cuenca Neuquén, 4 desde Tierra del Fuego, 1 desde Santa Cruz y 1 desde Chubut. Esos acuerdos, que ya han sido registrados en el ENARGAS, permiten cubrir más del 50% de sus necesidades de abastecimiento del período estacional, tal como lo requiere el numeral 9.4.2.4 de las RBLD.

Para la valorización de esos acuerdos, que siguiendo las pautas del MINEM se han establecido en Dólares Estadounidenses por millón de BTU (unidad de energía), se ha utilizado el tipo de cambio para las fechas de pago de las respectivas facturas de acuerdo con la información de operaciones del ROFEX del día 26/01/2018.

No se han calculado en esta oportunidad los costos adicionales a ser reconocidos por el régimen de Diferencia Diaria Acumuladas (DDA) establecido en el numeral 9.4.2.5 de las RBLD, dado que a la fecha de esta presentación sólo han transcurrido poco menos de un mes desde que se reimplantó el esquema contractual con productores. Las diferencias entre el precio del gas comprado y el reconocido en tarifas que se están devengando, serán presentadas en el siguiente período estacional, donde quedarán evidenciadas además, las que corresponden a la variación entre el tipo de cambio con el que fueron calculados los precios incorporados en las tarifas finales a los usuarios y el que efectivamente se determinó al momento de cancelarse la factura con el productor.

En razón de lo expuesto, MetroGAS solicita se reconozcan los siguientes valores para los precios del gas en el PIST, según los distintos tipos de usuarios:

Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3,107055	3,107055
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,120574	4,120574
R3 4°	4,870388	4,870388
P1 - P2	2,001227	2,001227
P3	3,323794	3,323794
GNC	4,273182	4,273182

#### 4.2 Ajuste por variaciones en el costo del transporte

El art. 37 inc. 6 de la Ley 24.076, establece que las variaciones en la tarifa de transporte que sufran las distribuidoras, serán trasladadas a la tarifa final del usuario y a tal fin el numeral 9.4.3 de las RBLD indica el mecanismo para dicho traslado.

Tomando en consideración que las empresas transportistas han presentado los nuevos cuadros tarifarios que proponen para entrar en vigencia a partir del 1 de abril de 2018, MetroGAS ha procedido a determinar en función de esos pedidos y de la composición

de sus contratos de transporte firme desde las diferentes cuencas, los nuevos valores de costo de transporte que se deben incluir en las tarifas.

Para determinar el componente de transporte a incluir en las tarifas finales a usuarios de MetroGAS a partir del 1° de abril de 2018, se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- Para Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) la nueva propuesta de cuadros tarifarios que presentó a esa Autoridad bajo Actuación N° 2889/18, que reemplaza la Actuación N° 1754/18. Esta rectificativa tiene su fundamento en la publicación por parte del INDEC del Índice real del IPIM de enero de 2018 y una reestimación de febrero de 2018.
- Para Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) se ha tomado la información presentada oportunamente bajo Actuación N° 1659/18, y homogeneizando el tratamiento de la inflación con igual criterio que el seguido por TGN.

En Anexo III se presenta la memoria de cálculo que sustenta los valores incorporados en los cuadros tarifarios que propone esta Distribuidora.

En Anexo III se presenta la memoria de cálculo que sustenta los valores incorporados en los cuadros tarifarios que propone esta Distribuidora.

Los resultados de ello son los siguientes:

Para usuarios de servicio completo (aquellos donde se brinda el servicio de gas, transporte y distribución desde la propia distribuidora), el componente transporte de la tarifa al factor de carga del 100% su valor es de \$ 0,583018 por m3.

Dicho valor para los distintos tipos de usuarios debe ser corregido por el Factor de Carga establecido en el numeral 9.4.3.2 de las RBLD, arrojando en consecuencia los siguientes valores para cada una de los distintos tipos de servicio: Servicio de transporte para usuario residencial \$ 1.665766 por m3 de consumo, para servicio SGP \$ 1,166036 por m3 y servicio SDB 0,777357.

En tanto, para los servicios que adquieren el gas en forma directa a un productor o comercializador, su componente transporte tomará en cuenta lo siguiente:

SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/m3) **
CAPITAL FEDERAL Y BUENOS AIRES	TGS	Neuquén	GBA	0,412741
	TGS	Chubut	GBA	0,446798
	TGS	Santa Cruz	GBA	0,642756
	TGS	T.del Fuego	GBA	0,698945
	TGN	Neuquén	GBA	0,541458

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

(\*\*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le adicionará el factor reconocido por la Resolución 551/97 de \$ 0.063387 afectado por el correspondiente factor de carga (50%).

#### **4.3 Solicitud de Recomposición del componente del servicio de distribución de la Tarifa**

A los efectos de considerar el mantenimiento en valores constantes de las tarifas de distribución, si bien la variación de los costos unitarios entre diciembre 2016 y diciembre de 2017, son superiores al 25% y proyectados a febrero de 2018 (fecha que se toma como cierre para las tarifas a aplicar en abril de 2018) se estima que alcanzarán una variación superior al 30%, para su corrección se ha utilizado la variación del Índice de Precios Internos Mayoristas – IPIM que resulta ser el menor de los índices de inflación y resulta, a su vez, análogo en cuanto a tratamiento del que se utilizará para la recomposición de las tarifas de las distribuidoras de gas natural que cuentan con Acuerdos de Renegociación Contractual Integral en vigencia, aprobados todos ellos por Decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

Tomando en consideración todo lo expuesto y a los efectos de posibilitar el cumplimiento de los objetivos enumerados en la cláusula 2.1 del Cuarto Acuerdo Transitorio, por medio de la presente MetroGAS solicita formalmente con vigencia a partir del 1 de abril de 2018 la adecuación tarifaria de su componente de distribución según los valores que se exponen seguidamente:

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

Usuarios abastecidos con gas natural	POR M3 DE CONSUMO (\$/m3)		CARGO FIJO POR FACTURA (\$)		CARGO POR RESERVA DE CAPACIDAD (\$/m3/día)	
	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
CATEGORÍA / SUBZONA						
R1	0,775188	0,843783	135,993290	136,534567		
R2 1°	0,775188	0,843783	143,740731	144,282008		
R2 2°	1,219246	1,299589	164,362196	164,949867		
R2 3°	1,402894	1,494982	185,857279	186,475881		
R3 1°	1,984677	2,100260	242,215851	242,865383		
R3 2°	1,984677	2,100260	280,953059	281,602591		
R3 3°	2,911567	3,058475	376,428076	377,170399		
R3 4°	2,911566	3,058474	608,851324	609,593647		
P1 y P2	0 a 1.000 m3	0,456295	0,480847			
	1001 a 9.000 m3	0,386823	0,418277	343,381391	343,381391	
	más de 9.000 m3	0,317359	0,341198			
P3	0 a 1.000 m3	0,835407	1,057732			
	1001 a 9.000 m3	0,717306	0,922894	1.297,952630	1.297,952630	
	más de 9.000 m3	0,599218	0,788071			
GNC INTERRUMPIBLE	0,172544	0,190465	4.610,158643	4.610,596274		
GNC FIRME	0,031368	0,049295	4.610,158643	4.610,596274	4,811373	4,811373
SDB (3)	0,228749	0,465229	7.830,178742	7.830,605224		
EPB 1	0,775188	0,843783	135,993290	136,534567		
EPB 2 1°	0,775188	0,843783	143,740731	144,282008		
EPB 2 2°	1,219246	1,299589	164,362196	164,949867		
EPB 2 3°	1,402894	1,494982	185,857279	186,475881		
EPB 3 1°	1,984677	2,100260	242,215851	242,865383		
EPB 3 2°	1,984677	2,100260	280,953059	281,602591		
EPB 3 3°	2,911567	3,058475	376,428076	377,170399		
EPB 3 4°	2,911566	3,058474	608,851324	609,593647		

Usuarios que compran gas por su cuenta						
P3	0 a 1.000 m3	0,835405	1,057730			
	1001 a 9.000 m3	0,717303	0,922893	7.832,339285	7.832,776916	
	más de 9.000 m3	0,599216	0,788071			
G	0 a 5.000 m3	0,118442	0,130682	7.830,178749	7.830,605231	7,799279
	más de 5.000 m3	0,073305	0,085313			7,972055
ID		0,255845	0,272563	15.581,660622	15.582,107928	
FD		0,086035	0,098122	15.581,660622	15.582,107928	4,787926
IT		0,200620	0,217061	15.581,660622	15.582,107928	
FT		0,030820	0,042620	15.581,660622	15.582,107928	4,393506

## 5 NUEVOS CUADROS TARIFARIOS PROPUESTOS PARA SER APLICADOS A PARTIR DEL 1° DE ABRIL DE 2018

Como consecuencia de lo señalado en los puntos 4.1, 4.2 y 4.3, precedentes, MetroGAS ha presentado para consideración del ENARGAS los Cuadros Tarifarios que se exponen en el Anexo I, los que incluyen los tres componentes de la tarifa (Gas en el PIST, Transporte y Distribución).

Asimismo, utilizando el mismo indicador de inflación que se menciona en 4.3. se presenta en Anexo II los nuevos valores que se propone aplicar a partir del 1 de abril de 2018 en concepto de Tasas y Cargos por Servicios.

Esta información, con sus correspondientes memorias de cálculo, está contenida en la presentación que MetroGAS ha ingresado al ENARGAS (Actuación N° 3074/18) en reemplazo de la que fuera ingresada bajo actuación N° 2110/18.

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

En función de las tarifas finales propuestas (que incluyen los componentes de los tres segmentos de la industria – Gas, Transporte y Distribución), se presenta una estimación del impacto en la facturación de distintos tipos y segmentos de usuarios, incluyendo en la misma los correspondientes efectos de impuestos sobre el consumo.

Categoría (*)	Impacto porcentual	Incremento adicional en pesos por día
R1	45%	\$ 2,56
R2 1°	46%	\$ 5,88
R2 2°	46%	\$ 7,51
R2 3°	45%	\$ 7,73
R3 1°	38%	\$ 11,49
R3 2°	38%	\$ 13,02
R3 3°	39%	\$ 16,70
R3 4°	35%	\$ 29,97
P1	55%	\$ 11,97
P2	59%	\$ 153,83

(\*) Incluye impuestos.

Categoría (**)	Impacto porcentual	Incremento adicional cada 1000 m <sup>3</sup>
GNC	42%	\$ 96,76
ID	41%	\$ 78,34
FD	41%	\$ 75,15

(\*\*) Sin considerar gas, transporte e impuestos.

Como se aprecia, en función de la segmentación que tiene MetroGAS, el 48% de sus usuarios deberán afrontar \$ 2,5 adicionales por día para solventar su consumo, un 31% afrontaría un mayor gasto de entre \$5,8 a \$7,7 por día, un 16% deberá afrontar un mayor gasto de entre \$11,4 a \$16,7 por día y un 5% de sus usuarios afrontaría un mayor gasto de \$ 29,9 por día para solventar su consumo.

## **6 PROPUESTA DE ALTERNATIVA METODOLOGICA PARA UNA FACTURACIÓN MÁS PREVISIBLE DE LOS CONSUMOS DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES**

Con motivo del próximo ajuste tarifario que tendrá vigencia a partir del 1° de abril de 2018, atento al Orden del Día elaborado por el ENARGAS, donde se solicita la presentación de Alternativas Metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales, MetroGAS considera que resulta beneficioso consensuar entre todos los actores alternativas que permitan atenuar los impactos de las facturas a fin de facilitar el pago de las mismas.

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

En tal sentido y sin dejar de brindar las señales adecuadas de precios, se entiende que dependiendo de las restricciones que cada mecanismo pueda tener en cuanto a complejidad y afectación de capital de trabajo de la empresa, se podrían diseñar distintas alternativas, entre ellas:

- a) ampliación de la metodología de diferimiento que se utilizó el año anterior para un bimestre, a los tres bimestres que contienen los consumos típicos de invierno (bimestres 3, 4 y 5), y
- b) esquema con un valor de factura que surge del historial, donde se aplica un factor de estabilización a fin de que cada factura del período estacional presente un importe muy similar.

En este último caso, se atenúa el pico de las facturas más altas del período invernal para clientes residenciales, favoreciendo de esa forma el pago de las mismas ya que cada factura del período presentaría un valor que no diferiría de manera significativa una de otra.

Para determinar los montos mensuales a pagar, se podría tomar el consumo registrado por cada cliente en el mismo período estacional previo (o alternativamente el promedio de varios), llevando una cuenta corriente entre lo facturado y realmente consumido, que se ajustaría con la primer factura emitida con posterioridad a la finalización del período estacional. Ese volumen se valorizaría en función de la categoría que tiene cada usuario en la factura previa a la aplicación del mecanismo.

Para la aplicación de este mecanismo, se entiende que no debería continuar el mecanismo de topes y ahorros establecidos por el MINEM.

Bajo esta metodología, cada suministro continuaría leyéndose en las fechas que corresponde por cronograma, se valorizarían los m<sup>3</sup> realmente consumidos con la tarifa que corresponda, respetando la segmentación y categorización anual móvil, pero posterior a ese cálculo, en la factura se incorporaría un Factor de Estabilización, que puede presentar signo positivo o negativo, de forma tal de que el monto a facturar en cada período de invierno (bimestres 3, 4 y 5) presente un valor similar.

Finalizado el período estacional, se tomarían las diferencias negativas y/o positivas del Factor de estabilización y se practicaría el ajuste (a favor del usuario o a favor de la distribuidora según corresponda) de forma tal que se pague por el servicio lo correspondió en cuanto a tarifa, categoría y consumo en el actual período estacional.

Cualquiera de los dos mecanismos descriptos anteriormente altera los flujos de fondos de las compañías y, de las simulaciones que hemos realizado, el primero de los casos requiere ineludiblemente establecer mecanismos de preservación del capital de trabajo, ya que no puede ser solventado por sí mismo por la distribuidora dada la magnitud económica de los fondos que no se perciben en los períodos críticos de invierno. La segunda alternativa, si bien puede tener alguna afectación en el capital de trabajo, el mismo es de menor magnitud y con ello se favorece la posibilidad de

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

financiarlo con todos los actores de la industria o eventualmente por el Estado Nacional.

Lo expuesto es una idea en estado embrionario, que requerirá más desarrollo y un análisis pormenorizado para cada Distribuidora ya que el impacto y las necesidades de capital de trabajo serán disímiles en cada una, así como los tiempos que puede llevar su implementación.

Cualquier alternativa conlleva una modificación importante en los sistemas de facturación. En principio, de acuerdo a nuestros muy preliminares análisis, el cambio para aplicar el mecanismo identificado como b), que es el que más tiempo requeriría, podría llevar casi 90 días, por lo cual comenzando inmediatamente se podría llegar a implementar en facturas que se emitan a partir de mayo de 2018, momento en que comienza a facturarse el 3er bimestre de los usuarios.

En aras de poder llegar a tiempo en la modificación de los sistemas de facturación, resulta necesaria que la metodología que se decida instrumentar nos sea comunicada a los pocos días de celebrada la audiencia, ya que ello permitirá comenzar rápidamente con los trabajos de modificación de los sistemas.

## **7 SOLICITUD DE CAMBIOS EN LOS PERIODOS DE ESTACIONALIDAD DE LAS RBLD**

El numeral 9.4.2.3 de las RBLD que están vigentes actualmente, establecen que para los ajustes del precio de gas comprado, los ajustes estacionales abarcarán los períodos 1° de mayo al 30 de setiembre de cada año y del 1° de octubre al 30 de abril del año siguiente.

En razón de que siguiendo los lineamientos de las Bases y Condiciones y la política de normalización impulsada desde el MINEM, los senderos de precios de gas en el PIST presentan ajustes a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año, y que los ajustes no automáticos por el índice de Precios Mayoristas (IPIM), se aplicarán en abril y octubre de cada año, se solicita al ENARGAS, al Ministerio de Energía y Minería y al Poder Ejecutivo, se realice una adecuación de las Reglas Básicas de la Licencia, para alinear los ajustes estacionales del gas a las fechas de los acuerdos de abastecimiento, unificándola con los ajustes no automáticos.

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

# MetroGAS S.A.

## Anexo I

**Propuesta de Cuadros Tarifarios con vigencia  
a partir del 1° de abril de 2018**

  
COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL



METROGAS S.A.		
TARIFAS PROPUESTAS A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
<b>USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL</b>		
<b>CARGO POR M3 DE CONSUMO</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1	5,777185	5,845780
R2 1°	5,777185	5,845780
R2 2°	6,221243	6,301586
R2 3°	6,404891	6,496979
R3 1°	8,074949	8,190532
R3 2°	8,074949	8,190532
R3 3°	9,001839	9,148747
R3 4°	9,806959	9,953867
P1 y P2	0 a 1.000 m3	3,771167
	1001 a 9.000 m3	3,701695
	más de 9.000 m3	3,632231
P3	0 a 1.000 m3	5,570400
	1001 a 9.000 m3	5,452299
	más de 9.000 m3	5,334211
GNC INTERRUMPIBLE	4,760915	4,778836
GNC FIRME	5,202759	5,220686
SDB (3)	1,006106	1,242586
<b>CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
GNC FIRME	4,811373	4,811373
<b>CARGO FIJO POR FACTURA</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1	135,993290	136,534567
R2 1°	143,740731	144,282008
R2 2°	164,362196	164,949867
R2 3°	185,857279	186,475881
R3 1°	242,215851	242,865383
R3 2°	280,953059	281,602591
R3 3°	376,428076	377,170399
R3 4°	608,851324	609,593647
P1 y P2	343,381391	344,050088
P3	1297,952630	1298,652837
GNC INTERRUMPIBLE	4610,158643	4610,596274
GNC FIRME	4610,158643	4610,596274
SDB (3)	7830,178742	7830,605224

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.		
TARIFAS PROPUESTAS		
A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS		
VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)		
<b>Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3,107055	3,107055
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,120574	4,120574
R3 4°	4,870388	4,870388
P1 - P2	2,001227	2,001227
P3	3,323794	3,323794
GNC	4,273182	4,273182
<b>Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,000000	0,000000
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,000000	0,000000
R3 4°	0,000000	0,000000
P1 - P2	0,000000	0,000000
P3	0,000000	0,000000
GNC	0,000000	0,000000
<b>Precio inducido en los cargos por m3 consumido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3,107055	3,107055
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,120574	4,120574
R3 4°	4,870388	4,870388
P1 - P2	2,001227	2,001227
P3	3,323794	3,323794
GNC	4,273182	4,273182
<b>Costo de Gas retenido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,229176	0,229176
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,303932	0,303932
R3 4°	0,359239	0,359239
P1 - P2	0,147609	0,147609
P3	0,245163	0,245163
GNC	0,315189	0,315189
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)	7,38%	7,38%
<b>Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):</b>		
Todas las categorías	0,583018	0,583018

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.				
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN PROPUESTAS A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018				
<b>USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL (1)</b>				
<b>CARGO POR M3 DE CONSUMO (6)</b>				
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
P3 (5)	0 a 1.000 m3	0,835405	1,057730	
	1001 a 9.000 m3	0,717303	0,922893	
	más de 9.000 m3	0,599216	0,788071	
G	0 a 5.000 m3	0,118442	0,130682	
	más de 5.000 m3	0,073305	0,085313	
ID (3)		0,255845	0,272563	
FD (3)		0,086035	0,098122	
IT (4)		0,200620	0,217061	
FT (4)		0,030820	0,042620	
<b>CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día) (2)</b>				
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
G		7,799279	7,972055	
FD (3)		4,787926	4,945176	
FT (4)		4,393506	4,548719	
<b>CARGO FIJO POR FACTURA</b>				
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
P3		7.832,339285	7.832,776916	
G		7.830,178749	7.830,605231	
ID		15.581,660622	15.582,107928	
FD		15.581,660622	15.582,107928	
IT		15.581,660622	15.582,107928	
FT		15.581,660622	15.582,107928	
<p>(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos: G : 1.000 m3/día; FD-FT: 10.000 m3/día; ID-IT: 3.000.000 m3/año y sujeto a disponibilidad del servicio.</p> <p>Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.</p> <p>Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.</p> <p>(2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.</p> <p>(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.</p> <p>(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.</p> <p>(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).</p> <p>(6) A los valores expresados se les deberá añadir el adicional dispuesto en la Resolución ENRG N°551/97 (\$0,063387)</p>				
<b>TARIFA DE TRANSPORTE POR RUTA</b>				
SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/m3) **
CAPITAL FEDERAL Y BUENOS AIRES	TGS	Neuquén	GBA	0,412741
	TGS	Chubut	GBA	0,446798
	TGS	Santa Cruz	GBA	0,642756
	TGS	T.del Fuego	GBA	0,698945
	TGN	Neuquén	GBA	0,541458
<p>(**) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividido por 0,5.</p>				

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.		
TARIFAS PROPUESTAS SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218 - SIN IMPUESTOS VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
<b>USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL</b>		
<b>CARGO POR M3 DE CONSUMO</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1	5,443562	5,512157
EBP 2 1°	5,443562	5,512157
EBP 2 2°	5,887620	5,967963
EBP 2 3°	6,071268	6,163356
EBP 3 1°	7,632499	7,748082
EBP 3 2°	7,632499	7,748082
EBP 3 3°	8,559389	8,706297
EBP 3 4°	9,283996	9,430904
<b>CARGO FIJO POR FACTURA</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1	135,993290	136,534567
EBP 2 1°	143,740731	144,282008
EBP 2 2°	164,362196	164,949867
EBP 2 3°	185,857279	186,475881
EBP 3 1°	242,215851	242,865383
EBP 3 2°	280,953059	281,602591
EBP 3 3°	376,428076	377,170399
EBP 3 4°	608,851324	609,593647
<b>Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)</b>		
<b>Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	2,796350	2,796350
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	3,708517	3,708517
EBP 3 4°	4,383349	4,383349
<b>Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	0,000000	0,000000
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	0,000000	0,000000
EBP 3 4°	0,000000	0,000000
<b>Precio incluido en los cargos por m3 consumido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	2,796350	2,796350
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	3,708517	3,708517
EBP 3 4°	4,383349	4,383349
<b>Costo de Gas retenido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	0,206258	0,206258
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	0,273539	0,273539
EBP 3 4°	0,323315	0,323315
<b>Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):</b>		
Todas las categorías	0,583018	0,583018

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

# MetroGAS S.A.

## Anexo II

**Propuesta de Cuadro de Tasas y Cargos por  
servicio con vigencia a partir del  
1° de abril de 2018**

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.		
TASAS Y CARGOS PROPUESTAS - SIN IMPUESTOS		
VIGENTES A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
TASAS A PAGAR POR SUJETOS DE LA INDUSTRIA		IMPORTE MÁXIMO AUTORIZADO A COBRAR (\$)
ITEM	CONCEPTO	
1	Examen para instalador	256,04
2	Matrícula instalador 1ra. Categoría	144,72
3	Matrícula instalador 2ra. Categoría	144,72
4	Matrícula instalador 3ra. Categoría	144,72
5	Reposición carnet instalador	144,72
6	Matrículas de empresas constructoras de obras por terceros	3.268,38
7	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	4.037,61
8	Copia de plano	63,45
9	Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja Presión / Media Presión)	2.463,53
10	Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma	63,45
11	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta a documento o telegrama	217,08
12	Zanjeo y Tapada (Baja Presión / Media Presión)	1.168,87
13	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor o igual a 10 m3/h - (Baja Presión / Media Presión)	448,62
14	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor a 10 m3/h	832,68
15	Servicio completo sin zanjeo y tapada (menor o igual a 1") y sin reparación de vereda (Baja Presión / Media Presión)	1.639,76
16	Servicio completo sin zanjeo y tapada (mayor a 1") y sin reparación de vereda (Baja Presión / Media Presión), no unifamiliar	5.209,81
17	Soldadura y/o perforación de la tubería de servicio externa, sin zanjeo y tapada y sin reparación de vereda (Baja Presión / Media Presión)	1.267,94
18	Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	448,62
19	Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	1.665,36
20	Reposición de medidor extraviado, sin colocación (Baja Presión / Media Presión)	960,70
21	Cargo por reconexión en Alta Presión - reapertura de llave por causa imputable al usuario	8.587,29
22	Conexión y habilitación de la tubería de servicio externa, en Alta Presión.	7.049,95

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**