

19 FEB 19 10:50

Ciudad de Buenos Aires, 18 de febrero de 2018

RECIBIDO  
MESA DE ENTRADAS  
NO IMPLICA CONFORMIDAD**Sres.**  
**Ente Nacional Regulador del Gas**  
**Presente****Ref.: RESOL-2019-1-APN-DIRECTORIO#ENARGAS**  
**Audiencia Pública N° 98 - Informe de**  
**Exposición - Cuadros Tarifarios propuestos**  
**con vigencia a partir del 1° de abril de 2019**

De nuestra consideración:

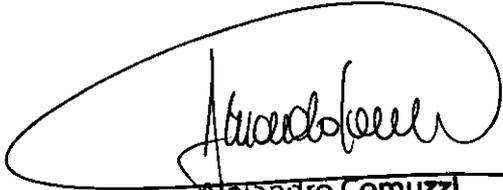
En cumplimiento de lo dispuesto por la Resolución de referencia, con motivo de la Audiencia Pública N° 98, convocada para el 26 de febrero de 2019, presentamos el INFORME DE EXPOSICIÓN RES. ENRG 4089/2016, ANEXO I, ARTS. 4 Y 5.

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.

Con respecto a los Cuadros Tarifarios que se presentan como Anexo I a dicho informe, informamos que los mismos tienen carácter provisorio, y serán rectificadas cuando:

- El INDEC de a publicidad los índices reales del IPIM de los meses de enero y febrero de 2019, que en esta presentación se han estimado.
- Se conozca el tipo de cambio que aplicará el ENARGAS en función de lo establecido en la Resolución N° 72.
- Finalice el Concurso de Precios que ha lanzado MetroGAS para asegurarse mayores volúmenes en el pico invernal, que modificará los valores estimados para el PIST.
- Concluyan los cálculos de las Diferencias Diarias Acumuladas, con información más reciente.

Sin otro particular, saludamos a Uds. atentamente.

  
**Alejandro Comuzzi**  
**Gerente de Asuntos Regulatorios**  
**MetroGAS**

# **AUDIENCIA PÚBLICA N° 98**

**26 DE FEBRERO DE 2019**

**RESOL. 2019-1-APN-DIRECTORIO#ENARGAS**

## **INFORME DE EXPOSICIÓN**

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

  
**COPIA FIEL  
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 2019-1-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, A FIN DE CONSIDERAR – EN LO QUE A ESTA PARTE CONCIERNE–:**

- 1. LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ADECUACIÓN SEMESTRAL DE LA TARIFA, EN LOS TÉRMINOS DE LO DISPUESTO POR LA RESOLUCIÓN ENRG N° I-4356/17.**
- 2. LA APLICACIÓN DEL TRASLADO A TARIFAS DEL PRECIO DE GAS COMPRADO EN LOS TÉRMINOS DEL NUMERAL 9.4.2. DE LAS REGLAS BÁSICAS DE LA LICENCIA DE DISTRIBUCIÓN Y LAS DIFERENCIAS DIARIAS ACUMULADAS HASTA EL ÚLTIMO DÍA HÁBIL DE CADA MES DEL PERÍODO ESTACIONAL EN LOS TÉRMINOS DEL NUMERAL 9.4.2.5 DE LAS REGLAS BÁSICAS DE LA LICENCIA DE DISTRIBUCIÓN.**

**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  
ORIGINAL**

## SUMARIO EJECUTIVO

1. **MetroGAS** es la distribuidora de gas natural más grande de Sudamérica, cuenta con aproximadamente 2.4 millones de usuarios y tiene, al 31 de enero de 2019, 1.486 empleados.
2. **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 fue ratificado por el Decreto PEN N° 252/2018 del 28 de marzo de 2018.
3. **MetroGAS** viene dando cumplimiento al Plan de Inversiones Obligatorias al que se comprometió bajo el Acta Acuerdo de Renegociación Integral de la Licencia en el marco de la Revisión Tarifaria Integral.
4. **MetroGAS** arrastra resultados acumulados negativos al 30 de setiembre de 2018 de \$ 3.031 millones.
5. **MetroGAS** no ha distribuido dividendos en los últimos 18 años ya que no ha obtenido una rentabilidad positiva por medio de una tarifa razonable.
6. **MetroGAS** solicita un ajuste de sus márgenes de distribución a partir del 1° de abril de 2019, en el marco del Acta Acuerdo de Renegociación Integral de la Licencia con el objetivo de actualizar sus tarifas de acuerdo al mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa de distribución establecido en el art. 4° y Anexo V de la Resolución ENRG N° 4356/17.
7. **MetroGAS** solicita por otra parte el reconocimiento de las variaciones en el costo del gas comprado y 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.
8. **MetroGAS** solicita que cualquiera fuese la decisión que regulatoriamente se adopte para el tratamiento del precio del gas en el punto del ingreso al sistema de transporte y de las diferencias diarias acumuladas, la misma asegure la neutralidad económica para la distribuidora que se encuentra consagrado en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

  
**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

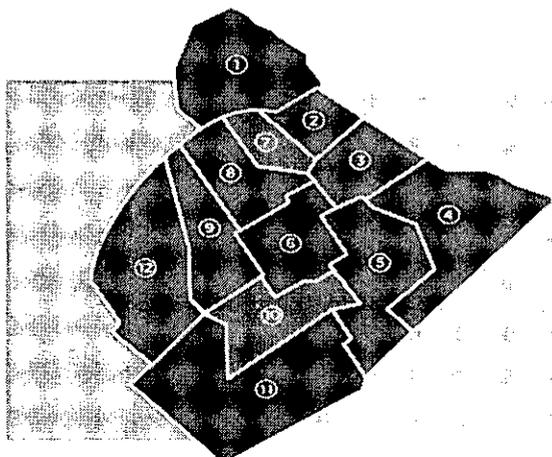
## 1 Objeto del Presente Informe

Conforme fuera requerido por Resolución 2019-1-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, artículo 1, a través de este informe MetroGAS presenta formalmente una propuesta de: (i) nuevos cuadros tarifarios conteniendo la aplicación de: a) la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa establecida en la Resolución ENRG N° I - 4356/17, b) la aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado, en los términos del numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución ("RBLD") y demás lineamientos del marco regulatorio, y c) las nuevas tarifas de transporte prestado por Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") y Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS"), en los términos del numeral 9.4.2.3 de las RBLD; y (ii) los nuevos cuadros de Tasas y Cargos por Servicios como consecuencia de la adecuación semestral establecida en la Resolución ENRG N° I - 4356/17.

## 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 usuarios –2.4 millones, aproximadamente– es la primera de América Latina. Nuestra área de servicio abarca una superficie de 2.150km<sup>2</sup> y cubre una población de 7.5 millones de habitantes, que representa alrededor del 27% de todo el país.



- ① Ciudad Autónoma de Buenos Aires
- ② Avellaneda
- ③ Quilmes
- ④ Berazategui
- ⑤ Florencio Varela
- ⑥ Almirante Brown
- ⑦ Lanús
- ⑧ Lomas de Zamora
- ⑨ Esteban Echeverría
- ⑩ Presidente Perón
- ⑪ San Vicente
- ⑫ Ezeiza

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 22% 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 2019 de 1.486 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 y B. Las acciones clase A representan el 51% del capital social y están en poder de YPF. Las acciones clase B representan el 49% del capital social y cotizan en oferta pública (destacándose entre sus principales tenedores YPF con 19%, Integra Gas Distribution LLC con 16,16% y ANSES con 8,13%).

## 2.3 MetroENERGÍA

En el año 2005, con motivo de las nuevas reglamentaciones que limitaron la venta de gas natural por parte de MetroGAS a grandes usuarios industriales y centrales termoeléctricas, el directorio de MetroGAS decidió la constitución de MetroENERGÍA S.A. ("MetroENERGÍA"), una comercializadora de gas en los términos del artículo 14 de la Ley 24.076 cuyo objeto social es la compra-venta de gas natural y/o transporte por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros. Adicionalmente, MetroENERGÍA se encuentra inscripta como agente ante el Mercado Electrónico del Gas S.A.

MetroGAS es titular del 95% del capital accionario de MetroENERGÍA, siendo el único otro accionista YPF.

## 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, conforme lo sustentan las siguientes estadísticas medidas al 30 de noviembre de 2018: (i) abastecemos al 27,17% de los usuarios del país conectados a las empresas distribuidoras y (ii) las entregas de gas del período enero/noviembre de 2018 representaron el 22,44% del total del volumen entregado por las distribuidoras.

MetroGAS cuenta entre sus clientes con centrales termoeléctricas. Las ventas del servicio de transporte y distribución en el período enero/noviembre 2018 a estos clientes representaron el 53,65% del volumen entregado por MetroGAS.

  
COPIA FIEL  
ORIGINAL

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 de 2018 representaron el 25,75% del volumen de gas entregado y aproximadamente el 80% del monto de ventas totales.

Al 31 de enero de 2019, MetroGAS cuenta con 2.4 millones de usuarios residenciales de acuerdo a la siguiente estratificación:

Residencial	% de usuarios por categoría
R1	49%
R2-1	11%
R2-2	10%
R2-3	10%
R3-1	8%
R3-2	5%
R3-3	3%
R3-4	4%

Por otra parte, MetroGAS cuenta con aproximadamente 80.000 usuarios pertenecientes al segmento Servicio General "P" (comercios e industrias pequeñas y medianas), que representan el 20,9% del total país.

### 3 Revisión Tarifaria Integral

En 2016 comenzó la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) en el marco de la cual el Estado 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”) y (ii) suscribieron el Cuarto Acuerdo Transitorio bajo el cual MetroGAS obtuvo sendos incrementos de tarifas a partir del 1 de abril de 2017 y otro a partir del 1 de diciembre de 2017. Ambos ajustes fueron a cuenta de los resultados de los estudios técnico-económicos de la RTI con el fin de afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias aprobadas por el ENARGAS y dar cumplimiento a las obligaciones de pago respectivas para mantener su cadena de pagos a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo.

#### 3.1 Acta Acuerdo Integral

El 30 de marzo de 2017 MetroGAS, el entonces Ministerio de Energía y Minería y el Ministerio de Hacienda suscribieron 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 abarcan 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.

En los términos allí previstos, se establecieron una serie de pautas para el proceso de RTI:

- 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.

  
**COPIA FIEL**  
**ORIGINAL**

- Determinación de la base de capital y de la tasa de rentabilidad a aplicar en la RTI por parte del ENARGAS, conforme los siguientes criterios generales:
  - La base de capital se determina tomando en cuenta los bienes necesarios para la prestación del servicio público. Para la valuación de dichos bienes se considera: 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 efectúan en moneda nacional, y consideran 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 determina conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076. A tal fin, ésta debe 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 debe reflejar el costo del dinero 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.

Con fecha 28 de marzo de 2018, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto PEN N° 252/2018 ratificatorio del Acta Acuerdo Integral, hito final previsto en la cláusula 13.1.4 de este último como condición de su entrada en vigencia.

Por otra parte, con el dictado de los cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril de 2018, aprobados por Resolución ENRG N° 300/18, se cumplió con los incrementos que resultaban del proceso de RTI. En virtud de ello, y de acuerdo con lo dispuesto por la cláusula 11.2.1 del Acta Acuerdo Integral, el 27 de junio de 2018

MetroGAS desistió de su acción y derecho en la causa "MetroGAS S.A.c/ Estado Nacional – M. Planificación - (Decreto N° 293/02) - UNIREN s/Proceso de Conocimiento" (Expte. N° 50.141/2011), lo cual así fue resuelto mediante resolución judicial de fecha 3 de octubre de 2018.

### 3.2 Plan de Inversiones Obligatorias

A continuación se exponen los montos invertidos al 31 de diciembre de 2018 por MetroGAS en el marco del plan de inversiones obligatorias acordadas en la RTI:

PROYECTO	Real ejecutado a Dic/18
	millones de \$
Renovación de redes de distribución	681
Obra mecánica y civil reparación y mantenimiento de redes	309
Renovación y remediación de Alta Presión	207
Implementación Solución de Operaciones y Comercial	229
Incorporación de clientes sobre redes existentes	63
Renovación de flota de vehículos	69
Proyectos DSI	87
Medidores dom./ind. por alta de clientes y obsolescencia	144
Equipos	44
Otros	211
<b>TOTAL</b>	<b>2.043</b>

En consecuencia, entre el 1° de abril de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 MetroGAS invirtió \$ 2.043 millones que comprendieron:

- Renovación de 240 kilómetros de red en el área de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires por un monto aproximado de \$600 millones.
- Recambio de 120.000 equipos de medición.
- Proceso de recambio del sistema comercial y mejoras en canales de atención y experiencia del cliente.
- Inicio de la primera etapa del proyecto denominado Segundo Anillo Sur con más de 21 kilómetros de tendido de cañería de alta presión, cuya ejecución completa se estima en dos años e involucra una inversión asociada de \$800 millones.
- Servicios nuevos que permitieron conectar a más cantidad de hogares a la red de distribución.
- Renovación de la flota vehicular afectada a la realización de tareas operativas en la vía pública por un monto aproximado de \$69 millones.
- Apertura de nuevos centros de atención a los usuarios en localidades de Burzaco y Florencio Varela, Provincia de Buenos Aires.

**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

Todas las actividades asociadas al plan de inversiones, permitieron la creación de nuevos puestos de trabajo, tanto propios como contratados. En el primer caso, la dotación propia se incrementó alrededor de un 30%. En el segundo caso, los contratistas abocados al plan de inversiones sumaron 300 colaboradores para cumplir con los compromisos asumidos.

### 3.3 Cumplimiento de Obligaciones de Pago con Productores de Gas Natural

Respecto de las deudas que se mantenían con productores de gas, por inyecciones desde 2013 a marzo de 2017, han sido abonadas en su totalidad.

Por otro lado, y como consecuencia de lo establecido en las Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes instaladas por el (ex) Ministerio de Energía y Minería y el ENARGAS y firmadas separadamente por sendas autoridades con las distribuidoras y los productores de gas natural que fijaron los términos y condiciones para la contratación de la compraventa de gas natural contenidos en los acuerdos suscritos a tal fin ("Bases y Condiciones"), se originaron diferencias de cambio por variaciones entre el tipo de cambio contenido en las tarifas y los tipos de cambio reales a los que se pagaron o, según los reclamos de los productores, debieron pagarse las facturas emitidas por éstos últimos.

Las diferencias mencionadas en el párrafo precedente se limitan a pagos realizados por entregas de gas desde el mes de abril de 2018, toda vez que no existen reclamos de productores por pagos correspondientes a las entregas **realizadas desde enero a marzo de 2018**.

Con respecto a las entregas efectuadas por el período abril a septiembre de 2018, MetroGAS abonó las facturas al tipo de cambio reconocido en tarifa. Las diferencias entre el valor pagado y el valor que según los productores hubiese correspondido pagar según lo establecido en las cláusulas de los contratos firmados bajo las Bases y Condiciones serán, tal lo previsto en el artículo 7 del Decreto PEN N° 1053/18, canceladas por el Estado Nacional en 30 cuotas a partir de octubre de 2019 conforme un mecanismo de pago pendiente de reglamentación a la fecha de cierre del presente Informe.

Por su lado, las diferencias de cambio de las entregas de gas correspondientes al período octubre 2018 a marzo de 2019, que también quedarán comprendidas en las sumas que abonará el Estado Nacional según lo establecido en el Decreto PEN N° 1053/18, se están abonando regularmente, al tipo de cambio real al vencimiento o al

**COPIA FIEL**  
**ORIGINAL**

tipo de cambio reconocido en los cuadros tarifarios emitidos en octubre de 2018, el que resultare menor.

Asimismo, y a los efectos de mantener el capital de trabajo de MetroGAS, el impacto de los atrasos del Estado Nacional en el pago de los subsidios implementados por la Resolución MINEM N° 508/17 es trasladado a los productores en su exacta incidencia distribuyéndolo de manera equitativa en función de los porcentajes de abastecimiento.

#### **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 24.076 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 24.076 modificado por la Ley 25.561 de Emergencia Económica y suplido a partir de la RTI por un indicador del mercado local representado por el Índice de Precios Internos al por Mayor ("IPIM").

- Ajuste por variaciones en el precio del Gas comprado (art 38 de la Ley 24.076).

- Ajuste por variaciones en el costo del Transporte.

b) Periódicos y de tratamiento a preestablecer por el ENARGAS.

- Ajuste por la revisión quinquenal de tarifas (artículo 42 de la Ley 24.076).

c) No recurrentes.

- Ajuste basado en circunstancias objetivas y justificadas (artículo 46 de la Ley 24.076).

- Ajuste por cambios en los impuestos (artículo 41 de la Ley 24.076).

#### **4.1 Adecuación semestral por variaciones del componente del servicio de distribución de la tarifa**

A los efectos de considerar el mantenimiento en valores constantes de las tarifas de distribución y conforme a lo dispuesto por la cláusula 7.1 del Acta Acuerdo Integral se dispuso la introducción de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución debido a 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.

Mediante Resolución ENRG N° I-4356/2017 se aprobó la Metodología de Ajuste aplicable como mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa, estableciendo que se considerará para ello el IPIM Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("INDEC").

En virtud de lo mencionado, MetroGAS solicita el ajuste del componente de distribución considerando el algoritmo de cálculo de IPIM establecido en el Anexo V de la Resolución ENRG N°4356/2017, tomando como base el índice de febrero de 2018 versus el mismo índice estimado a febrero de 2019, deducido el reconocimiento parcial efectuado en el ajuste de las tarifas de octubre de 2018.

A la fecha de esta presentación, los datos correspondientes a los meses de enero y febrero de 2019 no se encuentran publicados por el INDEC, por lo cual a efectos de la presente han sido estimados en 1,28% para cada uno de esos meses. Esos guarismos serán ratificados o rectificadas antes de la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios en caso que el INDEC publique los índices oficiales correspondientes.

El ajuste del componente distribución entre el valor actual contenido en tarifa y el que surge de la aplicación del mecanismo establecido en el Anexo V de la Resolución ENRG N° 4356/17 alcanza el 35,6337%.

El sistema regulatorio adoptado por el marco legal aplicable es el que se conoce como "Price cap" o "precios máximos", que requiere el mantenimiento en términos constantes de la tarifa entre períodos de revisión tarifaria.

En oportunidad de aprobar los cuadros tarifarios de MetroGAS vigentes a la fecha del presente Informe desde el 7 de octubre de 2018, el ENARGAS consideró un ajuste sobre la base de 3 indicadores económicos ponderados en un tercio cada uno, provocando ello una variación tarifaria menor a la que se estableció al momento de la RTI.

En legal tiempo y forma, MetroGAS presentó un recurso de reconsideración ante el ENARGAS objetando el mecanismo utilizado, el cual se encuentra actualmente pendiente de resolución. Por ello, esta presentación se realiza considerando los indicadores que hubiese correspondido aplicar según lo dispuesto por el Artículo 4° y Anexo V de la Resolución ENRG N° 4356/17, en el entendimiento que las motivaciones que llevaron al ENARGAS a adoptar la posición descrita en el párrafo precedente no pueden cercenar la tarifa en el tiempo e incumplir el objetivo central de mantener en valores constantes la tarifa del período 2017-2022, tal lo previsto en la RTI.

MetroGAS se reserva el derecho de reclamar en el futuro, las sumas que no ha podido facturar como consecuencia de la decisión regulatoria oportunamente recurrida, correspondiente al período octubre 2018 / marzo 2019.

Es ineludible destacar que en un contexto como el actual, en el cual la inflación de un mes supera lo que en otros países se da en el término de un año, provoca un desequilibrio financiero que no puede ser soportado por largo tiempo y conducirá inexorablemente a un replanteo de las inversiones y costos para la prestación del servicio que atentará contra la calidad pretendida al momento de establecerse la tarifa base que regiría entre revisiones tarifarias.

  
**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

En tal sentido, es evidente el perjuicio que se produce en las distribuidoras al tener que afrontar mes a mes los incrementos en sus costos de operación e inversión para recién recibir los reconocimientos tarifarios varios meses después.

Tomando en consideración todo lo expuesto MetroGAS solicita formalmente con vigencia a partir del 1° de abril de 2019 la adecuación tarifaria de su componente de distribución según los valores que se exponen a continuación:

  
**COPIA FIEL**  
**ORIGINAL**

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL		CARGO DE DISTRIBUCIÓN POR M3 DE CONSUMO (\$/m3)		CARGO FIJO POR FACTURA (\$) <sup>(1)</sup>		CARGO POR RESERVA DE CAPACIDAD (\$/m3/día) <sup>(2)</sup>	
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1		1,272924	1,385565	223,312813	224,201638		
R2 1°		1,272924	1,385565	236,034785	236,923611		
R2 2°		2,002105	2,134036	269,897025	270,862034		
R2 3°		2,303672	2,454891	305,193822	306,209624		
R3 1°		3,259009	3,448807	397,739501	398,806089		
R3 2°		3,259009	3,448807	461,349365	462,415954		
R3 3°		4,781043	5,022279	618,127655	619,346614		
R3 4°		4,781043	5,022279	999,786847	1.001,005805		
P1-P2	0 a 1000 m3	0,749272	0,789589				
	1001 a 9000 m3	0,635194	0,686845	563,862122	564,960182		
	más de 9000 m3	0,521129	0,560274				
P3 <sup>(3)</sup>	0 a 1000 m3	1,371807	1,736886				
	1001 a 9000 m3	1,177876	1,515471	2.131,351148	2.132,500950		
	más de 9000 m3	0,983966	1,294081				
GNC INTERRUMPIBLE		0,283333	0,312771	7.570,281599	7.571,000225		
GNC FIRME		0,051512	0,080952	7.570,281599	7.571,000225	7,900692	7,900692
SDB <sup>(4)</sup>		0,375625	0,560274	12.857,834768	12.858,535087		
EBP1		1,272922	1,385563	223,312813	224,201638		
EBP2 1°		1,272922	1,385563	236,034785	236,923611		
EBP2 2°		2,002104	2,134034	269,897025	270,862034		
EBP2 3°		2,303671	2,454890	305,193822	306,209624		
EBP3 1°		3,259008	3,448806	397,739501	398,806089		
EBP3 2°		3,259008	3,448806	461,349365	462,415954		
EBP3 3°		4,781042	5,022277	618,127655	619,346614		
EBP3 4°		4,781042	5,022277	999,786847	1.001,005805		

USUARIOS QUE COMPRAN GAS POR SU CUENTA		CARGO DE DISTRIBUCIÓN POR M3 DE CONSUMO (\$/m3) <sup>(6)</sup>		CARGO FIJO POR FACTURA (\$) <sup>(1)</sup>		CARGO POR RESERVA DE CAPACIDAD (\$/m3/día) <sup>(2)</sup>	
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
P3 <sup>(5)</sup>	0 a 1000 m3	1,371807	1,736884				
	1001 a 9000 m3	1,177876	1,515471	12.861,382559	12.862,101183		
	más de 9000 m3	0,983964	1,294080				
G	0 a 5000 m3	0,194493	0,214594	12.857,834768	12.858,535087	12,807097	13,090809
	más de 5000 m3	0,120375	0,140095				
ID		0,420119	0,447572	25.586,442419	25.587,176936		
FD		0,141277	0,161123	25.586,442419	25.587,176936	7,862193	8,120410
IT		0,329435	0,356432	25.586,442419	25.587,176936		
FT		0,050608	0,069983	25.586,442419	25.587,176936	7,214503	7,469375

(1) Cargo bimensual para usuarios Residenciales y SGP.  
(2) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.  
(3) Usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).  
(4) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB será el promedio ponderado que surja de las entregas de ésta a sus usuarios.  
(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)  
(6) A los valores expresados se les deberá añadir el adicional dispuesto en la Res. ENRG N° 551/97 (\$0,104996)

COPIA FIEL  
ORIGINAL

#### 4.2 Adecuación semestral por variación del componente 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.

Considerando que el sistema de ajuste de las tarifas de transporte es similar al de las distribuidoras, MetroGAS procedió a determinar los nuevos valores de costo de transporte que se deben incluir en las tarifas con vigencia a partir del 1° de abril de 2019, en función de los volúmenes de transporte firme contratados por cada cuenca y ruta y el porcentaje de ajuste estimado idéntico al de distribución.

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% es de \$ 0,959528/m<sup>3</sup>.

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 en concepto de servicio de transporte para cada uno de los distintos tipos de servicio:

- Usuario residencial: \$2,741508 por m<sup>3</sup> de consumo.
- Usuario SGP: \$1,919057 por m<sup>3</sup> de consumo.
- Usuario SDB: \$1,279370 por m<sup>3</sup> de consumo.

En tanto, para los servicios que adquieren el gas en forma directa a un productor o comercializador, el valor del transporte por cada cuenca y sistema de transporte a partir del 1° de abril de 2019, bajo la estimación realizada, será el siguiente:

SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/m <sup>3</sup> ) **
CAPITAL FEDERAL y BUENOS AIRES	TGS	Neuquén	GBA	0,678738
	TGS	Chubut	GBA	0,734743
	TGS	Santa Cruz	GBA	1,056988
	TGS	T. del Fuego	GBA	1,149388
	TGN	Neuquén	GBA	0,890527

(\*\*) 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 \$ 0.104996 afectado por el correspondiente factor de carga (50%).

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

  
**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

#### 4.3.1 Volúmenes y precios con acuerdo de abastecimiento del período estacional abril 2019/septiembre 2019

De acuerdo a lo dispuesto por la Resolución N° 32/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE), MetroGAS participó del concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes que se llevó a cabo en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas S.A.(MEGSA) para las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego el 14 de febrero de 2019.

Como resultado de dicho concurso, se obtuvieron compromisos de abastecimiento por 1.031 millones de m<sup>3</sup>.

Esos compromisos, bajo las pautas establecidas por la Resolución SGE N°32/19, consideran una cláusula de Entregar o Pagar (EOP) del 70%, lo que implica en el caso de MetroGAS un importante nivel de incertidumbre respecto del aprovisionamiento en el período invernal, al que coadyuva la relación fija establecida en el concurso de 1:2,5 anual escalonado, que no satisface la curva de demanda prioritaria que se presenta en el período invernal en nuestra área de Licencia, cuya relación es más cercana a 1:4,5 veces.

A continuación se exponen los volúmenes mensuales asignados a MetroGAS en el marco del comentado concurso de precios, en base a las Cantidades Máximas Diarias (CMD):

Mes	Días	Volumen Total Mes en miles de m3				Total
		Neuquén	Chubut	Santa Cruz	T. del Fuego	
Abril	30	75.000	-	-	-	75.000
Mayo	31	193.750	-	-	-	193.750
Junio	30	187.500	-	-	-	187.500
Julio	31	193.750	-	-	-	193.750
Agosto	31	193.750	-	-	-	193.750
Septiembre	30	187.500	-	-	-	187.500
<b>TOTAL</b>		<b>1.031.250</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.031.250</b>
<b>Participación por Cuenca</b>		<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>

En caso de no respetarse los volúmenes CMD y cumplirse los volúmenes EOP, la inyección total esperada es de 721,8 millones de m<sup>3</sup>.

Por otra parte, MetroGAS cuenta con otros acuerdos de abastecimiento, algunos de los cuales vencen el 31 de marzo de 2020. Estos contratos contemplan mejores condiciones para las necesidades que tiene esta distribuidora para asegurar el abastecimiento de su demanda como por ejemplo EOP del 100%, curva de estacionalidad más adecuada y, en algunos casos, plazos de pago más realistas respecto al ciclo de cobranza de la compañía.

**COPIA FIEL ORIGINAL**

A continuación se exponen los volúmenes mensuales contratados por MetroGAS mediante acuerdos de abastecimiento adicionales, en base a las CMD:

Mes	Días	Volumen Total Mes en miles de m3				Total
		Neuquén	Chubut	Santa Cruz	T. del Fuego	
Abril	30	21.000	300	5.100	57.000	83.400
Mayo	31	34.100	620	9.610	96.100	140.430
Junio	30	39.000	900	12.900	126.000	178.800
Julio	31	40.300	930	13.950	130.200	185.380
Agosto	31	35.650	930	11.160	124.000	171.740
Septiembre	30	33.000	600	9.300	93.600	136.500
<b>TOTAL</b>		203.050	4.280	62.020	626.900	896.250
<b>Participación por Cuenca</b>		22,66%	0,48%	6,92%	69,95%	100%

Estos acuerdos tienen cláusulas EOP equivalente al 100% de las CMD.

Considerando tanto los volúmenes de los acuerdos celebrados bajo la subasta realizada en la órbita de MEGSA y los acuerdos celebrados en forma directa con diversos productores, MetroGAS cumple acabadamente con tener contratos que representan más del 50% de su demanda a igual período estacional del año anterior, cumpliendo con ello con el requisito establecido en el marco regulatorio.

Adicionalmente, en razón de la incertidumbre que se mencionó anteriormente, MetroGAS ha lanzado un concurso de precios con el objetivo de contar con un mayor abastecimiento, fundamentalmente en el invierno, reduciendo los riesgos sobre el pico invernal.

Si bien este concurso aún no se ha cerrado, a los efectos de presentar los cuadros tarifarios para el período abril-septiembre el día 18 de febrero, hemos efectuado:

- Una estimación del precio considerando para ello el mayor precio ofertado para la Cuenca Neuquina en el ámbito de MEGSA de 7 USD/MMBtu. Este precio es un valor mínimo considerando los precios del contrato de suministro con Bolivia con la primer adenda de 2019 (fuente IEASA) y el precio al que se está comercializando el GNL para enero de 2019 (invierno), alcanzando un valor referencial de U\$S/MMbtu 8,30 (sin regasificación).
- Una estimación del volumen faltante bajo la condición de que todos los productores entreguen el gas bajo la condición EOP, asumiendo una demanda diaria similar al mismo período estacional del año anterior. De esa forma se ha estimado una necesidad adicional de 338 millones de m<sup>3</sup> para el período abril / septiembre de 2019 provenientes de la Cuenca Neuquina.

No obstante lo indicado, aún se mantiene una incertidumbre sobre los volúmenes que se puedan requerir y los precios, si se presenta un invierno más riguroso y deba recurrirse a fuentes de suministro con un precio aún mayor al considerado en los cuadros tarifarios que se presentan.

**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

**Precios de los acuerdos de abastecimiento del período estacional abril 2019/septiembre 2019 en función de los acuerdos realizados hasta el momento**

	US\$ / MMBtu			
	SCZ	TDF	NQN	CHU
Residencial	4,18	4,01	5,22	3,95
SGP 1, 2 y 3	4,18	4,01	5,22	3,95
GNC	4,18	4,01	5,22	3,95

**Mix de compra considerado según lo expuesto en el punto anterior**

	Mix de Compra			
	SCZ	TDF	NQN	CHU
Residencial	3,17%	32,05%	64,56%	0,22%
SGP 1, 2 y 3	3,17%	32,05%	64,56%	0,22%
GNC	3,17%	32,05%	64,56%	0,22%

**Precios en el PIST en función de los Acuerdos de suministro considerados hasta el momento, arrojarían los siguientes valores:**

	Precio GAS en PIST - Abr/Sep19		
	US\$ / MMBtu	US\$/m3	\$/m3
Residencial	4,797122	0,177040	7,047953
SGP 1, 2 y 3	4,797122	0,177040	7,047953
GNC	4,797122	0,177040	7,047953

Factor de Conversión MMBtu a M3 27,0963

Tipo de Cambio ROFEX \$/US\$ 39,81

En el marco de lo establecido por el art. 8° del Decreto PEN N° 1053/2018, la Resolución ENRG N° 72/2019 prevé en el punto II de su Anexo que el tipo de cambio a considerar a efectos de la conversión de precios en dólares a pesos para el traslado a tarifas será (i) el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional, que en el caso de este Informe sería entre el 1 y el 15 de marzo, o (ii) el tipo de cambio contenido en los contratos si previeran una cotización más baja. Atento a que en estos momentos no se cuenta con el comentado valor promedio, hemos realizado los cálculos considerando un tipo de cambio promedio de \$39,81, que resulta del promedio de los valores para los meses de febrero y marzo publicados en el ROFEX el día 18 de febrero de 2019.

**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

#### 4.3.2 Diferencias Diarias acumuladas (DDA)

El cálculo efectuado de las diferencias diarias acumuladas (“DDA”) a incorporar en la tarifa a partir del 1° de abril de 2019, considera las diferencias en los costos en pesos efectivamente incurridos en el período enero/diciembre de 2018, y los precios de gas en el PIST contenidos en las tarifas en cada mes del año, neteada de las devoluciones que se están efectuando a los usuarios a partir del 7 de octubre de 2018, prescindiendo de aquellas diferencias de cambio que se adeudan a los productores y, tal lo establecido en el artículo 7 del Decreto PEN N° 1053/2018, son asumidas por el Estado Nacional y serán pagadas en 30 cuotas a partir de octubre de 2019.

El cálculo efectuado contempla las siguientes premisas:

- Los volúmenes “spot” que fueron adquiridos durante el año 2018.
- Las DDA por las entregas de gas bajo los acuerdos de abastecimiento correspondiente al período enero-marzo de 2018, cuyas notas de crédito y débito por diferencias de cambio no fueron consideradas por el ENARGAS al determinar las DDAs que se reconocieron en los cuadros tarifarios aplicados a partir del 7 de octubre de 2018, se encuentran incorporadas en las que se determinan para en el próximo período estacional de abril a septiembre 2019.
- Por último, las DDA correspondientes al período abril/diciembre de 2018 por todas las compras de gas que no se encuentran comprendidas en el Decreto PEN N° 1053/18.

El valor por metro cúbico para el próximo período estacional de las DDAs asciende a \$ 0,0511 a favor de esta distribuidora.

#### 5 Cuadros tarifarios propuestos a partir del 1 de abril.

Los Cuadros Tarifarios que surgirían de aplicar los precios indicados en el punto 4.3.1, con más los ajustes que corresponden por los servicios de distribución (punto 4.1) y transporte (punto 4.2) y de las DDA acumuladas según lo indicado al final del punto 4.3.2, son los que se exponen como **Anexo I** de esta presentación.

**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

## 6 Impactos en usuarios

Considerando el cuadro tarifario que se presenta en el Anexo I, los impactos en las facturas finales de los usuarios serían los siguientes:

- el 79% de los usuarios residenciales (hasta 1.000 m<sup>3</sup>/año) pagarían en promedio con impuestos a partir del 1° de abril de 2019 \$ 5,39 adicionales por día respecto de lo que pagan actualmente.
- el 16% de los usuarios residenciales (desde 1.001 hasta 1.800 m<sup>3</sup>/año) pagarían en promedio con impuestos a partir del 1° de abril de 2019 \$ 18,43, adicionales por día respecto de lo que pagan actualmente.
- el 5% de los usuarios residenciales (+ de 1.800 m<sup>3</sup>/año) pagarían en promedio con impuestos a partir del 1° de abril de 2019 \$ 49,66 adicionales por día respecto de lo que pagan actualmente.

El incremento promedio para los usuarios del servicio residencial es de aproximadamente 32% con impuestos incluidos.

Para la pequeña y mediana industria y comercio según su consumo serían los siguientes:

- SGP 1: pagarían en promedio con impuestos a partir del 1° de abril de 2019 \$ 18,47 adicionales por día respecto de lo que pagan actualmente.
- SGP 2: pagarían en promedio con impuestos a partir del 1° de abril de 2019 \$228,96 adicionales por día respecto de lo que pagan actualmente.

Para los grandes usuarios industriales, las centrales eléctricas y el GNC (que adquieren el gas directamente a productores y comercializadores), el incremento propuesto por los servicios de distribución y transporte a partir del 1° de abril de 2019, es de 35,63%.

  
**CORIA FIEL  
ORIGINAL**

# MetroGAS S.A.

## Anexo I

**Propuesta de Cuadros Tarifarios con vigencia  
a partir del 1° de abril de 2019**

  
**COPIA FIEL  
ORIGINAL**

## Anexo I: Cuadros tarifarios

Cuadro tarifario a partir del 1° de abril de 2019 para usuarios de servicio completo

VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2019		
USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL RESIDENCIALES, P1, P2, P3 <sup>(1)</sup> , SDB Y GNC - SIN IMPUESTOS		
CARGO POR M3 DE CONSUMO		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1	11,633340	11,745981
R2 1°	11,633340	11,745981
R2 2°	12,362521	12,494452
R2 3°	12,664088	12,815307
R3 1°	13,619425	13,809223
R3 2°	13,619425	13,809223
R3 3°	15,141459	15,382695
R3 4°	15,141459	15,382695
P1 y P2	0 a 1000 m3	10,287237
	1001 a 9000 m3	10,173159
	más de 9000 m3	10,059094
P3	0 a 1000 m3	10,909772
	1001 a 9000 m3	10,715841
	más de 9000 m3	10,521931
GNC INTERRUMPIBLE		7,902241
GNC FIRME		8,629948
SDB <sup>(2)</sup>		1,654995
CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día) <sup>(3)</sup>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
GNC FIRME	7,900692	7,900692
CARGO FIJO POR FACTURA <sup>(4)</sup>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1	223,312813	224,201638
R2 1°	236,034785	236,923611
R2 2°	269,897025	270,862034
R2 3°	305,193822	306,209624
R3 1°	397,739501	398,806089
R3 2°	461,349365	462,415954
R3 3°	618,127655	619,346614
R3 4°	999,786847	1.001,005805
P1-P2	563,862122	564,960182
P3	2.131,351148	2.132,500950
GNC INTERRUMPIBLE		7.570,281599
GNC FIRME		7.570,281599
SDB		12.857,834768

(1) Usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

(2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB será el promedio ponderado que surja de las entregas de ésta a sus usuarios.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Cargo bimensual para usuarios Residenciales y SGP.

COPIA FIEL  
ORIGINAL

<b>VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2019</b>		
<b>Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (\$/m3)</b>		
<b>PRECIO EN EL PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1°-R2 1°-R2 2°-R2 3°	7,047953	7,047953
R3 1°-R3 2°-R3 3°	7,047953	7,047953
R3 4°	7,047953	7,047953
P1 - P2	7,047953	7,047953
P32	7,047953	7,047953
GNC	7,047953	7,047953
<b>DIFERENCIAS DIARIAS ACUMULADAS (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1°-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,051100	0,051100
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,051100	0,051100
R3 4°	0,051100	0,051100
P1 - P2	0,051100	0,051100
P32	0,051100	0,051100
GNC	0,051100	0,051100
<b>PRECIO INCLUIDO EN LOS CARGOS POR M3 CONSUMIDO (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1°-R2 1°-R2 2°-R2 3°	7,099053	7,099053
R3 1°-R3 2°-R3 3°	7,099053	7,099053
R3 4°	7,099053	7,099053
P1 - P2	7,099053	7,099053
P32	7,099053	7,099053
GNC	7,099053	7,099053
<b>COSTO DE GAS RETENIDO (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1°-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,519855	0,519855
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,519855	0,519855
R3 4°	0,519855	0,519855
P1 - P2	0,519855	0,519855
P32	0,519855	0,519855
GNC	0,519855	0,519855
SDB	7,38%	7,38%
<b>COSTO DE TRANSPORTE (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
RESIDENCIALES	2,741508	2,741508
P1 - P2 - P3	1,919057	1,919057
GNC FIRME	0,959528	0,959528
SDB	1,279370	1,279370

  
**COPIA FIEL ORIGINAL**

## Anexo I: Cuadros tarifarios

Cuadro tarifario a partir del 1° de abril de 2019 para usuarios que adquieren gas por su cuenta

VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2019		
USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL <sup>(1)</sup> P3, G, ID, FD, IT, FDT - SIN IMPUESTOS		

CARGO POR M3 DE CONSUMO <sup>(6)</sup>			
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
P3 <sup>(5)</sup>	0 a 1000 m3	1,371807	1,736884
	1001 a 9000 m3	1,177876	1,515471
	más de 9000 m3	0,983964	1,294080
G	0 a 1000 m3	0,194493	0,214594
	1001 a 9000 m3	0,120375	0,140095
ID <sup>(3)</sup>		0,420119	0,447572
FD <sup>(3)</sup>		0,141277	0,161123
IT <sup>(4)</sup>		0,329435	0,356432
FT <sup>(4)</sup>		0,050608	0,069983

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día) <sup>(2)</sup>			
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
G		12,807097	13,090809
FD <sup>(3)</sup>		7,862193	8,120410
FT <sup>(4)</sup>		7,214503	7,469375

CARGO FUO POR FACTURA			
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
P3		12.861,382559	12.862,101183
G		12.857,834768	12.858,535087
ID		25.586,442419	25.587,176936
FD		25.586,442419	25.587,176936
IT		25.586,442419	25.587,176936
FT		25.586,442419	25.587,176936

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que 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.

Las tarifas Id e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.

Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.

(2) Cargo mensual por c/m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(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)

(6) A los valores expresados se les deberá añadir el adicional dispuesto en la Res. ENRG N° 551/97 (\$0,104996)

TARIFA DE TRANSPORTE POR RUTA				
SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/m3)**
CAPITAL FEDERAL y BUENOS AIRES	TGN	Neuquén	GBA	0,890527
	TGS	Neuquén	GBA	0,678738
BUENOS AIRES	TGS	Chubut	GBA	0,734743
	TGS	Santa Cruz	GBA	1,056988
	TGS	T. del Fuego	GBA	1,149388

(\*\*) 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 50%

COPIA FIEL  
ORIGINAL

## Anexo I: Cuadros tarifarios

Cuadro tarifario a partir del 1° de abril de 2019 para usuarios Entidades de Bien Público

VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2019		
USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP)		
CARGO POR M3 DE CONSUMO		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP1	10,871448	10,984089
EBP2 1°	10,871448	10,984089
EBP2 2°	11,600630	11,732560
EBP2 3°	11,902197	12,053416
EBP3 1°	12,857534	13,047332
EBP3 2°	12,857534	13,047332
EBP3 3°	14,379568	14,620803
EBP3 4°	14,379568	14,620803
CARGO FIJO POR FACTURA		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP1	223,312813	224,201638
EBP2 1°	236,034785	236,923611
EBP2 2°	269,897025	270,862034
EBP2 3°	305,193822	306,209624
EBP3 1°	397,739501	398,806089
EBP3 2°	461,349365	462,415954
EBP3 3°	618,127655	619,346614
EBP3 4°	999,786847	1.001,005805
Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (\$/m3)		
PRECIO EN EL PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (\$/m3)		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP1°-EBP2 1°-EBP2 2°-EBP2 3°	6,343158	6,343158
EBP3 1°-EBP3 2°-EBP3 3°	6,343158	6,343158
EBP3 4°	6,343158	6,343158
DIFERENCIAS DIARIAS ACUMULADAS (\$/m3)		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP1°-EBP2 1°-EBP2 2°-EBP2 3°	0,045990	0,045990
EBP3 1°-EBP3 2°-EBP3 3°	0,045990	0,045990
EBP3 4°	0,045990	0,045990
PRECIO INCLUIDO EN LOS CARGOS POR M3 CONSUMIDO (\$/m3)		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP1°-EBP2 1°-EBP2 2°-EBP2 3°	6,389148	6,389148
EBP3 1°-EBP3 2°-EBP3 3°	6,389148	6,389148
EBP3 4°	6,389148	6,389148
COSTO DE TRANSPORTE (\$/m3)		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
RESIDENCIALES	2,741508	2,741508

COPIA FIEL  
ORIGINAL

## Anexo I: Cuadros tarifarios

METROGAS S.A.		
TASAS Y CARGOS PROPUESTAS - SIN IMPUESTOS		
VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2019		
TASAS A PAGAR POR SUJETOS DE LA INDUSTRIA		
ITEM	CONCEPTO	IMPORTE MÁXIMO AUTORIZADO A COBRAR (\$)
1	Examen para instalador	421,82
2	Matrícula instalador 1ra. categoría	238,72
3	Matrícula instalador 2da. categoría	238,72
4	Matrícula instalador 3ra. categoría	238,72
5	Reposición carnet instalador	238,72
6	Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	5.392,80
7	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	6.660,97
8	Copia de plano	104,44
9	Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja Presión / Media Presión)	4.063,59
10	Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma	104,44
11	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	359,43
12	Zanjeo y tapada del servicio (Baja Presión / Media Presión)	1.928,71
13	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor	739,20
14	Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor 10 m3/h	1.373,97
15	Servicio completo sin zanjeo y tapada (menor o igual a 1") y sin reparación de vereda (Baja y	2.705,89
16	Servicio completo sin zanjeo y tapada (mayor a 1") y sin reparación de vereda (Baja y Media	8.596,46
17	Soldadura y/o perforación de tubería de servicio externa, sin zanjeo y tapada; y sin reparación	2.092,83
18	Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	739,20
19	Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	2.749,30
20	Reposición de medidor extraviado, sin colocación (Baja y Media Presión)	1.585,56
21	Cargo por reconexión en Alta Presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	14.168,30
22	Conexión y habilitación del servicio con zanjeo y tapada - en Alta Presión.	11.630,59

**COPIA FIEL ORIGINAL**



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
2019 - Año de la Exportación

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Informe gráfico**

**Número:**

**Referencia:** METROGAS S.A.

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 27 pagina/s.