Nota DOF Nº 589/18

Mendoza, 2 de febrero de 2018

Ing. Daniel Perrone
Vicepresidente
Ente Nacional Regulador del Gas

Ref.: Ajuste tarifario – Abril 2018
Respuesta Nota ENRG 00689/18.

Nos dirigimos a esa Autoridad Regulatoria, en relación a lo previsto en la Nota ENRG/GDyE/GAL/D N° 689 de la referencia, a fin de presentar la propuesta de los cuadros tarifarios a ser implementados a partir del primero de abril de 2018, los cuales se exponen como Anexo II a la presente nota.

Adicionalmente se adjunta como Anexo I la metodología de cálculo de los cuadros propuestos, para sus componentes: gas, transporte y distribución.

Sin otro particular y quedando a vuestra disposición le saluda atentamente.

Daniel Rivadulla
Director de Operaciones y Finanzas
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Anexo I: Propuesta de Incremento Tarifario Abril 2018
Anexo II: Cuadros Tarifarios y Tasas y Cargos Propuestos

ENARGAS
Actuación
2032 / 18

18 FEB -2 13:18

RECIBIDO
ENTRADA

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. – Las Tipas 2221 – (M5547DWD) Godoy Cruz – Mendoza – Argentina
TE. (0261) 441-2500 - Fax: (0261) 427-0542 - E-mail: ecogascuyana@ecogas.com.ar
Sede Soc.: Av. Pte Figueroa Alcorta 7174, piso 3. (C1428BCU) CABA. Argentina. RPC - IGJ Bs.As. - 01/12/92 N° 11671 - L° 112 - T° A de S.A

ANEXO I

PROPUESTA DE INCREMENTO TARIFARIO – ABRIL 2018

METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA CADA COMPONENTE TARIFARIO

A continuación se describe la propuesta de cálculo y determinación de los diferentes componentes de las tarifas propuestas para abril de 2018: gas, transporte y distribución

1) COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN

La Resolución ENRG 4360 del 2017 aprobó, en conjunto con las tarifas resultantes de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), la metodología de adecuación semestral de las tarifas, la cual está incluida en el Anexo V de la mencionada Resolución que, para las tarifas a entrar en vigencia a partir del 1° de abril 2018 prevé los siguientes aumentos:

- Mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa, que implica la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) – Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).
- Compensación económica (CE), que es el porcentaje adicional que debe aplicarse a las tarifas previas a la RTI para compensar los ingresos no cobrados por la aplicación del escalonamiento del incremento resultante de la RTI.
- La aplicación del tercer escalón del aumento total determinado en la RTI, equivalente al 30% de dicho aumento.

La fórmula establecida por la Resolución 4360/17 para el segundo ajuste semestral de la tarifa de distribución a aplicar a partir del 1° de abril de 2018 es la siguiente:

$$T_{Abr\ 18} = T_{Dic\ 17} + T_{Anexo\ 1} * \left(\frac{IPIM_{Feb\ 18}}{IPIM_{Dic\ 16}} - 1\right) + \Delta\ 3^{er} Escalón\ RTI + CE$$

Donde:

$T_{Dic\ 17}$: Tarifa de distribución vigente a partir de diciembre 2017

$T_{Anexo\ 1}$: Tarifa de distribución aprobada por la RTI para el quinquenio

IPIM: Índice de Precios Internos al por Mayor – Nivel General publicado por el INDEC

CE: compensación por escalonamiento tarifario.

El índice de precios del IPIM del mes de Feb-18 tiene fecha de publicación por parte del INDEC para el día 15/03/18, por lo que será necesario aplicar lo indicado en la nota de referencia, que señala que *"en el supuesto en que no se contare con información oficial respecto de los índices aplicables al último período mensual a considerar, a los fines de la presentación antes mencionada la Licenciataria deberá hacer al respecto una razonable estimación, la que deberá corregirse con la publicación de los datos pertinentes por parte del organismo o institución oficial correspondiente".*

En virtud de ello, esta distribuidora considera como una razonable estimación para la variación de precios de los dos últimos meses, considerar la variación verificada y publicada por el mismo organismo para el mes de Dic-17, último valor publicado por el INDEC. De esta forma obtenemos los siguientes valores:

Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

	% Variación IPIM Nivel General Publicado s/ Informes Mensuales	% Variación acumulada IPIM
dic-16		
ene-17	1,50%	1,50%
feb-17	1,67%	3,20%
mar-17	0,92%	4,14%
abr-17	0,46%	4,62%
may-17	0,86%	5,52%
jun-17	1,87%	7,50%
jul-17	2,55%	10,24%
ago-17	1,92%	12,35%
sep-17	1,00%	13,48%
oct-17	1,47%	15,15%
nov-17	1,54%	16,92%
dic-17	1,64%	18,84%
ene-18*	1,64%	20,79%
feb-18*	1,64%	22,77%
Variación Feb-18/Dic-16		**22,77%**

* Valores estimados

Al momento de aplicarse la variación a la tarifa, deberán reemplazarse los valores estimados por los datos reales.

Las tarifas de distribución propuestas con vigencia a partir del 1º de abril de 2018, calculadas en base a las fórmulas anteriormente descriptas, se incluyen como componente de las Tarifas Finales a Usuarios incluidas en el Anexo II de la presente nota.

Adicionalmente, también deben ser ajustadas por inflación, mediante la aplicación del IPIM, las Tasas y Cargos aprobadas por Resolución ENRG 4313/17, a los fines de conservar su valor constante. Los valores resultantes se presentan en el Anexo II adjunto.

Por su parte, la Compensación Económica (CE) corresponde al porcentaje adicional que debe aplicarse a las tarifas previas a la RTI para compensar los ingresos no cobrados por la aplicación del escalonamiento del incremento resultante de la RTI. Dicho porcentaje permite obtener en valor presente neto los ingresos requeridos calculados en el proceso de Revisión Tarifaria.

Para el caso de Cuyana, esta CE arroja un valor de 0,30 (30%) a aplicar a las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2017 (previo a la RTI).

M. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

2) COMPONENTE DE TRANSPORTE

Se incluyen los valores resultantes de la solicitud de adecuación tarifaria realizado por la Licenciataria de Transporte, mediante nota presentada al ENARGAS e ingresada con Actuación N° 1754/18.

3) COMPONENTE DE PRECIO DEL GAS

En el presente apartado se fundamenta la propuesta para el Ajuste de Tarifas por Variación en el Precio del Gas Comprado que corresponde al período estacional que comienza el 1° de abril de 2018 y finaliza el 30 de setiembre de 2018, en los términos del art. 38 de la Ley N° 24.076, art. 37 inc. 5 Decr. 1738/92 y art. 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia (cfr. Dec. 2255/92) y concs.

Como es de público conocimiento, se ha iniciado un proceso de normalización del sector del gas y de recomposición del sistema de precios y tarifas, orientado a dar cumplimiento efectivo a las normas que rigen la actividad e incentivar las inversiones necesarias para incrementar las reservas de gas y los niveles de producción local, así como el desarrollo de la infraestructura de los servicios de transporte y distribución que permitan evacuarla.

A su vez, el 31 de diciembre de 2017 finalizó el período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública declarada mediante la Ley N° 25.561 (con la salvedad de los aspectos alcanzados por la Ley N° 27.345), en cuyo marco el Estado Nacional intervino en la fijación de precios del gas natural que adquieren las Distribuidoras para el abastecimiento de su demanda, debiendo entonces retornarse a la vigencia plena el marco regulatorio del gas natural -Ley N° 24.076 y normas complementarias- que prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural adquirido por las Distribuidoras para el abastecimiento de su demanda será aquél que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda, según los términos del tercer párrafo del artículo 83 de la Ley N° 24.076, debiendo dichos costos de adquisición de gas ser trasladados a las tarifas a ser pagadas por los usuarios del servicio de distribución (Artículo 38° de la Ley N° 24.076)[1].

En este contexto, fue objetivo del MINEM la protección de los usuarios del servicio de gas natural por redes mediante el establecimiento por parte de las Distribuidoras, como así también por Empresas Productoras y ENARSA, de pautas básicas que garanticen el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras, a fin de asegurar el consiguiente suministro a los consumidores finales y la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios considerado en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural.

El 29/11/2017, las nueve Distribuidoras de gas natural por redes más las Subdistribuidoras Redengas S.A., Tecnogas Patagonia S.A. y Distrigas S.A.; y por otro lado los nueve principales Productores de gas natural del mercado local y ENARSA, suscribieron con el MINEM las Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes (las "Bases y Condiciones").

En dichas Bases y Condiciones, las partes se comprometieron a respetar en los acuerdos de suministro de gas natural en boca de pozo que se celebraren entre Distribuidoras y Productores, con vigencia a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otros puntos, los precios –en dólares- de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) previstos en el Anexo III de las Bases y Condiciones, que fueran establecidos sobre la base de los valores contemplados en el sendero de reducción gradual de subsidios descripto en los considerandos de la Res. MINEM N° 212 del 06/10/2016 y de aplicación a las categorías de usuarios que allí se indican:

M. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.

[1] Se entiende incluida en la referida previsión legal, respecto del derecho de las Distribuidoras a que les sea reconocido el costo de adquisición de gas natural a través de su traslado a las tarifas, tanto los costos de adquisición de gas resultantes de acuerdos o contratos de largo plazo como de aquellos asociados a compras de corto plazo que resultaran necesarias para satisfacer la demanda de cada Distribuidora.

	2018																	
	1/01/2018 al 31/03/2018						1/04/2018 al 30/06/2018						1/07/2018 al 31/12/2018					
Cuencas \ Categoría	R1-R21-R22-R23	R31-R32-R33	R34	P1-P2	P5	GNC	R1-R21-R22-R23	R31-R32-R33	R34	P1-P2	P5	GNC	R1-R21-R22-R23	R31-R32-R33	R34	P1-P2	P5	GNC
US$/MMBtu																		
Noroeste	3,23	4,66	5,78	1,79	3,92	4,77	3,87	5,10	6,03	2,49	4,12	5,19	4,05	5,50	6,22	3,46	4,24	5,65
Neuquen	3,27	4,73	5,87	1,82	3,95	5,00	3,95	5,20	6,11	2,55	4,25	5,45	4,76	5,72	6,37	3,56	4,36	5,93
Chubut	2,88	4,31	5,34	1,67	3,59	4,74	3,54	4,82	5,66	2,38	3,98	5,16	4,39	5,39	6,00	3,25	4,04	5,62
Santa Cruz	2,76	4,23	5,24	1,53	3,51	4,49	3,42	4,71	5,53	2,35	3,73	4,89	4,22	5,24	5,83	3,15	4,49	5,32
Tierra del Fuego	2,73	4,23	5,21	1,51	3,36	4,42	3,39	4,87	5,49	2,17	3,69	4,82	4,15	5,21	5,79	3,11	4,45	5,24

	2019												
	1/01/2019 al 31/03/2019						1/04/2019 al 30/06/2019						1/07/2019 al 31/12/2019
Cuencas \ Categoría	R1-R21-R22-R23	R31-R32-R33	R34	P1-P2	P5	GNC	R1-R21-R22-R23	R31-R32-R33	R34	P1-P2	P5	GNC	R1-R-GNC GNRC
US$/MMBtu													
Noroeste	4,65	5,53	6,22	3,46	4,69	5,65	5,58	6,12	6,46	4,62	5,70	6,15	6,20
Neuquen	4,76	5,72	6,37	3,55	4,86	5,93	5,74	6,25	6,54	4,96	5,98	6,46	6,52
Chubut	4,39	5,39	6,00	3,25	4,54	5,62	5,44	6,03	6,36	4,66	5,59	6,12	6,32
Santa Cruz	4,23	5,24	5,83	3,15	4,49	5,32	5,24	5,83	6,19	4,52	5,39	5,79	6,07
Tierra del Fuego	4,19	5,20	5,78	3,11	4,42	5,24	5,19	5,78	6,18	4,47	5,24	5,71	6,21

En las Bases y Condiciones se fijaron los volúmenes disponibles para cada Distribuidora para cada mes, por Cuenca, los cuales no representan el total de las necesidades de las Licenciatarias, por lo que estas últimas deberán adquirir volúmenes adicionales a los efectos de garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones que no estén cubiertas por estas Bases y Condiciones, y los que serán libremente negociados (mercado spot). Aun cuando el consumo total del mes coincida con el volumen previsto, dado que las CMD (cantidades máximas diarias) fueron establecidas como un promedio del volumen mensual, sin considerar estacionalidad, en los días en que el consumo esté por encima del promedio será necesario recurrir al mercado spot.

Las Bases y Condiciones también previeron que los acuerdos de suministro que celebren Distribuidoras y Productores bajo su marco, podrán ser dejados sin efecto en forma anticipada, y sin responsabilidad para las partes, en el supuesto en que los costos de adquisición de gas correspondientes no sean reconocidos en los términos del artículo 38 de la Ley N° 24.076, así como en el caso en que no exista un reconocimiento, en tiempo y forma, por parte del Estado Nacional a las Distribuidoras, de los costos relativos a los beneficios tarifarios de carácter social por él dispuestos.

Mediante notas COM Nº 6347/17 del 28/12/2017 y COM Nº 0214/18 del 15/01/2018, Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (CUYO) informó al ENARGAS los acuerdos de suministro de gas natural en PIST acordados con todos los Productores que suscribieron las Bases y Condiciones, respetando las pautas ahí establecidas.

En virtud de que los precios establecidos en el Anexo III de las Bases y Condiciones y en los contratos firmados se encuentran nominados en dólares estadounidenses (U$S), mientras las tarifas a usuarios finales de las Distribuidoras están en pesos ($), es necesario establecer un tipo de cambio esperado para los meses en que la distribuidora deberá abonar al productor (julio a diciembre de 2018) las inyecciones de gas correspondientes al período de consumo que comienza el 1° de abril de 2018 y finaliza el 30 de setiembre de 2018. Considerando las proyecciones del tipo de cambio que surgen del mercado a futuro (Fuente: ROFEX), es esperable para el período de pago bajo análisis un dólar promedio a $ 22,27.

M. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

mes	TC Futuro
abr-18	20.62
may-18	20.93
jun-18	21.24
jul-18	21.55
ago-18	21.85
sep-18	22.17
oct-18	22.40
nov-18	22.68
dic-18	23.00

Fuente: ROFEX al 23/01/2018

En la tabla siguiente se detallan los precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte que resultarían para las tarifas finales de CUYO, en función de (i) los precios en dólares de gas natural PIST previstos en el Anexo III de las Bases y Condiciones, (ii) el tipo de cambio promedio de 22,27 $/U$S, y (iii) un precio de compra de gas 100% de Cuenca Neuquina:

	USD/MBTU 01/04/2018	$/m3 01/04/2018
	Neuquina	Neuquina
R1	3,95	3,25
R2-1	3,95	3,25
R2-2	3,95	3,25
R2-3	3,95	3,25
R3-1	5,20	4,27
R3-2	5,20	4,27
R3-3	5,20	4,27
R3-4	6,11	5,02
SGP1	2,55	2,10
SGP2	2,55	2,10
SGP3	4,20	3,45
GNC	5,45	4,48

Estos precios representarían el costo asociado a la compra de gas bajo los acuerdos celebrados con los Productores en el marco de las "Bases y Condiciones" que, como se detalló supra, no cubrirían la totalidad de los volúmenes necesarios para el abastecimiento pleno de la demanda a cargo de la Distribuidora, siendo necesario entonces establecer un delta precio que refleje el costo de la compra de los volúmenes adicionales, en un mercado spot.

Lo que hay que estimar entonces es qué parte del volumen mensual total que se proyecta demandar en cada mes del semestre bajo análisis se deberá adquirir por fuera de las Bases y Condiciones, y cuál sería el precio libre o spot que se pagaría.

Para el período abril-setiembre 2018 es razonable esperar que la oferta total de gas siga por debajo de la demanda total potencial del Sistema, por lo que en primera instancia el pico de demanda prioritaria que no pueda ser cubierto por la oferta total de gas deberá ser abastecido por reducciones de Cammesa en el consumo de gas natural. En este escenario, el precio del gas spot es razonable que se corresponde con

Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

el precio del combustible alternativo con que Cammesa deberá reemplazar al gas natural, esto es Gas Oil / Fuel Oil, para los cuales se espera un precio promedio de 14,16 U$S/MBTU[2].

Suponiendo que el período abr-set 2018 presente una crónica térmica promedio, y en función de la CMD total disponible por CUYO bajo los acuerdos celebrados en el marco de las Bases y Condiciones, la estimación de los volúmenes diarios de demanda prioritaria que superarían dichas CMD disponibles totalizarían por mes:

	Volumen Spot (Mm3)
abr-18	2.049
may-18	1.091
jun-18	414
jul-18	792
ago-18	2.881
sep-18	1.228

Estos volúmenes que podrían requerirse, de verificarse una crónica térmica media, valorizados al precio del GO/FO, implicarían un delta precio[3] semestral del 2,79%[4].

Si a los precios del gas expuestos en la tabla precedente, le aplicamos este delta precio, entonces los valores de precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte que resultarían aplicables para las tarifas finales de CUYO serían:

	$/m3
	01/04/2018
	Neuquina
R1	3,337741
R2-1	3,337741
R2-2	3,337741
R2-3	3,337741
R3-1	4,393988
R3-2	4,393988
R3-3	4,393988
R3-4	5,162936
SGP1	2,154744
SGP2	2,154744
SGP3	3,548990
GNC	4,480263

Por otro lado cabe mencionar en esta instancia que, en virtud de que la vigencia de las Bases y Condiciones es a partir de inyecciones desde el 01/01/2018, las inyecciones correspondientes a los meses de enero, febrero y marzo de 2018 serán facturadas por los Productores en dólares, debiendo la Distribuidora cancelarlas en pesos al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (divisas) del cierre del día 74 contado desde el último día del mes de inyección correspondiente. A la fecha, el tipo

Lic. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

[2] Informe del MINEM Nº IF-2017-25787125-APN-SECRH#MEM, presentado para las Audiencias Públicas de Octubre 2017.

[3] respecto de los precios previstos en el Anexo III de las Bases y Condiciones.

[4] Según anexo metodológico adjunto.

de cambio vigente es de 19,58 $/U$S, versus un tipo de cambio de 18,33 $/U$S considerado en las tarifas de la Licenciataria vigentes hasta el 31/03/2018. De mantenerse hasta el 31/03/2018 el tipo de cambio actual, el mayor costo de compra de gas a pagar a los Productores sería de $ 18.703.127 por las inyecciones del primer trimestre de 2018.

No obstante ello, y dada la proyección del tipo de cambio a futuro señalada más arriba, si se considera el valor promedio del dólar esperado para los meses de pago a productores (abril-junio), el impacto del mayor tipo de cambio respecto al previsto en los actuales cuadros tarifarios será de $38.877.567, considerando una crónica térmica media.

Dada la magnitud del impacto financiero para la Distribuidora, y considerando una proyección de 638.002.187 m3 de inyección para la demanda prioritaria de CUYO para el semestre abr-set 2018, se solicita a esa Autoridad que se incluya en las Tarifas con vigencia a partir del 01/04/2018 y hasta el 30/09/2018 una DDA de 0,060936 $/m3[5], que no incluye intereses.

Por otro lado, para la determinación del precio de GLP a incluir en los cuadros tarifarios de Malargüe se consideraron los valores contemplados en el sendero de reducción gradual de subsidios descripto en los considerandos de la Res. MINEM N° 212 del 06/10/2016 y modificado según el Informe del MINEM Nº IF-2017-25787125-APN-SECRH#MEM, presentado para las Audiencias Públicas de Octubre 2017. Los valores aplicables a cada categoría de usuarios son los siguientes:

	USD/MBTU 01/04/2018	$/m3 01/04/2018
	GLP	GLP
Residenciales	3,16	2,597731
SGP 1 y 2	3,16	2,597731
SGP 3	5,12	4,208981

Por último y en relación con la determinación del costo del flete del GLP a incluir en tarifa, se aplicó la misma fórmula que la indicada en el punto 1 en relación al incremento en la distribución. Esto es, contemplando el incremento total aprobado por la RTI, que fue otorgado en 3 escalones (el tercero se está incorporando en esta oportunidad) y los ajustes correspondientes por inflación y compensación económica, arrojan un valor de flete de GLP de 2.199,7 $/Ton, equivalente a $/m3 1,704793.

Para la determinación de las tarifas diferenciales a aplicar a los usuarios de Malargüe, se aplicó el descuento del 60% de la tarifa plena correspondiente a cada categoría de usuario en la factura a los usuarios de gas natural alcanzados por dichas tarifarias diferenciales, tal como surge de los considerandos de la Res MEyM 474/17.

4) IMPACTO EN TARIFA DE LA READECUACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES

Por medio de la Nota GAL 5407/17 del 8 de noviembre de 2017, adjunta a la presente, esta distribuidora solicitó la readecuación del Plan de Inversiones Obligatorias de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) por valor de $ 555,37 millones, como consecuencia de no haber sido otorgada la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución MINEM Nº 312/16.

Esta reasignación de inversiones tiene efecto en la tarifa de distribución, no incluido en esta presentación, producto del impacto en gastos, demanda y amortizaciones. De aprobarse esta reasignación del plan de inversiones solicitada, el aumento tarifario determinado en la RTI disminuye en dos puntos porcentuales, por lo que el impacto en tarifas es un 2% sobre la tarifa vigente a marzo 2017, previa a la RTI.

M. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana

[5] Según anexo metodológico adjunto.

Distribuidora de Gas Cuyana S.A

Cuadros Tarifarios Propuestos con vigencia 01-Abril-2018
Anexo Metodológico - Cálculo de DDA en tarifa

	ene-18	feb-18	mar-18
Inyección Total (Mm3)			
R1	4.043	4.286	5.640
R2-1	1.350	1.341	1.684
R2-2	2.372	2.469	3.168
R2-3	2.584	2.636	3.333
R3-1	2.822	2.857	3.585
R3-2	2.124	2.147	2.715
R3-3	2.192	2.236	2.861
R3-4	4.103	4.184	5.504
SGP1	1.503	1.544	1.828
SGP2	2.910	3.222	3.565
SGP3	1.916	2.389	2.700
SDB	1.747	3.965	4.327
Firmantes (Mm3)	**29.665**	**33.276**	**40.909**

Precio Productor Firmante			
Cuenca Nqn ($/m3)			
R1	$ 2,213878	$ 2,213878	$ 2,213878
R2-1	$ 2,213878	$ 2,213878	$ 2,213878
R2-2	$ 2,213878	$ 2,213878	$ 2,213878
R2-3	$ 2,213878	$ 2,213878	$ 2,213878
R3-1	$ 3,198832	$ 3,198832	$ 3,198832
R3-2	$ 3,198832	$ 3,198832	$ 3,198832
R3-3	$ 3,198832	$ 3,198832	$ 3,198832
R3-4	$ 3,970544	$ 3,970544	$ 3,970544
SGP1	$ 1,234071	$ 1,234071	$ 1,234071
SGP2	$ 1,234071	$ 1,234071	$ 1,234071
SGP3	$ 2,403713	$ 2,403713	$ 2,403713
SDB	$ 3,198832	$ 3,198832	$ 3,198832

PAGO A LOS PRODUCTORES	ene-18	feb-18	mar-18	Total
Total (M$)				
R1	$ 8.952	$ 9.488	$ 12.487	$ 30.926
R2-1	$ 2.988	$ 2.970	$ 3.728	$ 9.686
R2-2	$ 5.252	$ 5.465	$ 7.013	$ 17.730
R2-3	$ 5.722	$ 5.835	$ 7.380	$ 18.937
R3-1	$ 9.026	$ 9.138	$ 11.466	$ 29.630
R3-2	$ 6.794	$ 6.869	$ 8.685	$ 22.348
R3-3	$ 7.012	$ 7.154	$ 9.150	$ 23.315
R3-4	$ 16.290	$ 16.614	$ 21.852	$ 54.757
SGP1	$ 1.855	$ 1.905	$ 2.256	$ 6.015
SGP2	$ 3.591	$ 3.976	$ 4.399	$ 11.965
SGP3	$ 4.605	$ 5.742	$ 6.491	$ 16.837
SDB	$ 5.589	$ 12.684	$ 13.842	$ 32.114
Total (M$)	**$ 77.673**	**$ 87.840**	**$ 108.750**	**$ 274.263**

M. Guadalupe Mora
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A

Distribuidora de Gas Cuyana S.A

Cuadros Tarifarios Propuestos con vigencia 01-Abril-2018
Anexo Metodológico - Cálculo de DDA en tarifa

Dólar contemplado en los cuadros tarifarios de Dic-17	18,33
Dólar promedio proyectado para el periodo de pago (abr/jun-18)	20,93
% Incremento en compra de gas por devaluación	14,2%

Costo adicional de gas	**ene-18**	**feb-18**	**mar-18**	**Total**
Total (M$)				
R1	$ 1.269	$ 1.345	$ 1.770	$ 4.384
R2-1	$ 424	$ 421	$ 528	$ 1.373
R2-2	$ 744	$ 775	$ 994	$ 2.513
R2-3	$ 811	$ 827	$ 1.046	$ 2.684
R3-1	$ 1.279	$ 1.295	$ 1.625	$ 4.200
R3-2	$ 963	$ 974	$ 1.231	$ 3.168
R3-3	$ 994	$ 1.014	$ 1.297	$ 3.305
R3-4	$ 2.309	$ 2.355	$ 3.098	$ 7.762
SGP1	$ 263	$ 270	$ 320	$ 853
SGP2	$ 509	$ 564	$ 624	$ 1.696
SGP3	$ 653	$ 814	$ 920	$ 2.387
SDB	$ 792	$ 1.798	$ 1.962	$ 4.552
Total (M$)	**$ 11.010**	**$ 12.452**	**$ 15.416**	**$ 38.878**

Demanda prioritaria proyectada para el semestre próximo (Abr/Sep-18) en Mm3 638.002

DDA a incluir en los cuadros tarifarios de Abr-18	**$ 0,060936**
Se calcula como el monto total del costo adicional del gas sobre el total de m3 proyectados para el semestre próximo (solo aplicable a los usuarios prioritarios).	

Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A

Distribuidora de Gas Cuyana S.A

Cuadros Tarifarios Propuestos con vigencia 01-Abril-2018
Anexo Metodológico - Cálculo del Costo Incremental de Gas por Requerimiento de Gas Spot

Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A

Precio de Referencia Esperado para el Gas Spot (Precio Promedio Gas Oil / Fuel Oil) 14,16 U$S/MMBTU

	Situación en ausencia de Gas Spot			Situación con Requerimiento de Compra de Gas Spot				
	Volumen Total Compra de Gas (Mm3)	Precio Promedio del Acuerdo (U$S/MMBTU)	Costo Gas según Precios del Acuerdo (M USD)	Volumen Requerido de Gas Spot (Mm3) *	Volumen Compra de Gas neto del Spot (Mm3)	Costo Gas sin Spot (Precios del Acuerdo - M USD)	Costo del Gas Spot (M USD)	Costo Total de Gas (M USD)
abr-18	59.995	4,29	9.507	2.049	57.945	9.183	1.071	10.254
may-18	103.359	4,40	16.783	1.091	102.268	16.606	570	17.176
jun-18	137.182	4,44	22.495	414	136.767	22.427	217	22.644
jul-18	152.259	4,48	25.168	792	151.467	25.037	414	25.451
ago-18	127.565	4,46	21.011	2.881	124.684	20.537	1.505	22.042
sep-18	85.505	4,46	14.062	1.228	84.277	13.860	642	14.502
Total Semestre	**665.864**	**4,44**	**109.027**	**8.455**	**657.409**	**107.650**	**4.418**	**112.068**

(A) Diferencial de Costo por Requerimiento de Gas Spot	3.041
(B) Costo Total en ausencia de Gas Spot	109.027
(C) % Incremento necesario en el Precio PIST en Tarifa (= (A) / (B))	**2,79%**

* Nota: la estimación del volumen de gas spot surge de considerar los volúmenes diarios de la demanda prioritaria proyectada para cada crónica térmica que componen el escenario promedio, y compararlos con el volumen de CMD autorizado para cada mes. Los volúmenes de la demanda prioritaria que superan la CMD en un día determinado se asume que serán cubiertos con compra de gas spot. Así, se totalizó la compra de gas spot para cada mes de cada crónica térmica analizada y se determinó el promedio de las crónicas correspondiente a cada mes.

ANEXO DE LA RESOLUCION Nº

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORIA / SUBZONA		MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1		5.305302	5.257737	5.250690
R2 1°		5.305302	5.257737	5.250690
R2 2°		5.550441	5.498122	5.490370
R2 3°		5.552949	5.515691	5.507234
R3 1°		6.853394	6.786805	6.776940
R3 2°		6.853394	6.786805	6.776940
R3 3°		7.009821	7.158820	6.788687
R3 4°		7.797920	7.946916	7.576783
P1 y P2	*0 a 1.000 m3*	3.630323	3.637548	3.633228
	1001 a 9.000 m3	3.541956	3.550430	3.545380
	más de 9.000 m3	3.453598	3.459911	3.456149
P3	*0 a 1.000 m3*	5.224450	5.234204	5.228371
	1001 a 9.000 m3	5.105155	5.114306	5.108852
	más de 9.000 m3	4.985872	4.994396	4.989315
GNC INTERRUMPIBLE		4.858270	4.863093	4.860208
GNC FIRME		5.038398	5.043218	5.040336
SDB (3)		1.002909	0.697689	0.690480

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
GNC FIRME	3.419985	3.419985	3.419985

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1	197.300313	194.238870	193.786691
R2 1°	208.433874	205.372434	204.920255
R2 2°	238.228455	234.904605	234.413667
R2 3°	269.225072	265.726280	265.209506
R3 1°	350.322724	346.648997	346.106382
R3 2°	405.990544	402.316814	401.774200
R3 3°	543.514648	539.316102	538.695971
R3 4°	877.521562	873.323015	872.702885
P1 y P2	497.182651	498.127060	497.563465
P3	1,864.423281	1,865.412193	1,864.822043
GNC INTERRUMPIBLE	7,291.879313	7,292.497382	7,292.128537
GNC FIRME	7,291.879313	7,292.497382	7,292.128537
SDB (3)	11,252.951132	11,253.558467	11,253.196025

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en $/m3)

Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte ($/m3)

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3.337741	3.337741	3.337741
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4.393988	4.393988	4.393988
R3 4°	5.162936	5.162936	5.162936
P1 - P2	2.154744	2.154744	2.154744
P3	3.548990	3.548990	3.548990
GNC	4.480263	4.480263	4.480263

Diferencias Diarias Acumuladas ($/m3)

R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0.060936	0.060936	0.060936
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0.060936	0.060936	0.060936
R3 4°	0.060936	0.060936	0.060936
P1 - P2	0.060936	0.060936	0.060936
P3	0.060936	0.060936	0.060936
GNC	0.000000	0.000000	0.000000

Precio incluido en los cargos por m3 consumido ($/m3)

R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3.398677	3.398677	3.398677
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4.454924	4.454924	4.454924
R3 4°	5.223872	5.223872	5.223872
P1 - P2	2.215680	2.215680	2.215680
P3	3.609926	3.609926	3.609926
GNC	4.480263	4.480263	4.480263

Costo de Gas retenido ($/m3)

R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0.083127	0.083127	0.083127
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0.109433	0.109433	0.109433
R3 4°	0.128584	0.128584	0.128584
P1 - P2	0.053664	0.053664	0.053664
P3	0.088388	0.088388	0.088388
GNC	0.111582	0.111582	0.111582
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)	2.490520%	2.490520%	2.490520%

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en $/m3):

Todas las categorías	0.292560	0.292560	0.292560

Mix de compra de Gas (en %)

ORIGEN / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
NOROESTE	0.0%	0.0%	0.0%
NEUQUINA	100.0%	100.0%	100.0%
CHUBUT	0.0%	0.0%	0.0%
SANTA CRUZ	0.0%	0.0%	0.0%
TIERRA DEL FUEGO	0.0%	0.0%	0.0%

Mix de compra de Transporte (en %)

NOROESTE	0.0%	0.0%	0.0%
NEUQUINA	100.0%	100.0%	100.0%
CHUBUT	0.0%	0.0%	0.0%
SANTA CRUZ	0.0%	0.0%	0.0%
TIERRA DEL FUEGO	0.0%	0.0%	0.0%

Ing. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

ANEXO DE LA RESOLUCION N°

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL (1)

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA		MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
P3 (5)	*0 a 1.000 m3*	0.941017	0.950770	0.944940
	1001 a 9.000 m3	0.821721	0.830873	0.825419
	más de 9.000 m3	0.702441	0.710962	0.705881
G	*0 a 5.000 m3*	0.278310	0.283189	0.280280
	más de 5.000 m3	0.224058	0.228656	0.225905
ID (3)		0.260448	0.264677	0.262140
FD (3)		0.150398	0.154616	0.152102
IT (4)		0.203477	0.207397	0.205059
FT (4)		0.093428	0.097356	0.095009

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día) (2)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
G	7.239845	7.277020	7.254830
FD (3)	5.269805	5.296949	5.280748
FT (4)	4.700035	4.724294	4.709820

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
P3	11,255.056754	11,255.674824	11,255.305979
G	11,252.951130	11,253.558467	11,253.196023
ID	22,392.475261	22,393.112925	22,392.732392
FD	22,392.475261	22,393.112925	22,392.732392
IT	22,392.475261	22,393.112925	22,392.732392
FT	22,392.475261	22,393.112925	22,392.732392

(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.
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 cada 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).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF ($/M3)(*)
MENDOZA, SAN JUAN y SAN LUIS	TGN	Neuquén	Cuyana	0.292560

(*) 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 dividiendo por 0.5.

...Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A

ANEXO DE LA RESOLUCION Nº

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUÍDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA		DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3		5.912107
P1 y P2	0 a 1.000 m3	4.997171
	1001 a 9.000 m3	4.925441
	más de 9.000 m3	4.853682
P3	0 a 1.000 m3	6.691933
	1001 a 9.000 m3	6.611580
	más de 9.000 m3	6.531194
GNC INTERRUMPIBLE		4.746691
GNC FIRME		4.634258

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	3.419999

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	877.524930
P1 y P2	877.524930
P3	877.524930
GNC INTERRUMPIBLE	7.291.907291
GNC FIRME	7.291.907291

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en $/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido ($/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas ($/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos ($/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte ($/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido ($/tonelada)	Costo de transporte ($/tonelada)
R1, R2, R3	2.597731	0.000000	2.597731	1.704793	3,351.9	2,199.7
P1 y P2	2.597731	0.000000	2.597731	1.704793	3,351.9	2,199.7
P3	4.208981	0.000000	4.208981	1.704793	5,430.9	2,199.7
GNC INTERRUMPIBLE	4.480263	0.000000	4.480263	0.000000	-	-
GNC FIRME	4.480263	0.000000	4.480263	0.000000	-	-

M. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

ANEXO DE LA RESOLUCION Nº

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS DIFERENCIALES FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUÍDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA		DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3		2.364843
P1 y P2	*0 a 1.000 m3*	1.998868
	1001 a 9.000 m3	1.970177
	más de 9.000 m3	1.941473
P3	*0 a 1.000 m3*	2.676773
	1001 a 9.000 m3	2.644632
	más de 9.000 m3	2.612477

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	351.009972
P1 y P2	351.009972
P3	351.009972

Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)

CATEGORÍA / LOCALIDAD		DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3		41.05%
P1 y P2	*0 a 1.000 m3*	48.94%
	1001 a 9.000 m3	49.69%
	más de 9.000 m3	50.46%
P3	*0 a 1.000 m3*	33.53%
	1001 a 9.000 m3	33.92%
	más de 9.000 m3	34.33%

Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Importes máximos de Tasas y Cargos autorizados a cobrar

Vigencia a partir del 1 de ABRIL de 2018

	Tasas a Pagar por Sujetos de la Industria	
1	EXÁMEN INSTALADOR. Validar la aptitud para extender una matricula de instalador	$ 246
2	MATRICULA INSTALADOR 1RA CATEGORIA. Extender matricula de instalador	$ 139
3	MATRICULA INSTALADOR 2DA CATEGORIA. Extender matricula de instalador	$ 139
4	MATRICULA INSTALADOR 3RA CATEGORIA. Extender matricula de instalador	$ 139
5	REPOSICION CARNET INSTALADOR. Reponer carnet a instaladores por reposición o extravío	$ 139
6	MATRÍCULAS DE EMPRESAS CONSTRUCTORAS DE OBRAS POR TERCEROS. Extender matrícula a empresas que realizan obras de gas en vía pública, para terceros.	$ 3,131
7	RENOVACIÓN DE MATRICULA DE OBRAS POR 3º FUERA DE TERMINO. Gestionar renovación de matricula a las empresas del item 6, vencida su vigencia	$ 3,867
	Cargos a pagar por Clientes y Usuarios del Sistema	
8	COPIA DE PLANO. Entregar copia de planos existentes en archivo, al sujeto que lo solicita	$ 61
9	ROTURA Y REPARACIÓN DE VEREDAS DEL SERVICIO (Baja/Media Presión), para instalar una nueva tubería de servicio; tambien aplicable a la anulación o activación del servicio de gas, por causa imputable al usuario	$ 2,360
10	GESTIÓN Y ENVÍO DE AVISO DE DEUDA COMÚN BAJO FIRMA: Comprende la gestión y el envío de un "Aviso de Deuda" a /os clientes morosos mediante un procedimiento que garantice su recepción bajo firma. El Cargo "Gestión y envio de Aviso de Deuda común bajo firma", sólo podrá ser percibido cuando: - El "Aviso de Deuda común bajo firma" fue entregado en forma fehaciente: si el receptor firmó el acuse de recibo y dejó asentado en el mismo su firma, número de documento de identidad y fecha de recepción. -El "Aviso de Deuda común bajo firma" fue entregado bajo puerta: si el usuario se negara a firmar el acuse de recibo o la notificación no puede ser entregada por ausencia en el domicilio, para lo cual/a Distribuidora deberá acreditar haber concurrido al menos dos veces al domicilio en distintas fechas, detallando día y hora de concurrencia en la planilla habilitada al efecto, y registrando al menos tres características de la fachada. Si el Aviso de Deuda fue entregado bajo puerta, en forma previa al corte, se deberá proceder a la notificación del aviso de deuda mediante carta documento o telegrama. Para aquellos usuarios que abonen la deuda entre la fecha de emisión de los Avisos de Deuda y el día hábil anterior a la fecha de notificación del Aviso, no corresponderá el cobro del Cargo "Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma". Aquellos usuarios que abonen la deuda el mismo día de la notificación del Aviso, deberán pagar el Cargo "Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma'.	$ 61
11	NOTIFICACIÓN FEHACIENTE DE AVISO DE DEUDA (CARTA DOCUMENTO O TELEGRAMA). Comprende las tareas necesarias para el envío de la notificación al cliente mediante telegrama o carta documento de su estado de deuda. Solamente podrá percibirse el Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama", si realizadas las gestiones previas de notificación del "Aviso de Deuda Común bajo firma", éste no pudo ser entregado ante ausencias reiteradas en el domicilio o si hay negativa a firmar el acuse de recibo. En estos casos, la Distribuidora deberá acreditar que ha concurrido al menos dos veces al domicilio en distintas fechas, detallando día y hora de concurrencia en la planilla habilitada al efecto, y registrando al menos tres características de la fachada del domicilio. También podrá percibirse el Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama", si el cliente que hubiese optado expresamente por recibir notificaciones de deuda por via electrónica, no pagó la deuda intimada previamente por esta via y se procedió a notificar la deuda por carta documento o telegrama. Para aquellos usuarios que abonen la deuda entre la fecha de emisión del Telegrama o Carta Documento y el día hábil anterior a la fecha de notificación del mismo, no corresponderá el cobro del Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante Carta Documento o Telegrama". Aquellos usuarios que abonen la deuda el mismo día de la notificación, deberán abonar el Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante Carta Documento o Telegrama"	$ 209
12	ZANJEO Y TAPADA (Baja/Media Presión). Comprende las tareas tendientes a la ejecución de los trabajos de apertura de zanja y posterior relleno y compactación hasta la condición original, para la instalación de una nueva tuberia de servicio externa y/o perforación o soldadura de tuberia de servicio externa, ya sea perteneciente a un nuevo usuario, como así también a un cliente que haya solicitado el cambio de ubicación de una linea existente, en la vía pública y hasta el límite municipal. Podrá aplicarse este cargo, en ocasiones de anulación del servicio por causa imputable al usuario, toda vez que esta tarea se encuentre involucrada.	$ 1,120
13	CARGO POR RECONEXIÓN DOMICILIARA-Reapertura de llave por causa imputable al usuario < o = a 10 m3/h-(Baja/Media Presión). Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio mediante la reapertura de la llave de paso al medidor de un cliente al que previamente se le interrumpió el suministro mediante el cierre de dicha llave, por una causa imputable a éste, cuya instalación sea abastecida por un medidor de una capacidad de hasta 10 m3/h. Podrá adicionarse al cobro de este cargo, el cobro de otras tasas que involucren tareas que queden comprendidas, a saber: zanjeo y tapada, rotura y reparación de veredas, servicio completo y soldadura y/o perforación del servicio.	$ 430
14	CARGO POR RECONEXIÓN DOMICILIARA-Reapertura de llave por causa imputable al usuario > o = a 10 m3/h-(Baja/Media Presión). Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio mediante la reapertura de la llave de paso al medidor de un cliente al que previamente se le interrumpió el suministro mediante el cierre de dicha llave, por una causa imputable a éste, cuya instalación sea abastecida por un medidor de una capacidad mayor a 10m3/h. Podrá adicionarse al cobro de este cargo, el cobro de otras tasas que involucren tareas que queden comprendidas, a saber: zanjeo y tapada, rotura y reparación de veredas, servicio completo y soldadura y/o perforación del servicio	$ 798
15	SERVICIO COMPLETO SIN ZANJEO Y TAPADA (menor o igual a 1") Y SIN REPARACION DE VEREDA (Baja/Media Presión). Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al cliente desde la red de distribución de baja o media presión, cualquiera sea el material a utilizar, hasta la válvula del gabinete de regulación y medición inclusive, excluida la apertura y la tapada de la zanja, en diámetros hasta 1". Debe considerarse que el cobro de este concepto, inhabilita el cobro del cargo por soldadura y/o perforación del servicio.	$ 1,571
16	SERVICIO COMPLETO SIN ZANJEO Y TAPADA (mayor a 1") Y SIN REPARACION DE VEREDA (Baja/Media Presión), no unifamiliar. Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al cliente desde la red de distribución de baja o media presión, cualquiera sea el material a utilizar, hasta la válvula del gabinete de regulación y medición inclusive, excluida la apertura y la tapada de la zanja, en diámetros mayores a 1". Debe considerarse que el cobro de este concepto, inhabilita el cobro del cargo por soldadura y/o perforación del servicio.	$ 4,991
17	SOLDADURA Y/O PERFORACION DE LA TUBERÍA DE SERVICIO EXTERNA, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda (Baja/Media Presión). Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al cliente desde la red de baja o media presión (posea ésta o no el "te" de derivación, cualquiera sea el material a utilizar), con el objeto de realizar la conexión entre la red de distribución y la tuberia de servicio externa, previamente instalada, y para cualquier diámetro.	$ 1,215
18	COLOCACION MEDIDOR (MED<=10M3/H). Consiste en la tarea necesaria para instalar a requerimiento del futuro cliente, el sistema de medición de capacidad hasta 10m3/h de la Distribuidora, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.	$ 430
19	COLOCACION MEDIDOR (MED>10M3/H). Consiste en la tarea necesaria para instalar a requerimiento del futuro cliente, el sistema de medición de capacidad mayor a 10m3/h de la Distribuidora, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.	$ 1,596
20	REPOSICIÓN MEDIDOR EXTRAVIADO SIN COLOCACION (Baja/Media Presión). Comprende la provisión de un medidor en reemplazo de otro instalado con anterioridad de la misma capacidad, ante la eventualidad del extravio del mismo, por causa imputable al usuario exclusivamente.	$ 921
21	CARGO POR RECONEXIÓN EN ALTA PRESIÓN-Reapertura de llave por causa imputable al usuario. Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio a un cliente que se abastece de una línea de alta presión al que previamente se le interrumpió el suministro, por una causa imputable a éste.	$ 8,226
22	CONEXIÓN Y HABILITACIÓN DE LA TUBERÍA DE SERVICIO EXTERNA EN ALTA PRESIÓN. Comprende la mano de obra y el resto de las tareas que demanden al Prestador, conectar y habilitar /as cañerias y demás construcciones que, pertenecientes a la tuberia de servicio externa, se materialicen sobre la vía pública por una empresa habilitada y contratada a cargo del futuro usuario, para suministrar gas desde la red de Distribución de Alta Presión a /as instalaciones del Cliente.	$ 6,752

Ml. Guadalupe Morra
Jefe de Departamento
Planeamiento Estratégico
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

ECOGAS

17 NOV -8 15 :20

RECIBIDO
MESA DE ENTRADAS
NO IMPLICA CONFORMIDAD

Nota N° 5407/17

Mendoza, 8 de noviembre de 2017

Señores
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS
Señor Vicepresidente
Ing. Daniel Alberto Perrone
S_____/_____D

Ref.: Asistencia económica Res. MINEM 312/16 - Readecuación Plan de Inversiones Obligatorias.

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. en mi carácter de apoderado de Distribuidora de Gas de Cuyana S.A. con domicilio constituido en Avda. Figueroa Alcorta 7174, 3er Piso, CABA, con el objetivo de clarificar la Nota 5024/17 y solicitarle la readecuación del Plan de Inversiones Obligatorias de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), en función de las consideraciones que se exponen a continuación.

En el entendimiento que la asistencia económica transitoria dispuesta en la Resolución MINEM Nro. 312/2016 sería otorgada, el Plan de Inversiones Obligatorias de la RTI incluyó el monto de dicha asistencia sumado a la rentabilidad y a la amortización que la misma generaba y que en total ascendía a $ 555,37 millones, conforme al detalle de obras que se adjunta como anexo a esta nota.

Sin embargo, dado que a la fecha dicha asistencia no ha sido otorgada, y dado que ello reduce los recursos necesarios para afrontar las obras adicionales incorporadas al Plan de Inversiones Obligatorias, solicitamos se efectúe una reasignación de dichas inversiones a Inversiones Complementarias, computando el correspondiente efecto en la tarifa producto del impacto en los gastos, demanda y amortizaciones derivado de las menores inversiones obligatorias.

Adicionalmente a lo indicado, y sin perjuicio de lo anterior, resulta importante destacar que el cúmulo de obras en desarrollo en el sector gasífero, tanto a través de las Licenciatarias como de las autoridades nacionales y provinciales, hacen aconsejable un adecuado escalonamiento de las obras a ejecutar a fin de contar con mejores condiciones operativas para su ejecución.

Por otra parte, atento a que las inversiones que se solicita reasignar están previstas mayoritariamente para el final del quinquenio y que ello amerita considerar que resulta más conveniente para el usuario final que sean contempladas en tarifas cuando efectivamente se cuente con la certeza de llevarlas a cabo y se encuentren

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. – Las Tipas 2221 – (M5547DWD) Godoy Cruz – Mendoza – Argentina
TE: (0261) 441-2500 - Fax: (0261) 427-0542 - E-mail: ecogascuyana@ecogas.com.ar
Sede Soc.: Av. Pte. Figueroa Alcorta 7174, 3° piso. C.A.B.A., Argentina, CP C1428BCU RPC - IGJ Bs.As. - 01/12/92 N° 11669 - L° 112 - T° A de S.A.

ES COPIA

en condiciones de prestar el servicio, lo que podría viabilizarse, a pedido de esta Distribuidora en caso de considerarlo oportuno y si se dan las condiciones apropiadas, a través del factor de inversión previsto por la Resolución ENRG 4360/17 para las inversiones complementarias.

Finalmente, cabe poner de manifiesto que la reasignación solicitada no impedirá de manera alguna seguir garantizando la seguridad, eficiencia y calidad del servicio prestado, y en modo alguno afectará la operación y mantenimiento de los sistemas operados en condiciones confiables y seguras, y que en este acto se manifiesta que una vez que se implemente efectivamente la recategorización de inversiones solicitada en la presente, se tornará abstracto el reclamo de la asistencia dispuesta por la Res. 312/16 por parte del Estado Nacional.

En virtud de lo manifestado, se solicita a esa Autoridad Regulatoria que se brinde tratamiento a nuestro pedido para su implementación en los cuadros tarifarios a emitirse con vigencia a partir del 1 de diciembre del corriente año.

Sin otro particular, y quedando a la espera de su pronta respuesta, le saluda atentamente.

César Gustavo Valdez
Gerente de Asuntos Legales
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. – Las Tipas 2221 – (M5547DWD) Godoy Cruz – Mendoza – Argentina
TE: (0261) 441-2500 - Fax: (0261) 427-0542 - E-mail: ecogascuyana@ecogas.com.ar
Sede Soc.: Av. Pte. Figueroa Alcorta 7174, 3° piso. C.A.B.A., Argentina, CP C1428BCU RPC - IGJ Bs.As. - 01/12/92 N° 11669 - L° 112 - T° A de S.A.

ES COPIA

ECOGAS

INVERSIONES ADICIONALES POR ASISTENCIA

en millones de $

Código Inversión	[illegible]	Denominación [illegible]	[illegible]	[illegible]	Monto [illegible]
Cu-GING-004	Parcial	Ampliación de Capacidad de Almacenamiento y vaporización de Planta Propano Aire. Malargüe, Mendoza	Instalación de nuevo Tk de 250 m3 en año 2020	Sistema Malargüe	11,88
Cu-GING-064	Parcial	Construcción ramal paralelo Mendoza Sur y Valle de Uco Mendoza	Construcción ramal paralelo 10 km Ø 24" Mendoza Sur Lujan de Cuyo y paralelo a Valle de Uco 5 km Ø6" (MAPO 25 kg/cm²M).	Sistema Valle de Uco Mendoza	336,70
Cu-GING-025	Total	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	Construcción nueva "PRF Cieneguita" (Pe 19/7 kg/cm²M - Ps 1,5 kg/cm²M - Q 3.000 m³/h).	Sistema Gran Mendoza	4,55
Cu-GING-025 (2)	Total	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm²M 4 km Ø 3")	Sistema Gran Mendoza	12,49
Cu-GING-025 (3)	Total	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm²M 0,300 km Ø 180mm).	Sistema Gran Mendoza	0,84
Cu-GING-059	Parcial	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo, San Luis. (25/7 kg/cm²M). 6,0 km Ø 6"	Sistema San Luis Merlo La Costa	34,51
Cu-GING-006	Parcial	Construcción gasoducto paralelo Zanjitas. Zanjitas, San Luis	Construcción gasoducto paralelo (MAPO 70 kg/cm²M) de aproximadamente 10,00 km en AC Ø 8".	Sistema San Luis Capital	81,63
Cu-GING-065	Total	Construcción ramal paralelo Mendoza Norte Pantanillo, Mendoza	Construcción ramal paralelo Mendoza Norte Pantanillo, Mendoza (MAPO 25 kg/cm²M) (5 km Ø12")	Sistema Mendoza	62,47
Cu-GING-089	Total	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF Vialidad (Pe 19/7 kg/cm²M - Ps 1,5 kg/cm²M - Q 7.500 Sm³/h). Ampliación a Q 10.000 Sm³/h.	Sistema Gran Mendoza	5,91
Cu-GING-089 (2)	Total	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	Construcción ramal de alimentacion a Nueva PRF (MAPO 19/7 kg/cm²M 0,650 km Ø6").	Sistema Gran Mendoza	4,06
Cu-GING-089 (3)	Total	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	Construcción de salida de Nueva PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm²M 0,030 km Ø10").	Sistema Gran Mendoza	0,31
					$ 555,37

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. – Las Tipas 2221 – (M5547DWD) Godoy Cruz – Mendoza – Argentina
TE: (0261) 441-2500 - Fax: (0261) 427-0542 - E-mail: ecogascuyana@ecogas.com.ar
Sede Soc.: Av. Pte. Figueroa Alcorta 7174, 3° piso, C.A.B.A., Argentina, CP C1428BCU RPC - IGJ Bs.As. - 01/12/92 N° 11669 - L° 112 - T° A de S.A.

ES COPIA