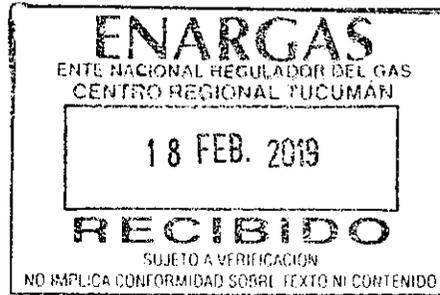


Nota G.G. N° 008/19
San Miguel de Tucumán, 18 de febrero de 2019

Lic. Mauricio Roitman
Presidente del Ente Nacional
Regulador del Gas
Presente



1520 pl.
19 fs.
P

Ref.: Cuadros Tarifarios vigentes a partir del 1 de Abril de 2019 por ajuste semestral y traslado de precios de adquisición de gas. Cuadros de Tasas y Cargos. Res. ENRG 2/19. Res. 4353/17.-

De nuestra mayor consideración:

Ariel E. Sanchez, en mi carácter de apoderado de GASNOR S.A., conforme fuera oportunamente acreditado ante esa Autoridad Regulatoria, constituyendo domicilio en Alicia Moreau de Justo 550, 3° piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, me dirijo a Ud. por el tema de referencia.

En primer lugar, dando cumplimiento a lo dispuesto en su nota de la referencia, venimos en legal tiempo y forma, a presentar a esa Autoridad Regulatoria, de manera impresa y a través del SARI según acuse de recibo N° 20008_20190189692181353, las propuestas de los nuevos Cuadros Tarifarios en **Anexo I**, con vigencia a partir del 1° de Abril 2019, las cuales incluyen las variaciones de todas las componentes en la tarifa final para cada categoría de Usuarios.

Las mismas corresponden a la Adecuación Semestral por el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel de General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), de sendas tarifas de Distribución y Transporte, tal como lo dispone la metodología establecida en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° 4353/17, como así también, el ajuste por variaciones en el Precio del Gas Natural comprado para el período estacional Abril 2019- Septiembre 2019.

Asimismo se incluye en los Cuadros Tarifarios el traslado de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA), por diferencias entre el precio de gas comprado e incluido en nuestras ventas reales y del gas incluido en la facturación de tales ventas reales, correspondiente al período Julio a Diciembre de 2018; así como DDA del período anterior por corrección de criterio utilizado por parte de la Autoridad Regulatoria, para la determinación de los pagos realizados conforme los acuerdos de abastecimiento.

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

En relación con los Cuadros presentados, exponemos a continuación las siguientes consideraciones:

Ajuste de la Tarifa de Distribución

La aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de Tarifas, aprobada por Enargas mediante Res. N° I-4353/2017, tiene como principal objeto mantener en moneda constante el nivel tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral. En esta metodología esa Autoridad optó por la utilización del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) – Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), por sobre otros índices generales nacionales debido a que ello implicaría un riesgo menor de alejamiento sustancial de las tarifas respecto de los costos de la Distribuidora durante el quinquenio, lo que de ocurrir, podría redundar en dificultades para la prestación del servicio.

Al respecto cabe señalar que en la Resolución RESFC-2018-288-APN-DIRECTORIO, mediante la cual Enargas aprobó los cuadros tarifarios vigentes a partir de octubre de 2018, esa Autoridad se apartó de los fundamentos previstos para la adecuación semestral de tarifas indicando *“Que, para el período a considerar en el presente ajuste, es decir la variación entre febrero y agosto de 2018, existe una notoria disparidad entre la variación del IPIM y otros indicadores de la economía: Que, a partir de lo observado resulta razonable que para el presente ajuste semestral se aplique la metodología del Anexo V, pero considerando una adecuada combinación de índices que reflejen en mejor medida la variación de los indicadores de la economía general a fin de que esta Autoridad Regulatoria implemente los preceptos establecidos en las Resoluciones que aprobaron la RTP”*.

Ante esta postura, hemos solicitado a la Autoridad Regulatoria reconsidere tal medida, interponiendo un recurso de reconsideración con alzada en subsidio (Nota GRLH 54/18), solicitando la aplicación del índice IPIM como mecanismo de ajuste semestral de la tarifa y en consecuencia los ingresos de distribución no percibidos en el periodo Octubre de 2018 – Marzo 2019. Este reclamo se encuentra pendiente de resolución por parte de las Autoridades, por lo que los cuadros presentados no incluyen la recuperación de tales ingresos no percibidos, al igual que no se han incluido los montos correspondientes a los días de demora en puesta en vigencia de los cuadros tarifarios de tal período y los demás conceptos allí reclamados. Al respecto efectuamos la más amplia reserva de derechos para obtener oportunamente dicho reconocimiento.

Ahora bien, a efectos de mantener en moneda constante el nivel tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral, solicitamos se aplique la variación del IPIM tal, que permita retomar el nivel de variación acumulada a febrero de 2019. En el **Anexo II** de la presente, se expone el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) – Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) y su variación mensual entre Febrero 2018 y Febrero 2019; así como el coeficiente utilizado para la adecuación semestral de las tarifas de Distribución, conforme lo establecido en el Anexo V de la Resolución 4353/2017.

Dado que a la fecha de esta presentación, no se cuentan con información oficial respecto de los índices aplicables a los dos últimos meses -enero y febrero de 2019- que se requieren para el cálculo, esta Distribuidora de acuerdo a lo indicado por la Autoridad Regulatoria en las presentaciones anteriores (Nota ENRG GDyE/GAL/D N° 687/18 y NO-2018-40235357-APN-DIRECTORIO#ENARGAS), realiza una estimación de los mismos, en base a la variación del último mes publicado por el INDEC (diciembre de 2018), la que solicitamos a la Autoridad Regulatoria corrija cuando dicho organismo publique los datos definitivos.

Cabe destacar, que los ingresos provenientes de la tarifa de distribución, constituyen la única remuneración que percibe esta Distribuidora, y con la cual debe enfrentar todos los costos de prestación del servicio, las inversiones, y la remuneración del accionista. Al respecto queremos resaltar que hemos dado cumplimiento a los compromisos asumidos con el Plan de Inversiones obligatorias, en este último año (abril 18 a marzo de 2019) se están concluyendo obras por 420 millones de pesos. Por otro lado, damos cumplimiento con la prestación del servicio acorde a la normativa vigente, y estamos en permanente búsqueda de soluciones que faciliten la gestión y la relación con nuestros usuarios actuales y futuros, para quienes implementamos además líneas de financiamiento que viabilicen el acceso al gas natural.

Ajuste de la Tarifa de Gas

Como precedente cabe recordar que, finalizada la Emergencia Pública dispuesta por la Ley N°25.561, los precios y volúmenes acordados con los Productores, a partir del 1° de enero de 2018, se concretaron siguiendo las pautas del ACUERDO (BASES Y CONDICIONES PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL A DISTRIBUIDORAS DE GAS POR REDES), celebrado entre el ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM), tanto con DISTRIBUIDORAS como con PRODUCTORES y ENARSA (hoy IEASA). En las mencionadas Bases, se estableció un Período de Transición de dos años y un sendero de precios del gas natural fijado en dólares estadounidenses, para el período 2018/2019.

En consecuencia, ENARGAS determinó el precio del gas natural en el PIST (punto de ingreso al sistema de transporte) a trasladar a las tarifas a los Usuarios en \$/m³, tomando un único tipo de cambio referencial para cada período estacional. Así en la Resolución ENRG 126/17 el tipo de cambio referencial para el período Dic/17 – Mar/18 fue de 18,33 \$/US\$ y en la Resolución ENRG 302/18 fue de 20,345 \$/US\$ para el período Abr/18 – Set/18.

Posteriormente, para el período estacional en curso, con fecha 28/08/2018, la firma IEASA (Ex ENARSA), proveedor que cubre volúmenes superiores a un 75% de nuestra demanda anual, nos remitió propuestas de Adendas a las Ofertas de Compraventa, vinculadas a los acuerdos para Anexo III y Anexo IV de las BASES Y CONDICIONES PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL A DISTRIBUIDORAS DE GAS POR REDES, que mejoraron las condiciones allí establecidas;

las cuales fueron aceptadas por esta Distribuidora el día 29/08/18. Adicionalmente, esta Licenciataria remitió oportunamente al Regulador propuestas de adenda de los Productores YPF S.A., PAN AMERICAN ENERGY y PAMPA ENERGÍA S.A., que si bien no estaban aún aceptadas, fueron consideradas por esa Autoridad, determinando un precio único de 3,932 U\$\$/MMBTU a un tipo de cambio de 35,26 \$/U\$\$ (promedio semestre GASNOR).

Posteriormente, en fecha 29/10/18 PAN AMERICAN ENERGY (PAE) aceptó la propuesta de Adenda cursada por esta Licenciataria en fecha 24/10/18, que también mejoró para los Usuarios las condiciones del ACUERDO.

En lo que respecta a los Productores YPF S.A. y PAMPA ENERGÍA S.A., si bien con ninguno de ellos hemos alcanzado formalmente la modificación de las condiciones del ACUERDO en los términos alcanzados con IEASA y PAE, con el primero existe el acuerdo de una tarifa única para todos los segmentos y con el segundo se ha rescindido el vínculo contractual. En ambos casos, el impedimento para la aceptación de las Adendas cursadas radica en el tratamiento de las diferencias generadas por variación del tipo de cambio, a considerar para el pago de los comprobantes emitidos en dólares estadounidenses.

Resulta necesario destacar, en relación la adquisición de gas durante el periodo Oct/18 – Dic/18, que esta Distribuidora mantiene controversias con PAMPA ENERGÍA S.A. e IEASA, en relación a los tipos de cambio considerados para el pago de los comprobantes por ellos emitidos. Respecto de este último se solicitó oportunamente la intervención a las Autoridades competentes a fin de abordar esta problemática.

En relación al abastecimiento de gas para el periodo estacional que inicia el 1° de abril de 2019, la Secretaria de Gobierno de Energía (SGE) estableció mediante Resolución SGE N°32/19, un 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 DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS POR REDES (Subasta/Concurso), que para la Cuenca Noroeste se llevó a cabo el día 15 de febrero de 2019, a través del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA).

Para dicho concurso de precios, que fijó pautas de contratación de volúmenes por un periodo de 12 meses a partir del 01/04/2019, la SGE y MEGSA requirieron a las Distribuidoras que soliciten exclusivamente una cantidad máxima diaria (CMD) para el periodo estival y se estipuló que la CMD para el periodo invernal sería un volumen equivalente a 2,5 veces el volumen solicitado para el verano. Adicionalmente, se establecieron condiciones de facturación y pago, estipulándose condiciones de TOP (Tomar o Pagar) y EOP (Entregar o Pagar), las cuales limitaron la posibilidad de la Distribuidora de solicitar un volumen tal que cubra en su totalidad la curva de nuestra Demanda.

Consecuentemente, el volumen solicitado a través del Concurso citado (CMD Verano = 1.255.000 m3/día y CMD Invierno = 3.137.500 m3/día) equivale a prácticamente un 85% del total estimado para abastecer a la Demanda en los 12 meses de plazo (Abr/19 – Mar/20) y a un 97% de las necesidades del periodo estacional próximo a iniciar (Abr/19 – Set/19).

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

Tras la Subasta, el volumen asignado fue equivalente al 85% del volumen requerido por esta Distribuidora, es decir que la CMD asignada en Subasta para verano asciende a 1.069.812 m3/día (requerido 1.255.000 m3/día) y la CMD del invierno a 2.674.530 m3/día (requerido 3.137.500 m3/día), con lo cual se obtiene un 94% de las necesidades del periodo estacional próximo a iniciar (Abr/19 – Set/19). A la fecha se encuentra pendiente de instrumentación las Ofertas, conforme el Modelo que define los términos y condiciones de compraventa del gas natural, con los respectivos productores que ofertaron los volúmenes referenciados. Una vez aceptadas las referidas Ofertas, serán presentadas ante la Autoridad Regulatoria.

Por otra parte, esta Licenciataria solicitó a los Productores de Gas con disponibilidad de fluido en la Cuenca Noroeste, que nos informen condiciones de contratación con el objeto de cubrir el volumen no asignado a través del Concurso y las necesidades de fluido cuyos volúmenes fueron excluidos de la Subasta, entre los que se encuentran la demanda abastecida a través de gasoductos de transporte no conectados a la TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN) y la demanda subsidiada de la zona tarifaria La Puna. Cabe destacar que a la fecha no se recibió respuesta alguna, por lo que a los fines de la confección de los Cuadros Tarifarios presentados, hemos realizado nuestra mejor estimación de precios para el volumen no asignado a través del Concurso; por lo cual una vez definida la contratación de dicho volumen presentaremos nuevos cuadros tarifarios.

Respecto a la demanda subsidiada de la zona tarifaria La Puna, esta Distribuidora solicitó a ENARGAS que requiera a la Secretaría de Gobierno de Energía la determinación del precio del gas en el punto de ingreso al sistema que esta Licenciataria deberá pagar por el gas con destino a esa subzona a partir del 1° de abril de 2019, razón por la cual, hasta tanto se concrete una definición al respecto, el ajuste de este precio en el PIST se calcula aplicando la proporción que surge de la variación entre el precio PIST calculado por ENARGAS para el cuadro tarifario hoy vigente (3,932 U\$S/MMBTU) con el precio promedio ponderado obtenido en la Subasta realizada a través de MEGSA para la Cuenca Noroeste.

A efectos de trasladar a tarifa el precio de gas, se ha considerado el tipo de cambio de Banco Nación divisa tipo vendedor del día 15 de febrero de 2019 el que asciende a 38,62 \$/USD, dato que deberá ser ajustado por la Autoridad Regulatoria conforme lo previsto en la Resolución RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Se adjunta ANEXO III con la determinación del precio del gas incluido en los cuadros tarifarios.

Ajuste de las Diferencias Diarias Acumuladas.

Con fecha 12/02/2019 entró en vigencia la RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, donde dicho organismo establece la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento general para el cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas” (en adelante “La Metodología”).

En dicha Metodología no se han considerado situaciones que afectan a

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

esta Distribuidora, vg. la consideración del volumen del gas retenido, la tasa de actualización de los montos de DDA, el tratamiento de las diferencias de precios del GNNC, entre otros; apartándose de lo dispuesto en el Marco Regulatorio artículos 37 y 38 de la Ley de gas y su decreto reglamentario, todo lo cual será oportunamente observado a esa Autoridad Regulatoria siguiendo el procedimiento administrativo correspondiente.

Diferencias Diarias (DDA) del Periodo Anterior (enero a marzo de 2018) por Corrección de Criterio

En los cuadros tarifarios adjuntos, se incluye la corrección del cálculo de las DDA correspondientes al período enero a marzo de 2018, que fueran oportunamente requerida a esa Autoridad Regulatoria. Esta corrección resulta procedente, toda vez que el criterio empleado por parte de ENARGAS para la determinación de los pagos realizados a los productores, durante el primer trimestre del año 2018, omitió reflejar lo que efectivamente abonó esta Distribuidora, conforme lo dispuestos en los acuerdos de abastecimiento según la información que obra en poder de esa Autoridad.

Diferencias Diarias (DDA) por Gas Retenido (GR). Período: Enero 2018 -Diciembre 2018

ENARGAS estableció en “La Metodología”, que el GR es *parte de los costos de transporte* y que se ajusta contemplando el precio actualizado del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST). Luego indica que *“siempre Enargas ha determinado las DDA en City Gate, detrayendo de los volúmenes de compra de gas, los volúmenes correspondientes a gas retenido (% teórico) y es objetivamente razonable que se continúe en esa línea”*.

Es decir, que por el volumen del gas que representa el GR comprado y pagado al productor, no se reconocen las diferencias de precios entre el reconocido en tarifa y el que corresponde al pago a los productores de gas según los acuerdos de abastecimiento. Claramente como indica esa Autoridad Regulatoria el precio del GR se ajusta contemplando el precio actualizado del gas en PIST, ergo, si este último cambia, el precio de GR cambia en su exacta incidencia. Si durante el periodo estacional se determinan diferencias entre el precio de gas pagado al productor y cobrado a los usuarios, es razonable, que esas mismas diferencias surjan en el precio del GR. Consecuentemente solicitamos a esa Autoridad incluya en las DDA y en “La Metodología” el recupero de tales diferencias generadas por GR.

Adicionalmente debe considerar esa Autoridad, el efecto excepcional que produce el Tipo de Cambio en los acuerdos de abastecimiento para el período enero 2018 a marzo 2019 y que debería ser considerada sobre todo el volumen de gas comprado. Esta situación excepcional fue reconocida por el Estado Nacional en el Decreto 1053 en el que se señala: *“Que las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas fueron aprobadas por el Decreto N° 2255 del 2 de diciembre de 1992, en el marco de un régimen de tipo de cambio fijo. Que las volatilidades de las variables financieras y del tipo de cambio que tuvieron lugar este año pusieron en evidencia aspectos no contemplados en el régimen previsto hace más de VEINTICINCO (25) años en otro contexto”*.

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

En consecuencia dispone “*Que, en ese marco, es necesario que el Estado Nacional asuma, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por la variación del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período*”.

Los cuadros tarifarios adjuntos incluyen las DDA del volumen del GR correspondientes al periodo julio 2018 – diciembre 2018. Téngase presente que las diferencias por tipo de cambio de este período, solicitamos se incluyan en el cómputo de la deuda resultante del Decreto 1053/18.

Respecto de las diferencias generadas en el período anterior, corresponde su inclusión en los Cuadros tarifarios adjuntos, de acuerdo al periodo considerado por el Decreto 1053/18.

Diferencias Diarias (DDA) del Periodo Julio 2018 -Diciembre 2018

Que las DDA que corresponde considerar en este período se tratan en dos bloques, conforme los acuerdos de abastecimiento que rigen en cada período, a saber:

- DDA del periodo julio - septiembre 2018: las diferencias entre el precio del gas que la Distribuidora efectivamente paga al productor y el precio promedio ponderado que la misma factura a los usuarios, se explican en su totalidad por el mix de precios resultante de la participación de cada segmento de usuarios tanto en la compra como en la ventas. Debe tenerse presente, para el mencionado periodo, la apertura del precio del gas por categoría de usuario (R1, R21, ..., R34; SGP 1 / 2 y SGP 3, GNC).
- DDA del periodo octubre – diciembre 2018: A diferencia del período anterior, el precio del gas es el mismo para todas las categorías resultante de considerar las nuevas adendas de abastecimiento vigentes para el mencionado periodo y a partir de las cuales la Autoridad Regulatoria calculó el precio de gas en el PIST de las tarifas vigentes a partir de 08/10/2018.

Particularmente, las diferencias de precios que se generan en el mes de octubre son el resultado de considerar para la valorización de los ingresos de gas el precio que estuvo vigente hasta el día 7/10, correspondiente a los cuadros tarifarios aprobados el 1ro de abril de 2018 y a partir del día 8/10, el precio de gas correspondiente a los nuevas adendas de abastecimiento.

Los cuadros que acompañan esta nota incluyen las diferencias diarias mencionadas en el presente apartado Ajuste de las Diferencias Diarias Acumuladas. Asimismo en **Anexo IV** se incluye metodología de cálculo de las diferencias diarias solicitadas.

Gas Natural No Contabilizado (GNNC)

Finalmente cabe señalar que se debe considerar excepcionalmente para el período enero 18 a marzo 19, las diferencias de precio por tipo de cambio que surgen por los volúmenes de gas no contabilizado (GNNC). Ahora bien, en la Resolución MINEM 508/17 se establece – entre otros conceptos – la compensación de los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas. Ello en atención a que los precios fijados en el sendero de precios del GNNC, considerado en las tarifas resultantes de la RTI, se determinaron sin perjuicio de los métodos tendientes a incentivar la eficiencia en lo que respecta al GNNC que establezca ENARGAS, con el objetivo de reducir progresivamente su porcentaje a niveles estándares para la industria.

Es decir que si bien el GNNC considerado en el cálculo del requerimiento de ingresos, tenía previsto un sendero de adecuación del costo del gas y objetivos de eficiencia – reducción de pérdidas no contabilizadas por parte de la Distribuidora -, el ex MINEM consideró necesario contemplar las diferencias de precios, en virtud que el costo del GNNC es accesorio a la compra de gas.

Encontrándose consecuentemente reconocido este concepto en el mecanismo previsto en la Resolución MINEM 508/17, no resulta necesario este cálculo por parte de ENARGAS. Sin perjuicio de ello efectuamos reserva de solicitar tal reconocimiento, en caso que la Secretaría de Energía modifique los criterios de cálculo de compensaciones.

Consideraciones finales

Cabe precisar que los Cuadros Tarifarios adjuntos, fueron realizados con la información disponible al 15/02/19, en consecuencia su contenido es provisorio, hecho por el que nos reservamos el derecho de actualizar la información con las novedades que surjan con posterioridad.

Sin otro particular, saludo a Usted muy atentamente.

Adj: Once fojas (11)

ENARGAS
ENTIDAD NACIONAL REGULADORA DE LOS SERVICIOS DE GAS

19 FEB 20 10 :19

RECIBIDO
MESA DE ENTRADAS
NO HABER DA COMPROBACIÓN

GASNOR S.A.
ARIEL EDUARDO SÁNCHEZ
GERENTE DE RECURSOS
HUMANOS Y LEGALES

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

GASNOR 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

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
R1	8,702507	9,330338	6,017678
R2 1*	8,702507	9,330338	6,017678
R2 2*	9,284210	9,991480	6,600378
R2 3*	9,324488	10,010448	6,639656
R3 1*	8,802631	10,633804	8,148453
R3 2*	9,802631	10,833804	7,117800
R3 3*	10,920563	11,909965	8,235731
R3 4*	10,920563	11,909965	8,235731
P1 y P2	0 a 1.000 m3	8,133016	8,459271
	1001 a 9.000 m3	8,102852	8,457971
	más de 9.000 m3	7,997256	8,306995
P3	0 a 1.000 m3	8,906539	9,337494
	1001 a 9.000 m3	8,648924	8,279313
	más de 9.000 m3	8,647236	8,046846
GNC INTERRUPTIBLE	7,239004	7,045433	4,132356
GNC FIRME	7,375047	7,332994	4,326595
SDB*	1,139904	1,524088	1,136904

(*) no incluye gas ni gas retenido

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
GNC FIRME	1,769935	3,741336	0,000000

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
R1	263,066251	265,875348	263,066251
R2 1*	277,618064	280,727164	277,618064
R2 2*	317,852270	320,702150	317,852270
R2 3*	358,993556	362,203652	358,993556
R3 1*	467,167999	470,538917	467,167999
R3 2*	541,427069	544,797997	541,427069
R3 3*	724,858178	728,110653	724,858178
R3 4*	1.170,412589	1.174,205064	1.170,412589
P1 y P2	683,818415	685,174825	683,818415
P3	2.493,298882	2.495,766328	2.493,298882
GNC INTERRUPTIBLE	9,248,221630	9,250,763983	0,000000
GNC FIRME	9,248,221630	9,250,763983	0,000000
SDB	15,011,735073	15,019,692764	0,000000

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)

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,399426	6,399426	3,947975
R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,399426	6,399426	3,947975
R3 4*	6,399426	6,399426	3,947975
P1 - P2	6,399426	6,399426	3,947975
P3	6,399426	6,399426	3,947975
GNC	6,399426	6,399426	3,947975

Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	0,358993	0,163642	0,148124
R3 1*-R3 2*-R3 3*	0,358993	0,163642	0,148124
R3 4*	0,358993	0,163642	0,148124
P1 - P2	0,358993	0,163642	0,148124
P3	0,358993	0,163642	0,148124
GNC	0,358993	0,163642	0,148124

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

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,758419	6,563068	4,096100
R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,758419	6,563068	4,096100
R3 4*	6,758419	6,563068	4,096100
P1 - P2	6,758419	6,563068	4,096100
P3	6,758419	6,563068	4,096100
GNC	6,758419	6,563068	4,096100

Costo de Gas retenido (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	0,058770	0,128602	0,036257
R3 1*-R3 2*-R3 3*	0,058770	0,128602	0,036257
R3 4*	0,058770	0,128602	0,036257
P1 - P2	0,058770	0,128602	0,036257
P3	0,058770	0,128602	0,036257
GNC	0,058770	0,128602	0,036257

SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)

0,918357% 2,009589%

Costo de transporte (en \$/m3):

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
RESIDENCIALES	0,554967	1,173055	0,554967
P1-P2-P3	0,388477	0,821139	0,388477
GNC FIRME	0,194238	0,410569	0,194238
SDB	0,258985	0,547428	0,258985

ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

GASNOR S.A.

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

USUARIOS NO ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORIA / SUBZONA		SALTA	TUCUMAN	PUNA
	FD	0,198790	0,232239	0,198790
	FT	0,090378	0,125825	0,090378
	ID	0,253426	0,352025	0,253426
	IT	0,147026	0,245611	0,147026
P3	0 a 1.000 m3	1,700874	1,824685	1,700874
	1.000 a 9.000 m3	1,643260	1,766504	1,643260
	más de 9.000 m3	1,441571	1,533838	1,441571
SGG	0 a 5.000 m3	0,344893	0,340137	0,344893
	más de 5.000 m3	0,272178	0,263814	0,272178

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORIA / SUBZONA		SALTA	TUCUMAN	PUNA
	FD	3,093470	4,711649	3,093470
	FT	2,789453	4,407647	2,789453
	P3	0,000000	0,000000	0,000000
	SGG	6,959159	9,139509	6,959159

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORIA / SUBZONA		SALTA	TUCUMAN	PUNA
	FD	29.870,837039	29.870,837039	29.870,837039
	FT	29.870,837039	29.870,837039	29.870,837039
	ID	29.870,837039	29.870,837039	29.870,837039
	IT	29.870,837039	29.870,837039	29.870,837039
	P3	15.011,735073	15.019,692764	15.011,735073
	SGG	15.011,735073	15.019,692764	15.011,735073

ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

GASNOR S.A.

Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI en Jujuy, y Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA en Salta

TARIFAS DIFERENCIALES FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	PUNA
R1	3,008838
R2 1*	3,008838
R2 2*	3,304689
R2 3*	3,319828
R3 1*	4,074226
R3 2*	3,558900
R3 3*	4,117865
R3 4*	4,117865

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	PUNA
R1	131,533125
R2 1*	138,859032
R2 2*	158,826135
R2 3*	179,486776
R3 1*	233,684000
R3 2*	270,713534
R3 3*	362,429069
R3 4*	362,429069

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

CATEGORÍA / SUBZONA	LA PAMPA NORTE
R1	88,87%
R2 1*	88,87%
R2 2*	82,52%
R2 3*	82,24%
R3 1*	50,71%
R3 2*	58,06%
R3 3*	50,18%
R3 4*	50,18%

ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

GASNOR S.A.

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY 24.216 - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
EBP 1	7,697695	6,513893	5,471128
EBP2 1*	7,697695	6,513893	5,471128
EBP2 2*	6,283398	6,175015	6,062830
EBP2 3*	6,319676	6,194004	6,063108
EBP3 1*	6,797819	6,817459	6,571252
EBP3 2*	6,797819	6,817459	6,571252
EBP3 3*	9,915750	11,093520	7,689183
EBP3 4*	9,915750	11,093520	7,689183

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
EBP 1	263,066251	265,875348	263,066251
EBP2 1*	277,918064	260,727164	277,918064
EBP2 2*	317,652270	320,702150	317,652270
EBP2 3*	358,993556	362,203952	358,993556
EBP3 1*	467,167999	470,536917	467,167999
EBP3 2*	541,427069	544,797967	541,427069
EBP3 3*	724,858176	728,710653	724,858176
EBP3 4*	1.170,412586	1.174,265064	1.170,412586

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)

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
EBP1-EBP2 1*-EBP2 2*-EBP2 3*	5,759483	5,759483	3,553178
EBP3 1*-EBP3 2*-EBP3 3*	5,759483	5,759483	3,553178
EBP3 4*	5,759483	5,759483	3,553178

Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
EBP1-EBP2 1*-EBP2 2*-EBP2 3*	0,000000	0,000000	0,000000
EBP3 1*-EBP3 2*-EBP3 3*	0,000000	0,000000	0,000000
EBP3 4*	0,000000	0,000000	0,000000

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

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
EBP1-EBP2 1*-EBP2 2*-EBP2 3*	5,759483	5,759483	3,553178
EBP3 1*-EBP3 2*-EBP3 3*	5,759483	5,759483	3,553178
EBP3 4*	5,759483	5,759483	3,553178

Costo de Gas retenido (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
EBP1-EBP2 1*-EBP2 2*-EBP2 3*	0,052893	0,115742	0,032631
EBP3 1*-EBP3 2*-EBP3 3*	0,052893	0,115742	0,032631
EBP3 4*	0,052893	0,115742	0,032631

Costo de transporte (en \$/m3):

CATEGORÍA / SUBZONA	SALTA	TUCUMAN	PUNA
Todas las categorías	0,554967	1,173055	0,554967

ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

GASNOR S.A.

Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI en Jujuy, y Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA en Salta

TARIFAS DIFERENCIALES FINALES SEGÚN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PUBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY 24,218 - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	PUNA
EBP 1	2,735564
EBP2 1*	2,735564
EBP2 2*	3,031415
EBP2 3*	3,048554
EBP3 1*	3,285626
EBP3 2*	3,285626
EBP3 3*	3,844592
EBP3 4*	3,844592

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	PUNA
EBP 1	131,533125
EBP2 1*	138,959032
EBP2 2*	158,826135
EBP2 3*	179,496778
EBP3 1*	233,584000
EBP3 2*	270,713534
EBP3 3*	362,429089
EBP3 4*	585,206293

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

CATEGORÍA / SUBZONA	LA PAMPA NORTE
EBP 1	65,54%
EBP2 1*	65,54%
EBP2 2*	59,14%
EBP2 3*	58,85%
EBP3 1*	54,57%
EBP3 2*	54,57%
EBP3 3*	46,63%
EBP3 4*	46,63%

ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

GASNOR: TASAS Y CARGOS

En Pesos (no incluye IVA e IIBB)

ITEM	CONCEPTO	Importe Máximo autorizado a cobrar (\$)
1	Examen para instalador	\$ 422
2	Matrícula instalador 1ra. categoría	\$ 239
3	Matrícula instalador 2da. categoría	\$ 239
4	Matrícula instalador 3ra. categoría	\$ 239
5	Reposición carnet instalador	\$ 239
6	Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	\$ 5.392
7	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	\$ 6.661
8	Copia de plano	\$ 106
9	Reparación de veredas del servicio(Baja Presión/Media Presión)	\$ 4.064
10	Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma	\$ 106
11	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	\$ 359
12	Zanqueo y tapada del servicio (Baja Presión/Media Presión)	\$ 1.928
13	Cargo por reconexión domiciliaria- Reapertura de llave por causa imputable al usuario menor o igual a 10 m3/h (Baja Presión/Media Presión)	\$ 740
14	Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor 10 m3/h	\$ 1.373
15	Servicio completo sin zanqueo y tapada (menor o igual a 1") y sin reparación de vereda (Baja Presión y Media Presión)	\$ 2.706
16	Servicio completo sin zanqueo y tapada (mayor a 1") y sin reparación de vereda (Baja Presión y Media Presión), no unifamiliar	\$ 8.596
17	Soldadura y/o perforación de la tubería de servicio externa , sin zanqueo y tapada; y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión)	\$ 2.092
18	Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	\$ 740
19	Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	\$ 2.748
20	Reposición de medidor extraviado, sin colocación (Baja Presión y Media Presión)	\$ 1.586
21	Cargo por reconexión en Alta presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	\$ 14.168
22	Conexión y habilitación del servicio con zanqueo y tapada - en Alta Presión	\$ 11.631

ANEXO II

a) Determinación del coeficiente de variación semestral para adecuación de las tarifas de distribución.

A continuación se expone el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) – Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) y su variación mensual, a efectos de calcular el coeficiente a aplicar en las tarifas de distribución.

Mes	Índice	Variación con respecto al mes anterior
feb-18	1.710,28	
mar-18	1.743,46	1,94%
abr-18	1.774,67	1,79%
may-18	1.907,95	7,51%
jun-18	2.032,54	6,53%
jul-18	2.128,68	4,73%
ago-18	2.232,77	4,89%
sep-18	2.590,90	16,04%
oct-18	2.669,15	3,02%
nov-18	2.672,09	0,11%
dic-18	2.706,29	1,28%
ene-19 (*)	2.740,93	1,28%
feb-19 (*)	2.776,01	1,28%

(*) Dato estimado, a partir de estimaciones de consultoras privadas.

La variación que solicitamos en estos cuadros tarifarios surge de la siguiente fórmula:

$$\frac{1 + \text{Var. Acum Feb'18 a Feb'19}}{1 + \text{Var. Otorgada en Oct'18}} - 1 = 35,63\%$$

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
 C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
 C.P. (A4400ANQ) Salta

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
 C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
 C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

ANEXO III

Días	Meses	CMD YPF I [Mm3/día]	CMD YPF II [Mm3/día]	CMD IEASA [Mm3/día]	CMD TOT [Mm3/día]	CMD YPF I [Mm3/mes]	CMD YPF II [Mm3/mes]	IEASA [Mm3/mes]	Spot Verano [Mm3/mes]	Spot Invierno [Mm3/mes]	Total Semestre [Mm3/mes]
30	abr-19	71	14	984	1.070	2.137	427	29.530	16.735	0	48.929
31	may-19	178	36	2.461	2.675	5.520	1.104	76.286	0	0	82.910
30	jun-19	178	36	2.461	2.675	5.342	1.068	73.826	0	1.785	82.021
31	jul-19	178	36	2.461	2.675	5.520	1.104	76.286	0	4.354	87.265
31	ago-19	178	36	2.461	2.675	5.520	1.104	76.286	0	0	82.910
30	sep-19	178	36	2.461	2.675	5.342	1.068	73.826	0	0	80.236
Total						29.381	5.876	406.041	16.735	6.139	464.171
Participación %						6%	1%	87%	4%	1%	100%
PPP US\$/MMBTU						4,90	5,00	4,30	6,89	7,94	4,49
						4,35			7,17		

*Spot Verano: se considera el precio de importación de IEASA equivalente a 6,89 US\$/MMBTU (Estimado Abr/19, Q > 10 MMm3/d. Sin Adenda contrato compra-venta de gas natural IEASA-YPFB)
Spot Invierno: se considera el precio de importación de IEASA equivalente a 7,94 US\$/MMBTU (Estimado Jun/19, Q > 10 MMm3/d. Sin Adenda contrato compra-venta de gas natural IEASA-YPFB)*

Precio Gas en PIST Subzona Tarifaria LA PUNA (US\$/MMBTU)	2,77
---	-------------

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

ANEXO IV

CÁLCULO PRELIMINAR DDA JUL/18 – DIC/18 (Con información obrante a la fecha)

SUB ZONA SALTA	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total	DDA/m3	
Volumen de Compra m3	28.811.758 m3	23.568.743 m3	15.951.266 m3	12.836.144 m3	16.187.936 m3	25.845.254 m3	123.201.101 m3		
Volumen de Venta m3	28.653.307 m3	23.629.818 m3	15.898.223 m3	14.174.202 m3	16.060.923 m3	25.717.704 m3	124.134.177 m3		
COSTO \$ (*)	88.604.512	72.719.209	48.277.237	60.983.022	76.755.633	122.220.083	469.559.696		
INGRESO \$	85.647.543	76.198.635	50.055.740	62.071.024	76.852.759	122.793.785	473.559.486		
DDA \$	2.956.969	(3.479.427)	(1.778.502)	(1.088.002)	(97.126)	(518.702)	(9.999.790)		
INTERESES \$	1.115.384	(1.167.478)	(516.649)	(264.154)	(18.908)	(76.245)	(928.050)		
Total DDA \$ C/Int	4.072.353	(4.646.905)	(2.295.151)	(1.352.156)	(116.034)	(589.947)	(4.927.840)		
[*] las vtas No incluye SDB ya que no se recupera DDA]							Ventas Periodo Estac. Abr/18-Sep/18 DO	125.089.945 m3	(0,039394)

SUB ZONA TUCUMAN	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total	DDA/m3	
Volumen de Compra m3	30.181.598 m3	21.685.194 m3	14.849.403 m3	14.156.192 m3	10.270.609 m3	12.015.921 m3	103.158.917 m3		
Volumen de Venta m3	29.695.000 m3	21.370.000 m3	14.618.000 m3	13.951.000 m3	10.081.000 m3	11.826.000 m3	101.541.000 m3		
COSTO \$ (*)	92.817.164	66.907.691	44.942.399	67.254.416	48.698.434	56.822.301	377.442.405		
INGRESO \$	94.999.458	71.477.231	48.377.444	62.316.739	48.759.967	57.048.028	382.978.868		
DDA \$	(2.182.294)	(4.569.541)	(3.435.046)	4.937.677	(61.533)	(225.726)	(5.536.463)		
INTERESES \$	(823.173)	(1.533.252)	(997.869)	1.198.810	(11.979)	(33.503)	(2.200.966)		
Total DDA \$ C/Int	(3.005.467)	(6.102.793)	(4.432.915)	6.136.487	(73.512)	(259.229)	(7.737.429)		
							Ventas Periodo Estac. Abr/18-Sep/18 DO	119.629.000 m3	(0,064679)

SUB ZONA LA PUNA	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total	DDA/m3	
Volumen de Compra m3	605.060 m3	565.503 m3	400.905 m3	327.275 m3	248.034 m3	227.467 m3	2.374.244 m3		
Volumen de Venta m3	601.693 m3	563.182 m3	398.777 m3	325.798 m3	246.077 m3	226.296 m3	2.361.823 m3		
COSTO \$ (*)	719.250	655.723	467.586	953.295	722.480	662.572	4.180.905		
INGRESO \$	706.896	655.852	466.015	835.064	723.362	665.214	4.052.402		
DDA \$	12.353	(129)	1.571	118.231	(881)	(2.642)	128.503		
INTERESES \$	4.660	(43)	456	28.705	(172)	(392)	33.214		
Total DDA \$ C/Int	17.013	(173)	2.027	146.936	(1.053)	(3.034)	161.717		
							Ventas Periodo Estac. Abr/18-Sep/18 DO	2.809.055 m3	0,057570

(*) Se considera el tipo de cambio según los contratos de abastecimiento, teniendo presente las disposiciones del Decreto 1053/18 y de esa Autoridad Regulatoria.

CÁLCULO DDA ENE/18 – MAR/18

SUB ZONA SALTA	ene-18	feb-18	mar-18	Total	DDA/m3	
COSTO \$ Real Pagado	67.794.590	58.271.357	54.030.317	180.096.264		
COSTO \$ Tarifa	61.457.707	45.920.635	38.091.374	145.469.716		
DDA \$	6.336.883	12.350.722	15.938.944	34.626.548		
INTERESES \$	3.041.826	5.551.969	6.613.857	15.207.652		
Total DDA \$ C/Int	9.378.709	17.902.690	22.552.801	49.834.200		
				Ventas Periodo Estac. Abr/18-Sep/18 DO	125.089.945 m3	0,398387

SUB ZONA TUCUMAN	ene-18	feb-18	mar-18	Total	DDA/m3	
COSTO \$ Real Pagado	24.514.474	26.378.669	37.895.906	88.789.049		
COSTO \$ Tarifa	22.223.062	20.787.662	26.716.613	69.727.337		
DDA \$	2.291.412	5.591.008	11.179.292	19.061.712		
INTERESES \$	1.099.922	2.513.302	4.638.842	8.252.067		
Total DDA \$ C/Int	3.391.335	8.104.310	15.818.134	27.313.779		
				Ventas Periodo Estac. Abr/18-Sep/18 DO	119.629.000 m3	0,228321

SUB ZONA LA PUNA	ene-18	feb-18	mar-18	Total	DDA/m3	
COSTO \$ Real Pagado	280.364	238.478	340.959	859.802		
COSTO \$ Tarifa	254.158	187.932	240.376	682.467		
DDA \$	26.206	50.546	100.583	177.335		
INTERESES \$	12.579	22.722	41.737	77.038		
Total DDA \$ C/Int	38.786	73.268	142.320	254.373		
				Ventas Periodo Estac. Abr/18-Sep/18 DO	2.809.055 m3	0,090555

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

CUADRO FINAL DDA

SUB ZONA SALTA	Jul-Dic	Rec. Ene-Mar	DDA Total
DDA \$	(3.999.790)	34.626.548	
INTERESES \$	(928.050)	15.207.652	
Total DDA \$ C/int	(4.927.840)	49.834.200	
Vtas. Periodo	125.089.945 m3	125.089.945 m3	
DDA/m3	(0,039394)	0,398387	0,358993

SUB ZONA TUCUMAN	Jul-Dic	Rec. Ene-Mar	
DDA \$	(5.536.463)	19.061.712	
INTERESES \$	(2.200.966)	8.252.067	
Total DDA \$ C/int	(7.737.429)	27.313.779	
Vtas. Periodo	119.629.000 m3	119.629.000 m3	
DDA/m3	(0,064679)	0,228321	0,163642

SUB ZONA LA PUNA	Jul-Dic	Rec. Ene-Mar	
DDA \$	128.503	177.335	
INTERESES \$	33.214	77.038	
Total DDA \$ C/int	161.717	254.373	
Vtas. Periodo	2.809.055 m3	2.809.055 m3	
DDA/m3	0,057570	0,090555	0,148124

CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS

Determinación del precio aplicable para el cálculo del monto de venta por componente de gas correspondiente al mes de Octubre

- Se determina el precio promedio ponderado correspondiente al periodo oct- dic/18 considerando los acuerdos de abastecimiento vigentes para el mencionado periodo.

Productor	Participación s/entregas Oct/18	PIST USD/MMBTU (*)	PIST USD/m3	Tipo de Cambio Oct-Dic (*)	PIST \$/m3 oct-dic/18
PAE	9,98%	3,90	0,143931	37,69	5,424763
PAMPA	2,13%	3,90	0,143931	37,69	5,424763
YPF	11,09%	3,70	0,136550	37,69	5,146570
IEASA	76,81%	3,95	0,145776	31,47	4,587582
Total					4,750883

(*) Según acuerdos de abastecimiento

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

- Dado que los cuadros tarifarios aprobados por Res. 288/18 entraron en vigencia a partir del 08/10, se calcula la tarifa prorrateada, considerando la última vigente a esa fecha (Res. 302/18), que resultara aplicable a los efectos de determinar los ingresos por componente de gas correspondientes al mes de Octubre.

Categoría	PIST Abr/18 Res. 302	PIST \$/m3 oct-dic/18	Días vigencia tarifa Abr/18	Días vigencia Tarifa Oct/18	Tarifa Prorrateada
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	2,905748	4,750883	7	24	4,334240
R3 1°-R3 2°-R3 3°	3,829280	4,750883	7	24	4,542779
R3 4°	4,505036	4,750883	7	24	4,695369
P1-P2	1,869590	4,750883	7	24	4,100269
P3	3,093458	4,750883	7	24	4,376626
GNC	3,896856	4,750883	7	24	4,558038

(*) Precio promedio ponderado según acuerdos de abastecimiento

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax(0381) 450 1000
C.P. (T4000HXC) S.M. de Tucumán

Sarmiento 185. Tel/Fax (0385) 450 4402
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

España 763 - Tel./Fax(0387) 431 4595
C.P. (A4400ANQ) Salta

Necochea 122. Tel./Fax (0388) 423 7893
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy



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

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: GASNOR S.A.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 19 pagina/s.