



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

**Resolución firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** EX-2019-09134279- -APN-GDYE#ENARGAS – GAS NATURAL BAN S.A. – Ajuste Tarifario

---

VISTO los Expedientes N° EX-2019-06487785- -APN-GAL#ENARGAS y N° EX-2019-09134279- -APN-GDYE#ENARGAS del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, lo dispuesto en la Ley N° 24.076, el Decreto N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución aprobadas por el Decreto N° 2255/92, y

**CONSIDERANDO:**

Que GAS NATURAL BAN S.A. (en adelante e indistintamente la “Licenciataria”, la “Distribuidora” o “BAN”) presta el servicio público de distribución de gas natural conforme a la licencia otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) mediante Decreto N° 2460/92.

Que conforme surge de la Ley N° 24.076, su Decreto Reglamentario N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD), al establecer el régimen tarifario aplicable al servicio de distribución de gas, el Estado Nacional optó por el sistema de regulación por Tarifas Máximas (o “Price Cap”); de esta forma, por un lado, se fijaron las tarifas máximas iniciales con las cuales se prestarían los distintos servicios, los mecanismos de actualización y revisión tarifaria, y se estableció un marco regulatorio que en su letra y espíritu garantiza, entre otros conceptos, la igualdad y no discriminación en la prestación de los servicios.

Que las tarifas fueron establecidas de forma tal que permitieran recuperar los costos de prestación y obtener una rentabilidad justa y razonable. La estructura tarifaria resultante es un sistema que refleja los costos de cada segmento de la industria.

Que la tarifa que pagan los usuarios finales de servicio completo se encuentra compuesta por los siguientes componentes (conf. Artículo 37 de la Ley N° 24.076): (a) El Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que remunera a los productores de gas y cuyo precio -que no está regulado- surge de los contratos firmados entre las Distribuidoras y Productores; (b) La Tarifa de Transporte, que remunera el transporte a través de los gasoductos troncales, desde las áreas de producción hasta las áreas de consumo (ingreso al sistema de distribución), y sí es regulada por el ENARGAS; y (c) La Tarifa de Distribución, que remunera la prestación del servicio de distribución de gas por redes, desde el punto de recepción en el gasoducto troncal hasta los puntos de consumo, y es también regulada por el ENARGAS.

Que mediante Resolución RESOL-2019-1-APN-DIRECTORIO#ENARGAS de fecha 5 de febrero de

2019, se convocó a una Audiencia Pública para tratar las siguientes cuestiones: 1) La aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, en los términos de lo dispuesto por las Resoluciones que oportunamente aprobaron la Revisión Tarifaria Integral (RTI); 2) La aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y la consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) correspondientes al período estacional en curso, en los términos del Numeral 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; 3) La consideración de la creación de un Punto de Ingreso al Sistema de Transporte en Escobar y de una ruta de transporte GBA-GBA; y 4) Consideraciones sobre la tarifa de redes abastecidas con Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Que, previo a su celebración, se puso todo el material de consulta a disposición de los interesados en la sede central del ENARGAS, en sus Centros Regionales, y también en la página web de esta Autoridad Regulatoria. Asimismo, como en oportunidades anteriores, se elaboró una Guía Temática a fin de que los interesados contaran con una herramienta que facilitara el acceso al material específico, sin que el Organismo emitiera a través de ella opinión alguna sobre la resolución final.

Que la Audiencia Pública tuvo lugar el 26 de febrero de 2019 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, habiéndose habilitado, además, centros de participación virtual en las ciudades de Neuquén, Río Grande Bahía Blanca y Rosario.

Que para participar de la Audiencia Pública se registraron 232 inscriptos, de los cuales 91 de ellos lo hicieron con carácter de oradores. Efectivamente hicieron uso de la palabra 62 participantes, uno de ellos no inscripto previamente que solicitó ser orador en el curso de la Audiencia Pública. Las exposiciones fueron registradas en la debida versión taquigráfica, la que obra en el Expediente Electrónico N° EX-2019-06487785- -APN-GAL#ENARGAS.

Que, en lo atinente al debido procedimiento previo, si bien no refiere a la Audiencia Pública, sino al procedimiento posterior, cabe mencionar que mediante presentación ingresada a este Organismo el 28 de marzo de 2019 e identificada como IF-2019-19159771-APN-SD#ENARGAS, la Comisión de Usuarios del ENARGAS (CUENARGAS) solicita la “suspensión del aumento tarifario que se pretende aplicar a partir del día 1 de abril de 2019”, fundando dicha pretensión en una aparente desinformación de los usuarios afectados.

Que, del análisis de la actuación antes mencionada surge que CUENARGAS hace referencia a los plazos que deben cumplirse entre el cierre de la Audiencia Pública respectiva –en el caso, la N° 98 celebrada el 26 de febrero pasado- y la emisión del correspondiente acto administrativo; citando los artículos 22 y 24 del Anexo I de la Resolución ENARGAS N° I-4089/16. Asimismo, efectúa una interpretación de dicho articulado e indica que el plazo para la emisión del Informe de Cierre (cfr. Artículo 22 citado) venció el 15 de marzo de 2019 “con lo cual el ENARGAS contaba con un plazo muy acotado para analizar toda la información y emitir la Resolución Final”.

Que el Informe de Cierre de la Audiencia Pública N° 98 emitido en el marco del Expediente EX-2019-06487785- -APN-GAL#ENARGAS es, efectivamente, de la fecha antes citada, por lo cual no se advierte incumplimiento alguno por parte del ENARGAS, tanto de la norma antes indicada, como de las disposiciones del Decreto N° 1172/03.

Que en lo que atañe a la supuesta exigüidad del plazo, manifestada por CUENARGAS, cabe resaltar que el Informe de Cierre, conforme estipula la Resolución ENARGAS N° I-4089/16, debe contener una expresión sumaria de las intervenciones e incidencias de la Audiencia, no pudiendo realizar interpretaciones de valor sobre el contenido de las presentaciones (cfr. Artículo 22 citado), el cual recién es valorado en la oportunidad de la emisión del correspondiente acto administrativo, no pudiendo entonces advertirse agravio sobre este punto.

Que desde el cierre de la Audiencia –sea cual fuere y en cuanto aplique el procedimiento allí dispuesto- el ENARGAS dispone de un plazo de treinta (30) días hábiles administrativos para la emisión de la

Resolución Final en la que funda la decisión que se adopta y explicando de qué manera ha tomado en cuenta las opiniones de los participantes y la ciudadanía (cfr. Artículo 24 citado), por lo que no puede confundirse un plazo con el otro, ya que la finalidad de la normativa en uno y otro caso es diferente.

Que seguidamente, cita otra normativa que, según considera, avalan su pretensión, incorporando a estas el Artículo 1094 del Código Civil y Comercial en tanto dispone que, en caso de duda sobre la normativa aplicable, resultará la más favorable para el consumidor, cuestionando, incluso, por qué motivo “para el resto de los servicios los proveedores están obligados a cumplir con el plazo de treinta días de información previa a la vigencia de los aumentos”.

Que, sobre el particular, no puede hacerse lugar a dicho agravio toda vez que, en primer término, el procedimiento de Audiencia Pública cuenta con una normativa específica de la cual no existen dudas sobre su aplicación, y en segundo, no es resorte de esta Autoridad Regulatoria -ni su competencia- atender a plazos estipulados por otras reglamentaciones, también específicas en la medida en que exista uno particular aplicable al caso concreto.

Que, en este sentido, tampoco puede atenderse el reproche concerniente a la eventual fecha del acto administrativo a emitirse y que se vincula con un alegado incumplimiento al deber de información. La información estuvo [y está] disponible desde antes de la Audiencia Pública en la página web del Organismo y en el Expediente antes citado, conforme los plazos fijados por esta Autoridad Regulatoria. No es correcto asimilar la información previa a la Audiencia con el contenido de la Resolución Final, ya que una tiende a la participación ciudadana en la toma de decisiones y la otra, a la motivación del acto administrativo.

Que la suspensión solicitada, no tiene andamiaje en los términos de la Ley N° 19.549 dado que a la fecha de su presentación no existía acto administrativo al cual suspender en su ejecución y efectos, y -aunque hubiera existido- tampoco resulta probado un derecho o interés legítimo lesionado, de modo de que cause un perjuicio o agravio concreto en contra del mismo, por haberse solicitado antes de su dictado, no encuadrando en los términos del Artículo 12 de la Ley antes mencionada.

Que en relación con lo antes expuesto, no puede dejar de observarse que el accionar de la Administración, así como sus actos, se presumen conforme el ordenamiento jurídico, presunción que subsiste hasta que no se declare lo contrario por el órgano competente.

Que en razón de ello tampoco habrá de prosperar la pretensión introducida por CUENARGAS para prorrogar el plazo en que debe expedirse el ENARGAS, dado que los plazos son obligatorios para los administrados y para la propia Administración, no advirtiéndose en el caso particular que el procedimiento especial establecido por la Resolución ENARGAS N° I-4089/16 determine posibilidad excepcional alguna en este sentido.

Que la aplicación supletoria de la Ley de Defensa del Consumidor –referida por la Comisión de Usuarios- implica que sus prescripciones afectan a los servicios públicos sólo en aquellos aspectos no regulados por la normativa específica; lo cual, como se ha visto, no acontece en el caso. Es de destacar que la inteligencia de estas normas no debe realizarse de forma aislada, desconectándola de todo lo que la compone.

Que, sin perjuicio de ello, cabe dejar sentado que el ENARGAS no es competente en lo que concierne al análisis solicitado sobre “un nuevo sistema de precios de la producción de gas”.

Que, por todo lo expuesto, no corresponde hacer lugar al pedido de suspensión solicitado ni a la prórroga respecto de la emisión de la Resolución Final a emitirse por este Organismo.

Que en el transcurso de la Audiencia Pública, diversos oradores impugnaron la misma o solicitaron que aquella fuera declarada nula y, en consecuencia, que los ajustes tarifarios fueran suspendidos y/o dejados sin efecto.

Que uno de los argumentos para solicitar la nulidad de la Audiencia Pública, durante su transcurso y

posteriormente en presentaciones por escrito, fue que la información había sido puesta a disposición de los interesados con cierta demora o que resultaba ser insuficiente.

Que cabe señalar que esta Autoridad Regulatoria puso a disposición de los interesados toda la información disponible en forma previa a la celebración de las Audiencias Públicas, permitió el acceso irrestricto a los Expedientes Electrónicos, y se puso a disposición toda la documentación pertinente en el sitio web del ENARGAS, de manera tal que se pudiese acceder a dicha información tan pronto como era ingresada a este Organismo.

Que, por otro lado, se adujo también que no había un ambiente deliberativo. Al respecto, cabe señalar que se observaron expresa y puntualmente las prescripciones de la Constitución Nacional (Artículo 42), de la Ley N° 24.076, y los lineamientos dictados por la Corte Suprema en la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo” (Fallos: 339:1077).

Que, el Máximo Tribunal ha dicho que: “...en primer lugar se encuentra un derecho de contenido sustancial que es el derecho de todos los usuarios a recibir de parte del Estado información adecuada, veraz e imparcial. La capacidad de acceder a una información con estas características es un elemento fundamental de los derechos de los usuarios, pues ese conocimiento es un presupuesto insoslayable para poder expresarse fundadamente, oír a todos los sectores interesados, deliberar y formar opinión sobre la razonabilidad de las medidas que se adoptaren por parte de las autoridades públicas, intentando superar las asimetrías naturales que existen entre un individuo y el Estado que habrá de fijar la tarifa de los servicios públicos. La segunda condición está dada por la celebración de este espacio de deliberación entre todos los sectores interesados, con un ordenamiento apropiado que permita el intercambio responsable de ideas en igualdad de condiciones y mantenga en todo momento el imprescindible respeto por el disenso, bajo el connatural presupuesto de que constituye un foro de discusión por un tiempo predeterminado en función de las circunstancias del caso y no de decisión, que se mantiene inalterada en manos de la autoridad pública” (conf. Fallos: 339:1077, consid. 19°, segundo y tercer párrafo).

Que, entonces, esta Autoridad Regulatoria ha dado cumplimiento a las normas referidas, y a los lineamientos fijados por la Corte Suprema, convocando a Audiencias Públicas de modo previo a tomar una decisión en materia tarifaria, y garantizando a los ciudadanos su derecho de participación, en un ámbito apropiado que brindara la oportunidad de un intercambio responsable de ideas y de opiniones, en condiciones de igualdad y respeto.

Que algunos oradores sostuvieron que cualquier aumento tarifario sería irrazonable y/o confiscatorio y que no se observaría lo dicho por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en el precedente ya citado; en ese sentido, algunos oradores hicieron, además, expresa referencia al contexto de crisis social y económica en el que se celebraba la Audiencia.

Que esta Autoridad Regulatoria convocó a la Audiencia Pública porque esa es su obligación por expreso mandato legal y porque, en caso de proceder en contrario, hubiera incumplido un deber. Por otra parte, la celebración de la mencionada Audiencia no significa que el ENARGAS no haga el análisis y estudio correspondientes para fijar el ajuste semestral y estacional de las tarifas de transporte y distribución. La mera convocatoria a audiencia no implica establecer opinión alguna sobre el tema en debate.

Que no puede dejar de mencionarse que los pedidos de suspensión de la Audiencia Pública obedecían a cuestiones generales y/o macroeconómicas inespecíficas que excedían ampliamente el objeto y el marco de aquéllas.

Que en el transcurso de la Audiencia Pública se hicieron diversas consideraciones que no resultaban atinentes a su objeto. Algunas de ellas tenían relación con la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas y, por lo tanto, se hallan bajo la órbita del ENARGAS. Sin embargo, otras cuestiones no sólo eran ajenas al objeto de la Audiencia sino también a la competencia de esta Autoridad Regulatoria.

Que entre las cuestiones ajenas al objeto de la Audiencia Pública, pero que resultan de competencia del ENARGAS se encuentran las planteadas por algunas Defensorías y Asociaciones de Usuarios y Consumidores, relacionadas con: 1) La ejecución y control de los Planes de Inversiones Obligatorias; y 2) La eliminación de la factura del impuesto a los créditos y débitos (conocido como el “Impuesto al Cheque”); 3) Revisión del sistema de traslado de tributos a través de renglón separado en la factura; 4) Actividades vinculadas a Gasistas Matriculados; y 5) Situación general de las Subdistribuidoras.

Que atento que ameritan una respuesta por parte de este Organismo, se entiende que la herramienta idónea para tal fin es el sitio web del Organismo, a través de consideraciones particularizadas.

Que entre las consideraciones ajenas al objeto de la Audiencia Pública y extrañas, además, a la competencia de esta Autoridad Regulatoria, se hallan las siguientes: 1) Subsidios a usuarios de gas natural (Ampliación de la Tarifa Social; Bonificaciones a Clubes de Barrios; consideración de diversas zonas (v. gr. Bahía Blanca) como “zona fría”); 2) Otorgamiento de subsidios a usuarios de GLP envasado y actualización del Programa Hogar; 3) Declaración de emergencia energética y tarifaria, y “congelamiento” de tarifas; 4) Modificación de las normas vinculadas con procedimiento de Audiencia Pública a fin de que sean vinculantes; 5) Modificación de la moneda (USD) en que se pacta el precio de gas en boca de pozo; y 6) Permisos de Exportación y supuesto subsidio en beneficio de usuarios extranjeros.

Que es de destacar que se ha remitido la NO-2019-19247547-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, a fin de poner en conocimiento de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA las presentaciones recibidas en la instancia participativa.

Que durante todo el quinquenio, y en forma semestral, se evalúan ajustes que, en el marco de un sistema tarifario por Tarifas Máximas (o “Price Cap”), tiene por objeto mantener en términos constantes la tarifa establecida al inicio de aquel.

Que en la presentación del representante de BAN, se sostuvo que “solicitamos aprobar el incremento del margen de distribución y tasas y cargos propuestos de acuerdo a la fórmula del Anexo V de la resolución 4.354”.

Que por su parte, el representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, manifestó que: “...en cuanto al mecanismo de actualización semestral, los cuadros tarifarios que se presentaron incluyen diferencias del IPIM que no fueron reconocidas en las resoluciones que aprobaron los cuadros tarifarios de octubre de 2018. Algunas de las distribuidoras estimaron el IPIM porque no estaba publicado, y al publicarse el mes de enero, algunas han presentado sus rectificatorias. Pero es algo que no han dicho las distribuidoras en esta audiencia y sí lo han efectuado en sus presentaciones, que existen recursos contra las resoluciones que aprobaron los cuadros tarifarios de octubre de 2018. Porque se aprobó con un porcentaje menor a lo que habían solicitado”.

Que, asimismo, el representante de la Municipalidad de La Matanza cuestionó que los cuadros presentados por las Licenciatarias en el marco de la Audiencia Pública no fueran definitivos sino provisorios. Al respecto sostuvo que: “...estamos hoy, 26 de febrero, con un pedido de aumento, sobre todo de las Distribuidoras y Transportadoras, pero principalmente de las distribuidoras, cuyo porcentaje final no lo conocemos al final de esta Audiencia Pública. Es decir, recién el 15 de marzo, con la incorporación de la inflación mayorista y del valor del tipo de cambio al 15 de marzo, vamos a saber cuánto, si bien el promedio está entre 34 y 36, probablemente sea superior, lo cual es de por sí preocupante”.

Que la metodología de ajuste semestral aprobada por el Anexo V de las Resoluciones que aprobaron la RTI establece que, en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otorgante de las Licencias), y tal como fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la Revisión Integral de Tarifas (en diciembre de 2016), se utilizará como mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa 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).

Que, cabe destacar que, dentro del esquema previsto en las Resoluciones que implementaron la RTI, no está establecida la automaticidad del procedimiento; efectivamente, las Licenciatarias deben presentar los cálculos correspondientes al ajuste semestral al ENARGAS, a fin de que este último realice una adecuada evaluación, considerando otras variables macroeconómicas que permitan ponderar el impacto en las economías familiares, que no se limite al conjunto de asalariados, tal como se previera en un inicio, sino que considere, por ejemplo, niveles de actividad, salariales, jubilaciones, entre otras cuestiones.

Que la no automaticidad del ajuste comprende no sólo una cuestión procedimental, sino que reviste también contenido sustancial.

Que en oportunidad de hacer el análisis correspondiente para el ajuste de Octubre-2018, esta Autoridad Regulatoria, en ejercicio de sus potestades técnicas y regulatorias, aplicó como índice de actualización de la tarifa el promedio simple de: a) “Índice de Precios Internos al por Mayor” entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018 (IPIM); b) “Índice del Costo de la Construcción” entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018 (ICC); y c) “Índice de variación salarial” entre los meses de diciembre de 2017 y junio de 2018 (IVS).

Que dicho proceder obedeció a las particulares circunstancias macroeconómicas y coyunturales, y a lo dispuesto en la normativa vigente (Ley N° 24.076, Artículo 41), en cuanto que las tarifas de las Licenciatarias se deben ajustar con indicadores que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores.

Que, en ese orden de ideas, a los efectos de definir los ajustes semestrales aplicables a las tarifas de la Licenciataria, y considerando que se trata de un procedimiento de ajuste no automático, se analizó la evolución de los indicadores de precios de la economía.

Que, en lo que respecta a la evaluación del período a considerar para la presente adecuación semestral, se entiende razonable que la fórmula en la metodología de actualización se analiza utilizando la variación observada de los índices para el período entre agosto de 2018 y febrero de 2019, y no utilizar la variación acumulada desde 2018.

Que ello así en tanto evaluar todo el período implicaría considerar nuevamente la evolución dispar entre el IPIM y los otros índices, que fue precisamente lo que llevó al uso de un índice polinómico para su aplicación en el período anterior.

Que, contrariamente a lo expresado por la Licenciataria, no resulta razonable incluir en el análisis la disparidad pasada entre los índices, ya que de otra manera se estaría reconociendo en el presente ajuste semestral la evolución pasada de un índice (el IPIM), el cual reflejaba una notoria disparidad con los demás índices observados en aquel período.

Que, si se hiciera lugar a lo peticionado por la Licenciataria, el índice a aplicar reconocería y comprendería el índice que precisamente no se tuvo en consideración en el período anterior. De esa manera, la Distribuidora terminaría obteniendo un nivel de ajuste que esta Autoridad Regulatoria evaluó oportunamente y consideró inapropiado.

Que, en la evaluación del índice a considerar para el presente ajuste semestral resulta concluyente constatar, de acuerdo a la evolución observada de los diferentes índices de la economía, cómo se ha revertido en el período agosto 2018-febrero 2019 el proceso de notoria disparidad que mostraba la variación del IPIM respecto de otros indicadores de la economía al mismo tiempo que se estabilizó relativamente el contexto macroeconómico.

Que en el período a considerar para la adecuación semestral se observó que -por ejemplo- disminuyó la disparidad entre la evolución del IPIM respecto al IVS. En ese sentido, la disparidad del período actual es

casi la mitad de lo que mostraban como diferencia dichos índices en el período anterior (4,55% versus 10,27%).

Que, en función de lo expuesto y del análisis efectuado que incorpora lo previsto en la normativa vigente, junto con el procedimiento llevado a cabo en los ajustes previos, y las presentaciones de las partes intervinientes e interesadas en el proceso de la adecuación semestral de la tarifa, resulta procedente emplear como índice de actualización de la tarifa el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) entre los meses de agosto de 2018 y febrero de 2019, el cual resulta en una variación total para el período estacional de 26,0%.

Que en igual sentido, el Decreto N° 1411/94 establece que el ENARGAS deberá certificar si las operaciones de compra de gas natural realizadas por las Prestadoras se han concretado a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos, realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones.

Que la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de la Nación (en adelante “SGE”) aprobó, mediante la Resolución SGE N° 32 del 8 de febrero de 2019 (RESOL-2019-32-APN-SGE#MHA), un mecanismo para el 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.

Que el Anexo I del Decreto N° 2731/93, en su artículo 4 estableció que: “Las empresas licenciatarias de distribución de gas natural que deseen efectuar transacciones de compra en el MCPGN (Mercado de Corto Plazo de Gas Natural), sólo podrán hacerlo en un porcentaje equivalente al VEINTE POR CIENTO (20%) de sus volúmenes operados, durante el mismo mes del año inmediato anterior. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá liberar de esta restricción a las mencionadas, sólo en caso de fuerza mayor que imposibilite el cumplimiento de las entregas pactadas en el marco del MMLPGN (Mercado de Mediano y Largo Plazo de Gas Natural) o de operaciones concertadas con anterioridad a la fecha del presente, por un plazo equivalente a la duración del impedimento que deberá ser debidamente justificado”.

Que, asimismo, vale remarcar que el 11 de febrero del corriente el ENARGAS dictó la Resolución RESFC-2019--72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, por medio de la cual aprobó la metodología detallada para los traslados de tarifa de los precios del gas natural y un procedimiento general para el cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA).

Que, atento a que los precios pactados en los contratos de compra venta de gas natural podrían encontrarse denominados en dólares estadounidenses, en la mencionada Resolución RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS se estableció que el tipo de cambio a utilizar para el traslado de los precios de gas a tarifas sería el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Que, conforme lo expuesto, el tipo de cambio a tener en consideración en el presente ajuste estacional asciende a Cuarenta y Uno con Tres milésimos (41,003 \$/USD), sin perjuicio de la aplicación de los contenidos de los contratos siempre que contemplen cotizaciones más bajas.

Que conforme surge de las presentaciones realizadas ante esta Autoridad Regulatoria, la Licenciataria expresó que: “En línea con esto, nosotros hemos propuesto lograr un mejor precio y la cobertura plena de su demanda prioritaria. Ban solicitó oportunamente habilitar una relación diferente a la que estaba planteada en la subasta o en la consulta, una relación 1:3:5 entre los volúmenes de verano, estacional e invierno, como se ve en el gráfico, que es lo que ajusta mejor a la curva de demanda de Ban”.

Que, agregó, que “La curva de Ban, la demanda de Ban, de su mercado residencial, el servicio completo, es esta. Nosotros hemos planteado que la relación, para poder cubrir adecuadamente la demanda y poder abastecer al menor precio a nuestros clientes de servicio completo, era una relación de una unidad en el

invierno, tres en el período estacional y cinco en el período de punta. De esta forma podríamos tener un único precio invierno-verano, de forma tal de cubrir a un único precio toda la demanda anual. En febrero del año 2019, la Secretaría definió, a través de la resolución 32, a diferencia de lo que se había propuesto, la existencia es la única alternativa a ser subastada: una relación uno a dos y medio; uno, en este caso, es el marrón, una unidad de verano, con dos y medio en el invierno. Como se puede observar, esta relación de la subasta es inferior a las necesidades de abastecimiento que tiene la distribuidora en el período invernal.”

Que la Distribuidora también agregó que: “El 14 y 15 febrero pasado, a través de la subasta de MEGSA, de Cuenca Neuquina y Noroeste, Ban cubrió el ciento por ciento y el 85%, respectivamente, de las necesidades de suministros posibles de adquirir en dicho ámbito. Fue el 59% de nuestra demanda invernal. Ban ya tenía contratado el 10% del aprovisionamiento invernal, previo a la subasta del MEGSA. Ante las características de la subasta del MEGSA, Ban realizó un concurso abierto y complementario, en forma privada, a fin de contratar el 31% de la demanda remanente. El mercado, en esta subasta, ofertó una porción mínima -el 8% de las necesidades- a precios elevados”.

Que, añadió, que “Ban históricamente gestionó una cobertura contractual del 100% de su demanda invernal. El año pasado, a modo de ejemplo, ENARSA proveyó el 25% con un contrato a término por el período invernal, pero en el corriente año no participó en la subasta tanto de MEGSA ni respondió al concurso de precio abierto por Gas Natural Ban. Ante esto, lo que tenemos es, considerando los precios obtenidos en las subastas, los estimados y los volúmenes previstos para el próximo semestre, el precio provisorio calculado para el PIST, precio de ingreso al sistema de transporte, sujeto a ajustes según avancen las contrataciones, es el siguiente. Nosotros, como habíamos mencionado, tenemos el 10% previamente contratado, el 55% contratado a través del MEGSA Neuquén, el 4% a través del MEGSA Noroeste y nos quedó pendiente el 31% del volumen aún no contratado”.

Que, además señaló, que “Dados los plazos y restricciones de la subasta MEGSA, que condicionaron la celebración de contratos para la totalidad de la demanda prioritaria, antes de esta audiencia Ban continúa realizando gestiones para lograr la cobertura plena de su demanda y una mejora en los precios estimados para abastecimiento del consumo invernal. Finalmente, dado que el ENARGAS definió que se utilizará, para la conversión de los precios en dólares a pesos, la cotización de la primera quincena de marzo, en nuestra propuesta se utilizó el valor del REM, de \$39,42 por dólar”.

Que el representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, sostuvo sobre el particular que: “Si bien en la subasta del gas el precio del gas fue mayor al que se esperaba, lo cierto es que se estableció un precio promedio de 4,62 dólares el millón de BTU. Los precios informados por las distribuidoras oscilan entre 5,41 dólares o 4,59 dólares el millón de BTU. El precio de gas incluido en los cuadros que presentaron oscila entre 7,86 y 6,54 pesos el metro cúbico. Así es que, existiendo diferencias, no sabemos cuál es el precio que en definitiva se va a trasladar. Entendemos que debería ser el que fue producto de un escenario de mayor transparencia, como es la subasta, y no deberían considerarse o reconocerse los precios de los volúmenes adquiridos por fuera de la misma”.

Que, al respecto, a fin de computar el precio de gas en PIST que integra la tarifa de la Distribuidora, y en ejercicio de expresas potestades técnicas y tarifarias (conf. Artículo 38, inc. d) de la Ley N° 24.076), esta Autoridad Regulatoria no ha adoptado en su totalidad los precios presentados por la Licenciataria en sus contratos, sin perjuicio de su vigencia conforme los términos del Artículo 38, párrafo 5°, última parte, del Decreto N° 1738/92.

Que es un deber de la Licenciataria para una adecuada gestión de compra, que resguarde el principio rector del Artículo 38 inc. d) de la Ley N° 24.076, efectuar sus mejores esfuerzos a fin de cubrir su demanda utilizando las herramientas que le brindan los procedimientos de contratación abiertas y competitivos.

Que, por otra parte, corresponde señalar que a los fines de la determinación de los cuadros tarifarios correspondientes a las Entidades de Bien Público fueron contempladas las disposiciones de la RESOL-2019-146-APN-SGE#MHA.

Que, asimismo, mediante la RESOL-2019-148-APN-SGE#MHA se estableció una bonificación en el precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte para los meses de abril y mayo del corriente año, indicando que este Organismo debe considerarlo al momento de emitir los cuadros tarifarios pertinentes, por lo que los cuadros anexos a la presente contemplan la reducción prevista en el citado acto.

Que habiéndose verificado que las presentaciones efectuadas por la Licenciataria encuadran, con las precisiones y limitaciones antes indicadas, en los supuestos previstos por la normativa, corresponde trasladar a tarifa el precio correspondiente del gas en los términos del citado Numeral 9.4.2. de las RBLD, en los términos de los cuadros tarifarios que obran como anexos a la presente.

Que con relación a las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA), el Punto 9.4.2.5 de las RBLD establece que las licenciatarias deberán llevar contabilidad diaria separada, del precio y del valor del gas comprado e incluido en sus ventas reales, y de la diferencia entre este último valor y el del gas incluido en la facturación de tales ventas reales. Al precio estimado, determinado en 9.4.2.4 de las Reglas Básicas, las diferencias diarias se acumulan mensualmente y hasta el último día hábil de cada mes del período estacional.

Que las DDA se incorporan con su signo al ajuste de tarifas determinado en el punto 9.4.2 del período estacional siguiente y se dividen por el total de metros cúbicos vendidos por la distribuidora en el período estacional siguiente, pero del año anterior. El resultado de este cociente se adiciona a la expresión G1, definida en el numeral 9.4.2.2 o 9.4.2.6 de las RBLD, según corresponda.

Que para el tratamiento de las DDA, es una condición absolutamente necesaria la presentación de la información respecto de los montos efectivamente pagados por las Distribuidoras a los Productores por la provisión del gas en cuestión.

Que vale recordar que, de acuerdo al artículo 7° del Decreto N° 1053/18, sobre modificación del presupuesto general de la administración pública nacional para el ejercicio 2018, 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 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período, fue asumido con carácter excepcional por el Estado Nacional conforme lo allí establecido.

Que, a esos fines, el ENARGAS determinará – conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las RBLD – para cada prestadora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las Diferencias Diarias Acumuladas correspondientes al período Abr '18 – Mar '19.

Que, asimismo, sin perjuicio de lo establecido por el Decreto N° 1053/18, corresponde determinar las DDA (conf. el Punto 9.4.2.5 de las RBLD) por el período para el cual se puede disponer tanto de la información completa de facturación como de inyección diaria y precios pagados, esto es 1 de julio a 31 de diciembre de 2018, en virtud del plazo de pago establecido en los contratos vigentes.

Que, en ese orden de ideas, la Licenciataria sostuvo que: “las diferencias diarias generadas para el período estacional julio-diciembre de 2019, conforme las previsiones del numeral 9.4.2.5 de las Reglas Básicas, las derivadas de los precios oportunamente pagados a proveedores según los contratos vigentes y los volúmenes definitivos de datos operativos presentados para los meses de enero y febrero de 2018, todo ello según lo indicado en la presentación de Ban del 19 de febrero. No están consideradas diferencias por tipo de cambio a partir de abril de 2018, con expresa reserva sobre la efectiva aplicación del decreto 1053/18. Las DDA así determinadas arrojan una diferencia de \$10,29 por metro cúbico.”

Que, al respecto, el representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, sostuvo que: “En cuanto a los traslados de las diferencias diarias acumuladas, entendemos que hay una mayor previsión para los usuarios en cuanto al tipo de cambio que se define en forma previa a cada período semestral. Pero sí solicitamos que se realice un exhaustivo control en los montos de las diferencias diarias acumuladas que se pretenden trasladar, pues existen diferencias sustanciales entre las distintas distribuidoras”.

Que la Asociación Civil Centro de Educación, Servicios y Asesoramiento al Consumidor, cuestionó el Decreto N° 1053/18 porque entendía que: “Le están dando un seguro de cambio, de tipo de cambio, y un plazo fijo, con las diferencias diarias acumuladas, a las empresas del sector, y todo, absolutamente todo, a costillas del usuario, del bolsillo de la gente”.

Que el representante de Consumidores Argentinos, Asociación para la Defensa, Educación e Información del Consumidor, sostuvo que: “A todo esto, está este negocio de las DDA, donde cambiamos un riesgo eventual, que puede ser una diferencia cambiaria, por un riesgo seguro, que es pagar el seguro. El seguro está cargado en la tarifa. O sea, el seguro que ponen para evitar las diferencias diarias acumuladas, ahora dicen que va dentro del precio, y por eso sería una de las excusas que estamos pagando más caro”.

Que el Sr. Ricardo Vago sostuvo que: “Y esto parte de un razonamiento que es correcto: no hay más diferencias acumuladas en el tipo de cambio, como ahora está saldando el Estado, pero lo que hay es simplemente una posición que muy bien podría allanar en colusión de las cuatro, cinco grandes empresas decir: yo subo el valor del dólar por metro cúbico y después hago competencia, pero defino que subo el valor de poner un seguro o un valor más elevado. Porque estamos haciendo una definición de seis meses o un año, según cómo se lo mire, en el peor momento de la situación de previsibilidad económica de un producto que el mercado define en dólares, y los usuarios ganamos en pesos”.

Que en tal sentido, para el cálculo de las DDA se consideran las conclusiones emergentes de los Informes técnicos de las gerencias intervinientes del organismo, a saber: 1) El Informe IF-2019-19260736-APN-GAYA#ENARGAS que define los volúmenes que deben considerarse a efectos del cálculo de las DDA a través un procedimiento de optimización de los contratos de compra de gas y las transacciones spot del período; y 2) Los Informes IF-2019-19227628-APN-GCER#ENARGAS e IF-2019-19223429-APN-GCER#ENARGAS, que definen los precios del gas comprado por la Distribuidora.

Que, por otra parte, para la determinación de los montos facturados por la Licenciataria en concepto de gas se utilizaron los volúmenes entregados que surgen de la información de Datos Operativos elaborados por el ENARGAS sobre la base de la información oportunamente remitida por la Distribuidora, y los precios de gas incluidos en las tarifas vigentes durante el período estacional correspondiente.

Que, en todos los casos se actualizan sólo los montos de las Diferencias Diarias entre lo efectivamente pagado por las compras de gas y lo facturado por la Distribuidora a los consumidores, por la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo, por pizarra, desde el momento del efectivo pago y hasta el último día hábil del mes anterior a la entrada en vigencia del siguiente período estacional, de acuerdo a lo previsto en las RBLD.

Que cabe señalar que la Distribuidora, en lo que respecta a la información sobre DDA que debía presentar oportunamente ante esta Autoridad Regulatoria, incumplió el plazo establecido en la Resolución RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, como así también la prórroga excepcional concedida posteriormente.

Que, por esa razón, atento la relevancia que reviste dicha información, y teniendo en cuenta los plazos que esta Autoridad Regulatoria requiere para hacer el análisis pertinente, correspondería advertir a la Licenciataria que, en caso de reincidir, no tendrá derecho a que se le reconozcan en tiempo oportuno las DDA, ni a indemnización alguna para compensar los efectos de su demora (conf. Punto 9.9. de las RBLD).

Que atento lo dispuesto en el Numeral 9.4.3. de las RBLD en materia de traslado del costo de transporte, y habiéndose dictado las Resoluciones que establecen los nuevos cuadros tarifarios de transporte, corresponde la inclusión del nuevo costo de transporte aprobado en los cuadros tarifarios que se adjuntan.

Que el Servicio Jurídico Permanente de este Organismo ha tomado la intervención que por derecho corresponde.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 38 y 52 inciso f) de la Ley N° 24.076 y el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, aprobadas por Decreto N° 2255/92.

Por ello,

## EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

### RESUELVE:

ARTICULO 1°: Declarar la validez de la Audiencia Pública N° 98 en mérito a los CONSIDERANDOS precedentes, no haciendo lugar a las impugnaciones formuladas.

ARTICULO 2°: No hacer lugar al pedido de suspensión solicitado por la Comisión de Usuarios del ENARGAS (CUENARGAS) ni a la prórroga respecto del dictado de la presente Resolución Final.

ARTÍCULO 3°: Aprobar los Cuadros Tarifarios de GAS NATURAL BAN S.A., con vigencia a partir del 1° de abril de 2019, 1° de mayo de 2019 y 1° de junio de 2019, conforme los Anexos IF-2019-19563193-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2019-19563182-APN-GDYE#ENARGAS e IF-2019-19563217-APN-GDYE#ENARGAS, respectivamente, que forman parte del presente acto.

ARTICULO 4°: Aprobar los Cuadros de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales, obrantes como Anexos IF-2019-19563193-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2019-19563182-APN-GDYE#ENARGAS e IF-2019-19563217-APN-GDYE#ENARGAS que forman parte del presente acto, a aplicar por GAS NATURAL BAN S.A., a partir del día de su publicación, el que deberá ser exhibido en cada punto de atención de la Prestadora y de las Subdistribuidoras de su área licenciada.

ARTICULO 5°: Disponer que los Cuadros Tarifarios que forman parte de la presente Resolución, así como los Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales también aprobados por este acto, deberán ser publicados por GAS NATURAL BAN S.A. en un diario de gran circulación de su área licenciada, día por medio durante por lo menos tres (3) días dentro de los diez (10) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente; conforme lo dispuesto por el Artículo 44 in fine de la Ley N° 24.076.

ARTICULO 6°: Ordenar que para el caso de que la entrada en vigencia de la presente Resolución se produzca durante el transcurso de un período de facturación, será de aplicación lo dispuesto en el Punto 14 (k) del Reglamento de Servicio de Distribución.

ARTICULO 7°: Disponer que GAS NATURAL BAN S.A. deberá comunicar la presente Resolución a todos los Subdistribuidores autorizados a operar dentro de su área de Licencia, debiendo remitir constancia de ello a este Organismo dentro de los diez (10) días de notificada la presente.

ARTICULO 8°: Registrar; comunicar; notificar a GAS NATURAL BAN S.A. en los términos del Artículo 41 de Decreto N° 1759/72 (T.O. 2017); publicar, dar a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archivar.

Digitally signed by Griselda Lambertini  
Date: 2019.03.30 00:15:21 ART  
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by ROITMAN Mauricio Ezequiel  
Date: 2019.03.30 00:18:59 ART  
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3<sup>(1)</sup>, SDB Y GNC ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	R1	228,787414	
	R2 1°	242,159119	
	R2 2°	282,443667	
	R2 3°	315,929405	
	R3 1°	416,330142	
	R3 2°	483,188663	
	R3 3°	643,875025	
	R3 4°	1045,026143	
	P1-P2	589,062786	
	P3	2236,522553	
	GNC INTERRUMPIBLE	8837,442059	
	GNC FIRME	8837,442059	
	SDB	13562,628792	
Cargo por m3 de Consumo	R1	8,588036	
	R2 1°	8,588036	
	R2 2°	8,699524	
	R2 3°	8,754709	
	R3 1°	9,572907	
	R3 2°	9,880929	
	R3 3°	9,893442	
	R3 4°	9,952859	
	P1-P2	0 a 1000 m3	8,175013
		1001 a 9000 m3	7,837241
		más de 9000 m3	7,674276
	P3	0 a 1000 m3	8,238177
		1001 a 9000 m3	8,004057
		más de 9000 m3	7,769911
	GNC INTERRUMPIBLE	5,980271	
GNC FIRME	6,436991		
SDB <sup>(2)</sup>	1,217824		
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	GNC FIRME	8,355281	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,178210
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,178210
	R3 4°	5,178210
	P1-P2	5,178210
	P3	5,178210
	GNC	5,178210
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,080979
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,080979
	R3 4°	0,080979
	P1-P2	0,080979
	P3	0,080979
	GNC	0,080979
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,259189
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,259189
	R3 4°	5,259189
	P1-P2	5,259189
	P3	5,259189
	GNC	5,259189
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,291314
	P1-P2	0,291314
	P3	0,291314
	GNC	0,291314
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	5,63%
	Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES
P1-P2		1,452372
P3		1,452372
GNC FIRME		0,726186
SDB		0,968248

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	6,25%
	NEUQUINA	84,63%
	CHUBUT	1,44%
	SANTA CRUZ	1,86%
	TIERRA DEL FUEGO	5,82%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966
	TGS-Ngn-GBA	0,630531
	TGN-Ngn-GBA	0,827278
	TGS-Chubut-GBA	0,682558
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916
	TGS-TdF-GBA	1,067754

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

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

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

## GAS NATURAL BAN

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS <sup>(1)</sup> P3<sup>(2)</sup>, G, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	P3	13564.009756	
	G	13562.628792	
	ID	26943.864522	
	FD	26943.864522	
	IT	26943.864522	
	FT	26943.864522	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,235302
		1001 a 9000 m3	1,001183
		más de 9000 m3	0,767037
	G	0 a 5000 m3	0,519044
		más de 5000 m3	0,351092
		ID	0,952068
	FD	0,492087	
	IT	0,797507	
FT	0,297526		
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	G	22,303942	
	FD	16,666289	
	FT	15,352855	

COSTO DE TRANSPORTE <sup>(4)</sup>	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966	3,96%
	TGS-Nqm-GBA	0,630531	62,02%
	TGN-Nqm-GBA	0,827278	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	3,02%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	3,35%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

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) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

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

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

## GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	589,062786	
	EBP3	2236,522553	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	5,713728
		1001 a 9000 m3	5,375956
		más de 9000 m3	5,212990
	EBP3	0 a 1000 m3	5,776891
		1001 a 9000 m3	5,542772
		más de 9000 m3	5,308626

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	2,848016
	EBP3	2,848016
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,080979
	EBP3	0,080979
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	2,928995
	EBP3	2,928995
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,160223
	EBP3	0,160223
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,452372
	EBP3	1,452372

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	6,25%
	NEUQUINA	84,63%
	CHUBUT	1,44%
	SANTA CRUZ	1,86%
	TIERRA DEL FUEGO	5,82%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966
	TGS-Nqn-GBA	0,630531
	TGN-Nqn-GBA	0,827278
	TGS-Chubut-GBA	0,682558
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916
	TGS-TdF-GBA	1,067754



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

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** Anexo Gas Natural Ban S.A. - Abril

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:49:22 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:51:00 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,  
o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA,  
serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:51:02 -03'00'

GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3<sup>(1)</sup>, SDB Y GNC ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	R1	228,787414	
	R2 1*	242,159119	
	R2 2*	282,443667	
	R2 3*	315,929405	
	R3 1*	416,330142	
	R3 2*	483,188663	
	R3 3*	643,875025	
	R3 4*	1045,026143	
	P1-P2	589,062786	
	P3	2236,522553	
	GNC INTERRUMPIBLE	8837,442059	
	GNC FIRME	8837,442059	
	SDB	13562,628792	
Cargo por m3 de Consumo	R1	9,711910	
	R2 1*	9,711910	
	R2 2*	9,823399	
	R2 3*	9,878583	
	R3 1*	10,696781	
	R3 2*	11,004803	
	R3 3*	11,017317	
	R3 4*	11,076734	
	P1-P2	0 a 1000 m3	9,298887
		1001 a 9000 m3	8,961116
		más de 9000 m3	8,798150
	P3	0 a 1000 m3	9,362051
		1001 a 9000 m3	9,127932
		más de 9000 m3	8,893786
	GNC INTERRUMPIBLE	7,104146	
GNC FIRME	7,560866		
SDB <sup>(2)</sup>	1,217824		
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	GNC FIRME	8,355281	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,242225
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,242225
	R3 4*	6,242225
	P1-P2	6,242225
	P3	6,242225
	GNC	6,242225
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	0,080979
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	0,080979
	R3 4*	0,080979
	P1-P2	0,080979
	P3	0,080979
	GNC	0,080979
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,323205
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,323205
	R3 4*	6,323205
	P1-P2	6,323205
	P3	6,323205
	GNC	6,323205
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,351173
	P1-P2	0,351173
	P3	0,351173
	GNC	0,351173
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	5,63%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	2,074817
	P1-P2	1,452372
	P3	1,452372
	GNC FIRME	0,726186
	SDB	0,968248

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	6,25%
	NEUQUINA	84,63%
	CHUBUT	1,44%
	SANTA CRUZ	1,86%
	TIERRA DEL FUEGO	5,82%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966
	TGS-Ngn-GBA	0,630531
	TGN-Ngn-GBA	0,827278
	TGS-Chubut-GBA	0,682558
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916
	TGS-TdF-GBA	1,067754

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

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

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

## GAS NATURAL BAN

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS <sup>(1)</sup> P3<sup>(2)</sup>, G, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	P3	13564,009756	
	G	13562,628792	
	ID	26943,864522	
	FD	26943,864522	
	IT	26943,864522	
	FT	26943,864522	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,235302
		1001 a 9000 m3	1,001183
		más de 9000 m3	0,767037
	G	0 a 5000 m3	0,519044
		más de 5000 m3	0,351092
		ID	0,992068
	FD	0,492087	
	IT	0,797507	
FT	0,297526		
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	G	22,303942	
	FD	16,666289	
	FT	15,352855	

COSTO DE TRANSPORTE <sup>(4)</sup>	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966	3,96%
	TGS-Nqm-GBA	0,630531	62,02%
	TGN-Nqm-GBA	0,827278	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	3,02%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	3,35%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

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) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

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

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

## GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	589,062786	
	EBP3	2236,522553	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6,331859
		1001 a 9000 m3	5,994087
		más de 9000 m3	5,831121
	EBP3	0 a 1000 m3	6,395022
		1001 a 9000 m3	6,160903
		más de 9000 m3	5,926757

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,433224
	EBP3	3,433224
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,080979
	EBP3	0,080979
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,514203
	EBP3	3,514203
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,193145
	EBP3	0,193145
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,452372
	EBP3	1,452372

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	6,25%
	NEUQUINA	84,63%
	CHUBUT	1,44%
	SANTA CRUZ	1,86%
	TIERRA DEL FUEGO	5,82%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966
	TGS-Nqn-GBA	0,630531
	TGN-Nqn-GBA	0,827278
	TGS-Chubut-GBA	0,682558
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916
	TGS-TdF-GBA	1,067754



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

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** Anexo - Gas Natural Ban - Mayo

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:47:35 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:50:49 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,  
o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA,  
serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:50:50 -03'00'

GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3<sup>(1)</sup>, SDB Y GNC ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	R1	228,787414	
	R2 1°	242,159119	
	R2 2°	282,443667	
	R2 3°	315,929405	
	R3 1°	416,330142	
	R3 2°	483,188663	
	R3 3°	643,875025	
	R3 4°	1045,026143	
	P1-P2	589,062786	
	P3	2236,522553	
	GNC INTERRUMPIBLE	8837,442059	
	GNC FIRME	8837,442059	
	SDB	13562,628792	
Cargo por m3 de Consumo	R1	10,611010	
	R2 1°	10,611010	
	R2 2°	10,722499	
	R2 3°	10,777683	
	R3 1°	11,595881	
	R3 2°	11,903903	
	R3 3°	11,916417	
	R3 4°	11,975834	
	P1-P2	0 a 1000 m3	10,197987
		1001 a 9000 m3	9,860215
		más de 9000 m3	9,697250
	P3	0 a 1000 m3	10,261151
		1001 a 9000 m3	10,027032
		más de 9000 m3	9,792885
	GNC INTERRUMPIBLE	8,003246	
GNC FIRME	8,459965		
SDB <sup>(2)</sup>	1,217824		
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	GNC FIRME	8,355281	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	7,093438
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	7,093438
	R3 4°	7,093438
	P1-P2	7,093438
	P3	7,093438
	GNC	7,093438
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,080979
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,080979
	R3 4°	0,080979
	P1-P2	0,080979
	P3	0,080979
	GNC	0,080979
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	7,174417
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	7,174417
	R3 4°	7,174417
	P1-P2	7,174417
	P3	7,174417
	GNC	7,174417
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,399060
	P1-P2	0,399060
	P3	0,399060
	GNC	0,399060
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	5,63%
	RESIDENCIALES	2,074817
Costo de Transporte (\$/m3)	P1-P2	1,452372
	P3	1,452372
	GNC FIRME	0,726186
	SDB	0,968248

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	6,25%
	NEUQUINA	84,63%
	CHUBUT	1,44%
	SANTA CRUZ	1,86%
	TIERRA DEL FUEGO	5,82%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966
	TGS-Ngn-GBA	0,630531
	TGN-Ngn-GBA	0,827278
	TGS-Chubut-GBA	0,682558
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916
	TGS-TdF-GBA	1,067754

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

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

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

## GAS NATURAL BAN

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS <sup>(1)</sup> P3<sup>(2)</sup>, G, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	P3	13564,009756	
	G	13562,628792	
	ID	26943,864522	
	FD	26943,864522	
	IT	26943,864522	
	FT	26943,864522	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,235302
		1001 a 9000 m3	1,001183
		más de 9000 m3	0,767037
	G	0 a 5000 m3	0,519044
		más de 5000 m3	0,351092
		ID	0,992068
	FD	0,492087	
	IT	0,797507	
FT	0,297526		
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	G	22,303942	
	FD	16,666289	
	FT	15,352855	

COSTO DE TRANSPORTE <sup>(4)</sup>	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966	3,96%
	TGS-Nqm-GBA	0,630531	62,02%
	TGN-Nqm-GBA	0,827278	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	3,02%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	3,35%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

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) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

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

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

## GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	589,062786	
	EBP3	2236,522553	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6,826364
		1001 a 9000 m3	6,488592
		más de 9000 m3	6,325626
	EBP3	0 a 1000 m3	6,889527
		1001 a 9000 m3	6,655408
		más de 9000 m3	6,421262

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,901391
	EBP3	3,901391
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,080979
	EBP3	0,080979
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,982370
	EBP3	3,982370
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,219483
	EBP3	0,219483
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,452372
	EBP3	1,452372

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	6,25%
	NEUQUINA	84,63%
	CHUBUT	1,44%
	SANTA CRUZ	1,86%
	TIERRA DEL FUEGO	5,82%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	1,095966
	TGS-Nqn-GBA	0,630531
	TGN-Nqn-GBA	0,827278
	TGS-Chubut-GBA	0,682558
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916
	TGS-TdF-GBA	1,067754



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

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** Anexo - Gas Natural Ban S.A. - Junio

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:49:36 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:51:36 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,  
o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA,  
serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2019.03.29 22:51:37 -03'00'