

Buenos Aires, 16 de diciembre de 2022.

Señor
Interventor del
Ente Nacional Regulador del Gas
Dr. Osvaldo F. Pitrau
S / D

**REF.: RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.
EX-2022-132162065- -APN-GAL#ENARGAS –CONVOCATORIA AUDIENCIA
PÚBLICA N° 103.**

De mi mayor consideración:

JOSE LUIS FERNÁNDEZ, en mi carácter de apoderado de **NATURGY BAN S.A.** (en adelante NATURGY, la Licenciataria, la Distribuidora, BAN, o la compañía, en forma indistinta), según se encuentra acreditado ante esa Autoridad, con domicilio legal y constituido en Isabel La Católica N° 939 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, me dirijo al Sr. Interventor con relación a la convocatoria a audiencia pública de la referencia.

I. OBJETO DE LA PRESENTACIÓN:

Siguiendo expresas instrucciones de mi representada, vengo a realizar la presentación ordenada en el artículo 7° de la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, que establece que las Licenciatarias deberán a los fines de su pertinente publicidad, *“presentar ante esta Autoridad Regulatoria, y hasta el 16 de diciembre de 2022 inclusive, los cuadros tarifarios de transición por ellas propuestos, así como la información de sustento de los mismos que permita poner a conocimiento de la ciudadanía, usuarios y usuarias, el contenido propuesto para la adecuación transitoria de las tarifas bajo el Régimen Tarifario de Transición, considerando para ello expresamente los parámetros y*



disposiciones que surgen del Decreto N° 1020/20 y demás puntos objeto de la presente; conforme surge del presente acto y del Punto 10 de su Anexo I; y en el mismo lapso presentar los instrumentos contractuales respectivos y su documentación de sustento a los fines establecidos en la Ley N° 24.076, su reglamentación y el numeral 9.4.2. de las RBLD, en los términos de este acto.”

Como antecedente de esta presentación, cabe recordar que el Estado Nacional dispuso a partir de distintas normas (Ley N° 27.541, Decreto N° 1020/20) renegociar la RTI que surge de la Resolución ENARGAS N° 4354/17 (“RTI Vigente”), como máximo en el término de dos (2) años, dando con ello lugar a la celebración de un Acuerdo Definitivo, nueva tarifa y período tarifario conforme al marco regulatorio sin perjuicio, en el interín, de establecer tarifas transitorias que permitan la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad de dichos servicios públicos esenciales.

En este marco NATURGY suscribió el Acuerdo Transitorio de renegociación ratificado por Decreto N° 354/21, sin que ello implique renuncia a los derechos que le corresponden bajo su contrato de licencia y el marco regulatorio de la actividad, el cual contempla, conforme lo indicado en el Decreto N° 1020/20, la finalización de la renegociación de la RTI Vigente (Resolución ENARGAS N° 4354/17) en el referido plazo de dos (2) años.

Esta prescripción no ha sido cumplida por causas ajenas a esta Licenciataria, tal como surge del Decreto N° 815/22, y en este entorno la citada norma estableció una prórroga por un año del plazo establecido en el art. 2° del Decreto N° 1020/20 para concluir la renegociación y establecer las tarifas para el próximo quinquenio conforme el marco regulatorio de la industria.



Esta Licenciataria ha solicitado en su presentación de fecha 17 de noviembre del corriente (IF-2022-124744643-APNSD#ENARGAS) una urgente recomposición de sus ingresos ante el atraso verificado de las tarifas autorizadas en el período de transición con relación a la inflación operada en el mismo lapso y acompañado, asimismo, su estimación de requerimiento de ingresos para el próximo quinquenio, ello a fin de que pueda arribarse a la mayor brevedad, al mencionado Acuerdo Definitivo.

En dicha ocasión NATURGY manifestó también su anuencia a una eventual prórroga del período de transición por un año, en la eventualidad de no alcanzarse el Acuerdo Definitivo en el término establecido, bajo determinadas condiciones de borde que deberán asegurarse para preservar la normal prestación del servicio en la extendida transición y plasmarse en un nuevo Acuerdo Transitorio, conforme se describirá a lo largo del presente.

En tal sentido y dando prioridad al respeto irrestricto de la Ley N° 24.076 y específicamente al ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL de enero de 2006 y sus actos declarativos de vigor jurídico, respecto del cual mantenemos reservas de derecho, se adjunta en primer lugar el cuadro tarifario de distribución resultante de la aplicación de la RTI Vigente (Resolución ENARGAS N° 4354/17), según las consideraciones que oportunamente se manifiestan en este documento.

Del mismo modo y en orden a la prórroga establecida en el Decreto N° 815/22 y a lo requerido por esa Autoridad Regulatoria para el nuevo período de transición en cuanto a una tarifa que tenga como premisa *“la prestación del servicio en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad del servicio público”*, esta Licenciataria adjunta un Cuadro Tarifario inicial subsidiario, en el entendimiento que podrá alcanzarse un nuevo Acuerdo Transitorio y finalmente un Acuerdo Definitivo vinculado a la renegociación de la RTI en curso.



Ello sin que implique renuncia a los reclamos que pudieran corresponder con motivo del congelamiento tarifario dispuesto por la Ley N° 27.541; los Decretos N° 543/20 y N° 1020/20; el Acuerdo Transitorio de Renegociación y su Adenda (ratificados por Decretos N° 354/21 y N° 91/22, respectivamente), el Decreto N° 815/2022, como tampoco consentimiento ni reconocimiento alguno por parte de NATURGY de las afirmaciones (Informe del Interventor referido en el Decreto N° 1020/20), disposiciones o mandatos efectuados en la normativa mencionada respecto a la RTI Vigente.

Todo lo anterior, sin perjuicio de manifestar, asimismo, que tanto del ,marco regulatorio -Ley 24.076 y su decreto reglamentario- como de la licencia de distribución de NATURGY, surge el derecho de NATURGY al mantenimiento del equilibrio de la ecuación económico-financiera, a que los ingresos sean suficientes para cubrir sus costos operativos, sus inversiones, así como el derecho a que las tarifas posibiliten una justa y razonable tasa de rentabilidad y en caso contrario, si se diera un control de precios, que el Estado Nacional disponga compensarla. De no ser así, dicho mantenimiento, control o congelamiento tarifario devendría confiscatorio.

Finalmente cabe señalar que, durante toda su trayectoria en la prestación del servicio licenciado y pese a las contingencias resultantes de las distintas crisis económicas y emergencias que afectaron al país y su administración, NATURGY ha desarrollado sus actividades en forma prudente y diligente, dando pleno y total cumplimiento a lo establecido por el marco regulatorio y demás normas aplicables.



II. SITUACION ACTUAL DE NATURGY

La evolución del deterioro económico y financiero de NATURGY puede observarse a través de la lectura de sus Estados Financieros (disponibles en <https://www.argentina.gob.ar/cnv>).

Tal como consta en la información brindada habitualmente al Ente Regulador, destacamos además que esta compañía no ha distribuido dividendos en los últimos 10 años, atenta a preservar el pleno funcionamiento de la compañía sin poner en riesgo su situación financiera.

Como fuera expresado en ocasión de la audiencia pública de enero de 2022, y aún luego del incremento otorgado en marzo del corriente, esta Licenciataria se encuentra operando actualmente con un deterioro de su situación financiera, debido a la combinación de falta de aumento de los ingresos y un permanente y significativo aumento de los costos de operación e inversión por efectos de la inflación. En relación con lo expuesto, debe recordarse que las adecuaciones tarifarias otorgadas, cuyos incrementos diferenciados entre las distintas categorías tarifarias, han generado un incremento medio del margen de distribución, en junio del 2021 del 26% y en marzo del 2022 del 40%, vale decir un ajuste menor a la mitad de la inflación minorista considerada para todo el año, ya que en el 2021 ha sido del 50,9 % y según el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) publicado por el Banco Central de la República Argentina del 94,4% para el 2022.

Resulta claro que el ajuste transitorio del mes de marzo del corriente ha sido insuficiente y ha obligado a la compañía a extremar las medidas de reducción de TOTEX con la finalidad de permitir el normal sostenimiento de la cadena de pagos inherente a la prestación del servicio.



En el cuadro comparativo se detallan los ingresos por ventas de gas y servicios de transporte, el costo de compras de gas y del servicio de transporte contratado, comparando los periodos enero - septiembre de 2019 con el de 2022:

Cuadro I – cifras al 30-09 en moneda homogénea 30-09-2022 (millones de \$)

	<u>30.09.22</u>	<u>30.09.19</u>
	<u>\$</u>	<u>\$</u>
Ingresos por ventas y servicios	46.512.795.800	93.609.435.147
Gastos operativos	(41.675.483.606)	(85.073.315.485)
Otros ingresos y egresos netos	<u>83.494.424</u>	<u>133.317.277</u>
Ganancia operativa	4.920.806.618	8.669.436.939
Resultados financieros	273.491.146	510.145.601
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	5.194.297.764	9.179.582.540

En el cuadro precedente puede observarse el deterioro de la situación económica financiera de la compañía, en estos últimos 4 años en el margen por ventas que se ha conformado como la diferencia entre los ingresos por ventas de gas y servicios de transporte menos el costo de compras de gas y el servicio de transporte contratado a TGN y TGS, debido a la falta de actualización tarifaria que se inicia con la limitación tarifaria parcial impuesta en octubre de 2018 (Resolución ENARGAS N° 280/18) y su posterior congelamiento definitivo desde octubre de 2019 (Resolución SE N° 521/19) hasta junio de 2021, en el que se otorgó un aumento insuficiente para normalizar la situación económico-financiera de NATURGY, situación que se mantuvo en el último ajuste de marzo de 2022.

El último reconocimiento inflacionario, incluyó la variación del IPIM hasta febrero 2019, el que sumado al IPIM no aplicado en octubre de 2018 del 10,9% y tomando a cuenta el 26% otorgado en el margen de distribución desde junio de 2021 y el ajuste recibido en marzo del 2022 del 40%, arroja un ajuste neto remanente por la no aplicación del IPIM otorgado en la RTI Vigente de un 247%.



Cabe señalar que la afectación de este ajuste no trasladado tiene impacto solo en los ingresos que intervienen en la estructura económica de NATURGY, dado que los gastos operativos están conformados por las remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal, servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones, gastos operativos por servicios de reparación y conservación de propiedad, planta y equipo, honorarios por servicios profesionales, gastos y comisiones bancarias e impuestos, tasas y contribuciones, los que pese a los esfuerzos realizados por NATURGY para optimizar y dotar de eficiencia a los distintos procesos, prácticamente no han tenido variación medidos en la misma moneda, ya que en general se han incrementado en línea con la inflación de cada año.

Se expone a continuación la variación de los índices que recogen, según datos del INDEC, la evolución de dichos precios:

Variación febrero 2019 - diciembre 2022¹

- IPIM 508%
- ICC - Mat. 452%
- Índice de salarios 447%

Del mismo modo y a manera de marco de referencia puedo citar que la variación para el mismo lapso del Salario Mínimo Vital y Móvil fue del 448% (Fuente: MTEySS).

Como otro elemento de comparación sobre el incremento de los costes de servicios públicos, la tasa de fiscalización y control del ENARGAS tuvo un incremento del 31% en el 2020, del 90% en el 2021 y del 113% en el 2022.

Se recuerda que, para el mismo lapso, el incremento del margen de distribución ha sido del 26% en junio de 2021 y del 40% en marzo de 2022, poniendo de

¹ Nov y Dic 22 se consideró la variación del IPC del REM BCRA.



relieve la gran pérdida de poder de compra y por lo tanto el deterioro en todos los indicadores económicos y financieros de la compañía, hecho que como ya hemos expresado en numerosas ocasiones, requiere de una urgente e importante recomposición, exclusivamente para el mantenimiento de los niveles de prestación del servicio y de su cadena de pagos a todos sus proveedores y empleados, más allá de los continuos esfuerzos de contención de TOTEX.

Esta reducción del resultado de las operaciones tiene impacto directo en la generación de flujo de caja de la Distribuidora y en su necesidad creciente de financiamiento.

En el caso de que se proponga de parte del ENARGAS un incremento tarifario transitorio insuficiente a las necesidades de la compañía, esto generará la necesidad de recurrir a la financiación a través de nuestros proveedores, ante la imposibilidad de acceso al mercado financiero.

III. INCREMENTO TARIFARIO:

a. Cuantificación del incremento según la RTI en renegociación.

Como fuera señalado con anterioridad, las tarifas actuales surgen del proceso de revisión tarifaria culminado con la sanción de la Resolución ENARGAS N° 4354/17 con vigencia desde el 1° de abril de 2017 y sin impugnación, derogación o reproche legítimo y competente dispuesto a la fecha.

De acuerdo con la RTI vigente a la fecha, las tarifas actuales deberían incluir un incremento por el IPIM remanente no aplicado. Las tarifas así determinadas incluyen un incremento individualizado para cada categoría y cada cargo que, en su mezcla de clientes y para el caso de BAN significa una variación del 265%, originado en: (i) el congelamiento tarifario verificado desde el año 2019 hasta la fecha, considerando una estimación del REM del BCRA para los meses de



noviembre y diciembre de 2022; (ii) la porción de IPIM no trasladada en octubre de 2018 por haber sido utilizada una polinómica exógena a la de la Resolución ENARGAS N° 4354/17 (ocasionando un déficit de ajuste de un 10,9%); (iii) y la inclusión del mayor valor del gas natural no contabilizado emergente de los precios PIST que iniciarán su vigencia el 31.12.2022², respecto de los establecidos en la Resolución ENARGAS N° 64/22.

En este sentido, también se deben considerar los incrementos recibidos en el período de transición en los meses de junio de 2021 y de marzo de 2022.

En el **Anexo I** se expone la variación del IPIM y el incremento tarifario de distribución solicitado para cada categoría y cargo tarifario, según el criterio mencionado y ya considerando -complementariamente- el impacto del GNCC marginal por aplicación de los precios PIST aplicables desde el 31.12.2022, mientras que en el **Anexo II** se exponen las tarifas de distribución emergentes al incorporar el ajuste mencionado en el Anexo I.

En función de lo mencionado, estos cuadros tarifarios deberían ser ajustados en la justa incidencia en que cualquier variación del precio del gas sea implementada en lo sucesivo, incluyendo el impacto del mayor costo del GNCC. Se recalca que el escenario considerado en esta cuantificación es aquel de mínima (Escenario 1 mencionado previamente) y de aplicación cierta, dado que dichos precios resultan aplicables y se encuentran próximos a ser facturados.

² Este valor surge del diferencial entre el PIST previo a la segmentación y el incluido en el “Escenario 1” en la presentación efectuada por la SE en la Audiencia Pública convocada por la Resolución de la Secretaría de Energía N 771, vale decir los establecidos por la Res. SE N° 610/22 y la Res ENRG N°326/22. Este escenario consideró sin cambios a los precios del gas en tarifa de enero 2023, durante todo el año.



b. Tarifa Transitoria Subsidiaria.

Conforme ha sido previsto en los Decretos N° 1020/20 y N° 815/22 y la consecuente RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y sin que ello limite o restrinja los derechos de esta Licenciataria, a continuación se desarrolla y describe la alternativa de un incremento tarifario inicial subsidiario para su aplicación a partir del 1° de febrero de 2023.

i. Tarifa de Distribución

Para esta instancia estimamos necesario un incremento del 189% de los ingresos requeridos de BAN, a través de la Tarifa de Distribución, destinados a afianzar la situación financiera y económica de la compañía y así normalizar su cadena de pagos, así como garantizar la prestación del servicio en términos de seguridad y confiabilidad. Para ello hemos considerado: (i) para clientes no residenciales y tasas y cargos, una variación que incorpore los incrementos remanentes hasta alcanzar el tope impuesto por la regulación sectorial implementada en la RTI (límite encontrado en la variación del IPIM para el lapso diciembre de 2016 a diciembre 2022, considerando los incrementos tarifarios sancionados); (ii) para los clientes residenciales y SDB (sin distinción de categoría tarifaria, tipo de cargo a facturar, ni de grupo de segmentación) un único incremento equivalente al 60% del incremento remanente para dicha categoría, equivalente al 194%.

Tal lo mencionado en la nota ya referida del 17 de noviembre pasado, se aclara a todo evento que en un contexto de alta inflación como el que estamos atravesando es imprescindible que adicionalmente a la materialización del incremento tarifario en el nuevo Acuerdo Transitorio se disponga un ajuste periódico cada tres meses si no se arriba antes a la renegociación de la RTI vigente, destinado a mantener la capacidad de pago de la Licenciataria en función de la evolución de los costos sobrevinientes de la economía.

A handwritten signature in black ink, appearing to be the initials "AS" or similar.

Cabe señalar que tanto los ingresos actuales, como los originados en el presente ajuste transitorio, serán aplicados a mantener la normalidad de la situación financiera de la licenciataria, a través del pago del abastecimiento de gas y del transporte de 2023; el pago de los salarios; a la cobertura de los gastos e inversiones, todo ello con el objetivo de brindar una adecuada prestación del servicio de distribución de gas natural, de manera segura, confiable y eficiente, asegurando la continuidad del servicio a los usuarios. Se menciona que el incremento solicitado no incluye en absoluto un objetivo alineado a la obtención de rentabilidad, en este período de transición, cuestión que se deberá resolver en el Acuerdo Definitivo.

En lo referido a la evaluación de cambios tarifarios diferenciales entre categorías de usuarios residenciales y no residenciales, dados los incrementos particulares establecidos en la Resoluciones ENARGAS N° 153/21 y N° 64/22, no resultaría viable mantener una nueva distinción entre las mismas, a efectos de no acentuar las asimetrías existentes. En este sentido el cuadro tarifario en subsidio que se adjunta morigera dicha asimetría, relacionando cada nivel tarifario a un tope de ajuste por IPIM. En el cuadro que sigue se exponen las diferencias existentes entre las tarifas de distribución industriales de NATURGY y las de Metrogas, vigentes a diciembre de 2022.

Categoría	Cargo	BAN	Metrogas (CABA)	Dif.
SGG	Fijo	31.225,13	28.751,20	9%
	Variable #1	1,19	0,43	175%
	Variable #2	0,88	0,27	226%
	Reserva de Cap.	51,35	28,64	79%
FD	Fijo	89.051,31	82.133,06	8%
	Variable	1,63	0,45	259%
	Reserva de Cap.	55,08	25,24	118%
ID	Fijo	89.051,31	82.133,06	8%
	Variable	3,28	1,35	143%



Como se aprecia a simple vista, la comparación de los cargos de ambas empresas (especialmente los variables) exhibe la gran dispersión existente entre ambos. Entendemos prudente, desde nuestra visión, no continuar ahondando esta diferencia entre ambas zonas de licencia.

ii. PIST, Gas Retenido y Gas Natural No Contabilizado (GNNC)

En los cuadros tarifarios presentados no se incluyen variaciones al precio del gas, ni del gas retenido vigente según las Resoluciones ENARGAS N° 213/22 y N° 326/22. No obstante, el cuadro tarifario final deberá reflejar los cambios en caso de darse algún ajuste proveniente de la autoridad competente en los precios de los contratos derivados del Plan Gas Ar, tal lo previsto en los mencionados contratos.

En cuanto a los instrumentos que acreditan la contratación del gas y documentación de sustento prevista en el art. 7° de la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, se adjuntan en **Anexo VIII** los acuerdos resultantes de las adjudicaciones bajo el Plan Gas Ar que establecen que el precio a abonar por la Licenciataria será el precio PIST incluido en los cuadros tarifarios vigentes en cada momento y en nota complementaria se agregarán las comunicaciones intercambiadas con los proveedores que exteriorizan el precio actual a saber:

Vigencia	N1 (sin subsidio)	Resto
31/8/2022	13,937656	10,051402
31/10/2022	19,326485	10,051402
31/12/2022	26,798840	10,051402

En la misma línea, de existir ajustes en dicho precio del gas también deberá reflejarse en el componente del gas retenido.



Consideración especial merece el tratamiento del GNNC. NATURGY planteó en sucesivas y reiteradas comunicaciones al ENARGAS el perjuicio generado en su ecuación económico-financiera ante las variaciones en el precio PIST dispuestas por la Secretaría de Energía (Resoluciones N° 403/22, N°610/22), incorporadas posteriormente por el ENARGAS en las tarifas de distribución (Resoluciones ENARGAS N° 213/22 y N° 326/22), y el no reconocimiento de los mayores costos del GNNC, entre otros, asociado a tales incrementos.

Estos mayores costos no estaban considerados en el Acuerdo Transitorio y por lo tanto han mermado considerablemente los ingresos establecidos mediante la Resolución ENARGAS N° 64/22.

En consecuencia, esta Licenciataria ratifica que en el nuevo Acuerdo Transitorio deberá preverse expresamente el ajuste inmediato de las tarifas de distribución para cubrir los mayores costos del GNNC y otros (incobrables, comisiones de cobro) vinculados a cada nueva variación en el precio PIST que se disponga por decisión de autoridad competente durante el plazo de prórroga dispuesta por el Decreto N° 815/22.

iii. **Diferencias Diarias Acumuladas (DDA)**

No se ha incluido esta variable en los cuadros tarifarios de distribución adjuntos, sin embargo, recientemente se nos solicitó y así hemos remitido, información asociada a los pagos realizados a productores, hasta los consumos de junio 2022, como así también las inyecciones diarias de gas.

A modo indicativo y sin que esto represente una información definitiva, según nuestros cálculos se obtiene un importe por DDA a ser incluido en el cuadro tarifario que asciende a (\$/m³ 0,0501250) negativo.

Este cálculo considera:



- Corte a junio de 2022;
- Actualización financiera, según RBLD, hasta diciembre de 2022;
- Criterio de lo devengado y metodología según las RBLD;
- Periodo de compensación de doce meses;

En tal sentido en **Anexo III** se adjunta la cuenta corriente originada al respecto, la que incluye actualización financiera.

Debe destacarse que, según nuestras simulaciones, hacia octubre de 2022 y por causa de los precios vigentes, esta diferencia podría encontrarse neutralizada y con montos que podrían presentar saldo positivo (a ser percibidos por la Licenciataria).

iv. Transporte

En los cuadros tarifarios adjuntos no se contemplan variaciones a la tarifa de transporte, cuyo costo deberá incorporarse en los cuadros tarifarios de distribución conforme al art. 9.4.3.2. de las RBLD

v. Tasas y Cargos

Como para el resto de los ingresos de distribución, en los anexos respectivos se exponen los cargos emergentes del ajuste inicial para el nuevo año de transición, el que es llevado hasta el límite respectivo del IPIM acumulado.

vi. Aplicación del ajuste transitorio.

Dada la necesidad perentoria de remediar la situación de atraso tarifario mediante una tarifa adecuada para satisfacer los costos operativos razonables para la prestación del servicio, y sentado que la presente convocatoria a Audiencia Pública N° 103 permitiría cumplir con los plazos procedimentales necesarios para la participación del público interesado, NATURGY solicita que



se disponga la aplicación de las nuevas tarifas de transición a partir del 1° de febrero de 2023.

En el **Anexo IV**, se presentan los cuadros tarifarios de distribución que respaldan la alternativa subsidiaria.

Asimismo, tal lo solicitado en el punto 10.d. del Anexo I de la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS se detallan a continuación los impactos en factura:

Nivel	Categoría	Consumo mensual	Factura Mensual Actual	Factura Mensual Propuesta	Variación \$
Res Nivel 1	R1	24	1.324	1.931	607
	R31	89	4.617	6.264	1.648
	R34	203	10.783	15.069	4.286
Res Nivel 2	R1	24	655	1.263	607
	R31	89	2.326	3.974	1.648
	R34	203	5.796	10.082	4.286
Res Nivel 3	R1	24	757	1.364	607
	R31	89	3.443	5.091	1.648
	R34	203	8.780	13.066	4.286
	SGP	700	15.122	25.409	10.287
	SGP3	12500	245.282	349.229	103.947
	GU Firme	380000	16.749.318	19.051.327	2.302.010
	GNC	96000	1.609.948	1.981.090	371.142

c. Información complementaria

Se exponen, como **Anexo VI**, los cuadros tarifarios de servicio completo exclusivamente, conteniendo el incremento de distribución determinado según el **Anexo II**, el precio del gas que estará vigente para los clientes al 31.12.2022 y la tarifa de transporte, también a esa fecha.

Como **Anexo VII** se presentan los cuadros tarifarios de servicio completo, exclusivamente, conteniendo el incremento de distribución subsidiario contenido



en el **Anexo IV**, el precio del gas que estará vigente para los clientes al 31.12.2022 y la tarifa de transporte, también a esa fecha.

Tanto el **Anexo VI** como el **Anexo VII** y su contenido se presentan a título informativo y con la única finalidad de exponer el impacto que arrojaría el incluir los incrementos de distribución propuestos sobre los precios del gas y las tarifas de transporte que se encontrarán vigentes al 31.12.2022, sobre los cuales no tenemos mayores certezas de sus valores y momentos de implementación.

IV. TEMAS SINGULARES

NATURGY ha efectuado reiteradamente reclamos respecto de temas que implican un importante desmedro en sus ingresos y por lo tanto en su patrimonio.

Dentro de estos temas podemos reseñar como los más importantes a:

a. Fondo Fiduciario

El monto adeudado a esta Licenciataria por el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas creado por el art. 75 de la Ley N° 25.565 (ex – régimen de subsidio patagónico) asciende a MARS 649,4 al mes de noviembre de 2022, según nuestros registros contables. Este monto no incluye intereses y solo contiene las sumas adeudadas por el Fondo compensador.

En este sentido se solicita a esa Autoridad que proceda a autorizar la compensación requerida para saldar estas diferencias, al menos hasta la fecha ya auditada.

Asimismo, se requiere corregir a la brevedad la metodología del recargo a trasladar en facturas a fin de asegurar la indemnidad de la Licenciataria como



prevé el régimen aplicable, tal lo planteado en reiteradas oportunidades por NATURGY.

b. Tasas Municipales (Ocupación de Espacios Públicos y Seguridad e Higiene)

La Resolución ENARGAS N° 6/18 establece el mecanismo de traslado en facturas de los tributos locales. Esta Licenciataria ha cumplido con los requerimientos informativos y solicitado en cada caso los traslados de tributos bajo la normativa vigente, sin haber otorgado el ENARGAS las autorizaciones que por derecho corresponden, pese a los reiterados reclamos efectuados por NATURGY. Al mes de septiembre de 2022 mi representada registra un crédito por dichos cargos por un total de MARS 575 ya abonados a los Municipios de nuestra zona de distribución.

En el **Anexo V** se expone un detalle pormenorizado por municipio, período y tipo de impuesto adeudado a esta Licenciataria. Se solicita al Sr. Interventor que proceda a autorizar de manera urgente los recuperos ya auditados y por otra parte que de tratamiento preferente para el traslado de los períodos restantes.

V. RESERVA DE DERECHOS

Se deja expresa constancia de que esta presentación no importa: (i) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por la Licenciataria o sus accionistas respecto de las afirmaciones efectuadas por el Poder Ejecutivo Nacional en el Decreto N° 1020/20 en cuanto a que las tarifas resultantes del proceso de RTI Vigente no habrían sido justas, razonables, asequibles ni transparentes; (ii) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los informes técnicos de la Subsecretaría de Hidrocarburos referidos en el Decreto 1020/20; (iii) consentimiento, aval, ni reconocimiento a eventuales informes de auditoría y



revisión técnica, jurídica y económica referidos en el artículo 5° de la Ley N° 27.541, (iv) ni renuncia a los derechos que NATURGY pudiera considerar afectados desde la entrada en vigencia de la RTI vigente, la Ley N° 27.541, Decretos N° 278/20, 543/20, 1020/20, el Acuerdo Transitorio de Renegociación y su Adenda (ratificadas por Decretos (ratificados por Decretos N° 354/21 y N° 91/22, respectivamente), como así también del Decreto N° 815//22.

Asimismo, en tanto el Decreto N° 815/22 contempla la realización de nuevas negociaciones para una adecuación transitoria mientras se arriba a un Acuerdo Definitivo dentro del plazo de prórroga, esta Licenciataria entiende que las únicas condiciones de contorno son las establecidas en el Decreto N° 1020/22 y ratifica lo expuesto en su nota de fecha 17 de noviembre del corriente (IF-2022-124744643-APNSD#ENARGAS), no debiendo prever el nuevo Acuerdo Transitorio exigencias distintas a las previstas en el Marco Regulatorio para la prestación del servicio.

VI. PETITORIO:

Por todo lo expuesto solicito al Señor Interventor:

1. Me tenga por acreditada la personería, por presentado en el carácter invocado y por constituido el domicilio en el lugar indicado;
2. Tenga por cumplido el extremo requerido por el artículo 7° de la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS con alternativa de aportar mayor documentación o ampliar el presente en forma previa a la Audiencia Pública
3. Se consideren los extremos requeridos por esta Licenciataria para su inclusión en el nuevo Acuerdo Transitorio y se aprueben oportunamente los cuadros tarifarios propuestos por NATURGY (Anexo II o Anexo IV en subsidio) con vigencia a partir del 1° de febrero de 2023.



4. Sean consideradas para su resolución, los temas planteados en el punto IV.
5. Se tengan presente a todos los efectos, las reservas de derechos formuladas.



José Luis Fernández

Director de Regulación

Lo adj.:

ANEXO I	<i>Evolución del IPIM e Incrementos remanentes por categoría</i>
ANEXO II	<i>Cuadros tarifarios de distribución</i>
ANEXO III	<i>Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas</i>
ANEXO IV	<i>Cuadros Tarifarios Subsidiarios de distribución</i>
ANEXO V	<i>Montos adeudados por Tributos Municipales</i>
ANEXO VI	<i>Cuadros tarifarios finales (Gas, Transporte y Distribución)</i>
ANEXO VII	<i>Cuadros tarifarios subsidiarios finales (Gas, Transporte y Distribución)</i>
ANEXO VIII	<i>Acuerdos con proveedores de gas</i>



ANEXO I. Evolución del IPIM e Incrementos remanentes por categoría

Para el lapso noviembre y diciembre 2022 se han considerado las variaciones en el IPC contenidas en el Resumen de Expectativas del Mercado (REM) del BCRA. En el incremento total se incluye el efecto del GNCC considerado según Escenario 1 (Valores según Res SE N° 610/22 y Res. ENRG N° 326/22 para el Nivel 1 y Excedente Nivel 3 y Res. ENRG N° 213/22 para el resto)

mes	IPIM
dic-16	134,5
ene-22	934,3
feb-22	978,6
mar-22	1040,5
abr-22	1102,0
may-22	1158,9
jun-22	1214,8
jul-22	1300,8
ago-22	1407,2
sep-22	1484,3
oct-22	1555,2
nov-22	1650,1
dic-22	1754,1

IPIM Full (a)	1203,8%
---------------	---------

Categoría	Incremento Remanente al Cap $\text{Cap} = (1+(a)) / (1+(b)) - 1$	Impacto GNCC (d)	Total $\text{Cap} + (d)$
R Fijo	293,5%	17,7%	311,2%
R Variable	328,0%	17,7%	345,7%
SGP Fijo	296,4%	17,7%	314,1%
SGP Variable	331,2%	17,7%	348,9%
SDB	654,1%	17,7%	671,8%
GNC Fijo	296,4%	17,7%	314,1%
GNC Variable	331,2%	17,7%	348,9%
SGG	194,9%	17,7%	212,6%
GU	105,5%	17,7%	123,1%
Tasas y Cargos	293,5%	17,7%	311,2%

INCREMENTOS AL MARGEN DE DISTRIBUCIÓN OTORGADOS

dic-17	abr-18	oct-18	abr-19	jun-21	mar-22	Total (b)
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	24,0%	36,0%	231,3%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	14,0%	36,0%	204,6%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	24,0%	35,0%	228,9%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	14,0%	35,0%	202,4%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	-20,0%	10,0%	72,9%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	24,0%	35,0%	228,9%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	14,0%	35,0%	202,4%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	50,0%	50,0%	342,1%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	90,0%	70,0%	534,6%
15,2%	13,2%	19,7%	26,0%	24,0%	36,0%	231,3%



ANEXO II. Cuadros tarifarios.

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS RESIDENCIALES Niveles 2 y 3 en bloque CON subsidio, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.623,326773	6,807129
R2 1°	1.718,203706	6,807129
R2 2°	2.004,036672	7,595436
R2 3°	2.241,629702	7,985630
R3 1°	2.954,008069	13,770917
R3 2°	3.428,392671	15,948855
R3 3°	4.568,518655	16,037340
R3 4°	7.414,826238	16,457468

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	4.178,285676	8,285493	5,897879	4,745930

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	15.863,894953	8,731977	7,077053	5,421953

OTROS USUARIOS	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo
SDB (3)	94.253,722424		1,734431
GNC INTERRUMPIBLE (3)	62.684,926775		3,037904
GNC FIRME (3)	62.684,926775	59,060921	1,133128

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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

(3) 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 estos a sus usuarios.

El gas natural y el retenido a facturar será adquirido por la estación de Gas Natural Comprimido directamente a productor o comercializador.

(4) Tarifa para GNC que compre el gas a través de la distribuidora.

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	GNC (3)
Punto ingreso al sist. de transp.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes Residenciales	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P1-P2	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P3	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes GNC Firme	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes SDB	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):	0,000000		(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)		5,625763%				



ANEXO II. – Cuadros Tarifarios (Cont.)

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS RESIDENCIALES Nivel 1 y Nivel 3 en bloque SIN subsidio - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.623,326773	6,807129
R2 1°	1.718,203706	6,807129
R2 2°	2.004,036672	7,595436
R2 3°	2.241,629702	7,985630
R3 1°	2.954,008069	13,770917
R3 2°	3.428,392671	15,948855
R3 3°	4.568,518655	16,037340
R3 4°	7.414,826238	16,457468

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°
Punto ingreso al sist. de transp.	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) Clientes Residenciales	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 4°):	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	



ANEXO II. – Cuadros Tarifarios (Cont.)

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

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

CATEGORÍA / CLIENTE	en \$ (Pesos)				
SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo			
		0 a 1,000 m ³	1001 a 9,000 m ³	más de 9,000 m ³	
P3 (5)	96,210,979675	8,731977	7,077053	5,421953	
SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de consumo		
			0 a 5,000 m ³	más de 5,000 m ³	
G	97,613,952695	160,527581	3,735705	2,742826	
GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo
ID - IT	198,697,558790	0,000000	7,316013	0,000000	5,881219
FD - FT	198,697,558790	122,905571	3,628900	113,219645	2,194109

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m³/día FD-FT : 10.000 m³/día ID-IT : 3.000.000 m³/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

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

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

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

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

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

	Recepción	Despacho	Tarifa TF (\$/M3) (*)
TGS	Neuquén	GBA	0
TGN	Neuquén	GBA	0
TGN	Norte	GBA	0
TGS	Chubut	GBA	0
TGS	Santa Cruz	GBA	0
TGS	T. del Fuego	GBA	0

(*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0.5.



ANEXO II. – Cuadros Tarifarios (Cont.)

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PUBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218-SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)		
---------------------	---------------	--	--

	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
EBP1-EBP2	4.178,285676	8,285381	5,897767	4,745817

	Cargo fijo por Factura	0 a 1.000 m ³	Cargo por m ³ de consumo	
			1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
EBP3	15.863,894953	8,731865	7,076940	5,421841

Tipo de Usuario	EBP1-EBP2	EBP3
Punto ingreso al sist de transp.	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000	0,000000

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) EBP1-EBP2	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes EBP3	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de EBP1-EBP2):	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de EBP3):	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)



ANEXO II. – Cuadros Tarifarios (Cont.)

Vigencia: 01/02/2023

Concepto TASA	Propuesta
Examen para instalador	2.712
Matrícula instalador 1ra. Categoría	1.532
Matrícula instalador 2da. Categoría	1.532
Matrícula instalador 3ra. Categoría	1.532
Reposición carnet instalador	1.532
Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	34.732
Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	42.903
Copia de plano	671
Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja y media presión)	26.171
Gestión y envío de aviso de deuda (común bajo firma)	671
Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	2.310
Zanjeo y tapada del servicio	12.420
Cargo por reconexión - Reapertura de llave imputable al usuario, menor 10 m3/h	4.759
Cargo por reconexión - Reapertura de llave imputable al usuario, mayor 10 m3/h	8.847
Servicio completo (menor o igual a 1") sin zanjeo, tapada; y sin reparación de vereda	17.425
Idem 17 (mayor a 1") - Para vivienda unifamiliar, corresponde monto de ítem 17-	55.367
Soldadura y/o perforación de servicio, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda	13.483
Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	4.759
Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	17.710
Reposición de medidor extraviado, sin colocación	10.206
Cargo por reconexión en alta presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	91.269
Conexión y habilitación de la tubería de servicio externa en alta presión	74.917



ANEXO III Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas

<u>Cuenta Corriente DDA 2018/2019/2020/2021/2022</u>							
	Volumen de ventas (expresando en miles de m3)	Diferencias reconocidas (ars/m3)	Ajuste ventas por DDA vigente	Diferencial por precio	Total	Tasa pasiva Banco Nación (Pizarra 30 días)	Total ajustado
	(1)	(2)	(3) = (1) * (2)	(4)	(5) = (4) - (3)		
Al 8/10/18					\$ 55.450.000		\$ 244.074.536
jul-18	67.928	-	\$ -	\$ 1.678.876	\$ 1.678.876	1,64%	\$ 7.389.916
ago-18	61.399	-	\$ -	\$ 497.476	\$ 497.476	1,64%	\$ 2.154.330
sep-18	78.335	-	\$ -	\$ (2.630.894)	\$ (2.630.894)	1,64%	\$ (11.208.879)
oct-18	89.415	0,101270	\$ 9.055.057	\$ 2.882.460	\$ (6.172.597)	1,64%	\$ (25.872.938)
nov-18	152.583	0,101270	\$ 15.452.080	\$ 2.134.090	\$ (13.317.991)	1,64%	\$ (54.920.622)
dic-18	280.480	0,101270	\$ 28.404.210	\$ 666.747	\$ (27.737.462)	1,64%	\$ (112.533.655)
ene-19	67.928	0,101270	\$ 6.879.069	\$ 441.460	\$ (6.437.608)	1,64%	\$ (25.695.625)
feb-19	61.492	0,101270	\$ 6.227.297	\$ 533.310	\$ (5.693.987)	1,64%	\$ (22.359.912)
mar-19	78.454	0,101270	\$ 7.945.036	\$ 1.225.776	\$ (6.719.261)	1,64%	\$ (25.959.365)
abr-19	89.415	0,080979	\$ 7.240.737	\$ (14.026.152)	\$ (21.266.889)	1,64%	\$ (80.834.263)
may-19	152.583	0,080979	\$ 12.356.019	\$ (27.034.689)	\$ (39.390.708)	1,64%	\$ (147.300.512)
jun-19	200.004	0,080979	\$ 16.196.124	\$ 8.230.966	\$ (7.965.158)	2,47%	\$ (29.303.791)
jul-19	280.480	0,080979	\$ 22.712.990	\$ 34.276.107	\$ 11.563.117	2,47%	\$ 41.516.966
ago-19	258.620	0,080979	\$ 20.942.789	\$ 17.855.648	\$ (3.087.141)	3,29%	\$ (10.817.536)
sep-19	189.962	0,080979	\$ 15.382.933	\$ (34.299.341)	\$ (49.682.274)	3,29%	\$ (168.548.515)
oct-19	143.492	0,080979	\$ 11.619.839	\$ (54.906.386)	\$ (66.526.225)	3,29%	\$ (218.508.259)
nov-19	83.763	(0,106330)	\$ (8.906.520)	\$ (22.375.332)	\$ (13.468.812)	2,96%	\$ (42.830.761)
dic-19	75.920	(0,106330)	\$ (8.072.574)	\$ (19.992.495)	\$ (11.919.922)	2,30%	\$ (36.815.948)
ene-20	68.722	(0,106330)	\$ (7.307.210)	\$ (20.880.169)	\$ (13.572.959)	2,14%	\$ (40.978.462)
feb-20	59.615	(0,106330)	\$ (6.338.863)	\$ (18.445.650)	\$ (12.106.787)	1,81%	\$ (35.787.140)
mar-20	75.972	(0,106330)	\$ (8.078.103)	\$ (22.855.202)	\$ (14.777.099)	1,48%	\$ (42.904.657)
abr-20	97.101	(0,106330)	\$ (10.324.749)	\$ (31.279.732)	\$ (20.954.983)	0,74%	\$ (59.954.839)
may-20	170.097	(0,106330)	\$ (18.086.414)	\$ (37.266.716)	\$ (19.180.302)	2,19%	\$ (54.474.307)
jun-20	231.957	(0,106330)	\$ (24.663.988)	\$ 11.798.869	\$ 36.462.857	2,47%	\$ 101.339.457
jul-20	313.576	(0,106330)	\$ (33.342.536)	\$ 52.245.771	\$ 85.588.307	2,47%	\$ 232.137.874
ago-20	243.243	(0,106330)	\$ (25.864.028)	\$ 16.840.873	\$ 42.704.901	2,47%	\$ 113.037.766
sep-20	205.930	(0,106330)	\$ (21.896.537)	\$ (23.161.052)	\$ (1.264.516)	2,47%	\$ (3.266.433)
oct-20	143.441	(0,106330)	\$ (15.252.082)	\$ (25.434.901)	\$ (10.182.820)	2,63%	\$ (25.669.729)
nov-20	87.226	(0,106330)	\$ (9.274.741)	\$ (33.962.597)	\$ (24.687.856)	2,79%	\$ (60.640.431)
dic-20	79.618	(0,106330)	\$ (8.465.782)	\$ (21.219.412)	\$ (12.753.630)	2,79%	\$ (30.474.939)
ene-21	74.761	(0,106330)	\$ (7.949.337)	\$ (2.710.278)	\$ 5.239.060	2,79%	\$ 12.178.463
feb-21	72.749	(0,106330)	\$ (7.735.401)	\$ (2.554.828)	\$ 5.180.573	2,79%	\$ 11.715.129
mar-21	84.465	(0,106330)	\$ (8.981.163)	\$ (2.562.246)	\$ 6.418.917	2,79%	\$ 14.120.861
abr-21	93.249	(0,106330)	\$ (9.915.166)	\$ (2.532.299)	\$ 7.382.867	2,79%	\$ 15.799.907
may-21	230.031	(0,106330)	\$ (24.459.196)	\$ (22.530)	\$ 24.436.666	2,79%	\$ 50.874.667
jun-21	304.885	(0,106330)	\$ (32.418.422)	\$ (29.862)	\$ 32.388.560	2,79%	\$ 65.596.609
jul-21	299.630	(0,106330)	\$ (31.859.658)	\$ (29.347)	\$ 31.830.311	2,79%	\$ 62.713.458
ago-21	261.886	(0,106330)	\$ (27.846.338)	\$ (25.650)	\$ 27.820.688	2,79%	\$ 53.323.403
sep-21	186.384	(0,106330)	\$ (19.818.211)	\$ (18.255)	\$ 19.799.955	2,79%	\$ 36.918.524
oct-21	135.340	(0,106330)	\$ (14.390.702)	\$ (13.256)	\$ 14.377.446	2,79%	\$ 26.079.063
nov-21	92.587	(0,106330)	\$ (9.844.776)	\$ (9.068)	\$ 9.835.707	2,79%	\$ 17.355.853
dic-21	81.840	(0,106330)	\$ (8.702.047)	\$ (8.016)	\$ 8.694.031	2,79%	\$ 14.924.221
ene-22	71.319	(0,106330)	\$ (7.583.349)	\$ (6.985)	\$ 7.576.364	3,04%	\$ 12.652.065
feb-22	74.865	(0,106330)	\$ (7.939.129)	\$ (7.313)	\$ 7.931.816	3,25%	\$ 12.854.725
mar-22	99.847	(0,106330)	\$ (10.616.732)	\$ (9.779)	\$ 10.606.952	3,41%	\$ 16.649.649
abr-22	132.751	(0,106330)	\$ (14.115.414)	\$ (13.002)	\$ 14.102.412	3,62%	\$ 21.406.276
may-22	233.801	(0,106330)	\$ (24.860.060)	\$ (22.900)	\$ 24.837.161	3,78%	\$ 36.384.900
jun-22	322.319	(0,106330)	\$ (34.272.179)	\$ (31.569)	\$ 34.240.610	4,11%	\$ 48.332.903
jul-22						4,36%	
ago-22						5,01%	
sep-22						5,47%	
oct-22						5,47%	
nov-22						5,47%	
dic-22						5,47%	
							\$ (96.129.996)

DDA Periodo tarifario	Importe	
	Diferencias Diarias	\$ (96.129.996)
	Volumen Enero a Diciembre '21	1.917.807.000
	Concepto DDA	\$ (0,050125)



ANEXO IV Cuadros Tarifarios Subsidiarios

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS RESIDENCIALES Niveles 2 y 3 en bloque CON subsidio, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.159,712099	4,486414
R2 1°	1.227,492615	4,486414
R2 2°	1.431,692999	5,005969
R2 3°	1.601,430550	5,263136
R3 1°	2.110,356925	9,076079
R3 2°	2.449,259463	10,511506
R3 3°	3.263,770700	10,569824
R3 4°	5.297,185904	10,846720

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	4.178,285676	8,285493	5,897879	4,745930

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	15.863,894953	8,731977	7,077053	5,421953

OTROS USUARIOS	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo
SDB (3)	35.874,347728		0,660150
GNC INTERRUPTIBLE (3)	62.684,926775		3,037904
GNC FIRME (3)	62.684,926775	59,060921	1,133128

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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

(3) 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 estos a sus usuarios. El gas natural y el retenido a facturar será adquirido por la estación de Gas Natural Comprimido directamente a productor o comercializador.

(4) Tarifa para GNC que compre el gas a través de la distribuidora.

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	GNC (3)
Punto ingreso al sist. de transp.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes Residenciales	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P1-P2	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P3	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes GNC Firme	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes SDB	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de R3 4°):	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de P1 - P2):	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de P3):	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de GNC):	0,000000		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)		5,625763%				



ANEXO IV Cuadros Tarifarios Subsidiarios (Cont.)

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS RESIDENCIALES Nivel 1 y Nivel 3 en bloque SIN subsidio - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.159,712099	4,486414
R2 1°	1.227,492615	4,486414
R2 2°	1.431,692999	5,005969
R2 3°	1.601,430550	5,263136
R3 1°	2.110,356925	9,076079
R3 2°	2.449,259463	10,511506
R3 3°	3.263,770700	10,569824
R3 4°	5.297,185904	10,846720

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°
Punto ingreso al sist. de transp.	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) Clientes Residenciales	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 4°):	0,000000	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	



ANEXO IV – Cuadros Tarifarios Subsidiarios (Cont.)

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

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

CATEGORÍA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3 (5)	96.210,979675	8,731977	7,077053	5,421953

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de consumo	
			0 a 5.000 m ³	más de 5.000 m ³
G	97.613,952695	160,527581	3,735705	2,742826

GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo
ID - IT	198.697,558790	0,000000	7,316013	0,000000	5,881219
FD - FT	198.697,558790	122,905571	3,628900	113,219645	2,194109

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m³/día FD-FT: 10.000 m³/día ID-IT: 3.000.000 m³/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

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

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

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

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

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

Recepción	Despacho	Tarifa TF (\$/M3) (*)
-----------	----------	-----------------------

TGS	Neuquén	GBA	0
TGN	Neuquén	GBA	0
TGN	Norte	GBA	0
TGS	Chubut	GBA	0
TGS	Santa Cruz	GBA	0
TGS	T. del Fuego	GBA	0

(*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0.5.



ANEXO IV – Cuadros Tarifarios Subsidiarios (Cont.)

Vigencia: 01/02/2023

Naturgy BAN S.A.

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

CATEGORÍA / CLIENTE	en \$ (Pesos)			
	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1,000 m ³	1001 a 9,000 m ³	más de 9,000 m ³
EBP1-EBP2	2,963,974,795	5,422,123	3,859,620	3,105,760
	Cargo fijo por Factura	0 a 1,000 m ³	Cargo por m ³ de consumo	
			1001 a 9,000 m ³	más de 9,000 m ³
EBP3	11,253,463,369	5,714,312	4,631,295	3,548,164

Tipo de Usuario	EBP1-EBP2	EBP3
Punto ingreso al sist. de transp.	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	0,000000	0,000000

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) EBP1-EBP2	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NGA, 197% Cuenca CHU/AUS, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) Clientes EBP3	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NGA, 197% Cuenca CHU/AUS, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M ³ consumido de EBP1-EBP2):	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NGA, 197% Cuenca CHU/AUS, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M ³ consumido de EBP3):	0,000000	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NGA, 197% Cuenca CHU/AUS, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)



ANEXO IV – Cuadros Tarifarios de Tasas y Cargos Subsidiario

Vigencia: 01/02/2023

Concepto TASA	Propuesta
Examen para instalador	2.712
Matrícula instalador 1ra. Categoría	1.532
Matrícula instalador 2da. Categoría	1.532
Matrícula instalador 3ra. Categoría	1.532
Reposición carnet instalador	1.532
Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	34.732
Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	42.903
Copia de plano	671
Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja y media presión)	26.171
Gestión y envío de aviso de deuda (común bajo firma)	671
Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	2.310
Zanjeo y tapada del servicio	12.420
Cargo por reconexión - Reapertura de llave imputable al usuario, menor 10 m3/h	4.759
Cargo por reconexión - Reapertura de llave imputable al usuario, mayor 10 m3/h	8.847
Servicio completo (menor o igual a 1") sin zanjeo, tapada; y sin reparación de vereda	17.425
Idem 17 (mayor a 1") - Para vivienda unifamiliar, corresponde monto de ítem 17-	55.367
Soldadura y/o perforación de servicio, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda	13.483
Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/	4.759
Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	17.710
Reposición de medidor extraviado, sin colocación	10.206
Cargo por reconexión en alta presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	91.269
Conexión y habilitación de la tubería de servicio externa en alta presión	74.917



Anexo V Montos adeudados por Tributos Municipales

Municipalidad	Tributo	Saldo a Recuperar Año 2017	Saldo a Recuperar Año 2018	Saldo a Recuperar Año 2019	Saldo a Recuperar Año 2020	Saldo a Recuperar Año 2021	Saldo Total a Recuperar
General Rodriguez	TOEP	823.206	2.166.372	1.060.353	1.575.937	3.812.153	9.438.021
Campana	TOEP	523.912	826.222	68.566	154.906	3.603.112	5.176.719
San Fernando	TOEP	1.039.348	1.513.329	371.234	962.565	1.856.868	5.743.343
Morón	TOEP	1.721.931	2.146.188	633.502	2.049.453	9.066.569	15.617.643
Escobar	TOEP	6.384.377	9.233.779	3.935.927	12.793.716	24.625.403	56.973.201
Ituzaingó	TOEP	3.132.417	4.111.173	286.808	1.886.166	5.181.740	14.598.303
Hurlingham	TOEP	3.065.727	22.202.049	4.482.627	6.053.354	12.783.262	48.587.020
Mercedes	TOEP	1.421.570	1.874.595	480.328	1.299.128	959.939	6.035.561
Pilar	TOEP	4.144.999	5.223.364	1.892.131	5.403.116	10.183.042	26.846.653
San Isidro	TOEP	697.683	948.906	452.575	1.014.276	739.607	3.853.046
Vicente Lopez	TOEP	2.130.000	3.116.332	1.086.301	3.293.805	3.247.968	12.874.406
Capitan Sarmiento	TOEP	169.396	415.977	117.762	43.051	26.384	484.278
Tigre	TOEP	4.415.937	5.859.530	2.106.296	6.030.607	9.041.603	27.453.972
Exaltación de la Cruz	TOEP	353.540	1.634.673	3.137.257	513.991	903.832	2.566.866
General Las Heras	TOEP	570.449	639.016	97.392	333.344	1.190.055	2.830.257
Marcos Paz	TOEP	1.616.796	2.147.963	181.000	885.026	340.548	5.171.334
San Antonio de Areco	TOEP	553.737	1.511.123	474.704	257.833	122.809	2.920.206
La Matanza	TOEP	2.373.207	3.326.441	1.137.684	2.790.746	2.421.758	12.049.836
Lujan	TOEP	1.091.561	1.420.529	1.917.122	831.851	5.268.398	6.695.216
Carmen de Areco	TOEP	868.497	2.033.336	340.878	3.108.377	1.177	133.158
Moreno	TOEP	518.154	2.200.945	1.022.881	2.776.196	43.518.613	50.036.790
Tres de Febrero	TOEP	-	-	918.904	2.893.613	5.991.157	9.803.674
Subtotal	TOEP	37.616.445	74.551.845	15.857.950	49.706.320	143.023.211	320.755.770
La Matanza	TiSeH	4.688.863	20.439.515	9.223.578	25.471.487	45.454.571	105.278.014
Morón	TiSeH	2.358.852	2.528.241	1.403.356	5.902.054	81.339.720	93.532.223
San Martín	TiSeH	2.599.073	3.263.783	1.661.043	3.115.508	5.598.745	16.238.153
San Miguel	TiSeH	26.894	19.583	1.001.745	4.407.502	4.504.832	9.960.555
Vicente López	TiSeH	1.342.471	1.979.931	448.009	9.291.523	2.516.561	15.578.494
General Rodriguez	TiSeH	-	3.329.050	3.053.829	3.511.863	3.891.287	13.786.028
Subtotal	TiSeH	11.016.152	31.560.103	16.791.560	51.699.937	143.305.716	254.373.468
TOTAL		48.632.597	106.111.948	32.649.510	101.406.257	286.328.926	575.129.238



ANEXO VI Cuadros tarifarios finales (Gas, Transporte y Distribución)

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS A USUARIOS RESIDENCIALES Niveles 2 y 3 en bloque CON subsidio, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)	
---------------------	---------------	--

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.623,326773	20,637374
R2 1°	1.718,203706	20,637374
R2 2°	2.004,036672	21,425682
R2 3°	2.241,629702	21,815876
R3 1°	2.954,008069	27,601162
R3 2°	3.428,392671	29,779101
R3 3°	4.568,518655	29,867586
R3 4°	7.414,826238	30,287713

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	4.178,285676	21,119827	18,732213	17,580264

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	15.863,894953	21,566311	19,911387	18,256287

OTROS USUARIOS	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo
SDB (3)	94.253,722424		13,228699
GNC INTERRUMPIBLE (3)	62.684,926775		3,037904
GNC FIRME (3)	62.684,926775	59,060921	1,133128

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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

(3) 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 estos a sus usuarios. El gas natural y el retenido a facturar será adquirido por la estación de Gas Natural Comprimido directamente a productor o comercializador.

(4) Tarifa para GNC que compre el gas a través de la distribuidora.

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	SDB
Punto ingreso al sist. de transp.	10,051402	10,051402	10,051402	10,051402	10,051402	10,051402
Diferencias diarias acumuladas.	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	9,945072	9,945072	9,945072	9,945072	9,945072	9,945072
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes Residenciales	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P1-P2	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P3	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes GNC Firme	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes SDB	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	5,625763%	5,625763%	5,625763%	5,625763%	5,625763%	5,625763%

ANEXO VI Cuadros tarifarios finales (Gas, Transporte y Distribución)

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS A USUARIOS RESIDENCIALES Nivel 1 y Nivel 3 en bloque SIN subsidio - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.623,326773	38,326984
R2 1°	1.718,203706	38,326984
R2 2°	2.004,036672	39,115291
R2 3°	2.241,629702	39,505485
R3 1°	2.954,008069	45,290772
R3 2°	3.428,392671	47,468710
R3 3°	4.568,518655	47,557195
R3 4°	7.414,826238	47,977323

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°
Punto ingreso al sist. de transp.	26,798840	26,798840	26,798840
Diferencias diarias acumuladas.	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	26,692510	26,692510	26,692510
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) Clientes Residenciales	1,161897	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	1,507639	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	1,507639	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 4°):	1,507639	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	



ANEXO VI Cuadros tarifarios finales (Gas, Transporte y Distribución)

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS SEGÚN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PUBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)			
	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1,000 m ³	1001 a 9,000 m ³	más de 9,000 m ³
EBP1-EBP2	4.178,285676	14,688340	12,300726	11,148776
	Cargo fijo por Factura	0 a 1,000 m ³	Cargo por m ³ de consumo	
			1001 a 9,000 m ³	más de 9,000 m ³
EBP3	15,863,894953	15,134824	13,479899	11,824800

Tipo de Usuario	EBP1-EBP2	EBP3
Punto ingreso al sist de transp.	3,900949	3,900949
Diferencias diarias acumuladas.	(0,041267)	(0,041267)
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	3,859682	3,859682

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) EBP1-EBP2	1,161897	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) Clientes EBP3	1,161897	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M ³ consumido de EBP1-EBP2):	0,219483	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M ³ consumido de EBP3):	0,219483	(88,00% Cuenca NGN, 3,99% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)



ANEXO VII Cuadros tarifarios subsidiarios finales (Gas, Transporte y Distribución)

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS A USUARIOS RESIDENCIALES Niveles 2 y 3 en bloque CON subsidio, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.159,712099	18,316660
R2 1°	1.227,492615	18,316660
R2 2°	1.431,692999	18,836215
R2 3°	1.601,430550	19,093382
R3 1°	2.110,356925	22,906325
R3 2°	2.449,259463	24,341752
R3 3°	3.263,770700	24,400070
R3 4°	5.297,185904	24,676966

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	4.178,285676	21,119827	18,732213	17,580264

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	15.863,894953	21,566311	19,911387	18,256287

OTROS USUARIOS	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de Consumo
SDB (3)	35.874,347728		12,154418
GNC INTERRUPTIBLE (3)	62.684,926775		3,037904
GNC FIRME (3)	62.684,926775	59,060921	1,133128

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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

(3) 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 estos a sus usuarios. El gas natural y el retenido a facturar será adquirido por la estación de Gas Natural Comprimido directamente a productor o comercializador.

(4) Tarifa para GNC que compre el gas a través de la distribuidora.

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	SDB
Punto ingreso al sist. de transp.	10,051402	10,051402	10,051402	10,051402	10,051402	10,051402
Diferencias diarias acumuladas.	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	9,945072	9,945072	9,945072	9,945072	9,945072	9,945072
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes Residenciales	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P1-P2	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P3	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes GNC Firme	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes SDB	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897	1,161897
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468	0,565468
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	5,625763%	5,625763%	5,625763%	5,625763%	5,625763%	5,625763%



ANEXO VII Cuadros tarifarios subsidiarios finales (Gas, Transporte y Distribución)

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS A USUARIOS RESIDENCIALES Nivel 1 y Nivel 3 en bloque SIN subsidio - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	1.159,712099	36,006269
R2 1°	1.227,492615	36,006269
R2 2°	1.431,692999	36,525824
R2 3°	1.601,430550	36,782991
R3 1°	2.110,356925	40,595934
R3 2°	2.449,259463	42,031361
R3 3°	3.263,770700	42,089679
R3 4°	5.297,185904	42,366575

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°
Punto ingreso al sist. de transp.	26,798840	26,798840	26,798840
Diferencias diarias acumuladas.	(0,106330)	(0,106330)	(0,106330)
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	26,692510	26,692510	26,692510
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) Clientes Residenciales	1,161897	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	1,507639	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	1,507639	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de R3 4°):	1,507639	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)	



ANEXO VII Cuadros tarifarios subsidiarios finales (Gas, Transporte y Distribución)

Naturgy BAN S.A.

TARIFAS SEGÚN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PUBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)		
---------------------	---------------	--	--

	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
EBP1-EBP2	2.963,974795	11,825082	10,262579	9,508719

	Cargo fijo por Factura	0 a 1.000 m ³	Cargo por m ³ de consumo	
			1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
EBP3	11.253.463369	12,117271	11,034254	9,951123

Tipo de Usuario	EBP1-EBP2	EBP3
Punto ingreso al sist. de transp.	3,900949	3,900949
Diferencias diarias acumuladas.	(0,041267)	(0,041267)
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	3,859682	3,859682

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) EBP1-EBP2	1,161897	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³) Clientes EBP3	1,161897	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de EBP1-EBP2):	0,219483	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M ³ consumido de EBP3):	0,219483	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)





ANEXO VIII – Acuerdos con proveedores de gas.

A handwritten signature in black ink, appearing to be the initials "AS" or similar, located in the bottom left corner of the page.

Naturgy BAN, S.A.
Isabel la Católica 939
C1268ACS CABA
Tel: +5401143092800
Fax: +5401143092735
www.naturgy.com.ar



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: NATURGY BAN S.A.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 39 pagina/s.