

INFORME AUDIENCIA PÚBLICA N°104

8 de enero de 2024

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INDICE

- I. Introducción.
- II. Reserva de Derechos y Acciones.
- III. Consideraciones que la ciudadanía debe conocer.
- IV. Plan de Inversiones de TGN.
- V. Calidad, Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Responsabilidad Social Empresaria (RSE).
- VI. Régimen Tarifario de Transición propuesto por TGN.
 - a) Índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural.
 - b) Cuadros Tarifarios de Transición propuestos.
- VII. Reversión del Gasoducto Norte.
 - a) Criterios de tarificación y asignación de capacidad.
 - b) Cuadros Tarifarios Indicativos para el rebalanceo de contratos asociados a la reversión del Gasoducto Norte a tarifa de mayo 2023.
- VIII. Petitorio.

ANEXO I

- a. Marco Legal y Regulatorio General.
- b. Antecedentes Normativos.
- c. Evolución de la Normativa Técnica.

ANEXO II – Reversión del Gasoducto Norte

- a. Nota TGN-324-2023-GECOM y Notas de Cargadores.
- b. Listado de contratos de transporte en firme con entrega sobre el gasoducto Norte.
- c. Ingreso Afectado por servicio y ruta a tarifa de marzo 2022.
- d. Ingreso Afectado a tarifa de mayo 2023.
- e. Contratos Firmes resultantes del concurso Abierto (proyectado).
- f. Volúmenes proyectados de TI y ED.
- g. Ingresos proyectados por servicio y ruta a tarifa de mayo 2023.
- h. Determinación de valores provisionales de gas retenido.

I) Introducción

Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) presenta en tiempo y forma el presente documento que contiene los cuadros tarifarios de transición y la información de sustento de los mismos, conforme lo requerido por el Artículo 7° de la Resolución RESOL-2023-704-APN-DIRECTORIO#ENARGAS mediante la cual el Ente Nacional Regulador del Gas convocó a Audiencia Pública N° 104 para el próximo 8 de enero del año 2024, con motivo de la determinación del Régimen Tarifario de Transición en el marco de lo dispuesto por el DNU N°1020/20 y el DNU N°815/2022, la determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y la definición de los criterios de tarificación y asignación de capacidad asociados a la reversión del Gasoducto Norte.

Formulamos la más amplia reserva para complementar este INFORME durante el plazo habilitado a tal fin, conforme lo previsto en el art. 4° b) y el art. 7° del “Procedimiento de Audiencias Públicas” aprobado por Resolución ENARGAS I-4089/2016 – ANEXO I.

TGN es titular de una licencia para la prestación del servicio público esencial de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión, en virtud de la cual se le concede el derecho exclusivo de operar los dos sistemas de gasoductos existentes en las regiones Norte y Centro-Oeste de la Argentina. TGN está regulada por la ley 24.076 cuya autoridad de aplicación es el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”).



El **Gasoducto Norte** nace en Campo Durán (Salta) y llega hasta la planta compresora San Jerónimo (Santa Fe). Tiene 4.550 km de gasoductos y 12 plantas compresoras que impulsan el gas y poseen una potencia instalada de 204.620 HP. A partir de San Jerónimo, dos líneas troncales paralelas se conectan con el anillo de alta presión que alimenta el Gran Buenos Aires y Capital Federal. Otra rama del

sistema nace en San Jerónimo hasta la ciudad de Santa Fe, cruza el Río Paraná y termina en la Provincia de Entre Ríos y también, en cercanías de Santa Fe, se conecta con el GNEA para abastecer el norte de Santa Fe y Chaco.

El **Gasoducto Centro Oeste** nace en Loma la Lata (Neuquén) y llega hasta la misma planta compresora San Jerónimo (Santa Fe). Tiene 2.256 km de gasoductos, 8 plantas compresoras y posee una potencia instalada de 171.000 HP.

TGN emplea a 734 trabajadores de manera directa.

Actualmente TGN es la responsable del transporte del 40% del gas inyectado en gasoductos troncales argentinos, lo que representa cerca del 20% de la matriz energética argentina.

TGN opera y mantiene alrededor de 11.100 km de gasoductos (6.806 km sobre su propio sistema y cerca de 4300 km de gasoductos de terceros a los que les ofrece una serie de servicios de alta especificidad dentro de la industria del gas natural) y 21 plantas compresoras con 391.000 HP, que permiten conectar las cuencas Neuquina, Noroeste y Boliviana con 8 de las 9 distribuidoras, industrias y centrales térmicas ubicadas en 15 provincias argentinas.

TGN monitorea y opera el sistema de transporte de gas en tiempo real desde una sala de control ubicada en su sede central de Buenos Aires. Desde este lugar, se comandan las operaciones necesarias para asegurar el servicio y garantizar el cumplimiento de las normas vigentes establecidas por el ENARGAS y las obligaciones contractuales con los clientes, las 24 horas del día, los 365 días del año.

A nivel regional, TGN está conectada a: el gasoducto Juana Azurduy en Bolivia, los gasoductos Gas Andes, del Pacífico y Norandino que transportan gas desde y hacia el centro y norte de Chile; la provincia de Entre Ríos y el litoral uruguayo, por el Gasoducto Entrerriano; y al sur de Brasil, por medio del Gasoducto Uruguayana (TGM). Además, el sistema de transporte de TGN está conectado a un buque regasificador de GNL (gas natural licuado) ubicado en la localidad de Escobar, Provincia de Buenos Aires.

En el año 2019 TGN comenzó con la operación y mantenimiento del Gasoducto GNEA, que se encuentra conectado al Sistema Norte de gasoductos en Desvío Arijón (Santa Fe) y abastece de gas en la actualidad a las provincias de Santa Fe, Chaco y Formosa.

II) RESERVA DE DERECHOS Y ACCIONES

La Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 aprobó los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral de TGN ("RTI"), en el marco de lo dispuesto por el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL INTEGRAL suscripta entre TGN y el Otorgante de la licencia y ratificada por Decreto PEN N°251/2018 del 27 de marzo de 2018, tras haber pasado por todas las instancias de control aplicables, incluyendo la Comisión Bicameral del Congreso creada a tal efecto.

TGN considera que la RTI constituyó un procedimiento legítimo y ajustado al marco regulatorio vigente, y que los cuadros tarifarios resultantes anexos a la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 son justos y razonables en los términos de la ley 24.076 y jurisprudencia aplicable de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

A su vez, la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 definió en su Anexo V una Metodología de Adecuación Semestral de Tarifas mediante la aplicación de un algoritmo de cálculo que consideraba la evolución del Índice de Precios Internos Mayoristas - IPIM (acumulado), a los fines de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y calidad del servicio prestado.

El ENARGAS se apartó arbitrariamente de dicha Metodología en el ajuste semestral de octubre de 2018 (Resolución RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS) y la aplicó deficientemente en el ajuste semestral de abril de 2019 (RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS).

Luego, a partir del dictado de las Resoluciones SGE N° 521/2019 y 751/2019, la Ley 27.541, el DNU N° 453/2020, el DNU 1020/2020 y el DNU N°815/2022, el ENARGAS discontinuó la aplicación de los ajustes tarifarios semestrales previstos por la citada normativa, por lo que las tarifas del servicio público de transporte de gas permanecieron congeladas hasta el 01 de marzo del año 2022 oportunidad en la cual, mediante Resolución ENARGAS N° 59/2022, los cuadros tarifarios de TGN se ajustaron un 60%, muy por debajo del ajuste necesario para obtener una rentabilidad justa y razonable en los términos de la ley 24.076.

Posteriormente, y con vigencia desde el 29 de abril del año 2023, la Resolución ENARGAS N° 187/2023 estableció un nuevo nivel tarifario en los servicios de transporte que presta TGN, mediante un incremento del 95% para todas sus rutas.

Dicho esto, y sin perjuicio de la suspensión “...de los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes...” dispuesta por el Artículo 2° del DNU 1020/2020, cabe destacar que **el IPIM acumulado no reflejado en la tarifa entre febrero de 2018 y noviembre de 2023 fue del 420%**. La presentación de este INFORME (incluyendo el cuadro tarifario de transición) y la participación de TGN en la audiencia pública N° 104 no implica ni debe interpretarse como (i) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por TGN o sus accionistas respecto de la constitucionalidad y/o legalidad de la Ley N°27.541 y los Decretos N°543/20, N°278/20, N°1020/20 y N°815/2022 y/o de los hechos y medidas dispuestas a partir de su dictado; (ii) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por TGN o sus accionistas respecto de la constitucionalidad y/o legalidad del Régimen Tarifario de Transición aprobado mediante Resolución Firma Conjunta (MECON/ENARGAS) N° 2/21 – ratificada por Decreto PEN 353/21 – y Resolución ENARGAS N° 150/21 (iii) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por TGN respecto de las afirmaciones efectuadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el Decreto 1020/20 y en el Decreto 815/22 en cuanto a que las tarifas resultantes de la RTI no han sido justas, razonables, asequibles ni transparentes; (iv) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los informes técnicos de la Subsecretaría de Hidrocarburos referidos en el Decreto 1020/20, de los cuales TGN no ha sido notificada; (v) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los *informes* de auditoría y revisión técnica, jurídica y económica referidos en el artículo 5° de la Ley N°27.541 y en el Decreto N°1020/20, existentes a la fecha o que se emitan en el futuro, incluyendo sin limitación la Nota emitida por el ENARGAS NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO#ENARGAS fechada el 20.11.20 y todos sus anexos remitida por el Sr. Interventor del ENARGAS al Sr. Secretario de Energía Darío Martínez c/c al Sr. Ministro de Economía. (vi) renuncia a ninguno de los derechos y acciones que por ley le corresponden y respecto de los cuales formulamos expresa reserva; y (vii) desistimiento de los recursos interpuestos contra las Resoluciones Conjuntas MECON / ENARGAS N° 02/21, la Resolución ENARGAS N° 150/21, el Decreto N° 353/21, el Decreto 1020/20, el DNU N°815/2022 y el DNU N° 55/2023.

Asimismo, se deja expresa constancia que el Régimen Tarifario de Transición aquí propuesto no implica ni debe entenderse como una renuncia a los recursos administrativos oportunamente presentados por TGN contra la Resolución

RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y la Resolución RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Finalmente, y en virtud de todo lo expuesto, se hace expresa reserva de reclamar las sumas de capital e intereses que por derecho le corresponden a TGN a partir del retraso tarifario originado en los sucesivos apartamientos a la fórmula de ajuste prevista en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 que aprobó la RTI para el quinquenio 2017-2022, como así también en la insuficiente aplicación de los ajustes necesarios mantener el valor real de la tarifa allí determinada.

Rechazo de los fundamentos considerados para el dictado del DNU 1020/2020:

El DNU 1020/2020 expuso en uno de sus considerandos “Que la reestructuración tarifaria ordenada por la Ley N°27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, en el contexto actual, se concilia con la selección de la alternativa que ofrece el artículo 5° de dicha ley de llevar adelante una renegociación de las revisiones tarifarias integrales vigentes, habiéndose demostrado como un hecho de la realidad que las tarifas de ambos servicios no resultaron justas, ni razonables ni transparentes, conforme los resultados de las auditorías y revisiones llevadas adelante por el ENRE y el ENARGAS.”

En virtud de ello, mediante Nota TGN-4-2021-DAL, TGN solicitó al ENARGAS copia íntegra de los informes que sirvieron como antecedente para el dictado del DNU 1020/2020, que incluyen el resultado de la revisión y auditoría efectuada por dicho organismo sobre la revisión tarifaria integral vigente, como así también la recomendación de proceder a su renegociación.

En respuesta, el ENARGAS remitió a TGN copia de la Nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO#ENARGAS enviada por esa Autoridad Regulatoria a la Secretaría de Energía de la Nación y al Ministerio de Economía de la Nación y que contiene los informes que sirvieran de antecedente para el dictado del DNU 1020/2020.

En tales informes, realizados por las Unidades Organizativas del ENARGAS y por la FIUBA -contratada a los efectos de colaborar con la tarea encomendada por el art. 5° del Dto. PEN 278/19-, se observa una serie de consideraciones, supuestos

y conclusiones que contienen errores e inconsistencias tanto en su análisis como en su fundamentación.

Por tal motivo, se rechaza formalmente los términos allí expuestos, tanto en su planteo general como en su desarrollo particular y conclusión final, como así también las recomendaciones formuladas al Poder Ejecutivo Nacional mediante Nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, tenidas en consideración para el dictado del DNU 1020/2020, tal como fuera citado ut-supra.

En primer término, negamos y/o desconocemos la existencia de vicios graves en los actos administrativos resultantes del procedimiento de RTI llevado adelante para TGN y, en particular, que estos vicios encuentren fundamento en (i) la manipulación del factor de actualización de los componentes de la base tarifaria utilizado para la aprobación de la revisión tarifaria de TGN; (ii) la falta de motivación y arbitrariedad en la elección del factor de actualización de los componentes de la estructura de la base tarifaria antes referida; (iii) la aplicación del mismo factor para todas las licenciatarias sin fundamentación técnica, económica ni jurídica ya que la estructura de costos de cada una es diferente; (iv) la incorrecta utilización en el índice y el empalme utilizado del factor de actualización; (v) los impedimentos de índole temporal que afectaron el normal desarrollo de la revisión tarifaria integral; y (vi) la exclusión de cuestiones cuya oportunidad temporal resultaba en la realización de la revisión tarifaria integral (reducción de porcentajes de gas retenido).

Negamos y rechazamos que los mentados vicios hayan influido negativamente en las tarifas de los usuarios del servicio de transporte que presta esta Compañía, alejándolas de ser justas, razonables y asequibles, tal como se concluye en la referida nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO#ENARGAS enviada a la Secretaría de Energía de la Nación.

Asimismo, negamos lo expresado en dicha misiva en cuanto a que *“...no sólo concurren a esta afirmación la gravedad de los vicios detectados, conforme todos los análisis adjuntos, sino que, a excepción de la competencia, se verifican irregularidades respecto de todo el resto de requisitos esenciales de validez exigidos por la Ley N°19.549.”*

Más aún, negamos categóricamente que TGN haya tenido conocimiento de estos o cualquier otro supuesto vicio que habrían ocurrido durante el proceso de la RTI o al momento de la emisión de la Resolución ENARGAS N° I-

4363/2017.

Las negativas y rechazos a los puntos particulares enunciados *supra* responden estrictamente a su peso e importancia en las conclusiones generales arribadas, las que fueron consideradas por el PEN para el dictado del DNU 1020/20. Sin embargo, ello no significa ni debe entenderse como una conformidad de parte de TGN a los restantes puntos, supuestos, consideraciones y conclusiones vertidas en los documentos bajo análisis, que se encuentran embebidos en la referida Nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

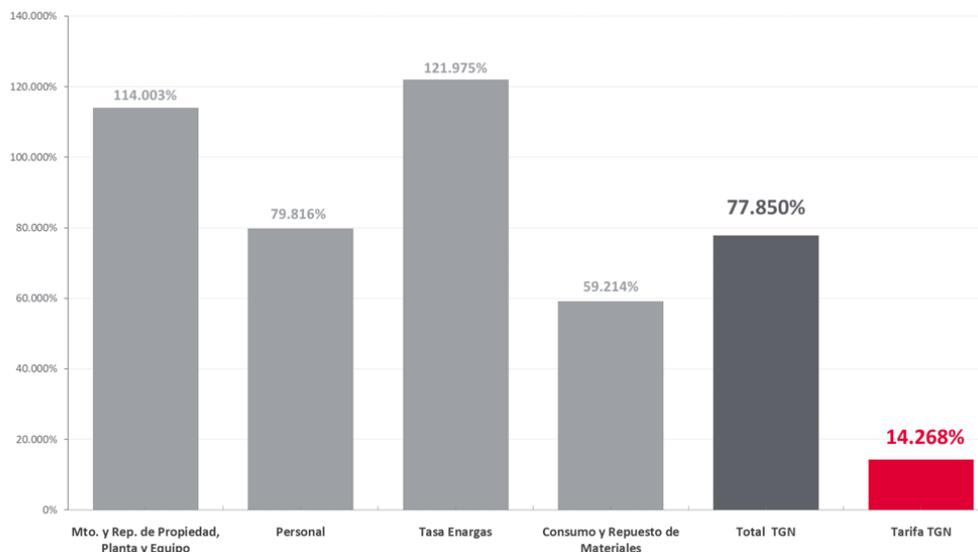
III) CONSIDERACIONES QUE LA CIUDADANÍA DEBE CONOCER

Algunas consideraciones que resultan de especial importancia para el conocimiento de la ciudadanía -en el marco de la Audiencia Pública N° 104 convocada para el próximo 8 de enero - y que deben tenerse en cuenta por el Regulador a los efectos de la determinación del régimen Tarifario de Transición.

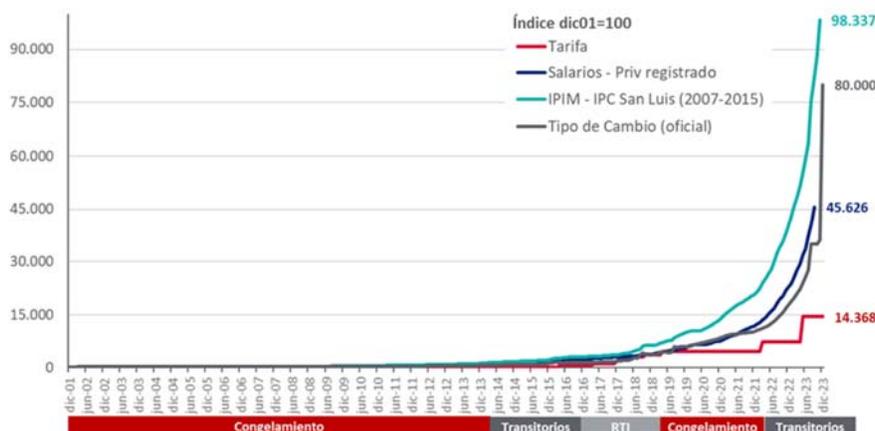
- Somos conscientes de que los años 2020, 2021, 2022 y 2023 han sido un período lleno de dificultades para nuestro país, especialmente a partir del contexto de pandemia COVID-19, de la fuerte aceleración en el proceso inflacionario, la distorsión de los precios relativos y la indisponibilidad de divisas para la importación de bienes y servicios. TGN no ha sido ajeno a tales dificultades. Esta compañía debió extremar sus esfuerzos, tanto en lo operativo como en lo económico y financiero, para sostener la prestación del servicio público licenciado en condiciones regulares, seguras y confiables.
- La prestación del servicio público de gas se viene brindando los últimos cuatro años y medio con un primer aumento tarifario aplicado recién en marzo del año 2022 de sólo el 60% y un refuerzo del 95% en abril del año 2023, que entre ambos estuvieron lejos de compensar el incremento significativo de sus costos producto del proceso inflacionario y devaluación del peso registrados en dicho período.
- Como consecuencia, la inflación medida por el INDEC (IPIM) no reflejada en la tarifa entre febrero de 2018 y noviembre de 2023 fue del 420%. Esto significa que los ingresos reales asociados a la tarifa de transporte local de TGN se redujeron a un quinto, producto del retraso tarifario. Sin embargo, como operador responsable que es, TGN continuó realizando las inversiones y gastos de mantenimiento que necesita el sistema para continuar prestando el servicio de manera segura, regular, continua y confiable.
- Según surge de los Estados Financieros el retraso tarifario ha llevado a TGN a acumular en los primeros 9 meses de 2023 una pérdida operativa de 7.868,2 millones de pesos.
- Asimismo, no deberíamos limitar el análisis a la evolución de los últimos dos o cuatro o seis años, sino cómo se comportaron las tarifas en comparación con los principales índices de precios y costos en un período más largo, que permita comprender el atraso tarifario registrado con anterioridad y su parcial y transitoria recomposición.

- En este sentido en el siguiente gráfico puede compararse la evolución de la tarifa de TGN con los principales rubros de costos según surge de los Estados Financieros entre 2001 y septiembre 2023. Como puede apreciarse en este lapso los costos aumentaron significativamente más que la tarifa.

Variación acumulada costos vs Tarifas 2001 – Septiembre 2023



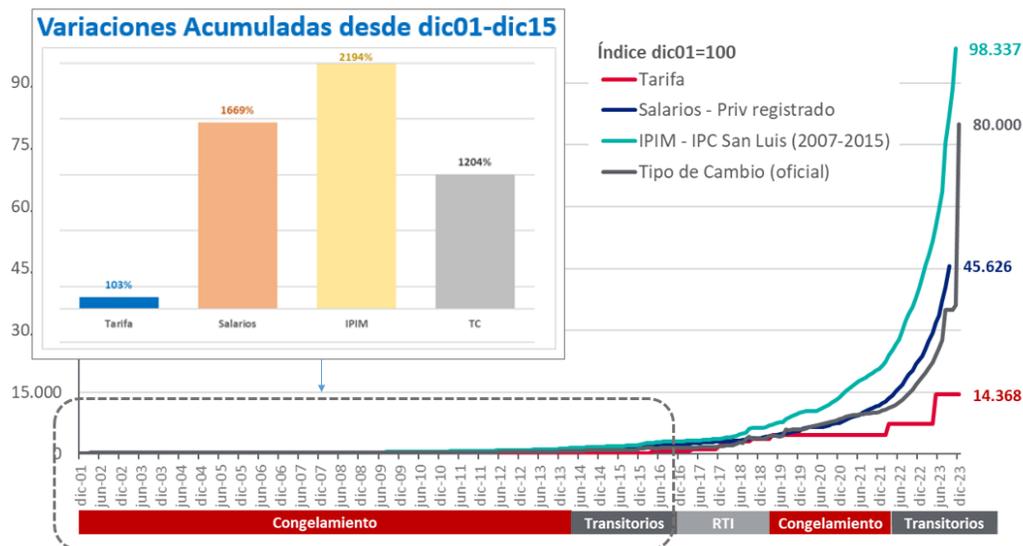
- En el gráfico siguiente puede compararse la evolución de las tarifas contra los principales índices de precios, salarios y tipo de cambio entre 2001 y 2023¹. Nuevamente la tarifa queda muy por debajo de todos estos índices y sólo alcanzó a algunos de ellos entre 2018 y 2019.



¹ Según informa el INDEC a través de su página web: “se advierte que las series estadísticas publicadas con posterioridad a enero 2007 y hasta diciembre 2015 deben ser consideradas con reservas, excepto las que ya hayan sido revisadas en 2016 y su difusión lo consigne expresamente. El INDEC, en el marco de las atribuciones conferidas por los decretos 181/15 y 55/16 (...)”. <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Institucional-Indec-InfoDeArchivo-5>. En consecuencia, el IPIM del INDEC fue empalmado entre 2007 y 2015 con las variaciones del IPC de San Luis.

- Para una mejor comprensión, en el gráfico que sigue ampliamos el período 2001-2015 donde se puede apreciar el nivel de atraso que tenía la tarifa hacia el fin de ese período, donde sólo aumentó un 103% contra variaciones de entre 1.200% y 2.200% en los principales índices.

Variaciones Acumuladas desde diciembre 2001



- Con la alta inflación experimentada en los últimos 5 años, la ecuación económica de la empresa se está deteriorando a una mayor velocidad.
- El retraso prolongado de la tarifa de transporte en un marco de inestabilidad macroeconómica, además de reducir significativamente los ingresos reales de la compañía, repercute negativamente sobre su capacidad de inversión en el mantenimiento de su sistema de gasoductos.
- Si bien en los últimos 24 años, la tarifa que cobra TGN sólo se ajustó conforme a la licencia en 2 de ellos, la empresa continuó operando el sistema de manera segura y confiable. Ello fue posible debido a que logró amortiguar los efectos del congelamiento gracias a ingresos generados de forma extraordinaria debido a la terminación anticipada de contratos de transporte de exportación (lo que le representó una gran pérdida de flujo de fondos futuros), a los dos procesos de reestructuración de deuda que debió atravesar y a la concentración del uso de fondos en el mantenimiento esencial del sistema, que durante todo el período fue auditado y aprobado por el ENARGAS. La calidad del servicio de TGN es de excelencia, lo que puede constatarse con los indicadores de calidad que verifica el ENARGAS periódicamente.

- Los procesos de reestructuración de deuda mencionados, implicaron quitas importantes a los acreedores y una pérdida del 20% del valor de la compañía por parte de los accionistas.
- Un congelamiento tarifario prolongado en el tiempo derivaría necesariamente en una menor capacidad de inversión en mantenimiento del sistema. Dado que TGN prioriza ante todo mantener las condiciones de seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio licenciado, esta restricción en la disponibilidad de recursos económicos para el mantenimiento del sistema llevaría entonces a la necesidad de reconfigurar las condiciones operativas, lo que incrementa el riesgo de tener que reducir la presión operativa afectando la capacidad de transporte.
- Respecto a las expansiones del sistema de transporte, como las incluidas en el Plan Transport.Ar Producción Nacional creado por Resolución SE N° 67/2022, es importante destacar que ellas se montan sobre el sistema de gasoductos existente. Por lo tanto, más importante que expandir el sistema, es mantener en condiciones el sistema actual. El mismo fue construido a lo largo de muchas décadas. En el caso de TGN, contamos con el Gasoducto Norte, de 63 años de antigüedad, y el Centro Oeste, de 42 años de antigüedad. Esto requiere de una alta presencia de inversiones crecientes en su mantenimiento para sostener la integridad del sistema. Primero es necesario mantener el sistema actual en condiciones regulares, seguras y confiables. Luego, poder financiar las expansiones, que implican un monto de inversión sustancialmente mayor.
- Una vez iniciado el proceso de recomposición tarifaria en 2017, la empresa intensificó un proceso de mantenimiento del sistema de gasoductos acorde con su antigüedad realizando inversiones por \$105.422 MM en los primeros 3 años, lo que significó un sobrecumplimiento de \$14.898 MM (en moneda de noviembre 2023) al Plan de Inversiones Obligatorias establecido en la RTI en dicho período. De esta manera, con el aumento en el flujo de ingresos asociado a la recomposición tarifaria, se comenzó a revertir el déficit de inversión en confiabilidad y modernización.
- Desde el inicio de su licencia hasta noviembre de 2023, las inversiones en el sistema de transporte operado por TGN totalizan 1.580 MMUSD, lo que le permitió incrementar su capacidad de transporte en más de un 163%.

- Nótese que este crecimiento tuvo ritmos diferentes según el período considerado: entre 1992 y 2001 la capacidad de transporte de TGN creció un 10% anual acumulativo; entre 2002 y 2015 creció a un ritmo menor al 1% anual. Desde 2016 hasta 2019 se mantuvo constante debido a dos factores: 1) la capacidad de transporte superaba de manera sistemática el gas que se podía inyectar de las cuencas (la inyección alcanzó para llenar el sistema de transporte durante sólo dos meses de 2019, y a partir de 2021 con la implementación plena del Plan Gas.Ar); y 2) la tarifa determinada en la RTI no alcanzó el nivel suficiente para viabilizar el repago de inversiones de expansión.
- En síntesis, TGN es una empresa que, mientras tuvo una tarifa acorde a los lineamientos de las Ley de Gas reinvertió el 70% de los fondos generados y aumentó su capacidad de transporte un 130% en 9 años.
- La recomposición de la tarifa a partir de 2016, luego de 15 años de congelamiento, donde la inflación acumulada en el país fue del 2.200% y la devaluación del 1.200%, tuvo una duración efectiva de tan solo dos años. Posteriormente, en 2022 y 2023 se otorgaron dos incrementos de carácter transitorio, pero fuera de la línea y muy por debajo de lo fijado por la Res. ENRG 4363/17.
- En los últimos 22 años TGN ha tenido resultado económico neto positivo en tan solo 10 de ellos.
- La rentabilidad promedio anual sobre el activo determinada por ENARGAS fue fijada en 11,3% (1996), 10,4% (2000) y 8,99% (2016). Sin embargo, entre 2002 hasta 2016 la rentabilidad sobre el activo de TGN fue en promedio del 0,6% anual y entre 2017 y 2023 fue en promedio del 1,3% anual, muy por debajo de la rentabilidad regulada en cualquiera de los períodos antes mencionados.
- Entre 1992 y 1999 los accionistas de TGN invirtieron 422 MMUSD (889 MMUSD a valores de noviembre 2023) para adquirir la licencia de transporte del sistema que opera TGN. Desde entonces, han recibido dividendos en tan solo 9 años de los 31 que lleva desarrollando su actividad, lo que le resultó un rendimiento del capital invertido del 1,7% anual. A este ritmo de recupero, se necesitan 60 años para que los accionistas recuperen su inversión inicial.
- El servicio público de transporte de gas, definido en la Ley 24.076 y su reglamentación, es una actividad capital intensiva de carácter regulado, en la

que, por definición, las tarifas que repagan su prestación no deben estar determinadas en función del poder adquisitivo de los usuarios. Por el contrario, las mismas deben definirse en base a los costos, incluyendo el costo de capital.

- Durante 22 de los últimos 31 años la tarifa aprobada para TGN no remuneró el costo de capital en los términos de la Ley hecho que no fue compensado en los términos del punto 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia.
- Si bien ello representa un claro apartamiento del Marco Regulatorio de la actividad, en detrimento de la seguridad jurídica que debe prevalecer para preservar el correcto funcionamiento del servicio licenciado y promover su crecimiento, hay un costo mínimo que no puede dejar de remunerarse sin poner en riesgo la prestación del servicio en el corto plazo: se trata del costo operativo, incluyendo las inversiones de mantenimiento.
- Pero el atraso tarifario que se ha acumulado es tan significativo que, para mantener un sistema de gasoductos de alta presión construido en 1960 se requiere como mínimo un incremento del 300% a partir de febrero de 2024 para equilibrar esa cuenta, en la medida que, en adelante, la tarifa se ajuste mensualmente siguiendo la evolución de la tasa de inflación.
- Debe notarse que un incremento tarifario menor al 300% podría significar que esta Licenciataria deba reconfigurar su operación reduciendo la presión de los ductos para garantizar la seguridad, con la consecuente disminución de la capacidad de transporte de los mismos.
- Asimismo, un incremento tarifario de sólo 300% dejaría a esta Licenciataria sin capacidad de generación de fondos, que es lo que se necesita para expandir el sistema. TGN cuenta con los proyectos y la experiencia para hacerlo. Ya lo ha hecho en el pasado, tal como fue explicado.
- Por todo ello, cuanto más rápida sea la recomposición tarifaria que la actividad necesita, mayor será la aptitud de TGN para sostener la capacidad nominal de transporte de su sistema y mayor será el rol que podrá jugar TGN para realizar las expansiones desde cuenca necesarias para llevar el gas de vaca muerta al norte del país.

IV) PLAN DE INVERSIONES DE TGN

Antecedentes

El Plan de Inversiones a ejecutar durante el quinquenio 2017-2021 fue uno de los elementos fundamentales puestos a consideración para el estudio y la definición de las tarifas máximas definidas en la RTI de TGN para la prestación del servicio a su cargo.

Así, en el marco de los estudios correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral, TGN presentó su propuesta de Plan de Inversiones para el quinquenio 2017- 2021, con el detalle de las obras a ejecutar, su fundamentación técnica y sus presupuestos, los que fueron considerados y luego aprobados por el ENARGAS para la definición de los cuadros tarifarios incluidos como ANEXO I de la Resolución I-4363/17.

Las Inversiones Obligatorias consideradas en la RTI fueron aquellas necesarias para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.

Su aprobación por parte del ENARGAS resultó del análisis sobre la razonabilidad de los proyectos propuestos, validando que estén en línea con el cumplimiento de la normativa técnica vigente en materia de seguridad, los estándares mínimos de calidad, los procedimientos propios de TGN y la implementación de otras mejoras en materia de confiabilidad y en pos de garantizar un servicio regular y continuo para el sistema.

El artículo 3º de la mencionada resolución aprobó el Plan de Inversiones de TGN, así como la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias.

TGN fue presentando todos los meses, desde el inicio del Quinquenio, un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias que incluye, no solo el avance físico de las obras, sino también el detalle de las erogaciones económicas asociadas, lo que fue exhaustivamente auditado y controlado por el ENARGAS, en un todo de acuerdo con lo establecido en la Resolución ENARGAS I-4363/17.

El Plan de Inversiones presentado por TGN y aprobado por el ENARGAS para el quinquenio 2017-2021 significaba un plan de obras de inversiones y mantenimientos por más de \$ 5.930 millones a valores de diciembre de 2016, de

los cuales \$ 760 millones estaban definidos para ejecutarse durante el primer año (2017-2018), \$ 1.144 millones durante el segundo año (2018-2019) y \$ 1.280 millones para el tercer período (2019–2020).

En virtud del congelamiento tarifario dispuesto por las Autoridades a partir de octubre 2019, sumado a las dificultades operativas derivadas del Aislamiento y Distanciamiento Preventivo (ASPO y DISPO) dispuesto por el DNU N° 260/20 y sus normas complementarias y modificatorias, TGN debió reducir el Plan de Inversiones asociado a los niveles tarifarios originalmente previstos en la RTI.

En efecto, mediante Nota TGN-97-2020-GAIR, esta Licenciataria solicitó al ENARGAS, en el marco de lo dispuesto por la Resolución RESFC-2019-131-APNDIRECTORIO#ENARGAS (que aprobó el protocolo de remisión de información del PIO vía SARI vigente a esa fecha), una prórroga en los términos del art. 1º inc. e) punto 5 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549, del plazo para la presentación de lo requerido por la resolución antes mencionada hasta tanto se resolvieran las incertidumbres que allí se detallaban.

Particularmente, TGN expuso en dicha nota que se encontraban pendientes de resolución las presentaciones realizadas en el marco de lo dispuesto por la Resolución SGE 521/19 (Notas TGN-529-2019-GAIR del 04.10.2019, TGN-581-2019-GAIR del 22.10.2019 y TGN-652-2019-GAIR del 05.12.2019, complementadas por la Nota TGN-653-2019-GAIR del 06.12.2019).

En igual sentido, TGN indicó que se encontraban pendientes de aprobación por parte de esa Autoridad los pedidos de cambio de cronograma presentados por TGN en el marco de lo dispuesto en el Anexo III, punto 3. de la Resolución ENARGAS N° I-4363/17, mediante Notas TGN-619-2019-GAIR (15.11.2019), TGN-562-2019-GAIR (19.10.2019), TGN-533-2019-GAIR (27.09.2019), TGN-524-2019-GAIR (23.09.2019), TGN-332-2019-GAIR (10.06.2019), TGN-331-2019-GAIR (10.06.2019), TGN-189-2019-GAIR (07.06.2019), TGN-139-2019-GAIR (12.03.2019)- y el pedido de adecuación del alcance físico de nuestro Plan de Inversiones Obligatorias (PIO) quinquenal remanente en los términos de lo expuesto mediante nota TGN-536-2019-GAIR.

Cabe destacar que, hasta el momento de la presentación de este Informe, TGN no ha obtenido respuesta alguna por parte de esa Autoridad Regulatoria.

Por último, TGN sostuvo que no podía soslayarse la fuerte incertidumbre macroeconómica y tarifaria que existía en ese momento (y persiste en la

actualidad), particularmente a partir de lo dispuesto en el artículo 5° de la Ley 27.541.

Sin perjuicio de ello, TGN informó que continuaría operando su sistema de transporte de manera regular, continua y segura, conforme lo disponen los términos de la Licencia.

Desempeño de TGN en relación con el Plan de Inversiones Obligatorias

- TGN debía invertir en el quinquenio 2017-2021 un total de 5.930 MM\$ (a moneda de diciembre 2016).
- El ENARGAS auditó exhaustivamente el cumplimiento de este plan de inversiones, tanto desde el punto de vista Físico como Económico y certificó su cumplimiento por parte de TGN (PIO '16, '17 y 18)

Mediante informe N°350/2018 de fecha 28 de junio de 2018, y el informe IF- 2019-16293304-APN-GT#ENARGAS el ENARGAS certificó que TGN alcanzó el desembolso de 1.041 MM\$ establecido para el PIO16 y dio por concluidas sus obras.

Finalmente, el ENARGAS aprobó el cumplimiento de las obligaciones correspondientes al 1er año del PIO (PIO17) mediante la Nota NO-2019-104026127-APN-SD#ENARGAS y al 2do año del PIO (PIO18) mediante la Nota NO-2019-110165085-APN-SD#ENARGAS.

- Los desembolsos realizados año tras año, resultaron superiores a los compromisos:

	PIO16 remanente (Abr17-Mar18)	PIO17 (Abr17-Mar18)	PIO18 (Abr18-Mar19)	PIO19 (Abr19-Mar20)
Compromiso	303 MM\$	487 MM\$	1.617 MM\$	2.408 MM\$
Real	450 MM\$	531 MM\$	1.884 MM\$	2.757 MM\$
Excedente	+ 147 MM\$	+ 44 MM\$	+266 MM\$	+349 MM\$

Los montos se encuentran expresados en moneda corriente.

Es decir, TGN ha sobre cumplido su plan de Inversiones Obligatorias en 806 MM\$ (16%) que, en moneda de noviembre 2023 equivale a **14.898 MM\$**.

Finalmente, cabe agregar que TGN, aún con las dificultades presentadas a partir de las disposiciones relativas al ASPO y DISPO en el contexto de la pandemia COVID-19, lleva invertido entre abril de 2020 y noviembre 2023 \$61.284MM.

V) CALIDAD, SEGURIDAD, AMBIENTE, SALUD Y RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA (RSE)

TGN procura alcanzar y mantener los más altos niveles de desempeño en calidad, seguridad, salud y cuidado del ambiente. Cumple con los requerimientos legales y con los estándares ISO 9.001, Certificación de la Norma ISO 45.001 de Seguridad y Salud Ocupacional, e ISO 14.001 de calidad, seguridad, salud y ambiente.

A través de la gestión de responsabilidad social TGN busca movilizar compromisos destinados a contribuir con el desarrollo sustentable. Las prácticas de responsabilidad social se construyen en base a un modelo que persigue la integración de programas y acciones con los procesos centrales inherentes al servicio público de transporte de gas.

Calidad, Seguridad, Ambiente y Salud

En el mes de diciembre de 2014 la empresa fue distinguida con el “Premio Anual a la Seguridad” en el rubro Transporte, otorgado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, como resultado del desempeño en el período julio 2013- junio 2014 en seguridad laboral.

En 2015, y 2021 TGN obtuvo la recertificación de su Sistema de Gestión Integrado (SIG), ratificando su compromiso con la mejora de la gestión de la calidad, el desempeño en materia de seguridad y salud, y la protección del ambiente. La auditoría estuvo a cargo del organismo Det Norske Veritas (DNV GL).

Los hechos más destacables en el período 2015-2022 son:

- Mejora y profundización de los objetivos en materia de Calidad, Seguridad, Ambiente y Salud, revisión de la Organización y jerarquización de las funciones operativas de seguridad, ambiente y salud.
- Incorporación del Departamento de Salud Ocupacional a la Gerencia de CSAS, de acuerdo a las mejores prácticas permitiendo una mejor coordinación y eficiencia en el desarrollo e implementación de programas en materia de salud

y seguridad. En particular, la actuación durante la Pandemia Covid 19 (2020 – presente) permitió, mediante la realización de protocolos, planes de contingencia y la gestión epidemiológica, la protección de la salud y la continuidad operacional.

- Desarrollo del proyecto de Cardio Protección en Sede y Áreas Operativas de la Empresa.
- Realización de un diagnóstico de salud en toda la organización y la implementación del Módulo SAP de Salud Ocupacional.
- Desarrollo de una nueva plataforma de gestión “Portal SIG” para agilizar el seguimiento de las acciones derivadas de las auditorías internas, los incidentes, inspecciones y las acciones de prevención.
- Desarrollo de tableros de indicadores de CSAS en Power Bi.
- Mejoras y relanzamiento de las encuestas de satisfacción al cliente.
- Implementación de un nuevo Sistema de Control Vehicular Satelital que facilita el monitoreo y control de hábitos de conducción, mejorando de desempeño en seguridad vial. Esto impactó significativamente en la reducción del riesgo vehicular. Además, en 2021, se incorporaron en aquellos vehículos que normalmente realizan más kilómetros recorridos, sensores de somnolencia y distracción, brindando mayor seguridad en la conducción vehicular.
- Nivel 4 de cumplimiento en las normas de Higiene y Seguridad. El Decreto PEN 170/96 establece 4 niveles de cumplimiento a las Normas de Higiene y Seguridad (artículo 2) siendo (inciso d) Cuarto nivel (es el más alto), el que indica que "La calificación en este nivel implica alcanzar niveles de prevención y de condiciones y ambiente de trabajo superiores a las obligaciones legales en materia de higiene y seguridad". Para ello se fijó un protocolo de evaluación definido en la Resolución SRT 222/98. En el mismo se evalúan las Políticas de la compañía en materia de Seguridad e Higiene, la Gestión propia de la Seguridad e Higiene y también el desempeño y los resultados en materia de accidentes laborales.
- Desde el año 2018 TGN fijó como Objetivo estratégico la transformación de la Cultura de Seguridad de la Organización. Incorporando estándares para su implementación como, por ejemplo: Proceso de Investigación de accidentes Graves y de Alto Potencial (IGAP), Comités de SAS, Comités de seguridad con Contratistas.

- Difusión de las lecciones aprendidas de incidentes, a través de webinars organizados por la Dirección de Operaciones. En los mismos exponen los equipos multidisciplinarios que participaron en la investigación de incidentes. En estas reuniones, de concurrencia masiva, se abren espacios de consulta y debates que son enriquecedores para el aprendizaje de incidentes.
- Realización por quinto año consecutivo de la Semana de la Seguridad con la participación de todos los funcionarios de primera línea recorriendo los Sitios Operativos y compartiendo con el personal de operaciones y contratistas el mensaje de liderazgo en seguridad y prevención.
- Cumplimiento de los indicadores Calidad de Servicio (Resolución ENARGAS 1192/99 modificada por Resolución ENARGAS I-4346/2017 y Resolución ENARGAS N° 818/2019) entre otros: Confiabilidad y disponibilidad del sistema de compresión, control de la emisión de gases contaminantes; ruidos en plantas reguladoras, ruidos en plantas compresoras, etc.
- Plan General de Contingencia y protocolos COVID-19 y Procedimiento de Plan de Emergencia y Continuidad Operativa (presentado ante la Autoridad Regulatoria mediante Nota TGN-138-2020-DO).
- Adecuaciones de instalaciones y procesos en Sede y en sitios operativos para el retorno seguro de los colaboradores y contratistas.
- La detección y tratamiento de fisuras en gasoductos pasó en los últimos años a ser gestionada con la tecnología Electro Magnetic Acoustic Transducer (“EMAT”) con buenos resultados y, debido a ello, se confeccionó un programa basado en la práctica internacional API RP 1176, el avance en el estudio de materiales, la confección de la base de datos de fractomécanica, el uso de cálculos de aptitud para el servicio de acuerdo con la API RP 579 y el desarrollo de estudios especiales para la generación de curvas de fisuras críticas. Se establecieron así factores de seguridad consistentes en las fisuras reportadas, lo que permitió un adecuado tratamiento en la toma de decisiones de gestión de presiones.
- Se encuentra en proceso de implementación la nueva Parte G de la Norma Argentina de Gas 100. De acuerdo con dicha norma, el alcance correspondiente al quinto período (año 2020) alcanzó ya el 100% del sistema de TGN, cumpliendo así con el requerimiento de dicha norma.
- Participación en la edición 2022 del Modelo para una gestión de excelencia de

empresas de la Fundación Premio Nacional a la Calidad

- Realización de un diagnóstico en toda la empresa para el diseño de un nuevo sistema de gestión de Seguridad de Procesos.
- En cumplimiento de Regulación de ENARGAS, se llevan adelante los relevamientos de Indicadores ambientales de Calidad de Servicio, como lo son: PA#1 - Indicador Control de la Emisión de Gases Contaminantes; PA#2 - Indicador Ruidos en Plantas Regulatoras y PA#3 - Indicador Ruidos en Plantas Compresoras. Todos los cuales han alcanzado sistemáticamente niveles de conformidad desde su implementación a la actualidad.
- En materia de compromisos voluntarios, desde 2020 se desarrollan anualmente los Inventarios de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), siguiendo estándares internacionales como el Protocolo GHG, entre otros. Con los resultados obtenidos, se analizan las potenciales gestiones y acciones para la reducción de las emisiones de GEI y la mejora de la huella de Carbono de nuestras operaciones.
- Desarrollo e implementación de programa de capacitaciones para Inspectores de obra y del Manual de gestión de inspección.
- Revisión de la Política de CSAS
- Incorporación de una nueva herramienta para gestión y sistematización de los análisis de riesgos laborales (SAP EHSM).
- Actualmente, TGN se encuentra trabajando en enmarcar su visión de Excelencia Operacional en el contexto global de transición energética. En tal sentido, se ha establecido el objetivo de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero en las operaciones de transmisión para 2050. Para definir apropiadamente este objetivo, se ha tomado como referencia el compromiso del Interstate Natural Gas Association of America formulado en 2021. Así entonces, se conformó un equipo multidisciplinario que se encuentra trabajando en evaluar y desarrollar alternativas técnicas para la reducción de emisiones por venteos de gasoducto. Tomando como base un estudio preliminar desarrollado por este equipo, se ha definido una meta a cinco años y se promueve el fortalecimiento de la concientización y formación en protección ambiental y sostenibilidad para referentes de la organización.

Responsabilidad Social Empresaria

La empresa adopta criterios de Comportamiento Empresarial Responsable (CER), lo que implica considerar de manera integral las cuestiones ambientales y sociales en la actividad principal vinculada al servicio de transporte de gas, incluida la cadena de suministro y las relaciones comerciales. TGN incorpora la debida diligencia en su agenda CER, para afianzar el respeto por los derechos humanos, cuidar el ambiente, combatir la corrupción y considerar impactos sobre terceras partes interesadas.

La debida diligencia es un proceso que permite identificar, prevenir, mitigar riesgos y rendir cuentas sobre los impactos o probables impactos adversos.

TGN considera que los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS), definidos por Naciones Unidas en el 2015, presentan desafíos y oportunidades para el desarrollo de negocios dentro de su cadena de valor. Cabe recordar que los ODS convocan a los países a sumarse en la aplicación de políticas, objetivos, metas e indicadores, en los que cada sector tiene la oportunidad de aportar en relación con sus estrategias y prácticas. La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible aborda los aspectos económicos, sociales y ambientales reconocidos como indispensables para enfrentar los desafíos del mundo actual. Si bien se trata de un compromiso asumido por los Estados, el sector privado ha sido llamado a contribuir con los ODS.

Adaptación al clima, resiliencia y transición

La adaptación a las consecuencias climáticas de las operaciones de TGN está considerada en cada etapa del ciclo de vida de nuestras instalaciones. Abarca las evaluaciones periódicas de riesgo, tanto para las operaciones como para la integridad de los activos. A partir de este análisis se definen estrategias de corto, mediano y largo plazo que permiten mitigar los riesgos, salvaguardar las instalaciones y la continuidad del servicio. En el último año la Dirección impulsó el desarrollo de una Estrategia de Sustentabilidad, basada en criterios ESG (Por las siglas en inglés: Environmental, Social and Governance). Se procura profundizar la incorporación de los factores ambientales, sociales y de gobierno corporativo a la estrategia del negocio. La perspectiva empresaria busca mejorar prácticas de transición hacia una economía baja en carbono.

El proceso de reporte se actualizó en función de los estándares requeridos por la COP (Comunicación del Progreso) de Pacto Global de Naciones Unidas y se planificó el nuevo formato para el próximo reporte. Mediante la conformación de alianzas con otros actores institucionales, conjuntamente con la mejora de los procesos internos, TGN contribuye con la Agenda 2030 de los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS). Los ODS fueron definidos por Naciones Unidas en el 2015, presentan desafíos y oportunidades en la transición energética y el suministro fiable de energía, limpia y sostenible.

Como parte del enfoque estratégico de sustentabilidad, TGN analizó y priorizó los ODS. Nueve son los objetivos priorizados para la sustentabilidad del negocio y las operaciones.

<p>El diagrama muestra los ODS priorizados organizados en tres niveles:</p> <ul style="list-style-type: none"> Core: ODS 9 (Industria, Innovación e Infraestructura) y ODS 7 (Energía Asequible y No Contaminante). Sostenibilidad del Negocio: ODS 13 (Acción por el Clima), ODS 16 (Paz, Justicia e Instituciones Sólidas) y ODS 8 (Trabajo Decente y Crecimiento Económico). Sostenibilidad social y del ambiente de negocios: ODS 4 (Educación de Calidad), ODS 10 (Reducción de las Desigualdades), ODS 5 (Igualdad de Género) y ODS 11 (Ciudades y Comunidades Sostenibles). 	<p>ACTIVIDADES CENTRALES</p> <p>ODS 7: Energía segura y sostenible. Eficiencia energética. ODS 9: Infraestructuras resilientes, desarrollo económico.</p> <hr/> <p>SOSTENIBILIDAD DEL NEGOCIO</p> <p>ODS 8: Crecimiento económico, trabajo decente y seguro. ODS 13: Medidas contra el cambio climático, planes nacionales. ODS: 16: Gobernanza, anti corrupción.</p> <hr/> <p>SOSTENIBILIDAD SOCIAL DEL ENTORNO</p> <p>ODS 4: Desarrollo de competencias técnicas. Educación de calidad. ODS 5: Igualdad entre géneros. ODS 10: Inclusión social, diversidad. ODS 11: Comunidades sostenibles.</p>
--	--

Alianzas

Con la finalidad de fortalecer alianzas y promover, a nivel local, los desafíos mundiales del desarrollo, la empresa sostiene vínculos con organizaciones públicas, supranacionales (como el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo -PNUD- a través de la Red Argentina del Pacto Global), empresariales y organizaciones de la sociedad civil. Se enumeran a continuación las principales alianzas:

- Asociación de Empresas de Petróleo, Gas, y Energía Renovable de América Latina y el Caribe (ARPEL).

- Cámara de Sociedades Anónimas
- Cámara de Comercio Argentino Canadiense
- Cámara de Industria y Comercio Argentino Alemana
- Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS)(i)
- Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM)
- Instituto Argentino de Siderurgia
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
- Instituto de Seguridad y Educación Vial (ISEV)
- Instituto para el Desarrollo Empresarial de la Argentina (IDEA)
- Red Argentina del Pacto Global de Naciones Unidas
- Instituto para la Cultura, la Innovación y el Desarrollo (INCIDE)
- Fundación Capacitarse
- Fundación Leer
- Grupo de Fundaciones y Empresas
- Instituto Argentino de Responsabilidad Social Empresaria
- Instituto de Estudios para la Sustentabilidad Corporativa
- Universidad del Aconcagua
- Universidad Nacional de San Luis
- Universidad Nacional de Salta

Comunidades locales

Desde el área especializada en responsabilidad social se implementan programas y acciones que facilitan la participación de las comunidades cercanas a instalaciones y gasoductos de transporte operados por TGN. La debida diligencia es abordada como un proceso continuo en el que se introducen mejoras y se identifican riesgos emergentes de los cambios que se producen en el entorno, el comportamiento de las poblaciones y el desarrollo de las operaciones. Los riesgos identificados derivan en la planificación de cambios en el comportamiento operativo y también en las acciones destinadas a mejorar la comunicación entre comunidad y empresa. Los procesos de integridad de ductos, ejecución de proyectos, prevención de daños, seguridad, ambiente y anti corrupción son los que más atención requieren en función de los resultados de los riesgos evaluados. TGN opera en porciones de territorio donde habitan comunidades de pueblos indígenas, en especial, las provincias de Salta, Jujuy y Neuquén. Los estándares

internacionales, las normas locales y la legislación nacional conforman un marco que orienta las prácticas de operación. La debida diligencia se sustenta en estudios etnográficos, evaluación de riesgos para establecer formas de prevención y/o reparación, según el caso. Se abordan procesos de diálogo destinados a conformar acuerdos en el marco del pleno respeto de los derechos, la cultura y las costumbres de cada comunidad.

Para más información ver nuestro Reporte de Sustentabilidad:

https://www.tgn.com.ar/assets/media/2023/07/TGN_reporte_sustentabilidad_2022.pdf

A continuación, un resumen de los programas:

Voluntariado RONDA	<p>Fortalecer la tarea voluntaria el enfoque en las relaciones con la comunidad a los fines de consolidar la Licencia Social para Operar (LSO).</p>	20-20 Fundación Leer	<p>Incrementar las situaciones de lectura en variedad, calidad y progresividad, fortaleciendo la alianza entre la escuela y la familia para la formación de los niños como lectores autónomos. Durante 2021 se realizaron audiolibros, producidos por voluntarios de TGN.</p>
Programa JUNTOS	<p>Generar conciencia sobre la prevención de daños en instalaciones de gas y gasoductos.</p> <p>Concursos en escuelas primarias y secundarias.</p>	Seguridad Vial	<p>Mejorar las condiciones de seguridad en el manejo de vehículos por parte de jóvenes y adultos. Programa TC2000 va a la escuela.</p>
Club de Ciencias	<p>Estimular la investigación en niños y niñas de escuelas primarias.</p>	Cadena de Valor	<p>Desarrollar y fortalecer capacidades de gestión y el desarrollo de emprendedores y proveedores locales vincularse con TGN.</p>
Eficiencia Energética Programa 30 años – 30 Escuelas	<p>Promover el aprendizaje de tecnologías basadas en energías renovables y la eficiencia energética.</p>	Debida diligencia y evaluación de riesgos en proyectos	<p>A través de alianzas con instituciones públicas, privadas y de la sociedad civil, se implementan modos de intervención para prevenir daños a las personas y la afectación del servicio en territorios con muy alta conflictividad social.</p>
Universidades y escuelas secundarias	<p>Acuerdos de aprendizaje mediante pasantías, visitas guiadas a instalaciones, prácticas profesionales trabajos de investigación.</p>		

En los últimos 4 años, TGN implementó acciones de inversión social privada orientadas a contribuir con la mitigación de efectos adversos en comunidades vecinas. Tales iniciativas se desarrollaron desde una mirada integral, de servicio y de cooperación entre empresas, cámaras empresariales, organizaciones de la sociedad civil, Estados y personas.

VI) RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN PROPUESTO POR TGN

A los fines de determinar la propuesta de ajuste Tarifario de Transición se consideró:

1. El aumento tarifario necesario para alcanzar las tarifas que surgen de la Metodología de Adecuación Semestral de Tarifas establecida en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017, considerando que el incremento rige desde el 1° de febrero de 2024. A tal fin se estimó una variación mensual del IPIM de 19,96% para el mes de diciembre de 2023. Según se observa en el cuadro siguiente, el incremento resultante asciende a **523,5%**, teniendo en cuenta que la inflación acumulada desde diciembre 2016 (fecha considerada como base para los cálculos efectuados en la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017) hasta diciembre de 2023 será del 3.723% y la inflación trasladada a tarifas desde entonces será de sólo 513%.

IPIM - Nivel General (INDEC)			
	Var. Mensual	Var. Acum.	Dic16=100
dic-16			100,0
dic-17		18,8%	118,8
dic-18		106,2%	206,2
dic-19		226,8%	326,8
dic-20		342,4%	442,4
dic-21		569,6%	669,6
dic-22		1204,2%	1304,2
oct-23		2768,3%	2868,3
nov-23		3086,7%	3186,7
dic-23	20,0%	3722,7%	3822,71

Ajustes Otorgados		
Fecha	Ajuste	Res. ENRG
dic-17	15,1%	N°121/2017
abr-18	13,2%	N°311/2018
oct-18	19,7%	N°266/2018
abr-19	26,0%	N°191/2019
mar-22	60,0%	N°59/2022
abr-23	95,0%	N°187/2023
Total Acumulado	513,1%	

Ajuste Total no otorgado	523,5%
---------------------------------	---------------

2. Que ese 523,5% no incluye las sumas que por derecho le corresponden a TGN a partir del retraso tarifario originado en los sucesivos apartamientos a la fórmula de ajuste prevista en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 que aprobó la RTI para el quinquenio 2017-2022.
3. Que en los últimos 5 años se agravó el contexto por una inflación alta y creciente, período en el cual la tarifa de TGN aumentó tan solo un 60% a partir marzo de 2022, y 95% en abril de 2023, provocando una brusca caída de la tarifa en términos reales.
4. Que según surge de los Estados Financieros, el congelamiento tarifario ha llevado a TGN a acumular en los primeros 9 meses de 2023 una **pérdida operativa de 7.868,2 millones de pesos, a pesar del incremento del 95% vigente desde finales de abril de este año.**

En consecuencia, se solicita:

- a. Un aumento transitorio de la tarifa de transporte del 523,5%, aplicable a partir del 1° de febrero de 2024, **representativo del atraso tarifario acumulado** por la falta de aplicación de la fórmula de ajuste prevista en el Anexo V de la Resolución ENRG 4363/17.
- b. Aplicar la fórmula de ajuste prevista en Apartado VI.a) del presente informe, con una frecuencia mensual de modo tal que no se generen desfases significativos entre la tarifa vigente y la variación de los costos asociados a la prestación del servicio.
- c. Todo ello sin perjuicio de la reserva de derechos y acciones realizada en el apartado II del presente informe.

VI.a) Índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural

Se propone la aplicación de la fórmula de ajuste prevista en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017, con una frecuencia mensual.

VI.b) Cuadros Tarifarios de Transición Propuestos

En virtud de lo dispuesto por la Resolución RESOL-2023-704-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y en el marco de lo previsto por el DNU N° 1020/2021, el DNU N°815/2022 y el artículo 6° inc. b) del DNU N° 55/2023, se proponen los siguientes cuadros tarifarios, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2024, a saber:

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE FEBRERO DE 2024

TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)

		Cargo \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	3.558,943512	0,91
	Tucumán	7.519,652417	1,97
	Central	13.981,293339	3,37
	Litoral	18.245,879297	4,60
	Aldea Brasileira	19.553,576897	4,90
	GBA	21.616,145343	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	3.059,391084	0,69
	La Pampa Sur	8.304,058912	2,09
	Cuyana	9.169,298042	2,43
	Central (Sur)	9.326,769371	2,60
	Litoral	13.400,127866	3,83
	Aldea Brasileira	14.789,409943	4,20
	GBA	16.345,883463	4,86
	Entre Ríos	19.372,008079	4,86
GBA	GBA	3.059,391084	0,69

(1) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE FEBRERO DE 2024

TRANSPORTE FIRME (TF)

		Cargo por m3/día \$/m3 (1)	% gas retenido (2)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	106,767891	0,91
	Tucumán	225,679822	1,97
	Central	419,529538	3,37
	Litoral	547,375077	4,60
	Aldea Brasilera	586,606227	4,90
	GBA	648,484873	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	87,410547	0,69
	La Pampa Sur	218,528532	2,09
	Cuyana	275,166487	2,43
	Central (Sur)	279,716041	2,60
	Litoral	402,090966	3,83
	Aldea Brasilera	443,682033	4,20
	GBA	489,501514	4,86
	Entre Ríos	581,160010	4,86
GBA	GBA	87,410547	0,69

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE FEBRERO DE 2024

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - SALTA

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

1.565,366545 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE FEBRERO DE 2024

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - NEUQUÉN y GBA

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

1.573,394076 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

Retribución Mensual al Transportista - Excluido Inversión (*)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE FEBRERO DE 2024

		Cargo por m3/día \$/m3 (1)	% gas retenido (2)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	34,998520	0,91
	Tucumán	73,977832	1,97
	Central	137,521797	3,37
	Litoral	179,429546	4,60
	Aldea Brasileira	192,289507	4,90
	GBA	212,573347	5,20
	NEUQUÉN	Neuquén	28,653179
La Pampa Sur		71,633647	2,09
Cuyana		90,199563	2,43
Central (Sur)		91,690931	2,60
Litoral		131,805425	3,83
Aldea Brasileira		145,438969	4,20
GBA		160,458592	4,86
Entre Ríos		190,504252	4,86
GBA	GBA	28,653179	0,69

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

(*) Expansión - Concurso Abierto 01/05

Impacto en las facturas

Hemos determinado a modo de ejemplo las variaciones en las facturas para distintas categorías de usuarios del área de Gasnor, subzona Tucumán y del área de Metrogas, subzona Capital Federal. Para ello, se desarrollaron los 3 niveles definidos en la segmentación que sirve en la asignación de subsidio al componente Gas Natural. Cabe aclarar que la tarifa por el servicio de transporte es igual para los tres niveles, como así también el impacto absoluto de la nueva tarifa, sólo resultando una variación en el impacto porcentual de la factura.

Como consecuencia de la propuesta de Adecuación en la tarifa de transporte aquí presentada, en el caso de un consumidor residencial promedio del área de Gasnor

S.A. - TUCUMAN de Nivel 1 y sin bonificación por zona fría, que hoy paga 2.857\$ por mes, tendrá un aumento en concepto de servicio de transporte de 650\$, lo que representa un incremento del 23%.

	NIVEL 1 - Tarifa PLENA (Ley Zona Fría)								
	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34	PROM R
<i>Facturas promedio (\$/mes y %)</i>									
Gasnor S.A. - TUCUMAN									
Factura Actual	1.557	2.600	3.251	3.787	4.795	5.752	7.455	12.607	2.857
Aumento Transporte	322	659	805	945	1.136	1.376	1.624	2.783	650
Aumento Transporte	21%	25%	25%	25%	24%	24%	22%	22%	23%

En el caso de un consumidor residencial promedio del área de MetroGAS S.A. - CAPITAL FEDERAL de Nivel 1 y sin bonificación por zona fría, que hoy paga 4.208\$ por mes, tendrá un aumento en concepto de servicio de transporte de 2.077\$, lo que representa un incremento del 49%.

	NIVEL 1 - Tarifa PLENA (Ley Zona Fría)								
	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34	PROM R
<i>Facturas promedio (\$/mes y %)</i>									
MetroGAS S.A. - CAPITAL FEDERAL									
Factura Actual	1.507	3.616	4.916	6.649	9.906	13.678	19.790	46.642	4.208
Aumento Transporte	636	1.975	2.632	3.577	5.101	7.160	9.560	23.090	2.077
Aumento Transporte	42%	55%	54%	54%	51%	52%	48%	50%	49%

VII. REVERSIÓN DEL GASODUCTO NORTE

Como es de público conocimiento, la cuenca norte del país tiene niveles de producción declinantes al igual que la producción de gas de Bolivia. La disponibilidad del gas natural importado desde el ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA ha ido disminuyendo drásticamente año tras año, pasando de cantidades comprometidas en firme para el invierno de 2020, de 18 MMM³/d a un máximo de 5 MMM³/d promedio mensual para el año 2024. Esta situación se verá agravada a partir del mes de agosto de 2024 en virtud de que el compromiso de abastecimiento en condición firme, de YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) con ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) -Adenda N° 8 del 1° de septiembre de 2023- se convierte en provisión interrumpible por parte del proveedor, pudiendo llegar a ser CERO (0).

El riesgo que esta situación conlleva para el abastecimiento de la demanda conectada al Gasoducto Norte viene siendo advertido por TGN desde hace ya algunos años, tanto en diversos foros como mediante presentaciones formales ante las autoridades competentes. En particular, esta cuestión ya fue abordada en nuestras Notas TGN-332-2020-GECOM del 23/10/2020 y TGN-427-2021-GAIR del 20/10/2021, por medio de las cuales se remitió al ENARGAS un “Plan Integral Estratégico para el Abastecimiento actual y futuro del Gasoducto Norte y Gasoductos vinculados”. En ellas se destacó la necesidad de impulsar la reversión de flujo del citado Gasoducto Norte. Asimismo, mediante nuestras Notas TGN-241-2020-GECOM del 28 de Julio de 2020, TGN-252-2020-GECOM del 07 de Agosto de 2020, y TGN-90-2021-GECOM del 23 de Febrero de 2021 se presentó un plan de proyectos que incluía dos alternativas principales para la reversión del Gasoducto Norte.

Posteriormente el Estado Nacional convalidó la necesidad de esta obra incluyéndola en el Plan Transport.Ar Producción Nacional creado por Resolución SE N° 67/2022 y delegó en IEASA (hoy ENARSA) mediante el dictado del DNU 76/2022 las facultades para contratar, planificar y ejecutar la construcción de las obras de infraestructura comprendidas en el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional”.

En ese entendimiento, TGN elevó a la Subsecretaría de Hidrocarburos, mediante las notas TGN-390-2022-GAIR del 1° de septiembre de 2022 y TGN-409-2022-

GECOM del 15 de septiembre de 2022, una propuesta de optimización de las obras necesarias para la reversión del Gasoducto Norte, que consiste, principalmente, en la construcción de 122 km de cañería de 36" que conecten las plantas compresoras La Carlota (Gto. Centro Oeste) y Tío Pujio (Gto.Norte) y la instalación de 62 km de loop al norte de la Planta Compresora Tío Pujio. Esta obra permitiría abastecer a toda la demanda que se encuentra conectada al Gto. Norte con gas de origen nacional.

A su vez, mediante su NOTA 001/TGN-2022 de fecha 18 de noviembre de 2022, ENARSA informó a esta transportista que se había decidido considerar tal propuesta optimizada y requirió la remisión (a modo colaborativo) de los antecedentes, Memorias Descriptivas, Corridas Hidráulicas y demás documentos de ingeniería con que cuente esta Transportista en relación con este proyecto, a los efectos de adelantar los tiempos necesarios para su ejecución y puesta en marcha.

Mediante Notas TGN-467-2022-GAIR y TGN- 477 – 2022-GAIR ambas del 10 de noviembre de 2022 y TGN-498-2022-GAIR del 25 de noviembre TGN remitió a la Secretaría de Energía, Subsecretaría de Hidrocarburos, Enargas y ENARSA la Ingeniería Básica del proyecto a efectos de ganar tiempo en el avance del plan Transport.Ar y a modo de colaboración.

No obstante, la necesidad y urgencia que revisten estas obras, no puede obviarse que se trata de obras de magnitud y complejidad tanto para su contratación como para la gestión de abastecimiento, financiamiento y construcción, en un escenario donde el suministro del Gasoducto Norte depende físicamente del nivel de inyección de Bolivia.

Por último, cabe destacar que, a los fines de colaborar con el proyecto de reversión del Gasoducto Norte, y brindar un principio de solución a la problemática de abastecimiento planteada -en la medida de sus posibilidades económicas-, TGN ejecutó durante el año 2023 la primera etapa de los trabajos orientados a paliar el déficit señalado e incrementar en 3 MMm³/d la capacidad de transporte de gas natural del Gasoducto Norte en el sentido inverso al cual fue diseñado, es decir, de sur a norte. El trabajo se basó principalmente en la modificación del piping de las Plantas Compresoras Leones y Tío Pujio, junto a Pruebas Hidráulicas y operativos de revalidación de la presión de diseño. La obra demandó alrededor de **3.000 millones de pesos** que TGN financió con recursos propios.

Sin embargo, para poder abastecer a la demanda local conectada al Gasoducto Norte con gas de origen nacional y dejar de depender del suministro importado de Bolivia es imprescindible avanzar con la siguiente etapa del Proyecto de Reversión, consistente en la obra arriba descrita, la que se encuentra en proceso de licitación por parte de ENARSA, en el marco de lo instruido mediante el DNU 76/2022.

VII.a) Criterios de tarificación y asignación de capacidad

Mediante la Nota TGN-324-2023-GECOM del 26 de julio del 2023 dirigida al ENARGAS y a la Secretaria de Energía (adjunta al presente informe como Anexo II Sub-Anexo a)), esta Transportista planteó a la Autoridad Regulatoria los riesgos de abastecimiento derivados de la reducción de inyecciones en la cabecera del Gasoducto Norte y su impacto en la sustentabilidad del servicio regulado, reseñó el esquema de abastecimiento esperado a partir de las obras incluidas en el Plan Transpot.Ar, realizó una propuesta metodológica para la determinación de tarifas en sentido inverso y la readecuación de los contratos sobre el Gasoducto Norte, y solicitó que, conforme a lo previsto en el art. 52 de la Ley 24.076, el ENARGAS establezca las bases para el cálculo de tarifas para la prestación de servicios de transporte firme e interrumpible con recepción en las zonas tarifarias GBA y Litoral, y entrega en las distintas zonas tarifarias del Gasoducto Norte y Tramos Finales del sistema operado por TGN.

Con posterioridad, esta Transportista ha recibido consultas, por vía escrita o en diversas reuniones, de las Licenciatarias de Distribución con capacidad contratada sobre el gasoducto Norte, así como de la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina (ACIGRA) y de diversos grandes consumidores, comercializadoras y productores de gas interesados en contratar o planificar su abastecimiento futuro. Se adjuntan también en el Anexo II Subanexo a) del presente la Nota COM N°4316/23 recibida de Distribuidora de Gas del Centro S.A. (ECOGAS), la Nota GG N° 082/2023 recibida de GASNOR S.A. (GASNOR), y la Nota MA-CA-TGNN-FACTIB-0001.2023 recibida de MSU Energy S.A (MSU)

Por añadidura, tal como se adelantó en el apartado anterior, ENARSA ha dado inicio a LICITACIÓN PÚBLICA GPNK N° 02/2023, que tiene por objeto la contratación, de la ingeniería de detalle, los servicios, suministros y la construcción de las obras constitutivas del Proyecto denominado “Reversión del Gasoducto

Norte – Obras Complementarias al Gasoducto Presidente Néstor Kirchner”, cuyo alcance corresponde al indicado en la Nota NO-2023-52798211-APN-SE#MEC de la Secretaría de Energía, referida en nuestra Nota TGN-324-2023-GECOM. En el marco de esta Licitación, ENARSA ha establecido como fecha de apto para funcionar el 30 de abril de 2024.

Una vez construida la obra de reversión del Gasoducto Norte descrita en el apartado anterior, se podrá abastecer la demanda conectada al gasoducto norte con gas de origen nacional. Es por ello que se requiere la determinación de los esquemas tarifarios y de los criterios de asignación de capacidad asociados a estas nuevas rutas en sentido inverso para la readecuación de contratos de transporte vigentes. Ello, resulta imprescindible para que los cargadores puedan planificar razonablemente su abastecimiento desde las cuencas donde contraten el gas, a la vez que permitirá a esta licenciataria contar con los ingresos necesarios para garantizar la continuidad de la normal prestación del servicio a su cargo.

El proceso descrito en nuestra Nota TGN-324-2023-GECOM consiste sustancialmente en lo siguiente:

- 1. Calcular Tarifas indicativas con un escenario proyectado sobre la base de neutralidad de ingresos para TGN.** El cálculo de tarifas indicativas debe estimar un escenario de contratación futuro compatible con las capacidades del sistema y la demanda pasible de ser abastecida a partir de la configuración resultante tras habilitarse el próximo hito de reversión (previsto para el invierno de 2024). Por otro lado, se debe ponderar la reducción de servicios TI y ED resultantes de un escenario de contratación más eficiente.
- 2. Realizar un Concurso Abierto para cambio del punto de inyección.** Una vez difundidas las tarifas indicativas, se convocará a un Concurso Abierto para la contratación de la capacidad del Gasoducto Norte en sentido de sur a norte. Considerando que la Resolución ENRG 1483/2000 propende a la garantía de continuidad de suministro en favor del cargador con contratos vigentes, resulta razonable que en las Bases y Condiciones se prevea otorgar a los cargadores firmes actuales la prioridad para solicitar el cambio del punto de inyección de Salta a GBA. Asimismo, a fin de mantener la concordancia entre los contratos de transporte en el sistema de TGN y las distintas etapas del Plan Transport.ar, se debería prever la posibilidad de requerir el cambio de punto de inyección al futuro punto de inyección del GPNK en TGN. Asimismo, otros cargadores deberían

poder solicitar servicio de TF, sujeto a las capacidades remanentes por tramo y las prioridades previstas en la Resolución ENRG 1483/2000.

La adjudicación de las capacidades en sentido inverso quedará condicionada a la aprobación de las tarifas definitivas.

3. **Determinación de las Tarifas en sentido inverso** en función de las cantidades asignadas. En tanto las ofertas presentadas en el concurso abierto podrían diferir de los volúmenes previstos al momento de determinar tarifas indicativas, una vez asignadas las cantidades en virtud del resultado del Concurso Abierto, se reajustará el cálculo de tarifas para mantener la neutralidad de ingresos de la transportista. Dichas tarifas se ajustarán o revisarán: i) en la oportunidad que se aprueben nuevos ajustes en el marco del Régimen Tarifario de Transición, ii) en oportunidad de completarse la Renegociación de la Revisión Tarifaria Integral o iii) al completarse la construcción del GPNK y verificarse un cambio sustancial de rutas y cantidades contratadas.
4. **Ajuste de los componentes de transporte y gas en los cuadros tarifarios de distribución** en tanto el abastecimiento de las distintas distribuidoras se verá modificado sustancialmente, corresponderá que se actualice el componente de transporte (y eventualmente el del precio de gas) en los cuadros tarifarios de las distribuidoras.

Atento a lo expuesto y la premura de los plazos, a continuación, se presenta una propuesta de tarifas indicativas que permitan avanzar en la realización del Concurso Abierto para cambio del punto de inyección.

A los fines de simplificar el análisis, esta propuesta se realiza bajo la premisa de neutralidad de ingresos de TGN. Todos los cálculos se realizan con la tarifa actualmente vigentes conforme lo establecido en la Resolución ENARGAS N° 187/2023 y el resultado final se deberá ajustar en función de lo que resulte del presente proceso de readecuación tarifaria así como en función del índice de ajuste mensual propuesto en el Apartado VI.a) del presente.

Para determinar el ingreso a mantener (Ingreso Afectado a tarifa 2023) se considera como período base el último año calendario completo (2022), valorizando las cantidades a las tarifas actualmente vigentes conforme lo establecido en la Resolución ENARGAS N° 187/2023.

Bajo la premisa de neutralidad, el Ingreso Afectado a tarifa 2023 debe igualar a la

suma de:

- El ingreso asociado a los contratos firmes² con entrega sobre el Gasoducto Norte.
- El ingreso por servicios TI y ED del gasoducto Norte.
- La reducción de ventas de transporte interrumpible sobre el gasoducto Centro Oeste, resultantes del mayor uso del mismo por los cargadores firmes que antes se abastecían de ambos gasoductos.
- El ingreso por servicios TI y ED con recepción en Tramos Finales que, en un escenario de contratación eficiente, o bien quedarán subsumidos dentro de los nuevos servicios firmes o quedarán sujetos a las tarifas propuestas.

En conjunto, y como se indicó en nuestra Nota TGN-324-2023-GECOM, los ingresos de TGN aportados por cargadores locales afectados por la readecuación de contratos valorizados a la tarifa vigente totalizan unos 25.169 millones de pesos. Dicho monto es el que se calcula que deberán proveer los contratos readecuados bajo la premisa de neutralidad de ingresos, con más el ajuste transitorio que surja de este proceso. El Anexo II - Subanexo c) detalla el Ingreso Afectado por servicio y ruta a tarifa de marzo 2022 y el Anexo II - Subanexo d) efectúa la valorización a la tarifa vigente (mayo 2023).

Para proyectar el escenario de contratación y despacho resultante del Concurso Abierto, se consideran las siguientes premisas:

1. La habilitación de las obras en curso detalladas en el apartado 1 de nuestra Nota TGN-324-2023-GECOM:
 - El Tramo 1 del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK con plantas compresoras en Tratayen y Salliqueló, con 15.000 HP cada una, con una capacidad total de 22 MMm³/d).
 - 29 km de loops sobre los tramos finales de TGS (Neuba II), con una capacidad sobre la ruta Salliqueló - GBA de 7 MMm³/d (Loop Ordoqui).
 - Gasoducto Mercedes-Cardales y Planta Compresora Cardales en servicio con una capacidad de 15 MMm³/d.
2. Obras y capacidades en el sistema de TGN

² Anexo II – Subanexo b): listado de contratos de transporte en firme con entrega sobre el gasoducto Norte

- Capacidad nominal de transporte desde GBA hacia Zona Litoral de 18 MMm³/d, resultante de la conexión del gasoducto Mercedes-Cardales en condiciones de inyectar a presión cercana a la MAPO y la interconexión de ductos troncal y paralelo de TGN en El Chajá.
 - Habilitación de las Obras de reversión del Gasoducto Norte (LICITACIÓN PÚBLICA GPNK N° 02/2023) con una capacidad desde Litoral hacia Centro Norte de 19 MMm³/d.
3. Oferta de gas disponible.
- 3 MMm³/d de producción remanente en cuenca Norte. Sin oferta desde Bolivia.
 - Gas en cuenca Neuquina suficiente para completar la capacidad de los gasoductos con origen en dicha cuenca.
 - Hasta 21 MMm³/d de oferta estival en GBA proveniente de TGS, ingresando hasta 15 MMm³/d por el Gasoducto Mercedes Cardales y hasta 6 MMm³/d por la conexión existente en General Rodríguez.
 - En período invernal, la oferta en GBA para cargadores de TGN se compone de hasta 7 MMm³/d de gas neuquino (Loop Ordoqui) y hasta 20 MMm³/d provenientes del buque regasificador de Escobar. Los eventuales excedentes por reducción de demanda de cargadores de TGS desplazan la inyección de Escobar.
4. Se otorga a los cargadores firmes actuales la prioridad para solicitar el cambio del punto de inyección de Salta a GBA.
5. Contratación y uso eficiente de la capacidad
- Los cargadores priorizan el uso del gas nacional frente al GNL regasificado en Escobar.
 - Los cargadores priorizan la contratación y uso de capacidad desde la fuente de suministro más cercana o directa. En particular, esto supone que:
 - La producción remanente en el NOA se destina prioritariamente al abastecimiento de la Zona Salta.
 - La demanda conectada a TGN prioriza el transporte desde Neuquén de TGN frente a la ruta vía TGS.
 - Metrogas se abastece prioritariamente a través de TGS.

- o Las distribuidoras utilizan su capacidad para abastecer a Usuarios Ininterrumpibles, GNC y grandes usuarios de su zona licenciada, y venden los excedentes a comercializadores o grandes usuarios de otras zonas que contratan transporte interrumpible o ED complementario hasta su zona de consumo.
6. No se modifican los contratos vigentes con recepción sobre el gasoducto Centro Oeste y entrega sobre el Centro Oeste o tramos finales. En tanto la oferta disponible en cuenca neuquina permite el uso de dichos contratos, se entiende que no corresponde afectar los derechos adquiridos.
 7. Los volúmenes inyectados al sistema de TGN en GBA, ya sea provenientes del buque regasificador de Escobar, del sistema de TGS (Rodríguez) o del gasoducto Mercedes-Cardales, se transportan mediante servicio TF o TI con recepción en GBA.

Con las premisas indicadas, se proyecta la asignación de capacidades con recepción en GBA que se detallan en el Anexo II – Subanexo e). Se observa que la demanda proyectada de cambio de punto de inyección de cargadores firmes actuales al norte de GBA resulta de 18,28 MMm³/d, superior en 1,6% a la capacidad nominal de 18 para el tramo GBA-Litoral. En tanto la diferencia es del orden de precisión del modelo hidráulico y dentro de los márgenes de flexibilidad del sistema, se considera factible la asignación de cambio de punto de inyección por toda la capacidad solicitada.

A partir de los contratos firmes proyectados, se estiman las cantidades de TI y ED entre zonas que se detallan en el Anexo II – Subanexo f).

Para la determinación de las tarifas indicativas que, aplicadas a los volúmenes de transporte firme e interrumpible, permitan alcanzar la neutralidad de ingresos, se consideraron las siguientes premisas:

- a. Si bien las capacidades distinguen una zona de recepción y otra de entrega, para reflejar las restricciones físicas existentes en el sistema, se iguala la tarifa de transporte para todas las rutas con recepción en GBA o Salta, y rutas entre puntos intermedios.
- b. La tarifa TI por m³ entregado equivale a la treintava parte de la tarifa firme mensual por m³/d de reserva de capacidad.
- c. Se mantiene, para los cargadores que abonan por su capacidad desde cabecera norte la Retribución al Transportista -Excluido Inversión- (CAU),

tal condición, considerando un CAU con igual proporción respecto de la tarifa que la que se verifica actualmente (32,78%)

- d. Se mantiene la tarifa de Intercambio y Desplazamiento (ED) actual que se aplica en los casos que el desplazamiento remonta la ruta del contrato desplazado.
- e. Las tarifas con recepción en la zona GBA se aplican tanto a los volúmenes inyectados por el barco de Escobar como a los ingresados desde el punto de ingreso Rodríguez y desde el nuevo punto de ingreso que nos vincula al gasoducto Mercedes-Cardales.
- f. Cuando un servicio entre dos zonas puede prestarse mediante una combinación de ED+TI o mediante TI exclusivamente, se entiende que el cliente opta por la opción más económica.³
- g. Se mantiene la actual diferencia tarifaria entre las zonas Aldea Brasilera y Entre Ríos, en tanto remunera el Gasoducto Entrerriano perteneciente a la Compañía Entrerriana de Gas S.A.

La premisa indicada en el inciso a) precedente obedece a que no se considera factible, para esas rutas, una asignación unívoca a cada ruta del costo de mantenimiento y amortización de un conjunto de activos que fue inicialmente diseñado para el transporte desde cuenca Norte. Ante la posibilidad de recibir inyecciones variables en el tiempo en diversos puntos del gasoducto: GBA, Salta, Litoral, la relevancia de cada activo para asegurar la capacidad y la confiabilidad requerida para cada servicio es cambiante y pasible de múltiples criterios de imputación. Esta situación es claramente diferente respecto de las rutas con origen en cuenca neuquina a través del Centro Oeste, donde el flujo es unidireccional y relativamente estable.

Adicionalmente, debe considerarse que las tarifas se proponen en el marco de un régimen de transición, y sujetas a modificaciones no sólo por eventuales acuerdos transitorios y/o por el proceso de Revisión Tarifaria Integral determinado por los DNU N° 1020/2020, N° 815/2022 y N° 55/2023, sino también por las diferencias que se verifiquen entre el resultado del Concurso Abierto y el escenario de

³ Esto implica que un usuario que adquiera en GBA servicios FT, IT o reventa de transporte provenientes de Neuquén a través del sistema de TGN, para su consumo en las zonas Centro Norte, Tucumán y Salta, optará por un servicio TI, mientras que los usuarios de zonas GBA y Litoral utilizarán servicio ED.

contratación proyectado que se detalla en el Anexo II – Subanexo e), y por cambios en las cantidades contratadas derivados del completamiento del GPNK.

De esta forma, bajo el esquema propuesto, variaciones en la ruta que escoja cada cargador no altera el valor relativo de las tarifas necesarias para permitir la neutralidad de ingresos, otorgando mayor previsibilidad tanto a los cargadores que participen en el Concurso Abierto como a la Transportista respecto del ingreso con que contará para preservar el adecuado funcionamiento del sistema. Finalmente, el esquema propuesto mitiga parcialmente el impacto en los usuarios que están ubicados más al norte del sistema. A pesar de ello, considerando la ruta completa desde cuenca (tarifa más gas retenido de los distintos transportistas), esos usuarios pagarán un mayor costo de transporte en virtud de la ubicación geográfica y distancia relativa a los yacimientos.

Por otra parte, el consumo de gas retenido se relaciona directamente con la distancia recorrida, por lo que se propone un valor provisorio, creciente de sur a norte, que eventualmente podrá ser redeterminado en el marco de la revisión general dispuesta por la Autoridad Regulatoria.

Las tarifas indicativas propuestas se detallan en el punto VII b) y la concordancia entre las tarifas y cantidades consideradas con el Ingreso Afectado se exhibe en el Anexo II – Subanexo g).

El detalle del cálculo de los porcentajes de gas retenido se reseña en el Anexo II – Subanexo h).

VII.b) Cuadros tarifarios indicativos para el rebalanceo de contratos asociados a la Reversión del Gasoducto Norte a tarifa mayo 2023

TARIFAS INDICATIVAS DE TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)

		Cargo \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	2.864,562008	1,07
	Tucumán	2.864,562008	2,32
	Central	2.864,562008	3,98
	Litoral	2.864,562008	5,43
	Aldea Brasileira	2.864,562008	5,78
	GBA	2.864,562008	6,14
GBA	Salta	2.864,562008	6,14
	Tucumán	2.864,562008	4,63
	Central	2.864,562008	2,97
	Entre Ríos	3.599,541661	2,54
	Litoral	2.864,562008	1,52
	Aldea Brasileira	2.864,562008	1,88
LITORAL	Salta	2.864,562008	5,43
	Tucumán	2.864,562008	3,92
	Central	2.864,562008	2,27
	Entre Ríos	3.599,541661	1,83
	Litoral	2.864,562008	0,81
	Aldea Brasileira	2.864,562008	1,17
NEUQUÉN	Neuquén	490,680206	0,69
	La Pampa Sur	1.331,845856	2,09
	Cuyana	1.470,617168	2,43
	Central (Sur)	1.495,873195	2,60
	Litoral	2.149,178487	3,83
	Aldea Brasileira	2.371,998387	4,20
	GBA	2.621,633274	4,86
	Entre Ríos	3.106,978040	4,86
	Central	5.013,740495	5,28
	Tucumán	5.013,740495	6,94
	Salta	5.013,740495	8,45

(1) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

TARIFAS INDICATIVAS DE TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

TRANSPORTE FIRME (TF)

		Cargo por m3/día \$/m3 (1)	% gas retenido (2)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	85,936860	1,07
	Tucumán	85,936860	2,32
	Central	85,936860	3,98
	Litoral	85,936860	5,43
	Aldea Brasileira	85,936860	5,78
	GBA	85,936860	6,14
GBA	Salta	85,936860	6,14
	Tucumán	85,936860	4,63
	Central	85,936860	2,97
	Entre Ríos	107,986255	2,54
	Litoral	85,936860	1,52
	Aldea Brasileira	85,936860	1,88
	GBA	85,936860	0,81
LITORAL	Salta	85,936860	5,43
	Tucumán	85,936860	3,92
	Central	85,936860	2,27
	Entre Ríos	107,986255	1,83
	Litoral	85,936860	0,81
	Aldea Brasileira	85,936860	1,17
NEUQUÉN	Neuquén	14,019334	0,69
	La Pampa Sur	35,048682	2,09
	Cuyana	44,132556	2,43
	Central (Sur)	44,862236	2,60
	Litoral	64,489329	3,83
	Aldea Brasileira	71,159909	4,20
	GBA	78,508663	4,86
	Entre Ríos	93,209304	4,86
	Central	150,426189	5,28
	Tucumán	150,426189	6,94
	Salta	150,426189	8,45

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado.

TARIFAS INDICATIVAS DE TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED)

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

252,348689 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

Retribución Mensual al Transportista - Excluido Inversión (*)

TARIFAS INDICATIVAS DE TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

		Cargo por m3/día \$/m3 (1)	% gas retenido (2)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	28,170107	1,07
	Tucumán	28,170107	2,32
	Central	28,170107	3,98
	Litoral	28,170107	5,43
	Aldea Brasileira	28,170107	5,78
	GBA	28,170107	6,14
GBA	Salta	28,170107	6,14
	Tucumán	28,170107	4,63
	Central	28,170107	2,97
	Entre Ríos	35,397899	2,54
	Litoral	28,170107	1,52
	Aldea Brasileira	28,170107	1,88
	GBA	28,170107	0,81
LITORAL	Salta	28,170107	5,43
	Tucumán	28,170107	3,92
	Central	28,170107	2,27
	Entre Ríos	35,397899	1,83
	Litoral	28,170107	0,81
	Aldea Brasileira	28,170107	1,17
NEUQUÉN	Neuquén	4,595538	0,69
	La Pampa Sur	11,488957	2,09
	Cuyana	14,466650	2,43
	Central (Sur)	14,705843	2,60
	Litoral	21,139603	3,83
	Aldea Brasileira	23,326218	4,20
	GBA	25,735139	4,86
	Entre Ríos	30,554010	4,86
	Central	49,309710	5,28
	Tucumán	49,309710	6,94
	Salta	49,309710	8,45

Tarifas netas de Ingresos Brutos (IB)

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

(*) Expansión - Concurso Abierto 01/05

VIII) PETITORIO

TGN recibió en diciembre de 1992 un sistema con 4.200 km de gasoductos, 160.000 HP de potencia y 23 millones de metros cúbicos diarios de capacidad de transporte.

Al cabo de 9 años, es decir hasta 2001 había construido 1240 km de nuevos gasoductos e incorporado 142.000 HP de potencia adicional, lo que permitió incrementar la capacidad de transporte a 55 millones de metros cúbicos.

Esto significó que entre 1992 y 2001 TGN multiplicó por 2,3 la capacidad de transporte de su sistema de gasoductos, a una tasa de crecimiento del 10% anual acumulativo.

Las inversiones asociadas a dicho crecimiento permitieron la incorporación de cientos de miles de nuevos usuarios residenciales, comerciales, estaciones de GNC, incrementaron el abastecimiento con gas natural a múltiples industrias, contribuyeron al desarrollo del sector de generación termoeléctrica, permitieron abrir mercados de exportación al gas argentino y dieron trabajo directo e indirecto a miles de personas. Gracias a estas inversiones se terminó con la crónica falta de gas durante las épocas invernales ya que se eliminó el cuello de botella que representaba el transporte hasta 1993.

En síntesis, TGN es una empresa que, mientras tuvo una tarifa acorde a los lineamientos de las Ley de Gas reinvirtió el 70% de los fondos generados y aumentó su capacidad de transporte un 130% en 9 años.

A partir de la pesificación y el congelamiento tarifario impuestos en 2002 TGN perdió su capacidad de invertir en la expansión de su sistema, y ésta pasó a ser financiada en su mayor parte a través de estructuras fiduciarias administradas por el Estado Nacional, que se financiaron con cargos tarifarios aplicados a ciertas categorías de usuarios no residenciales. Desde entonces la capacidad de transporte de TGN creció a un ritmo menor al 1% anual.

Pero no sólo eso. Desde 2011 hasta 2016 y desde 2021 en adelante, los ingresos de la compañía no alcanzaron a cubrir los costos de operar y mantener el sistema de transporte, lo cual es insostenible en el tiempo.

Argentina es un país gasífero. El 55% de nuestra matriz energética proviene del gas natural y por ende nuestro desarrollo económico ha estado desde hace más de sesenta años fuertemente ligado a este hidrocarburo. Y lo seguirá estando,

considerando sus extensas reservas de gas no convencional que esperan ser puestas en producción.

Pero no es suficiente extraer el gas del subsuelo y procesarlo para transformarlo en un recurso utilizable. Argentina necesita transportarlo miles de kilómetros desde las provincias productoras para entregarlo y distribuirlo en industrias, usinas, comercios y hogares argentinos.

Y ello sólo es posible con un proceso de inversión sostenida, para mantener en condiciones operativas óptimas las decenas de miles de km de gasoductos y redes de distribución, para modernizarnos en el uso de la energía, para contemplar las necesidades medioambientales y para permitir la expansión de estos sistemas, para que el gas llegue a todos los hogares argentinos las 24 horas del día, los 365 días del año y en condiciones seguras y confiables. Incluso a los que han quedado marginados por décadas del gas natural por redes.

La tarifa debe ser la remuneración justa de ese servicio.

El servicio público de transporte de gas, definido en la Ley 24.076 y su reglamentación, es una actividad capital intensiva de carácter regulado, en la que, por definición, las tarifas que repagan su prestación no deben estar determinadas en función del poder adquisitivo de los usuarios. Por el contrario, las mismas deben definirse en base a los costos, incluyendo el costo de capital. Ello es lo que ocurre en todos los países del mundo donde los servicios públicos son prestados por empresas del sector privado.

Durante 20 de los últimos 30 años la tarifa aprobada para TGN no remuneró el costo de capital en los términos de la Ley.

Si bien ello representa un claro apartamiento del Marco Regulatorio de la actividad, en detrimento de la seguridad jurídica que debe prevalecer para preservar el correcto funcionamiento del servicio licenciado y promover su crecimiento, hay un costo mínimo que no puede dejar de remunerarse sin poner en riesgo la prestación del servicio en el corto plazo: se trata del costo operativo, incluyendo las inversiones de mantenimiento.

Sin embargo, cuanto más rápida sea la actualización tarifaria que la actividad necesita, mayor será la aptitud de TGN para sostener la capacidad nominal de transporte de su sistema y mayor será el rol que podrá jugar TGN para realizar las expansiones desde cuenca necesarias para llevar el gas de vaca muerta al norte del país. TGN confía que el proceso de Revisión Tarifaria cuyo inicio ha sido

determinado nuevamente a partir del dictado del DNU N° 55/2023 del 16 de diciembre de 2023, que declara la emergencia del sector energético nacional, permita, esta vez sí, sentar las bases para un nuevo período de desarrollo energético, que cumpla con los objetivos mencionados.

Somos conscientes de que los años 2020, 2021, 2022 y 2023 han sido años llenos de dificultades para nuestro país, especialmente a partir del contexto de pandemia COVID-19 y de la aceleración del proceso inflacionario de precios, TGN no ha sido ajeno a tales dificultades. Esta Compañía debió extremar sus esfuerzos, tanto en lo operativo como en lo económico y financiero, para sostener la prestación del servicio público licenciado en condiciones regulares, seguras y confiables.

Sin embargo, tras cuatro años de congelamiento tarifario y un atraso de la tarifa de más de un 500 % en relación a la inflación acumulada, para continuar brindando este servicio esencial es imperioso aprobar el ajuste tarifario propuesto en la presente.

A tal fin, TGN **solicita la aprobación de los cuadros tarifarios transitorios de transporte presentados en este informe, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2024**, en los términos descriptos en el apartado VI del presente, ello a cuenta de los cuadros tarifarios definitivos ajustados a los criterios establecidos en los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076, que resulten de la mencionada Revisión Tarifaria dispuesta por el Poder Ejecutivo.

Por último, a los fines de comenzar con el proceso de rebalanceo de los contratos de transporte vinculados con la Reversión del gasoducto Norte, **se solicita la aprobación de la propuesta metodológica y las tarifas indicativas expuestas en el Apartado VII del presente informe con más el ajuste que surja del presente proceso de readecuación tarifaria**.

ANEXO I

a) Marco Legal y Regulatorio General

En su calidad de prestadora de un servicio público esencial, TGN se encuentra sujeta a regulación estatal basada en la Ley N° 24.076 (“Ley del Gas”), cuya Autoridad Regulatoria es el ENARGAS.

Las empresas de transporte de gas natural operan en un sistema no discriminatorio y de acceso abierto a los gasoductos.

La Licencia de transporte de gas autoriza a TGN a prestar el servicio público de transporte de gas a través de los gasoductos Norte y Centro-Oeste, por un plazo original de 35 años con fecha de vencimiento inicial el 28 de diciembre de 2027. TGN tendrá derecho a una única prórroga de diez años siempre que haya dado cumplimiento en lo sustancial a las obligaciones que le impone la Licencia y a las que, de acuerdo con la Ley del Gas y su reglamentación, le imponga el ENARGAS. Al finalizar el plazo de la Licencia, TGN tendrá derecho a participar de una nueva licitación e igualar la mejor oferta presentada por terceros. La Ley del Gas y la Licencia obligaron a TGN a realizar entre 1992 y 1997 una serie de inversiones por un total de US\$ 40 millones. Estos niveles de inversión, que fueron fijados por el gobierno argentino a fin de asegurar la renovación del sistema y la incorporación de los programas necesarios de mantenimiento y reparación, fueron cumplidos íntegramente por TGN. Cabe destacar que entre 1993 y 2001 TGN invirtió US\$ 1.018 millones en la ampliación y mejora de su sistema, monto que superó en US\$ 978 millones a las inversiones obligatorias comprometidas con el Estado Nacional.

A partir de 1998 (y hasta el año 2013), el ENARGAS dejó librado a criterio de las licenciatarias la definición del monto necesario y las áreas de inversión para cumplir con las normas técnicas y de seguridad. Adicionalmente, desde 1999 el ENARGAS estableció un régimen de normas de calidad para medir el nivel de calidad, eficiencia y transparencia de los servicios prestados por las licenciatarias de transporte y distribución, que TGN viene cumpliendo satisfactoriamente, incluso durante el período de congelamiento tarifario (años 1999 a 2014). Dichos indicadores fueron posteriormente modificados por los incluidos en la Res 818/19 que proponían mejoras y actualizaciones de los mismos. De acuerdo con la Ley

del Gas, las tarifas de transporte de gas deben cubrir todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y depreciaciones, más una rentabilidad razonable siempre que dicha rentabilidad (i) sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable, y (ii) guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio.

Antes de la sanción de la Ley de Emergencia Pública (Ley 25.561 de enero de 2002, "LEP"), las tarifas de transporte de gas se calculaban en dólares estadounidenses y expresaban en pesos convertibles de acuerdo con la Ley de Convertibilidad. Asimismo, la Ley del Gas estableció que las tarifas se ajustaran de acuerdo a una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. A lo largo del período 1992 a 1999 se utilizó el índice PPI (Producer Price Index) a los efectos de practicar esos ajustes tarifarios.

De acuerdo con la Licencia, cada cinco años el ENARGAS debe recalcular las tarifas de transporte de acuerdo con lo establecido en los arts. 38 y 39 de la Ley, pudiendo determinar los factores de eficiencia e inversión previstos en los puntos 9.4.1.2 y 9.4.1.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte de Gas (RBLT).

Las tarifas también podrían ser ajustadas, con la aprobación del ENARGAS (i) para reflejar variaciones de costos con motivo de cambios en las normas impositivas que sean de aplicación al negocio de transporte de gas y (ii) por otras causas objetivas y justificables a criterio del ENARGAS. En todos estos años, no hubo ningún ajuste de tarifas en virtud de dichas circunstancias objetivas y justificables.

b) Antecedentes Normativos

En enero de 2002 la **Ley de Emergencia Pública** pesificó la tarifa y eliminó el ajuste semestral por PPI. Desde entonces, y hasta el año 2017, el gobierno discontinuó las revisiones quinquenales de tarifas ("RQT"). La Ley de Emergencia Pública fue sucesivamente prorrogada hasta diciembre de 2017.

La Ley de Emergencia Pública confirió, también, facultades al Poder Ejecutivo para renegociar contratos de servicios públicos teniendo en cuenta: (i) el impacto

de las tarifas sobre la competitividad de la economía y la distribución de ingresos, (ii) la calidad de los servicios y los planes de inversión previstos en los contratos; (iii) los intereses de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, (iv) la seguridad de los sistemas, y (v) la rentabilidad de las empresas. Finalmente, la Ley de Emergencia Pública dispuso que el incumplimiento de los contratos no autoriza a las empresas de servicios públicos a suspender o modificar el cumplimiento de sus obligaciones en el marco del contrato.

En febrero de 2002, el poder ejecutivo formó una Comisión para la Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos, encargada de renegociar esos contratos. En julio de 2003, esa comisión fue reemplazada por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) dentro del ámbito compartido de los Ministerios de Economía y Producción (“MEP”) y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”). Esta unidad estaba autorizada a llevar adelante el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos y poder llegar a un acuerdo total o parcial con las licenciatarias y presentar propuestas de ajuste transitorio de tarifas y precios, entre otras cosas.

A pesar de ello, hasta finales del año 2015 no se observó ningún avance de significación en el proceso de renegociación de la Licencia.

En marzo de 2016 la UNIREN fue disuelta y sus facultades (en lo que concierne a TGN) trasladadas a los ex Ministerios de Hacienda y Finanzas, y de Energía y Minería (este último “MINEM”).

La Ley de Emergencia Pública estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. En octubre de 2008, TGN había celebrado un primer acuerdo transitorio con el gobierno que implicó un aumento tarifario del orden del 20%. Dicho aumento comenzó a aplicarse, escalonadamente, en abril de 2014. En junio de 2015 el ENARGAS puso en vigencia nuevos cuadros tarifarios incluyendo un aumento del 69,1%, efectivo desde el 1 de mayo de dicho año. En febrero de 2016 se celebró un segundo acuerdo transitorio con el gobierno que representó un aumento tarifario del 289% a partir de abril de ese año, a cambio de un plan de inversiones obligatorias y la prohibición de pagar dividendos sin la previa autorización del ENARGAS. Este aumento, junto con el otorgado a las otras licenciatarias, se judicializó y fue reemplazado por los cuadros tarifarios aprobados por **Resolución ENARGAS N° I-4053/16**, vigentes a partir del 7 de

octubre de 2016.

El 30 de marzo de 2017 la Sociedad celebró con el ex Ministerio de Hacienda y con el ex MINEM un **Acuerdo de Renegociación Integral de la Licencia** (el “Acuerdo Integral”), cuya vigencia fue ratificada por el **Decreto PEN N° 251/2018**, previa intervención de la Procuración del Tesoro de la Nación, de la Sindicatura General del Estado Nacional, y de ambas cámaras del Congreso Nacional. En la misma fecha, TGN celebró un tercer acuerdo transitorio a fin de efectuar una nueva adecuación transitoria de tarifas que permitiera a la LICENCIATARIA la obtención de recursos necesarios para ejecutar el PLAN DE INVERSIONES aprobado por el ENARGAS, considerando el marco regulatorio vigente relativo al Servicio Público de Transporte de Gas Natural; ello hasta tanto entrare en vigencia el régimen tarifario resultante del ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL INTEGRAL.

Como consecuencia, **la Resolución ENARGAS I-4363/17** del 30 de marzo de 2017 aprobó el cuadro tarifario de transición aplicable a partir del 1° de abril de 2017 de manera escalonada en tres peldaños que implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 49% para el primer escalón, tomando en consideración a tales efectos los Estudios Técnicos Económicos realizados en el marco de la Revisión Integral de Tarifas (“RTI”) en virtud de lo instruido por las citadas **Resoluciones N° 31/2016 y 74/2017** y contra la ejecución de un Plan de Inversiones Obligatorias.

El Acuerdo Integral, que fue ratificado por la asamblea extraordinaria de la Sociedad celebrada el 14 de junio de 2017 y luego por el Decreto PEN N° 251/2018 del 27 de marzo de 2018, contiene los términos y condiciones convenidos entre el PEN y TGN para adecuar la Licencia, establece las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período Abril 2017-Marzo 2022 y concluye el proceso de renegociación desarrollado en el marco de la LEP. Sus previsiones abarcan el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la Licencia.

El 1 de diciembre de 2017 se publicó la **Resolución ENARGAS N° 121/17** por la que se aprobó el cuadro tarifario de transición aplicable a partir del 1° de diciembre de 2017, que implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 71,6%, conforme las previsiones del artículo 6° in fine de la Resolución MINEM N° 74/2017.

El 27 de marzo de 2018 se publicó la **Resolución ENARGAS N° 311/18** por la que se aprobó el cuadro tarifario aplicable a partir del 1° de abril de 2018, que significó el último escalón de los incrementos tarifarios resultantes de la RTI, aprobada por Resolución ENARGAS N° I-4363/17 e implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 47,08%.

El 27 de septiembre de 2018 se publicó la **Resolución RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS** por la que se aprobó el cuadro tarifario aplicable a partir del 1° de octubre de 2018, que implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 19,67%. Este aumento se determinó mediante la evolución semestral de una fórmula polinómica compuesta por tercios iguales de los índices IPIM, ICC e IVS, y resultó inferior al cálculo que surge de la aplicación del mecanismo fijado en el Anexo V de la Resolución ENRG 4363/17, que alcanzó 30,56% para dicho período de aplicación.

Por tal motivo fue que, mediante la **Nota TGN-697-2018-GECOM** (y dentro del plazo que fija el Dto. 1759/72 para el Recurso de Reconsideración), TGN solicitó VISTA de todos los estudios que concilien la fórmula polinómica aplicada con el estándar legal del citado numeral 7.1. advirtiendo que, en caso de que los mismos no hayan sido realizados, la Resolución ENARGAS N° 266/18 estaría viciada de nulidad por falta de motivación del Acto Administrativo (Art. 7° inc. e) de la Ley 19.549). La razonable “discrecionalidad” de la Administración habría dado paso a la “arbitrariedad”.

Asimismo, en esa misma presentación se dejó planteada la solicitud de compensación por control de precios que establece el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia, para el caso de que ésa hubiera sido la intención del Regulador a los efectos de morigerar el impacto de las tarifas sobre los usuarios. La VISTA solicitada mediante la Nota TGN-697-2018-GECOM no ha sido conferida hasta el momento.

El 29 de marzo de 2019 se publicó la **RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS** que fijó la tarifa de transporte de TGN aplicable desde el 1° de abril de 2019. En esta ocasión, el ENARGAS se apartó nuevamente de la Metodología dispuesta en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 ya que, si bien aplicó el IPIM como índice de ajuste semestral, no lo hizo en forma acumulada (con base en el mes de febrero de 2018) sino tomando la variación del último semestre. Así, se aprobó para el período Abr-19 / Sep-19

un incremento equivalente al aumento semestral del IPIM (26%), en lugar del IPIM acumulado (37,5%).

La aplicación del IPIM en forma no acumulada significó un apartamiento de la regla (IPIM) a perpetuidad, en la medida que proyectó hacia el futuro (y sin análisis previo sobre la ecuación económica del servicio) los efectos de la fórmula polinómica (10% menos de tarifa), cuya aplicación debió responder, exclusivamente, a una situación puntual de excepcionalidad, tal como se había considerado a los efectos de la Resolución ENARGAS N° 266/18. La discrecionalidad de la Administración, nuevamente dio paso a la arbitrariedad. Este vicio de nulidad que contiene la resolución atacada motivó la presentación de un Recurso de Reconsideración con Alzada en subsidio por parte de TGN, el que fue planteado mediante la **Nota TGN-323-2019-GAIR**.

Asimismo, mediante dicha Resolución ENARGAS N° 191/2019 se aprobó, junto con el ajuste semestral de las tarifas de TGN para el período abril – octubre 2019, la creación de la Ruta de transporte GBA-GBA y su tarifa asociada, para lo cual se dispuso la aplicación analógica -pero sin soporte técnico o económico- la tarifa de la ruta NQN-NQN. Además, se aprobó la tarifa GBA-GBA solo para los volúmenes ingresados por el Punto Escobar, omitiendo incluir aquellos ingresados a la zona GBA por el Punto Rodríguez, tal como lo había solicitado TGN en las presentaciones previas.

En la citada Nota TGN-323-2019-GAIR, TGN planteó la nulidad de la Resolución ENARGAS N° 191/2019 también en lo que refiere a la aprobación de la ruta de transporte GBA-GBA y su tarifa asociada, en tanto importó una modificación de las bases consideradas en la RTI, afectando adversamente el equilibrio económico-financiero preexistente por causa del menor ingreso esperado, lo cual tornó aplicable el numeral 18.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte que impone el pago de una compensación equivalente.

Por otra parte, mediante la **Nota TGN-300-2019-GAIR** TGN presentó un PEDIDO DE ACLARATORIA sobre los alcances de las disposiciones vinculadas a la ruta de transporte GBA-GBA y su tarifa asociada, aprobada mediante RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, en relación con el tratamiento de los volúmenes ingresados al sistema de TGN en esa zona tarifaria incluyendo el Punto General Rodríguez. Se dejó planteado el recurso de RECONSIDERACIÓN con ALZADA en subsidio contra dicha resolución para el

hipotético caso de que la Autoridad resolviera el pedido de aclaratoria en un sentido diferente al allí expuesto.

Tanto el Recurso de Reconsideración con Alzada en subsidio planteado por Nota TGN-323-2019-GAIR como el Pedido de Aclaratoria presentado mediante la Nota TGN-300-2019-GAIR, aún se encuentran pendientes de resolución por parte del ENARGAS.

El 3 de septiembre de 2019, la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (SGE) emitió la Resolución **RESOL-2019-521-APN-SGE#MHA** mediante la cual difirió el ajuste semestral previsto a partir del 1º de octubre de 2019, para el 1º de enero de 2020 y determinó, como mecanismo compensatorio a las prestadoras en el marco de lo dispuesto en el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia, “...la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo”. Posteriormente, el ENARGAS remitió la Nota **NO-2019-85436025-APN-SD#ENARGAS** donde requirió a TGN la presentación de una propuesta readecuación de las inversiones obligatorias a su cargo con motivo de la compensación definida por la Resolución RESOL-2019-521-APN-SGE#MHA.

TGN contestó dicho requerimiento mediante Nota **TGN-529-2019-GAIR**, donde comunicó que el impacto en su facturación sería de 341,2 MM\$ (en moneda de dic16) y acompañó una propuesta de adecuación de su Plan de Inversiones Obligatorias.

El 22 de noviembre de 2019, mediante **RESOL-2019-751-APN-SGE#MHA**, la SGE amplió un (1) mes más el diferimiento del ajuste tarifario correspondiente al 1º de octubre de 2019, manteniendo el mismo mecanismo de compensación. En virtud de ello, TGN remitió la Nota **TGN-653-2019-GAIR** indicando que el impacto adicional en su facturación sería de 118 MM\$ y readecuando su Plan de Inversiones Obligatorias.

Cabe aclarar que, sin perjuicio de las notas emitidas, TGN hizo reserva de impugnar dichas resoluciones de la SGE en la medida que no se ajustan a las previsiones del Punto 9.8 de las RBL invocadas.

A la fecha, no ha habido respuesta alguna de parte del ENARGAS o la SGE respecto de la compensación establecida en las Resoluciones SGE 521/2019 y SGE 751/2019.

El 21 de diciembre de 2019, se promulgó la **Ley 27.541 “LEY DE SOLIDARIDAD**

SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA” que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

Mediante el artículo 5° de la Ley N° 27.541 se facultó al PODER EJECUTIVO NACIONAL, por un lado, a mantener las tarifas de gas natural y, a título de alternativa, iniciar un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de la Ley N° 24.076.

Dicho congelamiento tarifario fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2020 por **DNU N° 453/2020**.

El 16 de diciembre de 2020 el PEN dictó el **DNU N° 1020/2020** mediante el cual determinó el inicio de la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541.

Asimismo, determinó que el proceso de renegociación no podrá exceder el plazo máximo de dos (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de dicho Decreto y culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva entre las Licenciatarias y el Otorgante, debiendo suspenderse hasta entonces los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes.

Entre sus CONSIDERANDOS, el DNU 1020/2020 entendió *“Que, en el marco de la renegociación, resulta conveniente establecer un régimen tarifario de transición como una adecuada solución de coyuntura en beneficio de los usuarios y las usuarias, así como para las licenciatarias y concesionarias, debiendo tener como premisa la necesaria prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y electricidad, en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad de dichos servicios públicos esenciales.”* (el subrayado nos pertenece)

En virtud de ello, el Artículo 3° del decreto estableció que *“dentro del proceso de renegociación podrán preverse adecuaciones transitorias de tarifas y/o su segmentación, según corresponda, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados”*.

Finalmente, mediante el Artículo 11° de dicho cuerpo legal se prorrogó por un

plazo adicional de NOVENTA (90) días corridos el congelamiento tarifario dispuesto por el Artículo 5° de la Ley 27.541.

En este marco, mediante **RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS** del 22 de febrero de 2021, el ENARGAS convocó a AUDIENCIA PÚBLICA N° 101 con el objeto de poner a consideración de la ciudadanía el Régimen Tarifario de Transición previsto en el DNU N° 1020/2020.

Para ello, el ENARGAS definió como “CONDICIONES MÁXIMAS DE CONTORNO PARA LAS PRESENTACIONES CONFORME ARTÍCULO 7°” (Punto 10 del ANEXO I de la RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS):

“a) Durante la vigencia RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN la Licenciataria no podrá en ningún caso distribuir dividendos; ni cancelar en forma anticipada directa o indirectamente deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas ni otorgar créditos.” (...)

“c) Garantizar el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad del servicio público, en condiciones de seguridad, en el marco específico del REGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN.”

En el marco de los Antecedentes Normativos reseñados TGN presentó, mediante Nota TGN-93-2021-GECOM del 26 de febrero de 2021, los cuadros tarifarios de transición y la información de sustento requeridos por el Artículo 7° de la citada RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, con las reservas de derechos y acciones allí planteadas.

El 27 de marzo de 2021 el ENARGAS propuso a las licenciatarias de distribución y transporte de gas la celebración de acuerdos de adecuación transitoria de tarifas a cambio del compromiso de dichas licenciatarias de no iniciar reclamos basados en el congelamiento tarifario dispuesto por la Ley de Solidaridad. Como en el caso de TGN la propuesta de ajuste era igual a cero, la Sociedad declinó suscribir dicho acuerdo sin perjuicio de lo cual se avino a encarar la renegociación de la RTI dispuesta en el Decreto 1020/20, bajo reserva de derechos y acciones. El 2° de junio se dictó la Resolución Firma Conjunta (MECON/ENARGAS) N° 2/21 – ratificada luego por Decreto PEN 353/21 – y la Resolución ENARGAS N° 150/21 que aprobaron Régimen Tarifario Transitorio (“RTT”).

Este RTT implicó; (i) que las tarifas de TGN continuarían congeladas, (ii) que la Sociedad debería continuar prestando el servicio de transporte de gas en las

condiciones de calidad y de seguridad y demás obligaciones que surgen de su LICENCIA y las reglamentaciones dictadas por el ENARGAS y (iii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de la Sociedad), excepto autorización previa del ENARGAS. Asimismo, el RTT contempló la posibilidad de que el ENARGAS proceda al recálculo de las TARIFAS DE TRANSPORTE vigentes y a emitir las resoluciones tarifarias correspondientes que surjan de dicho recálculo.

Con fecha 30 de junio de 2021 TGN presentó un RECURSO DE RECONSIDERACION CON ALZADA EN SUBSIDIO contra la Resolución ENARGAS N°150/2021 del 31 de mayo de 2021 que aprobó los cuadros tarifarios de transición de TGN derivados del RTT arriba descripto.

Posteriormente, mediante nota NO-2022-09963970-APN-DIRECTORIO#ENARGAS del 01 de febrero de 2022, la Autoridad Regulatoria remitió a TGN un proyecto consolidado de “Acuerdo Transitorio de Renegociación”, en el marco de lo dispuesto en el Decreto N° 1020/20, que incluía un ajuste tarifario del 60 % en la tarifa de transporte. En respuesta a dicha Nota, esta Licenciataria respondió que prestaba su conformidad al mencionado proyecto.

Que, de tal modo, esta Licenciataria suscribió con el ENTE NACIONAL DEL ENARGAS y el MINISTERIO DE ECONOMÍA DE LA NACIÓN el respectivo “ACUERDO TRANSITORIO DE RENEGOCIACIÓN - RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN: ADECUACIÓN TRANSITORIA DE LA TARIFA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL” ACUERDO, “ad referéndum” de la ratificación del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Dicho ACUERDO (CONVE-2022-16135243-APN-SD#ENARGAS) fue ratificado por Decreto N° 91 del 22 de febrero de 2022 (B.O. 23/2/22) del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Cabe destacar que, en la CLÁUSULA SEGUNDA inc. 4° de dicho ACUERDO se estableció que: *“Durante la vigencia del RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN 2022, y en tanto no estén vigentes las revisiones tarifarias resultantes del ACUERDO DEFINITIVO DE RENEGOCIACIÓN, el ENARGAS procederá al recálculo de las TARIFAS DE TRANSPORTE vigentes y a emitir las resoluciones tarifarias correspondientes que surjan de dicho recálculo con una periodicidad no*

mayor a DOCE (12) meses comenzando desde el 1° de enero de 2022; a tal efecto el presente ACUERDO podrá ser objeto de adendas por acuerdo de las PARTES.”

El 23 de febrero de 2022 y habiéndose celebrado la correspondiente Audiencia Pública N° 102 el ENARGAS aprobó, mediante RESOL-2022-59-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, los nuevos cuadros tarifarios de transición con vigencia a partir del 1° de marzo del año 2022. La RTT implicó; (i) que la Sociedad debería continuar prestando el servicio de transporte de gas en las condiciones de calidad y de seguridad y demás obligaciones que surgen de su LICENCIA y las reglamentaciones dictadas por el ENARGAS y (ii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de la Sociedad), excepto autorización previa del ENARGAS.

Finalmente, el 07 de diciembre del año 2022, el ENARGAS emitió la RESOL 2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS por medio de la cual convocó a la Audiencia Pública N° 103 con el objeto de poner a consideración: 1) Adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22); 2) Adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22); 3) 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 (según Resoluciones ENARGAS N° 207/22 a N° 216/22 y Resoluciones ENARGAS N° 325/22 a N° 334/22 y Resolución SE N° 771/22), y consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) correspondientes; 4) Tratamiento sobre Subzonas Tarifarias Únicas por Provincia en la Novena Región – Régimen de Transición Decreto N° 1020/20 (Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos, Misiones).

El 27 de abril del año 2023, el ENARGAS emitió la Resolución 187/23 con el nuevo cuadro tarifario de transición de TGN, definiendo el incremento del 95% en el valor de los servicios de transporte de gas natural. Dicho incremento entró en vigencia con la publicación del Decreto que ratificó la ADENDA AL ACUERDO TRANSITORIO DE RENEGOCIACIÓN RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN: ADECUACIÓN TRANSITORIA DE LA TARIFA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL, el 29 de abril del año 2023.

El 14 de diciembre del año 2023, el ENARGAS emitió la RESOL 2023-704-APN-DIRECTORIO#ENARGAS por medio de la cual convocó a la Audiencia Pública N° 104 con el objeto de poner a consideración: 1) Adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22); 2) Adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22); 3) 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; 4) Determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y del servicio público de distribución de gas por redes; 5) Tratamiento de la incidencia del costo del flete y/o transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) respecto de las localidades abastecidas con gas propano/butano indiluido por redes; 6) Tratamiento de la incidencia del precio del gas en el costo del gas natural no contabilizado (GNNC); 7) Reversión del Gasoducto Norte - criterios de tarificación y asignación de capacidad. Por último, el 16 de diciembre de 2023 el PEN dictó el DNU N° 55/2023 que declaró la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de transporte y distribución de gas natural con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024.

En su artículo 3°, dicho decreto determinó el inicio de la revisión tarifaria para las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, estableciendo que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024.

A su vez, el artículo 6° inc. b) de dicho cuerpo legal facultó a la intervención del ENARGAS a realizar los procesos de revisión tarifaria señalados en el artículo 3° de ese decreto y, hasta tanto culmine dicho proceso, a aprobar adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria dispuesta en el citado artículo 3°.

c) Evolución de la Normativa Técnica

El ENARGAS emite en 1993 la nueva norma madre aplicable al sistema de transporte y distribución de gas natural de la República Argentina, la NAG-100. Dicha norma incorporó un punto relativo a Integridad de ductos en la Sección

617 “Investigación de averías”, que exigía al operador inspeccionar las cañerías con una herramienta inteligente cada 5 años, independientemente de las características de la línea. Este requerimiento apuntaba al control de la corrosión externa básicamente, que era la principal amenaza identificada y a controlar en esos tiempos. El *Stress Corrosion Cracking* (SCC) no se conocía aún en la Argentina.

La normativa imponía una metodología para la gestión de la integridad de tipo “prescriptiva” siendo mandatorio el pasaje de herramientas tipo MFL (Magnetic Flux Leakage) y el cumplimiento de ciertos estándares de calidad para el sistema de protección catódica. Tanto en Estados Unidos como en la Argentina, la norma aún no contaba con un capítulo específico en materia de integridad.

La NAG-100 permaneció inalterable por más de 15 años desde su emisión y puesta en vigencia en el año 1993. Recién en diciembre 2010 el ENARGAS emite la primer Adenda de la NAG-100 con el objetivo primordial de anexar a la norma madre del sistema de transporte un apartado exclusivo referido a la metodología a aplicar por los operadores para la gestión de la integridad. Se denominó “Parte O” y resultó ser más exigente con el operador ya que amplía su alcance al 100% de la traza y no sólo a las áreas sensibles. Asimismo, establece la necesidad de realizar las evaluaciones base y análisis de riesgo inicial de todas las líneas de transmisión en un plazo máximo de 6 años.

Este cambio normativo obligó a Transportistas y Distribuidoras a elaborar nuevos Planes de Gerenciamiento de la Integridad para los ductos de transmisión de gas con el objetivo de gestionar cada una de las amenazas identificadas en la nueva “Parte O”. Esto implicaba la adopción de nuevas metodologías de análisis y la aplicación de mayor tecnología.

Posteriormente, el segundo cambio normativo deviene en el año 2016 donde el ENARGAS emite la Adenda N° 2 de la NAG-100 denominada “Parte G” e introduce algunos cambios respecto de las metodologías constructivas, niveles de tapadas y distancias de seguridad, entre otros. Asimismo, incluyó un cambio importante que viene dado por su Apéndice G-20, que introduce el concepto de Informe de Evaluación de Seguridad, una metodología para elaborar los análisis cuantitativos de riesgos pre-operacionales mediante el método de cálculo inglés, haciéndolo incluso retroactivo a las líneas existentes en operación. Dicho Apéndice establece que para las líneas de transmisión que contengan viviendas

o sitios aptos para el transporte de seres humanos dentro del Círculo de Impacto Potencial, el operador debe realizar un Informe de Evaluación de Seguridad, calculando el riesgo generado por la operación de la línea sobre la vida de las personas y se deben tomar las medidas necesarias para identificar, prevenir, controlar y mitigar dicho riesgo.

Desde el punto de vista de la gestión de integridad basada en riesgo, en cierta medida es un complemento de lo indicado en la "Parte O". No obstante, implica una mayor responsabilidad para el operador ya que indirectamente extiende el concepto de Área Sensible a toda área que requiere algún análisis o acción particular debido a su importancia; producto de la presencia de al menos una vivienda o camino (cruce o paralelismo) dentro del radio de impacto potencial. El volumen de información que debe manejar un operador a partir de la introducción de este concepto requiere ineludiblemente la adopción de nuevas tecnologías de gestión y análisis de datos. Estos cambios normativos, devienen en futuras erogaciones que deben afrontar los operadores para lograr su implementación y luego sostener su cumplimiento en el tiempo.

Impacto de los cambios normativos (locales e internacionales) y aprendizajes de TGN.

El sistema de TGN tiene una extensión total de 6.806 km, de los cuales 4.550 km corresponde al sistema Norte y 2.256 km al sistema Centro Oeste. Particularmente, el gasoducto Norte Troncal de 24" tiene una longitud de 1750 km (25% de todo el sistema) y fue construido en el año 1960 aplicando técnicas constructivas y de control de esa época. Posee un revestimiento asfáltico aplicado en caliente en el sitio.

La operación de ductos antiguos ha demostrado mundialmente que para que puedan ser operados de manera segura con el paso del tiempo deben adecuarse las condiciones de diseño originales a las actuales, adaptarse a los cambios de actividad poblacional que van transcurriendo con el tiempo en sus inmediaciones y aumentarse los controles para detectar defectos originales que puedan crecer en el tiempo hasta tornarse críticos. Desde sus inicios hasta el año 2002, TGN venía aplicando un plan de gestión de la integridad 100% prescriptivo con foco en atender exclusivamente el cumplimiento de todas las actividades mandatorias que exigía la NAG-100. En ese año un evento puso de manifiesto

la presencia de una amenaza que se suponía no existía hasta ese momento en el sistema de TGN, el Stress Corrosion Cracking.

Ya desde el año 2000 se venía desarrollando con asistencia de expertos canadienses un modelo de susceptibilidad para estudiar la posibilidad de existencia de esta amenaza mediante la ejecución de pozos de investigación y estudios de suelo. En una primera etapa de consolidación del modelo, el foco se puso sobre los tramos del gasoducto Centro Oeste recubiertos con cintas de polietileno, considerando que allí se producirían colonias SCC de PH neutro tal lo demostraba la experiencia canadiense. Con el objetivo de mitigar el riesgo de esta nueva amenaza se ajustaron e intensificaron los estudios a realizar con la finalidad de ajustar el modelo de riesgo por SCC para el todo el sistema de TGN, así como se instrumentaron las medidas de mitigación tales como un plan de pruebas hidráulicas especiales para el tratamiento de esta amenaza y posterior recoating sobre los segmentos de mayor criticidad.

En 2010 con los cambios introducidos por la nueva "Parte O", TGN debió elaborar un nuevo Plan de Gerenciamiento de la Integridad (PGI) identificando para cada una de las amenazas indicadas en la nueva normativa, acciones concretas para su detección y tratamiento. La nueva normativa resultó ser el disparador para la búsqueda de nuevas tecnologías y metodologías innovadoras para la identificación y control de las amenazas.

Paralelamente, de acuerdo a lo exigido por la normativa, en 2010 se lanzó el plan para realizar todas las evaluaciones base, identificación de áreas sensibles y los análisis de riesgo asociados con la adopción del método semi-cuantitativo especificado en la ASME B31.8S.

Como parte del nuevo Plan de Gerenciamiento de la Integridad, en 2012 se amplió el uso herramientas de inspección interna de acuerdo con las nuevas tecnologías disponibles. A las corridas tradicionales de herramientas MFL para control de la corrosión, se incorporaron corridas de TFI (Transversal Field Inspection) para detección de anomalías orientadas longitudinalmente como los defectos en las soldaduras longitudinales de fábrica; "inerciales" para detección de movimientos, deslizamientos y por requerimiento del ENARGAS para la geolocalización de los ductos; y "caliper" para detección de abolladuras o arrugas. Asimismo, con el objetivo de identificar y controlar con nueva tecnología la amenaza por SCC de forma más eficiente y eficaz, a fines de 2013 TGN decidió

iniciar el plan de inspección del gasoducto Norte Troncal de 1960 con la herramienta EMA T (Electro-Magnetic Acoustic Transducer) para el manejo de fisuras por SCC y detección de defectos de fabricación. Si bien el lanzamiento comercial y primer corrida EMAT se realizó en el año 2006 se necesitaron varios años de desarrollo y testeo en otros sistemas de gasoductos del mundo hasta que la herramienta pudo contar con el nivel de validación adecuado para la gestión de la amenaza de SCC, así como para la detección de defectos de fabricación remanentes del tipo fisuras en costuras y laminaciones.

Uno de los cambios más importantes introducidos por el nuevo modelo de gestión de la integridad de TGN, fue la sistematización del estudio y aprendizaje de los eventos o roturas de otros operadores internacionales, principalmente de Canadá y Estados Unidos. Uno de los hallazgos para destacar de este proceso de aprendizaje fue la identificación de la posible amenaza conocida como “hard spot” asociada a deficiencias en procesos productivos del fabricante de cañerías A.O. Smith. A partir de la experiencia canadiense en este tema y los aprendizajes de los eventos que sufrieron se pudo detectar la existencia de cañería del mismo fabricante y con probabilidad de padecer la misma problemática dentro del sistema de TGN, principalmente en los Tramos Finales de aproximación a Buenos Aires. Luego, se inició la búsqueda de alternativas tecnológicas de inspección e identificación de la amenaza, agregando posteriormente al plan de corridas ILI la inspección con la herramienta HMILI.

Asociado al uso de todas estas nuevas tecnologías comienza a ser necesaria la ejecución de mayor cantidad de pozos de verificación de corridas y emergen nuevas reparaciones producto de identificación de enfermedades hasta ese momento no detectables.

Otros espacios de desarrollo de conocimiento se fueron llevando en paralelo mediante la participación en comisiones del: Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG); la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles de Latinoamérica y el Caribe (ARPEL); como sitios de aprendizaje sobre incidentes de otros y de intercambio de buenas prácticas. También mediante la asistencia a congresos y cursos locales e internacionales, como espacios de actualización de conocimiento, networking e intercambio; aprovechando dichos viajes al exterior para la generación de reuniones de Benchmarking con otros operadores internacionales de gasoductos tales como:

Transcanada (Canadá), Williams (EEUU) y Enagas (España).

Según lo indicado en la nueva "Parte O", en el 2016 finalizaba el plazo para completar todas las evaluaciones base, estudios de riesgo asociados y detección de áreas sensibles. Para ese momento se estudiaron en profundidad las áreas sensibles de todo el sistema de TGN que comprenden una longitud de 462 km. y como resultado se debieron definir nuevas obras de adecuación con el objetivo de controlar los riesgos; principalmente mediante la ejecución de cambios de cañerías, pruebas hidráulicas en zonas de alta consecuencia, incremento del factor de seguridad en reparaciones (pasando de un factor de 1,25 a 1,40); teniendo en cuenta que el espíritu de la nueva normativa tiende a evitar siniestros catastróficos.

Con la finalidad de detectar posibles mejoras en el proceso del manejo de la integridad se contrató una auditoría internacional especializada realizada por la firma inglesa PIMS of London.

En ese mismo año, con la aparición de la nueva "Parte G" comenzó un proceso de identificación de nuevas áreas de estudio (más allá de las áreas sensibles definidas por la Parte "O") producto de la necesidad de identificar la existencia de al menos una vivienda o camino dentro del radio de impacto potencial del gasoducto, y dadas las características que presenta el sistema de TGN en cuanto a existencia de actividad humana en sus alrededores el área de estudio se extendió a 3005 km, es decir al 44% del sistema de TGN lo cual genera un gran impacto a la hora de definir las medidas de reducción de riesgo a aplicar en dicha longitud. Asociado a estos estudios y la elaboración de los informes de seguridad, emergen nuevos proyectos o bien se extiende el alcance de los existentes. Ejemplos de ello son: el caso de las pruebas hidráulicas por Áreas Sensibles que se definieron con una longitud inicial y que luego se extendió su alcance para abarcar áreas que antes quedaban excluidas, el programa de adecuación de cañería en cruces de caminos, rutas y autopistas; y la instalación de nuevas válvulas de bloqueo de gasoducto en zonas sensibles.

El manejo de la integridad basada en riesgo requiere de cálculos que tienen por input gran cantidad de datos de cada metro de cañería que conforma el sistema, para ello se encaró la actualización del método de trabajo mediante la adquisición de un software especializado de riesgo con la finalidad de desarrollar los modelos de riesgos cuantitativos (método de Muhlbaüer cuantitativo y método

Inglés exigido por la Parte G), y que posea interfaz entre los sistemas SAP y GIS; de ese modo poder detectar situaciones a corregir en la base de datos corporativa. El algoritmo de Muhlbaüer se identifica como una herramienta profesional para contemplar las 21 amenazas.

En paralelo en relación al manejo de datos se fueron desarrollando tecnologías de adquisición de datos mediante el uso de celulares, colectoras de datos y la adquisición de un software de documentos de ingeniería para manejar documentación en formato electrónico, acceder al historial de la documentación en curso, así como tener actualizada la última revisión.

El proceso de innovación en el que nos estamos involucrando tiene como finalidad poder gestionar de mejor forma la información, con la finalidad de tener datos de mayor calidad, con mayor rapidez, rastreabilidad y simpleza. De no ser así, el volumen de información no permitiría determinar ágilmente las Medidas de Reducción de Riesgo (MRR) apropiadas en cada caso.

Todos estos nuevos proyectos, orientados a garantizar la seguridad de las instalaciones y de terceros, repercuten indefectiblemente en los niveles de inversión de la compañía requiriendo mayores esfuerzos en este sentido. Sin embargo, forman parte del camino de aprendizaje basado en eventos observados en otros sistemas y que han dejado un conocimiento del cual debemos estar agradecidos como operadores responsables.

En paralelo, tomando como base lo ocurrido en la rotura de San Bruno (Estados Unidos) en el 2010 y la decisión del regulador norteamericano respecto de las MAPO para ductos antiguos, se decide oportunamente realizar pruebas hidráulicas en segmentos específicos del gasoducto Norte Troncal, que lleva 61 años en servicio actualmente. El objetivo de este plan era verificar la integridad de los ductos antiguos; conformar o completar registros pre-operacionales inexistentes y elevar el factor de seguridad de 1,1 – valor de prueba original – hasta 1,25 para mitigar las posibles amenazas heredadas de defectos constructivos.

En el 2016 se inicia un fuerte programa de relevamiento y mitigación de interferencias con otros sistemas y se lanza el programa de modernización de los más de 250 equipos rectificadores del sistema de TGN mediante la incorporación de tecnología de control y monitoreo remoto con la finalidad de tener un mayor y mejor control de la performance de la protección catódica

individual de cada gasoducto.

Continuando con el plan para mitigar la amenaza de “hard spot” en cañerías de marca A.O.Smith; en 2017 se llevaron a cabo las dos primeras corridas con la herramienta ILI HMILI para la verificar la existencia de puntos duros en los tramos finales del sistema de TGN. Los resultados de la inspección fueron sorprendentes, incluso hasta para el proveedor. Si bien en los informes se identificó la posible existencia de puntos duros, al momento de implementar los pozos de verificación para validar la corrida no se detectaron puntos duros, sino que se detectó la existencia de fisuras aisladas desarrolladas en sentido circunferencial en cañerías de otro fabricante (U.S.Steel). Es por ello que tanto el proveedor como TGN descubrieron una capacidad adicional de la herramienta consistente en identificar este tipo de defectos, claro está que el proveedor aún no tenía en claro como cuantificarlos y los consideraba “puntos duros”. Luego, se implementó una campaña de pozos para inspeccionar estas nuevas fisuras circunferenciales. Se definió la necesidad de realizar algunos cambios de cañería y durante esos operativos de reemplazo se detectaron además fisuras ramificadas o del tipo “spider web”. Como plan de acción para controlar estas nuevas amenazas detectadas gracias a la aplicación de nuevas tecnologías, se decidió comenzar con un plan de pruebas hidráulicas y recoating sobre los segmentos afectados por esta nueva amenaza.

Resumiendo, el pasaje de esta herramienta ILI HMILI detectó una nueva amenaza hasta ese momento desconocida y que no es identificable por las herramientas de inspección interna del tipo EMAT diseñada para la detección de fisuras longitudinales disponibles en la industria.

Desde comienzo de 2018, y en base a lo aprendido por la industria, el reporte de las herramientas EMAT se pasó a solicitar a toda la longitud del tramo inspeccionado en lugar de los primeros 60 km a la descarga de una planta compresora.

Luego de numerosos análisis y estudios de nivel internacional, se descubrió una nueva causa de roturas producto de un mecanismo de fragilización y fisuración por hidrógeno. Esta amenaza es prácticamente una rareza y tiene su origen en una susceptibilidad del acero causada por un deficiente proceso de fabricación que dio como resultado un acero estructuralmente pobre. Cabe destacar que la cañería en cuestión pertenece al fabricante A.O.Smith.

El plan de acción derivado de esta nueva amenaza requiere de un esfuerzo de inversión considerable pero necesario para atender una problemática que aún sigue siendo estudiada. Como consecuencia se programaron nuevas pruebas hidráulicas, trabajos de adecuación de la protección catódica y trabajos de recoating. Dicho programa está en curso, mostrando resultados positivos en las pruebas hidráulicas para la detección de amenazas.

En conjunto con la herramienta HMILI se realizó el pasaje de la novedosa herramienta para identificación y caracterización del material de las cañerías denominada ROMAT. Esta nueva herramienta, permite conocer la calidad de los materiales instalados sin necesidad de retirar muestras para su análisis. Se solicitó al proveedor la presentación de los resultados de la corrida realizada con el objetivo de identificar todas las cañerías que puedan presentar estas deficiencias estructurales. Los resultados obtenidos demuestran que es un método válido para reconstruir los registros base de las cañerías antiguas.

Por otro lado, realizando entrecruzamientos de inspecciones internas anteriores con los resultados de la herramienta HMILI se identificaron algunas indicaciones que podrían ser relevantes y se implementaron pozos de evaluación directa extra respecto de los planificados originalmente solo por la HMILI.

Paralelamente, se decide conformar el área de Fractomecánica y Conocimiento de los materiales dentro del Dpto. de Integridad de la Gerencia Técnica con el objetivo de profundizar el conocimiento del material de las cañerías instaladas y detectar allí nuevas amenazas que puedan estar latentes. Al mismo tiempo que atiende la necesidad de continuar con los cambios introducidos por la rotura de San Bruno (estados Unidos) respecto de contar con toda la documentación que sustente la MAPO de las líneas antiguas de instalación anterior a 1970.

Hoy la industria también conoce la existencia de procesos de corrosión externa asistidos por el deterioro prematuro del revestimiento tricapa y un suelo de baja resistividad. Esto representa una nueva amenaza inédita a nivel mundial relacionada con la degradación prematura de un revestimiento de nueva generación (polietileno extruido tricapa de baja densidad). La falla del mismo está asociada a una fragilización y fisuración del material que permite la migración de agentes corrosivos hacia la superficie de la cañería. En este escenario la acción del sistema de protección catódica resulta insuficiente para detener o retrasar el proceso corrosivo.

Podemos decir que esta nueva amenaza pone en cuestionamiento el mito de que los nuevos revestimientos tricapa tienen una extensa vida útil, superior a los antiguos sistemas de esmalte asfáltico. Por el contrario, vemos que bajo determinadas condiciones del entorno presentan una vigencia aún menor que los antiguos sistemas de recubrimiento externo de gasoductos.

Asimismo, pone en crisis la validez del plazo máximo de 10 años entre corridas de inspección interna para control de la corrosión admitido por la “Parte O” de la NAG-100. El ECDA exigido en la normativa como “garantía” para alcanzar un período de re-inspección de 10 años, es una técnica de alcance limitado que no puede detectar todas las amenazas posibles, por ejemplo, un revestimiento con un deterioro de estas características y que ha dejado de cumplir efectivamente su función.

Consecuentemente, TGN decidió adecuar su plan de integridad con la implementación de acciones complementarias a las que venía realizando y que representaron mayores compromisos de inversión por parte de la compañía.

Los cambios en el plan de integridad implicaron cambios en plan anual de proyectos, principalmente por: reducción en las frecuencias de inspección con MFL pasando de 10 años (con exigencia de realizar un ECDA en el séptimo año) a 5 años para todo el sistema de gasoductos; adelantar las corridas MFL para el control de la corrosión sobre todo el sistema Centro Oeste, sistema por el que se evacúa el gas de Vaca Muerta; ejecutar mayor cantidad de pozos exploratorios para verificación y análisis de revestimiento; implementación de relevamientos especiales sobre superficie del tipo DCVG (Direct Current Voltage Gradient) para detectar defectos de revestimiento; estudios de resistividad en todo el sistema Loma de La Lata-Beazley; y ejecución de un obra de recoating en aquellos puntos que presentasen deterioro prematuro.

Cada uno de los eventos de importancia, ineludiblemente generan cambios en la forma de gestionar la integridad que repercuten directamente en el nivel de actividad e inversión que un operador responsable debe mantener para identificar y controlar todas las amenazas existentes en sus sistemas. Los aprendizajes de los distintos eventos deben ser capitalizados como advertencias o síntomas que los gasoductos manifiestan frente a nuevas enfermedades o amenazas que parecían estar controladas.

El paso del tiempo. Efectos y costos de la obsolescencia en TGN

La obsolescencia podría definirse como algo que va perdiendo vigencia en comparación con las nuevas máquinas, equipos y tecnologías introducidos en el mercado.

Este concepto se aplica en TGN sobre algunos componentes fundamentales para la operación de la red de gasoductos; desde los sistemas de comunicaciones y software operativos hasta los sistemas de control y seguridad de las plantas compresoras.

La determinación de la obsolescencia en casos de gran relevancia, tales como los tableros de sistemas de control y los sistemas de detección de fuego y humo de plantas compresoras, viene dada por decisiones externas a la compañía y que son tomadas arbitrariamente por los proveedores de los equipos. Esto es lo que se conoce como obsolescencia programada. Ya sea por discontinuación en la producción de componentes de repuesto o reemplazo, por interrupción del servicio de mantenimiento o por incompatibilidad con nuevos sistemas.

El atraso tecnológico excesivo produce un desfase con las tecnologías y conocimientos actuales e impacta no sólo en la escasez de componentes de reemplazo, sino también en el conocimiento necesario para su operación, mantenimiento y reparación. La vertiginosa innovación tecnológica puede provocar que los nuevos técnicos y profesionales no tengan los conocimientos adecuados para garantizar el buen funcionamiento de los equipos obsoletos.

En un contexto de tarifa congelada parecería lógico reducir el nivel de actividad en el combate de la obsolescencia tecnológica mientras se cuente con la seguridad de que el nivel de conocimiento y la disponibilidad de repuestos sea la adecuada para afrontar y resolver cualquier eventualidad; principalmente en aquellos sistemas críticos relacionados directamente con la seguridad y la continuidad de la prestación del servicio de transporte de gas (sistemas de control de plantas compresoras, sistemas de control de turbocompresores, sistemas de detección de incendio, sistemas SCADA, etc.). Sin embargo, la ralentización excesiva parece incompatible con la rapidez de los cambios tecnológicos. Mientras más se demore el proceso de actualización retrasando inversiones, en principio “no esenciales”, mayor será la necesidad de inversión futura para “recuperar” el camino.

En un contexto dónde la cantidad de datos para operar y mantener los gasoductos son cada vez más voluminosos y complejos – lo que comúnmente se conoce como “big data” – se requiere cada vez de herramientas más potentes e integradas para procesar toda la información disponible. El atraso tecnológico progresivamente va socavando la estructura de innovación de la compañía y limita el desarrollo de actividades claves como la gestión de la integridad basada en riesgo.

En conclusión, el propio paso del tiempo implica, por un lado, el envejecimiento natural del sistema y, por otro, un mayor aprendizaje de los eventos ocurridos en distintos gasoductos, el desarrollo de nuevas tecnologías y la obsolescencia de las viejas, lo que determinó una exigencia mayor desde el punto de vista normativo y de parte del propio operador en su gestión responsable de la integridad del sistema.

Todo ello deviene en la exigencia de mayores esfuerzos económicos que la tarifa del servicio debe ser capaz de absorber. Por ello, sin perjuicio del Régimen Tarifario de Transición propuesto para esta Audiencia Pública N°102, es imprescindible avanzar en la normalización de un régimen tarifario definitivo que permita continuar desarrollando una gestión de integridad responsable, con los estándares de calidad, seguridad y confiabilidad que requiere el sistema de transporte que opera esta Compañía.

Subanexo b)
Contratos Firmes con entrega sobre el gasoducto Norte

Contratos en Firme	Cargador	Volumen Actual (MMm3/d)	Zona de Recepción	Zona de Entrega	Tipo cargador	Tipo de Tarifa
TF01	GASNOR S.A.	1,96	SALTA	SALTA	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF02	GASNOR S.A.	2,28	SALTA	TUCUMAN	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF03	GASNOR S.A.	0,35	SALTA	SALTA	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF04	GASNOR S.A.	0,40	SALTA	TUCUMAN	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF05	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	3,25	SALTA	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF07	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,50	SALTA	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF08	LITORAL GAS S.A.	3,78	SALTA	LITORAL	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF12	NATURGY BAN S.A.	0,67	SALTA	GBA	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF21	SIDERAR S.A.I.C.	0,40	SALTA	LITORAL	INDUSTRIA	PLENA
TF25	LEDESMA S.A.A.I.	0,20	SALTA	SALTA	INDUSTRIA	PLENA
TF26	LEDESMA S.A.A.I.	0,07	SALTA	SALTA	INDUSTRIA	PLENA
TF27	PAMPA ENERGIA S.A.	0,35	SALTA	SALTA	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
TF29	REDENGAS S.A.	0,05	SALTA	ALDEA BRASILEIRA	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF35	LEDESMA S.A.A.I.	0,13	SALTA	SALTA	INDUSTRIA	PLENA
TF40	YPF ENERGIA ELECTRICA S.A.	0,68	SALTA	TUCUMAN	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
TF41	GENNEIA DESARROLLOS S.A.	0,75	SALTA	TUCUMAN	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
TF42	YPF ENERGIA ELECTRICA S.A.	0,88	SALTA	TUCUMAN	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
TF83	GAS NEA S.A.	0,05	SALTA	ALDEA BRASILEIRA	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF94	LEDESMA S.A.A.I.	0,20	SALTA	SALTA	INDUSTRIA	PLENA
TF96	SANTISTA ARGENTINA S.A.	0,03	SALTA	TUCUMAN	INDUSTRIA	PLENA
TF99	PAPELERA TUCUMAN S.A.	0,06	SALTA	TUCUMAN	INDUSTRIA	PLENA
TF102	ARCOR S.A.I.C.	0,12	SALTA	TUCUMAN	INDUSTRIA	PLENA
TF105	ACEITERA GENERAL DEHEZA. S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF106	ARCOR S.A.I.C.	0,12	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF107	ARCOR S.A.I.C.	0,02	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF108	BUNGE ARGENTINA S.A.	0,02	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF109	COLORTEX S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF110	DIRECCIÓN GENERAL DE FABRICACIONES MILITARES	0,03	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF111	NESTLÉ ARGENTINA S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF112	JOSE GUMA S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF113	HOLCIM ARGENTINA S.A. (EX JUAN MINETTI S.A.)	0,05	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF114	ALLEVARD REINA ARGENTINA S.A. (ex Ligget Argentina S.A.)	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF115	METAL VENETA S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF116	MOLFINO HERMANOS S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF118	PALMAR S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF119	PETROQUIMICA RIO TERCERO S.A.	0,04	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF120	RICOLTEX S.R.L.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF121	VOLKSWAGEN ARGENTINA S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF123	ACEITERA GENERAL DEHEZA. S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF124	ARCOR S.A.I.C.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF125	ARCOR S.A.I.C.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF126	ARCOR S.A.I.C.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF127	ARCOR S.A.I.C.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF128	DIRECCIÓN GENERAL DE FABRICACIONES MILITARES	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
TF132	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,35	SALTA	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF134	CAMMESA	0,75	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF153	GAS MERIDIONAL S.A.	0,05	SALTA	SALTA	COMERCIALIZADOR	PLENA
TF155	CAMMESA	0,80	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF156	CAMMESA	0,05	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF157	CAMMESA	0,06	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF158	RAFAEL G. ALBANESI S.A.	0,02	SALTA	CENTRO NORTE	COMERCIALIZADOR	CAU
TF159	RAFAEL G. ALBANESI S.A.	0,01	SALTA	CENTRO NORTE	COMERCIALIZADOR	CAU
TF166	CAMMESA	0,96	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF167	CAMMESA	0,57	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF170	ENERGY CONSULTING SERVICES S.A.	0,03	SALTA	SALTA	COMERCIALIZADOR	PLENA
TF172	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,17	SALTA	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF178	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,07	SALTA	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF187	CAMMESA	1,46	SALTA	GBA	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF188	CAMMESA	0,54	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
TF38	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,50	CENTRO SUR	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF55	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,80	NEUQUEN	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF78	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,10	NEUQUEN	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF171	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,01	NEUQUEN	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
TF179	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	0,17	NEUQUEN	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
Total		24,98				

Resumen por tipo de Cargador

Tipos de contrato	Volumen Actual (MMm3/d)	Zona de Recepción	Zona de Entrega	Tipo cargador	Tipo de Tarifa
Transporte Firme	2,31	SALTA	SALTA	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	2,68	SALTA	TUCUMAN	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	4,34	SALTA	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	3,78	SALTA	LITORAL	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	0,67	SALTA	GBA	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	0,40	SALTA	LITORAL	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,60	SALTA	SALTA	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,35	SALTA	SALTA	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
Transporte Firme	0,10	SALTA	ALDEA BRASILEIRA	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	2,31	SALTA	TUCUMAN	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
Transporte Firme	0,20	SALTA	TUCUMAN	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,38	SALTA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	3,72	SALTA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
Transporte Firme	0,08	SALTA	SALTA	COMERCIALIZADOR	PLENA
Transporte Firme	0,03	SALTA	CENTRO NORTE	COMERCIALIZADOR	CAU
Transporte Firme	1,46	SALTA	GBA	CENTRAL TÉRMICA	CAU
Transporte Firme	0,50	CENTRO SUR	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	1,08	NEUQUEN	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
Total General	24,98				

Subanexo c)
Ingreso Afectado por servicio y ruta a tarifa de marzo 2022

Ingreso asociado a los contratos firmes sobre el Gasoducto Norte

PxQ a T (MM a tarifa de marzo 2022)	Meses												Total	
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre		
Ruta de Transporte														
TF	567,2	567,2	667,7	600,7	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	7.209,1
SALTA-LITORAL	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	2.259,9
SALTA-CENTRO NORTE	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	1.953,8
SALTA-TUCUMAN	96,2	96,2	96,2	96,2	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3	1.154,8
SALTA-GBA	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	426,9
SALTA-SALTA	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	353,2
SALTA-ALDEA BRASILEIRA	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	57,9
TF CAU														
SALTA-LITORAL	46,9	46,9	70,8	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8	657,9
SALTA-GBA			76,6	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	306,3
SALTA-CENTRO NORTE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,8
LITORAL-GBA	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	34,5
Total MMARS	567,2	567,2	667,7	600,7	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	7.209,1

Ingreso por servicios TI y ED del Gasoducto Norte

PxQ a T (MM a tarifa de marzo 2022)	Meses												Total
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ruta de Transporte													
TI	69,1	77,3	131,0	206,7	309,7	229,0	375,2	271,7	246,2	112,9	40,9	52,7	2.122,3
SALTA-GBA	34,2	55,8	128,0	182,4	210,1	100,6	211,2	206,6	226,9	80,5	15,8	4,0	1.456,2
ESCOBAR-GBA	0,7	2,1	-1,9	2,8	6,6	67,6	121,4	48,4	-0,1	0,5	0,2	3,7	310,8
SALTA-LITORAL	16,0	5,7	-6,4	9,6	22,5	42,3	20,6	10,9	5,4	8,0	10,8	20,8	166,2
SALTA-CENTRO NORTE	5,9	2,3	2,0	1,7	4,4	13,0	16,9	5,8	2,5	8,9	5,7	8,1	77,2
SALTA-TUCUMAN	11,3	8,5	5,2	4,1	4,5	3,7	1,0	2,1	4,1	4,6	2,5	6,9	58,4
SALTA-SALTA	0,5	2,8	4,1	6,2	2,6	1,9	0,8	1,2	7,0	10,5	5,8	9,2	52,8
LITORAL-GBA	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	-3,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,6
CENTRO NORTE-LITORAL		0,0	0,1										0,1
ED	144,2	138,6	158,3	153,2	173,1	180,1	253,4	178,8	133,2	152,8	146,4	156,3	1.968,6
GBA-LITORAL	43,2	41,2	42,4	43,8	56,5	59,2	104,5	59,5	43,9	36,0	27,5	26,2	583,7
GBA-SALTA	13,3	20,7	39,3	55,1	57,6	50,3	67,5	55,1	41,7	49,5	50,0	42,9	543,0
LITORAL-TUCUMAN	28,0	23,6	23,2	12,3	19,8	28,1	29,5	20,0	9,6	16,8	18,2	23,7	253,0
LITORAL-SALTA	33,4	32,3	30,4	25,4	17,6	14,1	12,2	9,1	17,2	15,2	16,0	19,2	242,1
GBA-CENTRO NORTE	5,2	2,3	3,6	6,7	11,0	14,2	25,4	15,6	10,1	13,8	10,3	17,8	135,8
GBA-GBA	14,9	14,2	14,0	4,2	4,1	4,3	5,1	11,4	5,8	14,6	19,1	19,3	131,1
LITORAL-LITORAL	2,5	2,4	2,7	3,6	4,4	7,0	6,1	4,0	2,8	2,7	2,3	2,0	42,5
LITORAL-CENTRO NORTE	3,3	1,3	2,2	1,6	1,3	2,4	2,3	3,6	1,5	3,7	2,5	4,8	30,5
CENTRO NORTE-CENTRO NORTE	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	6,3
SALTA-SALTA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Total MMARS	213,2	215,9	289,4	360,0	482,8	409,2	628,5	450,5	379,3	265,7	187,3	209,1	4.090,9

La reducción de ventas de transporte interrumpible sobre el Gasoducto Centro Oeste

PxQ a T (MM a tarifa de marzo 2022)	Meses												Total
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ruta de Transporte													
TF	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	562,6
NEUQUEN-CENTRO NORTE	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	478,9
CENTRO SUR-CENTRO NORTE	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	83,7
TI	124,9	96,0	105,4	59,5	52,8	93,3	119,8	25,9	70,2	31,4	25,5	65,6	870,3
NEUQUEN-LITORAL	127,7	92,6	101,3	52,9	35,9	70,9	72,7	40,5	41,8	37,0	18,3	55,6	747,6
NEUQUEN-GBA	4,3	2,1	2,6	3,7	10,2	9,6	38,4	-22,7	23,4	-12,5	3,6	5,9	68,7
CUYO-LITORAL	0,1	0,1	0,2	1,8	0,7	3,3	5,5	6,1	2,1	3,6	1,0	0,1	24,5
CENTRO SUR-LITORAL	2,7	1,2	1,3	1,1	-0,3	1,3	0,0	0,3	0,7	2,9	2,6	3,8	17,4
NEUQUEN-CENTRO NORTE	-9,9				6,3	8,2	3,3	1,7	2,1	0,4	0,0		12,1
ED	6,0	4,7	5,5	6,2	8,6	5,6	5,9	6,8	8,5	10,3	10,2	10,9	89,1
ALDEA BRASILEIRA-LITORAL	5,7	4,5	4,9	5,5	6,0	3,7	4,1	4,5	5,8	6,6	6,5	7,3	65,0
ALDEA BRASILEIRA-SALTA	0,4	0,3	0,6	0,7	2,6	1,9	1,9	2,3	2,6	3,6	3,6	3,6	24,1
Total MMARS	177,8	147,6	157,8	112,6	108,2	145,8	172,6	79,6	125,5	88,6	82,5	123,3	1.522,0

El ingreso por servicios TI y ED con recepción en Tramos Finales

PxQ a T (MM a tarifa de marzo 2022)	Meses												Total
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ruta de Transporte													
ED	2,4	1,3	1,1	1,4	6,2	14,8	14,6	9,6	2,0	4,0	1,2	2,1	60,8
GBA-CUYO	0,0				4,8	13,1	8,6	5,0	0,0				31,5
LITORAL-NEUQUEN	1,8	0,7	0,7	0,7			1,3	3,5	0,7	2,9	0,1	0,8	13,2
LITORAL-CUYO	0,3	0,4	0,4	0,4	1,1	1,4	4,4	0,8	0,9	0,4	0,6	0,4	11,3
LITORAL-CENTRO SUR	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,7	0,5	0,9	3,3
LITORAL-LA PAMPA SUR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,0			1,4
GBA-NEUQUEN			0,0	0,0									0,1
TI	0,2	0,0	0,0	1,0	6,4	6,0	3,9	0,7	0,8	2,0	2,1	1,7	24,6
SALTA-ALDEA BRASILEIRA	0,2	0,0	0,0	1,0	6,1	5,3	3,7	0,6	0,8	2,0	2,1	1,7	23,4
LITORAL-ALDEA BRASILEIRA					0,3	0,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0		1,2
Total MMARS	2,6	1,3	1,1	2,4	12,5	20,8	18,6	10,3	2,8	6,0	3,2	3,8	85,4

Resumen con Total General

Resumen PxQ (MMARS tarifa de marzo 2022)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Servicio de Transporte													
TF Norte	567,2	567,2	667,7	600,7	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	600,8	7.209,1
TF Centro Oeste	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	562,6
TI Norte	69,2	77,3	131,0	207,7	316,0	235,0	379,1	272,4	246,9	114,9	43,0	54,4	2.146,9
ED Norte y Tramos Finales	152,6	144,6	165,0	160,8	187,8	200,6	273,9	195,3	143,7	167,1	157,8	169,3	2.118,5
TI CO desde Tramos Finales	124,9	96,0	105,4	59,5	52,8	93,3	119,8	25,9	70,2	31,4	25,5	65,6	870,3
Total General MMARS	960,8	931,9	1.116,0	1.075,6	1.204,3	1.176,5	1.420,5	1.141,3	1.108,5	961,1	873,9	937,0	12.907,4

PxQ: Resultado de multiplicar el volumen transportado en MM3/d, por la tarifa correspondiente

Subanexo d)
Ingreso Afectado valuado con las tarifas de mayo 2023 según RES 187/2023

Ingreso asociado a los contratos firmes sobre el Gasoducto Norte

PxQ (MMARS a tarifa mayo 2023)	Meses												Total
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ruta de Transporte	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
TF	1.106,0	1.106,0	1.302,0	1.171,4	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	14.057,7
SALTA-LITORAL	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	367,2	4.406,7
SALTA-CENTRO NORTE	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	3.810,0
SALTA-TUCUMAN	187,5	187,5	187,5	187,5	187,5	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	2.251,9
SALTA-GBA	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	832,5
SALTA-SALTA	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	688,8
SALTA-ALDEA BRASILEIRA	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	112,9
TF CAU													
SALTA-LITORAL	91,4	91,4	138,0	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	1.282,9
SALTA-GBA	0,0	0,0	149,3	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	597,3
SALTA-CENTRO NORTE	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	7,4
LITORAL-GBA	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	67,3
Total MMARS	1.106,0	1.106,0	1.302,0	1.171,4	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	14.057,7

Ingreso por servicios TI y ED del Gasoducto Norte

PxQ (MMARS a tarifa mayo 2023)	Meses												Total
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ruta de Transporte	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
TI	134,7	150,6	255,4	403,1	603,8	446,6	731,6	529,8	480,0	220,2	79,8	102,8	4.138,5
SALTA-GBA	66,7	108,9	249,6	355,6	409,7	196,1	411,9	402,8	442,5	157,0	30,8	7,9	2.839,6
ESCOBAR-GBA	1,4	4,1	-3,7	5,4	127,8	131,7	236,6	94,3	-0,1	0,9	0,4	7,3	606,1
SALTA-LITORAL	31,2	11,0	-12,5	18,7	44,0	82,4	40,2	21,2	10,6	15,6	21,0	40,6	324,1
SALTA-CENTRO NORTE	11,4	4,6	3,8	3,2	8,5	25,4	32,9	11,4	4,9	17,3	11,2	15,7	150,5
SALTA-TUCUMAN	22,1	16,6	10,1	8,0	8,8	7,1	2,0	4,0	8,0	8,9	4,9	13,4	113,9
SALTA-SALTA	1,0	5,5	8,0	12,2	5,0	3,8	1,5	2,4	13,7	20,4	11,4	18,0	102,9
LITORAL-GBA	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	-6,3	0,3	0,0	0,1	0,0	1,3
CENTRO NORTE-LITORAL		0,0	0,1										0,1
ED	281,1	270,3	308,7	298,8	337,6	351,3	494,1	348,7	259,7	297,9	285,6	304,8	3.838,7
GBA-LITORAL	84,2	80,4	82,6	85,4	110,1	115,4	203,9	116,0	85,6	70,2	53,7	51,0	1.138,3
GBA-SALTA	25,9	40,4	76,6	107,4	112,4	98,0	131,6	107,5	81,3	96,4	97,6	83,7	1.058,8
LITORAL-TUCUMAN	54,5	46,1	45,2	24,1	38,6	54,8	57,6	39,0	18,7	32,9	35,5	46,3	493,4
LITORAL-SALTA	65,2	63,1	59,3	49,5	34,4	27,5	23,9	17,7	33,5	29,6	31,3	37,4	472,2
GBA-CENTRO NORTE	10,1	4,5	7,0	13,1	21,5	27,6	49,6	30,3	19,6	26,9	20,0	34,6	264,8
GBA-GBA	29,0	27,7	27,3	8,2	8,0	8,5	10,0	22,3	11,4	28,6	37,2	37,5	255,7
LITORAL-LITORAL	4,8	4,6	5,3	6,9	8,6	13,7	12,0	7,9	5,5	5,2	4,4	3,9	82,8
LITORAL-CENTRO NORTE	6,5	2,5	4,3	3,1	2,5	4,8	4,5	6,9	3,0	7,2	4,8	9,3	59,4
CENTRO NORTE-CENTRO NORTE	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	12,3
SALTA-SALTA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Total MMARS	415,8	420,9	564,2	701,9	941,4	797,9	1.225,7	878,6	739,7	518,1	365,3	407,7	7.977,1

La reducción de ventas de transporte interrumpible sobre el Gasoducto Centro Oeste

PxQ (MMARS a tarifa mayo 2023)	Meses												Total
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ruta de Transporte	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
TF	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	1.097,1
NEUQUEN-CENTRO NORTE	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	933,9
CENTRO SUR-CENTRO NORTE	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	163,2
TI	243,6	187,1	205,6	116,0	102,9	181,9	233,6	50,5	136,8	61,3	49,7	127,9	1.697,0
NEUQUEN-LITORAL	249,1	180,6	197,5	103,2	70,0	138,2	141,7	79,1	81,6	72,2	35,8	108,9	1.457,8
NEUQUEN-GBA	8,3	4,0	5,1	7,2	19,9	18,8	74,8	-44,3	45,7	-24,3	7,1	11,5	133,9
CUYO-LITORAL	0,1	0,2	0,5	3,5	1,4	6,5	10,7	11,9	4,1	6,9	1,9	0,1	47,7
CENTRO SUR-LITORAL	5,3	2,3	2,5	2,1	-0,6	2,5	0,0	0,5	1,3	5,6	5,1	7,3	34,0
NEUQUEN-CENTRO NORTE	-19,2	0,0	0,0	0,0	12,2	16,0	6,3	3,4	4,2	0,8	-0,1	0,0	23,6
ED	11,7	9,2	10,8	12,0	16,7	10,9	11,6	13,3	16,5	20,0	19,8	21,2	173,8
ALDEA BRASILEIRA-LITORAL	11,0	8,7	9,5	10,6	11,6	7,2	7,9	8,9	11,3	12,9	12,7	14,3	126,8
ALDEA BRASILEIRA-SALTA	0,7	0,5	1,2	1,4	5,1	3,7	3,7	4,4	5,2	7,1	7,1	7,0	47,1
Total MMARS	255,3	196,4	216,4	128,1	119,6	192,9	245,2	63,8	153,3	81,3	69,5	149,1	1.870,9

El ingreso por servicios TI y ED con recepción en Tramos Finales

PxQ (MMARS a tarifa mayo 2023)	Meses												Total
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ruta de Transporte	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
ED	4,7	2,5	2,2	2,7	12,0	28,9	28,5	18,8	3,9	7,9	2,3	4,1	118,5
GBA-CUYO	0,1	0,0	0,0	0,0	9,3	25,6	16,8	9,8	-0,1	0,0	0,0	0,0	61,5
LITORAL-NEUQUEN	3,5	1,4	1,3	1,4	0,0	0,0	2,4	6,8	1,4	5,7	0,2	1,5	25,8
LITORAL-CUYO	0,5	0,7	0,7	0,7	2,1	2,7	8,6	1,6	1,7	0,8	1,1	0,8	22,1
LITORAL-CENTRO SUR	0,6	0,3	0,1	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,6	1,3	0,9	1,7	6,4
LITORAL-LA PAMPA SUR	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,4	0,7	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	2,7
GBA-NEUQUEN	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
TI	0,3	0,0	0,0	1,9	12,4	11,6	7,7	1,3	1,5	3,8	4,0	3,3	48,0
SALTA-ALDEA BRASILEIRA	0,3	0,0	0,0	1,9	11,9	10,4	7,1	1,2	1,6	3,8	4,0	3,3	45,6
LITORAL-ALDEA BRASILEIRA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,2	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4
Total MMARS	5,1	2,5	2,2	4,6	24,4	40,5	36,2	20,2	5,5	11,7	6,3	7,3	166,5

Resumen con Total General

Resumen PxQ (MMARS a tarifa mayo 2023)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Servicio de Transporte													
TF Norte	1.106,0	1.106,0	1.302,0	1.171,4	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	1.171,5	14.057,7
TF Centro Oeste	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	91,4	1.097,1
TI Norte	135,0	150,6	255,4	405,0	616,3	458,2	739,3	531,2	481,5	224,0	83,8	106,1	4.186,4
ED Norte y Tramos Finales	297,6	282,0	321,7	313,6	366,3	391,1	534,2	380,8	280,1	325,8	307,7	330,1	4.131,0
TI CO desde Tramos Finales	243,6	187,1	205,6	116,0	102,9	181,9	233,6	50,5	136,8	61,3	49,7	127,9	1.697,0
Total General MMARS	1.873,6	1.817,2	2.176,2	2.097,4	2.348,4	2.294,2	2.770,0	2.225,5	2.161,5	1.874,1	1.704,1	1.827,1	25.169,3

PxQ: Resultado de multiplicar el volumen transportado en MM3/d, por la tarifa correspondiente

Subanexo e)

Contratos Firmes resultantes del concurso Abierto (proyectado)

Tipos de contrato	Volumen Actual (MMm3/d)	Zona de Recepción 1	Zona de Entrega	Tipo cargador	Tipo de Tarifa
Transporte Firme	2,31	SALTA	SALTA	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	2,68	GBA	TUCUMAN	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	4,34	GBA	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	3,78	GBA	LITORAL	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	0,67	GBA	GBA	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	0,10	GBA	ALDEA BRASILEIRA	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	0,23	SALTA	SALTA	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
Transporte Firme	0,12	GBA	SALTA	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
Transporte Firme	2,31	GBA	TUCUMAN	CENTRAL TÉRMICA	PLENA
Transporte Firme	3,72	GBA	LITORAL	CENTRAL TÉRMICA	CAU
Transporte Firme	1,46	GBA	GBA	CENTRAL TÉRMICA	CAU
Transporte Firme	0,40	SALTA	SALTA	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,20	GBA	SALTA	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,38	GBA	CENTRO NORTE	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,20	GBA	TUCUMAN	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,40	GBA	LITORAL	INDUSTRIA	PLENA
Transporte Firme	0,06	SALTA	SALTA	COMERCIALIZADORA	PLENA
Transporte Firme	0,03	GBA	SALTA	COMERCIALIZADORA	PLENA
Transporte Firme	0,03	GBA	CENTRO NORTE	COMERCIALIZADORA	CAU
Transporte Firme	0,50	CENTRO SUR	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
Transporte Firme	1,08	NEUQUEN	CENTRO NORTE	DISTRIBUIDORA	PLENA
Total asignado	24,98				

Reasignación de volúmen por prorrata
Volumen contratado bajo tarifa CAU

Subanexo f)

Volumen Interrumpible y de Intercambio y Desplazamiento (proyectado)

Tipos de contrato	Volumen anual (MMm3/d)	Zona de Recepción	Zona de Entrega
Transporte Interrumpible	0,10	TUCUMAN	SALTA
Transporte Interrumpible	0,06	CENTRO NORTE	SALTA
Transporte Interrumpible	0,06	GBA	SALTA
Transporte Interrumpible	0,17	GBA	SALTA
Transporte Interrumpible	0,01	GBA	TUCUMAN
Transporte Interrumpible	0,13	GBA	TUCUMAN
Intercambio y Desplazamiento	0,03	TUCUMAN	CENTRO NORTE
Transporte Interrumpible	0,00	GBA	CENTRO NORTE
Transporte Interrumpible	0,14	GBA	CENTRO NORTE
Intercambio y Desplazamiento	0,05	CENTRO NORTE	LITORAL
Intercambio y Desplazamiento	1,19	ALDEA BRASILEIRA	LITORAL
Intercambio y Desplazamiento	1,62	GBA	LITORAL
Intercambio y Desplazamiento	0,70	GBA	LITORAL
Intercambio y Desplazamiento	0,81	GBA	GBA
Total	5,08		

Proveniente de DISTCO o reventa
Proveniente de sistema TGS y/o buque

Subanexo g)

Ingresos proyectados por servicio y ruta a tarifa de mayo 2023

Proyección del escenario de contratación resultante del Concurso Abierto

TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)				
<i>RECEPCIÓN</i>	<i>DESPACHO</i>		<i>CANTIDADES</i>	<i>INGRESO PROYECTADO</i>
		ar\$/dam3	MMm3/d	MMARS
GBA	GBA	2864,562008	-	-
	Litoral	2864,562008	0,70	736,03
	Aldea Brasileira	2864,562008	-	-
	Entre Ríos	3599,541661	-	-
	Central	2864,562008	0,14	151,56
	Tucumán	2864,562008	0,13	135,96
	Salta	2864,562008	0,17	180,57
LIT	Litoral	2864,562008	-	-
	Aldea Brasileira	2864,562008	-	-
	Entre Ríos	3599,541661	-	-
	Central	2864,562008	-	-
	Tucumán	2864,562008	-	-
	Salta	2864,562008	-	-
SALTA	Salta	2864,562008	-	-
	Tucumán	2864,562008	-	-
Total			1,15	1.204,12

TRANSPORTE FIRME (TF)				
<i>RECEPCIÓN</i>	<i>DESPACHO</i>		<i>CANTIDADES</i>	<i>INGRESO PROYECTADO</i>
		(ar\$/mes) / (m3/d)	MMm3/d	MMARS
GBA	GBA	85,93686024	0,67	687,84
	Litoral	85,93686024	4,18	4.313,69
	Aldea Brasileira	85,93686024	0,10	103,12
	Entre Ríos	107,9862552	-	-
	Central	85,93686024	4,72	4.866,01
	Tucumán	85,93686024	5,19	5.348,33
	Salta	85,93686024	0,35	363,00
	LIT	Litoral	85,93686024	-
Aldea Brasileira		85,93686024	-	-
Entre Ríos		107,9862552	-	-
Central		85,93686024	-	-
Tucumán		85,93686024	-	-
Salta		85,93686024	-	-
SALTA	Salta	85,93686024	3,00	3.093,73
	Tucumán	85,93686024	-	-
	Central	85,93686024	-	-
	Litoral	85,93686024	-	-
	Aldea Brasileira	85,93686024	-	-
	GBA	85,93686024	-	-
NEUQUEN	Central	150,4261892	1,08	1.949,52
CENTRO SUR	Central	105,5639532	0,50	633,38
Total			19,79	21.358,62

Subanexo g)

Ingresos proyectados por servicio y ruta a tarifa de mayo 2023

Proyección del escenario de contratación resultante del Concurso Abierto

TRANSPORTE FIRME CAU (*)		(ar\$/mes) / (m3/d)	CANTIDADES	INGRESO PROYECTADO
			MMm3/d	MMARS
GBA	GBA	28,1701067	1,46	493,54
	Litoral	28,1701067	3,72	1.255,82
	Aldea Brasileira	28,1701067	-	-
	Entre Ríos	35,3978987	-	-
	Central	28,1701067	0,03	9,47
	Tucumán	28,1701067	-	-
	Salta	28,1701067	-	-
LIT	Litoral	28,1701067	-	-
	Aldea Brasileira	28,1701067	-	-
	Entre Ríos	35,3978987	-	-
	Central	28,1701067	-	-
	Tucumán	28,1701067	-	-
	Salta	28,1701067	-	-
SALTA	Central	28,1701067	-	-
	Litoral	28,1701067	-	-
	GBA	28,1701067	-	-
Total			5,20	1.758,83

RUTAS INTERMEDIAS PROYECTADAS		ar\$/dam3	CANTIDADES MMm3/d	INGRESO PROYECTADO MMARS	
RECEPCIÓN	DESPACHO				
TUC	SAL	2864,562008	0,10	104,81	(1)
TUC	CN	504,6973776	0,03	5,38	(2)
CN	SAL	2864,562008	0,06	58,61	(1)
CN	TUC	2864,562008	-	-	(1)
CN	LIT	504,6973776	0,05	9,61	(2)
AB	LIT	504,6973776	1,19	218,70	(2)
GBA(dist)	GBA	252,3486888	0,81	74,82	(2)
GBA(dist)	LIT	504,6973776	1,62	298,72	(2)
GBA(dist)	CN	2864,562008	0,00	3,25	(1)
GBA(dist)	TUC	2864,562008	0,01	15,52	(1)
GBA(dist)	SAL	2864,562008	0,06	58,39	(1)
Total			3,93	847,81	

(1): Considera servicio TI

(2): Considera servicio ED

		MMm3/d	MMARS
Total General		30,07	25.169,37

Subanexo h)

Determinación de valores provisionales de gas retenido

Objetivo

Establecer los porcentajes provisionales de gas retenido para las rutas del Gasoducto Norte en sentido sur a norte, con recepción en GBA y Litoral.

Premisas

El Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional”, creado mediante la Resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía, incluye entre las obras a ejecutar, la Reversión del gasoducto Norte. A su vez, la mediante la Nota NO-2023-52798211-APN-SE#MEC la Secretaría de Energía precisó que el conjunto inicial de obras a ejecutar a los efectos de lograr la Reversión Óptima del Gasoducto Norte (la “Obra de Ampliación”) comprende:

- El gasoducto de interconexión de 36” de diámetro nominal y 122,5 km de extensión aproximado, desde la Planta Compresora “La Carlota” del gasoducto Centro Oeste hacia la Planta Compresora “Tío Pujio” sobre el Gasoducto Norte.
- 62 km de loops de 30” sobre el Gasoducto Norte entre las localidades de Tío Pujio y Ferreyra.
- Obras de reversión de inyección de las Plantas Compresoras “Ferreyra”, “Dean Funes”, “Lavalle” y “Lumbreras”, todas ubicadas sobre el Gasoducto Norte.

Esta nueva condición de transporte de gas en el sentido sur-norte hace que se deba reconsiderar el cálculo del gas retenido para las nuevas rutas con recepción en GBA o Litoral que permitan sustituir el abastecimiento previamente contratado desde Campo Durán.

El gas retenido se compone de tres partes: Gas Combustible, Gas de pérdidas y gas no contabilizado.

En tanto bajo la órbita del Enargas se está desarrollando un proceso de revisión de mayor alcance de la metodología para fijar y revisar los distintos componentes del gas retenido del sistema en su conjunto y su imputación a las diferentes rutas de transporte, se procura la determinación de valores provisorios que permitan la fijación de tarifas dentro del Régimen Tarifario de Transición que rige conforme

lo dispuesto por el Decreto 1020/2020.

La premisa principal para la fijación de los valores provisorios de gas retenido es que mantengan la relación con la cantidad de zonas atravesadas y provean el mismo volumen de gas retenido resultante de aplicar los porcentajes actuales a la capacidad firme hoy contratada desde la cabecera norte aplicando los nuevos porcentajes a un volumen transportado mayor que supone la utilización plena de la capacidad de Sur a Norte y la construcción del tramo Salliqueló-San Jerónimo. No se considera el estampillado del gas retenido ni la fijación considerando escenarios de uso parcial de la capacidad porque, en tanto el gas combustible utilizado en compresión tiene relación con la distancia y volumen de transporte, se producirían situaciones de faltante o devolución excesiva ante variaciones del despacho respecto del escenario considerado.

Metodología

A continuación, se resume metodología utilizada para la obtención de los nuevos valores a proponer:

1. Se identifican los volúmenes de contratos de Transporte Firme (TF) actualmente contratados desde cabecera del Gto. Norte.

Contratos de Transporte Firme vigentes para el Gto. Norte		
dam ³ /d	Recepción	
ZONA de entrega	Salta	GBA
Salta	3.352	
Tucumán	5.186	
Centro Norte	4.747	
Litoral	7.898	
Aldea Brasileira	100	
GBA	2.127	
Total	23.410	-

2. Se calcula el aporte de gas retenido correspondiente a la capacidad actual de Transporte Firme multiplicando el volumen de cada zona tarifaria por el porcentaje de gas retenido actual asignado a esa ruta, incluyendo el grossing up para considerar el retenido sobre volumen inyectado.

Aporte de gas retenido de Contratos de Transporte Firme vigentes para el Gto. Norte				
ZONA de entrega	Recepción Salta			
	Vol Entrega	Gas Retenido	Inyección Necesaria	Gas Retenido
	dam ³ /d	%	dam ³ /d	dam ³ /d
Salta	3.352	0,91%	3.383	31
Tucumán	5.186	1,97%	5.290	104
Centro Norte	4.747	3,37%	4.912	166
Litoral	7.898	4,60%	8.279	381
Aldea Brasilera	100	4,90%	105	5
GBA	2.127	5,20%	2.244	117
Total	23.410	-	24.213	803

3. Se invierten los porcentajes de gas retenido del tarifario actual con ingreso en la cabecera del Gto. Norte. Se conserva el valor de la ruta GBA-GBA y para las zonas intermedias se adiciona de sur a norte la diferencia de gas retenido entre zonas del tarifario de norte a sur.

% Retenido Tarifario Actual			
ZONA de entrega	Recepción		Diferencia vs siguiente Zona
	Salta	GBA	
Salta	0,91%		-
Tucumán	1,97%		1,40% vs Centro Norte
Centro Norte	3,37%		1,23% vs Litoral
Litoral	4,60%		0,60% vs GBA
Aldea Brasilera	4,90%		0,30% vs Litoral
GBA	5,20%		
GBA		0,69%	

ZONA de entrega	Reversión de % de gas retenido (sin ajuste)	
	Recepción	
	GBA	Litoral
GBA	0,69%	
Litoral	1,29%	0,69%
Aldea Brasilera	1,59%	0,99%
Centro Norte	2,52%	1,92%
Tucumán	3,92%	3,32%
Salta	5,20%	4,60%

4. Se asume un uso pleno de la reversión del Gto. Norte correspondientes a la etapa de 19 MMm³/d, lo que requiere la conexión del GPNK en San Jerónimo. En el escenario que el Gasoducto Norte sea alimentado desde GBA el límite de volumen que puede transportarse desde GBA hacia el norte es del orden de 18 MMm³/d. Por ello, para el escenario de uso pleno se considera que la oferta con capacidad firme desde cuenca disponible para respaldar el abastecimiento del gasoducto Norte y la demanda de tramos finales respaldada hoy por TF desde Salta se compondrá de:

- Producción del NOA: 3 MMm³/d.
- Contratos existentes de Ecogas provenientes del Centro-Oeste con entrega en Centro Norte: 1,58 MMm³/d.
- Contrato existente Tierra del Fuego-GBA de Litoral Gas: 0,598 MMm³/d.
- 22 MMm³/d de inyección de GPNK en San Jerónimo.
- Inyección adicional en GBA, para cubrir los contratos firmes actuales en tramos finales más la capacidad de reversión desde San Jerónimo hacia el norte.

Con esas hipótesis de inyección, los flujos de transporte resultan:

Volúmenes de transporte en escenario de uso pleno de la reversión				
Dam3/d	Recepción			
	GBA	Litoral	Neuquén + Centro Sur*	Salta
Zona de entrega				
GBA	2.127			
Litoral	1.792	6.704		
Aldea Brasileira	15	85		
Centro Norte	1.197	6.223	1.580	
Tucumán	1.058	5.942		
Salta	454	2.546		3000
Totales	6.643	21.500	1.580	3.000

(*) Hoy aporta el retenido correspondiente a Neuquén Litoral, se adicionaría la diferencia entre Litoral y Centro Norte del tarifario revertido.

5. Aplicando los porcentajes de gas retenido indicados en el paso 3 a los volúmenes del escenario descrito en el paso 4, el aporte de gas retenido resultaría:

Aporte de Gas retenido en escenario de uso pleno de la reversión					
Dam3/d	Recepción				Totales
	GBA	Litoral	Neuquén	Salta	
Zona de entrega					
GBA	14,8	0,0			14,8
Litoral	23,4	46,6			70,0
Aldea Brasilera	0,2	0,8			1,1
Centro Norte	31,0	121,8	19,7		172,4
Tucumán	43,2	204,0			247,2
Salta	24,9	122,8		27,6	175,2
Totales	137,4	496,1	19,7	27,6	681

6. En tanto el aporte calculado en el paso 5 para el uso pleno de la reversión resulta menor que el calculado en el paso 2 para el uso pleno del TF actual, se aplican a los porcentajes de gas retenido un factor de ajuste de 1,18 ($803\text{dam}^3/681\text{dam}^3$). De tal forma, los porcentajes de gas retenido ajustados resultan:

% de Gas Retenido sobre inyección propuesto			
ZONA de entrega	Inyección		
	Salta	GBA	LIT
GBA	6,14%	0,81%	
Litoral	5,43%	1,52%	0,81%
Aldea Brasilera	5,78%	1,88%	1,17%
Centro Norte	3,98%	2,97%	2,27%
Tucumán	2,32%	4,63%	3,92%
Salta	1,07%	6,14%	5,43%