



Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 06 de marzo de 2024

## TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A

(en adelante la “Compañía”, la “Sociedad” o “TGN”) anuncia los RESULTADOS DEL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023.

### INFORMACIÓN DE LA ACCIÓN:

#### Capitalización bursátil al 29.12.2023:

AR\$ 792.630,6 millones



**BYMA**  
Bolsas y Mercados  
Argentinos

20% de su capital  
cotiza en BYMA<sup>(\*)</sup>;  
Ticker: TGNO4

#### Acciones emitidas:

Clase A: 179,3 millones

Clase B: 172,2 millones

Clase C: 87,9 millones

**Total: 439,4 millones**

#### Para más información:

[www.tgn.com.ar](http://www.tgn.com.ar)

[www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar)

[inversores@tgn.com.ar](mailto:inversores@tgn.com.ar)

Tel: (54 11) 4008 2000

<sup>(\*)</sup> Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

### Principales indicadores del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:

- La **Ganancia** del ejercicio ascendió a la suma de AR\$ 57.726,7 millones (AR\$ 131,38 por acción) lo cual se compara con una pérdida AR\$ 22.340,2 millones (AR\$ -50,85 por acción) del ejercicio de 2022, explicado principalmente por el resultado positivo en Otros ingresos y egresos netos, como consecuencia del impacto contable del acuerdo realizado con YPF S.A. y por un incremento de Resultados financieros netos, parcialmente compensado por un mayor cargo de impuesto a las ganancias corriente y resultado por posición monetaria.

- Las **Ventas** del ejercicio ascendieron a la suma de AR\$ 99.437,0 millones representando una reducción del 22,0% en comparación con el ejercicio 2022 donde alcanzaron un total de AR\$ 127.497,7 millones. Dicha disminución responde, principalmente, al efecto neto entre la aceleración de la inflación y el incremento tarifario del 95% que recibió la sociedad en abril 2023.

- El **EBITDA**<sup>1</sup> del ejercicio alcanzó la suma de AR\$ 13.364,0 millones lo cual representa una reducción del 74,1% en comparación con el ejercicio 2022 que mostró un EBITDA de AR\$ 51.667,0 millones. Dicha variación, se explica principalmente por menores ventas.

<sup>1</sup> **EBITDA:** Earnings before interest, tax, depreciation and amortization, fueron calculadas como la suma de “Ganancia antes de otros ingresos y egresos netos” más las depreciaciones del ejercicio para “Propiedad, planta y equipo”.



## 1- Contexto económico actual:

La Sociedad opera en un contexto económico complejo, cuyas variables principales han tenido una fuerte volatilidad.

Los principales indicadores macroeconómicos de Argentina son:

- La caída estimada del Producto Bruto Interno ("PBI") en 2023 fue del 1,6%.
- El déficit fiscal primario en 2023 fue del 2,6% del PBI, mientras que el déficit financiero alcanzó 6,1% del PBI.
- La inflación acumulada entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2023 alcanzó el 211,41%, de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC").
- Entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2023, el peso se depreció un 356,34% frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio publicado por el Banco de la Nación Argentina ("BNA").

El año 2023 se ha presentado complejo para la economía argentina. Comenzó con una sequía histórica que implicó una caída en la producción agropecuaria exportable y, consecuentemente, una pérdida de ingreso de divisas. Ello impactó en las reservas del Banco Central de la República Argentina ("BCRA") y en los ingresos fiscales. La combinación de ambas agudizó los desequilibrios macroeconómicos y llevó a que durante el primer semestre del año no se cumpliera con las metas pactadas en el Acuerdo de Facilidades Extendidas con el Fondo Monetario Internacional, obligando a una renegociación. Si bien se alcanzó un acuerdo que permitiría llevar adelante los desembolsos previstos, todo lo mencionado generó mayor volatilidad en los mercados cambiarios y financieros, con su correspondiente impacto en la inflación. Adicionalmente, el agravamiento de la falta de divisas generó un endurecimiento en las condiciones para el acceso a las mismas para el pago de bienes y servicios del exterior.

El BCRA impuso mayores restricciones cambiarias, las cuales afectan también el valor de la moneda extranjera en mercados alternativos existentes para ciertas transacciones cambiarias restringidas en el mercado oficial. Estas medidas tendientes a restringir el acceso al mercado cambiario a fin de contener la demanda de dólares implican la solicitud de autorización previa al BCRA para ciertas transacciones. Dichas restricciones cambiarias, podrían afectar la capacidad de la Sociedad para acceder al Mercado Único y Libre de Cambios para adquirir las divisas necesarias para hacer frente a sus obligaciones comerciales.

El 10 de diciembre de 2023 asumió un nuevo gobierno en Argentina, que ha planteado entre sus objetivos instaurar un nuevo régimen económico en el país, para lo cual se propone llevar adelante una amplia reforma de leyes y regulaciones.

El plan del nuevo gobierno propone avanzar con una profunda desregulación de la economía y con reformas estructurales que liberen las restricciones para invertir y operar en el país.



Entre sus primeras medidas, el nuevo gobierno publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 (“DNU”) donde se anulan y/o modifican alrededor de trescientas leyes, introduciéndose reformas en el mercado de trabajo, el código aduanero y en el status de las empresas públicas, entre otras. Si bien el DNU debe ser tratado y ratificado por al menos una de las cámaras del Congreso de la Nación, sus disposiciones se encuentran parcialmente vigentes desde el 29 de diciembre de 2023, considerando una serie de acciones judiciales que han concedido la suspensión de ciertas modificaciones.

El contexto de volatilidad e incertidumbre económica continúa a la fecha de emisión de los presentes estados financieros. La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan el negocio para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera. Los presentes estados financieros deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

## 2- Ventas del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:

La disminución de las ventas ajustadas por inflación de AR\$ 28.060,7 millones entre los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 se explica por las siguientes causas:

- AR\$ 5.590,2 millones de mayores ingresos en transporte con destino a exportación y otros ingresos, ya que la tarifa de dichos servicios se encuentra nominada en dólares estadounidenses;
- AR\$ 32.934,0 millones de menores ingresos debido al efecto neto entre la aceleración de la inflación y el incremento tarifario del 95% vigente desde el 29 de abril de 2023. (Ver nota 1.3.3 a los estados financieros de la Sociedad, por el ejercicio finalizando el 31 de diciembre de 2023); y
- AR\$ 716,9 millones de menores ingresos en los servicios de “Operación y mantenimiento de gasoductos y otros servicios”.

Al 30 de diciembre de 2023, el 91,0% de los ingresos de la Compañía provienen del servicio de transporte de gas (negocio regulado) siendo el 9,0% restante servicios de operación y mantenimiento de gasoductos y otros (negocio no regulado). Al 31 de diciembre de 2022 los ingresos provenientes del negocio regulado representaban 92,5% mientras que el negocio no regulado alcanzaba el 7,5% del total.

### 3- Revisión tarifaria integral de 2017 y Acuerdo Transitorio 2022:

Entre abril de 2014 y diciembre de 2017 TGN recibió sucesivos aumentos transitorios de tarifas, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) llevada a cabo por el ENARGAS a partir de marzo de 2016. Asimismo, la RTI establecía que entre el 1° de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022 la Sociedad debía ejecutar un Plan de Inversiones Obligatorias (“PIO”) por aproximadamente AR\$ 5.600 millones (expresados en moneda de diciembre de 2016), monto que sería ajustado en la misma proporción en que se ajustaran las tarifas de TGN. La Sociedad quedaba obligada a ejecutar tanto el monto de inversión comprometido, así como las obras previstas en el PIO.

El marco regulatorio de la industria contempla la aplicación de mecanismos semestrales no automáticos de revisión tarifaria debido a las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado.

En septiembre de 2019, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 521/2019 (modificada por la Resolución N° 751/2019) difiriendo el ajuste semestral de tarifas que hubiera debido aplicarse a partir del 1° de octubre de 2019, hasta el 1° de febrero de 2020, y dispuso asimismo compensar a las licenciatarias con la revisión del PIO en la exacta incidencia de los menores ingresos derivados de la medida. Por consiguiente, entre octubre y diciembre de 2019, la Sociedad presentó al ENARGAS propuestas de readecuación del PIO por un monto de AR\$ 459,2 millones (expresados en moneda de diciembre de 2016). Sin embargo, tras la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública N° 27.541 (“Ley de Solidaridad”), el gobierno nacional anunció su intención de suspender los ajustes de tarifas de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y de electricidad bajo jurisdicción federal por 180 días, para iniciar un proceso de renegociación de la RTI, o iniciar una revisión tarifaria de carácter extraordinario. El 18 de junio de 2020 el PEN promulgó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543/20 mediante el cual se prorrogó por otros 180 días corridos el congelamiento tarifario que había sido establecido por la Ley de Solidaridad.

Dicha ley, facultó al PEN a congelar las tarifas de gas natural bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la RTI o iniciar una revisión de carácter extraordinario en los términos de la Ley del Gas, por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias. Asimismo, se facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un año. Efectivamente, el 16 de marzo de 2020 el PEN dispuso la intervención del ENARGAS, encomendando al interventor la ejecución de una auditoría legal, técnica y económica de todos los aspectos regulados en la Ley de Solidaridad en materia energética, con el cargo de elevar un informe al PEN.

El 20 de noviembre de 2020, el interventor del ENARGAS elevó al Secretario de Energía y al Ministro de Economía de la Nación un informe con los resultados de la auditoría y revisión de la RTI, concluyendo que esta última se habría visto afectada por graves vicios que causarían su

nulidad y que, en su opinión, habrían influido negativamente en las tarifas que pagan los usuarios, en mérito a lo cual propuso la selección de la alternativa de renegociación de la RTI prevista en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad. La Sociedad, que fue notificada de dicho informe el 7 de enero de 2021, discrepa con sus conclusiones y considera que la RTI constituyó un procedimiento válido bajo la legislación vigente que derivó en tarifas de transporte justas y razonables, como lo exige la Ley del Gas.

El 17 de diciembre de 2020 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°1020/20 mediante el cual y siguiendo con la recomendación del interventor del ENARGAS, dispuso suspender el Acuerdo Integral con el alcance que establezca el ENARGAS, iniciar la renegociación de la RTI en el marco de lo previsto en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad y completarla no más allá del 17 de diciembre de 2022. Dicho proceso deberá finalizar mediante la suscripción con las licenciatarias de transporte y distribución de gas natural, de un acuerdo definitivo sobre la RTI, quedando mientras tanto habilitada la posibilidad de que el ENARGAS aplique ajustes tarifarios transitorios para asegurar la continuidad y normalidad del servicio público. El mencionado decreto dispone, además, que en caso de no ser factible arribar a un acuerdo definitivo, el ENARGAS deberá dictar, ad referendum del PEN, el nuevo régimen tarifario para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural. Así entonces, el 22 de febrero de 2021, el ENARGAS dictó la Resolución N° 47/21 convocando a una audiencia pública que se celebró el 16 de marzo de 2021, para tratar el régimen tarifario de transición previsto en el Decreto N° 1020/20. Dicha resolución prevé que cualquier aumento transitorio de tarifas debe estar refrendado por un acuerdo a celebrar entre las licenciatarias y el ENARGAS, y que durante la vigencia del régimen tarifario de transición las licenciatarias no podrán distribuir dividendos, ni cancelar en forma anticipada directa o indirectamente deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas ni otorgar créditos, excepto autorización expresa del ENARGAS.

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 N° 1020/20, bajo reserva de derechos y acciones.

El 1° de junio de 2021 la Sociedad fue notificada de ciertas resoluciones dictadas tanto por el Ministerio de Economía ("MECON") así como por el ENARGAS y validadas por un decreto presidencial, en virtud de las cuales se estableció un Régimen Tarifario Transitorio ("RTT").

El RTT implicó; (i) que las tarifas de TGN continuaron congeladas, (ii) que la Sociedad deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (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, y (iv) que durante el RTT no aplica ningún plan de inversiones obligatorias.



Asimismo, el RTT contempló la posibilidad de que el ENARGAS ajuste las tarifas de TGN a partir del 1° de abril de 2022.

El 30 de junio de 2021 la Sociedad recurrió en sede administrativa el Decreto N° 1020/20, la Resolución Conjunta N° 2/21 del MECON y el ENARGAS que aprobó el RTT ad referendum del PEN, el Decreto N° 353/21 que ratificó la Resolución Conjunta N° 2, y la Resolución N° 150/21 del ENARGAS mediante la cual se pusieron en vigencia los cuadros tarifarios del RTT. Basada en la letra expresa de la Ley del Gas (artículo 48) y de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte (numeral 9.8), la Sociedad considera que el costo de cualquier subsidio a los usuarios de gas natural debe ser a cargo del Tesoro Nacional y no a cargo de TGN o, en su defecto, TGN debe ser compensada por el PEN. Asimismo, la Sociedad considera que ni el PEN, el MECON y/o el ENARGAS poseen competencia para establecer las prohibiciones de hacer impuestas por el RTT.

Mediante la Resolución N° 518/21 del 27 de diciembre de 2021, el ENARGAS convocó a una nueva audiencia pública que se celebró el 19 de enero de 2022, en cuyo transcurso las licenciatarias de transporte y distribución de gas presentaron sus propuestas de ajuste tarifario transitorio para el año 2022.

El 27 de enero de 2022 TGN interpuso ante el MECON el reclamo administrativo previo previsto en la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549, solicitando se la compense por la pérdida experimentada como consecuencia de la decisión del gobierno nacional de congelar las tarifas de transporte e impedirle facturar con arreglo a los cuadros tarifarios que habían sido aprobados en 2017 en el marco de la RTI.

El 18 de febrero de 2022, TGN celebró con el MECON y con el ENARGAS un acuerdo transitorio que estableció un aumento de tarifas de transporte del 60% a partir del mes de marzo de 2022 (el "Acuerdo Transitorio 2022"). Dicho acuerdo, que mantendrá vigencia hasta el mes de diciembre de 2022 salvo extensión por acuerdo de las partes, no contempla inversiones obligatorias, pero establece; (i) que la Sociedad deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (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, y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante, Gasinvest S.A. ("Gasinvest"), se comprometen a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento de tarifas dispuesto por la Ley de Solidaridad. El Acuerdo Transitorio 2022 entró en vigencia el 22 de febrero de 2022 a partir de su ratificación por el Decreto N° 91/22 del PEN y mediante la Resolución N° 59/22 del ENARGAS de fecha 23 de febrero de 2022, que aprobó los cuadros tarifarios de transición a partir del 1° de marzo de 2022.

El 6 de diciembre de 2022 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 815/22 mediante el cual (i) prorroga por un año el plazo para concluir la renegociación de la RTI en el marco de lo

previsto en el artículo 5º de la Ley de Solidaridad y (ii) prorroga la intervención del ENARGAS por el plazo de un año o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de la renegociación de la RTI, lo que ocurra primero. También, instruye al ENARGAS a realizar las medidas necesarias con el objeto de propender a una adecuación tarifaria de transición, de conformidad con las prescripciones del Decreto N° 1020/20.

En este sentido, mediante la Resolución N° 523/22 del 7 de diciembre de 2022, el ENARGAS convocó a una nueva audiencia pública que se celebró el 4 de enero de 2023, en cuyo transcurso las licenciatarias de transporte y distribución de gas presentaron sus propuestas de ajuste tarifario transitorio para 2023.

El 24 de abril de 2023, la Sociedad celebró con el MECON y el ENARGAS una adenda al Acuerdo Transitorio 2022 (“Adenda”) que contempla un incremento tarifario del 95%. La Adenda fue ratificada y puesta en vigencia en virtud del Decreto N° 250/23 publicado el 29 de abril de 2023, fecha en la cual entraron en vigencia los cuadros tarifarios aprobados por la Resolución N° 187/23 del ENARGAS que dan efecto al aumento tarifario previsto en la Adenda.

El 18 de diciembre de 2023 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23 mediante el cual (i) declara la emergencia del sector energético hasta el 31 de diciembre de 2024 en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural, (ii) instruye a la Secretaría de Energía del MECON para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos comprendidos en la emergencia con el fin, entre otros, de garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de gas en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y usuarios, (iii) determina el inicio de la RTI conforme el artículo 42 de la Ley del Gas y establece que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024, (iv) dispone la intervención del ENARGAS a partir del 1º de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten de un proceso de selección, (v) faculta a la Secretaría de Energía a designar al interventor del ENARGAS y (vi) determina que el interventor, en el ejercicio de su cargo, tendrá las facultades de gobierno y administración del ENARGAS según lo establecido en la Ley del Gas.

Así, el interventor, de acuerdo con el mencionado Decreto, deberá informar sobre el cumplimiento de los procesos de renegociación dispuesto por el Decreto N° 1020/20 y realizar el proceso de RTI. Se establece que, hasta tanto culmine el proceso de RTI, podrán aprobarse adecuaciones tarifarias transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.

En este contexto, mediante la Resolución N° 704/23, el ENARGAS convocó a una nueva audiencia pública (N° 104) que se celebró el 8 de enero de 2024, en cuyo transcurso las licenciatarias de transporte y distribución de gas presentaron sus propuestas de ajuste tarifario



transitorio para 2024, y TGN presentó su propuesta de tarifación y asignación de capacidad de transporte para la reversión del gasoducto Norte.

Posteriormente, el 29 de febrero de 2024 se celebró otra audiencia pública convocada por la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 8/24 con el objeto de analizar (i) la redeterminación del esquema de subsidios para asegurar el acceso al consumo básico y esencial de gas y electricidad, (ii) la incidencia de los subsidios sobre el precio estacional de la energía eléctrica (“PEST”) en el mercado mayorista eléctrico y sobre el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (“PIST”) y (iii) la readecuación del esquema de subsidios de la garrafa social.

Ínterin, el 9 de febrero de 2024 el ENARGAS publicó la Resolución N° 42/24 mediante la cual (i) declaró la validez de la audiencia pública N°104, (ii) anunció que las nuevas tarifas transitorias de transporte y distribución tendrán lugar dentro de los 30 días hábiles administrativos desde dicha publicación, (iii) hizo saber que está bajo estudio un mecanismo de actualización mensual de tarifas que se dará a conocer dentro de los 90 días hábiles administrativos desde dicha publicación, y (iv) que los criterios de tarifación y asignación de capacidad para la reversión del gasoducto Norte serán establecidos en oportunidad de la Revisión Quinquenal de Tarifas dispuesta por el Decreto N° 55/23

#### 4- Costos y gastos del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:

Durante el ejercicio 2023 los costos de explotación ascendieron a AR\$ 100.231,8 millones representando una disminución del 19,6% en comparación con el ejercicio anterior. Dicha reducción es explicada principalmente por la variación en Depreciación de propiedad, planta y equipo por el agotamiento de la vida útil contable del gasoducto Norte.

Los gastos de administración y comercialización alcanzaron en el ejercicio AR\$ 30.549,1 millones exhibiendo un incremento del 32,3% comparado con el ejercicio anterior, justificado principalmente por un mayor cargo en el rubro Juicios y gastos judiciales como consecuencia del acuerdo transaccional celebrado con YPF S.A..



## 5- Situación Financiera:

### Endeudamiento en moneda extranjera:

Al 31.12.2023 la Compañía posee endeudamiento en moneda extranjera de acuerdo con el siguiente detalle:

- El 16 de septiembre de 2022 se celebró una enmienda para la renovación por veinticuatro meses del préstamo con “Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch” contraído el 19 de octubre de 2020, a partir de su vencimiento el 21 de octubre del 2022.

Dicha renovación tiene las siguientes condiciones:

- Monto: US\$ 55.000.000;
  - Plazo: veinticuatro meses;
  - Amortización: 100% al vencimiento;
  - Intereses: trimestrales;
  - Tasa: 1,50% anual;
  - Pre cancelación: total o parcial en cualquier momento sin costo ni penalidad.
  - Garantía: constitución de prenda en primer grado de privilegio sobre la suma de US\$ 56.500.000.
- Préstamo con Banco Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch por un monto de US\$ 436 mil en concepto de financiación de importaciones, contraído en el mes de octubre de 2023, a un plazo de 171 días a tasa fija, con igual garantía que la mencionada anteriormente;
  - Préstamo con Banco Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch por un monto de US\$ 343 mil en concepto de financiación de importaciones, contraído en el mes de noviembre de 2023, a un plazo de 217 días a tasa fija, con igual garantía que la mencionada anteriormente.

Durante el presente ejercicio, la Sociedad ha abonado intereses por US\$ 0,84 millones. El saldo al 31 de diciembre de 2023 asciende a AR\$ 45.113,4 millones, siendo expuesto en su totalidad en el pasivo corriente.

### Endeudamiento en pesos:

Al 31.12.2023 la Compañía posee endeudamiento en moneda local de acuerdo con el siguiente detalle:

- Préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires por un monto de AR\$ 1.000 millones, contraído en el mes de octubre de 2023, a un plazo de 120 días a tasa fija, el cual fue cancelado el 7 de febrero de 2024.

- Préstamo con Banco Macro BMA por un monto de AR\$ 6.000 millones, contraído en el mes de diciembre de 2023, a un plazo de 60 días a tasa fija, el cual fue cancelado el 8 de febrero de 2024.

Durante el presente ejercicio, la Sociedad ha abonado intereses por AR\$ 823,1 millones. El saldo al 31 de diciembre de 2023 asciende a AR\$ 7.792,6 millones, siendo expuesto en su totalidad en el pasivo corriente.

#### 6- Datos operativos:

Los volúmenes despachados durante el ejercicio 2023 disminuyeron en un 2,5% en comparación con el ejercicio anterior. Dicha variación se explica por la reducción del servicio de transporte con destino local, así como también del transporte con destino de exportación.

A continuación, se exponen los volúmenes despachados discriminados según su procedencia, por tipo de contrato y destino:

Según su procedencia en millones de m³	AI 31.12	
	2023	2022
Gasoducto Norte	5.778	6.870
Gasoducto Centro-Oeste	13.901	14.201
Tramos Finales	4.862	4.086
<b>Total</b>	<b>24.541</b>	<b>25.157</b>

Por tipo de contrato en millones de m³	AI 31.12	
	2023	2022
Firme	12.570	12.701
Interrumpible e intercambio y desplazamiento	11.971	12.456
<b>Total</b>	<b>24.541</b>	<b>25.157</b>

Según su destino de m³	AI 31.12	
	2023	2022
Mercado local	22.740	23.246
Mercado externo	1.801	1.911
<b>Total</b>	<b>24.541</b>	<b>25.157</b>

## ANEXOS:

### 1- Estado de Resultados (millones AR\$)

	Ejercicio finalizado el	
	31.12.2023	31.12.2022
Ventas	99.437,0	127.497,7
Costos de explotación	(100.231,8)	(124.595,8)
<b>(Pérdida) ganancia bruta</b>	<b>(794,9)</b>	<b>2.901,9</b>
Gastos de comercialización	(4.507,7)	(5.263,8)
Gastos de administración	(26.041,4)	(17.822,5)
Otros ingresos y egresos	61.958,2	(34,8)
Recupero por deterioro de activos financieros	20.087,2	302,1
<b>Ganancia (pérdida) antes de resultados financieros</b>	<b>50.701,4</b>	<b>(19.917,1)</b>
Otros resultados financieros netos	205.285,7	44.022,6
Ingresos financieros	3.354,3	3.279,6
Egresos financieros	(2.589,8)	(797,0)
Resultado por posición monetaria	(166.076,1)	(65.965,5)
Resultados por inversiones en sociedades afiliadas y controladas	250,5	284,5
<b>Resultado antes del impuesto a las ganancias</b>	<b>90.926,0</b>	<b>(39.092,9)</b>
Impuesto a las ganancias	(33.199,3)	16.752,6
<b>Ganancia (pérdida) del ejercicio</b>	<b>57.726,7</b>	<b>(22.340,2)</b>
Otros resultados integrales del ejercicio	(996,9)	(1.337,8)
<b>Ganancia (pérdida) integral del ejercicio</b>	<b>56.729,8</b>	<b>(23.678,0)</b>

### 2- Estado de Resultados cuarto trimestre (millones AR\$)

	4T 2023	4T 2022
Ventas	19.438,9	29.656,8
Costos de explotación	(33.094,8)	(32.917,8)
<b>Pérdida bruta</b>	<b>(13.655,8)</b>	<b>(3.261,0)</b>
Gastos de comercialización	(940,5)	(1.321,0)
Gastos de administración	(4.686,6)	(4.712,6)
Otros ingresos y egresos	102,2	71,8
(Cargo) / Recupero por deterioro de activos financieros	(0,7)	58,7
<b>Pérdida antes de resultados financieros</b>	<b>(19.181,5)</b>	<b>(9.164,1)</b>
Otros resultados financieros netos	125.075,9	19.332,2
Ingresos financieros	1.058,4	1.498,2
Egresos financieros	(1.907,4)	83,6
Resultado por posición monetaria	(60.270,3)	(15.873,2)
Resultados por inversiones en sociedades afiliadas y controladas	22,2	13,9
<b>Resultado antes del impuesto a las ganancias</b>	<b>44.797,2</b>	<b>(4.109,4)</b>
Impuesto a las ganancias	(16.766,3)	1.922,8
<b>Ganancia (pérdida) del período</b>	<b>28.031,0</b>	<b>(2.186,6)</b>
Otros resultados integrales del período	(949,6)	(1.200,9)
<b>Ganancia (pérdida) integral del período</b>	<b>27.081,4</b>	<b>(3.387,6)</b>



## 2- Estado de Situación Financiera (millones AR\$)

	31.12.2023	31.12.2022
<b>ACTIVO</b>		
<b>Activo no corriente</b>		
Propiedad, planta y equipo	316.656,6	340.225,8
Inversiones en sociedades afiliadas	2.050,6	1.160,1
Materiales y repuestos	9.011,7	11.260,8
Otras cuentas por cobrar	90.702,6	754,2
Cuentas por cobrar comerciales	40.062,1	47.058,5
Inversiones a costo amortizado	934,9	-
Inversiones a costo amortizado de disponibilidad restringida	-	31.175,2
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>459.418,6</b>	<b>431.634,5</b>
<b>Activo corriente</b>		
Materiales y repuestos	1.528,6	789,9
Otras cuentas por cobrar	41.807,3	5.125,4
Cuentas por cobrar comerciales	8.818,8	14.398,5
Inversiones a costo amortizado	-	3,8
Inversiones a costo amortizado de disponibilidad restringida	45.564,6	-
Inversiones a valor razonable	68.266,0	49.084,9
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.486,1	8.110,2
<b>Total del activo corriente</b>	<b>170.471,5</b>	<b>77.512,7</b>
<b>Total del activo</b>	<b>629.890,0</b>	<b>509.147,2</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Capital social	439,4	439,4
Ajuste integral del capital social	174.893,0	174.893,0
Reserva por revalúo de Propiedad, planta y equipo	45.812,1	50.972,8
Reserva Legal	35.066,5	35.066,5
Reserva facultativa para capital de trabajo y resguardo de liquidez	134.807,2	142.962,9
Otras reservas	356,3	(279,8)
Resultados no asignados	61.254,3	(8.155,7)
<b>Total del patrimonio</b>	<b>452.628,8</b>	<b>395.899,0</b>
<b>PASIVO</b>		
<b>Pasivo no corriente</b>		
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido	46.333,7	62.274,0
Préstamos	-	30.165,2
Deuda por arrendamiento	3.903,2	2.198,1
Otras deudas	371,4	530,2
Cuentas por pagar comerciales	367,3	808,4
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>50.975,6</b>	<b>95.975,8</b>
<b>Pasivo corriente</b>		
Contingencias	196,5	134,6
Préstamos	52.906,0	89,8
Deuda por arrendamiento	345,8	421,7
Remuneraciones y cargas sociales	4.664,6	5.431,9
Cargas fiscales	624,9	1.004,9
Impuesto a las ganancias a pagar	47.509,6	-
Otras deudas	6.104,2	501,4
Cuentas por pagar comerciales	13.934,2	9.688,0
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>126.285,7</b>	<b>17.272,3</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>177.261,2</b>	<b>113.248,1</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>629.890,0</b>	<b>509.147,2</b>



### 3- Estado de Flujo de Efectivo (millones AR\$)

	31.12.2023	31.12.2022
Ganancia (pérdida) del ejercicio	57.726,7	(22.340,2)
<b>Ajustes para arribar al efectivo generado por (utilizado en) las operaciones:</b>		
Depreciación de propiedad, planta y equipo	44.707,6	71.851,4
Valor residual de propiedad, planta y equipo dados de baja	508,1	248,7
Impuesto a las ganancias	33.199,3	(16.752,6)
Devengamiento de intereses generados por pasivos	2.500,6	523,5
Devengamiento de intereses generados por activos	(3.354,3)	(3.279,6)
Resultado por descuento a valor presente	16.599,8	-
Recupero de provisiones	(18.637,4)	(343,3)
Aumentos de provisiones	3.860,3	-
Otros ingresos y egresos	(537,9)	-
Diferencias de cambio y otros resultados financieros netos	(186.124,3)	(12.807,3)
Ingresos por indemnizaciones comerciales	(59.924,1)	-
Resultados por inversiones en sociedades afiliadas y controladas	(250,5)	(284,5)
<b>Cambios netos en activos y pasivos operativos:</b>		
Aumento (disminución) de cuentas por cobrar comerciales	(3.419,4)	31.082,5
Disminución de otras cuentas por cobrar	96.866,1	2.432,8
Disminución de materiales y repuestos	731,3	1.691,2
Aumento (disminución) de cuentas por pagar comerciales	2.759,0	(73,1)
(Disminución) aumento de remuneraciones y cargas sociales	(767,4)	1.463,3
(Disminución) aumento de cargas fiscales	(1.245,2)	228,1
Disminución de otras deudas	(8.439,6)	(769,8)
Disminución de contingencias	(215,1)	(503,6)
Pago de impuesto a las ganancias	-	(972,2)
<b>Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por las operaciones</b>	<b>(23.456,2)</b>	<b>51.395,1</b>
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo	(23.593,1)	(24.120,1)
Inversión en sociedad controlada	(3,9)	-
Suscripciones, netas de rescate de inversiones a costo amortizado e inversiones a valor razonable (no equivalentes de efectivo)	82.410,6	19.623,3
Cobro de capital de inversiones a costo amortizado e inversiones a valor razonable	1,2	12,0
Cobro de intereses de inversiones a costo amortizado e inversiones a valor razonable	0,3	6,7
<b>Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) las actividades de inversión</b>	<b>58.815,1</b>	<b>(4.478,1)</b>
Toma de préstamos locales en pesos	10.338,9	-
Toma de préstamos con el Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch	370,4	-
Pago de capital de obligaciones negociables	-	(2.300,6)
Pago de intereses de obligaciones negociables	-	(209,4)
Pago de intereses del Préstamo Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch	(434,9)	(530,3)
Pago de capital de préstamos locales en pesos	(2.000,0)	(1.188,9)
Pago de intereses de préstamos locales en pesos	(823,1)	(125,7)
Pago de arrendamientos	(353,3)	(79,5)
<b>Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) las actividades de financiación</b>	<b>7.097,9</b>	<b>(4.434,2)</b>
<b>Aumento neto del efectivo y equivalentes del efectivo</b>	<b>42.456,8</b>	<b>42.482,7</b>
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del ejercicio	8.110,2	17.529,1
Resultados financieros generados por el efectivo	(46.080,8)	(51.901,7)
<b>Efectivo y equivalentes del efectivo al cierre del ejercicio</b>	<b>4.486,1</b>	<b>8.110,2</b>

Este anuncio debe leerse en conjunto con los estados financieros del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, que pueden consultarse en:

[www.tgn.com.ar](http://www.tgn.com.ar)

[www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar)