



MEMORIA ANUAL DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. CORRESPONDIENTE AL TRIGÉSIMO CUARTO EJERCICIO TRANSCURRIDO ENTRE EL 1° DE ENERO DE 2025 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

1 – CONTEXTO ECONÓMICO

La Sociedad opera en un contexto económico complejo debido a las condiciones macroeconómicas argentinas, cuyas variables principales en los últimos años han mostrado una marcada volatilidad.

En materia de política fiscal, la República Argentina (“Argentina”) alcanzó un superávit primario equivalente al 1,4% del Producto Bruto Interno (“PBI”) y un superávit fiscal del 0,2% del PBI, marcando así el segundo año consecutivo de superávit. Los ingresos representaron el 15,7% del PBI, mientras que el gasto primario se ubicó en el 14,3% del mismo.

En lo que respecta a la política monetaria, la inestabilidad financiera que surgió tras el resultado de las elecciones legislativas de medio término de la provincia de Buenos Aires (en el mes de septiembre), obligó al Gobierno a una postura contractiva, con fuertes incrementos de las tasas de interés y mayores exigencias de encajes. Pero, una vez concluidas las elecciones legislativas de medio término nacionales (en el mes de octubre), la normalización de las condiciones monetarias fue inmediata.

En el aspecto cambiario, el ejercicio comenzó con la desaceleración de la devaluación controlada (*crawling-peg*) desde el 2% mensual al 1% con vigencia a partir de febrero. Posteriormente, en abril 2025, el Gobierno suscribió un acuerdo de facilidades extendidas con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) por un monto de US\$ 20.000 millones y una vigencia de 48 meses. Dicho acuerdo contempló un desembolso inicial de US\$ 12.000 millones por parte del FMI, junto con financiamiento adicional proveniente de organismos internacionales por más US\$ 3.000 millones, lo que permitió iniciar la siguiente etapa del programa económico. Esta nueva etapa incluyó, principalmente: (i) la flexibilización del régimen cambiario, permitiendo que la cotización del dólar en el Mercado Único y Libre de Cambios (“MULC”) fluctúe dentro de una banda móvil entre \$1.000 y \$1.400, cuyos límites se ampliarán a razón del 1 % mensual, (ii) la eliminación del denominado “dólar *blend*”, (iii) la supresión de las restricciones cambiarias aplicables a personas físicas, (iv) la autorización para la distribución de utilidades a accionistas extranjeros a partir de los ejercicios económicos que se inicien en 2025 y, (v) la flexibilización de los plazos para el pago de operaciones de comercio exterior.

Tras las elecciones en la provincia de Buenos Aires previamente mencionadas, surgieron tensiones cambiarias, llevando el tipo de cambio al techo de la banda y forzando así ventas significativas del Banco Central de la República Argentina (“BCRA”). En ese contexto, además de ciertas medidas internas implementadas, el Gobierno recibió el apoyo de Estados Unidos de América, cuyo Tesoro intervino comprando pesos argentinos, contribuyendo así a moderar las presiones financieras. Finalmente, hacia fin del ejercicio, se anunció un programa de acumulación de reservas y un ajuste de las bandas cambiarias sobre la base de la inflación, con el objetivo de fortalecer la liquidez externa y corregir la apreciación real del tipo de cambio. Cabe destacar que, si bien el Gobierno ha flexibilizado ciertas restricciones cambiarias, las empresas siguen teniendo limitaciones al acceso al MULC.

En el contexto mencionado, la economía argentina mostró una dinámica cambiaria e inflacionaria marcada por la estabilidad del tipo de cambio y una desaceleración significativa de los precios. El tipo de cambio oficial avanzó un 41% mientras que los tipos de cambio implícitos en los activos financieros subieron un 35,4%, lo que llevó la brecha a mínimos cercanos al 5%. La inflación anual fue del 31,5% (vs. el 117,8% en 2024).

La combinación de un tipo de cambio real más alto en el segundo semestre y una mayor estabilidad financiera permitió moderar el déficit de cuenta corriente, el cual se estima en un 1,5% del PBI (vs. el superávit de 0,9% en 2024). El resultado comercial arrojó un superávit de US\$ 11.286 millones, con un muy buen desempeño del sector energético. Las exportaciones crecieron un 9,3% y las importaciones un 24,7%, en un contexto en el cual la actividad económica creció un 4,3%. Este crecimiento fue logrado principalmente por las actividades primarias (capital intensivo). Las actividades relacionadas con empleo intensivo, por el contrario, exhibieron un avance más moderado.

En lo que respecta específicamente al sector energético, de acuerdo con la información publicada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”), las exportaciones para 2025 crecieron un 14,1% (a pesar de una caída del 11,2% en precios) y las importaciones cayeron un 18% arrojando un saldo de US\$ 7.815 millones lo cual resulta en un incremento interanual del 36,4%.

En materia financiera, en enero y junio de 2025, el Gobierno acordó acuerdos de recompras (REPOS) con bancos internacionales por un total de US\$ 3.000 millones a tasas de un dígito. Adicionalmente, a mediados de año, Argentina volvió a colocar deuda en pesos para inversores *offshore* y, a fines de año, recuperó el acceso al mercado local en dólares con la colocación del BONAR AN29. Al cierre del del ejercicio, el riesgo país (*índice EMBI+*) exhibió una caída del 10% anual alcanzando los 571 puntos básicos (vs. 635 al cierre de 2024).

De acuerdo con el último Relevamiento de Expectativas de Mercado publicado por el BCRA, la inflación estimada para 2026 será del 20,1%, el tipo de cambio de \$ 1.753 por dólar estadounidense y el crecimiento del PBI del 3,5%.

2 – LA INDUSTRIA DEL GAS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

El gas natural en Argentina es la fuente de energía predominante y representa el 50,2% de la matriz energética.

Abastecimiento de energía primaria por fuente (2024)

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Hidroeléctrica	Renovables	Total
Canada	36,7%	39,0%	2,5%	7,9%	10,4%	3,6%	100,0%
Mexico	44,8%	44,9%	3,5%	1,7%	1,1%	4,1%	100,0%
US	39,0%	35,4%	8,6%	9,8%	0,9%	6,3%	100,0%
Total North America	39,2%	36,4%	7,6%	9,0%	2,0%	5,9%	100,0%
Argentina	37,3%	50,2%	1,1%	3,5%	3,3%	4,7%	100,0%
Brazil	48,0%	10,5%	5,0%	1,6%	13,9%	21,0%	100,0%
Chile	55,5%	16,5%	8,5%	0,0%	6,2%	13,3%	100,0%
Colombia	48,2%	25,7%	11,8%	0,0%	10,4%	3,9%	100,0%
Ecuador	84,0%	3,2%	0,1%	0,0%	11,6%	1,1%	100,0%
Peru	47,7%	35,9%	2,2%	0,0%	10,2%	4,0%	100,0%
Trinidad & Tobago	11,9%	88,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Venezuela	32,6%	54,4%	0,4%	0,0%	12,5%	0,0%	100,0%
Other S. & Cent. America	67,4%	12,0%	4,1%	0,0%	7,4%	9,2%	100,0%
Total S. & Cent. America	49,1%	23,4%	4,3%	1,1%	10,2%	12,0%	100,0%

Fuente: Energy Institute - Statistical Review of World Energy.

A fines de 2024 (último dato publicado a la fecha) las reservas probadas de gas natural fueron de 546 mil MMm3 aproximadamente y, a esa fecha, el horizonte de reservas, considerando la producción estimada de 2024, era de 10,6 años. Adicionalmente, y de acuerdo con los datos publicados por el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (“IAPG”), existen a esa fecha reservas probables que equivalen al 47,6% de las reservas probadas.

Con una participación que se ha incrementado año tras año, los reservorios no convencionales representan actualmente más del 52% de las reservas probadas y probables, destacándose la formación geológica de *Vaca Muerta* en la cuenca neuquina.

GAS NATURAL - Reservas a diciembre 2024 y Producción de 2025 [millones de m3]

Cuenca	Reservas Probadas	Reservas Probables	Probadas + 50% Probables	Producción (*)	Horizonte: (Reservas Probadas/Producción) [Años]
Austral	68.039	66.364	101.221	9.822	6,9
Golfo de San Jorge	29.735	9.671	34.570	3.627	8,2
Neuquina y Cuyana	440.522	181.769	531.407	36.875	11,9
Noroeste	7.969	2.083	9.011	1.159	6,9
TOTAL, ARGENTINA	546.265	259.887	676.209	51.483	10,6

Fuente: IAPG.

(*) Producción estimada 2025, considerando año móvil desde noviembre de 2024 hasta octubre de 2025.

En abril de 2025 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 157/25 por medio de la cual actualizó la *Disponibilidad de Recursos Gasíferos*. Según la mencionada resolución, a diciembre de 2023 dichos recursos se estiman en 273,75 TcF (*Trillion Cubic Feet*), siendo la apertura por cuenca la siguiente:

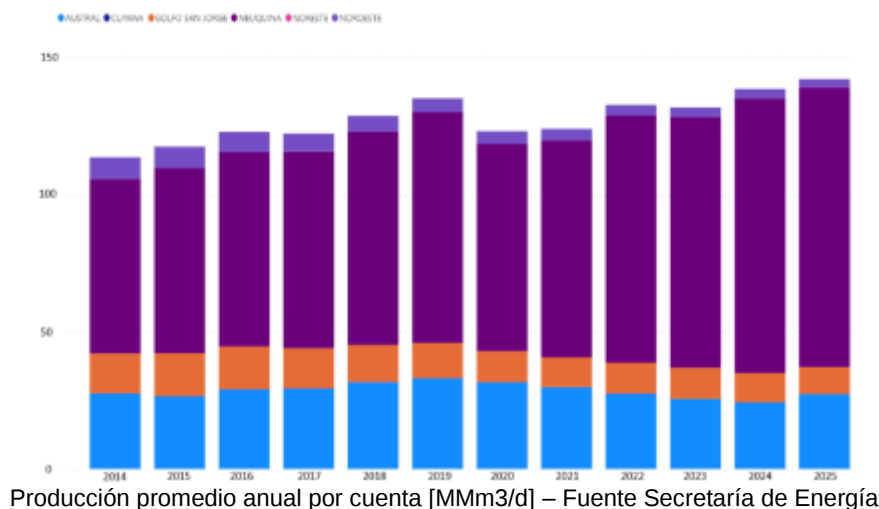
RECURSOS GASÍFEROS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES POR CUENCA al 31-12-23						
	NEUQUINA	AUSTRAL	CUYANA	G. SAN JORGE	NOROESTE	TOTAL
TCF	262	8,72	0,01	2,27	0,75	273,75

Gas natural en Argentina: Producción, importación, planes de abastecimiento, exportación y consumo

Producción

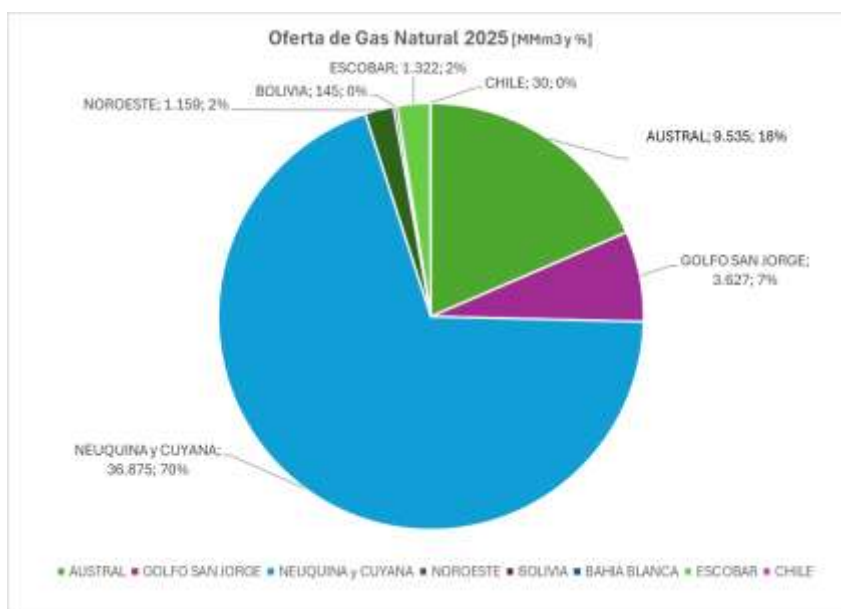
En noviembre de 2020 y con el objetivo de recuperar la producción de gas local, el Estado Nacional estableció mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/20 un plan de promoción de la producción de gas natural, denominado "*Plan Gas.Ar*". Este plan promueve las inversiones en desarrollo de producción, estableciendo precios de gas por el plazo de cuatro años parcialmente subsidiados por el Estado Nacional, generando el compromiso para los productores de retomar los valores de producción del invierno de 2020. Desde la implementación del mencionado plan, se produjeron incrementos sostenidos en los niveles de producción, generados fundamentalmente por el desarrollo de la cuenca neuquina. Para el año móvil comprendido entre los meses de noviembre de 2024 hasta octubre de 2025, la producción alcanzó los 140,66 MMm3/d, registrando una variación del 2,2% respecto del mismo período del año anterior.

En noviembre de 2022, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/22, el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") aprobó el "*Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte Para Todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028*". En el marco de dicho decreto, durante diciembre de 2022 se adjudicaron las rondas 4 y 5 del *Plan Gas.Ar*, extendiendo el período original de dicho plan hasta el año 2028 e incrementando el volumen total hasta 96,8 MMm3/d. El plan conserva la posibilidad de emitir permisos de exportación tanto firmes, así como interrumpibles.



Importación

La importación de gas natural representó en 2025¹ aproximadamente el 2,8% del volumen anual total, con una caída del 47% respecto del año 2024. A partir de 2024 las importaciones de Gas Natural Licuado (“GNL”) sólo se realizan desde el puerto regasificador ubicado en la localidad de Escobar (provincia de Buenos Aires). Durante 2025 la importación de GNL fue de 1.322 MMm3, lo que representó una reducción del 15,8% con respecto al 2024. Cabe mencionar que durante 2025 hubo importaciones de gas provenientes de la República de Chile (“Chile”) por un total de 30 MMm3 en tanto que, las importaciones desde el Estado Plurinacional de Bolivia (“Bolivia”) se realizaron de forma interrumpible y totalizaron 145 MMm3, representando una disminución del 88% con respecto al año anterior. No se prevén importaciones en firme desde Bolivia para el año 2026.



Fuente: IAPG y Partes diarios ENARGAS.

¹ Considerando año móvil noviembre 2024 a octubre 2025



Planes de abastecimiento

En octubre de 2020 la Sociedad presentó al Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”), un “*Plan Integral Estratégico para el Abastecimiento Actual y Futuro del Gasoducto Norte y Gasoductos Vinculados*”, en el cual se propuso la adecuación del gasoducto Norte a las perspectivas de abastecimiento futuras, considerando la declinación de la importación desde Bolivia y del rol creciente de la cuenca neuquina con el desarrollo de la formación geológica de *Vaca Muerta*. Dicho plan incluyó la desafectación de tramos de gasoducto que no resultan necesarios ni eficientes para el abastecimiento de la demanda y la construcción de otros tramos para permitir un mayor suministro desde la cuenca neuquina.

En 2022 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 67/22 por la cual se creó el “*Programa de Sistemas de Gasoductos - Transport.Ar Producción Nacional*” (“El Programa”). Dicha secretaría ejerció la conducción del Programa definiendo la priorización de las obras y proyectos, así como sus correspondientes etapas. A su vez, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 76/22, el PEN delegó a Energía Argentina S.A. (“ENARSA”) para que ésta licite, contrate, planifique y ejecute la construcción de las obras de infraestructura comprendidas en el Programa, y, le otorgó la concesión de transporte sobre el gasoducto *Perito Francisco Pascasio Moreno* (“GPM”).

Como resultado de la implementación del Programa, se llevaron adelante las siguientes obras de ampliación:

- (i) Construcción del GPM entre la localidad de Tratayén (ubicada en la provincia del Neuquén) y la localidad de Salliqueló (ubicada en la provincia de Buenos Aires) con dos plantas compresoras ubicadas en sus cabeceras.
- (ii) Construcción de un gasoducto entre las localidades de Mercedes y Cardales (ambas ubicadas en la provincia de Buenos Aires).
- (iii) Ampliación del gasoducto *NEUBA II*.
- (iv) Ampliación de los tramos finales de gasoductos en el Área Metropolitana de Buenos Aires.

El Programa incluye la reversión del gasoducto Norte, que comprende la adecuación de cuatro plantas compresoras existentes en las provincias de Córdoba, Santiago del Estero y Salta, el completamiento de dos tramos de *loops* junto a la traza del gasoducto Norte de aproximadamente 50,5 y 10,5 km cada uno, respectivamente y, la construcción de un gasoducto de 122 km, llamado gasoducto de *Integración Federal* (“GIF”), que fue inaugurado durante 2024.

Previo al inicio de las obras mencionadas, la Sociedad implementó y financió una parte de la reversión de las plantas compresoras con una contraprestación que significó un incremento tarifario especial aprobado por la Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 17/23. Durante el ejercicio, ENARSA avanzó en otras obras de reversión de las plantas compresoras, las cuales se prevé que se encuentren finalizadas para mediados de 2026.

Hasta noviembre de 2025 se transportó en sentido inverso (de sur a norte) un volumen igual a 3.870 MMm3.

Por último, debe mencionarse que a fin de permitir a los cargadores del gasoducto Norte readecuar su provisión de gas natural al escenario de suministro futuro, considerando la reversión de dicho gasoducto, TGN solicitó a la autoridad regulatoria, que se establezcan las bases para el cálculo de las tarifas correspondientes para la prestación del servicio de transporte.

Exportación

En relación con las exportaciones de gas, en 2025 el volumen exportado alcanzó 3.005 MMm3, lo que representa un incremento del 28% con respecto a 2024. Al respecto, en junio de 2025 la Secretaría de Energía estableció nuevos precios mínimos en el *Punto de Ingreso al Sistema de Transporte* (PIST) para exportaciones de gas en condición firme e interrumpible para el período comprendido entre el 1° de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2028 (período de vigencia del *Plan Gas Ar*). A su vez, determinó nuevos cupos de exportación por cuenca.

El 1° de abril de 2025 se concretó la primera exportación de gas natural a la República Federativa de Brasil (Brasil) utilizando el sistema de transporte de TGN y los gasoductos de Bolivia, marcando un hito histórico en la integración energética regional. Durante el último trimestre de 2025 se registraron exportaciones a Brasil por 380 dam3/d.

Consumo

	1993 a 1997 (4)	1998 a 2002 (4)	2003 a 2007 (4)	2008 a 2012 (4)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (*)
Residencial (1)	16,5	18,8	22	27,2	31,6	30,4	30,9	32,6	29,3	29,1	27,9	28,6	28,8	30,9	29,1	30,2	30,0
Comercial	2,5	2,7	3,1	3,5	3,9	3,6	3,7	3,8	3,5	3,4	4,0	2,9	3,1	3,4	3,9	3,6	3,5
Industriales (2)	20,9	23	27,7	29,3	30	30,1	30,7	29,2	30,6	31,9	32,7	29,6	28,8	29,3	30,7	30,9	29,9
Generadores Eléctricos	19,8	25,6	29,2	35,5	39,6	39,8	40,9	43,6	47,3	47,1	41,4	39,4	44,1	36,6	35,9	36,9	36,5
GNC	2,8	4,6	8,1	7,4	7,6	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	5,1	6,4	6,5	6,1	5,7	5,4
Entes Oficiales	0,9	0,9	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,9	1,1	1,3	1,3	1,3	1,2
RTP + Gdtos. Pat. (3)	8,5	10,7	18,9	18,1	15,7	17,2	16,4	15,4	14,6	15,6	14,4	15,1	13,9	17,0	14,7	15,2	13,9
Subtotal p/uso comercial	71,9	86,5	110,2	122,2	129,7	130,3	131,7	133,6	133,3	134,9	128,2	121,7	126,2	125,0	121,8	123,7	120,4
Consumo en yac. y retenido en gasod.	8,4	13,3	15,7	17,7	17,1	17,3	18,3	19,5	19,5	19,5	19,9	18,7	18,7	18,9	18,3	16,8	17,7
Total consumo	80,2	99,8	125,9	139,8	146,8	147,6	150,0	153,1	152,9	154,4	148,1	140,3	144,9	143,9	140,2	140,5	138,2

Consumo local de gas – [MMm3/d]

(1) Incluye sub-distribuidoras.

(2) No incluye Planta Cerri incluido en Reducción Térmica en Planta ("RTP").

(3) Considera consumos de RTP (Mega, Refinor, Planta Cerri, Tierra del Fuego, etc.) y gasoductos patagónicos.

(4) Promedio quinquenal.

(*) Año 2025 considerando datos del año móvil noviembre de 2024 a octubre de 2025. Fuentes: ENARGAS y Secretaría de Energía.

Desde la privatización del servicio público de gas natural a fines de 1992 y hasta 2025² se evidenció un crecimiento acumulado de aproximadamente el 95% en el consumo interno del fluido, destacándose un crecimiento del 159% en la demanda de gas natural comprimido ("GNC") y del 64% en el consumo industrial. Asimismo, el segmento de generación eléctrica registró un incremento en su consumo de 125% respecto de 1992. El consumo de gas residencial no mostro variación significativa respecto del año anterior, pero se registra un incremento del 84% en comparación con 1992. El sector industrial redujo su consumo un 3% respecto de 2024. En relación con el GNC, su consumo disminuyó un 4% con respecto a 2024.

3 – ASPECTOS REGULATORIOS

TGN es titular de una licencia (la "Licencia") para la prestación del servicio público de transporte de gas natural, en virtud de la cual se le concede el derecho exclusivo de explotar los dos gasoductos de su propiedad existentes en las regiones Norte y Centro-Oeste de Argentina. 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 de aplicación es el ENARGAS.

Efectos de la legislación de emergencia sobre la Licencia

La Licencia fue sometida a renegociación en virtud de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 sancionada en enero de 2002, que además dispuso la pesificación de las tarifas de transporte de gas natural destinado al mercado local y la derogación del mecanismo de ajuste semestral basado en el *Producer Price Index*. En dicho marco legal, y tras más de trece años de congelamiento tarifario, en marzo de 2017 la Sociedad celebró con el PEN un Acuerdo de Readecuación de su Licencia (el "Acuerdo Integral") que fue ratificado y entró en vigencia con el dictado del Decreto del PEN N° 251 del 27 de marzo de 2018. Asimismo, el Acuerdo Integral fijó las reglas para llevar adelante la revisión de las tarifas de TGN (la "RTI"), que entró en vigencia en marzo de 2018 para el período 2017 – 2022. 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 \$ 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

² Considerando datos del año móvil desde noviembre de 2024 hasta octubre de 2025.



de inversión comprometido, así como las obras previstas en el PIO.

El Acuerdo Integral también obliga a la Sociedad a mantener indemne al Estado Nacional con relación a los laudos arbitrales obtenidos con anterioridad a su firma por los exaccionistas CMS y Total. El monto de dicha indemnidad, a ser definido, no incluirá el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en los acuerdos de pagos respectivos, excluirá las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago por parte del Estado Nacional y se calculará a valor presente. Como referencia, se mencionan los montos contenidos en los laudos: CMS Gas Transmission Company c. República Argentina (caso ARB/01/8, con laudo favorable a CMS por US\$ 133,2 millones de fecha 12 de mayo de 2005), y Total S.A. c. República Argentina (caso ARB/04/1, con laudo favorable a Total por US\$ 85,2 millones, de fecha 27 de noviembre de 2013). La indemnidad, por los valores que se definan sobre la base de lo mencionado anteriormente, será asumida por TGN exclusivamente mediante inversiones sustentables, adicionales a las que establezca el ENARGAS como inversiones obligatorias, en gasoductos e instalaciones complementarias en la Cuenca Neuquina. Estas inversiones no serán incorporadas a la base tarifaria de la Sociedad.

En diciembre de 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública N° 27.541, que facultó al PEN a congelar las tarifas de gas bajo jurisdicción federal e iniciar un proceso de renegociación de la RTI. Asimismo, el 17 de diciembre de 2020 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°1020/20 mediante el cual dispuso suspender el Acuerdo Integral.

El 18 de diciembre de 2023 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23 mediante el cual, entre otros, (i) determinó el inicio de una revisión quinquenal de tarifas (la "RQT"), y (ii) dispuso la intervención del ENARGAS.

El 26 de marzo de 2024 la Sociedad celebró con el ENARGAS un acuerdo transitorio de adecuación tarifaria, en virtud del cual el ENARGAS publicó la Resolución N° 113/24, que aprobó un aumento de las tarifas de transporte de TGN del 675% efectivo a partir de abril de 2024 y ajustable mensualmente por resolución del ENARGAS. Dicho aumento conllevó la obligación de ejecutar durante 2024 un plan de inversiones obligatorias por la suma de \$ 19.150 millones, ajustable de la misma forma que la tarifa, priorizando en obras de confiabilidad, seguridad y calidad del sistema de gasoductos. En el marco del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23 previamente mencionado, entre los meses de agosto de 2024 y hasta abril de 2025, el ENARGAS dispuso un ajuste acumulado de tarifas del 17%.

Mediante la Resolución N° 255/25 publicada en el Boletín Oficial el 29 de abril de 2025 el ENARGAS dispuso, (i) aprobar la RQT de TGN para el quinquenio 2025-2030 con vigencia a partir del 1° de mayo de 2025, que implica un incremento en el requerimiento de ingresos de la Sociedad del 16,1%, (ii) aprobar los planes de inversión obligatorias a ejecutar en dicho quinquenio por un total de \$ 416.996 millones (en moneda de junio 2024), (iii) disponer que el incremento tarifario resultante de la RQT se hará efectivo en treinta y una cuotas mensuales iguales y consecutivas y, iv) aprobar el cuadro tarifario de transición inicial (cuota 1 de 31). Asimismo, y mediante la Resolución N° 241/25 de la Secretaría de Energía del 3 de junio de 2025 se modificó el numeral 9.4.1.1 de las *Reglas Básicas de la Licencia de Transporte*, y mediante la Resolución N° 351/25 del ENARGAS del 5 de junio de 2025 se estableció que las tarifas serán ajustadas mensualmente de acuerdo con la variación operada en un 50% por el Índice de Precios Internos al por Mayor y en un 50% por el Índice de Precios al Consumidor, publicados por el INDEC. Posteriormente, mediante la Resolución N° 623/25 del ENARGAS publicada en el Boletín Oficial el 1° de septiembre de 2025, el ENARGAS advirtió ciertos errores de cálculo en el proceso de la RQT y procedió a rectificar el requerimiento de ingresos para TGN para el quinquenio 2025-2030, cuyo incremento pasó a ser del 14,8%. Por aplicación de dichas reglas, al 31 de diciembre de 2025, las tarifas de TGN resultantes de la RQT fueron incrementadas un 22,86%. Por último, mediante la Resolución N° 999/25 del ENARGAS publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2025, el ente modificó el requerimiento de ingresos y los cuadros tarifarios de transporte, según lo establecido en el punto 5.2 de la *"Metodología para la Revisión Tarifaria"* prevista en el art. 3 del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23. En virtud de lo mencionado, el incremento del requerimiento de ingresos de la Sociedad resultante de la RQT finalmente pasó a ser del 15,52%.



La prórroga de la Licencia

El 8 de abril de 2024 TGN inició ante el ENARGAS el trámite para obtener la prórroga de la Licencia por el plazo adicional de veinte años (artículo 6 de la Ley del Gas modificado por la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos N° 27.742). Tras la intervención previa de diversas gerencias de dicho ente regulador, el 24 de septiembre de 2024 el ENARGAS emitió un dictamen conjunto dejando constancia que, desde el inicio de sus actividades en 1992, TGN cumplió en lo sustancial con sus obligaciones bajo el marco regulatorio, y que en función de ello la prórroga de la Licencia *“se presenta como una decisión razonable y proporcional con relación al objetivo final perseguido que es garantizar la continuidad y accesibilidad a servicios públicos esenciales”*. En ese contexto, el 21 de octubre de 2024 se celebró la audiencia pública convocada para tratar el pedido de prórroga, y el 22 de noviembre de 2024 el ENARGAS comunicó a la Secretaría de Energía que TGN cumplió en lo sustancial con las obligaciones a su cargo bajo el marco regulatorio. Por otra parte, el Decreto del PEN N° 1057/24 faculta al Ministerio de Economía de la Nación a que, en oportunidad de aprobar las prórrogas de licencias, negocie y celebre acuerdos con las licenciatarias que propendan a que el nuevo período se inicie sin reclamos recíprocos, incluyendo desistimientos de acciones y renunciaciones de derechos si fueran necesarios.

4 – SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre del ejercicio la deuda financiera de TGN ascendía a la suma de \$ 16.194 millones, la cual se encontraba denominada en su totalidad en pesos, con un plazo de vencimiento menor a 30 días, habiendo sido tomada con carácter meramente operativo.

Durante el ejercicio, la Sociedad ha cancelado la totalidad de su deuda financiera nominada en dólares estadounidenses. A continuación, se detalla las cancelaciones de capital realizadas:

- 1- En el mes de febrero se realizó la cancelación de dos préstamos con bancos locales de primera línea por montos de US\$ 10 millones y US\$ 15 millones respectivamente.
- 2- En el mes de octubre se procedió a la cancelación del préstamo con el *Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch* por US\$ 55 millones. Este financiamiento había sido obtenido en octubre de 2020 por un plazo original de dos años, luego renovado en dos oportunidades.

Asimismo, TGN acordó con el *Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch* una línea de crédito por US\$ 55 millones siendo su desembolso a opción de TGN. Esta línea de crédito, en el caso de desembolsarse, tendrá las siguientes condiciones:

- Monto: US\$ 55 millones.
- Fechas de desembolso: 21 de enero de 2026, 21 de abril de 2026 y 21 de julio de 2026.
- Vencimiento: 21 de septiembre de 2026.
- Amortización: 100% al vencimiento.
- Intereses: al vencimiento.
- Tasa: *Term SOFR* a 3 meses + 1,25% anual.
- Precancelación: total o parcial en cualquier momento con costo.
- Gravado con prenda en primer grado sobre un plazo fijo de US\$ 56,9 millones que la Sociedad posee con dicho banco.

Atento a la sólida situación financiera descrita y a la vigencia de la nueva RQT, la calificadora de riesgo *Fix Scr* ha incrementado la calificación para TGN de largo plazo desde *A+(arg)* a *AA-* con perspectiva positiva. Asimismo, ha mantenido en *A1+(arg)* la calificación como emisor de corto plazo (máxima calificación posible).

De esta manera, TGN ha cumplido en el ejercicio con todos los compromisos financieros asumidos y mejoró notablemente su ya sólida posición financiera.



5 – LA ACTIVIDAD DE TGN

TGN, con un sistema de 6.833 km de gasoductos, presta el servicio de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de Argentina. Asimismo, efectúa la operación y mantenimiento de 11.222 km, tanto de gasoductos propios, así como de terceros. A través de sus dos gasoductos troncales, el “Norte” y el “Centro-Oeste”, abastece a ocho de las nueve distribuidoras de gas y a numerosas generadoras eléctricas e industrias ubicadas en diecisiete provincias argentinas. El sistema se conecta a los gasoductos “Gas Andes” y “Norandino” construidos oportunamente para el transporte de gas al centro y norte de Chile, respectivamente; al gasoducto “Entrerriano”, que transporta gas a la provincia de Entre Ríos y al litoral uruguayo; al gasoducto “Transportadora de Gas del Mercosur S.A.”, y al “Gasoducto del Noreste Argentino” (“GNEA”). La actividad de la Sociedad incluye también la operación y mantenimiento en instalaciones de *midstream* ubicadas aguas arriba del sistema propio en la formación geológica de *Vaca Muerta* (cuenca neuquina) en los gasoductos “Gas Pacífico Argentina”, “Loma Campana” (YPF Luz S.A.) y “Fortín de Piedra” (Tecpetrol S.A.). Adicionalmente, TGN presta el servicio de operación y mantenimiento del “Gasoducto de Integración Juana Azurduy” (“GIJA”) en territorio argentino. Este gasoducto se extiende a lo largo de 30 km desde la frontera argentino-boliviana hasta la planta de Refinor S.A. ubicada en la provincia de Salta, conectándose con el sistema del gasoducto Norte y con la cabecera del GNEA.

Desde el inicio de sus operaciones en 1992, TGN expandió, con aportes propios y de terceros, la capacidad de transporte desde cabecera de 23 MMm³/d a 62 MMm³/d, lo que representó un incremento del 169% aproximadamente. Las expansiones, así como las numerosas obras de mantenimiento y confiabilidad del sistema, requirieron inversiones por un importe de US\$ 1.691,8 millones. En términos físicos, las expansiones exigieron la instalación de 2.646 km de nuevos gasoductos, la construcción de ocho nuevas plantas compresoras y la instalación de 21 equipos turbocompresores, los que adicionaron 216.250 HP de potencia instalada.

6 – ASPECTOS OPERATIVOS SALIENTES

Transporte de gas

- El volumen de gas recibido y transportado durante el ejercicio alcanzó un valor de 19.480 MMm³, lo que representa un promedio de 53,3 MMm³/d, de los cuales 31,96 MMm³/d corresponden al gasoducto Centro-Oeste, 3,22 MMm³/d al gasoducto Norte, y 18,12 MMm³/d fueron ingresados en la provincia de Buenos Aires.
- Los valores máximos diarios de inyección en cabeceras fueron de 38,8 MMm³/d en el gasoducto Centro-Oeste y 8,6 MMm³/d en el gasoducto Norte.
- En el caso del gasoducto Norte, la inyección promedio de productores locales fue de 2,6 MMm³/d y el resto fue gas importado desde Bolivia.
- Con respecto a la inyección recibida en la provincia de Buenos Aires, se registraron ingresos de GNL en la localidad de Escobar por un total de 1.326 MMm³ concentrados entre los meses de abril y agosto. En la localidad de General Rodríguez, Transportadora de Gas del Sur S.A. inyectó un total de 1.506 MMm³ y la inyección del gasoducto “Mercedes – Cardales” totalizó 3.773 MMm³.

Excelencia operacional

La Dirección de Operaciones de la Sociedad ha emitido oportunamente un documento con lineamientos de trabajo denominado “*Un Camino Hacia la Excelencia Operacional*”. Resumidamente, la visión se sustenta en trabajar en tres pilares fundamentales para lograr la excelencia; “*La Gente*”, “*Los Procesos*” y “*La Tecnología*”.

- En “*La gente*”, capacitando e instrumentando procesos de certificación de competencias, así como generando vínculos con universidades y ámbitos académicos (V.gr. Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y El Caribe (“ARPEL”), Instituto Argentino de Normalización y Certificación (“IRAM”), Centro Argentino de Ingenieros (“CAI”) etc., donde se



comparten experiencias con otros operadores y, también, participando en congresos nacionales e internacionales, lo que permite profesionalizar la gestión.

- En “*Los procesos*” de negocio, modernizándolos, adaptándolos a las nuevas exigencias, procurando su digitalización, así como poniendo en primer lugar los conceptos de seguridad, calidad y eficiencia.
- En “*La tecnología*”, innovando y viendo más allá de los límites, con temáticas como *Machine Learning*, Internet de las cosas, *Insight* de equipos de compresión, *Retrofit* de sistemas de seguridad y control, etc.

La visión mencionada en ese documento es coherente con la *Visión y Misión* de la Sociedad y se encuentra fuertemente relacionada con tres objetivos estratégicos que se vienen persiguiendo en los últimos años, a saber:

- Robustecer el *Know How* de TGN: afianzando la carrera técnica, capacitando y certificando al personal y profundizando la relación con las universidades.
- Gestionar el proyecto de cambio cultural en materia de seguridad, con hitos anuales a cumplir a lo largo del tiempo que den testimonio de los avances en dicho proyecto.
- Asegurar la calidad del mantenimiento de las instalaciones y de la gestión de integridad de ductos, con el objeto de maximizar la capacidad de transporte en comunión con una operación prudente, eficiente y diligente, como exige la Licencia.

La Sociedad ha enmarcado esta visión de excelencia en el contexto global de la transición energética. En tal sentido, se ha establecido oportunamente el objetivo de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero en las operaciones de transporte de gas natural 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 en 2022 un equipo interno multidisciplinario que ha investigado, evaluado y seleccionado alternativas técnicas para la reducción de emisiones por venteos de gasoductos, así como un abordaje integral que abarca desde la generación de una política climática, acciones de mejora en la contabilización de emisiones, identificación y seguimiento de *Indicadores Clave de Desempeño* relacionados (“*KPI*” por sus siglas en inglés), entre otros temas. En base a este trabajo, TGN ha definido una meta a cinco años móviles con métricas definidas, incluyendo en las mismas la de promover el fortalecimiento de la concientización y formación en protección ambiental y sostenibilidad para referentes de la Sociedad. En 2025 se compró el equipamiento *line-stop* de 24” y 30” y se adjudicó la compra de un equipo de *Pulldown* (que será entregado durante 2026). Todos estos hitos, sumados a la conformación de un nuevo equipo de trabajo al que se lo ha capacitado y calificado en la utilización del mencionado equipamiento, permitirán enfrentar el desafío de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de forma profesional y consistente en los próximos años.

Integridad de las instalaciones

- Se llevaron a cabo los programas de inspección interna de línea y reparación de gasoductos, aplicando diferentes tecnologías para lograr una mayor detección e interacción de amenazas y georreferenciación del sistema. Se ejecutaron corridas de *scraper* instrumentado para corrosión, anomalías geométricas y fisuras en 18 tramos del sistema de TGN. Para la detección de fisuras en el tramo trece del gasoducto Norte, se ejecutó una inspección con la herramienta “*CIGMA-x*” (de la empresa NDT Global), que permite su utilización en un medio gaseoso. Ha sido la primera inspección de estas características que se realiza en Latinoamérica.
- Se continuó el trabajo en conjunto con el proveedor ROSEN en la profundización de acciones para mejorar la performance de la herramienta *Electro Magnetic Acoustic Transducer* (“EMAT”). Durante el ejercicio se analizaron los resultados de las últimas inspecciones y se establecieron las métricas de performance.

- En lo que respecta al programa de gestión de fisuras y materiales, se continúan realizando ensayos de laboratorio mecánicos, metalográficos, químicos y fractomecánicos para nutrir la base de datos de materiales.
- Se iniciaron los primeros pasos para validar un nuevo método de cálculo de presión de falla, (“PSQR o *Plausible Profile*”) el cual se incorporó en la nueva edición de la norma ASME B31G. Este método asociado a la evaluación de defectos volumétricos permite disminuir el nivel de conservadurismo de los cálculos que se encontraban vigentes en ediciones anteriores de dicha norma. Durante el año 2026 se ejecutarán ensayos a rotura de escala real para la validación final del nuevo método.
- En el marco de un plan de adecuación de conexiones, se ejecutó el reemplazo de doce conexiones, por una configuración con refuerzo del tipo “*circundación total*”. A su vez, se realizó un análisis de cálculo numérico para una validación teórica de las alternativas de refuerzo.
- Se ejecutó un estudio de mantenimiento predictivo de los escapes de las turbinas SOLAR “Taurus 70” y “MARS 100”, definiéndose periodicidad, tipo de ensayos y vida útil de los componentes, con la finalidad de aumentar la confiabilidad del sistema.
- Se realizaron los estudios de integridad estructural de las nueve plantas del gasoducto Centro Oeste.
- Se dio continuidad al plan de pruebas hidráulicas para el aseguramiento del factor de seguridad de operación. Se efectuaron pruebas sobre 770 km de gasoducto, principalmente sobre el sistema troncal.
- Se dio cumplimiento a la nueva Parte G de la Norma Argentina de Gas (NAG -100) mediante la actualización de informes de evaluación de seguridad en sitios puntuales que presentaron cambios en las condiciones de su entorno.
- Se continuó con la implementación del “*Programa de Prevención de Daños*” de acuerdo con la norma API 1162, mediante la realización de jornadas de concientización, en tanto que, para continuar con el seguimiento cercano de sitios particulares de la traza de gasoductos, se utilizaron imágenes satelitales e imágenes aéreas tomadas por drones, así como relevamientos terrestres.

Proyectos y obras sobre gasoductos, estaciones de medición y regulación y plantas compresoras

Dada la declinación de la producción de gas de la cuenca Norte, así como de la de Bolivia, se vienen realizando obras que posibilitarán la reversión del flujo de gas en el gasoducto Norte, llevando el mismo desde la formación geológica de *Vaca Muerta* (en la cuenca neuquina) hacia las provincias del norte del país, con la posibilidad de prestar servicios de transporte con destino a exportación a Brasil. En ese contexto, durante el ejercicio, TGN llevó a cabo las siguientes actividades; (i) prestación del servicio de “*Policía Técnica*” durante las obras de construcción del GIF; (ii) finalización del tramo 83 del gasoducto Norte y; (iii) trabajos – aún en curso – de adecuaciones para revertir las plantas compresoras Ferreyra, Dean Funes, Lavalle y Lumbreras. Finalizados estos trabajos se podrá incrementar el volumen transportado hasta 19 MM3/d.

Adicionalmente, TGN llevó adelante un programa de proyectos y obras para mantener su sistema de transporte. Las principales actividades desarrolladas fueron las siguientes:

- Ejecución de 2,8 km de *recoating* en los tramos 27 y 31 del gasoducto Centro-Oeste.
- Se ejecutó el cambio de 6,5 km de cañería en el tramo 31 - correspondiente al gasoducto Centro Oeste - por cañería de mayor espesor, a los efectos de adecuar el factor de diseño al cambio de clase de trazado llevado a cabo, motivado por el crecimiento de la ocupación industrial en las cercanías del gasoducto que atraviesa la zona fabril de la ciudad de Villa Mercedes (provincia de San Luis). Dentro del alcance de la obra se realizó la instalación de dos válvulas de bloqueo nuevas y tres nuevas conexiones a estaciones de medición y regulación.

- Se efectuó el cambio de 1,3 km de cañería mediante la técnica de perforación dirigida en el gasoducto Norte, debajo de un curso de agua derivado del río Medina, cercano a la localidad de Monteagudo (provincia de Tucumán).
- Se realizaron las corridas del *scraper* instrumentado para corrosión y anomalías geométricas en once tramos del sistema.
- Se adecuaron los cruces de los ríos Jesús María (en la provincia de Córdoba) y Unchimé y Mistol Norte (ambos en la provincia de Salta).
- Se efectuaron dos pruebas hidráulicas sobre el gasoducto Norte. Una de ellas sobre el tramo 9 (Dean Funes – Ferreyra, en la provincia de Córdoba) con 42,8 km de longitud. La otra, sobre el tramo 10 (Ferreyra – Monteleña, también en la provincia de Córdoba) con 22 km de longitud. Ambas pruebas se realizaron con la finalidad de mitigar la amenaza de fisuras y, a su vez, otorgar un elevado factor de seguridad, así como la generación de los registros de prueba.
- Para verificar defectos reportados por las herramientas internas y verificar la integridad de las conexiones al gasoducto, se efectuaron 90 pozos en todo el sistema, de los cuales 60 fueron para verificar dichas conexiones y, en 27 de las mismas, se construyeron nuevas bases de hormigón.
- Se comenzaron los trabajos de adecuación de los sistemas de incendio en las plantas compresoras La Paz, Dean Funes, Chaján, Puelén, Lumbreras y Cochico.
- En la planta compresora Puelén se llevó a cabo la ampliación de la capacidad del sistema eléctrico de distribución y el reemplazo de paneles de moto generadores.
- En la planta compresora Cochico se realizaron obras de adecuación de niples esbeltos y corrosión bajo soportes. Adicionalmente, se llevó a cabo la obra de “*Reemplazo del Sistema de Seguridad y Control de Planta*” y se realizó el *Retrofit* del sistema de control y del equipamiento auxiliar del turbocompresor SOLAR Mars 100. Adicionalmente se realizó la ingeniería de detalle para la instalación del *Retrofit* del sistema de control y equipamiento auxiliar de los tres turbocompresores RUSTON TB-5000.
- En la planta compresora La Carlota, se instalaron nuevos equipos compresores de aire. Adicionalmente, se desarrolló la ingeniería y compra de materiales para el reemplazo de los paneles de control y seguridad de planta.
- Para lograr el cumplimiento de los estándares ISA 18.2 e ISA 101, se reemplazó el sistema *Human Machine Interface* (“HMI”) en los dos turbocompresores RUSTON de la planta compresora La Carlota. Se finalizó la instalación de los nuevos HMI en la planta compresora Cochico. Se avanzó con la ingeniería de detalle en las plantas compresoras La Paz, La Mora y Puelén.
- Se realizó la ingeniería de detalle, así como se compraron los materiales para el reemplazo de la red *Control Net* por *Ethernet* para la planta compresora Lumbreras.
- Se continuó con la implementación de procesos de digitalización y estructuración de datos provenientes de equipos turbocompresores y plantas compresoras, con el objetivo de desarrollar una plataforma integrada para análisis avanzados. Esta solución permitirá la consolidación de información histórica (alarmas, estados operativos y tendencias de variables analógicas) y habilitará capacidades de analítica predictiva y de diagnóstico mediante técnicas de Inteligencia Artificial y *Machine Learning* orientadas a optimizar la toma de decisiones. Dichos procesos se encuentran implementados en las plantas compresoras Baldissera, Beazley, Chaján, Cochico y La Carlota.

Operación y mantenimiento propio y a terceros

Entre otras actividades, caben destacarse:

- TGN continúa con la prestación de servicios de operación y mantenimiento de gasoductos de terceros. GNEA, GIJA y el GIF (los tres, propiedad de ENARSA), Gasoducto del Pacífico Argentina S.A., Fortín de Piedra (Tecpetrol S.A.), gasoducto Norandino (Norandino Argentina S.A.), y gasoducto Entrerriano (Compañía Entrerriana de Gas S.A – “CEGSA”).

- Adicionalmente, se continúa prestando el servicio de operación y mantenimiento de la planta compresora Río Las Burras, (perteneciente a Recursos Energéticos y Mineros de Salta S.A) así como el servicio de mantenimiento para tres unidades turbocompresoras de la planta *Turbo Expander* de YPF S.A. (YPF) en Loma de la Lata (provincia del Neuquén).
- Se desarrolló un protocolo para análisis de válvulas de línea con escurrimiento, permitiendo determinar con mayor precisión la magnitud de la falla, el lado del sello dañado y su respuesta ante la aplicación de grasa sellante. Se aplicó dicho protocolo sobre todas las válvulas del gasoducto de CEGSA.
- Se avanzaron las obras necesarias para pasar a modo preservación ciertas plantas compresoras cuya operación no será requerida durante los próximos años, dada la nueva configuración del sistema, producto de la reversión del flujo de gas – de sur a norte - del gasoducto Norte.
- Se realizaron tres *overhauls* “*in house*” de turbinas RUSTON en el taller de la planta compresora San Jerónimo. Adicionalmente, se contrataron otros cuatro *overhauls* a SOLAR Turbines.
- Se realizaron tres *overhauls* de moto generadores CATERPILLAR, en las plantas compresoras Lavalle, Dean Funes y Baldissera, también bajo la modalidad “*in house*”.
- Se continuó con el análisis trimestral de causas de incidentes de paro de emergencia de planta con venteo - *Station Emergency Shutdown* - (“SESD”). Se mejoró la lógica que activa el SESD eliminando causas, sin perder seguridad.
- Se implementaron evaluaciones técnicas en las plantas compresoras con la finalidad de detectar la degradación funcional y mejorar así la seguridad de las instalaciones. Se evaluaron todas las plantas compresoras implementándose las oportunidades de mejoras que se fueron detectando. Se agregó la posibilidad de detección de degradación tecnológica.
- Se realizaron mejoras edilicias en las plantas compresoras Ferreyra, Recreo, Lavalle, Lumbreras, Miraflores, Dean Funes, Cochico, La Mora, La Paz, Chajan y La Carlota.
- Se realizaron seis estudios de arco eléctrico (*Arc Flash*) en las plantas compresoras Baldissera, La Mora, Cochico, Chaján y Lavalle con el objetivo de implementar el “*trabajo con tensión en baja tensión*” según la resolución 3.068 de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo.
- Se renovaron los bancos de baterías de las plantas compresoras Leones, Lavalle, La Mora, La Paz, Baldissera y Chajan.
- Se instaló un nuevo sistema de cámaras de seguridad CCTV (*Closed-Circuit Television*) en el Almacén Central, el cual permite un mejor control del perímetro ante eventos de inseguridad y cuidado patrimonial de los recursos disponibles.

Implementación y profundización del uso de tecnologías aplicadas en la operación y mantenimiento

La gestión de la innovación es un objetivo estratégico de TGN. A continuación, una descripción de las principales actividades llevadas a cabo en esta materia durante el ejercicio:

- Se aplicó la tecnología de placas radiográficas digitales (en reemplazo de placas radiográficas físicas convencionales) en el proyecto de radiografiado de costuras circunferenciales en la planta compresora Puelén. Se incorporó el uso de la tecnología de radiografiado digital automático.
- Se continúan desarrollando aplicaciones móviles para la ejecución de distintas actividades con la finalidad de coleccionar datos de mejor calidad, almacenarlos en la base de datos corporativa y poder visualizarlos a través del sistema de información geográfico (GIS). De la misma manera, se desarrolló

una aplicación móvil para el mantenimiento general de las estaciones de medición y regulación con la finalidad de tomar los datos directamente en *tablets*, evitando el registro manual.

- Desde el mes de julio, se encuentra operativo el *Sistema de Solicitud de Interferencias*, una plataforma diseñada para centralizar y gestionar todas las solicitudes de interferencia de terceros. Este sistema permite estandarizar y optimizar la gestión, logrando una reducción significativa en los tiempos de respuesta, así como fortaleciendo el control operativo e incrementando la eficiencia en la prevención de daños a terceros.
- Se actualizaron los componentes electrónicos y los sensores de los medidores ultrasónicos de gas pasante de las plantas compresoras Puelén y Pichanal.
- Se continuó con la mejora del proceso de gestión de fisuras a partir de los resultados de las inspecciones internas hechas con la herramienta EMAT. Se trabajó en un modelo de predicción basado en *Machine Learning* para mejorar la probabilidad de detección e identificar anomalías.
- En cuanto al proyecto de tele supervisión de válvulas de bloqueo y estaciones de medición y regulación con la tecnología *LoRaWAN* ("*Internet of things*"), se avanzó en el diseño electrónico del dispositivo de supervisión de dichas válvulas para funcionar en atmósferas explosivas.
- Se continúa con el proyecto de gestión de estaciones repetidoras del troncal de comunicaciones con el objetivo de automatizar el manejo de la energía, la seguridad física, el balizamiento y la gestión ambiental de los *shelters* del sistema de comunicaciones. El proyecto se basa en la implementación de tecnología de domótica industrial.
- Se realizó el *Ciber Hazop* teórico en la planta compresora Leones. Adicionalmente, se realizó una consultoría de ciberseguridad para analizar la estructura de personal óptima, a fin de continuar incrementando la madurez de la ciberseguridad operativa de TGN.
- Con respecto a robotización de tareas, se realizó el análisis de la tecnología actual tanto en cuadrúpedos, así como en humanoides. Se adquirió un robot humanoide educativo con manos hábiles y todo el equipamiento relacionado a la tele operación de éste, el cual consta de guantes con realimentación háptica y gafas de realidad virtual. Con respecto a los cuadrúpedos se realizó la adquisición de uno educativo y se realizó la prueba de concepto en la planta compresora Dean Funes. El objetivo fue analizar el estado de madurez de esta tecnología en su aplicación a rondas de mantenimiento automatizadas.
- Se implementó el *Portal de Clientes* como una herramienta de gestión y comunicación centralizada, que permite optimizar la atención de reclamos, consultas y solicitudes, garantizando trazabilidad, transparencia y eficiencia operativa.
- Se sumaron – en las plantas compresoras Chajan y Tío Pujio – dos equipos turbocompresores al sistema de monitoreo continuo *InSight* SOLAR. Con estas incorporaciones, TGN totaliza doce compresores SOLAR en la plataforma *InSight*, que se traduce en mayor confiabilidad en su operación. Asimismo, se sumó un módulo de análisis de vibraciones avanzadas dentro del sistema *InSight*, para poder atender remotamente problemáticas asociadas a esta disciplina.
- A la mencionada plataforma *InSight*, se le incorporaron tres equipos turbocompresores RUSTON de la planta compresora Beazley.
- Se realizó una prueba piloto de detección aérea de fugas de metano con un proveedor externo sobre 511 km de ductos e instalaciones de superficie mediante el uso de un sistema láser de alta resolución diseñado para la detección de metano. Habiendo resultado exitosa la prueba, se está gestionando ante el ente regulador la incorporación de esta mejora tecnológica en la normativa pertinente.



- Se trabajó sobre la programación y desarrollo de herramientas digitales para la confección de análisis de seguridad del trabajo, utilizando Inteligencia Artificial. Dicho análisis ofrece mayor calidad técnica, trazabilidad y consistencia, reduciendo riesgos operativos y mejorando la toma de decisiones.

Profundización del know how como un objetivo estratégico.

Este objetivo implica gestionar, custodiar e incrementar el conocimiento, mediante entrenamientos en puestos de trabajo, prácticas supervisadas, certificaciones de competencias y carreras técnicas etc. TGN tiene vínculos académicos con diversas universidades públicas y privadas del país, con el objetivo de incorporar profesionales talentosos. TGN participa en organizaciones como ARPEL, IAPG, IRAM y CAI, entre otros, en donde se comparten experiencias con otros operadores.

A fin de continuar profundizando el *know how* se llevaron a cabo, entre otras, las siguientes actividades:

- Se continúa con el proceso de certificación de competencias para ejecutores propios, con el siguiente avance:
 - Se completaron diez licencias de habilitación de pilotos de vehículos aéreos no tripulados de la Administración Nacional de Aviación Civil, lo que suma 28 pilotos certificados.
 - Se completó el desarrollo del entrenamiento en el puesto de trabajo de la especialidad "*Instrumentación, Control y Energía*" correspondiente al área de Mantenimiento.
 - Se diseñó, gestionó e implementó una capacitación en metrología en conjunto con la Universidad Nacional de Tucumán, alcanzando el 80% de cobertura del personal mecánico de compresión.
 - Se encuentra en proceso un plan de capacitación y certificación de inspectores de obras.
 - Se encuentra en proceso un plan de desarrollo en cultura de seguridad con foco en contratistas de obra.
 - Se certificó al personal de Integridad en técnicas de *Líquidos Penetrantes Nivel 2* e *Inspección de Revestimiento AMPP nivel CIPS 1*.
 - Se gestionó un convenio con la Universidad Nacional de Río Cuarto con el objetivo de coordinar pasantías y dar a conocer a TGN como marca empleadora en la región.
- Se llevaron adelante capacitaciones en procedimientos críticos de seguridad.
- Se certificó el proceso de capacitación y entrenamiento para controladores de gas de la sala de control bajo normas IRAM, logrando la certificación de dos controladores de gas mediante este proceso.
- Se realizó una capacitación en el estándar ISA/IEC-6151 (*Sistemas Instrumentados de Seguridad*), dictado por la *International Society of Automation*, a un grupo de colaboradores. Los participantes son candidatos para lograr la certificación internacional en 2026.
- El personal del área de Integridad que ya había obtenido en 2021 la certificación internacional "*Pipeline Integrity Engineer Foundation Level*" y en 2023 la certificación *Pipeline Integrity Management Practitioner Level*, durante el año 2025 avanzó en los programas de "*Pipeline Integrity Engineer Expert Level*" y "*Defect Analysis Practitioner Level*".
- Especialistas del área de Integridad participaron en la "*20th Pipeline Technology Conference*", (Berlín, Alemania), la "*Rio Pipeline IPC*" (Brasil, Río de Janeiro) y el "*Taller de Intercambio de Mejores Prácticas - Gestión de Integridad*" - ARPEL, (Concepción, Chile).
- En el marco de la estrategia de evolución del negocio y de la necesidad de adaptar a la Sociedad a un entorno energético en transformación, durante el ejercicio se desarrollaron diversas iniciativas orientadas a preparar a TGN para una transición gradual y ordenada hacia un rol ampliado dentro del segmento *midstream*. Estas acciones incluyeron trabajos internos de diagnóstico y planificación estratégica, así como actividades de vinculación técnica y *benchmarking* a nivel internacional, con el objetivo de fortalecer capacidades y generar conocimientos sólidos para la evaluación de futuras oportunidades de negocios.

7 – CONTROVERSIAS VINCULADAS A CONTRATOS DE TRANSPORTE PARA EXPORTACIÓN

En 2004 y a partir del aumento de la demanda doméstica de gas y de la caída simultánea de la producción y reservas, el Estado Nacional tomó medidas para garantizar que la oferta de gas natural sea prioritariamente destinada a satisfacer el mercado local. Esto involucró restricciones a las exportaciones de gas, lo que afectó significativamente las ventas de servicio de transporte de gas con destino al exterior, motivo por el cual la utilización del transporte firme disminuyó de manera constante. La Sociedad pudo celebrar acuerdos transaccionales con algunos clientes del exterior para terminar anticipadamente los contratos de transporte a cambio de compensaciones económicas (que no obstante le generan a TGN un efecto neto negativo sobre sus flujos de fondos esperados).

Con respecto al conflicto que la Sociedad tenía con YPF, el 3 de febrero de 2023 en el marco de las acciones judiciales promovidas por TGN contra YPF por el cobro de facturas impagas bajo un contrato de transporte firme para exportación (2009), y por los daños derivados de la rescisión culpable de dicho contrato (2012), el 3 de febrero de 2023 la Sociedad e YPF celebraron un acuerdo transaccional que puso fin a los litigios, en virtud del cual YPF se obligó a pagar a TGN la suma de US\$ 190,6 millones – en pesos argentinos al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina – en cuatro cuotas anuales pagaderas cada 1° de febrero de los años 2024, 2025, 2026 y 2027. YPF pagó las primeras tres cuotas del acuerdo, el 1° de febrero de 2024 por US\$ 47,5 millones, el 3 de febrero de 2025 por US\$ 47,7 millones y el 2 de febrero de 2026 por US\$ 47,7 millones.

Por último, con relación a los conflictos judiciales con la distribuidora chilena Metrogas S.A. (“Metrogas”), descritos en la Nota 21.1.4 a los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025, y atento a las complejidades legales y comerciales que tienen dichas disputas así como la existencia de derechos litigiosos, el 6 de marzo de 2025 la Sociedad y Metrogas celebraron un acuerdo transaccional por la suma única y total de US\$ 100 millones por el que, sin reconocer hechos, derechos ni responsabilidad, TGN y Metrogas desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente. Así entonces, Metrogas pagó la suma de US\$ 60 millones el 6 de marzo de 2025 y el saldo de US\$ 40 millones el 12 de enero de 2026.

8 – CALIDAD, SEGURIDAD, AMBIENTE Y SALUD

Se llevó a cabo la auditoría de mantenimiento del Sistema Integrado de Gestión, conforme a los requisitos de las normas ISO 9001 (Calidad), ISO 14001 (Ambiente) e ISO 45001 (Seguridad y Salud Ocupacional). Los resultados fueron satisfactorios y permitieron mantener la vigencia de las certificaciones. El sistema permanece vigente hace dieciséis años, con certificación válida hasta el 2027, año en el cual se realizará la auditoría de recertificación.

En materia de *Seguridad* y por séptimo año consecutivo se desarrolló la “*Semana de la Seguridad*”, durante la cual las máximas autoridades de TGN visitaron los sitios operativos. En estos encuentros se trabajó sobre liderazgo y cultura en seguridad. Adicionalmente, se continuó con el programa de *Cultura en Seguridad de Contratistas*, convocando a las empresas contratistas a un comité en el cual se expusieron los pilares de la cultura de seguridad de TGN.

En materia de *Calidad*, se trabajó activamente en el desarrollo del nuevo laboratorio de calibraciones.

En lo relativo a *Seguridad de Procesos*, se finalizó la elaboración de una práctica recomendada de gestión de seguridad de procesos junto con otros referentes de la industria. Esta práctica fue aprobada en el ámbito del IAPG y constituirá el marco para la implementación del sistema de seguridad de procesos de TGN.

En materia de *Ambiente*, se continuó mejorando la contabilización de emisiones de gases de efecto invernadero

En cuanto a *Salud Ocupacional*, se consolidaron los procesos de salud a través de exámenes médicos integrales, la implementación del programa de prevención de consumo de sustancias psicoactivas, así como la campaña anual de vacunación.



9 – RECURSOS HUMANOS

Se presentan seguidamente las acciones llevadas a cabo con el objetivo de atraer, motivar, desarrollar y retener el capital humano, cuyo talento se requiere para la gestión exitosa del negocio.

Desarrollo

Se llevó a cabo el proceso de gestión del desempeño 2024 de los colaboradores.

Se realizó también el proceso de *People Review*, el cual fue rediseñado para realizarlo de manera bienal. El nuevo enfoque pone énfasis en el análisis del talento mediante la matriz *Nine Box*, que evalúa a cada colaborador en función de dos variables: “*Desempeño*” y “*Potencial*”. Se definieron acciones de desarrollo para colaboradores identificados como *Top Talent*, así como planes de acción para *Low Performers*. Además, se revisaron los planes de sucesión para posiciones clave y se completó el séptimo ciclo de carrera técnica.

Gracias a los resultados obtenidos en la “Encuesta de Clima Laboral del 2024”, TGN logró ingresar en el ranking de *Great Place to Work* de los “*Mejores Lugares para trabajar en Argentina en el 2025*” así como en el de “*Empresas que Cuidan*”.

En el mes de diciembre finalizó una nueva edición del programa de “*Jóvenes Profesionales*”. Dichos profesionales fueron asignados para cubrir posiciones en distintas áreas de la Sociedad.

Asimismo, continuando con la práctica habitual, se realizaron las “*Jornadas de Intercambio e Integración*”. En las primeras, el eje estuvo en el análisis de distintos aspectos vinculados a la operación y seguridad, mientras que en las de integración, se trabajaron los conceptos de “*Diversidad e Inclusión*”, “*Innovación*” y “*Transformación*”.

En el marco del plan de seguimiento y fidelización del talento, se llevó a cabo la iniciativa “*Conversando con Líderes*”, que tiene por objetivo generar espacios de cercanía y escucha con una audiencia de personas previamente definida.

TGN continúa con el compromiso de promover una cultura de *Diversidad e Inclusión* a través de un plan estratégico y del trabajo de un comité encargado de definir e implementar acciones basadas en los siguientes ejes:

- Diversidad e Inclusión en sitios operativos.
- Violencia, acoso y microagresiones.
- Liderazgo inclusivo.
- Discapacidad.

En dicho marco, se lanzó la “*Política y el Protocolo de Prevención y Actuación ante Situaciones de Acoso y Violencia Laboral*”, así como una *guía de comunicación* inclusiva y un procedimiento de selección de talento. También, se realizó una nueva edición de los círculos *Lean In Together* y se comenzó a trabajar en el programa *INCLUNEU* junto con la “*Subsecretaría de Discapacidad del Neuquén*”, con el fin de impulsar la inclusión laboral de personas con discapacidad en dicha provincia, y la oportunidad de sumar talentos diversos.

Capacitación

En el marco del Centro de Transferencia de Conocimientos, TGN desarrolla un modelo de formación continua orientado a la actualización permanente de conocimientos y al fortalecimiento de capacidades estratégicas. Este esquema se revisa y renueva anualmente, incorporando propuestas alineadas con los desafíos del negocio y las mejores prácticas del sector. La implementación de estas iniciativas cuenta con la participación de referentes técnicos internos y con el acompañamiento de instituciones educativas de reconocido nivel, garantizando la calidad y pertinencia de los contenidos.

Atracción de talento



En 2025, TGN fortaleció su estrategia de atracción de talento mediante acciones enfocadas en ampliar el alcance a perfiles diversos, reforzar la presencia académica y consolidar su posicionamiento como empleador dentro del sector energético.

TGN mantuvo una activa participación en iniciativas de vinculación con estudiantes y jóvenes profesionales, incluyendo ferias de empleo y actividades con instituciones como el CAI, la Universidad Tecnológica Nacional, la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires y otros espacios académicos. La presencia de TGN en la “Argentina Oil and Gas - Buenos Aires 2025” permitió fortalecer la marca empleadora mediante acciones interactivas orientadas al público joven.

Compensaciones

Con respecto al personal de convenio, habiéndose concluido las paritarias del período abril de 2024 a marzo de 2025 durante el primer trimestre del ejercicio, se suscribieron para el período paritario comprendido entre abril de 2025 y marzo de 2026 diversos acuerdos salariales. En marzo de 2026 se concluirá con dichas paritarias. El personal fuera de convenio recibió un ajuste salarial alineado con el mercado de referencia. Asimismo, siguiendo con la *Política de Remuneraciones*, que contempla principios de equidad interna, competitividad externa y desempeño, entre otros, se llevó a cabo durante el ejercicio el proceso de incrementos salariales por mérito, y se pagó el bono por desempeño correspondiente al ejercicio 2024 en el mes de abril de 2025.

10 – SUSTENTABILIDAD Y RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA

A través del enfoque “ASG” (Ambiental, Social y Gobernanza), las variables sociales y ambientales son correlacionadas para definir procesos de mejora orientados a gestionar los riesgos que interaccionan con el ambiente organizacional, obtener eficiencias en las prácticas de operación y atraer a los mejores talentos del mercado. Mediante la debida diligencia son identificados temas materiales relacionados con los derechos humanos, el cuidado del ambiente y la lucha contra la corrupción.

Comunidades locales

Se implementaron programas y acciones en interacción con las comunidades cercanas a las instalaciones y gasoductos operados por TGN. Las acciones implementadas alcanzaron a trece provincias, 6.370 alumnos y 291 docentes, con la intervención de 40 voluntarios de TGN. Entre los principales programas se destacan: “Juntos”, destinado a la prevención de daños y “Cadena de Valor”, de desarrollo de proveedores locales.

Género

Se llevó a cabo un programa con temáticas de “género” destinado a escuelas primarias y secundarias. Se realizaron 44 talleres en 21 escuelas, alcanzando a 892 estudiantes de nivel primario y secundario. El programa contó con la participación de voluntarios de TGN.

11 – POLÍTICA DE REMUNERACIONES

La remuneración del Directorio es establecida para cada ejercicio por la Asamblea de Accionistas. La política salarial de los cuadros gerenciales y de dirección de la Sociedad establece un básico de remuneración fija mensual y un adicional variable pagadero anualmente. Las partes fijas se establecen de acuerdo con el nivel de responsabilidad inherente a la posición y a valores de mercado, sustentado y encuadrado dentro de la “Política de Remuneraciones” que regula la administración salarial para todo el personal fuera de convenio. Con respecto a la parte variable de la remuneración, consiste en un adicional asociado con el desempeño y cumplimiento de los objetivos del año. En este punto, la administración de dicha remuneración se encuentra enmarcada dentro de la “Política de Bono por Desempeño” con alcance a la totalidad del personal fuera de convenio. Adicionalmente, todos los empleados de TGN son beneficiarios del *Bono por Participación en las Ganancias*, establecido como el 0,25% de la utilidad de cada ejercicio. Las políticas de la Sociedad no establecen planes de opciones para su personal.



12 – POLÍTICA DE TOMA DE DECISIONES

El estatuto social dispone que el Directorio de la Sociedad esté compuesto por catorce directores titulares e igual número de suplentes y tiene a su cargo la dirección y administración de TGN. El mandato de los directores dura un año a partir del momento en que son designados por la Asamblea de Accionistas. De los catorce directores: (i) nueve directores titulares y sus respectivos suplentes son elegidos por las acciones Clase A reunidas en Asamblea Especial de dicha clase; (ii) cuatro directores titulares y sus respectivos suplentes son elegidos por las acciones Clase B reunidas en Asamblea Especial de dicha clase y; (iii) un director titular y su respectivo suplente son elegidos por las acciones Clase C reunidas en Asamblea Especial de dicha clase. De ellos, al menos un director de la Clase A y un director de la Clase B revestirán la condición de independientes con arreglo a la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 (modificada por ley 27.440, la “Ley de Mercado de Capitales”) y las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”). El director designado por la Clase C no revestirá la condición mencionada. La sociedad controlante de TGN, Gasinvest S.A. (Gasinvest), tiene derecho a designar a la mayoría de los directores titulares y suplentes (los nueve que designa la Clase A). Compañía General de Combustibles S.A. y Tecpetrol Internacional SL, quienes en conjunto resultan titulares del 100 % de las acciones ordinarias de Gasinvest, han celebrado un Convenio de Accionistas (“el Convenio”) con el fin de regular ciertos aspectos relacionados con su participación indirecta en TGN, tales como el número de directores que puede designar cada uno de los accionistas y las decisiones y acciones que deben contar con el acuerdo unánime de los mismos. El Convenio establece que las siguientes acciones y decisiones deben contar con el acuerdo unánime de Compañía General de Combustibles S.A. y Tecpetrol Internacional SL:

- i. enmiendas al estatuto u otros documentos equivalentes de TGN,
- ii. cualquier consolidación o fusión de TGN con otra sociedad,
- iii. la adopción de planes de actividades, planes de inversión y planes financieros anuales,
- iv. presupuestos, y cualquier modificación a los mismos,
- v. aumento o disminución del número de miembros del Directorio de TGN y/o cualquier otro comité de la Sociedad,
- vi. la emisión o rescate de acciones de TGN,
- vii. disolución, liquidación o presentación en concurso de TGN,
- viii. la declaración o pago de dividendos u otra distribución por parte de TGN que no sea consecuente con la política de dividendos establecida en el plan de actividades,
- ix. cualquier inversión de TGN en otra sociedad,
- x. la celebración de cualquier contrato del cual TGN sea parte y que involucre pagos totales o la compra o venta por parte de TGN de activos que, valuados a su valor de libros, excedan los US\$ 3 millones en una o más operaciones dentro de un período de seis meses,
- xi. cualquier cambio material en la conducción de TGN, y
- xii. la selección del auditor independiente de TGN.

Adicionalmente, un acuerdo de accionistas complementario establece que todas las contrataciones para la provisión de bienes y/o servicios deben ajustarse a mecanismos que garanticen la necesaria participación de una pluralidad de oferentes técnica y económicamente capacitados, para asegurar que las mismas se efectúen en condiciones de mercado, siguiendo las normas y políticas de organización y administración de TGN. Además, se establece que las contrataciones de adquisición de bienes y/o servicios con una empresa y/o sus controlantes y/o controladas que en su conjunto superen la suma de US\$ 4 millones deberán ser aprobadas por el Directorio.

La fiscalización interna de la Sociedad está a cargo de una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres síndicos titulares y tres suplentes, de los cuales: (i) dos titulares y sus suplentes son elegidos en Asamblea Especial de las acciones clases A y B actuando conjuntamente, debiendo al menos un titular revestir la condición de independiente, y (ii) un titular y su suplente son elegidos en Asamblea Especial de las acciones clase C. La Comisión Fiscalizadora sesiona con la presencia de la mayoría absoluta de sus integrantes y sus decisiones se adoptan por mayoría de votos presentes sin perjuicio de los derechos que le corresponden al síndico disidente. Los integrantes de la Comisión Fiscalizadora tienen el deber y el derecho de asistir a las reuniones de Directorio y Asambleas de Accionistas, convocarlas, requerir la inclusión de temas en el orden del día, y en general, supervisar todos los asuntos de la Sociedad y su cumplimiento de la ley y del estatuto social.

13 – COMITÉ DE AUDITORÍA

Conforme con lo establecido en el régimen de transparencia de la oferta pública previsto en la Ley de Mercado de Capitales y su reglamentación, las sociedades que realizan oferta pública de sus acciones deben constituir un Comité de Auditoría cuyo funcionamiento será colegiado e integrado por no menos de tres miembros del Directorio, y cuya mayoría debe revestir la condición de independientes conforme con lo determinado por las normas de la CNV. Durante el ejercicio, el Comité de Auditoría ejerció las funciones que le fueron encomendadas por la ley y su reglamento interno, siguiendo un plan anual informado al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y de cuyos resultados da cuenta el informe que se emite en la oportunidad de la presentación y publicación de los estados financieros anuales de la Sociedad.

14 – CONTROL INTERNO DE LA SOCIEDAD

La Sociedad cuenta con una “Gerencia de Auditoría, Cumplimiento y Mejora de Procesos”. El gerente del área reporta funcionalmente al Directorio a través del Comité de Auditoría y, jerárquicamente, al Director General. El sector de “Auditoría Interna”, tiene como función la evaluación periódica de los sistemas de control interno de modo de optimizar la calidad de los procesos realizados, su documentación e información. El control interno es un proceso efectuado por la Dirección y el resto del personal, diseñado con el objeto de proporcionar un grado de seguridad razonable en cuanto al cumplimiento de los objetivos de la Sociedad, teniendo en cuenta la eficacia y eficiencia de las operaciones, la confiabilidad de la información financiera y el cumplimiento de las normas y leyes aplicables. En este sentido, Auditoría Interna ejecuta procedimientos a los efectos de cumplir con un plan anual, el cual está orientado a monitorear los riesgos críticos y significativos de naturaleza operativa, patrimonial, legal, regulatoria e informática, entre otros. El Comité de Auditoría es asistido por esta gerencia para tomar conocimiento de las debilidades de control identificadas, como así también de las medidas correctivas adoptadas.

Adicionalmente, el sector de “Cumplimiento”, es un órgano autónomo con recursos suficientes y con facultad de informar directamente al Comité de Auditoría o a la Comisión Fiscalizadora, según sea el caso. Dicho sector tiene la responsabilidad de diseñar, implementar y monitorear el “Programa de Integridad y Transparencia” de la Sociedad y se encarga además de identificar y mitigar riesgos de corrupción, fomentar una cultura de conducta ética y transparente, así como de diseñar normas alineadas con las leyes nacionales e internacionales contra la corrupción y el soborno. A su vez, recibe y analiza los reportes de la *Línea Transparente*, considerando toda información suministrada como estrictamente confidencial en la medida en que la legislación aplicable así lo permita.

15 – EXPOSICIÓN DE LOS SALDOS Y TRANSACCIONES DE LA SOCIEDAD CON SU SOCIEDAD CONTROLANTE, SUS SOCIEDADES VINCULADAS Y CONTROLADAS, OTRAS PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD

En la Nota 27 de los estados financieros de TGN por el ejercicio de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2025, se exponen los saldos y transacciones entre la Sociedad y su sociedad controlante, sus sociedades vinculadas y controladas, otras partes relacionadas y personal clave de la Dirección de la Sociedad. Se han incluido como partes relacionadas a las personas humanas comprendidas en el artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales.

16 – PERSPECTIVAS

Como se menciona en la Nota 3) de la presente Memoria, la Sociedad inició ante el ENARGAS el trámite para obtener la prórroga de la Licencia por el plazo adicional de veinte años. El ente emitió un dictamen conjunto dejando constancia que, desde el inicio de sus actividades en 1992, TGN cumplió en lo sustancial con sus obligaciones bajo el marco regulatorio y, que, en función de ello, la prórroga de la Licencia “se presenta como una decisión razonable y proporcional con relación al objetivo final perseguido que es garantizar la continuidad y accesibilidad a servicios públicos esenciales”. A los efectos de obtener la mencionada prórroga, la Sociedad deberá cumplir con las obligaciones de inversión asumidas en ocasión de la firma del Acuerdo Integral, en los términos que se vayan a acordar con el PEN, así como desistir de acciones y renunciaciones de derechos si fuera



necesario. Es esperable que durante los primeros meses del año en curso la prórroga de la Licencia le sea otorgada a la Sociedad.

Adicionalmente debe mencionarse que, debido al crecimiento exponencial de la formación de *Vaca Muerta* en la cuenca neuquina, surgen diversas posibilidades de negocios de infraestructura y de *midstream* en general, en los cuales TGN está evaluando participar. El *know how* de la Sociedad, así como su capacidad de endeudamiento ayudarán a la concreción de estos nuevos negocios.

Por último, debe enfatizarse que la Sociedad opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido y continúan teniendo una fuerte volatilidad.

La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las situaciones previamente mencionadas para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre la situación patrimonial y financiera de TGN.

17 – PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

El ejercicio 2025 ha arrojado un resultado - utilidad - de miles de \$ 219.036.935, coincidente con los resultados no asignados al 31 de diciembre de 2025 que surgen del Estado de Cambios en el Patrimonio (que son netos del Bono de Participación para el Personal y de las remuneraciones para Directores y Síndicos).

Considerando lo antedicho, el Directorio recomienda a los Señores Accionistas la siguiente propuesta:

- (i) Desafectar la *Reserva voluntaria para futuros dividendos* por la suma de miles de \$ 3.845.056, la cual considerando el saldo existente y luego de la presente desafectación, quedará sin saldo.
- (ii) Desafectar la *Reserva facultativa para capital de trabajo y resguardo de liquidez* por la suma de miles de \$ 197.323.159, la cual considerando el saldo existente y luego de la presente desafectación, quedará sin saldo.
- (iii) Constituir una *Reserva para capital de trabajo, futuras inversiones y/o pago de dividendos* por la suma de miles de \$ 201.168.215 producto de lo mencionado en (i) y (ii), y adicionar la suma de miles de \$ 219.036.935 correspondiente a los Resultados no asignados al 31 de diciembre de 2025. Así entonces, la *Reserva para capital de trabajo, futuras inversiones y/o pago de dividendos* ascenderá a miles de \$ 420.205.150.

Adicionalmente se propone el pago de: (i) un Bono de Participación para el Personal equivalente al 0,25% de la ganancia del ejercicio después de impuestos de miles de \$ 547.592, (ii) una remuneración a los miembros del Directorio de miles de \$ 607.594, y (iii) una remuneración a los miembros de la Comisión Fiscalizadora de miles de \$ 172.174.

El Directorio agradece a clientes, proveedores y terceros en general y al personal de la Sociedad por el apoyo y consideración recibida de su parte a lo largo del ejercicio que finaliza.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 4 de marzo de 2026

Luis Alberto Santos
Vicepresidente

Juan José Valdez Follino
Síndico Titular