

MEMORIA Y ESTADOS FINANCIEROS 2025



01

MEMORIA



Memoria Anual 2025

A los señores Accionistas de Pampa Energía S.A. ("Pampa", la "Sociedad" o la "Compañía"):

De acuerdo con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria Anual y los EEFF correspondientes al 82º ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Contenidos de la Memoria

1.	El ejercicio 2025 y las perspectivas para el futuro	5
2.	Contexto macroeconómico	8
3.	Gobierno corporativo	9
4.	El mercado del gas y petróleo argentino	15
5.	El mercado eléctrico argentino	24
6.	Nuestros activos	35
7.	Finanzas.....	52
8.	Recursos humanos	55
9.	Comunidad y Fundación Pampa	57
10.	Tecnologías de la información	59
11.	Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional	60
12.	Resultados del ejercicio.....	62
13.	Política de dividendos	74
14.	Propuesta del Directorio	75
	Anexo I: Informe de Gobierno Societario	76
	Glosario de términos	89

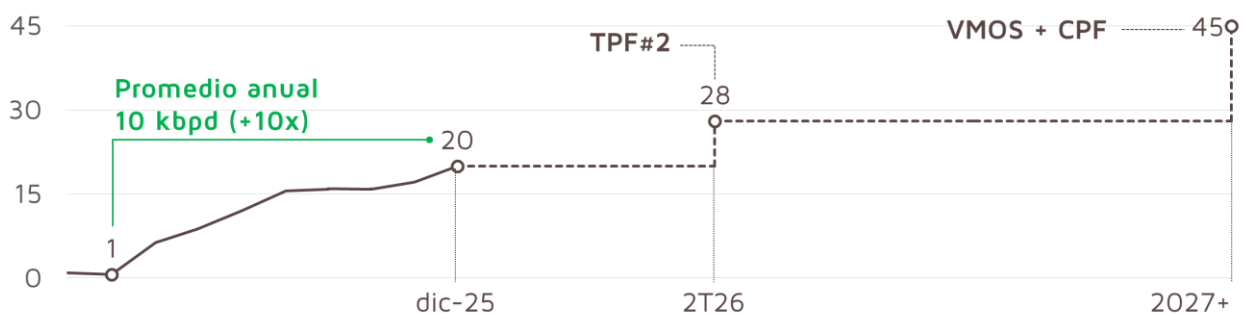
1. El ejercicio 2025 y las perspectivas para el futuro

En noviembre de 2005 Pampa Energía daba sus primeros pasos. En ese momento, la Compañía no producía barriles de petróleo, moléculas de gas ni MWh de electricidad, pero tenía una ambición clara: construir una empresa insignia para el desarrollo del potencial energético de la Argentina. Veinte años después, Pampa es una de las principales protagonistas del sector energético nacional, productora del 9% del gas nacional y el 15% de la electricidad, el mayor productor de estirénicos, co-controlantes de TGS y Transener y con activa participación en los nuevos proyectos de infraestructura energética.

Tras la aprobación de la Ley Bases y la creación del RIGI en 2024, decidimos avanzar con el desarrollo de Rincón de Aranda, un bloque petrolero *greenfield* ubicado en el corazón de Vaca Muerta. El ingreso al *shale oil* marca una nueva etapa para nuestro segmento de E&P, incorporando una línea de negocio con escala y potencial de largo plazo. En 2025 alcanzamos un hito crucial con la puesta en marcha del oleoducto Duplicar. Partiendo prácticamente desde cero, logramos una producción de 20 kbpd en diciembre, reflejando un crecimiento exponencial y demostrando la capacidad de ejecución en equipo.

El plan definido en 2024, bajo el esquema original del RIGI aplicable a *midstream*, prevé alcanzar 28 kbpd en el primer semestre de 2026 y consolidar un *plateau* de 45 kbpd en 2027. En febrero de 2026 se incorporó el *upstream* al RIGI, lo cual viabiliza el desarrollo de la zona norte de Rincón de Aranda, permitiendo acelerar la curva de producción, alcanzar el *plateau* en un plazo más corto y sostenerlo durante un período más prolongado. La inversión total estimada para el desarrollo de este único activo supera los US\$1.500 millones, la mayor realizada en la historia de Pampa.

Evolución de la producción en Rincón de Aranda
En miles de barriles por día



Durante 2025 también cementamos nuestra participación estratégica en infraestructura de evacuación al convertirnos en miembros fundadores de VMOS, un oleoducto de 437 km y capacidad de 550 kbpd, cuya entrada en operación completa está prevista para 2027. Pampa tiene una participación de 10%, lo que asegura una capacidad de evacuación de 50 kbpd para nuestra producción de *shale oil*. VMOS contempla una inversión total estimada de US\$3.000 millones y, en julio de 2025, obtuvo un financiamiento por US\$2.000 millones, el mayor monto otorgado a un *project financing* en los últimos 20 años. VMOS ya fue incorporado al RIGI y registra un avance del 48%.

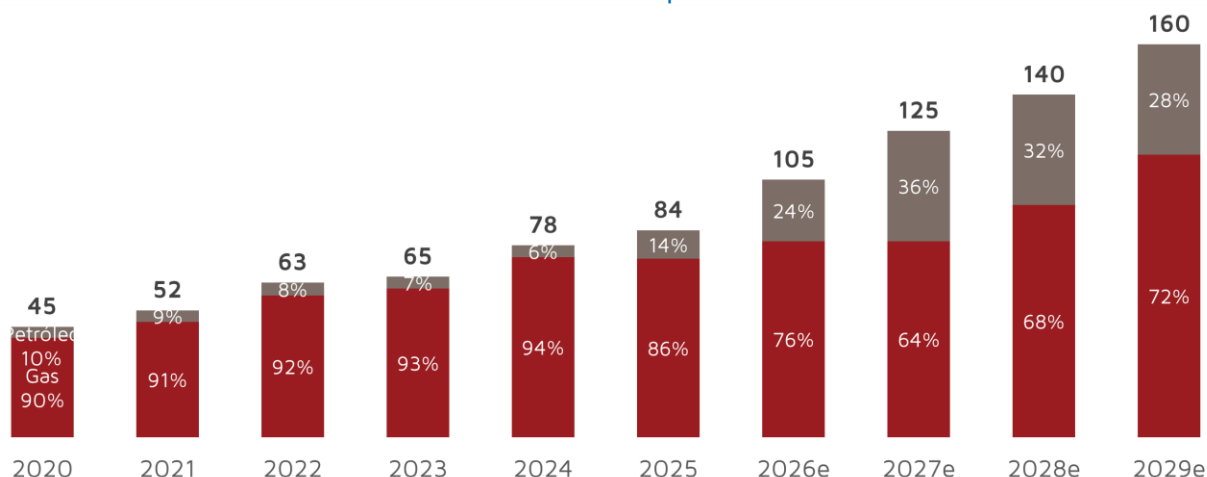
Nuestro negocio de gas volvió a superar sus propios récords, consolidando a Pampa como el tercer mayor productor de gas no convencional del país. En julio alcanzamos un nuevo máximo histórico de producción de 17,6 mcmpd, impulsado por la extraordinaria productividad de los pozos de *shale gas* en Sierra Chata. Asimismo, tras siete años de restricciones, logramos abastecer con gas propio el pico de demanda invernal en CTLL, un hito importante en el marco del proceso de desregulación del mercado eléctrico, formalizado en noviembre de 2025. En ese contexto y luego de las cesiones de contratos del Plan Gas, aproximadamente la mitad de nuestra producción de gas se destinará a nuestros CCs en CTLL y CTGEBA, fortaleciendo la estabilidad productiva y capturando sinergias derivadas de la integración vertical.

Para continuar monetizando nuestras reservas y mitigar la estacionalidad de la producción, en 2025 se formalizó la contratación de los busques para el proyecto de FLNG de SESA, en el cual Pampa participa con un 20%. SESA exportará GNL gradualmente a partir de 2027 hasta alcanzar una capacidad de 6 MTPA en 2029. Pampa abastecerá hasta 6 mcmpd, lo que representa cerca de la mitad de nuestra producción promedio anual actual de 12,4 mcmpd. El proyecto FLNG posicionará a la Argentina en el mercado global de GNL, potenciando el desarrollo del sector energético y de Vaca Muerta.

Desde cero a una producción total de 100 kboepd hacia fines de 2025, nuestro objetivo es alcanzar los 160 kboepd en el negocio de E&P antes del año 2030, manteniendo nuestra posición como uno de los principales productores de hidrocarburos del país.

Evolución de la producción de crudo y gas en E&P

En miles de boe por día



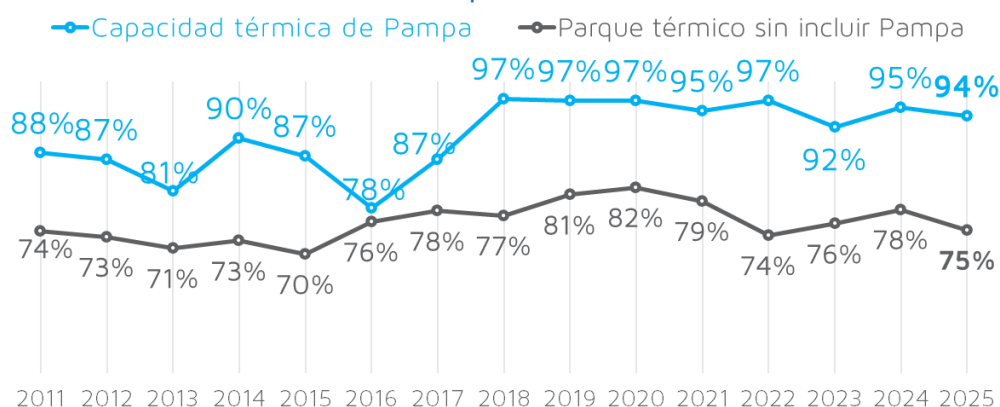
Nota: 2026 hasta 2029 son estimaciones preliminares.

En paralelo, el sector eléctrico avanzó durante 2025 en su proceso de normalización, impulsado por la sistemática reducción de subsidios, la implementación de las RQTs y la mejora sostenida en la cadena de pagos. Las nuevas reglas, vigentes desde noviembre de 2025, promueven una mayor competencia entre generadores, el autoabastecimiento de combustibles y un esquema más descentralizado. En este nuevo contexto, nuestro negocio de generación se encuentra particularmente bien posicionado gracias a la integración vertical con E&P y a la eficiencia y ubicación estratégica de nuestros activos: CTLL, en Vaca Muerta, CTGEBA, en el nodo cero del sistema, y CTEB, que además opera con diésel, co-operada con YPF.

En 2025 volvimos a ser el mayor generador de energía eléctrica del país, respaldados por la excelencia operativa de nuestro portafolio. Nuestras unidades térmicas registraron una disponibilidad comercial del 94%, ampliamente superior al promedio del parque térmico nacional, reflejo de la confiabilidad de nuestras centrales y de las inversiones sostenidas en mantenimiento y modernización hacia la eficiencia.

Evolución de la disponibilidad de generación térmica

En % de la potencia nominal



Estos logros se sustentan en una gestión financiera sólida y proactiva, centrada en preservar una estructura patrimonial robusta. En 2025 continuamos mejorando el perfil de deuda mediante la reapertura de nuestro bono a 10 años, consolidándolo como bono de referencia, y la colocación en noviembre de un nuevo bono internacional a un plazo récord de 12 años, reduciendo el costo financiero y duplicando la vida promedio de la deuda a casi 8 años. En comparación con 2023, y a pesar del significativo nivel de inversión en E&P, la sólida generación de caja de nuestros negocios permitió mantener el ratio de apalancamiento neto en torno a 1x EBITDA.

Pampa se distingue por su excelencia operativa, su vocación de mejora continua y el profundo compromiso con los principios ASG. Promovemos activamente el bienestar de nuestros colaboradores y contratistas, el diálogo permanente con nuestros grupos de interés y el desarrollo de las comunidades donde operamos. Alcanzar los primeros 20 años de vida de Pampa es el resultado del esfuerzo y la dedicación de los más de 2.000 colaboradores que integran nuestro equipo, así como el acompañamiento de nuestras familias, proveedores, instituciones financieras e inversores. A nuestros accionistas, les agradecemos la confianza depositada y renovamos nuestro compromiso de seguir invirtiendo y creciendo para consolidarnos como un actor clave en el sector energético argentino.

2. Contexto macroeconómico

El 2025 estuvo marcado por una elevada volatilidad asociada al ciclo económico y las elecciones de medio término. Esta dinámica se reflejó en los mercados financieros: el riesgo país comenzó el año en torno a 578 puntos básicos, alcanzó un máximo de 1.456 en septiembre y cerró el año cerca de los niveles iniciales. Asimismo, el tipo de cambio mayorista finalizó el 31 de diciembre en AR\$1.459/US\$, acumulando un incremento del 41% respecto al cierre de 2024 y 36% en promedio interanual.

Pese al contexto, el Gobierno sostuvo por segundo año consecutivo el superávit fiscal, pilar del plan económico. En 2025, el resultado primario acumulado alcanzó el 1,4% del PBI y el financiero, 0,2%. Como consecuencia, la inflación mantuvo un sendero descendente y finalizó el año en 31,5% anual, el registro más bajo desde 2017, luego de 117,8% en 2024 y 211,4% en 2023. Según el relevamiento de expectativas del mercado del BCRA (REM), la inflación continuaría desacelerándose y rondaría el 20% en 2026, consolidando el proceso de normalización de precios. La desinflación también se tradujo en una reducción del índice de pobreza, que descendió del 53% en el primer trimestre del 2024 al 30% en 2025.

Aun con un ajuste fiscal persistente, la actividad económica creció 4,6% al 3T25 y, según el REM, se proyecta +3,4% en 2026. Sin embargo, el desempeño sectorial fue heterogéneo: pesca, minería, petróleo y gas e intermediación financiera lideraron la expansión de la economía, mientras que construcción, comercio e industria mostraron caídas acumuladas a septiembre del 2,2%, 5,7% y 6,6%, respectivamente, lo que plantea desafíos a futuro. No obstante, la tasa de desempleo se mantuvo estable en torno al 7,6%.

En materia cambiaria, en febrero se redujo el ritmo de *crawling peg* del 2% al 1% mensual y, en abril, se adoptó un esquema de flotación entre bandas, las cuales se ampliaban 1% por mes y el BCRA podía intervenir en las bandas. Asimismo, se levantaron los controles cambiarios para individuos, se habilitó la distribución de utilidades sobre resultados de 2025, se flexibilizaron los plazos para importaciones y se eliminó el dólar *blend* para exportaciones, medidas que redujeron la brecha entre el TCN oficial y libre.

En abril se firmó un acuerdo por US\$20.000 millones con el Fondo Monetario Internacional, con desembolsos de US\$14.500 millones en 2025, complementado por financiamientos con organismos multilaterales. Frente a la presión cambiaria generada tras el resultado adverso al oficialismo en las elecciones de la Provincia de Buenos Aires, el Gobierno obtuvo un apoyo explícito del Tesoro de los EE.UU. a las políticas oficiales, que intervino comprando pesos y otorgó un financiamiento por US\$20.000 millones. Este respaldo resultó determinante para preservar la vigencia del esquema cambiario. A partir de 2026, las bandas se ajustarán según la inflación mensual con rezago de dos meses.

Ante la falta de acceso a los mercados internacionales, el Tesoro continuó cancelando obligaciones con acreedores. La deuda bruta nacional consolidada se redujo del 169% del PBI en diciembre 2023 a 79% en octubre 2025, y la deuda en moneda extranjera con privados descendió del 40% al 16% en el mismo período. Estos pagos se explican por compras récord de divisas del BCRA (US\$22.000 millones en dos años) y del Tesoro (US\$1.500 millones), así como el aumento de las reservas brutas, que alcanzaron US\$41.167 millones vs. US\$23.000 millones en diciembre 2023. Sin embargo, las reservas netas se mantuvieron negativas en -US\$15.474 millones vs. -US\$8.500 millones en diciembre 2023. Durante 2025, el BCRA eliminó pasivos remunerados (emisión monetaria) y el Tesoro canceló las letras intransferibles, fortaleciendo su balance y generando un *crowding in* que impulsó el crédito al sector privado del 5% al 11% del PBI.

La cuenta corriente acumuló un déficit de US\$10.000 millones al tercer trimestre de 2025, en contraste con el superávit de US\$5.000 millones en el mismo período de 2024. Si bien la balanza comercial de bienes mostró un superávit impulsado por exportaciones récord, compensado por mayores importaciones, los déficits en servicios e ingresos determinaron un resultado global negativo. Dentro del balance comercial se destaca la contribución del sector energético, con un superávit de US\$7.815 millones, gracias a máximos históricos de producción de gas y petróleo asociados al desarrollo de Vaca Muerta.

El sector corporativo argentino incrementó su acceso a los mercados internacionales, con emisiones por más de US\$9.300 millones. Entre ellas, Pampa reabrió el bono a 10 años por US\$340 millones y colocó un nuevo bono a un plazo histórico de 12 años por US\$450 millones; TGS emitió un bono a 10 años por US\$500 millones. Además, el oleoducto VMOS obtuvo un préstamo *cross border* por US\$2.000 millones, el mayor monto otorgado para un proyecto en el país, donde Pampa posee una participación del 10,2%.

Finalmente, tras dos años, el Congreso Nacional aprobó el presupuesto 2026, un avance institucional que, entre otras cuestiones, habilita al Tesoro a retomar el financiamiento en los mercados internacionales.

3. Gobierno corporativo

En Pampa consideramos que la mejor forma de conservar y proteger a nuestros inversores es adoptar e implementar las mejores prácticas de gobierno corporativo. Este enfoque nos consolida como una de las empresas más confiables y transparentes del mercado. Trabajamos continuamente para incorporar las mencionadas prácticas, alineándolos con las tendencias internacionales y la normativa local y extranjera vigente.

En este sentido, Pampa forma parte del [Panel +GC, patrocinado por ByMA](#), que reúne empresas listadas en ByMA y con acciones de voto simple comprometidas con las mejores prácticas de buen gobierno y transparencia corporativa, incluso a un nivel superior a lo requerido por la normativa vigente. Pampa cumple con la totalidad de dichas prácticas, alineadas con los principios de Gobierno Corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), adoptados por el G20 y son revisadas periódicamente para garantizar su cumplimiento.

En el [Anexo I](#) de la presente Memoria se puede consultar más detalles sobre las prácticas de gobierno corporativo de Pampa, donde se incluye el informe de gobierno societario requerido por el Código, conforme a los términos del Art. 1 de la Sección I del Capítulo I del Título IV de las Normas de la CNV, de acuerdo con el texto ordenado 2013, modificado por la Res. General CNV N° 797/19.

3.1 Nuestros accionistas

Al 31 de diciembre de 2025, el [capital accionario](#) neto de recompras de Pampa estaba compuesto por un total de 1.343.600.101 acciones ordinarias con un valor nominal de AR\$1 y un voto por acción. El siguiente cuadro contiene información acerca de la titularidad de las acciones ordinarias de Pampa:

Tenedores al 31 de diciembre de 2025	En millones		% Capital emitido	% Capital en circulación
	Acciones	ADR		
Management ¹	300,3	12,0	22,0%	22,3%
Libre flotación en NYSE y ByMA	1.059,3	42,4	77,7%	77,4%
Plan de compensación al personal	3,9	0,2	0,3%	0,3%
Total capital emitido	1.363,5	54,5	100,0%	
Total capital en circulación	1.343,6	53,7		100,0%

Nota: Los valores están ajustados por redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. ¹ Tenencias directas e indirectas de los Sres. Marcos Marcelo Mindlin, Damián Miguel Mindlin, Gustavo Mariani y Ricardo Alejandro Torres.

Pampa está listada en ByMA, siendo parte de los índices S&P MerVal y de Sustentabilidad (no comercial) y miembro del Panel +GC. Asimismo, Pampa cuenta con un programa de ADS Nivel II que cotiza en el NYSE, donde cada ADS representa 25 acciones ordinarias.

Protección a los accionistas minoritarios

El [Estatuto de Pampa](#) incluye medidas específicas para proteger a los accionistas minoritarios:

- Un único tipo de acción, con igualdad de derechos económicos y políticos.
- Mayorías especiales de hasta el 66,6% de los votos para modificar cláusulas específicas del Estatuto.
- Posibilidad de convocar a una asamblea a solicitud de accionistas con titularidad de al menos el 5% del capital social.

3.2 Los órganos sociales de Pampa

El Directorio

Conforme lo dispuesto por la LGS, la LMC y el Estatuto de Pampa, la toma de decisiones de la Sociedad está a cargo del [Directorio](#). El mismo debe estar compuesto por diez directores titulares e igual o menor número de directores suplentes, según lo determine la Asamblea, con un porcentaje de sus miembros revistiendo el carácter de independiente, según los criterios de independencia de las normas de la CNV y la SEC. Todos nuestros directores son elegidos por el término de tres ejercicios y pueden ser reelegidos indefinidamente, salvo las restricciones que surgen de los criterios de independencia de la CNV. El vencimiento y la consecuente renovación de mandatos se realiza en forma parcial y escalonada cada año, eligiendo tres directores por dos ejercicios consecutivos y cuatro directores el año siguiente. Actualmente, el Directorio de Pampa está compuesto por:

Nombre	Cargo	Independencia	Vencimiento del mandato*
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente	No Independiente	31/12/2026
Gustavo Mariani*	Vicepresidente	No Independiente	31/12/2025
Ricardo Alejandro Torres*	Director Titular	No Independiente	31/12/2025
Damián Miguel Mindlin	Director Titular	No Independiente	31/12/2026
Nicolás Mindlin	Director Titular	No Independiente	31/12/2026
Silvana Wasersztrom*	Directora Titular	Independiente	31/12/2025
Carolina Zang	Directora Titular	Independiente	31/12/2027
Julia Sofía Pomares	Directora Titular	Independiente	31/12/2027
Gabriel Szpigiel	Director Titular	Independiente	31/12/2027
Daniela Rivarola Meilan	Directora Titular	Independiente	31/12/2027
Horacio Jorge Tomás Turri*	Director Suplente	No Independiente	31/12/2025
María Agustina Montes*	Directora Suplente	No Independiente	31/12/2025
Mauricio Penta	Director Suplente	No Independiente	31/12/2026
Diego Martín Salaverri	Director Suplente	No Independiente	31/12/2027
Clarisa Diana Lifsic	Directora Suplente	Independiente	31/12/2027
Clarisa Vittone	Directora Suplente	Independiente	31/12/2026
María de Lourdes Vázquez	Directora Suplente	Independiente	31/12/2026
Flavia Vanesa Bevilacqua	Directora Suplente	Independiente	31/12/2027
María Carolina Sigwald	Directora Suplente	No Independiente	31/12/2027
Lorena Rappaport	Directora Suplente	Independiente	31/12/2027

Nota: *Sus mandatos son válidos hasta su reelección o la elección de sus reemplazantes.

Nuestros principales ejecutivos

El siguiente cuadro ofrece información acerca de nuestros [funcionarios ejecutivos](#):

Nombre	Cargo
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente
Gustavo Mariani	Vicepresidente ejecutivo y CEO
Ricardo Alejandro Torres	Vicepresidente ejecutivo
Damián Miguel Mindlin	Vicepresidente ejecutivo
Nicolás Mindlin	Vicepresidente ejecutivo
Horacio Jorge Tomás Turri	Vicepresidente y director ejecutivo de exploración y producción
Adolfo Zuberbühler	Director ejecutivo de finanzas (CFO)
María Carolina Sigwald	Directora ejecutiva de asuntos legales
Mauricio Penta	Director ejecutivo de administración, sistemas y abastecimientos

La Comisión Fiscalizadora

La principal responsabilidad de la [Comisión Fiscalizadora](#) es efectuar un control de legalidad sobre el cumplimiento, por parte del Directorio, de las disposiciones de la LGS, el Estatuto, sus reglamentaciones, si hubiera, y las decisiones tomadas en las asambleas, sin intervenir en la gestión de nuestras operaciones ni los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

Nuestro Estatuto Social establece que la Comisión Fiscalizadora esté integrada por tres miembros titulares y tres suplentes designados por nuestros accionistas, de profesión abogado o contador matriculado, y ejercen su cargo durante tres ejercicios fiscales. La composición actual es la siguiente:

Nombre	Cargo	Vencimiento del mandato
José Daniel Abelovich	Síndico Titular	31/12/2026
Roberto Antonio Lizondo	Síndico Titular	31/12/2026
Tomás Arnaude	Síndico Titular	31/12/2026
Martín Fernández Dussaut	Síndico Suplente	31/12/2026
Noemí Ivonne Cohn	Síndico Suplente	31/12/2026
Germán Wetzler Malbrán	Síndico Suplente	31/12/2026

El Comité de Auditoría

En cumplimiento del Art. 109 de la LMC, Pampa cuenta con un [Comité de Auditoría](#) integrado por tres miembros titulares y un miembro suplente, todos ellos reconocidos como independientes según las normas de la CNV, y con experiencia profesional en temas financieros, contables, jurídicos y/o empresariales.

De acuerdo con la normativa vigente y su propio reglamento, el Comité de Auditoría tiene, entre otras, las siguientes tareas:

- Supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera o de otros hechos significativos presentados a la CNV y los mercados.
- Opinar sobre la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia.

- iii. Revisar los planes de los auditores externos e internos, evaluar su desempeño y emitir una opinión al respecto al presentar y publicar los EEFF anuales. El Comité podrá determinar indicadores objetivos para evaluar el desempeño del auditor externo, su compromiso, eficiencia e independencia.
- iv. Supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos.
- v. Proporcionar al mercado información completa sobre las operaciones en las cuales exista conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes.
- vi. Opinar sobre la razonabilidad de las propuestas de honorarios y de planes de opciones sobre acciones de los directores y administradores de la Sociedad formulados por el Directorio.
- vii. Opinar sobre el cumplimiento de las exigencias legales y la razonabilidad de las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en caso de aumento de capital con exclusión o limitación del derecho de preferencia.
- viii. Emitir una opinión fundada sobre las operaciones con partes relacionadas en los casos establecidos por la legislación y comunicarla en cumplimiento de la ley en caso de existir o poder existir un supuesto conflicto de intereses en Pampa.
- ix. Supervisar la operación de un canal por el cual los funcionarios y el personal de la Sociedad puedan efectuar denuncias en materia contable, de control interno y auditoría.
- x. Brindar cuanto informe, opinión, o dictamen exija la reglamentación vigente, con el alcance y la periodicidad que fije la misma y sus eventuales modificaciones, etc.
- xi. Cumplir con todas aquellas obligaciones impuestas por el Estatuto, así como las leyes y reglamentos aplicables a la Sociedad.
- xii. Verificar el cumplimiento de las normas de conducta que resulten aplicables.
- xiii. Elaborar anualmente un plan de actuación para el ejercicio, del cual dará cuenta al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora. El Comité de Auditoría debe presentar dicho plan dentro de los 60 días corridos de iniciado el ejercicio.

La composición del Comité de Auditoría es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia
Gabriel Szpigel	Presidente	Independiente
Carolina Zang	Vicepresidente	Independiente
Silvana Wasersztrom	Miembro Titular	Independiente
Clarisa Diana Lifsic	Miembro Suplente	Independiente

3.3 Políticas de gobierno corporativo

Programa de Integridad – Ley N° 27.401

Pampa cumple integralmente con la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, implementando acciones, mecanismos y procedimientos internos que integran nuestro Programa de Integridad. Su objetivo es prevenir, detectar y corregir irregularidades y actos ilícitos tipificados en dicha ley. El Programa se revisa periódicamente por el Directorio, incluyendo la identificación de posibles mejoras. La dirección de auditoría interna es la responsable interna del programa, encargada de su desarrollo, coordinación y supervisión.

Código de Conducta

Pampa cuenta con un [Código de Conducta](#) aprobado por el Directorio, que guía la toma de decisiones en forma honesta en las actividades diarias y también la forma en la que se abordan los desafíos. El Código promueve relaciones basadas en principios de excelencia con nuestros clientes, proveedores, colaboradores, accionistas, autoridades, organizaciones intermedias y la comunidad.

Comité de Ética

Contamos con un órgano de consulta sobre el Programa de Integridad. Entre sus principales responsabilidades, brinda orientación sobre el Código de Conducta, supervisa los casos reportados a través de la Línea Ética y puede opinar sobre medidas disciplinarias y conflictos de interés. Está compuesto por recursos humanos, legales y auditoría interna, bajo la supervisión del CEO, y es accesible mediante contacto directo o correo electrónico etica@pampa.com.

Línea Ética

Pampa dispone de la [Línea Ética](#), un canal exclusivo para reportar, bajo estricta confidencialidad, presuntas irregularidades o infracciones al Código de Conducta. El mismo es operado por un proveedor externo que dispone de distintos canales para denunciar (sitio web, chat, línea telefónica gratuita o correo electrónico), garantizando, a su vez, la transparencia. Asimismo, cuenta con un procedimiento de actuación ante denuncias, que describe el proceso desde la recepción de una denuncia hasta la conclusión de la investigación y la eventual aplicación de medidas correctivas. El Comité de Auditoría supervisa la operatoria de los canales y la resolución de las denuncias en los temas de su competencia.

Política para la prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades

Esta política refuerza la ética y transparencia como conductas esenciales para llevar adelante los negocios de Pampa, prohibiendo cualquier forma de fraude, corrupción y otras conductas irregulares. Asimismo, establece la postura de Pampa en relación con la prevención de la corrupción y otras conductas irregulares, complementando los principios y valores definidos en el Código de Conducta, por lo que ambos documentos deben leerse en conjunto. La política también contempla la obligación de reportar la existencia o sospecha de violación de leyes y/o normas, y la prohibición de aplicar represalias a quienes reporten de buena fe o se hubieran negado a participar de actos de corrupción.

Política de mejores prácticas bursátiles

Esta política regula la compraventa de valores negociables de Pampa y/o de sus empresas relacionadas, para garantizar la transparencia y prevenir el uso indebido de información material no pública. Aplica a empleados de Pampa, incluyendo a las primeras líneas gerenciales, miembros del Directorio y a la Comisión Fiscalizadora.

Política de aprobación de operaciones con partes relacionadas

En línea con la LMC, la política establece que todas las operaciones relevantes que Pampa realice con personas físicas y/o jurídicas consideradas "partes relacionadas" deben ser autorizadas y controladas por el Directorio y el Comité de Auditoría, según corresponda, en coordinación con la dirección ejecutiva de asuntos legales de Pampa.

Cuestionario de autoevaluación del Directorio

El Directorio realiza anualmente una autoevaluación de su gestión, en la cual cada miembro del Directorio contesta de manera individual, y se identifican áreas de mejora en su desempeño. La dirección ejecutiva de asuntos legales se encarga del análisis y archivo del cuestionario.

Política de divulgación de información relevante

Esta política regula los procesos de publicación de información relevante, cumpliendo con los requerimientos regulatorios de los mercados de valores en los que Pampa cotiza o está registrada.

Política de gestión integrada

Esta política promueve el desarrollo sostenible de nuestros negocios, incorporando el uso eficiente de la energía y recursos naturales, la confiabilidad e integridad operativa, y la optimización de la gestión de nuestros activos. La misma incluye diez principios de gestión que guían de manera simple y ágil su implementación y fortalecen la cultura Pampa.

Política de dividendos

Esta política plasma los lineamientos para equilibrar la distribución de dividendos con los planes de inversión, ofreciendo claridad, transparencia y consistencia para que los accionistas tomen decisiones informadas, en concordancia con el Estatuto y la normativa vigente.

Política de remuneraciones

Esta política establece reglas generales para determinar la composición, actualización y tratamiento de la remuneración de los directores y el reembolso de gastos. El Comité de Remuneraciones depende del Directorio de Pampa y está integrado exclusivamente por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes independientes. La composición es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia
Gabriel Szpigiel	Presidente	Independiente
Silvana Wasersztrom	Miembro titular	Independiente
Carolina Zang	Miembro Titular	Independiente
Clarisa Lifsic	Miembro Suplente	Independiente

Política de nominaciones

Esta política fija criterios de independencia, diversidad e idoneidad para los candidatos al Directorio, ya sean propuestos por el propio Órgano de Administración o por los accionistas, con el fin de ser presentados en la asamblea. El Comité de Nominaciones, el cual asiste al Directorio y la asamblea en el proceso de nominación y designación de los miembros del Directorio, está compuesto por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, debiendo su Presidente revestir el carácter de independiente. La composición es la siguiente:

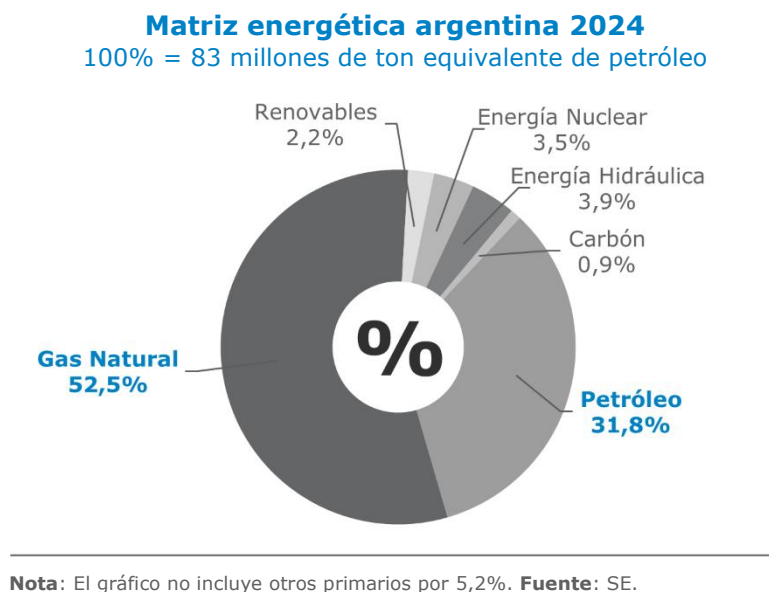
Nombre	Cargo	Independencia
Silvana Wasersztrom	Presidenta	Independiente
Gustavo Mariani	Miembro titular	No independiente
Gabriel Szpigiel	Miembro titular	Independiente
María Carolina Sigwald	Miembro suplente	No independiente
Clarisa Lifsic	Miembro suplente	Independiente

4. El mercado del gas y petróleo argentino

4.1 Exploración y explotación de hidrocarburos¹

Matriz energética argentina

El gas natural y petróleo constituyen los principales recursos en la matriz energética primaria nacional. El siguiente gráfico muestra la matriz al 31 de diciembre de 2024, última información disponible:



Gas natural

En 2025, la producción neta total de gas natural alcanzó los 137 mcmppd por día, un aumento del 6% respecto de 2024. Este incremento es explicado por el crecimiento en la Cuenca Austral (+4 mcmppd) y Neuquina (+3 mcmppd).

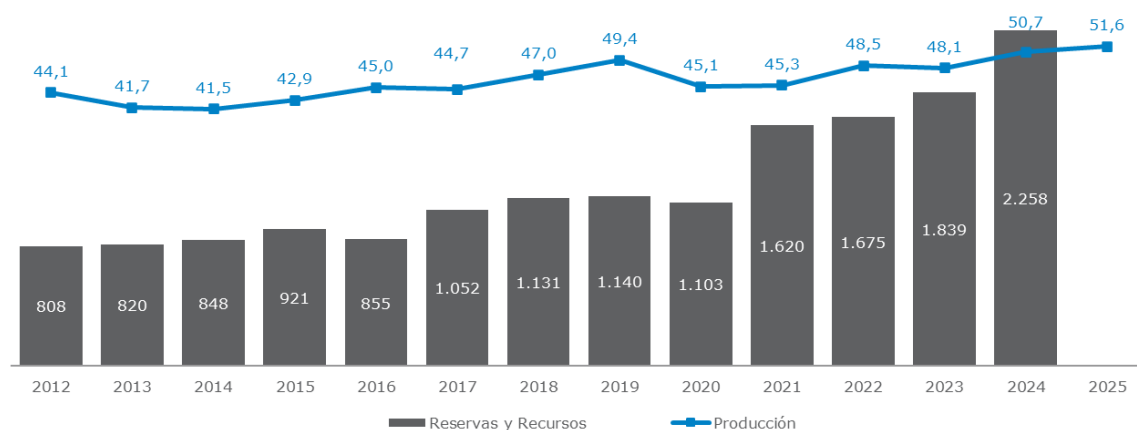
La demanda total alcanzó los 141 mcmppd, un incremento del 3% con respecto a 2024, principalmente por aumentos en el consumo industrial (+14% interanual), y una ligera suba en el consumo de gas para usinas eléctricas, parcialmente compensados por menores consumos de GNC y de la demanda prioritaria por temperaturas moderadas. Asimismo, se registró una significativa reducción en las importaciones del 44%, debido a la nueva capacidad de evacuación desde Vaca Muerta y la reversión del Gasoducto Norte. se registraron menores ingresos desde Bolivia (3,3 a 0,6 mcmppd promedio en 2025) y menor inyección de GNL (4,5 a 3,6 mcmppd promedio en 2025). En contraste, las exportaciones a Chile aumentaron un 13%, alcanzando 7,3 mcmppd y representando el 5% de la producción total en 2025.

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas y recursos totales de gas natural en el país ascendían a 2.258 mil millones de m³, un incremento del 23% con respecto a 2023. Del total, el 24% correspondía a reservas comprobadas y el 83% provenía de formaciones no convencionales.

¹ Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la [sección 6.1](#) de esta Memoria.

Evolución de producción bruta, reservas y recursos de gas natural

En miles de millones de m³, 2012-2025



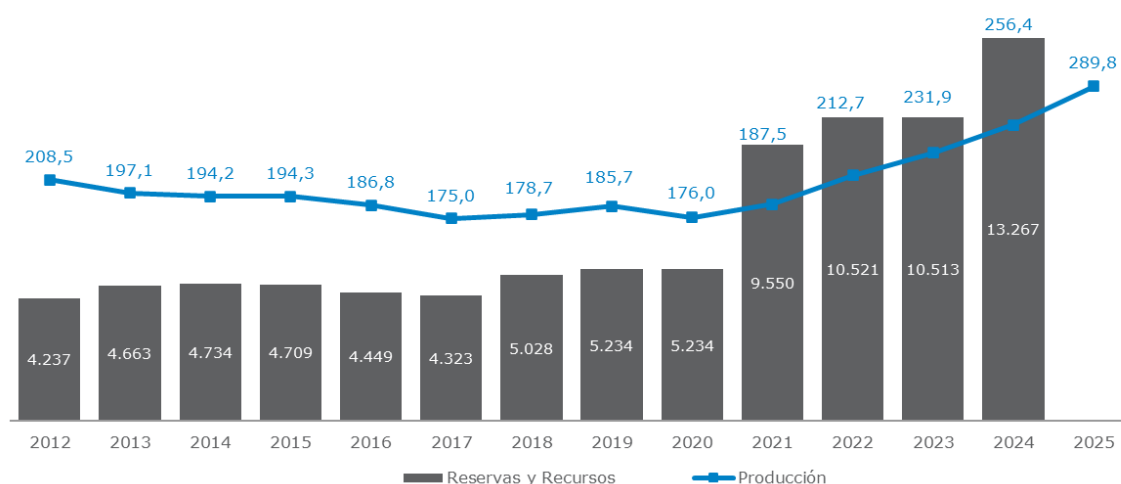
Nota: No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2025. **Fuente:** SE.

Petróleo

En 2025, la producción total de petróleo alcanzó los 794 kbpd, un alza del 13% frente a 2024 y el nivel más alto desde 1999. El crecimiento estuvo impulsado principalmente por la Cuenca Neuquina, que aumentó un 21% interanual tras las ampliaciones de capacidad de evacuación desde Vaca Muerta en los sistemas de Oldelval y OTASA. La Cuenca Neuquina aportó el 74% de la producción nacional (584 kbpd por día), seguido por el 23% de la Cuenca Golfo San Jorge (182 kbpd, -4% vs. 2024), y el resto de las Cuencas Cuyana, Austral y Noroeste (27 kbpd, -7% vs. 2024).

Evolución de producción, reservas y recursos de petróleo

En millones de bbl, 2012-2025



Nota: No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2025. **Fuente:** SE.

La refinación local también se incrementó en un 4% con respecto a 2024, con un total de 540 kbpd procesados. Este aumento se explicó principalmente por mayores aportes desde las Cuencas Neuquina (363 kbpd, +6% interanual) y Golfo San Jorge (162 kbpd, +1% vs. 2024), mientras que otras cuencas aportaron 15 kbpd (-21% interanual). En 2025 no se realizaron importaciones de crudo, mientras que las exportaciones consolidaron un nuevo récord histórico en 2025, alcanzando 273 kbpd, lo que implicó un aumento del 29% interanual y representó el 34% de la producción total, favorecido por las expansiones en la infraestructura de transporte.

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas y recursos totales de petróleo en el país se incrementaron un 26% a 13.267 millones de bbl, de los cuales el 23% correspondió a reservas comprobadas y el 78% fue clasificado como no convencional.

La Ley de Hidrocarburos de Argentina

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, modificada en octubre de 2014 (Ley N° 27.007), y actualizada el 8 de julio de 2024 (Ley N° 27.742 o Ley Bases), establece un marco regulatorio para impulsar la exploración, explotación y comercialización de recursos hidrocarburíferos, convencionales y no convencionales. Entre sus pilares destacan la flexibilización de plazos para permisos, las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Plataforma Continental y Mar Territorial, incentivos a la inversión, y exportaciones libres de consideraciones de abastecimiento interno, entre otros.

Explotación no convencional de hidrocarburos

Se otorgó rango legal a la figura de "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos", creada por el DNU N° 929/13, para la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante estimulación no convencional en yacimientos de formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (*shale gas* o *shale oil*), areniscas compactas (*tight sands*, *tight gas*, *tight oil*), capas de carbón (*coal bed methane*) y/o caracterizados por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Los titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos podrán solicitar a la autoridad de aplicación una concesión no convencional hasta el 31 de diciembre de 2028. Esta solicitud deberá incluir el desarrollo de un plan piloto de explotación comercial del yacimiento, y se podrá unificar áreas no convencionales adyacentes si demuestran continuidad geológica.

Concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) en la provincia del Neuquén

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén estableció parámetros para el otorgamiento de una CENCH (Res. N° 53/20 y 142/21, ratificadas por Decreto Provincial N° 2183/21).

Los requisitos exigen a las empresas planes de desarrollo anuales de hasta cinco años, demostrando su viabilidad técnico-económica, parámetros adicionales respecto a la operación, evaluaciones de productividad real, costos y compromiso de inversión. Una vez presentada la solicitud, se incorpora el pago de un bono de extensión, cuyo valor está asociado a los recursos esperados a recuperar en el área, considerando el precio promedio de los últimos 2 años.

Plazos en los permisos y concesiones

Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo con el objetivo de la exploración: **(i) convencional**, se divide en dos períodos de hasta 3 años cada uno, con una prórroga facultativa de hasta 5 años (máximo de 11 años); **(ii) no convencional**, se divide en dos períodos de 4 años cada uno, con una prórroga facultativa de hasta 5 años (máximo de 13 años); y **(iii) en la plataforma continental y en el mar territorial**, se divide en dos períodos de 3 años cada uno, con posibilidad de incrementarse en 1 año cada uno.

Al finalizar el primer período del plazo básico, el titular del permiso decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. Se podrá mantener toda el área originalmente otorgada si se cumplen las obligaciones del permiso. Si al término del plazo básico, el titular del permiso ejerce el derecho de prórroga, la restitución quedará limitada al 50% del área remanente. En las concesiones de explotación, los plazos cuentan desde la fecha de la Res. que las otorgue: **(i) convencional**, 25 años; **(ii) no convencional**, 35 años; y **(iii) en la plataforma continental y en el mar territorial**, 30 años.

Las concesiones de explotación otorgadas antes de la sanción de la Ley Bases continuarán rigiéndose hasta su vencimiento por los plazos establecidos. Luego, no podrán ser adjudicadas sin mediar un nuevo procedimiento licitatorio. En nuevas concesiones, se mantienen los plazos mencionados y la autoridad podrá extender por hasta 10 años más, de manera fundada.

Adjudicación de áreas

La Ley N° 17.319, modificada por las Leyes N° 27.007 y 27.742, propone un pliego modelo elaborado por la SE y las autoridades provinciales con condiciones, garantías e inversiones mínimas a las que deberán

ajustarse las ofertas. Asimismo, establece mecanismos de ajuste de regalías, y se podrán considerar para su formulación las inversiones realizadas, los ingresos obtenidos y los gastos operativos, entre otras variables. La evaluación de las ofertas tendrá en cuenta el valor total del proyecto, y los oferentes competirán por regalías, con un valor base del 15% más un porcentaje a elección, pudiendo ser incluso negativo.

Canon y regalías

Los valores de canon por cada km² o fracción serán pagados anualmente en AR\$ y por adelantado por el titular del permiso, ajustados según la cotización promedio del barril de petróleo Brent. Durante el primer período, el monto equivale a 0,50 bbl de petróleo por km², y en el segundo período, a 2 barriles de petróleo por km². En prórrogas, el canon equivale a AR\$ a 15 bbl de petróleo por km².

Las regalías son el único mecanismo de ingreso sobre la producción que percibirán mensualmente las jurisdicciones concedentes, y se fijan en un porcentaje en el proceso de adjudicación. Para los contratos anteriores a la Ley Bases, oscilan entre el 12% y el 15%, según lo convenido con el PEN o Provincia, y podrán reducirlas hasta el 5% según productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Transporte y procesamiento

La Ley Bases reemplaza las concesiones por autorizaciones de transporte, otorgadas y prorrogadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina. Vencidos los plazos, las instalaciones pasan al dominio del Estado nacional o provincial, según corresponda, sin cargo ni gravamen. Las concesiones otorgadas con anterioridad se registrarán por los términos y condiciones de su otorgamiento.

Asimismo, la Ley Bases habilita al concedente otorgar habilitaciones para el procesamiento de hidrocarburos y derivados, la construcción y operación de plantas de acondicionamiento, separación y licuefacción de gas natural, e instalaciones necesarias, sin estar vinculadas a una concesión de explotación. Los titulares de proyectos y/o instalaciones de procesamiento podrán solicitar autorización de transporte desde y hasta sus instalaciones, sin estar sujetas a un plazo. Para los titulares autorizados antes de la Ley Bases, no será obligatorio tramitar la reconversión de las habilitaciones otorgadas (DNU N° 1.057/24).

Autorizaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural

Según la Ley Bases, el PEN podrá autorizar el almacenamiento subterráneo de gas en reservorios naturales de hidrocarburos agotados a cualquier sujeto que: **(i)** cumpla con los requisitos de experiencia técnica y capacidad financiera; **(ii)** cuente con la conformidad del titular del permiso de exploración y/o la concesión de explotación donde se encuentre el reservorio; y **(iii)** construya las instalaciones necesarias.

Dichas autorizaciones no estarán sujetas a un plazo y los titulares de una autorización de almacenamiento podrán solicitar el transporte hasta sus instalaciones y desde estas hasta el sistema de transporte. Se pagarán bonos de explotación y pagos análogos. Asimismo, el gas natural almacenado solo pagará regalías al momento de su primera comercialización.

Exportación e importación de hidrocarburos

La Ley Bases determina que el comercio internacional de hidrocarburos será libre y sin objeción de la SE, salvo en los 30 días hábiles administrativos de ejercido el derecho de exportación, y deberá estar fundada en la seguridad del abastecimiento interno.

Legislación uniforme

La Ley Bases faculta al PEN a elaborar, con el acuerdo de las provincias, una legislación ambiental armonizada, con el objetivo prioritario de aplicar las mejores prácticas internacionales de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos y lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

Prórroga del RIGI y aprobación para *upstream* de hidrocarburos

El 19 de febrero de 2026 se prorrogó el plazo para adherir al RIGI hasta el 8 de julio de 2027 y se incorporó la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en bloques *greenfield* (DNU N° 105/26). Podrán incluirse la explotación y producción de hidrocarburos únicamente en proyectos nuevos, así como la construcción de infraestructura asociada de tratamiento, almacenamiento y transporte. Asimismo, se fijó un monto mínimo de inversión de US\$600 millones para desarrollos *onshore* y US\$200 millones para proyectos *offshore*.

En los casos en que coexistieran en una misma área hidrocarburífera actividades no sometidas al RIGI, se deberá asegurar su estricta segregación patrimonial y societaria, como también la trazabilidad de la producción bajo RIGI mediante sistemas de medición separados, a través de un vehículo que deberá ser titular exclusivamente de los activos, derechos y operaciones.

Regulaciones en el mercado de gas

Plan Gas

El Plan Gas fue una licitación de contratos de abastecimiento a largo plazo en 2020 para promover la producción del gas natural argentino y gestionar el impacto del costo del gas en las tarifas de la Demanda Prioritaria (DNU N° 892/20). Originalmente, los contratos contemplaban un plazo de 4 años para la producción *onshore*, con una extensión adicional de 4 años para la producción *offshore*, a partir de enero de 2021. Posteriormente, se extendió la vigencia de determinados contratos adjudicados en las rondas 1 y 3 hasta el 31 de diciembre de 2028 (DNU N° 730/22).

Los contratos del Plan Gas se celebraron entre productores como vendedores, y CAMMESA, distribuidores de gas y ENARSA como compradores, en condición de DoP del 100% diario y ToP del 75% mensual para CAMMESA y trimestral para distribuidores de gas y ENARSA. Sobre el volumen base y precio de adjudicación se aplica un factor de ajuste estacional, siendo 0,82 en el periodo estival (octubre – abril), y 1,25 en el periodo invernal (mayo – septiembre). CAMMESA y ENARSA abonan el precio adjudicado en la licitación, mientras que los distribuidores pagan el monto según el cuadro tarifario vigente. La diferencia entre ambos es compensada por el Estado Nacional, garantizados por certificados de crédito fiscal. A continuación, se detallan las adjudicaciones de Pampa vigentes:

Ronda	Tipo de entrega	Volumen en mcmpd	Precio en US\$/MBTU	Vencimiento
1 y 4.1	Fijo anual	4,90	3,60 ¹	Diciembre 2028
3 y 4.1	Fijo anual	2,00	3,347 ¹	Diciembre 2028
4.2	Fijo anual	4,80	3,485 ¹	Diciembre 2028
5.2 Noroeste	Variable mensual	13,5 – 70,5 miles de m ³ /día	6 - 9,8 ²	Diciembre 2028

Nota: 1 Aplica un factor de ajuste estacional. 2 Los precios comienzan en US\$9,8/MBTU y bajan a US\$6/MBTU en 2028.

Cesión de contratos

En diciembre de 2025, la SE estableció las pautas para el retiro de volúmenes del Plan Gas por parte de los productores con contratos vigentes con CAMMESA y/o con ENARSA, en el marco de la Res. SE N° 400/2025 (Res. N° 501/25). En este contexto, el 12 de diciembre de 2025, Pampa solicitó a CAMMESA la cesión a su favor de hasta 4,9 mcmpd de gas correspondientes a la ronda 1, así como la totalidad de los volúmenes de la ronda 3. El 30 de diciembre, CAMMESA otorgó su conformidad a la cesión en su carácter de titular de unidades de generación térmica del MEM.

Asimismo, la SE estableció las adecuaciones al Plan Gas para aquellos productores que adhieran a la cesión de los contratos originalmente suscriptos con ENARSA para proveer a los distribuidores y CAMMESA (Res. N° 606/25). ENARSA definirá y supervisará el procedimiento y la asignación de volúmenes.

Los productores que adhieran a este esquema perciben 90% de la compensación por parte del Estado, previa presentación de una declaración jurada. Además, se reduce el compromiso de inyección y se elimina

el régimen informativo trimestral relativo al avance del plan de inversiones. La Res. fijó un plazo de 30 días hábiles para solicitar la cesión, que luego fue extendido 15 días más, sin admitir adhesiones parciales y/o con reservas, y establece el mismo plazo para la adhesión de los distribuidores (Res. SE N° 36/26). Pampa se encuentra analizando su adhesión al esquema.

Gas natural para el segmento residencial

Demanda Prioritaria y CEE

En junio de 2016 se establecieron los criterios del CEE para garantizar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria ante emergencias operativas (Res. MEyM N° 89/16 y modificatorias). En junio de 2017 se aprobó el procedimiento para la administración del despacho en el CEE (Res. ENARGAS N° 4502/17). Si el CEE no alcanza un acuerdo, el ENARGAS define el abastecimiento requerido, considerando las cantidades disponibles de cada productor, descontando lo previamente contratado para abastecer la Demanda Prioritaria, y asignando progresivamente hasta igualar la proporcionalidad de cada productor/importador sobre la Demanda Prioritaria.

Precio del gas natural en el PIST

Desde enero de 2021, los volúmenes de gas para la Demanda Prioritaria se contratan mediante el Plan Gas. Los distribuidores de gas abonan el precio correspondiente al cuadro tarifario vigente, y la diferencia respecto del precio adjudicado del Plan Gas es compensada por el Estado Nacional. ENARSA abona el 100% del precio adjudicado por el Plan Gas.

Con respecto a los subsidios destinados directamente a los usuarios residenciales de tarifa social, a partir del 1 de febrero de 2025, el ENARGAS estableció que dicha compensación sea percibida directamente por los productores de gas natural y deducida de la facturación que éstos realizan a los distribuidores (Res. N° 125/25).

Gas natural para usinas eléctricas²

Desde fines de 2019, la provisión de combustible para usinas había quedado centralizada en CAMMESA, excepto para los generadores con contratos en Energía Plus y Res. SEE N° 287/17 (Res. MDP N° 12/19). CAMMESA realizaba subastas en condición interrumpible para cubrir su consumo mensual, y a partir de 2021, la mayor parte del suministro se canalizó a través del Plan Gas. Los generadores con contratos en Energía Plus o bajo la Res. SEE N° 287/17 podían ceder la operación y transporte del gas a CAMMESA, esquema al que Pampa adhirió. Complementariamente al Plan Gas, CAMMESA llevaba adelante subastas adicionales con un precio máximo igual al del Plan Gas y DoP del 30%, aunque por volúmenes marginales. Asimismo, el despacho de CAMMESA priorizaba el cumplimiento de los contratos de importación de gas desde Bolivia suscriptos por ENARSA y los compromisos asumidos bajo el Plan Gas (Res. SE N° 354/20).

Sin embargo, el 28 enero de 2025 la SE derogó dicho régimen de despacho y, a partir del 1 de marzo de 2025, autorizó el reconocimiento de los costos de combustibles en función de precios de referencia y CVP declarados y aceptados, incluyendo flete, transporte y distribución de gas natural e impuestos y tasas.

Con la entrada en vigencia de las Res. SE N° 400/25 y 501/25, el abastecimiento de gas natural para usinas eléctricas se flexibilizó, permitiendo a los generadores un mayor grado de gestión directa. Este nuevo esquema prevé una etapa transitoria en la que CAMMESA puede seguir abasteciendo en situaciones específicas, avanzando gradualmente hacia una mayor responsabilidad del generador en la contratación de gas y capacidad de transporte. CAMMESA actuará como proveedor de última instancia hasta 2029, cuando la gestión integral de combustibles pasará a ser responsabilidad de los generadores.

Asimismo, CAMMESA continuará centralizando la gestión de combustibles de los PPAs bajo Res. SE N° 220/07, 21/17 y 287/17. En 2025, Pampa abasteció con gas propio a CTLL y CTGEB.

² Para mayor información, ver [Abastecimiento y consumo de combustibles](#) en la sección 5.1 de esta Memoria.

Exportación de gas natural

En abril de 2021 se reglamentó el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, en condición firme y preferencial para los adjudicatarios del Plan Gas durante el periodo estival, extensivo al periodo invernal cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada y aprobación previa de la autoridad aplicable (Res. SE N° 360/21). En noviembre de 2022 se habilitó la exportación en condición firme en invierno, priorizando productores con precios competitivos y/o mayor aporte bajo Plan Gas (DNU N° 730/22). Además, la SE estableció enmiendas, como: **(i)** limitar la exportación por productor al máximo del 30% del volumen autorizado por cuenca o al 50% del compromiso bajo Plan Gas; **(ii)** cupos por cuenca para la exportación en firme; **(iii)** el volumen exportado será deducible del compromiso bajo Plan Gas en el verano; y **(iv)** el precio mínimo será el mayor entre un porcentaje del Brent y el precio de Plan Gas con factor de ajuste (Res. SE N° 774/22).

El 8 de julio de 2024, la Ley Bases dispuso la libre comercialización y la no objeción por parte de la SE, debiendo readecuar la Res. SE N° 360/21. Dicha reglamentación aún se encuentra pendiente.

Exportación de GNL

La Ley Bases establece un régimen especial de exportación de GNL para aquellos que produzcan, procesen, refinen, comercialicen, almacenen y/o fraccionen hidrocarburos y/o sus derivados, sin objeción de la SE dentro de los 120 días hábiles administrativos desde la presentación de la notificación de exportación.

Las autorizaciones de exportación de GNL serán ventas firmes por hasta 30 años, desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción o sus ampliaciones. La SE realizará una evaluación de disponibilidad de recursos gasíferos a largo plazo para el abastecimiento de la demanda interna, al menos cada cinco años o cuando una nueva solicitud de exportación de GNL lo amerite según su escala, plazos o montos de inversión (DNU N° 1.057/24). El 4 de abril de 2025, la SE aprobó el procedimiento para la exportación de GNL (Res. N° 145/25).

Impuesto a la exportación de hidrocarburos

Desde mayo de 2020, se exige de abonar derechos de exportación siempre que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl (DNU N° 488/20). Durante el 2025, la alícuota se mantuvo en 8%.

Programa de Incremento Exportador ("PIE")

En octubre de 2023, Pampa adhirió al régimen que permitía a los exportadores de hidrocarburos liquidar parcialmente sus ventas bajo el tipo de cambio diferencial contado con liquidación, siendo el remanente ingresado a tipo de cambio oficial (DNU N° 576/22). Sin embargo, a partir del 14 de abril del 2025 finalizó el PIE, disponiendo que el 100% de las exportaciones sea liquidado en el Mercado Único y Libre de Cambios (DNU N° 269/25).

Regulaciones en el mercado de petróleo

A la fecha, no se ha establecido un precio de referencia local para la comercialización de crudo. Durante 2025, las refinadoras validaron precios similares a la paridad de exportación.

4.2 Midstream

Regulaciones del transporte troncal de gas – situación tarifaria de TGS³

Para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad de servicio, TGS realiza importantes inversiones en la operación y mantenimiento de sus gasoductos. La sostenibilidad de estas inversiones requiere que las tarifas de transporte de gas natural se determinen sobre una base de operación económica prudente y eficiente, con una adecuada remuneración al capital.

El 14 de enero de 2025, el ENARGAS convocó a una audiencia pública, celebrada el 6 de febrero de 2025, para considerar, entre otras cuestiones, la RQT y la metodología de ajuste tarifario. TGS presentó su plan de gastos e inversiones 2025-2029, la base de capital regulatoria y su propuesta de tasa de retorno (WACC), junto con distintas alternativas de actualización periódica de tarifas.

El 30 de abril se publicaron las condiciones que concluyeron el proceso de RQT, vigentes desde mayo de 2025 hasta 2030 (Res. ENARGAS N° 256/25). Dicha Res. estableció, entre otras cuestiones, la base de capital al 31 de diciembre de 2024 y la tasa de retorno al capital del 7,18%, en términos reales después de impuestos. El cuadro tarifario inicial contempla un aumento del 3,67% a partir de mayo respecto de abril 2025, a aplicarse en 31 cuotas mensuales y consecutivas. Asimismo, se aprobó un Plan de Inversiones Quinquenal por US\$306 millones y se fijó un esquema de ajustes periódicos por variación de costos mensuales, 50% IPIM y 50% IPC.

Durante 2025, TGS registró aumentos tarifarios acumulados del 24,0%. Asimismo, en 2026 recibió incrementos del 2,4% en enero y 2,9% en febrero.

Renovación de la licencia de TGS

En diciembre de 2027 vencía la licencia de TGS para la operación del sistema de transporte de gas natural. El 8 de septiembre de 2023, TGS solicitó al ENARGAS el inicio del proceso de renovación. Si bien el contrato original contemplaba una extensión de 10 años, la Ley Bases aprobada en julio de 2024 habilitó una prórroga de 20 años.

El 13 de junio de 2024, el ENARGAS emitió un informe técnico y legal favorable, destacando el cumplimiento de TGS con sus obligaciones. Este dictamen habilitó la realización de una audiencia pública no vinculante el 21 de octubre de 2024 y la posterior recomendación al PEN, formalizada el 24 de julio de 2025, que dispuso la prórroga de la licencia de transporte por 20 años, a partir de su vencimiento en diciembre de 2027 (DNU N° 495/25).

Proyecto de iniciativa privada sobre el GPM

Con el objetivo de sustituir importaciones de GO y GNL por gas de Vaca Muerta, fortalecer el abastecimiento interno y generar ahorro de divisas, en junio de 2024 TGS presentó al Gobierno Nacional una propuesta de iniciativa privada para el GPM, junto con un compromiso de inversión en el sistema regulado. El proyecto, declarado de interés público en diciembre de 2024 (DNU N° 1.060/24), prevé la ampliación de la capacidad de transporte del GPM de 21 mcmppd a 35 mcmppd, bajo el RIGI y conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

El 25 de febrero de 2025, el MECON delegó en la SE y ENARSA la responsabilidad de llevar adelante la licitación (Res. N° 169/25). El 28 de marzo, la SE aprobó el pliego y los lineamientos para la comercialización de la capacidad incremental del GPM y de los tramos finales del sistema regulado operado por TGS, y el 28 de mayo ENARSA lanzó formalmente la licitación. Las ofertas fueron presentadas el 28 de julio de 2025, resultando TGS como único oferente. El 20 de octubre, la SE notificó la adjudicación y TGS presentó las garantías correspondientes (Res. N° 397/25). Finalmente, el 26 de octubre, TGS solicitó la adhesión de la iniciativa privada al RIGI, cuya aprobación se encuentra pendiente a la fecha.

El proyecto de iniciativa privada contempla la instalación de tres nuevas plantas compresoras y una potencia adicional de 90.000 HP, permitiendo ampliar en 14 mcmppd la capacidad de transporte del GPM. Las obras deberán estar finalizadas antes del 30 de abril de 2027 y la inversión estimada asciende a US\$560

3 Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la sección [6.4 sobre TGS](#) en esta Memoria.

millones. Adicionalmente, TGS prevé invertir aproximadamente US\$220 millones para ampliar en 12 mcmpd la capacidad de transporte en los tramos finales del sistema regulado, mediante la incorporación de 15.000 HP adicionales, a ser repagados mediante la tarifa regulada.

Para la operación y mantenimiento del GPM, se prevé la celebración de un contrato entre ENARSA y TGS, con la disposición de la capacidad reservada como contraprestación. Bajo este esquema, TGS percibirá de los cargadores el precio ofertado en la licitación, asegurándose el recupero de las inversiones y gastos operativos asociados.

Regulaciones del negocio de GLP

Programa Hogar

Desde 2015, TGS participa en el Programa Hogar, el cual fija cupos de producción y comercialización de GLP en garrafas para usuarios de bajos recursos (DNU N° 470/15 y modificatorias).

El 22 de enero de 2025, la SE dispuso la derogación de los subsidios y fijó como precio límite de venta la paridad de exportación (Res. N° 15/25). Posteriormente, el 3 de julio de 2025 se avanzó en la liberalización del precio de venta del productor, manteniéndose la obligación de abastecer el mercado interno (DNU N° 446/2025).

Acuerdo Propano para Redes

El 22 de septiembre de 2025, TGS suscribió un nuevo Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, que establece compensaciones calculadas como la diferencia entre el precio de venta acordado del propano y la paridad de exportación publicada mensualmente por la SE. Dichas compensaciones serán abonadas por el Gobierno Nacional mediante la emisión de certificados de crédito fiscal, solo aplicables a la cancelación de derechos de exportaciones de hidrocarburos.

El acuerdo tuvo vigencia entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025, y registró atrasos significativos en la cobranza. Sin embargo, el 26 de diciembre la SE solicitó a los productores continuar con el abastecimiento bajo los mismos términos hasta la suscripción de un nuevo acuerdo.

Impuesto a la exportación

En línea con el régimen aplicable a la exportación de hidrocarburos, desde mayo de 2020, se exime de abonar derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl (DNU N° 488/20). Durante el 2025, la alícuota efectiva se mantuvo en 8%.

Regulaciones del transporte de petróleo⁴

En noviembre de 2022, la SE inició el proceso de actualización tarifaria. Durante 2023 y 2024, Oldelval presentó la información solicitada y, en julio 2024, se llevó a cabo la auditoría de la SE. Como resultado, el 12 de junio de 2025 entró en vigencia el nuevo esquema de tarifas máximas, aplicables para el quinquenio 2025–2029 (Res. SE N° 256/2025).

Por otra parte, el 14 de septiembre de 2022 la SE otorgó la prórroga de la concesión y su ampliación Medanita-Puesto Hernández, hasta el 14 de noviembre de 2037. Por ello, en 2022 Oldelval licitó la capacidad de transporte en firme en el oleoducto Allen-Puerto Rosales, en el marco del Proyecto Duplicar, por más de 314 kbpd, mediante contratos con vigencia hasta la finalización de la concesión. La construcción del Proyecto Duplicar concluyó en marzo de 2025, siendo Pampa adjudicataria de una capacidad de 6 kbpd.

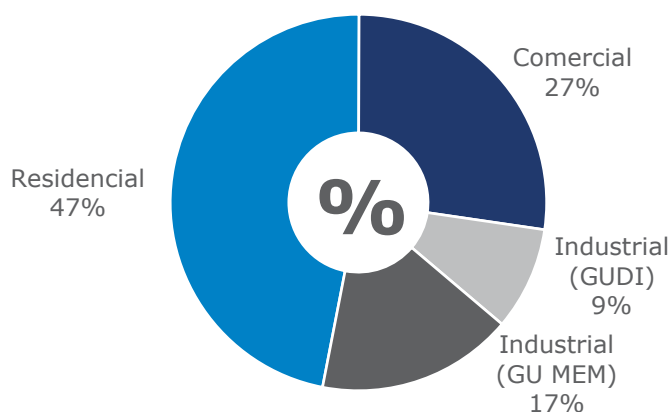
⁴ Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la sección [6.1 sobre Oldelval y VMOS](#) en esta Memoria.

5. El mercado eléctrico argentino

5.1 Generación⁵

El consumo de energía eléctrica registró un leve incremento del 0,7% en 2025, alcanzando 141.249 GWh, impulsado por aumento en la demanda de grandes usuarios y de la venta minorista del 2% y 1%, respectivamente, parcialmente compensado por una caída del 3% en la demanda de grandes usuarios dentro del segmento de distribución. El siguiente gráfico muestra la apertura del consumo eléctrico en 2025 por tipo de cliente:

Demanda eléctrica por tipo de cliente
100% = 141.249 GWh



Fuente: CAMMESA.

Picos de potencia máxima registrada

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia (MW)	25.628	26.320	26.113	25.791	27.088	28.283	29.105	29.653	30.257
Fecha	24-feb	8-feb	29-ene	4-feb	29-dic	6-dic	13-mar	1-feb	10-feb
Temperatura (°C)	27,7	30,2	34,0	29,5	31,7	29,0	31,0	31,5	31,1
Hora	14:25	15:35	14:25	14:57	14:28	14:43	15:28	14:48	14:47

Fuente: CAMMESA.

Evolución de la oferta

La generación total de energía creció 0,5% interanual, alcanzando 142.267 GWh en 2025, explicado por el fuerte crecimiento de las fuentes renovables, que aumentaron un 17% y, en menor medida, por la mayor generación nuclear, con un incremento del 3%. Estas variaciones fueron parcialmente compensadas por una menor generación hidroeléctrica del 10%, neta de bombeo.

El sistema mantuvo su dependencia de la generación térmica, que registró una ligera disminución interanual del 0,2% y continuó utilizando el gas natural como combustible principal, complementado con combustibles líquidos (GO y FO) y carbón mineral. La generación térmica aportó el 53% del total de volumen de energía (75.225 GWh), seguida por hidroeléctrica neta de bombeo (29.622 GWh, 21%), renovables (26.659 GWh, 19%) y nuclear (10.761 GWh, 8%).

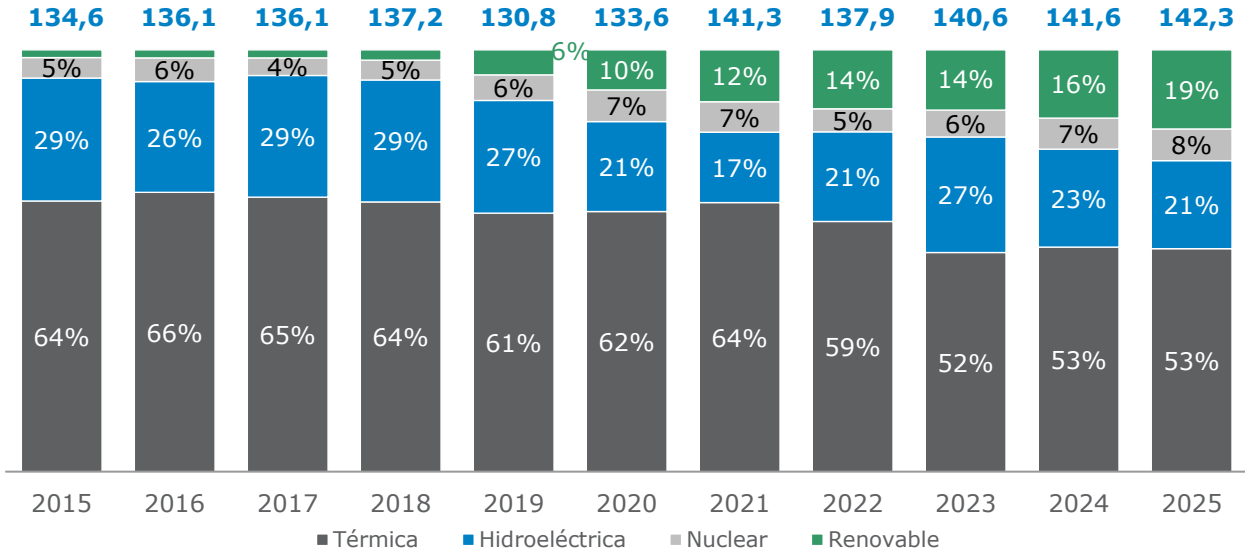
⁵ Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la [sección 6.2](#) de esta Memoria.

Si bien por cuarto año consecutivo el SADI fue importador neto de energía, en 2025 las importaciones disminuyeron un 8% a 4.304 GWh, mientras que las exportaciones se redujeron en un 48% a 509 GWh. Las pérdidas del SADI también cayeron un 5% a 4.813 GWh.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de tecnología:

Generación eléctrica por tipo de central

En % y TWh, 2015 – 2025



Nota: Incluye MEM y MEM Sistema Patagónico. Generación hidroeléctrica neta de bombeo. Fuente: CAMMESA.

La capacidad instalada de generación argentina se expandió en 826 MW, alcanzando un total de 44.177 MW al cierre de 2025, principalmente por la incorporación de unidades renovables (+1.006 MW) y por 13 MW adicionales térmicos, compensados por la salida de servicio de unidades obsoletas (-194 MW). El siguiente cuadro resume el ingreso de nuevas unidades durante el año 2025:

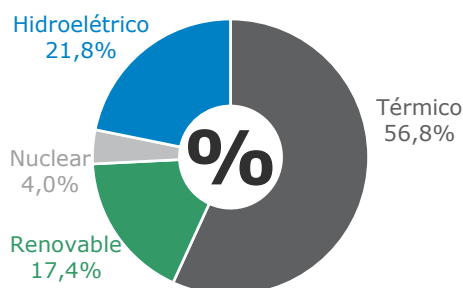
Región	Tecnología	Capacidad (MW)	
Buenos Aires	Eólica	115,4	115,4
Centro	Solar	72	72
Cuyo	Solar	519,7	519,7
Gran Bs. As.	Motor diesel	2,9	2,9
Litoral	Motor diesel	10	10
Noreste	Biogás	37	220
	Biomasa	3	
	Solar	180	
Noroeste	Eólica	56,8	75,8
	Solar	19	
Patagonia	Eólica	4,5	4,5
Total			1.020,3
Térmico			1%
Renovable			99%

Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía.

A continuación, la composición de la capacidad instalada argentina al 31 de diciembre de 2025:

Capacidad instalada argentina 2025

100% = 44,2 GW



Fuente: CAMMESA.

Abastecimiento y consumo de combustibles⁶

La gestión comercial y provisión de combustible para usinas se encontraban centralizadas en CAMMESA, con la excepción de los generadores con contratos bajo Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17 (Res. MDP N° 12/19). Con la implementación del Plan Gas (Res. SE N° 354/20) y la cesión a CAMMESA del gas y su transporte por los generadores exceptuados, desde enero de 2021 el despacho térmico priorizaba las unidades abastecidas con gas importado de Bolivia en condición ToP, seguido de aquellas provistas por el Plan Gas según su eficiencia y, por último, aquellas que cedían gas a CAMMESA.

El esquema comenzó a modificarse el 28 enero de 2025, cuando la SE derogó la Res. SE N° 354/20 a partir del 1 de febrero de 2025 y habilitó, desde el 1 de marzo de 2025, a que los generadores gestionen de manera directa el abastecimiento de combustible para las unidades que remuneren bajo energía *spot* (Res. N° SE 21/25).

Posteriormente, el 1 de noviembre de 2025, se establecieron nuevos lineamientos para la normalización del MEM, que introducen una transición gradual hacia la gestión descentralizada de combustibles (Res. SE N° 400/25). Los generadores asumirán progresivamente la responsabilidad de abastecerse de combustible, y a partir de 2029, dicha gestión deberá ser plenamente autónoma. Los combustibles alternativos, como fuel y gasoil, deberán ser provistos directamente por los generadores que los utilicen. Para el gas natural, los generadores térmicos podrán optar por: **(i)** gestión propia, o **(ii)** mientras siga vigente el Plan Gas, acordar con CAMMESA bajo la modalidad de "Gas Acuerdo", cuyo costo resultará del mix de los costos asociados al Plan Gas y/o importación de GNL, con actualización quincenal. Los generadores que no avancen en la gestión propia de combustible enfrentarán restricciones operativas y una reducción progresiva en su remuneración por potencia y energía. CAMMESA seguirá centralizando la gestión de combustibles de los PPAs bajo Res. SE N° 220/07, 21/17 y 287/17. Este proceso de transición puede requerir adaptaciones operativas y contractuales relevantes, y expone gradualmente a los generadores a mayores riesgos de mercado y a la volatilidad de precios una vez finalizada la compra centralizada.

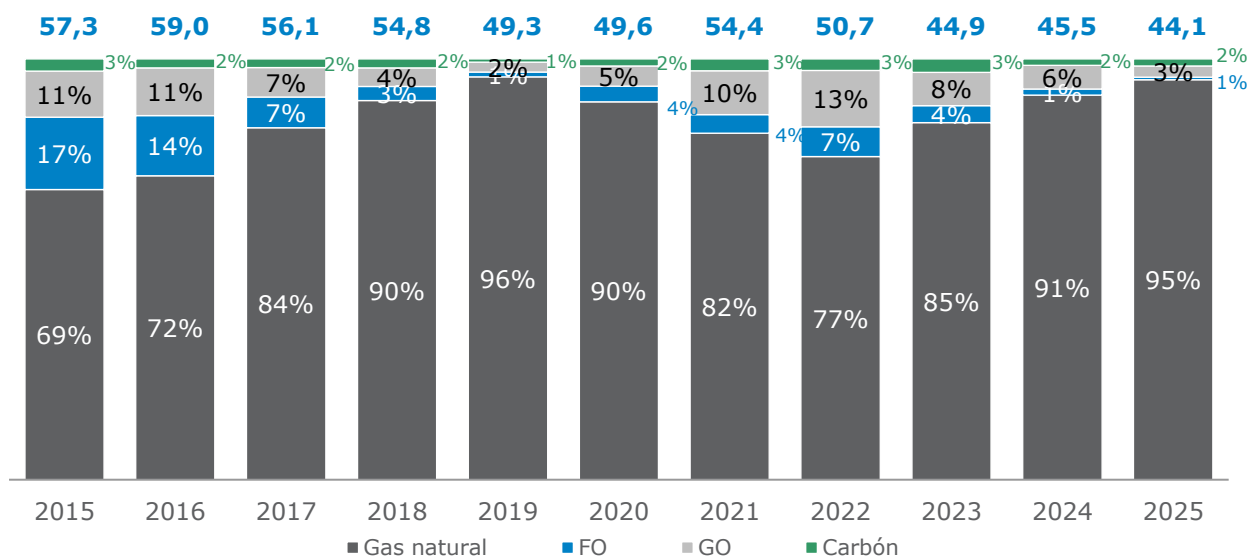
Adicionalmente, la SE habilitó a productores y generadores a acordar el suministro de gas natural considerando los volúmenes comprometidos bajo contratos del Plan Gas con CAMMESA (Res. N° 501/25). Dichos volúmenes serán tratados como gas propio de los generadores y remunerados conforme al CVP declarado para el despacho.

En cuanto al consumo de combustibles para usinas, en 2025 se redujo en un 3% interanual, totalizando 44,1 mcmpd de gas equivalente. El gas natural consolidó el 95% del consumo total, con un incremento del 1% a 42,1 mcmpd, de los cuales el 94% fue de origen local y el 6% importado. El uso de combustibles líquidos FO y GO disminuyó un 61% y 54%, respectivamente, debido a la mayor producción doméstica de gas, mientras que el uso de carbón mineral aumentó un 5%.

⁶ Para más información sobre el contexto regulatorio, ver [Regulaciones en el mercado de gas – Gas natural para usinas eléctricas](#), en la sección 4.1 de esta Memoria.

Consumo de combustible por tipo

En % y millones de m³/día de gas equivalente, 2015 – 2025



Fuente: CAMMESA.

Precio de la energía eléctrica

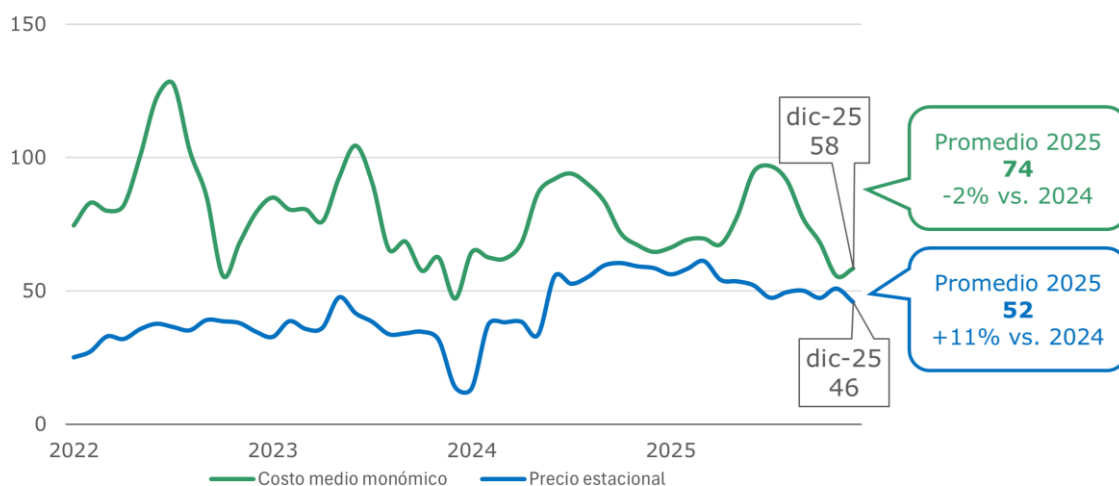
Desde 2003, la autoridad energética sancionó el precio *spot* del MEM sobre la base del CVP con gas natural en las unidades disponibles, incluso si no están generando con dicho combustible (Res. SE N° 240/03). Cualquier costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada fuera del precio de mercado sancionado, tratándose como sobre costo transitorio de despacho. El MEM asume los costos del gas y su transporte regulado, así como los costos de importación (Res. SGE N° 25/18 y SE N° 354/20).

Evolución de precios en el MEM

Al 31 de diciembre de 2025, el precio spot máximo de la energía en el MEM era de AR\$14.381 (Res. SE N° 602/25). No obstante, el siguiente gráfico muestra el costo mayorista mensual que todos los usuarios del sistema eléctrico deberían pagar para evitar que el mismo sea deficitario, y el precio estacional de la energía. El costo mayorista incluye, además del precio de la energía, el cargo por potencia, el costo de generación, combustibles como el gas natural, FO, GO y carbón mineral, y otros conceptos menores. A diciembre de 2025, la cobertura era del 78%.

Costo mayorista mensual y precio estacional

En US\$/MWh



Fuente: CAMMESA, convertido a US\$ al tipo de cambio oficial.

Esquema remunerativo para la generación sin contratos

Hasta el 31 de octubre de 2025, las unidades de generación sin contratos a término eran remuneradas bajo el esquema regulado establecido por la Res. SE N° 381/25. A partir del 1 de noviembre de 2025, todas nuestras unidades térmicas sin contratos e HINISA pasaron a quedar alcanzadas por los nuevos lineamientos definidos en la Res. SE N° 400/25, que introducen un mercado *spot* marginalista y el MAT. HIDISA y HPPL continúan remuneradas bajo el esquema regulado.

Esquema remunerativo regulado

Generadores térmicos

Precio de la potencia con declaración de DIGO, en AR\$/MW-mes					
Período	ene-25	...	nov-25	dic-25	ene-26
Verano (dic-feb) e invierno (jun-ago)	6.171.236	...	7.256.568	7.401.699	7.549.733
Resto (mar-may & sep-nov)	4.628.428	...	5.442.428	5.551.277	5.662.303

Precio de la energía generada, en AR\$/MWh					
Combustible	ene-25	...	nov-25	dic-25	ene-26
Gas natural	4.118	...	4.842	4.939	5.038
FO o GO	7.206	...	8.473	8.642	8.815
Biocombustibles	10.287	...	12.095	12.337	12.584
Carbón mineral	12.343	...	14.514	14.804	15.100

Precio de la energía operada, en AR\$/MWh					
Energía operada	1.433	...	1.684	1.718	1.752

El precio por la energía generada en horas de punta (entre las 18:00 y 23:00) es equivalente a los precios de la energía generada para el tipo de combustible despachado, aplicándose el factor de 2,0 en los periodos de verano (dic-feb) e invierno (jun-ago), y 1,0 durante el resto del año.

CC bajo Res. SE N° 59/23

Para promover el mantenimiento y la operación eficiente de los CC sin contratos, en febrero de 2023 la SE implementó un régimen específico donde los generadores se comprometen con CAMMESA por un plazo máximo de 5 años a mantener una disponibilidad del 85% de la potencia neta, a cambio de una remuneración de US\$2.000/MW-mes, ajustada según el nivel de disponibilidad, complementada con un pago parcial en AR\$ por potencia del esquema para energía regulada.

Disponibilidad	Ajuste al precio de la potencia en US\$
≥85%	Precio x 100%
>50% & <85%	Precio x [30% + 2 x (Disponibilidad - 50%)]
≤50%	Precio x 30%

Meses	Ajuste al precio de la potencia en AR\$
dic-feb y jun-ago	Precio x 65%
Resto del año	Precio x 85%

El precio de la energía generada se fijó en US\$3,5/MWh para gas natural, US\$6,1/MWh para FO o GO y US\$8,7/MWh con biocombustible. El precio de la energía operada y la energía generada en horas de

punta también se fija en AR\$ de acuerdo al esquema de precios regulado. Con la entrada en vigencia del nuevo marco de normalización del MEM, los CC que adhieran al régimen de la Res. SE N° 400/25 deben desistir del esquema previsto en la Res. SE N° 59/23.

En este contexto, Pampa mantuvo adheridos al régimen de la Res. SE N° 59/23, hasta octubre de 2025, los CC CTLL y CTGEBA (1.243 MW) y las dos TG en CTEB que integran el CC (569 MW). A partir de noviembre de 2025, las obligaciones asumidas por la Res. SE N° 59/2023 permanecen suspendidas, en tanto se mantengan vigentes y sin modificaciones las condiciones establecidas en la Res. SE N° 400/2025.

Plan de Contingencia 2024-2026

El 1 de octubre de 2024, la SE estableció una remuneración adicional, excepcional y transitoria para promover la disponibilidad térmica de ciclos abiertos en meses y horas de mayor demanda, vigente desde diciembre de 2024 a marzo de 2026 (Res. N° 294/24). El esquema contempla una remuneración adicional por potencia de US\$2.000/MW-mes, ajustada según la criticidad del nodo y la disponibilidad en horas pico, un 50% de dicho pago para la potencia que exceda la comprometida⁷, y un cargo variable en US\$/MWh generado durante períodos de alta demanda, con valores diferenciados según el combustible y la tecnología:

Tecnología	Gas natural	Fuel Oil	Gas Oil	Biocombustibles	Carbón
TG	6,4	-	8,6	8,7	-
TV	3,4	6,0	-	8,7	10,4
Motores	8,1	15,4	10,5	8,7	-

La norma prevé la posibilidad de prórroga por 12 meses adicionales, sujeto a la presentación de programas de mantenimiento por unidad. Además, CAMMESA deberá implementar un procedimiento de despacho estratégico para mitigar riesgos de restricciones de abastecimiento en los picos de consumo, incluyendo el uso de la reserva en unidades próximas al final de su vida útil. Se presentaron los programas de mantenimiento y, el 21 de enero de 2026, CAMMESA confirmó la aprobación de la SE para la extensión del régimen para todas las unidades hasta el 31 de marzo de 2027. Pampa adhirió a este esquema con las centrales CPB, CTG, CTP, CTLL, CTGEBA y EcoEnergía.

Generadores de fuente no convencional

La remuneración para la energía generada por fuentes no convencionales se fijó en AR\$32.718/MWh hasta octubre de 2025, pasando posteriormente a regirse por el marco de la Res. SE N° 400/25.

Generadores hídricos

Escala	Precio de la potencia, en AR\$/MW-mes				
	ene-25		nov-25	dic-25	ene-26
MW > 300	1.697.094	...	1.995.562	2.035.473	2.076.182
120 < MW ≤ 300	2.262.791	...	2.904.971	2.963.070	3.022.331
50< MW ≤ 120	3.111.333	...	4.206.418	4.290.546	4.376.357
MW ≤ 50	5.091.272	...	7.288.122	8.745.746	10.494.895

Nota: Se aplica el factor de 1,05 sobre la potencia para compensar la incidencia de mantenimientos programados, y 1,20 para las unidades a cargo del mantenimiento de estructuras de control en el curso del río sin una central asociada.

HPPL y las represas Agua del Toro y Los Reyunos de HIDISA remuneran según la escala 120 < MW ≤ 300, mientras que la represa El Tigre de HIDISA es considerada MW ≤ 50. HINISA remuneró en la escala 50 < MW ≤ 120 hasta octubre de 2025⁸, pasando posteriormente a regirse por la Res. SE N° 400/25.

⁷ Se distingue entre nodo con criticidad alta (1,25), media (1,00) y baja (0,75), y verano e invierno.

⁸ NIH3HI aplica un coeficiente de 1,20.

Precio de la energía generada y operada, en AR\$/MWh					
Precio	ene-25	...	nov-25	dic-25	ene-26
Energía generada	3.600	...	4.232	4.317	4.403
Energía operada	1.433	...	1.684	1.718	1.752

El precio por la energía generada en horas de punta (entre las 18:00 y 23:00) es equivalente a los precios de la energía generada, aplicándose el factor de 2,0 en los períodos de verano (dic-feb) e invierno (jun-ago), y 1,0 durante el resto del año.

Nuevos lineamientos para la normalización del MEM: Mercado Spot (Res. SE N° 400/25)

La Res. SE N° 400/25 establece que la generación eléctrica no comprometida bajo contratos ni asignada al abastecimiento de la demanda estacional de distribuidores del MEM puede comercializar en el mercado *spot*. El nuevo marco regulatorio preserva los PPAs vigentes, cuya energía está destinada a cubrir la demanda estacional de los distribuidores hasta su vencimiento. Finalizado los plazos, los generadores pueden optar por participar del mercado *spot* o celebrar contratos con distribuidores o grandes usuarios.

Este esquema beneficia a las unidades térmicas más eficientes, mejor ubicadas y con gestión propia de combustible, que pueden capturar mayores márgenes de rentabilidad, correlacionados íntegramente en US\$. En este contexto, Pampa opera tres CCs estratégicamente ubicados: CTLL, en Vaca Muerta; CTGEB, en el nodo cero del sistema; y CTEB, que opera con gas y GO, donde Pampa tiene el 50% de tenencia accionaria. Asimismo, en los ciclos abiertos, Pampa opera CPB (que consume FO), CTG y CTP. En generación hidroeléctrica, la única central comprendida en este régimen es HINISA, por su carácter provincial, hasta el vencimiento de su concesión en julio de 2026.

Remuneración variable

En el mercado *spot*, el despacho de energía se basa en un esquema marginalista. La remuneración por energía equivale al costo variable de producción (CVP) declarado por la unidad despachada, más una Renta Marginal Adaptada (RMA), calculado como $(CMg_h \times FP - CVP) \times FRA$, donde CMg_h es el costo marginal horario del sistema, FP el factor de pérdida del nodo correspondiente y FRA el factor de renta adaptado.

Para la generación térmica, la RMA está limitada por el FRA, que determina la proporción de renta capturada por el generador: **(i)** $FRA = 1$ para la generación habilitada después del 1 de enero de 2025, capturando la totalidad de la renta; **(ii)** la generación con gestión de combustible propio tiene $FRA = 15\%$ desde 2025, 25% en 2027 y 35% desde 2028; **(iii)** la generación con gas provisto por CAMMESA tiene $FRA = 12\%$ desde 2025, 15% en 2027 y $17,5\%$ desde 2028; y **(iv)** las unidades sin gestión de combustible no capturan renta ($FRA = 0$), con CVP equivalente a valores de referencia establecidos por CAMMESA. Asimismo, se establece una renta mínima para la generación térmica de US\$2/MWh cuando el CVP declarado es inferior a US\$60/MWh y US\$7/MWh cuando el CVP es igual o superior a US\$60/MWh. Las unidades térmicas despachadas por razones operativas o restricciones locales perciben únicamente su CVP declarado. En caso de incumplimiento del volumen comprometido, se aplica una penalidad equivalente al 70% del valor declarado, con excepciones para desvíos de hasta el 20% o situaciones debidamente justificadas.

Para la generación hidroeléctrica, renovable y autogenerada rige el mismo esquema marginalista, asumiendo $CVP = 0$. Las unidades operativas antes del 1 de enero de 2025 tienen $FRA = 15\%$ desde 2025, 25% en 2027 y 35% desde 2028, con una RMA mínima de US\$22/MWh para las hidroeléctricas y US\$32/MWh para renovables y autogeneradores. En cambio, aquellas centrales habilitadas a partir del 1 de enero de 2025 cuentan con $FRA = 1$, sin límites máximos ni mínimos.

Remuneración por potencia

La potencia en el mercado *spot* se remunera a través de una Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de US\$12/MWh, que reconoce 90 horas semanales y pondera un factor según tecnología y tipo de combustible: **(i)** si utiliza exclusivamente GN, 1,1 en verano/invierno y 0,9 el resto del año; **(ii)** si utiliza combustibles alternativos, 1,5 en verano/invierno y 1 el resto del año; **(iii)** 0,5 para hidroeléctricas; y **(iv)** no se reconoce potencia para las renovables. Para las centrales térmicas sin gestión propia de combustible

o abastecidas por CAMMESA, se remunera el 100% de la potencia mientras estén despachadas y el 80% cuando no lo estén hasta diciembre de 2026, 40% durante 2027 y 0% desde 2028. Adicionalmente, se reconoce US\$1.000 por MW-mes en concepto de reserva de confiabilidad base, independientemente del combustible utilizado o de su modalidad de abastecimiento.

Esquema remunerativo para la generación no alcanzada por la Res. SE N° 400/25

La SE dispuso que aquellas unidades no comprometidas bajo contratos de disponibilidad de potencia o energía en el MEM, ni autorizadas a participar del mercado *spot* bajo la Res. SE N° 400/25, continúen encuadradas bajo el régimen remuneratorio fijado por la Res. SE N° 483/25 y sus normas complementarias o modificatorias. Este universo incluye los CC General San Martín y General Belgrano (regulados por la Res. SE N° 59/23) y las centrales hidroeléctricas nacionales y binacionales Salto Grande y Yacaré. En el caso de Pampa, este esquema aplica a HIDISA y HPPL.

Asimismo, la remuneración por potencia se calcula en función de la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) mensual y el precio garantizado por tecnología, eliminándose el concepto de provisión base. Para las hidroeléctricas, la disponibilidad se determina independientemente del nivel de embalse y, en las centrales de bombeo, se considera tanto la operación de turbinas como la disponibilidad para bombeo. El esquema se simplificó reduciendo las distinciones por tecnología y escalas en los precios de potencia y energía.

La remuneración mensual reconoce tanto la potencia como la energía disponible, siendo ésta última la suma de la energía generada, la energía operada y la energía generada durante las horas pico. El pago por potencia se determina en función de la DRP promedio mensual de cada unidad y del Precio Garantizado de Potencia, según su tecnología y escala.

Esquema remunerativo para la generación con contratos a término

Energía Plus - Res. N° 1.281/06

En septiembre de 2006, la SE implementó el programa Energía Plus, que permitía a los generadores vender contratos a grandes usuarios por encima de su consumo eléctrico del año 2005, con precios en US\$ libremente negociados. Dichos PPAs debían contar con abastecimiento y transporte de combustible asegurados por el generador.

No obstante, el 28 de enero de 2025, la SE introdujo cambios en la regulación del despacho y el funcionamiento del MEM, limitando la renovación y firma de nuevos contratos de Energía Plus hasta el 31 de octubre de 2025. A partir de esa fecha, los generadores deben canalizar su capacidad y energía a través del mercado *spot* o MAT (Res. SE N° 400/25). Pampa había adherido a CTG, EcoEnergía y CTGEBa al esquema de Energía Plus, por una potencia bruta total de 283 MW.

PPA Res. SE N° 220/07

En enero de 2007, la SE facultó a CAMMESA a suscribir PPAs a largo plazo con generadores del MEM para proyectos con equipamiento nuevo. Los precios acordados en US\$ remuneran la inversión realizada por el generador, considerando una tasa de retorno aceptada por la SE. En el marco de los recientes cambios normativos, CAMMESA seguirá centralizando la gestión de combustibles de dichos PPAs. La TG04 de CTLL (79 MW) y la expansión de CTEB (279 MW) son las unidades remuneradas bajo este esquema hasta julio de 2026 y febrero de 2033, respectivamente.

PPA Res. SEE N° 21/16

Como resultado de la licitación realizada en marzo de 2016 por la SEE, los proyectos adjudicados suscribieron PPAs con CAMMESA que contemplan un cargo fijo (US\$/MW-mes) y un cargo variable sin incluir combustible (US\$/MWh). Bajo este esquema, están remunerados hasta agosto de 2027 la TG05 en CTLL (105 MW) y CTPP (100 MW), mientras que CTIW (100 MW) hasta diciembre de 2027.

PPA Res. SEE N° 287/17

En mayo de 2017, la SEE llamó a licitación proyectos de cogeneración y cierre de CC sobre equipamiento existente. Los proyectos adjudicados firmaron PPAs a 15 años, con un precio por la potencia disponible, el CVP sin combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se ofertara).

En este marco, CTGEBA posee un PPA por 400 MW hasta julio de 2035, el cual incluye el combustible. Desde la entrada en vigencia del Plan Gas en enero de 2021, CTGEBA cedía operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA, la cual fijaba un despacho centralizado. Con los nuevos lineamientos del MEM (Res. SE N° 400/25) y la cesión de contratos del Plan Gas (Res. SE N° 501/25), Pampa discontinuó dicha cesión a partir de diciembre de 2025, pasando CAMMESA a gestionar el combustible este PPA.

PPAs renovables

La Ley N° 27.191, promulgada en octubre de 2015, estableció como objetivo que el 20% de la demanda total de energía en Argentina fuera abastecida con fuentes renovables al 31 de diciembre de 2025. Para alcanzar esta meta, los grandes usuarios del MEM y CAMMESA debían cubrir dicho porcentaje de su demanda con energía renovable. La ley contempló diversos incentivos, como beneficios fiscales y la creación del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER). Al cierre del ejercicio, el 19% de la demanda de energía fue cubierta con fuentes renovables y la Ley N° 27.191 no fue renovada.

RenovAr

Bajo la Ley N° 27.191, en 2016 se convocaron las rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr (Res. MEyM N° 71/16 y 252/16), adjudicándose 1.142 MW en la ronda 1, y 1.281,5 MW en la ronda 1.5. En 2017 se adjudicaron 2.043 MW en la ronda 2 (Res. MEyM N° 275/17), y en 2018, 246 MW en la ronda 3 (MiniRen). Las reducciones de gases de efecto invernadero de los proyectos bajo RenovAr o cualquier otro proyecto de potencia renovable bajo la Ley N° 27.191 son contabilizadas por el Estado Nacional para el cumplimiento de sus compromisos climáticos internacionales. PEA (100 MW) está remunerado bajo RenovAr ronda 1 hasta marzo de 2040.

MAT ER

En agosto de 2017 se creó el régimen MAT ER, que permite a grandes usuarios del MEM y los GUDI contratar o autogenerar energía renovable para cumplir con las metas de la Ley N° 27.191. Bajo este esquema, PEPE 2, 3, 4 y 6 venden energía mediante PPAs en US\$ con clientes privados, por un total de 327 MW y un plazo promedio de 3,5 años. Además, desde 2019 Pampa comercializa energía renovable de terceros, cuyo volumen alcanzó los 5 GWh en 2025, contribuyendo al margen del segmento MAT ER. Los excedentes de generación se remuneran al precio mínimo vigente de RenovAr hasta un 10% de la generación, siendo el remanente comercializable en el mercado *spot* conforme la Res. SE N° 400/25.

Nuevos lineamientos para la normalización del MEM: Mercado a Término (MAT) (Res. SE N° 400/25)

En febrero de 2025 se publicaron los lineamientos preliminares para la normalización progresiva del MEM, con el objetivo de fomentar la competencia entre generadores, la contratación directa de la demanda y una mayor descentralización en la provisión de combustibles. Entre dichos lineamientos, se habilita a las unidades comisionadas a partir del 1 de enero de 2025 a contratar el 100% de su energía y potencia en el MAT. Asimismo, se estableció un precio para la energía no suministrada y se restringió la celebración de nuevos contratos de Energía Plus desde el 31 de octubre de 2025 (Res. N° 21/25).

En octubre de 2025, la SE dictó los lineamientos definitivos (Res. SE N° 400/25), reglamentando la comercialización en el MAT de las unidades sin contratos con distribuidores, GUDIs (a través del distribuidor que actuará como comercializador) y grandes usuarios del MEM, contemplando los costos variables de operación y mantenimiento, combustibles y energía renovable. Además, los distribuidores deberán abastecer parte de la demanda eléctrica estacional.

El MAT comprende el Mercado a Término de Energía (MATE) y el Mercado a Término de Potencia (MAT Potencia), donde los generadores térmicos, hidroeléctricos y renovables compiten entre sí. Se establecen criterios de elegibilidad para comercializar en el MAT, vigentes hasta diciembre de 2029: **(i)** los generadores térmicos anteriores a 2025 pueden contratar el 100% de su capacidad con cualquier tipo de demanda, y el 100% de su generación real mensual con distribuidores por la demanda estacionalizada no cubierta y hasta el 20% con grandes usuarios; **(ii)** los generadores habilitados a partir del 1 de enero de 2025 con gestión propia de combustible o transporte de gas nuevo podrán contratarse con cualquier tipo de demanda; **(iii)** las centrales hidroeléctricas provinciales están autorizadas a contratar sin restricción con cualquier demanda hasta el 70% de su potencia; y **(iv)** los generadores renovables no pueden ofrecer contratos de potencia. Las condiciones de los contratos se pactan libremente entre las partes sobre la energía real mensual generada o consumida. Al 31 de diciembre de 2025, Pampa cerró contratos en el MAT por 92 MW medios de energía y 167 MW de potencia.

Creación del Ente Nacional Regulador de Gas y Electricidad

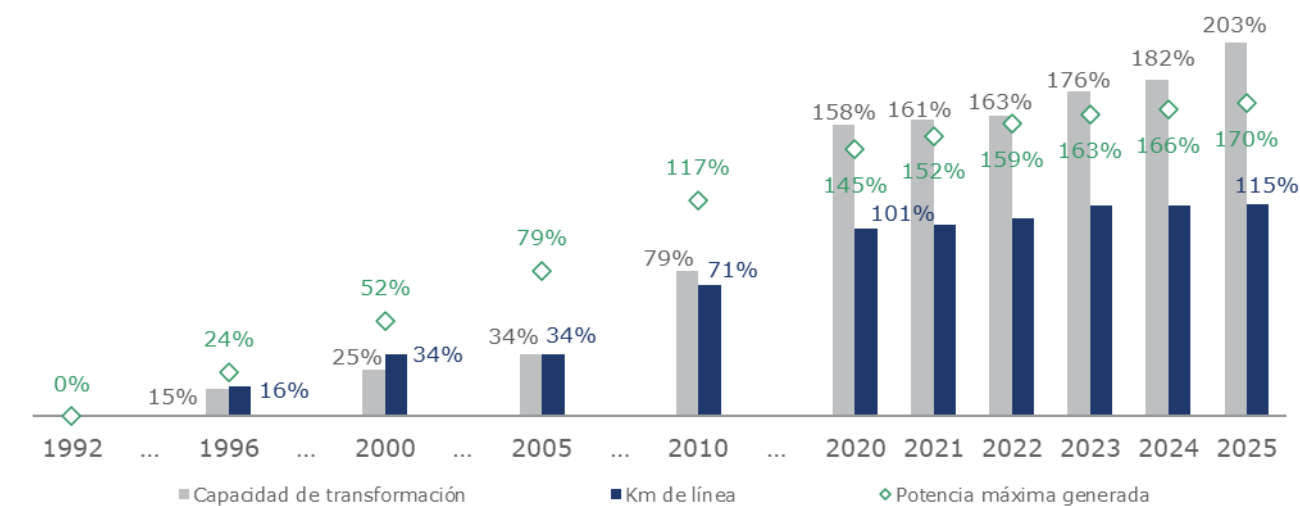
El 4 de julio de 2025 se dispuso la creación del Ente Nacional Regulador de Gas y Electricidad mediante la unificación del ENRE y ENARGAS (DNU N° 452/25). El nuevo organismo contará con un directorio integrado por un presidente, un vicepresidente y tres vocales, designados mediante un proceso público de selección, y deberá estar plenamente operativo dentro de los 180 días de su publicación. El 9 de octubre de 2025 se abrió la convocatoria para postulantes y el 17 de noviembre se estableció el Comité de Selección (Res. SE N° 388/25 y 479/25). A la fecha, el organismo aún no ha entrado formalmente en funciones.

5.2 Transmisión⁹

Evolución del sistema de transporte de alta tensión

El sistema de transporte en alta tensión argentino ha experimentado un crecimiento significativo desde 2005, impulsado principalmente por el Plan Federal de Transporte en 500 kV. La ejecución del Plan Federal permitió expandir la capacidad de transformación y la extensión de líneas de alta tensión, al ritmo de crecimiento de la demanda máxima desde 1992. Como resultado, el SADI ganó estabilidad operativa, mejorando la capacidad de respuesta ante el aumento sostenido de consumo energético nacional.

Evolución del sistema de transporte
Crecimiento acumulado (en %)



Fuente: Transener y CAMMESA.

⁹ Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la descripción de Transener en la [sección 6.4](#) de esta Memoria.

Situación tarifaria de Transener

En diciembre de 2023, mediante el DNU N° 55/23, el Gobierno declaró la emergencia del sector energético nacional para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024, que luego fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2027 (DNU N° 1.023/24, 370/25 y 49/26). En este contexto, se instruyó a la SE a sancionar precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener los niveles de ingresos en términos reales para garantizar la prestación de servicios públicos y llevar adelante las RQT de energía eléctrica y gas natural.

El 7 de enero de 2025, el ENRE informó el cronograma de la RQT para el servicio público de transporte de energía eléctrica, donde contemplaba la presentación de la remuneración anual pretendida, la realización de la audiencia pública el 25 de febrero de 2025 y la implementación de los nuevos cuadros tarifarios a partir del 1° de mayo de 2025 (Res. N° 7/25). El 3 de abril, el ENRE determinó la tasa de rentabilidad aplicable a las empresas concesionarias del transporte eléctrico en 6,48% real después de impuestos (Res. ENRE N° 236/2025).

El 30 de abril se publicaron las resoluciones que concluyeron el proceso de RQT, vigentes desde mayo de 2025 hasta 2030 (Res. N° 305 y 312/25). Dichas Res. fijan, entre otras cuestiones, la base de capital al 31 de diciembre de 2024, las inversiones obligatorias y el cuadro tarifario inicial, que contempla un aumento del 42,89% y 10,30% respecto de abril 2025 para Transener y Transba, respectivamente. Del aumento total, el 20% se aplicó en mayo de 2025, y el 80% restante se distribuyó mensualmente entre junio y diciembre 2025. También se definió un mecanismo de actualización tarifaria mensual que combina 33% IPC y 67% IPIM.

El 17 de junio, Transener y Transba presentaron recursos de reconsideración ante el ENRE contra dichas resoluciones y, como consecuencia, el ENRE modificó la estructura de costos e inversiones, sin alterar los ingresos totales previamente aprobados (Res. ENRE N° 583/25 y N° 584/25). El 5 de septiembre Transener y Transba presentaron ante el ENRE los planes de inversión a ejecutar entre 2025 y 2030.

Durante 2025, Transener y Transba registraron incrementos tarifarios acumulados del 93,5% y 47,4%, respectivamente. Asimismo, en 2026 ambas compañías recibieron un incremento del 1,9% en enero y 2,55% en febrero.

6. Nuestros activos

Pampa Energía es una de las empresas energéticas más grandes de Argentina, con activa participación en las cadenas de valor de petróleo, gas y electricidad:

Petróleo y gas ¹		Generación de electricidad	
Bloques	9 de producción + 2 de exploración	Hidroeléctrico	938 MW
Gas	12,4 mcmpd	Térmico ³	4.093 MW
Petróleo ²	11,7 kbpd	Co-generación	14 MW
SESA	6 MTPA de LNG	Eólico	427 MW
Producción total	84,4 kboepd	Capacidad total	5.472 MW
Petroquímica		Otros negocios	
	Capacidad de:		9.248 km de gasoductos
Estireno	160 mil ton/año	TGS	+1 millón ton/año de LGN
Caucho sintético	55 mil ton/año		28 mcmpd de tratamiento y compresión
Poliestireno	65 mil ton/año	Transener	22.445 km de líneas de alta tensión
Reforma	387 mil ton/año	VMOS	437 km de oleoducto
			550 kbpd de capacidad
Participación de mercado	86-98%		

Nota: Al 31 de diciembre de 2025. Incluye CTEB, Transener y TGS, afiliadas que bajo NIIF no se consolidan en los EEEF. **1** Producción promedio. **2** Incluye 1,1 kbpd de crudo producidos en El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga, bloques vendidos en octubre de 2025. **3** Incluye 848 MW de CTEB, co-operado por Pampa.

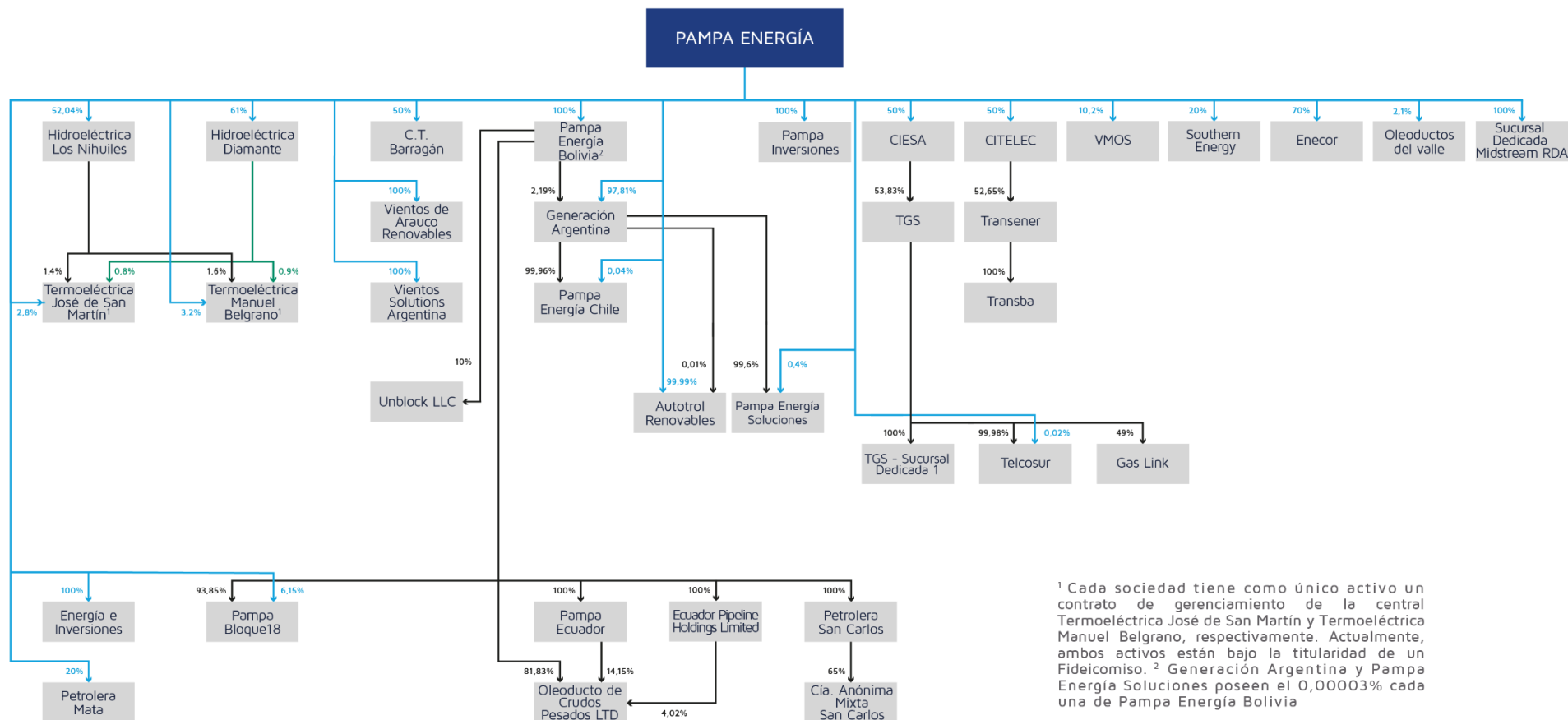
El segmento de petróleo y gas comprende las áreas operadas y no operadas en las que Pampa Energía posee tenencia accionaria. En 2025, nuestra producción promedio en Argentina alcanzó los 84,4 kboepd, consolidándonos como uno de los principales productores en la formación Vaca Muerta. Además del desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda, en 2025 nos posicionamos como el quinto mayor productor gasífero en el país. El segmento incluye nuestra participación del 20% en SESA, compañía dedicada a la licuefacción de gas natural, con una capacidad proyectada de hasta 6 MTPA hacia 2029.

En generación de energía, somos la principal operadora privada del país, con una capacidad instalada de 5.472 MW, equivalente al 12% del total del parque argentino.

En petroquímica, operamos dos plantas de alta complejidad y somos el único productor local de estireno, caucho sintético y poliestireno, con una participación de mercado que oscila entre 86% y 98%.

El segmento de holding y otros negocios incluye participaciones relevantes en activos de infraestructura energética. Poseemos indirectamente el 26,9% en TGS, la mayor transportadora de gas del país, que opera 9.248 km de gasoductos, plantas de captación y tratamiento en Vaca Muerta, y una planta de LGN en General Cerri, con una capacidad de producción superior a 1 millón de ton anuales. Asimismo, poseemos una participación indirecta del 26,3% en Transener, que opera y mantiene el 86% de la red de transmisión en alta tensión de Argentina y, a través de su subsidiaria Transba, opera el sistema de transporte troncal de la Provincia de Buenos Aires, totalizando 22,4 mil km de líneas. Desde 2025, este segmento incorpora también nuestra participación del 10,2% en VMOS, un oleoducto que conectará Vaca Muerta con un puerto de exportación *offshore*, con capacidad prevista de hasta 550 kbpd hacia 2027.

Estructura corporativa al 31 de diciembre de 2025



¹ Cada sociedad tiene como único activo un contrato de gerenciamiento de la central Termoeléctrica José de San Martín y Termoeléctrica Manuel Belgrano, respectivamente. Actualmente, ambos activos están bajo la titularidad de un Fideicomiso. ² Generación Argentina y Pampa Energía Soluciones poseen el 0,00003% cada una de Pampa Energía Bolivia

6.1 Petróleo y gas¹⁰

Pampa es una de las compañías líderes en la producción de petróleo y gas en Argentina. En 2025, alcanzamos una producción promedio de 84,4 kboepd, con un crecimiento del 8% interanual. El 63% del volumen provino de Vaca Muerta, consolidando nuestra posición entre los principales productores de la formación más relevante del país.

Este crecimiento fue impulsado por el desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda, sumada la solidez en la producción de *shale gas*, que entregó un nuevo récord de 17,6 mcmpd en julio de 2025. En el año, el gas natural representó el 86% de la producción total, ubicándonos como el quinto productor nacional y tercero en *shale gas* en Vaca Muerta.

Las inversiones alcanzaron un récord histórico de US\$1.039 millones en 2025, 194% más que en 2024, principalmente destinadas a Rincón de Aranda, donde en diciembre de 2025 alcanzó una producción de 20 kbpd. El desarrollo completo del área requiere una inversión total superior a los US\$1.500 millones, para alcanzar un *plateau* de 45 kbpd. De dicho total, US\$776 ya fueron ejecutados en 2025.

Principales indicadores técnicos de E&P	2024	2025
Cantidad de pozos productivos en Argentina	688	470
Total de reservas probadas (mboe)	231	296
Producción promedio total en Argentina (kboepd)	78,2	84,4
Producción promedio de gas en Argentina (mcmpd)	12,5	12,4
Producción promedio de petróleo en Argentina (kbpd)	4,8	11,7

Al 31 de diciembre de 2025, Pampa tiene participación accionaria en 9 bloques productivos, de los cuales opera 5, y además somos operadores de otros 2 bloques de exploración.

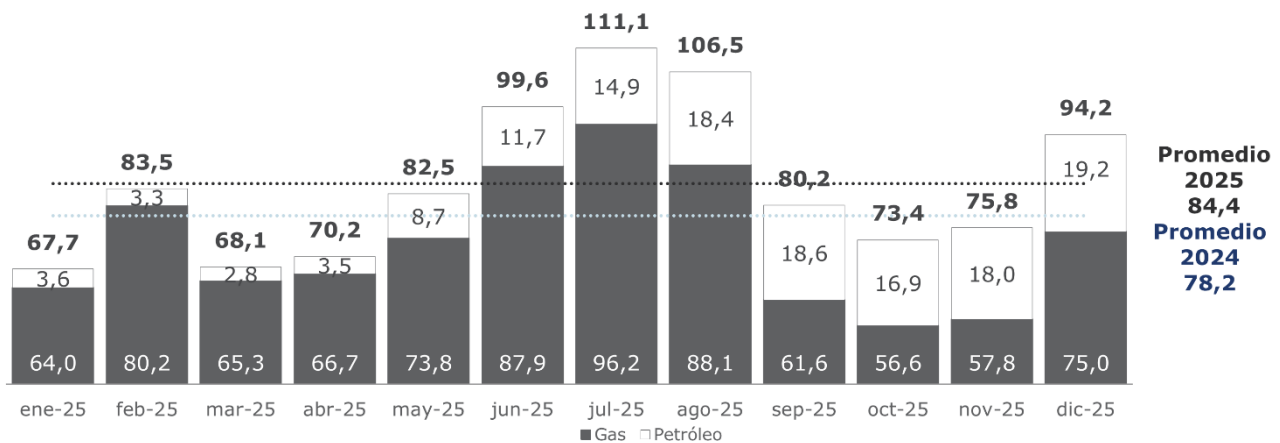
Área	Producción promedio diaria 2025 ¹			% Gas	Cuenca	Participación	Operador	Año expiración de licencia
	Crudo kbpd	Gas mcmpd	Total kboe					
1 El Mangrullo	0,0	6,5	0,1	57%	Neuquina	100,00%	Pampa	2053
2 Sierra Chata	0,1	4,2	0,1	26%	Neuquina	45,55%	Pampa	2053
3 Río Neuquén	0,8	1,3	0,8	1%	Neuquina	31,42% ² 33,07% ³	YPF	2027 2051
4 Rincón del Mangrullo ⁴	0,0	0,2	0,0	6%	Neuquina	50,00%	YPF	2052
5 Rincón de Aranda	9,5	0,1	9,5	0%	Neuquina	100,00%	Pampa	2058
6 Río Limay Este (ex Senillosa) ⁵	-	-	-	na	Neuquina	85,00%	Pampa	2040
7 Veta Escondida	-	-	-	na	Neuquina	55,00%	Pampa	2027
8 Aguaragüe	0,1	0,1	0,1	1%	Noroeste	15,00%	Tecpetrol	2037
9 Los Blancos	0,1	-	0,1	0%	Noroeste	50,00%	High Luck Group	2045
Total áreas productivas	11,7	12,3	12	1%				
1 Parva Negra Este ⁶	-	0,0	0,0	100%	Neuquina	85,00%	Pampa	2027
2 Las Tacanas Norte	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	90,00%	Pampa	2027
Total áreas exploratorias	-	0,0	0,0	100%				
Total producción en Argentina	11,7	12,4	84,4	86%				

Nota: Producción a nuestra tenencia. **1** Incluye 1,1 kbpd de crudo producidos en La Tapera-Puesto Quiroga y El Tordillo, cuya salida se efectivizó en octubre de 2025. **2** Provincia de Río Negro. **3** Provincia del Neuquén. **4** No incluye la formación Vaca Muerta. **5** En proceso de reversión. **6** Lote bajo evaluación.

¹⁰ Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver la [sección 4.1](#) de esta Memoria.

Producción del segmento de Petróleo y Gas

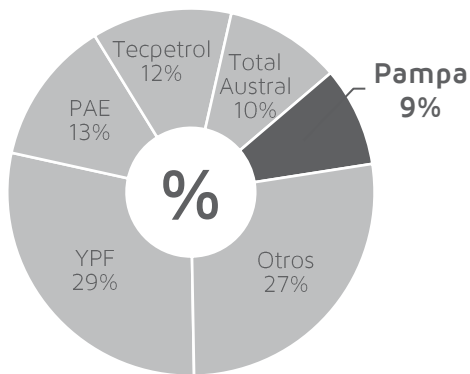
En kboepd



Gas natural

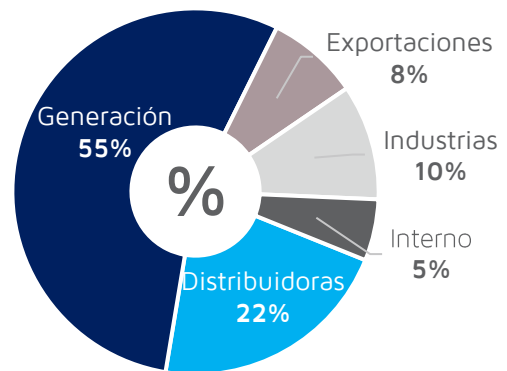
Producción bruta de gas natural 2025

100% = 141 mcmpd



Ventas de gas por canal 2025

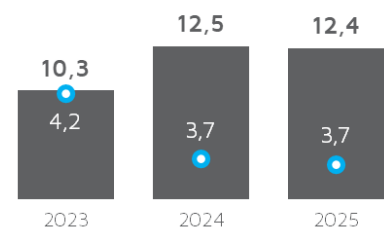
100% = 12,4 mcmpd



Fuente: IAPG. Los porcentajes fueron calculados con información de los últimos 12 meses a noviembre de 2025.

En 2025, la producción neta de gas promedió en 12,4 mcmpd, en línea con 2024, y representó el 86% del volumen total. El 24 de julio alcanzamos un nuevo pico máximo de producción de 17,6 mcmpd, 5% por encima del registrado en 2024. Durante el invierno, la producción promedió en 13,9 mcmpd, 4% menos que el invierno de 2024, debido a temperaturas moderadas y menores compromisos bajo el Plan Gas tras la finalización de los compromisos invernales de las rondas 1 y 2.

Producción y precio de gas en mcmpd y US\$/MBTU



La dinámica por bloque muestra un desempeño sólido en Sierra Chata, cuya producción creció 32% interanual hasta 4,2 mcmpd promedio año y registrando un pico máximo de 6,8 mcmpd en julio. En 2025 se perforaron 8 y completaron 7, reflejando la alta productividad del bloque. En contraste, El Mangrullo, donde no hubo actividad de perforación y completación, la producción se redujo en un 13%, con un promedio anual de 6,5 mcmpd y pico de 9,1 mcmpd en julio. En conjunto, Sierra Chata y El Mangrullo aportan el 86% de nuestra producción total de gas y se ubican entre los principales bloques de gas de la Cuenca Neuquina. Además, se conectaron 5 pozos *tight* en el bloque no operado Río Neuquén, y se perforó, completó y puso en producción el primer pozo exploratorio operado por Pampa en Parva Negra Este.

Exportaciones de gas

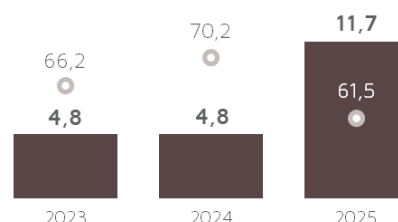
En 2025, Pampa exportó gas a Chile un promedio de 1 mcmpd, 68% de incremento con respecto al mismo período de 2024, impulsado por mayor demanda térmica y precios competitivos correlacionados con la baja del Brent. Asimismo, en abril de 2025 concretamos la primera exportación a Brasil por 110 mil m³

en condición interrumpible, a través de la infraestructura regional. Pampa cuenta con dos acuerdos vigentes de exportación a Brasil, por un volumen total de 2 mcmpd.

Petróleo

En 2025, la producción de petróleo a nuestra tenencia promedió los 11,7 kbpd, un aumento del 145% interanual, traccionado por el desarrollo en Rincón de Aranda (+8,6 kbpd), parcialmente compensado por la venta de la participación del 35,67% en El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga (-1,4 kbpd) a Crown Point Energía S.A. el 1 de octubre de 2025 por US\$2 millones, bajo la condición de *clean exit*. Con esta transacción, Pampa dejó de tener presencia en la cuenca del Golfo San Jorge.

Producción y precio de crudo
en kbpd y US\$/bbl



El 52% del crudo producido se destinó a refinerías locales y el remanente a exportación, un aumento frente al 38% exportado en 2024. Se realizaron 14 cargamentos de crudo Medanita, totalizando 2.020 kb, con destino principal a Estados Unidos.

Desarrollo de Rincón de Aranda

Rincón de Aranda es el principal motor de crecimiento de Pampa en la producción de *shale oil*. A comienzos de 2025, tras la inclusión de proyectos de *midstream* dentro del RIGI, iniciamos la construcción de la infraestructura de soporte. En abril de 2025 entró en operaciones el oleoducto Duplicar, habilitando la conexión de nuevos pads y el escalamiento del desarrollo. Se perforaron 40 pozos y se completaron 28, ascendiendo la producción promedio anual a 9,5 kbpd vs. 0,9 kbpd en 2024, y en diciembre de 2025 alcanzamos el objetivo de 20 kbpd. El costo de extracción descendió dramáticamente, de US\$35/bbl durante el 1T25 a US\$10/bbl en el 4T25.

Preveamos alcanzar 28 kbpd en el segundo semestre de 2026, mediante la habilitación de la segunda planta de tratamiento temporaria, mientras avanzan la construcción de las instalaciones definitivas y acuerdos con terceros para ampliar la capacidad de evacuación.

La reciente incorporación al RIGI de proyectos de exploración y explotación petrolera *onshore* habilita el desarrollo de la zona norte de Rincón de Aranda, de menor productividad relativa dentro de Vaca Muerta, integrándola al plan de desarrollo estimado en más de US\$1.500 millones hasta 2027, cuando se alcance el *plateau* de producción de 45 kbpd. Dicho plan representa la mayor asignación de capital en un solo activo en la historia de Pampa. Durante el 2025, ejecutamos US\$776 millones, reflejando el avance sostenido del proyecto y nuestro compromiso con su desarrollo a escala.

La participación de Pampa en el proyecto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS) asegura una capacidad de evacuación y almacenamiento de hasta 50 kbpd, crítico para acomodar el *plateau* planificado en Rincón de Aranda. Asimismo, Pampa cuenta con una capacidad de transporte por 8 kbpd en el oleoducto OldelVal, fortaleciendo la infraestructura de evacuación desde Vaca Muerta.

Exploración

Durante 2025 conectamos dos pozos horizontales en Río Neuquén, ambos con objetivo a la formación Vaca Muerta. En el área Parva Negra Este, como parte del compromiso exploratorio para la extensión del lote bajo evaluación hasta 2027, se llevó a cabo la perforación, completación, ensayo y puesta en producción de un pozo horizontal, también con objetivo a Vaca Muerta.

Reservas

Las reservas son estimadas anualmente por geólogos e ingenieros de Pampa conforme a las normas de la SEC, quienes determinan los volúmenes de hidrocarburos recuperables desde una fecha específica, basándose en la calidad de la información disponible y la interpretación de los especialistas. Dado que dependen de múltiples supuestos, dichas estimaciones pueden diferir de las cantidades finales recuperadas. Gaffney Cline & Associates, consultores técnicos internacionales, llevaron a cabo una auditoría independiente

de nuestras reservas, auditando el 99% de las reservas probadas (P1) estimadas por Pampa, concluyendo que los volúmenes son razonables. Las reservas estimadas se presentan antes del pago de regalías, tratándose estas como costos operativos debido a su similitud con un impuesto a la producción.

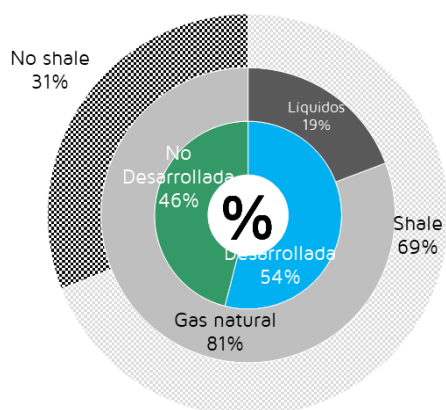
Al 31 de diciembre de 2025, las reservas P1 de Pampa ascendieron a 296 millones de boe, un 28% superior al cierre de 2024, explicado principalmente por el *derisking* de reservas en Rincón de Aranda, sumada la productividad de los nuevos pozos en Sierra Chata. Considerando los niveles de producción y las adiciones en 2025, el índice de reposición de reservas fue de 3,2 veces y la vida promedio ascendió de 8,6 a aproximadamente 10,2 años. Del total de reservas P1, el 81% corresponde a gas natural y el 19% a petróleo. Además, el 69% proviene de reservorios *shale*, principalmente en Sierra Chata, Rincón de Aranda y El Mangrullo, en comparación con el 57% en diciembre de 2024.

Reservas probadas (P1) en Argentina, en mboe	Petróleo, condensado y LGN	Gas natural	Total
Probadas desarrolladas (P1-D)	24,0	135,7	159,7
Probadas no desarrolladas (P1-ND)	33,0	103,2	136,1
Total al 31 de diciembre de 2025	57,0	238,9	295,8
% shale	92%	64%	69%
Total al 31 de diciembre de 2024	17,2	214,0	231,2
% shale	68%	56%	57%

Reservas Probadas (P1) por bloque, en mboe	Petróleo	Gas natural	Total	Variación vs. 2024
Sierra Chata	0,2	95,9	96,1	+41%
El Mangrullo	-	85,2	85,3	-5%
Rincón de Aranda	52,2	3,9	56,1	+352%
Río Neuquén	3,7	50,9	54,6	-1%
Aguaragüe	0,2	1,7	1,9	-5%
Rincón del Mangrullo	-	1,2	1,2	-13%
Los Blancos	0,7	-	0,7	-2%
El Tordillo	-	-	-	-100%
Total al 31 de diciembre de 2025	57,0	238,9	295,8	+28%

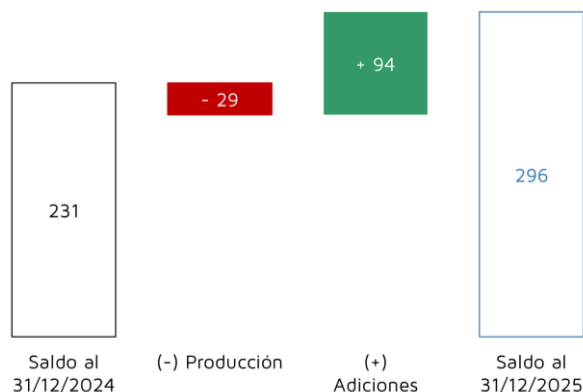
Total de reservas probadas

Al 31 de diciembre de 2025
100% = 296 millones de boe



Evolución de las reservas probadas certificadas

En millones de boe



Proyecto FLNG de SESA

En 2024, Pampa anunció la participación del 20% en SESA, el proyecto pionero de GNL de Argentina, en asociación con PAE, Harbour Energy, YPF y Golar. Esta iniciativa permite monetizar reservas en Vaca Muerta y posicionar a Argentina como exportador en el mercado global de GNL, además de generar flujos de divisas, empleo y desarrollo de proveedores locales.

En mayo de 2025, se acordó la contratación por 20 años del buque flotante de licuefacción Hilli Episeyo, y más tarde, en octubre de 2025, para el MKII. Hilli Episeyo cuenta con capacidad nominal de 2,45 MTPA, sumado el MKII, con capacidad nominal de 3,5 MTPA. Ambos estarán ubicados en el Golfo de San Matías, provincia de Río Negro, y permitirán exportar hasta 6 MTPA de GNL. Se prevé que el Hilli inicie operaciones a fines de 2027 o inicios de 2028, seguido por el MKII a fines de 2028.

SESA suscribió contratos GSA por 20 años con Pampa, PAE, YPF y Wintershall. De los 27 mcmppd gas natural requeridos, Pampa abastecerá hasta 6 mcmppd, equivalente a casi el 50% de la producción promedio actual. La inversión estimada asciende a US\$7.000 millones a lo largo de 20 años, e incluye el montaje de instalaciones flotantes de licuefacción, y la construcción de instalaciones auxiliares y complementarias. Además, se prevé la construcción de un gasoducto dedicado entre la provincia del Neuquén y el Golfo San Matías, lo que permitirá operar los buques durante todo el año. El Proyecto FLNG ya solicitó su adhesión al RIGI ante el MECON y recibió autorización de la SE para exportar GNL libremente durante 30 años.

6.2 Generación de electricidad¹¹

A continuación, se resume el desempeño de los 17 activos de generación eléctrica al cierre de 2025:

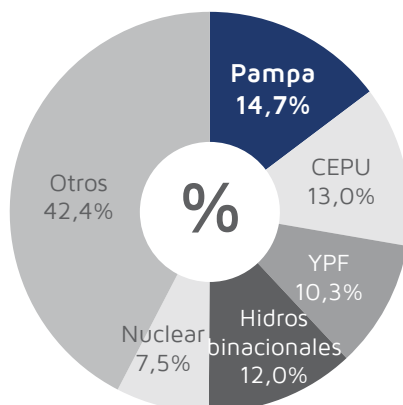
Principales indicadores operativos del segmento de generación	Eólicas					Hidroeléctricas			Subtotal eólicas + hidro		
	PEPE2	PEPE3	PEPE4	PEA	PEPE6	HINISA	HIDISA	HPPL			
Capacidad instalada (MW)	53	53	81	100	140	265	388	285	1.365		
Capacidad contratada (MW)	53	53	81	100	140	41	-	-	469		
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%	0,6%	3,1%		
Periodo anual											
Generación neta 2025 (GWh)	206	241	361	322	583	283	520	558	3.074		
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%	0,4%	0,2%	0,4%	0,4%	2,2%		
Ventas 2025 (GWh)	215	241	361	322	583	283	520	558	3.083		
Generación neta 2024 (GWh)	188	202	341	343	197	857	616	890	3.633		
Variación 2025 vs. 2024	+10%	+20%	+6%	-6%	na	-67%	-16%	-37%	-15%		
Ventas 2024 (GWh)	201	202	341	343	195	857	616	890	3.643		
Precio prom. 2025 (US\$/MWh)	89	63	63	79	63	21	28	20	49		
Precio prom. 2024 (US\$/MWh)	81	64	64	82	64	13	21	13	35		
Margen bruto prom. 2025 (US\$/MWh)	48	54	54	56	55	3	17	7	35		
Margen bruto prom. 2024 (US\$/MWh)	49	57	57	64	59	5	10	5	24		
Principales indicadores operativos del segmento de generación	Térmicas										Total
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB	Eco-Energía	CTEB ¹	Subtotal térmicas	
Capacidad instalada (MW)	780	361	30	620	100	100	1.254	14	848	4.107	5.472
Capacidad contratada (MW)	224	85	-	-	100	100	497	14	279	1.299	1.768
Participación de mercado	1,8%	0,8%	0,07%	1,4%	0,2%	0,2%	2,8%	0,03%	1,9%	9,3%	12%
Periodo anual											
Generación neta 2025 (GWh)	4.326	261	53	514	139	134	8.144	54	4.325	17.950	21.024
Participación de mercado	3,1%	0,2%	0,04%	0,4%	0,1%	0,1%	5,8%	0,04%	3,1%	12,7%	14,8%
Ventas 2025 (GWh)	4.244	448	53	514	139	134	8.566	123	4.321	18.542	21.625
Generación neta 2024 (GWh)	4.754	303	59	262	192	145	7.584	70	4.741	18.111	21.743
Variación 2025 vs. 2024	-9%	-14%	-9%	+96%	-27%	-8%	+7%	-23%	-9%	-1%	-3%
Ventas 2024 (GWh)	4.705	625	59	262	192	145	8.043	150	4.733	18.914	22.557
Precio prom. 2025 (US\$/MWh)	32	88	62	92	na	na	39	39	36	42	43
Precio prom. 2024 (US\$/MWh)	20	54	30	124	na	na	38	36	30	36	36
Margen bruto prom. 2025 (US\$/MWh)	18	38	23	46	na	na	20	14	26	24	26
Margen bruto prom. 2024 (US\$/MWh)	17	21	3	24	na	142	19	10	24	22	23

Nota: Los valores están sujetos a redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. Margen bruto antes de amortización y depreciación. ¹ Co-operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

¹¹ Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver la [sección 5.1](#) en esta Memoria.

Generación eléctrica neta 2025

100% = 142.787 GWh



Fuente: CAMMESA.

Generación eólica

Pampa cuenta con cinco parques eólicos, con una capacidad instalada total de 427 MW, consolidándose como uno de los principales generadores de energía renovable del país.

PEPE 2, ubicado sobre la ruta provincial N° 51, a 18 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, fue habilitado en mayo de 2019 con una capacidad instalada de 53 MW, representando el 0,1% de la potencia argentina. Sus 14 aerogeneradores Vestas V-136 de 3,8 MW de potencia cada uno, cuentan con una altura al buje de 120 metros y un factor de carga neto P50 del 56%. La generación media anual desde 2020 fue de 197 GWh.

PEPE 3, ubicado en Coronel Rosales, sobre la ruta nacional N° 3, a 45 km de Bahía Blanca, es un parque gemelo de PEPE 2, pero con un factor de carga neto P50 del 63% y una generación media anual de 221 GWh desde 2020. PEPE II y PEPE III están registrados para emitir certificados IREC.

PEPE 4, adyacente a PEPE 3, aporta 81 MW, equivalente al 0,2% de la capacidad del país, mediante 18 aerogeneradores Vestas V-150 de 4,5 MW cada uno, con una altura al buje de 105 metros y un factor de carga neto P50 del 63%. Desde 2023, la generación media anual fue de 244 GWh.

PEA, en la provincia de La Rioja, a 90 km al norte de la capital provincial, sobre la ruta provincial N° 9. PEA cuenta con 38 aerogeneradores Siemens Gamesa G-114 de 2,625 MW cada uno, con una altura al buje de 80 metros y un factor de carga neto P50 del 43%. Su capacidad instalada es de 100 MW, representando el 0,2% de la potencia argentina. PEA fue habilitado en marzo de 2020 y vende su energía a CAMMESA bajo el programa RenovAr. La generación media anual histórica desde 2020 fue de 284 GWh.

PEPE 6, adyacente a PEPE 2, fue habilitado comercialmente en noviembre de 2024 y aporta 139,5 MW, equivalente al 0,3% de la potencia argentina. Cuenta con 31 aerogeneradores Vestas V-150 de 4,5 MW cada uno, con una altura al buje de 105 metros y un factor de carga neto P50 del 63%. La generación en 2025 fue de 583 GWh. Este parque se conecta al Sistema Argentino en una línea de 500 kV.

Generación hidroeléctrica

Pampa opera tres concesiones en Mendoza y Neuquén, con una potencia bruta total de 938 MW, que representa el 10% de la capacidad hidroeléctrica nacional y 2% del total del país.

Situada sobre el río Atuel, en la provincia de Mendoza, **HINISA** opera el Sistema Los Nihuales, conformado por tres represas, tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Nihuil I, Nihuil II y Nihuil III) y un dique compensador. Con una capacidad instalada de 265 MW, 0,6% de la capacidad total de Argentina, HINISA abarca aproximadamente 40 km y se eleva entre los 754 m y 1.251 m sobre el nivel del mar. Entre 1990 y 2025, su generación media anual fue de 767 GWh, alcanzando un máximo de 1.250 GWh en 2006 y un mínimo de 283 GWh en 2025, debido al temporal ocurrido el 11 de enero 2025, que causó daños severos en el Cañón del Atuel, dejando fuera de servicio e inoperativas las centrales Nihuil 2 y 3. Se

activaron los seguros bajo la póliza de Todo Riesgo Operativo, dando notificación a las autoridades y evaluando el estado de los equipamientos afectados, y ya se realizaron todos los análisis para su refuncionalización. Pampa tiene una participación directa del 52% sobre el capital accionario de HINISA.

El 1 de junio de 2024 vencieron las concesiones de 30 años de HINISA, una otorgada por la provincia de Mendoza para el uso de bienes y recursos hídricos, y otra del Estado Nacional para la generación de energía eléctrica. El 27 de mayo de 2024, el Gobierno de la Provincia de Mendoza y la SE extendieron por 12 meses las concesiones (DNU N° 1.021 y Res. SE N° 83/24). Como consecuencia del siniestro sufrido en enero de 2025, el 26 de mayo de 2025 el gobierno de la Provincia de Mendoza declaró la emergencia del sistema y prorrogó el período de transición por 14 meses (Ley N° 9.630). Pampa comunicó que dicha extensión requería un acuerdo con HINISA y, ante la falta de definición, HINISA decidió continuar operando, con el objetivo de resguardar los bienes concesionados, el suministro eléctrico y la seguridad de personas e instalaciones. La continuidad operativa no implica que HINISA acepte de forma unilateral la prórroga ni que asuma nuevas obligaciones o responsabilidades, ni que renuncie a sus derechos bajo los Contratos de Concesión. Actualmente, las concesiones tienen fecha de finalización en julio de 2026.

En la misma provincia de Mendoza, sobre el río Diamante se encuentra **HIDISA**, que opera el Sistema Diamante, conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Agua del Toro, Los Reyunos y El Tigre). Con una potencia bruta de 388 MW, 0,9% de la capacidad total de Argentina, HIDISA se extiende a lo largo de unos 55 km y tiene una altura que oscila entre los 873 m y 1.338 m sobre el nivel del mar. La generación media anual entre 1990 y 2025 fue de 528 GWh, con un pico de 943 GWh en 2006 y un mínimo de 303 GWh en 2022. Pampa tiene una participación directa del 61% sobre el capital accionario de HIDISA.

El 19 de octubre de 2024 vencieron las concesiones de HIDISA, una otorgada por la provincia de Mendoza para el uso de los recursos hídricos, y otra del Estado Nacional para el uso de los bienes y la generación eléctrica. El 18 de octubre de 2024, el Gobierno de Mendoza fijó el período de transición de 12 meses a partir del vencimiento (DNU N° 2.096/24). Asimismo, la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería de la Nación fijó el período de transición hasta el 1 de junio de 2025 (Res. SCEyM N° 1/24). El 20 de octubre de 2025, la SE propuso extender la concesión de HIDISA hasta junio de 2026, sujeta a la adhesión de Pampa a las condiciones del contrato original y a nuevas disposiciones, entre ellas actualización de garantías, renuncia a reclamos contra el Estado por cambios en el esquema remuneratorio y pago de regalías a la Provincia de Mendoza (Res. SE N° 398/25). El 19 de noviembre de 2025, Pampa adhirió proponiendo ciertas modificaciones que, hasta la fecha, no han sido objetadas y extendió la operación hasta julio de 2026.

El 8 de marzo de 2025, el Estado Nacional y la provincia de Mendoza acordaron licitar conjuntamente las concesiones de HIDISA e HINISA como una sola unidad de negocio. La Agencia de Transformación de Empresas Públicas fue designada para coordinar y ejecutar la licitación en un plazo máximo de 60 días hábiles. Sin embargo, a la fecha no se ha publicado el calendario de dicha licitación.

La central **HPPL**, ubicada en la provincia del Neuquén sobre el río Limay, comenzó su operación en 1999 bajo una concesión de 30 años. HPPL tiene una capacidad instalada de 285 MW, que representa el 0,6% de la potencia total argentina, distribuida en 3 turbinas tipo Kaplan. La presa está compuesta por materiales sueltos con pantalla impermeable de hormigón, tiene una longitud de 1.045 m y una altura máxima de 54 m, con una cota máxima extraordinaria de 480 m sobre el nivel del mar. Entre 2000 y 2025, HPPL registró una generación media anual de 912 GWh, con un máximo de 1.430 GWh en 2006 y un mínimo de 494 GWh en 2016. La concesión de HPPL es 100% propiedad de Pampa.

Generación térmica

Pampa es uno de los principales generadores térmicos del país, con nueve centrales en todo el territorio argentino y una capacidad bruta total de 4.107 MW.

CTG está ubicada en el noroeste argentino, en la ciudad de Gral. Güemes, provincia de Salta. Privatizada en 1992, cuenta con 361 MW, equivalente al 0,8% de la potencia argentina: tres TV que suman un total de 261 MW y una TG GE de 100 MW. Entre 1993 y 2025, la generación anual promedio fue de 1.486 GWh, con un máximo de 1.903 GWh en 1996 y un mínimo de 225 GWh en 2022 y 2023.

También en Salta, al norte, se encuentra en el paraje Piquirenda **CTP**, en el Municipio de Aguaray, Departamento General San Martín. Cuenta con una capacidad de 30 MW compuestos por diez motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 alimentados a gas, representando el 0,1% de la potencia argentina.

Desde 2011 a 2025, la generación anual promedio fue de 96 GWh, con un máximo de 156 GWh en 2017 y un mínimo de 52 GWh en 2022.

Hacia el sur, en la provincia del Neuquén, se encuentra **CTLL**, ubicada en Loma de la Lata, cerca del que fuera uno de los yacimientos gasíferos homónimo más grandes de Latinoamérica. Habilitada en 1994, posee una potencia de 780 MW, el 1,8% de la potencia argentina, y consta de un CC con tres TG GE de 375 MW y una TV Siemens de 180 MW, dos TG GE de 105 MW cada una, y 15 MW de motores a gas MAN. Desde 1997 a 2025, la generación media anual fue de 2.539 GWh, con un máximo de 5.103 GWh en 2022 y un mínimo de 272 GWh en 2002.

En el 2025 se llevó a cabo el mantenimiento mayor de la unidad TG01 del CC. Las tareas incluyeron la actualización de las protecciones del generador y del transformador, así como el cambio completo del sistema de excitación. Se realizó una inspección mayor con el reemplazo del rotor de la turbina para extender su vida útil. El mantenimiento del generador contempló mediciones eléctricas y trabajos preventivos sobre los sistemas de Instrumentación y Control. Asimismo, se efectuó la alineación de carcasas y el reemplazo de los *bushings* del transformador, asegurando la confiabilidad y eficiencia operativa de la unidad.

En la provincia de Buenos Aires, Pampa opera seis CT. En las inmediaciones de la ciudad de Bahía Blanca se encuentran tres de ellas: **CPB**, en el puerto de Ingeniero White, de 620 MW, equivalente al 1,4% de la potencia argentina, distribuidos en 2 TV de 310 MW cada una. Sus calderas pueden operar con FO o gas, siendo este último abastecido a través de un gasoducto propio de 22 km, conectado al gasoducto troncal de TGS. CPB cuenta además con dos tanques para el almacenamiento de FO de 60.000 m³. Desde 1997 a 2025, la generación media anual fue de 1.744 GWh, con un máximo de 3.434 GWh en 2011 y un mínimo de 189 GWh en 2002.

En un predio contiguo a CPB se encuentra **CTIW**, con 100 MW de potencia, que representa el 0,2% de la capacidad argentina, mediante 6 motogeneradores Wärtsilä de combustible dual gas natural o FO. La provisión de combustible líquido se realiza utilizando las instalaciones de descarga y almacenamiento de CPB, al igual que el gas natural mediante la instalación interna de la central. Entre 2018 y 2025, la generación media anual fue de 221 GWh, con un máximo de 312 GWh en 2019 y un mínimo de 134 GWh en 2025.

En las afueras de Bahía Blanca se encuentra **EcoEnergía**, una central de cogeneración ubicada dentro del Complejo General Cerri de TGS, la cual consiste en una TV de 14 MW alimentada con los vapores generados por una caldera de recuperación, la cual utiliza los gases de escape de las compresoras de Cerri. Desde 2012 a 2025, la generación media anual fue de 81 GWh, con un máximo de 108 GWh en 2018 y un mínimo de 54 GWh en 2025.

Otras dos CT de la provincia de Buenos Aires se sitúan en el Gran Buenos Aires: **CTGEBA** en Marcos Paz, estratégicamente ubicada a 1 km de la estación transformadora de Ezeiza, un nodo clave para la provisión de energía a la mayor demanda del país. CTGEBA inició operaciones en 1999 y es una de las CT más grandes del país, con una potencia total de 1.253 MW, el 2,8% del parque argentino. Consta de un CC con dos TG de 223 MW cada una y una TV de 239 MW, y el segundo CC cuenta con dos TG de 182 MW y 188 MW cada una, y la TV de 199 MW. Desde 2000 a 2025, la generación media anual histórica fue de 5.492 GWh, con un máximo de 8.594 GWh en 2021 y un mínimo de 3.438 GWh en 2001.

Al norte del Gran Buenos Aires se encuentra **CTPP**, en el Parque Industrial del partido de Pilar, de 100 MW de potencia, 0,2% del total del país, mediante 6 motogeneradores Wärtsilä. CTPP puede consumir indistintamente FO almacenado en tanques propios o gas natural, abastecido a través de un gasoducto dedicado conectado al troncal de TGN. Desde 2018 a 2025, la generación media anual fue de 213 GWh, con un máximo de 321 GWh en 2022 y un mínimo de 139 GWh en 2025.

Finalmente, **CTEB** es la sexta CT en la provincia de Buenos Aires, ubicada en Ensenada, Gran La Plata. Cuenta con una capacidad de 848 MW, equivalente al 1,9% de la potencia total argentina, compuesta por dos TG Siemens de 285 MW y 284 MW cada una, y una TV Siemens de 279 MW. CTEB puede consumir gas natural o GO almacenado en dos tanques de 46.000 m³. Desde 2013 a 2025, la generación media anual fue de 1.910 GWh, con un máximo de 4.741 GWh en 2024 y un mínimo de 255 GWh en 2020. Pampa opera CTEB bajo un esquema compartido con YPF, y poseemos una participación del 50% sobre el capital accionario de CTBSA, sociedad cuyo único activo es CTEB. En 2025 se realizó un trabajo de repotenciación de las dos TG y la TV que, sumado al mantenimiento mayor de las turbinas, demandó una inversión de US\$30 millones.

6.3 Petroquímica

El segmento de petroquímica está integrado verticalmente con nuestras operaciones de gas, lo que permite optimizar la cadena de valor y consolidar la posición en el mercado de estirénicos. Pampa es la única productora argentina de estireno monómero, caucho, poliestireno y elastómeros, y el único fabricante integrado que transforma petróleo y gas en plásticos. En este esquema, utilizamos benceno propio para producir estireno, que luego se emplea en la elaboración de poliestireno y caucho sintético. Además de estirénicos, producimos bases octánicas para naftas, benceno, solventes aromáticos, hexano y otros solventes paraafínicos hidrogenados, y propelentes para industria cosmética.

Pampa opera el complejo petroquímico integrado PGSM en San Lorenzo, provincia de Santa Fe, con una capacidad de producción anual de 50 kton de gases (GLP utilizado como materia prima y propelente), 155 kton de aromáticos, 290 kton de gasolina y refinado, 160 kton de estireno, 55 kton de caucho sintético, 180 kton de etilbenceno y 31 kton de etileno. En el mismo predio, contamos con una planta de Reforma, con capacidad de producción de 387 kton de bases octánicas, naftas y aromáticos. Complementariamente, contamos con una planta de poliestireno en Zárate, provincia de Buenos Aires, con una capacidad de producción de 65 kton. Al 31 de diciembre de 2025, la participación estimada de Pampa en el mercado argentino alcanzó el 98% en estireno, 92% en poliestireno y 86% en caucho sintético.

El desempeño de este negocio está condicionado por la dinámica global de oferta y demanda, que impacta directamente en precios y márgenes. En cuanto a las exportaciones, este negocio está sujeto a un derecho de exportación del 4,5% para la mayoría de sus productos (estireno, poliestireno, caucho y tolueno, DNU N° 1060/20). Otros productos como *naphthas*, aromáticos y solventes tributan el 8% (DNU N° 488/20). En 2025, el 40% del volumen comercializado se destinó a exportación.

Principales indicadores de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno	Caucho sintético	Reforma y otros	
Volumen vendido 2025 (miles de ton)	84	41	335	460
Volumen vendido 2024 (miles de ton)	88	45	336	469
Variación vs. 2024	-5%	-8%	-0%	-2%
Precio promedio 2025 (US\$/ton)	1.486	1.615	752	963
Precio promedio 2024 (US\$/ton)	1.744	1.843	832	1.100
Variación vs. 2024	-15%	-12%	-10%	-12%

En estirénicos, el 2025 continuó marcado por la contracción de la demanda y una mayor competencia de importaciones. En el mercado doméstico, los volúmenes de caucho y estireno disminuyeron 25% y 9% interanual, respectivamente, mientras que el poliestireno se mantuvo estable. El aumento del 67% interanual en las exportaciones de estireno a Brasil compensaron la merma en las ventas, pero también hubo reducciones del 63% y 5% en las ventas foráneas de poliestireno y caucho, respectivamente. En propileno, el volumen de ventas cayó un 54% hasta 3 kton, debido a una menor carga de la planta de etileno y mayor recirculación de propano propileno.

En el negocio de la Reforma, el volumen de ventas se mantuvo estable, principalmente por el aumento del 11% en solventes y del 185% en corte aromático, parcialmente compensados por descensos del 5% en bases octánicas, 3% en *naphthas* y 28% en propelente. Durante 2025 se procesaron 382 kton de nafta virgen, 6% más que en 2024, incluyendo 68 kton importadas.

6.4 Otros negocios

Transener¹²

Transener es la empresa líder en el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en la Argentina. Concesionaria de 15.456 km de líneas y 61 estaciones transformadoras, opera el 86% del sistema de alta tensión del país. Su subsidiaria, Transba, opera el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires, que consiste en 6.989 km de líneas y 116 estaciones transformadoras. Al 31 de diciembre de 2025, Pampa posee una participación del 26,3%.

Principales indicadores de Transener	2024	2025
Datos técnicos		
Líneas de transmisión de Transener (Km)	15.408	15.456
Líneas de transmisión de Transba (Km)	6.988	6.989
Datos financieros, en US\$ millones*		
Ingresos por ventas	330	394
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	68	134
Activo	819	829
Pasivo	218	235
Patrimonio neto	600	594

Nota: *Cifras de los EEEF anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2024 y 2025, y luego reexpresados al TCN de cierre de cada período.

Operación y mantenimiento

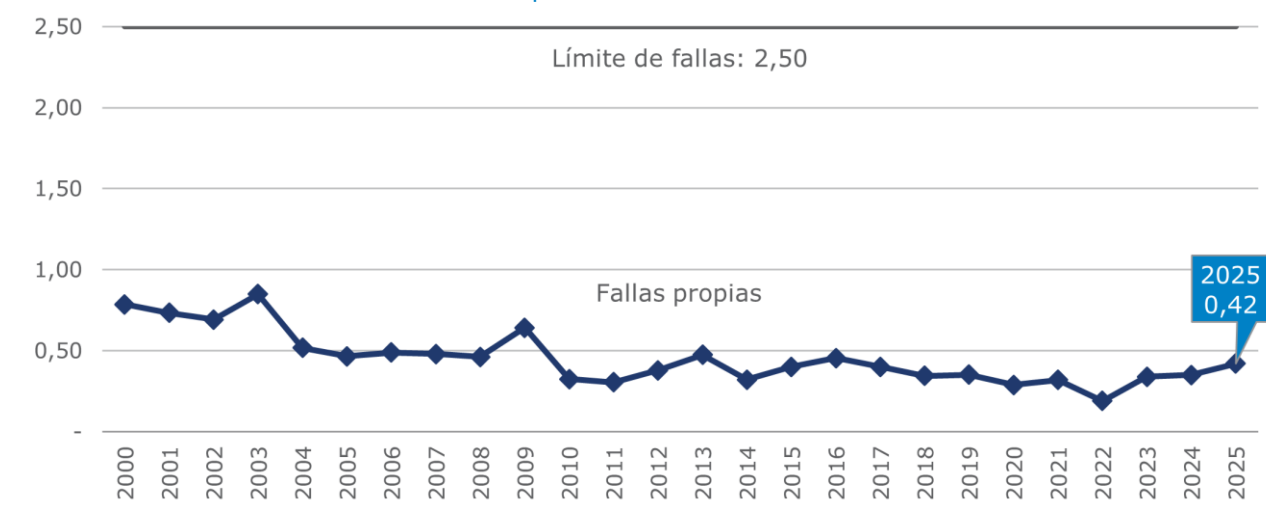
El sistema de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión, operado y mantenido por Transener, enfrenta exigencias crecientes año a año. El 10 de febrero de 2025, la demanda alcanzó un nuevo récord histórico de 30.257 MW, superando en un 2% el pico máximo registrado en 2024. A pesar de las altas exigencias, al cierre de 2025, se registraron 0,42 fallas por cada 100 km de línea, una calidad de servicio compatible con parámetros internacionales aceptados para empresas del mismo rubro.

Los ingresos anuales generados por este segmento ascendieron a US\$362 millones, representando el 92% de los ingresos totales de Transener, un crecimiento del 24% con respecto a 2024, explicado por la normalización tarifaria luego de la aprobación de la RQT en mayo de 2025.

El 23 de diciembre de 2025, el ENRE aprobó la cesión de los derechos y obligaciones del Contrato COM de la Interconexión Choele Choel – Puerto Madryn de INTESAR a Transener, estableciendo la remuneración de operación y mantenimiento conforme los valores horarios a aplicables (Res. N° 811/25).

12 Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver el [capítulo 5](#) de esta Memoria.

Índice de fallas Tasa por cada 100 km de líneas



Fuente: Transener.

Desarrollo de negocios

Los ingresos anuales generados por este segmento registraron US\$32 millones, representando el 8% de los ingresos totales de Transener, una disminución de 15% en comparación al 2024.

Servicios de ingeniería, obras y mantenimiento

Transener prioriza proyectos que aprovechan sus ventajas competitivas, con un enfoque creciente en energías renovables y minería. En 2025, además de brindar asesoramiento en ingeniería para estaciones transformadoras en nuevos parques eólicos, Transener amplió su oferta de servicios, y creció notablemente en la prestación de acceso al sistema interconectado, incluyendo prefactibilidad, estudios eléctricos, ingeniería básica y elaboración de pliegos técnicos para presupuestar obras.

Desde sus inicios, Transener se ha comprometido con la operación, mantenimiento y provisión de servicios especializados en transmisión de energía eléctrica a clientes privados, ya sean para uso exclusivo o vinculadas al servicio público, como transportistas independientes. Entre sus actividades se incluyen el mantenimiento de transformadores y equipos, análisis de aceite, diagnósticos especializados, reparación de fibra óptica, medición de campos eléctricos y magnéticos, implementación de automatismos y mantenimiento de líneas y estaciones transformadoras, entre otros servicios.

Transener ha mantenido una política de remuneración justa y transparente, con la mayoría de los contratos renovados continuamente, reflejando la calidad del servicio y la satisfacción de sus clientes.

Comunicaciones

Durante 2025, Transener continuó ofreciendo servicios de infraestructura para empresas de comunicaciones, manteniendo los contratos existentes de fibras ópticas y el alquiler de espacios en estaciones de microondas y estructuras para antenas. También incursionó en la prestación de servicio de transporte de datos. La creciente demanda de dichos servicios impulsó los ingresos, reflejando el aumento en el volumen de servicios prestados y las condiciones comerciales. Además, Transener continúa brindando servicios de apoyo en comunicaciones operativas y transmisión de datos para los agentes del MEM.

TGS¹³

TGS es la principal transportadora de gas del país, operadora del sistema de gasoductos más extenso de América Latina. Asimismo, es uno de los principales productores y comercializadores de LGN, actividad que desarrolla en el Complejo Cerri, en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. TGS también brinda soluciones integrales en la cadena de valor del gas, incluyendo transporte desde Vaca Muerta a través del ducto colector, el tratamiento en la planta Tratayén y la inyección en el gasoducto troncal. A través de su sociedad controlada Telcosur, brinda soluciones en telecomunicaciones. Al 31 de diciembre de 2025, Pampa posee una participación del 26,9% en TGS.

Principales indicadores de TGS	2024	2025
Datos técnicos		
Transporte de gas		
Capacidad en firme contratada promedio (en mcmpd)	83,5	89,3
Entregas promedio (en mcmpd)	69,5	74,2
Producción y comercialización de LGN		
Producción total de LGN (en kton)	1.052	1.096
Capacidad de procesamiento de gas (en mcmpd)	47,0	47,0
Midstream		
Capacidad de tratamiento y compresión (en mcmpd)	21,4	28,0
Datos financieros, en US\$ millones*		
Ingresos	1.182	1.183
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	359	289
Activo	3.289	3.721
Pasivo	1.125	1.571
Patrimonio Neto	2.164	2.150

Nota: *Cifras de los EEFF anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2024 y 2025, y luego reexpresados al TCN de cierre de cada período.

El 7 de marzo de 2025, una inundación extraordinaria afectó el Complejo Cerri, interrumpiendo totalmente la producción de LGN y parcialmente el transporte de gas natural, además de generar daños relevantes la infraestructura de la ciudad de Bahía Blanca. Dado su índole estratégico, el transporte de gas fue reestablecido completamente de manera confiable el 24 de marzo, sin impactos significativos en los ingresos del negocio. El segmento de líquidos permaneció detenido hasta mediados de abril de 2025, reanudando operaciones en forma gradual y alcanzando niveles habituales de producción a principios de mayo. TGS presentó la documentación correspondiente ante las aseguradoras para gestionar el recupero de daños.

Segmento regulado: transporte de gas

Los ingresos del segmento regulado provienen principalmente de contratos de transporte en firme, que garantizan la reserva de capacidad del gasoducto con pago independientemente del uso efectivo del mismo, y en menor medida, de servicios interrumpibles sujetos a disponibilidad. Asimismo, TGS opera y mantiene ampliaciones del sistema cuya titularidad corresponde a fideicomisos constituidos por el Estado Nacional; por este servicio TGS percibe el Cargo de Acceso y Uso, fijado por el ENARGAS, autoridad regulatoria del negocio de transporte troncal.

Los ingresos regulados ascendieron a US\$485 millones en 2025, representando el 41% de las ventas totales de TGS, con un incremento interanual del 13%, explicado por las actualizaciones tarifarias y la implementación de la RQT, vigente desde mayo de 2025. El 80% de los ingresos regulados provienen de contratos en firme (vs. 84% en 2024), con una vida promedio ponderada de aproximadamente 11 años y

¹³ Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver el [capítulo 4](#) de esta Memoria.

una capacidad contratada promedio de 89,3 mcmpd. Asimismo, se firmaron 71 nuevos contratos de transporte interrumpible y 57 de intercambio y desplazamiento.

Durante 2025, la inyección promedio diaria al sistema operado por TGS fue de 86,4 mcmpd, similar a 2024, que incluye los aportes de las Cuencas Austral, Golfo San Jorge y Neuquina, y el gas ingresado al GPM en Salliqueló, el cual promedió 16,1 mcmpd, un 39% superior a 2024.

Segmento no regulado: producción y comercialización de LGN

En el segmento no regulado de LGN, los ingresos alcanzaron US\$454 millones en 2025, un 16% menos que 2024, principalmente debido a la inundación ocurrida en el complejo Cerri en marzo de 2025 y la caída en los precios internacionales de referencia.

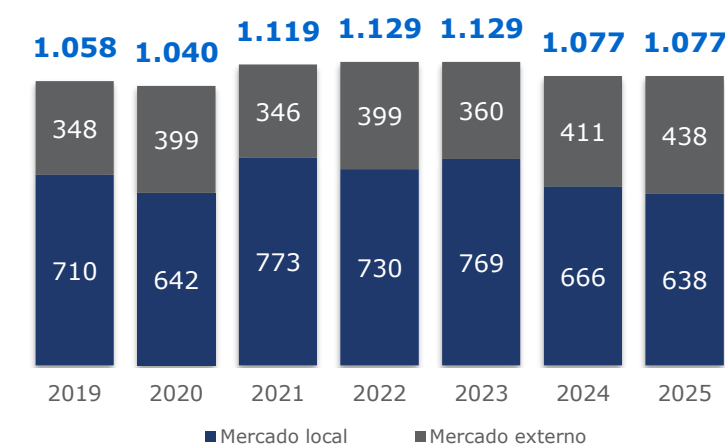
La producción de LGN se concentra en el Complejo Cerri, en Bahía Blanca, abastecido por todos los gasoductos de TGS. Se extraen etano, propano, butano y gasolina natural, comercializados en el mercado local y para exportación. En Argentina, el propano y butano se venden a fraccionadoras, mientras que para el mercado externo, junto a la gasolina natural, se venden a precios internacionales. El etano se coloca bajo contrato con Polisur, a precios acordados.

En 2025, TGS produjo 1.096 kton de LGN y se comercializaron 1.077 kton, manteniéndose en niveles alineados con los históricos a pesar de la interrupción temporal en Cerri. La rápida normalización operativa y la resiliencia de la planta permitieron sostener el desempeño del segmento. La mayor riqueza del gas proveniente de Vaca Muerta y del yacimiento *offshore* Fénix compensó la menor disponibilidad de la Cuenca Austral y mantuvo la eficiencia del proceso.

El costo del gas natural adquirido para la reposición de la reducción térmica de la planta fue inferior al de 2024, debido a la mayor oferta asociada al desarrollo de áreas no convencionales en Vaca Muerta, contribuyendo a optimizar costos de procesamiento y sostener márgenes en un entorno de precios menos favorable.

El 59% del volumen vendido se destinó al mercado interno, con un 83% de los precios pactados en US\$. Si bien TGS continuó participando en programas oficiales como el [Programa Hogar](#), los precios de venta convergieron a la paridad de exportación. Asimismo, las ventas de etano ascendieron a 334.596 ton en 2025, por encima de las 309.894 ton en 2024, aun considerando el impacto de la inundación.

Ventas de LGN, por mercado de destino
En kton



Fuente: TGS.

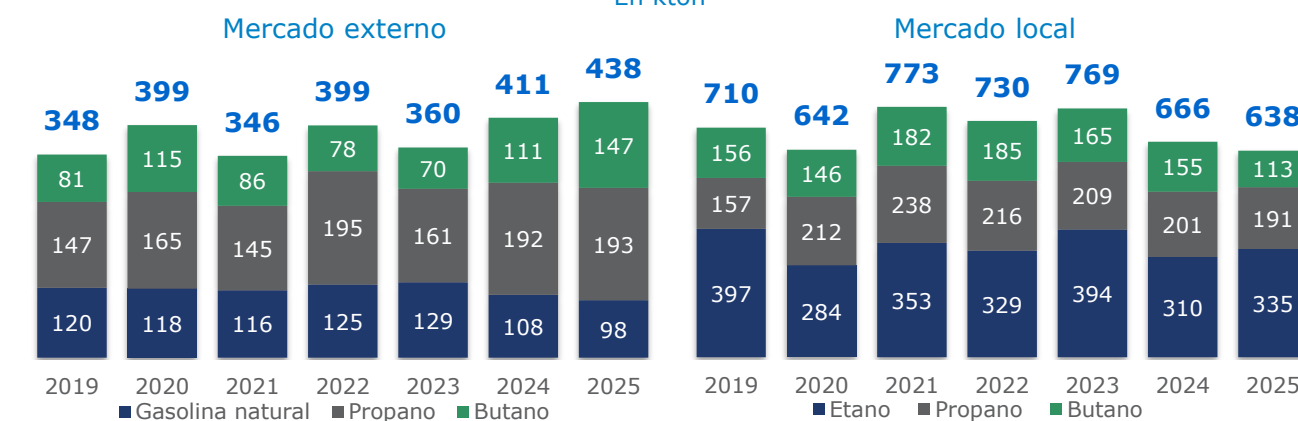
Las exportaciones de LGN generaron ingresos por US\$201 millones, equivalentes al 44% de las ventas del segmento y el 41% de los volúmenes comercializados. El despacho de GLP se realizó desde la Planta Galván mediante 11.402 camiones, por un total de 303.106 ton, menor a las 331.751 ton despachadas durante el 2024. Este canal abastece principalmente la demanda local y países limítrofes, y mejora los márgenes operativos y amplía la base de clientes.

Las exportaciones de GLP se realizaron mayormente en el mercado *spot*, capturando oportunidades asociadas a diferentes nichos de mercado y optimizando los premios en cada operación. TGS continuó fortaleciendo su posicionamiento en el mercado brasileño, manteniendo exportaciones marítimas a distribuidores y comercializadores de GLP.

En gasolina natural, durante 2025 se realizaron exportaciones bajo el contrato a 2 años con Trafigura, a precio internacional menos descuento. Asimismo, TGS firmó un nuevo contrato con ATMI Total Energies (subsidiaria de Total Energies) para el período de marzo 2026 a febrero 2028, que mejora las condiciones comerciales vigentes.

Ventas de LGN, por producto

En kton



Fuente: TGS.

Segmento no regulado: *midstream*

El segmento no regulado de *midstream* comprende servicios de captación, tratamiento y compresión de gas, con foco en Vaca Muerta, así como las actividades de INTEGRA, entre los que se destacan la operación y mantenimiento de instalaciones de terceros, como gasoductos y plantas. También comprende el negocio de telecomunicaciones, a través de la subsidiaria Telcosur.

En 2025, el segmento generó ingresos por US\$244 millones, 21% del total de TGS, con un aumento interanual del 18%, principalmente explicado por mayores volúmenes de transporte y acondicionamiento de gas en Vaca Muerta, en línea con la expansión de la producción no convencional.

Desde 2018, TGS se focalizó en ser líder en la prestación de servicios integrados para el desarrollo energético del país, llevando invertidos más de US\$700 millones en infraestructura *midstream* y una red de gasoductos de 183 km que atraviesa múltiples bloques hidrocarburíferos, y una planta de acondicionamiento de gas en Tratayén, que permite el ingreso del gas a los sistemas regulados de transporte. Durante 2024 y parte de 2025, TGS amplió la capacidad de la planta en Tratayén de 5,4 a 28 mcmppd, mediante una inversión aproximada de US\$350 millones. La expansión consistió en la instalación de dos plantas de 6,6 mcmppd cada una, inauguradas en noviembre de 2024 y febrero de 2025. Esta ampliación permitió acompañar el crecimiento de la producción y capturar mayores volúmenes para acondicionamiento.

En paralelo, durante 2025 se continuó con los estudios de ingeniería detallada y viabilidad económico-financiera para la ampliación de la Planta Tratayén. El proyecto contempla incrementar la capacidad de procesamiento, incorporar la extracción de LGN, construir un poliducto para el transporte de LGN y nuevas instalaciones de fraccionamiento, almacenamiento y despacho en Bahía Blanca. Este proyecto busca anticipar la creciente demanda de infraestructura asociada al aumento en la producción de gases ricos.

En telecomunicaciones, en 2025 Telcosur renovó y amplió contratos con clientes estratégicos, y se incorporaron nuevas cuentas en segmentos clave, fortaleciendo su presencia y diversificando ingresos.

Por su parte, TGS INTEGRA concentró los servicios de soporte que TGS ofrece al mercado energético, desde la operación y mantenimiento de ductos y plantas de terceros, hasta la ejecución de obras menores y reparaciones, asistencia en pasaje de *scraper*, calibración de medidores, análisis de muestras de hidrocarburos, *overhaul* de turbinas y compresores, entre otros. Durante 2025 se adjudicaron servicios de *hot-tap*, integridad, ingeniería y operación y mantenimiento del GPM. Adicionalmente, TGS INTEGRA instaló un medidor en el Gasoducto de Integración Juana Azurduy, infraestructura clave para viabilizar exportaciones de gas desde Argentina hacia Bolivia y la región.

Oldelval¹⁴

Al 31 de diciembre de 2025, Pampa mantiene una participación directa de 2,1% en Oldelval, empresa dedicada a la explotación de oleoductos troncales que conecta la Cuenca Neuquina con el puerto de Bahía Blanca. La red incluye el tramo desde el área del Comahue hasta Allen y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, facilitando la evacuación del petróleo producido hacia la exportación y abastecer en su trayecto a las refinerías de Plaza Huincul y Luján de Cuyo.

Durante 2025, el volumen total transportado promedió 70.644 m³ por día, equivalentes a 162,2 millones de bbl, un aumento del 27% en comparación con 2024, principalmente explicado por la puesta en marcha del proyecto Duplicar, un nuevo oleoducto de 525 km que atraviesa Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, más una nueva estación terminal en Puerto Rosales. El proyecto agregó 50.000 m³ por día de capacidad de transporte de crudo y demandó una inversión total de US\$1.407 millones. La obra finalizó el 15 de marzo de 2025 y Pampa fue adjudicada una capacidad de transporte de 6.302 bbl por día.

En términos operativos, el tramo Allen a Puerto Rosales alcanzó un transporte promedio de 66.139 m³/416.014 bbl por día, mientras que las refinerías en Neuquén y Mendoza recibieron 1.071 m³/6.737 bbl y 3.434 m³/21.600 bbl por día promedio, respectivamente. Al cierre de 2025, la capacidad de transporte ascendía a 86.000 m³/540.940 bbl por día sin agentes reductores de fricción, y a 98.000 m³/616.420 bbl por día con su utilización, consolidando una infraestructura clave para sostener el crecimiento de la producción en Vaca Muerta.

Proyecto Vaca Muerta Oil Sur

En diciembre de 2024, Pampa junto a YPF, Vista, PAE, Pluspetrol, Chevron, Tecpetrol y Shell formalizaron el inicio del Proyecto Vaca Muerta Sur (VMOS), con una participación accionaria del 10,2%. VMOS es un proyecto estratégico que no solo facilitará la evacuación y exportación de crudo de Vaca Muerta y Rincón de Aranda, sino que también permitirá reducir costos de transporte, abrir nuevos mercados, generar divisas y empleo y multiplicar por 9 la capacidad de transporte en firme de Pampa, alcanzando a 50 kbpd, además de incorporar capacidad de almacenamiento y despacho.

VMOS consiste en la construcción y operación de un oleoducto de 437 km que conectará Allen con Punta Colorada, en la Provincia de Río Negro, con una capacidad de hasta 550 kbbl por día, ampliable a 700 kbbl diarios. Además del oleoducto, VMOS incluye una terminal de carga y descarga equipada con monoboyas interconectadas, una playa de tanques y otras instalaciones asociadas para exportar petróleo y líquidos mediante buques VLCCs (*Very Large Crude Carriers*).

En julio de 2025, VMOS obtuvo un préstamo sindicado por US\$2 mil millones para financiar la construcción del oleoducto, el mayor monto para un *project financing* en más de 20 años. La inversión total estimada asciende a US\$3 mil millones. Además, el proyecto fue incorporado al RIGI (Res. N° 302/25) y tiene un avance del 48%.

Enecor

Pampa posee el 70% de Enecor, transportista independiente que opera bajo una concesión de 95 años, vigente hasta 2088. Enecor subcontrata a Transener para la operación y mantenimiento de 21 km de líneas en doble terna de 132 kV, que vinculan la estación transformadora Paso de la Patria, en la provincia de Corrientes.

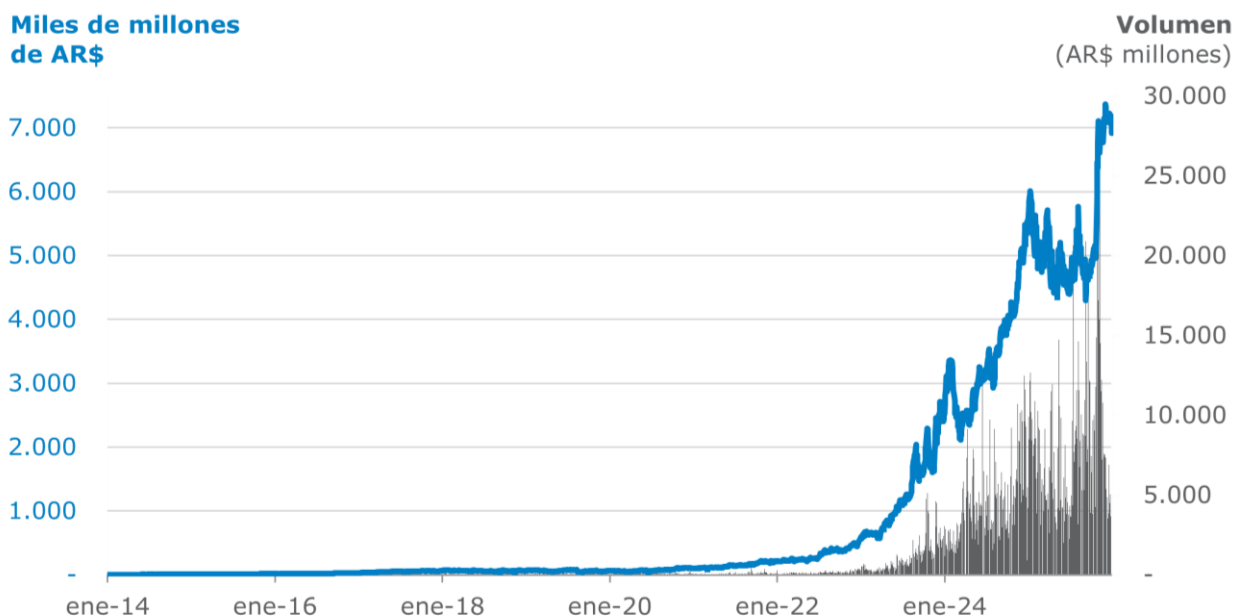
El 3 de octubre de 2024, la SE inició la RQT para los transportistas independientes (Res. N° 706/24), para luego postergar el proceso hasta el 9 de julio 2025 mediante (Nota ENRE N° 128974332). Sin embargo, el 7 de enero de 2025 se reanudó el procedimiento y el ENRE modificó los plazos para la aprobación de los valores a remunerar durante el próximo período tarifario (Res. N° 5/25). Enecor presentó la información requerida el 20 de enero 2025 y, a la fecha de cierre, no se registraban novedades adicionales.

14 Para más información sobre el contexto regulatorio del transporte de petróleo, en la [sección 5.2](#) de esta Memoria.

7. Finanzas

7.1 Comportamiento de nuestra acción

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capitalización de mercado y volumen operado de Pampa en ByMA desde enero de 2014 al 31 de diciembre de 2025:



Nota: Capitalización bursátil ajustada por recompras. **Fuente:** ByMA/Bloomberg.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capitalización de mercado y volumen operado de Pampa en el NYSE desde enero de 2014 al 31 de diciembre de 2025:



Nota: Capitalización bursátil ajustada por recompras. **Fuente:** Bloomberg.

7.2 Deuda financiera

Al 31 de diciembre de 2025, el endeudamiento financiero a nivel consolidado de Pampa bajo NIIF alcanzó los US\$1.892 millones. Aun manteniendo niveles récord de inversiones en Vaca Muerta, Pampa logró una disminución de US\$187 millones en la deuda bruta, extendió en 3,5 años el perfil de vencimientos, mantuvo un nivel de deuda neta de US\$801 millones y un ratio de deuda neta/EBITDA de 1,1x. El detalle del capital de la deuda bruta es la siguiente:

Tipo de deuda	Moneda	Legislación	Monto en millones de US\$	% sobre deuda bruta total	Tasa promedio	Vida promedio
Préstamos	US\$	Argentina	77	4%	4,94%	1,1
ON	US\$ MEP	Argentina	84	4%	5,75%	2,8
	US\$	Argentina	105	5%	7,25%	2,6
	US\$-link	Argentina	82	4%	0,00%	2,0
	US\$	Extranjera	1.560	82%	7,86%	8,9
Total			1.907	100%	7,28%	7,7

En 2025, Pampa continuó mejorando significativamente su perfil de vencimientos mediante la reapertura del bono internacional 2034, la colocación del bono internacional 2037 por US\$450 millones, y la colocación de la ON Clase 25 local a 3 años. El fuerte interés de los principales inversores institucionales en la solidez de los negocios y el plan de crecimiento de Pampa posibilitaron estas exitosas emisiones, cuyos fondos obtenidos se destinaron principalmente a los rescates anticipados de la ON 2029 y 2026, la cancelación de otros pasivos, como también al financiamiento del plan de desarrollo estratégico en Vaca Muerta. A continuación, se resume las emisiones de ON de Pampa durante el 2025, por un total de US\$895 millones:

Bono	Moneda	Legislación	VN en US\$ millones	Rendimiento ²	Tasa pactada	Vencimiento
Clase 23 ¹	US\$	Extranjera	700	8,00%	7,875%	Dic-34
Clase 25	US\$	Argentina	105	7,25%	7,25%	Ago-28
Clase 26	US\$	Extranjera	450	8,125%	7,750%	Nov-37

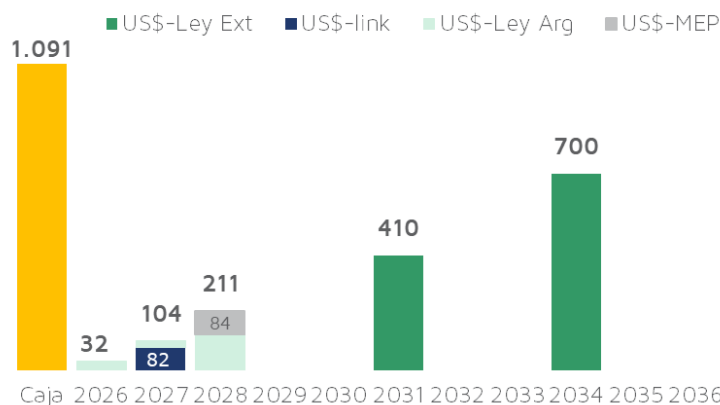
Nota: 1 La Clase 23 fue emitida en dos instancias: US\$360 millones en diciembre 2024 y US\$340 en mayo 2025. **2** Al momento de la emisión.

Resumen de los vencimientos y las cancelaciones realizadas en 2025, por un total de US\$937 millones:

Bono	Operación	Fecha	Moneda	Legislación	VN en US\$ millones ¹
ON 2027	Rescate	24-ene-2025	US\$	Extranjera	353
ON Clase 19	Vencimiento	28-feb-2025	AR\$	Local	16
ON Clase 18	Rescate	8-may-2025	US\$	Local	63
ON 2029	Rescate	23-jun-2025	US\$	Extranjera	293
ON Clase 16	Vencimiento	4-nov-2025	US\$	Local	56
ON 2026	Vencimiento y rescate	8-dic-2025	US\$	Extranjera	120
ON Clase 20	Rescate	11-dic-2025	US\$	Local	36

Nota: 1 Netos de recompras.

En consecuencia, la vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa ascendió a 7,7 años en 2025, de 4,2 años al cierre del 2024. A continuación, se expone el perfil de vencimientos de capital del Grupo Restringido, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del ejercicio 2025:



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA. La caja incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado

Asimismo, durante 2025, Pampa tomó préstamos bancarios por US\$51 millones, pero canceló préstamos bancarios por US\$104 millones; se abonó la financiación de importaciones por US\$3 millones y tomó prefinanciaciones de exportaciones por US\$70 millones, que fueron canceladas en su totalidad en 2025.

Con respecto a las afiliadas, CTBSA tomó deudas bancarias y pagarés netos de cancelaciones por US\$63 millones y canceló deuda bancaria por \$6.000 millones. El 30 de abril de 2025 rescató la totalidad de las ON Clase 6 en circulación por US\$43 millones y el 22 de diciembre de 2025 canceló parcialmente las ON Clase 9 por US\$23,5 millones. Asimismo, TGS tomó deuda bancaria por US\$120 millones y emitió la ON Clase 4 a descuento por US\$500 millones, con tasa de interés del 7,75%, vencimiento único en noviembre del 2035 y rendimiento del 8%.

A la fecha de emisión de la presente Memoria, la Sociedad y sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Calificación crediticia de Pampa y subsidiarias

En julio de 2025, S&P mejoró la calificación stand-alone de Pampa de "b+" a "bb-" y la calificación global de Pampa y TGS a "B-", en línea con la mejora de la deuda soberana.

En febrero de 2025, FIX SCR elevó la calificación local de CTEB de "AA-" a "AA+" por su bajo riesgo operativo y sólida estructura de deuda y, en diciembre de 2025, elevó la calificación local de Transener de "A+" a "AA (arg)", en línea con la mejora en el riesgo regulatorio y el inicio de normalización del mercado eléctrico. A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo para Pampa y subsidiarias:

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional ²
Pampa	S&P	B-, bb- (<i>stand-alone</i>)	na
	FitchRatings ¹	B-	A1+ (corto plazo), AAA (largo plazo)
TGS	S&P	B-, b+ (<i>stand-alone</i>)	na
	FitchRatings	B-	na
Transener	FitchRatings ¹	na	AA (largo plazo)
CTEB	FitchRatings ¹	na	AA+

Nota: 1 Escala nacional expedida por FIX SCR.

8. Recursos humanos

Desde el área de recursos humanos trabajamos para aportar valor a través de la cercanía con las operaciones y los negocios, guiados por nuestros valores Pampa. Nuestro objetivo principal es atraer y desarrollar talento, fortaleciendo la cultura organizacional, el clima laboral y la comunicación integral. Asimismo, promovemos la eficiencia y mejora continua de los procesos, apoyándonos en la digitalización para ofrecer una experiencia laboral más ágil y simple.

Reclutamiento y selección

En 2025 continuamos incorporando perfiles alineados con nuestra cultura de trabajo y modelo de actitudes. Pusimos foco en nuestra marca empleadora y revisamos nuestro proceso de empleos, con una mirada centrada en la experiencia del candidato y la diversidad. En ese marco, realizamos talleres de capacitación para el equipo involucrado en procesos de selección, utilizamos redes sociales para difundir vacantes y priorizamos el desarrollo interno, cubriendo el 8% de las posiciones con movimientos internos.

Pasantías

En 2025 contamos con 16 pasantes distribuidos en diversas áreas y negocios de la Compañía, de los cuales 7 se incorporaron durante el año.

Planeamiento de capital humano

Nuestros procesos, políticas y prácticas están orientados al desarrollo del talento individual y colectivo para maximizar las capacidades organizacionales. Entendemos el liderazgo como pilar fundamental para promover una cultura de trabajo colaborativa, orientada a resultados y a la exploración de oportunidades. En 2025 realizamos un encuentro anual con referentes de recursos humanos de nuestros activos para revisar estrategias y definir prioridades. Llevamos a cabo el Comité Ejecutivo Ampliado, donde los principales líderes repasaron resultados y planes de negocio.

Remuneraciones

Nuestra política salarial busca asegurar la competitividad externa y equidad interna. Realizamos monitoreos permanentes a través de encuestas y relevamientos de mercado, que permiten ajustar nuestras compensaciones y estructura salarial de manera consistente.

Relación con sindicatos

Mantenemos un diálogo continuo con las organizaciones gremiales de las industrias en las que operamos, fomentando relaciones basadas en el respeto y la búsqueda de intereses comunes. Durante 2025, realizamos negociaciones paritarias para acompañar la evolución de la inflación, tanto a nivel empresa como a nivel regional y/o sectorial a través de nuestra activa participación en diferentes cámaras empresariales y comisiones negociadoras. En la planta petroquímica de Zárate, las paritarias 2024 y 2025 continúan abiertas desde abril de 2024.

Administración del personal

En 2025, consolidamos la transformación digital y eficiencia en la gestión de recursos humanos. Implementamos nuevas funcionalidades en SuccessFactors, discontinuando el uso de SAP para la carga de información crítica, optimizando procesos y reduciendo errores. Realizamos un programa de capacitación a referentes de recursos humanos para repasar los principales procesos del área. Desarrollamos nuevos indicadores de gestión para monitorear métricas clave, fortaleciendo el control interno y la toma de decisiones y avanzamos en la automatización de la gestión de tiempos, mejorando los registros de presencia. Asimismo, incorporamos nuevos controles para asegurar una correcta liquidación de haberes e iniciamos la

implementación de Concur para la rendición de gastos, que permitirá integrar procesos financieros y de recursos humanos a partir de 2026.

Formación y desarrollo

En 2025 potenciamos las capacidades de nuestros equipos a través de “Academia Pampa”. En la Escuela de transformación, se dictaron programas de herramientas digitales y de innovación, como Power BI, marca personal de desarrollo, *train the trainers*, pensamiento exponencial, IA generativa, ciencias de datos, *agile mindset* y conversaciones en acción. En la Escuela de liderazgo, se desarrollaron iniciativas orientadas a la formación de líderes, incluyendo inducción al liderazgo, neuroliderazgo, liderazgo ético, gestión de dilemas y liderar el futuro con visión. La Escuela de negocios ofreció certificaciones y programas sobre nuestros negocios, capacitación técnica e idiomas. Asimismo, acompañamos la formación académica de 14 personas a través de maestrías y especializaciones.

El desarrollo interno continuó siendo una prioridad, con 136 movimientos internos de personal en 2025, entre promociones, movimientos laterales y cambios de áreas. Se formaron 13 nuevos mentores internos y realizamos 44 procesos de *mentoring*. En 2025 lanzamos “Travesía”, nuevo proceso de gestión del desarrollo para que cada colaborador diseñe, junto con su líder, un plan de acción individual que potencie su crecimiento. El proceso integra etapas de diagnóstico, calibración y elaboración de planes de acción, y fue implementado inicialmente a través de un piloto que alcanzó a 79 personas.

Comunicación interna, clima, bienestar y cultura

La cultura Pampa se basa en un modelo de trabajo integrado, profesional y diverso, orientado a la excelencia y agilidad. En 2025, consolidamos nuestro compromiso con la innovación y la creación de valor a través de tres pilares: la comunicación efectiva, el bienestar integral y el reconocimiento. En este marco, fortalecimos Conecta, nuestra plataforma colaborativa, incorporando dos nuevos módulos de *marketplace* y reconocimientos. Avanzamos en iniciativas de diversidad e inclusión mediante un diagnóstico cuantitativo y cualitativo junto a una consultora externa, cuyos resultados servirán de base para trabajar en 2026.

También incorporamos nuevos beneficios para mejorar la calidad de vida laboral y celebramos Pampa en Familia, una jornada para integrar a las familias de nuestros colaboradores con la Compañía, que convocó a más de 1.000 personas en siete eventos. A través de Conecta y el programa Un Aplauso, los colaboradores pudieron realizar reconocimientos multidireccionales, mientras que las actividades de #MODOPAMPA reforzaron el sentido de pertenencia, destacándose la celebración del 20° aniversario de la Compañía, que reunió a aproximadamente 3.500 personas de todos nuestros activos en Buenos Aires, y requirió el traslado de más de 1.100 personas colaboradores y acompañantes. Finalmente, realizamos nuestra primera encuesta de compromiso autogestionada en Qualtrics, con una participación del 85% y 88% de compromiso.

9. Comunidad y Fundación Pampa

La inversión social que desarrollamos junto con la Fundación Pampa se basa en un modelo estratégico que fomenta la relación cercana y constructiva con nuestros grupos de interés en todas las áreas donde operamos. Enmarcamos nuestra estrategia de inversión social en tres ejes:

- **Educación** como base del crecimiento y la autonomía personal, clave para la formación profesional.
- **Empleabilidad**, motor del desarrollo personal y de las comunidades.
- **Inclusión social**, que busca acercar oportunidades y recursos a personas y grupos en situación de vulnerabilidad, promoviendo la igualdad de oportunidades.

Nuestras iniciativas contribuyen a los **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 4** (educación de calidad), **ODS 7** (energía asequible y no contaminante), **ODS 8** (trabajo decente y crecimiento económico) y **ODS 12** (producción y consumo responsables). Además, el **ODS 17** (alianzas para lograr los objetivos) es transversal a todas nuestras acciones, dado que trabajamos en forma articulada con organizaciones sociales, instituciones educativas y organismos públicos, consolidando el impacto y la sostenibilidad de los proyectos.

En 2025 continuamos ejecutando los planes de acción de relacionamiento y gestión territorial, destinados a comunidades vecinas, medios locales, fuerzas vivas, empleados, proveedores estratégicos y gobiernos locales. Realizamos talleres con líderes del negocio de generación, que implementaron el Procedimiento de Gestión Estratégica de Grupos de Interés (GI), lo que permitió profundizar el análisis del contexto local, mejorar el mapeo de GI y avanzar en el registro de expectativas y respuestas. Asimismo, participamos en grupos de trabajo y aportamos financieramente en 13 alianzas para el desarrollo sostenible.

Recibimos distinciones de la BritCham Argentina al Liderazgo en Sostenibilidad en la categoría ONG - Fundaciones empresariales por el proyecto de "Formación en energías renovables y eficiencia energética"; del Foro Ecueménico Social como "Emprendedor Solidario"; y del CEADS, a través de "Conectando Empresas con los ODS". Además, obtuvimos los Subsellos de Compras y Financiamiento en el marco de los Sellos de Impacto Social BA 2025, otorgados por el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires.

Educación

Más del 60% del presupuesto de inversión social fue destinado a iniciativas vinculadas a la educación. Acompañamos las trayectorias educativas con el objetivo de promover la terminalidad del nivel secundario técnico y facilitar la transición hacia estudios universitarios y terciarios. Los becarios reciben no solo apoyo económico, sino también acompañamiento, capacitaciones, salidas y oportunidades de acercamiento a entornos laborales formales, posibilitándoles ampliar su perspectiva profesional.

En 2025 apoyamos a 904 estudiantes, de los cuales 715 cursaban los últimos tres años de escuela secundaria técnica y 189 en universidades y terciarios. A diciembre de 2025, 254 estudiantes secundarios y 40 universitarios se graduaron, principalmente en carreras afines a nuestros negocios, como ingeniería. Asimismo, inauguramos la red de egresados con el proyecto "Conexión Joven" junto a Empujar, que acompañó a 133 jóvenes en su primera aproximación al mundo laboral y logró que 22 continuaran y egresaran de una segunda etapa de formación intensiva con prácticas en territorio.

En materia de formación docente, buscamos fortalecer la calidad educativa y favorecer la inserción de nuevas metodologías de enseñanza. En 2025 implementamos seis iniciativas que abordaron temáticas como energía, prácticas profesionalizantes, diseño en 3D y gestión de emociones. Participaron 891 docentes y directivos de 269 escuelas de Neuquén, Mendoza, Salta, La Rioja, Santa Fe y Buenos Aires.

Empleabilidad

Durante 2025, más de 1.900 jóvenes estudiantes secundarios, terciarios y universitarios participaron en prácticas profesionalizantes, talleres de primer empleo y capacitaciones, que fortalecieron sus habilidades técnicas y personales, promoviendo así su empleabilidad. En total, se realizaron 730 prácticas profesionalizantes y aproximaciones al mundo laboral para estudiantes de los últimos años de escuelas

secundarias técnicas y normales. El 20% de las prácticas se desarrolló en activos de Pampa, donde 145 estudiantes de 23 escuelas completaron casi 15.000 horas de formación teórico-práctica.

En articulación con socios estratégicos, se promovieron otras 585 prácticas profesionalizantes en diferentes entornos, junto a instituciones como la UTN San Rafael y Neuquén, UFLO, Fundación Siemens, 500RPM, y MSI. En el ámbito universitario y terciario, se facilitaron prácticas profesionales supervisadas y pasantías para 3 estudiantes becados de Salta y Buenos Aires.

También impulsamos encuentros con empresas junto a AcercaRSE, la participación en ferias sectoriales junto al IAPG, y talleres de habilidades técnicas e interpersonales dictados por profesionales de Pampa y empresas del grupo. Asimismo, implementamos el Centro Pescar para 56 jóvenes, que combinó formación en desarrollo web Full Stack con JP Morgan Chase y Fundación Pescar, y capacitación en soporte técnico a cargo del equipo de TI de Pampa y Novatium, con el apoyo de las Fundaciones L'Oréal y Karuna.

En 2025 ofrecimos cursos de oficio junto a aliados estratégicos. En Bahía Blanca, 69 personas egresaron del programa Buen Trabajo, en asociación a Dow, Viterra, UTN Bahía y el Municipio; en La Rioja, más de 50 personas completaron dos cursos de formación eléctrica en alianza con Fundación VOZ, UNLaR y la Municipalidad de Aimogasta; y en Piedra del Águila, 26 personas finalizaron capacitaciones en agua, gas y cloacas en conjunto con Fundación Potenciar y el municipio local. Para fomentar la inclusión laboral de personas con discapacidad, otorgamos becas a estudiantes de la Fundación Baccigalupo para formarse como asistentes deportivos y continuamos aportando insumos al Taller Protegido Accervil, donde hay trabajadores con discapacidad motora, y al proyecto Alamesa, que promueve la inclusión a través de la gastronomía.

Inclusión social y comunitaria

Continuamos impulsando el desarrollo de actividades productivas con impacto social y ambiental a través del programa Compras Inclusivas Responsables. En 2025, realizamos la segunda ronda de negocios y ferias comerciales en Salta, Mendoza, Santa Fe, Neuquén y Buenos Aires, con impacto directo en 130 personas. Acompañamos a Poteco, una campaña que promueve la economía circular mediante el reciclado de plásticos para la producción de azulejos destinados a escuelas y clubes.

En materia de alianzas comunitarias, fortalecimos el trabajo con la comunidad guaraní de Piquirenda de Fátima, en Salta, mediante talleres con perspectiva de género y acciones orientadas a la niñez, la adolescencia y las familias. Junto a la Fundación Solar Inti, ampliamos el proyecto de cocinas ecológicas, alcanzando a 86 familias. Además, se dictaron cursos de oficios, charlas de salud y nutrición, espacios de emprendedurismo, ferias productivas y atenciones nutricionales, sociales y psicológicas junto a Pata Pila. Participamos activamente en iniciativas de articulación público-privada, como el Laboratorio Público-Privado del Grupo de Fundaciones y Empresas (GDPE); Red Bahía en Bahía Blanca; y en la provincia del Neuquén, desarrollamos procesos orientados a fortalecer el ecosistema social y la planificación comunitaria.

El voluntariado corporativo continuó siendo un pilar central de nuestra estrategia de impacto social. Contamos con 10 Comités de Voluntariado activos, integrados por 119 colaboradores que definen planes de acción, en articulación con socios locales. En 2025 impulsamos 25 iniciativas, con más de 1.500 participaciones y 11.000 horas dedicadas. Una de las líneas de acción es el voluntariado profesional, orientado a poner a disposición de la comunidad las habilidades y conocimientos técnicos de nuestros colaboradores. A través de iniciativas vinculadas con salud, seguridad, empleabilidad y educación, se promueve el desarrollo de capacidades, la colaboración y la transparencia, mientras fortalecemos la confianza comunitaria. En 2025, participaron voluntarios de Buenos Aires, Mendoza, Salta, Santa Fe, La Rioja y Neuquén.

También llevamos adelante campañas solidarias, como la Campaña de Hemodonación, "Empezamos con Todo", mediante la cual se entregan útiles escolares a estudiantes; "Nos Juntamos Contra el Frío", que brinda abrigo y alimentos a escuelas, merenderos y centros de jubilados. Durante el mes de las infancias, realizamos actividades lúdicas, y en "Nochebuena Solidaria" 281 colaboradores aportaron más de 600 horas para armar 1.300 bolsones destinados a 36 organizaciones vecinas.

Finalmente, se desarrollaron jornadas y proyectos de impacto socio-comunitario enfocados en mejoras concretas en las comunidades donde operamos. Entre las acciones realizadas, se destaca las reformas edilicias en escuelas en Neuquén e Ingeniero White; el acompañamiento a un emprendimiento rural familiar en Neuquén; la iniciativa comunitaria "Tejiendo Lazos", donde se confecciona abrigo durante todo el año; y el "Proyecto TEA", que busca brindar herramientas reales a educadores.

10. Tecnologías de la información

Durante 2025 avanzamos en el desarrollo de nuestras plataformas digitales, con el objetivo de fortalecer la eficiencia operativa, la seguridad y la innovación tecnológica en todas nuestras áreas de negocio.

En el negocio de E&P, implementamos un programa alineado con sus pilares estratégicos de optimización operativa, perforación y completación, sistemas comerciales, seguridad patrimonial y sustentabilidad. Incorporamos un sistema de monitoreo en tiempo real, y desarrollamos proyectos para el seguimiento de cuadrillas y contratistas en yacimientos, lo que permitió mejorar la eficiencia y el control de recursos. Asimismo, completamos la migración a la última versión de la plataforma para la gestión de producción de hidrocarburos, optimizando procesos y rendimiento. En materia de seguridad patrimonial, implementamos una solución integral de videovigilancia en Rincón de Aranda, que incluyó la incorporación de cámaras y radares de control de velocidad, y renovamos los sistemas en CTA, reduciendo incidentes y mejorando el control de accesos. En Sierra Chata, ejecutamos un sistema de gestión patrimonial que mejora la trazabilidad y el control eficiente de los activos físicos.

En el negocio de Generación, profundizamos la digitalización de los procesos operativos mediante la incorporación de *chatbots* para consultas técnicas, soporte en parques eólicos, gestión de eventos operativos y catalogación de fallas. Desplegamos un repositorio de datos para consolidar información crítica y asistir en la toma de decisiones. En paralelo, avanzamos en la integración OT/IT para el monitoreo de la eficiencia de las máquinas mediante la digitalización de cromatógrafos de combustibles en las centrales. Además, implementamos un sistema para verificar la energía generada y una solución para el registro de hallazgos en campo, agilizando su carga y mejorando la trazabilidad.

En Petroquímica, trabajamos en la actualización del sistema de laboratorio y adaptamos el sistema de despacho de fertilizantes de terceros en PGSM para optimizar los procesos logísticos. Con respecto al proyecto de Fertilizantes, implementamos una solución para centralizar la documentación técnica y facilitar la colaboración externa.

En el ámbito corporativo, trabajamos en la estabilización y mejora de experiencia del usuario de SAP S4/HANA. Incorporamos módulos de consolidación financiera, digitalizamos la gestión de permisos de trabajo e incorporamos una solución para comercio exterior, además de integrar automáticamente la mesa de operaciones financieras con SAP S4/HANA. En la Fundación Pampa Energía, acompañamos en la implementación de un *bot* para consultas y soporte a becarios. Asimismo, renovamos el parque tecnológico para mitigar la obsolescencia y mejorar la experiencia del usuario, con la actualización de *desktops*, notebooks, celulares e impresoras.

Continuamos avanzando en la adopción de soluciones en la nube, definiendo arquitecturas de referencia, y con prioridad en la resiliencia, seguridad y eficiencia en costos. Estas iniciativas, junto con la actualización del marco normativo y la integración tecnológica, consolidan la visión de Pampa hacia una organización más ágil, segura y orientada al uso estratégico de datos e IA, en línea con el compromiso de crecimiento sostenible.

En materia de ciberseguridad, reforzamos las capacidades de detección y respuesta ante amenazas mediante la adopción de IA. El Centro de Operaciones de Seguridad (SOC) amplió su monitoreo y mejoró sus casos de uso. Finalmente, publicamos políticas acerca del uso de IA y el proceso de respuesta a incidentes, y reforzamos la concientización mediante simulaciones y webinars.

La innovación y adopción de IA fueron ejes transversales durante el año. Lanzamos el programa "Copilot 365 Plus", acompañado de una campaña de capacitación para promover su uso, actualizamos el programa de Data & IA, el gobierno del DataLake Corporativo y creamos DataLabs como espacios de experimentación ágil, impulsando la cultura analítica y el uso estratégico de datos.

11. Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional

En Pampa, mantenemos un compromiso firme con el desarrollo de nuestras actividades bajo los más altos estándares de calidad, seguridad, medio ambiente y salud, en beneficio de las personas, el cuidado del medio ambiente y la eficiencia energética, alineados con el desarrollo sostenible y las necesidades de las futuras generaciones.

Nuestra [Política de Gestión Integrada](#) incorpora principios esenciales para la salud y seguridad, la protección del medio ambiente, el uso eficiente de la energía y los recursos naturales, y la confiabilidad de nuestras operaciones. Incluye diez principios de gestión que funcionan como guía para una implementación ágil y efectiva.

En 2025, continuamos avanzando con el Programa de Evolución Cultural en CSMS, complementario a iniciativas locales y reforzando la excelencia operativa. El programa contó con 9 iniciativas y alcanzó un avance global superior al 90%. Realizamos la encuesta interna de compromiso, que arrojó una favorabilidad del 98% en seguridad, medio ambiente y salud, superior al 87% registrado en 2023. Estos resultados reflejan la importancia que tienen en Pampa las iniciativas vinculadas al cuidado de las personas, la gestión ambiental y sostenibilidad.

Calidad de gestión

Adoptamos estándares internacionales como las normas ISO y el modelo del Premio Nacional a la Calidad de Argentina como base para la mejora continua. La gestión se apoya en herramientas como la Matriz de Gerenciamiento de Riesgos operativos (MGR), el ciclo de desempeño en CSMS, la administración de sistemas certificados de gestión y la calidad de gestión diaria.

Para reducir los riesgos inherentes a nuestras operaciones, aplicamos la MGR mediante ciclos de evaluación que abarcan todos nuestros activos. En 2025 realizamos el 3° ciclo, incrementando las exigencias de medición y logrando una reducción de 30% en los riesgos mayores en comparación con 2023. En particular, los riesgos mayores asociados a la gestión preventiva disminuyeron del 13,2% al 9,8%.

Mantuvimos las certificaciones ISO 9001 (Gestión de Calidad), 14001 (Gestión Ambiental), 45001 (Seguridad y Salud en el Trabajo) en todos los negocios, así como las certificaciones ISO 50001 (Gestión de la Energía) e ISO 55001 (Gestión de Activos) en todas las centrales eléctricas. Asimismo, conservamos las certificaciones nacionales de cardio-protección y ámbitos laborales preventivos en toda la empresa, y la de cuidado responsable en Petroquímica. Durante 2025 ampliamos las certificaciones ISO 9001 y 45001 en los PEPEs, y realizamos la auditoría externa de gestión de las emisiones 2024 en CTLL según ISO 14064-1 (gases de efecto invernadero) con recomendación positiva.

A través de "CSMS Digital" trabajamos en 14 proyectos, entre ellos la digitalización del permiso de trabajo, la automatización de indicadores de CSMS, mejoras en el sistema de salud, la plataforma de emisiones, la gestión de cambios y el registro ágil de hallazgos mediante QR. Además, difundimos más de 350 comunicaciones en "Conecta" sobre CSMS, buenas prácticas, simulacros, reconocimiento a equipos y hechos relevantes. A través de "Un Aplauso" reconocimos equipos destacados en calidad, confiabilidad, seguridad, medio ambiente, salud y eficiencia energética.

Desde 2013, participamos en el encuentro nacional anual de la Sociedad Argentina Pro-Mejoramiento Continuo (SAMECO). En el 30° encuentro presentamos el trabajo "Programa de Seguridad Eléctrica" de E&P y "Detección de Fallas en Torre de Enfriamiento" de CTEB.

Seguridad e higiene

En 2025 consolidamos y ampliamos nuestras acciones estratégicas en seguridad e higiene, fortaleciendo la cultura preventiva y la mejora continua. En materia de gestión y digitalización, implementamos permisos de trabajo digitales que unifican la gestión de permisos, análisis de tarea segura y certificados de riesgos, fortaleciendo la seguridad operativa y agilizando los procesos diarios. Para 2026

está prevista la implementación de la versión *offline*, consolidando una única herramienta para toda la Compañía.

También desarrollamos el tablero de Observaciones Preventivas de Comportamiento (OPC) en Power BI, que permite realizar un análisis crítico de las OPC registradas y detectar eventos que requieran un abordaje específico. Asimismo, finalizamos la campaña de comunicación de las Reglas de Oro, orientada a disminuir eventos con potencial de accidentes graves y/o fatales. Para 2026 se reforzarán los entrenamientos teóricos/prácticos.

En higiene industrial, trabajamos junto con la Aseguradora de Riesgos del Trabajo (ART) sobre el ruido como agente de riesgo e implementamos el programa de Conservación Auditiva para la prevención de hipoacusia inducida por ruido (HIR). Continuamos con el Sistema de Vigilancia de Sustancias y Compuestos Cancerígenos establecido por la Superintendencia de Riesgos del Trabajo.

Medio ambiente

Estamos adheridos al Pacto Global de las Naciones Unidas desde 2019. Participamos en el programa “Conectando Empresas con los ODS”, organizado por el CEADS y EY Argentina, centrado en consolidar el rol de las empresas en la Agenda 2030. En este marco, presentamos iniciativas alineadas con los ODS:3, 6, 7, 12 y 15.

Durante 2025 avanzamos en la reducción de emisiones de CO₂ asociados a venteos en E&P y en la detección de pérdidas con cámaras infrarrojas. En línea con los requerimientos de la norma ISO 14064-1, continuamos trabajando en una estrategia de neutralidad de carbono, con la digitalización de datos desde el origen y cálculo para la gestión de emisiones. Los indicadores ambientales reportados bajo GRI 2024 fueron verificados externamente. Trabajamos sobre los riesgos hídricos actuales y potenciales, y continuamos actualizando la línea de base de biodiversidad en los activos de E&P y generación. Completamos la encuesta de CDP sobre cambio climático, seguridad hídrica, biodiversidad y plásticos, obteniendo calificación C, en línea con el promedio de la industria. También participamos de EcoVadis, mejorando nuestra calificación total y ambiental, ubicándonos en el percentil 85 de las empresas mejor calificadas.

A lo largo del año realizamos simulacros periódicos para asegurar una respuesta rápida y efectiva ante emergencias, alineamos todos los sitios al estándar corporativo de gestión de contingencias y operaciones, realizamos análisis de riesgos en campo y continuamos con la capacitación en el sistema de comando de incidentes.

Salud ocupacional

Nuestros procesos y herramientas de mejora continua están orientados a la prevención de riesgos, vigilancia activa y promoción del bienestar integral. En 2025 avanzamos en la integración de procesos de salud ocupacional, logrando cobertura total en vigilancia y fortaleciendo la cultura preventiva en la Compañía.

Durante el año identificamos, evaluamos y controlamos riesgos para la salud asociados a factores físicos, químicos, biológicos, ergonómicos y mecánicos, realizando evaluaciones periódicas y acciones correctivas. Alcanzamos el 100% de cobertura en exámenes de exposición a riesgos específicos (ASOPE), garantizando el cumplimiento normativo y la vigilancia epidemiológica, y brindamos acompañamiento psicosocial frente a eventos ambientales ocurridos en Bahía Blanca y San Rafael.

En materia de bienestar y promoción de la salud, implementamos programas preventivos que incluyeron 1.180 inmunizaciones, 20 evaluaciones bromatológicas de comedores, más de 900 horas de capacitación en primeros auxilios y RCP, y consultoría y capacitación en nutrición. En el marco de la Política de Alcohol, Drogas y Sustancias Psicoactivas, realizamos 9.195 testeos, con 117 casos detectados en contratistas, reforzando la cultura de prevención. Asimismo, llevamos adelante auditorías de buenas prácticas de manufactura, evaluación microbiológica de alimentos y supervisión de proveedores, garantizando la seguridad e inocuidad alimentaria en toda la Compañía.

12. Resultados del ejercicio

Pampa es una empresa integrada de energía de Argentina que participa principalmente en la producción de petróleo y gas y generación de energía.

A través de nuestras actividades propias, sociedades subsidiarias y participaciones en negocios conjuntos y asociadas, y sobre la base de la naturaleza, clientes y riesgos involucrados operamos nuestro negocio a través de los siguientes segmentos:

- **Petróleo y gas**, integrado principalmente por las participaciones propias en áreas de petróleo y gas, las actividades de Pampa Energía S.A. - Sucursal Dedicada Midstream RDA y las participaciones en SESA y PECSA;
- **Generación de energía**, integrado principalmente por las participaciones directas e indirectas en CTBSA, HINISA, HIDISA, VAR, Termoeléctrica Manuel Belgrano, Termoeléctrica José de San Martín y por las actividades propias de generación de electricidad a través de las centrales CTG, CPB, CTP, CTLL, CTGEBA, CTPP, CTIW, EcoEnergía, los parques eólicos PEPE 2, PEPE 3, PEPE 4 y PEPE 6, y de la represa HPPL;
- **Petroquímica**, integrado por las operaciones propias de estirénicos y de la unidad reformadora catalítica desarrolladas en las plantas de Argentina; y
- **Holding y otros**, integrado principalmente por las participaciones en CITELEC y CIESA y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión a nivel nacional y de gas en el oeste y sur del país, respectivamente, y las participaciones en VMOS, Oldelval, OCP LTD y Enecor.

12.1 Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2025 (US\$ millones)

Información de resultados consolidados (al 31 de diciembre de 2025)	Petróleo y gas	Generación	Petroquímica	Holding, transporte y otros	Eliminaciones	Consolidado
Ingresos por ventas	740	791	443	24	-	1.998
<i>Ventas en el mercado local</i>	541	788	265	24	-	1.618
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	199	3	178	-	-	380
Ventas intersegmentos	122	1	-	-	(123)	-
Costo de ventas	(613)	(450)	(429)	-	123	(1.369)
Resultado bruto	249	342	14	24	-	629
Gastos de comercialización	(80)	(4)	(12)	(2)	-	(98)
Gastos de administración	(83)	(42)	(6)	(61)	-	(192)
Gastos de exploración	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos operativos	49	23	19	9	-	100
Otros egresos operativos	(23)	(11)	(9)	(29)	-	(72)
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(3)	55	(37)	-	-	15
Deterioro de activos financieros	(21)	-	-	-	-	(21)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	3	12	-	127	-	142
Resultado por venta de participación en sociedades	-	-	-	-	-	-
Resultado operativo	91	375	(31)	68	-	503
Ingresos financieros	-	18	27	-	-	45
Gastos financieros	(101)	(46)	-	(49)	-	(196)
Otros resultados financieros	(35)	168	3	94	-	230
Resultados financieros, neto	(136)	140	30	45	-	79
Resultado antes de impuestos	(45)	515	(1)	113	-	582
Impuesto a las ganancias	(10)	(217)	5	18	-	(204)
Ganancia del ejercicio	(55)	298	4	131	-	378
Atribuible a:						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	(55)	297	4	131	-	377
<i>Participación no controladora</i>	-	1	-	-	-	1
Información patrimonial consolidada (al 31 de diciembre de 2025)						
Activos totales	2.513	3.046	147	931	(43)	6.594
Pasivos totales	1.737	668	73	554	(43)	2.989

12.2 Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2024 (US\$ millones)

Información de resultados consolidados (al 31 de diciembre de 2024)	Petróleo y gas	Generación	Petroquímica	Holding, transporte y otros	Eliminaciones	Consolidado
Ingresos por ventas	623	672	516	65	-	1.876
<i>Ventas en el mercado local</i>	515	669	326	65	-	1.575
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	108	3	190	-	-	301
Ventas intersegmentos	107	-	-	-	(107)	-
Costo de ventas	(515)	(367)	(487)	(17)	107	(1.279)
Resultado bruto	215	305	29	48	-	597
Gastos de comercialización	(58)	(3)	(13)	-	-	(74)
Gastos de administración	(82)	(52)	(7)	(98)	-	(239)
Gastos de exploración	(21)	-	-	-	-	(21)
Otros ingresos operativos	87	35	41	12	-	175
Otros egresos operativos	(28)	(14)	(7)	(39)	-	(88)
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(34)	-	-	-	-	(34)
Deterioro de activos financieros	(10)	(46)	-	-	-	(56)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(21)	-	167	-	146
Resultado por venta de participación en sociedades	-	-	-	34	-	34
Resultado operativo	69	204	43	124	-	440
Ingresos financieros	2	8	21	1	-	32
Gastos financieros	(96)	(53)	(3)	(33)	-	(185)
Otros resultados financieros	(11)	183	7	32	-	211
Resultados financieros, neto	(105)	138	25	-	-	58
Resultado antes de impuestos	(36)	342	68	124	-	498
Impuesto a las ganancias	31	119	4	(33)	-	121
Ganancia del ejercicio	(5)	461	72	91	-	619
Atribuible a:						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	(5)	461	72	91	-	619
<i>Participación no controladora</i>	-	-	-	-	-	-
Información patrimonial consolidada (al 31 de diciembre de 2024)						
Activos totales	1.918	3.155	173	1.116	(17)	6.345
Pasivos totales	1.583	857	109	518	(17)	3.050

12.3 Análisis de los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con el finalizado el 31 de diciembre de 2024

Ventas netas consolidadas por US\$1.998 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 7% mayor a los US\$1.876 millones del ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 18% en petróleo y gas (US\$132 millones), 18% en generación (US\$120 millones), parcialmente compensado por caídas de 63% en holding, transporte y otros (US\$41 millones), 14% en petroquímica (US\$73 millones) y mayores eliminaciones intersegmento por US\$16 millones.

Costos de ventas consolidado de US\$1.369 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 7% más que los US\$1.279 millones del ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 23% en generación (US\$83 millones) y 19% en petróleo y gas (US\$98 millones), parcialmente compensado por mejoras del 100% en holding, transporte y otros (US\$17 millones), 12% en petroquímica (US\$58 millones) y mayores eliminaciones intersegmento por US\$16 millones.

Resultado bruto consolidado de US\$629 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 5% mayor a los US\$597 millones registrados en el ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 16% en petróleo y gas (US\$34 millones) y 12% en generación (US\$37 millones), parcialmente compensadas por caídas del 52% en petroquímica (US\$15 millones) y 50% en holding, transporte y otros (US\$24 millones).

Resultado operativo consolidado de US\$503 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 14% más en comparación a los US\$440 millones del ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 84% en generación (US\$171 millones) y 32% en petróleo y gas (US\$22 millones), parcialmente compensado por disminuciones del 172% en petroquímica (US\$74 millones) y 45% en holding, transporte y otros (US\$56 millones).

Resultados financieros, netos, representaron una ganancia de US\$79 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los US\$58 millones en el ejercicio 2024, principalmente explicada por incrementos en las ganancias por US\$45 millones en holding, transporte y otros, US\$5 millones en petroquímica y US\$2 millones en generación, parcialmente compensado por mayores pérdidas netas de US\$31 millones en petróleo y gas.

Ganancia consolidada de US\$378 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, de los cuales US\$377 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, un 39% menos en comparación a la ganancia consolidada de US\$619 millones atribuible a los propietarios de la Compañía en el ejercicio 2024, explicado por reducciones del 94% en petroquímica (US\$68 millones), 36% en generación (US\$164 millones), parcialmente compensado por menores pérdidas del 1.000% en petróleo y gas (US\$50 millones) y mayores ganancias del 44% en holding, transporte y otros (US\$40 millones).

Segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	862	730	+18%
<i>Ventas en el mercado local</i>	663	622	+7%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	199	108	+84%
Costo de ventas	(613)	(515)	+19%
Resultado bruto	249	215	+16%
Gastos de comercialización	(80)	(58)	+38%
Gastos de administración	(83)	(82)	+1%
Gastos de exploración	-	(21)	-100%
Otros ingresos operativos	49	87	-44%
Otros egresos operativos	(23)	(28)	-18%
Deterioro de PPE	(3)	(34)	-91%
Deterioro de activos financieros	(21)	(10)	+110%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	3	-	NA
Resultado operativo	91	69	+32%
Ingresos financieros	-	2	-100%
Gastos financieros	(101)	(96)	+5%
Otros resultados financieros	(35)	(11)	+218%
Resultados financieros, netos	(136)	(105)	+30%
Resultado antes de impuestos	(45)	(36)	+25%
Impuesto a las ganancias	(10)	31	NA
Resultado del período	(55)	(5)	NA

Los ingresos por ventas del segmento de petróleo y gas aumentaron un 18% a US\$862 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$730 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debe principalmente al incremento de la producción de crudo proveniente del yacimiento Rincón de Aranda, parcialmente compensado por menores precios asociados a la caída del precio internacional del Brent. La siguiente tabla muestra la producción y volumen vendido del segmento de petróleo y gas:

	Ejercicio		Variación %
	2025	2024	
Producción			
Petróleo (miles de bbl/día)	11,7	4,8	145%
Gas (miles de m³/día)	12.362	12.478	-1%
Total (miles de boe/día)	84,4	78,2	8%
Ventas			
Petróleo (miles de bbl/día)	11,8	5,0	139%
Gas (miles de m³/día)	12.390	12.468	-1%
Total (miles de boe/día)	84,8	78,3	8%
Precio promedio			
En US\$/bbl	61,5	70,2	-12%
En US\$/MBTU	3,7	3,7	-1%

Nota: Producción en Argentina.

El costo de ventas del segmento de petróleo y gas aumentó 19% a US\$613 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$515 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se debió principalmente a un mayor costo de extracción por mayores gastos de tratamiento de gas y a la puesta en marcha del yacimiento Rincón de Aranda, mayor depreciación de PPE y aumento en las regalías asociadas a la creciente producción de crudo.

El resultado bruto del segmento de petróleo y gas aumentó 16%, de US\$215 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a US\$249 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Dicha variación se explica principalmente por el incremento en los volúmenes comercializados de crudo,

compensado parcialmente por el aumento en los costos, ligera merma en la demanda de gas y menores precios promedio de comercialización de petróleo. Adicionalmente, el margen bruto en relación con las ventas fue del 29% para ambos ejercicios.

Los gastos de comercialización del segmento de petróleo y gas aumentaron a US\$80 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con los US\$58 millones para el mismo período de 2024, debido al incremento de los costos de transporte de crudo y gas por mayor producción de crudo en Rincón de Aranda y de gas en el bloque Sierra Chata, y mayor exportación de gas a Chile.

Los gastos de administración del segmento de petróleo y gas aumentaron a US\$83 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$82 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 debido al aumento de honorarios y retribuciones por servicios.

Los gastos de exploración del segmento de petróleo y gas registraron una pérdida de US\$21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 correspondiente a la baja de pozos improductivos en el bloque Rincón del Mangrullo. No se registraron gastos de exploración durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de petróleo y gas registraron ganancias por US\$26 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los US\$59 millones registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a menores ingresos derivados del Plan Gas, menores intereses por mora y al resultado por la venta de la participación del 22,51% en el bloque Gobernador Ayala registrado en el ejercicio comparativo.

Nuestro segmento de petróleo y gas registró un deterioro de PPE de US\$3 millones y US\$19 millones correspondiente a las áreas El Tordillo/La Tapera durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente. Con fecha 1 de octubre de 2025 Pampa concretó la venta de su participación del 35,6706% en las concesiones de dichas áreas y cobró un valor de US\$2 millones. Adicionalmente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 se registró un deterioro de PPE de US\$15 millones en el bloque Rincón del Mangrullo.

El deterioro de activos financieros del segmento de petróleo y gas registró una pérdida por US\$21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con la pérdida de US\$10 millones registrada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El cargo del ejercicio actual se explica por el deterioro en los índices de cobrabilidad debido principalmente al mayor atraso en el cobro de créditos registrados con ENARSA.

El resultado por participaciones en negocios conjuntos del segmento de petróleo y gas ascendió a US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, correspondiente a nuestra participación del 20% en SESA, entidad que tiene por objeto desarrollar el Proyecto FLNG para la exportación de LNG.

El resultado operativo del segmento de petróleo y gas aumentó US\$22 millones, un 32% más, a US\$91 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$69 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 aumentó a 11%, comparado con 9% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los resultados financieros, netos, del segmento de petróleo y gas registraron pérdidas de US\$136 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$105 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio sobre la posición neta activa en pesos.

El segmento de petróleo y gas registró una pérdida por impuesto a las ganancias de US\$10 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una ganancia de US\$31 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación se debe principalmente al crédito no monetario sobre el impuesto a las ganancias diferido debido a una inflación superior a la devaluación del AR\$ durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, mientras que, durante 2025, la evolución de la inflación fue inferior a la devaluación.

Como consecuencia, el segmento de petróleo y gas registró pérdidas de US\$55 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambos íntegramente atribuibles los propietarios de la Sociedad.

Segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	792	672	+18%
Costo de ventas	(450)	(367)	+23%
Resultado bruto	342	305	+12%
Gastos de comercialización	(4)	(3)	+33%
Gastos de administración	(42)	(52)	-19%
Otros ingresos operativos	23	35	-34%
Otros egresos operativos	(11)	(14)	-21%
Recupero de deterioro de PPE	55	-	NA
Deterioro de activos financieros	-	(46)	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	12	(21)	NA
Resultado operativo	375	204	+84%
Ingresos financieros	18	8	+125%
Gastos financieros	(46)	(53)	-13%
Otros resultados financieros	168	183	-8%
Resultados financieros, netos	140	138	+1%
Resultado antes de impuestos	515	342	+51%
Impuesto a las ganancias	(217)	119	NA
Resultado del período	298	461	-35%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	297	461	-36%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	1	-	NA

Los ingresos por ventas del segmento de generación de energía aumentaron un 18% a US\$792 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$672 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicho aumento se debe principalmente a: **(i)** mayor generación de energía renovable por la habilitación comercial de PEPE 6 a finales del 2024; **(ii)** mayores ingresos por el reconocimiento del combustible de abastecimiento propio; y **(iii)** la remuneración adicional de la Res. SE N° 294/24 y **(iv)** la entrada en vigencia de la Res. SE N° 400/25. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la indisponibilidad forzada en HINISA, debido al siniestro climático ocurrido en enero de 2025.

La generación de energía durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 cayó un 3%, a 21.024 GWh, en comparación con 21.743 GWh para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente a menor generación hidroeléctrica compensado parcialmente por mayor generación de energía eólica y térmica.

El siguiente cuadro muestra la generación neta para las plantas de generación:

En GWh	Ejercicio			
	2025		2024	
	Generación neta	Ventas totales	Generación neta	Ventas totales
Eólicas				
PEPE 2	206	215	188	201
PEPE 3	241	241	202	202
PEPE 4	361	361	341	341
PEPE 5	322	322	343	343
PEPE 6	583	583	197	195
Hidroeléctricas				
HINISA	283	283	857	857
HIDISA	520	520	616	616
HPPL	558	558	890	890
Térmicas				
CTLL	4.326	4.244	4.754	4.705
CTG	261	448	303	625
CTP	53	53	59	59
CPB	514	514	262	262
CTPP	139	139	192	192
CTIW	134	134	145	145
CTGEBA	8.144	8.566	7.584	8.043
EcoEnergía	54	123	70	150
CTEB ¹	4.325	4.321	4.741	4.733
Total	21.024	21.625	21.743	22.557

Nota: 1 Participación accionaria del 50%.

El costo de ventas aumentó un 23% a US\$450 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$367 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a mayores depreciaciones de PPE, mayores gastos de mantenimiento y compras de combustible para autoabastecimiento.

El resultado bruto del segmento de generación de energía aumentó un 12% a US\$342 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$305 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El margen bruto en relación con las ventas disminuyó a 43% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con 45% para el mismo período de 2024.

Los gastos de comercialización del segmento de generación de energía aumentaron a US\$4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los gastos de administración del segmento de generación de energía disminuyeron a US\$42 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$52 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por menores costos laborales.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de generación de energía experimentaron una contracción, registrando ganancias de US\$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por menores intereses por mora con CAMMESA por menor tasa y mora, parcialmente compensado por mayor recupero de seguros.

Nuestro segmento de generación registró un recupero de deterioro de PPE de US\$55 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 correspondiente a CPB, producto de la mejora en la estimación del valor de recupero del activo bajo el nuevo régimen de precios *spot* en la Res. SE N° 400/25.

El segmento de generación de energía registró un deterioro de activos financieros de US\$46 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 debido al acuerdo celebrado con CAMMESA el 27 de mayo de 2024, mediante el cual dicha entidad canceló el saldo de ciertas transacciones impagas del MEM, mediante: **(i)** la entrega de bonos soberanos valuados al 65% de su valor nominal para cancelar las transacciones del MEM correspondientes a diciembre de 2023 y enero de 2024; y **(ii)** un pago en efectivo

para cancelar la transacción del MEM correspondiente a febrero de 2024. No se registró ningún deterioro de activos financieros durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

El resultado por participaciones en negocios conjuntos del segmento de generación de energía, correspondiente a nuestra participación del 50% en CTBSA, registró una ganancia de US\$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una pérdida de US\$21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación corresponde principalmente al deterioro de PPE registrado por CTEB en 2024, parcialmente compensada por la pérdida derivada del crédito no monetario sobre el impuesto a las ganancias diferido, debido a una devaluación superior a la inflación del AR\$ durante 2025.

El resultado operativo del segmento de generación de energía aumentó un 84% a US\$375 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$204 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente por el aumento de la utilidad bruta en 2025, el recupero de deterioro de PPE de CPB, menores costos laborales y mayores recuperos de seguros, sumado a un mejor resultado por participación en CTEB. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la disminución de los intereses comerciales en 2025. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 aumentó al 47%, en comparación con el 30% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los resultados financieros, netos, registraron ganancias de US\$140 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US\$138 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debe principalmente a mayores intereses financieros, menores pérdidas por diferencia de cambio sobre la posición monetaria en AR\$, compensado parcialmente por menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

El segmento de generación de energía registró una pérdida por impuesto a las ganancias de US\$217 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una ganancia de US\$119 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación se relaciona principalmente con el crédito no monetario sobre el impuesto a las ganancias diferido, debido a una inflación superior a la devaluación del AR\$ durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, mientras que el comportamiento de la inflación y la devaluación fue inverso durante el ejercicio 2025.

Como consecuencia, el segmento de generación de energía registró ganancias de US\$298 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, de los cuales US\$297 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad, en comparación con US\$461 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	443	516	-14%
<i>Ventas en el mercado local</i>	265	326	-19%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	178	190	-6%
Costo de ventas	(429)	(487)	-12%
Resultado bruto	14	29	-52%
Gastos de comercialización	(12)	(13)	-8%
Gastos de administración	(6)	(7)	-14%
Otros ingresos operativos	19	41	-54%
Otros egresos operativos	(9)	(7)	+29%
Deterioro de inventarios	(37)	-	NA
Resultado operativo	(31)	43	NA
Ingresos financieros	27	21	+29%
Gastos financieros	-	(3)	-100%
Otros resultados financieros	3	7	-57%
Resultados financieros, netos	30	25	+20%
Resultado antes de impuestos	(1)	68	NA
Impuesto a las ganancias	5	4	+25%
Resultado del período	4	72	-94%

Los ingresos por ventas del segmento de petroquímica registraron US\$443 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 14% inferior a los US\$516 millones registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se debe principalmente a la caída en los precios de todos los productos, reflejando la tendencia de los precios internacionales de referencia y un contexto económico más competitivo.

Los volúmenes totales comercializados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 disminuyeron un 2% respecto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente por los menores volúmenes de venta de poliestireno y caucho. La siguiente tabla muestra el volumen vendido en el segmento de petroquímica:

Volumen vendido en miles de ton	Ejercicio	
	2025	2024
Estireno y poliestireno	84	88
Caucho sintético	41	45
Reforma	335	336
Total	460	469

El costo de ventas del segmento de petroquímica disminuyó un 12% a US\$429 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$487 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicha variación responde a los menores volúmenes comercializados y menores precios de la materia prima principalmente para la planta de reforma.

El segmento de petroquímica registró una ganancia bruta de US\$14 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$29 millones en el mismo período de 2024, debido principalmente a los menores márgenes de poliestireno, caucho y estireno, parcialmente compensado por mayor margen de la planta de reforma. El margen bruto en relación con las ventas fue de 3% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con 6% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los gastos de comercialización del segmento de petroquímica disminuyeron a US\$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$13 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los gastos de administración del segmento de petroquímica disminuyeron a US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por menores costos laborales.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, registraron ganancias de US\$10 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US\$34 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por la mayor reversión de la provisión para contingencias aduaneras registrada en el ejercicio anterior, menores ganancias derivadas de la liquidación de exportaciones a un tipo de cambio diferencial en US\$ a través del Programa de Incremento Exportador y pérdidas por capacidad ociosa en nuestra planta de reforma, caucho, estireno y poliestireno.

Nuestro segmento de petroquímica registró un deterioro de PPE de US\$37 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, como resultado de la evaluación de recuperabilidad realizada, luego de haber identificado condiciones de mercado adversas por la caída sostenida en los precios de venta de los productos petroquímicos en un contexto de mayor competencia.

El resultado operativo del segmento de petroquímica registró una pérdida de US\$31 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una ganancia de US\$43 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El segmento de petroquímica registró en concepto de resultados financieros, netos, ganancias de US\$30 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparada con US\$25 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por una mayor reversión de los intereses acumulados en la provisión para contingencias aduaneras registrada en el ejercicio anterior.

El segmento de petroquímica registró ganancias por impuesto a las ganancias de US\$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$4 millones para el ejercicio 2024.

El segmento de petroquímica registró ganancias de US\$4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparada con US\$72 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de holding, transporte y otros

Segmento de holding, transporte y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	24	65	-63%
Costo de ventas	-	(17)	-100%
Resultado bruto	24	48	-50%
Gastos de comercialización	(2)	-	NA
Gastos de administración	(61)	(98)	-38%
Otros ingresos operativos	9	12	-25%
Otros egresos operativos	(29)	(39)	-26%
Resultado por venta de participación en sociedades	-	34	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	127	167	-24%
Resultado operativo	68	124	-45%
Ingresos financieros	-	1	-100%
Gastos financieros	(49)	(33)	+48%
Otros resultados financieros	94	32	+194%
Resultados financieros, netos	45	-	NA
Resultado antes de impuestos	113	124	-9%
Impuesto a las ganancias	18	(33)	NA
Resultado del período	131	91	+44%

Los ingresos por ventas del segmento de holding, transporte y otros disminuyeron un 63%, a US\$24 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US\$65 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por el impacto de la

desconsolidación de OCP, que incluyó la actividad de transporte de petróleo crudo desde el 30 de agosto de 2024 hasta el final de la concesión el 29 de noviembre de 2024.

Nuestro segmento de holding, transporte y otros no registró costo de ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con los US\$17 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado por el fin de la concesión de OCP.

Nuestro segmento de holding, transporte y otros registró un resultado bruto de US\$24 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US\$48 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 como resultado principalmente de la desconsolidación de OCP.

Los gastos de comercialización y administración del segmento de holding, transporte y otros disminuyeron a US\$63 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US\$98 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a menor devengamiento en los acuerdos de compensación de ejecutivos en línea con el comportamiento del precio de la acción, parcialmente compensado por mayores honorarios y retribuciones por servicios.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de holding, transporte y otros registraron pérdidas de US\$20 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US\$27 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación responde principalmente a cargos por provisión para contingencias registrados en 2024.

El resultado por venta de participaciones en sociedades del segmento de holding, transporte y otros registró una ganancia de US\$34 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido a la venta de nuestra participación directa en TGS.

La ganancia por participaciones en asociadas y negocios conjuntos del segmento de holding, transporte y otros fue de US\$127 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparada con US\$167 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta disminución se explica principalmente por las menores ganancias derivadas de nuestra participación en OCP debido a las ganancias reconocidas en el marco de la adquisición adicional de acciones en el capital social en 2024, parcialmente compensadas por mayores ganancias provenientes de nuestras participaciones en CIESA y CITELEC, consistentes con los incrementos tarifarios mensuales recibidos por TGS y Transener durante 2025.

El resultado operativo del segmento de holding, transporte y otros registró ganancias de US\$68 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US\$124 millones para ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El segmento de holding, transporte y otros registró una ganancia financiera neta de US\$45 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido a mayores ganancias por diferencias de cambio netas sobre la posición pasiva monetaria en pesos, parcialmente compensadas por mayores intereses sobre pasivos fiscales. No se registraron cargos netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El segmento de holding, transporte y otros registró una ganancia de US\$18 millones por impuesto a las ganancias en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una pérdida de US\$33 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación se relaciona principalmente con el ajuste por inflación impositivo sobre la posición monetaria neta.

El segmento de holding, transporte y otros registró ganancias de US\$131 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US\$91 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

13. Política de dividendos

Con el objetivo de establecer prácticas claras, transparentes y consistentes que permitan a los accionistas tomar decisiones informadas, la Compañía ha implementado una Política de Dividendos, en concordancia con el Estatuto y el marco legal y regulatorio vigente, en la cual plasma los lineamientos para mantener un equilibrio adecuado entre los montos distribuidos y los planes de inversión de Pampa.

Anualmente, el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de pagar dividendos a sus accionistas durante cada ejercicio social y analiza con particular atención las circunstancias económicas propias de dicho período.

Para el ejercicio 2026, no prevemos pagar dividendos en efectivo sobre nuestras acciones ordinarias ni ADS. Se retendrán todos los fondos disponibles y las utilidades para ser aplicados en la operación y expansión de nuestros negocios, fortaleciendo aún más la capacidad operativa y la posición estratégica de Pampa en el mercado energético argentino.

14. Propuesta del Directorio

Se informa que el resultado del ejercicio arrojó una ganancia de AR\$495.789 millones la cual, sumada a las diferencias de conversión apropiadas a los resultados no asignados que asciende a AR\$15.742 millones, totalizan al 31 de diciembre de 2025 resultados no asignados positivos por AR\$511.531 millones. En consecuencia, el Directorio por unanimidad resuelve proponer a la Asamblea de Accionistas destinar la suma de AR\$511.531 millones a la reserva facultativa.

En este sentido, la Sociedad no prevé distribuir dividendos a fin de retener todos los fondos con el objeto de aplicarlos y/o tenerlos disponibles para:

- i. Continuar impulsando la operación y expansión de nuestros negocios mediante inversiones clave, tanto ordinarias como extraordinarias. Esto incluye la continuidad de la exploración y producción de gas y crudo en Vaca Muerta, con foco en Rincón de Aranda, así como los compromisos de aportes en los proyectos en los que somos parte;
- ii. Maximizar las posibilidades de inversión que permitan un crecimiento significativo, la expansión de los negocios y la generación de sinergias estratégicas;
- iii. Tomar las medidas necesarias para resguardar los intereses y el valor de la inversión de los accionistas de la Compañía ante los distintos desafíos del mercado.

Todo lo cual se ajusta a lo previsto por la Política de Dividendos de la Sociedad.

Finalmente, no queremos dejar de agradecer a todas las personas que hacen de Pampa Energía la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina. A ellos, a los accionistas que confían en nosotros, a nuestros asesores, a nuestros clientes y proveedores, el más cálido agradecimiento.

Ciudad de Buenos Aires, 2 de marzo de 2026.

EL DIRECTORIO

Anexo I: Informe de Gobierno Societario

El Directorio de Pampa ha elaborado el siguiente reporte sobre la aplicación de los principios contenidos en el Código de Gobierno Societario para el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2025, de acuerdo a los términos del Art. 1 de la Sección I del Capítulo I del Título IV de las Normas de la CNV, de acuerdo con N.T. 2013 modificado por la Res. General CNV N° 797/19.

A. La función del Directorio

Principios

- i. La Compañía debe ser liderada por un Directorio profesional y capacitado que será el encargado de sentar las bases necesarias para asegurar el éxito sostenible de la Compañía. El Directorio es el guardián de la Compañía y de los derechos de todos sus accionistas.
- ii. El Directorio deberá ser el encargado de determinar y promover la cultura y valores corporativos. En su actuación, el Directorio deberá garantizar la observancia de los más altos estándares de ética e integridad en función del mejor interés de la Compañía.
- iii. El Directorio deberá ser el encargado de asegurar una estrategia inspirada en la visión y misión de la Compañía, que se encuentre alineada a los valores y la cultura de la misma. El Directorio deberá involucrarse constructivamente con la gerencia para asegurar el correcto desarrollo, ejecución, monitoreo y modificación de la estrategia de la Compañía.
- iv. El Directorio ejercerá control y supervisión permanente de la gestión de la Compañía, asegurando que la gerencia tome acciones dirigidas a la implementación de la estrategia y al plan de negocios aprobado por el Directorio.
- v. El Directorio deberá contar con mecanismos y políticas necesarias para ejercer su función y la de cada uno de sus miembros de forma eficiente y efectiva.

1. El Directorio genera una cultura ética de trabajo y establece la visión, misión y valores de la Compañía.

El [Código de Conducta](#), aprobado por nuestro Directorio, establece una cultura organizacional basada en la visión, misión y valores de Pampa. El Código define los principios que guían las acciones diarias y las decisiones estratégicas de todos los integrantes de Pampa. Valores como la responsabilidad, la integridad, la excelencia, el espíritu emprendedor y el trabajo en equipo son pilares fundamentales, que promueven el trabajo en equipo y la excelencia operativa¹⁵. Para asegurar el cumplimiento de estos principios y valores, Pampa cuenta con un Comité de Ética, encargado de velar proactivamente por la integridad empresarial. Asimismo, la Política de prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades, aprobada por el Directorio, reafirma la transparencia y ética como pilares de gestión empresarial y el crecimiento sustentable, prohibiendo cualquier conducta que contravenga los principios y valores definidos en nuestro Código de Conducta. En consecuencia, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

2. El Directorio fija la estrategia general de la Compañía y aprueba el plan estratégico que desarrolla la gerencia. Al hacerlo, el Directorio tiene en consideración factores ambientales, sociales y de gobierno societario. El Directorio supervisa su implementación mediante la utilización de indicadores clave de desempeño y teniendo en consideración el mejor interés de la Compañía y todos sus accionistas.

El Directorio define la estrategia de Pampa y es responsable de aprobar el presupuesto anual, considerando diversos índices, factores, riesgos y proyecciones analizados por la gerencia, así como aspectos ASG, detallados en el Reporte Anual de Sustentabilidad. Este presupuesto guía las actividades de todos los

¹⁵ Para más información, ver las Prácticas [22](#) y [23](#) en el Anexo I de esta Memoria.

sectores durante el próximo ejercicio, en línea con la estrategia de Pampa. La dirección ejecutiva de finanzas elabora y supervisa el cumplimiento de dicha estrategia y presupuesto.

En los últimos años, Pampa llevó adelante diversos proyectos que contribuyeron a reducir su huella de carbono, eficientizar su base de activos y a diversificar la matriz energética del país, combinando el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta con la instalación de 427 MW de generación eólica, consolidándose como uno de los principales generadores renovables del país. Parte de la inversión necesaria para lograr este último hito fue financiada a través de distintos instrumentos calificados como verdes, lo que refleja el compromiso del Directorio y la Compañía con el desarrollo de proyectos sostenibles. Además, esta estrategia evidencia cómo el Directorio incorpora distintos factores en su toma de decisiones, alineándolas con la estrategia integral y de largo plazo de la Compañía.

3. El Directorio supervisa a la gerencia y asegura que ésta desarrolle, implemente y mantenga un sistema adecuado de control interno con líneas de reporte claras.

Pampa evalúa la efectividad de los controles internos sobre la información financiera a partir del Marco Integrado de Control Interno, emitido por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission en 2013. En tal sentido, el Directorio aprobó el organigrama de Pampa, que incluye: **(i)** un equipo de control interno que da soporte a los referentes de procesos en el diseño de los mismos, y monitorea las observaciones surgidas de la evaluación; **(ii)** un equipo de auditoría interna que evalúa la efectividad y el diseño de los controles definidos; **(iii)** referentes de procesos que garantizan la efectividad y actualización de los controles; y **(iv)** presentaciones periódicas sobre avances y evaluaciones de los procesos ante el Comité de Auditoría, el CEO y el CFO.

El [Comité de Auditoría](#), integrado por directores independientes, es el encargado de supervisar el sistema de control interno. Al menos de forma trimestral, se presenta al Directorio informes sobre eventos relevantes e indicadores de gestión, permitiendo conocer los resultados obtenidos y evaluar el desempeño de la Compañía. Además, se promueve una interacción constante entre el Directorio y la gerencia, con la participación de distintas áreas para abordar consultas específicas y garantizar el monitoreo de los objetivos del ejercicio. Esta interacción, enriquecida por la preparación y experiencia de los miembros del Directorio, facilita discusiones abiertas y sinceras sobre la gestión.

Por último, Pampa implementa diversas iniciativas para fortalecer el control interno, como el [Programa de Integridad](#) ([Práctica 23](#)), el [Código de Conducta](#) ([Prácticas 1, 22 y 23](#)), la [Política para la prevención del Fraude, la corrupción y otras irregularidades](#) ([Prácticas 1 y 23](#)), un [canal de denuncias](#) para informar presuntas irregularidades ([Práctica 23](#)), Política para la recuperación de compensaciones otorgadas erróneamente, políticas de Gobierno Corporativo descriptas en la Memoria y en este Anexo, y la gestión de riesgos corporativa ([Práctica 17](#)), entre otras.

4. El Directorio diseña las estructuras y prácticas de gobierno societario, designa al responsable de su implementación, monitorea la efectividad de las mismas y sugiere cambios en caso de ser necesarios.

El Directorio no sólo aprueba las políticas de gobierno corporativo, sino que también supervisa su implementación y efectividad, como se describió en la [Práctica 1](#). En este sentido, la gerencia revisa periódicamente dichas políticas y asesora al Directorio sobre la necesidad de actualizarlas y/o modificarlas. En los últimos años, el Directorio ha aprobado y/o actualizado diversas políticas, como la de Prevención del Fraude, la Corrupción y Otras Irregularidades y Mejores Prácticas Bursátiles, entre otras.

Asimismo, el Directorio monitorea regularmente el funcionamiento del Programa de Integridad de la Sociedad, y evalúa la necesidad de contar con comités específicos para aplicar distintas políticas. Si no se requiere un comité, el Directorio delega su implementación y control al área correspondiente. De este modo, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

5. Los miembros del Directorio tienen suficiente tiempo para ejercer sus funciones de forma profesional y eficiente. El Directorio y sus Comités tienen reglas claras y formalizadas para su funcionamiento y organización, las cuales son divulgadas a través de la página web de la Compañía.

Los miembros del Directorio dedican tiempo exclusivo al análisis y monitoreo de la gestión, respaldados por información detallada previa a las reuniones para una toma de decisiones eficiente y fundamentada. Asimismo, la participación de algunos directores en funciones ejecutivas facilita el contacto diario con la administración, mejorando la comprensión y supervisión de las operaciones.

Nuestra Política de Nominaciones garantiza que la selección de candidatos al Directorio considere criterios como independencia, diversidad, edad, habilidades, experiencia, conocimiento del negocio e industria, y posibles incompatibilidades, garantizando así una composición diversa.

Asimismo, el Directorio y sus Comités (de [Auditoría](#), de [Remuneraciones](#) y de [Nominaciones](#)) cuentan con reglamentos internos disponibles en nuestra [página web](#), los cuales regulan sus funciones, responsabilidades y reuniones, asegurando la aplicación de la práctica recomendada.

B. La Presidencia en el Directorio y la Secretaría Corporativa

Principios

- vi. El Presidente del Directorio es el encargado de velar por el cumplimiento efectivo de las funciones del Directorio y de liderar a sus miembros. Deberá generar una dinámica positiva de trabajo y promover la participación constructiva de sus miembros, así como garantizar que los miembros cuenten con los elementos e información necesaria para la toma de decisiones. Ello también aplica a los Presidentes de cada Comité del Directorio en cuanto a la labor que les corresponde.
- vii. El Presidente del Directorio deberá liderar procesos y establecer estructuras buscando el compromiso, objetividad y competencia de los miembros del Directorio, así como el mejor funcionamiento del órgano en su conjunto y su evolución conforme a las necesidades de la Compañía.
- viii. El Presidente del Directorio deberá velar que el Directorio en su totalidad esté involucrado y sea responsable por la sucesión del Gerente General.

6. El Presidente del Directorio es responsable de la buena organización de las reuniones del Directorio, prepara el orden del día asegurando la colaboración de los demás miembros y asegura que estos reciban los materiales necesarios con tiempo suficiente para participar de manera eficiente e informada en las reuniones. Los Presidentes de los Comités tienen las mismas responsabilidades para sus reuniones.

La Sociedad aplica la práctica recomendada al contar con una Secretaría del Directorio, responsable de convocar y coordinar las reuniones del Directorio y sus Comités, según lo establecido en el [Reglamento del Directorio](#). Las reuniones se realizan según las normativas vigentes y con la documentación necesaria para su análisis previo. Todo el proceso se desarrolla bajo la supervisión del Presidente del Directorio y los respectivos Comités¹⁶.

7. El Presidente del Directorio vela por el correcto funcionamiento interno del Directorio mediante la implementación de procesos formales de evaluación anual.

Anualmente, el Directorio de Pampa realiza una autoevaluación mediante un cuestionario que analiza su rendimiento y gestión. Cada miembro lo completa, y la dirección ejecutiva de asuntos legales revisa los

¹⁶ Para más información, ver la [Práctica 9](#) en el Anexo I de esta Memoria.

resultados para proponer, si es necesario, mejoras en su funcionamiento. Este proceso permite optimizar el funcionamiento del Directorio, aplicando así la práctica recomendada.

8. El Presidente genera un espacio de trabajo positivo y constructivo para todos los miembros del Directorio y asegura que reciban capacitación continua para mantenerse actualizados y poder cumplir correctamente sus funciones.

El Presidente lidera las reuniones de Directorio para garantizar su orden y correcto desempeño, coordinando su funcionamiento con la Secretaría del Directorio. En su ausencia, lo reemplaza el Vicepresidente o, en su defecto, otro miembro del Directorio. Las reuniones se convocan conforme a los plazos establecidos en el reglamento del órgano, asegurando el adecuado análisis de los temas.

Los directores con funciones ejecutivas mantienen contacto permanente con las distintas áreas de Pampa, lo que les permite una visión integral del negocio y una actualización constante. En las reuniones de Directorio se invita a miembros de diferentes gerencias para responder consultas sobre temas específicos, asegurando el monitoreo de los objetivos fijados para el ejercicio. Esta actualización se extiende a los miembros del Comité de Auditoría y demás directores independientes.

La Sociedad implementó un programa de capacitación continua para los miembros del Directorio en áreas clave para su gestión. Durante el ejercicio 2025, se realizaron actualizaciones sobre el impacto y la evolución actual de la IA y otros temas estratégicos, tanto en el Directorio como en el Comité de Auditoría. Este proceso continuará durante el ejercicio 2026.

9. La Secretaría Corporativa apoya al Presidente del Directorio en la administración efectiva del Directorio y colabora en la comunicación entre accionistas, Directorio y gerencia.

Pampa aplica esta práctica a través de la Secretaría del Directorio, integrada en la dirección ejecutiva de asuntos legales, cuyas principales funciones son: **(i)** coordinar las agendas de reuniones del Directorio con el Presidente, sus miembros y la gerencia, priorizando los temas claves para la gestión; **(ii)** organizar y enviar con anticipación la información necesaria para las reuniones; **(iii)** coordinar la elaboración, circulación y aprobación de minutas; **(iv)** facilitar la comunicación entre los miembros del Directorio, la gerencia y sus asesores; **(v)** archivar la documentación de las reuniones; **(vi)** brindar apoyo administrativo a los Comités creados en el ámbito del Directorio; **(vii)** coordinar las Asambleas de Accionistas, el registro de accionistas y la participación de los directores; **(viii)** elaborar, actualizar y enviar el programa de inducción a los nuevos miembros; y **(ix)** gestionar las funciones administrativas relacionadas con el Directorio, los Comités y la Asamblea de Accionistas. Estas funciones se desarrollan bajo la supervisión del Presidente, quien mantiene el enfoque en su rol estratégico.

10. El Presidente del Directorio asegura la participación de todos sus miembros en el desarrollo y aprobación de un plan de sucesión para el Gerente General de la Compañía.

Si bien la Sociedad no cuenta con un plan sucesorio formal, aplica un enfoque basado en principios definidos. Al evaluar la estructura organizativa, el Directorio designó al CEO y al CFO considerando su trayectoria y capacidades. Es importante señalar que el rol de Presidente del Directorio es independiente del de CEO. En este sentido, el Presidente del Directorio, junto con la dirección de recursos humanos, define las competencias y valores que debe reunir un futuro CEO, en línea con la misión, visión y valores de la Sociedad. Actualmente, no se considera necesaria la implementación de un plan de sucesión.

C. Composición, nominación y sucesión del Directorio

Principios

- ix. El Directorio deberá contar con niveles adecuados de independencia y diversidad que le permitan tomar decisiones en pos del mejor interés de la Compañía, evitando el pensamiento de grupo y la toma de decisiones por individuos o grupos dominantes dentro del Directorio.
- x. El Directorio deberá asegurar que la Compañía cuente con procedimientos formales para la propuesta y nominación de candidatos para ocupar cargos en el Directorio en el marco de un plan de sucesión.

11. El Directorio tiene al menos dos miembros que poseen el carácter de independientes de acuerdo con los criterios vigentes establecidos por la CNV.

La Sociedad aplica la práctica recomendada ya que al momento de emitir la Memoria, el [Directorio](#) cuenta con 5 directores titulares y 5 directores suplentes independientes. Además, como se indica en la [Práctica 3](#), el [Comité de Auditoría](#) está compuesto exclusivamente por miembros independientes, superando el requisito de mayoría exigido por las normas locales.

12. La Compañía cuenta con un Comité de Nominaciones que está compuesto por al menos tres miembros y es presidido por un director independiente. De presidir el Comité de Nominaciones, el Presidente del Directorio se abstendrá de participar frente al tratamiento de la designación de su propio sucesor.

El Directorio de Pampa aprobó la [Política de Nominaciones](#), que establece la creación del [Comité de Nominaciones](#) para asistir en el proceso de selección y designación de los miembros del Directorio. Este comité, dependiente del Directorio, está compuesto por 3 miembros titulares y un número igual o menor de suplentes, siendo su Presidente un director independiente según las normas de la CNV, cumpliendo así con la práctica recomendada.

13. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones, desarrolla un plan de sucesión para sus miembros que guía el proceso de preselección de candidatos para ocupar vacantes y tiene en consideración las recomendaciones no vinculantes realizadas por sus miembros, el Gerente General y los accionistas.

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Nominaciones, que define pautas sobre independencia, incompatibilidades y diversidad para los miembros del Órgano de Administración. Bajo dicha política, se creó un Comité encargado de gestionar la identificación y evaluación de candidatos, asistiendo al Directorio y accionistas en la elección de candidatos durante la Asamblea de Accionistas, conforme a la normativa vigente, especialmente al Art. 12 del Estatuto de Pampa, que establece la selección mediante listas para garantizar mayor transparencia en el proceso.

El Comité también evalúa de forma previa y no vinculante a los candidatos propuestos por el Directorio, considerando factores como independencia, diversidad, edad, habilidades y experiencia, siempre bajo criterios objetivos y respetando la pluralidad de género. Actualmente, el Directorio está compuesto por profesionales de diversas áreas, como economía, administración de empresas, finanzas, ingeniería y derecho. Todos los directores perciben el mismo honorario, promoviendo una cultura de inclusión que potencian el análisis, la discusión y toma de decisiones equitativas. Así, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

14. El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros electos.

La Sociedad aplica la práctica recomendada, ya que el Directorio, a través de su Secretaría, ofrece un programa de inducción a los nuevos miembros que incluye una descripción general de la Compañía, sus principales órganos sociales, prácticas de gobierno corporativo, el Código de Conducta, y las principales

políticas. Se proporciona la documentación e información necesarias para el ejercicio del cargo y se incorpora al listado de distribución del Directorio para que reciban la documentación antes de su primera participación. Para complementar la formación, se organizan reuniones con referentes de distintas áreas para resolver dudas y familiarizarse con el negocio de la Sociedad. La gerencia de Pampa está disponible para responder y complementar cualquier información requerida, en línea con la interacción continua mencionada en la [Práctica 8](#) en el Anexo I de esta Memoria.

D. Remuneración

Principio

- xi. El Directorio deberá generar incentivos a través de la remuneración para alinear a la gerencia — liderada por el Gerente General— y al mismo Directorio con los intereses de largo plazo de la Compañía de manera tal que todos los directores cumplan con sus obligaciones respecto a todos sus accionistas de forma equitativa.

15. La Compañía cuenta con un Comité de Remuneraciones que está compuesto por al menos tres miembros. Los miembros son en su totalidad independientes o no ejecutivos.

En línea con la Política de Remuneraciones, Pampa cuenta con un Comité que asesora al Directorio y/o a la Asamblea de Accionistas en la determinación de remuneraciones del Directorio, así como en el diseño y seguimiento de políticas y/o planes de remuneración y/o beneficios. Dicha política establece que la remuneración de los directores debe alinearse a los estándares de compañías similares a nivel local.

El [Comité de Remuneraciones](#), que depende del Directorio, está compuesto por tres miembros titulares e igual o menor número de suplentes, ninguno con funciones ejecutivas en Pampa. Actualmente, todos sus miembros son independientes, lo que garantiza el cumplimiento de la práctica recomendada.

16. El Directorio, a través del Comité de Remuneraciones, establece una política de remuneración para el Gerente General y miembros del Directorio.

Como parte de la práctica recomendada, nuestra Política de Remuneraciones establece que el Comité de Remuneraciones emita una opinión previa sobre las remuneraciones de los miembros del Directorio, asegurando que sean competitivas en el mercado y cumplan con las normativas aplicables. Esta opinión se presenta al Directorio y a la Asamblea de Accionistas. Cabe destacar que dicha recomendación no impacta la política de beneficios del resto de los empleados de Pampa.

La política de remuneraciones y beneficios de Pampa busca equilibrar competitividad externa y equidad interna, ajustando la estructura salarial y beneficios a través de encuestas del mercado. Para los principales ejecutivos, incluido el CEO y personal clave de Pampa, el Directorio aprobó en 2017 planes de compensación variable para alinear su desempeño con los planes estratégicos de la Sociedad, vinculando la remuneración con la creación de valor para los accionistas.

E. Ambiente de control

Principios

- xii. El Directorio debe asegurar la existencia de un ambiente de control, compuesto por controles internos desarrollados por la gerencia, la auditoría interna, la gestión de riesgos, el cumplimiento regulatorio y la auditoría externa, que establezca las líneas de defensa necesarias para asegurar la integridad en las operaciones de la Compañía y de sus reportes financieros.
- xiii. El Directorio deberá asegurar la existencia de un sistema de gestión integral de riesgos que permita a la gerencia y al Directorio dirigir eficientemente a la Compañía hacia sus objetivos estratégicos.
- xiv. El Directorio deberá asegurar la existencia de una persona o departamento (según el tamaño y complejidad del negocio, la naturaleza de sus operaciones y los riesgos a los cuales se enfrenta) encargado de la auditoría interna de la Compañía. Esta auditoría, para evaluar y auditar los controles internos, los procesos de gobierno societario y la gestión de riesgo de la Compañía, debe ser independiente y objetiva y tener sus líneas de reporte claramente establecidas.
- xv. El Comité de Auditoría del Directorio estará compuesto por miembros calificados y experimentados, y deberá cumplir con sus funciones de forma transparente e independiente.
- xvi. El Directorio deberá establecer procedimientos adecuados para velar por la actuación independiente y efectiva de los auditores externos.

17. El Directorio determina el apetito de riesgo de la Compañía y además supervisa y garantiza la existencia de un sistema integral de gestión de riesgos que identifique, evalúe, decida el curso de acción y monitoree los riesgos a los que se enfrenta la Compañía, incluyendo —entre otros— los riesgos medioambientales, sociales y aquellos inherentes al negocio en el corto y largo plazo.

Pampa gestiona, de manera descentralizada aunque integral, los riesgos que pueden afectar a la organización y grupos de interés. Para ello, cuenta con diversas normas:

- La **Política de Gestión de Riesgos**, aprobada por el Directorio, establece las responsabilidades, funciones y metodología para gestionar los riesgos que puedan impactar a la Compañía. Su enfoque abarca riesgos financieros, cuyos resultados se presentan ante el Comité de Auditoría y la gerencia.
- En el ámbito operativo, el **Procedimiento para Gestión del Riesgo** define cómo identificar, evaluar y mitigar amenazas a la seguridad de las personas, el medioambiente, el patrimonio y la reputación de la Compañía. Complementariamente, la **Matriz de Gerenciamiento de Riesgos** (MGR) permite medir y gestionar riesgos operacionales con criterios homogéneos, priorizando la reducción de riesgos críticos.
- En materia ambiental, el **Procedimiento de Gestión de Riesgos e Impactos Potenciales a la Biodiversidad** aborda la gestión de riesgos e impactos a la biodiversidad en todas las etapas del ciclo de vida de los proyectos y operaciones de la Compañía.
- Para la protección de activos y datos, la **Política de Seguridad de la Información** establece directrices para resguardar la tecnología, información e identidades, manteniendo la confidencialidad, integridad y disponibilidad, minimizando los riesgos de seguridad asociados. Asimismo, la **Política de Seguridad Patrimonial** busca identificar y mitigar los riesgos de seguridad que puedan afectar a personas y activos de Pampa.
- El **Procedimiento de Estudio de Análisis y Evaluación de Riesgos** garantiza la calidad en los procesos de compras y contrataciones mediante la identificación de peligros y gestión de riesgos asociados.

Todos los factores de riesgo detectados son expuestos en el apartado *Risk Factors* del documento 20-F, presentado ante la SEC. De la forma descripta, Pampa aplica la presente práctica.

18. El Directorio monitorea y revisa la efectividad de la auditoría interna independiente y garantiza los recursos para la implementación de un plan anual de auditoría en base a riesgos y una línea de reporte directa al Comité de Auditoría.

Pampa aplica la práctica recomendada, dado que la dirección de auditoría interna reporta funcionalmente al Comité de Auditoría y administrativamente al CEO.

Al inicio de cada ejercicio, auditoría interna presenta su plan anual de trabajo para su revisión y aprobación, junto con los recursos necesarios para su implementación. Periódicamente, informa al Comité sobre el avance del plan, los trabajos realizados y los hallazgos más relevantes. Anualmente el Comité de Auditoría evalúa la independencia y el desempeño de auditoría interna en sus áreas de competencia, reflejando sus conclusiones en su informe anual.

19. El auditor interno o los miembros del departamento de Auditoría Interna son independientes y altamente capacitados.

La Sociedad aplica la práctica recomendada, conforme a la [Práctica 18](#), al hacer que la dirección de auditoría interna reporte directamente al [Comité de Auditoría](#), quien evalúa su independencia anualmente.

Esta dirección está integrada por profesionales altamente capacitados, tanto en formación como en experiencia en la materia. Opera bajo un estatuto que regula sus actividades, que está alineado con las mejores prácticas y estándares sugeridos por The Institute of Internal Auditors. Para cumplir con sus funciones, cuenta con acceso irrestricto a registros, archivos, documentos, activos, funcionarios y colaboradores de la Compañía, con la capacidad de auditar de manera autónoma todos los niveles de la organización, incluidos los gerenciales.

20. El Directorio tiene un Comité de Auditoría que actúa en base a un reglamento. El Comité está compuesto en su mayoría y presidido por directores independientes y no incluye al Gerente General. La mayoría de sus miembros tiene experiencia profesional en áreas financieras y contables.

Pampa cumple con la práctica recomendada al contar con un Comité de Auditoría que actúa según su reglamento, el cual establece sus funciones y normas de funcionamiento. Como se mencionó en la [Práctica 3](#), el Comité está compuesto exclusivamente por directores independientes, superando el requisito local de mayoría independiente. El Directorio busca asegurar que los miembros del Comité de Auditoría posean experiencia profesional en áreas financieras, contables y/o legales, aspecto evaluado al proponer nuevos miembros y tenido en cuenta por el Comité de Nominaciones en su opinión previa.

Entre sus principales funciones se destacan: **(i)** opinar sobre la propuesta del Directorio para la designación y desempeño de auditores externos, e internos; **(ii)** supervisar el sistema de control interno y la gestión de riesgos; **(iii)** opinar sobre operaciones con partes relacionadas por un monto relevante, divulgadas al mercado según la normativa vigente; **(iv)** opinar sobre los honorarios propuestos por el Directorio; **(v)** opinar sobre las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en acciones, en caso de aumento de capital; y **(vi)** verificar el cumplimiento de las normas de conducta aplicables. Asimismo, el Comité debe nombrar a uno de sus miembros como experto financiero, conforme a la sección 407 de la ley Sarbanes-Oxley.

21. El Directorio, con opinión del Comité de Auditoría, aprueba una política de selección y monitoreo de auditores externos en la que se determinan los indicadores que se deben considerar al realizar la recomendación a la Asamblea de Accionistas sobre la conservación o sustitución del auditor externo.

Cada año, el Comité de Auditoría evalúa la independencia, planificación y desempeño del auditor externo durante la presentación y publicación de los EEFF anuales de Pampa. La evaluación se basa en indicadores objetivos como la calidad de los informes, los temas claves de auditoría, el uso de tecnología; la capacidad de respuesta, y la experiencia en la industria, entre otros. En virtud del Art. 18 Sección V del

Capítulo III de las Normas de la CNV (T.O. 2013) y el reglamento interno del Comité de Auditoría, se emite una opinión fundada al respecto.

Durante el ejercicio, el Comité se reúne trimestralmente con los auditores externos para analizar los EEFF de la Sociedad y otras cuestiones relevantes. Asimismo, Pampa implementa una política de preaprobación de los servicios del auditor externo, estableciendo un proceso interno que garantiza el cumplimiento de la normativa y permite al Comité autorizar previamente cualquier servicio solicitado por la Sociedad o sus subsidiarias. De esta manera, la Sociedad aplica la presente práctica.

F. Ética, integridad y cumplimiento

Principios

- xvii. El Directorio debe diseñar y establecer estructuras y prácticas apropiadas para promover una cultura de ética, integridad y cumplimiento de normas que prevenga, detecte y aborde faltas corporativas o personales serias.
- xviii. El Directorio asegurará el establecimiento de mecanismos formales para prevenir y en su defecto lidiar con los conflictos de interés que puedan surgir en la administración y dirección de la Compañía. Deberá contar con procedimientos formales que busquen asegurar que las transacciones entre partes relacionadas se realicen en miras del mejor interés de la Compañía y el tratamiento equitativo de todos sus accionistas.

22. El Directorio aprueba un Código de Ética y Conducta que refleja los valores y principios éticos y de integridad, así como también la cultura de la Compañía. El Código de Ética y Conducta es comunicado y aplicable a todos los directores, gerentes y empleados de la Compañía.

Pampa cuenta con un Código de Conducta, que guía la toma de decisiones en las actividades diarias, define cómo enfrentar los desafíos y los principios para garantizar un servicio de excelencia a nuestros clientes, así como para fortalecer las relaciones con proveedores, colaboradores, accionistas, autoridades, organizaciones intermedias y la comunidad en general.

El Código está disponible en la [página web de Pampa](#) y debe ser aceptado en forma expresa por todos los empleados, miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora de Pampa. Así, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

23. El Directorio establece y revisa periódicamente, en base a los riesgos, dimensión y capacidad económica un Programa de Ética e Integridad. El plan es apoyado visible e inequívocamente por la gerencia quien designa un responsable interno para que desarrolle, coordine, supervise y evalúe periódicamente el programa en cuanto a su eficacia. El programa dispone: (i) capacitaciones periódicas a directores, administradores y empleados sobre temas de ética, integridad y cumplimiento; (ii) canales internos de denuncia de irregularidades, abiertos a terceros y adecuadamente difundidos; (iii) una política de protección de denunciantes contra represalias; y un sistema de investigación interna que respete los derechos de los investigados e imponga sanciones efectivas a las violaciones del Código de Ética y Conducta; (iv) políticas de integridad en procedimientos licitatorios; (v) mecanismos para análisis periódico de riesgos, monitoreo y evaluación del Programa; y (vi) procedimientos que comprueben la integridad y trayectoria de terceros o socios de negocios (incluyendo la debida diligencia para la verificación de irregularidades, de hechos ilícitos o de la existencia de vulnerabilidades durante los procesos de transformación societaria y adquisiciones), incluyendo proveedores, distribuidores, prestadores de servicios, agentes e intermediarios.

Pampa aplica la práctica recomendada a través de su Programa de Integridad, que agrupa acciones, mecanismos y procedimientos internos para promover la integridad y prevenir, detectar y corregir eventuales irregularidades y actos ilícitos. Este Programa ha sido diseñado conforme a los requisitos obligatorios y optativos prescriptos por los Art. 22 y 23 de la Ley 27.401 y la normativa aplicable.

El Directorio ha designado a la dirección de auditoría interna de Pampa como responsable de liderar, desarrollar, coordinar y supervisar el Programa. Entre los mecanismos disponibles se encuentran la [Línea Ética](#), un canal confidencial y exclusivo para reportar irregularidades o infracciones al Código de Conducta, que está disponible por teléfono, chat, correo electrónico y página web. Este canal es operado por un proveedor externo para garantizar la transparencia y proteger la integridad de la información.

Las denuncias recibidas se analizan bajo políticas y procedimientos específicos, incluyendo el Procedimiento de Actuación ante Denuncias. La gestión del canal recae en el Comité de Auditoría, que delega su gestión en la dirección de auditoría interna, quien reporta trimestralmente al Comité los casos recibidos y las resoluciones adoptadas. El Comité supervisa el funcionamiento del canal y la gestión de las denuncias en su área de competencia.

El Programa de Integridad se complementa con políticas clave, como **(i)** la Política para la prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades, que reafirma la transparencia y ética en los negocios; **(ii)** la Política sobre conflictos de interés, que define estos casos y los procedimientos a seguir; y **(iii)** la Política de obsequios, entretenimiento y viajes pagados a/por terceros, que establece criterios claros sobre su aceptación y valores máximos, además del procedimiento para solicitar excepciones.

Estas normativas, junto con el Código de Conducta, incluyen cláusulas relativas a la obligación de reportar cualquier sospecha o evidencia de violación de leyes y/o normas, así como la prohibición aplicar de represalias contra quienes denuncien de buena fe o rechacen participar en actos de corrupción. Durante el ejercicio 2025, la Sociedad implementó para todos sus colaboradores distintas acciones de difusión, sensibilización y capacitación sobre el Programa.

24. El Directorio asegura la existencia de mecanismos formales para prevenir y tratar conflictos de interés. En el caso de transacciones entre partes relacionadas, el Directorio aprueba una política que establece el rol de cada órgano societario y define cómo se identifican, administran y divulgan aquellas transacciones perjudiciales a la compañía o sólo a ciertos inversores.

El Código de Conducta establece que todos los sujetos alcanzados por el mismo deben evitar los conflictos de interés, es decir, situaciones en las que los intereses personales interfieran o parezcan interferir con las responsabilidades hacia Pampa, afectando la objetividad de las decisiones. Para regular estos casos, la Política sobre conflictos de interés define qué se considera conflicto de interés en Pampa y describe los procedimientos a seguir para garantizar el cumplimiento de la ley y de las políticas internas de prevención de fraude, corrupción y otras irregularidades.

Asimismo, Pampa cuenta con una Política de aprobación de operaciones con partes relacionadas, que regula todas las transacciones de monto relevante, cuyo monto sea igual o superior al 1% del patrimonio neto de Pampa, e involucren personas físicas y/o jurídicas consideradas partes relacionadas según el Art. 72 de la LMC. Estas operaciones deben someterse a un procedimiento específico de autorización y control previo, coordinado por la dirección ejecutiva de asuntos legales e involucra tanto al Directorio como al Comité de Auditoría, según corresponda. Dicha política sigue estrictamente a la normativa vigente.

En cumplimiento con la normativa, Pampa detalla sus contratos con partes relacionadas en los EEFs trimestrales y anuales, y todas las operaciones de monto relevante son evaluadas por el Comité de Auditoría e informadas de inmediato como "hecho relevante" a la CNV y a los mercados donde Pampa cotiza.

El Comité de Auditoría tiene la responsabilidad de informar al mercado sobre las operaciones que puedan generar un conflicto de intereses con miembros de los órganos sociales o accionistas controlantes. También cuando lo estipula la legislación, emite una opinión fundada sobre las operaciones con partes relacionadas y comunica cualquier posible conflicto de intereses en Pampa. Cuando un miembro del Directorio tenga un interés personal en un asunto, debe abstenerse de votar. De esta manera, la Sociedad aplica la presente práctica.

G. Participación de los accionistas y partes interesadas

Principios

- xix.** La Compañía deberá tratar a todos los accionistas de forma equitativa. Deberá garantizar el acceso igualitario a la información no confidencial y relevante para la toma de decisiones asamblearias de la Compañía.
- xx.** La Compañía deberá promover la participación activa y con información adecuada de todos los accionistas en especial en la conformación del Directorio.
- xxi.** La Compañía deberá contar con una Política de Distribución de Dividendos transparente que se encuentre alineada a la estrategia.
- xxii.** La Compañía deberá tener en cuenta los intereses de sus partes interesadas.

25. El sitio web de la Compañía divulga información financiera y no financiera, proporcionando acceso oportuno e igual a todos los inversores. El sitio web cuenta con un área especializada para la atención de consultas por los inversores.

Pampa aplica la práctica recomendada dado que cuenta con un sitio web con una sección dedicada a "[Inversores](#)", donde actualiza constantemente información relevante para los accionistas y el público inversor en general como EEFs, presentaciones ante organismos de contralor (SEC y NYSE), hechos relevantes y políticas de gobierno corporativo, entre otros. Además de servir como repositorio de información, el sitio permite gestionar consultas, atendidas por el equipo de relación con inversores y sustentabilidad.

Para fortalecer la comunicación y la transparencia, Pampa también utiliza diversas redes sociales ([Facebook](#), [TikTok](#), [Instagram](#), [X](#) y [LinkedIn](#)), donde comparte información relevante sobre la organización y su desempeño.

26. El Directorio debe asegurar que exista un procedimiento de identificación y clasificación de sus partes interesadas y un canal de comunicación para las mismas.

En Pampa Energía, la cercanía, transparencia y cooperación son pilares fundamentales para construir relaciones sólidas y duraderas con nuestros grupos de interés, tanto internos como externos. Siguiendo la guía AA1000SES de *Accountability*, el análisis de materialidad realizado para el último Reporte de Sustentabilidad, el Mapa Estratégico, el *Balanced Scorecard* y la guía sectorial del GRI para empresas de petróleo y gas, identificamos a nuestros principales grupos de interés en función de su responsabilidad, influencia, cercanía, dependencia y representación.

El [Reporte de Sustentabilidad](#), publicado anualmente y disponible en nuestra página web, detalla estos grupos y los canales de comunicación que utilizamos para mantener un diálogo fluido:

- **Colaboradores:** reuniones con la gerencia, Conecta, sitio web institucional [pampa.com](#), línea ética, Reporte de Sustentabilidad, red de mensajería Microsoft Teams y redes sociales.
- **Gobierno:** rendiciones de cuentas según normativa vigente, Memoria y EEFF, reuniones con funcionarios, sitio web institucional, línea ética, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.
- **Comunidad:** Comité de Responsabilidad Social, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, sitio web institucional, reuniones y encuestas realizadas a participantes de programas de inversión social y redes sociales.
- **Inversores:** Memoria y EEFF, formulario 20-F, informes solicitados por CNV y SEC, informes de resultados trimestrales, videoconferencias de resultados, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, sitio web para inversores [ri.pampa.com](#) y redes sociales.
- **Proveedores:** reuniones y encuentros con proveedores, línea ética, sitio web institucional y para proveedores [pampa.com/proveedores](#), Reporte de Sustentabilidad, plataforma SAP ARIBA y redes sociales.
- **Clientes:** sitio web institucional y para clientes [pampa.com/clientes](#), canal de atención a clientes, línea ética, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.
- **Asociaciones Empresariales:** línea ética, reuniones en cámaras del sector, sitio web institucional y redes sociales.
- **Medios de Comunicación:** sitio web institucional, Memoria y EEFF, línea ética y redes sociales.
- **Sindicatos:** reuniones con delegados gremiales, línea ética, sitio web institucional, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.

Debido a nuestra amplia presencia geográfica y la complejidad operativa, cada activo mapea a sus públicos clave y adapta su estrategia de relacionamiento para generar un impacto social positivo en las comunidades locales.

A través del Mapa Estratégico y el *Balanced Scorecard*, definimos prioridades de relacionamiento, fijando objetivos e implementando planes de acción concretos en nuestros activos del negocio de generación en Buenos Aires, Bahía Blanca, Mendoza, Neuquén y Salta. Esto permite una gestión sustentable más eficiente y con mayor impacto en el negocio y la comunidad.

En 2024, revisamos y actualizamos el proceso de identificación de temas materiales para el Reporte de Sustentabilidad. Este análisis evaluó la relevancia de los aspectos ASG tanto para nuestros grupos de interés como para el negocio, considerando tendencias sectoriales y estándares de reporting como GRI y SASB. Aplicamos un enfoque de doble materialidad, incorporando la perspectiva de riesgos financieros vinculados a ASG. El proceso incluyó la revisión de la encuesta de materialidad realizada en 2021, en la que se recopilaron más de 500 respuestas y 350 comentarios. Esto nos permitió priorizar los impactos más relevantes a reportar e identificar 34 tópicos ASG, agrupados en 13 temas materiales. Entre ellos, se incluyó el tópico de "Trabajo infantil". Todos los temas materiales, junto con los principales comentarios y opiniones,

fueron relevados por la gerencia de relación con inversores y sustentabilidad y presentados al Directorio. De esta manera, Pampa refuerza su compromiso con las mejores prácticas en la materia.

27. El Directorio remite a los accionistas, previo a la celebración de la Asamblea, un “paquete de información provisorio” que permite a los accionistas —a través de un canal de comunicación formal- realizar comentarios no vinculantes y compartir opiniones discrepantes con las recomendaciones realizadas por el Directorio, teniendo este último que, al enviar el paquete definitivo de información, expedirse expresamente sobre los comentarios recibidos que crea necesario.

Al convocar una Asamblea de Accionistas, el Directorio presenta propuestas para cada punto del orden del día, salvo en casos de posible conflicto de interés, en los que se abstiene. Toda la información respaldatoria se pone a disposición de los accionistas con debida antelación, para que realicen su análisis y voten en consecuencia. Los accionistas y el público inversor pueden realizar consultas a través del canal formal mencionado en la [Práctica 25](#). Esto les permite asistir a la Asamblea con información precisa sobre los temas a tratar.

Más allá de las Asambleas, Pampa fomenta un diálogo permanente y fluido con sus accionistas mediante: **(i)** el canal de comunicación mencionado en la [Práctica 25](#); **(ii)** la gerencia de relación con inversores y sustentabilidad, que responde inquietudes; **(iii)** videoconferencias trimestrales para presentar resultados e interactuar con la gerencia; y **(iv)** participación de miembros del Directorio y la gerencia en la Asamblea, abiertos a responder preguntas sobre el orden del día y la gestión, una vez finalizado el tratamiento de los puntos formales. De esta manera, la Sociedad aplica la práctica.

28. El Estatuto de la Compañía considera que los accionistas puedan recibir los paquetes de información para la Asamblea de Accionistas a través de medios virtuales y participar en las Asambleas a través del uso de medios electrónicos de comunicación que permitan la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, asegurando el principio de igualdad de trato de los participantes.

Pampa pone a disposición de los accionistas e inversores las propuestas mencionadas en el punto anterior, no sólo a través de los medios establecidos por los órganos regulatorios (ByMA, CNV, SEC) sino también en nuestra página web ri.pampa.com. Además, ofrecemos canales de comunicación para mantener un diálogo permanente y fluido durante todo el año. Por otro lado, el Artículo 30 de su Estatuto Social, permite la realización de Asambleas electrónicas con transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras. Por lo tanto, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

29. La Política de Distribución de Dividendos está alineada a la estrategia y establece claramente los criterios, frecuencia y condiciones bajo las cuales se realizará la distribución de dividendos.

La Sociedad aplica la práctica recomendada ya que cuenta con una [Política de Dividendos](#) aprobada por el Directorio. Dicha política busca un equilibrio entre los montos distribuidos y los planes de inversión, garantizando claridad, transparencia y consistencia para que los accionistas tomen decisiones informadas, en cumplimiento con el Estatuto y la normativa vigente. En cada ejercicio, el Directorio evalúa con prudencia la posibilidad de pagar dividendos, considerando las condiciones económicas del período.

Glosario de términos

1/2/3/4T24: Primer/segundo/tercer/cuarto trimestre de 2024

1/2/3/4T25: Primer/segundo/tercer/cuarto trimestre de 2025

ADR/ADS: American Depositary Receipts

Art.: Artículo/Artículos

AR\$: Pesos Argentinos

ASG: Ambiente, social y gobernanza

Bbl: Barril

BCRA: Banco Central de la República Argentina

boe: Barriles de petróleo equivalente

BTU: British Thermal Unit

ByMA: Bolsas y Mercados Argentinos

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CC: Ciclo Combinado

CEADS: Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible

CEE: Comité Ejecutivo de Emergencia

CENCH: Concesión de explotación no convencional de hidrocarburos

CEO: Chief Executive Officer o Director General

CFO: Chief Financial Officer o Director Financiero

CIESA: Compañía de Inversiones de Energía S.A.

CITELEC: Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A.

CNV: Comisión Nacional de Valores

El Código: Código de Gobierno Societario de Pampa

CPB: Central Piedra Buena

CSMS: Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud Ocupacional

CT: Central Térmica

CTBSA: CT Barragán S.A.

CTEB: Central Térmica Ensenada Barragán

CTG: Central Térmica Güemes

CTGEBA: Central Térmica Genelba

CTIW: Central Térmica Ingeniero White

CTLL: Central Térmica Loma De La Lata

CTP: Central Térmica Piquirenda

CTPP: Central Térmica Parque Pilar

CVP: Costo Variable de Producción

Dam3: Decámetros cúbicos

Demanda Prioritaria: Conjunto de usuarios residenciales, hospitales, escuelas, centros asistenciales, y otros servicios esenciales

El Directorio/Órgano de Administración: Directorio de Pampa Energía

DNU: Decreto de Necesidad y Urgencia del PEN

DoP: Deliver or Pay

E&P: Exploración y Producción

EBITDA: Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones

EcoEnergía: Central de Cogeneración EcoEnergía

EEFF: Estados financieros

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas

ENARSA: Energía Argentina S.A. (ex Integración Energética Argentina S.A.)

Energía Plus: Programa de Energía Plus, Res. SE N° 1.281/06

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

Estatuto/Estatuto Social: Estatuto de Pampa

FLNG: Floating liquefaction of natural gas o instalaciones flotantes de licuefacción de gas

FO: Fuel Oil

FRA: Factor de Renta Adaptada

Fundación Pampa: Fundación Pampa Energía

GE: General Electric

GLP: Gas Licuado del Petróleo

GN: Gas natural

GNC: Gas Natural Comprimido

GNL: Gas Natural Licuado

GO: Gas Oil o diésel

Gobierno/Estado Nacional/Tesoro: Gobierno Federal de la República Argentina

Golar: Golar FLNG Sub-Holding Company Ltd.

GPM, ex GPNK: Gasoducto Francisco Pascasio Moreno, ex Gasoducto Presidente Nestor Kirchner

GRI: Global Reporting Initiative

GSA: Gas Supply Agreements o contratos de largo plazo para el suministro de gas natural

GUI: Grandes Usuarios en Distribución

GWh: Gigawatt-hora

HIDISA: Hidroeléctrica Diamante S.A.

HINISA: Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.

HPPL: Hidroeléctrica Pichi Picun Leufu

IA: Inteligencia artificial

IPC: Índice de precios al consumidor

IPIM: Índice de precios internos al por mayor

kb/kboe: Miles de barriles de crudo/miles de barriles de crudo equivalente

kbpd/kboepd: Miles de barriles por día/miles de barriles equivalentes de petróleo por día

km: Kilómetro

kton: Miles de toneladas

kW: Kilowatt

Ley Bases: Ley N° 27.742 sancionada el 8 de julio de 2024

LGN: Líquidos de Gas Natural

LGS: Ley General de Sociedades, N° 19.550

LMC: Ley de Mercado de Capitales, N° 26.831

m³: Metros Cúbicos

MAT: Mercado a Término

MAT ER: Mercado a Término de Energías Renovables

mboe: Millones de barriles de petróleo equivalente

MBTU: Millón de BTU

Mcmpd: Millones de metros cúbicos por día

MDP: Ministerio de Desarrollo Productivo (ex SGE)

MECON: Ministerio de Economía de la Nación

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MerVal: Mercado de Valores de Buenos Aires

MEyM: Ex Ministerio de Energía y Minería

MTPA: Millones de toneladas anuales

MW/MWh: Megawatt/Megawatt-hora

NA: No aplica

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera

NYSE: Bolsa de Valores de New York o New York Stock Exchange

OCP: Oleoducto de Crudos Pesados

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

Oldelval: Oleoductos del Valle S.A.

ON: Obligaciones Negociables

ON 2026: ON con tasa de interés de 9,5% y VN de US\$293 millones, con vencimiento en diciembre de 2026

ON 2027: ON con tasa de interés de 7,5% y VN de US\$750 millones, con vencimiento en enero de 2027

ON 2031: ON con tasa de interés de 7,95% y VN de US\$410 millones, con vencimiento en septiembre de 2031

ON 2034: ON con tasa de interés de 7,875% y VN de US\$700 millones, con vencimiento en diciembre de 2034

ON 2037: ON con tasa de interés de 7,75% y VN de US\$450 millones, con vencimiento en noviembre de 2037

OTASA: Oleoducto Trasandino Argentina S.A.

PAE: Pan American Energy S.L.

Pampa/Sociedad/Compañía: Pampa Energía S.A.

Panel +GC: Panel de Gobierno Corporativo Plus de ByMA

PBI: Producto Bruto Interno

PEA: Parque Eólico Arauco, etapa 1 y 2

PEN: Poder Ejecutivo Nacional

PEPE: Parque Eólico Pampa Energía

PGSM: Complejo Puerto General San Martín

PIST: Punto de Ingreso al Sistema de Transporte o precio del gas en boca de pozo

Plan Gas: Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20, 730/22 y normas complementarias)

Polisur: PBB Polisur S.A.

PPA: Power Purchase Agreement o Contrato de Abastecimiento Mayorista de Electricidad

Res.: Resolución/Resoluciones

RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones

RMA: Renta Marginal Adaptada

RQT: Revisión Quinquenal Tarifaria

S&P: Standard & Poor's Global Ratings

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SASB: Sustainability Accounting Standards Board

SCEyM: Secretaría de Coordinación de Energía y Minería

SE: Secretaría de Energía

SEC: Security and Exchange Commission

SEE: Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)

SESA: Southern Energy S.A.

SGE: Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex Ministerio de Energía)

TCN: Tipo de cambio nominal

Telcosur: Telcosur S.A.

TG: Turbina a gas

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.

ton: Tonelada métrica

ToP: Take or pay

Transba: Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A.

Transener: Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.

TV: Turbina a vapor

TWh: Terawatt-hora

US\$: Dólares Estadounidenses

US\$-link: Instrumento cuyo rendimiento está intrínsecamente ligado a la cotización del US\$ BCRA 3500

US\$-MEP: Instrumento cuya integración se realiza con US\$ billete en el mercado local

VAR: Vientos de Arauco Renovables S.A.U.

VMOS: Vaca Muerta Oil Sur

VN: Valor Nominal