

Informe de resultados 4T22



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina, anuncia los resultados del ejercicio y trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2022.

Buenos Aires, 9 de marzo de 2023

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



New York Stock Exchange
Símbolo: PAM
1 ADS = 25 acciones
ordinarias

Capital emitido neto de recompras y reducciones al 8 de marzo de 2023:

1.383,6 millones acciones ordinarias/55,3 millones de ADSs

Capitalización bursátil:

AR\$689,8 mil millones/
US\$1.831 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora: lunes 13-mar
10.00 a.m. de Nueva York
11.00 a.m. de Buenos Aires

Link de acceso:

bit.ly/Pampa4Q2022VC

Para más información de Pampa

- Correo electrónico: investor@pampaenergia.com
- Página web dedicada a inversores: ri.pampaenergia.com
- Comisión Nacional de Valores: www.argentina.gob.ar/cnv
- Securities and Exchange Commission: sec.gov

Bases de presentación

La información financiera de Pampa adopta el US\$ como moneda funcional y cuando está expresada en AR\$, se toma el TCN transaccional. No obstante, las afiliadas Transener y TGS reportan en moneda local y por ende, sus cifras están ajustadas por inflación al 31 de diciembre de 2022, con excepción de períodos anteriores ya reportados.

Principales resultados del trimestre¹

Aumento interanual del 10% en las ventas, registrando US\$448 millones² en el 4T22, explicado por mejores precios de gas natural y mayores ventas de productos de la reforma petroquímica y de energía base, compensados por el vencimiento de los PPA en la TV de CTLL y CTP.

Excelente desempeño operativo en todos los segmentos de negocio:

Principales indicadores operativos de Pampa		4T22	4T21	Variación
Electricidad	Generación (GWh)	5.175	4.670	+11%
	Margen bruto (US\$/MWh)	17,4	26,1	-33%
Hidrocarburos	Producción (miles de boe/día)	61,6	58,1	+6%
	Producción de gas sobre total	91%	91%	-0%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	3,9	3,1	+24%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	66,9	58,6	+14%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	120	114	+5%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.284	1.266	+1%

Caída interanual del 7% en el EBITDA ajustado³, registrando US\$183 millones en el 4T22, explicado por disminuciones del 74% en holding y otros y 19% en generación, parcialmente compensados por subas del 57% en petróleo y gas y 68% en petroquímica.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$113 millones, casi el triple del registrado en el 4T21, principalmente por la indemnización arbitral en Ecuador, y mayores ganancias en la tenencia de instrumentos financieros y la devaluación en la posición monetaria pasiva en AR\$, parcialmente compensadas por menores ingresos por el vencimiento de ciertos PPA y un mayor cargo de impuesto a las ganancias e intereses financieros.

La deuda neta continuó descendiendo hasta alcanzar los US\$913 millones, con un ratio de endeudamiento neto de 1,2x.

¹ La información está basada en los EEEF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina. Sólo se consideran operaciones continuas.

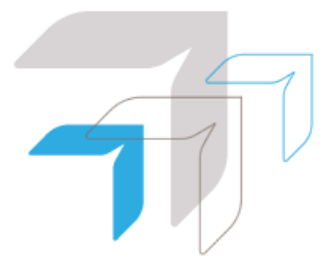
² No incluye ventas de las afiliadas CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$74 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y non-cash, VPP y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF e incluye EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas. Para más información, ver la sección 3 de este Informe.



Índice

Bases de presentación	1
Principales resultados del trimestre	1
1. Hechos relevantes	3
1.1 Segmento de generación	3
1.2 Segmento de petróleo y gas	4
1.3 Otras novedades	5
2. Indicadores financieros relevantes	6
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado	6
2.2 Estado de resultados consolidado	7
2.3 Estado de caja y deuda financiera	8
3. Análisis de los resultados del 4T22	10
3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado	10
3.2 Análisis del segmento de generación de energía	11
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas	13
3.4 Análisis del segmento de petroquímica	16
3.5 Análisis del segmento de holding y otros	18
3.6 Análisis del ejercicio, por subsidiaria y segmento	19
3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento	20
4. Anexo	21
4.1 Principales indicadores operativos del segmento de generación de energía	21
4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques	22
5. Glosario de términos	22



1. Hechos relevantes

1.1 Segmento de generación

Expansión eólica: adquisición de VAR y desarrollo de PEPE IV y PEPE VI

El 16 de diciembre de 2022 Pampa adquirió al Gobierno de la Provincia de La Rioja el 100% de VAR, sociedad que opera PEA de 100 MW, ubicado en Arauco, provincia de La Rioja. Este parque comercializa su energía bajo el Programa RenovAr desde marzo de 2020 por 20 años. El precio de compra ascendió a US\$170 millones, abonando US\$128 millones al cierre de la transacción, y el resto en 12 cuotas mensuales durante el ejercicio 2023.

Con respecto a los proyectos de expansión, en PEPE IV se habilitaron 4 de los 18 aerogeneradores Vestas de 4,5 MW cada uno el 29 de diciembre de 2022, y 4 aerogeneradores más el 25 de febrero de 2023 (total de 36 MW). Se estima que la habilitación se completará en el segundo trimestre de 2023. Asimismo, en febrero de 2023 Pampa anunció el inicio de la construcción de PEPE VI, un proyecto que contempla 300 MW de energía eólica en tres etapas. En la primera etapa se instalarán 94,5 MW, erogando una inversión aproximada de US\$186 millones sobre un monto superior a US\$500 millones por el total del proyecto. PEPE VI se encuentra al lado de PEMC y PEPE II, a 18 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Se montarán 21 aerogeneradores marca Vestas, proyectando su habilitación para el tercer trimestre de 2024. La energía de ambos parques se comercializará en el MAT ER a través de PPA en US\$ con privados.

Habilitación del cierre a CC en CTEB

Desde las 0 horas del 22 de febrero de 2023, CAMMESA habilitó comercialmente la unidad EBARTV01 de CTEB por hasta 260 MW de potencia bruta, culminando así el proyecto de cierre a CC. A partir de este hito, CTEB factura la remuneración estipulada en el PPA suscripto con CAMMESA bajo Res. SE N° 220/07 por el término de 10 años. Por ende, la potencia bruta total de CTEB asciende a 827 MW, contribuyendo con un parque generador más limpio y eficiente a la oferta eléctrica del sistema.

Pampa como accionista co-controlante con YPF, invirtieron más de US\$250 millones en el proyecto, y con este hito se cumple con la condición resolutoria de las garantías como fiadores de las ON de CTBSA.

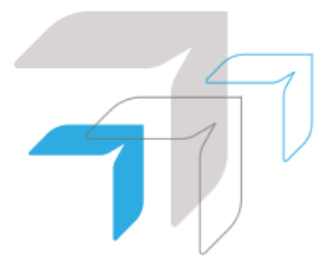
Actualización de la remuneración para la energía base ("spot" o sin contrato)

En diciembre de 2022, la Res. SE N° 826/22 incrementó 20% el esquema remunerativo de junio de 2022, con vigencia desde septiembre de 2022. Asimismo, dispuso un incremento acumulativo del 10% en diciembre, 25% en febrero y 28% en agosto de 2023. Finalmente, desde noviembre de 2022 reemplaza la remuneración de la potencia en HMRT por la remuneración de la energía generada en horas de punta.

Remuneración diferencial para CC bajo energía base

Para promover la operatividad de los CC bajo energía base, el 7 de febrero de 2023 se publicó la Res. SE N° 59/23, donde se invita a generadores con CC a suscribir un PPA con CAMMESA por un plazo máximo de hasta 5 años, con el compromiso de mantener la disponibilidad al 85% de la potencia neta.

En consideración, la potencia será remunerada parcialmente en US\$, combinando: **(i)** un pago de US\$2.000/MW-mes, disminuido en forma lineal si la disponibilidad es inferior a 85%, hasta un mínimo de US\$600/MW-mes si la disponibilidad no supera el 50%; y **(ii)** el 65% del precio de potencia con DIGO de la energía base en AR\$ para el verano e invierno, y 85% para el resto del año. Asimismo, el precio de la energía generada a base de gas natural se fija en US\$3,5/MWh, FO o GO en US\$6,1/MWh y biocombustible en US\$8,7/MWh. Los conceptos por la energía operada y generada en horas de punta continuarán siendo remunerados en AR\$ como energía base.



Los generadores tienen 90 días desde la Res. para adherirse. Pampa está analizando dicho acuerdo, ya que dos CC aplicarían bajo este esquema, CTLL y CTGEBa, por una potencia total de 1.239 MW.

1.2 Segmento de petróleo y gas

Plan Gas.Ar: rondas 4 y 5

El 22 de diciembre de 2022 se adjudicaron las rondas 4 (Cuenca Neuquina) y 5 (Cuenca Austral) mediante la Res. SE N° 860/22. En particular, las rondas 4.1 y 5.1 extendieron gran parte del volumen base anual desde diciembre de 2024 hasta diciembre de 2028, bajo las siguientes condiciones:

- Ronda 1: 48,0 millones de m³/día a US\$3,592/MBTU en Cuenca Neuquina y 2,4 millones de m³/día a US\$3,479/MBTU en Cuenca Austral; y
- Ronda 3: 3 millones de m³/día a US\$3,435/MBTU en Cuenca Neuquina.

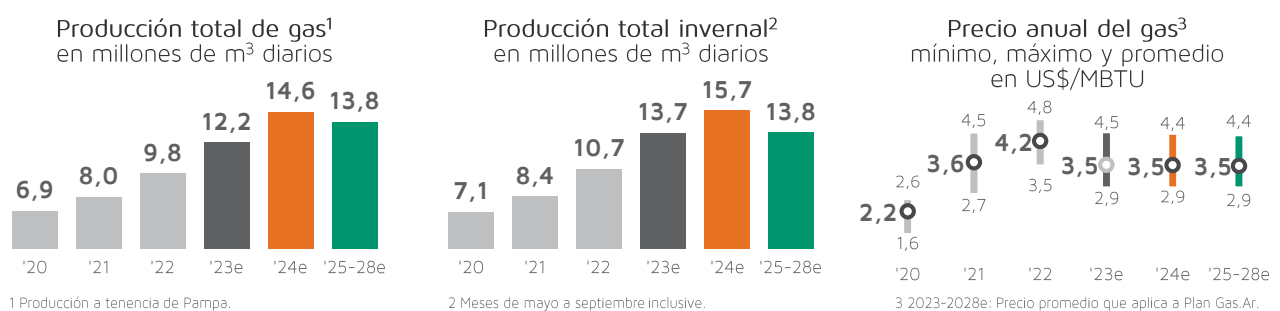
La ronda 4.2 adjudicó nuevos volúmenes hasta diciembre de 2028, los cuales pueden limitarse hasta un 30% con ENARSA a clientes industriales y/o GNC, sujeto a la aprobación de SE:

- Compromiso plano anual desde julio de 2023: 11 millones de m³/día a US\$3,41/MBTU;
- Compromiso plano anual desde enero de 2024: 3 millones de m³/día a US\$2,989/MBTU;
- Compromiso en pico (invernal) desde 2024: 7 millones de m³/día a US\$4,249/MBTU; y
- Compromiso en pico (invernal) desde 2025: 7 millones de m³/día a US\$3,597/MBTU.

Finalmente, la ronda 5.2 adjudicó el volumen incremental máximo vs. ronda 1 por 3,3 millones de m³/día a US\$7,319/MBTU, para 2023 – 2028. El cliente es CAMMESA, con 80% de DoP diario y ToP mensual.

Pampa fue adjudicado en la ronda 4.1, extendiendo hasta 2028 4,9 millones de m³/día de la ronda 1 a US\$3,60/MBTU y 2 millones de m³/día de la ronda 3 a US\$3,347/MBTU. Además, obtuvo un volumen plano anual en la ronda 4.2 por 4,8 millones de m³/día a US\$3,485/MBTU, entregable desde julio de 2023.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PAMPA

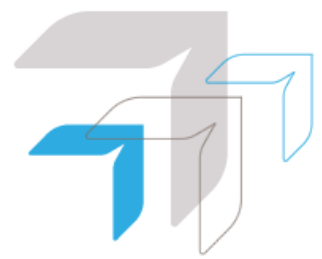


Nota: La producción asume entrega de máximos volúmenes diarios según los contratos.

Permisos de exportación de gas a Chile

Mediante el Decreto PEN N° 730/22 del 4 de noviembre de 2022, se permite la exportación en condición firme aún en periodo invernal, priorizando aquellos productores con precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen bajo Plan Gas.Ar, primando en todo caso el abastecimiento interno.

Por ende, el 16 de noviembre de 2022 se emite la Res. SE N° 774/22 estableciendo, entre otras medidas, que: **(i)** ningún productor podrá exportar más del 30% del volumen autorizado por cuenca o más del 50% del compromiso bajo Plan Gas.Ar; **(ii)** existen cupos por cuenca para la exportación firme, asignados por mayor volumen (45%) y precio (55%) ofertado; **(iii)** el volumen exportado será deducible



del compromiso bajo Plan Gas.Ar solo en periodo estival; **(iv)** el precio mínimo será el mayor entre un porcentaje del Brent determinado por la autoridad de aplicación y el precio de Plan Gas.Ar con factor de ajuste; y **(v)** se autoriza la detracción de volúmenes comprometidos bajo Plan Gas.Ar con Cammesa y/o ENARSA (anteriormente la detracción podía ser solo con Cammesa).

En febrero de 2023, la SE autorizó a Pampa solicitudes de exportación en condición firme a Chile por un máximo de 1,31 millones de m³/día entre mayo – junio de 2023, siendo estos meses invernales.

Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de hidrocarburos

Mediante la Res. SE N° 13/23 del 13 de enero de 2023 se instrumentó el régimen de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y gas (originalmente creado por el Decreto PEN N° 277/22).

Se permitirá acceso al MULC para el pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residente y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes.

Para el gas natural, el beneficio es el equivalente al 30% de la inyección incremental valuada al precio promedio ponderado de exportación del país de los últimos 12 meses, neto de derecho de exportación. Para el petróleo, el beneficio es el equivalente al 20% de la producción incremental trimestral valuada a la cotización promedio de los últimos 12 meses del Brent definido por la autoridad de aplicación, neto de derechos de exportación y con ajustes según la calidad de crudo⁴. Asimismo, los beneficios podrán ser transferidos a proveedores directos, a terceros asociados y/o a operadores titulares de concesiones.

Pampa presentó la solicitud de adhesión en ambos regímenes y solicitó los beneficios sobre el tercer y cuarto trimestre del 2022. A la fecha, la SE no se ha expedido al respecto.

1.3 Otras novedades

Situación tarifaria de Transener y TGS

En diciembre de 2022 se incrementaron 155% y 154% los cuadros tarifarios de febrero de 2022 de Transener y Transba, respectivamente, desde el 1 de enero de 2023 (Res. ENRE N° 698/22 y 702/22).

Por otro lado, el 4 de enero de 2023 tuvo lugar la audiencia pública de TGS, solicitando un incremento del 135% sobre los cuadros tarifarios de marzo de 2022 desde febrero de 2023, y a la fecha, se encuentra a la espera de una respuesta por parte del ENARGAS.

TGS: servicio de midstream en Vaca Muerta

En febrero de 2023 TGS habilitó parcialmente los trabajos de ampliación en la planta de Tratayén, donde se está instalando dos módulos para acondicionamiento de gas de 3,5 millones de m³/día cada uno. Se estima que la habilitación se completará durante el segundo trimestre de 2023. En consecuencia, la capacidad de acondicionamiento de esta planta ascenderá a un total de 15 millones de m³/día.

Nombramientos en el Directorio

La Asamblea de Accionistas de Pampa del 27 de diciembre de 2022 resolvió designar a María Renata Scafati (de carácter independiente), en reemplazo de Santiago Fraschina, hasta completar su mandato. En consecuencia, el 40% del Directorio son directoras.

⁴ 1,13 para Medanito, 0,92 para Escalante y 1 para Noroeste.



2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

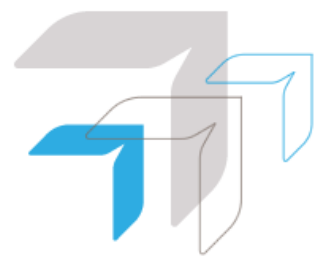
Montos en millones	Al 31.12.2022		Al 31.12.2021	
	AR\$	US\$ TC 177,16	AR\$	US\$ TC 102,72
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	383.464	2.165	170.390	1.659
Activos intangibles	24.364	138	3.956	39
Derechos de uso	1.521	9	1.231	12
Activo por impuesto diferido	6.326	36	8.675	84
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	159.833	902	79.500	774
Inversiones a costo amortizado	18.000	102	10.821	105
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	4.867	27	2.998	29
Otros activos	91	1	61	1
Créditos por ventas y otros créditos	3.415	19	3.379	33
Total del activo no corriente	601.881	3.397	281.011	2.736
Inventarios	30.724	173	15.888	155
Inversiones a costo amortizado	1.357	8	537	5
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	103.856	586	47.026	458
Instrumentos financieros derivados	161	1	16	0
Créditos por ventas y otros créditos	83.328	470	40.892	398
Efectivo y equivalentes de efectivo	18.757	106	11.283	110
Total del activo corriente	238.183	1.344	115.642	1.126
Total del activo	840.064	4.742	396.653	3.861
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios	403.463	2.277	183.431	1.786
Participación no controladora	1.157	7	609	6
Total del patrimonio	404.620	2.284	184.040	1.792
PASIVO				
Participaciones en negocios conjuntos	-	-	386	4
Provisiones	26.062	147	14.444	141
Pasivo por impuesto a las ganancias e IGMP	31.728	179	19.287	188
Pasivo por impuesto diferido	19.854	112	-	-
Planes de beneficios definidos	4.908	28	2.419	24
Préstamos	237.437	1.340	139.630	1.359
Deudas comerciales y otras deudas	3.757	21	1.340	13
Total del pasivo no corriente	323.746	1.827	177.506	1.728
Provisiones	779	4	560	5
Pasivo por impuesto a las ganancias	927	5	2.098	20
Cargas fiscales	4.966	28	2.314	23
Planes de beneficios definidos	1.021	6	515	5
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	5.627	32	2.876	28
Instrumentos financieros derivados	318	2	18	0
Préstamos	48.329	273	8.165	79
Deudas comerciales y otras deudas	49.731	281	18.561	181
Total del pasivo corriente	111.698	630	35.107	342
Total del pasivo	435.444	2.458	212.613	2.070
Total del pasivo y del patrimonio	840.064	4.742	396.653	3.861



2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Ejercicio				Cuarto trimestre			
	2022		2021		2022		2021	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	242.182	1.829	144.641	1.508	73.434	448	40.901	406
<i>Ventas en el mercado local</i>	196.723	1.478	121.638	1.270	59.861	364	33.063	328
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	45.459	351	23.003	238	13.573	84	7.838	78
Costo de ventas	(150.891)	(1.148)	(91.342)	(955)	(46.094)	(283)	(28.690)	(289)
Resultado bruto	91.291	681	53.299	553	27.340	165	12.211	117
Gastos de comercialización	(7.218)	(56)	(3.156)	(33)	(2.273)	(15)	(1.404)	(15)
Gastos de administración	(18.708)	(138)	(9.507)	(99)	(6.319)	(37)	(3.206)	(32)
Gastos de exploración	(50)	-	(61)	-	(27)	-	(11)	-
Otros ingresos operativos	19.066	131	10.196	105	8.721	52	1.332	13
Otros egresos operativos	(5.952)	(46)	(5.360)	(58)	(1.743)	(13)	(737)	(8)
Deterioro de activos financieros	(1.142)	(8)	(220)	(2)	(470)	(3)	9	1
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventario	(4.925)	(38)	(332)	(4)	(665)	(4)	(160)	(2)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asoci.	16.089	105	11.567	117	2.479	5	3.436	32
Resultado operativo	88.451	631	56.426	579	27.043	150	11.470	106
Ingresos financieros	768	5	847	10	171	(1)	228	3
Gastos financieros	(30.488)	(221)	(17.512)	(185)	(12.361)	(73)	(3.384)	(34)
Otros resultados financieros	25.558	166	(1.545)	(14)	21.450	133	(4.358)	(43)
Resultados financieros, neto	(4.162)	(50)	(18.210)	(189)	9.260	59	(7.514)	(74)
Resultado antes de impuestos	84.289	581	38.216	390	36.303	209	3.956	32
Impuesto a las ganancias	(19.389)	(124)	(7.301)	(77)	(14.165)	(98)	485	6
Resultado por operaciones continuas	64.900	457	30.915	313	22.138	111	4.441	38
Resultado por operaciones discontinuadas	-	-	(7.129)	(75)	-	-	-	-
Resultado del período	64.900	457	23.786	238	22.138	111	4.441	38
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	64.859	456	27.097	273	22.411	113	4.520	39
<i>Operaciones continuas</i>	64.859	456	30.823	312	22.411	113	4.520	39
<i>Operaciones discontinuadas</i>	-	-	(3.726)	(39)	-	-	-	-
Atribuible a la participación no controladora	41	1	(3.311)	(35)	(273)	(2)	(79)	(1)
Resultado por acción para los accionistas	46,97	0,33	19,29	0,19	16,24	0,08	3,27	0,03
<i>Por operaciones continuas</i>	46,97	0,33	21,94	0,22	16,24	0,08	3,27	0,03
<i>Por operaciones discontinuadas</i>	-	-	(2,65)	(0,03)	-	-	-	-
Resultado por ADR para los accionistas	1.174,13	8,26	482,15	4,86	406,00	2,05	81,77	0,71
<i>Por operaciones continuas</i>	1.174,13	8,26	548,45	5,55	406,00	2,05	81,77	0,71
<i>Por operaciones discontinuadas</i>	-	-	(66,30)	(0,70)	-	-	-	-
Promedio de acciones en circulación¹	1.381		1.405		1.380		1.382	
Acciones en circulación al final del período¹	1.380		1.382		1.380		1.382	

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 31 de diciembre de 2021 y 2022.



2.3 Estado de caja y deuda financiera

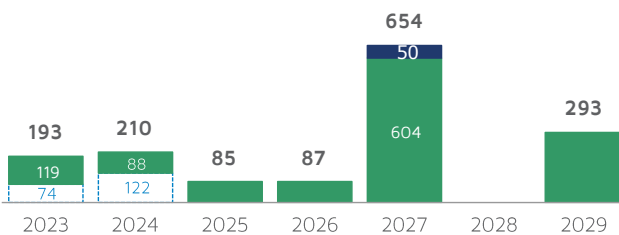
Al 31 de diciembre de 2022, en US\$ millones	Caja ¹		Deuda financiera		Deuda neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	528	524	688	688	161	165
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	0	0	-	-	(0)	(0)
Petróleo y gas	172	172	925	925	753	753
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	700	696	1.613	1.613	913	917
Afiliadas a nuestra participación ²	98	98	308	308	210	210
Total con afiliadas	798	794	1.921	1.921	1.123	1.127

Nota: La deuda financiera incluye intereses devengados. **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. **2** Bajo NIIF, las afiliadas CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

Operaciones de deuda

El endeudamiento financiero consolidado de Pampa bajo NIIF ascendió a US\$1.613 millones al 31 de diciembre de 2022 (+12% vs. fin del 2021). En términos de deuda neta, el aumento fue solo del 5%, alcanzando los US\$913 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 8,4%, moneda en la que está denominada el 84% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa en US\$-link era del 0%; y la tasa promedio en AR\$ era del 65,1%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 3,6 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del 4T22:

AR\$ US\$ US\$-link



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA.

Durante el 4T22 Pampa emitió la ON Clase XIII en US\$-link por US\$49,8 millones a tasa 0% con vencimiento en diciembre de 2027, tomó pre-financiaciones a las importaciones netas por US\$0,8 millones y deudas bancarias a corto plazo por AR\$290 millones. Además, pagó financiamientos por US\$9,1 millones. Posteriormente al cierre del trimestre, Pampa emitió la ON Clase XV por un total de AR\$18.264 millones⁵ a tasa de interés variable Badlar Privada más 2% con vencimiento a 18 meses y reabrió la ON Clase XIII, emitiendo US\$48,2 millones adicionales. Asimismo, pagó deudas bancarias netas a corto plazo por AR\$10.065 millones y pre-financiaciones a las importaciones netas por US\$0,7 millones.

Con respecto a las afiliadas, en el 4T22 CTBSA reabrió la ON Clase VI en US\$-link, emitiendo US\$58,6 millones adicionales a tasa 0% con vencimiento en mayo de 2025, de los cuales US\$10,8 millones fueron integrados con la ON Clase I, la cual aún queda en circulación US\$32,2 millones. Adicionalmente, CTBSA pagó la última cuota del préstamo sindicado por US\$2 millones. Asimismo, TGS tomó pre-financiaciones a

⁵ Emitida en dos instancias: 11 de enero (AR\$10.379 millones) y 6 de marzo (AR\$7.885 millones) de 2023.



las importaciones netas por US\$1 millón, mientras que Transener pagó préstamos por AR\$83 millones. Posteriormente al cierre del trimestre, Transener pagó financiamientos por AR\$56 millones.

A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento	Monto emitido	Monto neto de recompras	Tasa pactada
En US\$					
Pampa	ON Clase T a descuento y tasa fija ²	2023	500	93	7,375%
	ON Clase IX a la par y tasa fija	2026	293	179	9,5%
	ON Clase I a descuento y tasa fija	2027	750	604	7,5%
	ON Clase III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	470	6,75%
En US\$-link					
Pampa	ON Clase XIII ³	2027	98	98	0%
CTEB ¹	ON Clase I ⁴	2023	32	32	4%
	ON Clase IV	2024	96	96	0%
	ON Clase VI	2025	84	84	0%
En AR\$					
Pampa	ON Clase VIII (Bono Verde)	2023	3.107	3.107	Badlar Privada +2%
	ON Clase XI	2024	21.655	21.655	Badlar Privada +0%
	ON Clase XV ⁵	2024	18.264	18.264	Badlar Privada +2%
CTEB ¹	ON Clase VII	2023	1.754	1.754	Badlar Privada +2,98%
	ON Clase VIII	2024	4.236	4.236	Badlar Privada +1%
En UVA					
CTEB ¹	ON Clase II	2024	65	65	4%

Nota: **1** Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** Monto neto posterior al canje. **3** Incluye US\$48,2 millones emitidos en la reapertura post-4T22. **4** ON Clase I neto de cancelación parcial (US\$10,8 millones). **5** Emitido post-4T22.

Calificación crediticia

A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo para el Grupo Pampa:

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	b- ¹	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings ²	B-	AA (largo plazo) A1+ (corto plazo)
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	FitchRatings ²	na	A+ (largo plazo)
CTEB	FitchRatings ²	na	A+

Nota: **1** Calificación individual. **2** Escala nacional expedida por FIX SCR.



3. Análisis de los resultados del 4T22

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	4T22			4T21			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Generación de electricidad	163	86	55	155	105	31	+5%	-19%	+75%
Petróleo y Gas	155	72	(8)	119	46	(5)	+30%	+57%	+60%
Petroquímica	154	15	2	144	9	4	+7%	+68%	-50%
Holding y Otros	4	10	63	7	38	9	-43%	-74%	NA
Eliminaciones	(28)	1	1	(19)	-	-	+47%	NA	NA
Total operaciones continuas	448	183	113	406	198	39	+10%	-7%	+187%

Nota: Resultado neto atribuible a los propietarios de la Compañía.

3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2022	2021	2022	2021
Resultado operativo consolidado	631	579	150	106
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	212	205	52	58
EBITDA	843	784	202	164
Ajustes del segmento de generación	(23)	29	2	8
Eliminación de resultado por VPP	(65)	(47)	2	(15)
Eliminación de deterioro de PPE	-	2	-	-
Eliminación de recuperó provisión garantía PEPE IV	-	(13)	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(24)	(24)	(7)	(4)
Eliminación de provisión de siniestros	6	8	-	-
Eliminación de activación de PPE en gastos	21	14	5	5
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	7	11	-	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	33	78	2	19
Ajustes del segmento de petróleo y gas	28	11	1	(0)
Eliminación de deterioro de PPE e inventarios	30	-	1	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(3)	(0)	(0)
Eliminación de provisión para remediación amb.	-	14	-	-
Ajustes del segmento de petroquímica	2	2	2	2
Eliminación de deterioro de inventarios	2	2	2	2
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
Ajustes del segmento de holding y otros	58	73	(23)	24
Eliminación de resultados por VPP	(40)	(70)	(7)	(17)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(1)	(0)	(0)	(0)
Eliminación de provisión por contingencias	-	12	-	-
Elim. reversión pasivo por compensación ejecutiva	-	(7)	-	-
Eliminación de deterioro de activos intangibles	6	-	1	-
Eliminación de Laudo en Ecuador	(37)	-	(37)	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	119	123	22	39
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	11	14	(2)	2
EBITDA ajustado consolidado, op. continuas	908	899	183	198
A nuestra tenencia	906	899	183	198



3.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	663	656	+1%	163	155	+5%
<i>Ventas en el mercado local</i>	663	656	+1%	163	155	+5%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	-	-	NA	-	-	NA
Costo de ventas	(370)	(355)	+4%	(92)	(89)	+3%
Resultado bruto	293	301	-3%	71	66	+8%
Gastos de comercialización	(3)	(2)	+50%	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(39)	(31)	+26%	(10)	(10)	-
Otros ingresos operativos	25	42	-40%	7	6	+17%
Otros egresos operativos	(5)	(5)	-	(2)	(1)	+100%
Deterioro de activos intangibles e inventarios	-	(2)	-100%	-	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	65	47	+38%	(2)	15	NA
Resultado operativo	336	350	-4%	63	75	-16%
Ingresos financieros	1	4	-75%	-	1	-100%
Gastos financieros	(82)	(46)	+78%	(35)	(14)	+150%
Otros resultados financieros	72	(14)	NA	83	(27)	NA
Resultados financieros, netos	(9)	(56)	-84%	48	(40)	NA
Resultado antes de impuestos	327	294	+11%	111	35	+217%
Impuesto a las ganancias	(73)	(75)	-3%	(58)	(5)	NA
Resultado del período	254	219	+16%	53	30	+77%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	253	218	+16%	55	31	+75%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	1	1	-	(2)	(1)	+43%
EBITDA ajustado	395	467	-15%	86	105	-19%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	394	467	-16%	86	106	-19%
Altas de PPE	115	39	+195%	16	32	-50%
Depreciaciones y amortizaciones	82	88	-7%	21	22	-5%

La suba del 5% en las **ventas** de generación de energía del 4T22 se explica principalmente por mayores volúmenes y precios de energía base, cuyo esquema de precios en AR\$ tuvo incrementos acumulativos del 20% y 10% en septiembre y diciembre de 2022, respectivamente⁶, superando la depreciación nominal del 20% del 4T22. Para nuestras térmicas base, la remuneración por potencia fue de US\$4,0 mil/MW-mes (+13% vs 4T21) y US\$2,1 mil/MW-mes en las hidros (+10% vs. 4T21). La energía base compone el 73% de los 5.088 MW operados por Pampa⁷, pero en el 4T22 representó solo el 32% de las ventas del segmento.

Las ventas del 4T22 también subieron por la consolidación de PEMC y mayor volumen de gas cedido a CAMMESA, ya que en el 4T21 hubo un mantenimiento programado en el segundo CC de CTGEB. Cabe aclarar que los ingresos por combustible solo aplican para PPA bajo Energía Plus y Res. SEE N° 287/17, y a su vez impactan sobre los costos por compras de gas a nuestro E&P. El combustible para el resto de las unidades térmicas es provisto por CAMMESA, sin devengar ventas ni costos.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos de contratos, producto del vencimiento de los PPA en la TV de CTLL y CTP (remunerados como energía base desde el 1 de noviembre y 15 de julio de 2021, respectivamente), sumado a que en el 4T21 se percibió un incentivo de CAMMESA

⁶ Aumentos instruidos en diciembre de 2022. Para mayor información, ver la sección 1.1 de este Informe.

⁷ Bajo NIIF, los resultados de la afiliada CTEB (567 MW) no se consolida en los EEFF. Sin embargo, es un activo operado por Pampa y su EBITDA se incorpora a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado.



por la electricidad exportada, discontinuado en enero de 2022. También, en diciembre de 2022 registramos un siniestro en la unidad TG05 de CTLL, el cual fue reincorporado a mediados de enero de 2023.

En términos **operativos**, en el 4T22 la generación de energía operada por Pampa creció 11% vs. 4T21, mientras que a nivel país hubo una caída del 1%. El incremento se debió principalmente a que en el 4T21 hubo mantenimientos programados en CTEB, CC de CTLL y segundo CC de CTGEBEBA, que fueron parcialmente compensados por el siniestro en TG05 de CTLL y la menor disponibilidad de gas en CTGEBEBA en el 4T22 (+343 GWh), mayor disponibilidad de gas en CPB (+234 GWh) y más hidráulicidad en HPPL (+162 GWh) y viento en los parques eólicos (+38 GWh). Estos aumentos fueron parcialmente compensados por el efecto del declino del gas proveniente de Bolivia sobre la generación de CTG y CTP (-199 GWh), como también la disminución en el consumo de combustible líquido en CTIW y CTPP (-43 GWh) y el menor aporte hídrico en HINISA e HIDISA (-32 GWh).

La **disponibilidad** en las unidades operadas por Pampa fue de 96,5% en el 4T22 (+93 puntos básicos vs. 95,5% del 4T21), principalmente debido a los mantenimientos programados en el CC de CTLL y el segundo CC de CTGEBEBA, además de la indisponibilidad en CPB en el 4T21, parcialmente compensados por el siniestro en TG05 de CTLL en diciembre de 2022. Por ende, las unidades térmicas registraron una ligera suba en la disponibilidad: 96,1% en el 4T22 vs. 95,3% del 4T21 (+76 puntos básicos).

Principales indicadores operativos de generación	2022				2021				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
Capacidad instalada (MW)	938	324	3.826	5.088	938	206	3.826	4.970	-	+57%	-	+2%
Capacidad nueva (%)	-	100%	28%	27%	-	100%	43%	37%	-	-	-15%	-10%
Participación de mercado (%)	2,2%	0,8%	8,9%	11,9%	2,2%	0,5%	8,9%	11,6%	+0%	+0%	+0%	+0%
Período anual												
Generación neta (GWh)	1.438	888	15.985	18.311	1.343	838	15.252	17.433	+7%	+6%	+5%	+5%
Volumen vendido (GWh)	1.438	897	17.133	19.468	1.342	870	16.246	18.458	+7%	+3%	+5%	+5%
Precio promedio (US\$/MWh)	23	70	39	39	22	70	47	46	+3%	-1%	-17%	-16%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	6	58	23	23	4	58	31	30	+64%	-1%	-27%	-24%
Cuarto trimestre												
Generación neta (GWh)	550	233	4.391	5.175	419	195	4.055	4.670	+31%	+19%	+8%	+11%
Volumen vendido (GWh)	550	223	4.696	5.470	419	203	4.405	5.028	+31%	+10%	+7%	+9%
Precio promedio (US\$/MWh)	16	69	31	31	18	71	42	41	-11%	-3%	-25%	-24%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	3	58	17	17	-3	57	27	26	-188%	+1%	-37%	-33%

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTEB, operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

Los **costos operativos** netos, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, subieron 5% vs. 4T21, principalmente debido a incrementos en compras de gas (sea para generación o cedido) y costos laborales, cuya evolución fue superior a la devaluación, sumado a menos compras de electricidad, mayormente incurridas en 4T21 para cubrir la indisponibilidad de la unidad Plus en CTGEBEBA. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una suba de intereses por mora de CAMMESA y menores costos de mantenimiento.

Los **resultados financieros** del 4T22 alcanzaron una ganancia neta de US\$48 millones, mientras que en el 4T21 se registró una pérdida de US\$40 millones, principalmente por las ganancias en la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensada por la suba en los intereses debido a un mayor stock de deuda en AR\$ y la consolidación de PEMC, además de mayores pérdidas por diferencia de cambio en los créditos por ventas.

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación alcanzó los US\$86 millones en el 4T22 (-19% vs. 4T21), principalmente por la finalización de los PPA en CTLL, CTP y CTEB, el siniestro en la TG05 de CTLL y la suba en US\$ de los costos laborales, parcialmente compensados por el incremento en ventas de energía base, la consolidación de PEMC y menores costos de mantenimiento. El EBITDA ajustado considera la tenencia de CTEB (CTBSA) del 50% (US\$2 millones en el 4T22 vs. US\$19 millones en el 4T21), y de PEMC



(Greenwind) del 50% por US\$3 millones en el 4T21⁸, y excluye ítems como el reconocimiento de intereses comerciales por mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, y la activación de PPE en gastos operativos.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, registraron US\$16 millones en el 4T22 (vs. US\$32 millones del 4T21), principalmente por el avanzado estado en el proyecto de expansión de PEPE IV. El Proyecto PEPE VI fue anunciado luego del cierre del 4T22.

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ ¹		Fecha de habilitación comercial
				Potencia por MW-mes	Variante por MWh	Total por MWh	Presupuesto	% Ejecutado @31-Dic-22	
Térmico									
Cierre a CC Ensenada	260	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	253	91%	22-Feb-23
Renovable									
Pampa Energía IV ²	63	MAT ER	US\$	na	na	58 ⁽³⁾	128	79%	2T 2023 (est.)
Pampa Energía VI	94,5	MAT ER	US\$	na	na	62 ⁽³⁾	186	0%	3T 2024 (est.)

Nota: 1 Sin el impuesto al valor agregado. **2** Del total de 81 MW, 18 MW se habilitaron el 29 de diciembre de 2022, y otros 18 MW el 25 de febrero de 2023. **3** Promedio estimado.

3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	646	453	+43%	155	119	+30%
<i>Ventas en el mercado local</i>	487	395	+23%	107	90	+19%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	159	58	+174%	47	29	+63%
Costo de ventas	(359)	(289)	+24%	(89)	(89)	-
Resultado bruto	287	164	+75%	66	30	+120%
Gastos de comercialización	(36)	(18)	+100%	(9)	(10)	-10%
Gastos de administración	(60)	(46)	+30%	(16)	(14)	+14%
Otros ingresos operativos	61	58	+5%	6	6	-
Otros egresos operativos	(26)	(28)	-7%	(4)	(2)	+100%
Deterioro de activos financieros	(2)	-	NA	(1)	1	NA
Deterioro de PPE e inventarios	(30)	-	NA	(1)	-	NA
Resultado operativo	194	130	+49%	41	11	+273%
Ingresos financieros	2	3	-33%	-	1	-100%
Gastos financieros	(107)	(103)	+4%	(24)	(17)	+41%
Otros resultados financieros	(28)	(16)	+75%	(9)	(10)	-10%
Resultados financieros, netos	(133)	(116)	+15%	(33)	(26)	+27%
Resultado antes de impuestos	61	14	NA	8	(15)	NA
Impuesto a las ganancias	(16)	8	NA	(16)	10	NA
Resultado del período	45	22	+105%	(8)	(5)	+60%
EBITDA ajustado	347	255	+36%	72	46	+57%
Altas de PPE y derechos de uso	324	213	+52%	114	67	+70%
Depreciaciones y amortizaciones	125	114	+10%	30	35	-14%

⁸ A partir del 12 de agosto de 2022, PEMC se consolida en Pampa.



En el 4T22, las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 30% vs. 4T21, principalmente por los altos precios de exportación de gas a Chile y mayores volúmenes comercializados de gas y petróleo, parcialmente compensados por menor volumen de gas exportado.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2022			2021			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Período anual									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,8	9.811		0,7	8.004				
En millones de pie cúbicos/día		346			283		+14%	+23%	+22%
En miles de boe/día	5,3	57,7	63,1	4,7	47,1	51,8			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,8	9.842		0,7	8.122				
En millones de pie cúbicos/día		348			287		+16%	+21%	+21%
En miles de boe/día	5,3	57,9	63,3	4,6	47,8	52,4			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	69,6			58,8			+18%	+16%	
En US\$/MBTU		4,2			3,6				
Cuarto trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,9	9.493		0,8	8.987				
En millones de pie cúbicos/día		335			317		+10%	+6%	+6%
En miles de boe/día	5,7	55,9	61,6	5,2	52,9	58,1			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,9	9.368		0,7	8.962				
En millones de pie cúbicos/día		331			316		+18%	+5%	+6%
En miles de boe/día	5,5	55,1	60,7	4,7	52,7	57,4			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	66,9			58,6			+14%	+24%	
En US\$/MBTU		3,9			3,1				

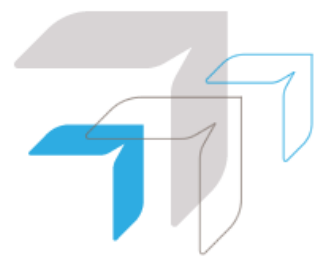
Nota: Producción neta en Argentina. Volumen de gas estandarizado a 9.300 kilocalorías (kCal).

En términos **operativos**, en el 4T22 la producción global alcanzó los 61,6 kboe/día (+6% vs. 4T21 pero -10% vs. 3T22 por estacionalidad). La **producción de gas** fue de 9,5 millones de m³/día (+6% vs. 4T21 y -11% vs. 3T22), principalmente explicado por el mayor volumen de entregas comprometidas bajo el Plan Gas.Ar, compensado por menos exportaciones a Chile. En el análisis por bloque, El Mangrullo registró 6,9 millones de m³/día (+9% vs. 4T21 y -15% vs. 3T22), conformando el 72% de nuestra producción total de gas. Dicho aumento fue parcialmente compensado por menor actividad y declino natural en Rincón del Mangrullo (0,3 millones de m³/día, -25% vs. 4T21 y similar al 3T22). En Río Neuquén y Sierra Chata, la producción fue similar en términos interanuales, pero comparado con el trimestre anterior, Río Neuquén aumentó 5% sus entregas mientras que Sierra Chata se redujo en un 10% por estacionalidad en la demanda.

Nuestro **precio de gas** del 4T22 fue de US\$3,9/MBTU (+24% vs. 4T21 pero -20% vs. 3T22 por estacionalidad), principalmente traccionado por las exportaciones, cuyos precios son superiores a los domésticos, y en menor medida, una ligera suba en el segmento industrial.

En el 4T22, nuestras **entregas de gas** se destinaron 28% como insumo para nuestro despacho térmico⁹ y nuestras plantas de petroquímica, 23% vendido a CAMMESA, 22% abasteció al mercado industrial/spot, 14% al segmento residencial y 13% fue exportado. En cambio, en el 4T21 se vendió 40% al mercado industrial/spot, 22% se destinó a nuestras centrales térmicas y plantas de petroquímica, 21% fue exportado, 15% al segmento residencial y el remanente marginal vendido directamente a CAMMESA.

⁹ Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17.



La **producción de petróleo** alcanzó los 5,7 kbbbl/día en el 4T22 (+10% vs. 4T21 y +5% vs. 3T22), principalmente por la mayor demanda foránea: el 83% de la producción en el 4T22 fue destinado al mercado doméstico vs. 93% en el 4T21. Se registró mayor producción en Gobernador Ayala, Los Blancos y Río Neuquén (+0,7 kbbbl/día vs. 4T21), compensada por una leve caída de 0,2 kbbbl/día en El Tordillo.

Nuestro **precio de petróleo** del 4T22 subió 14% en términos interanuales a US\$66,9/barril, explicado principalmente por la suba de la referencia internacional Brent y mejora en los precios locales.

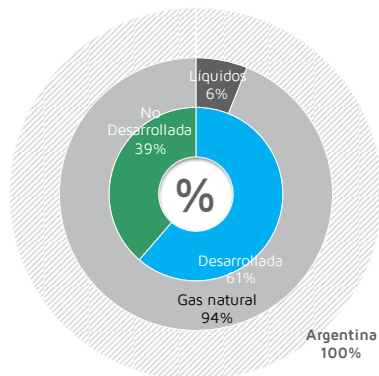
Al cierre del 4T22, nuestros **pozos productivos** totalizaron 895 vs. 884 del cierre de 2021.

Las **reservas probadas (P1)** de Pampa a fin del ejercicio 2022 ascendieron a 179 millones de boe, 14% superior a los 157 millones de boe registrados al cierre del ejercicio 2021. Este incremento se explica principalmente por la mayor cuantificación de reservas *shale* provenientes de la formación Vaca Muerta, en particular gracias a los resultados de los pozos piloto en los bloques El Mangrullo y Sierra Chata. Durante 2022, hemos logrado triplicar el volumen certificado de *shale* a 44 millones de boe, constituyendo el 24% de las reservas P1 de Pampa (vs. 14 millones de boe o 9% de las reservas P1 en 2021). Las adiciones de *tight gas* corresponden principalmente a El Mangrullo y en menor medida, a Río Neuquén.

Teniendo en cuenta los niveles de producción y las adiciones del 2022, el índice de reposición de reservas ascendió a 2,0 y la vida promedio fue de 8,0 años aproximadamente. Asimismo, 94% está clasificado como reserva de gas natural y el 6% de petróleo.

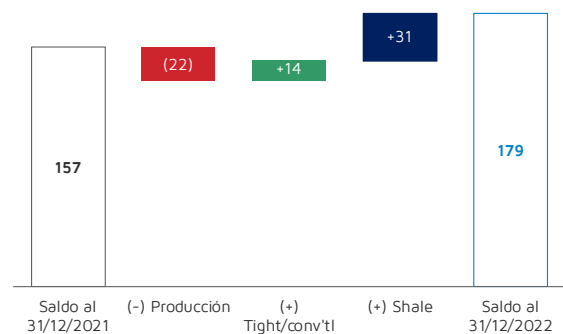
Total de reservas probadas de Pampa

Al 31 de diciembre de 2022
100% = 179 millones de boe



Evolución de las reservas probadas certificadas de Pampa

En millones de boe



Los **costos operativos** netos del 4T22, sin considerar depreciaciones y amortizaciones ni la compensación de Plan Gas.Ar, subieron 10% vs. 4T21, principalmente por mayor actividad (tratamiento y transporte), regalías, cánones y tasas por el incremento en precio y volumen comercializado, y aumentos en los costos del personal, parcialmente compensados por reclasificación de PPE a costo de producción durante la campaña de reparaciones a pozos en el 4T21. En comparación con el 3T22, los costos operativos netos bajaron 12%, principalmente por estacionalidad (regalías y menor actividad) y el consumo del *stock* de petróleo en el 3T22, parcialmente compensados por mayor costo de transporte del gas exportado. El costo de extracción fue de US\$7,0/boe producido en el 4T22 (-3% vs. 4T21 pero +5% vs. 3T22).

En el 4T22 los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$33 millones (+27% vs. 4T21), principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio de créditos por ventas y el componente de subsidio de Plan Gas.Ar, sumado a un aumento en los intereses financieros por mayor *stock* de deuda en AR\$, parcialmente compensados por la ganancia en la tenencia de instrumentos financieros.

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$72 millones en el 4T22 (+57% vs. 4T21), principalmente por el incremento de las entregas bajo el Plan Gas.Ar, la exportación de gas a Chile, y mayor producción y precios de petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores



costos asociados a la creciente actividad, además de aumentos en regalías y costo del personal. El EBITDA ajustado del 4T22 excluye el deterioro de inventarios.

Finalmente, en el 4T22 las **inversiones de capital** alcanzaron US\$114 millones (+70% vs. 4T21), principalmente traccionado por los mayores compromisos bajo el Plan Gas.Ar.

3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	617	490	+26%	154	144	+7%
<i>Ventas en el mercado local</i>	425	310	+37%	117	95	+23%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	192	180	+7%	37	49	-25%
Costo de ventas	(536)	(424)	+26%	(131)	(130)	+1%
Resultado bruto	81	66	+23%	23	14	+64%
Gastos de comercialización	(17)	(13)	+31%	(5)	(4)	+25%
Gastos de administración	(5)	(4)	+25%	(1)	(1)	-
Otros ingresos operativos	1	1	-	1	-	NA
Otros egresos operativos	(6)	(3)	+100%	(4)	(1)	+300%
Deterioro de inventario	(2)	(2)	-	(2)	(2)	-
Resultado operativo	52	45	+16%	12	6	+100%
Gastos financieros	(3)	(3)	-	(1)	(1)	-
Otros resultados financieros	6	(2)	NA	1	-	NA
Resultados financieros, netos	3	(5)	NA	-	(1)	-100%
Resultado antes de impuestos	55	40	+38%	12	5	+140%
Impuesto a las ganancias	(15)	(12)	+25%	(10)	(1)	NA
Resultado del período	40	28	+43%	2	4	-50%
EBITDA ajustado	59	50	+18%	15	9	+68%
Altas de PPE	7	6	+17%	2	1	+100%
Depreciaciones y amortizaciones	5	3	+67%	1	1	-

El **EBITDA ajustado** de petroquímica alcanzó US\$15 millones en el 4T22 (+68% vs. 4T21), principalmente por la suba en el precio y demanda de productos de reforma en el mercado local, además de menores costos de nafta virgen y mayores ventas locales de poliestireno, parcialmente compensados por menor margen y demanda de estireno y caucho sintético. El EBITDA ajustado excluye el deterioro de inventarios. Con respecto al 3T22, el EBITDA ajustado bajó un 21%, principalmente por menores precios de reforma y disminución en el volumen comercializado de caucho sintético, parcialmente compensados por costos del gas más bajos al entrar en período estival.

El **volumen** total comercializado creció 5% vs. 4T21 a 120 mil ton, principalmente explicado por la suba en la demanda local de bases octánicas asociada a la recuperación en el consumo de combustibles, compensada por menores exportaciones de naftas y ventas de productos estirénicos. Asimismo, en el 4T21 se despacharon 6 mil ton de bases y naftas como fasón, las cuales no se registran como volúmenes vendidos.



Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Reforma	
Período anual				
Volumen vendido 2022 (miles de ton)	114	46	262	421
Volumen vendido 2021 (miles de toneladas)	114	49	254	417
Variación 2022 vs. 2021	-1%	-7%	+3%	+1%
Precio promedio 2022 (US\$/ton)	2.093	2.310	1.044	1.464
Precio promedio 2021 (US\$/ton)	1.778	2.003	740	1.174
Variación 2022 vs. 2021	+18%	+15%	+41%	+25%
Cuarto trimestre				
Volumen vendido 4T22 (miles de ton)	30	10	81	120
Volumen vendido 4T21 (miles de toneladas)	33	11	70	114
Variación 4T22 vs. 4T21	-9%	-13%	+15%	+5%
Precio promedio 4T22 (US\$/ton)	1.939	2.282	924	1.284
Precio promedio 4T21 (US\$/ton)	1.846	2.318	831	1.266
Variación 4T22 vs. 4T21	+5%	-2%	+11%	+1%

Nota: 1 Incluye Propileno.

En el 4T22 no se registraron **resultados financieros**, mientras que en el 4T21 fue una pérdida neta de US\$1 millón, explicado por mayor ganancia producto de la devaluación del AR\$ sobre ciertos proveedores de materia prima, parcialmente compensada por mayores pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros.

Las **inversiones de capital** alcanzaron US\$2 millones en el 4T22 vs. US\$1 millón en el 4T21.



3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	20	22	-9%	4	7	-43%
<i>Ventas en el mercado local</i>	20	22	-9%	4	7	-43%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	-	-	NA	-	-	NA
Resultado bruto	20	22	-9%	4	7	-43%
Gastos de administración	(34)	(18)	+89%	(10)	(7)	+43%
Otros ingresos operativos	44	4	NA	38	1	NA
Otros egresos operativos	(9)	(22)	-59%	(3)	(4)	-25%
Deterioro de activos financieros	(6)	(2)	+200%	(2)	-	NA
Deterioro de activos intangibles	(6)	-	NA	(1)	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	40	70	-43%	7	17	-59%
Resultado operativo	49	54	-9%	33	14	+136%
Ingresos financieros	9	4	+125%	1	2	-50%
Gastos financieros	(36)	(34)	+6%	(15)	(3)	NA
Otros resultados financieros	116	18	NA	58	(6)	NA
Resultados financieros, netos	89	(12)	NA	44	(7)	NA
Resultado antes de impuestos	138	42	+229%	77	7	NA
Impuesto a las ganancias	(20)	2	NA	(14)	2	NA
Resultado del período	118	44	+168%	63	9	NA
EBITDA ajustado	107	127	-16%	10	38	-74%
Altas de PPE y activos intangibles	5	2	+127%	2	1	+100%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener y TGS), se registró una ganancia en el **margen operativo** de US\$27 millones, mientras que en el 4T21 fue una pérdida de US\$3 millones, principalmente debido al laudo arbitral a favor de US\$37 millones en Ecuador, además de menores gastos en honorarios a terceros, parcialmente compensados por la actualización del plan de compensación ejecutiva y menores *fees* devengados.

Los **resultados financieros** del 4T22 alcanzaron una ganancia neta de US\$44 millones, mientras que en el 4T21 fue una pérdida neta de US\$7 millones, principalmente debido a ganancias por diferencia de cambio sobre deudas fiscales, parcialmente compensadas por mayores intereses fiscales.

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros disminuyó 74%, alcanzando US\$10 millones en el 4T22. Se eliminan los VPPs de TGS y Transener, y a su vez se adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichas afiliadas. Asimismo, se excluye el deterioro de activos intangibles y el laudo arbitral en Ecuador en el 4T22.

En **TGS**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia fue de US\$22 millones en el 4T22 vs. US\$39 millones en el 4T21. La caída del EBITDA ajustado total se debió principalmente a menores precios internacionales de referencia e ingresos regulados que, si bien hubo una adecuación tarifaria en marzo de 2022, no compensó la evolución de la devaluación del AR\$, sumado a un mayor costo del gas combustible en US\$ utilizado para la reducción térmica en Cerri. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la suba en el precio del etano, mayor volumen despachado de líquidos y menores gastos de mantenimiento.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó una pérdida de US\$2 millones en el 4T22 vs. una ganancia de US\$2 millones en el 4T21, principalmente porque la evolución de las tarifas no acompañó la devaluación del AR\$.



3.6 Análisis del ejercicio, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Ejercicio 2022				Ejercicio 2021			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	3	(0)	1	61,0%	4	(6)	4
Los Nihuiles	52,0%	0	(0)	1	52,0%	(3)	(5)	(1)
<i>Greenwind⁴</i>		13	-	2		22	72	(4)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(7)	-	(1)		(11)	(36)	2
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	7	-	1	50,0%	11	36	(2)
<i>CTBSA</i>		67	278	82		156	220	98
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(33)	(139)	(41)		(78)	(110)	(49)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	33	139	41	50,0%	78	110	49
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones¹		352	161	209		378	167	168
Subtotal generación		395	300	253		467	302	218
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	347	753	45	100,0%	255	801	22
Subtotal petróleo y gas		347	753	45		255	801	22
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	59	-	40	100,0%	50	-	28
Subtotal petroquímica		59	-	40		50	-	28
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		41	(32)	10		54	(31)	(13)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(30)	24	(7)		(40)	22	9
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	11	(8)	3	26,3%	14	(8)	(3)
<i>TGS</i>		407	271	182		425	310	204
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(288)	(192)	(129)		(302)	(220)	(145)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,3%	119	79	53	29,2%	123	90	59
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones¹		(23)	(0)	62		(11)	(91)	(12)
Subtotal holding y otros		107	71	118		127	(9)	44
Eliminaciones		-	(210)	-		-	(229)	-
Total consolidado, operaciones continuas		908	913	456		899	866	312
A nuestra tenencia accionaria		906	1.127	456		899	1.099	312

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. 2 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 3 Atribuible a los propietarios. 4 Consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.



3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	4T22				4T21			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	0	(0)	(1)	61,0%	1	(6)	1
Los Nihuiles	52,0%	(0)	(0)	(3)	52,0%	(2)	(5)	(3)
<i>Greenwind⁴</i>		-	-	-		5	72	0
<i>Ajuste participación no controladora</i>		-	-	-		(3)	(36)	(0)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	-	-	-	-	50,0%	3	36	0
<i>CTBSA</i>		4	278	(3)		38	220	31
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2)	(139)	2		(19)	(110)	(15)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	2	139	(2)	50,0%	19	110	15
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones¹		84	161	60		85	167	18
Subtotal generación		86	300	55		105	302	31
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	72	753	(8)	100,0%	46	801	(5)
Subtotal petróleo y gas		72	753	(8)		46	801	(5)
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	15	-	2	100,0%	9	-	4
Subtotal petroquímica		15	-	2		9	-	4
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		(6)	(32)	(5)		8	(31)	(3)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		5	24	4		(6)	22	2
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	(2)	(8)	(1)	26,3%	2	(8)	(1)
<i>TGS</i>		75	271	26		133	310	73
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(53)	(192)	(19)		(94)	(220)	(52)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,3%	22	79	8	29,2%	39	90	21
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones¹		(10)	(0)	57		(3)	(91)	(12)
Subtotal holding y otros		10	71	63		38	(9)	9
Eliminaciones		1	(210)	1		-	(229)	-
Total consolidado, operaciones continuas		183	913	113		198	866	39
A nuestra tenencia accionaria		183	1.127	113		198	1.099	39

Nota: **1** Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. **2** La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. **3** Atribuible a los propietarios. **4** Consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.



4. Anexo

4.1 Principales indicadores operativos del segmento de generación de energía

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Hidroeléctricas			Eólicas				Subtotal hidro +eólicas	Térmicas									Subtotal	Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2	PEPE 3-4 ²	PEA ³		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB A	Eco-Energía	CTEB ⁴		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	71	100	1.262	780	361	30	620	100	100	1.253	14	567	3.826	5.088
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	71	100	324	184	100	-	-	100	100	565	14	-	1.064	1.388
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	2,9%	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,3%	8,9%	11,9%
Período anual																			
Generación neta 2022 (GWh)	428	303	707	391	231	250	17	2.326	5.103	225	52	1.209	321	308	7.746	73	948	15.985	18.311
Participación de mercado	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	0,01%	1,7%	3,7%	0,2%	0,0%	0,9%	0,2%	0,2%	5,6%	0,1%	0,7%	11,6%	13,3%
Ventas 2022 (GWh)	428	303	707	391	256	250	-	2.335	5.103	469	52	1.209	321	308	8.571	152	948	17.133	19.468
Generación neta 2021 (GWh)	467	325	550	367	215	256	-	2.181	4.682	392	53	312	299	301	8.594	75	546	15.252	17.433
Variación 2022 vs. 2021	-8%	-7%	+29%	+6%	+7%	-2%	na	+7%	+9%	-43%	-1%	na	+7%	+2%	-10%	-3%	+74%	+5%	+5%
Ventas 2021 (GWh)	467	325	550	367	247	256	-	2.212	4.692	624	53	313	299	300	9.266	153	546	16.246	18.458
Precio prom. 2022 (US\$/MWh)	23	38	15	69	74	66	na	41	19	77	41	33	118	99	39	40	90	39	39
Precio prom. 2021 (US\$/MWh)	18	34	18	71	73	67	na	41	31	45	84	75	126	100	34	33	na	47	46
Margen bruto prom. 2022 (US\$/MWh)	3	12	6	60	54	58	na	26	12	25	12	11	94	73	21	17	70	23	23
Margen bruto prom. 2021 (US\$/MWh)	(6)	12	7	61	55	58	na	25	26	10	41	12	103	78	17	12	na	31	30
Cuarto trimestre																			
Generación neta 4T22 (GWh)	171	101	278	101	56	59	17	783	1.215	27	18	386	41	55	2.173	18	459	4.391	5.175
Participación de mercado	0,5%	0,3%	0,8%	0,3%	0,2%	0,2%	0,05%	2,2%	3,5%	0,1%	0,1%	1,1%	0,1%	0,2%	6,2%	0,1%	1,3%	12,6%	14,8%
Ventas 4T22 (GWh)	171	101	278	101	63	59	-	773	1.215	100	18	387	41	55	2.389	35	459	4.696	5.470
Generación neta 4T21 (GWh)	200	104	116	86	52	58	-	615	1.061	222	22	152	62	77	2.182	16	260	4.055	4.670
Variación 4T22 vs. 4T21	-14%	-3%	+140%	+17%	+9%	+3%	na	+27%	+14%	-88%	-17%	na	-34%	-29%	-0%	+15%	+76%	+8%	+11%
Ventas 4T21 (GWh)	200	104	116	86	59	58	-	623	1.071	290	22	152	62	77	2.440	30	261	4.405	5.028
Precio prom. 4T22 (US\$/MWh)	15	28	12	70	72	66	na	31	18	88	29	26	na	131	34	33	21	31	31
Precio prom. 4T21 (US\$/MWh)	12	26	20	72	74	67	na	35	25	31	26	52	149	97	31	43	na	42	41
Margen bruto prom. 4T22 (US\$/MWh)	(1)	1	5	61	54	57	na	19	12	14	4	7	na	94	19	12	10	17	17
Margen bruto prom. 4T21 (US\$/MWh)	(11)	2	6	61	54	56	na	17	17	10	(1)	18	120	75	18	18	na	27	26

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** 100% de Pampa desde el 12 de agosto de 2022. Anteriormente fue operada por Pampa con 50% de participación accionaria. **2** El 29 de diciembre de 2022 se habilitaron 18 MW de PEPE IV y otros 18 MW el 25 de febrero de 2023. **3** Adquirido el 16 de diciembre de 2022. **4** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%).



4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques

En miles de boe diarios, a nuestra tenencia	Período anual			Cuarto trimestre		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gas natural						
El Mangrullo	41,9	32,6	+28%	40,3	37,0	+9%
Río Neuquén	8,8	7,2	+23%	9,1	9,1	-0%
Sierra Chata	3,9	3,1	+23%	3,3	3,3	+2%
Rincón del Mangrullo ¹	2,0	3,1	-34%	1,8	2,4	-25%
Otros	1,2	1,1	+7%	1,3	1,1	+18%
Subtotal de gas natural	57,7	47,1	+23%	55,9	52,9	+6%
Petróleo						
El Tordillo ²	2,6	2,5	+5%	2,7	2,9	-7%
Gobernador Ayala	1,1	0,9	+17%	1,2	1,0	+28%
Petróleo asociado ³	1,1	0,9	+12%	1,2	1,0	+18%
Otros	0,5	0,3	+82%	0,6	0,4	+65%
Subtotal de petróleo	5,3	4,7	+14%	5,7	5,2	+10%
Total	63,1	51,8	+22%	61,6	58,1	+6%

Nota: Producción en Argentina. **1** No incluye formación *shale*. **2** Incluye el bloque La Tapera - Puesto Quiroga. **3** Proviene de bloques gasíferos.

5. Glosario de términos

Término	Definición
4T22/4T21	Tercer trimestre de 2022/Tercer trimestre de 2021
4T22/4T21	Cuarto trimestre de 2022/Cuarto trimestre de 2021
ADR/ADS	<i>American Depositary Receipt</i>
AR\$	Pesos Argentinos
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
CPB	Central Piedra Buena
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
DIGO	Disponibilidad Garantizada Ofrecida
DoP	<i>Deliver or Pay</i>
E&P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación 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
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas
GWh	Gigawatt-hora
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
IGMP	Impuesto a la ganancia mínima presunta
Kbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
M ³	Metros Cúbicos
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de <i>British Thermal Unit</i>
MULC	Mercado Único y Libre de Cambios
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
N.a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
ON	Obligaciones Negociables
Pampa/Sociedad/Compañía	Pampa Energía S.A.
PEA	Parque Eólico Arauco, etapa 1 y 2
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
Plan Gas.Ar	Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para Todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023 – 2028 (Decreto PEN N° 730/22) y Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20 y normas complementarias)
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
PPE	Propiedades, Planta y Equipo
Res.	Resolución/Resoluciones
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
TCN	Tipo de cambio nominal
TG	Turbina a gas
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
Ton	Tonelada métrica
ToP	<i>Take or Pay</i>
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
US\$	Dólares Estadounidenses
VAR	Vientos de Arauco Renovables S.A.U.
VN	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional