

Informe de resultados 2T22



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina, anuncia los resultados correspondientes a los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2022.

Buenos Aires, 11 de agosto de 2022

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 10 de agosto de 2022:

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

Capitalización bursátil:

AR\$387,4 mil millones/
US\$1.339 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora: viernes 12-ago
10.00 a.m. de Nueva York
11.00 a.m. de Buenos Aires

Link de acceso:

bit.ly/Pampa2Q22VC

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 30 de junio de 2022, con excepción de períodos anteriores ya reportados.

Principales resultados del trimestre¹

Aumento interanual del 34% en las ventas, registrando US\$462 millones² en el 2T22, explicado por mayores volúmenes y precios de gas, productos petroquímicos, energía base y Energía Plus, parcialmente compensados por la finalización de los PPA en la TV de CTLL y CTP.

Excelente desempeño operativo, liderado por un crecimiento interanual del 38% en la producción de gas bajo el Plan Gas.Ar, seguido de subas en productos de reforma y generación térmica.

Principales indicadores operativos de Pampa		2T22	2T21	Variación
Electricidad	Generación (GWh)	4.477	3.808	+18%
	Margen bruto (US\$/MWh)	22,1	35,0	-37%
Hidrocarburos	Producción (miles de boe/día)	64,6	47,7	+35%
	Producción de gas sobre total	92%	90%	+2%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	4,4	3,9	+14%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	72,6	57,7	+26%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	91	76	+19%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.739	1.285	+35%

6% de incremento interanual en el EBITDA ajustado³, registrando US\$253 millones en el 2T22, explicado por subas del 39% en petróleo y gas, 19% en petroquímica y 20% en holding y otros, compensadas por una disminución del 18% en generación.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$66 millones, 39% menos que en el 2T21, principalmente debido a pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros y un cargo por deterioro de PPE en petróleo y gas, compensadas por menor cargo por impuesto a las ganancias y mejor margen operativo.

La deuda neta ascendió a US\$902 millones, con un ratio de endeudamiento neto de 1,3x.

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

² No incluye ventas de las afiliadas Greenwind, CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$98 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 Canje de las ON con vencimiento en 2023	3
1.2 Autorización para exportar gas a Chile	3
1.3 Segmento de generación	3
2. Indicadores financieros relevantes	4
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado	4
2.2 Estado de resultados consolidado	5
2.3 Estado de caja y deuda financiera	6
3. Análisis de los resultados del 2T22	8
3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado	8
3.2 Análisis del segmento de generación de energía	9
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas	11
3.4 Análisis del segmento de petroquímica	13
3.5 Análisis del segmento de holding y otros	15
3.6 Análisis del período de seis meses, por subsidiaria y segmento	16
3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento	17
4. Anexo	2
4.1 Principales indicadores operativos del segmento de generación de energía	2
4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques	3
5. Glosario de términos	3



1. Hechos relevantes

1.1 Canje de las ON con vencimiento en 2023

El 16 de junio de 2022 Pampa anunció la oferta para canjear sus ON con tasa de interés de 7,375% y VN de US\$500 millones, con vencimiento en julio de 2023 (las "ON 2023"). La oferta fue enmendada el 18 de julio de 2022, y por cada US\$1.000 de VN a ser canjeados, se ofrecieron las siguientes opciones mutuamente excluyentes:

- Opción A: efectivo (30% del monto total que ingresa al canje, prorrateado entre los tenedores que optaron por la Opción A), y el remanente en ON con tasa de interés de 9,5%, pagaderas en tres amortizaciones consecutivas anuales a partir de 2024 y con vencimiento en diciembre de 2026 (las "ON 2026"), ponderado por una relación de canje de 1,02; u
- Opción B: US\$1.030 de ON 2026.

El 29 de julio finalizó la oferta, y US\$407,1 millones representativas del 81,4% del monto de capital de ON 2023 ingresaron al canje con la siguiente apertura:

- US\$193,8 millones en la opción A: cada US\$1.000 de VN de ON 2023 reciben aproximadamente US\$630,2 en efectivo y US\$377,2 en ON 2026; y
- US\$213,3 millones en la opción B: cada US\$1.000 de VN de ON 2023 reciben US\$1.030 en ON 2026.

Consecuentemente, el 8 de agosto de 2022 se abonaron US\$122,1 millones en efectivo y se emitieron ON 2026 por un VN de US\$292,8 millones.

La oferta de canje robustece el perfil de deuda y la estructura patrimonial de la Compañía, cuyo uso de capital continúa enfocado estratégicamente en el crecimiento orgánico de los negocios centrales de Pampa: aumentar la producción y desarrollo de reservas no convencionales de gas, y continuar adicionando generación eléctrica eficiente. De esta manera, se contribuye al país con producción local y menor huella de carbono, y posibilita el ahorro de reservas en moneda extranjera.

1.2 Autorización para exportar gas a Chile

En agosto de 2022, la SE autorizó a Pampa solicitudes para exportar gas a Chile en condición firme, por un volumen máximo de 1,5 millones de m³/día entre 1 de octubre de 2022 – 1 de mayo de 2023.

1.3 Segmento de generación

Adenda al proyecto de expansión en CTEB

El 1 de julio de 2022, CTBSA y la UTE SACDE-Techint suscribieron una nueva adenda al contrato de construcción, entre los cuales acordaron que CTBSA reconoce una compensación de US\$8 millones a dicha UTE por variaciones de plazo y costos.

Siniestro en una de las turbinas de gas de CTLL

El 23 de junio de 2022 se produjo un siniestro en la turbina de gas LDLATG05. Pampa, junto al fabricante de la turbina GE, realizaron los trabajos necesarios para el desarme y reparación de la falla. Asimismo, Pampa se encuentra realizando las presentaciones necesarias ante las compañías aseguradoras para recibir las indemnizaciones por los daños sufridos y minimizar las pérdidas económicas derivadas por el incumplimiento de los compromisos de disponibilidad.



2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 30.06.2022		Al 31.12.2021	
	AR\$	US\$ TC 125,23	AR\$	US\$ TC 102,72
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	213.941	1.708	170.390	1.659
Activos intangibles	5.732	46	3.956	39
Derechos de uso	1.070	9	1.231	12
Activo por impuesto diferido	26.073	208	8.675	84
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	109.591	875	79.500	774
Inversiones a costo amortizado	12.585	100	10.821	105
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.654	29	2.998	29
Otros activos	69	1	61	1
Créditos por ventas y otros créditos	3.284	26	3.379	33
Total del activo no corriente	375.999	3.002	281.011	2.736
Inventarios	21.590	172	15.888	155
Inversiones a costo amortizado	1.276	10	537	5
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	56.428	451	47.026	458
Instrumentos financieros derivados	172	1	16	0
Créditos por ventas y otros créditos	59.654	476	40.892	398
Efectivo y equivalentes de efectivo	13.172	105	11.283	110
Total del activo corriente	152.292	1.216	115.642	1.126
Activos clasificados como mantenidos para la venta	1.544	12	-	-
Total del activo	529.835	4.231	396.653	3.861
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios	250.953	2.004	183.431	1.786
Participación no controladora	968	8	609	6
Total del patrimonio	251.921	2.012	184.040	1.792
PASIVO				
Participaciones en negocios conjuntos	424	3	386	4
Provisiones	17.758	142	14.444	141
Pasivo por impuesto a las ganancias e IGMP	26.405	211	19.287	188
Planes de beneficios definidos	3.210	26	2.419	24
Préstamos	175.046	1.398	139.630	1.359
Otras deudas	1.894	15	1.340	13
Total del pasivo no corriente	224.737	1.795	177.506	1.728
Provisiones	594	5	560	5
Pasivo por impuesto a las ganancias	10.256	82	2.098	20
Cargas fiscales	4.499	36	2.314	23
Planes de beneficios definidos	403	3	515	5
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	2.411	19	2.876	28
Instrumentos financieros derivados	-	-	18	0
Préstamos	8.746	70	8.165	79
Deudas comerciales y otras deudas	26.268	210	18.561	181
Total del pasivo corriente	53.177	425	35.107	342
Total del pasivo	277.914	2.219	212.613	2.070
Total del pasivo y del patrimonio	529.835	4.231	396.653	3.861



2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer semestre				Segundo trimestre			
	2022		2021		2022		2021	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	99.523	874	61.211	667	55.512	462	32.576	346
Costo de ventas	(61.259)	(543)	(35.343)	(386)	(34.872)	(295)	(18.990)	(201)
Resultado bruto	38.264	331	25.868	281	20.640	167	13.586	145
Gastos de comercialización	(3.358)	(30)	(1.083)	(12)	(1.438)	(11)	(541)	(5)
Gastos de administración	(7.326)	(63)	(4.043)	(44)	(3.797)	(31)	(2.027)	(21)
Gastos de exploración	(15)	-	(44)	-	(7)	-	(37)	-
Otros ingresos operativos	4.357	36	4.846	50	3.057	25	3.870	39
Otros egresos operativos	(2.632)	(23)	(3.831)	(42)	(964)	(8)	(781)	(9)
Deterioro de activos financieros	(519)	(4)	(196)	(2)	(392)	(3)	(93)	(1)
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventario	(4.384)	(35)	(172)	(2)	(4.375)	(35)	(172)	(2)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asoc.	6.861	57	3.101	34	4.179	32	875	8
Resultado operativo	31.248	269	24.446	263	16.903	136	14.680	154
Ingresos financieros	450	5	337	3	204	2	172	1
Gastos financieros	(8.794)	(78)	(7.841)	(86)	(4.599)	(39)	(3.855)	(41)
Otros resultados financieros	(4.170)	(35)	2.931	29	(3.881)	(33)	4.992	53
Resultados financieros, neto	(12.514)	(108)	(4.573)	(54)	(8.276)	(70)	1.309	13
Resultado antes de impuestos	18.734	161	19.873	209	8.627	66	15.989	167
Impuesto a las ganancias	(29)	6	(6.106)	(64)	(376)	1	(5.391)	(56)
Resultado por operaciones continuas	18.705	167	13.767	145	8.251	67	10.598	111
Resultado por operaciones discontinuadas	-	-	(7.129)	(75)	-	-	(7.654)	(80)
Resultado del período	18.705	167	6.638	70	8.251	67	2.944	31
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	18.469	165	9.773	103	8.165	66	6.621	70
Operaciones continuas	18.469	165	13.499	142	8.165	66	10.349	108
Operaciones discontinuadas	-	(0)	(3.726)	(39)	-	-	(3.728)	(38)
Atribuible a la participación no controladora	236	2	(3.135)	(33)	86	1	(3.677)	(39)
Resultado por acción para los accionistas	13,37	0,12	6,84	0,07	5,91	0,05	4,68	0,05
Por operaciones continuas	13,37	0,12	9,45	0,10	5,91	0,05	7,32	0,08
Por operaciones discontinuadas	-	(0,0001)	(2,61)	(0,03)	-	-	(2,64)	(0,03)
Resultado por ADR para los accionistas	334,34	2,99	171,10	1,80	147,85	1,20	117,09	1,24
Por operaciones continuas	334,34	2,99	236,33	2,49	147,85	1,20	183,02	1,92
Por operaciones discontinuadas	-	(0,003)	(65,23)	(0,69)	-	-	(65,93)	(0,67)
Promedio de acciones en circulación¹	1.381		1.428		1.381		1.414	
Acciones en circulación al final del período¹	1.380		1.395		1.380		1.395	

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 30 de junio de 2021 y 2022.



2.3 Estado de caja y deuda financiera

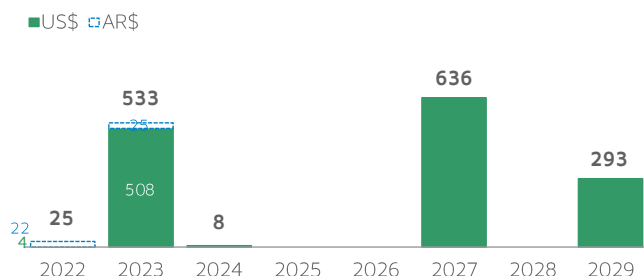
Al 30 de junio de 2022, en US\$ millones	Caja ¹		Deuda financiera		Deuda neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	516	513	543	543	27	31
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	0	0	-	-	(0)	(0)
Petróleo y gas	50	49	924	924	875	875
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	566	562	1.468	1.468	902	905
Afiliadas a nuestra participación ²	91	91	319	319	228	228
Total con afiliadas	657	654	1.787	1.787	1.129	1.133

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 Greenwind, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

Operaciones de deuda

El endeudamiento financiero consolidado de Pampa bajo NIIF ascendió ligeramente a US\$1.468 millones al 30 de junio de 2022 (+US\$29 millones vs. fin del 2021). En términos de deuda neta, subió US\$36 millones, alcanzando los US\$902 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,8%, moneda en la que está denominada el 96,7% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ era del 47,7%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 3,9 años.

A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del 2T22:



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

Durante el 2T22 Pampa pagó financiamientos por US\$3,9 millones y tomó deudas bancarias netas por AR\$1.391 millones. Posteriormente al cierre del trimestre, Pampa canjeó US\$407,1 millones de VN de ON 2023 por US\$122,1 millones en efectivo más la emisión de ON 2026 por un VN de US\$292,8 millones⁴. Asimismo, Pampa tomó financiamientos netos por AR\$7.125 millones y emitió la ON Clase XI por AR\$21.655 millones a tasa de interés variable Badlar Privada más 0% con vencimiento a 18 meses⁵.

Con respecto a las afiliadas, durante el 2T22 Transener pagó préstamos por AR\$83 millones, mientras que Greenwind pagó US\$5,2 millones de la facilidad de crédito suscripta con IDB Invest. Asimismo, CTBSA pagó US\$33,2 millones del préstamo sindicado, además de emitir la ON Clase VI en US\$-link por US\$25 millones a TNA 0% con vencimiento a 36 meses y la ON Clase VII por AR\$1.754 millones a tasa de interés variable Badlar Privada más 2,98% con vencimiento a 18 meses. Posteriormente al cierre del 2T22, CTBSA pagó US\$4 millones del préstamo sindicado y Transener pagó financiamientos por AR\$28 millones.

⁴ Para más información, ver la sección 1.1 de este Informe.

⁵ El 15 de julio de 2022 se emitieron AR\$12.691 millones y el 8 de agosto de 2022 se reabrió, emitiendo AR\$8.964 millones adicionales.



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 ³	2026	293	293	9,5%
	ON Clase I a descuento y tasa fija	2027	750	636	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					
CTEB ¹	ON Clase I	2023	43	43	4%
	ON Clase IV	2024	96	96	0%
	ON Clase VI	2025	25	25	0%
En AR\$					
Pampa	ON Clase VIII (Bono Verde)	2023	3.107	3.107	Badlar Privada +2%
	ON Clase XI ³	2024	21.655	21.655	Badlar Privada +0%
CTEB ¹	ON Clase VII	2023	1.754	1.754	Badlar Privada +2,98%
En UVA					
CTEB ¹	ON Clase II	2024	65	65	4%

Nota: **1** Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEEF de Pampa. **2** Monto neto posterior a la oferta de canje detallada en la sección 1.1 de este Informe. **3** Instrumentos emitidos después del cierre del 2T22.

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 2T22

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	2T22			2T21			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Generación de electricidad	165	99	(18)	167	121	66	-1%	-18%	NA
Petróleo y Gas	165	102	52	107	73	30	+54%	+39%	+73%
Petroquímica	158	19	14	99	16	7	+60%	+19%	+100%
Holding y Otros	5	35	19	5	29	5	-	+22%	+280%
Eliminaciones	(31)	(1)	(1)	(32)	-	-	-3%	NA	NA
Total operaciones continuas	462	253	66	346	239	108	+34%	+6%	-39%

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

3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2022	2021	2022	2021
Resultado operativo consolidado	269	263	136	154
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	106	91	56	48
EBITDA	375	354	192	202
Ajustes del segmento de generación	11	14	9	12
Eliminación de resultado por VPP	(34)	(14)	(12)	(3)
Eliminación de deterioro de PPE	-	2	-	2
Eliminación de recuperos provisión garantía PEPE IV	-	(13)	-	(13)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(7)	(12)	(3)	(6)
Eliminación de provisión de siniestros	6	8	6	8
Eliminación de activación de PPE en gastos	11	-	7	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	6	5	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	29	37	8	21
Ajustes del segmento de petróleo y gas	29	12	29	(1)
Eliminación de deterioro de PPE e inventarios	29	-	29	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(2)	(0)	(1)
Eliminación de provisión para remediación amb.	-	14	-	-
Ajustes del segmento de petroquímica	(0)	(0)	(0)	(0)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
Ajustes del segmento de holding y otros	63	60	24	26
Eliminación de resultados por VPP	(23)	(20)	(20)	(5)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(1)	0	(1)	(0)
Eliminación de provisión por contingencias	-	13	-	-
Eliminación de deterioro de activos intangibles	6	-	6	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	71	59	31	27
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	9	8	7	4
EBITDA ajustado consolidado, op. continuas	478	440	253	239
A nuestra tenencia	477	439	253	238



3.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	331	328	+1%	165	167	-1%
Costo de ventas	(184)	(171)	+8%	(100)	(92)	+9%
Resultado bruto	147	157	-6%	65	75	-13%
Gastos de comercialización	(1)	(1)	-	-	(1)	-100%
Gastos de administración	(19)	(13)	+46%	(10)	(6)	+67%
Otros ingresos operativos	7	26	-73%	3	20	-85%
Otros egresos operativos	(2)	(2)	-	(1)	(1)	-
Deterioro de PPE	-	(2)	-100%	-	(2)	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	34	14	+143%	12	3	+300%
Resultado operativo	166	179	-7%	69	88	-22%
Ingresos financieros	1	1	-	-	-	NA
Gastos financieros	(27)	(22)	+23%	(14)	(10)	+40%
Otros resultados financieros	(42)	13	NA	(51)	30	NA
Resultados financieros, netos	(68)	(8)	NA	(65)	20	NA
Resultado antes de impuestos	98	171	-43%	4	108	-96%
Impuesto a las ganancias	(17)	(55)	-69%	(21)	(39)	-46%
Resultado del período	81	116	-30%	(17)	69	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	79	113	-30%	(18)	66	NA
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	2	3	-33%	1	3	-70%
EBITDA ajustado	220	236	-7%	99	121	-18%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	219	235	-7%	98	120	-18%
Altas de PPE	30	4	NA	20	3	NA
Depreciaciones y amortizaciones	43	43	-	21	21	-

En el 2T22, la ligera caída interanual en las **ventas** se explica principalmente por el vencimiento del PPA en la TV de CTLL y CTP, remunerados como energía base desde el 1 de noviembre y 15 de julio de 2021, respectivamente. Asimismo, hubo menores ingresos por combustible dado que el gas fue cedido para su venta a distribuidoras bajo el Plan Gas.Ar. Cabe aclarar que dichos ingresos aplican solo para PPA bajo Energía Plus y Res. SEE N° 287/17, y afectan a su vez la línea de costo de ventas 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 mayores volúmenes y precios vendidos bajo Energía Plus (mayor demanda industrial, además de que en el 2T21 hubo indisponibilidades) y en energía base⁶, a pesar de la depreciación nominal del AR\$ y del aumento retroactivo a febrero de 2021 devengado en el 2T21. Por ende, la remuneración por potencia fue de US\$4,3 mil/MW-mes en nuestras térmicas base (+35% vs 2T21) y US\$2,2 mil/MW-mes en las hidros (+5% vs. 2T21). La energía base compone el 74% de los 4.970 MW operados por Pampa⁷, pero en el 2T22 representó solo el 32% de las ventas del segmento.

En términos **operativos**, en el 2T22 la generación de energía operada por Pampa aumentó 18% vs. 2T21, ampliamente por encima del crecimiento de la generación a nivel país (+1%) y de la demanda nacional (+6%). Producto de la demanda estacional, se registró mayor despacho con combustible líquido en CPB, CTEB y CTIW (+377 GWh) y mayor generación con gas natural en CTLL y CTGEBE (+336 GWh). Recordemos que CTGEBE estuvo afectada por indisponibilidad en el 2T21. Asimismo, se registró mayor recurso natural

⁶ 30% de aumento en la remuneración en AR\$ y eliminación definitiva del factor de uso retroactivo a feb-22, sumado a un 10% aumento adicional en jun-22.

⁷ Bajo NIIF CTEB (567 MW) y PEMC (100 MW) son afiliadas cuyos resultados no se consolidan en los EEEF. Sin embargo, son activos operados por Pampa y sus EBITDA se incorporan a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.



tanto en las hidros de Mendoza (+21 GWh) como en los parques eólicos (+12 GWh), parcialmente compensados por un menor aporte hídrico en HPPL (-75 GWh).

En el 2T22 hubo una mejora en la **disponibilidad** con respecto al mismo periodo de 2021, donde las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 97,8% de disponibilidad promedio (+195 puntos básicos vs. 95,8% del 2T21), principalmente debido al siniestro en las unidades Plus de CTG y CTGEBa en el 2T21, parcialmente compensado por indisponibilidades puntuales en CPB en el 2T22. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad de 97,3% en el 2T22 (+274 puntos básicos vs. 94,6% del 2T21).

Principales indicadores operativos de generación	2022				2021				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
Capacidad instalada (MW)	938	206	3.826	4.970	938	206	3.811	4.955	-	-	+0%	+0%
Capacidad nueva (%)	-	100%	28%	26%	-	100%	48%	41%	-	-	-21%	-16%
Participación de mercado (%)	2,2%	0,5%	8,9%	11,6%	2,2%	0,5%	9,0%	11,7%	-0%	-0%	-0%	-0%
Semestre												
Generación neta (GWh)	596	442	8.331	9.369	662	407	7.183	8.251	-10%	+9%	+16%	+14%
Volumen vendido (GWh)	596	456	8.905	9.956	661	422	7.582	8.665	-10%	+8%	+17%	+15%
Precio promedio (US\$/MWh)	28	69	41	41	23	70	49	48	+19%	-1%	-18%	-15%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	10	58	25	26	9	59	33	32	+2%	-0%	-24%	-21%
Segundo trimestre												
Generación neta (GWh)	224	215	4.038	4.477	278	204	3.326	3.808	-20%	+6%	+21%	+18%
Volumen vendido (GWh)	224	221	4.302	4.747	280	208	3.512	4.000	-20%	+6%	+22%	+19%
Precio promedio (US\$/MWh)	33	70	39	40	31	70	55	54	+7%	-1%	-29%	-26%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	8	60	21	22	12	60	35	35	-39%	-0%	-41%	-37%

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

Los **costos operativos** netos del 2T22, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, subieron 47% vs. 2T21, principalmente porque en el 2T21 se registró un recupero de la provisión por la garantía en PEPE IV (US\$13 millones), y en el 2T22 se imputaron desvalorizaciones de PPE de ciertas unidades de energía base, y hubo mayores gastos denominados en AR\$, cuya evolución fue superior a la devaluación. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor consumo de gas propio⁸, a pesar del mayor costo unitario. Tanto en el 2T22 como en el 2T21 hubo gastos en reparaciones por siniestros ocurridos en CTLL y CTGEBa, respectivamente.

Los **resultados financieros** del 2T22 alcanzaron una pérdida neta de US\$65 millones, mientras que en el 2T21 fue una ganancia neta de US\$20 millones, principalmente debido a pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros en el 2T22 (mientras que en el 2T21 hubo ganancias).

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación alcanzó US\$99 millones en el 2T22 (-18% vs. 2T21), principalmente explicado por la finalización de los PPA en la TV de CTLL, CTP y CTEB⁹, y en menor medida, por la suba en US\$ de los gastos denominados en moneda local. Dicha variación fue parcialmente compensada por el incremento en ventas de Energía Plus y energía base térmica, tanto por precio y volumen. El EBITDA ajustado considera la tenencia de CTEB (CTBSA) del 50% (US\$8 millones en el 2T22 y US\$21 millones en el 2T21), y de PEMC (Greenwind) del 50% (US\$3 millones en ambos trimestres), y excluye ítems como el recupero de la provisión y los gastos por siniestros, la activación de PPE en gastos operativos en el 2T22 y el reconocimiento de intereses comerciales por mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB y PEMC, crecieron US\$17 millones vs. 2T21, registrando US\$20 millones en el 2T22, principalmente destinado al proyecto de expansión en PEPE III.

⁸ 1,7 millones de m³/día en el 2T22 vs. 2,1 millones de m³/día en el 2T21.

⁹ Remunerado como energía base desde el 27 de abril de 2022.



Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ ¹		Fecha de habilitación comercial
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh	Presupuesto	% Ejecutado @30-Jun-22	
Térmico									
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 238/22	AR\$	498.069 - 788.609 ⁽²⁾	597	1.478	22	91%	3-ago-21
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	233	82%	4T 2022 (est.)
Renovable									
Pampa Energía III	81	MAT ER	US\$	na	na	58 ⁽³⁾	128	14%	2T 2023 (est.)

Nota: 1 Montos sin el impuesto al valor agregado. 2 Considera la remuneración adicional HMRT. 3 Promedio estimado.

3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	302	186	+62%	165	107	+54%
Costo de ventas	(163)	(115)	+42%	(91)	(63)	+44%
Resultado bruto	139	71	+96%	74	44	+68%
Gastos de comercialización	(21)	(5)	NA	(7)	(1)	NA
Gastos de administración	(28)	(20)	+40%	(14)	(10)	+40%
Otros ingresos operativos	24	23	+4%	20	19	+5%
Otros egresos operativos	(16)	(20)	-20%	(4)	(4)	-
Deterioro de activos financieros	(1)	(1)	-	(1)	-	NA
Deterioro de PPE e inventarios	(29)	-	NA	(29)	-	NA
Resultado operativo	68	48	+42%	39	48	-19%
Ingresos financieros	1	2	-50%	-	1	-100%
Gastos financieros	(43)	(62)	-31%	(19)	(30)	-37%
Otros resultados financieros	(5)	(3)	+67%	7	18	-61%
Resultados financieros, netos	(47)	(63)	-25%	(12)	(11)	+9%
Resultado antes de impuestos	21	(15)	NA	27	37	-27%
Impuesto a las ganancias	27	10	+170%	25	(7)	NA
Resultado del período	48	(5)	NA	52	30	+73%
EBITDA ajustado	158	106	+49%	102	73	+39%
Altas de PPE y derechos de uso	148	84	+76%	85	55	+55%
Depreciaciones y amortizaciones	61	46	+33%	34	26	+31%

En el 2T22, las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 54% vs. 2T21, principalmente por la mayor producción bajo el Plan Gas.Ar, las exportaciones de gas a Chile y mejores ventas de gas al canal industrial y petróleo al mercado doméstico (tanto en volumen como en precio). Dichos efectos fueron compensados por menor volumen exportado de petróleo, pero a precios superiores al mercado local.

En términos **operativos**, en el 2T22 la producción global alcanzó los 64,6 kboe/día (+35% vs. 2T21 y +12% vs. 1T22). La **producción de gas** alcanzó nuevos máximos históricos, registrando 10,1 millones de m³/día (+38% vs. 2T21 y +14% vs. 1T22), principalmente explicado por el mayor volumen bajo el Plan Gas.Ar y las exportaciones a Chile, además de que en el 2T21 la producción estuvo restringida por los cortes de rutas en la Provincia del Neuquén. En el análisis por bloque, se registró un significativo crecimiento en El Mangrullo, que alcanzó una producción de 7,3 millones de m³/día (+46% vs. 2T21 y 19% vs. 1T22), conformando el 72% de nuestra producción total de gas. También aumentó la producción en Río Neuquén y Sierra Chata (2,1 millones de m³/día en el 2T22: +43% vs. 2T21 y similar al 1T22). Dichos aumentos fueron



parcialmente compensados por la menor actividad y declino natural en Rincón del Mangrullo (0,4 millones de m³/día en el 2T22: -37% vs. 2T21 y -7% vs. 1T22).

Nuestro **precio de gas** del 2T22 fue de US\$4,4/MBTU (+14% vs. 2T21), principalmente porque los precios de exportación fueron superiores a los precios domésticos y hubo un aumento interanual en el segmento industrial/spot debido a la fuerte demanda durante el período invernal.

Nuestras **entregas de gas** se destinaron 48% al segmento residencial debido a su prioridad en el período invernal bajo el Plan Gas.Ar, 21% abasteció al mercado industrial/spot, 21% como insumo para nuestro despacho térmico¹⁰ y nuestras plantas de petroquímica, y 10% fue exportado. En cambio, en el 2T21 el 41% de nuestras entregas de gas abastecieron al segmento residencial, el 33% se destinaron a nuestras centrales térmicas y plantas de petroquímica, el 23% abasteció al mercado industrial/spot y el 3% se vendió directamente a CAMMESA, sin registrarse exportaciones.

La **producción de petróleo** alcanzó los 5,1 kbbbl/día en el 2T22 (+10% vs. 2T21 y similar al 1T22), principalmente por la mayor demanda local, compensada por menores exportaciones. Se registró mayor producción en Los Blancos, Río Neuquén y Gobernador Ayala (+0,5 kbbbl/día vs. 2T21). Asimismo, el 78% del volumen vendido en el 2T22 fue destinado al mercado doméstico (vs. 62% en el 2T21). Nuestro **precio de petróleo** del 2T22 subió 26% interanual a US\$72,6/barril, explicado principalmente por la suba de la referencia internacional Brent, pero morigerada por los precios locales.

Al cierre del 2T22, nuestros **pozos productivos** totalizaron 896 vs. 884 del cierre de 2021.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2022			2021			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Semestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,8	9.519		0,7	7.028				
En millones de pie cúbicos/día		336			248		+16%	+35%	+34%
En miles de boe/día	5,1	56,0	61,1	4,4	41,4	45,8			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,8	9.606		0,6	7.125				
En millones de pie cúbicos/día		339			252		+27%	+35%	+34%
En miles de boe/día	4,9	56,5	61,5	3,9	41,9	45,8			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	70,7			56,8			+25%	+19%	
En US\$/MBTU		4,0			3,4				
Segundo trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,8	10.118		0,7	7.332				
En millones de pie cúbicos/día		357			259		+10%	+38%	+35%
En miles de boe/día	5,1	59,6	64,6	4,6	43,2	47,7			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,7	10.227		0,7	7.421				
En millones de pie cúbicos/día		361			262		+3%	+38%	+35%
En miles de boe/día	4,7	60,2	64,9	4,5	43,7	48,2			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	72,6			57,7			+26%	+14%	
En US\$/MBTU		4,4			3,9				

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

¹⁰ Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17.



Los **costos operativos** netos del 2T22, sin considerar depreciaciones y amortizaciones ni la compensación de Plan Gas.Ar, subieron 64% vs. 2T21, principalmente por la mayor actividad (mantenimiento y contratistas), el incremento en regalías y cánones por mayor volumen y precio comercializado, y en el costo de transporte del gas exportado en el 2T22, además de aumentos en los gastos denominados en AR\$, cuya evolución fue superior a la devaluación. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por el incremento de *stock* de petróleo, el cual fue exportado en julio de 2022. En comparación con el 1T22, los costos operativos netos fueron similares: la mayor actividad gasífera y las regalías asociadas a precios más altos fueron parcialmente compensadas por menor costo de transporte del gas exportado. El costo de extracción fue de US\$6,1/boe producido en el 2T22 (+20% vs. 2T21 y +5% vs. 1T22).

La **desvalorización de PPE e inventarios** por US\$29 millones registrada en el 2T22 se debe a la replanificación estratégica de actividades en el área Rincón del Mangrullo, por lo que se recategorizan reservas a recursos contingentes.

En el 2T22 los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$12 millones, similar al 2T21, principalmente debido a menores ganancias en la tenencia de instrumentos financieros, compensadas por menores intereses financieros debido a un menor *stock* de deuda alocada al segmento.

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$102 millones en el 2T22 (+39% vs. 2T21), principalmente por el incremento de las entregas bajo el Plan Gas.Ar, la exportación de gas a Chile y los mejores precios por la suba en la demanda del gas para el canal industrial y petróleo en el mercado local. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos asociados a la creciente actividad gasífera y al transporte, además de un aumento en US\$ de los gastos en moneda local, superior a la devaluación del AR\$.

Finalmente, en el 2T22 las **inversiones de capital** alcanzaron US\$85 millones, mientras que en el 2T21 fueron US\$55 millones, principalmente explicado por los mayores compromisos bajo el Plan Gas.Ar.

3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	284	202	+41%	158	99	+60%
Costo de ventas	(250)	(160)	+56%	(134)	(78)	+72%
Resultado bruto	34	42	-19%	24	21	+14%
Gastos de comercialización	(8)	(6)	+33%	(4)	(3)	+33%
Gastos de administración	(2)	(2)	-	(1)	(1)	-
Otros egresos operativos	(1)	(2)	-50%	(1)	(2)	-50%
Resultado operativo	23	32	-28%	18	15	+20%
Gastos financieros	(1)	(1)	-	-	-	NA
Otros resultados financieros	-	(3)	-100%	(1)	(2)	-50%
Resultados financieros, netos	(1)	(4)	-75%	(1)	(2)	-50%
Resultado antes de impuestos	22	28	-21%	17	13	+31%
Impuesto a las ganancias	(3)	(10)	-70%	(3)	(6)	-50%
Resultado del período	19	18	+6%	14	7	+100%
EBITDA ajustado	25	34	-27%	19	16	+19%
Altas de PPE	2	4	-50%	2	3	-33%
Depreciaciones y amortizaciones	2	2	-	1	1	-

El **EBITDA ajustado** de petroquímica creció un 19% vs. 2T21, alcanzando US\$19 millones en el 2T22, principalmente por mayor *spread* en los precios y volumen vendido de productos de reforma, además de la creciente demanda local de poliestireno. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores



costos de materias primas (traccionados por los precios internacionales de referencia), y en menor medida, el aumento en el costo unitario del gas invernal y en los gastos denominados en moneda local (superior a la devaluación del AR\$). Con respecto al 1T22, el EBITDA ajustado aumentó US\$13 millones, principalmente explicado por el mayor *spread* en los precios de todos los productos, compensado por el mayor costo del gas por estacionalidad.

El **volumen** total comercializado subió 19% vs. 2T21, principalmente explicado por la suba en la demanda local de bases octánicas (asociada a la recuperación en el consumo de combustibles) y poliestireno (en el 2T21 hubo impacto de la segunda ola de la pandemia), además de mayor exportación de naftas (compensada parcialmente por menores ventas locales). Asimismo, en el 2T22 se despacharon 3 mil ton de 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	
Semestre				
Volumen vendido 6M22 (miles de ton)	56	24	103	182
Volumen vendido 6M21 (miles de toneladas)	53	24	97	175
Variación 6M22 vs. 6M21	+5%	-4%	+6%	+4%
Precio promedio 6M22 (US\$/ton)	2.106	2.197	1.118	1.561
Precio promedio 6M21 (US\$/ton)	1.743	1.722	690	1.153
Variación 6M22 vs. 6M21	+21%	+28%	+62%	+35%
Segundo trimestre				
Volumen vendido 2T22 (miles de ton)	28	13	50	91
Volumen vendido 2T21 (miles de toneladas)	24	12	40	76
Variación 2T22 vs. 2T21	+17%	+4%	+25%	+19%
Precio promedio 2T22 (US\$/ton)	2.296	2.322	1.272	1.739
Precio promedio 2T21 (US\$/ton)	1.919	1.860	725	1.285
Variación 2T22 vs. 2T21	+20%	+25%	+76%	+35%

Nota: 1 Incluye Propileno.

Los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$1 millón en el 2T22 (mejora de US\$1 millón vs. 2T21), principalmente explicado por menores pérdidas en la cobertura de *commodities*.

Las **inversiones de capital** alcanzaron US\$2 millones en el 2T22 y US\$3 millones en el 2T21.



3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2022	2021	Δ%	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	12	11	+9%	5	5	-
Resultado bruto	12	11	+9%	5	5	-
Gastos de administración	(14)	(9)	+56%	(6)	(4)	+50%
Otros ingresos operativos	5	1	NA	2	-	NA
Otros egresos operativos	(4)	(18)	-78%	(2)	(2)	-
Deterioro de activos financieros	(3)	(1)	+200%	(2)	(1)	+100%
Deterioro de activos intangibles	(6)	-	NA	(6)	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	23	20	+15%	20	5	+300%
Resultado operativo	13	4	+225%	11	3	+267%
Ingresos financieros	6	-	NA	3	-	NA
Gastos financieros	(10)	(1)	NA	(7)	(1)	NA
Otros resultados financieros	12	22	-45%	12	7	+71%
Resultados financieros, netos	8	21	-62%	8	6	+33%
Resultado antes de impuestos	21	25	-16%	19	9	+111%
Impuesto a las ganancias	(1)	(9)	-89%	-	(4)	-100%
Resultado del período	20	16	+25%	19	5	+280%
EBITDA ajustado	76	64	+18%	35	29	+22%
Altas de PPE y activos intangibles	2	1	+36%	1	1	-17%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener y TGS), se registró un **margen operativo** negativo de US\$9 millones (+US\$7 millones vs. 2T21), principalmente explicado por el deterioro de activos intangibles en 2T22 y mayores gastos en moneda local debido a que la evolución de la inflación fue superior a la devaluación.

En el 2T22 se registró una mejora de US\$2 millones en los **resultados financieros** con respecto al 2T21, alcanzando una ganancia neta de US\$8 millones, principalmente debido a mayores ganancias por la posición monetaria pasiva en AR\$ debido a la mayor devaluación, parcialmente compensadas por mayores intereses fiscales.

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros aumentó un 20%, alcanzando US\$36 millones en el 2T22. Se eliminan los VPPs por nuestra participación de TGS y Transener, y a su vez se adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichas afiliadas.

En **TGS**, el EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta de 29,3% y 29,0% fue de US\$31 millones en el 2T22 (total implícito de US\$107 millones) vs. US\$27 millones en el 2T21 (total implícito de US\$93 millones). El aumento del EBITDA ajustado total se debió principalmente al incremento de precios internacionales de los líquidos del gas natural y del etano, sumado a mayores ingresos por servicios de transporte y acondicionamiento en Vaca Muerta, y la adecuación tarifaria del 60% en marzo de 2022 sobre el segmento regulado. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor costo unitario del gas en US\$ para reposición de la reducción térmica en el Complejo Cerri (compensado por menor consumo), menor volumen exportado de propano y butano, y reducido despacho de etano a Dow Chemical debido al mantenimiento programado en PBB Polisar.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por tenencia indirecta del 26,3% ascendió a US\$7 millones en el 2T22 (total implícito de US\$27 millones) vs. US\$4 millones en el 2T21 (total implícito de US\$14 millones), principalmente debido a la adecuación tarifaria en mayo de 2022, retroactiva a febrero de 2022 (67% y 69% para Transener y Transba, respectivamente).



3.6 Análisis del período de seis meses, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Primer semestre 2022				Primer semestre 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%	2	(0)	2	61,0%	3	(2)	2
Los Nihuiles	52,0%	0	(0)	3	52,0%	0	(12)	4
<i>Greenwind</i>		11	65	1		10	73	(5)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(6)	(32)	(0)		(5)	(36)	2
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	6	32	0	50,0%	5	36	(2)
<i>CTBSA</i>		58	223	67		75	221	32
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(29)	(111)	(33)		(37)	(110)	(16)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	29	111	33	50,0%	37	110	16
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		182	27	41		190	181	93
Subtotal generación		220	171	79		236	314	113
Segmento de petróleo y gas								
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		158	875	48		106	915	(5)
Subtotal petróleo y gas		158	875	48		106	915	(5)
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	25	-	19	100,0%	34	-	18
Subtotal petroquímica		25	-	19		34	-	18
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		36	(11)	13		31	3	(14)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(26)	8	(9)		(23)	(2)	11
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	9	(3)	3	26,3%	8	1	(4)
<i>TGS</i>		244	296	119		205	404	81
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(173)	(210)	(84)		(146)	(287)	(57)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,3%	71	87	35	29,0%	59	117	23
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(5)	(0)	(18)		(3)	(41)	(4)
Subtotal holding y otros		76	84	20		64	77	16
Eliminaciones		(1)	(228)	(1)		-	(265)	-
Total consolidado, operaciones continuas		478	902	165		440	1.042	142
A nuestra tenencia accionaria		477	1.133	165		439	1.313	142

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.



3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	2T22				2T21			
	% 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%	1	(0)	1	61,0%	2	(2)	1
Los Nihuiles	52,0%	0	(0)	1	52,0%	(0)	(12)	4
<i>Greenwind</i>		5	65	0		5	73	(5)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(32)	(0)		(3)	(36)	2
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	32	0	50,0%	3	36	(2)
<i>CTBSA</i>		16	223	23		42	221	11
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(8)	(111)	(12)		(21)	(110)	(6)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	8	111	12	50,0%	21	110	6
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		87	27	(31)		96	181	58
Subtotal generación		99	171	(18)		121	314	66
Segmento de petróleo y gas								
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		102	875	52		73	915	30
Subtotal petróleo y gas		102	875	52		73	915	30
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	19	-	14	100,0%	16	-	7
Subtotal petroquímica		19	-	14		16	-	7
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		27	(11)	12		14	3	(19)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(20)	8	(9)		(10)	(2)	14
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	7	(3)	3	26,3%	4	1	(5)
<i>TGS</i>		107	296	45		93	404	38
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(76)	(210)	(32)		(66)	(287)	(27)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,3%	31	87	13	29,0%	27	117	11
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(4)	(0)	3		(2)	(41)	(1)
Subtotal holding y otros		35	84	19		29	77	5
Eliminaciones		(1)	(228)	(1)		-	(265)	-
Total consolidado, operaciones continuas		253	902	66		239	1.042	108
A nuestra tenencia accionaria		253	1.133	66		238	1.313	108

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. 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	PEPE3		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB	Eco-Energía	CTEB ¹		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	1.144	780	361	30	620	100	100	1.253	14	567	3.826	4.970
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	206	184	100	-	-	100	100	565	14	-	1.064	1.270
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	2,7%	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,3%	8,9%	11,6%
Semestre																		
Generación neta 6M22 (GWh)	162	143	291	196	120	127	1.038	2.598	182	26	614	183	172	4.083	38	434	8.331	9.369
Participación de mercado	0,2%	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	1,5%	3,7%	0,3%	0,0%	0,9%	0,3%	0,2%	5,9%	0,1%	0,6%	11,9%	13,4%
Ventas 6M22 (GWh)	162	143	291	196	134	126	1.052	2.598	293	26	614	183	172	4.504	80	434	8.905	9.956
Generación neta 6M21 (GWh)	184	158	320	176	104	127	1.068	2.237	141	25	92	165	147	4.156	38	181	7.183	8.251
Variación 6M22 vs. 6M21	-12%	-9%	-9%	+11%	+15%	+0%	-3%	+16%	+29%	+6%	na	+10%	+17%	-2%	-1%	+140%	+16%	+14%
Ventas 6M21 (GWh)	183	157	320	176	120	127	1.083	2.232	261	25	92	165	147	4.399	81	181	7.582	8.665
Precio prom. 6M22 (US\$/MWh)	30	44	18	69	73	67	46	20	61	43	33	106	90	36	40	na	41	41
Precio prom. 6M21 (US\$/MWh)	23	37	16	71	73	67	42	35	47	134	109	115	103	35	28	na	49	48
Margen bruto prom. 6M22 (US\$/MWh)	6	21	6	60	56	60	31	12	26	15	12	85	67	20	17	133	25	26
Margen bruto prom. 6M21 (US\$/MWh)	3	19	8	60	58	57	29	31	14	95	13	94	82	16	11	na	33	32
Segundo trimestre																		
Generación neta 2T22 (GWh)	45	62	117	94	58	63	439	1.332	16	7	319	101	104	1.965	19	174	4.038	4.477
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	1,3%	3,9%	0,0%	0,0%	0,9%	0,3%	0,3%	5,7%	0,1%	0,5%	11,8%	13,1%
Ventas 2T22 (GWh)	45	62	117	94	64	63	445	1.332	67	7	319	101	104	2.157	40	174	4.302	4.747
Generación neta 2T21 (GWh)	27	59	192	87	52	65	482	1.093	17	8	73	101	76	1.868	19	70	3.326	3.808
Variación 2T22 vs. 2T21	+63%	+6%	-39%	+9%	+11%	-2%	-9%	+22%	-4%	-19%	na	+1%	+36%	+5%	-1%	+150%	+21%	+18%
Ventas 2T21 (GWh)	29	59	192	87	57	65	488	1.091	71	8	74	101	76	1.987	34	70	3.512	4.000
Precio prom. 2T22 (US\$/MWh)	50	49	18	69	73	66	51	20	123	77	31	97	78	39	42	116	39	40
Precio prom. 2T21 (US\$/MWh)	74	58	16	71	72	67	48	36	84	na	79	99	101	39	26	na	55	54
Margen bruto prom. 2T22 (US\$/MWh)	8	16	3	60	57	61	33	7	49	16	9	78	58	20	18	91	21	22
Margen bruto prom. 2T21 (US\$/MWh)	-	32	9	61	62	57	33	33	24	na	15	79	79	15	10	na	35	35

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. 1 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	Semestre			Segundo trimestre		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gas natural						
El Mangrullo	39,7	28,4	+39%	43,1	29,4	+46%
Río Neuquén	8,8	5,6	+57%	8,9	6,4	+39%
Sierra Chata	4,2	2,7	+56%	4,2	2,7	+54%
Rincón del Mangrullo ¹	2,2	3,5	-36%	2,1	3,4	-37%
Otros	1,1	1,2	-3%	1,2	1,2	-0%
Subtotal de gas natural	56,0	41,4	+35%	59,6	43,2	+38%
Petróleo						
El Tordillo ²	2,6	2,4	+8%	2,5	2,5	+0%
Gobernador Ayala	1,0	0,9	+10%	1,0	0,9	+8%
Petróleo asociado ³	1,0	0,8	+17%	1,0	0,8	+16%
Otros	0,5	0,2	+113%	0,5	0,3	+91%
Subtotal de petróleo	5,1	4,4	+16%	5,1	4,6	+10%
Total	61,1	45,8	+34%	64,6	47,7	+35%

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
1T22/1T21	Primer trimestre de 2022/Primer trimestre de 2021
2T22/2T21	Segundo trimestre de 2022/Segundo trimestre de 2021
6M22/6M21	Primer semestre de 2022/Primer semestre de 2021
ADR/ADS	American Depositary Receipt
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
E&P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
EEFF	Estados financieros
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06
GE	General Electric
Greenwind	Greenwind S.A.



El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas
GWh	Gigawatt-hora
H IDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
I DB Invest	Inter-American Development Bank Invest (ex Corporación Interamericana de Inversiones - IIC)
IGMP	Impuesto a la ganancia mínima presunta
K bbl/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>
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
N .a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
O N	Obligaciones Negociables
P ampa/Sociedad/Compañía	Pampa Energía S.A.
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
Plan Gas.Ar	Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/20 y normas complementarias)
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
PPE	Propiedades, Planta y Equipo
R es.	Resolución/Resoluciones
S E	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
T CN	Tipo de cambio nominal
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
Ton	Tonelada métrica
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
U S\$	Dólares Estadounidenses
UTE SACDE-Techint	Unión Transitoria de Empresas Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A. y Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.E I.
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo
V N	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional