

# Informe de resultados 1T22



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina, anuncia los resultados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2022.

Buenos Aires, 12 de mayo 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 11 de mayo de 2022:

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

### Capitalización bursátil:

AR\$243 mil millones/  
US\$1.158 millones

## Información sobre la videoconferencia

**Fecha y hora:** viernes 13 de mayo  
10.00 a.m. de Nueva York  
11.00 a.m. de Buenos Aires

### Link de acceso:

[bit.ly/Pampa1Q22VC](http://bit.ly/Pampa1Q22VC)

## Para más información de Pampa

- Correo electrónico:  
[investor@pampaenergia.com](mailto:investor@pampaenergia.com)
- Página web dedicada a  
inversores:  
[ri.pampaenergia.com](http://ri.pampaenergia.com)
- Comisión Nacional de Valores:  
[www.argentina.gob.ar/cnv](http://www.argentina.gob.ar/cnv)
- Securities and  
Exchange Commission:  
[sec.gov](http://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, TGS y Refinor reportan en moneda local y por ende, sus cifras están ajustadas por inflación al 31 de marzo de 2022, con excepción de períodos anteriores ya reportados.

## Principales resultados del trimestre<sup>1</sup>

**Aumento interanual del 28% en las ventas, registrando US\$412 millones<sup>2</sup> en el 1T22**, explicado por mayores volúmenes y precios de gas, precios de productos petroquímicos y ventas de energía base, parcialmente compensados por la finalización del PPA en la TV de CTLL.

Principales indicadores operativos de Pampa		1T22	1T21	Variación
<b>Electricidad</b>	Generación (GWh)	4.892	4.443	+10%
	Margen bruto (US\$/MWh)	28,9	30,0	-4%
<b>Hidrocarburos</b>	Producción (miles de boe/día)	57,5	43,8	+32%
	Producción de gas sobre total	91%	90%	+1%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	3,5	2,8	+27%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	69,0	55,4	+25%
<b>Petroquímica</b>	Volumen vendido (miles de ton)	91	98	-7%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.382	1.052	+31%

**Excelente desempeño operativo**, liderado por exportaciones de hidrocarburos y mayor generación térmica, por encima del crecimiento nacional, a pesar de la estacionalidad

**11% de incremento interanual en el EBITDA ajustado<sup>3</sup>, registrando US\$226 millones en el 1T22**, explicado por subas de US\$23 millones en petróleo y gas, US\$6 millones en generación y US\$5 millones en holding y otros, compensadas por una disminución de US\$12 millones en petroquímica.

**Pampa registró una ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$99 millones**, US\$66 millones superior al 1T21, principalmente debido a la mejora en el margen operativo de petróleo y gas, y menores pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros.

**La deuda neta consolidada descendió a US\$845 millones.**

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

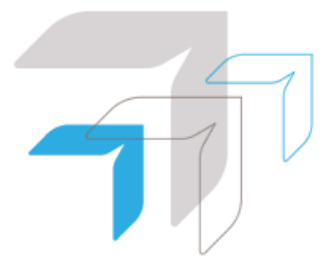
<sup>2</sup> No incluye ventas de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$139 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

<sup>3</sup> 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 Otras novedades .....	3
2. Indicadores financieros relevantes .....	5
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado .....	5
2.2 Estado de resultados consolidado .....	6
2.3 Estado de caja y deuda financiera .....	7
2.4 Recompra de instrumentos financieros propios .....	9
3. Análisis de los resultados del 1T22 .....	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 .....	15
3.5 Análisis del segmento de holding y otros .....	16
3.6 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento .....	17
4. Anexo .....	18
4.1 Principales indicadores operativos del segmento de generación de energía .....	18
4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques .....	19
5. Glosario de términos .....	19



## 1. Hechos relevantes

### 1.1 Segmento de generación

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

Mediante la Res. SE N° 238/22 del 21 de abril de 2022, se estableció un incremento del 30% retroactivo a febrero de 2022 y del 10% a partir de junio de 2022 para la energía base.

Asimismo, se eliminó definitivamente el mecanismo de factor de uso de la Res. SE N° 440/21 (por ende, se abona el 100% de la remuneración por potencia) y dejó sin efecto la remuneración adicional y transitoria de la Res. SE N° 1037/21 a partir de febrero de 2022.

#### **Vencimiento del PPA en CTEB**

Luego de haber cumplido los 10 años de duración contractual del PPA bajo Res. SE N° 220/07, los 567 MW de capacidad instalada de CTEB comenzaron a ser remunerados como energía base a partir de las 0 horas del 27 de abril de 2022.

### 1.2 Otras novedades

#### **Cesión de activos en Venezuela**

El 6 de mayo de 2022, Pampa cedió a Integra Petróleo y Gas S.A. (el "Cesionario") la totalidad de los derechos y obligaciones por su participación directa e indirecta en el capital de ciertas sociedades mixtas en Venezuela, por medio de las cuales tiene participación en las siguientes áreas hidrocarburíferas: Oritupano Leona (22%), La Concepción (36%), Acema y Mata (34,49% cada una).

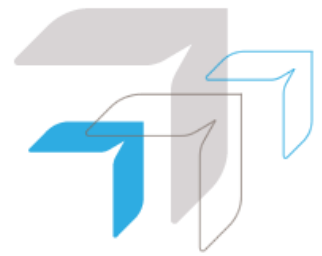
A cambio, el Cesionario abonará a Pampa el 50% de cualquier compensación que obtenga, ya sea monetario o en especie, relacionado con dichas sociedades mixtas y áreas. Esta transacción se encuentra sujeta a la aprobación de cambio de control del Ministro del Poder Popular de Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela.

#### **TGS: ampliación del servicio de midstream en Vaca Muerta**

El 22 de marzo de 2022, TGS y la Provincia del Neuquén suscribieron un acta acuerdo complementaria por la cual se extiende la concesión otorgada a TGS en el marco del plan de inversiones a efectuarse para el desarrollo de Vaca Muerta. La construcción y operación del nuevo gasoducto en dicha concesión tendrá una extensión de 32,1 kilómetros, desde el área Los Toldos hasta El Trapial, y permitirá transportar hasta 17 millones de m<sup>3</sup>/día de gas natural. La habilitación de la obra está prevista para junio de 2023 y la inversión asciende a aproximadamente US\$48 millones.

De esta manera, TGS continúa consolidando su compromiso para el abastecimiento energético del país, brindando soluciones eficientes a los productores de gas natural a través de infraestructura a escala.

Actualmente, el gasoducto colector de TGS en la formación Vaca Muerta cuenta con 147 kilómetros de longitud, una capacidad de transporte de 60 millones de m<sup>3</sup>/día, y una planta en Tratayén con capacidad de acondicionamiento actual de 7,8 millones de m<sup>3</sup>/día. Dicha planta se encuentra en expansión para sumar 7 millones de m<sup>3</sup>/día en 2022 y 6,6 millones de m<sup>3</sup>/día a mediados del 2023, con una inversión total que superará los US\$110 millones.



---

### ***Transener: situación tarifaria***

El 9 de mayo de 2022 se emitieron las Res. ENRE N° 147/22 y 148/22, haciendo lugar parcialmente a los recursos de reconsideración presentados por Transener y Transba. Por ende, se ajustaron los cuadros tarifarios de agosto de 2019 de Transener y Transba en un 67% y 69%, respectivamente, retroactivo al 1 de febrero de 2022 (en reemplazo del 25% y 23% de la Res. ENRE N° 68/22 y 69/22).

### ***Nombramientos en el Directorio<sup>4</sup>***

La Asamblea de Accionistas de Pampa del 27 de abril de 2022 aprobó las renovaciones de Carlos Correa Urquiza, Juan Santiago Fraschina y Darío Epstein (independientes); y la designación de Carolina Zang (independiente), en reemplazo de Gabriel Cohen (no independiente).

En consecuencia, el 50% del Directorio está conformado por directores independientes y tres de los diez puestos están ocupados por directoras.

---

<sup>4</sup> Para más información, ver [Directorio](#).



## 2. Indicadores financieros relevantes

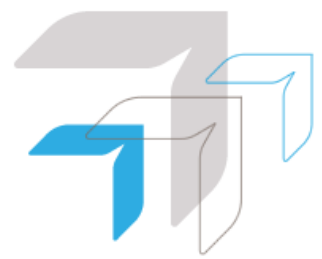
### 2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 31.03.2022		Al 31.12.2021	
	AR\$	US\$ TC 111.01	AR\$	US\$ TC 102.72
<b>ACTIVO</b>				
Propiedades, planta y equipo	186.940	1.684	170.390	1.659
Activos intangibles	4.262	38	3.956	39
Derechos de uso	1.107	10	1.231	12
Activo por impuesto diferido	15.477	139	8.675	84
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	92.220	831	79.500	774
Inversiones a costo amortizado	11.700	105	10.821	105
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.239	29	2.998	29
Otros activos	64	1	61	1
Créditos por ventas y otros créditos	3.203	29	3.379	33
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>318.212</b>	<b>2.867</b>	<b>281.011</b>	<b>2.736</b>
Inventarios	19.973	180	15.888	155
Inversiones a costo amortizado	580	5	537	5
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	52.192	470	47.026	458
Instrumentos financieros derivados	126	1	16	0
Créditos por ventas y otros créditos	45.082	406	40.892	398
Efectivo y equivalentes de efectivo	14.624	132	11.283	110
<b>Total del activo corriente</b>	<b>132.577</b>	<b>1.194</b>	<b>115.642</b>	<b>1.126</b>
<b>Total del activo</b>	<b>450.789</b>	<b>4.061</b>	<b>396.653</b>	<b>3.861</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>213.213</b>	<b>1.921</b>	<b>183.431</b>	<b>1.786</b>
Participación no controladora	811	7	609	6
<b>Total del patrimonio</b>	<b>214.024</b>	<b>1.928</b>	<b>184.040</b>	<b>1.792</b>
<b>PASIVO</b>				
Participaciones en negocios conjuntos	385	3	386	4
Provisiones	15.622	141	14.444	141
Pasivo por impuesto a las ganancias e IGMP	19.685	177	19.287	188
Planes de beneficios definidos	2.822	25	2.419	24
Préstamos	153.448	1.382	139.630	1.359
Otras deudas	2.177	20	1.340	13
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>194.139</b>	<b>1.749</b>	<b>177.506</b>	<b>1.728</b>
Provisiones	599	5	560	5
Pasivo por impuesto a las ganancias	7.589	68	2.098	20
Cargas fiscales	2.831	26	2.314	23
Planes de beneficios definidos	472	4	515	5
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.983	18	2.876	28
Instrumentos financieros derivados	-	-	18	0
Préstamos	7.746	70	8.165	79
Deudas comerciales y otras deudas	21.406	193	18.561	181
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>42.626</b>	<b>384</b>	<b>35.107</b>	<b>342</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>236.765</b>	<b>2.133</b>	<b>212.613</b>	<b>2.070</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>450.789</b>	<b>4.061</b>	<b>396.653</b>	<b>3.861</b>



## 2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer trimestre			
	2022		2021	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	44.011	412	28.635	321
Costo de ventas	(26.387)	(248)	(16.353)	(185)
<b>Resultado bruto</b>	<b>17.624</b>	<b>164</b>	<b>12.282</b>	<b>136</b>
Gastos de comercialización	(1.920)	(19)	(542)	(7)
Gastos de administración	(3.529)	(32)	(2.016)	(23)
Gastos de exploración	(8)	-	(7)	-
Otros ingresos operativos	1.300	11	976	11
Otros egresos operativos	(1.668)	(15)	(3.050)	(33)
Deterioro de activos financieros	(127)	(1)	(103)	(1)
Deterioro de inventarios	(9)	-	-	-
Resultado por part. en negocios conjuntos y asociadas	2.682	25	2.226	26
<b>Resultado operativo</b>	<b>14.345</b>	<b>133</b>	<b>9.766</b>	<b>109</b>
Ingresos financieros	246	3	165	2
Gastos financieros	(4.195)	(39)	(3.986)	(45)
Otros resultados financieros	(289)	(2)	(2.061)	(24)
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(4.238)</b>	<b>(38)</b>	<b>(5.882)</b>	<b>(67)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>10.107</b>	<b>95</b>	<b>3.884</b>	<b>42</b>
Impuesto a las ganancias	347	5	(715)	(8)
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>10.454</b>	<b>100</b>	<b>3.169</b>	<b>34</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	-	-	525	5
<b>Resultado del período</b>	<b>10.454</b>	<b>100</b>	<b>3.694</b>	<b>39</b>
<b>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</b>	<b>10.304</b>	<b>99</b>	<b>3.152</b>	<b>33</b>
Operaciones continuas	10.304	99	3.150	34
Operaciones discontinuadas	-	-	2	(1)
<b>Atribuible a la participación no controladora</b>	<b>150</b>	<b>1</b>	<b>542</b>	<b>6</b>
<b>Resultado por acción atribuible a los accionistas</b>	<b>7,45</b>	<b>0,07</b>	<b>2,21</b>	<b>0,02</b>
Por operaciones continuas	7,45	0,07	2,21	0,02
Por operaciones discontinuadas	-	-	0,001	(0,001)
<b>Resultado por ADR atribuible a los accionistas</b>	<b>186,18</b>	<b>1,79</b>	<b>55,29</b>	<b>0,58</b>
Por operaciones continuas	186,18	1,79	55,25	0,60
Por operaciones discontinuadas	-	-	0,04	(0,02)
<b>Promedio de acciones ordinarias en circulación</b>	<b>1.383,6</b>		<b>1.425,3</b>	
<b>Acciones ordinarias en circulación al final del período</b>	<b>1.383,6</b>		<b>1.410,5</b>	



## 2.3 Estado de caja y deuda financiera

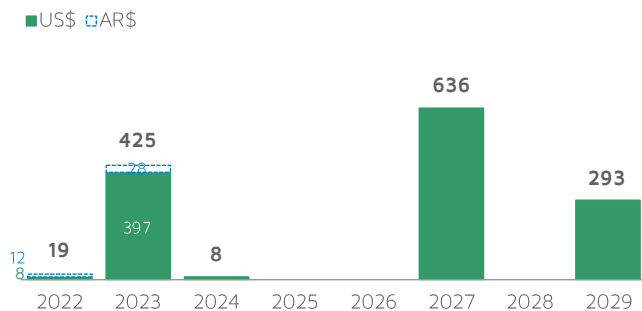
Al 31 de marzo de 2022, en US\$ millones	Caja <sup>1</sup>		Deuda financiera		Deuda neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	256	252	404	404	148	153
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	106	106	-	-	(106)	(106)
Petróleo y gas	245	245	1.048	1.048	802	802
<b>Total bajo NIIF/Grupo Restringido</b>	<b>607</b>	<b>603</b>	<b>1.452</b>	<b>1.452</b>	<b>845</b>	<b>849</b>
Afiliadas a nuestra participación <sup>2</sup>	128	128	331	331	203	203
<b>Total con afiliadas</b>	<b>735</b>	<b>731</b>	<b>1.783</b>	<b>1.783</b>	<b>1.048</b>	<b>1.052</b>

**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, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

### Operaciones de deuda

El endeudamiento financiero a nivel consolidado de Pampa bajo NIIF ascendió ligeramente a US\$1.452 millones al 31 de marzo de 2022 (+US\$13 millones vs. cierre del 2021). Sin embargo, en términos de deuda neta, disminuyó US\$21 millones, alcanzando los US\$845 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,8%, moneda en la que está denominada el 97,1% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ era del 40,8%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 4,1 años.

A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del 1T22:



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

Durante el 1T22 Pampa emitió su primer Bono Verde (ON Clase VIII) por un VN de AR\$3.107 millones, a tasa de interés variable Badlar más 2%, con vencimiento en julio de 2023, además de tomar financiamientos netos por AR\$148 millones. Posteriormente al cierre del trimestre, Pampa pagó deudas bancarias al vencimiento por AR\$1.304 millones.

Con respecto a las afiliadas, durante el 1T22 Transener pagó a vencimiento préstamos por AR\$83 millones, mientras que CTBSA pagó al vencimiento US\$33,2 millones del préstamo sindicado. Asimismo, CTBSA enmendó el contrato de préstamo sindicado, modificando el esquema de amortización del préstamo con tasa de interés variable, siendo el nuevo vencimiento el 1 de octubre de 2022, además de reemplazar la tasa de referencia LIBOR por SOFR. Posteriormente al cierre del 1T22, CTBSA pagó al vencimiento US\$4 millones del préstamo sindicado y Transener pagó al vencimiento financiamientos por AR\$28 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 en circulación	Tasa pactada
<b>En US\$</b>					
TGS <sup>1</sup>	ON a descuento y tasa fija	2025	500	470	6,75%
	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	390	7,375%
Pampa	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	636	7,5%
	ON Serie III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
<b>En US\$-link</b>					
CTEB <sup>1</sup>	ON Clase I	2023	43	43	4%
	ON Clase IV	2024	96	96	0%
<b>En AR\$</b>					
Pampa	ON Clase VIII (Bono Verde)	2023	3.107	3.107	Badlar Privada +2%
<b>En UVA</b>					
CTEB <sup>1</sup>	ON Clase II	2024	65	65	4%

**Nota: 1** Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa.

## 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 <sup>-1</sup>	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings <sup>2</sup>	B-	AA (largo plazo) A1+ (corto plazo)
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	FitchRatings <sup>2</sup>	na	A+ (largo plazo)
CTEB	FitchRatings <sup>2</sup>	na	A+

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





## 2.4 Recompra de instrumentos financieros propios<sup>5</sup>

### **Pampa**

El 2 de abril de 2022 finalizó el XI programa de recompra de acciones. Asimismo, el 11 de mayo de 2022 el Directorio de Pampa aprobó el XII programa de recompra de acciones.

	Plan de recompra XI	Plan de recompra XII
Monto máximo a recomprar	US\$30 millones	US\$30 millones
Precios máximos	AR\$167/acción ordinaria o US\$19/ADR	AR\$194/acción ordinaria o US\$22/ADR
Plazo	120 días desde el 3 de diciembre de 2021	120 días desde el 13 de mayo de 2022
Estado	Finalizado	En curso

En el 1T22, la Compañía adquirió indirectamente 95 mil ADR a un precio promedio de US\$18,4/ADR.

Por otro lado, la Asamblea de Accionistas del 27 de abril de 2022 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 2,8 millones de acciones (o 0,1 millones de ADR), que Pampa y sus subsidiarias tenían en cartera, y se encuentran en proceso de cancelación.

Por otro lado, en mayo de 2022 se hicieron entregas a favor del personal beneficiario del plan de compensación en acciones para el personal clave de la Compañía, cuyo programa fue aprobado por el Directorio de la Compañía el 10 de febrero de 2017. La Compañía actualmente tiene en cartera 3,2 millones de acciones ordinarias destinadas para dicho plan.

Por ende, al 11 de mayo de 2022, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.383,6 millones de acciones ordinarias (equivalente a 55,3 millones de ADR)<sup>6</sup>.

### **TGS**

Al 11 de mayo de 2022, el capital social en circulación de TGS asciende a 752,8 millones de acciones ordinarias (equivalentes a 150,6 millones de ADR).

Por otro lado, en el 1T22 Pampa adquirió indirectamente 137 mil ADR de TGS a un costo promedio de adquisición de US\$4,3/ADR. Al 11 de mayo de 2022, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende al 29,3% sobre el capital social emitido de TGS.

Con respecto a los instrumentos de deuda, en el 1T22 TGS recompró US\$7,3 millones de VN de sus ON 2025. Al 11 de mayo de 2022, las ON 2025 en circulación ascendían a US\$470,3 millones de VN.

<sup>5</sup> Considera operaciones concertadas.

<sup>6</sup> Para más información, ver [Capital Accionario](#).



### 3. Análisis de los resultados del 1T22

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	1T22			1T21			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Generación de electricidad	166	121	97	161	115	47	+3%	+5%	+106%
Petróleo y Gas	137	56	(4)	79	33	(35)	+73%	+70%	-89%
Petroquímica	126	6	5	103	18	11	+22%	-67%	-55%
Holding y Otros	7	42	1	6	37	11	+17%	+13%	-91%
Eliminaciones	(24)	-	-	(28)	-	-	-14%	NA	NA
<b>Total operaciones continuas</b>	<b>412</b>	<b>226</b>	<b>99</b>	<b>321</b>	<b>204</b>	<b>34</b>	<b>+28%</b>	<b>+11%</b>	<b>+191%</b>

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

#### 3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2022	2021
Resultado operativo consolidado	133	109
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	50	43
<b>EBITDA</b>	<b>183</b>	<b>152</b>
<b>Ajustes del segmento de generación</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
Eliminación de resultado por VPP	(22)	(11)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(4)	(6)
Eliminación de activación de PPE en gastos operativos	4	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	21	17
<b>Ajustes del segmento de petróleo y gas</b>	<b>0</b>	<b>13</b>
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(1)
Eliminación de provisión para remediación ambiental	-	14
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	0	0
<b>Ajustes del segmento de petroquímica</b>	<b>(0)</b>	<b>-</b>
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	-
<b>Ajustes del segmento de holding y otros</b>	<b>40</b>	<b>36</b>
Eliminación de resultados por VPP	(3)	(15)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	0
Eliminación de provisión por contingencias	-	13
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	40	32
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	2	4
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	1	2
<b>EBITDA ajustado consolidado, op. continuas</b>	<b>226</b>	<b>204</b>
<b>A nuestra tenencia</b>	<b>225</b>	<b>203</b>



### 3.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	166	161	+3%
Costo de ventas	(84)	(79)	+6%
<b>Resultado bruto</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>-</b>
Gastos de comercialización	(1)	-	NA
Gastos de administración	(9)	(7)	+29%
Otros ingresos operativos	4	6	-33%
Otros egresos operativos	(1)	(1)	-
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	22	11	+100%
<b>Resultado operativo</b>	<b>97</b>	<b>91</b>	<b>+7%</b>
Ingresos financieros	1	1	-
Gastos financieros	(13)	(12)	+8%
Otros resultados financieros	9	(17)	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(3)</b>	<b>(28)</b>	<b>-89%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>94</b>	<b>63</b>	<b>+49%</b>
Impuesto a las ganancias	4	(16)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>98</b>	<b>47</b>	<b>+109%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	97	47	+106%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	1	-	NA
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>121</b>	<b>115</b>	<b>+5%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>120</b>	<b>114</b>	<b>+5%</b>
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	10	1	NA
Depreciaciones y amortizaciones	22	22	-

En el 1T22, la suba interanual en las **ventas** de US\$5 millones se explica principalmente por los incrementos en la remuneración de la energía base<sup>7</sup>, parcialmente compensados por la depreciación nominal del AR\$. Por ende, la remuneración por potencia fue de US\$4,5 mil/MW-mes en nuestras térmicas base (+53% vs 1T21) y US\$2,2 mil/MW-mes en las hidros (+28% vs. 1T21). Si bien la energía base compone el 63% de los 4.970 MW operados por Pampa<sup>8</sup>, en el 1T22 representó el 33% de las ventas del segmento. Por otro lado, hubo mayores volúmenes y precios vendidos bajo Energía Plus por mayor demanda industrial.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el vencimiento del PPA en la TV de CTLL y en CTP, remunerados como energía base desde el 1 de noviembre y 15 de julio de 2021, respectivamente. Asimismo, hubo menores ingresos por combustible debido al menor despacho en el PPA bajo la Res. SEE N° 287/17. 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. Para el resto de nuestras centrales térmicas, el combustible es provisto por CAMMESA, sin devengar ventas ni costos.

En términos **operativos**, en el 1T22 la generación de energía operada por Pampa aumentó en un 10% vs. 1T21, por encima del crecimiento de la generación a nivel país (+1%) y de la demanda nacional (+4%). Hubo mayor despacho en CPB, las TG a ciclo abierto de CTLL, CTG y CTPP (+464 GWh), mayor requerimiento de generación en el área de CTEB y CTP, sumado al mantenimiento e indisponibilidad en CTEB en el 1T21 (+152 GWh), mayor recurso natural tanto en HPPL (+46 GWh) como en los parques eólicos (+24 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor despacho en los CC de CTGEBa por mantenimientos en el 1T22 (-170 GWh), además del menor aporte hídrico en HINISA e HIDISA (-57 GWh).

<sup>7</sup> (i) 29% devengado en may-21, retroactivo a feb-21; (ii) remuneración adicional entre sep-21 y ene-22; y (iii) 30% y eliminación definitiva del factor de uso en abr-22, retroactivo a feb-22 (devengado desde feb-22 como provisión). Para más información, ver la sección 1.1 de este Informe.

<sup>8</sup> 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.



En el 1T22, las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 97,9% de **disponibilidad** promedio, 293 puntos básicos superior al 94,9% del 1T21, principalmente debido a que en el 1T21 hubo una indisponibilidad forzada en CTEB. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad de 97,2% en 1T22, 374 puntos básicos superior al 93,5% registrado en 1T21.

Principales indicadores operativos del segmento de generación	2022				2021				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
<b>Capacidad instalada a marzo (MW)</b>	938	206	3.826	<b>4.970</b>	938	206	3.811	<b>4.955</b>	-	-	+0%	<b>+0%</b>
Capacidad nueva (%)	-	100%	43%	<b>37%</b>	-	100%	48%	<b>41%</b>	-	-	-6%	<b>-4%</b>
Participación de mercado (%)	2%	0%	9%	<b>12%</b>	2%	0%	9%	<b>12%</b>	-0%	-0%	-0%	<b>-0%</b>
<b>Primer trimestre</b>												
Generación neta (GWh)	372	227	4.293	<b>4.892</b>	384	203	3.856	<b>4.443</b>	-3%	+12%	+11%	<b>+10%</b>
Volumen vendido (GWh)	372	235	4.603	<b>5.210</b>	381	214	4.070	<b>4.665</b>	-2%	+10%	+13%	<b>+12%</b>
Precio promedio (US\$/MWh)	24	69	42	<b>42</b>	17	71	45	<b>44</b>	+39%	-2%	-6%	<b>-4%</b>
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	11	57	29	<b>29</b>	7	58	31	<b>30</b>	+49%	-1%	-6%	<b>-4%</b>

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

Los **costos operativos** netos del 1T22, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, subieron 17% vs. 1T21, principalmente por un incremento en gastos denominados en AR\$, superior a la devaluación, además de mayores compras de energía para cubrir la mayor demanda Plus y menores intereses comerciales recibidos por mejora en los días de cobranza de CAMMESA. Asimismo, en el 1T22 se imputaron activaciones de PPE en gastos operativos para ciertas unidades de energía base. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor volumen consumido de gas propio (2,2 millones de m<sup>3</sup>/día vs. 2,6 millones de m<sup>3</sup>/día en 1T21) debido a menor despacho en el PPA de CTGEBa bajo la Res. SEE N° 287/17.

Los **resultados financieros** del 1T22 alcanzaron una pérdida neta de US\$3 millones, una mejora de US\$25 millones vs. 1T21, principalmente debido a que en el 1T22 hubo ganancias en la tenencia de instrumentos financieros (mientras que en el 1T21 hubo pérdidas), además de menores pérdidas por diferencia de cambio neta.

El **EBITDA ajustado** del 1T22 de nuestro segmento de generación de energía alcanzó US\$121 millones, 5% superior al 1T21, principalmente explicado por el incremento en la remuneración para la energía base y mayores ventas de Energía Plus, parcialmente compensados por la finalización de PPA en la TV de CTLL y en CTP, además de una suba en US\$ de los gastos denominados en moneda local. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de CTEB (CTBSA) del 50%, con una contribución de US\$21 millones en el 1T22 (vs. US\$17 millones en el 1T21, afectado por indisponibilidad), y de PEMC (Greenwind) del 50%, con una contribución de US\$3 millones tanto en el 1T22 como en el 1T21. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye el reconocimiento de intereses comerciales originados por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA (US\$4 millones en 1T22 y US\$6 millones en 1T21), además de la activación de PPE en gastos operativos en el 1T22 (US\$4 millones).

Finalmente, en el 1T22 las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB y PEMC, se incrementaron en US\$9 millones vs. 1T21, principalmente explicado por el proyecto de expansión en PEPE III.

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ <sup>1</sup>		Fecha de habilitación comercial
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh	Presupuesto	% Ejecutado @31-Mar-22	
<b>Térmico</b>									
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 238/22	AR\$	452.790 - 716.918 <sup>(2)</sup>	543	1.344	22	91%	3 de agosto de 2021
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	233	76%	4T 2022 (est.)
<b>Renovable</b>									
Pampa Energía III	81	MAT ER	US\$	na	na	58 <sup>(3)</sup>	128	2%	2T 2023 (est.)

**Nota:** 1 Montos sin el impuesto al valor agregado. 2 Considera el rango del coeficiente de despacho y 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 trimestre		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	137	79	+73%
Costo de ventas	(72)	(52)	+38%
<b>Resultado bruto</b>	<b>65</b>	<b>27</b>	<b>+141%</b>
Gastos de comercialización	(14)	(4)	+250%
Gastos de administración	(14)	(10)	+40%
Otros ingresos operativos	4	4	-
Otros egresos operativos	(12)	(16)	-25%
Deterioro de activos financieros	-	(1)	-100%
<b>Resultado operativo</b>	<b>29</b>	<b>-</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	1	1	-
Gastos financieros	(24)	(32)	-25%
Otros resultados financieros	(12)	(21)	-43%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(35)</b>	<b>(52)</b>	<b>-33%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(6)</b>	<b>(52)</b>	<b>-88%</b>
Impuesto a las ganancias	2	17	-88%
<b>Resultado del período</b>	<b>(4)</b>	<b>(35)</b>	<b>-89%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>56</b>	<b>33</b>	<b>+70%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	63	29	+117%
Depreciaciones y amortizaciones	27	20	+35%

En el 1T22, las **ventas** de nuestro segmento de petróleo y gas crecieron 73% vs. 1T21, principalmente por el incremento sustancial en las exportaciones de gas (tanto en volumen como en precio), mayor demanda del gas en el canal industrial y la exportación de petróleo con precios traccionados por el contexto, parcialmente compensados por menor venta de gas a CMMESA.

En términos **operativos**, en el 1T22 la producción global alcanzó los 57,5 kboe/día (+32% vs. 1T21 y similar al 4T21). La **producción de gas** fue de 8,9 millones de m<sup>3</sup>/día (+33% vs. 1T21 y similar al 4T21), principalmente explicado por los permisos para exportar en condición firme a Chile. En particular, se registró un crecimiento importante en El Mangrullo, que alcanzó una producción de 6,1 millones de m<sup>3</sup>/día (+32% vs. 1T21 y similar al 4T21), conformando el 69% de nuestra producción total de gas. También aumentó significativamente la producción en Río Neuquén (1,5 millones de m<sup>3</sup>/día en el 1T22, +82% vs. 1T21 y similar al 4T21) y en Sierra Chata (0,7 millones de m<sup>3</sup>/día en el 1T22, +58% vs. 1T21 y +28% vs. 4T21). Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por disminución en Rincón del Mangrullo, producto de la menor actividad y declino natural (0,4 millones de m<sup>3</sup>/día en el 1T22, -35% interanual y similar al 4T21).

Nuestro **precio promedio de gas** del 1T22 fue de US\$3,5/MBTU (+27% vs. 1T21), principalmente por mejores precios de exportación a Chile y la gradual convergencia del precio industrial/*spot* al Plan Gas.Ar.

Nuestras **entregas de gas** se destinaron 30% al mercado industrial/*spot*, 30% exportado, 28% como insumo para nuestro despacho térmico<sup>9</sup> y nuestras plantas de petroquímica, y 12% abasteció al segmento residencial. El remanente marginal fue vendido a CMMESA. En cambio, en el 1T21 44% de las entregas fue a nuestras centrales térmicas y plantas de petroquímica, 25% a CMMESA, 16% al segmento residencial y 12% al mercado industrial/*spot*. El remanente marginal fue exportado.

La **producción de petróleo** alcanzó los 5,1 kbbbl/día en el 1T22 (+21% vs. 1T21 y similar al 4T21), principalmente traccionada por las exportaciones y la mayor demanda local. Se incrementó la producción en El Tordillo, Los Blancos, Río Neuquén y Gobernador Ayala (4,8 kbbbl/día en el 1T22, +26% interanual). Asimismo, el 76% del volumen vendido en el 1T22 fue destinado al mercado doméstico (vs. 100% en el

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



1T21). Nuestro **precio promedio de petróleo** del 1T22 subió un 25% interanual a US\$69,0/barril, explicado principalmente por la suba del Brent pero morigerada por los precios locales.

Al cierre del 1T22, nuestros **pozos productivos** totalizaron 888 vs. 884 al 31 de diciembre de 2021.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2022			2021			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
<b>Primer trimestre</b>									
<b>Volumen</b>									
<b>Producción</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,8	8.913		0,7	6.721				
En millones de pie cúbicos/día		315			237		+21%	+33%	<b>+32%</b>
En miles de boe/día	5,1	52,5	<b>57,5</b>	4,2	39,6	<b>43,8</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,8	8.979		0,5	6.825				
En millones de pie cúbicos/día		317			241		+62%	+32%	<b>+34%</b>
En miles de boe/día	5,2	52,8	<b>58,1</b>	3,2	40,2	<b>43,4</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	69,0			55,4			+25%		
En US\$/MBTU		3,5			2,8		+27%		

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

Los **costos operativos** netos del 1T22, sin considerar depreciaciones y amortizaciones ni la compensación de Plan Gas.Ar, subieron 40% vs. 1T21, principalmente por mayor costo de transporte de gas por la suba de exportaciones, incremento en regalías y cánones por mayor volumen y precio comercializado, mayores costos relacionados a la mayor actividad (mantenimiento y contratistas), además de un incremento de gastos laborales debido a que los aumentos salariales fueron superiores a la devaluación. Asimismo, en el 1T21 hubo provisión de taponamiento de pozos. Con respecto al 4T21, los costos operativos netos subieron 8%, principalmente por mayor costo de transporte del gas exportado, y en menor medida, mayores regalías y cánones, parcialmente compensados por menores gastos de mantenimiento. En particular, el costo de extracción<sup>10</sup> fue de US\$5,8/boe producido en el 1T22 (similar al 1T21 y -25% vs. 4T21).

En el 1T22 los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$35 millones, una mejora de US\$17 millones vs. 1T21, principalmente debido a menores intereses financieros por un menor *stock* de deuda, además de menores pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros.

El **EBITDA ajustado** de nuestro segmento de petróleo y gas fue de US\$56 millones en el 1T22 vs. US\$33 millones en el 1T21, principalmente por mejores precios y volúmenes gracias al incremento sustancial en las exportaciones de hidrocarburos y mayor demanda del gas en el canal industrial a precios convergidos al Plan Gas.Ar. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos asociados a la creciente actividad gasífera y al transporte. El EBITDA ajustado excluye el reconocimiento de intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA (US\$0,1 millones en el 1T22 y US\$1 millón en 1T21) y la provisión por el taponamiento de pozos en el 1T21 (US\$14 millones).

Finalmente, en el 1T22 las **inversiones de capital** alcanzaron US\$63 millones, mientras que en el 1T21 fueron US\$29 millones, principalmente explicado por los mayores compromisos bajo el Plan Gas.Ar.

<sup>10</sup> Métrica equivalente a costo de ventas menos compras e inventario, regalías, impuestos directos y depreciaciones y amortizaciones.



### 3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	126	103	+22%
Costo de ventas	(116)	(82)	+41%
<b>Resultado bruto</b>	<b>10</b>	<b>21</b>	<b>-52%</b>
Gastos de comercialización	(4)	(3)	+33%
Gastos de administración	(1)	(1)	-
<b>Resultado operativo</b>	<b>5</b>	<b>17</b>	<b>-71%</b>
Gastos financieros	(1)	(1)	-
Otros resultados financieros	1	(1)	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>-100%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>5</b>	<b>15</b>	<b>-67%</b>
Impuesto a las ganancias	-	(4)	-100%
<b>Resultado del período</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>-55%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>-67%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	-	1	-100%
Depreciaciones y amortizaciones	1	1	-

El **EBITDA ajustado** del 1T22 de petroquímica alcanzó US\$6 millones, siendo US\$12 millones inferior al 1T21, principalmente por mayores costos de nafta virgen y otras materias primas (traccionados por los precios internacionales de referencia), y en menor medida, por un aumento en US\$ de los gastos denominados en AR\$, superior a la devaluación del AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la mejora sustancial en los precios, tanto locales como internacionales de referencia. Con respecto al 4T21, el EBITDA ajustado disminuyó US\$3 millones, principalmente explicado por menor volumen vendido.

El **volumen** total comercializado disminuyó un 7% vs. 1T21, principalmente explicado por la menor venta de productos de reforma, debido a que en el 1T22 se despacharon 14 mil ton de bases y naftas como fasón, y no se registran como volúmenes vendidos. Asimismo, hubo menor demanda foránea de caucho sintético, además de menores ventas de estireno por una reducción en la producción durante enero de 2022.

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno <sup>1</sup>	Caucho sintético	Reforma	
<b>Primer trimestre</b>				
<b>Volumen vendido 1T22 (miles de ton)</b>	<b>27</b>	<b>11</b>	<b>53</b>	<b>91</b>
Volumen vendido 1T21 (miles de toneladas)	29	12	57	98
Variación 1T22 vs. 1T21	-5%	-12%	-8%	-7%
<b>Precio promedio 1T22 (US\$/ton)</b>	<b>1.910</b>	<b>2.047</b>	<b>974</b>	<b>1.382</b>
Precio promedio 1T21 (US\$/ton)	1.596	1.580	666	1.052
Variación 1T22 vs. 1T21	+20%	+30%	+46%	+31%

**Nota: 1** Incluye Propileno.

En el 1T22 no se registraron **resultados financieros**, mientras que en el 1T21 fue una pérdida neta de US\$2 millones, principalmente por las pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros.

En el 1T22 no se registraron **inversiones de capital**, mientras que en el 1T21 fue de US\$1 millón.



### 3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	7	6	+17%
<b>Resultado bruto</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>+17%</b>
Gastos de administración	(8)	(5)	+60%
Otros ingresos operativos	3	1	+200%
Otros egresos operativos	(2)	(16)	-88%
Deterioro de activos financieros	(1)	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	3	15	-80%
<b>Resultado operativo</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>+100%</b>
Ingresos financieros	3	-	NA
Gastos financieros	(3)	-	NA
Otros resultados financieros	-	15	-100%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>-100%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>2</b>	<b>16</b>	<b>-88%</b>
Impuesto a las ganancias	(1)	(5)	-80%
<b>Resultado del período</b>	<b>1</b>	<b>11</b>	<b>-91%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>42</b>	<b>37</b>	<b>+13%</b>
Altas de PPE	1	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener, TGS y Refinor), se registró un **margen operativo** negativo de US\$1 millón, una mejora de US\$13 millones vs. 1T21, principalmente explicado por menor previsión de contingencias.

En el 1T22 no se registraron **resultados financieros**, mientras que en el 1T21 hubo una ganancia neta de US\$15 millones, principalmente debido a menores ganancias por diferencia de cambio neta sobre los pasivos fiscales en AR\$.

El **EBITDA ajustado** de nuestro segmento de holding y otros aumentó un 13%, alcanzando US\$42 millones en el 1T22. Se eliminan los VPPs por nuestra participación de TGS, Transener y Refinor, y a su vez se adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichas afiliadas. Asimismo, en el 1T21 se excluye la provisión por contingencias.

El EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta de 29,3% y 28,7% sobre **TGS** fue de US\$40 millones en el 1T22 (total implícito de US\$137 millones) vs. US\$32 millones en el 1T21 (total implícito de US\$113 millones). El aumento del EBITDA ajustado total se debió principalmente a mayores precios internacionales, mayor volumen exportado de propano, un incremento en el despacho de etano en el mercado local, además de mayores ingresos en el segmento *midstream* por servicios de transporte y acondicionamiento en Vaca Muerta. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor costo unitario en US\$ del gas para reposición de la reducción térmica en el Complejo Cerri (en el 1T21 los contratos de gas fueron gestionados antes del Plan Gas.Ar) y menores ingresos regulados debido a que la adecuación tarifaria del 60% desde marzo de 2022 no logró compensar la evolución de la inflación y devaluación del AR\$. Cabe mencionar que el anteúltimo ajuste fue en abril de 2019. Asimismo, hubo un mayor cargo por retención a las exportaciones.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3% descendió a US\$2 millones (total implícito de US\$9 millones) en el 1T22 vs. US\$4 millones (total implícito de US\$17 millones) en el 1T21, principalmente debido a que la adecuación tarifaria desde febrero de 2022<sup>11</sup> (25% Transener y

<sup>11</sup> El 9 de mayo de 2022 el ENRE hizo lugar parcialmente a los recursos de reconsideración presentados por Transener y Transba, reemplazando el 25% y 23% de ajuste por 67% y 69%, respectivamente. Para más información, ver la sección 1.2 de este Informe.





23% Transba) no logró compensar la evolución de la inflación y devaluación del AR\$. Cabe mencionar que el anteúltimo ajuste fue en agosto de 2019.

En **Refinor**, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% descendió a US\$1 millón (total implícito de US\$3 millones) en el 1T22 vs. US\$2 millones (total implícito de US\$6 millones) en el 1T21, principalmente por el mayor costo del crudo, principal insumo de la refinería, parcialmente compensado por la recuperación paulatina de la demanda y mayores precios comercializados.

### 3.6 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	1T22				1T21			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>2</sup>	Resultado neto <sup>3</sup>	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>2</sup>	Resultado neto <sup>3</sup>
<b>Segmento de generación de energía</b>								
Diamante	61,0%	2	(6)	1	61,0%	1	(2)	1
Los Nihuiles	52,0%	0	(4)	2	52,0%	1	(9)	0
<i>Greenwind</i>		6	69	1		5	86	0
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(35)	(0)		(3)	(43)	(0)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	35	0	50,0%	3	43	0
<i>CTBSA</i>		43	188	43		33	203	21
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(94)	(22)		(17)	(101)	(11)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	21	94	22	50,0%	17	101	11
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		95	158	72		94	271	36
<b>Subtotal generación</b>		<b>121</b>	<b>277</b>	<b>97</b>		<b>115</b>	<b>406</b>	<b>47</b>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
<i>OldelVal</i>		18	(29)	8		15	(15)	8
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(18)	28	(8)		(14)	15	(8)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(1)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		56	802	(4)		33	913	(35)
<b>Subtotal petróleo y gas</b>		<b>56</b>	<b>802</b>	<b>(4)</b>		<b>33</b>	<b>913</b>	<b>(35)</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	6	-	5	100,0%	18	-	11
<b>Subtotal petroquímica</b>		<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5</b>		<b>18</b>	<b>-</b>	<b>11</b>
<b>Segmento de holding y otros</b>								
<i>Transener</i>		9	(14)	1		17	1	5
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(7)	10	(1)		(13)	(1)	(4)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	2	(4)	0	26,3%	4	0	1
<i>TGS</i>		137	235	74		113	199	42
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(97)	(166)	(52)		(80)	(142)	(30)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,3%	40	69	22	28,7%	32	57	12
<i>Refinor</i>		3	35	(3)		6	24	1
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2)	(25)	2		(4)	(17)	(1)
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	1	10	(1)	28,5%	2	7	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		(1)	(106)	(20)		(1)	(21)	(3)
<b>Subtotal holding y otros</b>		<b>42</b>	<b>(31)</b>	<b>1</b>		<b>37</b>	<b>44</b>	<b>11</b>
Eliminaciones		-	(203)	-		-	(208)	-
<b>Total consolidado, operaciones continuas</b>		<b>226</b>	<b>845</b>	<b>99</b>		<b>204</b>	<b>1.154</b>	<b>34</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>225</b>	<b>1.052</b>	<b>99</b>		<b>203</b>	<b>1.367</b>	<b>34</b>

**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 <sup>1</sup>	PEPE2	PEPE3		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB	Eco-Energía	CTEB <sup>1</sup>		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	<b>1.144</b>	780	361	30	620	100	100	1.253	14	567	<b>3.826</b>	<b>4.970</b>
<i>Capacidad nueva (MW)</i>	-	-	-	100	53	53	<b>206</b>	184	100	-	-	100	100	565	14	567	<b>1.631</b>	<b>1.837</b>
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	<b>2,7%</b>	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,3%	<b>8,9%</b>	<b>11,6%</b>
<b>Primer trimestre</b>																		
<b>Generación neta 1T22 (GWh)</b>	<b>117</b>	<b>81</b>	<b>174</b>	<b>101</b>	<b>62</b>	<b>64</b>	<b>599</b>	<b>1.266</b>	<b>166</b>	<b>20</b>	<b>295</b>	<b>81</b>	<b>68</b>	<b>2.118</b>	<b>18</b>	<b>260</b>	<b>4.293</b>	<b>4.892</b>
<b>Participación de mercado</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,7%</b>	<b>3,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>6,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,7%</b>	<b>12,1%</b>	<b>13,8%</b>
<b>Ventas 1T22 (GWh)</b>	<b>117</b>	<b>81</b>	<b>174</b>	<b>101</b>	<b>70</b>	<b>64</b>	<b>607</b>	<b>1.266</b>	<b>225</b>	<b>20</b>	<b>295</b>	<b>81</b>	<b>68</b>	<b>2.347</b>	<b>40</b>	<b>260</b>	<b>4.603</b>	<b>5.210</b>
Generación neta 1T21 (GWh)	156	99	128	89	52	62	<b>587</b>	1.144	124	17	18	65	70	2.288	19	111	<b>3.856</b>	<b>4.443</b>
<i>Variación 1T22 vs. 1T21</i>	-25%	-18%	+35%	+14%	+19%	+3%	<b>+2%</b>	+11%	+34%	+19%	na	+26%	-3%	-7%	-1%	+134%	<b>+11%</b>	<b>+10%</b>
Ventas 1T21 (GWh)	155	98	128	89	63	62	<b>595</b>	1.140	190	17	19	65	70	2.412	47	111	<b>4.070</b>	<b>4.665</b>
<b>Precio prom. 1T22 (US\$/MWh)</b>	<b>23</b>	<b>40</b>	<b>18</b>	<b>69</b>	<b>72</b>	<b>68</b>	<b>42</b>	<b>21</b>	<b>42</b>	<b>32</b>	<b>34</b>	<b>116</b>	<b>108</b>	<b>35</b>	<b>38</b>	na	<b>42</b>	<b>42</b>
Precio prom. 1T21 (US\$/MWh)	14	25	16	70	74	67	<b>37</b>	33	33	101	na	141	105	32	30	na	<b>45</b>	<b>44</b>
<b>Margen bruto prom. 1T22 (US\$/MWh)</b>	<b>5</b>	<b>24</b>	<b>9</b>	<b>59</b>	<b>54</b>	<b>58</b>	<b>29</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>93</b>	<b>80</b>	<b>20</b>	<b>16</b>	na	<b>29</b>	<b>29</b>
Margen bruto prom. 1T21 (US\$/MWh)	5	12	7	60	54	58	<b>25</b>	29	10	66	2	117	86	17	11	na	<b>31</b>	<b>30</b>

**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	Primer trimestre		
	2022	2021	Variación
<b>Gas natural</b>			
El Mangrullo	36,2	27,4	+32%
Río Neuquén	8,6	4,7	+82%
Sierra Chata	4,2	2,7	+58%
Rincón del Mangrullo <sup>1</sup>	2,3	3,5	-35%
Otros	1,1	1,2	-5%
<b>Subtotal de gas natural</b>	<b>52,5</b>	<b>39,6</b>	<b>+33%</b>
<b>Petróleo</b>			
El Tordillo <sup>2</sup>	2,7	2,3	+16%
Gobernador Ayala	1,0	0,9	+12%
Petróleo asociado <sup>3</sup>	0,9	0,8	+18%
Otros	0,4	0,2	+149%
<b>Subtotal de petróleo</b>	<b>5,1</b>	<b>4,2</b>	<b>+21%</b>
<b>Total</b>	<b>57,5</b>	<b>43,8</b>	<b>+32%</b>

**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
4T21	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
CTGEB A	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
DNU	Decreto de Necesidad y Urgencia
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
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas



GWh	Gigawatt-hora
<b>H</b> IDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
<b>I</b> GMP	Impuesto a la ganancia mínima presunta
<b>L</b> ibor	<i>London InterBank Offered Rate</i>
<b>K</b> bbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
<b>M</b> <sup>3</sup>	Metros Cúbicos
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de <i>British Thermal Unit</i>
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
<b>N</b> .a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
<b>O</b> delVal	Oleoductos del Valle S.A.
ON	Obligaciones Negociables
<b>P</b> 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 (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
<b>R</b> efinor	Refinería del Norte S.A.
Res.	Resolución/Resoluciones
<b>S</b> E	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
SOFR	<i>Secured Overnight Financing Rate</i>
<b>T</b> 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
<b>U</b> S\$	Dólares Estadounidenses
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo
<b>V</b> N	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional