

# Resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2021



Pampa Energía, la empresa privada integrada de energía más grande de Argentina, con participación en las cadenas de valor de electricidad y gas del país, anuncia los resultados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2021.

## 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 2021:

1.392,1 millones acciones ordinarias/  
55,7 millones de ADSs

## Capitalización bursátil:

AR\$125 mil millones/US\$795 millones

## Para más información, contactarse con:

Gustavo Mariani  
CEO

Gabriel Cohen  
CFO

Lida Wang  
Gerente de relación con inversores y  
sustentabilidad

Edificio Pampa Energía  
Maipú 1 (C1084ABA),  
Ciudad de Buenos Aires, Argentina

Tel: +54 (11) 4344-6000

[investor@pampaenergia.com](mailto:investor@pampaenergia.com)

[ri.pampaenergia.com](http://ri.pampaenergia.com)

Buenos Aires, 12 de mayo de 2021

## Bases de presentación

Desde el 1 de enero de 2019, la Compañía adoptó el US\$ como moneda funcional para la contabilización de su información financiera. La presentación de la misma en AR\$ se realiza al TCN transaccional.

Sin embargo, Edenor (distribución de energía), Transener, TGS y Refinor (holding y otros) registran sus operaciones en moneda local y por ende, las cifras del 1T21 están ajustadas por inflación al 31 de marzo de 2021 (6,1%) y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 92,00. Asimismo, las cifras del 1T20 están ajustadas por inflación al 31 de marzo de 2020 (3,8%) y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 64,47<sup>1</sup>.

El 28 de diciembre de 2020 se anunció la venta del paquete accionario controlante de Edenor. Por ende, el segmento de distribución de energía se expone como operación discontinuada tanto en el período actual como en el período comparativo, y su análisis se detalla en el Anexo.

## Principales resultados del 1T21<sup>2</sup>

**Ventas consolidadas de operaciones continuas por US\$321 millones<sup>3</sup>**, un 11% superior a los US\$290 millones registrados en el 1T20, explicado por el nuevo CC en CTGEBa y por ende, mayor venta de gas propio para cubrir dicho contrato, mayores volúmenes y precios realizados en petroquímica y la recuperación de los precios de petróleo y gas, parcialmente compensados por menores ingresos en energía base y volumen vendido de hidrocarburos.

⇒ **Generación de 4.442 GWh de energía desde 15 centrales<sup>4</sup>**

⇒ **Producción de 43,7 mil boe por día de hidrocarburos**

⇒ **Ventas de 98 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado consolidado<sup>5</sup> de operaciones continuas por US\$204 millones**, 16% más que los US\$175 millones del 1T20, principalmente de petroquímica y en menor medida, de petróleo y gas, holding y otros y generación de energía.

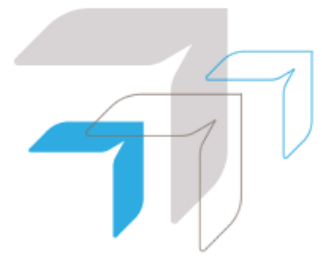
<sup>1</sup> Para más información, ver la nota 3 de los EEFF de Pampa.

<sup>2</sup> La información financiera presentada en este documento está basada en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina.

<sup>3</sup> No incluye ventas de operaciones discontinuadas por US\$229 millones y de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$97 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por operaciones discontinuadas" y los VPPs en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

<sup>4</sup> Considera 100% de CTB y PEMC, activos operados por Pampa pero de los que es co-controlante, con el 50% de participación accionaria.

<sup>5</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.



---

**Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$33 millones**, US\$19 millones superior al 1T20, principalmente debido a la mejora en el margen operativo y a la pérdida en 1T20 por desvalorización de activos (US\$67 millones), parcialmente compensadas por mayores pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros y cargo por impuesto a las ganancias en 1T21.

### Información sobre la videoconferencia

El jueves 13 de mayo de 2021 a las 10.00 a.m. de Nueva York/11.00 a.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una videoconferencia para analizar los resultados del 1T21. Estarán presentes Gustavo Mariani, CEO, Gabriel Cohen, CFO y Lida Wang, gerente de relación con inversores y sustentabilidad de Pampa.

Para los interesados en participar, se ruega inscribirse en [bit.ly/Pampa1Q21VideoCall](https://bit.ly/Pampa1Q21VideoCall). La videoconferencia también será transmitida en vivo a través del sitio web de Pampa [ri.pampaenergia.com](https://ri.pampaenergia.com).

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

- ✓ [ri.pampaenergia.com](https://ri.pampaenergia.com)
- ✓ [www.sec.gov](https://www.sec.gov)
- ✓ [www.cnv.gov.ar](https://www.cnv.gov.ar)
- ✓ [www.bolsar.com](https://www.bolsar.com)



---

## Índice

Bases de presentación .....	1
Principales resultados del 1T21.....	1
Información sobre la videoconferencia.....	2
1. Hechos relevantes .....	4
1.1 Segmento de petróleo y gas .....	4
1.2 Edenor .....	4
1.3 Nombramientos en el Directorio .....	4
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 .....	8
3. Análisis de los resultados del 1T21 .....	10
3.1 Análisis del segmento de generación de energía .....	11
3.2 Análisis del segmento de petróleo y gas .....	13
3.3 Análisis del segmento de petroquímica .....	15
3.4 Análisis del segmento de holding y otros .....	16
3.5 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento .....	18
4. Anexo .....	19
4.1 Generación de energía por central eléctrica .....	19
4.2 Producción de petróleo y gas por bloque.....	20
4.3 Análisis del segmento de distribución de energía.....	20
5. Glosario de términos .....	22



## **1. Hechos relevantes**

### **1.1 Segmento de petróleo y gas**

#### ***Nuevo procedimiento para la exportación de gas***

El 27 de abril de 2021 se reglamentó el nuevo procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural (Res. SE N° 360/21), dejando sin efecto todas las autorizaciones anteriores. Las nuevas autorizaciones contemplan exportaciones en condición firme y preferencial para los adjudicatarios del Plan Gas.Ar, y fijan un precio mínimo de venta equivalente al precio estival adjudicado en la ronda 1.

#### ***Gas natural para la generación eléctrica***

El 25 de marzo y 22 de abril de 2021, CAMMESA licitó gas para consumo en los meses de abril y mayo de 2021, respectivamente. El precio promedio resultante en boca de pozo para la Cuenca Neuquina fue de US\$2,30/MBTU y US\$3,50/MBTU, respectivamente. Para los adjudicatarios del Plan Gas.Ar, entre ellos Pampa, la licitación fue en condición interrumpible, mientras que para el resto tiene 30% DoP. Pampa participó en dichas subastas.

### **1.2 Edenor**

#### ***Aumento tarifario***

Mediante la Res. ENRE N° 107/21 del 30 de abril de 2021, se aprobó un incremento del 9% sobre los cuadros tarifarios finales de Edenor, con vigencia a partir del 1 de mayo de 2021, resultando en una actualización del CDP anualizado del 20,9%.

Asimismo, la Res. SE N° 204/21 estableció que el incremento del precio de referencia pico de la energía para el segmento GUDI (excepto para los organismos y entes públicos de salud y educación) de AR\$3.042/MWh fijado en agosto de 2019 a AR\$5.748/MWh, vigente desde abril de 2021.

En consecuencia, los cuadros tarifarios para usuarios no residenciales fijados en mayo de 2019, los cuales no fueron actualizados acordemente al precio estacional aplicable desde agosto de 2019, fueron finalmente actualizados con los nuevos precios de electricidad vigentes desde abril de 2021.

#### ***Regularización de deuda con CAMMESA***

La Res. SE N° 371/21 del 28 de abril de 2021 estableció los criterios de aplicación del Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (Res. SE N° 40/21), en relación a la deuda por compras de energía que los distribuidores mantenían con CAMMESA a septiembre de 2020.

### **1.3 Nombramientos en el Directorio**

Con fecha 29 de abril de 2021, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó las renovaciones en sus cargos a los directores titulares no independientes Marcelo Mindlin, Damián Mindlin y Carolina Sigwald, y a los directores suplentes no independientes Brian Henderson, Gerardo Paz y Mauricio Penta. Asimismo, la reunión del Directorio en el mismo día renovó el cargo de Presidente del Directorio a Marcelo Mindlin, y el 11 de mayo de 2021 aceptó la renuncia en su cargo al director suplente independiente Haroldo Montagu.



## 2. Indicadores financieros relevantes

### 2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 31.03.2021		Al 31.12.2020	
	AR\$	US\$ TC 92	AR\$	US\$ TC 84,15
<b>ACTIVO</b>				
Propiedades, planta y equipo	147.018	1.598	135.445	1.610
Activos intangibles	3.754	41	3.455	41
Derechos de uso	926	10	867	10
Activos por impuesto diferido	9.230	100	9.082	108
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	56.571	615	46.229	549
Inversiones a costo amortizado	9.222	100	8.428	100
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.030	11	942	11
Otros activos	60	1	57	1
Créditos por ventas y otros créditos	3.302	36	3.631	43
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>231.113</b>	<b>2.512</b>	<b>208.136</b>	<b>2.473</b>
Inventarios	12.471	136	9.766	116
Inversiones a costo amortizado	1.144	12	2.062	25
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	28.340	308	27.382	325
Instrumentos financieros derivados	8	0	1	-
Créditos por ventas y otros créditos	31.622	344	28.678	341
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.254	101	11.900	141
<b>Total del activo corriente</b>	<b>82.839</b>	<b>900</b>	<b>79.789</b>	<b>948</b>
Activos clasificados como mantenidos para la venta	141.419	1.537	123.603	1.469
<b>Total del activo</b>	<b>455.371</b>	<b>4.950</b>	<b>411.528</b>	<b>4.890</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>133.502</b>	<b>1.451</b>	<b>120.247</b>	<b>1.428</b>
Participación no controladora	32.864	357	28.631	341
<b>Total del patrimonio</b>	<b>166.366</b>	<b>1.808</b>	<b>148.878</b>	<b>1.769</b>
<b>PASIVO</b>				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	168	2	161	2
Provisiones	12.805	139	9.326	111
Pasivo por impuesto a las ganancias	11.540	125	11.004	131
Cargas fiscales	128	1	128	2
Pasivos por impuesto diferido	-	-	93	1
Planes de beneficios definidos	1.710	19	1.460	17
Préstamos	126.169	1.371	115.428	1.372
Deudas comerciales y otras deudas	1.542	17	1.418	16
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>154.062</b>	<b>1.675</b>	<b>139.018</b>	<b>1.652</b>
Provisiones	1.502	16	1.379	16
Pasivo por impuesto a las ganancias	556	6	897	11
Cargas fiscales	3.751	41	3.030	36
Planes de beneficios definidos	289	3	298	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.316	14	1.935	23
Instrumentos financieros derivados	5	0	40	-
Préstamos	17.577	191	20.377	242
Deudas comerciales y otras deudas	11.074	120	9.778	116
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>36.070</b>	<b>392</b>	<b>37.734</b>	<b>448</b>
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	98.873	1.075	85.898	1.021
<b>Total del pasivo</b>	<b>289.005</b>	<b>3.141</b>	<b>262.650</b>	<b>3.121</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>455.371</b>	<b>4.950</b>	<b>411.528</b>	<b>4.890</b>



## 2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer trimestre			
	2021		2020	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	28.635	321	18.036	290
Costo de ventas	(16.353)	(185)	(11.161)	(182)
<b>Resultado bruto</b>	<b>12.282</b>	<b>136</b>	<b>6.875</b>	<b>108</b>
Gastos de comercialización	(542)	(7)	(599)	(10)
Gastos de administración	(2.016)	(23)	(1.536)	(25)
Gastos de exploración	(7)	-	(4)	-
Otros ingresos operativos	976	11	709	11
Otros egresos operativos	(3.050)	(33)	(458)	(8)
Resultado por part. en negocios conjuntos y asociadas	2.226	26	2.069	32
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	-	-	(4.316)	(67)
Deterioro de activos financieros	(103)	(1)	(69)	(1)
<b>Resultado operativo</b>	<b>9.766</b>	<b>109</b>	<b>2.671</b>	<b>40</b>
Ingresos financieros	165	2	142	3
Gastos financieros	(3.986)	(45)	(2.643)	(43)
Otros resultados financieros	(2.061)	(24)	(409)	(4)
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(5.882)</b>	<b>(67)</b>	<b>(2.910)</b>	<b>(44)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>3.884</b>	<b>42</b>	<b>(239)</b>	<b>(4)</b>
Impuesto a las ganancias	(715)	(8)	439	8
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>3.169</b>	<b>34</b>	<b>200</b>	<b>4</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	525	5	743	12
<b>Resultado del período</b>	<b>3.694</b>	<b>39</b>	<b>943</b>	<b>16</b>
<b>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</b>	<b>3.152</b>	<b>33</b>	<b>775</b>	<b>14</b>
Operaciones continuas	3.150	33	360	7
Operaciones discontinuadas	2	0	415	7
<b>Atribuible a la participación no controladora</b>	<b>542</b>	<b>6</b>	<b>168</b>	<b>2</b>
<b>Resultado por acción atribuible a los accionistas</b>	<b>2,21</b>	<b>0,02</b>	<b>0,47</b>	<b>0,01</b>
Por operaciones continuas	2,21	0,02	0,22	0,00
Por operaciones discontinuadas	0,00	-	0,25	0,00
<b>Resultado por ADR atribuible a los accionistas</b>	<b>55,29</b>	<b>0,58</b>	<b>11,87</b>	<b>0,22</b>
Por operaciones continuas	55,25	0,58	5,51	0,11
Por operaciones discontinuadas	0,04	-	6,36	0,11
<b>Promedio de acciones ordinarias en circulación</b>	<b>1.425,3</b>		<b>1.632,4</b>	
<b>Acciones ordinarias en circulación al final del período</b>	<b>1.410,5</b>		<b>1.596,3</b>	



## 2.3 Estado de caja y deuda financiera

Al 31 de marzo de 2021, 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	176	171	437	437	261	266
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	21	21	-	-	(21)	(21)
Petróleo y gas	212	212	1.126	1.126	913	913
<b>Total bajo NIIF/Grupo Restringido</b>	<b>409</b>	<b>404</b>	<b>1.562</b>	<b>1.562</b>	<b>1.154</b>	<b>1.159</b>
Afiliadas a nuestra participación <sup>2</sup>	149	149	357	357	208	208
<b>Total con afiliadas</b>	<b>557</b>	<b>553</b>	<b>1.920</b>	<b>1.920</b>	<b>1.362</b>	<b>1.367</b>

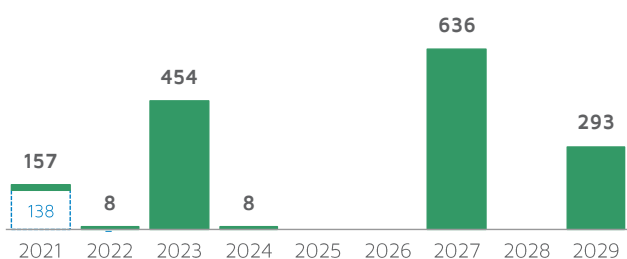
**Nota:** No incluye operaciones discontinuadas. La deuda financiera incluye intereses devengados. **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado; excluye bonos por Plan Gas pendientes de cobro. **2** Bajo NIIF, las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

### Operaciones de deuda

Al 31 de marzo de 2021, el endeudamiento financiero a nivel consolidado de Pampa bajo NIIF ascendió a US\$1.562 millones<sup>6</sup>. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,4%, moneda en la que está denominada el 91% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ ascendió a 38,8%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 4,6 años, aproximadamente.

A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones a fin del 1T21:

AR\$ US\$



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

Durante el 1T21, Pampa tomó deudas bancarias por AR\$200 millones a corto plazo y pagó al vencimiento financiamientos por AR\$3.200 millones. Posteriormente al cierre del trimestre, la Compañía pagó al vencimiento préstamos bancarios por AR\$1.500 millones.

Con respecto a las afiliadas, posteriormente al cierre del trimestre, CTBSA suscribió la novena enmienda al Fideicomiso CTEB, modificando el cronograma de pagos de los VRD en 25 cuotas mensuales de pago de capital a partir del 25 de julio de 2023, en vez de 60 cuotas a partir del 25 de agosto de 2021. Actualmente, el capital total de los VRDs en circulación asciende a US\$94 millones.

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

<sup>6</sup> No considera Edenor, clasificada como operación discontinuada en los EEFF. Por ende, el nivel consolidado bajo NIIF de Pampa es equivalente al Grupo Restringido.



## Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento	Monto emitido	Monto en circulación	Tasa pactada
<b>En US\$</b>					
Transener <sup>1</sup>	ON Clase 2	2021	101	86	9,75%
TGS <sup>1</sup>	ON a descuento y tasa fija	2025	500	482	6,75%
Pampa	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	390	7,375%
	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 AR\$</b>					
Pampa	ON Clase VI	2021	6.355	6.355	Badlar Privada +2,5%

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

## Calificación crediticia

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

## 2.4 Recompra de instrumentos financieros propios<sup>7</sup>

### Pampa

A continuación, los detalles del programa vigente de recompra de acciones:

Plan de recompra IX	
Monto máximo a recomprar	US\$30 millones
Precios máximos	AR\$92,16/acción ordinaria o US\$16/ADR
Plazo	120 días desde el 4 de marzo de 2021
Estado	En curso

Durante el 1T21, la Compañía adquirió indirectamente 1,7 millones de ADR a un precio promedio de US\$13,7/ADR. Posteriormente al cierre del trimestre, la Compañía adquirió indirectamente 0,7 millones de ADR a un precio promedio de US\$14,0/ADR.

Asimismo, la Asamblea Anual de Accionistas de Pampa del 29 de abril de 2021 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 56,6 millones de acciones en cartera (o 2,3 millones de ADR). Dicha reducción se encuentra en proceso de inscripción ante la Inspección General de Justicia (IGJ).

<sup>7</sup> Considera operaciones concertadas. No incluye Edenor, clasificada como operación discontinuada en los EEEF.





Por otro lado, entre marzo y abril 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 3,9 millones de acciones ordinarias destinadas para dicho plan.

Al 11 de mayo de 2021, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.392,1 millones de acciones ordinarias (equivalente a 55,7 millones de ADR).

## **TGS**

A continuación, los detalles del programa de recompra de acciones, finalizado el 22 de marzo de 2021:

<b>Plan de recompra VII</b>	
Monto máximo a recomprar	AR\$3.000 millones
Precios máximos	AR\$250/acción ordinaria o US\$8,5/ADR
Plazo	210 días desde el 25 de agosto de 2020
Estado	Finalizado

Al 11 de mayo de 2021, 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, durante el 1T21 Pampa adquirió indirectamente 1,5 millones de ADR de TGS a un costo promedio de adquisición de US\$5,0/ADR. Posteriormente al 1T21, Pampa adquirió indirectamente 0,4 millones de ADR de TGS a un costo promedio de US\$4,5/ADR. Al 11 de mayo de 2021, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende al 29,0% sobre el capital social emitido de TGS.



### 3. Análisis de los resultados del 1T21

En US\$m	1T21			1T20			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto <sup>1</sup>	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto <sup>1</sup>	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto <sup>1</sup>
Generación de electricidad	161	115	47	134	113	16	+20%	+2%	+194%
Petróleo y Gas	79	33	(33)	87	29	(26)	-9%	+13%	+27%
Petroquímica	103	18	11	73	(2)	(7)	+41%	NA	NA
Holding y Otros	6	37	9	6	35	24	-	+7%	-63%
Eliminaciones	(28)	-	-	(10)	-	-	+180%	NA	NA
<b>Subtotal operaciones continuas</b>	<b>321</b>	<b>204</b>	<b>34</b>	<b>290</b>	<b>175</b>	<b>7</b>	<b>+11%</b>	<b>+16%</b>	<b>NA</b>
Distribución de electricidad (discont.)	-	10	(1)	-	45	7	NA	-78%	NA
<b>Total</b>	<b>321</b>	<b>214</b>	<b>33</b>	<b>290</b>	<b>221</b>	<b>14</b>	<b>+11%</b>	<b>-3%</b>	<b>+136%</b>

Nota: 1 Atribuible a los propietarios.

Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2021	2020
Resultado operativo consolidado	109	40
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	43	50
<b>EBITDA</b>	<b>152</b>	<b>90</b>
<b>Ajustes del segmento de generación</b>	<b>2</b>	<b>61</b>
Eliminación de resultado por VPP	(11)	(10)
Eliminación de resultado por desvalorización de PPE	-	56
Eliminación de intereses comerciales ganados	(6)	(7)
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	17	20
<b>Ajustes del segmento de petróleo y gas</b>	<b>11</b>	<b>(2)</b>
Eliminación de resultado por VPP	(2)	(2)
Eliminación de provisión para taponamiento de pozos	14	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(1)	(0)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	0	0
<b>Ajustes del segmento de petroquímica</b>	<b>-</b>	<b>11</b>
Eliminación de resultado por desvalorización de inventarios	-	11
Eliminación de intereses comerciales ganados	-	(0)
<b>Ajustes del segmento de holding y otros</b>	<b>38</b>	<b>15</b>
Eliminación de resultados por VPP	(13)	(20)
Eliminación de intereses comerciales ganados	0	(1)
Eliminación de provisión por contingencias	13	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	32	27
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	4	8
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	2	1
<b>EBITDA ajustado consolidado, op. continuas</b>	<b>204</b>	<b>175</b>
<b>A nuestra tenencia</b>	<b>203</b>	<b>173</b>
+ EBITDA op. discontinuadas: Edenor	10	45
<b>EBITDA ajustado consolidado, op. continuas y discont.</b>	<b>214</b>	<b>221</b>
<b>A nuestra tenencia</b>	<b>208</b>	<b>198</b>



### 3.1 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	161	134	+20%
Costo de ventas	(79)	(56)	+41%
<b>Resultado bruto</b>	<b>82</b>	<b>78</b>	<b>+5%</b>
Gastos de comercialización	-	(1)	-100%
Gastos de administración	(7)	(8)	-13%
Otros ingresos operativos	6	8	-25%
Otros egresos operativos	(1)	(2)	-50%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	11	10	+10%
Deterioro de PPE y activos intangibles	-	(56)	-100%
<b>Resultado operativo</b>	<b>91</b>	<b>29</b>	<b>+214%</b>
Ingresos financieros	1	1	-
Gastos financieros	(12)	(15)	-20%
Otros resultados financieros	(17)	(1)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>63</b>	<b>14</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	(16)	(1)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>47</b>	<b>13</b>	<b>+262%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	47	16	+194%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	(3)	-100%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>115</b>	<b>113</b>	<b>+2%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>114</b>	<b>111</b>	<b>+3%</b>
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	1	22	-95%
Depreciaciones y amortizaciones	22	23	-4%

En el 1T21, el mayor devengamiento de ventas por US\$27 millones obedece principalmente a la habilitación comercial del segundo CC en CTGEBa en julio de 2020, remunerado bajo PPA (Res. SEE N° 287/17 y Energía Plus). Consecuentemente, también se incrementaron los ingresos por reconocimiento de combustible propio en el Costo Variable de Producción (CVP) en US\$21 millones con respecto al 1T20, y en congruencia también subieron los costos de explotación por mayores compras de gas a nuestro E&P. Cabe destacar que la compra-venta de combustible deja un margen poco material al segmento, y desde el 1T21 la gestión operativa del combustible fue cedida a CAMMESA en el marco del Plan Gas.Ar. Asimismo, en menor medida, el aumento en las ventas se explica por mayor volumen demandado en Energía Plus y MAT ER, compensado por menor precio en Energía Plus.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la falta de ajuste por inflación y depreciación del AR\$ sobre la remuneración de la energía base o *spot* desde marzo de 2020. Si bien la energía *spot* compone el 59% de los 4.955 MW operados por Pampa<sup>8</sup>, en el 1T21 representó el 22% de las ventas del segmento. En el 1T21 nuestras térmicas *spot* registraron una menor potencia del 36% con respecto al 1T20, devengando en promedio US\$3,0 mil por MW-mes, mientras que las hidroeléctricas se vieron reducidas en un 49% con respecto a 1T20, devengando en promedio US\$1,5 mil por MW-mes.

En términos operativos, en el 1T21 la generación de energía operada por Pampa disminuyó levemente en un 4% con respecto al 1T20, principalmente explicado por un menor despacho térmico producto de una mayor oferta renovable en el sistema (-597 GWh), sumado a una menor disponibilidad del gas de Bolivia y al despacho forzado por seguridad en CTG y CTP (-180 GWh), menor aporte hídrico en HPPL (-62 GWh), mantenimiento programado e indisponibilidad en CTEB (-18 GWh) y menor recurso eólico en PEMC (-14 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor despacho en CTGEBa gracias al segundo CC habilitado en julio de 2020 (+610 GWh), además de la mayor generación con combustible líquido en los motogeneradores CTPP y CTIW para abastecer las exportaciones del SADI (+69

<sup>8</sup> Bajo NIIF CTEB (567 MW) y PEMC (100 MW) son afiliadas cuyos resultados no se consolidan en los EEEF, pero están operados por Pampa y sus EBITDA se incorporan a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.



GWh), mayor caudal de aporte hídrico en HIDISA e HINISA (+20 GWh), y mayor generación eólica en PEPE II y III debido a que en el 1T20 ciertos aerogeneradores estuvieron en reparación (+5 GWh).

En el 1T21, todas las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 94,9% de disponibilidad promedio, 170 puntos básicos inferior al 96,6% registrado en 1T20, principalmente por el mantenimiento programado de la unidad TG02 e indisponibilidad forzada de TG01 en CTEB. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad del 93,5%, 210 puntos básicos menos que el 95,6% de disponibilidad registrada en 1T20.

Principales indicadores operativos del segmento de generación	2021				2020				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
<b>Capacidad instalada a marzo (MW)</b>	938	206	3.811	<b>4.955</b>	938	206	3.607	<b>4.751</b>	-	-	+6%	<b>+4%</b>
Capacidad nueva (%)	-	100%	48%	<b>41%</b>	-	100%	40%	<b>35%</b>	-	-	+8%	<b>+6%</b>
Participación de mercado (%)	2%	0%	9%	<b>12%</b>	2%	1%	9%	<b>12%</b>	-0%	-0%	+0%	<b>-0%</b>
<b>Primer trimestre</b>												
Generación neta (GWh)	382	203	3.856	<b>4.442</b>	424	212	3.972	<b>4.608</b>	-10%	-4%	-3%	<b>-4%</b>
Volumen vendido (GWh)	381	214	4.070	<b>4.665</b>	420	212	4.010	<b>4.642</b>	-9%	+1%	+1%	<b>+1%</b>
Precio promedio (US\$/MWh)	17	71	45	<b>44</b>	27	69	40	<b>40</b>	-35%	+2%	+11%	<b>+8%</b>
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	7	58	31	<b>30</b>	16	60	32	<b>32</b>	-56%	-4%	-5%	<b>-6%</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 1T21, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, aumentaron en un 64% con respecto al 1T20, principalmente explicado por mayores compras de gas como combustible debido a la habilitación del segundo CC en CTGEB A, acaparando el 44% de los costos operativos del segmento y el 31% del gas consumido para el despacho de nuestras plantas térmicas en el 1T21, mientras que en el 1T20 representó el 21% de los costos operativos del segmento y el 7% del consumo en nuestras plantas térmicas. Asimismo, el incremento en costos operativos obedece a mayor volumen de compras de energía para cubrir contratos Plus, mayores costos de mantenimiento de las nuevas unidades, parcialmente compensados por menores precios de compra de energía y gastos denominados en AR\$ producto de la devaluación.

Los resultados financieros del 1T21 alcanzaron una pérdida neta de US\$28 millones, US\$13 millones más que el 1T20, explicado por mayores pérdidas por diferencia de cambio neta sobre créditos por ventas en AR\$ y pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por menores intereses financieros por menor stock de deuda alocada al segmento.

El EBITDA ajustado del 1T21 de nuestro segmento de generación de energía aumentó en un 2% con respecto al 1T20, reportando una ganancia de US\$115 millones, principalmente explicado por la entrada en operación del segundo CC en CTGEB A, mayores ventas en Energía Plus y MAT ER, además de la dilución por depreciación de los costos denominados en AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor remuneración sobre la energía base, mayor volumen de compras de energía, la indisponibilidad en CTEB y precios de venta más bajos en Energía Plus. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de CTEB (CTBSA) del 50%, con una contribución de US\$17 millones en el 1T21 y US\$20 millones en el 1T20, y de PEMC (Greenwind) del 50%, con una contribución de US\$3 millones tanto en el 1T21 como en el 1T20. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye el reconocimiento de intereses comerciales originados por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, por US\$6 millones en el 1T21 y US\$7 millones en el 1T20.

Finalmente, en el 1T21 las inversiones de capital se redujeron en un 95% con respecto al mismo período de 2020, principalmente explicado por la finalización del proyecto de cierre a CC en CTGEB A.



Con respecto a nuestros proyectos de expansión, a continuación se expone un resumen de situación:

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-21	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 31/20	AR\$	162.000 - 427.500 <sup>(2)</sup>	324	728	20	97%	A confirmar <sup>(3)</sup>
<b>Cierre a CC Genelba Plus</b>	<b>400</b>	<b>PPA por 15 años</b>	<b>US\$</b>	<b>20.500</b>	<b>6</b>	<b>34</b>	<b>350</b>	<b>90%</b>	<b>TG: 12 de junio de 2019<sup>(4)</sup> CC: 2 de julio 2020</b>
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	200	33%	2T 2022 (est.)

**Nota:** **1** Montos sin el impuesto al valor agregado. **2** Considera el rango del coeficiente de despacho y remuneración adicional HMRT. **3** Sujeto a circunstancias externas a la Compañía. **4.** 201 MW fueron remunerados como energía base hasta el 1 de julio de 2020.

### 3.2 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	79	87	-9%
Costo de ventas	(52)	(65)	-20%
<b>Resultado bruto</b>	<b>27</b>	<b>22</b>	<b>+23%</b>
Gastos de comercialización	(4)	(7)	-43%
Gastos de administración	(10)	(11)	-9%
Otros ingresos operativos	4	-	NA
Otros egresos operativos	(16)	(2)	NA
Deterioro de activos financieros	(1)	-	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	2	2	-
<b>Resultado operativo</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>-50%</b>
Ingresos financieros	1	2	-50%
Gastos financieros	(32)	(27)	+19%
Otros resultados financieros	(21)	(11)	+91%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(50)</b>	<b>(32)</b>	<b>+56%</b>
Impuesto a las ganancias	17	6	+183%
<b>Resultado del período</b>	<b>(33)</b>	<b>(26)</b>	<b>+27%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>33</b>	<b>29</b>	<b>+13%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	29	19	+54%
Depreciaciones y amortizaciones	20	27	-26%

En el 1T21 las ventas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyeron en un 9% con respecto al 1T20, principalmente explicado por la disminución en la producción de hidrocarburos, menor exportación de gas y menos comercialización de gas con terceros (impacto de US\$18 millones). Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores precios de venta devengados a la demanda de gas y petróleo (impacto de US\$10 millones).

Nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$2,8/MBTU en el 1T21, 21% superior a los US\$2,3/MBTU registrados en el 1T20, principalmente explicado por el efecto del Plan Gas.Ar, vigente desde el 1 de enero de 2021 hasta el año 2024 inclusive, el cual fija precios para volúmenes comprometidos de producción destinados a usinas y el segmento *retail*. Durante los meses estivales, el precio pactado es de US\$3,0/MBTU, mientras que el periodo invernal de mayo a septiembre asciende a US\$4,5/MBTU. En el segmento *spot*/industrias, donde CAMMESA también licita el gas no cubierto bajo el Plan Gas.Ar, se apreció una suba de precios traccionados por el Plan Gas. Ar, pero sin alcanzar los niveles de dicho esquema.



Asimismo, en el 1T21 el 44% de nuestras entregas de gas abastecieron el despacho de nuestras centrales térmicas<sup>9</sup> y como insumo para nuestras plantas de petroquímica, el 25% se destinaron a CAMMESA, el 16% abastecieron al segmento *retail* y el remanente al mercado *spot*/industrias y exportación. En comparación con el 1T20, se incrementó el volumen destinado a nuestras centrales térmicas producto de la habilitación del CC en CTGEBa y al canal *retail* en el marco del Plan Gas.Ar, compensados por menores volúmenes a CAMMESA y exportación.

En términos operativos, en el 1T21 la producción del segmento alcanzó los 43,7 kboe/día, 5% inferior al 1T20 y similar al 4T20. La producción de gas alcanzó 6,7 millones de m<sup>3</sup>/día, 1% superior al 4T20 gracias a Plan Gas.Ar, pero 3% inferior al 1T20 debido a la contracción en la demanda local desde la cuarentena y la suspensión en las exportaciones desde marzo de 2021. En particular, Rincón del Mangrullo y Río Neuquén disminuyeron su producción por menor tasa de perforación y declino natural (-478 mil m<sup>3</sup>/día de variación interanual y -58 mil m<sup>3</sup>/día vs. 4T20), además de una leve disminución en Sierra Chata (-58 mil m<sup>3</sup>/día interanual y -12 mil m<sup>3</sup>/día vs 4T20). La menor producción fue parcialmente compensada por el incremento en El Mangrullo (+396 mil m<sup>3</sup>/día de variación interanual y +131 mil m<sup>3</sup>/día vs. 4T20). En dicha área se expandió la infraestructura de evacuación en concordancia con su productividad y potencial, alcanzando una producción de 4,7 millones de m<sup>3</sup>/día en el 1T21 y conformando el 69% de nuestra producción total de gas.

La producción de petróleo alcanzó los 4,2 kbb/día en el 1T21, 22% inferior al 1T20, principalmente debido a la caída en la demanda desde la cuarentena, afectando la producción en El Tordillo, Rincón de Aranda y Los Blancos (-1,0 kbb/día), además de una leve disminución del petróleo asociado en Río Neuquén y Rincón del Mangrullo (-0,1 kbb/día). El 100% de la producción del 1T21 fue destinada a la demanda doméstica, retomando la exportación en abril. En comparación al 4T20, la producción disminuyó un 4% (-0,2 kbb/día) por una disminución en la demanda en refinerías, principalmente en la Cuenca Noroeste.

Nuestro precio promedio de venta de petróleo devengado del 1T21 fue de US\$55,4/barril, 11% superior al 1T20, principalmente debido a que en el período marzo – mayo 2020 se registraron caídas sustanciales en los precios internacionales de referencia producto de la pandemia COVID-19, recuperándose a los niveles pre-pandemia en 1T21. Actualmente, el precio transado es similar a la paridad de exportación.

Al 31 de marzo de 2021, nuestros pozos productivos totalizaron 876, en comparación a los 858 al 31 de diciembre de 2020.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2021			2020			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	0,7	6.721		0,8	6.914				
En millones de pie cúbicos/día		237			244		-22%	-3%	-5%
En miles de boe/día	4,2	39,6	<b>43,7</b>	5,3	40,7	<b>46,0</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,5	6.825		0,8	7.343				
En millones de pie cúbicos/día		241			259		-39%	-7%	-11%
En miles de boe/día	3,2	40,2	<b>43,4</b>	5,3	43,2	<b>48,5</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	55,4			49,7			+11%	+21%	
En US\$/MBTU		2,8			2,3				

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

Los costos operativos netos del 1T21, sin considerar depreciaciones y amortizaciones, no presentaron variación con respecto al 1T20. Se registraron menores costos asociados a la caída en la demanda de hidrocarburos (menores contrataciones de obras e incremento de *stock* de petróleo, y menores compras de gas a terceros para *trading*), y también influido por la menor exportación de gas, la mejor productividad en El Mangrullo y la dilución de costos en AR\$ por la devaluación. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores regalías y tasas debido a mejores precios y mayores costos de

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



transporte de gas por mayor producción en el área El Mangrullo. Asimismo, en el 1T21 se registraron otros egresos operativos netos debido al cargo por provisión de taponamiento de pozos, parcialmente compensado por la contribución del Plan Gas.Ar proveniente de los distribuidores. Con respecto al 4T20, los costos operativos netos aumentaron en un 21%, principalmente explicado por la provisión mencionada, mayores regalías y tasas debido a mejores precios, y mayor exportación de gas, parcialmente compensados por los menores costos asociados a la menor demanda de petróleo. En particular, en el 1T21 el costo de extracción<sup>10</sup> alcanzó US\$5,8 por boe producido, 19% inferior a US\$7,2 por boe del 1T20 y 2% inferior al 4T20.

En el 1T21 los resultados financieros arrojaron una pérdida neta de US\$52 millones, US\$16 millones más que el 1T20, principalmente debido a que en el 1T20 se registró una ganancia por la recompra de ONS propias sumado a un incremento en intereses financieros producto de un mayor stock de deuda asignada al segmento.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas fue de US\$33 millones en el 1T21, 13% superior al 1T20, principalmente por los mejores precios de venta, parcialmente compensados por una disminución en la producción debido a una menor demanda de petróleo especialmente, la menor exportación de gas y mayores regalías y tasas debido a mejores precios. El EBITDA ajustado del 1T21 excluye la provisión por el taponamiento de pozos por US\$14 millones y el reconocimiento de intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, por US\$1 millón.

Finalmente, en el 1T21 las inversiones del segmento crecieron un 54% vs. 1T20, explicado por los compromisos bajo el Plan Gas.Ar, por lo que se reactivaron las actividades de perforación y completación en áreas gasíferas.

### 3.3 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	103	73	+41%
Costo de ventas	(82)	(71)	+15%
<b>Resultado bruto</b>	<b>21</b>	<b>2</b>	<b>NA</b>
Gastos de comercialización	(3)	(2)	+50%
Gastos de administración	(1)	(1)	-
Otros egresos operativos	-	(1)	-100%
Deterioro de inventarios	-	(11)	-100%
<b>Resultado operativo</b>	<b>17</b>	<b>(13)</b>	<b>NA</b>
Gastos financieros	(1)	(1)	-
Otros resultados financieros	(1)	3	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>15</b>	<b>(11)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	(4)	4	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>11</b>	<b>(7)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>18</b>	<b>(2)</b>	<b>NA</b>
Altas de PPE y activos intangibles	1	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	1	-	NA

El EBITDA ajustado del 1T21 de petroquímica ascendió a una ganancia de US\$18 millones, mientras que en el 1T20 se registró una pérdida de US\$2 millones, principalmente debido a mejores precios de venta producto del mayor *spread* internacional del estireno y poliestireno, al mayor volumen vendido, a costos más bajos de la nafta virgen como materia prima gracias a la mayor disponibilidad en el mercado local, y en menor medida, a la dilución de gastos operativos denominados en AR\$ producto de la devaluación.

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



El volumen total comercializado creció un 13% con respecto al 1T20, explicado por mayor volumen de poliestireno y estireno vendido en el mercado local, asociado a una mayor demanda en las industrias de la construcción, resina poliéster, refrigeración y envases, además de mayor exportación de productos derivados de la planta de reforma, caucho sintético y poliestireno. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor volumen de bases octánicas en el mercado local debido al menor consumo de combustibles por la cuarentena. A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno <sup>1</sup>	Caucho sintético	Otros	
<b>Primer trimestre</b>				
<b>Volumen vendido 1T21 (miles de ton)</b>	<b>29</b>	<b>12</b>	<b>57</b>	<b>98</b>
Volumen vendido 1T20 (miles de toneladas)	24	9	54	87
Variación 1T21 vs. 1T20	+22%	+28%	+6%	+13%
<b>Precio promedio 1T21 (US\$/ton)</b>	<b>1.596</b>	<b>1.580</b>	<b>666</b>	<b>1.052</b>
Precio promedio 1T20 (US\$/ton)	1.220	1.434	568	840
Variación 1T21 vs. 1T20	+31%	+10%	+17%	+25%

Nota: 1 Incluye Propileno.

Los resultados financieros alcanzaron una pérdida neta de US\$2 millones, mientras que en el 1T20 se registró una ganancia neta de US\$2 millones, principalmente debido a pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros.

Las inversiones del segmento correspondientes al mantenimiento de las plantas alcanzaron US\$1 millón en 1T21, mientras que en el 1T20 no se registraron inversiones.

### 3.4 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	6	6	-
<b>Resultado bruto</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>-</b>
Gastos de administración	(5)	(5)	-
Otros ingresos operativos	1	3	-67%
Otros egresos operativos	(16)	(3)	NA
Deterioro de activos financieros	-	(1)	-100%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	13	20	-35%
<b>Resultado operativo</b>	<b>(1)</b>	<b>20</b>	<b>NA</b>
Otros resultados financieros	15	5	+200%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>14</b>	<b>25</b>	<b>-44%</b>
Impuesto a las ganancias	(5)	(1)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>9</b>	<b>24</b>	<b>-63%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>37</b>	<b>35</b>	<b>+7%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	0	-	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 una pérdida en el margen operativo de US\$1 millón, mientras que en el 1T20 fue nulo, principalmente explicado por mayor previsión de contingencias.

En el 1T21 se registró una mejora de US\$10 millones en los resultados financieros con respecto al 1T20, alcanzando una ganancia neta de US\$15 millones, principalmente debido a mayores ganancias por





diferencia de cambio neta sobre pasivos fiscales en AR\$, parcialmente compensadas por pérdidas por tenencia de instrumentos financieros en el 1T21.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros fue 7% superior al 1T20, alcanzando US\$37 millones en el 1T21. El EBITDA ajustado excluye la provisión por contingencias y elimina los VPPs por nuestra participación de TGS, Transener y Refinor, y a su vez adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria en dichos negocios. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye los intereses comerciales.

El EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta del 28,7% y 27,6% sobre TGS fue de US\$32 millones (total implícito de US\$113 millones) en el 1T21 y US\$27 millones (total implícito de US\$96 millones) en el 1T20, respectivamente. El aumento del EBITDA ajustado total se debió principalmente a la recuperación sustancial de los precios internacionales de líquidos en el 1T21 desde el inicio de la cuarentena, mayor exportación de gas licuado del petróleo (GLP) y gasolina natural, menor costo de gas natural por contratos gestionados antes del Plan Gas.Ar, además de mayores ingresos en el segmento *midstream* (servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores ingresos regulados producto de la desactualización de los cuadros tarifarios desde abril de 2019, en comparación con la evolución de la inflación. Asimismo, afectó el impacto de la depreciación cambiaria en los ingresos en AR\$ regulados (compensado con menores gastos denominados en AR\$), las menores ventas de etano por una disminución en el precio (vinculado al menor precio del gas) y en el volumen despachado al mercado interno debido al mantenimiento programado en PBB Polisor.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3% ascendió a US\$4 millones (total implícito de US\$17 millones) en el 1T21 y US\$8 millones (total implícito de US\$29 millones) en el 1T20, principalmente debido a la falta de ajuste por variación de costos del sobre la tarifa desde febrero de 2020, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en los ingresos en AR\$ regulados de Transener, además del impacto de la devaluación en los ingresos (compensados por menores gastos denominados en AR\$).

En Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 1T21 registró una ganancia de US\$2 millones (ganancia total implícita de US\$6 millones) y US\$1 millón (ganancia total implícita de US\$5 millones) en el 1T20, principalmente explicado por mejores precios comercializados, parcialmente compensados por el impacto de la cuarentena en la demanda de combustibles.



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

Subsidiaria En US\$ millones	1T21				1T20			
	% 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%	1	(2)	1	61,0%	2	(26)	0
Los Nihuiles	52,0%	1	(9)	0	52,0%	2	(31)	(5)
<i>Greenwind</i>		5	86	0		6	103	(0)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(43)	(0)		(3)	(51)	0
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	43	0	50,0%	3	51	(0)
<i>CTBSA</i>		33	203	21		39	272	19
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(17)	(101)	(11)		(20)	(136)	(9)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	17	101	11	50,0%	20	136	9
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		94	271	36		86	407	12
Subtotal generación		<b>115</b>	<b>406</b>	<b>47</b>		<b>113</b>	<b>537</b>	<b>16</b>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
OldelVal		15	(15)	10		14	(8)	11
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	15	(10)		(14)	8	(11)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		33	913	(33)		29	938	(26)
Subtotal petróleo y gas		<b>33</b>	<b>913</b>	<b>(33)</b>		<b>29</b>	<b>938</b>	<b>(26)</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	18	-	11	100,0%	(2)	-	(7)
Subtotal petroquímica		<b>18</b>	<b>-</b>	<b>11</b>		<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>(7)</b>
<b>Segmento de holding y otros</b>								
Transener		17	1	5		29	22	16
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(13)	(1)	(4)		(21)	(16)	(12)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	4	0	1	26,3%	8	6	4
TGS		113	199	42		96	332	53
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(80)	(142)	(30)		(70)	(241)	(38)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	28,7%	32	57	12	27,6%	27	92	15
Refinor		6	24	1		5	14	8
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(4)	(17)	(1)		(4)	(10)	(6)
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	2	7	0	28,5%	1	4	2
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		(1)	(21)	(5)		(1)	(48)	3
Subtotal holding y otros		<b>37</b>	<b>44</b>	<b>9</b>		<b>35</b>	<b>53</b>	<b>24</b>
Eliminaciones		-	(208)	-		-	(289)	-
<b>Total consolidado, operaciones continuas</b>		<b>204</b>	<b>1.154</b>	<b>34</b>		<b>175</b>	<b>1.240</b>	<b>7</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>203</b>	<b>1.367</b>	<b>34</b>		<b>173</b>	<b>1.554</b>	<b>7</b>
<b>Operaciones discontinuadas</b>								
Edenor	55,1%	10	(2)	(7)	55,1%	45	99	11
Ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		(0)	2	6		(0)	0	(4)
Subtotal distribución		<b>10</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>		<b>45</b>	<b>99</b>	<b>7</b>
<b>Total consolidado, operaciones continuas y discontinuadas</b>		<b>214</b>	<b>1.154</b>	<b>33</b>		<b>220</b>	<b>1.339</b>	<b>14</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>208</b>	<b>1.367</b>	<b>33</b>		<b>198</b>	<b>1.608</b>	<b>14</b>

**Nota:** 1 Absorbida por Pampa desde el 1 de enero de 2020. 2 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. 3 Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 4 Atribuible a los propietarios.



## 4. Anexo

### 4.1 Generación de energía por central eléctrica

Principales indicadores operativos del segmento de generación eléctrica	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal hidro + eólicas	Térmicas									Subtotal	Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC <sup>1</sup>	PEPE2	PEPE3		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB <sup>2</sup>	Eco-Energía	CTEB <sup>1</sup>		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	<b>1.144</b>	765	361	30	620	100	100	1.253	14	567	<b>3.811</b>	<b>4.955</b>
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	<b>206</b>	364	100	30	-	100	100	565	14	567	<b>1.841</b>	<b>2.048</b>
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	<b>2,7%</b>	1,8%	0,9%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	3,0%	0,03%	1,3%	<b>9,0%</b>	<b>11,7%</b>
<b>Primer trimestre</b>																		
Generación neta 1T21 (GWh)	<b>155</b>	<b>99</b>	<b>128</b>	<b>89</b>	<b>52</b>	<b>62</b>	<b>585</b>	<b>1.144</b>	<b>124</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>65</b>	<b>70</b>	<b>2.288</b>	<b>19</b>	<b>111</b>	<b>3.856</b>	<b>4.442</b>
Participación de mercado	<b>0,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,7%</b>	<b>3,2%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>6,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,3%</b>	<b>10,9%</b>	<b>12,6%</b>
Ventas 1T21 (GWh)	<b>155</b>	<b>98</b>	<b>128</b>	<b>89</b>	<b>63</b>	<b>62</b>	<b>595</b>	<b>1.140</b>	<b>190</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>65</b>	<b>70</b>	<b>2.412</b>	<b>47</b>	<b>111</b>	<b>4.070</b>	<b>4.665</b>
Generación neta 1T20 (GWh)	147	87	190	103	49	60	<b>636</b>	1.286	294	26	474	19	47	1.678	19	129	<b>3.972</b>	<b>4.608</b>
Variación 1T21 vs. 1T20	+6%	+14%	-33%	-14%	+7%	+3%	<b>-8%</b>	-11%	-58%	-38%	-96%	na	+49%	+36%	-3%	-14%	<b>-3%</b>	<b>-4%</b>
Ventas 1T20 (GWh)	147	87	186	103	45	63	<b>632</b>	1.286	295	26	472	19	47	1.714	22	129	<b>4.010</b>	<b>4.642</b>
Precio prom. 1T21 (US\$/MWh)	<b>14</b>	<b>25</b>	<b>16</b>	<b>70</b>	<b>74</b>	<b>67</b>	<b>37</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>101</b>	na	<b>141</b>	<b>105</b>	<b>32</b>	<b>30</b>	na	<b>45</b>	<b>44</b>
Precio prom. 1T20 (US\$/MWh)	25	45	19	70	70	67	<b>41</b>	33	22	67	20	na	148	23	66	na	<b>40</b>	<b>40</b>
Margen bruto prom. 1T21 (US\$/MWh)	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>60</b>	<b>54</b>	<b>58</b>	<b>25</b>	<b>29</b>	<b>10</b>	<b>66</b>	<b>2</b>	<b>117</b>	<b>86</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	na	<b>31</b>	<b>30</b>
Margen bruto prom. 1T20 (US\$/MWh)	16	32	9	61	57	60	<b>31</b>	30	12	44	15	na	119	14	32	na	<b>32</b>	<b>32</b>

**Nota:** Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitación de TV02 desde el 2 de julio de 2020.



## 4.2 Producción de petróleo y gas por bloque

Producción en los principales bloques	Primer trimestre		
	2021	2020	Variación
<b>Gas (mil boe/día)</b>			
El Mangrullo	27,4	25,1	+9%
Río Neuquén	4,7	5,7	-17%
Sierra Chata	2,7	3,0	-11%
Rincón del Mangrullo <sup>1</sup>	3,5	5,3	-34%
Otros	1,2	1,5	-21%
<b>Total de gas a nuestra tenencia</b>	<b>39,6</b>	<b>40,7</b>	<b>-3%</b>
<b>Petróleo (mil boe/día)</b>			
El Tordillo <sup>2</sup>	2,3	2,9	-20%
Gobernador Ayala	0,9	0,9	-1%
Petróleo asociado <sup>3</sup>	0,8	0,9	-17%
Otros	0,2	0,6	-71%
<b>Total de petróleo a nuestra tenencia</b>	<b>4,2</b>	<b>5,3</b>	<b>-22%</b>
<b>Total a nuestra tenencia (mil boe/día)</b>	<b>43,7</b>	<b>46,0</b>	<b>-5%</b>

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

## 4.3 Análisis del segmento de distribución de energía

El 28 de diciembre de 2020 se acordó la venta de paquete accionario controlante de Edenor. Consecuentemente, bajo NIIF se desconsolida el segmento de distribución de los EEFF de Pampa y se expone como operaciones discontinuadas tanto en el período actual como en el período comparativo.

Segmento de distribución de energía, discontinuado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	229	318	-28%
Costo de ventas	(180)	(255)	-29%
<b>Resultado bruto</b>	<b>48</b>	<b>63</b>	<b>-24%</b>
Gastos de comercialización	(17)	(20)	-16%
Gastos de administración	(12)	(13)	-8%
Otros ingresos operativos	6	5	+15%
Otros egresos operativos	(8)	(5)	+63%
Deterioro de activos financieros	(7)	(6)	+12%
Deterioro de PPE	(9)	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>2</b>	<b>24</b>	<b>-94%</b>
RECPAM	59	26	+126%
Ingresos financieros	0	4	-96%
Gastos financieros	(48)	(19)	+155%
Otros resultados financieros	1	(11)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>14</b>	<b>25</b>	<b>-44%</b>
Impuesto a las ganancias	(9)	(13)	-30%
<b>Resultado del período</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>-59%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	(1)	7	NA
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	6	5	+26%
<b>EBITDA ajustado discontinuado</b>	<b>10</b>	<b>45</b>	<b>-78%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>6</b>	<b>25</b>	<b>-77%</b>
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	27	22	+25%
Depreciaciones y amortizaciones	-	20	-100%



El EBITDA ajustado de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de US\$10 millones en el 1T21, US\$35 millones menos que el 1T20, principalmente debido a la falta de ajuste por inflación sobre el Valor Agregado de Distribución (VAD) desde marzo de 2019, el menor consumo eléctrico de usuarios no residenciales y mayores sanciones. Asimismo, los precios estacionales para la compra de electricidad destinada a usuarios no residenciales, vigentes desde agosto de 2019, no fueron reflejados en los cuadros tarifarios al 1T21. Esto último fue resuelto en la actualización de los cuadros tarifarios al 1 de abril de 2021<sup>11</sup>. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor demanda eléctrica de usuarios residenciales y los menores costos asociados a las pérdidas de energía.

A continuación, se expone el desempeño operativo de Edenor:

Principales indicadores operativos de Edenor	2021			2020			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
<b>Primer trimestre</b>								
Residencial <sup>1</sup>	2.266	43%	2.800.452	2.194	42%	2.762.301	+3%	+1%
Comercial	829	16%	359.923	875	17%	353.311	-5%	+2%
Industrias	880	17%	6.863	922	18%	6.847	-5%	+0%
Sistema de peaje	950	18%	686	920	18%	692	+3%	-1%
Otros								
Alumbrado público	150	3%	21	155	3%	21	-3%	-
Villas de emergencia y otros	136	3%	480	137	3%	473	-1%	+1%
<b>Total</b>	<b>5.212</b>	<b>100%</b>	<b>3.168.425</b>	<b>5.203</b>	<b>100%</b>	<b>3.123.645</b>	<b>+0%</b>	<b>+1%</b>

**Nota: 1** Incluye 542.379 y 566.690 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente.

<sup>11</sup> Para mayor información, ver el punto 1.2 de este Informe.



## 5. Glosario de términos

Término	Definición
4T20/4T19	Cuarto trimestre de 2020/Cuarto trimestre de 2019
1T21/1T20	Primer trimestre de 2021/Primer trimestre de 2020
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
CDP	Costo Propio de Distribución
CEO	<i>Chief Executive Officer</i> o Director General
CFO	<i>Chief Financial Officer</i> o Director Financiero
COVID-19	Enfermedad del coronavirus
CPB	Central Piedra Buena
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBBA	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
DoP	<i>Deliver or Pay</i>
E&P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
Edenor	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EEFF	Estados financieros
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Est.	Estimado
Fideicomiso CTEB	Contrato suplementario del programa global de fideicomisos financieros y de administración para la ejecución de obras de infraestructura energética -Serie 1- ENARSA (Barragán)
Gobierno Nacional/Estado	Gobierno Federal de la República Argentina
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas
GUDI	Grandes Usuarios Distribuidoras
GWh	Gigawatt-hora
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
Kbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
M <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.a.</b>	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
<b>O</b> ldelVal	Oleoductos del Valle S.A.
ONs	Obligaciones Negociables
ON 2023	ONs Serie T emitidas en 2016 por US\$500 millones, con vencimiento en 2023 y tasa de interés del 7,375%
ON 2027	ONs Serie I emitidas en 2017 por US\$750 millones, con vencimiento en 2027 y tasa de interés del 7,5%
ON 2029	ONs Serie III emitidas en 2019 por US\$300 millones, con vencimiento en 2029 y tasa de interés del 9,125%
<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> ECPAM	Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda
Refinor	Refinería del Norte S.A.
Res.	Resolución/Resoluciones
<b>S</b> ADI	Sistema Argentino de Interconexión
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
<b>T</b> CN	Tipo de cambio nominal
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
Ton	Tonelada métrica
ToP	<i>Take or Pay</i>
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
<b>U</b> S\$	Dólares Estadounidenses
<b>V</b> PP	Valor Patrimonial Proporcional
VRD	Valores Representativos de Deuda