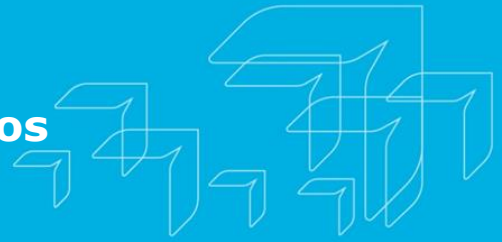


# Resultados de los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2020



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 a los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2020.

## Información accionaria



Bolsas y Mercados  
Argentinos  
Símbolo: PAMP



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

**Capital emitido  
neto de recompras y reducciones  
al 10 de noviembre de 2020:**  
1.455,5 millones acciones ordinarias/  
58,2 millones de ADSs

**Capitalización bursátil:**  
AR\$114 mil millones/US\$769 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, 11 de noviembre de 2020

## 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), OldelVal (petróleo y gas), Transener, TGS y Refinor (holding y otros) continúan registrando sus operaciones en moneda local y por ende, las cifras del 2020 están ajustadas por inflación al 30 de septiembre de 2020 (9M20: 10,0% y 3T20: 3,7%), y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 76,18. Asimismo, las cifras del 2019 están ajustadas por inflación al 30 de septiembre de 2019 (9M19: 15,9% y 3T19: 5,9%), y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 57,59<sup>1</sup>.

## Principales resultados del 9M20

**Ventas netas consolidadas por US\$1.651 millones<sup>2</sup>**, un 23% inferior a los US\$2.137 millones registrados en el 9M19, debido al congelamiento tarifario en los segmentos regulados, menores ventas de gas para la generación eléctrica propia, la caída de precios y volúmenes de hidrocarburos y productos petroquímicos, y la menor remuneración sobre la energía base, parcialmente compensados por la entrada de nuevas unidades de generación eléctrica bajo PPA.

- ⇒ **Generación de 12.069 GWh de energía desde 15 centrales<sup>3</sup>**
- ⇒ **Distribución eléctrica de 15.427 GWh a 3,1 millones de usuarios**
- ⇒ **Producción de 45,5 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 230 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado<sup>4</sup> consolidado de US\$583 millones**, un 20% inferior a los US\$731 millones del 9M19, debido a disminuciones del 55% en distribución de energía y 53% en petróleo y gas, parcialmente compensadas por aumentos del 7% en petroquímica, 4% en generación de energía y 1% en holding y otros.

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

<sup>2</sup> No incluye ventas a nuestra tenencia de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS por US\$305 millones y US\$97 millones para los períodos de 9M20 y 3T20, respectivamente, que bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo los VPPs expuestos en el ítem "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

<sup>3</sup> Considera 100% de CTEB y PEMC, activos operados por Pampa pero de los que es co-controlante, con el 50% de participación accionaria.

<sup>4</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\$96 millones**, 86% menos que la ganancia de US\$683 millones en el 9M19, principalmente debido a la ganancia *non-cash* extraordinaria registrada por la resolución de los pasivos regulatorios de Edenor en el 9M19, sumada la reducción en el margen operativo, el menor RECPAM generado por la menor posición monetaria pasiva neta alocada al segmento de distribución de energía, la desvalorización de activos devengados y el cargo por impuestos a las ganancias en 9M20.

## Principales resultados del 3T20<sup>5</sup>

**Ventas netas consolidadas por US\$592 millones**, un 2% superior a los US\$581 millones registrados en el 3T19, principalmente explicado por la entrada del nuevo ciclo combinado Genelba Plus y la fuerte devaluación en 3T19 que implicó una dilución de ventas en Edenor, parcialmente compensadas por reducciones en la venta de combustible para el despacho térmico propio, menor precio y volumen de hidrocarburos vendidos, y menores precios y despacho en energía base.

- ⇒ **Generación de 4.000 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución eléctrica de 5.434 GWh** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 46,8 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 90 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado consolidado de US\$234 millones**, un 3% inferior a los US\$242 millones del 3T19, debido a disminuciones del 38% en distribución de energía y 31% en petróleo y gas, parcialmente compensadas por aumentos de US\$19 millones en holding y otros, US\$4 millones en petroquímica y US\$1 millón en generación de energía.

**Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$78 millones**, 33% menos que la ganancia de US\$116 millones registrada en el 3T19, principalmente explicado por el efecto financiero del Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM firmado en 3T19 y menor margen operativo en el segmento petróleo y gas, parcialmente compensado por mayor ganancia en VPPs.

## Información sobre la videoconferencia

El jueves 12 de noviembre de 2020 a las 10.00 a.m. de Nueva York/12.00 p.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una videoconferencia para analizar los resultados del 3T20.

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/Pampa3Q20VideoCall](https://bit.ly/Pampa3Q20VideoCall). 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)

<sup>5</sup> La información financiera presentada en este documento para los trimestres 3T20 y 3T19 están basados en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de nueve meses de 2020 y 2019, y a los trimestres finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019, respectivamente.



## Índice

Bases de presentación .....	1
Principales resultados del 9M20 .....	1
Principales resultados del 3T20.....	2
Información sobre la videoconferencia .....	2
Índice .....	3
1. Hechos relevantes .....	4
1.1 Segmento de petróleo y gas .....	4
1.2 Situación tarifaria en Edenor.....	4
1.3 Convocatoria a asamblea .....	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 .....	9
3. Análisis de los resultados del 3T20 .....	11
3.1 Análisis del segmento de generación de energía .....	12
3.2 Análisis del segmento de distribución de energía.....	16
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas .....	18
3.4 Análisis del segmento de petroquímica .....	21
3.5 Análisis del segmento de holding y otros .....	22
3.6 Análisis del período de nueve meses, por subsidiaria y segmento .....	24
3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento .....	25
4. Glosario de términos .....	26



## 1. Hechos relevantes

### 1.1 Segmento de petróleo y gas

#### ***Finalización del esquema "Barril Criollo"***

El 31 de agosto de 2020 finalizó la vigencia del precio sostén para la comercialización de crudo en el ámbito local, que fuera establecido por el Decreto N° 488/20 en US\$45 por barril. Dicho decreto dejaba sin efecto el precio sostén si durante 10 días consecutivos la cotización internacional del crudo Brent se ubicaba por encima de US\$45 por barril.

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

El 26 de agosto, 23 de septiembre y el 27 de octubre de 2020 CAMMESA licitó gas para consumo de las usinas térmicas en los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2020, respectivamente, en condición parcialmente firme de 30% DoP, siendo el precio promedio en boca de pozo de las ofertas en Cuenca Neuquina de US\$2,54/MBTU, US\$2,03/MBTU y US\$2,02/MBTU, respectivamente. Pampa participó en dichas subastas.

#### ***Nueva concesión de explotación Los Blancos y reversión del resto del área de Chirete***

El 15 de octubre de 2020 se publicó el Decreto N° 662/20 de la provincia de Salta, otorgando a Pampa y High Luck Group Limited la concesión de explotación sobre el lote Los Blancos, por una superficie de 95 km<sup>2</sup> y por el plazo de 25 años desde su publicación, revirtiendo el permiso de exploración sobre el resto del área de Chirete por una superficie de 801 km<sup>2</sup>. Asimismo, se estableció un plan de inversiones por un total de US\$57 millones para el quinquenio 2020 – 2024.

### 1.2 Situación tarifaria en Edenor

Como consecuencia del congelamiento tarifario, la Cámara de Diputados de la Nación otorgó media sanción al proyecto de presupuesto nacional 2021 en el cual, en su artículo 87, establece un régimen de regularización para las obligaciones pendientes de pago con CAMMESA y/o MEM por las deudas de las distribuidoras de energía eléctrica acumuladas al 30 de septiembre de 2020, ya sea por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades.

En las condiciones que establezca la autoridad de aplicación, el régimen de regularización podrá establecer créditos equivalentes hasta cinco veces la factura media mensual del último año o el 66% de la deuda existente, mientras que la deuda comercial restante deberá ser abonada en hasta 60 cuotas mensuales, con hasta 6 meses de gracia y a la mitad de la tasa vigente en el MEM.

A la fecha de este reporte, dicho presupuesto nacional aún está pendiente de aprobación por parte del Cámara de Senadores.

### 1.3 Convocatoria a asamblea

El 11 de noviembre la Compañía convocó a una asamblea de accionistas para el 10 de diciembre de 2020, a fin de considerar la reducción del capital social y la cancelación de acciones ordinarias, escriturales, de valor nominal AR\$1 cada una y con derecho a 1 voto por acción que la Sociedad y sus subsidiarias tengan en cartera, hasta un máximo de 159,6 acciones ordinarias.



## 2. Indicadores financieros relevantes

### 2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 30.09.2020		Al 31.12.2019	
	AR\$	US\$ TC 76,18	AR\$	US\$ TC 59,89
<b>ACTIVO</b>				
Propiedades, planta y equipo	256.828	3.371	210.056	3.507
Activos intangibles	10.494	138	9.068	151
Derechos de uso	1.092	14	930	16
Activos por impuesto diferido	8.142	107	1.702	28
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	41.801	549	30.638	512
Inversiones a costo amortizado	7.624	100	1.048	17
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	853	11	671	11
Otros activos	53	1	45	1
Créditos por ventas y otros créditos	4.497	59	4.711	79
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>331.384</b>	<b>4.350</b>	<b>258.869</b>	<b>4.322</b>
Inventarios	10.244	134	9.175	153
Inversiones a costo amortizado	2.759	36	3.224	54
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	11.170	147	21.867	365
Instrumentos financieros derivados	-	-	214	4
Créditos por ventas y otros créditos	42.188	554	33.583	561
Efectivo y equivalentes de efectivo	24.625	323	13.496	225
<b>Total del activo corriente</b>	<b>90.986</b>	<b>1.194</b>	<b>81.559</b>	<b>1.362</b>
<b>Total del activo</b>	<b>422.370</b>	<b>5.544</b>	<b>340.428</b>	<b>5.684</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
<b>Total del patrimonio</b>	<b>178.771</b>	<b>2.347</b>	<b>144.262</b>	<b>2.409</b>
<b>PASIVO</b>				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	184	2	265	4
Provisiones	10.767	141	8.703	145
Pasivo por impuesto a las ganancias	8.776	115	590	10
Ingresos diferidos	1.487	20	270	5
Cargas fiscales	128	2	263	4
Pasivos por impuesto diferido	26.751	351	22.068	368
Planes de beneficios definidos	2.395	31	1.606	27
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	340	4	241	4
Préstamos	110.582	1.452	105.629	1.764
Deudas comerciales y otras deudas	7.471	98	5.419	90
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>168.881</b>	<b>2.217</b>	<b>145.054</b>	<b>2.422</b>
Provisiones	1.639	22	1.206	20
Ingresos diferidos	32	0	5	0
Pasivo por impuesto a las ganancias	1.405	18	3.154	53
Cargas fiscales	4.595	60	4.316	72
Planes de beneficios definidos	243	3	230	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	3.714	49	3.834	64
Instrumentos financieros derivados	22	0	204	3
Préstamos	20.612	271	10.974	183
Deudas comerciales y otras deudas	42.456	557	27.189	454
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>74.718</b>	<b>981</b>	<b>51.112</b>	<b>853</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>243.599</b>	<b>3.198</b>	<b>196.166</b>	<b>3.275</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>422.370</b>	<b>5.544</b>	<b>340.428</b>	<b>5.684</b>



## 2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Nueve meses				Tercer trimestre			
	2020		2019		2020		2019	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	119.493	1.651	110.198	2.137	47.705	592	44.606	581
Costo de ventas	(87.675)	(1.208)	(77.931)	(1.484)	(33.549)	(410)	(31.061)	(372)
<b>Resultado bruto</b>	<b>31.818</b>	<b>443</b>	<b>32.267</b>	<b>653</b>	<b>14.156</b>	<b>182</b>	<b>13.545</b>	<b>209</b>
Gastos de comercialización	(9.556)	(129)	(5.785)	(104)	(4.062)	(50)	(2.141)	(18)
Gastos de administración	(7.950)	(112)	(5.757)	(118)	(2.885)	(36)	(2.132)	(32)
Gastos de exploración	(21)	-	(155)	(4)	(12)	-	(84)	(2)
Otros ingresos operativos	4.163	58	3.932	85	1.706	21	1.398	18
Otros egresos operativos	(3.059)	(43)	(3.189)	(64)	(977)	(12)	(1.232)	(17)
Resultado por part. en negocios conjuntos y asociadas	4.809	66	3.429	62	1.652	20	501	(7)
Desvalorización de PPE e inventarios	(4.316)	(67)	-	-	-	-	-	-
Acuerdo regularización de obligaciones	-	-	15.296	266	-	-	2.230	(42)
<b>Resultado operativo</b>	<b>15.888</b>	<b>216</b>	<b>40.038</b>	<b>776</b>	<b>9.578</b>	<b>125</b>	<b>12.085</b>	<b>109</b>
RECPAM	5.997	79	8.514	148	2.738	33	2.689	11
Ingresos financieros	545	8	925	22	238	4	164	4
Gastos financieros	(14.019)	(198)	(10.669)	(219)	(5.728)	(74)	(3.518)	(49)
Otros resultados financieros	1.764	27	1.966	56	1.331	18	1.428	50
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(5.713)</b>	<b>(84)</b>	<b>736</b>	<b>7</b>	<b>(1.421)</b>	<b>(19)</b>	<b>763</b>	<b>16</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>10.175</b>	<b>132</b>	<b>40.774</b>	<b>783</b>	<b>8.157</b>	<b>106</b>	<b>12.848</b>	<b>125</b>
Impuesto a las ganancias	(3.944)	(49)	(2.828)	7	(1.987)	(28)	(3.987)	(29)
<b>Resultado del período</b>	<b>6.231</b>	<b>83</b>	<b>37.946</b>	<b>790</b>	<b>6.170</b>	<b>78</b>	<b>8.861</b>	<b>96</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>7.156</i>	<i>96</i>	<i>31.863</i>	<i>683</i>	<i>6.161</i>	<i>78</i>	<i>8.159</i>	<i>116</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(925)</i>	<i>(13)</i>	<i>6.083</i>	<i>107</i>	<i>9</i>	<i>-</i>	<i>702</i>	<i>(20)</i>
<b>Resultado por acción atribuible a los accionistas</b>	<b>4,56</b>	<b>0,06</b>	<b>17,43</b>	<b>0,37</b>	<b>4,08</b>	<b>0,05</b>	<b>4,59</b>	<b>0,07</b>
<b>Resultado por ADR atribuible a los accionistas</b>	<b>113,90</b>	<b>1,53</b>	<b>435,76</b>	<b>9,34</b>	<b>101,99</b>	<b>1,29</b>	<b>114,75</b>	<b>1,63</b>



## 2.3 Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de septiembre de 2020, 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	114	101	508	508	<b>394</b>	<b>408</b>
Distribución de energía	118	65	115	63	<b>(3)</b>	<b>(2)</b>
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	18	18	-	-	<b>(18)</b>	<b>(18)</b>
Petróleo y gas	220	220	1.099	1.099	<b>879</b>	<b>879</b>
<b>Total bajo NIIF</b>	<b>470</b>	<b>403</b>	<b>1.722</b>	<b>1.670</b>	<b>1.252</b>	<b>1.267</b>
Afiliadas a nuestra part. <sup>2</sup>	171	171	419	419	<b>248</b>	<b>248</b>
<b>Total con afiliadas</b>	<b>641</b>	<b>574</b>	<b>2.141</b>	<b>2.090</b>	<b>1.500</b>	<b>1.515</b>
<b>Total Grupo Restringido<sup>3</sup></b>	<b>352</b>	<b>338</b>	<b>1.607</b>	<b>1.607</b>	<b>1.255</b>	<b>1.269</b>

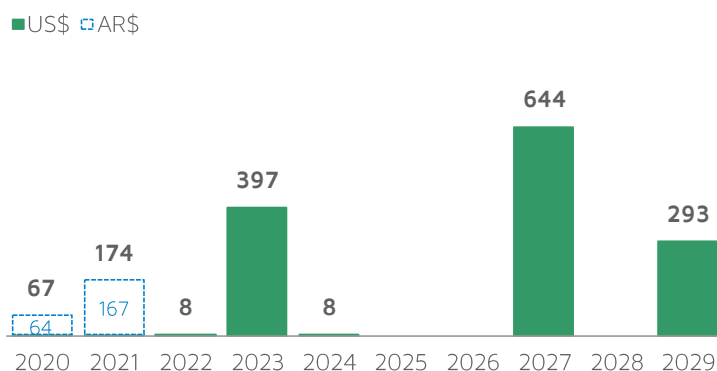
**Nota:** **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado; excluye bonos por Plan Gas pendientes de cobro. **2** Bajo NIIF, las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa. **3** Montos consolidados sin incluir Edenor y afiliadas a nuestra tenencia, de acuerdo a la definición en los prospectos de deuda de Pampa Energía.

### Operaciones de deuda

Al 30 de septiembre de 2020, el endeudamiento financiero a nivel consolidado bajo NIIF de Pampa ascendió a US\$1.722 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,8%, moneda en la que está denominada el 86% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ ascendió a 31,6%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 4,7 años, aproximadamente.

A nivel del Grupo Restringido, el endeudamiento financiero alcanzó los US\$1.607 millones, siendo el promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ del 7,7%, moneda en la que está denominada el 86% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija, e interés promedio del 31,6% para la deuda en AR\$. La vida de la deuda financiera del Grupo Restringido promedió en 4,9 años, aproximadamente.

A continuación, se expone el perfil de vencimientos de capital del Grupo Restringido, neto de recompras, en US\$ millones a fin del 3T20:



**Nota:** Sólo considera Pampa individual y subsidiarias del Grupo Restringido al 100%, no incluye Edenor y afiliadas TGS, OldelVal, Transener, Greenwind, CTBSA y Refinor.



Durante el 3T20, Pampa emitió ONs Clase VI por VN de AR\$6.355 millones a 13 meses y tasa Badlar Privada más margen del 2,5% y tomó deudas bancarias por AR\$3.700 millones a corto plazo. Asimismo, Pampa pagó al vencimiento préstamos bancarios por AR\$3.000 millones y liquidó ONs Clase IV por VN de AR\$1.238 millones, integrado en especie con ONs clase VI.

Posterior al 3T20, la Compañía pagó a vencimiento ONs Clase V por VN de AR\$565 millones, Clase E por VN de AR\$575 millones<sup>6</sup> y préstamos bancarios por AR\$700 millones.

Con respecto a las subsidiarias, Edenor pagó la última amortización del préstamo con el ICBC por US\$12,5 millones. Asimismo, CTBSA realizó el rescate parcial de US\$130 millones de VRDs más intereses devengados, y se acordó modificar el cronograma de pagos de los VRDs remanentes, cuyo capital 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.

### 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	91	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	98	9,75%
TGS <sup>1</sup>	ON a descuento y tasa fija	2025	500	482	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 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 EEFF de Pampa.

### Calificación crediticia

En septiembre de 2020, Standard & Poor's modificó las calificaciones asignadas a las ONs de Edenor en escala global de "CCC" a "CCC-" y en escala nacional de "raB" a "raCCC+", principalmente debido a la incertidumbre regulatoria. Asimismo, Moody's modificó su metodología de calificación crediticia en escala local, actualizando las calificaciones asignadas a las ONs de Edenor de "Caa1.ar" a "A-.ar".

<sup>6</sup> Fecha de vencimiento: 13 de noviembre de 2020.





A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo por las ONs del Grupo Pampa:

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

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

### Pampa

El 29 de octubre de 2020 finalizó el séptimo programa de recompra de acciones, el cual fuera aprobado por el Directorio de Pampa el 13 de abril de 2020 y modificado el 25 de junio y 11 de agosto de 2020. Asimismo, el 30 de octubre de 2020, el Directorio de Pampa aprobó el octavo programa de recompra de acciones, bajo los siguientes términos y condiciones:

	Plan de recompra VII	Plan de recompra VIII
Monto máximo a recomprar	AR\$3.600 millones	US\$30 millones
Precios máximos	AR\$67,34/acción ordinaria o US\$13/ADR	AR\$74,40/acción ordinaria o US\$12/ADR
Plazo	120 días desde el 2 de julio de 2020	120 días desde el 3 de noviembre de 2020
Estado	Finalizado	En curso

Durante el 3T20, la Compañía adquirió, directa e indirectamente, 3.109.242 ADRs y 309.534 acciones ordinarias, a un precio promedio de US\$11,10/ADR y AR\$46,95/acción, respectivamente. Posteriormente al cierre del trimestre, la Compañía adquirió indirectamente 940.366 ADRs a un precio promedio de US\$11,22/ADR.

Al 10 de noviembre de 2020, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.455,5 millones de acciones ordinarias (equivalente a 58,2 millones de ADRs).

Durante el 3T20, Pampa también adquirió, directa e indirectamente: **(i)** US\$32,6 millones de VN de ONs 2023 a un precio promedio *clean* de US\$85,1/US\$100 de VN; y **(ii)** US\$1,6 millones de VN de ONs 2027 a un precio promedio *clean* de US\$82,0/US\$100 de VN. Asimismo, después del cierre del trimestre adquirió indirectamente US\$8,3 millones de VN de ONs 2027 a un precio promedio *clean* de US\$70,1/US\$100 de VN.

A la fecha, las ONs 2023, 2027 y 2029 en circulación, netas de tenencias en cartera, ascienden a US\$389,6 millones, US\$636,0 millones y US\$292,5 millones, respectivamente.

<sup>7</sup> Considera operaciones concertadas.



### **Edenor**

El 28 de septiembre de 2020, Edenor canceló la totalidad de sus ONs 2022 en cartera por US\$78,1 millones de VN, quedando en circulación un total de US\$98,3 millones.

### **TGS**

El 21 de agosto de 2020 el Directorio de TGS canceló el sexto programa de recompra de acciones aprobado el 6 de marzo de 2020, estableciendo como última fecha de operación el 24 de agosto de 2020, y aprobó el séptimo programa de recompra, bajo los siguientes términos y condiciones:

	Plan de recompra VI	Plan de recompra VII
Monto máximo a recomprar	AR\$2.500 millones	AR\$3.000 millones
Precios máximos	AR\$140/acción ordinaria o US\$8,5/ADR	AR\$250/acción ordinaria o US\$8,5/ADR
Plazo	180 días desde el 10 de marzo de 2020	210 días desde el 25 de agosto de 2020
Estado	Finalizado	En curso

Durante el 3T20, TGS adquirió 1.010.400 ADRs y 367.648 acciones ordinarias, a un precio promedio de US\$4,39/ADR y AR\$117,66/acción, respectivamente. Posteriormente, TGS adquirió 426.805 ADRs y 249.987 acciones ordinarias, a un precio promedio de US\$4,45/ADR y AR\$145,13/acción, respectivamente.

Al 10 de noviembre de 2020, el capital social en circulación de TGS asciende a 752,8 millones de acciones ordinarias (equivalentes a 150,6 millones de ADRs).



### 3. Análisis de los resultados del 3T20

**Ventas netas consolidadas por US\$592 millones**, un 2% superior a los US\$581 millones registrados en el 3T19, principalmente explicado por la entrada del nuevo ciclo combinado Genelba Plus y la fuerte devaluación en 3T19 que implicó una dilución de ventas en Edenor, parcialmente compensadas por reducciones en la venta de combustible para el despacho térmico propio, menor precio y volumen de hidrocarburos vendidos, y menores precios y despacho en energía base.

- ⇒ **Generación de 4.000 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución eléctrica de 5.434 GWh** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 46,8 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 90 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado consolidado de US\$234 millones**, un 3% inferior a los US\$242 millones del 3T19, debido a disminuciones del 38% en distribución de energía y 31% en petróleo y gas, parcialmente compensadas por aumentos de US\$19 millones en holding y otros, US\$4 millones en petroquímica y US\$1 millón en generación de energía.

**Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$78 millones**, 33% menos que la ganancia de US\$116 millones registrada en el 3T19, principalmente explicado por el efecto financiero del Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM firmado en 3T19 y menor margen operativo en el segmento petróleo y gas, parcialmente compensado por mayor ganancia en VPPs.

Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado, en US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2020	2019	2020	2019
Resultado operativo consolidado	216	776	125	109
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	215	189	74	59
<b>EBITDA</b>	<b>431</b>	<b>965</b>	<b>199</b>	<b>168</b>
<b>Ajustes del segmento de generación</b>	<b>66</b>	<b>(16)</b>	<b>(4)</b>	<b>15</b>
Eliminación de resultado por VPP	(37)	2	(17)	2
Eliminación de resultado por desvalorización de PPE	56	-	-	-
Eliminación de recupero seguros por PEPES	(7)	-	(7)	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(17)	(46)	(5)	(11)
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	9	8	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	62	20	22	21
<b>Ajustes del segmento de distribución</b>	<b>-</b>	<b>(253)</b>	<b>-</b>	<b>42</b>
Eliminación efecto regularización de obligaciones	-	(266)	-	42
Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI	-	13	-	-
<b>Ajustes del segmento de petróleo y gas</b>	<b>15</b>	<b>(21)</b>	<b>11</b>	<b>3</b>
Eliminación de resultado por VPP	4	(21)	-	3
Eliminación de desval. créditos con distribuidoras	13	-	13	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(3)	(1)	(2)	(0)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	1	1	0	0
<b>Ajustes del segmento de petroquímica</b>	<b>11</b>	<b>(1)</b>	<b>(0)</b>	<b>0</b>
Eliminación de resultado por desvalorización de inventarios	11	-	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(1)	(0)	0
<b>Ajustes del segmento de holding y otros</b>	<b>61</b>	<b>57</b>	<b>28</b>	<b>15</b>
Eliminación de resultados por VPP	(33)	(43)	(3)	2
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(1)	(0)	(1)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	73	71	25	8
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	22	29	7	6
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	0	2	(1)	0
<b>EBITDA ajustado consolidado</b>	<b>583</b>	<b>731</b>	<b>234</b>	<b>242</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia</b>	<b>549</b>	<b>649</b>	<b>216</b>	<b>212</b>



### 3.1 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	409	631	-35%	160	222	-28%
Costo de ventas	(181)	(358)	-49%	(68)	(120)	-43%
<b>Resultado bruto</b>	<b>228</b>	<b>273</b>	<b>-16%</b>	<b>92</b>	<b>102</b>	<b>-10%</b>
Gastos de comercialización	(1)	(2)	-50%	1	(1)	NA
Gastos de administración	(22)	(22)	-	(7)	(9)	-22%
Otros ingresos operativos	25	52	-52%	11	12	-8%
Otros egresos operativos	(5)	(8)	-38%	(2)	(4)	-50%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	37	(2)	NA	17	(2)	NA
Desvalorización de PPE	(56)	-	NA	-	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>206</b>	<b>291</b>	<b>-29%</b>	<b>112</b>	<b>98</b>	<b>+14%</b>
Ingresos financieros	3	1	+200%	1	1	-
Gastos financieros	(42)	(67)	-37%	(14)	(21)	-33%
Otros resultados financieros	(1)	80	NA	(2)	85	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>166</b>	<b>305</b>	<b>-46%</b>	<b>97</b>	<b>163</b>	<b>-40%</b>
Impuesto a las ganancias	(41)	(25)	+64%	(23)	2	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>125</b>	<b>280</b>	<b>-55%</b>	<b>74</b>	<b>165</b>	<b>-55%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	127	277	-54%	74	166	-55%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	(2)	3	NA	-	(1)	-100%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>341</b>	<b>327</b>	<b>+4%</b>	<b>132</b>	<b>131</b>	<b>+1%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>337</b>	<b>319</b>	<b>+6%</b>	<b>131</b>	<b>128</b>	<b>+3%</b>
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	52	181	-72%	13	39	-67%
Depreciaciones y amortizaciones	69	52	+33%	24	18	+33%

En el 3T20, el menor devengamiento de ventas por US\$62 millones obedece principalmente al regreso de la centralización en CAMMESA de la gestión del combustible a partir del 30 de diciembre de 2019, que aplica a todas nuestras unidades térmicas excepto aquellas unidades con contratos bajo Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17. En consecuencia, los ingresos por reconocimiento de combustible propio en el Costo Variable de Producción (CVP) disminuyeron en US\$55 millones con respecto al 3T19, y en congruencia también bajaron los costos de explotación por menos compras de gas. Cabe destacar que la compra-venta de combustible deja un margen poco material al segmento.

En menor medida, la caída en ventas también se explica por los cambios en la energía base o *spot* (Res. SE N° 31/20), en efecto desde febrero de 2020. Si bien la energía *spot* compone el 59% de los 4.944 MW operados por Pampa<sup>8</sup>, en el 3T20 representó el 25% de las ventas del segmento. Esta Res. dispuso la denominación de la remuneración *spot* en AR\$ y reducciones a los precios por potencia; sin embargo, compensa adicionalmente a aquellas unidades que sean requeridas en picos de demanda (potencia HMRT). Asimismo, ante la suspensión de los ajustes mensuales por IPC e IPIM estipulados en dicha Res., la depreciación del AR\$ y también un mayor descuento hasta el 40% en el factor de uso de las unidades térmicas con menor despacho (CPB y CTG entre las más afectadas), en el 3T20 nuestras térmicas *spot* registraron una menor remuneración por potencia del 37% con respecto al mismo período de 2019, devengando en promedio US\$3,6 mil por MW-mes, mientras que las hidroeléctricas se vieron reducidas en un 57% con respecto a 3T19, devengando en promedio US\$1,9 mil por MW-mes.

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



Por otro lado, durante el 3T19 se registró un reconocimiento de ingresos en el marco del Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM por US\$7 millones.

Dichos efectos negativos fueron parcialmente compensados por la habilitación de la TV (199 MW) en CTGEBBA el 2 de julio de 2020, finalizando así la expansión del segundo CC, el cual es remunerado bajo PPA (Res. SEE N° 287/17 y Energía Plus), y en menor medida, por mayores ventas en MAT ER.

En términos operativos, en el 3T20 la generación de energía operada por Pampa disminuyó en un 3% con respecto al 3T19, en línea con la generación eléctrica a nivel país, impactada por la cuarentena por COVID-19 y menor disponibilidad de gas natural como combustible para las centrales térmicas. Consecuentemente, en las unidades operadas por Pampa, hubo menor despacho en CTLL, el CC de CTGEBBA bajo energía *spot*, EcoEnergía y CTEB (-765 GWh), además de menor generación en CTG y CTP debido a menor disponibilidad del gas de Bolivia en el noroeste argentino (-108 GWh), menor aporte hídrico en HPPL e HIDISA (-49 GWh), y el inicio anticipado del período de corta en HINISA (-45 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor despacho en el nuevo CC de CTGEBBA bajo PPA, cuyo combustible es gestionado por Pampa (+744 GWh), mayor generación de los parques eólicos (+43 GWh) y mayor despacho con combustible líquido en los motogeneradores CTPP y CTIW (+42 GWh).

En el 3T20, todas las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 98,6% de disponibilidad promedio, similar a los niveles del 3T19 que registró 98,9%. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad del 98,8%, manteniendo el mismo porcentaje alcanzado en el 3T19.

Los costos operativos netos del 3T20, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 61% con respecto al 3T19, principalmente debido a que en el 3T19 la compra de gas para la gestión propia del combustible acaparó el 70% de los costos operativos del segmento y el 74% del volumen de gas total consumido para el despacho de nuestras plantas térmicas, mientras que en el 3T20 la gestión del combustible quedó nuevamente centralizada en CAMMESA, por lo cual solo hubo gas propio para ciertas unidades con contratos, y representó el 54% de los costos operativos del segmento y el 34% del volumen de gas consumido en nuestras plantas térmicas. Asimismo, los menores costos operativos obedecen al menor volumen y costo de compras de energía para cubrir contratos Plus y menores gastos denominados en AR\$ producto de la devaluación, parcialmente compensados por mayores costos provenientes del mantenimiento de las nuevas unidades y de la implementación de protocolos y medidas para mitigar el impacto del COVID-19.

Las depreciaciones y amortizaciones del segmento aumentaron en un 33% interanual, producto de las altas comerciales de las nuevas unidades en CTGEBBA.



Principales indicadores operativos del segmento de generación eléctrica	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal hidro +eólicas	Térmicas									Eco-Energía	CTEB <sup>4</sup>	Subtotal	Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC <sup>1</sup>	PEPE2 <sup>2</sup>	PEPE3 <sup>2</sup>		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB <sup>3</sup>						
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	<b>1.144</b>	765	361	30	620	100	100	1.243	14	567	<b>3.800</b>	<b>4.944</b>		
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	<b>206</b>	364	100	30	-	100	100	566	14	567	<b>1.841</b>	<b>2.047</b>		
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	<b>2,8%</b>	1,9%	0,9%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	3,0%	0,03%	1,4%	<b>9,2%</b>	<b>12,0%</b>		
<b>Nueve meses</b>																				
Generación neta 9M20 (GWh)	<b>286</b>	<b>194</b>	<b>581</b>	<b>312</b>	<b>157</b>	<b>178</b>	<b>1.709</b>	<b>3.291</b>	<b>347</b>	<b>40</b>	<b>488</b>	<b>115</b>	<b>142</b>	<b>5.701</b>	<b>57</b>	<b>181</b>	<b>10.361</b>	<b>12.069</b>		
Participación de mercado	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,7%</b>	<b>3,3%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>5,8%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>10,5%</b>	<b>12,2%</b>		
Ventas 9M20 (GWh)	<b>286</b>	<b>194</b>	<b>581</b>	<b>312</b>	<b>157</b>	<b>178</b>	<b>1.709</b>	<b>3.291</b>	<b>349</b>	<b>40</b>	<b>488</b>	<b>115</b>	<b>142</b>	<b>5.828</b>	<b>60</b>	<b>181</b>	<b>10.493</b>	<b>12.201</b>		
Generación neta 9M19 (GWh)	336	224	612	284	78	97	<b>1.631</b>	3.954	577	37	596	138	227	4.490	78	48	<b>10.146</b>	<b>11.778</b>		
Variación 9M20 vs. 9M19	-15%	-13%	-5%	+10%	+101%	+84%	<b>+5%</b>	-17%	-40%	+7%	-18%	-17%	-38%	+27%	-27%	na	<b>+2%</b>	<b>+2%</b>		
Ventas 9M19 (GWh)	336	224	612	284	80	97	<b>1.633</b>	3.954	711	37	596	138	227	4.739	83	48	<b>10.534</b>	<b>12.166</b>		
Precio prom. 9M20 (US\$/MWh)	<b>28</b>	<b>48</b>	<b>16</b>	<b>70</b>	<b>73</b>	<b>69</b>	<b>42</b>	<b>36</b>	<b>38</b>	<b>127</b>	<b>41</b>	na	<b>149</b>	<b>25</b>	<b>63</b>	na	<b>47</b>	<b>46</b>		
Precio prom. 9M19 (US\$/MWh)	43	65	23	68	58	66	<b>45</b>	55	44	124	76	na	107	47	42	na	<b>59</b>	<b>57</b>		
Margen bruto prom. 9M20 (US\$/MWh)	<b>15</b>	<b>30</b>	<b>8</b>	<b>62</b>	<b>63</b>	<b>65</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>24</b>	na	<b>16</b>	na	<b>116</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	na	<b>37</b>	<b>36</b>		
Margen bruto prom. 9M19 (US\$/MWh)	27	48	15	60	50	55	<b>34</b>	31	30	na	32	na	82	18	2	na	<b>31</b>	<b>32</b>		
<b>Tercer trimestre</b>																				
Generación neta 3T20 (GWh)	<b>77</b>	<b>61</b>	<b>243</b>	<b>112</b>	<b>58</b>	<b>68</b>	<b>618</b>	<b>816</b>	<b>37</b>	<b>9</b>	-	<b>76</b>	<b>64</b>	<b>2.332</b>	<b>15</b>	<b>33</b>	<b>3.381</b>	<b>4.000</b>		
Participación de mercado	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,9%</b>	<b>2,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,0%</b>	-	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>7,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>10,1%</b>	<b>12,0%</b>		
Ventas 3T20 (GWh)	<b>77</b>	<b>61</b>	<b>243</b>	<b>112</b>	<b>58</b>	<b>68</b>	<b>618</b>	<b>816</b>	<b>38</b>	<b>9</b>	-	<b>76</b>	<b>64</b>	<b>2.359</b>	<b>16</b>	<b>33</b>	<b>3.411</b>	<b>4.029</b>		
Generación neta 3T19 (GWh)	122	61	291	104	30	61	<b>670</b>	1.444	142	11	-	47	51	1.701	29	43	<b>3.468</b>	<b>4.138</b>		
Variación 3T20 vs. 3T19	-37%	-1%	-16%	+8%	+93%	+11%	<b>-8%</b>	-43%	-74%	-23%	na	+62%	+26%	+37%	-48%	-24%	<b>-3%</b>	<b>-3%</b>		
Ventas 3T19 (GWh)	122	61	291	104	32	61	<b>671</b>	1.444	149	11	-	47	51	1.745	29	43	<b>3.519</b>	<b>4.190</b>		
Precio prom. 3T20 (US\$/MWh)	<b>29</b>	<b>43</b>	<b>13</b>	<b>71</b>	<b>79</b>	<b>68</b>	<b>41</b>	<b>47</b>	<b>96</b>	na	na	<b>123</b>	<b>114</b>	<b>32</b>	<b>74</b>	na	<b>55</b>	<b>53</b>		
Precio prom. 3T19 (US\$/MWh)	53	95	18	69	73	67	<b>46</b>	52	54	111	na	na	144	49	61	na	<b>70</b>	<b>66</b>		
Margen bruto prom. 3T20 (US\$/MWh)	<b>11</b>	<b>22</b>	<b>8</b>	<b>63</b>	<b>74</b>	<b>70</b>	<b>33</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	na	na	<b>100</b>	<b>93</b>	<b>20</b>	<b>43</b>	na	<b>42</b>	<b>40</b>		
Margen bruto prom. 3T19 (US\$/MWh)	39	75	13	62	59	54	<b>37</b>	29	41	na	na	na	117	19	21	na	<b>42</b>	<b>41</b>		

**Nota:** Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitados el 10 de mayo de 2019. **3** Repotenciación de TG03 y habilitación de TG04 en junio de 2019. Habilitación de TV02 desde el 2 de julio de 2020. **4** Pampa es la operadora y posee una participación del 50% desde el 26 de junio de 2019.



Los resultados financieros del 3T20 alcanzaron una pérdida neta de US\$15 millones, mientras que el 3T19 se registró una ganancia neta de US\$65 millones, principalmente debido a la revalorización de acreencias en el 3T19 por el Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM, el cual regularizó la deuda con CAMMESA. Asimismo, en el 3T20 se registraron menores ganancias por la recompra de ONs.

El EBITDA ajustado del 3T20 de generación ascendió a US\$132 millones, monto similar al 3T19, principalmente explicado por la entrada en operación del segundo CC en CTGEB A, mayores ventas en MAT ER, menores costos por compras de energía y dilución por depreciación de los costos denominados en AR\$, parcialmente compensados por menor remuneración sobre la energía base, el acuerdo por las acreencias con el MEM en el 3T19 y mayores costos de operación y mantenimiento por el creciente número de unidades y protocolos por COVID-19. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de PEMC (Greenwind) del 50%, con una ganancia de US\$3 millones tanto en el 3T20 como en el 3T19, y de CTEB (CTBSA) del 50%, con una contribución de US\$22 millones en el 3T20 y US\$21 millones en el 3T19. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye la indemnización recibida de la aseguradora por el siniestro ocurrido en PEPE II y III por US\$7 millones en el 3T20, y el reconocimiento de intereses comerciales originados por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, por US\$5 millones en el 3T20 y US\$11 millones en el 3T19.

Finalmente, en el 3T20 las inversiones en PPE e intangibles se redujo un 67% con respecto al mismo período de 2019, 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 @30-Sep-20	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 31/20	AR\$	162.000 - 427.500 <sup>(2)</sup>	324	728	20	96%	1T 2021 (est.)
<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>(3)</sup> CC: 2 de julio 2020</b>
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	200	11%	1T 2022 (est.)

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



### 3.2 Análisis del segmento de distribución de energía

Segmento de distribución de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	865	1.117	-23%	301	237	+27%
Costo de ventas	(726)	(889)	-18%	(246)	(175)	+41%
<b>Resultado bruto</b>	<b>139</b>	<b>228</b>	<b>-39%</b>	<b>55</b>	<b>62</b>	<b>-11%</b>
Gastos de comercialización	(97)	(87)	+11%	(33)	(12)	+175%
Gastos de administración	(41)	(44)	-7%	(14)	(9)	+56%
Otros ingresos operativos	20	18	+11%	4	3	+33%
Otros egresos operativos	(16)	(32)	-50%	(5)	(7)	-29%
Efecto regularización de obligaciones	-	266	-100%	-	(42)	-100%
<b>Resultado operativo</b>	<b>5</b>	<b>349</b>	<b>-99%</b>	<b>7</b>	<b>(5)</b>	<b>NA</b>
RECPAM	79	148	-47%	33	11	+200%
Ingresos financieros	-	1	-100%	-	-	NA
Gastos financieros	(71)	(72)	-1%	(29)	2	NA
Otros resultados financieros	(21)	(53)	-60%	(2)	(44)	-95%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(8)</b>	<b>373</b>	<b>NA</b>	<b>9</b>	<b>(36)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	(15)	(156)	-90%	(8)	(3)	+167%
<b>Resultado del período</b>	<b>(23)</b>	<b>217</b>	<b>NA</b>	<b>1</b>	<b>(39)</b>	<b>NA</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>(12)</i>	<i>113</i>	<i>NA</i>	<i>1</i>	<i>(20)</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(11)</i>	<i>104</i>	<i>NA</i>	<i>-</i>	<i>(19)</i>	<i>-100%</i>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>67</b>	<b>150</b>	<b>-55%</b>	<b>28</b>	<b>45</b>	<b>-38%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>37</b>	<b>76</b>	<b>-52%</b>	<b>11</b>	<b>17</b>	<b>-37%</b>
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	95	125	-24%	38	20	+92%
Depreciaciones y amortizaciones	62	54	+15%	21	8	+163%

En el 3T20 las ventas netas del segmento de distribución aumentaron en un 27% con respecto al 3T19, principalmente explicado por la fuerte devaluación en términos reales en el 3T19, que implicó una dilución de ventas, sumado a un aumento de ventas físicas al segmento residencial en el 3T20. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el desfase de las tarifas contra la evolución de la inflación, exacerbado por la depreciación del AR\$, afectando tanto al precio estacional de la electricidad, cuyo último aumento operó en mayo de 2019, como a los aumentos por CPD sobre los cuadros tarifarios, que según la RTI correspondía aplicar 19% en agosto de 2019, 25% en febrero y 13% en agosto de 2020. El rezago entre la medición del CPD y su otorgamiento en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en el margen bruto y por ende en el VAD, afectando la capacidad para enfrentar gastos operativos e inversiones. Además, los precios estacionales para la compra de electricidad destinada a usuarios no residenciales, vigentes desde agosto de 2019, no fueron reflejados aún en los cuadros tarifarios, y también durante el 3T19 se registró ingresos no recurrentes en concepto de energía distribuida a los asentamientos y barrios carenciados<sup>9</sup>.

En términos operativos, a pesar de la irrupción del COVID-19, el total de las ventas físicas de electricidad aumentó ligeramente en un 1% con respecto al 3T19, principalmente explicado por el segmento residencial debido a las restricciones de actividades y circulación a particulares, y en menor medida, por el efecto elasticidad del precio atrasado sobre la demanda (+12% vs. 3T19), parcialmente compensado por la caída en el consumo de las industrias y PyMEs, afectadas por la caída en la actividad económica y la cuarentena, pero recuperándose gradualmente desde la flexibilización del aislamiento obligatorio (-10% vs. 3T19; +13% vs. 2T20).

<sup>9</sup> Acuerdo Marco, correspondiente al período de enero – mayo de 2019.





Asimismo, la cantidad de clientes de Edenor aumentó ligeramente en un 1% con respecto al 3T19, principalmente debido a la regularización de clientes producto de las acciones de disciplina de mercado previo al inicio de la cuarentena, y normalización de suministros clandestinos, especialmente en el canal residencial con la instalación de medidores especiales MIDE.

Principales indicadores operativos de Edenor	2020			2019			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
<b>Nueve meses</b>								
Residencial <sup>1</sup>	7.295	47%	2.773.726	6.504	43%	2.733.618	+12%	+1%
Comercial	2.232	14%	356.275	2.438	16%	352.811	-8%	+1%
Industrias	2.389	15%	6.882	2.620	17%	6.827	-9%	+1%
Sistema de peaje	2.452	16%	686	2.656	17%	692	-8%	-1%
Otros								
<i>Alumbrado público</i>	528	3%	21	559	4%	21	-5%	-
<i>Villas de emergencia y otros</i>	530	3%	479	451	3%	465	+18%	+3%
<b>Total</b>	<b>15.427</b>	<b>100%</b>	<b>3.138.069</b>	<b>15.228</b>	<b>100%</b>	<b>3.094.434</b>	<b>+1%</b>	<b>+1%</b>
<b>Tercer trimestre</b>								
Residencial <sup>1</sup>	2.708	50%	2.773.726	2.408	45%	2.733.618	+12%	+1%
Comercial	718	13%	356.275	817	15%	352.811	-12%	+1%
Industrias	775	14%	6.882	882	16%	6.827	-12%	+1%
Sistema de peaje	823	15%	686	869	16%	692	-5%	-1%
Otros								
<i>Alumbrado público</i>	184	3%	21	198	4%	21	-7%	-
<i>Villas de emergencia y otros</i>	226	4%	479	189	4%	465	+20%	+3%
<b>Total</b>	<b>5.434</b>	<b>100%</b>	<b>3.138.069</b>	<b>5.362</b>	<b>100%</b>	<b>3.094.434</b>	<b>+1%</b>	<b>+1%</b>

**Nota: 1** Incluye 571.468 y 563.244 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente.

Las compras de energía aumentaron en un 22% en el 3T20 con respecto al 3T19, principalmente explicado por la fuerte devaluación real en el 3T19 que implicó dilución de costos, sumado a un ligero incremento en el volumen de energía demandada, neto de pérdidas, en 3T20. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el congelamiento del precio de compra (conocido como precio estacional) en AR\$ desde febrero de 2019 para el consumo destinado a usuarios residenciales y agosto de 2019 a usuarios no residenciales (este último no está reflejado en los cuadros tarifarios como se menciona anteriormente). La tasa de pérdidas de energía disminuyó al 22,5% de la energía demandada en el 3T20 vs. 23,1% en 3T19 y como resultado, también disminuyeron los costos asociados al robo de energía.

En el 3T20, los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, depreciaciones y amortizaciones, fueron de US\$127 millones, mientras que en el 3T19 fue de US\$54 millones, principalmente debido a la fuerte devaluación no compensada por inflación en el 3T19, sumado a una mayor previsión de deudores incobrables debido a la cuarentena por COVID-19, la cual incrementó la tasa de incobrabilidad y por ende, el saldo moroso en las ventas. También se registró mayor cargo por sanciones y un incremento en el consumo de materiales. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos laborales en términos reales y devengamiento de horas extras.

En el 3T20, los resultados financieros alcanzaron una ganancia neta de US\$2 millones, US\$33 millones superior al 3T19, principalmente debido a menores pérdidas por diferencia de cambio sobre la deuda financiera denominada en US\$, explicado por menores fluctuaciones del TCN (8% devaluación en 3T20 vs. 36% registrado en 3T19), sumado a ganancias por la recompra de ONS, parcialmente compensadas por el mayor devengamiento de intereses sobre la deuda comercial con CAMMESA.

El EBITDA ajustado en el 3T20 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de US\$28 millones, 38% inferior al 3T19, principalmente debido a la falta de ajuste por inflación sobre el VAD, los impactos del COVID-19 en la mayor incobrabilidad, el menor consumo eléctrico de usuarios no residenciales, y el ingreso extraordinario por Acuerdo Marco registrado en 3T19. Dichas variaciones fueron parcialmente



compensadas por la fuerte devaluación en el 3T19 que implicó dilución del resultado operativo, mayor consumo eléctrico de usuarios residenciales y la disminución en las pérdidas de energía.

Finalmente, en el 3T20 las inversiones en el segmento crecieron en un 92% con respecto al mismo período de 2019, principalmente debido a la fuerte devaluación real en el 3T19, parcialmente compensada por la desaceleración de las inversiones como consecuencia de ciertas restricciones impuestas por la cuarentena, el congelamiento tarifario y la mayor morosidad producto de la cuarentena. Sin embargo, cabe aclarar que se mantiene la calidad del servicio por encima de las metas de calidad exigidas por el regulador en la RTI, haciendo el uso eficiente de los recursos y en cumplimiento con las medidas de seguridad e higiene.

### 3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	226	350	-35%	83	125	-34%
Costo de ventas	(185)	(232)	-20%	(63)	(90)	-30%
<b>Resultado bruto</b>	<b>41</b>	<b>118</b>	<b>-65%</b>	<b>20</b>	<b>35</b>	<b>-43%</b>
Gastos de comercialización	(26)	(7)	+271%	(16)	(2)	NA
Gastos de administración	(32)	(32)	-	(10)	(9)	+11%
Gastos de exploración	-	(4)	-100%	-	(2)	-100%
Otros ingresos operativos	6	4	+50%	5	-	NA
Otros egresos operativos	(11)	(8)	+38%	(3)	(2)	+50%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(4)	21	NA	-	(3)	-100%
<b>Resultado operativo</b>	<b>(26)</b>	<b>92</b>	<b>NA</b>	<b>(4)</b>	<b>17</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	5	15	-67%	2	2	-
Gastos financieros	(82)	(66)	+24%	(29)	(26)	+12%
Otros resultados financieros	21	47	-55%	9	29	-69%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(82)</b>	<b>88</b>	<b>NA</b>	<b>(22)</b>	<b>22</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	23	(20)	NA	9	(7)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>(59)</b>	<b>68</b>	<b>NA</b>	<b>(13)</b>	<b>15</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>72</b>	<b>153</b>	<b>-53%</b>	<b>36</b>	<b>52</b>	<b>-31%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>72</b>	<b>153</b>	<b>-53%</b>	<b>36</b>	<b>52</b>	<b>-31%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	34	145	-76%	0	68	-100%
Depreciaciones y amortizaciones	83	82	+1%	29	32	-9%

En el 3T20 las ventas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyeron en un 34% con respecto al 3T19, principalmente explicado por las caídas en los precios de venta devengados a la demanda del gas y petróleo (impacto de US\$29 millones), y en menor medida, al menor volumen de producción de hidrocarburos y menor *trading* de gas natural de terceros.

En el 3T20, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$2,5/MBTU en el 3T20, 25% menos que los US\$3,3/MBTU registrados en el 3T19, principalmente por menores precios de gas para usinas impuestos por CAMMESA en el precio de referencia de sus licitaciones, y *spot*/industrias (segmento altamente correlacionado con CAMMESA), además por la contracción de la demanda producto de la cuarentena y el contexto económico, sumado la menor exposición al segmento residencial y el fin de exportaciones en mayo de 2020 (desde entonces no se ha rehabilitado). En virtud del período invernal y pico de demanda, entre julio y agosto CAMMESA adjudicó precios indicativos promedio de US\$2,6 por MBTU de gas para usinas, similar al precio de referencia de US\$2,7/MBTU, tendencia que también se observó en



el mercado *spot*. Con el inicio del período estival en septiembre, se anticipaban menores precios realizados por una menor demanda esperada de gas y electricidad; sin embargo, por las menores temperaturas registradas y alta demanda residencial, en su licitación CAMMESA reconoció un precio promedio de US\$2,5/MBTU en Cuenca Neuquina.

Cabe destacar que en el 3T20 el 51% de nuestras entregas de gas se destinaron a CAMMESA, el 37% abasteció el despacho de nuestras unidades térmicas (Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17) y como insumo para nuestras plantas de petroquímica, y el remanente fue destinado al *spot/industrias*.

En términos operativos, en el 3T20 la producción del segmento alcanzó los 46,8 kboe/día, 6% inferior al 3T19 pero 7% superior al 2T20. A pesar del aislamiento obligatorio por COVID-19, la producción de gas alcanzó 7,2 millones de m<sup>3</sup>/día, 7% superior al 2T20 por el período invernal pero solo 5% menos que en el 3T19, principalmente por la menor demanda agregada por la cuarentena y también por el colapso en los precios, que ajustaron a la baja para morigerar los cierres de pozos. Esto repercutió en las áreas con costos de extracción menos competitivos: Rincón del Mangrullo y Río Neuquén disminuyeron su producción por menor tasa de perforación y declino natural (-788 mil m<sup>3</sup>/día de variación interanual y -85 mil m<sup>3</sup>/día vs. 2T20), además de una leve disminución en Sierra Chata y Aguara Güe (-125 mil m<sup>3</sup>/día de variación interanual y -13 mil m<sup>3</sup>/día vs. 2T20). La disminución de producción fue parcialmente compensada por el incremento en El Mangrullo (+570 mil m<sup>3</sup>/día de variación interanual y +601 mil m<sup>3</sup>/día vs. 2T20), área en la cual se expandió la infraestructura de evacuación en concordancia con su productividad y potencial, alcanzando una producción de 4,9 millones de m<sup>3</sup>/día en el 3T20 y conformando el 68% de nuestra producción total de gas. Cabe destacar que en el 3T20 el 6% de la producción de gas de Pampa provino de la formación Vaca Muerta, producto de los dos pozos horizontales completados en El Mangrullo en agosto de 2019.

Asimismo, la producción de petróleo alcanzó los 4,1 kbbbl/día en el 3T20, 15% inferior al 3T19, principalmente debido a la caída de la demanda desde el aislamiento obligatorio y la escasez de capacidad de almacenamiento y por ende, menores precios en el mercado, afectando la producción en las áreas El Tordillo y Río Neuquén (-0,8 kbbbl/día), además de una leve disminución en el crudo asociado en Rincón del Mangrullo (-0,1 kbbbl/día), parcialmente compensadas por la contribución de producción convencional en Chirete<sup>10</sup> (+0,2 kbbbl/día), el cual durante el 3T19 estuvo en proceso de adecuación de facilidades. En comparación al 2T20, la producción creció un 4% (+0,1 kbbbl/día) por mejora de precios.

Nuestro precio promedio de venta de petróleo devengado del 3T20 fue de US\$40,4/barril, 18% menor al 3T19, principalmente explicado por una abrupta caída en la demanda local y de los precios internacionales de referencia por el impacto del COVID-19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la exportación del 74% de la producción, a un precio a descuento del Brent (mientras que en el 3T19 se destinó el 100% al mercado doméstico). La demanda del mercado doméstico comenzó su recuperación en septiembre de 2020, explicada por la gradual reactivación en la actividad industrial y recuperación en la capacidad de refinación. Por otro lado, cabe recordar que en los meses de agosto y septiembre de 2019, los precios del crudo fueron afectados negativamente por las medidas de la SGE, que fijaron el TCN en los precios comercializados de petróleo.

Al 30 de septiembre de 2020, nuestros pozos productivos en Argentina totalizaron 839, en comparación a los 885 al 31 de diciembre de 2019.

<sup>10</sup> El 15 de octubre de 2020 se obtuvo la concesión de explotación del lote Los Blancos por 25 años, revirtiendo el permiso de exploración sobre el resto de la superficie del área Chirete. Para más información, ver sección 1.1 de este Informe.



Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2020			2019			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
<b>Nueve meses</b>									
<b>Volumen</b>									
<b>Producción</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,7	6.976		0,8	7.373				
En millones de pie cúbicos/día		246			260		-11%	-5%	-6%
En miles de boe/día	4,5	41,1	<b>45,5</b>	5,0	43,4	<b>48,4</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,7	7.331		0,8	8.313				
En millones de pie cúbicos/día		259			294		-12%	-12%	-12%
En miles de boe/día	4,5	43,1	<b>47,7</b>	5,2	48,9	<b>54,1</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	38,3			54,3					
En US\$/MBTU		2,3			3,2		-29%	-28%	
<b>Tercer trimestre</b>									
<b>Volumen</b>									
<b>Producción</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,6	7.249		0,8	7.640				
En millones de pie cúbicos/día		256			270		-15%	-5%	-6%
En miles de boe/día	4,1	42,7	<b>46,8</b>	4,8	45,0	<b>49,8</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,7	7.483		0,8	8.843				
En millones de pie cúbicos/día		264			312		-11%	-15%	-15%
En miles de boe/día	4,2	44,0	<b>48,3</b>	4,8	52,0	<b>56,8</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	40,4			49,2					
En US\$/MBTU		2,5			3,3		-18%	-25%	

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

Los costos operativos netos del 3T20, sin considerar depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 21% interanual, a causa de menores compras de gas a terceros para *trading* por caída de la demanda, reducción de los costos a contratistas debido a la suspensión de perforaciones y terminaciones de pozos ante la coyuntura del negocio, menores regalías y tasas por menores precios, y dilución de costos en AR\$ por la devaluación. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores gastos por la ejecución de protocolos COVID-19. Con respecto al 2T20, los costos operativos netos aumentaron en un 16%, principalmente explicado por el mayor volumen de producción y un aumento en las regalías e impuestos por mayores precios comercializados. En particular, en el 3T20 el *lifting cost*<sup>11</sup> alcanzó US\$5,5 por boe producido, 40% menor a US\$9,1 por boe registrado en el 3T19.

En el 3T20 los resultados financieros alcanzaron una pérdida neta de US\$18 millones, mientras que en el 3T19 fue una ganancia de US\$5 millones, principalmente por menor rentabilidad en la recompra de ONs, mayores intereses financieros por toma de deuda y en el 3T19 hubo una ganancia por revaluación de créditos con distribuidoras de gas (originalmente facturado en 2018, desvalorizado a nivel operativo en 3T20), parcialmente compensados por mayores ganancias por tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas fue de US\$36 millones en el 3T20, 31% menos que en 3T19, principalmente por la caída de precios de venta, parcialmente compensada por menores costos asociados a la caída en la actividad y el efecto de la devaluación del AR\$ en los gastos. Asimismo, el abastecimiento de gas para el nuevo CC en CTGEBa y la exportación de petróleo contribuyeron a mitigar el

<sup>11</sup> Métrica equivalente a costo de ventas menos compras e inventario, regalías, impuestos directos y depreciaciones y amortizaciones.



impacto del COVID-19. El EBITDA ajustado del 3T20 excluye la desvalorización de los créditos con las distribuidoras de gas por US\$13 millones y el reconocimiento de intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, por US\$2 millones.

Finalmente, en el 3T20 se registraron inversiones marginales en el segmento, en contraste a los US\$68 millones activados en 3T19, explicado por la coyuntura incierta en la industria y la reducción de actividades por COVID-19. En 3T19 se conectaron dos pozos horizontales *shale gas* en El Mangrullo y se perforó un pozo horizontal *shale oil* en Rincón de Aranda.

### 3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	179	240	-25%	67	72	-7%
Costo de ventas	(161)	(220)	-27%	(58)	(67)	-13%
<b>Resultado bruto</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>-10%</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>+80%</b>
Gastos de comercialización	(5)	(6)	-17%	(2)	(3)	-33%
Gastos de administración	(3)	(3)	-	(1)	(1)	-
Otros ingresos operativos	2	4	-50%	1	1	-
Otros egresos operativos	(4)	(7)	-43%	-	-	NA
Desvalorización de inventarios	(11)	-	NA	-	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>(3)</b>	<b>8</b>	<b>NA</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>+250%</b>
Gastos financieros	(2)	(12)	-83%	(1)	(3)	-67%
Otros resultados financieros	6	7	-14%	2	8	-75%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>-67%</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>+14%</b>
Impuesto a las ganancias	-	(1)	-100%	(2)	(2)	-
<b>Resultado del período</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>-50%</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>+20%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>+7%</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>+131%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>+7%</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>+131%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	1	2	-35%	1	1	-33%
Depreciaciones y amortizaciones	1	1	-	-	1	-100%

El EBITDA ajustado del 3T20 de petroquímica ascendió a US\$7 millones, US\$4 millones más que el 3T19, principalmente debido al mayor volumen comercializado de estireno y poliestireno en el mercado local producto de la recuperación de la actividad industrial, la optimización y menor costo de la materia prima procesada en la planta de reforma, menor costo de gas, y en menor medida, a la dilución de gastos operativos denominados en AR\$ producto de la devaluación, parcialmente compensados por una caída en el *spread* internacional de los productos derivados de las plantas de estireno y reforma.

El volumen total comercializado creció un 21% con respecto al 3T19, explicado por mayor exportación de caucho sintético, mayor volumen de estireno y poliestireno comercializado en el mercado local, y mayor exportación de productos derivados de la planta de reforma, la cual fue parcialmente compensada con menor volumen local de bases octánicas por menor demanda de combustibles, asociado al aislamiento obligatorio.

Los resultados financieros alcanzaron una ganancia neta de US\$1 millón, US\$4 millones menos que el 3T19, principalmente debido a menores ganancias por el efecto de la devaluación sobre los pasivos comerciales denominados en AR\$, parcialmente compensadas por menores intereses por la contingencia con la Aduana de San Lorenzo.



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>Nueve meses</b>				
<b>Volumen vendido 9M20 (miles de toneladas)</b>	<b>66</b>	<b>27</b>	<b>137</b>	<b>230</b>
Volumen vendido 9M19 (miles de toneladas)	71	20	161	253
Variación 9M20 vs. 9M19	-8%	+32%	-15%	-9%
<b>Precio promedio 9M20 (US\$/ton)</b>	<b>1.170</b>	<b>1.263</b>	<b>502</b>	<b>781</b>
Precio promedio 9M19 (US\$/ton)	1.342	1.654	684	948
Variación 9M20 vs. 9M19	-13%	-24%	-27%	-18%
<b>Tercer trimestre</b>				
<b>Volumen vendido 3T20 (miles de toneladas)</b>	<b>26</b>	<b>12</b>	<b>52</b>	<b>90</b>
Volumen vendido 3T19 (miles de toneladas)	20	7	47	75
Variación 3T20 vs. 3T19	+25%	+72%	+12%	+21%
<b>Precio promedio 3T20 (US\$/ton)</b>	<b>1.128</b>	<b>1.150</b>	<b>469</b>	<b>748</b>
Precio promedio 3T19 (US\$/ton)	1.356	1.590	690	959
Variación 3T20 vs. 3T19	-17%	-28%	-32%	-22%

Nota: 1 Incluye Propileno.

Las inversiones del segmento cayeron un 33% con respecto al 3T19, a US\$0,4 millones en 3T20.

### 3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	17	14	+21%	6	4	+50%
<b>Resultado bruto</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>+21%</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>+50%</b>
Gastos de comercialización	-	(2)	-100%	-	-	NA
Gastos de administración	(14)	(17)	-18%	(4)	(4)	-
Otros ingresos operativos	5	7	-29%	-	2	-100%
Otros egresos operativos	(7)	(8)	-13%	(2)	(3)	-33%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	33	43	-23%	3	(2)	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>34</b>	<b>37</b>	<b>-8%</b>	<b>3</b>	<b>(3)</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	1	5	-80%	1	1	-
Gastos financieros	(2)	(2)	-	(1)	(1)	-
Otros resultados financieros	22	(25)	NA	11	(28)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>55</b>	<b>15</b>	<b>+267%</b>	<b>14</b>	<b>(31)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	(16)	209	NA	(4)	(19)	-79%
<b>Resultado del período</b>	<b>39</b>	<b>224</b>	<b>-83%</b>	<b>10</b>	<b>(50)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>95</b>	<b>94</b>	<b>+1%</b>	<b>31</b>	<b>12</b>	<b>+165%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>95</b>	<b>94</b>	<b>+1%</b>	<b>31</b>	<b>12</b>	<b>+165%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	1	3	-70%	0	1	-44%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA



En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener, TGS y Refinor), durante el 3T20 no se registró margen operativo, lo cual representó una mejora de US\$1 millón con respecto al 3T19, principalmente explicado por mayores *fees* devengados.

En el 3T20 se registró una mejora de US\$39 millones en los resultados financieros con respecto al 3T19, alcanzando una ganancia neta de US\$11 millones, principalmente debido a mayor ganancia por diferencia de cambio como consecuencia del cambio de posición monetaria neta en AR\$ activa en el 3T19 a pasiva en el 3T20 y mayores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros en el 3T20 fue de US\$31 millones, mientras que en el 3T19 fue de US\$12 millones. El EBITDA ajustado 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 por US\$1 millón en el 3T19.

El EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta del 27,6% y 25,7% sobre TGS fue de US\$25 millones (total implícito de US\$90 millones) en el 3T20 y US\$8 millones (total implícito de US\$30 millones) en el 3T19, respectivamente. El aumento del EBITDA ajustado total se debió principalmente a la fuerte devaluación en términos reales en el 3T19, que implicó una dilución del resultado operativo, sumado a un mayor volumen despachado de etano a Dow Chemical (durante el 3T19 la planta PBB Polisor estaba indisponible), el aumento en el volumen de exportación de propano y butano, además de un ingreso incremental en el segmento *midstream* por mayores servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta, y en menor medida, menores retenciones a las exportaciones por cambio en alícuota desde mayo de 2020. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la desactualización de los cuadros tarifarios en comparación con la evolución de la inflación. A la fecha, se encuentran pendientes de aplicación la actualización semestral por IPIM del 29%, 21% y 12% que correspondían aplicar en octubre de 2019 y abril y octubre de 2020, respectivamente, según la RTI. Asimismo, afectó el impacto de la depreciación cambiaria en los ingresos en AR\$ regulados (compensado con menores gastos denominados en AR\$), los menores precios internacionales de líquidos debido a la pandemia COVID-19, mayor volumen de gas natural empleado como reposición de la reducción térmica de planta en el Complejo Cerri (compensado con menor costo unitario en US\$).

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3%, en el 3T20 ascendió a US\$7 millones (total implícito de US\$26 millones), 16% superior al 3T19, el cual fue de US\$6 millones (total implícito de US\$23 millones), principalmente debido a la fuerte devaluación en términos reales en el 3T19, que implicó dilución del resultado operativo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la falta de ajuste por variación de costos del sobre la tarifa (pendientes de aplicar 26% en febrero de 2020 y 12% en agosto de 2020), magnificado por el desfase entre la medición de la actualización y su otorgamiento, 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\$), menores premios por calidad de servicio y mayores cargos por penalidades.

En Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 3T20 registró una pérdida de US\$1 millón (pérdida total implícita de US\$2 millones), mientras que en el 3T19 se alcanzó una ganancia de US\$0,3 millones (ganancia total implícita de US\$1 millón), principalmente explicado por el impacto de la cuarentena en el sector de refinación, que implicó una caída en las ventas y la erosión en los precios comercializados, parcialmente compensado por menores costos del crudo, principal insumo de la refinería.



### 3.6 Análisis del período de nueve meses, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Nueve meses 2020				Nueve meses 2019			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>3</sup>	Resultado neto <sup>4</sup>	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>3</sup>	Resultado neto <sup>4</sup>
<b>Segmento de generación de energía</b>								
Diamante	61,0%	5	(17)	1	61,0%	10	(20)	4
Los Nihuiles	52,0%	4	(15)	(5)	52,0%	8	(21)	3
CPB <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	100,0%	20	43	28
<i>Greenwind</i>		19	95	4		17	110	1
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(9)	(47)	(2)		(8)	(55)	(1)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	9	47	2	50,0%	8	55	1
<i>CTBSA</i>		123	258	70		39	313	8
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(62)	(129)	(35)		(20)	(157)	(4)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	62	129	35	50,0%	20	157	4
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		261	426	93		262	418	237
Subtotal generación		<b>341</b>	<b>570</b>	<b>127</b>		<b>327</b>	<b>631</b>	<b>277</b>
<b>Segmento de distribución de energía</b>								
Edenor	55,1%	68	(3)	(24)	51,8%	154	154	217
Ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		(1)	(0)	12		(4)	(20)	(104)
Subtotal distribución		<b>67</b>	<b>(3)</b>	<b>(12)</b>		<b>150</b>	<b>134</b>	<b>113</b>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
<i>OldelVal</i>		43	(12)	23		34	(10)	22
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(42)	12	(23)		(34)	9	(21)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	1	(0)	0	2,1%	1	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		71	879	(59)		152	888	68
Subtotal petróleo y gas		<b>72</b>	<b>879</b>	<b>(59)</b>		<b>153</b>	<b>887</b>	<b>68</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	9	-	1	100,0%	8	-	2
Subtotal petroquímica		<b>9</b>	<b>-</b>	<b>1</b>		<b>8</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b>Segmento de holding y otros</b>								
<i>Transener</i>		83	2	44		109	22	43
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(61)	(1)	(32)		(80)	(16)	(32)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	22	0	12	26,3%	29	6	11
<i>TGS</i>		265	241	81		276	332	132
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(192)	(174)	(59)		(205)	(246)	(98)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,6%	73	66	22	25,7%	71	85	34
<i>Refinor</i>		1	16	(1)		6	9	(9)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(1)	(12)	1		(4)	(6)	7
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	0	5	(0)	28,5%	2	2	(3)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		(1)	(18)	6		(7)	(59)	181
Subtotal holding y otros		<b>95</b>	<b>54</b>	<b>39</b>		<b>94</b>	<b>34</b>	<b>224</b>
Eliminaciones		-	(248)	-		(1)	(305)	(1)
<b>Total consolidado</b>		<b>583</b>	<b>1.252</b>	<b>96</b>		<b>731</b>	<b>1.383</b>	<b>683</b>
<b>Total ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>		<b>549</b>	<b>1.515</b>	<b>96</b>		<b>649</b>	<b>1.631</b>	<b>683</b>

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





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

Subsidiaria En US\$ millones	Tercer trimestre 2020				Tercer trimestre 2019			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>3</sup>	Resultado neto <sup>4</sup>	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>3</sup>	Resultado neto <sup>4</sup>
<b>Segmento de generación de energía</b>								
Diamante	61,0%	1	(17)	(0)	61,0%	3	(20)	6
Los Nihuiles	52,0%	1	(15)	(0)	52,0%	3	(21)	11
CPB <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	100,0%	7	43	(8)
<i>Greenwind</i>		7	95	(0)		6	110	(2)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(47)	0		(3)	(55)	1
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	47	(0)	50,0%	3	55	(1)
<i>CTBSA</i>		44	258	23		41	313	33
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(22)	(129)	(11)		(21)	(157)	(16)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	22	129	11	50,0%	21	157	16
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		105	426	63		93	418	142
Subtotal generación		<b>132</b>	<b>570</b>	<b>74</b>		<b>131</b>	<b>631</b>	<b>166</b>
<b>Segmento de distribución de energía</b>								
Edenor	55,1%	38	(3)	1	51,8%	57	154	(38)
Ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		(10)	(0)	(0)		(12)	(20)	18
Subtotal distribución		<b>28</b>	<b>(3)</b>	<b>1</b>		<b>45</b>	<b>134</b>	<b>(20)</b>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
<i>OldelVal</i>		14	(12)	7		13	(10)	10
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	12	(7)		(13)	9	(10)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		36	879	(13)		52	888	15
Subtotal petróleo y gas		<b>36</b>	<b>879</b>	<b>(13)</b>		<b>52</b>	<b>887</b>	<b>15</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	7	-	6	100,0%	3	-	5
Subtotal petroquímica		<b>7</b>	<b>-</b>	<b>6</b>		<b>3</b>	<b>-</b>	<b>5</b>
<b>Segmento de holding y otros</b>								
<i>Transener</i>		26	2	11		23	22	2
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(19)	(1)	(8)		(17)	(16)	(1)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	7	0	3	26,3%	6	6	0
<i>TGS</i>		90	241	5		30	332	(26)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(65)	(174)	(4)		(22)	(246)	19
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,6%	25	66	1	25,7%	8	85	(7)
<i>Refinor</i>		(2)	16	(3)		1	9	(1)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		1	(12)	2		(1)	(6)	1
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	(1)	5	(1)	28,5%	0	2	(0)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>2</sup>		(0)	(18)	6		(2)	(59)	(44)
Subtotal holding y otros		<b>31</b>	<b>54</b>	<b>10</b>		<b>12</b>	<b>34</b>	<b>(50)</b>
Eliminaciones		-	(248)	-		-	(305)	-
<b>Total consolidado</b>		<b>234</b>	<b>1.252</b>	<b>78</b>		<b>242</b>	<b>1.383</b>	<b>116</b>
<b>Total ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>		<b>216</b>	<b>1.515</b>	<b>78</b>		<b>212</b>	<b>1.631</b>	<b>116</b>

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



## 4. Glosario de términos

Término	Definición
2T20/2T19	Segundo trimestre de 2020/Segundo trimestre de 2019
3T20/3T19	Tercer trimestre de 2020/Tercer trimestre de 2019
9M20/9M19	Primeros nueve meses de 2020/Primeros nueve meses de 2019
<b>ADR/ADS</b>	<i>American Depositary Receipt</i>
AR\$	Pesos Argentinos
<b>Bbl</b>	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
<b>CAMMESA</b>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
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
CPD	Costo Propio de Distribución
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBa	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
<b>DoP</b>	<i>Deliver or Pay</i>
<b>E&amp;P</b>	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
Est.	Estimado
<b>Gobierno Nacional/Estado</b>	Gobierno Federal de la República Argentina
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas
GWh	Gigawatt-hora
<b>HIDISA</b>	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
<b>IPC</b>	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
<b>Kbbl/kboe</b>	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
kCal	Kilocalorías
<b>Libor</b>	<i>London InterBank Offered Rate</i>
<b>M<sup>3</sup></b>	Metros Cúbicos



MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de <i>British Thermal Unit</i>
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
N.a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
OdelVal	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%
Pampa/Sociedad/Compañía	Pampa Energía S.A.
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
PPE	Propiedades, Planta y Equipo
PyMEs	Pequeñas y Medianas Empresas
RECPAM	Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda
Refinor	Refinería del Norte S.A.
Res.	Resolución/Resoluciones
RTI	Revisión Tarifaria Integral
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
SGE	Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex Ministerio de Energía)
TCN	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.
TV	Turbina de vapor
US\$	Dólares Estadounidenses
VAD	Valor Agregado de Distribución
VN	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional
VRDs	Valores Representativos de Deuda