



## Central Puerto: Ps. 58,5 por ADR, y comienzo de las operaciones de la unidad Luján de Cuyo (95 MW) y el parque eólico Manque (38 MW)

### Información accionaria:

**CEPU**  
LISTED  
NYSE

New York Stock Exchange  
Símbolo de acciones: CEPU  
1 ADR = 10 acciones  
ordinarias



Bolsas y Mercados  
Argentinos  
Símbolo de acciones: CEPU

### Información de contacto:

Chief Financial Officer

**Fernando Bonnet**

Responsable de Relaciones con el  
Inversor

**Tomás Daghlian**

Tel (+54 11) 4317 5000 ext.2192  
[inversores@centralpuerto.com](mailto:inversores@centralpuerto.com)  
[www.centralpuerto.com](http://www.centralpuerto.com)

Buenos Aires, 10 de marzo - Central Puerto S.A (en adelante, "Central Puerto" o la "Sociedad") (NYSE:CEPU), una de las compañías líderes en generación eléctrica de Argentina, según energía producida, presenta sus resultados financieros consolidados para el Ejercicio Fiscal 2019 y el trimestre ("Cuarto Trimestre" o "4.º T 2019") finalizado el 31 de diciembre de 2019.

El día 11 de marzo de 2020 a las 12 p.m. ET (ver detalles abajo) se llevará a cabo una llamada conferencia para debatir los resultados financieros del Cuarto Trimestre de 2019. Toda la información se presenta de manera consolidada, salvo que se indique lo contrario.

Los estados contables del trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2019, y para el trimestre y año finalizado en esa fecha, incluyen los efectos del ajuste por inflación, aplicando la NIC 29. De esa forma, los estados contables se expresan en términos de la unidad de medición vigente al finalizar el período de evaluación, que incluye las cifras financieras de períodos anteriores para su comparación. Las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período que el año anterior,

medidas en la unidad vigente al final del período, a menos que se indique lo contrario. Por lo tanto, la información incluida en los estados contables para el ejercicio fiscal y para el trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2019 no es comparable con los estados contables publicados anteriormente por la Sociedad.

Las definiciones y los términos que se utilizan en el presente documento aparecen en el Glosario al final de él. Este informe no incluye toda la información financiera de la Sociedad, por lo que los inversores deberían leer este informe junto con los estados contables consolidados de Central Puerto para el trimestre y el ejercicio fiscal finalizados el 31 de diciembre de 2019 y las notas a dichos estados contables. Tales documentos están disponibles en el sitio web de la Sociedad.

### A. Puntos destacables del 4.º T 2019

En el 4.º T 2019 la generación de energía aumento un 18% hasta alcanzar 4.101 GWh, en comparación con 3.471 GWh durante el mismo período en 2018 (ver sección C. Parámetros de Operaciones Principales) debido a un aumento del 17% y del 46% de la generación termoeléctrica y renovable, respectivamente debido a la expansión de la capacidad instalada, y un aumento del 17% de la generación hidroeléctrica debido a un mayor caudal de agua (para más información ver sección C. Parámetros de Operaciones Principales).



Las unidades termoeléctricas alcanzaron un 92% de disponibilidad, en comparación con el 89% alcanzado el 4.ºT 2018, y un promedio del mercado del 82% para el 4.ºT 2019.

El ingreso neto para el 4.ºT 2019 fue de Ps. 5,85 por acción ordinaria o Ps. 58,5 por ADR (para más información ver Sección D. Finanzas)

*“Durante el cuarto trimestre, pudimos continuar con nuestro ambicioso plan de expansión con la COD de la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo, la cual agrega 95 MW a nuestra cartera de activos de generación, y la COD del parque eólico Manque, lo que aumenta nuestra potencia disponible para poder prestar servicios a nuestros clientes directamente bajo el mercado a término.*

*Junto con el resto de los proyectos desarrollados, pudimos aumentar nuestra capacidad instalada total 461 MW, que incluye 367 MW de fuentes termoeléctricas y 94 MW de fuentes renovables, lo que representa un aumento del 12% de nuestra capacidad instalada durante 2019”*

**Jorge Rauber, CEO de Central Puerto**

**COD de la nueva planta de cogeneración Luján de Cuyo.** El 5 de octubre de 2019, la nueva planta de cogeneración Luján de Cuyo alcanzó su COD, 7 semanas antes de la fecha programada. Esta unidad proveerá electricidad a través de un PPA de 15 años con CAMMESA, y vapor a YPF durante un período de tiempo similar.

**Línea de crédito con KfW.** El 26 de marzo de 2019, la Sociedad firmó un contrato de préstamo con Kreditanstalt für Wiederaufbau (“KfW”) por la suma de USD 56 millones para financiar el proyecto Luján de Cuyo mencionado anteriormente. Según los términos de este contrato, la Sociedad recibió USD 43,7 millones en mayo de 2019, USD 4,9 millones en julio, USD 4,3 millones en noviembre y USD 2 millones en diciembre, alcanzando una suma total de USD 54,9 millones. La planta comenzó sus operaciones comerciales el 5 de octubre de 2019.

**Derogación de la Resolución N° 70/2018.** El 30 de diciembre de 2019, a través de la Resolución N° 12/2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo derogó la Resolución SE No. 70/2018 (Res. 70/18), la cual permitía que los generadores compraran su propio combustible, y se restituyó la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución N° 529/2014, por los cuales se centraliza la compra de combustible a través de CAMMESA.

**Distribución de dividendos en efectivo.** El 22 de noviembre de 2019, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Central Puerto aprobó la distribución de dividendos en efectivo de Ps. 0,71 por acción



ordinaria, equivalente a USD 0,11857<sup>1</sup> por ADR (importe bruto en USD), los que se distribuyeron durante diciembre de 2019.

## Energía renovable

**El parque eólico Manque comenzó sus operaciones por 38 MW.** El 6 de diciembre de 2019, el parque eólico Manque comenzó sus operaciones comerciales por 38 MW. Este parque eólico vende energía directamente a grandes usuarios bajo el marco regulatorio MATER y ya tiene el 100% de su capacidad de energía contratada. Asimismo, durante el 1.º T 2020, la capacidad instalada adicional de 19 MW comenzó sus operaciones, alcanzando una cantidad total del proyecto de 57 MW.

**Crédito para el proyecto La Genoveva I.** Vientos La Genoveva I, una subsidiaria de Central Puerto, recibió el 22 de noviembre, el desembolso total de USD 76 millones, de la financiación acordada con IFC, miembro del Banco Mundial, para la construcción del proyecto La Genoveva I, un parque eólico adjudicado bajo la Ronda 2 del programa RenovAr. Este proyecto se encuentra en una etapa avanzada de construcción y la COD contratada es el 21 de mayo de 2020. Sin embargo, la Sociedad no descarta que debido a los recientes eventos relacionados con el brote del virus Covid-19, el envío del equipamiento relacionado con el proyecto o la construcción se vea afectado.

## B. Noticias recientes

### Energía renovable

**El parque eólico Los Olivos alcanzó su habilitación comercial (COD) por 22,8 MW.** El 21 de febrero de 2020, el parque eólico Los Olivos comenzó sus operaciones comerciales por 22,8 MW. Este parque eólico vende energía directamente a grandes usuarios bajo el marco regulatorio MATER.

**Mercado a Término de Energía Eléctrica Renovable (MATER).** Luego de la COD de Manque y Los Olivos, todos los parques eólicos que generan energía para el MATER, de conformidad con la Resolución N° 281-E/17, se encuentran operativos a la fecha de este informe y ya han firmado acuerdos de PPA a largo plazo, con precios en dólares estadounidenses con clientes privados por el 100% de su capacidad.

---

<sup>1</sup> Siguiendo lo determinado por la Asamblea de Accionistas, se convirtió el monto en pesos a dólares estadounidenses usando el tipo de cambio establecido por el Banco de la Nación Argentina divisas del día anterior al pago, el cual era Ps. 59,88 por dólar.



## Energía convencional

**Nuevo marco regulatorio para las Unidades de Energía Base.** El 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 31/2020, la cual reemplaza el esquema tarifario para las unidades de generación bajo el marco regulatorio de Energía Base. A continuación se mencionan los cambios principales:

- Los precios se establecen en pesos argentinos, y se **ajustan mensualmente** considerando una combinación del **60% del Índice de Precios al Consumidor (IPC)** y el **40% del Índice de Precios Mayoristas (IPIM)**
- Los **precios variables de la energía** iniciales casi no sufrieron cambios, excepto que se denominan en pesos argentinos. La tasa cambiaria implícita entre los nuevos precios en pesos argentinos y los precios anteriores en dólares estadounidenses es de Ps. 60 por dólar estadounidense, que es similar a la tasa cambiaria promedio de enero de 2020 de Ps. 60,01 por dólar estadounidense<sup>2</sup>.
- **Los precios fijos de potencia para las unidades termoeléctricas** iniciales se redujeron ~ 16% (teniendo en cuenta la tasa cambiaria implícita de Ps. 60 por dólar estadounidense (como se mencionó anteriormente) y se determinaron en pesos argentinos. Asimismo, la reducción del precio para máquinas con menos de un 70% de Factor de Uso en los últimos doce meses se estableció en hasta un 40% en comparación con el 30% anterior (ver tabla a continuación).
- Se redujeron **los precios fijos de potencia iniciales para las plantas hidroeléctricas** ~ 45 % (teniendo en cuenta la tasa cambiaria implícita de Ps. 60 por dólar estadounidense, como se mencionó anteriormente) y se determinaron en pesos argentinos.
- Se estableció una **nueva remuneración para la potencia generada durante horas de máximo requerimiento térmico** (ver tabla a continuación). La Sociedad estima que, para el 2020, esta nueva remuneración pueda mitigar alrededor del 30% de la reducción de los precios fijos de potencia, considerando la combinación de equipamiento con el que cuenta la Sociedad.

La tabla a continuación muestra los detalles de los precios principales iniciales efectivos para **febrero de 2020** que aplican a las unidades de Central Puerto por fuente de generación:

---

<sup>2</sup> Tipo de cambio vendedor divisa Banco de la Nación Argentina promedio diaria.



Ítems	Termoeléctrico	Hidroeléctrico											
<b>Pagos de capacidad de potencia Res. 31/2020<sup>1</sup></b>	Hasta Ps. 360.000 por MW por mes durante el verano e invierno (diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto)												
	Hasta Ps. 270.000 por MW por mes durante primavera y otoño (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)												
	Estos precios se multiplican por un porcentaje, el cual depende del Factor de Uso (FU) de cada unidad durante los 12 meses previos (año móvil): <ul style="list-style-type: none"> <li>• Si el FU &gt;= 70%, la unidad recibe <b>100% del precio</b></li> <li>• Si se encuentra entre 30 y 70%, la máquina recibe <b>FU*+0,30</b> del precio (proporción lineal)</li> <li>• Si FU &lt;30%, la unidad recibe <b>60% del precio</b></li> </ul>	Ps. 99.000 por MW por mes											
<b>Pagos de energía Res. 31/2020<sup>2</sup></b>	Ps. 324 por MWh por generación con gas natural Ps. 504 por MWh por generación con combustible/gas oil	Ps. 294 por MWh											
<b>Pago de generación en horas de mayor demanda de potencia</b>	Las máquinas que generaron energía durante las 50 horas de mayor demanda de potencia recibirán una remuneración utilizando las siguientes fórmulas, respectivamente:												
	Potgemhrt1 x PrecPHRT x FRPHRT1 + Potgemhrt2 x PrecPHRT x FURHRT2	Potopmhrt1 x PrecPOHRT x FRPHRT1 + Potopmhrt2 x PrecPOHRT x FURHRT2											
	Donde: PrecPHMRT: Ps. 37.500 / MW  Potgemhrt1 y Potgemhrt2: potencia generada promedio en las horas de mayor demanda HMRT-1 y HMRT-2, respectivamente de cada mes.	PrecPOHMRT: Ps. 27.500 / MW para grandes plantas hidroeléctricas (> 300 MW)  Potopmhrt1 and Potopmhrt1: potencia operada promedio en las horas de mayor demanda HMRT-1 and HMRT-2, respectivamente.											
FRPHRT1 y FRPHRT2: factor de demanda para las primeras y segundas 25 horas, respectivamente, de la demanda térmica más alta de cada mes en cada período de acuerdo con la tabla a continuación:													
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">FRPHMRT [p.u.]</th> </tr> <tr> <th>Verano e invierno</th> <th>Otoño y primavera</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HMRT-1</td> <td>1,2</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>HMRT-2</td> <td>0,6</td> <td>0,0</td> </tr> </tbody> </table>				FRPHMRT [p.u.]		Verano e invierno	Otoño y primavera	HMRT-1	1,2	0,2	HMRT-2	0,6	0,0
	FRPHMRT [p.u.]												
	Verano e invierno	Otoño y primavera											
HMRT-1	1,2	0,2											
HMRT-2	0,6	0,0											
<b>Ajuste mensual a partir de marzo</b>	Todos los precios mencionados anteriormente se <b>ajustarán mensualmente</b> usando una combinación del <b>60% del índice de Precios al Consumidor (IPC)</b> y <b>40% del índice de Precios Mayorista (IPIM)</b> acumulado durante diciembre del 2019 y dos meses anteriores (T-2) al mes de la transacción.												

1 Los precios efectivos para la capacidad de pago dependen de la disponibilidad de cada unidad, y el alcance de DIGO que cada generador puede enviar periódicamente a CAMMESA.

2 Los pagos de energía mencionados anteriormente incluyen las tarifas para la energía generada y la energía operada como lo define la Res. SE 31/2020

Se puede encontrar una copia completa de la Res. 31/2020 en la página web del Boletín Oficial de la República Argentina:

<https://www.boletinoficial.gob.ar/>.

**C. Principales parámetros operativos**

La siguiente tabla establece los principales parámetros operativos para el 4.ºT2019, en comparación con el 3.º T 2019 y el 4.º T 2018, y el año 2019 completo, en comparación con el 2018:

<i>Parámetros principales</i>	4.ºT 2019	3.ºT 2019	4.ºT 2018	Var % (4T/4T)	2019	2018	Var % (año a año)
<b>Operaciones continuas</b>							
<b>Generación de energía (GWh)</b>	<b>4.101</b>	<b>3.941</b>	<b>3.471</b>	<b>18%</b>	<b>14.848</b>	<b>14.488</b>	<b>2%</b>
- Generación de energía eléctrica - Térmica *	2.816	2.383	2.413	17%	10.190	10.052	1%
- Generación de energía eléctrica - Hidroeléctrica	1.043	1.373	893	17%	3.927	4.216	(7%)
- Generación de energía eléctrica - Eólica	241	185	165	46%	730	221	231%
<b>Capacidad instalada (MW; EoP<sup>1</sup>)</b>	<b>4.273</b>	<b>4.139</b>	<b>3.812</b>	<b>12%</b>	<b>4.273</b>	<b>3.812</b>	<b>12%</b>
-Capacidad instalada -Térmica (MW)	2.589	2.493	2.222	17%	2.589	2.222	17%
- Capacidad instalada - Hidroeléctrica (MW)	1.441	1.441	1.441	0%	1.441	1.441	0%
- Capacidad instalada - Eólica (MW)	205	205	149	38%	205	149	38%
<b>Disponibilidad - Térmica<sup>2</sup></b>	<b>92%</b>	<b>93%</b>	<b>89%</b>	<b>3 p.p.</b>	<b>93%</b>	<b>88%</b>	<b>5 p.p.</b>
<b>Producción de vapor (miles de toneladas)</b>	<b>254</b>	<b>221</b>	<b>256</b>	<b>(1%)</b>	<b>1.018</b>	<b>1.122</b>	<b>(9%)</b>

Fuente: CAMMESA; datos de la sociedad. \* Incluye la generación de la Central Brigadier López a partir de abril del 2019.

1 EoP quiere decir "Fin del Período"

2 Disponibilidad promedio ponderada por capacidad de energía. Tiempo muerto debido a que un mantenimiento programado y acordado con CAMMESA no está incluido en la variación.

En el 4.ºT 2019 la generación de energía aumentó un 18% a 4.101 GWh, en comparación con 3.471 GWh en el 4.ºT 2018 debido a: a) un aumento del 17% en la generación termoeléctrica, lo cual se vio positivamente afectado por el comienzo de operaciones de la nueva unidad de cogeneración de Luján de Cuyo y la compra de Brigadier López durante el 2.ºT 2019 y parcialmente compensado por una disminución en el despacho de algunas de las turbinas de vapor y gas, y b) un aumento del 17% en la generación de energía de la planta hidroeléctrica Piedra del Águila debido a un mayor flujo de agua en los ríos Limay y Collón Curá, y c) un aumento del 46% en la generación de electricidad de los parques eólicos debido a la operación durante el trimestre completo de los parques eólicos La Castellana II (14,4 MW) y La Genoveva II (41,8 MW) que comenzaron sus operaciones comerciales durante el 3.ºT 2019. Asimismo, como se mencionó anteriormente, durante diciembre de 2019, el parque eólico Manque alcanzó su fecha de comienzo de operaciones para 38 MW, generando 18,5 GWh durante los primeros días de operaciones para proveer a los grandes usuarios bajo el marco regulatorio MATER. A modo de



referencia, la generación de energía doméstica permaneció estable durante el 4.ºT 2019, en comparación con el 4.ºT 2018, según los datos de CAMMESA.

Durante el 4.ºT 2019, la disponibilidad de unidades termoeléctricas alcanzó un 92%, en comparación con el 89% del 4.ºT 2018, lo que demuestra un nivel sostenido y muy por encima de la disponibilidad promedio del mercado para las unidades termoeléctricas para el mismo período de un 82%, según los datos de CAMMESA.

Finalmente, la producción de vapor mostró un aumento de 1%, hasta alcanzar un total de 254.000 toneladas producidas durante el 4.ºT 2019, en comparación de las 256.000 toneladas durante el 4.ºT 2018.

En el período fiscal 2019, la generación de energía alcanzó un 2% hasta llegar a 14.848 GWh en 2018, principalmente debido a: a) un 1% de aumento en la generación termoeléctrica, debido al impacto positivo del comienzo de operaciones de la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo y la compra de Brigadier López durante el 2.ºT 2019, lo que se vio parcialmente compensado por una disminución en el despacho de algunas turbinas de gas y vapor debido a una contracción en la demanda de energía de 3,1% y el aumento de la capacidad instalada de proyectos de energía renovable, y b) un aumento del 231% en la generación de electricidad de los parques eólicos, debido a la operación durante el período completo de los parques eólicos La Castellana I (99 MW) y Achiras I (48 MW) que comenzaron sus operaciones comerciales durante el 3.ºT 2019, los parques eólicos La Castellana II (14,4 MW) y La Genoveva II (41,8 MW) que alcanzaron sus COD en el 3.ºT 2019 y el parque eólico Manque, que comenzó sus operaciones en diciembre de 2019, como se mencionó anteriormente. Esto fue parcialmente compensado por una disminución de 7% en la generación en la planta hidroeléctrica, debido a un menor caudal de agua en los ríos Limay y Collón Curá.

A modo de referencia, la generación de energía doméstica disminuyó 4,5% durante el 2019, en comparación con el 2018, de acuerdo a los datos de CAMMESA, mientras que la demanda de energía disminuyó un 3,1%.

Durante el 2019, la disponibilidad de las unidades termoeléctricas de Central Puerto alcanzó un 93%, en comparación con 88% en el 2018 (que se vio afectado por una extensión no programada del mantenimiento del ciclo combinado del Complejo Puerto), demostrando un nivel sostenido y muy por encima de la disponibilidad promedio del mercado para las unidades termoeléctricas para el mismo período de un 82%, según los datos de CAMMESA.

Finalmente, la producción de vapor disminuyó un 9% alcanzando 1.018.000 toneladas producidas durante 2019 en comparación con las 1.122.000 toneladas durante el 2018. La disminución estuvo relacionada con 17 días de detención programada en la producción de la vieja unidad de cogeneración Luján de Cuyo para posibilitar la conexión de la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo a la tubería de vapor.



**D. Finanzas**

**Magnitudes financieras principales de operaciones continuas**

Millones de pesos	4. ° T 2019	3. ° T 2019	4. ° T 2018	Var % (4T/4T)	2019	2018	Var % (año a año)
	Sin auditar <sup>3</sup>	Sin auditar <sup>3</sup>	Sin auditar <sup>3</sup>		Auditado	Auditado	
Ingresos	11.384	8.681	7.471	52%	35.961	21.945	64%
Costo de ventas	(6.212)	(3.570)	(3.237)	93%	(18.957)	(9.979)	90%
<b>Ganancia Bruta</b>	<b>5.173</b>	<b>5.111</b>	<b>4.234</b>	<b>22%</b>	<b>17.004</b>	<b>11.966</b>	<b>42%</b>
Gastos de administración y comercialización	(838)	(661)	(701)	20%	(2.633)	(2.137)	23%
<b>Ganancia operativa antes de otros resultados operativos</b>	<b>4.335</b>	<b>4.451</b>	<b>3.534</b>	<b>22%</b>	<b>14.371</b>	<b>9.829</b>	<b>46%</b>
Otros resultados operativos, netos <sup>1</sup>	(1.745)	10.558	(1.441)	(58%)	13.678	37.084	(63%)
<b>Ganancia Operativa<sup>1</sup></b>	<b>2.589</b>	<b>15.009</b>	<b>2.093</b>	<b>77%</b>	<b>28.049</b>	<b>46.913</b>	<b>(40%)</b>
Depreciación y Amortización	1.684	785	855	100%	3.391	2.296	48%
<b>EBITDA ajustado<sup>1,2</sup></b>	<b>4.274</b>	<b>15.794</b>	<b>2.947</b>	<b>84%</b>	<b>31.440</b>	<b>49.209</b>	<b>(36%)</b>
1. Incluye, entre otros, los siguientes conceptos:							
• Efecto CVO	-	-	-	N/A	-	16.948	N/A
• Diferencias de cambio e intereses relacionados a las cuentas a cobrar FONI	1.550	7.626	(1.892)	N/A	13.676	18.347	(25%)
Ver "efecto CVO" a continuación para más información							
<b>Tipo de cambio promedio del período</b>	<b>59,35</b>	<b>50,65</b>	<b>37,15</b>	<b>60%</b>	<b>48,28</b>	<b>28,18</b>	<b>71%</b>
<b>Tipo de cambio al final del período</b>	<b>59,89</b>	<b>57,59</b>	<b>37,70</b>	<b>59%</b>	<b>59,89</b>	<b>37,70</b>	<b>59%</b>

<sup>3</sup> Las cifras del 4.°T 2019 y del 4.°T 2018 se calcularon como la diferencia entre los cifras financieras de 2019 y 2018, y los cifras financieras 9M2019 y 9M2018, respectivamente, informados en los Estados Contables para el trimestre y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019, en todos los casos expresados en la unidad de medición vigente al 31 de diciembre de 2019. Los cifras financieras del 3.°T 2019 también se calcularon utilizando la información publicada en los Estados Contables para el 3.°T 2019 y se expresaron en la unidad de medida vigente al 31 de diciembre de 2019.



NOTA: Se brindan las tasas de cambio cotizadas por el Banco de la Nación Argentina solo como referencia. La tasa de cambio promedio se calcula como el promedio diario de las tasas de cambio cotizadas por el Banco de la Nación Argentina para divisas de cada período.

2. Ver “Descargo de responsabilidad – EBITDA ajustado” a continuación para más información

**Reconciliación del EBITDA ajustado**

Millones de pesos	4. ° T 2019	3. ° T 2019	4. ° T 2018	Var % (4T/4T)	2019	2018	Var % (año a año)
	Sin auditar <sup>4</sup>	Sin auditar <sup>4</sup>	Sin auditar <sup>4</sup>		Auditado	Auditado	
Ingresos netos consolidados del período <sup>2</sup>	1.330	3.939	(604)	<b>N/A</b>	8.661	26.437	<b>(67%)</b>
Pérdida de la posición monetaria	(107)	(780)	3.400	<b>N/A</b>	2.432	6.209	<b>(61%)</b>
Costos financieros	2.306	10.850	836	<b>176%</b>	15.925	9.693	<b>64%</b>
Ingresos financieros	(1.395)	(980)	(624)	<b>124%</b>	(3.601)	(3.508)	<b>3%</b>
Participación en los resultados netos de asociadas	(199)	(480)	(134)	<b>49%</b>	(1.113)	(1.652)	<b>(33%)</b>
Impuesto a las ganancias	655	2.461	(782)	<b>(184%)</b>	5.745	10.160	<b>(43%)</b>
Ganancia neta de operaciones no continuas	-	-	-	<b>N/A</b>	-	(425)	<b>(100%)</b>
Depreciación y amortización	1.684	785	855	<b>97%</b>	3.391	2.296	<b>48%</b>
<b>EBITDA ajustado<sup>1,2</sup></b>	<b>4.274</b>	<b>15.794</b>	<b>2.947</b>	<b>45%</b>	<b>31.440</b>	<b>49.209</b>	<b>(36%)</b>

1. Incluye, entre otros, los siguientes conceptos:

• Efecto CVO	-	-	-	N/A	-	16.948	N/A
• Diferencias de cambio e intereses relacionados a las cuentas por cobrar FONI	1.550	7.626	(1.892)	N/A	13.676	18.347	(25%)

Ver “efecto CVO” a continuación para más información

2. Ver “Descargo de responsabilidad – EBITDA ajustado” a continuación para más información

<sup>4</sup> Las cifras del 4.°T 2019 y del 4.°T 2018 se calcularon como la diferencia entre los cifras financieras de 2019 y 2018, y las cifras financieras del 9M2019 y del 9M2018, respectivamente, informadas en los Estados Contables para el trimestre y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019, expresado en la unidad de medición vigente al 31 de diciembre de 2019. Las cifras financieras del 3.°T 2019 también se calcularon utilizando la información publicada en dichos Estados Contables y expresados en la unidad de medición vigente al final de período reportado.

## Análisis de los resultados del 4.ºT 2019

Los Ingresos de actividades ordinarias aumentaron un 52% hasta Ps. 11.384 en el 4.ºT 2019, en comparación con los Ps. 7.471 millones en el 4.ºT 2018. Este aumento se debió principalmente a:

- (i) Un aumento de 3 puntos porcentuales en la disponibilidad de las unidades termoeléctricas bajo el marco de Energía Base, el cual fue 92% durante el 4.ºT 2019, en comparación al 89% durante el 4.ºT 2018
- (ii) Un aumento del 18% en generación de energía, que alcanzó 4.101 GWh durante el 2019, en comparación con 3.417 GWh, como se explica en la “sección C. Parámetros de operación principales”
- (iii) Un aumento mayor que la inflación en las tasas cambiarias para el 4.ºT 2019, el cual impactó en las tarifas cotizadas en dólares estadounidenses, en términos de pesos argentinos vigentes a final del período reportado. A modo de referencia, la tasa cambiaria promedio durante el 4.ºT 2019 aumentó un 60% en comparación con el 4.ºT 2018, mientras que la tasa de inflación para el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue del 54%.
- (iv) Un aumento de las ventas bajo contratos, que alcanzaron la suma de Ps. 3.121 millones durante el 4.ºT 2019, en comparación con los Ps. 801 millones en el 4.ºT 2018, principalmente debido a las ganancias relacionadas con la Central Brigadier López, la cual fue adquirida en junio de 2019, y la generación de energía de los parques eólicos La Castellana II, La Genoveva II y Manque, las cuales comenzaron las operaciones durante julio, septiembre y diciembre 2019, respectivamente.
- (v) Un aumento en la remuneración en el combustible para las unidades bajo el marco regulatorio Energía Base (y otros conceptos relacionados), que alcanzaron los Ps. 3.643 millones durante el 4.ºT 2019, debido principalmente al ingreso de conformidad con la Res. 70/18, en algunas unidades bajo el marco regulatorio Energía Base (ver “Factores que Afectan Nuestros Resultados de Operaciones – Nuestras Ganancias – La Energía Base” en la última presentación de 20-F de la Sociedad), en comparación con los Ps. 2.238 millones durante el 4.ºT 2019,

Este aumento fue parcialmente compensado por:



- (i) Un disminución en los precios de energía y potencia para las unidades bajo el marco regulatorio Energía Base, establecida por la Res. 1/19, con vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.

**Las ganancias brutas aumentaron un 22% alcanzando Ps. 5.173 millones**, en comparación con los Ps. 4.234 millones en el 4.ºT 2018. Este aumento se debió a (i) el aumento en los ingresos mencionado anteriormente, el cual fue parcialmente compensado por un aumento en los costos de las ventas por un total de Ps. 6.212 millones, un aumento del 92% en comparación con los Ps. 3.237 millones en el 4.ºT 2018. El aumento del costo de ventas se debió principalmente a:

- (i) Un aumento en la compra de combustible (y otros conceptos relacionados) utilizados en las unidades que venden vapor y electricidad bajo contratos o el marco Energía Base (cuando aplica), que alcanzó los Ps. 3.267 millones durante el 4.ºT 2019, en comparación con los Ps. 1.687 millones en el 4.ºT 2018, debido al costo de la compra del combustible auto-suministrado principalmente de conformidad con la Res. 70/18, como se describió anteriormente;
- (ii) Un aumento del 92% en costos de producción no relacionados con el combustible, que alcanzó los Ps. 2.944 millones en el 4.ºT 2019, en comparación con los Ps. 1.550 millones en el 4.ºT 2018, debido principalmente al aumento en nuestra capacidad instalada luego de la adquisición de la Central Brigadier López y la COD de las nuevas plantas de energía termoeléctrica y renovable.

El Margen de Ganancias Brutas alcanzó el 45% durante el 4.ºT 2019, en comparación con el 57% en el 4.ºT 2018. Este cambio se debió al menor Margen de Ganancias Brutas de la operación de compra de combustible auto-suministrado, el cual comenzó en noviembre de 2018, en comparación con el margen de ganancia bruta para el resto de las operaciones de la Sociedad.

**Ganancia operativa antes de otros resultados operativos, netos, aumentó un 23% hasta alcanzar Ps. 4.335 millones**, en comparación con los Ps. 3.534 millones en el 4.ºT 2018. Este aumento se debió a (i) el aumento mencionado anteriormente en las ganancias brutas y (ii) un aumento aproximadamente proporcional en gastos de administración y comercialización que alcanzaron los Ps. 838 millones, un aumento del 20% en comparación con los Ps. 701 millones en el 4.ºT 2018. Este aumento se debió principalmente a (i) un aumento de Ps. 150 millones en servicios profesionales, principalmente relacionados con el desarrollo y financiamiento de nuevos proyectos; (ii) un aumento de Ps. 85 millones en impuestos para transacciones bancarias debido al aumento en ganancias, costos y actividades de financiamiento entre otras; y (iii) un aumento de Ps. 63 millones en impuestos locales y estatales, parcialmente compensando por (iv) una reducción de Ps. 205 millones en gastos de estructura corporativa.



**El EBITDA ajustado aumentó un 45% hasta alcanzar Ps. 4.274 millones en el 4.ºT 2019**, en comparación con los Ps. 2.947 millones en el 4.ºT 2018. Este aumento se debió principalmente a (i) el aumento en las ganancias operativas antes de otros resultados operativos, netos, mencionados anteriormente, y (ii) una ganancia de Ps. 1.550 millones durante el 4.ºT 2019, por la diferencia cambiaria sobre activos operativos (principalmente, las cuentas por cobrar FONI), en comparación con una pérdida de 2.416 millones durante el 4.º T 2018; que fue parcialmente compensado por (iii) una ganancia menor en intereses en cuentas por cobrar de clientes durante el 4.º T 2019, que alcanzó los 300 millones, en comparación con los Ps. 867 millones en el 4.ºT 2018, incluyendo los relacionados con el programa FONI debido a un saldo menor durante el trimestre, y (iii) un cargo no monetario de Ps. 3.717 millones relacionado con la desvalorización de propiedades, plantas y equipos durante el 4.ºT 2019, principalmente debido a una tasa de descuento mayor y la nueva regulación para las unidades de generación bajo el marco regulatorio de Energía Base, el cual redujo los precios para esas unidades, entre otros factores.

**La ganancia neta consolidada fue de Ps. 1.330 millones y la ganancia neta atribuible a los propietarios de la controladora fue Ps. 964 millones o Ps. 0,63 por acción, en el 4.ºT 2019**, comparado con la pérdida de Ps. 604 millones y 1.093 millones, respectivamente, o la pérdida de Ps. 0,72 por acción en el 4.ºT 2018. Además de los factores mencionados anteriormente, el ingreso neto (i) se vio negativamente impactado por gastos financieros más altos que alcanzaron los Ps. 2.306 millones en el 4.ºT 2019, en comparación con los Ps. 836 millones en el 4.ºT 2018, debido principalmente al interés devengado de un balance de deuda más alto durante el período, relacionado con los préstamos obtenidos para los proyectos de expansión de energía termoeléctrica y renovable y la adquisición de la Central Brigadier López, y la diferencia cambiaria de dichos créditos, los cuales están denominados en dólares estadounidenses, y (ii) se vio positivamente impactado por un ingreso financiero mayor que alcanzó los Ps. 1.395 millones durante el 4.ºT 2019, comparado con los Ps. 624 millones en el 4.ºT 2018, principalmente debido a una diferencia de cambio mayor sobre los activos financieros denominados en dólares estadounidenses (que excluye FONI y otras cuentas a cobrar). Asimismo, los resultados por la participación en sociedades asociadas aumentaron a Ps. 199 millones en el 4.ºT 2019, en comparación con los Ps. 134 millones en el 4.ºT 2018, debido principalmente a mayores resultados de Ecogas.

Finalmente, la ganancia en la posición monetaria neta alcanzó los Ps. 107 millones durante el 4.ºT 2019, en comparación con la pérdida en la posición monetaria de Ps. 3.400 millones en el 4.ºT 2018.

**Las cobranzas de FONI alcanzó los Ps. 1.640 millones en el 4.ºT 2019** – IVA incluido – (aproximadamente equivalente a USD 27 millones, a la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2019), asociado con las cuentas por cobrar FONI para las plantas San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado.

## Análisis de los resultados del 2019



**Los ingresos de actividades ordinarias aumentaron un 64% a Ps. 35.961 millones en el 2019**, en comparación con los Ps. 21.945 millones en 2018. El aumento en las ganancias se debió principalmente a:

- (i) Un aumento de 5 puntos porcentuales en la disponibilidad de las unidades térmicas bajo Energía Base, el cual fue de un 93 % en el 2019, en comparación con el 88% durante el 2018,
- (ii) Un aumento del 2% en la generación de energía, que alcanzó 14.848 GWh durante el 2019, en comparación con 14.488 GWh, como se explicó anteriormente en la Sección “C. Principales Parámetros Operativos”,
- (iii) Un aumento en el tipo de cambio para el 2019, mayor que la inflación para el período, el cual impactó en las tarifas establecidas en dólares estadounidenses, en términos de pesos argentinos corrientes al final del período reportado. Como referencia, la tasa de cambio durante el 2019 aumentó un 58,86%, en comparación con el 2018, mientras que la tasa de inflación para el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue del 53,83%.
- (iv) Un aumento en los ingresos relacionados con el combustible auto-suministrado para las unidades bajo el marco regulatorio Energía Base (y otros conceptos relacionados), los cuales ascendieron a Ps. 10.928 millones durante el 2019, principalmente debido al ingreso de acuerdo con la Res. 70/18, en algunas unidades regidas por el marco regulatorio Energía Base (ver “Factores que Afectan nuestro Resultados de Operaciones – Nuestras Ganancias – La Energía Base”), en comparación con Ps. 3.275 millones durante el 2018,
- (v) Ps. 7.351 millones en Ventas bajo contratos, en comparación con los Ps. 1.380 millones en el 2018, debido principalmente a las ganancias relacionadas con la Central Brigadier López, que fue adquirida en junio de 2019, la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo, la generación de energía de los parques eólicos Achiras y La Castellana I, los cuales iniciaron las operaciones durante el 3.º T 2018 y estuvieron en operación total durante el 2019; y los parques eólicos La Castellana II, La Genoveva II y Manque, que iniciaron operaciones durante julio, septiembre y diciembre de 2019, respectivamente.

Esto se vio parcialmente compensado por una disminución en los precios de la energía para las unidades comprendidas en el marco regulatorio Energía Base establecido por la Res.1/19, vigente a partir del 1 de marzo de 2019.

**La ganancia bruta aumentó un 42% hasta alcanzar los Ps. 17.004 millones**, comparado con los Ps. 11.966 millones en el 2018. Este aumento se debió a (i) el aumento en los ingresos mencionado anteriormente, el cual fue compensado parcialmente por un aumento en el costo de las ventas que ascendió a Ps. 18.957 millones, un aumento del 90% en comparación con los Ps. 9.979 millones en el 2018. El aumento en el costo de las ventas se debió principalmente a:



- (i) Un aumento en la compra de combustible (y conceptos relacionados) utilizado en las unidades que venden vapor y electricidad bajo contratos o Energía Base (cuando corresponda), que alcanzó la suma de Ps. 10.042 millones durante el 2019, en comparación con los Ps. 3.330 millones en el 2018, debido al costo del combustible auto-suministrado comprado de acuerdo con la Res. 70/18 descripta anteriormente;
- (ii) Un aumento del 34% en costos de producción no relacionados con el combustible, que ascendió a la suma de Ps. 8.915 millones en el 2019, en comparación con los Ps. 6.648 millones en el 2018 principalmente debido a (i) un aumento de Ps. 883 millones en el cargo de amortización de activos intangibles, que alcanzó un total de Ps. 1.421 millones en 2019 en comparación con los Ps. 538 millones en 2018, principalmente relacionados con la amortización del contrato PPA de la Central Brigadier López, reconocido como activo intangible luego de la compra de la planta en junio de 2019, (ii) un aumento de Ps. 797 millones en costos de mantenimiento y repuestos principalmente relacionados con las actividades de mantenimiento realizadas en las unidades térmicas durante el período, (iii) un aumento de Ps. 212 millones en la depreciación de propiedades, plantas y equipos debido a la incorporación de nuevos activos relacionados con la expansión de la capacidad instalada para los proyectos térmicos y renovables durante el período y (iv) Ps. 261 millones, o un aumento del 12% en compensación a los empleados, principalmente debido al aumento de personal luego de la compra de la Central Brigadier López en junio de 2019, y de los proyectos de energías renovables.

El Margen de Ganancia Bruta alcanzó un 47% durante el 2019, en comparación con el 55% en el 2018. El cambio fue consecuencia principalmente del menor Margen de Ganancia Bruta de la compra del combustible auto-suministrado, el cual inició en noviembre de 2018, en comparación con el Margen de Ganancia Bruta del resto de las operaciones de la empresa.

**La Ganancia Operativa antes de otros resultados operativos, netos, aumentó un 46% hasta alcanzar la suma de Ps. 14.371 millones,** en comparación con los Ps. 9.829 millones en el 2018. Este aumento se debió a (i) el aumento mencionado anteriormente en las ganancias brutas y (ii) un aumento menos que proporcional en los gastos administrativos y de ventas que alcanzó los Ps. 2.633 millones, un aumento del 23% comparado con los Ps. 2.137 millones en el 2018. Este aumento se debió principalmente a (i) un aumento de Ps. 234 millones en impuestos sobre transacciones bancarias, debido a un aumento en ganancias, gastos de capital, costos y desembolso de préstamos y la adquisición de la Central Brigadier López, entre otros, (ii) un aumento de Ps. 215 millones en servicios profesionales, principalmente debido al desarrollo y financiamiento de nuevos proyectos; y (iii) un aumento de Ps. 126 millones en impuestos locales y estales, que fueron compensados parcialmente por (iv) una reducción de Ps. 101 millones en gastos de estructura corporativa.

**El EBITDA ajustado fue de Ps. 31.440 millones en el 2019,** en comparación con los Ps. 49.209 millones en el 2018, que incluyó una ganancia de Ps. 16.948 millones durante el 2018 por una ganancia de única



vez de la Habilitación para Operaciones Comerciales de CVO (el “efecto CVO”). Sin tomar en cuenta esta ganancia extraordinaria, el EBITDA ajustado hubiera disminuido un 3%. Esta variación se debió principalmente a (i) una ganancia por la diferencia de cambio sobre cuentas a cobrar denominadas en dólares estadounidenses principalmente relacionadas con el programa FONI de Ps. 11.912 millones durante el 2019, menor que la ganancia de Ps. 17.542 millones durante el 2018, (ii) un cargo de Ps. 4.404 millones no-cash relacionado con la desvalorización de propiedades plantas y equipos y activos intangibles durante el 2019, principalmente como consecuencia de una tasa de descuento mayor y la nueva regulación para las unidades de generación en el marco regulatorio de Energía Base, que redujo el precio de esas unidades, entre otros factores, (iii) un aumento en los resultados de operaciones antes de otros ingresos por operaciones, netos mencionados anteriormente, (ii) una ganancia de única vez de Ps. 3.912 millones en intereses asociados a cuentas a cobrar y la compensación de deuda con CAMMESA.<sup>5</sup>

**La ganancia neta consolidada fue de Ps. 8.661 millones y la ganancia neta atribuible a los propietarios de la controladora fue Ps. 8.809 millones o Ps. 5,85 por acción (Ps. 58,5 por ADR), en el 2019,** en comparación con los Ps. 26.437 millones y 26.951 millones, respectivamente, o Ps. 17,91 por acción (Ps. 179,1 por ADR) en el 2018, que incluyó una ganancia de Ps. 16.948 millones – antes del impuesto a las ganancias – devengada durante el 2018 proveniente de una ganancia de única vez por la Actualización de los Créditos CVO (el “efecto CVO”). Además de los factores mencionados anteriormente, la ganancia neta se vio impactado negativamente por gastos financieros más altos que alcanzaron la suma de Ps. 15.925 millones en el 2019, en comparación con los Ps. 9.693 millones en el 2018, principalmente debido a los intereses devengados en un saldo de deuda mayor durante el período, relacionado con los préstamos obtenidos durante los proyectos de expansión de energía térmica y energías renovables y la adquisición de la Central Brigadier López, y la diferencia de cambio sobre tales préstamos, los cuales están principalmente denominados en dólares estadounidenses, lo que fue compensado parcialmente por un ingreso financiero más alto que alcanzó los Ps. 3.601 millones en el 2019, en comparación con los Ps. 3.508 millones en el 2018, debido principalmente a la diferencia cambiaria menor sobre los activos financieros denominados en dólares estadounidenses (que no incluyen FONI y otras cuentas a cobrar). Asimismo, los resultados de la participación en las ganancias de los asociados disminuyeron a Ps. 1.113 millones en el 2019, en comparación con los Ps. 1.652 millones en el 2018, debido principalmente a resultados más bajos de las operaciones de Ecogas.

Finalmente, la pérdida por la exposición al cambio en el poder adquisitivo neto de la moneda alcanzó Ps. 2.432 millones durante el 2019, en comparación con los Ps. 6.209 millones en el 2018.

---

<sup>5</sup> **Cuentas a cobrar y compensación de deuda con CAMMESA.** Durante el 3.º T 2019, CAMMESA, de acuerdo con una oferta general presentada a todos los generadores, canceló las cuentas a cobrar pendientes de CAMMESA devengadas entre 2013 y 2016, luego de compensar el saldo de los préstamos y adelantos otorgados por CAMMESA. Este acuerdo incluyó una reducción del 18% en el monto del capital más los intereses devengados que CAMMESA le adeudaba a la Sociedad.



Las cobranzas de FONI alcanzaron los Ps. 9.573 millones en el 2019- IVA incluido- (equivalente a aproximadamente USD 160 millones, a la tasa de cambio al 31 de diciembre de 2019) asociados con las cuentas a cobrar FONI para las Centrales San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado, que incluye las cuotas correspondientes a marzo-diciembre 2018 del acuerdo CVO.

## Situación financiera

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad y sus subsidiarias presentaron Efectivo y Equivalentes de Efectivo por Ps. 1,5 mil millones y otros Activos Financieros Corrientes de Ps. 7,7 mil millones.

Los préstamos recibidos para financiar la expansión de la capacidad instalada, incluyen la construcción del proyecto térmico Luján de Cuyo, y los parques eólicos La Castellana I, Achiras, La Castellana II, La Genoveva I y La Genoveva II, y la adquisición de la Central Brigadier López. El siguiente cuadro detalla la Posición de Deuda Neta de Central Puerto (individualmente) y de sus subsidiarias:

Millones de pesos	Al 31 de diciembre de 2019
Efectivo y colocaciones de corto plazo (Central Puerto S.A. individualmente)	1.030
Otros activos financieros (Central Puerto S.A. individualmente)	3.703
Deudas financieras (Central Puerto S.A. individualmente)	(22.604)
<i>Compuesto por:</i>	
Deuda financiera (corriente) (Central Puerto S.A. individualmente)	(6.757)
Deuda financiera (no corriente) (Central Puerto S.A. individualmente)	(15.847)
<b>Subtotal de la Posición de Deudas Neta Individual de Central Puerto</b>	<b>(17.871)</b>
Efectivo y colocaciones de corto plazo de las subsidiarias	464
Otros activos financieros de las subsidiarias	3.995
Deuda financiera de las subsidiarias	(16.110)
<i>Compuesto por:</i>	
Deuda financiera de las subsidiarias (corriente)	(1.270)
Deuda financiera de las subsidiarias (no corriente)	(14.840)
<b>Subtotal de la Posición de Deuda Neta de las Subsidiarias</b>	<b>(11.651)</b>
<b>Posición de Deuda Neta Consolidada</b>	<b>(29.522)</b>

**Flujos de efectivo del 2019**

<i>Millones de pesos</i>	2019 al 31 de diciembre de 2019
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del período</b>	354
Flujos de efectivo neto proveniente de las actividades de operación	11.974
Flujos de efectivo neto usados en las actividades de inversión	(27.904)
Flujos de efectivo netos provenientes de las actividades de financiación	17.132
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	635
RECPAM generado por el efectivo y las colocaciones a corto plazo	(697)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período</b>	<b>1.494</b>

**El flujo neto de efectivo proveniente de las actividades de operación fue de Ps. 11.974 millones durante el 2019.** Este flujo de efectivo proviene de (i) Ps. 28.049 millones de ingresos de operaciones de operaciones continuas obtenido durante el 2019; (ii) Ps. 12.769 millones debido a la caída en el capital de cuentas a cobrar, en especial relacionadas con los cobros de FONI; (iii) Ps. 4.832 millones por el cobro de intereses de clientes, lo que incluye los intereses de FONI, durante el período, que fueron parcialmente compensados por (vi) las partidas que no sean en efectivo que se incluyen en él, incluidos los Ps. 11.912 millones de la diferencia cambiaria en las cuentas a cobrar; y (iii) Ps. 9.676 millones del impuesto a las ganancias pagado, y (vi) Ps. 11.926 millones de efecto no efectivo de pérdida sobre la reexpresión del poder adquisitivo neto.

**El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de Ps. 27.904 millones en el 2019.** Este monto se debió principalmente a (i) pagos que alcanzaron la suma de Ps. 17.505 millones para la compra de bienes de uso para la construcción de proyectos de energía renovable y termoeléctrica, y (ii) Ps. 8.466 millones para la compra de la Central Brigadier López, y (i) Ps. 2.670 millones invertidos en la adquisición de activos financieros a corto plazo, netos, que fueron parcialmente compensados por el cobro de Ps. 737 millones de dividendos principalmente del grupo Ecogas, y TSM y TMB (las empresas que operan las plantas FONI San Martín y Manuel Belgrano).

**El flujo neto de efectivo proveniente de actividades de financiación fue de Ps. 17.132 millones en el 2019.** Este monto fue el resultado de los préstamos de Ps. 19.568 millones, netos de los reembolsos de capital, obtenidos para los proyectos de expansión mencionados arriba (ver Sección A. Puntos Destacables) principalmente relacionados con la adquisición de la Central Brigadier López, la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo, y los parques eólicos La Castellana II, La Genoveva I, y La Genoveva II, que se compensó parcialmente por (i) los intereses y los gastos financieros pagados,



relacionados con los préstamos recibidos para los proyectos de expansión, por el monto neto de Ps. 1.993 millones, y (ii) Ps. 1.132 millones en distribución de dividendos en efectivo a los accionistas de Central Puerto.





## E. Tablas

### a. Estado de Resultados Consolidado

	<u>4.° T 2019</u>	<u>4.° T 2018<sup>6</sup></u>
	<u>Sin auditar</u>	<u>Sin auditar</u>
	<u>Miles de Ps.</u>	<u>Miles de Ps.</u>
Ingresos	11.384.396	7.471.081
Costos de ventas	(6.211.563)	(3.236.804)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>5.172.833</b>	<b>4.234.277</b>
Gastos de administración y comercialización	(837.986)	(700.650)
Otros ingresos operativos	1.853.092	(1.583.089)
Otros gastos operativos	118.166	141.995
Desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles	(3.716.612)	
Actualización créditos CVO	-	(1)
<b>Ganancia operativa</b>	<b>2.589.493</b>	<b>2.092.532</b>
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	107.026	(3.400.390)
Ingresos financieros	1.395.065	623.762
Costos financieros	(2.306.184)	(836.004)
Participación en los resultados netos de las asociadas	199.216	133.893
<b>Ganancia antes del impuesto a las ganancias sobre operaciones continuadas</b>	<b>1.984.615</b>	<b>(1.386.207)</b>
Impuesto a las ganancias del ejercicio	(654.561)	782.431
<b>Ganancia neta del ejercicio correspondiente a operaciones continuadas</b>	<b>1.330.054</b>	<b>(603.777)</b>
<b>OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>		
<b>Ganancia después del impuesto a las ganancias del ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas</b>	-	-
<b>Ganancia neta del ejercicio</b>	<b>1.330.054</b>	<b>(603.779)</b>

<sup>6</sup> Las cifras del 4.° T2019 y el 4.°T208 se calcularon como la diferencia entre las cifras financieras del 2019 y del 2018; y las cifras del 9M2019 y del 9M2018, respectivamente, informadas en los Estados Contables para el trimestre y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019, expresadas en la unidad de medida actual al 31 de diciembre de 2019. Las cifras financieras del 3.° T2019 también se calcularon utilizando la información publicada en tal Estado Contable y se expresaron en los términos de la unidad de medida actual al final del período reportado.



Atribuible a :

Propietarios de la controladora	963.639	(1.093.052)
Participaciones no controladoras	366.415	489.273
	<u>1.330.054</u>	<u>(603.779)</u>

**Ganancias por acción:**

Básica y diluida (Ps.)	<u>0,63</u>	<u>(0,72)</u>
------------------------	-------------	---------------

**Ganancias por acción por operaciones continuadas:**

Básica y diluida (ARS)	<u>0,63</u>	<u>(0,72)</u>
------------------------	-------------	---------------





	<u>2019</u>	<u>2018</u>
	<u>Sin auditar</u>	<u>Sin auditor</u>
	<u>Miles Ps.</u>	<u>Miles Ps.</u>
Ingresos de actividades continuadas	35.960.784	21.944.761
Costos de ventas	(18.956.674)	(9.978.643)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>17.004.110</b>	<b>11.966.118</b>
Gastos de administración y comercialización	(2.633.405)	(2.137.249)
Otros ingresos operativos	18.353.204	20.341.015
Otros gastos operativos	(270.754)	(204.414)
Desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles	(4.404.442)	-
Actualización créditos CVO	-	16.947.737
<b>Ganancia operativa</b>	<b>28.048.713</b>	<b>46.913.207</b>
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	(2.431.753)	(6.208.977)
Ingresos financieros	3.600.707	3.507.676
Costos financieros	(15.924.867)	(9.692.797)
Participación en los resultados netos de las asociadas	1.113.297	1.652.445
<b>Ganancia antes del impuesto a las ganancias sobre operaciones continuadas</b>	<b>14.406.097</b>	<b>36.171.554</b>
Impuesto a las ganancias del ejercicio	(5.745.242)	(10.159.632)
<b>Ganancia neta del ejercicio correspondiente a operaciones continuadas</b>	<b>8.660.855</b>	<b>26.011.922</b>
<b>OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>		
<b>Ganancia después del impuesto a las ganancias del ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas</b>	<b>-</b>	<b>424.850</b>
<b>Ganancia neta del ejercicio</b>	<b>8.660.855</b>	<b>26.436.772</b>
Atribuible a:		
Propietarios de la controladora	8.808.815	26.950.818
Participaciones no controladoras	(147.960)	(514.046)
	<b>8.660.855</b>	<b>26.436.772</b>
<b>Ganancias por acción:</b>		
Básica y diluida (Ps.)	5,85	17,91
<b>Ganancias por acción por operaciones continuadas:</b>		
Básica y diluida (ARS)	5,85	17,62



## b. Estado consolidado de posición financiera

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
	Auditado	Auditado
	Miles de Ps.	Miles de Ps.
<b>Activo</b>		
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos	55.696.733	34.715.815
Activos intangibles	7.068.787	3.438.508
Inversiones en asociadas	3.450.569	3.074.088
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	24.249.144	25.646.335
Otros activos no financieros	689.185	343.163
Inventarios	144.169	114.893
	<b>92.298.587</b>	<b>67.332.802</b>
<b>Activos corrientes</b>		
Inventarios	657.594	339.810
Otros activos no financieros	1.006.247	761.670
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	15.640.947	16.273.973
Otros activos financieros	7.698.732	3.022.238
Efectivo y colocaciones de corto plazo	1.493.868	353.735
	<b>26.497.388</b>	<b>20.751.426</b>
<b>Total de activos</b>	<b>118.795.975</b>	<b>88.084.228</b>
<b>Patrimonio y Pasivos</b>		
Capital	1.514.022	1.514.022
Ajuste del capital	18.416.762	18.416.762
Reserva legal	2.378.736	589.783
Reserva facultativa	26.511.002	6.778.288
Resultados no asignados	9.539.556	22.636.866
<b>Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>58.360.078</b>	<b>49.935.721</b>
Participaciones no controladoras	790.719	719.438
<b>Patrimonio Total</b>	<b>59.150.797</b>	<b>50.655.159</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Otros pasivos no financieros	4.354.668	3.013.397
Deudas y préstamos que devengan interés	30.687.277	8.005.484
Deudas CAMMESA	-	1.544.945
Pasivos por compensaciones y beneficios a los empleados	229.279	228.395
Provisiones	9.348	-
Pasivo por impuesto diferido	6.310.170	7.373.778
	<b>41.590.742</b>	<b>20.165.999</b>
<b>Pasivo corriente</b>		



Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.899.436	2.661.249
Otros pasivos no financieros	1.734.349	2.555.070
Deudas CAMMESA	-	2.788.843
Deudas y préstamos que devengan interés	8.025.892	1.034.781
Pasivo por compensaciones y beneficios a empleados	698.709	601.743
Impuesto a las ganancias pagadero	1.668.594	6.794.536
Provisiones	27.456	826.848
	<b>18.054.436</b>	<b>17.263.070</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>59.645.178</b>	<b>37.429.069</b>
<b>Total patrimonio neto y pasivos</b>	<b>118.795.975</b>	<b>88.084.228</b>



**c. Estado de Flujo de Efectivo Consolidado**

	<b>2019</b>	<b>2018</b>
	<b>Auditado</b>	<b>Auditado</b>
	<b>Miles de Ps.</b>	<b>Miles de Ps.</b>
<b>Actividades de Operación</b>		
Ganancia del ejercicio antes del impuesto a las ganancias de operaciones continuadas	14.406.097	36.171.554
Ganancia del ejercicio antes del impuesto a las ganancias de operaciones discontinuadas	-	505.823
Ganancia del ejercicio antes del impuesto a las ganancias	14.406.097	36.677.377
<b>Ajustes para conciliar la ganancia del ejercicio antes del impuesto a las ganancias con los flujos netos de efectivo:</b>		
Depreciación de propiedades, planta y equipos	1.969.717	1.757.620
Resultado neto por reemplazo / baja de propiedades, planta y equipos	-	160.567
Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles	4.404.442	-
Amortización de activos intangibles	1.421.182	537.912
Descuento de cuentas por cobrar y cuentas por pagar, neto	223.885	-
Actualización créditos CVO	-	(16.947.737)
Intereses de clientes ganados	(6.435.008)	(2.497.175)
Ingresos financieros	(3.600.707)	(3.507.676)
Costos financieros	15.924.867	9.692.797
Participación en los resultados netos de asociadas	(1.113.297)	(1.652.445)
Provisión para desvalorización de materiales	31.568	(3.780)
Pagos basados en acciones	48.557	20.566
Movimiento en provisiones y cargo plan de beneficios a largo plazo a los empleados	81.098	-
Diferencia de cambio de clientes	(11.912.287)	(17.542.426)
Resultado por venta de la planta de La Plata	-	(720.705)
Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda	(11.925.752)	(4.533.355)
<b>Cambios en los activos y pasivos operativos:</b>		
Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	12.768.726	7.979.436
(Aumento) Disminución de otros activos no financieros y de inventarios	(1.193.298)	(47.303)
Aumento de cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, otros pasivos no financieros y pasivos por beneficios a los empleados	1.717.860	2.781.707
	16.817.650	12.155.380
Intereses cobrados de clientes	4.831.912	68.237
Impuesto a las ganancias pagado	(9.675.737)	(6.522.549)
<b>Flujos de efectivo netos por actividades operativas</b>	<b>11.973.825</b>	<b>5.701.068</b>

**Actividades de inversión**



Adquisiciones de propiedades, planta y equipos	(17.504.542)	(10.705.125)
Adquisición de la Central Termoeléctrica Brigadier López (Nota 19.10)	(8.466.454)	-
Cobro por venta de la planta de La Plata	-	962.845
Dividendos cobrados	737.068	1.492.304
Venta de activos financieros disponibles para la venta, neta	(2.670.381)	450.174
<b>Flujo neto de efectivo utilizado en de las actividades de inversión</b>	<b>(27.904.309)</b>	<b>(7.799.802)</b>
<b>Actividades de financiación</b>		
(Cancelación) Obtención de adelantos en cuentas corrientes bancarias y cuentas comitentes, netos	1.468.059	(35.595)
Préstamos recibidos	20.726.175	6.730.134
Préstamos pagados	(1.157.931)	(3.222.956)
Gastos directos de endeudamiento	(972.703)	-
Intereses y otros costos financieros de préstamos pagados	(1.993.077)	(709.849)
Pago de dividendos	(1.132.143)	(2.180.788)
Aporte de participaciones no controladoras	193.913	476.517
<b>Flujo neto de efectivo procedente de las actividades de financiación</b>	<b>17.132.293</b>	<b>1.057.463</b>
<b>Aumento (Disminución) neta del efectivo y colocaciones a corto plazo</b>		
	1.201.809	(1.041.271)
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	634.961	2.048.075
RECPAM generado por el efectivo y las colocaciones a corto plazo	(696.637)	(854.379)
Efectivo y colocaciones a corto plazo al 1° de enero	353.735	201.310
<b>Flujo neto de efectivo procedente de las actividades de operación</b>	<b>1.493.868</b>	<b>353.735</b>



## F. Información de la llamada en conferencia

Habrà una llamada en conferencia para debatir los resultados del Cuarto Trimestre 2019 de Central Puerto el 11 de marzo de 2019 a las 12 h. hora de Nueva York/ 13 h hora de Buenos Aires.

Estarà coordinada por el señor Jorge Rauber, Gerente General, y Fernando Bonnet, Gerente de Finanzas. Para acceder a la teleconferencia, llamar a:

Participantes de Estados Unidos (línea gratuita): +1-888-317-6003

Participantes de Argentina (línea gratuita): 0800-555-0645

Participantes Internacionales: +1-412-317-6061

Código de acceso: 0188551

La Sociedad también transmitirà en vivo el audio de la conferencia en la sección Relación con el Inversor del sitio web de la Sociedad [www.centralpuerto.com](http://www.centralpuerto.com). Por favor, disponga de tiempo adicional antes de la conferencia para poder visitar el sitio web y descargar los programas que pudiese necesitar para escuchar el audio. La llamada estarà disponible para poder ser escuchada hasta el 10 de marzo de 2021. al número +1-412-317-0088 con el código de acceso #10139645 y en la página web de la Sociedad en la sección Relación con el Inversor.

Encontrarà mayor información de la Sociedad en los siguientes sitios:

- <http://investors.centralpuerto.com/>
- [www.sec.gov](http://www.sec.gov)
- [www.cnv.gob.ar](http://www.cnv.gob.ar)



## Glosario

En este informe, excepto que se indique lo contrario o cuando el contexto requiera lo contrario:

- “CMMESA” se refiere a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima;
- “COD” se refiere a la fecha de operación comercial;
- “CVP” se refiere al Costo Variable de Producción de producir energía. que declaran las empresas generadoras a CMMESA;
- “Efecto CVO” se refiere a la actualización de las cuentas por cobrar de CVO y los intereses provenientes de la Habilitación para Operaciones Comerciales de la Planta CVO;
- “Ecogas” se refiere de manera colectiva a: Distribuidora de Gas Cuyana (“DGCU”). y su sociedad controlante Inversora de Gas Cuyana (“IGCU”) y Distribuidora de Gas del Centro (“DGCE”). y su sociedad controlante Inversora de Gas del Centro (“IGCE”);
- “Energía Base” (energía de legado) se refiere al marco regulatorio establecido en la Resolución SE N° 95/13 y sus modificatorias y. a partir de febrero del 2017. regulada por la Resolución SEE N° 19/17;
- “FONINMEM” o “FONI” se refiere al Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista; y Programas Similares. incluyendo el Acuerdo de Central Vuelta de Obligado (CVO);
- “MATER” se refiere a Mercado a Término de Energía Renovable. es el marco regulatorio que le permite a los generadores vender energía eléctrica de recursos renovables de manera directa a grandes usuarios;
- “p.p.” se refiere a puntos de porcentaje;

## Descargo de responsabilidad

Redondeo de montos y porcentajes: Ciertos montos y porcentajes incluidos en este informe han sido redondeados para facilitar la presentación. Las figuras porcentuales incluidas en esta publicación no siempre han sido calculadas en base a dichas figuras redondeadas, sino que se realizaron con los números previos a ese redondeo. Por esta razón, ciertos montos porcentuales en este informe pueden variar de aquellos que se obtuvieron al realizar los mismos cálculos con los montos en los estados contables. Asimismo, algunos otros montos que aparecen en esta publicación pueden no otorgar un resultado preciso debido al redondeo.

Este informe contiene ciertos parámetros, que incluyen información por acción, información operacional, y otros, los cuales no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y por lo tanto, dichas medidas podrían no ser comparadas con medidas similares utilizadas por otras empresas. Se han incluido dichos parámetros en este informe para otorgarle al lector indicadores adicionales para evaluar el desempeño de la Sociedad; sin embargo, esas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Sociedad y el desempeño futuro podría no ser comparable con el desempeño en periodos previos.

## INFORMACIÓN ADICIONAL

Central Puerto publica de manera rutinaria información importante para los inversores en la sección Relación con el Inversor en su página web. [www.centralpuerto.com](http://www.centralpuerto.com). En ocasiones, Central Puerto puede utilizar su página web como un canal de distribución de material de la información de la Sociedad. En consecuencia, los inversores deberían controlar la sección Relación con el Inversor en la página web de Central Puerto, además de estos informes, presentaciones ante la SEC, llamadas en conferencia pública y transmisiones online. La información contenida en la página web de la Sociedad, o que se puede acceder a través de ella, no se incorpora como referencia y no es parte de este informe.

## DECLARACIONES DE PRECAUCIÓN RELEVANTES A LA INFORMACIÓN A FUTURO

Este informe contiene cierta información a futuro y declaraciones a futuro como se define en la legislación relativa a los títulos valores (referidos de manera colectiva en este Informe de Resultados como “declaraciones a futuro”) que constituyen declaraciones a futuro. Todas las declaraciones que no sean declaraciones de hechos históricos son declaraciones a futuro. Las palabras “anticipar”, “creer”, “podría”, “esperar”, “debería”, “planificar”, “pretender”, “podrá”, “estimar” y “potencial”, y expresiones similares, en cuanto se refieran a la sociedad, identifican declaraciones a futuro.

Las declaraciones que conciernen resultados futuros, posibles o asumidos, de operaciones, estrategias de negocios, planes de financiación, posición competitiva, ambiente industrial, oportunidades



potenciales de crecimiento, los efectos de regulaciones futuras y los efectos de la competencia, generación de energía esperada y planes de inversión de capital, son algunos ejemplos de declaraciones a futuro. Este tipo de declaraciones se basan necesariamente en un número de factores y de presunciones que, considerados razonables por la gerencia, están inherentemente afectados por incertidumbres y contingencias empresariales, económicas y de competencia, lo que podría causar que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Sociedad sean significativamente diferentes de cualquier resultado, desempeño o logro futuro expresado o implicado en las declaraciones a futuro.

La Sociedad no está obligada a actualizar declaraciones a futuro excepto cuando sea requerido por la legislación relativa los títulos valores. Información adicional acerca de los riesgos e incertidumbres asociados con estas declaraciones a futuro y el negocio de la Sociedad pueden encontrarse en las declaraciones públicas de la Sociedad registradas en EDGAR ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)).

## EBITDA AJUSTADO

En este informe, el EBITDA ajustado, un indicador financiero que no está afectado por las NIIF, se define como el ingreso neto del período, *más* los gastos financieros, *menos* los ingresos financieros, *menos* la participación en las ganancias de los asociados, *menos* la depreciación y amortización, *más* el gasto del impuesto a las ganancias, *más* la depreciación y amortización, *menos* los resultados netos de operaciones discontinuas.

Se cree que el EBITDA ajustado otorga información suplementaria útil para inversores acerca de la Sociedad y sus resultados. El EBITDA ajustado se encuentra dentro de los indicadores utilizados por la gerencia de la Sociedad para evaluar el desempeño financiero y operacional y tomar decisiones financieras y operacionales día a día. Asimismo, el EBITDA ajustado se utiliza de manera frecuente por los analistas de títulos valores, inversores y otras partes para evaluar empresas en la industria. El EBITDA ajustado puede ser útil para los inversores ya que otorga información adicional acerca de tendencias en el núcleo del desempeño operacional antes de considerar el impacto en la estructura de capital, depreciación, amortización e impuestos a los resultados.

El EBITDA ajustado no debería considerarse de forma aislada o como un sustituto de otros indicadores de desempeño financiero informado de acuerdo con las NIIF. El EBITDA ajustado tiene algunas limitaciones como herramienta analítica, que incluyen:

- El EBITDA ajustado no refleja los cambios en las necesidades de capital de trabajo o los compromisos contractuales, incluso los requisitos de efectivo para ello;
- El EBITDA ajustado no refleja gastos financieros, o el flujo de fondo necesario para saldar los intereses o los pagos de principal, o los ingresos derivados de intereses u otros intereses financieros;



- El EBITDA ajustado no refleja el gasto de impuesto a las ganancias o los requisitos de efectivo para liquidar los impuestos a las ganancias;
- A pesar de que la depreciación y la amortización son cargos no monetarios, los bienes que se deprecian o amortizan frecuentemente deben ser reemplazados en el futuro, y el EBITDA ajustado no refleja ningún requisito de efectivo para esos reemplazos;
- A pesar de que la participación en las ganancias de los asociados es un cargo no monetario, el EBITDA ajustado no considera la potencial cobro de dividendos; y
- Otras empresas pueden calcular el EBITDA ajustado de manera diferente, lo que limita su utilidad como medida comparativa.

La Sociedad compensa las limitaciones inherentes asociadas al uso del EBITDA ajustado a través de la divulgación de estas limitaciones. La presentación de los estados contables consolidados de la Sociedad de acuerdo con las NIIF y la conciliación del EBITDA ajustado al indicador de NIIF con el que pueda ser más directamente comparable, el ingreso neto. Para la conciliación del ingreso neto con el EBITDA ajustado, ver las tablas incluidas en este informe.