



Central Puerto



PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL

Abril 1, 2019

Disclaimer

Puede encontrarse información adicional a la aquí presentada en la Sección Relaciones con Inversores del sitio www.centralpuerto.com. Esta presentación no contiene toda la información financiera de la Compañía. Como resultado, los inversores deben leer esta presentación junto con los estados financieros consolidados de Central Puerto y otra información financiera disponible en el sitio web de la Compañía.

Esta presentación no constituye una oferta de venta o una solicitud de compra venta de acciones o títulos valores de Central Puerto, en cualquier jurisdicción. Las acciones de Central Puerto podrían no ofrecerse ni venderse en los Estados Unidos sin la inscripción en la Comisión de Valores de Estados Unidos ("SEC" por sus siglas en inglés) o mediante una exención a dicho registro.

Los estados financieros al **31 de diciembre de 2020** y para el período finalizado en esa fecha incluyen los efectos del ajuste por inflación, aplicando la NIC 29. En consecuencia, a menos que se indique lo contrario, los estados financieros se han expresado en términos de la unidad de medida vigente al final del período de reporte, incluyendo las cifras correspondientes a periodos anteriores informadas con fines comparativos.

Redondeo de cantidades y porcentajes: Ciertos montos y porcentajes incluidos en esta presentación se han redondeado para facilitar la misma. Las cifras porcentuales incluidas en esta presentación no se han calculado en todos los casos sobre la base de tales cifras redondeadas, sino sobre la base de dichos importes antes del redondeo. Por esta razón, ciertos montos de porcentaje en esta presentación pueden variar de los obtenidos al realizar los mismos cálculos usando las cifras en los estados financieros. Además, ciertas otras cantidades que aparecen en esta presentación pueden no sumar debido al redondeo.

Esta presentación contiene ciertas métricas, que incluyen información por acción, información operativa y otras, que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, tales medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras compañías. Dichas métricas se han incluido aquí para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, tales medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro no se puede comparar con el desempeño en periodos anteriores.

Advertencia sobre información prospectiva

Esta presentación contiene cierta información prospectiva y proyecciones futuras tal como se definen en las leyes aplicables (designadas colectivamente en esta presentación como "declaraciones prospectivas") que constituyen declaraciones prospectivas. Todas las declaraciones que no sean declaraciones de hechos históricos son declaraciones prospectivas. Las palabras "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planificar", "pretender", "voluntad", "estimar" y "potencial", y expresiones similares, según se relacionan con la Compañía, están destinados a identificar declaraciones prospectivas.

Las declaraciones sobre resultados futuros posibles o asumidos, estrategias comerciales, planes de financiamiento, posición competitiva, entorno industrial, oportunidades de crecimiento potencial, los efectos de la regulación futura y los efectos de la competencia, la generación de energía esperada y el plan de gastos de capital son ejemplos de declaraciones prospectivas. Las declaraciones prospectivas se basan necesariamente en una serie de factores y suposiciones que, si bien son consideradas razonables por la administración, están inherentemente sujetas a incertidumbres y contingencias comerciales, económicas y competitivas significativas, que pueden afectar los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía y ser materialmente diferente de cualquier resultado futuro, rendimiento o logros expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas.

La Compañía no asume la obligación de actualizar las declaraciones prospectivas, excepto que lo exijan las leyes y normas aplicables. Se puede encontrar más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados con estas declaraciones a futuro y los negocios de la Compañía en las divulgaciones públicas de la Compañía archivadas en EDGAR (www.sec.gov).

EBITDA Ajustado

En esta presentación, el EBITDA Ajustado, una medida financiera no definida por las normas IFRS, se define como la utilidad neta del año, más los gastos financieros, menos los ingresos financieros, menos la participación en los resultados de compañías asociadas, más el gasto por impuesto a las ganancias, más depreciaciones y amortizaciones, menos los resultados netos de las operaciones discontinuadas. El EBITDA Ajustado de Adquisición puede no ser útil para predecir los resultados de las operaciones de la Compañía en el futuro.

Creemos que el EBITDA Ajustado brinda información complementaria útil a los inversionistas sobre la Compañía y sus resultados. El EBITDA Ajustado se encuentra entre las medidas utilizadas por el equipo de gestión de la Compañía para evaluar el desempeño financiero y operativo y tomar decisiones financieras y operativas cotidianas. Además, el EBITDA Ajustado es utilizado frecuentemente por analistas de valores, inversionistas y otros para evaluar a las empresas de la industria. Se considera que el EBITDA Ajustado es útil para los inversionistas porque brinda información adicional sobre las tendencias en el desempeño operativo antes de considerar el impacto de la estructura de capital, la depreciación, la amortización y los impuestos sobre los resultados.

El EBITDA Ajustado no debe considerarse de manera aislada o como un sustituto de otras medidas de rendimiento financiero informadas de acuerdo con las NIIF. El EBITDA Ajustado tiene limitaciones como herramienta analítica, que incluye:

- El EBITDA Ajustado no refleja los cambios en, incluyendo los requerimientos de efectivo para, nuestras necesidades de capital de trabajo o compromisos contractuales;
- El EBITDA Ajustado no refleja nuestros gastos financieros, o los requerimientos de efectivo para pagar los intereses o los pagos del principal sobre nuestra deuda, o los ingresos por intereses u otros ingresos financieros;
- El EBITDA Ajustado no refleja nuestro gasto por impuesto a la renta o los requisitos de efectivo para pagar nuestros impuestos sobre la renta;
- aunque la depreciación y la amortización son cargos no monetarios, los activos que se deprecian o amortizan a menudo deberán ser reemplazados en el futuro, y el EBITDA Ajustado no refleja ningún requerimiento de efectivo para estos reemplazos;
- aunque la participación en las ganancias de los asociados es un cargo no monetario, el EBITDA Ajustado no considera el posible cobro de dividendos; y
- otras compañías pueden calcular el EBITDA Ajustado de manera diferente, lo que limita su utilidad como una medida comparativa.

La Compañía compensa las limitaciones inherentes asociadas con el uso del EBITDA Ajustado mediante la divulgación de estas limitaciones, la presentación de los estados financieros consolidados de la Compañía de acuerdo con las NIIF y la conciliación del EBITDA Ajustado con la medida NIIF más directamente comparable, el ingreso neto. Para una conciliación de la utilidad neta con el EBITDA Ajustado, consulte las tablas incluidas en esta presentación.

Traducciones para conveniencia del lector

Las traducciones en dólares estadounidenses en las tablas de esta presentación se han realizado solo para fines de conveniencia y, dada la importante fluctuación del tipo de cambio durante 2016, 2017, 2018 y 2019, no debe confiar excesivamente en los montos expresados en dólares estadounidenses. Las traducciones no deben interpretarse como una manifestación de que los importes en pesos se han convertido o se pueden convertir a dólares estadounidenses a la tasa indicada en la tabla incluida en esta presentación o a cualquier otra tasa. Para más información, ver la sección "Evolución del tipo de cambio" al final de esta presentación.



DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA

PRINCIPALES MÉTRICAS FINANCIERAS

APÉNDICE

Resumen Res. 31/2019 – Marco Regulatorio Energía Base

Reconciliación EBITDA Ajustado

Tipo de cambio



Principales componentes de valor

Generación de potencia

- **4,315 MW** of installed capacity
 - 11% market share (14.8 TWh generados en 12M2019)
- **631 MW** en construcción/desarrollo con PPAs
 - 470 MW térmicos y 123 MW renovables
- **969 MW** en turbinas de gas para potenciales proyectos

Al finalizar los proyectos de expansión la potencia será:

76% legacy units
24% new energy

Créditos FONI

- Créditos por ventas FONI (flojo de fondos esperado para 2020: US\$ 86 millones, incluyendo IVA)

Participación futura en plantas FONI

- **Participación** en 3 ciclos combinados del bajo el programa FONI (capacidad instalada total **2.554 MW**)

Distribuidoras y Transportadoras de Gas Natural Gas

- Participación en distribuidoras y transportadoras de gas natural:
 - **40,59%** en DGCE (Ecogas)
 - **21,58%** en DGCU (Ecogas)
 - **20,00%** en TGM

▶ **15%** market share



Estructura corporativa y principales métricas financieras

Central Puerto tienen una base bien diversificada de accionistas



Generación eléctrica consolidada de Central Puerto (12M finalizados el 31 de Diciembre de 2019)¹



Principales distribuidoras de gas afiliadas (12M finalizados el 31 de Diciembre de 2019)¹



Fuente: Información de la Compañía

1. Las cifras en Pesos fueron convertidas a dólares solo para conveniencia del lector usando el tipo de cambio de Diciembre 31, 2019. Ver "Disclaimer – EBITDA Ajustado; Traducción para conveniencia del lector". 2. El EBITDA Ajustado de Central Puerto se presenta neto de la actualización del crédito CVO, y de la diferencia de cambio e intereses del FONI. **Figures do not include results from Brigadier López plant for the months of April and May 2019.**



Distribución geográfica



Potencia (MW) ⁴	Activos en operación	Activos en construcción	Plantas FONI
1 Puerto complex	1,714	-	-
2 Piedra del Águila	1,440	-	-
3 Luján de Cuyo	595	-	-
4 Brigadier López	281	140	-
5 San Lorenzo	-	391	-
6 La Castellana I & II	116	-	-
7 Genoveva I & II	42	88	-
8 Achiras I	48	-	-
9 Manque	57	-	-
10 Los Olivos	23	-	-
11 El Puesto	-	12	-
12 Manuel Belgrano	-	-	873
13 San Martín	-	-	865
14 Vuelta de Obligado	-	-	816
Total	4.315	631	2.554

■ Activos en operación

■ Activos en construcción

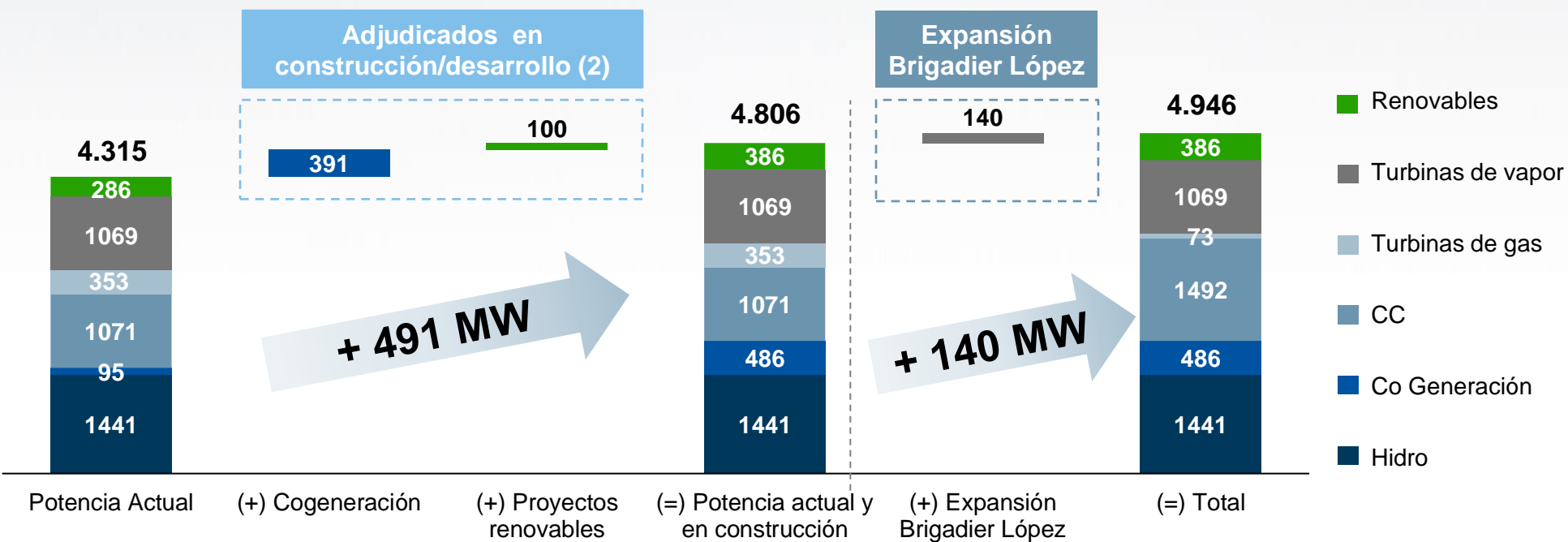
Participación de Central Puerto en compañías operadoras de las plantas del FONI

Fuente: Información de la compañía, CAMMESA. ¹ Demanda de los últimos 12M al 31 de diciembre de 2019 basada en los informes mensuales de CAMMESA. Incluye las regiones Gran Buenos Aires, Buenos Aires y el Litoral; ² Considera 100% de la potencia de cada activo

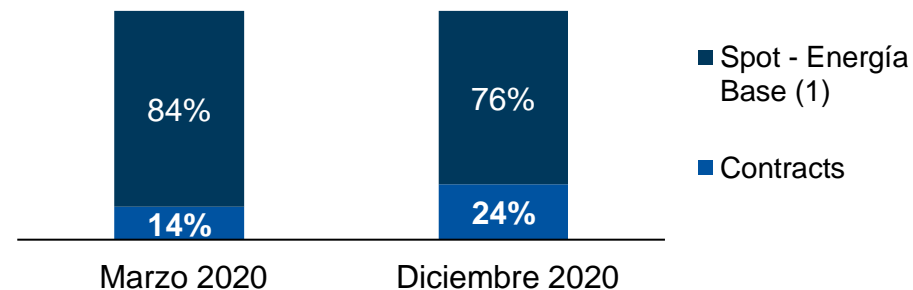


Atractivo perfil de crecimiento

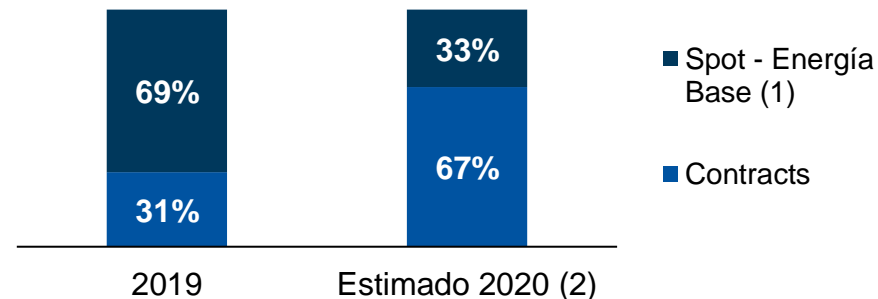
Activos de generación actuales y en construcción por tecnología (MW)



Activos de generación por marco regulatorio (MW)



Contribución al EBITDA por marco regulatorio (MW)¹



Fuente: Central Puerto. 1. Spot – Energía Base se refiere al marco regulatorio establecido por la Res.19/17 (desde March 2017 a February 2019), Res. 1/19 (desde Marzo 2019 a Enero 2020), y Res. 31/2020 (desde Febrero 2020). (2) **Nota Importante:** las estimaciones del EBITDA no consideran los efectos de las medidas de aislamiento introducidas debido a la crisis epidémica del Covid-19 (DNU 297/2020 y modificatorios). La construcción de las obras en curso ha sido suspendida a raíz de los mismos.

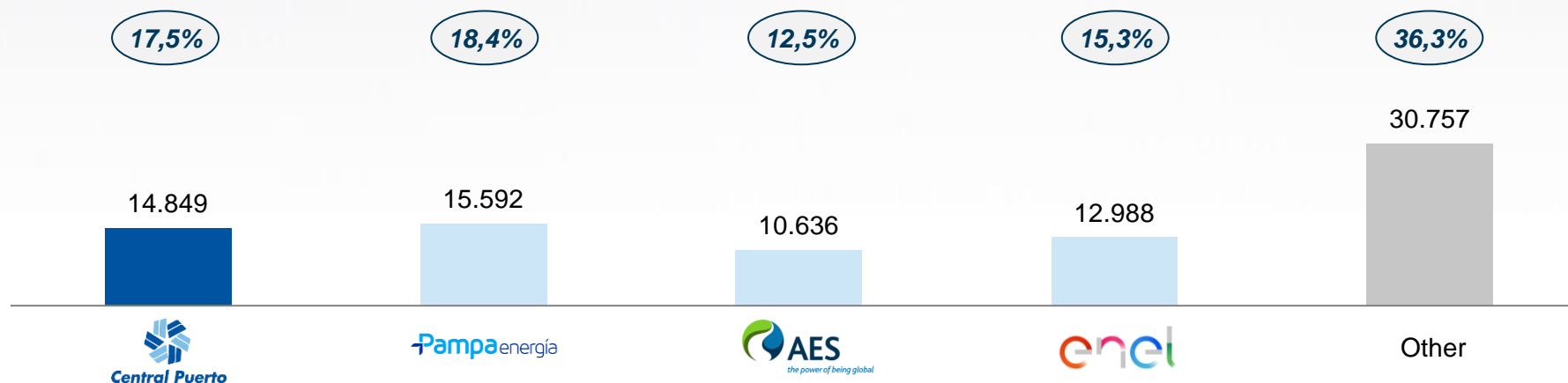


Uno de los mayores generadores de energía en Argentina, con una base de activos diversificada

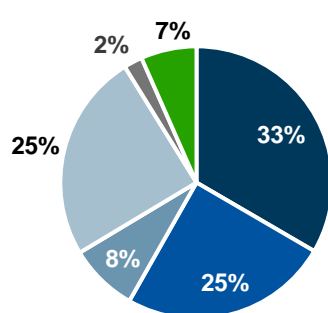
Generación eléctrica

Participaciones de mercado de generación de energía del sector privado (GWh)

Generación total de energía del SADI del sector privado y participación de mercado, Enero 2019 - Diciembre 2019



Portafolio balanceado con diferentes tecnologías...



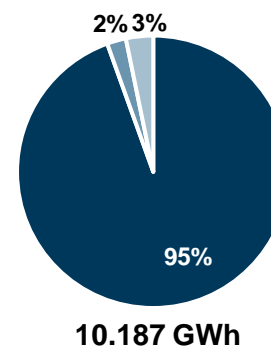
4.315 MW
Potencia Instalada¹

Tecnología

- Hidro
- Ciclos combinados
- Turbinas de gas
- Turbinas de vapor
- Cogeneración

... y diversidad de combustibles utilizados

Generación térmica por tipo de combustible, Enero 2019 – Diciembre 2020



10.187 GWh

- Gas Natural
- Gas Oil
- Fuel Oil

Sólo el 7% de la capacidad de Central Puerto utiliza gas natural exclusivamente^{1,2}

Fuente: información de la Compañía.

¹ Excluye Plantas del FONI; ² El ciclo combinado Siemens de la Planta Luján de Cuyo (306 MW de capacidad instalada) es la única unidad de CEPU que depende exclusivamente de gas natural.

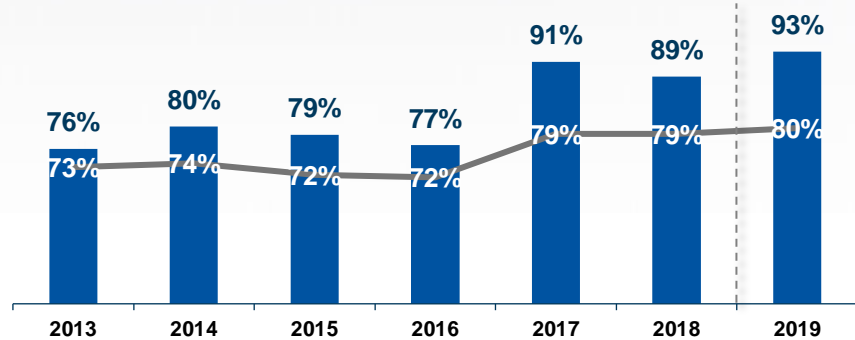


Activos de alta calidad con un rendimiento operativo fuerte y estable

Generación eléctrica

Activos con gran disponibilidad...

Disp. promedio de unidades térmicas  Promedio de mercado  Central Puerto



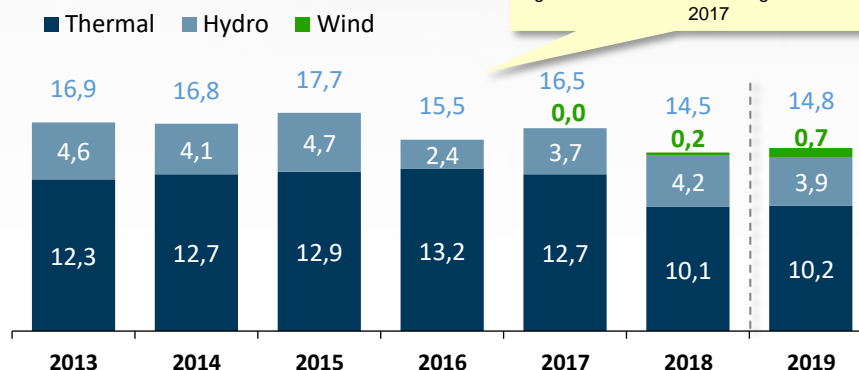
... acceso a combustible y almacenamiento de agua...

Fuel Oil	<ul style="list-style-type: none"> 32.000 tons de capacidad de almacenamiento Equivalente a 6,3 días de consumo
Gas Oil	<ul style="list-style-type: none"> 20.000 tons de capacidad de almacenamiento Equivalente a 5,7 días de consumo
Agua (HPDA)	<ul style="list-style-type: none"> 12 bn m³ de agua, de los cuáles 50% es utilizable Equivalente a 45 días de consumo

Activos críticos para el sistema por su gran capacidad de almacenaje

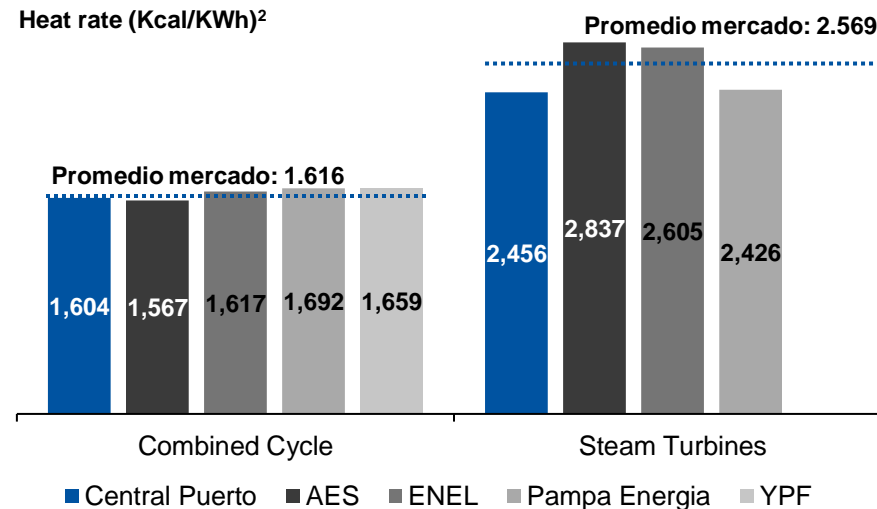
...una sólida trayectoria de generación...

Energía Generada (TWh)



... y alta eficiencia

Heat rate (Kcal/KWh)²



Fuente: información de la Compañía, CAMMESA

¹ Disponibilidad promedio del Mercado para unidades térmicas; ² Considera generación con gas natural, al 31 de diciembre, 2019. Promedio de Mercado informado por CAMMESA para el período Nov 19 – Abr 20.



1 Expansión Luján de Cuyo

Potencia Total	95.32 MW
Potencia contratada	93 MW (para el invierno)
Heat rate	1.530 Kcal/KWh
Capacidad de vapor	125 tons por hora
Tecnología	Cogeneración (electricidad + vapor)
COD	Octubre 5, 2019
Extensión del contrato	15 años
Precio adjudicado (potencia + variable)	17.100 US\$/MW por mes + 8 US\$/MWh ¹
Comprador del vapor	YPF (15 años de contrato)



**EBITDA estimado 2020:
US\$ 25 millones**

Central Puerto's projects offered the lowest prices in the bidding process

Fuente: Central Puerto; ¹ Excluye el costo del combustible;



Terminal 6 agregará 391 MW a la capacidad instalada de Central Puerto

Generación eléctrica

1 Terminal 6 San Lorenzo

Potencia Total	391 MW
Potencia contratada	330 MW (para el invierno)
Heat rate esperado	1.490 Kcal/KWh
Capacidad de vapor	350 tons por hora
Tecnología	Cogeneración (electricidad + vapor)
Capex estimado Total (sin IVA)	US\$ 284 millones
COD esperado	Ver Nota 2
Extensión del contrato	15 años
Precio adjudicado (potencia + variable)	17.000 US\$/MW por mes + 8 US\$/MWh (natural gas) ¹ 10 US\$/MWh (diesel oil) ¹
Comprador del vapor	Terminal 6 Industrial S.A. (15 años de contrato)



Usa 1 de las 4 turbinas previamente compradas por Central Puerto

Los proyectos de Central Puerto ofrecieron los precios más bajos en la licitación

Fuente: Central Puerto; ¹ Excluye el costo del combustible; ² T6 Industrial S.A. (propiedad de Aceitera General Deheza and Bunge). Nota 1. El COD original era Septiembre 2020. A la fecha de esta presentación la construcción de la planta ha sido suspendida debido a las medidas de aislamiento social relacionada con la crisis epidémica del Covid-19 (DNU 297/2020 y modificatorios).



Compra planta Brigadier López Plant

Generación eléctrica

El contrato de transferencia de la planta fue firmado el 14 de Junio de 2019, con fecha efectiva al 1ero de Abril de 2019

Precio ofertado	US\$ 165 millones	US\$ 155 millones en efectivo
		US\$ 10 millones in trade receivables form CAMMESA
Deuda IEASA al 14de Junio de 2019	US\$ 155 millones	Vencimiento: August 2022
		Cuotas de amortizaciones mensuales iguales
		6M Libor + 5 % or 6,25%, el más alto

Turbina de gas	PPA con CAMMESA (hasta Agosto 30, 2022)		Remuneración de unidades térmicas¹
	280 MW		
	Potencia	US\$ 29,089 por MW por mes	
	Energía	US\$ 10,50 por mes	

PPA de 10 años adicional para la turbina de vapor (140 MW) desde inicio de operación a ciclo combinado:
 Precio de Potencia US\$ 24.789,60 por MW por mes; Precio de Energía US\$ 10,50 por MWh

Fuente: IEASA, Central Puerto.

1. Al día de hoy, estas unidades serían remuneradas bajo el marco regulatorio de la Res. SE 31/20, los que podrían variar en el momento de la finalización del contrato de PPA con CAMMESA. Puede encontrar un resumen de los precios establecidos por esta resolución en el Apéndice de esta presentación. Bajo esta resolución, los precios efectivos de potencia dependen de la disponibilidad de la máquina, del cumplimiento del compromiso de Disponibilidad Garantizado (DIGO) que cada generador envía a CAMMESA, y del Factor de Utilización de los 12 meses móviles previos.



Proyectos de energía renovable¹

		RenovAr			Mercado a término de energías renovables (MATER)				
		1 La Castellana I	2 Achiras I	3 La Genoveva I	4 La Castellana II	5 Manque	6 Los Olivos	7 La Genoveva II	8 El Puesto
Potencia y tecnología		100,8 MW eólico	48 MW eólico	88,2 MW eólico	15,2 MW eólico	57 MW eólico	22,8 MW eólico	41,8 MW eólico	12 MW solar
CAPEX Estimado		En operación	En operación	US\$ 110 mm	En operación	En operación	En operación	En operación	US\$ 11 mm
COD / COD esperado		Agosto 2018	Septiembre 2018	Ver Nota 2	Julio 2019	Dec-19 /Ene-20	Febrero 2020	Septiembre 2019	Ver Nota 2
Equipamiento		32x uni. 3.15MW	15x uni. 3.2MW	21x uni. 4.2MW	4 units	15 units	6 units	11 units	~43,000 modules
Financiamiento	Compromiso	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	Tipo	Equity y project finance			Equity y project finance	Equity	Equity	Equity y project finance	
Precio adjudicado	Inicial	61,50 US\$/MWh	59,38 US\$/MWh	40,90 US\$/MWh					
	Ajustes	Ajuste anual + factor de incentivo							
Fecha de Firma PPA		Enero 2017	Mayo 2017	Julio 2018					
Plazo		20 años desde el COD							

Principales clientes del MATER:



100% De la generación eléctrica esperada² vendida mediante contratos de mercado a término de largo plazo

¹ Tenencia accionaria de los parques eólicos La Castellana I, Achiras I, La Genoveva I (en construcción), La Castellana II, Manque, Los Olivos, La Genoveva II a través de las subsidiarias CP La Castellana S.A.U., CP Achiras S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U.; CP Manque S.A.U., CP Los Olivos S.A.U. and Vientos La Genoveva II S.A.U, respectively; **Nota 2: El COD de La Genoveva I era Mayo 2020, y el de El Puesto Agosto 2020. A la fecha de esta presentación, la construcción de La Genoveva I y El Puesto ha sido suspendida debido a la crisis epidemiológica del Covid-19.**



El Mayor actor privado del consorcio FONI que opera ciclo combinados con un total de 2.554 MW

Créditos FONI y participación en las Plantas

Activos del FONINMEM

	1 San Martín	2 Manuel Belgrano	3 Vuelta de Obligado
Detalle de plantas	Ciclo combinado	Ciclo combinado	Ciclo combinado
	865 MW	873 MW	816 MW
	COD: 2010	COD: 2010	COD: March18
	Transferencia: 2020	Transferencia: 2020	Transferencia: 2028
	<ul style="list-style-type: none">Central Puerto es la 1era mayoría en cada compañía operadoraTransferencia de lo derecho de propiedad sobre la planta a la compañía operadora e incorporación del gobierno argentino en proceso		<ul style="list-style-type: none">US\$ 460 million to be collected (LIBOR+5%)Central Puerto controls the operating companyProperty rights in 2028Argentine Government to be incorporated as a shareholder

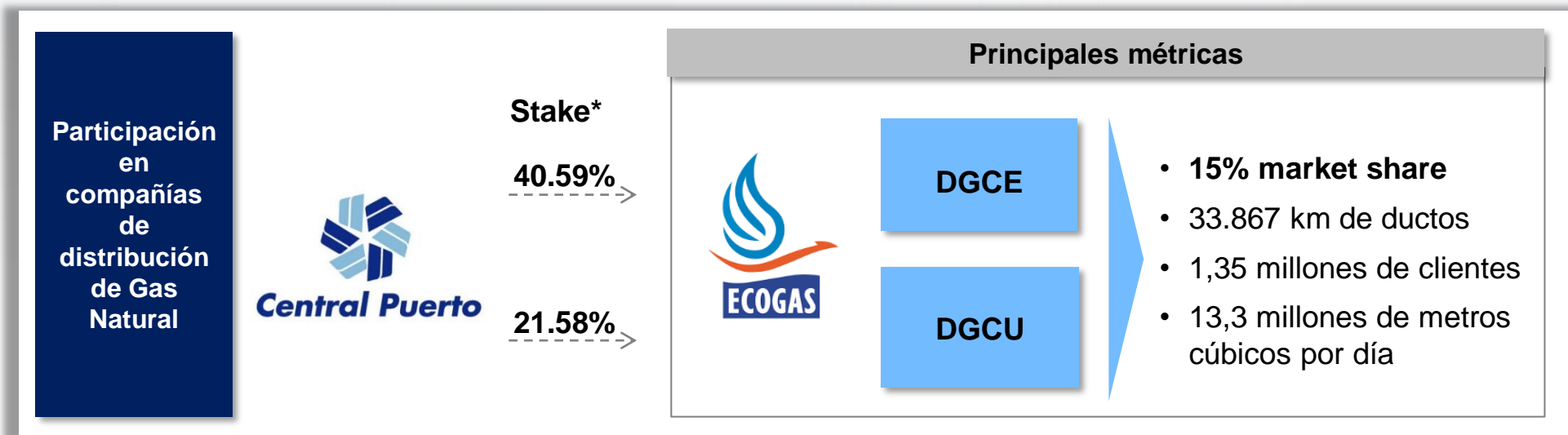
Bien posicionado para capturar oportunidades estratégicas



Central Puerto participa también en el negocio de distribución de gas natural, lo que aporta flujo de fondos a través de dividendos

Distribuidoras y transportadoras de gas natural

Participación en compañías distribuidoras de gas natural



Principales métricas financieras (12M al 31 de Diciembre de 2019)

	Ventas	EBITDA Aju. ¹
DGCE	US\$265 mm <i>Ps.15.849 mm</i>	US\$46 mm <i>Ps.2.730 mm</i>
DGCU	US\$206 mm <i>Ps.11.868 mm</i>	US\$45 mm <i>Ps.2.601 mm</i>

1. See "Disclaimer – Adjusted EBITDA; Convenience translation".

* Al 31 de diciembre de 2019, Central Puerto tenía una participación del 42,31% en Inversora de Gas del Centro SA (IGCE), la compañía controladora de Distribuidora de Gas Cuyana SA (DGCU) y, como resultado, tiene una participación del 21,58% en esa empresa. Al 30 de septiembre de 2019, Central Puerto tiene una participación del 42,31% en IGCE, la compañía controladora de Distribuidora de Gas del Centro (DGCE), y una participación directa del 17,20% en DGCE. Por lo tanto, CEPU posee, tanto directa como indirectamente, un 40,59% en DGCE.



DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA

PRINCIPALES MÉTRICAS FINANCIERAS

APÉNDICE

Resumen Res. 31/2019 – Marco Regulatorio Energía Base
Reconciliación EBITDA Ajustado
Tipo de cambio



Fuerte generación de flujo de efectivo y posición financiera

Ingresos basados en dólares, más flujos de efectivo adicionales de FONINVEMEM

Ventas (US\$mm) ¹

En Ps.mm: 35.961

600

2019

EBITDA Ajustado

Excluyendo actualización CVOSA, y diferencia de cambio e intereses sobre créditos FONI (US\$mm)¹

16.411

297

2019

Resultados netos (US\$mm)¹

6.021

145

2019

El EBITDA Ajustado 2019 incluyó un cargo por **desvalorización no-cash**, antes de impuestos, de **US\$ 74 mm** (Ps. 4,404 mm)

Créditos FONI (US\$mm)¹

- Los créditos del FONI a cobrar por **CVOSA** totalizaron **US\$ 460 million (including VAT)**, al 31 de Diciembre de 2019, y devengan un interés de **LIBOR de 30 días + 5%**, a cobrarse en **102** cuotas de capital mensuales hasta Mayo de 2028.
- Los créditos del FONI a cobrar por **TJSM y TMB** totalizaron **US\$ 4 millones (incluyendo IVA) de capital**, al 30 de Septiembre de 2019, y devengan un interés de **LIBOR de 360 días + 1%**, a cobrarse en 3 cuotas de capital mensuales.

Cobranzas de créditos del FONI proveen liquidez adicional a la generada por las operaciones de Central Puerto

Fuente: Central Puerto

¹ Las cifras en pesos fueron convertidas a dólares para conveniencia del lector usando el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2019. Ver "Disclaimer – EBITDA Ajustado; Traducción para conveniencia del lector". **No incluye resultados de la Planta Brigadier López correspondientes a los meses de abril y mayo 2019.**

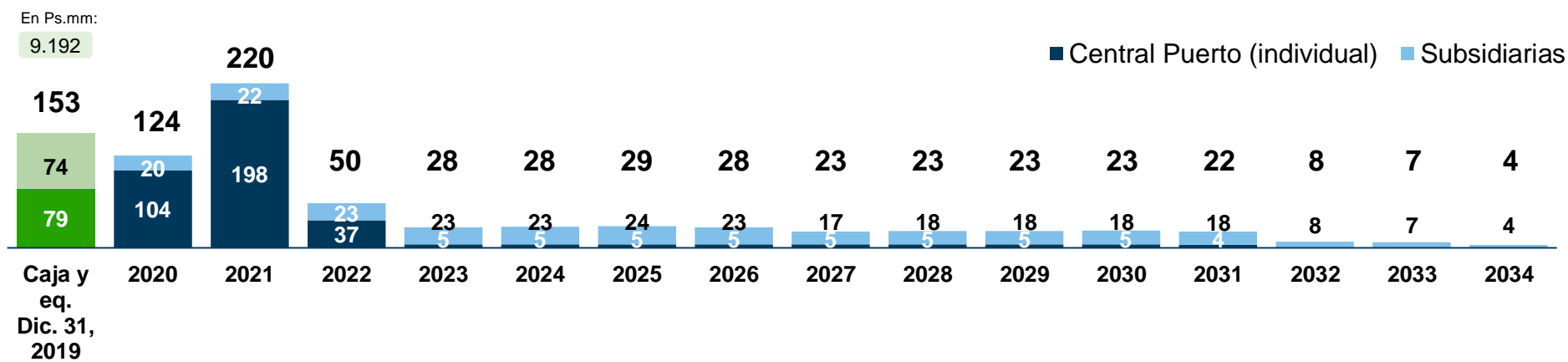


Posición financiera favorable permite el desarrollo de nuevos proyectos

Posición Financiera al 31 de Diciembre, 2019 (US\$ mm)¹



Calendario de Amortización de Capital (US\$ mm)¹



Fuente: Central Puerto

1. Cifras financieras convertidas para conveniencia del lector al tipo de cambio del 31 de Diciembre de 2019. Ver "Evolución del Tipo de Cambio" y "Disclaimer – Traducción de conveniencia".



DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA

PRINCIPALES MÉTRICAS FINANCIERAS

APÉNDICE

Resumen Res. 31/2019 – Marco Regulatorio Energía Base
Reconciliación EBITDA Ajustado
Tipo de cambio



Resumen Res. 31/2019 – Energía Base Marco Regulatorio

Items	Termoeléctrico	Hidráulico											
Pagos de capacidad de potencia Res. 31/2020¹	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): • Si el FU >= 70%, la unidad recibe 100% del precio • Si se encuentra entre 30 y 70%, la máquina recibe $FU * +0,30$ del precio (proporción lineal) • Si FU <30%, la unidad recibe 60% del precio	• Ps. 99.000 por MW por mes											
Pagos de energía Res. 31/2020²	Ps. 324 por MWh por generación con gas natural Ps. 504 por MWh por generación con combustible/gas oil	Ps. 294 por MWh											
	Las máquinas que generaron energía durante las 50 horas de mayor demanda de potencia recibirán una remuneración utilizando las siguientes fórmulas, respectivamente:												
Pago de generación en horas de mayor demanda de potencia	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	PrecPOHMRT: Ps. 27.500 / MW para grandes plantas hidroeléctricas (> 300 MW)											
	Potgemhrt1 y Potgemhrt2: potencia generada promedio en las horas de mayor demanda HMRT-1 y HMRT-2, respectivamente de cada mes.	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											
Ajuste mensual desde marzo 2020	Todos los precios mencionados anteriormente se ajustarán mensualmente usando una combinación del 60% del índice de Precios al Consumidor (IPC) y 40% del Índice de Precios Mayorista (IPIM) 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/>.



Apéndice

Reconciliación EBITDA Ajustado

Reconciliación EBITDA Ajustado

Millones de Ps.	9M2019 (A)	9M2019 (B)	4Q2019 (C-B)	2019 (C)
	No auditado, sujeto a revisión limitada ISRE 2410	No auditado	No auditado	Auditado
Unidad de medida de fecha:	September 30, 2019	December 31, 2019	December 31, 2019	December 31, 2019
Ganancia Neta del período	6,562	7,331	1,330	8,661
RECPAM	2,272	2,539	(107)	2,432
Costos Financieros	12,190	13,619	2,306	15,925
Ingresos financieros	(1,974)	(2,206)	(1,395)	(3,601)
Participación en los resultados de asociadas	(818)	(914)	(199)	(1,113)
Impuesto a las Ganancias del período	4,557	5,091	655	5,745
Ganancia después del impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	-	-
Depreciaciones y Amortizaciones	1,527	1,706	1,684	3,391
EBITDA Ajustado¹	24,316	27,166	4,274	31,440
- <i>minus</i> CVOSA Effect	-	-	-	-
- <i>minus</i> Foreign Exchange Difference and interests related to FONI and similar programs	10,854	12,126	1,550	13,676
EBITDA Ajustado menos actualización créditos CVOSA y Diferencia de cambio e intereses relacionados a créditos FONI y programas similares	13,462	15,040	2,724	17,764
EBITDA Ajustado menos actualización créditos CVOSA y Diferencia de cambio e intereses relacionados a créditos FONI y programas similares (traducción para conveniencia del lector en millones de US\$**)				297
Resultado neto del período (traducción para conveniencia del lector en millones de US\$**)				145
<i>Tipo de cambio de fin del período (Ps. por US dólar)</i>				59.89

Fuente: la Compañía. * Ver “Disclaimer—EBITDA Ajustado” para mayor información. Las métricas financieras al 30 de septiembre de 2019 han sido reexpresadas con la unidad de medida del 31 de Diciembre de 2019. El factor de ajuste entre el 31 de diciembre de 2019 y el 30 de septiembre de 2019 fue de 11,72%. **Cifras financieras en dólares convertidas de pesos a dólares al tipo de cambio del 31 de diciembre de 2019. Ver Evolución tipo de cambio.



Tipo de cambio vendedor divisa Banco de la Nación Argentina

Año	Período	Máximo	Mínimo	Promedio	Final
2017	1Q 2017	16,0800	15,3600	15,6795	15,3900
	2Q 2017	16,6300	15,1900	15,7575	16,6300
	3Q 2017	17,7900	16,8000	17,2870	17,3100
	4Q 2017	19,2000	17,2300	17,5529	18,6490
2018	1Q 2018	20,4100	18,4100	19,6779	20,1490
	2Q 2018	28,8500	20,1350	23,5843	28,8500
	3Q 2018	41,2500	27,2100	31,9583	41,2500
	4Q2018	40,5000	35,4000	37,1457	37,7000
2019	1Q2019	43,8700	36,9000	39,0054	43,3500
	2Q2019	45,9700	41,6200	44,0067	42,4630
	3Q2019	60,4000	41,6000	50,6532	57,5900
	4Q2019	60,0000	57,6400	59,3465	59,8900
2020	1Q2020 (1)	64,4690	59,8150	61,4240	64,4690

Fuente: Banco de la Nación Argentina. 1. Hasta **Marzo 30, 2020**





Central Puerto