

Resultados del ejercicio y trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2018



Pampa Energía S.A. ("Pampa", la "Compañía" o la "Sociedad"), la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina, con participación en las cadenas de valor de electricidad y de gas del país, anuncia los resultados correspondientes al ejercicio y trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2018.

Buenos Aires, 11 de marzo de 2019

Información Accionaria



Bolsas y Mercados
Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital emitido neto de recompras:

1.879,8 millones acciones ordinarias /
75,2 millones de ADSs

Capitalización: AR\$95,1 mil millones
US\$2,3 mil millones

Para mayor información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Director General - CEO

Ricardo Torres
Vicepresidente ejecutivo

Mariano Batistella
Director ejecutivo de planeamiento,
estrategia, downstream y vinculadas

Lida Wang
Gerente de relación con inversores

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

Tel: +54 (11) 4344-6000

investor@pampaenergia.com

ri.pampaenergia.com

La información financiera en este Informe está expuesta en moneda constante a diciembre de 2018, en base a los estados financieros ("EEFF") preparados bajo la Norma Internacional Contable ("NIC") 29 de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

Sin embargo, para conveniencia del lector, la información trimestral se expone y se analiza en términos nominales, mientras que las cifras anuales se exponen en términos nominales y ajustadas por inflación, expresamente indicados a lo largo del documento¹.

Principales Resultados del Ejercicio 2018, en Moneda Constante a Diciembre 2018

Ventas netas consolidadas por AR\$110.080 millones², un 34% mayor a los AR\$82.008 millones registrados en el ejercicio 2017, debido a aumentos del 71% en generación de energía, 41% en distribución de energía, 13% en petróleo y gas, 8% en petroquímica, y 113% en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones en ventas intersegmento de AR\$1.671 millones.

- ⇒ **Generación de 14.845 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Distribución de 21.172 GWh de electricidad** a 3 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 44,8 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 355 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado³ consolidado por operaciones continuas de AR\$36.857 millones, un 72% mayor a los AR\$21.391 millones del 2017, explicado por incrementos del 103% en generación de energía, 171% en distribución de energía, 8% en petróleo y gas, 147% en refinación y distribución, 178% en petroquímica y 119% en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones intersegmento de AR\$36 millones.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$8.435 millones, 22% inferior a la ganancia de AR\$10.799 millones en 2017, principalmente debido a la pérdida de AR\$32.549 millones devengada a raíz de la depreciación en 2018 del 102% del AR\$ contra el US\$, moneda en la cual están denominados mayoritariamente los pasivos financieros de la Compañía, parcialmente compensado por

¹ Para mayor información ver el punto 1.9 de este Informe.

² Bajo NIIF, Greenwind, OldelVal, Refinor, Transener y TGS no se consolidan en los EEFF de Pampa, siendo los Valores Patrimoniales Proporcionales ("VPP") expuestos en los ítems "Resultado por participación en negocios conjuntos/asociadas".

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos no recurrentes y *non-cash*, VPP y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF e incluye EBITDA a tenencia de afiliadas. Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.



una ganancia de AR\$23.696 millones por el Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda ("RECPAM").

Principales Resultados del Cuarto Trimestre de 2018 ("4T18"), en Términos Nominales⁴

Ventas netas consolidadas por AR\$24.284 millones, un 72% mayor a los AR\$14.131 millones registrados en el cuarto trimestre de 2017 ("4T17"), debido a aumentos del 191% en generación de energía, 59% en distribución de energía, 60% en petróleo y gas, 68% en petroquímica y 270% en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones en ventas intersegmento de AR\$1.789 millones.

- ⇒ **Generación de 3.325 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 4.652 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 42,5 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 88 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$6.843 millones, comparado a AR\$3.661 millones del 4T17, explicado por incrementos del 178% en generación de energía, 39% en petróleo y gas, AR\$177 millones en petroquímica, AR\$888 millones en holding y otros, y menores eliminaciones intersegmento de AR\$23 millones, parcialmente compensados por pérdidas de AR\$653 millones en distribución de energía y reducción de AR\$35 millones en refinación y distribución.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$6.384 millones, superior a la ganancia de AR\$1.512 millones en 4T17, principalmente explicado por la ganancia devengada de AR\$5.377 millones a raíz de la apreciación del 9% del AR\$ en comparación con el US\$, moneda en la cual están denominados mayoritariamente los pasivos financieros de la Compañía, pero al estar hecho el análisis en AR\$ históricos, no reflejan el efecto de la inflación.

Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 12 de marzo de 2019 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una conferencia telefónica para analizar los resultados del 4T18.

La presentación estará a cargo de Lida Wang, gerente de relación con inversores de Pampa. Para los interesados en participar, comunicarse al +54 (11) 3984-5677 desde Argentina, al +1 (844) 717-6837 desde los Estados Unidos, o desde cualquier otro país al +1 (412) 317-6394. Los participantes deberán utilizar la contraseña "Pampa Energía" para la conferencia y llamar cinco minutos antes de la hora fijada. Por favor descargar la [Presentación de la Conferencia Telefónica 4T18](#) en nuestro sitio para inversores. También habrá una transmisión de audio y presentación en vivo de la conferencia en la página <http://bit.ly/PampaQ418Call>.

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

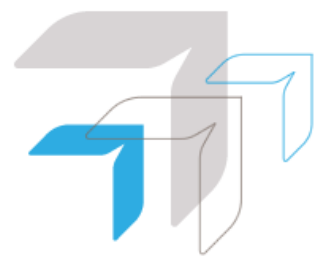
- ✓ ri.pampaenergia.com
- ✓ www.cnv.gov.ar
- ✓ www.sec.gov
- ✓ www.bolsar.com

⁴ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 están basados en montos en términos nominales correspondiente a los ejercicios 2018 y 2017, y los EEFF presentados para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.



Índice

| | |
|---|----|
| Principales Resultados del Ejercicio 2018, en Moneda Constante a Diciembre 2018 | 1 |
| Principales Resultados del 4T18, en Términos Nominales | 2 |
| Información sobre la Conferencia Telefónica | 2 |
| 1. Hechos Relevantes | 4 |
| 1.1 Segmento de Petróleo y Gas | 4 |
| 1.2 Segmento de Generación de Electricidad | 7 |
| 1.3 Transportadora de Gas del Sur ("TGS") | 8 |
| 1.4 Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("Edenor") | 8 |
| 1.5 Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. ("Transener") .. | 10 |
| 1.6 Desinversiones Estratégicas | 10 |
| 1.7 Recompra de Instrumentos Financieros Propios | 10 |
| 1.8 Gobierno Corporativo | 12 |
| 1.9 NIIF: Re-Expresión de la Información Financiera | 12 |
| 2. Indicadores Financieros Relevantes | 13 |
| 2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado | 13 |
| 2.2 Estado de Resultados Consolidado | 14 |
| 2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera | 15 |
| 3. Análisis de los Resultados del 4T18 | 17 |
| 3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía | 18 |
| 3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía | 20 |
| 3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas | 22 |
| 3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución | 25 |
| 3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica | 26 |
| 3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros | 28 |
| 3.7 Análisis del Ejercicio, por Subsidiaria | 29 |
| 3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria | 30 |



1. Hechos Relevantes

1.1 Segmento de Petróleo y Gas

Precio del Gas Natural para la Generación Eléctrica

Con fecha 27 de diciembre de 2018 tuvo lugar la subasta de Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista ("CAMMESA") mediante el Mercado Electrónico de Gas ("MEGSA") para la provisión de gas natural a centrales térmicas durante el año 2019, y se recibieron indicaciones de precio por un total de 222 millones de m³ de gas por día en condición interrumpible, a precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST") estacional con máximo de US\$5,2/MBTU y mínimo de US\$3,2/MBTU para el período junio – agosto de 2019, y con máximo de US\$3,7/MBTU y mínimo de US\$2,2/MBTU para el resto del año.

Para dicha subasta, se consideraron los precios máximos estacionales PIST de referencia según cuenca de origen, conforme a la Nota N° 66680075/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía ("SGE"), emitida el 19 de diciembre de 2018, con vigencia desde el 1 de enero de 2019. Para el período junio – agosto de 2019 se fijaron en US\$4,95/MBTU para la Cuenca Neuquina, US\$5,15/MBTU Cuenca Noroeste, US\$5,10/MBTU Cuenca Golfo San Jorge, US\$4,90/MBTU Cuenca Santa Cruz Sur y US\$4,85/MBTU Cuenca Tierra del Fuego; mientras que para el resto del año se fijaron en US\$3,70/MBTU Cuenca Neuquina, US\$3,60/MBTU Cuenca Noroeste, US\$3,55/MBTU Cuenca Golfo San Jorge, US\$3,35/MBTU Cuenca Santa Cruz Sur y US\$3,30/MBTU Cuenca Tierra del Fuego.

Sin embargo, el 8 de febrero de 2019 la SGE emitió la Nota N° 07973690, mediante la cual instruyó a CAMMESA a reconocer en los Costos Variables de Producción ("CVP") declarados por los agentes generadores, el precio máximo de gas equivalente al promedio ponderado por cuenca que hubiera resultado en caso de que la totalidad del combustible se hubiera adquirido por CAMMESA⁵.

Modificaciones al Programa de Estímulo a la Producción de Gas No Convencional

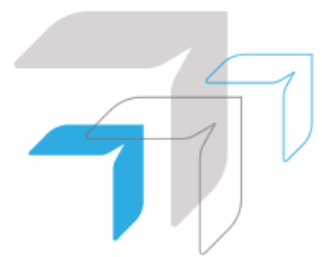
Una de las principales estrategias de la Compañía es focalizar sus inversiones en la Exploración y Producción ("E&P") de gas natural, con especial foco en el desarrollo y la explotación de reservas de gas no convencional en nuestras áreas. Las extensiones de vencimiento a las licencias de los bloques productivos de Pampa, logradas durante el 2018 en las áreas El Mangrullo y Sierra Chata, sumado a Río Neuquén en 2016 y Rincón del Mangrullo en 2017, fueron realizadas en línea con dicha estrategia, y como requisito para la inclusión al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales ("Plan Gas No Convencional"), normado en las Res. N° 46/2017 y Res. 419/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería ("MEyM").

En este sentido, Pampa había solicitado ante la SGE la inclusión en el Plan Gas No Convencional de los siguientes proyectos de explotación oportunamente aprobados por la autoridad de aplicación Provincial:

- i. Río Neuquén, presentado el 5 de febrero de 2018 en nuestro carácter de titular del 33,07% de la producción;
- ii. El Mangrullo, presentado el 26 de julio de 2018 en nuestro carácter de operador y titular del 100% de la producción; y
- iii. Sierra Chata, presentado el 30 de julio de 2018 en nuestro carácter de operador y titular del 45,55% de la producción.

Sin embargo, con fecha 30 de enero de 2019 la SGE convocó a una reunión con los productores de gas afectados por el Plan Gas No Convencional, incluida la Sociedad, por la cual comunicó que no se

⁵ Para mayor información, ver "Abastecimiento Propio del Combustible por las Generadoras Térmicas" del punto 1.2 de este Informe de Resultados.



aprobarán nuevos proyectos y que la SGE evaluará un nuevo esquema de incentivos durante el período invernal.

A la fecha de emisión del presente Informe, no existe una Resolución o decisión administrativa emitida por la SGE; ni Pampa ha sido formalmente notificada del rechazo a la inclusión en el Plan Gas No Convencional de los proyectos de explotación mencionados anteriormente. Sin perjuicio de ello, Pampa se encuentra analizando los cursos de acción a seguir y a la espera de la nueva propuesta de incentivos para el período invernal.

Licitación de Gas en Condición Firme para Distribuidoras

El 11 de febrero de 2019 se publicó en el Boletín Oficial ("BO") la Res. SGE N° 32/2019, mediante la cual se aprobaron los mecanismos del concurso de precios únicos para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento a distribuidoras.

La modalidad del concurso fue presencial en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA") a través de la plataforma de MEGSA bajo un mecanismo de subastas electrónicas con una única ronda, abarcando 12 meses y estacional con volúmenes de invierno 2,5 veces el del verano, correspondiendo al período invernal abril – septiembre de 2019 y estival octubre de 2019 – abril de 2020, y con obligaciones de *take or pay* ("ToP") y *deliver or pay* ("DoP"). Asimismo, el gas pagado y no recibido podrá ser recuperado en el siguiente período estival, siempre y cuando lo reciba el comprador.

En la subasta del día 14 de febrero de 2019 participaron todas las cuencas excepto Noroeste. Se asignaron 14,4 millones de m³ por día para el verano y 36,1 millones de m³ por día para el invierno, a un precio promedio ponderado entre las ofertas adjudicadas de US\$4,62/MBTU. El 83% de los volúmenes correspondieron a la Cuenca Neuquina, a un precio promedio ponderado de US\$4,61/MBTU. Pampa participó y fue adjudicada en dicha subasta.

Asimismo, en la subasta del día 15 de febrero de 2019, se asignaron 3,8 millones de m³ por día para el verano y 9,4 millones de m³ por día para el invierno, a un precio promedio ponderado de US\$4,35/MBTU, correspondiendo el 100% del volumen a la Cuenca Noroeste. La subasta contó con la participación de Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA") debido a que la oferta doméstica en dicha cuenca es insuficiente.

La facturación será en AR\$ por m³ bajo la metodología para el traslado a tarifas del precio del gas, estipulada en la Res. N° 72/2019⁶ del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"), emitiéndose la factura de venta dentro de los 5 días posteriores al último día de entrega de cada mes, y el vencimiento será a los 65 días de finalizado el mes de entrega efectiva. Asimismo, a partir de la mora se devengará un interés del 150% de la tasa promedio del Banco de la Nación Argentina ("BNA") para plazos fijos en AR\$ a 30 días. Eventualmente, el vendedor podrá requerir al comprador que constituya garantías de pago y, en caso de que el ENARGAS no garantice el traspaso a tarifa del precio de venta acordado, cualquiera de las partes podrá rescindir los derechos y obligaciones emergentes del acuerdo.

Metodología para el Traslado a Tarifas del Precio del Gas

A partir de la publicación de la Res. ENARGAS N° 72/2019 en el BO, el 12 de febrero de 2019 entró en vigencia la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y procedimiento general para el cálculo de las diferencias de cambio diarias acumuladas. Entre otros aspectos contempla el reconocimiento de los precios pactados en los contratos que las distribuidoras celebren con los productores en el marco de las subastas realizadas de acuerdo a la Res. SGE N° 32/2019⁷ y establece que el tipo de cambio a considerar entre productores y distribuidores debe ser el promedio divisas del BNA entre el día 1 y 15 del mes inmediato

⁶ Para mayor información, ver "Metodología para el Traslado a Tarifas del Precio del Gas" del punto 1.1 de este Informe de Resultados.

⁷ Para mayor información, ver "Licitación de Gas en Condición Firme para Distribuidoras" del punto 1.1 de este Informe de Resultados.



anterior al inicio de cada período estacional o los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Por otro lado, en relación a los créditos devengados por las diferencias de cambio entre el precio del gas comprado por las distribuidoras de gas y el precio del gas reconocido en las tarifas finales de las distribuidoras de gas entre abril y octubre de 2018, el 15 de noviembre de 2018 se emitió el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") N° 1053/2018, en la cual se estableció, con carácter excepcional, que el Estado Nacional asume dicha diferencia de cambio, contemplando el período abril de 2018 – marzo de 2019. El monto neto resultante se transferirá a las distribuidoras de gas, las cuales inmediatamente transferirán a sus proveedores de gas involucrados, en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1 de octubre de 2019, utilizando la tasa de interés efectiva del BNA para depósitos en AR\$ a 30 días de plazo.

Compensaciones Pendientes de Liquidación del Plan Gas

Con fecha 21 de febrero de 2019, se publicó la Res. SGE N° 54/2019 estableciendo que la cancelación de las obligaciones emergentes de lo dispuesto en la Res. MEyM N° 97/2018 mediante la emisión de instrumentos de deuda pública. Consecuentemente, con fecha 26 de febrero de 2019 se emitió la Res. Conjunta N° 21/2019 de la Secretaría de Finanzas y Secretaría de Hacienda, disponiendo la emisión de Bonos Programas Gas Natural en US\$, con fecha de emisión el 27 de febrero de 2019, por un plazo de 2 años y 4 meses, sin intereses y con una amortización de 29 cuotas mensuales y consecutivas, siendo la primera de ellas el 6,66% del valor nominal original, las siguientes 18 cuotas del 3,33% y las restantes 10 cuotas del 3,34%.

Pampa presentó ante la SGE el formulario de adhesión, manifestando su consentimiento y aceptación de los términos y alcances de la Res. SGE N° 54/19. El saldo de crédito pendiente de cobro al 31 de diciembre de 2018 registrado en los EEFF asciende a AR\$5.338 millones. No obstante, en enero de 2019 se saldó el monto de compensaciones del Plan Gas devengadas durante el ejercicio 2018, cobrándose aproximadamente AR\$649 millones.

Autorización para la Exportación de Gas

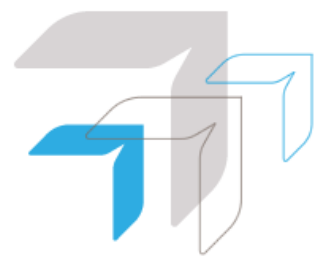
Con fecha 12 de diciembre de 2018, Pampa fue autorizado mediante la Res. SGE N° 252/2018 para la exportación de gas natural a Chile, de carácter interrumpible, desde las áreas Río Neuquén y Rincón del Mangrullo, con destino a Colbún S.A., a un precio PIST de US\$4,2/MBTU, por un volumen máximo de 2 millones de m³ por día hasta el 15 de noviembre de 2019, o hasta completar la cantidad máxima total equivalente al volumen de exportación diaria autorizada por la cantidad de días de vigencia de esta autorización desde su otorgamiento, lo que ocurra primero.

Asimismo, con fecha 22 de enero de 2019, Pampa fue autorizado mediante la Res. SGE N° 12/2019 para la exportación de gas natural a Uruguay, también de carácter interrumpible y desde las áreas Río Neuquén y Rincón del Mangrullo, con destino a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, a un precio PIST de US\$4,01/MBTU, por un volumen máximo de 600 mil m³ por día hasta el 1 de mayo de 2019, o hasta completar la cantidad máxima total equivalente al volumen de exportación diaria autorizada por la cantidad de días de vigencia de esta autorización desde su otorgamiento.

Inversión en Oleoductos de Crudos Pesados ("OCP")

El 6 de diciembre de 2018, OCP suscribió un acuerdo con la República de Ecuador para dar por terminados todos los reclamos y acciones legales iniciados por las partes, en relación con las divergencias reclamadas por el fisco ecuatoriano. En consecuencia, Pampa reconoció una ganancia por nuestra participación indirecta del 11,42% en OCP, de US\$35 millones.

Asimismo, con fecha 5 de diciembre de 2018 se suscribió un acuerdo con Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV para la compra de las acciones representativas del 4,49% del capital social de OCP y de la deuda



subordinada emitida por dicha sociedad, sujeto a la autorización del Estado Ecuatoriano, entre otras condiciones precedentes.

1.2 Segmento de Generación de Electricidad

Nuevo Esquema Remunerativo para la Capacidad Vieja

Con fecha 1 de marzo de 2019 se publicó en el BO la Res. N° 1/19 emitida por la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ("SRRYME"), mediante la cual dejó sin efecto el esquema de remuneración de la Res. N° 19/17 emitida por la ex Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE"). El nuevo régimen de remuneración está denominado en US\$ y es aplicable a partir del 1 de marzo de 2019. Los principales cambios:

- La remuneración por potencia de las generadoras térmicas que declaren Compromisos de Disponibilidad Garantizada ("DIGO") se reduce a US\$5.500/MW-mes para los períodos de marzo a mayo (otoño) y septiembre a noviembre (primavera);
- Para las generadoras térmicas se aplica sobre la remuneración a la potencia, un coeficiente derivado del factor de utilización promedio de los últimos doce meses de la unidad: para percibir el 100% del pago por potencia, se requiere un mínimo del 70% del factor de utilización; entre un 30% y 70% de utilización, se percibe un porcentaje en función de ello; y si el factor de uso es menor al 30%, el coeficiente resultante es 0,70; y
- Se reduce la remuneración por operación y mantenimiento a US\$4/MWh en la energía generada con gas y a US\$7/MWh con *fuel oil* o *gas oil*, y se reduce la remuneración por energía operada a US\$1,4/MWh.

Abastecimiento Propio del Combustible por las Generadoras Térmicas

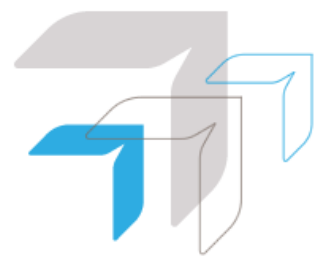
En diciembre de 2018 se extendió a generadores con remuneración diferenciada la gestión propia del combustible, establecido mediante la Res. SGE N° 70/2018. Sin embargo, CAMMESA continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos que estén imposibilitados o no opten por hacer uso de dicha facultad.

En la programación estacional realizada el 12 de noviembre de 2018 y desde entonces, la Compañía optó por utilizar dicha facultad, destinando una significativa porción de su producción propia de gas natural para el despacho de sus unidades térmicas.

En el caso que el generador haya optado por abastecer su propio combustible para la generación y al momento de ser despachado no contare con el mismo, el cálculo de la disponibilidad de su potencia se verá reducida al 50% de la disponibilidad real. En similar sentido, perderá el orden en el despacho y en caso que el Organismo Encargado del Despacho le asigne combustible para su generación, solo se remunerará la Energía Generada al 50% de los costos variables no combustibles aprobados.

Finalmente, el 8 de febrero de 2019 se emitió la Nota SGE N° 07973690, mediante la cual se instruyó a CAMMESA a aplicar a partir del 18 de febrero de 2019, para la definición de los CVP máximos a reconocer en cada quincena, el precio medio ponderado del gas natural por cuenca que hubiera resultado en caso de que la totalidad del gas natural de producción nacional necesario para el abastecimiento previsto en el sector eléctrico se hubiera adquirido mediante los contratos surgidos en la última subasta realizada por CAMMESA en el MEGSA⁸.

⁸ Para mayor información, ver "Precio del Gas Natural para la Generación Eléctrica" del punto 1.1 de este Informe de Resultados.



1.3 TGS

Proyecto Midstream Vaca Muerta

Con fecha 26 de noviembre de 2018, se suscribió otro complemento al acta acuerdo de la oportunamente suscripta el pasado 3 de abril de 2018 con la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP"), mediante la cual se establece el compromiso de otorgar a TGS una ampliación del gasoducto colector Tramo Norte, que se extenderá desde el área Rincón La Ceniza (progresiva Km 91,0) hasta el Área Los Toldos I Sur (progresiva Km 116,0), y tendrá una extensión de 25 kilómetros con un diámetro de 36 pulgadas, atravesando diferentes yacimientos, primordialmente en la formación Vaca Muerta, para captar la producción de gas natural antes del ingreso a los gasoductos troncales. Posteriormente, dicho acta acuerdo fue ratificado por el Decreto N° 2381/2018 del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén.

La inversión total del ducto de 147 km y la planta de acondicionamiento está estimada en US\$250 millones, con una capacidad total de transporte de 60 millones de m³ por día. A la fecha de emisión del presente Informe de Resultados, los trabajos relacionados se encuentran en proceso de ejecución y se estima la habilitación por etapas a partir del segundo trimestre de 2019 finalizando en el cuarto trimestre del mismo año.

Audiencia Pública

Mediante la Res. N° 1/2019 de fecha 4 de febrero de 2019, el ENARGAS convocó a TGS a una audiencia pública el 26 de febrero de 2019, con el objetivo de exponer la aplicación de la adecuación semestral de la tarifa correspondiente al período de agosto 2018 y febrero de 2019.

Propuesta de Dividendos

El 7 de marzo de 2019, el Directorio de TGS ha resuelto someter a consideración de la próxima Asamblea General Ordinaria de Accionistas a celebrarse el 11 de abril de 2019, la distribución de dividendos en efectivo por la suma de AR\$6.500 millones.

1.4 Edenor

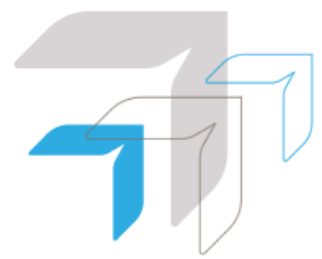
Programación Estacional del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM")

El 27 de diciembre de 2018, se emitió la Res. SGE N° 366/2018, derogando la Res. SEE N° 1091/2017, por ende, la tarifa social del Estado Nacional y el esquema de descuento por ahorro, y fijando el precio de referencia de la potencia en AR\$80.000 por MW-mes a partir de febrero de 2019, con incrementos del 25% y 20% en los meses de mayo y agosto de 2019, respectivamente, con vigencia hasta octubre de 2019. El precio estabilizado para el transporte por el sistema de extra alta tensión y el precio por la distribución troncal según distribuidora se mantuvieron sin cambios.

Con respecto a los precios de referencia de energía, se fijaron para los Grandes Usuarios Distribuidoras ("GUDI") en AR\$2.762/MWh para el período febrero – octubre de 2019, y para el resto de los usuarios en AR\$1.852/MWh a partir de febrero de 2019, con incrementos del 5% en los meses de mayo y agosto de 2019, con vigencia hasta octubre de 2019.

Actualización Semestral de la Remuneración

Con fecha 1 de febrero de 2019 se publicó en el BO la Res. N° 25/2019 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), mediante la cual se aprobó el cuadro tarifario con vigencia a partir del día de su



publicación y refleja los nuevos precios estacionales descriptos en la Res. SGE N° 366/2018. El mismo día, se publicó también la Res. ENRE N° 27/2019, pero con vigencia a partir del 1 de marzo de 2019, estableciendo la actualización retroactiva al 1 de febrero de 2019 del Costo Propio de Distribución ("CPD") correspondiente al semestre agosto 2018 – enero 2019 de un 25% (incluye el factor E de estímulo a la eficiencia de -1,59%) y el aumento de CPD del 6% oportunamente diferido en agosto de 2018, retroactivo a dicha fecha. Los montos retroactivos serán cobrados en cinco cuotas.

Transferencia de Jurisdicción de la Concesión de Edenor

En virtud de lo previsto en las Leyes N° 27.469 de Consenso Fiscal 2018 y N° 27.467 de Presupuesto General de Gastos y Recursos de la Administración Nacional para el ejercicio 2019, el día 28 de febrero de 2019 los representantes del Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires ("PBA") y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("CABA") suscribieron un acuerdo para la transferencia del servicio público de distribución de energía eléctrica —oportunamente concesionado por el Estado Nacional a favor de nuestra subsidiaria Edenor— a la jurisdicción de PBA y CABA. De este modo, PBA y CABA pasarán a controlar el servicio público que prestan Edenor, reemplazando al Estado Nacional, concedente original. Los aspectos más destacables del acuerdo firmado son los siguientes:

- Creación del ente bipartito de control y regulación del servicio público de distribución eléctrica, y a realizar todas las acciones para que se ponga en funcionamiento con la mayor celeridad;
- A partir de enero de 2019, PBA y CABA afrontan con recursos propios las erogaciones asociadas con la Tarifa Social; y
- El Estado Nacional se compromete a realizar las gestiones y los procedimientos administrativos necesarios para terminar de dar solución a cuestiones pendientes, entre ellos los reclamos vinculados con el cumplimiento del Acta Acuerdo celebrado entre el Estado Nacional y Edenor en 2006, el pago de los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios, y las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la Tarifa Social.

En principio, este acuerdo no implica cambios sustanciales respecto a la regulación, determinación de tarifas, incrementos futuros, senderos de calidad de servicios, ya establecidos en la última Revisión Tarifaria Integral ("RTI"). Sin embargo, se deberá esperar la confirmación del nuevo ente regulador que reemplace al ENRE, el que mantendrá sus funciones temporalmente hasta que se cree el nuevo ente. Asimismo, cabe destacar que Edenor no ha sido parte de dicho acuerdo y se encuentra analizando el alcance y las implicancias del mismo.

Reclamo Contra Ribera Desarrollos S.A. ("RDSA")

En relación al reclamo por falta de cumplimiento de RDSA, en noviembre de 2018 Edenor promovió un proceso arbitral ante el Tribunal Arbitral de la BCBA solicitando la restitución del precio de compra y sus intereses. Adicionalmente, se inició el proceso para el cobro del seguro de caución que afianzaba la obligación de RDSA, y que en los términos de la póliza resulta en un reclamo por US\$50 millones, cubriendo más del 60% del monto reclamado a RDSA.

En opinión de nuestros asesores legales, el derecho de Edenor al cobro del crédito es sumamente sólido y debiera resultar en una decisión favorable tanto en el arbitraje en el BCBA como en el juicio que eventualmente se iniciara contra aseguradora de cauciones en caso de que esta no cumpla con el pago de la póliza de caución arriba mencionada.

No obstante, teniendo en consideración que RDSA se ha presentado en concurso de acreedores con fecha 1 de febrero de 2019, y que con fecha 28 de febrero de 2019 fue publicada en el BO la Res. N° 207/2019 de la Superintendencia de Seguros de la Nación prohibiendo a compañía aseguradora de cauciones a celebrar nuevos contratos y manteniendo su inhibición general de bienes hasta tanto se regularice su situación deficitaria, Edenor ha provisionado parcialmente el valor del crédito ponderando la posibilidad de su recupero, a raíz de la situación patrimonial de RDSA y la compañía aseguradora de cauciones. En



consecuencia, el saldo del crédito registrado al 31 de diciembre de 2018, neto de provisiones, asciende a AR\$766 millones.

1.5 Transener

Actualización Semestral de la Remuneración

Luego de reiterados reclamos ante el ENRE a través de Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina ("ATEERA"), el 16 de noviembre de 2018 se emitieron las Res. ENRE N° 280/2018 y 281/2018, mediante las cuales se ajustaron las remuneraciones de Transener y Transba en un 14,75% y 16% respectivamente, para el semestre diciembre 2017 – junio 2018, retroactivo desde el 1 de agosto de 2018. Debido a que CAMMESA no computó los intereses correspondientes a los meses de agosto y septiembre 2018, Transener y Transba presentaron un reclamo ante el ENRE y CAMMESA para que se liquiden los intereses correspondientes.

A la fecha de emisión del presente Informe, el ENRE no ha emitido las resoluciones correspondientes a la actualización semestral de la remuneración de Transener y Transba que, de acuerdo a la RTI, debió aplicarse desde el 1 de febrero de 2019. Según los datos reales y estimados, los ajustes a Transener y Transba ascenderían a 25,5% y 27%, respectivamente (ambos incluyen un estimado del 0,14% de ajuste por el factor X de estímulo a la eficiencia), acumulados para el período junio 2018 – diciembre 2018. Transener se encuentra realizando las correspondientes diligencias para la normalización de la situación.

Distribución de Dividendos en Efectivo

De acuerdo con la delegación de facultades realizada por la Asamblea General de Transener del día 12 de abril de 2018, el 12 de diciembre de 2018 el Directorio de Transener resolvió desafectar la suma de AR\$1.489,4 millones de la cuenta de reserva para futuros dividendos y disponer su distribución en concepto de dividendos en efectivo correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017.

El dividendo declarado fue abonado el 26 de diciembre de 2018.

1.6 Desinversiones Estratégicas

Con fecha 6 de marzo de 2019, se acordó la venta de la terminal de almacenamiento de Dock Sud a Raízen Argentina, licenciataria de la marca Shell, por US\$20 millones más US\$1,4 millones en concepto de producto y ajustes.

Asimismo, habiéndose cumplido las condiciones precedentes, el 27 de noviembre de 2018 se produjo el cierre de la venta del 21% de participación de OldelVal. El precio de la transacción ascendió a la suma de US\$36,4 millones, el cual fue abonado en su totalidad por ExxonMobil el mismo día del cierre de la operación.

1.7 Recompra de Instrumentos Financieros Propios

Pampa Energía

El 28 de noviembre de 2018 la Inspección General de Justicia inscribió la reducción del capital social de Pampa, aprobándose la cancelación de 182.820.250 acciones ordinarias que Pampa poseía en cartera, con previa aprobación de la Asamblea de Accionistas de Pampa celebrada el 2 de octubre de 2018. Con respecto al remanente de acciones recompradas, la Compañía someterá a la aprobación de sus accionistas la cancelación de las mismas en la próxima Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria.



Al día de la fecha, el capital social emitido de Pampa asciende a 1.899,9 millones acciones ordinarias, de las cuales 20,1 millones de acciones ordinarias se encuentran en cartera. Por lo tanto, el total de acciones en circulación asciende a 1.879,8 millones, equivalentes a 75,2 millones de ADRs.

Edenor

Habiéndose finalizado el primer programa de recompra de acciones el 11 de julio de 2018, el 4 de diciembre de 2018 el Directorio de Edenor aprobó un segundo programa bajo los siguientes términos y condiciones:

| | Edenor | |
|--|--------------------------------------|---------------------------------------|
| | Plan de Recompra I | Plan de Recompra II |
| Monto máximo a recomprar | US\$40 millones | AR\$800 millones |
| Precios máximos | AR\$60/acción ordinaria o US\$55/ADR | US\$1,5/acción ordinaria o US\$30/ADR |
| Plazo | 120 días desde el 11-May-2018 | 120 días desde el 6-Dic-2018 |
| Recompras realizadas a la fecha | 645.891 ADRs @ US\$43,93/ADR | 412.176 ADRs @ US\$26,99/ADR |
| Cobertura | 100% - Finalizado | 53% - En curso |

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

A la fecha, se recompraron un total de 21,2 millones de acciones ordinarias o 1,1 millones de ADRs, y se desembolsó un total de US\$39,5 millones.

Asimismo, el capital social emitido de Edenor asciende a 906,5 millones acciones ordinarias, de las cuales 29 millones⁹ de acciones ordinarias se encuentran en cartera. Por lo tanto, el total de acciones en circulación asciende a 877,5 millones, equivalentes a 43,9 millones de ADRs.

TGS

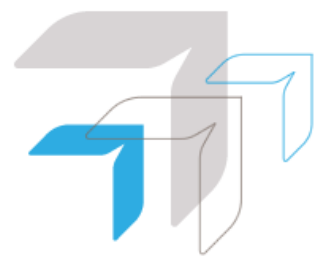
El 5 de marzo de 2019 se cumplió el plazo de vigencia del programa de recompra de acciones de TGS, siendo la última operación realizada el 26 de diciembre de 2018. Al día de la fecha, el capital social de TGS asciende a 794,5 millones acciones ordinarias, de las cuales 13,6 millones de acciones ordinarias o su equivalente de 2,7 millones de ADRs se encuentran en cartera. El total desembolsado fue de US\$40 millones.

Por lo tanto, a la fecha el total de acciones en circulación asciende a 780,9 millones, equivalentes a 156,2 millones de ADRs.

| | TGS | |
|--|---------------------------------------|--|
| | Plan de Recompra I | Plan de Recompra II |
| Monto máximo a recomprar | AR\$1.700 millones | Incrementa a AR\$1.800 millones |
| Precios máximos | AR\$95/acción ordinaria o US\$20/ADR | Incrementa a AR\$130/acción ordinaria o US\$17/ADR |
| Plazo | 120 días desde el 10-May-2018 | 180 días desde el 7-Sep-2018 |
| Recompras realizadas a la fecha | 2.103.082 ADRs @ US\$15,19/ADR | 617.074 ADRs @ US\$13,63/ADR |
| Cobertura | 100% - Finalizado | |

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

⁹ Incluye 7,8 millones de acciones ordinarias recompradas en un programa del 2008, neto de entregas al personal clave de Edenor bajo un Plan de Compensación.



1.8 Gobierno Corporativo

Designación del CEO y CFO

El Directorio de Pampa, en su reunión del día 14 de diciembre de 2018, designó a Gustavo Mariani para desempeñar el cargo de *Chief Executive Officer* ("CEO") y a Gabriel Cohen para desempeñar el cargo de *Chief Financial Officer* ("CFO"). Marcelo Mindlin continúa desempeñando el cargo de Presidente del Directorio de Pampa.

Ingreso al Panel de Gobierno Corporativo Plus ("Panel +GC")

Pampa es una de las tres empresas que inauguró el panel especial de negociación de mercado de acciones denominado Panel +GC, lanzado en el día 18 de diciembre de 2018 por Bolsas y Mercados Argentinos ("ByMA"). El Panel +GC es inédito en el país e incluye aquellas empresas que, ya listadas en ByMA, tengan acciones con voto simple y cumplan con las mejores prácticas de buen gobierno y transparencia corporativa, incluso a un nivel superior a lo requerido por la normativa vigente. Dichas prácticas están sujetas a un monitoreo periódico sobre su cumplimiento, y se encuentran alineadas a los principios de Gobierno Corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico ("OCDE") y adoptados por el G20.

Asimismo, la Compañía integra el primer índice bursátil (no comercial) de sustentabilidad, en el cual, a partir de la metodología patrocinada por el Banco Interamericano de Desarrollo ("BID"), se eligieron a 15 empresas cotizantes con el mejor desempeño en materia ambiental, social y gobierno corporativo. Pampa también participa en el índice bursátil (no comercial) global de igualdad de género organizado por Bloomberg, en el cual Pampa es la única empresa argentina y una de las 4 empresas seleccionadas del sector energético.

1.9 NIIF: Re-Expresión de la Información Financiera

El 4 de diciembre de 2018 se publicó en el BO la Ley N° 27.468, el cual deroga el Decreto PEN N° 664/2003 que impedía la presentación de EEFF re-expresados en moneda constante ante la Comisión Nacional de Valores ("CNV"). El 26 de diciembre de 2018 la CNV emitió la Res. General N° 777/2018, determinando las normas aplicables a la re-expresión de los EEFF, siendo obligatorias para los EEFF anuales, por períodos intermedios o especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive.

Consecuentemente, los EEFF de Pampa al 31 de diciembre de 2018 están expresados en moneda homogénea al final del ejercicio 2018, incluyendo las cifras comparativas del ejercicio anterior, conforme a lo establecido en la NIC 29 sobre información financiera en economías hiperinflacionarias y la Res. antes mencionada.

En cuanto al presente Informe, para conveniencia del lector, se expondrá y explicará la información financiera trimestral en términos nominales, mientras que las cifras anuales se expondrán tanto en términos nominales y ajustadas por inflación.



2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

| En AR\$ millones, bajo NIIF | Al 31.12.18 | Al 31.12.17 |
|--|----------------|----------------|
| ACTIVO | | |
| Propiedades, planta y equipo | 125.005 | 111.571 |
| Activos intangibles | 6.080 | 6.354 |
| Activos por impuesto diferido | 80 | 1.928 |
| Participaciones en asociadas y negocios conjuntos | 15.333 | 11.875 |
| Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados | 422 | 286 |
| Otros activos | 33 | 9 |
| Créditos por ventas y otros créditos | 9.521 | 7.444 |
| Total del activo no corriente | 156.474 | 139.467 |
| Inventarios | 5.169 | 4.266 |
| Inversiones a costo amortizado | 1.330 | 37 |
| Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados | 15.273 | 21.576 |
| Instrumentos financieros derivados | 3 | 6 |
| Créditos por ventas y otros créditos | 26.489 | 28.267 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 9.097 | 1.179 |
| Total del activo corriente | 57.361 | 55.331 |
| Activos clasificados como mantenidos para la venta | - | 18.457 |
| Total del activo | 213.835 | 213.255 |
| PATRIMONIO | | |
| Capital social | 1.874 | 2.080 |
| Ajuste de capital | 9.826 | 10.906 |
| Prima de emisión | 18.499 | 18.496 |
| Acciones propias en cartera | 25 | 2 |
| Costo de acciones propias en cartera | (1.490) | (126) |
| Ajuste de capital de acciones en cartera | 134 | 13 |
| Reserva legal | 904 | 733 |
| Reserva facultativa | 7.355 | 12.554 |
| Otras reservas | (483) | 367 |
| Resultados no asignados | 15.193 | 11.806 |
| Otro resultado integral | (314) | (353) |
| Patrimonio atribuible a los propietarios | 51.523 | 56.478 |
| Participación no controladora | 16.160 | 17.792 |
| Total del patrimonio | 67.683 | 74.270 |
| PASIVO | | |
| Participaciones en asociadas y negocios conjuntos | 153 | - |
| Provisiones | 5.499 | 6.549 |
| Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta | 1.034 | 1.274 |
| Ingresos diferidos | 275 | 287 |
| Cargas fiscales | 542 | 540 |
| Pasivos por impuesto diferido | 15.354 | 16.686 |
| Planes de beneficios definidos | 1.175 | 1.464 |
| Remuneraciones y cargas sociales a pagar | 163 | 177 |
| Préstamos | 69.189 | 54.816 |
| Deudas comerciales y otras deudas | 8.162 | 9.457 |
| Total del pasivo no corriente | 101.546 | 91.250 |
| Provisiones | 871 | 1.179 |
| Ingresos diferidos | 5 | 5 |
| Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta | 1.084 | 1.392 |
| Cargas fiscales | 2.052 | 2.901 |
| Planes de beneficios definidos | 162 | 179 |
| Remuneraciones y cargas sociales a pagar | 2.726 | 3.180 |
| Instrumentos financieros derivados | 49 | 122 |
| Préstamos | 12.901 | 8.623 |
| Deudas comerciales y otras deudas | 24.756 | 26.655 |
| Total del pasivo corriente | 44.606 | 44.236 |
| Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta | - | 3.499 |
| Total del pasivo | 146.152 | 138.985 |
| Total del pasivo y del patrimonio | 213.835 | 213.255 |



2.2 Estado de Resultados Consolidado

| En AR\$ millones | Ejercicio Fiscal | | | | Cuarto Trimestre | |
|---|---------------------|---------------|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|
| | Reportado bajo NIIF | | En Términos Nominales | | En Términos Nominales | |
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Ingresos por ventas | 110.080 | 82.008 | 90.312 | 50.347 | 24.284 | 14.131 |
| Costo de ventas | (74.161) | (59.339) | (57.038) | (34.427) | (16.345) | (9.771) |
| Resultado bruto | 35.919 | 22.669 | 33.274 | 15.920 | 7.939 | 4.360 |
| Gastos de comercialización | (6.451) | (4.776) | (5.353) | (2.904) | (1.907) | (848) |
| Gastos de administración | (7.751) | (7.481) | (5.900) | (4.555) | (1.786) | (1.338) |
| Gastos de exploración | (45) | (71) | (41) | (44) | (31) | (7) |
| Otros ingresos operativos | 6.842 | 5.608 | 5.206 | 3.388 | 826 | 787 |
| Otros egresos operativos | (7.526) | (3.892) | (5.927) | (2.346) | (1.631) | (635) |
| Desvalorización de propiedades, planta y equipo | (1.195) | - | (640) | - | (640) | - |
| Recupero de desvalorización de propiedades, planta y equipo y activos intangibles | - | - | - | 543 | - | 543 |
| Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas | 4.464 | 1.813 | 4.304 | 1.108 | 3.779 | 243 |
| Resultado por venta de participaciones en sociedades | 1.052 | - | 1.132 | - | 1.132 | - |
| Resultado operativo | 25.309 | 13.870 | 26.055 | 11.110 | 7.681 | 3.105 |
| RECPAM | 23.696 | 11.478 | - | - | - | - |
| Ingresos financieros | 3.751 | 2.333 | 3.215 | 1.432 | 1.380 | 417 |
| Gastos financieros | (11.944) | (8.750) | (9.309) | (5.361) | (3.492) | (1.506) |
| Otros resultados financieros | (32.365) | (3.774) | (26.150) | (2.435) | 2.157 | (1.164) |
| Resultados financieros, neto | (16.862) | 1.287 | (32.244) | (6.364) | 45 | (2.253) |
| Resultado antes de impuestos | 8.447 | 15.157 | (6.189) | 4.746 | 7.726 | 852 |
| Impuesto a las ganancias | (658) | 985 | 3.201 | 1.178 | (2.320) | 1.390 |
| Resultado por operaciones continuas | 7.789 | 16.142 | (2.988) | 5.924 | 5.406 | 2.242 |
| Resultado por operaciones discontinuadas | 3.019 | (1.893) | 3.053 | (254) | 7 | (542) |
| Resultado del período | 10.808 | 14.249 | 65 | 5.670 | 5.413 | 1.700 |
| Atribuible a: | | | | | | |
| Propietarios de la Sociedad | 8.435 | 10.799 | (399) | 4.606 | 6.384 | 1.512 |
| Operaciones continuas | 5.506 | 12.867 | (3.389) | 4.971 | 6.377 | 2.147 |
| Operaciones discontinuadas | 2.929 | (2.068) | 2.990 | (365) | 7 | (635) |
| Participación no controladora | 2.373 | 3.450 | 464 | 1.064 | (971) | 188 |
| Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad | 4,3058 | 5,5780 | (0,2037) | 2,3792 | 3,4066 | 0,7800 |
| Resultado por acción básica y diluida de operaciones continuas | 2,8106 | 6,6462 | (1,7300) | 2,5677 | 3,4029 | 1,1076 |
| Resultado por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas | 1,4952 | (1,0682) | 1,5263 | (0,1885) | 0,0037 | (0,3276) |



2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera

| Al 31 de diciembre de 2018, en AR\$ millones bajo NIIF | Caja ⁽¹⁾ | | Deuda Financiera | |
|---|---------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| | Consolidada en estados financieros | Ajustada por tenencia accionaria | Consolidada en estados financieros | Ajustada por tenencia accionaria |
| Generación de energía ⁽²⁾ | 1.749 | 1.108 | 22.467 | 22.467 |
| Distribución de energía | 4.618 | 2.390 | 8.270 | 4.281 |
| Refinación y distribución | 3 | 3 | - | - |
| Petroquímica | - | - | - | - |
| Holding y otros | 8.839 | 8.839 | - | - |
| Petróleo y gas | 10.491 | 10.486 | 46.707 | 46.707 |
| Total | 25.700 | 22.826 | 77.444 | 73.455 |

Nota: (1) Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. (2) No incluye deuda regulatoria con CAMMESA por AR\$4.646 millones.

2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

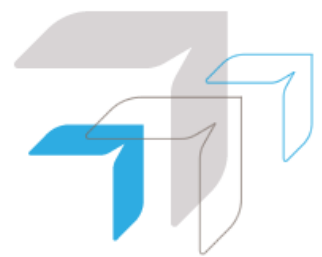
| Sociedad En millones | Instrumento | Vencimiento Final | Monto Emisión | Monto Remanente | Tasa Pactada |
|-------------------------|-------------------------------------|----------------------|------------------|--------------------|----------------|
| En US\$ | | | | | |
| Transener ¹ | ON Clase 2 | 2021 | 101 | 99 | 9,75% |
| Edenor | ON par a tasa fija | 2022 | 300 | 176 | 9,75% |
| TGS ¹ | ON a descuento y tasa fija | 2025 | 500 | 500 | 6,75% |
| | ON Clase 4 US\$-Link ^{2,3} | 2020 | 34 | 34 | 6,25% |
| Pampa Energía | ON Serie T a descuento y tasa fija | 2023 | 500 | 500 | 7,375% |
| | ON Serie I a descuento y tasa fija | 2027 | 750 | 741 | 7,5% |
| En AR\$ | | | | | |
| Pampa Energía | ON Clase E ³ | 2020 | 575 | 575 | Badlar Privada |

Nota: (1) Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. (2) ONs US\$-link, con tipo de cambio inicial de AR\$8,4917/US\$. (3) Instrumentos de deuda correspondientes a CTLL, subsidiaria fusionada por absorción con Pampa Energía.

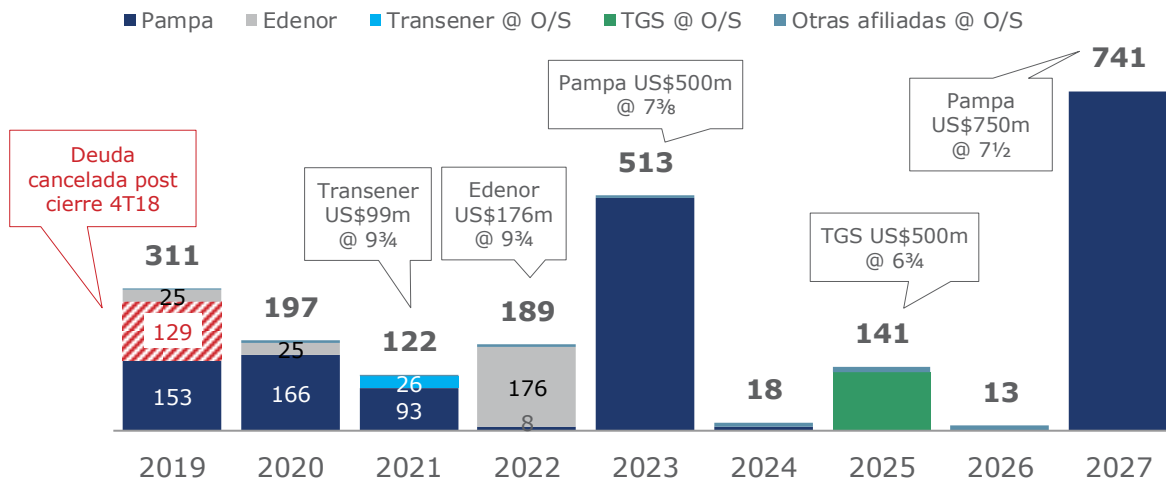
2.3.2 Operaciones de Deuda

En los meses de noviembre y diciembre de 2018 se cancelaron pre-financiaciones a las exportaciones por un monto total de US\$38 millones. Asimismo, con vencimiento a corto plazo, se renovaron pre-financiaciones a las exportaciones por préstamos bancarios por un monto total de US\$20 millones, y se tomaron préstamos bancarios por un monto total de US\$16 millones.

Posteriormente al cierre del ejercicio 2018, Pampa pagó a vencimiento un total de US\$24 millones, neto de refinanciaciones, pre-canceló un monto total de US\$105 millones, y refinanció un total de US\$36 millones con entidades financieras, con vencimiento de corto plazo.



Al 31 de diciembre de 2018, a nivel consolidado, el promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7%, moneda en la que está denominada el 99% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija. La vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa era de 5 años. A continuación se expone el perfil de deuda¹⁰ del Grupo Pampa (en US\$ millones):



Asimismo, al cierre del trimestre Pampa poseía en cartera Obligaciones Negociables ("ON") Serie I con vencimiento en 2027 por US\$9 millones de valor nominal, recompradas entre agosto y septiembre de 2018 y a un precio promedio *clean* de US\$79,2 por cada US\$100 de valor nominal.

2.3.3 Calificación de ONs del Grupo Pampa

En noviembre de 2018, como consecuencia de la baja de las calificaciones de la deuda soberana de Argentina de "B+" a "B" en escala global y de "raAA" a "raAA-", S&P bajó las calificaciones de Pampa, TGS y Transener, en la escala global de "B+" a "B" con perspectiva negativa a estable. Asimismo, se discontinuó con la calificación local de TGS y bajó la calificación local de Transener de "raAA" a "raAA-" con perspectiva negativa a estable. Cabe aclarar que en el caso de la agencia de calificación de riesgo Moody's, mantuvo sus calificaciones de Pampa, Edenor y TGS sin cambios desde el cierre de diciembre de 2017.

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

| Empresa | Agencia | Calificación | |
|-----------|--------------|---------------|-----------------|
| | | Escala Global | Escala Nacional |
| Pampa | S&P | B | na |
| | Moody's | B2 | na |
| | FitchRatings | B | AA- |
| Edenor | S&P | B | raA |
| | Moody's | B1 | Aa3.ar |
| TGS | S&P | B | na |
| | Moody's | B1 | Aa2.ar |
| Transener | S&P | B | raAA- |

¹⁰ No incluye intereses, considera Pampa individual y Edenor al 100%, y las afiliadas TGS, Transener, Greenwind y Refinor a nuestra participación accionaria.



3. Análisis Nominal de los Resultados del 4T18

Ventas netas consolidadas por AR\$24.284 millones, un 72% mayor a los AR\$14.131 millones registrados en el 4T17, debido a aumentos del 191% en generación de energía, 59% en distribución de energía, 60% en petróleo y gas, 68% en petroquímica y 270% en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones en ventas intersegmento de AR\$1.789 millones.

- ⇒ **Generación de 3.325 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 4.652 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 42,5 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 88 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$6.843 millones, comparado a AR\$3.661 millones del 4T17, explicado por incrementos del 178% en generación de energía, 39% en petróleo y gas, AR\$177 millones en petroquímica, AR\$888 millones en holding y otros, y menores eliminaciones intersegmento de AR\$23 millones, parcialmente compensados por pérdidas de AR\$653 millones en distribución de energía y reducción de AR\$35 millones en refinación y distribución.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$6.384 millones, superior a la ganancia de AR\$1.512 millones en 4T17, principalmente explicado por la ganancia devengada de AR\$5.377 millones a raíz de la apreciación del 9% del AR\$ en comparación con el US\$, moneda en la cual están denominados mayoritariamente los pasivos financieros de la Compañía, pero al estar hecho el análisis en AR\$ históricos, no reflejan el efecto de la inflación.

| Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones nominales | 2018 | 2017 | 4T18 | 4T17 |
|---|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Resultado operativo consolidado | 26.055 | 11.110 | 7.681 | 3.105 |
| Depreciaciones y amortizaciones consolidado | 3.604 | 3.421 | 934 | 867 |
| EBITDA consolidado bajo NIIF | 29.659 | 14.531 | 8.615 | 3.972 |
| Ajustes del segmento de generación | 1.234 | (131) | 140 | 44 |
| Eliminación de la desvalorización de propiedades, planta y equipo | 42 | - | 42 | - |
| Eliminación de resultado por VPP de Greenwind | 789 | 50 | (216) | 46 |
| EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia | 237 | (5) | 105 | (2) |
| Provisión de la garantía por PEPE IV | 473 | - | 473 | - |
| Otros ajustes | (308) | (176) | (265) | 0 |
| Ajustes del segmento de distribución | 1.019 | (1.563) | 788 | (770) |
| Eliminación del recupero de desvalorizaciones | - | (543) | - | (543) |
| Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI | 795 | (1.127) | 723 | (255) |
| Cargos por mora | 224 | 107 | 65 | 28 |
| Ajustes del segmento de petróleo y gas | (2.807) | (4) | (2.296) | (65) |
| Eliminación de resultado por VPP de OldelVal y otras asociadas | (1.442) | (44) | (1.315) | (16) |
| Eliminación de resultado por venta de participación en OldelVal | (1.132) | - | (1.132) | - |
| EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia | 252 | 103 | 86 | 32 |
| Eliminación de la ganancia neta por laudo favorable en Ecuador | (806) | - | - | - |
| Ajustes contables por adquisición de ex Petrobras Argentina | 263 | (90) | (106) | (81) |
| Otros ajustes | 58 | 27 | 171 | 0 |
| Ajustes del segmento de refino y distribución | 66 | 80 | (67) | 62 |
| Eliminación de resultado por VPP de Refinor | 49 | - | (32) | 17 |
| EBITDA de Refinor ajustado por tenencia | 17 | 80 | (35) | 45 |
| Ajustes del segmento de petroquímica | 591 | (19) | 604 | (19) |
| Eliminación desvalorización de propiedades, planta y equipo | 598 | - | 598 | - |
| Contingencias y eliminación de multas ganadas | (7) | (19) | 6 | (19) |
| Ajustes del segmento de holding y otros | 1.205 | 1.049 | (941) | 438 |
| Eliminación de resultado por VPP de TGS y Transener | (3.700) | (1.114) | (2.216) | (290) |
| EBITDA de TGS ajustado por tenencia | 3.600 | 1.294 | 925 | 401 |
| EBITDA de Transener ajustado por tenencia | 1.305 | 997 | 350 | 327 |
| Otros ajustes | - | (128) | - | (0) |
| EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas | 30.967 | 13.943 | 6.843 | 3.661 |
| EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas y discontinuadas | 32.224 | 17.000 | 6.850 | 4.662 |



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

| Segmento de Generación de Energía, Consolidado En AR\$ millones | Ejercicio Fiscal | | | | | | Cuarto Trimestre | | |
|--|---------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|
| | Reportado bajo NIIF | | | En Términos Nominales | | | En Términos Nominales | | |
| | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % |
| Ingresos por ventas | 22.825 | 13.311 | +71% | 19.233 | 8.210 | +134% | 7.067 | 2.428 | +191% |
| Costo de ventas | (10.274) | (7.335) | +40% | (7.538) | (3.971) | +90% | (3.346) | (1.232) | +172% |
| Resultado bruto | 12.551 | 5.976 | +110% | 11.695 | 4.239 | +176% | 3.721 | 1.196 | +211% |
| Gastos de comercialización | (54) | (161) | -66% | (37) | (94) | -61% | (3) | (31) | -90% |
| Gastos de administración | (1.535) | (1.189) | +29% | (1.213) | (717) | +69% | (507) | (195) | +160% |
| Otros ingresos operativos | 405 | 725 | -44% | 379 | 420 | -10% | 269 | 46 | NA |
| Otros egresos operativos | (640) | (357) | +79% | (608) | (210) | +190% | (496) | (19) | NA |
| Desvalorización de propiedades, planta y equipo | (7) | - | NA | (42) | - | NA | (42) | - | NA |
| Resultado por participaciones en negocios conjuntos | (414) | (73) | NA | (789) | (50) | NA | 216 | (46) | NA |
| Resultado operativo | 10.306 | 4.921 | +109% | 9.385 | 3.588 | +162% | 3.158 | 951 | +232% |
| RECPAM | 8.789 | 654 | NA | - | - | NA | - | - | NA |
| Ingresos financieros | 1.949 | 1.453 | +34% | 1.650 | 893 | +85% | 645 | 268 | +141% |
| Gastos financieros | (3.218) | (2.618) | +23% | (2.710) | (1.596) | +70% | (986) | (425) | +132% |
| Otros resultados financieros | (13.772) | (1.265) | NA | (11.203) | (817) | NA | 684 | (398) | NA |
| Resultado antes de impuestos | 4.054 | 3.145 | +29% | (2.878) | 2.068 | NA | 3.501 | 396 | NA |
| Impuesto a las ganancias | (107) | (137) | -22% | 498 | (230) | NA | (1.029) | (269) | +283% |
| Resultado del período | 3.947 | 3.008 | +31% | (2.380) | 1.838 | NA | 2.472 | 127 | NA |
| Atribuible a: | | | | | | | | | |
| Propietarios de la Sociedad | 3.734 | 2.841 | +31% | (2.830) | 1.630 | NA | 2.365 | 41 | NA |
| Participación no controladora | 213 | 167 | +28% | 450 | 208 | +116% | 107 | 86 | +24% |
| EBITDA ajustado | 13.617 | 6.703 | +103% | 11.620 | 4.302 | +170% | 3.546 | 1.274 | +178% |
| Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles | 8.911 | 10.380 | -14% | 7.759 | 6.277 | +24% | 3.237 | 1.549 | +109% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 2.488 | 2.029 | +23% | 1.001 | 845 | +18% | 248 | 279 | -11% |

En el 4T18, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$3.721 millones, un 211% mayor con respecto al mismo período del 2017, principalmente debido a la devaluación del 111% en el tipo de cambio nominal promedio, con impacto en nuestras ventas que se encuentran denominadas en US\$, tanto en nuestros PPAs de energía nueva (Energía Plus, Res. SE N° 220/2007, Res. MEyM N° 21/2017 y RenovAr) como también en nuestra energía base por la Res. SEE N° 19/2017. Asimismo, el incremento del margen bruto es explicado por la adición de la Central Térmica Ingeniero White ("CTIW"), habilitada en diciembre de 2017, y del Parque Eólico Mario Cebreiro ("PEMC") en junio de 2018, y en menor medida por la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base, por la cual se reconoce un esquema en US\$ diferenciando tecnología y escala de generación. Entre mayo y octubre de 2017, con la declaración de disponibilidades ("DIGO") se devengó la remuneración base, seguido de un incremento a la remuneración plena del esquema a partir de noviembre de 2017. Durante todo el 4T18, nuestra energía base facturó bajo la remuneración plena, siendo las unidades térmicas evaluadas mensualmente su disponibilidad real versus su DIGO. Asimismo, desde la segunda quincena de noviembre de 2018 Pampa optó por la gestión propia del combustible para sus generadoras, con lo cual hay mayores ingresos por reconocimiento del combustible en el CVP, pero a su vez mayores costos por la compra del mismo.

En términos operativos, la generación de energía del 4T18 de Pampa aumentó 23% con respecto al 4T17, principalmente explicado por el siniestro ocurrido a fines de septiembre de 2017 en una de las turbinas de gas del ciclo combinado en la Central Térmica Genelba ("CTGEB"), la cual fue rehabilitada en enero de 2018 (+628 GWh), sumado al mantenimiento mayor programado en la turbina de vapor TV01 del ciclo combinado en la Central Térmica Loma de la Lata ("CTLL") entre octubre y noviembre de 2017, repotenciado en 15 MW adicionales desde enero de 2018 (+282 GWh). Asimismo, en el 4T18 hubo mayor generación por la habilitación de las centrales CTIW y PEMC (+149 GWh). Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por un menor despacho en Central Térmica Güemes ("CTG"), Central Térmica Parque Pilar ("CTPP") y Central Térmica Piquirenda ("CTP") (-193 GWh), sumado menores aportes hidráulicos con impacto en nuestras unidades hidroeléctricas (-242 GWh).



| Resumen de Activos de Generación Eléctrica | Hidroeléctricas | | | Eólica | Térmicas | | | | | | | | Total |
|--|-----------------|--------|------|--------|----------|-------|------|-------|------|-------|-------|-------------|--------|
| | HINISA | HIDISA | HPPL | PEMC | CTLL | CTG | CTP | CPB | CTPP | CTIW | CTGEB | Eco-Energía | |
| Capacidad instalada (MW) | 265 | 388 | 285 | 100 | 765 | 361 | 30 | 620 | 100 | 100 | 843 | 14 | 3.871 |
| Capacidad nueva (MW) | - | - | - | 100 | 364 | 100 | 30 | - | 100 | 100 | 169 | 14 | 977 |
| Participación de mercado | 0,7% | 1,0% | 0,7% | 0,3% | 2,0% | 0,9% | 0,1% | 1,6% | 0,3% | 0,3% | 2,2% | 0,04% | 10,0% |
| Período Anual | | | | | | | | | | | | | |
| Generación Neta 2018 (GWh) | 577 | 393 | 886 | 247 | 4.748 | 1.674 | 134 | 753 | 192 | 274 | 4.859 | 108 | 14.845 |
| Participación de mercado | 0,4% | 0,3% | 0,6% | 0,2% | 3,5% | 1,2% | 0,1% | 0,5% | 0,1% | 0,2% | 3,5% | 0,1% | 10,8% |
| Ventas 2018 (GWh) | 577 | 393 | 886 | 247 | 4.748 | 2.227 | 134 | 753 | 192 | 274 | 5.457 | 110 | 15.999 |
| Generación Neta 2017 (GWh) | 751 | 480 | 760 | - | 3.864 | 1.772 | 156 | 1.453 | 142 | 23 | 4.685 | 100 | 14.186 |
| Variación 2018 vs. 2017 | -23% | -18% | +17% | na | +23% | -6% | -14% | -48% | +35% | na | +4% | +8% | +5% |
| Ventas 2017 (GWh) | 751 | 480 | 760 | - | 3.864 | 2.358 | 156 | 1.453 | 142 | 23 | 5.424 | 103 | 15.514 |
| Precio Prom. 2018 (US\$/MWh) | 31 | 46 | 22 | 80 | 43 | 35 | 59 | 88 | 195 | 107 | 36 | 57 | 44 |
| Precio Prom. 2017 (US\$/MWh) | 24 | 33 | 22 | na | 38 | 32 | 52 | 32 | 98 | 42 | 27 | 69 | 32 |
| Margen Bruto Prom. 2018 (US\$/MWh) | 20 | 32 | 15 | 71 | 37 | 20 | na | 46 | 164 | 85 | 18 | 15 | 29 |
| Margen Bruto Prom. 2017 (US\$/MWh) | 11 | 16 | 12 | na | 34 | 14 | na | 12 | 82 | 33 | 15 | 21 | 20 |
| Cuarto Trimestre | | | | | | | | | | | | | |
| Generación Neta 4T18 (GWh) | 182 | 131 | 186 | 99 | 900 | 243 | 14 | 161 | 23 | 72 | 1.290 | 25 | 3.325 |
| Participación de mercado | 0,6% | 0,4% | 0,6% | 0,3% | 2,8% | 0,8% | 0,0% | 0,5% | 0,1% | 0,2% | 4,1% | 0,1% | 10,5% |
| Ventas 4T18 (GWh) | 182 | 131 | 186 | 99 | 900 | 348 | 14 | 161 | 23 | 72 | 1.403 | 25 | 3.543 |
| Generación Neta 4T17 (GWh) | 275 | 148 | 317 | - | 617 | 362 | 33 | 151 | 79 | 23 | 661 | 28 | 2.693 |
| Variación 4T18 vs. 4T17 | -34% | -12% | -41% | na | +46% | -33% | -57% | +6% | -71% | +222% | +95% | -8% | +23% |
| Ventas 4T17 (GWh) | 275 | 148 | 317 | - | 617 | 510 | 33 | 151 | 79 | 23 | 846 | 28 | 3.026 |
| Precio Prom. 4T18 (US\$/MWh) | 23 | 35 | 24 | 66 | 66 | 44 | 125 | 123 | 397 | 111 | 44 | 40 | 55 |
| Precio Prom. 4T17 (US\$/MWh) | 20 | 32 | 17 | na | 62 | 39 | 60 | 80 | 123 | 40 | 44 | 68 | 45 |
| Margen Bruto Prom. 4T18 (US\$/MWh) | 14 | 23 | 16 | 57 | 45 | 23 | na | 53 | 307 | 87 | 18 | 3 | 31 |
| Margen Bruto Prom. 4T17 (US\$/MWh) | 9 | 16 | 10 | na | 56 | 16 | na | 30 | 104 | 31 | 21 | 26 | 28 |

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 2018 - 28,13; 2017 - 16,57; 4T18 - 37,11; 4T17 - 17,56.

Los costos operativos netos aumentaron 185% con respecto al 4T17, principalmente debido a mayores costos de compra y transporte de energía y gas para cubrir contratos Plus y por la gestión propia del combustible, en adición a mayores costos laborales, de operación y mantenimiento por las nuevas unidades de generación en CTIW y PEMC.

En el 4T18 se registró una variación positiva de AR\$898 millones en los resultados financieros netos, alcanzando una ganancia neta de AR\$343 millones, principalmente debido a la apreciación del AR\$ con respecto al US\$ en el 4T18, moneda en la que mayoritariamente están denominados los pasivos financieros asignados al segmento, mientras que en el 4T17 hubo una devaluación del AR\$ con respecto al US\$, sumado al reconocimiento de intereses por mora en la cobranza a CAMMESA. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores pérdidas producto de la desvalorización de acreencias y por mayores intereses de pasivos financieros y mutuos de CAMMESA.

El EBITDA ajustado aumentó en un 178% con respecto al 4T17, a una ganancia de AR\$3.546 millones, principalmente por la devaluación del AR\$ sobre nuestras ventas denominadas en US\$, las entradas de los PPAs en CTIW y PEMC, la mejor remuneración de la energía base en US\$ y reconocimiento de la gestión del combustible propio, parcialmente compensadas por mayores costos de compra y transporte de energía y gas, costos laborales y de operación y mantenimiento del creciente número de unidades. El EBITDA ajustado considera el EBITDA proporcional de PEMC (Greenwind), sobre el cual Pampa posee una participación directa del 50%, con una ganancia de AR\$105 millones en el 4T18. Asimismo, el EBITDA ajustado del 4T18 excluye el recupero de seguros y gastos en CTG y CTGEB por el siniestro ocurrido en 2017 (AR\$218 millones), la previsión por la garantía en el Parque Eólico Pampa Energía ("PEPE") IV (AR\$473 millones), la cual fue devengada a raíz de la volatilidad de la economía y cambios en la legislación aplicable que impactaron negativamente en el proyecto, entre otros ítems no recurrentes y *non-cash*.



A continuación, se expone un resumen del estado de los proyectos de expansión comprometidos:

| Proyecto | MW | Proveedor Equipamiento | Comercialización | Precio de Adjudicación | | | Inversión estimada en millones de US\$ ¹ | | Fecha de Habilitación |
|-----------------------------|------------|------------------------|--------------------------------|------------------------|-------------------|-------------------|---|-------------------------|----------------------------|
| | | | | Potencia US\$/MW-mes | Variable US\$/MWh | Total US\$/MWh | Presupuesto | % Ejecutado @ 31-Dic-18 | |
| Térmico | | | | | | | | | |
| Loma de la Lata | 15 | MAN | Res. SEE N° 19/17 | 7.000 | 7 | 17 | 20 | 85% | 3T 2019 |
| | 105 | GE | PPA en US\$ por 10 años | 23.000 | 7,5 | 39 | 90 | 100% | 5 de agosto de 2017 |
| Parque Ind. Pilar | 100 | Wärtsilä | PPA en US\$ por 10 años | 26.900 | 15 - 16 | 52 | 103 | 100% | 29 de agosto de 2017 |
| Ing. White | 100 | Wärtsilä | PPA en US\$ por 10 años | 21.800 | 12 - 15 | 42 - 45 | 92 | 100% | 22 de diciembre de 2017 |
| Cierre Genelba Plus | 383 | Siemens | PPA en US\$ por 15 años | 20.500 | 6 | 34 | 350 | 51% | TG: 2T 2019 / CC: 2T 2020 |
| Renovable | | | | | | | | | |
| Mario Cebreiro ² | 100 | Vestas | PPA en US\$ por 20 años | na | na | 58 ⁽³⁾ | 139 | 96% | 8 de junio de 2018 |
| Pampa Energía II | 53 | Vestas | MAT ER | na | na | na | 64 | 74% | 2T 2019 |
| Pampa Energía III | 53 | Vestas | MAT ER | na | na | na | 73 | 66% | 2T 2019 |
| Total | 909 | | | | | | 931 | 76% | |

Nota: (1) Montos sin IVA. (2) Pampa posee una participación del 50%. (3) Precio adjudicado sin considerar factor de ajuste e incentivo.

3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía

| Segmento de Distribución de Energía, Consolidado En AR\$ millones | Ejercicio Fiscal | | | | | | Cuarto Trimestre | | |
|--|---------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|-------------|
| | Reportado bajo NIIF | | | En Términos Nominales | | | En Términos Nominales | | |
| | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % |
| Ingresos por ventas | 55.954 | 39.603 | +41% | 45.454 | 24.339 | +87% | 10.727 | 6.763 | +59% |
| Costo de ventas | (42.839) | (30.117) | +42% | (33.899) | (17.667) | +92% | (9.255) | (4.947) | +87% |
| Resultado bruto | 13.115 | 9.486 | +38% | 11.555 | 6.672 | +73% | 1.472 | 1.816 | -19% |
| Gastos de comercialización | (5.033) | (3.568) | +41% | (4.181) | (2.079) | +101% | (1.572) | (619) | +154% |
| Gastos de administración | (2.872) | (2.505) | +15% | (2.018) | (1.444) | +40% | (615) | (435) | +41% |
| Otros ingresos operativos | 322 | 158 | +104% | 247 | 97 | +155% | 48 | 27 | +78% |
| Otros egresos operativos | (1.648) | (1.261) | +31% | (1.282) | (758) | +69% | (411) | (146) | +182% |
| Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo | - | - | NA | - | 461 | -100% | - | 461 | -100% |
| Recupero desvalorización de activos intangibles | - | - | NA | - | 82 | -100% | - | 82 | -100% |
| Resultado por participaciones en negocios conjuntos | 2 | 10 | -80% | - | - | NA | - | - | NA |
| Resultado operativo | 3.886 | 2.320 | +68% | 4.321 | 3.031 | +43% | (1.078) | 1.186 | NA |
| RECPAM | 8.504 | 5.457 | +56% | - | - | NA | - | - | NA |
| Ingresos financieros | 672 | 441 | +52% | 564 | 272 | +107% | 206 | 90 | +129% |
| Gastos financieros | (4.977) | (2.607) | +91% | (3.454) | (1.595) | +117% | (1.504) | (443) | +240% |
| Otros resultados financieros | (1.879) | 19 | NA | (1.536) | (9) | NA | (819) | (80) | NA |
| Resultado antes de impuestos | 6.206 | 5.630 | +10% | (105) | 1.699 | NA | (3.195) | 753 | NA |
| Impuesto a las ganancias | (1.865) | (449) | NA | 20 | (417) | NA | 980 | (161) | NA |
| Resultado del período | 4.341 | 5.181 | -16% | (85) | 1.282 | NA | (2.215) | 592 | NA |
| Atribuible a: | | | | | | | | | |
| Propietarios de la Sociedad | 2.273 | 2.719 | -16% | (35) | 951 | NA | (1.136) | 581 | NA |
| Participación no controladora | 2.068 | 2.462 | -16% | (50) | 331 | NA | (1.079) | 11 | NA |
| EBITDA ajustado | 7.619 | 2.809 | +171% | 5.950 | 1.911 | +211% | (114) | 539 | NA |
| Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles | 8.550 | 8.483 | +1% | 7.611 | 4.137 | +84% | 3.219 | 1.264 | +155% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 2.611 | 2.198 | +19% | 610 | 443 | +38% | 176 | 123 | +43% |

En el 4T18 las ventas netas aumentaron en AR\$3.964 millones con respecto al 4T17, principalmente debido a la implementación completa desde febrero de 2018 del incremento tarifario del 98% acumulado al Valor Agregado de Distribución ("VAD") de la RTI mientras que, en el 4T17, en octubre aplicó la primera



cuota del 42% de aumento al VAD y la segunda cuota de aumento adicional del 18% operó en noviembre y diciembre. El incremento en las ventas netas también se explica por el reconocimiento de variaciones del CPD, cuya primera aplicación fue en diciembre de 2017 (retroactivo a agosto de 2017) del 11,6% sobre el VAD, y en el 4T18 el CPD refleja un 35% de aumento acumulado desde agosto 2017 (incrementos del 12% en febrero 2018 y 8% parcial en agosto de 2018). De no haberse diferido el 6% del CPD en agosto de 2018 a febrero de 2019, en el 4T18 las ventas hubieran incrementado en AR\$410 millones adicionales. Asimismo, desde febrero de 2018 se facturan las 48 cuotas mensuales por la gradual aplicación del incremento tarifario durante febrero 2017 y enero 2018 (AR\$353 millones en el 4T18).

El incremento en las ventas netas en el 4T18 fue parcialmente compensado por una caída del 8% de las ventas físicas de electricidad con respecto al 4T17, principalmente explicado por menor consumo en el segmento residencial asociado a menores temperaturas en diciembre de 2018 respecto al mismo mes del 2017 y al impacto del incremento tarifario, en adición a menor demanda de industrias y PyMEs en correlación con la caída de actividad económica. Por otro lado, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 3%, principalmente debido a la regularización de clientes residenciales producto de las acciones de disciplina de mercado y regularización de suministros clandestinos, que incluyó la instalación de aproximadamente 100 mil medidores integrados de energía durante el año 2018.

| Ventas de Edenor por Tipo de Cliente | 2018 | | | 2017 | | | Variación | |
|--------------------------------------|---------------|-------------|------------------|---------------|-------------|------------------|------------|------------|
| | En GWh | Part. % | Clientes | En GWh | Part. % | Clientes | % GWh | % Clientes |
| Período Anual | | | | | | | | |
| Residencial ¹ | 8.948 | 42% | 2.677.554 | 9.143 | 42% | 2.579.705 | -2% | +4% |
| Comercial | 3.478 | 16% | 354.799 | 3.595 | 17% | 362.607 | -3% | -2% |
| Industrias | 3.646 | 17% | 6.857 | 3.687 | 17% | 6.866 | -1% | -0% |
| Sistema de Peaje | 3.823 | 18% | 699 | 3.966 | 18% | 704 | -4% | -1% |
| Otros | | | | | | | | |
| Alumbrado Público | 724 | 3% | 21 | 709 | 3% | 21 | +2% | - |
| Villas de Emergencia y Otros | 553 | 3% | 456 | 483 | 2% | 426 | +15% | +7% |
| Total | 21.172 | 100% | 3.040.386 | 21.582 | 100% | 2.950.329 | -2% | +3% |
| Cuarto Trimestre | | | | | | | | |
| Residencial ¹ | 1.800 | 39% | 2.677.554 | 2.005 | 40% | 2.579.705 | -10% | +4% |
| Comercial | 794 | 17% | 354.799 | 857 | 17% | 362.607 | -7% | -2% |
| Industrias | 865 | 19% | 6.857 | 922 | 18% | 6.866 | -6% | -0% |
| Sistema de Peaje | 920 | 20% | 699 | 1.008 | 20% | 704 | -9% | -1% |
| Otros | | | | | | | | |
| Alumbrado Público | 159 | 3% | 21 | 158 | 3% | 21 | +0% | - |
| Villas de Emergencia y Otros | 114 | 2% | 456 | 112 | 2% | 426 | +3% | +7% |
| Total | 4.652 | 100% | 3.040.386 | 5.063 | 100% | 2.950.329 | -8% | +3% |

Nota: (1) Incluye 586.222 y 656.391 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

Las compras de energía aumentaron 91% con respecto al 4T17, debido al incremento del precio estacional por la quita gradual de subsidios, sumado a un aumento en la tasa y costo asociado a las pérdidas de energía (tasa total de pérdidas del 17,1% de la energía demandada en el 4T18 en comparación con 16,4% en 4T17), principalmente generado por robo de electricidad, fraude incentivado por la recesión económica y el impacto del incremento tarifario.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron un 96% con respecto al 4T17, principalmente debido a nuevas sanciones implementadas por el ENRE que no se encuentran en el marco de la RTI, las cuales penalizan el incumplimiento en los plazos de lectura y facturación según la Resolución ENRE N° 91/18 (AR\$437 millones), sumado a mayores sanciones por una modificación en la metodología de cálculo (AR\$357 millones), y la actualización de las sanciones devengadas antes de la RTI por inflación y aquellas post-RTI por tasa de interés. Asimismo, se registraron mayores cargos de contratistas, fundamentalmente asociados a trabajos operativos para la reducción de pérdidas de energía y a mantenimientos y confiabilidad; mayores costos de servicios informáticos en US\$ para el desarrollo de nuevas plataformas de gestión de cuadrillas y recursos humanos, y mayores costos salariales por paritarias y una mayor dotación media.



En el 4T18, las pérdidas por resultados financieros netos se incrementaron en AR\$1.684 millones a una pérdida de AR\$2.117 millones, principalmente debido al aumento en los intereses comerciales generados por el stock de deuda con CAMMESA y la desvalorización del crédito con RDSA¹¹, parcialmente compensados por la ganancia en la diferencia de cambio neta, dado que en el 4T18 se produjo una apreciación del AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que están denominados los pasivos financieros de Edenor, mientras que en el 4T17 hubo devaluación del AR\$ con respecto al US\$.

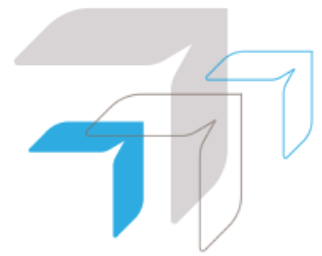
El EBITDA ajustado en el 4T18 de nuestro segmento de distribución registró una pérdida de AR\$114 millones, principalmente porque los aumentos tarifarios por RTI y CPD sobre el VAD no lograron compensar la caída en la demanda eléctrica y los crecientes costos operativos y por hurto de energía. Asimismo, el EBITDA ajustado del 4T18 no considera las sanciones extraordinarias y los cambios en los criterios de cálculo a lo contemplado en la RTI, ya que corresponden a otros períodos y fueron recurridos ante el ENRE. Dichas sanciones y cambios de criterio impactan negativamente en el EBITDA ajustado del 4T17, disminuyendo en AR\$169 millones al monto originalmente reportado. Finalmente, el EBITDA ajustado no considera el recupero de la desvalorización de nuestra inversión en Edenor por AR\$543 millones en el 4T17.

3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas¹²

| Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado En AR\$ millones | Ejercicio Fiscal | | | | | | Cuarto Trimestre | | |
|---|---------------------|----------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|
| | Reportado bajo NIIF | | | En Términos Nominales | | | En Términos Nominales | | |
| | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % |
| Ingresos por ventas | 19.638 | 17.402 | +13% | 16.301 | 10.641 | +53% | 4.749 | 2.966 | +60% |
| Costo de ventas | (10.822) | (11.695) | -7% | (8.315) | (6.581) | +26% | (2.453) | (1.858) | +32% |
| Resultado bruto | 8.816 | 5.707 | +54% | 7.986 | 4.060 | +97% | 2.296 | 1.108 | +107% |
| Gastos de comercialización | (721) | (600) | +20% | (604) | (455) | +33% | (183) | (111) | +65% |
| Gastos de administración | (2.110) | (2.053) | +3% | (1.654) | (1.326) | +25% | (605) | (362) | +67% |
| Gastos de exploración | (45) | (71) | -37% | (41) | (44) | -7% | (31) | (7) | NA |
| Otros ingresos operativos | 5.320 | 4.123 | +29% | 3.887 | 2.522 | +54% | 195 | 662 | -71% |
| Otros egresos operativos | (4.304) | (1.410) | +205% | (3.252) | (857) | +279% | (502) | (328) | +53% |
| Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas | 1.421 | 41 | NA | 1.442 | 44 | NA | 1.315 | 16 | NA |
| Resultado por venta de participaciones en sociedades | 1.052 | - | NA | 1.132 | - | NA | 1.132 | - | NA |
| Resultado operativo | 9.429 | 5.737 | +64% | 8.896 | 3.944 | +126% | 3.617 | 978 | +270% |
| RECPAM | 4.037 | (687) | NA | - | - | NA | - | - | NA |
| Ingresos financieros | 594 | 209 | +184% | 549 | 124 | NA | 378 | 15 | NA |
| Gastos financieros | (2.978) | (2.932) | +2% | (2.484) | (1.793) | +39% | (791) | (506) | +56% |
| Otros resultados financieros | (19.288) | (3.493) | NA | (15.344) | (2.228) | NA | 3.436 | (915) | NA |
| Resultado antes de impuestos | (8.206) | (1.166) | NA | (8.383) | 47 | NA | 6.640 | (428) | NA |
| Impuesto a las ganancias | 2.124 | 893 | +138% | 3.561 | 955 | +273% | (877) | 1.143 | NA |
| Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas | (6.082) | (273) | NA | (4.822) | 1.002 | NA | 5.763 | 715 | NA |
| Operaciones discontinuadas | 1.868 | (1.328) | NA | 2.149 | 121 | NA | 1 | (184) | NA |
| Resultado del período | (4.214) | (1.601) | +163% | (2.673) | 1.123 | NA | 5.764 | 531 | NA |
| Atribuible a: | | | | | | | | | |
| Propietarios de la Sociedad | (4.306) | (2.373) | +81% | (2.737) | 598 | NA | 5.763 | 440 | NA |
| Participación no controladora | 92 | 772 | -88% | 64 | 525 | -88% | 1 | 91 | -99% |
| EBITDA ajustado por operaciones continuas | 9.929 | 9.178 | +8% | 7.942 | 5.896 | +35% | 1.805 | 1.295 | +39% |
| EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas | 10.878 | 11.569 | -6% | 8.582 | 8.660 | -1% | 1.806 | 2.124 | -15% |
| Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles | 7.221 | 5.295 | +36% | 6.468 | 4.195 | +54% | 2.517 | 1.442 | +75% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 3.472 | 3.273 | +6% | 1.853 | 1.956 | -5% | 484 | 382 | +27% |

¹¹ Para mayor información, ver punto 1.4 de este Informe de Resultados.

¹² El segmento de petróleo y gas sólo consolida las operaciones continuas, pues en enero de 2018 fue acordada la desinversión de ciertos activos mayoritariamente relacionados con la producción de crudo, los cuales a efectos contables se exponen como operaciones discontinuadas desde el 4T 17 tanto los períodos de análisis como los comparativos.



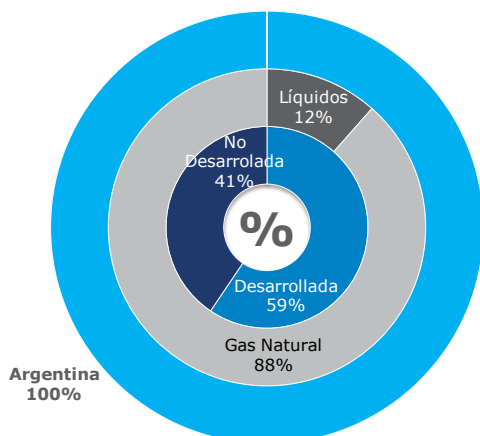
En el 4T18 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$1.188 millones con respecto al 4T17, principalmente debido al efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal sobre los precios de venta de petróleo y gas, denominados en US\$ y expresados en AR\$, además de una mejora del 12% en US\$ en el precio del petróleo con respecto al 4T17. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una caída del 27% en el precio de venta del gas en US\$ devengado a la demanda, sumada la finalización del Plan Gas 2, mayores regalías por la variación del tipo de cambio, mayores costos de logística y contratistas, y menor producción doméstica de hidrocarburos.

En términos operativos, en el 4T18 la producción doméstica del segmento por las operaciones continuas registró 42,5 kboe/día, 4,0 kboe/día inferior al alcanzado en el 4T17. La producción de gas en el 4T18 alcanzó 6,3 millones de m3/día, 9% inferior al 4T17, principalmente debido a la caída de la demanda del gas por factores estacionales y en menor medida, por recesión económica, en combinación con un exceso de oferta doméstica por la disrupción del *shale gas*, el cual es principalmente sostenido por proyectos aprobados bajo el Plan Gas No Convencional. Dichos factores repercutieron en el área Rincón del Mangrullo (-794 dam3/día) por menor tasa de perforación y declino natural, y en menor medida, por demoras en la actividad de perforación en Sierra Chata (-42 dam3/día). Estas variaciones negativas fueron parcialmente compensadas por el incremento de producción en El Mangrullo (+219 dam3/día), el cual se interconectó mediante un gasoducto con Rincón del Mangrullo para el aprovechamiento de la planta de procesamiento de dicho bloque, subiendo la producción de diciembre en aproximadamente 700 dam3/día, en línea con el retorno de la gestión propia del combustible para generación eléctrica, sumado a un leve incremento en Río Neuquén (+97 dam3/día). Asimismo, la producción de petróleo se contrajo de 5,9 kbbbl/día en el 4T17 a 5,4 kbbbl/día en el 4T18, principalmente debido al fin del servicio en el área Medanito La Pampa (-0,9 kbbbl/día), parcialmente compensado por un leve incremento en la producción de crudo en El Tordillo (+0,3 kbbbl/día) y en Río Neuquén (+0,1 kbbbl/día).

Al 31 de diciembre de 2018, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 892, en comparación a los 904 al 31 de diciembre de 2017. Asimismo, las reservas probadas de Pampa ascendían a 130 millones de boe, un 4% superior al registrado el 31 de diciembre de 2017. Teniendo en cuenta los niveles de producción y las extensiones de concesiones en el 2018, el índice de reposición de reservas ascendió a 1,32, y la vida promedio a 8 años.

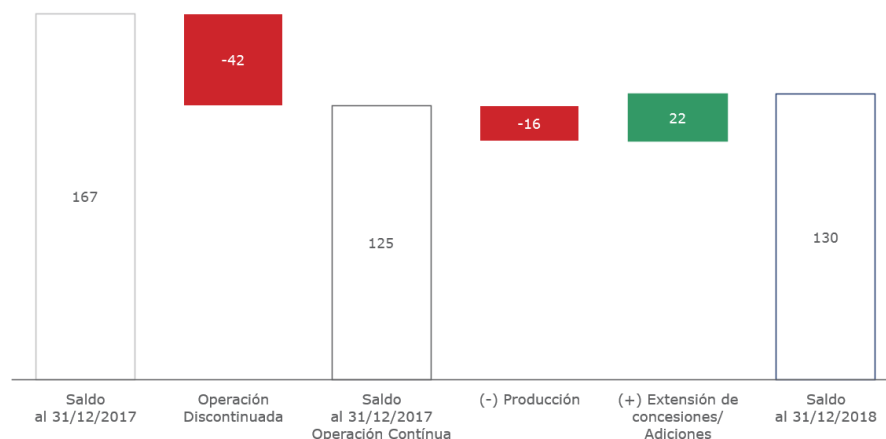
Total de Reservas Probadas de Pampa

Al 31 de diciembre de 2018
100% = 130 millones de boe



Evolución de las Reservas Probadas Certificadas de Pampa

En millones de boe





| Producción de Petróleo y Gas | Operaciones Continuas | | | | | | | Operaciones Discontinuas | | | | Total |
|---------------------------------|-----------------------|-------|-------------|--------|-------|--------------|-------------|--------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| | Petróleo | | | Gas | | | Subtotal | Petróleo | Gas | GLP | Subtotal | |
| | PEPASA | Pampa | Subtotal | PEPASA | Pampa | Subtotal | | | | | | |
| Período Anual | | | | | | | | | | | | |
| Volumen 2018 | | | | | | | | | | | | |
| En miles de m3/día | - | 0,8 | 0,8 | - | 6.753 | 6.753 | | 2,0 | 1.112 | 0,1 | | |
| En miles de boe/día | - | 5,1 | 5,1 | - | 39,7 | 39,7 | 44,8 | 12,7 | 6,5 | 0,6 | 19,8 | 64,6 |
| En millones de pie cúbicos/día | | | | - | 238 | 238 | | | 39 | | | |
| Volumen 2017 | | | | | | | | | | | | |
| En miles de m3/día | 0,5 | 0,7 | 1,2 | 2.847 | 4.171 | 7.018 | | 2,2 | 1.037 | 0,1 | | |
| En miles de boe/día | 2,9 | 4,6 | 7,6 | 16,8 | 24,6 | 41,3 | 48,9 | 14,0 | 6,1 | 0,7 | 20,8 | 69,7 |
| En millones de pie cúbicos/día | | | | 101 | 147 | 248 | | | 37 | | | |
| Variación Volumen 2018 - 2017 | na | +9% | -33% | na | +62% | -4% | -8% | -10% | +7% | -11% | -5% | -7% |
| Precio Promedio 2018 | | | | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | na | 63,0 | 63,0 | | | | | 61,7 | | | | |
| En US\$/MBTU | | | | na | 4,7 | 4,7 | | | 4,4 | | | |
| En US\$/ton | | | | | | | | | | 415,3 | | |
| Precio Promedio 2017 | | | | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | 49,9 | 49,8 | 49,8 | | | | | 55,0 | | | | |
| En US\$/MBTU | | | | 7,2 | 5,7 | 6,3 | | | 5,3 | | | |
| En US\$/ton | | | | | | | | | | 341,4 | | |
| Variación Precios 2018 - 2017 | na | +27% | +27% | na | -18% | -25% | | +12% | -18% | +22% | | |
| Cuarto Trimestre | | | | | | | | | | | | |
| Volumen 4T18 | | | | | | | | | | | | |
| En miles de m3/día | - | 0,9 | 0,9 | - | 6.293 | 6.293 | | | | | | |
| En miles de boe/día | - | 5,4 | 5,4 | - | 37,0 | 37,0 | 42,5 | | | | | 42,5 |
| En millones de pie cúbicos/día | | | | - | 222 | 222 | | | | | | |
| Volumen 4T17 | | | | | | | | | | | | |
| En miles de m3/día | 0,2 | 0,8 | 0,9 | 2.525 | 4.373 | 6.898 | | 2,1 | 1.150 | 0,1 | | |
| En miles de boe/día | 1,1 | 4,8 | 5,9 | 14,9 | 25,7 | 40,6 | 46,5 | 13,5 | 6,8 | 0,6 | 20,9 | 67,4 |
| En millones de pie cúbicos/día | | | | 89 | 154 | 244 | | | 41 | | | |
| Variación Volumen 4T18 vs. 4T17 | na | +13% | -8% | na | +44% | -9% | -9% | na | na | na | na | -37% |
| Precio Promedio 4T18 | | | | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | na | 60,3 | 60,3 | | | | | | | | | |
| En US\$/MBTU | | | | na | 3,4 | 3,4 | | | | | | |
| Precio Promedio 4T17 | | | | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | 58,4 | 53,7 | 53,9 | | | | | 55,5 | | | | |
| En US\$/MBTU | | | | 6,3 | 6,2 | 6,2 | | | 5,7 | | | |
| En US\$/ton | | | | | | | | | | 409,5 | | |
| Variación Precios 4T18 vs. 4T17 | na | +12% | +12% | na | -45% | -45% | | na | na | na | | |

Nota: La producción considera el 100% de Medanito La Pampa, área en la que se prestó servicios hasta 4T17, no considera volúmenes del exterior por 0,3 kbbbl/día en 2018; 1,3 kbbbl/día en 2017; 0,3 kbbbl/día en 4T18; y 0,7 kbbbl/día en 4T17. Durante 2018, las operaciones discontinuadas consideran solamente los volúmenes del 1T18. Por la fusión desde el 1 de octubre de 2017, los volúmenes de Pampa incluyen los volúmenes de Petrolera Pampa. Tipo de cambio AR\$/US\$: 2018 - 28,13; 2017 - 16,57; 4T18 - 37,11; 4T17 - 17,56.

En el 4T18, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$3,4/MBTU, 45% menor al US\$6,2/MBTU registrado en el 4T17, principalmente debido a la caída del 27% en el precio de venta a clientes finales en comparación con el 4T17, sumado a la finalización del incentivo Plan Gas 2 a partir del 1 de julio de 2018. Los menores precios de venta a la demanda final responden principalmente a las reducciones impuestas por CAMESA en el precio de referencia y compra en condición interrumpible de gas para usinas, las cuales éstas últimas reflejaron la estacionalidad de la demanda y el exceso de oferta doméstica, efectos negativos que también se replicaron en los precios comercializados en el segmento industrial. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por mayores precios devengados a la demanda residencial. En el 4T17, el incentivo Plan Gas 2 contribuyó en el precio de venta devengado en US\$1,6/MBTU.



En cuanto a los resultados financieros netos, en el 4T18 se registró una ganancia de AR\$3.023 millones, mientras que en el 4T17 se registró una pérdida de AR\$1.406 millones, principalmente debido a la ganancia por apreciación del AR\$ con respecto al US\$ en el 4T18, moneda en la que mayoritariamente están denominados los pasivos financieros alocados al segmento, mientras que en el 4T17 hubo devaluación del AR\$ con respecto al US\$, y en menor medida, por mayor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por la desvalorización de los créditos con las distribuidoras de gas por US\$11 millones (stock original de US\$30 millones, aproximadamente).

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas aumentó en AR\$510 millones, alcanzando AR\$1.805 millones en el 4T18, principalmente por el efecto de la devaluación en las ventas denominadas en US\$ y mejora en US\$ de los precios del crudo, parcialmente compensados por menores precios de gas en US\$, la finalización del Plan Gas 2 y la menor producción de hidrocarburos. El EBITDA ajustado considera el proporcional a nuestra tenencia del 23,1% de OldelVal, compañía de transporte de crudo, por una ganancia de AR\$86 millones en el 4T18 y AR\$32 millones en el 4T17. Asimismo, el EBITDA ajustado en el 4T18 excluye la reestimación del contrato *Ship or Pay* de OCP en Ecuador (AR\$106 millones), el ajuste en las regalías devengadas por Plan Gas 2 del ejercicio 2017 (AR\$153 millones) y la baja de pozos (AR\$17 millones).

3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

| Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado En AR\$ millones | Ejercicio Fiscal | | | | | | Cuarto Trimestre | | |
|--|---------------------|--------------|---------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|-------------|
| | Reportado bajo NIIF | | | En Términos Nominales | | | En Términos Nominales | | |
| | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % |
| Gastos de comercialización | (159) | - | NA | (131) | - | NA | (76) | - | NA |
| Otros ingresos operativos | 281 | - | NA | 254 | - | NA | 117 | - | NA |
| Resultado por participaciones en asociadas | (138) | (113) | +22% | (49) | - | NA | 32 | (17) | NA |
| Resultado operativo | (16) | (113) | -86% | 74 | - | NA | 73 | (17) | NA |
| RECPAM | (15) | (276) | -95% | - | - | NA | - | - | NA |
| Otros resultados financieros | 32 | - | NA | 29 | - | NA | (2) | - | NA |
| Resultado antes de impuestos | 1 | (389) | NA | 103 | - | NA | 71 | (17) | NA |
| Impuesto a las ganancias | (32) | - | NA | (53) | - | NA | (21) | - | NA |
| Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas | (31) | (389) | -92,0% | 50 | - | NA | 50 | (17) | NA |
| Operaciones discontinuadas | 1.167 | (599) | NA | 920 | (391) | NA | 6 | (337) | NA |
| Resultado del período | 1.136 | (988) | NA | 970 | (391) | NA | 56 | (354) | NA |
| EBITDA ajustado por operaciones continuas | 198 | 80 | +147% | 145 | 80 | +81% | 9 | 45 | -79% |
| EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas | 930 | 544 | +71% | 762 | 373 | +104% | 15 | 217 | -93% |
| Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles | 50 | 255 | -80% | 38 | 154 | -75% | 1 | 31 | -97% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 20 | - | NA | 5 | - | NA | 3 | - | NA |

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución por las operaciones continuas¹³ reportó una ganancia de AR\$9 millones en el 4T18, principalmente debido a las operaciones de la terminal de despacho Dock Sud y al EBITDA proporcional de Refinor, compañía en la cual Pampa posee el 28,5% de participación accionaria, por una pérdida de AR\$35 millones en 4T18 en comparación con una ganancia de AR\$45 millones en el mismo período de 2017.

¹³ El segmento de refinación y distribución sólo consolida las operaciones continuas, pues en diciembre de 2017 fue acordada la desinversión de activos del segmento, los cuales a efectos contables se expone como operaciones discontinuadas desde el 4T17 tanto en los períodos de análisis y comparativo.



A continuación, se muestran las cantidades correspondientes a Pampa por las operaciones discontinuadas:

| Resumen Operativo de Refinación y Distribución | Productos | | | | | |
|--|------------|------------|------------|---------------------------|------------|------------|
| | Crudo | Gasoil | Gasolinas | Fuel Oil, IFOs y Asfaltos | Otros | Total |
| Período Anual | | | | | | |
| Volumen 2018 (miles de m3) | 24 | 345 | 196 | 138 | 127 | 829 |
| Volumen 2017 (miles de m3) | 17 | 811 | 455 | 297 | 264 | 1.843 |
| Variación Volumen 2018 - 2017 | +46% | -58% | -57% | -54% | -52% | -55% |
| Precio promedio 2018 (US\$/m3) | 367 | 579 | 624 | 405 | 554 | 550 |
| Precio promedio 2017 (US\$/m3) | 307 | 579 | 663 | 399 | 450 | 550 |
| Variación Precios 2018 - 2017 | +19% | -0% | -6% | +2% | +23% | +0% |
| Cuarto Trimestre | | | | | | |
| Volumen 4T18 (miles de m3) | - | - | - | - | - | - |
| Volumen 4T17 (miles de m3) | 4 | 202 | 118 | 65 | 54 | 443 |
| Precio promedio 4T18 (US\$/m3) | - | - | - | - | - | - |
| Precio promedio 4T17 (US\$/m3) | 299 | 605 | 657 | 447 | 530 | 584 |

Nota: El período anual 2018 considera solamente los volúmenes hasta el 30 de junio de 2018. Tipo de cambio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 2017 - 16,57; 4T17 - 17,56.

3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica

| Segmento de Petroquímica, Consolidado En AR\$ millones | Ejercicio Fiscal | | | | | | Cuarto Trimestre | | |
|--|---------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|-------------|
| | Reportado bajo NIIF | | | En Términos Nominales | | | En Términos Nominales | | |
| | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % |
| Ingresos por ventas | 12.748 | 11.825 | +8% | 10.538 | 7.229 | +46% | 3.125 | 1.855 | +68% |
| Costo de ventas | (12.602) | (10.915) | +15% | (9.641) | (6.655) | +45% | (3.089) | (1.732) | +78% |
| Resultado bruto | 146 | 910 | -84% | 897 | 574 | +56% | 36 | 123 | -71% |
| Gastos de comercialización | (484) | (471) | +3% | (399) | (290) | +38% | (73) | (82) | -11% |
| Gastos de administración | (212) | (622) | -66% | (172) | (380) | -55% | 235 | (112) | NA |
| Otros ingresos operativos | 205 | 103 | +99% | 171 | 64 | +167% | 30 | 29 | +3% |
| Otros egresos operativos | (752) | (363) | +107% | (648) | (227) | +185% | (226) | (105) | +115% |
| Desvalorización de propiedades, planta y equipo | (1.188) | - | NA | (598) | - | NA | (598) | - | NA |
| Resultado operativo | (2.285) | (443) | NA | (749) | (259) | +189% | (596) | (147) | NA |
| RECPAM | 1.850 | 58 | NA | - | - | NA | - | - | NA |
| Ingresos financieros | 50 | 16 | +213% | 43 | 10 | NA | 5 | - | NA |
| Gastos financieros | (566) | (387) | +46% | (490) | (238) | +106% | (153) | (69) | +122% |
| Otros resultados financieros | (1.481) | (241) | NA | (1.139) | (152) | NA | 567 | (49) | NA |
| Resultado antes de impuestos | (2.432) | (997) | +144% | (2.335) | (639) | +265% | (177) | (265) | -33% |
| Impuesto a las ganancias | 471 | 728 | -35% | 788 | 529 | +49% | 170 | 454 | -63% |
| Resultado del período | (1.961) | (269) | NA | (1.547) | (110) | NA | (7) | 189 | NA |
| EBITDA ajustado | (890) | (320) | +178% | (25) | (161) | -84% | 35 | (142) | NA |
| Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles | 140 | 182 | -23% | 132 | 110 | +20% | 37 | 51 | -27% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 222 | 152 | +46% | 133 | 117 | +14% | 27 | 24 | +13% |

El margen bruto del 4T18 de este segmento fue de AR\$36 millones, 71% menor que en el 4T17, principalmente debido a la caída en los precios de referencia internacionales, nominadas en US\$, y por ende en los precios de venta, combinado con los menores volúmenes de venta a raíz de la menor demanda de producto y las retenciones a la exportación, según los decretos PEN N°793 y 865/2018, efectos parcialmente compensados por la devaluación en el tipo de cambio nominal sobre los precios de venta y optimización de costos fijos derivado de la discontinuación en la operación de la planta de BOPS en Zárate.



A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

| Resumen Operativo de Petroquímica | Productos | | | |
|--|--------------------------------------|------------------|------------|--------------|
| | Estireno y Poliestireno ¹ | Caucho Sintético | Otros | Total |
| Período Anual | | | | |
| Volumen 2018 (miles de toneladas) | 113 | 26 | 215 | 355 |
| Volumen 2017 (miles de toneladas) | 134 | 33 | 291 | 458 |
| <i>Variación Volumen 2018 - 2017</i> | -15% | -23% | -26% | -23% |
| Precio promedio 2018 (US\$/ton) | 1.515 | 1.821 | 722 | 1.056 |
| Precio promedio 2017 (US\$/ton) | 1.506 | 2.052 | 571 | 953 |
| <i>Variación Precios 2018 - 2017</i> | +1% | -11% | +26% | +11% |
| Cuarto Trimestre | | | | |
| Volumen 4T18 (miles de toneladas) | 22 | 4 | 62 | 88 |
| Volumen 4T17 (miles de toneladas) | 32 | 9 | 63 | 104 |
| <i>Variación Volumen 4T18 - 4T17</i> | -31% | -53% | -2% | -15% |
| Precio promedio 4T18 (US\$/ton) | 1.640 | 2.008 | 639 | 955 |
| Precio promedio 4T17 (US\$/ton) | 1.614 | 1.826 | 606 | 1.021 |
| <i>Variación Precios 4T18 - 4T17</i> | +2% | +10% | +5% | -6% |

Nota: Tipo de cambio AR\$/US\$: 2018 – 28,13; 2017 – 16,57; 4T18 – 37,11; 4T17 – 17,56. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

El volumen total comercializado en petroquímica registró una caída del 15% en el 4T18 vs. 4T17, principalmente debido a una menor demanda local y foránea de productos estirénicos y caucho sintético, sumada a la discontinuación en la operación de la planta de BOPS en Zárate.

En el 4T18 se registró una variación positiva de AR\$537 millones en los resultados financieros netos, registrando una ganancia neta de AR\$419 millones, explicado por la apreciación del AR\$ con respecto al US\$ en el 4T18, moneda en la que está denominada los intereses de la contingencia con la Aduana San Lorenzo, mientras que en el 4T17 hubo una devaluación del AR\$ con respecto al US\$.

El EBITDA ajustado de petroquímica reportó una ganancia de AR\$35 millones en el 4T18, el cual excluye contingencias de la ex Petrobras Argentina y la desvalorización en el valor razonable de los activos asociados al segmento, por AR\$543 millones.



3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

| Segmento de Holding y Otros, Consolidado En AR\$ millones | Ejercicio Fiscal | | | | | | Cuarto Trimestre | | |
|--|---------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|------------|--------------|
| | Reportado bajo NIIF | | | En Términos Nominales | | | En Términos Nominales | | |
| | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % | 2018 | 2017 | Δ % |
| Ingresos por ventas | 1.354 | 635 | +113% | 1.132 | 388 | +192% | 392 | 106 | +270% |
| Costo de ventas | (4) | (27) | -85% | (2) | (3) | -33% | - | - | NA |
| Resultado bruto | 1.350 | 608 | +122% | 1.130 | 385 | +194% | 392 | 106 | +270% |
| Gastos de comercialización | (1) | - | NA | (1) | - | NA | - | - | NA |
| Gastos de administración | (1.022) | (1.118) | -9% | (843) | (692) | +22% | (294) | (236) | +25% |
| Otros ingresos operativos | 309 | 505 | -39% | 280 | 289 | -3% | 179 | 27 | NA |
| Otros egresos operativos | (210) | (501) | -58% | (173) | (294) | -41% | (13) | (37) | -65% |
| Resultado por participaciones en negocios conjuntos | 3.593 | 1.948 | +84% | 3.700 | 1.114 | +232% | 2.216 | 290 | NA |
| Resultado operativo | 4.019 | 1.442 | +179% | 4.093 | 802 | NA | 2.480 | 150 | NA |
| RECPAM | 464 | 6.272 | -93% | - | - | NA | - | - | NA |
| Ingresos financieros | 519 | 286 | +81% | 433 | 174 | +149% | 162 | 47 | +245% |
| Gastos financieros | (237) | (278) | -15% | (195) | (180) | +8% | (74) | (66) | +12% |
| Otros resultados financieros | 4.023 | 1.206 | +234% | 3.043 | 771 | +295% | (1.709) | 278 | NA |
| Resultado antes de impuestos | 8.788 | 8.928 | -2% | 7.374 | 1.567 | NA | 859 | 409 | +110% |
| Impuesto a las ganancias | (1.249) | (50) | NA | (1.613) | 341 | NA | (1.543) | 223 | NA |
| Resultado del período | 7.539 | 8.878 | -15% | 5.761 | 1.908 | +202% | (684) | 632 | NA |
| EBITDA ajustado | 6.415 | 2.934 | +119% | 5.300 | 1.911 | +177% | 1.535 | 647 | +137% |
| Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles | 199 | 192 | +4% | 183 | 116 | +58% | 45 | 66 | -32% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 3 | 87 | -97% | 2 | 60 | -97% | (4) | 59 | NA |

El margen operativo de holding y otros, sin considerar los resultados por participaciones en negocios conjuntos (Transener y TGS), registró una ganancia de AR\$264 millones, en comparación a la pérdida de AR\$140 millones en el 4T17, principalmente explicado por el incremento de fees devengados y un menor cargo por compensación ejecutiva debido a la caída en el precio de la acción de Pampa, parcialmente compensado por mayores costos de honorarios a terceros y laborales.

En cuanto a los resultados financieros netos, en el 4T18 se registró una pérdida de AR\$1.621 millones, mientras que en el 4T17 se registró una ganancia de AR\$259 millones, principalmente debido a la pérdida por diferencia de cambio neta generada por la posición financiera activa en US\$, dado que en el 4T18 el AR\$ se apreció con respecto al US\$, mientras que en el 4T17 el AR\$ se depreció vs. el US\$.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros aumentó en AR\$888 millones, alcanzando AR\$1.535 millones en el 4T18. El EBITDA ajustado elimina las VPPs por nuestra participación de Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria en dichos negocios.

En el 4T18 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$925 millones (total implícito de AR\$3.621 millones), ampliamente superior al registrado en 4T17 de AR\$401 millones (total implícito de AR\$1.574 millones), principalmente debido a que en el 4T18 considera la implementación completa de la RTI más variaciones de costos para el transporte de gas (acumulado del 433%), mientras que en el 4T17 en los meses de octubre y noviembre sólo considera la primera cuota, equivalente a 64% de aumento en promedio desde abril de 2017, sumada la aplicación desde diciembre de 2017 de la segunda cuota del 81%. Asimismo, en el segmento de líquidos, el EBITDA del 4T18 aumentó con respecto al 4T17 debido a la variación en el tipo de cambio sobre las ventas en US\$, parcialmente compensada por la caída en los precios de referencia denominadas en US\$ y menores volúmenes vendidos.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% en el 4T18 ascendió a AR\$350 millones (total implícito de AR\$1.331 millones), un 7% superior que el 4T17, el cual fue de AR\$327 millones (total implícito de AR\$1.241 millones), principalmente debido a la actualización semestral de variación de costos en diciembre de 2017 (retroactivo a agosto de 2017), febrero de 2018 y noviembre de 2018 (retroactivo a agosto de 2018), sobre las remuneraciones de Transener y Transba (43% acumulado).



3.7 Análisis del Ejercicio, por Subsidiaria

| Subsidiaria En AR\$ millones nominales | Ejercicio 2018 | | | | Ejercicio 2017 | | | |
|---|----------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|
| | % Pampa | EBITDA Ajustado | Deuda Neta ⁴ | Resultado Neto ⁵ | % Pampa | EBITDA Ajustado | Deuda Neta ⁴ | Resultado Neto ⁵ |
| Segmento de Generación de Energía | | | | | | | | |
| Diamante | 61,0% | 305 | (604) | 382 | 61,0% | 93 | (202) | 116 |
| Los Nihuiles | 52,0% | 307 | (845) | 627 | 52,0% | 105 | (190) | 264 |
| CPB | 100,0% | 878 | (294) | 192 | 100,0% | 226 | 534 | (121) |
| CTG ¹ | 100,0% | - | - | - | 100,0% | 381 | - | 262 |
| CTLL ¹ | 100,0% | - | - | - | 100,0% | 1.517 | - | 1.218 |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 10.315 | 22.529 | (2.756) | 100,0% | 1.999 | 9.692 | 64 |
| <i>Greenwind</i> | | 474 | 4.472 | (1.593) | | (10) | 1.911 | (104) |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (237) | (2.236) | 796 | | 5 | (956) | 52 |
| Subtotal Greenwind ajustado por tenencia | 50,0% | 237 | 2.236 | (796) | 50,0% | (5) | 956 | (52) |
| Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³ | | (422) | (68) | (479) | | (14) | (2.386) | (121) |
| Subtotal Generación | | 11.620 | 22.954 | (2.830) | | 4.302 | 8.404 | 1.630 |
| Segmento de Distribución de Energía | | | | | | | | |
| Edenor | 51,8% | 5.957 | 3.652 | (128) | 51,0% | 1.904 | 1.271 | 682 |
| Ajustes y eliminaciones ³ | | (7) | (0) | 93 | | 6 | - | 269 |
| Subtotal Distribución | | 5.950 | 3.652 | (35) | | 1.911 | 1.271 | 951 |
| Segmento de Petróleo y Gas | | | | | | | | |
| Petrolera Pampa ¹ | 100,0% | - | - | - | 100,0% | 2.381 | - | 866 |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 7.293 | 36.575 | (3.990) | 100,0% | 3.740 | 18.781 | 120 |
| <i>OldeVal</i> | | 1.091 | (354) | 873 | | 444 | (148) | 216 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (839) | 272 | (671) | | (341) | 114 | (166) |
| Subtotal OldeVal ajustado por tenencia | 23,1% | 252 | (82) | 202 | 23,1% | 103 | (34) | 50 |
| Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³ | | 397 | (359) | 1.051 | | (328) | (338) | (438) |
| Subtotal Petróleo y Gas | | 7.942 | 36.134 | (2.737) | | 5.896 | 18.408 | 598 |
| Segmento de Refinación y Distribución | | | | | | | | |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 127 | (3) | 969 | 100,0% | - | (24) | (391) |
| <i>Refinor</i> | | 61 | (379) | (415) | | 282 | (542) | 38 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (43) | 271 | 296 | | (201) | 387 | (27) |
| Subtotal Refinor ajustado por tenencia | 28,5% | 17 | (108) | (118) | 28,5% | 80 | (154) | 11 |
| Ajustes y eliminaciones ³ | | 1 | 0 | 119 | | - | 24 | (11) |
| Subtotal Refino y Distribución | | 145 | (111) | 970 | | 80 | (154) | (391) |
| Segmento de Petroquímica | | | | | | | | |
| Pampa Energía ² | 100,0% | (25) | - | (1.547) | 100,0% | (161) | - | (110) |
| Subtotal Petroquímica | | (25) | - | (1.547) | | (161) | - | (110) |
| Segmento de Holding y Otros | | | | | | | | |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 461 | 6 | 7.033 | 100,0% | (381) | 1.788 | 3.669 |
| <i>Transener</i> | | 4.957 | (950) | 3.356 | | 3.787 | (1.181) | 2.260 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (3.652) | 700 | (2.472) | | (2.790) | 870 | (1.665) |
| Subtotal Transener ajustado por tenencia | 26,3% | 1.305 | (250) | 883 | 26,3% | 997 | (311) | 595 |
| <i>TGS</i> | | 14.093 | 2.291 | 10.754 | | 5.075 | (711) | 2.793 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (10.492) | (1.706) | (8.006) | | (3.781) | 530 | (2.081) |
| Subtotal TGS ajustado por tenencia | 25,5% | 3.600 | 585 | 2.747 | 25,5% | 1.294 | (181) | 712 |
| Otras compañías y eliminaciones ³ | | (66) | (8.844) | (4.903) | | 1 | (4.819) | (3.068) |
| Subtotal Holding y Otros | | 5.300 | (8.503) | 5.761 | | 1.911 | (3.523) | 1.908 |
| Eliminaciones | | 35 | (2.381) | 19 | | 4 | (275) | 20 |
| Total Consolidado por Operaciones Continuas | | 30.967 | 51.744 | (399) | | 13.943 | 24.132 | 4.606 |
| Total Ajustado por Tenencia Accionaria | | 27.832 | 53.010 | (399) | | 12.920 | 23.983 | 4.606 |

1 Debido a la reorganización societaria, los resultados del 2018 están absorbidos en Pampa. 2 Montos no consolidados. 3 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 4 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y excluye el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 5 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias, pero incluye las operaciones discontinuadas.



3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria

| Subsidiaria En AR\$ millones nominales | Cuarto Trimestre 2018 | | | | Cuarto Trimestre 2017 | | | |
|---|-----------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|
| | % Pampa | EBITDA Ajustado | Deuda Neta ⁴ | Resultado Neto ⁵ | % Pampa | EBITDA Ajustado | Deuda Neta ⁴ | Resultado Neto ⁵ |
| Segmento de Generación de Energía | | | | | | | | |
| Diamante | 61,0% | 93 | (604) | 95 | 61,0% | 32 | (202) | 55 |
| Los Nihuiles | 52,0% | 102 | (845) | 627 | 52,0% | 32 | (190) | 135 |
| CPB | 100,0% | 279 | (294) | (41) | 100,0% | 78 | 534 | (63) |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 3.401 | 22.529 | 2.561 | 100,0% | 1.134 | 9.692 | (5) |
| <i>Greenwind</i> | | 210 | 4.472 | 416 | | (5) | 1.911 | (91) |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (105) | (2.236) | (208) | | 2 | (956) | 45 |
| Subtotal Greenwind ajustado por tenencia | 50,0% | 105 | 2.236 | 208 | 50,0% | (2) | 956 | (45) |
| Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³ | | (433) | (68) | (1.084) | | 0 | (2.386) | (37) |
| Subtotal Generación | | 3.546 | 22.954 | 2.365 | | 1.274 | 8.404 | 41 |
| Segmento de Distribución de Energía | | | | | | | | |
| Edenor | 51,8% | (110) | 3.652 | (2.229) | 51,0% | 539 | 1.271 | 22 |
| Ajustes y eliminaciones ³ | | (4) | (0) | 1.093 | | (0) | - | 559 |
| Subtotal Distribución | | (114) | 3.652 | (1.136) | | 539 | 1.271 | 581 |
| Segmento de Petróleo y Gas | | | | | | | | |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 1.662 | 36.575 | 7.068 | 100,0% | 1.480 | 18.781 | 2.888 |
| <i>OldeVal</i> | | 373 | (354) | 311 | | 137 | (148) | 81 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (287) | 272 | (239) | | (105) | 114 | (63) |
| Subtotal OldeVal ajustado por tenencia | 23,1% | 86 | (82) | 72 | 23,1% | 32 | (34) | 19 |
| Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³ | | 57 | (359) | (1.377) | | (217) | (338) | (2.467) |
| Subtotal Petróleo y Gas | | 1.805 | 36.134 | 5.763 | | 1.295 | 18.408 | 440 |
| Segmento de Refinación y Distribución | | | | | | | | |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 43 | (3) | 55 | 100,0% | - | (24) | (354) |
| <i>Refinor</i> | | (122) | (379) | (167) | | 156 | (542) | 53 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | 87 | 271 | 119 | | (112) | 387 | (38) |
| Subtotal Refinor ajustado por tenencia | 28,5% | (35) | (108) | (48) | 28,5% | 45 | (154) | 15 |
| Ajustes y eliminaciones ³ | | 1 | - | 49 | | - | 24 | (15) |
| Subtotal Refino y Distribución | | 9 | (111) | 56 | | 45 | (154) | (354) |
| Segmento de Petroquímica | | | | | | | | |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 35 | - | (7) | 100,0% | (142) | - | 189 |
| Subtotal Petroquímica | | 35 | - | (7) | | (142) | - | 189 |
| Segmento de Holding y Otros | | | | | | | | |
| Pampa Energía ² | 100,0% | 253 | 6 | (968) | 100,0% | (134) | 1.788 | 1.214 |
| <i>Transener</i> | | 1.331 | (950) | 958 | | 1.241 | (1.181) | 874 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (980) | 700 | (706) | | (914) | 870 | (644) |
| Subtotal Transener ajustado por tenencia | 26,3% | 350 | (250) | 252 | 26,3% | 327 | (311) | 230 |
| <i>TGS</i> | | 3.621 | 2.291 | 7.134 | | 1.574 | (711) | 975 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (2.696) | (1.706) | (5.312) | | (1.173) | 530 | (726) |
| Subtotal TGS ajustado por tenencia | 25,5% | 925 | 585 | 1.823 | 25,5% | 401 | (181) | 249 |
| Otras compañías y eliminaciones ³ | | 7 | (8.844) | (1.791) | | 53 | (4.819) | (1.061) |
| Subtotal Holding y Otros | | 1.535 | (8.503) | (684) | | 647 | (3.523) | 632 |
| Eliminaciones | | 27 | (2.381) | 27 | | 4 | (275) | (17) |
| Total Consolidado por Operaciones Continuas | | 6.843 | 51.744 | 6.384 | | 3.661 | 24.132 | 1.512 |
| Total Ajustado por Tenencia Accionaria | | 6.813 | 53.010 | 6.384 | | 3.369 | 23.983 | 1.512 |

1 Debido a la reorganización societaria, los resultados del 4T18 están absorbidos en Pampa. 2 Montos no consolidados. 3 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 4 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y excluye el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 5 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias, pero incluye las operaciones discontinuadas.